



Sandro Ferreira de Oliveira Júnior

**Simulações numéricas de deslocamento de fluidos de perfuração pelo
bombeio de fluidos espaçadores em um poço de petróleo.**

Projeto de Graduação em Engenharia Mecânica

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica
PUC-Rio.

Ênfase em Termociência e Engenharia de Fluidos

Orientado pela Dra. Mônica F. Naccache

Rio de Janeiro

Novembro de 2021
(2021.2)



Sandro Ferreira de Oliveira Júnior

**Numerical Simulations of drilling fluids displacement by the pumping of
spacer fluids inside a oil well.**

Graduation Project in Mechanical Engineering

Graduation Project presented to the Department of Mechanical Engineering
from PUC-Rio.

Emphasis on Thermoscience and Fluid Engineering

Advised by Dra. Mônica F. Naccache

Rio de Janeiro

November, 2021

(2021.2)

Dedico este trabalho aos meus pais, Sandro e Paula, minha noiva Luize e ao meu filho Samuel. Mesmo nos momentos mais difíceis da jornada da graduação, essas pessoas sempre me encorajaram a seguir em frente.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, devo inúmeros agradecimento a Prof.^a Mônica Naccache por todo tempo que esteve solícita a me orientar neste projeto.

Acredito que este projeto final de graduação esteja associado a todo aprendizado que adquiri durante minha jornada pela PUC-Rio. Desta forma, agradeço a todos os professores dos quais tive o prazer de ser instruído, tanto do corpo docente de engenharia mecânica, quanto aos do ciclo básico e demais departamentos da PUC-Rio.

Agradeço em especial a professora Christine S. Costa do Departamento de Matemática da PUC-Rio pelo reconhecimento e incentivo a ingressar como monitor do curso de Álgebra Linear. Este foi um momento de grande importância para mim.

Agradeço aos meus pais, Sandro e Paula, por sempre me motivarem a seguir em frente e a minha noiva Luize por todo carinho e atenção mesmo nos momentos mais difíceis.

Agradeço ao meu supervisor e amigo Jessé Barbosa por todo conhecimento passado durante meu estágio e por toda compreensão quando tive que deixar o serviço de lado para me dedicar a assuntos da universidade.

Agradeço aos meus amigos Matheus Teixeira, Daniel Pereira, Luiza Carvalho, Igor Rodrigues, Rodrigo Andrade, Charles Ribeiro, Gabriel Gomes por todos os momentos que estiveram ao meu lado.

Agradeço aos meus companheiros de faculdade Victor Cortes, Yuri Velasquez, Gabriel, Cícero Vargas, José Luiz, Caio Falcão, Renato Martins e Nelson pela parceria durante essa jornada.

“A vida não se trata sobre quão duro você é capaz de bater, mas sobre quão duro você é capaz de apanhar e continuar seguindo em frente. É assim que se consegue vencer.”

Sylvester Stallone, Rocky Balboa

RESUMO

A indústria de exploração do petróleo cresce cada vez mais a cada ano. O mercado de combustíveis fósseis e seus derivados demonstrou ser uma área de imensa rentabilidade financeira ao longo dos anos, envolvendo grandes corporações privadas e governamentais ao redor do mundo.

Por se tratar de um processo extremamente complexo e estando associado a inúmeros riscos que podem levar a imensuráveis prejuízos financeiros e comprometimento ambiental, a indústria de exploração de poço vem tendo seus processos estudados e aprimorados desde sua criação. Investimentos e incentivos de grandes empresas em cima de centros de pesquisas e universidades se tornam cada vez mais recorrentes para desenvolvimento de novos métodos e aperfeiçoamento dos tradicionais.

Tratando-se de uma área de grande requisição, esse trabalho tem seu foco na fase de cimentação de um poço de petróleo. Mais precisamente, está sendo estudado um processo anterior ao bombeio da pasta de cimento propriamente dita para dentro do poço. Aqui, busca-se analisar o comportamento de interação da mistura quando um fluido de perfuração é deslocado por um fluido espaçador para preparar a região para o bombeio da pasta de cimento.

Palavras-chave: pasta de cimento, fluido de perfuração, FDP, Colchao, fluido espaçador, mistura, deslocador, deslocado, poço, espaço anular.

ABSTRACT

The oil exploration industry has been increasing more each year. The trade of fossil fuel-based and derivatives has proved to be a large financial profitability area across the years. Involving great private and state companies acting around the world.

For being a process extremely complex, associated to a incontables risks that can foward to immeasurable financial and environment losses, the oil exploration industry has been having your processes studied and improved since your creation. Investments and incentives come from great companies on research centers and universities, looking for development and improvement of new and tradicional methods happen often.

Dealing with a high requisition area, this project has the focos on the oil well cementation phase. Specifically, it is being studied a process before the pumping of the cement paste inside the oil well. The objective is analyze the displacement of drilling fluids by the pumping of spacer fluids to prepare the enviroment to receive the cement paste.

Keywords: cement paste, drilling fluid, FDP, Colchao, spacer fluid, mixture, displaced, displacer, well, ring space.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1 Fluidos envolvidos no processo de cimentação de poços.....	18
2.2 Abandono de um poço	19
2.3 Cimentação.....	20
3. PROPOSTA E OBJETIVO	22
4. Metodologia	22
4.1 Geometria.....	23
4.2 Malha.....	24
4.3 Dados dos Fluidos de simulação.....	25
4.4 Simulações.....	27
5. RESULTADO	32
5.1 Fração da fase do fluido espaçador ao longo do poço.....	33
ID 1	33
ID 2	34
ID 3	35
ID 4	35
ID 5	36
ID 6	36
ID 7	37
ID 8	37
ID 9	37
5.2 Módulo de Velocidade da mistura	38
Id 1.....	38
Id 2.....	39
Id 3.....	40
Id 4.....	40
Id 5.....	41
Id 6.....	42
Id 7:.....	42
Id 8:.....	43
Id 9.....	43
5.3 Perfil da Velocidade Axial	44
ID 1	44
ID 2	45

ID 3	46
ID 4	46
ID 5	47
ID 6	48
ID 7	48
ID 8	49
ID 9	49
6. CONCLUSÃO	49
7. REFERÊNCIAS	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Determinantes das tecnologias de exploração e produção de petróleo offshore. (MORAIS, petróleo em águas profundas, 2013)	16
Figura 2. Arranjo e distribuição dos fluidos em um processo de cimentação.	19
Figura 3. Representação esquemática da geometria do problema	23
Figura 4. Apresentação das regiões da malha.....	24
Figura 5. Apresentação das fronteiras da geometria.....	24
Figura 6. Formato e distribuição das subdivisões da malha (Elementos Finitos)	25
Figura 7. Exemplo de VOF	28
Figura 8. Condições de contorno da malha.....	29
Figura 9. Representação geométrica simplificada do poço	30
Figura 10. Representação dos planos onde foram calculados os perfis de velocidade	32
Figura 11. Escala para fração de volume da fase do fluido espaçador deslocador.	33
Figura 12. Resultado em 25% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1	33
Figura 13. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1	33
Figura 14. Resultado em 75% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1	33
Figura 15. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1	33
Figura 16. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 2	34
Figura 17. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 2	34
Figura 18. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 3	35
Figura 19. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 3	35
Figura 20. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 4	35
Figura 21. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 4	35
Figura 22. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 5	36
Figura 23. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 5	36
Figura 24. Zoom na região do anular em 100% de simulação do ID 5.	36
Figura 25. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 6	36
Figura 26. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 6	36
Figura 27. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 7	37
Figura 28. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 7	37

Figura 29. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 8	37
Figura 30. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 8	37
Figura 31. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 9	37
Figura 32. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 9	37
Figura 33. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 1	38
Figura 34. Zoom do espaço anular para o módulo de velocidade do ID 1 em 50% simulado	38
Figura 35. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 1	39
Figura 36. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 2	39
Figura 37. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 2	39
Figura 38. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 3	40
Figura 39. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 3	40
Figura 40. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 4	40
Figura 41. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 4	40
Figura 42. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 5	41
Figura 43. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 5	41
Figura 44. Zoom do espaço anular para o módulo de velocidade do ID 5 em 100% simulado ..	41
Figura 45. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 6	42
Figura 46. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 6	42
Figura 47. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 7	42
Figura 48. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 7	42
Figura 49. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 8	43
Figura 50. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 8	43
Figura 51. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 9	43
Figura 52. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 9	44
Figura 53. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 1	44

Figura 54. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 2.....	45
Figura 55. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 3.....	46
Figura 56. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 4.....	46
Figura 57. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 5.....	47
Figura 58. Zoom da fração de fases próxima a entrada do anular para o caso ID 5.....	47
Figura 59. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 6.....	48
Figura 60. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 7.....	48
Figura 61. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 8.....	49
Figura 62. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 9.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Combinação de fluidos utilizados em cada caso simulado.....	26
Tabela 2. Propriedades do fluido perfurador não newtoniano a ser deslocado, seguindo o modelo Herschel-Bulkley	26
Tabela 3. Propriedades do fluido espaçador deslocador newtoniano	26
Tabela 4. Velocidade de bombeio do fluido espaçador (deslocador) na entrada do poço	29
Tabela 5. Definição dos tempos de simulação	31
Tabela 6. Definição dos parâmetros temporais de simulação	32

Lista de Símbolos

D_i : Diâmetro da tubulação de bombeio

D_o : Diâmetro do poço

L_i : Comprimento da tubulação inserida na região do poço

L_o : Comprimento do poço

τ_o : Tensão limite de escoamento

τ : Tensão de cisalhamento

K : Índice de consistência

$\dot{\gamma}$: Taxa de deformação

Re : Número de Reynolds

Re_{crit} : Número de Reynolds crítico

\forall : fração de volume

\dot{m} : Transferência de massa

ρ : Densidade

\vec{v}_n : Fluxo de volume

1. INTRODUÇÃO

Dentro do processo de exploração de um poço de petróleo, existem diversos projetos e etapas independentes a serem pensados. Por exemplo, localizar a existência de um poço, planejar e efetuar a perfuração, planejamento e instalação das bases de superfície e diversos outros tipos de intervenção. O foco dessa pesquisa é baseado no processo de cimentação de um poço de petróleo.

Em uma análise geral, o projeto de perfuração de um poço parte do interesse de trazer combustíveis fósseis, como hidrocarbonetos de petróleo, à superfície. Com a demanda por matrizes energética ficando cada vez maior, projetos de exploração de poços acabam sendo cada vez mais requisitados e estudados com o intuito de desenvolvimento de novos métodos, tecnologia e conhecimentos para oferecer maior otimização e eficácia do processo.

Traçando-se um paralelo com o início da descoberta de poço submarinos, podemos destacar que a exploração se deu com altíssimos riscos e complexibilidades em relação a exploração em terra: dificuldade de acesso a grandes profundezas, limitações tecnológicas, construção de plataformas e grandes embarcações, necessidade de desenvolvimento de novas tecnologias e estudos. Isso acabou exigindo um grau de investimento exponencial ao longo dos primeiros anos.

