



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

THIAGO HENRIQUE DA SILVA BARBOSA

**INTERAÇÕES ROCHA-FLUIDO E GEOMECÂNICA DE FRATURAS:
UTILIZAÇÃO DE PROCESSOS WAG EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL**

FORTALEZA
2021

THIAGO HENRIQUE DA SILVA BARBOSA

INTERAÇÕES ROCHA-FLUIDO E GEOMECÂNICA DE FRATURAS: UTILIZAÇÃO DE
PROCESSOS WAG EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Química. Área de concentração: Engenharia de Reservatórios.

Orientador: Prof. Dr. Sebastião Mardônio Pereira de Lucena.

Coorientador: Prof. Dr. Luís Glauber Rodrigues.

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B213i Barbosa, Thiago Henrique da Silva.
Interações rocha-fluido e geomecânica de fraturas : utilização de processos WAG em condições de Pré-sal /
Thiago Henrique da Silva Barbosa. – 2021.
90 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Química, Fortaleza, 2021.

Orientação: Prof. Dr. Sebastião Mardônio Pereira de Lucena.

Coorientação: Prof. Dr. Luís Glauber Rodrigues.

1. Injeção Alternada Água-Gás. 2. Histerese. 3. Modelo de Barton e Bandis. I. Título.

CDD 660

THIAGO HENRIQUE DA SILVA BARBOSA

INTERAÇÕES ROCHA-FLUIDO E GEOMECÂNICA DE FRATURAS: UTILIZAÇÃO DE
PROCESSOS WAG EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Química. Área de concentração: Simulação de Reservatórios.

Aprovada em: 14/06/2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Sebastião Mardônio Pereira de Lucena (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Vitor Moreira da Rocha Ponte
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Herberth Arturo Vásquez Haro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À todas as trágicas vítimas da COVID-19.

AGRADECIMENTOS

Nesse tempo tão atípico, nesses momentos tão difíceis que vivemos em termos da crise humanitária trazida pela COVID-19, agradeço a Deus por segurar forte minha mão e me colocar nos eixos.

À minha mãe Lúcia por toda luta enfrentada, por todos os ensinamentos passados, por ser o maior exemplo de caráter da minha vida. Sem seu amor sem precedentes eu jamais teria chegado em lugar algum.

À minha noiva Luana pelo apoio incondicional, pelos momentos felizes de cada dia e por acreditar em mim quando nem eu achava que era possível.

Ao professor Luís Glauber pela orientação, por todo aprendizado e por guiar meus passos acadêmicos desde a graduação. Ao professor Nepomuceno Filho pela oportunidade de aprender mais sobre geociências nos projetos coordenados no CEGPG/UFC. Ao professor Felipe Munarin por todo apoio institucional e até pelas formalidades matemáticas.

Ao professor Sebastião Mardônio Pereira de Lucena pela disponibilidade.

À CAPES, pelo apoio financeiro com a manutenção da bolsa de auxílio.

Ao LIS, especificamente aos meus amigos companheiros de pesquisa Ana Clara, Karen Lepoldino, Narelle Maia e Marcio Normando. Agradeço por todos os momentos compartilhados desde a graduação, pela ajuda contínua, pelas conversas e pela imensa contribuição na construção da minha trajetória como pesquisador.

Ao GSIM, em especial ao meu colega Gladstone Matos pelo trabalho conjunto nas simulações geomecânicas. Aos meus amigos cientistas Helson Neres, Emanuelle Fernandes e Hiago Lucena.

A todos os meus amigos que me apoiaram nessa longa jornada. Uma menção honrosa ao meu grande amigo Rildenson Moura pela imensa ajuda nas referências e correções deste trabalho, além das conversas que muito me ajudaram nos momentos de crise.

À Petrobras S.A e à Petrogal S.A pela manutenção dos projetos e financiamento das pesquisas. À Schlumberger pela doação das licenças do *Petrel E&P Software Platform*.

Aos participantes da banca examinadora pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

A todos os cientistas que hoje, mais do que nunca, lutam por uma sociedade mais igualitária e menos sofrida, mesmo com toda dificuldade e desafios causados pelo obscurantismo.

“Negar a ciência é muito mais fácil do que aprendê-la.”

Mario Bunge

RESUMO

Em 2020, mais de dois terços da produção brasileira consolidada de hidrocarbonetos era fornecida pela província do Pré-sal, com tendência de aumento já nos primeiros meses de 2021. Nesse sentido, além das complexidades propostas pelas características intrínsecas aos reservatórios carbonáticos, no âmbito de caracterização e acompanhamento de produção, a otimização de métodos de recuperação amplamente utilizados nestas acumulações recebe importante apelo, tendo em vista a significativa dependência ao setor econômico. Desse modo, este trabalho propõe apresentar os resultados obtidos ao investigar o comportamento dinâmico de reservatórios em condições de Pré-Sal submetidos aos processos de injeção alternada água-gás (WAG), ao analisar fatores de interações rocha-fluido e a presença das anisotropias trazidas pelas fraturas. Para tanto, foram utilizados métodos de simulação numérica composicional para a avaliação de cenários envolvendo problemas de históricos de saturação e posterior investigação dos impactos geomecânicos na recuperação causados pela reativação de fraturas. Os resultados da incorporação da histerese demonstram redução significativa na mobilidade das plumas de água e gás injetadas e consequente diminuição na produção destes fluidos. Além disso, a adição das fraturas e as reativações propostas pelo modelo de Barton e Bandis mostraram ampla influência na produção, sobretudo nos cenários mais heterogêneos.

Palavras-chave: Injeção Alternada Água-Gás. Histerese. Modelo de Barton e Bandis.

ABSTRACT

In 2020, more than two-thirds of the consolidated Brazilian production of hydrocarbons was supplied by the Pre-salt province, with an increasing trend already in the first months of 2021. In this sense, in addition to the complexities proposed by the characteristics intrinsic to carbonate reservoirs, within the scope of characterization and monitoring of production, the optimization of recovery methods widely used in these accumulations receives an important appeal, because of the significant dependence on the economic sector. Thus, this work proposes to investigate the dynamic behavior of reservoirs in Pre-Salt conditions submitted to water alternating gas injection processes (WAG) by investigating factors of rock-fluid interactions and the presence of anisotropies brought about by fractures. For this purpose, compositional numerical simulation methods were used to evaluate scenarios involving saturation history problems and further investigate the geomechanical impacts on recovery caused by fracture reactivation. The results of the incorporation of hysteresis demonstrate a significant reduction in the mobility of the injected water and gas plumes and a consequent decrease in the production of these fluids. Furthermore, the addition of fractures and the reactivations proposed by the Barton and Bandis model showed a broad influence on production, especially in the most heterogeneous scenarios.

Keywords: WAG. Hysteresis. Barton & Bandis Model.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Mapa de localização geográfica da província do Pré-Sal.....	17
Figura 2	– Distribuição geográfica em âmbito mundial dos reservatórios carbonáticos.....	18
Figura 3	– Variedade textural em rochas carbonáticas.....	19
Figura 4	– Fotomicrografias de processos diagenéticos comuns.....	20
Figura 5	– Características morfológicas das fraturas.....	21
Figura 6	– Sistema óleo (verde) e água (azul) em contato com unidades de rocha.....	22
Figura 7	– Sistema molhável à água (a), intermediário (b) e molhável ao óleo (c).	22
Figura 8	– Representação esquemática dos reservatórios, suas relações com permeabilidades relativas e pressão capilar.....	24
Figura 9	– Representação esquemática do processo de injeção <i>WAG</i>	30
Figura 10	– Representação esquemática da classificação de Anderson para regimes de falhas em função do stress principal.....	31
Figura 11	– Representação esquemática de célula cartesiana e conceituação dos modelos composicionais (à esquerda) e <i>blackoil</i> (à direita)	35
Figura 12	– Discretização de estrutura geológica acanalada e compartimentada por falhas.....	37
Figura 13	– Vista 3D de <i>grid corner point</i> da área de estudo (<i>grid</i> e sísmica em domínio: diferentes, profundidade e tempo, respectivamente)	38
Figura 14	– Distribuição tridimensional da porosidade.....	39
Figura 15	– Distribuição tridimensional da permeabilidade na direção <i>j</i>	39
Figura 16	– Disposição de poços produtores e injetores.....	41
Figura 17	– Mapa de isosuperfície indicando frente de saturação de água em 40% para modelo sem histerese.....	46
Figura 18	– Mapa de isosuperfície com frente de saturação de água em 40% para modelo com histerese apenas na fase aquosa.....	47

Figura 19	– Mapa de isosuperfície com frente de saturação de água em 40% para modelo com histerese apenas na fase gasosa.....	47
Figura 20	– Mapa de isosuperfície com frente de saturação de água em 40% para modelo com histerese na fase aquosa e gasosa.....	48
Figura 21	– Mapa de isosuperfície indicando frente de saturação de gás em 10% para modelo sem histerese.....	48
Figura 22	– Mapa de isosuperfície com frente de saturação de gás em 10% para modelo com histerese apenas na fase aquosa.....	49
Figura 23	– Mapa de isosuperfície com frente de saturação de gás em 10% para modelo com histerese apenas na fase gasosa.....	49
Figura 24	– Mapa de isosuperfície com frente de saturação de gás em 10% para modelo com histerese na fase aquosa e gasosa.....	50
Figura 25	– Saturação dinâmica de gás trapeado para modelo com histerese apenas na fase gasosa (à esquerda) e nas fases aquosa e gasosa (à direita)	50
Figura 26	– Submodelo (rosa) em <i>grid</i> principal (verde).....	59
Figura 27	– Esquema de produção <i>five-spot</i> com produtores nos vértices e injeção no centro.....	60
Figura 28	– Tensão efetiva normal para caso B_B_XY_PERM_2000(2) no tempo de simulação 31/01/2020.....	69
Figura 29	– Tensão efetiva normal para caso B_B_XY_PERM_1 no tempo de simulação 31/12/2050.....	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Curvas de permeabilidade relativa para sistema molhável à água (a) e ao óleo (b)	23
Gráfico 2 – Processos de embebição e drenagem efetuados numa rocha molhável à água.....	25
Gráfico 3 – Curvas de permeabilidade demonstrando efeito do fenômeno de histerese....	25
Gráfico 4 – Representação gráfica do modelo de Land, (1968) para histerese das curvas de permeabilidade relativa.....	26
Gráfico 5 – Representação gráfica do modelo de Killough, (1976) para curvas de permeabilidade relativa.....	27
Gráfico 6 – Representação gráfica do modelo de Carlson, (1981) para histerese das curvas de permeabilidade relativa.....	28
Gráfico 7 – Representação esquemática do critério de falha de Mohr-Coulomb para ensaios triaxiais em diferentes amostras (círculos de cores variadas).	32
Gráfico 8 – Representação esquemática dos efeitos causados pela reativação de falhas e fraturas pelo modelo de Barton-Bandis (BB).....	33
Gráfico 9 – Histogramas de distribuição da porosidade (à esquerda) e da permeabilidade (à direita).	40
Gráfico 10– Curvas de permeabilidades relativas água-óleo (à esquerda) e gás-óleo (à direita).	40
Gráfico 11 – Fator de Recuperação em função do tempo.....	43
Gráfico 12– Histórico de pressão média do reservatório.....	44
Gráfico 13– Produção acumulada de CO ₂ em condições padrão.....	44
Gráfico 14– Injeção acumulada de CO ₂ em condições padrão.....	45
Gráfico 15– Produção acumulada de água em condições padrão.....	45
Gráfico 16– Histórico do corte de água em condições padrão.....	46

Gráfico 17– Sensibilidade do fator de recuperação de óleo aos parâmetros de histerese para a 769 fase gás (linhas) e sinergia com o modelo de histerese para fase água (barras).....	51
Gráfico 18– Sensibilidade da produção acumulada de água aos parâmetros de histerese para a 777 fase gás (linhas) e sinergia com o modelo de histerese para fase água (barras).....	51
Gráfico 19– Sensibilidade da produção acumulada de gás aos parâmetros de histerese para a 786 fase gás (linhas) e sinergia com o modelo de histerese para fase água (barras).....	52
Gráfico 20– Fator de recuperação de óleo para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.....	63
Gráfico 21– Fator de recuperação de óleo para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.....	63
Gráfico 22– Pressão média do reservatório para permeabilidades iguais a 1 mD.....	64
Gráfico 23– Pressão média do reservatório para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.	64
Gráfico 24– Produção acumulada de água para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.....	65
Gráfico 25– Injeção acumulada de água (curvas azuis) e gás (curvas verdes) para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.....	65
Gráfico 26– Produção acumulada de água para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.....	66
Gráfico 27– Injeção acumulada de água (curvas azuis) e gás (curvas verdes) para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.....	66
Gráfico 28– Produção acumulada de gás para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.....	67
Gráfico 29– Produção acumulada de gás para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.....	68
Gráfico 30– Fator de recuperação de óleo para casos com (curvas contínuas) e sem (curvas pontilhadas) efeitos de reativação de fraturas.....	68

Gráfico 31 – Tensão efetiva normal (curva preta) e permeabilidade na direção i
modificada pelo modelo de BB para caso B_B_XY_PERM_2000(2) e
bloco 1,11,1..... 69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Equações de estado e seus parâmetros de desvio de idealidade.....	37
Tabela 2 – Condicionantes operacionais dos poços produtores e injetores.	41
Tabela 3 – Propriedades críticas dos pseudocomponentes presentes no modelo de fluido.....	42
Tabela 4 – Intervalos de parâmetros de histerese da fase gás simulados.....	42
Tabela 5 – Cenários de fraturas analisados com e sem os efeitos da reativação.....	61
Tabela 6 – Parâmetros de reativação de fraturas para modelo de B-B.....	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
OOIP	<i>Original Oil in Place</i>
SCAL	<i>Special Core Analysis</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
MMP	<i>Minimum Miscibility Pressure</i>
WAG	<i>Water Alternating Gas</i>
FPSO	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
BBM	<i>Barton-Bandis Model</i>
PVT	Pressão-Volume-Temperatura
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
EoS	<i>Equation of State</i>
BIC	<i>Binary Interaction Coefficient</i>
RK	Redlich-Kwong
SRK	Soave- Redlich-Kwong
PR	Peng-Robinson
vdW	van der Waals
DFN	<i>Discrete Fracture Network</i>
CMG	<i>Computing Modelling Group</i>
GSIM	Grupo de Simulação Integrada Multiescala
CEGPG	Centro de Excelência em Geofísica do Petróleo e Gás
LIS	Laboratório de Interpretação Sísmica
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
STO	<i>Stock Tank Oil</i>
WHP	<i>Well Head Pressure</i>
STW	<i>Stock Tank Water</i>
STG	<i>Stock Tank Gas</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

γ	tensão superficial
θ	ângulo de contato
k_r	permeabilidade relativa
S_w	saturação de água
k_{rw}	permeabilidade relativa à água
S_{or}	saturação de óleo residual
P_c	pressão capilar
S_{wirr}	saturação de água irreduzível
S_{nwi}^*	saturação normalizada da fase não molhante
S_{nwr}^*	saturação normalizada residual da fase não molhante
C	coeficiente de Land
k_{row}^{scan}	permeabilidade relativas de escaneamento
k_{row}^{emb}	permeabilidade relativa óleo-água de embebição
k_{row}^{emb}	permeabilidade relativa óleo-água de drenagem
S_{wcon}	saturação de água conata
S_{ohy}	saturação histórica máxima de óleo
S_o^{norm}	saturação de óleo normalizada
S_{ormax}	saturação de óleo residual máxima
S_{orh}	saturação de óleo residual de embebição
k_{rg}^{dr}	permeabilidade relativa de drenagem para a fase gás
ΔS_o	coeficiente de translação da curva de embebição
$k_{rg}^{int}(S_g^i)$	permeabilidade relativa do gás no ponto de início da curva de drenagem secundária
S_g^i	saturação de água no ponto de início da drenagem secundária
$k_{rg}^{emb}(S_g^i)$	permeabilidade relativa ao gás no início da drenagem secundária
α	expoente de redução
σ	stress total
σ'	tensão efetiva
P_p	pressão de poros
σ_3	tensão principal mínima
c	coesão mecânica

σ_n	tensão normal
τ	resistência ao cisalhamento
ξ	ângulo de fricção interna no plano de ruptura
f_{rs}	stress de abertura de fratura,
kh_f	valor máximo de permeabilidade
k_f	permeabilidade da fratura
k_{ccf}	permeabilidade de fechamento.
e	abertura
V_j	fechamento das juntas sob stress efetivo normal (
k_{ni}	representa a rigidez inicial normal das fraturas e
V_m	fechamento máximo
k_{rcf}	permeabilidade residual de fechamento
ρ	massa específica
φ	porosidade
u	velocidade
Q_w	fluxo no poço
x_i^k	fração molar do componente i na fase k
S^k	saturação da fase k .
μ	viscosidade
k	permeabilidade absoluta
γ_k	gravidade específica
W_{cut}	corte de água
P_{crit}	pressão crítica
T_{crit}	temperatura crítica
ω	fator acêntrico de Pitzer
M_w	massa molecular

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Caracterização do Problema e Justificativa	15
1.2	Objetivos	16
<i>1.2.1</i>	<i>Objetivo Geral</i>	16
<i>1.2.2</i>	<i>Objetivos Específicos</i>	16
1.3	Organização da Dissertação	16
2	ASPECTOS TEÓRICOS	17
2.1	Contexto Geológico	17
2.2	Interações Rocha-Fluido	22
2.3	Geomecânica de Processos <i>WAG</i>	28
2.4	Simulação de Reservatórios	33
3	EFEITOS DA HISTERESE NA SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL TRIFÁSICA SOB INJEÇÃO WAG EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL	39
3.1	Metodologia	39
<i>3.1.1</i>	<i>Grid Estrutural</i>	39
<i>3.1.2</i>	<i>Modelo Petrofísico e Interações Rocha-Fluido</i>	40
<i>3.1.3</i>	<i>Modelo de Fluidos, Esquema de Produção e Cenários</i>	42
3.2	Resultados e Discussões	45
3.3	Conclusões Parciais	57
4	GEOMECÂNICA ACOPLADA AO ESCOAMENTO DE FLUXO EM PROCESSOS WAG: UM ESTUDO NUMÉRICO SOBRE A REATIVAÇÃO DE FRATURAS EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL	59
4.1	Metodologia	59
4.2	Resultados e Discussões	62
4.3	Conclusões Parciais	70
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	72
	REFERÊNCIAS	73
	APÊNDICE	78

1 INTRODUÇÃO

Em 2020 a produção de hidrocarbonetos do Pré-Sal brasileiro alcançou a marca de 68,6% do total nacional, com o campo de Tupi (Bacia de Santos) produzindo cerca de 32,5% do global interno (ANP, 2021). O seguido domínio na produção dos reservatórios desta província torna mais forte a dependência do mercado nacional que orbita em torno do petróleo e seus derivados. Por este fator, entender os mecanismos que afetam a eficiência de recuperação nestas acumulações recebe fundamental atenção, na tentativa de tornar os processos utilizados mais eficientes e estáveis ao longo da vida econômica do sistema petrolífero.

Um dos processos de sucesso utilizados na manutenção de eficiência de recuperação destes campos está associado a injeção de fluidos no meio poroso, na tentativa de facilitar o escoamento do petróleo, perseguindo manipular diversas variáveis que afetam a fluidodinâmica, o equilíbrio de fases, bem como o equilíbrio químico existente.

Além disso, as crises ambientais manifestadas pelo globo tornaram obrigatório o emprego de medidas que observem muito além da eficiência e economicidade dos projetos. Logo, o somatório de todos esses fatores favoreceu o grande sucesso que a injeção alternada de água e gás (WAG) tem obtido, servindo como destino final do dióxido de carbono, proeminente gás de efeito estufa abundante em alguns campos, bem como das grandes quantidades de água produzida.

Nesse sentido, por possuir relação de dependência com uma quantidade considerável de parâmetros, o gerenciamento de reservatórios tem buscado otimizar suas práticas sob a utilização de recursos computacionais que proporcionem uma maior fidelidade entre o sistema de estudo e modelo empregado. Mais especificamente, as acumulações do Pré-Sal possuem heterogeneidades que impactam significativamente nas propriedades petrofísicas, no transporte de massa, *momentum* e energia, devido a presença de variações nas características dos reservatórios carbonáticos em todas as escalas (LUBIS; HARITH, 2014).

Notadamente, para considerar tal nível de detalhe e englobar este espectro de campos do conhecimento envolvidos, os modelos computacionais ganharam grande proeminência em relação aos modelos analíticos, constituindo ferramenta sem a qual grandes decisões e aportes de investimentos não são delimitadas. Sendo assim, uma grande vantagem trazida por essa abordagem é observada ao possibilitar análises de sensibilidade mais robustas, reduzindo o tempo de estudo sobre quais parâmetros mais afetam a tomada de decisão.

Além disso, visualizar as incertezas associadas aos processos de modelagem e simulação tornou-se menos dispendioso, uma vez que já há integração entre as diversas fontes

de informações e plataformas virtualizadas capazes de analisar estocasticamente ranges de dúvida, e dessa forma sobre quais variáveis estão localizados os menores índices de confiança.

1.1 Caracterização do Problema e Justificativa

Em 2006, o primeiro poço 1-BRSA-329-D-RJS foi perfurado na seção do Pré-Sal da Bacia de Santos, este, apesar de descobridor não comercial, comprovou a existência de um sistema petrolífero na porção da bacia, abrindo perspectivas para o novo play exploratório, que desde então quebra seguidos recordes de produção e modificou profundamente o cenário econômico brasileiro.

Apesar de incontestáveis reservas comprovadamente catalogadas, alguns desafios tecnológicos permanecem ativos. As rochas carbonáticas, apresentam complexo processo deposicional e isso acarreta uma problemática inerente à previsão de características petrofísicas e ao escoamento de fluidos em subsuperfície (BELILA et al., 2020).

Ademais, além das complicações trazidas pelo processo deposicional, o fenômeno contemporâneo da produção de hidrocarbonetos modifica continuamente a estrutura porosa da rocha reservatório. Queda de pressão, injeção e a modificação composicional dos fluidos de reservatório alteram as características permoporosas em tempo real, causando a geração de cavernas por dissolução e reduzindo a permeabilidade por precipitação.

Na mesma temática, a presença de fraturas em todas as escalas torna ainda menos trivial o processo de modelagem. Estas entidades deixam o meio ainda menos isotrópico, o que afeta as linhas de fluxo, podendo causar sérios problemas de produção antecipada de água.

O presente trabalho propõe utilizar técnicas de simulação de fluxo em meios porosos para caracterização do comportamento produtivo em condições similares às encontradas em reservatórios do Pré-Sal, sob a integração de dados de fluido e características petrofísicas anisotrópicas. A escolha da área de estudo refere-se ao fato da necessidade de ampliação dos conhecimentos relacionados ao comportamento dinâmico dos campos produtores da região, para um melhor acompanhamento de produção.

Sugeriu-se que a estratégia de simulação numérica, produzida em um modelo de condições similares, ajudaria no entendimento das correlações entre as características petrofísicas e as heterogeneidades deposicionais. Em outro aspecto, é indicado que a presença de fraturas, dissoluções e outros traços diagenéticos acarretarão impactos significativos no escoamento dos fluidos em meios porosos, em que foram testados se positivos ou negativos à produção. Previu-se que a análise dos resultados por cenários de simulação numérica revelaria

as nuances do comportamento dinâmico do campo sintético, servindo de base para otimização das estratégias de desenvolvimento.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo desse trabalho é investigar o comportamento dinâmico de reservatórios em condições de Pré-Sal submetidos aos processos de injeção alternada água-gás (WAG), ao investigar fatores de interações rocha-fluido e a presença das anisotropias trazidas pelas fraturas.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, considera-se:

- a) analisar adequação, influência e efeitos do fenômeno da histerese nas simulações de fluxo;
- b) avaliar a influência das fraturas na produtividade e compreender a influência da injeção na reativação de fraturas.

1.2 Organização da Dissertação

Esta dissertação é apresentada em cinco capítulos. O primeiro capítulo expõe a introdução, buscando contextualizar as principais motivações e objetivos almejados.

No segundo capítulo faz-se uma revisão de literatura, demonstrando o estado da arte e a definição de conceitos importantes para o entendimento das próximas seções, atrelados a eficiência de recuperação, processos de injeção e modelos matemáticos.

Já no terceiro capítulo é descrito como resultado o primeiro artigo desta dissertação, bem como é revelado o fluxo de trabalho empregado nos casos em estudo.

O capítulo quatro apresenta o segundo artigo desenvolvido, relacionado à reativação de fraturas causadas pelos processos de injeção.

Em ultimo, o quinto capítulo enumera as principais conclusões do trabalho, além da propositura de novos estudos nesta linha de investigação.

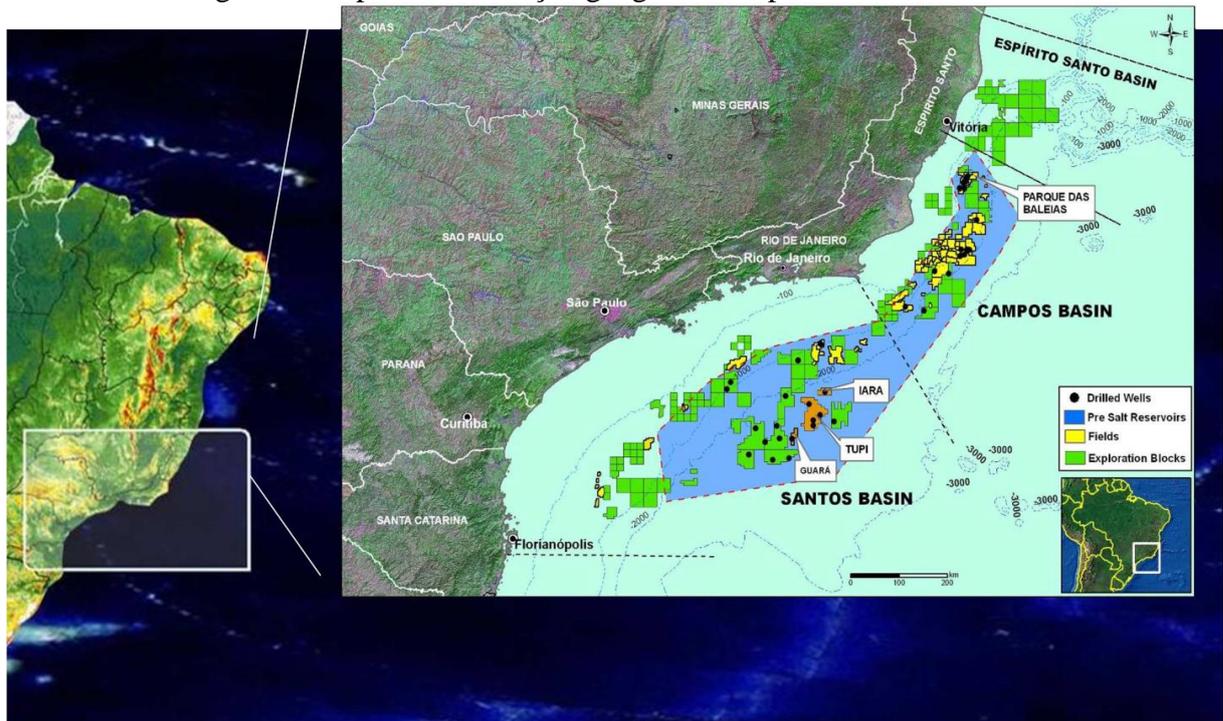
2 ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 Características Geológicas do Pré-Sal

A Bacia de Santos está localizada na região sudeste do Brasil e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Sua área até a cota batimétrica de 3.000 m é de aproximadamente 350.000 km² (FERNANDEZ; SANTOS, 2017).

A província do Pré-Sal (Figura 1) constitui uma extensa região exploratória à sudeste da margem continental brasileira compreendendo duas bacias sedimentares, Campos e Santos. No início dos anos 2000, hidrocarbonetos descobertos nas seções carbonáticas entre os estágios Barremiano e Aptiano estimularam massivo interesse econômico na região (LIECHOSCKI DE PAULA FARIA; TADEU DOS REIS; GOMES DE SOUZA, 2017) onde são estimados volumes que superam 45 bilhões de barris (SZATMARI; MILANI, 2016).

Figura 1: Mapa de localização geográfica da província do Pré-Sal.



Fonte: SEABRA e GRAVA (2014).

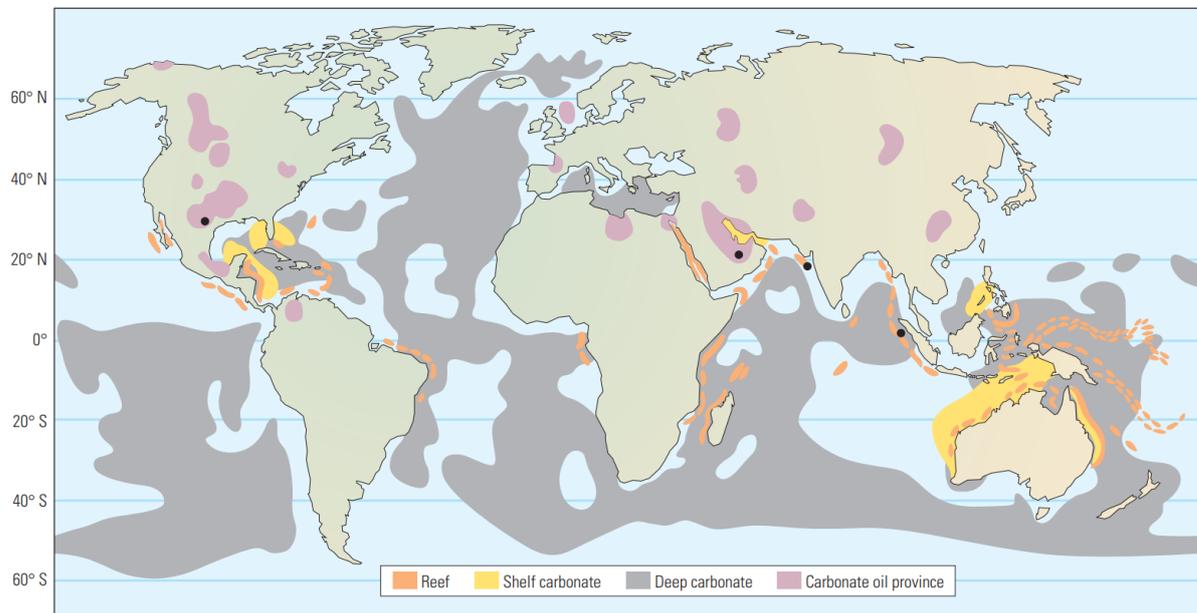
O Pré-Sal é assim chamado por localizar-se abaixo de uma camada de evaporitos (formação Ariri) de espessura variando entre 200 m a 3000 m (KUKLA; STROZYK; MOHRIAK, 2018), funcionando como rocha selante no sistema petrolífero. Tal atributo dificulta consideravelmente as operações de sondagem na região, considerando que apresenta

plasticidade acentuada com os gradientes de pressão obtidos nessa etapa, devendo haver precauções adicionais com a estabilidade de poços.

