



**UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE**

**INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA E GEOFÍSICA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DINÂMICAS DOS OCEANOS E DA  
TERRA**

**GABRIELA FIGUEIREDO MARINHO**

**MODELAGEM DA RESPOSTA SÍSMICA 4D CAUSADA PELA INJEÇÃO DE  
CO<sub>2</sub> NOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NO CAMPO DE  
ATAPU, BACIA DE SANTOS.**

Niterói, RJ

2025

GABRIELA FIGUEIREDO MARINHO

**MODELAGEM DA RESPOSTA SÍSMICA 4D CAUSADA PELA INJEÇÃO DE  
CO<sub>2</sub> NOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NO CAMPO DE  
ATAPU, BACIA DE SANTOS, BRASIL**

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

Orientador: Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Niterói, RJ

2025

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

M337m Marinho, Gabriela Figueiredo  
MODELAGEM DA RESPOSTA SÍSMICA 4D CAUSADA PELA INJEÇÃO DE CO2  
NOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO PRÉ-SAL NO CAMPO DE ATAPU,  
BACIA DE SANTOS. / Gabriela Figueiredo Marinho. - 2025.  
84 f. : il.

Orientador: Wagner Moreira Lupinacci.  
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Instituto de Geociências, Niterói, 2025.

1. Geofísica de reservatórios. 2. Injeção de CO2. 3.  
Estudo de viabilidade 1D. 4. Produção intelectual. I.  
Lupinacci, Wagner Moreira, orientador. II. Universidade  
Federal Fluminense. Instituto de Geociências. III. Título.

CDD - XXX

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

MODELAGEM DA RESPOSTA SÍSMICA 4D CAUSADA PELA  
INJEÇÃO DE CO<sub>2</sub> NOS RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DO  
PRÉ-SAL NO CAMPO DE ATAPU, BACIA DE SANTOS, BRASIL

GABRIELA FIGUEIREDO MARINHO

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

Aprovada pela banca examinadora em 29/01/2025

Banca examinadora:

---

Dr. Leonardo Márcio Teixeira da Silva (Petrobras)

---

Dr. Alessandra Davólio Gomes (UNICAMP)

---

Dr. Eberton Rodrigues de Oliveira Neto (Petrobras)

---

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci – Orientador (GIECAR/GGO/UFF e INCT-GP)

Niterói, RJ  
2025

## Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por me permitir concluir esta dissertação, por me guiar ao longo desta jornada e por colocar pessoas especiais em meu caminho, que foram verdadeiros anjos ao me apoiar e orientar.

Agradeço aos meus pais, que sempre me apoiaram e incentivaram em cada etapa da minha trajetória acadêmica. Eles me ensinaram que a educação é o único caminho a seguir, e por isso, sou profundamente grata. Agradeço a minha irmã, que sempre esteve ao meu lado!

Agradeço aos amigos que conheci no GIECAR mas que levo para a vida! Compartilhamos não somente classes, mas experiências e momentos memoráveis. Obrigada Zoraida pela sua disposição em ajudar sempre e pela parceria em várias matérias. Tone, obrigada por ter vindo se apresentar no meu primeiro dia de UFF, no quiosque da orla: “Oi, eu sou o Tone!”. O seu “jeitinho” faz com que pareça que nos conhecemos há anos! Nilo, obrigada por me mostrar que você consegue falar mais e mais alto que eu! Com a sua calça branca e energia aquariana você consegue deixar qualquer ambiente alto astral! Lídia, obrigada por ter me incentivado a buscar a UFF e por ter sido tão generosa quando eu cheguei, me acolhendo e me apresentando aos seus amigos. Sua ajuda fez toda a diferença no início dessa jornada!

Agradeço aos companheiros do projeto Iara: Júlio, Livia e Vanessa. Obrigada por iniciarem o projeto, por compartilharem todo o trabalho realizado antes da minha chegada, e por contribuírem com suas linhas de pesquisa em prol do avanço do grupo. Júlio, a "enciclopédia de Iara", sou imensamente grata pela sua generosidade em dividir seu vasto conhecimento comigo e com o grupo, suas contribuições foram muito valiosas. Livia, obrigada pela sua amizade e companhia que transcenderam o GIECAR. Começamos um novo desafio juntas em nossas carreiras, e sua presença ao meu lado fez toda a diferença!! De Atapu, passamos ao complexo de Furado, e desejo que nossos caminhos profissionais se cruzem novamente! Vanessa, embora tenhamos compartilhado pouco tempo no projeto, agradeço pelas inúmeras caronas para a universidade e pelas conversas durante nossos trajetos, que tornaram esses momentos leves.

Agradeço ao universo (ou destino), que fez com que eu conhecesse o Fábio. Fábio, sem você, esta dissertação não seria possível. Sou profundamente grata por não ter me deixado desistir e por ter estado ao meu lado em grande parte dessa jornada. Obrigada

por me escutar, me acalmar, me ensinar e me incentivar sempre. Você é brilhante e caminhar ao seu lado é muito inspirador!

Agradeço ao Vitor Mello pelas orientações técnicas que impactaram diretamente esse trabalho. Vitor, agradeço imensamente pela sua disponibilidade em ajudar, mesmo com as diferenças de fuso horário. Foram inúmeras mensagens e reuniões, e sua contribuição foi essencial para orientar o desenvolvimento inicial dessa dissertação.

Agradeço ao meu orientador Wagner, pelos ensinamentos compartilhados, por todo apoio e pela paciência, principalmente na reta final. Em especial, por compreender os desafios que enfrentei até chegar a esta defesa.

Agradeço aos meus ex-colegas de trabalho, Gerardo, Jaime e Dominique, que me ajudaram em diversos temas técnicos e me apoiaram com o uso do software Paradigm.

Aos membros da banca desta dissertação, Leonardo Teixeira, Alessandra Davolio e Eberton Neto por aceitarem avaliar este trabalho mesmo com o curto prazo de antecedência.

*“All models are wrong... some are useful.”*

**George E. P. Box;**

(1976)

## Abstract

Rising CO<sub>2</sub> levels in the atmosphere have raised global concerns. O&G companies aim to reduce their CO<sub>2</sub> footprint through technologies such as CO<sub>2</sub>-Enhanced Oil Recovery (EOR) and Carbon Capture and Storage (CCS). Brazilian pre-salt reservoirs are ideal candidates for such projects, attracting investments in OBN acquisitions to enhance seismic data quality for 4D reservoir monitoring. 4D seismic is an essential tool for understanding fluid dynamics over time due to production and injection in reservoirs; however, it is associated with high costs. Therefore, feasibility studies must be conducted to analyze the sensibility of the carbonate reservoir rocks to respond to fluid changes and determine their detectability potential through monitoring seismic data. We analyzed the synthetic 4D seismic response in four wells of the Atapu Field, pre-salt Santos Basin, Brazil, focusing the study on the Barra Velha Formation. Firstly, we conducted the reservoir properties estimation. Then, we estimated  $K$ ,  $Vp$ , and  $RHOb$  of the CO<sub>2</sub>, oil, and brine in reservoir conditions. After that, we performed the fluid substitution for three baseline (in-situ, baseline 1, and baseline 2) and two monitor (WAG and CO<sub>2</sub> injections) scenarios using the Mavko equations. Comparing the elastic parameters from the in-situ (typically low  $S_w$ ) and the injection scenarios, we found low sensitivity of  $Z$  due to the similar elastic characteristics of the CO<sub>2</sub> in the supercritical state and the oil in the reservoir. However, changes in  $Vp$  produced detectable time-shifts in 4D seismic amplitude, with a delay of 1.85 ms calculated in the base of the Barra Velha Formation in well 9-BRSA-1284-RJS for CO<sub>2</sub> injection. The other two baseline scenarios produced stronger 4D anomalies in  $Z$  and  $Vp$ . I estimated values of  $\Delta Z > 1.5\%$ , which combined with the high thickness of the formation and  $Vp$  changes produced 4D anomalies detectable in the synthetic seismic data. The average time-shifts estimated in the four wells were -1.98 ms and -2.52 ms from the two injection monitor scenarios.  $\Delta Vp \times \Delta Z$  crossplot analysis has shown the fluids initial saturation is a determinant of the sensitivity of reservoir rocks to the fluid substitution. When I performed CO<sub>2</sub> injection in the baseline 1 scenario,  $\Delta Vp > \Delta Z$ . On the other hand, the injection in baseline 2 produced  $\Delta Z > \Delta Vp$  due to the initial higher water saturation values. Therefore, I showed that carbonate reservoirs of the Atapu Field can produce anomalies in  $Z$  and time-shifts detectable in 4D seismic studies.

**Keywords:** feasibility study; CO<sub>2</sub> injection; 4D seismic; fluid substitution; time-shift

## Resumo

O aumento dos níveis de CO<sub>2</sub> na atmosfera tem levantado preocupações globalmente. Empresas de O&G buscam reduzir sua pegada de CO<sub>2</sub> através de tecnologias como CO<sub>2</sub>-EOR (*Enhanced Oil Recovery*) e CCS (*Carbon Capture and Storage*). Os reservatórios do pré-sal brasileiro são candidatos para tais projetos, atraindo investimentos em aquisições OBN para melhorar a qualidade do dado sísmico para o monitoramento sísmico 4D. A sísmica 4D é uma ferramenta crucial para entender a dinâmica dos fluidos ao longo do tempo associados à produção e injeção nos reservatórios; entretanto, seus custos são elevados. Portanto, deve-se conduzir estudos de viabilidade para avaliar a sensibilidade dos reservatórios carbonáticos à mudança de fluidos e determinar seu potencial de detectabilidade no monitoramento 4D. Eu analisei a resposta sísmica 4D sintética em quatro poços do Campo de Atapu, pré-sal da Bacia de Santos, Brasil, com foco na Formação Barra Velha. Primeiramente, eu conduzi a estimativa das propriedades de reservatório. Em seguida, estimei o módulo de *bulk* ( $K$ ), a velocidade da onda compressional ( $V_p$ ) e a densidade ( $RHOb$ ) do CO<sub>2</sub>, óleo e água de formação nas condições de reservatório. Após isso, realizei a substituição de fluidos para três cenários baseline (*in-situ*, baseline 1 e 2) e dois monitores (WAG e CO<sub>2</sub>) usando as equações de Mavko. Comparando os parâmetros elásticos dos cenários *in-situ* (tipicamente com baixa saturação de água ( $S_w$ )) e os de injeção, encontrei baixa sensibilidade na impedância acústica ( $Z$ ) devido às características elásticas similares entre o CO<sub>2</sub> no estado supercrítico e o óleo leve (27° API) do reservatório. Entretanto, mudanças em  $V_p$  produziram *time-shifts* detectáveis na amplitude sísmica 4D, com atrasos no sinal de 1.85 ms calculados na base da Formação Barra Velha no poço 9-BRSA-1284-RJS para a injeção de CO<sub>2</sub>. Os outros dois cenários baseline produziram anomalias 4D significativas em  $Z$  e  $V_p$ . Eu estimei valores de  $\Delta Z > 1.5\%$  que, combinados com a alta espessura da formação e com mudanças em  $V_p$ , produziram *time-shifts* detectáveis nos traços sintéticos. Os *time-shifts* médios estimados nos quatro poços foram de -1.98 ms e -2.52 ms para ambos os cenários monitores. A análise de  $\Delta V_p \times \Delta Z$  evidenciou que a saturação inicial dos fluidos é determinante para a sensibilidade 4D do reservatório. Ao realizar a injeção de CO<sub>2</sub> no baseline 1,  $\Delta V_p > \Delta Z$ . Por outro lado, a injeção no baseline 2 produziu  $\Delta Z > \Delta V_p$  devido à maior saturação de água. Portanto, eu mostrei que os reservatórios carbonáticos do Campo de Atapu podem produzir anomalias detectáveis em estudos sísmicos 4D.

**Palavras-chave:** estudo de viabilidade; injeção de CO<sub>2</sub>; sísmica 4D; substituição de fluidos; *time-shift*

## Lista de Figuras

- Figura 1:** Modelo esquemático da técnica de EOR com injeção de CO<sub>2</sub> para a recuperação avançada de petróleo (CO<sub>2</sub>-EOR). Fonte: Petros et al. (2021)..... 2
- Figura 2:** *Crossplots* de impedância acústica por porosidade efetiva para um conjunto de dados do pré-sal. Fonte: Teixeira et al. (2017). ..... 8
- Figura 3.** Desenho esquemático das deformações em uma unidade de rocha, mostrando (a) o módulo de bulk e (b) o módulo cisalhante. .... 9
- Figura 4:** Distribuição dos valores de impedância acústica e impedância cisalhante para a distinção de rochas ígneas no pré-sal. Fonte: Penna et al. (2019). .... 11
- Figura 5:** Distribuição dos valores de impedância acústica e da razão  $VpVs$  para a diferenciação dos diferentes litotipos dominados por calcita (*calcite*), dolomita (*dolomite*) e sílica (*silica*) no pré-sal do Campo de Búzios, Bacia de Santos. As linhas tracejadas representam os modelos do Meio Diferencial Efetivo (DEM) para diferentes conteúdos mineralógicos e porosidades. Fonte: Teixeira et al. (2023). ..... 12
- Figura 6:** Limites de física de rochas para diferentes percentuais da mistura entre os minerais de calcita (*calcite*) e argila (*clay*). As linhas sólidas superior, inferior e intermediária são os limites de Voigt, Reuss e VHR, respectivamente. As linhas tracejadas correspondem aos limites de Hashin-Shtrikman superior, inferior e médio. Observamos que as maiores diferenças entre os módulos elásticos definidos em cada limite estão nos percentuais intermediários, enquanto os pontos de cada mineral. Esta diferença entre os limites é diretamente impactada pela rigidez dos minerais constituintes (Avseth et al., 2005). Fonte: Dvorkin et al. (2014). ..... 13
- Figura 7:** Exemplo esquemático da representação física dos limites de Hashin-Shtrikman para um material com duas fases. Fonte: Mavko et al. (2009). ..... 15
- Figura 8:** Modelo de Vernik-Kachanov calibrado para um conjunto de dados do pré-sal, com os módulos elásticos efetivos da fase sólida sendo calculados utilizando o limite de VHR para diferentes proporções de estevensita. Fonte: Vasquez et al. (2019). ..... 17
- Figura 9:** Análise da anomalia sísmica 4D no reservatório do pré-sal no Campo de Tupi, Bacia de Santos, com: (a) mapa de média da variação amplitude sísmica no

reservatório, com uma anomalia positiva ocorrendo ao redor do poço WAG1 associada à injeção de água e uma anomalia negativa ao redor do poço WAG2 relacionada à injeção de gás; (b) Seção sísmica mostrando a alta resolução e bom imageamento sísmico do dado; (c) interpretação das anomalias 4D na seção sísmica, destacando os efeitos de lobos laterais do pulso sísmico fora da região onde ocorreu a injeção. Fonte: Cruz et al. (2021).  
 ..... 21

**Figura 10:** Avaliação do comportamento da anomalia sísmica 4D associada ao poço produtor WAG1 e ao poço injetor P4, com: (a) mapa de anomalia sísmica 4D na parte superior da Formação Barra Velha; (b) seção sísmica 4D, evidenciando com a linha verde a região com ausência de anomalia; (c) interpretação da presença de fácies não-reservatório funcionando como uma barreira ao fluxo entre os poços WAG1 (injetor) e P4 (produtor). Fonte: Cruz et al. (2021). ..... 22

**Figura 11:** Modelagem dos *time-shifts* em um campo do pré-sal, com: à esquerda, o *time-shift* acumulado calculado na zona de óleo do reservatório; à direita, o *time-shift* acumulado estimado na zona de água. Fonte: Mello et al. (2019). ..... 23

**Figura 12:** Mapa do Campo de Atapu, Bacia de Santos, com os poços utilizados no estudo. .... 29

**Figura 13:** Fluxo de trabalho empregado para a análise da resposta sísmica 4D dos reservatórios do Campo de Atapu. .... 34

**Figura 14:** Perfis do poço 9-BRSA-1284-RJS no intervalo da Formação Barra Velha. Os *tracks* apresentam: (1) profundidade vertical verdadeira; (2) zoneamento da Formação Barra Velha; (3) calíper (CAL) e *bit size* (BS); (4) teores de tório (THOR) e urânio (URAN) e percentual de potássio (POTA); (5) raios gama (GR) e raios gama livre de urânio (GRKT); (6) resistividade rasa (RT30), intermediária (RT60) e profunda (RT90); (7) fácies; (8) porosidade neutrônica (NPHI) e densidade (DENSITY\_C); (9) velocidade da onda compressional (P\_VELOCITY); (10) porosidade total (PHIT); porosidade efetiva (PHIE); fluidos livres (PHIFF); (11) volume de argila (VCL); saturação em água (SW\_FINAL); (12) teores de cálcio (azul), magnésio (roxo), e sílica (amarelo). .... 36

**Figura 15:** Variações do módulo de bulk (a e b), velocidade compressional (c e d), e densidade (e e f) do CO<sub>2</sub> com a pressão e temperatura usando as equações de Batzle

e Wang (1992), Xu (2006) e Han et al. (2010). Os pontos em roxo e verde correspondem aos dados de pressão e temperatura medidos nos intervalos BVE 100-200 e BVE 300, respectivamente, do poço 3-BRSA-1172-RJS. Os pontos em laranja representam os dados do intervalo BVE 100 do poço 1-BRSA-1146-RJS. As curvas foram calculadas fixando a temperatura (a, c e e) e pressão (b, d e f) média dos poços. Observamos que as equações de Xu e Han *et al.* são mais adequadas para o cálculo dos parâmetros elásticos do CO<sub>2</sub>, pois as equações de Batzle e Wang superestimam a sua velocidade da onda compressional e subestimam a densidade..... 40

**Figura 16:** Comparação entre os dois cenários de injeção e os perfis do poço *in-situ* no domínio do tempo. Os perfis de  $Vp$ ,  $RHOb$  e  $Z$  são exibidos após a realização da média de Backus. Observamos um baixo impacto nos valores de amplitude causado pela substituição de fluidos. Entretanto, o *time-shift* total de 1.85 ms causa um atraso do sinal sísmico, notado principalmente a partir do intervalo intermediário da zona BVE200... 47

**Figura 17:** Comparação entre os dois cenários baseline e os dois cenários monitores no domínio do tempo. Os perfis de  $Vp$ ,  $RHOb$  e  $Z$  são exibidos após a realização da média de Backus. A amplitude sísmica possui boa sensibilidade à injeção de CO<sub>2</sub>, exibindo uma anomalia 4D no estágio baseline 2, com  $Sw = 60\%$ . ..... 50

**Figura 18:** Gráficos de barra mostrando a variação percentual média de impedância acústica ( $\Delta Z$ ), módulo de compressibilidade ( $\Delta M$ ), velocidade compressional ( $\Delta Vp$ ) e densidade ( $\Delta RHOb$ ), o *time-shift* total calculado e a correlação entre os traços sísmicos modelados ( $\rho amp$ ) para os dois cenários de injeção (injeção de CO<sub>2</sub> – GAS e WAG) comparados com o cenário *in-situ* (IS), baseline 1 (BS1) e baseline 2 (BS2). Valores negativos de *time-shift* indicam atrasos do sinal sísmico. Os valores de  $\Delta Z$ ,  $\Delta Vp$  e  $\Delta RHOb$  foram calculados desconsiderando o efeito do *time-shift*, com percentuais positivos indicando aumento e negativos indicando reduções. Para a métrica de correlação, valores menores indicam maiores impactos da substituição de fluidos no traço sísmico. .... 51

**Figura 19:** Substituição de fluidos no poço 3-BRSA-1172-RJS. Mesmo em um poço com grandes intercalações de eletrofácies não-reservatório, a sensibilidade ao fluido de  $Vp$  e  $Z$  é capaz de produzir anomalias 4D de amplitude. .... 53

**Figura 20:** *Crossplot* de  $\Delta V_p$  e  $\Delta Z$  nos quatro poços para as seis combinações de cenários baseline e monitor. Os valores são extraídos do dado após o *upscaling* a cada 5 metros. A linha horizontal em  $\Delta Z = 1.5\%$  representa o *threshold* de impedância acústica para a detectabilidade apresentado por Cruz et al. (2021) para o pré-sal. A reta representando  $y = x$  mostra um domínio das variações de impedância acústica quando utilizamos o dado baseline 2. Por outro lado, a variações de velocidade são mais influentes ao se realizar a injeção WAG ou de CO<sub>2</sub> no dado baseline 1..... 54

## Lista de Tabelas

<b>Tabela 1:</b> Módulo de <i>bulk</i> e de cisalhamento do mineral efetivo calculado a partir dos diferentes limites de física de rochas. Os parâmetros elásticos da calcita e dolomita são $KCAL = 76,8$ GPa, $GCAL = 36,0$ GPa, $KARG = 21,0$ GPa e $GARG = 7,0$ GPa (Dvorkin et al., 2014). .....	14
<b>Tabela 2:</b> <i>Cutoffs</i> utilizados para a definição das electrofácies da Formação Barra Velha no Campo de Atapu.....	38
<b>Tabela 3:</b> Parâmetros elásticos do CO <sub>2</sub> estimados pelas equações de Batzle e Wang (1992), Xu (2006) e Han et al. (2010) nos poços 1-BRSA-1146-RJS e 3-BRSA-1172-RJS. ....	41
<b>Tabela 4:</b> Parâmetros elásticos do óleo e da água de formação estimados pelas equações de Batzle e Wang (1992).....	42
<b>Tabela 5:</b> Cenários baseline e monitores avaliados para a modelagem da resposta sísmica 4D dos reservatórios do pré-sal no Campo de Atapu. Em todos os cenários baseline, o CO <sub>2</sub> foi considerado somente como gás associado ao óleo.....	44
<b>Tabela 6:</b> Variações nas saturações de água ( $\Delta S_w$ ) e óleo ( $\Delta(1 - S_w)$ ) entre os cenários baseline e monitores. ....	54

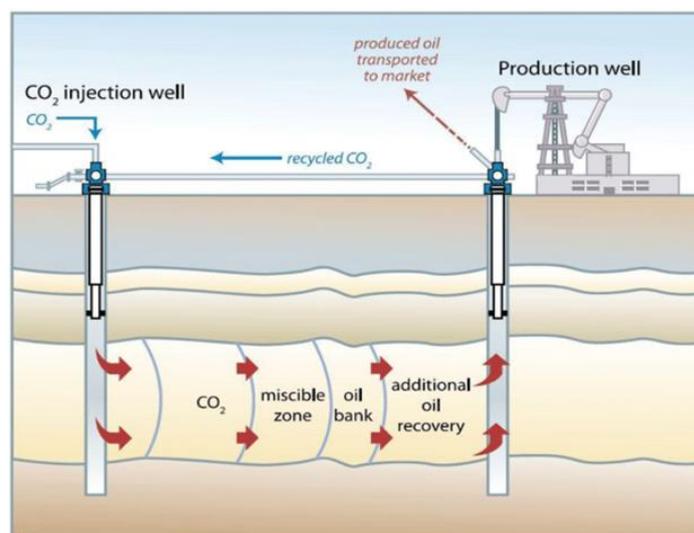
## Sumário

1.	Introdução .....	1
2.	Revisão bibliográfica .....	6
2.1.	Caracterização de reservatórios .....	6
2.2.	Física de rochas .....	8
2.2.1.	Limites de física de rochas .....	12
2.2.2.	Substituição de fluidos.....	17
2.2.3.	Modelando o impacto do fluido no sinal sísmico .....	19
3.	Modelagem da resposta sísmica 4D à injeção de CO <sub>2</sub> .....	25
3.1.	Área de estudo e dados utilizados .....	28
3.1.1.	Contexto geológico .....	30
3.1.2.	Característica petro-elásticas dos carbonatos do pré-sal e sísmica 4D 30	
3.2.	Metodologia.....	33
3.2.1.	Cálculo das propriedades de reservatório .....	34
3.2.2.	Parâmetros elásticos dos fluidos.....	39
3.2.3.	Substituição de fluidos.....	42
3.2.4.	Modelagem sísmica direta .....	45
3.3.	Resultados e discussão .....	46
3.3.1.	Cenário <i>in-situ</i> .....	46
3.3.2.	Cenários baseline 1 e 2 .....	49
3.4.	Conclusões.....	56
4.	Considerações finais .....	58
5.	Referências .....	60

# 1. Introdução

O aumento contínuo das concentrações de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera desde a Revolução Industrial tem sido apontado como uma das principais causas das mudanças climáticas globalmente. O CO<sub>2</sub> e outros gases retêm o calor na atmosfera, ocasionando o aumento da temperatura média global. Grande parte das emissões de CO<sub>2</sub> para a atmosfera tem origem antrópica, como a combustão de combustíveis fósseis para a geração de energia, transporte e indústria. Projeções indicam que a demanda global por energia continuará a crescer devido ao aumento da população mundial (IEA, 2024). Para garantir a segurança energética ao mesmo tempo que esforços são feitos para mitigar emissões de CO<sub>2</sub>, é necessário adotar tecnologias como a captura e armazenamento de carbono (CCS).