O início da atividade Offshore teve um de seus marcos em 1911 com a perfuração de um poço no Golfo do México. Inicialmente eram utilizadas plataformas fixas de madeira e as perfurações eram limitadas a baixíssimas profundidades. Em 1938, foi realizado um teste, ainda no Golfo do México, com uma plataforma de madeira de dimensões um pouco maiores (100x55m). A prática se limitou a 1,6km da costa e profundidade de apenas 5m. (MORAIS, 2013)

As hostis condições marítimas e climáticas intensificavam cada vez mais o desafio de exploração marítimo, tornando-se cada vez maior a busca pelo desenvolvimento de novos métodos e tecnologias. Dessa forma, houve uma crescente associação de proximidade das grandes empresas da indústria do petróleo com as universidades e centros de pesquisa. (MORAIS, 2013)

Atualmente, pesquisas e estudos que buscam otimizar e melhorar a exploração de poços de Petróleo são realizados em vasta escala ao redor do mundo, com grandes

incentivos e investimentos de grandes corporações por trás. Comparando-se com a pequena capacidade de acesso em 1938 de apenas 5m de profundidade a menos de 2km da costa, hoje em dia, a atuação em águas profundas (400 a 1500m) e ultra profundas (acima de 1500m) vem sendo cada vez mais comum. (MORAIS, 2013)

O ano de 1953 foi marcado pela criação da Petrobras no Brasil. A iniciativa do governo em investir na criação da estatal estava associado em solucionar a “difícil” exploração petrolífera no país, reduzir a dependência da importação de combustíveis de fora e construir um monopólio do promissor setor do petróleo para o estado, visto que estava sendo notada uma onda crescente de consumo de seus derivados. (MORAIS, 2013)

Desde a criação da Petrobras, não demorou muito para a migração das práticas em território marítimo. Na década de 60 já haviam sido descobertos poços em potencial, sendo que na década seguinte houve a descoberta de um dos mais importantes campos de petróleo do país, localizado na Bacia de Campos. (MORAIS, 2013)

Partindo-se de descobertas a nível de águas rasas e sucessivamente desbravando-se para águas profundas e ultraprofundas, diversas complexibilidades e desafios foram surgindo. Buscando-se meios para solucioná-los, foram e ainda são adotados amplos programas da capacitação e incentivos à desenvolvimento tecnológico. Na Figura 1 é possível verificar um esquema representativo desta questão. (MORAIS, 2013)



Figura 1. Determinantes das tecnologias de exploração e produção de petróleo offshore. (MORAIS, petróleo em águas profundas, 2013)

Mesmo havendo grandes desafios e obstáculos impactando na exploração de petróleo, o investimento em novos estudos e tecnologias visando melhorar a indústria podem ser justificados. Uma destas justificativas está na grande, e crescente, gama de consumo energético pela população e mais diversas indústrias. Dentre as fontes energéticas envolvidas, uma imensa proporção está associada aos combustíveis fósseis.

Retirando-se um dado do PNE 2050 (“Plano Nacional de Energia 2050”) apresentado pelo MME (Ministério de Minas e Energia), cerca de 34% de toda matriz energética nacional foi oriunda do petróleo e seus derivados. O PNE 2050 tem como objetivo apresentar dados e informações com base em estudos para proporcionar um ambiente favorável para se traçar metas e estratégias de longo prazo para indústria energética brasileira. (MME, 2020)

Baseando-se nos estudos da BP’s Statistical Review of World Energy, em 2019, o consumo de energia per capita da América do Norte teve um crescimento de quase 2% em apenas um ano. Associado a isso, a produção de petróleo no país registrou um crescimento de 12,1%. (MELO, 2020)

Segundo boletim da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), o Brasil teve uma crescente na produção de petróleo de 5,5% em 2020. Fazendo-se uma análise do crescimento desde 2016 até 2020, é obtido uma taxa de 17,1%. Foi registrado também em 2020 pela ANP uma produção média do país de 2,94 milhões de barris por dia. (LISBOA, 2021).

O consumo de fontes vindas de derivação do petróleo teve um crescimento considerável na faixa de 10% só nos últimos 10 anos no Brasil. Em 2018, foi relatada uma Oferta Interna de Energia associado ao petróleo e seus derivados na casa do 100 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo). (MME, 2020)

Em diretrizes futuras, a expectativa é se atingir uma média diária de aproximada de 5,5 milhões de barris de petróleo. Por meio de dados da ANP (Agência Nacional do Petróleo), os investimentos para o setor petrolífero nacional apresentam um enorme potencial de 2,5 trilhões de reais para a próxima década. (MME, 2020)

Quando se pensa novamente na crescente do consumo de combustíveis fósseis, a tendência é de que a demanda seja cada vez maior. Isso pode-se dar tanto pelo crescimento populacional, associando-se ao padrão de consumo no dia a dia, ou tanto pela

movimentação de commodities. Projetando-se uma crescente na produção de óleo diesel, querosene de aviação e combustíveis em geral. (MME, 2020)

Dessa forma, tais dados indicam uma forte corrente no sentido de aumento de investimentos na área de exploração de poços. A crescente da exploração associada com avanços tecnológicos servirá como um impulsionamento para o mercado. E a crescente da demanda por combustíveis fósseis já relatada aumentará esforços para ampliar a indústria de exploração. Os avanços tecnológicos terão papel fundamental e estimular a eficiente obtenção de maior produtividade e eficiência, assim como para proporcionar um ambiente de melhor isolamento e combate a perdas de perfuração. (MELO, 2020)

Com base nas informações já apresentadas, é eminente a tendência por investimentos e incentivos governamentais e privados em cima da exploração de combustíveis fósseis. Devido aos graus de complexibilidades envolvidos, sobretudo em cima do ramo Offshore, é evidente que estudos e pesquisas têm sido e ainda são feitas o tempo todo. Um dos processos envolvidos que tem demonstrado uma forte tendência ao aumento de investimentos é o mercado de cimentação para poços de petróleo, que tem tornando-se um assunto bem atrativo para estudo e desenvolvimento de pesquisas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Fluidos envolvidos no processo de cimentação de poços

O primeiro a ser mencionado é o **FDP (Fluido de Perfuração)**. Este tipo de fluido, geralmente de caráter não newtoniano, tem como objetivo a remoção de detritos rochosos e cascalhos oriundos do processo de perfuração, além de proporcionar um resfriamento para a broca de perfuração. Papeis que devem ser executados sem comprometer ou gerar grandes impactos no espaço anular. (MACIEL, 2016)

Fluidos com comportamento não newtoniano, graças às suas propriedades reológicas, costumam ser utilizados para desempenho de tarefas de movimentar ou carregar partículas sólidas, como é o caso dos cascalhos obtidos na perfuração dos poços. (MACIEL, 2016)

A **pasta de cimento** é um fluido que irá atuar no isolamento de regiões do poço e manter sua estabilidade e integridade estrutural. Geralmente é projetada de forma a

apresentar propriedades específicas para cada situação. O tempo em que este leva até o seu endurecimento pode ser manipulado pela sua composição e aditivos. (SOUSA, 2015).

Assim como o FDP, o cimento apresenta comportamento viscoplástico não newtoniano. Estes tipos de fluidos apresentam uma elevadíssima viscosidade em tensões abaixo do seu limite de escoamento e à medida que se vai ultrapassando este limite, a viscosidade tende a reduzir de acordo com a taxa de deformação. (SAVINO, 2009)

Por último, existe também o **fluido espaçador**. Este tem como prática ser bombeado de forma intermediária entre o fluido de perfuração e a pasta de cimento com o objetivo de deslocar o primeiro e evitar contato ou contaminação com o segundo. Os espaçadores apresentam um comportamento newtoniano de viscosidade constante. (SAVINO, 2009)

Na Figura 2 é possível visualizar o fluido espaçador (“Spacer Fluid”) posicionado entre o fluido de perfuração (“Drilling Fluid”) e a pasta de cimento (“Cement”).

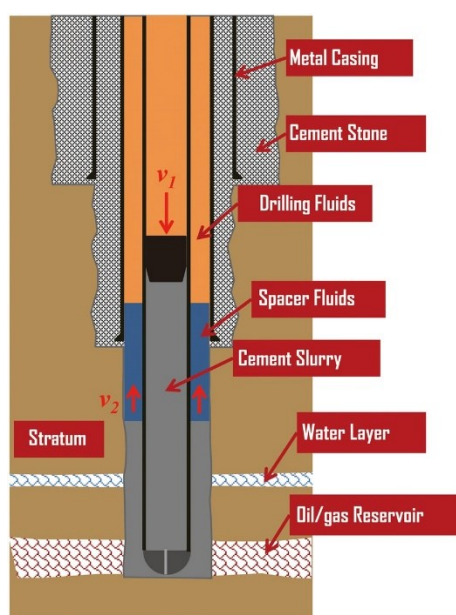


Figura 2. Arranjo e distribuição dos fluidos em um processo de cimentação.

2.2 Abandono de um poço

Também conhecido como P&A (Plugging and Abandonment), o abandono de um poço pode se dar em caráter temporário ou permanente e para isso é necessário a execução de uma operação de tamponamento de acordo com rigorosas normas responsáveis por buscar uma contenção de riscos e danos ambientais. (THOMAS, 2001)

O **abandono temporário** é colocado em prática quando houver o intuito ou previsão de retorno posteriormente da obra. Essa prática é bem frequente em poços marítimos recém descobertos, visto que após a finalização da perfuração é efetuada uma avaliação (visando identificação da qualidade do fluido, qualidade do processo de perfuração executado, estabilidade do poço, dentre outros). Caso seja de interesse iniciar uma intervenção no poço, o mesmo é tamponado até que ocorra a instalação de uma plataforma de produção no local. (THOMAS, 2001)

Já o **abandono permanente** é colocado em prática quando não se tem o interesse em retomar a produção no poço, seja pelos recursos já terem sido explorados ao máximo ou quando o processo já não se encontra mais tão atrativo financeiramente. (THOMAS, 2001)

Independente do caráter do abandono, ambos consistem no mesmo processo de selagem por meio de tampões de cimento. A diferença básica é que como no abandono definitivo não se tem o interesse de retorno, toda a estrutura de superfície pode ser retirada do local. (THOMAS, 2001)

2.3 Cimentação

A cimentação executada no espaço anular ocorre por meio de um bombeio da pasta de cimento pela própria tubulação de revestimento. Com o endurecimento da mesma, o resultado esperado é uma forte camada localizada entre a parede externa da tubulação e a extremidade interna do poço. (IRAMINA, 2016)

Antes de ocorrer a cimentação, a região do poço encontra-se repleta de fluidos de perfuração. Desta forma, antes de se executar o bombeio da pasta de cimento, há o bombeio de fluidos espaçadores com o intuito de gerar um escoamento de deslocamento para expelir o fluido de perfuração do poço. Dessa forma, o fluido espaçador atuará como deslocador e o fluido de perfuração, o deslocado. Na sequência, a pasta de cimento é bombeada, deslocando dessa vez o fluido espaçador. A ideia é se obter uma organização de escoamento no qual o fluido espaçador se encontre entre o cimento e o fluido de perfuração, evitando uma possível contaminação da mistura.

Quanto maior for a quantidade removida de fluido de perfuração, menor a chance de contato e, com isso, mais bem sucedida tende a ser a fase de cimentação. Por isso torna-se importante a eficiência da interação do fluido espaçador deslocando o fluido de

perfuração, pois caso ocorra contatos indesejáveis entre este com a pasta de cimento, a tendência é que haja uma perda nas propriedades da pasta e acabe comprometendo todo o processo de cimentação.

Sendo uma das fases mais importantes dentro do processo de exploração de um poço, a cimentação visa isolar hidraulicamente diferentes zonas de interesse que possam ter sido expostas durante a sua perfuração, não permitir que fluidos se movimentem através do espaço anular, interromper a migração de fluidos para possíveis fraturas geradas, além de ter um papel crucial no fechamento para abandono de um poço. (TENÓRIO, 2018)

Outra prática é efetuar um preenchimento das paredes do poço com cimento após a descida da coluna de revestimento, buscando fixar a tubulação e impedir o fluxo de fluidos entre as diversas zonas permeáveis na região do poço. (IRAMINA, 2016)

O isolamento de zonas é de grande importância para que, além da produção seletiva de hidrocarbonetos, se construa todo um aparato de barreira de segurança, seguindo-se as conformidades da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). (TENÓRIO, 2018)

Para conquistar o êxito na tarefa de cimentação, alguns pontos devem ser analisados. Um deles está diretamente associado a sintonia e interação entre os fluidos envolvidos. A eficiência do processo de deslocamento ou substituição do fluido de perfuração pelo cimento requer um sucesso das mútuas interações entre o espaçador com estes dois.

Diversas falhas relatadas durante a cimentação estão relacionadas a problemas como: falhas de deslocamento da pasta de cimento, fluxos de deslocamento inadequados, escolha inadequada de fluidos que leva a uma instabilidade de interface perfurador-espaçador-cimento e contaminação, dentre outras. (TENÓRIO, 2018)

Considerando-se a importância da cimentação e da integridade revestimento-cimentação em poços de petróleo, é importante executar todo um estudo visando preparar uma adequada seleção de fluidos com características reológicas propícias para uma satisfatória performance de todo o processo de cimentação.

3. PROPOSTA E OBJETIVO

Considerando o processo de cimentação de um poço de petróleo, essa pesquisa busca realizar algumas simulações numéricas a fim de avaliar o processo de deslocamento ao se bombear um volume de fluido espaçador newtoniano em uma geometria que simula o formato de um poço no qual já existe um fluido de perfuração não newtoniano.

