

# Interpretação geológica de testes de formação em reservatórios de canais turbidíticos

## *Geological interpretation of well tests in turbidite channel reservoirs*

<sup>1</sup>Otávio Leite Chaves, <sup>2</sup>Wagner Souza-Lima , <sup>3</sup>Adler da Cruz Nascimento , <sup>3</sup>Tales Farina Dornelles

<sup>1</sup>Petróleo Brasileiro S.A, Aracaju, Sergipe, Brasil, otavioleite@petrobras.com.br (Autor correspondente)

<sup>2</sup>Fundação Paleontológica Phoenix, Aracaju, Sergipe, Brasil

<sup>3</sup>Petróleo Brasileiro S.A, Aracaju, Sergipe, Brasil

### ABSTRACT

O conhecimento sobre depósitos de canais turbidíticos evoluiu significativamente com o avanço dos dados sísmicos 3D e de estudos de afloramentos análogos. Apesar desses progressos tecnológicos e conceituais, a previsibilidade de produção desse tipo de reservatório ainda representa um desafio. Os diferentes padrões de empilhamento e a variabilidade do preenchimento sedimentar desses depósitos resultam em heterogeneidades internas complexas, frequentemente difíceis de caracterizar diante das limitações dos dados disponíveis. Este trabalho teve como objetivo avaliar o grau de comunicação hidráulica em diversos cenários de empilhamento e preenchimento sedimentar de complexos de canais turbidíticos, integrando parâmetros geológicos e de engenharia de reservatórios por meio da simulação de testes de formação com vazão constante durante duzentas horas. A análise das curvas de derivada de pressão log-log (derivada de Bourdet) permitiu diagnosticar regimes de fluxo radial e efeitos de rampa, discriminando particularidades do comportamento de pressão entre os cenários e quantificando incertezas. As curvas diagnósticas evidenciaram claramente a transição de complexos de canais dominados por migração lateral para aqueles com maior empilhamento vertical. Os diferentes cenários de barreiras de transmissibilidade apresentaram variações discretas na derivada de Bourdet, indicando que tais contrastes de fácies só exercem impacto significativo quando efetivamente compartimentam os canais. O aumento da permeabilidade ampliou o raio de investigação dos testes, facilitando a identificação precoce de barreiras. Os resultados apontam o padrão de empilhamento e a variação de permeabilidade como os principais controles sobre o comportamento hidráulico dos complexos de canais. Por fim, a introdução do conceito de grau de confinamento integrou a análise dinâmica à modelagem geológica, sugerindo que essa métrica, associada aos dados de poço e às informações sísmicas, pode contribuir para a definição de modelos conceituais nos setores próximos aos poços avaliados.

Palavras-chave: reservatório turbidítico, teste de formação, modelagem geológica 3D, complexo de canais.

### RESUMO

*Knowledge of turbidite channel deposits has advanced significantly with the development of 3D seismic data and studies of analogous outcrops. Despite these technological and conceptual improvements, predicting the production performance of this type of reservoir remains challenging. Variations in stacking patterns and sedimentary infill within these deposits result in complex internal heterogeneities, which are often difficult to characterize given the limitations of available datasets. This study aimed to evaluate the degree of hydraulic communication under different stacking and infill scenarios in turbidite channel complexes by integrating geological and reservoir engineering parameters through constant-rate formation test simulations lasting 200 hours. Analysis of the log-log pressure and derivative responses (Bourdet derivative) enabled the identification of radial flow regimes and ramp effects, highlighting distinct pressure behaviors across the simulated scenarios and allowing the quantification of associated uncertainties. The diagnostic plots clearly revealed the transition from laterally migrating channel complexes to those with more pronounced vertical stacking. The various transmissibility barrier scenarios showed only subtle variations in the Bourdet derivative, indicating that facies contrasts exert a significant influence only when they effectively compartmentalize the channels. Increasing permeability expanded the investigation radius of the tests, facilitating the early detection of flow barriers. The results indicate that channel stacking patterns and permeability variations are the main controls on the hydraulic behavior of these turbidite channel complexes. Finally, the introduction of the degree of confinement concept integrated dynamic analysis with geological modeling, suggesting that this metric, when combined with well and seismic data, can support the development of conceptual models in areas adjacent to the evaluated wells.*

Keywords: turbidite reservoir, Well Test, 3D geological modeling, channel complex.

## 1. INTRODUÇÃO

Os reservatórios associados aos sistemas deposicionais de águas profundas apresentam uma relevância significativa na prospecção de novas fronteiras exploratórias nas Bacias sedimentares do Brasil, em especial, na Bacia de Sergipe-Alagoas e nas Bacias da margem equatorial. Os interesses por esses depósitos petrolíferos ao longo dos anos, em diversas regiões do mundo, como Golfo do México, costa oeste da África, costa leste do Brasil e Mar do Norte, incentivaram diversos estudos, gerando um vasto acervo de dados e conceitos na literatura (Beaubouef e Friedman, 2000; Mayall et al., 2000; Kolla et al., 2001; Navarre et al., 2002; Sprague et al., 2005; Mayall et al., 2006; Labourdette et al., 2006; Labourdette, 2007; McHargue et al., 2010; Liu et al., 2013; Kang et al., 2018; Huang et al., 2018).

Trabalhos como do Walker (1978) já buscavam modelos conceituais preditivos, mesmo com toda limitação de tecnologia e informação da época. A melhoria na forma de aquisição de dados de subsuperfície, em especial os dados sísmicos, o aumento de poços perfurados e o detalhamento nas descrições de afloramentos contribuíram para o progresso do conhecimento desses depósitos sedimentares (Mutti, 1985; McHargue e Webb, 1986; Mutti e Normark, 1991; Pickering et al., 1995; Kirschner e Bouma, 2000; Weimer et al., 2000; Abbaszadeh et al., 2003; Gardner et al., 2003; Pirmez e Imran, 2003; Posamentier e Kolla, 2003; Deptuck et al., 2007; Fonnesu, 2003; Dykstra e Kneller, 2009). A introdução e o subsequente aprimoramento da sísmica de reflexão 3D revolucionaram a capacidade de visualizar a arquitetura deposicional e as feições geomorfológicas submarinas em escala de Bacia, oferecendo uma boa perspectiva tridimensional (Mutti et al., 2009; Fildani et al., 2013; Mulder, 2011; Deptuck et al., 2012; Jobe et al., 2017). Paralelamente, a ampliação da disponibilidade de dados de subsuperfície, como testemunhos e perfis de poço (Jobe et al., 2017), forneceu o controle litológico crucial para calibrar as interpretações sísmicas, permitindo detalhar a variabilidade de fácies e estruturas internas. Já os estudos detalhados de afloramentos continuam indispensáveis por oferecerem a alta resolução e a observação direta das rochas necessárias para entender a variabilidade lateral e vertical de fácies e os processos deposicionais em detalhe (Alpak et al., 2013; Hubbard et al., 2014; Spychala et al., 2015).

Concomitantemente ao avanço conceitual, surgiu a ferramenta da modelagem geológica 3D na área de exploração e produção de petróleo com o intuito de representar possíveis cenários e quantificar as incertezas associadas às características gerais desses reservatórios (Labourdette et al., 2006; McHargue et al., 2010; Rongier et al., 2017; Morris et al., 2025). Porém, ainda existe a necessidade do avanço no entendimento da comunicação

hidráulica no interior dos depósitos turbidíticos, ponto importante para a previsibilidade da produção de hidrocarbonetos. A dificuldade de detalhar todo o reservatório de leques de águas profundas em subsuperfície, devido à limitação da resolução do dado sísmico (Ragagnin e Moraes, 2006) e à limitação dos dados de poços, prejudica a robustez da curva de previsão de produção da área a ser explorada, impactando diretamente no resultado financeiro do projeto.

Diversos reservatórios encontrados em águas profundas são sistemas canalizados, confinados, com dimensões de largura (McHargue et al., 2010) e grau de sinuosidade variadas (Mayall et al., 2006; Kolla, 2007; Labourdette e Bez, 2010), depositados em ambiente de talude. Esses depósitos associados a eventos de cortes e preenchimentos podem ser caracterizados por diferentes padrões de empilhamento (Pickering et al., 1995), geometria, faciologia (Mayall et al., 2000; Mayall et al., 2006; McHargue et al., 2010) e características petrofísicas, influenciando diretamente no grau de comunicação entre os corpos arenosos (Labourdette, 2007). Devido à complexidade de identificar as variações faciológicas decorrentes da complexidade deposicional desses contextos de reservatórios turbidíticos, são realizados testes de formação para analisar o grau de conexão dos depósitos, principalmente em áreas com poucos poços perfurados e sem histórico de produção.

Os testes de formação são uma ferramenta para caracterização de reservatórios e a avaliação de poços, permitindo a determinação de parâmetros importantes como permeabilidade, fator de skin (dano ou estimulação do poço), e a identificação de heterogeneidades e contornos do reservatório (Zheng et al., 1996; Corbett et al., 1998; Zambrano et al., 2000; Gringarten, 2006; Gringarten, 2010; Hamdi, 2012; Hamdi et al., 2014; Walsh e Gringarten, 2016). A técnica de interpretação evoluiu significativamente (Gringarten, 2006), marcado pela introdução da análise da derivada da pressão, popularizada por trabalhos como os de Bourdet et al. (1983). A derivada, plotada em gráficos log-log, aumenta a sensibilidade para diagnosticar regimes de fluxo e heterogeneidades. Mais recentemente, a deconvolução surgiu como uma ferramenta de processamento, com contribuições chave no desenvolvimento de algoritmos por Schroeter et al. (2001). Conforme destacado por Gringarten (2006 e 2010), a deconvolução permite converter dados de vazão variável para uma resposta de vazão constante equivalente, ampliando o alcance da análise e a confiança nos resultados. Trabalhos de Hamdi (2012), Hamdi et al. (2014), Walsh et al. (2016), que utilizaram as ferramentas anteriormente citadas, conseguiram extrair informações importantes da influência das feições geológicas em depósitos fluviais. Esse ganho de conhecimento de teste de formação adquiridos em reservatórios fluviais, contribuiu para as

interpretações associados a canais turbidíticos, mesmo sendo contextos deposicionais distintos.

Este trabalho teve como objetivo avaliar a conectividade entre os complexos de canais em diferentes cenários de deposição, utilizando a modelagem geológica 3D e a simulação de fluxos na duração de um teste de formação. O modelo tridimensional tem a finalidade de representar a complexidade do reservatório e a simulação numérica mostrar o comportamento do fluido no interior desses depósitos modelados (Oliver e Chen, 2010; Emerick e Reynolds, 2013). A integração entre o modelo geológico e os dados dinâmicos de engenharia de reservatórios, realizada por meio de simulações numéricas, permite avaliar o grau de conectividade em diferentes cenários de sistemas de canais turbidíticos, auxiliando no ajuste dos testes de formação e na análise das respostas de pressão.

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia adotada neste trabalho foi estruturada em três etapas principais. Inicialmente, foi definido um conjunto de cenários geológicos representativos, com ênfase nos padrões de empilhamento dos complexos de canais e na caracteriza-

ção da variação faciológica e petrográfica. A segunda etapa correspondeu à construção dos modelos geológicos 3D dos cenários previamente definidos. Esses modelos serviram como base para a terceira e última etapa do estudo, que foi simulação do escoamento de fluidos em meios porosos, permitindo a análise do desempenho produtivo associado a cada caso modelado. A Figura 1 ilustra as principais etapas do trabalho que serão detalhadas seguir.

Os dados utilizados na modelagem foram obtidos a partir de publicações científicas sobre sistemas turbidíticos canalizados, complementados por informações de poços da região de águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas. Esse conjunto de dados foi essencial para representar com maior realismo as geometrias, dimensões e padrões de preenchimento sedimentar dos corpos canalizados. As etapas de modelagem geológica tridimensional foram realizadas com o apoio de um software especializado da Schlumberger, o Petrel. Já para a simulação e geração das curvas foram utilizados o IMEX, da CMG, e o Geresim, ambas plataformas específicas de engenharia de reservatórios.

	ETAPA1	ETAPA2	ETAPA3
ETAPAS	Definição dos cenários geológicos	Construção do modelo geológico	Simulação de fluxo
DESCRIÇÃO	Utilização do padrão de empilhamento, fácies e permeabilidade como incertezas testadas	Criação de um workflow para construção dos complexo de canais	Preparação do arquivo de simulação adaptado para um teste de formação
MATERIAL	Artigos científicos e dados de rocha	Utilização do software de modelagem Petrel	Utilização do software de simulação Imex e Geresin

Figura 1. Etapas metodológicas do trabalho.

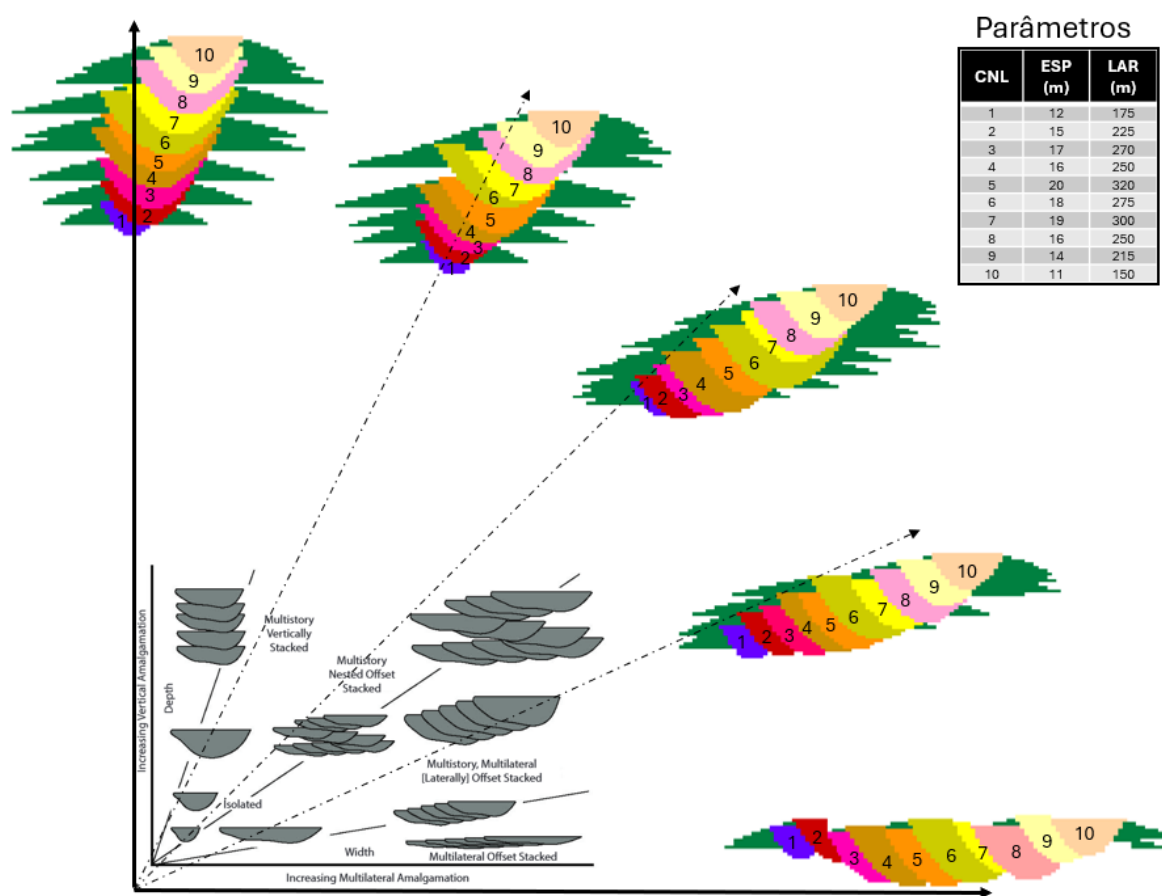
## 2.1. Cenários geológicos

Os primeiros cenários geológicos selecionados neste estudo foram definidos com base nos padrões de empilhamento descritos por Pickering et al. (1995) e Clark e Pickering (1996). O objetivo principal foi avaliar o impacto desses diferentes padrões de empilhamento no comportamento de pressão durante os testes de formação. Para isso, foram elaborados cenários que abrangem desde situações em que os canais sucessivos se empilham lado a lado, formando uma amalgamação lateral com pouca ou nenhuma sobreposição vertical, até casos em que esses canais se acumulam diretamente uns sobre os outros, com menor influência da componente horizontal (Figura 2). Essa abordagem permitiu investigar de que forma a organização espacial dos canais controla a conectividade dos reservatórios e as respostas observadas nos testes de pressão.

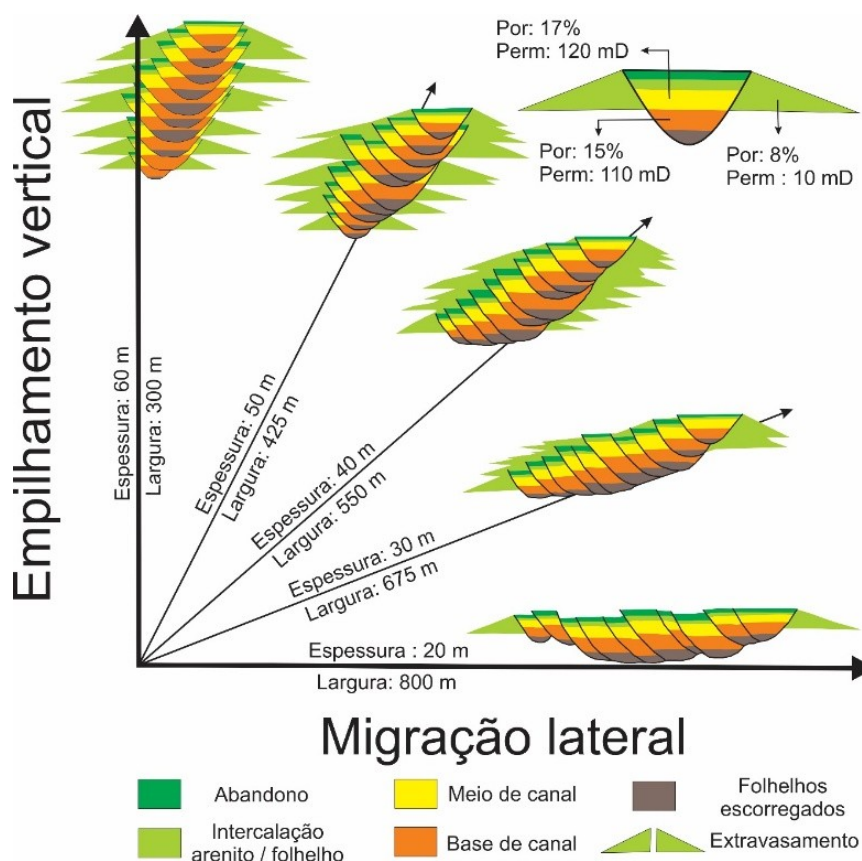
A parametrização dos canais turbidíticos baseou-se nos estudos de Moraes et al. (2006) e McHargue et al. (2010), que descrevem dimensões e hierarquias específicas desses sistemas. Moraes et al. (2006) caracterizam canais individuais, com larguras de 50 a 300 metros e espessuras de 10 a 20 metros, além de elementos compostos formados pelo empilhamento de canais individuais, com larguras de 300 a 900 metros e

espessuras de algumas dezenas de metros. McHargue et al. (2010) complementam ao definir os canais como unidades fundamentais, com larguras de 100 a 300 metros em dados sísmicos 3D (média de 206 metros) e 307 metros em afloramentos. As espessuras variam entre 13 metros em afloramentos e 10,7 metros em dados de poços, com possíveis variações devido a fatores como amalgamação ou erosão por canais mais recentes. Com base nesses parâmetros, os canais representados na modelagem geológica 3D exibiram dimensões que se mantiveram dentro ou muito próximas dos intervalos descritos nesses estudos (Figura 2).

Foram escolhidos cinco cenários de complexo de canais, modificando gradativamente a largura entre 300 e 800 metros e espessura de 20 a 60 metros, a depender do grau de amalgamação vertical ou lateral do sistema. Com a intenção de não ter influência de outros parâmetros de incerteza geológica, todos os casos tiveram o mesmo número de canais individuais, as dimensões semelhantes e as mesmas distribuições faciológicas e petrográficas (Figura 3). O preenchimento sedimentar foi fundamentado nos estudos de Mayall et al. (2006), Labourdette (2007) e McHargue et al. (2010). No entanto, como o padrão de empilhamento é o foco nesta etapa, a distribuição de fácies será descrita com mais detalhe quando for tratado como a principal variável de incerteza.



