

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Pedro Tiago Jabor de Oliveira Santos

**Modelo de deslocamento de fluidos imiscíveis em
tubulações com inclinações variáveis**

Projeto de Graduação

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

Orientador : Marcio da Silveira Carvalho

Rio de Janeiro
Junho de 2021

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha família, especialmente ao meu pai e à minha mãe que sempre me apoiam e me dão suporte e motivação para seguir em frente e enfrentar meus obstáculos.

Agradeço aos meus amigos de longa data que sempre estiveram ao meu lado e que certamente foram importantes nessa jornada com diálogos, momentos de descontração e apoio.

Agradeço aos amigos feitos durante esse período na PUC, que se iniciou em 2016. Sem eles, certamente a rotina teria sido muito mais difícil.

Agradeço à toda a equipe PUC RJ pelos anos de aprendizado, especialmente ao professor Marcio Carvalho por aceitar ser meu orientador no presente trabalho.

Resumo

Modelo de deslocamento de fluidos imiscíveis em tubulações com inclinações variáveis

O estudo proposto é importante em processos voltados para a indústria, como na cimentação de poços de petróleo, injeção de gás combustível, limpeza de equipamentos, dentre outros. Os cuidados com os conceitos abordados nesse trabalho são de grande interesse pois problemas operacionais decorrentes de más previsões acerca de escoamento de fluidos imiscíveis podem levar a acidentes desde os mais simples até os mais severos. Um exemplo disso, é a explosão da plataforma Deepwater Horizon no Golfo do México em abril de 2010, onde além da morte de dezenas de pessoas, causou derramamento de petróleo no habitat de várias espécies de animais. O objetivo desse trabalho é apresentar um modelo de simulação de escoamento de fluidos imiscíveis em tubulações com inclinações variáveis e estudar o efeito das diferentes propriedades dos fluidos e condições do escoamento na eficiência do processo de deslocamento.

Palavras chaves: cimentação de poços de petróleo; escoamento de fluidos imiscíveis; tubulações com inclinações variáveis; processo de deslocamento

Abstract

Immiscible fluid model of displacement flow in pipes with variable inclinations

The proposed study is important in processes related to the industry, such as cementing oil wells, fuel gas injection, cleaning equipment, among others. The concepts presented in this work are of great interest because operational problems resulting from poor predictions about the flow of immiscible fluids can lead to accidents from the simplest to the most severe. An example of this is the explosion of the Deepwater Horizon platform in the Gulf of Mexico in April 2010, where in addition to the deaths of dozens of people, it caused an oil spill in the habitat of several species of animals. The objective of this work is to present a simulation model for the flow of immiscible fluids in pipes with variable inclinations and study the effect of different liquid properties and flow conditions on the efficiency of the displacement process.

Key-words: cementing oil wells; flow of immiscible fluids; pipes with variable inclinations; displacement process

Sumário

1.	Introdução.....	8
1.1.	Processo de cimentação de poços de petróleo	9
1.2.	Processo de Deslocamento de Fluidos em Anulares de Poços	11
1.3.	Processo de Deslocamento de Fluidos em Tubos	13
1.4.	Objetivos de Trabalho	15
2.	Modelagem Numérica	17
3.	Discussões e Resultados	20
3.1.	Efeito da vazão do escoamento para tubo com inclinação $\beta = 85^\circ$	21
3.2.	Efeito da vazão do escoamento para tubo com inclinação $\beta = 45^\circ$	23
3.3.	Efeito da vazão do escoamento para tubo com inclinação $\beta = 5^\circ$	24
3.4.	Efeito da viscosidade para tubo com inclinação $\beta = 45^\circ$	26
3.5.	Comprimento de Mistura para os diferentes casos	27
4.	Comentários Finais	29
5.	Referências.....	30

Lista de figuras

Figura 1 - Esquema do processo de construção de um poço de petróleo.....	9
Figura 2 - Resultado da simulação do processo de deslocamento de fluidos em um anular de poço.....	12
Figura 3 – Representação do comprimento de mistura em tubulações.....	16
Figura 4 - Processo de deslocamento de fluidos em um tubo inclinado.....	17
Figura 5 - Representação do perfil de velocidade no modelo utilizado.....	18
Figuras 6 – Imagem do Caso 1	21
Figuras 7 – Imagem do Caso 2	22
Figuras 8 – Imagem do Caso 3	22
Figuras 9 – Imagem do Caso 4	23
Figuras 10 – Imagem do Caso 5	24
Figuras 11 – Imagem do Caso 6	25
Figuras 12 – Imagem do Caso 7.....	25
Figuras 13 – Imagem do Caso 8.....	26
Figuras 14 – Imagem do Caso 9.....	27
Figuras 15 – Imagem do Caso 10.....	27
Figura 16 - Comprimento de mistura para todos os casos analisados.....	28

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros dos diversos casos de deslocamento de fluidos	20
Tabela 2 – Geometria do tubo e volume injetado	21

1. Introdução

O petróleo é considerado um dos principais recursos naturais utilizados como fonte de energia da atualidade. Apesar de já ser conhecido anteriormente, passou a ser explorado em meados do século XIX e utilizado em larga escala a partir da criação dos motores movidos a gasolina ou a óleo diesel. Na década de 70, já representava o carro chefe da economia, correspondendo a quase 50% do consumo mundial de energia e mesmo que atualmente seu uso esteja dando lugar a fontes alternativas de energia, ainda é uma das fontes de energia mais utilizadas no mundo.

Ele é originado a partir da decomposição de matéria orgânica, especialmente dos plânctons. As bactérias em ambientes com baixo teor de oxigênio realizam a atividade de decomposição que acaba por se acumular em camadas do subsolo que se encontram em bacias sedimentares, no fundo dos mares ou de lagos e sob condições específicas de pressão. Ao longo dos anos, esses depósitos sofrem diversas modificações até se transformarem nesse produto que conhecemos hoje.

O petróleo pode ser encontrado em bacias sedimentares, que normalmente se encontram em depósitos distantes da superfície. Sendo assim, o processo de obtenção do óleo demanda equipamentos específicos e tecnologias aplicadas.

A crescente demanda de energia tem levado a indústria de óleo e gás a ampliar as fronteiras exploratórias para regiões desconhecidas e profundidades cada vez maiores, principalmente em alto mar. Reservatórios com características complexas trazem grandes desafios para produção, incluindo a etapa de construção de um poço.

A vida de um poço de petróleo pode ser dividida em 4 etapas: perfuração, etapa onde o poço é construído; completação, onde o poço é ativado para produção de fluidos; produção, etapa mais importante quando o óleo é produzido; e finalmente a etapa de abandono do poço, quando sua produção se torna economicamente inviável.

