



Manoela Dutra Canova

**Representação da Condensação Retrógrada: da Petrofísica
Digital em Microporos à Simulação em Escala de Campo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Márcio da Silveira Carvalho, Ph.D.
Co-Orientador: Prof. Marcos Vitor Barbosa Machado, D.Sc.

Rio de Janeiro
Outubro de 2023



Manoela Dutra Canova

**Representação da Condensação Retrógrada: da Petrofísica
Digital em Microporos à Simulação em Escala de Campo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

Prof. Márcio da Silveira Carvalho, Ph.D.

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Marcos Vitor Barbosa Machado, D.Sc.

Co-Orientador

Petrobras

Ph.D. Daniel Nunes de Miranda Filho

Petrobras

D.Sc. Adolfo Puime Pires

UENF

Prof. Florian Alain Yaninck Pradelle, D.Sc.

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 23 de Outubro de 2023

Todos os direitos reservados. A reprodução total ou parcial do trabalho é proibida, sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Manoela Dutra Canova

Graduou-se em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul em 2011. Em 2013, começou a trabalhar como engenheira de petróleo na Petrobras atuando na área de reservatórios em simulação de escoamento para modelagem e valoração em avaliações de oportunidades exploratórias e projetos de desenvolvimento da produção.

Ficha Catalográfica

Canova, Manoela Dutra

Representação da condensação retrógrada: da petrofísica digital em microporos à simulação em escala de campo / Manoela Dutra Canova; orientador: Márcio da Silveira Carvalho; co-orientador: Marcos Vitor Barbosa Machado. – 2023.

111 f.: il. color.; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2023.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Reservatórios de gás condensado. 3. Condensate blockage. 4. Simulação composicional. 5. Permeabilidade relativa gás-líquido. 6. Upscaling de permeabilidade relativa. I. Carvalho, Márcio da Silveira. II. Machado, Marcos Vitor Barbosa. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Agradecimentos

Agradeço com carinho ao meu marido, Luciano, pela paciência, compreensão e principalmente pelo grande incentivo ao longo de toda minha trajetória na pós-graduação. Um agradecimento especial ao meu filho, Mateus, que nasceu no meio desse processo, mudou minha vida para melhor e me trouxe o combustível necessário para concluir mais esse desafio.

Aos meus amados pais Dirce e Sérgio, pelo apoio em toda minha vida.

Aos meus orientadores, Márcio e Marcos, pelo tempo cedido e estímulo para a conclusão deste trabalho.

Aos colegas e gestores que trabalharam comigo durante esse período na Petrobras, pelo incentivo e patrocínio, permitindo a dedicação necessária para me auxiliar a gerir e dividir o tempo de trabalho.

À Petrobras, por ter me dado a oportunidade de me aperfeiçoar profissionalmente e ter cedido a infraestrutura necessária para a realização desses estudos.

Aos professores e funcionários da PUC-Rio, pelo conhecimento transmitido e suporte fornecido.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de financiamento 001.

Resumo

Dutra Canova, Manoela; Carvalho, Márcio da Silveira; Machado, Marcos Vitor Barbosa. **Representação da Condensação Retrógrada: da Petrofísica Digital em Microporos à Simulação em Escala de Campo**. Rio de Janeiro, 2023. 111p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Campos de petróleo com gás não associado do tipo gás condensado possuem destaque pelo maior valor econômico agregado associado a seu recurso energético: a expressiva quantidade de condensado produzida, além do próprio gás. Porém, tais reservatórios possuem um comportamento termodinâmico particular, induzindo mudanças de composição e, conseqüentemente, fase ao longo do processo de produção por depleção. Nas condições de reservatório, por exemplo, pode ocorrer o fenômeno chamado de *condensate blockage*, em que bancos de condensado se formam, geralmente em regiões próximas aos poços, dificultando assim o escoamento e afetando a produção de gás.

A fim de definirmos a melhor estratégia de gerenciamento de um projeto a ser implementado ao longo da exploração desse tipo de reservatório, uma ferramenta importante utilizada pelos engenheiros é a simulação numérica. Especialmente relacionadas à representação do fenômeno físico-químico citado, nas simulações se utilizam as curvas de permeabilidade relativa. Na realidade, porém, existe uma certa limitação de representatividade do fenômeno nos ensaios laboratoriais praticados pela indústria e os melhores insumos poderiam ser fornecidos por simulações em rede de poros, com modelos que representem a sua alteração com função das mudanças na tensão interfacial e na velocidade de escoamento ao longo do reservatório.

A reprodução de uma simulação de escoamento em rede de poros para a escala mais próxima possível em uma simulação de simulador comercial de diferenças finitas é validada. Da simulação em rede de poros até a escala de campo praticada nas simulações de reservatórios, uma metodologia de *scale-up* é proposta, utilizando um processo de otimização, procurando ser fiel à curva de permeabilidade relativa original, em escala de microporo, obtida simulando fenomenologicamente o processo de condensação no reservatório, através de um modelo que reproduza sua dependência com a velocidade desenvolvida pelas fases em meio poroso.

A comparação de produtividades na escala de campo e na evolução da saturação de condensado em regiões próximas aos poços foi apresentada para as três curvas de permeabilidade relativa utilizadas. Os resultados mostram que a metodologia proposta consegue ser mais fiel à influência da condensação no reservatório sobre a produtividade dos poços quando comparada ao insumo de curva de permeabilidade relativa de ensaio laboratorial que apresenta o condensado mais móvel.

Palavras Chave

Reservatórios de Gás Condensado, *Condensate blockage*, Simulação Composicional, Permeabilidade relativa gás-líquido, Upscaling de permeabilidade relativa, *Trapping Number Model*

Abstract

Dutra Canova, Manoela; Carvalho, Márcio da Silveira; Machado, Marcos Vitor Barbosa. **Representation of Retrograde Condensation: from Digital Petrophysics in Micro-pores to Simulation at Field Scale.** Rio de Janeiro, 2023. 111p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Oil fields with non-associated gas like gas condensate type stand out due to the higher added economic value associated with their energy resource: the significant amount of condensate produced, in addition to the gas itself. However, such reservoirs have a particular thermodynamic behavior, inducing changes in composition and, consequently, phase throughout the depletion production process. Under reservoir conditions, for example, the phenomenon called condensate blockage may occur, in which bridges of condensate are formed, usually in regions close to the wells, thus hindering flow and affecting gas production.

In order to define the best management strategy for a project to be implemented throughout the exploitation of this type of reservoir, an important tool used by engineers is numerical simulation. The relative permeability curves are used in the simulations, especially related to the representation of the mentioned physical phenomenon. In reality, however, there is a specific limitation of representativeness of the phenomenon in the laboratory tests carried out by the industry, and the best inputs could be provided by simulations in a pore network, with models that represent its alteration as a function of changes in interfacial tension and flow velocity along the reservoir.

The reproduction of a pore network flow simulation to the closest possible scale in a commercial finite difference simulation is validated. From the pore network simulation to the field scale practiced in reservoir simulations, a scale-up methodology is proposed, using an optimization process, seeking to be faithful to the original relative permeability curve, on a microporous scale, obtained by simulating phenomenologically the condensation process in the reservoir, using a model that reproduces its dependence on the velocity flow developed by the phases in a porous medium.

The three relative permeability curves used were presented by comparing productivities at the field scale and the evolution of condensate saturation in regions close to the wells. The results show that the proposed methodology proves to be more faithful to the influence of condensation in the reservoir on the productivity of the wells when compared to the relative permeability curve input from the laboratory test, which presents the condensate with more mobility.

Keywords

Gas Condensate Reservoirs, Condensate blockage, Compositional Simulation, Gas-liquid relative permeability, Relative permeability upscaling, Trapping Number Model

Sumário

1	Introdução	17
1.1	Apresentação	17
1.2	Motivação	19
1.3	Objetivos	20
1.4	Estrutura da Dissertação	21
2	Fundamentação Teórica	22
2.1	Simulador Comercial em Diferenças Finitas	22
2.2	Diferença de Escala	23
2.3	Curvas de Permeabilidade Relativa	24
2.4	Tensão Interfacial	27
2.5	Simulações em Rede de Poros	29
2.6	Ensaio Laboratorial para Permeabilidade Relativa Gás-líquido	31
2.7	<i>Trapping Number Model</i>	33
3	Revisão Bibliográfica	37
4	Metodologia	44
4.1	Especificação do Problema	44
4.2	Dificuldades no Processo	45
4.3	Aplicação da Metodologia	46
4.3.1	Escolha da Rede	46
4.3.2	Escolha do Fluido	47
4.3.3	Análise dos dados para obtenção das curvas de permeabilidade relativa	48
4.3.4	Dados de Entrada das Simulações GEM	50
4.3.4.1	Escala de Partida	51
4.3.4.2	Definição das Vazões Simuladas	51
4.3.4.3	Condições de Contorno	53
4.3.4.4	Ajuste Corey	53
4.3.5	Otimização	55
4.3.6	<i>Upscaling</i> de permeabilidade relativa	57
4.3.7	Simulações em Escala de Campo	57
5	Resultados	59
5.1	Primeiros resultados importantes	59
5.2	Resultados das Simulações GEM	64
5.3	Primeira comparação entre as curvas de permeabilidade relativa	65
5.4	Otimização	66

5.5	<i>Upscaling</i> de permeabilidade relativa	69
5.6	Simulações em Escala de Campo	74
5.7	Comparação de Produtividades	76
5.8	Resultados de variação de saturação	81
6	Considerações Finais	86
6.1	Conclusões	86
6.2	Perspectivas de trabalhos futuros	87
	Referências Bibliográficas	88
	APÊNDICE A	93
	APÊNDICE B	94
	APÊNDICE C	96
	APÊNDICE D	99

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Envelope de fases para uma mistura de hidrocarbonetos– adaptado de Craft e Hawkins (2)	18
Figura 1.2 - Envelope de fases para fluido gás condensado - Adaptado de Machado (3).....	18
Figura 1.3 - Reservatório de gás condensado dividido em três regiões – Fan <i>et al.</i> (4)	19
Figura 1.4 - Comportamento do fluido nas três regiões de pressão – Amani e Nguyen (5).....	20
Figura 2.1 - Malha unidimensional de blocos centrados – adaptado de Marsili (6)	22
Figura 2.2 - Representação genérica de curvas de permeabilidade relativa água-óleo e gás-líquido – adaptado de GEM TM 2020.10 Manual (14).....	25
Figura 2.3 - Curvas de permeabilidade relativa para um sistema gás-óleo – Adaptado de Rosa <i>et al.</i> (9)	26
Figura 2.4 - Tensão interfacial entre as fases – adaptado de Renha e Carvalho (16)	27
Figura 2.5 – Representação de uma gota de água sobre a rocha em um reservatório de óleo – Adaptado de Butt <i>et al.</i> (17).....	27
Figura 2.6 – Variações da tensão interfacial de sistemas gás-óleo com a pressão. Adaptado de Firoozabadi <i>et al.</i> (18)	28
Figura 2.7 – Reservatório de gás condensado dividido em três regiões - Fan <i>et al.</i> (4)	28
Figura 2.8 – Definição dos nós e arestas no modelo proposto – Reis e Carvalho (19)	30
Figura 2.9 - Perfil convergente-divergente dos capilares – Reis e Carvalho (19). 30	
Figura 2.10 – Representação do equipamento empregado nos ensaios laboratoriais de permeabilidade relativa (Fonte: Comunicação pessoal: PETROBRAS, 1999) 32	
Figura 2.11 - Curva Corey padrão normalizada de ensaio laboratorial de injeção de gás nitrogênio em óleo mineral.....	33
Figura 2.12 – Permeabilidade relativa ao gás calculada a partir do <i>Trapping Number</i> – Pope <i>et al.</i> (27).....	36
Figura 2.13 – Permeabilidade relativa ao condensado calculada a partir do <i>Trapping Number</i> - Pope <i>et al.</i> (27)	36
Figura 4.1 – Metodologia de estudos (Fonte: do autor)	44
Figura 4.2 – Detalhes da rede C2 – <i>cross-section, 3D section and extracted network of Micro-CT</i> (Fonte: Imperial College London, 2021).....	46
Figura 4.3 – Representação do escoamento no plugue carbonático (Fonte: Comunicação Pessoal: Paula Reis, 2021).....	46
Figura 4.4 – Gráfico do Diagrama P-T para o fluido modelado.....	48
Figura 4.5 – Gráfico da evolução da saturação do gás com o tempo para as cinco diferentes pressões iniciais	49
Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo obtidas nas simulações em microescala	50
Figura 4.7 – Representação da malha utilizada na simulação numérica com o canhoneio do poço	51
Figura 4.8 – Perfil de pressão ao longo do tempo de simulação para as cinco dimensões escolhidas.....	52

Figura 4.9 – Ajuste Corey para a permeabilidade relativa gás-óleo feito sobre os dados da simulação em rede de poros	54
Figura 4.10 – Distribuição de permeabilidade na malha 3D da simulação em escala de campo	58
Figura 5.1 – Evolução da saturação média de gás para simulações com 1 camada sem controle de poço	60
Figura 5.2 – Evolução da saturação média de gás para as simulações com 1 camada e controle no poço	60
Figura 5.3 – Evolução dos valores de saturação de gás médios para três simulações	61
Figura 5.4 – Evolução dos valores de pressão médios para três simulações.....	61
Figura 5.5 – Evolução dos valores de saturação de gás médios para três simulações (regiões diferentes)	62
Figura 5.6 - Representação das saturações dos fluidos ao final da simulação	62
Figura 5.7 – Evolução da saturação média de gás e da pressão média para a simulação com dimensão de célula 2.1284 mm e 2 camadas.....	63
Figura 5.8 – Resultados das simulações para as cinco dimensões de célula simuladas.	64
Figura 5.9 - Curva 1: obtida simulando fenomenologicamente o processo de condensação no reservatório.....	65
Figura 5.10 - Curva 2: obtida por deslocamento imiscível gás-óleo em plugue de rocha	66
Figura 5.11 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 mm.....	67
Figura 5.12 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 cm	68
Figura 5.13 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 dm	68
Figura 5.14 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 m	69
Figura 5.15 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 dam	69
Figura 5.16 – Variação dos valores de saturação residual de gás e de óleo (condensado) com o <i>Trapping Number</i>	71
Figura 5.17 - Variação dos valores de permeabilidade relativa de <i>endpoint</i> de gás e de óleo (condensado) com o <i>Trapping Number</i>	72
Figura 5.18 - Variação dos valores de expoente de permeabilidade relativa (Corey) de gás e de óleo (condensado) com o <i>Trapping Number</i>	72
Figura 5.19 – Curva de permeabilidade relativa final após <i>upscaling</i>	73
Figura 5.20 – Curva de permeabilidade relativa do ajuste Corey Original – microescala, baixo <i>Trapping Number</i>	73
Figura 5.21 – Curva típica obtida de ensaio laboratorial de permeabilidade relativa gás-óleo - normalizada.....	74
Figura 5.22 – Mapa da distribuição da propriedade H.Phi.Sg para a simulação em escala de campo	75
Figura 5.23 – Produção de gás para as simulações realizadas com três curvas de permeabilidade relativa.....	76
Figura 5.24 - Produção de óleo (condensado) para as simulações realizadas com três curvas de permeabilidade relativa.....	76

Figura 5.25 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P03	77
Figura 5.26 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P09	78
Figura 5.27 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P18	78
Figura 5.28 – Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P43	79
Figura 5.29 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P03	79
Figura 5.30 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P09	80
Figura 5.31 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P18	80
Figura 5.32 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P43	81
Figura 5.33 – Regiões de interesse próximas aos poços para avaliação da saturação de condensado – valores ao final da simulação	82
Figura 5.34 – Evolução da saturação média de óleo na região Well03	83
Figura 5.35 – Evolução da saturação média de óleo na região Well09	83
Figura 5.36 - Evolução da saturação média de óleo na região Well18	84
Figura 5.37 - Evolução da saturação média de óleo na região Well43	84
Figura C.1 - Resultados do cálculo <i>Flash</i> obtido no Winprop para a pressão 550 kgf/cm ²	96
Figura C.2 - Resultados do cálculo <i>Flash</i> obtido no Winprop para a pressão 525 kgf/cm ²	96
Figura C.3 - Resultados do cálculo <i>Flash</i> obtido no Winprop para a pressão 500 kgf/cm ²	97
Figura C.4 - Resultados do cálculo <i>Flash</i> obtido no Winprop para a pressão 450 kgf/cm ²	97
Figura C.5 - Resultados do cálculo <i>Flash</i> obtido no Winprop para a pressão 400 kgf/cm ²	98

Lista de Tabelas

Tabela 2-1: Parâmetros do ajuste Corey para a curva padrão	33
Tabela 4-1: Comparação das condições de contorno entre escalas	45
Tabela 4-2: Comparação das premissas entre escalas	45
Tabela 4-3: Resumo das primeiras dificuldades e soluções	45
Tabela 4-4: Resumo das dificuldades e soluções que serão detalhadas com os resultados	45
Tabela 4-5: Propriedades da rede de poros.....	47
Tabela 4-6: Parâmetros dos pseudo-componentes utilizados na modelagem de fluido (Fonte: Comunicação pessoal: PETROBRAS, 2022).....	47
Tabela 4-7: Dados de pressão e saturação das simulações em microescala.....	49
Tabela 4-8: Dados das curvas de permeabilidade relativa obtidas para a simulação em microescala de velocidade v_1	50
Tabela 4-9: Dados da curva de permeabilidade relativa gás-óleo para a simulação numérica	54
Tabela 4-10: Parâmetros definidos para a simulação numérica	55
Tabela 4-11: Valores iniciais dos parâmetros do Modelo de Pope para a simulação numérica	56
Tabela 5-1: Dados de pressão e saturação de gás do gráfico da Figura 5.7 para pontos de interesse.....	63
Tabela 5-2: Resultados do cálculo <i>Flash</i> para o fluido simulado para pressões de 550 a 400 kgf/cm ²	64
Tabela 5-3: Valores ótimos para as simulações do processo de otimização	67
Tabela 5-4: Valores dos parâmetros necessários para determinação da curva de permeabilidade relativa de alto <i>Trapping Number</i>	69
Tabela 5-5: Dados de saturação de gás e óleo para uma faixa de valores de <i>Trapping Number</i>	70
Tabela 5-6: Dados de permeabilidade relativa ao gás e ao óleo para uma faixa de valores de <i>Trapping Number</i>	70
Tabela 5-7: Dados do expoente Corey para o gás e o óleo para uma faixa de valores de <i>Trapping Number</i>	71
Tabela 5-8: Valores médios de Permeabilidade Efetiva ao gás (mD).....	84
Tabela 5-9: Reduções percentuais dos valores de permeabilidade efetiva ao gás.....	85
Tabela D-1: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P03 – krel_Lab.....	99
Tabela D-2: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P09 – krel_Lab.....	99
Tabela D-3: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P18 – krel_Lab.....	100
Tabela D-4: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P43 – krel_Lab.....	100
Tabela D-5: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P03 – krel_Upscaling	101
Tabela D-6: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P09 – krel_Upscaling	101
Tabela D-7: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P18 – krel_Upscaling	102
Tabela D-8: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P43 – krel_Upscaling	102
Tabela D-9: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P03 – krel_Corey_Original.....	103

Tabela D-10: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P09 – krel_Corey_Original.....	103
Tabela D-11: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P18 – krel_Corey_Original.....	104
Tabela D-12: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P43 – krel_Corey_Original.....	104
Tabela D-13: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P03 – krel_Lab	105
Tabela D-14: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P09 – krel_Lab	105
Tabela D-15: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P18 – krel_Lab	106
Tabela D-16: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P43 – krel_Lab	106
Tabela D-17: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P03 – krel_Upscaling	107
Tabela D-18: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P09 – krel_Upscaling	107
Tabela D-19: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P18 – krel_Upscaling	108
Tabela D-20: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P43 – krel_Upscaling	108
Tabela D-21: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P03 – krel_Corey_Original.....	109
Tabela D-22: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P09 – krel_Corey_Original.....	109
Tabela D-23: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P18 – krel_Corey_Original.....	110
Tabela D-24: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P43 – krel_Corey_Original.....	110

Lista de Abreviaturas

Letras gregas

ϕ - porosidade
 ℓ - fase do fluido
 μ - viscosidade do fluido
 ρ - massa específica
 γ - peso específico do fluido;
 Φ - potencial de escoamento;
 σ - tensão interfacial
 θ - ângulo de contato
 τ - parâmetro do modelo de Pope

Letras latinas

a - expoente da implementação do modelo de Pope no GEM com ajuste Corey
 A - área
 g - aceleração da gravidade
 i - índice de posição ou fase do fluido ou nó da rede de poros
 j - aresta da rede de poros
 k - permeabilidade absoluta da rocha
 L - comprimento
 n - número de células, expoente de Corey ou número de fases
 N - número capilar ou *Trapping Number*
 P, p - pressão
 Q, q - vazão de escoamento
 R - raio de curvatura, raio do capilar
 S - saturação
 T - temperatura ou parâmetro do modelo de Pope
 t - tempo
 v, u - velocidade
 x - coordenada ou direção do eixo x
 y - coordenada ou direção do eixo y
 z - coordenada ou direção do eixo z

Siglas e Abreviações

ASCII – *American Standard Code for Information Interchange* (Código Padrão Americano para o Intercâmbio de Informação)
BHP – *Bottom Hole Pressure* – Pressão de fundo de poço
CMG – *Computer Modelling Group Ltda.*
CT – Tomografia computadorizada
IFT – *Interfacial tension* – tensão interfacial
IP – Índice de Produtividade

JBN – Método Johnson, Bossler e Naumann
krel – permeabilidade relativa
MDF – Método das Diferenças Finitas
RGO – Razão gás óleo

Sobrescritos

high – alto *trapping number*
low – baixo *trapping number*
*o, ** - propriedade para o ponto terminal (*endpoint*)
_ - propriedade normalizada

Subscritos

c – propriedade no ponto crítico ou condensado
e – estática
f – propriedade efetiva
g – fase gás
i – propriedade irreduzível
l – líquido
o – fase óleo
R – propriedade nas condições de reservatório
r – propriedade residual, rocha ou propriedade relativa
t – total
w – fase água ou well (poço)
x – coordenada ou direção do eixo x

*“Don’t let the noise of others’ opinions
drown out your own inner voice.”*
Steve Jobs

1

Introdução

No contexto de mudanças climáticas e alterações da matriz energética pelas quais o mundo vem passando nas últimas décadas, o gás natural exerce um papel importante como energia de transição. Ele, como substituto de combustíveis mais poluentes, melhora a qualidade do ar e limita as emissões de dióxido de carbono, como indica o *World Energy Outlook Special Report* (1).

O gás natural é uma fonte primária de grande disponibilidade, e vem ganhando destaque principalmente nos últimos anos. No contexto de reservatórios de petróleo, ele acaba sendo um ator importante, presente em maiores ou menores quantidades na produção, a depender da qualidade do fluido e da estratégia de exploração. O balanço oferta-demanda de mercado é uma questão mais intangível, mas que vem sendo muito discutida recentemente. A correta combinação de oferta firme e flexível é a chave para o melhor retorno econômico e depende de investimentos na infraestrutura de escoamento, processamento e logística de transporte e distribuição.

Diante do cenário de grandes incertezas quanto à previsão do preço do gás no mercado nacional, dentre as possíveis fontes de gás de campos de petróleo, campos com gás não associado do tipo gás condensado acabam se destacando pelo maior valor agregado da sua produção, conforme será referenciado na sequência. Porém, é importante ressaltar que tais reservatórios possuem um comportamento muito único, sendo considerados dos mais complexos reservatórios a se desenvolver devido as suas constantes mudanças de composição e fase ao longo do processo de produção.

No decorrer desse estudo, serão exploradas algumas variáveis que podem afetar a recuperação de reservatórios de gás condensado devido a sua condição de condensação.

1.1

Apresentação

Reservatórios de petróleo podem ser classificados de acordo com os fluidos presentes em subsuperfície. A Figura 1.1 mostra um diagrama de pressão *versus* temperatura para uma mistura de hidrocarbonetos, evidenciando seu envelope de fases. No diagrama temos a separação de três regiões. A primeira, à direita, representa reservatórios em que o fluido original é classificado como gás seco ou gás úmido, sendo diferenciados pela quantidade de condensado produzida em condições de superfície. A segunda, à esquerda, representa reservatórios de óleo, que podem ser classificados em óleos de leves a pesados, dependendo da sua densidade e viscosidade. E a região central corresponde a reservatórios de gás condensado ou gás retrógrado. Este último tipo de fluido é caracterizado por apresentar como temperaturas iniciais do reservatório valores que se encontram entre a temperatura crítica do envelope de fases e a reta que tangencia esse envelope, correspondente à cricondenterma.

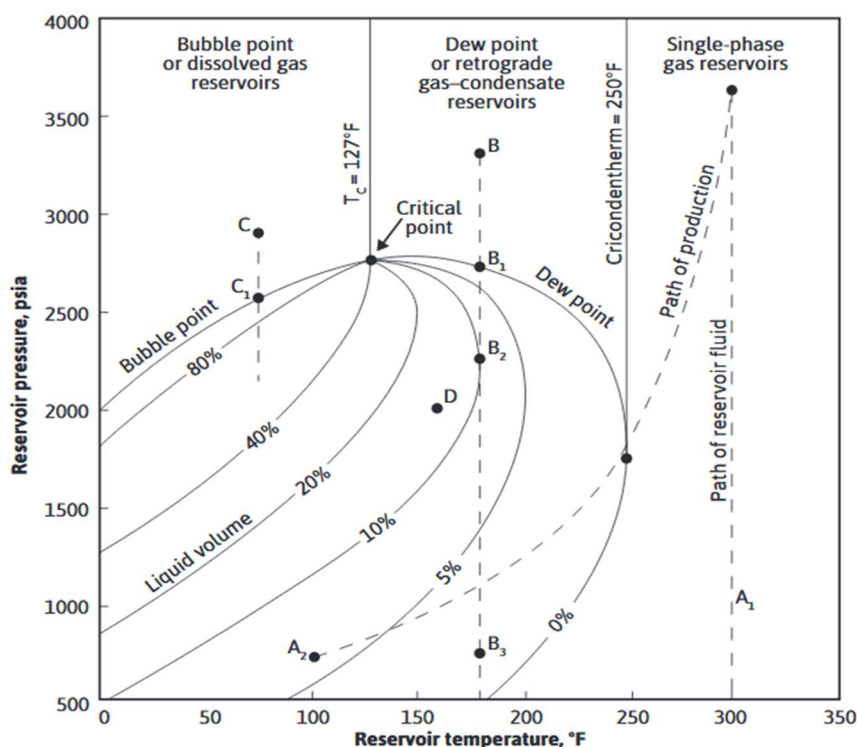


Figura 1.1 – Envelope de fases para uma mistura de hidrocarbonetos– adaptado de Craft e Hawkins (2)

Gás condensado é um fluido que possui como característica importante a formação de condensado nas condições de reservatório devido a depleção, após atingimento da pressão de saturação, ou nesse caso chamada pressão de orvalho, além da já conhecida produção de condensado em condições de superfície. De acordo com a Figura 1.2, reservatórios com esse fluido podem ter diferentes graus de deposição de condensado ou condensação. A Figura 1.2 evidencia em amarelo a zona de condensação a qual o reservatório de gás condensado atinge, dependendo das suas condições de depleção.

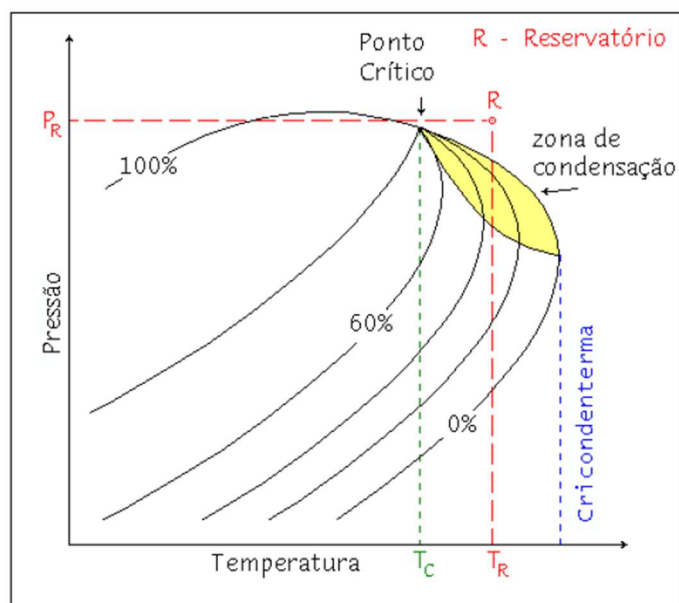


Figura 1.2 - Envelope de fases para fluido gás condensado - Adaptado de Machado (3)

1.2 Motivação

Ao longo da produção de reservatórios de gás condensado, dois fenômenos consequentes podem ocorrer, representando desafios importantes para o seu desenvolvimento.

O primeiro, e mais provável, é a transição de uma para duas fases durante a depleção, nas condições de reservatório. Quando se abre os poços para a produção, estamos diminuindo a pressão sob temperatura constante, o que no diagrama da Figura 1.2 significa se mover ao longo da reta vertical vermelha e sair do ponto R (condição inicial do reservatório) e atingir a região amarela, em que temos duas fases, gás e condensado. Próximo aos poços do campo é onde primeiramente são atingidas as regiões bifásicas, pois são as regiões de maior variação de pressão.

A depender das condições de vazão e interação rocha-fluido, pode ocorrer o fenômeno que chamamos de bloqueio por condensado (*condensate blockage*) em que bancos de condensado se formam, geralmente nas regiões bem próximas aos poços, dificultando o escoamento e podendo diminuir consideravelmente a produção de gás.

A Figura 1.3 mostra três regiões típicas para um reservatório de gás condensado. O comportamento do campo pode ser dividido em três regiões, uma vez que a pressão de fundo cai abaixo da pressão do ponto de orvalho. Longe de um poço produtor, região 3, onde a pressão de reservatório é maior que a pressão de orvalho, há apenas uma fase de hidrocarboneto presente, o gás. Mais perto do poço, região 2, existe uma região entre a pressão do ponto de orvalho e o ponto r_1 , em que o condensado atinge a saturação crítica para escoamento. Nesta região de acúmulo de condensado, ambas as fases estão presentes, mas apenas o gás flui. Uma vez que a saturação do condensado excede a saturação crítica, ambas as fases fluem em direção ao poço, região 1. A saturação crítica de óleo, também chamada de saturação residual, é a quantidade de óleo que fica aderida à rocha, distribuída no sistema poroso, e que terá sua mobilidade como função da distribuição do tamanho de poros, da heterogeneidade microscópica da rocha e da molhabilidade.

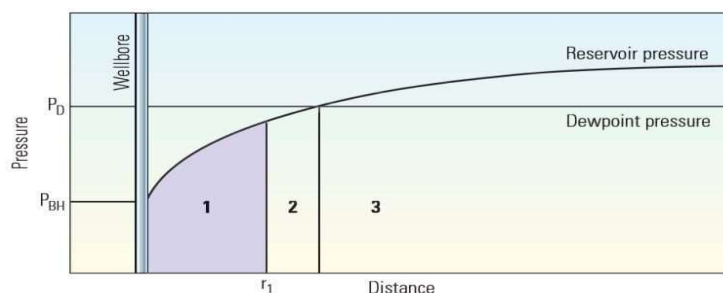


Figura 1.3 - Reservatório de gás condensado dividido em três regiões – Fan *et al.* (4)

A Figura 1.4 mostra as mesmas regiões da Figura 1.3 mas com foco na mobilidade dos fluidos. A principal diferença entre as regiões 1 e 2 é a mobilização de condensado. Na região 2, o condensado é imóvel porque a saturação do condensado está abaixo da saturação crítica. Essas duas regiões são as regiões de banco de condensado.

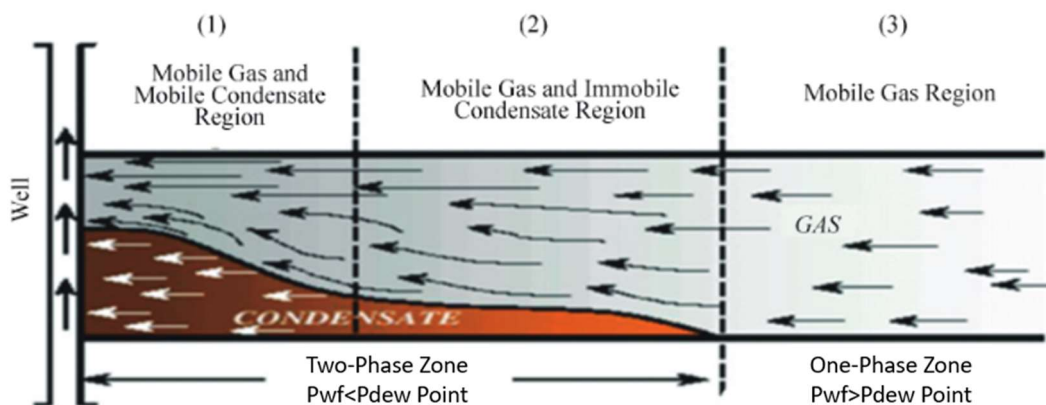


Figura 1.4 - Comportamento do fluido nas três regiões de pressão – Amani e Nguyen (5)

Seria crucial conseguir representar, da forma mais fiel possível, esse último fenômeno, a fim de estimar a redução de produtividade devido a deposição do condensado. Isso nos permitiria termos uma melhor estimativa da viabilidade econômica da exploração desse tipo de reservatório, e ainda, mais que isso, nos permitiria definir a melhor estratégia de gerenciamento do projeto a ser implementado ao longo da exploração.

Uma importante ferramenta que nos auxilia na representação da interação rocha-fluido, servindo como dado de entrada nas simulações numéricas de reservatórios, é a curva de permeabilidade relativa. Através dela, podemos representar o escoamento bifásico em meios porosos e a diferença de mobilidade de um fluido com relação ao outro em função da saturação das fases. Esse tópico será detalhado na seção 2.3. Para gás condensado, essas curvas são especialmente complexas porque além de serem dependentes da saturação dos fluidos, precisam levar em conta os efeitos de tensão interfacial entre as fases e a velocidade do escoamento. Esse tópico será detalhado na seção 2.4.

Idealmente, para o caso de curvas de permeabilidade relativa gás-líquido de reservatórios de gás condensado, seria importante representar da melhor maneira o fenômeno da condensação no reservatório e consequentemente melhor quantificar a produção de gás a partir dos poços. Na realidade, porém, existe uma certa limitação de representatividade do fenômeno citado anteriormente nos ensaios laboratoriais praticados pela indústria. Não é possível reproduzir as condições de reservatórios em que o fluido original é gás e após depleção surge uma nova fase, líquida, com o condensado depositado. Os trabalhos na literatura usam modelos empíricos dessas curvas que precisam seguir algumas simplificações, desconsiderando fenômenos físicos. Esse tópico será detalhado na seção 2.6.

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é avaliar comparativamente a adoção de diferentes curvas de permeabilidade relativa em modelo numérico de um reservatório de gás condensado em escala de campo.

Para obtenção da primeira curva de permeabilidade relativa utilizada na análise, que serviu como dado de entrada deste trabalho, foi necessário atingir o objetivo inicial de reproduzir uma simulação de escoamento em rede de poros para

a escala mais próxima possível em uma simulação numérica de simulador comercial de diferenças finitas.

A partir daí, seguem os objetivos específicos:

- Propor uma metodologia de *scale-up*, da escala de micro-poro para escala de campo, aplicada à curva de permeabilidade relativa utilizada como dado de entrada original, obtida simulando fenomenologicamente o processo de condensação no reservatório;
- Adotar um modelo de permeabilidade relativa que capte a dependência da velocidade neste processo de *scale-up*;
- Identificar impactos em produtividade na escala de campo e na evolução da saturação de condensado em regiões próximas aos poços, comparando os resultados individuais utilizando como dados de entrada as duas curvas de permeabilidade relativa obtidas nas etapas anteriores citadas e a do ensaio laboratorial obtida por deslocamento imiscível gás-óleo em plugue de rocha.

1.4

Estrutura da Dissertação

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. No Capítulo 1, apresenta-se o tema proposto, assim como as motivações e objetivos do trabalho.

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica necessária para entendimento da dissertação. Serão abordados temas como: simulação numérica utilizando o método de diferenças finitas para a descrição do escoamento em meios porosos, permeabilidade relativa e a influência da tensão interfacial, simulação de rede de poros e *Trapping Number Model*.

O Capítulo 3 mostra uma breve revisão bibliográfica dos fundamentos teóricos e metodologias de outros autores para o desenvolvimento da metodologia apresentada por este trabalho.

O Capítulo 4 descreve a metodologia geral aplicada para a obtenção dos resultados das simulações. São detalhados os insumos necessários, ajustes de dados e premissas adotadas para atingir os objetivos propostos. Além disso, os desafios encontrados são listados, apresentando as soluções sugeridas para seguir com o fluxo do trabalho.

No Capítulo 5, são apresentados os resultados das simulações numéricas para o fluido estudado, desde a menor escala possível até a escala de campo. Passando pela otimização utilizada no processo de *upscaling* de permeabilidade relativa, também são apresentadas as comparações de produtividade e evolução de saturação de fluido para as simulações em escala de campo, utilizando como insumo as três diferentes curvas de permeabilidade relativa avaliadas.

Finalmente no Capítulo 6 são destacadas as conclusões da autora a respeito do tema e são feitas algumas sugestões de trabalhos futuros.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Simulador Comercial em Diferenças Finitas

A simulação numérica é uma importante ferramenta para a modelagem de reservatórios de petróleo. Os métodos computacionais auxiliam no estudo e na modelagem de escoamento, fornecendo previsões sobre o comportamento dos fluidos desse reservatório ao longo do tempo de produção.

As equações matemáticas que representam os fenômenos físicos envolvidos no escoamento de fluidos em meios porosos geralmente não podem ser resolvidas analiticamente para a maioria das representações, excetuando-se problemas específicos e suas simplificações, e devem ser resolvidas usando métodos numéricos.

O método das diferenças finitas (MDF) é um método numérico que substitui as equações diferenciais que governam o comportamento da solução do problema em estudo por um sistema de equações algébricas obtido através da simplificação dos operadores diferenciais em função dos valores discretos dos campos. Para isto, o domínio do problema é discretizado em uma malha de pontos ou nós e uma equação de diferenças é determinada para cada um desses pontos. Isso gera um sistema de equações lineares cuja solução determina o valor da função incógnita nos pontos da malha. A derivação das equações de diferenças necessárias pode ser feita através de séries de Taylor (Apêndice A) ou através de volumes de controle.

