

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

**JOSENILDA DO NASCIMENTO LONARDELLI**

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D E GEOMECÂNICA DAS MUDANÇAS  
INDUZIDAS NO RESERVATÓRIO PELA PRODUÇÃO DE  
HIDROCARBONETOS: estudo de caso no Campo de Marimbá,  
Bacia de Campos, Brasil**

**NITERÓI**

**2019**

**JOSENILDA DO NASCIMENTO LONARDELLI**

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D E GEOMECÂNICA DAS MUDANÇAS  
INDUZIDAS NO RESERVATÓRIO PELA PRODUÇÃO DE  
HIDROCARBONETOS: estudo de caso no Campo de Marimbá,  
Bacia de Campos, Brasil**

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Dinâmica dos Oceanos e da Terra da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Doutor na área de concentração em Geologia e Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Marco Antonio Cetale Santos

Coorientador: Dr. Carlos Eduardo Borges de Salles Abreu

**NITERÓI**

**2019**

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

L847i Lonardelli, Josenilda do Nascimento  
INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D E GEOMECÂNICA DAS MUDANÇAS  
INDUZIDAS NO RESERVATÓRIO PELA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS:  
estudo de caso no Campo de Marimbá, Bacia de Campos, Brasil /  
Josenilda do Nascimento Lonardelli ; Marco Antonio Cetale  
Santos, orientador ; Carlos Eduardo Borges de Salles Abreu,  
coorientador. Niterói, 2019.  
101 f. : il.

Tese (doutorado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói,  
2019.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGDOT.2019.d.04665710708>

1. Sísmica 4D. 2. Geomecânica. 3. Modelos. 4.  
Interpretação. 5. Produção intelectual. I. Santos, Marco  
Antonio Cetale, orientador. II. Abreu, Carlos Eduardo Borges  
de Salles, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense.  
Instituto de Geociências. IV. Título.

CDD -

**INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D E GEOMECÂNICA DAS MUDANÇAS  
INDUZIDAS NO RESERVATÓRIO PELA PRODUÇÃO DE  
HIDROCARBONETOS: ESTUDO DE CASO NO CAMPO DE  
MARIMBÁ, BACIA DE CAMPOS, BRASIL**

**JOSENILDA DO NASCIMENTO LONARDELLI**

Tese aprovada, em 30 de julho de 2019, pela banca examinadora:

---

Prof. Marco Antonio Cetale Santos, D.Sc. (Orientador)  
Universidade Federal Fluminense

---

Carlos Eduardo Borges de Salles Abreu, D.Sc. (Coorientador)  
Petróleo Brasileiro S.A.

---

Prof. Cleverson Guizan Silva, D.Sc.  
Universidade Federal Fluminense

---

Flávia de Oliveira Lima Falcão, D.Sc.  
Petróleo Brasileiro S.A.

---

Prof. (a). Mariléa Gomes dos Santos Ribeiro, D.Sc.  
Universidade Federal do Espírito Santo

---

Prof. (a). Raquel Quadros Velloso, D.Sc.  
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

---

Mateus Goes Castro Meira, D.Sc.  
Petróleo Brasileiro S.A.

---

Marilene Regina Caruso Leão, D.Sc.  
Petróleo Brasileiro S.A.



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à Deus por ter me dado coragem e forças de sempre seguir em frente mostrando o valor de cada obstáculo encontrado.

Agradeço aos meus pais que me educaram ensinando sempre a respeitar ao próximo e os meus limites.

Aos meus orientadores, Marco Antonio Cetale Santos e Carlos Eduardo Borges de Salles Abreu, pelos ensinamentos e direcionamentos durante a pesquisa.

As minhas amigas, Iraíma Mendes, Karina Favacho, Luciana Brelaz e Maira Lima, pela troca de conhecimento, companheirismo nas horas difíceis, risadas e alegrias durante estes anos e pela amizade que construímos. E a todos que com pequenos gestos e atitudes contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Aos colegas de trabalho que ajudaram de forma substancial, Marcos Grochau, Ana Azedias, Pedro Benac, Guilherme Vasquez, Leonardo Alvim, Rafael da Silva, Mathieu Morris e Luiz Alberto Santos. E a quem me guiou com maestria no mundo da geomecânica, Flávia de Oliveira Lima Falcão, meus sinceros agradecimentos.

A PETROBRAS por tornar possível a realização desse trabalho.

Aos meus gerentes na PETROBRAS, José Fernando Rosalba e Roberto Adelar Bonora, pelo incentivo, apoio e confiança.

A UFF e ao DOT pela infraestrutura e funcionários que me ajudaram.

A ANP por disponibilizar os dados do campo de Marimbá para estudo acadêmico nesta pesquisa.

## RESUMO

O monitoramento sísmico 4D das mudanças de propriedades físicas no reservatório durante a produção de hidrocarbonetos vem se tornando indispensável na indústria petrolífera. Dentre suas aplicações, identificar áreas não drenadas e planejar novos poços são as comumente usadas. Os dados sísmicos que são repetidos ao longo do tempo de produção do campo (sísmica 4D ou *time-lapse*) são importantes para obter essa informação das mudanças ocorridas e a localização das anomalias sísmicas 4D. O objetivo desta tese é realizar a interpretação sísmica 4D de reservatório que sofreu compactação e a integração com a geomecânica para melhor entender o comportamento do reservatório, bem como avaliar a confiabilidade do modelo de fluxo. A compactação de rochas-reservatório induzida pela produção vem sendo objeto de pesquisa em várias partes do mundo, em especial no Mar do Norte, pela quantidade e magnitude dos efeitos envolvidos. A compactação do reservatório leva a mudanças em suas propriedades, como porosidade e permeabilidade, que interferem no desempenho da produção. Além disso, a compactação do reservatório está frequentemente associada às mudanças na velocidade sísmica, fazendo a conexão entre as disciplinas sísmica-geomecânica. Investigar esta relação é objetivo deste estudo para melhor compreender os fatores que podem contribuir para modificar o comportamento do reservatório e como interpretá-lo. Para tanto, a área alvo escolhida para fins desta pesquisa compreende o reservatório arenítico turbidítico portador de óleo do Campo de Marimbá, localizado na Bacia de Campos. Por apresentar boa qualidade permoporosa e dado sísmico de alta repetibilidade é esperado que reservatórios como este reaja ao processo de produção lhe imposto com respostas que podem ser observadas por meio de variações sísmica e geomecânica.

**Palavras-chave:** Sísmica 4D. Geomecânica. Modelos. Interpretação.

## ABSTRACT

The 4D seismic monitoring of physical properties changes in a reservoir during the hydrocarbon production is becoming indispensable in the oil industry. Among its applications, identifying undrained areas and planning new wells are those commonly used. The seismic data that is repeated throughout the field production time (4D seismic or time-lapse) is important to obtain information about the changes that occurred and the 4D seismic anomaly locations. This thesis objective is to perform the 4D seismic interpretation of a reservoir that has suffered compaction and its integration with geomechanics to better understand the reservoir behaviour and evaluate the reliability of the flow model. Reservoir rock compaction induced by production has been the subject of research in several parts of the world, especially in the North Sea, due to the quantity and magnitude of the effects involved. The reservoir compaction leads to changes in its properties, such as porosity and permeability, which impact production performance. In addition, reservoir compaction is often associated with changes in seismic velocity, making a connection between seismic-geomechanical disciplines. Investigating this relationship is the purpose of this study to better understand the factors that can contribute to modify the behavior of the reservoir and how to interpret it. Therefore, the target area chosen for the purposes of this research covers the oil bearing turbiditic sandstone reservoir from the Marimbá field, located in the Campos Basin. Due to its good permoporous quality and highly repeatable seismic data, it is expected that reservoirs such as this one will react to the production process imposed on it with responses that can be observed through seismic and geomechanical variations.

**Keywords:** 4D seismic. Geomechanics. Models. Interpretation.

## SUMÁRIO

|                                                                                                                                                     |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>RESUMO.....</b>                                                                                                                                  | <b>i</b>  |
| <b>ABSTRACT.....</b>                                                                                                                                | <b>ii</b> |
| <b>1. INTRODUÇÃO.....</b>                                                                                                                           | <b>9</b>  |
| 1.1 Motivação.....                                                                                                                                  | 10        |
| 1.2 Objetivos.....                                                                                                                                  | 12        |
| 1.3 Contribuição do estudo .....                                                                                                                    | 13        |
| <b>2 AREA DE ESTUDO .....</b>                                                                                                                       | <b>14</b> |
| 2.1 Contexto geológico .....                                                                                                                        | 14        |
| 2.2 Campo de Marimbá .....                                                                                                                          | 15        |
| 2.2.1 Dados sísmicos .....                                                                                                                          | 18        |
| 2.2.2 Histórico produção .....                                                                                                                      | 20        |
| <b>3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>                                                                                                                | <b>26</b> |
| <b>4. METODOLOGIA .....</b>                                                                                                                         | <b>33</b> |
| <b>5. CONCLUSÃO .....</b>                                                                                                                           | <b>38</b> |
| <b>6. REFERÊNCIAS .....</b>                                                                                                                         | <b>40</b> |
| <b>7. APÊNDICE A .....</b>                                                                                                                          | <b>42</b> |
| 1. ARTIGO: Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil ..... | 42        |
| <b>8. APÊNDICE B .....</b>                                                                                                                          | <b>59</b> |
| 2. ARTIGO: Análise e interpretação sísmica 4D do Campo de Marimbá integrada aos dados de produção e modelos .....                                   | 59        |
| <b>9. APÊNDICE C .....</b>                                                                                                                          | <b>83</b> |
| 3. ARTIGO: 4D seismic anomalies in the Marimbá field and correlation with compaction effect and production data .....                               | 83        |

## 1. INTRODUÇÃO

A produção de hidrocarbonetos altera o equilíbrio do reservatório, seja pela produção ou injeção de fluidos, impondo modificações às propriedades físicas dos reservatórios de petróleo, como por exemplo as alterações que sofrem a saturação de fluidos, a pressão de poros e a temperatura, e sob esta condição, ocorre influência na propagação das ondas sísmicas no meio rochoso. Estas mudanças podem ser observadas a partir do uso da sísmica *time-lapse*, comumente conhecida como sísmica 4D, seja por meio da amplitude sísmica, quanto pelo tempo de trânsito da onda sísmica. Essa tecnologia tem base sólida na observação de repetidas imagens sísmicas adquiridas em uma mesma área em diferentes intervalos de tempo. A compactação é um fenômeno passível de ocorrer no meio poroso e que também pode alterar as propriedades da rocha-reservatório, levando a investigar mudanças de pressão e deformações mecânicas no reservatório, caracterizá-las no dado sísmico 4D e incorporá-las ao modelo de fluxo para prever o comportamento da produção ao longo da vida do campo de forma otimizada até o final da sua concessão.

O processo de simulação de escoamento é usado para se ter a representação mais próxima do real ao comportamento do reservatório, onde deve-se considerar os efeitos geomecânicos sofridos, como a compactação, sendo esta uma informação importante principalmente para os campos que se encontram com um tempo considerável de produção. Neste estudo foi enfatizado o efeito da compactação. Essas simulações ajudam na tomada de decisão quanto às estratégias de desenvolvimento do campo, pois com elas se pode fazer previsões sobre o comportamento do reservatório. A sísmica 4D, por sua vez, permite monitorar o comportamento do reservatório quanto ao deslocamento do fluido e identificar possíveis barreiras ou caminhos preferenciais ao fluxo. Assim, a sísmica 4D, em conjunto com a geomecânica, pode, potencialmente, contribuir para melhorar o fator

de recuperação e otimizar os cenários de desenvolvimento dos campos existentes e dos novos, sempre considerando os avanços científicos e tecnológicos.

### 1.1 Motivação

Reservatórios produtores de hidrocarbonetos são submetidos à diminuição da pressão dos poros. Isso implica mudanças no estado de tensão dentro e fora do reservatório. Para rochas-reservatório com alta compressibilidade, como no caso dos arenitos inconsolidados, a depleção leva a um certo grau de compactação, o que altera a porosidade, permeabilidade e a espessura, e consequentemente vão impactar no desempenho da produção. O efeito da compactação do reservatório pode se propagar às rochas adjacentes, desencadeando efeitos geomecânicos nestas, como o estiramento das camadas sotopostas ao reservatório (*overburden*) e até mesmo uma subsidência. Os riscos potenciais relacionados à estes efeitos de compactação e subsidência, vão desde danos nas instalações de superfície, como deslocamento de plataforma, quanto a integridade de poços, passando por produção de areia nos poços produtores, perda de fluido para a formação até reativação de falhas, podendo provocar microssismos e exsudação de óleo no fundo do mar, culminando com um risco ambiental. A Figura 1, modificada de Roste and Ke (2017), representa algumas mudanças que podem ocorrer no reservatório ao longo do tempo (4D).

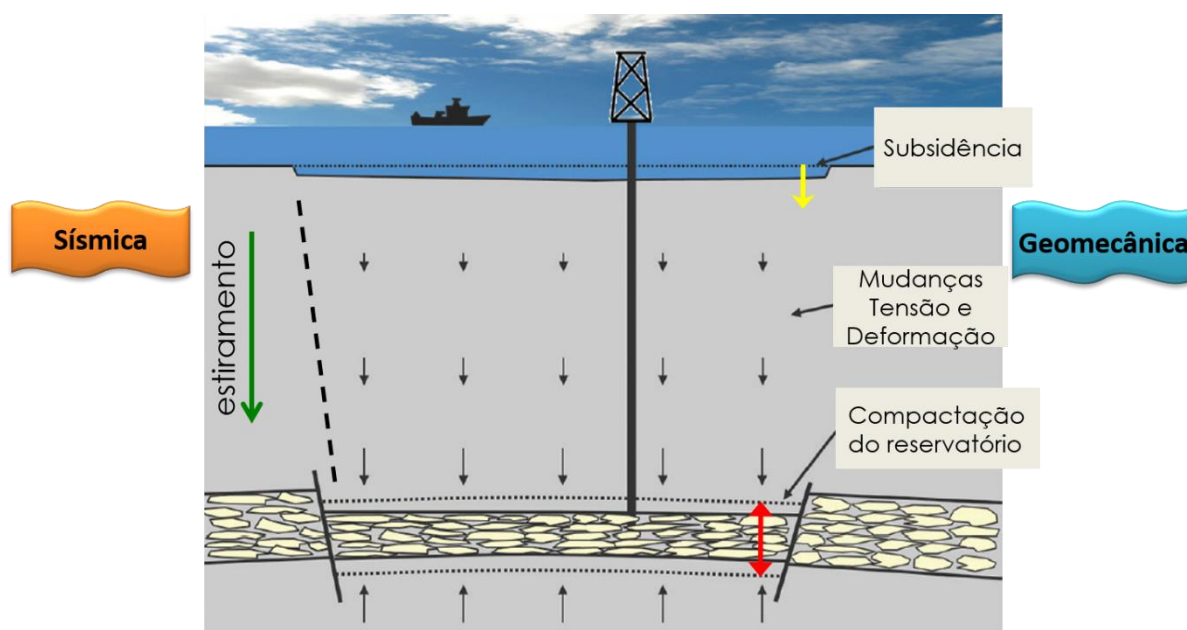


Figura 1. Mudanças que podem ocorrer no reservatório ao longo do tempo. Modificado de (RØSTE; KE, 2017).

A seta em vermelho na Figura 1 indica o efeito de compactação atuando no reservatório, causando redução de espessura tanto em seu topo, quanto na sua base. Ainda pode-se observar a reorganização dos grãos com provável aumento na área de contato entre eles, podendo levar ao aumento da densidade. A seta verde indica o estiramento do *overburden* em direção ao reservatório como consequência da sua compactação, causando mudança nas tensões atuantes e deformações. Neste contexto, falhas podem ser reativadas, como ilustrado pela linha preta tracejada, com possibilidade de atingir o fundo do mar. Note que a intensidade do estiramento é maior próximo ao reservatório e vai reduzindo a medida que se afasta, como indicado pelas setas pretas, levando a conclusão que o efeito de compactação será sempre maior que a subsidência (seta amarela).

A mudança no estado de tensão das rochas sobrejacentes ao reservatório pode levar a danos nos poços existentes, geralmente identificados por deformação no revestimento, podendo ocorrer prisão de ferramenta, que em alguns casos leva a perda do poço. Portanto, é importante mapear as mudanças de espessura e velocidade durante a produção, integrando sísmica e geomecânica, nas rochas-reservatório e nas rochas sobrejacentes. Os dados sísmicos 4D podem ser utilizados para obter essas informações, juntamente com a modelagem geomecânica. Mudanças na velocidade e espessura são registradas pelas mudanças de tempo de trânsito das ondas sísmicas. Enquanto as mudanças relacionadas à saturação de fluidos são melhor resolvidas usando a variação da amplitude sísmica (JOHNSTON, 2013). Vidal et al. (2002) e Hatchell et al. (2005) em seus trabalhos buscam a relação sísmica-geomecânica para caracterizar as mudanças nos reservatórios ao longo do tempo de produção, revelando então um novo ramo de pesquisa.

Diante de todas as mudanças no reservatório durante a produção é necessário e importante a tarefa de monitorar o reservatório e as rochas sobrejacentes pela tecnologia sísmica e geomecânica. Estudos vem revelando que o conhecimento combinado dos dados sísmico 4D e geomecânico contribui para otimização dos projetos de gerenciamento.

## 1.2 Objetivos

O objetivo geral desse trabalho de tese é realizar a interpretação sísmica-geomecânica 4D combinada a engenharia de reservatório usando o conjunto de dados reais do Campo de Marimbá. Este estudo permite-nos avaliar mudanças ocorridas nas propriedades elásticas e deformações do reservatório induzidas pela produção e/ou pela injeção de água, que é o mecanismo de recuperação secundária de petróleo usado no campo, num período de 5 anos entre 2005 e 2010.

Os efeitos da mudança de tensão e deformação decorrentes da produção, na maioria dos casos, são desconsiderados ou tratados de forma inadequada, convergindo para o aumento de incerteza no planejamento das atividades de desenvolvimento do campo de petróleo. Caracterizar a compactação do reservatório e incorporá-la ao modelo de fluxo é uma tarefa de suma importância para se obter uma curva de produção mais realista possível do reservatório.

Para alcançar o objetivo geral deste trabalho, alguns objetivos específicos fazem-se necessários, como:

- Investigar o sinal sísmico 4D do Campo de Marimbá usando dados sísmicos do tipo cabo de fundo (OBC-*Ocean Bottom Cable*). Dada a alta repetibilidade conferida a estes dados é possível detectar sutis, porém importantes, mudanças no reservatório.
- Avaliar a viabilidade de resposta sísmica 4D no Campo de Marimbá usando a técnica do simulador à sísmica (Sim2Sis). Os efeitos sísmicos 4D, relacionados à exploração de petróleo, serão analisados quanto sua detectabilidade por meio da modelagem Sim2Sis.
- Elaborar o primeiro modelo geomecânico 4D do Campo de Marimbá, partindo do simulador para geomecânica (Sim2Geom). Os efeitos geomecânicos, relacionados à exploração de petróleo, serão investigados por meio da modelagem Sim2Geom.
- Relacionar efeitos sísmicos com efeitos geomecânicos, usando atributos sísmicos, como o *time-shift*, deformações e o fator R.

A calibração das mudanças sísmicas interpretadas com os efeitos geomecânicos modelados junto à dados de produção dos poços é parte fundamental para alcançar os objetivos deste estudo.



### 1.3 Contribuição do estudo

Os resultados deste estudo da análise sísmica-geomecânica 4D aplicada ao caso real do campo de Marimbá, na Bacia de Campos, é a nossa maior contribuição para a comunidade científica. Na literatura, até o momento, tem-se informações sobre outros campos, sendo o campo de Marlim um exemplo de caso brasileiro. Mas apenas com informações do estudo de interpretação sísmica 4D, sem contemplar a geomecânica, como apresentado por Oliveira (2008). Na Bacia de Paris, Vidal et al. (2002) estudaram o campo de Céré-la-Ronde, abordando a sísmica e a geomecânica com uma metodologia de integração destas disciplinas, despertando meu interesse no assunto.

Este estudo acrescenta informações sobre a resposta sísmica 4D do reservatório arenítico portador de óleo do Campo de Marimbá para as mudanças de saturação de fluidos e pressão de poros induzidas pela produção e injeção de água. Do mesmo modo, contribui-se com informações sobre os efeitos geomecânicos, modelados para o reservatório do campo de Marimbá, também ocasionados pela produção e injeção de água. A comparação e calibração dessas informações junto às informações de produção dos poços reduz a incerteza sobre ambiguidade na interpretação sísmica.

Ainda apresentamos os primeiros resultados nessa linha de pesquisa sísmica-geomecânica em Bacia brasileira, disponibilizando informações na literatura que possam servir de referência para futuros estudos.

## 2 AREA DE ESTUDO

### 2.1 Contexto geológico

A Bacia de Campos é a mais prolífica do país, correspondendo a cerca de 60% da produção nacional de óleo em 2016, de acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo – ANP (ANP, 2016). Está localizada a sudeste do Brasil, limitada a norte com a Bacia do Espírito Santo, pelo Arco de Vitória, e a sul, com a Bacia de Santos, pelo Arco de Cabo Frio. Ocupa uma área aproximada de 100.000 Km<sup>2</sup>, dos quais 500 km<sup>2</sup> são em área emersa (WINTER; JAHNERT; FRANÇA, 2007).

Estudos mostraram que os reservatórios turbidíticos compreendem diferentes tipos e podem ser complexos e heterogêneos, sendo discriminados principalmente com base no tamanho dos grãos, razão *net-to-gross* e geometria externa, processos deposicionais e *setting* deposicional. Os quatro principais tipos de reservatórios areníticos da Bacia de Campos incluem: a) canais complexos ricos em areia/cascalho; b) calha-confinada, lobos ricos em areia/cascalho; c) lobos não confinados ricos em areias; e d) lobos ricos em areia e lama (BRUHN et al., 2003). Muitos dos reservatórios turbidíticos tem controle estrutural por falhas, podendo definir compartimentos ou servir de condutos à migração de óleo. Os reservatórios turbidíticos podem apresentar também controle estratigráfico por *pinchout* ou erosão.

No Campo de Marimbá os reservatórios são compostos por turbiditos arenosos pertencentes ao Membro Carapebus do Cretáceo Superior da Formação Campos, com idade Campaniano/Santoniano. Apresentam espessura máxima de 250 m com coluna de óleo aproximada de 114 m e contato óleo/água até a cota de -2754 m (HORSCHUTZ et al., 1992).

## 2.2 Campo de Marimbá

O Campo de Marimbá foi descoberto em março de 1984 por meio do poço 1-RJS-284, considerado o primeiro óleo de águas profundas. Com uma área de 140 km<sup>2</sup>, está localizado a aproximadamente 80 km da cidade de Macaé, sob lâmina d'água que varia entre 300 a 800 m (Figura 2). Está inserido na parte sul do principal *trend* de acumulações da Bacia de Campos entre os campos de Linguado, Carapeba e Vermelho (HORSCHUTZ et al., 1992).

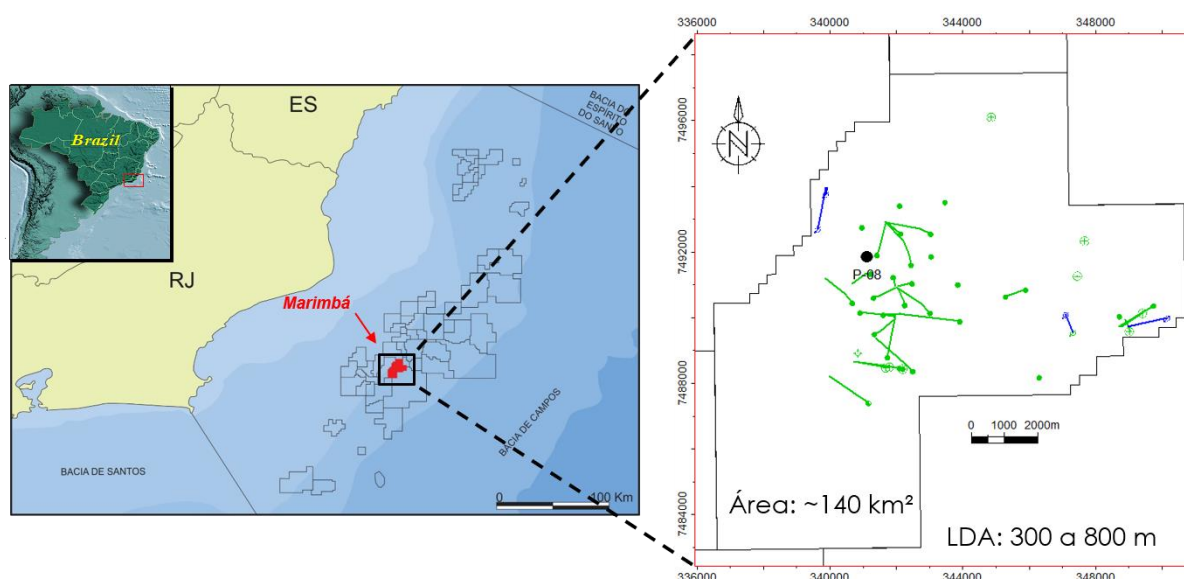


Figura 2. Localização do Campo de Marimbá.

Os arenitos turbidíticos inconsolidados do reservatório Carapeba do campo de Marimbá apresentam boas características permoporosas, com porosidade e permeabilidade média de 25% e 1500 mD, respectivamente (LIMA et al., 2001).

Outras características referentes ao reservatório que fazem necessárias para este estudo são as seguem na Tabela 1:

Tabela 1. Características de rocha e fluido do reservatório Carapeba.

| Características do Reservatório Carapeba 100 |                       | Características do fluido |        |
|----------------------------------------------|-----------------------|---------------------------|--------|
| Litologia                                    | Arenitos turbidíticos | Fluido                    | óleo   |
| Idade                                        | Campaniano/Santoniano | °API                      | 29     |
| VOOIP                                        | 114,3 Milhões m³      | Viscosidade               | 2.1 cP |
| Net Pay                                      | 30 m                  | Gravidade específica      | 0.801  |
| Permeabilidade (k)                           | 1500 mD               |                           |        |
| Porosidade ( $\phi$ )                        | 25 %                  |                           |        |
| Swi                                          | 15 %                  |                           |        |
| Temperatura                                  | 89 °C                 |                           |        |

O conjunto destas características alinhadas ao histórico de produção e ao método de recuperação secundária do óleo, neste caso a injeção de água, conferem a este reservatório condições satisfatórias para ser usado como área alvo neste estudo. Ressaltando também a boa qualidade dos dados sísmicos, como veremos no item 2.2.1, que possibilitam a visualização das anomalias 4D induzidas pelo processo de produção.

Atributos sísmicos representam bem propriedades geológicas do reservatório, como por exemplo, para o caso de Marimbá, a relação da amplitude com a porosidade apresentada na Figura 3. Este atributo revela a geometria acanalada dos canais arenosos (Figura 3 - mapa superior) e a relação das maiores amplitudes negativas corresponderem às porções mais porosas do reservatório (Figura 3 - mapa inferior), que se localizam dentro dos canais. As linhas tracejadas pretas no mapa superior da Figura 3 contornam os canais principais que constituem o reservatório, enquanto a linha tracejada vermelha indica a grande falha que limita e dá o fechamento estrutural ao campo de Marimbá na direção noroeste. Na direção sudeste o fechamento do reservatório é por feição estratigráfica, *pinchouts*.

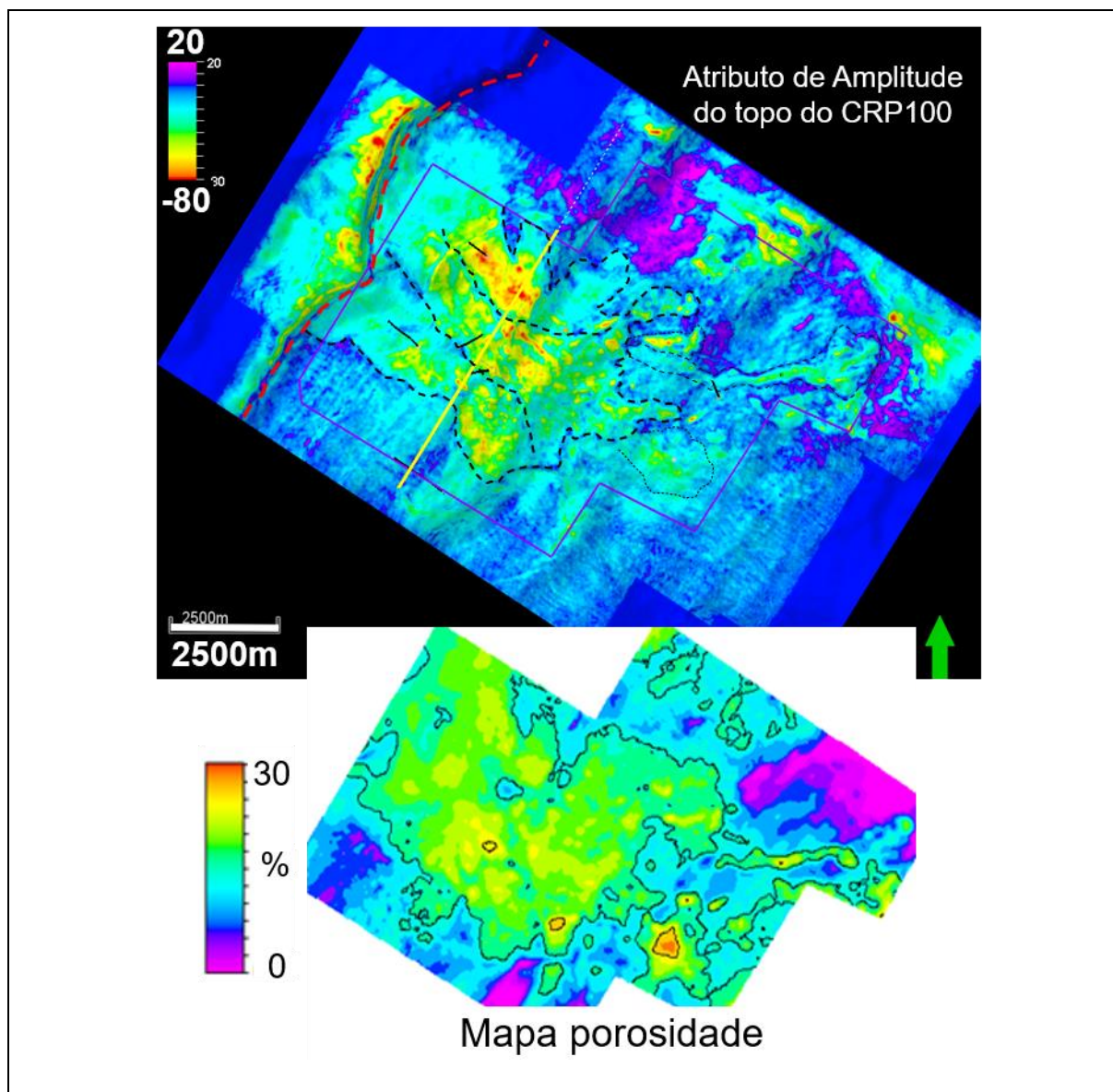


Figura 3. Relação do atributo sísmico de amplitude (mapa superior) com a porosidade (mapa inferior).

Na seção sísmica regional do campo de Marimbá presente na Figura 4, estas estruturas podem ser visualizadas, mostrando a complexidade estrutural do campo. Esta seção passa ao longo do campo com direção NW-SE. A base do reservatório está representada pela linha contínua verde e o topo pela linha contínua vermelha e logo acima deste observa-se o marco azul (linha tracejada azul), importante marco regional da Bacia de Campos. As falhas que compartimentam o reservatório estão representadas pelas linhas tracejadas amarelas, sendo a grande falha que limita o campo de Marimbá representada pela linha tracejada vermelha. Os dois principais

sistemas de falhas presentes no campo são as normais (SW-NE) e as de transferência (NW-SE). O fundo do mar (linha tracejada azul claro) varia entre 300 a 800 m de profundidade. Por volta de 3500 m de profundidade encontra-se a base do sal (linha tracejada lilás).

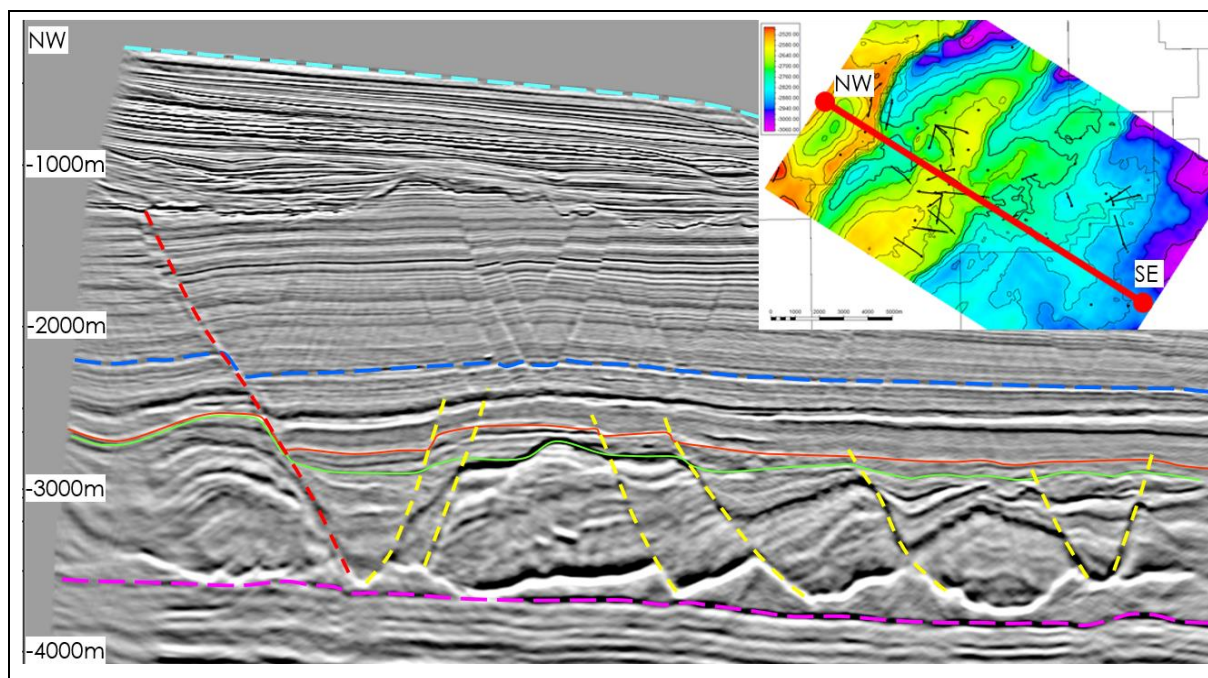


Figura 4. Seção sísmica regional do Campo de Marimbá.

Dada a estruturação geológica, o campo de Marimbá foi compartimentado em quatro blocos estruturais com diferentes contatos óleo-água. Mas os quatro blocos mantem-se comunicados através do aquífero, que é atuante.

### 2.2.1 Dados sísmicos

O Campo de Marimbá conta com quatro aquisições sísmicas. A primeira realizada em 1984 foi uma aquisição *streamer* com finalidade exploratória. A aquisição de 1999, também do tipo *streamer*, visava o imageamento para fins de estudo de reservatório. As aquisições de 2005 e 2010 foram do tipo *Ocean Bottom Cable* (OBC), parametrizadas com objetivo de monitoramento sísmico 4D. Os principais parâmetros de cada aquisição sísmica encontram-se na Tabela 2. Diversos processamentos 4D foram realizados.

Tabela 2. Características dos levantamentos sísmicos no campo de Marimbá.

| ANO                   | 1984     | 1999     | 2005       | 2010       |
|-----------------------|----------|----------|------------|------------|
| Tipo                  | Streamer | Streamer | <b>OBC</b> | <b>OBC</b> |
| Nº cabos              | 1        | 10       | 5          | 4          |
| IPT (m)               | 25       | 18,75    | 43,75      | 43,75      |
| Intervalo cabos (m)   | 75       | 50       | 250        | 250        |
| Tamanho células (m)   | 12,5x75  | 12,5x25  | 25x25      | 25x25      |
| Comprimento cabos (m) | 3000     | 4050     | 6000       | 6000       |
| Azimute (°)           | 123      | 123      | 123        | 123        |
| Tempo registro (s)    | 7        | 6        | 10         | 10         |

O primeiro estudo da resposta 4D do Campo de Marimbá, publicado por Lima et al. (2010), usava o dado 4D *streamer-streamer* (1999-1984) e *streamer-OBC* (2005–1999). Dos processamentos 4D o de maior repetibilidade e menor NRMS (inferior a 10%) foi aquele realizado com as duas aquisições OBC, como pode ser visto no gráfico da Figura 5, onde a curva roxa representa o processamento sísmico 4D dos dados OBC de 2005 e 2010 (S4D3). A curva laranja desta mesma figura representa o processamento do dado *streamer* 1984 com 1999 (S4D1) e a curva vermelha a do dado *streamer* 1999 com o OBC 2005 (S4D2). Pelas suas características de repetibilidade e baixo ruído, o dado 4D OBC (S4D3, cor roxa) foi o escolhido para as análises deste estudo.



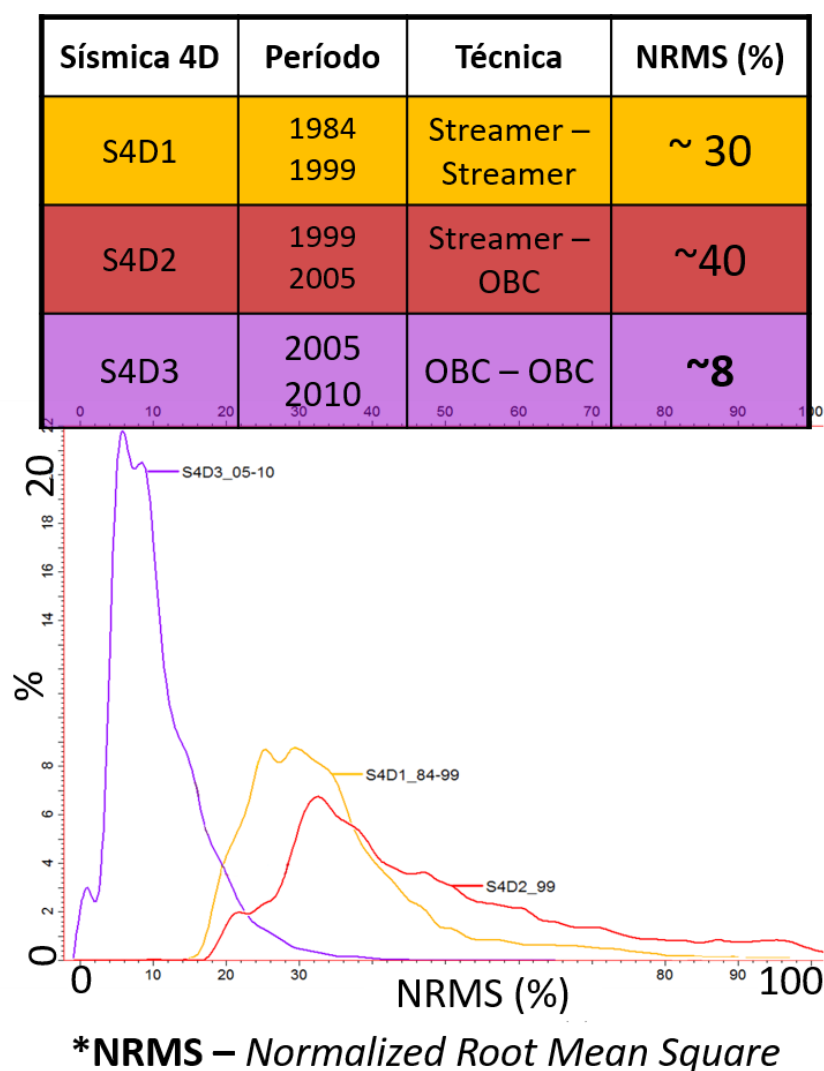


Figura 5. Comparação da repetibilidade para os diferentes levantamentos sísmicos do Campo de Marimbá.

Dado sísmico de alta repetibilidade é desejado quando se pretende identificar anomalias sutis e para maior confiabilidade em suas informações. O atributo NRMS é usado como controle de qualidade e de confiança do dado sísmico 4D.

### 2.2.2 Histórico produção

Descoberto em 1984, o campo de Marimbá começou a produzir em 1985, atingindo o pico de produção em 1994 com vazão média de mais de 10000 m<sup>3</sup>/dia, como apresenta o gráfico da Figura 6. No ano de 1999, 14 anos após o início da produção, se manteve a média de produção, ainda sem injeção de água. Nesse



período, a produção de óleo acumulada alcançou a ordem de 27 milhões  $\text{m}^3$  (círculo preto na Figura 6), levando a pressão de poros original de 281  $\text{kgf/cm}^2$  (27,6 MPa) (linha verde na Figura 7) para 180  $\text{kgf/cm}^2$  (17,7 MPa), ou seja, teve uma depleção de quase 100  $\text{kgf/cm}^2$  (~10 MPa), como observa-se na curva amarela da Figura 7. No ano de 2005 a produção de óleo acumulada alcançou aproximadamente 60 milhões  $\text{m}^3$  (círculo magenta na Figura 6), e já se sentia o efeito da injeção com a produção de água em poços produtores. Em 2010 a produção de óleo acumulada foi de aproximadamente 85 milhões  $\text{m}^3$  (círculo laranja na Figura 6), com crescente produção de água injetada.

