



PROGRAMA EQ-ANP

Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural



Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo

Aldir Pimentel da Costa

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Prof^a. Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.

Abril de 2009

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PENETRAÇÃO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Aldir Pimentel da Costa

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente do Programa Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

Aprovado por:

Prof^a. Elioni Maria de A. Nicolaiewsky, D.Sc.

Eng. Carlos José Rocha de Oliveira, M.Sc.

Eng. Marcelo da Costa Amaral, M.Sc.

Orientado por

Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.

Prof^a. Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Abril de 2009

Costa, Aldir Pimentel.

Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo / Aldir Pimentel da Costa. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009.

xvii, 92 p.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2009.

Orientadores: Ricardo de Andrade Medronho e Silvia Maria Cruzeiro da Silva.

1. Perfuração. 2. Invasão. 3. Reservatório. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ).
5. Ricardo de Andrade Medronho e Silvia Maria Cruzeiro da Silva. I. Título.

Aos meus pais, meu irmão, meus amigos e aos meus professores, que compartilharam de seus conhecimentos e experiências de vida, possibilitando a conquista deste grau, de forma sólida e segura.

“Não basta ensinar ao homem uma especialidade, porque se tornará assim uma máquina utilizável e não uma personalidade. É necessário que adquira um sentimento, senso prático daquilo que vale a pena ser empreendido, daquilo que é belo, do que é moralmente correto”.

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

A toda minha família, pelo grande apoio e confiança desde as minhas primeiras palavras e continhas de somar. Ao meu pai **Valdir**, pelo exemplo de pai, conselhos e pelos sacrifícios passados pela minha educação de qualidade; minha mãe **Iraci**, por toda dedicação, carinho e suporte dados aos meus estudos e meu irmão **Gabriel**, pelos inúmeros copos d'água antes de dormir.

Aos meus orientadores, professor **Ricardo de Andrade Medronho**, por todo conhecimento compartilhado e à imensa vontade em ensinar, desde as disciplinas de graduação; pela amizade, disponibilidade e comprometimento; à professora **Silvia Maria Cruzeiro da Silva**, pelo estímulo, conversas e coragem transmitida durante as etapas deste projeto.

Aos meus grandes **professores**, que possibilitaram minha busca pelo conhecimento e vontade de aprender, marcando minha vida acadêmica e incentivando à continuação dos estudos. A todos aqueles que me despertaram o interesse pela engenharia, enquanto eu era apenas mais um.

Aos meus queridos **amigos**, pelos conselhos, conversas, caronas e momentos felizes, incomparáveis a este trabalho.

Aos inúmeros **colegas de faculdade**, pela divisão das aflições e estudos nas vésperas das provas. Pelas ligações atendidas durante as madrugadas, conversas de corredor e por gostarem de mim.

Aos **colegas e engenheiros da Chemtech**, gentis e solícitos aos inúmeros problemas enfrentados durante a manipulação do CFX, mesmo após o expediente.

Ao apoio financeiro da **Agência Nacional do Petróleo – ANP** – e da **Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP** – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – **PRH-ANP/MCT**, em particular ao **PRH 13**, da Escola de Química - Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA PENETRAÇÃO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Aldir Pimentel da Costa
Abril, 2009

Orientadores: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.
Profª. Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.

A perfuração de poços é uma operação bastante comum na indústria do petróleo em tempos de descobertas de novos reservatórios. Esta etapa envolve o conhecimento de parâmetros operacionais, com o intuito de reduzir os custos de perfuração, elevados por natureza, minimizar a possibilidade de acidentes e evitar danos ao reservatório, como a invasão do fluido de perfuração utilizado no processo. Por isto, é extremamente importante o conhecimento dos parâmetros relacionados à formação (reservatório) e reologia dos fluidos utilizados no processo.

Mediante a escassez de dados experimentais e a complexidade dos problemas envolvendo a perfuração de poços, torna-se atrativa o uso de técnicas envolvendo simulações numéricas, que apresentam custos sensivelmente menores e trazem resultados satisfatórios na previsão dos fenômenos presentes quando da perfuração.

O problema abordado neste texto foi simulado através do uso de um software de simulação (CFX 11.0, da ANSYS) para analisar o comportamento da frente de invasão de dois fluidos de perfuração distintos e monitorar parâmetros inerentes ao reservatório, como pressão, velocidades e tensões de cisalhamento, em pontos de controle localizados em regiões específicas da formação.

Para tornar o problema abrangente, foram analisadas duas vazões características de injeção de fluidos de perfuração pela broca e quatro reservatórios com propriedades diferentes, totalizando dezesseis simulações. Os resultados obtidos permitem concluir que a vazão de injeção de lama de perfuração tem influência desprezível no tempo de saturação e no perfil da frente de invasão de fluido na formação. Considerando reservatório com permeabilidade isotrópica e baseando-se em um modelo simples de queda de permeabilidade com o tempo, pode-se observar que os fluidos de perfuração invadem a formação com um perfil bem definido e coerente. Além disso, constatou-se, como esperado, que a frente de invasão do fluido de perfuração de menor viscosidade aparente, que escoar em regime turbulento, avança mais rapidamente na formação que a frente do fluido mais viscoso, que escoar em regime laminar, e também que o aumento da permeabilidade e da porosidade proporciona tempos de saturação da formação menores, isto é a invasão completa da porção de formação analisada ocorre mais rapidamente.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineer with emphasis on Petroleum and Natural Gas – Petroleum Engineering.

NUMERICAL SIMULATION OF THE PENETRATION OF DRILLING FLUID IN OIL RESERVOIRS

Aldir Pimentel da Costa
Abril, 2009

Supervisors: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D.
Profª. Silvia Maria Cruzeiro da Silva, D.Sc.

The drilling of wells is a quite common operation in the oil industry for the discovering of new reservoirs. This activity requires the knowledge of operational parameters in order to reduce the drilling costs, which are high in nature. Through this knowledge, it is possible to minimize accidents and prevent damage to reservoir, such as excessive invasion of the drilling fluid used in the process. Therefore, it is important to know the parameters related to the reservoir and also know the rheology of the fluids used in the process.

Due to lack of experimental data and the complexity of well drillings, numerical simulation becomes an attractive option, since they costs are extremely low when compared to experimental results and bring satisfactory results when predicting phenomena associated to drilling.

In this work, the software used in the simulations was the ANSYS CFX 11.0. It was employed to analyze the behavior of the front of invasion of two different drilling fluids and to monitor parameters such as pressure, flow rate and shear stress at specific control points into the reservoir.

The simulated results showed that the injection flux of drilling fluid has no influence on the saturation time and in the front of invasion profile. Based on a reservoir with isotropic permeability and in a simple model of permeability drop with time, it was possible to observe that the drilling fluids invade the reservoir with a well defined profile. It was also observed that, as expected, the invasion front of the drilling fluid with lower apparent viscosity (turbulent flow) advances faster than the fluid with higher apparent viscosity (laminar flow). It was also confirmed that an increase in permeability and porosity decreases the saturation time, i.e., the complete invasion of the studied reservoir portion occurs more rapidly.

ÍNDICE

| | |
|---|-----------|
| CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO..... | 1 |
| CAPÍTULO II. A MODELAGEM E O ESCOPO DO PROBLEMA | 6 |
| II.1. Fluidodinâmica Computacional | 6 |
| II.2. A Geometria | 7 |
| II.3. Os Fluidos de Perfuração | 8 |
| II.4. O Regime de Escoamento | 14 |
| II.5. O Teste de Malha..... | 16 |
| II.6. O Anular..... | 31 |
| II.6.1. Anular, o Domínio | 32 |
| II.6.2. Condições de Contorno na Entrada do Anular | 33 |
| II.6.3. Condições de Contorno na Saída do Anular..... | 34 |
| II.6.4. Condições de Contorno na Parede do Anular..... | 34 |
| II.6.5. O Modelo de Turbulência Shear Stress Transport (SST)..... | 34 |
| II.7. Os Meios Porosos | 35 |
| II.7.1. O Reboco | 37 |
| II.7.2. Reboco, o Domínio | 38 |
| II.7.3. A Formação | 40 |
| II.7.4. Petróleo, o Fluido Residente na Formação | 44 |
| II.8. Modelagem dos Fluidos de Perfuração..... | 44 |
| II.9. As Simulações | 45 |
| CAPÍTULO III. RESULTADOS | 48 |
| III.1. Influência do Fluido de Perfuração (Reologia) na Invasão | 48 |
| III.2. A Influência das Propriedades da Formação na Invasão | 50 |
| III.3. A Influência da Velocidade de Injeção na Invasão | 60 |
| III.4. Outras Variáveis Analisadas | 63 |
| III.4.1. Pressões na Formação | 63 |
| III.4.2. Velocidades na Formação | 67 |
| III.4.3. Tensões de Cisalhamento | 68 |
| CAPÍTULO IV. CONCLUSÕES | 69 |

| | |
|---|-----------|
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 71 |
| APÊNDICES..... | 73 |
| Apêndice I: A Influência dos Fluidos de Perfuração e das Propriedades da Formação na Invasão à Formação..... | 73 |
| Apêndice II: A Influência da Vazão de Injeção dos Fluidos de Perfuração na Invasão à Formação..... | 78 |
| Apêndice III: Comportamento das Pressões na Formação..... | 85 |
| Apêndice IV: Comportamento das Velocidades na Formação..... | 89 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura I.1. Etapas da formação de um reservatório típico (Seed, 2009)..... | 2 |
| Figura I.2 Gradientes de pressão de poros e fratura típicos, em diferentes profundidades (Alves <i>et al</i> , 2004). | 3 |
| Figura I.3. Falha por Fratura – pressão da lama excessivamente alta (Alves <i>et al</i> , 2004). | 4 |
| Figura I.4. Falha por colapso – pressão da lama baixa (Alves <i>et al</i> , 2004). | 4 |
| Figura II.1. Geometria do objeto de estudo..... | 8 |
| Figura II.2. Tensão de cisalhamento (Pa) <i>versus</i> taxa de cisalhamento (s^{-1}), para ambos os fluidos de perfuração. | 11 |
| Figura II.3. Viscosidade aparente (Pa.s) <i>versus</i> tensão de cisalhamento (s^{-1}), para o fluido de perfuração I..... | 12 |
| Figura II.4. Viscosidade aparente (Pa.s) <i>versus</i> tensão de cisalhamento (s^{-1}), para o fluido de perfuração II. | 12 |
| Figura II.5. Malha I..... | 16 |
| Figura II.6. Malha II..... | 17 |
| Figura II.7. Malha III. | 17 |
| Figura II.8. Malha IV. | 18 |
| Figura II.9. Pontos de controle empregados no acompanhamento da frente de invasão. | 18 |
| Figura II.10. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto I para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV)..... | 19 |
| Figura II.11. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto I para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV)..... | 20 |
| Figura II.12. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto II para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV). | 20 |
| Figura II.13. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto II para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV). | 21 |
| Figura II.14. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto I para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV). | 22 |
| Figura II.15. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto I para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV). | 22 |
| Figura II.16. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto II para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV). | 23 |

| | |
|---|----|
| Figura II.17. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto II para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV). | 23 |
| Figura II.18. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 0s, considerando somente a porção simulada, malha IV. | 25 |
| Figura II.19. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria, malha IV..... | 25 |
| Figura II.20. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 60s, considerando somente a porção simulada, malha IV. | 26 |
| Figura II.21. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 60s, considerando os efeitos de simetria, malha IV..... | 26 |
| Figura II.22. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 180s, considerando somente a porção simulada, malha IV. | 27 |
| Figura II.23. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 180s, considerando os efeitos de simetria, malha IV..... | 27 |
| Figura II.24. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 0s, considerando somente a porção simulada, malha IV. | 28 |
| Figura II.25. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria, malha IV..... | 28 |
| Figura II.26. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 120s, considerando somente a porção simulada, malha IV. | 29 |
| Figura II.27. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 120s, considerando os efeitos de simetria, malha IV..... | 29 |
| Figura II.28. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 1500s, considerando somente a porção simulada, malha IV. | 30 |
| Figura II.29. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 1500s, considerando os efeitos de simetria, malha IV..... | 30 |
| Figura II.30. Objeto de estudo - detalhe para o anular..... | 31 |
| Figura II.31. Objeto de estudo - detalhe para o reboco..... | 38 |
| Figura II.32. Permeabilidade (m ²) versus tempo (s)..... | 39 |
| Figura II.33. Objeto de estudo - detalhe para a formação..... | 41 |
| Figura II.34. Permeabilidade em função da porosidade para diferentes classes argilosas (Spizzirri, 1998)..... | 42 |
| Figura III.1. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I (SimT111)..... | 48 |
| Figura III.2. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II (SimL211). | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura III.3. Frações volumétricas do fluido de perfuração I nos tempos 0s, 60s e 180s, respectivamente. | 50 |
| Figura III.4. Frações volumétricas do fluido de perfuração II nos tempos 0s, 60s e 1500s, respectivamente. | 50 |
| Figura III.5. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto I e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação. | 51 |
| Figura III.6. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto I e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação. | 51 |
| Figura III.7. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto II e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação. | 52 |
| Figura III.8. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto II e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação. | 52 |
| Figura III.9. SimT111 a 0s e 60s, respectivamente. | 53 |
| Figura III.10. SimT111 a 120s e 180s, respectivamente. | 53 |
| Figura III.11. SimT112 a 0s e 15s, respectivamente. | 53 |
| Figura III.12. SimT112 a 30s e 45s, respectivamente. | 54 |
| Figura III.13. SimT113 a 0s e 15s, respectivamente. | 54 |
| Figura III.14. SimT113 a 30s e 45s, respectivamente. | 54 |
| Figura III.15. SimT114 a 0s e 15s, respectivamente. | 55 |
| Figura III.16. SimT114 a 30s e 45s, respectivamente. | 55 |
| Figura III.17. SimL211 a 0s e 30s, respectivamente. | 55 |
| Figura III.18. SimL211 a 60s e 120s, respectivamente. | 56 |
| Figura III.19. SimL211 a 540s e 1500s, respectivamente. | 56 |
| Figura III.20. SimL212 a 0s e 30s, respectivamente. | 56 |
| Figura III.21. SimL212 a 60s e 120s, respectivamente. | 57 |
| Figura III.22. SimL212 a 540s e 1500s, respectivamente. | 57 |
| Figura III.23. SimL213 a 0s e 30s, respectivamente. | 57 |
| Figura III.24. SimL213 a 60s e 120s, respectivamente. | 58 |
| Figura III.25. SimL214 a 0s e 30s, respectivamente. | 58 |
| Figura III.26. SimL214 a 60s e 120s, respectivamente. | 58 |
| Figura III.27. Influência da permeabilidade no tempo de saturação, para o fluido I. | 59 |
| Figura III.28. Influência da permeabilidade no tempo de saturação, para o fluido II. ... | 60 |
| Figura III.29. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto I para a formação menos permeável. | 61 |

| | |
|--|----|
| Figura III.30. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto II para a formação menos permeável..... | 61 |
| Figura III.31. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto I para a formação menos permeável..... | 62 |
| Figura III.32. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto II para a formação menos permeável..... | 62 |
| Figura III.33. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável..... | 63 |
| Figura III.34. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável..... | 64 |
| Figura III.35. Perfil da pressão para o fluido I em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria. | 65 |
| Figura III.36. Perfil da pressão para o fluido I em um tempo de 3600s, considerando os efeitos de simetria. | 65 |
| Figura III.37. Perfil da pressão para o fluido II em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria. | 66 |
| Figura III.38. Perfil da pressão para o fluido II em um tempo de 3600s, considerando os efeitos de simetria. | 66 |
| Figura III.39. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável. | 67 |
| Figura III.40. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável. | 68 |
| Figura A.1 Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 73 |
| Figura A.2. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 74 |
| Figura A.3. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 74 |
| Figura A.4. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 75 |
| Figura A.5. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 75 |
| Figura A.6. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 76 |

| | |
|---|----|
| Figura A.7. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 76 |
| Figura A.8. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação..... | 77 |
| Figura A.9. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável. | 78 |
| Figura A.10. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável. | 79 |
| Figura A.11. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável. | 79 |
| Figura A.12. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável. | 80 |
| Figura A.13. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável. | 80 |
| Figura A.14. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável. | 81 |
| Figura A.15. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável. | 81 |
| Figura A.16. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável. | 82 |
| Figura A.17. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável..... | 82 |
| Figura A.18. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável..... | 83 |
| Figura A.19. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável..... | 83 |
| Figura A.20. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável..... | 84 |
| Figura A.21. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável. | 85 |
| Figura A.22. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável. | 86 |
| Figura A.23. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável. | 86 |

| | |
|---|----|
| Figura A.24. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável. . | 87 |
| Figura A.25. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável..... | 87 |
| Figura A.26. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável..... | 88 |
| Figura A.27. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável. | 89 |
| Figura A.28. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável. | 90 |
| Figura A.29. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável. | 90 |
| Figura A.30. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável. | 91 |
| Figura A.31. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável. | 91 |
| Figura A.32. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável. | 92 |

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela II.1. Dimensões da geometria do objeto de estudo | 7 |
| Tabela II.2. Dados reológicos do fluido de perfuração I..... | 10 |
| Tabela II.3. Dados reológicos do fluido de perfuração II. | 11 |
| Tabela II.4. Limites inferiores e superiores para a viscosidade aparente em ambos os fluidos de perfuração..... | 13 |
| Tabela II.5. Medidas relevantes no estudo..... | 14 |
| Tabela II.6. Números de Reynolds para os fluidos I e II e de transição. | 15 |
| Tabela II.7. Número de nós e elementos para as malhas empregadas no teste de malha. | 16 |
| Tabela II.8. Tempo necessário para a frente de invasão atingir os pontos I e II. | 21 |
| Tabela II.9. Tempo necessário para a frente de invasão atingir os pontos I e II. | 24 |
| Tabela II.10. Modelagem no anular – regime turbulento – fluido I. | 32 |
| Tabela II.11. Condições iniciais no anular – regime turbulento – fluido I. | 32 |
| Tabela II.12. Modelagem no anular – regime laminar – fluido II. | 33 |
| Tabela II.13. Condições iniciais no anular – regime laminar – fluido II. | 33 |
| Tabela II.14. Modelagem do reboco – regime turbulento - fluido I. | 39 |
| Tabela II.15. Modelagem do reboco – regime laminar - fluido II. | 40 |
| Tabela II.16. Valores de porosidade e permeabilidade empregados neste estudo..... | 42 |
| Tabela II.17. Modelagem da formação – regime turbulento – fluido I..... | 43 |
| Tabela II.18. Modelagem da formação – regime laminar – fluido II. | 43 |
| Tabela II.19. Propriedades do petróleo. | 44 |
| Tabela II.20. Propriedades dos fluidos de perfuração..... | 44 |
| Tabela II.21. Parâmetros da equação II.22, para ambos os fluidos de perfuração. | 45 |
| Tabela II.22. Aspectos transientes das simulações | 46 |
| Tabela II.23. Resumo do cruzamento das variáveis principais simuladas. | 46 |

NOMENCLATURA

| Letras Latinas | | |
|-----------------------|--|-------------------|
| Símbolo | Descrição | Dimensão |
| A | Áreas Referentes à Geometria | L^2 |
| D | Diâmetros Referentes à Geometria | L |
| g | Forças de Campo (Aceleração da Gravidade) | LT^{-2} |
| K | Permeabilidade do Meio Poroso | L^2 |
| k | Índice de Consistência | $ML^{-1}T^{-2+n}$ |
| L | Comprimentos Referentes à Geometria | L |
| m | Força Exercida sobre Matriz Porosa | $ML^{-1}T^{-2}$ |
| n | Índice de Comportamento | - |
| p_f | Pressão Estática do Fluido | $ML^{-1}T^{-2}$ |
| Q | Vazão de Injeção | L^3T^{-1} |
| q | Velocidade Superficial | LT^{-1} |
| r_f | Fração Volumétrica de Fluido | - |
| S_M | Geração de Momento ao Fluido | $ML^{-2}T^{-2}$ |
| S_R | Superfície da Região R | L^2 |
| T | Tensor Tensão de Cisalhamento | $ML^{-1}T^{-2}$ |
| U_f | Vetor Velocidade | LT^{-1} |
| μ | Viscosidade | $ML^{-1}T^{-1}$ |
| V | Velocidade de Injeção | LT^{-1} |
| V_R, S_R | Volume da Região R, Superfície da Região R | L^3 |
| V_V, V_T | Volume de Vazios, Volume Total | L^3 |
| Letras Gregas | | |
| Símbolo | Descrição | Dimensão |
| τ_f, τ | Tensão de Cisalhamento | $ML^{-1}T^{-2}$ |
| γ | Taxa de Cisalhamento | T^{-1} |
| ρ_f, ρ | Massa Específica do Fluido | ML^{-3} |
| ε, ϕ | Porosidade da Matriz | - |
| μ | Viscosidade | $ML^{-1}T^{-1}$ |
| μ_{ap} | Viscosidade Aparente do Fluido de Perfuração | $ML^{-1}T^{-1}$ |
| Operadores | | |
| Símbolo | Descrição | Dimensão |
| ∂ | Operador Derivada Parcial | - |
| ∇ | Operador Gradiente | - |

| Grupos Adimensionais | |
|---|---|
| Símbolo | Descrição |
| $\text{Re}_{SM,MR} = \frac{D^n V^{n-1} \rho}{8^{n-1} K} \left(\frac{4n}{3n+1} \right)^n$ | Número de Reynolds para Fluidos de Potência |

CAPÍTULO I. INTRODUÇÃO

Petróleo e gás são formados a partir do acúmulo de materiais orgânicos, normalmente plâncton e outras formas microscópicas, em ambientes aquáticos, normalmente mares rasos. Por este motivo, a busca sempre começa a partir da pesquisa de sedimentos depositados há milhões de anos.

Nos casos de poços *on-shore*, a área deve ser uma bacia ou depressão na crosta terrestre que esteve submersa, em alguma época remota, acumulando sedimentos e materiais orgânicos. Estes sedimentos podem ter, em alguns casos, quilômetros de espessura.

Para a formação de um reservatório, os materiais orgânicos depositados devem passar por quatro etapas importantes: primeiramente estes devem ser enterrados sob quilômetros de areia e lama, serem “cozidos”, mediante o calor da Terra e as elevadas pressões subterrâneas, migrar da rocha-mãe, na qual se formaram, para uma rocha porosa, local de armazenamento, normalmente arenito ou calcário. Este armazenamento só é possível se o petróleo ou gás ficarem confinados por uma rocha impermeável, que bloqueie, mesmo nas condições elevadas de pressão, sua migração para a superfície. Por isto, não é suficiente se ter todas as condições necessárias para a formação do petróleo se não há meios de aprisioná-lo, deixando que este permeie, resultando na não formação do reservatório. Em casos de poços profundos, a possibilidade de se encontrar gás é maior, pois este é proveniente do alto grau de calor e do nível de pressão, tendo sido um dia petróleo, e transformando-se em gás, mediante essas condições. A Figura I.1 mostra a formação de um reservatório típico.

Podem existir vários tipos de reservatórios, para as mesmas condições, vistas anteriormente, para sua formação. Alguns são camadas planas de rochas, bem definidas, ou um conjunto de camadas com formas peculiares: curvas, como uma colher invertida, ou fraturados e inclinados, com semelhança a pedaços de gelo que afloram sobre a superfície de um mar congelado (*icebergs*), dentre outras formas.

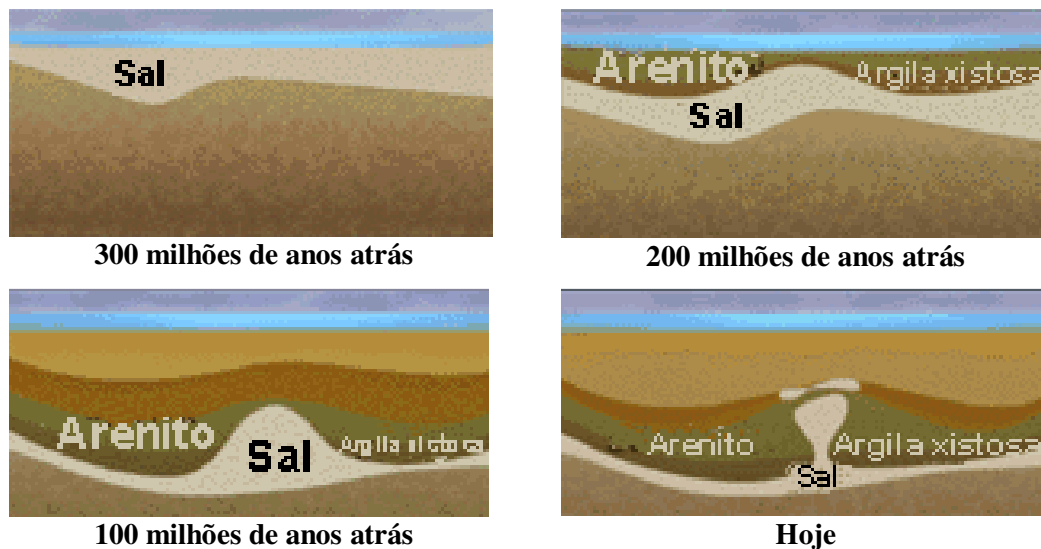


Figura I.1. Etapas da formação de um reservatório típico (Seed, 2009).

Após o conhecimento do tipo de reservatório, é preciso perfurar o poço com o objetivo de explorá-lo. A perfuração de um poço de petróleo consiste em proporcionar a exploração de óleo e gás contidos em reservatórios, rochas sedimentares porosas com propriedades físicas e químicas muitas vezes desconhecidas. Para isto, são imprescindíveis estudos de perfilagem - um método de amostragem indireta que permite medições de grandezas físicas, predizendo a viabilidade econômica ou não de um poço, através de perfis sônicos (sensoriamento remoto) ou da inserção de sensores no poço – ou quando necessário, da amostragem de testemunhos, técnica mais precisa e mais cara que a citada anteriormente. Através desses estudos é possível detalhar os parâmetros relevantes ao reservatório e materiais (sondas) utilizados na perfuração do poço para sua conseqüente exploração. Esses estudos são importantes, pois não há muitas premissas comprovadas sobre o desenvolvimento dos reservatórios de petróleo e gás formados há 200 ou 300 milhões de anos atrás.

A perfuração de poços de petróleo é um processo complexo e de alto custo, no qual a pressão no anular deve ser mantida entre valores máximos (pressão de fratura) e valores mínimos (pressão de poros). Para isto, é imprescindível o conhecimento das características do poço, de modo a se trabalhar dentro da janela operacional de perfuração (Figura I.2), ou seja, o fluido de perfuração não pode exercer uma pressão maior que a pressão de fratura, proporcionando que as minúsculas fissuras existentes nas paredes do poço se estendam, causando fratura da formação e perdas de circulação

no poço, fenômeno representado na Figura I.3, nem se pode trabalhar a pressões menores que a pressão de poros, a qual não é suficiente para conter as paredes do poço aberto, provocando deformação das mesmas e eventual desmoronamento (Figura I.4), podendo acarretar acidentes como *blow outs* ou *kicks*. É importante ressaltar que o nível de pressões em um poço é dado pela escolha correta de fluidos de perfuração, sendo comum o uso de diferentes tipos de fluidos ao longo da perfuração, já que as pressões de fratura e poros variam com a profundidade e são dependentes do tipo de formação e características do poço (*on-shore* ou *off-shore*).

Em poços *off-shore*, com elevadas lâminas d'água, a janela operacional é mais estreita, o que acarreta em um maior número de etapas na perfuração do poço, necessitando-se de um número maior de colunas de revestimento. Isto implica na redução do diâmetro final de poço, além de tornar o projeto mais caro, como no caso do pré-sal. A Figura I.2 mostra em detalhe a janela operacional de dois poços típicos, deixando clara a influência da profundidade.

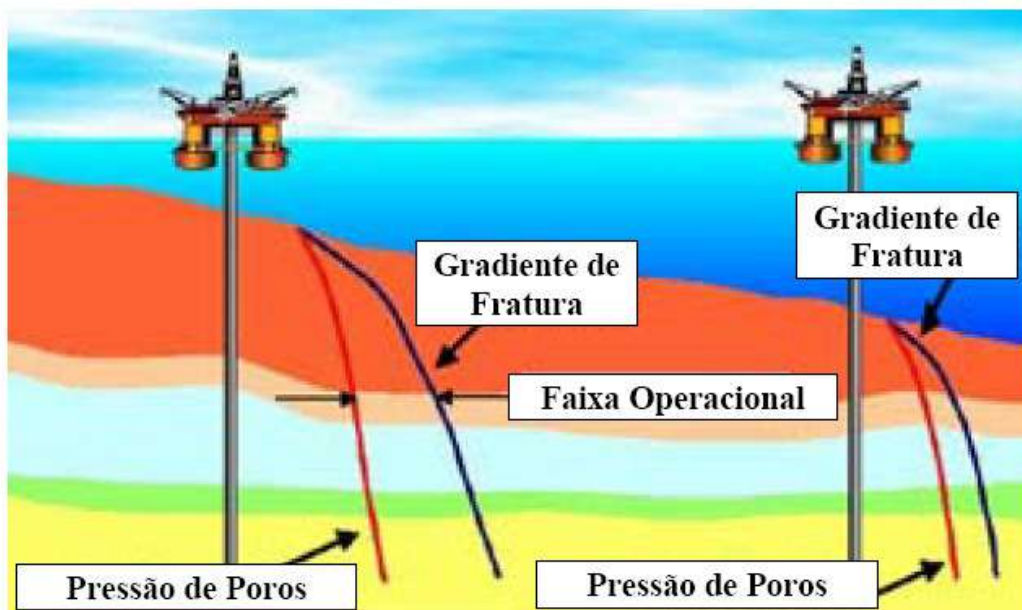


Figura I.2 Gradientes de pressão de poros e fratura típicos, em diferentes profundidades (Alves *et al*, 2004).

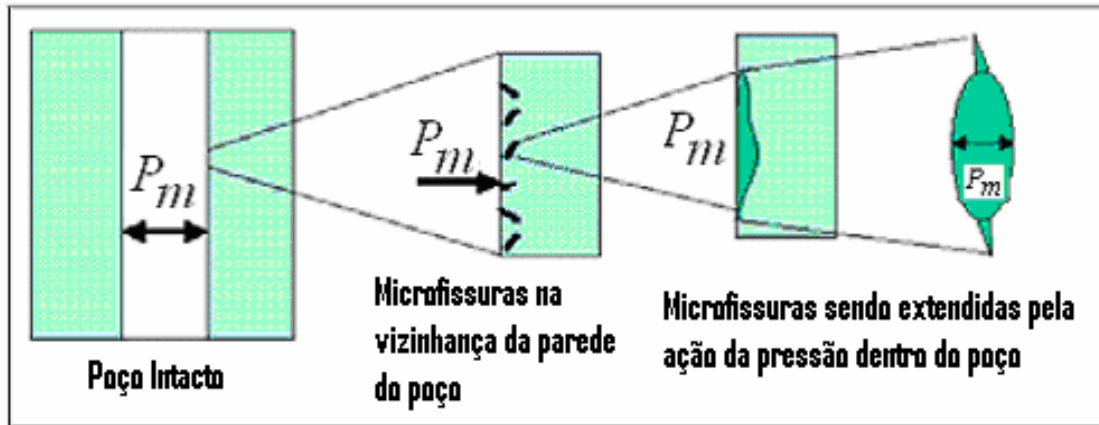


Figura I.3. Falha por Fratura – pressão da lama excessivamente alta (Alves *et al*, 2004).

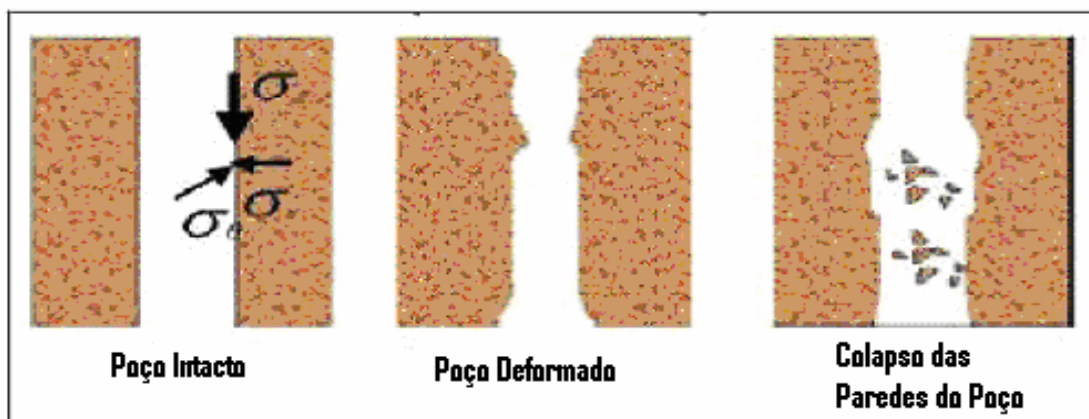


Figura I.4. Falha por colapso – pressão da lama baixa (Alves *et al*, 2004).

Além disso, a escolha de fluidos de perfuração (lamas) deve contemplar aspectos ambientais e econômicos, não podendo ser nocivos à formação. Eles devem ainda ser estáveis nas condições de perfuração e formar um reboco consistente, evitando a invasão do fluido na formação, minimizando sua perda no ciclo sonda – broca, e contribuindo para manter a estrutura das paredes do poço. Entre outros aspectos, o fluido de perfuração tem também a função de carrear o cascalho formado pela rotação da broca até a superfície, além de refrigerá-la.

A porosidade e a permeabilidade são propriedades físicas importantes das rochas porosas. Estes conferem à rocha capacidade de ser ou não um reservatório. A porosidade é a fração volumétrica dos espaços vazios presentes na rocha, segundo a equação:

$$\phi = \frac{V_v}{V_T} \tag{I.1}$$

A permeabilidade está intimamente ligada à capacidade da rocha de permitir que haja escoamento dos fluidos contidos em seu interior, tornando viável a exploração do reservatório. Quanto maior a permeabilidade da rocha, maior a facilidade de fluxo no seu interior. A porosidade e a permeabilidade são parâmetros inter-relacionados, e por isto, conhecendo-se um dos parâmetros (permeabilidade, por exemplo), é possível estimar o outro mediante dados da literatura, provenientes de resultados experimentais (correlações).

Este trabalho tem como principal objetivo simular, através do uso do *software* CFX 11.0, a invasão de dois fluidos característicos de perfuração em quatro tipos de formação, com permeabilidade e porosidades conhecidas, empregando-se duas velocidades de injeção de fluido pela broca, obtendo o tempo de saturação para todos os casos citados, tempo que se refere ao momento em que o raio analisado de formação está completamente saturado de fluido de perfuração.

Além disto, com esse estudo, é possível avaliar a influência de parâmetros, tais como as características de escoamento dos fluidos de perfuração, da vazão de injeção de fluido pela broca e das propriedades da formação, como porosidade e permeabilidade, no comportamento da frente de invasão à formação. Os comportamentos da velocidade, do fluido de perfuração, pressão e tensões de cisalhamento também podem ser previstos a partir de cada condição simulada.

CAPÍTULO II. A MODELAGEM E O ESCOPO DO PROBLEMA

Este capítulo contém todas as informações necessárias para a modelagem do problema e os parâmetros analisados, presentes no escopo do projeto. Este abrange aspectos desde a construção física do problema até a modelagem matemática e desenvolvimento de conceitos inerentes ao estudo.

II.1. Fluidodinâmica Computacional

A fluidodinâmica computacional tem se tornado uma ferramenta eficaz na solução de inúmeros problemas de engenharia, complexos em sua maioria, envolvendo fenômenos de transporte, termodinâmica, hidráulica, dentre outros.

No escopo deste projeto, os fenômenos são regidos pelas equações fundamentais de conservação da massa e da quantidade de movimento. Admitiu-se temperatura constante (problema isotérmico) em todas as simulações.

Essas equações são submetidas a condições de contorno e iniciais bem definidas, possibilitando a resolução destas de acordo com o problema específico, já que muitas vezes soluções analíticas são inviáveis, devido à complexidade do estudo, requerendo, então, o uso de métodos numéricos, cabíveis à resolução de cada caso particular. A escolha de um método inapropriado ou de condições de contorno equivocadas pode ocasionar a não convergência do problema, o que deve ser evitado, minimizando tempo, custo e esforço computacional.

Neste trabalho, empregou-se o pacote computacional ANSYS *Workbench* para a construção da geometria, gerada no *Design Modeler*, e da malha, gerada no *CFX-Mesh*, ambos softwares contidos no *Workbench*. Em seguida, empregou-se o ANSYS CFX 11.0 para a modelagem do problema (*CFX-Pre*), a solução (*CFX-solver*) e a visualização e análise dos resultados (*CFX-Post*).

Durante a etapa de perfuração de um poço de petróleo, o fluido de perfuração é bombeado pelo interior da coluna até atingir a broca, refrigerando-a e seguindo para o anular (espaço formado entre a formação e a parede externa da coluna) onde escoar até a

superfície. Na região anular, o fluido forma uma fina camada de material sólido, conhecida como reboco, nas paredes porosas da formação, à medida que a fase contínua penetra no meio poroso. O escoamento no anular é bifásico devido ao arraste do cascalho gerado pela broca. Para simplificação do problema, admitiu-se, no entanto, escoamento monofásico na região do anular, uma vez que este trabalho visa a estudar a penetração do fluido de perfuração na formação e não o transporte de cascalho para a superfície. Admitiu-se também espessura constante para o reboco.

II.2. A Geometria

A Figura II.1, mostra a geometria, gerada no *Workbench*, representando um poço aberto de 8½in de diâmetro, sendo perfurado por uma broca acoplada a uma coluna de 5in de diâmetro externo. Como a geometria em estudo é axisimétrica, para se minimizar o esforço computacional na solução do problema, simulou-se uma fatia de 30° do espaço anular, reboco e formação. As dimensões da geometria estudada podem ser encontradas na Tabela II.1.

A geometria do espaço anular estudado não contém a coluna de perfuração (somente sua parede externa) e seus acessórios, broca, dentre outros, por estes não fazerem parte do interesse primordial deste projeto. Mais detalhes sobre os domínios (anular, reboco e formação) representados pelas figuras acima serão apresentados no decorrer deste texto.