No método das diferenças finitas, as variáveis primárias (pressão de poros, saturação, temperatura, etc.) são calculadas no centro da célula da malha de simulação. Para o escoamento unidimensional na direção x , uma malha de blocos centrados pode ser construída conforme a Figura 2.1. Para este caso, a malha consiste em n_x células superpostas no reservatório. As fronteiras do bloco i são designadas por $i+1/2$ e $i-1/2$ e o seu centro é designado por x_i .

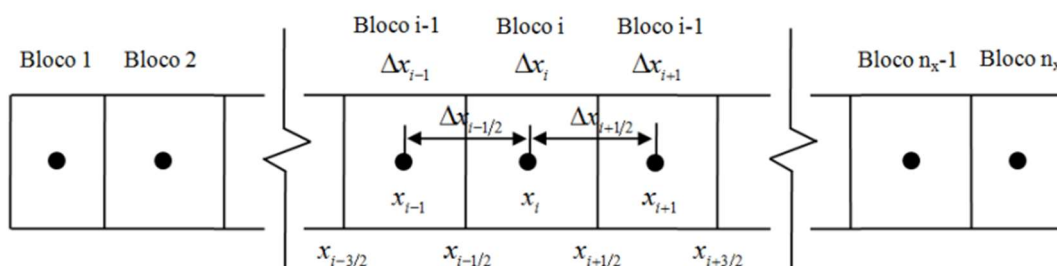


Figura 2.1 - Malha unidimensional de blocos centrados – adaptado de Marsili (6)

Em se tratando da modelagem de escoamento de reservatórios de petróleo, a representação acima é extrapolada para cenários multidimensionais.

De Ertekin *et al.* (7), deve ser enfatizado que a solução das equações por diferenças finitas é obtida apenas em pontos discretos do domínio. Por exemplo, as pressões calculadas em um simulador de reservatório são conhecidas apenas em

alguns pontos do reservatório, em contraste com a solução analítica em que as pressões são conhecidas em todos os pontos do reservatório.

As principais vantagens do MDF são: relativa simplicidade da formulação e estimativa da precisão da solução a ser obtida, antes mesmo da análise. A principal limitação do MDF é a necessidade de uma malha de pontos relativamente regular, o que limita a sua aplicação a casos com geometria mais simples. É possível criar uma malha irregular para aplicação do MDF. Porém, em geral, isso acarreta perda de precisão e da simplicidade da formulação.

No contexto da modelagem de escoamento de reservatórios de petróleo, a Equação da Difusividade Hidráulica (8) é a equação diferencial que governa o escoamento em meios porosos. De acordo com Rosa *et al.* (9), ela é deduzida através da associação de três equações: a lei de Darcy, que descreve a relação do escoamento com o gradiente de pressão, ou seja, é uma equação de transporte de massa, a equação da continuidade, que descreve a conservação de massa e uma equação de estado que tanto pode ser uma lei dos gases como a equação da compressibilidade para o caso de líquidos.

2.2

Diferença de Escala

As leis físicas em meios porosos são bem conhecidas no nível dos poros; entretanto, na prática, para a aplicação em laboratório ou campo, geralmente, o interesse é voltado apenas para o comportamento global ou na média do volume do sistema de meio poroso. Devido à complexidade das geometrias dos poros e à heterogeneidade de um sistema de meio poroso, o comportamento macroscópico não é facilmente deduzido daquele ao nível dos poros ou microescala.

Os sistemas físicos a serem estudados exibem comportamentos diferentes de acordo com a escala espacial e temporal avaliadas. Portanto, para modelar o escoamento de fluidos no meio poroso, é crucial compreender as respectivas escalas espaciais e temporais do problema a ser estudado, pois, caso essas escalas sejam muito grandes, a descrição matemática pode falhar na predição do comportamento. Enquanto, em escalas muito pequenas, a descrição matemática pode resolver detalhes supérfluos que aumentam a complexidade e o tempo computacional. Na literatura (10), são abordadas quatro principais escalas: a escala molecular, a microescala, a escala de resolução e a macro escala, que serão detalhadas a seguir.

a) Escala molecular: da ordem de nanômetros e os movimentos de todas as moléculas em um sistema podem ser considerados de forma determinística. O uso desta abordagem é bem amplo para diferentes físicas associadas, visto que, a física das interações moleculares é, geralmente, bem compreendida. Entretanto, esse tipo de simulação é severamente limitado, pelo nível de detalhamento ser computacionalmente proibitivo em maiores escalas.

b) Microescala: ela é definida como a menor escala de comprimento na qual o modelo contínuo pode ser aplicado. Sua principal diferença em relação à escala molecular consiste em ignorar o comportamento molecular em favor de aproximações contínuas. Os estudos em microescala oferecem oportunidades de acessar informações que não estão disponíveis nas abordagens macroscópicas e melhorar a compreensão conceitual do comportamento do sistema.

c) Escala de resolução: a escala de resolução é a necessária para resolver as características de um determinado escoamento e está relacionada à escala de

comprimento natural de um sistema de meio poroso. O seu comprimento pode variar dependendo do problema específico estudado.

d) Macroescala: consiste na maior das três escalas, cujos detalhes das configurações do espaço entre os poros são inacessíveis para a maioria dos sistemas a serem simulados. Para a representação destas escalas maiores, as abordagens requerem uma modelagem contínua que descreve o comportamento geral baseado em um comportamento médio. Ela possui a vantagem de negligenciar muitos detalhes da microescala, que podem não afetar, de forma significativa, o transporte em grandes escalas. Sendo assim, pode ser definida como a escala de comprimento, na qual as propriedades do sistema são invariáveis em relação ao tamanho do sistema. Nela, é possível explorar a hierarquia das escalas de comprimento por meio de uma estrutura multiescala, que desenvolve estratégias para transferir informações entre as escalas citadas.

Primeiramente, os modelos macroscópicos foram formulados como leis empíricas, como a equação de Darcy (9) e a sua formulação generalizada para escoamentos monofásicos e multifásicos [(11), (12)].

Segundo Battiato *et al.* (13), no contexto da evolução destes modelos, o de aumento de escala (*upscaling*) permite trazer as informações da microescala para a macro escala. Embora estes modelos possuam suas próprias particularidades, o objetivo principal é fundamentalmente o mesmo, gerar, de maneira formal, balanços diferenciais de escala macroscópica e completá-los por um processo de fechamento, também formal. Por isso, estes métodos possuem a definição da média de uma função sobre um volume de controle e a construção de uma equação efetiva para tais quantidades médias.

2.3

Curvas de Permeabilidade Relativa

No caso do escoamento bifásico, a capacidade de fluxo de cada um dos fluidos no meio poroso é chamada de permeabilidade efetiva (k_f). Enquanto a permeabilidade absoluta é uma propriedade da rocha, a permeabilidade efetiva depende da saturação da fase no meio e características do espaço poroso.

A permeabilidade efetiva depende principalmente da molhabilidade, das saturações do fluido, do histórico de saturação, da distribuição do tamanho dos poros, entre outros fatores.

A razão entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta é chamada de permeabilidade relativa, que, assim como a permeabilidade efetiva, é uma propriedade do conjunto rocha-fluido. $k_r = k_f/k$.

As curvas de permeabilidade relativa representam uma ferramenta útil para modelar o escoamento de sistemas multifásicos através do meio poroso e calcular a recuperação de hidrocarbonetos levando-se em conta a distribuição de saturações dos fluidos no reservatório.

As permeabilidades relativas bifásicas são obtidas a partir de experimentos laboratoriais que podem ser realizados em regime permanente ou em regime transiente. Algumas hipóteses simplificadoras são adotadas. Os valores de permeabilidade relativa obtidas nesses ensaios são calculados a partir da Lei de Darcy (9). Os ensaios de determinação de permeabilidade relativa gás-óleo serão apresentados na seção 2.6.

Simplificadamente, em um plugue completamente saturado de óleo, onde a permeabilidade relativa ao óleo (k_{ro}) será 100%, inicia-se a injeção de água. Quando

a saturação de água no plugue atingir um valor tal que a permita fluir (S_{wi}), a permeabilidade relativa à água (k_{rw}) passa a aumentar enquanto a k_{ro} vai diminuindo com a diminuição de sua saturação. Como geralmente a água é o fluido molhante, esse é um processo de embebição. Procedimento semelhante é realizado para a medição da permeabilidade gás-óleo (ou gás-líquido), com o gás sendo injetado (geralmente considerado fluido não-molhante), onde ocorre o processo de drenagem.

A Figura 2.2 traz a representação genérica dos dois tipos de curva de permeabilidade relativa citadas, a de interação água-óleo e a de interação gás-líquido, onde: S_w é a saturação de água, S_o é a saturação de óleo, S_g é a saturação de gás, S_{wr} é a saturação de água residual ou irreduzível (S_{wi}), S_{orw} é a saturação de óleo residual à água, S_{org} é a saturação residual de óleo ao gás, S_{gr} é a saturação residual de gás, (todas em base volumétrica) k_{rw} é a permeabilidade relativa à água, k_{rg} é a permeabilidade relativa ao gás, k_{row} é a permeabilidade relativa ao óleo no experimento água-óleo, k_{rog} é a permeabilidade relativa ao óleo no experimento gás-líquido.

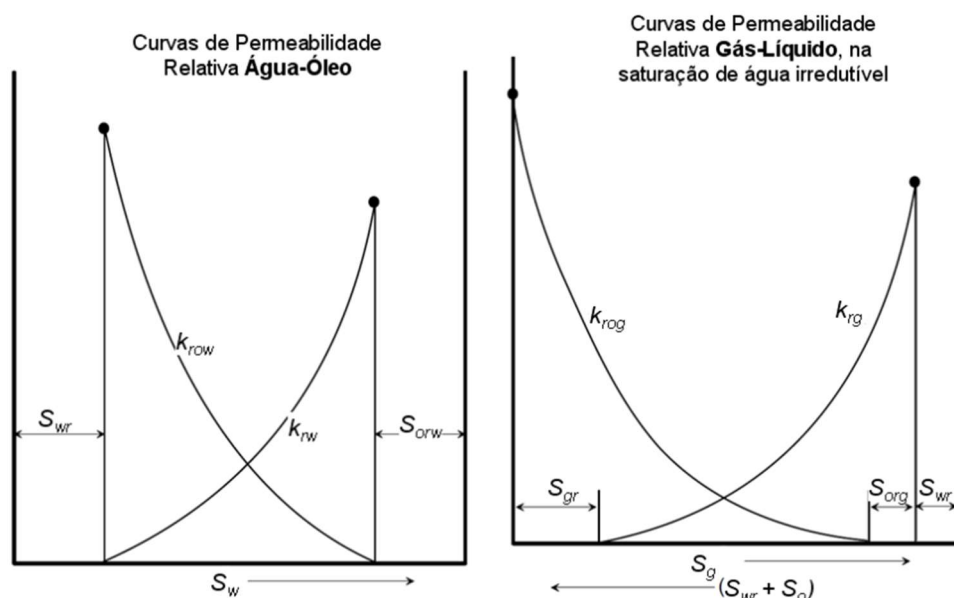


Figura 2.2 - Representação genérica de curvas de permeabilidade relativa água-óleo e gás-líquido – adaptado de GEM™ 2020.10 Manual (14)

Alguns fatores que influenciam o formato dessas curvas são a geometria interna do espaço poroso, a molhabilidade da rocha, a tensão interfacial entre os fluidos e o histórico ou processo de saturação, se drenagem ou embebição.

No processo de embebição, do primeiro gráfico da Figura 2.2, percebe-se que a permeabilidade relativa à água é nula até uma determinada saturação mínima em que de fato ela começa a escoar, S_{wi} . Já o comportamento da fase oleosa é inverso, para baixas saturações de água, somente o óleo escoar. À medida que a saturação da fase aquosa aumenta, a permeabilidade do óleo cai até atingir um ponto no qual a fase oleica fica imóvel, essa saturação de óleo é conhecida como residual, S_{or} . Já no segundo gráfico da Figura 2.2, no processo de drenagem, a saturação e a permeabilidade relativa do gás aumentam a partir de um valor mínimo (S_{gr}), enquanto as saturações e permeabilidades relativas de óleo e água, as fases líquidas presentes no meio, diminuem. Podemos ainda fazer a leitura do segundo gráfico da direita para a esquerda, no sentido da diminuição da saturação de gás, ou do aumento da saturação de líquido, percebe-se que o óleo só começa a fluir e ter um

valor de permeabilidade relativa, a partir da saturação de óleo crítica, enquanto o gás tem o seu valor de saturação diminuindo até um valor de saturação residual. Essa última leitura seria uma interpretação do processo de aparecimento da fase condensado em reservatórios de gás retrógrado, por exemplo.

Além dos ensaios laboratoriais que podem ser realizados com plugues de rocha, as curvas de permeabilidade relativa também podem ser obtidas por modelos analíticos. Vários modelos preditivos, idealizando o escoamento no meio poroso como um feixe de capilares usando o conceito de pressão capilar, tem sido propostos na literatura. Porém, o modelo mais utilizado pela indústria petrolífera é o modelo modificado de Brooks e Corey (15), o qual é explicitamente função dos pontos terminais das permeabilidades relativas. Modelos como esse, que são conhecidos como leis de potência, são comumente utilizados em simuladores numéricos para modelar o escoamento no meio poroso.

O modelo de Brooks-Corey (15) para definição de permeabilidade gás-líquido utiliza as seguintes equações:

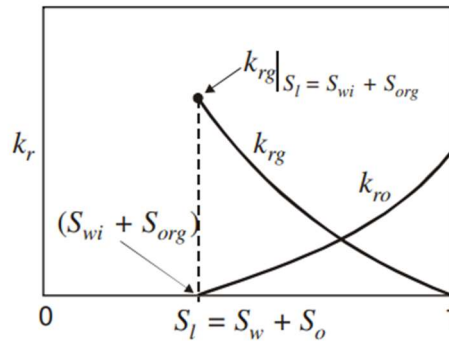


Figura 2.3 - Curvas de permeabilidade relativa para um sistema gás-óleo – Adaptado de Rosa *et al.* (9)

$$S_l^* = S_{wi} + S_{org}, \quad S_l = S_w + S_o, \quad (2-1)$$

$$k_{rg}(S_l) = \frac{k_{rg}(S_l^*)(1 - S_l)^{n_g}}{(1 - S_l^*)^{n_g}}, \quad (2-2)$$

$$k_{ro}(S_l) = \frac{k_{ro}(S_l=1)(S_l - S_l^*)^{n_{og}}}{(1 - S_l^*)^{n_{og}}}. \quad (2-3)$$

Onde: S_w é a saturação de água, S_o é a saturação de óleo, S_{wi} é a saturação irreduzível de água, S_{org} é a saturação de óleo residual, k_{rg} é a permeabilidade relativa ao gás, k_{ro} é a permeabilidade relativa ao óleo, $k_{rg}(S_l^*)$ é o ponto terminal da permeabilidade relativa ao gás, $k_{ro}(S_l=1)$ é o ponto terminal da permeabilidade relativa ao óleo, n_g é o expoente de Corey para o gás e n_{og} é o expoente de Corey para o óleo.

Os pontos terminais citados acima podem ser determinados a partir de medições feitas em laboratório, dados de perfis corridos nos poços e correlações, por exemplo. Os expoentes podem ser obtidos ajustando-se aos dados de laboratório as próprias equações apresentadas ou através do ajuste de histórico de um modelo numérico aos dados de produção de reservatório.

2.4 Tensão Interfacial

A pressão capilar refere-se à descontinuidade na pressão entre dois fluidos imiscíveis em contato. Esta depende da curvatura de separação entre os dois fluidos. A pressão na região côncava é maior que a do lado convexo da interface. Daqui surgem os conceitos de fase molhante e não molhante, além da definição de tensão interfacial.

A molhabilidade é definida como a tendência de um fluido aderir ou espalhar-se preferencialmente sobre uma superfície sólida em presença de outra fase imiscível. Em um reservatório, a superfície sólida é a rocha e os fluidos são água, óleo e gás. A fase que molha preferencialmente a superfície é denominada fase molhante e, por conseguinte, a outra fase é denominada a fase não molhante.

As forças superficiais afetam o equilíbrio da fase fluida. Sempre existe uma tensão na interface das fases de fluido, devido ao desequilíbrio de forças moleculares atrativas e repulsivas. As forças superficiais também afetam o início da formação de novas fases, desempenhando um papel importante no escoamento multifásico em reservatórios de petróleo. Segundo Danesh (8), a tensão interfacial (*IFT – interfacial tension*) é um índice quantitativo da tensão molecular na interface, definida como a força exercida na interface por unidade de comprimento ($\text{mN/m} = \text{dina/cm}$).

A interface entre fluidos imiscíveis resulta da interação entre as forças moleculares que atuam nas interfaces líquido-líquido e líquido-sólido, conforme representado na Figura 2.4.

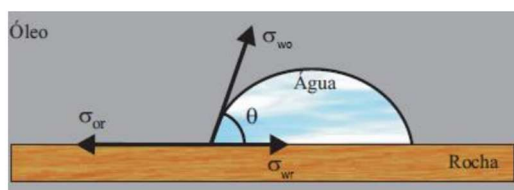


Figura 2.4 - Tensão interfacial entre as fases – adaptado de Renha e Carvalho (16)

Onde σ_{or} é a tensão interfacial entre o óleo e a rocha, σ_{wr} é a tensão interfacial entre a água e a rocha, σ_{wo} é a tensão interfacial água-óleo e θ é o ângulo de contato.

A equação de Young-Laplace permite calcular a pressão capilar a partir da tensão interfacial.

$$\Delta P = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right). \quad (2-4)$$

Onde: ΔP é a diferença de pressão entre a face interna e a externa, que pode ser definida como a pressão capilar, σ é a tensão interfacial entre os dois lados da interface e R_1 e R_2 são os raios de curvatura da interface, de acordo com a Figura 2.5

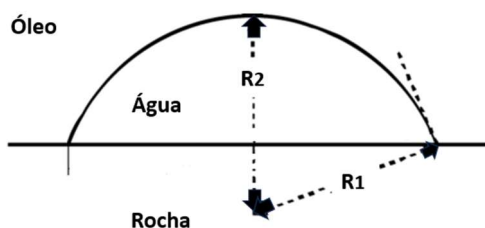


Figura 2.5 – Representação de uma gota de água sobre a rocha em um reservatório de óleo – Adaptado de Butt *et al.* (17)

A avaliação da tensão interfacial gás-líquido é de grande interesse em processos de produção de reservatórios onde as magnitudes relativas das forças superficiais, gravitacionais e viscosas afetam a recuperação.

As propriedades das fases variam de forma significativa com a pressão. De Firoozabadi *et al.* (18), a Figura 2.6 mostra a variação da tensão interfacial de sistemas gás-óleo com a pressão para um número de fluidos de reservatórios, onde a tensão aumenta com o decréscimo da pressão. Uma equação descrevendo os resultados apresentados também é mostrada.

Em se tratando de reservatórios de gás condensado em que atingimos a condição termodinâmica de presença de duas fases, nas regiões médias do reservatório, as propriedades das fases são mais próximas, e a tensão interfacial entre as fases é baixa. Porém, próximo aos poços temos as regiões com as menores pressões, e conseqüentemente o gás tem a tendência de redução da sua viscosidade e densidade enquanto o condensado apresenta um aumento da sua viscosidade, a tensão interfacial entre as fases fica maior.

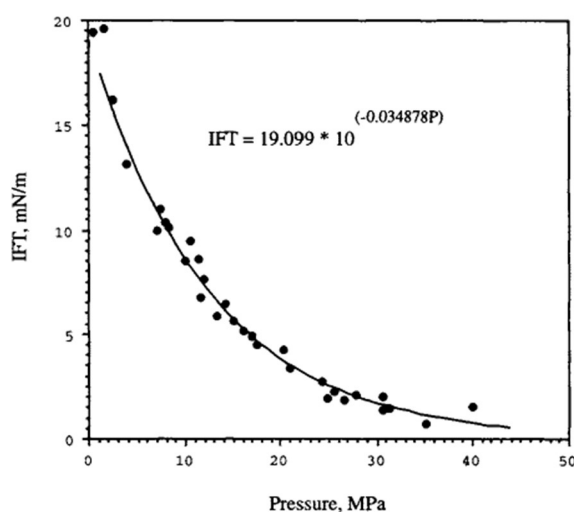


Figura 2.6 – Variações da tensão interfacial de sistemas gás-óleo com a pressão. Adaptado de Firoozabadi *et al.* (18)

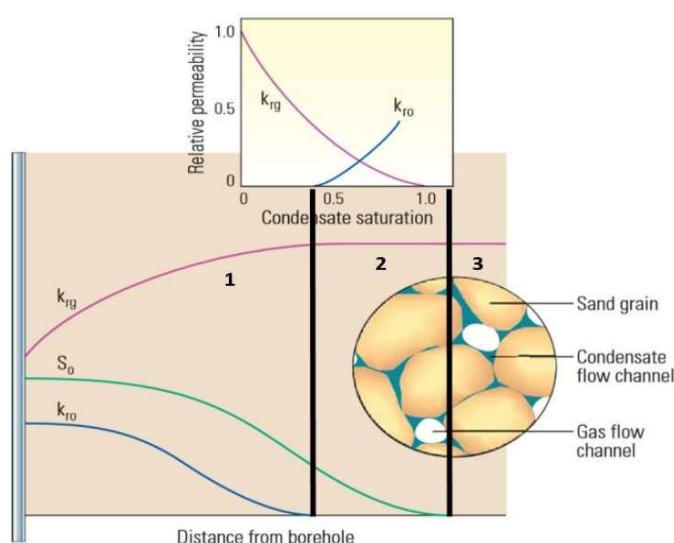


Figura 2.7 – Reservatório de gás condensado dividido em três regiões - Fan *et al.* (4)

As curvas de permeabilidade relativa devem descrever o fenômeno de bloqueio de condensado, descrito anteriormente. A Figura 2.7 apresenta de forma esquemática as curvas de permeabilidade relativa de gás e condensado. Uma vez que a pressão do fundo do poço caia abaixo do ponto de orvalho, o condensado sairá da fase gasosa. As forças capilares favorecem o contato do condensado com os grãos (detalhe, à direita). Após um breve período transiente, a região atinge uma condição de escoamento de estado estacionário com escoamento de gás e condensado (detalhe, topo). A saturação do condensado, S_o , é maior perto do poço porque a pressão é menor, o que significa mais perda de líquido. A permeabilidade relativa ao óleo, k_{ro} , aumenta com a saturação. A diminuição na permeabilidade relativa ao gás, k_{rg} , perto do poço ilustra o efeito de bloqueio. O eixo vertical, representado por um poço, é apenas esquemático.

Importante levar em consideração a distribuição de fases no espaço poroso. Afinal essa formação de líquido no reservatório é diferente daquela obtida nos processos convencionais de embebição ou drenagem realizados em laboratório.

A dependência da permeabilidade relativa com a tensão interfacial e a velocidade de escoamento (vazão) fica bem evidente no processo cíclico de abertura e fechamento de canais de escoamento de gás com as pontes de condensado formadas em algumas regiões preferencias do reservatório.

No espaço poroso da Figura 2.7, podemos ver uma quantidade de gás trapeada por pontes de condensado que envolvem os grânulos de rocha. O que mantém essas pontes presas no lugar é a pressão capilar, citada anteriormente.

Conforme a equação de Young-Laplace apresentada, a variação de pressão é função da curvatura do menisco e da tensão interfacial. Se a diferença de pressão no reservatório aumentar, por exemplo, a vazão do fluido também irá aumentar e assim se pode ultrapassar a pressão capilar requerida para produzir o gás trapeado nessas regiões. Sendo assim, tem-se uma reconfiguração no espaço poroso e a permeabilidade relativa ao gás aumenta. Pela eq. (2-4), poderíamos ter o mesmo efeito simplesmente reduzindo a tensão interfacial no meio.

Variações na permeabilidade relativa gás-óleo em função da tensão interfacial tem particular importância na área de simulação composicional, para reservatórios de gás condensado, onde as composições de gás e óleo variam de forma significativa ao longo da produção, tanto espacialmente quanto temporalmente. Nas próximas sessões, ficará mais evidente a influência da tensão interfacial na alteração da permeabilidade relativa ao longo dos escoamentos.

2.5

Simulações em Rede de Poros

Como já dito anteriormente, a previsão de bloqueio por condensado é comumente imprecisa, visto que experimentos raramente reproduzem as condições extremas e composições complexas dos fluidos dos reservatórios, enquanto a maioria dos modelos em escala de poros simplificam demasiadamente os fenômenos físicos associados à transição de fases entre gás e condensado.

Para corrigir essa lacuna, um modelo de rede de poros é utilizado nesse trabalho. O modelo escolhido foi apresentado por Reis e Carvalho (19) e compreende um modelo isotérmico, composicional e totalmente implícito. As redes de poros propostas consistem em estruturas tridimensionais de capilares constritos circulares. Através dessa geometria de capilares, é possível incorporar fenômenos físicos associados à formação e remoção das pontes de condensação no modelo.

Além disso, o escoamento em canais com seção transversal variável permite estimativas mais precisas das condições geométricas que levam ao rompimento do gás.

No modelo, a porção constrita dos capilares serve como garganta de poros, enquanto a região não confinada serve como poros. Para a formulação matemática, as redes foram particionadas em nós, identificados pelo índice i , e as arestas identificadas pelo índice j , conforme ilustrado na Figura 2.8.

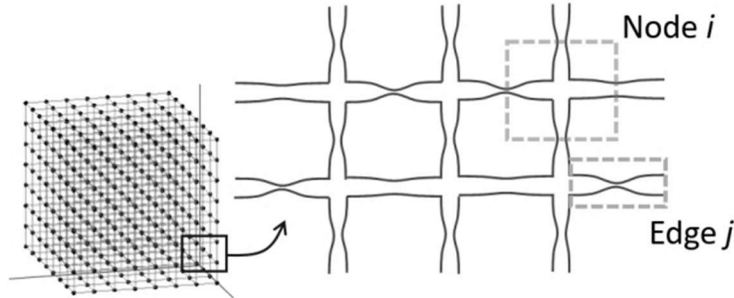


Figura 2.8 – Definição dos nós e arestas no modelo proposto – Reis e Carvalho (19)

Cada aresta corresponde a um dos capilares convergentes-divergentes compondo a rede. Eles são caracterizados pelo perfil hiperbólico apresentado nas eq. (2-5), eq. (2-6) e eq. (2-7), em que L_j é o comprimento do capilar, $R_{max,j}$ é o raio não constrito do capilar e $R_{min,j}$ é o raio constrito. Este perfil é ilustrado na Figura 2.9. Os nós são centrados nas interseções dos capilares. Um volume de controle é definido para cada nó, englobando o volume da interseção mais metade do volume dos capilares conectados a ele. Os volumes de controle dos nós definem os pontos nos quais as variáveis do modelo são calculadas, enquanto a geometria associada a cada borda define o transporte entre os nós. No modelo proposto, não há restrições relacionadas à topologia da rede. Portanto, as redes podem ser definidas com base em imagens 3D em escala de poros de amostras de rochas reais, ou ser construído através de redes sintéticas.

$$r_j(x) = \sqrt{a_j + b_j x^2}, \quad (2-5)$$

$$a_j = R_{min,j}^2, \quad (2-6)$$

$$b_j = \left(\frac{2}{L_j}\right)^2 (R_{max,j}^2 - R_{min,j}^2). \quad (2-7)$$

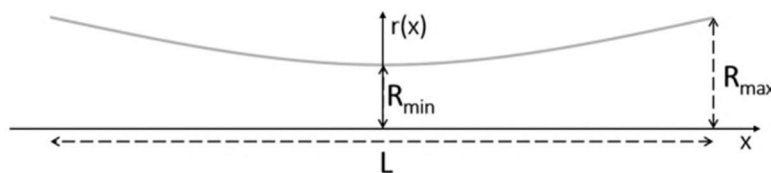


Figura 2.9 - Perfil convergente-divergente dos capilares – Reis e Carvalho (19)

Modos de condensação e padrões de escoamento são atribuídos aos capilares de acordo com a molhabilidade do meio, as saturações locais e a influência de forças viscosas e capilares. Nos nós da rede, pressão e fração molar de cada componente do fluido são determinados através da solução acoplada de equações de balanço molar e consistência de volumes. Concomitantemente, um cálculo *flash* à pressão e

à temperatura constantes, baseado na equação de estado de Peng e Robinson (20), é realizado em cada nó, atualizando as saturações e composições das fases.

Maior detalhamento sobre a descrição da rede de poros, a validação do modelo proposto e aplicações sugeridas se encontram em Reis e Carvalho (19).

2.6

Ensaio Laboratorial para Permeabilidade Relativa Gás-líquido

Para atender às demandas da indústria de óleo e gás, as análises laboratoriais de permeabilidade relativa gás-líquido são realizadas através da simulação física do escoamento bifásico transiente em meio poroso. Dois métodos de cálculo são comumente utilizados: o método de Jones-Roszelle e o método implícito. O método proposto por Jones-Roszelle foi inicialmente desenvolvido por Welge (21), de acordo com a teoria do deslocamento frontal de Buckley-Leverett (22). Através de Welge, pode-se obter o escoamento fracionário e a razão entre as permeabilidades relativas, a partir dos dados de pressão e vazão provenientes dos experimentos de laboratório.

Posteriormente, Johnson, Bossler e Naumann (23) estenderam o método de Welge para a determinação das permeabilidades relativas de cada uma das fases, o que veio a ser conhecido como método JBN. De forma resumida, as permeabilidades relativas são obtidas a partir das curvas de volume de óleo efluente e de pressão *versus* tempo. O método de Jones e Roszelle (24), em essência, é equivalente ao método JBN, proporcionando os mesmos resultados de permeabilidade relativa.

Os métodos de Jones-Roszelle e JBN são soluções analíticas do problema em que a componente difusiva do escoamento é desprezada através da imposição de velocidades de escoamento elevadas, quando então as forças viscosas se tornam preponderantes frente às forças capilares. Já o método implícito de cálculo das permeabilidades relativas se baseia no uso de um simulador numérico de escoamento, e pode levar em conta os efeitos capilares no escoamento.

O método implícito parte de uma parametrização das curvas de permeabilidade relativa e, através de um processo automático de ajuste, busca os valores dos parâmetros que resultem na simulação numérica mais próxima dos históricos reais de pressão e produção do experimento de laboratório.

Nos métodos implícito e JBN está embutida a hipótese de que os fluidos deslocado e deslocante são incompressíveis. Quando o fluido deslocante é um gás (muita vezes, usa-se o N₂), essa hipótese só é razoável se o escoamento ocorre em pressões elevadas, pois nessas circunstâncias o comportamento do gás assemelha-se ao de um fluido incompressível.

Cabe aqui ressaltar que testes de permeabilidade relativa gás-líquido em condições de reservatório são, de modo geral, bastante difíceis de serem realizados, ainda mais quando em amostras de alta permeabilidade. Há uma diferença enorme, de ordens de grandeza, entre os níveis de pressão propriamente ditos (ordem de grandeza de 10³ psi) e os diferenciais de pressão através do corpo-de-prova ao longo do tempo (10⁻¹ psi). Nessas circunstâncias, o erro nas medições de pressão é muito grande, sendo recomendado o uso de transdutores específicos para essa finalidade.

Os ensaios laboratoriais de permeabilidade relativa são realizados com o sistema laboratorial esquematizado na Figura 2.10, em que os componentes se agrupam em equipamentos de escoamento e de aquisição automática de dados.

Dessa forma, são obtidos dados de volume de óleo produzido e de pressão a intervalos de tempo especificados pelo operador.

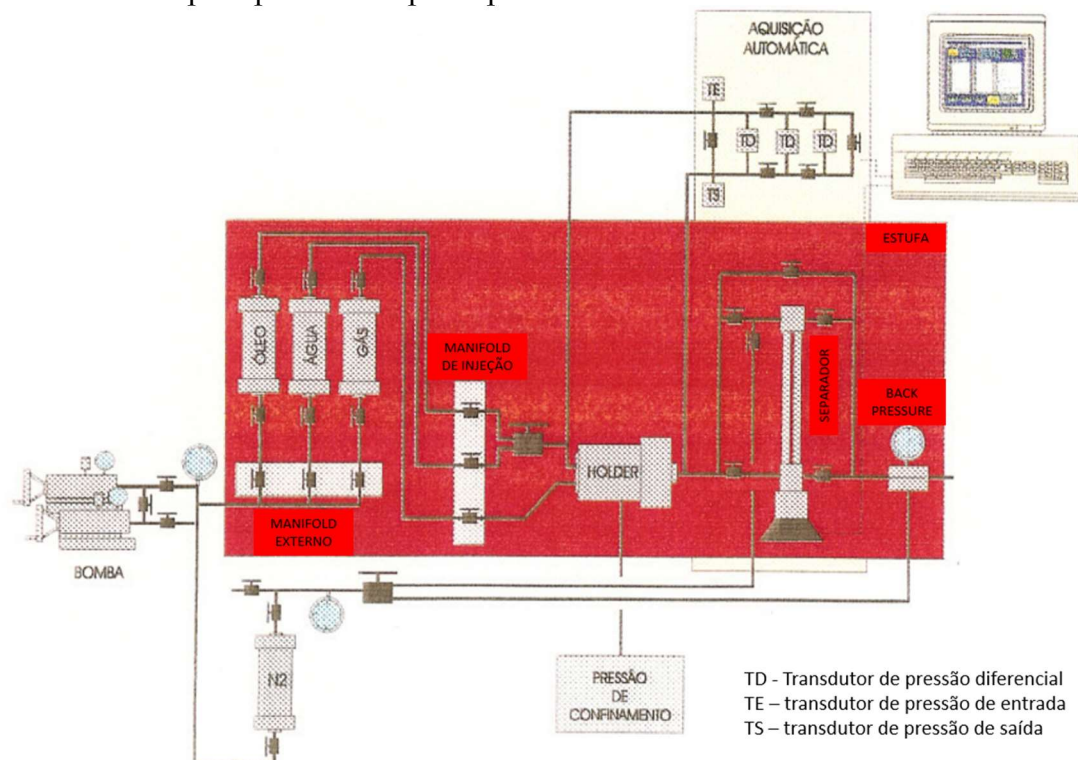


Figura 2.10 – Representação do equipamento empregado nos ensaios laboratoriais de permeabilidade relativa (Fonte: Comunicação pessoal: PETROBRAS, 1999)

A preparação das amostras e os testes de permeabilidade relativa gás-líquido seguem resumidamente os seguintes passos:

- 1) determinação da porosidade e da permeabilidade absoluta ao gás;
- 2) saturação das amostras com a água (salmoura) através de vácuo;
- 3) saturação com óleo através de deslocamento em escoamento da água pelo óleo até a saturação de água irredutível;
- 4) medida da permeabilidade efetiva ao óleo, na presença de água irredutível;
- 5) teste de permeabilidade relativa gás-líquido, com a injeção de gás, à vazão constante;
- 6) medida da permeabilidade efetiva ao gás na presença de água e óleo residuais;
- 7) cálculo das curvas de permeabilidade relativa com emprego de simulador numérico.

A determinação dos pontos terminais segue procedimentos similares, a diferença é que a injeção de gás é feita até a saturação de óleo residual.

Importante destacar que os ensaios laboratoriais geralmente utilizam um óleo mineral, em substituição ao óleo da formação (óleo vivo). Para essa seleção, o óleo mineral é escolhido de forma a proporcionar uma razão de viscosidades entre óleo e água equivalente ao valor encontrado nas condições de reservatório. Além disso, o gás utilizado no procedimento é gás nitrogênio, um gás inerte.

A Figura 2.11 representa uma curva típica obtida em um ensaio laboratorial como o descrito anteriormente, onde k_r é a permeabilidade relativa e S_l é a saturação de líquido.

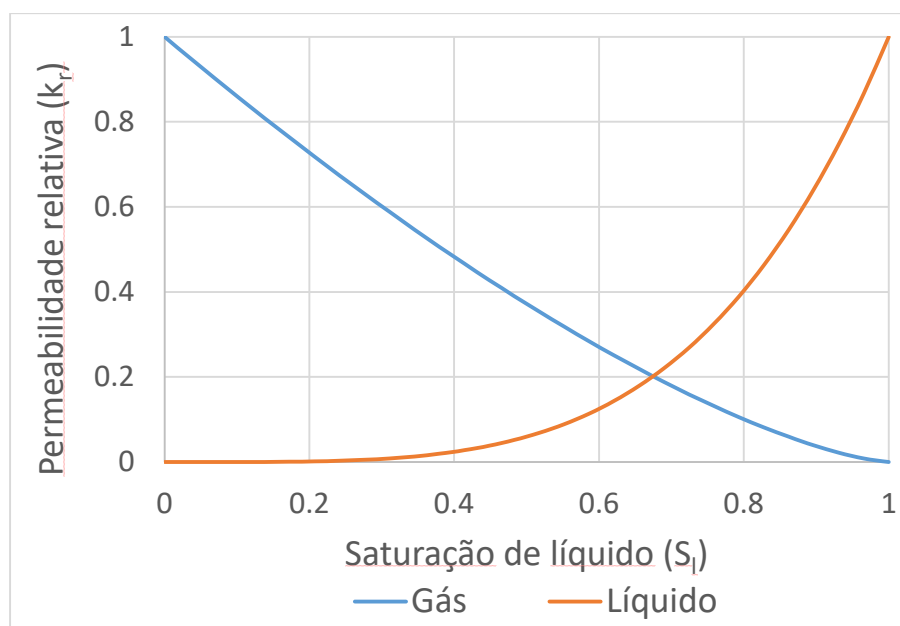


Figura 2.11 - Curva Corey padrão normalizada de ensaio laboratorial de injeção de gás nitrogênio em óleo mineral

Para essa curva padrão, o modelo utilizado para ajustar os dados experimentais foi a lei de potência de Corey. No gráfico, a curva está normalizada, mas ela é resultante de um ajuste no qual a permeabilidade relativa ao gás tem como valor máximo 0.511 e a permeabilidade relativa ao líquido tem como valor máximo 0.909. Os expoentes de Corey para essa curva são 1.43 e 4.07, valores para o gás e o líquido respectivamente. Esses dados estão resumidos na Tabela 2-1.