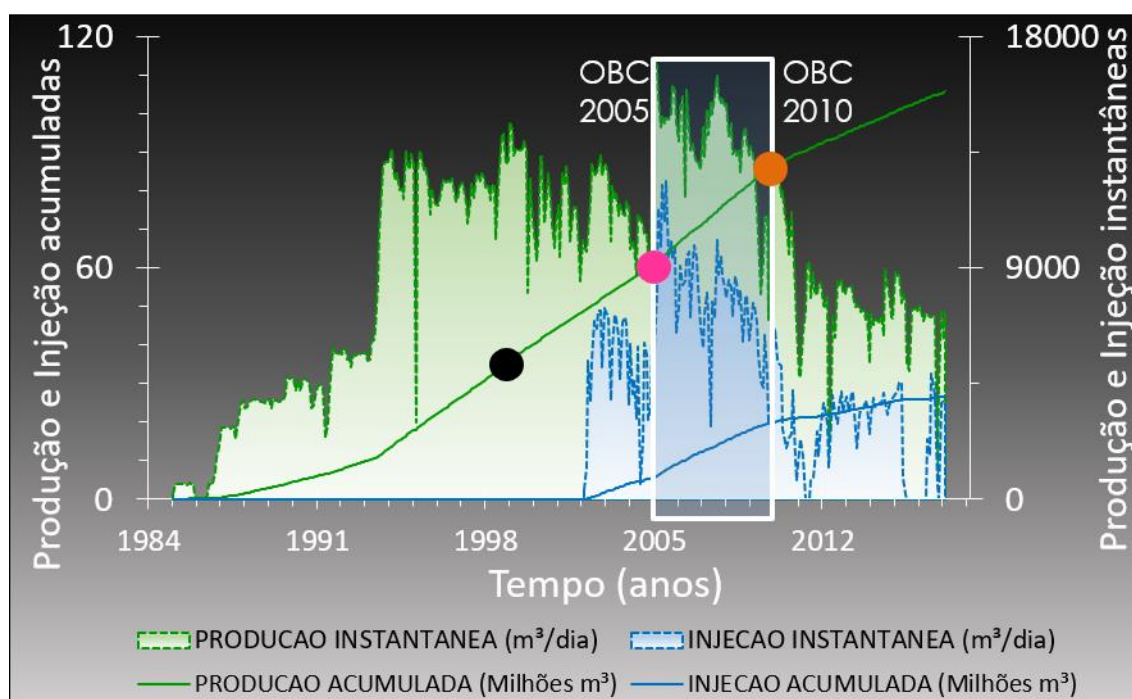


Figura 6. Produção de óleo e injeção de água instantânea e acumulada para o campo de Marimbá.

No gráfico da Figura 7 observa-se três fases ao longo da vida produtiva do campo. A primeira, que vai até 1994 é marcada por uma taxa de declínio acentuada da pressão (curva amarela na Figura 7). Na segunda, entre 1994 e 2002, a taxa de declínio ficou mais acentuada. Para mudar este comportamento iniciou-se a injeção de água em 2002 (linha tracejada azul), marcando a terceira fase, em que esse padrão de depleção mudou e passou-se a observar a recuperação da pressão de poros no reservatório. Entre 2005 e 2010 (retângulo branco na Figura 7) se encontra o período

que será o alvo desse estudo, dois levantamentos sísmicos do tipo OBC adquiridas com o objetivo de monitoramento 4D.

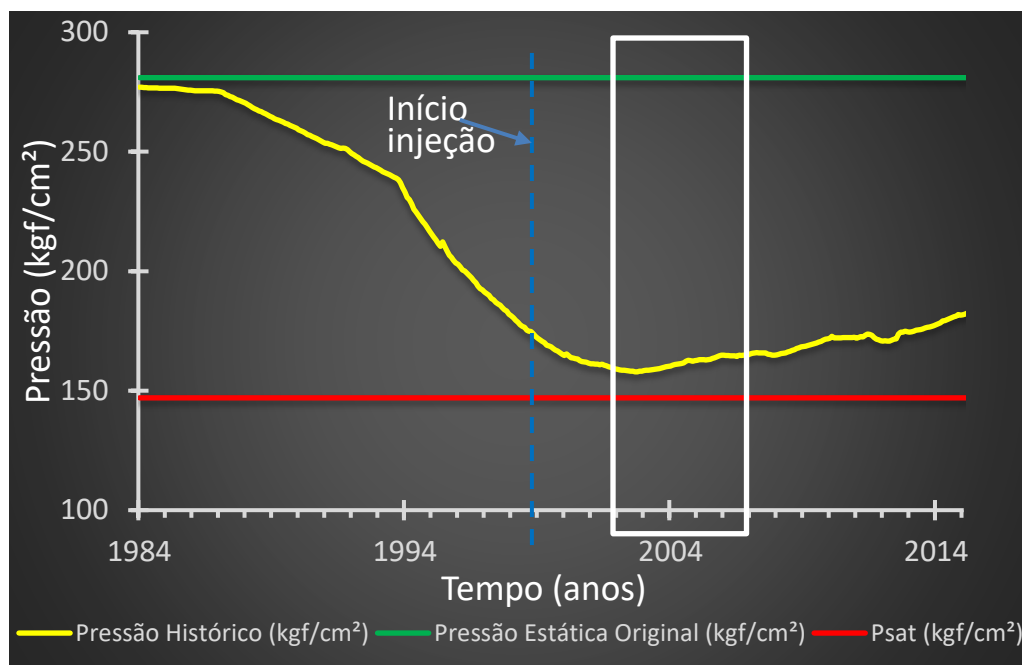


Figura 7. Variação da pressão de poros ao longo da produção do campo de Marimbá (curva amarela). Pressão estática original representada pela linha verde e pressão de saturação representada pela linha vermelha. Início da injeção de água em 2002 (linha tracejada azul) e o intervalo de 2005 a 2010, que será usado neste estudo, representado pelo retângulo branco.

Vale ressaltar que ao longo de todo histórico de produção do campo a depleção não atingiu o nível da pressão de saturação (linha vermelha na Figura 7). Esta constatação contribui com este estudo por afirmar que não houve formação de capa de gás no reservatório, o que pode influenciar e modificar a interpretação sísmica 4D.

O histórico de produção também pode ser visualizado por meio do comportamento dos poços, como veremos nas Figuras 8 e 9. A Figura 8 é a produção acumulada de óleo em 2005 e a Figura 9 a produção acumulada de óleo em 2010, para cada poço produtor. O tamanho dos círculos de cada poço relaciona a magnitude da sua produção, assim como a tabela de cor, com cores indo do lilás ao vermelho, sendo o vermelho a maior produção acumulada, de 5 milhões  $m^3$ . A elipse vermelha engloba os poços do compartimento principal do campo de Marimbá e a elipse verde engloba os poços do compartimento secundário.

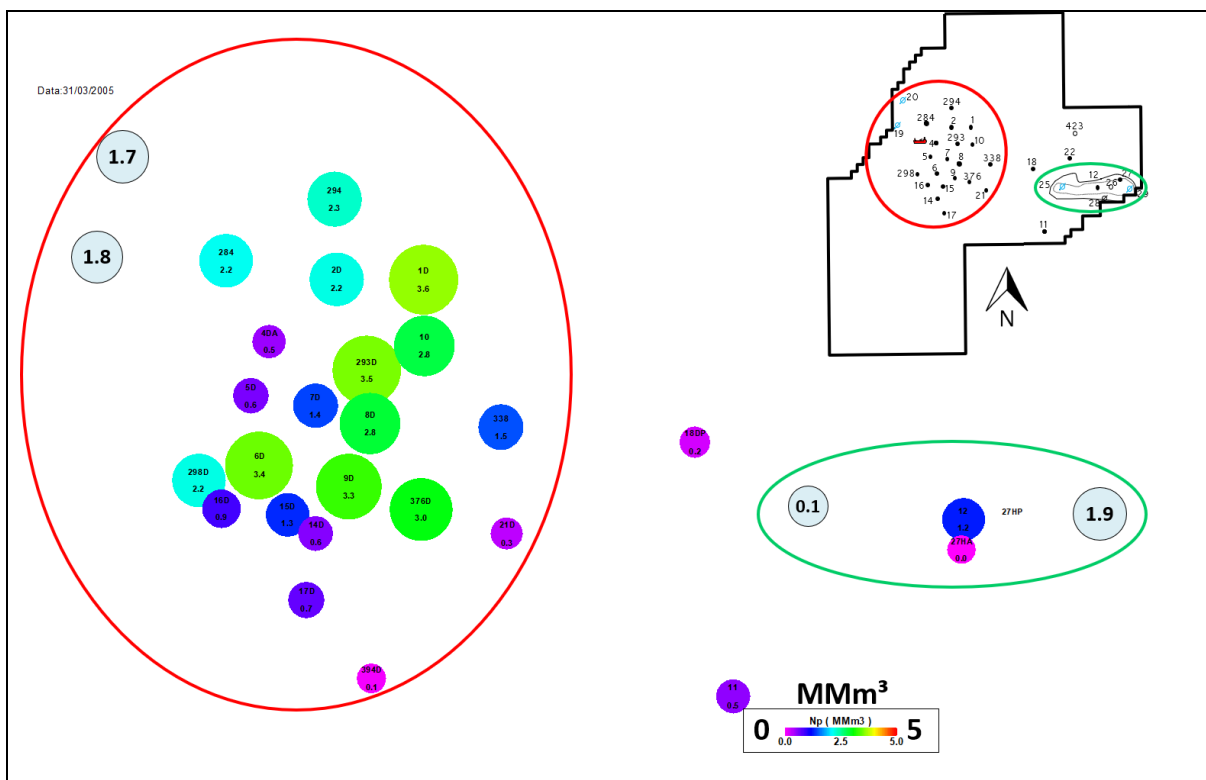


Figura 8. Produção de óleo acumulada em 2005.

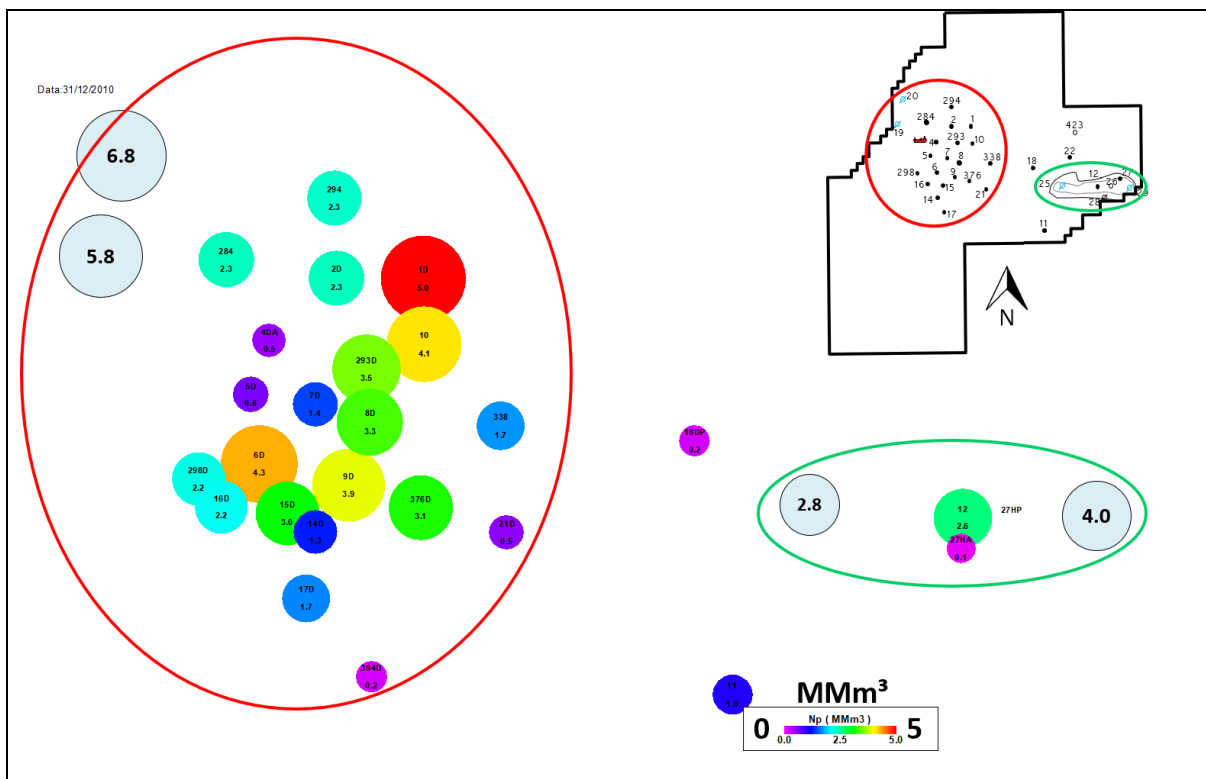


Figura 9. Produção de óleo acumulada em 2010.

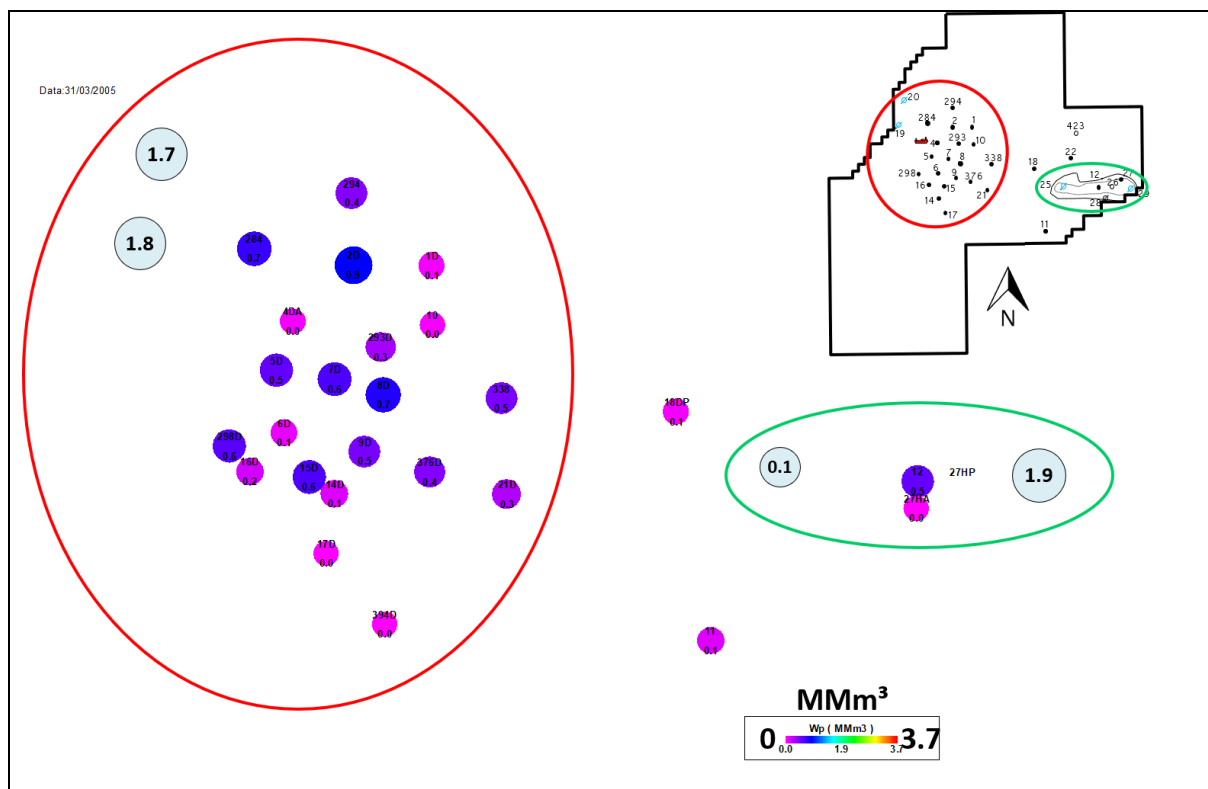


Figura 10. Produção de água acumulada em 2005.

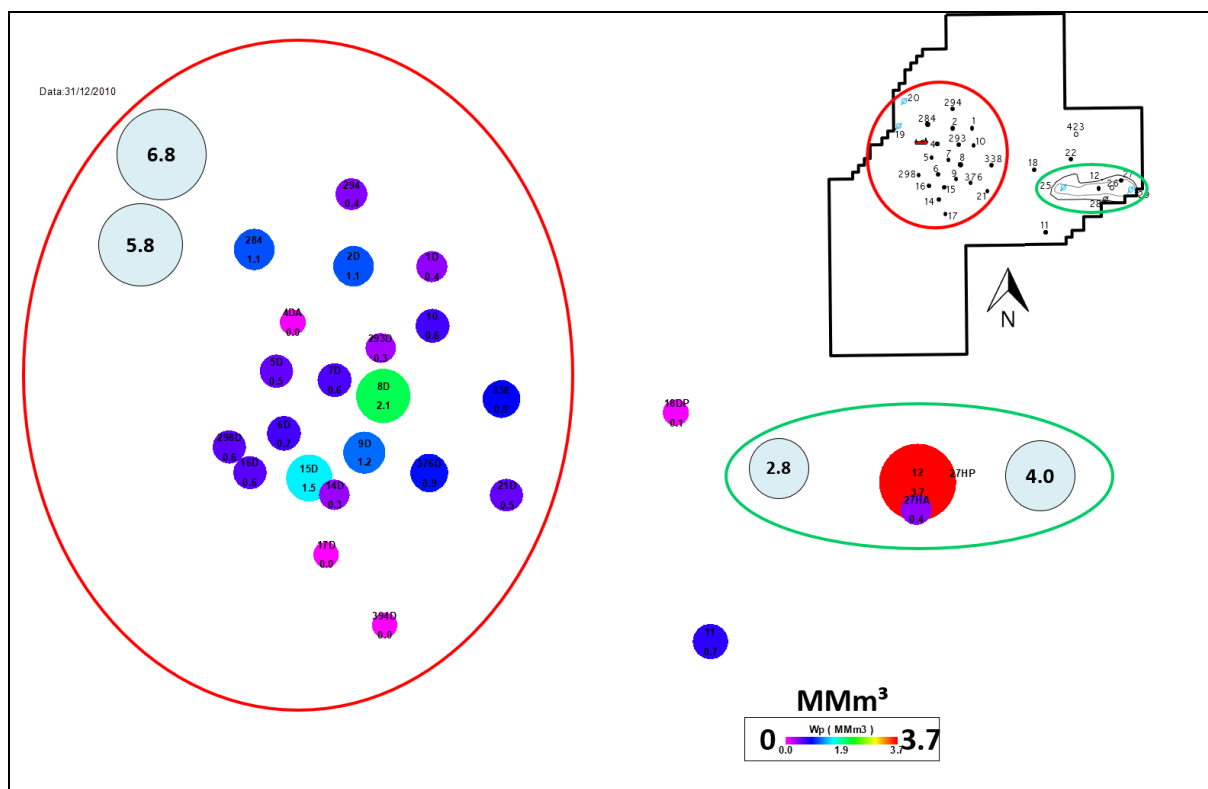


Figura 11. Produção de água acumulada em 2010.

Assim como a produção de óleo, a produção de água injetada (Figuras 10 e 11) também é fato relevante a ser analisado na interpretação sísmica 4D.

A Figura 10 apresenta informações da produção acumulada de água em 2005 e a Figura 11 a produção acumulada de água em 2010, para cada poço produtor. O tamanho dos círculos de cada poço relaciona a magnitude da sua produção, assim como a tabela de cor, com cores indo do lilás ao vermelho, sendo o vermelho a maior produção acumulada de água de 3.7 milhões m<sup>3</sup>.

Observa-se nas Figuras 8 a 11 que houve aumento da vazão de produção de óleo em todos os poços (Figuras 8 e 9), acompanhado pelo aumento da produção de água injetada (Figuras 10 e 11). O aumento da vazão dos poços injetores, localizados nos extremos do campo (círculos em azul claro), corroboram com a informação de aumento da produção de água injetada. Sabe-se, portanto, onde a água foi injetada e onde está sendo produzida (os poços fornecem dados pontuais), mas o caminho percorrido pela água desde o poço injetor até o poço produtor é uma das informações que a interpretação sísmica 4D pode fornecer, além da geometria e magnitude das anomalias causadas por estas mudanças.

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Os resultados desta pesquisa estão organizados em artigos, como veremos no item 4, e cada artigo apresenta a fundamentação teórica necessária para seu desenvolvimento. O item 3 será usado para relembrar algumas relações importantes que integram a sísmica e a geomecânica e, o padrão usado para a interpretação sísmica 4D, de suma importância para organização, clareza das informações e comunicação, visto que é um assunto multidisciplinar.

Historicamente, a simulação de reservatório tem considerado a geomecânica de uma maneira simplificada, usando um único e constante valor de compressibilidade da rocha. Uma melhor representação do comportamento hidromecânico é necessária uma vez que os parâmetros envolvidos estão interligados: mudança na pressão dos poros altera o estado de tensão *in situ*, levando a deformação da rocha reservatório, o que modifica sua porosidade e permeabilidade, que por sua vez influencia a pressão dos poros reiniciando o processo. Esta interconexão está esquematizada na Figura 12.

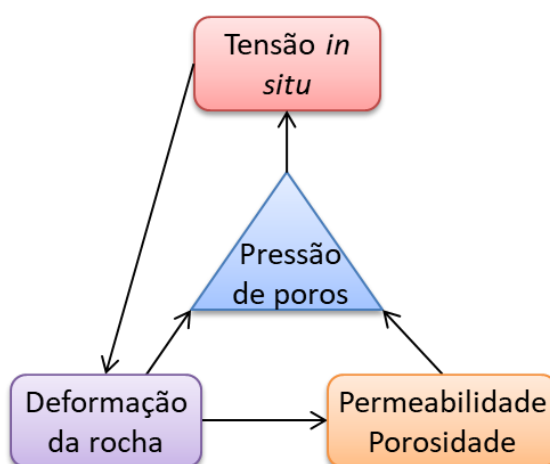


Figura 12. Esquema da interconexão entre parâmetros geomecânicos e de escoamento na produção de um reservatório. Modificado de (FALCÃO, 2013).

Por meio de ensaios laboratoriais esta interconexão, apresentada na Figura 12, pode ser verificada. Soares (2000) realizando ensaios de mecânica de rocha em amostras de carbonatos observou que à medida que aumenta a tensão axial (MPa) a deformação axial (%) também aumenta (linha preta com pontos na Figura 13). Também analisou a velocidade da onda P ( $V_p$  – m/s) (linha azul com asterisco na Figura 13), que aumenta com o aumento da tensão e deformação axial, à medida que há redução na permeabilidade (mD). Observou-se ainda o comportamento diferenciado da permeabilidade, a qual reduz rapidamente no início da deformação e depois tende a se estabilizar (linha vermelha com triângulos na Figura 13). Isto traduz o grande impacto que se tem na permeabilidade quando há uma depleção considerada no reservatório.

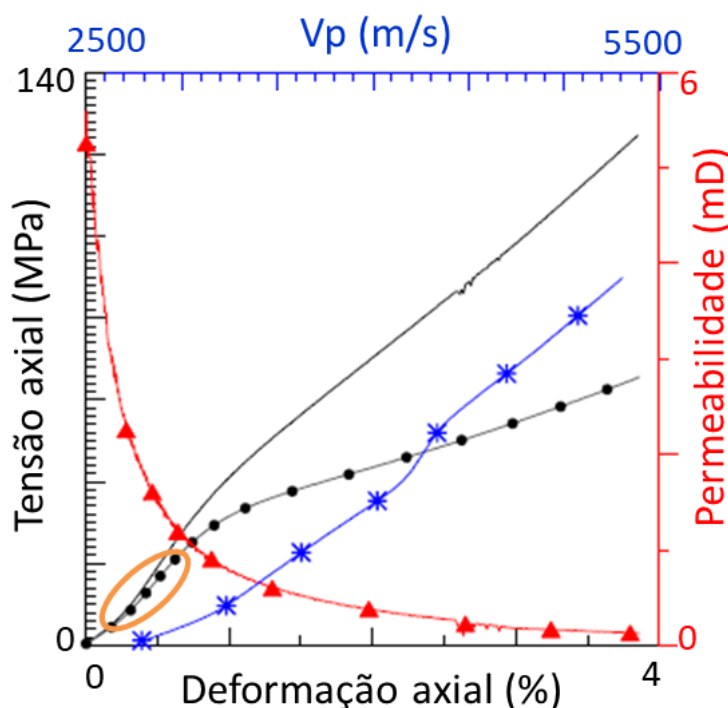


Figura 13. Relação da tensão axial (MPa) com a deformação axial (%), a permeabilidade (mD) e com a velocidade sísmica  $V_p$  (m/s). Segundo (SOARES, 2000).

O comportamento da permeabilidade em relação a porosidade foi estudado por vários pesquisadores, como Rashid et al., 2015 que mostraram que elas são estreitamente interconectadas e que o efeito da redução na porosidade impacta severamente a permeabilidade (escala logarítmica) (Figura 14).

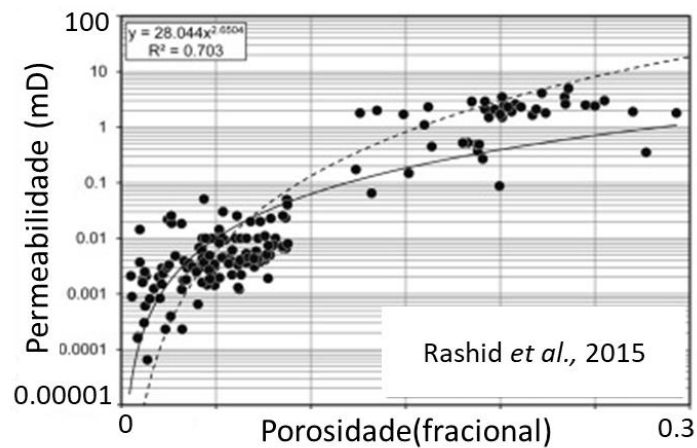


Figura 14. Relação da permeabilidade (mD) com a porosidade (fracional). Segundo (RASHID et al., 2015).

Grochau, 2009 analisando ensaios laboratoriais em rochas areníticas, observou o aumento da velocidade sísmica P (m/s) com o aumento da tensão efetiva (MPa) (Figura 15), corroborando com os resultados obtidos por Soares, 2000 em rochas carbonáticas. Por comparação, pode-se esperar a redução da porosidade e permeabilidade, com o aumento da tensão efetiva e consequente redução da pressão dos poros ( $P_p$ ).

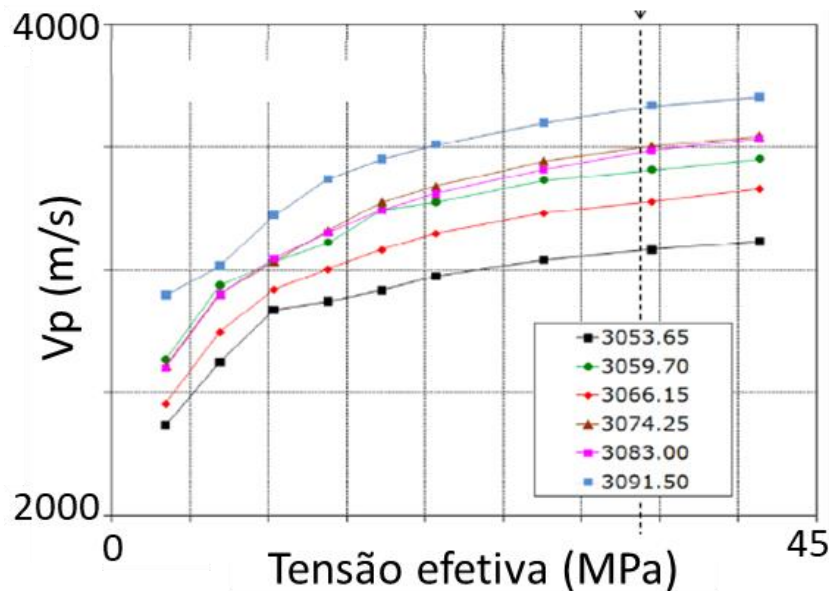


Figura 15. Relação da tensão efetiva (MPa) com a velocidade da onda P ( $V_p$  - m/s) Segundo (GROCHAU, 2009).



Outras relações também são estudadas, como a mudança na pressão dos poros e na saturação de água ( $S_w$ ) e gás ( $S_g$ ) com os efeitos sísmicos, sendo esta fator crucial para este trabalho. Entender esta relação e como representá-la na sismica é o que tentamos ilustrar na Figura 16. Calvert, 2005 representou esquematicamente a relação das tensões total (seta lilás) e efetiva (seta verde) com a pressão dos poros (letra P laranja), exemplificando que a medida que a pressão dos poros diminui (observar a letra P laranja diminuindo) a tensão efetiva aumenta (observar o aumento do tamanho das setas verdes), considerando a tensão total constante (setas roxas não se alteram). Com a redução da pressão dos poros, do tempo  $t_0$  para  $t_2$ , há uma reorganização dos minerais que compõem a rocha reservatório aumentando a superfície de contato entre os grãos e consequente redução do espaço poroso, com impacto no aumento da velocidade sísmica. De forma que se pode relacionar a redução da pressão dos poros ao efeito sísmico 4D de *hardening*, amplamente conhecido na literatura.

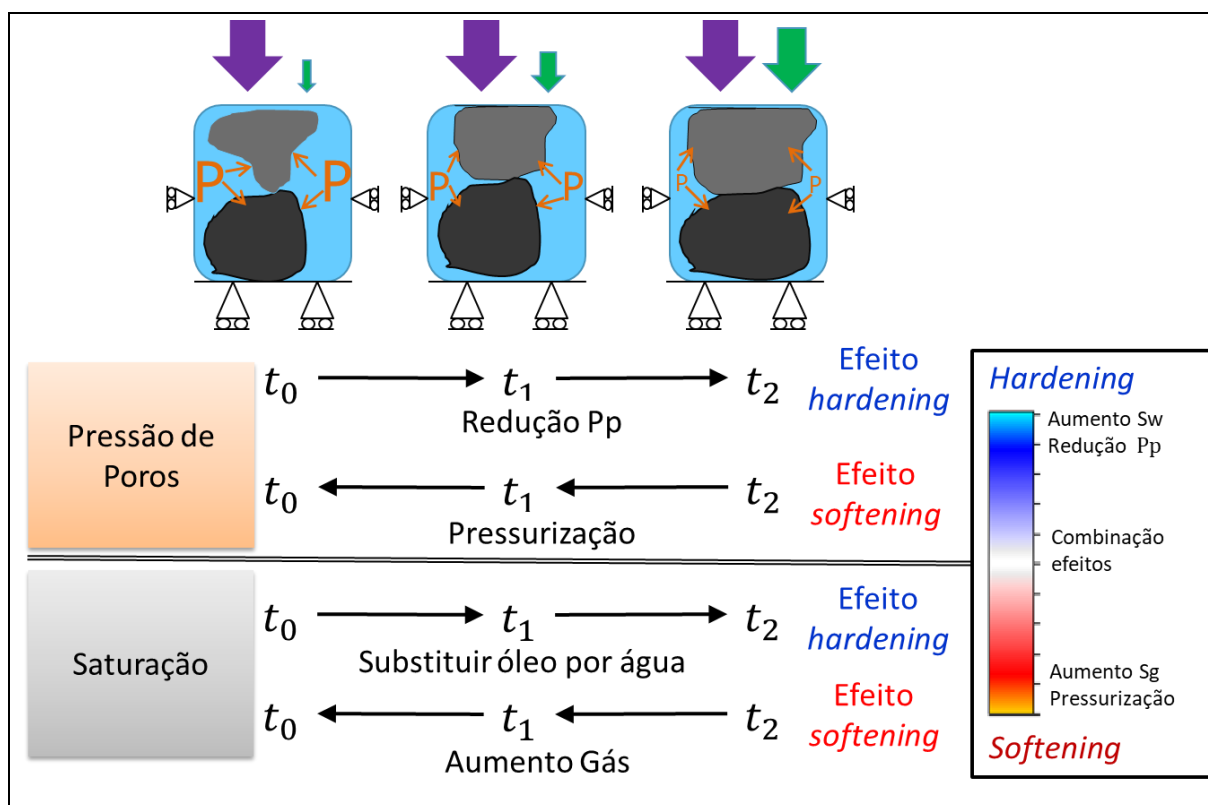


Figura 16. Relação da pressão dos poros ( $P_p$ ), saturação de água ( $S_w$ ) e gás ( $S_g$ ) com efeitos sísmicos 4D de *hardening* e *softening*.

O efeito *hardening* se caracteriza por valores de diferenças 4D positivas, considerando caso monitor menos caso base (monitor – base), e uso de tons em azul na escala de cores para representá-lo (Figura 16).

O caso inverso, pressurização do reservatório, do tempo  $t_2$  para  $t_0$ , caracteriza o efeito sísmico 4D de *softening*, também amplamente conhecido na literatura. O efeito *softening* se caracteriza por valores de diferenças 4D negativas, considerando caso monitor menos caso base (monitor – base), e uso de tons em vermelho na escala de cores para representá-lo (Figura 16).

Descrito a relação da pressão dos poros com o efeito sísmico 4D, fazer-se-á considerações a respeito da mudança do fluido saturante do reservatório. Analisando a situação de um reservatório saturado por óleo e que ao iniciar o processo de injeção de água haverá a substituição do óleo (que será produzido) pela água, como exemplificado no cenário da saturação do tempo  $t_0$  para  $t_2$  na Figura 16, causando enrijecimento da rocha, o qual se classifica como efeito *hardening*. Este cenário é esperado para o campo de Marimbá, sabendo-se que o processo de injeção de água lhe foi imposto. No caso de haver aumento da saturação de gás no reservatório o efeito *softening* será gerado. Em alguns casos as possibilidades que são opostas, *hardening* e *softening*, podem ocorrer simultaneamente de forma destrutiva, num efeito combinado que terá valores próximos de zero ou até mesmo zero, representados pela cor branca na tabela de cores (Figura 16). Neste caso o efeito sísmico 4D não será detectado podendo levar à uma interpretação errônea. A solução para esta confusão é o estudo multidisciplinar, tendo conhecimento dos processos pelo qual o reservatório foi submetido ao longo da sua produção.

A produção do reservatório, com todas estas mudanças que ocorrem, refletem também na forma do sinal sísmico por meio de alterações nas propriedades de densidade e velocidade. Num tempo inicial, que chamamos de base, o sinal sísmico tem uma forma e magnitude caracterizado por uma densidade e velocidade ( $\rho_1$  e  $Vp_1$ ), enquanto num tempo posterior, que chamamos de monitor, o sinal sísmico terá uma nova forma e magnitude caracterizado por nova densidade e velocidade ( $\rho_2$  e  $Vp_2$ ), induzidos pela produção, como esquematizado na Figura 17. Dependendo das características do reservatório, do processo de produção a ele impresso e do tempo de duração, as alterações podem ser maiores ou menores. O fato é que o sinal sísmico mudará gerando anomalias por diferenças na amplitude do sinal ( $\Delta$  amplitude) e no

tempo de trânsito da onda (  $\Delta t$  *time-shift*) (Figura 17). Estes, diferenças de amplitude e *time-shift*, são dois atributos amplamente usados neste trabalho.

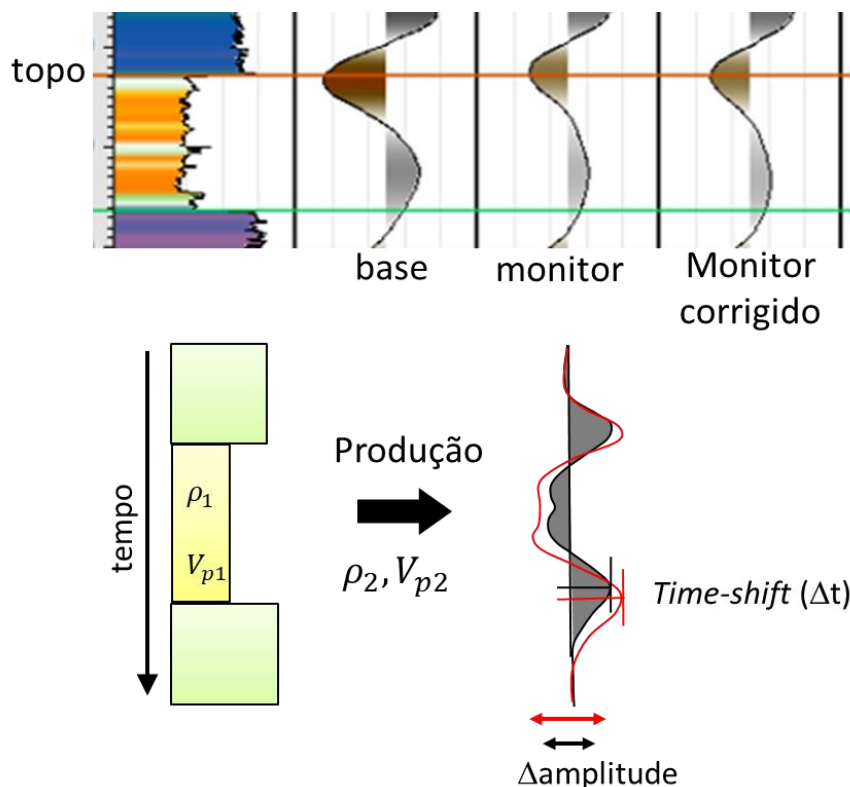


Figura 17. Relação da produção com o sinal sísmico. Modificado de (CALVERT, 2005).

O atributo de *time-shift* é peça importante para a integração sísmica-geomecânica, como apresentado na Figura 18. Landro e Stammeijer, 2004 lançaram a ideia de que o *time-shift* tinha relação direta com variações na velocidade sísmica ( $\Delta V/V$ ) e na deformação geomecânica ( $\Delta Z/Z$ ). Seguindo esta linha de pesquisa, Hatchell et al., 2005 verificaram que podiam aproximar o *time-shift* por meio de um coeficiente, o fator R, levando em consideração que a variação da velocidade estava diretamente relacionada a deformação com acréscimo do coeficiente R. Podendo, então, o *time-shift* ser analisado sob esta perspectiva, da sua relação direta com a deformação geomecânica ( $\varepsilon_{zz}$ ) e o fator R, como apresentado na Figura 18.

$$\frac{\Delta t}{t} = \frac{\Delta Z}{Z} - \frac{\Delta V}{V}$$

$\frac{\Delta Z}{Z} = \varepsilon_{zz}$  (Geomecânica)
  $\frac{\Delta V}{V} = -R\varepsilon_{zz}$  (Sísmica)

$$R = -\frac{\Delta V}{V} / \varepsilon_{zz} \longrightarrow \frac{\Delta t}{t} = (1 + R)\varepsilon_{zz}$$

Landro e Stammeijer, 2004 Hatchell *et al.*, 2005

Figura 18. Integração sísmica-geomecânica.

A partir deste momento, pesquisas sobre o fator  $R$  vem aumentando, na expectativa de conhecer melhor seu comportamento, fatores que o influenciam, e tantas outras questões, para seu uso com eficiência e segurança na indústria do petróleo fazendo a conexão entre a sísmica e a geomecânica.

#### 4. METODOLOGIA

A metodologia usada para organização deste estudo foi na forma de artigos, que seguem como anexos. São três apêndices, cada um trazendo um enfoque que foi necessário para desenvolver este trabalho. O apêndice A retrata o estudo de modelagem geomecânica, enquanto o apêndice B abrange o estudo de modelagem sísmica e, o apêndice C apresenta o estudo da integração da sísmica 4D com a geomecânica, concluindo este estudo (Figura 19).

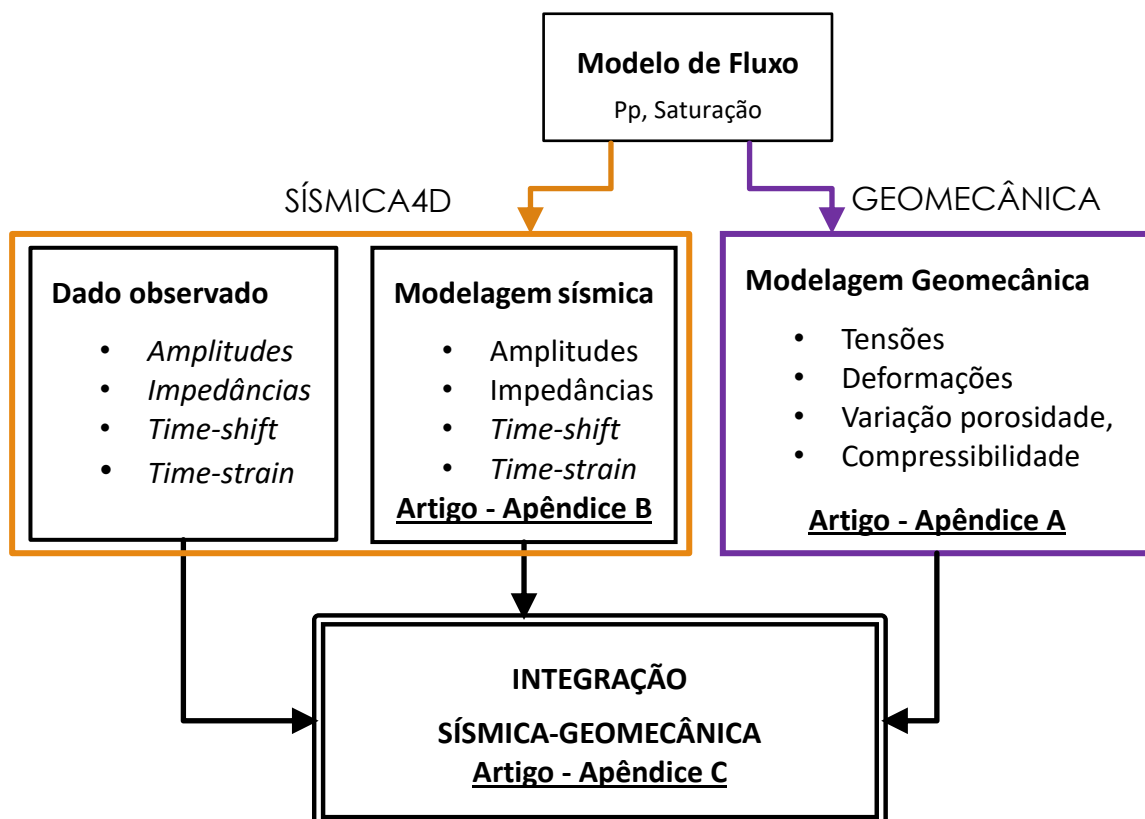


Figura 19. Metodologia de organização do estudo.