4. Metodologia

Inicialmente, é importante mencionar que diversas vezes neste trabalho apareceram termos que referenciam os fluidos envolvidos. “FDP”, “**fluido de perfuração**” ou “**fluido deslocado**” são termos referentes ao mesmo fluido, aquele que já está previamente preenchendo a geometria antes de se iniciar a simulação. Já o fluido que inicialmente não se encontra na região estudada e terá seu bombeamento iniciado no momento em que a simulação começará, será denominado como “**Colchao**”, “**fluido espaçador**” ou “**fluido deslocador**”.

O software escolhido para executar as simulações foi o Ansys Fluent. Este é bastante utilizado como ferramenta de estudos e pesquisas para se modelar e simular escoamento de fluídos por meio do método de volumes finitos, tomando-se como base equacionamentos de modelos termodinâmicos e mecânica dos fluídos. Para a utilização do programa, foi necessário construir uma geometria e uma malha 2-D para realizar a simulação numérica. O software utilizado para isto foi o Gmsh.

4.1 Geometria

Na Figura 3 é apresentada uma representação aproximada de um poço de petróleo da forma do qual será tratado neste projeto.

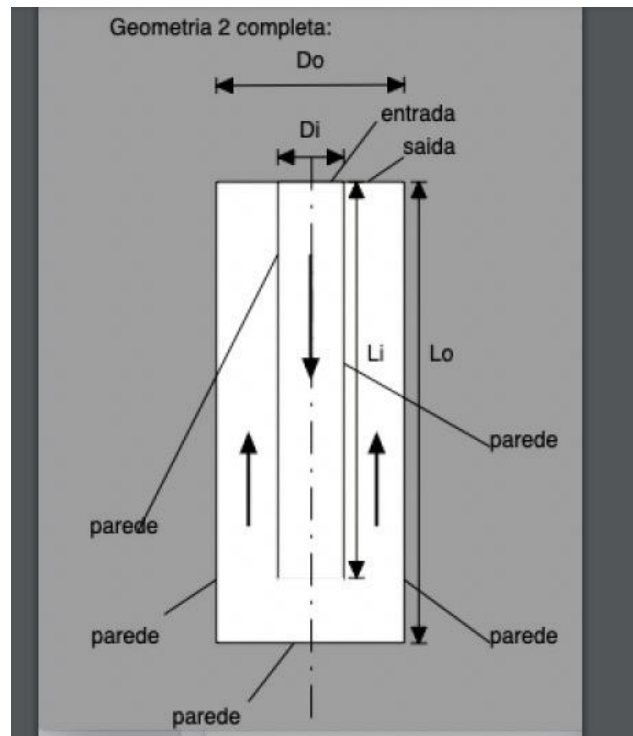


Figura 3. Representação esquemática da geometria do problema

Por meio da imagem acima, é possível visualizar o caminho por onde será bombeado o fluido espaçador, o qual adentrará através da tubulação de diâmetro D_i . Está sendo considerado como **região do poço**, todo o espaço delimitado pelas paredes internas do mesmo e a tubulação. A parte situada entre as paredes laterais da tubulação e as paredes laterais do poço será chamada de **espaço anular**. A ideia é que o fluido espaçador atue deslocando o fluido de perfuração até a saída do poço, percorrendo a região do espaço anular. As relações de medidas da geometria foram baseadas em valores típicos de campo.

$$D_i = 20 \text{ in}$$

$$D_i/D_o = 0.8$$

$$L_i/D_o = 50$$

$$L_i/L_o = 0.5$$

4.2 Malha

A Figura 4 apresenta as 4 regiões da malha necessárias para definir a geometria.

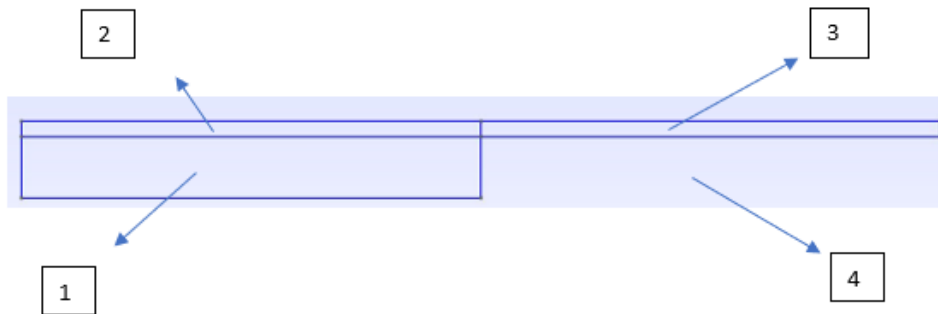


Figura 4. Apresentação das regiões da malha

Por meio da Figura 4 é possível detalhar a construção da malha de simulação. As regiões 1, 2 e 3 são subdivisões da região interna do poço, no qual a 3ª é o espaço anular. A região 4 é onde estaria localizada a tubulação de bombeio do fluido espaçador, porém não entrará na simulação com o intuito de simplificar o estudo.

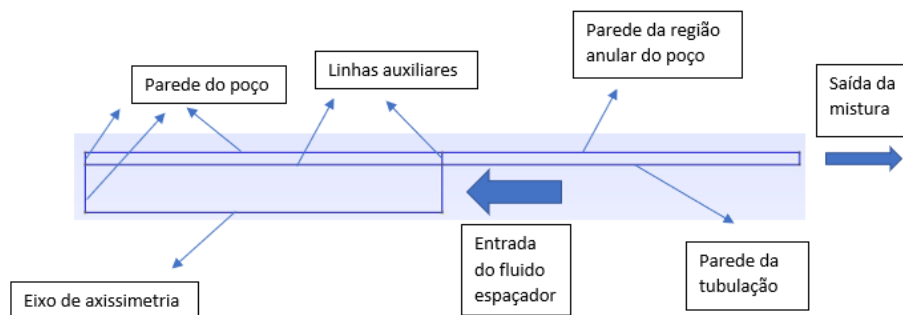


Figura 5. Apresentação das fronteiras da geometria

A simulação foi definida como “axissimétrica”, tendo como eixo de revolução a linha “Eixo de axissimetria”. Devido a simetria angular, é possível simplificar o problema em uma esquematização 2-D. As “linhas auxiliares” foram definidas no Gmsh apenas com o intuito de manter uma homogeneidade no formato das divisões da malha, deixando-as quadrangulares. No Fluent elas são definidas como inexistentes (interior) e não influenciarão em nada na simulação.

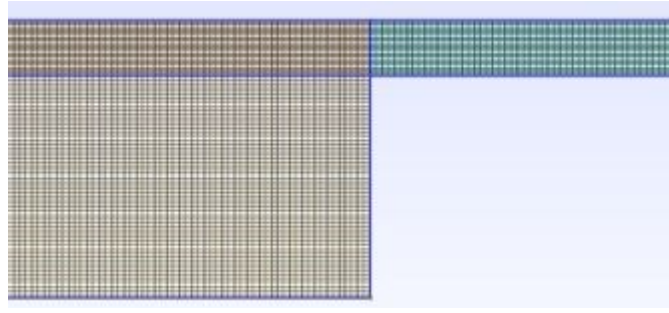


Figura 6. Formato e distribuição das subdivisões da malha (Elementos Finitos)

Assim como representado na Figura 6 acima, a malha foi construída com formato quadrangular.

4.3 Dados dos Fluidos de simulação

O total de simulações a serem executadas é nove. Cada uma é definida por um par de fluido espaçador ou fluido deslocador newtoniano, denominado Colchao, e um fluido não newtoniano deslocado ou FDP (Fluido De Perfuração).

O comportamento do fluido de perfuração seguirá o modelo Herschel-Bulkley, muito usado em modelagem de fluidos viscoplásticos. Estes, recapitulando, são fluidos com uma elevadíssima viscosidade em tensões abaixo do seu limite de escoamento. Superando-se tal limite, a viscosidade tende a reduzir de acordo com a taxa de deformação. A equação característica de Herschel-Bulkley é dada por:

$$\eta = \begin{cases} \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + K\dot{\gamma}^{n-1} & \text{se } \tau > \tau_0 \\ \infty & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (1)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento, τ_0 é a tensão limite de escoamento, K é o índice de consistência, n é o índice de potência e $\dot{\gamma}$ a taxa de deformação. Neste modelo, em valores de tensão abaixo do limite de escoamento, os valores de viscosidade são extremamente elevados, tendendo ao infinito e praticamente não havendo escoamento. Após superado este valor, ocorre uma queda brusca de viscosidade, passando a seguir o comportamento da eq. da viscosidade $\eta(\dot{\gamma})$.

As nove simulações executadas no projeto foram com os seguintes pares de fluidos:

ID	Fluido deslocado	Fluido deslocador
1	FDP A	Colchao A
2	FDP A	Colchao B
3	FDP A	Colchao C
4	FDP B	Colchao D
5	FDP B	Colchao E
6	FDP B	Colchao F
7	FDP C	Colchao A
8	FDP C	Colchao B
9	FDP C	Colchao C

Tabela 1. Combinação de fluidos utilizados em cada caso simulado

As propriedades de cada um desses fluidos podem ser observadas nas tabelas abaixo. A primeira refere-se aos parâmetros necessários para aplicar o modelo Herschel-Bulkley.

Fluido deslocado	Densidade (Kg/m^3)	Índice de consistência (k)	Índice de potência (n)	Tensão limite de escoamento (Pa)	Taxa crítica de cisalhamento ($10^{-4}/\text{s}$)
FDP A	1198.3	2,39E-01	7,82E-01	1,71	7,72
FDP B	1198.3	2,24E-02	1,00	10,73	7,72
FDP C	1198.3	4,30E-01	7,80E-01	5,28	7,72

Tabela 2. Propriedades do fluido perfurador não newtoniano a ser deslocado, seguindo o modelo Herschel-Bulkley

Fluido deslocador	Densidade (Kg/m^3)	Viscosidade (Pa. s)
Colchao A	1186,28	59
Colchao B	1186,28	0,59
Colchao C	1186,28	0,059
Colchao D	1186,28	15,73
Colchao E	1186,28	0,1573
Colchao F	1186,28	0,01573

Tabela 3. Propriedades do fluido espaçador deslocador newtoniano

Antes de falar sobre as configurações de simulação, é importante definir também o número de Reynolds, Re . Definido pela razão entre as forças de inércia e viscosas, o número de Reynolds é constantemente utilizado para prever escoamentos em regime laminar ou turbulento. (Connor, 2020)

Em tubos, este pode ser obtido pela seguinte equação:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (2)$$

ρ é a densidade do fluido, v é a velocidade, D é o diâmetro do tubo e μ a viscosidade dinâmica. Para caracterizar um escoamento em um tubo como laminar ou turbulento, os valores “limites” de Reynolds associados variam de autores para autores. Alguns caracterizam escoamentos de transição entre laminar e turbulento para valores de Re entre 2000 e 2400. A abordagem que será utilizada neste projeto será a do Número de Reynolds Crítico. Quanto mais próximo o Re calculado estiver deste valor, mais instável será o comportamento do escoamento entre ser laminar ou turbulento. (Connor, 2020)

$$Re_{crit} = 2300$$

4.4 Simulações

Os casos foram definidos no Fluent mantendo-se sempre as mesmas configurações básicas e gerais:

- Solver do tipo “Pressure-Based”
- Regime Transiente
- Espaço 2D axissimétrico
- Gravidade: $9,81 \text{ m/s}^2$
- Modelo Multifásico “Volume of Fluid”
- Escoamento Laminar

Como os escoamentos em questão serão multifásicos, o modelo escolhido foi o VOF (“Volume Of Fluid”). Este consiste em uma abordagem bastante eficiente para melhor visualização das interfaces entre fluidos imiscíveis durante o escoamento. Uma vantagem deste modelo é obter mais informações acerca da fração volumétrica de cada uma das fases ao longo da geometria estudada (ANSYS, 2009).

Para melhor compreensão, define-se **fração de volume de uma fase** pela razão entre o volume ocupado por esta em razão do volume local do espaço considerado. Na Figura 7, está exemplificada uma malha de volumes finitos com a presença de um fluido “acizentado” ocupando parte da geometria. Alguns destes volumes estão inteiramente preenchidos e portanto apresentarão fração de volume igual a 1, outros estão sem a

presença do fluido e apresentarão fração de volume igual a 0 e outros estarão parcialmente preenchidos com fração de volume entre 0 e 1.