Tabela 2-1: Parâmetros do ajuste Corey para a curva padrão

k_{rg} máx	0.511	n_g	1.43
k_{ro} máx	0.909	n_o	4.07

2.7

Trapping Number Model

Conforme já explicado anteriormente, em reservatórios de gás condensado podemos encontrar o fenômeno de *condensate blockage* que pode ocasionar uma diminuição da produtividade dos poços. Essa diminuição de produtividade é reflexo da diminuição da permeabilidade relativa ao gás devido ao acúmulo de condensado em regiões próximas aos poços produtores. Também já foi mencionado que a permeabilidade relativa é uma função da tensão interfacial entre o gás e o condensado, entre outras variáveis.

Segundo McDougall *et al.* (25), estudos laboratoriais têm sido reportados sobre a medição da permeabilidade relativa de gás condensado em função da tensão interfacial. Em geral, esses estudos mostram que existe um aumento significativo da permeabilidade relativa ao gás com a diminuição da tensão interfacial entre gás e condensado.

Porém, a tensão interfacial não é o único parâmetro capaz de alterar a permeabilidade relativa, sabe-se também, de Henderson (26), que ela sofre

influência da proporção entre forças da fase trapeada que pode ser expressa como número capilar ou sua forma generalizada, *trapping number*. O número capilar é um parâmetro adimensional que quantifica a razão entre forças viscosas e capilares e é definido em função da velocidade do fluido, da viscosidade de uma das fases e da tensão interfacial entre as fases.

Pope *et al.* (27) propôs um modelo para calcular as permeabilidades relativas do gás e do condensado como uma função do *Trapping Number*, com apenas dados de *trapping number* baixos, ou seja, tensões interfaciais altas, e encontrou boa correspondência com dados experimentais na literatura. O modelo de Pope será apresentado a seguir.

O problema fundamental com o acúmulo de condensado no reservatório é que as forças capilares podem reter o condensado nos poros a menos que as forças que deslocam o condensado excedam as forças capilares. Na medida em que as forças de pressão no gás (fase deslocante) e a força de empuxo no condensado excederem a força capilar no condensado, a saturação do condensado será reduzida e a permeabilidade relativa ao gás aumentada.

De Pope *et al.* (27), o número capilar pode ser definido em função da velocidade do fluido em deslocamento, que pode ser feito através da Lei de Darcy (9), substituindo o gradiente de pressão com a velocidade:

$$N_{c\ell} = \frac{|\vec{k} \cdot \vec{\nabla} \varphi_{\ell}|}{\sigma_{\ell\ell'}} \quad (2-8)$$

Onde:

- $N_{c\ell}$ é o Número Capilar da fase ℓ
- k é a permeabilidade
- $\nabla \varphi_{\ell}$ é o Gradiente de potencial de escoamento para a fase ℓ
- $\sigma_{\ell\ell'}$ é a tensão interfacial entre as fases ℓ (fase deslocada) e ℓ' (fase deslocante)

A forma de cálculo para o número capilar apresentada na eq. (2-8) ressalta a importância das forças sob o fluido trapeado, ou seja, o condensado. Em alguns casos, as forças de empuxo podem contribuir significativamente para a força total sobre a fase trapeada e, para quantificar este efeito uma generalização para a definição do número capilar foi proposta por Jin (28) e chamada *Trapping Number*.

Na eq. (2-9) temos o cálculo do *Trapping Number* de uma fase ℓ deslocada pela fase ℓ' :

$$N_{T\ell} = \frac{|\vec{k} \cdot (\vec{\nabla} \varphi_{\ell'} + g(\rho_{\ell'} - \rho_{\ell}) \vec{\nabla} D)|}{\sigma_{\ell\ell'}} \quad (2-9)$$

Onde:

- $N_{T\ell}$ é o *Trapping Number* da fase ℓ
- k é a permeabilidade
- $\nabla \varphi_{\ell'}$ é o Gradiente de potencial de escoamento para a fase ℓ'
- g é a aceleração da gravidade
- $\rho_{\ell'}$ é a massa específica da fase ℓ'

- ρ_l é a massa específica da fase ℓ
- D é a profundidade.

A saturação residual de cada fase é calculada a partir do *Trapping Number* conforme equação:

$$S_{lr} = \min \left(S_l, S_{lr}^{high} + \frac{S_{lr}^{low} - S_{lr}^{high}}{1 + T_l(N_{Tl})^{\tau_l}} \right). \quad (2-10)$$

Onde:

- S_{lr} é a saturação residual da fase ℓ
- S_l é a saturação da fase ℓ
- S_{lr}^{high} é a saturação residual da fase ℓ para altos *trapping numbers*, tipicamente igual a zero
- S_{lr}^{low} é a saturação residual da fase ℓ para baixos *trapping numbers*
- T_l é um parâmetro do modelo, obtido ajustando dados experimentais
- τ_l é um parâmetro do modelo, tipicamente igual a 1, mas pode ser obtido ajustando dados experimentais

A transferência de massa pode reduzir o valor de S_l para valores menores que S_{lr} , o que requer um mínimo a ser considerado na eq. (2-10).

O próximo passo é estabelecer a dependência funcional da permeabilidade relativa do ponto terminal (*endpoint*) em função das saturações residuais e consequentemente, do *trapping number*. Segue equação:

$$k_{rl}^0 = k_{rl}^{0\ low} + \frac{S_{l'r}^{low} - S_{l'r}}{S_{l'r}^{low} - S_{l'r}^{high}} (k_{rl}^{0\ high} - k_{rl}^{0\ low}). \quad (2-11)$$

Onde:

- k_{rl}^0 é a permeabilidade relativa da fase ℓ no *endpoint*
- $k_{rl}^{0\ low}$ é a permeabilidade relativa da fase ℓ no *endpoint* para baixos *trapping numbers*
- $k_{rl}^{0\ high}$ é a permeabilidade relativa da fase ℓ no *endpoint* para altos *trapping numbers*
- $S_{l'r}$ é a saturação residual da fase conjugada, ou seja, condensado é a fase conjugada do gás
- $S_{l'r}^{low}$ é a saturação residual da fase conjugada para baixos *trapping numbers*
- $S_{l'r}^{high}$ é a saturação residual da fase conjugada para altos *trapping numbers*

O passo final é calcular a permeabilidade relativa de cada fase em função da saturação.

$$\log k_{rl} = \log k_{rl}^0 + \log \bar{S}_l + \frac{\log \left(\frac{k_{rl}}{k_{rl}^0} \right)^{low} - \log \bar{S}_l}{1 + T_{l'}(N_{Tl})^{\tau_{l'}}}. \quad (2-12)$$

Onde:

- k_{rl} é a permeabilidade relativa da fase ℓ
- $T_{l'}$ é um parâmetro do modelo, obtido ajustando dados experimentais

- $\tau_{l'}$ é um parâmetro do modelo, obtido ajustando dados experimentais

- \bar{S}_l é a saturação normalizada da fase l , definida pela eq. (2-13)

$$\bar{S}_l = \frac{S_l - S_{lr}}{1 - \sum_1^{n_p} S_{lr}}. \quad (2-13)$$

Onde: n_p é o número de fases presentes e S_{lr} é a saturação residual da fase l , calculada pela eq. (2-10).

As curvas de permeabilidade relativa para baixos *trapping numbers* são obtidas de medições de laboratório. As Figura 2.12 e Figura 2.13 mostram os valores de permeabilidade relativa ao gás e ao condensado calculadas para um vasto espaço amostral de *trapping numbers*, usando apenas os parâmetros $T_{l'}$ e $\tau_{l'}$. O modelo apresentado por Pope *et al.* (27) consegue representar bem as tendências gerais dos dados e mostra um potencial de melhoria em relação a abordagem tradicional usada em simuladores composicionais utilizados na modelagem de reservatórios de gás condensado.

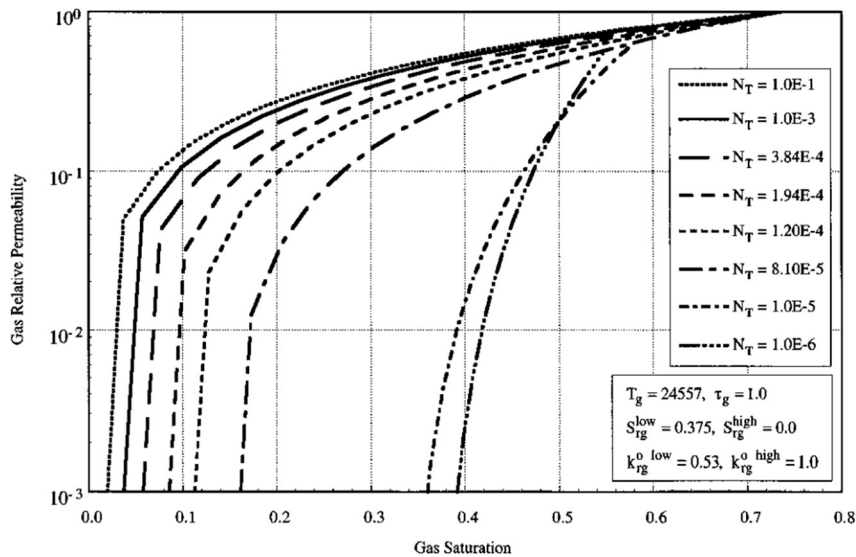


Figura 2.12 – Permeabilidade relativa ao gás calculada a partir do *Trapping Number* – Pope *et al.* (27)

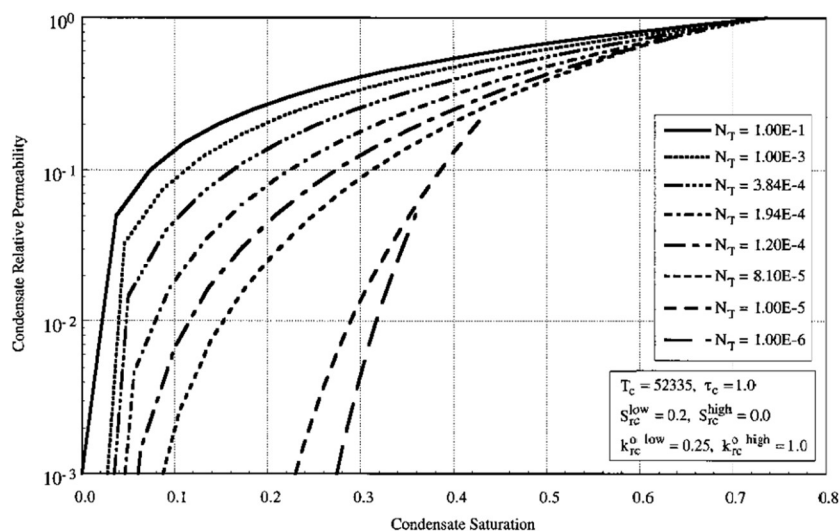


Figura 2.13 – Permeabilidade relativa ao condensado calculada a partir do *Trapping Number* - Pope *et al.* (27)

3

Revisão Bibliográfica

Simulações de escoamento multifásicos em meios porosos heterogêneos requerem uma visão mais detalhada em comparação com o escoamento monofásico em materiais porosos homogêneos. Satisfazer esta condição traz a necessidade de imagens em maior resolução, com descrição detalhada da microporosidade. Embora a resolução de alguns micrômetros possa ser suficiente para capturar o espaço poroso de muitos arenitos, a maioria dos carbonatos exibe uma grande quantidade de microporosidade; poros que estão abaixo da resolução da imagem e não são resolvidos na resolução específica. Negligenciar o efeito dos microporos no escoamento de fluidos e nas propriedades de transporte dessas rochas pode causar resultados errôneos particularmente nos valores de saturações.

Para o caso específico de desenvolvimento de campos de gás condensado, além da correta representação de heterogeneidades e diferentes escalas de permporosidades, a simulação de reservatórios deve levar em conta a deposição de líquido e o potencial bloqueio de condensado próximo ao poço. Incertezas relacionadas ao bloqueio podem arriscar a estimativa das reservas e produção de gás e condensado, e impactar o desenvolvimento do projeto. O banco de condensado desempenha um papel importante na capacidade de entrega do poço porque provoca o acúmulo de componentes mais pesados do gás no espaço poroso. Para o gerenciamento da produção de sistemas bifásicos de gás/condensado é essencial o diagnóstico da sua maneira especial de escoamento/distribuição de fluido no meio poroso (especialmente na condição de proximidade do poço). A permeabilidade relativa indica a competição entre as fases para fluir em meios porosos em escala macroscópica. Sua correta representação e a possibilidade de alteração em função da escala do modelo devem ser levadas em conta, principalmente para os cenários de reservatórios carbonáticos de gás condensado.

Imagens de alta resolução adquiridas por tomografia computadorizada de raios X são capazes de mapear a estrutura interna de meios porosos no qual as propriedades do escoamento multifásico podem ser calculadas. A tomografia micro computadorizada (CT) é uma técnica não destrutiva utilizada na indústria do petróleo para visualizar a estrutura interior das rochas. O micro-CT produz imagens 3D que são processadas e simplificadas em uma rede de poros e gargantas, a partir da qual são previstas as propriedades petrofísicas, como em Dong e Blunt (29).

Apourvari e Arns (30) consideram o escoamento bifásico em meios porosos e quantificam o efeito da microporosidade na permeabilidade efetiva da fase molhante para modelos de estruturas heterogêneas com quantidade variável de porosidade micro a macro. Eles propõem uma abordagem numérica multiescala para acoplar um efeito médio de microporos com uma representação explícita de macroporos. Os resultados mostram boa concordância entre a solução em escala fina e os resultados dos modelos ampliados em que regiões microporosas são homogeneizadas. Duas questões principais são abordadas: o impacto da microporosidade sobre as funções de permeabilidade relativa e como se pode associar esse efeito a poros parcialmente saturados em diferentes escalas de comprimento. Para responder a estas questões, um procedimento de aumento de escala é proposto, no qual se combinam os efeitos de microporos e macroporos na

fase molhante. É apresentado um passo importante no *upscaling* em vários estágios, começando pela escala de poros.

A simulação de reservatórios é comumente realizada em modelos ampliados de modelos geológicos complexos. O processo de aumento de escala introduz um desafio principal na simulação precisa da dinâmica de fluidos bifásicos em meios porosos. Para enfrentar este desafio, é importante alterar a permeabilidade relativa com precisão. Modelar e simular numericamente reservatórios carbonáticos é um desafio devido à coexistência de diversos elementos geológicos, e a complexa interação de vários mecanismos de trocas de massa entre esses meios. Para poder lidar com essa complexidade, é necessário construir malhas descritivas em escala fina que podem conter dezenas de milhões de células. Essas malhas de descrição de reservatórios são várias ordens de magnitude maiores do que um modelo de simulação pode acomodar. Assim, malhas com células maiores para a descrição dos reservatórios tornam-se cruciais na simulação de processos de transporte e escoamento em reservatórios heterogêneos, de acordo com Popov *et al.* (31).

Tornar a malha mais grossa exige fazer o *upscaling* das propriedades nas células grosseiras. Portanto, o *upscaling* visa produzir um modelo mais grosseiro que seja computacionalmente conveniente e reproduza o comportamento do escoamento do modelo em escala fina com a maior precisão possível. No entanto, o *upscaling* inclui alguns erros. Uma das principais fontes de erro no *upscaling* é o efeito de homogeneização. Homogeneização é a média da heterogeneidade disponível que leva à redução dos contrastes de permeabilidade. Para lidar com esses erros, diferentes métodos de *upscaling* foram propostos nas últimas três décadas. As técnicas tradicionais de *upscaling* em geral são baseadas na alteração, ou 'pseudoização', das curvas de permeabilidade relativa de modelos de reservatórios heterogêneos detalhados em escala fina com aqueles que fornecem comportamento equivalente em escalas mais grosseiras. Coats *et al.* (32) foram os primeiros a derivar pseudo funções. Essas funções podem ser divididas em equilíbrio vertical e pseudo funções dinâmicas. As primeiras assumem equilíbrio vertical no reservatório para calcular as pseudo curvas de permeabilidade relativa, o que significa que o reservatório tem segregação vertical mais rápida do que inundação horizontal. As segundas, utilizadas por Hashemi *et al.* (33), por outro lado, não dependem de nenhuma suposição, em vez disso calculam as curvas de permeabilidade relativa usando os resultados da malha em escala fina.

Segundo Durlfisky (34), duas das principais limitações no uso de pseudo permeabilidades relativas são a dependência do processo inerente às curvas resultantes e a necessidade de um conjunto diferente de curvas em cada bloco da malha de escala grosseira. Ele ilustra e quantifica essas limitações através de simulações numéricas de deslocamentos de domínio viscoso em sistemas bidimensionais heterogêneos em escala fina. Conclui-se que a forma funcional das descrições tradicionais de pseudo permeabilidades relativas é muito limitada para capturar uma ampla variedade de comportamento de escoamento e que é necessária uma 'descrição estendida', na qual as permeabilidades relativas alteradas dependem de outras variáveis além das saturações de fase. As variáveis adicionais propostas são a variância da saturação, a variância da pressão e a covariância velocidade-saturação.

Sun *et al.* (35) desenvolvem uma nova abordagem para *upscaling* de permeabilidades relativas. Eles propõem um método numérico que é baseado no método de diferenças finitas (MDF) e na análise digital de rochas (modelagem de redes de poros). A permeabilidade relativa da rocha digital (pequeno elemento) é

calculada com base na modelagem da rede de poros. Os pequenos elementos são combinados para compor um modelo maior com tamanhos diferentes. Eles mostram como a abordagem proposta é avaliada e comprovada para funcionar de forma eficiente no *upscaling* de permeabilidade relativa para escoamento bifásico em uma rocha reservatório homogênea. O grau de adaptação da permeabilidade relativa da fase aquosa simulada à original é melhor que o da fase oleosa.

Em se tratando de reservatórios de gás condensado, as simulações requerem permeabilidades relativas representativas para os tipos de rocha identificados que incluem o processo de deposição de condensado causado pela redução de pressão abaixo do ponto de orvalho e efeitos dependentes da velocidade no deslocamento do gás condensado, expresso pelo número capilar. O método de Whitson *et al.* (36), para determinar as permeabilidades relativas do gás condensado dependentes da velocidade, é suficientemente robusto e confiável para modelar bem a capacidade de entrega em reservatórios moderadamente homogêneos. No entanto, com o aumento da heterogeneidade, o escoamento de condensado de gás em fácies contrastantes ou zonas laminadas finas requer investigação mais profunda.

Com base nas propriedades das equações de escoamento composicional, Whitson *et al.* (36) utilizam o fato de que a razão de permeabilidades relativas ao gás e ao óleo é uma variável puramente termodinâmica, substituindo a saturação, quando o escoamento está em estado estacionário. A relação chave para definir o escoamento em estado estacionário em poços de gás condensado é a permeabilidade relativa em função da razão de permeabilidades relativas gás e óleo. Consequentemente, a determinação da saturação e da permeabilidade relativa em função da saturação não é importante para este cálculo específico. Uma vez que a relação $k_{rg} = f(k_{ro})$ é estabelecida experimentalmente e correlacionada com o número capilar (N_c), é possível uma modelagem precisa do bloqueio de condensado. Eles desenvolvem uma abordagem para ajustar dados de permeabilidade relativa de gás condensado em estado estacionário para modelar curvas de permeabilidade relativa e propõem um procedimento de projeto para definir as condições do laboratório e misturas fluidas que garantirão a medição do comportamento de permeabilidade relativa, em condições de escoamento relevantes para a região próxima ao poço, que dita o bloqueio por condensado. O efeito do número capilar na permeabilidade relativa do gás/condensado pode resultar em uma melhoria significativa na permeabilidade relativa do gás e, assim, reduzir a dificuldade de representação do impacto negativo do bloqueio de condensado.

Camadas finas de baixa permeabilidade podem atuar como regiões propícias a acúmulos de pontes de condensado, o que pode reter volumes de gás inicialmente conectados. Uma boa estimativa da capacidade de entrega do gás condensado é ainda mais complicada se houver escassez de amostragem de fluidos do reservatório, impedindo experimentos em toda a gama de regimes de pressão/escoamento. Fodgen *et al.* (37) demonstram como a tecnologia de rochas digitais pode melhorar a compreensão e diminuir o risco de previsão do escoamento de gás condensado em tipos de rochas contrastantes e com poucos dados de rocha representativos disponíveis. Eles empregaram um software que oferece simulação multifásica do escoamento dinâmico de gás condensado, estendido para modelar a condensação uniforme do espaço poroso ocupado pelo gás e a deposição e redistribuição do líquido nas superfícies rochosas e na estrutura porosa. A entrega de estimativas consistentes de permeabilidade relativa em um curto período de tempo, desta abordagem de rochas digitais, serviu para reduzir as incertezas na modelagem de reservatórios.

O bloqueio por condensado em regiões próximas aos poços pode ser difícil de capturar em modelos padrão de simulação de reservatório porque os blocos de poços, assim como as células do modelo como um todo, são normalmente muito grandes para resolver as variações de pressão e saturação que levam a este efeito localizado. Kim (38) constrói modelos de malha não estruturada, que incluem alta resolução no poço e em regiões próximas ao poço, para simular sistemas de gás condensado. As simulações de malha não estruturada são, no entanto, muito exigentes em termos computacionais. Por esta razão, procedimentos de aumento de escala de parâmetros próximos ao poço monofásicos e bifásicos são aplicados para tornar grosseiras as descrições não estruturadas em escala fina. O *upscaling* de duas fases gera funções de permeabilidade relativa de bloco de poço em escala grosseira.

Técnicas de aumento de escala bifásico próximo ao poço, que fazem uso de procedimentos de otimização para forçar a concordância nas taxas de escoamento dos componentes sobre um modelo de poço local (LWM – *local well model*), foram desenvolvidas por Hui e Durlofsky (39). Estes desenvolvem uma nova abordagem bifásica de *upscaling* para modelar deslocamentos com altas taxas de mobilidade. Para a região próxima ao poço, é apresentado um procedimento de aumento de escala especializado, que inclui componentes de aumento de escala monofásicos e bifásicos. Neste aumento de escala, as regiões locais ao redor de cada poço são consideradas e as produtividades dos poços na escala grosseira, as transmissibilidades de bloco de poço e as permeabilidades relativas são determinados de modo que as taxas de escoamento de escala fina e grosseira estejam em concordância. Longe dos poços, as permeabilidades relativas para cada bloco grosso são calculadas pela imposição de condições de contorno de escoamento efetivas, que demonstraram fornecer melhor precisão do que os procedimentos padrão.

Kim (38) utiliza uma variante simplificada dessa abordagem. Sua técnica de aumento de escala determina os parâmetros de escala grosseira através do uso de procedimentos de otimização de pesquisa direta que minimizam a incompatibilidade no escoamento resultantes entre simulações em escala fina e grosseira na região próxima ao poço. Comparações de soluções globais de modelo grosseiro com resultados de referência em escala fina demonstram que os modelos que usam apenas sistemas monofásicos fornecem um grau razoável de precisão quando apenas o gás está fluindo. Embora resultados menos precisos sejam observados quando gás e líquido estão fluindo, o uso adicional de *upscaling* de permeabilidades relativas de bloco de poço é apresentado para melhorar a precisão dos resultados da simulação quando duas fases estão fluindo. Assim, o procedimento global de *upscaling* fornece um meio para gerar modelos em escala grosseira que capturam a interação detalhada entre o poço e a região do reservatório próximo ao poço. O uso do *upscaling* para os parâmetros bifásicos de bloco de poço proporcionou melhores resultados, principalmente para o índice de produtividade.

Como já bem apresentado, o armazenamento de condensado em regiões próximas do poço é um fenômeno importante que afeta o escoamento de fluido em reservatórios de gás condensado. A importante função da permeabilidade relativa na representação da competição entre as fases é ainda maior quando tratamos de gás e condensado presentes ao mesmo tempo em condições de reservatório. Este parâmetro se altera principalmente em função de saturação de fluido. No entanto, a dependência da permeabilidade relativa e da saturação residual com a razão entre forças viscosas e forças capilares (denotadas pelo número capilar, N_c) em uma

escala microscópica/porosa está bem estabelecida na literatura como em Avraam e Payatakes (40), Delshad *et al.* (41) e Fulcher *et al.* (42).

Avraam e Payatakes (40) representaram um trabalho pioneiro, avaliando a permeabilidade relativa e o comportamento do regime de escoamento durante um escoamento óleo-água em estado estacionário em um espaço poroso modelo. Eles relataram um relacionamento robusto entre as permeabilidades relativas do óleo e da água e o número capilar, a razão de viscosidade e a razão de vazão. As permeabilidades relativas ao óleo e à água aumentaram com o aumento do número capilar. A formação de caminhos de petróleo conectados correspondeu aos maiores números capilares e às maiores permeabilidades relativas. Fulcher *et al.* (42) implementaram uma medição de permeabilidade relativa em estado estacionário para investigar o efeito do número capilar nas curvas de permeabilidade relativa. Eles também observaram uma estreita relação entre estes parâmetros, especialmente no caso de baixas tensões interfaciais.

Normalmente, a distribuição das fases nos espaços porosos é dominada por forças capilares. A magnitude das forças capilares é determinada pela Tensão Interfacial (IFT), a molhabilidade e a geometria dos poros, como em Delshad *et al.* (41). É bem reconhecido que uma redução na tensão interfacial (ou incremento do número capilar) implicará um aumento na permeabilidade relativa bem como a redução das saturações residuais de fluido (Chukwudeme *et al.* (43)). Em reservatórios de gás condensado, entretanto, as forças viscosas podem ser da mesma ordem de grandeza que as forças capilares como mostra Blom e Hagoort (44).

Uma vez que o processo de medição experimental da permeabilidade relativa é caro e demorado, correlações que descrevem a permeabilidade relativa são extremamente úteis na ausência de dados medidos em laboratório. Assim, existem diversas correlações publicadas na literatura para estimativa da permeabilidade relativa em reservatórios convencionais contendo fluidos imiscíveis (Brooks e Corey (14), Lomeland *et al.* (45)). Adicionalmente, diferentes pesquisadores tentaram vincular a permeabilidade relativa de fluidos imiscíveis ao número capilar e à saturação de acordo com o estado estacionário para experimentos de escoamento bifásico (Lenormand *et al.* (46), Tsakiroglou *et al.* (47)). No caso de gás condensado e fluidos quase críticos, vários modelos empíricos foram desenvolvidos com respeito ao fato de que os efeitos acoplados de IFT e velocidade dominam momentaneamente as curvas de permeabilidade relativa. (Jamiolahmady *et al.* (48), Pope *et al.* (27), Whitson e Fevang (36)). Além disso, Pope *et al.* (27) utilizaram uma generalização do número capilar com o *Trapping Number* para contabilizar também as forças gravitacionais. Importante mencionar que as correlações aqui mencionadas são muito úteis na ausência de dados experimentais, mas também estão associadas a condições específicas. Cada modelo foi correlacionado através da implementação de um experimento especial em um número limitado de sistemas rochosos e fluidos e condições experimentais.

O estudo mais detalhado de sistemas de gás condensado requer uma compreensão do fluxo acoplado de gás e condensado em meios porosos e sua dependência de parâmetros como vazão, propriedades das fases, morfologia dos poros e molhabilidade, que provou ser fundamentalmente diferente daquela observada em sistemas convencionais de fluxo de duas fases (Jamiolahmady *et al.*, (49)). Para este fim, experimentos de *coreflooding* têm sido amplamente utilizados e forneceram dados relevantes em escala macro, como saturação crítica de condensado e curvas de permeabilidade relativa, bem como sua dependência da tensão interfacial e da vazão. (Henderson *et al.* (26); Jamiolahmady *et al.* (50)). No

entanto, devido a restrições de operação, estes experimentos raramente reproduzem condições extremas de pressão e temperatura ou utilizam composições fluidas complexas que normalmente ocorrem em reservatórios de gás condensado. Isto leva a incertezas significativas nos resultados, uma vez que os fluidos modelados nem sempre capturam com precisão as características de fluxo de fluidos desse tipo de reservatório. Como alternativa, dados semelhantes podem ser obtidos através de modelagem em escala de poros (Blunt *et al.* (51)). Nas últimas décadas, extensos esforços de pesquisa foram direcionados para o desenvolvimento de modelos de redes de poros de fluxo multifásico, com alguns relacionados especificamente ao fluxo de gás e condensado.

Jamiolahmady *et al.* (50) desenvolveram um modelo mecanicista para fluxo de gás e condensado, em uma garganta de poro único, para descrever o efeito da vazão nas permeabilidades relativas e levar em conta o equilíbrio das forças viscosas e capilares conforme ocorre em sistemas de condensação. O efeito positivo da vazão na permeabilidade relativa do gás foi mais pronunciado do que na permeabilidade relativa do condensado, enquanto uma diminuição na tensão interfacial levou a um aumento nas permeabilidades de ambas as fases. Porém, o fluxo bifásico implementado no modelo de poro único ocorre apenas em uma fração dos poros, que varia com a velocidade do fluxo e a tensão interfacial em um determinado meio poroso; portanto, um simulador de poros múltiplos é necessário para compensar essas deficiências. Os mesmos autores também desenvolveram um modelo de rede de poros 3D, composto por capilares cilíndricos, e compararam os resultados com experimentos de *coreflooding* (Jamiolahmady *et al.* (49)).

Porém, identifica-se a necessidade de introduzir efeitos da termodinâmica de equilíbrio de fases no fluxo acoplado de gás e condensado. Fenômenos importantes como o acúmulo de hidrocarbonetos mais pesados nos meios porosos ou a dependência da tensão interfacial não são avaliados. Para abordar esta questão, Momeni *et al.* (52), propuseram um modelo composicional de rede de poros 3D, com capilares quadrados, para o deslocamento de gás e condensado na região do poço. Em seu modelo, um cálculo *flash* é realizado em cada garganta a cada passo de tempo, determinando as propriedades e saturações das fases. Embora composicional, este modelo tem algumas limitações: a determinação da pressão nos poros é baseada apenas em balanços de massa, não acoplados a equações de consistência de volume e balanço molar para cada componente; as permeabilidades relativas foram calculadas durante fluxo instável, onde as taxas de fluxo de saída podem ser significativamente diferentes das taxas de fluxo impostas na entrada. Essas desvantagens foram abordadas por Santos e Carvalho (53). Eles representaram meios porosos como grades regulares 2D de capilares cilíndricos retos, onde o condensado e o gás fluem em configuração anular. Equações de equilíbrio molar juntamente com equações de consistência de volume foram resolvidas em cada intervalo de tempo, fornecendo conteúdo molar e pressão para cada poro. O equilíbrio termodinâmico local foi aplicado em cada cálculo de equilíbrio de poros e fases usando a equação de estado de Peng e Robinson (20). Seu trabalho, no entanto, limitou-se ao regime de alto número capilar e, conseqüentemente, não incluiu a formação de pontes de condensado nos capilares nem forças capilares, o que impediu a avaliação da dependência das permeabilidades relativas à vazão e à tensão interfacial.

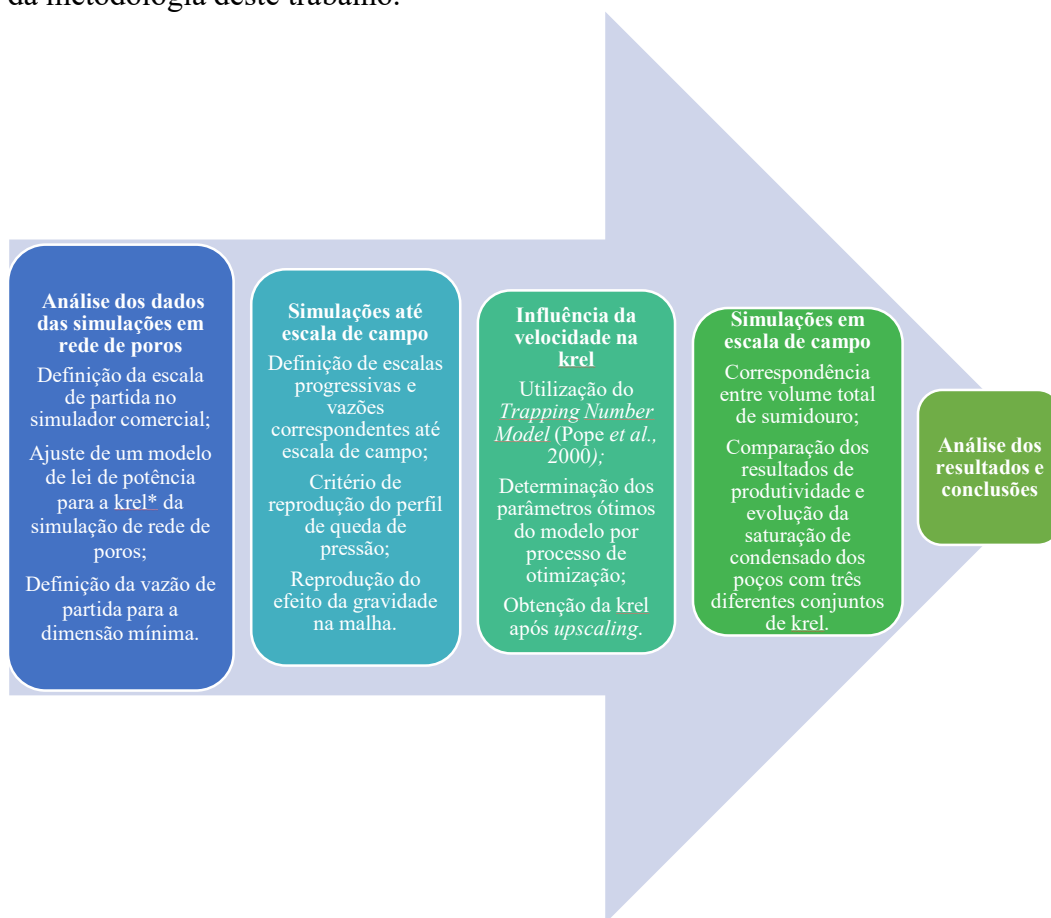
Reis e Carvalho (54) propuseram um novo modelo composicional de rede de poros incluindo a pressão capilar, a geometria da rede mais realista e a nova distribuição de fases no nível dos poros que compreende o fenômeno *snap-off*, a

fim de gerar curvas de permeabilidade relativa para gás e condensado para diferentes velocidades de fluxo e valores de tensão interfacial, e os resultados mostraram boa concordância quantitativa com os dados experimentais.

4 Metodologia

Os dados de entrada iniciais para este trabalho foram simulações de rede de poros fornecidas por Paula Reis, no contexto do trabalho apresentado em Reis e Carvalho (19). Todas as simulações foram realizadas em uma mesma rede, que representa o espaço poroso de uma rocha. As simulações são realizadas em um modelo 3D, isotérmico, composicional, totalmente implícito e foram feitas para diferentes condições de pressão e vazão.

A Figura 4.1 resume a sequência de etapas seguidas para o desenvolvimento da metodologia deste trabalho.



* k_{rel} : permeabilidade relativa

Figura 4.1 – Metodologia de estudos (Fonte: do autor)

4.1 Especificação do Problema

Para uma melhor compreensão do problema a ser tratado nesse estudo, em um primeiro momento é importante listar e comparar as condições de contorno (Tabela 4-1) e demais premissas (Tabela 2-1 Tabela 4-2) das duas escalas principais

que estão sendo analisadas, a de partida e da chegada, sendo a primeira a escala de microporo e a segunda a escala de campo.

Tabela 4-1: Comparação das condições de contorno entre escalas

Condição de Contorno	Escala Microporo	Escala de Campo
Entrada	Vazão Constante de Injeção	Vazão Máxima de Produção
Saída	Pressão	Pressão de fundo no Poço

Tabela 4-2: Comparação das premissas entre escalas

Escala Microporo	Escala de Campo
Sem efeito da gravidade	Com efeito da gravidade
Queda de pressão até atingir bifásico seguida de injeção de gás	Depleção por produção do poço
Considera a influência da tensão interfacial na variação da permeabilidade relativa	Considera a influência da velocidade na variação de permeabilidade relativa

4.2

Dificuldades no Processo

Antes da descrição da metodologia, apresenta-se na Tabela 4-3 um breve resumo das dificuldades encontradas nas definições e realizações das primeiras simulações do estudo, bem como as soluções encontradas.

Tabela 4-3: Resumo das primeiras dificuldades e soluções

Dificuldades	Soluções
Simulação em simulador comercial na mesma ordem de grandeza da rede de poros	Definição de uma dimensão mínima de partida para validação da simulação
Utilização da condição de contorno de controle de pressão na saída e fidelidade à evolução do perfil de saturação de gás	Controle de pressão mínima no poço produtor

Na Tabela 4-4 é apresentado o resumo das dificuldades encontradas após os primeiros resultados e as soluções propostas para seguir com a obtenção dos demais resultados que serão apresentados no próximo capítulo.

Tabela 4-4: Resumo das dificuldades e soluções que serão detalhadas com os resultados

Dificuldades	Soluções
Fidelidade ao efeito da gravidade e alcance da região de condensação retrógrada do fluido	Utilização de mais de uma camada na malha
Transferência de escala para a vazão dos poços em escala de campo	Testes de vazão máxima para a maior escala e escolha da pressão como critério de transferência de escala

4.3 Aplicação da Metodologia

4.3.1 Escolha da Rede

A escolha da rede para as simulações de rede de poros se baseou no critério de termos um escoamento mais bem-comportado, para excluir a influência de possíveis caminhos preferencias no resultado das simulações.

A rede utilizada nesse estudo foi extraída de uma imagem de plugue carbonático a partir de um arquivo ASCII da imagem, utilizando um código de extração de rede. Na Figura 4.2 temos detalhes da imagem de Micro-CT da rede C2 selecionada para o estudo. As propriedades permo-porosas da rede são calculadas a partir de imagens voxelizadas da rede de poros. Mais detalhes podem ser encontrados em Dong e Blunt (29). A Figura 4.3 fornece uma imagem representativa do escoamento na rede C2 já no formato da simulação de rede de poros com a modelagem citada na seção 2.5.