**Figura 2.** Cenários de padrões de empilhamento de sistemas canalizados considerados na modelagem geológica e na simulação dos testes de formação. A figura de fundo, utilizada para efeito comparativo, é oriunda dos trabalhos de Pickering et al. (1995) e Clark e Pickering (1996).



**Figura 3.** Cenários de complexos de canais turbidíticos com variação de largura e espessura em função do grau de amalgamação, mantendo constantes as dimensões, o número de canais e as distribuições faciológicas.

Embora a sinuosidade seja um parâmetro amplamente observado em complexos de canais (Abreu et al., 2003; Labourdette e Bez, 2010; Rongier et al., 2017; Morris et al., 2025), ela não foi incluída como uma variável a ser testada neste estudo. Por essa razão, manteve-se constante em todos os cenários avaliados, sem a introdução de curvaturas mais acentuadas, para evitar interferências nos resultados. É importante destacar que estudos prévios, como os de Zheng et al. (1996), Walsh e Gringarten, (2016), Zambrano et al. (2000) e Hamdi (2012), ainda que realizados em reservatórios fluviais, já demonstraram a influência da sinuosidade dos meandros na forma da derivada de pressão. Para turbiditos, o impacto seria semelhante, considerando que as heterogeneidades internas e marginais, que controlam de forma significativa o fluxo de fluidos e a conectividade do reservatório, poderiam ser deslocadas para mais próximo ou mais distante dos poços testados. Isso acrescentaria uma variável adicional aos resultados do teste, dificultando uma análise mais objetiva do padrão de empilhamento.








A análise do impacto no teste de formação devido a variação do preenchimento sedimentar foi baseada no trabalho sobre canais turbidíticos descritos por Labourdette et al. (2006) e Labourdette (2007), incorporando algumas características de fácies encontradas nos depósitos de águas profundas da Bacia

de Sergipe. Foram considerados cinco grupos de fácies que compõem o preenchimento dos canais no modelo geológico 3D: (i) fácies de transporte de massa e escorregamentos; (ii) fácies de preenchimento da base do canal; (iii) fácies de preenchimento do meio do canal; (iv) fácies associadas à fase final de atividade do canal; e (v) fácies de abandono. Além dessas, foram incluídos depósitos relacionados ao extravasamento. A Figura 4 apresenta a organização espacial das fácies no modelo geológico 3D.

As fácies de transporte de massa e os folhelhos escorregados destacam-se como importantes heterogeneidades presentes em canais turbidíticos. Devido à sua baixíssima permeabilidade, essas heterogeneidades podem atuar como barreiras de permeabilidade, impactando o comportamento do fluxo de fluidos no reservatório e prejudicando a comunicação hidráulica interna. A localização e a distribuição potencial dessas barreiras ao longo do preenchimento do canal podem influenciar significativamente a segmentação e a conectividade do reservatório, tornando-se elementos fundamentais para a definição dos cenários de incerteza do estudo. As descrições e posicionamentos propostos por Labourdette et al. (2006) e Labourdette (2007) serviram como base para a criação de diferentes cenários utilizados nas simulações de fluxo.

ELEMENTO ARQUITETURAL	FÁCIES	DESCRIÇÃO
CANAL	Folhelhos escorregados	Depósitos resultantes de movimentos gravitacionais e escorregamentos
	Base de canal	Sedimentos de granulação mais grossa que preenchem a base do canal
	Meio de canal	Sedimentos de granulação mais fina que ocupam a parte central do canal
	Intercalação arenito / folhelho	Sedimentos associados a fase final do preenchimento do canal
	Fácies de abandono	Sedimentos finos depositados durante o abandono do canal
INTERCANAL (Depósito de extravasamento)	Extravasamento	Sedimentos depositados fora dos canais, relacionados ao extravasamento

ELEMENTO ARQUITETURAL	FÁCIES		
 Canal	 Abandono	 Meio de canal	 Folhelhos escorregados
 Extravasamento	 Intercalação arenito / folhelho	 Base de canal	

**Figura 4.** Distribuição dos grupos de fácies que compõem o preenchimento dos canais turbidíticos no modelo geológico 3D, adaptada de Labourdette et al. (2006) e Labourdette (2007).

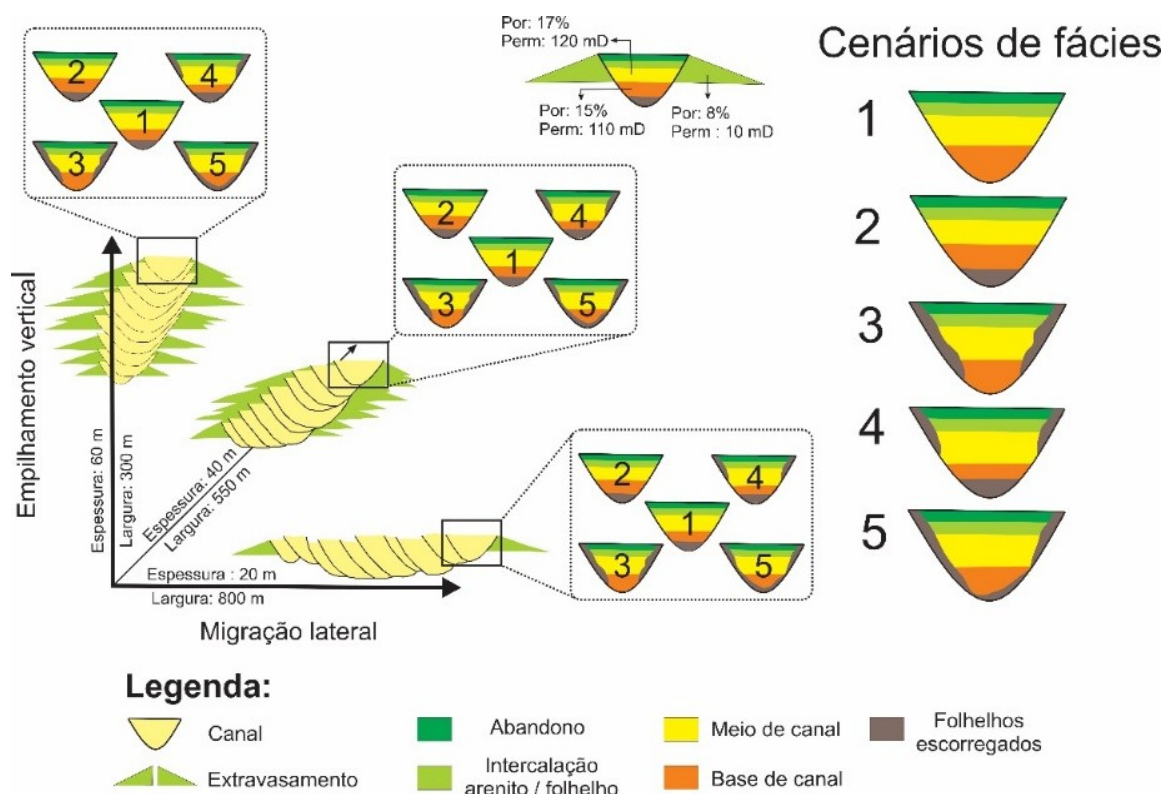
Foram definidos cinco cenários para avaliar o impacto das barreiras de fluxo em canais turbidíticos, frequentemente associadas a heterogeneidades sedimentológicas de pequena escala não visíveis em dados sísmicos convencionais. Três desses cenários foram baseados nos modelos descritos por Labourdette et al. (2006) e Labourdette (2007): barreiras posicionadas predominantemente na base do canal (Cenário 2), relacionadas ao colapso basal da margem; barreiras localizadas nas margens do canal (Cenário 3), associadas ao colapso lateral da margem; e barreiras distribuídas parcialmente ao longo da margem e base do canal (Cenário 4), representando uma combinação de depósitos basais de transporte de massa e depósitos de colapso de margem. Além disso, foram incluídos dois cenários adicionais: um sem barreiras de fluxo (Cenário 1), utilizado como referência para comparações, e outro com barreiras distribuídas ao longo de quase toda a margem e eixo do canal (Cenário 5), simulando uma segregação hidráulica quase total. A Figura 5 ilustra os cenários de ocorrência de barreiras.

Para assegurar consistência e isolar o efeito da distribuição das barreiras, os valores petrofísicos, como porosidade e permeabilidade, foram mantidos constantes em todas as simulações. As configurações de preenchimento e as distribuições de barreiras foram testadas em três padrões distintos de empilhamento de canais, incluindo migração lateral e empilhamento vertical, permitindo avaliar o impacto das barreiras de fluxo sobre a conectividade do reservatório e a variação

de pressão. Esses cenários foram projetados para ampliar a compreensão sobre a segmentação do reservatório e os efeitos dinâmicos das heterogeneidades sedimentológicas durante a simulação de fluxo (Figura 5).

Foi analisada a sensibilidade à variação de permeabilidade no resultado do teste de formação, sendo essa a única propriedade petrofísica modificada no modelo. Dados de rochas reservatório amostrados em poços de águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas foram utilizados apenas para a definição de um dos cenários, correspondente às permeabilidades médias observadas nas fácies de base (110 mD) e de meio de canal (120 mD). Os demais cenários foram construídos para representar uma faixa mais ampla de permeabilidades possíveis na natureza, refletindo variações associadas a diferenças de idade, compactação ou efeitos diagenéticos, mantendo a diferença de aproximadamente 8% entre as fácies mais permeáveis do preenchimento de canal, conforme observado nos plugues e amostras laterais.

Os cenários de valores médios de permeabilidade foram: 18 e 20 mD, 64 e 70 mD, 110 e 120 mD (valores baseados nos dados de rocha), 294 e 320 mD, 478 e 520 mD e 662 e 720 mD (Figura 6). Apenas os valores das fácies de base e de meio de canal foram modificados, enquanto os depósitos de extravasamento permaneceram fixos em 10 mD. As fácies de escorregamento e de abandono foram consideradas sem porosidade e sem permeabilidade, funcionando como barreiras hidráulicas eficazes.



**Figura 6.** Cenários de sensibilidade à variação de permeabilidade. Apenas a permeabilidade foi modificada, enquanto as demais propriedades petrofísicas permaneceram constantes.

Foram atribuídas às fâcies de base e de meio de canal permeabilidades horizontais e verticais equivalentes, adotando razão  $K_h/K_v$  igual a 1. Para as fâcies de extravasamento, entretanto, aplicou-se uma penalização de 50% na permeabilidade vertical, devido à sua maior heterogeneidade vertical. Esse mesmo critério foi mantido em todos os cenários de permeabilidade, garantindo consistência na comparação dos resultados e maior robustez na avaliação da sensibilidade desses parâmetros.

## 2.2. Modelagem geológica 3D

Os grids dos modelos foram configurados com células de 10 m × 10 m e espessura média das camadas de 1 m, buscando um equilíbrio adequado entre resolução espacial e tempo de simulação, de modo a representar de forma realista as heterogeneidades internas dos canais turbidíticos. A extensão da área modelada foi definida de modo a abranger todo o período do teste de formação. Além disso, essa dimensão de grid mostrou-se adequada para representar a geologia de forma consistente e preservar a avaliação da comunicação hidráulica. É reconhecido pela comunidade de geologia de reservatórios que modelos de maior resolução proporcionam uma melhor caracterização do comportamento de fluxo e das heterogeneidades (Alpak et al., 2013). No entanto, para o presente estudo, a resolução adotada mostrou-se suficiente para capturar

variações relevantes sem o aumento excessivo no tempo computacional.

As construções dos modelos tridimensionais de reservatórios seguiram a sequência da modelagem 3D (Neves, 2007), compostos pelas etapas do modelo estrutural, modelo estratigráfico, modelo de fâcies e modelo petrofísico. Toda a parte de modelagem geológica foi realizada no software especializado da Schlumberger, o Petrel.

Na etapa do modelo estrutural, foram construídas as superfícies de topo e base da calha principal, delimitando a região de ocorrência dos canais. Os limites desses horizontes foram dimensionados de forma a não afetar a resposta da produção de óleo ao longo do tempo de avaliação.

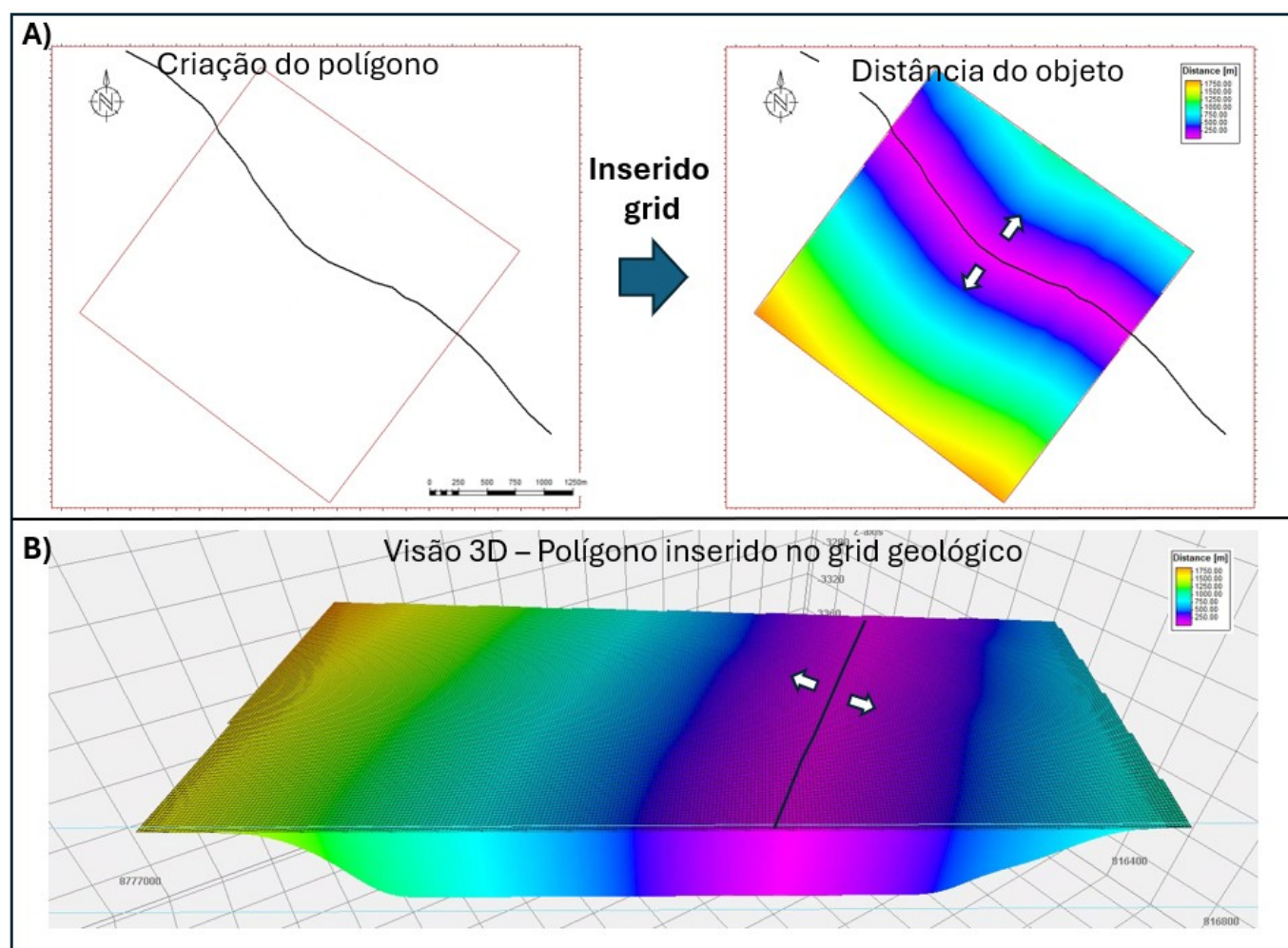
A etapa do modelo estratigráfico ficou caracterizada pela elaboração dos canais individuais, que compuseram os diferentes cenários de padrões de empilhamentos. Toda essa parte de construção de canais e o seu preenchimento sedimentar foi feito com base num workflow desenvolvido exclusivamente para esse estudo. Tentou-se utilizar a modelagem baseada em objetos do Petrel, porém o algoritmo não gerava canais com sinuosidade, dimensões e preenchimentos sedimentares de acordo com a necessidade da análise. Essa falta de maior controle no resultado da simulação baseada em objeto, estimulou a criação de um workflow para o desenvolvimento do estudo.

Sabendo que os algoritmos baseados em objetos utilizam a sobreposição de geometrias simplificadas, como discos, senoides e retângulos para distribuição espacial dos corpos sedimentares (Yarus e Chambers, 1994; Sancevero, 2003), o workflow criado para construção dos complexos de canais foi fundamentado com essa mesma ideia, gerando corpos canalizados com geometrias condizentes com os modelos conceituais citados previamente no tópico de cenários geológicos.

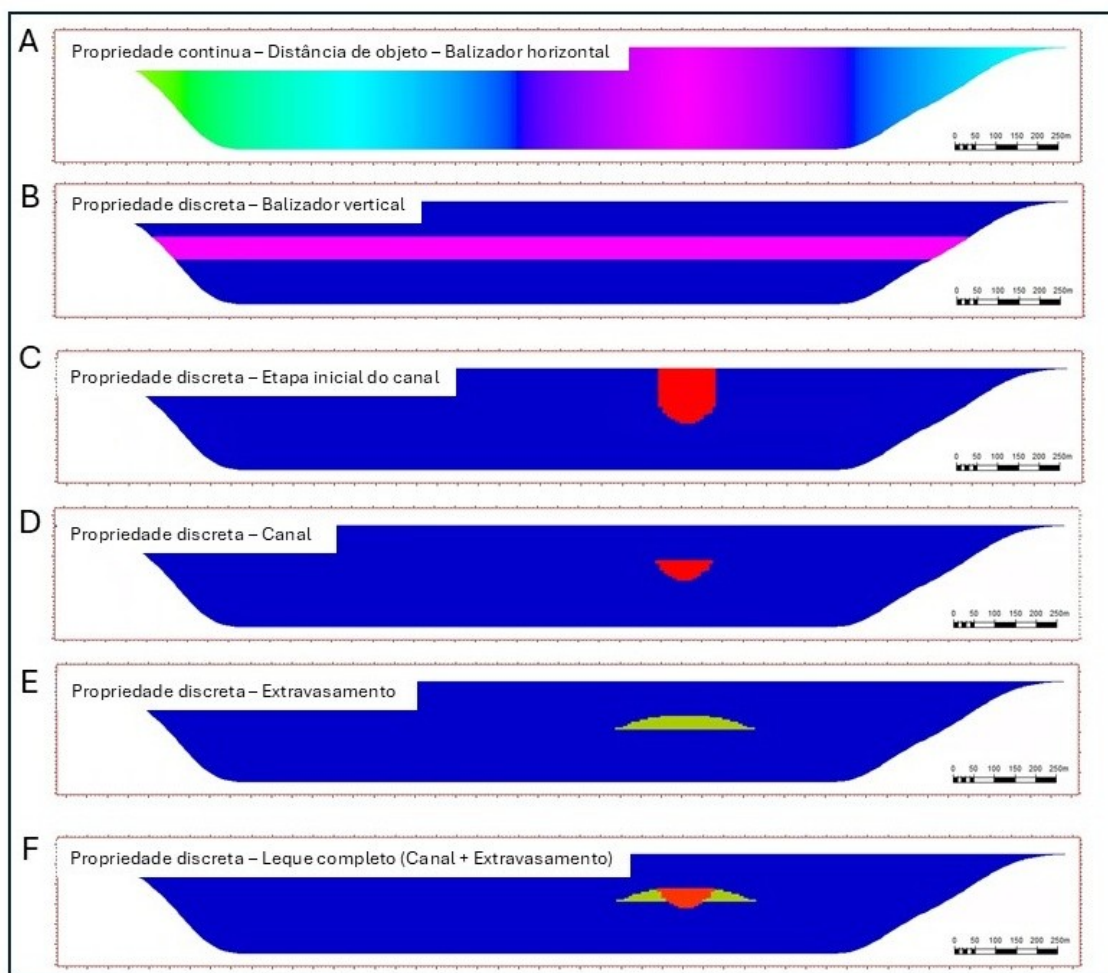
A construção de complexos canalizados turbidíticos começou com a delimitação dos eixos dos canais, realizada por meio da criação de polígonos ao longo da área de interesse. Esses polígonos serviram para definir o posicionamento, as dimensões e o grau de sinuosidade dos canais. Conforme ilustrado na Figura 7, o

polígono delimitado é incorporado ao grid geológico como uma propriedade, utilizando a ferramenta "Distância do Objeto" do software Petrel. Essa ferramenta calcula a distância, em metros, de cada célula do modelo em relação ao polígono criado. Com essa propriedade criada, são aplicados conceitos matemáticos no workflow em conjunto com outras propriedades discretas inseridas no grid, que juntas, contribuíram para a elaboração das geometrias de interesse (Figura 8).