Tabela II.1. Dimensões da geometria do objeto de estudo

| Medida | Valor (cm) | Descrição |
|----------------|------------|---|
| L ₁ | 4,4 | Distância entre a parede da coluna e o início do reboco (Anular). |
| L ₂ | 1,0 | Espessura do reboco. |
| L ₃ | 10,0 | Espessura analisada da formação. |
| L ₄ | 10,0 | Altura analisada de formação. |

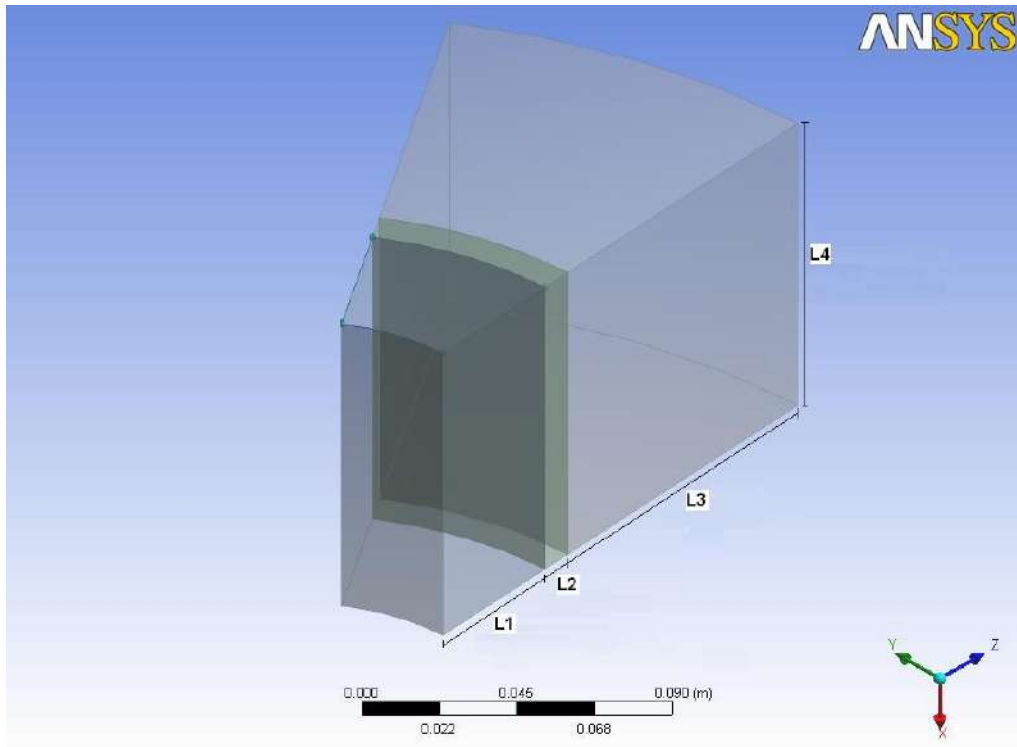


Figura II.1. Geometria do objeto de estudo.

II.3. Os Fluidos de Perfuração

Dois diferentes fluidos de perfuração foram empregados neste projeto. Foram feitas as seguintes hipóteses para ambos os fluidos (fase contínua):

- Fluido incompressível;
- Propriedades invariantes com a pressão.

Na análise do fluido de perfuração I, adotou-se regime de escoamento turbulento, e no fluido de perfuração II, regime laminar. Os motivos para isto serão discutidos no item II.4. Podem-se escrever as seguintes equações de conservação de massa e de momento (Bird *et al*, 2005):

Equação da Continuidade:

$$\frac{\partial(r_f \rho_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (r_f \rho_f U_f) = 0 \quad (\text{II.1})$$

Equação do Movimento (Regime Laminar):

$$\frac{\partial(r_f \rho_f U_f)}{\partial t} + \nabla \cdot (r_f (\rho_f U_f \otimes U_f)) = -r_f \nabla p_f + \nabla \cdot (r_f \tau_f) + S_M \quad (\text{II.2})$$

Equação do Movimento (Regime Turbulento):

$$\frac{\partial(r_f \rho_f U_f)}{\partial t} + \nabla \cdot \{r_f (\rho_f U_f \otimes U_f)\} = \nabla \cdot (r_f \{\tau_f - \overline{\rho_f U_f \otimes U_f}\}) + S_M \quad (\text{II.3})$$

onde:

r_f : fração volumétrica do fluido;

ρ_f : massa específica do fluido;

p_f : pressão estática do fluido;

U_f : vetor velocidade;

τ_f : tensões cisalhantes no fluido;

S_M : geração de momento no fluido. Este termo está associado à velocidade angular da coluna de perfuração.

Estas expressões apresentadas são válidas para fluidos newtonianos e não-newtonianos. Neste trabalho, os fluidos de perfuração são pseudoplásticos. As relações reológicas para os fluidos em questão apresentam-se a seguir.

Lei de Potência (*Power Law*):

$$\tau = k\gamma^n \quad (\text{II.4})$$

Por similaridade com a Lei de Newton da viscosidade:

$$\mu_{ap} = k\gamma^{n-1} \quad (\text{II.5})$$

onde:

τ : tensão de cisalhamento;

μ_{ap} : viscosidade aparente;

k : índice de consistência;

n : índice de comportamento.

Nas equações acima, k e n são os parâmetros reológicos de cada fluido. O índice de consistência, k , está relacionado à facilidade ou não do fluido escoar. Quanto maior for o k , maior será a dificuldade do fluido ao escoamento. O índice de comportamento, n , mede o grau de proximidade do fluido ao fluido newtoniano. Quanto mais próximo da unidade, mais o fluido real tem características newtonianas.

As Tabelas II.2 e II.3 mostram os dados obtidos experimentalmente para os fluidos de perfuração I e II (Carneiro, 2004), empregados neste trabalho e as Figuras II.2–II.4 são representações gráficas destes dados.

Tabela II.2. Dados reológicos do fluido de perfuração I.

| Tensão de Cisalhamento (Pa) | Taxa de Deformação (s ⁻¹) | Viscosidade Aparente (10 ⁻² Pa.s) |
|-----------------------------|---------------------------------------|--|
| 9,7 | 1021,8 | 1,0 |
| 5,6 | 510,9 | 1,1 |
| 3,6 | 340,6 | 1,1 |
| 2,0 | 170,3 | 1,2 |
| 0,5 | 10,2 | 5,0 |
| 0,5 | 5,1 | 10,0 |

Tabela II.3. Dados reológicos do fluido de perfuração II.

| Tensão de Cisalhamento (Pa) | Taxa de Deformação (s^{-1}) | Viscosidade Aparente ($10^{-2}Pa.s$) |
|-----------------------------|---------------------------------|--|
| 14,8 | 1021,8 | 1,5 |
| 12,8 | 510,9 | 2,5 |
| 11,8 | 340,6 | 3,5 |
| 10,2 | 170,3 | 6,0 |
| 7,2 | 10,2 | 70,0 |
| 6,6 | 5,1 | 130,0 |

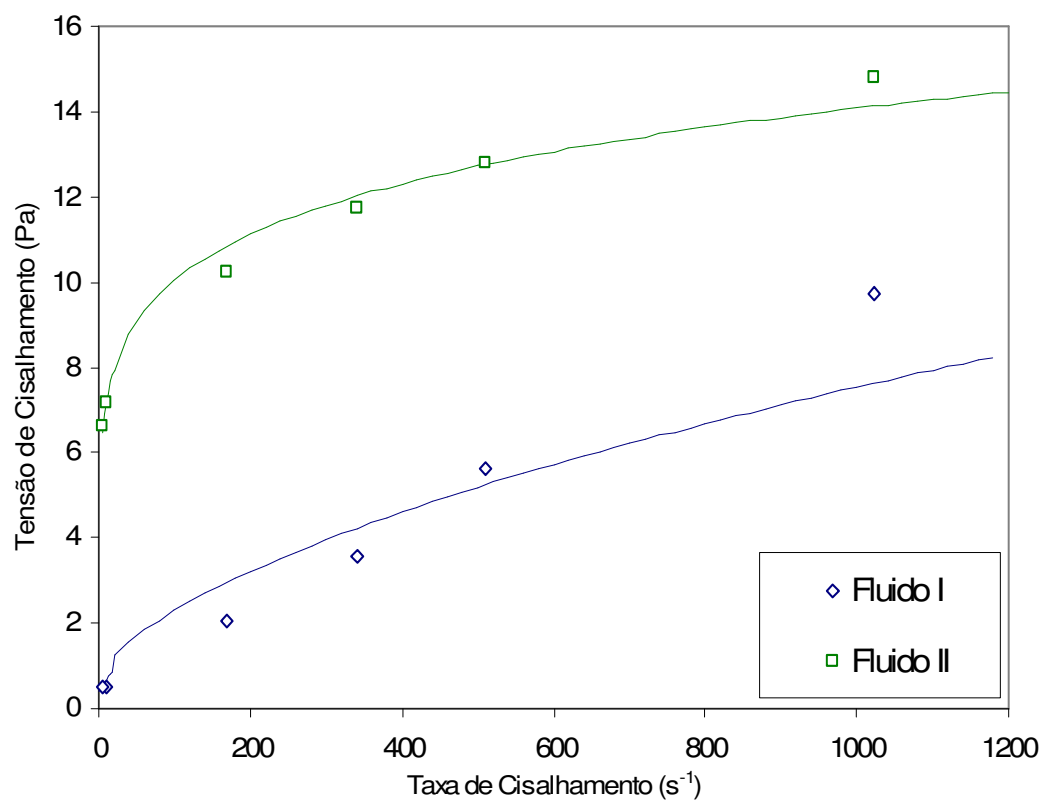


Figura II.2. Tensão de cisalhamento (Pa) versus taxa de cisalhamento (s^{-1}), para ambos os fluidos de perfuração.

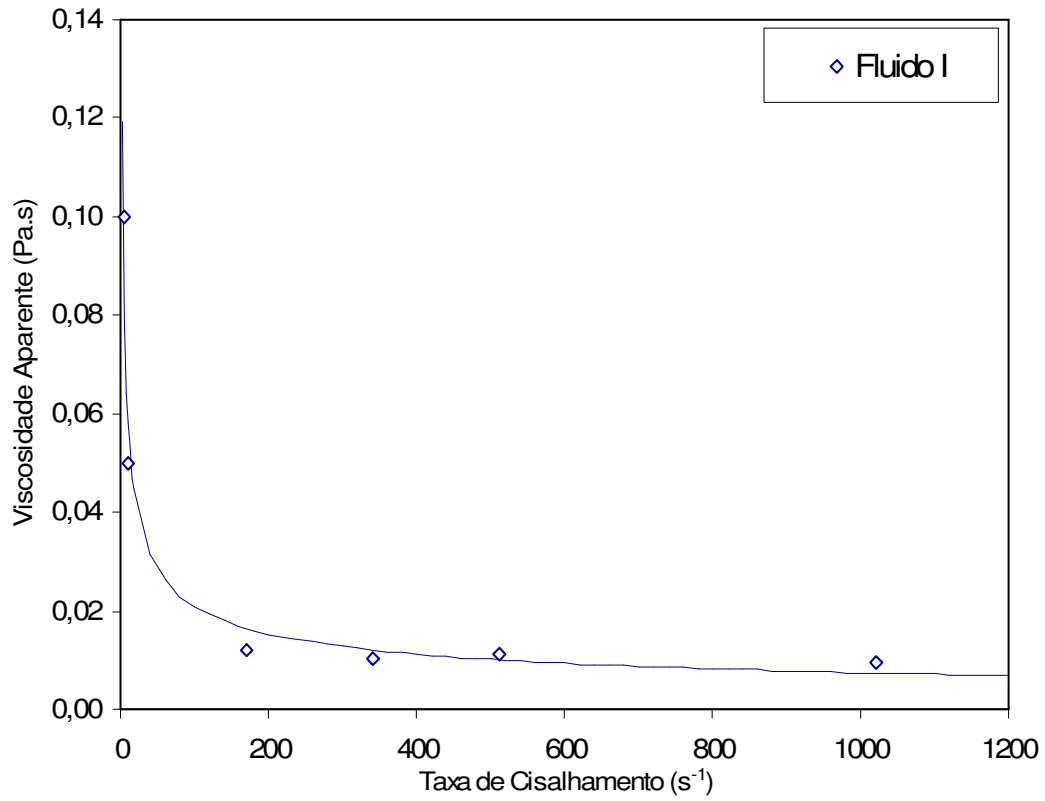


Figura II.3. Viscosidade aparente (Pa.s) versus tensão de cisalhamento (s^{-1}), para o fluido de perfuração I.

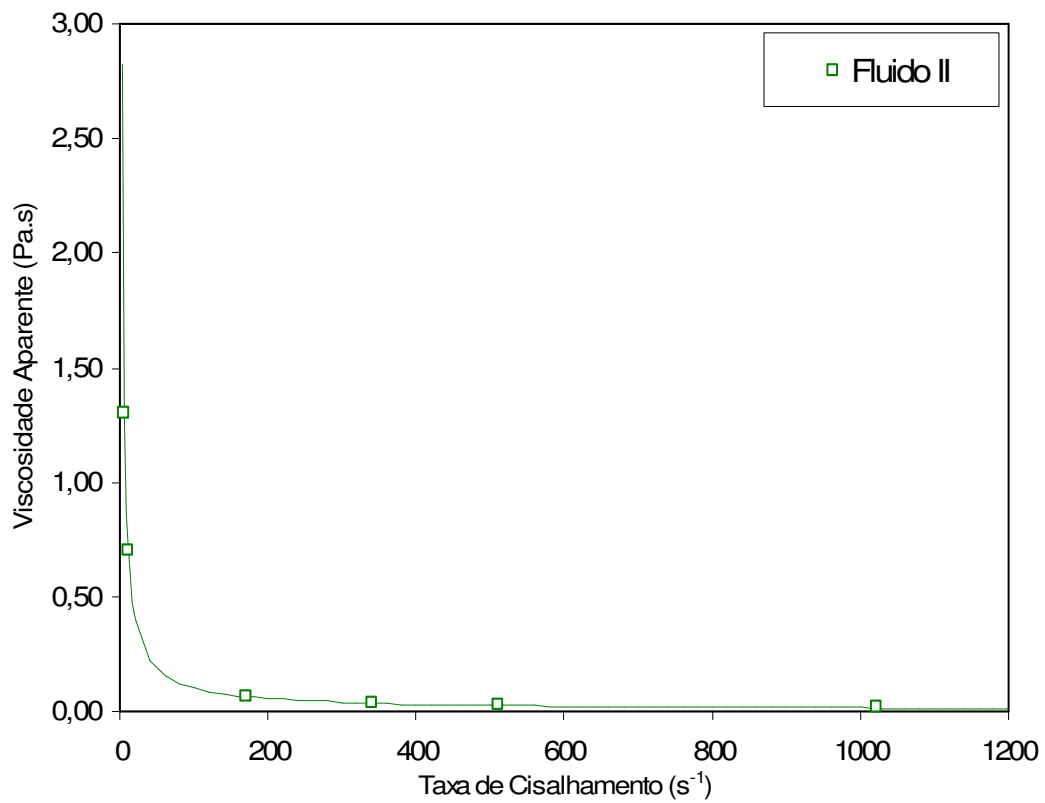


Figura II.4. Viscosidade aparente (Pa.s) versus tensão de cisalhamento (s^{-1}), para o fluido de perfuração II.

Com base nos dados das Tabelas II.2 e II.3, é possível obter-se as equações:

$$\begin{aligned} \text{Para o fluido de perfuração I: } \tau &= 5,100\gamma^{0,147} \\ R^2 &= 0,986 \end{aligned} \quad (\text{II.6})$$

$$\begin{aligned} \text{Para o fluido de perfuração II: } \tau &= 0,162\gamma^{0,554} \\ R^2 &= 0,965 \end{aligned} \quad (\text{II.7})$$

De acordo com a equação II.5, podem-se estabelecer as equações da viscosidade aparente para os fluidos de perfuração I e II:

$$\begin{aligned} \text{Para o fluido de perfuração I: } \mu_{ap} &= 0,162\gamma^{-0,446} \\ R^2 &= 0,947 \end{aligned} \quad (\text{II.8})$$

$$\begin{aligned} \text{Para o fluido de perfuração II: } \mu_{ap} &= 5,100\gamma^{-0,853} \\ R^2 &= 1,000 \end{aligned} \quad (\text{II.9})$$

Na análise do comportamento reológico dos fluidos que empregam o modelo de potência (*Power Law*), observa-se que a viscosidade aparente a baixas tensões de cisalhamento tende ao infinito, o que é fisicamente inconsistente. Outra inconsistência acontece quando as taxas de cisalhamento tendem ao infinito, situação na qual a viscosidade tende a zero. Tais fatos podem ser observados nas Figuras II.3 e II.4. Para eliminar tais inconsistências, foram estabelecidos limites inferiores e superiores para a viscosidade aparente (Tabela II.4), sendo que, fora desses limites, os fluidos se comportam como newtonianos, ou seja, apresentam viscosidade constante.

Tabela II.4. Limites inferiores e superiores para a viscosidade aparente em ambos os fluidos de perfuração.

| | | | |
|------------------|-------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|
| Fluido I | $\gamma < 3,0(\text{s}^{-1})$ | $3,0 < \gamma < 180,3(\text{s}^{-1})$ | $\gamma > 180,3(\text{s}^{-1})$ |
| | $\mu_{ap} = 0,10\text{Pa.s}$ | $\mu_{ap} = 0,162\gamma^{-0,446}$ | $\mu_{ap} = 0,016\text{Pa.s}$ |
| Fluido II | $\gamma < 5,0(\text{s}^{-1})$ | $5,0 < \gamma < 412,0(\text{s}^{-1})$ | $\gamma > 412,0(\text{s}^{-1})$ |
| | $\mu_{ap} = 1,3\text{Pa.s}$ | $\mu_{ap} = 5,100\gamma^{-0,853}$ | $\mu_{ap} = 0,030\text{Pa.s}$ |

II.4. O Regime de Escoamento

O regime de escoamento no anular é extremamente importante, pois é através deste que se escolhem as equações apropriadas para reger o problema em questão. A Tabela II.5 mostra dados adicionais referentes à modelagem física do problema (geometria), premissas para cálculos posteriores.

Tabela II.5. Medidas relevantes no estudo.

| $D_{\text{poçoaberto}}$ (m) | $D_{\text{colunaperfuração}}$ (m) | $A_{\text{poçoaberto}}^1$ (m ²) | $A_{\text{colunaperfuração}}^2$ (m ²) | D_H^3 (m) | A_H^4 (m ²) |
|--------------------------------|--------------------------------------|--|--|----------------|------------------------------|
| 0,216 | 0,127 | 0,037 | 0,013 | 0,089 | 0,024 |

¹ Área da seção transversal do poço aberto.

² Área da seção transversal da coluna de perfuração.

³ Diâmetro Hidráulico do anular ($D_{\text{poçoaberto}} - D_{\text{colunaperfuração}}$)

⁴ Área da seção transversal do anular.

As vazões de injeção de fluido de perfuração escolhidas foram 0,019m³/s (300gpm) e 0,032m³/s (500gpm). Estas vazões correspondem a velocidades de entrada no domínio de 0,79 e 1,32m/s, respectivamente.

Shaver e Merrill (1959) e Dodge e Metzner (1959), propuseram correlações empíricas para o Número de Reynolds (Re_{fp}) para fluidos de potência (Tabela II.6). Shaver e Merrill utilizaram dados experimentais e relacionaram estes a equações do tipo Blasius, enquanto Dodge e Metzner, procuraram relacionar os dados experimentais a equações do tipo Prandtl, tendo ambos os trabalhos obtidos resultados semelhantes, descritos pela correlação abaixo (Calçada *et al*, 2005):

$$\text{Re}_{fp} = \frac{D_H^n V^{n-1} \rho}{8^{n-1} K} \left(\frac{4n}{3n+1} \right)^n \quad (\text{II.10})$$

onde:

D : representa o diâmetro hidráulico do anular (Brondani *et al*, 2007);

V : velocidades características de injeção;

ρ : a massa específica do fluido de perfuração;

k : índice de consistência;

n : índice de comportamento.

Baseado nos estudos de Dodge e Metzner (1959), Schuh (1964) determinou o número de Reynolds de transição (Tabela II.6) do escoamento laminar para o turbulento (Calçada *et al*, 2005):

$$\text{Re}_{trans} = 3470 - 1370n \quad (\text{II.11})$$

Tabela II.6. Números de Reynolds para os fluidos I e II e de transição.

| Fluido | D_H (m) | ρ (kg/m ³) | n | k (Pa.s ⁿ) | V_1 (m/s) | V_2 (m/s) | Re_{fp-v1} | Re_{fp-v2} | Re_{trans} |
|--------|--------------|--------------------------------|-------|-----------------------------|----------------|----------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| I | 0,089 | 1246 | 0,054 | 0,162 | 0,791 | 1,318 | 3265 | 6834 | 2711 |
| II | 0,089 | 1100 | 0,147 | 5,100 | 0,791 | 1,318 | 504 | 1301 | 3268 |

Com base na Tabela II.6, pode-se concluir que para o escoamento do fluido de perfuração I, o regime é turbulento, enquanto que para o fluido de perfuração II, é laminar, conclusão que será adotada neste trabalho.

II.5. O Teste de Malha

Foi realizado um teste de independência da malha. Para tal, foram testadas quatro malhas (Figuras II.5–II.8) com diferentes graus de refino (Tabela II.7). Oito simulações foram realizadas com essas malhas, onde foi avaliada a invasão do fluido de perfuração à formação. Dessas oito simulações, quatro se referem ao regime turbulento (fluido de perfuração I), em quatro malhas distintas, e as outras quatro foram conduzidas no regime laminar (fluido de perfuração II). Nesses testes, foram empregadas a menor vazão e as menores porosidade e permeabilidade da formação. Cabe ressaltar que o escoamento na formação é bifásico, devido à presença de um fluido residente, petróleo, que tende a ser expulso devido à invasão do fluido de perfuração.

Tabela II.7. Número de nós e elementos para as malhas empregadas no teste de malha.

| | Malha I | Malha II | Malha III | Malha IV |
|-----------|---------|----------|-----------|----------|
| nós | 81113 | 121747 | 205730 | 430155 |
| elementos | 54204 | 81894 | 138675 | 285246 |

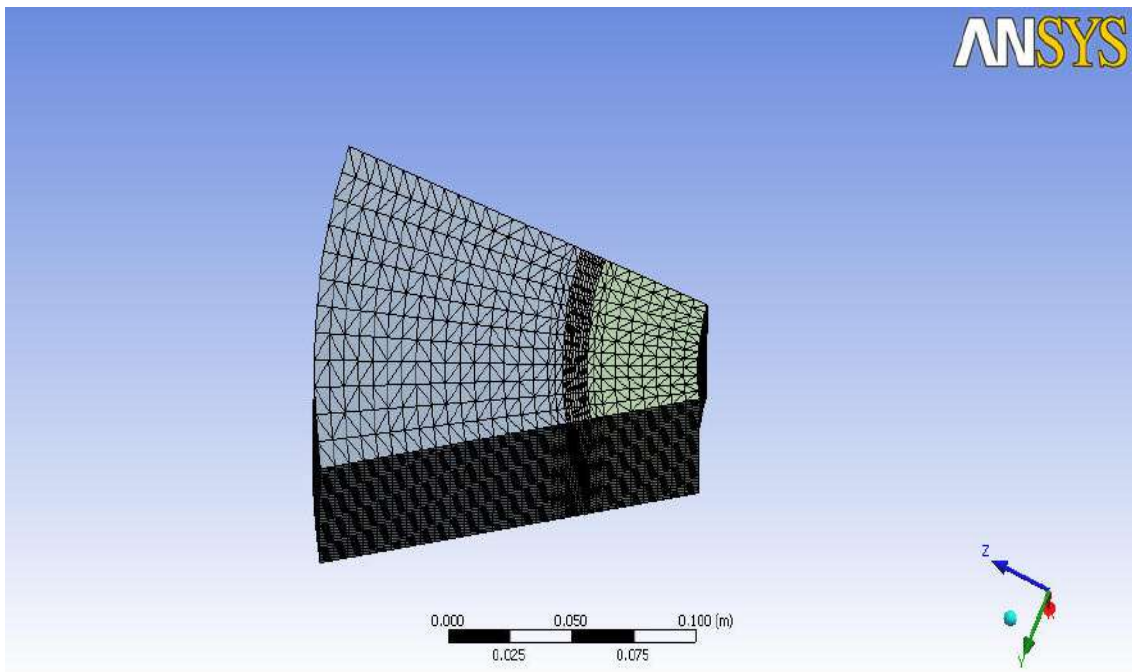


Figura II.5. Malha I.

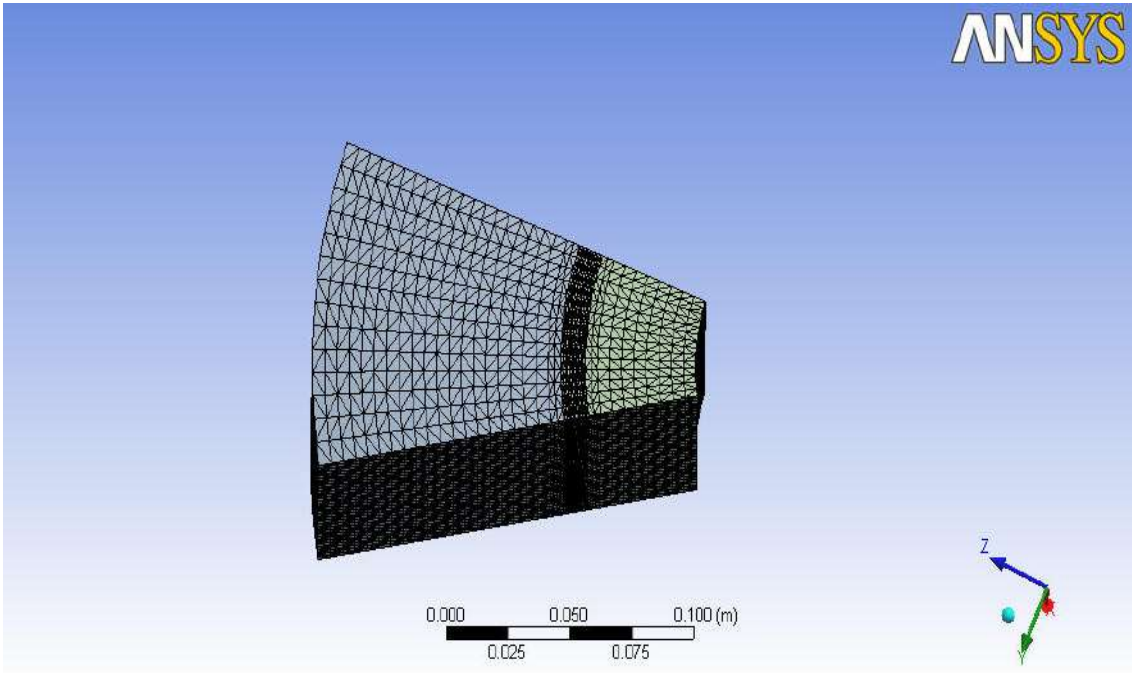


Figura II.6. Malha II.

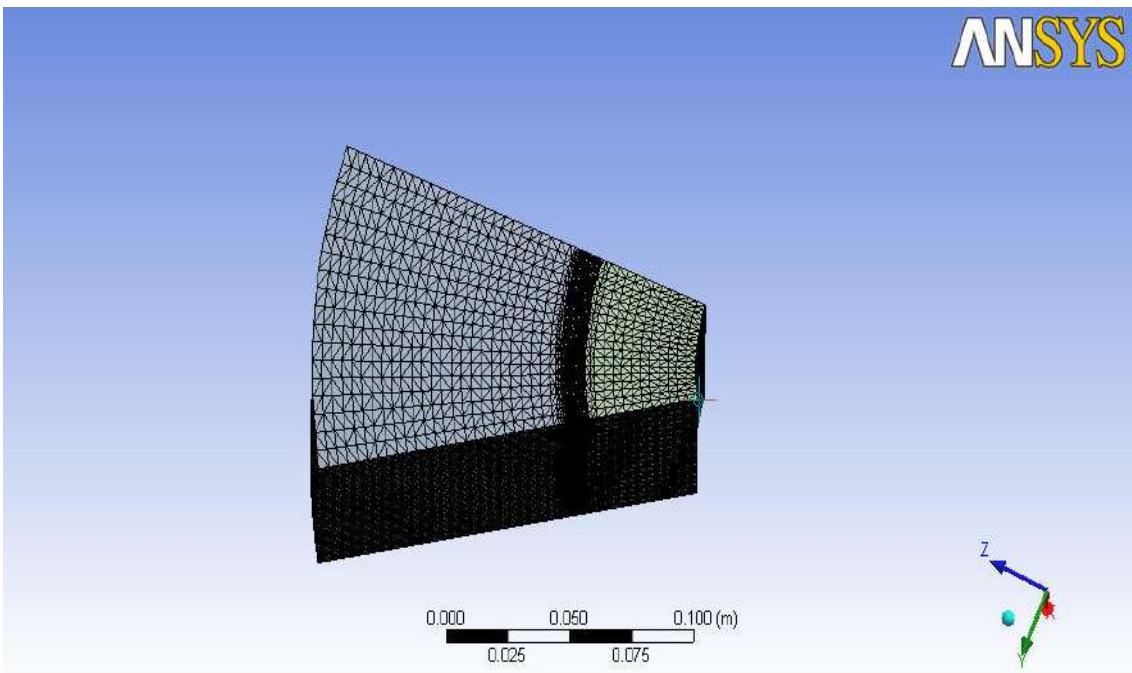


Figura II.7. Malha III.

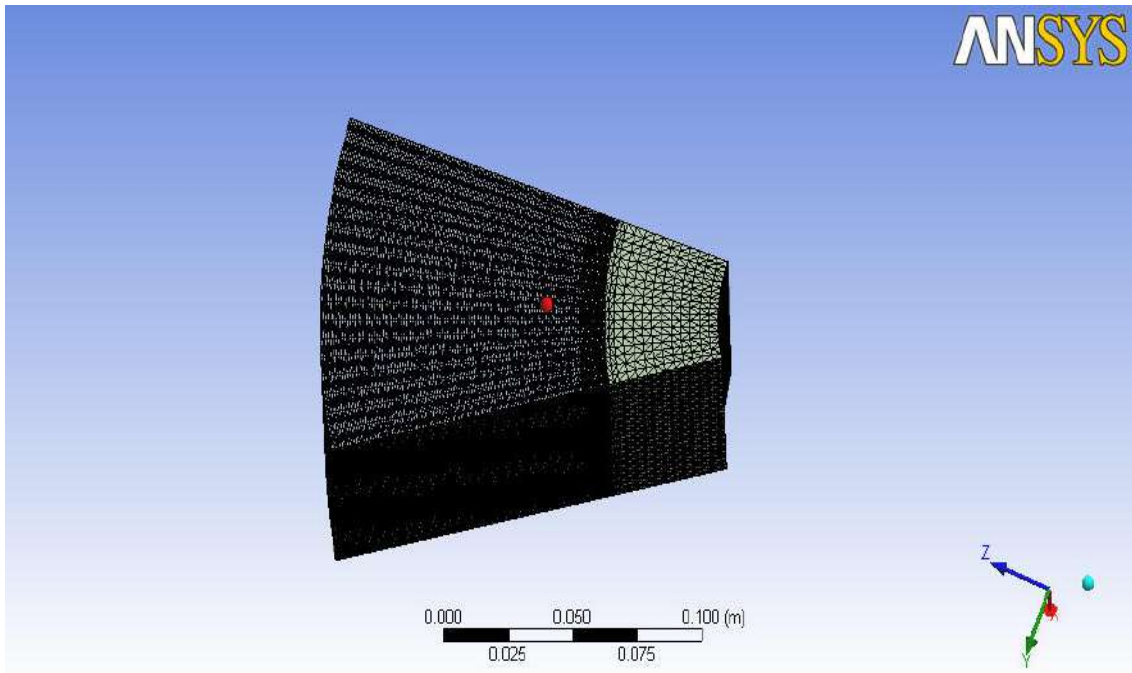


Figura II.8. Malha IV.

Para melhor acompanhar os resultados provenientes das simulações, foram criados dois pontos de controle: um ponto no meio da formação (ponto I) e outro ponto aproximadamente no fim deste domínio, a cerca de 0,1m da interface reboco-formação (ponto II). Estes pontos (marcações em amarelo) podem ser visualizados através da Figura II.9.

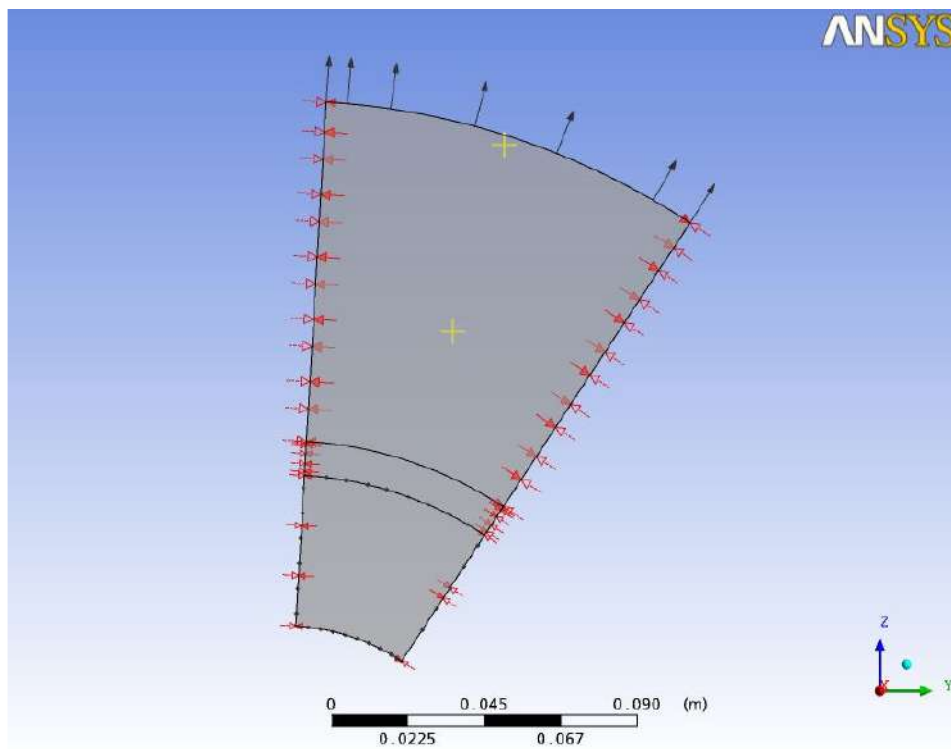


Figura II.9. Pontos de controle empregados no acompanhamento da frente de invasão.

O comportamento da fração volumétrica dos fluidos de perfuração em ambos os pontos de controle foi analisado por meio da evolução da fração volumétrica com o tempo (Figuras II.10-17). Com base nessas figuras se pode conhecer também o tempo de saturação (tempo necessário para que o fluido de perfuração expulse todo o petróleo do domínio estudado).

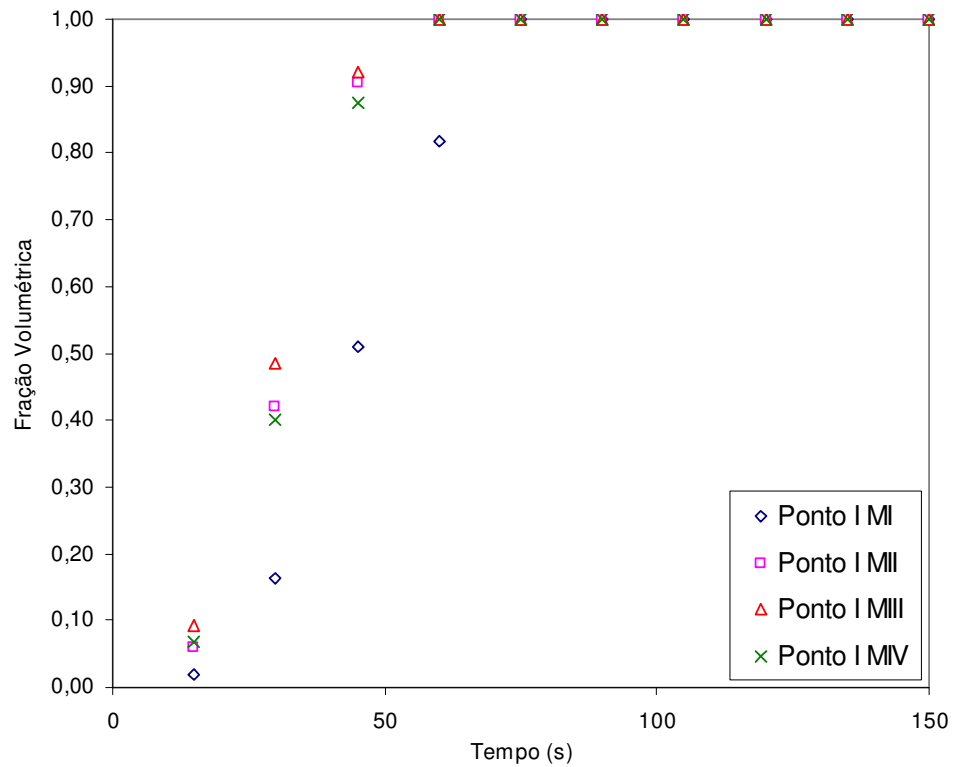


Figura II.10. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto I para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV).

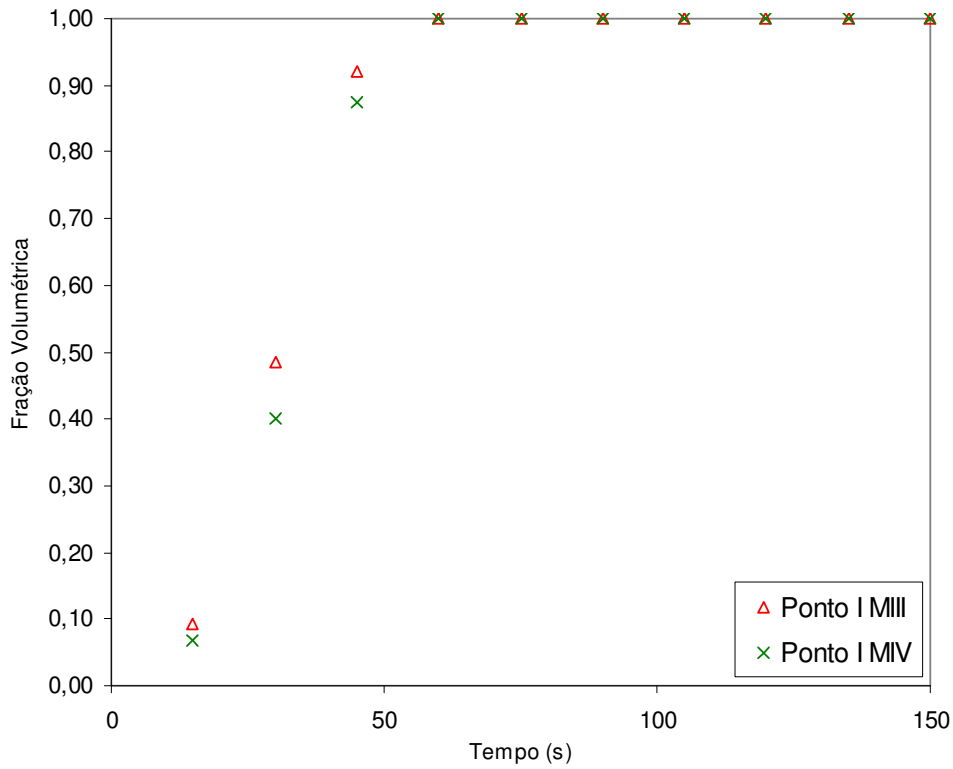


Figura II.11. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto I para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV).