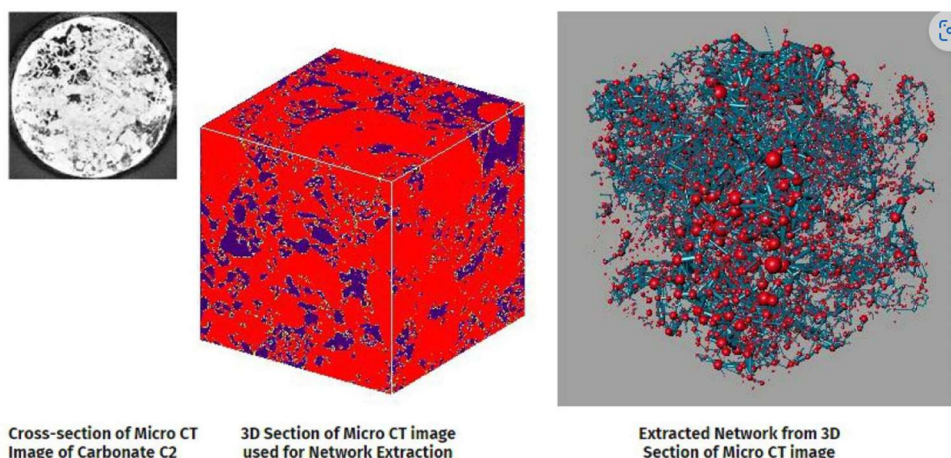


Figura 4.2 – Detalhes da rede C2 – *cross-section, 3D section and extracted network of Micro-CT* (Fonte: Imperial College London, 2021)

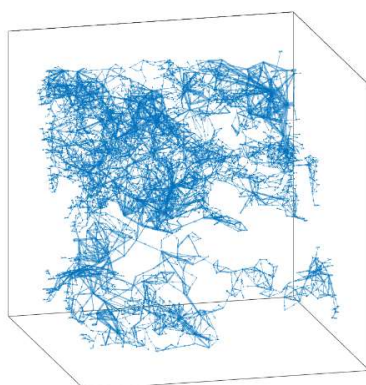


Figura 4.3 – Representação do escoamento no plugue carbonático (Fonte: Comunicação Pessoal: Paula Reis, 2021)

As propriedades da rede C2 estão resumidas na Tabela 4-5.

Tabela 4-5: Propriedades da rede de poros

	Lado do cubo	0.00212841	m
	Porosidade	17	%
	Permeabilidade	154.98	mD
gargantas	R_mín médio	7.19	mícrons
	R_mín máx	108.01	mícrons
	R_mín mín	0.54	mícrons
poros	R_máx médio	21.42	mícrons
	R_máx máx	108.01	mícrons
	R_máx mín	2.27	mícrons

Primeiramente o fluido selecionado foi inserido na rede em uma pressão acima do envelope de fases, para a temperatura considerada de 105°C. Esse fluido é submetido a uma diminuição da pressão. Foram feitas simulações para cinco diferentes valores de pressão abaixo da pressão de saturação: 550, 525, 500, 450 e 400 kgf/cm². A saturação inicial é o *liquid dropout* para cada pressão, com a composição original da mistura. Não temos a presença de água no escoamento. A partir desse ponto, inicia-se a injeção do fluido. Importante lembrar que durante as simulações temos como condições de contorno os seguintes controles: pressão na saída do plugue e vazão na entrada.

4.3.2

Escolha do Fluido

O fluido escolhido para as simulações foi um gás condensado com RGO inicial em torno de 1200 m³/m³, 41 °API e composição de cerca de 76% de metano. Sua composição agrupada em 7 pseudo-componentes encontra-se na Tabela 4-6 juntamente com os demais parâmetros utilizados para a modelagem e obtenção da equação de estado.

Tabela 4-6: Parâmetros dos pseudo-componentes utilizados na modelagem de fluido
(Fonte: Comunicação pessoal: PETROBRAS, 2022)

Componente	CO ₂	N ₂ -CH ₄	C ₂ H	C ₃ H-NC ₅	C ₆ -C ₉	C ₁₀ -C ₁₉	C ₂₀ -HYP
Composição	0.0100	0.7632	0.0705	0.0686	0.0386	0.0341	0.0153
P_c (atm)	72.800	45.264	51.783	38.868	30.145	19.149	12.300
T_c (K)	304.200	189.786	305.202	403.169	551.044	704.218	896.300
Peso Molar	44.010	16.187	32.830	53.064	100.388	194.722	385.212
Vol. Shift	0.0000	-0.3198	-0.2571	-0.1540	-0.1390	0.0188	0.2000
V_c (l/mol)	0.094	0.099	0.137	0.236	0.396	0.733	1.375
Viscosidade	0.0940	0.0726	0.0778	0.1519	0.3495	0.7676	1.0300

A modelagem do fluido foi feita no software Winprop™, do pacote CMG (*Computer Modelling Group Ltd.*) – versão 2020.10 (55). Os parâmetros de pressão e volume do gás foram obtidos na modelagem e calculados a partir da temperatura escolhida de 105°C. O arquivo de saída do simulador nos fornece uma equação

cúbica de estado ajustada às propriedades medidas do fluido amostrado. Essa equação é uma seção de entrada do arquivo da simulação numérica (Apêndice B).

O diagrama de fases para o fluido é representado pelo contorno verde do gráfico da Figura 4.4. O ponto preto marcado pela letra R representa as condições iniciais de reservatório, com pressão de 700 kgf/cm² e temperatura de 105°C. Para a temperatura em questão de 105°C, temos uma pressão de saturação de cerca de 580 kgf/cm². Os demais contornos coloridos representam as linhas de mistura do fluido, variando de 75% a 95% em fração molar gasosa. A linha preta à direita do envelope representa a cricondenterma.

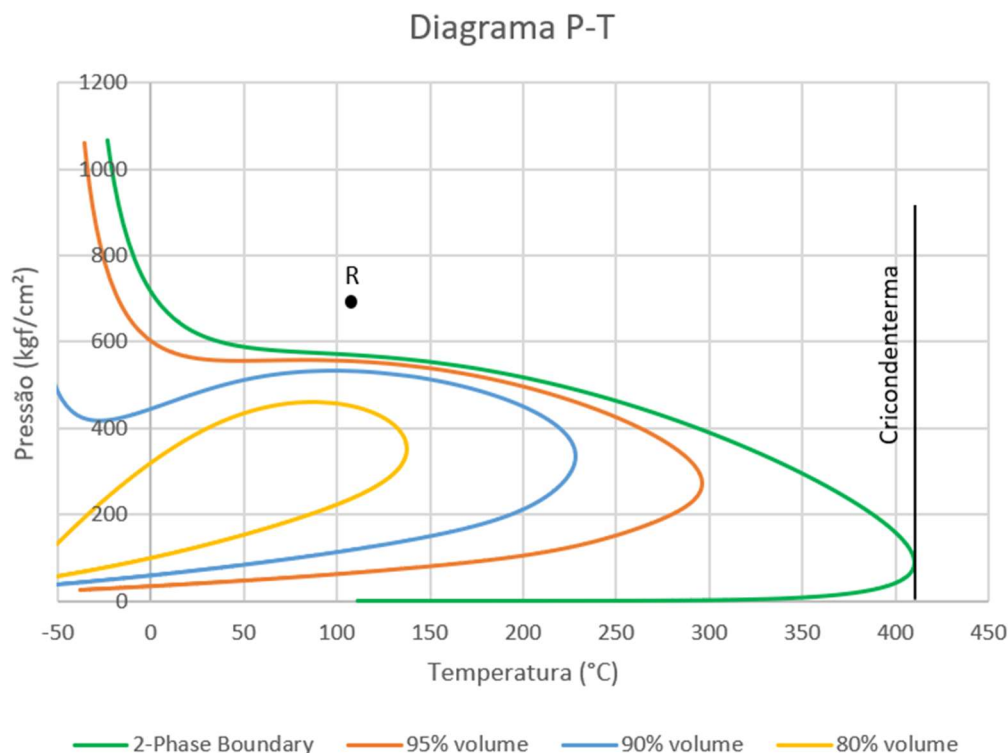


Figura 4.4 – Gráfico do Diagrama P-T para o fluido modelado

4.3.3

Análise dos dados para obtenção das curvas de permeabilidade relativa

Conforme exposto anteriormente, as simulações em rede de poros foram realizadas para cinco diferentes pressões. Inicialmente foram definidos três valores de velocidade de escoamento para as simulações. Essas velocidades foram selecionadas a partir de uma sensibilidade de vazões realizada em uma simulação numérica de uma malha cúbica com um sumidouro, procurando representar o plugue da rede C2. A partir dessa sensibilidade foi possível determinar a ordem de grandeza da vazão molar do fluido nas condições de reservatório.

Três valores de velocidade de escoamento de Darcy foram definidos: 12.5 m/d, 25 m/d e 50 m/d. Optou-se por trabalhar com a primeira velocidade de escoamento, 12.5 m/d, que corresponde a uma vazão molar de 0.11232 mol/d.

O gráfico da Figura 4.5 apresenta os resultados de evolução da saturação de gás com o tempo no plugue, determinados pelas simulações em rede de poros, para as cinco diferentes pressões selecionadas.

A Tabela 4-7 resume os valores iniciais e finais da saturação de gás para as diferentes pressões, evidenciando os valores finais como valores de saturação de gás de estabilização, porque são os valores nos quais o regime permanente é atingido na simulação de escoamento.

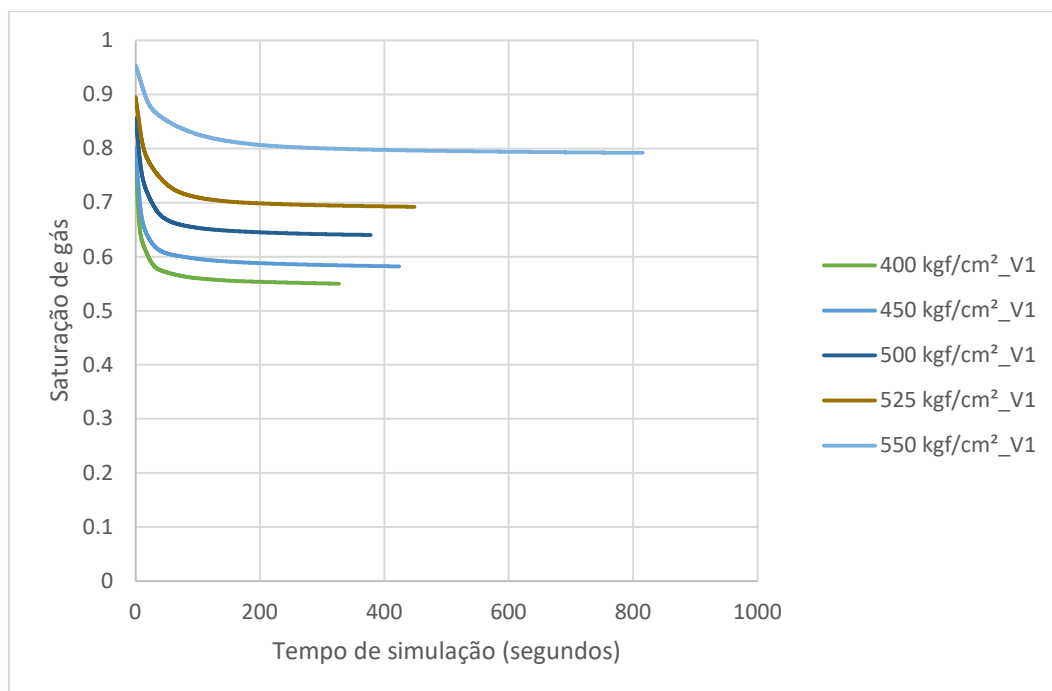


Figura 4.5 – Gráfico da evolução da saturação do gás com o tempo para as cinco diferentes pressões iniciais

Tabela 4-7: Dados de pressão e saturação das simulações em microescala

Pressão (kgf/cm ²)	S _g inicial	S _g estabilização
550	0.954497	0.7924
525	0.895593	0.6927
500	0.856047	0.6367
450	0.80211	0.5846
400	0.767526	0.5453

Os valores de saturação de gás inicial listados na Tabela 4-7 indicam os valores de saturação do gás no início da simulação, quando temos um sistema bifásico resultante da diminuição da pressão no sistema, até cada um dos valores selecionados para avaliação, que se encontram abaixo da pressão de saturação do fluido na temperatura em questão. Ou seja, a saturação inicial é igual ao *liquid dropout* do fluido para cada pressão, com a composição original da mistura. Os valores de saturação de gás de estabilização são os valores mínimos de saturação do gás para cada uma das simulações de pressão escolhidas, após atingimento do regime permanente.

Esses valores de saturação mínima de gás para cada pressão, nada mais são do que os valores de saturação de equilíbrio que permitem construir a curva de permeabilidade relativa para cada vazão. Os valores de permeabilidade relativa são calculados utilizando a Lei de Darcy (9), aplicada ao regime permanente de escoamento. As curvas obtidas podem ser visualizadas na Figura 4.6.

Para esse estudo, a velocidade escolhida foi a v1, conforme explicado anteriormente, correspondendo, portanto, às curvas verde e vermelha do gráfico da Figura 4.6 e resumidas pelas linhas da Tabela 4-8.

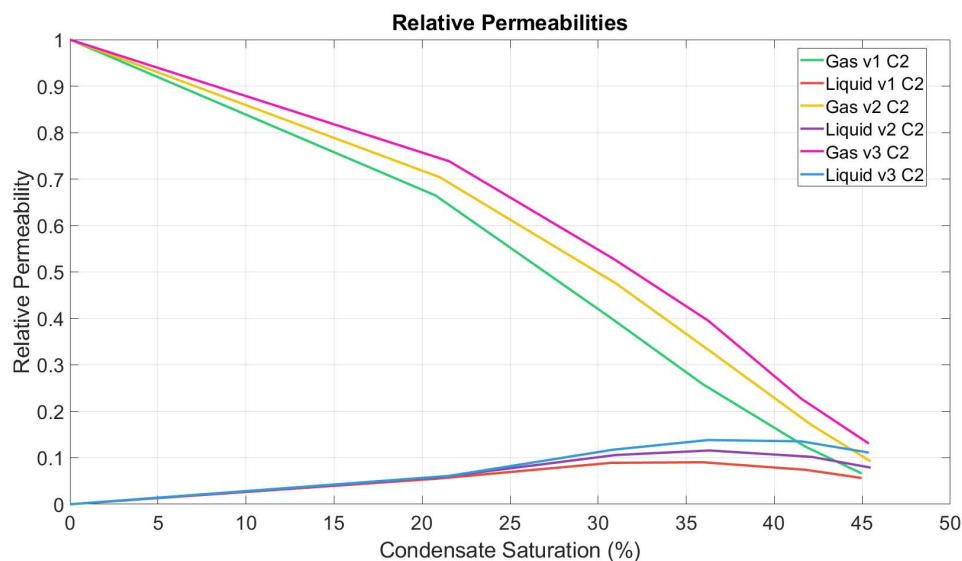


Figura 4.6 – Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo obtidas nas simulações em microescala

Tabela 4-8: Dados das curvas de permeabilidade relativa obtidas para a simulação em microescala de velocidade v1

Pressão (kgf/cm ²)	Sgás	Sliq	krg_v1	kr1_v1
	1	0	1	0
550	0.7924	0.2076	0.664594	0.054846
525	0.6927	0.3073	0.400641	0.089158
500	0.6367	0.3633	0.258331	0.090369
450	0.5846	0.4154	0.124118	0.074227
400	0.5453	0.4547	0.066191	0.0565

4.3.4 Dados de Entrada das Simulações GEM

Para realizar as simulações apresentadas neste trabalho, utilizou-se como ferramenta numérica o simulador comercial GEMTM (*Compositional and Unconventional Simulator*). Ele é o simulador composicional do pacote CMG, versão 2020.10 (13).

A primeira definição necessária foi a geometria da malha a ser simulada. No simulador composicional foi inserida uma malha cartesiana que procurasse representar a geometria mais próxima possível ao contexto da simulação de rede de poros em que um fluido é injetado em um dos extremos do plugue e se observa seu escoamento até o outro extremo. A escolha foi posicionar um poço de produção de gás em uma das faces dessa malha.

A Figura 4.7 mostra a malha tridimensional e o poço posicionado numa das faces laterais, a face produtora, representado pelo canhoneio das células. Na figura vemos a propriedade *Grid Centroid X* e um exagero vertical de quatro vezes.

Depois dessa etapa, foi preciso definir a escala e a vazão de partida, além das condições de contorno e por último definir a correlação necessária para extrapolar a escala das simulações até escala de campo.

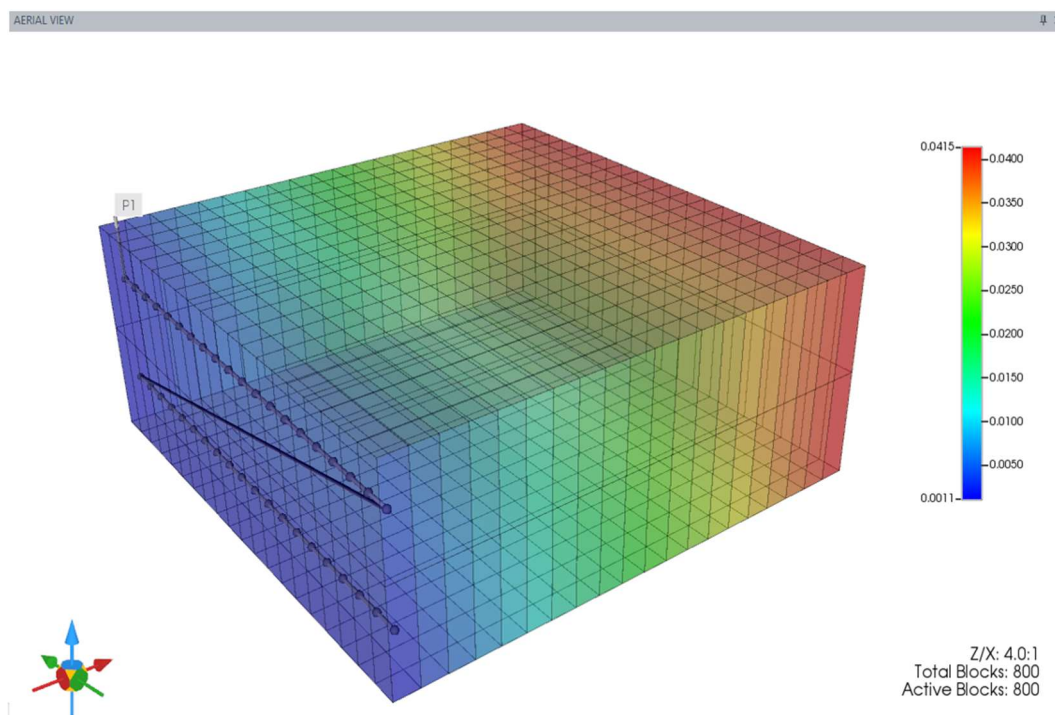


Figura 4.7 – Representação da malha utilizada na simulação numérica com o canhoneio do poço

4.3.4.1 Escala de Partida

Para as simulações no GEM, foi necessário definir a dimensão mínima de célula com a qual seria possível se aproximar do resultado da simulação em rede de poros em escala similar. Foram feitas algumas tentativas baseadas nas dimensões de poros e gargantas apresentadas na Tabela 4-5, porém, nas simulações em microescala estamos fora do domínio do contínuo, para diâmetros muito pequenos como da ordem de micrômetros, e a menor dimensão característica que pode ser simulada, sem prejuízo de informação, foi o lado do plugue de 2.12841 mm. Dimensões menores apresentavam altos erros de balanço de massa na simulação numérica.

4.3.4.2 Definição das Vazões Simuladas

A malha simulada tinha a configuração 20 x 20 x 2, ou seja, 20 células na direção x (i), 20 na direção y (j) e 2 na direção z (k). Para a malha de partida, cada célula tinha 0.00212841m de lado. O poço de produção de gás foi canhoneado em todos as 40 células de uma das faces laterais.

A vazão de produção do poço de gás em condições de reservatório precisava ser correspondente a velocidade de escoamento simulada na rede de poros, citada na seção 3.3, 12.5 m/dia.

A área aberta ao escoamento para o fluido de produção escoar é a área porosa, levando assim em conta a porosidade de 17% do plugue carbonático.

Sendo assim, a vazão de partida deveria ser da seguinte ordem de grandeza:

$$Q = A \cdot \phi \cdot v = 40 \cdot (0.00212841)^2 \cdot 0.17 \cdot 12.5 = 0.000385 \frac{m^3}{d}. \quad (4-1)$$

A vazão escolhida para o poço produtor na simulação com célula de dimensão 2.12841mm foi 0.0002 m³/d.

A determinação das vazões das demais simulações com aumento progressivo de escala foi baseada na relação geométrica, respeitando a mesma diferença de pressão nos cenários, como um critério de aumento de escala em Islam e Farouq Ali (56). O aumento de escala da dimensão de lado das células foi feito de 10 em 10 vezes a dimensão anterior. Iniciou-se as simulações na menor escala definida, de 2.12841 mm. A segunda dimensão foi 2.12841 cm, a terceira 2.12841 dm, a quarta 2.12841 m e a quinta 2.12841 dam.

De forma correspondente, as vazões de produção do poço das simulações seguiram a seguinte ordem, partindo de 0.0002 m³/d, passando a 0.2 m³/d, depois 200 m³/d, 200.10³ m³/d e por último 200.10⁶ m³/d.

O gráfico da Figura 4.8 mostra a correlação entre as diferenças de pressão das simulações com as cinco dimensões e vazões correspondentes citadas acima. Todas seguem o mesmo perfil de delta de pressão, com a diferença que em cada simulação teremos tempos diferentes até atingir a pressão mínima definida, resultado que será explicado no próximo capítulo.

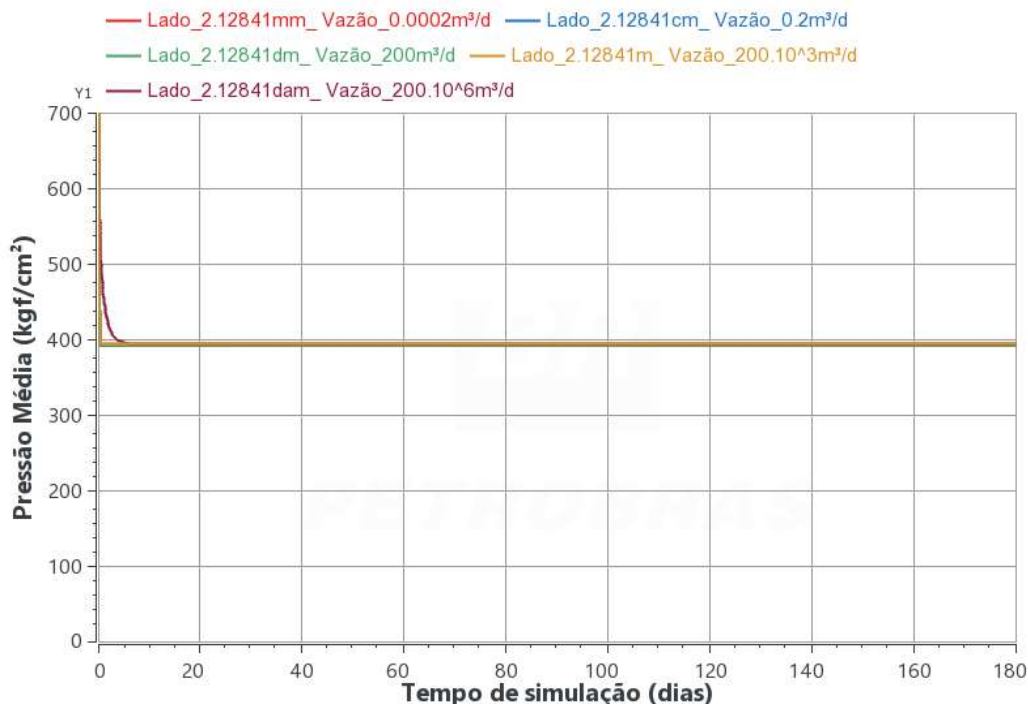


Figura 4.8 – Perfil de pressão ao longo do tempo de simulação para as cinco dimensões escolhidas

4.3.4.3 Condições de Contorno

Os critérios de condições de contorno utilizados na simulação em microescala, já citados anteriormente, foram adaptados.

O controle de vazão na entrada foi feito pelo controle de vazão máxima do poço produtor posicionado na face lateral, representando a entrada de fluido na malha (plugue). Já o controle de pressão na saída, genericamente, em simulações de reservatório, é representado pelo posicionamento de poços injetores de fluido nos extremos da malha de simulação, a fim de repor a pressão devido à depleção causada pela produção. Entretanto, ao tentar utilizar essa configuração, tínhamos a influência do fluido injetor, seja água ou gás/óleo, na representação da evolução da saturação de gás ao longo do tempo na malha, e afinal, não seríamos fiéis ao perfil buscado. Sendo assim, essa opção foi descartada.

Sem o controle de pressão na saída da malha (plugue), a saturação do gás tinha um perfil de diminuição, seguida de um aumento, que será melhor explicado na seção 5.1. A solução encontrada então foi o controle de pressão no próprio poço produtor, limitando sua pressão mínima de fundo para o menor valor simulado na escala micro e para o qual tínhamos o último ponto da tabela de permeabilidade relativa, ou seja, 400 kgf/cm².

Vale ressaltar uma observação importante a respeito do tempo de simulação. Na escala micro temos um tempo de simulação consideravelmente inferior ao tempo das simulações realizadas ao longo desse estudo, afinal estamos buscando representar o mesmo perfil de saturação de gás, sob as mesmas condições de escoamento, sejam as permo-porosidades, o fluido ou a velocidade de escoamento. Porém, nossa escala de partida já é bem superior às dimensões de gargantas e poros consideradas.

4.3.4.4 Ajuste Corey

Na modelagem numérica, o simulador GEM espera receber como dado de entrada uma tabela de saturações de gás e líquido com respectivos valores de permeabilidade relativa, assim ele é capaz de descrever o escoamento bifásico levando em conta a alteração da permeabilidade relativa no escoamento com as alterações de saturação dos fluidos. Para a fase líquida entende-se água e óleo presentes no reservatório. Esse óleo em questão é qualquer fase óleo formada no reservatório ou pré-existente e não necessariamente somente o condensado.

As simulações de rede de poros realizadas trazem uma curva de permeabilidade relativa ao óleo somente aplicável à fase condensado depositada em meio poroso, de acordo com a descrição das simulações realizadas apresentada anteriormente. Sendo assim, de forma a adaptar o dado de entrada que seria fornecido ao simulador numérico, o que concluímos ser o mais importante de captar seria: a saturação de condensado depositado pelas simulações em microescala e o impacto da presença desse condensado na curva de gás.

As curvas que o simulador espera receber pressupõe plugue saturado no S_{wi} , ou seja, na saturação irreduzível de água, e óleo com injeção de gás. Com isso, a saturação de gás aumenta, provocando sempre uma redução da permeabilidade relativa ao óleo. Mas o experimento em microescala na verdade realiza uma depleção para aparecimento de fase, resultando o que se evidencia no gráfico da

Figura 4.6, que podemos ter valores de permeabilidade relativa ao óleo que aumentam ou diminuem com o aumento da saturação de gás.

Dito isso, a incorporação no simulador comercial das curvas de permeabilidade relativa obtidas nas simulações em microescala poderia ser feita através do ajuste de um modelo de potência Brooks-Corey aos dados. Dessa forma, teríamos as curvas no formato esperado pelo simulador, e seria possível capturar a redução de permeabilidade relativa ao gás e a baixa mobilidade do condensado formado.

A Figura 4.9 mostra o ajuste por lei de potência para a curva de permeabilidade relativa gás-óleo realizado em cima dos dados fornecidos pelas simulações de escala micro. As linhas vermelhas mais fracas são a curva original e as mais fortes são o ajuste final. k_r é a permeabilidade relativa, enquanto S_l é a saturação de líquido. Na Tabela 4-9 temos o resumo dos dados finais ajustados com os parâmetros os quais serviram como dados de entrada na simulação numérica.

O ajuste Brooks-Corey foi realizado no módulo de rocha do software Geresim¹.

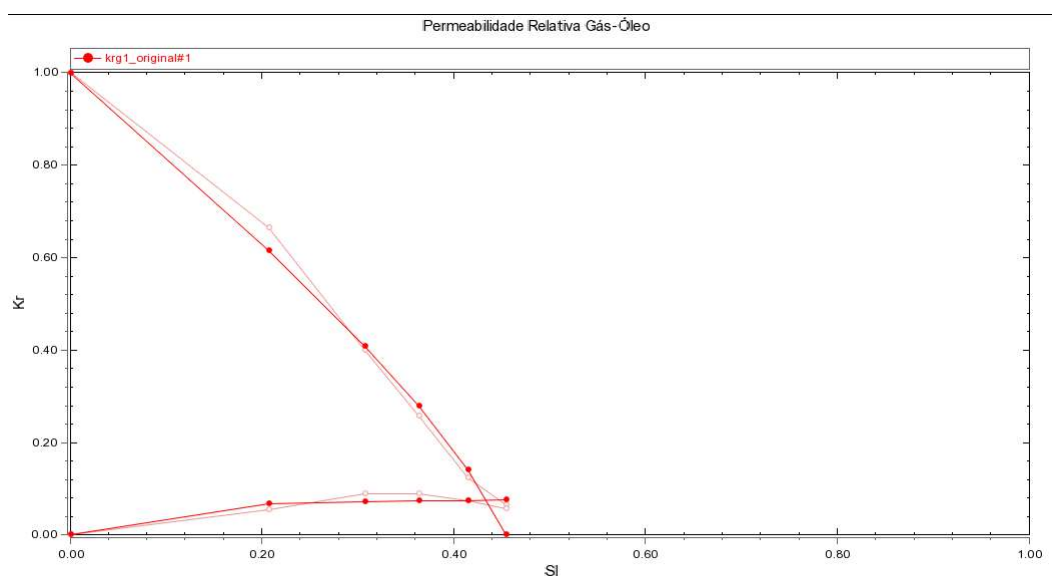


Figura 4.9 – Ajuste Corey para a permeabilidade relativa gás-óleo feito sobre os dados da simulação em rede de poros

Tabela 4-9: Dados da curva de permeabilidade relativa gás-óleo para a simulação numérica

Pressão (kgf/cm ²)	sl	kr _g	kr _{og}
700	0	0.9999984	0
550	0.2076	0.6151831	0.06880097
525	0.3073	0.4076201	0.07216015
500	0.3633	0.2785541	0.0736434

¹ Geresim (*Reservoir Simulation Management*) é um software desenvolvido pela PETROBRAS através da Tecgraf (*Tecgraf Institute of Puc-Rio*). Geresim é um sistema gráfico interativo que integra diferentes ferramentas relacionadas à simulação de reservatórios. As ferramentas permitem ao usuário inserir dados de entrada, fazer análises de qualidade e validar os dados de entrada antes da simulação, visualizar e fazer análises nos resultados da simulação.

450	0.4154	0.1421982	0.07485274
400	0.4547	0	int
P<400	1	0	0.07567967

De acordo com as eq. (2-2) e eq. (2-3) apresentadas na seção 2.3, os expoentes Corey para a curva de ajuste da Figura 4.9 foram $n_g = 0.797$ e $n_{og} = 0.122$. Para a curva de permeabilidade relativa água-óleo necessária como dado de entrada para a simulação numérica, utilizou-se simplesmente uma curva em X, ou seja, a combinação de uma função linear crescente e outra decrescente, respectivamente para água e óleo, entre 0 e 1, dado que não temos a presença de água no sistema e esse dado não seria utilizado pelo simulador.

Diante do exposto até o momento, podemos resumir os parâmetros finais da simulação numérica na Tabela 4-10.

Tabela 4-10: Parâmetros definidos para a simulação numérica

Malha	Cartesiano retangular 20x20x2
Dimensão lateral de célula da simulação de partida	0.00212841 m
Dimensão lateral de célula para a simulação final	21.2841 m
Espessura	Mesma medida de lado da célula
Porosidade	17 %
Permeabilidade	154.98 mD
Tipo de poço	Horizontal canhoneado na face de entrada
Inicialização da malha	Monofásico → bifásico
Vazão da simulação de partida	0.0002 m ³ /d
Vazão da simulação final	200.10 ⁶ m ³ /d
Condição de contorno	Pressão mínima no fundo do poço
Critério para a mudança de escala	Similaridade do perfil de pressão

4.3.5 Otimização

A otimização foi a ferramenta selecionada para atingir os dois primeiros objetivos específicos definidos: propor uma metodologia de *scale-up*, da escala de micro-poro para escala de campo e adotar um modelo de permeabilidade relativa que capte a dependência da velocidade neste processo. Com o processo de otimização foram obtidas as variáveis ótimas do modelo de Pope, apresentado na seção 2.7, que permitiram a validação do aumento de escala no processo de *upscaling* de permeabilidade relativa. Esses resultados serão apresentados na seção 5.4.

Antes de prosseguir com a descrição do processo de otimização utilizado para o *upscaling*, importante destacar as premissas consideradas com relação à curva de

permeabilidade relativa utilizada como dado de entrada inicial de todo o processo, resultante da simulação em rede de poros.

Premissas para o processo de otimização:

- A simulação de rede de poros representa a deposição de condensado em escala de micro poros;
- A curva de permeabilidade relativa resultante da simulação de rede de poros considera a variação da tensão interfacial a cada nível de pressão, ou seja, em cada ponto dessa curva;
- O simulador comercial possui a limitação de demandar um conjunto de curvas de permeabilidade relativa para poder ser fiel à variação intrínseca da IFT, ou seja, ele precisa receber uma curva de permeabilidade relativa para cada valor de tensão interfacial;
- Apesar de termos uma variação dinâmica de IFT na simulação de rede de poros, para a simulação numérica foi necessário utilizar um único dado de entrada de curva de permeabilidade relativa;
- No processo de otimização, a variável que foi escolhida na representação do aumento de escala foi a velocidade, que também está presente na definição do *Trapping Number* (representada pelas forças viscosas) como responsável pela alteração dos valores de permeabilidade relativa, aqui representada pela alteração de vazão ao longo do processo de *upscaling*;
- O método de aumento de escala proposto modela a consequência da deposição de condensado no reservatório, pois utiliza o dado em escala de micro poros e traz essa informação para uma curva de permeabilidade alterada.

A ferramenta utilizada na otimização foi o aplicativo CMOST (*Intelligent Optimization and Analysis Tool*) do pacote CMG, versão 2020.10 (57). Ferramenta de automação em simulação de reservatórios que permite o lançamento e a análises dos resultados de rodadas geradas a partir da combinação de múltiplos intervalos de parâmetros com incerteza.

Para o processo de otimização, ou mais precisamente ajuste de histórico, que é o módulo que a ferramenta utiliza para esse tipo de análise, partimos da simulação de referência com a menor escala que representava a simulação em rede de poros, porém ainda sem o efeito da velocidade sobre a permeabilidade relativa, portanto sem o modelo de Pope implementado, e obtivemos os parâmetros T_g e T_c ótimos. Esses parâmetros são o parâmetro T_ℓ , definido na seção 2.7, para as fases gás e condensado, respectivamente.

Na simulação numérica foi necessário incluir os dados da Tabela 4-11.

Tabela 4-11: Valores iniciais dos parâmetros do Modelo de Pope para a simulação numérica

FASE	T_ℓ	$N_{cb\ell}$	τ_ℓ	$S_{r\ell}^{high}$	$k_{r\ell}^{high}$	a_ℓ
GÁS	<u>10</u>	10^{-20}	1	0	1	<u>0.797</u>
CONDENSADO	<u>10</u>	10^{-20}	1	0	1	<u>0.122</u>

Onde:

- T_ℓ , τ_ℓ , $S_{r\ell}^{high}$ e $k_{r\ell}^{high}$ foram definidos na seção 2.7
- $N_{cb\ell}$ é o *Trapping Number* $N_{T\ell}$
- a_ℓ é o expoente definido a seguir

Resgatando a eq. (2-12) apresentada na seção 2.7 e substituindo o termo $\left(\frac{k_{rl}}{k_{rl}^0}\right)^{low}$ por $\bar{S}_l^{a_l}$ utilizando a lei de potência de Corey, e aqui, a_l é um parâmetro a ser determinado pelo modelo.

Os valores sublinhados na Tabela 4-11 são os valores *default* que o CMOST vai utilizar como parâmetros de entrada e aos quais se estipula limites de variação e uma lei de distribuição. Na ferramenta, ainda precisamos definir uma função objetivo, que no caso foi a minimização do erro com relação ao resultado da simulação de referência, e um valor de espaço amostral de experimentos.

As simulações numéricas realizadas pelo CMOST para o processo de otimização utilizam as curvas de permeabilidade relativa sujeitas à variação pelos efeitos da velocidade e da tensão interfacial, esta última de forma implícita, como listado nas premissas.

4.3.6

Upscaling de permeabilidade relativa

Concluído o processo de otimização, os parâmetros obtidos para o modelo de Pope para a simulação na última escala selecionada representam a curva final de permeabilidade relativa gás-óleo resultante do processo de *upscaling*. Chamamos essa curva de permeabilidade relativa final de curva para altos valores de *Trapping Number*.

Resgatando as equações apresentadas na seção 2.7 para o modelo de Pope, chegamos às seguintes equações, de Delshad *et al.* (58):

$$k_{rg}^0 = k_{rg}^{0\ low} + \frac{S_{lr}^{low} - S_{lr}}{S_{lr}^{low} - S_{lr}^{high}} (k_{rg}^{0\ high} - k_{rg}^{0\ low}), \quad (4-1)$$

$$k_{rl}^0 = k_{rl}^{0\ low} + \frac{S_{gr}^{low} - S_{gr}}{S_{gr}^{low} - S_{gr}^{high}} (k_{rl}^{0\ high} - k_{rl}^{0\ low}), \quad (4-2)$$

$$a_g = a_g^{low} + \frac{S_{lr}^{low} - S_{lr}}{S_{lr}^{low} - S_{lr}^{high}} (a_g^{low} - a_g^{high}), \quad (4-3)$$

$$a_l = a_l^{low} + \frac{S_{gr}^{low} - S_{gr}}{S_{gr}^{low} - S_{gr}^{high}} (a_l^{low} - a_l^{high}). \quad (4-4)$$

Onde: a_g é o expoente Corey para o gás, a_l é o expoente Corey para o líquido (aqui sendo representado pelo óleo condensado).

4.3.7

Simulações em Escala de Campo

Após obter os parâmetros ótimos do modelo de Pope para as cinco simulações selecionadas para o processo de otimização que irão permitir concluir o processo de *upscaling* de permeabilidade relativa e de posse das três curvas de permeabilidade relativas que serão apresentadas ao longo do estudo, um modelo de reservatórios foi selecionado para dar continuidade nas avaliações de impactos e comparações.

O modelo selecionado foi Pituba, que representa um reservatório heterogêneo em uma malha de 83 x 45 x 23 células de dimensões 105 m x 105 m x 7 m. As

propriedades porosidade e permeabilidade foram adaptadas para seguir o mesmo valor médio das simulações utilizadas nesse estudo, valor médio de 155 mD e 17% de porosidade. O fluido utilizado foi o mesmo do estudo.