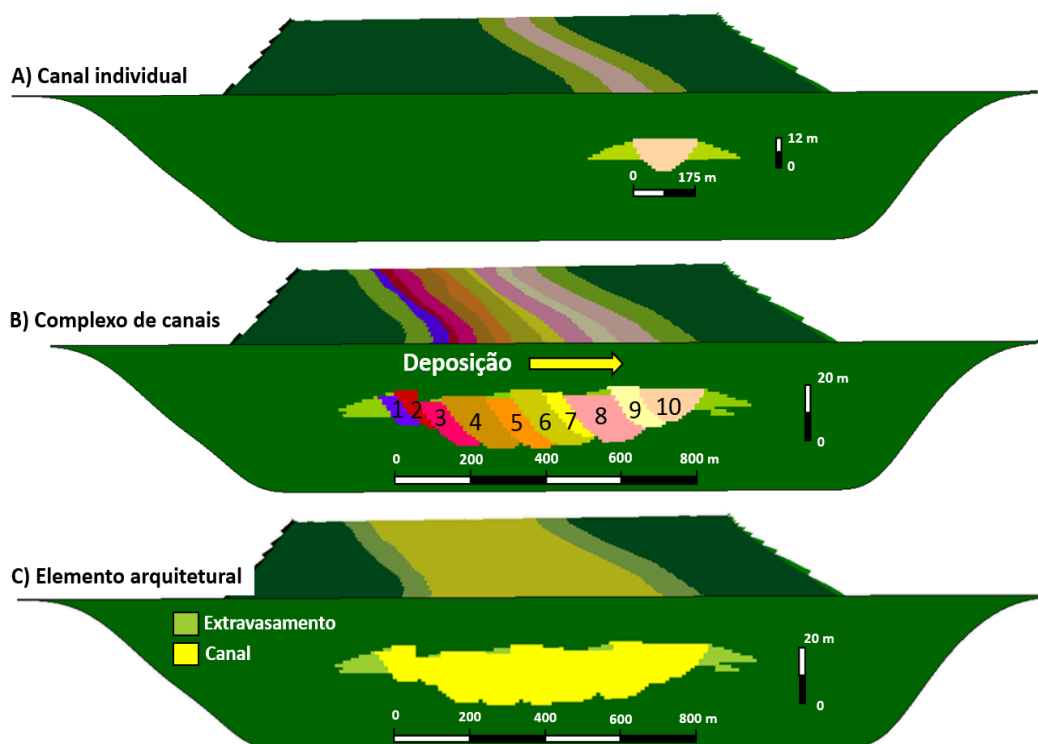
No total, foram modelados dez canais com larguras e espessuras variadas para compor o depósito turbidítico, mantendo essas dimensões nos diferentes cenários e levando em consideração os conceitos de corte e preenchimento (Figura 9).



**Figura 7.** Processo de criação dos objetos utilizados na modelagem. Etapa de delimitação dos eixos dos canais, realizada por meio da criação de polígonos ao longo da área de interesse. Esses polígonos definiram o posicionamento, as dimensões e o grau de sinuosidade dos canais.



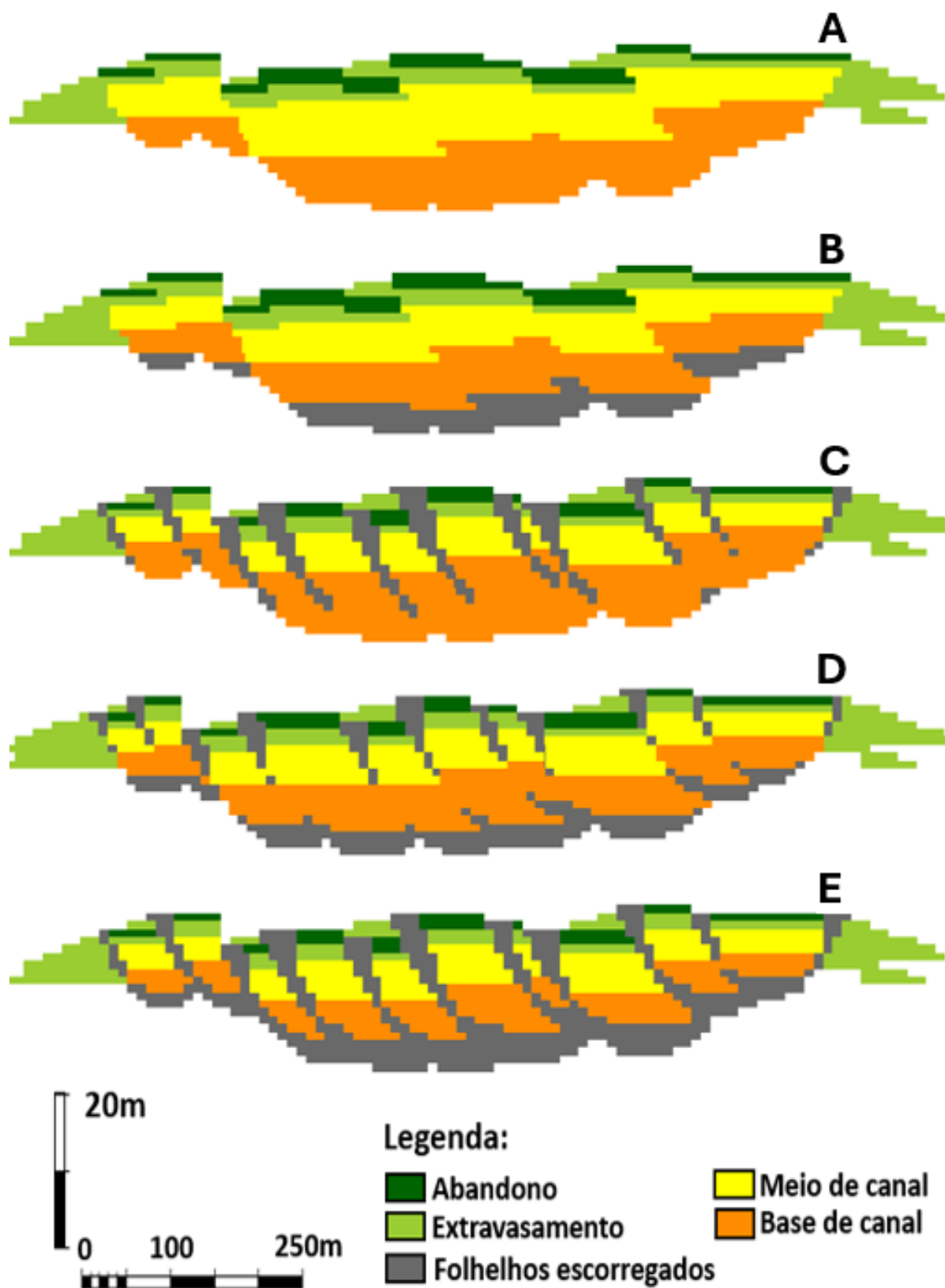
**Figura 8.** Etapa de integração da nova propriedade com variáveis discretas do grid, por meio de operações matemáticas no workflow, visando à construção das geometrias de interesse.



**Figura 9.** Etapas do modelo estratigráfico para o contexto de migração lateral. Os demais padrões de empilhamento seguiram a mesma metodologia. **A.** Elaboração dos canais individuais com suas respectivas dimensões. **B.** Complexo de canais modelados utilizando os conceitos de corte e preenchimento. **C.** Resultado do modelo estratigráfico, individualizando o canal e o depósito de extravasamento.

As fácies de base canal, meio de canal, transportes de massa, depósitos de abandono e extravasamentos compõem as associações de fácies utilizadas no modelo.

Esses grupos de litologias foram distribuídos ao longo dos canais nas respectivas posições de ocorrência, caracterizando o modelo de fácies (Figura 10).



**Figura 10.** Etapa do modelo de fácies para o complexo de canais com migração lateral. Os demais cenários de padrão de empilhamento foram modelados da mesma forma. **A.** Complexo de canais sem barreiras de permeabilidade (Caso 1 de fácies). **B.** Caso com folhelhos escorregados na base dos canais (Caso 2 de fácies). **C.** Barreiras de transmissibilidade localizada na margem do canal (Caso 3 de fácies). **D.** Complexo de canais com comunicação parcial (Caso 4 de fácies). **E.** Complexo de canais com baixa comunicação entre canais devido à ocorrência de barreiras ao longo do canal (Caso 5 de fácies).

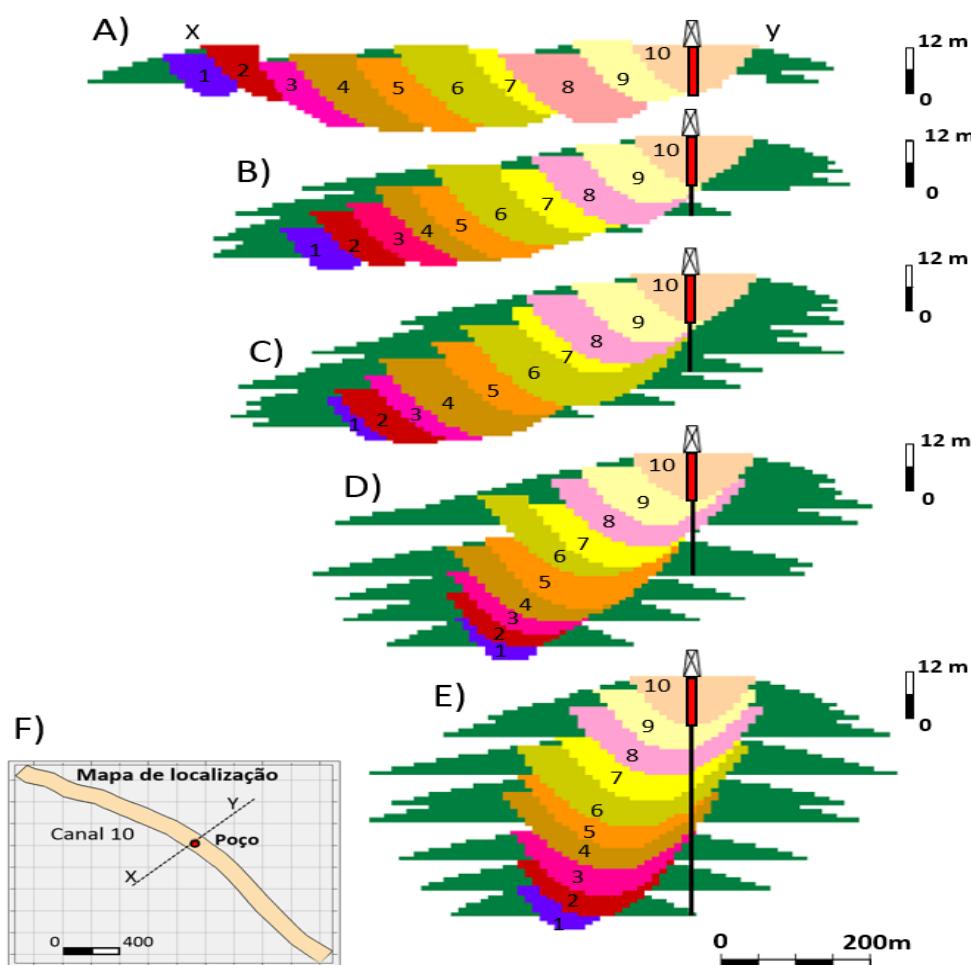
A construção da etapa do modelo petrofísico foi condicionada pelo modelo de fácies. Além disso, para a distribuição da permeabilidade, o modelo foi guiado pela porosidade, isto é, células com altos valores de porosidade, tenderam a ser áreas com maiores valores de permeabilidade.

### 2.3. Simulação numérica de fluxo - teste de formação

Com as propriedades de padrão de empilhamento, de fácies e de petrofísica bem definidas, iniciou-se a etapa de simulação de fluxo. Para assegurar a representatividade dos cenários simulados, foram utilizados parâmetros de fluido derivados de amostras reais de hidrocarbonetos provenientes de reservatórios turbidíticos da Bacia de Sergipe. Essas propriedades incluíram pressão de saturação, viscosidade, fator de formação do óleo e do gás, e razão de solubilidade, entre outras. Embora esses dados sejam essenciais para uma modelagem precisa, o foco deste estudo não era avaliar o impacto dessas propriedades no desempenho do reservatório. Conseqüentemente, tais parâmetros foram mantidos fixos em todos os casos simulados, de modo a

evitar influências nos resultados e, portanto, não há necessidade de detalhamento extensivo sobre eles neste contexto. Outra informação importante foi a utilização do modelo Black-Oil na simulação de fluxo, possibilitando simulações mais rápidas e eficientes nos diferentes cenários geológicos propostos.

Para o cenário de produção, foi escolhido um único poço produtor posicionado na porção central do canal individual mais recente, o Canal 10, garantindo consistência entre os testes e a manutenção do canhoneio sempre no mesmo intervalo poroso, conforme ilustrado na Figura 11. A decisão por utilizar o Canal 10 teve como objetivo assegurar que, independentemente das variações nos cenários de empilhamento, o intervalo testado permanecesse o mesmo. Caso outro canal fosse utilizado nos estudos, haveria variações no intervalo canhoneado, dificultando a comparação entre os modelos. Assim, ao manter o foco em um único canal turbidítico, todos os cenários de canhoneio se mantiveram associados ao mesmo elemento deposicional e à mesma variação de fácies, o que permitiu avaliar melhor os efeitos dos diferentes parâmetros geológicos.



**Figura 11.** Seção strike ao longo dos complexos de canais, mostrando os cenários de produção. A- E. O poço produtor utilizado na simulação foi posicionado no eixo do canal 10, testando sempre o mesmo elemento deposicional. A tarja vermelha representa o intervalo canhoneado nos diferentes cenários de padrões de empilhamentos. F. Mapa de localização do poço em relação ao canal 10.

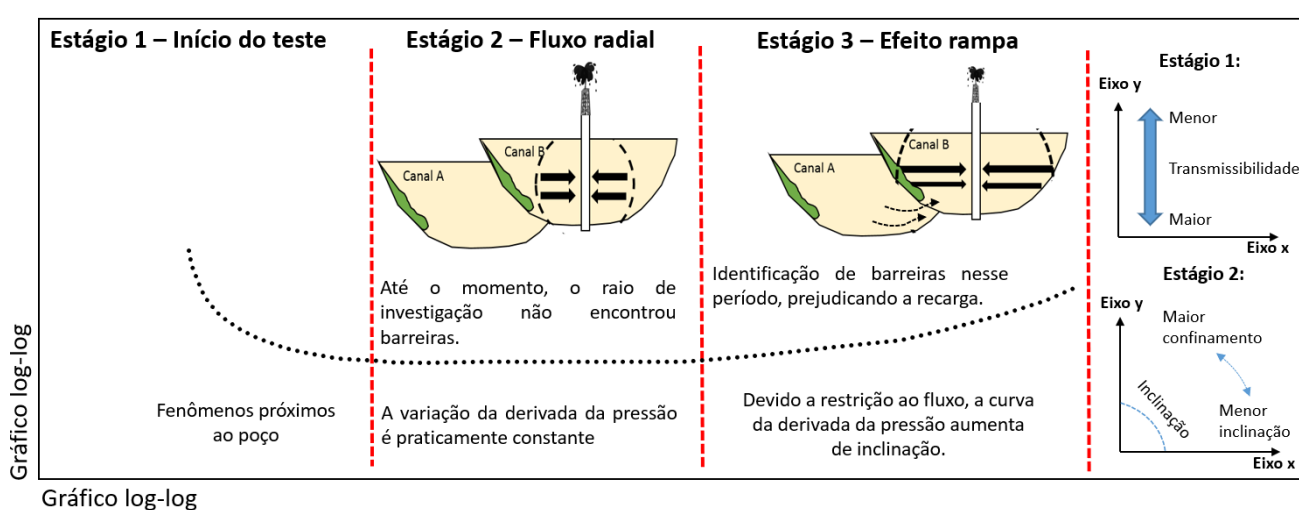
Para avaliar o impacto do teste de formação nos diferentes cenários de reservatório canalizados turbidíticos, foi programado que o poço produzisse a uma vazão de óleo constante de 100 m<sup>3</sup>/d por 200 horas, configurando uma única curva de queda de pressão (drawdown). Esse comportamento mimetiza a metodologia de deconvolução, que, em condições reais, seria aplicada somente após a aquisição dos dados e o término do teste. A deconvolução é uma técnica bem descrita por von Schroeter et al. (2001 e 2004) e Gringarten (2006 e 2010) que permite processar esses dados de pressão e vazão medidos para obter mais informações, estendendo a duração aparente do teste e, conseqüentemente, aumentando o raio de investigação analisado. Dessa forma, ao invés de simular um histórico de vazão complexo (com períodos de fluxo e estática) e depois aplicar a metodologia de von Schroeter et al. (2001), achou-se mais prático simular diretamente a vazão constante durante 200 horas. Esta simulação direta representa uma média do raio de investigação pós deconvolução, levando como base os testes de formação realizados em alguns poços de águas profundas da Bacia de Sergipe.

Embora o valor de 100 m<sup>3</sup>/d possa ser considerado baixo quando comparado aos testes realizados em grandes reservatórios, ele é compatível com as médias observadas nos reservatórios da porção de águas profundas da Bacia de Sergipe, o que fundamentou a escolha desse valor.

## 2.4. Interpretação da carta do teste de formação

A metodologia de interpretação adotada neste estudo baseou-se na análise da derivada da deconvolução da pressão, apresentada em escala log-log (Figura 12). Embora a deconvolução seja uma técnica um pouco mais recente, como descrito no tópico anterior, a análise da derivada log-log é amplamente reconhecida e tem se mostrado essencial para o diagnóstico de regimes de escoamento. Formalizada por Bourdet et al. (1983), essa abordagem, que ficou conhecida como 'derivada de Bourdet' ou 'derivada logarítmica', demonstrou sua relevância na identificação de padrões como estocagem, fluxo radial e efeitos de fronteira. Gringarten (2006) destaca essa evolução e menciona outros estudos que contribuíram para o aprimoramento da técnica. Dessa forma, essa abordagem foi adotada neste trabalho por sua robustez e capacidade de revelar com clareza os comportamentos dinâmicos do reservatório.

Apesar das diferenças sedimentológicas entre canais fluviais e turbidíticos, trabalhos como os de Zheng et al. (1996), Zambrano et al. (2000), Hamdi (2012), Hamdi et al. (2014) e Walsh et al. (2016) forneceram um referencial valioso para a interpretação dos testes no presente estudo, ao permitirem reconhecer padrões diagnósticos e inferir o impacto de heterogeneidades típicas de canais turbidíticos na resposta de pressão derivativa. Assim, a metodologia aplicada foi adaptada com base em analogias conceituais validadas em sistemas fluviais, extrapoladas com critério para o contexto geológico dos canais turbidíticos analisados (Figura 12).