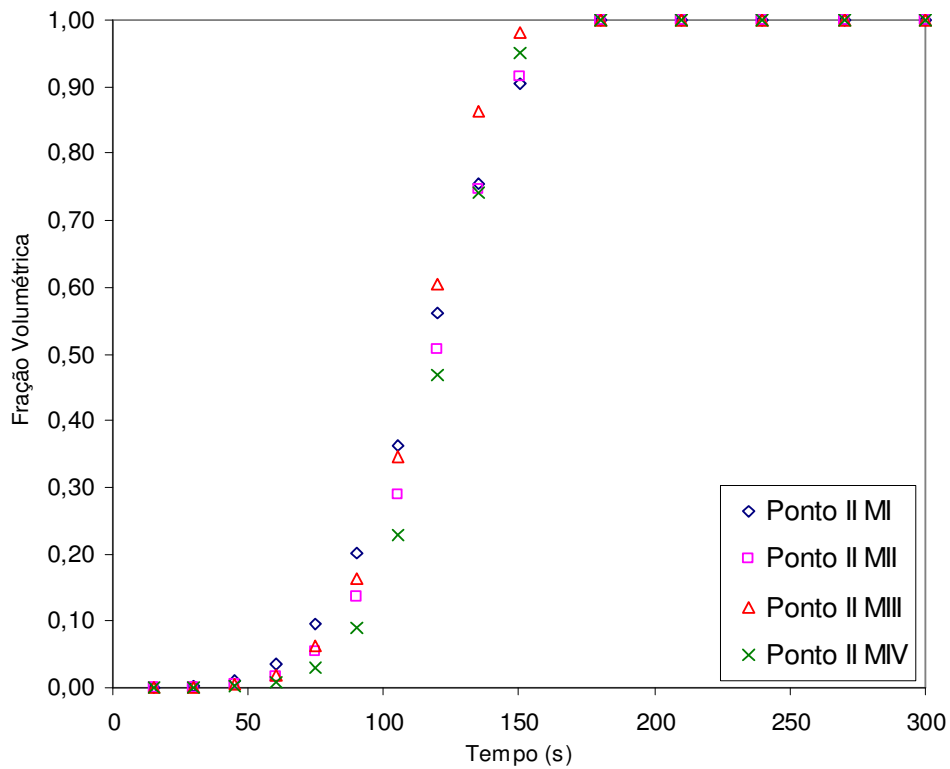


Figura II.12. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto II para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV).

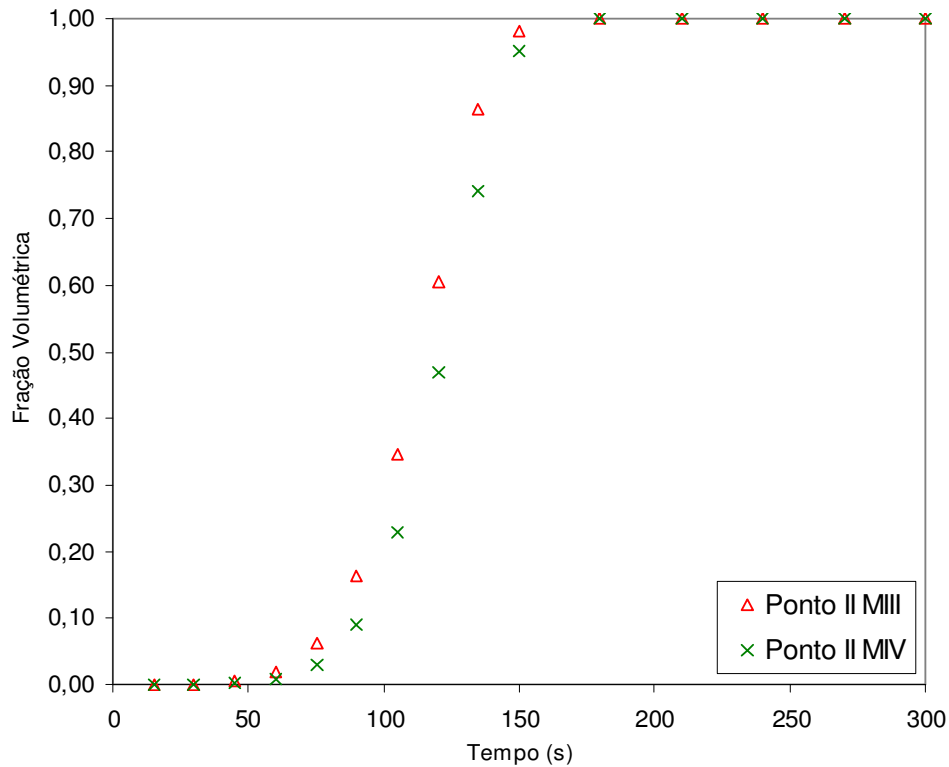


Figura II.13. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I para o ponto II para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV).

O tempo necessário para a frente de invasão atingir os pontos I e II são mostrados na Tabela II.8. Pode-se verificar que estes tempos são idênticos para as malhas II, III e IV, indicando que, para o estudo deste caso, a malha II já forneceria resultados satisfatórios.

Tabela II.8. Tempo necessário para a frente de invasão atingir os pontos I e II.

| Malha | Ponto I t(s) | Ponto II t(s) |
|-------|-----------------|------------------|
| I | 75 | 180 |
| II | 60 | 180 |
| III | 60 | 180 |
| IV | 60 | 180 |

As Figuras II.14-17 apresentam a mesma análise para o fluido de perfuração II (regime laminar).

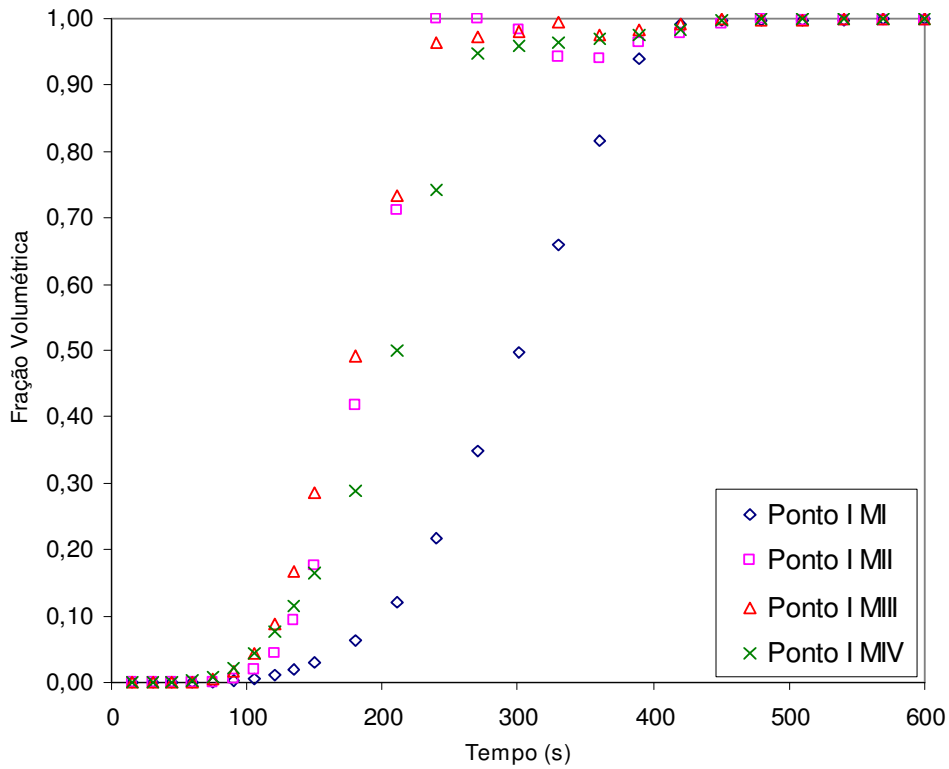


Figura II.14. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto I para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV).

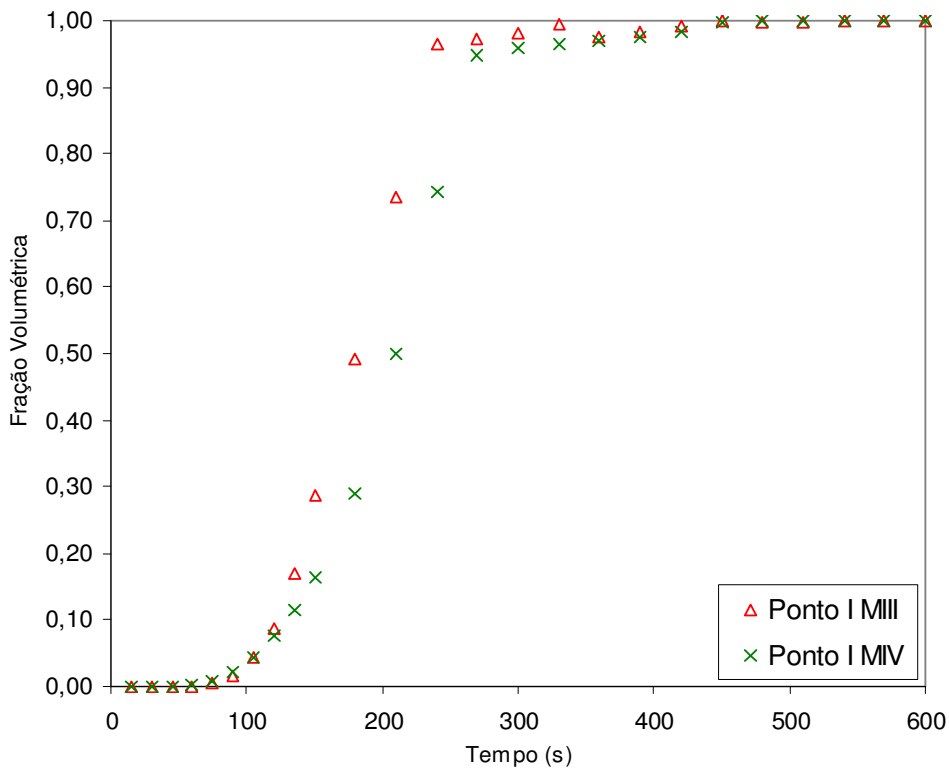


Figura II.15. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto I para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV).

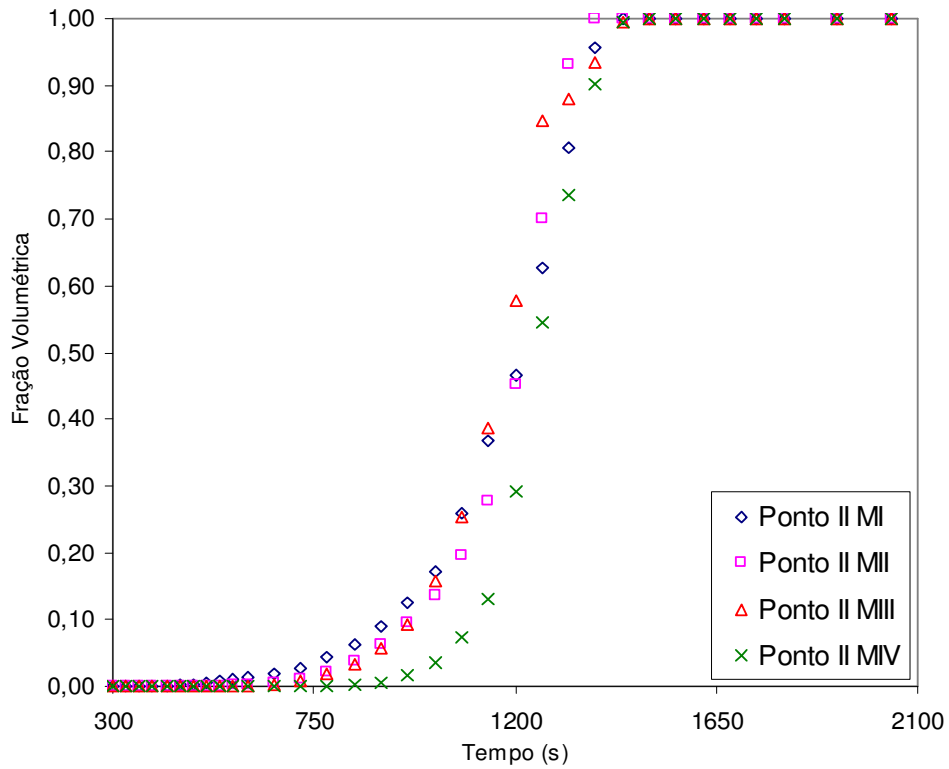


Figura II.16. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto II para as quatro malhas testadas (MI, MII, MIII e MIV).

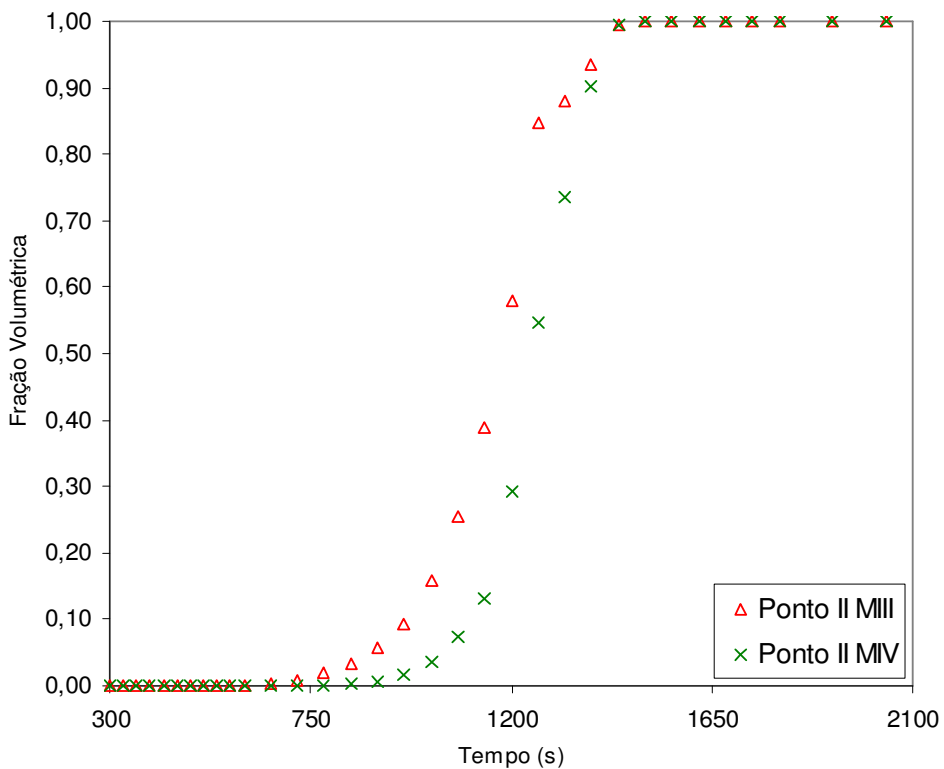


Figura II.17. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II para o ponto II para as duas malhas mais refinadas (MIII e MIV).

Os dados são resumidos na Tabela II.9, onde se verifica discrepância nula no que tange o tempo de saturação, em ambos os pontos, para as malhas III e IV.

Tabela II.9. Tempo necessário para a frente de invasão atingir os pontos I e II.

| Malha | Ponto I t(s) | Ponto II t(s) |
|--------------|-------------------------|--------------------------|
| I | 420 | 1380 |
| II | 450 | 1380 |
| III | 450 | 1500 |
| IV | 450 | 1500 |

A Tabela II.9, mostra que há concordância de valores entre as malhas III e IV. Por este motivo, seria possível o uso da malha III, menos refinada, para o prosseguimento das simulações. Porém, com base na melhor qualidade da interface fluido de perfuração/óleo formada, optou-se por utilizar a malha IV.

As Figuras II.18-29 mostram os perfis das frentes de invasão para ambos os fluidos de perfuração. É importante salientar que tais simulações foram conduzidas com a menor vazão e as menores porosidade e permeabilidade da formação.

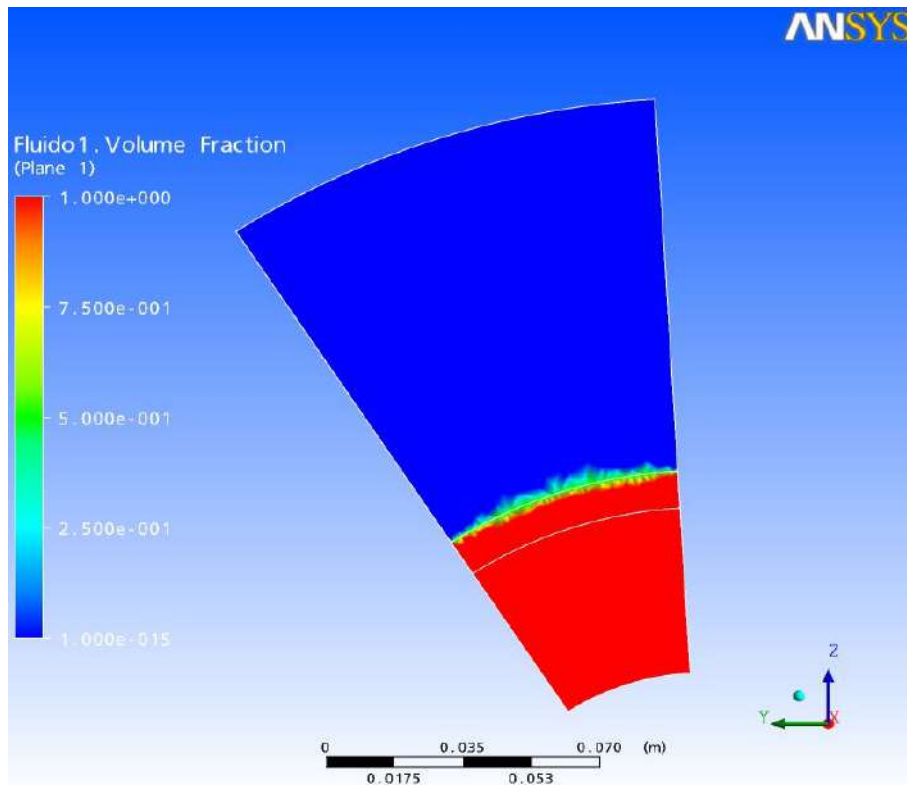


Figura II.18. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 0s, considerando somente a porção simulada, malha IV.

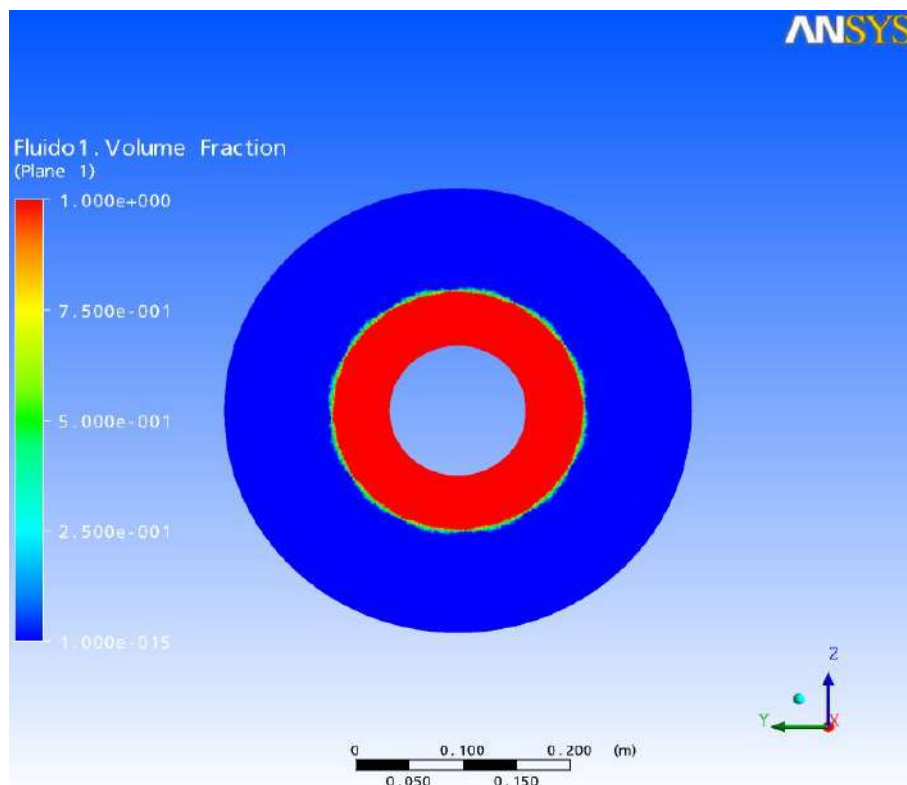


Figura II.19. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria, malha IV.

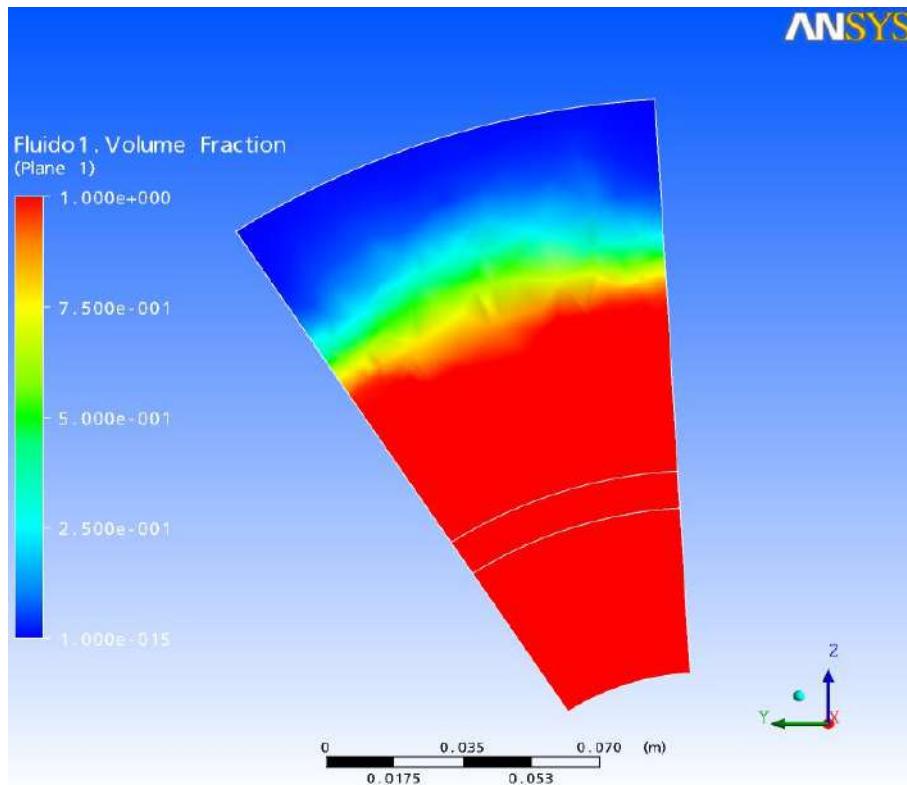


Figura II.20. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 60s, considerando somente a porção simulada, malha IV.

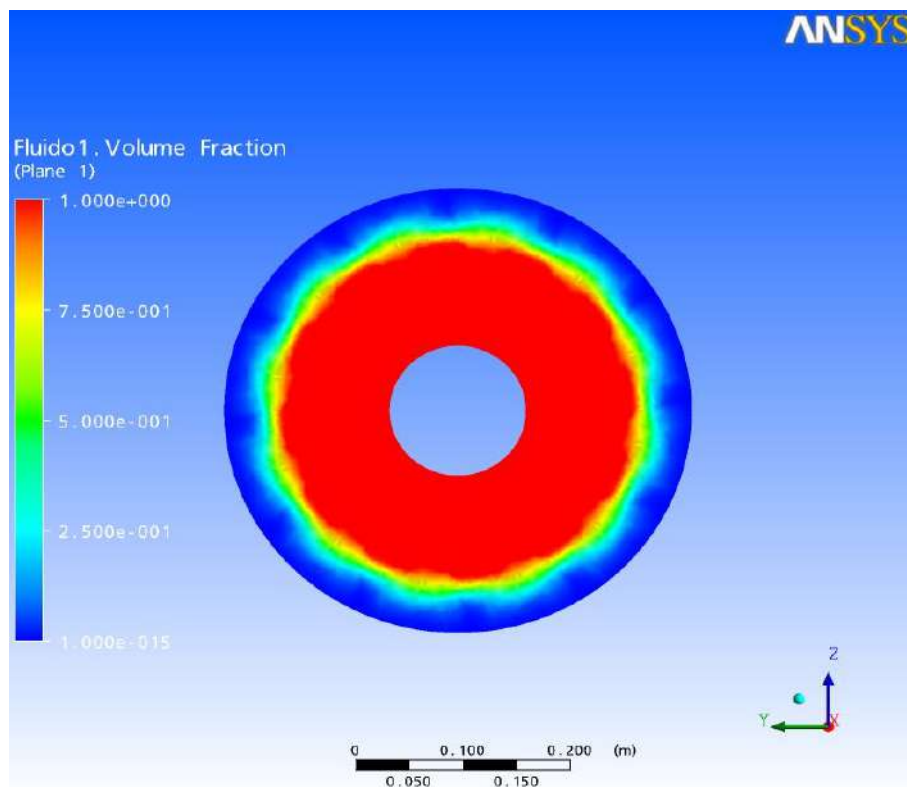


Figura II.21. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 60s, considerando os efeitos de simetria, malha IV.

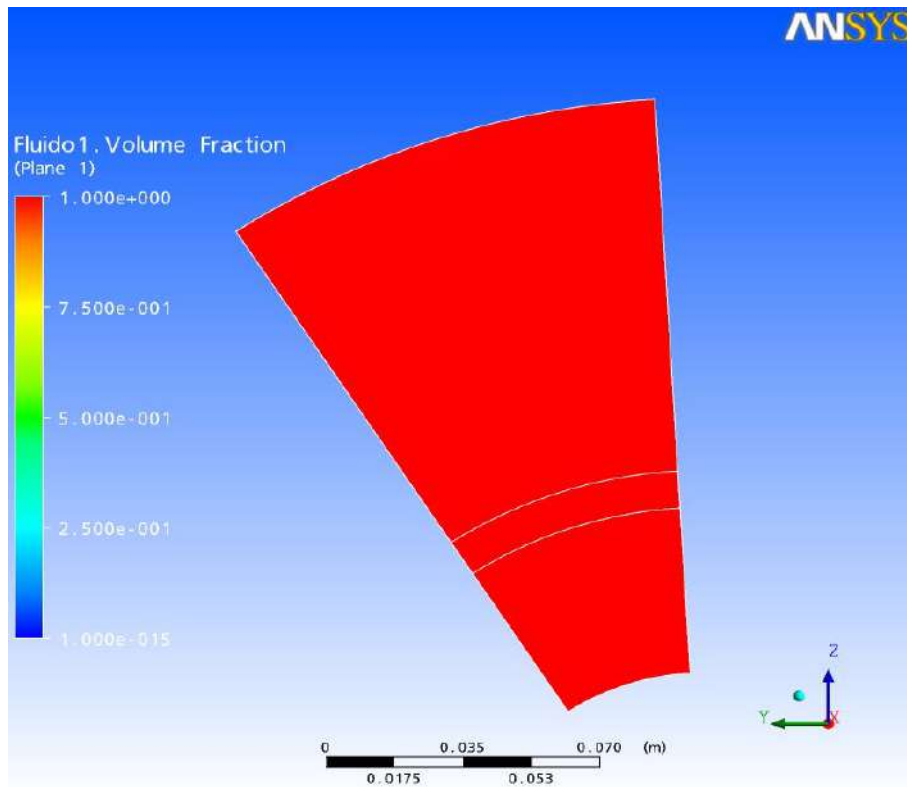


Figura II.22. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 180s, considerando somente a porção simulada, malha IV.

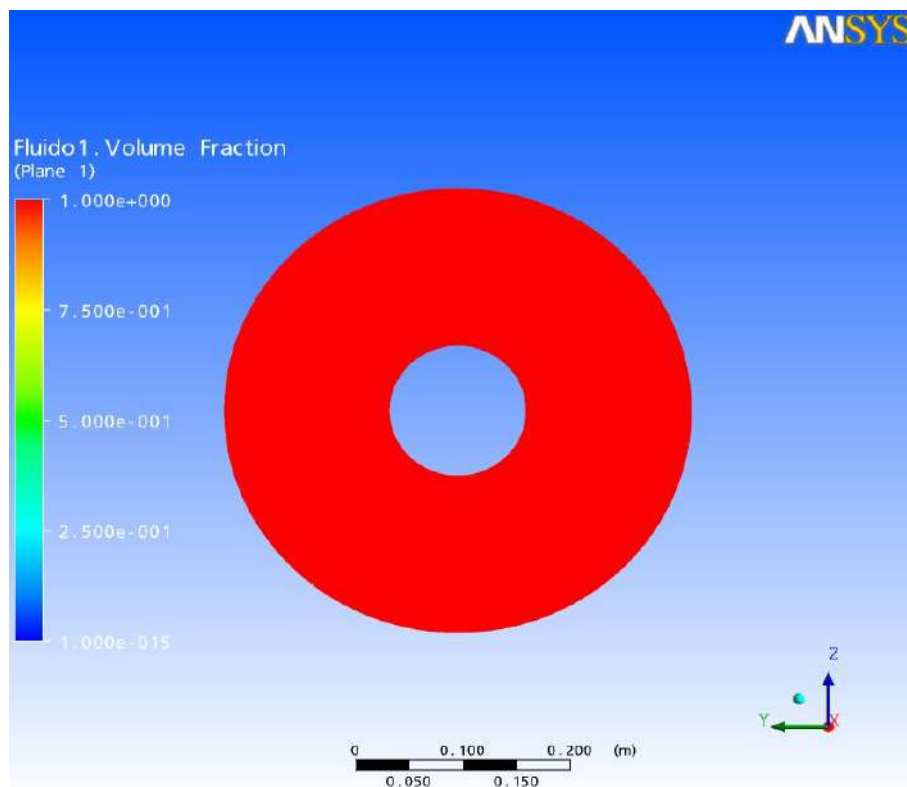


Figura II.23. Frente de invasão para o fluido I em um tempo de 180s, considerando os efeitos de simetria, malha IV.

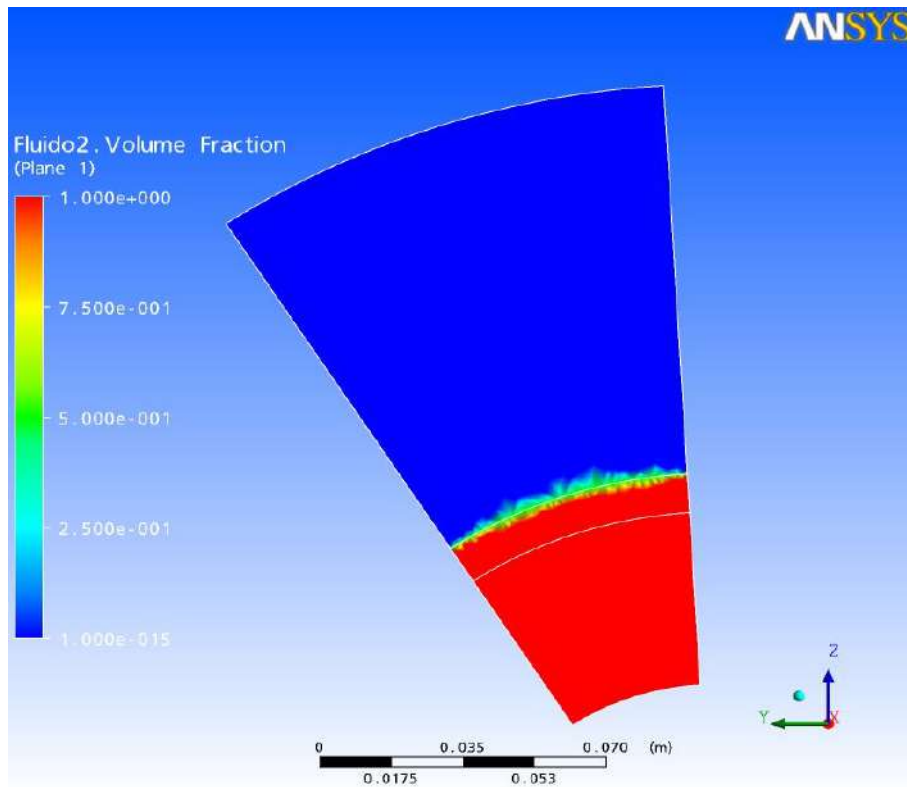


Figura II.24. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 0s, considerando somente a porção simulada, malha IV.

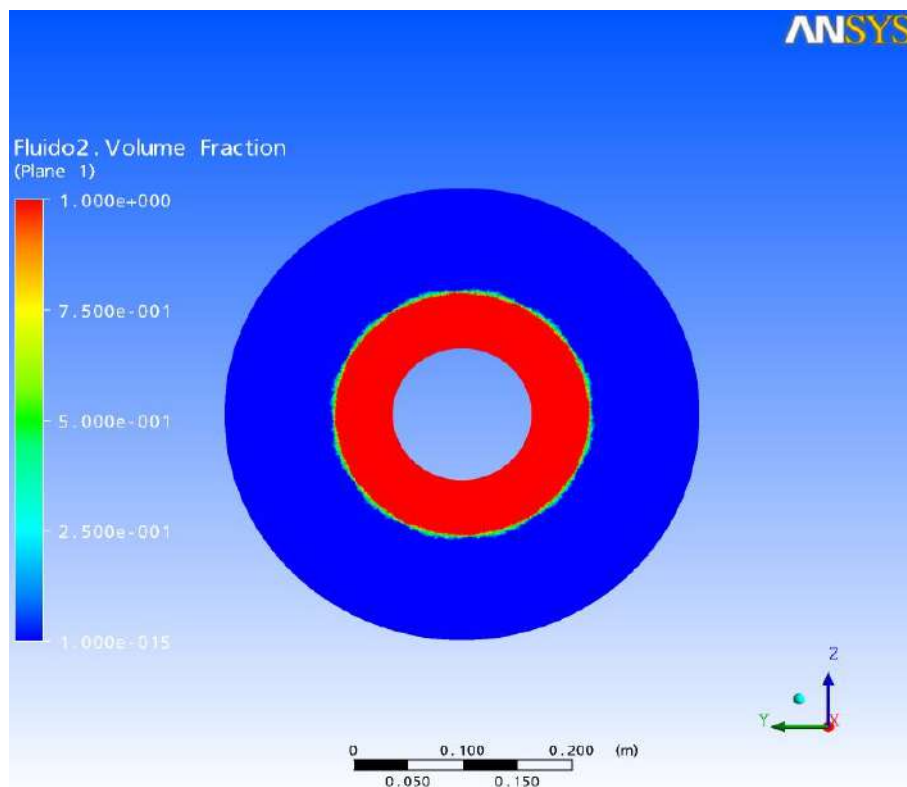


Figura II.25. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria, malha IV.

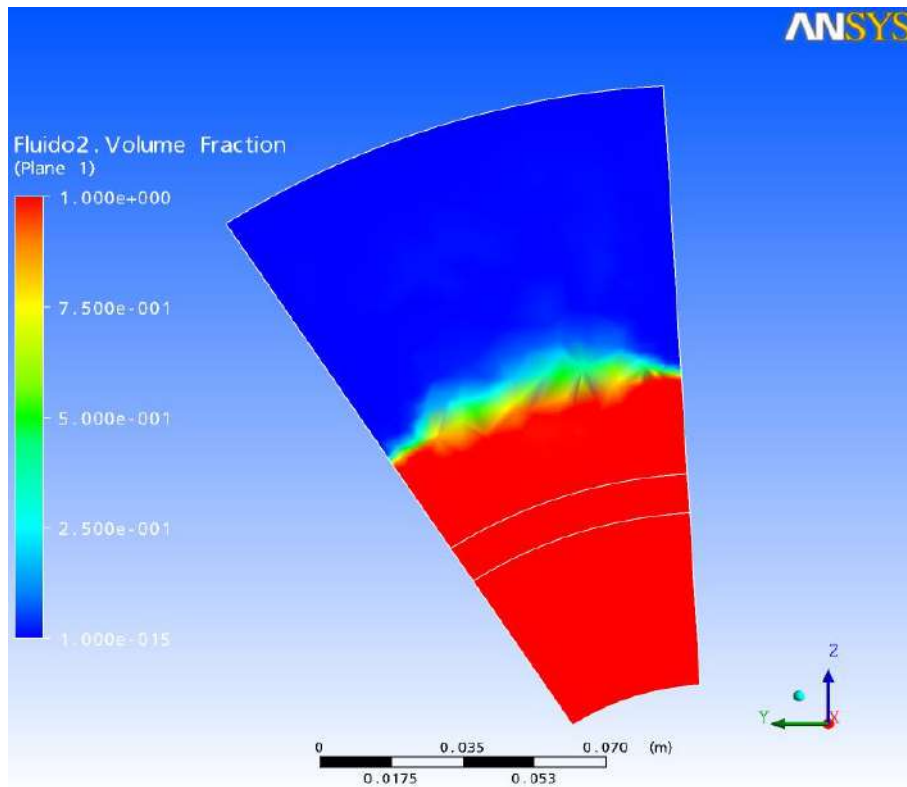


Figura II.26. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 120s, considerando somente a porção simulada, malha IV.

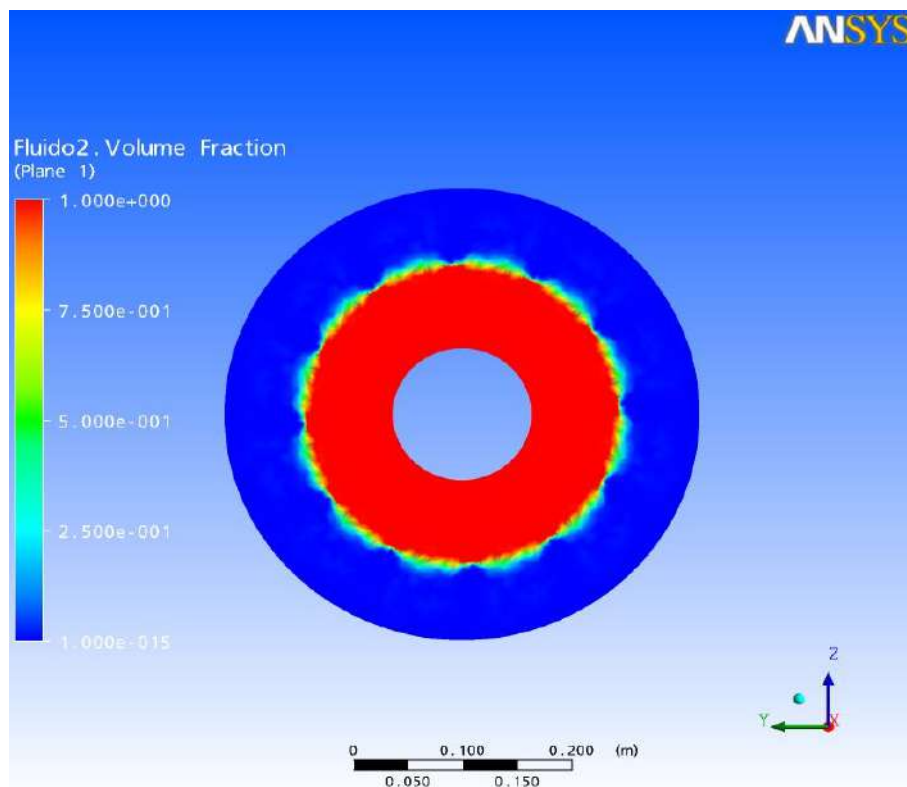


Figura II.27. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 120s, considerando os efeitos de simetria, malha IV.