Visando o aumento da eficiência na produção de energia e a redução das emissões de CO<sub>2</sub>, empresas de óleo e gás têm adotado a tecnologia de recuperação avançada de petróleo (EOR) associado a injeção de CO<sub>2</sub> para armazenamento geológico (Petrobras, 2024). A técnica de CO<sub>2</sub>-EOR permite um aumento do fator de recuperação da produção, uma vez que aumenta a mobilidade do óleo, diminuindo sua viscosidade, permitindo que um maior volume de óleo seja extraído (Prasad et al., 2021). Durante o processo, o CO<sub>2</sub> produzido nos poços é separado da mistura de óleo e água, comprimido e injetado no reservatório, mantendo a pressão e evitando novas emissões (Mattos, 2018). Projetos de CO<sub>2</sub>-EOR consomem ao redor de 70 à 80 MtCO<sub>2</sub> anualmente. Nos EUA, para a produção de um barril de óleo pelo processo de CO<sub>2</sub>-EOR, é necessário a injeção de 0.3 a 0.6 tCO<sub>2</sub> (IEA, 2019). A **Figura 1** mostra um modelo esquemático da técnica de CO<sub>2</sub>-EOR. Parte do CO<sub>2</sub> injetado permanece armazenado nas formações geológicas, funcionando como uma forma de captura e sequestro de carbono (Ravagnani et al., 2009).



**Figura 1:** Modelo esquemático da técnica de EOR com injeção de CO<sub>2</sub> para a recuperação avançada de petróleo (CO<sub>2</sub>-EOR). Fonte: Petros et al. (2021).

O monitoramento sísmico *time-lapse* (4D) é fundamental para entender a movimentação dos fluidos e variações de pressão no reservatório, otimizando as estratégias de locações de poços produtores e injetores em projetos de EOR ou CCS (Cruz et al., 2021). A sísmica 4D é baseada no uso de dados sísmicos vindos de vários levantamentos no mesmo local e ao longo do tempo (Johnston, 2013). Projetos de monitoramento sísmico 4D para otimização da produção e/ou CCS vêm sendo desenvolvidos em reservatórios em diversas regiões do mundo (Landro et al., 1999; Lumley et al., 2000; Furre et al., 2017; Cruz et al., 2021; Damasceno et al., 2021). Estudos pioneiros de sísmica 4D foram realizados no Campo de Holt, no Texas, *onshore* dos EUA (Greaves e Fulp, 1987). O Campo de Sleipner, no Mar do Norte, é um caso de sucesso de uso do monitoramento sísmico 4D da movimentação do CO<sub>2</sub> injetado para CCS (Torp e Gale, 2004). A aquisição do dado monitor do Campo de Marlim, na Bacia de Campos, no ano de 2015, marcou o início dos estudos de sísmica 4D *offshore* no Brasil (Johann et al., 2006). Um dos grandes desafios dos primeiros levantamentos de sísmica 4D era garantir a repetibilidade das aquisições do tipo *streamer*. Mais recentemente, o desenvolvimento de tecnologias como *ocean bottom cables* (OBC), *ocean bottom nodes* (OBN) e sistemas de monitoramento permanentes do reservatório (PRM) permitiram avanços em aspectos como a garantia da repetibilidade entre aquisições sísmicas (Johann e Monteiro, 2016). O Campo de Jubarte, na Bacia de Campos (*offshore* Brasil), foi o primeiro do mundo a instalar um PRM com fibra ótica em águas ultra profundas para o mapeamento da produção, com erro RMS normalizado de somente 4,5% entre o dado adquirido em 2014

e em 2015 (Damasceno et al., 2021). Atualmente, os campos do pré-sal brasileiro como Tupi, Búzios, Mero, Atapu, Bacalhau e outros, atraem grandes investimentos em sísmica 4D, possuindo levantamentos *time-lapse* do tipo OBN e OBC (Rosa et al., 2023; Camargo et al., 2024; Chagas et al., 2024).

Previamente ao início de um projeto de aquisição sísmica *time-lapse*, é fundamental modelar e analisar a sensibilidade dos parâmetros elásticos do reservatório às mudanças de saturação e pressão ocasionadas pela produção/injeção até o momento (Prasad et al., 2021). Grochau et al. (2014) evidenciam a importância de avaliar o impacto que diferentes fatores como a repetibilidade sísmica, rigidez de rochas carbonáticas e produção em reservatórios sobrepostos ao alvo têm sobre a sensibilidade sísmica 4D. Sendo assim, a caracterização geofísica de reservatórios, mais especificamente as ferramentas de física de rochas, tornam-se produtos fundamentais para prever e modelar as respostas sísmicas às mudanças de fluidos no espaço poroso das rochas em condições de reservatório (Dvorkin et al., 2014).

A substituição de fluidos é a ferramenta comumente utilizada para a modelagem dos parâmetros elásticos, e por consequência da amplitude sísmica, às variações de fluidos no espaço poroso da rocha reservatório. Este método calcula os módulos elásticos de uma rocha saturada com um novo fluido a partir dos parâmetros da rocha seca ou saturada com um fluido inicial (Dvorkin et al., 2014). As equações de Gassmann (1951) e Mavko et al. (1995) são amplamente aplicadas para modelar os diferentes cenários de saturação em reservatórios.

O pré-sal é a principal província petrolífera do Brasil atualmente, representando mais de 70% da produção total de petróleo no Brasil em 2023 (ANP, 2023). A parte mais prolífica desta província está localizada na Bacia de Santos, na margem sudeste do Brasil, em águas ultra profundas. Sua formação está relacionada ao processo de abertura no Oceano Atlântico Sul (Milani et al., 2007; Moreira et al., 2007). As principais rochas reservatório consistem nos carbonatos depositados em ambientes lacustre restrito durante a evolução da fase rifte e *sag*, compreendendo as formações Itapema e Barra Velha (Wright e Barnett, 2015). Os reservatórios encontram-se a aproximadamente 5000 metros de profundidade, abaixo de uma espessa camada de sal depositada durante o período Aptiano tardio (Moreira et al., 2007). O pré-sal ainda apresenta grandes desafios para a caracterização de seus reservatórios carbonáticos, devido à complexidade da atuação de

fatores deposicionais e digenéticos na sua formação (Wright e Barnett, 2015; de Paula Faria et al., 2017; Sartorato et al., 2020), ocorrências de hidrotermalismo e intrusões magmáticas (Lima e de Ros, 2019; Penna et al., 2019; Ren et al., 2019), além de ambiguidades na resposta elástica das rochas (Teixeira et al., 2017; Mello e Lupinacci, 2022; Fernandes et al., 2024) e dificuldades de imageamento sísmico devido ao soterramento sobre espessas camadas de sal deformadas (Zambrini et al., 2020; Maul et al., 2021).

Da perspectiva Geofísica, as características desafiadoras dessas rochas carbonáticas têm influência direta sobre o comportamento dos parâmetros elásticos do reservatório (e.g. Teixeira et al., 2017; Mello e Lupinacci, 2021; Penna e Lupinacci, 2021; Teixeira et al., 2023). Levando isto em conta, diversos autores destacam a importância de modelar cenários através da substituição de fluidos para prever o comportamento elástico no reservatório e, então, determinar a sensibilidade sísmica em aquisições *time-lapse* (Costa et al., 2016; Silva et al., 2020; Cruz et al., 2021). Cruz et al. (2021) mostram que os reservatórios carbonáticos do pré-sal com porosidades maiores que 10% apresentam variação de 2-5% nos valores de impedância acústica com o aumento da saturação de água, evidenciando a viabilidade do monitoramento 4D na produção. Costa et al. (2016) demonstram que, mesmo quando a variação de impedância acústica é pequena nestes reservatórios, análises de *time-shifts* podem indicar a mudança de fluidos para o monitoramento 4D.

Este trabalho foi desenvolvido no Campo de Atapu, na Bacia de Santos, sendo ele um dos maiores produtores do pré-sal (ANP, 2023). Este campo foi descoberto em 2013 com a perfuração do poço 1-BRSA-1146-RJS no bloco exploratório BM-S-11A. Vizinhos ao Campo de Atapu, estão os campos Berbigão e Sururu, compreendendo o complexo de Iara, com mais de 300km<sup>2</sup> de extensão. Existe um projeto de aquisição sísmica 4D no Campo de Atapu para o monitoramento da produção do reservatório (Chagas et al., 2024). Deste modo, é fundamental o desenvolvimento de pesquisas que avaliem o potencial de resposta dos parâmetros elásticos e da amplitude sísmica destes reservatórios aos diferentes tipos de fluidos, como óleo, água e CO<sub>2</sub>. Projetos de CO<sub>2</sub>-EOR têm sido desenvolvidos nos reservatórios de campos do pré-sal, cujas características geológicas são favoráveis também a projetos de CCS (Nunes et al., 2024). Sendo assim, a identificação da movimentação da pluma de CO<sub>2</sub> através da sísmica *time-lapse* é de

grande interesse para o desenvolvimento de estratégias energéticas seguras e sustentáveis de armazenamento geológico de carbono.

Esta dissertação se inicia com uma revisão bibliográfica sobre tópicos como caracterização de reservatórios, física de rochas, substituição de fluidos e impacto do fluido no sinal sísmico. O capítulo seguinte é estruturado no formato de um artigo científico, cobrindo a avaliação da sensibilidade dos parâmetros elásticos e da amplitude sísmica à injeção de CO<sub>2</sub> na Formação Barra Velha do Campo de Atapu, Bacia de Santos. Exploro e discuto a sensibilidade da velocidade da onda compressional, densidade, impedância acústica e o módulo de compressibilidade para diferentes cenários de saturação de CO<sub>2</sub>, assim como uma análise de *time-shifts*. Por fim, apresento considerações finais acerca do trabalho e sugestões de trabalhos futuros nesta linha de pesquisa.

## 2. Revisão bibliográfica

### 2.1. Caracterização de reservatórios

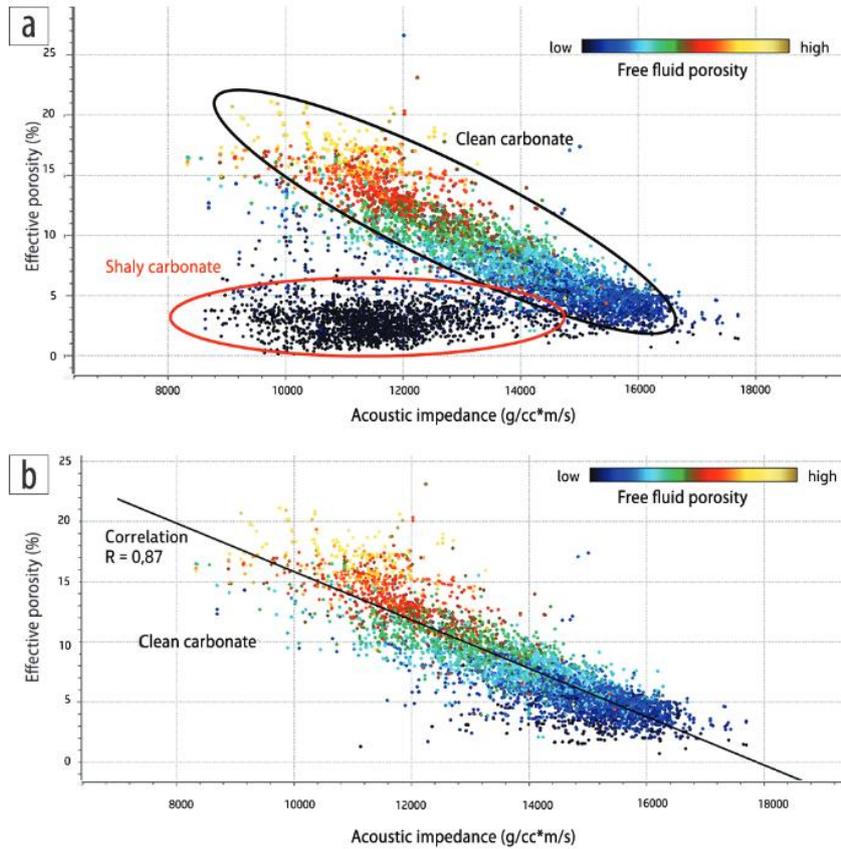
A caracterização geofísica de reservatórios desempenha um papel cada vez mais essencial na identificação de novas acumulações e na extensão da vida útil de campos de hidrocarbonetos. A integração de todos os tipos de dados, estáticos e dinâmicos, é crucial para a caracterização eficaz de reservatório e entendimento do seu comportamento ao longo do tempo, contribuindo para o aumento da eficiência da produção energética. Geólogos e petrofísicos trabalham com perfis *open-hole* para prover informações sobre zonas de reservatórios, como saturações, porosidades e outros. Engenheiros trabalham com dados de pressão, temperatura, curvas de produção. Por sua vez, geofísicos de reservatório fazem uso principalmente do dado sísmico, integrando-o com todos os outros acima citados, para uma compreensão mais ampla do reservatório, otimizando o seu gerenciamento.

Os avanços tecnológicos na aquisição e processamento de dados sísmicos de reflexão 3D reduziram as incertezas associadas a este tipo de dado. O aumento da relação sinal-ruído, juntamente com melhorias na resolução e no imageamento sísmico, possibilitaram sua aplicação cada vez maior na escala de reservatório. Atributos sísmicos são amplamente usados para extrair informações geológicas, estruturais e volumétricas do reservatório. A amplitude é o atributo mais comum, e a partir dela, se derivam atributos geológicos, geofísicos e matemáticos (Barnes, 2016). Por outro lado, a aplicação da inversão sísmica pós-empilhamento prove o volume de impedância acústica, atributo mais valioso na caracterização de reservatórios. A impedância acústica está diretamente relacionada à rigidez e à densidade das rochas, que, por sua vez, são influenciadas pela porosidade, pela composição mineralógica do reservatório e pelo fluido presente.

O uso de ferramentas para avaliar propriedades de reservatórios, como a inversão sísmica, física de rochas e monitoramento 4D originou o termo interpretação sísmica quantitativa. A partir desse conjunto de metodologias, podemos modelar e prever parâmetros elásticos e propriedades de reservatório para além do raio dos poços. As propriedades elásticas, como a impedância acústica, são correlacionadas com as características petrofísicas de camadas geológicas (porosidade, volume de argila, fácies etc.), para a identificação e quantificação de litologias e fluidos.

A física de rochas fornece os fundamentos teóricos e empíricos necessários para relacionar as propriedades medidas sísmicas com as propriedades petrofísicas e geológicas do reservatório. Esse elo permite traduzir os dados geofísicos em modelos quantitativos e precisos, conectando o sinal sísmico às propriedades do reservatório, reduzindo incertezas e otimizando a tomada de decisões na produção de campos de hidrocarbonetos.

A relação entre propriedades elásticas e petrofísicas é bem documentada na bibliografia. Modelos teóricos, heurísticos e empíricos que relacionam estes dois conjuntos de variáveis foram desenvolvidos ao longo dos anos, tanto para rochas siliciclásticas quanto carbonáticas (ver Avseth et al., 2005; Mavko et al., 2009; Dvorkin et al., 2014). Ferreira e Lupinacci (2018) mostram a relação entre altos valores de impedância acústica com baixos valores de porosidade em carbonatos Albianos e vice-versa. Em rochas carbonáticas do pré-sal, Teixeira et al. (2017) observam uma correlação de 0.87 entre a impedância acústica e a porosidade efetiva, desconsiderando intervalos com a presença de argila magnesiana. De fato, estas argilas magnesianas com baixa porosidade possuem também baixos valores de impedância acústica, similar à dos reservatórios, comprometendo a relação linear empírica entre os parâmetros (**Figura 2**). Portanto, os autores recomendam uma classificação de fácies prévia ao uso destas relações para a modelagem de porosidade. Neste sentido, Fernandes et al. (2024) definem relações lineares empíricas entre porosidade efetiva e impedância acústica para cinco petrofácies: carbonatos de alta porosidade, carbonatos de porosidade intermediária, carbonatos fechados, argilas magnesianas e rochas ígneas. A modelagem de porosidade utilizando estas relações permitiu a identificação dos reservatórios de maior porosidade em um campo do pré-sal. Por outro lado, Penna e Lupinacci (2021) consideram que equações do segundo grau são mais representativas do comportamento da porosidade *versus* impedância acústica para diferentes tipos de fácies no pré-sal.



**Figura 2:** Crossplots de impedância acústica por porosidade efetiva para um conjunto de dados do pré-sal. Fonte: Teixeira et al. (2017).

## 2.2. Física de rochas

Os parâmetros elásticos são propriedades características das rochas que descrevem seu comportamento elástico em resposta à diferentes tipos de tensões externas. Eles fornecem a base para modelar fenômenos como a propagação de ondas mecânicas em subsuperfície. Dois tipos de ondas de corpo podem se propagar em um meio isotrópico e elástico: compressional ( $Vp$ ), e cisalhante ( $Vs$ ). As velocidades  $Vp$  e  $Vs$  estão relacionadas com os módulos elásticos pelas equações abaixo (Simm e Bacon, 2014):

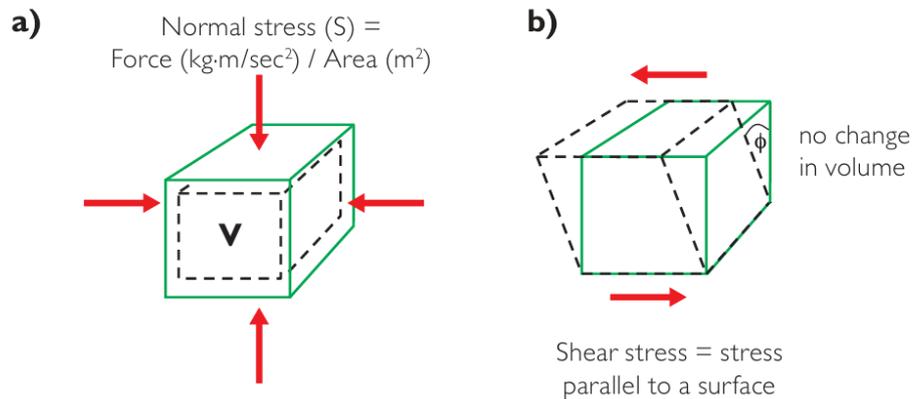
$$Vp = \sqrt{\frac{K + 4\mu/3}{\rho}}, \quad (1)$$

e

$$Vs = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \quad (2)$$

nos quais  $K$  representa o módulo de *bulk* (ou módulo volumétrico),  $\mu$  o módulo cisalhante e  $\rho$  é a densidade.

O conhecimento dos parâmetros elásticos é crucial para conectar as propriedades físicas do reservatório às respostas sísmicas medidas em campo (**Figura 3**). Abaixo, encontra-se uma descrição dos principais módulos elásticos utilizados pelo geofísico na caracterização de reservatórios (Simm e Bacon, 2014):



**Figura 3.** Desenho esquemático das deformações em uma unidade de rocha, mostrando (a) o módulo de bulk e (b) o módulo cisalhante.

- **Módulo de bulk ( $K$ ):** é a resistência da rocha à compressão normal uniforme aplicada em todas as direções. Relaciona a mudança relativa de volume  $\Delta V/V$  com a tensão compressiva  $S$  da forma:  $K = S/\Delta V/V$ . O módulo de *bulk* é dado por:

$$K = \rho(Vp^2 - 4Vs^2/3). \quad (3)$$

- **Módulo de cisalhamento ( $\mu$ ):** é a resistência da rocha à tensão cisalhante. Relaciona a tensão cisalhante e a deformação cisalhante, medida pelo ângulo de cisalhamento, com:  $\mu = shear\ stress/shear\ strain$ . Cabe ressaltar que fluidos não resistem ao cisalhamento, assumindo-se então, o seu módulo como zero. O módulo de cisalhamento é dado pela equação:

$$\mu = \rho Vs^2. \quad (4)$$

- **Densidade ( $\rho$ ):** descreve a relação entre a massa e o volume de uma rocha, expressa pela equação:  $\rho = m/V$ .

Conhecendo-se  $K$ ,  $\mu$  e  $\rho$ , pode-se derivar todas as outras constantes elásticas, tais como:

- **Razão de Poisson ( $\nu$ ):** Relação entre deformação lateral e longitudinal sob compressão uniaxial, obtido a partir de  $K$  e  $\mu$  com  $\nu = \frac{3K-2\mu}{2(3K+\mu)}$ . A razão de Poisson possui alta correlação com a razão  $Vp/Vs$ , o qual é um atributo muito utilizado na caracterização de reservatórios do pré-sal (Teixeira et al., 2017; Mello e Lupinacci 2022; Teixeira et al., 2023). Além disso, a variação da razão de Poisson em uma interface de reflexão pode ter muito controle em mudanças de mudança de amplitude com *offset* (AVO, Simm e Bacon, 2014).

- **Módulo de Young ( $E$ ):** é a rigidez do material sob deformação uniaxial. Relaciona a tensão normal  $\sigma$  aplicada a um material com a deformação  $\epsilon$  resultante, segundo a fórmula:  $E = \sigma/\epsilon$ . Também pode ser obtido por  $E = \frac{9K\mu}{3K+\mu}$ .

- **Módulo de compressibilidade ( $M$ ):** também conhecido como módulo da onda P. Descreve a rigidez total da rocha sob compressão uniaxial, relacionando a resistência a deformação volumétrica  $K$  e cisalhante  $\mu$ . É usado para descrever o comportamento de ondas P, juntamente com a densidade, na ausência da onda S. É obtido a partir de  $M = K + 4\mu/3$ .

- **Constante de Lamé ( $\lambda$ ):** representa a resistência à deformação volumétrica quando a rocha é submetida a uma pressão uniforme. Ele mede o quanto um material resiste à compressão ou expansão sem deformação cisalhante. É calculado com a equação:  $\lambda = K - 2\mu/3$ .

Após a descrição dos parâmetros elásticos fundamentais, é importante destacar a impedância acústica ( $Z$ ) e a impedância cisalhante ( $Z_s$ ), que são propriedades derivadas diretamente das constantes elásticas e possuem papel essencial na caracterização de reservatórios.

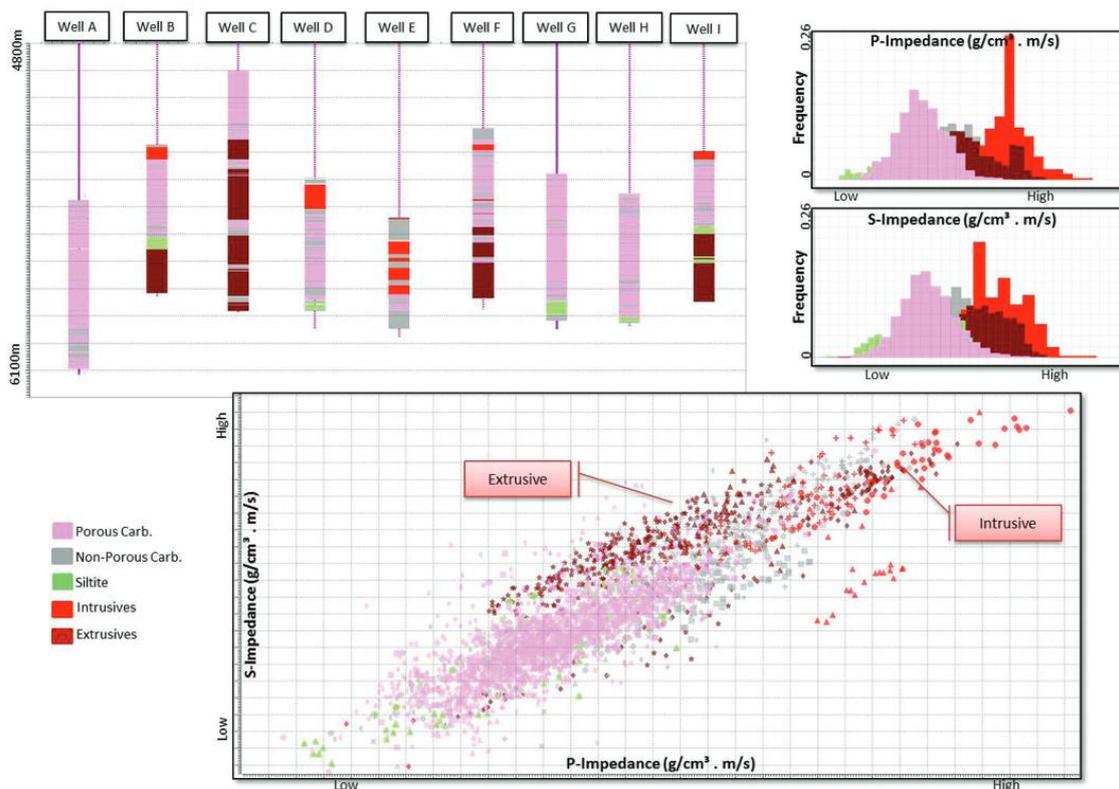
A impedância acústica é definida como o produto entre  $Vp$  e  $\rho$ , através de:

$$Z = \rho Vp. \quad (5)$$

A impedância acústica é um dos parâmetros mais importantes na caracterização de reservatórios, pois ele pode ser obtido do volume sísmico utilizando a inversão sísmica. A partir dela, são feitas inferências sobre litologias, fluidos e propriedades de

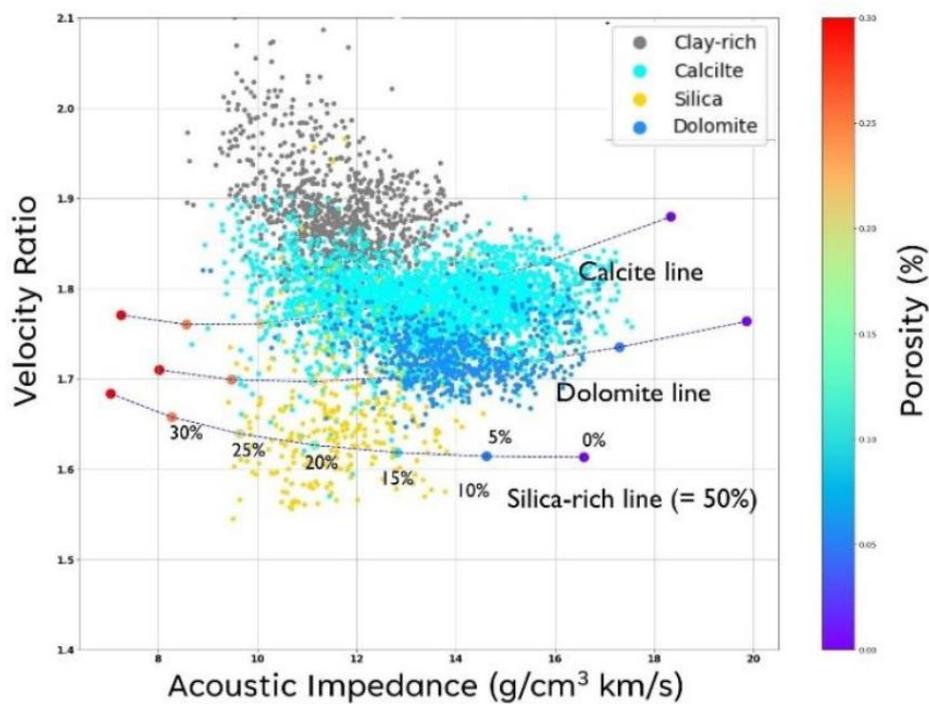
reservatórios (Simm e Bacon, 2014). A impedância cisalhante pode ser obtida a partir da inversão elástica, a qual utiliza o dado migrado pré-empilhamento ou os empilhamentos parciais. Este tipo de inversão é baseado nas equações de Zoeppritz (1919), que fornecem as variações de AVO para interfaces de camadas (Aki e Richards, 1980).