Além disso, a litologia apresenta complexidade textural variável, contendo calcários microbiais, estromatólitos e laminitos (ROCHA et al., 2019). Esta natureza de reservatório também apresenta dificuldade superior em relação aos convencionais, pois, além da forte anisotropia já mencionada, sofre processos diagenéticos dinâmicos que modificam a estrutura porosa como reações químicas de dissolução e dolomitização.

No entanto, mais da metade das reservas provadas de óleo e gás no mundo estão localizadas em carbonatos (BURCHETTE, 2012). Associado a isso, a grande variação nas propriedades desses reservatórios oferece menor previsibilidade, somando-se aspectos de interações rocha-fluido, favorecendo a hipótese de menores fatores de recuperação quando comparados aos convencionais (GOMES et al., 2018). A Figura 2 mostra a distribuição global dessa categoria de formações. No Brasil, esta área cobre parte da margem equatorial e continental *offshore*.

Figura 2: Distribuição geográfica em âmbito mundial dos reservatórios carbonáticos.



Fonte: (AKBAR et al., 2001).

As principais zonas produtoras estão compreendidas nas formações Itapema e Barra Velha, acumulando grandes volumes de óleo descobertos nos campos de Tupi, Sapinhoá, Buzios, entre outros (FERNANDEZ; SANTOS, 2017). A formação Barra Velha compreende o final das fases *rift* e *sag* da Bacia de Santos, que se formaram com a abertura do Atlântico Sul

no Aptiano (WRIGHT; BARNETT, 2015).

Os processos de recuperação de hidrocarbonetos já se iniciam com uma série de limitações técnicas que impõe aos gerentes a escolha de medidas para a melhoria de produção. Green e Willhite, (2018) estimam que em reservatórios convencionais a razão entre o volume retirado e o volume original de óleo (OOIP) se aproxima de até um terço. Já a segunda terça parte somente poderá ser aproveitada sob utilização de alguma técnica de manutenção de pressão por injeção de fluidos (HIRASAKI; MILLER; PUERTO, 2008).

Quanto ao sistema petrolífero, Moreira et al., 2007 descrevem como um ambiente deposicional lacustre raso, formado por complexos de plataformas segmentadas. Formigli, (2008) relata que a separação entre os continentes americano e africano, e o consequente preenchimento pelas incursões marinhas, proporcionaram um ambiente de elevada salinidade, permitindo o desenvolvimento da microbiota e favorecendo a precipitação de carbonato de cálcio, na forma de microbialitos.

Quimicamente, carbonatos são complexos aniônicos de $(CO_3)^{2-}$ e cátions metálicos como cálcio ($CaCO_3$, calcita) e magnésio ($Ca,Mg(CO_3)_2$, dolomita). A textura, ou seja, o tamanho, forma e arranjo dos grãos, é fortemente influenciada pela atividade biológica (Figura 3), uma vez que comumente sua composição forma-se por esqueletos de organismos e outros constituintes biológicos cimentados. Classificações de fácies carbonáticas comumente referem-se à concentração de grãos que compõem as rochas reservatório. Além disso, costumam considerar, adicionalmente, a condicionante espacial, neste caso se o local em que as estruturas são encontradas correspondem (autóctones) ou não (alóctones) o ambiente de deposição.

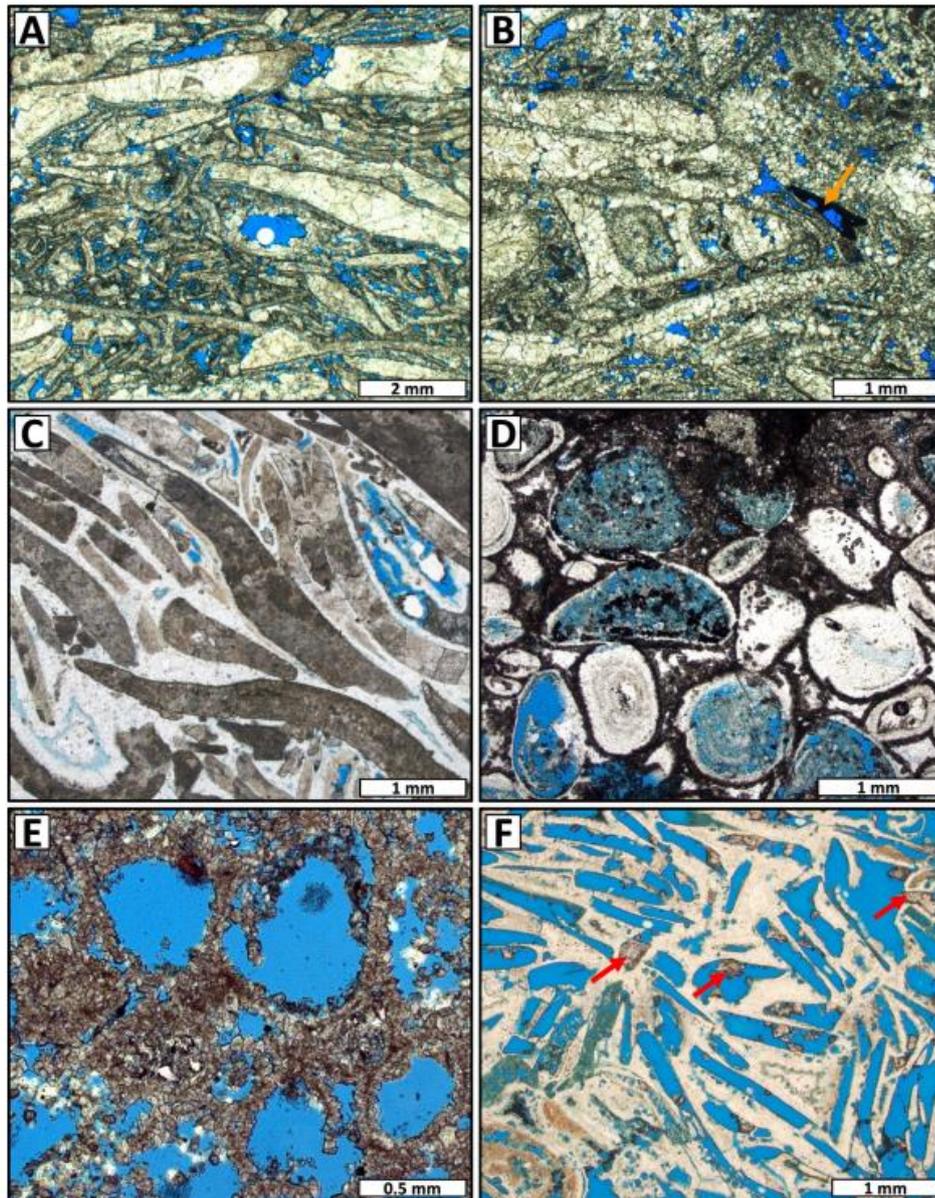
Figura 3: Variedade textural em rochas carbonáticas.

CALCÁRIOS ALÓCTONES					CALCÁRIOS AUTÓCTONES				
Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição (<10% grão >2 mm)			Textura deposicional não-reconhecível	Componentes originais não-ligados organicamente durante a deposição >10% grãos >2 mm			Componentes originais ligados organicamente durante a deposição		
Contém Matriz (Partículas tamanho argila/silte fino)				Sem matriz, grão-suportado	Suportado pela matriz	Suportado por componentes maiores que 2 mm	Organismos que atuam como obstáculos	Organismos que encrustam e ligam	Organismos que constroem um arcabouço rígido
Suportado por matriz		O arcabouço é grão-suportado com matriz							
Menos de 10% de grãos	Mais de 10% de grãos								
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Crystalline	Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone

Fonte: (TERRA et al., 2010).

Percebe-se que a própria origem dos constituintes contidos nas rochas de origem carbonáticas sugere diferenciação de propriedades em todas as escalas. Não obstante, a instabilidade química desses ambientes acarreta mudanças contínuas, tal que o cenário visto no momento da sedimentação dos constituintes, como bivalves e fragmentos de conchas, altera-se dando significado aos processos diagenéticos. A Figura 4 exemplifica um conjunto de alterações comuns às rochas reservatório do Pré-Sal em fotomicrografias.

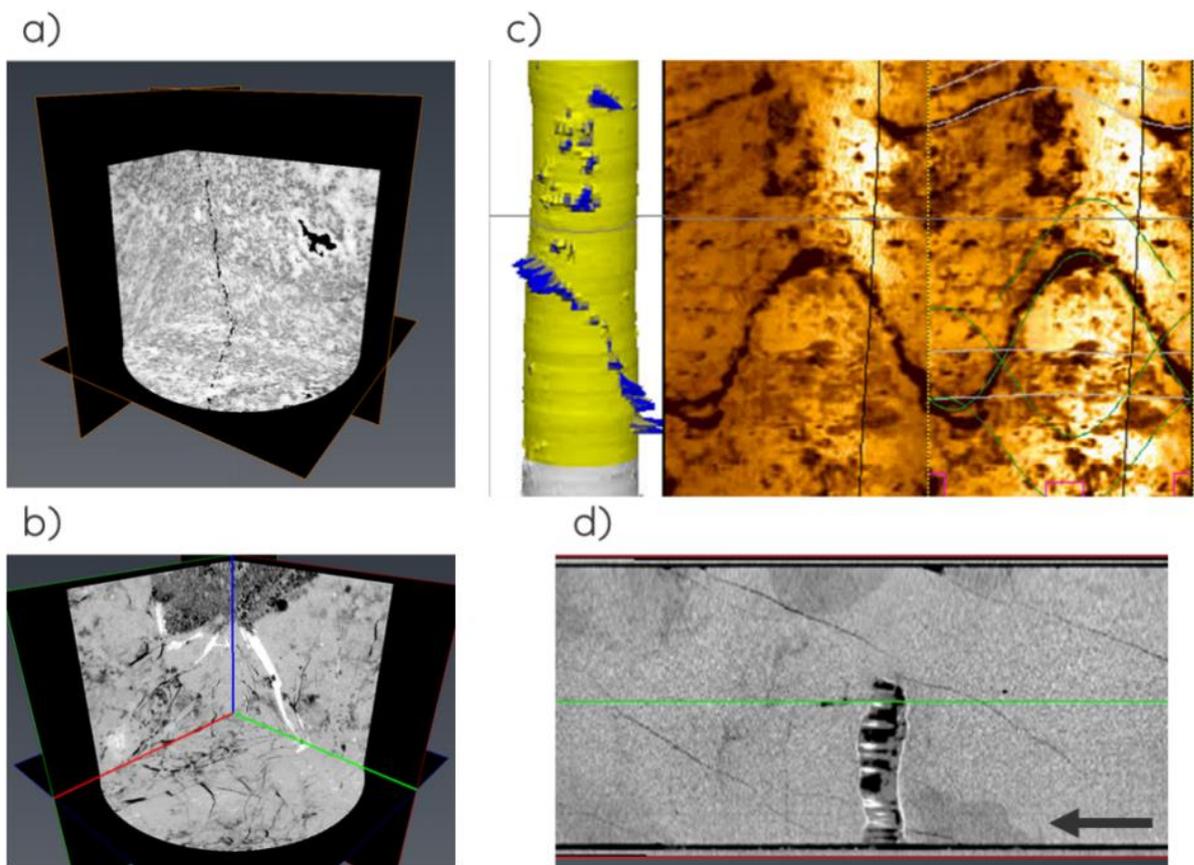
Figura 4: Fotomicrografias de processos diagenéticos comuns.



Fonte: (LIMA; DE ROS, 2019). A) *Rudstone*, bioclastos de bivalves parcialmente dissolvidos. B) *Rudstone*, Bivalve-gastrópodes com porosidade interpartícula parcialmente preenchida por óleo. C) *Rudstone*, bioclastos de bivalve dolomitizado com poros interpartícula cimentados por quartzo. D) Ooides estromatolíticos e peloides dissolvidos e silicificados. E) Porosidade moldica e intercrystalina. F) Porosidade moldica e intrapartícula parcialmente cimentadas por dolomita.

Além disso, outras entidades comuns aos reservatórios carbonáticos consistem na presença de fraturas (Figura 5). Frequentemente associadas às falhas, as redes de fraturas formam regiões de altíssima permeabilidade, quando apresentam propriedades significativas. Com ajuda de ferramentas elétricas e análise de testemunhos, propriedades como abertura, densidade e direção predominante das fraturas podem ser incorporadas aos modelos de simulação.

Figura 5: Características morfológicas das fraturas.



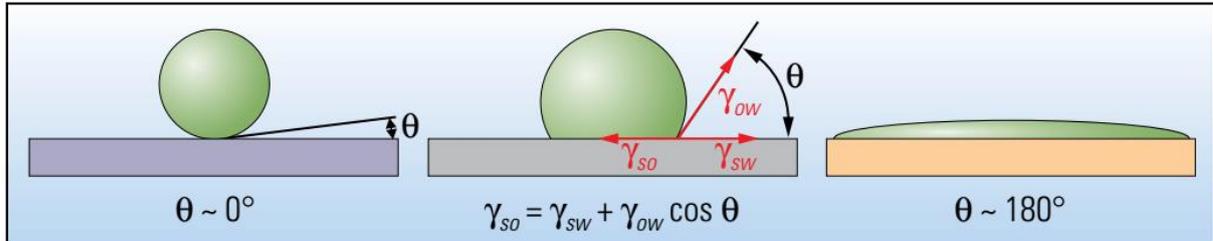
Fonte: (WENBERG et al., 2019). a) Imagem de microtomografia demonstrando a presença de fratura aberta e dissolução vulgar. b) microtomografia com alta densidade de fratura. c) Caracterização de fraturas (à esquerda) por interpretação de registros de imagem acústica (à direita). d) Escaneamento de testemunho por tomografia computadorizada.

É sabido, no entanto, que essas fissuras podem não comprometer o fluxo e, conseqüentemente, sua captura ser de caráter dispensável. Por exemplo, frequentemente as aberturas são preenchidas por cimentação, e com isso a permeabilidade por estes meios se torna desprezível. Notadamente, tal complicação matemática não necessitará de tratamento computacional, o que reduzirá de forma considerável o tempo de simulação.

2.2 Interações Rocha-Fluido

A afinidade química entre as rochas e fluidos de reservatório é outro importante parâmetro para a previsão de comportamento das acumulações petrolíferas. A adesão entre as fases é variável (Figura 6) e afeta profundamente as características dinâmicas.

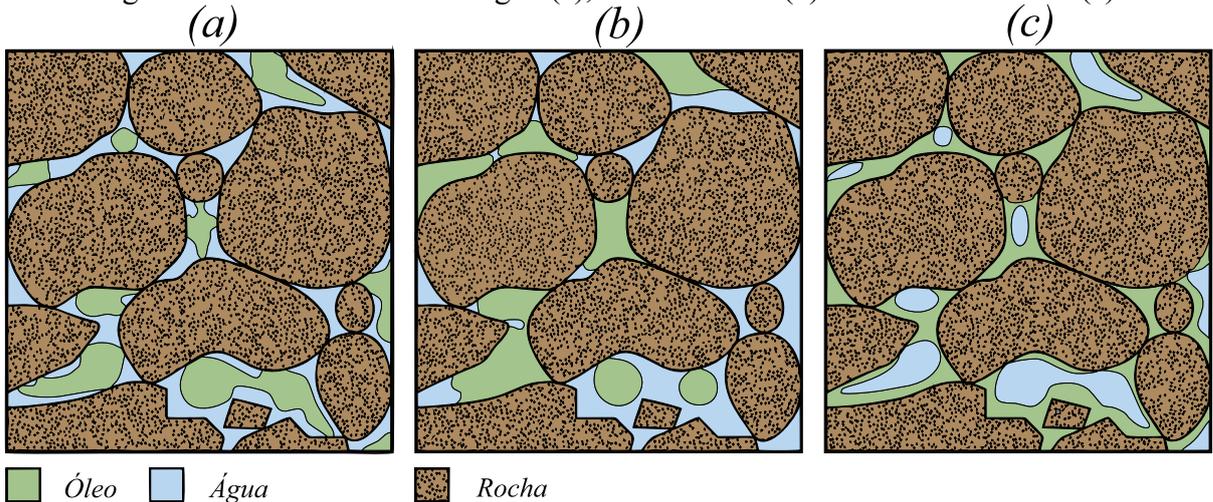
Figura 6: Sistema óleo (verde) e água (azul) em contato com unidades de rocha.



Fonte: (NOLEN-HOEKSEMA, 2014). À esquerda uma gota de óleo apresenta ângulo de contato com superfície sólida aproximadamente zero, caracterizando sistema não molhante. Ao centro, uma gota de óleo molha parcialmente a superfície sólida, o que representa um sistema intermediário. À direita uma gota de óleo molha totalmente a superfície da fase sólida.

A molhabilidade, fenômeno associado à capilaridade das rochas, representa a tendência de um fluido, na presença de outros imiscíveis, espalhar-se ou aderir-se na superfície sólida (Figura 7) (PETERS, 2012). Esta propriedade interfere no ângulo de contato (θ), que é proporcional à afinidade da fase fluida à fase sólida.

Figura 7: Sistema molhável à água (a), intermediário (b) e molhável ao óleo (c).



Fonte: Adaptada de Nolen-Hoeksema, 2014.

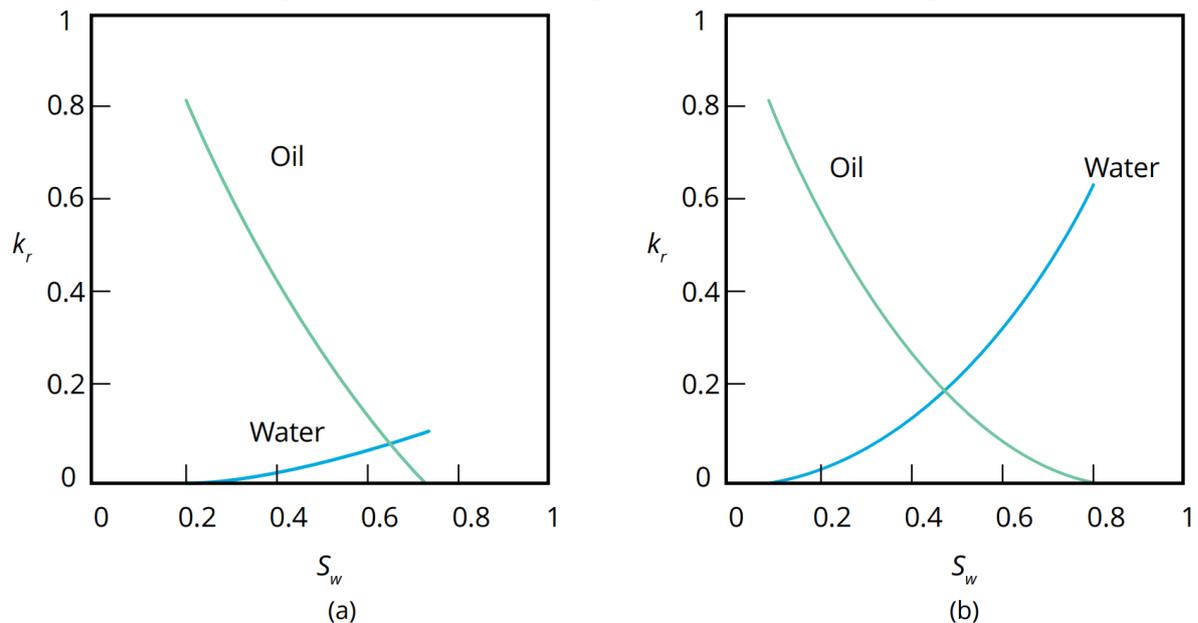
A tensão superficial (γ), por sua vez, tem relação direta com θ e representa a energia presente na interfase rocha-fluido. Quanto maior γ , maior será a dificuldade de mover o fluido aderido. As acumulações apresentam molhabilidade variável, podendo figurar desde

muito molháveis à fase aquosa ou mesmo a fase orgânica.

Em geral, as acumulações são molháveis à água (Figura 7(a)), mas os reservatórios molháveis ao óleo (Figura 7(c)) existem e frequentemente são representados pelos carbonatos (AHR, 2008). Isso implica uma maior aderência da fase óleo em detrimento da fase água, acarretando fatores de recuperação menores.

Os efeitos da molhabilidade são explícitos no fluxo multifásico, por conseguinte, as curvas de permeabilidades relativas (k_r) são fortemente afetadas (Gráfico 1). O ponto de cruzamento entre as curvas de permeabilidade relativa é indicativo para afinidade entre as fases e o sistema. Quando ocorre com saturação de água (S_w) acima de 50% (Gráfico 1(a)), assume-se que o sistema é molhável à água, caso antes (Gráfico 1(b)), é normalmente considerado como molhável ao óleo.

Gráfico 1: Curvas de permeabilidade relativa para sistema molhável à água (a) e ao óleo (b).



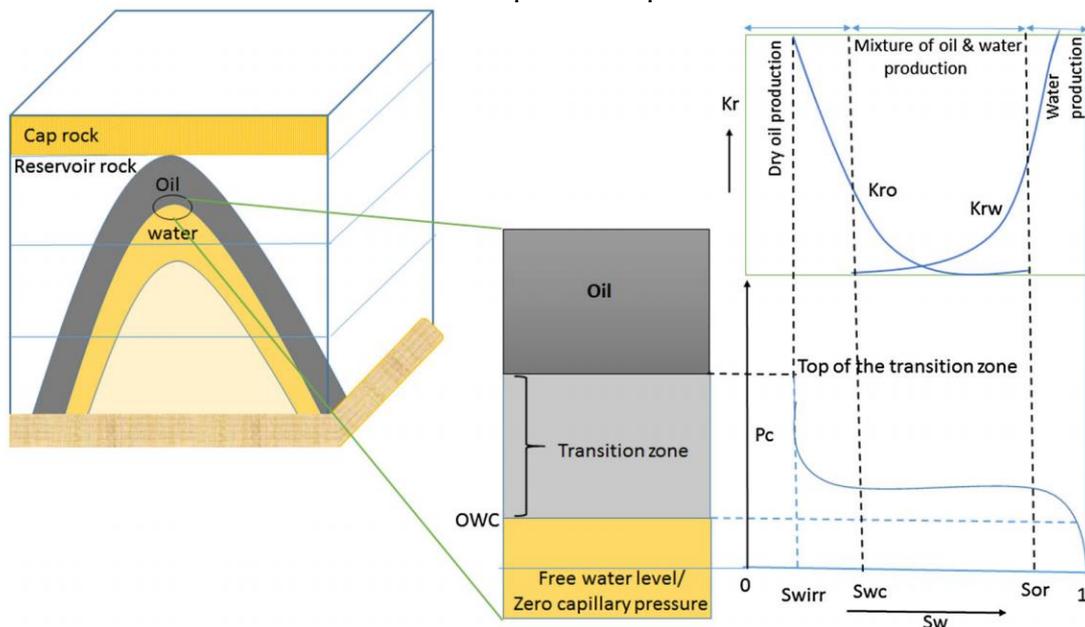
Fonte: (ALYAFEI, 2021).

Outra característica determinante é a baixa permeabilidade relativa à água (k_{rw}) em função S_w , abaixo dos 20% para sistemas molháveis à água. Além disso, a saturação residual de óleo pode ajudar a identificar este requisito, altas saturações de óleo residual (S_{or}) indicam molhabilidade preferencial à água. Isso ocorre porque em sistemas molháveis ao óleo a superfície litológica terá uma maior afinidade com a fase orgânica, em consequência disto, a água terá maior mobilidade e ponto final de k_{rw} será máximo.

As fases se distribuem em subsuperfície sob governo gravitacional. No entanto, os

fenômenos capilares fazem com que não haja uma uniformidade de distribuição (Figura 8). Entre as zonas de óleo e água, há uma zona de transição progressiva até que, no nível de água livre, abaixo do contato óleo-água, a pressão capilar (P_c), definida como a diferença de pressão entre duas fases imiscíveis, torna-se nula. Ao fim da região transicional, o espaço poroso é compartilhado apenas com a fração de água irredutível (S_{wirr}).

Figura 8: Representação esquemática dos reservatórios, suas relações com permeabilidades relativas e pressão capilar.



Fonte: (SHI; BELHAJ; BERA, 2018).

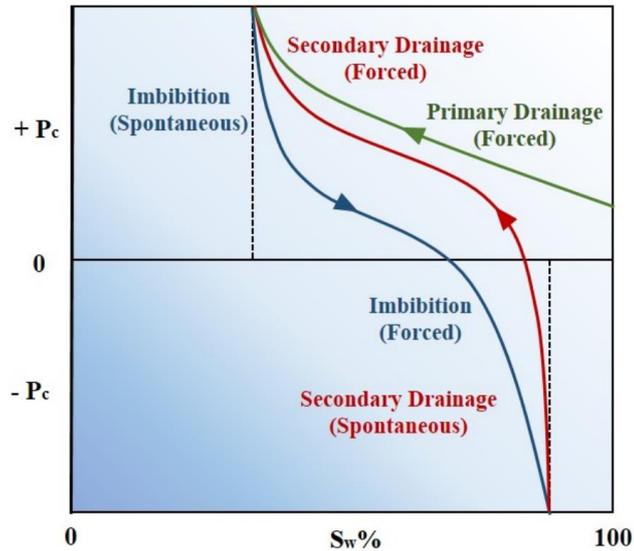
Em processos de injeção de fluidos, ao aumentar a saturação da fase molhante, diz-se que houve uma embebição. Do contrário, sua diminuição é convencionalmente chamada de drenagem. Esta terminologia é frequentemente usada na análise especial de testemunhos (SCAL), em que vários ciclos de injeção e produção são realizados, a fim de simular o comportamento dinâmico na fase de desenvolvimento.

Lomeland e Ebeltoft, (2008) explicam que a drenagem primária é utilizada para inicialização dos simuladores e definição da distribuição das gargantas de poros. Já a embebição secundária para simular influxos de água. Por sua vez, o ciclo se inicia novamente com a drenagem secundária. O Gráfico 2 exemplifica este processo e os efeitos no comportamento da pressão capilar.

As curvas de drenagem começam com 100% de saturação de água na pressão de deslocamento, a qual corresponde a mínima pressão requerida para o fluido não molhante deslocar a fase molhante e entrar nos poros mais largos. Após esta etapa, o incremento de

pressão depende da distribuição de garganta de poros, finalizando até restar apenas a saturação de água conata.

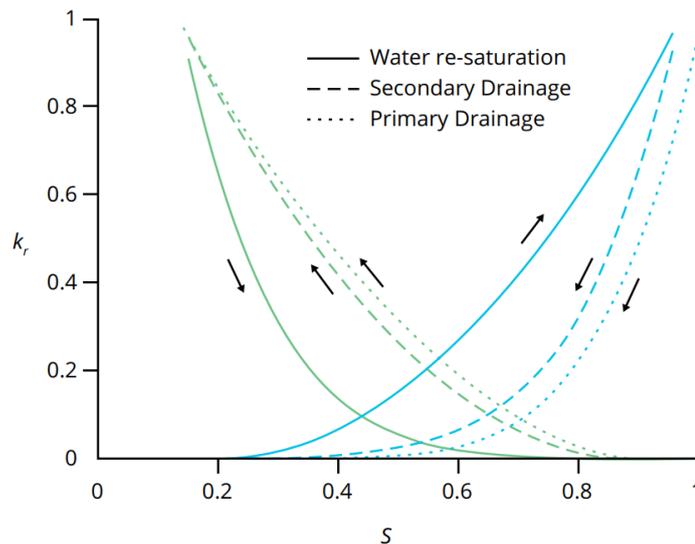
Gráfico 2: Processos de embebição e drenagem efetuados numa rocha molhável à água.



Fonte: (MOUSAVI MOGHADAM; BAGHBAN SALEHI, 2019).

Percebe-se que os processos de embebição e drenagem são fortemente influenciados pelos caminhos das curvas. É possível destacar, por exemplo, que as drenagens percorrem um caminho diferente cada vez que os ciclos se repetem (Gráfico 3), isso ocorre porque parte da fase orgânica utilizada para deslocar a água fica retida no meio poroso, acarretando em um comportamento anômalo denominado de histerese.

Gráfico 3: Curvas de permeabilidade demonstrando efeito do fenômeno de histerese.



Fonte: Alyafei, (2021).

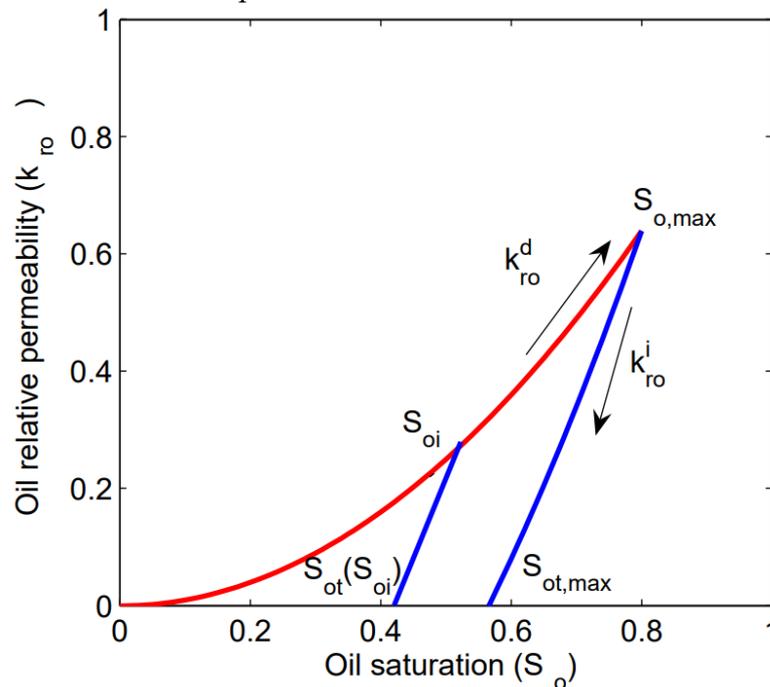
Pini e Benson, 2017 justificam que tal fenômeno é a chave para entender a imobilização efetiva de CO₂ por “trapeamento” capilar, visto que em esquemas de injeção alternada água-gás (WAG), além de ser desejado redução das tensões interfaciais e deslocamento pela fase água, secundariamente, sob utilização da metodologia como método de recuperação avançada (EOR), deseja-se reter a máxima quantidade de dióxido de carbono.

