



Priscila de Souza Pimenta

**Simulações numéricas de tampões em poços de
petróleo**

Projeto de Graduação

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

Orientador: Mônica Feijó Naccache
Coorientador: Aline Amaral Quintella Abdu

Rio de Janeiro
Junho de 2018

AGRADECIMENTOS

A minha orientadora Mônica Naccache e coorientadora Aline Abdo, pela oportunidade, apoio e orientação ao longo da realização deste trabalho.

Ao PROUNI pelo auxílio financeiro concedido durante todo o curso.

A minha família – especialmente minha mãe Iara, meu tio Bira e minha vovó Carmem -, pelo apoio ao longo de toda a minha faculdade. Pelo incentivo e força nos momentos difíceis, por acreditar em mim e me fazer ser sempre melhor do que eu acreditava que poderia ser.

Ao Marcello Fragoso, por acreditar em mim e acompanhar todos os meses deste trabalho. Pelo apoio incondicional para que eu obtivesse resultados promissores a cada novo teste.

Aos meus amigos e colegas da PUC-Rio, em especial ao Renan Fraga, por toda a ajuda e companheirismo construídos ao longo desses anos de graduação.

Aos professores, pesquisadores, colaboradores e funcionários da PUC-Rio, por todos os ensinamentos, sugestões e carinho.

Aos meus colegas de trabalho, por acreditar e incentivar os meses de estudo para conclusão da graduação, sempre acreditando na minha capacidade de fazer melhor.

RESUMO

Simulações numéricas de tampões em poços de petróleo

Na indústria petrolífera, é necessário a construção de poços submersos para exploração do petróleo presente no subsolo. Porém, quando necessitamos abandonar esses poços de petróleo, quando não o exploramos mais, é necessário que o mesmo seja isolado. Para isso, pasta de cimento é colocada sobre uma camada de fluido de perfuração. O cimento é mais pesado que o fluido de perfuração e deverá atingir seu tempo de cura sem ser contaminado pelo fluido de perfuração, de modo que o poço consiga ser isolado. Assim, é relevante estudar como esses dois fluidos se comportam quando submetidos ao contato direto numa tubulação vertical, ou seja, verificar como o fluido 2 (de bloqueio do poço) se comporta quando interage com o fluido 1 (fluido de perfuração), sendo que ambos os fluidos têm comportamento não newtoniano. Esse trabalho propõe uma metodologia de estudo do problema levantado acima, variando os parâmetros reológicos dos dois fluidos em questão, e estudando como a interação dos fluidos acontece em função da combinação desses parâmetros. Assim, é feita uma simulação numérica das equações de conservação que governam o escoamento utilizando o programa *fluent*. Os resultados da identificação da interação dos fluidos, com base nas diferentes características reológicas dos mesmos foram muito promissores. Ao estudar o comportamento dos fluidos, com a aplicação das propriedades acima sinalizadas foram verificados alguns comportamentos típicos de situações que ocorrem em poços de petróleo, como por exemplo, quanto maior a densidade do fluido de cima, maior é a contaminação, que ocorre também mais rapidamente.

Palavras chaves: Petróleo. Fluido. Propriedades reológicas. Densidade. *fluent*.

ABSTRACT

Numerical simulations of buffers in oil wells

In the oil industry, it is necessary to construct submerged wells to exploit the underground oil. However, when we need to abandon these oil wells, when we do not explore it further, it needs to be isolated. For this, cement paste is placed on a layer of drilling fluid. The cement is heavier than the drilling fluid and should reach its cure time without being contaminated by the drilling fluid so that the well can be isolated. Thus, it is relevant to study how these two fluids behave when subjected to direct contact in a vertical pipe, that is, to verify how fluid 2 (well blocking) behaves when it interacts with fluid 1 (drilling fluid) both fluids have non-Newtonian behavior. This work proposes a methodology to study the problem raised above, by varying the rheological parameters of the two fluids in question, and studying how the interaction of fluids happens due to the combination of these parameters. Thus, a numerical simulation of the conservation equations that govern the flow using the Fluent program is made. The results of the identification of the interaction of the fluids, based on the different rheological characteristics of the same were very. When studying the behavior of the fluids, with the application of the properties indicated above, some behaviors typical of situations that occur in oil wells were verified, for example, the higher the density of the fluid from above, the greater the contamination, which also occurs quickly.

Keywords: Petroleum. Fluid. Rheological properties. Density. *Fluent*.

SUMÁRIO

1. Introdução	10
1.1. Motivação	10
1.2. Objetivos	11
1.3. Metodologia	12
1.4. Organização do trabalho	13
2. Revisão Bibliográfica	14
3. Formulação Matemática	18
Viscosidade	18
Classificação Reológica	19
Fluidos não newtonianos	20
• Fluidos não newtonianos independentes do tempo	20
• Método VOF	24
3.1. Geometria utilizada	26
3.2. Teste de malha	27
4. Simulações	31
4.1. Efeito da densidade no escoamento	31
4.2. Efeito da tensão limite de escoamento	38
4.3. Efeito da viscosidade do fluido de perfuração	39
5. Comentários Finais	45
6. Conclusões e trabalhos futuros	49
6.1. Conclusões	49
6.2. Trabalhos futuros	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	51

Lista de figuras

Figura 1 - Exemplo de escoamento de inversão por gravidade - exchange flows (1)	11
Figura 2 - Flowchart da metodologia	13
Figura 3 - Eficiência do processo de tamponamento (2)	14
Figura 4 - Classificação dos Fluidos segundo seu comportamento reológico (7)	19
Figura 5 - Tensão de Cisalhamento x Taxa de Deformação (3)	23
Figura 6 - Geometria utilizada para construção dos casos	27
Figura 7 - Exemplificação da malha	28
Figura 8 - Gráfico de velocidade x tempo para malha Grosseira, Média e Refinada	30
Figura 9 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 1,5$	32
Figura 10 - Escoamento para quando $t = 10,000s$ e $t = 15,020s$, respectivamente	33
Figura 11 - Escoamento para quando $t = 30,020s$	33
Figura 12 - Escoamento para quando $t = 35,020s$, $t = 45,020s$ e $t = 50,020s$, respectivamente	33
Figura 13 - Escoamento para quando $t = 54,986s$	34
Figura 14 - Escoamento para quando $t = 64,986s$, $t = 120,029$, e $t = 145,029s$, respectivamente	34
Figura 15 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 1,8$	35
Figura 16 - Início do escoamento para $\Delta\rho = 1,8$. Tempos de $t = 10,000s$ e $t = 15,260s$, respectivamente	35
Figura 17 - Escoamento para quando $t = 35,260s$ e $t = 70,260s$, respectivamente	36
Figura 18 - Escoamento para quando $t = 75,260s$, $t = 80,260s$, $t = 90,260s$ e $t = 95,000s$, respectivamente	36
Figura 19 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 2,0$	37
Figura 20 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 2,2$	37
Figura 21 - Escoamento do fluido para $\Delta\rho = 2,0$, dos tempos sinalizados na Figura 19	38
Figura 22 - Escoamento do fluido para $\Delta\rho = 2,2$, dos tempos sinalizados na Figura 20	38
Figura 23 - Escoamento no tempo de $t = 75,030s$ para quando $\tau_y = 4,84$	39
Figura 24 - Escoamento no tempo de $t = 201,090s$ para quando $\tau_y = 7,26$	39

Figura 25 - Gráfico da velocidade x tempo para $\mu_1 = 0,19556 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{s}$	40
Figura 26 - Escoamento para quando $t = 10,000\text{s}$, e $t = 15,350\text{s}$, respectivamente .	41
Figura 27 - Escoamento para quando $t = 110,000\text{s}$, $t = 115,350\text{s}$, $t = 190,350\text{s}$, e $t = 130,350\text{s}$, respectivamente	41
Figura 28 - Escoamento para quando $t = 165,350\text{s}$, e $t = 215,350$, respectivamente	42
Figura 29 - Gráfico da velocidade x tempo para $\mu_1 = 0,29334 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{s}$	42
Figura 30 - Escoamento para quando $t = 10,000\text{s}$, e $t = 15,260\text{s}$, respectivamente .	42
Figura 31 - Escoamento para quando $t = 25,260\text{s}$, e $t = 60,260\text{s}$, respectivamente .	43
Figura 32 - Escoamento para quando $t = 70,260\text{s}$, com zoom na gota que causa uma maior velocidade	43
Figura 33 - Escoamento para quando $t = 80,260\text{s}$, com zoom na gota que causa uma maior velocidade	43
Figura 34 - Escoamento para quando $t = 85,260\text{s}$, $t = 125,260\text{s}$, e $t = 140,1260\text{s}$, respectivamente	44
Figura 35 - Efeito da densidade do fluido de tamponamento	45
Figura 36 - Efeito da viscosidade do fluido de perfuração.....	47

Lista de tabelas

Tabela 1 - Valores de Δx e Δy para as 3 malhas	29
Tabela 2 - Propriedades reológicas para razão de densidade de 1,8	29
Tabela 3 - Propriedades reológicas para diferentes razões de densidade (análise 1)	31
Tabela 4 - Propriedades reológicas para diferentes tensões limites de escoamento (análise 2)	39
Tabela 5 - Propriedades reológicas para diferentes valores de viscosidade do fluido de perfuração (análise 3)	40

1. Introdução

1.1. Motivação

O processo de tamponamento de poços de petróleo é uma operação muito comum na indústria petrolífera, principalmente quando se deseja efetuar o abandono definitivo ou temporário de um poço. Para tampar um poço de petróleo é necessário que um segundo fluido consiga isolar um determinado trecho do poço. O objetivo é estabelecer um isolamento hidráulico, ou seja, uma barreira para que o fluido de perfuração seja contido pelo fluido superior, geralmente o cimento. O sucesso da operação relaciona-se com a capacidade do tampão de manter-se estático, ou quase estático, sobre o outro fluido durante o processo de cura, processo esse em que o fluido de cima consegue conter o movimento característico do fluido não-newtoniano que se encontra na parte inferior do poço (1).

Com isso, o estudo do comportamento gravitacional dos fluidos se tornou tema de diversos trabalhos e artigos desde a área de Engenharia de Petróleo até a Engenharia Mecânica. Estes estudos visam sempre a melhora nos resultados encontrados ao se abandonar um poço de petróleo, seja permanente ou temporário, para que assim haja, conseqüentemente, uma melhora nesta operação tão importante para a indústria petrolífera.

Contudo este estudo não é simples. É requisito mínimo que se tenha um entendimento de conceitos de fluidos não-newtonianos e de softwares que sejam capazes de realizar as simulações necessárias para que seja possível obter resultados e analisá-los posteriormente.

Com o intuito de exemplificar a importância deste estudo têm-se os inúmeros artigos e teses deste tema que datam inclusive alguns testes realizados laboratorialmente. Na Figura 1 (1), temos a ilustração de um escoamento de inversão por gravidade, característico ao que acontece em um poço do petróleo.

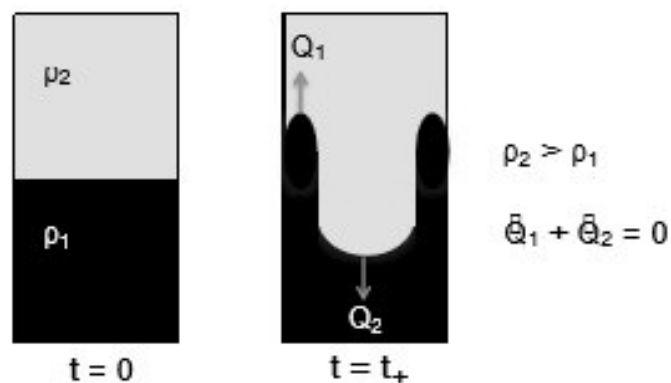


Figura 1 - Exemplo de escoamento de inversão por gravidade - exchange flows (1)

1.2. Objetivos

Como mencionado anteriormente, o processo de tamponamento de poços de petróleo tem sido amplamente utilizado na indústria petrolífera, muito por conta de questões ambientais. O procedimento consiste em preencher o poço com um determinado volume de pasta de cimento, para que com essa pasta, que é posicionado sobre o fluido de perfuração, seja possível abandonado provisoriamente ou permanentemente as atividades de exploração.

Como o cimento é um fluido mais denso, sua densidade é superior ao fluido de perfuração, temos uma instabilidade entre os fluidos, que pode acarretar no escoamento do cimento antes do tempo de cura – que é o tempo em que o cimento leva para “secar”, e conseguir assim realizar sua finalidade, de tampar o poço de petróleo -, e assim uma possível contaminação do mesmo pelo fluido de perfuração, que resultaria na falha da operação. O comportamento mecânico dos dois materiais, que são geralmente não newtonianos, a geometria do processo e as condições de operação determinam o sucesso da operação de tamponamento.

Diante do cenário geral do resumo apresentado acima e dos testes experimentais já realizados no laboratório de reologia da PUC-Rio, vamos obter nesse trabalho uma solução numérica para o problema, estudado antes experimentalmente, através do *fluent*.

O objetivo deste estudo é, através do uso de software específico, descrito acima, fazer uma análise do comportamento do fluido de perfuração (fluido 1) e do

fluido 2 (o cimento no caso real) que se encontram interligados nesse processo de tamponamento, em função da variação dos parâmetros reológicos dos fluidos.