A caracterização de fácies é primordial para entender as heterogeneidades do reservatório, fornecendo suporte para a modelagem geológica. Nesse contexto, diversos estudos têm explorado as relações entre os parâmetros elásticos para compreender a variabilidade de fácies nos reservatórios do pré-sal. A identificação de rochas ígneas, cuja ocorrência é reportada em campos do pré-sal como o Campo de Mero (Ren et al., 2019), é crucial como dado de entrada na modelagem destes reservatórios, uma vez que podem configurar barreiras de permeabilidade ao fluxo. Fernandes et al. (2024) mostram como as distribuições de impedância acústica são capazes de separar as fácies carbonáticas com boa porosidade e as fácies ígneas no pré-sal. Penna et al. (2019) utilizam, além da impedância acústica, a impedância cisalhante para distinguir entre estas rochas ígneas de carbonatos não porosos (**Figura 4**), auxiliando na modelagem geológica.



**Figura 4:** Distribuição dos valores de impedância acústica e impedância cisalhante para a distinção de rochas ígneas no pré-sal. Fonte: Penna et al. (2019).

Adicionalmente, é possível obter informações sobre a mineralogia dos carbonatos combinando diferentes parâmetros elásticos. Vasquez et al. (2019) por exemplo, correlacionam a razão  $Vp/Vs$  e a impedância acústica para indicar variações mineralógicas, como o aumento do teor de argila magnesiana (estevensita). Teixeira et al. (2023), por sua vez, demonstram que a relação entre  $Vp/Vs$  e a impedância acústica pode ser utilizada para identificar litotipos de carbonatos com diferentes teores de sílica, dolomita e calcita (**Figura 5**). Ambos os autores demonstram que a presença de sílica causa uma queda significativa na razão  $Vp/Vs$  nos carbonatos do pré-sal devido aos valores anormalmente baixos da razão de Poisson do quartzo. A identificação destas zonas silicificadas é crucial devido à sua relação com a presença de fraturas (Oliveira Neto et al., 2023).



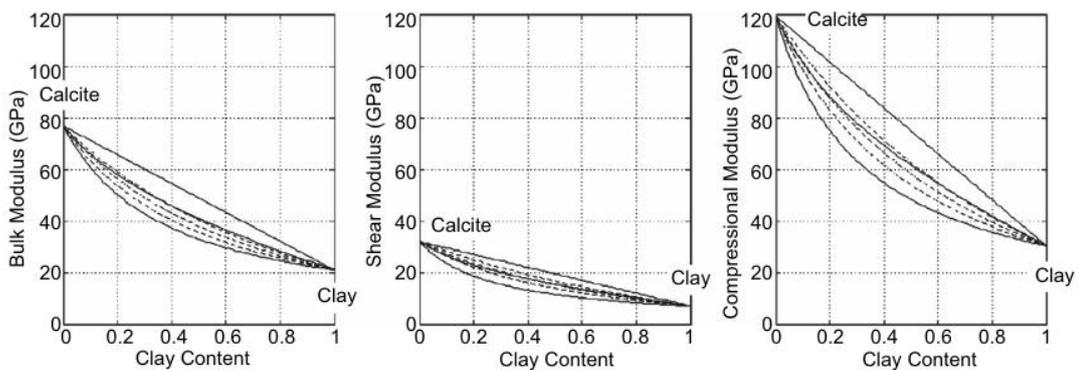
**Figura 5:** Distribuição dos valores de impedância acústica e da razão  $Vp/Vs$  para a diferenciação dos diferentes litotipos dominados por calcita (*calcite*), dolomita (*dolomite*) e sílica (*silica*) no pré-sal do Campo de Búzios, Bacia de Santos. As linhas tracejadas representam os modelos do Meio Diferencial Efetivo (DEM) para diferentes conteúdos mineralógicos e porosidades. Fonte: Teixeira et al. (2023).

### 2.2.1. Limites de física de rochas

Rochas são agregados de diferentes minerais, variando em elementos como a mineralogia, geometria de poros, textura, rigidez, conteúdo de fluido e outros. Algumas dessas propriedades desempenham um papel crucial na definição do comportamento

elástico das rochas, com destaque para a associação de minerais que as compõem. Na física de rochas, dividimos a rocha em fase sólida, compreendendo os minerais, e fase fluida, compreendendo os fluidos que preenchem o espaço poroso (Avseth et al., 2005). Entretanto, a maior parte dos modelos de física de rochas assume um único mineral em sua composição, chamado de mineral efetivo. O mineral efetivo introduz a contribuição dos minerais da fase sólida nas ferramentas utilizadas na física de rochas, como nos limites de física de rochas.

Para definir os intervalos elásticos máximos e mínimos que a fase sólida de uma rocha heterogênea multi-mineralógica pode apresentar na natureza, utilizamos os limites de física de rochas. Neste sentido, os limites de Voigt e Reuss são utilizados para estimar os parâmetros elásticos do mineral efetivo (Avseth et al., 2005). O limite de Voigt trata-se da média aritmética ponderada das propriedades elásticas de uma rocha, enquanto o limite de Reuss se refere a média harmônica ponderada dos módulos elásticos de cada constituinte mineral. Em ambos os casos, a ponderação é feita pela fração de cada um destes minerais. O limite de Voigt representa o limite superior dos módulos elásticos de uma determinada composição mineralógica, enquanto o limite de Reuss consiste no limite inferior. Sendo assim, considera-se que nenhuma rocha pode ser mais dura rígida que a média de Voigt e mais friável que a média de Reuss (**Figura 6**).



**Figura 6:** Limites de física de rochas para diferentes percentuais da mistura entre os minerais de calcita (*calcite*) e argila (*clay*). As linhas sólidas superior, inferior e intermediária são os limites de Voigt, Reuss e VHR, respectivamente. As linhas tracejadas correspondem aos limites de Hashin-Shtrikman superior, inferior e médio. Observamos que as maiores diferenças entre os módulos elásticos definidos em cada limite estão nos percentuais intermediários, enquanto os pontos de cada mineral. Esta diferença entre os limites é diretamente impactada pela rigidez dos minerais constituintes (Avseth et al., 2005). Fonte: Dvorkin et al. (2014).

As equações para o cálculo da média de Voigt, com o subscrito  $V$ , e Reuss, com o subscrito  $R$ , são apresentadas abaixo, com exemplo para o módulo de *bulk* e de cisalhamento:

$$K_V = \sum_{i=1}^N f_i K_i, \quad G_V = \sum_{i=1}^N f_i G_i, \quad (6)$$

$$K_R^{-1} = \sum_{i=1}^N f_i K_i^{-1}, \quad G_R^{-1} = \sum_{i=1}^N f_i G_i^{-1}, \quad (7)$$

no qual,  $f_i$ ,  $K_i$  e  $G_i$  representam a fração, o módulo de *bulk* e o módulo de cisalhamento, respectivamente, do mineral  $i$ . A **Tabela 1** resume um exemplo do cálculo dos módulos elásticos para uma rocha composta por 60% de calcita e 40% de argila utilizando os limites de física de rochas.

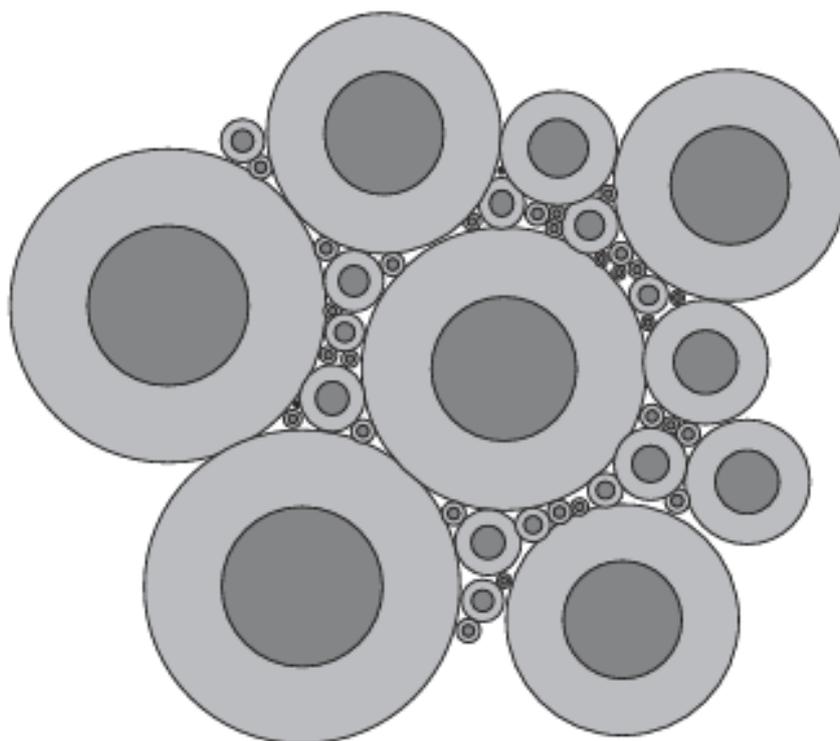
**Tabela 1:** Módulo de *bulk* e de cisalhamento do mineral efetivo calculado a partir dos diferentes limites de física de rochas. Os parâmetros elásticos da calcita e dolomita são  $K_{CAL} = 76,8$  GPa,  $G_{CAL} = 36,0$  GPa,  $K_{ARG} = 21,0$  GPa e  $G_{ARG} = 7,0$  GPa (Dvorkin et al., 2014).

	$K_{eff}$ (GPa)	$G_{eff}$ (GPa)
Voigt	54,5	24,4
Reuss	37,2	13,5
Voigt-Reuss-Hill	45,8	19,0
Hashin-Shtrikman superior	46,3	20,9
Hashin-Shtrikman inferior	40,3	16,9
Média de Hashin-Shtrikman	43,3	18,9

Para reduzir as incertezas a partir dos modelos teóricos de Voigt e Reuss, usualmente calculamos os módulos elásticos para o mineral efetivo da rocha com a média de Hill (Simm e Bacon, 2014). A média de Hill (equação 8) calcula a média aritmética dos limites de Reuss e Voigt, também sendo conhecida como média de Voigt-Reuss-Hill (VHR, **Figura 6**). Por se tratar de uma média de valores extremos, a média de VHR fornece uma estimativa mais realista das propriedades elásticas efetivas de uma mistura mineral, representando valores mais razoáveis para modelar o comportamento elástico de rochas encontradas em subsuperfície.

$$K_H = \frac{K_V + K_R}{2}, \quad G_H = \frac{G_V + G_R}{2} \quad (8)$$

Mavko et al. (2009) afirmam que os limites teóricos de Hashin-Shtrikman produzem limites com a menor variação possível para rochas isotrópicas lineares sem assumir informações sobre a geometria dos poros. O limite superior de Hashin-Shtrikman calcula valores tipicamente menores que o limite de Voigt, enquanto o limite inferior de Hashin-Shtrikman calcula valores iguais aos de Reuss. A interpretação geométrica dos limites de Hashin-Shtrikman é mostrada na **Figura 7**. O espaço é preenchido por um conjunto de esferas compostas pelo material 2, cada uma envolvida por uma concha do material 1. Cada esfera, junto com sua camada, possui frações volumétricas exatamente iguais a  $f_1$  e  $f_2$ . O limite superior é dado quando o material mais rígido compõe a concha, enquanto o limite inferior é alcançado quando esse material está no núcleo da esfera. A interpretação física implica em uma ampla variação nos tamanhos das esferas revestidas, garantindo que preencham completamente o espaço.



**Figura 7:** Exemplo esquemático da representação física dos limites de Hashin-Shtrikman para um material com duas fases. Fonte: Mavko et al. (2009).

O espaço poroso das rochas em subsuperfície é preenchido por fluidos. Na física de rochas, consideramos a influência da fase fluida tão importante quanto à da fase sólida para as propriedades elásticas de rochas. Na fase fluida, consideramos que os diferentes tipos de fluidos presentes nas rochas, como água, óleo e gás, estão em comunicação hidráulica, podendo estar em saturação total ou parcial em um sistema imiscível. Para o

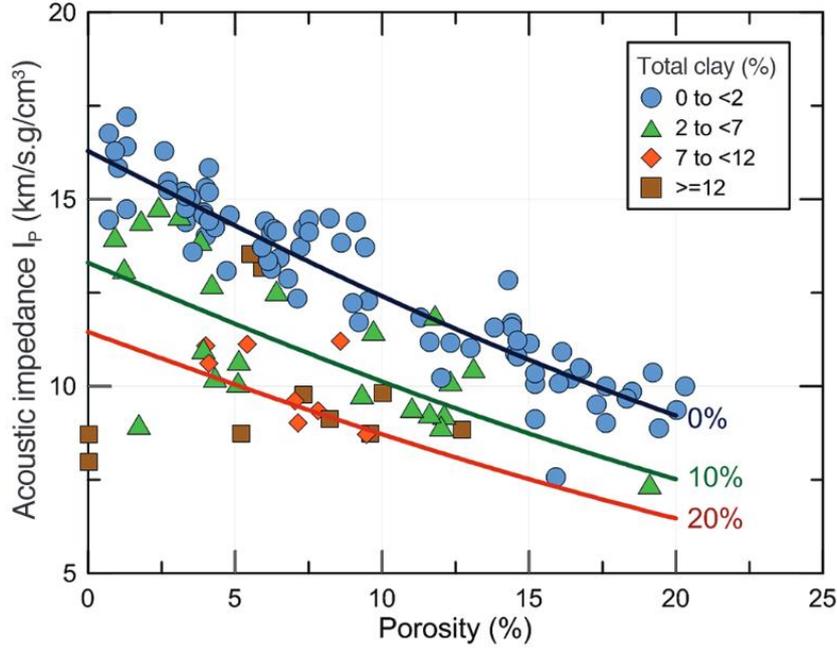
cálculo do módulo de bulk do fluido efetivo da fase fluida, comumente usa-se a limite de Reuss, considerando a saturação de cada fluido presente (equação 9). Similarmente, calculamos a densidade do fluido efetivo através da média aritmética da densidade de cada fluido presente. Quando todos os constituintes são fluidos, este limite fornece o módulo elástico exato da mistura (Avseth et al., 2005). Para um cenário de uma mistura entre quartzo e água, a média de Reuss emula o comportamento de uma suspensão do mineral no fluido. O módulo de cisalhamento da fase fluida permanece zero dado que não há deformação cisalhante em fluidos (Dvorkin et al., 2014).

$$\frac{1}{Kf_{eff}} = \frac{f_w}{K_w} + \frac{f_o}{K_o} + \frac{f_g}{K_g}, \quad (9)$$

no qual  $f_w$ ,  $f_o$  e  $f_g$  são as frações de água, óleo e gás, respectivamente, e  $K_w$ ,  $K_o$  e  $K_g$  são os seus respectivos módulos de *bulk*.

Em subsuperfície, os diferentes tipos de fluidos são afetados por fatores como, salinidade da água de formação, razão gás/óleo, gravidade específica do gás, pressão e temperatura. As equações de Batzle e Wang (1992) relacionam estas propriedades com o módulo de *bulk* e densidade dos fluidos nas condições de reservatório. Usamos estes os valores dos módulos de bulk calculados como dado de entrada na equação do limite de Reuss dos fluidos. A densidade é usualmente calculada utilizando o limite de Voigt (Dvorkin et al., 2014).

No pré-sal, Vasquez et al. (2019) adotam a média de VHR para o cálculo do mineral efetivo para diferentes níveis de proporção de calcita, dolomita, quartzo e estevensita. Os autores utilizam os valores calculados para diferentes proporções de volume de estevensita para a calibração do modelo de Vernik-Kachanov (Vernik e Kachanov, 2010) para seu conjunto de dados (**Figura 8**). Silva et al. (2020) utilizam a mesma abordagem, porém somente para os minerais de calcita, dolomita e quartzo. De uma maneira geral, a média de VHR é a abordagem mais empregada para o cálculo dos parâmetros do mineral efetivo nos carbonatos do pré-sal.



**Figura 8:** Modelo de Vernik-Kachanov calibrado para um conjunto de dados do pré-sal, com os módulos elásticos efetivos da fase sólida sendo calculados utilizando o limite de VHR para diferentes proporções de estevensita. Fonte: Vasquez et al. (2019).

### 2.2.2. Substituição de fluidos

As propriedades elásticas de rochas variam com o tipo de fluido presente em seus poros. Para prever esta mudança, Gassmann (1951) descreve as equações para a substituição de fluidos em rochas saturadas ( $K_{sat}$ ) em função do módulo de *bulk* efetivo da rocha seca ( $K_{dry}$ ), da fase sólida ( $K_s$ ), do fluido ( $K_f$ ) e da porosidade total da rocha ( $\varphi$ ). Considera-se que o módulo de cisalhamento da rocha saturada ( $\mu_{sat}$ ) mantêm-se o mesmo da rocha seca ( $\mu_{dry}$ ), dado que ondas cisalhantes não viajam através de fluidos. A equação de Gassmann para o cálculo de  $K_{sat}$  é dada por:

$$K_{sat} = K_s \frac{\varphi K_{dry} - (1 + \varphi) K_f K_{dry} / K_s + K_f}{(1 - \varphi) K_f + \varphi K_s - K_f K_{dry} / K_s}. \quad (10)$$

Os pressupostos fundamentais de Gassmann para a aplicação de suas equações incluem três premissas principais que garantem a validade dos cálculos relacionados à substituição de fluidos em rochas porosas. Primeiro, assume-se que a rocha é isotrópica e homogênea, ou seja, suas propriedades elásticas não variam com a direção e são uniformes em toda a sua extensão. Segundo, tanto a fase mineral quanto a fase fluida são representadas por módulos elásticos efetivos, o que permite tratar as propriedades

mecânicas do meio como médias das fases constituintes. Por fim, presume-se que o fluido nos espaços porosos esteja em comunicação hidráulica completa, garantindo que a pressão do fluido seja uniforme em todo o sistema poroso durante a propagação de ondas sísmicas. Esses pressupostos são fundamentais para que as equações de Gassmann sejam aplicadas corretamente na modelagem de propriedades elásticas de rochas saturadas.

Comumente, utilizam-se dados de perfis *open-hole* como fonte de entrada para as equações de Gassmann. A partir destes perfis, que representam a rocha saturada *in-situ*, calculamos o módulo de *bulk* da rocha saturada com o fluido A ( $K_{satA}$ ) utilizando a equação 3. Logo, conhecendo o  $K_{satA}$ , derivamos o  $K_{dry}$  através da equação 11. As demais variáveis, como os módulos de *bulk* da fase sólida e fluida, são calculadas pela média de VHR e Reuss, respectivamente.

$$K_{dry} = K_s \frac{1 - (1 - \varphi) K_{satA}/K_s - \varphi K_{satA}/K_{fA}}{1 + \varphi - \varphi K_s/K_{fA} - K_{satA}/K_s}. \quad (11)$$

Uma vez obtendo o  $K_{dry}$ , pode-se calcular o módulo de *bulk* da rocha saturada com fluido B ( $K_{satB}$ ) considerando, na equação 10,  $K_f = K_{fB}$ .

A densidade da rocha saturada com o fluido B é calculada a removendo da densidade da rocha *in situ* o efeito da densidade do fluido A e adicionando o efeito a densidade do fluido B:

$$\rho_{bB} = \rho_{bA} - \varphi \rho_{fA} + \varphi \rho_{fB}. \quad (12)$$

Conhecendo os módulos de *bulk*, de cisalhamento e densidade para o novo fluido, pode-se calcular os novos parâmetros elásticos  $Vp$  e  $Vs$  para o fluido substituído através das equações 1 e 2. A aplicação das equações de Gassmann permite ao geofísico modelar o comportamento sísmico e elástico de rochas em diferentes cenários de saturação, ajudando na identificação de hidrocarbonetos.

Como demonstrado, é necessário conhecer as variáveis  $Vp$ ,  $Vs$  e densidade para a aplicação das equações de Gassmann. Entretanto, é comum a ausência do perfil  $Vs$ . Uma solução para isso é utilizar as equações de Mavko et al. (1995) para realizar a substituição de fluidos. As equações de Mavko utilizam o módulo de compressibilidade  $M$  no lugar de  $K$ , utilizando as mesmas equações propostas por Gassmann, da forma:

$$M_{sat} \approx K_s \frac{\varphi M_{dry} - (1 + \varphi) K_f M_{dry}/M_s + K_f}{(1 - \varphi) K_f + \varphi M_s - K_f M_{dry}/K_s}. \quad (13)$$

e

$$M_{dry} = M_s \frac{1 - (1 - \varphi) M_{satA}/M_s - \varphi M_{satA}/K_{fA}}{1 + \varphi - \varphi M_s/K_{fA} - M_{satA}/M_s}. \quad (14)$$

no qual  $M_{dry}$  é o módulo de compressibilidade da rocha seca,  $M_{sat}$ , é o módulo de compressibilidade da rocha saturada e  $M_s$  é o módulo de compressibilidade da fase sólida. As demais variáveis são as mesmas utilizadas por Gassmann.

### 2.2.3. Modelando o impacto do fluido no sinal sísmico

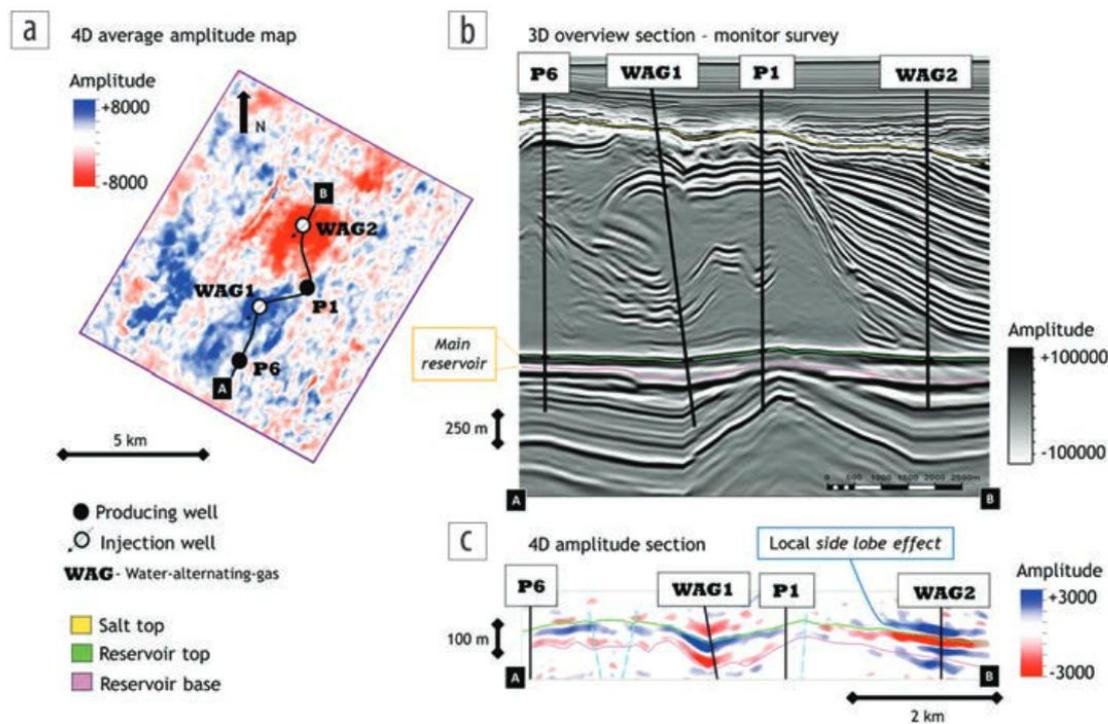
Os parâmetros elásticos são propriedades de rochas responsáveis por ditar seu comportamento elástico em resposta à diferentes tipos de tensões externas. As características da passagem de uma onda acústica pela subsuperfície são governadas por estes parâmetros elásticos. As reflexões sísmicas dependem dos contrastes de  $Vp$ ,  $Vs$  e densidade entre as camadas de rocha em subsuperfície. Por sua vez, estes três parâmetros são influenciados pelas propriedades físicas das rochas como mineralogia, porosidade, textura, fluido preenchendo o espaço poroso e outros (Dvorkin et al., 2014). Portanto, é possível estabelecer relações entre o sinal sísmico e as propriedades da rocha para a caracterização de reservatórios.