Esta premissa ganha significado devido aos intensos esforços para redução de emissão de gases de efeito estufa e conseqüente impactos no aquecimento global, visto que além de possuir os efeitos de melhoria no fator de recuperação, ocorre também a armazenagem do gás em subsuperfície, promovendo sua estocagem sem maiores impactos ambientais. Ao longo do tempo, muitos modelos para previsão do fenômeno de histerese das curvas de pressão capilar e de permeabilidade relativa foram desenvolvidos.

Notadamente, Land, (1968) concebeu um modelo aplicável a dados de arenitos molháveis à água (Gráfico 4). Nele, a saturação “trapeada” da fase não molhante (S_{ot}) é computada como função da saturação inicial de óleo (Equação 1):

$$S_{ot}(S_{oi}) = \frac{S_{oi}}{1 + CS_{oi}} \quad (1)$$

Gráfico 4: Representação gráfica do modelo de Land, (1968) para histerese das curvas de permeabilidade relativa.



Fonte: (SPITERI et al., 2005).

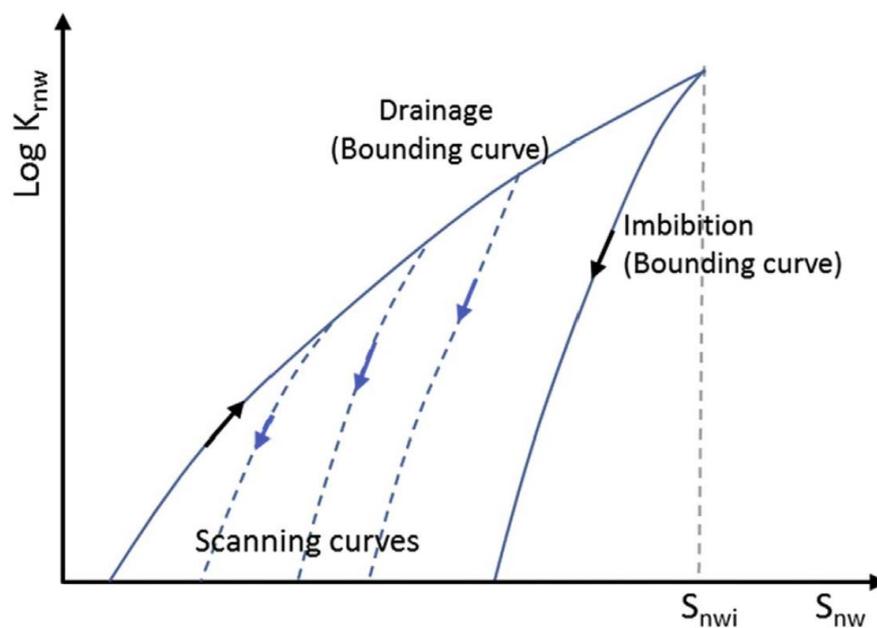
Um coeficiente constante relaciona valores de saturação normalizada da fase não molhante (S_{nwi}^*) e saturação normalizada residual da mesma fase (S_{nwr}^*), conhecido como Coeficiente *trapping* de Land (C) (Equação 2):

$$\frac{1}{S_{nwr}^*} - \frac{1}{S_{nwi}^*} = C \quad (2)$$

Killough, (1976) sugeriu um método para simular dados observados em processos de embebição (Gráfico 5). Em seu trabalho, as curvas de embebição iniciam em diferentes valores de S_{nwi} , chamadas de curvas de escaneamento intermediárias, e com a curva de drenagem primária e embebição começando na máxima saturação da fase não molhante, chamada de curva de confinamento. Finalmente, o método interpola entre as curvas de confinamento para estimar os valores das curvas de escaneamento (k_{row}^{scan}) (Equação 3).

$$k_{row}^{scan}(S_o) = k_{row}^{emb}(S_o^{norm}) \frac{k_{row}^{dr}(S_{ohy})}{k_{row}^{dr}(1 - S_{wcon})} \quad (3)$$

Gráfico 5: Representação gráfica do modelo de Killough, (1976) para curvas de permeabilidade relativa.



Fonte: (AGHABOZORGI; SOHRABI, 2018).

Em que k_{row}^{emb} representa a permeabilidade relativa óleo-água de embebição, k_{row}^{dr} a

permeabilidade relativa óleo-água de drenagem, S_{wcon} a saturação de água conata, S_{ohy} a saturação histórica máxima de óleo e saturação de óleo normalizada (S_o^{norm}) representada pela equação 4:

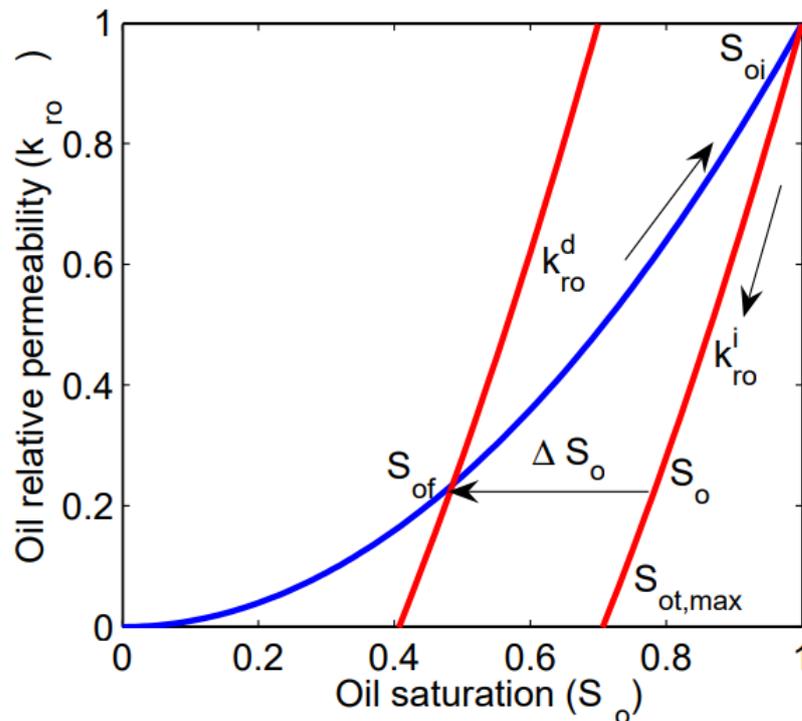
$$S_o^{norm} = S_{ormax} + \frac{(S_o - S_{orh})(1 - S_{wcon} - S_{ormax})}{S_{ohy} - S_{orh}} \quad (4)$$

Donde S_{ormax} representa a saturação de óleo residual máxima e S_{orh} a saturação de óleo residual de embebição.

Carlson, (1981) desenvolveu metodologia para comportamento paralelo das curvas de embebição, porém problemático para sistemas molháveis ao óleo. A saturação de óleo trapeada é determinada pela translação da curva de embebição (ΔS_o) para pontos intermediários à curva do fluxo reverso (Gráfico 6) (Equação 3):

$$S_{ot} = S_{ot,max} - \Delta S_o \quad (5)$$

Gráfico 6: Representação gráfica do modelo de Carlson, (1981) para histerese das curvas de permeabilidade relativa.



Fonte: SPITERI, (2005).

Larsen e Skauge, (1998) propuseram um método trifásico para histerese que utiliza

o Coeficiente de “trapeamento” de Land para calcular curvas de escaneamento para embebição. Em seus estudos, o arranjo WAG é utilizado como foco e, como importante resultado, demonstrou-se que a técnica utilizada encapsulava a redução de mobilidade para as fases molhante e não molhante, durante a oscilação de saturação em experimentos trifásicos.

Para a fase não molhante, a equação 6 descreve a abordagem proposta pelos autores para permeabilidade relativa de drenagem para fase gás (k_{rg}^{dr}):

$$k_{rg}^{dr} = [k_{rg}^{int} - k_{rg}^{int}(S_g^i)] \left[\frac{S_{wcon}}{S_w^i} \right]^\alpha + k_{rg}^{emb}(S_g^i) \quad (6)$$

Em que $k_{rg}^{int}(S_g^i)$ representa a permeabilidade relativa do gás no ponto de início da curva de drenagem secundária, S_w^i a saturação de água no ponto de início da drenagem secundária, $k_{rg}^{emb}(S_g^i)$ a permeabilidade relativa ao gás no início da drenagem secundária e α o expoente de redução, que contabiliza a redução da permeabilidade da fase gás na presença da água móvel. Isto implica que a permeabilidade do gás é função tanto da própria saturação como do histórico de saturação de água.

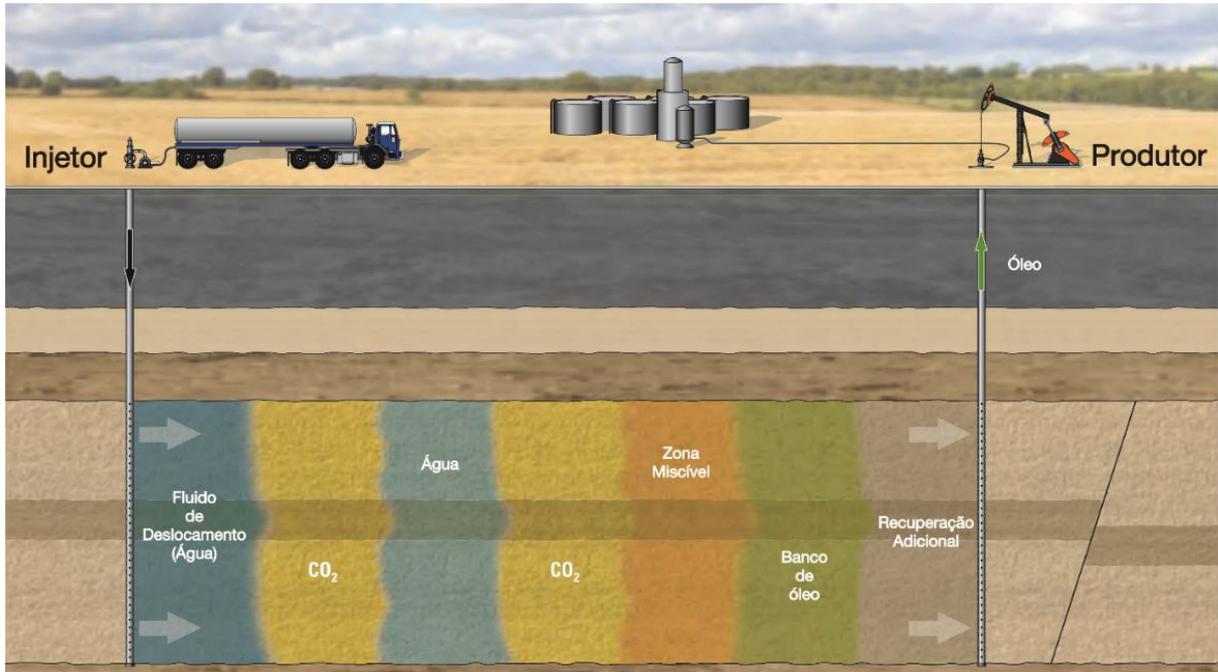
2.3 Geomecânica de Processos WAG

As estratégias de produção impactam significativamente o fator de recuperação (RF) das acumulações e são objetos de estudo para a simulação de reservatórios. Um dos processos mais consolidados para extensão da vida produtiva dos campos é representado pela injeção alternada água-gás (WAG) (Figura 9). Nesta técnica, injeções periódicas de bancos de água e CO₂ atuam em duas frentes fenomenológicas: o efeito composicional causado pela miscibilidade do CO₂ e a redução das tensões interfaciais do sistema (WANG et al., 2021).

Adicionalmente, este processo une os efeitos positivos da injeção de água e injeção contínua de gás. Sozinha, a injeção contínua de gás apresenta baixo deslocamento da coluna de óleo, já que possui mobilidade muito maior que as demais fases, formando caminhos preferenciais. No entanto, ao injetar ciclicamente, o efeito positivo no varrido é justificado pela maior homogeneidade na coluna de deslocamento da fase aquosa.

Por mais solidificada que esta técnica se apresente, muitos pontos ainda permanecem não justificados, mantendo-se como lacuna no conhecimento e abertura para a otimização das condições que a envolvem, principalmente ao operar em estado de pressão nas proximidades da mínima pressão de miscibilidade (MMP) (AFZALI et al., 2020).

Figura 9: Representação esquemática do processo de injeção *WAG*.



Fonte: Adaptada de Al-Mjeni et al., (2011).

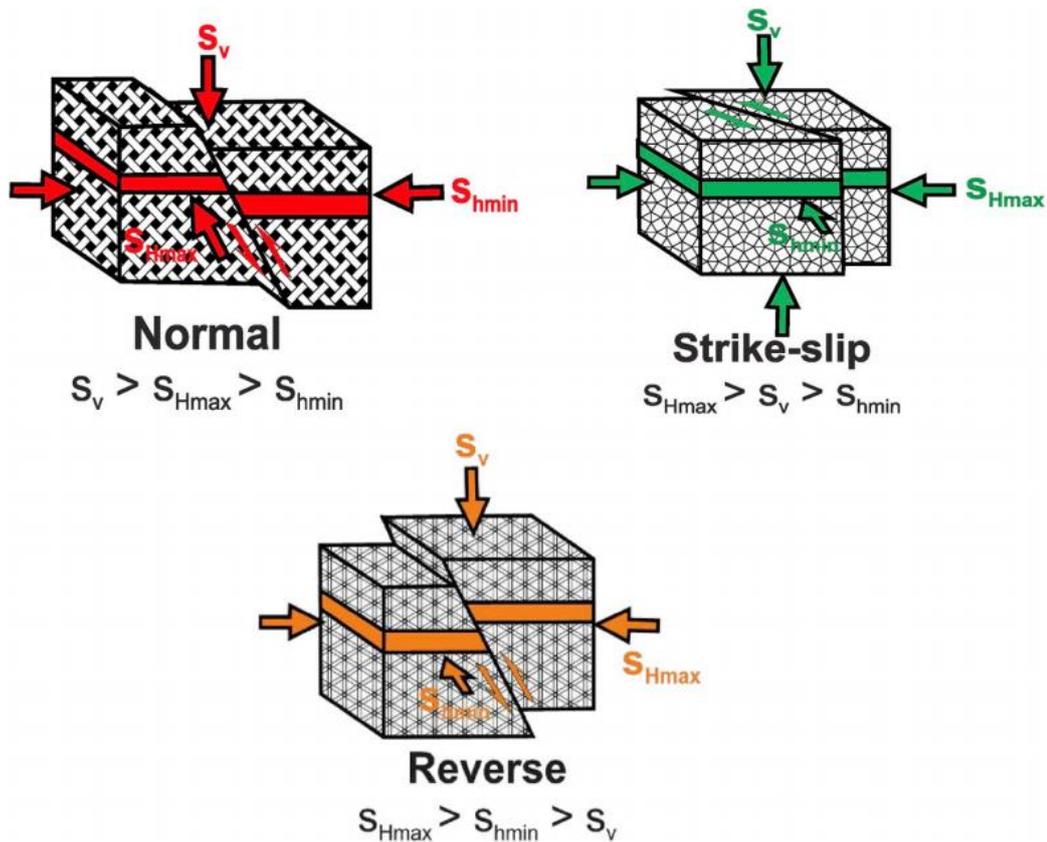
Outro importante aspecto do fluxo de trabalho de simulação de reservatórios está na incorporação do estado de tensão a qual o sistema reservatório está submetido. Tal atividade ganha importância porque vários problemas de reservatório estão associados ao campo de stress suportado pelas rochas. Esses parâmetros dominam as características das falhas e comportamento geométrico das fraturas, e consistem no objeto de estudo da geomecânica. As regiões de falhas para a classificação de Anderson podem ser definidas pela magnitude do stress principal (Figura 10).

O estado de tensões dos corpos é descrito por representação tensorial, no entanto, sabe-se que, em dado ponto, pode ser caracterizado perfeitamente quando é reconhecido três tensões principais (σ_1 , σ_2 e σ_3), o estado triplo de tensões (P. CAPUTO; N. CAPUTO, 2015). Nomeadamente, o stress total (σ) pode ser descrito pela equação 7:

$$\sigma = \sigma' + p_p \quad (7)$$

Em que σ' representa a tensão efetiva e p_p a pressão de poros.

Figura 10: Representação esquemática da classificação de Anderson para regimes de falhas em função do stress principal.



Fonte: (IFEROBIA; AHMAD, 2020).

Adicionalmente, outro problema dimensionado pela mecânica das rochas é a reativação ou deslizamentos de sistemas de falhas. Com a variação de pressão causadas pela injeção e recuperação de fluidos, o estado de tensão pode se alterar sensivelmente (ZOBACK, 2007), de acordo com as características de compressibilidade das rochas. Este evento pode desencadear uma série de problemas, inclusive desastres ambientais, como vazamento de hidrocarbonetos por rompimento da rocha capeadora.

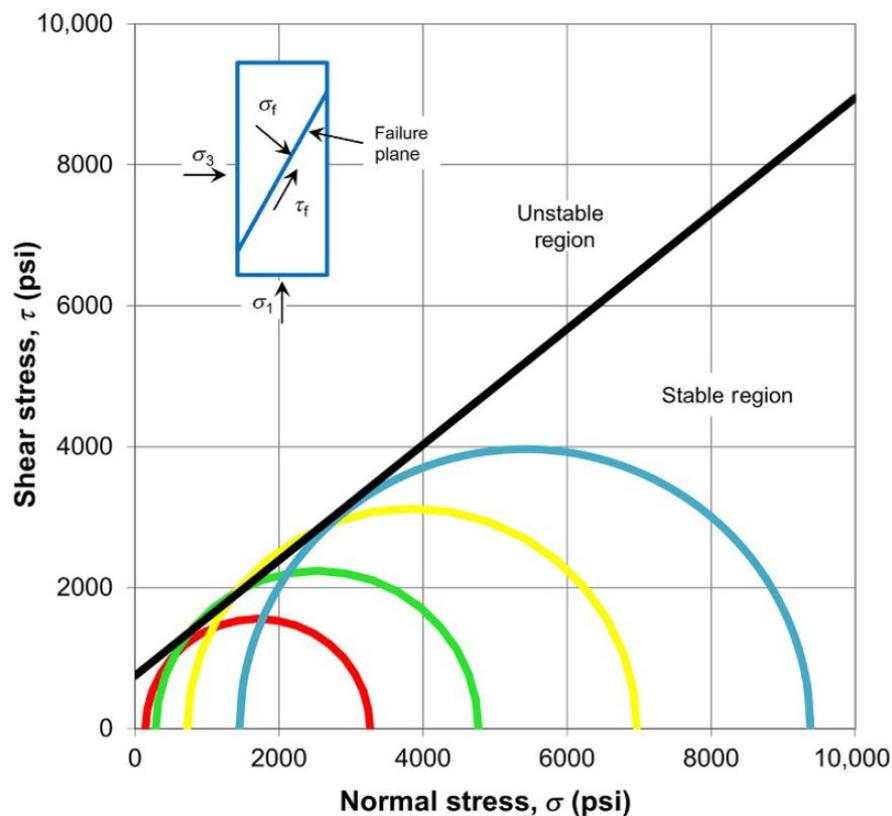
Em processos de injeção, o deslizamento de juntas ocorrem quando a tensão de poros é maior ou igual a soma da tensão principal mínima (σ_3) e a resistência à tração. Para este aspecto, o critério de ruptura de Morh-Coulomb pressupõe que uma tensão cisalhante tendente a causar uma falha em determinado plano sofre resistência da coesão do material (c) e da tensão normal (σ_n) (SCHÖN, 2015) (Gráfico 7).

Consequentemente, a falha ocorrerá na região acima da curva representada pela equação 8:

$$\tau = c + \sigma_n \operatorname{tg} \xi \quad (8)$$

Donde τ representa a resistência ao cisalhamento e ξ o ângulo de fricção interna no plano de ruptura.

Gráfico 7: Representação esquemática do critério de falha de Mohr-Coulomb para ensaios triaxiais em diferentes amostras (círculos de cores variadas).



Fonte: (MCPHEE; REED; ZUBIZARRETA, 2015).

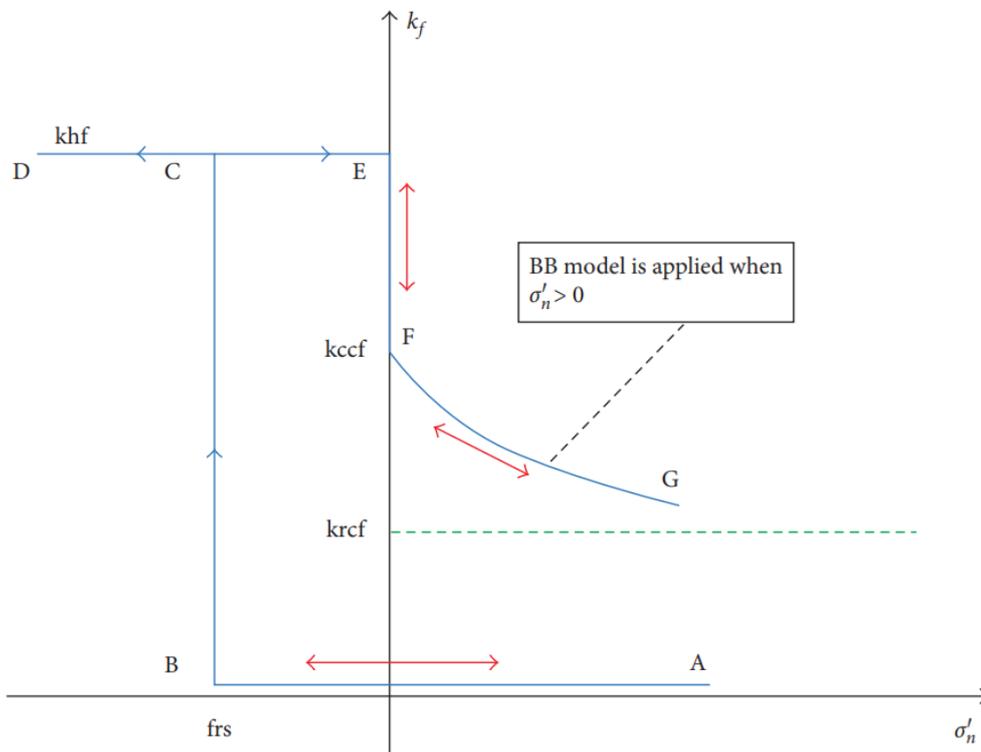
Quando é considerado fluxo além do ocorrido pela matriz, faz-se necessário a utilização de modelos que apresentem dois sistemas de porosidade, um correspondente a matriz e outro para o sistema de fraturas. A medida que há fluxo na matriz entre os blocos, é imperativo a utilização de modelos de dupla permeabilidade. Não obstante, os modelos de dupla permeabilidade utilizam os fatores de forma como parâmetros matemáticos de incorporação da geometria da matriz e fraturas no fluxo entre os meios, de forma a modificar as transmissibilidades, como os dispostos por (KAZEMI; GILMAN, 1993).

No que diz respeito a reativação de falhas e fraturas, o modelo proposto por Barton, Bandis e Bakhtar, (1985) descreve o aumento da permeabilidade sob efeito da variação das tensões (Gráfico 8). De início, o stress efetivo é muito maior que a pressão de poros (A) e não

há ativação de fraturas na matriz. Porém, progressivamente a injeção, o stress efetivo é reduzido ao longo do caminho AB. Ao chegar no ponto B (stress de abertura de fratura, frs), a fratura abre bruscamente até o valor máximo de permeabilidade (khf), seguindo o caminho BC. Ainda que o stress efetivo reduza, a permeabilidade da fratura (kf) se mantém máxima (caminho DE). A permeabilidade das fraturas pode ser expressa pela equação 9:

$$kf = kccf \left(\frac{e}{e_0} \right)^4 \quad (9)$$

Gráfico 8: Representação esquemática dos efeitos causados pela reativação de falhas e fraturas pelo modelo de Barton-Bandis (BB).



Fonte: (CMG, 2020).

Em que e_0 representa a abertura inicial, e a abertura atual e $kccf$ a permeabilidade de fechamento. Por sua vez, e é expressa pela equação 10:

$$e = e_0 - V_j \quad (10)$$

V_j está associada ao fechamento das juntas sob stress efetivo normal (Equação 11):

$$V_j = \frac{\sigma'}{kni + \frac{\sigma'}{V_m}} \quad (11)$$

Em que kni representa a rigidez inicial normal das fraturas e V_m o máximo fechamento, representado pela equação 12:

$$V_m = e_0 \left[1 - \left(\frac{krcf}{kccf} \right)^{1/4} \right] \quad (12)$$

Com o declínio da pressão dos fluidos, o stress efetivo aumenta e haverá consequente redução da abertura. Entretanto, as fraturas permanecem com abertura residual, não tomando o caminho BC originário, havendo redução com comportamento hiperbólico (FG). A permeabilidade de fechamento ($kccf$) é sempre maior que o valor da permeabilidade residual de fechamento ($krcf$). Caso ocorra nova redução de stress efetivo por aumento das pressões de fluido, o incremento de permeabilidade seguirá o caminho GFED até khf .

2.4 Simulação de Reservatórios

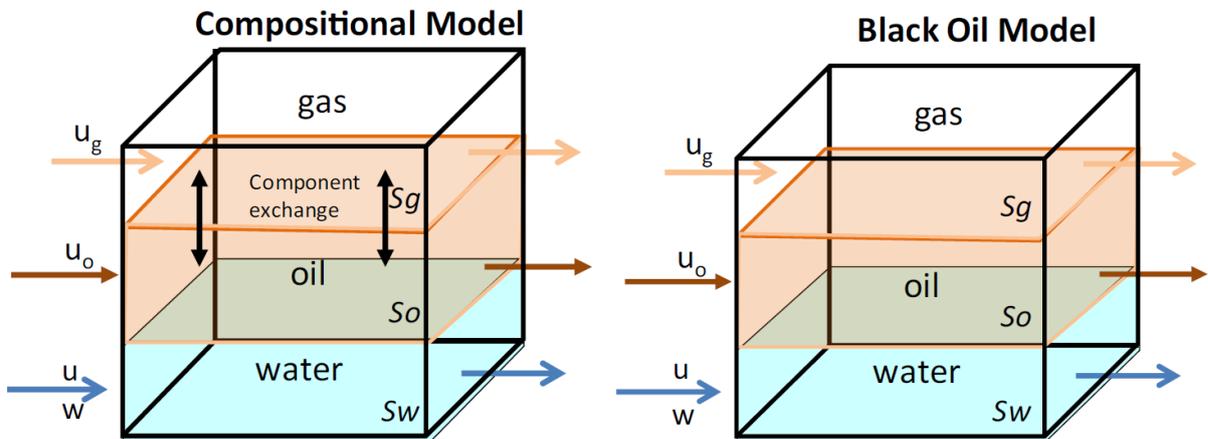
Durante um longo tempo, as técnicas analíticas para avaliação de reservatórios eram as únicas tecnicamente viáveis. Os balanços materiais e as análises de curvas de declínio incorporavam uma série de dados reduzidos, e, portanto, limitados quantitativamente para acompanhamento de produção dos campos de petróleo. No entanto, com o advento da industrialização e a modernização dos sistemas de informação, a dinâmica dos fluidos computacional (CFD) tomou um insubstituível espaço nos projetos de desenvolvimento. Uma quantidade cada vez maior de parâmetros é encapsulada para corroborar esta metodologia que torna possível aumentar progressivamente a complexidade dos modelos conceituais aplicados ao fluxo de fluidos em meios porosos.

Ademais, ao explorar sistemas petrolíferos cada vez mais complexos, além do advento das técnicas de EOR mais elaboradas, os modelos analíticos já não eram suficientemente precisos, porém muito úteis atualmente para análises preliminares. Como consequência, a teoria dos fenômenos de transporte foi aplicada para geração do modelo matemático da simulação de reservatórios de petróleo.

Convencionalmente, existem dois modelos concebidos para simulação de fluxo. Os

modelos do tipo *Blackoil*, considerados mais simples, possuem tratamento matemático relativamente mais básico para o comportamento dos fluidos de reservatório. São consideradas três fases isoladas, fase gás, fase óleo e fase água (Figura 11). As propriedades dos fluidos são avaliadas nas variações de pressão por interpolação em tabelas. Os modelos composicionais consideram a fase orgânica como a união de pseudocomponentes agrupados ou não, sendo as propriedades e as transferências de massa entre as fases previstas pela utilização de equações de estado, e, conseqüentemente, regras de misturas.

Figura 11: Representação esquemática de célula cartesiana e conceituação dos modelos composicionais (à esquerda) e *blackoil* (à direita).



Fonte: (WHEATON, 2016).

Matematicamente, o fluxo de massa em uma célula pode ser representado pela equação da continuidade (Equação 13):

$$\nabla \cdot (\rho u) + Q_w = -\frac{\partial(\varphi\rho)}{\partial t} \quad (13)$$

Em que ρ representa a massa específica, φ a porosidade do sistema, u a velocidade e Q_w o fluxo de entrada ou saída do bloco o qual localiza-se o poço. Equivale a dizer que a massa acumulada no elemento é proporcional ao fluxo que entra no volume de controle menos o fluxo de saída somado à produção ou injeção do poço.

Para o componente i e a fase k , a equação da continuidade pode ser reescrita como (Equação 14):

$$\sum_k^n \rho^k x_i^k \nabla \cdot u_k + Q_i = \varphi \frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_k^n \rho^k x_i^k S^k \right) \quad (14)$$

Em que x_i^k representa a fração molar do componente i na fase k e S^k a saturação da fase k .

Além da conservação das massas, a conservação de *momentum* é adicionada ao modelo, podendo ser escrita na forma da Lei de Darcy (Equação 15):

$$\nabla p = -\frac{\mu}{k} u + \rho g \nabla z \quad (15)$$

Em que μ representa a viscosidade e k a permeabilidade absoluta.

Substituindo a equação 14 na equação 15, tem-se (Equação 16):

$$\sum_k^n \rho^k x_i^k \nabla \cdot \left[\frac{k k_{rk}}{\mu_k} (\nabla p - \gamma_k \nabla z) \right] + Q_i = \varphi \frac{\partial}{\partial t} \left(\sum_k^n \rho^k x_i^k S^k \right) \quad (16)$$

Em que k_{rk} representa a permeabilidade relativa da fase k , γ_k a gravidade específica da fase k .

Além disso, as condições em que as diferentes fases podem coexistir é de grande relevância para o dimensionamento das facilidades industriais ou mesmo para o desenvolvimento do modelo composicional (AHMED, 2016). Para tanto, é de extrema importância a descrição do comportamento do conjunto pressão, volume e temperatura (PVT) ao decorrer do tempo de desenvolvimento dos projetos. Consequentemente, experimentos são realizados na tentativa de descrever as condições possíveis as quais os fluidos de reservatório poderão ser submetidos, e, posteriormente, equações de estado (EoS) (Tabela 1) são habitualmente usadas para simulação desses experimentos e definição do envelope de fases.