Os fluidos usados como base para o estudo em questão foram retirados de testes realizados no laboratório de Reologia da PUC-Rio, onde o procedimento experimental consistia em posicionar um fluido mais denso e mais viscoso acima de outro fluido menos denso e menos viscoso. Os fluidos de trabalho foram mantidos dentro de um reservatório com água em banho com circulação externa, para garantir o equilíbrio térmico (2). Após o fluido menos denso ser posicionado dentro do tubo acrílico, o fluido mais denso foi posicionado acima do mesmo, através de uma bomba ou pipeta. A ideia do experimento foi observar o comportamento da interface entre os dois fluidos. Neste trabalho iremos analisar analiticamente esse trabalho experimental.

Para esse estudo foram feitas algumas alterações nas propriedades reológicas dos fluidos obtidos no teste experimental no laboratório afim de que se possa obter resultados para diferentes situações pertinentes ao caso de tamponamento.

Os resultados obtidos neste relatório poderão ser usados para realizar possíveis questionamentos quanto ao fluido ideal, com relação as suas propriedades reológicas, para realizar o tamponamento ideal/correto. Esta metodologia também poderá ser aplicada em outros trabalhos para analisar outras situações.

1.3. Metodologia

Inicialmente foi realizado um estudo geral sobre o tamponamento de poços de petróleo, como realizar simulações desse tipo no *fluent* e leituras mais aprofundadas no assunto. Com estes conhecimentos iniciais foram realizados os testes de malha, onde foram usadas 3 malhas, grosseira, média e refinada (mais detalhes na seção 3.2), com a finalidade de escolher a que melhor atendia os casos.

Com a malha escolhida, foram feitos testes para diferentes propriedades mecânicas nos fluidos em questão, alterando ora o fluido 1 (de baixo), ora o fluido 2 (de cima). Este procedimento foi realizado para todos os casos escolhidos e em seguida os resultados foram analisados. Para simplificar o entendimento da metodologia encontra-se na Figura 2 um *flowchart* desta.

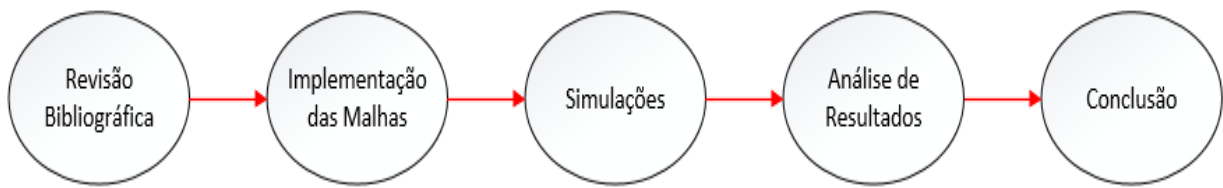


Figura 2 - Flowchart da metodologia

1.4. Organização do trabalho

O desenvolvimento deste trabalho foi feito em seis partes principais: Introdução, Revisão bibliográfica, Formulação matemática, Simulações, Resultados e discussão e Conclusões, sendo cada uma destas partes um capítulo do trabalho.

Conforme apresentado no presente capítulo, a motivação, os objetivos, metodologia e organização do trabalho são descritos brevemente no Capítulo 1.

No Capítulo 2 é apresentada a revisão bibliográfica do assunto. É onde contém todo o embasamento teórico necessários para compreender a metodologia aplicada no projeto, como o posicionamento de tampões e o comportamento dinâmico do escoamento de inversão por gravidade.

No Capítulo 3 são introduzidos brevemente as equações matemáticas que governam o tema em questão.

No capítulo 4 encontram-se os testes realizados de acordo com as propriedades reológicas estabelecidas para estudo.

No capítulo 5 os resultados obtidos anteriormente são analisados e comparados entre si.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho realizado ao longo deste projeto, assim como sugestões para trabalhos futuros que poderão ser realizados utilizando tanto a metodologia aplicada quanto os resultados obtidos.

2. Revisão Bibliográfica

O processo de tamponamento tradicional – real – consiste no bombeio de pasta de cimento, que é um fluido não-newtoniano, devido suas características reológicas, para isolar um determinado trecho do poço, ou seja, tornar o poço inativo permanentemente ou temporariamente. O isolamento é feito com o preenchimento desse “tampão” de cimento sobre o fluido de perfuração, que apresenta características não-newtonianas também.

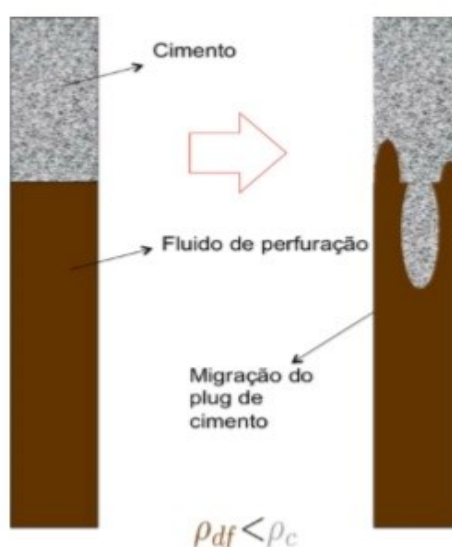


Figura 3 - Eficiência do processo de tamponamento (2)

Como mencionado anteriormente, esse é um processo de grande importância para a indústria do petróleo, visto que muitos poços que não são devidamente tamponados podem resultar em problemas ambientais, principalmente no que diz respeito à canalização de gás durante a cimentação do poço (3). Portanto, um maior investimento na tecnologia deste processo iria contribuir de forma significativa para a sua otimização e resultado final.

Sabemos que o sucesso para que um poço seja devidamente, e corretamente, abandonado está diretamente relacionado com a velocidade de inversão dos fluidos, o cimento e o fluido de perfuração. É necessário que a velocidade de inversão dos fluidos seja suficientemente baixa durante o tempo de cura, ou seja, durante o tempo em que o cimento leva para “secar”. Porém, essa

situação é altamente instável visto que o cimento é geralmente mais denso que o fluido de perfuração, tendendo assim a interagir com o mesmo como mostra a Figura 3 (2).

Alguns autores, como Haut e Crook (1979 e 1982), Lockyear e Hibbert (1989), investigaram o processo de deslocamento de fluidos em poço vertical, ou seja, o comportamento gravitacional de tampões em poços de petróleo. Eles observaram em seus estudos que o escoamento é governado principalmente por algumas razões reológicas, que serão estudadas neste trabalho, como a razão de viscosidade e razão de densidade entre os fluidos em questão.

Não só Haut e Crook (1979 e 1982), Lockyear e Hibbert (1989) são responsáveis pelo estudo, e conclusões, do comportamento gravitacional dos tampões nos poços de petróleo. Na verdade, existem vários outros estudos, numéricos e experimentais, que estão diretamente, ou não, ligados ao tema em questão. Pesquisadores como Feital (3), Varges, Nascentes, Mendes e Naccache (2) estão diretamente relacionados, enquanto outros, como os autores Meiburg, E., Vanaparthi, S. H., Wilhelm, D. (4) tratam em seus estudos de situações um pouco diferentes, embora também apresentem um vínculo considerável/próximo com esse tópico.

Um dos estudos experimentais foi realizado por Varges, Nascentes, Fonseca, Mendes e Naccache (2). Nesse estudo, usado como base para o presente trabalho e que segue apresentado brevemente no objetivo do capítulo 1, foi investigado o escorregamento do tampão de pasta de cimento em poços de petróleo através da construção de uma planta experimental e um modelo numérico simplificado. O objetivo era determinar a janela de operações no espaço de parâmetros governantes dentro do qual a velocidade de inversão era suficientemente baixa para assegurar o sucesso da operação de tamponamento. Com base na teoria dos PI de Buckingham, uma adimensionalização dos dados experimentais foi proposta com o objetivo de propor uma velocidade característica baseada em escoamentos simples e que apresentassem soluções/aproximações analíticas. O procedimento experimental consistia em posicionar um fluido mais denso e mais viscoso, acima de outro fluido, com propriedades reológicas opostas, e visualizar o movimento da interface, através de uma câmera fotográfica, onde um vídeo era gerado a fim de visualizar essa interface. A velocidade de inversão das

fases foi mensurada através de um tratamento das imagens extraídas do vídeo. Caso houvesse alguma inversão das fases em tempo mensurável, a velocidade terminal de queda do fluido superior era avaliada. Os resultados preliminares indicaram que uma boa aproximação da velocidade terminal de queda era representado pelo escoamento de uma esfera dentro do tubo vertical.

Feital (3) publicou um estudo numérico do processo de tamponamento de poços, visando a sua otimização. O objetivo do estudo, dentro diversos outros pontos de interesse, era determinar a menor razão de aspecto para a qual não houvesse contaminação do cimento com o fluido de perfuração, antes do seu tempo de cura evitando, desta forma, um gasto desnecessário de tampão. O estudo numérico foi feito a partir da solução das equações de conservação obtidas a partir da distribuição de velocidade e pressão no escoamento, obtendo assim a velocidade da interface e os tempos de contaminação. Com base nos resultados obtidos numericamente, Feital concluiu, dentre todos os outros estudos realizados por ele, que a menor razão de aspecto para a qual não houvesse a contaminação do cimento antes do seu tempo de cura era correspondente a $L = 10$, visto que essa baixa razão de aspecto apresenta uma estabilidade nítida da velocidade da interface entre os fluidos para uma faixa considerável de tempo, além de a velocidade terminal relativa a essa razão de aspecto ser muito próxima à velocidade terminal relativa à razão de aspecto $L = 20$, indicando que a velocidade terminal é praticamente constante com o aumento da razão de aspecto.

Saindo um pouco da linha de raciocínio dos estudos acima apresentados, temos Meiburg, E., Vanaparthi, S. H., Wilhelm, D. (4). Uma análise de estabilidade linear é apresentada para a interface miscível formada pela colocação de um fluido mais pesado acima de um mais leve em um tubo capilar verticalmente orientado. A análise é baseada nas equações de Stokes tridimensionais, acopladas a uma equação convecção-difusão para o campo de concentração, em coordenadas cilíndricas (8). A densidade da mistura foi definida como uma função linear da concentração do fluido mais denso ao passo que a viscosidade da mistura foi modelada como uma função exponencial proporcional à concentração do fluido mais pesado (3).

Como apresentado acima, diversos autores estão estudando a fundo o processo gravitacional de tamponamento de poços de petróleo, alguns com

resultados experimentais, outros desenvolvendo métodos simplificados para o processo em questão.

Como vemos em diversos artigos, tese e livros, alguns métodos foram propostos para melhorar a operação de tamponamento, porém ainda temos muitos desafios a serem estudados e solucionados, fazendo com que novos estudos e considerações sejam necessárias.

3. Formulação Matemática

Fluidos são substâncias que apresentam a capacidade de fluir, pelo fato de não conseguirem resistir a uma força paralela aplicada em sua superfície, a tensão de cisalhamento.

Na indústria em geral os fluidos são utilizados em muitas operações, fazendo-se necessário em alguma das vezes a utilização de fluidos complexos, como é o caso da operação de tamponamento de poços de petróleo, que estudamos neste trabalho. Fazer o estudo completo e detalhado do comportamento reológico de cada um desses fluidos se faz necessário para determinação de suas aplicações em procedimentos industriais.

Podemos classificar os fluidos em newtoniano ou não newtoniano. O fluido newtoniano é um fluido cuja viscosidade, ou atrito interno, é constante para diferentes taxas de cisalhamento, não variando com o tempo e sem elasticidade. Já o fluido não newtoniano é um fluido cuja tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional a taxa de deformação, resultando em uma viscosidade indefinida. Eles podem ser divididos em diferentes grupos, sendo classificados como inelásticos ou puramente viscosos, dependentes ou não do tempo, e viscoelásticos.

Viscosidade

A viscosidade pode ser definida como uma resistência do fluido a um escoamento de cisalhamento, ou seja, é a medida da resistência interna ou fricção interna de uma substância ao fluxo quando submetida a uma tensão. Em outras palavras, quanto mais viscosa a massa, como óleo, mais difícil de escoar e maior o seu coeficiente de viscosidade. Já se ele flui de maneira rápida pode-se dizer que ele é pouco viscoso, como por exemplo a água, que possui uma fluidez alta.

Classificação Reológica

Os fluidos podem ser classificados quanto a diferentes parâmetros. Um deles é quanto a deformação (reversíveis ou elástico, e irreversíveis ou viscosos), outro é quanto à relação entre a taxa de deformação e a tensão de cisalhamento (fluidos newtonianos e não newtonianos).

Como dito anteriormente, no processo de tamponamento de poços de petróleo tanto o fluido de perfuração quanto o fluido de tamponamento apresentam características não newtonianas, mais especificamente, são fluidos que não depende do tempo. Com isso, daremos foco nesse trabalho a essa classificação de fluido, deixando uma breve descrição dos fluidos viscoelásticos e dependentes do tempo, bem como uma referência de apoio para um estudo mais aprofundado nos mesmos.