Os artigos, que se encontram nos apêndices, serão apresentados nesta seção, resumidamente, como segue:

- ✓ No primeiro artigo são apresentados conceitos e definições acerca da geomecânica e dos tipos de acoplamento com a simulação de escoamento. O objetivo nesta parte do estudo foi a construção do modelo geomecânico 3D a partir do modelo de escoamento disponível e realização da simulação geomecânica do Campo de Marimbá. Esse foi o primeiro passo para alcançar o objetivo desta pesquisa. A Figura 20 apresenta esquematicamente a metodologia específica usada no estudo de modelagem geomecânica do campo de Marimbá.

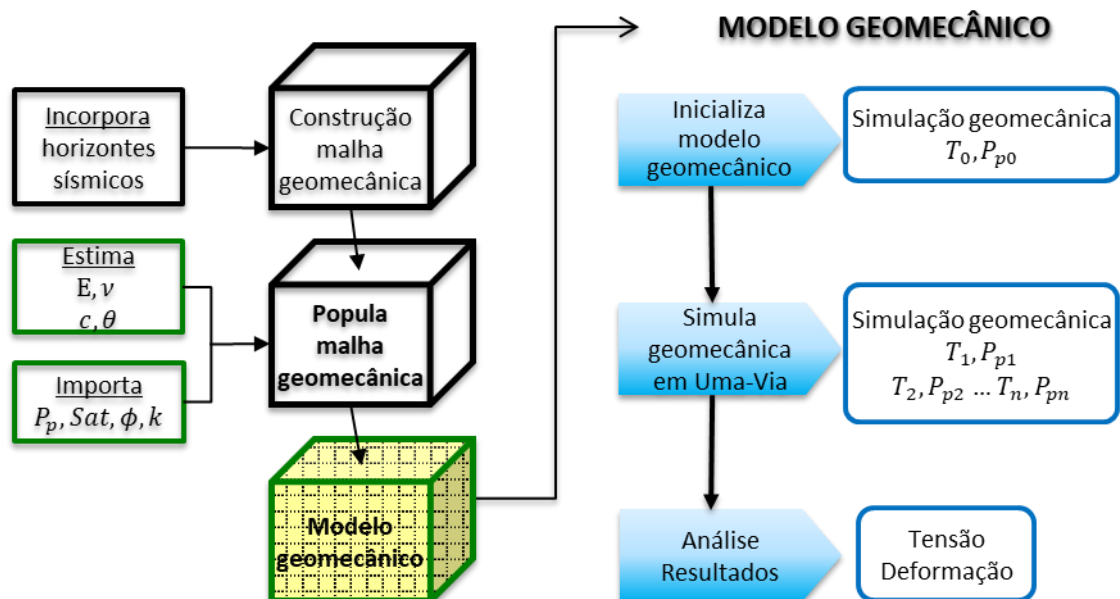


Figura 20. Metodologia específica para modelagem geomecânica do campo de Marimbá.

O modelo geomecânico apresentado nesta tese é o primeiro estudo referente ao campo de Marimbá na literatura. Como principal resultado, dentre outros listados no artigo, o efeito geomecânico de compactação foi o mais expressivo, chegando a 25 cm no topo do reservatório e de até 18 cm no fundo do mar. Este artigo foi publicado na *Elsevier – Journal of Petroleum Science and Engineering*, e pode ser consultado no apêndice A.

- ✓ O segundo artigo apresenta a interpretação sísmica 4D das mudanças ocorridas no reservatório induzidas pela produção de óleo. Foi possível identificar, mapear e caracterizar as anomalias sísmicas 4D por meio da correlação com os dados de produção dos poços. A Figura 21 apresenta o fluxograma usado neste estudo, englobando uma abrangente gama de informações, que vai desde física de rocha, engenharia de reservatórios, passando pelo poço até a sísmica, e com diferentes escalas de trabalho. Para a modelagem sísmica a partir do modelo de escoamento (Sim2Sis), além das informações de saturação e pressão de poros nos tempos de interesse, informações de velocidades sísmica, densidade e tensão efetiva, de laboratório e perfis de poços também foram importantes. A análise e interpretação da sísmica observada conjuntamente com a sísmica sintética para o período de 2005 a 2010 foi realizada. Os dados de produção dos poços foram fundamentais para não se ter dúvidas de ambiguidade na interpretação sísmica.

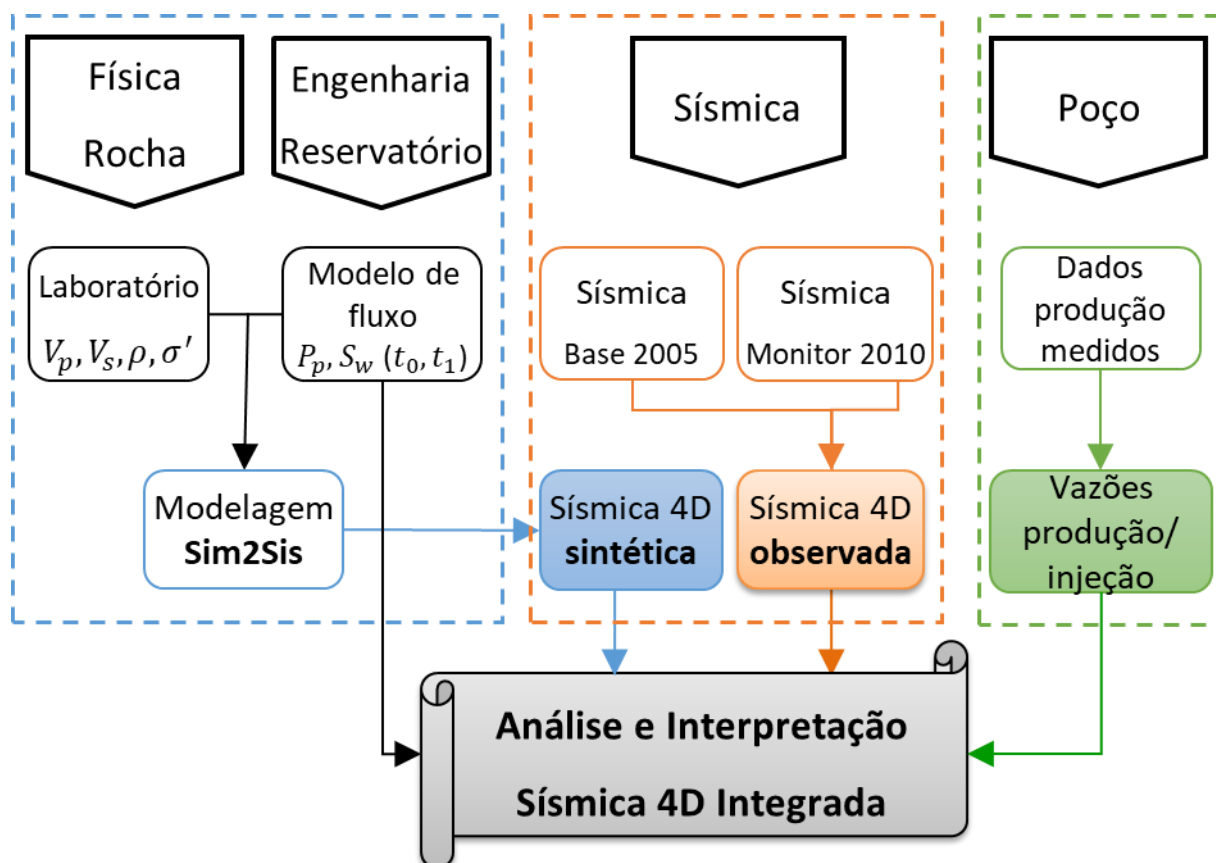


Figura 21. Metodologia específica para modelagem sísmica do campo de Marimbá.

As anomalias sísmicas 4D identificadas foram atribuídas, basicamente, à mudança de saturação do reservatório com a substituição do óleo pela entrada de água. Essas informações foram confrontadas com os dados sísmicos sintéticos gerados na Petrobras, a partir do modelo de escoamento, e disponibilizados para este estudo. A correlação qualitativa das anomalias sísmicas 4D reais *versus* sintéticas foi satisfatória, apresentando alta correlação. Essa boa correlação indica que o modelo de escoamento está representando adequadamente o reservatório. Este artigo, disponibilizado no apêndice B, será submetido a uma revista indexada após avaliação da banca examinadora.



✓ O terceiro artigo, que sintetiza este trabalho, faz a integração da sísmica 4D com a geomecânica. Teve como objetivo correlacionar mudanças sísmicas 4D observadas na interpretação sísmica (apêndice B), com os efeitos geomecânicos vistos no estudo que originou o primeiro artigo (apêndice A). A conexão da sísmica 4D com a geomecânica para caracterizar as mudanças do reservatório é possível por meio de uma relação linear entre velocidade sísmica com deformação vertical, como descrito no item 3. A partir da modelagem geomecânica, estima-se a variação na espessura da camada (efeito geomecânico de compactação), e da sísmica, obtém-se a variação da velocidade. Com a integração da sísmica 4D com a geomecânica, foi observada uma estreita relação entre os deslocamentos do tempo sísmico com o efeito de compactação do reservatório. Outro assunto abordado foi sobre o fator R, relação empírica que conecta sísmica à geomecânica pelo uso da variação de tempo sísmico e a deformação vertical geomecânica ao longo do tempo (item 3). O fator R, nesse estudo, apresentou comportamento diferente para regiões próximas de poços produtores e injetores, com a tendência de ser negativo próximo aos poços produtores e positivo próximo aos poços injetores. A aplicação do fator R para integrar sísmica e geomecânica mostrou-se eficiente, mas é preciso entender melhor seu comportamento, os fatores que o alteram, e buscar meios de invariância por escala para sua aplicação. A previsão de variação de *time-shifts* (variações no tempo de percurso da onda sísmica) baseada em dados sísmicos e geomecânicos mostrou-se uma ferramenta promissora, mas que requer certa cautela quanto às incertezas inerentes aos dados de entrada, reforçando a importância do estudo ser multidisciplinar. Este artigo, disponibilizado no apêndice C, será submetido a uma revista indexada após avaliação da banca examinadora.

## 5. CONCLUSÃO

O esforço deste estudo de interpretação sísmica 4D e geomecânica em reservatórios turbidíticos aplicado ao campo de Marimbá, na Bacia de Campos, reforçou a importância do trabalho multidisciplinar na integração sísmica-geomecânica e fomentou novas linhas de pesquisa, como do fator R. Para que este possa ser aplicado neste tipo de estudo com melhor segurança e domínio dos fatores que podem alterar seu comportamento, como a litologia e o estado de tensão.

Foi possível extrair importantes informações que certamente ajudarão para o gerenciamento do campo. No período estudado, de 2005 a 2010, apesar das variações de pressão dos poros não terem sido tão grandes como as ocorridas no início da produção do campo, efeitos geomecânicos como a compactação e subsidência foram detectados na modelagem geomecânica. As características geológicas do reservatório, arenitos turbidíticos porosos, com sensibilidade à resposta 4D, o processo de recuperação de óleo por injeção de água e o tempo, além dos dados sísmicos 4D de alta repetibilidade, foram fatores essenciais para se alcançar estes resultados.

No estudo comparativo da compactação geomecânica com as anomalias sísmicas, utilizando atributos de amplitude e *time-shift*, observou-se estreita relação entre os eventos, podendo-se dizer que o modelo de escoamento representou satisfatoriamente o reservatório, sendo ainda necessário alguns ajustes, indicados pela sísmica 4D, que ficam como trabalho futuro. O efeito geomecânico de subsidência modelado não pode ser calibrado por não haver dados medidos deste tipo de evento disponíveis. Estas informações são valiosas para medir a qualidade do modelo, recomendando-se, sempre que possível, adquiri-las.

Pela interpretação sísmica 4D foi possível definir que a assinatura sísmica 4D característica do Campo de Marimbá é o efeito *hardening*, no período de 2005 a 2010.

Com a alta repetibilidade dos dados sísmicos, as anomalias foram detectadas e delimitadas quanto a sua geometria e extensão e sua classificação certificada pelas informações de produção dos poços. O efeito *hardening* apresentou também relação com o efeito geomecânico de compactação, sendo maior próximo aos poços que sofreram maior compactação.

O uso do fator R, na integração sísmica-geomecânica, como uma relação direta entre variação de velocidade sísmica e deformação geomecânica é uma solução plausível. Mas o uso de um valor de R único para representar o intervalo do reservatório e outro valor para representar o *overburden*, com valores indicados pela literatura, não se mostrou eficiente para geração de *time-shifts* sintéticos neste estudo de caso. Como estudo futuro propõe-se avaliação laboratorial do comportamento do fator R usando amostras representativas dos reservatórios areníticos e carbonáticos, e a partir destes resultados criar uma forma matemática de invariância por escala para aplicação do fator R de forma confiável para gerar *time-shifts*, reduzindo riscos das previsões para melhor guiar o monitoramento do reservatório.

A importância maior deste estudo se dá pela sua abrangência e interação das ciências na busca da melhor estratégia de gerenciamento do campo, de segurança para realização das operações de poço, para os trabalhadores e infraestrutura, assim como a busca de segurança para evitar impactos ambientais.

## 6. REFERÊNCIAS

ANP. **Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 24 nov. 2016.

BRUHN, C. H. L. et al. **Campos Basin: Reservoir characterization and management - Historical overview and future challenges**. Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference. **Anais...**2003

CALVERT, R. **Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization**. [s.l.] Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers, 2005.

FALCÃO, F. DE O. L. **Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento**. [s.l.] Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2013.

GROCHAU, M. H. **An Integrated approach to improve time-lapse seismic interpretation: Investigation of pressure and saturation effects on elastic parameters**. [s.l.] Lambert academic publishing, 2009.

HORSCHUTZ, P. M. C. et al. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimba Giant Oil Fields, Campos Basin, Offshore Brazil: Chapter 9. p. 137–153, 1992.

JOHNSTON, D. H. **Practical Applications of Time-lapse Seismic Data**. Houston, Texas: Society of Exploration Geophysicists, 2013.

LIMA, K. T. et al. **Utilização de Cross-Equalização Pré-Empilhamento para Avaliar o Comportamento de Fluidos no Campo de Marimbá**. Simpósio de Geofísica. **Anais...**Rio de Janeiro, Brasil: 2001

RASHID, F. et al. Porosity and permeability of tight carbonate reservoir rocks in the north of Iraq. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2015.

RØSTE, T.; KE, G. Overburden 4D time shifts - Indicating undrained areas and fault transmissibility in the reservoir. **Leading Edge**, 2017.

SOARES, A. C. **Um estudo experimental para definição de colapso de poros em rochas carbonáticas**. Brasil: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2000.

## REFERÊNCIAS

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. Campos basin. **Boletim de geociências da Petrobras**, v. 15, n. 2, p. 511–529, 2007.

## 7. APÊNDICE A

### 1. ARTIGO: Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil

Artigo publicado na revista *Elsevier* no *Journal of Petroleum Science and Engineering*.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.029>

Estudo apresentado no 49º Congresso Brasileiro de Geologia, Rio de Janeiro, 2018.



## Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimbá field, Campos Basin, Brazil



Josenilda Nascimento Lonardelli<sup>a,b,\*</sup>, Rafael de Oliveira da Silva<sup>b</sup>,  
Flávia de Oliveira Lima Falcão<sup>b</sup>, Marco Antonio Cetale Santos<sup>a,\*\*</sup>, Carlos Eduardo Borges de Salles Abreu<sup>b</sup>

<sup>a</sup> Universidade Federal Fluminense – UFF, s/n Av. Gen. Milton Tavares de Souza, Boa Viagem, Niterói, RJ 24210-346, Brazil

<sup>b</sup> Petróleo Brasileiro S.A – PETROBRAS, 330 Av. República do Chile, Centro, Rio de Janeiro, RJ 20031-170, Brazil

### ARTICLE INFO

#### Keywords:

Hydromechanical  
Coupling  
Simulation  
Reservoir  
Geomechanical effects  
Geomechanical mesh

### ABSTRACT

Hydrocarbon recovery from subsurface reservoirs imposes physical and chemical property changes for both rock-fluid systems when compared to the initial reservoir conditions. These variations depend on intrinsic and extrinsic factors regarding, on the reservoir side, such as effective stress, fluid type, gravity and saturations, porosity, permeability together with the characteristics of the injected fluids and injection pressure, among others. This study carried out a geomechanical modeling to evaluate the oil production related effects in the Marimbá Field, a turbidite sandstone oil bearing reservoir located in the Campos Basin, southeastern offshore Brazil. The applied methodology to solve the proposed problem involves six main stages. It is important to note, when creating a geomechanical model, the finite difference mesh used in the fluid flow simulation and the finite element mesh used for the stress analysis, are not coincident. That is, the pore pressure variation is interpolated to nodal points in the geomechanical mesh. This mesh was generated by using a preprocessor that creates complex geometries, such as those commonly found in turbidite sandstone reservoirs, and was populated with strength and elastic properties by the interpolation of the well logs and laboratory tests information. As an initial field work, the one-way coupling approach was used, enabling the geomechanical effects caused by the Marimbá reservoir production to be quantified. However, compaction and permoporous property updates, in the flow simulator, do not occur. Following the geomechanical model initialization and validation, a hydromechanical coupling phase is implemented, ensuing previously determined time steps. At each time step, the simulation proceeds only if the solution converges, that is, if the difference in pore pressure between two iterations is less than the specified tolerance. Finally, the geomechanical model is analyzed for its effects, mainly those related to displacement and compaction. These changes measure the production process impact on the reservoir and on the adjacent rocks. The critical part of this study is to link these quantified changes against reservoir parameter updates, such as pore-pressure and saturation. From the obtained results, areas of greater strain associated with depletion were observed, suggesting porosity reduction mainly near production wells. With this knowledge, it is possible to optimize reservoir oil production and field management.

### 1. Introduction

Geomechanics has evolved in reservoir development studies, and is already being used in innumerable oil fields, highlighting the importance of geomechanical modeling for reservoir behavior prediction. These predictions involve not only the actual stress state, crucial information for a successful well drilling campaign, but also on defining

displacements, production, adopted production and injection pressure limits for the field and to better design mudweights. This knowledge is essential for optimal oil field project management, from the exploratory phase to the field abandonment. The Marimbá oil field use enables us to assess the geomechanical effects considering the reservoir geometry, its permoporous characteristics, the adopted production mechanism and the development project.

\* Corresponding author. Universidade Federal Fluminense – UFF, s/n Av. Gen. Milton Tavares de Souza, Boa Viagem, Niterói, RJ 24210-346, Brazil.

\*\* Corresponding author.

E-mail addresses: [josenildalonardelli@gmail.com](mailto:josenildalonardelli@gmail.com) (J.N. Lonardelli), [marcocetale@id.uff.br](mailto:marcocetale@id.uff.br) (M.A.C. Santos).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.029>

Received 11 April 2017; Received in revised form 28 July 2017; Accepted 10 August 2017

Available online 14 August 2017

0920-4105/© 2017 Elsevier B.V. All rights reserved.

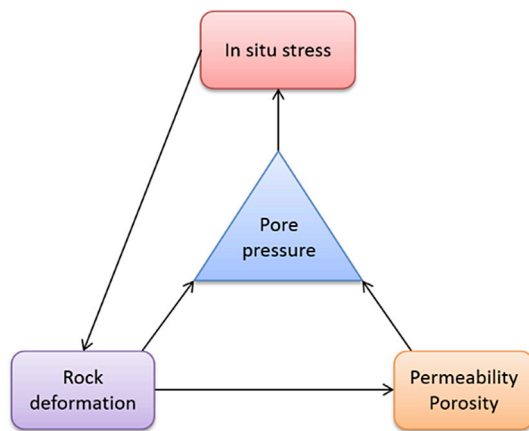


Fig. 1. Interaction scheme between flow and geomechanical parameters in oil reservoir production (modified from Falcão, 2013).

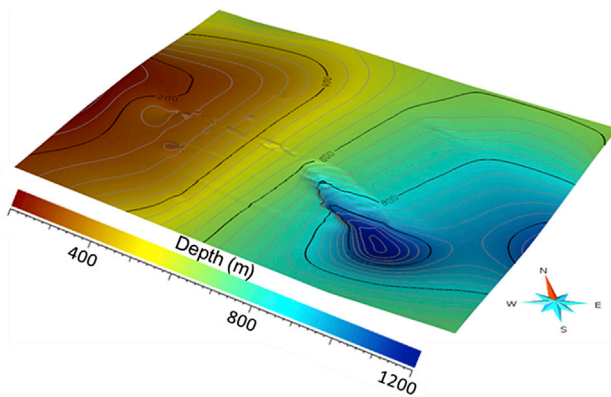


Fig. 2. Seabed with a canyon. Colour scale indicates depth. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

A 3D geomechanical model is proposed for the Marimbá field, located in the Campos Basin, southern offshore Brazil. The one-way coupling estimates the geomechanical effects due to the production process and analyzes them in the relevant time steps. Furthermore, this work integrates data from different supports and scales, an important step to obtain a reliable model. Thus, data such as well logs, injectivity tests, Leak-off Tests (LOT) and production history, as well as experimental rock mechanics tests, are taken into account in the proposed workflow.

## 2. Theoretical formulation

### 2.1. Coupling methods

Historically, reservoir simulation has accounted for rock mechanics in a simplified manner by using one single and constant value of rock compressibility.

A better representation of hydromechanical behavior is necessary as the involved parameters are interconnected: the reservoir pore pressure changes the *in situ* stress state, which modifies reservoir rock porosity and permeability. These will influence the pore pressure, renewing the process. This interconnection is outlined in Fig. 1.

To consider this interconnection in a numerical simulation, coupling between fluid flow and geomechanical modules (Herwanger and Koutsabeloulis, 2011; Angus et al., 2015) can be conducted considering four different approaches, namely: (i) fully coupled method; (ii) iterative method; (iii) explicit method; and (iv) pseudo-coupled method.

A detailed description of these approaches can be found in Sen and

Settari (2005); Tran et al. (2005) and David and Dupin (2007).

In general, fluid flow simulators use the finite difference method, while the stress analysis uses the finite element method. The following is a brief description of each coupling method mentioned above.

#### (i) Fully coupled

The fully coupled method solves a single equation system in which the unknowns are pressure, temperature and displacements, using a single mesh. The method complexity makes this coupling type result with greater precision, but has the highest computational cost and the least flexibility. Possibly due to these characteristics, there are no commercial simulators of this class in the oil industry.

#### (ii) Iterative or two-way coupling

In the iterative coupling method, also known as two-way coupling, the problem is divided into two modules that are solved separately and sequentially. From the flow module, which is the conventional simulator itself, the calculated pressure and temperature changes are transferred to the geomechanical module. Here, these changes are treated as external loading and used to calculate the displacements and, thereby, the stresses and strains. The properties obtained in the geomechanical module are now forwarded to the flow module through coefficients responsible for the porosity and permeability update. A new iteration is initiated in the flow module, where the pressure and temperature are recalculated and again sent to the geomechanical module. This process is repeated until the entire system converges, i.e., when the lowest tolerance criterion is reached, among pressure, stress and porosity (Tran et al., 2002). If the coupling frequency is sufficient to represent the rock behavior with the pressure changes and the convergence tolerance is low, this type of coupling could result in the same precision as the fully coupled case, but with greater flexibility and lower computational cost.

#### (iii) Explicit or one-way coupling

In this coupling, the information exchange occurs in only one direction, hence the name “one-way”, from the flow simulator to the geomechanical. Pressure and temperature changes are calculated in the flow simulator and transferred to the geomechanical, inducing changes in stresses and strains. However, the effect of these changes does not return to the flow simulator, and is therefore not considered. In this case, the geomechanical module will only enable displacements and strains analyses resulting from pressure and temperature changes. Considered as a post-processing, the geomechanical module greatly increases the calculation speed. However, the reservoir behavior becomes totally independent on geomechanics, except for the rock compressibility, which is the only geomechanical parameter used in conventional reservoir simulation. In this approach, permeability is considered to be constant, without any strain effect in the porous medium.

#### (iv) Pseudo-coupling

According to Samier et al. (2003), the pseudo-coupling method computes an approximate geomechanical response due to the compaction by using a table that relates pore pressure to porosity multipliers ( $M_{por}$ ), as well as horizontal ( $M_{Hperm}$ ) and vertical ( $M_{Vperm}$ ) permeability multipliers, as follows:

$$M_{por} = \frac{\phi}{\phi_0} \quad (1)$$

$$M_{Hperm} = \frac{k_h}{k_{h0}} \quad (2)$$



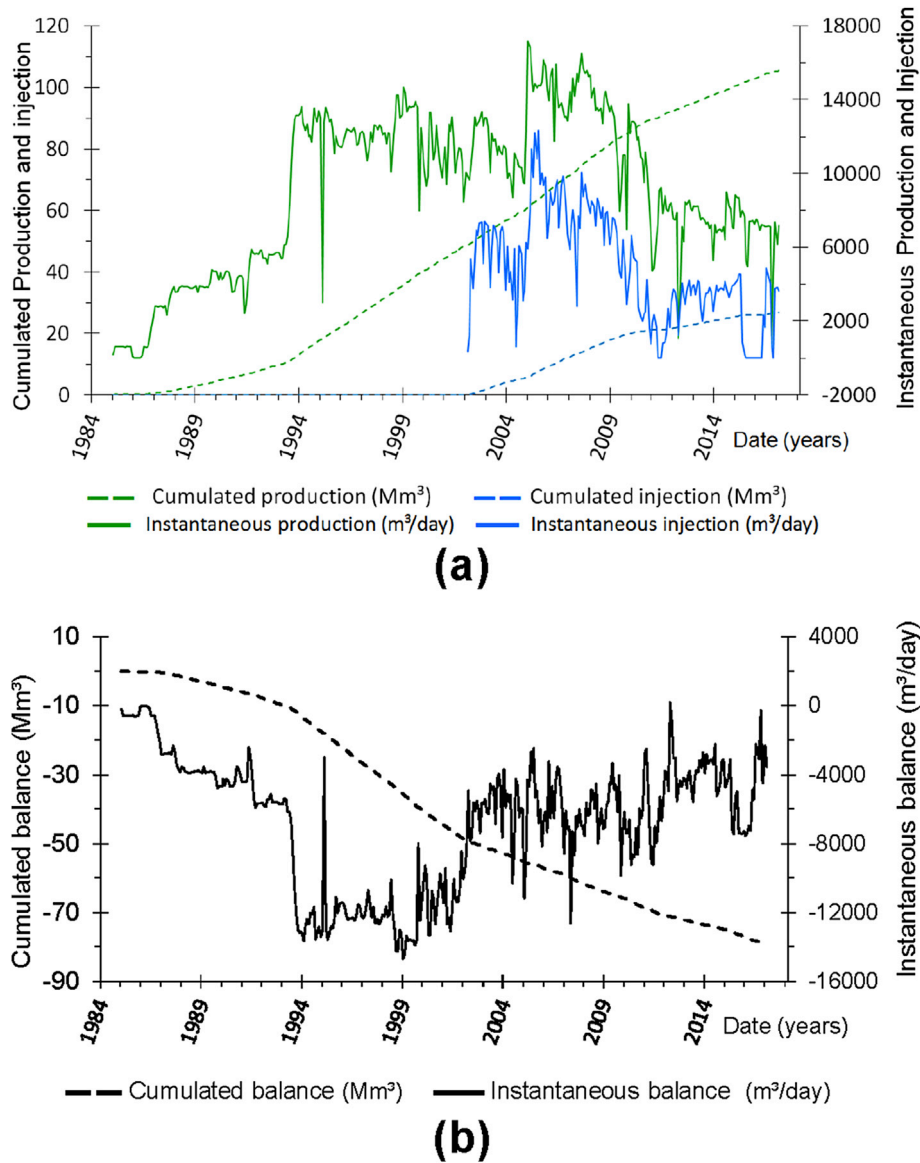


Fig. 3. Marimbá field production evolution. (a) relation of production with the water injection. (b) balance between production and injection.

$$M_{Vperm} = \frac{k_v}{k_{v0}} \quad (3)$$

The horizontal permeability is represented by  $k_h$  and vertical by  $k_v$  on pressure  $P$ , while the initial horizontal and vertical permeability are represented by  $k_{h0}$  and  $k_{v0}$ , respectively.

In conventional reservoir simulation, porosity is updated following the equation:

$$\phi = \phi_0 [1 + C_p (P - P_{ref})] \quad (4)$$

where  $P_{ref}$  is the reference pressure at which the initial porosity  $\phi_0$  was obtained, and  $C_p$  is the pore compressibility. When using the pseudo-coupling, the porosity update is no longer made through Equation (4), but by means of multipliers. Additionally, the permeability is also updated through Equations (2) and (3). Falcão (2013) applied this method to study a synthetic oil field and obtained satisfactory results compared to fully coupled method at a lower computational cost. This indicates the method is feasible to be incorporated into routine reservoir production management studies.

In this study, the one-way coupling method was adopted, which is

characterized by the exchange of information in only one direction, from the fluid flow to the geomechanical module. In-house software based on the finite element method (Sousa Jr. et al., 2010; Laquini and Sousa Jr., 2011) was used.

## 2.2. Stress path

During reservoir compaction, the vertical stress remains constant, while the horizontal stresses change during depletion (Fjaer et al., 2008). To understand the stress path parameters, it is helpful to review the concept of effective stress. The stress path concept is based on Terzaghi effective stress principle and is expressed in Equation (5), assuming compression is positive:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (5)$$

where  $\sigma'$  is the effective stress,  $\sigma$  is the total stress,  $P_p$  is pore pressure, and  $\alpha$  is Biot's coefficient.

The stress path parameters are defined by three terms, the stress arching parameter  $\gamma_v$ , the horizontal stress path parameter  $\gamma_h$  and the deviatoric stress path parameter  $K$ . Segura et al. (2011) defined  $K$  and  $\gamma_h$

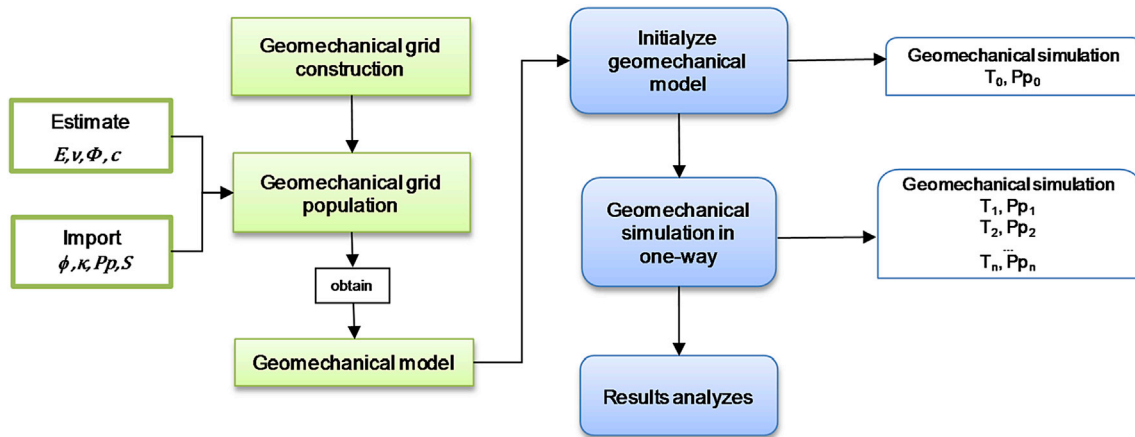


Fig. 4. Conceptual map of the geomechanical modeling methodology.

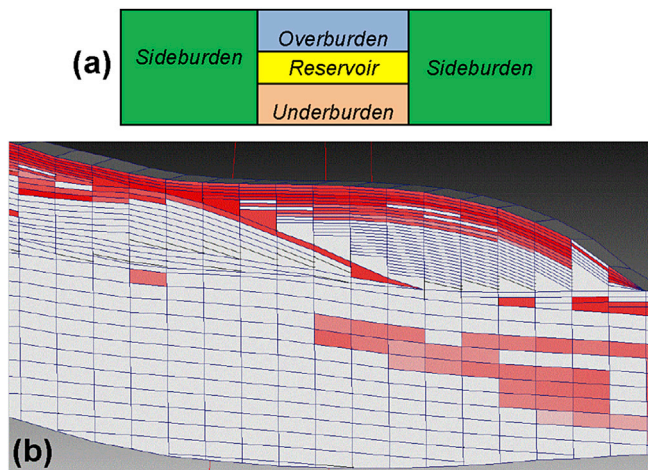


Fig. 5. (a) schematic representation including the reservoir, the over-, under- and sideburden and (b) the flow simulation grid detail for the studied reservoir.

as function of the rock Poisson's ratio:  $K = \nu / (1 - \nu)$  and  $\gamma_h = \alpha(1 - 2\nu / (1 - \nu))$ , if no stress arching is taking place. Also the parameters can be defined in terms of the effective stresses (see Fjaer et al., 2008; Segura et al., 2011; Angus et al., 2016), as  $\gamma_v = \Delta\sigma_v / \Delta P_p$ ;  $\gamma_h = \Delta\sigma_h / \Delta P_p$  and  $K = \Delta\sigma_h' / \Delta\sigma_v'$  or  $K = \gamma_h - \alpha / \gamma_v - \alpha$ , where  $\Delta\sigma_v'$  and  $\Delta\sigma_h'$  are the incremental effective vertical and minimum horizontal stresses respectively, and  $\Delta P_p$  is pore pressure variation.

The parameter  $K$ , which will be analyzed further in this study, describes the stress anisotropy development, and therefore the likelihood of shear failure or pore collapse in the material.

### 3. Geological context

The selected study dataset corresponds to the Marimbá oil field. A turbidite sandstone reservoir from the Santonian/Campanian Age of the Cretaceous Period. Situated in the Campos Basin, approximately 80 km from Macaé, Rio de Janeiro State, southern offshore Brazil.

#### 3.1. Field characteristics

The Campos Basin Marimbá oil field is in water depths ranging from 300 m to 800 m, with an area of approximately 50 km<sup>2</sup>. There are in the Marimbá oil field seabed, a canyon with more than 200 m deep canyon, as shown in Fig. 2.

The reservoir rocks belong to the Carapebus Formation and are composed of amalgamate channels of turbidite sandstones from the Santonian/Campanian Age of the Cretaceous Period. The reservoir thickness ranges from 10 m to 190 m, with an average thickness of 50 m (Becerra et al., 2011).

According to Lima et al. (2001), the reservoir rocks are predominantly massive turbidite sandstones, with grooved canyon filling system features and large areal distribution. Its petrophysical characteristics are good, being 25% average porosity, 1 500 mD average permeability, 29° API density oil, and 2.1 cP viscosity. Structurally, the Marimbá field presents normal faults, typical of a normal tectonic regime. A structural compartmentation separates the field into blocks, but it has a good hydraulic connection by an aquifer.

This field holds a 100 million m<sup>3</sup> volume of oil in place (VOIP). Discovered in the beginning of 1984, its production began in April 1985, reaching the peak with a 10,000 m<sup>3</sup>/day average production rate in 1994. After 14 years of production, the field was still producing 6800 m<sup>3</sup>/day, without any water injection. At that time, the cumulated oil production had reached 27 million m<sup>3</sup>, bringing its original pore pressure down from 281 kgf/cm<sup>2</sup> (27.6 MPa) to 180 kgf/cm<sup>2</sup> (17.7 MPa), that is, nearly a 100 kgf/cm<sup>2</sup> (~10 MPa) depletion (Lima et al., 2010). This depletion represents an important aspect for the Marimbá reservoir geomechanical evaluation.

From 1994 to 2010, the Marimbá oil field achieved its highest oil production rate, as shown in Fig. 3a, with two average production levels: an initial plateau of 12,000 m<sup>3</sup>/day from 1994 to 2005, and a second plateau of 14,000 m<sup>3</sup>/day from 2005 to 2009, reflecting the water injection which began in 2002. Therefore, the period between 1994 and 2005 was the one during which most petrophysical properties might have changed and, consequently, the geomechanical properties too. The period from October 1993 to June 2002 was the worst in terms of injection-production balance, as can be seen in Fig. 3b, with an average deficit of almost 12,000 m<sup>3</sup>/day.

In mid-1993, water production began and reached its peak in 1999 with 34% BSW. An issue to be considered, when compared to the production history data, the Marimbá oil field production curves seemed to have been overestimated. This mismatch is a consequence of its model non-representativeness, and may be due to some other factors, such as an inadequate geological model, or an incorrect fluid characterization or even due to the fact of neglecting geomechanical effects.

### 4. Geomechanical modeling methodology

The first step was to search for the necessary data sources to construct a 3D geomechanical model, which included well logs as caliper, image (acoustic and resistive), P and S waveform (DTC and DTS, respectively), and density ( $\rho$ ). In addition, laboratory data are very important for

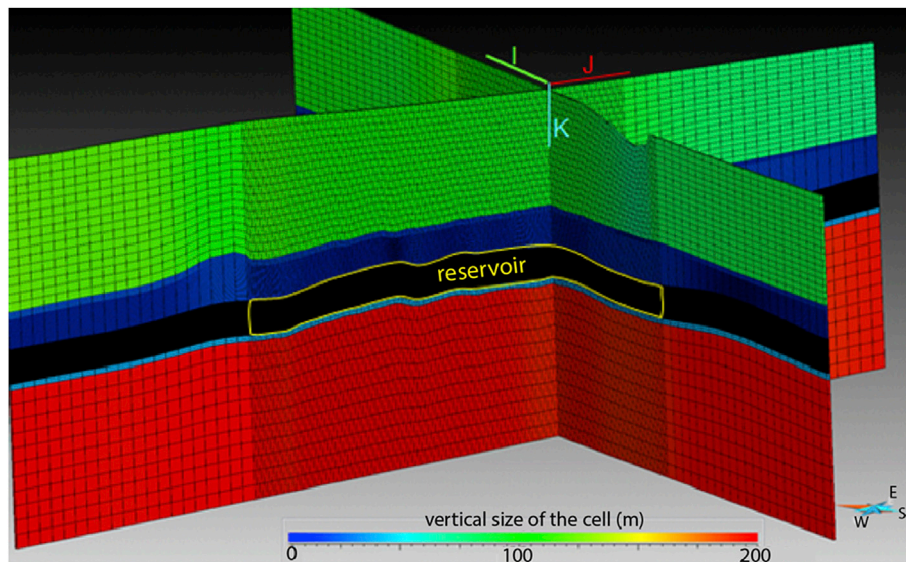


Fig. 6. Geomechanical mesh vertical discretization. Sections I and J presenting the arrangement of the over-, under- and sideburden, with colour scale indicating the cells vertical sizes (direction K). (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

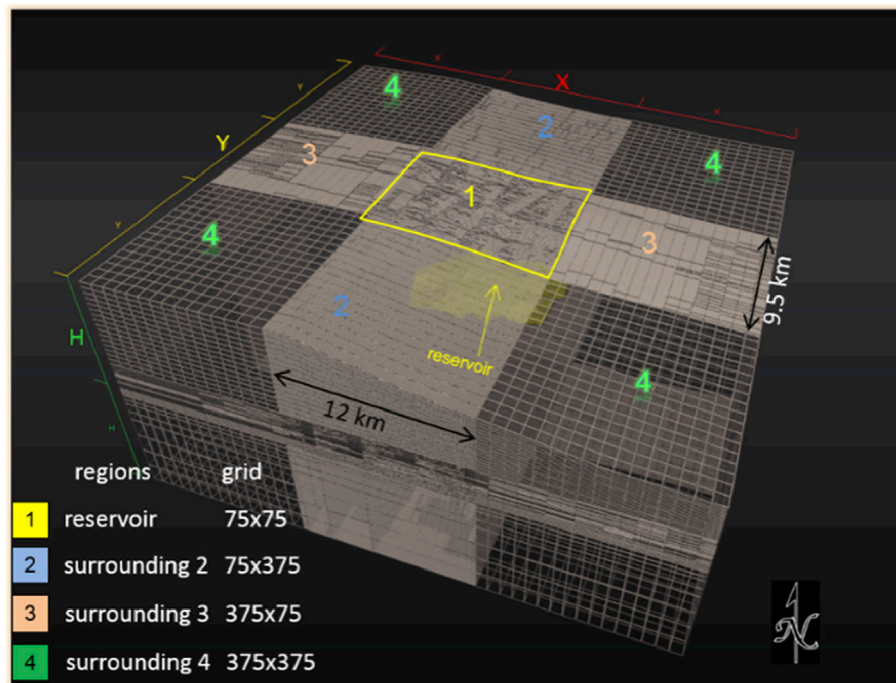


Fig. 7. Geomechanical mesh in perspective (3D).

reservoir-rock characterization, as it represents information obtained directly from the core. Among the laboratory data, the petrophysical and mechanical tests were fundamental. *In situ* fracturing experiments, such as Minifrac, has its relevance in the studied field to determine the reservoir stress state. The main surfaces that delimit the reservoir (top and bottom), besides the regional surfaces that identify the relevant lithological differences in every rock column adjacent to the reservoir (over-, under- and sideburden), as well as the most important faults, make up the geomechanical model structural framework.