As EoS são equações analíticas que relacionam as condições PVT. Em geral, estas equações requerem apenas as propriedades críticas dos componentes individuais. A equação dos gases ideais foi a primeira EoS desenvolvida, mas por não considerar as interações intermoleculares tem uso muito restrito no campo de estudo dos hidrocarbonetos.

Ao longo do tempo, estudos consolidaram progressivamente para representação de soluções reais, adicionando novos parâmetros para incorporação dos efeitos de atração, repulsão intermolecular e os efeitos do volume das moléculas. Van der Waals, (1873), Redlich e Kwong, (1949), Soave, (1972) e Peng e Robinson, (1976) contribuíram significativamente para o desenvolvimento desta metodologia.

Como os fluidos de reservatório são substâncias complexamente heterogêneas, aplica-se regras de mistura para o tratamento das interações entre os componentes, baseadas nos coeficientes de interações binárias (BIC).

As estruturas que ocorrem na natureza precisam ser representadas matematicamente. Para isso, técnicas de discretização são utilizadas para virtualizar o meio poroso através de um sistema discreto de elementos volumétricos unitários (Figura 12), em que as equações de fluxo serão resolvidas comumente pelo método numérico de diferenças finitas.

Em reservatórios carbonáticos, é comum que a presença de fraturas torne a representação apenas da matriz insuficiente, ou seja, além do fluxo intergranular, o fluxo pelas fraturas afeta significativamente as linhas de escoamento. Dessa forma, os modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade representam mais fidedignamente o comportamento das fases. Nesta metodologia, as fraturas recebem propriedades independentes da matriz, possibilitando atribuição de características geométricas e de distribuição.

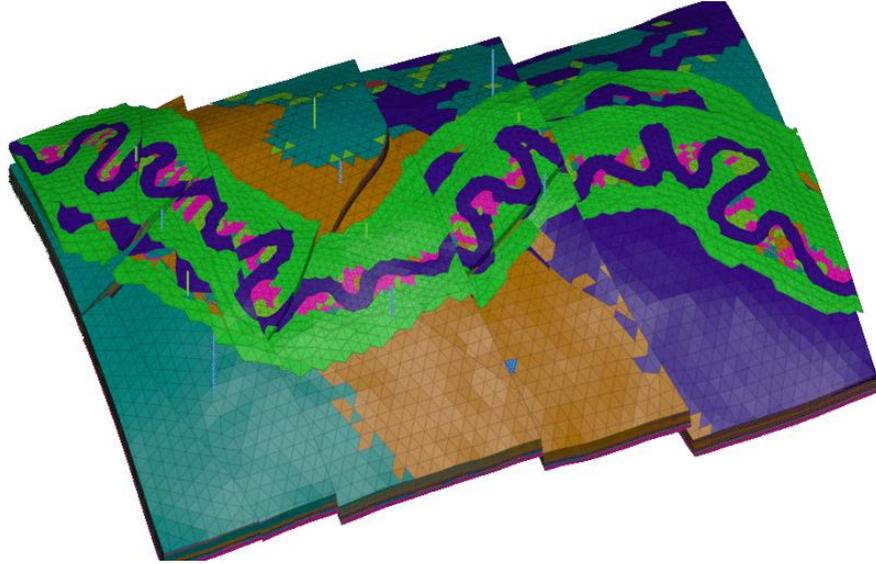
Tabela 1: Equações de estado e seus parâmetros de desvio de idealidade.

EOS	$p_{\text{repulsion}}$	$p_{\text{attraction}}$	a	b
Ideal	$\frac{RT}{V}$	0	0	0
vdW	$\frac{RT}{V-b}$	$\frac{a}{V^2}$	$\Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c}$	$\Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$
RK	$\frac{RT}{V-b}$	$\frac{a}{V(V+b)\sqrt{T}}$	$\Omega_a \frac{R^2 T_c^{2.5}}{p_c}$	$\Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$
SRK	$\frac{RT}{V-b}$	$\frac{a\alpha(T)}{V(V+b)}$	$\Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c}$	$\Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$
PR	$\frac{RT}{V-b}$	$\frac{a\alpha(T)}{V(V+b)+b(V-b)}$	$\Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c}$	$\Omega_b \frac{RT_c}{p_c}$

Fonte: (AHMED, 2016).

As redes de fraturas discretas (DFN) consiste no modelo mais rigoroso, no entanto necessitam de um maior conhecimento de dados e não podem ser incorporadas diretamente na simulação de fluxo em escala de campo (LUO et al., 2019). Sendo assim, as propriedades equivalentes à DFN são objetos de implementação nos estudos macroscópicos.

Figura 12: Discretização de estrutura geológica acanalada e compartimentada por falhas.



Fonte: (LIE et al., 2017).

3 EFEITOS DA HISTERESE NA SIMULAÇÃO COMPOSICIONAL TRIFÁSICA SOB PROCESSOS WAG EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL

Neste capítulo, é estudada a influência da dependência das curvas de permeabilidade relativa em relação aos caminhos de saturação durante os processos de embebição e drenagem promovidos pela injeção em esquemas WAG. O modelo base leva em consideração características estáticas e dinâmicas semelhantes às encontradas em reservatórios do Pré-Sal brasileiro, isto é, características petrofísicas de largo *range* de heterogeneidades, compartimentação por estruturas geológicas, modelo de fluidos e de interação rocha-fluidos reais.

3.1 Metodologia

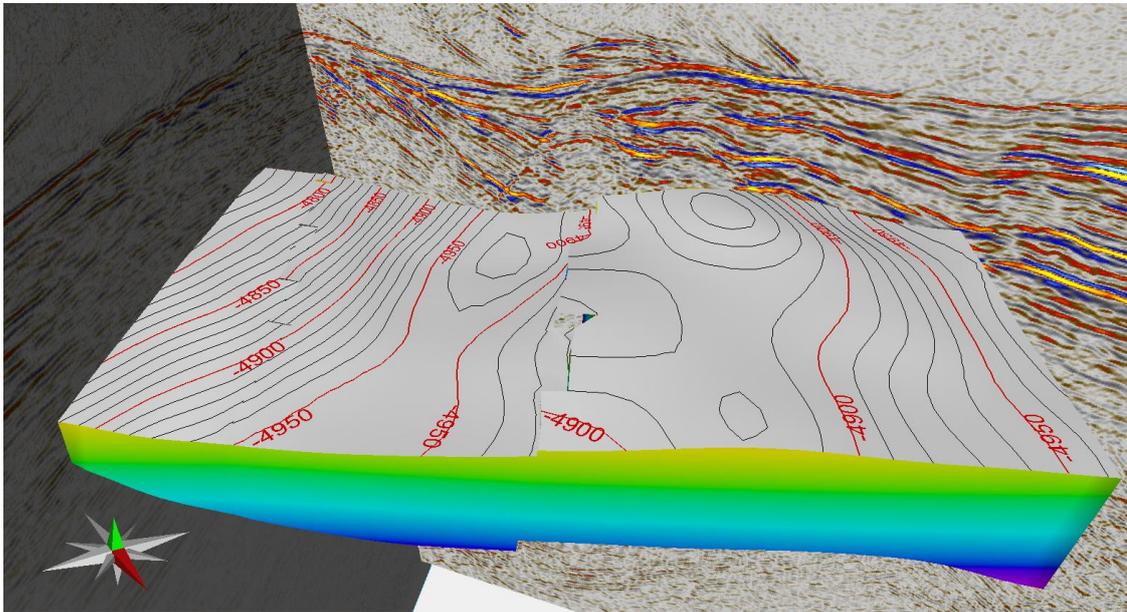
Realizou-se um estudo de simulação numérica para integração do fluxo de fluidos, comportamento de fases e investigar os efeitos da histerese na injeção WAG. As simulações foram realizadas usando o pacote computacional da CMG - GEM 2020.1. Os ciclos de injeção duraram seis meses, isto é, alternando entre injeção de água e gás em regime de reinjeção. O tempo de simulação ocorreu entre 2014 e 2045, compreendendo 31 anos, no sentido de atingir o tempo médio para os períodos de concessão dos campos petrolíferos.

3.1.1 Grid Estrutural

O *grid corner point* heterogêneo é representado por um conjunto de 34.398 blocos ($34i \times 21j \times 42k$) (Figura 13). Estruturalmente, a geometria foi obtida a partir da interpretação sísmica dos dados cedidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Desse modo, a geometria de topo e base fazem referência a região produtora do campo de Tupi, bacia de Santos.

Na região, a formação de interesse inicia-se a uma profundidade de 4763,28 m e atinge profundidades máximas de até 5404,4 m, obtendo espessuras máximas de 483,25 m. Além da variabilidade petrofísica, a região também apresenta descontinuidades estruturais representadas no modelo por duas falhas que subdividem a representação em três compartimentos.

Figura 13: Vista 3D de *grid corner point* da área de estudo (*grid* e sísmica em domínios diferentes, profundidade e tempo, respectivamente).

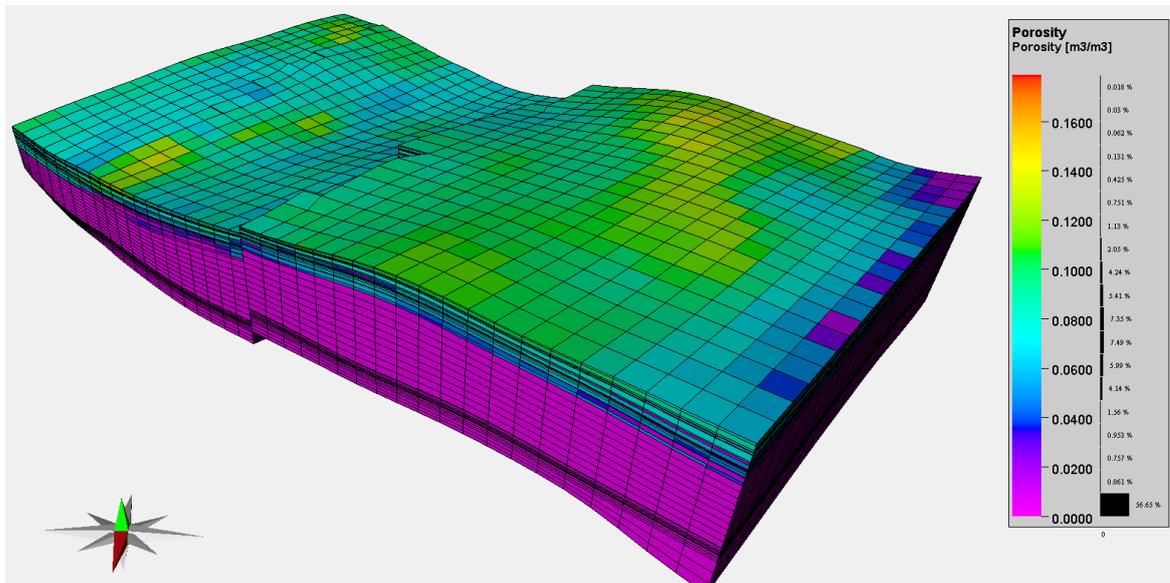


Fonte: Elaborada pelo autor.

3.1.2 Modelo Petrofísico e Interações Rocha-Fluido

O modelo petrofísico sintético foi obtido a partir da modificação das propriedades observadas no *benchmark* proposto por Correia et al., (2015). A porosidade da matriz varia entre 0 a 17,9%, conforme visualizado na figura 14 e histogramas do gráfico 9.

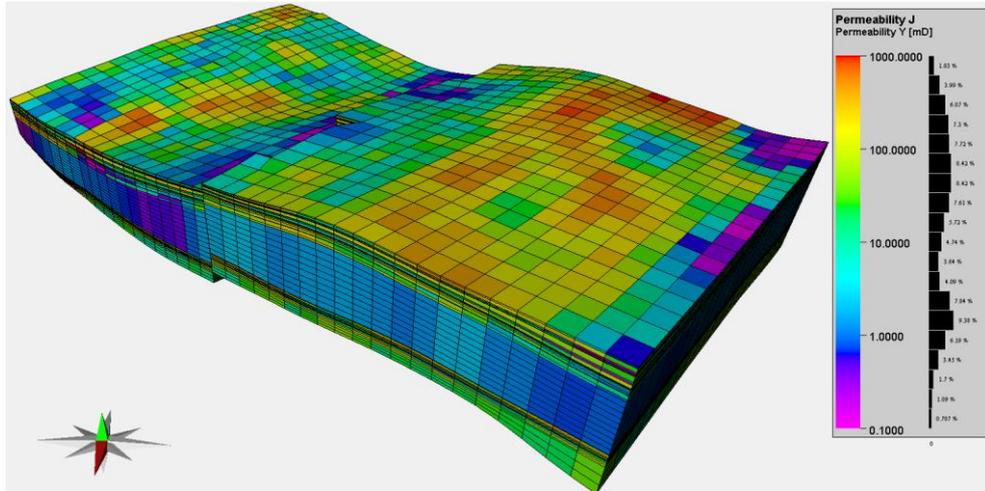
Figura 14: Distribuição tridimensional da porosidade [fracionária].



Fonte: Elaborada pelo autor.

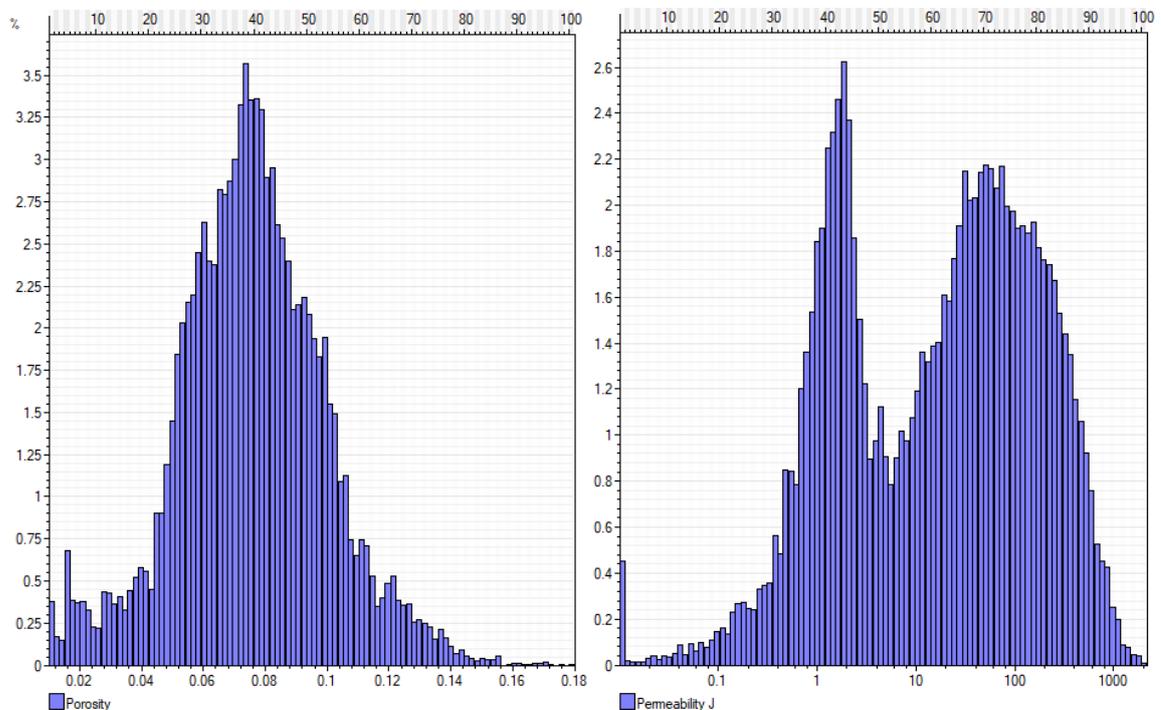
Neste estudo, a permeabilidade da matriz na direção i e j foram consideradas numericamente equivalentes (Figura 15 e Gráfico 9). Já a permeabilidade na direção k foi admitida com 1% da permeabilidade horizontal.

Figura 15: Distribuição tridimensional da permeabilidade na direção j [mD].



Fonte: Elaborada pelo autor.

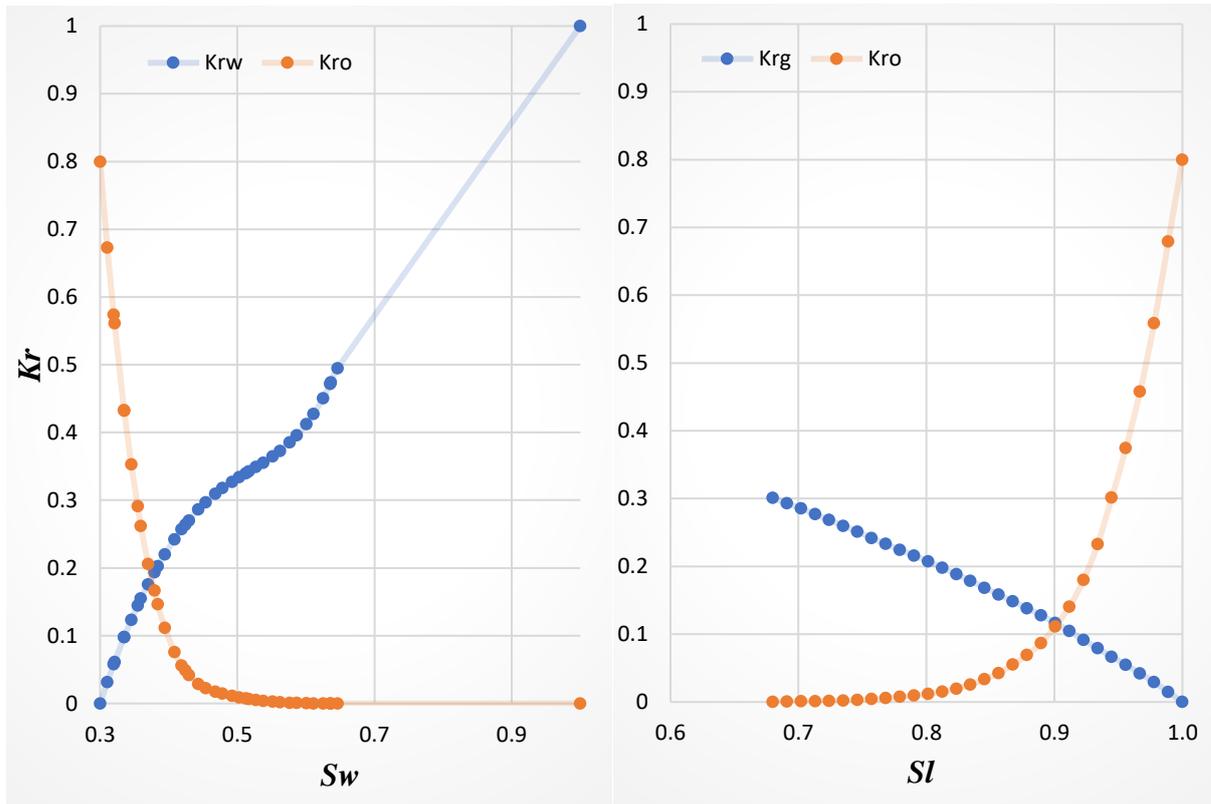
Gráfico 9: Histogramas de distribuição percentual da porosidade (fracionária) (à esquerda) e da permeabilidade [mD] (à direita).



Fonte: Elaborada pelo autor. No eixo das abscissas inferior é representado a porosidade fracionária e a permeabilidade na direção j em mD, na superior é representado a distribuição percentual acumulada das amostras. Nas ordenadas, observa-se a distribuição percentual relativa.

As relações de saturação são expressas pelas curvas de permeabilidade relativa presentes no gráfico 10. Utilizou-se o modelo proposto por Honarpour; Koederitz e Harvey, (1982) para a geração das relações de saturação aplicadas aos carbonatos.

Gráfico 10: Curvas de permeabilidades relativas água-óleo (à esquerda) e gás-óleo (à direita).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Conforme o comportamento das relações, pode-se observar molhabilidade predominante à fase orgânica, ao delimitar altas permeabilidades da fase água e ponto de cruzamento das fases anterior aos 50% de saturação. Nos cenários analisados, a molhabilidade foi modificada apenas pelos fenômenos de histerese e mantida estática para demais efeitos.

3.1.4 Modelo de Fluidos, Esquema de Produção e Cenários

O modelo de fluidos foi ajustado, a partir dos dados propostos por Moortgat et al., (2013), à equação de estado de PR com oito pseudocomponentes descritos na tabela 3.

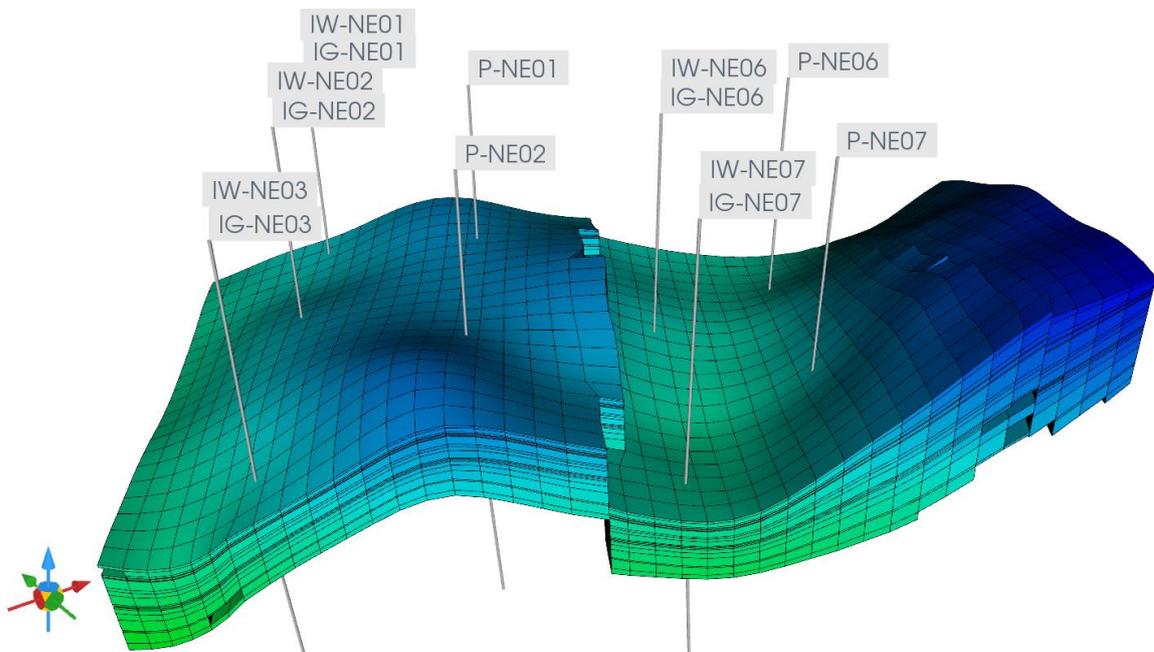
Tabela 2: Composição e propriedades críticas dos pseudocomponentes presentes no modelo de fluido.

Componentes	%	P _{crit} [atm]	T _{crit} [K]	ω [$\times 10^{-2}$]	M _w [g/mol]
CO ₂	0,0824	72,80	304,20	22,50	44,01
N ₂ e C ₁	0,5166	45,32	190,12	0,82	16,13
C ₂	0,0707	48,20	305,40	9,80	30,07
C ₃	0,0487	41,9	369,80	15,20	44,10
C ₄ e C ₅	0,0414	35,69	436,27	20,62	63,04
C ₆ ~ C ₁₀	0,0811	28,59	573,81	35,79	109,93
C ₁₁ ~ C ₁₉	0,0829	18,95	706,66	61,70	196,52
C ₂₀₊	0,0762	7,94	818,91	176,84	556,46

Fonte: Elaborada pelo autor.

O modelo dispõe de 9 poços, sendo quatro poços produtores e cinco injetores cíclicos, no arranjo e restrições operacionais apresentadas na figura 16 e tabela 2, respectivamente.

Figura 16: Disposição de poços produtores (P-NE01, P-NE02, P-NE06 e P-NE07) e injetores (IG/IW-NE01, IG/IW-NE02, IG/IW-NE03, IG/IW-NE06 e IG/IW-NE07)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 3: Condicionantes operacionais dos poços produtores e injetores.

Restrições	Produtores	Restrições	Injetores
BHP_{min} [kPa]	25000	BHP_{max} [kPa]	68646,55
STO_{min} [m ³ /d]	100	STW_{max} [m ³ /d]	4000
W_{CUT}	0,95	STG_{max} [m ³ /d]	3×10^6
WHP_{min} [kPa]	2549,73		

Fonte: Elaborada pelo autor.

Tais condições de operação podem ser observadas em Pizarro e Branco, (2012) e representam parâmetros gerais de operação das FPSOs.

Como condições iniciais, a pressão de saturação foi ajustada em 39018,70 kPa. Já a profundidade para o contato óleo-água foi definida em 5115,15 m, considerando uma zona de óleo de 100 m de espessura (distância para contato gás-óleo) e pressão inicial em 55378,15 kPa, ancorada a profundidade de 4948,00 m.

As simulações abordaram primordialmente quatro estudos de caso: o modelo sem previsão dos efeitos de histerese (caso base), efeitos de histerese apenas para a fase água, apenas para fase gás, e efeitos combinados de histerese água-gás. Para considerar os efeitos do caminho de saturação de água no comportamento produtivo do reservatório, utilizou-se o método para permeabilidades bifásicas proposto por Killough, (1976). Para a fase gás, foi empregado o modelo trifásico proposto por Skauge e Larsen, (1994).

Para a fase gás, os parâmetros S_{gic} , S_{grmax} e α foram variados incrementalmente, conforme recomendação da documentação do pacote computacional (α), bem como sob a observação das características apresentadas nas curvas de permeabilidade relativa (S_{gic} e S_{grmax}), com valor inicial, final e número de intervalos descritos pela tabela 4.

Tabela 4: Intervalos de parâmetros de histerese da fase gás simulados.

Valor	S_{gic}	S_{grmax}	α
Inicial	0	0,16	1
Final	0,15	0,21	3
Intervalos	4	4	3

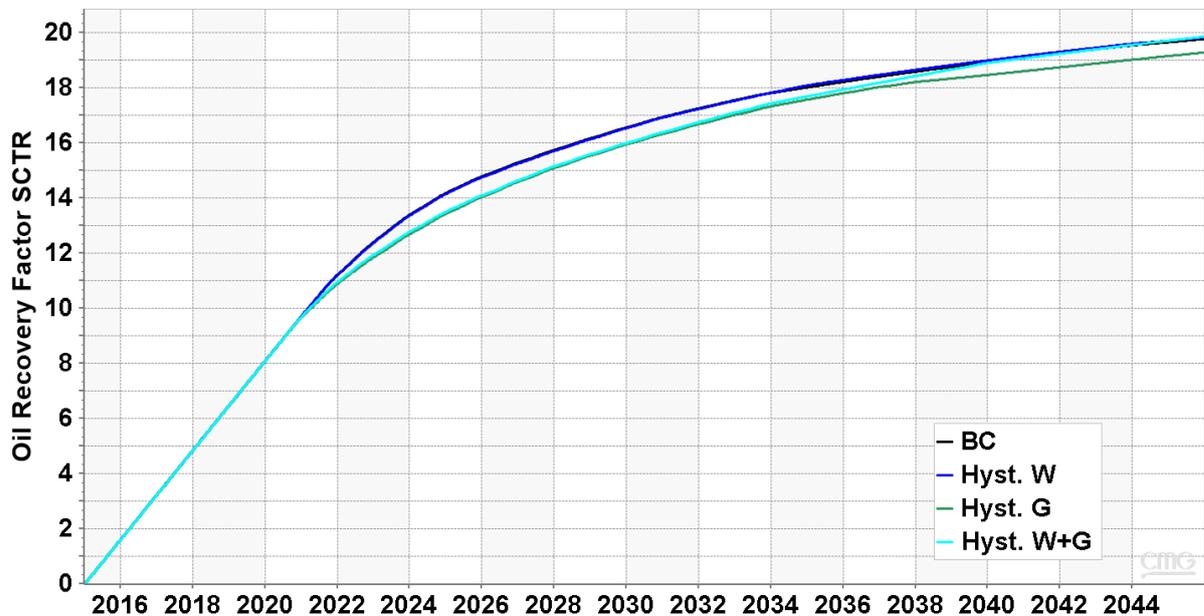
Fonte: Elaborada pelo autor.

Na totalidade, 98 cenários foram analisados. Portanto, através dos casos, foi estudado a influência da histerese das curvas de permeabilidades relativas em fluxo multifásico e, conseqüentemente, impactos na produção do reservatório.

3.2 Resultados e Discussões

No que tange a produtividade do modelo simulado, a recuperação mostrou-se equivalente com relação a incorporação dos efeitos de histerese, no entanto, com leve desfavorecimento para a utilização do modelo para a fase gás (Gráfico 11).

Gráfico 11: Fator de Recuperação em função do tempo.



Fonte: Elaborado pelo autor. BC – Caso Base (sem histerese), Hyst. W – Histerese apenas para fase água, Hyst. G – Histerese apenas para a fase gás e Hyst. W+G – Histerese para fases água e gás

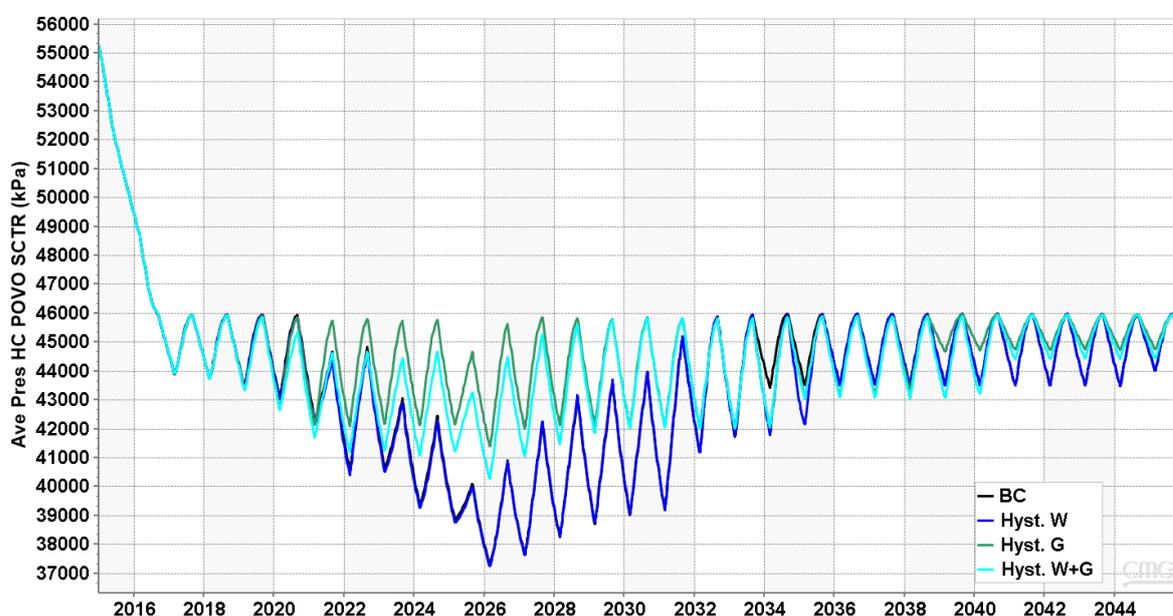
Os efeitos positivos do fenômeno de histerese ocorrem em maior impacto nos reservatórios com molhabilidade preferencial à água, conforme pontua Agada, Geiger e Doster, (2016). Neste caso, a saturação de gás na matriz é menor devido ao aumento da pressão capilar de entrada que se opõe a drenagem gravitacional. Por conseguinte, a embebição é favorecida e causará aumento no fator de recuperação.