Como podemos ver na Figura 4 (7), que segue na página seguinte, os fluidos são classificados da seguinte maneira:

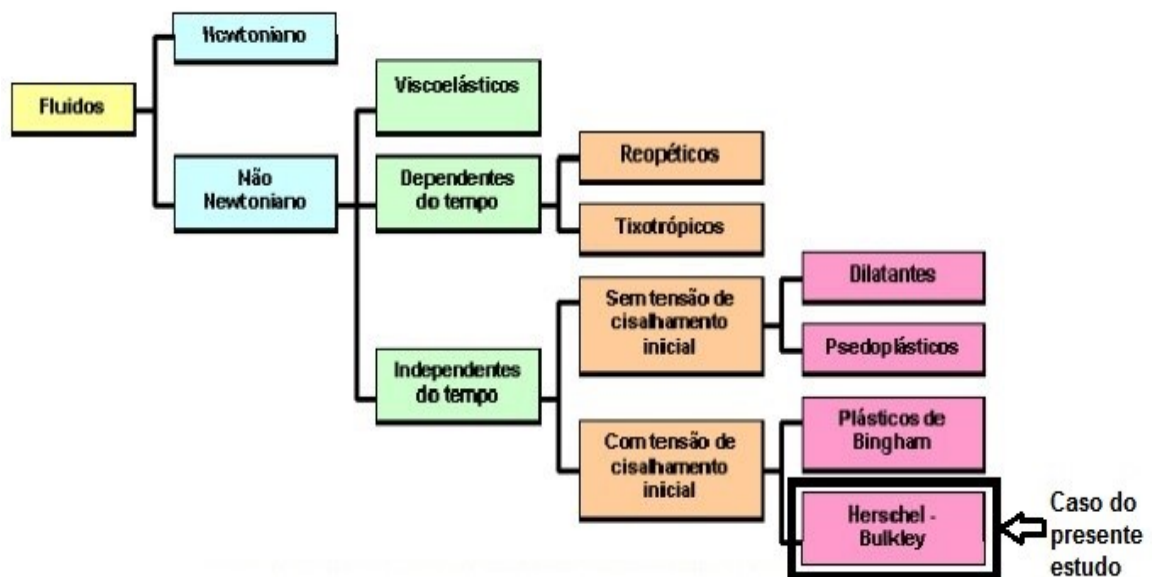


Figura 4 - Classificação dos Fluidos segundo seu comportamento reológico (7)

Fluidos não newtonianos

Os fluidos viscoelásticos possuem propriedades intermediária entre os materiais puramente viscosos e puramente elásticos. Esses fluidos, quando submetidas à tensão de cisalhamento, ou alguma outra perturbação, sofrem naturalmente uma deformação, escoando assim irreversivelmente quando submetidos a forças externas, justamente por conta de não possuírem forma geométrica definida.

Fluidos não newtonianos dependentes do tempo são fluidos que possuem propriedades que variam no tempo quando submetidos a uma mesma tensão de cisalhamento.

Já os fluidos não newtonianos independentes do tempo são aqueles fluidos que possuem propriedades que não variam no tempo quando submetidos ou não a uma tensão de cisalhamento.

Como sugestão para um estudo mais aprofundado nos fluidos não newtonianos de uma maneira geral, sugiro as referências de números (6) e (7). Aqui, neste trabalho, trataremos em específico dos fluidos não newtonianos independentes do tempo.

Fluidos não newtonianos independentes do tempo

Eles podem ser divididos em:

i) Sem tensão limite de escoamento

São fluidos que não necessitam de uma tensão de cisalhamento inicial para começarem a escoar. Compreendem a maior parte dos fluidos não newtonianos.

Dentro desta classe destacam-se:

a) Dilatantes

Nesses fluidos há um aumento de viscosidade à medida que a taxa de cisalhamento é aumentada.

Exemplo desses fluidos são soluções de açúcar e amido, suspensões de amido, silicato de potássio e areia.

b) Pseudoplásticos

Nesses fluidos há uma diminuição de viscosidade à medida que a taxa de cisalhamento aumenta, diferentemente dos fluidos dilatantes. Em repouso tem-se suas moléculas em estado desordenado, e quando são submetidas a uma força externa, suas moléculas tendem a se orientar na direção da força aplicada, da força de cisalhamento aplicado no sistema. É intuitivo pensar que quanto maior a força de cisalhamento aplicada, maior será a ordenação e menor será a viscosidade.

Exemplo desses fluidos são massas de cerâmica e cimento.

ii) Com tensão limite de escoamento

São fluidos que necessitam de uma tensão de cisalhamento inicial para começarem a escoar.

Dentre os fluidos desta classe se encontram:

a) Plásticos de Bingham.

Esses fluidos possuem uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação, assim que são submetidos a uma tensão cisalhante acima da tensão limite de escoamento. Exemplo desses fluidos são fluidos de perfuração de poços, algumas suspensões de sólidos granulados.

Este comportamento é descrito pela equação:

$$\tau_{yx} = \pm \tau_0 - \mu_0 \frac{du_x}{du}, \quad \text{se } |\tau_{yx}| > |\tau_0|$$

$$\frac{du_x}{du} = 0, \quad \text{se } |\tau_{yx}| < |\tau_0|$$

onde,

τ_0 é a tensão de cisalhamento inicial, e

μ_y é uma constante análoga à viscosidade de fluidos newtonianos.

b) Herschel-Bulkley

Os fluidos com característica Herschel-Bulkley, também chamado de Bingham generalizado, também necessitam de uma tensão inicial para começar a escoar. Porém, após ultrapassar a tensão limite, a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação não é linear, como no caso de Bingham, como podemos ver na Figura 5 (3). Esta relação depende do expoente adimensional n , característico para cada fluido, que podemos analisar nas equações que regem o modelo Herschel-Bulkley e na Figura 5 (3).

No nosso estudo, o modelo que rege o comportamento viscoso do fluido de perfuração (fluido 2) é esse, o modelo de Herschel-Bulkley, onde a viscosidade é dada pela seguinte equação:

$$\mu = \begin{cases} \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}} + K\dot{\gamma}^{n-1}, & \text{se } \tau > \tau_y \\ \infty, & \text{se } \tau < \tau_y \end{cases}$$

onde,

n é o índice de comportamento ou índice de potência,

τ_y é tensão-limite de escoamento na parede,

$\dot{\gamma}$ é a taxa de cisalhamento, e

K é o índice de consistência.

Quando a tensão está abaixo da tensão limite de escoamento τ_y , o fluido apresentará viscosidade tendendo a infinito, ou seja, não escoará.

No software *fluent*, usado nas nossas simulações, é utilizado um modelo Herschel-Bulkley regularizado, mostrado a seguir:

$$\eta = \begin{cases} \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}} + K \left[\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{cr}} \right]^{n-1}, & \text{se } \dot{\gamma} > \dot{\gamma}_{cr} \\ \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}} \left[2 - \frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{cr}} \right] + K \left[(2-n) + (n-1) \frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{cr}} \right]^{n-1} = \eta_0, & \text{se } \dot{\gamma} < \dot{\gamma}_{cr} \end{cases}$$

onde,

$\dot{\gamma}_{cr} = 10^{-6} \dot{\gamma}_{car}$, sendo $\dot{\gamma}_{cr}$ a taxa de cisalhamento crítica, e

η_0 uma viscosidade alta, sendo $n = 0,45$, $K = 1,07 \text{ kg} \cdot \text{s}^{n-2}/\text{m}$, $\dot{\gamma}_{cr} = 0,0001 \text{ 1/s}$ e $\tau_y = 2,42 \text{ Pa}$ para a maioria dos testes (com exceção apenas da análise 2, onde houve variação nos valores de τ_y).

Sabendo que a taxa de cisalhamento crítica $\dot{\gamma}_{cr}$ é igual a $0,0001 \text{ 1/s}$, temos que:

$$\eta = \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}} + K \left[\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{cr}} \right]^{n-1}$$

Na Figura 5 (3) abaixo, visualizamos a variação da tensão de cisalhamento com a taxa de deformação seguindo o modelo Herschel-Bulkley. Para $n > 1$, o fluido será dilatante; para $0 < n < 1$, o fluido será pseudoplástico; para $n = 1$, o fluido será Bingham, todos independentes do tempo.

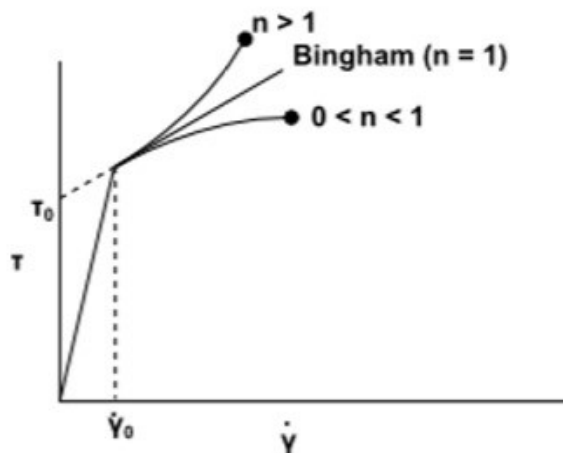


Figura 5 - Tensão de Cisalhamento x Taxa de Deformação (3)

No modelo de Bingham, já explicado anteriormente, podemos visualizar através da sua equação que ela corresponde ao modelo de Herschel-Bulkley quando $n=1$, o que era esperado, uma vez que os fluidos não newtonianos com tensão limite de escoamento, Plásticos de Bingham e Herschel-Bulkley só se diferem na linearidade.

$$\mu = \begin{cases} \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + \mu_p, & \text{se } \tau > \tau_0 \\ \infty, & \text{se } \tau < \tau_0 \end{cases}$$

onde,

μ_p é a viscosidade plástica.

Power-Law

O modelo mais simples e mais utilizado nas soluções de engenharia para fluidos puramente viscosos é o chamado Power-law, que pode ser descrito pela seguinte equação:

$$\eta(\dot{\gamma}) = K \dot{\gamma}^{n-1}$$

Esse modelo apresenta como desvantagem o fato de não descrever o comportamento real dos fluidos nos limites das taxas de cisalhamento, pois quando temos taxas de cisalhamento muito altas, a viscosidade irá tender para o valor nulo (pseudoplástico) ou infinito (dilatantes), enquanto que em taxas muito pequenas, essa viscosidade tenderá ao nulo (dilatantes) ou infinito (pseudoplásticos) e assim não descreverá de maneira correta o comportamento do fluido. (6)

Método VOF

O método VoF (Volume of Fluid), é utilizado no *fluent* pode modelar fluidos imiscíveis ao se resolver um sistema de equações de momento. Ele pode identificar a região onde dois fluidos apresentam fração volumétrica igual a 0,5, como foi o nosso caso para estratificação dos valores de velocidade do escoamento, como pode ser visto na seção seguinte.

A localização da interface entre cada fase é representada pela equação de continuidade para a fração volumétrica de uma das fases (3), que segue apresentada abaixo.

O método VOF é composto pelo sistema de equações abaixo:

i) Equação da Mistura

$$\varphi = \varphi_1 \alpha_1 + \varphi_2 \alpha_2,$$

onde,

φ é uma propriedade da mistura dos dois fluido, sendo 1 o fluido que está embaixo e 2 o fluido de tamponamento; e α é a fração volumétrica, sendo $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$.

A equação de conservação de massa de cada componente é dada por

$$\frac{\partial \alpha_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial \alpha_i}{\partial x_j} = 0$$

ii) Equação de Continuidade

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_k} + \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right) = 0,$$

onde,

ρ é a densidade;

u é a velocidade;

t é o tempo; e

x é a coordenada, onde i representa a fase ou o fluido em questão.

iii) Equação da Conservação de Momento

O método VoF assume que todos os fluidos têm a mesma velocidade, tanto que nas estratificações para construção do gráfico temos apenas o valor de uma velocidade, como poderá ser visto mais adiante.

$$\frac{\partial(\rho u_i)}{\partial t} + \frac{\partial \rho u_i u_j}{\partial x_i} = - \frac{\partial P}{\partial x_k} + \frac{\partial}{\partial x_i} \left[\eta \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_k} + \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right) \right] + \rho g_k$$

onde,

η é a viscosidade;

P é a pressão; e
g a aceleração da gravidade.

iv) Condição de contorno

O problema analisado é considerado bi-dimensional, regime transiente. Temos as seguintes condições iniciais e de contorno:

- Velocidade inicial no topo do poço é nula
- Velocidade nas paredes igual a zero (condições de impermeabilidade e de não deslizamento)
- Velocidade inicial igual a zero

3.1. Geometria utilizada

Como dito anteriormente, para tampar um poço de petróleo é necessário que alimentemos o poço com um segundo fluido, de modo que consigamos criar uma barreira para que o fluido de perfuração seja contido pelo fluido alimentado no poço. Já vimos anteriormente, através da Figura 3, como funciona esse tamponamento, bem como quando ocorre o escorregamento do fluido superior (intitulado aqui como “fluido 2”). Iremos agora detalhar mais ainda o problema analisado. Para isso foi realizado um esboço, que aparece representado na Figura 6, com todas as dimensões utilizadas para construção da geometria e da malha no software ICEM.