A construção do poço deve garantir o isolamento hidráulico das diferentes camadas do reservatório. Falhas de construção de poços de petróleo podem levar a graves acidentes durante a produção. A construção pode ser dividida em três etapas: perfuração, o revestimento e a cimentação, discutidas em mais detalhe a seguir.

1.1. Processo de cimentação de poços de petróleo

O processo de construção de um poço é definido de acordo com as características das formações rochosas que serão perfuradas. Durante a perfuração de cada fase pela broca ocorre a circulação do fluido de perfuração que é bombeado pelo interior da coluna e retorna à superfície pelo anular formado entre a parede da rocha e a coluna (Figura 1a). O fluido de perfuração é utilizado principalmente para o carregamento do cascalho arrancado pela broca, para o resfriamento da coluna e da broca, além de sustentar a parede da rocha enquanto ainda não tenha sido instalado e cimentado o revestimento do poço.

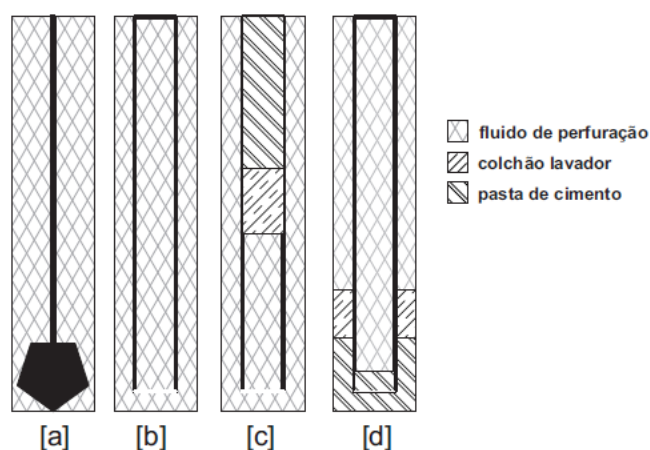


Figura 1: Exemplo esquemático do processo de construção de um poço de petróleo.

Fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. São classificados de acordo com as substâncias que os compõem: Fluidos a base de água, fluidos a base de óleo e fluidos a base de gás. Os fluidos a base de água são muito usados pois a água provém um meio para dispersão para argilas e polímeros, responsáveis pelo controle da viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados de modo a conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço. A escolha de fluidos a base de água é comum devido à sua disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, além é claro do tipo de formação geológica que será perfurada. Os fluidos a base de

óleo são caracterizados pelo elevado grau de inibição em relação as rochas ativas e apresentam taxa de corrosão muito baixa. Suas propriedades são controladas desde que apresentem temperatura de operação entre 177° C e 260° C. A qualidade final do processo de operação é fortemente dependente da eficiência de deslocamento de fluidos envolvidos. Essa dependência se mostra muito mais crítica em poços nos quais fluidos sintéticos ou a base de óleo são utilizados devido à incompatibilidade química entre a pasta de cimento e a lama de perfuração. Por isso vale ressaltar a importância da otimização dos parâmetros de escoamento e das propriedades reológicas de cada fluido no projeto do poço. Fluidos a base de gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás, como todo ou parte, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa. Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como o basalto e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo. A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos. Esta técnica pode ser aplicada em formações duras, estáveis ou fissuradas, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração.

Ao final de cada uma das fases de perfuração da rocha, a coluna de perfuração é recolhida, e o interior do poço fica preenchido pelo fluido de perfuração. O passo seguinte é instalar o revestimento no interior do poço. A distância entre o revestimento e a parede do poço não é constante, formando assim um anular com excentricidade variável. Essa excentricidade é devida a seção não circular do poço e a flambagem do revestimento devido ao seu peso próprio.

Após posicionar o revestimento no interior do poço, é necessário preencher o espaço que restou entre o revestimento e a parede da rocha; esse processo é denominado cimentação do poço. A cimentação tem como objetivos: preencher o espaço entre o revestimento e o poço; promover aderência entre a parede externa (rocha) e o revestimento; fornecer suporte mecânico para o revestimento; além de isolar as formações impedindo perdas de fluido. A cimentação primária consiste no bombeio da

pasta de cimento pelo interior do revestimento e em sequência pelo anular até esta atingir sua posição final onde o cimento irá enrijecer. No início deste processo (Figura 1b), o poço (anular e interior) está preenchido pelo fluido de perfuração. A partir daí são bombeados em sequência um fluido colchão lavador, a pasta de cimento, e novamente um fluido de perfuração que serve nesse caso como fluido de deslocamento (Figura 1c). Essa sequência pode ser um pouco diferente, contendo vários fluidos espaçadores ou mais de uma pasta de cimento. Com a pasta de cimento posicionada, a circulação de fluido é interrompida até o cimento endurecer (Figura 1d).

1.2. Processo de Deslocamento de Fluidos em Anulares de Poços

Para o sucesso da operação de cimentação é necessário que seja removido completamente o fluido de perfuração e/ou o fluido espaçador pela pasta de cimento não havendo mistura entre eles. Problemas ou falhas ocorridas durante a cimentação podem afetar o isolamento hidráulico do poço propiciando a migração de gases ou líquidos da rocha para o anular, podendo ocasionar severas perdas de produtividade, como também colocar em risco a segurança de operação e causar danos ambientais.

A formação não uniforme da interface entre os fluidos na direção azimutal, que leva a coexistência de diferentes fluidos na mesma seção, é um dos principais fatores que levam a falhas no processo de cimentação. Esta evolução não uniforme pode ser causada pela excentricidade do espaço anular, que causa a uma maior velocidade na região mais larga do anular, pela razão desfavorável de viscosidade, que tende a tornar a interface instável e pela diferença de massas específicas, que leva a uma estratificação dos fluidos no caso de poços horizontais.

Existem na literatura diversos trabalhos que estudam o processo de cimentação, principalmente analisando o processo de deslocamento de fluidos no anular. Alguns fatores influenciam fortemente no resultado do processo, entre eles destaca-se, a reologia dos fluidos envolvidos, as características geométricas do poço, a taxa de bombeio dos fluidos e o volume bombeado de cada fluido.