Por outro lado, a permeabilidade relativa explicitada neste estudo apresenta molhabilidade preferencial à fase orgânica, o que diminuirá os efeitos do trapeamento da fase gás. Logo, devido ao desfavorecimento da embebição, o fator de recuperação não sofreu

impactos significativos, com diferença menor que 1% em relação ao caso base e incorporação da histerese apenas na fase água.

Por outro lado, a leve queda na produtividade pode estar relacionada à diferença entre o limiar inicial de saturação crítica de gás e os valores de saturação trapeada (BENNION et al., 1988). Quando a pressão de reservatório é reduzida (Gráfico 12), a fração de gás livre poderá se elevar em patamares maiores que a saturação crítica. Com a fase móvel, a pressão média continua a cair e a saturação de gás tendente a aumentar.

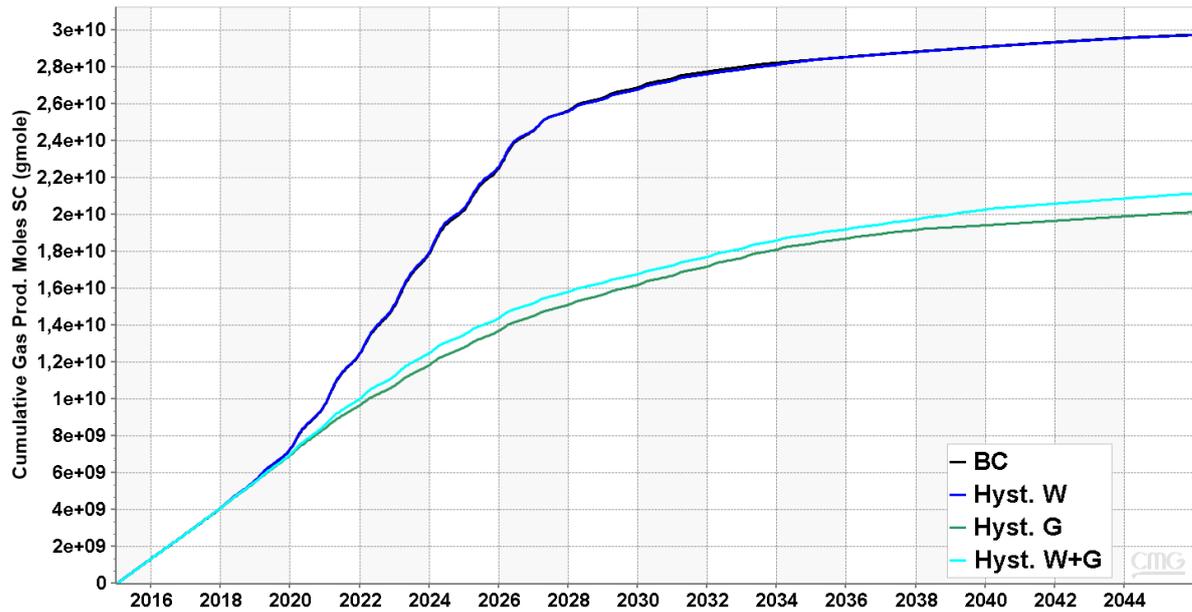
Gráfico 12: Histórico de pressão média do reservatório.



Fonte: Elaborado pelo autor. BC – Caso Base (sem histerese), Hyst. W – Histerese apenas para fase água, Hyst. G – Histerese apenas para a fase gás e Hyst. W+G – Histerese para fases água e gás

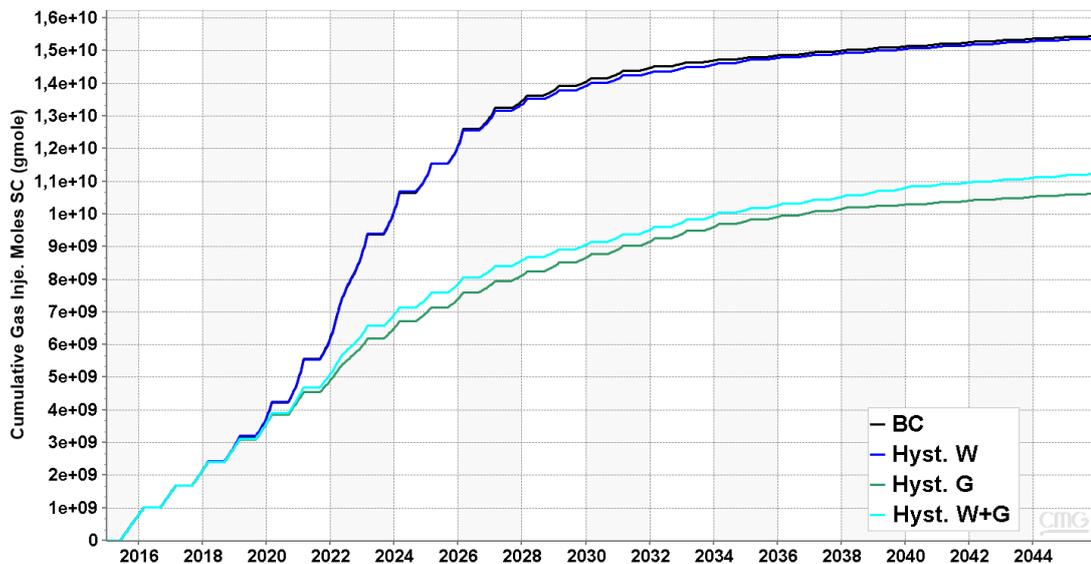
Caso o declínio de pressão seja mitigado, haverá fluxo reverso na zona de saturação elevada de gás, dessa forma, uma alta saturação de gás trapeado, maior que a saturação crítica é obtida, reduzindo a mobilidade do óleo. Consoante a ANP, (2017) os fatores de recuperação para reservatórios carbonáticos no Brasil aproximam-se dos 18%, indicando boa adequação conforme o *range* obtido nesse trabalho.

No aspecto armazenamento de CO₂, o efeito de trapeamento favoreceu a diminuição da produção do gás, assim como observado por Ershadnia et al., (2021) (Gráfico 13).

Gráfico 13: Produção acumulada de CO₂ em condições padrão.

Fonte: Elaborado pelo autor. BC – Caso Base (sem histerese), Hyst. W – Histerese apenas para fase água, Hyst. G – Histerese apenas para a fase gás e Hyst. W+G – Histerese para fases água e gás

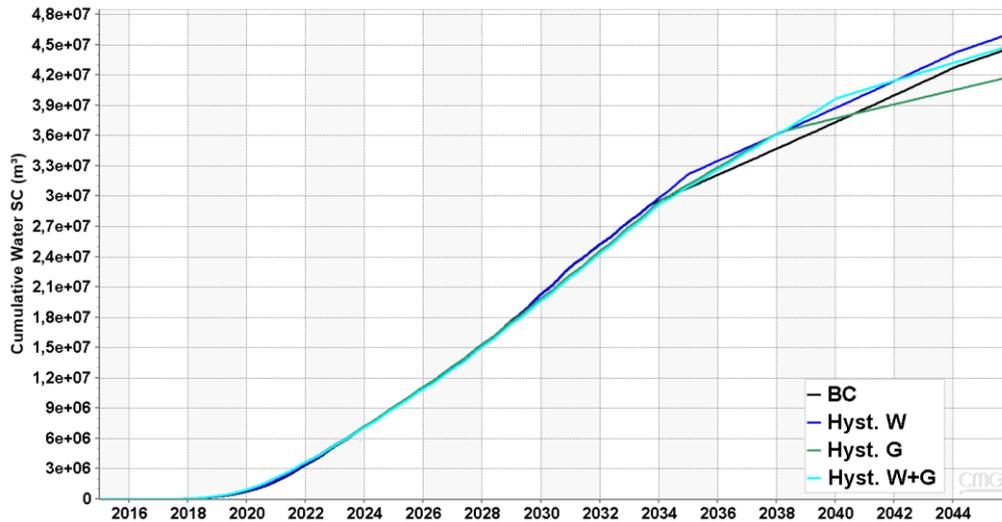
Nesse quesito, os casos com histerese para a fase gás apresentaram menor produção acumulada. Adicionalmente, ao utilizar a injeção cíclica, os volumes injetados também sofreram o efeito (Gráfico 14), a medida que a o volume injetado depende das frações produzidas.

Gráfico 14: Injeção acumulada de CO₂ em condições padrão.

Fonte: Elaborado pelo autor. BC – Caso Base (sem histerese), Hyst. W – Histerese apenas para fase água, Hyst. G – Histerese apenas para a fase gás e Hyst. W+G – Histerese para fases água e gás

No aspecto produtividade de água, a figura 15 exprime a produção acumulada para os quatro cenários em análise.

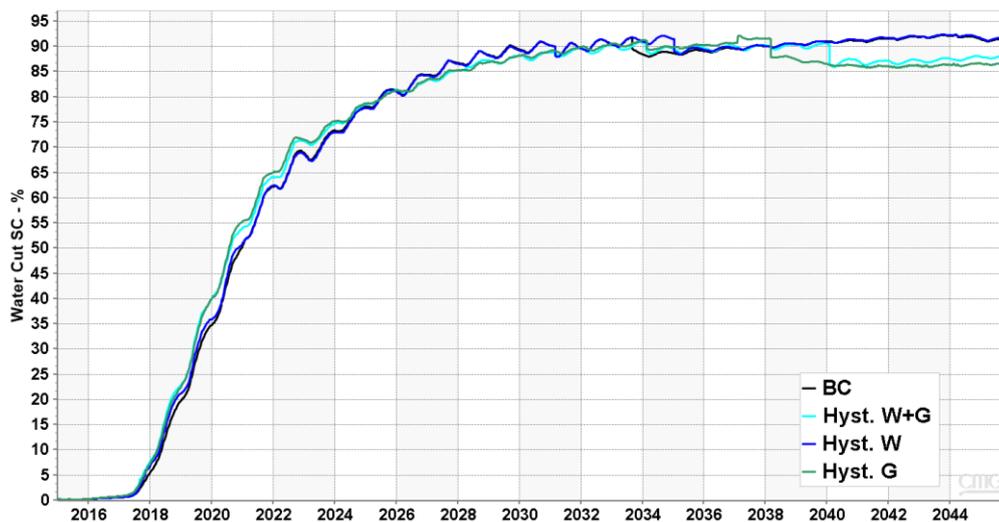
Gráfico 15: Produção acumulada de água em condições padrão.



Fonte: Elaborado pelo autor. BC – Caso Base (sem histerese), Hyst. W – Histerese apenas para fase água, Hyst. G – Histerese apenas para a fase gás e Hyst. W+G – Histerese para fases água e gás.

Houve aumento na produtividade para o modelo com histerese para a fase aquosa quando comparado ao caso base e aos modelos com histerese para a fase gasosa, conforme também pontuado por Binesh, (2017). Analogamente, observa-se regime de produção da fase aquosa similar no corte de água (Gráfico 16).

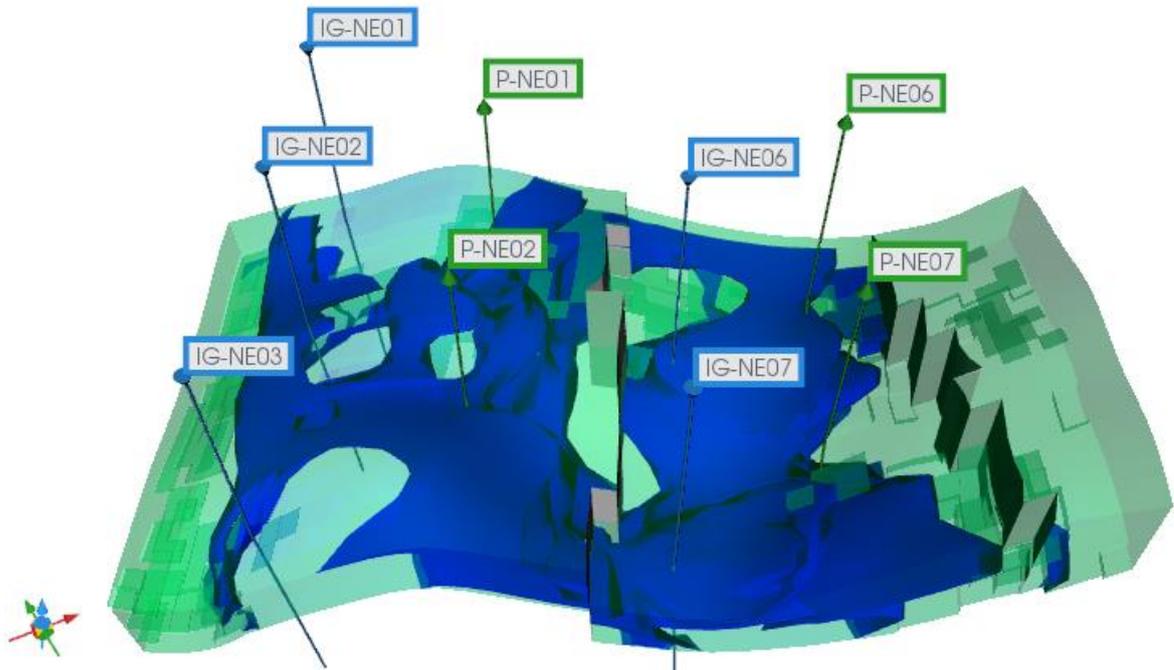
Gráfico 16: Histórico do corte de água em condições padrão.



Fonte: Elaborado pelo autor. BC – Caso Base (sem histerese), Hyst. W – Histerese apenas para fase água, Hyst. G – Histerese apenas para a fase gás e Hyst. W+G – Histerese para fases água e gás.

Nessa ótica, os mapas de isosuperfície (Figuras 17, 18, 19, 20) mostram o avanço da frente de saturação de água sob influência do trapeamento das fases. A superfície em azul mostra a coleção de pontos em que a saturação de água atingiu 40% em dado passo de tempo, indicando a velocidade em que a pluma de injeção de água percorre o reservatório à medida que há aumento de saturação da fase.

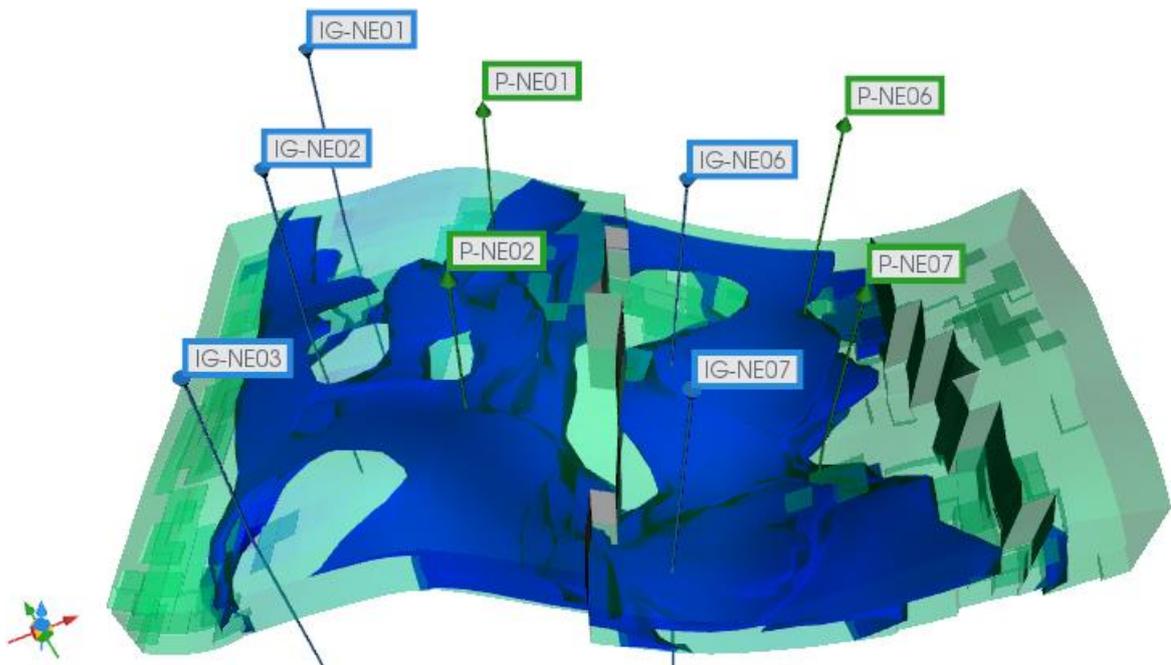
Figura 17: Mapa de isosuperfície indicando frente de saturação de água (superfície em azul) em 40% para modelo sem histerese.



Fonte: Elaborado pelo autor.

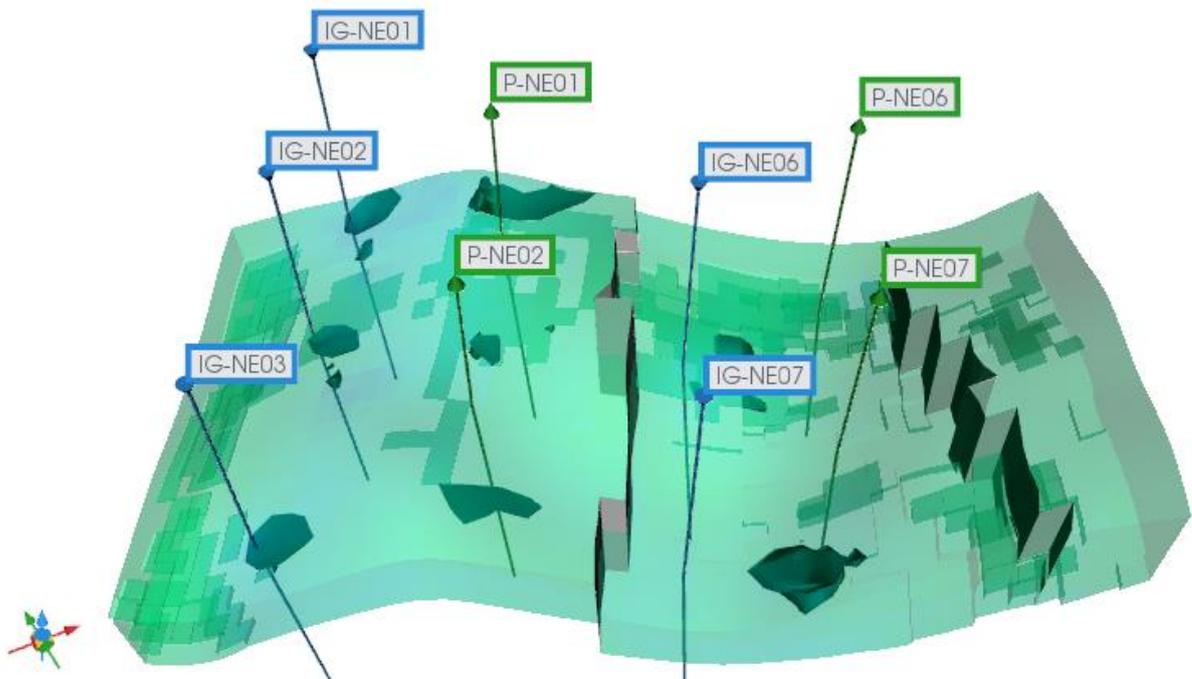
Constata-se maior avanço nos modelos sem a incorporação da histerese para a fase gás, denotando a ampla redução da mobilidade da fase água como efeito secundário.

Figura 18: Mapa de isosuperfície com frente de saturação de água (superfície em azul) em 40% para modelo com histerese apenas na fase aquosa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 19: Mapa de isosuperfície com frente de saturação de água em 40% para modelo com histerese apenas na fase gasosa.

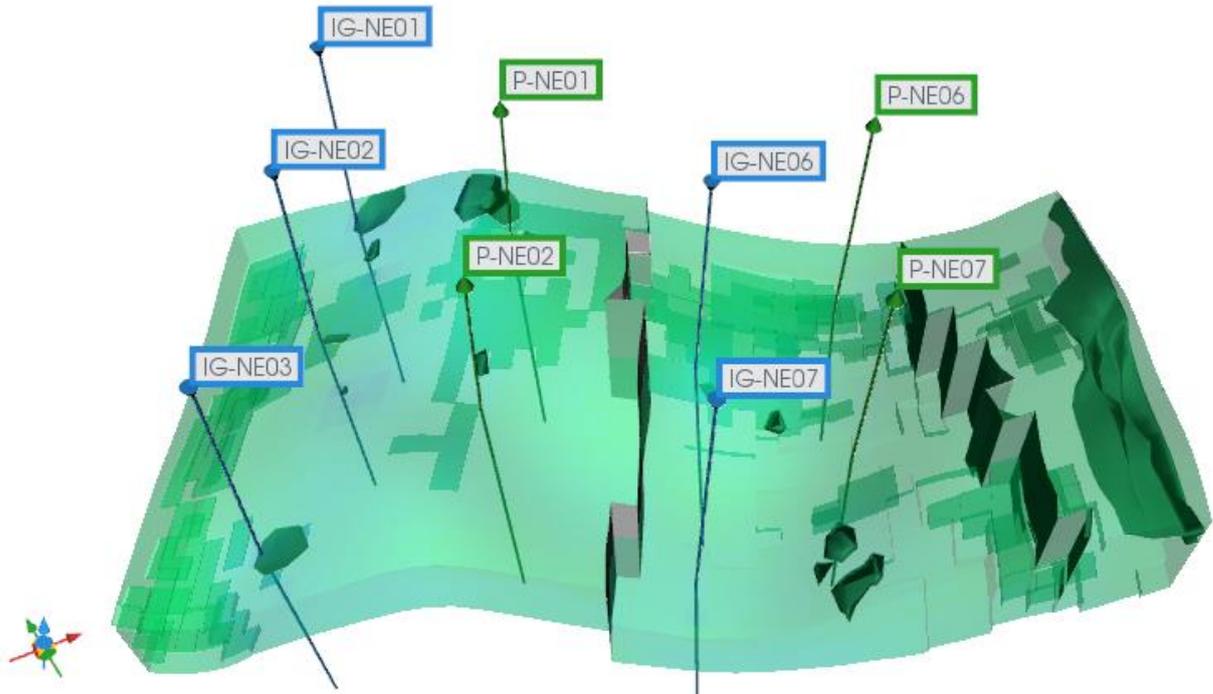


Fonte: Elaborado pelo autor.

É observado, nas figuras 19 e 20 plumas muito menores do que em relação às

figuras 17 e 18, com isosuperfícies que delimitam apenas a região mais próxima dos poços.

Figura 20: Mapa de isosuperfície com frente de saturação de água em 40% para modelo com histerese na fase aquosa e gasosa.



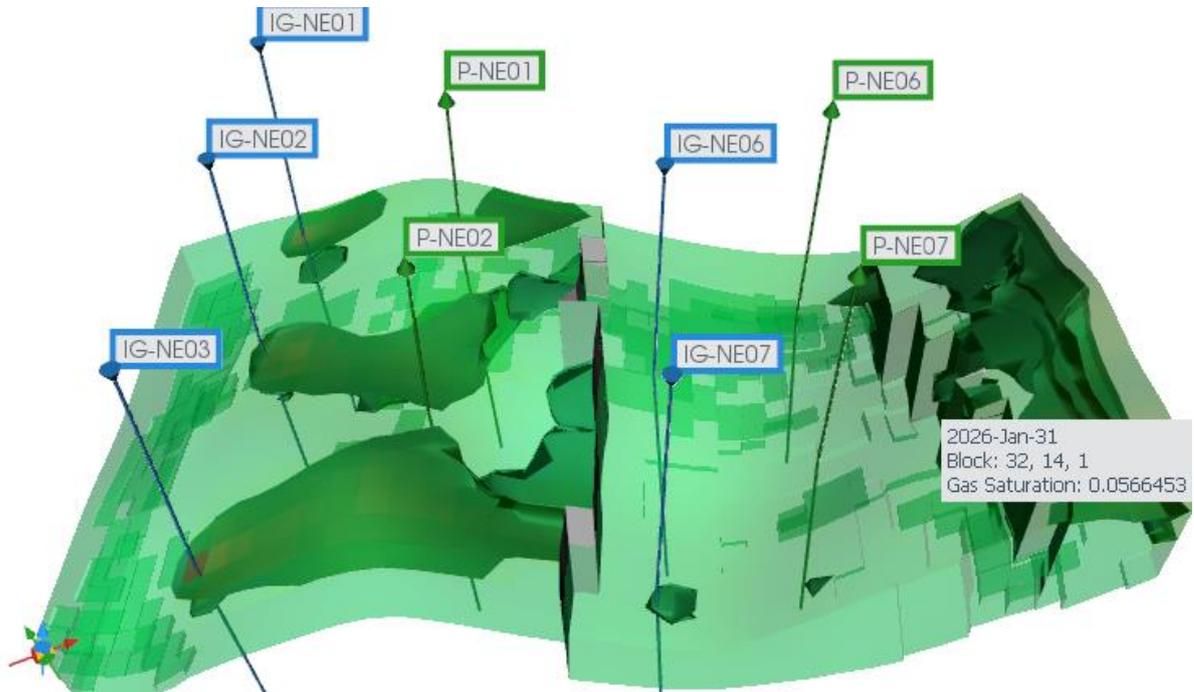
Fonte: Elaborado pelo autor.

Similarmente, os mapas de isosuperfície para a saturação da fase gás fortalecem a redução de mobilidade da fase gás (Figuras 21, 22, 23 e 24), a medida que as frentes, para o caso base e sob uso do modelo de histerese para a fase água, são bem mais desenvolvidas quando comparados aos casos com a presença de histerese para a fase gás.

Nas figura 21 e 22, mostra-se maior velocidade de formação da pluma de gás nas regiões próximas aos injetores IG-NE01, 2 e 3 com as falhas efetivadas como barreiras de crescimento das frentes.

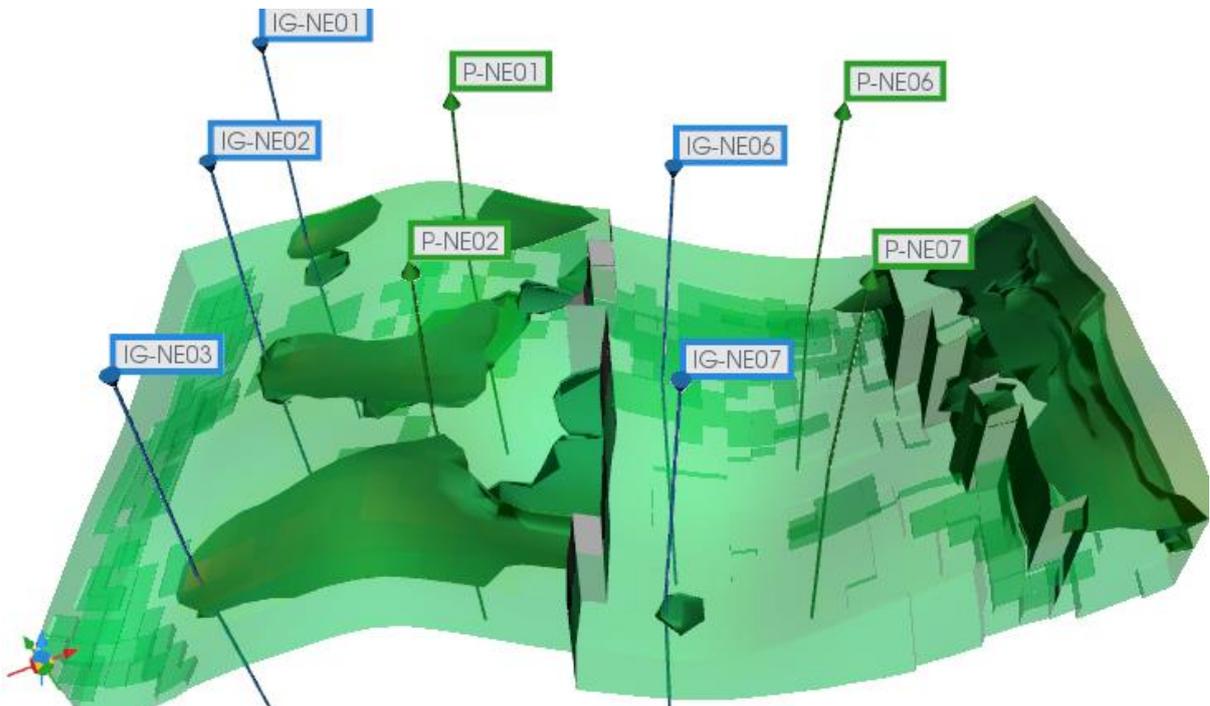
Nas figuras 23 e 24, a magnitude da pluma de saturação de gás apresenta crescimento lento, quando comparado aos casos sem histerese e com histerese apenas para a fase água, com leve crescimento na região próxima aos produtores e injetores do lado esquerdo relativo a falha central. No caso com histerese modelada para a fase aquosa e gasosa, crescimento de menor abrangência na fronteira esquerda, após a falha do compartimento direito do reservatório.

Figura 21: Mapa de isosuperfície indicando frente de saturação de gás em 10% para modelo sem histerese.