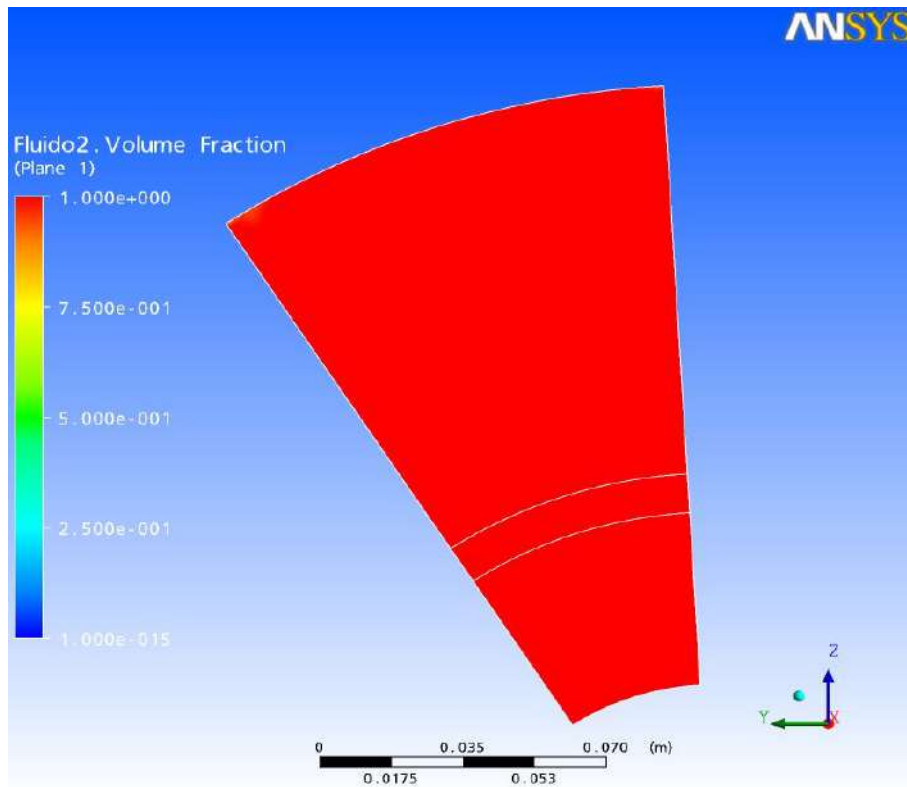


Figura II.28. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 1500s, considerando somente a porção simulada, malha IV.

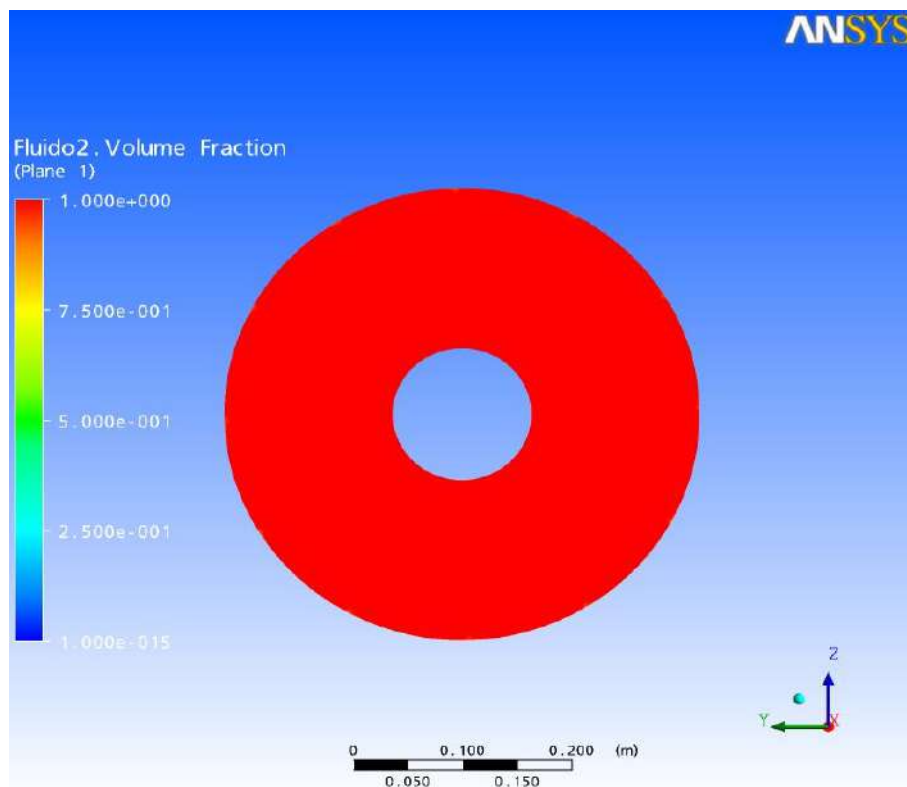


Figura II.29. Frente de invasão para o fluido II em um tempo de 1500s, considerando os efeitos de simetria, malha IV.

Através da análise das figuras apresentadas, é possível observar que a invasão em regime turbulento é mais rápida que no laminar, o que será discutido posteriormente, e que os gradientes iniciais são mais elevados que em tempos maiores.

II.6. O Anular

O anular é a região entre a parede rotatória da coluna de perfuração e o poço aberto (Figura II.30). Esta região apresenta escoamento de fluido de perfuração ascendente, o qual é parcialmente perdido ao interior da formação. Este é um fenômeno a ser evitado na perfuração. Para isto, é extremamente importante o conhecimento das variáveis operacionais, reológicas e propriedades da formação, quando no trabalho dentro da janela operacional, para que não haja perda excessiva de fluido para a formação nem a invasão de fluidos residentes no anular, podendo ocasionar a perda do poço e acidentes (*blow out*).

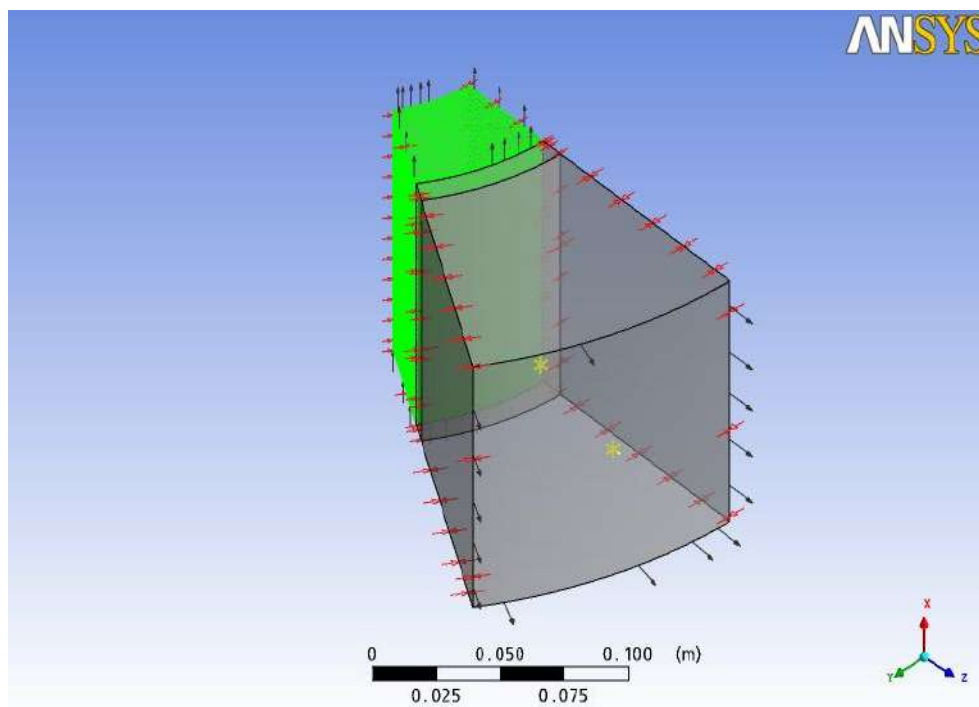


Figura II.30. Objeto de estudo - detalhe para o anular.

II.6.1. Anular, o Domínio

A modelagem no espaço anular é de importância na análise dos resultados provenientes das simulações. Para tal, esta modelagem é dividida em dois grandes grupos, que compreende o escoamento turbulento (fluido I) e o laminar (fluido II). Os parâmetros mais importantes de entrada no software, neste domínio, CFX 11.0, estão descritos nas Tabelas II.10-13.

Tabela II.10. Modelagem no anular – regime turbulento – fluido I.

| Parâmetros | Valor |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| Tipo de Domínio | Domínio Fluido |
| Fluidos | Fluido 1, Petróleo |
| Gravidade | Gravidade Negligenciada |
| Pressão de Referência | 1 atm |
| Turbulência | Modelo Homogêneo – SST |
| Características dos Fluidos | Fluido 1, Petróleo: Fluido Contínuo |
| Modelo de Interface | Modelo de Mistura |

Tabela II.11. Condições iniciais no anular – regime turbulento – fluido I.

| Parâmetros | Valor | | | |
|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| Pressão Relativa | 3,8x10 ⁷ Pa | | | |
| | Velocidade Axial (m/s) | Velocidade Radial (m/s) | Velocidade Angular (m/s) | Fração Volumétrica |
| Fluido I | 0,791 ou 1,318 | 0 | 0 | 1 |
| Petróleo | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabela II.12. Modelagem no anular – regime laminar – fluido II.

| Parâmetros | Valor |
|------------------------------------|--------------------------------------|
| Tipo de Domínio | Domínio Fluido |
| Fluidos | Fluido I1, Petróleo |
| Gravidade | Gravidade Negligenciada |
| Pressão de Referência | 1 atm |
| Turbulência | Sem Turbulência (Laminar) |
| Características dos Fluidos | Fluido I1, Petróleo: Fluido Contínuo |
| Modelo de Interface | Modelo de Mistura |

Tabela II.13. Condições iniciais no anular – regime laminar – fluido II.

| Parâmetros | Valor | | | |
|-------------------------|-------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| Pressão Relativa | 3,8x10 ⁷ Pa | | | |
| | Velocidade Axial (m/s) | Velocidade Radial (m/s) | Velocidade Angular (m/s) | Fração Volumétrica |
| Fluido II | 0,791 ou 1,318 | 0 | 0 | 1 |
| Petróleo | 0 | 0 | 0 | 0 |

Cabe ressaltar que empregou-se, neste projeto, dois valores distintos para a velocidade axial (Tabelas II.11 e II.13), a fim de estudar a influência da vazão de fluido de perfuração injetada pela broca no comportamento da frente de invasão deste fluido à formação.

II.6.2. Condições de Contorno na Entrada do Anular

Na entrada do anular, considerou-se conhecida a vazão volumétrica, e conseqüentemente a velocidade normal ao escoamento. Nesta região, admitiu-se escoamento monofásico, ou seja, a fração volumétrica do fluido de perfuração é igual a um. Foram desprezados o arraste de cascalho e eventuais *kicks*.

II.6.3. Condições de Contorno na Saída do Anular

Nesta região, a pressão média estática foi calculada, com base em uma região de perfuração a uma profundidade de 1500m abaixo de uma lâmina d'água de 2000m, para o fluido de perfuração I, com densidade de 1246kg/m^3 (Carneiro, 2004). Através destes dados, chegou-se a uma pressão média de $3,8 \times 10^7\text{Pa}$, explicitada nas Tabelas II.11 e II.13. No caso do fluido de perfuração II, com densidade de 1100kg/m^3 (Carneiro, 2004), foi adotada uma região a 1700m abaixo de uma lâmina d'água de 2000m, obtendo-se pressão média de $3,8 \times 10^7\text{Pa}$, como no caso do fluido de perfuração I.

II.6.4. Condições de Contorno na Parede do Anular

A parede do anular faz referência à coluna de perfuração e seus comandos, que possui velocidade angular característica de 120rpm (Alves *et al*), sendo respeitada a condição de aderência (*no slip*).

II.6.5. O Modelo de Turbulência Shear Stress Transport (SST)

O modelo SST surgiu da dificuldade dos outros modelos em proporcionar resultados satisfatórios em problemas envolvendo simulações de gradientes adversos e sistemas com fluxo bifásico, apresentando zonas de separação bem definidas. Este modelo tem a capacidade de fornecer melhor resultados nas regiões próximas às camadas limites, sendo, portanto, um modelo mais complexo e robusto que, por exemplo, o k- ϵ . Além disto, o SST é ideal para situações de baixa intensidade de turbulência (baixos números de Reynolds), possibilitando resultados simulados mais precisos.

Este modelo foi então escolhido para o problema em questão devido às características de escoamento com baixos níveis de turbulência, para o fluido de perfuração I, e bifásicos. O uso do modelo k- ϵ foi descartado neste trabalho devido a dificuldades de convergência e por não se adaptar tão bem como o SST aos casos analisados.

II.7. Os Meios Porosos

Os meios porosos são constituídos por partículas sólidas, formando uma matriz porosa indeformável. Segundo Massarani (2002), para um referencial fixo à matriz, as equações da continuidade e do movimento para o fluido, na forma integral, podem ser escritas como:

$$\int_{V_R} \frac{\partial}{\partial t} (\varepsilon \rho) dV + \int_{S_R} \rho \varepsilon u \cdot n dS = 0 \quad (\text{II.12})$$

$$\int_{V_R} \varepsilon \rho u dV = \int_{S_R} T n dS - \int_{V_R} m dV + \int_{V_R} \varepsilon \rho g dV \quad (\text{II.13})$$

onde:

S_R e V_R : superfície e o volume da região R , respectivamente, que encerra a matriz porosa e o fluido;

ρ : densidade do fluido;

ε : porosidade da matriz, correspondente à fração volumétrica ocupada pelo fluido;

u : velocidade intersticial do fluido;

T : tensor tensão que atua na fase fluida;

m : força exercida sobre a matriz porosa, por unidade de volume;

g : intensidade do campo exterior (forças de campo).

Dos parâmetros acima, merece destaque a força resistiva m que possui a seguinte equação constitutiva:

$$m = \frac{\mu}{K} \left(1 + \frac{c \rho \sqrt{K} \|q\|}{\mu} \right) q \quad (\text{II.14})$$

$$q = \varepsilon u \quad (\text{II.15})$$

onde:

q : velocidade superficial do fluido;

μ : viscosidade do fluido;

K e c : parâmetros que dependem apenas de fatores estruturais da matriz porosa, se não houver interações físico-químicas da matriz com o fluido em questão. K é a permeabilidade do meio poroso e c um parâmetro adimensional.

A equação. II.14 é a conhecida forma quadrática de Forchheimer (Forchheimer, 1901) e é válida para escoamentos em meios isotrópicos homogêneos e também heterogêneos. Essa equação também pode contemplar o escoamento de fluidos não-newtonianos, fazendo-se uma extensão na mesma, substituindo μ pela viscosidade aparente.

$$\mu_{ef} = S(\lambda) / \lambda \quad (\text{II.16})$$

$$\lambda = \frac{1,1}{(t\varepsilon)^{1/2}} \cdot \frac{\|q\|}{\sqrt{K}} \quad (\text{II.17})$$

onde:

S : função tensão cisalhante (propriedade material do fluido);

λ : taxa de distensão característica (propriedade cinemática do escoamento);

t : fator estrutural da matriz porosa com valor da ordem 2,5 (Massarani, 2002).

Para escoamentos lentos na matriz porosa, a forma quadrática expressa na equação II.14,

$$\frac{c\rho\sqrt{K}\|q\|}{\mu} \ll 1 \quad (\text{II.18})$$

logo, a equação II.14 transforma-se em uma forma linear:

$$m = \frac{\mu}{K} q \quad (\text{II.19})$$

que é conhecida como Lei de Darcy e é bastante utilizada no estudo da fluidodinâmica em meios porosos.

Para escoamentos incompressíveis, após manipulações que fogem do escopo deste projeto, a equação de Darcy toma a forma:

$$- \text{grad}P = \frac{\mu}{K} q \quad (\text{II.20})$$

II.7.1. O Reboco

Como já descrito, o reboco é uma camada adjacente à parede da formação formada pela aglomeração de partículas sólidas provenientes da filtração do fluido de perfuração pelo meio poroso (formação). Com isto, o reboco exerce papéis importantes desde o controle da invasão de fluidos utilizados na perfuração até a estabilidade mecânica do poço. A Figura II.31 mostra a região referente ao reboco na geometria utilizada nas simulações.

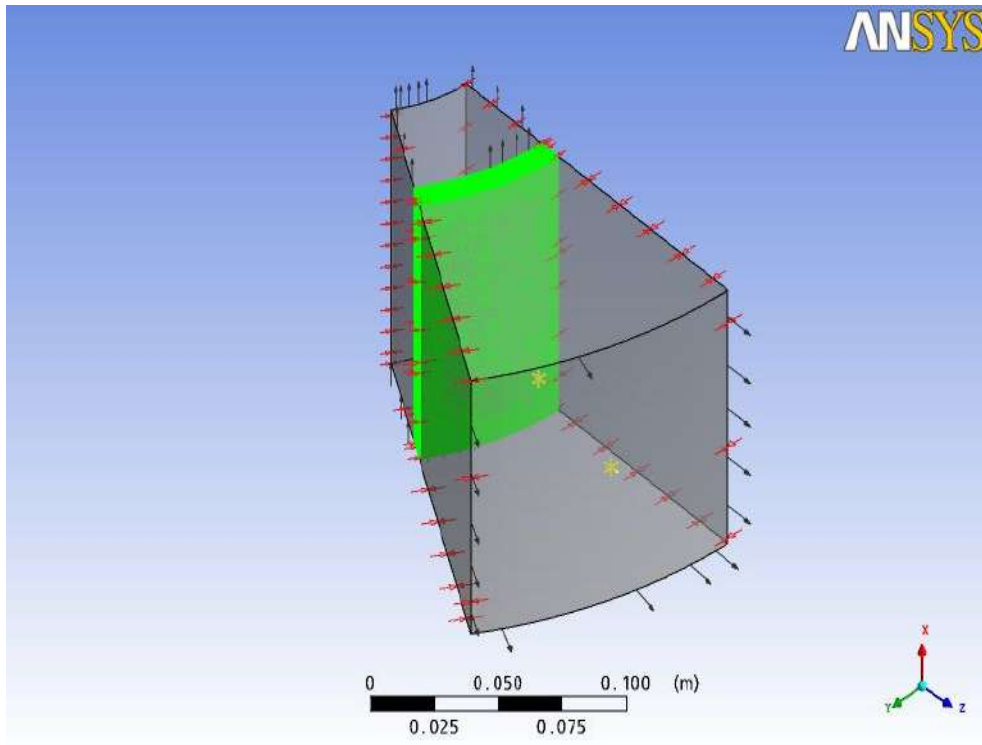


Figura II.31. Objeto de estudo - detalhe para o reboco.

II.7.2. Reboco, o Domínio

Como as propriedades do reboco (meio poroso) são bastante distintas do anular, cabe a este domínio uma modelagem diferente daquela apresentada anteriormente. Admitiu-se, neste trabalho, reboco isotrópico de espessura constante.

A fim de se simular a queda na permeabilidade do reboco com o tempo, utilizou-se uma função exponencial decrescente com o tempo (Figura II.32):

$$K = 10^{-5} e^{0,0004t} \quad (\text{II.21})$$

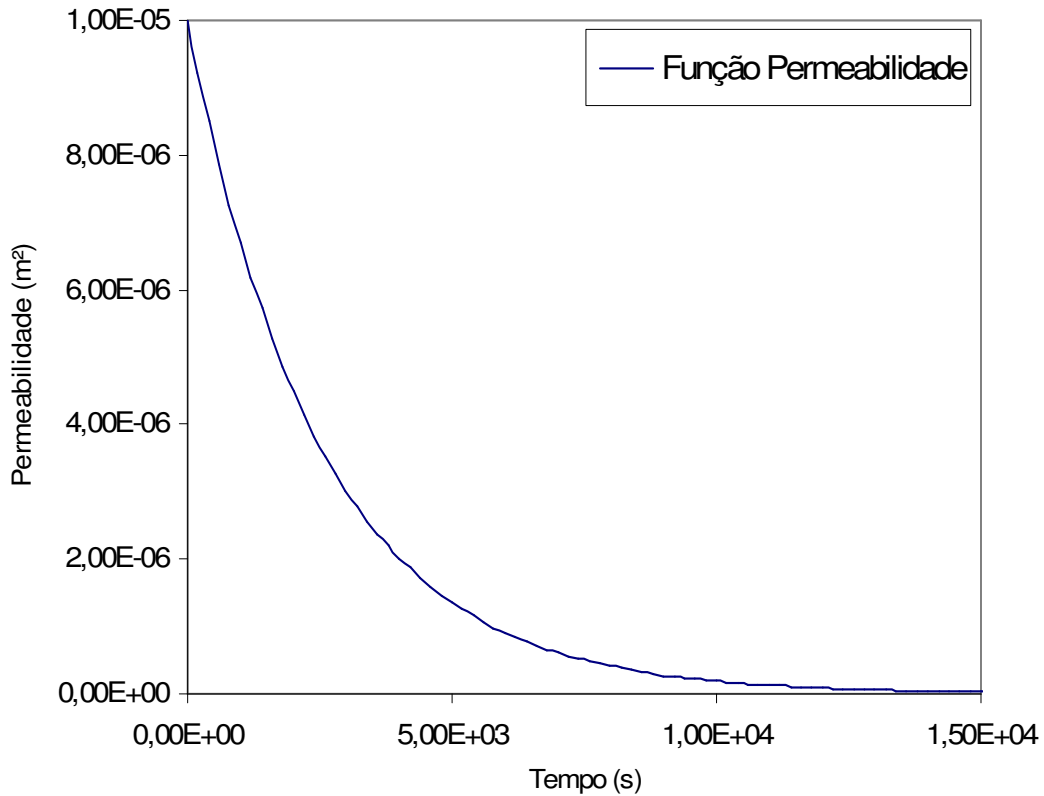


Figura II.32. Permeabilidade (m²) versus tempo (s)

Os parâmetros relativos à modelagem do reboco estão descritos nas Tabelas II.14 e 15.

Tabela II.14. Modelagem do reboco – regime turbulento - fluido I.

| Parâmetros | Valor |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| Tipo de Domínio | Domínio Poroso |
| Fluidos | Fluido 1, Petróleo |
| Gravidade | Gravidade Negligenciada |
| Pressão de Referência | 1atm |
| Modelo de Porosidade | Isotrópico |
| Porosidade | 0,15 |
| Permeabilidade | Função Permeabilidade |
| Turbulência | Modelo Homogêneo - SST |
| Características dos Fluidos | Fluido 1, Petróleo: Fluido Contínuo |
| Modelo de Interface | Modelo de Mistura |

Tabela II.15. Modelagem do reboco – regime laminar - fluido II.

| Parâmetros | Valor |
|------------------------------------|--------------------------------------|
| Tipo de Domínio | Domínio Poroso |
| Fluidos | Fluido I1, Petróleo |
| Gravidade | Gravidade Negligenciada |
| Pressão de Referência | 1 atm |
| Modelo de Porosidade | Isotrópico |
| Porosidade | 0,15 |
| Permeabilidade | Função Permeabilidade |
| Turbulência | Sem Turbulência (Laminar) |
| Características dos Fluidos | Fluido I1, Petróleo: Fluido Contínuo |
| Modelo de Interface | Modelo de Mistura |

As condições iniciais correspondentes às componentes da velocidade, no reboco, são conhecidas e nulas. O reboco, no início do processo, contém somente fluido de perfuração, logo, a fração volumétrica de petróleo (fluido residente) neste domínio é igual a zero, em ambos os regimes de escoamento. A pressão relativa é conhecida e equivalente a $3,8 \times 10^7$ Pa.

II.7.3. A Formação

A formação caracteriza-se por ser um meio poroso, que neste trabalho foi considerado isotrópico. Na formação, encontram-se fluidos residentes, principalmente petróleo e gás. Devido a este fato, obtém-se nesta porção, um escoamento bifásico, onde há a tendência intrínseca do fluido de perfuração arrastar o residente formando uma frente de invasão bem definida, devido à isotropicidade do domínio. A Figura II.33 mostra a formação.

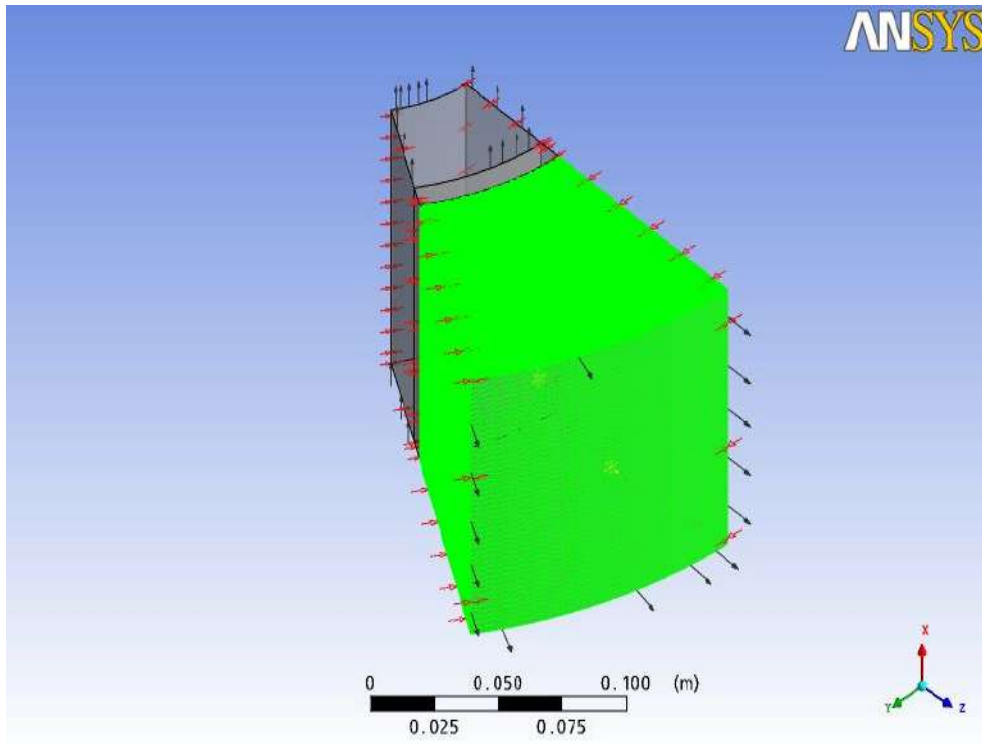


Figura II.33. Objeto de estudo - detalhe para a formação.

Cabe ressaltar que as propriedades da formação influenciam significativamente na invasão do fluido. Portanto, foram estudadas quatro formações com porosidade e permeabilidade distintas. Estas propriedades das formações foram obtidas da Figura II.34 (Spizzirri, 1998). A Tabela II.16 mostra os valores adotados de porosidade e permeabilidade, escolhidos de modo a varrer toda faixa de porosidade contida na Figura.

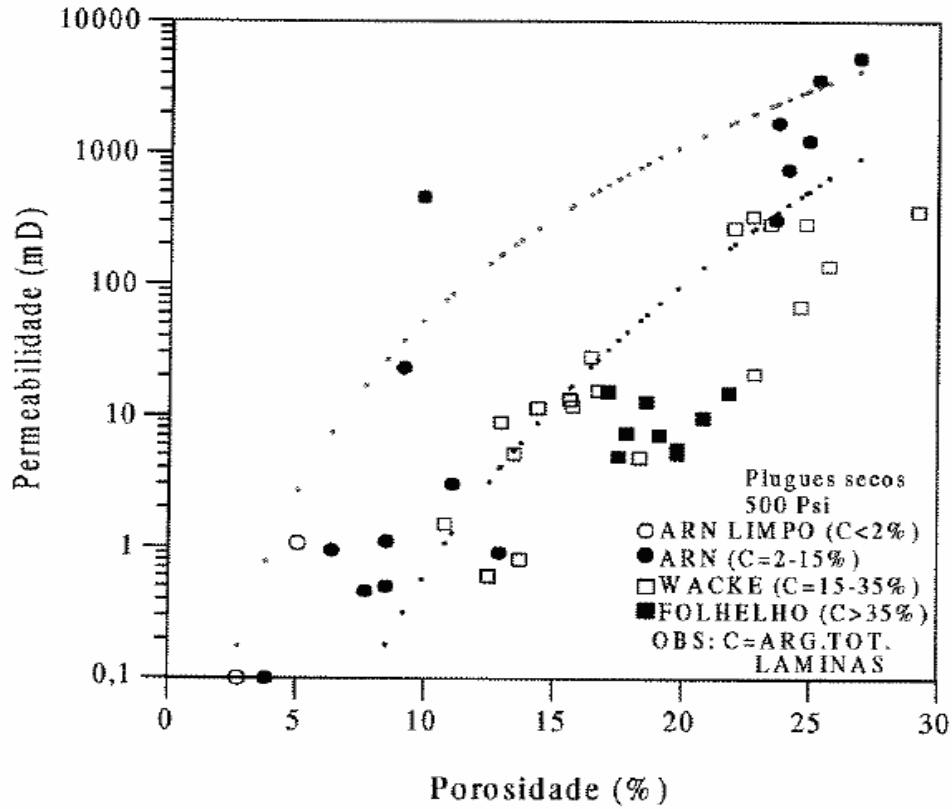


Figura II.34. Permeabilidade em função da porosidade para diferentes classes argilosas (Spizzirri, 1998).

Tabela II.16. Valores de porosidade e permeabilidade empregados neste estudo.

| Parâmetros | Porosidade (%) | Permeabilidade (m ²) |
|-------------|----------------|----------------------------------|
| Análise I | 10 | 1,6x10 ⁻¹² |
| Análise II | 15 | 8,0x10 ⁻¹² |
| Análise III | 20 | 4,0x10 ⁻¹¹ |
| Análise IV | 25 | 1,1x10 ⁻¹⁰ |

As condições iniciais relativas à formação e sua modelagem são apresentadas abaixo, seguindo a mesma metodologia anterior (Tabelas II.17 e II.18).

Tabela II.17. Modelagem da formação – regime turbulento – fluido I.

| Parâmetros | Valor |
|------------------------------------|-------------------------------------|
| Tipo de Domínio | Domínio Poroso |
| Fluidos | Fluido I, Petróleo |
| Gravidade | Gravidade Negligenciada |
| Pressão de Referência | 1 atm |
| Modelo de Porosidade | Isotrópico |
| Porosidade | Conforme Tabela II.16 |
| Permeabilidade | Conforme Tabela II.16 |
| Turbulência | Modelo Homogêneo - SST |
| Características dos Fluidos | Fluido I, Petróleo: Fluido Contínuo |
| Modelo de Interface | Modelo de Mistura |

Tabela II.18. Modelagem da formação – regime laminar – fluido II.

| Parâmetros | Valor |
|------------------------------------|--------------------------------------|
| Tipo de Domínio | Domínio Poroso |
| Fluidos | Fluido II, Petróleo |
| Gravidade | Gravidade Negligenciada |
| Pressão de Referência | 1 atm |
| Modelo de Porosidade | Isotrópico |
| Porosidade | Conforme Tabela II.16 |
| Permeabilidade | Conforme Tabela II.16 |
| Turbulência | Sem Turbulência (Laminar) |
| Características dos Fluidos | Fluido II, Petróleo: Fluido Contínuo |
| Modelo de Interface | Modelo de Mistura |

As condições iniciais correspondentes às componentes da velocidade, na formação, são conhecidas e nulas. A formação, no início do processo, contém somente petróleo (fluido residente), logo, a fração volumétrica de fluido de perfuração neste domínio é igual a zero, em ambos os regimes de escoamento.

Como em práticas na operação de perfuração de poços, o fluido de perfuração é dimensionado para que a pressão no anular seja aproximadamente 10% superior a da formação, evitando acidentes. Portanto, admitiu-se uma pressão relativa na formação 10% menor que no anular, equivalente a $3,42 \times 10^7$ Pa.

II.7.4. Petróleo, o Fluido Residente na Formação

A Tabela II.19 fornece as propriedades físicas do petróleo empregado nas simulações (Euriclides, 2005 e ANP – Agência Nacional do Petróleo).

Tabela II.19. Propriedades do petróleo.

| Parâmetros | Petróleo |
|---|----------|
| Massa Específica (kg/m^3) | 887 |
| Viscosidade Dinâmica ($\text{kg m}^{-1} \text{s}^{-1}$) | 0,05 |

II.8. Modelagem dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração como já citados, possuem características reológicas de um fluido de potência, não estando presente na biblioteca de materiais do CFX PRE 11.0. Portanto, é obrigatória a criação desses fluidos, a fim de se dar prosseguimento às simulações. Para tal, necessitou-se da inserção de algumas propriedades no software, como a massa específica dos fluidos de perfuração, (Carneiro, 2004), explicitadas na Tabela II.20.

Tabela II.20. Propriedades dos fluidos de perfuração.

| Parâmetros | Fluido I | Fluido II |
|---|----------------------|----------------------|
| Tipo de Fluido | Substância Pura | Substância Pura |
| Massa Específica (kg/m^3) | 1100 | 1246 |
| Viscosidade Dinâmica ($\text{kg m}^{-1} \text{s}^{-1}$) | Expressão μ_{ap} | Expressão μ_{ap} |

A viscosidade dinâmica refere-se à viscosidade aparente do fluido de potência e obedece a análise vista na seção II.3. Para inserir no software o modelo reológico de potência, foi necessária a criação de duas novas funções, que são expressões algébricas que contemplam os parâmetros reológicos reais dos fluidos de perfuração (Tabela II.21). Tais expressões possibilitam que fora dos limites inferiores e superiores de taxa de cisalhamento, os fluidos se comportem como fluidos newtonianos, o deixando de ser quando a taxa de cisalhamento assume valores contidos nos limites analisados. A expressão abaixo mostra a função, para ambos os fluidos de perfuração:

$$\mu_{ap} = k * (\min(\text{UpperS}, \max(\text{Fluido} .\text{sstrnr}, \text{LowerS}))^{(n-1)}) \quad (\text{II.22})$$

onde:

Fluido.sstrnr: taxa de cisalhamento, calculada pelas rotinas internas do software utilizado nas simulações;

UpperS e *LowerS*: são os limites superiores e inferiores de viscosidade dinâmica analisados, respectivamente;

k e *n*: parâmetros reológicos do fluido de perfuração.

Tabela II.21. Parâmetros da equação II.22, para ambos os fluidos de perfuração.

| Fluido | <i>UpperS</i> (s ⁻¹) | <i>LowerS</i> (s ⁻¹) | n | k (kg m ⁻¹ s ^{-1,446}) |
|--------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------|--|
| I | 180,3 | 3,0 | 0,554 | 0.1623 |
| II | 412,0 | 5,0 | 0,147 | 5,100 |

II.9. As Simulações

Todas as simulações foram conduzidas no ANSYS CFX 11.0. As geometrias e respectivas malhas foram geradas no Workbench, também da ANSYS.

O problema, devido às suas características transientes, foi simulado durante 1h, tempo mais que necessário para que a frente de invasão, para ambos os fluidos, chegue

ao ponto II, situado ao final da porção de formação analisada. A Tabela II.22 fornece os intervalos de tempo (*time steps*) empregados no problema.

Tabela II.22. Aspectos transientes das simulações

| Quantidade de Passos de Tempo | Tempo (s) | Tempo Acumulado (s) |
|--------------------------------------|------------------|----------------------------|
| 10 | 15 | 150 |
| 15 | 30 | 600 |
| 20 | 60 | 1800 |
| 15 | 120 | 3600 |

Através das informações até aqui apresentadas, é possível concluir que avaliando todas as condições estudadas, fazem-se necessárias 16 (dezesesseis) simulações, excluindo-se às relativas aos testes de malha, segundo as características principais contidas na Tabela II.23.

Tabela II.23. Resumo do cruzamento das variáveis principais simuladas.

| TAG Simulação | Fluido de Perfuração | Velocidade de Injeção (m/s) | Porosidade (%) | Permeabilidade (m²) |
|----------------------|-----------------------------|------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| SimT111 | Fluido I | 0,791 | 10 | $1,6 \times 10^{-12}$ |
| SimT112 | Fluido I | 0,791 | 15 | $8,0 \times 10^{-12}$ |
| SimT113 | Fluido I | 0,791 | 20 | $4,0 \times 10^{-11}$ |
| SimT114 | Fluido I | 0,791 | 25 | $1,1 \times 10^{-10}$ |
| SimT121 | Fluido I | 1,318 | 10 | $1,6 \times 10^{-12}$ |
| SimT122 | Fluido I | 1,318 | 15 | $8,0 \times 10^{-12}$ |
| SimT123 | Fluido I | 1,318 | 20 | $4,0 \times 10^{-11}$ |
| SimT124 | Fluido I | 1,318 | 25 | $1,1 \times 10^{-10}$ |
| SimL211 | Fluido II | 0,791 | 10 | $1,6 \times 10^{-12}$ |
| SimL212 | Fluido II | 0,791 | 15 | $8,0 \times 10^{-12}$ |
| SimL213 | Fluido II | 0,791 | 20 | $4,0 \times 10^{-11}$ |
| SimL214 | Fluido II | 0,791 | 25 | $1,1 \times 10^{-10}$ |
| SimL221 | Fluido II | 1,318 | 10 | $1,6 \times 10^{-12}$ |
| SimL222 | Fluido II | 1,318 | 15 | $8,0 \times 10^{-12}$ |
| SimL223 | Fluido II | 1,318 | 20 | $4,0 \times 10^{-11}$ |
| SimL224 | Fluido II | 1,318 | 25 | $1,1 \times 10^{-10}$ |

Na tabela anterior, adotou-se a seguinte regra para a geração dos TAG's:

Sim<regime de escoamento><fluido de perfuração><vazão de injeção><formação>

onde:

<regime de escoamento>: T para regime turbulento e L para laminar

<fluido de perfuração>: 1 para o fluido I e 2 para o fluido II

<vazão de injeção>: 1 para a menor vazão de injeção (300GPM) e 2 para a maior vazão de injeção (500GPM)

<formação>: 1 para a formação menos permeável, 2 para a segunda formação menos permeável, 3 para a terceira formação menos permeável e 4 para a formação mais permeável.

CAPÍTULO III. RESULTADOS

Neste capítulo são descritos os principais resultados obtidos com as simulações, analisando-se a influência das variáveis estudadas no avanço da frente de invasão dos fluidos de perfuração. Na maioria dos casos, a referência às simulações serão por meio dos TAG's, contidos na Tabela II.23, evitando a repetição de informações.

III.1. Influência do Fluido de Perfuração (Reologia) na Invasão

Para exemplificar este caso, serão mostrados dois resultados, SimT111 e SimL211 (Figuras III.1 e III.2), onde a única diferença entre estes é justamente o fluido de perfuração analisado, mantida a velocidade de injeção constante e as propriedades da formação também. Os outros resultados, relativos a demais velocidades e propriedades da formação, encontram-se expostos no Apêndice I. As figuras e perfis de fração volumétrica (Figuras III.3 e III.4) mostram os resultados em questão.

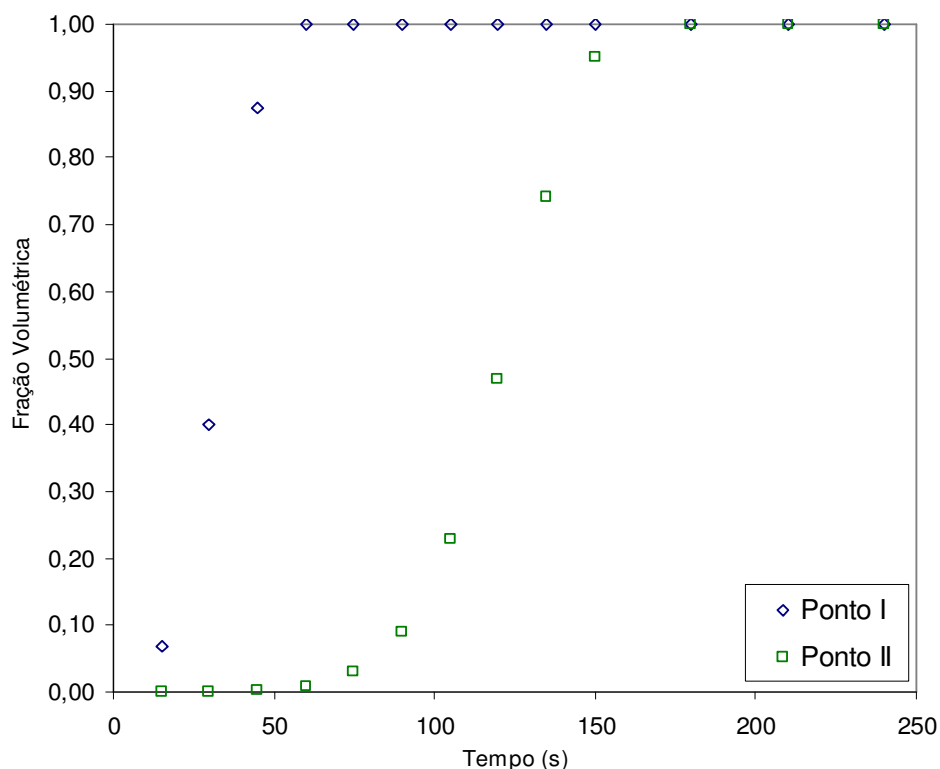


Figura III.1. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I (SimT111).

