

# 1 Introdução

## 1.1. Motivação

A maioria das empresas petrolíferas do mundo está tendo grandes dificuldades para repor suas reservas, ou seja, estão produzindo anualmente um volume maior de petróleo do que o volume de novas descobertas, acarretando uma diminuição das reservas de petróleo.

Quando uma empresa encontra um reservatório de petróleo, diversos estudos são realizados para determinar a viabilidade econômica do projeto de desenvolvimento. Os principais aspectos considerados nesta avaliação são: o tamanho da reserva encontrada (volume), a qualidade do óleo (preço de mercado) e a tecnologia necessária para produção (custo).

Como atualmente as reservas de petróleo estão ficando cada vez mais escassas, as empresas de petróleo estão tendo um perfil mais agressivo na hora de decidir desenvolver um campo com características menos atrativas. A qualidade do óleo é um bom exemplo desta mudança de critério de decisão. O óleo pesado tem um menor preço de mercado e exige tecnologias mais avançadas para produção (mais caras) se comparado com o óleo leve. Mas mesmo assim o óleo pesado vem aumentando a sua participação nas reservas mundiais.

A produção de óleo pesado representa uma série de desafios tecnológicos desde o escoamento no reservatório até o seu refino. O óleo pesado geralmente é composto por cadeias de carbono muito longas e por isso apresenta densidades e viscosidades muito elevadas. A quebra destas complexas moléculas de carbono em produtos comerciais é um processo caro que exige unidades de refino específicas para óleos pesados. O custo de uma unidade de refino de óleo pesado geralmente é muito mais elevado do que as unidades de refino de óleos leves.

Também são encontradas dificuldades no transporte de óleo pesado em dutos devido a sua alta viscosidade e alto teor de parafina geralmente encontrado neste tipo de óleo.

Neste trabalho em específico, estamos interessados no comportamento do reservatório de óleos pesados, visando os desafios que as empresas petrolíferas terão para realizar o escoamento deste óleo, e como maximizar o fator de recuperação. O fator de recuperação é definido como sendo a razão entre o volume total produzido pelo reservatório e o volume total inicial de óleo no reservatório. O fator de recuperação de reservatórios com óleo leve varia entre 30 e 50%, enquanto o fator de recuperação com óleo pesado varia entre 10 a 30%. A implementação de novas tecnologias para melhor escoar o óleo deveria trazer um aumento do fator de recuperação dos reservatórios de óleo pesado.

Atualmente diversas técnicas são empregadas de forma a maximizar o fator de recuperação em reservatórios de petróleo. Dentre elas podemos citar a injeção de água de forma a manter a pressão do reservatório e ‘empurrar’ o óleo para os poços produtores. No caso do óleo pesado a injeção de água pode ser prejudicial devido a grande diferença entre as mobilidades da água e do óleo. Como a água tem maior facilidade para escoar no reservatório existe grande possibilidade desta água de injeção penetrar pelo contato água e óleo e ser produzida antes mesmo do óleo, fazendo com que haja um baixo fator de recuperação.

Uma das formas para contornar este problema é a adição de polímeros à água de injeção, para reduzir sua mobilidade. Geralmente, a solução polimérica resultante apresenta um comportamento mecânico não Newtoniano, ou seja, sua viscosidade depende também da taxa de deformação, e o fluido apresenta comportamento não Newtoniano.

O escoamento em reservatórios de petróleo ocorre em meio poroso, onde o fluido escoar continuamente por regiões de contrações seguidos de regiões de expansão. Neste tipo de escoamento, a cinemática é bastante complexa, e o comportamento não Newtoniano do fluido é muito importante, tendo grande influência nos perfis de velocidade e pressão encontrados.