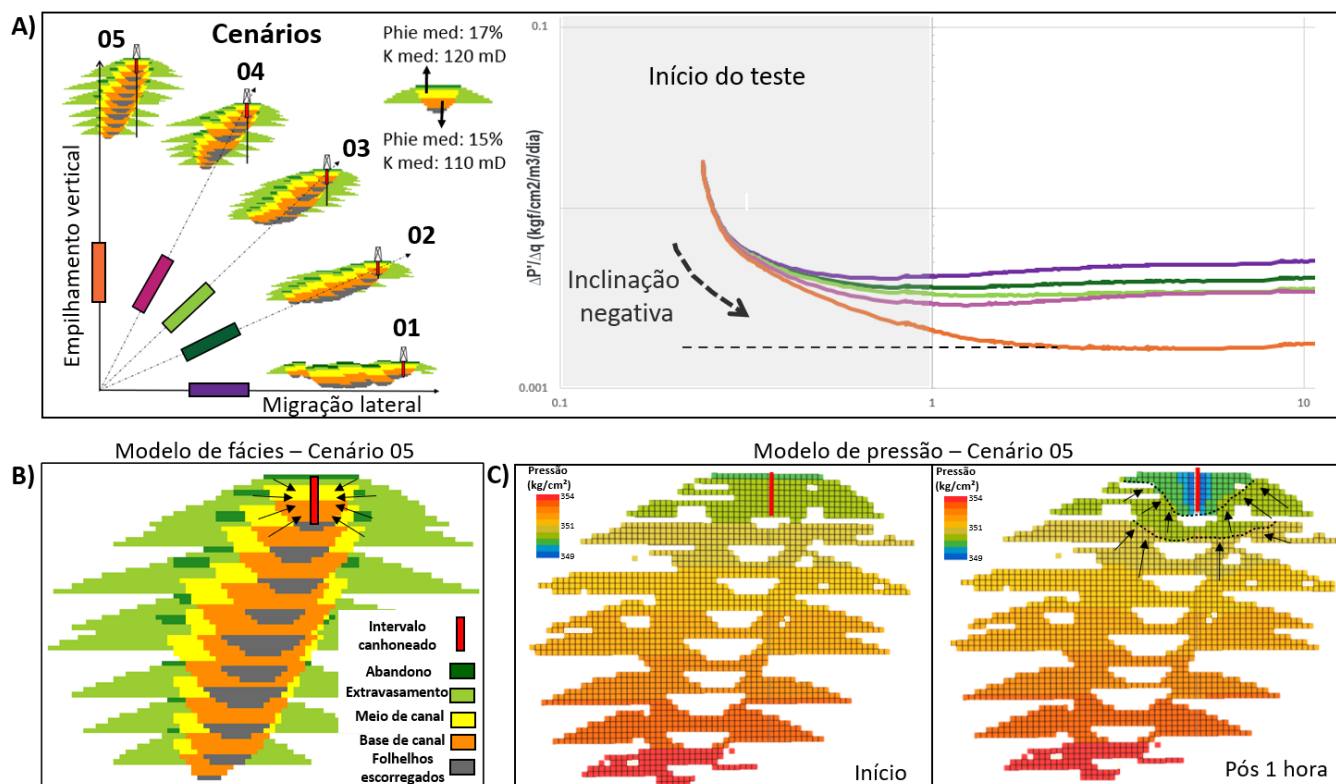
**Figura 12.** Deconvolução da pressão em escala log-log (derivada de Bourdet). Estágio 1: regime inicial dominado por efeitos próximos ao poço. Estágio 2: estabelecimento do fluxo radial, evidenciado pela estabilização da derivada. Estágio 3: incremento da derivada ("efeito rampa"), associado à degradação da conectividade lateral ou à presença de barreiras e heterogeneidades no reservatório.

Baseado nos artigos mencionados anteriormente, a interpretação de testes de formação seguiu um fluxo de análise dos dados diagnósticos no *log-log plot*, separando em três estágios principais. O estágio 1 associado ao tempo inicial e dominado por fenômenos próximos ao poço e que podem mascarar a resposta do reservatório. Após o comportamento inicial, estabeleceu-se o fluxo radial, caracterizado por uma estabilização horizontal da derivada de pressão no *log-log plot*, estágio 2. Este é um momento importante, pois reflete um fluxo uniforme em todas as direções ao redor do poço, livre de influências externas como barreiras ou heterogeneidades maiores. Neste estágio, a permeabilidade efetiva do reservatório seria calculada. No entanto, para este trabalho, as permeabilidades já são conhecidas, eliminando a necessidade dessa análise. O estágio 3 é estágio é marcado por um aumento na derivada de pressão, conhecido como efeito rampa (Corbett et al. (2012); Hamdi, 2012). Este comportamento pode indicar uma conectividade lateral degradante, onde a qualidade do reservatório se deteriora conforme a distância do poço aumenta, mas também pode refletir a presença de barreiras ou heterogeneidades no reservatório, resultando em restrições ao fluxo.

### 3. RESULTADOS

#### 3.1. Variação no padrão de empilhamento

Na primeira hora do teste, os resultados revelaram uma inclinação negativa no gráfico *log-log* da derivada de pressão, mais evidente na curva associada ao caso de maior empilhamento vertical, o caso 05. Esta situação ocorreu devido ao poço produzir de um intervalo menor do que a espessura total do reservatório efetivamente drenada (Figura 13), o que resulta em uma resposta semelhante à de uma recarga de um outro corpo canalizado. Vale lembrar, que para essa análise foi escolhido canhonear somente no intervalo referente ao canal 10, o que fez limitar o escoamento potencial durante o teste. A restrição do canhoneio foi uma escolha deliberada para a análise, mas, fazendo uma analogia com situações reais do dia a dia na produção de um campo de petróleo, essa condição pode ocorrer de uma forma intencional para evitar a antecipação da produção de água ou de gás por exemplo, ou pode ser resultado de uma interrupção prematura da perfuração devido a problemas mecânicos, levando a um intervalo canhoneado inferior ao potencial produtor.



**Figura 13.** A. Inclinação negativa inicial da derivada, indicando regime de fluxo semiesférico decorrente da restrição do intervalo canhoneado. B. Ilustração do intervalo canhoneado em todos os cenários simulados. C. Dado de pressão mostrando que a espessura porosa efetiva é maior que o intervalo canhoneado, influenciando no comportamento da derivada no início do teste.



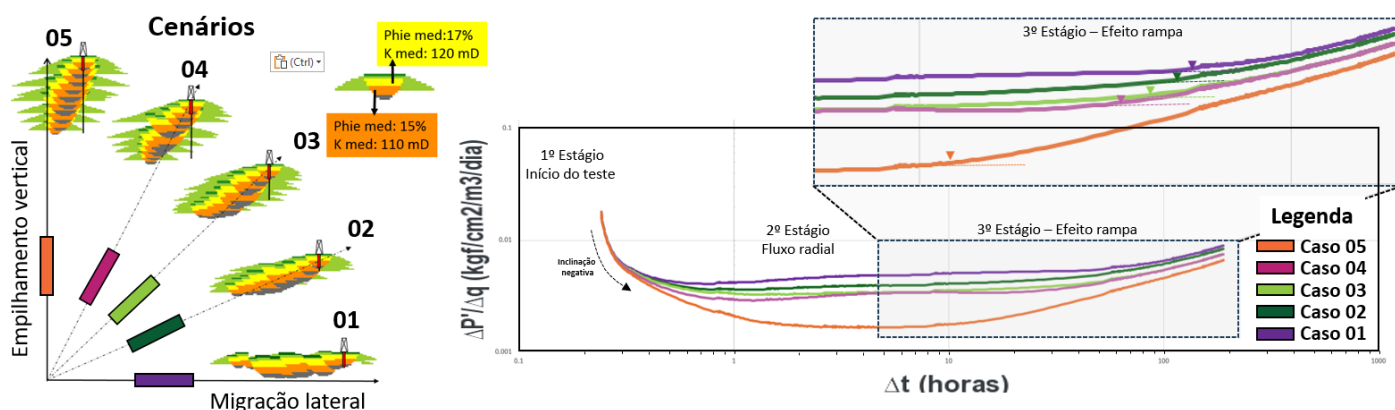


Figura 15. Comportamento da derivada de Bourdet, mostrando a diferença do início do efeito rampa para cada cenário simulado.

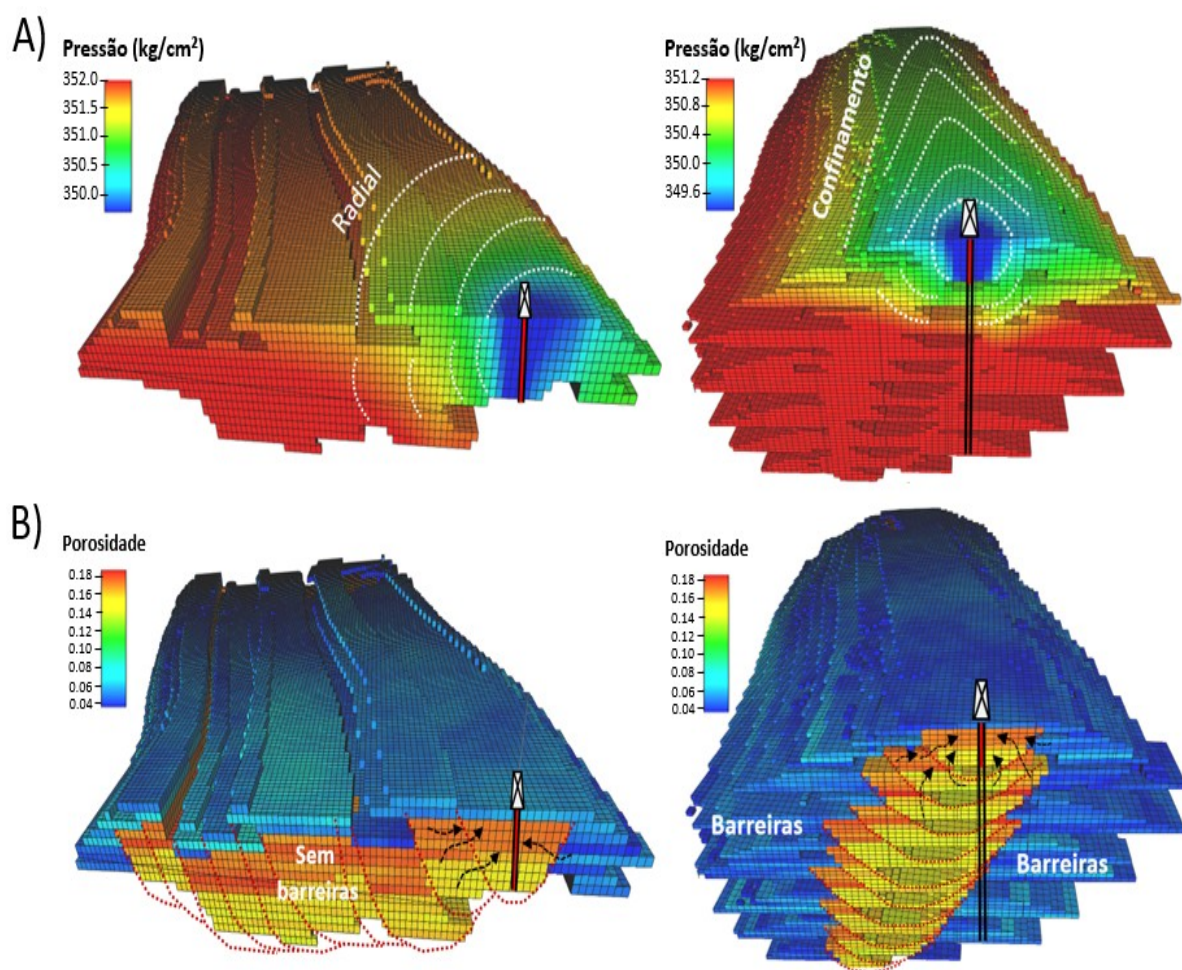


Figura 16. Comparação entre cenários com migração lateral e empilhamento vertical. A. Distribuição de pressão após 20 horas de teste. Cenários com migração lateral sustentam a pressão por mais tempo, enquanto o empilhamento vertical antecipa o efeito rampa devido à proximidade do poço às margens dos canais. B. Modelo 3D de porosidade mostrando barreiras laterais que intensificam o confinamento do fluxo nos cenários com maior empilhamento vertical.

No cenário 5, a inclinação da curva da derivada de Bourdet se manifesta de forma antecipada (Figura 15), o que evidencia a influência da proximidade do poço em relação às margens dos complexos de canais, mesmo diante de um bom nível de conectividade interna. Além disso, os canais mais profundos, embora apresentem comunicação vertical eficiente entre os estratos, não conseguiram sustentar a pressão em níveis que permitissem o início do efeito rampa em um intervalo de

tempo semelhante ao observado nos demais cenários simulados. Esse comportamento indica que as barreiras laterais associadas a depósitos de extravasamento exerceram controle significativo sobre variação da pressão no entorno do poço.

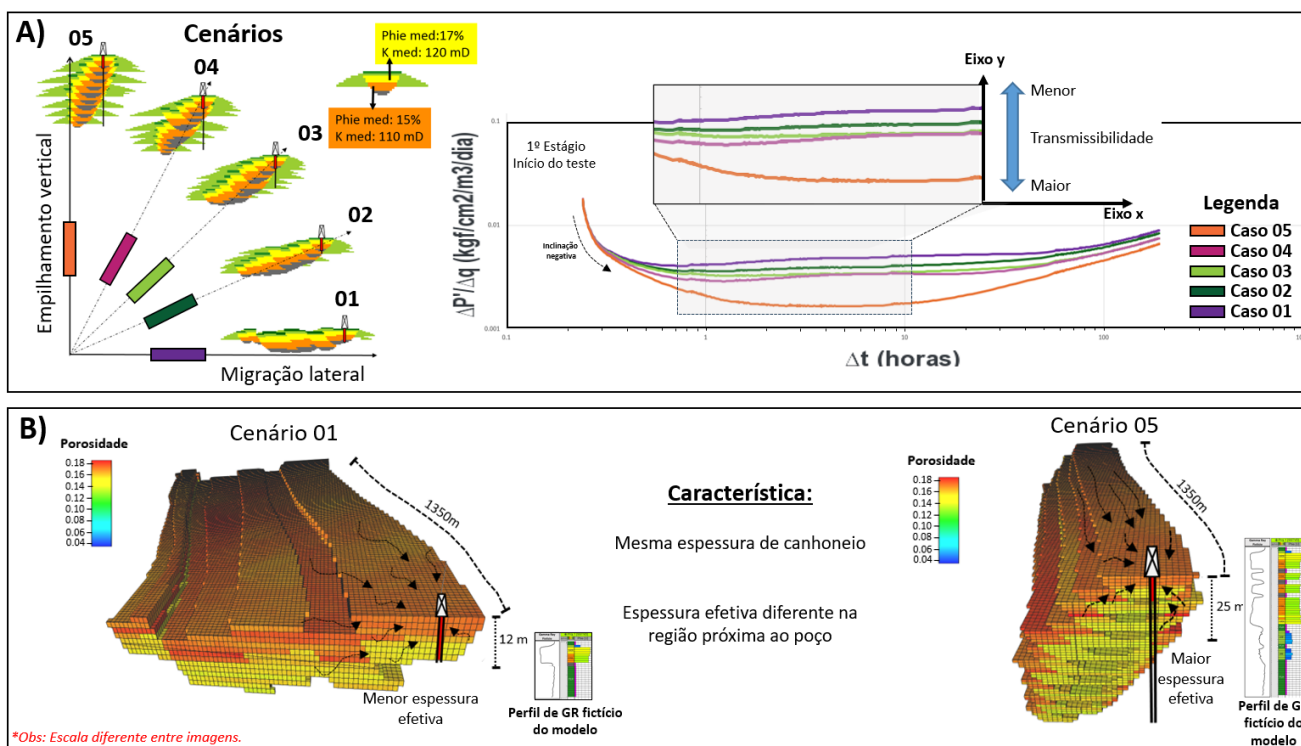
A partir da Figura 16, observa-se que os cenários com canais caracterizados por maior migração lateral sustentam melhor a pressão ao redor do poço por intervalos de tempo mais longos, favorecendo um

comportamento de fluxo radial mais bem definido. Por outro lado, no cenário com maior empilhamento vertical, mesmo apresentando o mesmo número de canais e propriedades petrofísicas equivalentes, a proximidade do poço produtor às margens dos complexos de canais limitou a capacidade de manter a pressão por períodos prolongados, confinando o escoamento dos hidrocarbonetos.

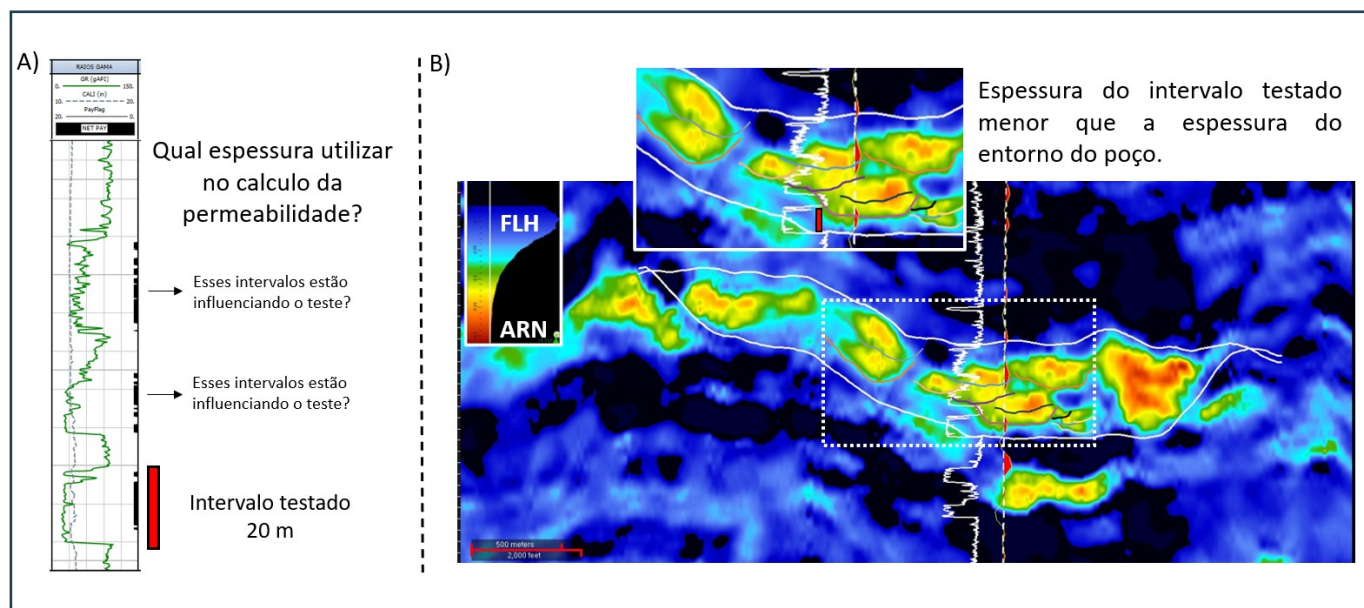
A diferença de posicionamento no eixo Y entre as curvas simuladas (Figura 17) está diretamente associada aos valores de transmissibilidade (relação entre a permeabilidade, a espessura da formação e a viscosidade do fluido) nas proximidades do poço. Amplamente reconhecido nos estudos de testes de formação de reservatórios, esse conceito é descrito em diversos trabalhos técnicos ao longo dos anos, sendo Gringarten (2006) responsável por um compilado abrangente das contribuições de vários autores que exploraram esse tema em profundidade. No entanto, três pontos específicos chamaram atenção neste estudo em particular e se destacam por sua relevância:

- O primeiro ponto é que, como os valores médios de permeabilidade e os valores de viscosidade do fluido foram mantidos constantes em todos os cenários, a espessura efetiva na região do intervalo canhoneado desempenhou um papel determinante nesse comportamento. Modelos com predominância de migração lateral apresentaram maior desconfinamento, o que afastou os canais individuais do poço e reduziu sua influência no período inicial do teste. Por outro lado, em complexos de canais com tendência de amalgamação vertical, a maior espessura efetiva próxima ao intervalo produtor teve um impacto direto na posição do patamar durante o período de fluxo radial (Figura 17A).
- O segundo ponto, de grande relevância para os geocientistas, é a necessidade de cautela ao calcular e utilizar a permeabilidade oriunda do teste de formação. Embora todos os cenários tenham utilizado o mesmo intervalo canhoneado, como mencionado anteriormente, as curvas da derivada de Bourdet apresentaram posicionamentos distintos no eixo Y. Apesar de a permeabilidade do modelo geológico ser previamente conhecida, caso fosse calculada diretamente a partir do intervalo canhoneado, os valores obtidos seriam significativamente diferentes dos utilizados na modelagem, resultando em valores de permeabilidade maiores do que os esperados, devido a subdimensionamento da espessura efetiva ao teste.
- O terceiro ponto decorre diretamente dos dois anteriores. Se for necessário calcular a permeabilidade derivada do teste de formação, é fundamental avaliar se há variações de espessura no raio de investigação que possam estar influenciando os resultados. Essa análise é particularmente relevante em complexos de canais com maior empilhamento vertical, onde essas variações podem exercer influência significativa no cálculo da permeabilidade (Figura 17B).