A maior parte dos trabalhos nesta área tem por objetivo determinar a posição das interfaces entre os fluidos e a evolução dessas interfaces durante o bombeio através do espaço anular, para que se possa avaliar a eficiência do deslocamento da pasta. A

dissertação de mestrado de Gomes [1] apresenta um resumo desses trabalhos e desenvolve uma nova metodologia para estudo do problema e simulação do processo de deslocamento de diferentes fluidos no espaço anular. Exemplo de resultados da análise do processo de deslocamento de fluidos no espaço anular é apresentado na Figura 2, onde um colchão lavador (marcado em cor azul) e uma pasta de cimento (marcado em cor verde) deslocam a lama de perfuração (marcado em cor vermelha) que ocupava inicialmente o espaço anular. Pode-se observar claramente a zona de mistura entre os diferentes fluidos.

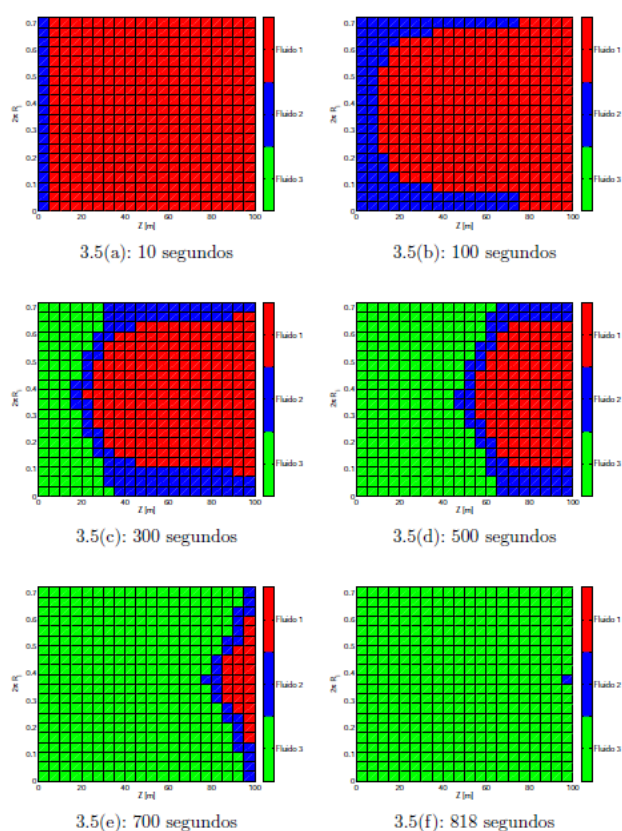


Figura 2: Resultado da simulação do processo de deslocamento de fluidos em um anular de poço. [dissertação de mestrado, Frederico Carvalho Gomes, DEM, PUC-Rio].

1.3. Processo de Deslocamento de Fluidos em Tubos

As análises do processo de deslocamento de fluidos nos anulares de poços apresentadas na literatura consideram que a interface dos diferentes fluidos é uniforme na entrada do anular. Essa hipótese é bastante errada, já que, como apresentado na Figura 1, os diferentes fluidos primeiramente descem pela coluna (tubo de seção reta circular) antes de entrarem no anular. Desta forma, a descrição completa do problema envolve o estudo do processo de deslocamento de fluidos em um tubo de seção reta circular.

Na última década, considerável atenção foi dedicada ao estudo de deslocamento de fluidos miscíveis em tubos. Em 2009, Sahu et al. [2] estudaram numericamente o escoamento em um canal bidimensional de fluidos miscíveis com diferentes densidades em configuração instável por viscosidade (fluido deslocado, 1, mais viscoso do que o fluido deslocante, 2). O escoamento foi descrito pelas equações de Navier-Stokes e continuidade, enquanto a concentração do fluido mais viscoso foi controlada por uma equação de convecção-difusão. A análise do escoamento em canais com inclinação $0^\circ < \beta < 180^\circ$ em relação à vertical, números de Reynolds $Re = 200$, razão de viscosidade $m = \mu_1/\mu_2 = 2$, e grande diferença de densidade $r = \rho_1/\rho_2$, levou a escoamentos estáveis somente em configurações favoráveis de acordo com a densidade, ou seja, o fluido mais leve sobre o mais pesado. No mesmo ano, o escoamento dominado por empuxo em canais bidimensionais quase horizontais ($\beta \approx 90^\circ$) foi investigado numericamente por Taghavi et al. [3]. Os autores restringiram-se ao limite viscoso do escoamento, o que possibilitou o uso a teoria da lubrificação para simplificação das equações de fluxo. Soluções semi-analíticas para o equacionamento do problema foram encontradas, levando a análises mais rápidas sobre a eficiência do deslocamento de fluidos, quando comparadas com análises a partir da resolução do problema numericamente. Estimativas da velocidade da frente do fluido deslocante, V_f , foram empregadas para quantificar a eficiência do escoamento para deslocamento de fluidos com diversas reologias. Considerável ganho de eficiência foi identificado para fluidos deslocados pseudoplásticos e/ou fluidos deslocantes com tensão mínima de cisalhamento. Entretanto, para o caso de o fluido deslocado apresentar tensão mínima de

cisalhamento, uma camada estática de fluido pode ser formada junto às paredes do canal, o que reduz significativamente a eficiência do deslocamento. Em 2012, Taghavi et al. [4] expandiram a análise de escoamento em canais quase horizontais com a execução de experimentos de deslocamento de fluidos com a mesma viscosidade e com baixo número de Atwood em tubos. Nesse estudo, regimes de escoamento além do limite viscoso foram analisados, e um mapa caracterizando a transição de escoamento viscosos para inerciais foi elaborado em função de três números adimensionais: Reynolds, Re , Froude densimétrico, Fr e inclinação do canal, β , no plano $Fr \times Re \cos \beta / Fr$. Regiões qualitativamente similares para escoamento em tubos (experimental) e canais bidimensionais (numérico) foram obtidas, embora os efeitos viscosos sejam mais presentes nos tubos. Para o escoamento em tubos, a região demarcada por $Re \cos \beta / Fr < 50$ caracterizou escoamentos viscosos. A expansão desse trabalho para deslocamento de fluidos em tubos com inclinações menores foi apresentada por Alba et al. [5] em 2013. Os autores exploraram uma grande amplitude de parâmetros, com $0 < Re < 2400$, $0^\circ < \beta < 85^\circ$ e $0 < Fr < 9$, o que levou a escoamento completamente difusivos, inerciais dominados pelo empuxo e laminares viscosos, com variáveis níveis de estabilidade. Para todos os regimes de escoamento observados, uma aproximação da velocidade da frente foi também apresentada. Foi identificado que, para valores de $Re \cos \beta / Fr < 270$, um aumento da velocidade de injeção do fluido deslocante, V_0 , aumenta a eficiência de deslocamento, enquanto, para valores $270 < Re \cos \beta / Fr < 500$, o efeito é oposto. Acima de $Re \cos \beta / Fr = 500$, a vazão do fluido deslocante não impacta a estabilidade do escoamento. Os mesmos autores em 2014 [6] analisaram numericamente casos similares em um canal bidimensional. O escoamento foi descrito pelas equações completas de Navier-Stokes no limite de Boussinesq e as espécies de fluido foram controladas pela concentração de um escalar. Os resultados indicaram que o escoamento tende a se desestabilizar mais na geometria bidimensional do que no escoamento em tubos, onde há uma tendência maior de os fluidos escoarem em uma configuração de duas camadas. A transição de escoamentos viscosos para inerciais foi observada a valores de $Re \cos \beta / Fr > 25$, uma faixa bastante mais estreita do que a observada nos experimentos. Além disso, eles observaram que o tipo de regime não foi significativamente afetado pela vazão do fluido deslocante, a não ser na faixa $180 < Re$