## **1.2.Revisão Bibliográfica**

O escoamento em um meio poroso inicialmente foi descrito por Darcy, para a água. Darcy realizou diversos experimentos com meios porosos e observou uma relação entre os parâmetros relevantes ao experimento como descrito pela seguinte fórmula:

$$Q = AM \frac{\Delta P}{L} \quad \text{Eq. (1.1)}$$

Onde:

$Q$  = Vazão volumétrica,

$A$  = Área da seção transversal,

$L$  = Comprimento,

$\Delta P$  = Perda de carga,

$M$  = Mobilidade hidráulica.

Neste experimento ele observou uma relação linear entre  $Q/A$  e  $\Delta P/L$ . A constante de proporcionalidade denominada mobilidade hidráulica, e representa a facilidade da água para escoar em um determinado meio poroso. Para a aplicação desta teoria para outros fluidos, a mobilidade foi expressa em termos reológico e geométrico. O termo reológico é a viscosidade do fluido e o termo geométrico é chamado de permeabilidade, que depende única e exclusivamente das características da rocha. Com isso a equação é expressa da seguinte forma:

$$\frac{Q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad \text{Eq. (1.2)}$$

onde:

$k$  = Permeabilidade

$\mu$  = Viscosidade.

Esta equação é amplamente usada para simular escoamentos em reservatórios de petróleo. Algumas variações desta equação são utilizadas, como por exemplo, em escoamentos de mais de um componente (exemplo água, óleo e gás) onde é aplicada a teoria da permeabilidade relativa, que considera a permeabilidade como função da saturação para cada uma das fases presentes no escoamento.

Para fluidos não Newtonianos a relação linear entre perda de carga e vazão nem sempre é verdade. A viscosidade do fluido não Newtoniano tem características especiais, e a elasticidade também deve ser considerada. Assim, a relação de Darcy deve ser utilizada com cautela nestes casos.

Uma das características dos fluidos não Newtonianos é a variação da viscosidade com a taxa de deformação. Assim, ao longo de um escoamento

isotérmico, o fluido apresentará diferentes níveis de viscosidade, dependendo dos gradientes de velocidade encontrados. Obviamente, este comportamento torna a análise dos escoamentos bem mais complexa do que no caso Newtoniano.

Além deste comportamento, os fluidos não Newtonianos possuem diferentes características entre si. Como exemplo podem-se citar as características elásticas presentes em alguns fluidos e as variações da viscosidade com o tempo de deformação no escoamento. Estas características fazem com que não exista até hoje uma única equação constitutiva para modelar os fluidos não Newtonianos. Na verdade, existem inúmeras equações constitutivas, e muitas outras ainda vêm sendo pesquisadas. Dentre as equações constitutivas, está a equação constitutiva de fluido Newtoniano Generalizado. Neste caso, o comportamento mecânico do fluido é dado pela seguinte expressão:

$$\tau = \eta(\dot{\gamma})\dot{\gamma} \quad \text{Eq. (1.3)}$$

onde  $\tau$  é o tensor das tensões,  $\dot{\gamma}$  é o tensor taxa de deformação, definido como:  $\text{grad } \mathbf{v} + (\text{grad } \mathbf{v})^T$ , sendo  $\mathbf{v}$  o vetor velocidade e  $\eta$  é a função viscosidade. Os fluidos não Newtonianos que se comportam segundo este modelo constitutivo são conhecidos como puramente viscosos. Porém, existem algumas situações em que este modelo fornece bons resultados mesmo que o fluido não seja somente puramente viscoso. Quando o escoamento é viscométrico, por exemplo, as características elásticas do fluido não terão influência na cinemática do escoamento, e a utilização do modelo de fluido não Newtoniano Generalizado fornecerá resultados satisfatórios mesmo para um fluido viscoelástico. Uma outra situação ocorre quando se descreve a função viscosidade como uma relação entre a viscosidade cisalhante e a viscosidade extensional. Para fluidos viscoelásticos, a viscosidade extensional é muito maior do que a cisalhante, e tem forte influência em escoamentos com características extensionais. Assim, o modelo Newtoniano Generalizado que utiliza uma viscosidade média, pode prever características elásticas de um material relacionadas a viscosidade extensional.