Com o intuito de evidenciar a necessidade de cautela no cálculo da permeabilidade derivada de testes de formação, selecionou-se um reservatório real associado a um complexo de canais turbidíticos depositados na Bacia de Sergipe para estabelecer uma analogia com o estudo apresentado.



**Figura 17.** Influência da espessura efetiva no comportamento das curvas de teste. **A.** Derivada de Bourdet dos cinco cenários, evidenciando a variação dos patamares de fluxo radial resultante das diferenças de espessura efetiva próxima ao intervalo canhoneado. **B.** Modelos 3D de porosidade ilustrando que, nos cenários com maior empilhamento vertical, o intervalo canhoneado é impactado por uma espessura efetiva mais elevada nas proximidades do poço.



**Figura 18.** Integração entre perfil de raio gama e dado sísmico do reservatório utilizado como analogia. **A.** Perfil de raio gama com três intervalos porosos associados a depósitos canalizados; a tarja vermelha demarca o intervalo testado e destaca a incerteza na definição da espessura a ser utilizada no cálculo da permeabilidade. **B.** Seção sísmica do atributo de impedância elástica sugerindo possível comunicação entre canais na área adjacente ao intervalo testado.

A Figura 18 integra dados de poço (perfil de raio gama) e informação sísmica para ilustrar o reservatório utilizado como analogia na discussão sobre o cálculo de permeabilidade em complexos de canais com maior empilhamento vertical. Observam-se três intervalos porosos bem definidos pelo perfil de raio gama adquirido durante a perfuração (Figura 18A). Esses corpos arenosos

foram interpretados como três canais distintos. Destaca-se que, no canal mais profundo, foi conduzido um teste de formação que exibiu o comportamento clássico de sistemas canalizados, com desenvolvimento de fluxo radial e manifestação clara do efeito rampa.

No entanto, surge a questão de qual intervalo deve ser considerado para o cálculo da permeabilidade

derivada do teste de formação, uma vez que o intervalo canhoneado abrange apenas os 20 metros do intervalo poroso basal. Outro aspecto importante é que, ao analisar os dados sísmicos (Figura 18B), é possível observar a presença de um complexo de canais próxima ao poço perfurado, cuja espessura total com possibilidade de influência é maior do que a do intervalo testado. Se de fato esses canais estiverem comunicados, essa diferença da espessura pode impactar diretamente o cálculo da permeabilidade, exigindo uma análise mais cuidadosas para evitar interpretações sub ou supervalorizadas desse parâmetro importante na modelagem geológica de reservatório.

Com o objetivo de aprofundar a compreensão do comportamento do efeito rampa entre os cinco casos simulados, foram extraídos os valores da segunda derivada da pressão nesse intervalo do teste. A análise concentrou-se nos dados de pressão no tempo de 38 e 180 horas, considerado um período bom suficiente para incorporar informações adicionais e que abrange o

estágio de confinamento dos complexos de canais. Com a extração desses valores, foi possível calcular a taxa de variação média nesse período, porém, os valores encontrados ainda não mostravam grandes diferenças entre si, dificultando um pouco o efeito comparativo. Buscando uma melhoria da análise, o cálculo foi refeito em cima da taxa de variação média, mas na escala log-log, o que resultou em valores mais interessantes, denominados, neste trabalho, como grau de confinamento (Tabela 1).

O grau de confinamento foi correlacionado com a razão da largura versus espessura dos complexos turbidíticos (Razão de aspecto). A Figura 19 ilustra o crossplot entre esses dois parâmetros, mostrando que a depender do empilhamento vertical, o confinamento cresce de forma mais rápida quando comparado com cenários em que a componente da migração lateral é mais presente.

**Tabela 1.** Dados utilizados para quantificação do grau de confinamento, definido a partir da taxa de variação da derivada de pressão durante o efeito rampa. A análise na escala log-log destacou diferenças sutis entre os cenários simulados, permitindo melhor discriminação do comportamento de confinamento dos complexos de canais.

Dados da derivada da pressão nos intervalos de tempo de 38 e 180 horas					
Tempo de teste (h)	Derivada da pressão Cenário 01	Derivada da pressão Cenário 02	Derivada da pressão Cenário 03	Derivada da pressão Cenário 04	Derivada da pressão Cenário 05
38.8	0.005323013	0.004657904	0.004018462	0.003811665	0.002828922
180.0	0.008682507	0.008105102	0.007281225	0.007281783	0.006385381
141.2	0.003359494	0.003447198	0.003262763	0.003470118	0.003556459

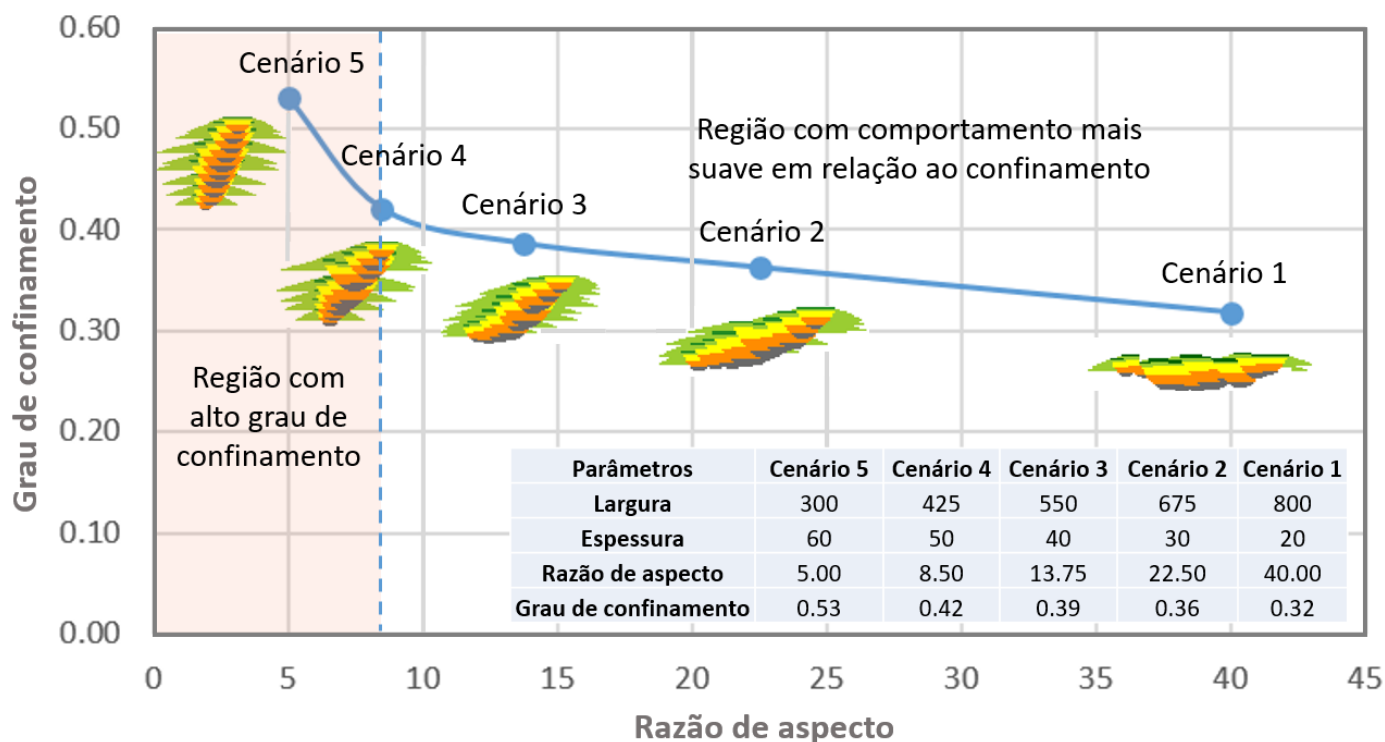
  

Tentativa 01					
Equação	Taxa de variação Cenário 01	Taxa de variação Cenário 02	Taxa de variação Cenário 03	Taxa de variação Cenário 04	Taxa de variação Cenário 05
$(dP'_{180} - dP'_{38}) / (T_{180} - T_{38})$	0.000023794	0.000024415	0.000023109	0.000024577	0.000025189

Grau de confinamento					
Equação na escala LOG	Taxa de variação Cenário 01	Taxa de variação Cenário 02	Taxa de variação Cenário 03	Taxa de variação Cenário 04	Taxa de variação Cenário 05
$(\text{LOG}(dP'_{180}) - \text{LOG}(dP'_{38})) / (\text{LOG}(T_{180}) - \text{LOG}(T_{38}))$	0.32	0.36	0.39	0.42	0.53

$dP'$  = Derivada da pressão  
 $T$  = Tempo



**Figura 19.** Crossplot entre grau de confinamento versus razão de aspecto. Os cenários testados mostraram que quanto maior a amalgamação vertical do complexo de canais, mais rapidamente aumenta o grau de confinamento.

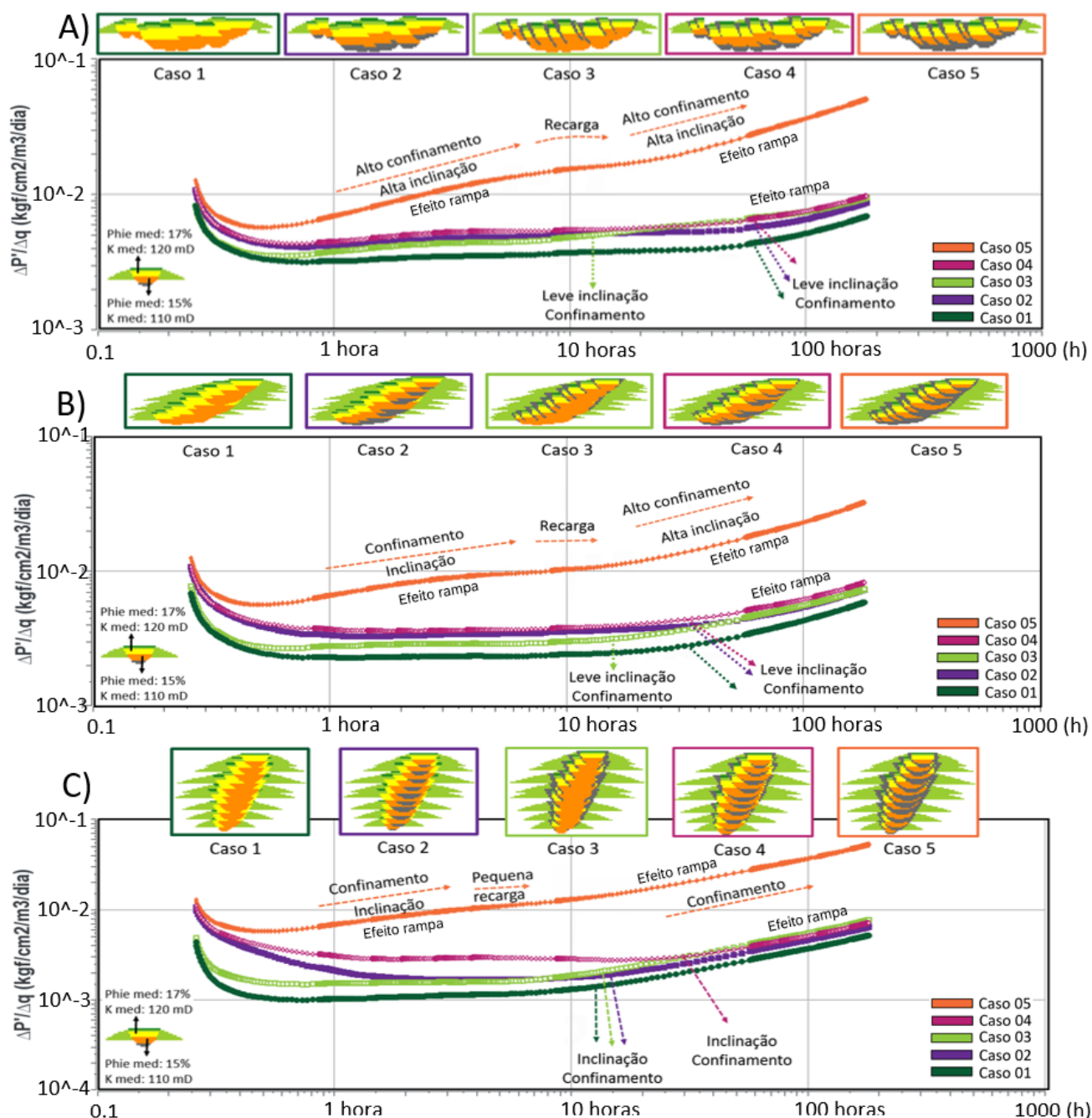
### 3.2. Variação de ocorrência de barreiras hidráulicas

A inclinação negativa observada no início do teste, assim como o leve efeito rampa percebido a partir do estágio dois, estão relacionados, respectivamente, à menor espessura canhoneada em comparação com a espessura efetiva no entorno do poço e à proximidade do poço produtor em relação a uma das margens do complexo de canais (Figura 20). Esses efeitos já foram discutidos nos resultados relacionados à variação do padrão de empilhamento e, por essa razão, não serão detalhados nesse tópico.

As variações na ocorrência de barreiras de permeabilidade tiveram impacto discreto nos resultados da derivada de Bourdet, exceto nos casos 5, onde essas barreiras estão amplamente distribuídas ao longo da superfície erosiva (Figura 20). Nos demais casos, o comportamento das curvas foi muito semelhante, sem apresentar padrões característicos que permitissem distinguir claramente os contextos geológicos. Vale destacar que a identificação das diferenças entre os casos só foi possível devido ao conhecimento prévio dos modelos que geraram as curvas. Sem esse conhecimento, não seria viável estabelecer analogias ou distinguir os cenários com base no comportamento das curvas.

Os complexos de canais com barreiras de permeabilidade ao longo de toda a sua superfície erosiva (Caso 5), bem como aqueles sem a presença de barreiras (Caso 1), desempenharam um papel importante na análise do comportamento dos fluidos em reservatórios. Além do entendimento do comportamento da pressão nesses cenários, eles serviram como referência para a interpretação das respostas dinâmicas do sistema durante os testes de formação.

Observou-se uma similaridade nas respostas de pressão obtidas nos testes de formação dos casos 2, 3 e 4 quando comparadas à do cenário sem barreiras de permeabilidade (Figura 20). Esse comportamento das derivadas reforça a hipótese de que a influência do posicionamento das barreiras hidráulicas é pouco significativa no intervalo de tempo considerado nos testes de formação. A boa conectividade entre os canais, mesmo na presença de barreiras que possam limitar parcialmente a percolação dos fluidos, resulta em respostas de pressão semelhantes. É importante destacar que essa análise se aplica apenas ao período do teste de formação, podendo o comportamento da pressão apresentar diferenças em escalas de tempo maiores.



**Figura 20.** Comparação das derivadas de Bourdet para os cinco casos simulados. curva correspondente aos cenários com barreiras distribuídas ao longo de toda a superfície erosiva (Caso 5) apresenta comportamento distinto, enquanto os casos 2, 3 e 4 exibem respostas de pressão muito semelhantes ao cenário sem barreiras (Caso 1). As variações no posicionamento das barreiras de permeabilidade mostraram impacto limitado no intervalo de tempo avaliado, indicando boa conectividade entre os canais. As diferenças observadas dependem do conhecimento prévio dos modelos geológicos utilizados, não sendo facilmente identificáveis apenas por curvas de derivada. **A.** Derivadas oriundas da variação de fácies no cenário de migração lateral. **B.** Derivadas oriundas da variação de fácies no cenário de migração lateral com um componente de deposição vertical. **C.** Derivadas oriundas da variação de fácies no cenário de maior empilhamento vertical.

Adicionalmente, é amplamente reconhecido que variações internas nas fácies deposicionais impactam significativamente a dinâmica de chegada de fluidos indesejados (Labourdette et al., 2006; Alpak et al., 2013; Rongier et al., 2017; Morris et al., 2025), como água ou gás, ao longo do tempo produtivo do poço. No entanto, o foco deste estudo é exclusivamente a análise da variação de pressão dentro do intervalo temporal dos testes de formação, sem se estender às implicações em longo prazo no comportamento do reservatório.

A presença de barreiras de permeabilidade ao longo da superfície erosiva (Caso 5) comprometeu significativamente a percolação de fluidos nos complexos de canais e acabou sendo a resposta mais marcante desta etapa de variação de fácies (Figura 21). Durante o teste de formação, os folhelhos escorregados dificultaram o fluxo de hidrocarbonetos entre os depósitos canalizados, resultando em uma queda acelerada da pressão do reservatório próximo ao poço. Esse comportamento indica um confinamento quase que total do canal 10 em

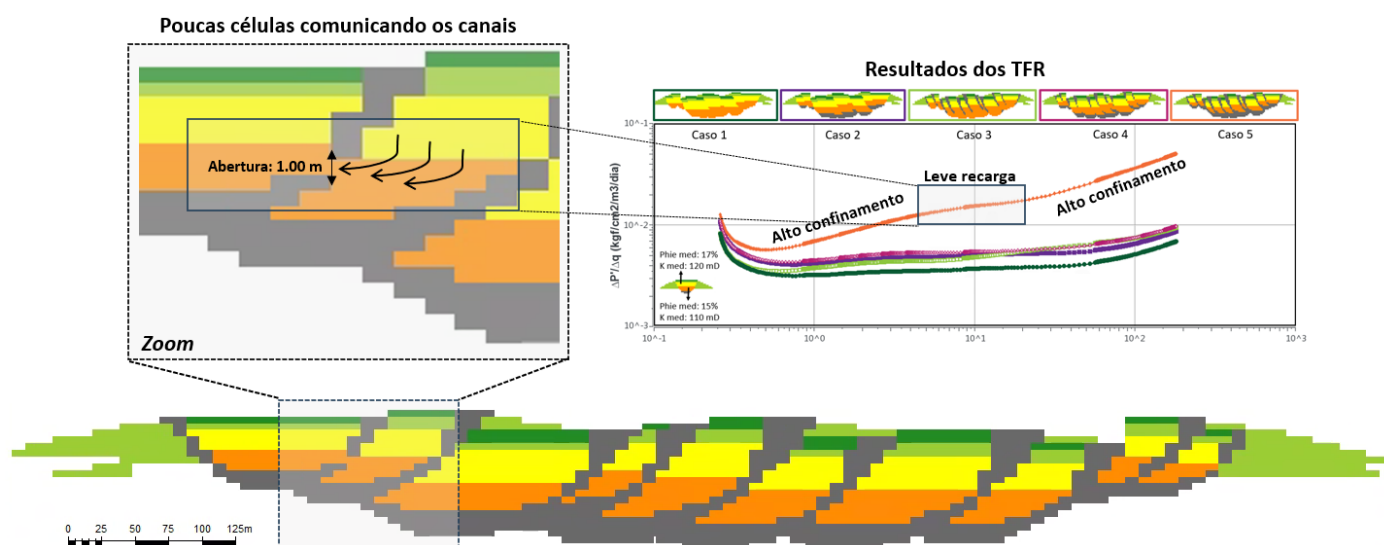
relação ao restante do complexo, mesmo com pequenos pontos de comunicação como mostra a Figura 21 e evidenciados pela leve desaceleração na queda de pressão. Essas poucas regiões de comunicações hidráulicas não foram capazes de estabilizar a pressão de forma prolongada, demonstrando que uma baixa comunicação pode retardar a queda por um curto período, mas não é capaz de influenciar significativamente o resultado do teste de formação.

Conforme discutido anteriormente, exceto no Caso 5, a variação das posições das barreiras hidráulicas exerceu influência limitada sobre o comportamento da derivada de Bourdet. Ainda assim, diferenças sutis podem ser identificadas ao analisar com mais detalhe os cenários simulados, especialmente no complexo de canais com maior migração lateral (Figura 22).