Foi construída uma geometria em 2D no programa, onde foi dimensionado L, no eixo x, com 0,66 m, e D, no eixo y, com 0,044 m. Ainda no programa foi aplicada uma perturbação na geometria, de modo que representássemos uma perturbação no sistema (perturbação essa que nos casos reais referem-se à instabilidade na interface dos fluidos ao injetarmos o cimento sob o fluido de perfuração).

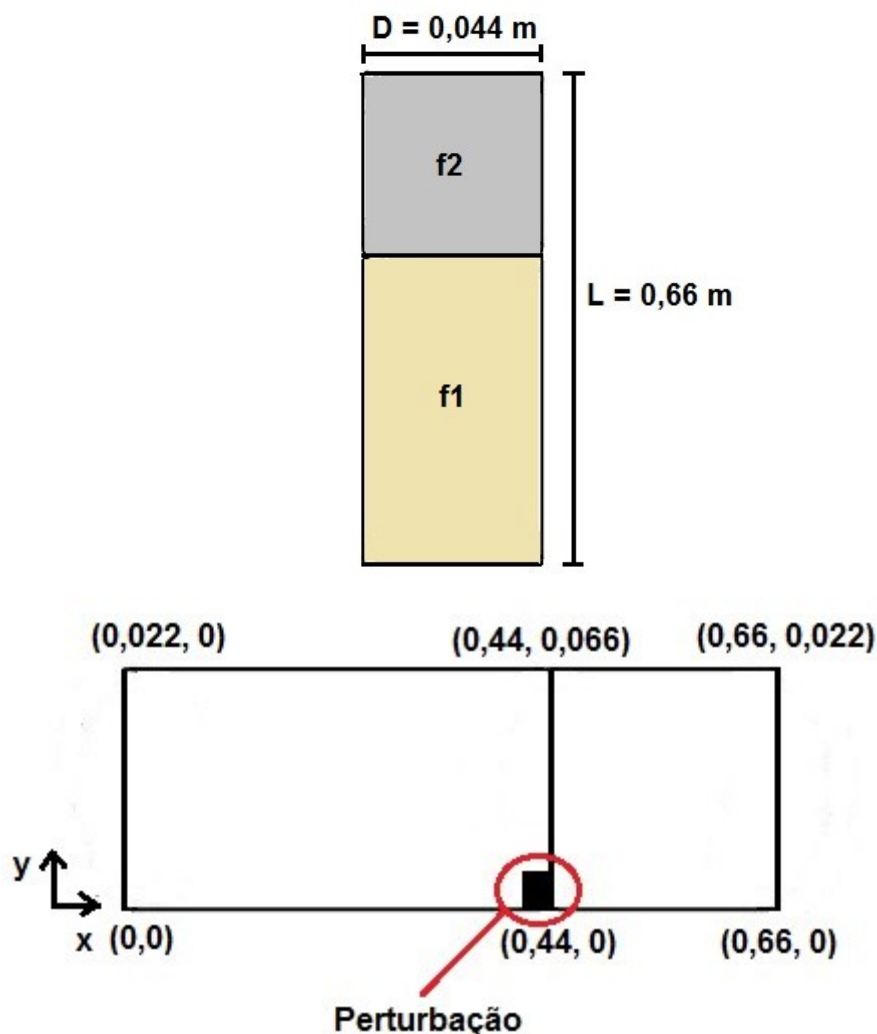


Figura 6 - Geometria utilizada para construção dos casos

3.2. Teste de malha

Como mencionado anteriormente, no caso, ambos os fluidos apresentam comportamento não-newtoniano, visto que os fluidos em questão são o petróleo e o cimento. Porém, para efeito de estudo deste trabalho consideraremos o caso em que o fluido de perfuração é newtoniano, e o fluido de tamponamento é não newtoniano. Ou seja, o fluido 1 tem uma viscosidade μ_1 constante ao longo de todo o processo, e o fluido 2 não, como será desmembrado posteriormente no capítulo 4, quando entrarmos no detalhe de cada caso estudado e análise feita. Porém, para

entrarmos nas análises e casos precisamos estabelecer a malha adequada para os testes que serão realizados. Para isso, foram feitas 3 malhas, denominadas no estudo em questão como: malha refinada, malha média e malha grosseira, cujo o objetivo da construção das três malhas é verificar se os diferentes refinamentos aplicados as malhas estão influenciando no resultado das análises.

Todas as malhas têm a mesma finalidade e funcionam nas simulações da mesma maneira. Porém, a malha refinada por apresentar um espaçamento no eixo y menor do que o espaçamento da malha média, e assim por diante, tem um tempo de teste maior do que a mesma. Com isso, caso o teste de malha apresente resultados de mesma magnitude para todas as 3 malhas, podemos usar a malha grosseira, com a finalidade de termos resultados mais rápidos e de mesmo valor/significado.

A tabela 1 apresenta os valores de Δx e Δy para as 3 malhas em questão, mencionadas anteriormente, bem como o esboço dos eixos no escoamento (com o local da perturbação aplicada no sistema).

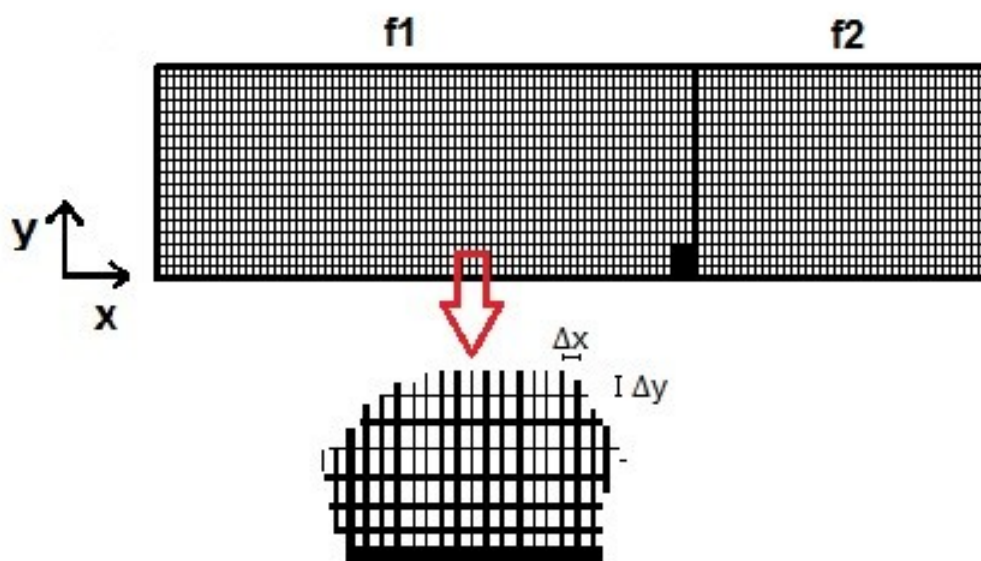


Figura 7 - Exemplicação da malha

Malha	Δx	Δy
Refinada	0,001	0,001
Média	0,001	0,002
Grosseira	0,001	0,004

Tabela 1 - Valores de Δx e Δy para as 3 malhas

Como mencionado anteriormente, precisamos realizar ao menos um teste/simulação para atestarmos que os refinamentos aplicados às malhas não estão alterando os resultados. Para isso, iremos realizar um caso – que será nosso caso base – com as três malhas.

O teste em questão variará a densidade do fluido 2, ou seja, o fluido de tamponamento, onde a razão de densidade pode ser expressa por

$$\Delta\rho = \frac{\rho_2}{\rho_1}$$

Variaremos a densidade do fluido de tamponamento de modo que apliquemos uma razão de densidade de 1,8, ficando assim com seguintes propriedades reológicas para imputação no programa:

$\Delta\rho = 1,8$		
Propriedades	Fluido 1	Fluido 2
$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)}$	866,7	1560,0
$\mu \text{ (kg/m}^3 \cdot \text{s)}$	0,09778	Herschel-Bulkley
$n \text{ (-)}$	-	0,45
$K \text{ (kg} \cdot \text{s}^{n-2} / \text{m)}$	-	1,07
$\tau_y \text{ (Pa)}$	-	2,42
$\dot{\gamma}_{cr} \text{ (1/s)}$	-	0,0001

Tabela 2 - Propriedades reológicas para razão de densidade de 1,8

Realizando as três simulações, obtemos os seguintes gráficos:

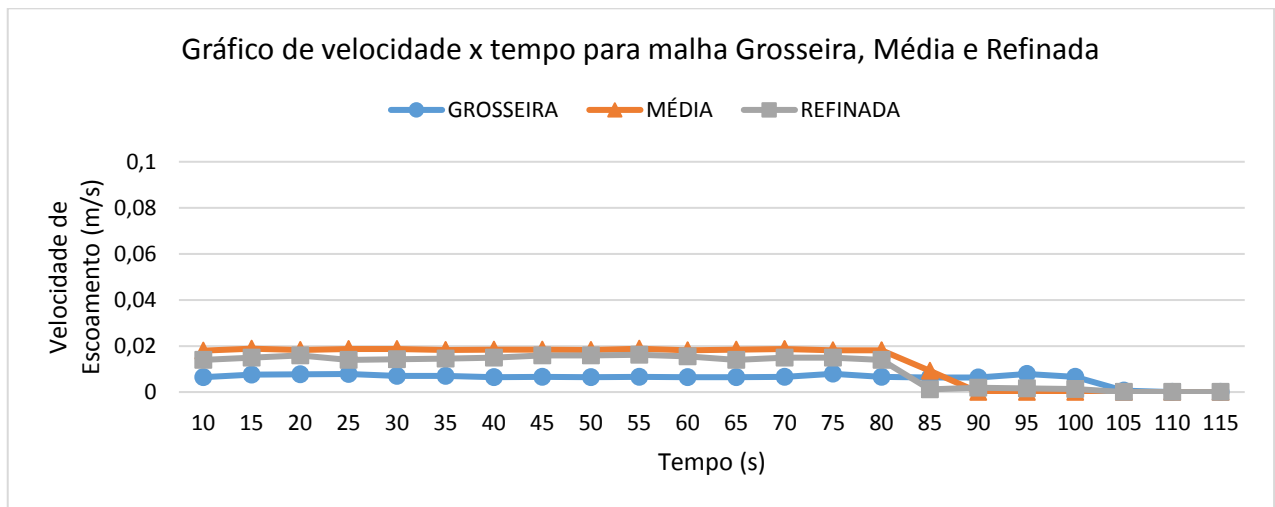


Figura 8 - Gráfico de velocidade x tempo para malha Grosseira, Média e Refinada

Como podemos ver pelo gráfico acima, em todos os testes (malha refinada, média e grosseira) as velocidades entre as 3 malhas foram constantes ao longo do tempo, todos com valores próximos a 0,01m/s, sendo o erro entre as mesmas de 20%, fazendo com que seja aceitável a validação e utilização de qualquer malha para os testes/simulações que serão realizados.

Diante disso, utilizaremos a malha grosseira, que apresenta um maior valor de Δy , nos permitindo assim, testes mais rápidos e com mesmo valor de significância, visto sua estrutura mais grosseira e sua maior rapidez nos testes. A malha refinada apresenta um tempo computacional mais elevado devido o refinamento da mesma, assim como a malha média em relação a malha grosseira.

4. Simulações

Neste capítulo serão apresentadas as simulações realizadas no *fluent*, como a da variação da razão de densidade e de alguns parâmetros reológicos do fluido não newtoniano, analisando assim a influência dessas situações no processo de tamponamento de poços.

Usaremos a malha grosseira como base para todos os testes, visto as comprovações da seção 3.2.

4.1. Efeito da densidade no escoamento

Uma das análises realizadas no trabalho/estudo foi a da razão de densidade dos fluidos 1 e 2, ou seja, variamos diferentes densidades para o fluido de tamponamento, mantendo assim todos os outros parâmetros reológicos com mesmo valor, com a finalidade de observarmos como o escoamento se comporta quando a razão de densidade aumenta ou diminui.

Foram realizados 4 casos para essa análise. No primeiro caso, estabelecemos como $\Delta\rho$ o valor de 1,5, nos dando assim uma densidade para o fluido superior do poço de $\rho_2 = 1300,00 \text{ kg/m}^3$. No segundo caso, $\Delta\rho = 1,8$, sendo $\rho_2 = 1560,00 \text{ kg/m}^3$, e assim em diante, como podemos ver na Tabela 3, apresentada abaixo, onde segue sinalizado em amarelo as alterações realizadas para cada novo caso.

Propriedades	Fluido 1	Fluido 2			
		$\Delta\rho = 1,5$	$\Delta\rho = 1,8$	$\Delta\rho = 2,0$	$\Delta\rho = 2,2$
$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)}$	866,7	1300,0	1560,0	1733,4	1906,7
$\mu \text{ (kg/m}^3\cdot\text{s)}$	0,09778	Herschel-Bulkley	Herschel-Bulkley	Herschel-Bulkley	Herschel-Bulkley
$n \text{ (-)}$	-	0,45	0,45	0,45	0,45
$K \text{ (kg.s}^{n-2}\text{/m)}$	-	1,07	1,07	1,07	1,07
$\tau_y \text{ (Pa)}$	-	2,42	2,42	2,42	2,42
$\dot{\gamma}_{cr} \text{ (1/s)}$	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001

Tabela 3 - Propriedades reológicas para diferentes razões de densidade (análise 1)

Para todos os casos, iremos verificar o comportamento do fluido no tempo, ou seja, a velocidade média da interface da região onde os dois fluidos apresentam fração volumétrica igual a 0,5, havendo assim o deslocamento dos fluidos. Observaremos inclusive o tempo final em que ambos os fluidos trocam 100% de lugar, chegando assim a velocidade zero, não havendo interação nenhuma mais entre ambos.