The proposed methodology, illustrated in Fig. 4, is composed of six main stages:

1. Poisson ratio ( $\nu$ ) and Young modulus ( $E$ ), cohesion ( $c$ ) and friction angle ( $\phi$ ) estimated from well logs, calibrated with laboratory data; and  $\phi$ ,  $\kappa$ ,  $P_p$  and  $S$  (saturation) imported from flow simulation;
2. Geomechanical grid construction, using the regional horizons and the horizons corresponding to the reservoir top and bottom surfaces, considering their stratigraphic equivalents to extend them until the model limits;
3. Geomechanical grid population with elastic and strength properties computed in step 1; and the reservoir properties ( $\phi$ ,  $\kappa$ ,  $P_p$ ,  $S$ ) imported from flow simulation. The geomechanical model is ready and then can move on to the next step;
4. Model initialization and validation, by comparing the numerical stress state estimated to the *in-situ* measurements;



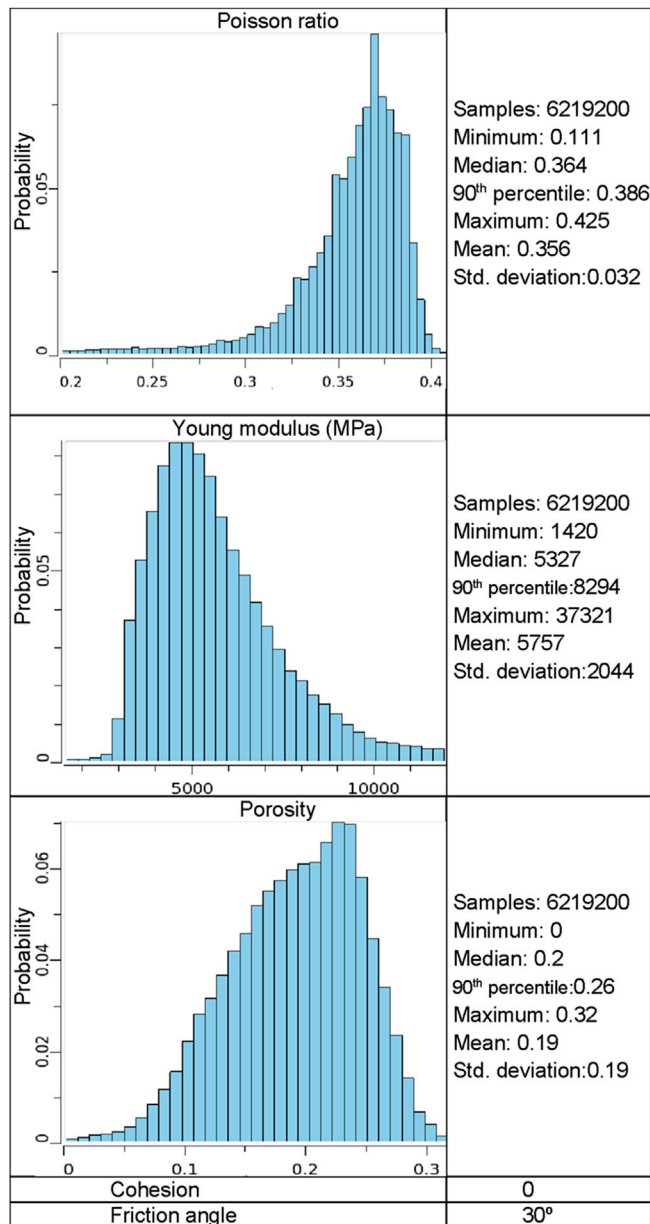


Fig. 8. Properties used to fill the geomechanical mesh.

- Selection of the relevant time steps for the one-way coupling and perform the geomechanical simulation;
- Analyses of the geomechanical model results.

Each process inherent to the methodology will be detailed throughout this work.

#### 4.1. Estimating strength and elastic properties

Elastic and strength properties influence the subsurface stress and strain distribution.

Initially, the objective is to correlate elastic wave descriptive parameters and those descriptive of the reservoir and adjacent rock properties.

There are no direct methods available to determine the strength parameters *in situ*. Hence the estimative of strength parameters is made based on empirical correlations, especially related to acoustic velocities.

##### 4.1.1. Cohesion and friction angle

Equation (6) is generally referred to as the Coulomb equation and is commonly used to describe the strength of soils.

$$c = \tau - \sigma \tan \Phi \quad (6)$$

in which,  $c$  is the cohesion (the intercept on the shear stress axis - KPa),  $\Phi$  is the friction angle (indicates the slope of the line - degrees).

According to Lal (1999), friction angle may be estimated by:

$$\tan \Phi = V_p - 1 / V_p + 1. \quad (7)$$

Where:  $c$  = cohesion (MPa);  $\Phi$  = friction angle (degrees);  $V_p$  = P wave velocity (km/h).

##### 4.1.2. Poisson's ratio and Young modulus

The linear elasticity theory deals with situations where there are linear relationships between applied stresses and resulting strains. Poisson ratio and Young modulus are the most commonly used elastic properties in geomechanics.

The Poisson ratio ( $\nu$ ) name is a tribute to the French mathematician Siméon Denis Poisson (1781–1840). It is defined as a dimensionless magnitude that relates the transverse and longitudinal strains, varying between 0 and 0.50. According to Duarte (2014) some typical Poisson ratio values are:

- ✓ sandstone with oil: 0.10 up to 0.24;
- ✓ sandstone with water: 0.35 up to 0.42;
- ✓ shale: 0.28 up to 0.34;
- ✓ anidrite: 0.28 up to 0.34;
- ✓ carbonates: 0.25 up to 0.37.

The Poisson ratio can be estimated from acoustic logs, as described in Equation (8) (Santos and Ferreira, 2010; Fjaer et al., 2008).

$$\nu = 1 - \left( \frac{1}{2} - 2(V_s/V_p)^2 \right). \quad (8)$$

Where:  $V_s$  = shear wave velocity.

The Young modulus ( $E$ ), or Elasticity modulus or even Deformability modulus, measures rock stiffness, relating deviatoric stress to axial strain. The name is a tribute to the English philosopher Thomas Young (1772–1829). Some usual values, measured through rock mechanics laboratory tests are (Fernandes, 2007):

- ✓ limestone: 20–50 GPa;
- ✓ sandstone: 15–60 GPa;
- ✓ soil (compressed): 0.01 up to 1 GPa.

The dynamic Young modulus can be predicted in terms of velocities by Equation (9) (Fjaer et al., 2008):

$$E_{dyn} = 2\rho(1 + \nu)V_s^2. \quad (9)$$

Based on Zoback (2008), low porosity sandstones (0–6%) are characterized by the Young modulus around 50 MPa, while its Poisson ratio is approximately 0.125; on the other hand, those with high porosity (>16%) present lower values of the Young modulus and higher Poisson ratio values.

Dynamic and static terminologies are applied to define the frequency used during elastic property measurements. Static properties may be obtained from rock mechanical laboratory tests, whilst those called dynamic are measured using high frequency methods, e.g., well logs, mainly velocity and density, and seismic data. For further study of the topic, suggested references are Fjaer et al. (2008) and Mavko et al. (1998).

However, static properties are those that better represent the stress-

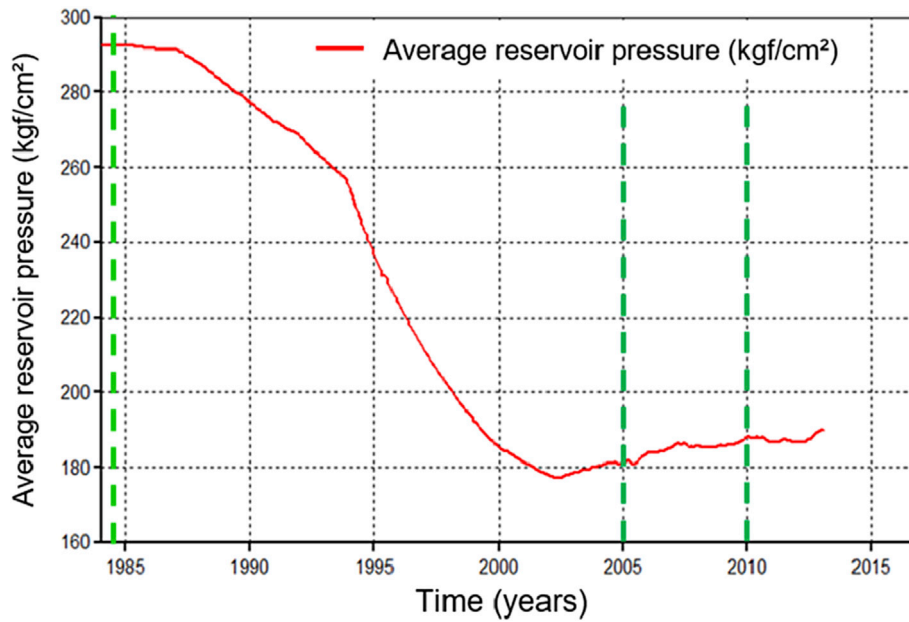


Fig. 9. Mean reservoir pressure graph with indication of the coupling time steps directed between the flow and geomechanical modules.

strain rock behavior. Considering that there is a higher availability of dynamic data, correlations between dynamic and static elastic parameters should be used to populate geomechanical models. Nevertheless, it has been verified that the already proposed equations correlating dynamic to static Poisson ratio do not result in a reasonable fit. For this reason, a common practice is to adopt the same values for dynamic and static Poisson ratio. For the static Young modulus ( $E_{st}$ ), a conversion is used. Among others, Lacy (1996) presented a correlation described in Equation (10) which is widely used in industry, and is based on shale, sandstones, calcilutites and dolomites samples from the USA, Canada, South America, Russia and the North Sea.

$$E_{st} = 0.0293E_{dyn}^2 + 0.4533E_{dyn}. \quad (10)$$

In 1995, Dillon et al. proposed a correlation between static and dynamic Young Modulus obtained from simultaneous measurements on core samples from the Campos' and Santos' Basins reservoirs, as follows:

$$E_{st} = 0.675E_{dyn} - 3.84. \quad (11)$$

This study also used Equation (11), as it was elaborated using rock samples that can be considered analogous to the Marimbá field.

#### 4.1.3. Biot coefficient

Biot coefficient ( $\alpha$ ) represents pore pressure contribution on loading support, along with the solid matrix. It is dimensionless, and varies from 0 to 1. The closer to 1, the greater will be the contribution of the fluid to bear the load (Vasquez et al., 2011). Besides, Biot coefficient behaves as a coupling parameter (Santos et al., 2015). In accordance with Wang, 2000, the  $\alpha$  can be estimate by Equation (12):

$$\alpha = 1 - (K_b/K_g), \quad (12)$$

where  $K_b$  is the rock's bulk modulus (including solid matrix and pores), that can be calculated by Equation (13); and  $K_g$  is the grain's bulk modulus.

$$K_b = E/3(1 - 2\nu). \quad (13)$$

#### 4.2. Building the geomechanical mesh

In the geomechanical mesh, besides the reservoir, also its adjacent

rocks, over-, under- and sideburden, should be represented, as schematically shown in Fig. 5a. Thereby, beyond contextualizing the reservoir within its structural framework, it also seeks to mitigate border effects. For this purpose, five surfaces interpreted in the seismic data covering the entire geomechanical meshwork areal extension were used. These are: the seabed; the blue mark that corresponds to a regional horizon observed in different fields within the Campos Basin; the reservoir top and bottom; and the bottom surface of model. As the reservoir, top and bottom surfaces do not cover the whole geomechanical model extension, they were extended to ensure the entire reservoir interval is distinguished throughout the mesh area, thus reaching the model boundaries. The reservoir flow simulation grid is also used as an input to generate the geomechanical mesh. The Marimbá flow simulation grid consists of more than 4 million cells, including active and non-active cells (151 and 122 cells in the horizontal directions I and J, respectively, and 233 in the vertical direction K) and contains complex features such as those shown in Fig. 5b. These pinchouts are not adequate for the stress analysis software used in this study, because there are non-coincident nodes. Therefore, a new structured mesh was generated, similar to the original in terms of porosity and pressure distributions, but maintaining a minimum thickness interval beyond the pinchout terminations.

In the reservoir, the same original model horizontal discretization was maintained i.e., approximately 75 m in each horizontal direction. As for the vertical, 122 x 4-m thick layers were used, to maintain, to the maximum, the reservoir information from the simulation model. In the overburden, the mesh was discretized using 49 layers with varying thicknesses, gradually increasing from the reservoir top to the seabed. To smooth between one region and another, just above the reservoir top 28 x 10 m thick layers were used, above these 4 x 20 m layers and other 17 x 100 m thick layers until reaching the seabed. In the underburden, to maintain certain proportionality, 13 layers were used, 2 x 40 m thick layers immediately below the reservoir bottom and other 11 x 200 m thick layers below those. The geomechanical mesh with its vertical discretization is shown in Fig. 6.

The elements contained in the reservoir measured 75 x 75 x 4 m, while those in the sideburden were 375 x 75 x 4 m at the reservoir level interval. In the interval above it, the configuration was 375 x 375 x 10, 20 or 100 m and in the interval below it was 375 x 375 x 40 or 200 m, as the layer thicknesses increased above and below from the reservoir, as already mentioned. The same approach was used in the overburden and

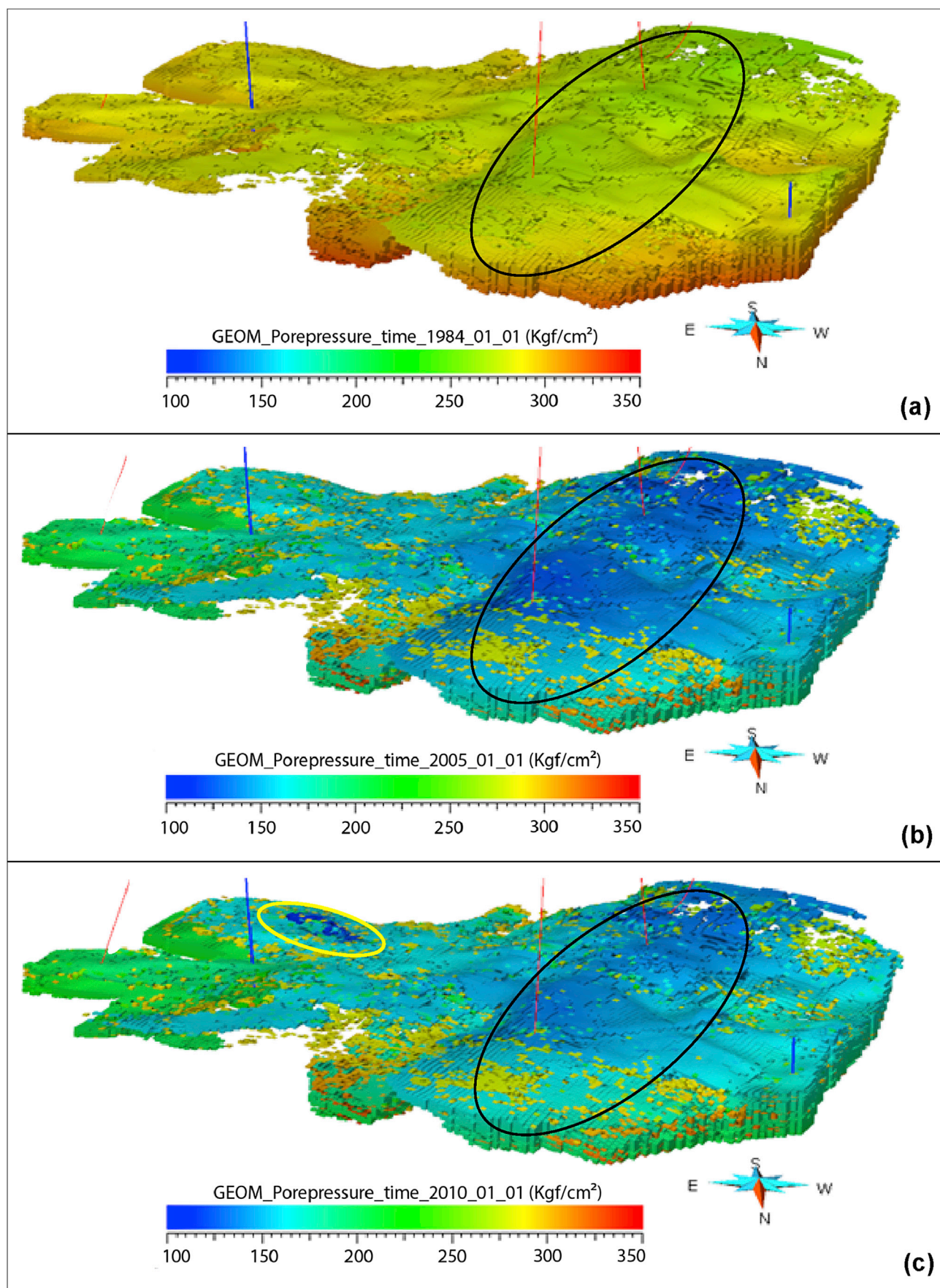


Fig. 10. Pore pressure distribution in the reservoir zone: (a) 1984, (b) 2005 and (c) 2010.



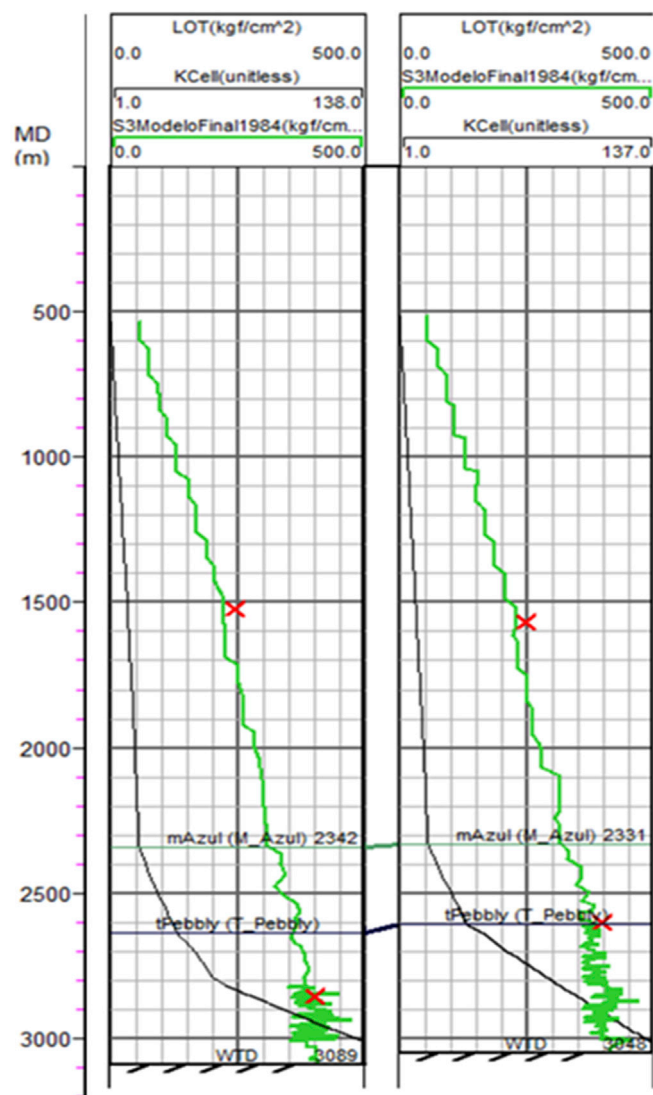


Fig. 11. Estimated minimum horizontal stress (kgf/cm<sup>2</sup>) comparison to the measurement from 2 LOT's.

underburden, with element dimensions of  $75 \times 375 \times 10$ , 20 or 100 m and  $75 \times 375 \times 40$  or 200 m respectively, following the gradual layer thickness increase. This mesh pattern was the best fit for the studied reservoir.

Yin et al., 2009 emphasized the importance of modeling the adjacent rocks, studying their effects on pressure and saturation over time. It was observed that a redistribution of effective stress was not a local process, occurring in a more extensive domain that involved, not just the reservoir, but the entire overburden, underburden and sideburden rocks out to considerable distances.

Fig. 7 illustrates the elements distribution within the geomechanical mesh, considering all the surrounding rocks horizontal dimensions. The model has approximately, a total of 6 million elements. Region 1, in the mesh center (yellow), represents the reservoir with elements of  $75 \text{ m} \times 75 \text{ m}$  dimension in X and Y directions. Around of reservoir are the extended regions to represent the surrounding rocks. Region 2 (blue) elements dimensions are  $75 \text{ m} \times 375 \text{ m}$  (X-Y directions). In the same way, region 3 (light orange) elements have dimensions of  $375 \text{ m} \times 75 \text{ m}$ . Finally, region 4 (green) elements are  $375 \text{ m} \times 375 \text{ m}$ .

#### 4.3. Populating the geomechanical mesh

Considering the reservoir and the sideburden region located at the

reservoir depth, elastic and strength properties were estimated using the equations presented in section 4.1. The Poisson ratio and Young modulus values were estimated for each well considering Equations (8) and (11), whilst the density values were obtained directly from the well logs. After this step, the vertical trend curves for each property, along each well path were generated. The method used to perform simulations was the Sequential Gaussian Simulations (SGS). There are many methods to perform stochastic simulations of continuous variables (Fast Fourier Transform FFT, Turning Bands, etc.), but SGS is the most used for its efficiency and simplicity. The sequential algorithm was suggested by Alabert (1987) and Journel and Alabert (1989) describing Sequential Indicator Simulations (SIS). Its extension to the multi-Gaussian field was proposed by Isaaks (1992) in a context of mineral development. The idea of sequential simulation is to assign the data status to the previously simulated values and thus ensure the covariance among all the simulated data will be reproduced and equal to that used in the kriging process.

Gaussian formalism is the simplest method to generate realizations of a random, stationary function and that honours existing data, the histogram of these data, and the spatial covariance. The main SGS steps are: 1. transform the original data distribution into a normal distribution; 2. perform a simple kriging, at each grid node, to obtain an estimate and its corresponding kriging variance; 3. sort a residue from a Gaussian distribution with null mean and variance equal to the kriging variance obtained in the previous step; 4. Add the residue to the kriging estimate to obtain the simulated value.

SGS is a widely used method to simulate continuous reservoir properties such as porosity or permeability in reservoir modeling workflows (Deutsch and Journel, 1992; Deutsch, 2002). The skill in SGS is to have a feedback loop and incorporate previously simulated values as an extra data point, is the key to ensure that the simulations are spatially correlated (Doyen, 2007). Thereby, the SGS were performed to fulfill the data within the grid, and the simulations restricted so that each layer respected the curves generated in the previous step, as well as respecting the well data.

Once the simulations were completed, the results were averaged to smooth out the estimated properties. For the elements representing the reservoir, porosity and pressure values were interpolated from the flow model to the geomechanical grid.

Finally, in the over and underburden areas, for which there was no log information, correlations from other neighboring fields, where well logs have been registered, were used. Some properties used in the geomechanical analysis are represented in Fig. 8. Regarding cohesion and friction angle properties, they were considered to be constant and equal to 0 and  $30^\circ$  respectively, considering the Mohr-Coulomb criterion, representing a more conservative reservoir rock scenario.

Analyzing the elastic property histograms, the Poisson ratio shows a higher frequency distribution for values between 0.35 and 0.38. The Young modulus shows values ranging from 1 420 to 37,321 MPa, with higher frequencies between 4 000 and 8 000 MPa, compatible with high porosity turbidite sandstone cited by Zoback (2008).

#### 4.4. Hydromechanical coupling

The choice of the time steps for the one-way coupling, in this case from the flow to the geomechanical model, was made based on the reservoir average pressure versus time graph. As shown in section 2, in the one-way coupling, the flow simulator information is loaded into the geomechanical module, but the inverse does not occur. This is a motivation for the next study, a hybrid model, associating the pseudo-coupling, with which a new pressure distribution will be generated considering, in a simplified way, rock compaction effects, followed by the one-way coupling method, described in this work.

The selected time steps for the coupling are presented in Fig. 9, represented by green dashed lines: initial, coincident with the 1984 field exploration start and the first seismic acquisition in the area; the intermediate, representing the 1985 to 2005 depletion period and finally,

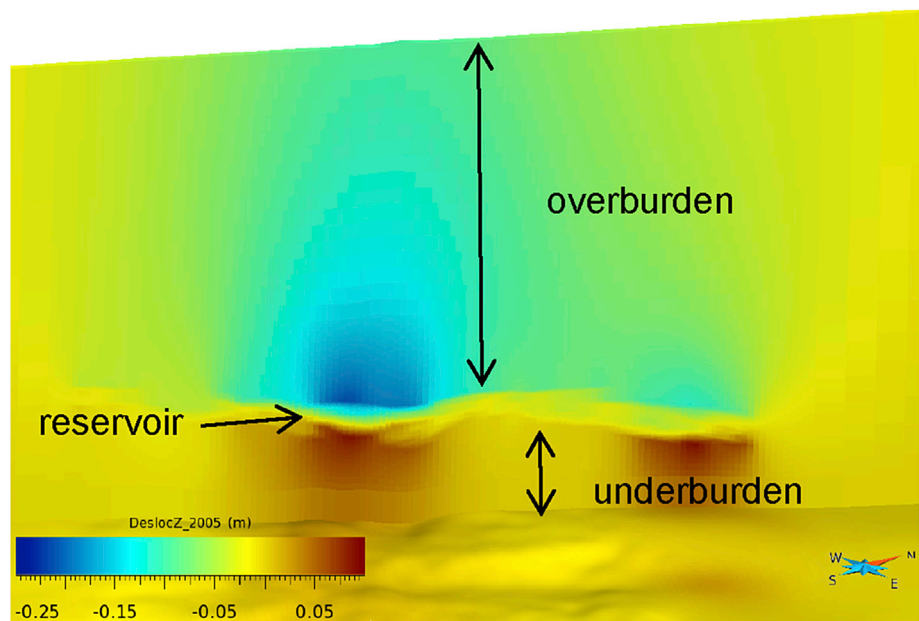


Fig. 12. Vertical displacement in 2005 (m).

2010, depicting the field pressure recovery phase. The selection of these time steps was strongly influenced by the seismic data acquired during these periods: in 2005 and in 2010, two seismic ocean bottom cable

(OBC) surveys were carried out in the field aiming at 4D seismic monitoring of oil production.

Fig. 10a shows the field initial pore pressure distribution in 1984,

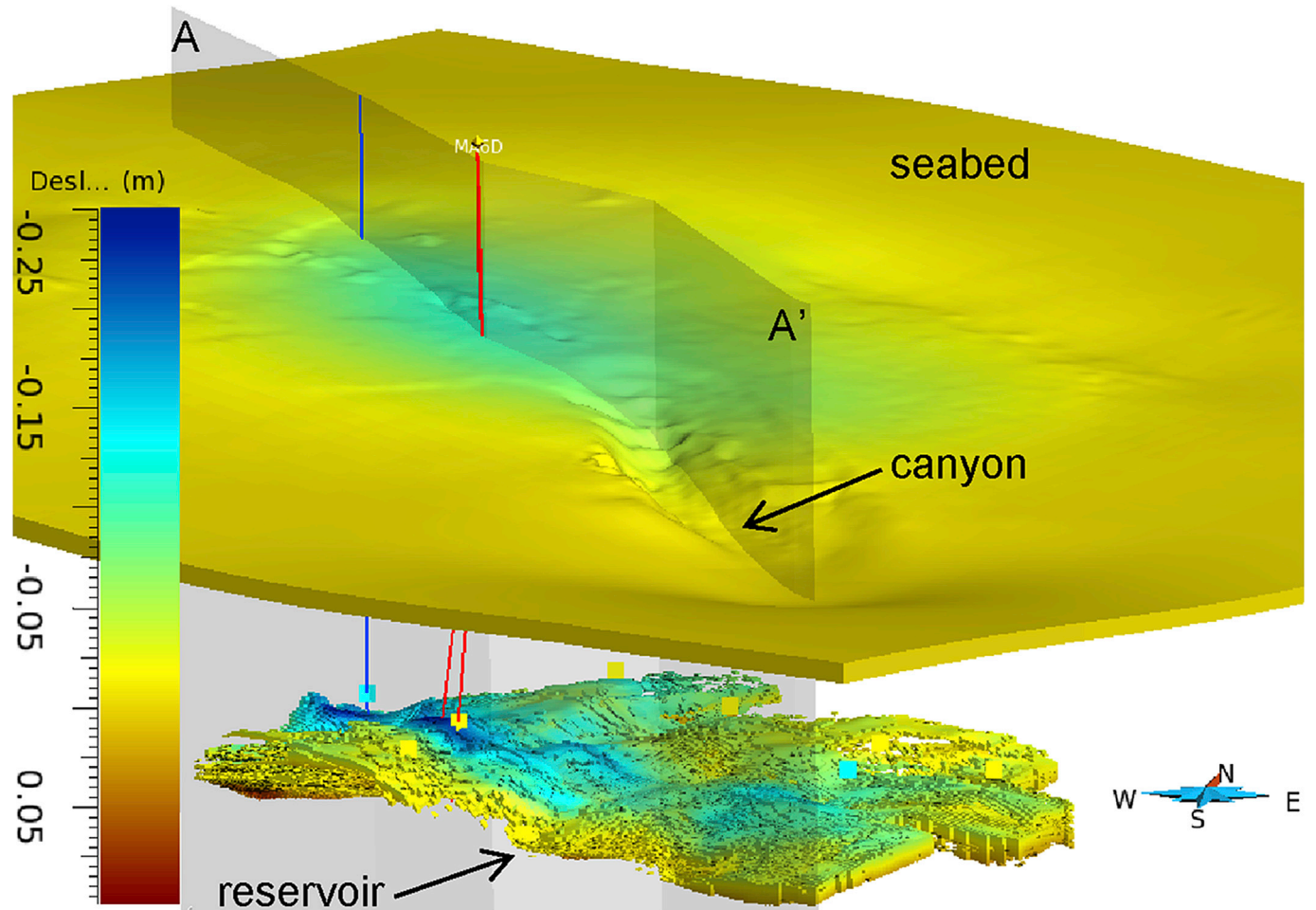


Fig. 13. Subsidence. Colour code represents the vertical displacement (m). (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)



ranging from 24.5 to 29.4 MPa (250–300 kgf/cm<sup>2</sup>). Between 1984 and 2005, the reservoir experienced a depletion with pore pressure dropping below 14.7 MPa (150 kgf/cm<sup>2</sup>) (Fig. 10b), where only few areas maintained pore pressure close to the original condition. Fig. 10b also shows the area of greatest pore pressure reduction, which is coincident with the production wells location (indicated in black ellipse).

The analysis of time steps 2005 to 2010 indicates that the pore pressure distribution scenario is similar, as seen in Fig. 10c, but already showing recovery signs, given the water injection process beginning in 2002. The exception occurs in a small area (indicated in yellow ellipse) near the injection well (in blue), which has maintained a pore pressure reduction. Fact that should be relate an unconnectedly compartmentation, which impede the injected water front advance.

#### 4.5. Geomechanical model simulation

The coupled model first step is the initialization of the stresses at time  $T_0$ . The model can then be calibrated to the *in situ* measured data – in the field, the minimum horizontal stress can be measured through operations such as mini-fracturing. Fig. 11 shows the comparison between *in situ* performed measurements, in 2 wells (symbol X in red), in this case from a leak-off test (LOT), with the estimated stresses (kgf/cm<sup>2</sup>) from the geomechanical model initialization (green curve). The vertical axis is depth (m). A good matching between the measurements was observed,

enabling to advance to the other previously selected time steps ( $T_1$ ,  $T_2$  and  $T_3$ ), as discussed in item 4.4. In the case of a significant difference between the measurements, multipliers would be applied and only after satisfactory fittings were achieved, the analysis would be able to advance to the following time steps.

### 5. Geomechanical model analysis

At this stage of the study prior knowledge of some reservoir characteristics and production history are indispensable to understand the results. When analyzing a geomechanical model it is important to have a close association of the effect and its probable cause. Starting from the calculated stresses and deformations, it is possible to extract relevant information to predict the reservoir-rock mechanical behavior and its adjacent rocks.

#### 5.1. Checking for locking effect

This numerical phenomenon can be identified in meshes where the horizontal dimensions are much larger than the vertical, artificially inducing a more rigid rock behavior. One way to verify this phenomenon is the propagation of the reservoir compaction effect to the rocks of the over- and underburden.

Fig. 12 shows a vertical geomechanical model section in which the

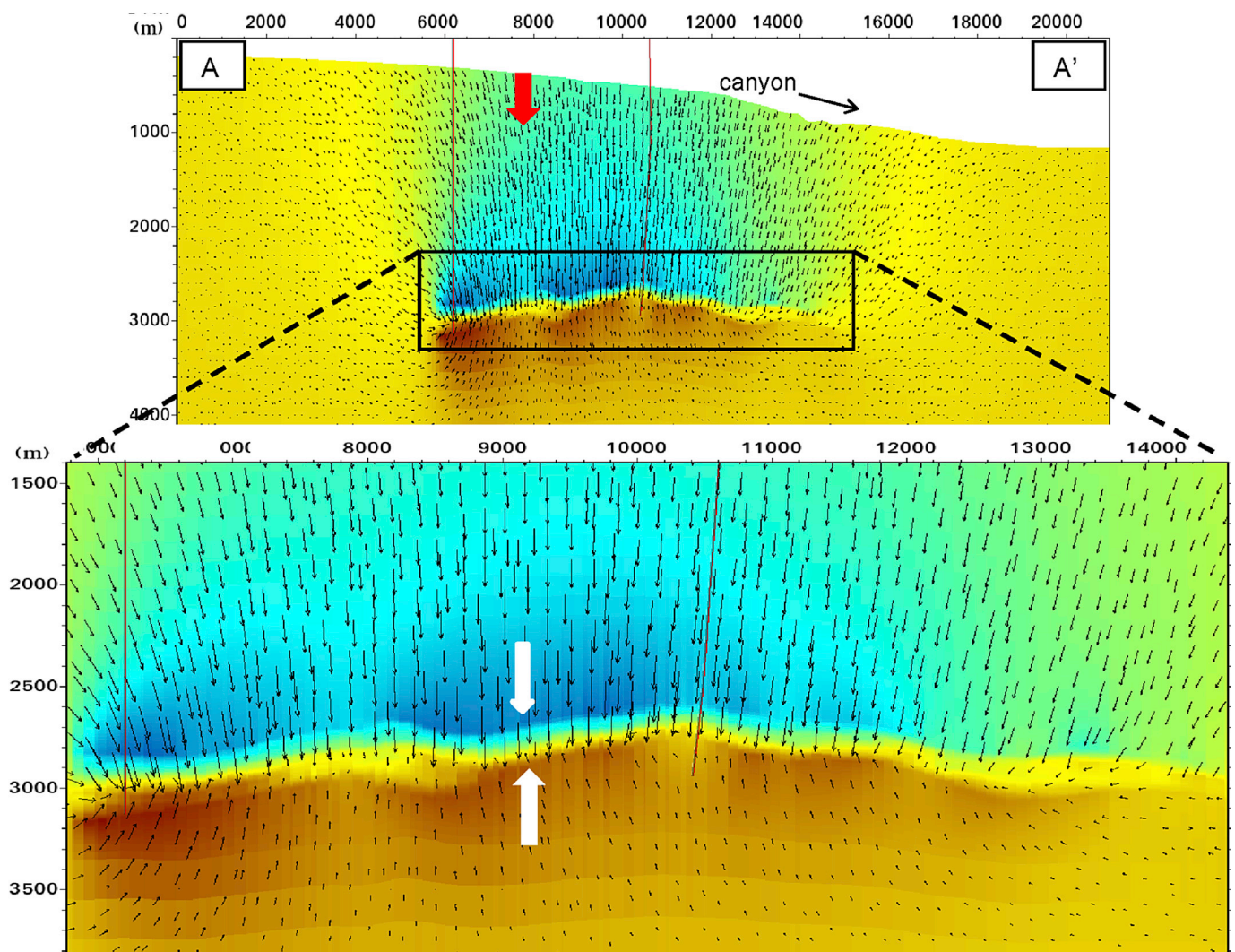


Fig. 14. Displacement. Colour code is the same from Fig. 13 and represents the vertical displacement (m). The vector indicates the direction of displacement and length of the arrow is proportional to magnitude displacement. (For interpretation of the references to colour in this figure legend, the reader is referred to the web version of this article.)

vertical displacement propagation is apparent. No anomalous behavior is observed, which suggests the locking effect did not occur in the geo-mechanical mesh.

## 5.2. Displacements and strain analyses

Reservoir compaction and associated surface subsidence are well-known examples of rock mechanical effects on reservoir scale behavior.

The following are the displacement and strain results, both in the reservoir and on the seabed. The time step of greatest reservoir depletion, 2005, is also the situation of the greatest impact regarding the geo-mechanical effects, among the simulated coupling steps. Changes in stresses (effective and total) are related to pore pressure depletion, and these changes control compaction and subsidence (Fjaer et al., 2008).

### 5.2.1. Displacements

The oil production processes from a reservoir, generally cause a fluid pressure decline. Consequent effective stress increases will occur. Thus, a reduction in rock volume may happen, resulting in the reservoir compaction. This reservoir compaction may in turn lead to subsidence at the surface as shown in Fig. 13. Section A-A' drawn upon Fig. 13, goes through 2 wells (blue injector and red producer). This section is exhibited in Fig. 14 with a detail in the reservoir zone. The canyon position on the seabed, indicated in Figs. 13 and 14, is far from the production zone, showing subsidence values around zero. The colour code is the same for Figs. 13 and 14. The vertical displacement behavior is presented in Fig. 14. The white arrow indicates the compaction and the red arrow the subsidence. The vector indicates the displacement direction and their length is proportional to magnitude displacement.

The estimated displacements during the field production period range

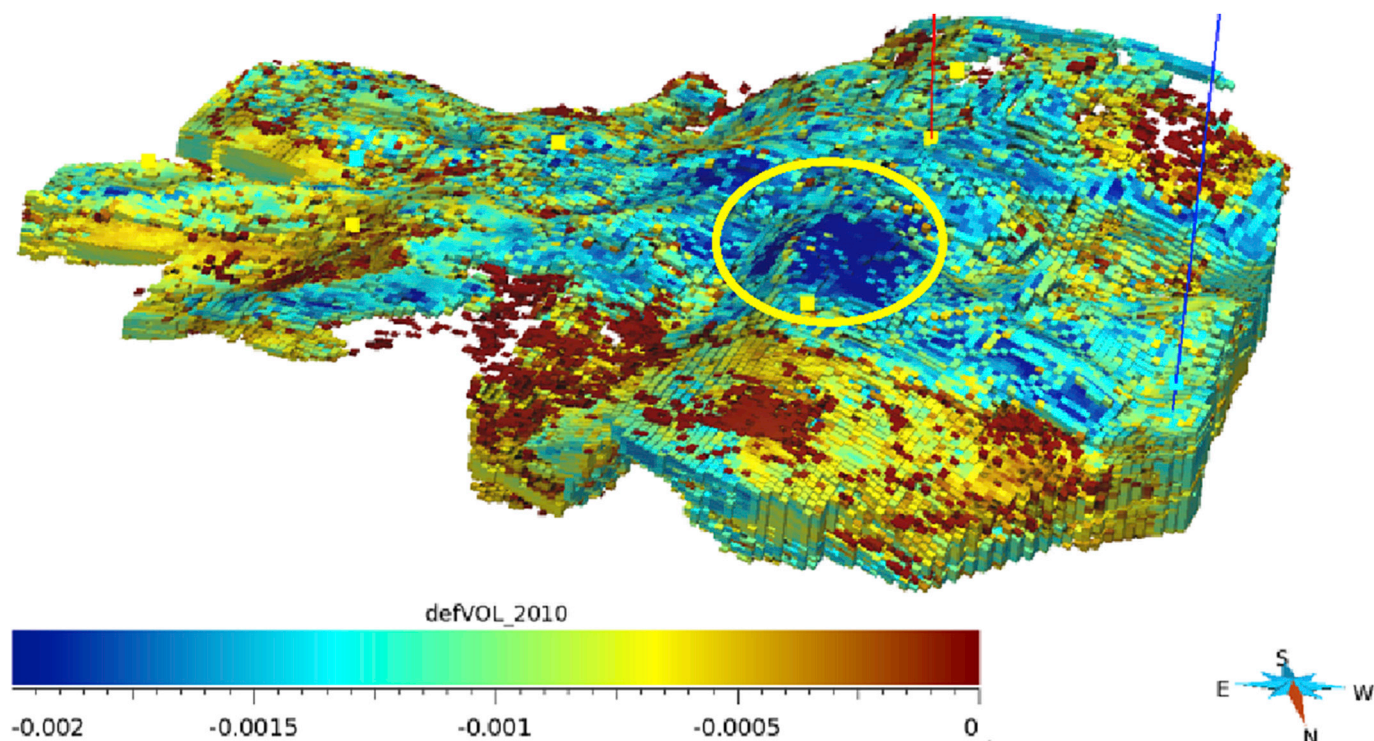


Fig. 15. Volumetric strain distribution into reservoir zone.