Múltiplos elementos da rocha podem estar variando e afetando o sinal sísmico. Sendo assim, é crucial avaliar cada um destes fatores individual e integradamente, assim como os seus respectivos impactos na amplitude sísmica. A modelagem do sinal sísmico sintético é realizada simplificada utilizando as equações de Zoeppritz e suas aproximações (Aki e Richards, 1980) para a construção do *gather*, ou a modelagem para o *offset* zero baseada nos contrastes de impedância acústica. Utilizando as ferramentas de física de rochas, é possível avaliar o impacto das propriedades de reservatório nos parâmetros elásticos para, posteriormente, se realizar a modelagem sísmica direta destes cenários. Como exemplo, a combinação da substituição de fluidos com a modelagem sísmica é capaz de gerar o comportamento da amplitude sísmica para diferentes cenários de saturação em fluidos no reservatório. Logo, o uso da modelagem sísmica direta permite

a criação de catálogos sísmicos com os diferentes padrões encontrados para as variações das propriedades do reservatório modeladas utilizando relações de física de rochas.

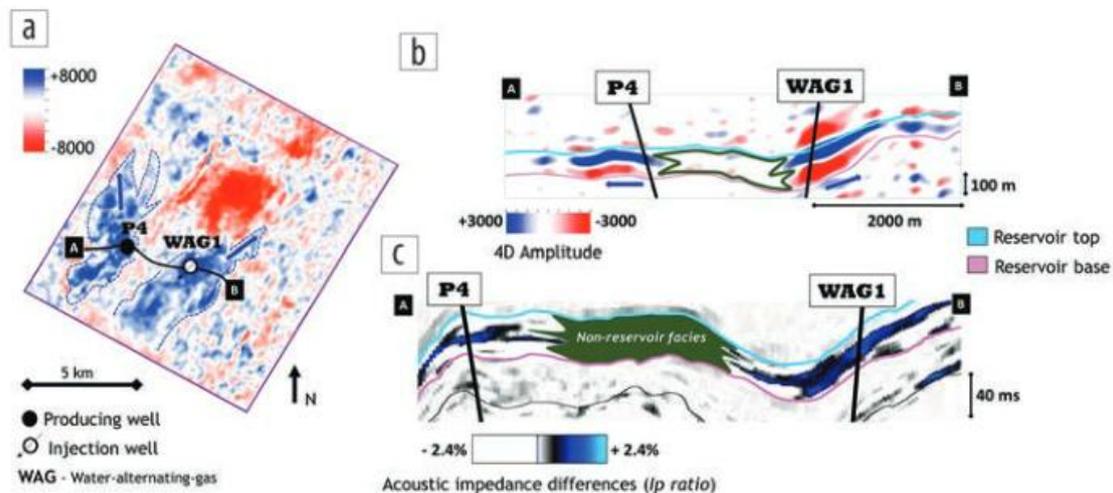
A sísmica 4D se baseia no uso de aquisições sísmicas realizadas em diferentes momentos da vida útil de um campo de petróleo. Ao se garantir boas condições de aquisição e repetibilidade, as variações de impedância acústica observadas entre os diferentes dados sísmicos são associadas a mudanças nos parâmetros elásticos das rochas que, por sua vez, são relacionadas às mudanças nas propriedades do reservatório como saturação e pressão (Johnston, 2013). Com isso, ao se comparar o dado sísmico base com o dado sísmico monitor, é possível inferir estas mudanças e ajustar os modelos estáticos e dinâmicos do reservatório. Dessa forma, a sísmica 4D se torna uma ferramenta poderosa, não apenas para entender o comportamento do reservatório ao longo do tempo, mas também para reduzir incertezas e apoiar a tomada de decisões estratégicas no desenvolvimento de campos petrolíferos.

A modelagem do traço sísmico sintético está presente em diversos estudos de viabilidade e aplicação da sísmica 4D no pré-sal (Costa et al., 2016; Mello et al., 2019; Silva et al., 2020; Cruz et al., 2021; Davolio et al., 2021). Cruz et al. (2021) conduzem o primeiro estudo sísmico 4D no pré-sal, identificando anomalias associadas à injeção de água e gás para a produção do reservatório (**Figura 9**). Ao redor do poço injetor WAG1, observa-se variações positivas de amplitude associadas à injeção de água, com a movimentação associada aos poços produtores P1 e P6. Este tipo de anomalia foi prevista na modelagem utilizando a substituição de fluidos, sendo relacionada a contrastes positivos de impedância acústica. Por sua vez, o poço WAG2 apresenta uma anomalia de amplitude negativa devido à injeção WAG com um gás com baixo teor de CO<sub>2</sub>, causando quedas nos valores de impedância acústica.



**Figura 9:** Análise da anomalia sísmica 4D no reservatório do pré-sal no Campo de Tupi, Bacia de Santos, com: (a) mapa de média da variação amplitude sísmica no reservatório, com uma anomalia positiva ocorrendo ao redor do poço WAG1 associada à injeção de água e uma anomalia negativa ao redor do poço WAG2 relacionada à injeção de gás; (b) Seção sísmica mostrando a alta resolução e bom imageamento sísmico do dado; (c) interpretação das anomalias 4D na seção sísmica, destacando os efeitos de lobos laterais do pulso sísmico fora da região onde ocorreu a injeção. Fonte: Cruz et al. (2021).

Cruz et al. (2021) destacam que tanto componentes estruturais quanto estratigráficos influenciam na dinâmica dos fluidos no reservatório e, portanto, na anomalia 4D observada. Dentre os efeitos estratigráficos, destaca-se a ausência de anomalias 4D entre o poço injetor WAG1 e o poço produtor P4 (**Figura 10**). Este comportamento está associado à presença de fácies argilosas em um baixo estrutural, funcionando como uma barreira ao fluxo. Por fim, neste trabalho, os autores destacam que variações de impedância acústica maiores que 1.5% são detectáveis na sísmica 4D devido às excelentes condições de aquisições OBN e do uso de ferramentas avançadas de processamento do dado sísmico. Além disso, destaca-se que estes valores podem chegar à 1%, tornando possível a avaliação de variações de pressão individualmente.



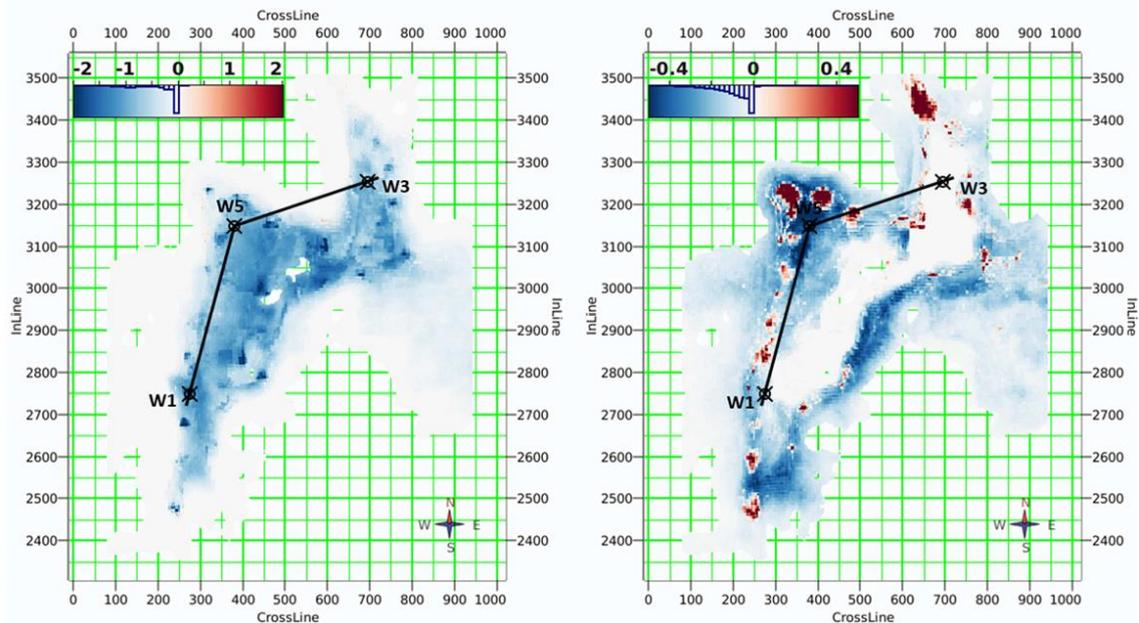
**Figura 10:** Avaliação do comportamento da anomalia sísmica 4D associada ao poço produtor WAG1 e ao poço injetor P4, com: (a) mapa de anomalia sísmica 4D na parte superior da Formação Barra Velha; (b) seção sísmica 4D, evidenciando com a linha verde a região com ausência de anomalia; (c) interpretação da presença de fácies não-reservatório funcionando como uma barreira ao fluxo entre os poços WAG1 (injetor) e P4 (produtor). Fonte: Cruz et al. (2021).

Silva et al. (2020) realizam um extenso estudo de viabilidade para a sísmica 4D no pré-sal, no qual diversos cenários de variação de saturação e pressão são avaliados para verificar quais apresentam mais sensibilidade para o monitoramento ao longo do tempo. Dentre os vinte e quatro cenários avaliados, destacam-se dez que produziram anomalias 4D significativas na Formação Barra Velha e 17 na Formação Itapema, evidenciando o potencial dos carbonatos do pré-sal para este tipo de monitoramento. Além disso, os autores comparam os resultados da substituição de fluidos obtidos pela aplicação dos modelos de Xu e Payne (2009) e Gassmann (1951). Ambas as abordagens apresentam valores semelhantes, evidenciando que não existe vantagens no estudo de viabilidade 4D ao se utilizar o modelo de Xu e Payne (2009). Assim, verificou-se que as equações de Gassmann produziram resultados equivalentes, eliminando a necessidade de definir a geometria detalhada do espaço poroso nas equações de Xu e Payne (2009).

Costa et al. (2016) apresentam um estudo de viabilidade para o uso da sísmica 4D no pré-sal que integra, além da avaliação dos contrastes de impedância acústica, a análise de *time-shifts*. Os *time-shifts* são deslocamentos no tempo causados pelas variações de velocidade entre o dado sísmico base e o dado sísmico monitor. Estas variações são associadas a mudanças de saturação e pressão do reservatório. Em seus resultados, os autores mostram variações de 1% na impedância acústica após a injeção de água na

Formação Barra Velha e de 3% nas coquinas da Formação Itapema. O maior impacto nas coquinas é associado às melhores condições de reservatório na Formação Itapema. O *time-shift* acumulado até o intervalo do aquífero na Formação Itapema foi de 1.4ms, valor o qual os autores consideraram suficiente para ser detectado na sismica 4D.

Mello et al. (2019) mostram a modelagem petro-elástica para a análise de *time-shifts* em um campo do pré-sal (**Figura 11**). Os autores destacam que os deslocamentos temporais na zona de óleo estão predominantemente relacionados ao aumento da rigidez do reservatório, causado pela depleção e pelo aumento da saturação de água. Já os deslocamentos temporais associados à zona de água no intervalo do reservatório devem-se ao aumento da saturação de gás/óleo, com uma redução na rigidez restrita a pequenas áreas em vermelho, e a depleção, com um aumento na rigidez nas áreas em azul da **Figura 11**.



**Figura 11:** Modelagem dos *time-shifts* em um campo do pré-sal, com: à esquerda, o *time-shift* acumulado calculado na zona de óleo do reservatório; à direita, o *time-shift* acumulado estimado na zona de água. Fonte: Mello et al. (2019).

Levando em conta o sucesso destes estudos de viabilidade e aplicação da sismica 4D no pré-sal, esta abordagem demonstra enorme potencial como uma ferramenta estratégica para o monitoramento e gestão de reservatórios em ambientes complexos, como é o caso dos carbonáticos do pré-sal. No entanto, a aplicação da sismica 4D nesses reservatórios ainda enfrenta desafios significativos devido à heterogeneidade das rochas, às condições de alta pressão e temperatura, e às características únicas dos fluidos

presentes. Neste contexto, é fundamental avaliar a viabilidade da sísmica 4D individualmente para cada campo e cada reservatório. Portanto, o próximo capítulo apresenta o trabalho desenvolvido que se concentra na análise da resposta sísmica 4D associada à injeção de CO<sub>2</sub> em reservatórios carbonáticos do pré-sal, com foco no Campo de Atapu, na Bacia de Santos. O objetivo é avaliar como as mudanças na saturação de fluidos, causadas pela injeção de CO<sub>2</sub>, afetam os parâmetros elásticos e a amplitude sísmica. Com isso, investigo a viabilidade na identificação e monitoramento destas alterações utilizando a sísmica 4D.

### 3. Modelagem da resposta sísmica 4D à injeção de CO<sub>2</sub>

Título: Modelagem da resposta 4D da amplitude sísmica causada pela injeção de CO<sub>2</sub> nos carbonatos do pré-sal no Campo de Atapu, Bacia de Santos, Brasil.

*Title: Modeling the 4D seismic amplitude response caused by the CO<sub>2</sub> injection in the pre-salt carbonate reservoirs of the Atapu Field, Santos Basin, Brazil*

Autores: Gabriela Figueiredo Marinho<sup>1</sup>, Fábio Júnior Damasceno Fernandes<sup>1</sup>, Wagner Moreira Lupinacci<sup>12</sup>

<sup>1</sup>Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR), Departamento de Geologia e Geofísica, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, 24210-346, Brasil

<sup>2</sup>Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Geofísica do Petróleo (INCT-GP/CNPq), Niterói, RJ, 24210-346, Brasil

As preocupações com os elevados níveis de CO<sub>2</sub> na atmosfera têm se intensificado à medida que os impactos das mudanças climáticas afetam cada vez mais a população. Contudo, a demanda energética ainda depende amplamente de combustíveis fósseis, os quais são responsáveis por grande parte das emissões dos gases causadores do efeito estufa (Guariero et al., 2011; Ghosh e Ghosh, 2020; Soares e Rangel, 2022; IEA, 2024). Nesse contexto, muitas empresas de óleo e gás buscam aumentar a eficiência na produção de petróleo ao mesmo tempo que se empenham em alcançar a neutralidade de carbono, reduzindo a emissão de CO<sub>2</sub> por barril de óleo produzido (Petrobras, 2024). Tecnologias como recuperação avançada de petróleo (EOR), associada à captura e armazenamento de carbono (CCS), tem se tornado uma opção atrativa e eficiente. Através do mecanismo de CO<sub>2</sub>-EOR, o CO<sub>2</sub> produzido em associação ao óleo é capturado e reinjetado na fonte, ao invés de ser emitido para a atmosfera (Mattos, 2018). Esta tecnologia tem sido aplicada desde 2010 no pré sal, reinjetando cerca de 40.8 milhões de tCO<sub>2</sub> (Petrobras, 2024). Atualmente, os principais projetos que contam com a injeção de CO<sub>2</sub> no pré-sal são nos campos de Tupi, Búzios, Mero e Sapinhoá (Nunes et al., 2024).

O pré-sal brasileiro foi descoberto em 2006 e atualmente consiste na principal província petrolífera do país (ANP, 2023). Seus principais campos estão localizados na Bacia de Santos, na margem sudeste do Brasil, em águas ultra profundas, com coluna

d'água de aproximadamente 2000m. Suas rochas reservatório correspondem a carbonatos de idade Aptiana depositados em ambiente lacustre durante a fase rifte do processo de abertura do Oceano Atlântico Sul (Milani et al., 2007; Buckley et al., 2015; Wright and Barnett, 2015). Estes reservatórios são encontrados a cerca de 5000m de profundidade, sotopostos a uma espessa camada salina depositada durante o período Aptiano tardio (Moreira et al., 2007). Os carbonatos do pré-sal são reservatórios com porosidades médias tipicamente maiores que 10% (Chagas et al., 2024), saturados com óleo leve e alta razão gás/óleo, com CO<sub>2</sub> dissolvido. No geral, o pré-sal reúne condições geológicas e geomecânicas favoráveis a injeção de CO<sub>2</sub>. A espessa camada de sal age como um selo efetivo, induzindo um alto regime de *stress* no sal, o que minimiza o risco de fraturamento durante a injeção de CO<sub>2</sub> no reservatório (Nunes et al., 2024). Entretanto, os desafios permanecem na caracterização geofísica desses reservatórios carbonáticos devido a fatores como a ambiguidade na resposta elástica das rochas (Teixeira et al., 2017; Mello e Lupinacci, 2022; Fernandes et al., 2024) e dificuldades de imageamento sísmico impostas pelo soterramento sob espessas camadas de sal (Zambrini et al., 2020; Maul et al., 2021).

Com potencial de tornar-se um *hub* de injeção de CO<sub>2</sub>, seja para projetos de CCS ou EOR, o pré-sal demanda estudos e monitoramentos rigorosos para o rastreamento da pluma de CO<sub>2</sub> e para garantir seu confinamento no reservatório a médio e longo prazo. Do ponto de vista geofísico, as aquisições sísmicas *time-lapse*, ou sísmica 4D, tornam-se essenciais para o acompanhamento da dinâmica dos fluidos no reservatório (Cruz et al., 2021). O levantamento sísmico inicial, conhecido como dado base, e os levantamentos sísmicos subsequentes, os dados monitores, são comparados e permitem a identificação e interpretação de alterações induzidas pela injeção e produção de fluidos (Johnston, 2013). O pré-sal brasileiro lidera atualmente os investimentos nacionais em sísmica 4D no Brasil, com a distribuição de *ocean-bottom nodes* (OBN) e *ocean-bottom cables* (OBC) em diversos campos como Atapu, Tupi, Búzios, Mero e Bacalhau (Rosa et al., 2023; Camargo et al., 2024; Chagas et al., 2024). Com esta tendência, a modelagem prévia da resposta *time-lapse* é crucial para verificar a sensibilidade destas rochas carbonáticas às mudanças de fluidos ocasionadas pela produção e injeção (Costa et al., 2016; Mello et al., 2019; Silva et al., 2020; Cruz et al., 2021). A integração de monitoramentos sísmicos com ferramentas avançadas de física de rochas reduz incertezas

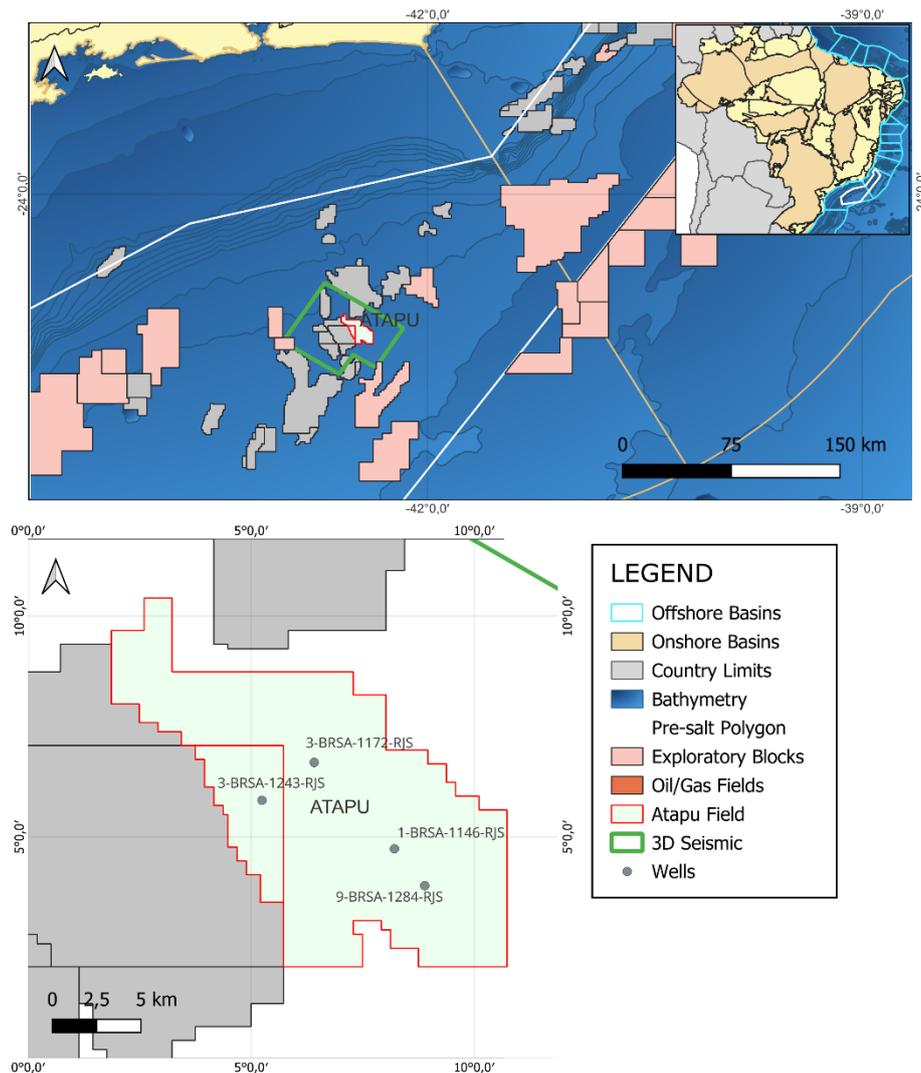
na quantificação das mudanças de saturação e pressão no reservatório causadas pela injeção de CO<sub>2</sub> (Prasad et al., 2021).

Diferentes elementos da rocha influenciam a resposta sísmica 4D do reservatório. Tipicamente, considera-se a rocha como um meio de duas fases, composto por uma matriz sólida e um fluido preenchendo o espaço poroso. Variações em cada uma destas fases afetam os parâmetros elásticos e, conseqüentemente, a sua resposta de *amplitude-versus-offset* (AVO, Simm e Bacon, 2014). Considerando que a fase sólida permanece inalterada durante a produção ou injeção de CO<sub>2</sub>, estudos focados na sensibilidade à mudança de fluidos tornam-se fundamentais para prever as variações dos parâmetros elásticos do reservatório diante da injeção de um novo fluido no espaço poroso. A substituição de fluidos é comumente utilizada para este tipo de modelagem. Ela é uma ferramenta da física de rochas que calcula os módulos elásticos de uma rocha saturada com um novo fluido a partir dos parâmetros da rocha seca ou saturada com um fluido inicial (Dvorkin et al., 2014). Assim, realiza-se a modelagem da amplitude sísmica 4D relacionada a variações dos fluidos no reservatório. As equações de Gassmann (1951) são o estado da arte para a realização da substituição de fluidos. Elas relacionam o módulo de *bulk* ( $K$ ) da rocha ao arranjo do espaço poroso e às propriedades dos fluidos nele presentes. Entretanto, estas equações dependem do perfil de velocidade da onda cisalhante ( $V_s$ ). Mavko et al. (1995) fornecem uma adaptação das equações de Gassmann baseada no módulo da onda compressional ( $V_p$ ) para os casos de ausência deste perfil. As equações de Mavko et al. (1995) são amplamente utilizadas para a substituição de fluidos em fluxos de trabalho de física de rochas (Kazemeini et al., 2010; Fernandes et al., 2022). No geral, o impacto da fase fluido é mais notório em rochas com baixa rigidez (Dvorkin et al., 2014). Apesar da tendência de baixa sensibilidade, estudos recentes mostram casos de sucesso no monitoramento *time-lapse* de fluidos nas rochas carbonáticas do pré-sal (Costa et al., 2016; Mello et al., 2019; Silva et al., 2020; Cruz et al., 2021). Na maior parte dos casos, valores entre 2 – 3% de variação da impedância acústica são utilizados como *threshold* mínimo para sucesso no monitoramento 4D. Por outro lado, a depender da rigidez das fácies reservatórios e de sua espessura, a análise de *time-shifts* causados pela mudança de velocidade é mais passível de detecção do que variações da impedância acústica no pré-sal (Costa et al., 2016).

Este trabalho tem como objetivo analisar quantitativamente o impacto da injeção do CO<sub>2</sub> sobre os parâmetros elásticos e a amplitude sísmica dos reservatórios carbonáticos do pré-sal no Campo de Atapu, Bacia de Santos. Com isso, pretendemos avaliar a viabilidade do monitoramento 4D da pluma de CO<sub>2</sub> injetada nos reservatórios visando a produção de parte do óleo remanescente e o armazenamento de carbono. Para isso, aplicamos um fluxo de trabalho que consiste nas seguintes etapas: cálculo das propriedades de reservatório em quatro poços; estimativa das propriedades do CO<sub>2</sub>, do óleo e da água de formação nas condições do reservatório; substituição de fluidos utilizando as equações de Mavko et al. (1995). Avaliamos a substituição de fluidos em quatro cenários selecionados de saturação com diferentes volumes de fluidos. Com isso, analisamos o impacto da variação do fluido presente no espaço poroso na velocidade da onda compressional, densidade, impedância acústica e no módulo de compressibilidade. Por fim, realizamos a modelagem sísmica direta utilizando o modelo convolucional levando em consideração o *time-shift* para avaliar quantitativamente a sensibilidade da amplitude sísmica à presença do CO<sub>2</sub> nos poços.