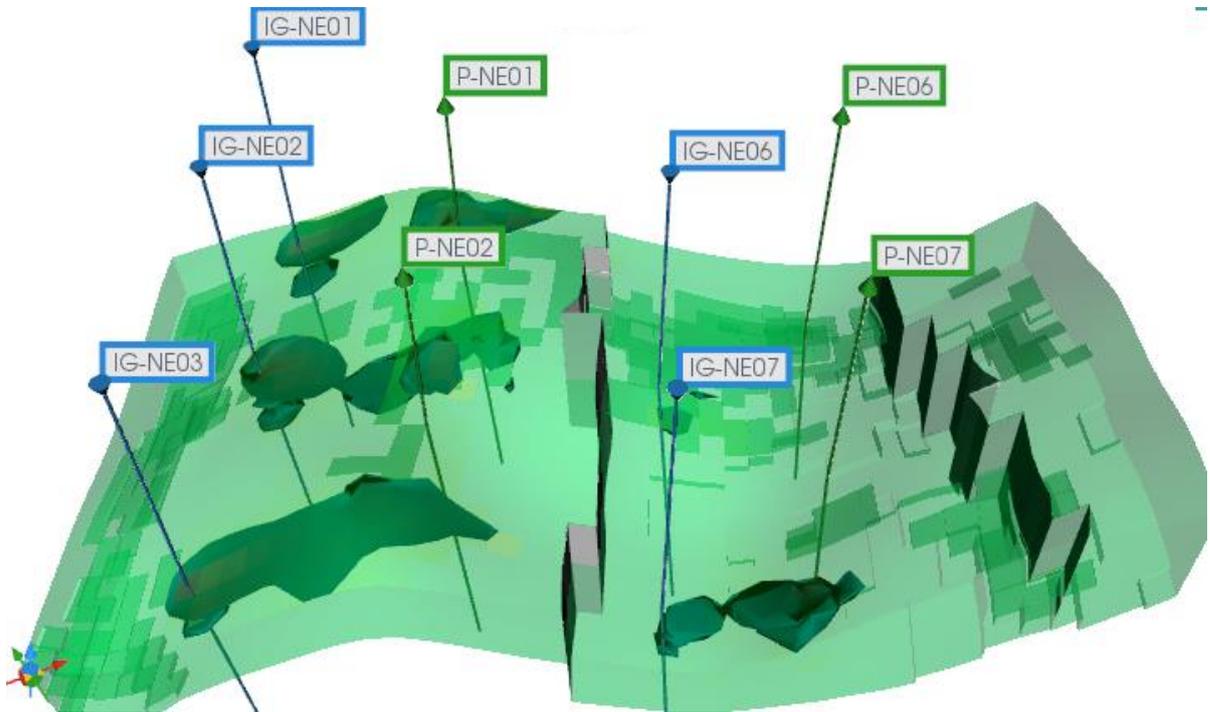
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22: Mapa de isosuperfície com frente de saturação de gás em 10% para modelo com histerese apenas na fase aquosa.



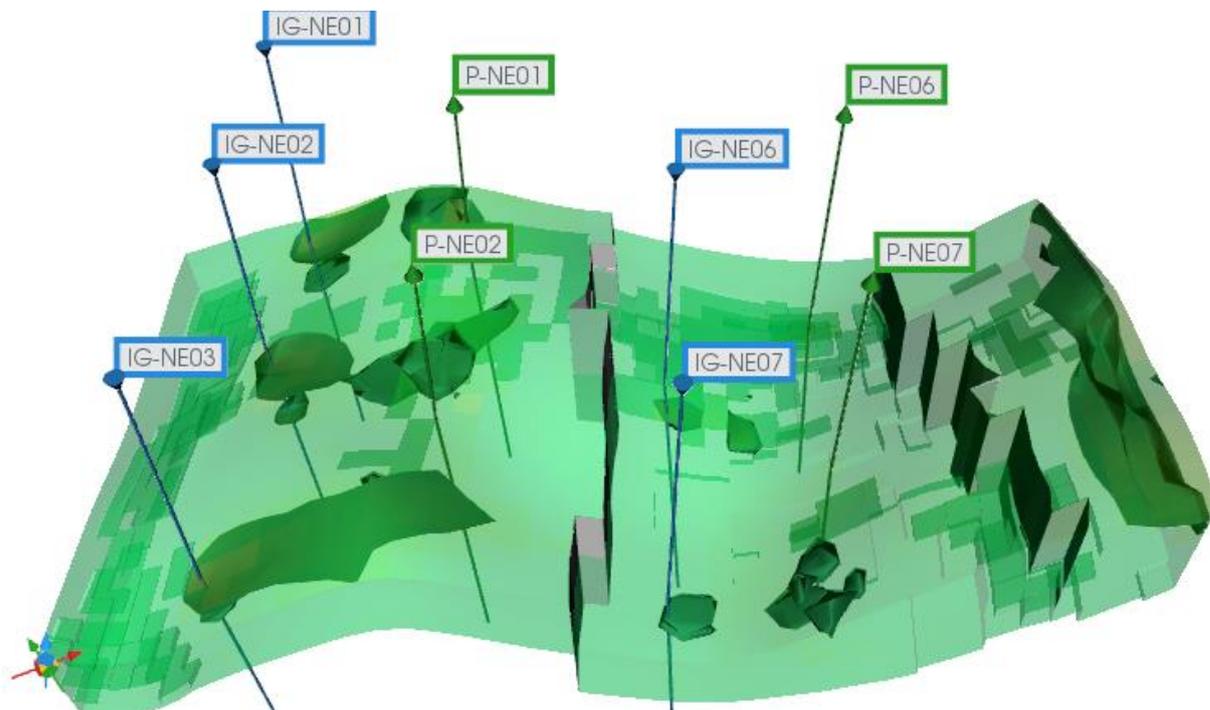
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 23: Mapa de isosuperfície com frente de saturação de gás em 10% para modelo com histerese apenas na fase gasosa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

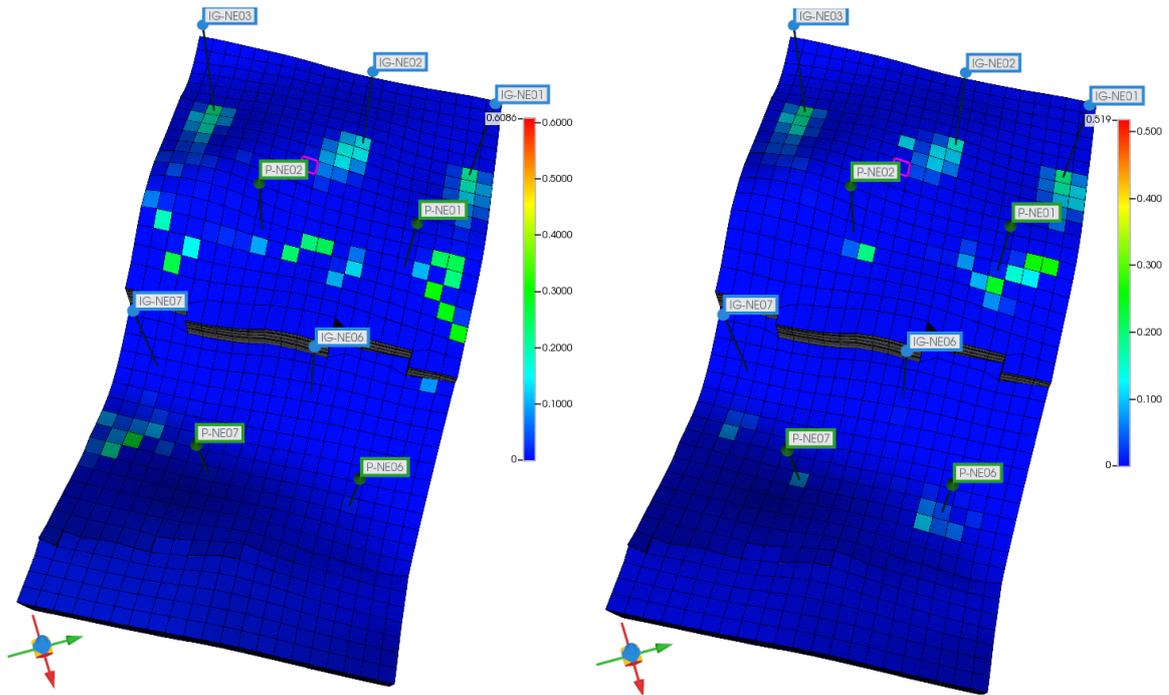
Figura 24: Mapa de isosuperfície com frente de saturação de gás em 10% para modelo com histerese na fase aquosa e gasosa.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A saturação dinâmica da fase gás trapeada teve forte influência nas frentes de saturação (Figura 25), bem como na redução da produção da fase. É possível observar maior aprisionamento nas regiões de maior gradiente de pressão, nos locais próximos aos poços produtores e injetores.

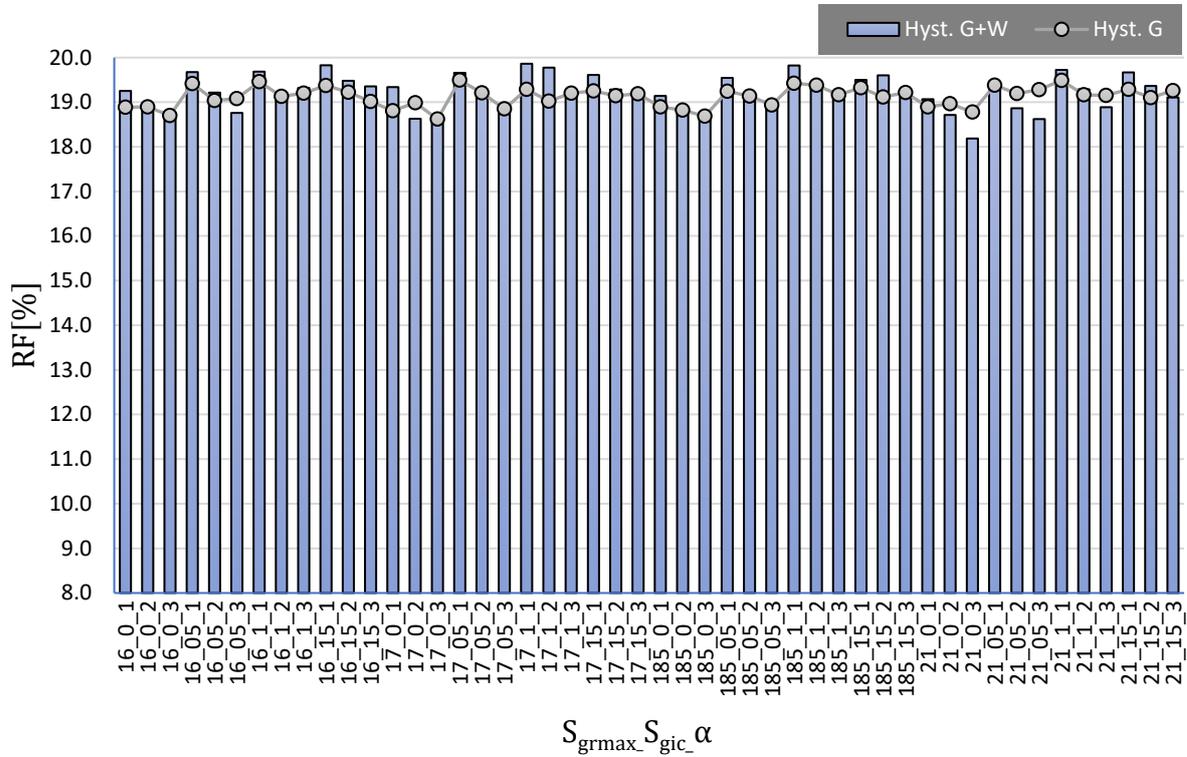
Figura 25: Saturação dinâmica de gás trapeado para modelo com histerese apenas na fase gasosa (à esquerda) e nas fases aquosa e gasosa (à direita).



Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto a sinergia entre os efeitos de histerese para a fase gás e fase água, a produtividade de óleo foi afetada fracamente, de forma que o fator de recuperação variou entre 18,2% a 19,8% (Gráfico 17).

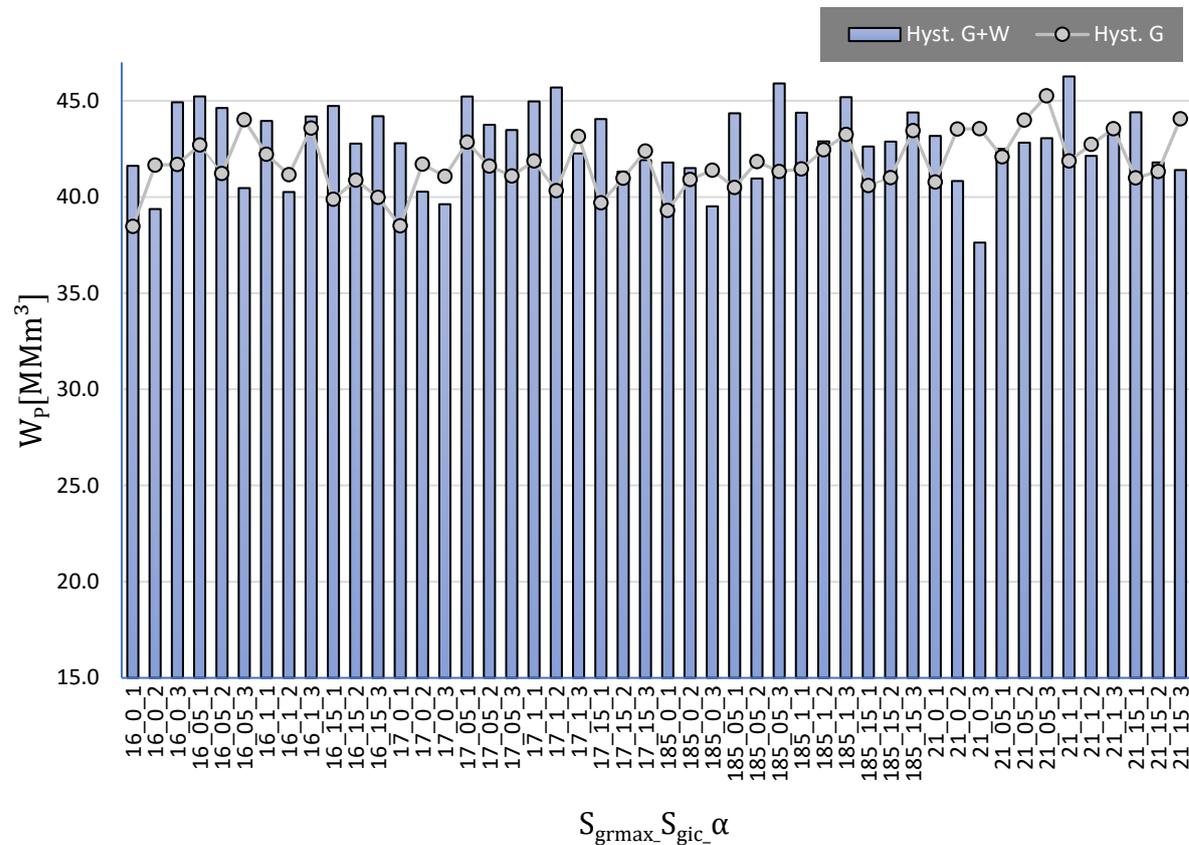
Gráfico 17: Sensibilidade do fator de recuperação de óleo aos parâmetros de histerese para a fase gás (linhas) e sinergia com o modelo de histerese para fase água (barras).



Fonte: Elaborado pelo autor. Eixo das ordenadas representam os cenários analisados na forma dos parâmetros utilizados em cada caso, expressos na ordem saturação de gás residual máxima, saturação de gás inicial crítico e fator de redução.

Já a produtividade de água sofreu impactos significativos (Gráfico 18), variando entre 37,6 até 46,3 milhões de m³.

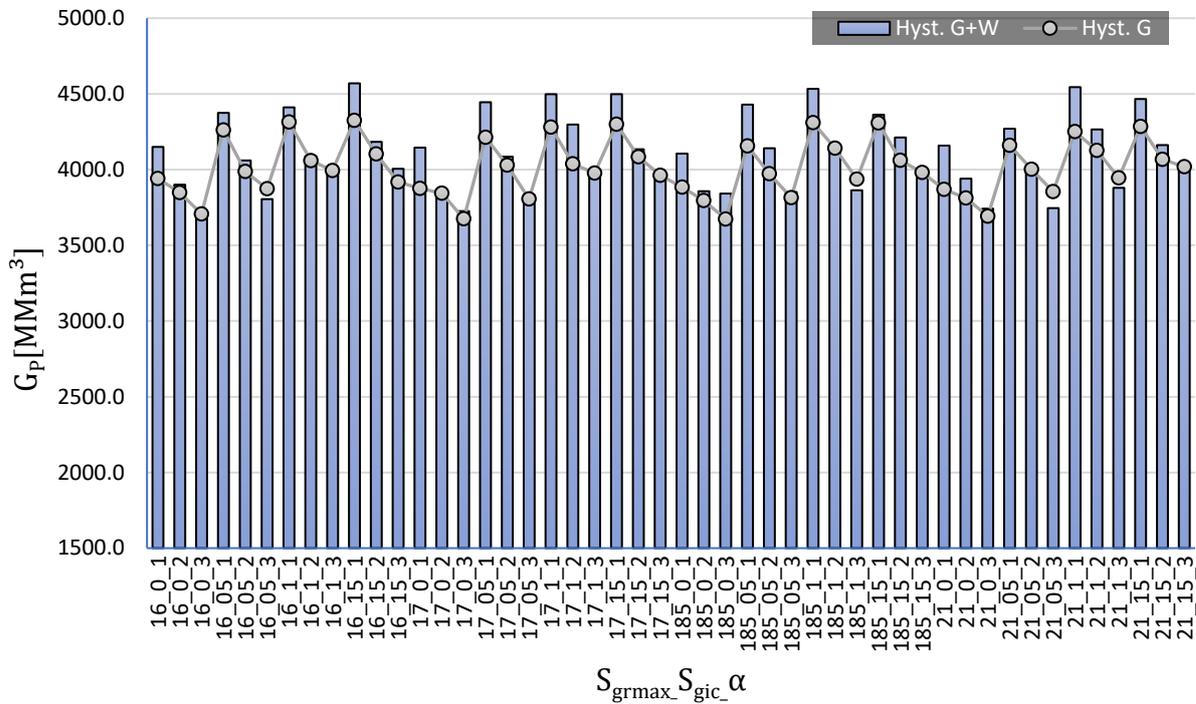
Gráfico 18: Sensibilidade da produção acumulada de água aos parâmetros de histerese para a fase gás (linhas) e sinergia com o modelo de histerese para fase água (barras).



Fonte: Elaborado pelo autor. Eixo das ordenadas representam os cenários analisados na forma dos parâmetros utilizados em cada caso, expressos na ordem saturação de gás residual máxima, saturação de gás inicial crítico e fator de redução, conforme valores iniciais, finais e número de subdivisões da tabela 4.

A produção acumulada de gás recebeu influência considerável dos efeitos de histerese incorporados (Gráfico 19). Variações na ordem de 824 milhões de m^3 foram observadas. Neste caso, é possível observar o acentuado efeito dos coeficientes de redução propostos (α).

Gráfico 19: Sensibilidade da produção acumulada de gás aos parâmetros de histerese para a fase gás (linhas) e sinergia com o modelo de histerese para fase água (barras).



Fonte: Elaborado pelo autor. Eixo das ordenadas representam os cenários analisados na forma dos parâmetros utilizados em cada caso, expressos na ordem saturação de gás residual máxima, saturação de gás inicial crítico e fator de redução, conforme valores iniciais, finais e número de subdivisões da tabela 4.

3.3 Conclusões Parciais

A avaliação computacional proposta neste trabalho trouxe a sensibilidade entre os parâmetros de histerese e o comportamento produtivo do modelo sintético em condições similares às ocorridas no sistema petrolífero do Pré-Sal brasileiro. Dessa forma, foram analisados os efeitos do trapeamento dinâmico e os respectivos impactos na produtividade dos fluidos de reservatório.

Adicionalmente, observou-se que a incorporação dos modelos de histerese em reservatórios com afinidade preferencial aos fluidos orgânicos reduz significativamente a influência positiva sobre o fator de recuperação, assim como disposto por Agada, (2016). Tal redução está associada ao desfavorecimento à embebição e pode ter significados negativos como os demonstrados por Benion et al, (1998) e posteriormente observado neste trabalho.

Portanto, ao adicionar a influência do histórico de saturação das fases oferece

observações mais realística às simulações dinâmicas e, com efeito, melhores acompanhamentos da produtividade durante a vida útil dos campos, em que neste estudo observou-se majoritariamente os seguintes efeitos:

- Redução de 0,5% no fator de recuperação de óleo quando comparado ao caso base e aumento de 0,08% para o caso com histerese para a fase água e gás.
- Diminuição de 2,9 MMm³ nas produções de água, comparando o caso base ao cenário com histerese para fase gasosa e diminuição da velocidade da frente de saturação.
- Minimização da produção de gás em mais de 2 bilhões de m³, comparando o caso base ao cenário com histerese para fase gasosa e redução da capacidade de mobilidade pelos fenômenos de trapeamento.

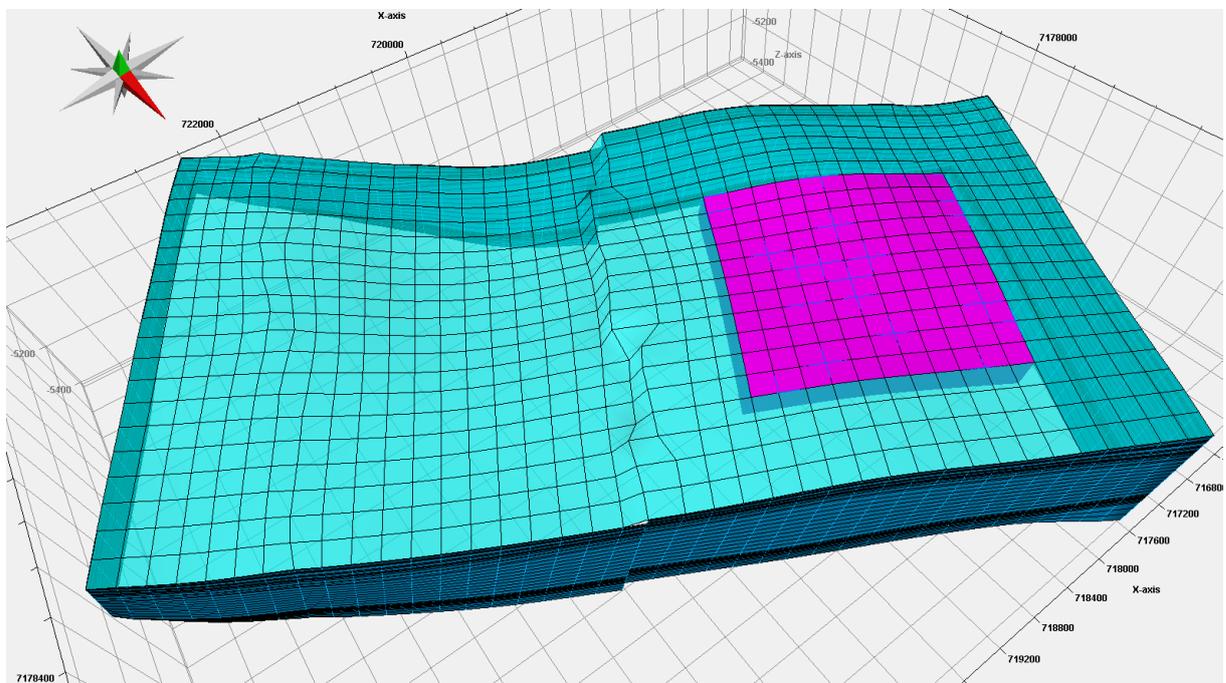
4 GEOMECÂNICA ACOPLADA AO ESCOAMENTO DE FLUXO EM PROCESSOS WAG: UM ESTUDO NUMÉRICO SOBRE A REATIVAÇÃO DE FRATURAS EM CONDIÇÕES DE PRÉ-SAL

Neste capítulo, são apresentados os resultados das análises numéricas realizadas para investigação dos efeitos das fraturas com diferentes propriedades, métodos para fatores de forma e, além disso, os impactos da reativação sobre a produtividade do modelo. Adicionalmente, buscou-se investigar os efeitos na variação dinâmica e comportamento de fluxo no modelo de dupla-permeabilidade.

4.1 Metodologia

Para a análise dos efeitos das fraturas, foi extraído um submodelo com padrão de poços do tipo *five-spot* (figura 26), em que a injeção WAG ocorre no centro e a produção é conduzida por quatro produtores nos vértices (Figura 27):

Figura 26: Submodelo (rosa) em *grid* principal (verde).

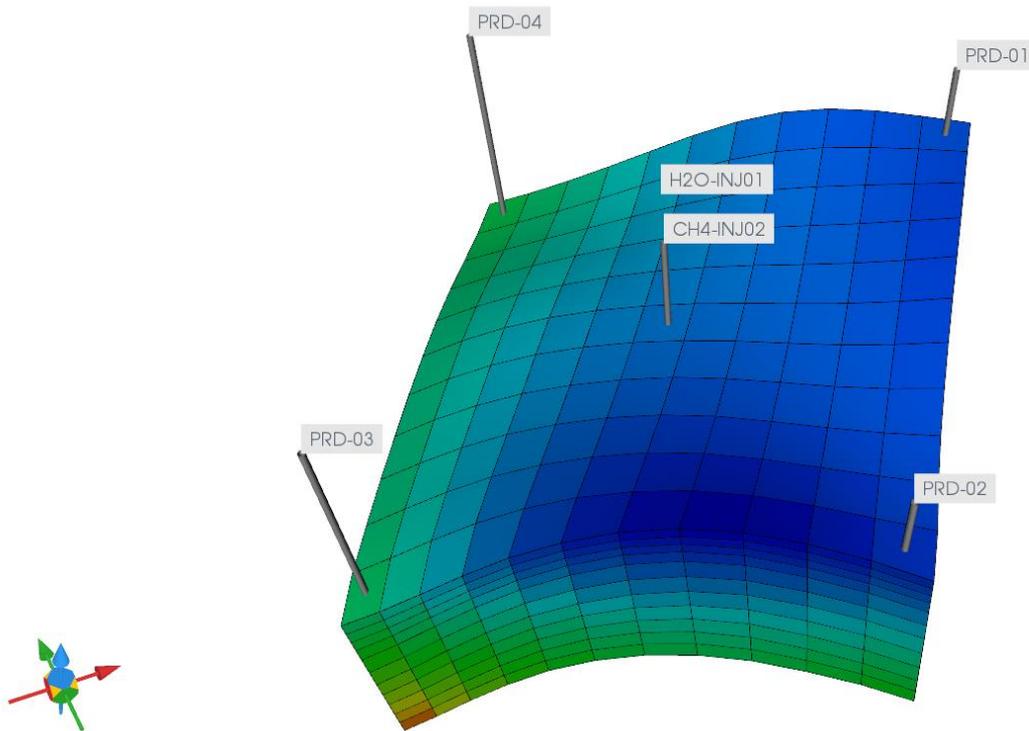


Fonte: Elaborada pelo autor.

O *grid* possui um total de 1.331 células ($11i \times 11j \times 11k$) e foi simulado entre o período de 2020 a 2050 (30 anos). As características do *grid* como parâmetros petrofísicos,

permeabilidades relativas, modelo de fluidos, condições de poço e condições iniciais podem ser consultadas no trabalho de Rodrigues et al., (2020). Do ponto de vista das características petrofísicas, o modelo possui porosidade constante de 12% e permeabilidade absoluta de 57 mD nas direções x e y .

Figura 27: Esquema de produção *five-spot* com produtores nos vértices e injeção no centro.



Fonte: Elaborada pelo autor.

O arranjo de fraturas utilizados compreende a direção ij com variações no espaçamento e na permeabilidade com distribuição homogênea e heterogênea (permeabilidade de fratura variando com a profundidade). Além disso, foi estudado também o uso do fator de forma proposto por Gilman e Kazemi, (1983), bem como o *k-harmonic*.

No total, 12 casos foram analisados, em que o quadro organizativo pode ser observado na tabela 5. Os cenários variam conforme a permeabilidade e espaçamento das fraturas, grau de heterogeneidade, o fator de forma usado e a presença dos efeitos de reativação adicionado pelo modelo de BB. Nos casos em que o espaçamento das fraturas seja menor que zero (-2), por convenção, admite-se que o espaçamento da fratura corresponde ao tamanho do bloco.

Desse modo, em alguns casos foram inseridas também zonas com alta

permeabilidade de fraturas (2 D), na tentativa de reproduzir os efeitos causados por unidades de altíssima permeabilidade encontrados tipicamente em reservatórios carbonáticos (Super- k).

Tabela 5: Cenários de fraturas analisados com e sem os efeitos da reativação.

Cenário	k_{frac} [mD]	Espaçamento [m]	Fator de Forma	Efeitos de Reativação
XY_PERM_1_(2)_GK	1	2	GK	Não
XY_PERM_1_(-2)_GK	1	-2	GK	Não
XY_PERM_1_(2)_KH	1	2	<i>k-Harmonic</i>	Não
XY_PERM_1_(-2)_KH	1	-2	<i>k-Harmonic</i>	Não
XY_PERM_2000_(2)_GK	1 e 2000*	2	GK	Não
XY_PERM_2000 (-2)_GK	1 e 2000*	-2	GK	Não
XY_PERM_2000 (2)_KH	1 e 2000*	2	<i>k-Harmonic</i>	Não
XY_PERM_2000 (-2)_KH	1 e 2000*	-2	<i>k-Harmonic</i>	Não
B_B_XY_PERM_1	1	2	<i>k-Harmonic</i>	Sim
B_B_XY_PERM_10	10	2	<i>k-Harmonic</i>	Sim
B_B_XY_PERM_2000(2)	1 e 2000*	2	<i>k-Harmonic</i>	Sim
B_B_XY_PERM_50(2)	1 e 50*	2	<i>k-Harmonic</i>	Sim

Fonte: Elaborada pelo autor. *Valores de permeabilidade para camadas de 1 ~ 9 e 10 e 11, respectivamente.

Para a aplicação do modelo de BB, os parâmetros de reativação de fraturas podem ser constatados na tabela 6, baseados na documentação disponível no pacote computacional da CMG. A partir do ano 2031, um segundo ciclo para aumento da permeabilidade de fratura foi adicionado, com objetivo de simular possíveis incrementos ainda mais significativos no decorrer do processo produtivo, em deslocamentos causados por aumentos na abertura de fratura devido a mudanças no regime de stress (Zhang, 2019).

Tabela 6: Parâmetros de reativação de fraturas para modelo de B-B.

Parâmetro	Valor
Eo [m]	$6,5 \times 10^{-5}$
Kni [kPa/m]	3×10^6
Frs [kPa]	0 e -50
Khf [mD]	100 e 120*
Kccf [mD]	50 e 70*
Krcf [mD]	10 e 20*

Fonte: Elaborada pelo autor. * Primeiro e segundo ciclo, respectivamente.