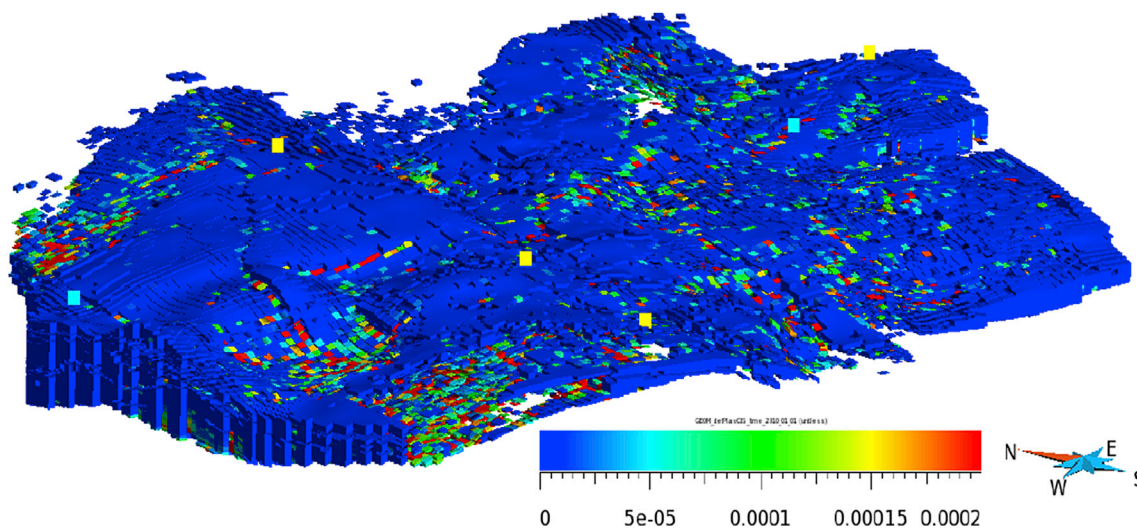


Fig. 16. Distribution of plastic shear strain in the reservoir zone.



from  $-0.25$  m to  $+0.10$  m (negative sign stands for vertical downward displacement). The maximum displacements obtained for subsidence and compaction were  $-0.18$  m and  $-0.25$  m, respectively. Normally, compaction is expected to be greater than subsidence, as the layers above the reservoir, the site of greater deformations resulting from the production, may absorb part of this effect.

The results presented in Fig. 14 show the compaction of around  $-0.25$  m on the reservoir top and  $+0.10$  m on the bottom near the production well. These compaction values may be considered low, but are enough to indicate stress and pore pressure changes, as well as strain occurred. In the next study, using hybrid coupling, these changes are going to be incorporated in the flow simulator and through its results the

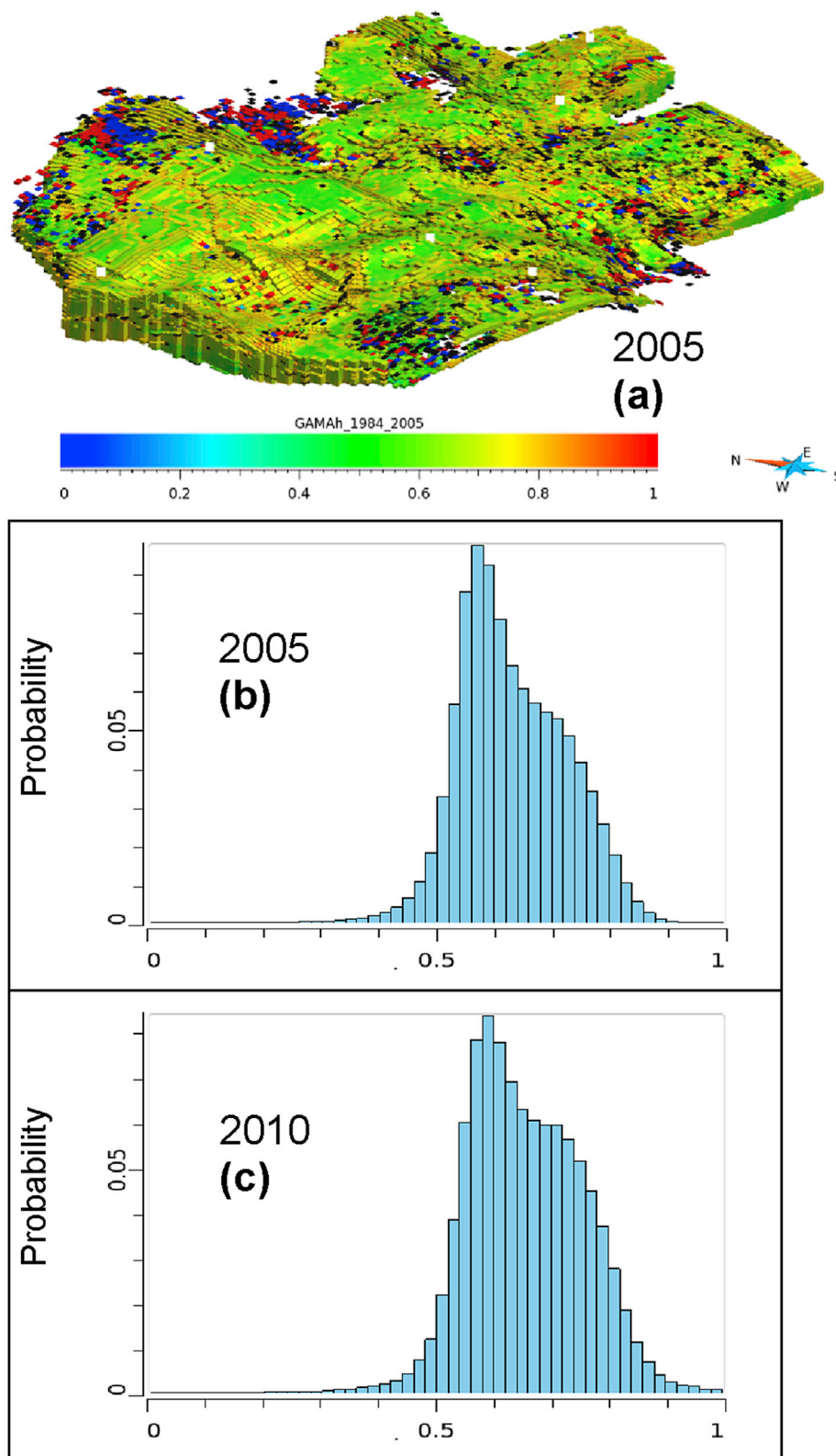


Fig. 17. Horizontal stress path parameter. (a) reservoir distribution map to 2005. (b) histogram to 2005. (c) histogram to 2010.

impact on reservoir properties and where they occur can be better evaluated.

### 5.2.2. Strains

**5.2.2.1. Volumetric strain.** Generally, the geoscientist is interested in the deformations, specifically in strain, which results in volume changes and depends on rock properties.

The reservoir volumetric strain ranges from  $-0.002$  to  $0$  (negative sign stands for contraction). Fig. 15 shows the strain distribution in the reservoir. Blue colour represents the greatest volumetric strains, which occurred close to the producer well region, indicated by a yellow circle in Fig. 15. As expected, this region also experienced a great deal of effective stress change.

**5.2.2.2. Plastic shear strain.** In Marimbá field low plastic shear strains in

the reservoir are observed, ranging between  $0$  and  $0.0002$ . This indicates that there is little risk of sand production. Furthermore, failure to find a distribution pattern of this strain, as can be seen in Fig. 16, indicates that a preferred flow path can not be identified.

**5.2.2.3. Stress path.** The horizontal stress path parameter  $\gamma_h$  is widely used in fault-reactivation analytical studies. For this reason, it was calculated to support future fault reactivation analyses in the Marimbá field. Fig. 17 shows  $\gamma_h$  values in 2005 (reservoir distribution map and histogram) and in 2010 (histogram).

In these two-time steps, 2005 and 2010, a subtle increase of the  $\gamma_h$  value was observed. From 1984 to 2005 (Fig. 17a and b)  $\gamma_h$  values were between  $0$  and  $1$ , with more frequencies between  $0.5$  and  $0.8$ . From 2005 to 2010 the slight changes ensued (Fig. 17c), maintaining  $\gamma_h$  values between  $0.5$  and  $0.8$ .

Considering a summary of measured  $\gamma_h$  data from some producing

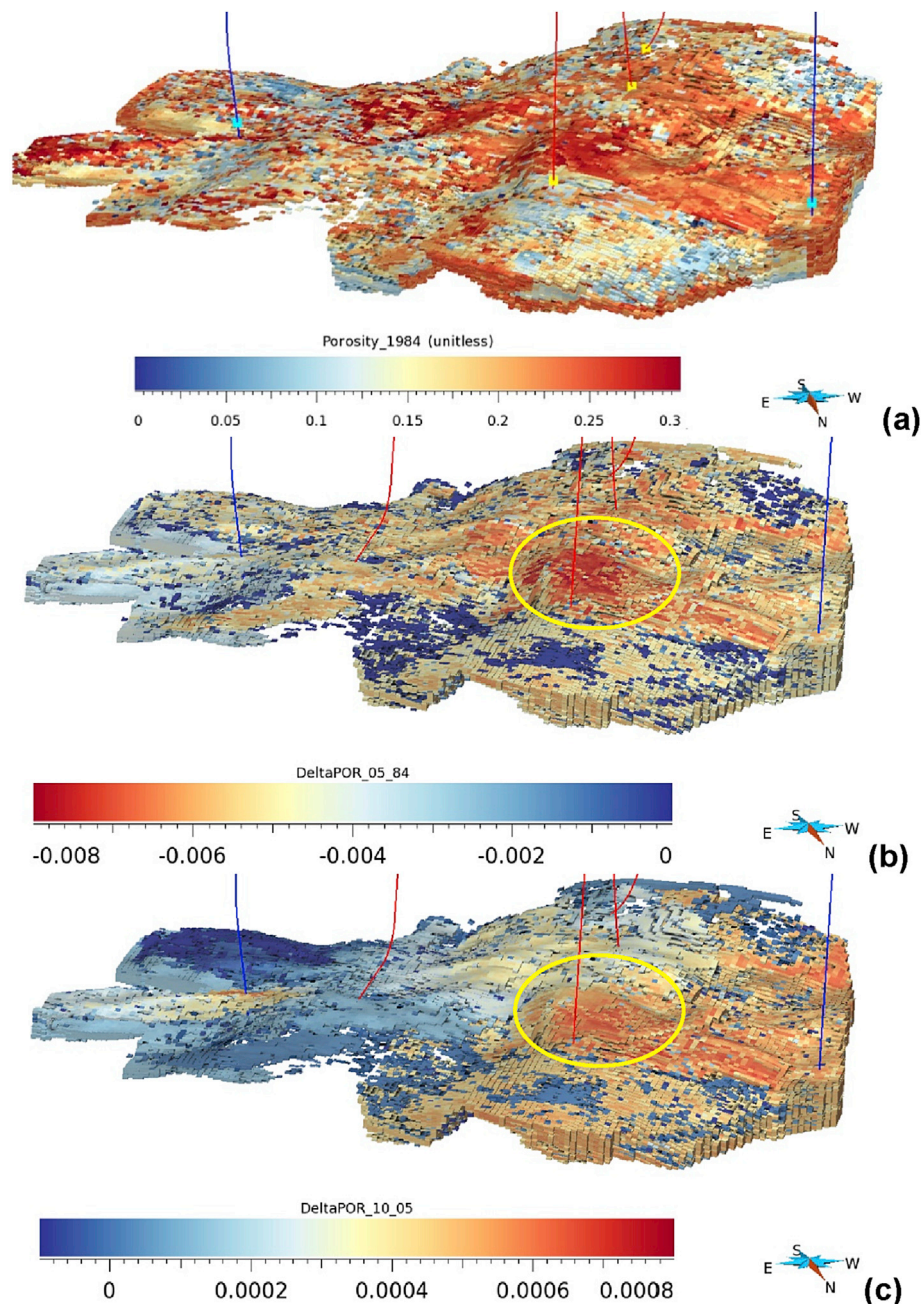


Fig. 18. Porosity distribution (dimensionless) in the reservoir zone. (a) 1984. (b) porosity variation between 1984 and 2005. (c) porosity variation between 2005 and 2010.

petroleum reservoir presented in Segura et al. (2011), sandstone shows common values between 0.38 and 0.8, approximately the same range observed in this study.

Estimated values of deviatoric stress path parameter  $K$  presented more frequencies between 0.3 and 0.5. In accordance with Goulty (2003), who states that  $K$  commonly varies between 0.3 and 0.4 for sandstones.

### 5.3. Compressibility

The pore compressibility, identified as the only geomechanical parameter considered in conventional reservoir simulations, can also be calculated from the geomechanical model. Pore compressibility estimation (Equation (14)) considers both the porous volume variation as well as the pore pressure variation, induced by the field production:

$$C_p = (1/\phi_0)(\Delta\phi/\Delta P_p). \quad (14)$$

The porosity variation  $\Delta\phi$ , is calculated in the geomechanical simulator based on the rock deformation. The porosity distribution for 1984, 2005 and 2010 is available in Fig. 18.

Initial porosity distribution in 1984 shown in Fig. 18a, whereas Fig. 18b and c the porosity variations between 1984 and 2005 ( $\Delta\phi_{2005} = \phi_{2005} - \phi_{1984}$ ) and between 2005 and 2010 ( $\Delta\phi_{2010} = \phi_{2010} - \phi_{2005}$ ), respectively. For 1984 and 2005 period, the largest porosity variation was 0.8%, close to production well (indicated in yellow in Fig. 18b). In the shortest time interval, between 2005 and 2010, the porosity variation was around 0.04%–0.06% (indicated in yellow area in Fig. 18c). The porosity distribution in the reservoir zone is according to Marimbá field geological model features.

Cells with very low porosity ( $\phi < 0.04$ ) were excluded from the calculation, as well as those in which there was little pore pressure variation ( $\Delta P_p < 1 \text{ kgf/cm}^2$ ), to mitigate the effects of divisions by very small numbers.

The pore compressibility calculation results for each time step can be

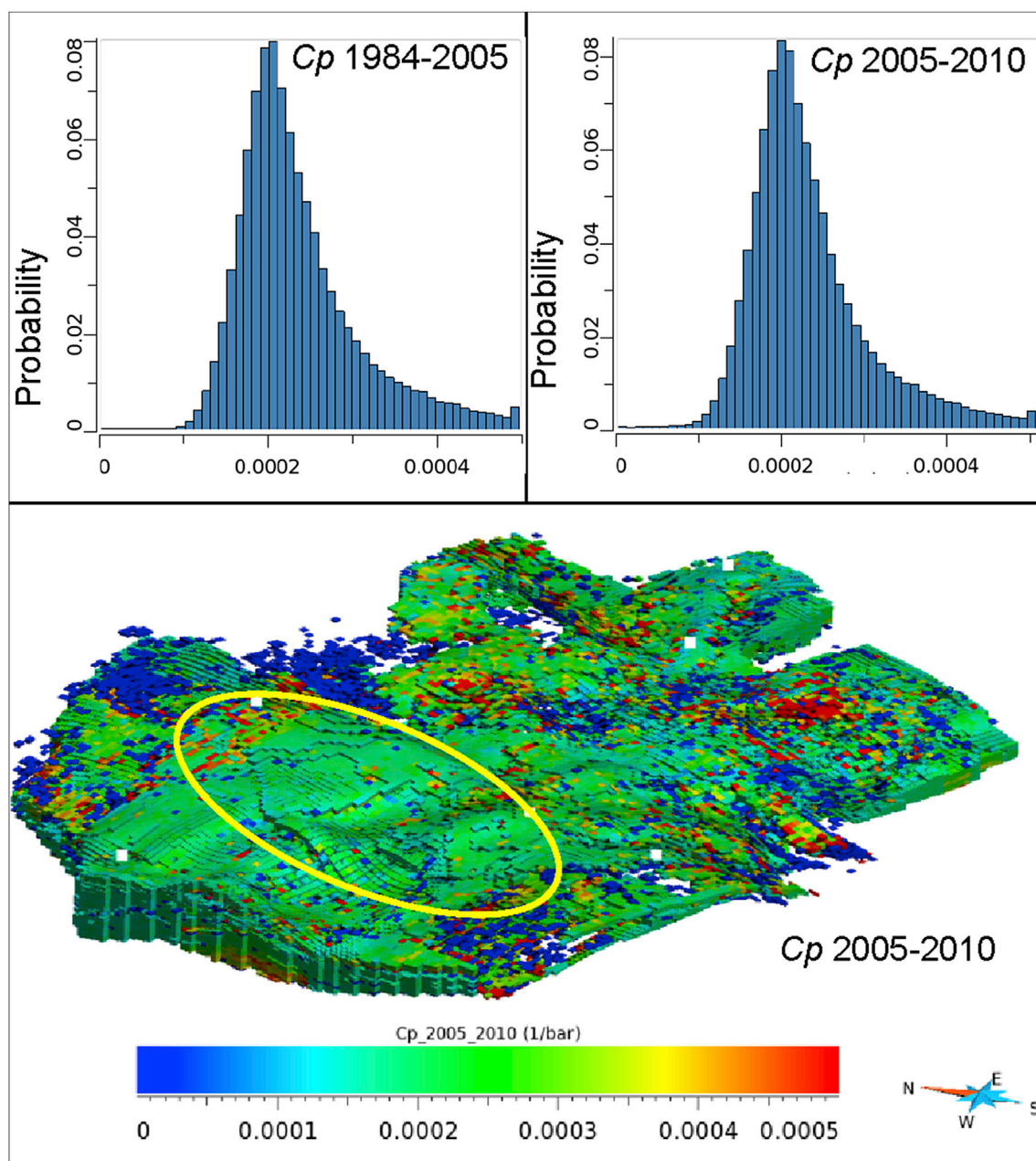


Fig. 19. Compressibility of pores (1/bar): (a)  $C_p$  histogram from 1984 to 2005; (b) histogram from 2005 to 2010 and (c) distribution map, from 2005 to 2010, in the reservoir zone.



seen in Fig. 19. The histograms show the  $C_p$  variation from 1984 to 2005 and from 2005 to 2010 periods. The map reveals the distribution of  $C_p$  from 2005 to 2010 in the reservoir zone. Based on the histograms,  $C_p$  varies little with the continuous field production in these periods, with the average around 0.00022 1/bar. Also, as indicated in the  $C_p$  distribution map, the result approaches the average compressibility found for the more porous regions, as seen in Fig. 18, while in lower porosity areas the compressibility values show greater dispersion.

## 6. Conclusions and discussions

The study results are based on a one-way flow-geomechanical coupling method. The geomechanical effects resulting from the Marimbá oil field production were analyzed with respect to displacements and strains.

From the 1985 oil production beginning up to the 2002 start of water injection, the field experienced a long depletion period. Compared to the original pore pressure, depletions higher than 100 kgf/cm<sup>2</sup> occurred, and the production well regions were the most impacted. This pore pressure reduction caused stress field changes, resulting in deformations, such as compaction. Although small, there were induced changes in some reservoir properties, such as porosity and compressibility.

Regarding the observed vertical displacements, this information was used to verify the compaction and subsidence effects. Compaction was most striking on the reservoir top around the production wells and was downwards to the seabed, as expected. The compaction led to reservoir porosity reduction, consequently impacting the porous medium compressibility. For the Marimbá field, the maximum porosity variations estimated in the geomechanical model were approximately 0.8% in the 1984–2005 period. The calculated compressibility had an average value around 0.00022 1/bar, a value that was repeated in the two coupling steps.

Geomechanical effects that impact the reservoir production performance can only be quantified if they are considered in the flow simulation. Therefore, the oil production evaluation related to geomechanical effects herein is made in a post-processing calculation. To overcome this limitation, an extension of this study is proposed to include the geomechanical effects in a hybrid coupling method. The intention is to achieve a more robust field model, by incorporating the geomechanical effects, thereby optimizing field development decision making, its management and history matching.

## Acknowledgments

We express our gratitude for our colleagues from the production assets in charge of the Marimbá field, in particular Geologist Silvia Malagutti, Geophysicist Pedro Benac and Reservoir Engineer Ederson Braun, as well as to PETROBRAS/CENPES/PDEP/GGGR for the contribution of José Fernando Rosalba and Antônio Cláudio Soares, to CENPES/PDEP/IRPS for the contribution of Guilherme Vasquez and to Mathieu Moriss for the SKUA-GOCAD technical support. We would also like to thank the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), for providing the data from the Marimbá field for academic studies and PETROBRAS for their cooperation with geological information about the studied area and also the use of its infrastructure, concerning the specialized software for this type of work.

## References

- Alabert, F.G., 1987. Stochastic Imaging of Spatial Distributions Using Hard and Soft Information. Doctoral dissertation. Stanford University Press, 197pp.
- Angus, D.A., Dutko, M., Kristiansen, T.G., Fisher, Q.J., Kendall, J.M., Baird, A.F., Verdon, J.P., Barkved, O.I., Yu, J., Zhao, S., 2015. Integrated hydro-mechanical and seismic modelling of the Valhall reservoir: a case study of predicting subsidence, AVOA and microseismicity. *Geomechanics Energy Environ.* 2, 32–44.
- Angus, D.A., Fisher, Q.J., Segura, J.M., Verdon, J.P., Kendall, J.M., Dutko, M., Crook, A.J.L., 2016. Reservoir stress path and induced seismic anisotropy: results

- from linking coupled fluid-flow/geomechanical simulation with seismic modelling. *Petroleum Sci.* 13 (4), 669–684. <http://dx.doi.org/10.1007/s12182-016-0126-1>.
- Becerra, G.G., Modenesi, A.P., Lisboa, E.E.A., Ferreira, D.M., Reis, L.C., 2011. Ajuste de histórico e previsão sob incerteza, uma aplicação no Campo de Marimbá. *Boletim Técnico da Produção de Petróleo* 5 (n.2), 7–44.
- David, C., Dupin, R.M., 2007. Rock Physics and Geomechanics in the Study of Reservoirs and Repositories, vol. 284. Geological Society, London, Special Publications, pp. 1–14.
- Deutsch, C.V., Journel, A.G., 1992. Geostatistical software library and user's guide. N. Y. 119, 147.
- Deutsch, C.V., 2002. Geostatistical reservoir modeling. In: G. J.A. (Ed.), *Applied Geostatistics Series*. Oxford University Press, New York, USA.
- Dillon, L.D., Soares, J.A., Bloch, M., Dantas, M.A.R., Ferreira, L.H.T., Silva, M.L., Freitas, S.M.S., 1995. Implementação de Banco de Dados de Constantes Elásticas Estáticas e Dinâmicas. Relatório Interno.
- Doyen, P., 2007. Seismic Reservoir Characterization: an Earth Modelling Perspective. EAGE.
- Duarte, O.O., 2014. Dicionário Enciclopédico Inglês-português de Geofísica e Geologia, 5 ed. SBGF, Rio de Janeiro.
- Falcão, F.O.L., 2013. Simulação Hidromecânica de Reservatório Carbonático de Petróleo através de Pseudoacoplamento. These (Doutorado em Engenharia Civil) – PUC-Rio Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 204 pp.
- Fernandes, C.E.M., 2007. Fundamentos de Geofísica para Geociências. Interciência, Rio de Janeiro.
- Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*, 2.ed. Elsevier, Amsterdam. 491 pp.
- Gouly, N.R., 2003. Reservoir stress path during depletion of Norwegian chalk oilfields. *Pet. Geosci.* 9 (3), 233–241.
- Herwanger, J., Koutsabeloulis, N., 2011. *Seismics Geomechanics*. EAGE publications, ISBN 978-90-73834-10-1.
- Isaaks, E.H., 1992. The Application of Monte Carlo Methods to the Analysis of Spatially Correlated Data. Doctoral dissertation. Stanford University Press, 213pp.
- Journel, A.B., Alabert, F.G., 1989. Focusing on spatial connectivity of extreme-valued attributes: stochastic indicator models of reservoir heterogeneities. *AAPG Bull. (United States)* 73 (CONF-890404).
- Lacy, L.L., 1996. Dynamic rock mechanics testing for optimized fracture designs. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Lal, M., 1999. Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength. In: *SPE Latin American and Caribe. Conference*.
- Laquini, J.P., Sousa JR., L.C., 2011. Megamodelo Geomecânico de um Reservatório Carbonático Offshore. Available in: [https://www.researchgate.net/profile/Joao\\_Laquini/publication/265553237\\_Megamodelo\\_Geomecânico\\_de\\_um\\_Reservatório\\_Carbonático\\_Offshore/links/5412277f0cf2fa878ad3977b.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Joao_Laquini/publication/265553237_Megamodelo_Geomecânico_de_um_Reservatório_Carbonático_Offshore/links/5412277f0cf2fa878ad3977b.pdf). Acesso em: 5 Outubro 2016.
- Lima, K.T.P., Malagutti, S.R., Peisino, R.O., Lima, G.R., Carvalho, M.R.J., 2001. Utilização de Cross-Equalização Pré-Empilhamento para Avaliar o Comportamento de Fluidos no Campo de Marimbá. In: *Simpósio de Geofísica – SIMGEF - PETROBRAS. Evento interno*.
- Lima, K.T.P., et al., 2010. 4D reservoir monitoring and characterizing of marimba field, offshore Brazil. In: *Annual Technical Conference and Exhibition. SPE Society of Petroleum Engineers*.
- Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J., 1998. *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media*. Cambridge University Press.
- Samier, P., Onaisi, A., Fontaine, G., 2003. coupled analysis of geomechanics and fluid flow in reservoir simulation. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium (Houston, Texas)*.
- Santos, E.S.R., Ferreira, F.H., 2010. Mechanical behavior of a Brazilian offshore carbonate reservoir. In: *ARMA 10-199, 44th US Rock Mechanics Symposium*. Salt Lake City, UT June 27–30.
- Santos, E.S.R., Ferreira, F.H., Borba, A.M., 2015. Metodologia de Análise Geomecânica de Poços de Petróleo. PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro (Relatório Interno).
- Segura, J.M., Fisher, Q.J., Crook, A.J.L., Dutko, M., Yu, J., Skachkov, S., Angus, D.A., Verdon, J.P., Kendall, J.-M., 2011. Reservoir stress path characterization and its implications for fluid-flow production simulation. *Pet. Geosci.* 17, 335–344.
- Sen, V., Settari, A., 2005. Coupled geomechanical and flow modeling of compacting reservoirs. *Lead. Edge* 24 (12), 1284–1286.
- Sousa JR., L.C., Santos, E.S.R., Ferreira, F.H., 2010. Geomechanical data acquisition and modeling applied to an offshore sandstone petroleum reservoir. In: *44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association.
- Tran, D., Settari, A., Nghiem, L., 2002. New iterative coupling between a reservoir simulator and a geomechanics module. In: *INSP/ISRM Rock Mechanics Conference*. Irving, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/78192-MS>.
- Tran, D., Nghiem, L., Buchanan, L., 2005. An overview of iterative coupling between geomechanical deformation and reservoir flow. In: *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*.
- Vasquez, G., Justen, J. e Morschbacher, M., 2011. Aplicações da Física de Rochas na Exploração e Produção de Petróleo. Boletim da Sociedade Brasileira de Geofísica.
- Wang, H.F., 2000. *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology*. Princeton University Press, Princeton, New Jersey.
- Yin, S., Dusseault, M.B., Rothenburg, L., 2009. Multiphase poroelastic modeling in semi-space for deformable reservoirs. *J. Petroleum Sci. Eng.* 64 (1), 45–54. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.12.003>.
- Zoback, M.D., 2008. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, New York.

## **8. APÊNDICE B**

### **2. ARTIGO: Análise e interpretação sísmica 4D do Campo de Marimbá integrada aos dados de produção e modelos**

Artigo será submetido a uma revista indexada após avaliação da banca examinadora.

# ANÁLISE E INTERPRETAÇÃO SÍSMICA 4D DO CAMPO DE MARIMBÁ INTEGRADA AOS DADOS DE PRODUÇÃO E MODELOS

## RESUMO

Durante a vida produtiva do campo de petróleo e considerando sua estratégia de produção, ocorrem eventos, como a variação na saturação de fluidos e na pressão de poros, que afetarão as propriedades sísmicas do reservatório. A interpretação sísmica 4D tem como objetivo identificar espacialmente as áreas de ocorrência de tais mudanças ao longo do tempo, seja pela determinação de zonas mal lavadas, de compartimentações estruturais não previstas, entre outras, permitindo a definição de suas causas. Uma vez que os dados sísmicos refletem efeitos combinados, de tais variações, existe a real necessidade de se obter outras fontes de informação importantes para mitigar possíveis ambiguidades de interpretação. A metodologia utilizada neste estudo consiste da análise, comparação e interpretação dos diferentes dados disponíveis, dados sísmicos observados e sintéticos, dados de ensaios laboratoriais de rocha e dados de engenharia de reservatório, a fim de identificar, avaliar e caracterizar anomalias sísmicas 4D induzidas pela produção de petróleo. A área alvo são os arenitos turbidíticos portadores de óleo do Campo de Marimbá, Bacia de Campos, Brasil. Para o período de tempo estudado, de 2005 a 2010, foram identificadas duas principais anomalias sísmicas 4D, e quando avaliadas comparando aos dados sísmicos sintéticos e de saturação de água, verificou-se estreita relação, corroborando para sua interpretação como sendo um efeito *hardening*. Esta boa relação indica, também, que o modelo de fluxo do reservatório está representando adequadamente as mudanças ocorridas no campo para o período determinado. Com este estudo evidencia-se a relevância do uso de variadas fontes de informação para entender o comportamento do reservatório decorrente das mudanças impostas pela produção, além do impacto dessas mudanças na resposta sísmica, aumentando a confiabilidade da interpretação.

**Palavras-chave:** Anomalia sísmica 4D. Sísmica sintética. Dados de produção.



## 1 INTRODUÇÃO

A sísmica faz parte das diversas etapas da vida produtiva de um campo de petróleo, indo desde a delimitação da área de ocorrência da jazida, até o monitoramento da produção. Com a finalidade de monitorar o comportamento do reservatório, em intervalos de tempo, após o início do seu desenvolvimento, a Sísmica 4D (S4D), também conhecida por *Time-Lapse Seismic*, vem sendo amplamente usada pela indústria de petróleo. Com a produção do petróleo, ocorrerá variações, como por exemplo da pressão de poros ( $P_p$ ) e do fluido contido no reservatório, influenciando as amplitudes e o tempo de chegada das ondas sísmicas. Essas mudanças nos atributos das ondas sísmicas são os sinais desejáveis no estudo sísmico 4D, também chamados de anomalias ou efeitos sísmicos 4D.

Dentre as aplicações da tecnologia S4D, as mais usuais são para detectar compartimentação do reservatório e, portanto, identificar áreas não varridas; observar o deslocamento do contato dos fluidos; e monitorar a injeção de fluido (frentes de água e/ou gás). A identificação dos efeitos 4D para monitorar a evolução do deslocamento de fluidos, no espaço e no tempo, permite que áreas ainda não drenadas sejam identificadas para o posicionamento de novos poços. Essa possibilidade de drenar óleo, que antes seria deixado no reservatório, culmina com o aumento do fator de recuperação dessas jazidas. Todavia, o monitoramento sísmico, associado à modelagem que considera as informações de mudanças induzidas ao reservatório pela produção, permite ainda indicar os melhores períodos e tecnologia para novas aquisições sísmicas monitores (ARISTARKHOV, 2015). Tais mudanças, impostas ao reservatório e retratadas no modelo numérico de simulação de fluxo de fluidos (neste artigo será referido por modelo de fluxo), podem ser utilizadas para modelar a resposta sísmica 4D, contribuindo na tomada de decisões para melhor gerenciamento das atividades do campo.

O caráter multidisciplinar do monitoramento sísmico 4D vem sendo demonstrado em vários estudos, como: Olden *et al.* (2001), Kumar e Mohan (2004), Calvert (2005), Roggero *et al.* (2007) e Souza *et al.* (2018). As informações advindas da geofísica, geologia e da engenharia de reservatórios são partes fundamentais do estudo e devem ser consideradas conjuntamente para que a interpretação dos efeitos sísmicos 4D seja a mais confiável possível. A interpretação direta dos dados sísmicos 4D, sem conhecimento da geologia, do mecanismo de produção e do comportamento do fluxo de fluido, pode levar a respostas imprecisas. Portanto, é necessário obter

melhor compreensão das possíveis mudanças ocorridas dentro do reservatório, como da saturação de fluido, da  $P_p$  e do método de recuperação utilizado. Desta forma, esse entendimento só é possível a partir de um modelo de fluxo que suporte a descrição das principais feições estruturais e estratigráficas, além das heterogeneidades que interferem no comportamento do reservatório. Aristarkhov (2015) utilizou várias informações, como os resultados de ensaios de laboratório em testemunho, de interpretação de perfis de poço e de simulação do modelo de fluxo do reservatório, em seu estudo de monitoramento sísmico 4D do reservatório do Campo de Filanovsky, mostrando a importância do uso de informações interdisciplinares para detectar e interpretar os efeitos sísmicos 4D.

A exemplo de Aristarkhov (2015), a metodologia aqui proposta, para interpretação sísmica dos efeitos 4D do Campo de Marimbá, envolve um conjunto de informações: perfis de poço; medidas laboratoriais de propriedades elásticas e tensão efetiva ( $\sigma'$ ); simulação do modelo de fluxo do reservatório das propriedades de  $P_p$  e saturação de água ( $S_w$ ); e modelagem sísmica 4D. Todas essas informações serão analisadas e interpretadas conjuntamente com o dado sísmico observado, em *software* específico que suporta o uso integrado dessas diferentes informações. Assim, foi possível, de forma satisfatória, identificar e caracterizar os efeitos sísmicos 4D, avaliar a representatividade do reservatório fornecida pelo modelo de fluxo e, por conseguinte, poder obter previsões de produção com maior confiabilidade para serem usadas em tomada de decisão sobre as atividades de desenvolvimento do campo.

A S4D também vem sendo usada, de forma mais direta e acoplada, na área de engenharia de reservatórios para atualizar o modelo de fluxo. No entanto, este tipo de metodologia exige um tempo razoavelmente grande, tanto de preparo, quanto computacional. Nesta linha, pesquisas para desenvolvimento de técnicas de ajuste de histórico assistido com dados sísmicos 4D é um objetivo que vem sendo buscado (ROGGERO *et al.*, 2007; EMERICK *et al.*, 2007; EMERICK e REYNOLDS, 2012), representando um avanço no uso quantitativo de dados sísmicos 4D na atualização do modelo de fluxo do reservatório.

## 2 FORMULAÇÃO TEÓRICA

A interpretação 4D envolve disciplinas que contribuem para o desenvolvimento da produção do reservatório, como a Geologia, Geofísica, Engenharia de

Reservatório, Física de Rochas, Aquisição e Processamento Sísmico e outras de igual valor e importância. A interpretação da resposta sísmica 4D requer o conhecimento de alguns aspectos relacionados à produção do reservatório, como o mecanismo e o histórico de produção, que irão impactar em mudanças nas propriedades elásticas da rocha-reservatório. O impacto da  $S_w$  e  $P_p$  nas propriedades elásticas das rochas-reservatório, como na velocidade, são as mais discutidas na literatura (MAVKO *et al.*, 1998; WANG, 2001; CALVERT, 2005; JOHNSTON, 2013).

Segundo Johnston (2013), mudanças na saturação de fluidos resultam em: (i) aumento da velocidade da onda P ( $V_p$ ) e da densidade ( $\rho$ ) pela substituição do óleo ou gás pela água; (ii) redução da  $V_p$  e da  $\rho$  pela substituição do óleo ou água pelo gás; e (iii) a velocidade da onda S ( $V_s$ ) permanece relativamente constante. Enquanto mudanças de  $P_p$  resultam em: (i) aumento da  $V_p$ ,  $V_s$  e  $\rho$  como resposta à depleção do reservatório e; (ii) redução da  $V_p$  e  $V_s$  durante a injeção de água em resposta ao aumento da  $P_p$ . Essas relações são de fundamental importância para a interpretação 4D, pois a resposta sísmica pode estar associada à mudança da saturação de fluidos ou  $P_p$ , ou ainda à uma combinação desses fatores, que podem agir opostamente. Exemplos brasileiros sobre esse assunto são abordados em estudos de caso, como em Abreu (2008), Grochau (2009) e Vasquez (2011). Para leitura mais aprofundada sobre física de rochas cita-se, dentre outros: Castagna *et al.* (1985), Mavko *et al.* (1998), Wang (2001), Avseth *et al.* (2005), Jaeger *et al.* (2007) e Landro (2010).

Integrar as diversas fontes de dados é parte crítica da interpretação 4D e difícil de generalizar, pois o ciclo de vida de cada reservatório é específico e envolve vários processos. Johnston (2013) apresenta algumas estratégias de interpretação 4D:

*Interpretação qualitativa.* Considera os efeitos 4D como resposta do reservatório às mudanças de saturação de fluidos e  $P_p$ . A calibração da resposta 4D é feita com dados de produção e/ou modelagem sísmica 4D. É usada principalmente para otimizar a locação de novos poços e gerenciar o varrido de água ou gás. A interpretação qualitativa da resposta 4D serve como guia para atualizar manualmente os modelos geológico e de fluxo do reservatório.

*Interpretação baseada em modelo.* A modelagem sísmica, a partir dos dados de  $P_p$  e saturação de fluido obtidos da simulação do modelo de fluxo até a sísmica (Sim2Sis), é usada para validar e otimizar os modelos geológico e de fluxo. A resposta

sísmica sintética 4D (SS4D), gerada a partir do modelo de fluxo do reservatório, é comparada qualitativa e quantitativamente com a resposta sísmica 4D observada.

*Interpretação quantitativa.* O dado 4D é invertido para obter estimativas de mudança de  $P_p$  e saturação de fluido que podem ser comparadas diretamente com as previsões obtidas a partir do modelo de fluxo. Essa estratégia, pelo aumento considerável de tempo de execução em relação às demais, ainda não é uma rotina na indústria de petróleo. Uma solução possível poderia ser o uso de uma estratégia de interpretação qualitativa associada à interpretação baseada em modelo, como proposto neste estudo.

Então, esta alternativa contempla o estudo de interpretação sísmica 4D qualitativa integrada, no qual a física de rochas tem um papel importante, fazendo a ligação entre propriedades do reservatório (porosidade ( $\phi$ ), permeabilidade ( $k$ ),  $S_w$ ,  $P_p$ ) e propriedades sísmicas (velocidades). Com esse conhecimento é possível analisar as mudanças de comportamento nas velocidades e impedâncias sísmicas estimando, via modelagem sísmica, as mudanças indicadas pela física de rochas (e.g. nos módulos *bulk* e *shear*). Uma vez que a modelagem sísmica 4D usa as informações fornecidas pela física de rocha e pelo modelo de fluxo como dado de entrada.

A modelagem sísmica 4D tem a finalidade de verificar a possível ocorrência de efeitos 4D num intervalo de tempo e estimar sua magnitude, tendo como dado de entrada um modelo petroelástico (MPE) compatível com as propriedades de rocha e fluido do reservatório. A construção do MPE é realizada considerando resultados de simulações do modelo de fluxo e de ensaios de laboratório em amostras da rocha-reservatório. Quanto maior a quantidade de informações disponíveis do intervalo do reservatório, mais representativo e confiável é o modelo. O passo-a-passo para modelagem sísmica, está bem retratado na literatura, sendo recomendado para maior aprofundamento no assunto: Mavko *et al.* (1998), Wang (2001), Kumar e Mohan (2004), Emerick *et al.* (2007) e Dimri *et al.* (2012).

Da comparação entre os resultados da sísmica observada e da modelagem sísmica são identificados os efeitos sísmicos 4D, que são caracterizados em efeitos *hardening* e *softening* (GROCHAU, 2009; MALEKI *et al.*, 2018). O efeito *hardening* está relacionado ao aumento da velocidade sísmica, podendo ser causado pelo aumento na  $S_w$  ou depleção do reservatório. Enquanto o efeito *softening* está

relacionado à diminuição da velocidade sísmica, podendo ser causado pelo aumento na saturação de gás ( $S_g$ ) ou na  $P_p$ .

Para análise do sinal sísmico 4D, neste estudo, foi considerado a diferença do dado sísmico do levantamento monitor subtraído do levantamento base (*monitor – base*) (JOHNSTON, 2013). E assume-se, para análise da polaridade do dado sísmico, o padrão SEG normal, onde coeficientes de reflexão positivos (aumento na impedância acústica) são representados por um pico positivo para a *wavelet* de fase zero.

### 3 METODOLOGIA

Dada a multidisciplinaridade da técnica de interpretação sísmica 4D, visando reduzir a ambiguidade e aumentar a confiabilidade da interpretação, a metodologia proposta neste estudo inclui a análise dos resultados dos ensaios de laboratório, do modelo de fluxo, da modelagem sísmica, e das medidas de vazões em poços. Essas informações são interpretadas de forma comparativa aos dados sísmicos observados.