### **3.1. Área de estudo e dados utilizados**

Este estudo foi desenvolvido no Campo de Atapu, na Bacia de Santos (**Figura 12**). Esta bacia cobre aproximadamente 350,000 km<sup>2</sup> de área, situada na margem sudeste brasileira, e delimitada ao sul pelo alto de Florianópolis e ao norte pelo alto de Cabo Frio. A Bacia de Santos é a mais prolífica do país atualmente, correspondendo a aproximadamente 76% da produção de petróleo brasileira durante o ano de 2023 (ANP, 2023). Apesar disso, estes reservatórios ainda apresentam diversos desafios para a sua caracterização, devido a variados fatores como a complexidade deposicional e diagenética (Wright e Barnett, 2015; de Paula Faria et al., 2017; Sartorato et al., 2020), presença de fraturas (Fernández-Ibáñez et al., 2022; Lupinacci et al., 2023; Oliveira Neto et al., 2023; Wennberg et al., 2023), ocorrências de hidrotermalismo e intrusões magmáticas (Lima e de Ros, 2019; Penna et al., 2019; Ren et al., 2019), ambiguidades na resposta elástica das rochas (Teixeira et al., 2017; Mello e Lupinacci, 2022; Fernandes et al., 2024) e dificuldades de imageamento sísmico devido ao soterramento sobre espessas camadas de sal (Zambrini et al., 2020; Maul et al., 2021). Portanto, é fundamental avaliar cenários e lidar com as incertezas na caracterização dos reservatórios do pré-sal.



**Figura 12:** Mapa do Campo de Atapu, Bacia de Santos, com os poços utilizados no estudo.

Para o escopo deste trabalho, utilizamos os dados públicos do Campo de Atapu, que faz parte do Complexo de Iara. Realizamos o fluxo de trabalho com os poços 1-BRSA-1146-RJS, 3-BRSA-1172-RJS, 3-BRSA-1243-RJS, 9-BRSA-1284-RJS. Estes poços possuem os principais perfis de *open-hole*, exceto o sônico cisalhante, além dos perfis de ressonância magnética nuclear (NMR) e litogeoquímico, dados laboratoriais de rocha e *check-shot*.

O dado sísmico utilizado foi um dado *streamer* 3D migrado em profundidade pré-empilhamento (PSDM) denominado R0258\_3D\_IARA\_RTM\_PSDM, que compreende o Campo de Atapu, além de outros campos vizinhos do complexo de Iara. O volume sísmico tem *bin-size* de 25m x 25m, taxa de amostragem de 5m, fase zero e polaridade SEG. Além disso, utilizamos o modelo de velocidade da migração sísmica para conversão

de domínio. A aquisição deste dado sísmico foi feita antes do início da produção no campo.

### **3.1.1. Contexto geológico**

A Bacia de Santos tem sua origem associada ao contexto tectônico de ruptura do paleocontinente Gondwana durante o Cretáceo, e seu desenvolvimento está relacionado com a formação do oceano Atlântico Sul (Milani et al., 2007; Moreira et al., 2007). Durante sua evolução na fase rifte, foram desenvolvidos os reservatórios carbonáticos do pré-sal em ambiente lacustre restrito, compreendendo as Formações Itapema e Barra Velha (Wright e Barnett, 2015). O foco deste estudo é a Formação Barra Velha.

A Formação Barra Velha é formada por reservatórios carbonáticos de idade Aptiana, cronocorrelatos ao andar local Alagoas. Esta formação encontra-se sobreposta à formação Itapema e está dividida, internamente, pela Discordância Intra-Alagoas (DIA). Seu intervalo inferior foi depositado durante a fase rifte superior, enquanto o superior se desenvolveu durante a fase *sag*, em um período de quiescência tectônica (Buckley et al., 2015; Wright e Barnett, 2015; Neves et al., 2019; Castro e Lupinacci, 2022). O limite superior desta formação está marcado pela deposição de sal da Formação Ariri.

As principais fácies de reservatórios da Formação Barra Velha são os *shrubs* e esferulitos depositados em um ambiente lacustre, hiper alcalino, evaporítico e raso (Wright e Barnett, 2015), por vezes com presença de folhelhos carbonáticos e magnesianos (estevensita). Processos como a dissolução da estevensita possibilitaram a geração de uma excelente porosidade secundária nestes reservatórios (Tosca e Wright, 2018). Além disso, outros processos de dissolução e silicificação afetaram estas fácies carbonáticas, alterando intensamente suas características permo-porosas (Sartorato et al., 2020), por vezes abrindo, por vezes fechando o espaço poroso (Lupinacci et al., 2023; Oliveira Neto et al., 2023). Fluidos hidrotermais, ligados à atividade magmática e ou exumação do manto, carregados por falhas e fraturas foram os principais responsáveis pelos processos de dissolução, dolomitização e silicificação destes reservatórios carbonáticos (Lima e De Ros, 2019).

### **3.1.2. Característica petro-elásticas dos carbonatos do pré-sal e sísmica 4D**

Os carbonatos do pré-sal são rochas com alta rigidez. Sua composição é dada principalmente pelos minerais de calcita, dolomita e quartzo (Vasquez et al., 2019).

Processos pós-deposicionais como dissolução, cimentação e recristalização afetam significativamente a mineralogia e, conseqüentemente, as propriedades elásticas destas rochas. Portanto, as fácies genéticas tendem a possuir baixa sensibilidade aos parâmetros elásticos. Tipicamente, utilizam-se indicadores de permo-porosidade (Teixeira et al., 2017; Penna e Lupinacci, 2021; Fernandes et al., 2024) ou mineralogia (Vasquez et al., 2019; Mello e Lupinacci, 2022; Teixeira et al., 2023) para a caracterização petro-elásticas dos reservatórios do pré-sal. Em classificações deste tipo, no geral, os parâmetros elásticos não contribuem para discriminar os fluidos devido à tendência de baixa sensibilidade.

A primeira abordagem apresenta diversos estudos de caso de sucesso nos últimos anos (Teixeira et al., 2017; Oliveira et al., 2018; Penna et al., 2019; Penna e Lupinacci, 2021; Fernandes et al., 2024). De uma maneira geral, os parâmetros elásticos são utilizados para a identificação de carbonatos porosos, carbonatos fechados e intervalos argilosos. Entretanto, alguns desafios se mantêm. Intervalos de não-reservatório com a presença de argila magnésiana e de *mudstones* possuem a resposta da impedância acústica similar a dos reservatórios de alta porosidade (Mello e Lupinacci, 2022), por vezes se diferenciando somente por uma alta razão  $V_p/V_s$  (Teixeira et al., 2017). Em reservatórios com a presença de rochas ígneas, as incertezas com relação aos carbonatos de baixa porosidade são altas (Penna et al., 2019; Fernandes et al., 2024).

Na classificação com base na mineralogia, o principal mineral presente no intervalo do pré-sal é a calcita. No geral, quartzo e dolomita funcionam como minerais acessórios, exceto por camadas silicificadas e dolomitizadas. Intervalos ricos em calcita possuem razão  $V_p/V_s$  maior que intervalos ricos em dolomita e em quartzo, com uma grande variação de impedância acústica relacionada à porosidade (Mello e Lupinacci, 2022; Teixeira et al., 2023).

O teor de sílica é o principal proxy usado para se avaliar o volume de quartzo nos reservatórios do pré-sal. Em alguns casos, intervalos ricos em sílica podem ser a maioria em alguns reservatórios do pré-sal (Mello e Lupinacci, 2022). Nos parâmetros elásticos, Teixeira et al. (2023) mostram uma queda na razão  $V_p/V_s$  com a presença da sílica. Entretanto, a sílica pode estar atuando também com a obstrução do espaço poroso (Lupinacci et al., 2023; Oliveira Neto et al., 2023). Neste caso, a impedância acústica é o parâmetro mais importante para a identificação das variações na porosidade deste litotipo

(Teixeira et al., 2023). Além disso, a presença de zonas silicificadas pode comprometer a aquisição do perfil sônico cisalhante por causa de brechamentos, *vugs* e irregularidades na parede do poço, prejudicando a avaliação destes intervalos.

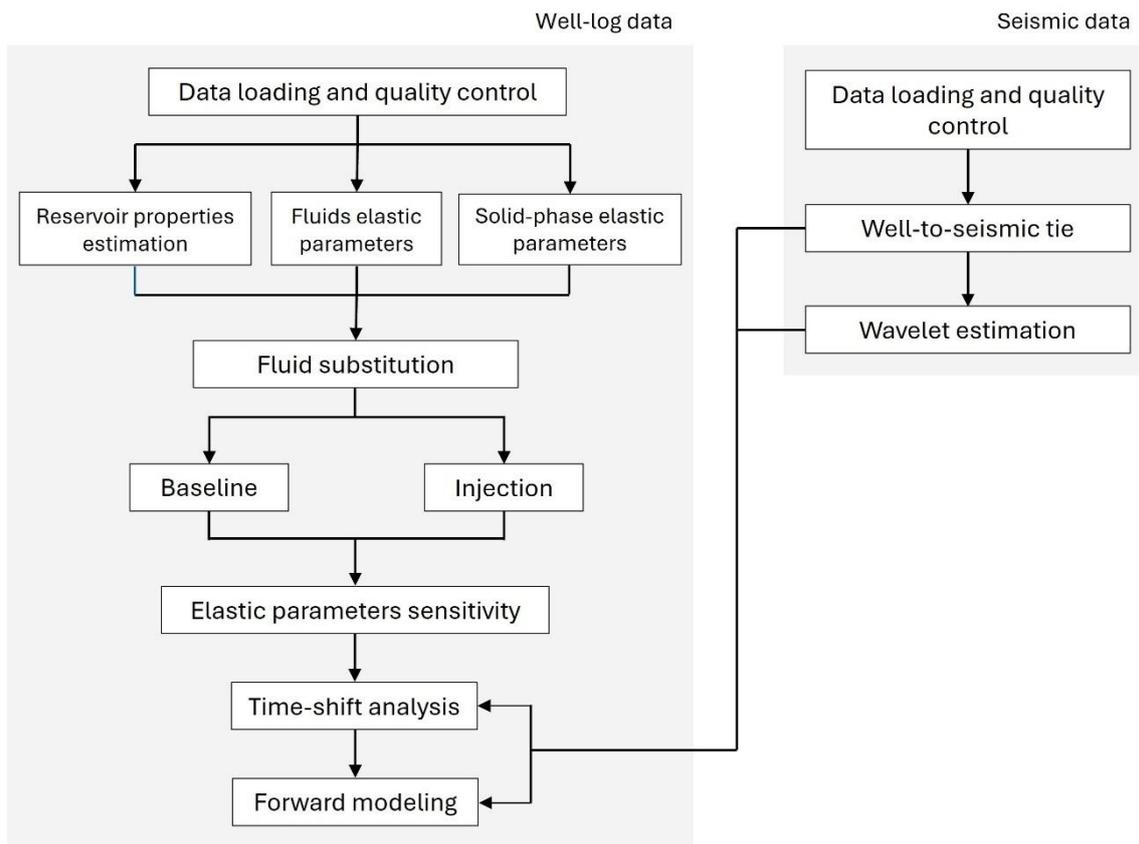
Diante destes desafios, autores veem a necessidade de empregar fluxos de trabalho que utilizam ferramentas, tecnologias e algoritmos geofísicos robustos para a caracterização dos reservatórios do pré-sal (Penna et al., 2019; Penna e Lupinacci, 2021; Oliveira Neto et al., 2023; Fernandes et al., 2024). Estudos de viabilidade para a sísmica 4D têm explorado métodos como a substituição de fluidos e modelagem direta do traço sintético para detectar variações nos parâmetros elásticos das rochas associadas a mudanças de saturação e pressão (Costa et al., 2016; Mello et al., 2019; Silva et al., 2020; Cruz et al., 2021; Davolio et al., 2021).

Grochau et al. (2014) evidenciam a importância de realizar um extenso estudo de viabilidade antes da aplicação da sísmica 4D para avaliar o impacto que diferentes fatores como a repetibilidade, rigidez de rochas carbonáticas e produção em reservatórios sobrepostos ao alvo têm sobre a sensibilidade sísmica à produção do campo. Cruz et al. (2021) destacam, através da substituição de fluidos, que os reservatórios carbonáticos do pré-sal com porosidades maiores que 10% têm potencial de sucesso para o monitoramento sísmico 4D da frente de água. Em geral, estes reservatórios apresentam variações de 2 – 5% nos valores de impedância acústica, que geram um impacto na amplitude sísmica capaz de ser detectado. Davolio et al. (2021) verificam, em dados sintéticos, a viabilidade para o uso da sísmica 4D utilizando modelos petro-elásticos obtidos a partir de modelos dinâmicos do reservatório. Silva et al. (2020) apresentam um estudo mostrando a aplicabilidade das equações de Gassmann no pré-sal ao comparar com o fluxo adotando os modelos de Xu e Payne (2009). Os autores modelaram variações de aproximadamente 2% na impedância acústica com a mudança de um cenário com 60% água e 40% óleo para um com 71% de gás, 24% de água e 5% de óleo na Formação Barra Velha. Esta estimativa está abaixo do *threshold* de 3% comumente utilizado para a detectabilidade (Lumley e Behrens, 1998). Entretanto, considerando os avanços tecnológicos das aquisições 4D e a excelente repetibilidade, Cruz et al. (2021) estabelecem um *threshold* de 1.5% para o sucesso da sísmica 4D no pré-sal. Além disso, Costa et al. (2016) destacam que a análise de *time-shifts* causados pela mudança de velocidade tende a ser melhor identificável nestes reservatórios carbonáticos de alta rigidez.

O Campo de Tupi representa o primeiro caso de sucesso de sísmica 4D para o monitoramento da produção no pré-sal brasileiro (Cruz et al., 2021), sendo um marco importante na integração da tecnologia para gestão de reservatórios em carbonatos complexos. Motivadas por esse avanço, companhias de óleo e gás têm intensificado os investimentos na melhoria da repetibilidade dos levantamentos sísmicos e no processamento avançado de dados 4D. Além disso, campanhas de monitoramento já estão em andamento ou planejadas em outros campos estratégicos do pré-sal, como Atapu, Búzios, Mero e Bacalhau (Camargo et al., 2024; Chagas et al., 2024). Portanto, a avaliação do potencial desses reservatórios para o monitoramento sísmico 4D e a previsão do seu comportamento petro-elástico tornam-se cruciais. Este tipo de análise auxilia na interpretação das anomalias 4D e na redução das incertezas associadas à quantificação das mudanças induzidas pela dinâmica dos fluidos no reservatório.

### 3.2. Metodologia

A **Figura 13** apresenta o fluxo de trabalho adotado para a análise da resposta sísmica 4D dos reservatórios do Campo de Atapu, Bacia de Santos. O foco deste estudo é a Formação Barra Velha, pois a maioria dos poços da área de estudo encontra-se saturado em água na Formação Itapema. Realizamos o fluxo completo nos poços 1-BRSA-1146-RJS, 3-BRSA-1172-RJS, 3-BRSA-1243-RJS, 9-BRSA-1284-RJS. Portanto, as análises quantitativas serão apoiadas em todo o conjunto de dados. Entretanto, definimos o poço 9-BRSA-1284-RJS como poço modelo para as discussões, devido a fatores como a qualidade dos perfis e espessura do intervalo de investigação. Utilizando o software Paradigm, realizamos a amarração poço-sísmica de todos os poços e extraímos as respectivas *wavelets* estatísticas para a realização da modelagem sísmica direta. Para a realização do restante do fluxo, utilizamos a linguagem de programação Python.



**Figura 13:** Fluxo de trabalho empregado para a análise da resposta sísmica 4D dos reservatórios do Campo de Atapu.

Executamos um zoneamento interno da Formação Barra Velha para apoiar a análise quantitativa do intervalo de investigação e capturar suas heterogeneidades. Definimos o zoneamento dos marcadores internos da Formação Barra Velha BVE100, BVE200 e BVE300 a partir da correlação dos perfis, como raios gama (*GR*) espectral, porosidades da ressonância magnética nuclear (NMR) e litogeoquímicos.

### 3.2.1. Cálculo das propriedades de reservatório

Fatores como a alta heterogeneidade mineralógica dos carbonatos, complexidade na rede de poros, diagênese, fraturamento das rochas, presença de hidrotermalismo e eventos magmáticos são característicos do intervalo do pré-sal (e.g. Wright e Barnett 2015; Ren et al., 2020; Sartorato et al., 2020; Fernández-Ibáñez et al., 2022; Lupinacci et al., 2023), representando desafios para a avaliação petrofísica destes reservatórios. Sendo assim, a estimativa das suas propriedades petrofísicas exige o uso de abordagens avançadas e robustas (Castro e Lupinacci, 2022). Nós realizamos a estimativa do volume

de argila, porosidade, saturação de água e eletrofácies utilizando os perfis *open-hole* dos poços.

### 3.2.1.1. Volume de argila

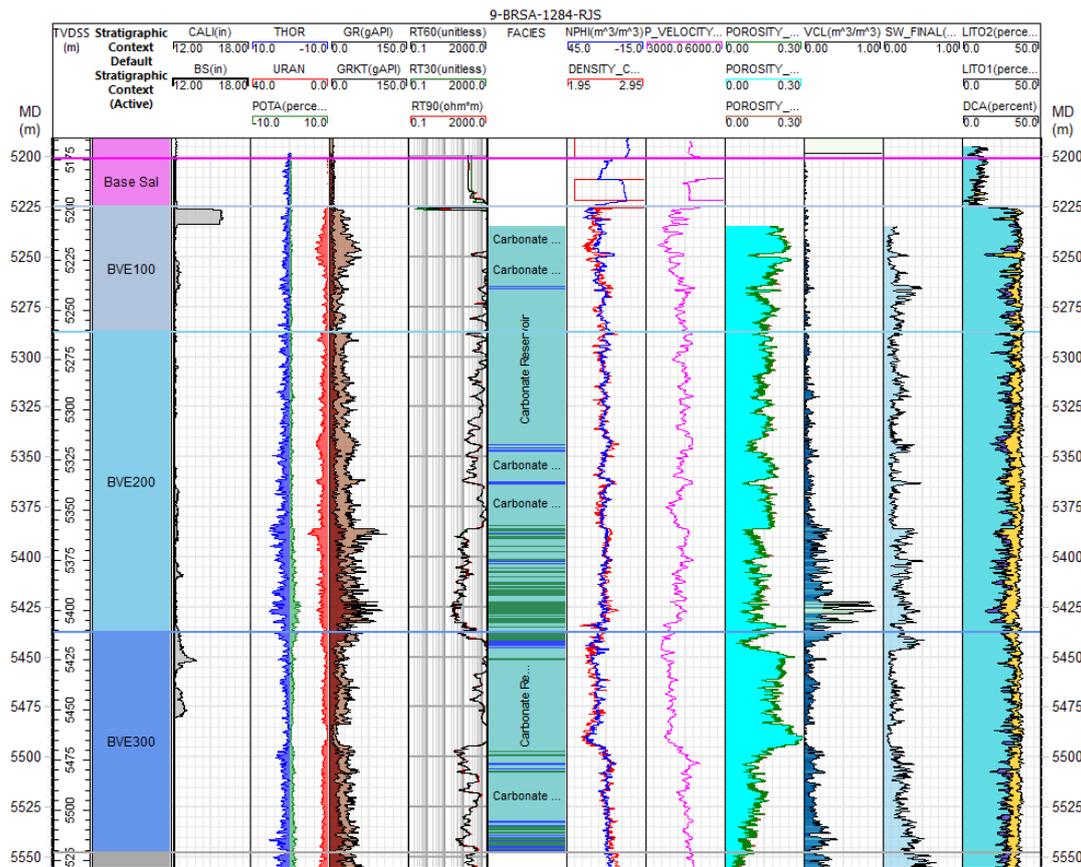
Para a análise quantitativa do intervalo da Formação Barra Velha nos poços, calculamos o volume de argila ( $V_{clay}$ ) utilizando o modelo empírico de Larionov (1969) para rochas antigas. Esta estimativa foi importante para a separação das fácies carbonáticas e lamosas para a realização da substituição de fluidos. A equação de Larionov é dada por:

$$V_{clay} = 0,33[2^{2GRI} - 1], \quad (15)$$

no qual o índice de raios gama (GRI) é definido como:

$$GRI = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}, \quad (16)$$

com  $GR_{min}$  e  $GR_{max}$  sendo definidos como a média dos mínimos e dos máximos do perfil de  $GR$  na Formação Barra Velha. Entretanto, quando comparamos o perfil de  $GR$  com o perfil de  $GR$  espectral, observamos uma alta concentração de Urânio (U) no intervalo superior da Formação Barra Velha, contribuindo para o aumento do perfil de  $GR$ . Com a interpretação dos perfis de NMR, observa-se uma baixa presença de microporos em intervalos com alto teor de U (**Figura 14**), o que sugere que a concentração deste elemento não está associada à presença de argilominerais, mas sim a outros fatores como o conteúdo de matéria orgânica (Klaja e Dudek, 2016; Herlinger Jr et al., 2020) ou com a ocorrência de fluidos hidrotermais (Vital et al., 2023). Portanto, utilizamos o perfil de  $GR$  espectral livre de U ( $GR_{U_F}$ ) para a estimativa de  $V_{clay}$  utilizando a equação de Larionov e em todas as análises petrofísicas (e.g. Saraiva et al., 2022).



**Figura 14:** Perfis do poço 9-BRSA-1284-RJS no intervalo da Formação Barra Velha. Os *tracks* apresentam: (1) profundidade vertical verdadeira; (2) zoneamento da Formação Barra Velha; (3) cáliper (CAL) e *bit size* (BS); (4) teores de tório (THOR) e urânio (URAN) e percentual de potássio (POTA); (5) raios gama (GR) e raios gama livre de urânio (GRKT); (6) resistividade rasa (RT30), intermediária (RT60) e profunda (RT90); (7) fácies; (8) porosidade neutrônica (NPHI) e densidade (DENSITY\_C); (9) velocidade da onda compressional (P\_VELOCITY); (10) porosidade total (PHIT); porosidade efetiva (PHIE); fluidos livres (PHIFF); (11) volume de argila (VCL); saturação em água (SW\_FINAL); (12) teores de cálcio (azul), magnésio (roxo), e sílica (amarelo).

### 3.2.1.2. Porosidade

A ferramenta de NMR é capaz de capturar a alta heterogeneidade do tamanho dos poros e a complexidade da matriz das rochas, sendo adequada para estimativas petrofísicas nos reservatórios carbonáticos como o pré-sal (Boyd et al., 2015). O cálculo da porosidade NMR se dá através de *cutoffs* aplicados na distribuição do tempo de relaxação T2, o qual tem resposta proporcional ao tamanho do poro (Ehigie, 2010). Poros pequenos correspondem a tempos de relaxação T2 curtos, enquanto poros grandes são associados a tempos de relaxação T2 longos. Através de valores de *cutoffs* empíricos, pode-se decompor a distribuição T2 em três constituintes: *clay-bound water* (CBW),

volume de água irreduzível (BVI) e fluidos livres ( $\varphi_{FF,NMR}$ ), correspondendo à porosidade total da rocha ( $\varphi_{t,NMR}$ ):

$$\varphi_{t,NMR} = CBW + BVI + \varphi_{FF,NMR}. \quad (17)$$

Considerando a presença de argila obstruindo o espaço poroso, a porosidade efetiva NMR ( $\varphi_{e,NMR}$ ) corresponde a soma entre BVI e  $\varphi_{FF,NMR}$ , excluindo o efeito do CBW:

$$\varphi_{e,NMR} = BVI + \varphi_{FF,NMR}. \quad (18)$$

Neste trabalho, usamos as curvas de  $\varphi_{t,NMR}$ ,  $\varphi_{e,NMR}$  e  $\varphi_{FF,NMR}$  derivadas a partir dos *cutoffs* padrões da distribuição T2 definidos pelas empresas que aquisitaram e processaram os perfis dos respectivos poços.

### 3.2.1.3. Saturação em água

A saturação de água ( $S_w$ ) é um parâmetro importante na avaliação petrofísica. Considerando a alta complexidade dos reservatórios carbonáticos, diversos autores defendem o uso dos perfis de NMR para o cálculo de  $S_w$  no pré-sal (Boyd et al., 2015; Castro e Lupinacci, 2022; Ribeiro et al., 2022). Usamos os perfis de NMR disponíveis em três poços para calcular a  $S_w$  seguindo a equação abaixo:

$$S_{wNMR} = \frac{\varphi_{e,NMR} - FF_{NMR}}{\varphi_{e,NMR}}. \quad (19)$$

Adotamos a metodologia híbrida proposta por Castro e Lupinacci (2022), onde os autores demonstraram que o uso dos perfis NMR para estimativa de  $S_w$  é adequada na zona de hidrocarbonetos do pré-sal. A  $S_{wNMR}$  é sensível à água irreduzível, aproximando-se à saturação real acima do contato óleo-água. Abaixo do contato, onde há água móvel, os valores de  $S_{wNMR}$  poderiam estar subestimados. Portanto, os autores sugerem a aplicação da equação de Archie (1942) no cálculo de  $S_w$  na zona de transição, o que seguimos neste trabalho:

$$S_{wArchie} = \left( \frac{aRw}{\varphi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (20)$$

no qual  $Rt$  é a curva de resistividade profunda, em  $\varphi$  utilizamos  $\varphi_{t,NMR}$ ,  $a$  é o coeficiente de tortuosidade,  $m$  é o coeficiente de cimentação,  $n$  é o expoente de saturação e  $Rw$  é a resistividade da água de formação. Nesta equação, utilizamos os parâmetros apresentados por (Gonçalves, 2023) para a estimativa de  $Sw_{Archie}$ , com  $a = 1.0$ ,  $m = 2.2$ ,  $n = 2.66$ .

O contato óleo água e a zona de transição foram definidos a partir dos diferentes gradientes de pressão, calculados usando medidas de pressão estáticas do reservatório (Vital et al., 2023). Portanto, o perfil final de  $Sw$  é dado por um *merge* entre  $Sw_{NMR}$  acima do contato óleo água,  $Sw_{Archie}$  entre o contato óleo-água e o aquífero e, no intervalo do aquífero, definimos  $Sw = 1$ .