A Figura 4.10 mostra a malha 3D do modelo com sua distribuição de permeabilidade. Em z temos um exagero vertical de cinco vezes.

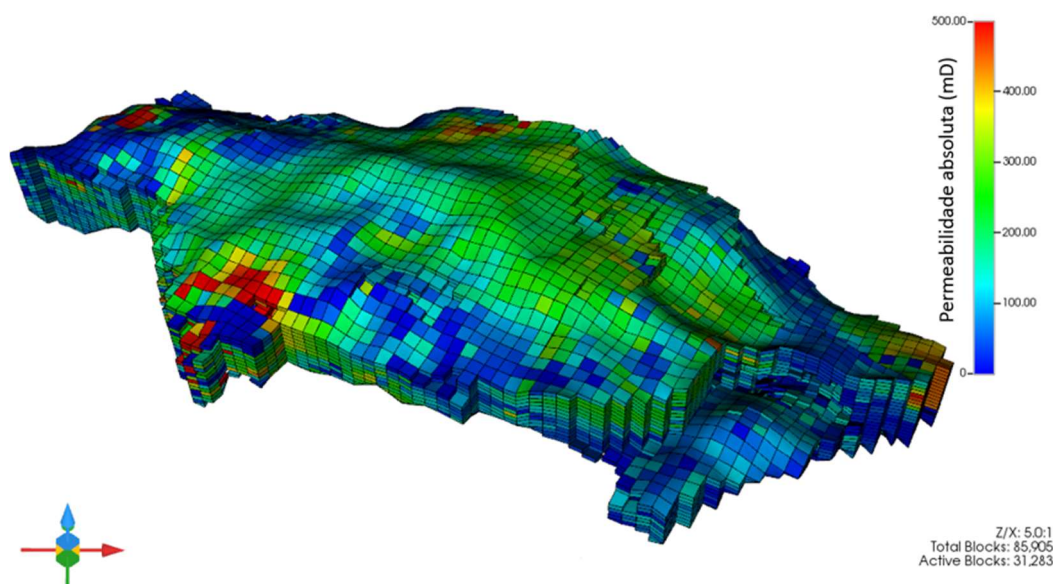


Figura 4.10 – Distribuição de permeabilidade na malha 3D da simulação em escala de campo

A simulação em escala de campo foi utilizada como correlação com a última escala de validação do processo de *upscaling* e comparação das curvas de permeabilidade relativa. Para isso, quatro poços foram posicionados ao longo do campo (P03, P09, P18 e P43) e cada poço foi considerado como um sumidouro equivalente a essa última simulação, a de escala decamétrica (célula de lado 21.2814 m).

5 Resultados

5.1 Primeiros resultados importantes

De posse dos dados de entrada necessários para a realização da simulação numérica (curvas de permeabilidade relativa ajustadas à lei de potência Corey e modelo de fluido) e definidos todos os parâmetros para as primeiras simulações numéricas (malha, dimensões, posicionamento do poço e vazão), foram obtidos os primeiros resultados. Daqui surgem as primeiras conclusões importantes para a continuidade dos estudos.

Antes da decisão de utilizarmos uma malha cartesiana de configuração 20 x 20 x 2, apresentado na seção 4.3.4.2, as simulações foram realizadas com uma malha 20 x 20 x 1, contendo, portanto, apenas uma camada. A intenção com essa abordagem era a representação dos canais de escoamento como as gargantas de poros presentes na rede simulada, ou seja, uma malha que tivesse uma geometria de prisma com a menor altura possível com relação ao seu comprimento. Além disso, antes de definirmos o controle de pressão mínima no poço produtor, foi importante avaliarmos as comparações de resultados sem esse controle para a transferência de escala.

O que se percebeu até esse momento foi que, em todas as simulações realizadas para as diferentes dimensões de célula e vazões do poço, um valor mínimo de saturação de gás era atingido, seguido por um perfil de aumento do valor de saturação. A Figura 5.1 mostra um exemplo desses primeiros resultados para três dimensões de célula, 2.12864 mm, 2.12864 cm e 2.12864 m. SGM representa a saturação de gás média para a malha de simulação. Essa média é do tipo aritmética ponderada por volume, sendo calculada conforme a eq. (5-1):

$$SGM = \frac{S_g^1.V_p^1 + S_g^2.V_p^2 + S_g^3.V_p^3 + \dots + S_g^n.V_p^n}{V_p^1 + V_p^2 + V_p^3 + \dots + V_p^n}. \quad (5-1)$$

Onde: S_g^n é a saturação de gás para a célula n e V_p^n é o volume poroso da célula n.

Constatou-se que para as simulações da malha com apenas uma camada, sem o controle de pressão no poço, a região de condensação retrógrada do fluido é atingida, afinal, segue-se uma depleção sem controle. A partir daí, ao introduzirmos a condição de contorno de controle de pressão mínima de fundo do poço em 400 kgf/cm², obtivemos os resultados apresentados no gráfico da Figura 5.2, na qual de fato chegamos a um valor mínimo de saturação de gás referente a condição de pressão imposta.

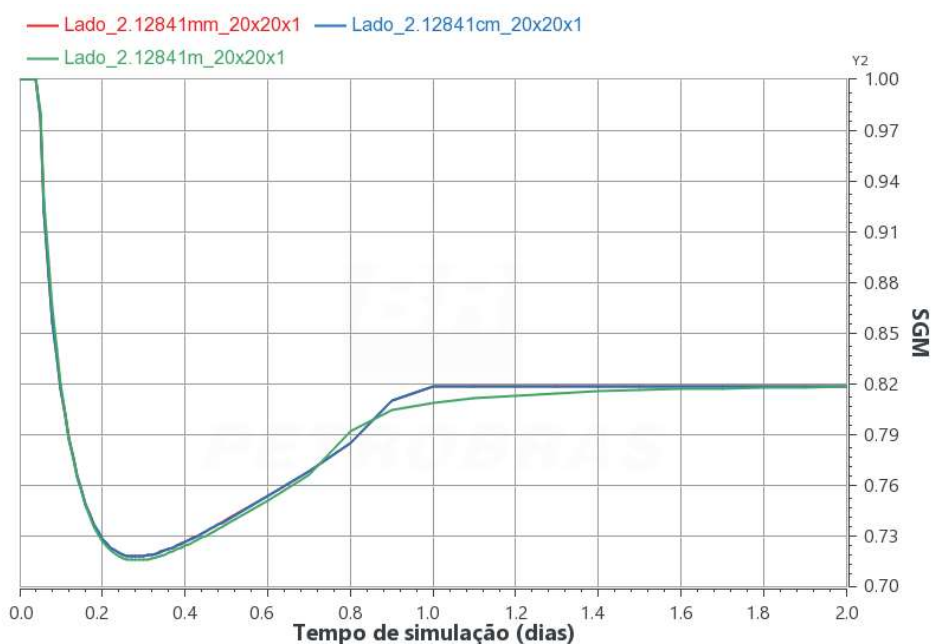


Figura 5.1 – Evolução da saturação média de gás para simulações com 1 camada sem controle de poço



Figura 5.2 – Evolução da saturação média de gás para as simulações com 1 camada e controle no poço

Mesmo com essas primeiras conclusões, ainda não estávamos atingindo o valor de saturação mínima para as simulações no valor de aproximadamente 0.55, apresentado na Tabela 4-8 da seção 4.3. Foi então que a alteração de um para duas camadas, na configuração da malha da simulação numérica, teve sua justificativa.

A seguir, apresentamos uma análise mais detalhada desses resultados. Nas Figura 5.3 e Figura 5.4 apresenta-se em vermelho a simulação original em que se inicia a partir de 700 kgf/cm² na malha e o poço é depletado até pressão zero. Em azul a mesma simulação é apresentada, mas nesta o BHP do poço é controlado para o mínimo de cerca de 400 kgf/cm². Em verde a mesma simulação azul, porém, ao invés de uma malha com uma camada, temos duas camadas. Comparando as

simulações de resultados em azul e verde, constatamos que o nível médio final de saturação de gás, quando evoluímos de uma para duas camadas, é atingido em tempos distintos. Esse resultado ocorre porque existe uma maior difusão de pressão na malha como um todo, pois temos uma malha maior na configuração de duas camadas, um maior número de células, sendo assim, o valor mínimo de saturação de gás, para a mesma condição de vazão, é atingido em um tempo maior.

Na Figura 5.5, o que muda com relação às anteriores é que para a curva verde, ao invés de avaliar a variação de saturação de gás média no campo, estamos olhando apenas para a camada inferior.

Destes resultados, percebe-se que para a simulação de malha com duas camadas com resultados em verde, os patamares de saturação de gás médias finais para a malha como um todo e apenas para a camada inferior são distintos. A camada inferior apresenta uma variação de saturação de gás que atinge o mínimo esperado de aproximadamente 0.55. Existe uma segregação dos fluidos presentes na malha, em que o gás se concentra na porção superior e o condensado na camada inferior.

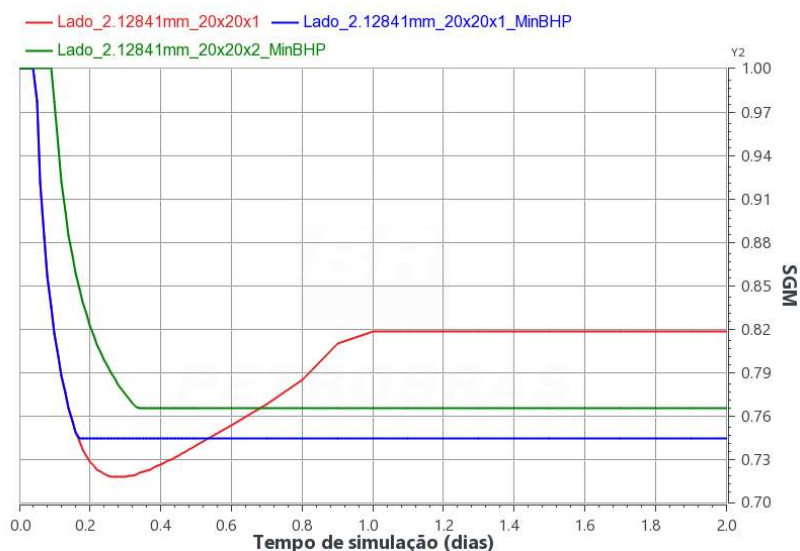


Figura 5.3 – Evolução dos valores de saturação de gás médios para três simulações

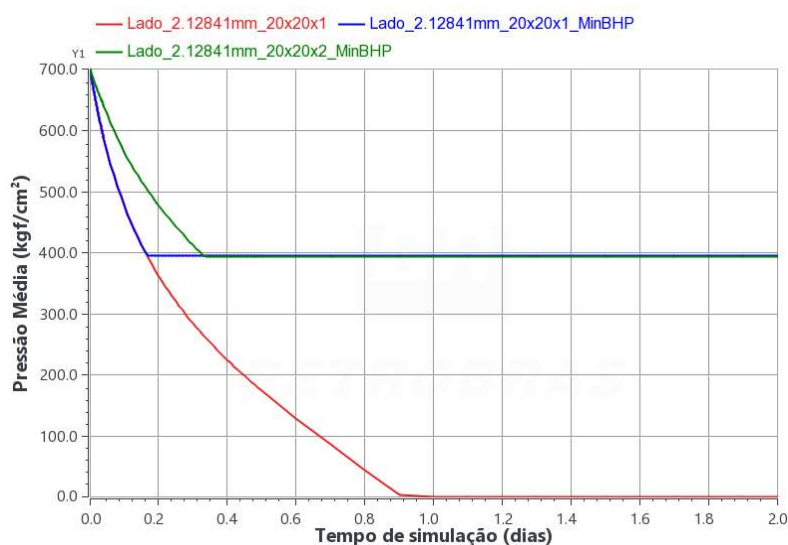


Figura 5.4 – Evolução dos valores de pressão médios para três simulações

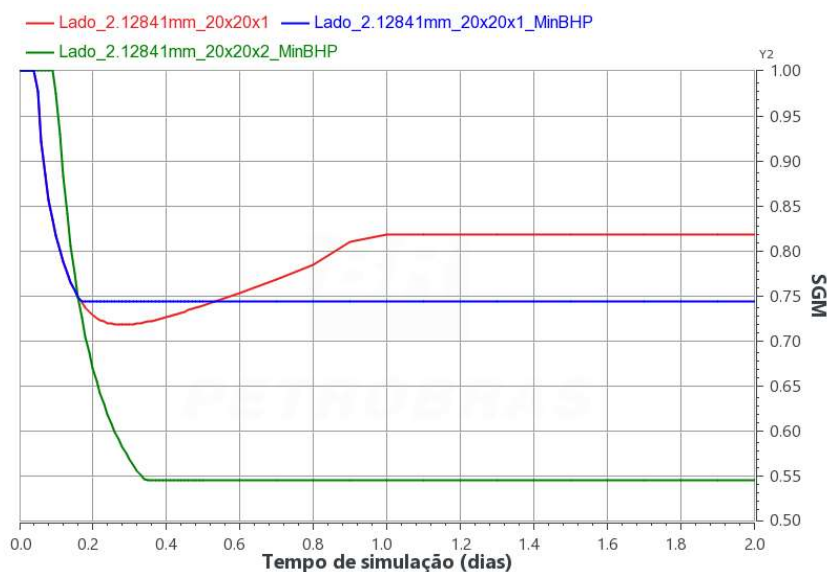


Figura 5.5 – Evolução dos valores de saturação de gás médios para três simulações (regiões diferentes)

Na Figura 5.6 temos a propriedade Trifásico e temos um exagero vertical de quatro vezes. Ela apresenta uma fotografia das saturações médias de gás nas células da malha ao final do tempo de simulação. A camada inferior apresenta uma menor quantidade de gás, chegando ao nível de regime permanente das simulações de rede de poros, ou seja, saturação média de gás de aproximadamente 0.55, com a presença de condensado, enquanto a camada superior só possui gás, com saturação igual a 1. A média desses valores corresponde ao patamar final citado anteriormente.

O efeito gravitacional é algo que o modelo de microescala consegue representar e estava sendo desprezado ao reduzir a malha a uma camada.

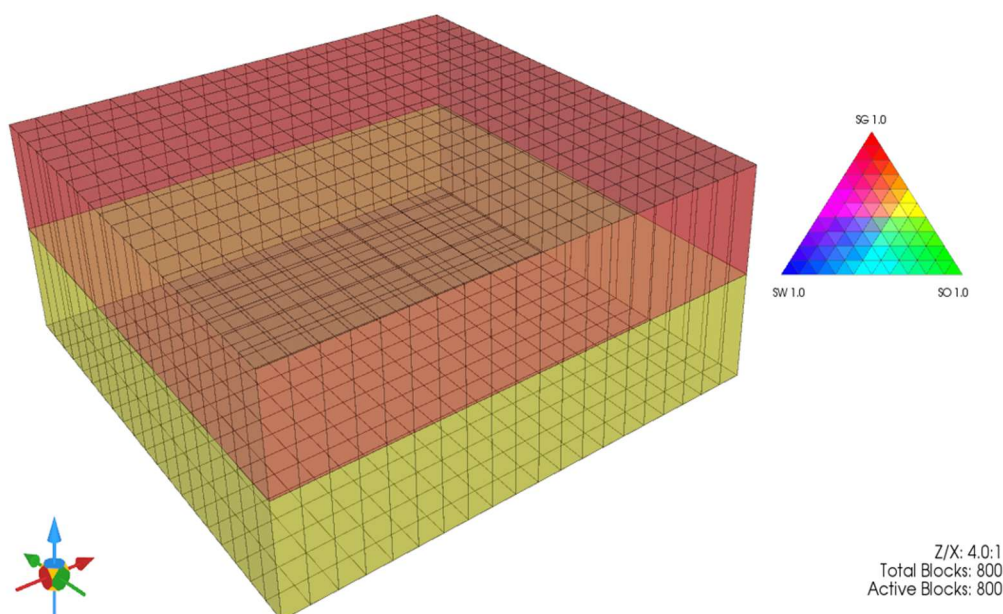


Figura 5.6 - Representação das saturações dos fluidos ao final da simulação

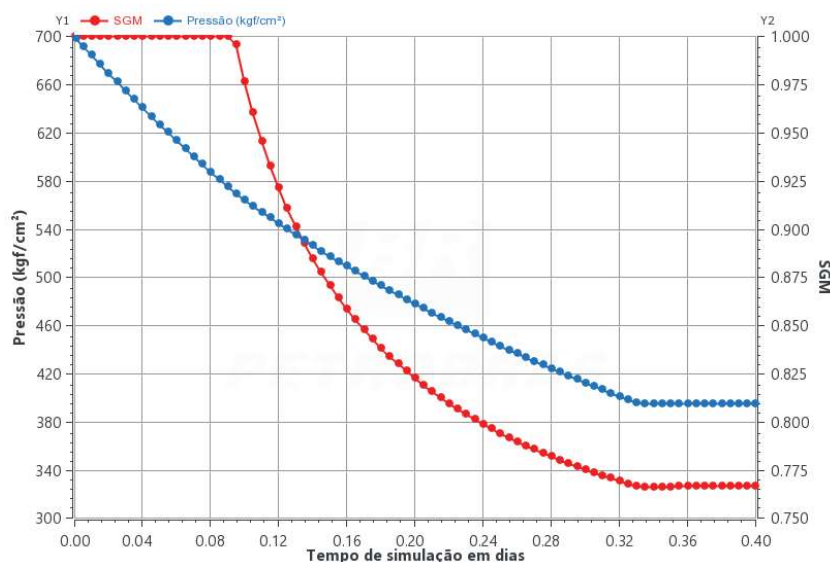


Figura 5.7 – Evolução da saturação média de gás e da pressão média para a simulação com dimensão de célula 2.1284 mm e 2 camadas

Podemos analisar mais no detalhe a curva de evolução temporal da saturação média de gás no campo para a simulação numérica da escala de partida, com dimensão de célula 2.1284 mm e 2 camadas, com controle de pressão no poço. Na Figura 5.7 temos o gráfico obtido para essa simulação dos dados de pressão e saturação média de gás com refinamento no tempo de simulação. A Tabela 5-1 resume esses dados para os pontos de pressão de interesse.

Ao compararmos os resultados da Tabela 5-1 com a Tabela 4-7 apresentada na seção 4.3, obtêm-se valores muito similares de saturação de gás iniciais que são apresentadas na malha com um todo, sendo, para a pressão de 400 kgf/cm² o primeiro valor de 0.767 e o segundo 0.767526, por exemplo. Nesse ponto atingimos o objetivo inicial deste trabalho: de reproduzir uma simulação de escoamento em rede de poros para a escala mais próxima possível em uma simulação numérica de simulador comercial de diferenças finitas. Os valores de saturação média de gás, obtidos na simulação, referentes às cinco pressões apresentadas na Tabela 5-1 são muito similares aos valores apresentados na Tabela 5-2 que reporta os valores de percentual volumétrico para as fases gás e óleo resultantes do cálculo *flash*, realizado no Winprop, para o fluido utilizado na simulação nas condições de pressão variando entre 400 kgf/cm² e 550 kgf/cm².

O valor de saturação de gás de estabilização acaba sendo atingido apenas na camada inferior no regime permanente em que a camada superior apresenta só gás e a camada inferior gás e condensado em equilíbrio termodinâmico, devido a influência da gravidade, já discutida anteriormente.

Tabela 5-1: Dados de pressão e saturação de gás do gráfico da Figura 5.7 para pontos de interesse

Pressão (kgf/cm ²)	S _g inicial
554.44	0.946
531.06	0.893
505.33	0.853
453.26	0.802

396.00 0.767

No Apêndice C, apresentamos os demais resultados dos cálculos *Flash* realizados no Winprop para as pressões de 550, 525, 500, 450 e 400 kgf/cm².

Tabela 5-2: Resultados do cálculo *Flash* para o fluido simulado para pressões de 550 a 400 kgf/cm²

Pressão (kgf/cm ²)	Percentual Volumétrico Gás (%)	Percentual Volumétrico Óleo (%)
550	93.4	6.6
525	88.3	11.7
500	84.7	15.3
450	79.7	20.3
400	76.5	23.5

5.2

Resultados das Simulações GEM

Partindo da simulação de resultado apresentado em verde no gráfico da Figura 5.5, foram realizadas as demais simulações numéricas de malha 20x20x2 com as dimensões de célula 2.12864 cm, 2.12864 dm, 2.12864 m e 2.12864 dam. Os resultados das cinco simulações realizadas estão apresentados nos gráficos da Figura 5.8. Todas atingiram o valor mínimo de saturação de gás em regime permanente de aproximadamente 0.55 para a camada inferior, a diferença entre elas foi o tempo de atingimento desses mínimos. Afinal, para maiores células na malha, tem-se um maior caminho de escoamento a ser percorrido pelo fluido, resultando em um tempo maior para atingir o mesmo nível de pressão que uma malha com células de menores dimensões.

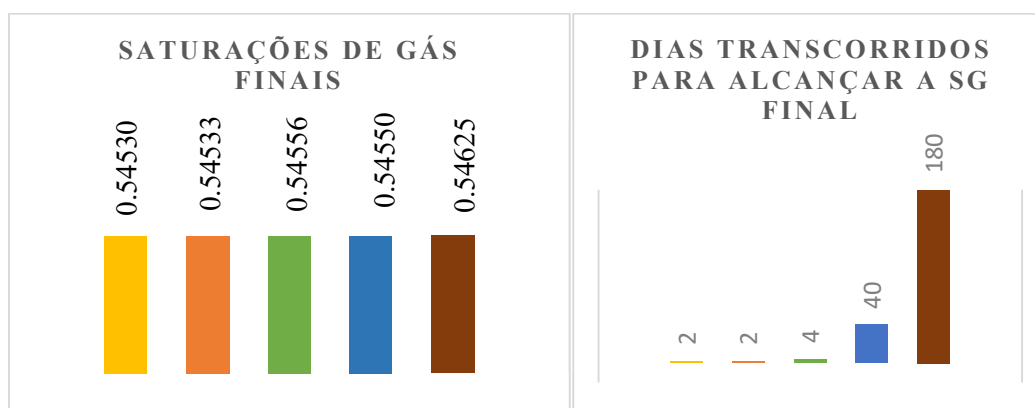


Figura 5.8 – Resultados das simulações para as cinco dimensões de célula simuladas.

O gráfico da esquerda da Figura 5.8 apresenta as saturações médias finais de gás para a camada inferior e o gráfico da direita apresenta o tempo de simulação necessário para atingir o regime permanente. Em amarelo temos os resultados da simulação com lado de célula 2.1284 mm e vazão 0.0002 m³/d; em laranja, os resultados da simulação com lado de célula 2.1284 cm e vazão 0.2 m³/d; em verde,

os resultados da simulação com lado de célula 2.1284 dm e vazão 200 m³/d; em azul, os resultados da simulação com lado de célula 2.1284 m e vazão 200.10³ m³/d e em marrom, os resultados da simulação com lado de célula 2.1284 dam e vazão 200.10⁶ m³/d.

5.3

Primeira comparação entre as curvas de permeabilidade relativa

Nesse momento do trabalho, chega-se a um ponto de reflexão sobre a comparação que se desejava fazer entre as diferentes curvas de permeabilidade relativa que foram trazidas à evidência ao longo dos estudos. A intenção é avaliar qual seria o impacto sobre os resultados obtidos ao se utilizar uma ou outra curva.

Das Figura 5.9 e Figura 5.10 percebemos curvas bem distintas entre si, e concluímos a tendência de apresentarem resultados diferentes, quando implementadas na simulação numérica.

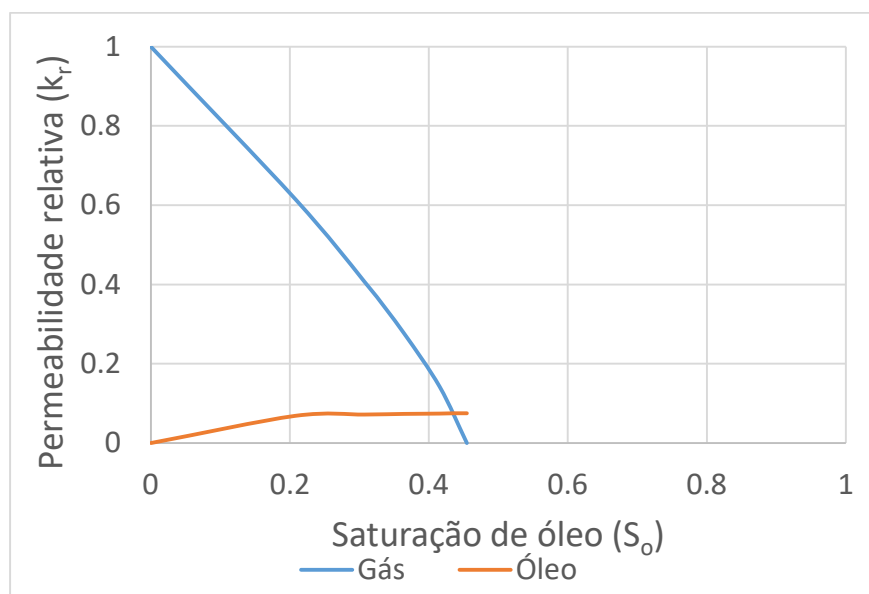


Figura 5.9 - Curva 1: obtida simulando fenomenologicamente o processo de condensação no reservatório

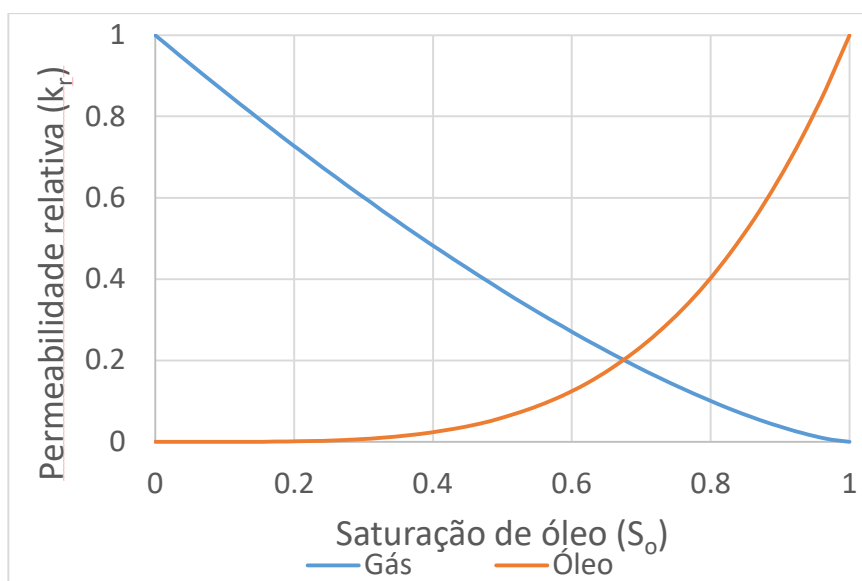


Figura 5.10 - Curva 2: obtida por deslocamento imiscível gás-óleo em plugue de rocha

A curva 1 ainda precisa passar por um processo de *upscaling*, afinal queremos sair da escala de micro poros e evoluir até a escala de campo, mas ajustando esse processo ao efeito físico de influência da velocidade e tensão interfacial na alteração da permeabilidade relativa ao longo do escoamento.

Os próximos passos do trabalho irão nos permitir obter as respostas para essa reflexão.

5.4 Otimização

Para a primeira etapa do processo de otimização, os parâmetros ótimos obtidos para a simulação numérica com tamanho de célula 2.12841 mm, foram $T_g = 40.738$ e $T_c = 42.658$. De posse desses valores, as próximas etapas dizem respeito à otimização que resultará no processo de *upscaling* de permeabilidade relativa.

A Figura 5.11 mostra o gráfico resultante da primeira etapa realizada no CMOST, na simulação em menor escala. O gráfico representa a evolução da saturação de gás média na camada inferior da malha com o tempo. Em vermelho temos a solução ótima obtida e em azul os dados de entrada da simulação original antes da implementação do modelo de Pope.

A segunda etapa foi dividida em 4 otimizações, para obter os expoentes ótimos a_g e a_c , expoentes da lei de potência Corey para o gás e o condensado, respectivamente, para as simulações com malha de tamanho de célula 2.12841 cm, 2.12841 dm, 2.12841 m e 2.12841 dam. Para as quatro otimizações, a simulação de referência foi a respectiva simulação de mesma escala, mas com a permeabilidade relativa sem o modelo de Pope implementado. A diferença com relação à primeira etapa é que nessas otimizações os parâmetros T_g e T_c são conhecidos, e possuem os valores determinados na primeira etapa, e o range de variação se faz sobre os expoentes a se determinar.

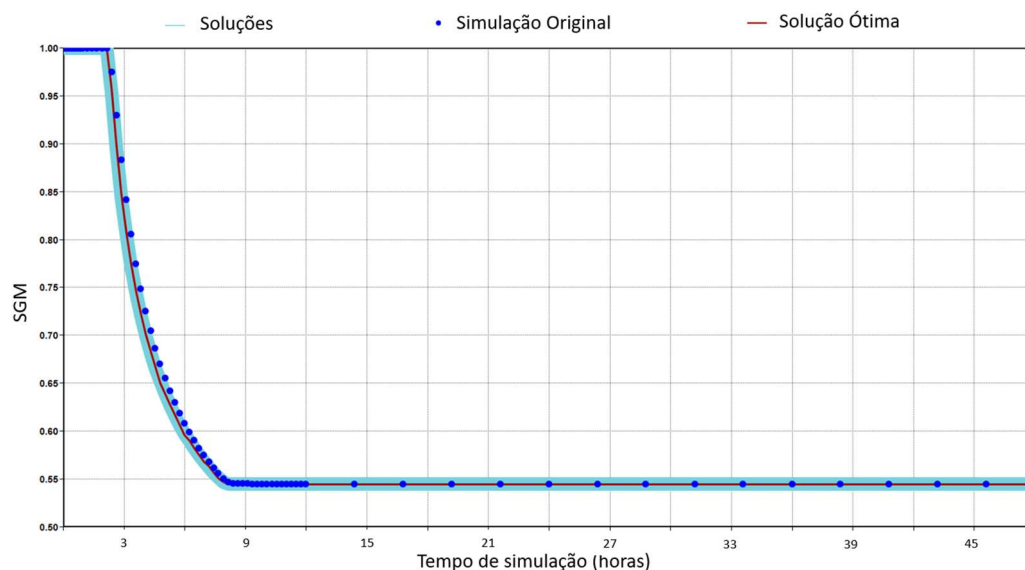


Figura 5.11 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 mm

As Figura 5.12, Figura 5.13, Figura 5.14 e Figura 5.15 mostram os gráficos resultantes das otimizações realizadas para as escalas que seguiram o processo de *upscaling*. Os gráficos representam a evolução da saturação de gás média na camada inferior da malha com o tempo. Em vermelho apresenta-se a solução ótima obtida e em azul os dados de entrada da simulação original antes da implementação do modelo de Pope.

A Tabela 5-3 reúne os valores ótimos dos expoentes a_g e a_c , para gás e condensado, respectivamente, encontrados para as simulações selecionadas.

Tabela 5-3: Valores ótimos para as simulações do processo de otimização

Lado de célula	a_g	a_c
2.12841 cm	1.3896	0.5249
2.12841 dm	1.7739	0.1796
2.12841 m	1.7899	0.1364
2.12841 dam	0.8451	0.2803

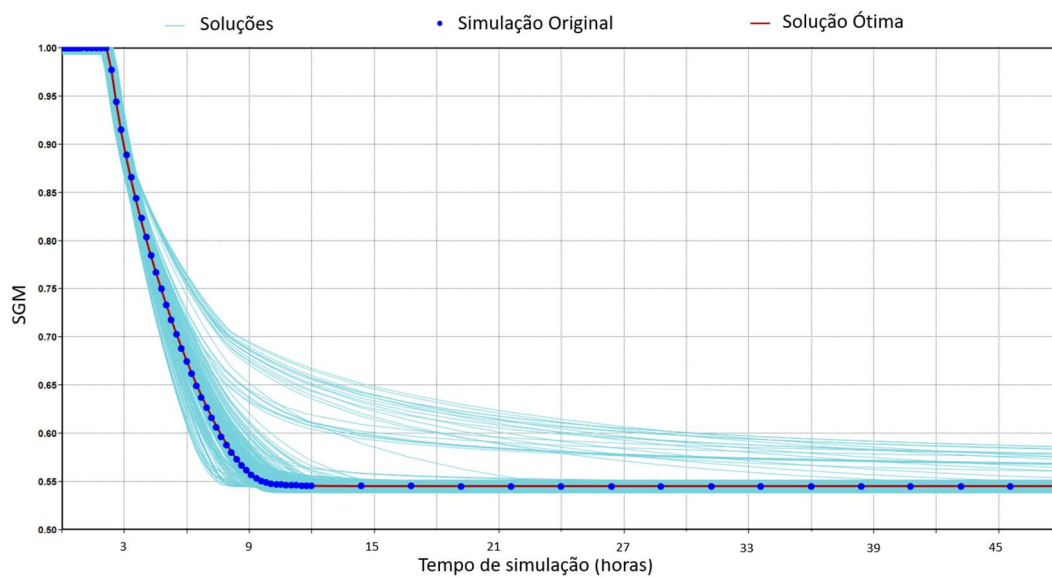


Figura 5.12 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 cm

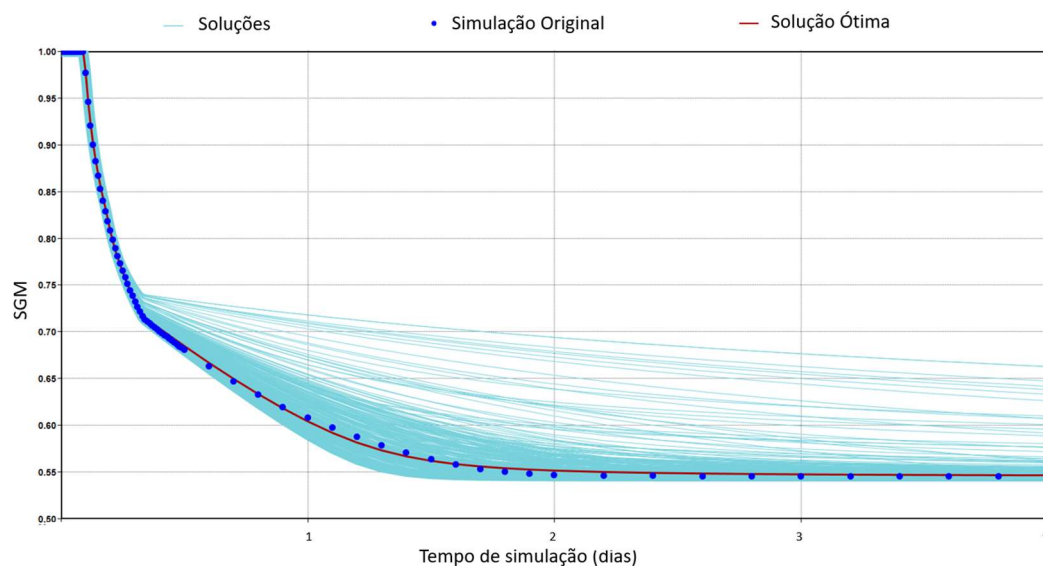


Figura 5.13 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 dm

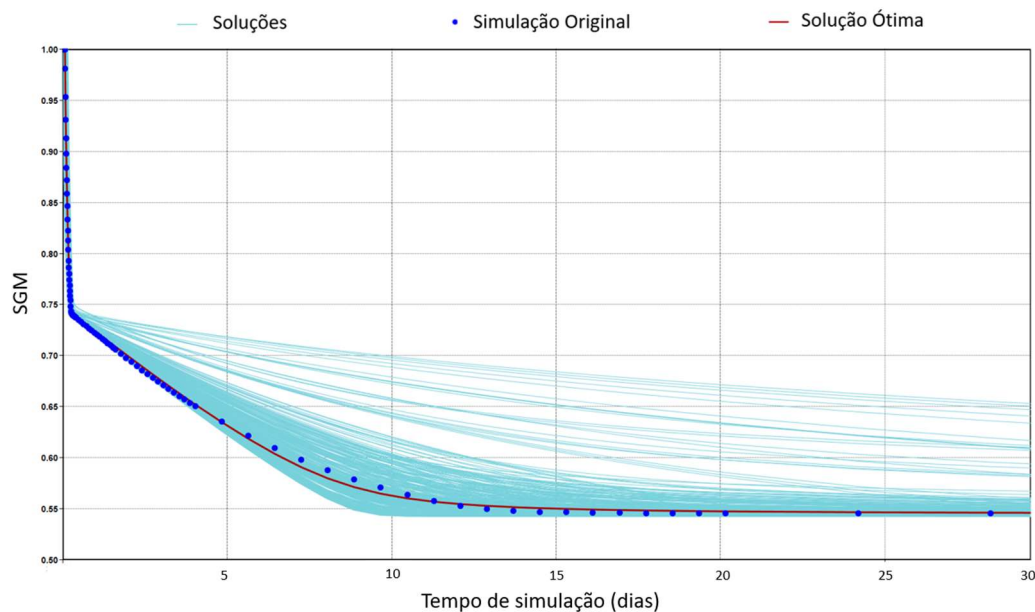


Figura 5.14 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 m

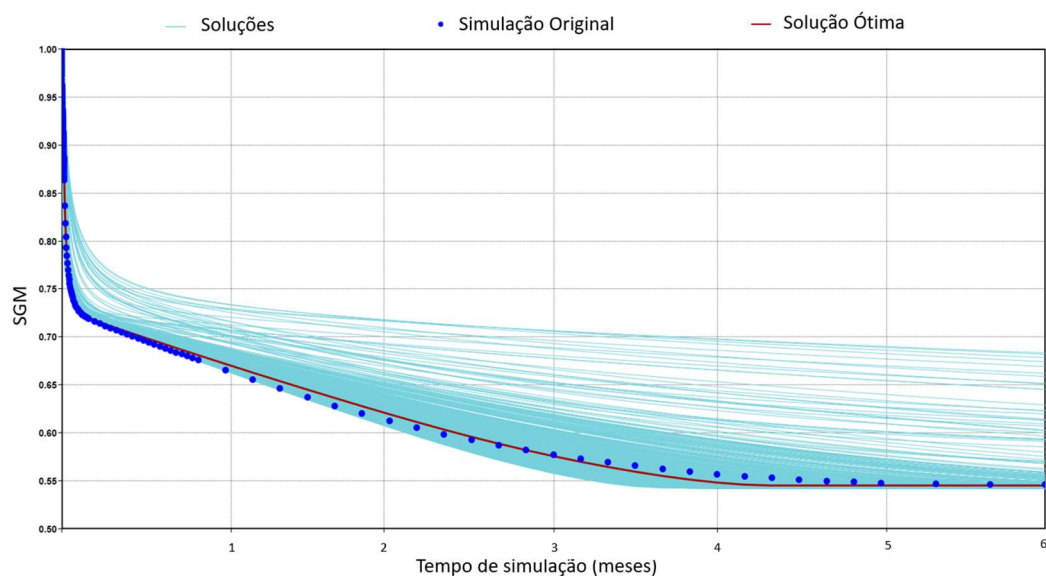


Figura 5.15 – Otimização realizada na simulação com malha de célula 2.12841 dam

5.5

Upscaling de permeabilidade relativa

Das seções 4.3.4.4 e 5.4, reúnem-se os valores listados na Tabela 5-4:

Tabela 5-4: Valores dos parâmetros necessários para determinação da curva de permeabilidade relativa de alto *Trapping Number*

S_{lr}^{low}	0.5453
S_{lr}^{high}	0
S_{gr}^{low}	0.2076
S_{gr}^{high}	0

a_l^{low}	0.122
a_l^{high}	0.2803
a_g^{low}	0.797
a_g^{high}	0.8451
$k_{rl}^{0\ low}$	0.07568
$k_{rl}^{0\ high}$	1
$k_{rg}^{0\ low}$	0.615183
$k_{rg}^{0\ high}$	1
T_l	42.658
T_g	40.738

De posse dessas informações, além da eq. (2-10) já apresentada na seção 2.7, chegamos aos valores apresentados nas Tabela 5-5, Tabela 5-6 e Tabela 5-7, que permitem construir os gráficos das Figura 5.16, Figura 5.17 e Figura 5.18, que apresentam comparações da evolução dos parâmetros para gás e óleo para uma faixa de variação de *Trapping Number*, entre 10^{-12} e 1.