Nesse padrão de empilhamento, os casos 2, 3 e 4 exibem comportamentos semelhantes na etapa inicial do teste, marcada por um leve efeito rampa decorrente da proximidade do poço a uma das margens do complexo. Já na etapa seguinte, surge uma distinção discreta: o Caso 3 apresenta uma inclinação levemente maior, resultado da

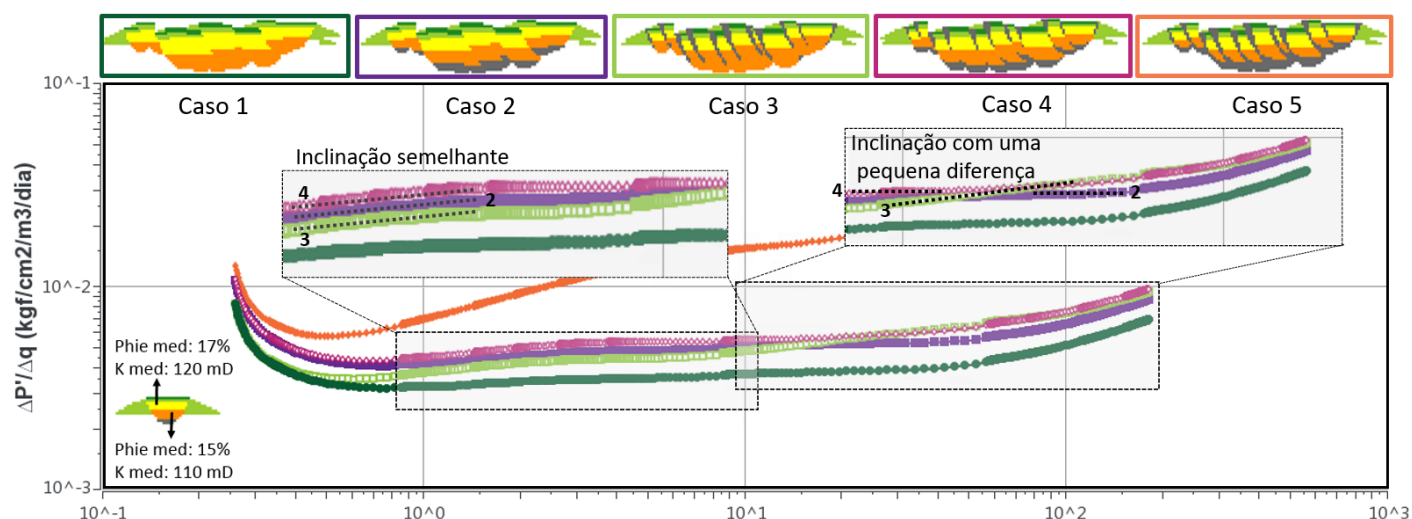
presença de barreiras de permeabilidade nas margens dos canais individuais. Essa heterogeneidade reduz a eficiência da drenagem horizontal, aumentando o caminho percorrido pelo fluido até o poço produtor (Figura 23). Essa condição foi interpretada como o principal fator responsável pelas diferenças observadas entre os casos.

Ao analisar o grau de confinamento, taxa de variação média do efeito rampa, ficou constatado que, para o mesmo padrão de empilhamento, os cenários de ocorrência de barreiras tiveram uma diferença pequena (Figura 24). Outro ponto importante foi que a taxa de maior amalgamação vertical dos canais mostrou ser mais influente no resultado que a variação faciológica. A exceção foi no cenário com alta proporção de folhelhos escorregados ao longo de todo canal, onde as diferenças no confinamento nos três cenários foram muito parecidas, mostrando que para ter queda significativa na conectividade hidráulica, os depósitos canalizados precisam de barreiras de permeabilidade bastante efetivas.

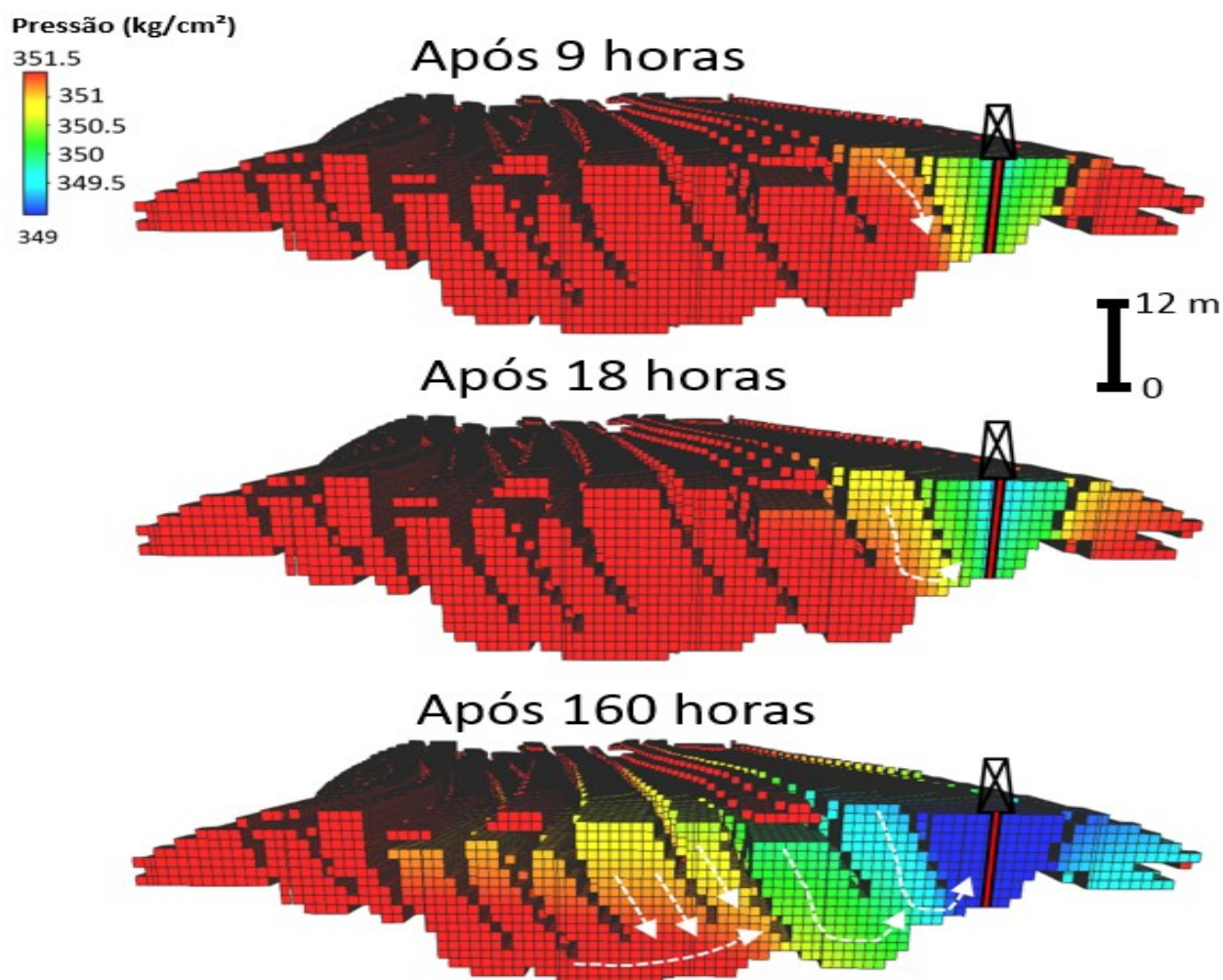


#### Cenário 5 – Barreiras hidráulicas em quase toda totalidade das intersecções entre canais

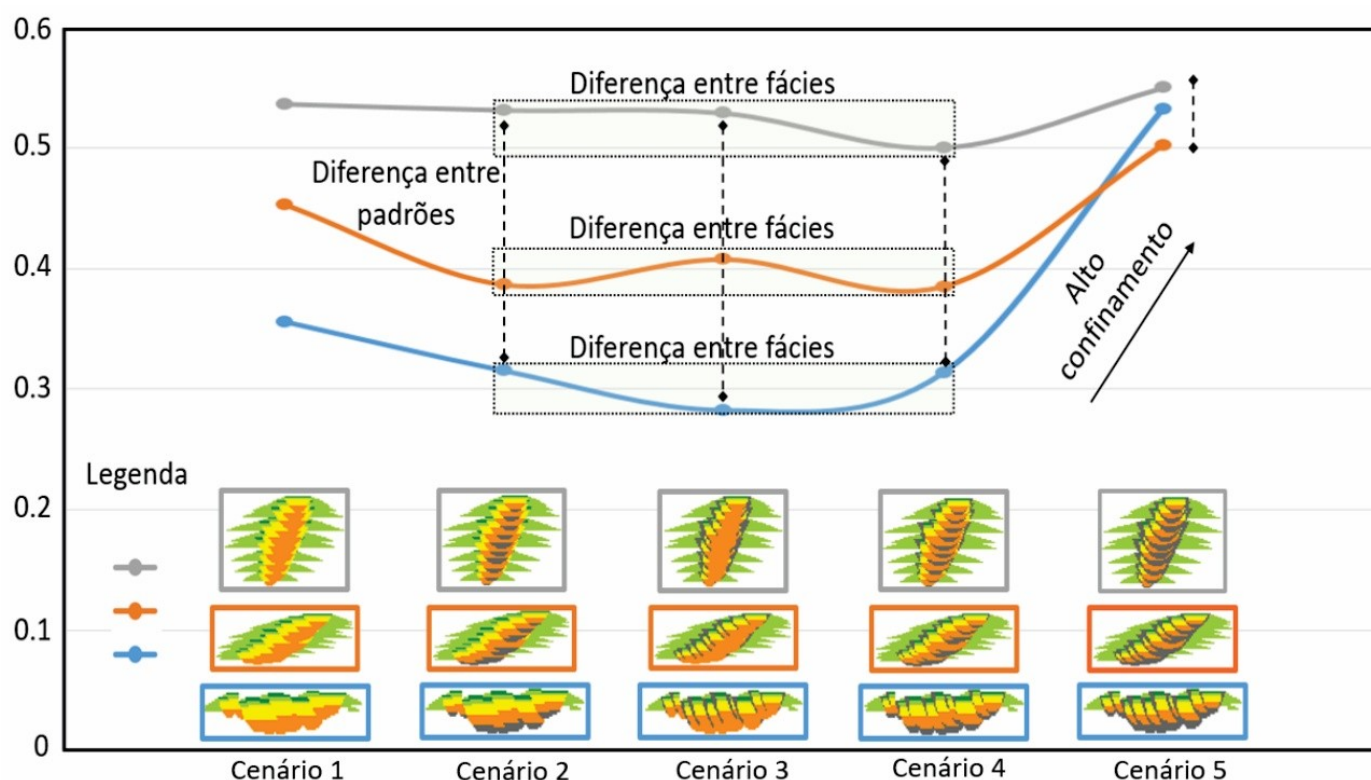
**Figura 21.** Modelo geológico 3D do cenário de barreiras em quase toda totalidade. A presença contínua de folhelhos escorregados restringe a comunicação hidráulica entre os canais, resultando em um confinamento quase total do canal 10. Apenas poucas células conectadas permitem comunicação limitada, suficiente apenas para retardar brevemente a queda de pressão, mas não para estabilizá-la ao longo do teste, originando o efeito rampa logo no início da avaliação.



**Figura 22.** Comparação dos casos 2, 3 e 4 no cenário de maior migração lateral. Todos apresentam leve efeito rampa na fase inicial devido à proximidade do poço à margem do complexo. Na etapa seguinte, o Caso 3 exibe inclinação discretamente maior na derivada, atribuída às barreiras marginais de permeabilidade, que reduzem, levemente, a eficiência da drenagem horizontal.



**Figura 23.** Seção strike do modelo 3D do cenário de migração lateral (Caso 3) exibindo a distribuição de pressão ao longo do teste. As barreiras laterais de permeabilidade reduziram a eficiência da drenagem horizontal, obrigando o fluido a percorrer trajetos mais longos entre os canais.



**Figura 24.** Crossplot do grau de confinamento versus variações de fácies. As diferentes cores das curvas indicam os diferentes cenários de deposição que as ocorrências de barreiras foram testadas: Cinza - Empilhamento vertical; Laranja - Empilhamento vertical e migração lateral; Azul - Migração lateral. Comparando os cenários com o mesmo grau de amalgamação, observa-se que a diferença de grau de confinamento foi pequena. Os valores se diferenciam quando os cenários são comparados com padrões de empilhamentos diferentes.

### 3.3. Variação da permeabilidade efetiva

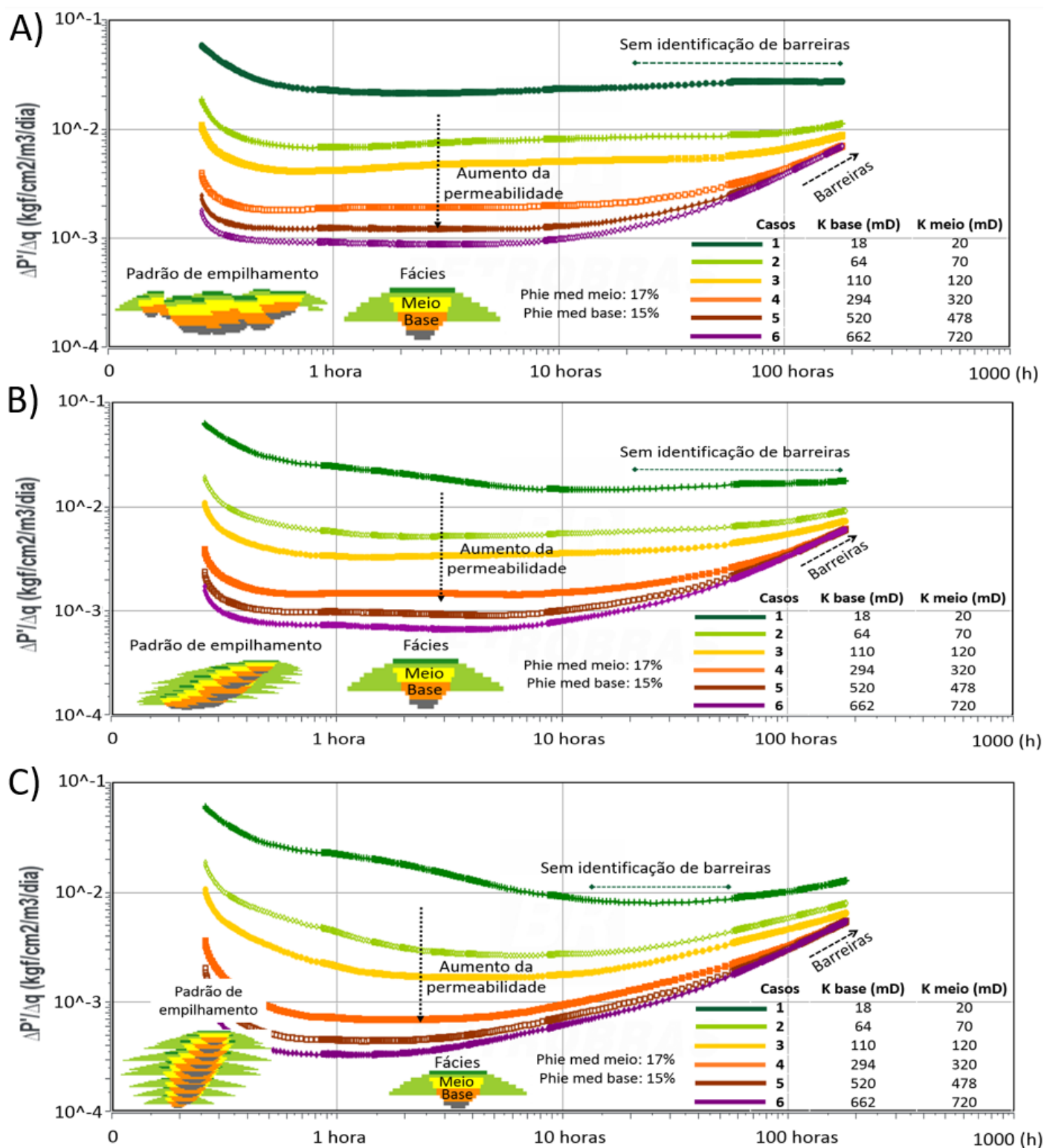
De uma maneira geral, o aumento nos valores médios da permeabilidade efetiva fez com que o efeito rampa das curvas da derivada de Bourdet fossem percebidos mais rapidamente em todos os cenários simulados (Figura 25). Esse comportamento está associado a maior facilidade do fluido percolar no interior do reservatório, fazendo com que as barreiras existentes nos modelos simulados fossem identificadas brevemente (Figura 25). Cenários com valores médios de permeabilidade mais baixos reduziram o alcance de investigação, não sendo possível constatar o confinamento mais expressivo do complexo de canais durante o período do teste.

A variação no eixo Y dos patamares do fluxo radial (Figura 25), como esperado devido à similaridade das espessuras entre os casos comparados, foi atribuída à diferença de permeabilidade. Isso evidencia claramente o impacto da permeabilidade no posicionamento da curva da derivada de Bourdet. Esses patamares elevados estão associados a reservatórios de baixa permeabilidade e podem ser interpretados nas cartas de testes tradicionais, que destacam os momentos de estática e fluxo, sendo a segunda estabilização significativamente mais baixa que a primeira.

A variação de permeabilidade também influencia na extensão do intervalo de tempo em que a inclinação negativa é observada no início do teste. Esse efeito é mais evidente em cenários com padrão de empilhamento vertical, onde a espessura efetiva próxima ao poço supera a zona canhoneada. Essa condição, associada às baixas permeabilidades, gera um comportamento semiesférico característico na derivada de Bourdet durante essa primeira parte do teste de formação (Figura 26).

Apesar da influência do comportamento semiesférico na etapa inicial do teste, no cenário de maior migração lateral com variações de permeabilidade apresentou um regime de fluxo radial mais evidente (Figura 27). A estabilização horizontal no gráfico diagnóstico log-log foi mais destacada nos casos 1, 4, 5 e 6, enquanto nos casos 2 e 3 o efeito rampa se mostrou de forma suave, prejudicando na caracterização do regime radial mais franco (Figura 28).

A Figura 28 exemplifica o caso de baixa permeabilidade, ilustrando de forma clara a dinâmica da variação de pressão e o raio de influência do poço, em comparação com reservatórios canalizados com valores de permeabilidade maiores, evidenciando o regime de fluxo "radial" observado na derivada de Bourdet.



**Figura 25.** Resultados das simulações considerando a permeabilidade como variável de incerteza. O aumento da permeabilidade antecipou o efeito rampa e ampliou o alcance de investigação do teste, permitindo a identificação mais rápida das barreiras. A variação do patamar radial reflete diretamente as diferenças de permeabilidade entre os casos. **A.** Cenário com tendência de migração lateral. **B.** Cenário com migração lateral e empilhamento vertical. **C.** Cenário com predomínio de empilhamento vertical.

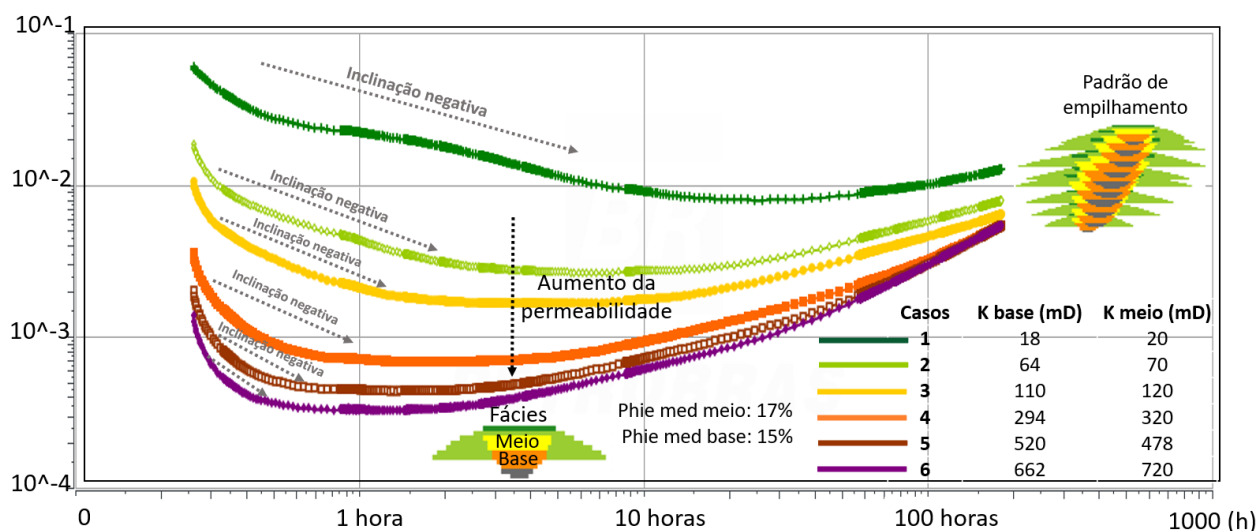


Figura 26. Derivada de Bourdet mostrando o comportamento semiesférico no início do teste de formação.