A função viscosidade deve representar o comportamento de cada fluido específico. Existem diversas expressões para a função viscosidade, que são

determinadas empiricamente, de acordo com o comportamento do fluido num escoamento de cisalhamento. Por exemplo, pode-se citar algumas expressões mais utilizadas na literatura:

Modelo Power-Law (Bird et al., 1987):

$$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1} \quad \text{Eq. (1.4)}$$

Modelo de Ellis (Bird et al., 1987):

$$\eta = \frac{\eta_0}{1 + (\tau/\tau_{1/2})^{\alpha-1}} \quad \text{Eq. (1.5)}$$

Nos modelos apresentados acima temos que  $\eta$  é a função viscosidade,  $k$  é o índice de consistência,  $n$  é o índice power law,  $\eta_0$  é o limite superior para a viscosidade,  $\tau_{1/2}$  é o valor do módulo do tensor das deformações ( $\sqrt{0,5 \text{ tr } \tau^2}$ ) onde a viscosidade é igual a  $\eta_0/2$  e  $\alpha$  é o expoente de potência.

Dentre os fluidos que se comportam como Newtoniano Generalizados, estão os que são conhecidos como fluidos viscoplásticos. A característica principal deste tipo de fluido é a presença de uma tensão limite de escoamento. Acima da tensão limite de escoamento o material comporta-se como líquido, e abaixo, como sólido. Atualmente, na verdade, este tipo de comportamento vem sendo vastamente discutido na literatura. O que se tem observado, com a utilização de equipamentos mais sensíveis e mais precisos, é que a existência da tensão limite de escoamento pode ser questionada. Os instrumentos mais antigos não eram capazes de medir tensões/deformações abaixo dos valores limites (as deformações, por exemplo, seriam muito pequenas). Atualmente, instrumentos mais precisos indicam que, os materiais viscoplásticos escoam mesmo abaixo da suposta “tensão limite de escoamento”. O que ocorre realmente é que os níveis de viscosidade são bastante elevados nesta faixa de taxas de cisalhamento, e o fluido apresenta um comportamento bi-viscoso. Por outro lado, embora não correspondam inteiramente à verdade, os modelos com “tensão limite de escoamento” levam a resultados bastante satisfatórios.

Como exemplo de equações que caracterizam a função viscosidade de um material viscoplástico podemos citar os modelos de:

- Bingham

$$\eta = \begin{cases} \infty & \tau \leq \tau_0 \\ \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + \mu_p & \tau \geq \tau_0 \end{cases} \quad \text{Eq. (1.6)}$$

- Herschel-Bulkley

$$\eta = \begin{cases} \infty & \tau \leq \tau_0 \\ \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + k\dot{\gamma}^{n-1} & \tau \geq \tau_0 \end{cases} \quad \text{Eq. (1.7)}$$

- Carreau-Yasuda (Bird et al., 1987)

$$\frac{\eta - \eta_\infty}{\eta_0 - \eta_\infty} = \left[ 1 + (\lambda \dot{\gamma})^a \right]^{\frac{n-1}{a}} \quad \text{Eq. (1.8)}$$

Onde:

$\tau_0$  - Tensão limite de escoamento

$\mu_p$  - Viscosidade plástica

k - Índice de consistência

$\eta_0$  - Viscosidade a baixas taxas de deformação

$\eta_\infty$  - Viscosidade a altas taxas de deformação

$\lambda$  - Constante de tempo

a - Coeficiente exponencial

n - Expoente

Os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley modelam o fluido com tensão limite de escoamento, caracterizando-o como um sólido para tensões abaixo deste valor, os modelos de Ellis e Carreau-Yasuda apresentam um patamar para baixos valores de taxa de deformação.

Na maioria dos simuladores numéricos de reservatórios de petróleo, o comportamento do fluido é considerado Newtoniano. Porém existem situações,

como no caso de injeção de polímeros, em que o comportamento mecânico do fluido não pode ser considerado Newtoniano. Nestes casos é necessário fazer uma modelagem matemática que considere o comportamento não Newtoniano do fluido.