$\cos \beta / Fr < 350$, em que escoamentos inerciais não difusivos tendem a se tornar totalmente difusivos. Em 2016, experimentos em tubos estritamente verticais foram conduzidos por Amiri et al. [7], utilizando fluidos isoviscosos em configuração instável por densidade. Em uma faixa de $0 < Ret = Re/Fr < 800$ e $0 < Fr < 24$, os escoamentos foram classificados como estáveis e instáveis, com a transição entre as classificações marcada por um valor $Ret_{crit}(Fr)$. Foi observado que, para valores muito baixos de número de Atwood, At , o aumento da velocidade de injeção de fluido deslocante, V_0 , tem efeito estabilizador no escoamento. Valores maiores de At requerem valores maiores de V_0 para produzir a mesma estabilização, até um limite de $At = 0,01$ – em que a diferença de densidade passa a ser grande demais para que o escoamento possa ser estabilizado. Um aspecto interessante também analisado pelos autores foi a presença, ou não, de refluxo permanente (backflow) do fluido deslocado. Foi identificado um número de empuxo crítico, $\chi_{crit} = 230$, $\chi = 2Re/Fr$, abaixo do qual o empuxo não é forte o suficiente para induzir um fluxo contrário de fluido deslocado. Etrati e Frigaard propuseram em 2018 [9] um modelo simplificado para deslocamentos inerciais em configuração instável por densidade e escoando em duas camadas. Nesse estudo, o efeito da razão entre as viscosidades dos fluidos deslocante e deslocado, m , na estabilidade do escoamento também foi analisado. O modelo previu perda de estabilidade de escoamentos isoviscosos para $Re \cos \beta / Fr > 50$, estando de acordo com estudos anteriores. Valores mais altos desse parâmetro crítico foram encontrados para razões de viscosidade favoráveis ($m < 1$, fluido deslocante mais viscoso que o deslocado), e mais baixos para razões desfavoráveis.

1.4. Objetivos de Trabalho

Apesar dos trabalhos descritos acima, o efeito das propriedades dos fluidos, geometria do tubo e vazão do escoamento no processo de deslocamento de fluidos em um tubo circular ainda não é totalmente conhecido, principalmente o comprimento de mistura entre os dois fluidos à medida que o processo de deslocamento ocorre. Alguns modelos de simulação numérica são baseados em hipóteses que descrevem o processo de deslocamento em um problema unidimensional, que diminui consideravelmente o tempo de computação, mas que trazem grandes imprecisões nos resultados obtidos.

Recentemente, um novo modelo foi desenvolvido no grupo LMMP da PUC-Rio, considerando um problema 2D para descrever o processo de deslocamento de fluidos em tubos circulares inclinados. O modelo foi implementado em MatLab e encontra-se ainda em fase de testes e melhorias [9].

O presente trabalho representa uma importante etapa no processo de validação e melhoria desse modelo desenvolvido recentemente e tem como objetivo determinar o comprimento de mistura, conforme indicado na Figura 3, em função das variáveis do problema. Quanto menor o comprimento de mistura, mais eficiente é o processo de deslocamento e sucesso da operação de deslocamento da lama de perfuração pela pasta de cimento.

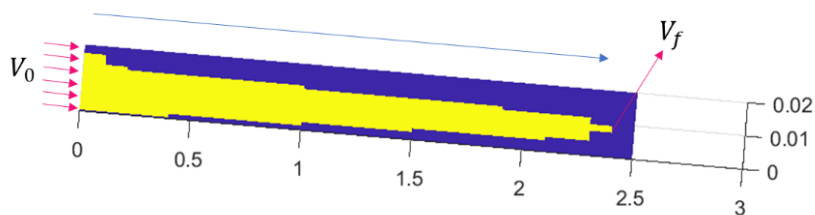


Figura 3 – Representação do comprimento de mistura em tubulações

2. Modelagem Numérica

A Figura 4 apresenta uma representação esquemática do problema de deslocamento de fluidos em um tubo. No escoamento no anular, é vantajoso ter um fluido mais pesado deslocando um fluido mais leve, pois espera-se que a diferença de massa específicas estabilize a interface. Porém, essa sequência de fluidos leva a um escoamento inerentemente instável no tubo, cujo escoamento é no sentido contrário do escoamento no anular. O problema fundamental de interesse é de um fluido mais pesado, representado com H na figura, deslocando um fluido mais leve, representado como L na figura. A diferença de densidade entre os fluidos irá causar o deslocamento do fluido mais pesado no sentido da gravidade, tornando a interface entre os fluidos não uniforme, conforme esquematizado na Fig.4.

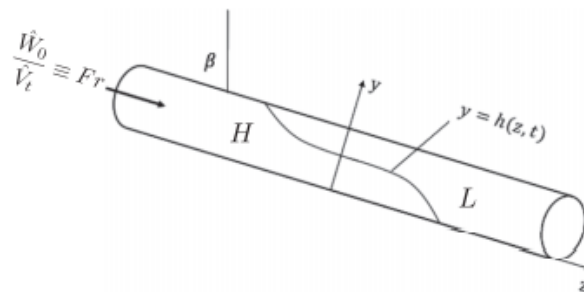


Figura 4: Representação esquemática do processo de deslocamento de fluidos em um tubo inclinado

Diversos trabalhos na literatura consideram um modelo de deslocamento de fluidos entre placas paralelas para descrever o processo de deslocamento em tubos. O estudo do problema considerando escoamento entre placas torna o problema 3D, que apresenta resultados satisfatoriamente representativos. Porém, é claro que essa abordagem não é capaz de descrever o problema com precisão, já que o efeito da parede do tubo desacelera o escoamento.