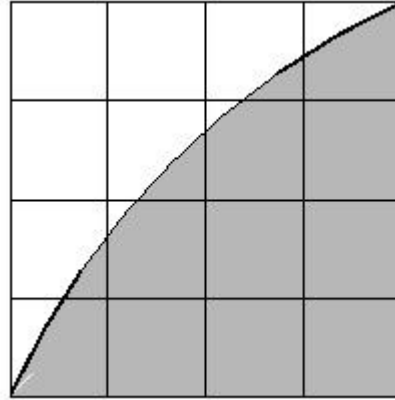


Figura 7. Exemplo de VOF

Chamando de \forall_n , a fração de volume da n-ésima fase da mistura em um dos elementos (volumes) da geometria de elementos finitos e desejando-se obter seu valor, o VOF retorna três possíveis resultados:

$\forall_n = 0$, não há presença do fluido n na célula \forall .

$\forall_n = 1$, \forall está completamente preenchida com o fluido n .

$0 < \forall_n < 1$, há interface(s) do fluido n com um ou mais fluidos da mistura.

A equação que governa o método de fração de volume é dada por:

$$\frac{1}{\rho_n} \left[\frac{\partial}{\partial t} (\forall_n \rho_n) + \nabla \cdot (\forall_n \rho_n \vec{v}_n) \right] = S_{\forall_n} + \sum_{i=1}^j (\dot{m}_{in} - \dot{m}_{ni}) \quad (3)$$

Esta é a equação de continuidade para solução da fração de volume da n-ésima fase. O termo j é o número total de fases da mistura, \dot{m}_{in} é a transferência de massa da i-ésima para a n-ésima fase, \dot{m}_{ni} é a transferência da n-ésima para i-ésima fase. O termo S_{\forall_n} pode ser zero ou assumir valores levando-se em consideração a quantidade de massa de cada fase pré-estabelecidas e v_n é o fluxo de volume. (ANSYS, 2009).

Para solução do problema em questão nestes projetos, a equação pode ser simplificada desconsiderando os termos de transferência massa \dot{m} .

As seguintes condições de contorno foram utilizadas para todos os casos:

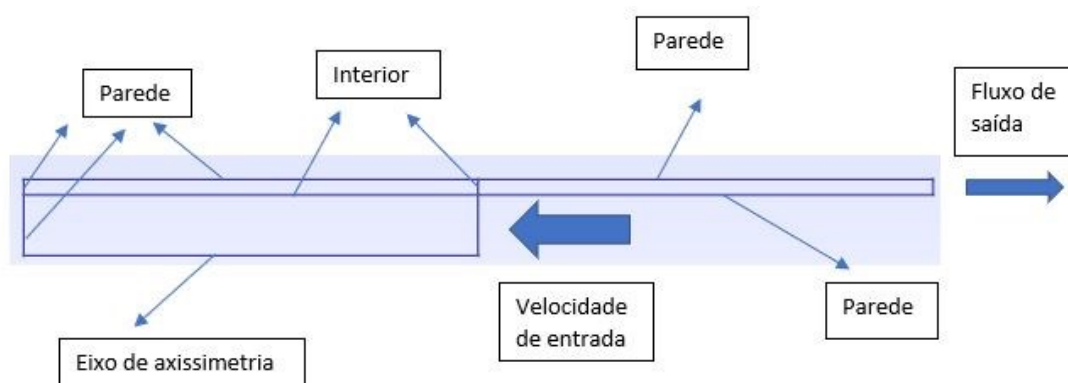


Figura 8. Condições de contorno da malha

As definições acima são sempre as mesmas independente do caso simulado. O “fluxo de saída”, ou “outflow” definido está relacionado a taxa de variação nula da velocidade. Nas paredes, a condição de contorno existente é de velocidade nula. A velocidade de entrada é a velocidade uniforme de bombeio de fluido espaçador.

Como já mencionado anteriormente, a condição de contorno “Interior” faz com que o Fluent ignore essas fronteiras, como se elas não existissem dentro da geometria. Essas duas foram apenas criadas no Gmsh, software de geração da malha, para permitir um formato quadrangular uniforme de todos os elementos finitos da mesma. Isso pode ser observado na Figura 6 mostrada anteriormente.

A Tabela 4 apresenta a velocidade de entrada, ou velocidade de bombeio, para cada caso analisado.

ID	Fluido deslocado	Fluido deslocador	Velocidade Entrada (m/s)	Número de Reynolds na entrada, Re
1	FDP A	Colchao A	0,196	2,00
2	FDP A	Colchao B	0,196	200,20
3	FDP A	Colchao C	0,196	2001,96
4	FDP B	Colchao D	0,052	1,99
5	FDP B	Colchao E	0,052	199,22
6	FDP B	Colchao F	0,052	1992,17
7	FDP C	Colchao A	0,196	2,00
8	FDP C	Colchao B	0,196	200,20
9	FDP C	Colchao C	0,196	2001,96

Tabela 4. Velocidade de bombeio do fluido espaçador (deslocador) na entrada do poço

Vale notar que os Números de Reynolds calculados estão todos abaixo do Re_{crit} (2300). Pela teoria, nenhum destes valores caracterizam um escoamento turbulento, embora os valores mais altos encontrados para o Colchao C e Colchao F possam estar associados a um escoamento levemente próximo de se iniciar uma transição.

Como condição inicial, foi definido que no momento inicial da simulação, a ocupação de fluido de perfuração fosse de 100% da geometria, não havendo nenhuma quantidade de fluido espaçador previamente existente na região.

Os métodos numéricos utilizados no Fluent foram:

- Algoritmo PISO
- Discretização em Mínimos Quadrados
- Momento: Segunda Ordem com esquema Upwind
- Pressão: esquema PRESTO
- Fração de volume: Geo-Reconstruction

Quanto as configurações dos parâmetros temporais, foi definido como tempo de simulação o tempo necessário para se bombear um “volume de geometria” inteiro de fluido espaçador para dentro da região do poço. Dessa forma, o cálculo desse tempo levou em consideração o volume da geometria e a velocidade de bombeio, sendo que esta foi considerada como igual a velocidade de entrada.

A Figura 9 mostra uma simplificação da região do poço utilizada para cálculo do volume de geometria.

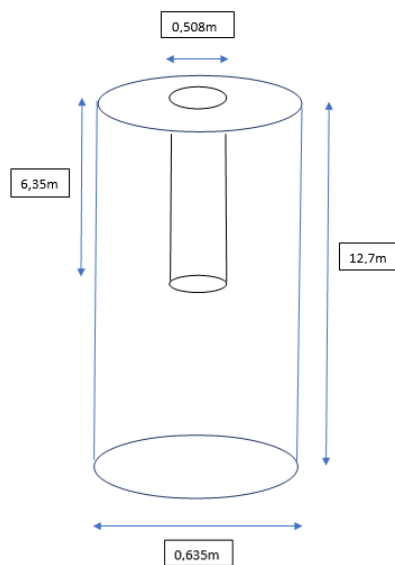


Figura 9. Representação geométrica simplificada do poço

O cilindro interno representa a parte da tubulação inserida na região do poço. O volume do poço, é calculado pela subtração do volume do cilindro externo pelo do cilindro interno.

$$Volume da geometria = \frac{\pi}{4} [(12,7)(0,635)^2 - (6,35)(0,508)^2] = 2,735 m^3$$

O tempo de bombeio de um volume de fluido será definido pela razão entre o volume da geometria e a velocidade de bombeio do fluido espaçador.

O tempo de simulação foi uma aproximação superior do tempo de bombeio calculado.

ID	Fluido deslocado	Fluido deslocador	Velocidade Entrada (m/s)	Tempo de Bombeio (s)	Tempo de simulação (s)
1	FDP A	Colchao A	0,196	68,74	70
2	FDP A	Colchao B	0,196	68,74	70
3	FDP A	Colchao C	0,196	68,74	70
4	FDP B	Colchao D	0,052	259,50	260
5	FDP B	Colchao E	0,052	259,50	260
6	FDP B	Colchao F	0,052	259,50	260
7	FDP C	Colchao A	0,196	68,74	70
8	FDP C	Colchao B	0,196	68,74	70
9	FDP C	Colchao C	0,196	68,74	70

Tabela 5. Definição dos tempos de simulação

Quanto as configurações dos parâmetros de tempo de simulação numérica, a relação existente entre o número de passos de tempo e o tamanho do passo é:

$$Tempo de simulação = Número de passos de tempo \times tamanho do passo$$

Em cada caso:

ID	Fluido deslocado	Fluido deslocador	Tempo de simulação (s)	tamanho do passo (s)
1	FDP A	Colchao A	70	0,01
2	FDP A	Colchao B	70	0,01
3	FDP A	Colchao C	70	0,01
4	FDP B	Colchao D	260	0,01
5	FDP B	Colchao E	260	0,01
6	FDP B	Colchao F	260	0,01
7	FDP C	Colchao A	70	0,01
8	FDP C	Colchao B	70	0,01
9	FDP C	Colchao C	70	0,01

Tabela 6. Definição dos parâmetros temporais de simulação

5. RESULTADO

Dos resultados obtidos, o foco maior foi na verificação do módulo e perfil de velocidade axial da mistura e das frações de fases ao longo de toda geometria do poço. Vale lembrar que a fração de fase é definida pela proporção do volume ocupado por uma determinada fase da mistura em um determinado volume da geometria. Para cada caso, foram calculados dois perfis de velocidade, um deles em um plano transversal logo “à esquerda” e outro “à direita” da entrada do espaço anular.

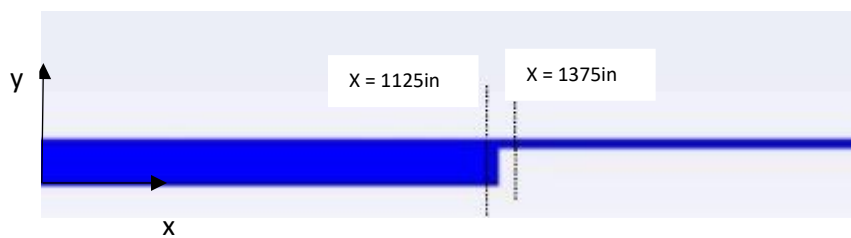


Figura 10. Representação dos planos onde foram calculados os perfis de velocidade

Lembrando-se que as simulações duraram o tempo necessário para bombeio de um volume de geometria de fluido espaçador para dentro do poço, os resultados de simulação foram salvos em quatro instantes de tempo ao longo do bombeamento. Estes foram quando o software havia executado 25% da simulação, outro em 50%, em 75% e em 100%, quando o processo havia terminado.

É importante definir também a **eficiência do processo**. Quanto maior for a ocupação da geometria pelo fluido espaçador, menor o risco de contato entre a pasta de cimento e o fluido de perfuração e maior a chance de sucesso no processo de cimentação.

5.1 Fração da fase do fluido espaçador ao longo do poço.

A Figura 11 mostra a escala, em paleta de cores, que representa a fração da fase relativa ao fluido espaçador ao longo das regiões do poço:

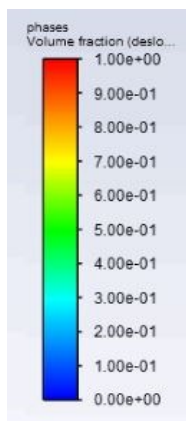


Figura 11. Escala para fração de volume da fase do fluido espaçador deslocador.

A Figura 12, por exemplo, exibe a fração ocupante de fluido espaçador depois de 25% de simulação para o caso ID 1. As Figura 13, Figura 14, Figura 15 representam o mesmo, porém em 50%, 75% e 100% de simulação, respectivamente.

As Regiões de fração 0 são totalmente ocupadas por fluido de perfuração e as de valor 1 são inteiramente ocupadas por fluido espaçador.