Na Figura 5.16 evidenciamos os valores mínimos e máximos de saturação residual de gás e saturação residual de condensado, conforme apresentados na Tabela 5-4. O mesmo ocorre na Figura 5.17 para os valores máximos e mínimos da permeabilidade relativa no *endpoint* para o gás e o condensado e na Figura 5.18 para os valores máximos e mínimos dos expoentes Corey de permeabilidade relativa para o gás e o condensado.

Tabela 5-5: Dados de saturação de gás e óleo para uma faixa de valores de *Trapping Number*

<i>Trapping Number</i>	S_g	S_o
1.0E-12	0.5453	0.203835
1.0E-11	0.5453	0.200537
1.0E-10	0.5453	0.194535
1.0E-09	0.545299	0.184034
1.0E-08	0.545296	0.166859
1.0E-07	0.545273	0.141653
1.0E-06	0.545111	0.109976
1.0E-05	0.543981	0.077101
1.0E-04	0.536198	0.049109
1.0E-03	0.487391	0.02902
1.0E-02	0.297719	0.016304
1.0E-01	0.079951	0.008882
1.0E+00	0.013065	0.004755

Tabela 5-6: Dados de permeabilidade relativa ao gás e ao óleo para uma faixa de valores de *Trapping Number*

<i>Trapping Number</i>	k_{rg}	k_{ro}
1.0E-12	0.622163	0.07568
1.0E-11	0.628276	0.07568

1.0E-10	0.6394	0.07568
1.0E-09	0.658866	0.075681
1.0E-08	0.690702	0.075686
1.0E-07	0.737426	0.075725
1.0E-06	0.796144	0.076
1.0E-05	0.857083	0.077916
1.0E-04	0.908969	0.091108
1.0E-03	0.946207	0.173839
1.0E-02	0.969779	0.495346
1.0E-01	0.983535	0.864478
1.0E+00	0.991186	0.977854

Tabela 5-7: Dados do expoente Corey para o gás e o óleo para uma faixa de valores de *Trapping Number*

<i>Trapping Number</i>	n_g	n_o
1.0E-12	0.797871	0.122
1.0E-11	0.798635	0.122
1.0E-10	0.800024	0.122
1.0E-09	0.802454	0.122
1.0E-08	0.806429	0.122001
1.0E-07	0.812262	0.122008
1.0E-06	0.819593	0.122055
1.0E-05	0.827202	0.122383
1.0E-04	0.83368	0.124642
1.0E-03	0.838329	0.13881
1.0E-02	0.841272	0.193868
1.0E-01	0.842989	0.257082
1.0E+00	0.843945	0.276498

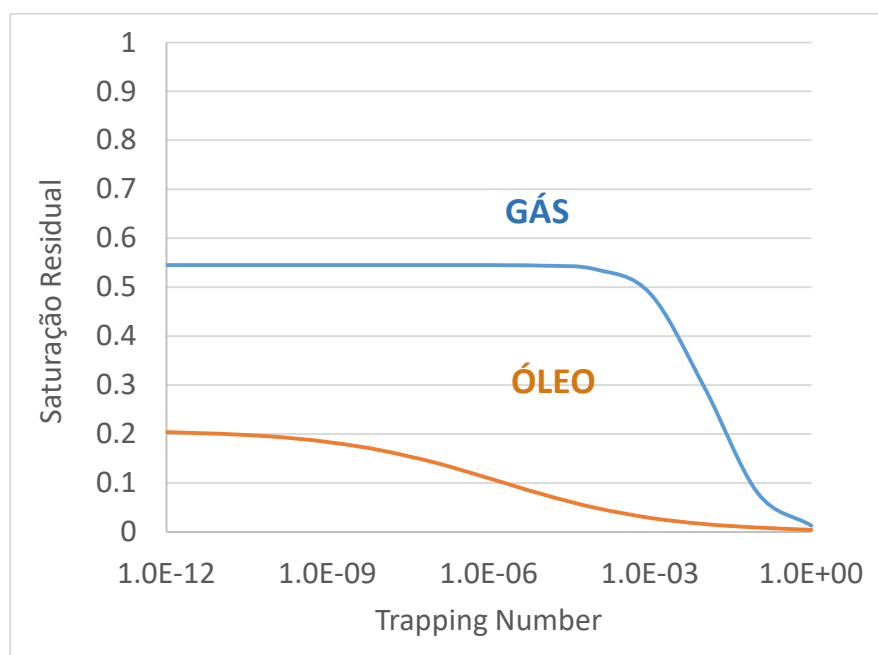


Figura 5.16 – Variação dos valores de saturação residual de gás e de óleo (condensado) com o *Trapping Number*

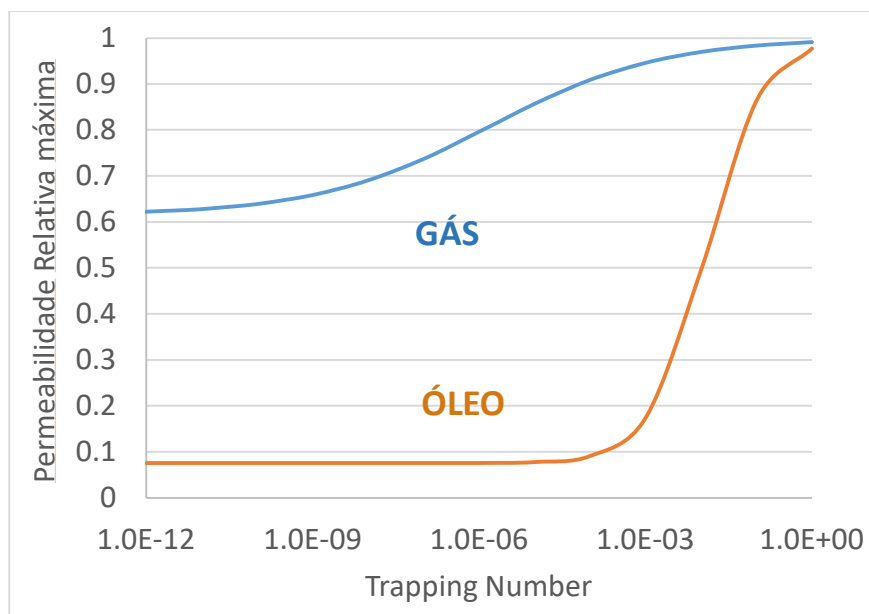


Figura 5.17 - Variação dos valores de permeabilidade relativa de *endpoint* de gás e de óleo (condensado) com o *Trapping Number*

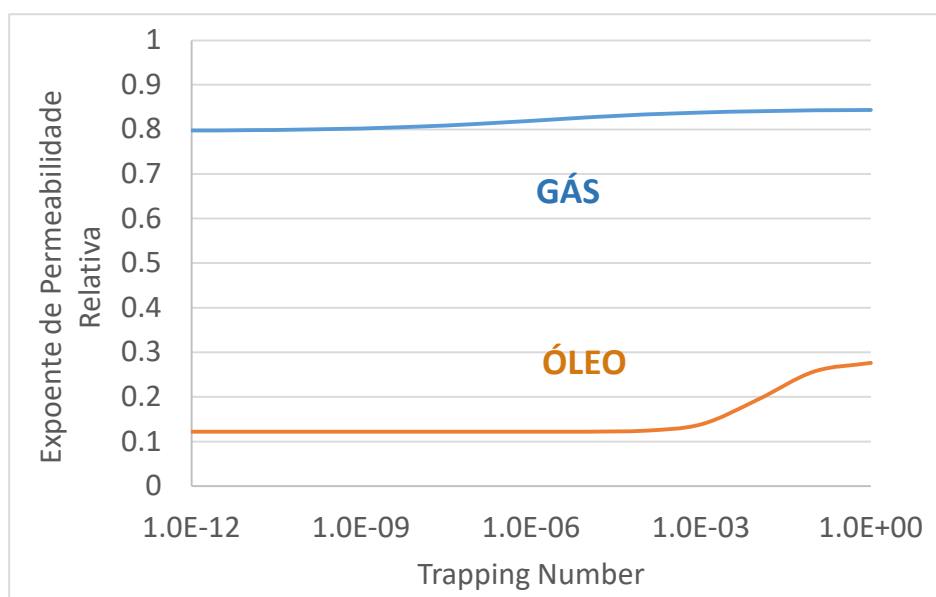


Figura 5.18 - Variação dos valores de expoente de permeabilidade relativa (Corey) de gás e de óleo (condensado) com o *Trapping Number*

Finalmente, após a análise apresentada até o momento, de posse da eq. (2-13), da seção 2.7 e com as eq. (5-2) e eq. (5-3), podemos construir a curva de permeabilidade relativa para *High Trapping Number* apresentada na Figura 5.19.

$$k_{rl} = k_{rl}^0 (\bar{S}_l)^{a_l}, \quad (5-2)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^0 (\bar{S}_l)^{a_g}. \quad (5-3)$$

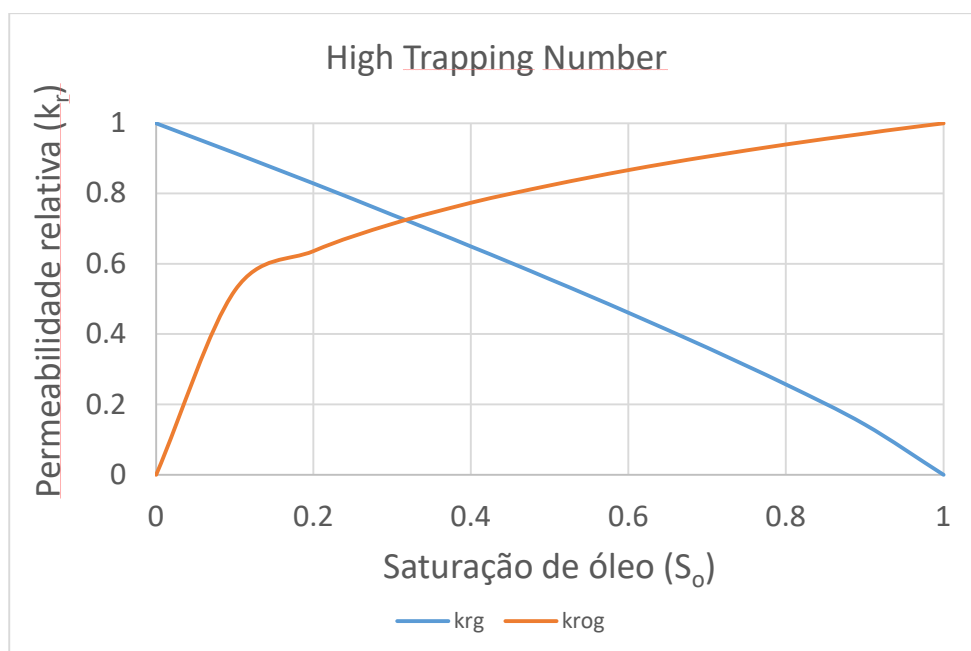


Figura 5.19 – Curva de permeabilidade relativa final após *upscaling*

Nesse momento do trabalho, surge a necessidade da segunda comparação entre curvas de permeabilidade relativa, resgatando as outras duas curvas já apresentadas na seção 5.3.

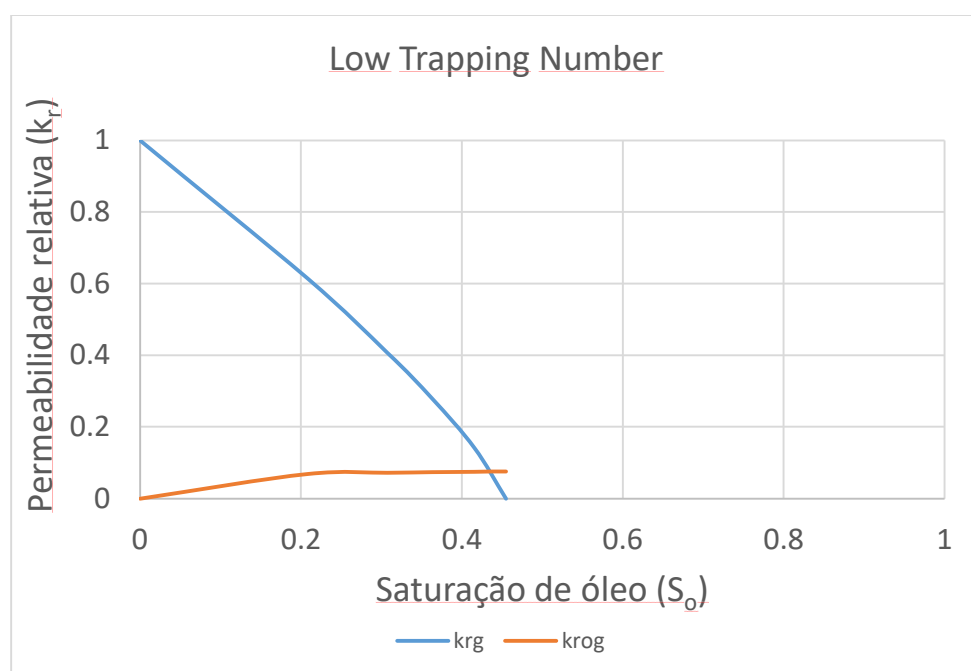


Figura 5.20 – Curva de permeabilidade relativa do ajuste Corey Original – microescala, baixo *Trapping Number*

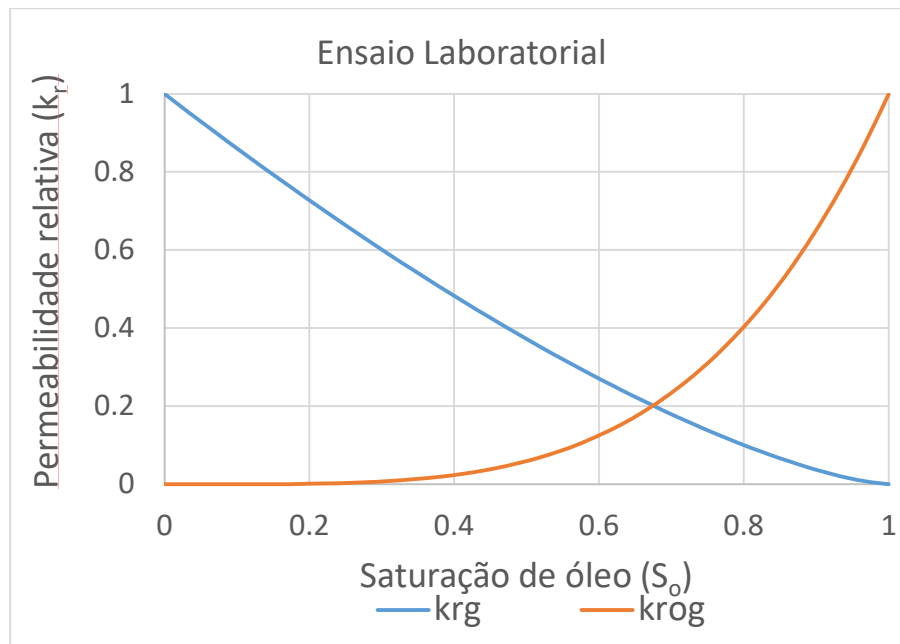


Figura 5.21 – Curva típica obtida de ensaio laboratorial de permeabilidade relativa gás-óleo - normalizada

São essas três curvas apresentadas nas Figura 5.19, Figura 5.20 e Figura 5.21 que servirão de insumo para a última etapa do trabalho.

5.6 Simulações em Escala de Campo

Até este ponto, os estudos obtiveram os parâmetros ótimos do modelo de Pope para as cinco simulações selecionadas para o processo de otimização e que permitiram concluir o processo de *upscaling* de permeabilidade relativa.

A Figura 5.22 mostra um mapa da propriedade $H.\Phi.S_g$ (produto espessura, porosidade e saturação de gás) do modelo de reservatórios Pituba, que representa indiretamente a coluna de hidrocarbonetos ao longo do reservatório.

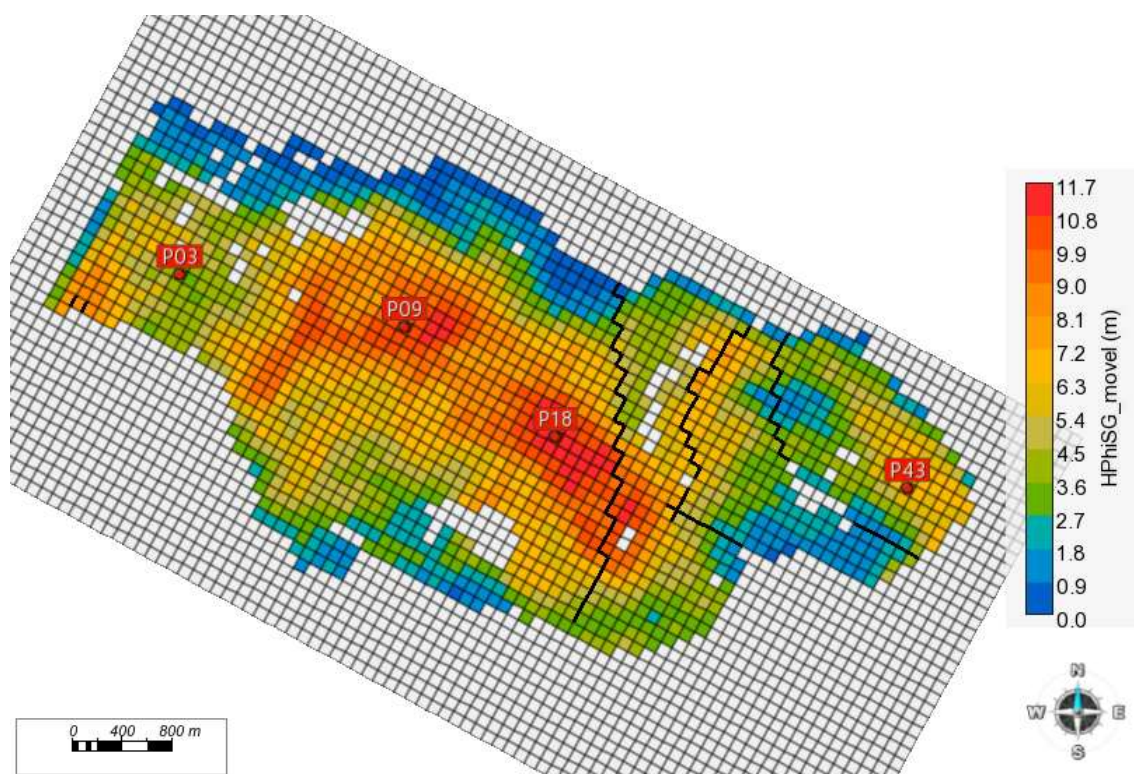


Figura 5.22 – Mapa da distribuição da propriedade H.Phi.Sg para a simulação em escala de campo

Em um primeiro momento, antes de definirmos o impacto das diferentes curvas de permeabilidade relativa nas produtividades dos poços, foi importante avaliar a comparação das produções de gás e óleo.

Na simulação em escala decamétrica, o poço posicionado na face lateral conseguiu manter seu nível de vazão em torno de $200.10^6 \text{ m}^3/\text{d}$ por alguns dias. Esse volume total de produção foi transportado para o cenário da malha da simulação em escala de campo em que cada poço produtor está canhoneado em todas as 23 células e produz por cerca de 5 anos. Correlacionando as dimensões das células e o número de células canhoneadas, chega-se ao valor de vazão máxima por poço de $1.10^6 \text{ m}^3/\text{d}$. Os dois gráficos das Figura 5.23 e Figura 5.24 mostram as curvas de produção de gás (QG) e de óleo (condensado - QO) para esse cenário de desenvolvimento do reservatório com quatro poços produtores.

Nos gráficos, as legendas correspondentes descrevem as três curvas de permeabilidade relativa avaliadas. Lab é a curva oriunda do experimento laboratorial, Corey_Original é a curva da simulação de rede de poros ajustada na lei de potência Corey e Upscaling é a curva final obtida após processo de *upscaling* com a influência da velocidade seguindo o modelo de Pope.

Durante toda a simulação, percebemos que o cenário com curva de permeabilidade relativa resultante do ensaio laboratorial apresenta menores valores de produção de condensado, quando comparado com os demais. Já ao compararmos as mesmas produções de condensado e gás para os cenários com curvas de permeabilidade relativa do ajuste Corey e após *upscaling*, temos valores muito similares. Porém, quando os poços deixam de estar limitados pela produção máxima de gás, percebemos que a simulação resultante da curva de permeabilidade relativa obtida do ensaio laboratorial apresenta os maiores valores de produção de gás, indicando seu caráter mais otimista.

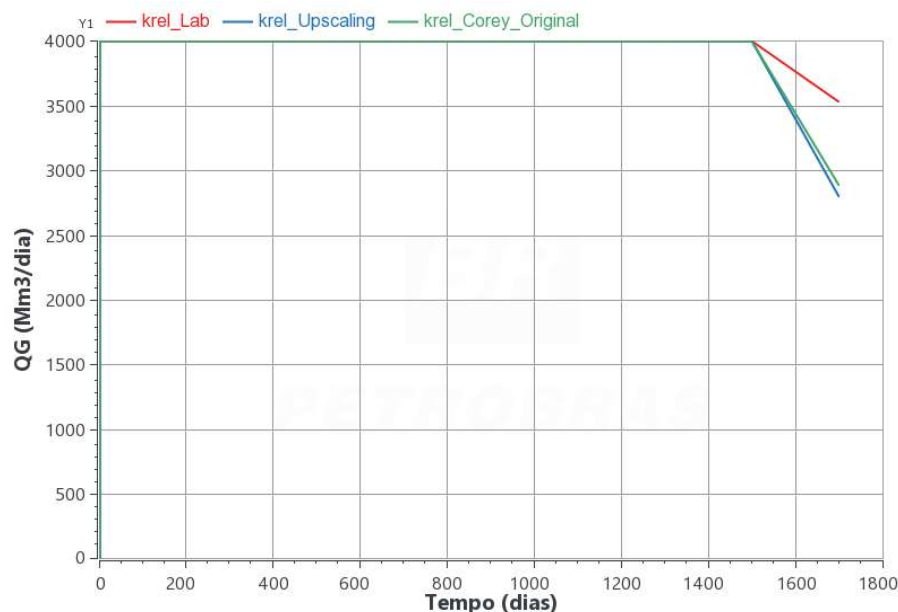


Figura 5.23 – Produção de gás para as simulações realizadas com três curvas de permeabilidade relativa

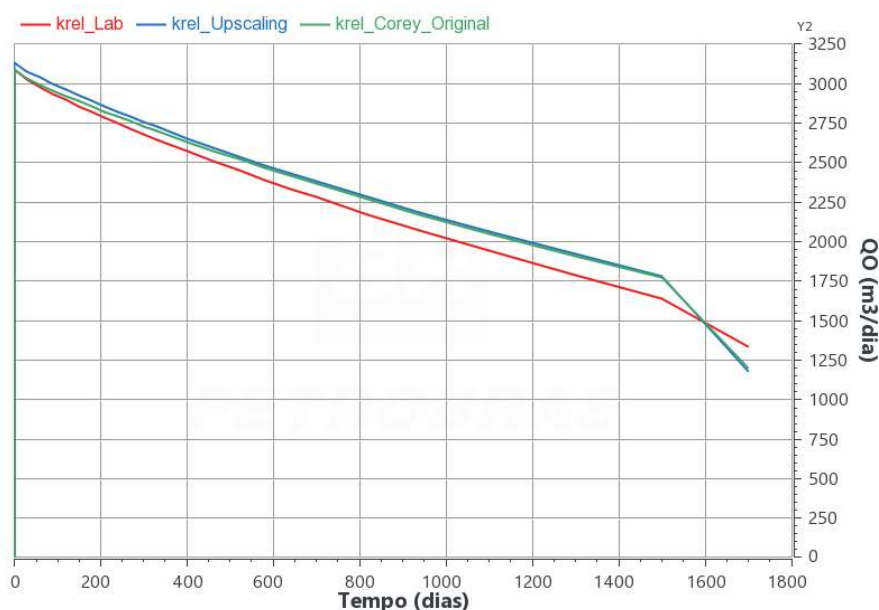


Figura 5.24 - Produção de óleo (condensado) para as simulações realizadas com três curvas de permeabilidade relativa

5.7 Comparação de Produtividades

Com o objetivo de comparar o potencial dos poços produtores da simulação em escala de campo sob a influência das três diferentes curvas de permeabilidade relativa, foi feito o cálculo de IP, índice de produtividade, para os quatro poços. O IP é um dos principais indicadores da capacidade de produção do poço e foi calculado de duas maneiras, com foco na produção de gás e com foco na produção de condensado. Para este cálculo, foi utilizada uma vazão constante de fluido produzido, quando tratamos da produtividade com relação ao gás e uma vazão

constante de óleo condensado, quando tratamos da produtividade com relação ao condensado.

O índice de produtividade é definido como a razão entre a vazão de produção e o diferencial de pressão a que o poço é submetido. O diferencial de pressão que impulsiona a produção de um poço se dá pela diferença entre a pressão estática (ou pressão média do reservatório na proximidade do poço) e a pressão de escoamento, ou pressão de fundo (*Bottom-Hole Pressure*).

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_w} \quad (5-4)$$

Onde: Q = Vazão de óleo em condições standard, P_e = Pressão Média e P_w = Pressão no fundo do poço.

O IP calculado conforme a eq. (5-4) é utilizado para o cálculo de índice de produtividade de poços de óleo. Para poços produtores de gás podemos utilizar a mesma equação se a vazão considerada for a total dos fluidos produzidos em condições de reservatório.

Os gráficos obtidos a partir desse cálculo são apresentados a seguir e as tabelas com os dados correspondentes se encontram no Apêndice D.

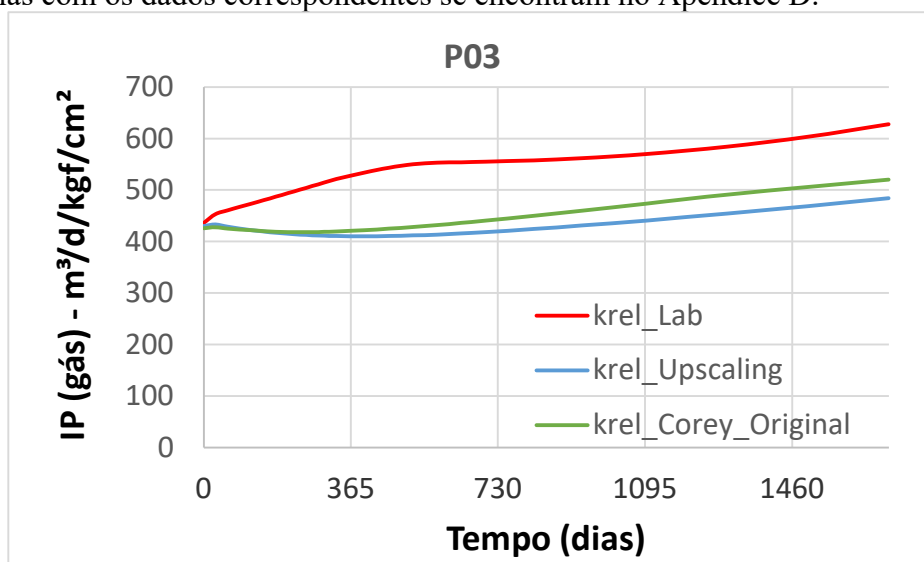


Figura 5.25 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P03

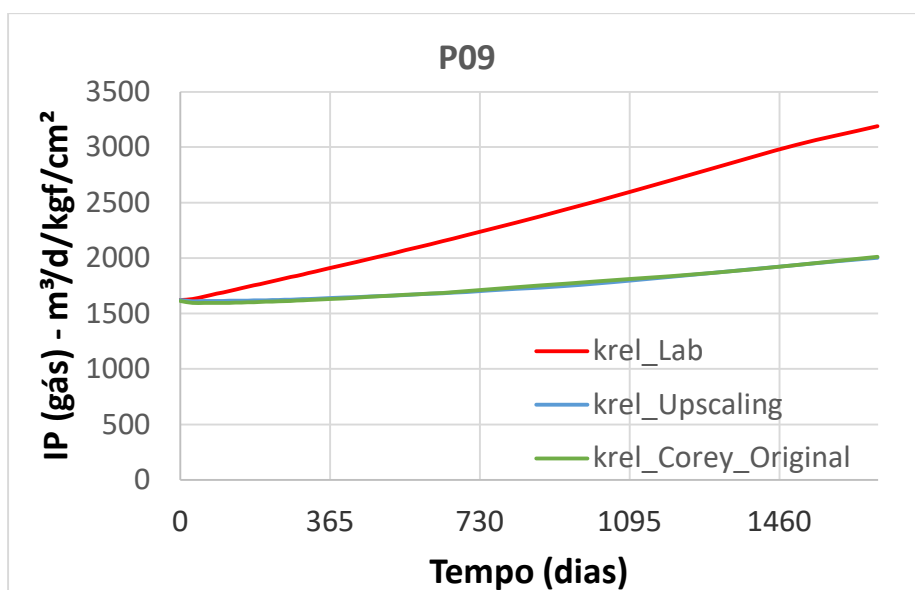


Figura 5.26 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P09

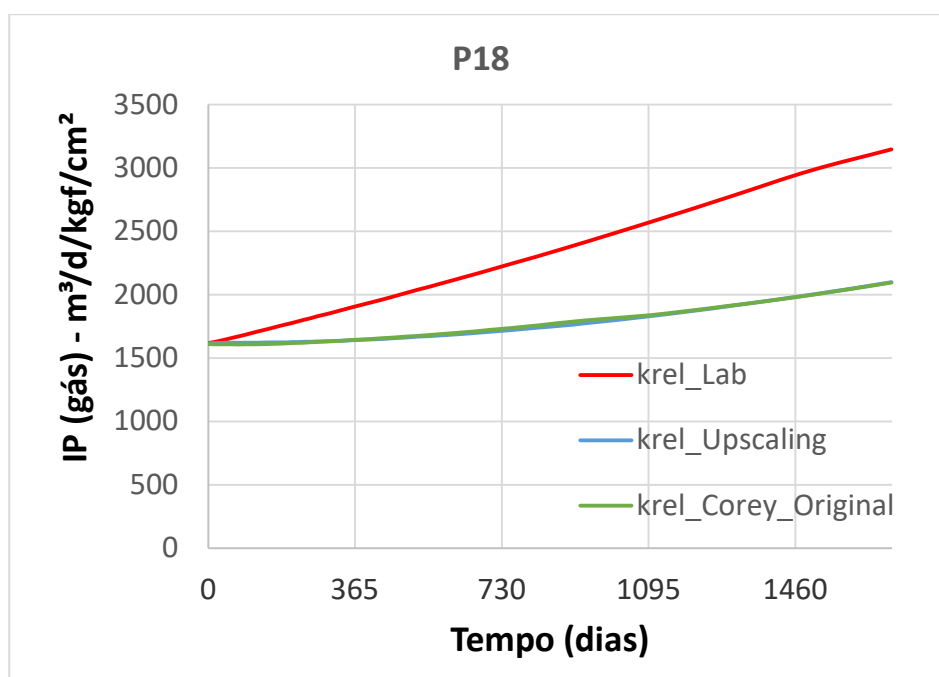


Figura 5.27 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P18

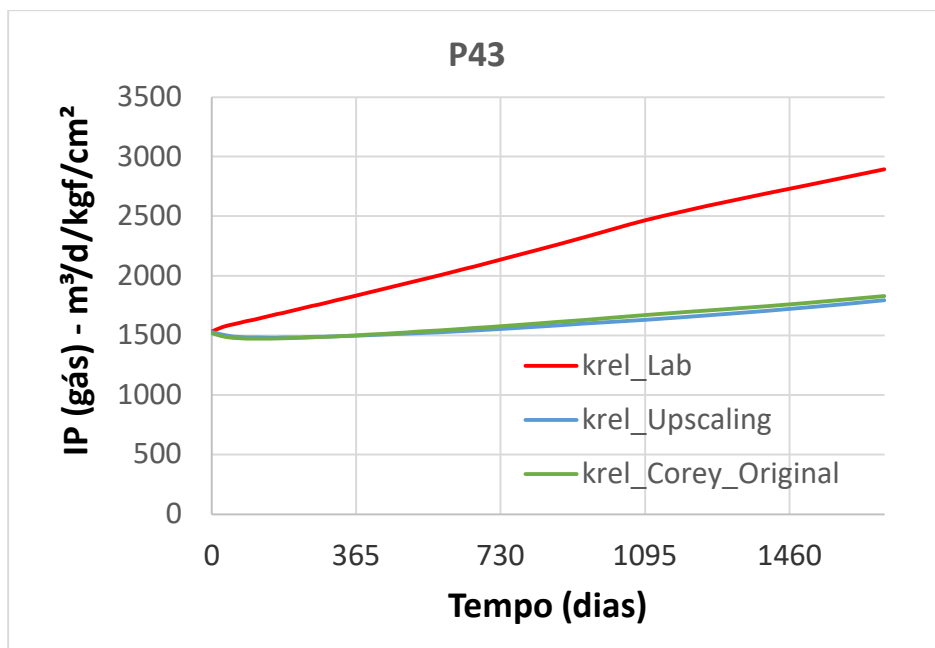


Figura 5.28 – Gráfico dos valores de produtividade com relação ao gás para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P43

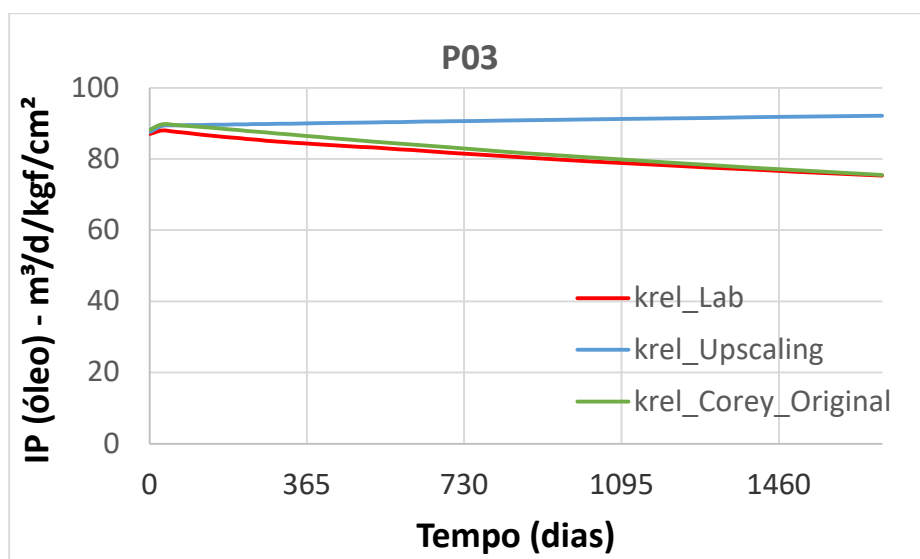


Figura 5.29 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P03

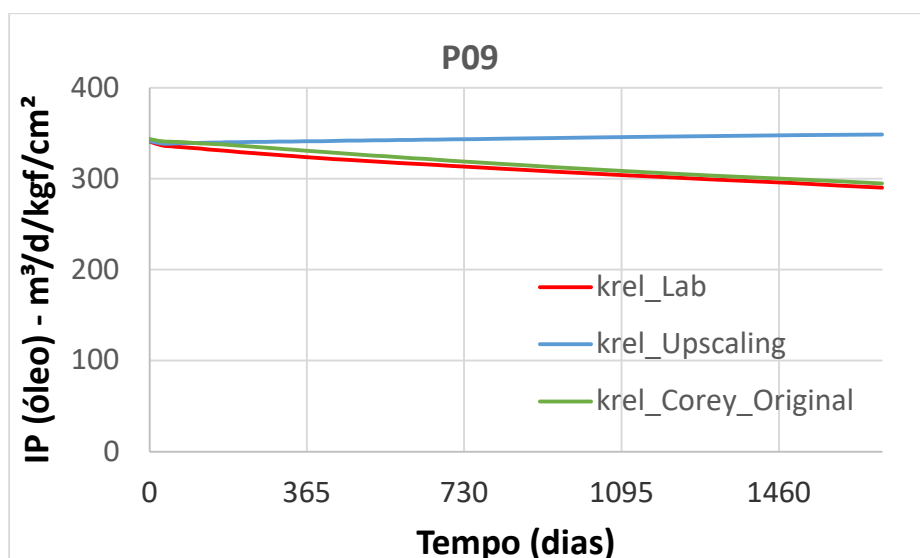


Figura 5.30 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P09

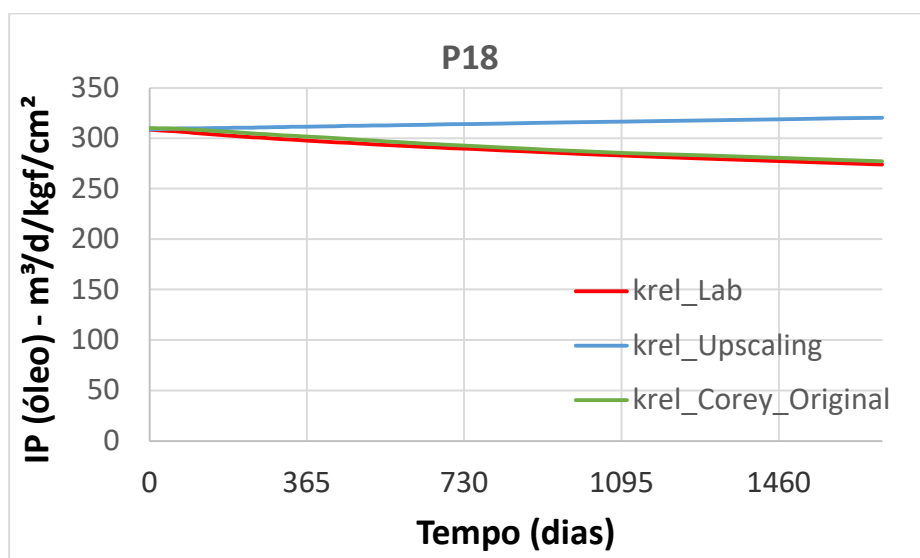


Figura 5.31 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P18

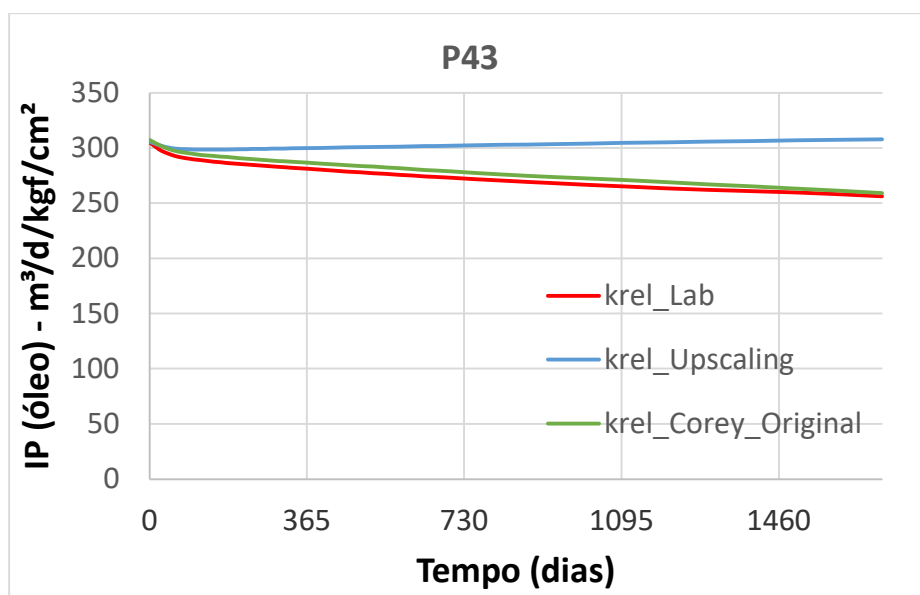


Figura 5.32 - Gráfico dos valores de produtividade com relação ao óleo para as simulações com três diferentes curvas de permeabilidade relativa – poço P43

Ao analisarmos as evoluções de produtividade comparando as três curvas de permeabilidade relativa utilizadas, o caráter otimista da curva de permeabilidade relativa resultante do ensaio laboratorial novamente se destaca, pois para valores máximos fixos de produção de fluido em condições de reservatório, as simulações que a utilizam apresentam os maiores valores de produtividade de gás.