O fluxograma apresentado na Figura 1 descreve as etapas do desenvolvimento com as principais áreas do conhecimento usadas neste estudo para realizar a interpretação sísmica 4D. A física de rocha e a engenharia de reservatórios são usadas conjuntamente, i.e., os resultados das medidas laboratoriais em amostras da rocha-reservatório e das simulações no modelo de fluxo são convertidos para o domínio sísmico através da modelagem Sim2Sis. Esta se propõe a computar a assinatura sísmica do reservatório a partir das propriedades obtidas do modelo de fluxo, trazendo a resposta do modelo de fluxo para o domínio da sísmica (sísmica sintética). Comparando essa com os dados sísmicos 4D observados, agora no mesmo domínio, busca-se identificar anomalias em ambos os dados e compreender sua resposta, relacionando-as aos parâmetros dinâmicos do modelo de fluxo ( $S_w$ ,  $P_p$ ) e às atividades do poço (vazões de produção/injeção), como forma de calibrar e validar o efeito sísmico 4D.

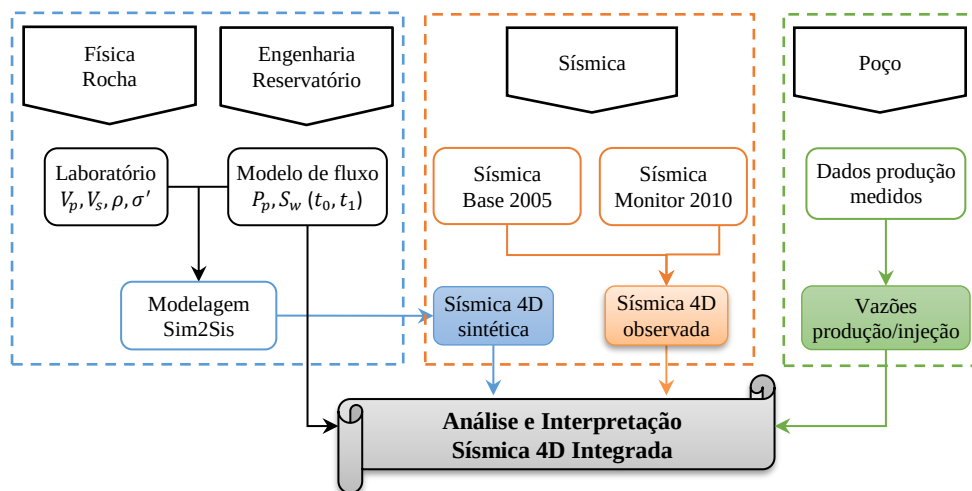


Figura 1 Mapa conceitual da metodologia de interpretação sísmica 4D integrada.

Iniciando o estudo pela modelagem Sim2Sis (Figura 1), a partir do modelo de fluxo, o primeiro passo é extrair as previsões de  $S_w$  e  $P_p$  nos passos de tempo de 2005 ( $t_0$ ) e 2010 ( $t_1$ ), períodos base e monitor, respectivamente. A escolha desses períodos para o estudo foi guiada principalmente pela disponibilidade de dados sísmicos do tipo *Ocean Bottom Cable* (OBC), de alta repetibilidade, adquiridos com a finalidade de monitoramento sísmico 4D do reservatório. Como este estudo não se concentra na realização de simulação de fluxo, assumiu-se que o modelo de fluxo existente está adequado e que possui características representativas do reservatório (e.g., distribuição de heterogeneidades,  $\phi$ ) alinhadas com os objetivos do estudo. A adoção de tal hipótese é plausível, considerando que o modelo ajusta o histórico de produção.

O passo seguinte trata do MPE, onde as propriedades elásticas ( $V_p, V_s, \rho$ ) para os períodos de 2005 e 2010 são calculadas, levando em consideração as medidas de  $V_p, V_s, \rho$  e  $\sigma'$  obtidas dos ensaios em laboratório usando amostras da rocha-reservatório do Campo de Marimbá. Essas propriedades elásticas resultantes da construção do MPE, são distribuídas na malha do modelo de fluxo para os mesmos passos de tempo simulados (2005 e 2010). A etapa seguinte, já na malha sísmica, consiste da obtenção de coeficientes de refletividade e a convolução desses com uma *wavelet*, que nesse estudo foi extraída do dado sísmico observado, gerando a SS4D. Essa etapa do estudo (Sim2Sis 3D/4D) foi realizada usando o programa *Seisflow*, *plugin* interno da PETROBRAS desenvolvido para plataforma GOCAD. Nesse ambiente é possível integrar informações de laboratório, de perfis de poços, do modelo de fluxo e sísmicas, em tempo e profundidade.

Finalmente, SS4D é comparada à S4D observada para verificar a consistência entre os dados. A similaridade entre as respostas permite classificar áreas do modelo de fluxo como confiáveis, enquanto a incompatibilidade entre as respostas indica áreas cuja representação no modelo de fluxo precisa ser atualizada, considerando, por exemplo: possível compartimentação, caminhos preferenciais ao fluxo, mudança nas propriedades permo-porosas do reservatório. Para amarrar todas essas informações, na última etapa da interpretação sísmica 4D integrada, os dados de vazões (produção/injeção) dos poços são fatores determinantes para calibrar e validar a interpretação do efeito sísmico 4D.

Deste fluxo de trabalho destaca-se três importantes aplicações: (i) a primeira é o estudo de viabilidade de efeitos sísmicos 4D serem detectáveis, baseado nas informações de  $P_p$  e  $S_w$  representadas no modelo de fluxo para o período de 2005 a 2010; (ii) a segunda, é para validar “sismicamente” as previsões obtidas do modelo de fluxo, quando da comparação dos dados sísmicos 4D sintéticos com os observados; (iii) além da principal contribuição do estudo, que é apresentar a interpretação do efeito 4D observado no reservatório do Campo de Marimbá, induzido pela produção no período de 2005 a 2010.

## **4 ÁREA DE ESTUDO**

### **4.1 Campo de Marimbá**

O Campo de Marimbá, na Bacia de Campos *offshore* Brasil, é um reservatório arenítico de idade Santoniano-Campaniano do Cretáceo superior. Este arenito consiste em depósitos de areias turbidíticas, cuja deposição está relacionada à megassequência transgressivo marinho profundo (WINTER *et al.*, 2007). Sua granulometria varia de areia conglomerática na base à areia grossa e média no topo, sendo classificado como arenito arcossiano, com múltiplos corpos amalgamados com elevada proporção de arenitos/folhelhos (HORSCHUTZ *et al.*, 1992; GROCHAU e GUREVICH, 2008; MENDES, 2017). O reservatório apresenta características petrofísicas médias de porosidade e permeabilidade de 25% e 2500 mD (respectivamente), conforme ilustrado na Figura 2. O fluido contido no reservatório é um óleo de 29° API de densidade e 2,1 cP de viscosidade.



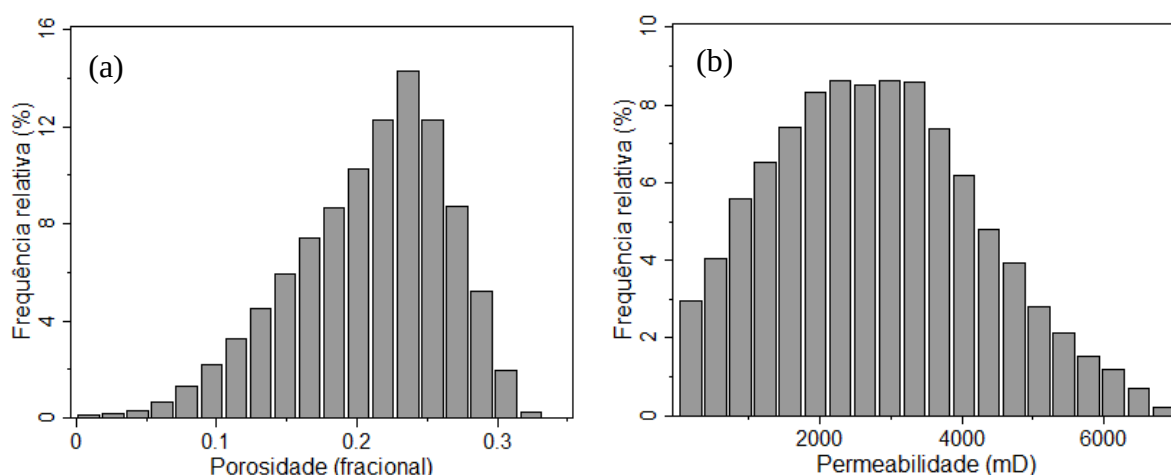


Figura 2 Propriedades petrofísicas no intervalo do reservatório. a) Porosidade. b) Permeabilidade.

Estruturalmente, o Campo de Marimbá é complexo, apresentando falhas normais de direção preferencial SW-NE típicas de regime tectônico normal. Está compartimentado em quatro blocos estruturais com diferentes contatos óleo-água e boa conexão hidráulica entre eles devido ao aquífero atuante (BECERRA *et al.*, 2011). A produção do Campo de Marimbá iniciou em 1985, enquanto a injeção de água, mecanismo para suporte da  $P_p$ , iniciou em 2002. Nesse período a variação na  $P_p$  foi marcada por um declínio acentuado (LONARDELLI *et al.*, 2017), que graças a injeção de água, em 2010 tinha recuperado aproximadamente 10 kgf/cm<sup>2</sup>. Nos anos de 2005 e 2010 foram realizadas aquisições sísmicas do tipo OBC com vistas ao monitoramento sísmico 4D. Esses dados sísmicos, após processamento 4D, revelaram excelente qualidade com NRMS aproximado de 8% (LONARDELLI *et al.*, 2019 – em fase de elaboração).

Pelas características petrofísicas, longo histórico de produção e a disponibilidade de dados sísmicos de alta resolução, o Campo de Marimbá se mostrou um excelente candidato para o estudo de interpretação sísmica 4D.

A seguir, outras propriedades características do reservatório em questão:

- Temperatura: 89°C;
- Pressão poros inicial: 281 kgf/cm<sup>2</sup>;
- Pressão ponto bolha: 147 kgf/cm<sup>2</sup>;
- Pressão poros atual: 170 kgf/cm<sup>2</sup>;
- Saturação água inicial: 15%;
- Salinidade água: 102400 ppm;
- Razão gás/óleo (RGO): 75 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>;

- Gravidade gás: 0,835 g/cm<sup>3</sup>;
- Compressibilidade de poros: 120x10<sup>-6</sup> (kgf/cm<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 Ensaios Laboratoriais

A interpretação dos resultados de medidas de velocidades em laboratório e a extrapolação desses para outras situações, como para a calibração rocha-sísmica, é importante por fornecer informações sobre o comportamento elástico das rochas. Essas informações dão suporte para criação do MPE do reservatório, que é a base da modelagem sísmica.

Os resultados dos ensaios laboratoriais das mudanças nos parâmetros elásticos com a  $\sigma'$ , possibilitaram o entendimento da assinatura sísmica 4D em resposta às mudanças induzidas pela produção. O primeiro caso a ser analisado é o impacto da  $\sigma'$  nas velocidades sísmicas ( $V_p$ ,  $V_s$ ) e nas impedâncias P (IP) e S (IS). As Figuras 3a e 3b apresentam resultados de medidas laboratoriais em amostras de testemunho do Campo de Marimbá (VASQUEZ, 2014 – informação verbal). Analisando a Figura 3a observa-se o aumento de  $V_p$  e  $V_s$  com a  $\sigma'$ , confirmando a dependência das velocidades sísmicas em relação à tensão. Também se conclui que o módulo de rigidez da rocha está aumentando, como também apresentado por Herwanger e koutsabeloulis (2011) em experimentos com amostras de arenitos. Dessa dependência obtém-se uma relação empírica, usada para incorporar o efeito da mudança de tensão na estrutura da rocha. Pelo ajuste da  $V_p$  e  $V_s$  pela  $\sigma'$ , por uma função logarítmica, resultou as relações empíricas de  $V_p = 328,6 \ln(\sigma') + 473,4$  e  $V_s = 141,2 \ln(\sigma') + 434,6$  (Figura 3a). A relação da IP e IS com a  $\sigma'$ , indicado na Figura 3b, segue a mesma tendência observada para a velocidade, aumentando a  $\sigma'$  há aumento de IP e IS. A relação de ajuste obtido para esses dados foi de  $IP = 877,4 \ln(\sigma') + 1264$  e  $IS = 377,1 \ln(\sigma') + 1160,5$ . Os coeficientes de correlação ( $R^2$ ), tanto para as velocidades sísmicas, quanto para as impedâncias, são superiores à 90%.

Segundo o princípio das tensões de Terzaghi, onde  $\sigma' = \sigma - \alpha P_p$  (FJAER *et al.*, 2008), a  $\sigma'$  atuante no reservatório se relaciona diretamente com a  $P_p$ , dada pela diferença entre a tensão total ( $\sigma$ ) e a  $P_p$  dado um fator, conhecido como coeficiente de Biot ( $\alpha$ ), que pode ser entendido como um parâmetro que representa a sensibilidade do fluido contido nos poros da rocha ao suportar a tensão exercida pelas camadas

superiores. Nesse contexto, verifica-se que as velocidades sísmicas dependem do estado de tensão do material e que um aumento na  $\sigma'$  geralmente leva a um aumento nas velocidades. Similarmente, as velocidades sísmicas dependem da  $P_p$ , com aumento na  $P_p$  refletindo diminuição nas velocidades e, conseqüentemente nas impedâncias.

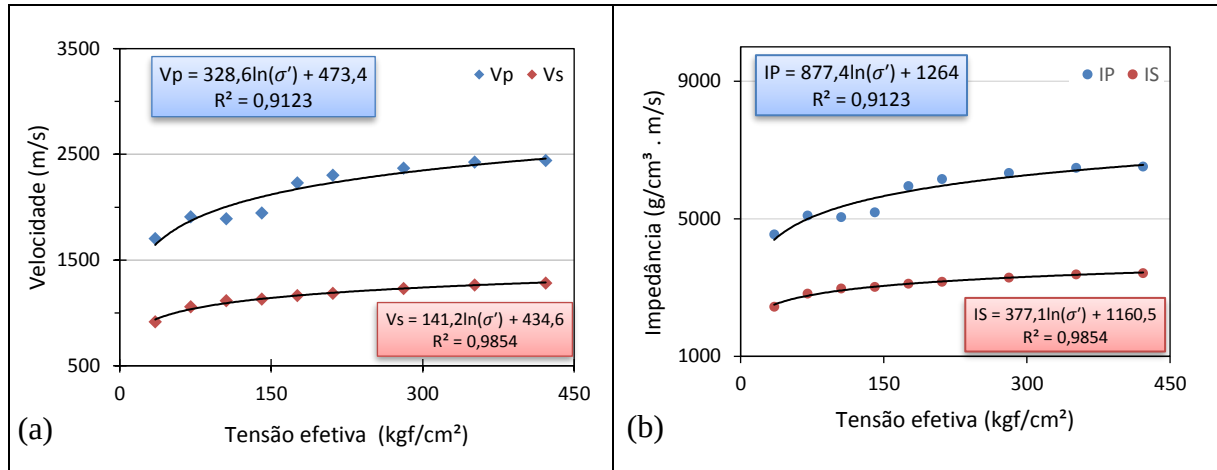


Figura 3 Sensibilidade das velocidades  $V_p$  e  $V_s$  (a) e das impedâncias  $IP$  e  $IS$  (b) às variações de tensão efetiva  $\sigma'$ , extraídas a partir de medidas laboratoriais em amostras de rocha-reservatório de poços do Campo de Marimbá (VASQUEZ, 2014). Curvas de tendência correspondem às regressões por ajuste logarítmico.

O próximo caso a ser analisado é a relação da  $\sigma'$  com outras propriedades como os módulos *bulk*  $K_{dry}$  e *shear*  $G_{dry}$  da rocha seca, sendo importantes para se entender o posterior comportamento do reservatório devido às variações na saturação que ocorrerão. Na Figura 4 observa-se que tanto o  $K_{dry}$  (Figura 4a) quanto o  $G_{dry}$  (Figura 4b) da rocha seca aumentam com  $\sigma'$ , e as maiores variações nos módulos ocorrem nas  $\sigma'$  mais baixas, ou, nas  $P_p$  mais elevadas, dada pela configuração da curva de tendência (linha preta) dos dados. Nestas condições, pequena variação na  $\sigma'$  (ou na  $P_p$ ) induz à variação considerada nas propriedades do reservatório e a magnitude desse efeito tende a reduzir com a contínua depleção do reservatório. Do ajuste por uma função logarítmica dessas propriedades obteve-se as relações empíricas de  $K_{dry} = 0,221 \ln(\sigma') - 0,3479$  e  $G_{dry} = 0,2024 \ln(\sigma') - 0,2193$ , como apresentado nas Figuras 4a e 4b.

Por fim, uma análise em função das propriedades elástica e petrofísica, uma vez que a  $\phi$  também apresenta estreita relação com  $K_{dry}$  e  $G_{dry}$ , como apresentado na Figura 5. Observa-se ainda, que as amostras da rocha-reservatório do Campo de

Marimbá analisadas têm  $K_{dry}$  e  $G_{dry}$  (normalizados) diminuindo com o aumento da  $\phi$ , ou seja, as rochas mais porosas apresentam maior compressibilidade ( $C_p$ ).

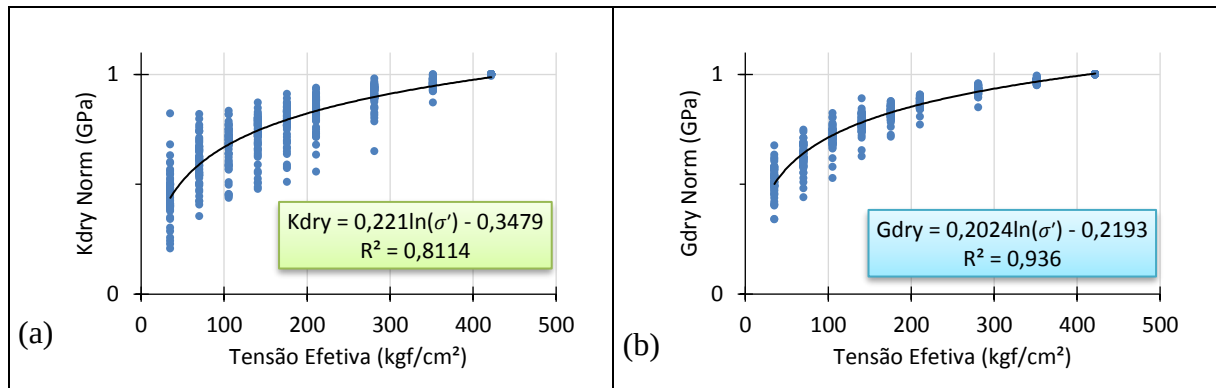


Figura 4 Sensibilidade do módulo bulk (a) e do módulo shear (b) da rocha seca (normalizados) às variações da tensão efetiva, extraídas a partir de medidas laboratoriais em amostras de rocha-reservatório de poços do Campo de Marimbá (VASQUEZ, 2014). Curvas de tendência correspondem as regressões por ajuste logarítmico.

Do ajuste linear desses dados obtém-se a relação empírica de  $K_{dry} = -0,9238\phi + 30,403$  e  $G_{dry} = -0,6244\phi + 20,695$ , apresentadas nas Figuras 5a e 5b, respectivamente.

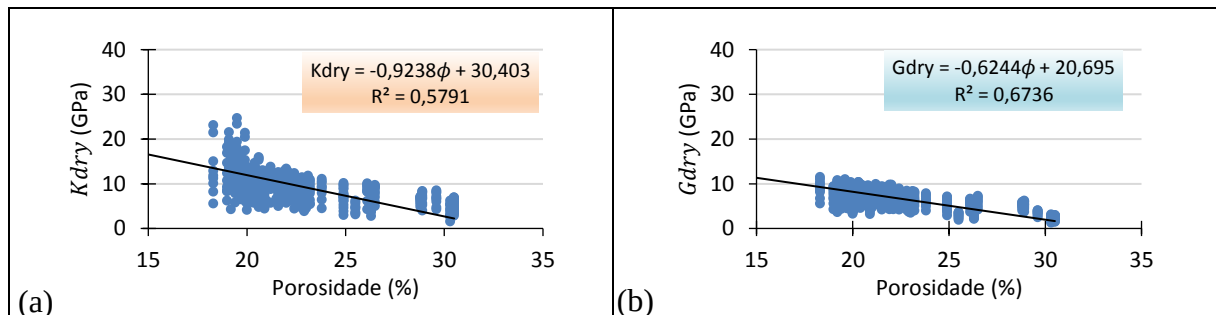


Figura 5 Relação da variação de porosidade com os módulos bulk (a) e shear (b) da rocha seca, extraídas a partir de medidas laboratoriais em amostras de rocha-reservatório de poços do Campo de Marimbá (VASQUEZ, 2014). Curvas de tendência correspondem as regressões por ajuste linear.

Pelos dados apresentados (Figuras 3 a 5) fica evidente a sensibilidade das propriedades elásticas e petrofísicas da rocha-reservatório à variação da  $\sigma'$ . A análise dessas medidas de laboratório foi de suma importância, pois permitiram compreender o comportamento do reservatório, obter as relações empíricas, específicas do reservatório em estudo, necessárias para gerar o MPE e, para interpretação dos efeitos sísmicos 4D induzidos pela produção.

## 5.2 Modelagem Sísmica 4D

As informações obtidas dos ensaios laboratoriais em amostras da rocha-reservatório do Campo de Marimbá, apresentadas no item anterior, foram importantes

na construção do MPE usado para modelagem sísmica 4D. Nesse estudo usaremos a modelagem Sim2Sis para avaliar a viabilidade de efeitos sísmicos 4D serem detectáveis no período de 2005 a 2010.

A modelagem Sim2Sis do reservatório do Campo de Marimbá gerou sísmicas sintéticas representativas das condições de produção do campo no período entre 2005 e 2010. Nessa modelagem foi considerado o cenário de variação combinada da  $S_w$  e  $P_p$  com o tempo, o qual é o mais realista da condição de produção do reservatório. Destaca-se que nesta abordagem também está sendo incluído o efeito da  $\sigma'$  na mudança das propriedades da rocha seca, por meio dos resultados de laboratório medidos em amostras de testemunhos do Campo de Marimbá (item 5.1).

Analizando os contrastes relativos de impedâncias ( $\Delta IP(\%)$  e  $\Delta IS(\%)$ ) estimados entre 2005 e 2010, exibidos na Figura 6, observa-se contraste expressivo de IP (maior que 8%) e contraste moderado de IS (inferior a 3%). Variações de 4% de magnitude em termos de IP são consideradas como referência de limite mínimo para que haja detecção de sinal sísmico 4D (LUMLEY e BEHRENS, 1998).

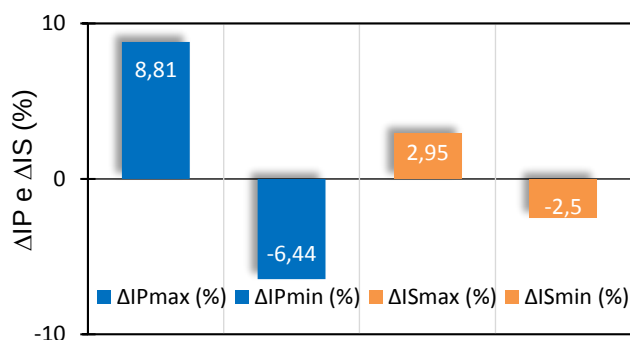


Figura 6 Valores limite de IP e IS obtidos para o cenário de variação combinada de saturação de água e pressão de poros, avaliados no intervalo de tempo entre 2005 e 2010.

Mudanças de saturação de fluidos e  $P_p$  no reservatório são os principais efeitos modificadores da velocidade da onda sísmica no Campo de Marimbá, de acordo com o modelo de fluxo que o representa. Daí a necessidade de se ter um modelo de fluxo ajustado ao histórico de produção dos poços, por exemplo, para que seja usado com segurança na previsão do comportamento do reservatório ao longo do tempo considerando as atividades de produção impostas. Assim, a confiabilidade dessas previsões será tão maior quanto à similaridade entre os eventos modelados e observados. A próxima análise será a interpretação da sísmica observada de forma comparativa com a sísmica sintética e dados de vazões dos poços, como veremos no item 5.3.

### 5.3 Interpretação Sísmica 4D – Real versus Sintética

A interpretação dos efeitos sísmicos 4D será realizada neste estudo integrando dados sísmicos observados, modelados e dados de engenharia das vazões dos poços. Os dados sísmicos sintéticos são usados como suporte à compreensão das anomalias sísmicas 4D observadas nos dados reais, bem como para verificar se o modelo de fluxo do reservatório está reproduzindo com segurança essas anomalias a partir de suas propriedades dinâmicas simuladas.

Na Figura 7 são apresentados os mapas de atributo de amplitude média, calculados em uma janela de 40 ms centrada no topo do reservatório, a partir do volume de diferença de amplitude entre 2005 e 2010 ( $Amp_{2010} - Amp_{2005}$ ). Na Figura 7a observa-se duas anomalias de amplitude 4D positivas nos dados sísmicos observados, destacadas pela cor azul dentro dos polígonos em preto. Na Figura 7b observa-se resposta similar para os dados sísmicos sintéticos.

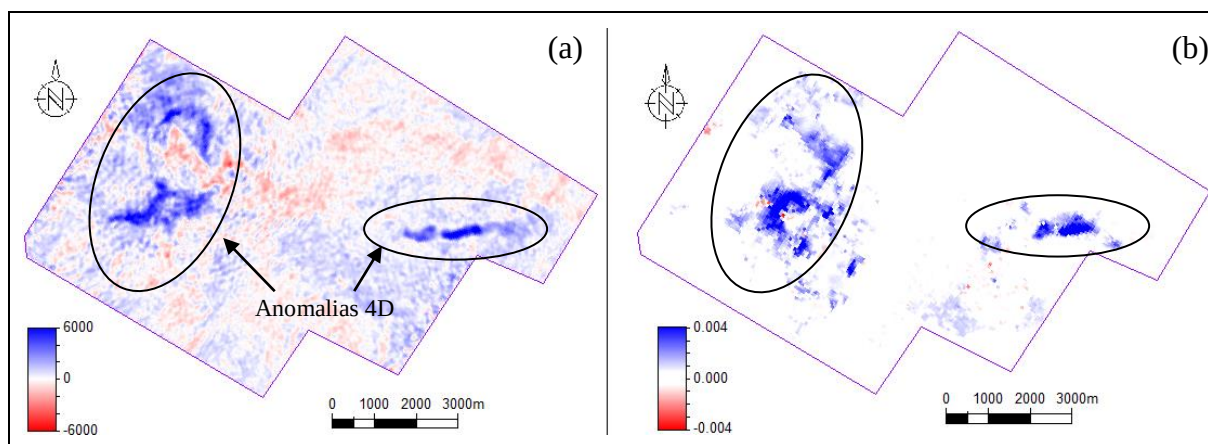


Figura 7 Mapa do atributo de amplitude média usando o volume de diferença 4D (2010-2005). a) Dado sísmico observado. b) Dado sísmico sintético.

A partir da Figura 7, pode-se afirmar que as anomalias sísmicas 4D detectadas pela modelagem sísmica são compatíveis com as do dado sísmico observado. Isso confirma a viabilidade de se detectar efeito sísmico 4D para esse reservatório no período entre 2005 e 2010 e a importância da técnica para monitorar o comportamento do reservatório.

Para análise dessas duas principais anomalias 4D em outra perspectiva, uma seção sísmica é apresentada na Figura 8. A seção A-A' passa pelas anomalias sísmicas sintéticas 4D visualizadas em mapa na Figura 7b. Nessa seção tem-se o atributo sísmico sintético de diferença de amplitude, com valores que variam de -0.04 a 0.04 na escala de cores. As elipses pretas na Figura 8 indicam as mesmas anomalias sísmicas 4D observadas em mapa na Figura 7. Próximo ao topo do

reservatório (linha preta tracejada) a anomalia se caracteriza por diferenças positivas de amplitude sísmica, representada em cor azul na escala de cores. Na base do reservatório ocorre o inverso, se caracterizando por diferenças negativas de amplitude sísmica, representada em cor vermelha na escala de cores.

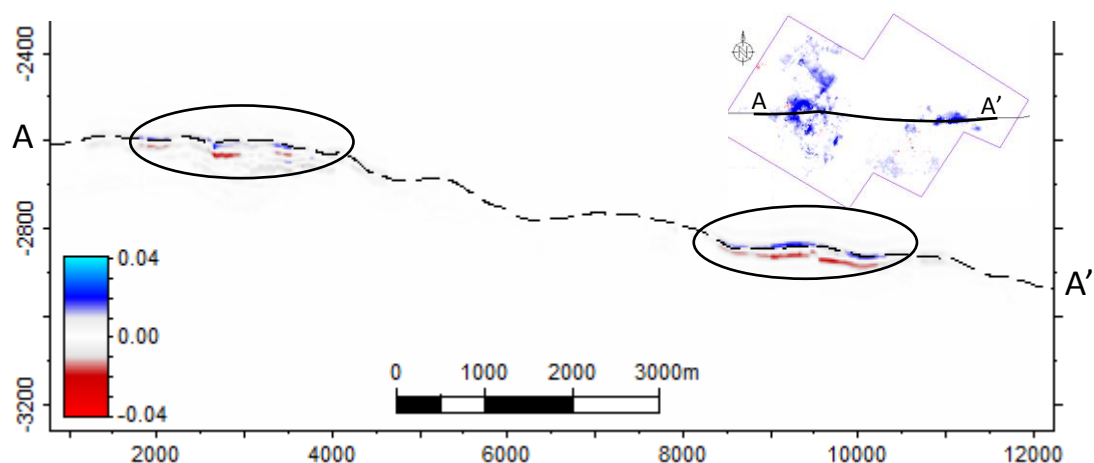


Figura 8 Efeito sísmico 4D sintético para o período entre 2005 e 2010 no cenário de variação acoplada de saturação de água e pressão de poros. Linha tracejada indica o topo do reservatório.

Pela análise do atributo de amplitude média (Figura 7) observou-se coerência entre as anomalias sísmicas 4D observadas e sintéticas. Segundo as propriedades dinâmicas do modelo de fluxo que deram origem às anomalias sísmicas 4D sintéticas, a  $S_w$  foi a que mais variou, permitindo serem classificadas como efeito *hardening*. Visando uma caracterização mais detalhada e integrada dessas anomalias, foi realizada uma análise na região ao redor de três poços do Campo de Marimbá. Foram geradas seções 2D passando pelos poços, para verificar o grau de correlação entre as anomalias 4D dos dados sísmicos observados e sintéticos, assim como entre as variações das propriedades dinâmicas ( $S_w$ ,  $P_p$ ) registradas no modelo de fluxo. As curvas de vazão de óleo  $Q_o$ , gás  $Q_g$ , água produzida  $Q_w$  e água injetada  $Q_{wi}$  completam a análise, fornecendo informações de produção medidas nos poços, com o objetivo de indicar a possível causa das anomalias 4D observadas próximas aos poços.

A Figura 9 apresenta as principais informações analisadas para caracterização do efeito sísmico 4D próximo ao poço produtor P1. Na Figura 9a é apresentada uma seção (B-B') do dado sísmico observado que passa pelo poço P1, indicada pela linha na cor preta sobre o mapa nesta mesma figura. Na Figura 9b é apresentado uma seção do dado sísmico sintético na mesma posição da seção sísmica da Figura 9a. A linha tracejada na cor preta nessas seções (Figuras 9a e 9b) indica o topo do



reservatório e a escala de cores é referente ao atributo de diferença de amplitude 4D. A Figura 9c apresenta uma seção do modelo de fluxo passando pelo poço P1 (mesma posição das seções sísmicas das Figuras 9a e 9b) com a propriedade de  $S_w$ . Por fim, a Figura 9d com as vazões de  $Q_o$ ,  $Q_w$  e RGO do poço P1 e a indicação do período de tempo analisado neste estudo pelas linhas tracejadas nos anos de 2005 e 2010.

Pela análise das informações apresentadas na Figura 9 observou-se uma anomalia sísmica 4D positiva no topo do reservatório próxima ao poço P1 (Figura 9a) e anomalia similar no dado sísmico sintético (Figura 9b), o que indica boa similaridade entre os dados. De acordo com as informações do modelo de fluxo, esta anomalia se justifica pelo aumento de  $S_w$ , como pode ser visto na Figura 9c que a água injetada chegou ao poço (cor azul), sendo classificada como efeito *hardening*. O aumento do volume de água no reservatório substituindo o óleo leva ao aumento do módulo *bulk* da rocha saturada ( $K_{sat}$ ), levando, por conseguinte ao aumento da  $V_p$  e IP. Em relação às curvas de produção, esse poço tem uma particularidade, pois em 2005 houve queda acentuada da produção, e a  $Q_w$  foi maior que a  $Q_o$  (Figura 9d). No entanto, ainda no início do período, por volta de 2006, o cenário mudou com o aumento expressivo da  $Q_o$  e redução, também expressiva, da  $Q_w$ . Já no final deste período, entre o fim de 2009 e início de 2010, o cenário retorna ao inicial, i.e., com  $Q_w$  superior à  $Q_o$ . Lembrando que a  $P_p$  no reservatório nesse mesmo período, após uma queda acentuada, estava se recuperando em decorrência do efeito da injeção. Essas informações são coerentes com a resposta dada pelo modelo de fluxo, que apresentou aumento de  $S_w$ , mas a  $P_p$  não foi prontamente recuperada.

A anomalia vista no dado sísmico sintético, indicada pelo polígono preto na Figura 9b, não é vista no dado sísmico observado (Figura 9a). Alguns fatores podem explicar esse fato, como o ruído presente no dado sísmico observado, incertezas embutidas durante o processamento, baixa repetibilidade nessa área, não representatividade do modelo de fluxo, dentre outros. Desta forma, indica-se uma reavaliação do modelo de fluxo na área dessa ocorrência.

De forma geral, considera-se boa a relação entre os dados sísmicos 4D observado e sintético, para o caso do poço produtor P1, provendo boa confiabilidade no modelo de fluxo. Mas para o outro caso, do efeito 4D indicado pelo polígono preto na Figura 9b, o grau de confiabilidade é baixo.

Por fim, uma análise integrada do poço injetor I1 com o produtor P2 foi realizada. A Figura 10 apresenta a seção sísmica (C-C') passando pelos poços I1 e P2, como indicado no mapa dessa mesma figura. Diferentes atributos são apresentados como forma de melhor visualizar o efeito 4D e mostrar sua consistência.

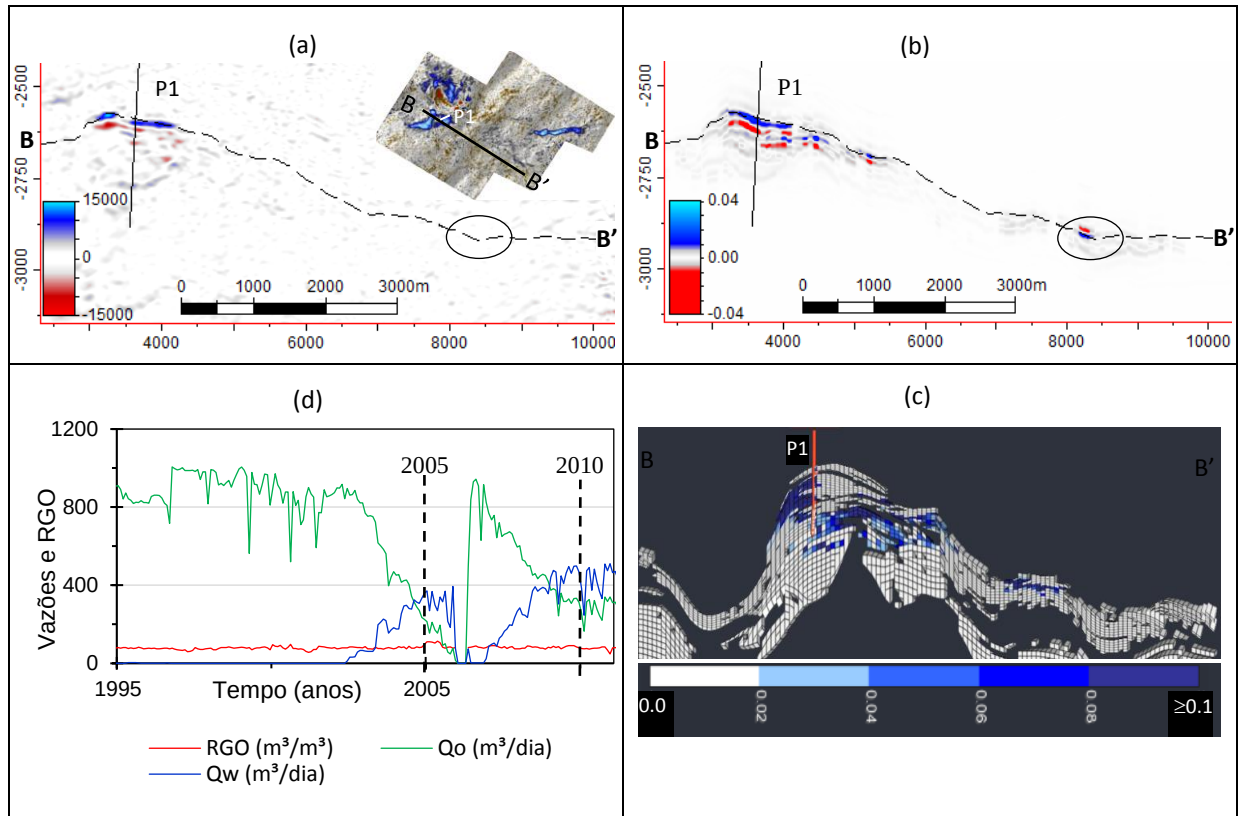


Figura 9 Análise integrada do poço produtor P1 para o período entre 2005 e 2010. a) Seção sísmica de diferença de amplitude 4D do dado observado. b) Seção sísmica de diferença de amplitude 4D do dado sintético. c) Seção de diferença de  $S_w$  no modelo de fluxo. d) Curvas do histórico de produção.

Na Figura 10a, seção sísmica com o dado da diferença de amplitude sísmica observada (2010-2005), observou-se uma anomalia 4D positiva no topo do reservatório (linha tracejada preta). Na Figura 10b, seção sísmica com o dado da diferença de amplitude sísmica sintética (2010-2005), também foi observado uma anomalia 4D positiva no topo do reservatório. A Figura 10c, apresenta a seção sísmica com o atributo de quadratura extraído do volume de diferença de amplitude do dado sísmico observado. O atributo de quadratura concentra a diferença de energia dentro do intervalo do reservatório, facilitando a interpretação e a calibração com o dado de impedância.

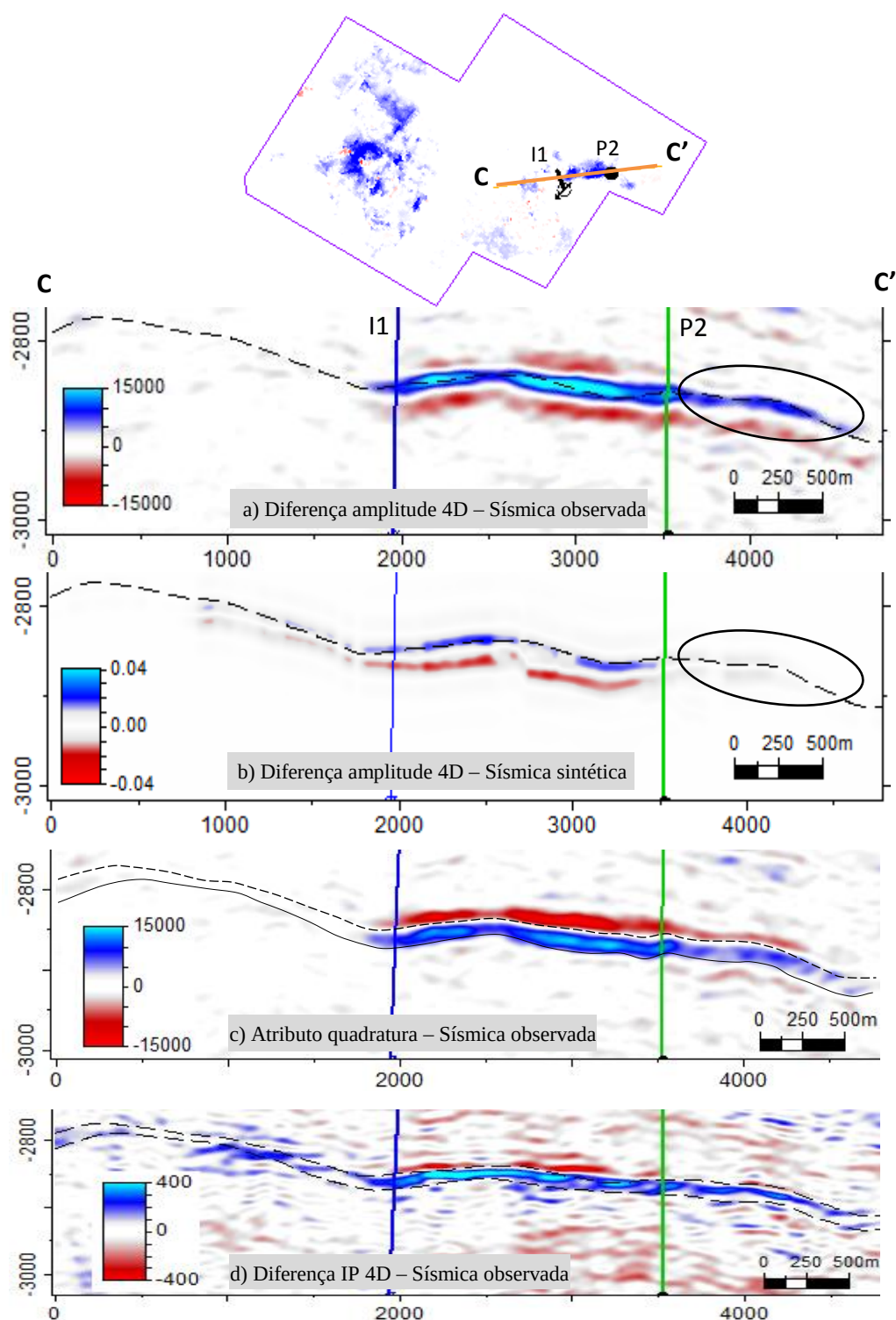


Figura 10 Análise integrada do poço I1 e P2 do período de 2005 a 2010. a) Seção sísmica de diferença de amplitude 4D do dado observado. b) Seção sísmica de diferença de amplitude 4D do dado sintético. c) Seção do atributo de quadratura extraído do volume de diferença de amplitude 4D do dado observado. d) Seção de diferença de IP do dado observado. As cores azuis da tabela de cores representam o efeito *hardening*.