#### 3.2.1.4. Fácies

Fácies é um termo geológico empregado para distinguir rochas com base em suas características, composição, formação e outros aspectos (Gressly, 1838). Electrofacies é o termo utilizado para caracterizar tipos de rochas com base na resposta de perfis geofísicos de poços (Serra e Abbot, 1982). Neste trabalho, definimos três electrofacies a partir de *cutoffs* dos perfis de  $V_{clay}$  e  $\varphi_{FF,NMR}$ , como mostra **Tabela 2**:

**Tabela 2:** *Cutoffs* utilizados para a definição das electrofacies da Formação Barra Velha no Campo de Atapu.

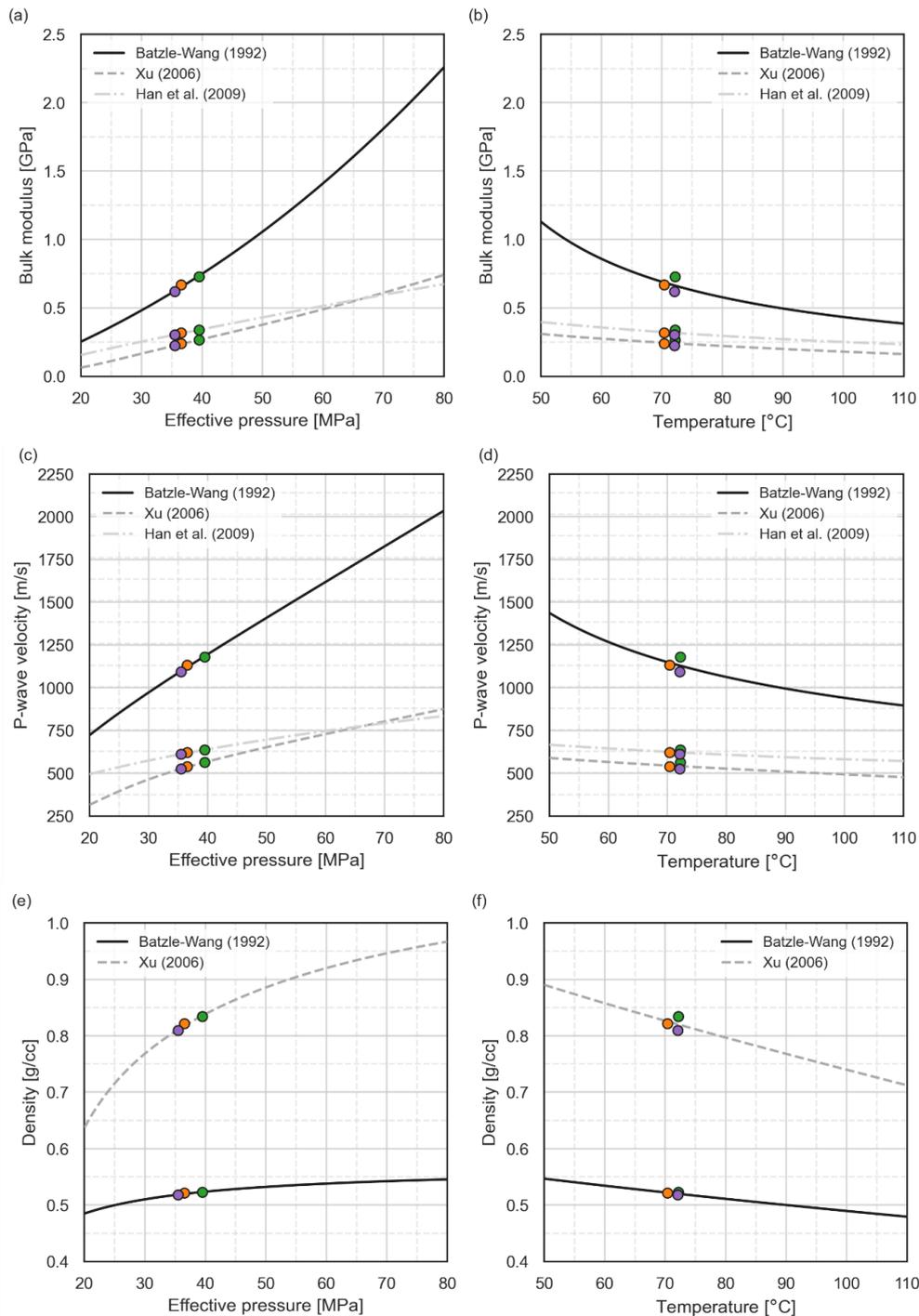
Electrofacies	<i>Cutoffs</i>
Reservatório	$V_{clay} \leq 0,2$ e $\varphi_{FF,NMR} \geq 0,07$
Carbonato fechado	$V_{clay} \leq 0,2$ e $\varphi_{FF,NMR} < 0,07$
Rochas lamosas	$V_{clay} > 0,2$

O objetivo inicial desta classificação foi a separação das fácies carbonáticas e fácies lamosas na Formação Barra Velha. Entretanto, devido a presença de carbonatos com baixa porosidade, foi necessário a separação entre os carbonatos reservatório e os carbonatos fechados com base em  $\varphi_{FF,NMR}$ . Os carbonatos fechados e as rochas lamosas representam intervalos que podem se comportar como barreiras de permeabilidade ao fluxo na Formação Barra Velha (Teixeira et al., 2017) e, portanto, não contribuem para a análise de sensibilidade à injeção de  $CO_2$ . Sendo assim, para a realização do fluxo de

trabalho proposto, utilizamos somente os intervalos das fácies reservatório para a substituição de fluidos.

### 3.2.2. Parâmetros elásticos dos fluidos

A estimativa apropriada dos parâmetros elásticos do CO<sub>2</sub> em condições de reservatório é crucial para a análise da sensibilidade da amplitude sísmica à sua injeção. Nós comparamos as equações de Batzle e Wang (1992), Xu (2006) e Han et al. (2010) para a estimativa de  $K_{CO_2}$ ,  $Vp_{CO_2}$  e  $RHOb_{CO_2}$  usando os dados de pressão e temperatura dos poços 1-BRSA-1146-RJS e 3-BRSA-1172-RJS (**Figura 15**). As medidas de pressão estática foram obtidas dos testes de formação realizados nos intervalos de reservatório da Formação Barra Velha e utilizados como pressão de *overburden*. Utilizamos as equações de Han et al. (2010) definidas para o cenário de alta temperatura e alta pressão (HTHP) para a comparação. A gravidade específica do CO<sub>2</sub> adotada foi  $g = 1.5349$  (Xu, 2006).



**Figura 15:** Variações do módulo de bulk (a e b), velocidade compressional (c e d), e densidade (e e f) do CO<sub>2</sub> com a pressão e temperatura usando as equações de Batzle e Wang (1992), Xu (2006) e Han et al. (2010). Os pontos em roxo e verde correspondem aos dados de pressão e temperatura medidos nos intervalos BVE 100-200 e BVE 300, respectivamente, do poço 3-BRSA-1172-RJS. Os pontos em laranja representam os dados do intervalo BVE 100 do poço 1-BRSA-1146-RJS. As curvas foram calculadas fixando a temperatura (a, c e e) e pressão (b, d e f) média dos poços. Observamos que as equações de Xu e Han *et al.* são mais adequadas para o cálculo dos parâmetros elásticos do CO<sub>2</sub>, pois as equações de Batzle e Wang superestimam a sua velocidade da onda compressional e subestimam a densidade.

As equações de Batzle e Wang (1992) consideram o CO<sub>2</sub> como um gás comum e o resultado disso é uma superestimativa da velocidade compressional e subestimativa da densidade. O uso deste resultado tornaria o  $K_{CO_2}$  muito elevado, erroneamente reduzindo a variação dos módulos elásticos da rocha à substituição de fluidos. Por sua vez, as estimativas da  $Vp_{CO_2}$  pelas equações de Xu (2006) e Han et al. (2010) são similares e mais adequadas para esta aplicação, considerando o estado supercrítico para o CO<sub>2</sub> nas condições de reservatório do pré-sal. Tendo em vista que o trabalho de Han et al. (2010) não explora a estimativa de  $RHOb_{CO_2}$ , utilizamos os valores estimados pelas equações de Xu (2006) para o cálculo do  $K_{CO_2}$ . A **Tabela 3** apresenta os valores de  $K_{CO_2}$ ,  $Vp_{CO_2}$  e  $RHOb_{CO_2}$  estimados pelos diferentes métodos. Nós optamos por utilizar a média dos valores estimados pelas equações de Xu (2006) para a substituição de fluidos, sendo eles  $K_{CO_2} = 0.24$  GPa,  $Vp_{CO_2} = 542$  m/s e  $RHOb_{CO_2} = 0.82$  g/cm<sup>3</sup>.

**Tabela 3:** Parâmetros elásticos do CO<sub>2</sub> estimados pelas equações de Batzle e Wang (1992), Xu (2006) e Han et al. (2010) nos poços 1-BRSA-1146-RJS e 3-BRSA-1172-RJS.

Poço	$K_{CO_2}$ (GPa)			$Vp_{CO_2}$ (m/s)			$RHOb_{CO_2}$ (g/cc)		
	BW	Xu	Han	BW	Xu	Han	BW	Xu	Han
1146 (BVE100)	0,67	0,24	0,32	1132	539	621	0,52	0,82	-
1172 (BVE100-200)	0,73	0,26	0,34	1179	563	636	0,52	0,83	-
1172 (BVE300)	0,62	0,22	0,30	1093	525	611	0,52	0,81	-
Média	0,67	<b>0,24</b>	0,32	1135	<b>542</b>	623	0,54	<b>0,82</b>	-

Os parâmetros elásticos do óleo e da água de formação foram estimados pelas equações de Batzle e Wang (1992). Para tal, consideramos os seguintes parâmetros: temperatura = 71.6°C, pressão de poro = 22 MPa, API = 28°, gravidade específica do gás total = 0.94, razão gás-óleo (GOR) = 239 L/L e salinidade da água de formação 200,000 ppm. Estes parâmetros foram obtidos através de testes de formação e de análises PVT disponíveis no conjunto de dados. A pressão de poro foi adotada a partir de valores

mostrados por Mello et al. (2015) para um conjunto de dados do pré-sal. A **Tabela 4** apresenta os valores das estimativas para o óleo e a água de formação.

**Tabela 4:** Parâmetros elásticos do óleo e da água de formação estimados pelas equações de Batzle e Wang (1992).

	$K$ (GPa)	$Vp$ (m/s)	$RHOb$ (g/cc)
Óleo	0,57	938	0,65
Água	3,69	1801	1,13

### 3.2.3. Substituição de fluidos

A substituição de fluidos é o estudo da variação da resposta elástica das rochas de acordo com a mudança do fluido presente em seus poros. Para tal relação, comumente usam-se as equações de Gassmann (1951). As equações de Gassmann estimam o módulo de bulk da rocha seca ( $K_{dry}$ ) a partir do módulo de bulk da rocha saturada ( $K_{sat}$ ) com um determinado fluido. Em estudos de substituição de fluidos realizados em poços, em geral considera-se o fluido inicial como fluido *in-situ* ( $K_{satA}$ ) calculado utilizando os perfis de velocidade compressional ( $Vp_{satA}$ ), velocidade cisalhante ( $Vs_{satA}$ ) e densidade ( $RHOb_{satA}$ ). Em seguida, estima-se o  $K_{sat}$  da rocha saturada com o fluido B ( $K_{satB}$ ), em função de  $K_{dry}$ . A mudança de fluido também afeta a densidade da rocha, sendo necessário o cálculo da nova densidade da rocha saturada com o fluido B ( $RHOb_{satB}$ ) através do balanço de massa. Dado que a onda S não se propaga em fluidos, o módulo de cisalhamento ( $G_{sat}$ ) permanece o mesmo, independentemente do fluido. Conhecendo os parâmetros elásticos  $K_{satB}$ ,  $G_{satB}$  e  $RHOb_{satB}$ , pode-se calcular  $Vp_{satB}$  e  $Vs_{satB}$  para a rocha saturada com o fluido B (Dvorkin et al., 2014).

O parâmetro  $K_{satA}$ , calculado através de  $Vp_{satA}$ ,  $Vs_{satA}$  e  $RHOb_{satA}$ , é a base da aplicação das equações de Gassman. No conjunto de dados de poços do Campo de Atapu, a ausência do perfil de  $Vs$  nos poços impossibilitou a aplicação destas equações. Como alternativa, as equações de Mavko et al. (1995) foram utilizadas para realizar a substituição de fluidos. Estas se baseiam no módulo compressional  $M$ , o qual é definido por:

$$M = Vp^2 RHOb. \quad (21)$$

Assim como as equações de Gassmann, as equações de Mavko et al. (1995) calculam o módulo de compressibilidade da rocha seca ( $M_{dry}$ ) em função do módulo de compressibilidade da rocha saturada ( $M_{satA}$ ) com fluido *in-situ*. Em seguida, calcula-se o módulo o módulo de compressibilidade para o novo fluido ( $M_{satB}$ ):

$$M_{dry} \approx M_s \frac{1 - (1 - \varphi) \frac{M_{satA}}{M_s} - \frac{\varphi M_{satA}}{K_{fA}}}{1 + \varphi - \frac{\varphi M_s}{K_{fA}} - \frac{M_{satA}}{M_s}}, \quad (22)$$

$$M_{satB} \approx M_s \frac{\varphi M_{dry} - \frac{(1 + \varphi) K_{fB} M_{dry}}{M_s} + K_{fB}}{(1 - \varphi) K_{fB} + \varphi M_s - \frac{K_f M_{dry}}{M_s}}, \quad (23)$$

no qual,  $M_s$  é o módulo de compressibilidade da fase sólida,  $\varphi$  é a curva de porosidade adotada, que neste caso usamos  $\varphi_{t,NMR}$ , e  $K_{fA}$  e  $K_{fB}$  são os módulos do *bulk* dos fluidos *A* (*in-situ*) e *B*, respectivamente. Nos carbonatos do pré-sal, mudanças de pressão e saturação produzem variações similares nos parâmetros elásticos; portanto, as equações de Gassmann são aplicáveis, não havendo necessidade de adotar modelos como o de Xu e Payne (2009) baseados na geometria do espaço poroso (Silva et al., 2020). Por equivalência, as equações de Mavko et al. (1995) também são adequadas para a substituição de fluidos.

Como a fase sólida da rocha é uma composição multi-mineralógica, sua modelagem geralmente é feita analiticamente através do cálculo do mineral efetivo. Esta estimativa baseia-se na ponderação dos constituintes minerais da rocha utilizando os limites de física de rochas (Dvorkin et al., 2014). Os limites de Voigt e Reuss podem ser utilizados para determinar os parâmetros elásticos  $K$  e  $G$  do mineral efetivo. Entretanto, a média de Hill é o limite de física de rochas mais utilizado neste caso (Avseth et al., 2005). Nós utilizamos a média de Hill para calcular  $K_s$  e  $G_s$  e, posteriormente,  $M_s$  para uma rocha composta por 85% de calcita, 10% de quartzo e 5% de dolomita. Estes valores foram definidos a partir dos perfis litogeoquímicos contendo os percentuais dos elementos de cálcio, sílica e magnésio do poço 9-BRSA-1284-RJS (**Figura 14**). Além disso, nós definimos as constantes dos módulos elásticos de cada mineral a partir da tabela apresentada por Mavko et al. (2009).

Para a fase fluida, calculamos o valor de  $K_f$  para todos os cenários utilizando o limite de Reuss. Ele se baseia na média harmônica do módulo de *bulk* de cada fluido ponderada pelas suas respectivas frações. O limite de Reuss fornece o módulo de *bulk* efetivo para uma mistura de fluidos em um sistema imiscível, isto é, em que todos os fluidos estão em perfeita comunicação hidráulica no reservatório (Dvorkin et al., 2014). Para isso, consideramos o reservatório saturado com água, óleo com gás associado e CO<sub>2</sub> no estado supercrítico nos cenários monitores.

Como nosso objetivo é verificar a sensibilidade da resposta sísmica 4D para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, definimos três cenários como baseline para a substituição de fluidos (**Tabela 5**): o primeiro sendo o reservatório *in-situ* saturado em água e óleo, com os percentuais definidos a partir da curva de  $S_w$  calculada; o segundo e o terceiro simulam cenários de produção a partir da injeção de água, com saturação de água de 40% e 60% respectivamente em cada cenário.

**Tabela 5:** Cenários baseline e monitores avaliados para a modelagem da resposta sísmica 4D dos reservatórios do pré-sal no Campo de Atapu. Em todos os cenários baseline, o CO<sub>2</sub> foi considerado somente como gás associado ao óleo.

Cenário	Água	Óleo	CO <sub>2</sub>
Baseline			
<i>In-situ</i>	$S_w$	$1 - S_w$	-
Baseline 1	40%	60%	-
Baseline 2	60%	40%	-
Monitor			
WAG	30%	20%	50%
CO <sub>2</sub>	20%	10%	70%

Como dado monitor, nós também avaliamos dois cenários de injeção de CO<sub>2</sub> para a modelagem da resposta sísmica 4D. O primeiro cenário emula uma injeção WAG avançada, com valores similares aos adotados por Cruz et al. (2021) para outro campo do pré-sal. O segundo cenário simula uma injeção de CO<sub>2</sub>, mantendo 10% de saturação de óleo não recuperado, um percentual de 20% de saturação de água correspondente ao BVI médio dos poços, e 70% de CO<sub>2</sub>. O objetivo destas análises é a previsão da resposta

sísmica 4D para diferentes cenários de saturação de CO<sub>2</sub> em diferentes momentos da vida útil do campo.

Considerando que este é um estudo voltado para a modelagem da resposta sísmica 4D das variações de fluido no reservatório, optamos por analisar os resultados utilizando os perfis após o *upscaling* com a média de Backus (Backus, 1962). Esta transformação é realizada para a passagem dos perfis da escala da velocidade sônica para a velocidade sísmica. A média de Backus realiza a suavização dos perfis de  $Vp$  e  $\rho$  utilizando a média harmônica do perfil de  $M$ , sendo muito útil para regiões com fortes contrastes de velocidades (Simm e Bacon, 2014). A média de Backus foi tomada levando em conta uma janela de 5 m para a passagem para a escala sísmica.

### 3.2.4. Modelagem sísmica direta

Para avaliar o impacto da mudança de fluidos na amplitude sísmica, realizamos a modelagem acústica da amplitude sísmica para todos os cenários avaliados usando o modelo convolucional linear (Aki e Richards, 1980). Dado um meio com baixos contrastes de impedância ( $|r_i| < 0.3$ ), o modelo convolucional pode ser expresso em uma malha uniforme de diferenças finitas da forma (Russell, 1988):

$$r = D_t m, \quad (24)$$

no qual  $r = [r_1, r_2, \dots, r_{N-1}]^T$  é a série de refletividades com  $N$  representando o número de amostras do perfil de impedância acústica,  $D_t$  é uma matriz de diferenças finitas de primeira ordem e  $m = \frac{1}{2} [\ln(Z_1), \ln(Z_2), \dots, \ln(Z_N)]^T$  com  $Z_i$  sendo as amostras do perfil de impedância acústica após o *upscaling*. Com isso, um traço sísmico pode ser escrito da forma:

$$d = Gm + n, \quad (25)$$

no qual  $G = WD_t$  onde  $W$  é a matriz de convolução do pulso sísmico e  $n$  é um ruído aleatório com o mesmo espectro de frequência de  $d$ . O pulso sísmico utilizado para todas as modelagens sísmicas diretas foi obtido a partir da amarração poço-sísmica dos quatro poços analisados neste estudo.

Variações na velocidade da rocha impactam o tempo de trânsito da onda sísmica no meio. Sendo assim, calculamos o *time-shift* ( $t_s$ ) de cada cenário utilizando a equação (Costa et al., 2016):

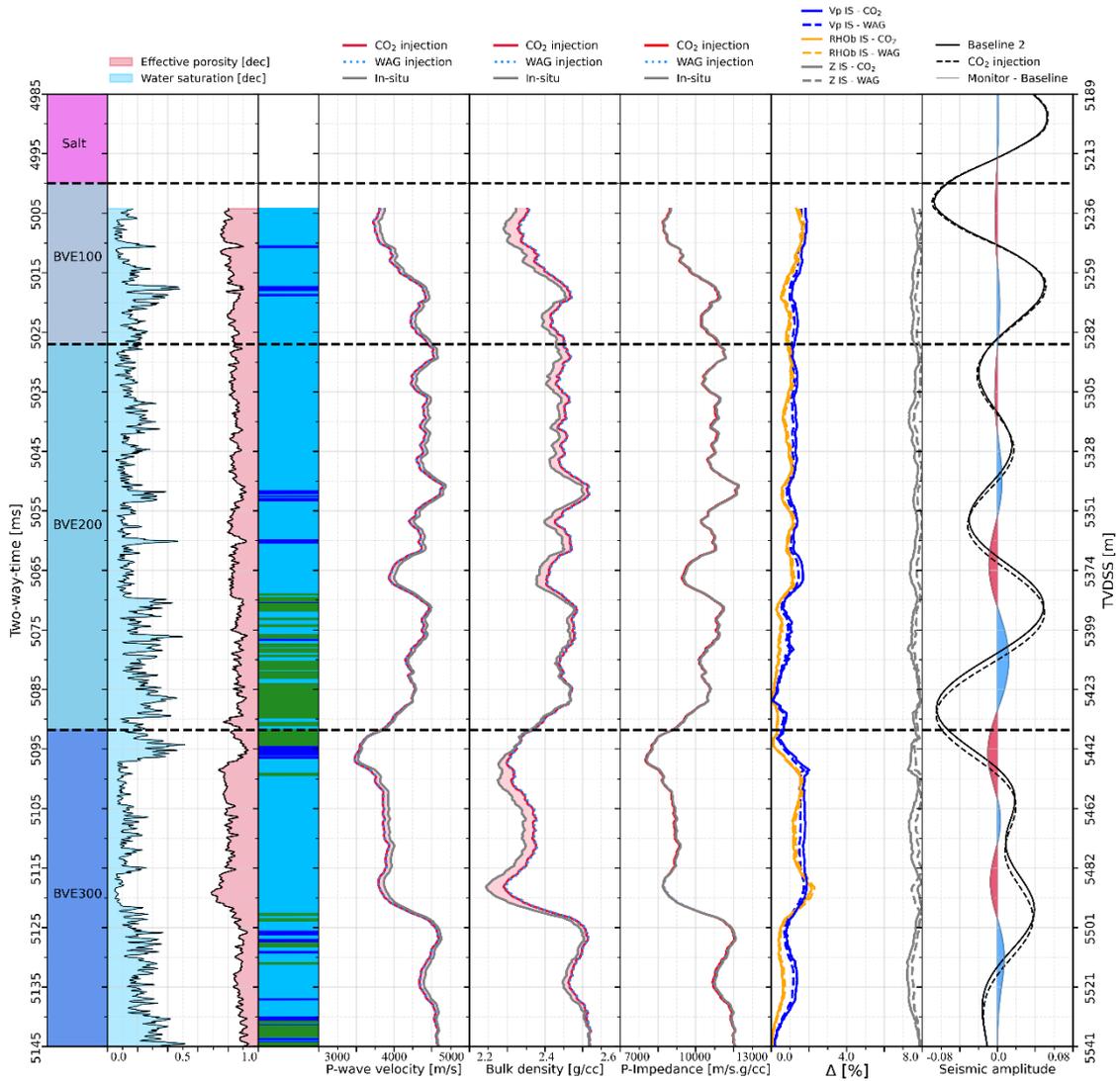
$$t_s = 2 \int DT_B - DT_M dt \quad (26)$$

no qual  $DT_B$  e  $DT_M$  são os perfis sônicos dos cenários baseline e monitor, respectivamente.

### 3.3. Resultados e discussão

#### 3.3.1. Cenário *in-situ*

A comparação dos perfis de  $V_p$ ,  $RHO_b$  e  $Z$  dos dois cenários de injeção (monitores) com os perfis *in-situ* (baseline) do poço 9-BRSA-1284-RJS são ilustrados na **Figura 16**. Observamos variações percentuais absolutas menores que 2% para  $V_p$  e  $RHO_b$  e menores que 0,8% para  $Z$ , evidenciando uma baixa sensibilidade dos parâmetros elásticos aos fluidos no reservatório. O intervalo que apresenta maiores mudanças nos parâmetros elásticos é o BVE300, correspondendo ao patamar mais elevado dos perfis de porosidade. A alta porosidade está associada a uma queda nos parâmetros elásticos, com ambos os fatores contribuindo mutuamente para o aumento da sensibilidade da rocha reservatório às mudanças de fluido. De maneira oposta, o intervalo da BVE200 possui menor sensibilidade ao fluido, causado por uma redução da porosidade e aumento dos parâmetros elásticos. Portanto, destacamos que a porosidade e os módulos elásticos são os parâmetros de maior influência sobre a sensibilidade ao fluido no reservatório, com baixa dependência da saturação de fluidos *in-situ*.



**Figura 16:** Comparação entre os dois cenários de injeção e os perfis do poço *in-situ* no domínio do tempo. Os perfis de  $V_p$ ,  $RHob$  e  $Z$  são exibidos após a realização da média de Backus. Observamos um baixo impacto nos valores de amplitude causado pela substituição de fluidos. Entretanto, o *time-shift* total de 1.85 ms causa um atraso do sinal sísmico, notado principalmente a partir do intervalo intermediário da zona BVE200.