Em um trabalho recente, Reis et al. [8] adaptaram o modelo de escoamento entre placas paralelas, considerando a geometria circular da seção reta transversal do tubo. A ideia central do modelo é ainda considerar o escoamento sendo escrito em função das

variáveis x e y e assumir um perfil parabólico de velocidade na direção z , conforme ilustrado na Figura 5.

As equações diferenciais que descrevem os campos de velocidade e pressão são escritas como um problema 2D em função das coordenadas x e y apresentado abaixo, onde $w(y)$ é a distância da parede do tubo até o eixo y , conforme indicado na Figura 5.

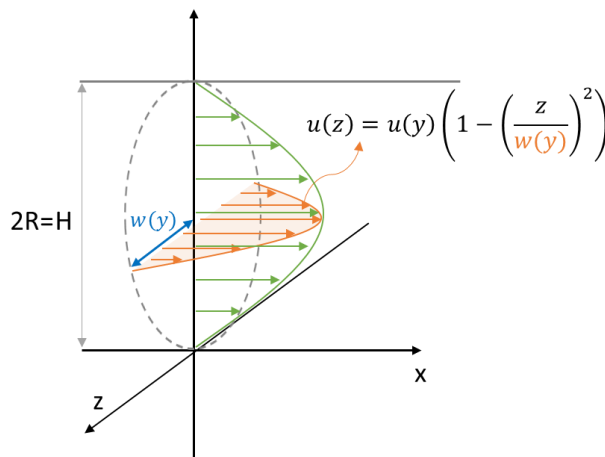
$$\begin{aligned}
 -\frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{-2\mu u}{w^2} + \rho g \cos \beta &= 0 \\
 -\frac{\partial P}{\partial y} - \rho g \sin \beta &= 0 \\
 \frac{\partial u}{\partial x} w + \frac{\partial (vw)}{\partial y} &= 0
 \end{aligned}$$


Figura 5: Representação do perfil de velocidade no modelo utilizado no presente trabalho.

Para a caracterização dos diferentes fluidos que escoam através do tubo, foi adotado uma função ϕ ; valores arbitrários dessa função são utilizados para caracterizar cada um dos fluidos. A função ϕ é convectada pelo campo de velocidade do escoamento, seguindo uma equação de conservação de massa:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} w + \frac{\partial (\phi u)}{\partial x} w + \frac{\partial (w \phi v)}{\partial y} = 0$$

O método das diferenças finitas é utilizado para a solução das equações diferenciais. Para isso, o canal entre as placas foi discretizado de acordo com a malha retangular.

Valores de pressão P e de ϕ são calculados nos nós da malha, enquanto as velocidades u e v são calculadas nas faces dos elementos. A variação dos campos com o tempo foi descrita por um método implícito linearizado.

O presente trabalho usou a implementação em MatLab da solução do sistema de equações descrito acima, considerando uma pressão na saída igual a 1kPa.

3. Discussões e Resultados

Neste capítulo, serão discutidos os impactos das propriedades dos fluidos no processo de deslocamento deles. Serão consideradas diferentes situações nas quais serão apresentadas diferentes inclinações do tubo, diferentes massas específicas e viscosidades. Depois de feitas as simulações com o código em Matlab, serão apontadas quais variáveis foram preponderantes na formação da interface do sistema.

Como discutido nas seções anteriores, o fluido mais leve já estará inserido dentro do tubo e em seguida o fluido pesado será injetado com uma velocidade específica e a interação desses dois começará a ser analisada. Nos resultados apresentados a seguir, o fluido leve será representado pela cor verde e o pesado, pela vermelha.

Os casos a serem analisados são apresentados na Tabela 1. Os casos foram escolhidos de forma a analisar o efeito das propriedades a diferentes condições. Além disso, as simulações são analisadas no tempo referente a inserção de fluido pesado equivalente a $\frac{1}{4}$ do volume total do tubo. Isso foi feito para que fosse possível verificar a interferência de uma massa de fluido considerável, além de garantir a estabilidade numérica dos resultados.

Caso	Beta (graus)	Velocidade de entrada (mm/s)	Densidade leve (kg/m ³)	Densidade pesado (kg/m ³)	Viscosidade leve (Pa.s)	Viscosidade pesado (Pa.s)
1	85	10	1000	1010	10	10
2	85	60	1000	1010	10	10
3	85	120	1000	1010	10	10
4	45	60	1000	1010	10	10
5	45	120	1000	1010	10	10
6	5	60	1000	1010	10	10
7	5	120	1000	1010	10	10
8	45	10	1000	1010	100	100
9	45	60	1000	1010	100	100
10	45	120	1000	1010	100	100

Tabela 1 – Parâmetros dos diversos casos de deslocamento de fluidos

Parâmetros comuns a todos os casos:

Comprimento do tubo [m]	Diâmetro do tubo [pol]	Volume de fluido pesado injetado [m ³]
100	5	50% do volume total do tubo

Tabela 2 – Geometria do tubo e volume injetado

3.1. Efeito da vazão do escoamento para tubo com inclinação $\beta = 85^\circ$

As propriedades descritas no caso 1 foram aplicadas também nos casos 2 e 3, com exceção da velocidade de injeção do fluido pesado, objetivando o estudo do efeito da vazão de injeção. As Figuras 6, 7 e 8 apresentam a distribuição das fases no tempo que corresponde a injeção de um volume igual a $\frac{1}{4}$ do volume do tubo. Desta forma, se o processo de deslocamento fosse uniforme, como um pistão, a interface entre os fluidos deveria estar localizada em $x = 25\text{m}$, já que o comprimento do tubo é igual a 100 m.

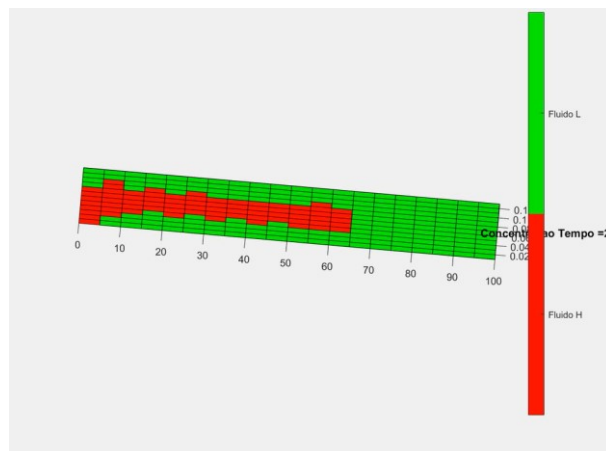


Figura 6: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 1.