Para o primeiro caso $\Delta\rho = 1,5$, o fluido se comportou da seguinte maneira:

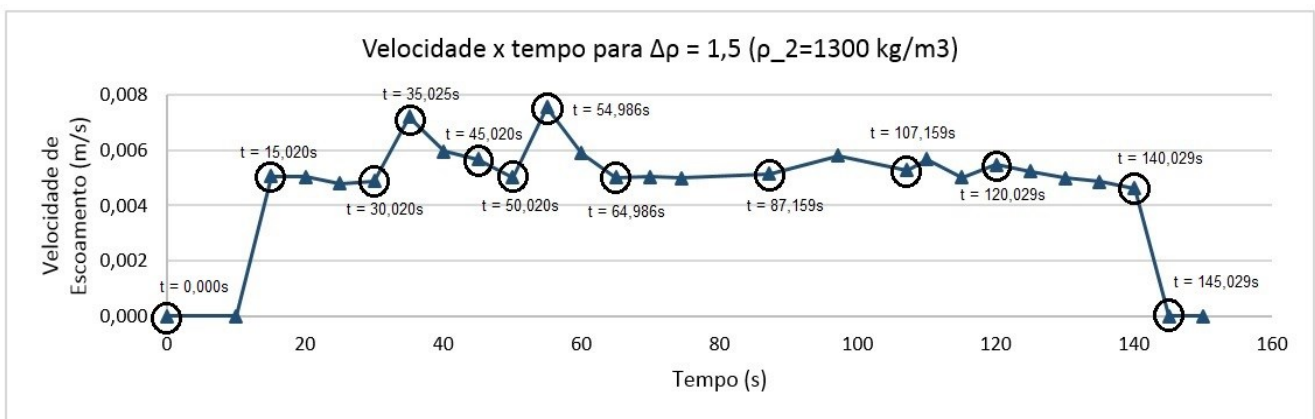


Figura 9 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 1,5$

No tempo inicial, quando $t = 10,000\text{s}$ não houve nenhum deslocamento no fluido, se comportando assim de maneira estacionária, diferente de quando $t = 15,020\text{s}$, quando houve um aumento na velocidade, fazendo com que ocorresse assim uma pequena variação no comportamento dos fluidos no poço. Porém, é aceitável pensar que nesse tempo de $15,020\text{s}$ o deslocamento que houve se deve a erros numéricos do programa, nos levando a conclusão de que o fluido não começou a se deslocar nesse tempo.

Abaixo seguem representadas as imagens para os dois tempos sinalizados acima, retiradas do *fluent*. As imagens/janelas representam as concentrações das fases, onde a cor vermelha representa o fluido de perfuração, que se encontra na parte inferior do poço, dito como “fluido 1”, e a cor azul representa o fluido de tamponamento, dito como “fluido 2”.



Figura 10 - Escoamento para quando $t = 10,000s$ e $t = 15,020s$, respectivamente

Pelo gráfico da Figura 9 é possível observar que entre os tempos de $15,020s$ e $30,020s$ o escoamento se manteve entre $0,004$ e $0,006$ m/s, não havendo assim grandes deslocamentos no fluido, como podemos ver pela Figura 11, que representa o escoamento quando $t = 30,020s$.



Figura 11 - Escoamento para quando $t = 30,020s$

No tempo seguinte, quando $t = 35,020s$, houve um aumento na velocidade do fluido. É imaginável que nesse tempo o fluido começou a se deslocar de fato, como podemos comprovar na primeira imagem da Figura 12.

Nos tempos seguintes, $45,020s$ e $50,020s$, houve uma pequena diminuição na velocidade do fluido, o que segue refletivo nas outras duas imagens da Figura abaixo, quando houve o desprendimento das “gotas” no tempo de $35,020s$.

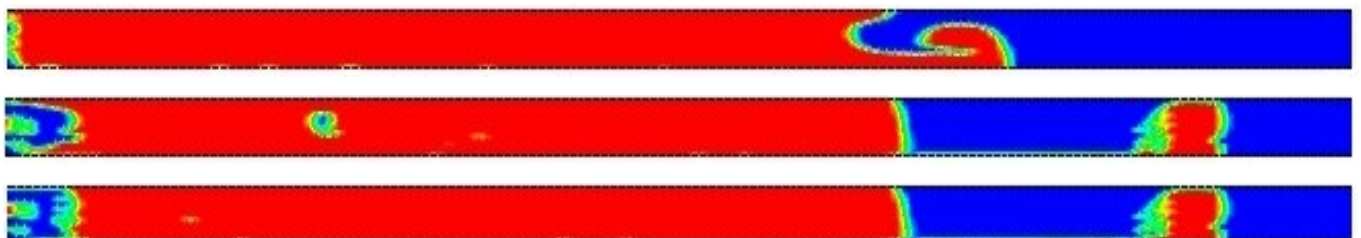


Figura 12 - Escoamento para quando $t = 35,020s$, $t = 45,020s$ e $t = 50,020s$, respectivamente

Em $t = 54,986s$ houve o maior pico de velocidade do fluido, e com isso, uma grande interação entre os fluidos.



Figura 13 - Escoamento para quando $t = 54,986s$

Logo em seguida ao pico de velocidade, o fluido começou a manter um valor de velocidade quase que médio em $0,005m/s$, levando assim, de forma “constante”, até a velocidade zero, em $t = 145,029s$.

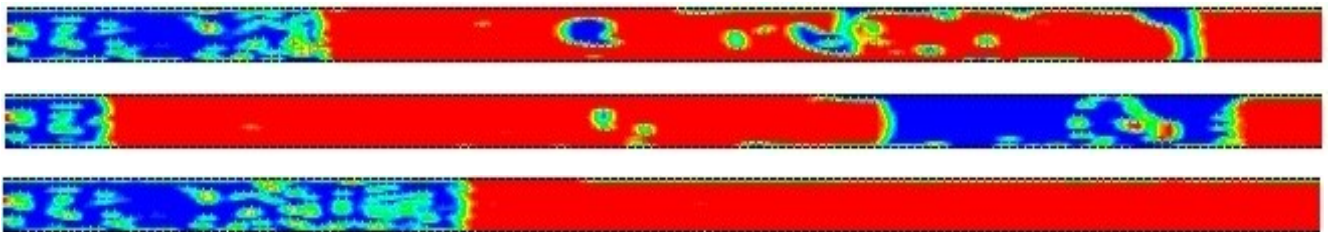


Figura 14 - Escoamento para quando $t = 64,986s$, $t = 120,029$, e $t = 145,029s$, respectivamente

Em $t = 145,029s$ o fluido 2 se deslocou por completo para a parte inferior do poço, trocando de lugar com o fluido de perfuração. Para esse caso não houve sucesso no processo de tamponamento, visto que o fluido de perfuração atingiu a parte superior do poço novamente, ficando dessa forma “exposto” ao meio ambiente como anteriormente estava.

Para o segundo caso $\Delta\rho = 1,8$, o fluido se comportou de maneira similar à quando a razão de densidade é de $\Delta\rho = 1,5$, porém o pico de velocidade aconteceu em $t = 75,260s$, próximo também a $0,008 \text{ m/s}$, como no caso anterior de $1,5$. Abaixo segue representado na Figura 15 o gráfico da velocidade pelo tempo para quando o fluido de tamponamento é $\rho_2 = 1560,00 \text{ kg/m}^3$.

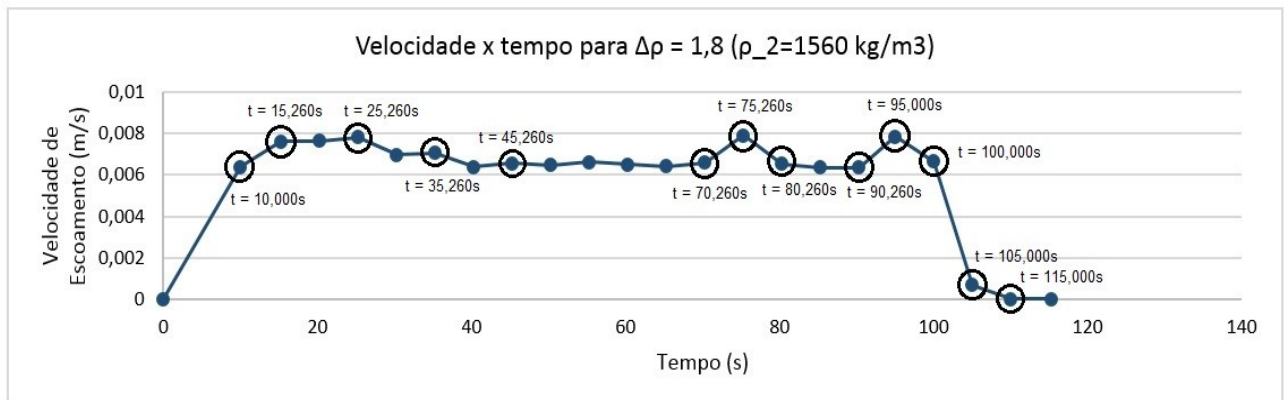


Figura 15 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 1,8$

Como podemos ver pelo gráfico acima, o fluido começou a ganhar uma certa velocidade entre $10,000s$ e $15,260s$, começando dessa maneira a escoar lentamente.

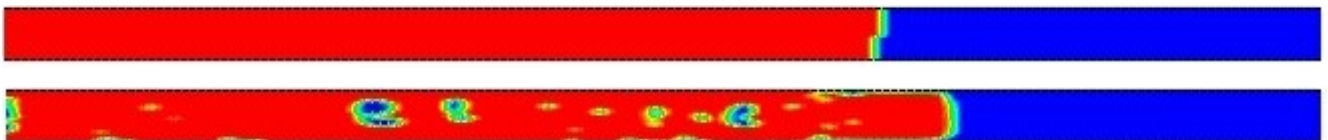


Figura 16 - Início do escoamento para $\Delta\rho = 1,8$. Tempos de $t = 10,000s$ e $t = 15,260s$, respectivamente

Posteriormente houve uma diminuição na velocidade, em $t = 35,260s$, estabelecendo assim uma linearidade de $40,260s$ até $70,260s$, com valores próximos a $0,0006 \text{ m/s}$. Pelas imagens a seguir podemos ver que essa linearidade diz respeito aos pequenos pedaços que foram se deslocando ao longo desse tempo, como se fossem “gotas” se despendendo do fluido de tamponamento para o fluido de perfuração.

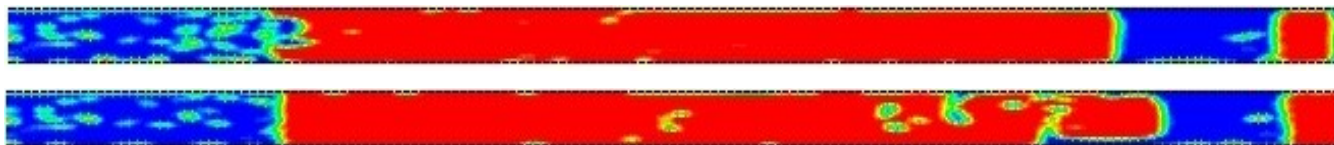


Figura 17 - Escoamento para quando $t = 35,260s$ e $t = 70,260s$, respectivamente

Entre $75,260s$ e $95,000s$ - que foram os tempos de maior velocidade durante toda a interação - ocorreu uma diminuição na velocidade do fluido, que pode ser percebida pelas imagens apresentadas abaixo, na Figura 18. Essa diminuição se deve a mesma linearidade antes apresentada, entre os tempos de $40,260s$ a $70,260s$, por conta das pequenas gotas do fluido 2 que se deslocam em direção ao fluido 1.

O pico de velocidade em $75,260s$ pode ser observado como a junção de duas gotas que nesse tempo em questão se juntaram, ganhando assim uma velocidade maior devido a maior densidade dessas duas gotas juntas. A mesma coisa ocorre em $t = 95,000s$, onde as últimas gotas que restavam na parte superior do fluido começam a se deslocar juntas para a parte inferior.

Na Figura abaixo, de número 18, podemos ver 4 janelas de escoamento, a primeira e a última diz respeito justamente a esses tempos onde a velocidade atinge um valor maior. Nas outras duas janelas podemos ver o escoamento intermediário entre esses dois tempos.