Ambos os cenários monitores possuem o  $CO_2$  como fluido com maior percentual. O impacto do  $CO_2$  sobre os perfis é visto com um efeito oposto em  $V_p$  e em  $RHob$ . Enquanto o primeiro sofre uma diminuição, o segundo aumenta. Este é um comportamento esperado, pois o  $CO_2$  no estado supercrítico tem a densidade intermediária/alta, entre os valores típicos aos de um líquido e aos de um gás, e a velocidade compressional baixa, devido à alta compressibilidade. A queda na velocidade com a presença do  $CO_2$  pode introduzir uma maior atenuação da onda sísmica (Azuma et al., 2014; Huang et al., 2023), reduzindo a razão sinal-ruído do dado.

As variações observadas em  $Z$  são negativamente impactadas pelo efeito contrário do  $\text{CO}_2$  nos parâmetros  $V_p$  e  $RHOb$ , mostrando mudanças insuficientes para causar um impacto na refletividade capaz de ser identificada por estudos sísmicos 4D. Estudos consideram valores de aproximadamente 1,5 – 3% de variação na impedância acústica como o *threshold* para sucesso de monitoramento *time-lapse* (Grochau et al., 2014; Cruz et al., 2021). Neste estudo, estimamos uma variação máxima de 0,8% em  $Z$  ao comparar o poço *in-situ* com os dois cenários monitores. Destacamos que uma das principais causas da baixa sensibilidade é o fato de o óleo da formação ser leve (28°API), possuindo uma velocidade maior que a do  $\text{CO}_2$  e uma densidade menor. Esta tendência gera uma compensação dos efeitos sobre o parâmetro de impedância acústica, indicando que a resposta sísmica em função da refletividade do reservatório para o cenário *in-situ* e para os dois cenários monitores será similar.

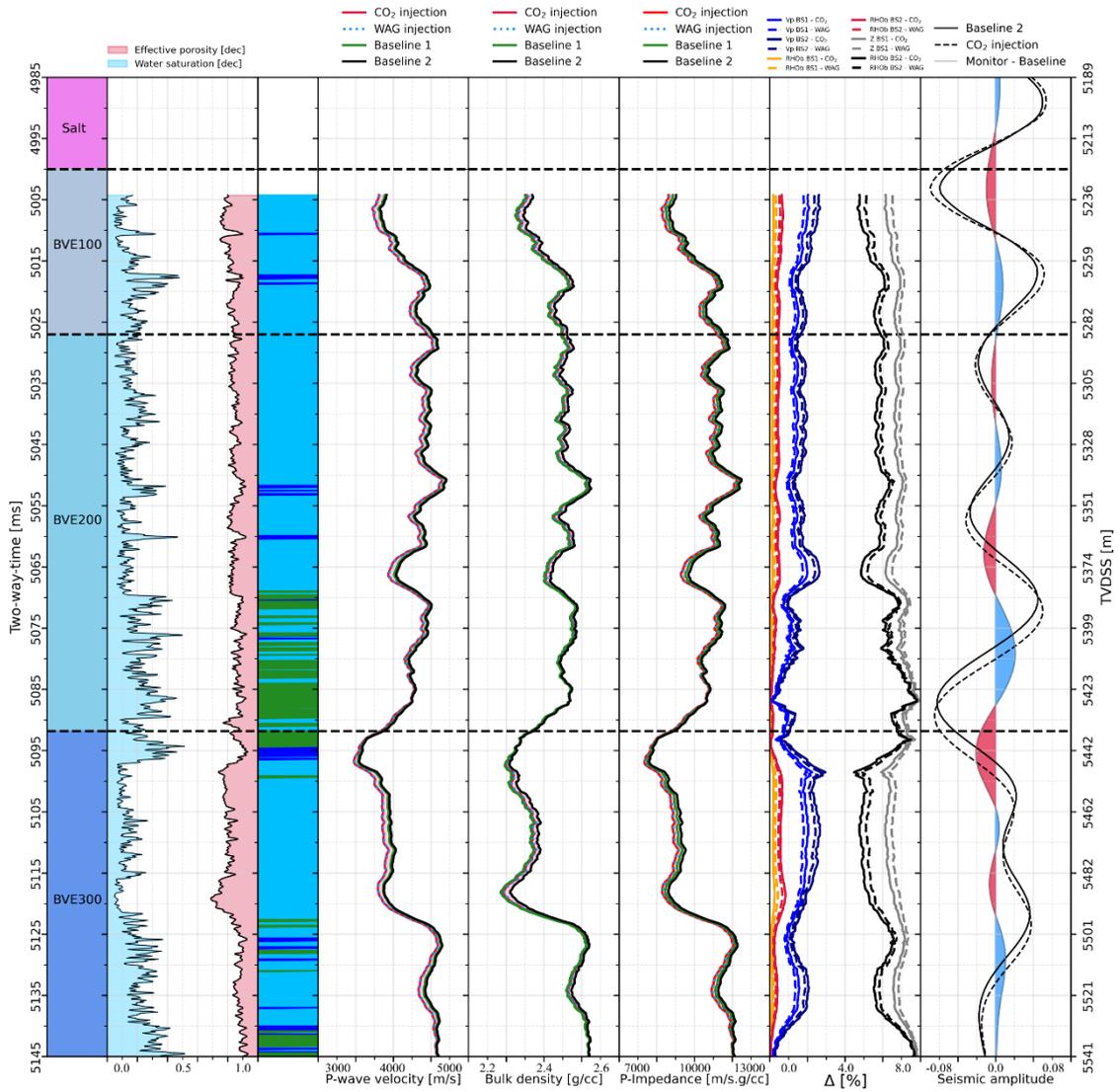
Devido a estes efeitos compensatórios entre  $V_p$  e  $RHOb$ , intervalos do poço com altas variações destes parâmetros elásticos podem ter menores mudanças em  $Z$  do que intervalos com menores variações destes dois parâmetros. A região do BVE100 com a injeção de  $\text{CO}_2$  ilustra este tipo de comportamento, onde o intervalo entre 5235/5265 m, com maior porosidade, possui mudanças de até 2% em  $V_p$  e  $RHOb$  e menores que 0,3% em  $Z$ ; por sua vez, o intervalo entre 5265/5287 m, com menor porosidade, varia menos que 1,4% em  $V_p$  e  $RHOb$ , mas  $Z$  muda até 0,6%. Isto indica uma complexidade na relação entre os três parâmetros elásticos e a porosidade; o comportamento interligado entre a velocidade da onda compressional, densidade e porosidade discutido anteriormente pode não se aplicar para a impedância acústica.

Entretanto, a amplitude sísmica irá sofrer os impactos causados pelas variações de velocidade e densidade individualmente. A queda na velocidade sísmica causa um aumento no tempo de trânsito, gerando um atraso na chegada do sinal e um *time-shift* capaz de gerar uma anomalia 4D de velocidade no reservatório. No cenário de injeção de  $\text{CO}_2$ , o *time-shift* total foi de -1,85 ms, ocasionando uma queda de 2% entre a correlação da amplitude sísmica *in-situ* e a da injeção. Por ser um efeito acumulativo, o *time-shift* é mais notório a partir da porção intermediária da zona BVE200, apesar da mudança de velocidade em intervalos sobrepostos. Para o dado monitor da injeção WAG, o *time-shift* foi de -1,62 ms. Costa et al. (2016) observam um *time-shift* de 1,4 ms com o aumento da saturação de água em um poço do seu conjunto de dados do pré-sal. Os autores

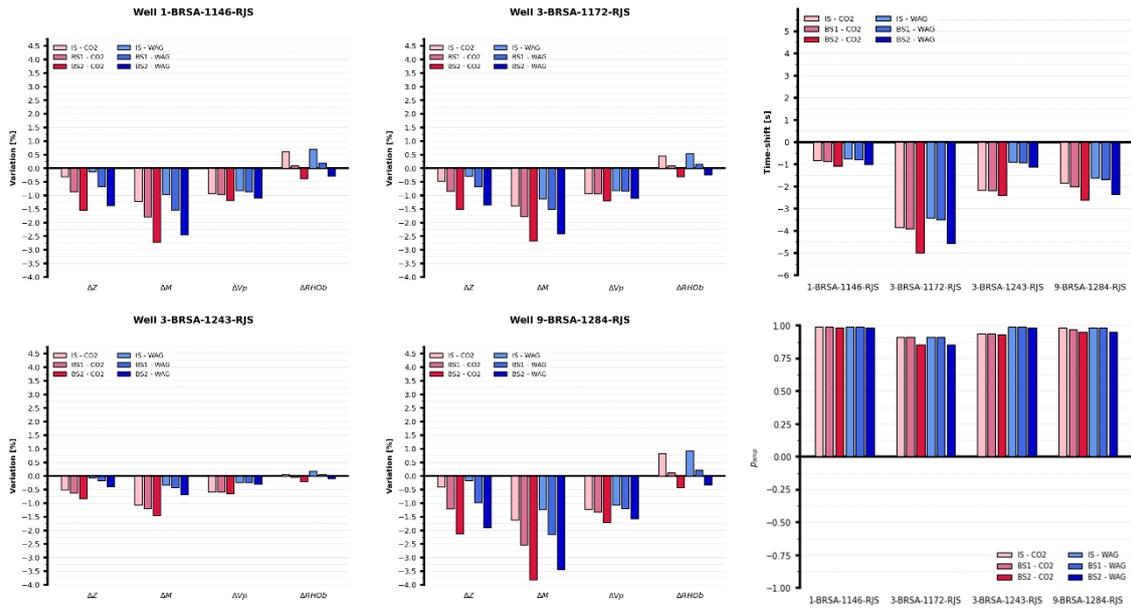
consideram este resultado otimista para a detecção de anomalias 4D em reservatórios com baixa sensibilidade dos parâmetros elásticos aos fluidos. Sendo assim, também consideramos o deslocamento de tempo observado no poço 9-BRSA-1284-RJS para a injeção de CO<sub>2</sub>, 32,1% maior que o observado por Costa et al. (2016), como promissor para o sucesso no monitoramento 4D do CO<sub>2</sub> no reservatório via análise de *time-shift*.

### 3.3.2. Cenários baseline 1 e 2

A **Figura 17** ilustra a comparação dos dois cenários monitores com os outros dois cenários baseline no poço 9-BRSA-1284-RJS. A **Figura 18** resume as variações médias da impedância acústica, módulo de compressibilidade, velocidade da onda compressional e densidade, o *time-shift* total calculado e a correlação do perfil sintético de amplitude nos quatro poços analisados neste estudo.



**Figura 17:** Comparação entre os dois cenários baseline e os dois cenários monitores no domínio do tempo. Os perfis de  $V_p$ ,  $RHOb$  e  $Z$  são exibidos após a realização da média de Backus. A amplitude sísmica possui boa sensibilidade à injeção de  $CO_2$ , exibindo uma anomalia 4D no estágio baseline 2, com  $Sw = 60\%$ .



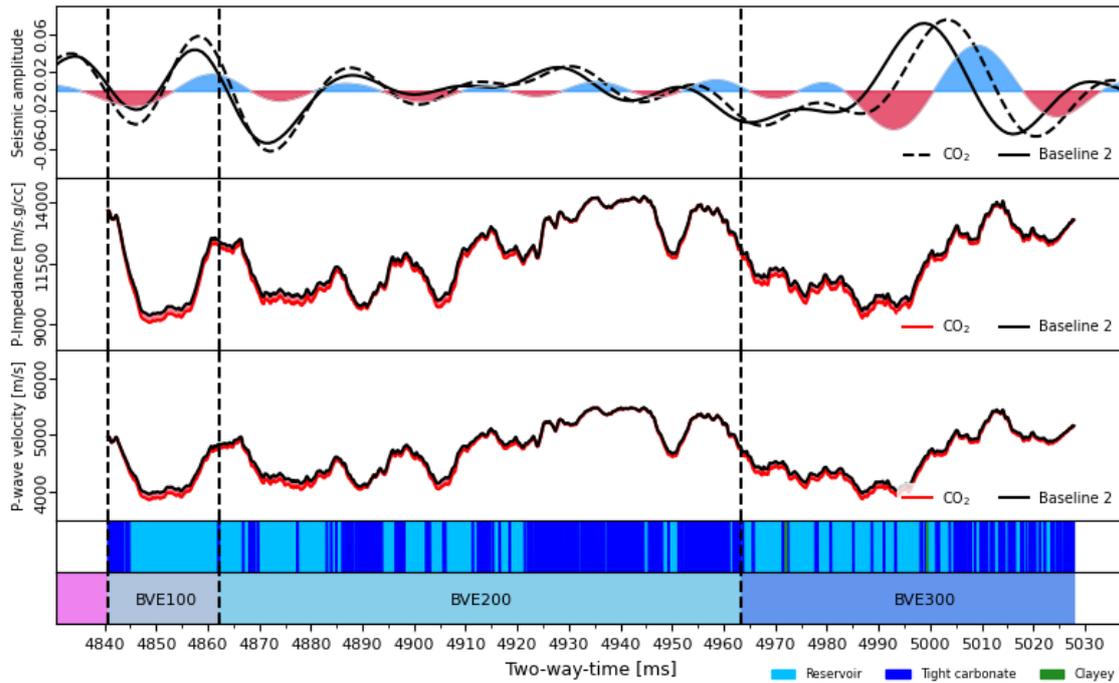
**Figura 18:** Gráficos de barra mostrando a variação percentual média de impedância acústica ( $\Delta Z$ ), módulo de compressibilidade ( $\Delta M$ ), velocidade compressional ( $\Delta Vp$ ) e densidade ( $\Delta RHOb$ ), o *time-shift* total calculado e a correlação entre os traços sísmicos modelados ( $\rho_{amp}$ ) para os dois cenários de injeção (injeção de  $CO_2$  – GAS e WAG) comparados com o cenário *in-situ* (IS), baseline 1 (BS1) e baseline 2 (BS2). Valores negativos de *time-shift* indicam atrasos do sinal sísmico. Os valores de  $\Delta Z$ ,  $\Delta Vp$  e  $\Delta RHOb$  foram calculados desconsiderando o efeito do *time-shift*, com percentuais positivos indicando aumento e negativos indicando reduções. Para a métrica de correlação, valores menores indicam maiores impactos da substituição de fluidos no traço sísmico.

A injeção de  $CO_2$  ou WAG nos estágios do reservatório mais saturados em água, baseline 1 e 2, causa reduções significativas em  $Vp$ , alcançando aproximadamente 3% de variação no intervalo BVE300 com maior porosidade. Esta queda na velocidade sísmica ocasiona um *time-shift* médio de -1,98 ms para os dois tipos de injeção no baseline 1 e de -2,52 ms no baseline 2. Consideramos estes patamares de *time-shift* para os dois cenários baseline indicam o sucesso de ambos os tipos de injeção na geração de anomalias 4D em diferentes estágios de saturação de água do campo.

Em Z, ocorrem variações que superam os 1,5% para a injeção de  $CO_2$  e WAG no cenário baseline 2. Estes valores são suficientes para a geração de uma anomalia 4D na refletividade capaz de ser identificada no dado sísmico (e.g. Cruz et al., 2021). Estas mudanças podem ser vistas, principalmente, no intervalo do BVE100 e no intervalo inferior do BVE200. Curiosamente, a anomalia 4D mais forte está presente na parte do poço que apresenta mais intercalações de fácies não reservatório. Isto está associado à boa sensibilidade à mudança de fluido e à grande espessura do intervalo de reservatório

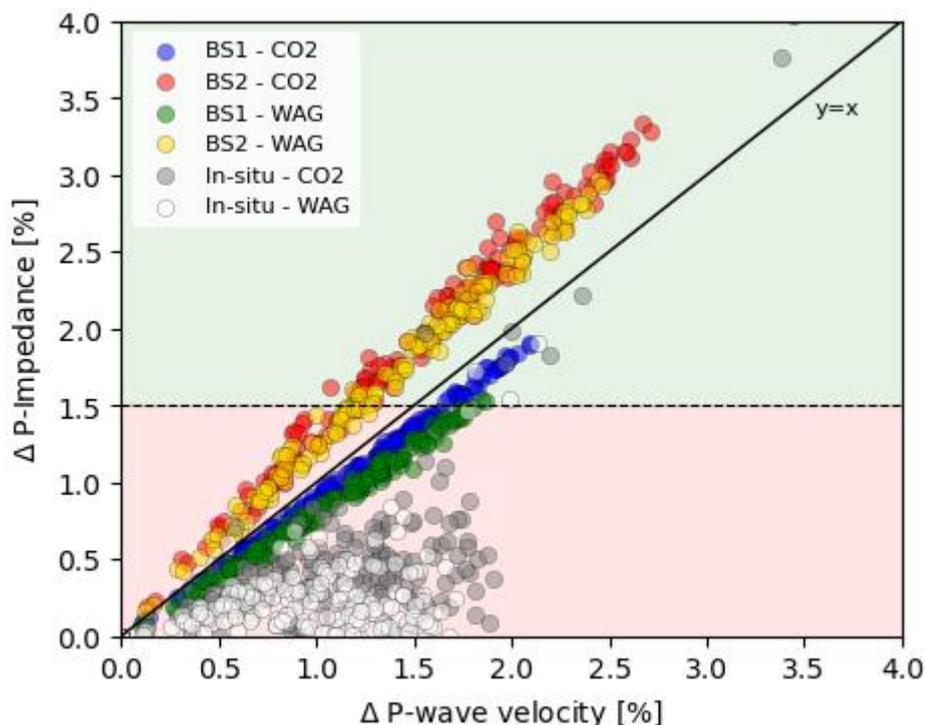
na zona BVE200, contribuindo para o efeito acumulativo de *time-shift*. Portanto, o uso somente da amplitude sísmica para o mapeamento das anomalias 4D pode levar a armadilhas na interpretação do comportamento dos fluidos. A inversão sísmica (Russell, 1988; Simm e Bacon, 2014; Wang, 2016) pode contribuir para a caracterização destas camadas e o posicionamento correto dos intervalos das anomalias. Tendo em vista o impacto do CO<sub>2</sub> sobre  $V_p$  e  $Z$ , recomendamos a realização de uma inversão sísmica para estudos 4D no pré-sal.

De uma maneira geral, a mudança na amplitude sísmica, aliada ao atraso do sinal causada pela queda na velocidade, indicam uma condição muito promissora para o monitoramento 4D da pluma de CO<sub>2</sub> no pré-sal após a injeção em cenários como o baseline 1 e 2 (**Figura 18**). O poço 9-BRSA-1284-RJS possui as maiores variações de  $V_p$  e  $Z$ ; entretanto, o poço 3-BRSA-1172-RJS se mostrou o mais sensível à substituição de fluidos, com um *time-shift* de -5,0 ms e uma queda de 15% na correlação da amplitude sísmica (**Figura 19**). Atribuímos este comportamento, principalmente, à grande espessura da Formação Barra Velha no poço, com 451 metros de comprimento. Mesmo com grandes intercalações de eletrofácies não-reservatório, a mudança de fluidos causou um impacto suficientemente forte para gerar um cenário favorável ao monitoramento 4D da injeção de CO<sub>2</sub>. No intervalo do BVE100, a diferença de amplitude possui influência das variações de impedância acústica. No BVE200 e BVE300, com mais intercalações, o *time-shift* é o principal causador das mudanças. Portanto, concluímos que a análise integrada de  $\Delta V_p$  e  $\Delta Z$  é fundamental para a modelagem da injeção de CO<sub>2</sub> no pré-sal.



**Figura 19:** Substituição de fluidos no poço 3-BRSA-1172-RJS. Mesmo em um poço com grandes intercalações de eletrofácies não-reservatório, a sensibilidade ao fluido de  $V_p$  e  $Z$  é capaz de produzir anomalias 4D de amplitude.

A **Figura 20** ilustra o *crossplot* de  $\Delta V_p$  e  $\Delta Z$  para as seis possíveis combinações de dados baseline e monitores. Observamos que o dado baseline é o principal fator de influência nas variações calculadas, com ambos os dados monitores apresentando padrões de variações semelhantes nos dois parâmetros elásticos. Com o baseline 1,  $\Delta V_p > \Delta Z$ ; no baseline 2,  $\Delta Z > \Delta V_p$ ; com relação ao cenário *in-situ*,  $\Delta V_p > \Delta Z$ , porém com baixa correlação entre as duas variáveis. A baixa correlação entre as variações no cenário *in-situ* é causada pelas mudanças do perfil de  $S_w$  ao longo do poço; ora o  $CO_2$  substituirá principalmente o óleo, ora a água de formação. Por sua vez, atribuímos estes comportamentos das mudanças observadas em  $V_p$  e  $Z$  ao tipo de fluido dominante do dado baseline que está sendo substituído pelo  $CO_2$  no dado monitor. No baseline 1, o  $CO_2$  é predominantemente introduzido no lugar do óleo, enquanto no baseline 2 ele substitui principalmente a água (**Tabela 6**).



**Figura 20:** *Crossplot* de  $\Delta Vp$  e  $\Delta Z$  nos quatro poços para as seis combinações de cenários baseline e monitor. Os valores são extraídos do dado após o *upscaling* a cada 5 metros. A linha horizontal em  $\Delta Z = 1.5\%$  representa o *threshold* de impedância acústica para a detectabilidade apresentado por Cruz et al. (2021) para o pré-sal. A reta representando  $y = x$  mostra um domínio das variações de impedância acústica quando utilizamos o dado baseline 2. Por outro lado, a variações de velocidade são mais influentes ao se realizar a injeção WAG ou de  $CO_2$  no dado baseline 1.

**Tabela 6:** Variações nas saturações de água ( $\Delta S_w$ ) e óleo ( $\Delta(1 - S_w)$ ) entre os cenários baseline e monitores.

	Baseline 1		Baseline 2	
	$\Delta S_w$	$\Delta(1 - S_w)$	$\Delta S_w$	$\Delta(1 - S_w)$
$CO_2$	-20%	-50%	-40%	-30%
WAG	-10%	-40%	-30%	-20%

Ao analisar os parâmetros dos fluidos (**Tabela 3** e **Tabela 4**), destacamos que a variação percentual da velocidade do fluido ( $\Delta Vp = -42\%$ ) é maior em magnitude do que a da impedância acústica ( $\Delta Z = -16\%$ ) na saída de óleo para  $CO_2$ . Portanto, a velocidade é o parâmetro mais afetado utilizando o baseline 1 como dado base. Por outro lado, a impedância acústica dos fluidos ( $\Delta Z = -75\%$ ) tem uma maior mudança em magnitude do que a velocidade ( $\Delta Vp = -70\%$ ) na substituição de água por  $CO_2$ , com o primeiro sendo a variação dominante ao utilizar o baseline 2 como dado base. Este

comportamento destaca a importância dos parâmetros dos fluidos em estudos de viabilidade para o monitoramento sísmico 4D.

Silva et al. (2020) simulam variações de cerca de 2% na impedância acústica ao comparar um cenário com 60% de água e 40% de óleo com outro contendo 71% de gás, 24% de água e 5% de óleo na Formação Barra Velha. Estes cenários seriam equivalentes aos cenários que apresentamos como baseline 2 e injeção de CO<sub>2</sub>, com nossas estimativas de  $\Delta Z$  tendo um valor médio de 1,5% e máximo de 2,13%. Silva et al. (2020) concluem que estes valores são insuficientes para o monitoramento 4D com base no *threshold* de 3% comumente estabelecido na indústria de óleo de gás (Lumley and Behrens, 1998). Entretanto, baseado nos resultados apresentados por Cruz et al. (2021), com este valor de *threshold* reduzido para 1,5%, consideramos que ambos os resultados estão dentro do alcance de sucesso para a sísmica 4D. Além disso, o impacto causado pelo *time-shift*, desconsiderado na modelagem adotada por Silva et al. (2020), aumenta as chances de detectabilidade da injeção WAG ou de CO<sub>2</sub>.

Nosso estudo verificou a viabilidade para o monitoramento sísmico 4D nos carbonatos do pré-sal no Campo de Atapu. Além disso, em projetos de injeção de CO<sub>2</sub>, é de extrema importância o monitoramento de possíveis vazamentos pelo comprometimento da rocha selante ou pela reativação de falhas. No pré-sal, a espessa camada de sal funciona como um excelente selo devido à sua baixa permeabilidade e alta pressão capilar. Isto gera confiança com relação à segurança a longo prazo de projetos de armazenamento geológico do CO<sub>2</sub> no pré-sal e de seu monitoramento (Nunes et al., 2024). Ademais, a interpretação sísmica do campo não mostra falhas que cruzem a camada de sal passíveis de reativação. Prasad et al. (2021) destacam a possibilidade de ocorrência de reações químicas na matriz da rocha induzidas pelo CO<sub>2</sub>, como o fechamento de fraturas pela precipitação de minerais ou a sua abertura por dissolução. De fato, os reservatórios do pré-sal são altamente fraturados (Fernández-Ibáñez et al., 2022; Lupinacci et al., 2023; Oliveira Neto et al., 2023; Wennberg et al., 2023); fator este que combinado à propensão à precipitação e dissolução de minerais em rochas carbonáticas com a injeção de CO<sub>2</sub> (Prasad et al., 2021; Marçon et al., 2024), torna o pré-sal um candidato a sofrer o impacto destes efeitos na injetividade. Portanto, sugerimos para trabalhos futuros uma integração de testes realizados em laboratório com rochas do pré-sal para verificar a integridade dos cenários modelados para a injeção de CO<sub>2</sub>.