A Figura 10d apresenta a resposta de variação positiva de IP dentro do reservatório, usando o dado sísmico observado. Utilizando o atributo de quadratura para comparar com a impedância, a análise dos efeitos sísmicos 4D fica mais direta e clara, facilitando a interpretação sísmica de diferentes dados. As anomalias observadas na Figura 10, entre os poços I1 e P2, apresentam consistente correlação ao identificar anomalias similares próximas ao poço P1.

No entanto, a área indicada pelo polígono preto, na Figura 10a, mostra a ocorrência de uma anomalia no dado sísmico observado que não está representada na sísmica sintética. Diante dessa situação, sugere-se a reavaliação da região à leste do poço P2 no modelo de fluxo e sua classificação como sendo de baixa confiabilidade no modelo de fluxo.

A Figura 11 apresenta informações de  $Q_{wi}$  e injeção de água acumulada ( $W_i$ ) para o poço I1 (Figura 11a) e do deslocamento de água dentro do reservatório na região dos poços I1 e P2 (Figura 11b), representado no modelo de fluxo. O poço I1 de 2005 a 2010 teve um volume de  $W_i$  de aproximadamente 2.5 milhões  $m^3$  e sua  $Q_{wi}$  no início de 2005 estava alta, de quase 4000  $m^3/dia$ , e foi sendo reduzida até chegar em 2010 próxima dos 500  $m^3/dia$ . De fato, observa-se nas seções de  $S_w$  apresentadas na Figura 11b o avanço da frente de água do poço I1 em direção ao P2. Com a contribuição dessas informações pode-se interpretar a causa das anomalias vistas na Figura 10 como devido ao aumento de  $S_w$ , sendo, portanto, um efeito *hardening*.

As informações de vazão medida em poço e de  $S_w$  do modelo de fluxo são complementares e estão coerentes entre si, permitindo afirmar que há boa correlação e confiabilidade entre os dados analisados para a região entre os poços I1 e P2.

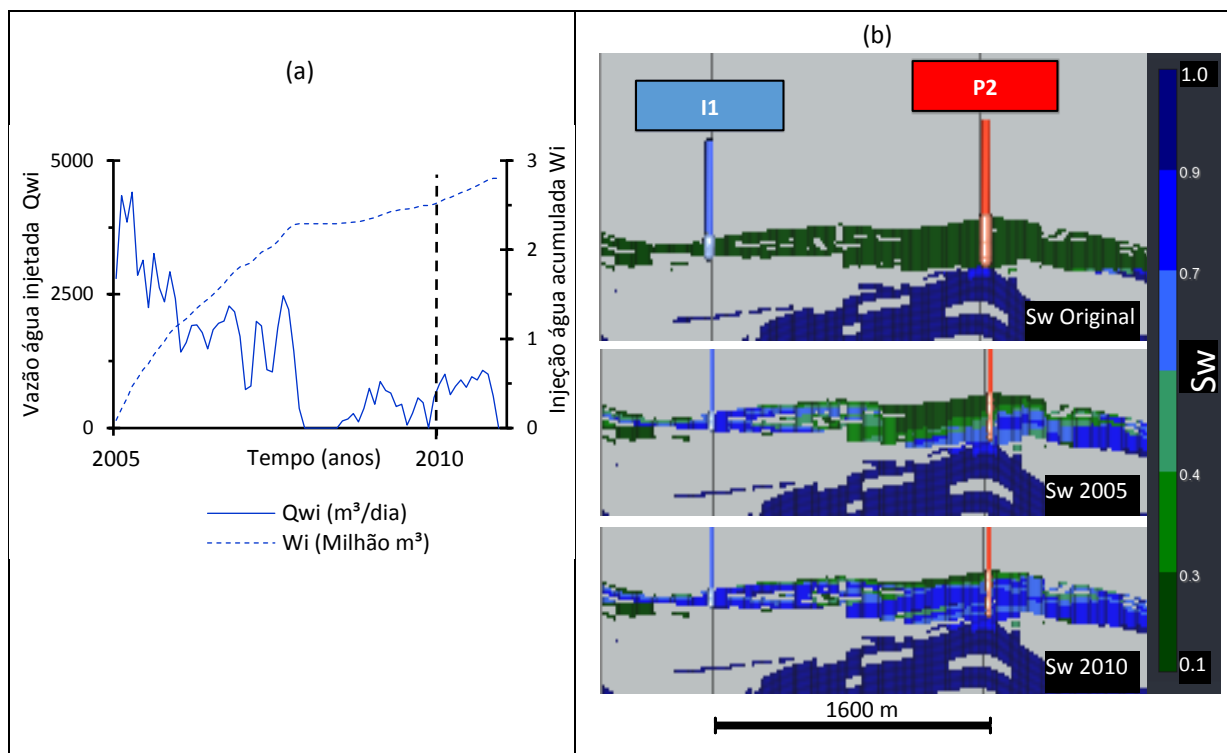


Figura 11 Análise integrada do poço I1 e P2. a) Curvas do histórico de produção do poço I1. b) Seções de  $S_w$  no modelo de fluxo, passando pelos poços I1 e P2, para os anos de 1984, 2005 e 2010.

Desta forma, a partir de uma análise global do modelo de fluxo, cujos resultados de  $S_w$  e  $P_p$  são utilizados para gerar as anomalias sísmicas sintéticas, observa-se que estas se assemelham às interpretadas no dado sísmico observado. A exceção de algumas ressalvas pontuais, que devem ser tratadas, pode-se considerar que o modelo de fluxo apresenta boa confiabilidade na representação do reservatório do Campo de Marimbá.

## 6 CONCLUSÕES

A interpretação sísmica 4D do intervalo do reservatório no Campo de Marimbá foi realizada para avaliação dos efeitos sísmicos induzidos pela produção. Modelos multidisciplinares, de fluxo e sísmica sintética, foram integrados aos dados de laboratório, poço e sísmica observada, e analisados. Essa integração de diferentes fontes de informação pode fornecer maior confiabilidade à interpretação dos efeitos sísmicos 4D, reduzindo as incertezas associadas à ambiguidade de interpretação, seja pelo ruído presente no dado ou pela característica do efeito 4D, por exemplo.

A modelagem sísmica sintética 4D considerando os dados dinâmicos de  $P_p$  e  $S_w$  do modelo de fluxo, no período de 2005 a 2010, permitiu comprovar a possibilidade de detecção de efeitos sísmicos 4D. A viabilidade de interpretação dos efeitos

sísmicos 4D depende muito da qualidade dos dados sísmicos e da quantidade de informações adicionais de calibração sobre o desenvolvimento do reservatório.

Como resultado do estudo, o monitoramento sísmico 4D do desenvolvimento do Campo de Marimbá é considerado viável. As anomalias sísmicas 4D interpretadas são de efeito *hardening*. O modelo de fluxo apresentou boa confiabilidade, conseguindo representar o comportamento global do reservatório adequadamente, com a indicação da necessidade de ajuste local.

Neste estudo foi observado a complexidade de realizar a interpretação sísmica 4D integrada a outras bases de dados, assim como sua importância, uma vez que decisões importantes podem ser tomadas com base em estudos como este.

### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao grupo de trabalho do Campo de Marimbá pelas discussões, à ANP pela permissão para uso e divulgação dos dados do Campo de Marimbá e à PETROBRAS pelo suporte e apoio a esta pesquisa. Sinceros agradecimentos ao Geofísico Guilherme Fernandes Vasquez pela realização dos ensaios laboratoriais e ao Geofísico Leonardo Alvim pela contribuição na modelagem sísmica.

### REFERÊNCIAS

ABREU, C. E. B. de S. **Time-lapse (4D) Seismic Interpretation Methodologies Based on Kriging Analysis: Application to the Senlac (onshore Canada) and Marlim (Offshore Brazil) Heavy Oilfields**. 2008. Tese - Institut National Polytechnique de Lorraine, França, 2008.

ARISTARKHOV, A. et al. 4D Seismic for the Filanovsky Field Reservoir Monitoring-Interdisciplinary Earth Models Integration Technique. In: **SPE Russian Petroleum Technology Conference**. Society of Petroleum Engineers, 2015.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. **Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk**. Cambridge university press, 2005.

BECERRA, G. G. et al. Ajuste de histórico e previsão sob incerteza, uma aplicação no Campo de Marimbá. **Boletim técnico da produção de petróleo**, v. 5, n. 2, p. 7–44, 2011.

CALVERT, R. **Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization**. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers, 2005.

CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L.; EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. **Geophysics**, v. 50, n. 4, p. 571–581, 1985.

DIMRI, V. P.; SRIVASTAVA, R. P.; VEDANTI, N. **Fractal models in exploration geophysics: applications to hydrocarbon reservoirs**. Elsevier, 2012.

EMERICK, A. A.; MORAES, R. J. de; RODRIGUES, J. R. P. **Calculating Seismic Attributes Within a Reservoir Flow Simulator**. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference. **Anais...**Buenos Aires, Argentina: Society of Petroleum Engineers, 2007.

EMERICK, A. A.; REYNOLDS, A. C. History matching time-lapse seismic data using the ensemble Kalman filter with multiple data assimilations. **Computational Geosciences**, v. 16, n. 3, p. 639–659, 2012.

FJAR, E. et al. **Petroleum related rock mechanics**. Elsevier, 2008.

GROCHAU, M. H. **An Integrated approach to improve time-lapse seismic interpretation: Investigation of pressure and saturation effects on elastic parameters**. Lambert academic publishing, 2009.

GROCHAU, M. H.; GUREVICH, B. Investigation of core data reliability to support time-lapse interpretation in Campos Basin, Brazil. **Geophysics**, v. 73, n. 2, p. E59–E65, 2008.

HERWANGER, J.; KOUTSABELOULIS, N. **Seismic geomechanics: How to build and calibrate geomechanical models using 3D and 4D seismic data**. The Netherlands: EAGE Publications, 2011.

HORSCHUTZ, P. M. C. et al. The Linguado, Carapeba, Vermelho, and Marimba Giant Oil Fields, Campos Basin, Offshore Brazil: Chapter 9. p. 137–153, 1992.

JAEGER, J. C.; COOK, N. G.; ZIMMERMAN, R. **Fundamentals of Rock Mechanics**. 4. ed. John Wiley & Sons, 2007.

JOHNSTON, D. H. **Practical Applications of Time-lapse Seismic Data**. Houston, Texas: Society of Exploration Geophysicists, 2013.

KUMAR, A.; MOHAN, S. **Feasibility Assessment of a Time-Lapse Seismic Survey for Thermal EOR in Balol Field , India , Based on Rock Physics and Seismic Forward Modeling**. Petroleum Geophysics. **Anais...**Hyderabad, India: 2004.

LANDRO, M. 4D seismic. *In*: BJORLYKKE, K. **Petroleum geoscience: From sedimentary environments to rock physics**. Springer, 2010. cap. 19, p. 427-444.

LONARDELLI, J. N. et al. Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: A case study from Marimba field, Campos Basin, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 158, p. 186–201, 2017.

LONARDELLI, J. N. et al. 4D seismic analysis integrated with geomechanical and reservoir engineering in the Marimbá field. **[S.I.]**, 2019. [Em elaboração].

LUMLEY, D. E.; BEHRENS, R. A. Practical issues of 4D seismic reservoir monitoring: What an engineer needs to know. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, v. 1, n. 6, p. 528–538, 1998.

MALEKI, M.; DAVOLIO, A.; SCHIOZER, D. J. Qualitative time-lapse seismic interpretation of Norne Field to assess challenges of 4D seismic attributes. **The Leading Edge**, v. 37, n. 10, p. 754–762, 2018.

MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. **The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media**. New York: Cambridge University Press, 1998.

MENDES, I. S. **Análise petrofísica de perfis: estudo de caso do reservatório turbidítico do Campo de Marimbá - Bacia de Campos**. 2017. Dissertação - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2017.

OLDEN, P. et al. Modeling combined fluid and stress change effects in the seismic response of a producing hydrocarbon reservoir. **The Leading Edge**, v. 20, n. 10, p. 1154–1163, 2001.



ROGGERO, F. et al. **Matching of Production History and 4D Seismic Data - application to the Girassol Field, Offshore Angola**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. **Anais...**Society of Petroleum Engineers, 2007 Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/109929-MS>>

SOUZA, R. et al. Analysis of time-lapse seismic and production data for reservoir model classification and assessment. **Journal of Geophysics and Engineering**, v. 15, n. 4, p. 1561–1587, 2018.

VASQUEZ, G. **Reservoir Characterization: Which Rock Physics Input Should You Put?** 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. **Anais...**2011.

VASQUEZ, G. **Ensaaios laboratoriais em amostras de testemunho do Campo de Marimbá**. RJ, 2014. e-mail.

WANG, Z. Fundamentals of seismic rock physics. **Geophysics**, v. 66, n. 2, p. 398–412, 2001.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. Campos basin. **Boletim de geociências da Petrobras**, v. 15, n. 2, p. 511–529, 2007.

## **9. APÊNDICE C**

### **3. ARTIGO: 4D seismic anomalies in the Marimbá field and correlation with compaction effect and production data**

Artigo será submetido a uma revista indexada após avaliação da banca examinadora.

# 4D SEISMIC ANOMALIES IN THE MARIMBÁ FIELD AND CORRELATION WITH COMPACTION EFFECT AND PRODUCTION DATA

## Summary

Time-lapse seismic analysis has been increasingly used in the oil industry. Its applicability is wide, and more used to monitor changes due to oil production reservoirs and their management. This study performed the 4D seismic analysis to evaluate effects related to oil production in the Marimbá Field, turbidite sandstone reservoir. Ocean Bottom Cable (OBC) seismic data of high repeatability was used, generated in **2005** and 2010, which originated the attributes of amplitude, impedance and time-shifts used to identify, delineate and characterize the anomalies. These were correlated with the well production information, which, when related with water saturation, indicated the occurrence of a hardening effect. Next, the relation of these seismic anomalies with the flow simulation model response was analysed to investigate its consistency, and propose when possible, modifications in the field production development plan. Another important stage was the correlation between 4D seismic and geomechanics, especially the compaction effect. In an initial work, the R-factor was estimated, to understand its behaviour for this reservoir. The results achieved provided a robust correlation between 4D seismic anomalies and geomechanical effects, thus supporting the use of this information integrated to forecast time-shifts. The acquired knowledge collaborates to achieve an enhanced reservoir characterization impacting directly on production optimization.

**Keywords:** hardening, softening, time-shift, compaction, R-factor

---

## 1 Introduction

4D seismic analysis has been increasingly used and recognized as an important tool in reservoir characterization and monitoring. It is usually applied to identify fluid motion interfaces, providing information to locate non-depleted reserves, and even to support well intervention operations. Studies, such as Lumley (2001), Landro (2010), Lima *et al.* (2010), Santos *et al.* (2017) and Wang (2017) have endorsed the value of 4D seismic monitoring in the reservoir management process.

A 4D seismic analysis integrated with geomechanics and flow simulation, applied to the Marimbá Field, was proposed, using seismic attributes of amplitude, impedance and time-shift to identify anomalies, between 2005 and 2010, resulting from the production process. In addition, this study correlates these anomalies both with the geomechanical effects (presented in Lonardelli *et al.* 2017), and the flow model responses, specifically to this reservoir, which is an important step to achieve reliable information. The tools used were satisfactory to reach the results, such as 4D seismic anomalies characterization showing the impedance increase, the relation with geomechanical compaction and R-factor behaviour, in the Marimbá Field, turbidite sandstone reservoir. Thus, the integration of all the reservoir production disciplines becomes a necessary demand for the time-lapse seismic study, as the objective of the 4D anomalies study is to assist in model improvements used in the field management process.

## 2 Theoretical Reference

### 2.1 Reservoir changes

Hydrocarbon production changes reservoir properties, such as: porosity  $\phi$ , permeability  $k$ , compressibility  $C_p$ , pore pressure  $P_p$  and fluid saturation. Part of this study looks for equations that describe the relationship of these changes (Sylte *et al.* 1999, Jaeger *et al.* 2007, Fjaer *et al.* 2008). Another fundamental question is to understand the seismic response of these changes in the reservoir

properties, and this topic is a critical part of 4D seismic studies (Calvert 2005, Landro 2010). In this regard, Landro (2001) and Grochau (2009), evaluated the relation between the acoustic impedance AI and  $P_p$ , observing an increase of velocity  $V_p$  and AI with a reduction of  $P_p$ .

As there are many variables impacting the seismic response,  $C_p$  is of great importance in reservoir monitoring studies, as it is the only geomechanical parameter considered in conventional reservoir simulations (equation 1).

$$C_p = \frac{1}{\phi_0} \frac{\Delta\phi}{\Delta P_p}, \quad (1)$$

where  $\phi_0$  is the initial porosity;  $\Delta\phi$  and  $\Delta P_p$  are the porosity and pore pressure variations, respectively, resulting from the field production.  $C_p$ , also exhibits direct relation with the vertical deformation  $\varepsilon_{zz}$  (Fjaer et al. 2008), as expressed in equation (2).

$$\varepsilon_{zz} = \frac{\Delta z}{z} = C_p \Delta P_p, \quad (2)$$

where  $\frac{\Delta z}{z}$  is the relative thickness change.

If the reservoir rocks have low strength, a change in any of the factors mentioned will also change the amplitude and seismic velocity. This is why soft rocks, such as sandstone and chalk of high porosity, present greater compaction levels, thus making them more suitable for 4D seismic studies. The effect of such changes of velocity and  $P_p$  is apparent in seismic data, such as amplitude and time-shift change. The impact of reservoir property changes on the seismic response can be significant or subtle, depending on the grade of these changes.

## 2.2 4D seismic analyses in reservoir monitoring

The 4D seismic monitoring basic principles include subtraction of the geological part, considered as static, to produce images of the fluid flow variable changes over time. Thus, 4D seismic analysis can be stated as being traditionally more applicable to the changes generated by the fluid replacement, without considering the compaction and stretching effects. This is different from the geomechanical studies, which will be covered in item 2.3. The seismic data used in these studies is reference (base) data and data repeated over time (monitors). In general, the expected 4D change in the reservoir is little, requiring seismic data of good quality and repeatability to monitor it.

### 2.2.1 4D seismic processing

The 4D signal recovery processing is different from the usual approach, as it involves several data from different seismic acquisitions. Considering the importance of this data, previous careful planning of the seismic acquisition projects is essential (e.g. in the acquisition geometry, signal and noise (S/N) content, resolution limits and technology). Proper quality control measures must be implemented to assure that the seismic repeatability is being consistently improved at every processing stage.

Magesan *et al.* (2005) presented a 4D processing flow, which was applied at the Genesis field, Gulf of Mexico. In this flow, they emphasized specific steps for the 4D process, such as quality control (QC) of navigation and corrections, data regularization and *bin* centralization, global spectral adjustment,

time alignment and cross-equalization. In the specific case of processing for estimation of time-shift  $\Delta t$ , the cross-correlation method is the most employed (Rickett & Lumley 2001). Other alternative methods have been presented by Grandi *et al.* (2009) and Venstad (2014).

In the seismic interpretation, it is important to have a reliable time-shift estimation, as it is used for time displacement corrections that occurred between seismic surveys. Applying this correction, it is possible to analyse amplitude phases disconnected from the temporal ones, as the seismic data offers us the response of the combined effect of these changes that occurred in the reservoir.

### 2.2.2 Repeatability vs. Detectability

Seismic repeatability (similarity between two seismic surveys) is a function of the acquisition geometry, processing similarity, signal/noise ratio, etc. (Johnston 2013). Its analysis is useful to evaluate interpretation uncertainties.

One method normally used to quantify the repeatability is the NRMS (Normalized Root Mean Square) analysis (Kragh & Christie 2002, Calvert 2005).

$$NRMS = 200 \left( \frac{RMS_{(a-b)}}{RMS_{(a)} + RMS_{(b)}} \right). \quad (3)$$

This method calculates the NRMS difference as a percentage of the two traces ( $a_t$  and  $b_t$ ), two different surveys (base and monitor) within a given time window ( $t_1 - t_2$ ). According to Landro (2010), the mean NRMS value shall be 20 to 30%.

Detectability is another measure applied to seismic data to check its capability to detect anomalies. It is a function of the elastic properties of the reservoir rocks, fluids and depletion process (Johnston 2013). The 4D technique chances of success increase as the seismic changes increase (when sufficiently large to be detectable), and the repeatability is high.

### 2.2.3 4D seismic anomalies

Two approaches are used in the 4D seismic analysis. One, oriented to amplitude and impedance changes, is commonly used. The other, not so common, but equally important, is the time-shift  $\Delta t$  analysis, where changes in the seismic transit times between different surveys are studied (Landro *et al.* 2001).

Saturation changes are more directly related with amplitude and impedance changes. Regions are sought with an increase of impedance for scenarios in which replacement of oil and/or gas by water occur. During depletion ( $P_p$  decreases), the loading increase implies a porous volume reduction, leading to a velocity increase, and resulting in a hardening effect. On the other hand, shales above the reservoir (overburden) will expand/stretch mechanically, leading to a velocity reduction, and result in a softening effect (Santos *et al.* 2017). However, fluid injection causes the opposite effect.

Time-shift is an interpretation attribute directly related to changes in velocity and layer thickness. In many fields worldwide, and in different geological situations, time-shifts above and below compacted reservoirs have been observed (Hatchell & Bourne 2005a, Barkved & Kristiansen 2005). In a reservoir where the rock suffers compaction during production, the seismic wave path is shortened, resulting in shorter transit time through the reservoir zone, thus reflecting a negative  $\Delta t$ . At the same time, with the depletion, there will be a velocity increase, also contributing to a shorter transit time. Thus, these two effects, velocity and thickness changes, reinforce each other to produce  $\Delta t$ . In general, the expansion

resulting from fluid injection in the reservoir reduces the velocity, with a consequent transit time increase (Hodgson 2009), reflecting a positive  $\Delta t$ . It is important to emphasize that, in the reservoir geomechanics, compaction may result in the reservoir re-pressurizing, resulting from the porous volume reduction. However, this effect is not being considered in this approach.

The time-strain  $\frac{\Delta t}{t}$ , attribute obtained from the time-shift derivative in time, in spite of the disadvantage of presenting more noise than  $\Delta t$ , has the advantage of being related to the relative change of velocity  $\frac{\Delta v}{v}$  (Landro & Stammeijer 2004).

The seismic differences interpretation, considering their ambiguity, demands integration with other information sources, such as data in the reservoir geology and engineering domains (flow simulation and production history), as a way to reduce interpretation uncertainties.

### 2.3 4D seismic analysis and geomechanics integration

Integration between 4D seismic with geomechanics has been discussed by several researchers (Vidal *et al.* 2002, Minkoff *et al.* 2004, Rappin *et al.* 2017). The seismic time-shift, contributions summation due to changes in velocity and thickness, is a parameter that connects these disciplines, as seen in equation (4) (Landro & Stammeijer 2004). The greatest uncertainty in this relation is to relate the seismic velocity change to the change in the tension and rock deformation fields.

$$\frac{\Delta t}{t} = \frac{\Delta z}{z} - \frac{\Delta v}{v}, \quad (4)$$

where  $t$  is the transit time,  $z$  is the thickness and  $v$  is the velocity in the layer.

Time-strain has also relation with  $\epsilon_{zz}$  (equation 5), assuming  $\frac{\Delta z}{z} = \epsilon_{zz}$  and  $\frac{\Delta v}{v} = -R \epsilon_{zz}$  (Hatchell & Bourne 2005a,b, Hatchell *et al.* 2005).

$$\frac{\Delta t}{t} = (1 + R) \epsilon_{zz}. \quad (5)$$

$R$  ( $R$  factor) in equation (5), is determined by combining  $\Delta t$  observed with  $\Delta t$  forecasted based on the geomechanical deformations model, and is dimensionless.  $R$  factor is an empirical relation of the rock physics, which connects the 4D geophysical observations to the deformation fields.

The knowledge of the  $R$  factor from the rock physics perspective is limited. Roste (2006) states: “I don’t know whether the  $R$  factor is the same for rock compaction and stretching.” He also stated that, in spite of these concerns, he believed that introducing it was useful, as it captures the important relation between velocity and thickness changes. Other studies indicated that  $R$  usually increases (absolute value) in the depleted sandstones case, and for practical purposes, it can be considered as constant, i.e. fractionary changes in thickness and velocity are related linearly (Carcione *et al.* 2007, Kvilhaug 2017).

## 3 Methodology

The study was developed using the Marimbá field data set, an offshore reservoir in the Campos Basin, Rio de Janeiro State, Brazil.

The study emphasized on the 4D seismic interpretation, where seismic anomalies are identified, delimited and interpreted, in a first phase, and then compared to other information sources. From the flow simulation, information on saturation and pressure changes was obtained, while for the wells, there was the production history data, and all of them will be used to evaluate eventual discrepancies with the seismic data observed. And thus, it is possible to identify specific field regions, where flow simulation model updates can be applied.

In the first approach, by using maps and seismic sections, the anomalies resulting from the seismic amplitude were evaluated. Therefore, the amplitude difference value was generated by subtracting the monitor data from the base data ( $monitor_{2010} - base_{2005}$ ). As recommended in He & MacBeth (2009), the 4D seismic impedance data were also evaluated. In the next phase, the amplitude anomalies were compared with those of the impedance, to check their similarities, or differences, and then identify their relation with the production activity responsible for generating these 4D seismic changes. In this study, an increase of AI in the base data in relation to the given monitored data, will be referred to as a hardening effect, and a reduction of AI as a softening effect. Different attributes are used to improve the confidence in the observed anomalies, as a combination of the pressure and fluid saturation changes may affect the 4D seismic response, causing doubt as to its interpretation. Thus, in the study's next phase, these anomalies are analysed in relation to the well history data to certify the production effect related to the reservoir. The workflow continues with the analysis of the time-shift attribute, identifying and delimiting the occurrence region, and checking the information relation with the well history information. Once the 4D seismic anomalies are considered as understood and satisfactory, the next approach is these anomalies' relation with the geomechanical effects (with focus on compaction) modelled by Lonardelli *et al.* (2017). Finally, from the connection between the 4D seismic analysis and geomechanics, the *R* factor behaviour for the study area was checked, using the relations presented in item 2.3, as the final part of the proposed workflow.

## **4 Case Study**

### **4.1 Geological context**

This study applies to the Marimbá Field, in the Carapebus Formation reservoir rocks of Santonian/Campanian age in the Cretaceous Period. The Carapeba zone turbidite sandstones have a thickness ranging from 10 m to 190 m, with a mean value of 50 m (Becerra *et al.* 2011). It is characterized as a canyon, which was developed perpendicular to the preferred faults direction generated by the field's halokinetic tectonics. The canyon presents a NW-SE direction, with more than 200 m in depth, 5 km in length and 1 km wide. After filling the canyon, which marks the lower Carapeba zone (CRP200), deposits of the turbidite channel systems occurred, which were amalgamated, forming a vast sandstones layer, predominantly massive, corresponding to the upper Carapeba zone (CRP100) (Petrobras 2001). Next, under the tectonic tilting effect, these reservoirs had their deposition direction changed.

The reservoir's petrophysical characteristics are good, with a mean 25% porosity, mean 1500 mD permeability, oil with 29° API (American Petroleum Institute) density and 2.1 cP viscosity. Structurally, the Marimbá Field is complex, presenting normal faults, generally in a SW-NE direction, typical of the normal tectonic regime. Their compartment shape presents four structural blocks with

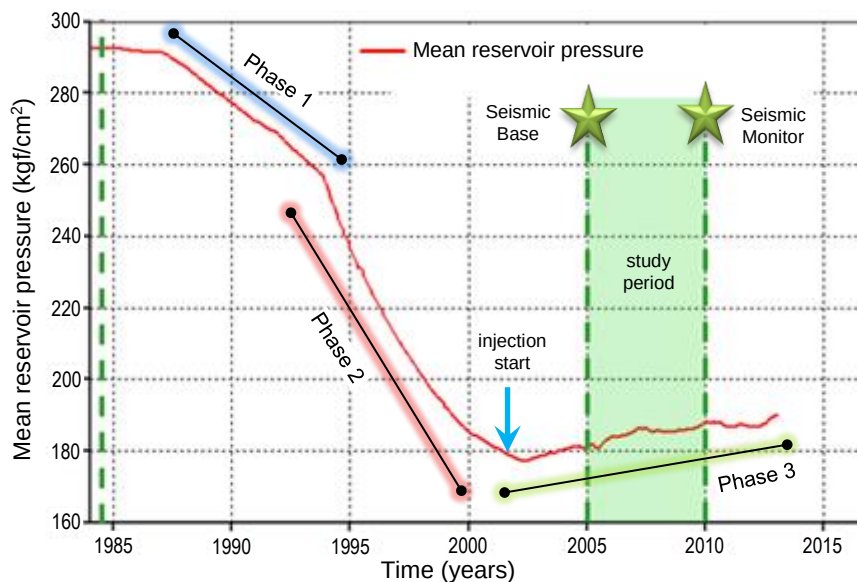


different water-oil contacts, with a good hydraulic connection between these blocks thanks to the presence of an active aquifer.

#### 4.2 Production data

The field was discovered in 1984, and started production in 1985, reaching a production peak in 1994, with a mean flow of 10,000 m<sup>3</sup>/day. In 1999, 14 years after production started, the mean production was maintained, still without water injection. Within this period, the accumulated oil production had reached approximately 27 million m<sup>3</sup>, with the original pore pressure falling from 281 kgf/cm<sup>2</sup> (27.6 MPa) to 180 kgf/cm<sup>2</sup> (17.7 MPa), i.e. a depletion of around 100 kgf/cm<sup>2</sup> (~10 MPa). The chart in figure 1, shows three phases over the productive life of the field. The first, until 1994, is characterized by a significant pressure reduction. In the second, between 1994 and 2002, the reduction rate was more significant. Then in the third phase, from 2002, with the start of water injection, this depletion pattern changed and a pore pressure recovery in the reservoir was observed. From 2005 to 2010 (region highlighted in green colour in figure 1), was the period of the study goal, as it had two OBC seismic surveys, acquired with the 4D monitoring target.

From 1994 to 2010, the Marimbá oil field achieved its highest oil production rate, with two average production levels: the initial one of 12,000 m<sup>3</sup>/day from 1994 to 2005, and the second one of 14,000 m<sup>3</sup>/day from 2005 to 2009, reflecting the water injection started in 2002 (Lonardelli *et al.* 2017). Thus, the period between 1994 and 2005 was one during which most petrophysical properties might have changed and, consequently, the geomechanical properties too. As it is known more porous rocks are more susceptible to compaction (Soares 2000), therefore good conditions can be expected in these reservoirs for a 4D seismic response.



**Figure 1.** Chart of the mean reservoir pressure with the 4D seismic analysis period indication (green area) and phases 1 and 2 (pressure depletion) and 3 (pressure recovery).

Water production started in 1993, and in 1999, it reached the peak with BSW (Basic Sediments and Water) of 34%. One data to be considered, when comparing the production history data, is the apparent over estimation of the production curves. This mismatch results from the poor geological and

simulation models representations, and can also be a consequence of a wrong fluid characterization or even due to the fact that geomechanical effects were neglected.

#### **4.2.1 Well history**

Next, a brief description will be provided of some considered wells and key points for the 4D seismic anomalies studies at the Marimbá field. Well location is indicated in figure 2a.

##### *P1 Well*

The P1 producer well is located in the Marimbá Field western region. It was drilled in 1991 and registered a pressure of 240 kgf/cm<sup>2</sup> (depletion of 40 kgf/cm<sup>2</sup>). Its production started in 1993 with initial BSW of 0%. Water breakthrough occurred in the beginning of 2003. In 2005, the well BSW reached 83% in the CRP200 zone (figure 2b). According to the adopted field development strategy, an intervention operation should be performed in the well for this zone abandonment and the upper zone perforation, CRP100, for its production start-up. The production curve supplied by the flow simulator indicated water breakthrough in CRP100 only in 2010, with the initial oil flow of approximately 600 m<sup>3</sup>/day, which would be maintained for 4 years (Coelho *et al.* 2015). This scenario justified the well intervention to start the production at CRP100. The geological model confirmed this scenario that the region close to P1 well was not yet depleted, due to its position at a high structural point. With the intervention operation planning, the 4D seismic analysis indicated the water breakthrough front was towards the CRP100 zone base. As this water channelling in the CRP100 zone base was neither represented in the geological model nor the flow simulator, a special logging was made in the P1 well, confirming the presence of water, as identified by the 4D seismic analysis. The high permeability of the CRP100 zone favoured water channelling and area depletion (by another well) before the expected deadline. Based on this information, a new strategy was proposed to intervene in the well, by perforating only in the CRP100 upper zones. At the end of the intervention, at the beginning of 2007, the well began to produce 900 m<sup>3</sup>/day, with BSW of 0.3%, as indicated in figure 2b.

Thus, the 4D seismic monitoring was confirmed as an effective tool to support the well intervention procedure, reducing the uncertainties and facilitating reservoir management efficiency. In addition, it brought important adjustment implications in the geological model and in the production history via a flow simulation.

##### *P2 Well*

P2 producer well is located in the Marimbá field eastern region, which is structurally lower than the western region. It is approximately at 1500 m from the I3 well, which is its injector pair. Drilled in 1997, its registered pressure of 270 kgf/cm<sup>2</sup> (depletion 10 kgf/cm<sup>2</sup>). Production started in December 1998, in the CRP100 zone, and water breakthrough was registered in January 1999 (figure 2c). Until 2005, P2 well had an accumulated oil production of 1.2 million m<sup>3</sup>, and in 2010 it reached 2.6 million m<sup>3</sup>. Between 2005 and 2010, this study period, production was decreasing in this well, reaching a mean flow of 350 m<sup>3</sup>/day. BSW has seen an increase, reaching 87% in 2010 (figure 2c).

##### *I3 Well*

The I3 water injector well, drilled in 2000, is located in the Marimbá field eastern region, close to P2 producer well. The pressure registered was 255 kgf/cm<sup>2</sup>, with a drop of 26 kgf/cm<sup>2</sup> in relation to

the original reservoir pore pressure. The operation started in 2005, with approximate flow of 3,000 m<sup>3</sup>/day. But it soon decreased, and early in 2008 it was closed, and reopened in the middle of 2008, with a mean flow of 700 m<sup>3</sup>/day, very below that of the initial phase (figure 2d). In 2010, the accumulated water injection was close to 3 million m<sup>3</sup>. The injection was made directly in the CRP100 zone. By making a combined analysis of the I3 well data, a negative variation of  $P_p$  was observed previewed in the simulation model, i.e.  $P_{p2010} < P_{p2005}$ . This was not expected to occur when handling an injector well. However, the injection curve well measured, showing an injection rate reduction, can explain the negative variation of  $P_p$ .

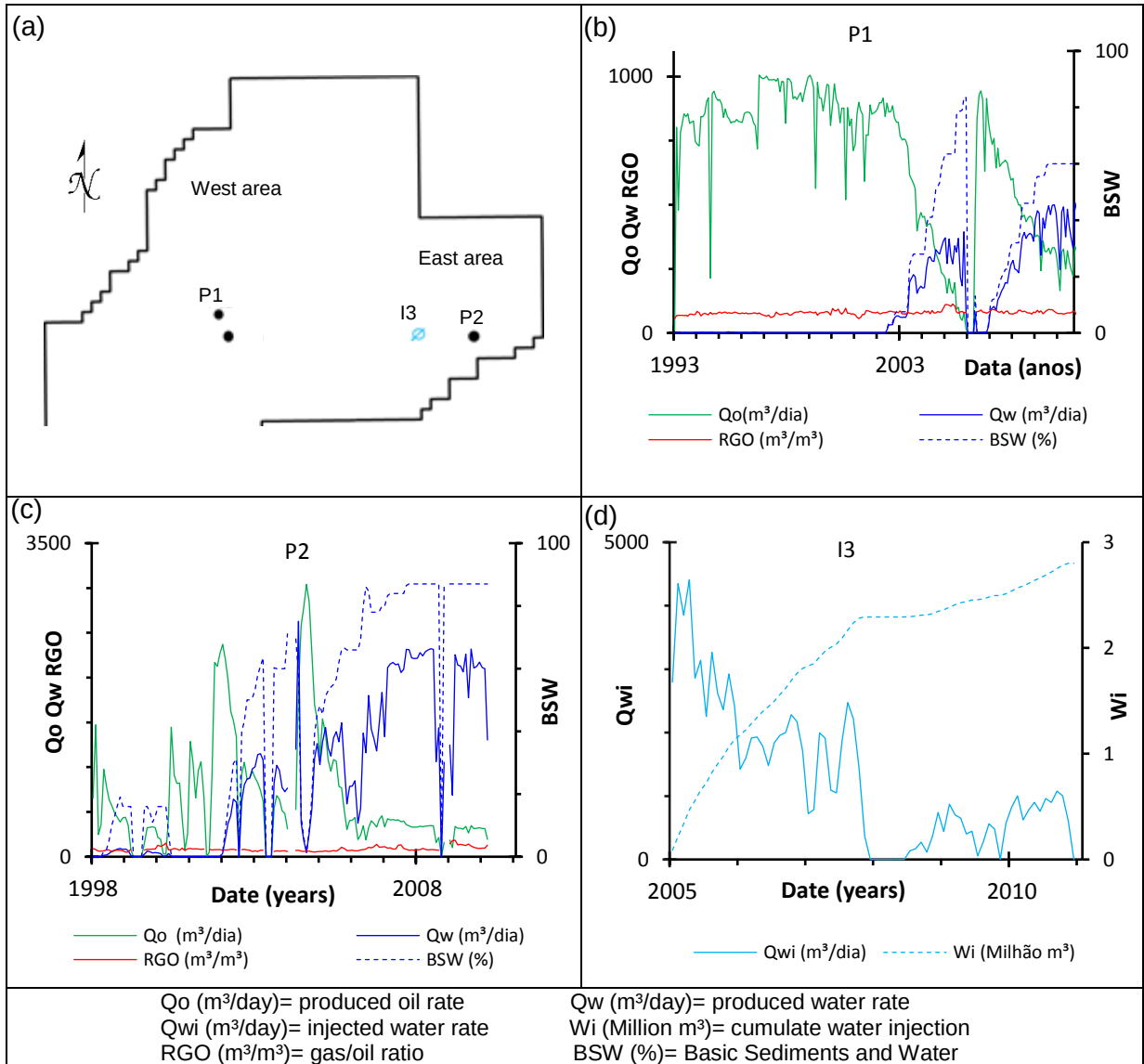


Figure 2. (a) Well location map. Well production/injection history, (b) P1; (c) P2 and (d) I3.