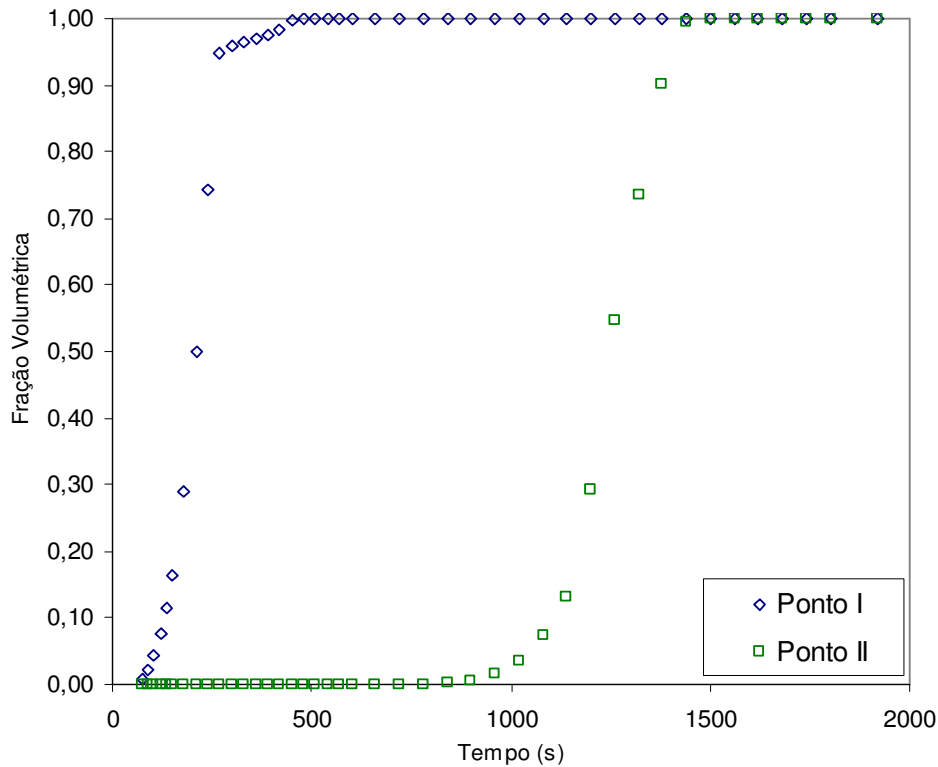


Figura III.2. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II (SimL211).

Pelos gráficos acima, onde só há variação no tipo de fluido de perfuração, é possível notar que a invasão completa do fluido de perfuração I (180s) ocorre em tempos bastante menores quando comparada ao fluido de perfuração II (1500s). Como o fluido I, regime turbulento, possui viscosidade aparente menor que o fluido II, regime laminar, era esperado que o primeiro apresentasse maior tendência a escoar pela formação, atingindo o fim da porção analisada mais rapidamente. Este foi o resultado obtido nas simulações. Seguem, abaixo, os perfis de fração volumétrica obtidos. Note que a cor azul caracteriza frações volumétricas de fluido de perfuração tendendo a zero e vermelho ao limite máximo, um. Frações intermediárias são representadas pelos gradientes das cores, ou seja, quanto mais próximo do vermelho, mais próxima da unidade corresponde à fração volumétrica. Essas figuras, ampliadas, encontram-se na seção referente ao teste de malha, já que este foi realizado segundo as mesmas condições de SimT111 e SimL211.

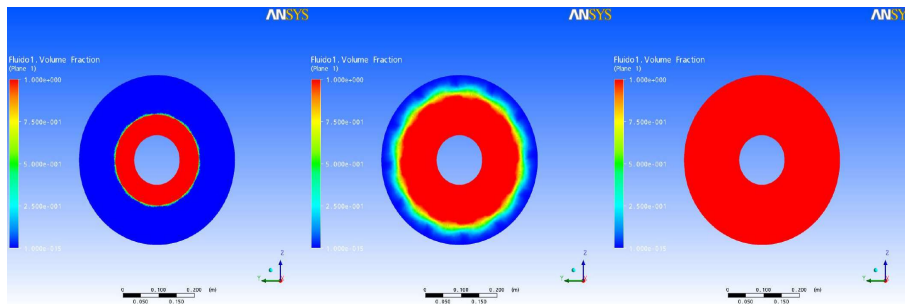


Figura III.3. Frações volumétricas do fluido de perfuração I nos tempos 0s, 60s e 180s, respectivamente.

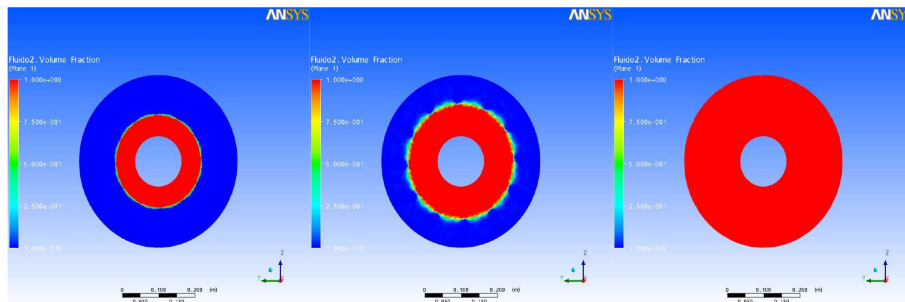


Figura III.4. Frações volumétricas do fluido de perfuração II nos tempos 0s, 60s e 150s, respectivamente.

III.2. A Influência das Propriedades da Formação na Invasão

Nesta situação, será avaliado o comportamento da frente de invasão em relação a mudanças nas propriedades da formação (porosidade e permeabilidade). Os resultados são mostrados para dois casos típicos, um em cada regime de escoamento (fluido I e fluido II), onde as simulações são indicadas pelo respectivo TAG. As Figuras III.5-8 analisam a invasão, frente a quatro tipos de formação, indicando os tempos de saturação para cada caso. A seguir, as Figuras III.9-26 mostram os perfis de fração volumétrica para tempos selecionados.

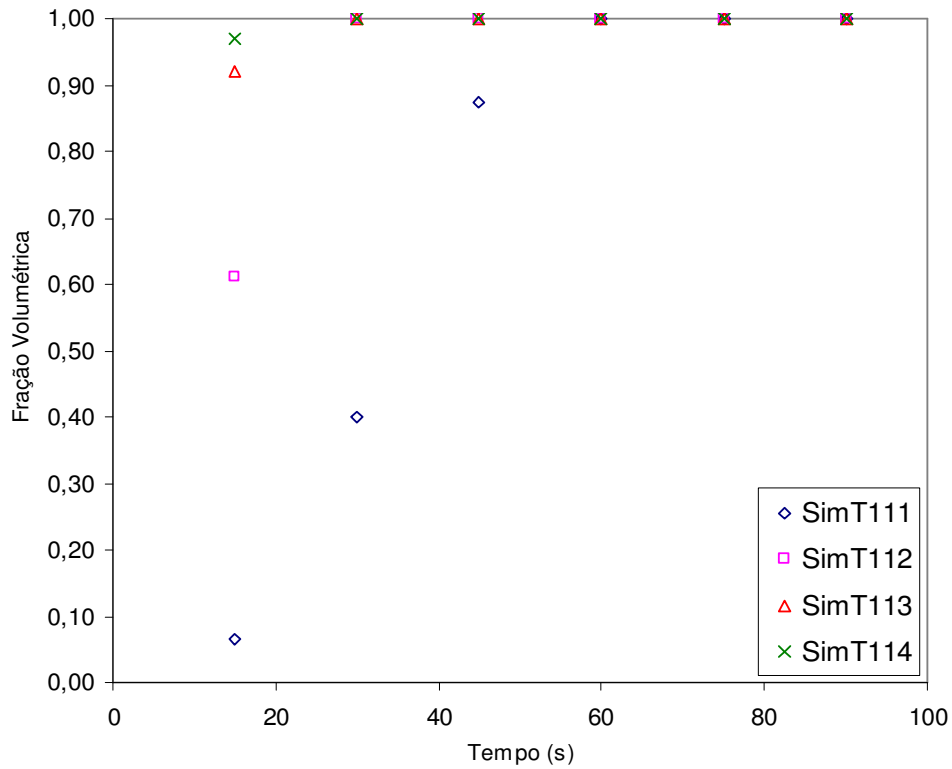


Figura III.5. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto I e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação.

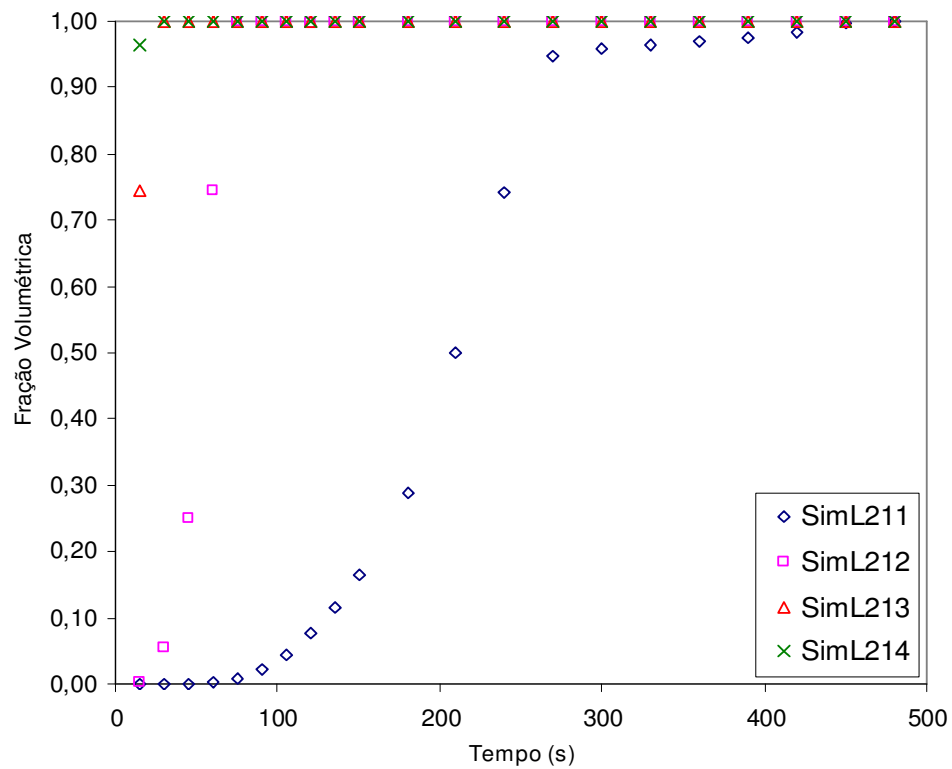


Figura III.6. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto I e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação.

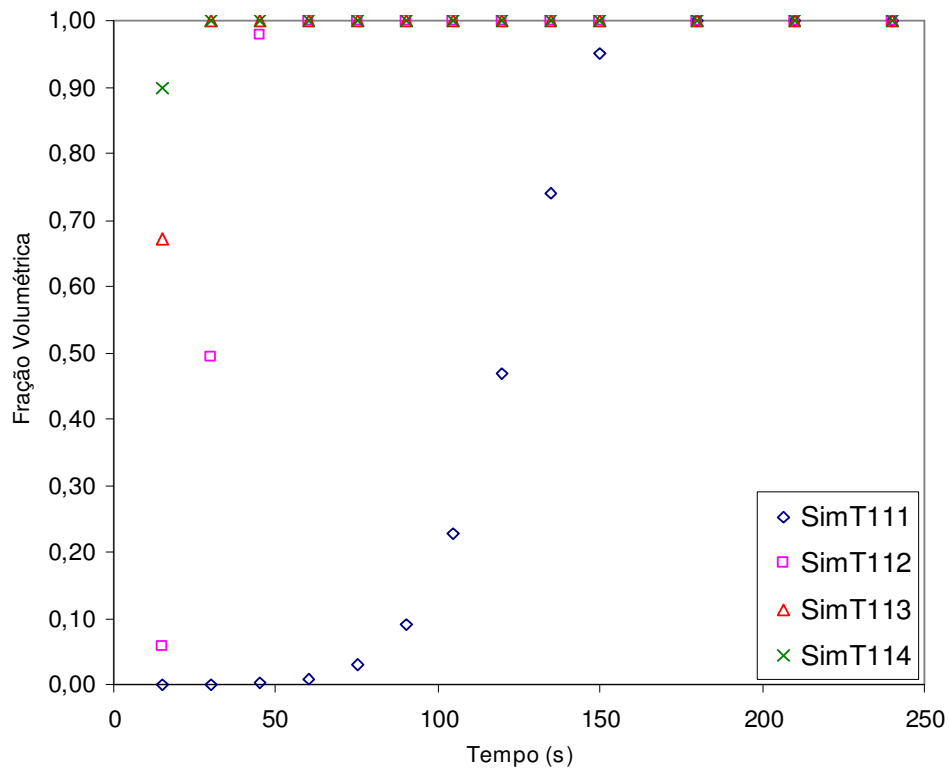


Figura III.7. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto II e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação.

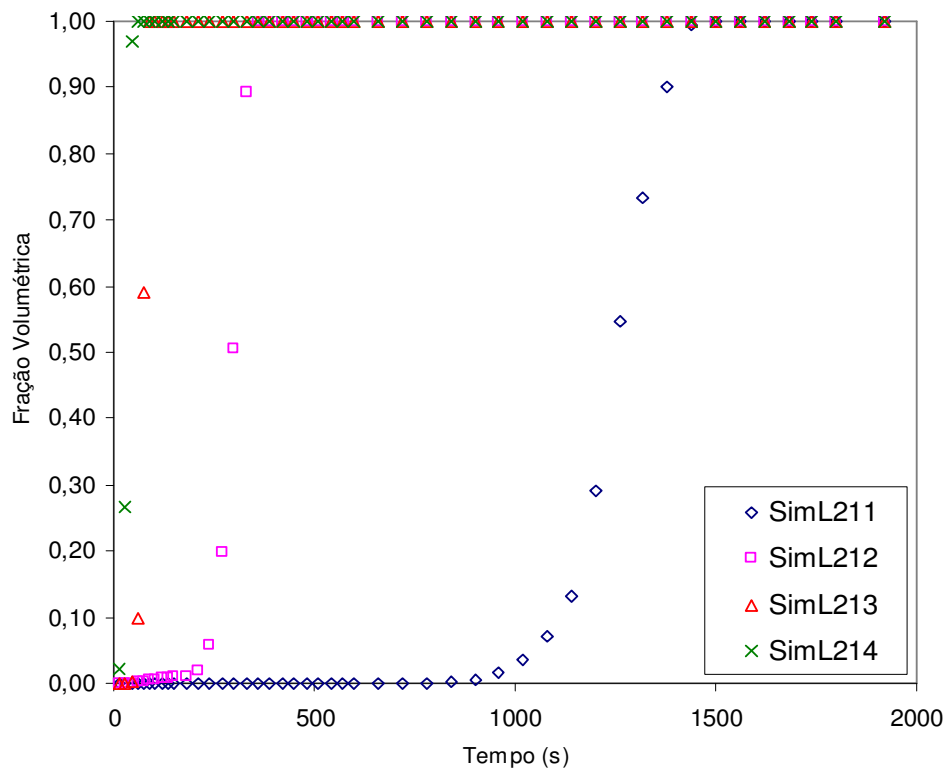


Figura III.8. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto II e velocidade I para quatro diferentes tipos de formação.

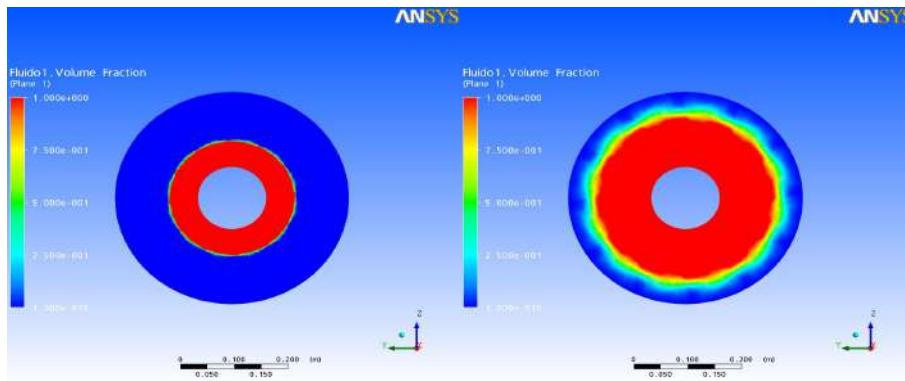


Figura III.9. SimT111 a 0s e 60s, respectivamente.

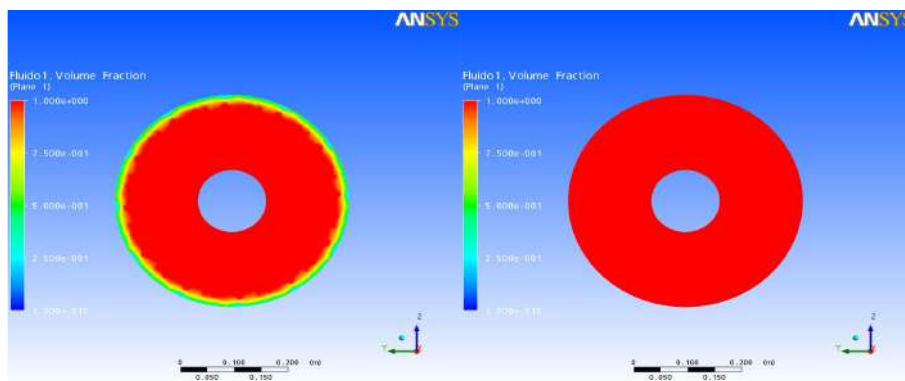


Figura III.10. SimT111 a 120s e 180s, respectivamente.

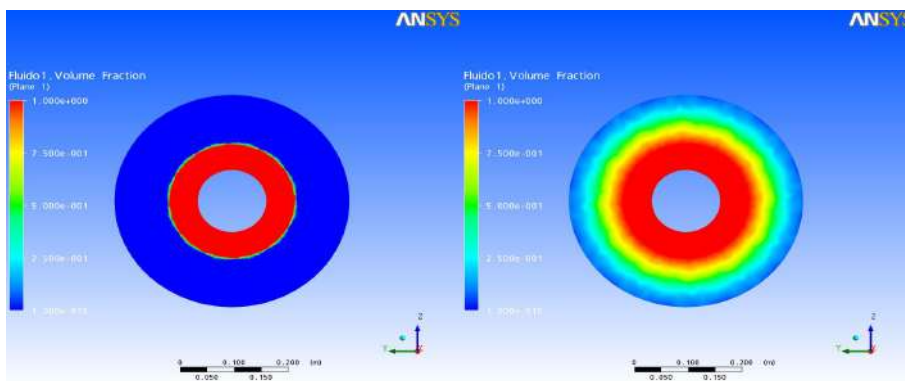


Figura III.11. SimT112 a 0s e 15s, respectivamente.

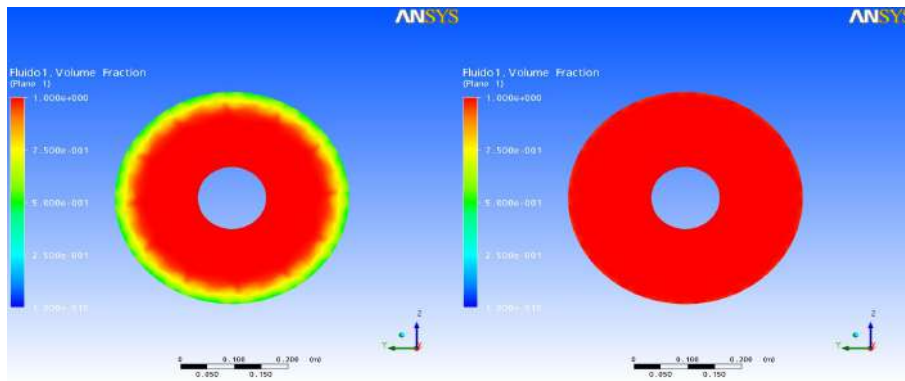


Figura III.12. SimT112 a 30s e 45s, respectivamente.

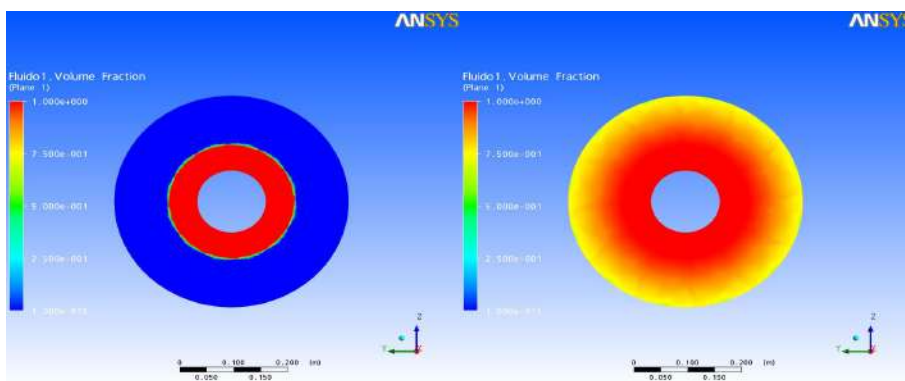


Figura III.13. SimT113 a 0s e 15s, respectivamente.

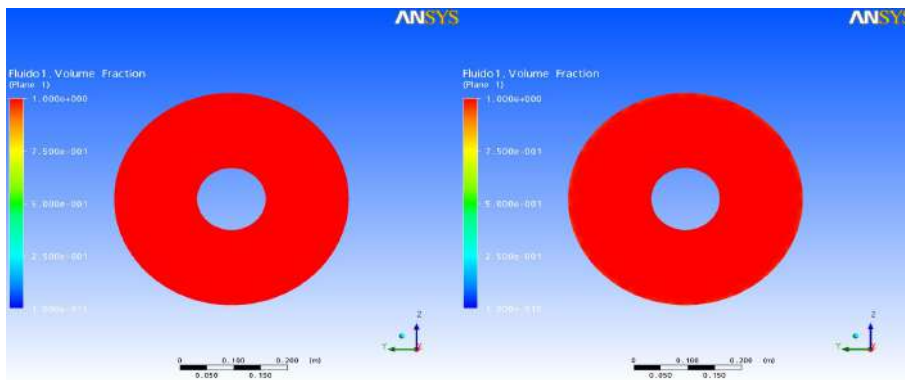


Figura III.14. SimT113 a 30s e 45s, respectivamente.

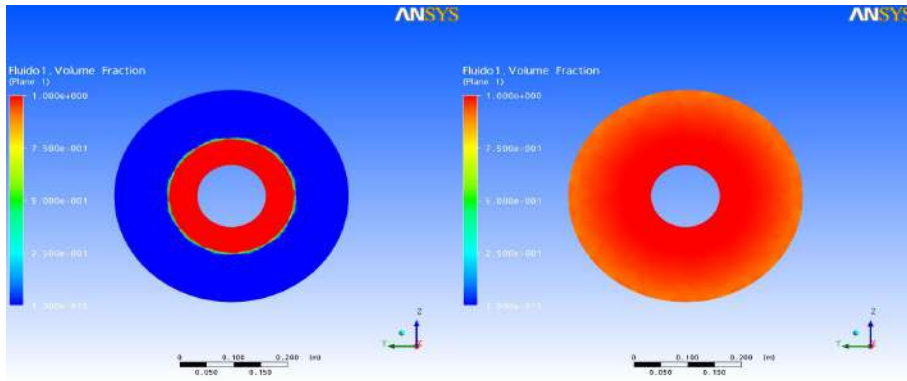


Figura III.15. SimT114 a 0s e 15s, respectivamente.

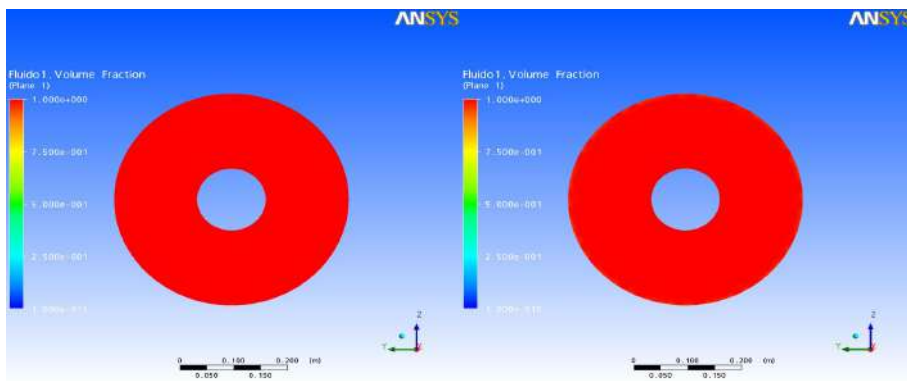


Figura III.16. SimT114 a 30s e 45s, respectivamente.

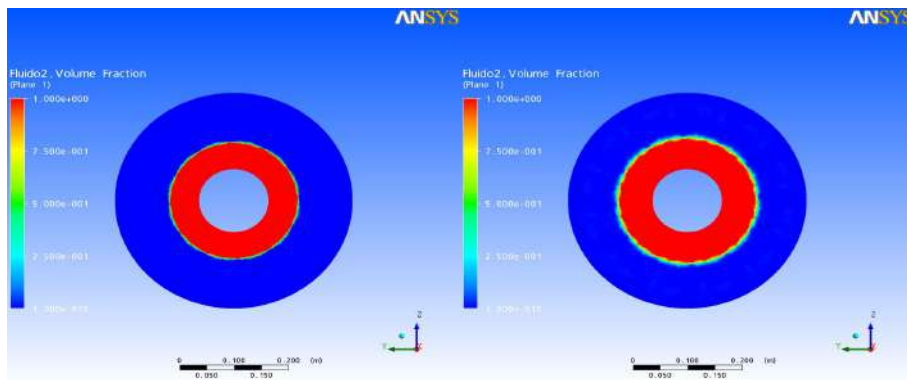


Figura III.17. SimL211 a 0s e 30s, respectivamente.

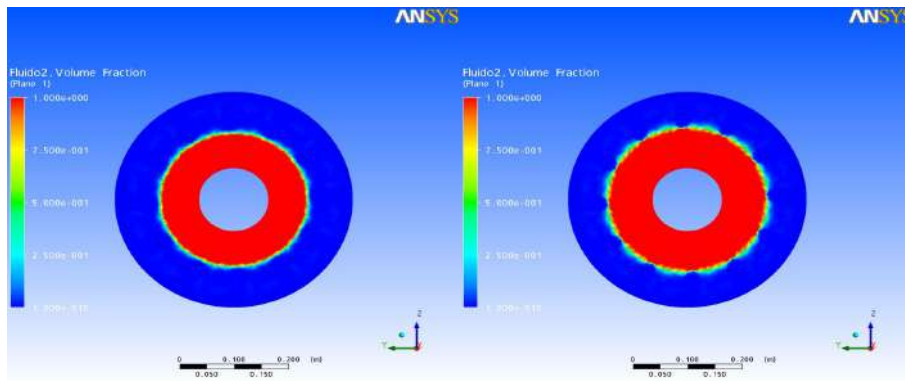


Figura III.18. SimL211 a 60s e 120s, respectivamente.

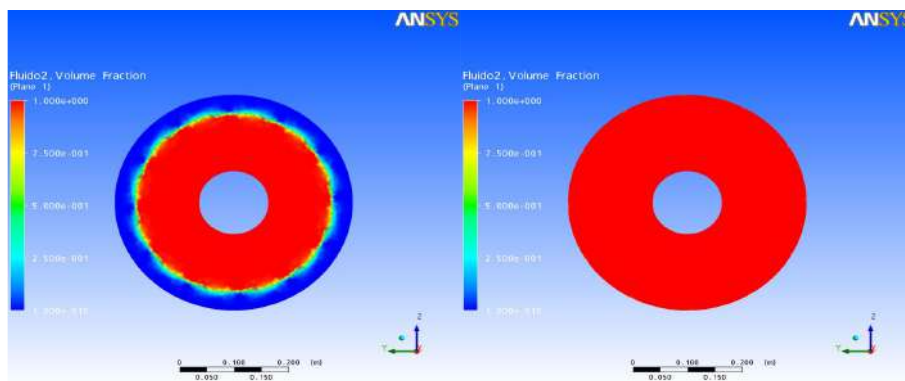


Figura III.19. SimL211 a 540s e 1500s, respectivamente.

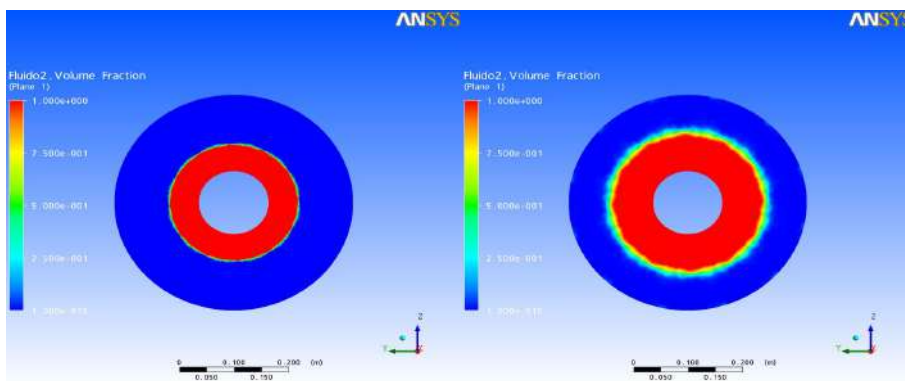


Figura III.20. SimL212 a 0s e 30s, respectivamente.

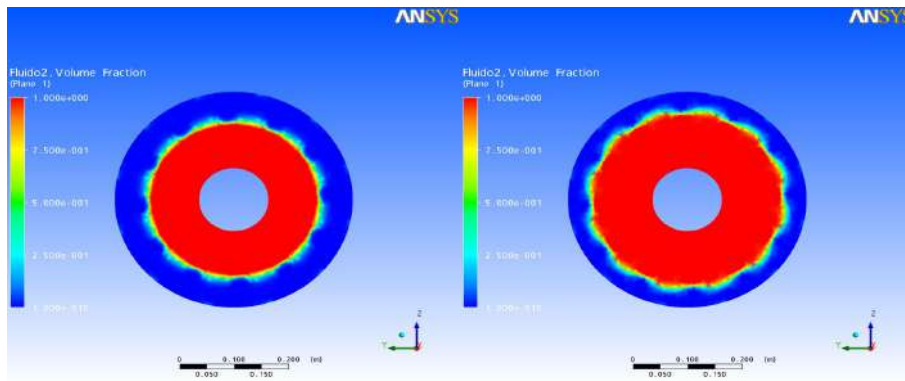


Figura III.21. SimL212 a 60s e 120s, respectivamente.

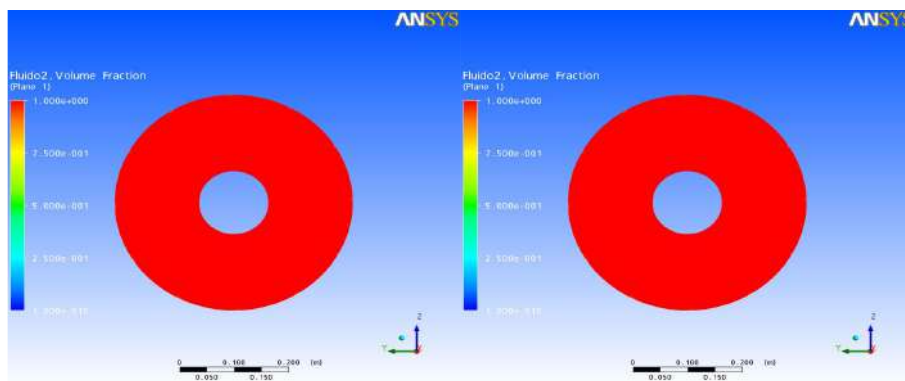


Figura III.22. SimL212 a 540s e 1500s, respectivamente.

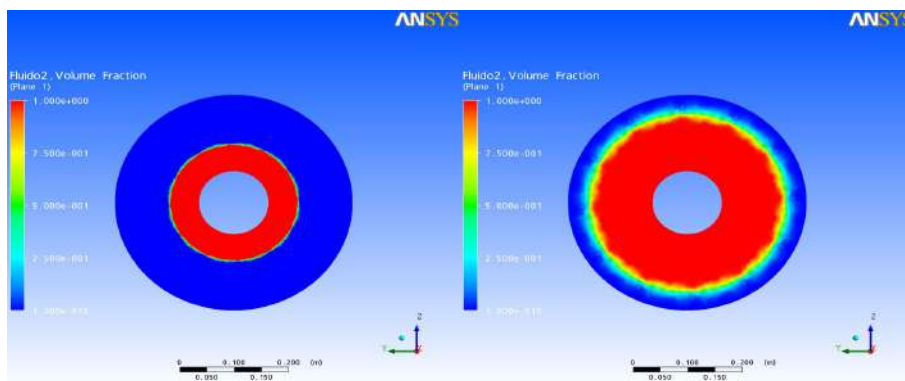


Figura III.23. SimL213 a 0s e 30s, respectivamente.

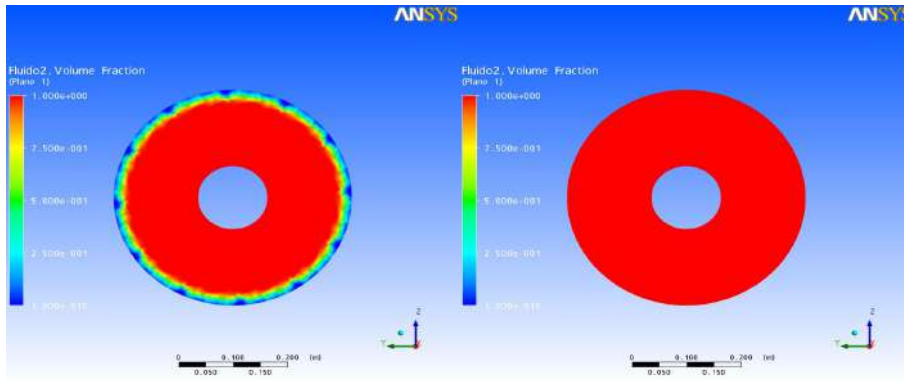


Figura III.24. SimL213 a 60s e 120s, respectivamente.

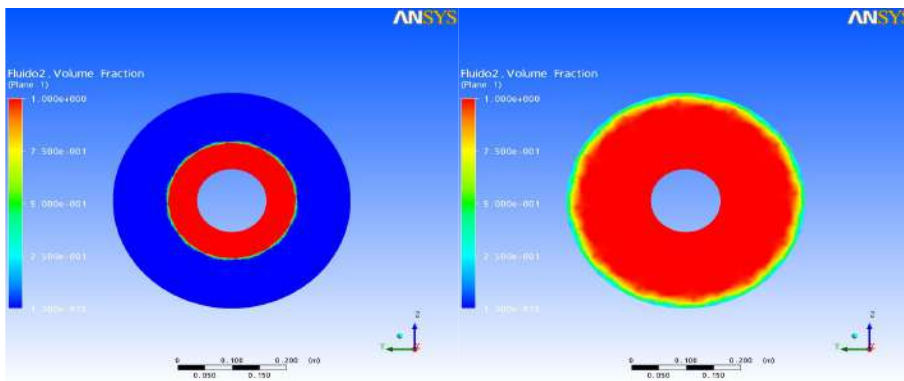


Figura III.25. SimL214 a 0s e 30s, respectivamente.

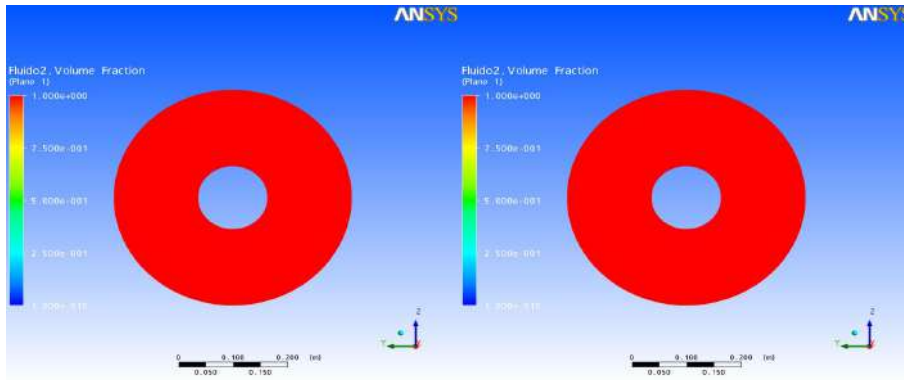


Figura III.26. SimL214 a 60s e 120s, respectivamente.

Analisando-se as figuras acima, verifica-se para ambos os fluidos que, como esperado, a formação tende a ser mais facilmente invadida quanto maior for sua permeabilidade e porosidade. Isto se deve ao fato da permeabilidade ser uma medida da resistência à passagem do fluido pelos interstícios (poros) da rocha. Quando mais permeável for a formação, maior será a facilidade de escoamento e, conseqüentemente, menores serão os tempos de saturação nos pontos analisados. Mais resultados podem ser encontrados no Apêndice I. De posse dos resultados provenientes das simulações, pode-se analisar a influência da variação da permeabilidade no tempo de saturação (Figuras III.27 e III.28), para ambos os fluidos.

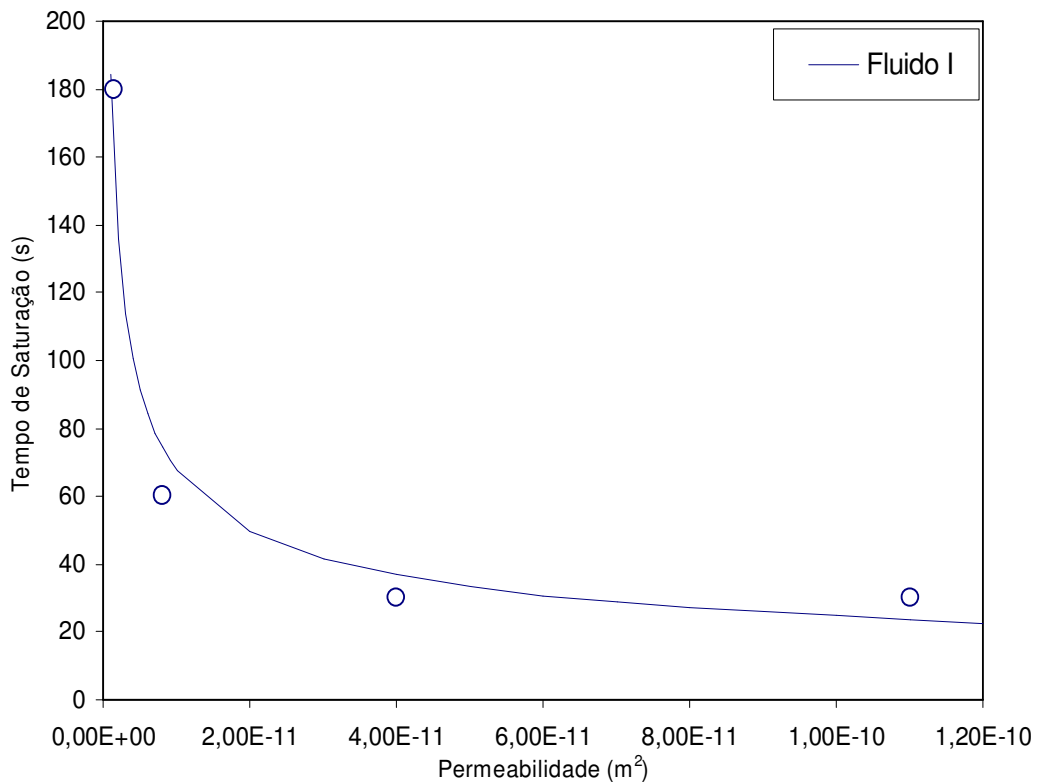


Figura III.27. Influência da permeabilidade no tempo de saturação, para o fluido I.