Nós sugerimos que trabalhos futuros incorporem variações de pressão na modelagem dos cenários no estudo de viabilidade para a sísmica 4D. Estudos realizados em laboratório simulando condições do pré-sal estabeleceram leis empíricas que indicam mudanças na impedância acústica de aproximadamente 1% com relação à pressão (Vasquez et al., 2019). Silva et al. (2020) calcularam o impacto de cenários com mudanças de até 9,8 MPa na pressão efetiva do reservatório, com valores de  $\Delta Z$  significativos estimados. Adicionalmente, consideramos que as análises apresentadas neste estudo podem ser estendidas para a escala sísmica. Para isso, deve-se utilizar as informações vindas de modelos estáticos, obtidos a partir do uso de ferramentas como a inversão sísmica e física de rochas, ou também de modelos dinâmicos vindos da simulação de fluxo dos reservatórios, para a construção do modelo petro-elástico 3D. A realização deste passo traz mais recursos para a interpretação e quantificação das possíveis anomalias presentes na sísmica 4D ocasionadas pela injeção de CO<sub>2</sub> no campo.

### 3.4. Conclusões

Nós apresentamos um estudo de sensibilidade dos parâmetros elásticos e a modelagem da resposta sísmica 4D para diferentes cenários de saturação de CO<sub>2</sub> nos carbonatos do pré-sal no Campo de Atapu, Bacia de Santos, offshore Brasil. Para isso, construímos três cenários baseline (*in-situ*, baseline 1 e baseline 2) e dois cenários monitores (injeção WAG e de CO<sub>2</sub>) utilizando a substituição de fluidos. A estimativa dos parâmetros elásticos do CO<sub>2</sub> nas condições de reservatório mostrou um fluido com alta compressibilidade e densidade, com a impedância acústica similar à do óleo da formação. Isto resultou em uma baixa sensibilidade deste parâmetro na comparação do cenário *in-situ* com os monitores, com média de  $\Delta Z = 0,4\%$ . Este valor está abaixo do *cutoff* adotado para sucesso do monitoramento 4D no pré-sal. Entretanto, a alta compressibilidade ocasionou mudanças de velocidade da onda compressional que se traduziram em um *time-shift* total de -1,85 ms na amplitude sísmica na base da Formação Barra Velha. Consideramos este valor como suficiente para produzir uma anomalia capaz de ser detectada na sísmica 4D. Já a comparação dos parâmetros elásticos dos cenários monitores com o baseline 1 e 2 mostra casos com  $\Delta Z > 1,5\%$ , além de altos valores de  $\Delta Vp$ . Estes fatores, combinados à grande espessura do intervalo de investigação, causam mudanças significativas no sinal sísmico, como *time-shifts* médios de -1,98 ms no baseline 1 e -2.52 ms no baseline 2 com os dois cenários de injeção. A análise integrada

de  $\Delta Z$  e  $\Delta Vp$  evidencia o impacto dos parâmetros elásticos dos fluidos na sensibilidade à substituição de fluidos, com  $\Delta Vp > \Delta Z$  quando o reservatório tem mais óleo do que água (baseline 1) e  $\Delta Z > \Delta Vp$  em maiores níveis de saturação de água (baseline 2). Levando em conta todos estes fatores, concluímos que os reservatórios carbonáticos do Campo de Atapu têm bom potencial para o monitoramento sísmico 4D do CO<sub>2</sub> para EOR ou armazenamento geológico.

## 4. Considerações finais

Este estudo modelou a resposta sísmica decorrente da injeção de CO<sub>2</sub> nos reservatórios carbonáticos da Formação Barra Velha, no Campo de Atapu. Foram simulados três cenários de baseline: *in-situ*, baseline 1, com 40% de  $Sw$ , e baseline 2, com 60% de  $Sw$ . Estes valores foram selecionados por representarem cenários intermediários de  $Sw$  nas proximidades dos poços injetores. Consideramos que, quanto mais próximo do poço injetor, maior será a saturação de  $Sw$ . Os cenários de injeção (WAG e CO<sub>2</sub>) foram adaptados a partir de Cruz et al. (2021). Apesar da nomenclatura, ambos os cenários envolvem saturação de CO<sub>2</sub>, com o primeiro apresentando valores de 50% e o segundo de 70%. Sugiro que mais cenários sejam avaliados em trabalhos futuros, como um cenário com saturação em água de 50% e outro com 80%. Com base nos resultados, é provável que  $\Delta Vp \approx \Delta Z$  para o primeiro, com ambos os efeitos sendo importantes para a geração de anomalias 4D. Por sua vez, no segundo, a expectativa é que  $\Delta Z > \Delta Vp$ . Neste último caso, poços com baixa espessura de reservatório na Formação Barra Velha também poderão ter sucesso para o monitoramento 4D, pois, diferentemente do efeito acumulativo do *time-shift* gerado por  $\Delta Vp$ , o efeito de  $\Delta Z$  é visto localmente na magnitude da amplitude sísmica.

Além disso, outros autores como Cruz et al. (2021) avaliaram a injeção de CO<sub>2</sub> com uma mistura de gases, não somente CO<sub>2</sub>. Neste trabalho, esta estratégia tornaria  $Z$  mais sensível e mais otimista para a viabilidade da sísmica 4D. Quanto aos impactos em  $Vp$  e os *time-shifts*, recomendo que trabalhos futuros os explorem. Análises do comportamento elástico da mistura de gases para diferentes proporções deles podem ser conduzidas comparadas à da água de formação e do óleo nas condições de reservatório para traçar discussões acerca do impacto que as diferentes saturações podem ter sobre  $Z$ ,  $Vp$  e  $RHO_b$ .

Como etapa adicional, as análises apresentadas neste estudo podem ser ampliadas para a escala sísmica. Para isso, recomenda-se o uso da inversão sísmica, que permitirá a obtenção do volume de impedância acústica. Esse volume poderá ser integrado às propriedades petrofísicas de modelos estáticos por meio de abordagens fundamentadas na física de rochas para a construção de modelos petro-elásticos. Alternativamente, pode-se utilizar as informações de modelos dinâmicos, oriundas da simulação do comportamento do reservatório, junto a modelos de física de rochas calibrados, para a

construção de volumes de parâmetros elásticos ajustados a dados dinâmicos do reservatório. A realização destes passos traz mais recursos para a interpretação e quantificação das possíveis anomalias presentes na sísmica 4D ocasionadas pela injeção de CO<sub>2</sub> no campo.

Apesar dos rápidos avanços tecnológicos da indústria de óleo e gás, ferramentas fundamentais, há muito utilizadas, como a modelagem do traço sísmico podem trazer ganhos de conhecimento significativos sobre os reservatórios. Modelar cenários sísmicos sintéticos permite prever como diferentes propriedades do reservatório impactam na resposta sísmica. Esse tipo de abordagem possibilita não apenas a otimização dos processos de exploração e produção, mas também a redução de incertezas associadas à caracterização de reservatórios. Além disso, ao integrar a modelagem sísmica com dados de monitoramento 4D, é possível acompanhar alterações dinâmicas no reservatório, como a evolução da injeção de CO<sub>2</sub> em projetos de recuperação avançada e CCS, permitindo ajustes em tempo real para maximizar a eficiência e a segurança das operações.

## 5. Referências

- Aki, K., Richards, P. G. (1980). *Quantitative seismology: theory and methods* (Vol. 859). San Francisco, CA: Freeman.
- ANP. (2023). Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Superintendência de Desenvolvimento e Produção, 160, 46. (in portuguese).
- Archie, G.E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME*, 146, 54-62.
- Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G. (2005). *Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk*. Cambridge University Press.
- Azuma, H., Xue, Z., Matsuoka, T. (2014). Utilization of seismic attenuation in the monitoring of CO<sub>2</sub> geological storage project. *Energy Procedia*, 63, 4216-4223.
- Backus, G. E. (1962). Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering. *Journal of Geophysical Research*, 67(11), 4427-4440.
- Barnes, A.E. (2016). *Handbook of poststack seismic attributes*. Society of Exploration Geophysicists.
- Batzle, M., Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57(11), 1396-1408.
- Boyd, A., Souza, A., Carneiro, G., Machado, V., Trevizan, W., Santos, B., Netto, P., Bagueira R., Polinski, R., Bertolini, A. (2015). Presalt carbonate evaluation for Santos Basin, offshore Brazil. *Petrophysics-The SPWLA Journal of Formation Evaluation and Reservoir Description*, 56(06), 577-591.
- Buckley, J. P., Bosence, D., Elders, C. (2015). Tectonic setting and stratigraphic architecture of an Early Cretaceous lacustrine carbonate platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. *Special Publications*, 418(1), 175-191.
- Camargo, Y., dos Santos, P. R. B., Chiossi, D., Schwedersky, E. P., Hess, C., Almeida, C., Juk, K. V., Drehmer, L. H. (2024). OBN Seismic Applications for a Pre-Salt Carbonate Field Development: a Case Study of Bacalhau Field. In: *Fourth EAGE Conference on Pre-Salt Reservoir* (Vol. 2024, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers.

- Castro, T. M., Lupinacci, W. M. (2022). Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208, 109679.
- Chagas, A. A. P., Araújo, C.C., Santos, L. A. (2024). *As grandes descobertas do Pré-sal no Atlântico Sul*. Programa de Editoração de Livros Didáticos da Universidade Petrobras. (in portuguese).
- Costa, M. M., Silva, E. P., Santos, M. S., Vasquez, G. F. (2016). Quantification of 4D seismic response in pre-salt carbonates via time shift analysis. In: *Third EAGE/SBGf Workshop 2016* (pp. cp-479). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Cruz, N. M., Cruz, J. M., Teixeira, L. M., da Costa, M. M., de Oliveira, L. B., Urasaki, E. N., Bispo, T. P., Jardim, M. S., Grochau, M. H., Maul, A. (2021). Tupi Nodes pilot: A successful 4D seismic case for Brazilian presalt reservoirs. *The Leading Edge*, 40(12), 886-896.
- Damasceno, A., Tura, A., Simmons, J. (2021). The added value of joint PP-PS inversion for reservoir characterization: A case study using Jubarte PRM seismic data (offshore Brazil). *Geophysical Prospecting*, 70(1), 121-134.
- Davolio, A., Santos, J. M. C. D., Rosa, D. R., Deiró, N. F. R., Silva, E., Neto, G. S., Schiozer, D. J. (2021). 4D seismic detectability on a pre-salt like reservoir. In: *Second EAGE Conference on Pre-Salt Reservoir* (Vol. 2021, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers.
- de Paula Faria, D. L., dos Reis, A. T., de Souza Jr, O. G. (2017). Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modeling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 88, 676-695.
- Dvorkin, J., Gutierrez, M. A., Grana, D. (2014). *Seismic reflections of rock properties*. Cambridge University Press.
- Ehigie, S. O. (2010). NMR-openhole log integration: making the most of NMR data deliverables. In: *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition* (pp. SPE-136971). SPE.

- Fernandes, F. J. D., Teixeira, L., Freire, A. F. M., Lupinacci, W. M. (2022). Rock physics modeling with mineralogical inversion in sandstone reservoir. *Brazilian Journal of Geophysics*, 40(2), 211-223.
- Fernandes, F. J. D., Teixeira, L., Freire, A. F. M., Lupinacci, W. M. (2024). Stochastic seismic inversion and Bayesian facies classification applied to porosity modeling and igneous rock identification. *Petroleum Science*, 21(2), 918-935.
- Fernández-Ibáñez, F., Jones, G. D., Mimoun, J. G., Bowen, M. G., Simo, J. A., Marcon, V., Esch, W. L. (2022). Excess permeability in the Brazil pre-Salt: Nonmatrix types, concepts, diagnostic indicators, and reservoir implications. *AAPG Bulletin*, 106(4), 701-738.
- Furre, A. K., Eiken, O., Alnes, H., Vevatne, J. N., Kiær, A. F. (2017). 20 Years of Monitoring CO<sub>2</sub>-injection at Sleipner. *Energy procedia*, 114, 3916-3926.
- Gassmann, F. (1951). Uber die elastizitat poroser medien. *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, 96, 1-23 (in German).
- Ghosh, S. K., Ghosh, B. K. (2020). Fossil fuel consumption trend and global warming scenario: Energy overview. *Glob. J. Eng. Sci*, 5(2), 1-6.v
- Gonçalves, L. (2023). Melhorias na avaliação petrofísica aplicadas aos reservatórios carbonáticos da seção pré-sal. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. (in portuguese).
- Greaves, R. J., Fulp, T. J. (1987). Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process. *Geophysics*, 52(9), 1175-1187.
- Gressly, A. (1838). Observations géologiques sur le Jura Soleurois. auf Kosten der Gesellschaft. (in French).
- Grochau, M. H., Benac, P. M., Alvim, L. D. M., Sansonowski, R. C., da Motta Pires, P. R., Villaudy, F. (2014). Brazilian carbonate reservoir: A successful seismic time-lapse monitoring study. *The Leading Edge*, 33(2), 164-170.
- Guarieiro, L. L., Vasconcellos, P. C., Solci, M. C. (2011). Poluentes atmosféricos provenientes da queima de combustíveis fósseis e biocombustíveis: uma breve revisão. *Revista Virtual Química*, 3(5), 434-445. (in portuguese).

- Han, D. H., Sun, M., Batzle, M. (2010). CO<sub>2</sub> velocity measurement and models for temperatures up to 200 C and pressures up to 100 MPa. *Geophysics*, 75(3), E123-E129.
- Herlinger Jr, R., Freitas, G. D. N., dos Anjos, C. D. W., De Ros, L. F. (2020). Petrological and petrophysical implications of magnesian clays in brazilian pre-salt deposits. In: *SPWLA Annual Logging Symposium* (p. D013S002R001). SPWLA.
- Huang, C., Zhu, T., Xing, G. (2023). Data-assimilated time-lapse visco-acoustic full-waveform inversion: Theory and application for injected CO<sub>2</sub> plume monitoring. *Geophysics*, 88(1), R105-R120.
- IEA. (2019). The Role of CO<sub>2</sub> Storage, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-co2-storage>. Licence: CC BY 4.0.
- IEA. (2024). World Energy Outlook 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>, Licence: CC BY 4.0 (report); CC BY NC SA 4.0 (Annex A).
- Johann, P. R. S., Thedy, E. A., Gomes, F. A., Schinelli, M. C. (2006). 4D seismic in Brazil: Experiences in reservoir monitoring. In: *Offshore Technology Conference* (pp. OTC-18400). OTC.
- Johann, P. R. S., Monteiro, R. C. (2016). Geophysical reservoir characterization and monitoring at Brazilian pre-salt oil fields. In: *Offshore Technology Conference* (p. D021S020R003). OTC.
- Johnston, D. H. (2013). *Practical applications of time-lapse seismic data*. Society of Exploration Geophysicists.
- Kazemeini, S. H., Juhlin, C., Fomel, S. (2010). Monitoring CO<sub>2</sub> response on surface seismic data; a rock physics and seismic modeling feasibility study at the CO<sub>2</sub> sequestration site, Ketzin, Germany. *Journal of Applied Geophysics*, 71(4), 109-124.
- Klaja, J., Dudek, L. (2016). Geological interpretation of spectral gamma ray (SGR) logging in selected boreholes. *Nafta-Gaz*, 72.
- Landro, M., Solheim, O. A., Hilde, E., Ekren, B. O., Stronen, L. K. (1999). The Gullfaks 4D seismic study. *Petroleum Geoscience*, 5(3), 213-226.
- Larionov, V. V. (1969). Radiometry of boreholes. *Nedra, Moscow*, 127.

- Lima, B. E. M., De Ros, L. F. (2019). Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. *Sedimentary Geology*, 383, 55-81.
- Lumley, D. E., Behrens, R. A. (1998). Practical issues of 4D seismic reservoir monitoring: What an engineer needs to know. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1(06), 528-538.
- Lumley, D. E., Nunns, A. G., Delorme, G. E., Adeogba, A. A., Bee, M. F. (2000). Meren Field, Nigeria: A 4D seismic case study. In: *Offshore Technology Conference* (pp. OTC-12098). OTC.
- Lupinacci, W. M., Fatah, T. Y. A., do Carmo, M. C., Freire, A. F. M., Gamboa, L. A. P. (2023). Controls of fracturing on porosity in pre-salt carbonate reservoirs. *Energy Geoscience*, 4(2), 100146.
- Marçon, D. R., Iglesias, R. S., Novaes, A. M. D. A., de Faria, R. M. B. (2024). Water-Alternating CO<sub>2</sub> Injection in Carbonate Reservoirs: A Review of Fluid-Rock Interaction Studies. *SPE Journal*, 29(11), 6418-6444.
- Mattos, T. M. (2018). Potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa pela captura e sequestro de CO<sub>2</sub> de destilarias de etanol do Centro Sul do Brasil para utilização em Recuperação Avançada de Petróleo. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro. (in portuguese).
- Maul, A., Cetale, M., Guizan, C., Corbett, P., Underhill, J. R., Teixeira, L., Pontes, R., González, M. (2021). The impact of heterogeneous salt velocity models on the gross rock volume estimation: an example from the Santos Basin pre-salt, Brazil. *Petroleum Geoscience*, 27(4), petgeo2020-105.
- Mavko, G., Chan, C., Mukerji, T. (1995). Fluid substitution: Estimating changes in V<sub>p</sub> without knowing V<sub>s</sub>. *Geophysics*, 60(6), 1750-1755.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press.
- Mello, V. L., Grochau, M. H., Morschbacher, M. J. (2015). Improving pressure sensitivity analysis of Brazilian pre-salt carbonates. In: *14th International Congress of the*

*Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 3-6 August 2015* (pp. 842-847). Brazilian Geophysical Society.

- Mello, V. L., Santos, M. S. D., Penna, R. M., Rosseto, J. A., Deplante, C. (2019). 4D Petroelastic Modeling for a Brazilian Pre-Salt Field: What to Expect From Interpretation?. In: *81st EAGE Conference and Exhibition 2019* (Vol. 2019, No. 1, pp. 1-5). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Mello, V. L., Lupinacci, W. M. (2022). Mineralogy based classification of carbonate rocks using elastic parameters: A case study from Buzios Field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109962.
- Milani, E. J., Rangel, H. D., Bueno, G. V., Stica, J. M., Winter, W. R., Caixeta, J. M., Neto, O. P. (2007). Bacias sedimentares brasileiras: cartas estratigráficas. *Boletim de Geociencias da PETROBRAS*, 15(2), 183-205. (in portuguese).
- Moreira, J. L. P., Madeira, C. V., Gil, J. A., Machado, M. A. P. (2007). Bacia de Santos. *Boletim de Geociencias da PETROBRAS*, 15(2), 531-549. (in portuguese).
- Neves, I. D. A., Lupinacci, W. M., Ferreira, D. J. A., Zambrini, J. P. R., Oliveira, L. O. A., Olho Azul, M., Ferrari, A. L., Gamboa, L. A. P. (2019). Presalt reservoirs of the Santos Basin: Cyclicity, electrofacies, and tectonic-sedimentary evolution. *Interpretation*, 7(4), SH33-SH43.
- Nunes, J. P. P., Seabra, G. S., de Sousa Jr, L. C. (2024). A review of CO<sub>2</sub>-injection projects in the Brazilian Pre-Salt—Storage capacity and geomechanical constraints. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 137, 104232.
- Oliveira Neto, E. R., Fatah, T. Y. A., Dias, R. M., Freire, A. F. M., Lupinacci, W. M. (2023). Curvature analysis and its correlation with faults and fractures in presalt carbonates, Santos Basin, Brazil. *Marine and Petroleum Geology*, 158, 106572.
- Penna, R., Araújo, S., Geisslinger, A., Sansonowski, R., Oliveira, L., Rosseto, J., Matos, M. (2019). Carbonate and igneous rock characterization through reprocessing, FWI imaging, and elastic inversion of a legacy seismic data set in Brazilian presalt province. *The Leading Edge*, 38(1), 11-19.

- Penna, R., Lupinacci, W. M. (2021). 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate. *Marine and Petroleum Geology*, 124, 104829.
- Petrobras. (2024). Transição energética e CCUS. Nossa Energia. Disponível em <https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/ccus> (in portuguese).
- Petros, P., Heilweck, M., Moore, D. (2021). Saving the planet with appropriate biotechnology: 5. An action plan/Salvando el planeta con biotecnología apropiada: 5. Un plan de acción. *Mexican Journal of Biotechnology*, 6(2), 1-60.
- Prasad, M., Glubokovskikh, S., Daley, T., Oduwole, S., Harbert, W. (2021). CO<sub>2</sub> messes with rock physics. *The Leading Edge*, 40(6), 424-432.
- Ravagnani, A. G., Ligeró, E. L., Suslick, S. B. (2009). CO<sub>2</sub> sequestration through enhanced oil recovery in a mature oil field. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 65(3-4), 129-138.
- Ren, K., Oliveira, M. J. R., Zhao, J., Zhao, J., Oliveira, L. C., Rancan, C. C., Carmo, I. O., Deng, Q. (2019). Using wireline logging and thin sections to identify igneous contact metamorphism and hydrothermal influence on presalt limestone reservoirs in Libra Block, Santos Basin. In: *Offshore Technology Conference Brasil* (p. D021S016R006). OTC.
- Ribeiro, G. S. S., Jesus, I. L., Lupinacci, W. M. (2022). Comparação de Metodologias para Saturação de Água e seus Efeitos no Cálculo do Net Pay no Pré-Sal do Campo de Sépia, Bacia de Santos; In: *IX Simpósio Brasileiro de Geofísica*. SBGF. (in portuguese).
- Rosa, M. B., Sartorato, A. C. L., de Oliveira, L. C., de Santana, R. S. G. (2023). Mero Reservoir: A Journey of Challenges and Opportunities. In: *Offshore Technology Conference Brasil* (p. D021S017R002). OTC.
- Russell, B. H. (1988). *Introduction to seismic inversion methods* (No. 2). SEG Books.
- Saraiva, C., Ribeiro, G., Santos, G., Silva, B., Freire, F., Stael, G. (2022). Proposal for Formation Evaluation Based on Different Scenarios for Clay Volume Calculation in the Atapu Field. In: *Third EAGE Conference on Pre Salt Reservoirs* (Vol. 2022, No. 1, pp. 1-6). European Association of Geoscientists & Engineers.

- Sartorato, A. C. L., Tonietto, S. N., Pereira, E. (2020). Silicification and dissolution features in the Brazilian Pre-salt Barra Velha formation: impacts in the reservoir quality and insights for 3D geological modeling. In: *Rio Oil & Gas Expo and Conference*.
- Serra, O. T., Abbott, H. T. (1982). The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22(01), 117-131.
- Silva, E. P. A., Davólio, A., Santos, M. S., Schiozer, D. J. (2020). 4D petroelastic modeling based on a presalt well. *Interpretation*, 8(3), T639-T649.
- Simm, R., Bacon, M. (2014). *Seismic amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge University Press.
- Soares, T. R. E., Rangel, J. J. A. (2022). Emissões de CO<sub>2</sub> e o potencial de expansão dos combustíveis fósseis nos BRICS. *Revista Produção e Desenvolvimento*, 8(1), e603-e603 (in portuguese).
- Teixeira, L., Cruz, N., Silvany, P., Fonseca, J. (2017). Quantitative seismic interpretation integrated with well-test analysis in turbidite and presalt reservoirs. *The Leading Edge*, 36(11), 931-937.
- Teixeira, L., Campos, M. T. R., Guerrero, J., Mund, V., Muzzete, M., Brazil, F., Abreu, C. E. (2023). Rock-physics-assisted interpretation of elastic property of the geological environments in the Buzios Field, Brazilian pre-salt. In: *18th International Congress of the Brazilian Geophysical Society*. Rio de Janeiro, RJ, Brazil. SBGf.
- Torp, T. A., Gale, J. (2004). Demonstrating storage of CO<sub>2</sub> in geological reservoirs: The Sleipner and SACS projects. *Energy*, 29(9-10), 1361-1369.
- Tosca, N. J., Wright, V. P. (2018). Diagenetic pathways linked to labile Mg-clays in lacustrine carbonate reservoirs: a model for the origin of secondary porosity in the Cretaceous pre-salt Barra Velha Formation, offshore Brazil. *Reservoir Quality of Clastic and Carbonate Rocks: Analysis, Modelling and Prediction*.
- Vasquez, G. F., Morschbacher, M. J., dos Anjos, C. W. D., Silva, Y. M. P., Madrucci, V., Justen, J. C. R. (2019). Petroacoustics and composition of presalt rocks from Santos Basin. *The Leading Edge*, 38(5), 342-348.

- Vernik, L., Kachanov, M. (2010). Modeling elastic properties of siliciclastic rocks. *Geophysics*, 75(6), E171-E182.
- Vital, J. C. S., Ade, M. V. B., Morelato, R., Lupinacci, W. M. (2023). Compartmentalization and stratigraphic-structural trapping in pre-salt carbonate reservoirs of the Santos Basin: A case study in the Iara complex. *Marine and Petroleum Geology*, 151, 106163.
- Wang, Y. (2016). *Seismic inversion: Theory and applications*. John Wiley & Sons.
- Wennberg, O. P., Ramalho, F. D. O., Mafia, M. V., Lapponi, F., Chandler, A. S., Cartesio, L. G., Hunt, D. W. (2023). The characteristics of natural open fractures in acoustic borehole image logs from the pre-salt Barra Velha formation, Santos Basin, Brazil. *Journal of Structural Geology*, 167, 104794.
- Wright, V. P., Barnett, A. J. (2015). An abiotic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. *Geological Society, London, Special Publications*, 418(1), 209-219.
- Xu, H. (2006). Calculation of CO<sub>2</sub> acoustic properties using Batzle-Wang equations: *Geophysics*, 71. F21–F23.
- Xu, S., Payne, M. A. (2009). Modeling elastic properties in carbonate rocks. *The Leading Edge*, 28(1), 66-74.
- Zambrini, J., Lupinacci, W. M., Gamboa, L. A. P., Neves, I. A., Cherene, R., Azul, M. O. (2020). The impact of the complex evaporites features' on the seismic illumination of the underlying rocks: a case study in the Brazilian presalt. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 191, 107177.