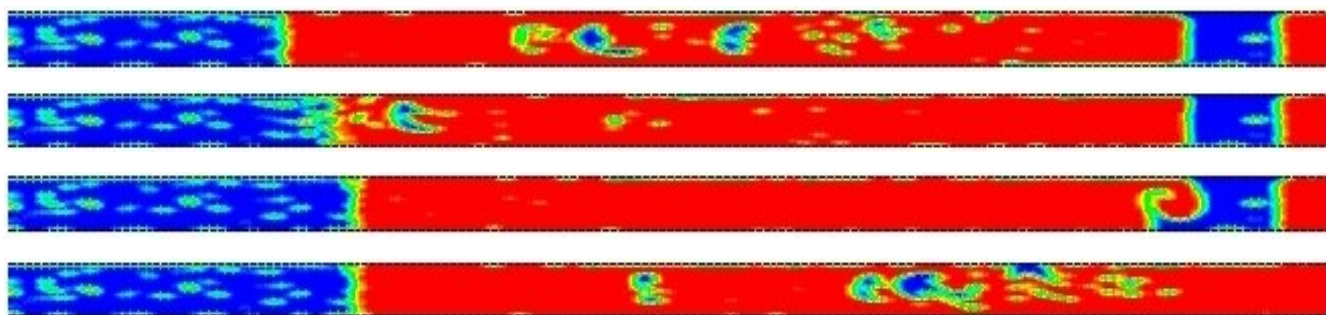


Figura 18 - Escoamento para quando $t = 75,260s$, $t = 80,260s$, $t = 90,260s$ e $t = 95,000s$, respectivamente

Na última janela da Figura 18, podemos ver o escoamento quase que em estado final, apenas com as últimas gotas se deslocando para a parte inferior, ocasionando uma diminuição na velocidade, como podemos comprovar pelo que segue representado na Figura 15. Ou seja, em resumo, de 95,000s até 115,000s começamos a identificar uma desaceleração no teste, ocasionando assim, em 115,000s o termino do movimento dos fluidos.

Para os outros dois caso, quando $\Delta\rho = 2,0$ e $\Delta\rho = 2,2$, foi identificado pelos seus gráficos de velocidade x tempo um comportamento muito similar um ao outro, e também aos casos antes estudados. Há uma linearidade em grande parte do tempo, muito por conta do movimento constante em que o fluido vai caindo em pequenas gotas.

Abaixo segue representado o gráfico de ambos os casos.

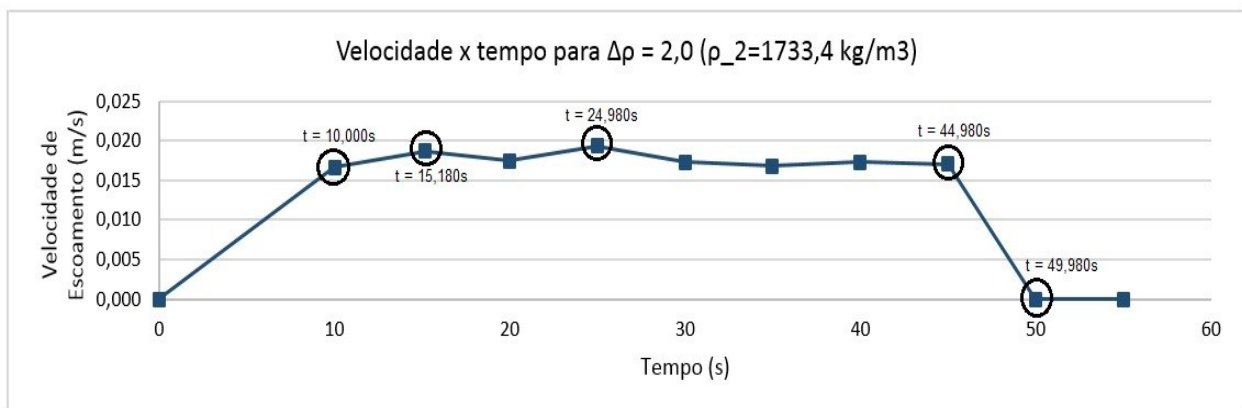


Figura 19 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 2,0$

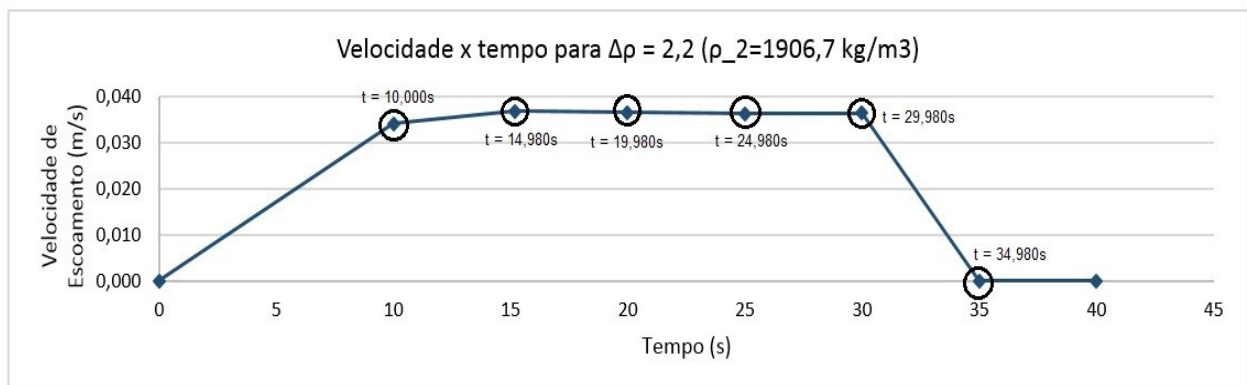


Figura 20 - Gráfico da velocidade x tempo para $\Delta\rho = 2,2$

Para $\Delta\rho = 2,0$ temos as seguintes janelas principais para o caso em questão:

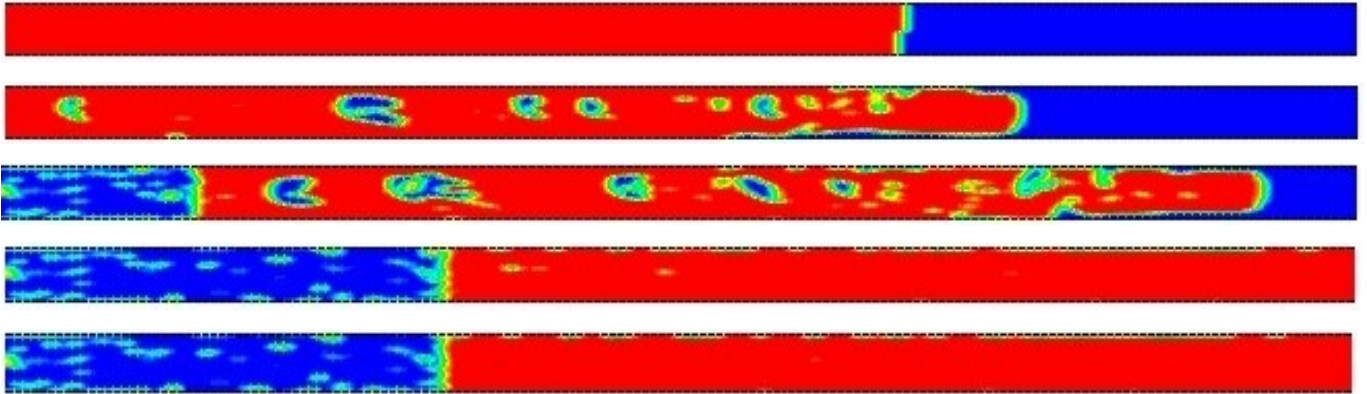


Figura 21 - Escoamento do fluido para $\Delta\rho = 2,0$, dos tempos sinalizados na Figura 19

Já para $\Delta\rho = 2,2$ ficamos com os seguintes movimentos dos fluidos:

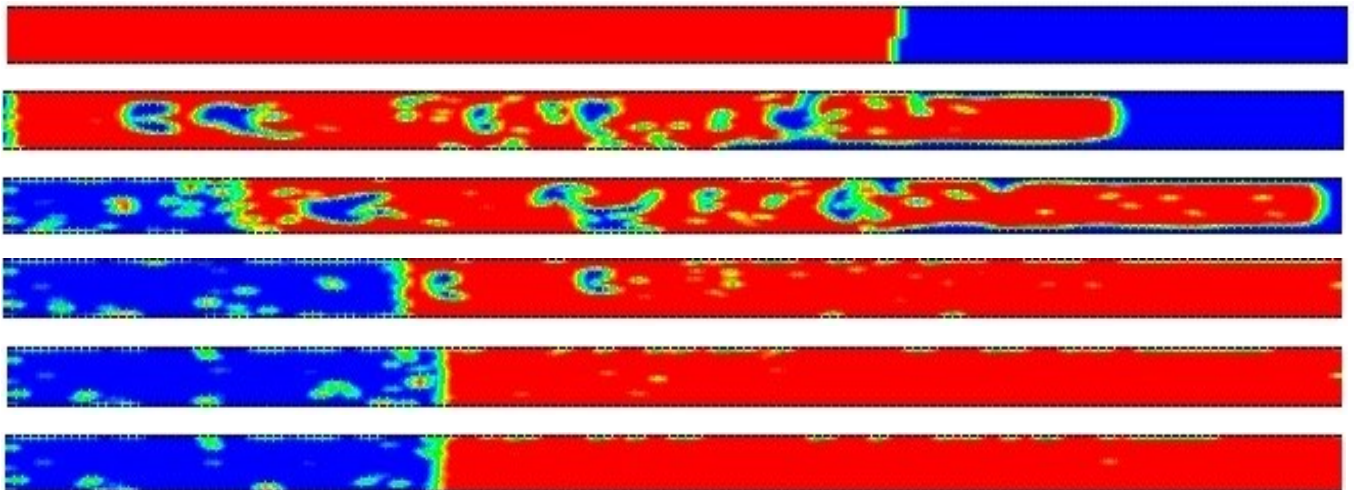


Figura 22 - Escoamento do fluido para $\Delta\rho = 2,2$, dos tempos sinalizados na Figura 20

4.2. Efeito da tensão limite de escoamento

Uma segunda análise realizada no estudo foi da tensão limite de escoamento. Para tal estabelecemos como caso base $\Delta\rho = 1,8$, e variamos mais outros dois casos, dobrando e triplicando a tensão limite de escoamento do fluido 2, τ_y .

Abaixo temos a tabela de parâmetros reológicos usados para as simulações em questão.

Propriedades	Fluido 1	Fluido 2		
		$\tau_y = 2\tau_{y-1}$	$\tau_y = 2\tau_{y-1}$	$\tau_y = 3\tau_{y-1}$
$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)}$	866,7	1560,0	1560,0	1560,0
$\mu \text{ (kg/m}^3\cdot\text{s)}$	0,09778	Herschel-Bulkley	Herschel-Bulkley	Herschel-Bulkley
$n \text{ (-)}$	-	0,45	0,45	0,45
$K \text{ (kg}\cdot\text{s}^{n-2}\text{/m)}$	-	1,07	1,07	1,07
$\tau_y \text{ (Pa)}$	-	2,42	4,84	7,26
$\dot{\gamma}_{cr} \text{ (1/s)}$	-	0,0001	0,0001	0,0001

Tabela 4 - Propriedades reológicas para diferentes tensões limites de escoamento (análise 2)

Tanto para o dobro da tensão limite de escoamento como para o triplo da mesma, não houve deslocamento do fluido de tamponamento. Os mesmos se mantiveram estacionários ao longo de todo o tempo. O tempo total de teste para quando $\tau_y = 4,84 \text{ Pa}$ foi de $t = 75,030\text{s}$, onde nesse tempo a velocidade estava ainda igual a zero. Já para o teste em que $\tau_y = 7,26 \text{ Pa}$ o tempo de teste foi ainda maior, $t = 201,090\text{s}$, e também não houve nenhuma variação no escoamento dos fluidos.

Abaixo segue a imagem/janela dos dois casos estudados, no tempo final.



Figura 23 - Escoamento no tempo de $t = 75,030\text{s}$ para quando $\tau_y = 4,84$



Figura 24 - Escoamento no tempo de $t = 201,090\text{s}$ para quando $\tau_y = 7,26$

4.3. Efeito da viscosidade do fluido de perfuração

Uma terceira análise realizada no estudo foi o efeito que a variação da viscosidade do fluido de perfuração causa no escoamento. Para tal estabelecemos como caso base $\Delta\rho = 1,8$, assim como na secção anterior, e variamos mais outros dois casos (além do que já tínhamos anteriormente, da análise 1), dobrando e triplicando a viscosidade do fluido 1, μ_1 .

Abaixo temos a tabela de parâmetros reológicos usados para as simulações em questão.

Propriedades	Fluido 1			Fluido 2
	$\mu = \mu_1$	$\mu = 2\mu_1$	$\mu = 3\mu_1$	
ρ (kg/m^3)	866,7	866,7	866,7	1560,0
μ ($kg/m^3 \cdot s$)	0,09778	0,19556	0,29334	Herschel-Bulkley
n (-)	-	-	-	0,45
K ($kg \cdot s^{n-2}/m$)	-	-	-	1,07
τ_y (Pa)	-	-	-	7,26
$\dot{\gamma}_{cr}$ ($1/s$)	-	-	-	0,0001

Tabela 5 - Propriedades reológicas para diferentes valores de viscosidade do fluido de perfuração (análise 3)

Um dos casos estudado nessa terceira análise, variando a viscosidade do fluido de perfuração, foi a que segue representada pelo gráfico da Figura 25 abaixo. Nesse caso, dobramos o valor da viscosidade, afim de que pudéssemos observar o comportamento do fluido com relação ao valor padrão original, o valor de $\mu_1 = 0,09778 \text{ kg/m}^3 \cdot s$, estudado anteriormente na secção 4.1.