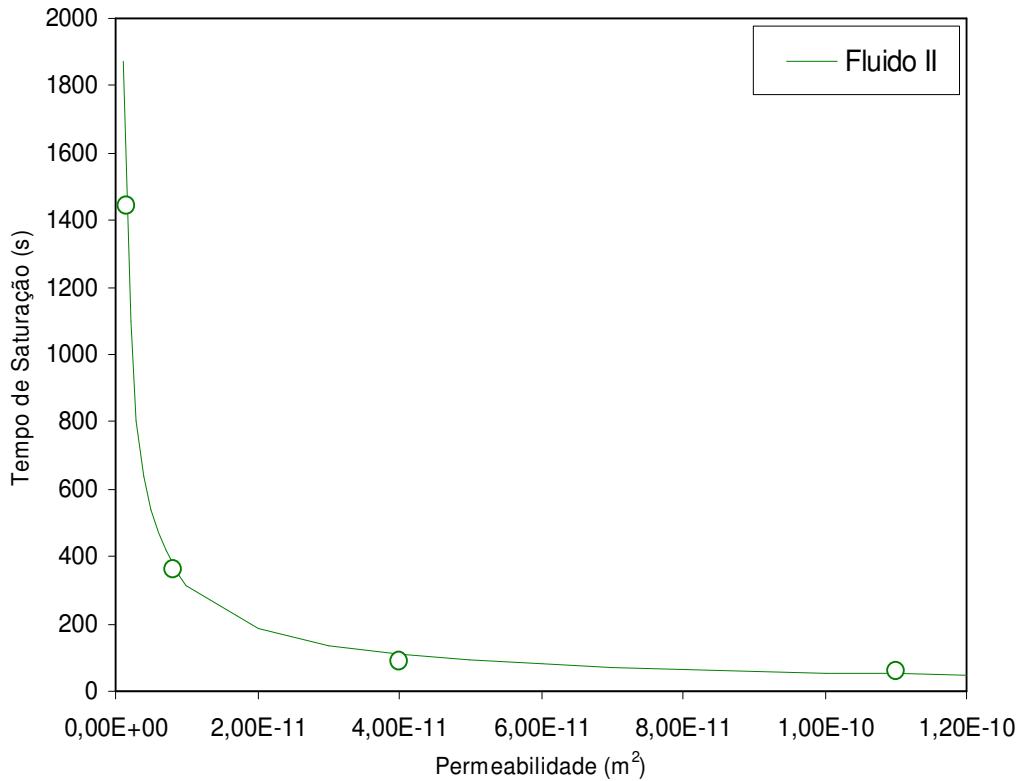


Figura III.28. Influência da permeabilidade no tempo de saturação, para o fluido II.

Pelo exposto, obtêm-se expressões para o tempo de saturação em função da permeabilidade da formação, pelas quais, é possível prever tempos de saturação menores para formações mais permeáveis:

$$\text{Para o fluido de perfuração I: } \begin{aligned} t_{sat} &= 1,56 \times 10^{-7} K^{-2,288} \\ R^2 &= 0,918 \end{aligned} \quad \text{(III.1)}$$

$$\text{Para o fluido de perfuração II: } \begin{aligned} t_{sat} &= 1,73 \times 10^{-8} K^{-1,294} \\ R^2 &= 0,987 \end{aligned} \quad \text{(III.2)}$$

III.3. A Influência da Velocidade de Injeção na Invasão

Duas velocidades de escoamento no anular, associadas a duas vazões de injeção, foram contempladas neste trabalho. A influência desse parâmetro para um caso típico, em ambos os fluidos de perfuração, podem ser vistos nos gráficos a seguir (Figuras III.29-32):

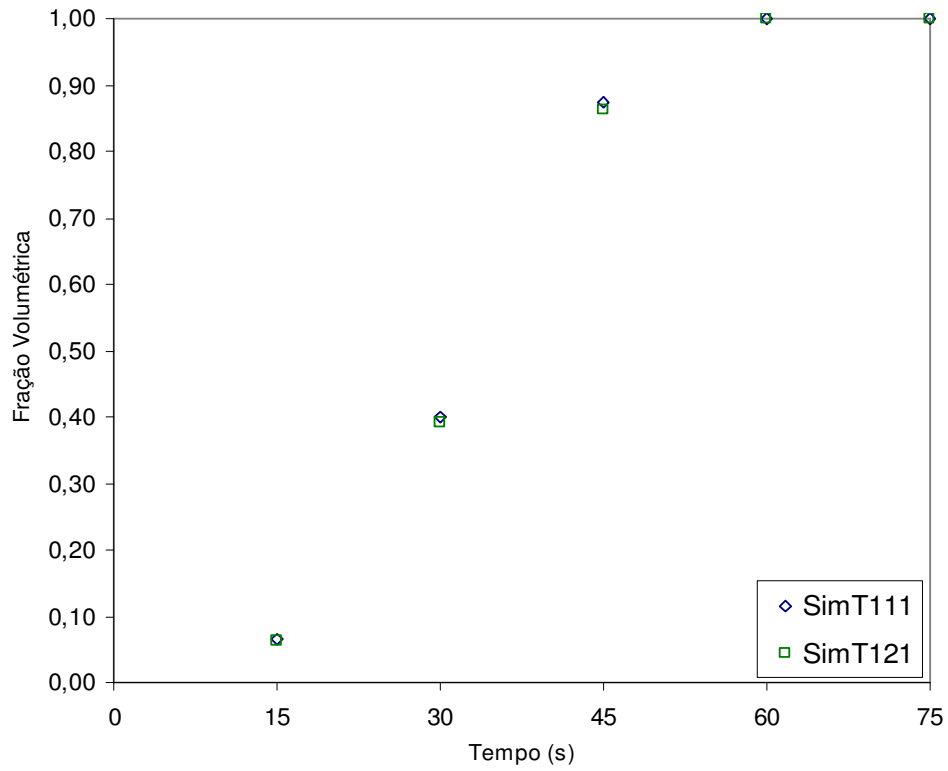


Figura III.29. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto I para a formação menos permeável.

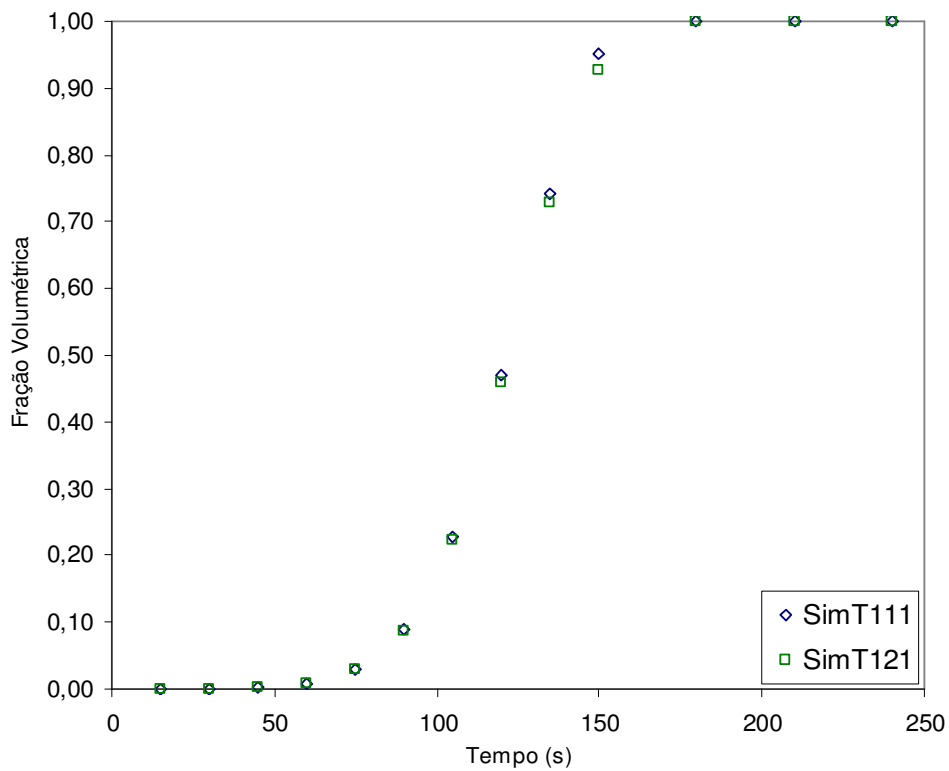


Figura III.30. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I no ponto II para a formação menos permeável

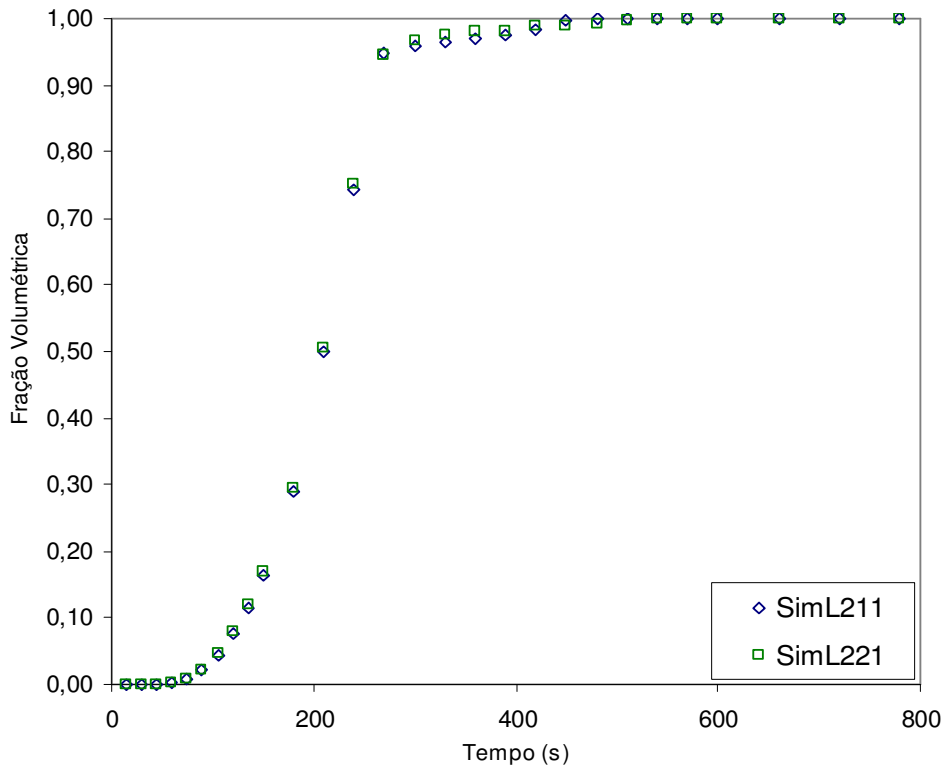


Figura III.31. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto I para a formação menos permeável

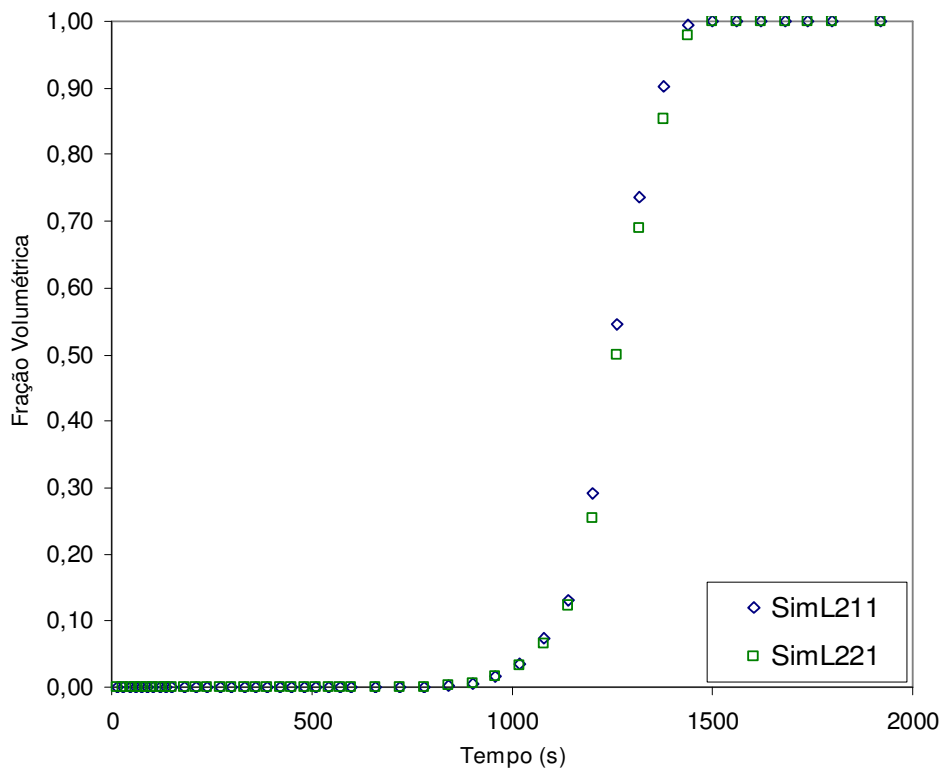


Figura III.32. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II no ponto II para a formação menos permeável

Tendo por base as figuras acima, relativas à formação menos permeável, não foi possível identificar discrepâncias significativas no perfil de fração volumétrica para, ambos os fluidos, o que mostra a não sensibilidade do problema à velocidade de injeção, dentro dos limites analisados. Outros resultados, baseados nas formações remanescentes, podem ser vistos no Apêndice II.

III.4. Outras Variáveis Analisadas

III.4.1. Pressões na Formação

O comportamento da pressão no interior da formação também foi monitorado e os resultados, para os dois regimes de escoamento, no meio menos permeável, estão contidos nas Figuras III.33 e III.34.

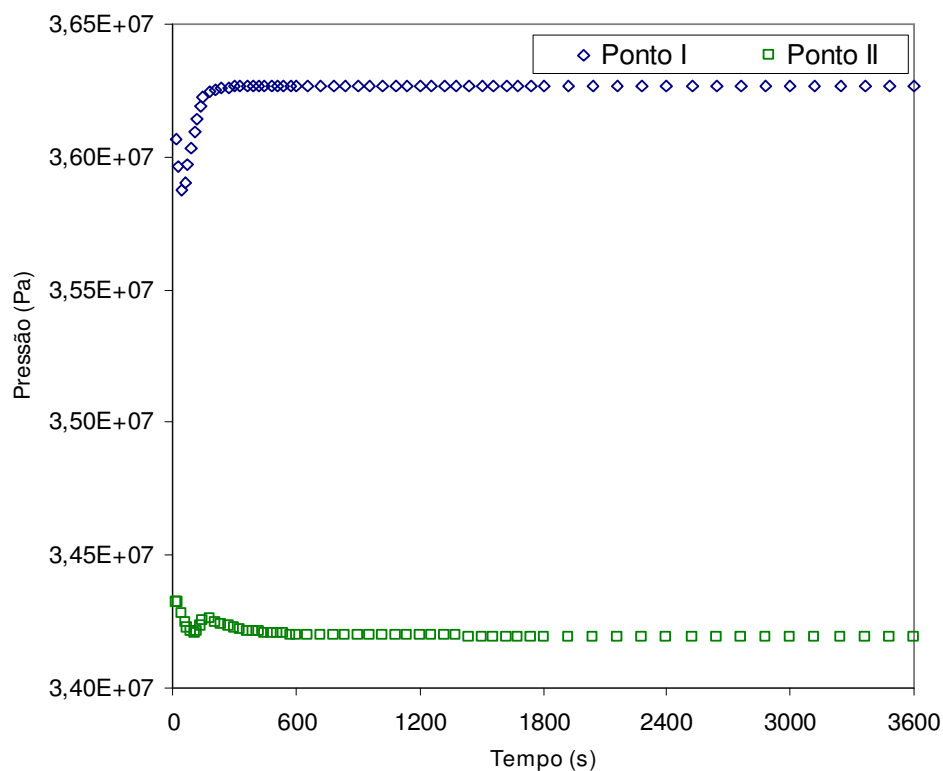


Figura III.33. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável.

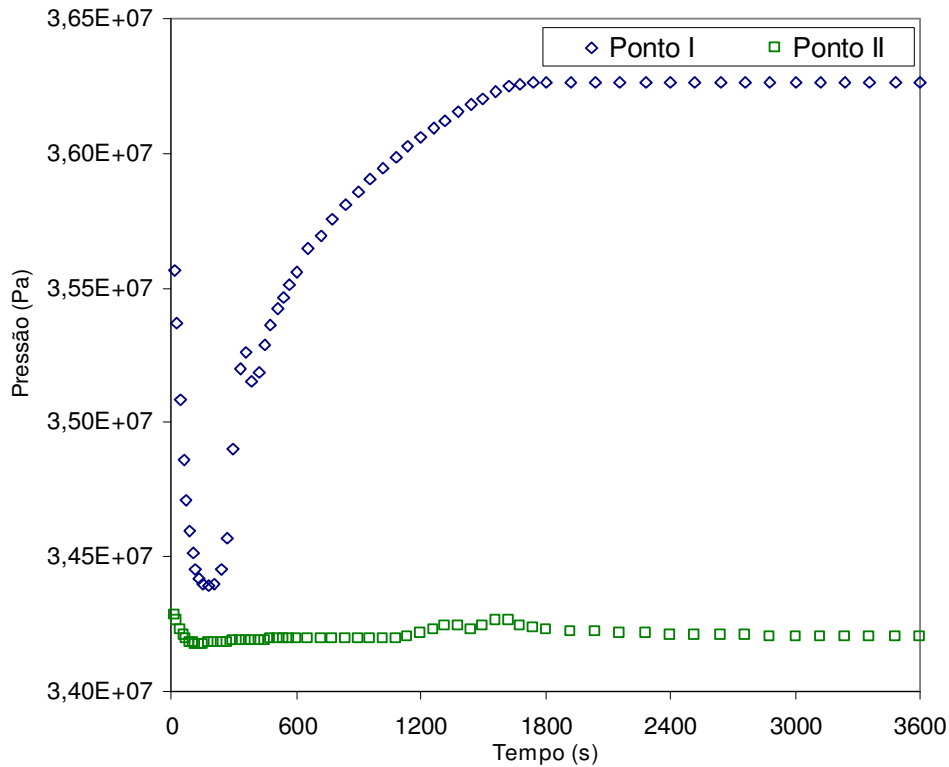


Figura III.34. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável.

Nas figuras em questão, é possível visualizar-se as variações na pressão, principalmente no ponto I, no início do processo, decorrente da invasão do fluido de perfuração. Após o tempo de saturação, a pressão é estabilizada em um valor próximo a pressão do anular, menor, para o ponto I. O ponto II, não apresentou variações na pressão, ficando praticamente igual a do início do processo (condições iniciais da formação). Pode-se perceber a existência de um nítido gradiente de pressão radial, na região da formação. Resultados relativos a outras propriedades de formação encontram-se contidos no Apêndice III, abordando a menor vazão de injeção. Resultados na maior vazão não serão apresentados, porém apresentam comportamentos similares aos da menor vazão. Os perfis de pressão podem ser visualizados nas Figuras III.35-38.

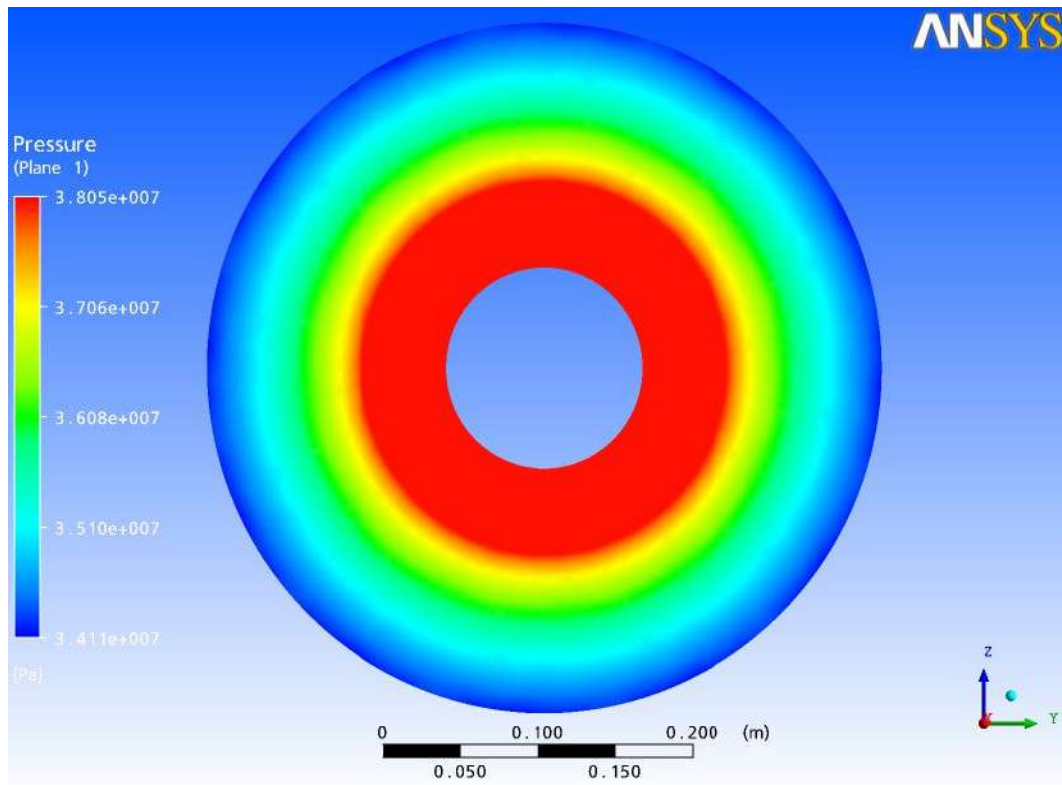


Figura III.35. Perfil da pressão para o fluido I em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria.

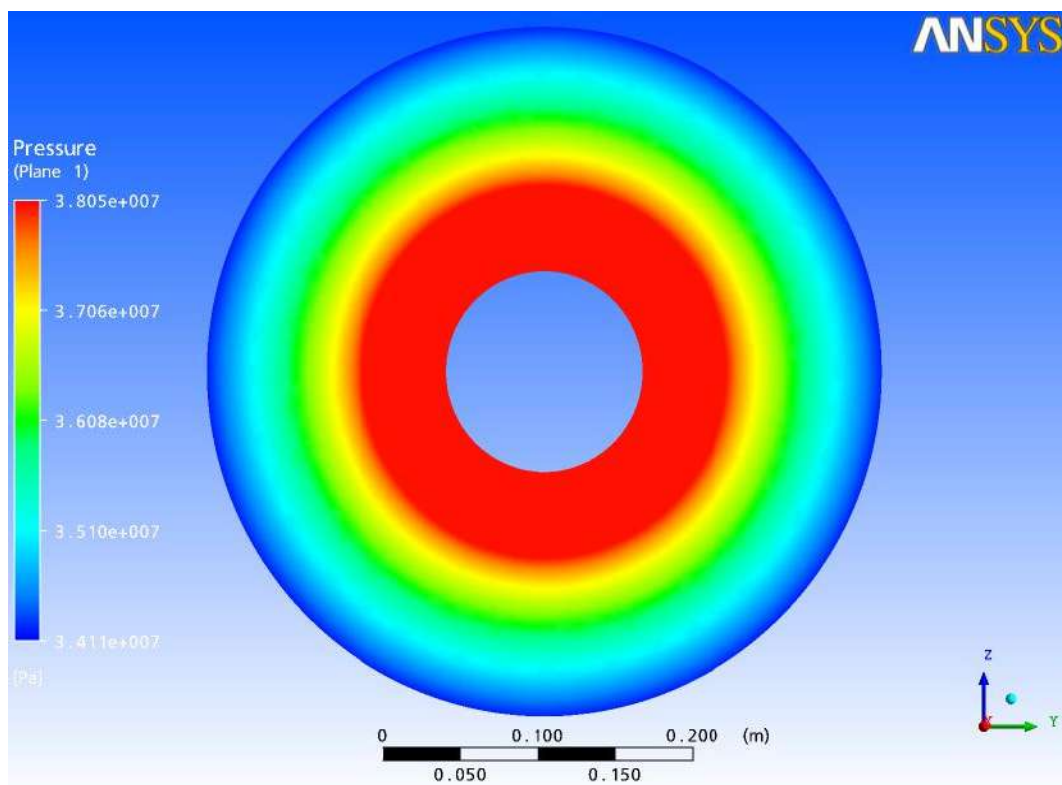


Figura III.36. Perfil da pressão para o fluido I em um tempo de 3600s, considerando os efeitos de simetria.

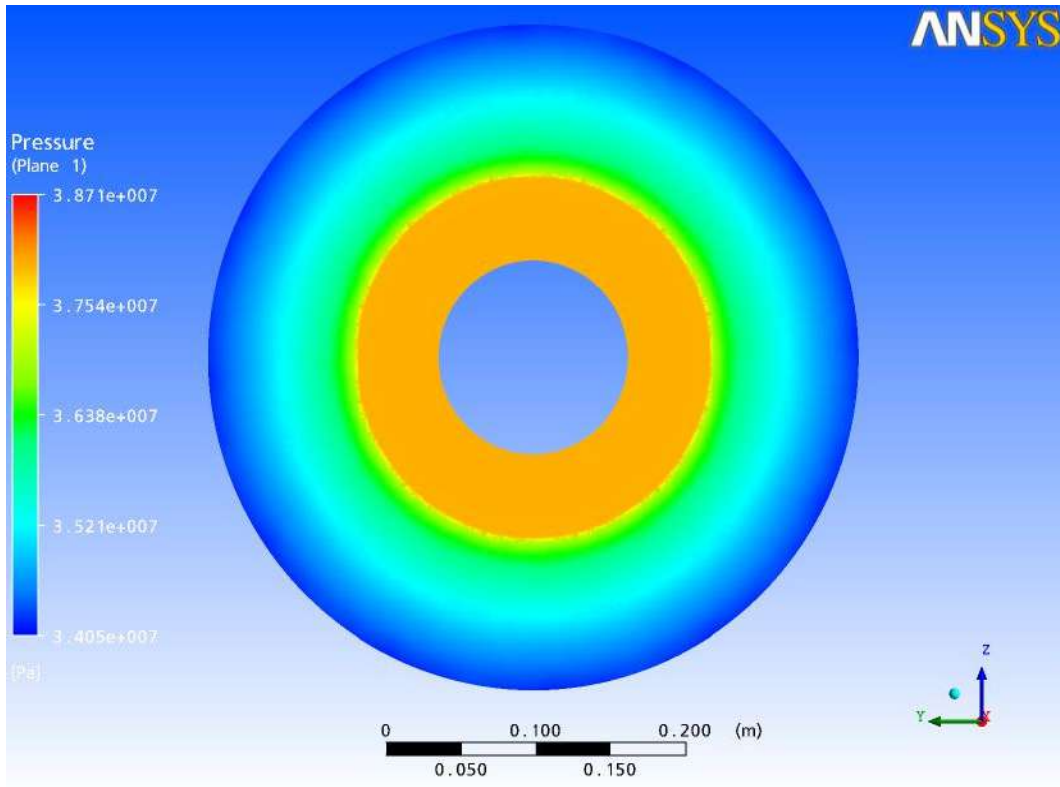


Figura III.37. Perfil da pressão para o fluido II em um tempo de 0s, considerando os efeitos de simetria.

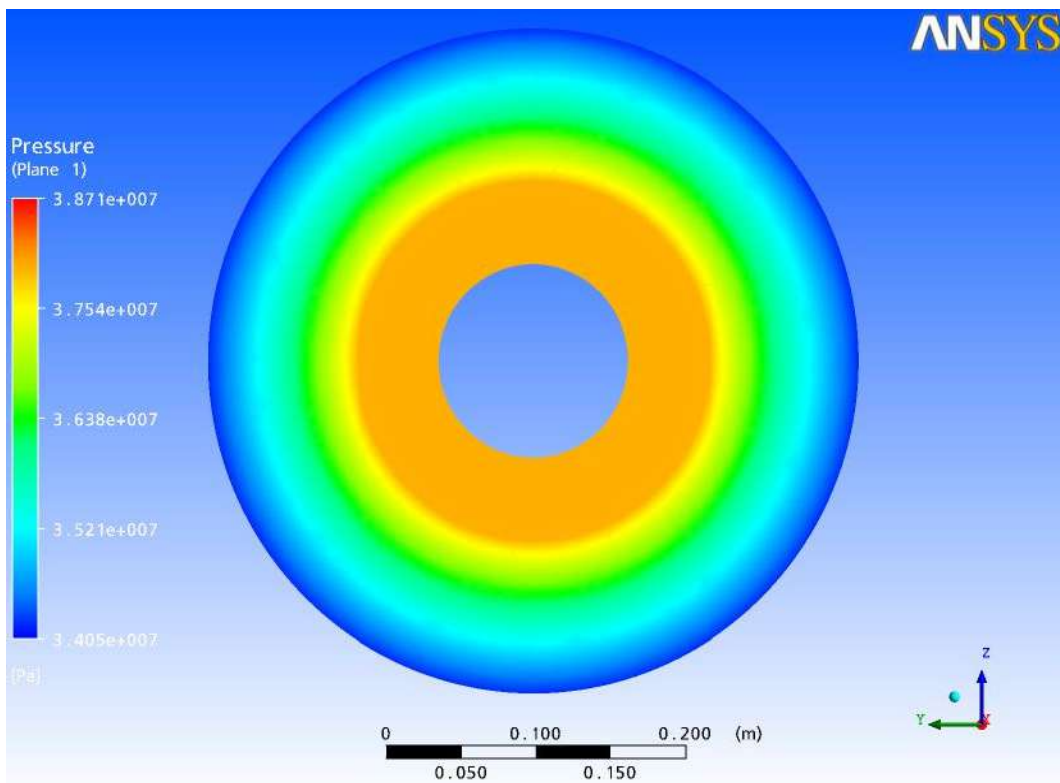


Figura III.38. Perfil da pressão para o fluido II em um tempo de 3600s, considerando os efeitos de simetria.

III.4.2. Velocidades na Formação

As velocidades dos fluidos de perfuração na formação também foram avaliadas em ambos os pontos conhecidos. Os resultados são apresentados somente para o caso de menor vazão de injeção (Figuras III.39 e III.40).

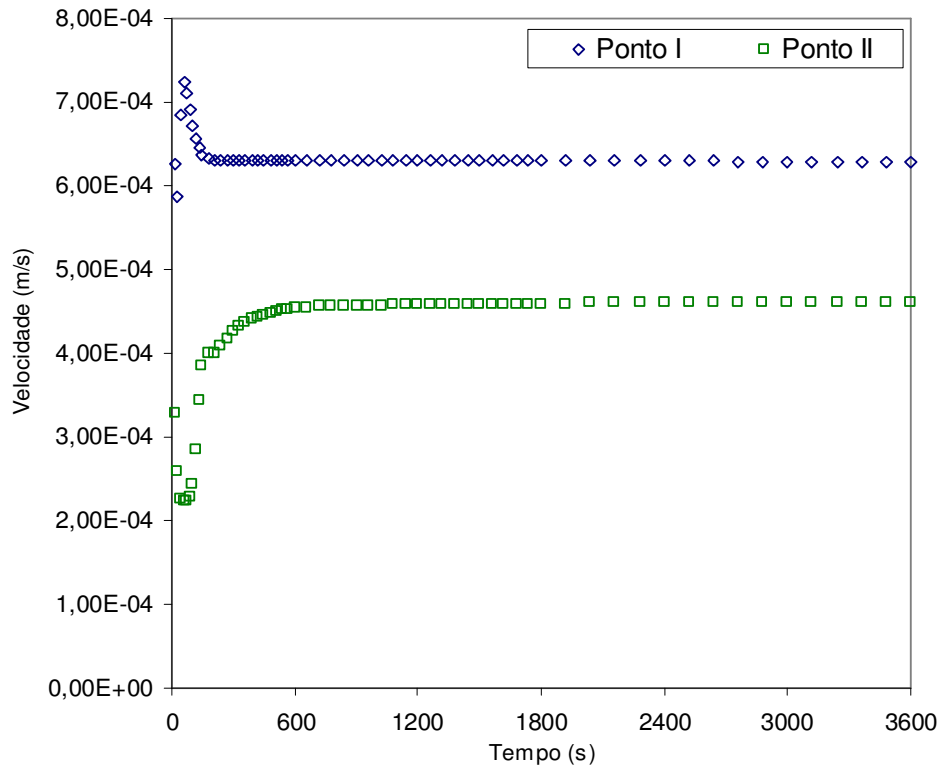


Figura III.39. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável.

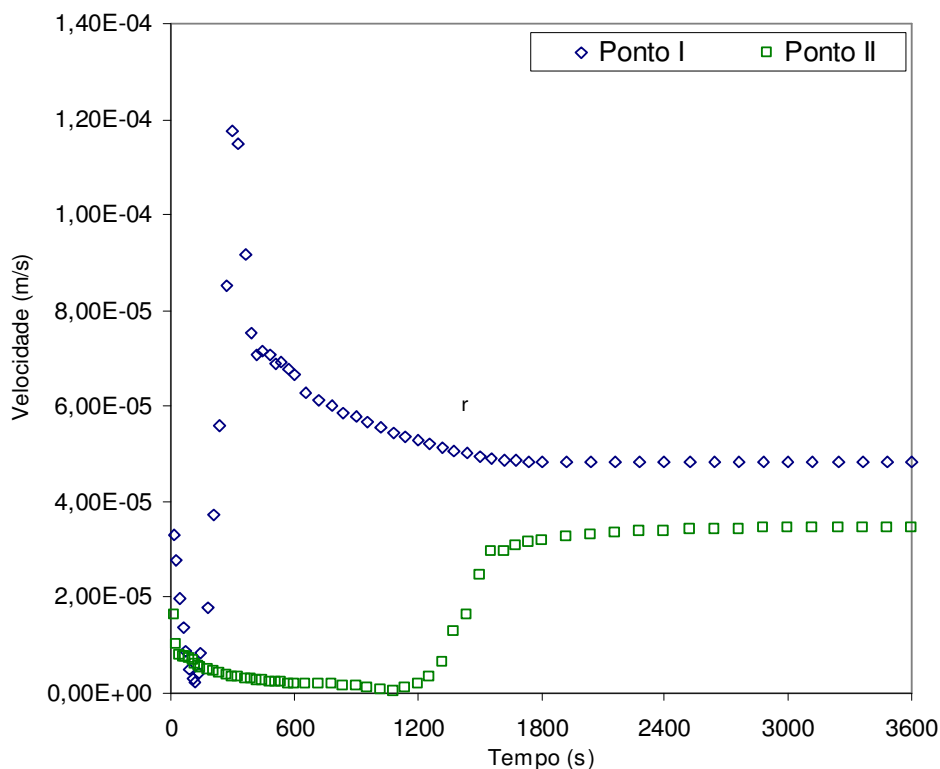


Figura III.40. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação menos permeável.

A velocidade apresenta comportamento similar à pressão, por serem variáveis relacionadas. No caso do regime laminar, há variações no início do processo, que tendem a ser minimizadas em tempos próximos à saturação, até a chegada do patamar de estabilização. Os casos não expostos aqui estão presentes no Apêndice IV.

III.4.3. Tensões de Cisalhamento

As tensões de cisalhamento também foram monitoradas durante as simulações, devido à sua importância na definição da reologia dos fluidos. Os gráficos desta função não serão mostradas neste texto, mas esta apresentou valores menores que os limites pré-definidos, ou seja, $2,962s^{-1}$, para o fluido I e $4,965s^{-1}$, para o fluido II, proporcionando que estes, mesmo com reologia de fluido de potência, se comportassem como sendo fluidos newtonianos, assumindo então viscosidade aparente constante durante as simulações. Logo, com base nas equações empregadas para essa viscosidade aparente, o fluido I apresentou viscosidade aparente igual a $0,1Pa.s$ e o fluido II, $1,3Pa.s$.

CAPÍTULO IV. CONCLUSÕES

Com base nos resultados obtidos no presente estudo, pode-se concluir que:

- A influência da vazão de injeção de lama de perfuração no tempo de saturação e no perfil da frente de invasão de fluido na formação é desprezível.
- Para formações isotrópicas e baseando-se em um modelo simples de queda de permeabilidade com o tempo, os fluidos de perfuração invadem a formação com um perfil bem definido e coerente.
- A frente de invasão do fluido de perfuração de menor viscosidade aparente, que escoar em regime turbulento, avança mais rapidamente na formação que a frente do fluido mais viscoso, que escoar em regime laminar.
- No que diz respeito à formação, o aumento da permeabilidade e da porosidade proporciona tempos de saturação da formação menores, isto é a invasão completa da porção de formação analisada ocorre mais rapidamente.
- Através do comportamento da velocidade no interior da formação, é possível notar que a permeabilidade do reboco pouco influencia na dinâmica do processo, já que a permeabilidade da formação possui valores menores que esta, dificultando o fluxo de fluido proveniente do reboco.
- Foi possível obter, neste estudo, expressões capazes de correlacionar a permeabilidade da formação e o tempo de saturação, para ambos os fluidos de perfuração, bem ajustadas aos valores simulados.

Propostas para Prosseguimento dos Estudos

- Considerar escoamento bifásico no anular, com fluido de perfuração e cascalhos provenientes do trabalho da broca.
- Estudar melhor o efeito da rotação da coluna de perfuração, no que tange à redução da viscosidade aparente dos fluidos, mediante o modelo reológico de potência, com baixas taxas de cisalhamento.
- Modelar o reboco com espessura variável no tempo, construindo uma malha deformável, dando ao problema mais similaridade à realidade.
- Incluir nos cálculos parcelas relacionadas às perdas de carga no escoamento, considerando pressão dinâmica em detrimento à pressão estática, utilizada como condições de contorno neste texto.
- Substituir a permeabilidade absoluta pela efetiva, devido a natureza bifásica do escoamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alves, J.L.D., Coutinho, A.L.G.A., Elias, R.N., Landu, L., Martins, A.L., *Modelagem Computacional da Prisão Diferencial da Coluna de Perfuração em Poços não Convencionais*, Universidade Federal do Rio de Janeiro & CENPES – Petrobras.

Alves, I.N., Gomes, M.S.P., Villela, M.J.R., *Análise do Comportamento da Temperatura em Sistemas de Produção de Petróleo: Comparação entre Completação Seca e Molhada*, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2004.

ANSYS CFX; (2005); CFX-11 Solver Theory. Ansys Inc. Canonsburg, USA.

ANSYS CFX; (2005); CFX-11 Solver Modelling. Ansys Inc. Canonsburg, USA.