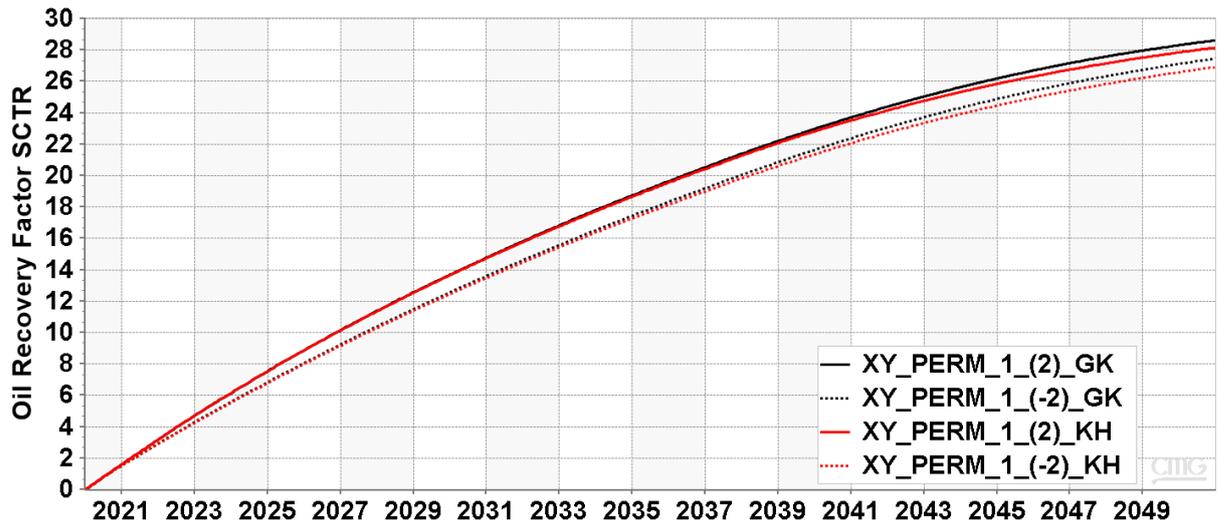
4.2 Resultados e Discussões

Inicialmente, foram analisados os casos de fratura com menor permeabilidade (1 mD) e seus respectivos comportamentos para a variação dos fatores de forma e espaçamento. O gráfico 20 mostra o fator de recuperação para estes casos. Observa-se uma menor recuperação ao comparar os resultados de espaçamento no tamanho do bloco (-2) aos com espaçamento de 2 m. Adicionalmente, com impactos menos significativos, os casos com fator de forma GK apresentaram leve domínio quando comparados com a recuperação dos cenários representados pelo método KH.

De forma análoga, no gráfico 21 são expressados os FR para contendo zonas de super- k , ou seja, regiões com alta (2 D) permeabilidade de fraturas. Com isso, nota-se acentuado melhoramento na produtividade para os casos com espaçamento de fraturas de 2 m. Tal efeito está intimamente ligado a densidade de fraturas por bloco. Nos casos, de espaçamento de

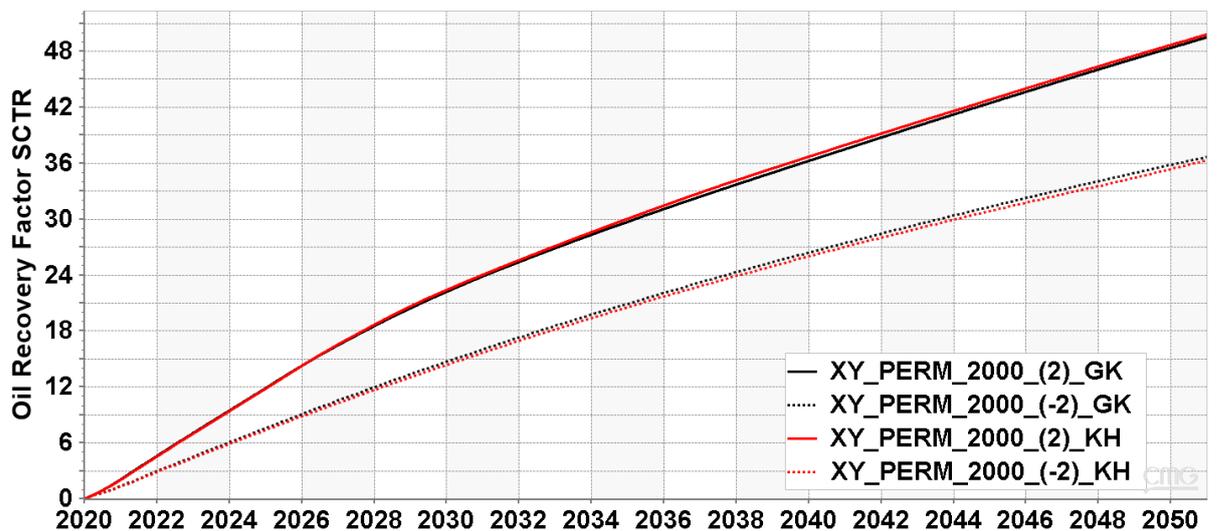
fraturas em 2 m, há intensa presença destas heterogeneidades na matriz, favorecendo em maior módulo o escoamento da fase óleo.

Gráfico 20: Fator de recuperação de óleo para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 21: Fator de recuperação de óleo para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.



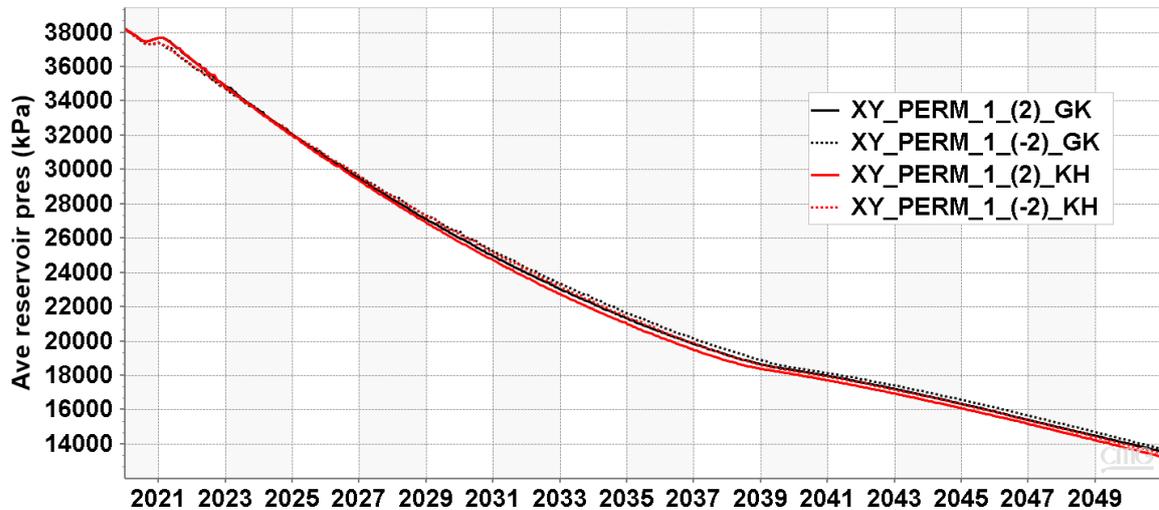
Fonte: Elaborado pelo autor.

Por conseguinte, as curvas de pressão média do reservatório mostram o comportamento para os dois conjuntos de cenários. Para os casos com baixa permeabilidade de fratura, não houve diferenças significativas ao variar os fatores de forma e o espaçamento de

fraturas (Gráfico 22). No entanto, para os casos contendo zonas de alta permeabilidade de fraturas, houve acentuado declínio de pressão para os cenários com espaçamento de fraturas seguindo o tamanho do bloco (Gráfico 23).

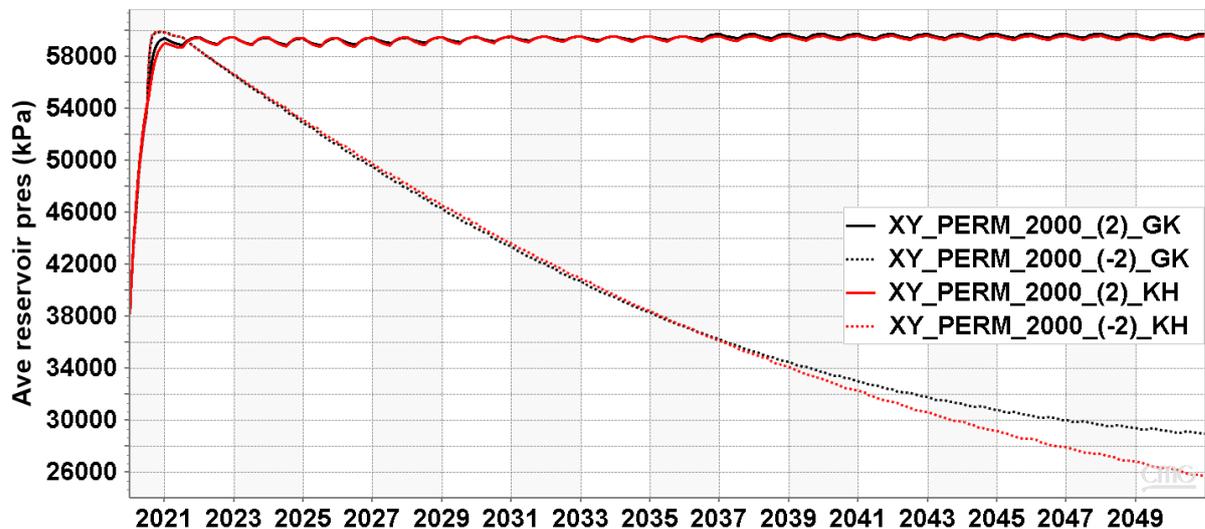
Já os casos, com espaçamento de 2 m, a pressão se manteve em patamar aproximado aos 38 MPa. Este fato deve-se a perda da capacidade de injetividade de gás e água nos casos com baixa densidade de fratura (espaçamento de -2 m) (Gráfico 24).

Gráfico 22: Pressão média do reservatório para permeabilidades iguais a 1 mD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

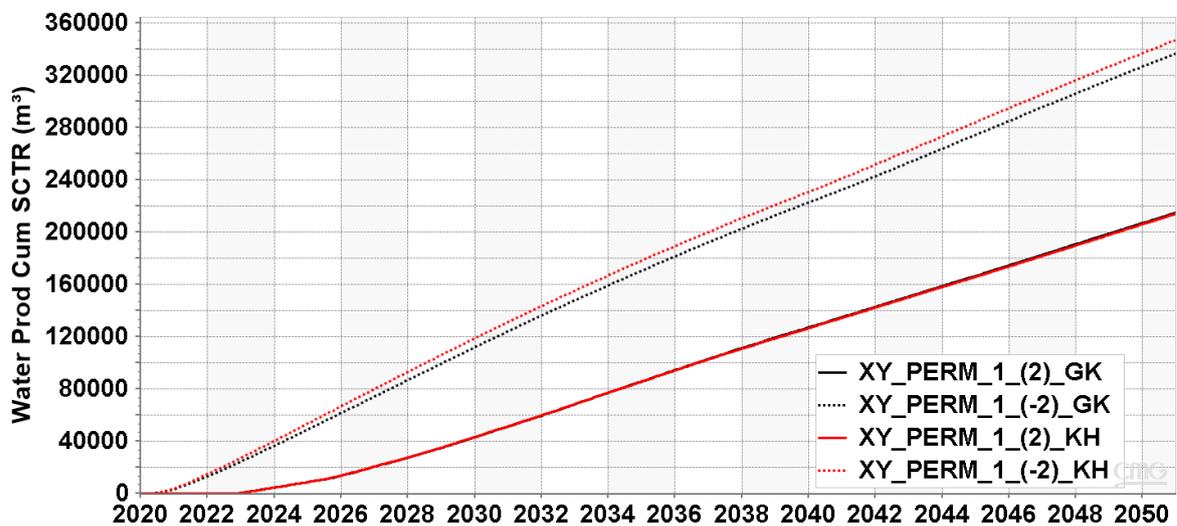
Gráfico 23: Pressão média do reservatório para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.



Fonte: Elaborado pelo autor.

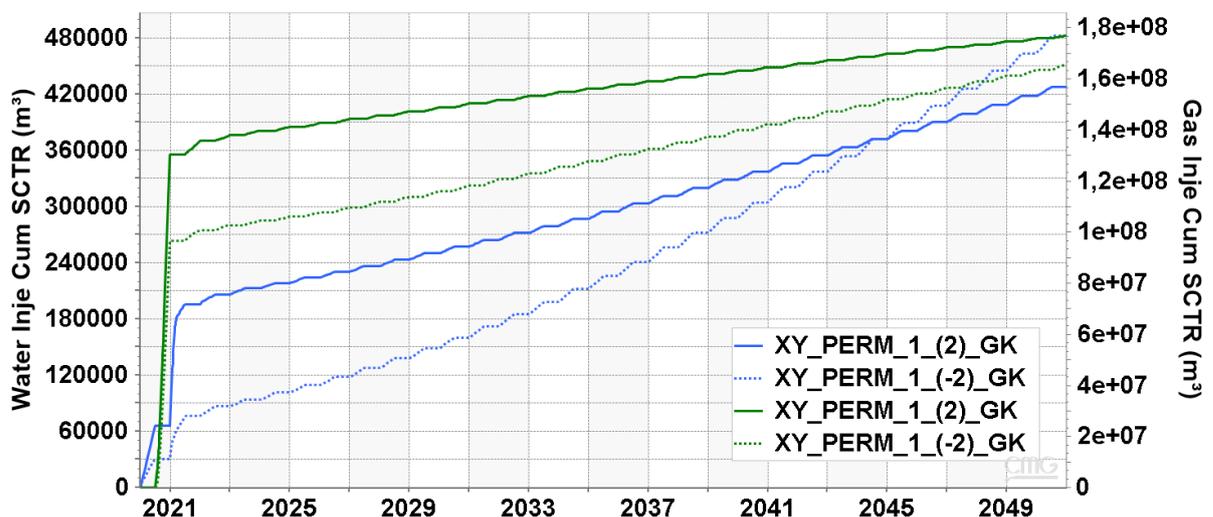
No que tange a produtividade de água, os casos com espaçamento de fratura nas dimensões do bloco apresentaram produção muito superior da fase aquosa (Gráfico 24). Assim, há um contraste com relação ao FR para estas análises, em que a produtividade exacerbada da fase água influenciou negativamente a produção de óleo, ocasionando a queda no fator de recuperação. Ainda nesse aspecto, a injetividade da água foi desfavorecida (gráfico 25), proporcionando maiores taxas nos exemplos de espaçamento na dimensão do bloco.

Gráfico 24: Produção acumulada de água para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

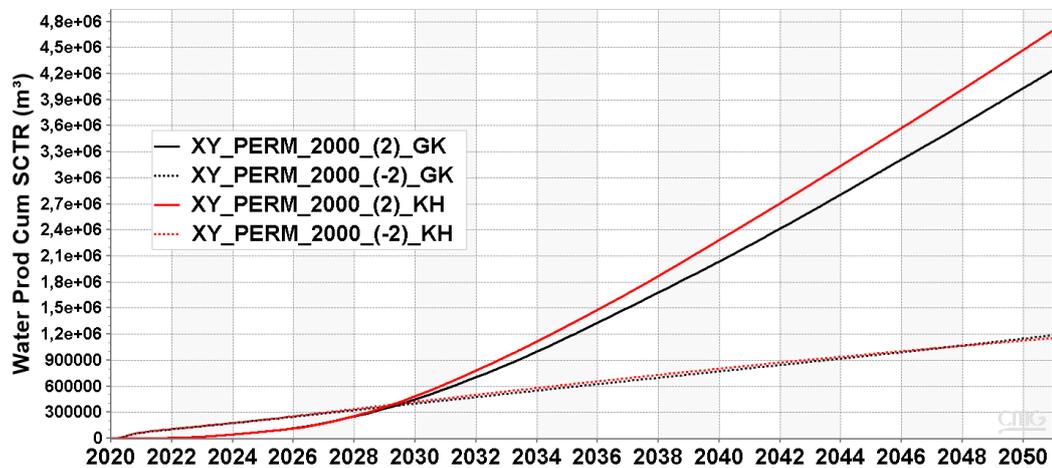
Gráfico 25: Injeção acumulada de água (curvas azuis) e gás (curvas verdes) para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

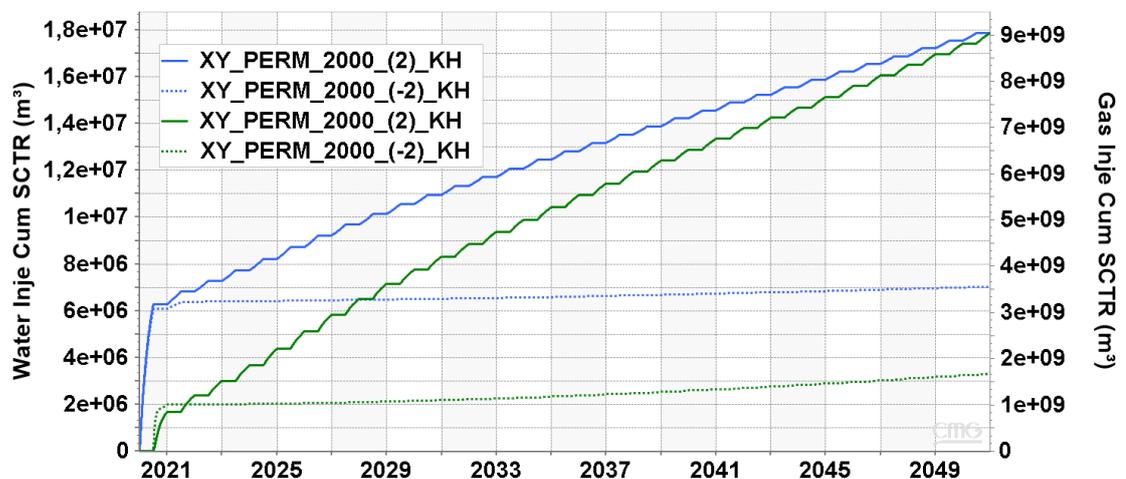
Por outro lado, ao adicionar maior heterogeneidade com a presença da zona de grande permeabilidade, houve aumento significativo da produtividade da fase água (Gráfico 26). Além disso, ocorreu uma inversão quando comparado aos cenários de menor permeabilidades. Nestas análises, a produtividade de água nos casos com espaçamento de fraturas nas dimensões do bloco teve amplo domínio em detrimento aos casos com espaçamento de 2 m. O gráfico 27 relaciona a mudança da capacidade de injeção com a produção majorada de água vista para este conjunto.

Gráfico 26: Produção acumulada de água para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.



Fonte: Elaborado pelo autor.

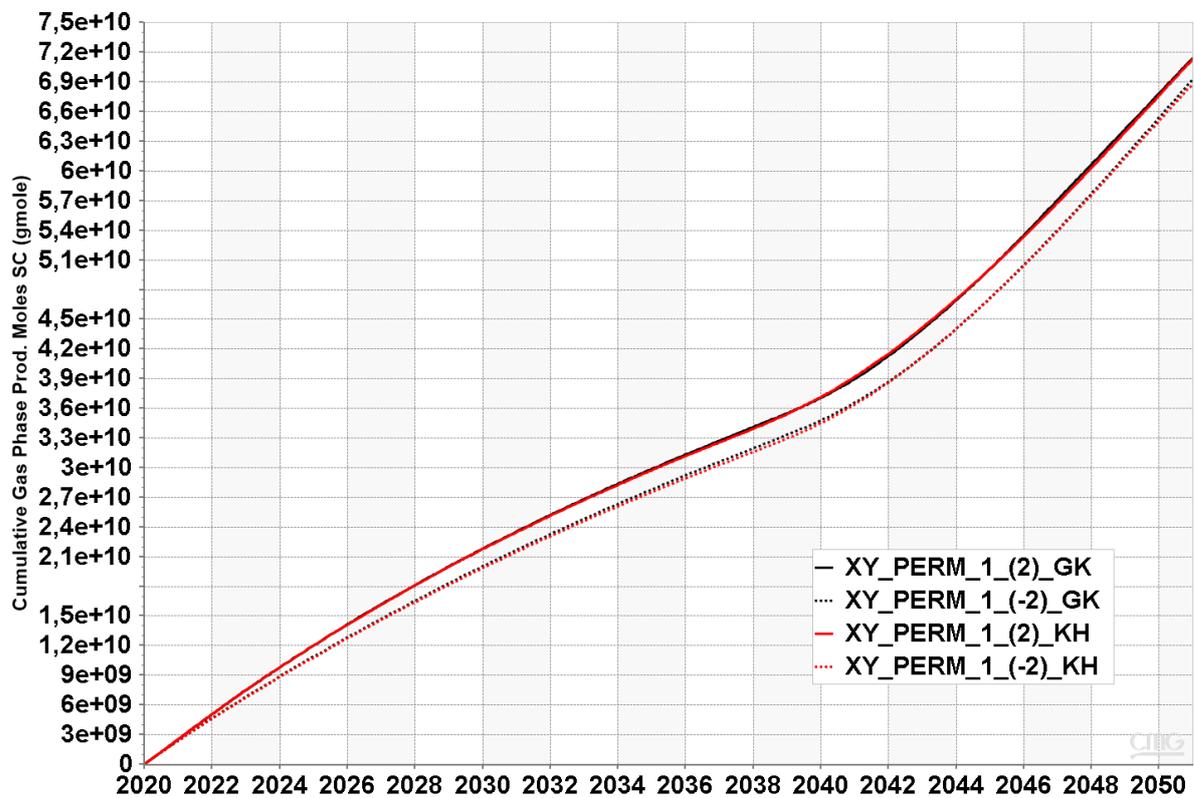
Gráfico 27: Injeção acumulada de água (curvas azuis) e gás (curvas verdes) para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Por conseguinte, ao analisar a produtividade da fase gás, observou-se leve domínio para os casos de espaçamento de fraturas de 2 m, em detrimento dos cenários com espaçamento nas dimensões do bloco (Gráfico 28). Nesse quesito, este efeito relaciona-se com a capacidade de injeção de gás vista no gráfico 25. Nestes casos, os fatores de forma não apresentaram discordâncias significativas.

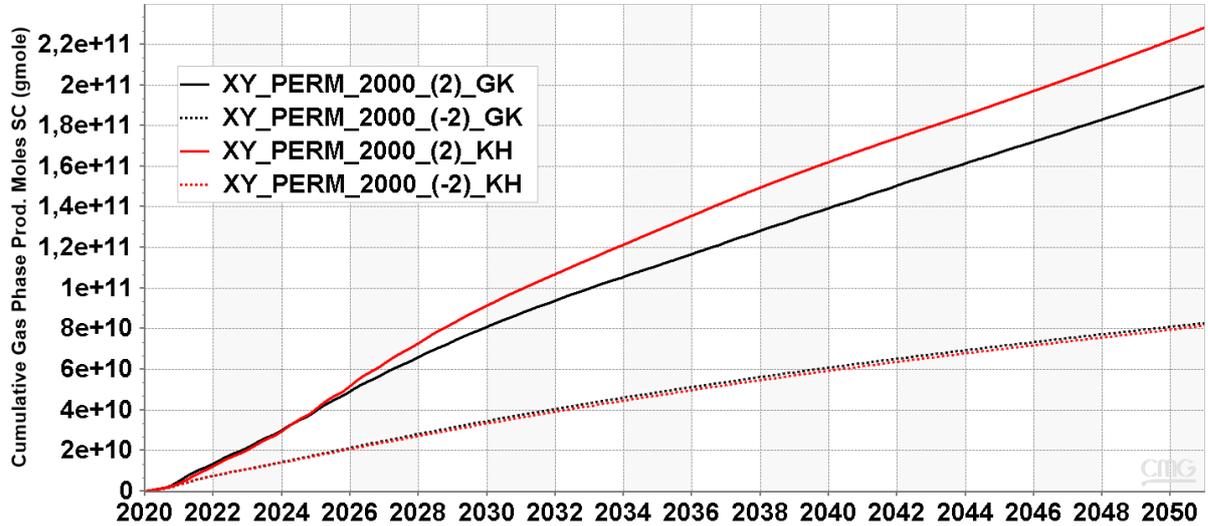
Gráfico 28: Produção acumulada de gás para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Ainda neste aspecto, para os casos com zonas de grande permeabilidade de fratura, houve diferenças significativas na produtividade (gráfico 29). Para os casos com espaçamento de fraturas de 2 m, a produção de gás foi superior com relação ao uso do espaçamento na dimensão do bloco. Além disso, considerando o espaçamento de 2 m, observa-se diferença significativa entre as produções de gás para o uso dos diferentes fatores de forma.

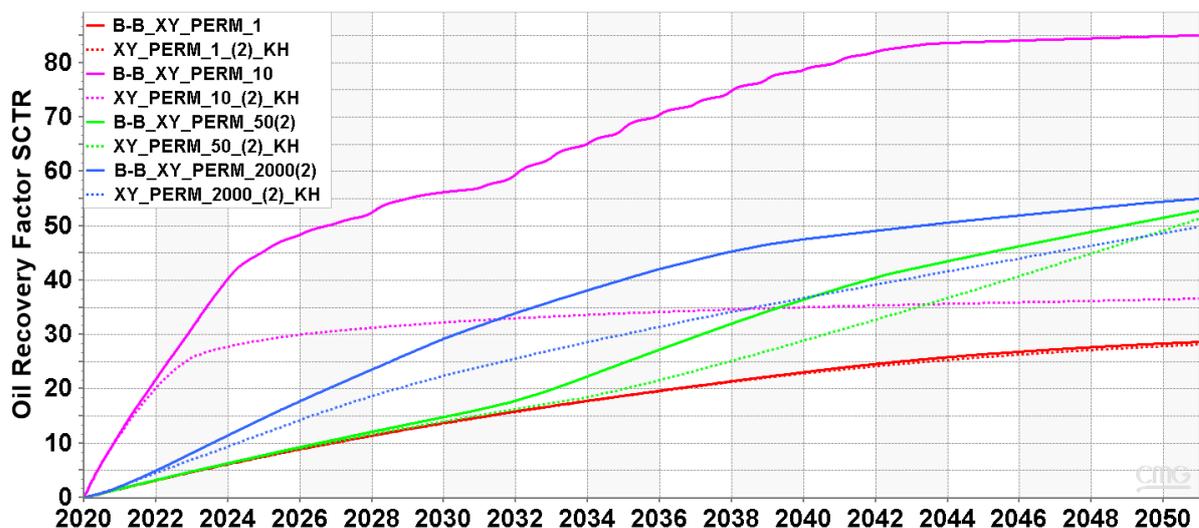
Gráfico 29: Produção acumulada de gás para os casos com permeabilidade de fratura igual a 1 mD para as camadas de 1 a 9 e 2 D para camadas 10 e 11.



Fonte: Elaborado pelo autor.

No que diz respeito aos efeitos causados pela reativação de fraturas, o gráfico 30 expõe a comparação entre os fatores de recuperação com e sem os efeitos do uso do modelo de BB. Nessa perspectiva, os casos com aumento da permeabilidade de fraturas tiveram melhor desempenho com relação aos casos que este aumento não foi incorporado.

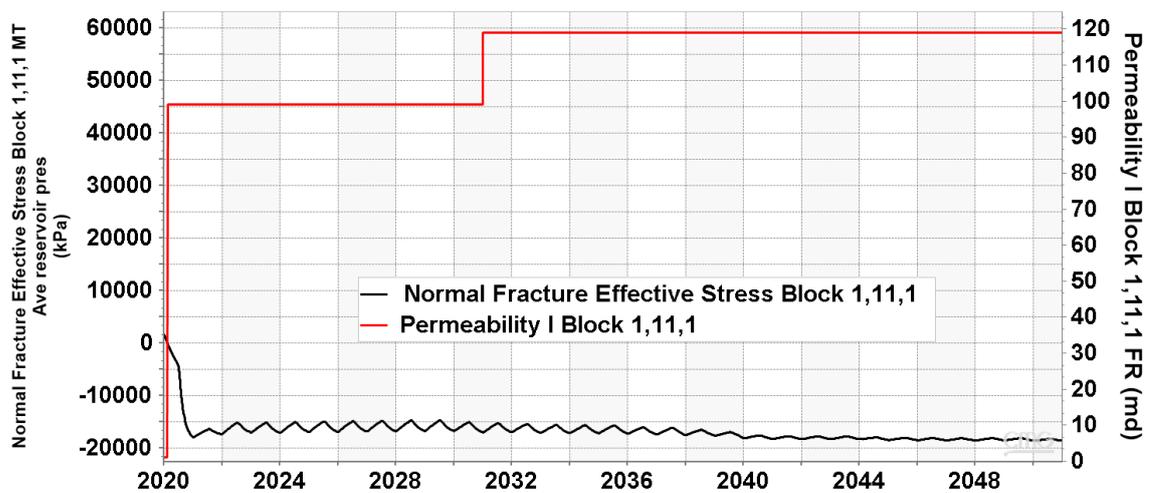
Gráfico 30: Fator de recuperação de óleo para casos com (curvas contínuas) e sem (curvas pontilhadas) efeitos de reativação de fraturas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

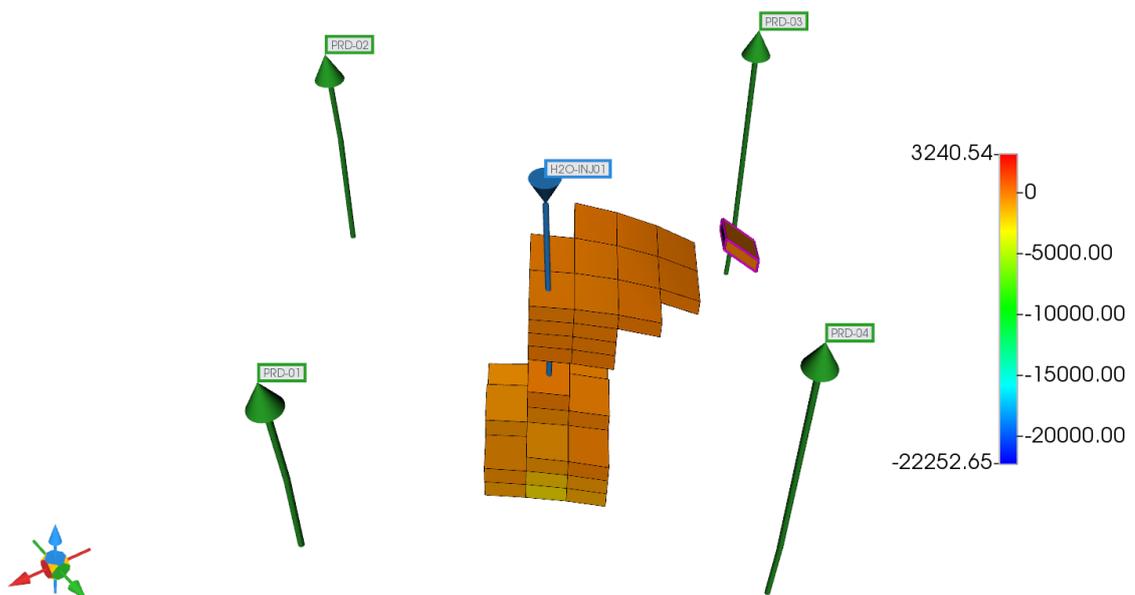
Nesse sentido, o aumento da permeabilidade de fraturas resultou na maximização dos fatores de recuperação dos modelos, com exceção do caso B_B_XY_PERM_1 (Figura 28). Neste cenário, as condições para aumento da permeabilidade somente foram alcançadas nos últimos meses de simulação, além de somente observadas em uma pequena quantidade de blocos próximos aos produtores.