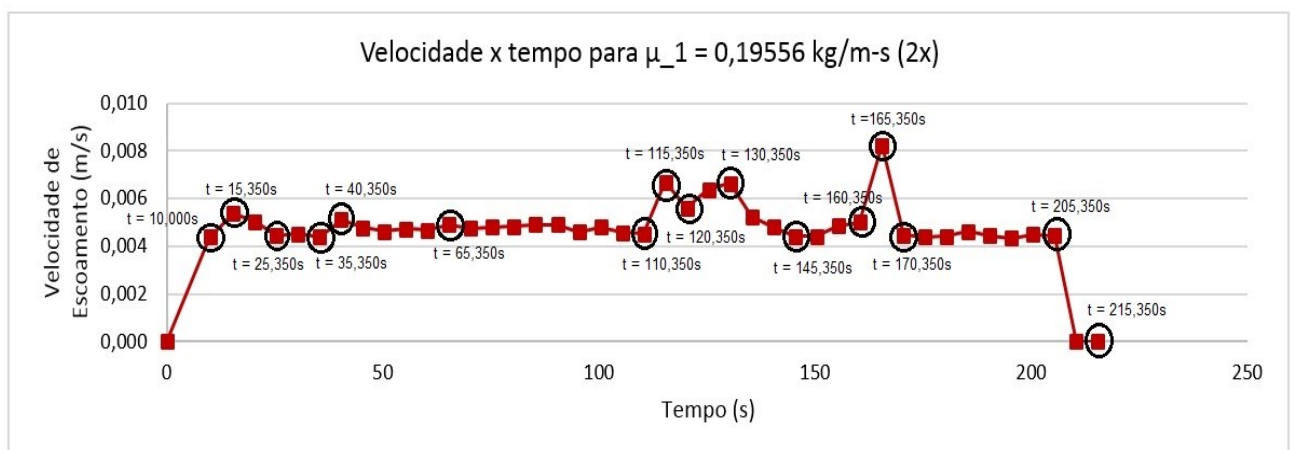


Figura 25 - Gráfico da velocidade x tempo para $\mu_1 = 0,19556 \text{ kg/m}^3 \cdot s$

Como podemos observar no gráfico, em grande parte do tempo os fluidos se mantem em uma velocidade constante, próximo a 0,005m/s, ou seja, ao longe de

todo esse tempo o fluido estava se movimentando, mas em pequenas proporções e sem junção de gotas. Os momentos em que acontecem o pico de velocidade se devem ao fato de que gotas podem ter se juntado e ganhado assim uma velocidade maior, por conta da sua maior densidade, como sinalizamos anteriormente.

Entre $t = 10,000s$ e $t = 15,350s$ houve um aumento na velocidade do fluido. Nesse momento o fluido começou a se movimentar, como podemos observar nas janelas da Figura 26.

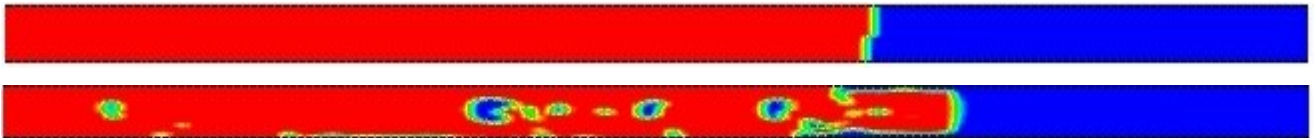


Figura 26 - Escoamento para quando $t = 10,000s$, e $t = 15,350s$, respectivamente

Entre $t = 110,000s$ e $t = 130,350s$ houve o movimento de grandes gotas do fluido 2, como podemos ver na Figura 27, fazendo com que a velocidade atingisse grandes picos nesses momentos.

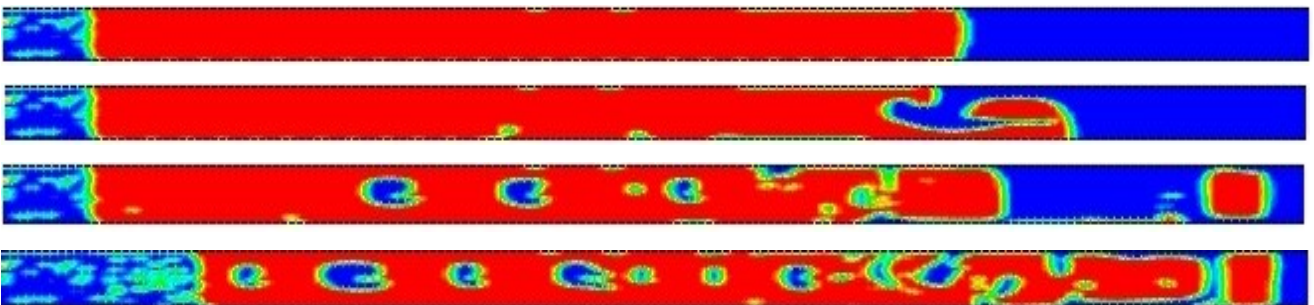


Figura 27 - Escoamento para quando $t = 110,000s$, $t = 115,350s$, $t = 190,350s$, e $t = 130,350s$, respectivamente

Em $t = 165,350s$, onde houve o maior pico de velocidade, em torno de $0,01m/s$, uma grande (e última) gota começou a se deslocar para a parte inferior do poço, causando assim, em $t = 215,350s$, o deslocamento completo.



Figura 28 - Escoamento para quando $t = 165,350s$, e $t = 215,350$, respectivamente

Um outro caso estudado nessa terceira análise foi a que segue representada na Figura 29 abaixo. Nesse caso, triplicamos o valor da viscosidade.

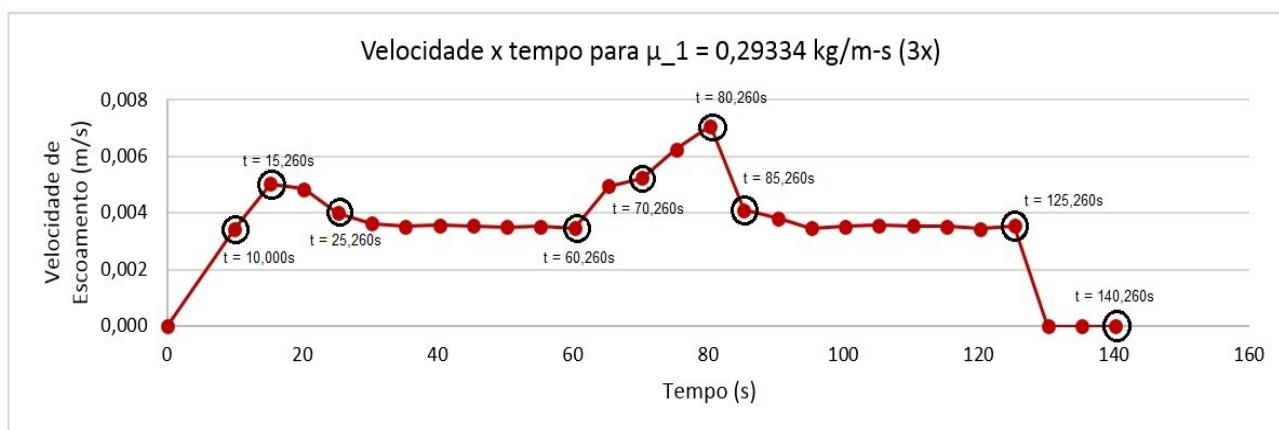


Figura 29 - Gráfico da velocidade x tempo para $\mu_1 = 0,29334 \text{ kg/m}^3.s$

De $t = 10,000s$ a $t = 15,260s$ é possível observar as mesmas situações já apresentadas anteriormente. É nesse momento que há o movimento das primeiras gotas do fluido de tamponamento, por isso o crescimento na velocidade do mesmo, de aproximadamente $0,003m/s$ para $0,005m/s$. anteriormente o fluido estava começando a se desprender.

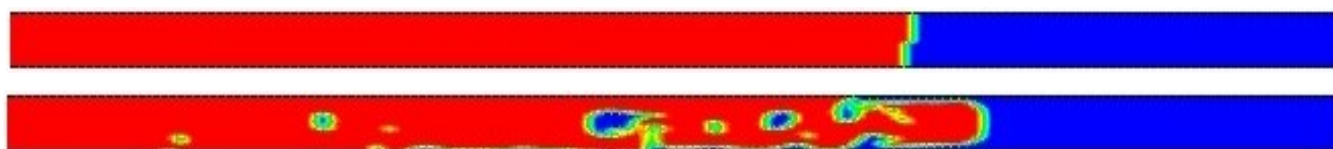


Figura 30 - Escoamento para quando $t = 10,000s$, e $t = 15,260s$, respectivamente

De $t = 25,260s$ para $t = 60,260s$ podemos observar a linearidade da velocidade e o tanto de fluido que se deslocou nesse intervalo de tempo.

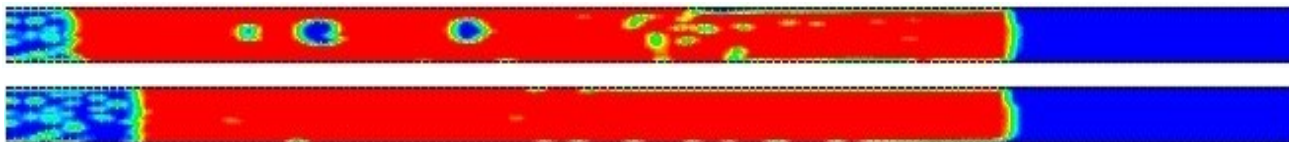


Figura 31 - Escoamento para quando $t = 25,260s$, e $t = 60,260s$, respectivamente

Em $t = 70,260s$ podemos observar que houve um aumento na velocidade do fluido 2, isso se deve as gotas que se juntaram, como podemos ver sinalizado na Figura 32 abaixo.



Figura 32 - Escoamento para quando $t = 70,260s$, com zoom na gota que causa uma maior velocidade

Em $t = 80,260s$, quando há um novo aumento de velocidade em relação ao tempo de $t = 70,260s$ podemos comprovar novamente a junção de duas grandes gotas de fluido que causaram esse aumento na velocidade.

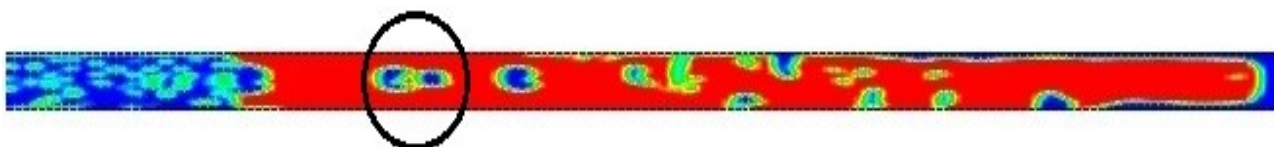


Figura 33 - Escoamento para quando $t = 80,260s$, com zoom na gota que causa uma maior velocidade

De $85,260s$ a $140,260s$ começamos a entrar no estágio final, onde o fluido se desloca por completo para o fundo do poço, fazendo com que não tenhamos mais interação entre os fluidos, e fiquemos assim com uma velocidade nula.

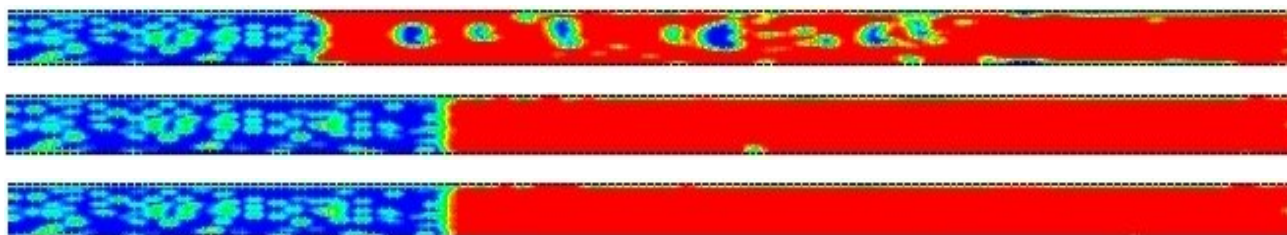


Figura 34 - Escoamento para quando $t = 85, 260s$, $t = 125,260s$, e $t = 140,1260s$, respectivamente

5. Comentários Finais

Como apresentado anteriormente, na secção 4, foram realizadas diferentes análises com o objetivo de estudar e observar como os fluidos se comportam diante de algumas alterações nos parâmetros reológicos.

Em um dos estudos, variamos diferentes razões de densidade do fluido de tamponamento, com o objetivo de observar qual o comportamento do fluido 2 quando sua densidade é aumentada para diferentes valores. Na secção anterior estudamos o movimento de cada um dos testes/casos individualmente, observando inclusive a janela do movimento do fluido naquele instante de tempo analisado. As janelas gráficas foram retiradas do programa fluente, usado neste trabalho como software para estudo.

Abaixo, na Figura 35, temos o gráfico de velocidade x tempo para os 4 casos estudados na secção 4.1.