5.8

Resultados de variação de saturação

Com o objetivo de comparar a influência das três diferentes curvas de permeabilidade relativa na evolução da saturação de condensado ao longo do tempo nas regiões próximas aos poços, foram definidas quatro regiões de interesse, na Figura 5.33. A Figura 5.33 apresenta a permeabilidade efetiva ao gás na presença de condensado para o final da simulação que utilizou a curva de permeabilidade relativa resultante do processo de *upscaling*, tendo sido calculada pela média ponderada com o volume poroso das regiões.

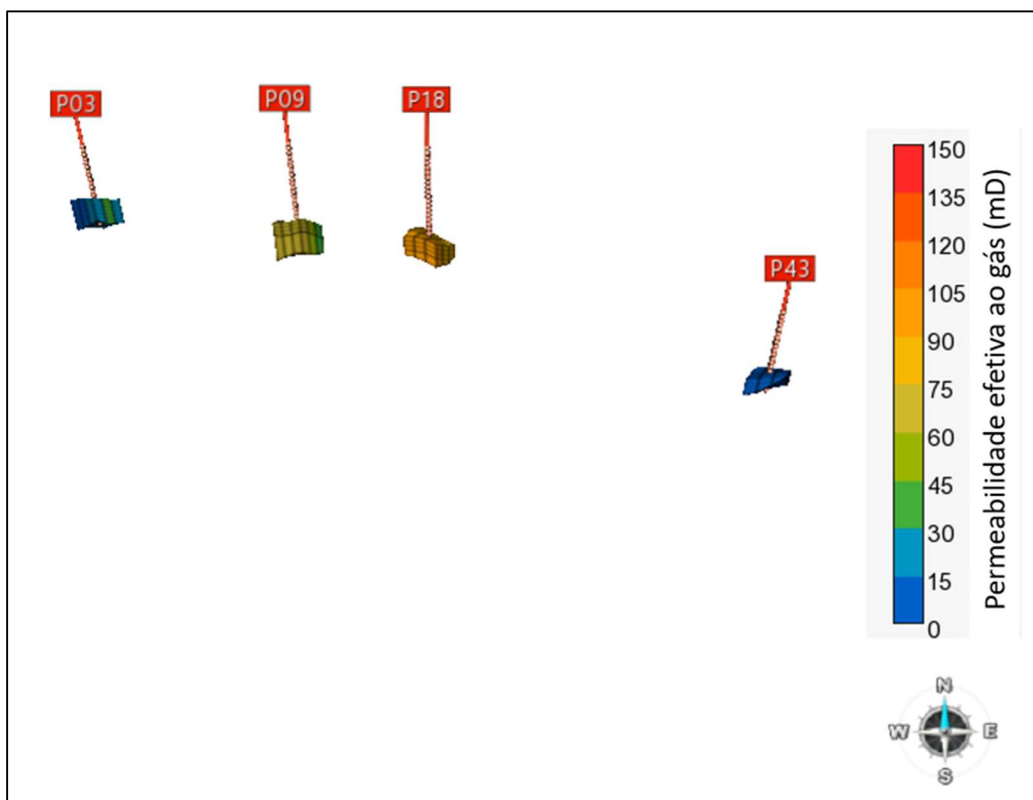


Figura 5.33 – Regiões de interesse próximas aos poços para avaliação da saturação de condensado – valores ao final da simulação

As regiões de interesse foram escolhidas com o critério volumétrico de contemplarem paralelepípedos compostos pelas células nas proximidades dos poços, abrangendo três células na direção x, três células na direção y, além das células de canhoneio do poço e estarem localizadas nas camadas inferiores, onde temos a maior concentração de condensado após deposição, contemplando as últimas cinco camadas da malha de simulação. A primeira região corresponde às células evidenciadas na Figura 5.33 no poço P03, a segunda região corresponde às células evidenciadas na Figura 5.33 no poço P09, a terceira região corresponde às células evidenciadas na Figura 5.33 no poço P18 e a quarta região corresponde às células evidenciadas na Figura 5.33 no poço P43. Nomeamos as quatro regiões respectivamente da seguinte forma: Well03, Well09, Well18 e Well43.

As Figura 5.34, Figura 5.35, Figura 5.36 e Figura 5.37 mostram os gráficos de evolução com o tempo de simulação da saturação média de condensado nas regiões Well03, Well09, Well18 e Well43, respectivamente, comparando os resultados para as três simulações com as curvas de permeabilidade relativas distintas, usando a mesma nomenclatura apresentada anteriormente: Lab é a curva oriunda do experimento laboratorial, Corey_Original é a curva da simulação de rede de poros ajustada na lei de potência Corey e Upscaling é a curva final obtida após processo de *upscaling* com a influência da velocidade seguindo o modelo de Pope. Nos gráficos, SOM é a saturação média de óleo (condensado), calculado da mesma forma que apresentado para o gás na eq. (5-1).

A Tabela 5-8 mostra a comparação da permeabilidade efetiva ao gás na presença de condensado, nas regiões de interesse, para as simulações com as três curvas de permeabilidade relativa, mostrando seus valores médios em mili Darcy (mD) para o início e para o fim das simulações. A Tabela 5-9 mostra a redução

percentual, entre início e fim da simulação, dessas permeabilidades, para as simulações com as três curvas de permeabilidade relativa utilizadas.



Figura 5.34 – Evolução da saturação média de óleo na região Well03

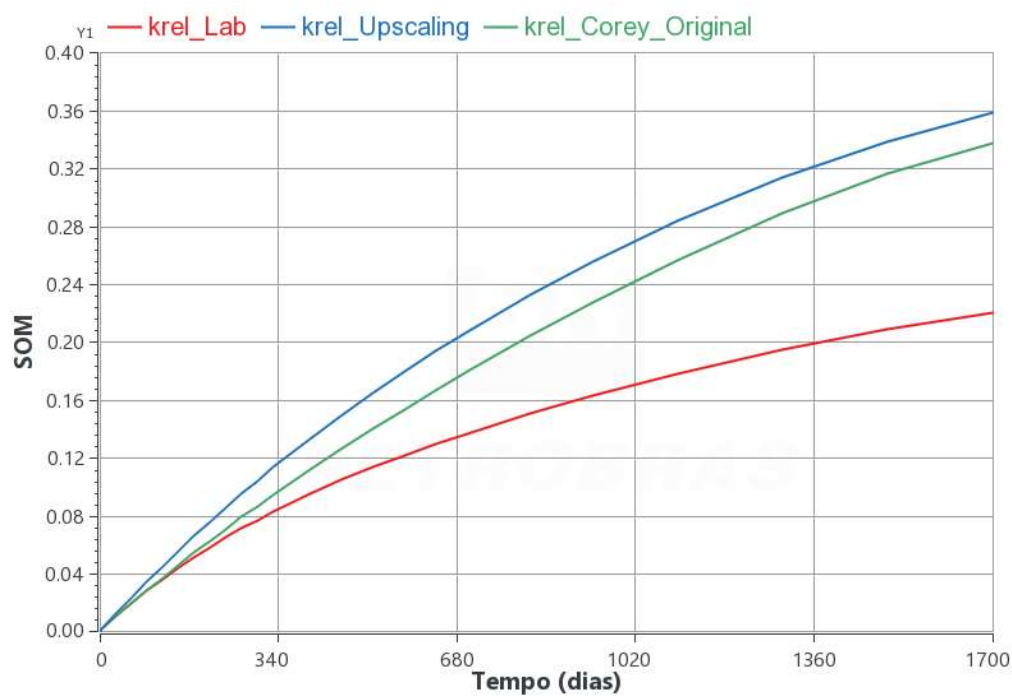


Figura 5.35 – Evolução da saturação média de óleo na região Well09

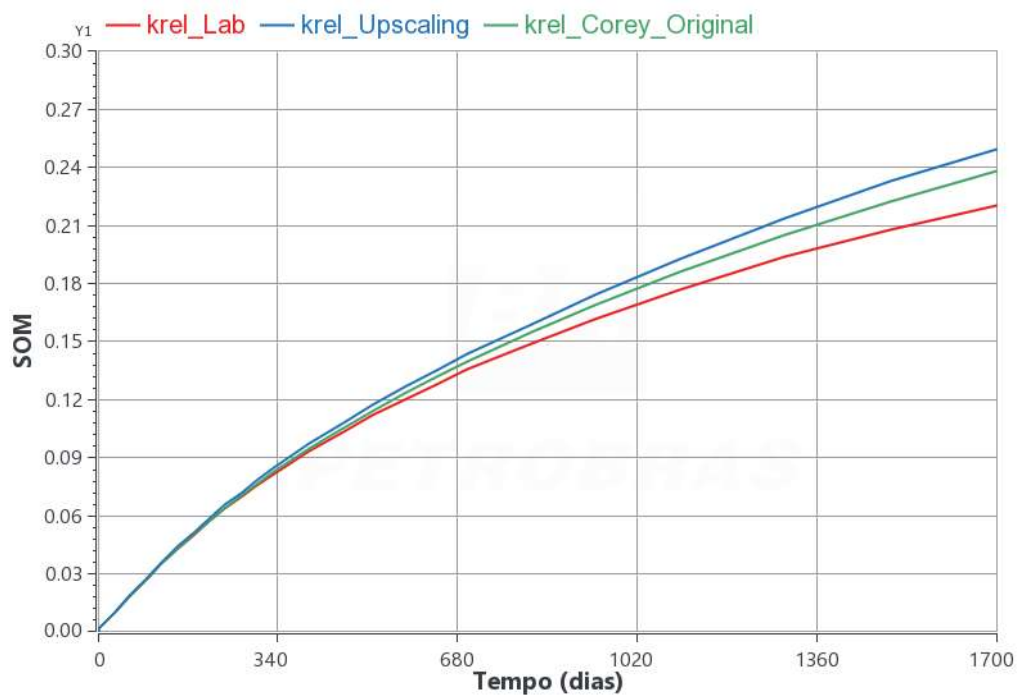


Figura 5.36 - Evolução da saturação média de óleo na região Well18

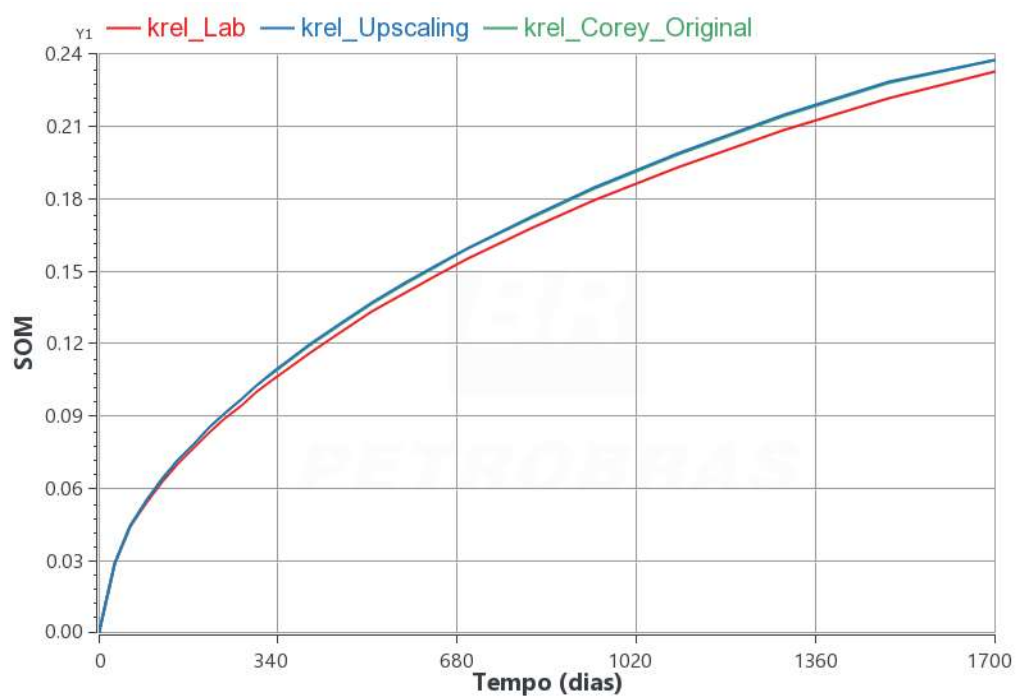


Figura 5.37 - Evolução da saturação média de óleo na região Well43

Tabela 5-8: Valores médios de Permeabilidade Efetiva ao gás (mD)

Regiões	Início: Todos	Fim: krel Lab	Fim: krel Corey Original	Fim: krel Upscaling
Well03	42.13	29.13	19.96	18.70
Well09	74.15	71.56	46.15	45.99
Well18	124.48	119.30	76.60	73.17
Well43	12.01	11.38	6.76	6.55

Tabela 5-9: Reduções percentuais dos valores de permeabilidade efetiva ao gás

Regiões	krel_Lab	krel_Corey_Original	krel_Upscaling
Well03	30.9%	52.6%	55.6%
Well09	3.5%	37.8%	38.0%
Well18	4.2%	38.5%	41.2%
Well43	5.2%	43.7%	45.5%

Ao avaliarmos a evolução da saturação média de condensado com o tempo nas quatro regiões definidas, assim como os resultados apresentados nas Tabela 5-8 e Tabela 5-9, constatamos algumas observações importantes.

Podemos perceber que, em todos os gráficos, as curvas de evolução de saturação de condensado com o tempo para a simulação com curva de permeabilidade relativa do ensaio laboratorial passam abaixo das curvas que utilizaram a permeabilidade relativa com o ajuste Corey original e que, por sua vez, passam abaixo das curvas que utilizaram a permeabilidade relativa resultante do processo de *upscaling*.

Com base na propriedade apresentada na Figura 5.33, temos a seguinte ordem crescente de valores médios de permeabilidade efetiva ao gás para as regiões escolhidas: Well43, Well03, Well09 e Well18. Essa ordem se mantém ao longo de toda a simulação, com as quatro regiões próximas aos poços apresentando reduções nesses valores utilizando quaisquer das três curvas de permeabilidade relativa. Interessante observar que as maiores reduções percentuais da permeabilidade efetiva ao gás, na presença de condensado, ocorrem para a simulação que utiliza a curva de permeabilidade relativa resultante do processo de *upscaling*, sendo seguida em valores ligeiramente menores para a simulação que utiliza a curva de permeabilidade relativa inicial com ajuste Corey e finalmente tendo os menores valores de reduções percentuais na simulação com a curva de permeabilidade relativa do ensaio laboratorial.

Das observações apresentadas, fica claro que a curva de permeabilidade relativa resultante do ensaio laboratorial tende a subestimar a deposição de condensado nas regiões próximas aos poços, ou seja, nas regiões de maior depleção, apresentando sempre valores menores de saturação de condensado para as regiões escolhidas, quando comparadas com as outras duas curvas de permeabilidade relativa utilizadas nesse trabalho. Além disso, a curva que chamamos krel_Lab, acaba sendo mais otimista do ponto de vista de representação da redução da permeabilidade efetiva ao gás na presença de condensado, quando comparada com as demais, porque quando se analisa início e fim da simulação, conclui-se que o gás ainda consegue fluir de forma razoável, quando na verdade poderia ter tido sua capacidade de fluxo reduzida de valores próximos a 50% para o tempo de simulação considerado e nas condições do reservatório utilizado, cenários representados pelas curvas krel_Corey_Original e krel_Upscaling.

Ainda, na comparação entre as curvas krel_Corey_Original e krel_Upscaling, percebemos valores maiores de saturação de condensado para a segunda, o que indica uma melhor representação do fenômeno nas regiões selecionadas, apoiado pela apresentação de maiores reduções percentuais da permeabilidade efetiva ao gás ao longo da simulação.

6

Considerações Finais

6.1

Conclusões

A dissertação apresentada propôs a aplicação de uma metodologia de *upscaling* de permeabilidade relativa partindo da representação de resultados em escala de petrofísica digital até simulações em escala de campo. Os estudos apresentados validam a reprodução das simulações de escala fina no simulador comercial.

As simulações que utilizaram como insumo a curva de permeabilidade relativa gás-óleo típica de ensaio laboratorial (nas condições indicadas) apresentaram resultados diferentes com relação àquelas obtidas pelo processo de *upscaling*, pois elas representam o condensado como um fluido mais móvel, existe menor dano ao gás causado pelo menor acúmulo de condensado no reservatório. Os resultados mostram que a metodologia proposta consegue ser mais fiel à influência da condensação no reservatório sobre a produtividade dos poços.

Ao se avaliar o resultado global de produção da simulação em escala de campo e no detalhe da comparação de produtividades dos poços, não se obtêm diferenças importantes entre a utilização da curva original de permeabilidade relativa gás-óleo ou de sua forma após *upscaling*. Os processos de *upscaling* visam capturar a influência da mudança de escala. No contexto desse trabalho, esse efeito foi investigado e para essas comparações o impacto existiu, mas foi pequeno.

Entretanto, ao analisarmos a alteração com o tempo de simulação da saturação de condensado em regiões selecionadas próximas aos canhoneiros dos poços, conseguimos ter uma melhor representatividade da evolução que se percebe entre as três curvas de permeabilidade relativa gás-óleo. Evidenciamos um aumento nos valores da saturação de condensado que vai desde a curva de permeabilidade relativa gás-óleo típica do ensaio laboratorial, passa pela curva ajustada aos dados da simulação em rede de poros e chega até os maiores valores na curva resultante do processo de *scale-up*. Dentre os quatro poços avaliados, essa evolução de valores de saturação de condensado próxima aos poços tem destaque para um dos poços, apresentando um valor máximo de cerca de 22% para cinco anos de produção para a primeira curva citada, chegando a 36% para a última curva. Quando comparados os resultados de redução da permeabilidade efetiva ao gás em presença de condensado em regiões selecionadas próximas aos poços produtores na simulação em escala de campo, para o mesmo poço em questão, temos uma redução percentual que vai de 3.5% para a primeira curva, passando para 38% para a última, ou seja, valores mais de dez vezes maiores.

A utilização do modelo de *Trapping Number*, incluindo a influência da tensão interfacial e da velocidade de escoamento na alteração da curva de permeabilidade relativa gás-óleo utilizada na simulação numérica, pode ser uma importante ferramenta para capturar a alteração de composição que existe nas regiões mais próximas aos poços produtores. A combinação deste com a metodologia de *upscaling* proposta aplicada a resultados de simulação em rede de poros pode

auxiliar o engenheiro de reservatórios a aperfeiçoar a representatividade da sua simulação numérica em escala de campo.

6.2

Perspectivas de trabalhos futuros

Diante dos estudos desenvolvidos para esse trabalho, surgem algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Validação da metodologia de transferência de escala com variações de velocidade molar e fluido, ou seja, diferentes condições de drenagem e riqueza do fluido em condensado, para as simulações de rede de poros;
- Utilização de valores de dano ao poço produtor, na simulação em escala de campo, com curva de permeabilidade relativa típica de laboratório, para atingir uma representação equivalente dos resultados da simulação de rede de poros;
- Inclusão do efeito de variação da tensão interfacial, além da variação de velocidade (vazão), e consequente alteração das curvas de permeabilidade relativa como dados referência para o processo de *upscaling*, da escala de poros a escala de campo;
- Investigação da influência da permeabilidade e/ou outras características de reservatório sobre a melhor representação da deposição de condensado em escala de campo, com a utilização da curva de permeabilidade relativa após *upscaling*;
- Investigação de correlações específicas para a curva de permeabilidade relativa para passar pela metodologia de transferência de escala, para campos de gás condensado, que tenham potencial de reproduzir mais fielmente a deposição de condensado que ocorre no reservatório.

Referências Bibliográficas

1. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. [Online] **World Energy Outlook Special Report**, 2019. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>.
2. CRAFT, B. C. e HAWKINS, M. F. **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. Pearson, 3rd Edition, 2014.
3. MACHADO, M. V. B. **Engenharia de Reservatórios**. PUC-Rio: Notas de Aula. 2020.
4. FAN, L., *et al.* **Understanding Gas-Condensate Reservoirs**. Oilfield Review. pp. 14-27, 2005, Vol. 17.
5. AMANI, M. e NGUYEN, N. T. **An Overview of Methods to Mitigate Condensate Banking in Retrograde Gas Reservoirs**. Advances in Petroleum Exploration and Development. CSCanada, 2015, Vol. 9.
6. MARSILI, M. **Simulação Numérica da Injeção de Água como Método de Recuperação Suplementar para um Campo com Alto Grau de Exploração**. Dissertação de Mestrado. UFRJ, Escola Politécnica, 2008.
7. ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J. H. e KING, G. R. **Basics Applied Reservoir Simulation**. Richardson, Texas : Society of Petroleum Engineers, 2001.
8. DANESH, A. **PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids**. Elsevier. Department of Petroleum Engineering, Heriot Watt University, Scotland, 1998.
9. ROSA, J. A., DE SOUZA, C. e AUGUSTO, D. D. X. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro : Interciência, 2006.
10. MCCLURE, J. **Microscale modeling of fluid flow in porous medium systems**. University of North Carolina. 2011.
11. HUBBERT, M. K. **Darcy's law and the field equations of the flow of underground fluids**. Hydrol. Sci. Journal. 2(1), 1957, 23-59.
12. BLUNT, M. J. **Multiphase Flow in Permeable Media**. Cambridge University Press. Cambridge, 2017.
13. BATTIATO, I., *et al.* **Theory and Applications of Macroscale Models in Porous Media**. Transport in Porous Media. 2019.
14. COMPUTER MODELING GROUP - CMG. GEM 2020.10 Manual.
15. BROOKS, R. e COREY, A. **Hydraulic Properties of Porous Media**. Hydrol. Pap. 1964.

16. RENHA, J. F. e CARVALHO, M. S. **Simulação do processo de injeção de soluções poliméricas viscoelásticas na escala de reservatório.** Dissertação de Mestrado. PUC-Rio, 2015.
17. BUTT, H., GOLOVKO, D. S. e BONACCURSO, E. **On the Derivation of Young's Equation for Sessile Drops: Nonequilibrium Effects Due to Evaporation.** J. Phys. Chem. 111, 5277-5283, 2007.
18. FIROOZABADI, A., *et al.* **Surface Tension of Reservoir Crude Oil/Gas Systems Recognising the Asphalt in the Heavy Fraction.** SPE Res. Eng. 265-272, 1988.
19. REIS, P. K. P. e CARVALHO, M. S. **Development and applications of a pore-network model for gas-condensate flow.** Tese de Doutorado. Departamento de Engenharia Mecânica. PUC-Rio, 2021.
20. PENG, D. -Y. e ROBINSON, D. B. **A new two-constant equation of state.** Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 15(1), 59-64, 1976.
21. WELGE, H. **A simplified method for computing oil recovery by gas or water drive.** Trans. AIME. 1952, Vols. 195, 91-98.
22. BUCKLEY, S. E. e LEVERETT, M. C. **Mechanism of fluid displacements in sands.** Trans. AIME. 1942, Vols. 146, 107-116.
23. JOHNSON, E. F., BOSSLER, D. P. e NAUMANN, V. O. **Calculation of relative permeability of displacement experiments.** Trans. AIME. 1959, Vols. 216, 370-372.
24. JONES, S. C. e ROSZELLE, W. O. **Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments.** J. Pet. Tech. 1978, Vols. 30, 807-817.
25. MCDOUGALL, S. R., SALINO, P. A. e SORBIE, K. S. **The Effect of Interfacial Tension Upon Gas-Oil Relative Permeability Measurements: Interpretation Using Pore-Scale Models.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, 1997.
26. HENDERSON, G., *et al.* **Measurement and Correlation of Gas Condensate Relative Permeability by the Steady-State Method.** SPE Journal. 1 (02), 191-202, 1996.
27. POPE, G. A., *et al.* **Modeling Relative Permeability Effects in Gas-Condensate Reservoirs with a New Trapping Model.** SPE Reservoir Eval. & Eng. No. 2, 2000, Vol. 3.
28. JIN, M. **A Study of Non-Aqueous Phase Liquid Characterization and Surfactant Remediation.** PhD dissertation. The University of Texas, Austin, Texas, 1995.

29. DONG, H. e BLUNT, M. **Pore-Network Extraction from Micro-computerized-tomography images**. Phys. Rev. E 80, 2009.
30. APOURVARI, S. N. e ARNS, C. H. **Image-based relative permeability upscaling from pore scale**. Physics, Advances in Water Resources. 2016.
31. POPOV, P., BI, L. e EFENDIEV, Y. **Multi-physics and multi-scale methods for modeling fluid flow through naturally-fractured vuggy carbonate reservoirs**. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. 2007.
32. COATS, K. H., DEMPSEY, J. R. e HENDERSON, J. H. **The use of vertical equilibrium in two-dimensional simulation of three-dimensional reservoir performance**. SPE Journal. 11 (01), 63-71, 1971.
33. HASHEMI, A., SHADIZADEH, S. R. e ZARGAR, G. **Upscaling of relative permeability using pseudo functions**. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects. 36 (20), 2227-2237, 2014.
34. DURLOFSKY, L. J. **Use of Higher Moments for the Description of Upscaled, Process and Independent Relative Permeabilities**. SPE-37987-PA. 1997.
35. SUN, Q., et al. **Numerical Relative Permeability Upscaling Based on Digital Rock Analysis**. SPE-196687-MS. 2019.
36. WHITSON, C. H., FEVANG, O. e SAEVAREID, A. **Gas Condensate Relative Permeability for Well Calculations**. Transport in Porous Media. 52, 279-311, 2003.
37. FODGEN, A., *et al.* **Estimation of Gas Condensate Relative Permeabilities for Field Development in Egypt in Absence of Reliable Core Flood Experiments**. SPE-201333-MS. 2020.
38. KIM, H. K. **Detailed Near-Well Modeling and Upscaling in Condensate Systems**. Master Thesis. Department of Energy Resources Engineering of Stanford University, 2009.
39. HUI, M. e DURLOFSKY, L. J. **Accurate coarse modeling of well-driven, high-mobility-ratio displacements in heterogeneous reservoirs**. Journal of Petroleum Science & Engineering. 49, 37-56, 2005.
40. AVRAAM, D. G. e PAYATAKES, A. C. **Flow regimes and relative permeabilities during steady-state two-phase flow in porous media**. J. Fluid Mech. 293, 207-236.
41. DELSHAD, M., *et al.* **Effect of capillary number on the residual saturation of a three-phase micellar solution**. SPE Enhanced Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 1986. 20-23.

42. FULCHER, R. A. Jr., ERTEKIN, T. e STAHL, C. D. **Effect of capillary number and its constituents on two-phase relative permeability curves.** J. Pet. Technol. 37, 2, 249-260, 1986.
43. CHUKWUDEME, E. A., *et al.* **Effect of interfacial tension on water/oil relative permeability on the basis of history matching to coreflood data.** SPE Reservoir Evalu. Eng. . 17, 1, 37-48, 2014.
44. BLOM, S. e HAGOORT, J. **How to include the capillary number in gas condensate relative permeability.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana, 1998. 27–30.
45. LOMELAND, F., EBELTOFT, E. e THOMAS, W. H. **A new versatile relative permeability correlation.** International Symposium of the Society of Core Analysts. Toronto, Canada, 2005. 21–25.
46. LENORMAND, R., TOUBOUL, E. e ZARCONE, C. **Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media.** J. Fluid Mech. 189, 165–187, 1988.
47. TSAKIROGLOU, C. D., AVRAAM, D. G. e PAYATAKES, A. C. **Transient and steady-state relative permeabilities from two-phase flow experiments in planar pore networks.** Adv. Water Res. 30, 9, 1981–1992, 2007.
48. JAMIOLAHMADY, M., *et al.* **Variations of gas/condensate relative permeability with production rate at near-wellbore conditions: A general correlation.** SPE Reserv. Evalu. Eng. 9, 6, 688–697, 2006.
49. JAMIOLAHMADY, M., *et al.* **Positive effect of flow velocity on gas–condensate relative permeability: network modelling and comparison with experimental results.** Transport in Porous Media. 52, 159–183, 2003.
50. JAMIOLAHMADY, M., *et al.* **A mechanistic model of gas-condensate flow in pores.** Transport in porous media. 41, 17–46, 2000.
51. BLUNT, M. J., *et al.* **Pore-scale imaging and modelling.** Advances in Water resources. 51, 197–216, 2013.
52. MOMENI, A., *et al.* **3d pore network modeling and simulation for dynamic displacement of gas and condensate in wellbore region.** International Journal of Multiphase Flow. 97, 147–156, 2017.
53. SANTOS, M. P. P. C. e CARVALHO, M. S. **Modelo de rede de capilares para o estudo de escoamento de gás retrógrado em meios porosos.** Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2017.
54. REIS, P K. P. e CARVALHO, M. S. **Compositional Pore-Network Modeling of Gas-Condensate Flow: Effects of Interfacial Tension and Flow Velocity.** Department of Mechanical Engineering, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2020.

55. COMPUTER MODELING GROUP - CMG. Winprop 20020.10 Manual.
56. ISLAM, M. R. e FAROUQ ALI, S. M. **New Scaling Criteria for Polymer and Foam Flooding Experiments.** Journal of Canadian Petroleum Technology. 79-87, 1989, Vol. 28 (4).
57. COMPUTER MODELING GROUP - CMG. CMOST 2020.10 Manual.
58. DELSHAD, M., KONG, X. e WHEELER, M. F. **On Interplay of Capillary, Gravity, and Viscous Forces on Brine/CO₂ Relative Permeability in a Compositional and Parallel Simulation Framework.** The University of Texas at Austin, SPE 142146. 2011.

APÊNDICE A

O método de diferenças finitas (MDF) consiste em aproximar o operador diferencial substituindo as derivadas na equação por quocientes diferenciais. A fórmula de aproximação da função derivada é obtida da série de Taylor. O operador de diferenças finitas para derivada pode ser obtido a partir da série de Taylor para as seguintes funções:

$$f(x+h) = f(x) + f'(x)h + \frac{f''(x)h^2}{2} + \frac{f'''(x)h^3}{6} + o(h^4), \quad (\text{A-1})$$

$$f(x-h) = f(x) - f'(x)h + \frac{f''(x)h^2}{2} - \frac{f'''(x)h^3}{6} + o(h^4). \quad (\text{A-2})$$

Portanto, a derivada primeira pode ser escrita de três formas distintas como uma diferença-quociente mais um termo de erro, obtido ao desprezar-se termos de ordem superior.