Barbosa, F.A., Fontoura, S.A.B., Romanel, C., *Estudo Numérico de Declínio da Injetividade em Rocha*, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2002.

Bird, R.B., Lightfoot, E.N., Stewart, W.E., *Transport Phenomena*, 2ªed. John Wiley & Sons, Inc, 2002.

Brondani, W.M., Coradin, H.T., Franco, A.T., Martins, A.L., Mattiusi, E.M., *Escoamento Laminar de Fluidos Não-newtonianos em Tubos de Seção Transversal Elíptica*, 4ª PDPETRO, Campinas – SP, 2007.

Calçada, L.A., Leal, A.B, Pereira, T.C., Santos D.S., Scheid, C.M., *Estudo do Escoamento de Fluidos Não-newtonianos em Dutos*, VI Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica, 2005.

Carneiro, D.G.P. (2004), *Injeção de Esferas de Baixa Densidade na Base do Riser no Processo de Perfuração com Duplo Gradiente: um Estudo com o Auxílio de Fluidodinâmica Computacional (CFD)*. Dissertação (Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Dados Técnicos, ANP, Agência Nacional do Petróleo, <http://www.anp.gov.br>, acessado em 02/02/2009.

Euriclides, G.T., Lacerda, I.S., Santana, W.S.S., *Ajuste de Equações para Viscosidade Cinemática de Produtos de Petróleo em Função da Temperatura*, 3º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás, Salvador, 2005.

Forchheimer, P., Wasserbewegung durch Boden, *Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieure*, 45, 1782-1788, 1901.

Maliska, C.R., *Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional*, 2ª ed., LTC Editora, 2004.

Massarani, G., *Fluidodinâmica em Sistemas Particulados*, 2ªed., Rio de Janeiro, e-papers, 2002.

Seed, A Extração de Petróleo, <http://199.6.131.12/pt/scictr/watch/makingoi/birth>, acessado em 15/03/2009.

Spizzirri, M.T.A., *Relações entre Atributos Sísmicos e Parâmetros Petrofísicos na Formação Açú*, Campinas, São Paulo, 1998.

APÊNDICES

Apêndice I: A Influência dos Fluidos de Perfuração e das Propriedades da Formação na Invasão à Formação

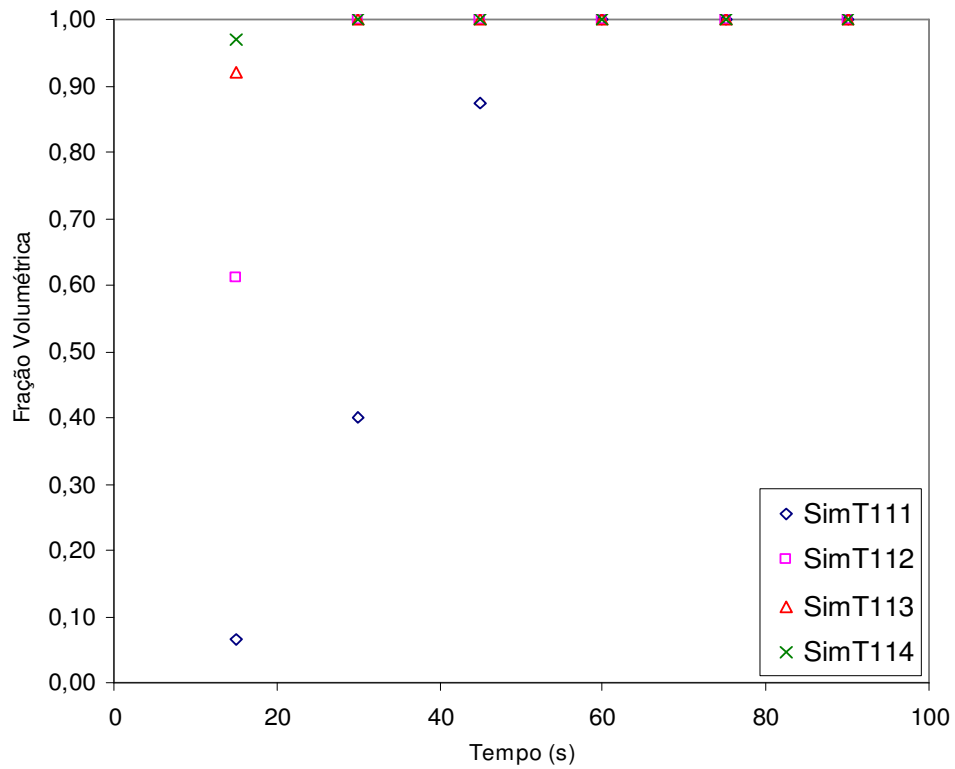


Figura A.1 Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

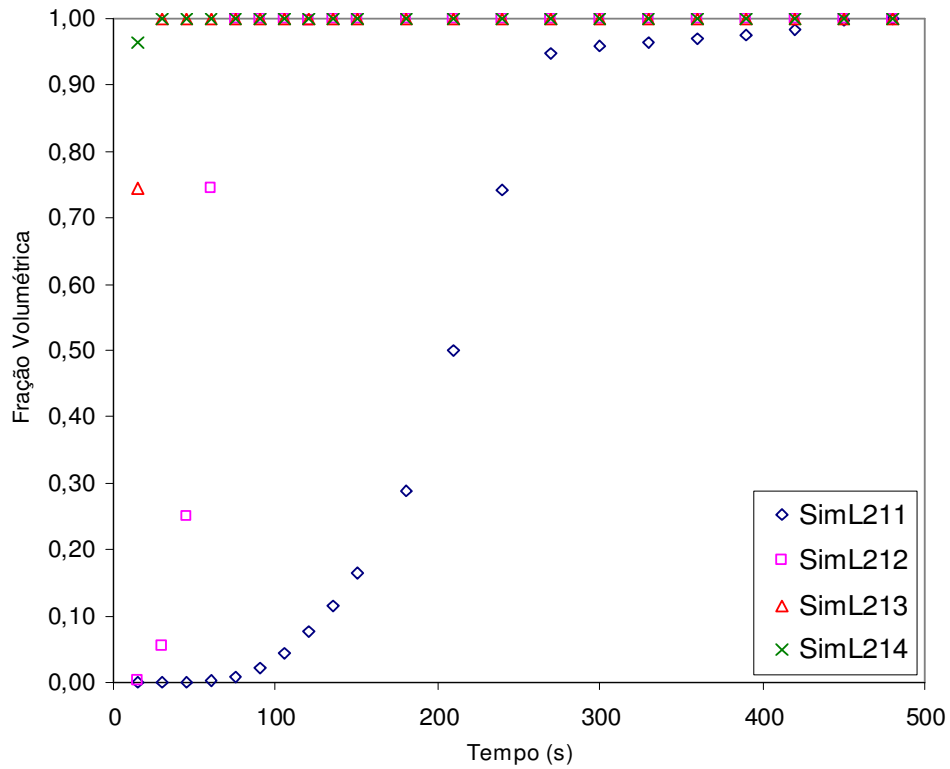


Figura A.2. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

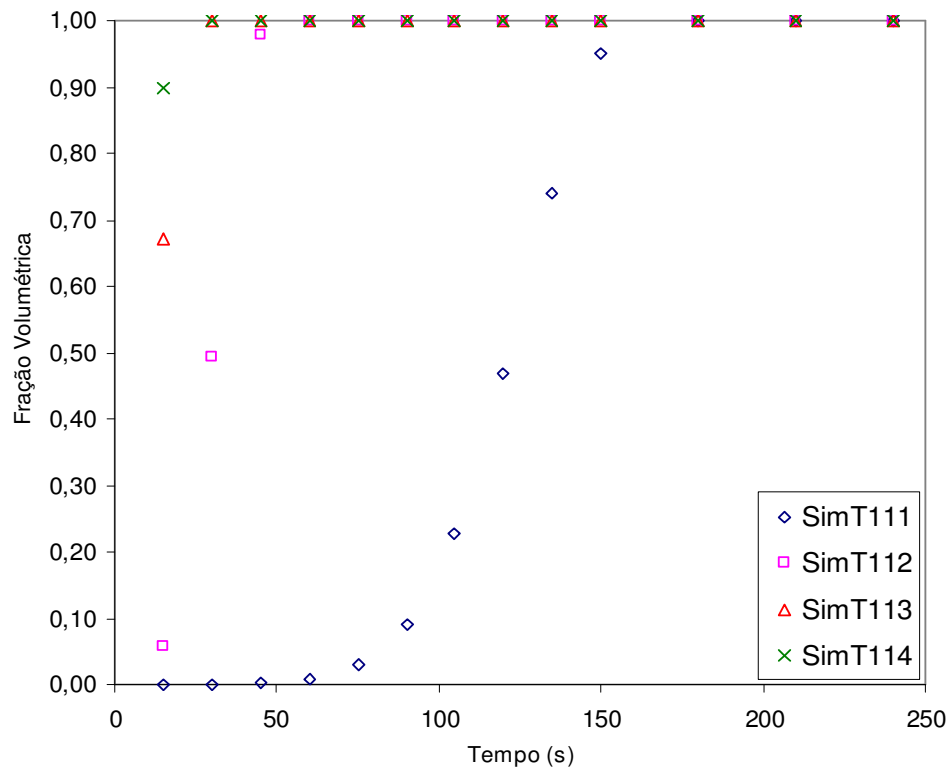


Figura A.3. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

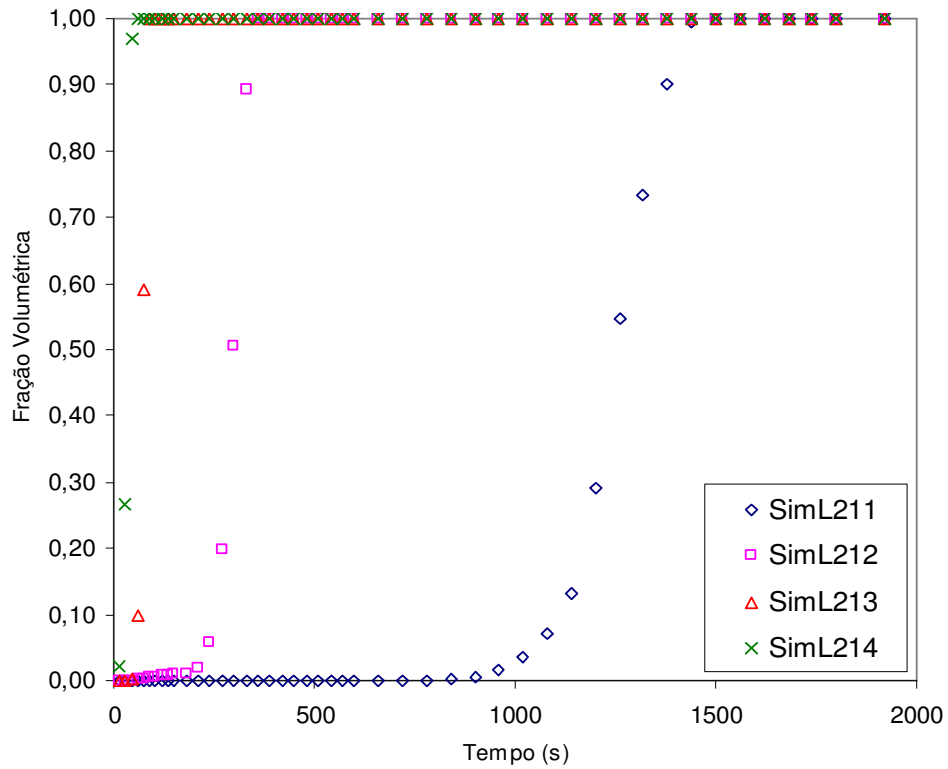


Figura A.4. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

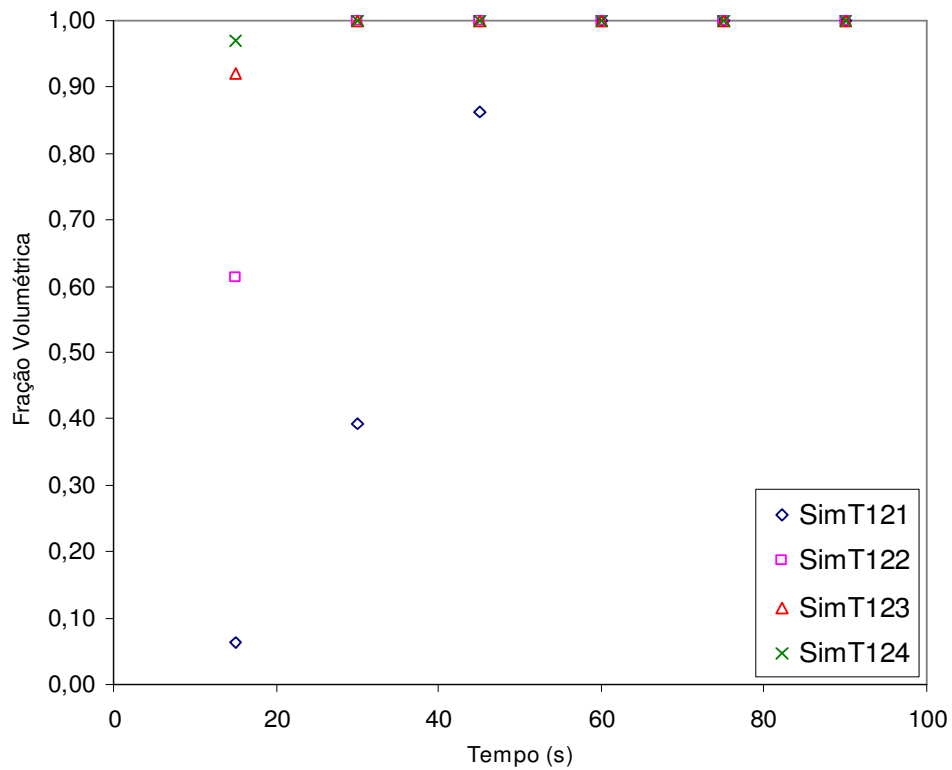


Figura A.5. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

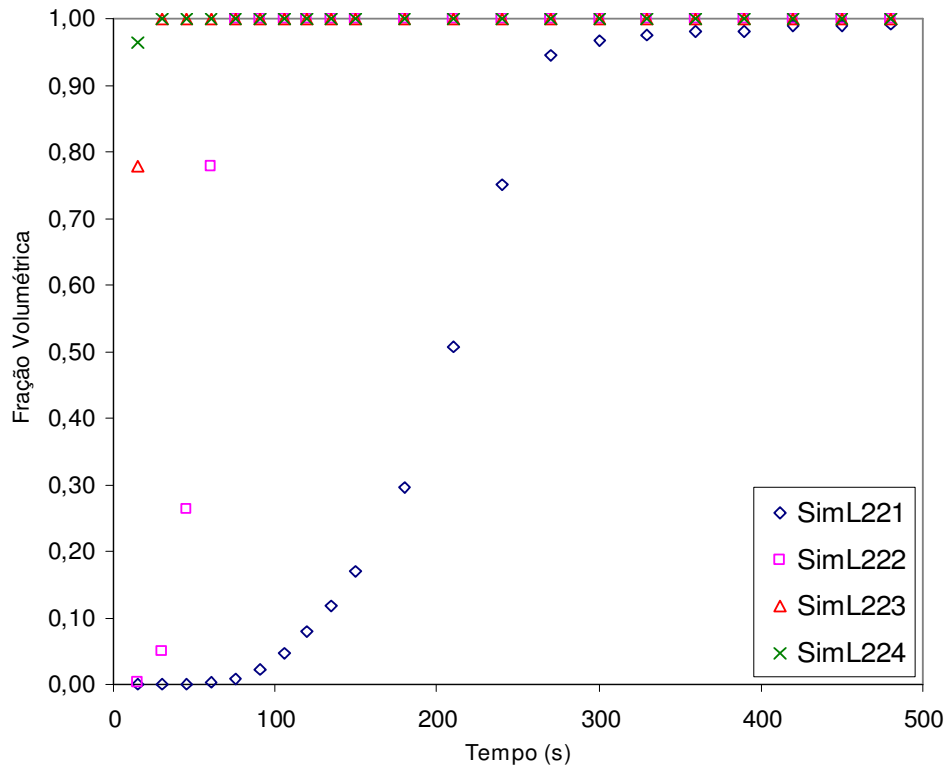


Figura A.6. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

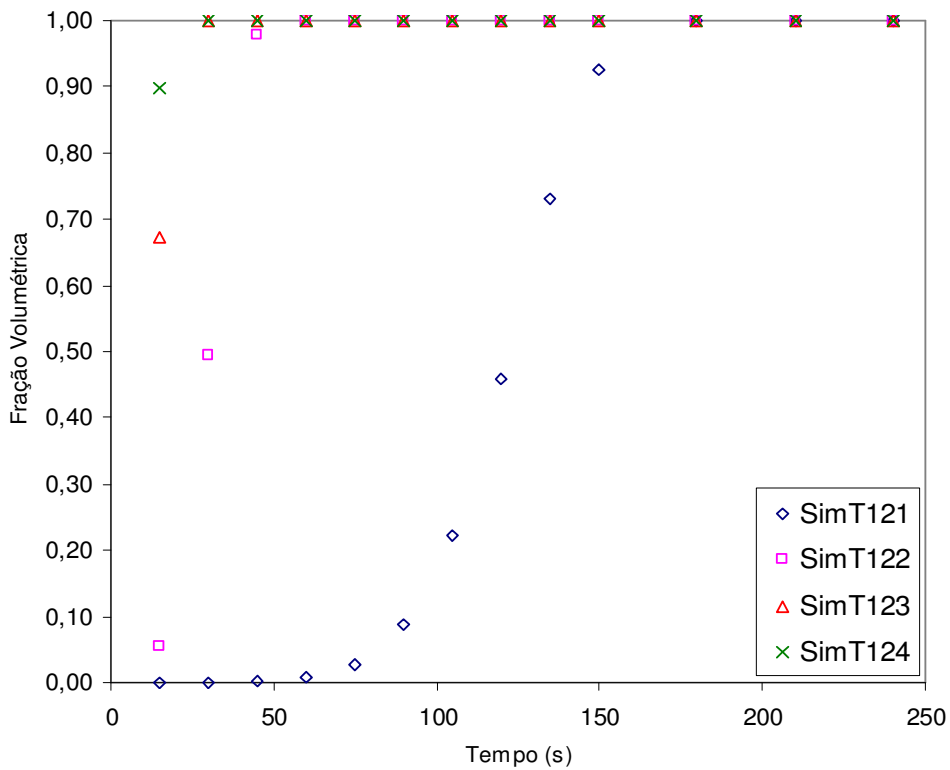


Figura A.7. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

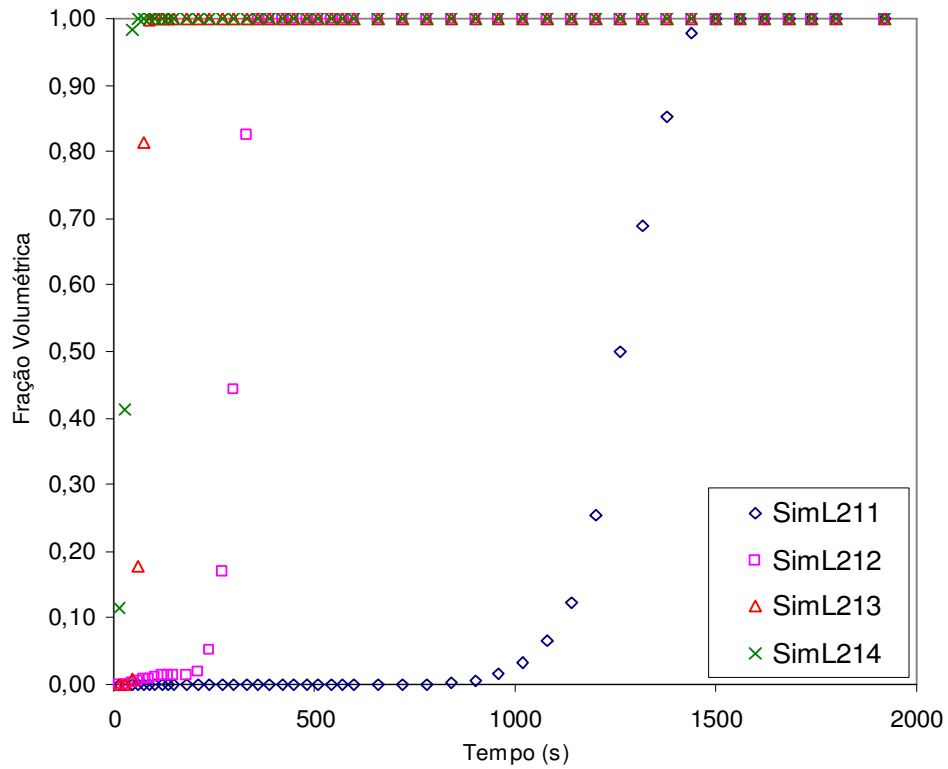


Figura A.8. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, maior vazão de injeção e para quatro diferentes tipos de formação.

A partir do exposto, nota-se que o comportamento condiz com aquele mostrado no item III.1: tempos de saturação menores para o fluido I, em relação ao fluido II, significando que o primeiro tem a capacidade de invadir a formação (reservatório) mais rapidamente que o segundo. Também vai de encontro aos aspectos abordados em III.2, onde formações com altas porosidades e permeabilidades tendem a ser mais adequadas à invasão pelos fluidos em escopo.

Apêndice II: A Influência da Vazão de Injeção dos Fluidos de Perfuração na Invasão à Formação

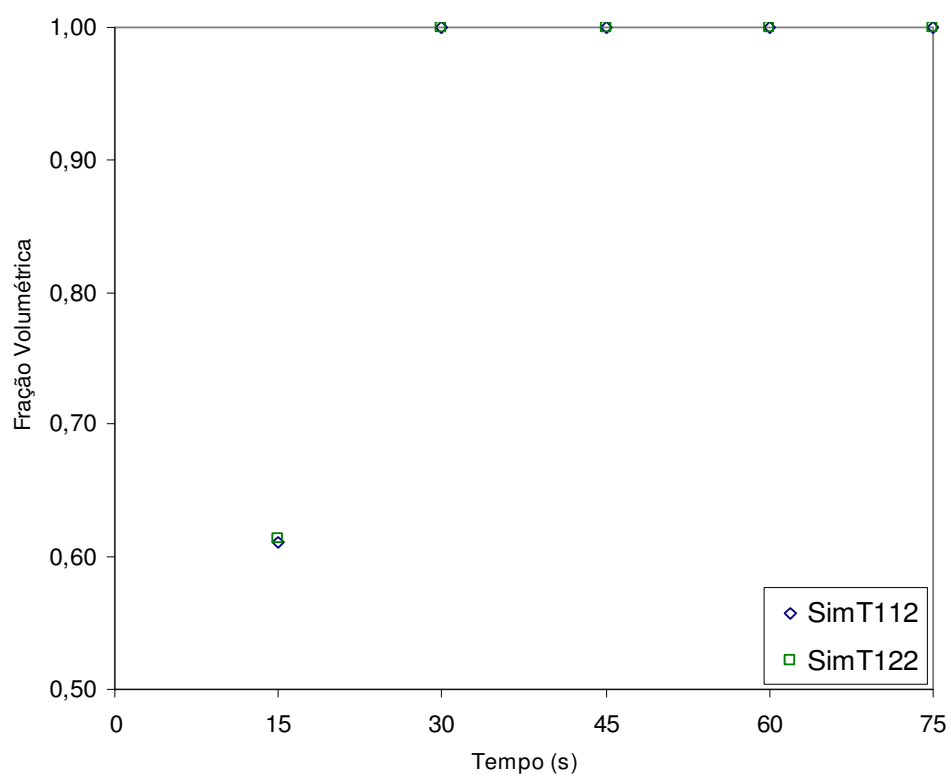


Figura A.9. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável.

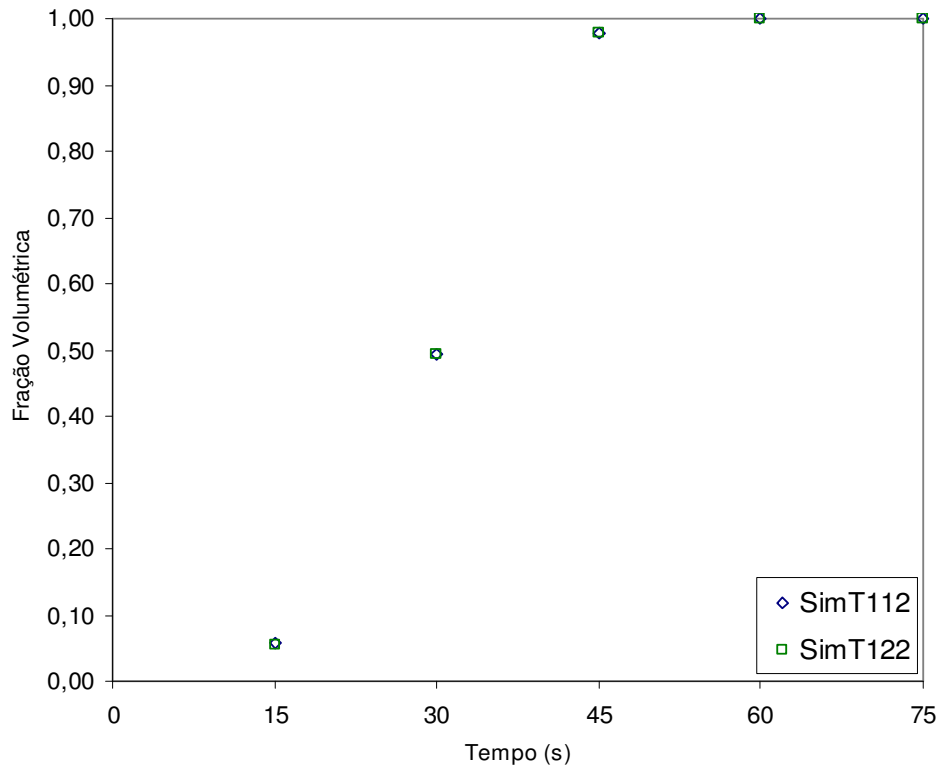


Figura A.10. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável.

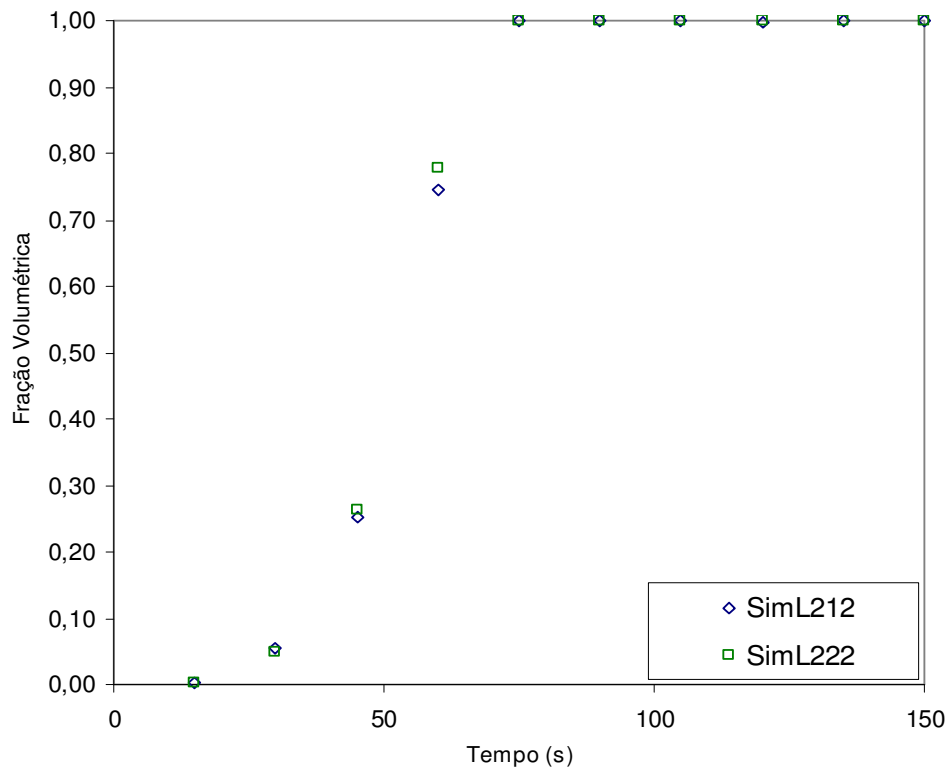


Figura A.11. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável.

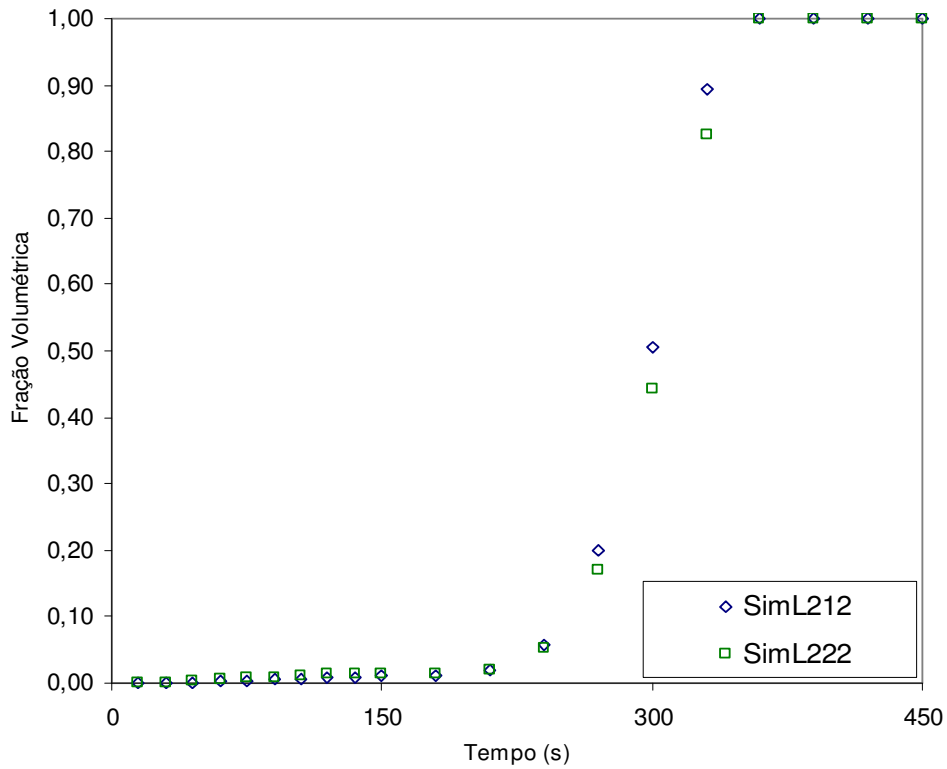


Figura A.12. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção, para a segunda formação menos permeável.

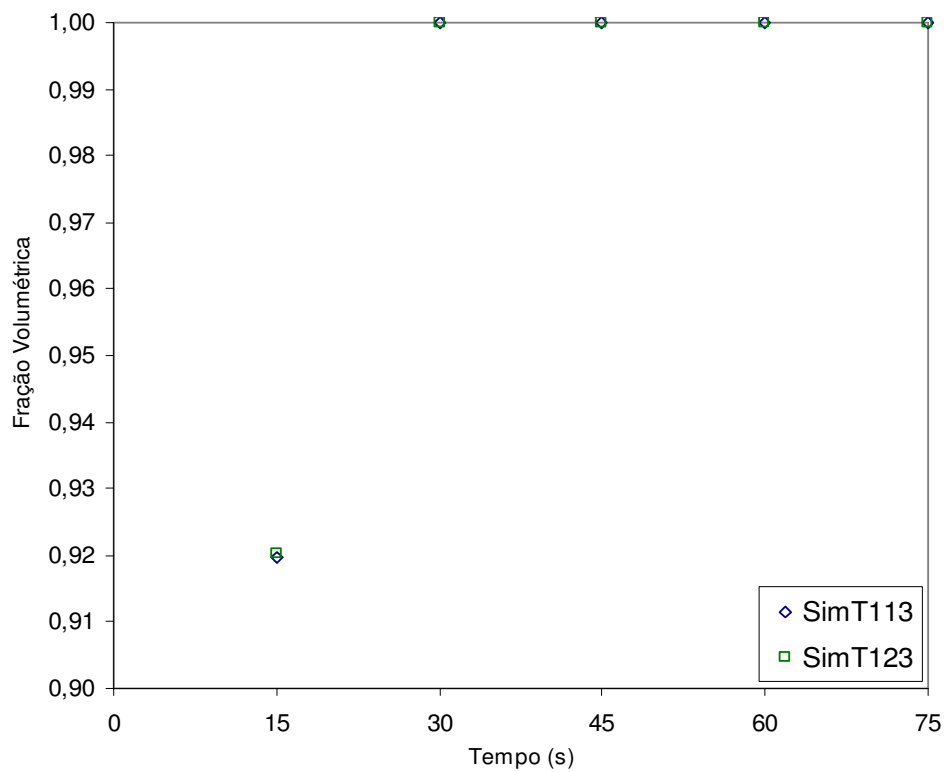


Figura A.13. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável.

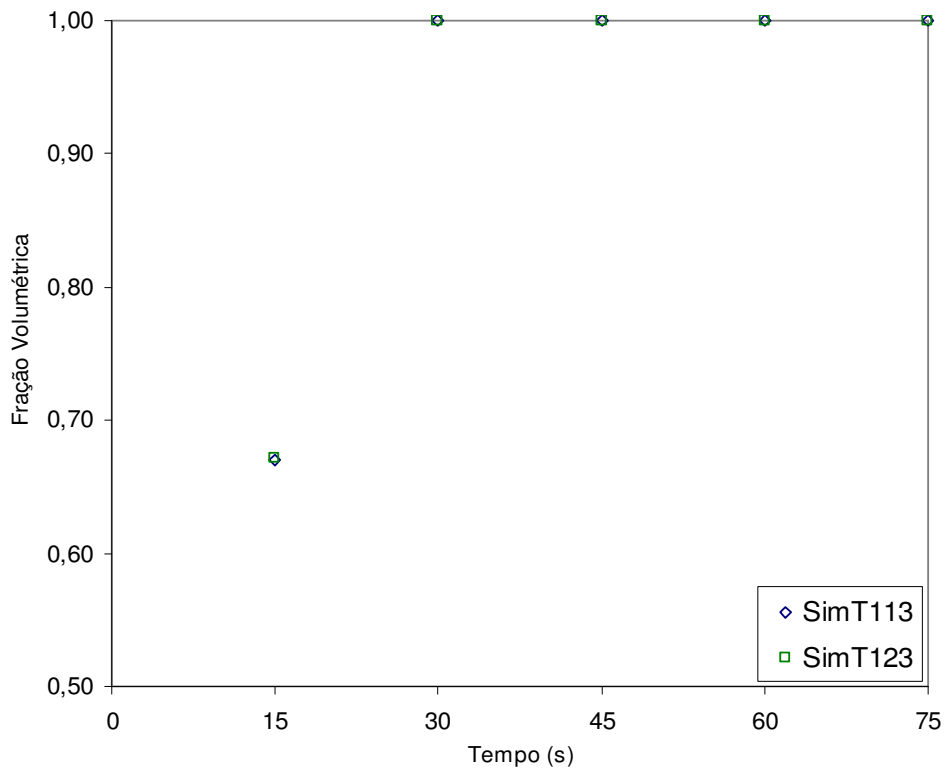


Figura A.14. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável.

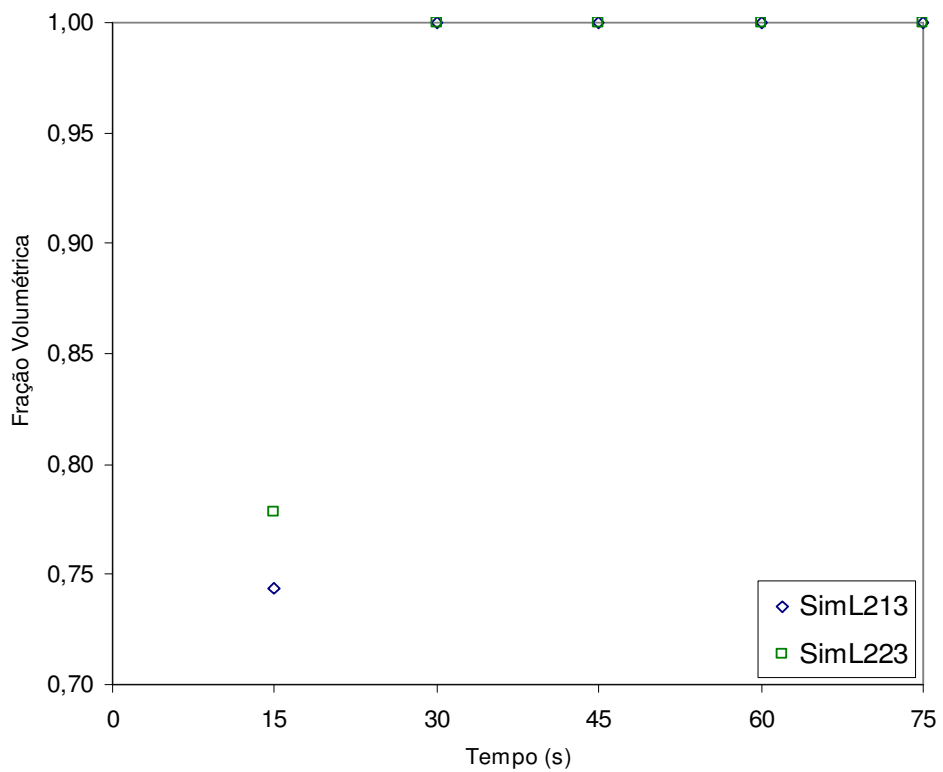


Figura A.15. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável.

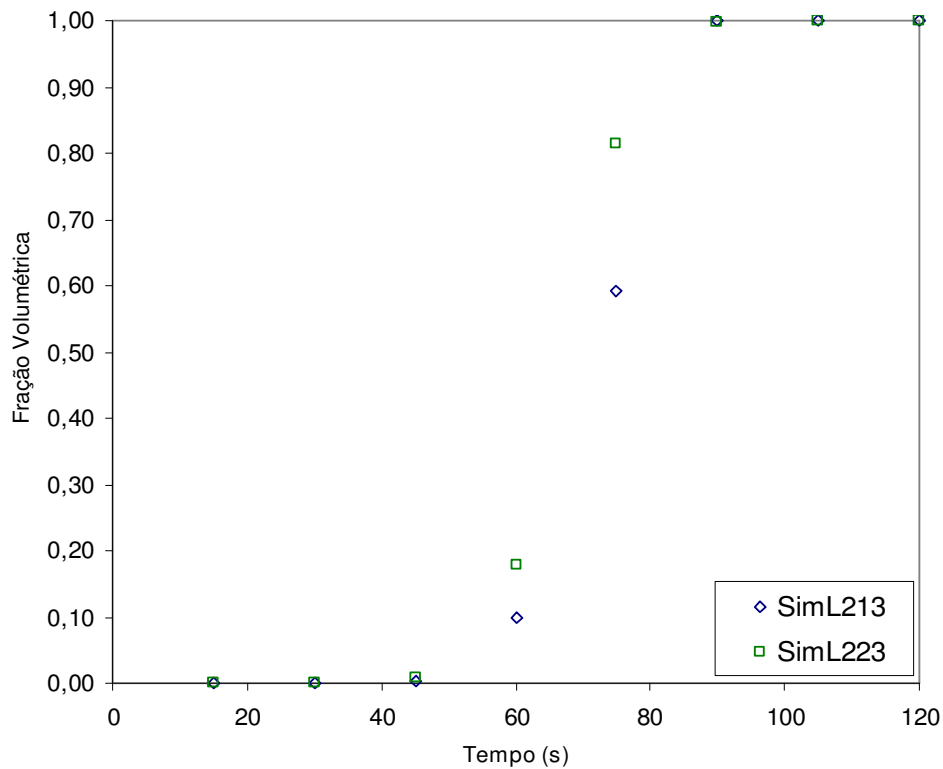


Figura A.16. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção, para a terceira formação menos permeável.