ID 1



Figura 12. Resultado em 25% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1



Figura 13. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1



Figura 14. Resultado em 75% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1



Figura 15. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 1

Inicialmente, não havia presença de fluido espaçador na região do poço, como já mencionado. Por meio dos resultados, é notável que este ocupou majoritariamente o espaço anular, embora não tenha atingido uma grande profundidade do poço. Isto sinaliza uma ótima ação de deslocar o fluido de perfuração para fora do poço e como ponto negativo, a “limpeza” ou máxima remoção de fluido de perfurado não demonstrou ter sido tão eficiente, o que pode representar um risco de contaminação com a pasta de cimento em uma próxima etapa.

O tempo de simulação utilizado não foi o responsável pelo resultado final obtido, ou seja, aumentá-lo não modificaria a resposta em escala significativa, visto que na primeira metade de simulação a proporção da mistura já se mostrava muito próxima do resultado em 100% de simulação.

Para este primeiro caso, foi-se exibido os resultados em 4 momentos. Os próximos resultados serão focados em apenas 2 momentos: 50% e 100%. Como já é claro que inicialmente o poço estava inteiramente ocupado por fluido de perfuração, o objetivo é verificar como foi o desempenho do deslocamento até certo instante, 50%, e depois analisar o efeito no dobro deste tempo, 100%.

ID 2



Figura 16. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 2



Figura 17. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 2

Embora o caso 2 aparente ter ocupado um pouco menos a região do poço fora do anular em comparação ao ID1, o comportamento geral pareceu ser bem similar.

Como mostrado na Tabela 1, do caso ID 1 para o caso ID 2, foi apenas alterado o fluido deslocador (espaçador), que apresenta a mesma densidade e uma viscosidade agora 100 vezes menor. Definindo-se **razão de viscosidade** pela razão entre a viscosidade do fluido espaçador e a do fluido de perfuração, uma redução desta razão levou aparentemente a um deslocamento um pouco menos eficiente em direção a profundidade do poço comparando-se o ID 1 com o ID 2.

ID 3



Figura 18. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 3



Figura 19. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 3

O resultado do caso 3 novamente apresentou um aspecto geral muito semelhante aos anteriores. Aqui houve uma redução da razão de viscosidade em 10 vezes comparando-se com o ID 2 e 1000 vezes com o ID 1. É interessante notar também que a interface entre as fases manteve um mesmo formato “arredondado”.

ID 4



Figura 20. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 4



Figura 21. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 4

Notavelmente, o formato da interface entre o fluido deslocado e o deslocador mudou. Não há mais aquela geometria “arredondada” e adquiriu algo mais “linearizado”. A grande diferença deste caso para os anteriores é de que este foi o primeiro a alterar o fluido de perfuração evolvido (fluido deslocado). Nos três primeiros casos foi mantido o mesmo FDP, alterando-se apenas o espaçador.

Como a densidade de todos os fluidos perfuradores são sempre as mesmas e de todos os espaçadores também são as mesmas, é possível associar as modificações observadas diretamente com a variação das propriedades viscosas. Nisso, quando é mantida fixa a viscosidade do deslocado e modificada a do deslocador, a tendência é, de forma geral, um impacto menor do que quando só é alterado as propriedades viscosas do fluido deslocado. Foi-se observado que a redução da **razão de viscosidade** do caso ID1 até o caso ID3 aparentou impactar levemente na eficiência de deslocar o fluido perfurador na região do poço fora do espaço anular. Já modificar o fluido de perfuração demonstrou haver um grande impacto na interação interfacial da mistura.

ID 5



Figura 22. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 5



Figura 23. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 5

Este caso 5 reforça a ideia imaginada na análise anterior. Aqui foi mantido o mesmo fluido deslocado do caso 4 e reduzida em 100 vezes a viscosidade do fluido deslocador. Esta redução da viscosidade impactou negativamente no deslocamento do fluido de perfuração, principalmente na região inicial do espaço anular como pode ser visualizado na Figura 24 logo abaixo. Já o formato da interface manteve-se praticamente o mesmo.



Figura 24. Zoom na região do anular em 100% de simulação do ID 5.

ID 6



Figura 25. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 6



Figura 26. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 6

Na simulação do caso 6 foi mantido o fluido de perfuração e reduzida apenas a viscosidade do Colchao deslocador em 10 vezes. Notavelmente a região do poço ocupada pelo espaçador foi comprometida, assim como também houve uma redução do volume ocupado pelo fluido espaçador dentro do anular, formando-se pontos residuais de fluido de perfuração. Vale lembrar a negatividade deste ocorrido e como ele pode impactar no processo de cimentação pela chance de contado entre fluido de perfuração e a pasta de cimento.

ID 7



Figura 27. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 7



Figura 28. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 7

Alterando-se agora o fluido de perfuração e utilizando-se o espaçador de maior viscosidade, foi obtido este resultado que apresentou uma melhora na eficiência de remoção de fluido de perfuração na região do poço, um bom preenchimento do anular e uma alteração da interface da mistura.

ID 8



Figura 29. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 8



Figura 30. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 8

Mantendo-se o fluido de perfuração e reduzindo-se a razão de viscosidade do caso anterior, o formato da interface apresentou um aspecto um pouco diferente. Este passou de um formato “arredondado” do caso anterior para o surgimento de uma pequena “ponta”.

ID 9



Figura 31. Resultado em 50% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 9



Figura 32. Resultado em 100% da simulação da fração de volume do fluido espaçador para o caso ID 9

Este foi o primeiro caso em que utilizar-se um tempo maior de simulação possa levar a um resultado diferente quando se compara 50% e 100% de simulação, visto que de um instante para o outro o fluido espaçador apresentou um significativo avanço em direção ao fundo do poço. Nos 8 primeiros casos o resultado observado nestes dois momentos foi praticamente o mesmo e aumentar o tempo talvez não influenciaria muito para obter-se uma resposta diferente.

O ID 9 foi o caso em que o fluido espaçador atingiu a maior profundidade do poço, mostrando-se ser um potencial candidato para uma melhor “limpeza” ou remoção do fluido de perfuração da região para minimizar a chance de contato deste com a pasta de cimento. Seria viável manter o software simulando por um período de tempo maior para analisar esta hipótese e ver até onde este é capaz de chegar.

5.2 Módulo de Velocidade da mistura

Diferente dos resultados anteriores, aqui não foi possível utilizar uma mesma escala (paleta de cores) para todos os resultados. Anteriormente, a escala para fração de volume do espaçador era fixa variando sempre de 0 até 1. Dessa vez, a escala varia para cada resultado indo de 0 até a velocidade máxima da mistura calculada.

Id 1

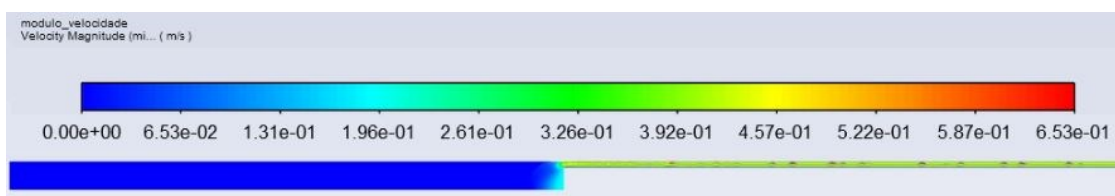


Figura 33. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 1

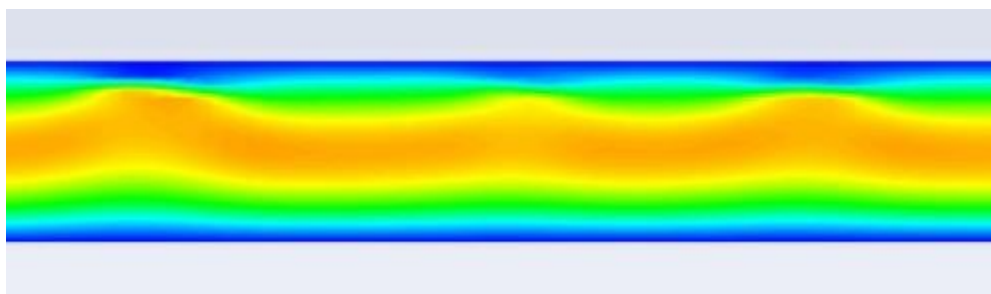


Figura 34. Zoom do espaço anular para o módulo de velocidade do ID 1 em 50% simulado

Inicialmente, havia uma condição de repouso. Quando a simulação atingiu 50%, foi possível verificar, como esperado, que a maior velocidade atingida está no eixo central do espaço anular. Essa velocidade vai reduzindo conforme se aproxima das extremidades ou parede pela condição de contorno de velocidade nula ou não deslizamento definida. Uma melhor visualização deste fenômeno está no perfil de velocidade que será apresentado mais adiante.

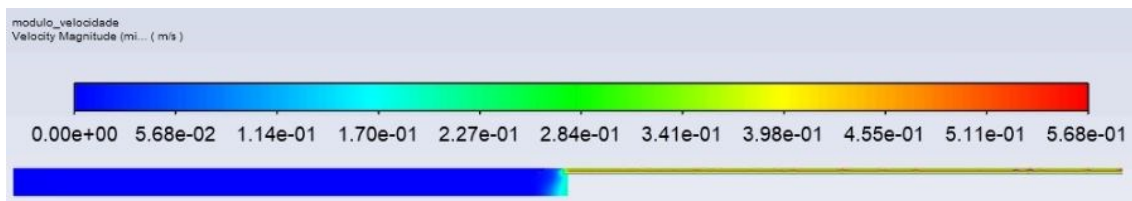


Figura 35. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 1

Foi notado também que a velocidade máxima em 50% de simulação não foi a mesma que a obtida em 100% e sim um pouco menor. Nos próximos casos, será possível analisar se modificações nas propriedades viscosas dos fluidos surtiram algum impacto nisto.

Ainda sobre os próximos resultados a serem exibidos e, assim como ocorreu em todos os resultados do tópico 5.1 Fração da fase do fluido espaçador ao longo do poço., as regiões mais afastadas do anular, ou mais profundas, não sofreram alterações significativas. Todos os resultados se concentraram no anular e próximo da entrada do poço. Dessa forma, os próximos resultados serão exibidos com um zoom que dará uma ênfase maior na região do anular e proporcionará uma visualização mais detalhada para estudo. A ideia de se fazer isto veio da comparação entre as Figura 34 e Figura 33. Se não houvesse um zoom da região do anular, a visualização do resultado não teria sido tão nítida.

Id 2

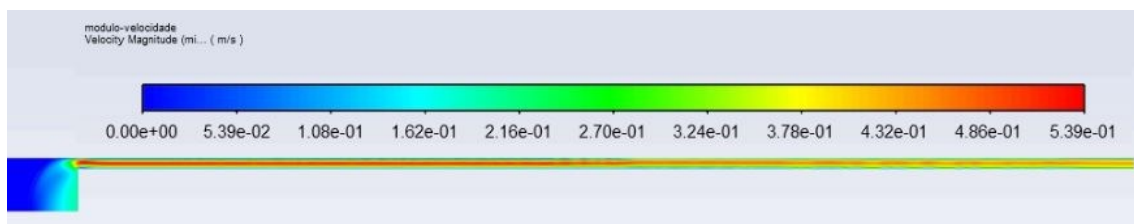


Figura 36. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 2

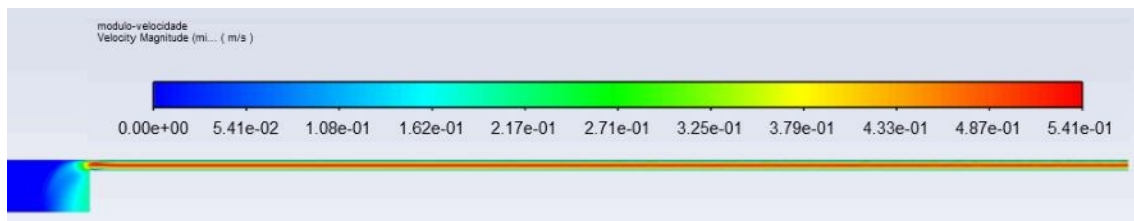


Figura 37. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 2

O comportamento encontrado neste caso foi muito similar ao anterior. Entretanto o módulo de velocidade aparentou não se alterar de forma tão significativa.