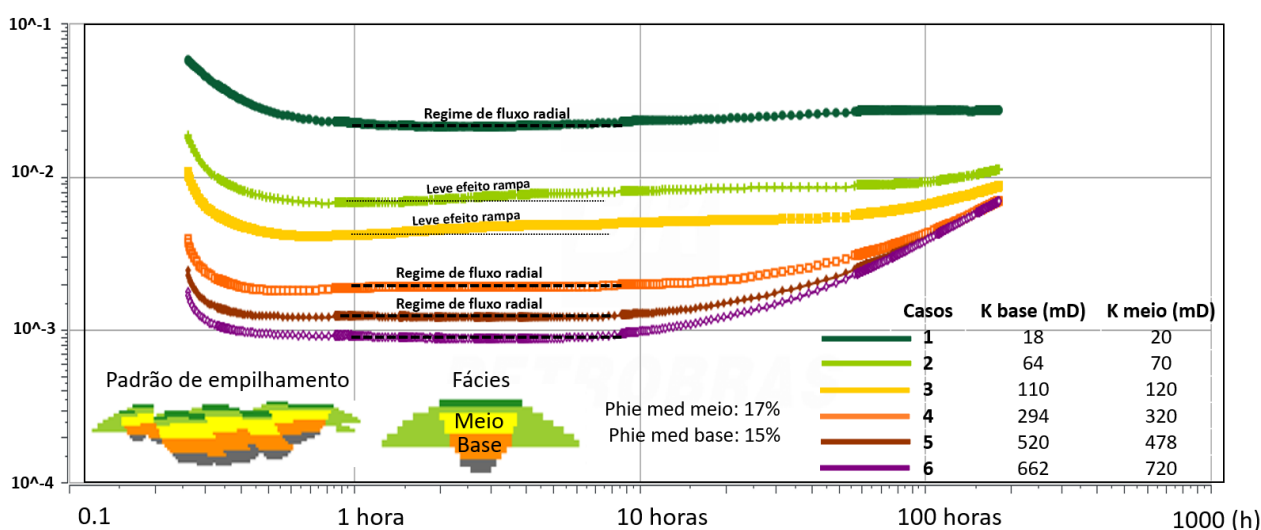


Figura 27. Gráfico log-log mostrando o comportamento do fluxo radial nos casos de variação de permeabilidade.

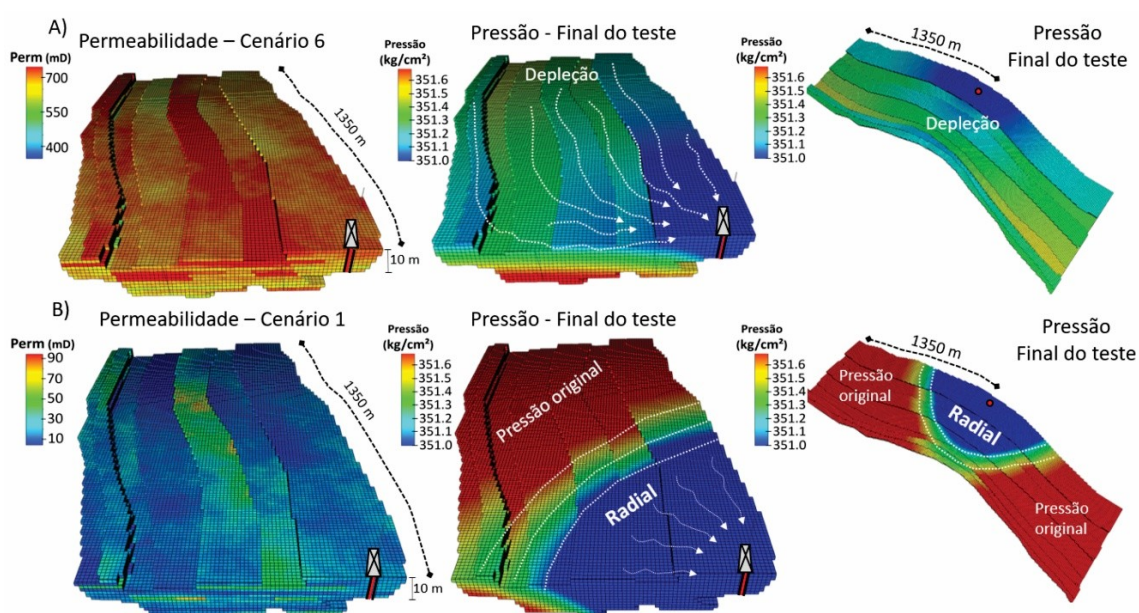
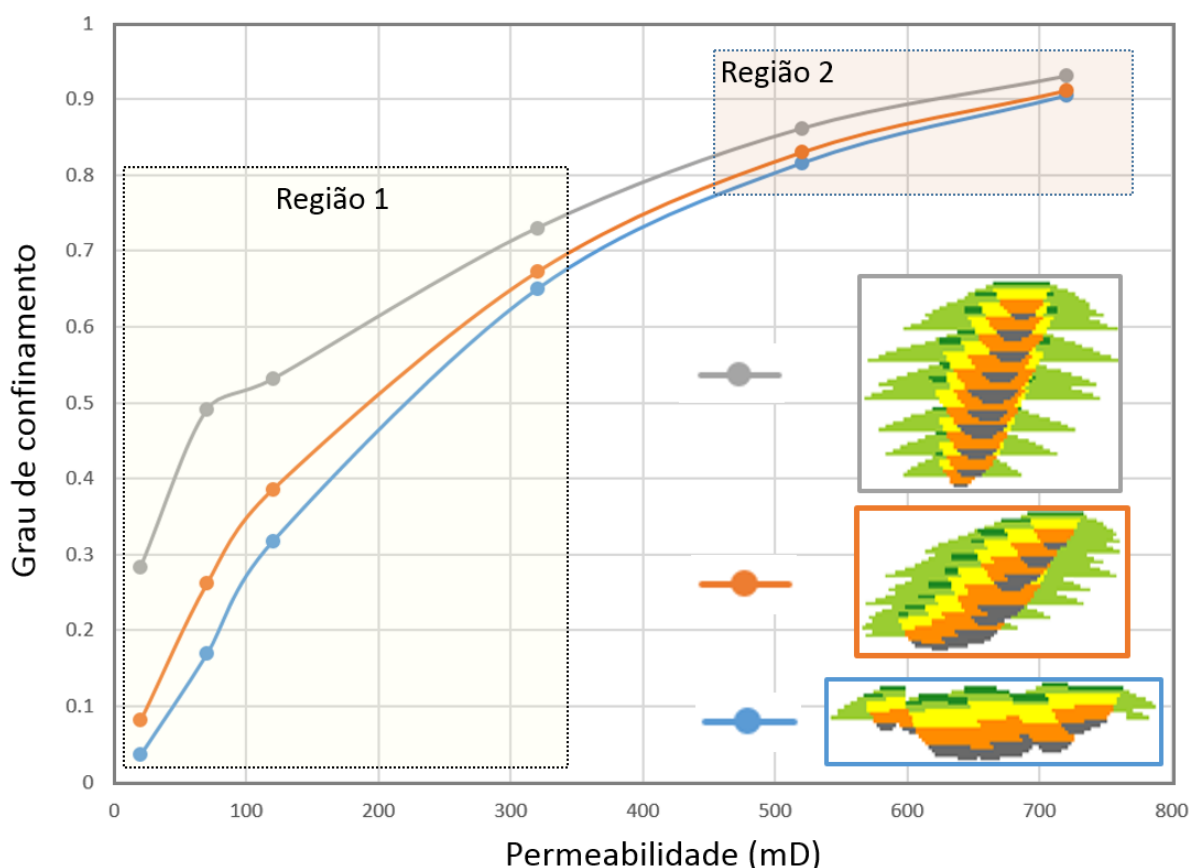


Figura 28. Modelo de permeabilidade e variação da pressão ao final do teste em diferentes casos, visto em seção e em planta. **A.** Modelo de alta permeabilidade, mostrando que praticamente toda região foi afetada pela variação da pressão ao final do teste. **B.** Modelo de baixa permeabilidade, ilustrando uma área investigada menor e um formato radial da variação da pressão ao final do teste.



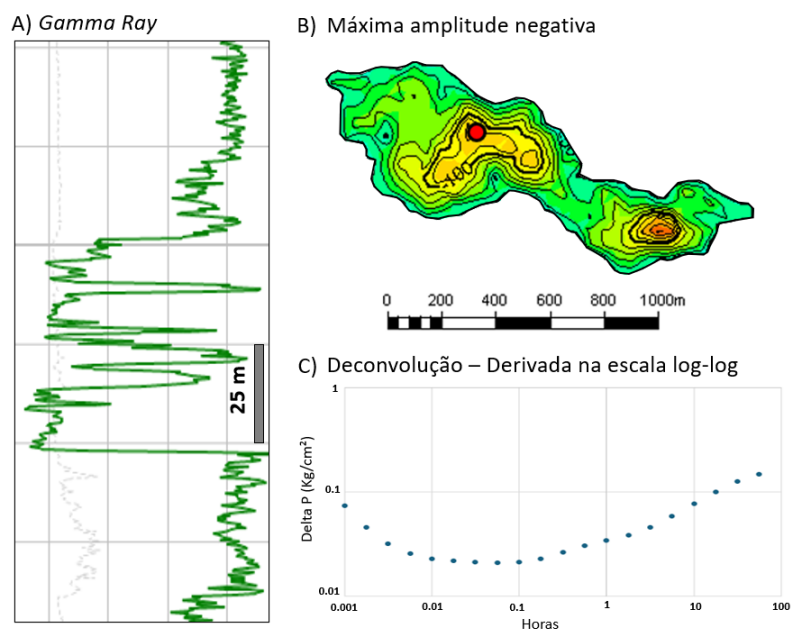
**Figura 29.** Crossplot do grau de confinamento versus permeabilidade. As diferentes cores de curvas indicam os diferentes cenários de padrão de empilhamento nos quais a variação de permeabilidade foi testada. A região 1 mostra a possibilidade de distinguir o grau de amalgamação vertical ou lateral dos complexos de canais. Já na região 2, os valores mais altos de permeabilidade obtiveram respostas muito parecidas em relação ao grau de confinamento.

Para tentar analisar de forma mais detalhada a influência da permeabilidade no intervalo do teste, foi extraída a taxa de variação média da derivada da pressão (Grau de confinamento), a partir dos valores constatado em 38 horas e no final do teste, e correlacionado com os casos de permeabilidade dos modelos simulados. Analisando o crossplot, à medida que os valores de permeabilidade aumentam, o grau de confinamento cresce e as diferenças entre os resultados esperado para cada padrão de empilhamento diminuem (Figura 29). Isso evidencia que, com o aumento da permeabilidade do sistema, o padrão de empilhamento vai perdendo influência no grau de confinamento, já que valores elevados de permeabilidade, independentemente do contexto deposicional, permitem identificar os limites das barreiras nos complexos de canais. Por outro lado, em situações de baixa permeabilidade, o gráfico mostra que é possível classificar melhor os complexos de canais com maior amalgamação vertical ou lateral com base no grau de confinamento, pois o padrão de empilhamento passa a exercer maior influência.

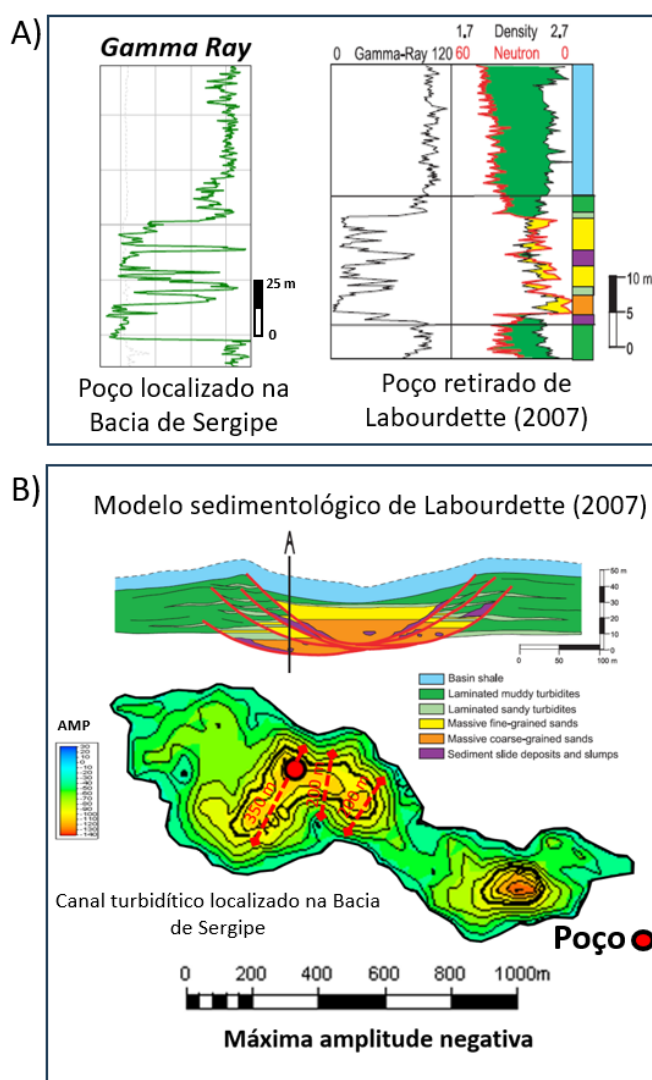
### 3.3.1. Aplicação do grau de confinamento

A proposta é que, assim como a permeabilidade obtida a partir dos testes é calculada e integrada aos estudos e à construção do modelo geológico 3D, seja possível estimar o grau de confinamento e utilizá-lo como uma informação adicional no processo de modelagem, especialmente na etapa de elaboração do modelo conceitual do reservatório. Essa informação, combinada com os dados de poços e sísmicos, poderia fornecer um suporte mais robusto para as interpretações das possíveis tendências deposicionais na região próxima ao poço testado, aumentando a confiança nas análises.

Esta metodologia foi aplicada a um exemplo real de complexo de canais da Bacia de Sergipe, ilustrado na Figura 30. O reservatório mostra um perfil de raios gama com padrão bem característico de preenchimento de canais, um mapa de atributo sísmico com uma feição canalizada e um teste com comportamento de rampa típico de ambientes confinados. Além disso, as dimensões do reservatório são compatíveis com os dos modelos conceituais simulados, o que faz esse reservatório um estudo de caso para utilização do grau de confinamento como informação.



**Figura 30.** A figura integra dados de poço (perfil de raio gama com três intervalos porosos distintos), dados sísmicos (atributo evidenciando feições canalizadas) e teste de formação (comportamento de rampa típico de ambientes confinados). As dimensões do reservatório são compatíveis com os modelos conceituais, permitindo a aplicação do grau de confinamento.



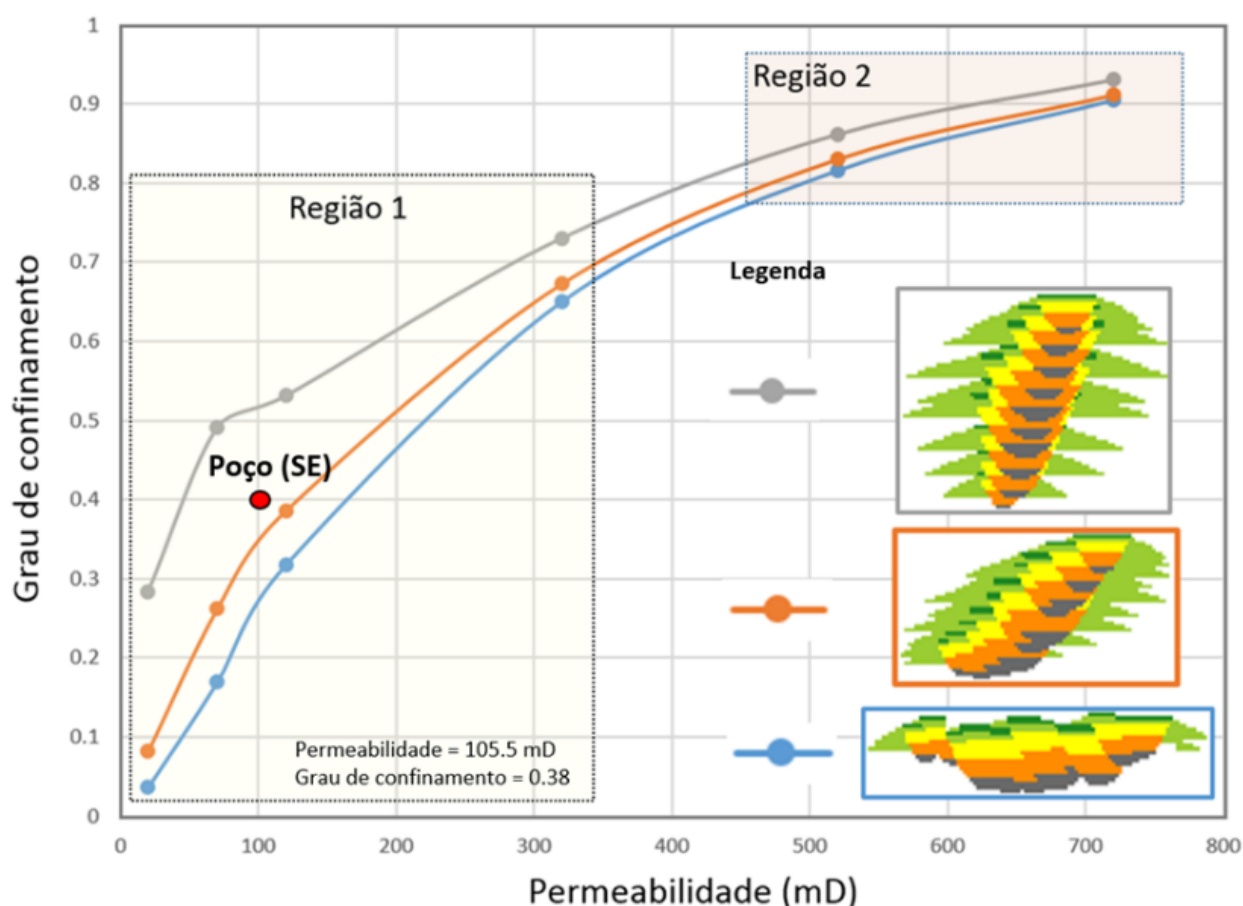
**Figura 31.** Comparação entre o complexo de canais turbidíticos da Bacia de Sergipe e o modelo sedimentológico de Labourdette, evidenciando boa correlação nos padrões de empilhamento entre os dois cenários.

A partir da interpretação dos dados disponíveis, pode-se inferir a presença de canais turbidíticos caracterizados por uma tendência de empilhamento vertical. Essa interpretação pode ser fundamentada nas informações apresentadas por Labourdette (2007), que descreve de forma detalhada o modelo sedimentológico de canais turbidíticos com essas características deposicionais. A Figura 31 reforça essa análise ao estabelecer uma analogia entre os dados de um complexo de canais turbidíticos da Bacia de Sergipe e o modelo sedimentológico apresentado por Labourdette (2007), evidenciando uma boa correlação no padrão de empilhamento entre os dois cenários.

Como parte complementar à interpretação realizada, foi calculado o grau de confinamento com base no teste de formação conduzido na Bacia de Sergipe. Para garantir uma análise consistente, os últimos 80% do tempo de duração do teste foram utilizados no cálculo, refletindo a mesma proporção adotada nos modelos simulados anteriormente, considerando que os tempos

de teste do poço real e dos modelos diferem. Além disso, essa proporção cobre de maneira adequada o intervalo de tempo correspondente ao efeito rampa, etapa de interesse para o estudo. Essa informação, juntamente com o valor de permeabilidade estimado no teste (105,5 mD), foi plotada em um gráfico com o objetivo de verificar se a resposta do grau de confinamento está alinhada com a interpretação inicial (Figura 32).

A Figura 32 ilustra o grau de confinamento em função da permeabilidade calculada a partir de um teste de formação de um poço da Bacia de Sergipe, demonstrando uma boa concordância com o modelo conceitual previsto. Esse resultado indica características consistentes com um complexo de canais que tem uma tendência maior de empilhamento vertical. Além disso, essa análise complementa e fortalece a interpretação inicial, que anteriormente considerava apenas parâmetros geológicos, ao integrar uma perspectiva dinâmica do comportamento do reservatório.



**Figura 32.** Grau de confinamento em função da permeabilidade calculada a partir de um teste de formação de um poço da Bacia de Sergipe (Ponto vermelho, mostrando boa concordância com o modelo conceitual e indicando características típicas de um complexo de canais com maior empilhamento vertical. A análise integra informações geológicas e dinâmicas, reforçando a interpretação do comportamento do reservatório.