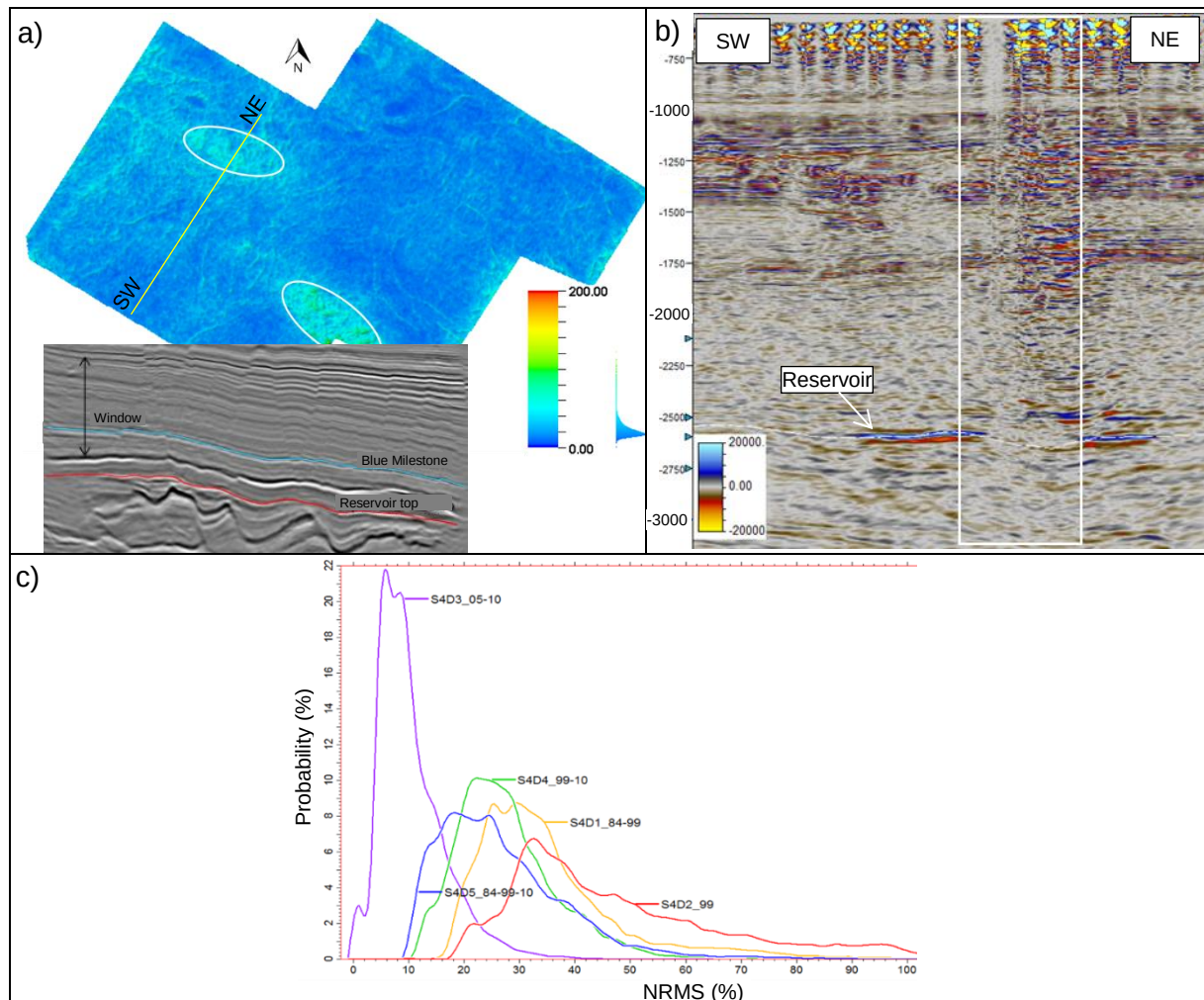
### 4.3 Seismic data

Marimbá Field has four seismic acquisitions. The first made in 1984 was a streamer acquisition for exploration purposes. The acquisition in 1999, again a streamer type, was to make images for reservoir study purposes. The 2005 and 2010 acquisitions were OBC type, with a 4D seismic monitoring purpose. Several 4D seismic processes were performed. The first 4D response study at Marimbá Field, published by Lima *et al.* (2010), used the 4D streamer-streamer data (1999-1984) and streamer-OBC

(2005–1999). Among the 4D seismic processes, that with the greatest repeatability and lowest NRMS (below 10%) was produced with two OBC acquisitions, as seen in figure 3c, where the purple curve represents the 4D seismic process of the 2005 OBC data and 2010 (S4D3); the green curve OBC 2010 data, with streamer 1999 (S4D4); the blue curve streamer 1984 and 1999 data with OBC 2010 (S4D5); the orange curve streamer 1984 data with 1999 (S4D1); and red curve streamer 1999 data with OBC 2005. Based on its repeatability and low noise characteristics, 4D OBC (S4D3, purple) data was selected for this study analyses.

#### 4.3.1 Repeatability

High repeatability seismic data is desired to identify subtle anomalies and also for greater information confidence. The NRMS attribute is used as 4D seismic data quality and confidence control. The NRMS map figure 3 was extracted over the seismic surface related to the Blue Mark with a 200 ms window above and 20 ms below, to remain above the reservoir and prevent the production effects in the result (as indicated in the seismic section of figure 3a).



**Figure 3.** a) NRMS attribute map related to seismic data of 2005 and 2010, b) Seismic section 2D (ms) showing the low confidence area (white rectangle), and c) representative curve chart for each 4D seismic processing.

The values obtained define greater concentration of NRMS up to 10%, showing the high quality of the seismic data. There are two regions in the map (white ellipses) with higher values of NRMS. They

correspond to the noisy regions, which in this case, are caused by the presence of platforms upon the seismic acquisitions.

The seismic section in the SW-NE direction, passing through one of these regions (figure 3b), shows the impact of this effect on the reservoir level (white rectangle). Thus, the interpretation of 4D anomalies in these noisy regions may be impaired.

## 5 Discussion of the Results

In this study phase, the prior knowledge of some reservoir characteristics and the production history are essential to understand the results. When analysing 4D seismic anomalies, it is important to correlate the effect with its probable cause. To do that, production/injection and pressure history data will be used, to compare this information with the characteristics presented by 4D anomalies.

### 5.1 Analysis of 4D seismic anomalies

#### 5.1.1 Amplitude and impedance

The amplitude anomalies analysis used the convention proposed by Azedias (2014) and presented in Table 1, to clearly and rapidly find the seismic anomalies relationship with production effects. This table summarizes the expected polarity analysis results for 4D seismic amplitude anomalies, considering variations of the water ( $S_w$ ), gas ( $S_g$ ) saturations and pore pressure ( $P_p$ ) properties. The up arrows indicate the physical property increase, while the down arrows indicate decrease. Symbols (+) and (-) indicate positive and negative amplitude anomalies, respectively, considering the monitor volume minus base volume difference.

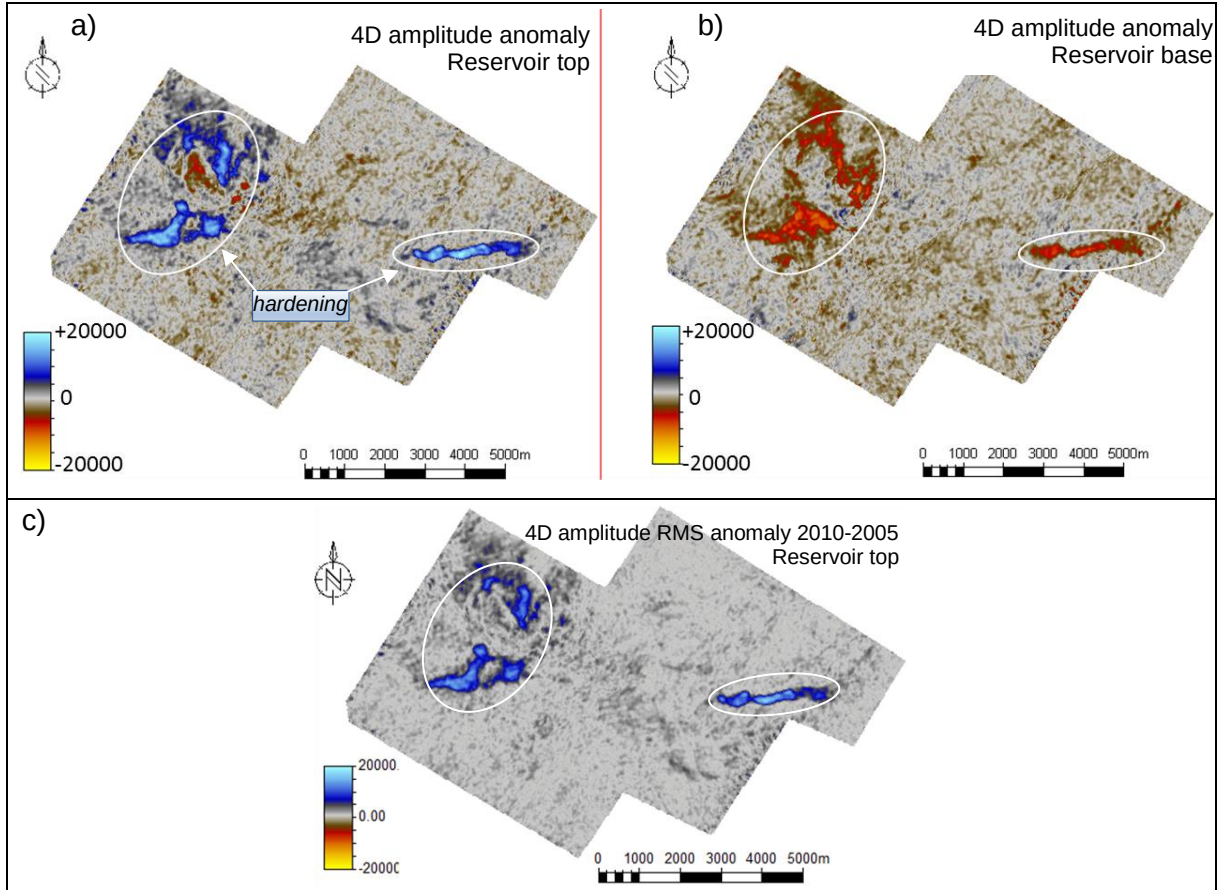
**Table 1.** Expected results for polarity analysis of 4D seismic amplitude anomalies, considering variation of the water ( $S_w$ ), gas ( $S_g$ ) saturations and pore pressure ( $P_p$ ).

|                       | MONITOR - BASE | CAUSE                     | EFFECT           |
|-----------------------|----------------|---------------------------|------------------|
| <b>Reservoir top</b>  | +              | <b><math>S_w</math> ↑</b> | <b>Hardening</b> |
|                       | +              | <b><math>P_p</math> ↓</b> |                  |
|                       | -              | <b><math>S_g</math> ↑</b> | <b>Softening</b> |
|                       | -              | <b><math>P_p</math> ↑</b> |                  |
|                       | MONITOR - BASE | CAUSE                     | EFFECT           |
| <b>Reservoir base</b> | -              | <b><math>S_w</math> ↑</b> | <b>Hardening</b> |
|                       | -              | <b><math>P_p</math> ↓</b> |                  |
|                       | +              | <b><math>S_g</math> ↑</b> | <b>Softening</b> |
|                       | +              | <b><math>P_p</math> ↑</b> |                  |

The minimum amplitude seismic attributes at the reservoir top and the maximum amplitude in the reservoir base (with an 8 ms window above and below) are presented in figure 4. The minimum amplitude seismic attribute result extracted from the amplitude difference volume, shows the hardening effect with positive values located in the field's east and west portions (white ellipses) for the reservoir top (figure 4a). The maximum amplitude seismic attribute in the reservoir base (figure 4b) identifies the



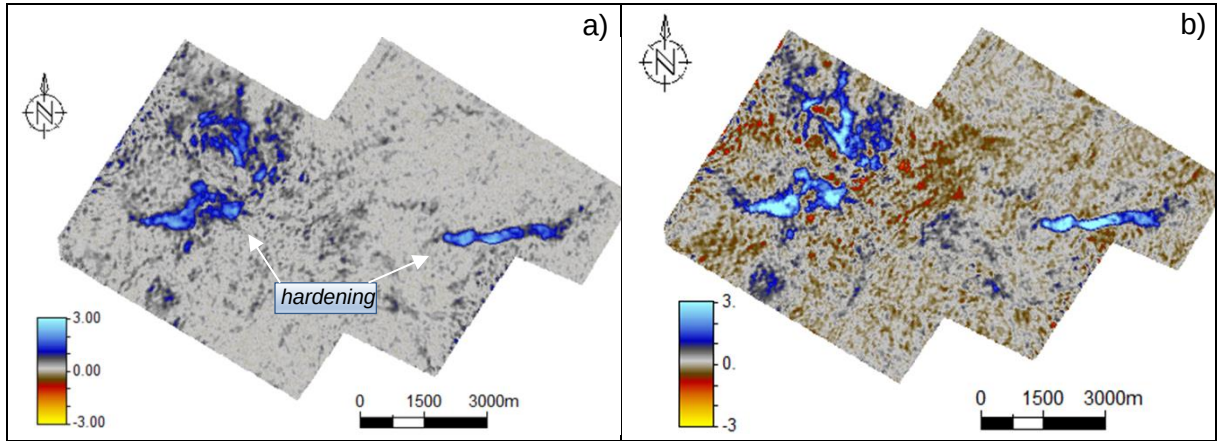
same anomalies, but with negative values, forming the anomaly pair. In the western region, within the positive anomalies, a negative anomaly also appears with a softening effect, which, being on the reservoir top, could be justified by the  $S_g$  or  $P_p$  increase. As there is no indication of free gas in the reservoir, this hypothesis was discarded and the relation is only with the increase of  $P_p$ , as within this period there was already water injection. However, as this region matches the one with high NRMS value (low confidence), there are uncertainties related to the anomaly interpretation.



**Figure 4.** Seismic attribute maps of the amplitude difference. a) minimum amplitude at the reservoir top; b) maximum amplitude at the reservoir base, and c) RMS at the reservoir top (with 8 ms window above and below).

The RMS attribute response at the reservoir top (with 8 ms window above and below) also presented anomalies in the field's eastern and western portions (figure 4c, white ellipses). When compared to the minimum and maximum amplitude attribute, a good similarity between the 4D seismic anomalies is confirmed by these attributes, making it possible to identify and delimit them.

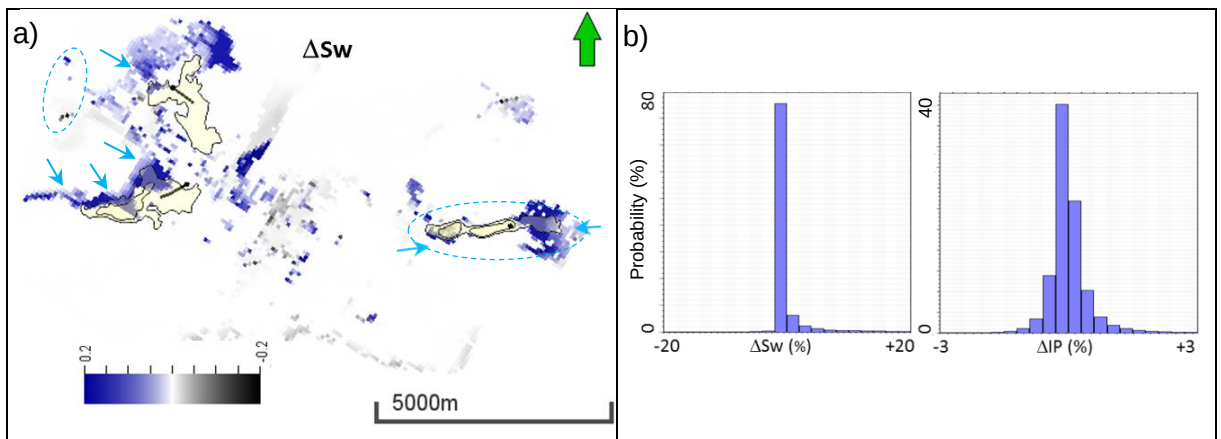
By using impedance seismic data, a more direct analysis of 4D anomalies is possible, as the result refers to the layer interval and not the interfaces, as in the amplitude case. By computing the RMS attribute of the impedance seismic data difference at the reservoir top (with 8 ms window above and below), it was possible to identify 4D impedance anomalies areas (figure 5a). In spite of not identifying the anomaly type, whether of impedance increase or reduction, the RMS attribute is useful to identify those regions where any change occurred. With the impedance difference value at the reservoir top (with an 8 ms window below), anomalies of impedance increase were observed between 2005-2010, as shown in figure 5b. These impedance anomalies are coherent with the amplitude anomalies presented in figure 4, showing the hardening effect.



**Figure 5.** Impedance difference attribute maps. a) RMS attribute extracted at the reservoir top with 8 ms window above and below, and b) impedance difference attribute extracted at the reservoir top with 8 ms window below.

Usually, the AI increase is related to the  $S_w$  increase, while the AI reduction is related both to the oil and water replacement by gas, or also water by oil (which is not commonly seen). A water or oil replacement by gas is not expected in this reservoir, as it did not reach the bubble point, and thus did not have free gas. Furthermore, gas injection was not used as a secondary oil recovery method. Thus, the 4D identified anomalies are potentially related to the increase of  $S_w$  by replacing the oil produced, as the increase of  $S_w$  in the “low impedance” reservoir is related to the positive 4D signal. It should be highlighted, according to the well production/injection history (item 4.2.1), the results are coherent, as significant increases of injected and produced water volumes were detected in this period.

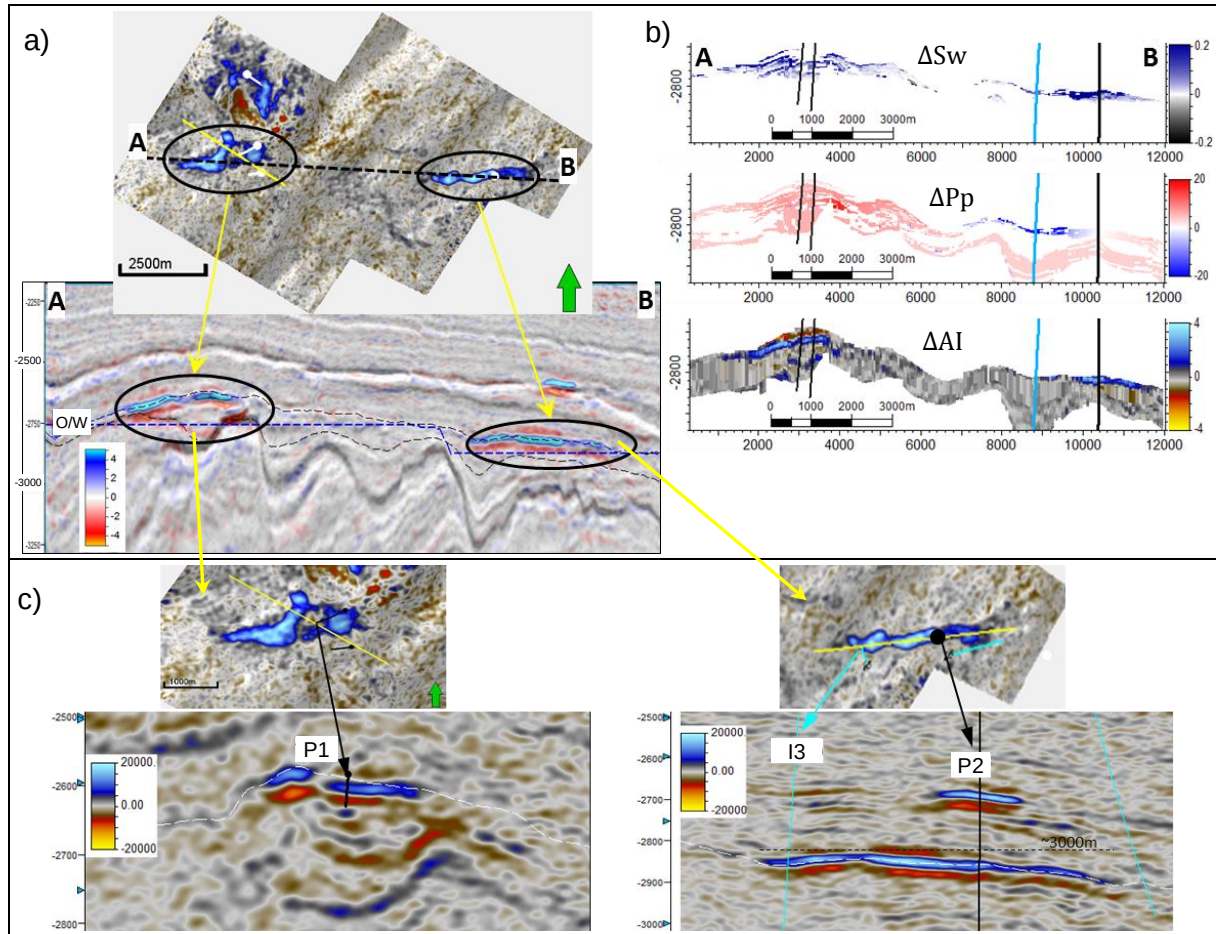
The 4D seismic anomalies relationship with the dynamic  $S_w$  property variation of the flow simulator is apparent when projecting the impedance increase anomalies on the water saturation anomalies (figure 6), indicating a good correlation between anomalies. Figure 6a shows the  $S_w$  variation map, in the layer that represents the reservoir top in the flow simulation model. The (yellow) polygons superimposed on the figure 6a map represent the AI seismic anomaly increase and the ellipses (blue dashed) indicated the injector well region. Figure 6b shows histograms of the  $S_w$  and AI properties variation.



**Figure 6.** 4D anomalies of AI increase (2010-2005) comparison with the simulator's dynamic property variation in the same period. a)  $S_w$  variation map with superimposed polygons, indicating the AI increase anomalies and b) histograms of  $S_w$  and AI variation properties.

Another analysis was made with 2D sections passing by the wells, where it was also possible to confirm the degree of correlation between 4D seismic data responses (2010-2005) with the flow simulator dynamic properties ( $S_w$  and  $P_p$ ). The 2D sections help to establish the possible origin of 4D seismic anomalies observed in the well positions. For greater analysis robustness, the  $Q_o$ ,  $Q_g$ ,  $Q_w$ ,  $Q_{wi}$ , BSW and RGO flow curves are presented for each well.

In the P1 well analysis, the 4D seismic observed anomaly was characterized by a positive amplitude at the reservoir top, followed by a negative anomaly at the base (figure 7). According to Table 1, this anomaly can be related to the  $S_w$  increase and  $P_p$  reduction. In the flow simulation model, an  $S_w$  increase ( $\Delta S_w$  positive) was noticed, with a consequent AI increase (figure 7b). The AI seismic variation was transferred to the flow simulation model grid, to have better information integration, and thus make the anomalies interpretation easier. Then, the seismic AI variation can be seen in figure 7b ( $\Delta AI$  section). The rate curves (figure 2) show a considerable oil production drop with expressive BSW increase during 2005 - 2010, consistent with the  $S_w$  increase observed in the flow simulation. The 4D seismic anomaly analysis close to the P1 well indicated a hardening effect and there was a good correlation between 4D seismic data with production history data, and that the flow simulation model is well adjusted for this case.



**Figure 7.** Integrated 4D seismic analysis for the region of P1, P2 and I3 wells. a) 2D section of amplitude difference passing by the anomalies; b) sections of dynamic property variations of the flow simulation ( $S_w$  and  $P_p$ ) and AI; c) detail of the amplitude difference section near to wells.

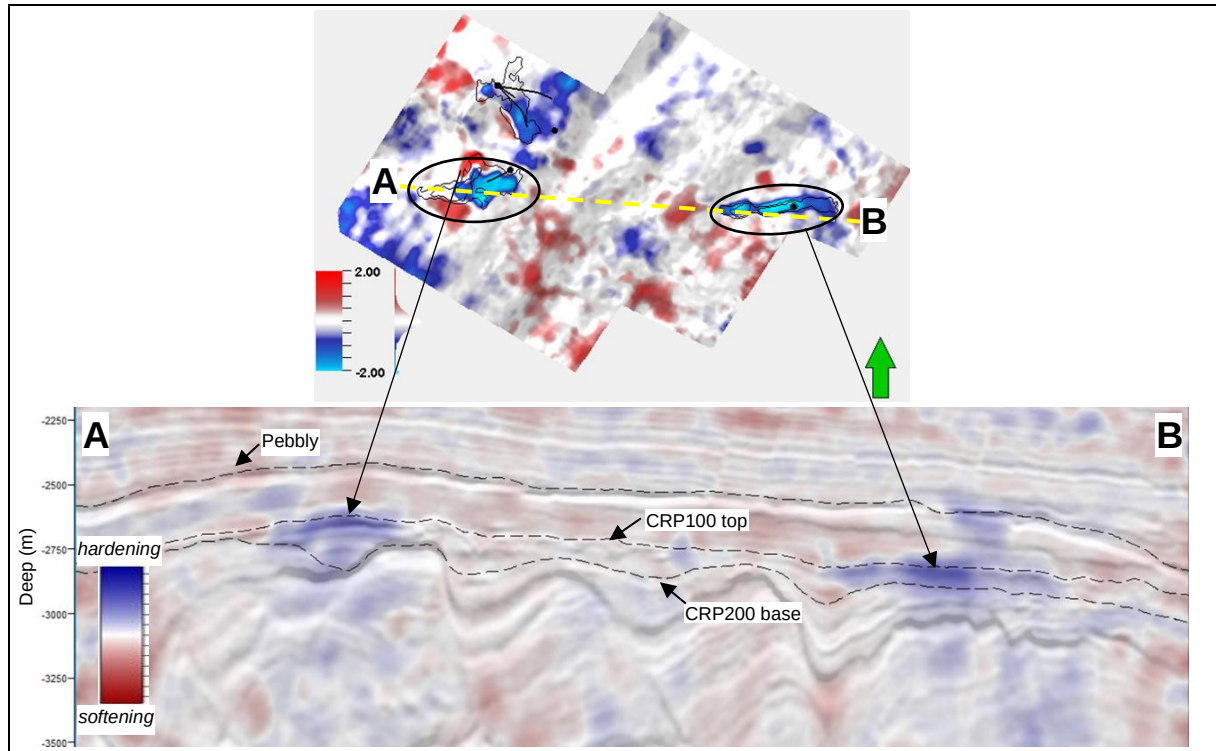


In the field eastern area, in the producer-injector pair analysis (P2 and I3 wells), a positive amplitude difference anomaly can be seen at the reservoir top, and a negative at the base (figures 7a and c), as well as an AI increase anomaly (figure 7b), indicating a hardening effect. These results follow the same behaviour of the anomaly analysed in the P1 well with the AI increase anomaly showing a good correlation with the increase in  $S_w$  the flow simulation model, but it did not have the expected  $P_p$  increase. According to the I3 well history (figure 2), in 2005, the injection rate was high, but there was a fast decrease in the two following years when the well was closed. When the injection resumed, after 2008, the injection rate increased, but with mean value lower than in the initial period, resulting in a negative  $\Delta P_p$ . Thus, it can be assumed there is a good correlation between the 4D seismic anomaly and the well injection history, and that the flow simulation is well adjusted in this case.

In a 1D modelling study to substitute oil for water made for a Marimbá Field producer well, a synthetic seismic 4D response appeared similar to those observed in the seismic data, with an estimated AI variation of approximately 10%. This is a value above the minimum required to detect 4D anomalies. This corroborates the results of the analyses presented herein to this time. These AI responses associated with amplitude corroborate the results of the analyses presented to date.

### 5.1.2 Time-shift and Time-strain

In reservoirs that experienced the compaction effect, the expected time-shift  $\Delta t$  behaviour is positive outside of the reservoir area (overburden suffers stretching, and consequently,  $V_p$  decreases), and that  $\Delta t$  is negative within the reservoir (the reservoir experiences compaction, and consequently,  $V_p$  increases, resulting in lower transit times). This situation was apparent in the Marimbá Field reservoir (figure 8).



**Figure 8.** Time-shift between 2005 and 2010. a) View of map with section location (yellow dashed line) and of the time-shift anomalies (black polygons), and b) section view with interpretation of the reservoir top.

Time-shifts observed in the reservoir reach -2 ms, and in the region close to the producer wells, there are more negative values (black ellipses on the map and indicated by arrows in the section of figure 8). This indicates there was a reduction of the seismic transit time, due to the  $V_p$  increase, as a consequence of the compaction experienced by the reservoir, causing an AI increase (black polygons indicate the AI increase areas).

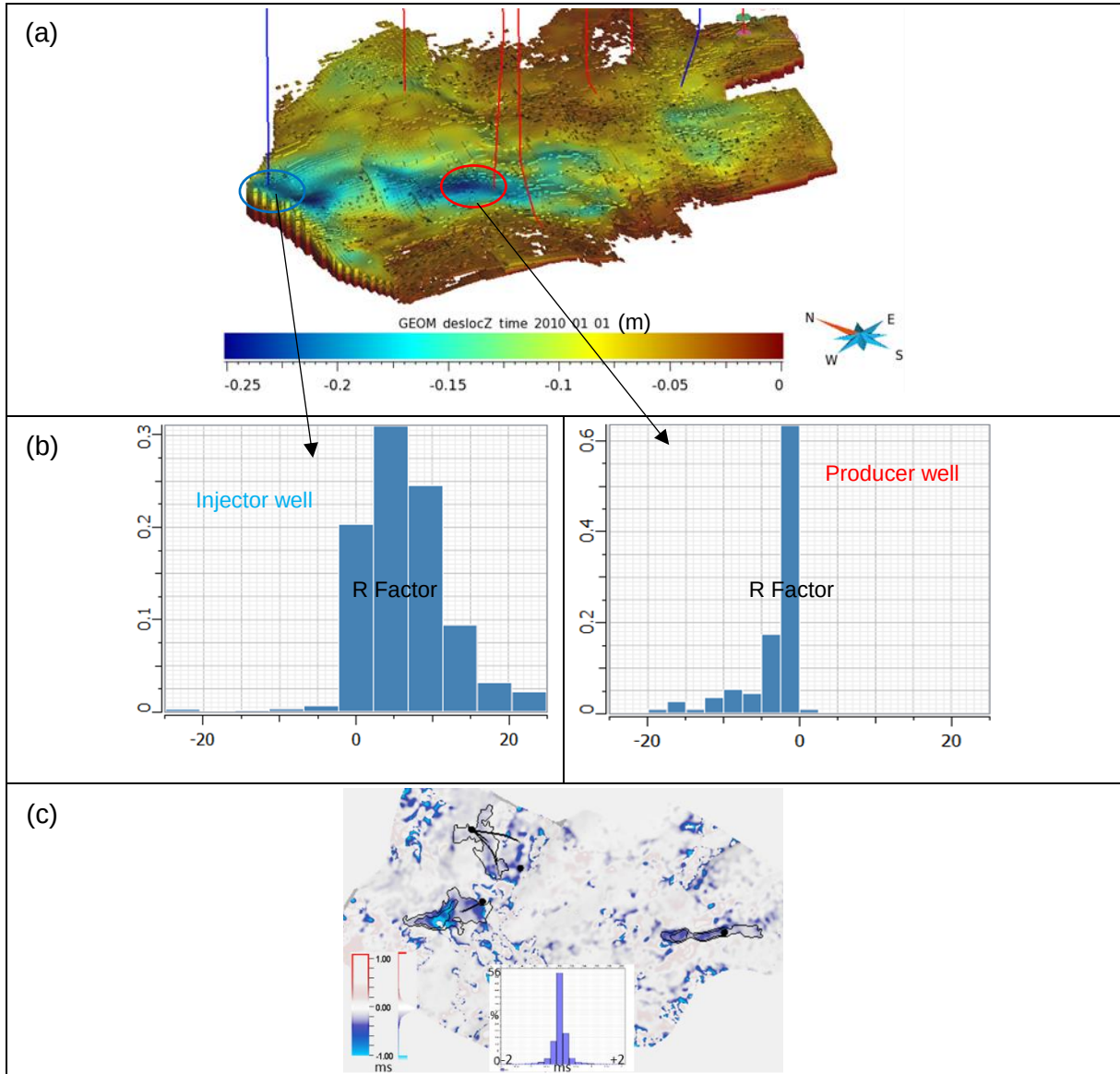
To integrate the 4D seismic analysis with geomechanics, an attribute being explored is time-strain, originated from the time-shift derivative. These attribute values range from -0.4 to +0.4 (dimensionless). They are used in the next section to estimate the  $R$  factor.

## 5.2 Seismic anomalies relationship with geomechanical effects

The  $\Delta t$  anomalies (figure 8), observed in the Marimbá field, presented a good relationship with the regions that experienced greater compaction, according to the geomechanical modelling study results (Lonardelli *et al.* 2017). Negative  $\Delta t$  values (up to -2 ms) are in the regions where reservoir compaction occurred of up to 25 cm (figure 9a).

In addition to the time-strain relationship with the relative layer thickness and velocity change (Landro & Stammeijer 2004), the relationship with vertical strain was also studied (Hatchell *et al.* 2005), and presented according to equation (5) (item 2.3). From this relation, the  $R$  factor value can be determined by combining the seismic attribute  $\frac{\Delta t}{t}$  observed with the vertical strain  $\varepsilon_{zz}$  (obtained from the geomechanical modelling). The results indicated that the reservoir  $R$  behaviour, in the well region, has a trend to be positive close to the producer wells and negative close to the injector wells, as seen in the figure 9 histograms. The  $R$  histogram in the producer well region (figure 9b) shows values ranging from -20 to 0 (dimensionless), with greater concentrations between -5 and 0. The  $R$  histogram in the injector well region (figure 9b) shows values ranging from 0 to 20 (dimensionless), with greater concentrations between 0 and 10. The  $R$  values found in the reservoir region, are aligned with those obtained in the literature, such as: Carcione *et al.* (2007) and Kvilhaug (2017), who reported increases (in absolute value) for  $R$  in sandstones. For the Marimbá field, as it is an initial study, these results require further study and a better understanding of the rock mechanical behaviour, for example, so as to know that the  $R$  response is representative and has a fundamental importance to be used in the  $\Delta t$  estimation.

Inversely, by using the estimated reservoir  $R$  factor, with  $\varepsilon_{zz}$  taken from the geomechanical strains model, it was possible to calculate the relative temporal variation (figure 9c). The values estimated for the relative reservoir time change were approximately -2 ms, very similar to the seismic data time-shifts.



**Figure 9.** (a) Perspective view of the geomechanical simulation model, in which the colour scale illustrates the effect of reservoir compaction; (b)  $R$  factor histograms in the producer and injector well regions; (c) View in map of the estimated relative time change by using the modelled vertical strain and the calculated  $R$  factor.

## 6 Conclusions

The application of the 4D seismic technique to study changes in the Marimbá Field, between 2005 and 2010, was effective to enable the identification and delimitation of anomalies. The 4D seismic analysis indicated AI increases in the anomalous regions. With the support of production well curve data, showing the water saturation increase, together with the flow simulation model, the anomalies were characterized as having a hardening effect.

With the integration of 4D seismic with geomechanics, the close relationship was observed of seismic time-shifts ( $\Delta t$  negative) with the reservoir compaction. Also, that the  $R$  factor behaves differently for producer as for injector well regions, with the trend to be negative close to producer wells and positive close to injector wells. Finally, it was concluded that the  $\Delta t$  forecast based on seismic and geomechanical data is a promising tool, which nevertheless requires some caution regarding the

uncertainties inherent with the input data, which reinforces the importance for the study to have multidisciplinary participation.

## Acknowledgments

We would like to thank PETROBRAS for its cooperation with geological information about the studied area and also the use of its infrastructure, and we express our gratitude especially for our colleagues from the production assets in charge of the Marimbá field and to José Fernando Rosalba for his management support. We also thank Mathieu Moriss and Gabriella Martins de Oliveira for the SKUA-GOCAD and PETREL software technical support, respectively. Finally, we would also like to thank the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), for providing the data from the Marimbá field for academic studies.

## References

- Azedias, A.C.L., 2014. Manual prático de interpretação sísmica 4D: Parte 1 - Geofísica, Curso de Introdução a Sísmica 4D, Rio de Janeiro, Brazil.
- Barkved, O.I. & Kristiansen, T., 2005. Seismic time-lapse effects and stress changes: Examples from a compacting reservoir, *The Leading Edge*, **24**, 1244–1248.
- Becerra, G.G., Modenesi, A.P., Lisboa, E.E., Ferreira, D.M. & Reis, L.C., 2011. Ajuste de histórico e previsão sob incerteza: uma aplicação no Campo de Marimbá, *Boletim Técnico da Produção de Petróleo*, **5**, 7–44.
- Calvert, R., 2005. *Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization*, SEG and EAGE.
- Carcione, J.M., Landro, M., Gangi, A.F. & Cavallini, F., 2007. Determining the dilation factor in 4D monitoring of compacting reservoirs by rock-physics models, *Geophysical Prospecting*, **55**, 793–804.
- Coelho, F.S.F., Malagutti, S.R. & Reis, V.M., 2015. A sísmica 4D como ferramenta de apoio para as intervenções de poços no Campo de Marimbá, Bacia de Campos, in *Seminário de Reserva e Reservatórios*, Rio de Janeiro, Brazil.
- Fjaer, E., Holt, R.M., Raaen, A.M., Risnes, R. & Horsrud, P., 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*, Vol. 53, 2nd edn, Elsevier.
- Grandi, A., Wauquier, S., Cummiing, H., Deplante, C. & Hubans, C., 2009. Quantitative 4D warping inversion, in *International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar*.
- Grochau, M.H., 2009. *An Integrated Approach to Improve Time-lapse Seismic Interpretation: Investigation of Pressure and Saturation Effects on Elastic Parameters*, Lambert Academic Publishing.
- Hatchell, P. & Bourne, S., 2005a. Rocks under strain: strain-induced time-lapse time-shifts are observed for depleting reservoirs, *The Leading Edge*, **24**, 1222–1225.
- Hatchell, P. & Bourne, S., 2005b. Measuring reservoir compaction using time-lapse time-shifts, in *Technical Program Expanded Abstracts*, SEG, Houston, USA, pp. 2500–2503.
- Hatchell, P., Kwarar, R. & Savitski, A., 2005. Integrating 4D seismic, geomechanics and reservoir simulation in the Valhall oil field, in *67th Conference & Exhibition*, EAGE, Madrid, Spain.
- He, W. & MacBeth, C., 2009. 4D seismic inversion designed for direct simulation model comparison, in *International Geophysical Conference and Exposition*, SEG, Beijing, China, p. 251.
- Hodgson, N., 2009. Inversion for reservoir pressure change using overburden strain measurements determined from 4D seismic, *PhD thesis*, Heriot-Watt University, Scotland.
- Jaeger, J.C., Cook, N.G. & Zimmerman, R., 2007. *Fundamentals of Rock Mechanics*, 4th edn, John

Wiley & Sons.

Johnston, D.H., 2013. *Practical Applications of Time-Lapse Seismic Data*, SEG.

Kragh, E. & Christie, P., 2002. Seismic repeatability, normalized rms, and predictability, *The Lead Edge*, **21**, 640–647.

Kvilhaug, A., 2017. Estimating overburden dilation factors using geomechanical modeling, Time-Lapse Seismic and bathymetry data: a case study from The Ekofisk Field, *Master's thesis*, Norwegian University of Science and Technology, Norway.

Landro, M., 2001. Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data, *Geophysics*, **66**, 836–844.

Landro, M., 2010. 4D seismic, in *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics*, pp. 427–444, Springer.

Landro, M. & Stammeijer, J., 2004. Quantitative estimation of compaction and velocity changes using 4D impedance and traveltimes changes, *Geophysics*, **69**, 949–957.

Landro, M., Stronen, L., Digranes, P., Solheim, O. & Hilde, E., 2001. Time lapse seismic as a complementary tool for in-fill drilling, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **31**, 81–92.

Lima, K.T., Reis, V.M., & Malagutti, S.R., 2010. 4D reservoir monitoring and characterizing of Marimbá Field, offshore Brazil, in *Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE, Florence, Italy, pp. 19–22.

Lonardelli, J.N., Silva, R.O., Falcão, F.O.L., Santos, M.A.C. & Abreu, C.E.B.S., 2017. Evaluation of oil production related effects through geomechanical modeling: a case study from Marimbá Field, Campos Basin, Brazil, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **158**, 186–201.

Lumley, D.E., 2001. Time-lapse seismic reservoir monitoring, *Geophysics*, **66**, 50–53.

Magesan, M., Depagne, S., Nixon, K., Regel, B., Opich, J., Rogers, G. & Hudson, T., 2005. Seismic processing for time-lapse study: Genesis field, Gulf of Mexico, *The Leading Edge*, **24**, 364–373.

Petrobras, 2001. *Relatório de caracterização geológica: Campo de Marimbá*, Support Documentation.

Minkoff, S.E., Stone, C.M., Bryant, S. & Peszynska, M., 2004. Coupled geomechanics and flow simulation for time-lapse seismic modelling, *Geophysics*, **69**, 200–211.

Rappin, D., Leroy, Y. & Fiore, J., 2017. Time-lapse seismic signal in the overburden of producing reservoir—separating possible causes, in *79th EAGE Conference and Exhibition*, Paris, France.

Rickett, J.E. & Lumley, D.E., 2001. Cross-equalization data processing for time-lapse seismic reservoir monitoring: a case study from the Gulf of Mexico, *Geophysics*, **66**, 1015–1025.

Roste, T., Stovas, A. & Landro, M., 2006. Estimation of layer thickness and velocity changes using 4D prestack seismic data, *Geophysics*, **71**, S219–S234.

Santos, J.M.C., Davolio, A., MacBeth, C. & Schiozer, D.J., 2017. 4D seismic interpretation of the Norne Field - a semi-quantitative approach, in *15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF*, Rio de Janeiro, Brazil.

Soares, A.C., 2000. Um estudo experimental para definição de colapso de poros em rochas carbonáticas, *Master's thesis*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brazil.

Sylte, J.E., Thomas, L.K., Rhett, D.W., Bruning, D.D. & Nagel, N.B., 1999. Water induced compaction in the Ekofisk field, in *Annual Technical Conference and Exhibition*, SPE, Houston, USA.

Venstad, J.M., 2014. Dynamic time warping - an improved method for 4D and tomography time-shift estimation?, *Geophysics*, **79**, R209–R220.

Vidal, S., Longuemare, P., Huguet, F. & Mechler, P., 2002. Reservoir parameters quantification from seismic monitoring integrating geomechanics, *Oil and Gas Science and Technology*, **57**, 555–568.

Wang, K., Hatchell, P., Chalenski, D. & Lopez, J., 2017. Advances in 4D seismic and geophysical monitoring of deepwater fields, in *Offshore Technology Conference*, Houston, USA.