Para o Caso 1, caso com a menor velocidade de injeção, o comprimento de mistura é igual à aproximadamente 65% do comprimento do tubo, já que desde a entrada até a coordenada $x=65\text{ m}$, existem os dois fluidos presentes. O processo de deslocamento, portanto, é pouco eficiente.

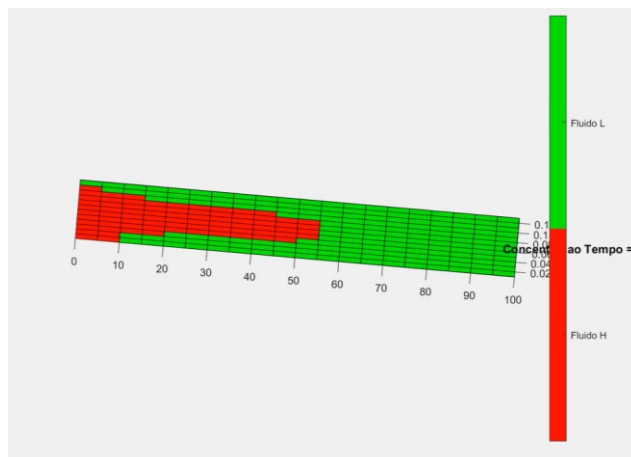


Figura 7: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 2.

No Caso 2, foi alterada a velocidade de entrada do fluido pesado para um valor seis vezes maior, igual a 60mm/s. O fluido mais pesado também se desloca para a parte de baixo do tubo, levando a um deslocamento não uniforme. Porém, pode-se perceber que o comprimento de mistura é um pouco menor do que no caso anterior, e igual a $x = 55m$.

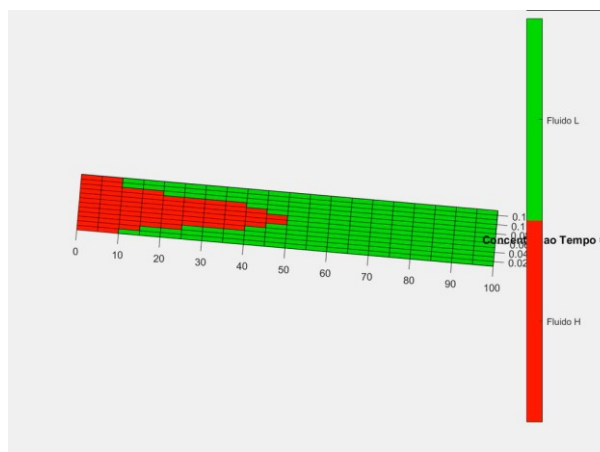


Figura 8: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 3

O Caso 3 representa o processo com uma velocidade de injeção ainda maior, igual a 120 m/s. Pode-se observar na Figura 8 um comprimento de mistura menor, formado pelo cisalhamento das paredes, igual a $x = 55m$.

Os resultados mostram que para esse caso, o aumento da vazão de injeção leva a comprimentos menores de mistura. Isto pode ser explicado comparando as velocidades características do escoamento na direção transversal a seção reta, causado pela diferença de densidade, e o escoamento na direção axial. A velocidade na direção transversal é definida pela diferença de densidade dos fluidos e viscosidade, independente da vazão imposta. A velocidade característica na direção axial é definida pela vazão imposta. Desta forma, quanto maior a vazão imposta, maior será a velocidade axial em relação a velocidade transversal. O processo de deslocamento continua sendo instável, devido a diferença de densidade entre os fluidos, porém o crescimento da instabilidade torna-se mais lento à medida que velocidade axial aumenta.

3.2. Efeito da vazão do escoamento para tubo com inclinação $\beta = 45^\circ$

Nesta seção, o efeito da vazão imposta é analisada para o caso do tubo com uma inclinação de 45° em relação a vertical. As Figuras 9 e 10 apresentam a distribuição das fases no tempo que corresponde a injeção de um volume igual a $\frac{1}{4}$ do volume do tubo.

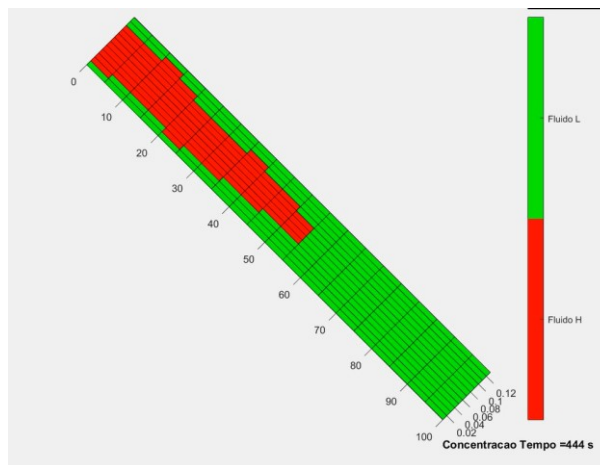


Figura 9: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 4.

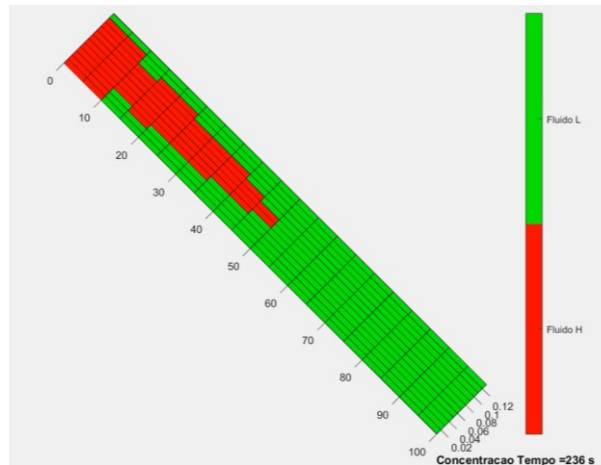


Figura 10: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 5.

Pode-se observar novamente que, como na análise anterior, o aumento da vazão de injeção levou a uma pequena redução nos comprimentos de mistura. Os comprimentos de mistura dos casos 4 e 5 foram iguais aos comprimentos de mistura dos casos 2 e 3. Podemos concluir que, para essas condições, a inclinação do tubo não teve efeito no processo de deslocamento.

3.3. Efeito da vazão do escoamento para tubo com inclinação $\beta = 5^\circ$

Nesta seção, o efeito da vazão imposta é analisada para o caso do tubo com uma inclinação de 5° em relação a vertical; configuração próxima a um poço vertical. As Figuras 11 e 12 apresentam a distribuição das fases no tempo que corresponde a injeção de um volume igual a $\frac{1}{4}$ do volume do tubo para velocidades de injeção iguais a 60 e 120 mm/s, respectivamente. Essas condições representam os casos 6 e 7 da Tabela 1.