#### 4. CONCLUSÕES

A integração entre a modelagem geológica tridimensional e as simulações numéricas de fluxo mostrou-se essencial para compreender o comportamento dinâmico de reservatórios associados a complexos de canais turbidíticos. Essa combinação permitiu avaliar, de forma quantitativa e qualitativa, a influência dos parâmetros geológicos sobre as respostas de pressão obtidas em testes de formação, reafirmando a importância da análise integrada entre geociência e engenharia na previsão do desempenho produtivo e na redução das incertezas do modelo de reservatório.

Os resultados obtidos evidenciaram que o padrão de empilhamento constitui o principal fator de controle sobre a resposta hidráulica ao longo do teste de formação, exercendo impacto direto na forma e no deslocamento da derivada de Bourdet. Complexos canalizados com predomínio de migração lateral sustentam regimes de fluxo radial mais duradouros e melhor conectividade, enquanto o aumento da amalgamação vertical intensifica o efeito rampa, caracterizando um confinamento progressivo da circulação de fluidos.

Em contrapartida, as barreiras de permeabilidade apresentaram efeito restrito durante o período de realização dos testes, sendo seu impacto significativo apenas quando associadas a feições de confinamento mais abruptas, capazes de comprometer a comunicação hidráulica entre os canais. No intervalo temporal típico dos testes de formação, a boa conectividade interna tende a reduzir a influência dessas heterogeneidades.

A permeabilidade mostrou-se igualmente determinante, não apenas na definição do posicionamento da derivada de pressão, mas também na ampliação do raio de investigação do teste. Valores mais elevados favoreceram a identificação precoce das barreiras e dos limites de compartimentação, enquanto em cenários de baixa permeabilidade o alcance da resposta manteve-se restrito.

Os resultados indicaram que a espessura efetiva ao redor do intervalo canhoneado exerce um papel fundamental na interpretação dos testes de formação, sendo capaz de alterar significativamente o posicionamento da derivada de pressão e, conseqüentemente, a estimativa de permeabilidade. A análise evidenciou que desconsiderar essa variável pode resultar em interpretações superestimadas ou subestimadas da permeabilidade, especialmente em sistemas turbidíticos com forte empilhamento vertical. Assim, ressalta-se a necessidade de uma avaliação integrada entre os dados geológicos e os parâmetros de engenharia durante a interpretação dos testes de formação.

Por fim, a introdução do conceito de grau de confinamento permitiu integrar a análise dinâmica dos testes de formação à modelagem geológica. Esse indicador mostrou-se útil na construção de modelos conceituais, permitindo inferir tendências deposicionais e padrões de empilhamento a partir de dados de poço e da resposta de pressão. Embora ainda sejam necessárias análises adicionais e validação com um número maior de casos, o conceito já demonstra potencial relevante para auxiliar na interpretação dos testes de formação e na definição de modelos conceituais nas proximidades dos poços avaliados.

#### AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar um agradecimento especial ao geólogo Manoel Nabuco Chaves Costa, por todo o ensinamento e inspiração na Geologia.

#### REFERÊNCIAS

- Abbaszadeh, M., Takano, O., Yamamoto, H., Shimamoto, T., Yazawa, N., Murguia, S.F., Zamora Guerrero, D.H., e Rodríguez de la Garza, F., 2003, Integrated geostatistical reservoir characterization of turbidite sandstone deposits in Chicotepec Basin, Gulf of Mexico: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Society of Petroleum Engineers, paper 84052, doi: <https://doi.org/10.2118/84052-MS>.
- Abreu, V., Sullivan, M., Pirmez, C., e Mohrig, D., 2003, Lateral accretion packages (LAPs): an important reservoir element in deep water sinuous channels: *Marine and Petroleum Geology*, v. 20, p.631-648, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.08.003>.
- Alpak, F.O., Barton, M.D., e Naruk, S.J., 2013, The impact of fine-scale turbidite channel architecture on deep-water reservoir performance: *AAPG Bulletin*, v. 97, n. 2, p. 251-284, doi: <https://doi.org/10.1306/04021211067>.
- Beaubouef, R.T., e Friedman, S.J., 2000, High-resolution seismic/sequence stratigraphic framework for the evolution of Pleistocene intra slope basins, western Gulf of Mexico, *in* Weimer, P., et al., *Deep Water Reservoirs of the World: Gulf Coast Section SEPM 20th Bob F. Perkins Research Conference*, p. 40-60, doi: <https://doi.org/10.5724/GCS.00.15.0040>.
- Bourdet, D., Whittle, T.M., Douglas, A.A., e Pirard, Y.M., 1983, A new set of type curves simplifies well test analysis: *World Oil*, v. 196, p. 95-106.

- Brons, F., e Marting, V.E., 1961, The effect of restricted fluid entry on well productivity: *Journal of Petroleum Technology*, v. 13, n. 2, p. 172-174, doi: <https://doi.org/10.2118/1322-G-PA>.
- Clark, J.D., e Pickering, K.T., 1996, Architectural elements and growth patterns of submarine channels: application to hydrocarbon exploration: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 80, p. 194-221.
- Corbett, P.W.M., Zheng, S.Y., Pinisetti, M., Mesmari, A., e Stewart, G., 1998, The integration of geology and well testing for improved fluvial reservoir characterisation, in *SPE International Oil e Gas Conference e Exhibition in China, Beijing*, Society of Petroleum Engineers, paper SPE-48880-MS, doi: <https://doi.org/10.2118/48880-MS>.
- Corbett, P.W.M., 2012, The Role of Geoengineering in Field Development: *Oil Industry, Intech 433 Open Science*, doi: <https://doi.org/10.5772/50535>.
- Culham, W.E., 1974, Pressure buildup equations for spherical flow regime problems: *SPE Journal*, v. 14, n. 6, p. 545-555, doi: <https://doi.org/10.2118/4053-PA>.
- Deptuck, M.E., Sylvester, Z., Pirmez, C., e O'Byrne, C., 2007, Migration-aggradation history and 3-D seismic geomorphology of submarine channels in the Pleistocene Benin-major Canyon, western Niger Delta slope: *Marine and Petroleum Geology*, v. 24, p. 406-433, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.01.005>.
- Deptuck, M.E., Sylvester, Z., e O'Byrne, C., 2012, Pleistocene seascape evolution above a "simple" stepped slope - Western Niger Delta, in Prather, B.E., Deptuck, M.E., Mohrig, D., Van Hoorn, B., e Wynn, R.B., eds., *Application of the principles of seismic geomorphology to continental-slope and base-of-slope systems: case studies from seafloor and near-seafloor analogues: SEPM Special Publication*, v. 99, p. 199-222, doi: <https://doi.org/10.2110/pec.12.99.0199>.
- Dykstra, M., e Kneller, B., 2009, Lateral accretion in a deep-marine channel complex: implications for channelized flow processes in turbidity currents: *Sedimentology*, v. 56, p. 1411-1432, doi: <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2008.01040.x>.
- Emerick, A.A., e Reynolds, A.C., 2013, Ensemble smoother with multiple data assimilation: *Computers e Geosciences*, v. 55, p. 3-15, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2012.03.011>.
- Fildani, A., Hubbard, S.M., Covault, J.A., Maier, K.L., Romans, B.W., Traer, M., e Rowland, J.C., 2013, Erosion at inception of deep-sea channels: *Marine and Petroleum Geology*, v. 41, p. 48-61, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.03.006>.
- Fonnesu, F., 2003, 3D seismic images of a low sinuosity slope channel and related depositional lobe (West Africa deep offshore): *Marine and Petroleum Geology*, v. 20, p. 615-629, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.03.006>.
- Gardner, M.H., Borer, J.M., Melick, J.J., Mavilla, N., Dechesne, M., e Wagerle, R.N., 2003, Stratigraphic process-response model for submarine channels and related features from studies of Permian brushy canyon outcrops, West Texas: *Marine and Petroleum Geology*, v. 20, p. 757-787, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.07.004>.
- Gringarten, A.C., 2006, From straight lines to deconvolution: the evolution of the state of the art in well test analysis, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 24-27 September; SPEREE*, v. 11, n. 1, p. 41-62, doi: <https://doi.org/10.2118/102079-PA>.
- Gringarten, A.C., 2010, Practical use of well test deconvolution, in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Society of Petroleum Engineers*, paper SPE-134534-MS, doi: <https://doi.org/10.2118/134534-MS>.
- Hamdi, H., 2012, Illumination of channelised fluvial reservoirs using geological well testing and seismic modelling [Tese de Doutorado]: Heriot-Watt University, Edimburgo.
- Hamdi, H., Ruelland, P., Bergery, P., e Corbett, P., 2014, Using geological well testing for improving the selection of appropriate reservoir models: *Petroleum Geoscience*, v. 20, p. 353-368, <https://doi.org/10.1144/petgeo2012-074>.
- Huang, Y., 2018, Sedimentary characteristics of turbidite fan and its implication for hydrocarbon exploration in Lower Congo Basin: *Petroleum Research*, v. 3, p. 189-196, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.02.001>.

- Hubbard, S.M., Covault, J.A., Fildani, A., e Romans, B.W., 2014, Sediment transfer and deposition in slope channels: deciphering the record of enigmatic deep-sea processes from outcrop: *Geological Society of America Bulletin*, v. 126, p. 857-871, doi: <https://doi.org/10.1130/B30996.1>.
- Jobe, Z.R., Sylvester, Z., Howes, N., Pirmez, C., Parker, A., Cantelli, A., Smith, R., Wolinsky, M.A., O'Byrne, C., Slowey, N., e Prather, B., 2017, High-resolution, millennial-scale patterns of bed compensation on a sand-rich intraslope submarine fan, western Niger Delta slope: *Geological Society of America Bulletin*, v. 129, n. 1-2, p. 23-37, doi: <https://doi.org/10.1130/B31440.1>.
- Kang, H., Meng, J., Cheng, T., Jia, H., Bai, B., e Li, M., 2018, Characteristics of deep-water depositional system in Campos Basin, Brazil: *Petroleum Exploration and Development*, v. 45, p. 99-110, doi: <https://doi.org/10.11698/PED.2018.01.09>.
- Kirschner, R.H., e Bouma, A.H., 2000, Characteristics of a distributary channel-levee-overbank system, Tanqua Karoo, *in* Bouma, A.H., e Stone, C.G., *Fine-Grained Turbidite Systems: AAPG Memoir 72 e SEPM Special Publication 68*, p. 233-244, doi: <https://doi.org/10.1306/M72703C21>.
- Kohlhaas, C.A., del Giudice, C., e Abbott, W.A., 1982, Application of linear and spherical flow analysis techniques to field problems - case studies, *in* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Society of Petroleum Engineers, paper SPE-11088-MS, doi: <https://doi.org/10.2118/11088-MS>.
- Kolla, V., Bourges, P., Urrity, J.M., e Safa, P., 2001, Evolution of deep-water tertiary sinuous channels offshore Angola (West Africa) and implications to reservoir architecture: *AAPG Bulletin*, v. 85, p. 1373-1405.
- Kolla, V., 2007, A review of sinuous channel avulsion patterns in some major deep-sea fans and factors controlling them: *Marine and Petroleum Geology*, v. 24, p. 450-469, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.01.004>.
- Labourdette, R., Poncet, J., Seguin, J., Temple, F., Hegre, J., e Irving, A., 2006, Three-dimensional modelling of stacked turbidite channels in West Africa: impact on dynamic reservoir simulations: *Petroleum Geoscience*, v. 12, p. 335-345, doi: <https://doi.org/10.1144/1354-079306-705>.
- Labourdette, R., 2007, Integrated three-dimensional modeling approach of stacked turbidite channels: *AAPG Bulletin*, v. 11, p. 1603-1618, doi: <https://doi.org/10.1306/06210706143>.
- Labourdette, R., e Bez, M., 2010, Element migration in turbidite systems: random or systematic depositional processes?: *AAPG Bulletin*, v. 94, p. 345-368, doi: <https://doi.org/10.1306/09010909035>.
- Liu, L., Zhang, T., Zhao, X., Wu, S., Hu, J., Wang, X., e Zhang, Y., 2013, Sedimentary architecture models of deep-water turbidite channel systems in the Niger Delta continental slope, West Africa: *Petroleum Science*, v. 10, p. 139-148, doi: <https://doi.org/10.1007/s12182-013-0261-x>.
- Mayall, M., Stewart, I., 2000, The architecture of turbidite slope channels, *in* Weimer, P., et al., *Global Deep Water Reservoirs: Gulf Coast Section SEPM Foundation, 20th Bob F. Perkins Research Conference*, p. 578-586, doi: <https://doi.org/10.5724/gcs.00.15.0578>.
- Mayall, M., Jones, E., e Casey, M., 2006, Turbidite channel reservoirs - key elements in facies prediction and effective development: *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, p. 821-841, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2006.08.001>.
- McHargue, T.R., e Webb, J.E., 1986, Internal geometry, seismic facies, and petroleum potential of canyons and inner fan channels of the Indus Submarine Fan: *AAPG Bulletin*, v. 70, p. 161-180.
- McHargue, T., Pyrcz, M.J., Sullivan, M.D., Clark, J.D., Fildani, A., Romans, B.W., Covault, J.A., Levy, M., Posamentier, H.W., e Drinkwater, N.J., 2010, Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions: *Marine and Petroleum Geology*, v. 28, p. 728-743, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.07.008>.
- Moraes, M.A.S., Blaskovski, P.R., e Paraizo, P.L.B., 2006, Arquitetura de reservatórios de águas profundas: *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 14, n. 1, p. 7-25.

- Moran, J.H., e Finklea, E.E., 1962, Theoretical analysis of pressure phenomena associated with the wireline formation tester: *Journal of Petroleum Technology*, v. 14, n. 8, p. 899-908, doi: <https://doi.org/10.2118/177-PA>.
- Morris, P. D., Sylvester, Z., Covault, J. A., Mohrig, D., e Jensen, J. L., 2025, The impact of reservoir architecture on dynamic connectivity in sinuous deep-water channel systems: *Interpretation*, v. 13, n. 3, p. T607-T628, doi: <https://doi.org/10.1190/int-2024-0127.1>.
- Mulder, T., 2011, Gravity processes and deposits on continental slope, rise and abyssal plains: in Hüneke, H., e Mulder, T., *Deep-sea Sediments, Developments in Sedimentology*, v. 63, p. 25-148, doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53000-4.00002-0>.
- Mutti, E., 1985, Turbidite systems and their relations to depositional sequences, in Zuffa, G.G., *Provenance of Arenites, NATO-ASI Series*, Reidel, Dordrecht, p. 65-93, doi: [https://doi.org/10.1007/978-94-017-2809-6\\_4](https://doi.org/10.1007/978-94-017-2809-6_4).
- Mutti, E., e Normark, W.R., 1991, An integrated approach to the study of turbidite systems, in Weimer, P., e Link, M.H., *Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems*, Springer Verlag, Nova York, p. 75-106.
- Mutti, E., Bernoulli, D., Ricci Lucchi, F., e Tinterri, R., 2009, Turbidites and turbidity currents from Alpine 'flysch' to the exploration of continental margins: *Sedimentology*, v. 56, n. 1, p. 267-318, doi: <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2008.01019.x>.
- Navarre, J.-C., Claude, D., Liberelle, E., Safa, P., Vallon, G., e Keskes, N., 2002, Deep-water turbidite system analysis, West Africa: sedimentary model and implications for reservoir model construction: *The Leading Edge*, v. 21, p. 1132-1139, doi: <https://doi.org/10.1190/1.1523754>.
- Neves, R.P., 2007, Modelagem geológica 3D de reservatório e incertezas associadas [Monografia de Graduação em Geologia de Reservatório]: Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 49 p.
- Oliver, D.S., e Chen, Y., 2010, Recent progress on reservoir history matching: a review: *Computational Geosciences*, v. 15, n. 1, p. 185-221, doi: <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
- Pickering, K.T., Clark, J.D., Smith, R.D.A., Hiscott, R.N., Ricci Lucchi, F., e Kenyon, N.H., 1995, Architectural element analysis of turbidite systems, and selected topical problems for sand-prone deep-water systems: *Atlas of Deep Water Environments*, p. 1-11.
- Pirmez, C., e Imran, J., 2003, Reconstruction of turbidity currents in Amazon Channel: *Marine and Petroleum Geology*, v. 20, p. 823-850, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.03.005>.
- Posamentier, H.W., e Kolla, V., 2003, Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings: *Journal of Sedimentary Research*, v. 73, p. 367-388, doi: <https://doi.org/10.1306/111302730367>.
- Ragagnin, G.M., e Moraes, M.A.S., 2006, Seismic geomorphology and connectivity of deep-water reservoirs: *Society of Petroleum Engineers*, v. 11, p. 686-695, doi: <https://doi.org/10.2118/99852-PA>.
- Rongier, G., Collon, P., e Renard, P., 2017, A geostatistical approach to the simulation of stacked channels: *Marine and Petroleum Geology*, v. 82, p. 318-335, doi: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.01.027>.
- Sancevero, S.S., 2003, Modelagem sísmica de corpos turbidíticos sintéticos gerados por simulação booleana [Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo]: Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 161 p., doi: <https://doi.org/10.47749/T/UNICAMP.2003.295270>.
- Spychala, Y.T., Hodgson, D.M., Flint, S.S., e Mountney, N.P., 2015, Constraining the sedimentology and stratigraphy of submarine intraslope lobe deposits using exhumed examples from the Karoo Basin, South Africa: *Sedimentary Geology*, v. 322, p. 67-81, doi: <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2015.03.013>.
- Sprague, A.R.G. et al., 2005, Integrated slope channel depositional models: the key to successful prediction of reservoir presence and quality in offshore West Africa: *CIPM, cuarto E-Exitep*, Veracruz, México, p. 1-13.

von Schroeter, T., Hollaender, F., e Gringarten, A.C., 2001, Deconvolution of well test data as a nonlinear total least square problem, *in* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September-3 October, doi: <https://doi.org/10.2118/71574-MS>.

von Schroeter, T., Hollaender, F., e Gringarten, A.C., 2004, Deconvolution of well-test data as a nonlinear total least-squares problem. *SPE Journal*, v. 9, p. 375-390. doi: <https://doi.org/10.2118/77688-PA>.

Walker, R.G., 1978, Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: models for exploration for stratigraphic traps: *AAPG Bulletin*, v. 62, p. 932-966, doi: <https://doi.org/10.1306/C1EA4F77-16C9-11D7-8645000102C1865D>.

Walsh, J., e Gringarten, A.C., 2016, Catalogue of well test responses in a fluvial reservoir system, *SPE Europec*, 78th EAGE Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, doi: <https://doi.org/10.2118/180181-MS>.

Weimer, P., Slatt, R.M., Coleman, J., Rosen, N.C., Nelson, H., Bouma, A.H., Styzen, M.J., e Lawrence, D.T. (eds.), 2000, Deep Water Reservoirs of the World: Gulf Coast Section *SEPM*, v. 20, doi: <https://doi.org/10.5724/gcs.00.20>.

Yarus, J.M., e Chambers, R.L., 1994, Stochastic modeling and geostatistics: principles, methods and case studies: *AAPG, Computer Applications in Geology*, v. 5, 260 p, doi: <https://doi.org/10.1306/CA51063>.

Zambrano, J., Zimmerman, R.W., e Gringarten, A.C., 2000, Influence of geological features on well test behavior, *in* SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Society of Petroleum Engineers, doi: <https://doi.org/10.2118/59398-MS>.

Zheng, S., Corbett, P., e Stewart, G., 1996, The impact of variable formation thickness on pressure transient behavior and well test permeability in fluvial meander loop reservoirs, *in* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Society of Petroleum Engineers, doi: <https://doi.org/10.2118/36552-MS>.

## CONTRIBUIÇÕES DOS AUTORES: CREDIT

Otávio Leite Chaves: Conceptualização, Análise formal, Redação do manuscrito; Wagner Souza-Lima: Supervisão, Visualização e Curadoria de dados; Adler da Cruz Nascimento: Curadoria de dados, Análise formal e Software; Tales Farina Dornelles: Curadoria de dados, Análise formal e Software.

## FONTES DE FINANCIAMENTO

Esta pesquisa não recebeu nenhum financiamento específico de agências públicas, comerciais ou sem fins lucrativos.

## CONFLITO DE INTERESSE

Os autores declaram inexistência de conflitos de interesse associados à publicação deste artigo científico.