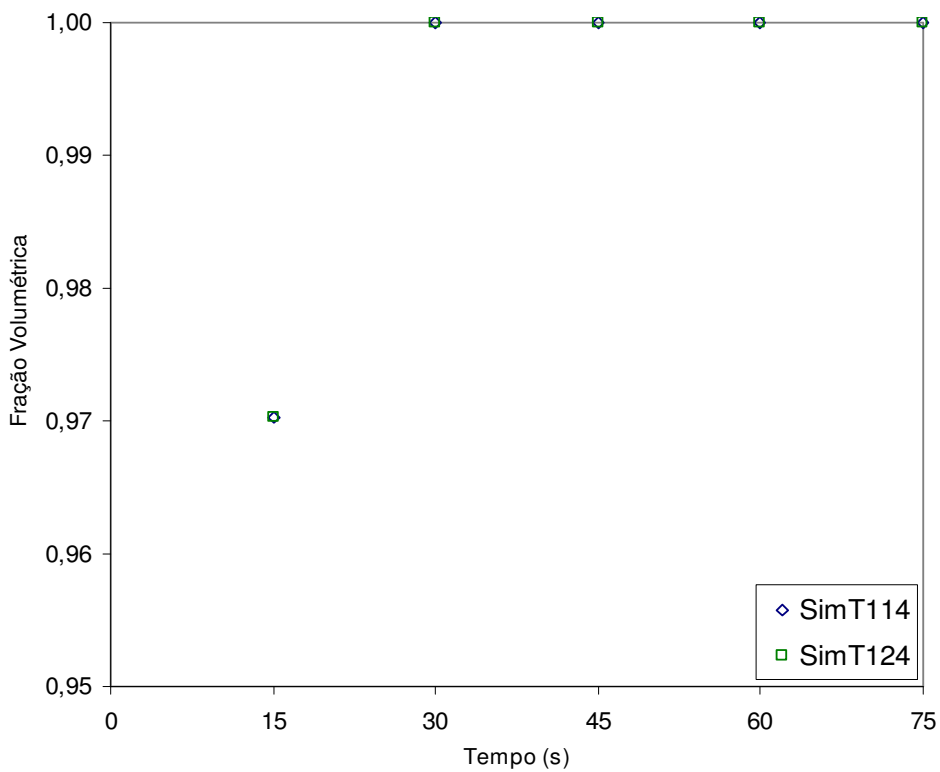


Figura A.17. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto I, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável.

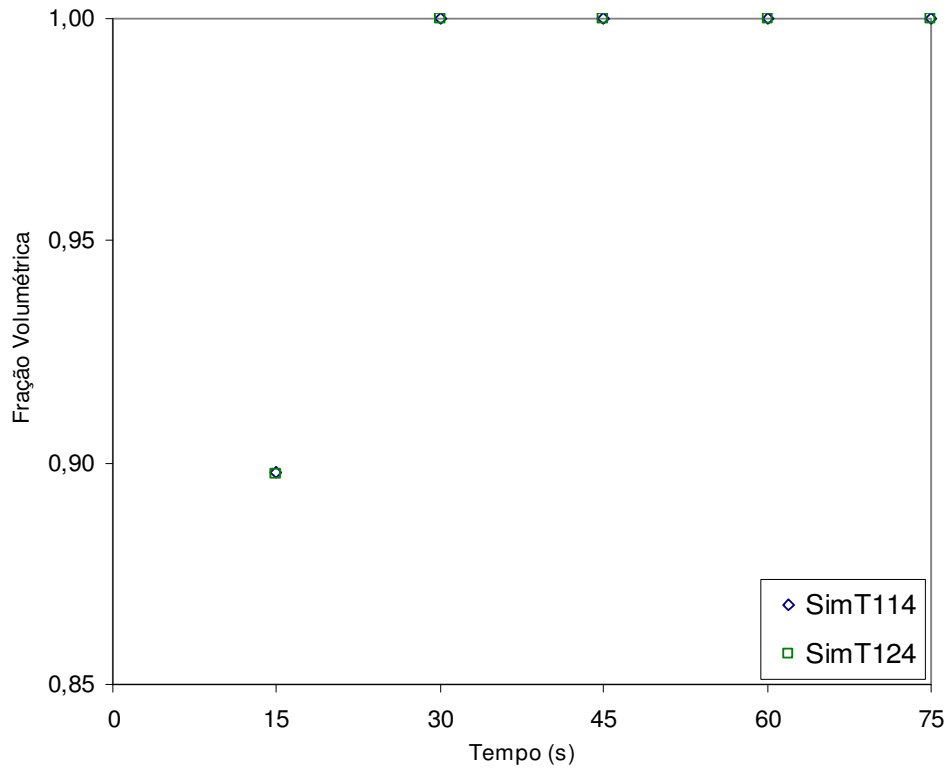


Figura A.18. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido I, ponto II, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável.

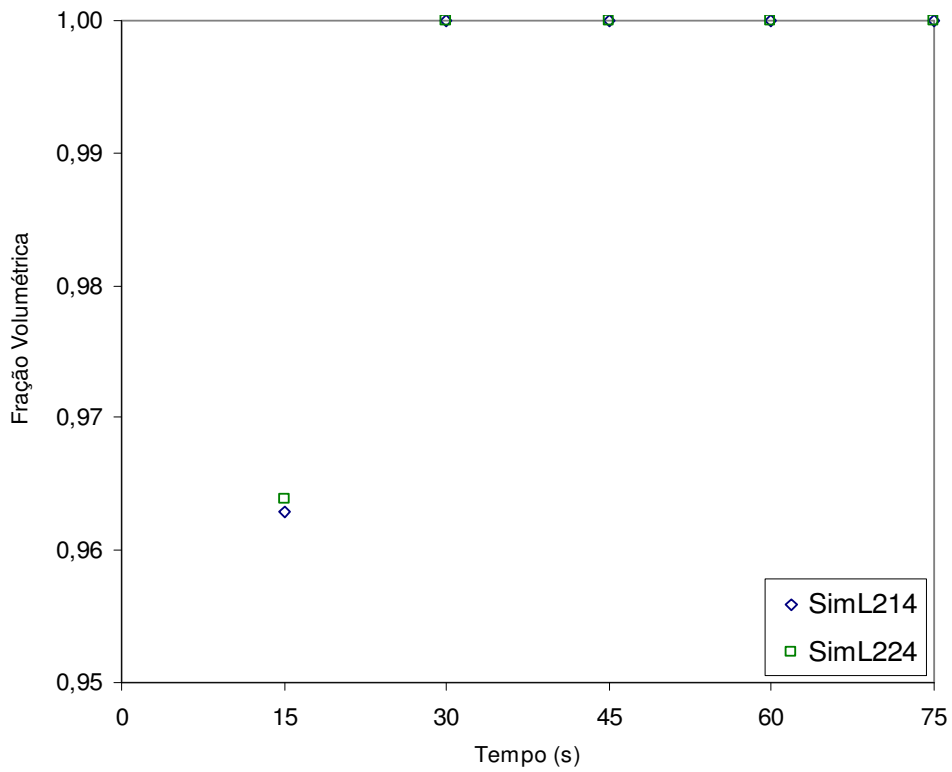


Figura A.19. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto I, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável.

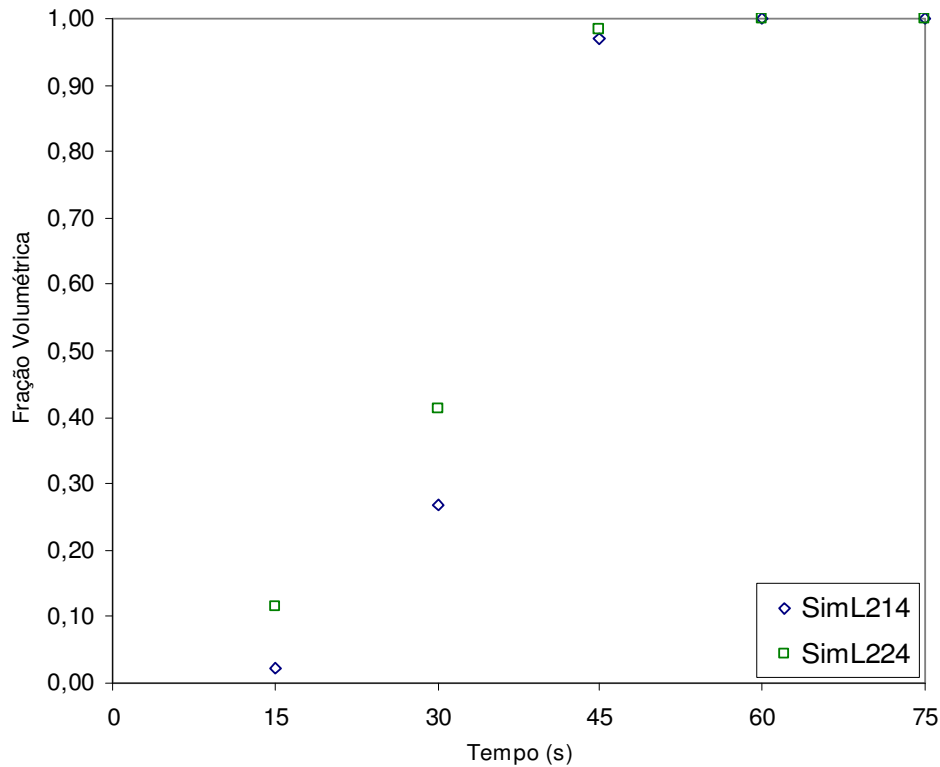


Figura A.20. Fração volumétrica em função do tempo para o fluido II, ponto II, menor vazão de injeção, para a formação mais permeável.

Analisando as simulações não mencionadas em III.3, observou-se que o comportamento prossegue ao já conhecido, principalmente para o fluxo turbulento, onde as discrepâncias são nulas. No caso do regime laminar, obtiveram-se alterações nos resultados de fração volumétrica, em um mesmo tempo, de acordo com a mudança de velocidade, porém o tempo de saturação permaneceu constante. Nota-se também que as variações nos resultados são mais significativas no início do processo, onde os gradientes são mais pronunciados. Portanto, pelos resultados, as simulações laminares são mais sensíveis a mudanças de velocidades que as turbulentas, considerando a faixa analisada.

Apêndice III: Comportamento das Pressões na Formação

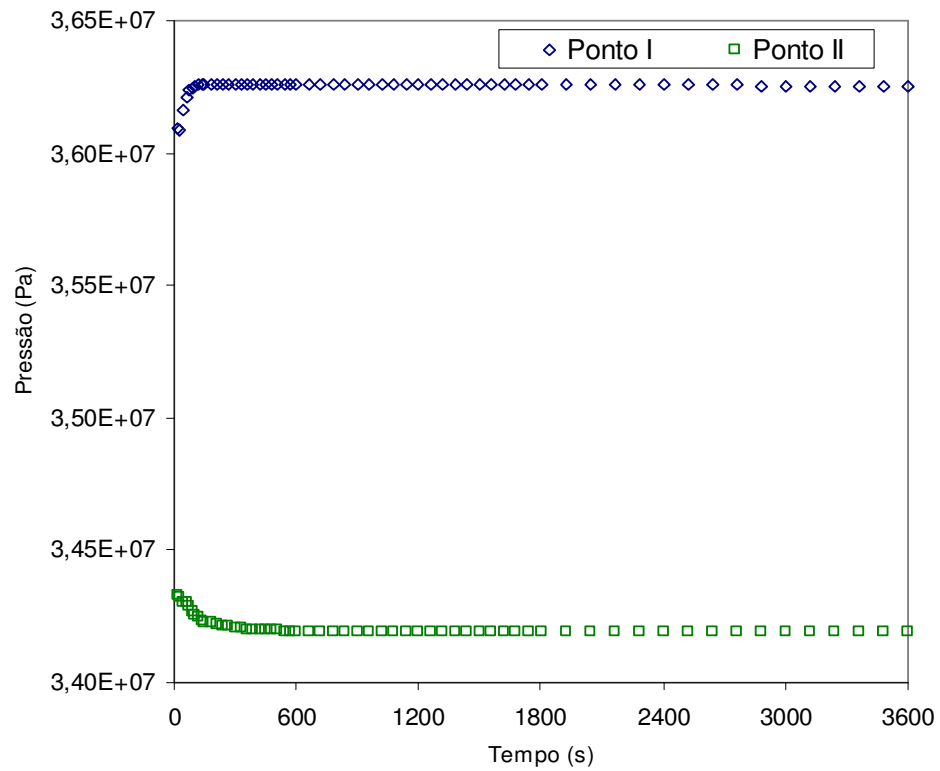


Figura A.21. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável.

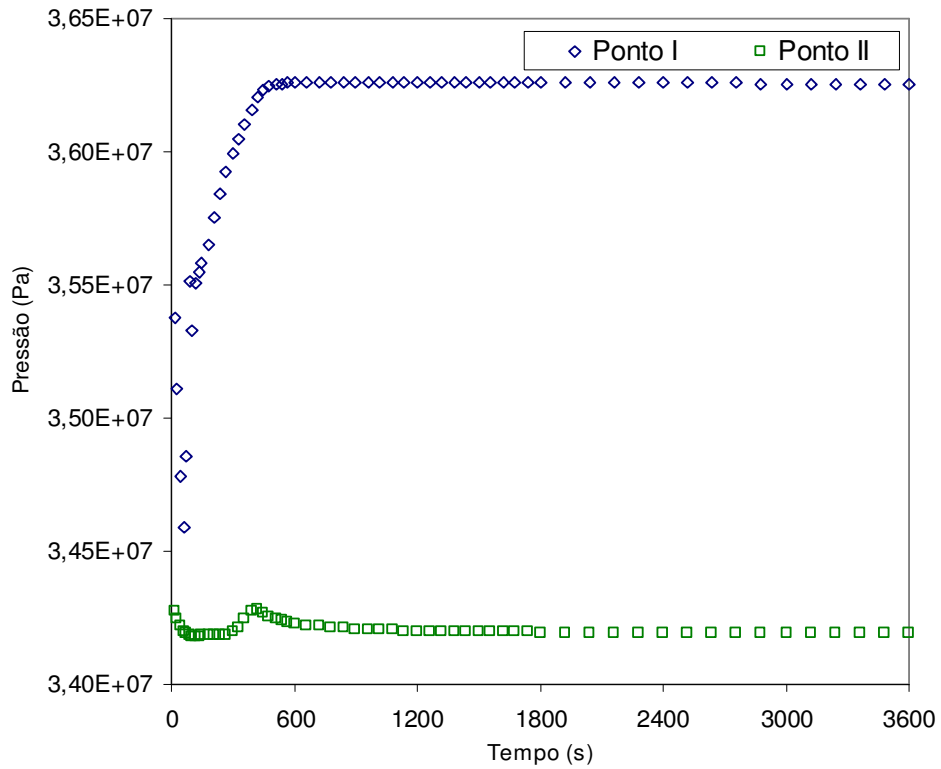


Figura A.22. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável.

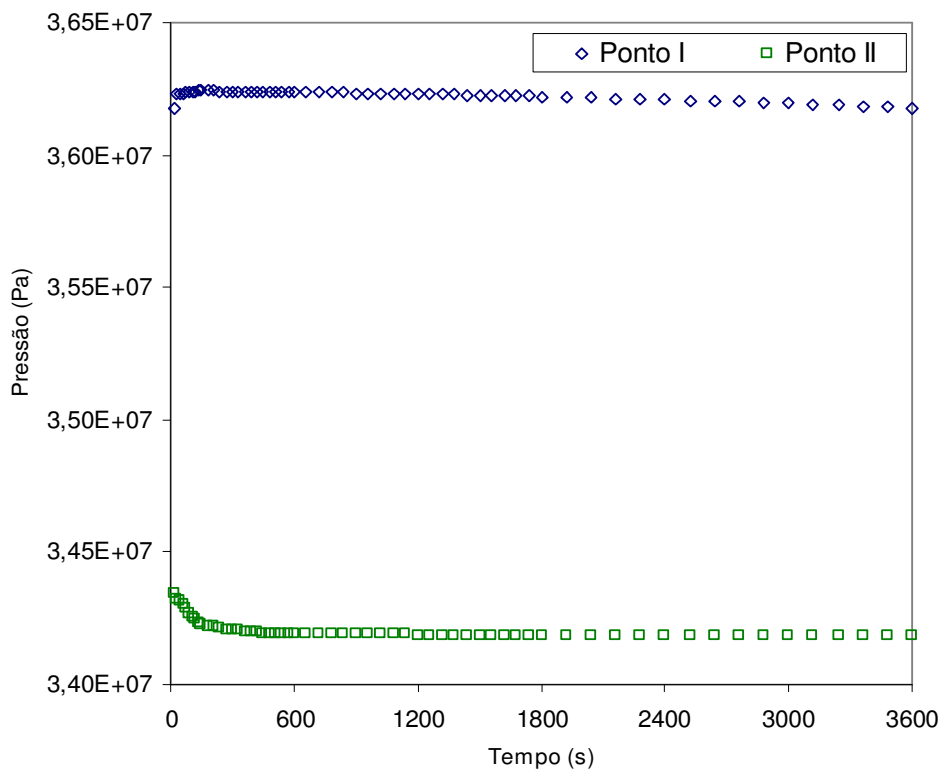


Figura A.23. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável.

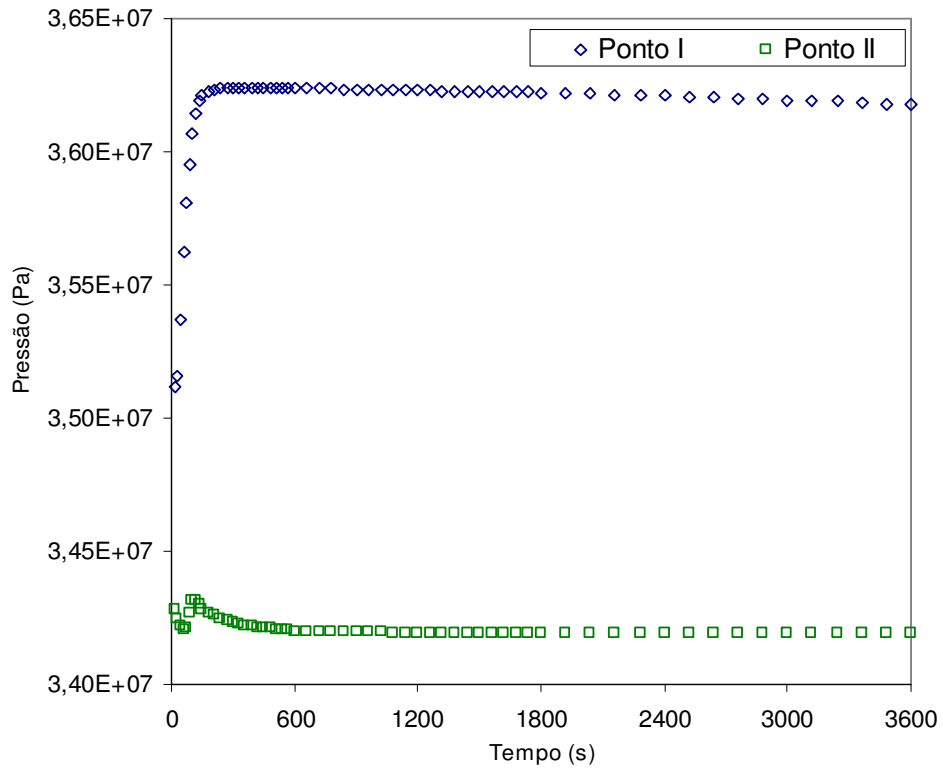


Figura A.24. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável.

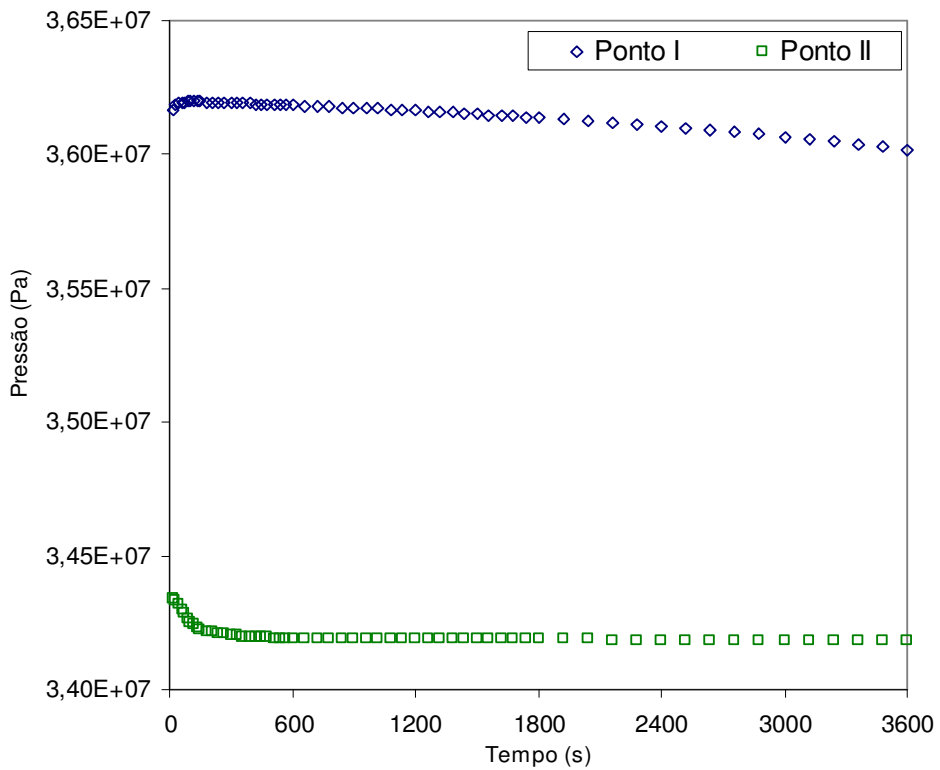


Figura A.25. Pressão em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável.

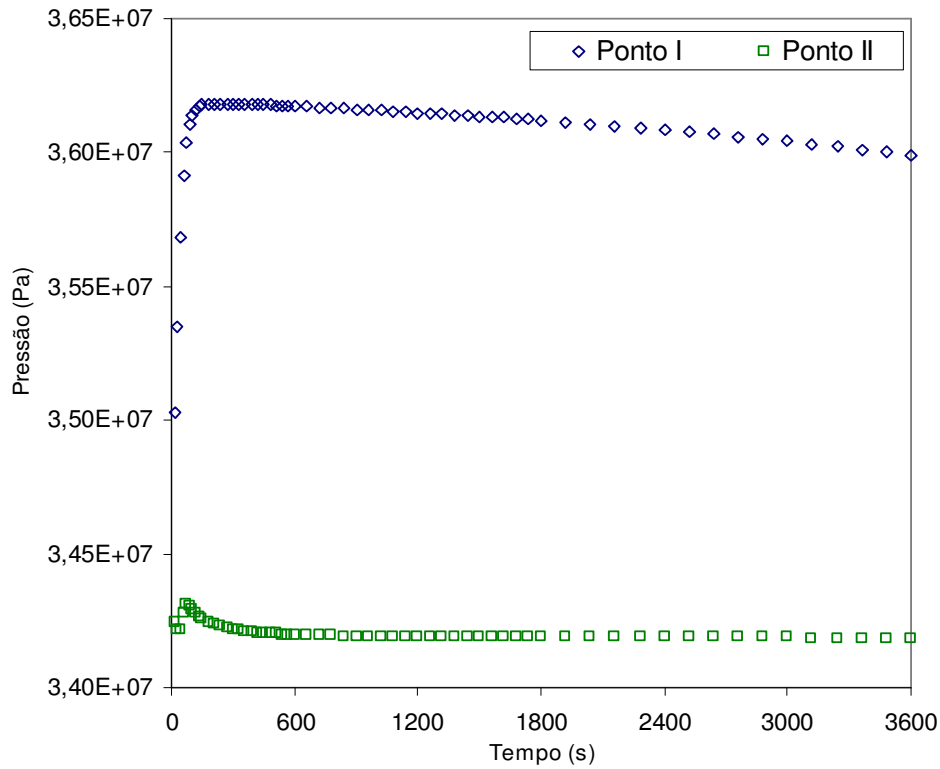


Figura A.26. Pressão em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável.

Analisando a pressão em formações mais permeáveis, observa-se que o “patamar” inicia-se em tempos menores, e as variações são reduzidas, principalmente para o fluxo laminar, o que é esperado, devido a maior facilidade de escoamento em formações mais permeáveis, conseqüentemente menores tempos de saturação, a partir do qual a pressão assume valores quase estacionários.

Apêndice IV: Comportamento das Velocidades na Formação

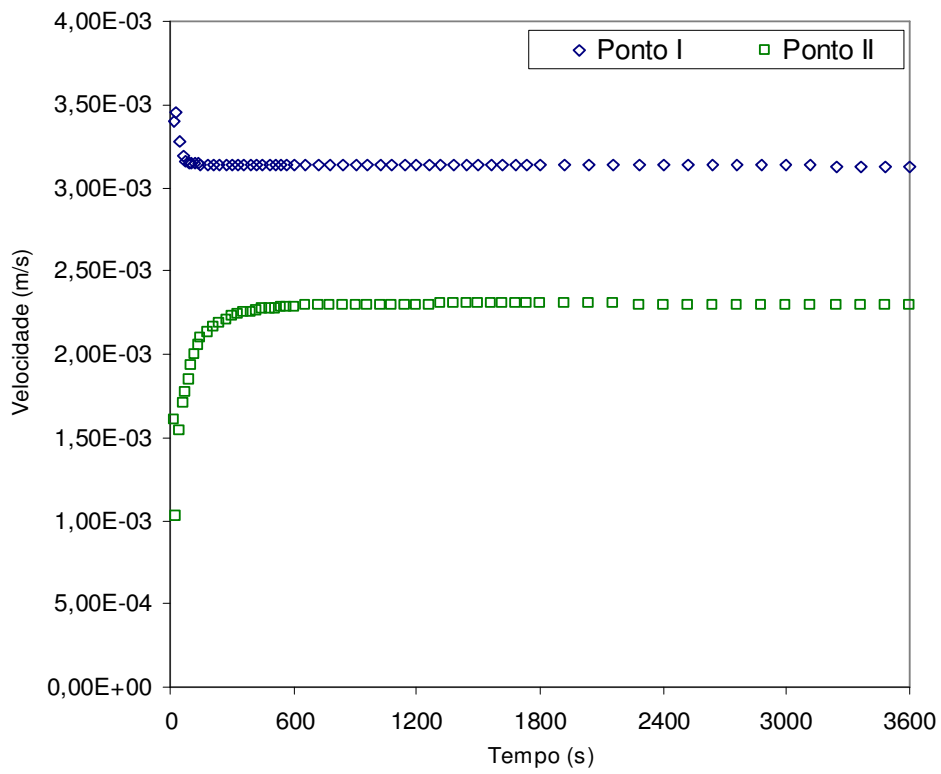


Figura A.27. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável.

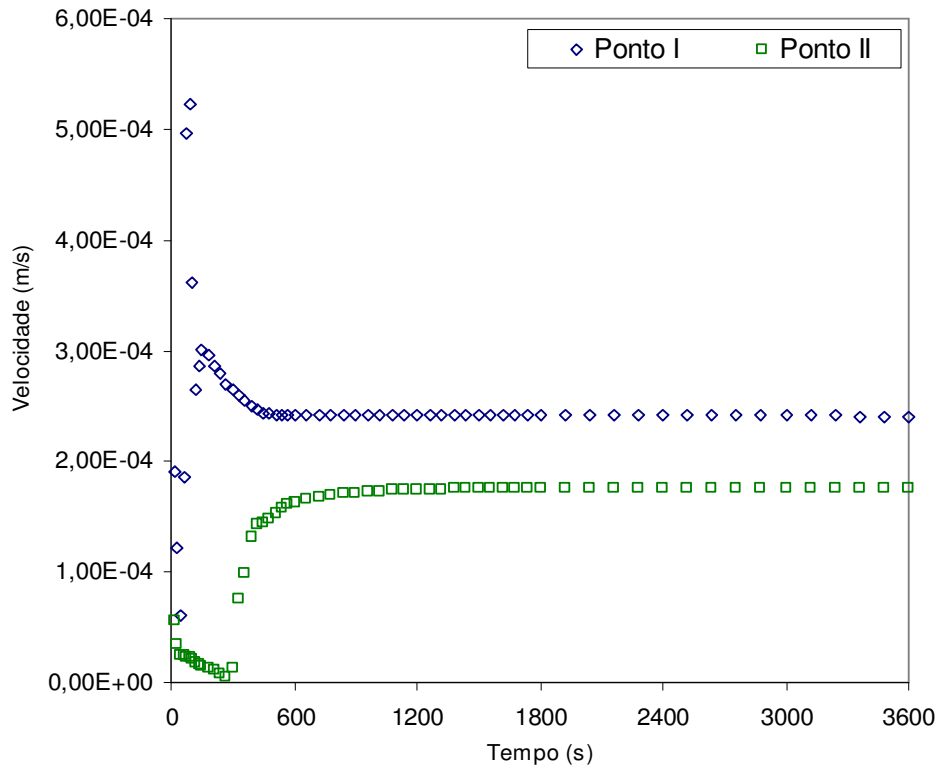


Figura A.28. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a segunda formação menos permeável.

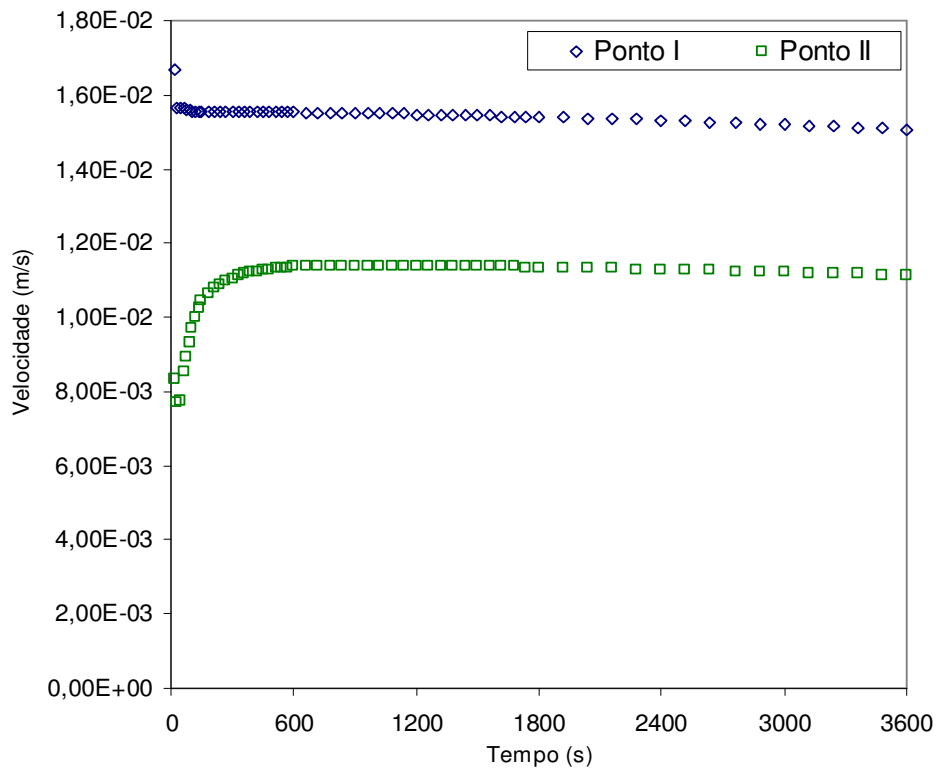


Figura A.29. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável.

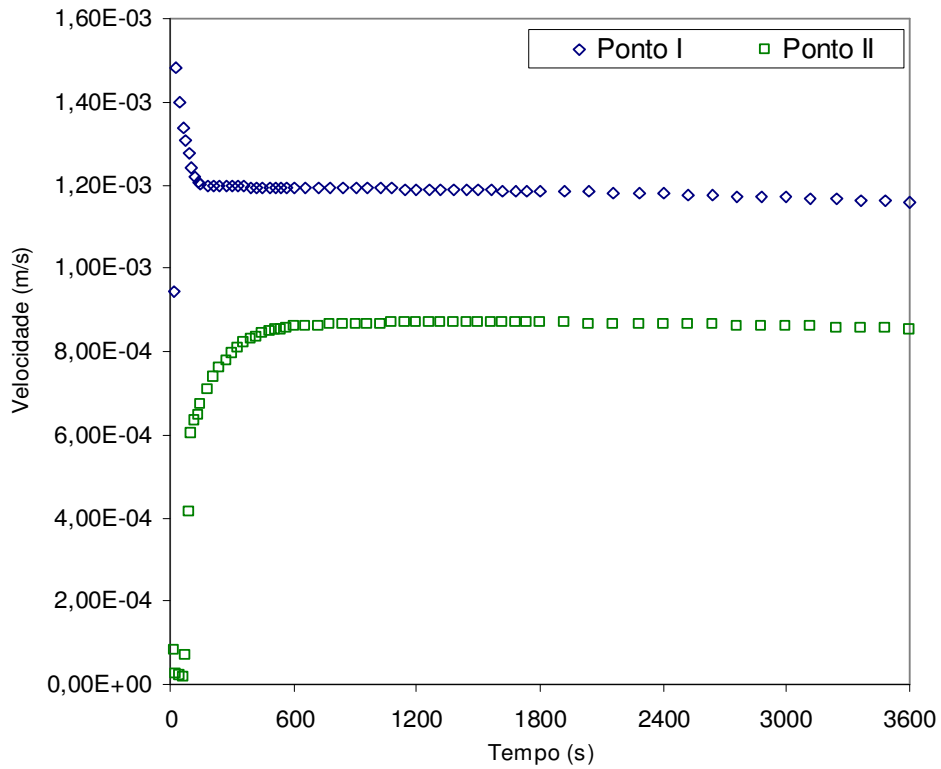


Figura A.30. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a terceira formação menos permeável.

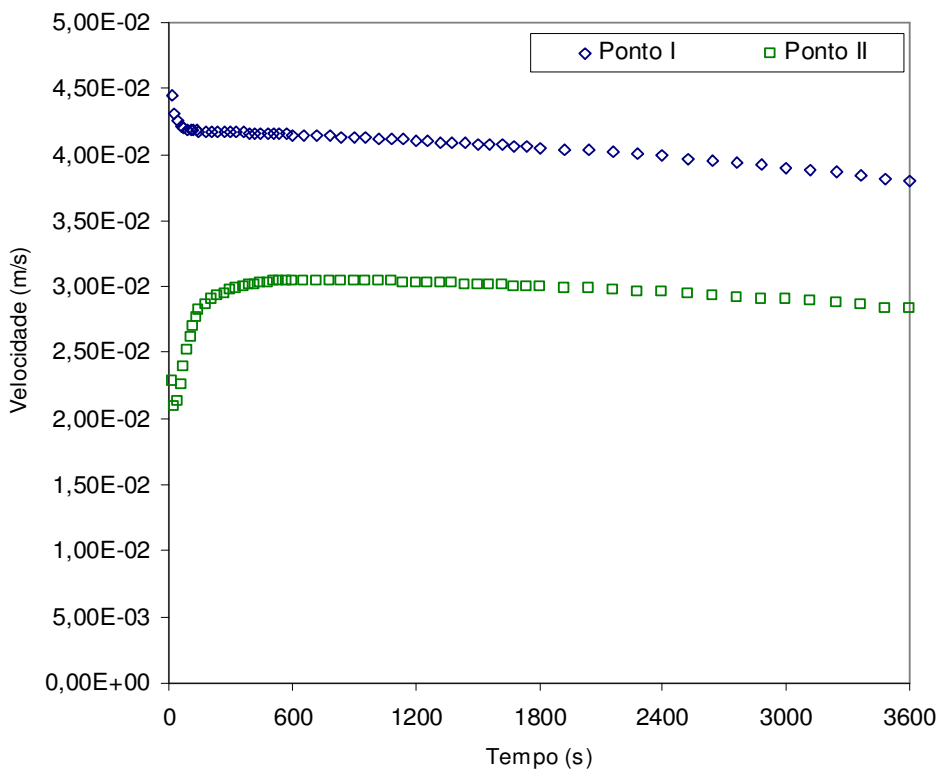


Figura A.31. Velocidade em função do tempo para o fluido I, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável.

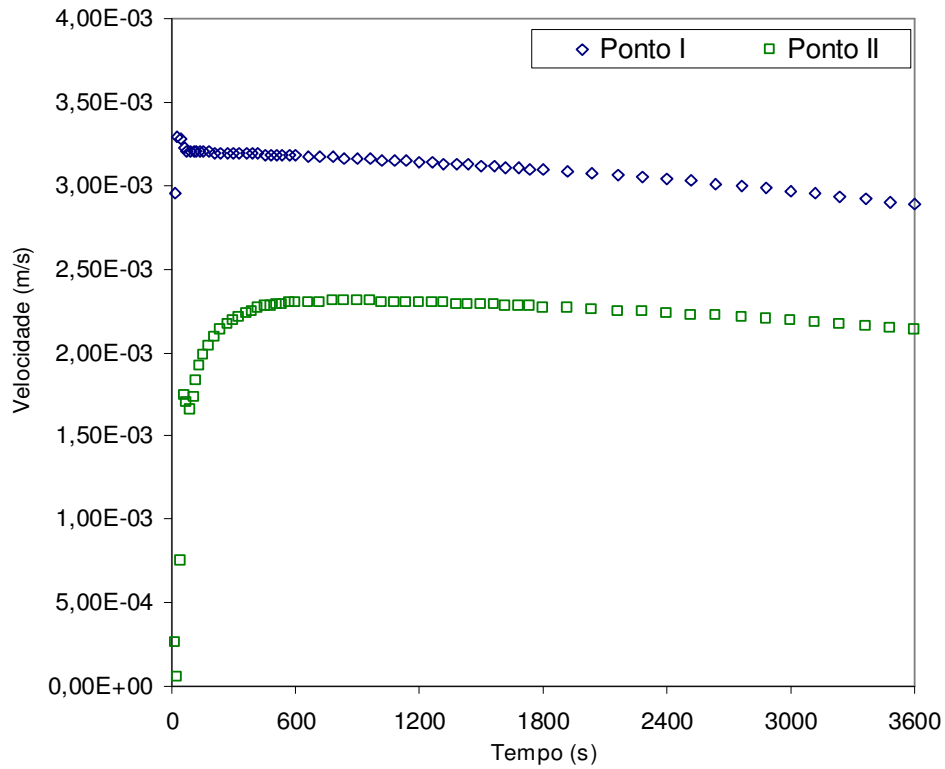


Figura A.32. Velocidade em função do tempo para o fluido II, menor vazão de injeção, em ambos os pontos de controle, para a formação mais permeável.

Nas figuras acima, obtém-se a estabilidade na velocidade em tempos menores conforme o aumento na permeabilidade da formação. Nota-se qualitativamente que o módulo do vetor velocidade assume valores maiores em formações mais permeáveis e porosas, em tempos fixos, indo de encontro aos estudos teóricos.