Diferenças progressivas: (A-3)

$$f'(x) = \frac{f(x+h) - f(x)}{h} + o(h),$$

Diferenças regressivas: (A-4)

$$f'(x) = \frac{f(x) - f(x-h)}{h} + o(h),$$

Diferenças centradas: (A-5)

$$f'(x) = \frac{f(x+h) - f(x-h)}{2h} + o(h^2).$$

Além disso, é possível obter derivadas de ordem superior. A derivada de segunda ordem é obtida a partir de:

$$f(x+h) + f(x-h) = 2f(x) + f''(x)h^2 + o(h^4). \quad (\text{A-6})$$

E é dada por:

$$f''(x) = \frac{f(x+h) - 2f(x) + f(x-h)}{h^2} + o(h^2). \quad (\text{A-7})$$

APÊNDICE B

```
**The following is the fluid component
**property data in GEM format.
**The unit system and fluid compositions should
**be specified in the I/O control section.
**The units and compositions specified in WinProp
**are included here as comments for informational purposes.

** PLEASE DO NOT REMOVE THE FOLLOWING PVT UNIT COMMENT LINE
** PVT UNITS CONSISTENT WITH *INUNIT *SI

**COMPOSITION *PRIMARY
**      1.0000000E-02 7.6317632E-01 7.0508051E-02 6.8606861E-02
**      3.8303830E-02 3.4103410E-02 1.5301530E-02
**COMPOSITION *SECOND
**      0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00
**      0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.0000000E+00

*MODEL *PR
*NC      7      7
*TRES 105.00000
*COMPNAME
      'CO2'      'N2toCH4'      'C2H'      'C3HtoNC5'
      'C6toC9'      'C10toC19'      'C20toHYP'
** The Hydrocarbon component flag values, 1 - HC, 0 - non-HC
** the read-in HC-HC BIN values (provided below in this file)
** will be overwritten by the internal GEM calculated values.
** If you want to use FULL BIN values provided in this file
** in your GEM simulation these values have to be manually
** changed to 0.
*HCFLAG      0      0      0      0
      0      0      0
*SG      8.1800000E-01 3.0398944E-01 4.1876663E-01 5.5378047E-01
      7.3150085E-01 8.2914106E-01 9.2371039E-01
*TB      -7.8450000E+01 -1.5973478E+02 -6.1621348E+01 -8.3624854E+00
      1.0298271E+02 2.5503369E+02 4.7499487E+02

*RESULTS EOSSET_ID      1

*PCRIT      7.2800000E+01 4.5263547E+01 5.1783371E+01 3.8868802E+01
      3.0145080E+01 1.9148712E+01 1.2300000E+01
*VCRIT      9.4000000E-02 9.8883594E-02 1.3666388E-01 2.3556261E-01
      3.9577433E-01 7.3344996E-01 1.3749346E+00
*TCRIT      3.0420000E+02 1.8978621E+02 3.0520164E+02 4.0316943E+02
      5.5104424E+02 7.0421760E+02 8.9630000E+02
*AC      2.2500000E-01 8.3856988E-03 1.2314119E-01 1.7788758E-01
      3.2449143E-01 6.1131661E-01 1.0340000E+00
*MW      4.4010000E+01 1.6187275E+01 3.2829592E+01 5.3063924E+01
      1.0038736E+02 1.9472167E+02 3.8521200E+02
*PVC3 1.20000000E+00
*BIN
      1.0000000E-02
      1.0000000E-02 0.0000000E+00
      1.0000000E-02 2.0524767E-03 2.3917440E-02
      1.0000000E-02 1.5000000E-02 2.2765449E-02 0.0000000E+00
      1.0000000E-02 2.4414775E-02 2.2765648E-02 0.0000000E+00
      0.0000000E+00
      1.0000000E-02 4.5035586E-02 9.0000000E-02 0.0000000E+00
      4.0000000E-02 4.0000000E-02
*VSHIFT      0.0000000E+00 -3.1981000E-01 -2.5708000E-01 -1.5400000E-01
      -1.3899325E-01 1.8801265E-02 2.0000000E-01
*VISCOR *HZYT
*MIXVC      8.6108202E-01
*VISVC      9.4000000E-02 7.2597122E-02 7.7768563E-02 1.5187515E-01
      3.4948587E-01 7.6756188E-01 1.0299491E+00
*VISCOEFF      8.9567003E-02 2.7569153E-02 9.3423175E-02 -3.6380183E-02
      7.2178946E-03
*OMEGA      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
*PCHOR      7.8000000E+01 7.6566089E+01 1.0206114E+02 1.7471644E+02
      2.9034539E+02 5.3033014E+02 9.0129937E+02
```

```

*ENTHCOEF
  9.6880000E-02  1.5884300E-01 -3.3712000E-05  1.4810500E-07
 -9.6620300E-11  2.0738320E-14
 -2.8122711E+00  5.3485967E-01 -2.0906124E-04  3.3537111E-07
 -1.1506619E-10  1.3730457E-14
  7.7735953E-03  2.4367374E-01 -2.6378166E-05  2.6303462E-07
 -1.2187086E-10  1.8650214E-14
  4.1113946E+00  1.2743524E-01  1.9296462E-04  1.2336753E-07
 -6.9865810E-11  1.0480545E-14
  0.0000000E+00 -3.5806659E-02  4.2328864E-04 -6.2211154E-08
  0.0000000E+00  0.0000000E+00
  0.0000000E+00 -3.7025317E-02  4.1760298E-04 -6.1948519E-08
  0.0000000E+00  0.0000000E+00
  0.0000000E+00 -2.0582270E-02  4.0126246E-04 -5.7580817E-08
  0.0000000E+00  0.0000000E+00

```

```

*AQUEOUS-DENSITY *LINEAR

```

```

*GEOCHEM_V2
*WINPROP *GEOCHEM_DATABASE *WOLERY

```

```

*DER-CHEM-EQUIL *ANALYTICAL
*DER-REACT-RATE *ANALYTICAL

```

```

*RFCALC *OFF
*ACTIVITY-MODEL *IDEAL
*AQFILL *OFF

```

APÊNDICE C

Multiphase Flash calculation
2-Phase EOS Flash: QNSS Method

Equilibrium Properties at 550.000 kg/cm² and 105.000 deg C
Phase Split: Liquid-Vapour

Peng-Robinson Equations of State

component	mole percent		
	Feed	Phase01	Phase02
CO2	1.00000	1.01597	0.99908
N2toCH4	76.31763	67.67469	76.81411
C2H	7.05081	6.59627	7.07691
C3HtoNC5	6.86069	7.79343	6.80711
C6toC9	3.83038	4.90752	3.76851
C10toC19	3.41034	5.59243	3.28500
C20toHYP	1.53015	6.41970	1.24928

component	ln (fug, atm)	K-values w.r.t. phase 1	
		Phase01/02	Phase02
CO2	9.68769E-01	1.01690E+00	9.83380E-01
N2toCH4	6.01261E+00	8.81019E-01	1.13505E+00
C2H	2.95662E+00	9.32083E-01	1.07287E+00
C3HtoNC5	2.24402E+00	1.14490E+00	8.73442E-01
C6toC9	2.98624E-01	1.30224E+00	7.67905E-01
C10toC19	-2.49534E+00	1.70241E+00	5.87401E-01
C20toHYP	-8.82720E+00	5.13870E+00	1.94602E-01

		liquid	vapour
Z-factor		1.7335	1.4195
Molar vol, m ³ /kmol	0.08374	0.10105	0.08275
MW, g/mol	35.129	58.25	33.80
Ideal H, J/mol	18751.532	26368.65	18313.98
Enthalpy, J/mol	11326.882	12827.22	11240.70
Ideal Cp, J/mol-K		115.3977	70.5662
Cp, J/mol-K		142.8376	91.4657
Ideal S, J/mol-K		229.4357	206.9434
Entropy, J/mol-K		205.3799	192.5081
Density, Kg/m ³		576.4141	408.4733
Viscosity, cp		0.2779	0.1047
IFT (Ref: Liquid), dyne/cm			0.0080
Phase volume %		6.5550	93.4450
Phase mole %		5.4322	94.5678

Figura C.1 - Resultados do cálculo *Flash* obtido no Winprop para a pressão 550 kgf/cm²

Multiphase flash calculation
2-Phase EOS Flash: QNSS Method

Equilibrium Properties at 525.000 kg/cm² and 105.000 deg C
Phase Split: Liquid-Vapour

Peng-Robinson Equations of State

component	mole percent		
	Feed	Phase01	Phase02
CO2	1.00000	1.01633	0.99827
N2toCH4	76.31763	66.52670	77.35226
C2H	7.05081	6.56469	7.10217
C3HtoNC5	6.86069	7.93030	6.74766
C6toC9	3.83038	5.11801	3.69432
C10toC19	3.41034	6.04858	3.13155
C20toHYP	1.53015	6.79539	0.97376

component	ln (fug, atm)	K-values w.r.t. phase 1	
		Phase01/02	Phase02
CO2	9.30751E-01	1.01809E+00	9.82236E-01
N2toCH4	5.92995E+00	8.60048E-01	1.16273E+00
C2H	2.89166E+00	9.24321E-01	1.08188E+00
C3HtoNC5	2.20652E+00	1.17527E+00	8.50870E-01
C6toC9	2.74027E-01	1.38537E+00	7.21826E-01
C10toC19	-2.50234E+00	1.93150E+00	5.17733E-01
C20toHYP	-8.81392E+00	6.97849E+00	1.43298E-01

		liquid	vapour
Z-factor		1.6996	1.3595
Molar vol, m ³ /kmol	0.08501	0.10379	0.08302
MW, g/mol	35.129	60.67	32.43
Ideal H, J/mol	18751.532	27147.20	17864.34
Enthalpy, J/mol	11266.400	12823.04	11101.90
Ideal Cp, J/mol-K		119.8254	68.0536
Cp, J/mol-K		148.2331	88.9071
Ideal S, J/mol-K		231.1978	205.7313
Entropy, J/mol-K		206.1368	191.8803
Density, Kg/m ³		584.5474	390.6122
Viscosity, cp		0.2936	0.0930
IFT (Ref: Liquid), dyne/cm			0.0153
Phase volume %		11.6691	88.3309
Phase mole %		9.5573	90.4427

Figura C.2 - Resultados do cálculo *Flash* obtido no Winprop para a pressão 525 kgf/cm²

Multiphase flash calculation
2-Phase EOS Flash: QNSS Method

Equilibrium Properties at 500.000 kg/cm2 and 105.000 deg C
Phase Split: Liquid-Vapour

Peng-Robinson Equations of State

component	mole percent		
	Feed	Phase01	Phase02
CO2	1.00000	1.01626	0.99770
N2toCH4	76.31763	65.42618	77.85966
C2H	7.05081	6.54482	7.12244
C3HtoNC5	6.86069	8.06934	6.68956
C6toC9	3.83038	5.34807	3.61551
C10toC19	3.41034	6.55089	2.96570
C20toHYP	1.53015	7.04444	0.74943

component	ln (fug, atm)	K-values w.r.t. phase 1	
		Phase01/02	Phase02
CO2	8.72907E-01	1.01860E+00	9.81737E-01
N2toCH4	6.02056E+00	8.40309E-01	1.19004E+00
C2H	2.91342E+00	9.18901E-01	1.08826E+00
C3HtoNC5	1.98201E+00	1.20626E+00	8.29010E-01
C6toC9	-1.35989E-01	1.47920E+00	6.76040E-01
C10toC19	-3.29101E+00	2.20889E+00	4.52716E-01
C20toHYP	-1.10519E+01	9.39972E+00	1.06386E-01

		liquid	vapour
Z-factor		1.6574	1.3039
Molar vol, m3/kmol	0.08642	0.10628	0.08361
MW, g/mol	35.129	62.73	31.22
Ideal H, J/mol	18751.532	27798.04	17470.71
Enthalpy, J/mol	11212.714	12778.14	10991.08
Ideal Cp, J/mol-K		123.5763	65.8411
Cp, J/mol-K		152.8746	86.7002
Ideal S, J/mol-K		232.4569	204.7259
Entropy, J/mol-K		206.5149	191.4149
Density, Kg/m3		590.2286	373.4173
Viscosity, cp		0.3071	0.0825
IFT (Ref: Liquid), dyne/cm			0.0259
Phase volume %		15.2519	84.7481
Phase mole %		12.4022	87.5978

Figura C.3 - Resultados do cálculo *Flash* obtido no Winprop para a pressão 500 kgf/cm²

Multiphase flash calculation
2-Phase EOS Flash: QNSS Method

Equilibrium Properties at 450.000 kg/cm2 and 105.000 deg C
Phase Split: Liquid-Vapour

Peng-Robinson Equations of State

component	mole percent		
	Feed	Phase01	Phase02
CO2	1.00000	1.01502	0.99704
N2toCH4	76.31763	63.23479	78.89594
C2H	7.05081	6.53599	7.15226
C3HtoNC5	6.86069	8.37422	6.56241
C6toC9	3.83038	5.89669	3.42316
C10toC19	3.41034	7.73250	2.55855
C20toHYP	1.53015	7.21078	0.41064

component	ln (fug, atm)	K-values w.r.t. phase 1	
		Phase01/02	Phase02
CO2	7.90729E-01	1.01804E+00	9.82282E-01
N2toCH4	5.89471E+00	8.01496E-01	1.24767E+00
C2H	2.79876E+00	9.13836E-01	1.09429E+00
C3HtoNC5	1.85907E+00	1.27609E+00	7.83644E-01
C6toC9	-2.95221E-01	1.72259E+00	5.80523E-01
C10toC19	-3.54532E+00	3.02222E+00	3.30883E-01
C20toHYP	-1.16505E+01	1.75598E+01	5.69481E-02

		liquid	vapour
Z-factor		1.5543	1.2031
Molar vol, m3/kmol	0.08984	0.11074	0.08572
MW, g/mol	35.129	66.03	29.04
Ideal H, J/mol	18751.532	28806.54	16769.94
Enthalpy, J/mol	11128.927	12589.55	10841.07
Ideal Cp, J/mol-K		129.5571	61.8558
Cp, J/mol-K		160.4929	82.7774
Ideal S, J/mol-K		233.6849	203.1359
Entropy, J/mol-K		206.2419	190.8849
Density, Kg/m3		596.2269	338.7995
Viscosity, cp		0.3294	0.0641
IFT (Ref: Liquid), dyne/cm			0.0617
Phase volume %		20.2937	79.7063
Phase mole %		16.4631	83.5369

Figura C.4 - Resultados do cálculo *Flash* obtido no Winprop para a pressão 450 kgf/cm²

Multiphase flash calculation
2-Phase EOS Flash: QNSS Method

Equilibrium Properties at 400.000 kg/cm² and 105.000 deg C
Phase Split: Liquid-Vapour

Peng-Robinson Equations of State

component	mole percent		
	Feed	Phase01	Phase02
CO2	1.00000	1.01172	0.99721
N2toCH4	76.31763	60.73325	80.03048
C2H	7.05081	6.54898	7.17036
C3HtoNC5	6.86069	8.75222	6.41005
C6toC9	3.83038	6.61973	3.16585
C10toC19	3.41034	9.19050	2.03327
C20toHYP	1.53015	7.14360	0.19280
component	ln (fug, atm)	K-values w.r.t. phase 1	
		Phase01/02	Phase02
CO2	7.05085E-01	1.01456E+00	9.85650E-01
N2toCH4	5.75975E+00	7.58876E-01	1.31774E+00
C2H	2.68327E+00	9.13341E-01	1.09488E+00
C3HtoNC5	1.74259E+00	1.36539E+00	7.32391E-01
C6toC9	-4.39934E-01	2.09098E+00	4.78244E-01
C10toC19	-3.79760E+00	4.52006E+00	2.21236E-01
C20toHYP	-1.22596E+01	3.70523E+01	2.69889E-02
		liquid	vapour
Z-factor		1.4380	1.1154
Molar vol, m ³ /kmol	0.09438	0.11526	0.08940
MW, g/mol	35.129	69.13	27.03
Ideal H, J/mol	18751.532	29722.85	16137.71
Enthalpy, J/mol	11082.286	12327.80	10785.55
Ideal Cp, J/mol-K		135.1641	58.1919
Cp, J/mol-K		167.7929	79.1063
Ideal S, J/mol-K		234.0689	201.9939
Entropy, J/mol-K		205.1183	190.8587
Density, Kg/m ³		599.7608	302.3232
Viscosity, cp		0.3526	0.0485
IFT (Ref: Liquid), dyne/cm			0.1341
Phase volume %		23.4975	76.5025
Phase mole %		19.2403	80.7597

Figura C.5 - Resultados do cálculo *Flash* obtido no Winprop para a pressão 400 kgf/cm²

APÊNDICE D

Tabela D-1: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P03 – krel_Lab

P03 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q _f (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P _e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	538.17	546.20	436.23
29	3500	533.63	541.35	453.39
59	3500	530.43	538.02	460.81
89	3500	527.43	534.92	467.40
119	3500	524.48	531.87	473.98
149	3500	521.54	528.82	480.61
179	3500	518.61	525.79	487.30
209	3500	515.69	522.78	494.05
239	3500	512.80	519.79	500.90
269	3500	509.94	516.83	507.72
299	3500	507.10	513.90	514.59
329	3500	504.29	511.00	521.48
399	3500	497.78	504.33	534.37
459	3500	492.29	498.73	543.60
519	3500	486.89	493.25	550.15
579	3500	481.56	487.88	553.44
639	3500	476.32	482.64	554.28
699	3500	471.20	477.50	555.21
819	3500	461.28	467.55	558.04
939	3500	451.79	458.01	562.18
1099	3500	439.76	445.90	570.02
1299	3500	425.68	431.67	584.36
1499	3500	412.56	418.36	603.51
1699	3500	400.30	405.87	627.73

*IP (gás) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-2: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P09 – krel_Lab

P09 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q _f (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P _e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	545.64	547.80	1622.36
29	3500	542.79	544.93	1631.04
59	3500	539.81	541.92	1654.95
89	3500	536.72	538.81	1679.33
119	3500	533.61	535.66	1704.08
149	3500	530.50	532.53	1728.95
179	3500	527.42	529.42	1754.12
209	3500	524.37	526.33	1778.94
239	3500	521.34	523.28	1804.12
269	3500	518.35	520.26	1829.33
299	3500	515.38	517.27	1854.77
329	3500	512.45	514.31	1880.19
399	3500	505.73	507.53	1940.28
459	3500	500.10	501.85	1992.36
519	3500	494.59	496.30	2045.59
579	3500	489.19	490.86	2098.63
639	3500	483.91	485.53	2153.00
699	3500	478.73	480.32	2208.21
819	3500	468.71	470.22	2321.71
939	3500	459.11	460.54	2438.51
1099	3500	446.90	448.25	2600.40
1299	3500	432.56	433.81	2812.36

1499	3500	419.15	420.31	3019.22
1699	3500	406.57	407.66	3189.50

*IP (gás) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-3: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P18 – krel_Lab

P18 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q_f(m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	543.51	545.67	1617.97
29	3500	540.98	543.12	1636.81
59	3500	538.01	540.11	1660.36
89	3500	534.88	536.96	1683.37
119	3500	531.75	533.80	1707.02
149	3500	528.63	530.65	1730.72
179	3500	525.55	527.54	1755.03
209	3500	522.49	524.46	1779.05
239	3500	519.47	521.41	1803.44
269	3500	516.48	518.40	1827.99
299	3500	513.53	515.41	1852.56
329	3500	510.60	512.46	1877.30
399	3500	503.89	505.70	1935.56
459	3500	498.28	500.04	1986.08
519	3500	492.78	494.50	2037.74
579	3500	487.40	489.07	2089.11
639	3500	482.13	483.76	2141.74
699	3500	476.97	478.56	2195.36
819	3500	466.97	468.49	2304.92
939	3500	457.39	458.84	2417.59
1099	3500	445.22	446.58	2573.50
1299	3500	430.92	432.18	2777.08
1499	3500	417.55	418.73	2981.77
1699	3500	405.01	406.12	3148.78

*IP (gás) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-4: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P43 – krel_Lab

P43 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q_f(m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	552.01	554.29	1532.28
29	3500	543.15	545.37	1573.57
59	3500	538.01	540.20	1596.79
89	3500	534.11	536.27	1620.02
119	3500	530.70	532.83	1643.24
149	3500	527.51	529.61	1666.35
179	3500	524.45	526.52	1689.47
209	3500	521.45	523.50	1712.73
239	3500	518.51	520.52	1736.01
269	3500	515.60	517.59	1759.40
299	3500	512.72	514.68	1782.86
329	3500	509.88	511.81	1806.45
399	3500	503.35	505.23	1862.03
459	3500	497.89	499.72	1910.51
519	3500	492.53	494.32	1959.11
579	3500	487.28	489.03	2008.65
639	3500	482.14	483.84	2058.96
699	3500	477.11	478.77	2109.90
819	3500	467.34	468.92	2214.35
939	3500	457.97	459.47	2321.81
1099	3500	446.05	447.47	2469.38

1299	3500	432.00	433.33	2621.68
1499	3500	418.81	420.08	2757.92
1699	3500	406.37	407.58	2894.70

*IP (gás) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-5: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P03 – krel_Upscaling

P03 - krel_Upscaling				
Tempo (dias)	Q_f (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	538.06	546.20	430.25
29	3500	533.18	541.26	433.26
59	3500	529.69	537.84	429.28
89	3500	526.44	534.66	425.56
119	3500	523.24	531.53	422.33
149	3500	520.08	528.42	419.56
179	3500	516.94	525.33	417.23
209	3500	513.83	522.26	415.31
239	3500	510.76	519.22	413.74
269	3500	507.73	516.21	412.51
299	3500	504.73	513.24	411.53
329	3500	501.77	510.29	410.86
399	3500	495.02	503.55	410.33
459	3500	489.38	497.90	410.86
519	3500	483.89	492.38	412.01
579	3500	478.52	486.98	413.71
639	3500	473.27	481.69	415.93
699	3500	468.15	476.51	418.46
819	3500	458.24	466.48	424.43
939	3500	448.75	456.87	431.27
1099	3500	436.73	444.66	441.14
1299	3500	422.60	430.30	454.57
1499	3500	409.42	416.88	469.03
1699	3500	397.07	404.30	484.41

*IP (gás) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-6: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P09 – krel_Upscaling

P09 - krel_Upscaling				
Tempo (dias)	Q_f (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	545.64	547.79	1623.14
29	3500	542.75	544.92	1612.60
59	3500	539.74	541.91	1614.10
89	3500	536.63	538.80	1614.37
119	3500	533.49	535.66	1615.64
149	3500	530.37	532.53	1617.28
179	3500	527.26	529.43	1618.84
209	3500	524.19	526.35	1620.89
239	3500	521.14	523.30	1623.97
269	3500	518.13	520.28	1626.92
299	3500	515.15	517.30	1630.53
329	3500	512.20	514.34	1634.38
399	3500	505.44	507.57	1644.81
459	3500	499.78	501.90	1653.21
519	3500	494.24	496.34	1663.11
579	3500	488.81	490.90	1673.76
639	3500	483.50	485.58	1684.66
699	3500	478.30	480.36	1695.79
819	3500	468.22	470.25	1723.26
939	3500	458.55	460.56	1748.45

1099	3500	446.30	448.24	1800.02
1299	3500	431.89	433.76	1868.16
1499	3500	418.41	420.22	1936.64
1699	3500	405.78	407.52	2005.03

*IP (gás) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-7: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P18 – krel_Upscaling

P18 - krel_Upscaling				
Tempo (dias)	Q_f(m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	543.50	545.67	1617.47
29	3500	540.94	543.10	1619.75
59	3500	537.94	540.10	1621.63
89	3500	534.80	536.96	1621.49
119	3500	531.65	533.80	1621.95
149	3500	528.51	530.67	1623.60
179	3500	525.41	527.56	1624.66
209	3500	522.34	524.49	1626.04
239	3500	519.30	521.45	1628.30
269	3500	516.30	518.44	1630.76
299	3500	513.32	515.47	1634.01
329	3500	510.38	512.52	1637.30
399	3500	503.65	505.77	1647.18
459	3500	498.00	500.12	1656.77
519	3500	492.48	494.58	1668.48
579	3500	487.07	489.16	1680.02
639	3500	481.78	483.85	1693.11
699	3500	476.59	478.64	1708.34
819	3500	466.55	468.56	1739.54
939	3500	456.93	458.90	1774.70
1099	3500	444.71	446.62	1831.67
1299	3500	430.36	432.20	1911.15
1499	3500	416.95	418.70	2000.59
1699	3500	404.38	406.04	2098.28

*IP (gás) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-8: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P43 – krel_Upscaling

P43 - krel_Upscaling				
Tempo (dias)	Q_f(m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	552.00	554.29	1530.85
29	3500	542.98	545.31	1505.09
59	3500	537.66	540.01	1490.23
89	3500	533.55	535.91	1484.67
119	3500	529.95	532.31	1483.67
149	3500	526.58	528.95	1482.56
179	3500	523.35	525.71	1483.10
209	3500	520.19	522.55	1484.56
239	3500	517.10	519.45	1486.33
269	3500	514.04	516.39	1489.61
299	3500	511.04	513.38	1491.29
329	3500	508.07	510.41	1494.05
399	3500	501.27	503.60	1503.18
459	3500	495.59	497.91	1511.30
519	3500	490.04	492.34	1519.41
579	3500	484.61	486.90	1527.36
639	3500	479.30	481.57	1537.95
699	3500	474.10	476.36	1549.42
819	3500	464.05	466.27	1572.96

939	3500	454.41	456.60	1599.42
1099	3500	442.19	444.33	1632.55
1299	3500	427.84	429.93	1680.07
1499	3500	414.44	416.46	1734.57
1699	3500	401.90	403.85	1794.86

*IP (gás) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-9: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P03 – krel_Corey_Original

P03 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q_f (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	537.97	546.18	426.25
29	3500	533.04	541.21	428.06
59	3500	529.56	537.79	425.37
89	3500	526.35	534.61	423.67
119	3500	523.20	531.49	422.08
149	3500	520.06	528.39	420.51
179	3500	516.95	525.30	419.25
209	3500	513.87	522.23	418.57
239	3500	510.83	519.20	418.38
269	3500	507.83	516.19	418.51
299	3500	504.87	513.22	418.99
329	3500	501.94	510.28	419.71
399	3500	495.25	503.54	422.26
459	3500	489.67	497.90	425.11
519	3500	484.22	492.39	428.49
579	3500	478.89	486.99	432.25
639	3500	473.68	481.70	436.33
699	3500	468.59	476.54	440.72
819	3500	458.75	466.52	450.21
939	3500	449.32	456.92	460.17
1099	3500	437.35	444.73	474.07
1299	3500	423.29	430.41	491.32
1499	3500	410.09	417.01	506.05
1699	3500	397.73	404.46	520.40

*IP (gás) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-10: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P09 – krel_Corey_Original

P09 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q_f (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	545.63	547.80	1614.10
29	3500	542.73	544.92	1597.95
59	3500	539.73	541.92	1596.84
89	3500	536.61	538.81	1596.61
119	3500	533.48	535.67	1597.86
149	3500	530.35	532.54	1600.45
179	3500	527.25	529.43	1603.71
209	3500	524.18	526.36	1607.08
239	3500	521.14	523.31	1610.74
269	3500	518.12	520.29	1615.19
299	3500	515.15	517.31	1620.16
329	3500	512.20	514.35	1625.30
399	3500	505.45	507.58	1638.24
459	3500	499.79	501.91	1650.78
519	3500	494.25	496.36	1663.86
579	3500	488.83	490.92	1675.35
639	3500	483.52	485.60	1687.53
699	3500	478.33	480.38	1703.68

819	3500	468.27	470.28	1737.22
939	3500	458.62	460.59	1770.81
1099	3500	446.35	448.28	1812.85
1299	3500	431.94	433.81	1867.94
1499	3500	418.47	420.28	1938.31
1699	3500	405.85	407.59	2012.21

*IP (gás) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-11: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P18 – krel_Corey_Original

P18 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q_f(m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	543.50	545.67	1610.79
29	3500	540.94	543.11	1608.26
59	3500	537.94	540.12	1608.17
89	3500	534.80	536.98	1607.90
119	3500	531.65	533.83	1609.20
149	3500	528.52	530.69	1611.60
179	3500	525.41	527.58	1614.87
209	3500	522.34	524.51	1618.65
239	3500	519.31	521.46	1622.64
269	3500	516.31	518.46	1627.43
299	3500	513.34	515.48	1632.66
329	3500	510.40	512.53	1637.96
399	3500	503.66	505.78	1650.73
459	3500	498.02	500.13	1662.77
519	3500	492.51	494.59	1675.52
579	3500	487.10	489.17	1688.80
639	3500	481.81	483.86	1705.73
699	3500	476.64	478.67	1722.56
819	3500	466.60	468.59	1758.91
939	3500	456.98	458.93	1798.69
1099	3500	444.76	446.66	1839.33
1299	3500	430.41	432.24	1914.59
1499	3500	417.01	418.76	1998.78
1699	3500	404.45	406.12	2096.56

*IP (gás) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-12: Dados para o cálculo de IP (gás) para o poço P43 – krel_Corey_Original

P43 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q_f(m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	3500	551.99	554.29	1520.34
29	3500	542.92	545.27	1491.20
59	3500	537.56	539.93	1478.17
89	3500	533.44	535.82	1474.37
119	3500	529.84	532.21	1473.34
149	3500	526.48	528.85	1473.95
179	3500	523.25	525.63	1475.73
209	3500	520.11	522.48	1479.04
239	3500	517.03	519.39	1481.99
269	3500	513.99	516.34	1485.94
299	3500	510.99	513.34	1490.23
329	3500	508.03	510.37	1494.52
399	3500	501.26	503.59	1507.80
459	3500	495.61	497.91	1518.95
519	3500	490.08	492.37	1531.48
579	3500	484.68	486.95	1543.79
639	3500	479.40	481.64	1556.97

699	3500	474.23	476.46	1571.35
819	3500	464.22	466.41	1600.00
939	3500	454.64	456.78	1630.06
1099	3500	442.47	444.57	1672.10
1299	3500	428.18	430.22	1720.60
1499	3500	414.82	416.80	1772.20
1699	3500	402.30	404.21	1831.46

*IP (gás) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-13: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P03 – krel_Lab

P03 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q_o (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	200	546.53	548.83	87.02
29	200	545.15	547.43	88.05
59	200	544.17	546.45	87.68
89	200	543.24	545.53	87.29
119	200	542.32	544.62	86.90
149	200	541.39	543.71	86.52
179	200	540.46	542.78	86.17
209	200	539.53	541.86	85.84
239	200	538.59	540.93	85.51
269	200	537.65	540.00	85.21
299	200	536.71	539.07	84.92
329	200	535.78	538.14	84.65
399	200	533.59	535.97	84.08
459	200	531.72	534.11	83.64
519	200	529.85	532.25	83.23
579	200	527.97	530.39	82.76
639	200	526.10	528.53	82.27
699	200	524.22	526.67	81.77
819	200	520.47	522.95	80.82
939	200	516.72	519.22	79.94
1099	200	511.73	514.26	78.86
1299	200	505.48	508.06	77.63
1499	200	499.24	501.85	76.48
1699	200	493.00	495.65	75.40

*IP (óleo) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-14: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P09 – krel_Lab

P09 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q_o (m³/dia)	BHP (kgf/cm²)	P_e (kgf/cm²)	IP*
0	200	547.64	548.23	340.98
29	200	546.83	547.42	336.67
59	200	545.97	546.57	335.43
89	200	545.08	545.68	334.16
119	200	544.17	544.77	333.01
149	200	543.25	543.85	331.76
179	200	542.33	542.93	330.59
209	200	541.40	542.01	329.39
239	200	540.48	541.09	328.24
269	200	539.55	540.17	327.12
299	200	538.63	539.24	326.08
329	200	537.70	538.32	324.98
399	200	535.54	536.16	322.58
459	200	533.69	534.32	320.78
519	200	531.84	532.47	319.10
579	200	529.99	530.62	317.49

639	200	528.14	528.77	315.87
699	200	526.29	526.92	314.29
819	200	522.58	523.23	311.10
939	200	518.88	519.53	307.97
1099	200	513.94	514.60	304.03
1299	200	507.76	508.43	299.48
1499	200	501.59	502.26	295.07
1699	200	495.41	496.10	290.15

*IP (óleo) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-15: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P18 – krel_Lab

P18 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	545.41	546.06	308.67
29	200	544.69	545.34	307.71
59	200	543.84	544.49	307.02
89	200	542.94	543.60	305.96
119	200	542.03	542.68	304.90
149	200	541.11	541.76	303.89
179	200	540.19	540.85	302.96
209	200	539.26	539.93	302.01
239	200	538.34	539.01	301.15
269	200	537.42	538.09	300.27
299	200	536.50	537.17	299.47
329	200	535.58	536.25	298.65
399	200	533.42	534.10	296.87
459	200	531.58	532.26	295.47
519	200	529.73	530.41	294.09
579	200	527.89	528.57	292.78
639	200	526.05	526.73	291.56
699	200	524.20	524.89	290.37
819	200	520.51	521.21	288.10
939	200	516.82	517.52	285.81
1099	200	511.90	512.61	282.90
1299	200	505.75	506.46	279.72
1499	200	499.60	500.32	276.79
1699	200	493.44	494.17	274.03

*IP (óleo) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-16: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P43 – krel_Lab

P43 - krel_Lab				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	554.33	554.99	304.99
29	200	551.82	552.50	297.32
59	200	550.31	550.99	292.94
89	200	549.12	549.80	290.57
119	200	548.06	548.75	289.01
149	200	547.06	547.76	287.74
179	200	546.09	546.79	286.58
209	200	545.13	545.83	285.56
239	200	544.18	544.88	284.67
269	200	543.23	543.93	283.85
299	200	542.28	542.99	283.00
329	200	541.33	542.04	282.17
399	200	539.13	539.84	280.31
459	200	537.24	537.96	278.73
519	200	535.35	536.07	277.30

579	200	533.46	534.19	275.80
639	200	531.57	532.30	274.37
699	200	529.68	530.41	273.02
819	200	525.90	526.64	270.59
939	200	522.12	522.87	268.22
1099	200	517.08	517.83	265.26
1299	200	510.77	511.54	262.05
1499	200	504.47	505.24	259.73
1699	200	498.17	498.95	256.40

*IP (óleo) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-17: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P03 – krel_Upscaling

P03 - krel Upscaling				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	546.55	548.83	87.58
29	200	545.20	547.44	89.33
59	200	544.23	546.47	89.47
89	200	543.33	545.56	89.54
119	200	542.42	544.65	89.60
149	200	541.51	543.74	89.65
179	200	540.60	542.82	89.70
209	200	539.67	541.90	89.75
239	200	538.75	540.98	89.80
269	200	537.83	540.05	89.86
299	200	536.90	539.13	89.91
329	200	535.97	538.20	89.96
399	200	533.81	536.03	90.09
459	200	531.95	534.17	90.20
519	200	530.09	532.31	90.31
579	200	528.23	530.45	90.41
639	200	526.37	528.58	90.52
699	200	524.51	526.71	90.62
819	200	520.77	522.97	90.82
939	200	517.03	519.23	91.02
1099	200	512.03	514.22	91.28
1299	200	505.77	507.95	91.59
1499	200	499.49	501.66	91.88
1699	200	493.19	495.36	92.17

*IP (óleo) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-18: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P09 – krel_Upscaling

P09 - krel Upscaling				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	547.64	548.23	341.44
29	200	546.83	547.42	338.65
59	200	545.98	546.57	338.90
89	200	545.09	545.68	339.18
119	200	544.18	544.77	339.49
149	200	543.26	543.85	339.78
179	200	542.34	542.93	340.06
209	200	541.42	542.01	340.27
239	200	540.49	541.08	340.45
269	200	539.57	540.16	340.55
299	200	538.64	539.23	340.84
329	200	537.72	538.30	341.01
399	200	535.55	536.14	341.44

459	200	533.70	534.28	341.90
519	200	531.84	532.42	342.15
579	200	529.98	530.56	342.58
639	200	528.12	528.70	342.94
699	200	526.25	526.84	343.30
819	200	522.52	523.10	344.02
939	200	518.78	519.36	344.74
1099	200	513.78	514.36	345.69
1299	200	507.52	508.10	346.79
1499	200	501.25	501.82	347.80
1699	200	494.96	495.53	348.76

*IP (óleo) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-19: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P18 – krel_Upscaling

P18 - krel_Upscaling				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	545.41	546.06	309.02
29	200	544.69	545.34	309.16
59	200	543.85	544.49	309.66
89	200	542.95	543.59	309.83
119	200	542.03	542.68	309.98
149	200	541.12	541.76	310.16
179	200	540.20	540.84	310.33
209	200	539.28	539.92	310.54
239	200	538.35	539.00	310.66
269	200	537.43	538.08	310.86
299	200	536.51	537.15	311.13
329	200	535.59	536.23	311.33
399	200	533.43	534.07	311.75
459	200	531.58	532.22	312.28
519	200	529.73	530.37	312.61
579	200	527.88	528.51	313.03
639	200	526.02	526.66	313.45
699	200	524.16	524.80	313.87
819	200	520.44	521.08	314.71
939	200	516.72	517.35	315.53
1099	200	511.74	512.37	316.60
1299	200	505.50	506.13	317.86
1499	200	499.25	499.88	319.22
1699	200	492.98	493.61	320.23

*IP (óleo) - m³/d/kgf/cm²

Tabela D-20: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P43 – krel_Upscaling

P43 - krel_Upscaling				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	554.33	554.99	305.61
29	200	551.84	552.50	301.81
59	200	550.34	551.01	299.61
89	200	549.17	549.84	298.84
119	200	548.13	548.80	298.62
149	200	547.15	547.82	298.62
179	200	546.20	546.87	298.73
209	200	545.25	545.92	298.90
239	200	544.31	544.98	299.09
269	200	543.37	544.04	299.31
299	200	542.44	543.10	299.52
329	200	541.50	542.17	299.74

399	200	539.32	539.98	300.21
459	200	537.44	538.11	300.60
519	200	535.56	536.23	300.98
579	200	533.68	534.35	301.34
639	200	531.80	532.47	301.76
699	200	529.92	530.58	302.15
819	200	526.15	526.81	302.87
939	200	522.38	523.03	303.66
1099	200	517.33	517.99	304.65
1299	200	511.01	511.66	305.80
1499	200	504.67	505.33	306.92
1699	200	498.32	498.97	308.04

*IP (óleo) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-21: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P03 – krel_Corey_Original

P03 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	546.57	548.84	88.23
29	200	545.22	547.45	89.76
59	200	544.26	546.49	89.56
89	200	543.35	545.59	89.30
119	200	542.44	544.69	89.01
149	200	541.53	543.78	88.73
179	200	540.61	542.87	88.42
209	200	539.68	541.95	88.09
239	200	538.76	541.04	87.80
269	200	537.83	540.12	87.48
299	200	536.91	539.20	87.17
329	200	535.98	538.28	86.85
399	200	533.81	536.13	86.12
459	200	531.95	534.29	85.50
519	200	530.10	532.45	84.91
579	200	528.24	530.61	84.33
639	200	526.38	528.77	83.77
699	200	524.52	526.92	83.24
819	200	520.80	523.24	82.14
939	200	517.08	519.54	81.12
1099	200	512.11	514.62	79.83
1299	200	505.91	508.46	78.31
1499	200	499.70	502.30	76.86
1699	200	493.48	496.13	75.54

*IP (óleo) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-22: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P09 – krel_Corey_Original

P09 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	547.64	548.23	343.66
29	200	546.84	547.42	341.16
59	200	545.99	546.58	340.69
89	200	545.10	545.69	339.88
119	200	544.20	544.79	338.93
149	200	543.29	543.89	338.23
179	200	542.38	542.98	337.29
209	200	541.47	542.06	336.29
239	200	540.56	541.15	335.12
269	200	539.64	540.24	334.16
299	200	538.73	539.33	333.11

329	200	537.81	538.41	331.96
399	200	535.68	536.28	329.72
459	200	533.84	534.45	327.52
519	200	532.01	532.63	325.56
579	200	530.18	530.80	323.67
639	200	528.35	528.97	321.79
699	200	526.51	527.14	319.88
819	200	522.84	523.47	316.32
939	200	519.17	519.80	312.91
1099	200	514.26	514.91	308.38
1299	200	508.13	508.79	303.72
1499	200	502.00	502.67	299.39
1699	200	495.86	496.54	294.95

*IP (óleo) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-23: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P18 – krel_Corey_Original

P18 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	545.41	546.06	310.21
29	200	544.69	545.34	309.89
59	200	543.85	544.49	309.69
89	200	542.95	543.60	308.93
119	200	542.05	542.70	308.17
149	200	541.14	541.79	307.33
179	200	540.23	540.88	306.62
209	200	539.32	539.97	305.81
239	200	538.40	539.06	304.85
269	200	537.49	538.15	304.05
299	200	536.58	537.24	303.27
329	200	535.67	536.33	302.59
399	200	533.54	534.21	300.87
459	200	531.72	532.39	299.39
519	200	529.89	530.56	297.70
579	200	528.07	528.74	296.11
639	200	526.24	526.92	294.73
699	200	524.41	525.10	293.44
819	200	520.76	521.45	290.91
939	200	517.10	517.79	288.48
1099	200	512.22	512.92	285.61
1299	200	506.11	506.82	282.84
1499	200	500.01	500.72	279.95
1699	200	493.89	494.62	277.21

*IP (óleo) - $\text{m}^3/\text{d}/\text{kgf}/\text{cm}^2$

Tabela D-24: Dados para o cálculo de IP (óleo) para o poço P43 – krel_Corey_Original

P43 - krel_Corey_Original				
Tempo (dias)	Q _o (m ³ /dia)	BHP (kgf/cm ²)	P _e (kgf/cm ²)	IP*
0	200	554.33	554.98	307.25
29	200	551.87	552.53	301.51
59	200	550.38	551.05	297.40
89	200	549.22	549.89	295.34
119	200	548.18	548.86	293.86
149	200	547.20	547.88	292.73
179	200	546.24	546.92	291.92
209	200	545.29	545.98	290.88
239	200	544.35	545.04	290.01
269	200	543.41	544.10	289.11

299	200	542.48	543.17	288.32
329	200	541.54	542.24	287.59
399	200	539.36	540.06	286.01
459	200	537.48	538.19	284.40
519	200	535.61	536.32	283.19
579	200	533.74	534.45	281.73
639	200	531.86	532.57	280.21
699	200	529.98	530.70	278.78
819	200	526.23	526.95	276.13
939	200	522.47	523.20	273.59
1099	200	517.46	518.20	271.06
1299	200	511.19	511.94	267.16
1499	200	504.92	505.68	263.30
1699	200	498.65	499.42	259.33

*IP (óleo) - m³/d/kgf/cm²