Id 3

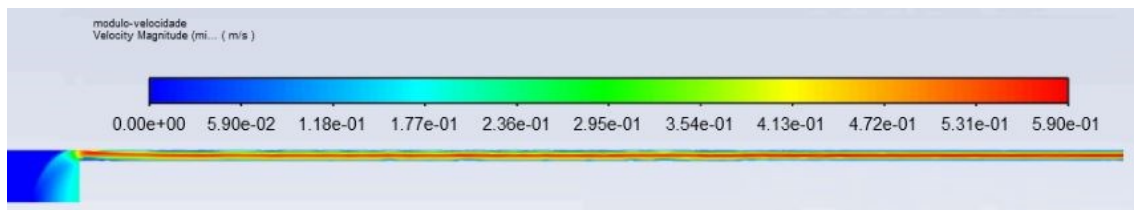


Figura 38. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 3

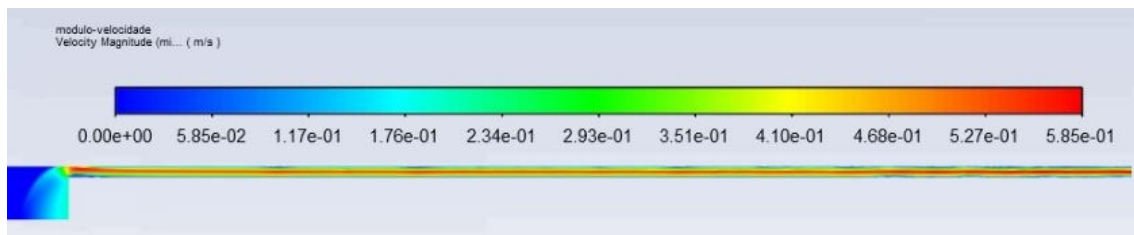


Figura 39. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 3

A velocidade máxima de um instante para o outro (50% e 100% de simulação) demonstrou uma evolução mínima assim como no caso ID 2. O aspecto geral de velocidade axial no anular não demonstrou alteração visível nos três primeiros casos, exceto quando se observa a região inicial do anular para este terceiro caso.

Id 4



Figura 40. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 4

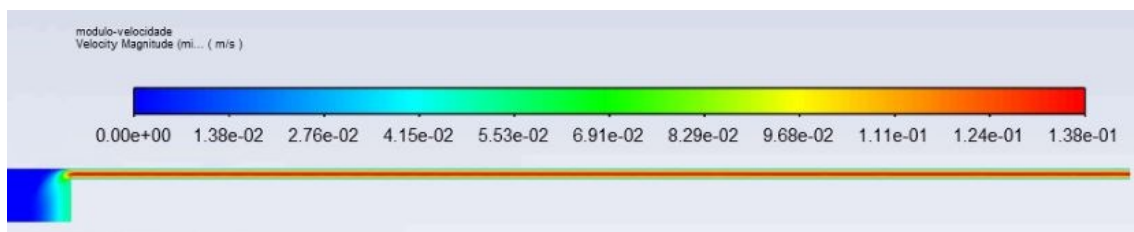


Figura 41. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 4

O caso ID 4 é o primeiro em que se altera os parâmetros de viscosidade do fluido de perfuração não newtoniano. Aparentemente, isso impactou em uma redução considerável do módulo de velocidade máxima no anular quando se compara com os três primeiros casos verificados, saindo de um valor máximo da casa dos 0,5m/s para 0,1m/s.

Novamente a velocidade máxima não variou de forma significativa do instante de 50% para 100%.

Id 5



Figura 42. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 5

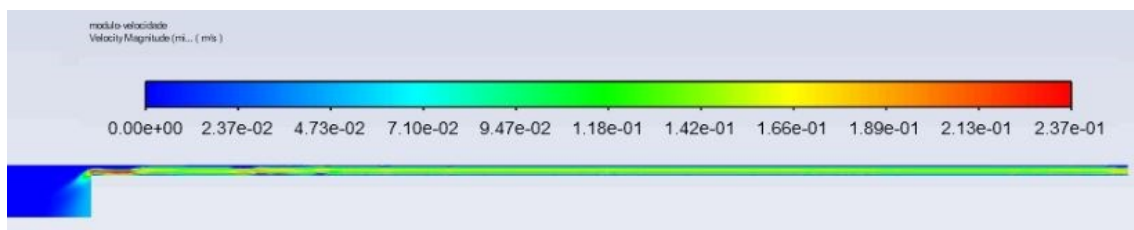


Figura 43. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 5

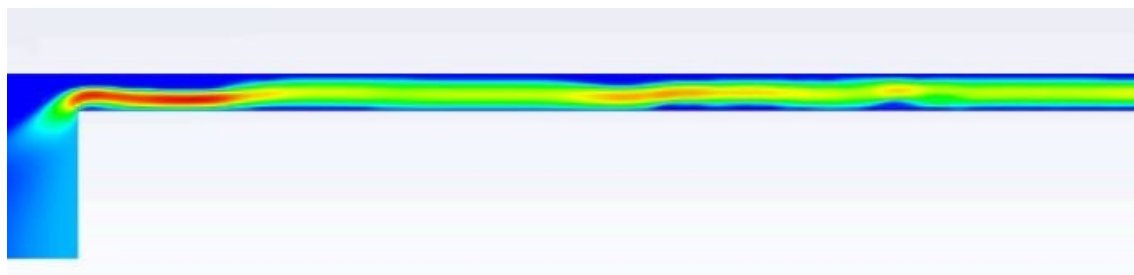


Figura 44. Zoom do espaço anular para o módulo de velocidade do ID 5 em 100% simulado

A velocidade máxima continua menor neste caso quando comparada com a dos três primeiros casos. Além disso, comparando-se a Figura 41 do caso ID 4 com a Figura 44 deste caso, é possível ver que o perfil de velocidade nas regiões iniciais do espaço anular aparenta ter sofrido um forte impacto apenas com a redução da razão de viscosidade de um caso para o outro. Uma possível explicação para este fenômeno ter aparecido é de que nas frações de volumes nessa parte inicial observa-se uma presença maior de mistura dos dois fluidos e não apenas a predominância de apenas uma das fases na região.

Id 6



Figura 45. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 6



Figura 46. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 6

Mantendo-se o mesmo fluido perfurador não newtoniano, o comportamento manteve-se o mesmo observado no caso anterior.

Já é possível se ter algumas ideias e análises do que se foi observado até agora. Aparentemente, efetuar modificações nas propriedades viscosas do fluido perfurador impactou muito mais no módulo e perfil de velocidade no anular do que quando se modifica apenas a viscosidade do fluido espaçador, mesmo para reduções na faixa de 1000 vezes.

Id 7:

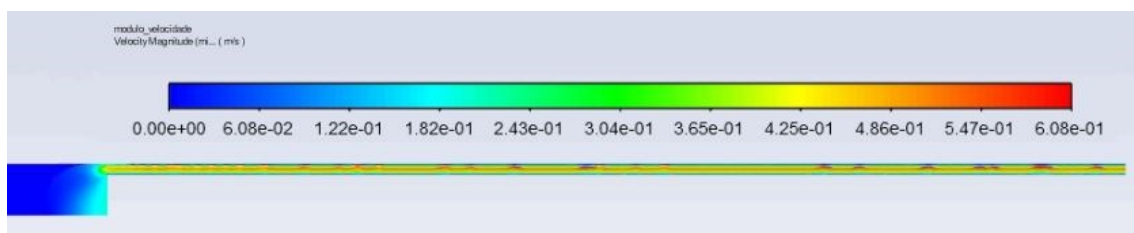


Figura 47. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 7

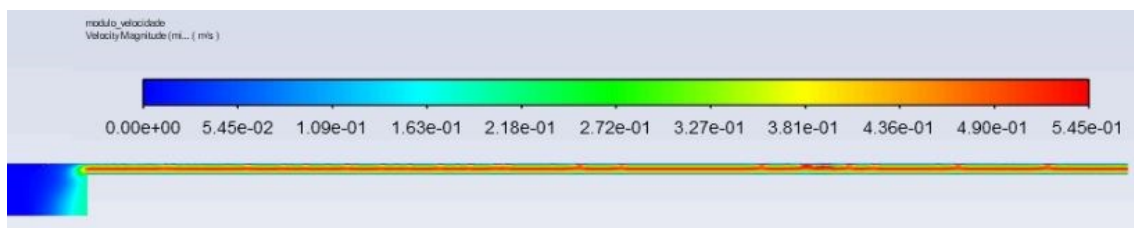


Figura 48. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 7

Agora há um novo fluido perfurador em questão. Nitidamente o comportamento da velocidade entre a entrada do poço e a entrada do anular foi modificada, retornando-se a um comportamento próximo ao dos 3 primeiros casos estudados. De fato, alterar as propriedades do fluido de perfuração teve um impacto bem significativo na velocidade da mistura.

Id 8:



Figura 49. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 8

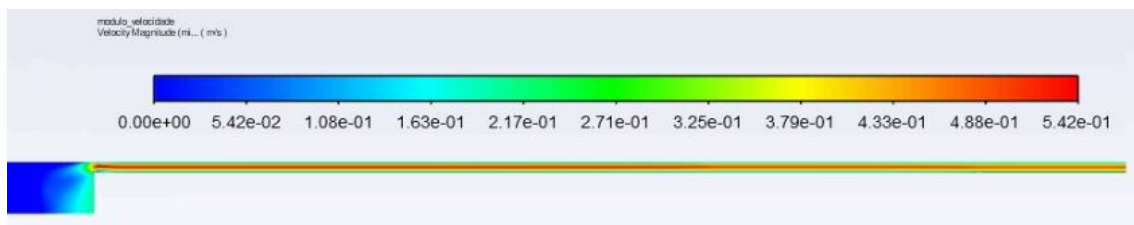


Figura 50. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 8

Uma análise similar ao caso ID 2 pode ser feita aqui. Mantendo-se o fluido de perfuração e reduzindo a viscosidade do fluido deslocador, a alteração da velocidade máxima entre os dois instantes relatados mostrou uma variação praticamente insignificativas.

Como não houve também modificação do perfurador, o comportamento da distribuição e perfil de velocidade não aparenta ter sido alterado do caso anterior para esse.

Id 9

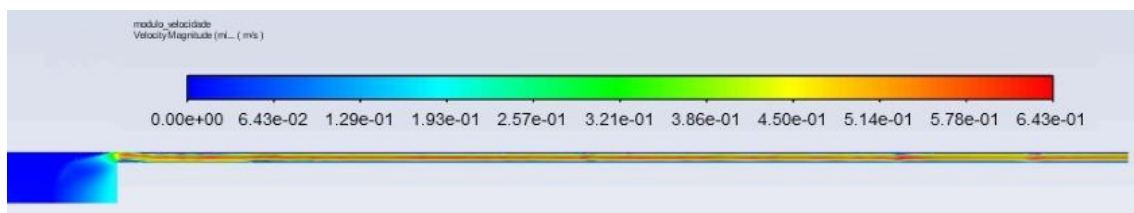


Figura 51. Resultado em 50% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 9

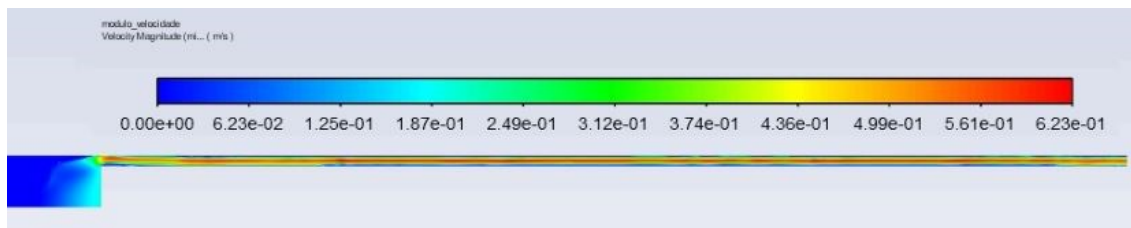


Figura 52. Resultado em 100% da simulação do módulo de velocidade da mistura para o caso ID 9

Curiosamente para este caso, mesmo mantendo-se o mesmo fluido perfurador, houve um impacto considerável da velocidade da mistura apenas reduzindo-se a viscosidade do espaçador. Possivelmente, essa modificação pode ter impactando no desenvolvimento do escoamento ao longo do anular.

A velocidade máxima entre os instantes reportados não apresentou mudar significativamente. Uma justificativa para esses acontecimentos pode estar associada ao tempo de escoamento. Possivelmente não houve um tempo suficiente para apresentar um comportamento de velocidade mais estável.