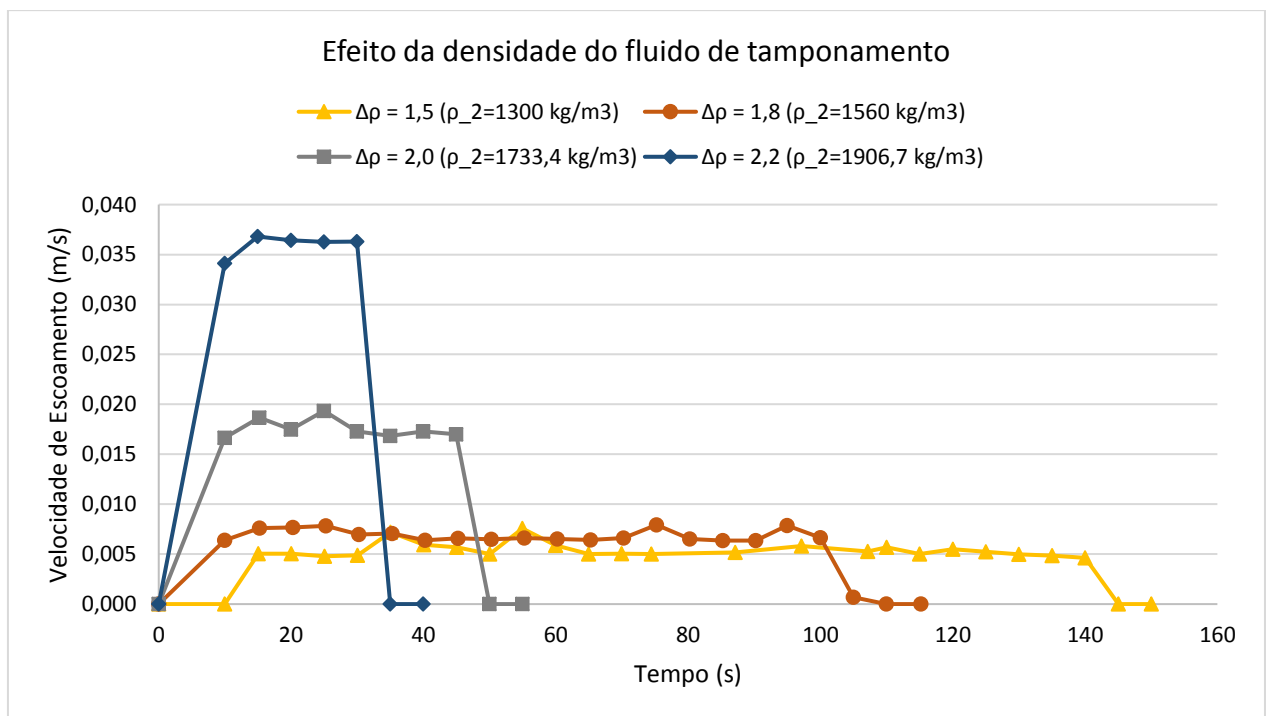


Figura 35 - Efeito da densidade do fluido de tamponamento

Através do gráfico comparativo para os 4 casos em análise, podemos observar que quanto maior a razão de densidades, mais rápido há o movimento

completo entre os dois fluidos em contato no poço, ou seja, mais rápido o fluido 2 troca de lugar com o fluido 1, atingindo assim a parte inferior do poço, e portanto pior o processo de tamponamento. Essa situação comprovada era previsível de ocorrer antes mesmo de se iniciar os testes, uma vez que com uma densidade cada vez maior ficamos com um peso sobre o fluido 1 cada vez maior também. É válido ressaltar que a densidade do fluido 1 se manteve em todos os testes com um valor menor do que as densidades do fluido 2, $\rho_2 = 866,7 \text{ kg/m}^3$.

Um outro fato importante a se observar é com a velocidade. Quanto maior a razão de densidades, maior é a velocidade do escoamento, ou seja, mais rápido ocorrerá o escoamento, devido ao maior peso que o fluido superior tem, acelerando assim o teste e consequentemente a troca entre os fluidos em contato.

Uma segunda análise também realizada nas simulações, e que segue detalhada na secção 4.2, é com relação a tensão limite de escoamento do fluido 2 (propriedade de fluidos não newtonianos, que é o caso do fluido 2), τ_y . Para essa análise realizamos 2 testes, um deles dobramos o valor base dos testes (o valor para quando $\Delta\rho = 1,8$), e no segundo teste, triplicamos esse valor.

Com relação a essa segunda análise observamos que tanto para o caso em que dobramos o valor da tensão limite de escoamento, como para o caso em que triplicamos, não houve movimento entre os fluidos. Ou seja, para os dois casos, ambos os fluidos ficaram estacionários, até o tempo máximo de teste, que no caso 3 foi até $t = 201,090\text{s}$. Isto ocorre porque a força gravitacional não é suficiente para vencer a força devida a tensão limite de escoamento, resultando numa condição de estabilidade, favorável ao processo de tamponamento dos poços.

A terceira e última análise realizada foi com relação não ao fluido de tamponamento, mas sim ao fluido de perfuração, que no nosso caso é suposto como um fluido newtoniano. Para essa análise alteramos os valores da viscosidade 2 vezes, dobrando e triplicando o valor do mesmo, também com base no caso base de $\Delta\rho = 1,8$. Na secção anterior, 4.3, também estudando cada caso dessa análise individualmente, observando o comportamento no tempo para cada velocidade.

Abaixo, na Figura 36, temos o gráfico de velocidade x tempo para os 3 casos estudados na secção 4.3.

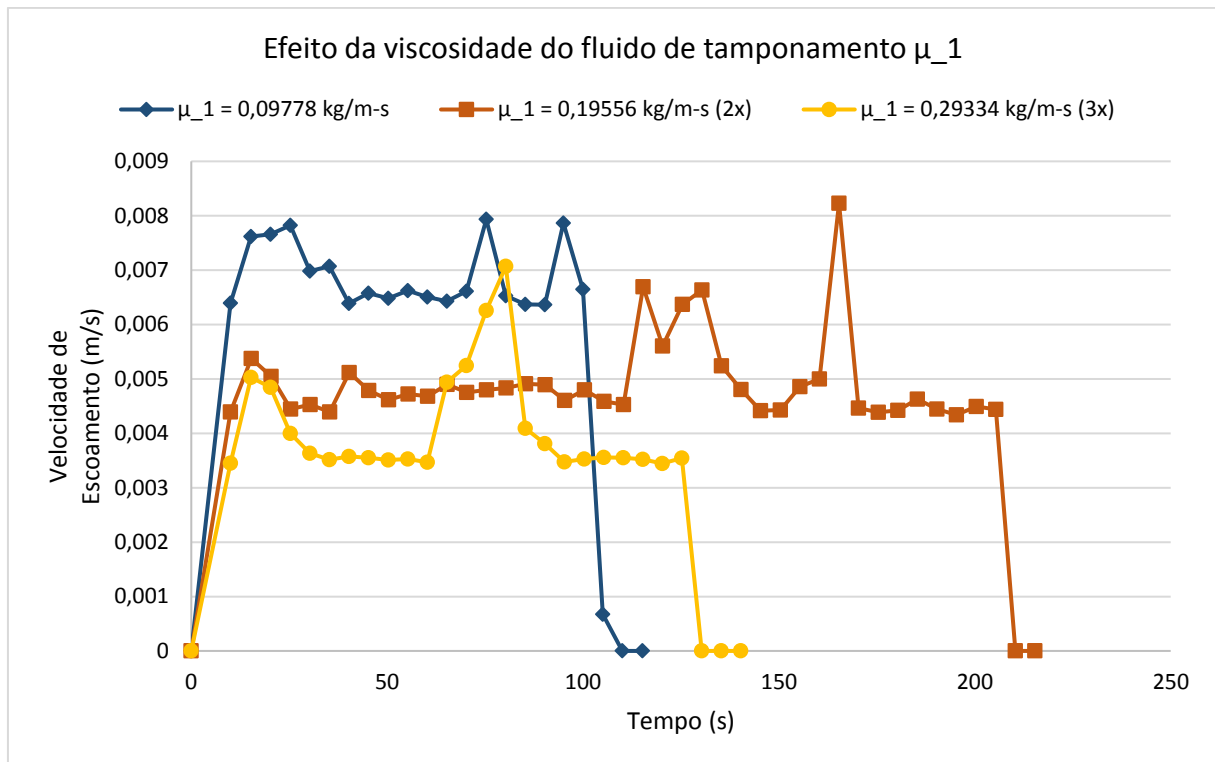


Figura 36 - Efeito da viscosidade do fluido de perfuração

Como nessa análise estamos verificando a viscosidade do fluido de perfuração, é imaginado que os testes em que temos um valor de viscosidade maior, ou seja, ele seria mais espesso, esse fluido de perfuração teria uma maior dificuldade para interagir com o fluido de tamponamento. Podemos ver pelo gráfico acima, que esse fato realmente se comprova. O teste que segue apresentado em azul tem uma viscosidade menor que ambos os outros testes, e com isso consegue escoar mais facilmente, em menor tempo e com uma velocidade maior.

O gráfico em vermelho segue a mesma linha de raciocínio. Ele apresenta um valor de viscosidade intermediária entre ambos os outros casos, e por isso sua velocidade média também gira em torno da média entre os outros dois casos.

Um ponto observado no estudo dos gráficos, e que não era esperado, foi o tempo em que o fluido de maior viscosidade demorou para trocar de lugar por completo com o fluido de tamponamento, levando em consideração o tempo em que o teste de viscosidade intermediária levou. Pela lógica, o gráfico em laranja (caso com viscosidade intermediária $\mu_1 = 0,19556 \text{ kg/m}^3 \cdot \text{s}$) deveria ficar entre o gráfico azul e amarelo. Ou seja, o tempo final, onde não há mais velocidade dos fluidos

deveria ser entre essas duas janelas sinalizadas anteriormente. Essa diferença pode ter se dado a problema numérico não identificado.

6. Conclusões e trabalhos futuros

6.1. Conclusões

Este trabalho comprova algumas situações já anteriormente previstas, como a relação com a razão de densidade do fluido de tamponamento e a relação da viscosidade do fluido de perfuração.

Com a análise da razão da densidade dos fluidos concluímos que quanto maior a densidade do fluido superior, mais rápido haverá a troca completa entre os fluidos.

Com a análise da tensão limite de escoamento do fluido não newtoniano concluímos que quando maior é esse valor, mais difícil será o processo de tamponamento não atingir o sucesso da operação, uma vez que com essa tensão maior temos uma resistência maior ao processo de troca de fluidos.

Com a análise da viscosidade dos fluidos de perfuração, concluímos o que também já era esperando. Quanto mais viscoso o fluido de perfuração, menor será a velocidade do fluido, e com isso menor será o tempo para troca dos fluidos.

Diante das análises realizadas podemos concluir que a situação ideal para que o sucesso da operação seja atingido é quando conseguimos aumentar o valor da tensão limite de escoamento, visto que o fluido não se movimentou. Além disso, podemos levar em consideração as outras duas análises. Se diminuirmos a densidade do fluido de tamponamento ou aumentarmos a viscosidade do fluido de perfuração, teremos um ganho de tempo significativo para que os fluidos não se invertam por completo.

6.2. Trabalhos futuros

Recomenda-se que sejam feitos estudos com diferentes outras variações de densidade do fluido de tamponamento (densidade menores), outras variações da viscosidade do fluido de perfuração (viscosidades maiores), e também que sejam alterados alguns outros parâmetros não newtonianos do fluido de tamponamento.

Além disso, recomenda-se que outras variações sejam levadas em conta, como o tamanho da geometria do poço, realizando assim diferentes outros testes para L e D variados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Vargas, P. R. Posicionamento de tampões em poços de petróleo: uma investigação de escoamentos de inversão por gravidade. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2017.
- [2] Vargas, P. R., Nascente, F., Fonseca, B. S., Mendes, P. R. S, Naccache, M. F. Tamponamento de Poços de Petróleo. Artigo, ENAHPE, 2015.
- [3] Feital, R. J. C. Estudo numérico do processo de tamponamento de poços de petróleo. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2015.
- [4] Meiburg, E., Vanaparthi, S. H., Wilhelm, D. Density-Driven Instabilities of Variable Viscosity Miscible Fluids in a Capillary Tube. New York Academy of Sciences, 2004, vol.1027, p. 383-402.
- [5] Barnes, H. A. A Handbook of Elementary Rheology, 2000, Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, University of Wales.
- [6] Costa, C. M. Caracterização Reológica de Fluidos. Revista Brasileira de Iniciação Científica, Itapetininga, v. 4, n. 7, 2017.
- [7] Reologia de Fluidos. Apostila USP.
https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/371659/mod_resource/content/1/REOLOGIA%20DE%20FLUIDOS%20-%20apostila.pdf
- [8] Journal of Fluid Mechanics. Cambridge University Press.
<https://www.cambridge.org/core/journals/journal-of-fluid-mechanics/article/div-classtitledensity-driven-instabilities-of-miscible-fluids-in-a-capillary-tube-linear-stability-analysisdiv/5018EDC51B45DB0BA78C93396D017DF2>