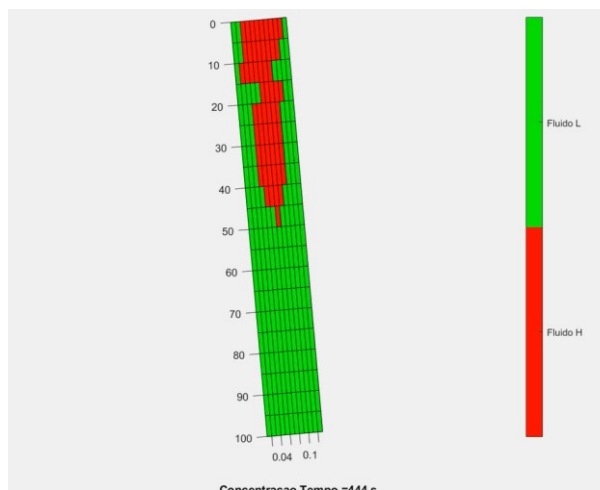


Figura 11: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 6.

Como o tubo está perto da vertical, o escoamento na direção transversal é bem fraco, e o fluido mais pesado forma um canal na parte central do tubo. Os comprimentos de mistura são iguais a $x = 50$ m e $x = 40$ m, respectivamente. Como nos casos anteriores, o aumento da vazão de injeção levou a uma redução do comprimento de mistura, melhorando a eficiência do processo.

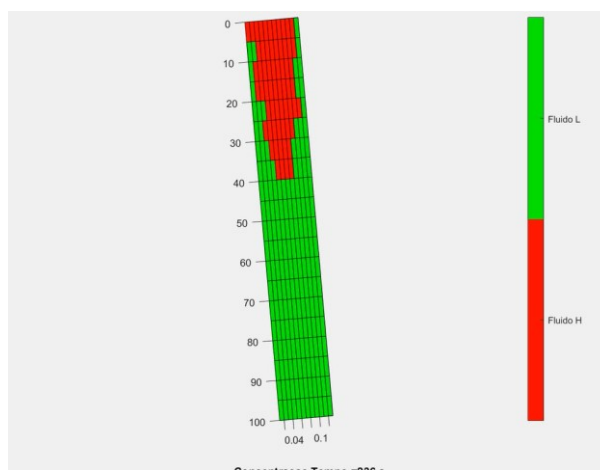


Figura 12: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 7.

É importante observar que esses comprimentos de mistura são menores dos valores observados para tubos mais inclinados, com ângulos de inclinação iguais a 45° e 85° .

3.4. Efeito da viscosidade para tubo com inclinação $\beta = 45^\circ$

O efeito da viscosidade dos fluidos no processo de deslocamento é analisado repetindo os casos 4, 5 e 6, porém considerando fluidos com viscosidade 10 x maior, igual a 100 cP, representando os casos 8, 9 e 10. A distribuição das fases do tubo é apresentada para os três casos nas figuras 13, 14 e 15, respectivamente.

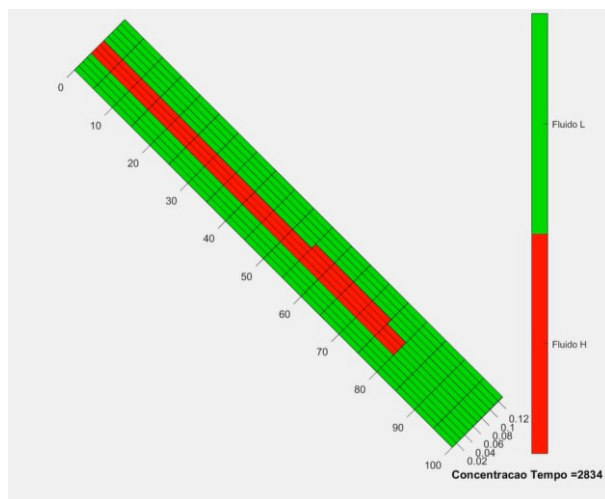


Figura 13: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 8.

Para a menor velocidade de injeção, caso 8, a interface entre os dois fluidos é bastante não uniforme, com o fluido mais pesado criando um canal no centro do tubo. O comprimento de mistura é igual a $x = 80$ m, conforme apresentado na Figura 13.

Como já apresentado nos casos anteriores, o aumento da velocidade de injeção estabiliza o processo de deslocamento. Essa estabilização, caracterizada pela redução do comprimento de mistura, é mais acentuada para esses casos com maior viscosidade. Os comprimentos de mistura para os casos de velocidade média de injeção igual a 60 mm/s (Figura 14 – caso 9) e 120 mm/s (Figura 15 – caso 10) são $x = 55$ m e $x = 45$ m, respectivamente. Os casos 9 e 10 apresentam comprimentos de mistura próximos dos casos 4 e 5, respectivamente, mas com a formação de um canal, como explicado no paragrafo anterior.

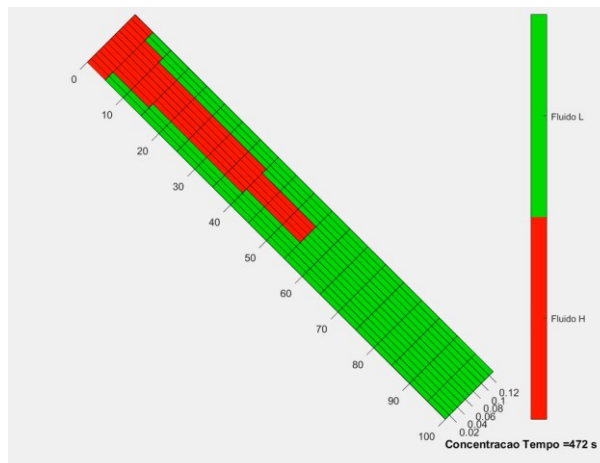


Figura 14: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 9.

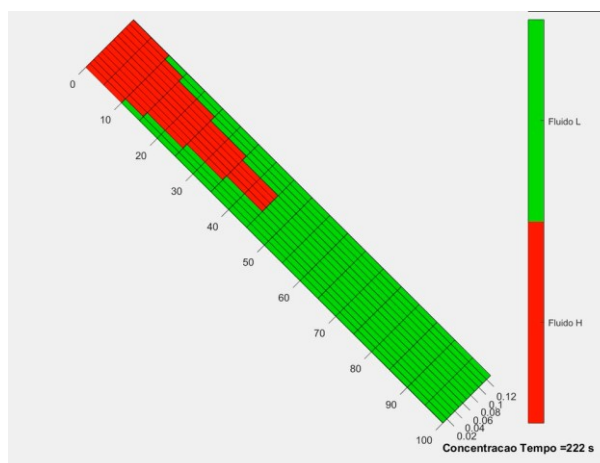


Figura 15: Distribuição das fases para um tempo intermediário do processo para o Caso 10.