5.3 Perfil da Velocidade Axial

Para os próximos resultados, a legenda “direita” refere-se ao perfil de velocidade em uma seção logo a direita da entrada do espaço anular. A região “esquerda” é para a seção imediatamente a esquerda da entrada do anular. As seções envolvidas estão evidenciadas na Figura 10

ID 1

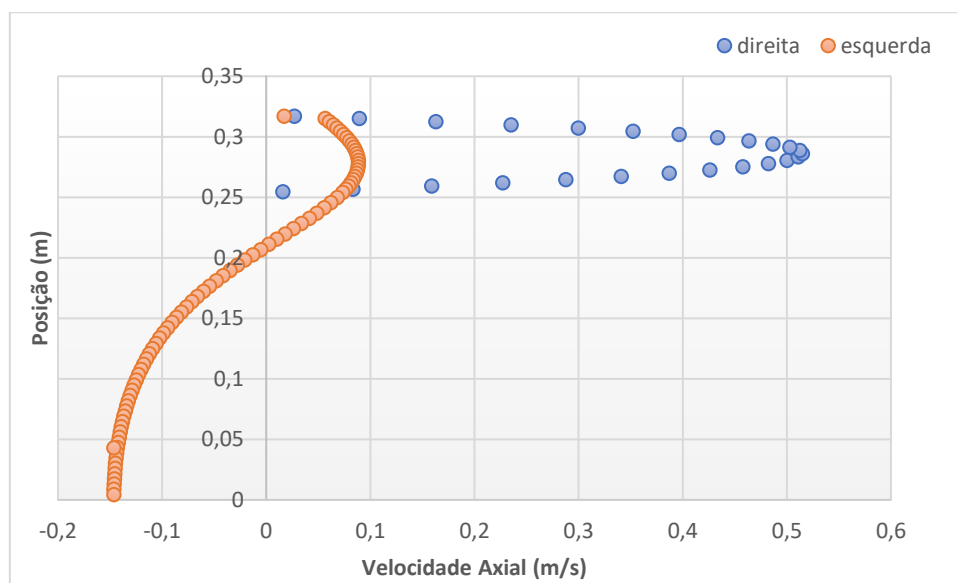


Figura 53. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 1

É observado uma inversão no sentido da velocidade à medida que se aproxima da entrada do espaço anular. Este resultado já era esperado, visto que logo após a entrada no poço, o fluido espaçador atua deslocando o fluido de perfuração para fora da região através do espaço anular. Esse processo foi evidenciado pelos resultados em 5.1 Fração da fase do fluido espaçador ao longo do poço.

Ao adentrar no anular, o perfil de velocidade observado, como esperado devido a um escoamento interno de uma tubulação, aparenta ter um comportamento de um parabolóide.

ID 2

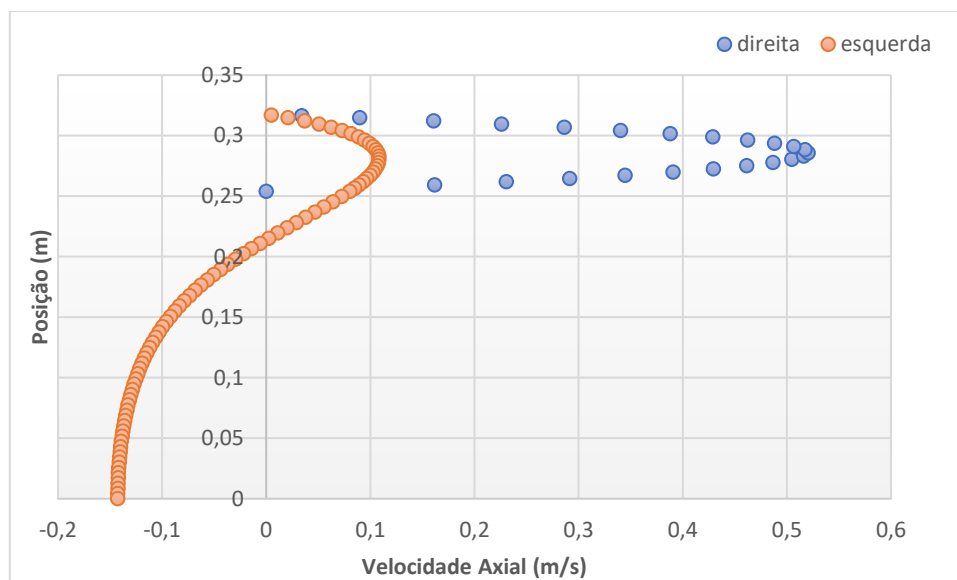


Figura 54. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação à "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 2.

ID 3

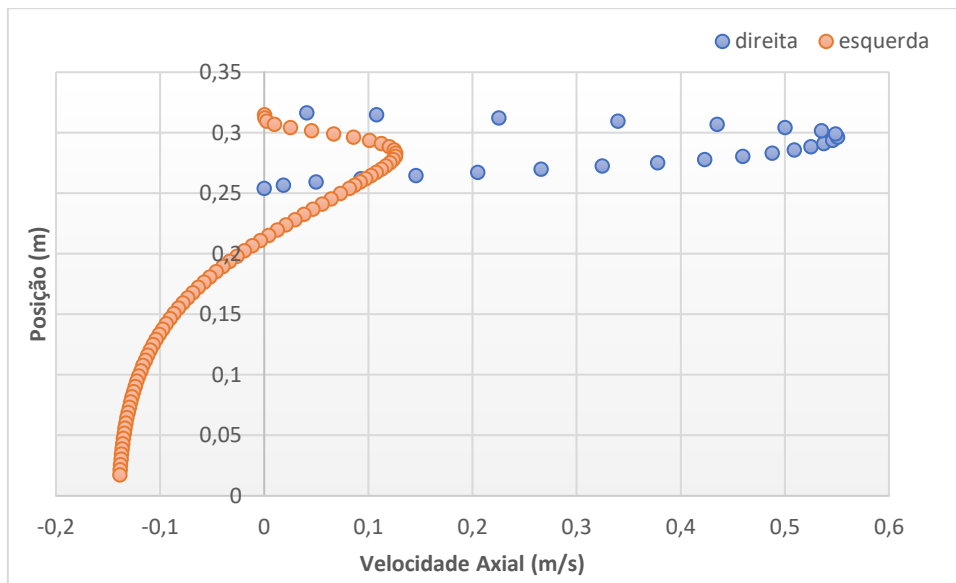


Figura 55. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 3

ID 4

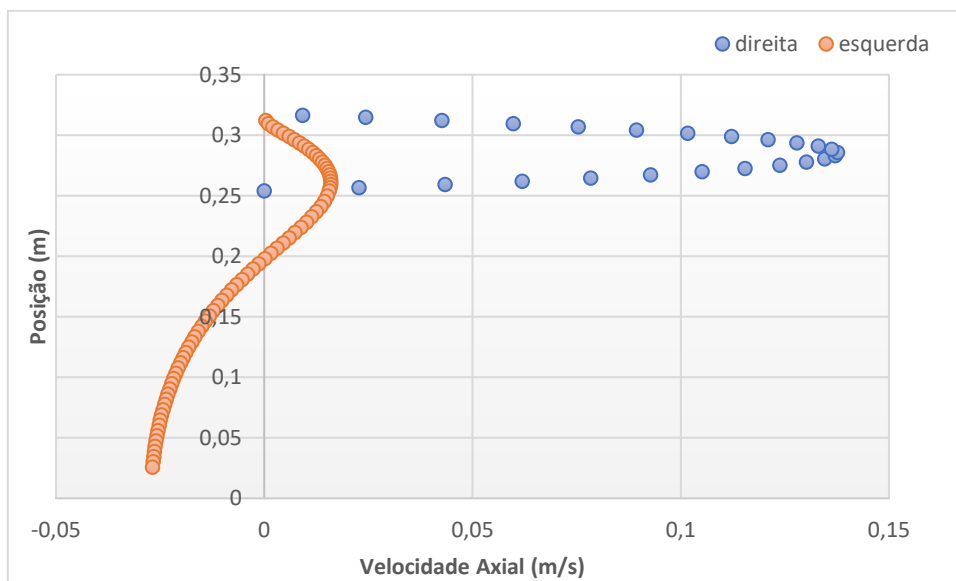


Figura 56. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 4.

ID 5

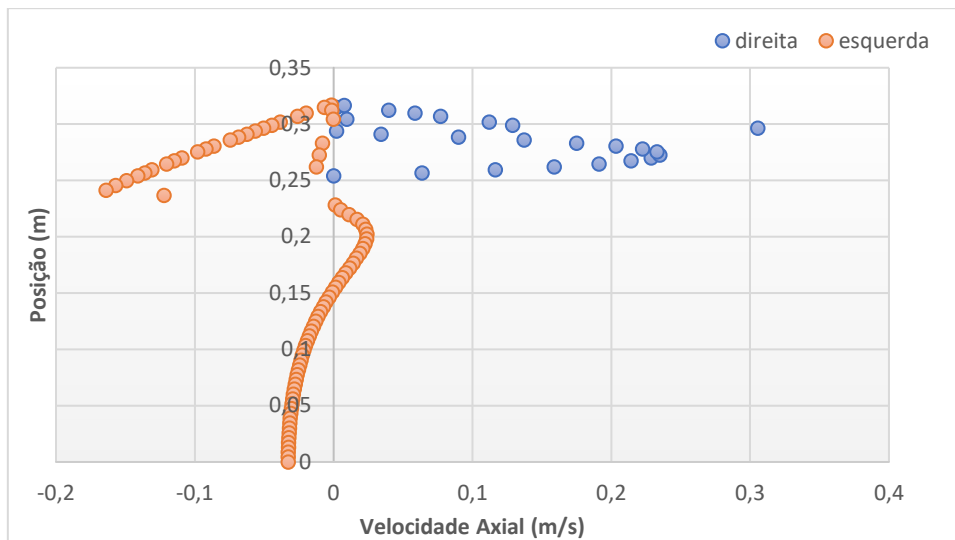


Figura 57. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 5

Diferente deste, o perfil de velocidade nos primeiros 4 casos analisados não demonstrou significativa mudança. No caso 5 é possível prever um comportamento diferenciado para o perfil de velocidade nas regiões iniciais do espaço anular quando comparado com os casos anteriores. As regiões mais próximas da entrada do poço e do anular aparentam ter um comportamento de velocidade mais “desordenado”, o que pode ser caracterizado por um deslocamento mais irregular e uma mistura maior de fluidos nesta porção estudada, conforme visualizado no tópico 5.1 Fração da fase do fluido espaçador ao longo do poço. do caso ID 5. Exibindo-se novamente este resultado de fração de fase com um zoom na porção próxima a entrada do anular é possível visualizar uma maior mistura de fluido em uma mesma seção transversal, o que pode caracterizar este comportamento de perfil de velocidade:

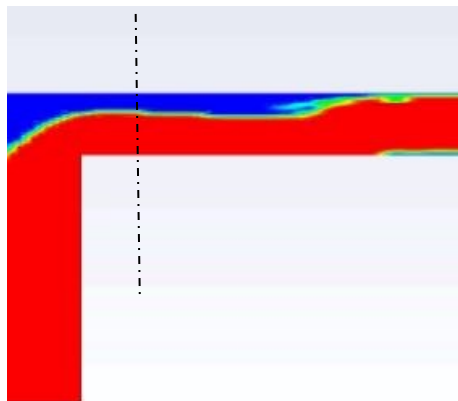


Figura 58. Zoom da fração de fases próxima a entrada do anular para o caso ID 5

ID 6

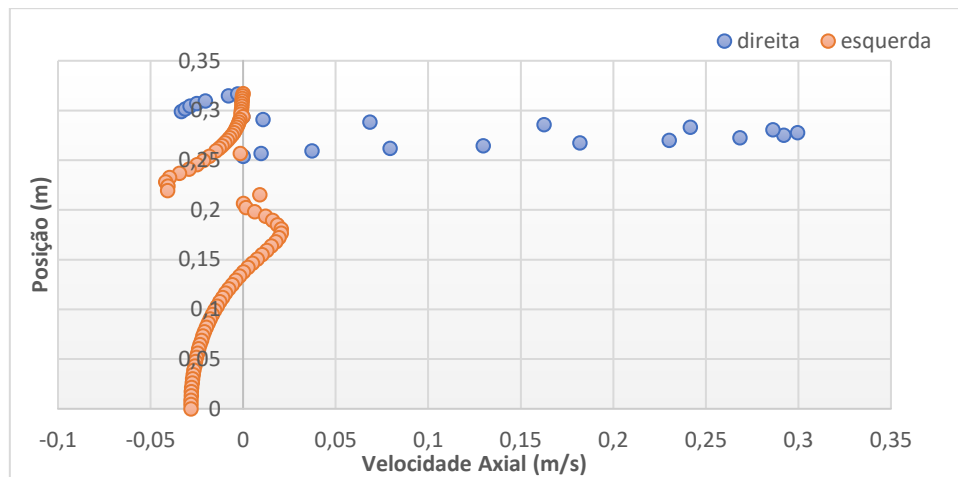


Figura 59. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 6

ID 7

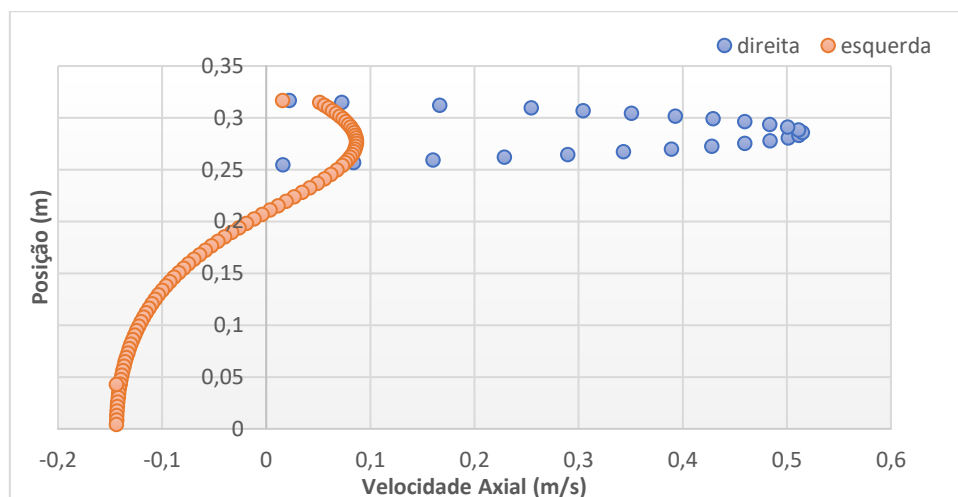


Figura 60. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 7

Com a alteração do fluido perfurador, o comportamento de velocidade tende a retornar ao que se foi obtido nos primeiros resultados. Aparentemente não houve uma boa interação entre os fluidos dos dois últimos casos apresentados.

ID 8

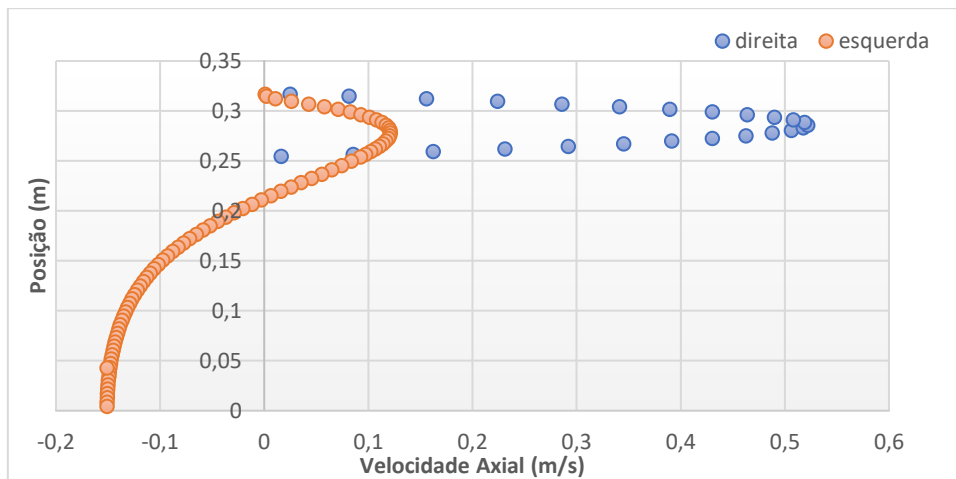


Figura 61. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 8

ID 9

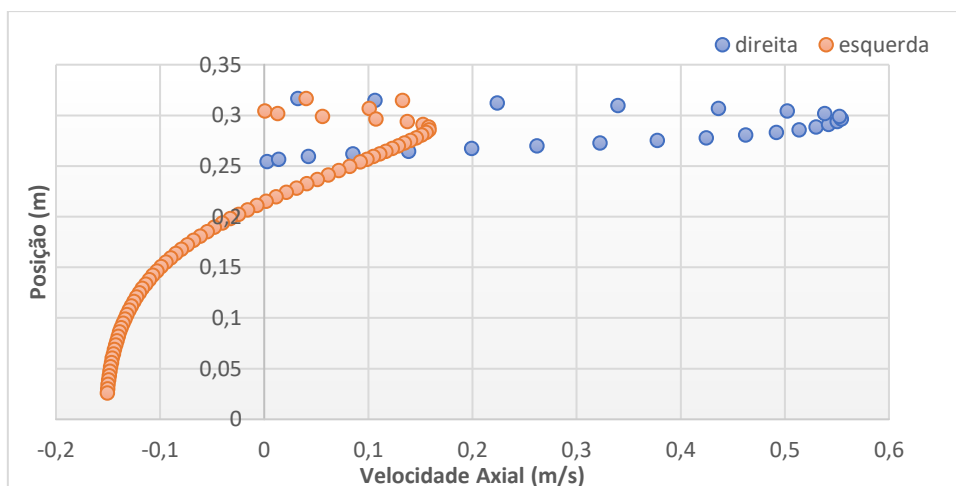


Figura 62. Perfil de velocidade axial em 100% de simulação á "esquerda" e "a direita" da entrada do espaço anular para o caso ID 9

6. CONCLUSÃO

Tratando-se da distribuição das fases, em todos os casos houve uma majoritária ocupação do espaço anular pelo fluido deslocador quando comparado com a profundidade de poço atingida propriamente dita. Como relatado no caso ID 1, manter a simulação por tempo maior não aparenta ser uma ideia para se obter um alcance de profundidade maior nos oito primeiros casos, exceto no caso ID 9. Como quanto maior a quantidade de fluido perfurador que for removido do poço, maior a chance de sucesso no processo de cimentação, este caso demonstrou ser um potencial candidato a se promover uma

simulação de maior duração para se analisar o resultado, o que serve como um novo objetivo para continuação futura desta pesquisa. É interessante lembrar que quanto maior for a remoção de fluido de perfuração, menor a chance de contaminação e contato com a pasta de cimento. Caso este contato ocorra, as propriedades da pasta podem ser afetadas, comprometendo-se a cimentação. Como solução para os demais oito primeiros casos, pode-se sugerir uma redução da distância entre a entrada do poço, por onde está sendo bombeado o fluido espaçador, e o fundo do poço propriamente dito. A redução deste comprimento pode ser justificada pela maior eficiência de deslocamento que ocorreu nas proximidades da entrada e do espaço anular.

Ainda sobre as fases da mistura, algumas curiosidades e ideias foram observadas no decorrer dos casos. Manter-se o mesmo fluido perfurador e modificar a viscosidade do espaçador aparenta afetar na eficiência do deslocamento e remoção do perfurador do poço. Já o contrário, modificando-se apenas as propriedades viscosas do perfurador, aparenta haver um impacto muito maior na interação entre os fluidos, sobretudo na interface da mistura. Entretanto, essas são apenas algumas ideias observadas com bases nos resultados obtidos. De maneira geral, o que parece mais impactar nos resultados é predominantemente a forma como que os fluidos da mistura interagem entre si com base em suas propriedades de viscosidade.

Quanto ao módulo e perfil de velocidade, a utilização do fluido perfurador FDP B aparentou impactar diretamente no desenvolvimento do escoamento no anular e um escoamento mais “irregular”, que pode ser possivelmente justificado pela presença maior de mistura na região e não apenas a predominância de uma das fases. Dessa forma, entre os 3 fluidos de perfuração utilizados, o FDP B demonstrou ser o pior em questão, quando se busca uma melhor eficiência do processo. Lembrando-se que a maior eficiência é medida pela maior remoção de fluido de perfuração ou maior ocupação de fluido espaçador na região do poço.

7. REFERÊNCIAS

MORAIS, José M., *Petróleo em Águas Profundas: Uma história Tecnológica da PETROBRAS na Exploração e Produção Offshore*, Brasília, 2013. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/livro_petrobras_aguas_profundas.pdf>. Acesso em 5 out 2021

MELO, thaliane, O mercado de cimento para poços de petróleo está crescendo rapidamente devido ao aumento das atividades de perfuração, O Petróleo, 17 jan. 2020. Disponível em: < <https://opetroleo.com.br/o-mercado-de-cimento-para-pocos-de-petroleo-esta-crescendo-rapidamente-devido-ao-aumento-das-atividades-de-perfuracao>>. Acesso em 10 out 2021.

LISBOA, Vinícius, Produção de petróleo no Brasil cresceu 5,5% em 2020, Agência Brasil, Rio de Janeiro, 02 de fev. 2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-02/producao-de-petroleo-no-brasil-cresceu-55-em-2020>>. Acesso em 10 out 2021.

PLANO NACIONAL DE ENERGIA (PNE 2050), Ministério de Minas e Energia (MME), Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 16 dez. 2020. Disponível em <[_https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf)>. Acesso em 3 nov. 2020

MACIEL, Rodrigo; MACIEL, Felipe; PEREIRA, Fábio; Estudo do escoamento de fluidos não newtonianos em seções anulares excêntricas, Latin American Journal of Energy Research (Lajer), v. 3, n. 1, p. 1 – 9, 19 set. 2016. Disponível em <<https://periodicos.ufes.br/index.php/lajer/article/view/12798>>. Acesso em 3 nov. 2020

SOUSA JUNIOR, Almir; MARTINELLI, Antonio; DANTAS, Tancredo; SILVA, Manoel; Formulação e caracterização de pasta para cimentação de poço onshore, REVISTA ELETRÔNICA DE PETRÓLEO E GÁS (rUnPetro), Ano 3, n. 2, p. 41-52, abr./set. 2015.

(SAVINO, Jaques, Deslocamento de fluidos em poços horizontais não retilíneos, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro, 07 abr. 2009). Disponível em <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=13887@1>>. Acesso em 15 out. 2021

THOMAS, José Eduardo, Fundamento de engenharia de Petróleo, 2ª Edição, EDITORA INTERCIÊNCIA, Rio de Janeiro, 2001

(IRAMINA, Wilson, Engenharia de Perfuração – Cimentação, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, set. 2016)

(FONSCECA, Marcos, Análise Numérica de escoamento de fluido não newtoniano em poços de petróleo, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro). Disponível em <http://www.puc-rio.br/pibic/relatorio_resumo2011/Resumos/CTC/MEC/MEC-Marcos%20Alexandre%20Izidoro%20da%20Fonseca%20e.pdf>. Acesso em 02 de nov. 2021

(TENÓRIO, Joyce; MELO, Jennifer; SANTOS, João; Importância da cimentação na estabilidade de poços de petróleo: um estudo de caso, Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia (CONTECC'2018), Maceió-AL, 21 a 24 ago. 2018). Disponível em <https://www.confea.org.br/sites/default/files/antigos/contecc2018/civil/140_idcnedpdpuedc.pdf>. Acesso em 02 nov. 2021.

(ANSYS, inc, seção 16. Escoamentos multifásicos, subseção 16.3. Teoria do modelo “Volume Of Fluid”, 23 jan. 2009). Disponível em <<https://www.afs.enea.it/project/neptunius/docs/fluent/html/th/node297.htm>>. Acesso em 20/10/2021

(Connor, Nick, O que é o número de Reynolds – definição, 01 fev. 2020). Disponível em <<https://www.thermal-engineering.org/pt-br/o-que-e-o-numero-de-reynolds-definicao/>>. Acesso em 20/10/2021