Gráfico 31: Tensão efetiva normal (curva preta) e permeabilidade na direção i modificada pelo modelo de BB para caso B_B_XY_PERM_2000(2) e bloco 1,11,1.



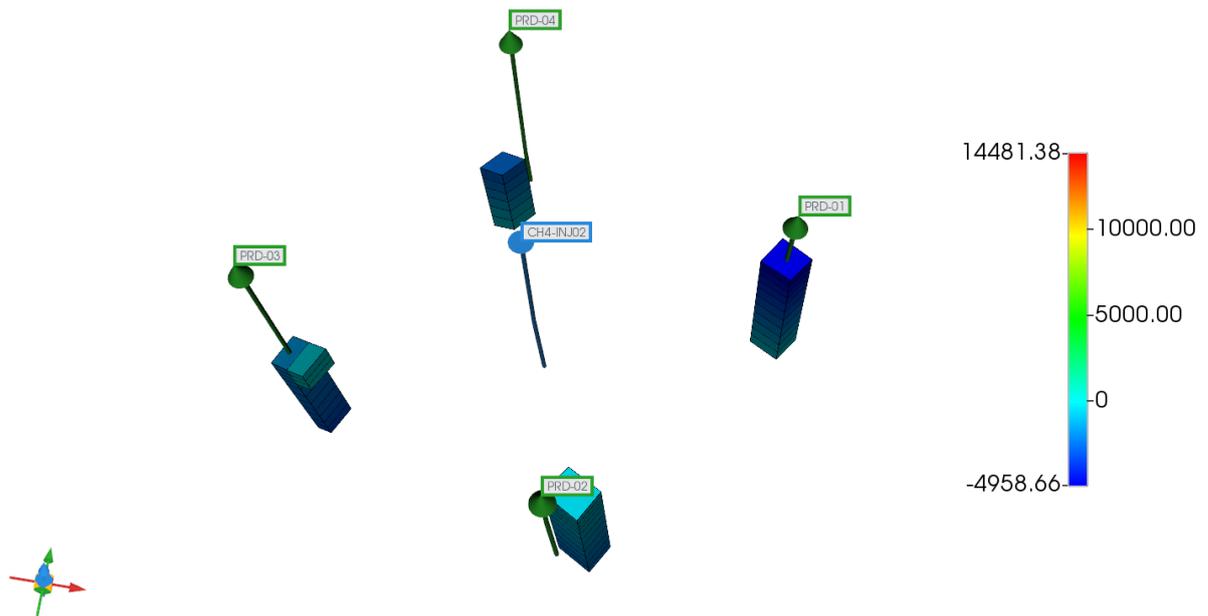
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28: Tensão efetiva normal para caso B_B_XY_PERM_2000(2) no tempo de simulação 31/01/2020.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29: Tensão efetiva normal para caso B_B_XY_PERM_1 no tempo de simulação 31/12/2050.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Conclusões Parciais

Neste capítulo, foi estudado a influência da presença de fraturas no comportamento produtivo em condições de Pré-Sal. Especificamente, foram analisados vários aspectos envolvendo estas heterogeneidades e sua distribuição, tais como o uso de fatores de forma, espaçamento entre fraturas e permeabilidades variáveis.

Adicionalmente, observou-se o efeito da reativação de fraturas no fator de recuperação dos cenários, sendo possível concluir:

- O aumento na permeabilidade das fraturas e adição de camadas de elevada permeabilidade ocasionou aumento significativo nos fatores de recuperação;
- O aumento da densidade de fraturas também ocasionou aumento nos fatores de recuperação, todavia uma redução na capacidade de injetividade de água foi observada para os casos de espaçamento igual a 2 m;

- A reativação de fraturas favoreceu o aumento de fator de recuperação, no entanto, o caso com permeabilidade de fraturas 1 mD não atingiu as condições de tensão para reativação.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, duas principais vertentes da simulação de reservatórios foram analisadas, sob a ótica da otimização dos processos WAG em condições específicas às encontradas nos reservatórios do Pré-Sal Brasileiro: os impactos causados pelas interações rocha-fluido, considerando o histórico de saturação das curvas de permeabilidades relativas e a influência das heterogeneidades, mais especificamente as fraturas, no comportamento produtivo do modelo em estudo.

Além disso, foi observado a interferência dos parâmetros de histerese no comportamento produtivo, bem como suas relações com as velocidades de expansão dos fluidos injetados. Por outro lado, constatou-se os efeitos da densidade de fraturas no acompanhamento de produção, além da utilização do modelo de Barton e Bandis para o incremento da permeabilidade de fraturas em função da tensão efetiva normal.

Por fim, abre-se a possibilidade em trabalhos futuros sobre a expansão e detalhamento dos diversos fatores de forma, além dos seus efeitos sobre as transmissibilidades. Nesse quesito, também é importante a incorporação do modelo de reativação de fraturas em modelos com maior complexidade petrofísica.

REFERÊNCIAS

- AFZALI, S. et al. Mathematical modeling and simulation of water-alternating-gas (WAG) process by incorporating capillary pressure and hysteresis effects. **Fuel**, [s. l.], v. 263, n. 1, p. 1–13, mar. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116362>. Acesso em: 04 jan. 2023.
- AGADA, S.; GEIGER, S.; DOSTER, F. Wettability, hysteresis and fracture–matrix interaction during CO₂ EOR and storage in fractured carbonate reservoirs. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 46, p. 57–75, mar. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.12.035>. Acesso em: 04 jan. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro: ANP, 2021.
- AGHABOZORGI, S.; SOHRABI, M. A comparative study of predictive models for imbibition relative permeability and trapped non-wetting phase saturation. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [s. l.], v. 52, n. 1, p. 325–333, abr. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.01.017>. Acesso em: 04 jan. 2023.
- AHMED, T. **Equations of State and PVT Analysis**. 2. ed. Cambridge: Elsevier, 2016.
- AHR, W. M. **Geology of Carbonate Reservoirs**. 1. ed. Texas: Wiley, 2008.
- AKBAR, M. et al. A Snapshot of Carbonate Reservoir Evaluation. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 20–41, 2001. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/280020441_A_Snapshot_of_Carbonate_Reservoir_Evaluation. Acesso em: 04 jan. 2023.
- AL-MJENI, R. et al. Has the Time Come for EOR?. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 22, n. 4, p. 16–35, 2011. Disponível em: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/eor>. Acesso em: 04 jan. 2023.
- ALYAFEI, N. **Fundamentals of Reservoir Rock Properties**. 2. ed. Doha: Hamad Bin Khalifa University Press, 2021.
- BARTON, N.; BANDIS, S.; BAKHTAR, K. Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts**, [s. l.], v. 22, n. 3, p. 121–140, jun. 1985. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(85\)93227-9](https://doi.org/10.1016/0148-9062(85)93227-9). Acesso em: 04 jan. 2023.
- BELILA, A. M. P. et al. Pore typing using nuclear magnetic resonance, an example with samples from cretaceous pre-salt lacustrine carbonates in the Santos Basin, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 190, n. 1, p. 1–10, jul. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107079>. Acesso em: 04 jan. 2023.
- BENNION, D. B. et al. The effect of trapped critical fluid saturations on reservoir permeability and conformance. *In*: ANNUAL TECHNICAL MEETING, 49., 1988. Alberta. **Anais [...]**. Alberta: Petroleum Society of CIM, 1988. p. 1-12.
- BURCHETTE, T. P. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from

the industry. **Geological Society of London**, [s. l.], v. 370, n. 1, p. 17–37, 1 jan. 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1144/SP370.14>. Acesso em: 04 jan. 2023.

CAPUTO, P. H.; CAPUTO, N. A. **Mecânica dos Solos e suas Aplicações**. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

CARLSON, F. M. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase. *In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION*, 1981, San Antonio. **Anais [...]**. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 1981. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/10157-MS>. Acesso em: 04 jan. 2023.

COMPUTING MODELING GROUP. **CMG Help**. Calgary: CMG, 2020.

CORREIA, M. et al. UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir. *In: LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE*, 2015, Quito. **Anais [...]**. Quito: Society of Petroleum Engineers, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/177140-MS>. Acesso em: 04 jan. 2023.

FARIA, D. P.; REIS, A. T.; SOUZA, O. S. Three-dimensional stratigraphic-sedimentological forward modeling of an Aptian carbonate reservoir deposited during the sag stage in the Santos basin, Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, [s. l.], v. 88, n. 1, p. 676–695, dez. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.09.013>. Acesso em: 05 jan. 2023.

FERNANDEZ, R. O.; SANTOS, A. J. **BACIA DE SANTOS: sumário geológico e setores em oferta**. Rio de Janeiro: ANP, 2017.

FORMIGLI, J. M. Santos Basin Pre-Salt Cluster: How to Make Production Development Technical and Economically Feasible. *In: RIO OIL & GAS*, 2008, Rio de Janeiro. **Anais [...]**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo, 2008.

GOMES, J. et al. Benchmarking Recovery Factors for Carbonate Reservoirs: Key Challenges and Main Findings from Middle Eastern Fields. *In: INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION & CONFERENCE*, 2018, Abu Dhabi. **Anais [...]**. Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/193094-MS>. Acesso em: 04 jan. 2023.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery**. 2. ed. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2018.

HIRASAKI, G. J.; MILLER, C. A.; PUERTO, M. Recent Advances in Surfactant EOR. **SPE J.**, [s. l.], v.16, n. 1, p. 889-907, jul. 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/115386-PA>. Acesso em: 04 jan. 2023.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L. F.; HARVEY, A. H. Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock. **Journal of Petroleum Technology**, [s. l.], v. 34, n. 12, p. 2905–2908, 1 dez. 1982. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/9966-PA>. Acesso em: 04 jan. 2023.

IFEROBIA, C. C.; AHMAD, M. A review on the experimental techniques and applications in the geomechanical evaluation of shale gas reservoirs. **Journal of Natural Gas Science and**

Engineering, [s. l.], v. 74, n. 1, p. 1–26, fev. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.103090>. Acesso em: 04 jan. 2023.

KAZEMI, H.; GILMAN, J. R. **Multiphase flow in fractured petroleum reservoirs: flow and contaminant transport in fractured rock**. 1. ed. Amsterdam: Academic Press, 1993.

KILLOUGH, J. E. Reservoir Simulation with History-Dependent Saturation Functions. **SPE J.**, [s. l.], v. 16, n. 1, p. 37–48, 1 fev. 1976. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/5106-PA>. Acesso em: 05 jan. 2023.

KUKLA, P. A.; STROZYK, F.; MOHRIAK, W. U. South Atlantic salt basins – Witnesses of complex passive margin evolution. **Gondwana Research**, [s. l.], v. 53, n. 1, p. 41–57, jan. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.gr.2017.03.012>. Acesso em: 05 jan. 2023.

LAND, C. S. Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two- and Three-Phase Flow from Rock Properties. **SPE J.**, [s. l.], v. 8, n. 02, p. 149–156, 1 jun. 1968. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/1942-PA>. Acesso em: 05 jan. 2023.

LIE, K.A. et al. A General Non-Uniform Coarsening and Upscaling Framework for Reduced-Order Modeling. *In*: RESERVOIR SIMULATION CONFERENCE, 2017, Montgomery. **Anais** [...]. Montgomery: Society of Petroleum Engineers, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/182681-MS>. Acesso em: 05 jan. 2023.

LIMA, B. M.; DE ROS, L. F. Deposition, diagenetic and hydrothermal processes in the Aptian Pre-Salt lacustrine carbonate reservoirs of the northern Campos Basin, offshore Brazil. **Sedimentary Geology**, [s. l.], v. 383, n. 1, p. 55–81, abr. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.01.006>. Acesso em: 05 jan. 2023.

LOMELAND, F.; EBELTOFT, E. A new versatile capillary pressure correlation. *In*: INTERNATIONAL SYMPOSIUM OF THE SOCIETY OF CORE ANALYSTS, 2008, Abu Dhabi. **Anais** [...]. Abu Dhabi: SCA, 2008. Disponível em: <http://www.jgmaas.com/SCA/2008/SCA2008-08.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2023.

LUBIS, L. A.; HARITH, Z. T. Pore Type Classification on Carbonate Reservoir in Offshore Sarawak using Rock Physics Model and Rock Digital Images. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCES ON GEOLOGICAL, GEOGRAPHICAL, AEROSPACE AND EARTH SCIENCES, 2014, Jakarta. **Anais** [...]. Jakarta: IOP Science, 2014. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/19/1/012003>. Acesso em: 05 jan. 2023.

LUO, E. et al. A dual-porosity dual-permeability model for acid gas injection process evaluation in hydrogen-carbonate reservoirs. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 44, n. 46, p. 169–179, set. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.147>. Acesso em: 05 jan. 2023.

MCPHEE, C.; REED, J.; ZUBIZARRETA, I. **Core analysis: a best practice guide**. 1. ed. Amsterdam: Elsevier, 2015.

MOORTGAT, J. et al. CO₂ injection in vertical and horizontal cores: measurements and numerical simulation. **SPE J.**, [s. l.], v. 18, n. 02, p. 331–344, 4 abr. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/135563-PA>. Acesso em: 05 jan. 2023.

MOGHADAM, A. M.; SALEHI, M. B. Enhancing hydrocarbon productivity via wettability alteration: a review on the application of nanoparticles. **Reviews in Chemical Engineering**, [s. l.], v. 35, n. 4, p. 531–563, 24 abr. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1515/revce-2017-0105>. Acesso em: 05 jan. 2023.

MOREIRA, J. L. P. et al. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 531–549, 2007.

NOLEN-HOEKSEMA, R. Defining and Determining Permeability. **Oilfield Review**, [s. l.], v. 26, n. 3, p. 1–2, 2014. Disponível em: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-permeability.ashx>. Acesso em: 05 jan. 2023.

PENG, D.Y.; ROBINSON, D. B. A New Two-Constant Equation of State. **Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals**, [s. l.], v. 15, n. 1, p. 59–64, 1 fev. 1976. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/i160057a011>. Acesso em: 05 jan. 2023.

PETERS, E. J. **Advanced petrophysics: geology, porosity, absolute permeability, heterogeneity, and geostatistics**. 1. ed. Austin: Live Oak Book Company, 2012.

PINI, R.; BENSON, S. M. Capillary pressure heterogeneity and hysteresis for the supercritical CO₂/water system in a sandstone. **Advances in Water Resources**, [s. l.], v. 108, n. 1, p. 277–292, out. 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2017.08.011>. Acesso em: 05 jan. 2023.

PIZARRO, J. O. S.; BRANCO, C. C. Challenges in Implementing an EOR Project in the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brasil. *In*: SPE EOR CONFERENCE AT OIL AND GAS, Oman. 2012. **Anais [...]**. Oman: Society of Petroleum Engineers, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/155665-MS>. Acesso em: 05 jan. 2023.

REDLICH, O.; KWONG, J. S. On the Thermodynamics of Solutions, an Equation of State: Fugacities of Gaseous Solutions. **Chemical Reviews**, [s. l.], v. 44, n. 1, p. 233–244, 1 fev. 1949. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/cr60137a013>. Acesso em: 05 jan. 2023.

ROCHA, H. O. et al. Petrophysical characterization using well log resistivity and rock grain specific surface area in a fractured carbonate pre-salt reservoir in the Santos Basin, Brazil. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 183, n. 1, p. 1–17, dez. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106372>. Acesso em: 04 jan. 2023.

SCHÖN, J. **Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics**. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2015.

SHI, S.; BELHAJ, H.; BERA, A. Capillary pressure and relative permeability correlations for transition zones of carbonate reservoirs. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, [s. l.], v. 8, n. 3, p. 767–784, 20 set. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0384-5>. Acesso em: 05 jan. 2023.

SKAUGE, A.; LARSEN, J. A. Three-phase relative permeability a trapped gas measurements related to WAG process. *In*: INTERNATIONAL SYMPOSIUM OF THE SOCIETY OF CORE ANALYSTS, Bergen, 1994. **Anais [...]**. Bergen: SCA, 1994. Disponível em: <http://jgmaas.com/SCA/1994/SCA1994-21.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2023.

SOAVE, G. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. **Chemical Engineering Science**, [s. l.], v. 27, n. 6, p. 1197–1203, jun. 1972. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(72\)80096-4](https://doi.org/10.1016/0009-2509(72)80096-4). Acesso em: 05 jan. 2023.

SPITERI, E. J. et al. Relative Permeability Hysteresis: Trapping Models and Application to Geological CO₂ Sequestration. *In*: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Dallas, 2005. **Anais [...]**. Dalas: Society of Petroleum Engineers, 2005. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/96448-MS>. Acesso em: 05 jan. 2023.

SZATMARI, P.; MILANI, E. J. Tectonic control of the oil-rich large igneous-carbonate-salt province of the South Atlantic rift. **Marine and Petroleum Geology**, [s. l.], v. 77, n. 1, p. 567–596, nov. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.06.004>. Acesso em: 05 jan. 2023.

TERRA, G. et al. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 18, n. 1, p. 9–29, nov. 2010.

VAN DER WAALS, J. **Over de Continuïteit van den Gas - en Vloeïstoestand**. 1 ed. Leiden: Universidade de Amsterdã, 1873.

WANG, G. et al. Multi-physics approach to modelling near-miscible CO₂-WAG process. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 198, n. 1, p. 1–14, mar. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108165>. Acesso em: 05 jan. 2023.

WENNERBERG, O. P. et al. Open fractures in pre-salt reservoirs in the Campos Basin: examples from silicified carbonates in BM-C-33. *In*: WORKSHOP ON PRE-SALT RESERVOIR: FROM EXPLORATION TO PRODUCTION, Rio de Janeiro, 2019. **Anais [...]**. Rio de Janeiro: EAGE, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201982010>. Acesso em: 05 jan. 2023.

WHEATON, R. **Fundamentals of Applied Reservoir Engineering**. 1. ed. Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2016.

WRIGHT, V. P.; BARNETT, A. J. An abiogenic model for the development of textures in some South Atlantic early Cretaceous lacustrine carbonates. **Geological Society Publications**, Londres, v. 418, n. 1, p. 209–219, 26 jan. 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1144/SP418.3>. Acesso em: 05 jan. 2023.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. 1. ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

APÊNDICE
ARQUIVO BASE PARA SIMULAÇÕES COM EFEITOS DA HISTERESE

```

*TITLE1 'GALP-SAL2A'

*XDR *ON
*DIM *DIMSUM
*INUNIT *SI

*DIARY *WELL-INFO
*DIARY2 CHANGES-UNCONV
*SUMMARY
*WPRN *WELL 0
*WPRN *GRID 0
*WPRN *ITER NONE
*OUTPRN *WELL *ALL
*OUTPRN *GRID *PRES *SO *SG *SW
*OUTPRN *RES *ALL

*WSRF *WELL 1
*WSRF *GRID *TIME
OUTSRF WELL *PSPLIT

*OUTSRF *GRID *PRES *SG *SO *SW *KRG *SGHYS *SGDTHY *SGRHYS *TSO
*STRMLN

*OUTSRF RES ALL
*WRST 1                                *REWIND 2
**Distance units: m
RESULTS XOFFSET                0.0000
RESULTS YOFFSET                0.0000
RESULTS ROTATION               0.0000
RESULTS AXES-DIRECTIONS 1.0 1.0 1.0
RESULTS SUBMODEL_REFSS 78
RESULTS SUBMODEL_REFSS 78
RESULTS SUBMODEL_REFSS 78
*INCLUDE 'grid1.inc'
*INCLUDE 'perm1.inc'
*INCLUDE 'por1.inc'

CPOR 5.09858E-07
PRPOR 54917

CROCKTYPE 1
CCPOR MATRIX 5.09858E-07

PRPOR MATRIX 54917

CROCKTYPE 2
CCPOR MATRIX 5.09858E-07

PRPOR MATRIX 54917

```

CTYPE *MATRIX CON 1

*PVCUTOFF 1000
*PINCHOUT-TOL 0.01

*END-GRID

CTPOR 30.44E-06
TRPOR 58.7

** PARTE 3: PROPIEDADES DOS COMPONENTES - COMPONENT PROPERTY SECTION

*MODEL *PR

*NC 8 8

*TRES 58.700

*COMPNAME

'CO2'	'N2 toC1'	'C2'	'C3'
'IC4toNC5'	'C6 toC10'	'C11toC19'	'FC20+'
*SG	8.1800000E-01	3.0236652E-01	3.5600000E-01 5.0700000E-01
	5.9648658E-01	7.4963055E-01	8.2991132E-01 9.5940000E-01
*TB	-7.8450000E+01	-1.6042871E+02	-8.8650000E+01 -
	4.2050000E+01		
	1.1167503E+01	1.2378498E+02	2.5686995E+02 5.6693500E+02
*PCRIT	7.2800000E+01	4.5318940E+01	4.8200000E+01
	4.1900000E+01		
	3.5691245E+01	2.8591857E+01	1.8950458E+01 7.9430069E+00
*VCRIT	9.4000000E-02	9.8930823E-02	1.4800000E-01 2.0300000E-
	01		
	2.7387948E-01	4.3037486E-01	7.4205422E-01 1.7108000E+00
*TCRIT	3.0420000E+02	1.9011633E+02	3.0540000E+02
	3.6980000E+02		
	4.3627027E+02	5.7381189E+02	7.0666249E+02 8.1891344E+02
*AC	2.2500000E-01	8.2291909E-03	9.8000000E-02 1.5200000E-
	01		
	2.0619807E-01	3.5788719E-01	6.1696007E-01 1.7683800E+00
*MW	4.4010000E+01	1.6128732E+01	3.0070000E+01
	4.4097000E+01		
	6.3036838E+01	1.0992725E+02	1.9651628E+02 5.5646325E+02
*HCFLAG	0	0	0 0
	0	0	0
*BIN			
	1.0211905E-01		
	1.3000000E-01	4.0447782E-03	
	1.3500000E-01	1.2802862E-02	2.4920371E-03
	1.2824879E-01	2.5468292E-02	9.4091562E-03 2.2387991E-03
	1.5000000E-01	5.2101203E-02	2.7939198E-02 1.3981537E-02
	5.0890710E-03		
	1.5000000E-01	9.4848750E-02	6.2195078E-02 4.0824957E-02
	2.4420448E-02	7.3816915E-03	
	2.0000000E-01	5.2977538E-02	0.0000000E+00 0.0000000E+00
	0.0000000E+00	0.0000000E+00	0.0000000E+00
*VSHIFT	2.0000000E-01	-1.9716074E-01	-1.5210000E-01 2.6700000E-
	02		

```

-1.0817039E-01 -6.7789117E-03  8.1153480E-02  1.3537711E-01
*VISCOR *MODPEDERSEN
*VISCOEFF  1.6000000E-04  2.4587484E+00  5.9024000E-03
2.2164000E+00
4.6087263E-01
*OMEGA      4.5723553E-01  4.5723553E-01  4.5723553E-01  4.5723553E-
01
4.5723553E-01  4.5723553E-01  4.5723553E-01  4.5723553E-01
*OMEGB      7.7796074E-02  7.7796074E-02  7.7796074E-02  7.7796074E-
02
7.7796074E-02  7.7796074E-02  7.7796074E-02  7.7796074E-02
*PCHOR      7.8000000E+01  7.6742160E+01  1.0800000E+02
1.5030000E+02
2.0171763E+02  3.1649840E+02  5.3529156E+02  1.0878000E+03
*ENTHCOEF
4.7780500E+00  1.1443300E-01  1.0113200E-04 -2.6494000E-08
3.4706000E-12 -1.3140000E-16
-5.5461032E+00  5.6260533E-01 -2.8105049E-04  4.1449934E-07
-1.5147720E-10  1.9447682E-14
-7.6005000E-01  2.7308800E-01 -4.2956000E-05  3.1281500E-07
-1.3898900E-10  2.0070230E-14
-1.2230100E+00  1.7973300E-01  6.6458000E-05  2.5099800E-07
-1.2474610E-10  1.8935090E-14
2.5057830E+01  3.7762899E-03  3.4013989E-04 -6.6137597E-08
-1.8640097E-13  1.0468173E-15
0.0000000E+00 -4.0552103E-02  4.2547634E-04 -6.3254960E-08
0.0000000E+00  0.0000000E+00
0.0000000E+00 -3.6580718E-02  4.1716792E-04 -6.1831368E-08
0.0000000E+00  0.0000000E+00
0.0000000E+00 -1.5609700E-02  3.9529700E-04 -5.6174400E-08
0.0000000E+00  0.0000000E+00

*REFPW      55378.15
*DENW 1096.5

*CW          2.34E-07
*VISW 0.6525

```

** PARTE 4: PROPIEDADES ROCHA-FLUIDO - ROCK-FLUID PROPERTY SECTION

ROCKFLUID

RPT 1 ** ----- MATRIX -----

SWT ** Water-oil relative permeabilities

**	Sw	krw	krow	Pcow	Pcowi
**	-----	-----	-----		
0.3000000	0.0000000	0.8000000			
0.3105064	0.0315635	0.6730713			
0.3198000	0.0577322	0.5741852			
0.3210128	0.0611471	0.5612809			
0.3349399	0.0978353	0.4331878			

0.3351000	0.0982259	0.4319630
0.3454462	0.1234588	0.3528384
0.3549000	0.1448052	0.2911828
0.3593733	0.1549059	0.2620087
0.3698797	0.1758706	0.2061135
0.3792000	0.1936420	0.1667150
0.3839289	0.2026588	0.1467249
0.3944353	0.2201294	0.1116739
0.4083624	0.2422588	0.0759243
0.4188688	0.2574000	0.0562445
0.4242000	0.2639010	0.0489175
0.4293752	0.2702118	0.0418050
0.4433023	0.2865176	0.0287627
0.4538086	0.2970000	0.0225910
0.4678579	0.3098118	0.0172344
0.4782421	0.3179647	0.0144396
0.4922914	0.3272824	0.0111325
0.5027977	0.3342706	0.0090364
0.5124000	0.3398918	0.0074066
0.5167248	0.3424235	0.0066725
0.5272312	0.3494118	0.0052052
0.5377376	0.3552353	0.0039825
0.5516647	0.3645529	0.0026667
0.5621711	0.3727059	0.0019098
0.5762203	0.3855176	0.0011459
0.5867267	0.3960000	0.0007371
0.6006538	0.4123059	0.0003691
0.6111601	0.4274471	0.0002003
0.6250872	0.4507412	0.0000741
0.6355936	0.4717059	0.0000281
0.6366000	0.4739372	0.0000254
0.6461000	0.4950000	0.0000000
1.0000000	1.0000000	0.0000000

SLT ** Liquid-gas relative permeabilities

**	Sl	kr _g	kro _g	Pc _{og}
**	-----	-----	-----	
0.68000000	0.30100000	0.00000000		
0.69103450	0.29329580	0.00048793		
0.70206900	0.28559170	0.00097587		
0.71310340	0.27706030	0.00136858		
0.72413790	0.26844090	0.00175662		
0.73517240	0.25990450	0.00225350		
0.74620690	0.25123750	0.00295257		
0.75724140	0.24202890	0.00433647		
0.76827590	0.23312590	0.00566048		
0.77931030	0.22436490	0.00751185		
0.79034480	0.21591200	0.00968470		
0.80137930	0.20722060	0.01207668		
0.8124138	0.1978606	0.01533606		
0.8234483	0.1883514	0.01958747		
0.8344828	0.1786929	0.02571861		
0.8455172	0.1685582	0.03379749		
0.8565517	0.158364	0.04270877		
0.8675862	0.1483384	0.0551224		

0.8786207	0.1383796	0.06927907
0.8896552	0.1280101	0.0868968
0.9006897	0.1165116	0.1115756
0.9117241	0.104783	0.1405608
0.9227586	0.09155397	0.1800558
0.9337931	0.07912017	0.2327912
0.9448276	0.06680814	0.3015976
0.9558621	0.05495916	0.374555
0.9668966	0.04212253	0.4578764
0.977931	0.02919828	0.5586317
0.9889655	0.01461068	0.679243
1	0	0.8

*SWT3

0.3	0.00
0.3105064	0.00135213
0.3198	0.002124362
0.3210128	0.002294172
0.3349399	0.004335752
0.3351	0.004360133
0.3454462	0.005975598
0.3549	0.007516696
0.3593733	0.008266596
0.3698797	0.010079728
0.3792	0.011750634
0.3839289	0.012622061
0.3944353	0.014619676
0.4083624	0.01741427
0.4188688	0.019650989
0.4242	0.020834202
0.4293752	0.02201692
0.4433023	0.025385867
0.4538086	0.028131036
0.4678579	0.032121195
0.4782421	0.035337612
0.4922914	0.040101265
0.5027977	0.044008729
0.5124	0.047864586
0.5167248	0.049695893
0.5272312	0.054404757
0.5377376	0.05950387
0.5516647	0.066909983
0.5621711	0.073017718
0.5762203	0.081930086
0.5867267	0.089180506
0.6006538	0.0996002
0.6111601	0.108091928
0.6250872	0.120210361
0.6355936	0.130014961
0.6366	0.13098433
0.6461	0.140396006
1	0.5

**HYSTERESIS EFFECT INPUT

```

**HYSKRW *3PWAGW
**HYSKRG *LINEAR *NOCRIT 0.16 0
**ALPHAKRG 1.0
**HYS_MODEL *3PWAGL

```

```

RTYPE *MATRIX CON          1

```

```

** PARTE 5: CONDICOES INICIAIS - INITIAL CONDITIONS SECTION

```

```

*INITIAL

```

```

VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS NOEQUIL

```

```

**PB CON          397.88 kgf/cm2

```

```

*DATUMDEPTH      4915.0

```

```

GASZONE NOOIL

```

**	CO2	N2 to C1	C2	C3	IC4toNC5
C6toC10	C11toC19	FC20+			
ZOIL	0.0824	0.5166	0.0707	0.0487	0.0414
	0.0811	0.0829	0.0762		
ZGAS	0.1074022	0.7358878	0.0681639	0.0375918	0.02434
	0.0208099	0.0054895	0.0003149		

```

REFPRES
55378.15

```

```

REFDEPTH
4948.00

```

```

DWOC
5115.00

```

```

DGOC
100.000

```

```

*SEPARATOR      1471.0      40.00
101.3252      20.00

```

```

** PARTE 6: CONTROLE DOS METODOS NUMERICOS - NUMERICAL CONTROL SECTION

```

```

NUMERICAL

```

```

DTMAX 10.

```

```

DTMIN 0.0001
MAXSTEPS 1000000

```

NORM PRESS 2500
NORM SATUR 0.1
NORM GMOLAR 0.1

** PARTE 7: DADOS DE POCO E DADOS RECORRENTES - WELL & RECURRENT

AIM THRESH 0.1
*INCLUDE 'well2.inc'