3.5. Comprimento de Mistura para os diferentes casos

A Figura 16 apresenta um resumo dos comprimentos de mistura em função da velocidade de injeção para todos os casos analisados neste trabalho. Pode-se observar que para todos os casos, o aumento da velocidade leva a redução do comprimento da

mistura, tornando o processo de deslocamento mais eficiente. Como discutido anteriormente, a maior velocidade na direção axial reduz o tempo de residência da interface no tubo, dando menos tempo para a instabilidade crescer e tornar a interface mais não uniforme.

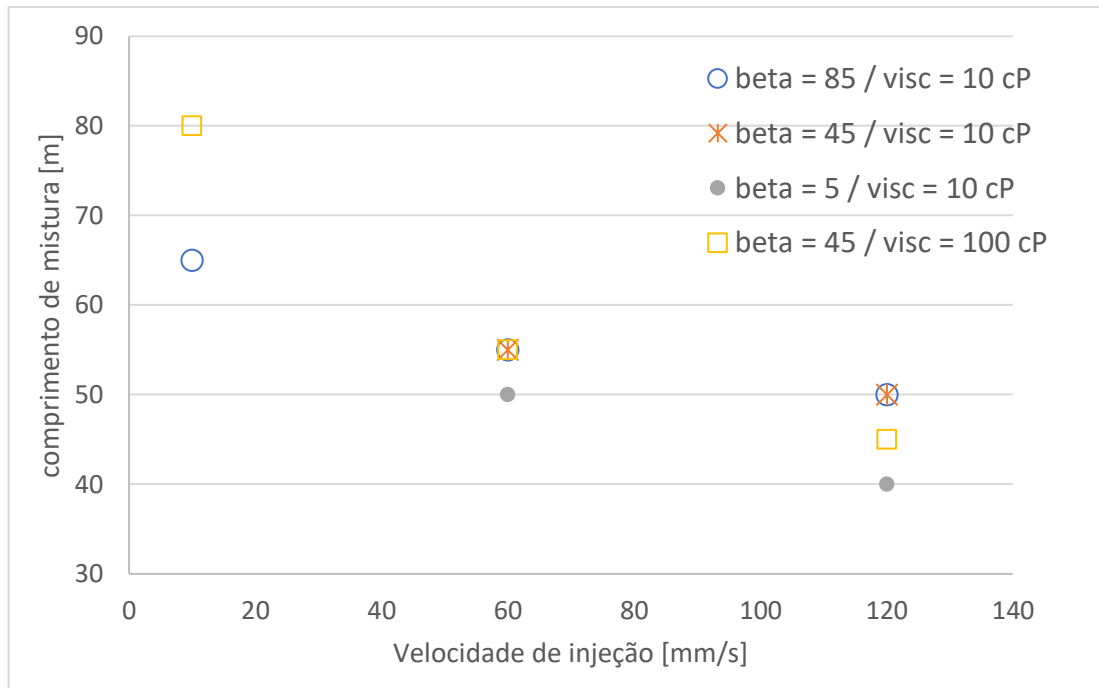


Figura 16: Comprimento de mistura para todos os casos analisados.

O aumento da viscosidade levou a comprimentos de mistura menor para o caso de maior velocidade de injeção e a comprimentos de mistura maior para o caso de menor velocidade de injeção.

4. Comentários Finais

Após uma análise cuidadosa de cada uma das configurações apresentadas, ficou claro que as propriedades do fluido são importantes no processo de deslocamento de fluidos em tubos circulares. Além disso, o efeito dessas propriedades depende também das variáveis do processo, como inclinação do tubo e vazão de injeção.

Em casos de cimentação de poços, quanto menor o comprimento de mistura, mais eficiente é o processo de deslocamento e sucesso da operação de deslocamento da lama de perfuração pela pasta de cimento.

A quantificação de comprimentos de mistura a partir de análises de imagens resultantes de simulações é necessária na previsão de funcionamento de projetos que possam ter algum risco de gerar acidentes, bem como correu anos atrás na Deepwater Horizon, no Golfo do Mexico.

Entende-se, portanto, que como o presente trabalho tinha o objetivo de determinar o comprimento de mistura em função das variáveis do problema e apontar os pontos relevantes em cada situação ilustrada, os objetivos foram alcançados.

5. Referências

[1] F. C. Gomes. Modelo Assintótico do Deslocamento de Líquidos em Anulares com Excentricidade Variável. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2009.

[2] KC Sahu, H Ding, P Valluri, and OK Matar. Pressure-driven miscible two-fluid channel flow with density gradients. *Physics of Fluids*, 21(4):043603, 2009.

[3] SM Taghavi, T Seon, DM Martinez, and IA Frigaard. Buoyancy dominated displacement flows in near-horizontal channels: the viscous limit. *Journal of fluid mechanics*, 639:1, 2009.

[4] Seyed Mohammad Taghavi, Kamran Alba, Thomas Séon, K Wielage-Burchard, M Martinez, and Ian Frigaard. Miscible displacement flows in near-horizontal ducts at low atwood number. 2012.

[5] K Alba, SM Taghavi, and IA Frigaard. Miscible density-unstable displacement flows in inclined tube. *Physics of Fluids*, 25(6):067101, 2013.

[6] K Alba, SM Taghavi, and IA Frigaard. Miscible heavy-light displacement flows in an inclined two-dimensional channel: a numerical approach. *Physics of Fluids*, 26(12):122104, 2014.

[7] A Amiri, F Larachi, and SM Taghavi. Buoyant miscible displacement flows in vertical pipe. *Physics of Fluids*, 28(10):102105, 2016.

[8] P. K. Reis, F. C. Gomes e M. S. Carvalho. Modelo Bidimensional do Processo de Deslocamento de Fluidos em Tubos. Relatório Técnico #3, Projeto “Desenvolvimento de modelos para novos desafios no escoamento de fluidos em poços em operações de cimentação e fluidos de perfuração”, 2021.

[9] Ali Etrati , Ian A. Frigaard: A two-layer model for buoyant inertial displacement flows in inclined pipes. *Physics of Fluids*, 2018