A taxa de conversão da energia mecânica em energia térmica em um escoamento por unidade de volume é igual a  $\text{tr}(\boldsymbol{\tau} \cdot \text{grad}\boldsymbol{v})$ , onde  $\boldsymbol{\tau}$  é o tensor tensão-extra e  $\text{grad}\boldsymbol{v}$  é o gradiente de velocidade. Em um escoamento de cisalhamento puro, o termo se reduz à  $\tau_{21}\dot{\gamma}$ , onde  $\tau_{21}$  é a tensão cisalhante e  $\dot{\gamma}$  a taxa de cisalhamento (o escoamento é localmente na direção 1, ou seja,  $\boldsymbol{v} = u_1\mathbf{e}_1$ , e 2 é a direção local do  $\text{grad} u_1$ ). Porém, em escoamentos complexos, cuja cinemática é uma combinação de cisalhamento e extensão, outros termos relacionados com a taxa de extensão do escoamento também aparecem. Porém, em uma análise simples e bem ilustrativa, DURST et al (1987) mostraram que os termos não relacionados com o cisalhamento podem ser bem maiores que os termos relacionados com o cisalhamento. Esta análise sugere que, para fluidos Newtonianos, 75% da dissipação de energia, dada pelo produto  $Q\Delta p$ , seja devida a extensão. Os autores também sugerem que a discrepância entre as teorias descritas e dados experimentais seja devido à omissão da extensão nos modelos de escoamento.

PEARSON & TARDY (2002) apresentaram um estudo de modelos contínuos (semelhante a Lei de Darcy para fluidos Newtonianos) para escoamento em meios porosos, dando atenção especial a influência dos parâmetros reológicos na viscosidade efetiva, comprimento de dispersão e permeabilidade relativa em escoamentos multifásicos. Foi observado que a maioria das aplicações da teoria contínua usam a lei Darcy ou alguma variação dela. Então, o problema fica reduzido a definir uma viscosidade efetiva no caso de escoamentos monofásicos, ou definir a permeabilidade relativa no caso de escoamentos multifásicos. No entanto a complexidade da geometria de um meio poroso real dificulta a solução do problema.

Para fluidos Newtonianos, a viscosidade extensional  $\eta_E \equiv (\tau_{11} - \tau_{22})/\dot{\epsilon}$ , é somente três vezes a viscosidade de cisalhamento  $\eta_E = 3\mu$ . Isto explica o sucesso qualitativo da consideração de cisalhamento puro. Para fluidos viscoelásticos, no

entanto, as viscosidades de cisalhamento e extensional geralmente se comportam de forma oposta: enquanto a viscosidade de cisalhamento  $\eta_s = \tau_{21}/\dot{\gamma}$  é geralmente uma função decrescente da taxa de deformação, a viscosidade extensional  $\eta_E$  aumenta com o aumento da taxa de deformação. Geralmente,  $\eta_E$  é muito maior do que  $\eta_s$ , o que faz com que a contribuição da tensão de cisalhamento para a perda de carga seja pequena em relação à contribuição extensional.

COMMIT et al. (2000) realizaram um estudo experimental para determinar o número crítico de Reynolds para fluidos Newtonianos e não Newtonianos puramente viscosos, que estabelece o limite da validade da equação de Darcy. KHUZHAYOROV et al. (2000) derivou uma Lei de Darcy generalizada para escoamentos transientes lineares de fluidos viscoelásticos em meio poroso, usando a teoria da homogeneização, obtendo o tensor da permeabilidade dinâmica, válido para números de Reynolds e Deborah baixos. Os resultados para o escoamento do fluido de Oldroyd através de um arranjo de tubos capilares mostram que o comportamento viscoelástico é muito diferente do comportamento Newtoniano. No entanto a comparação destes resultados com outro modelo obtido na literatura indicam que ainda não existe uma resposta conclusiva para descrever o escoamento do fluido de Oldroyd através de um meio poroso. LIU & MASLIYAH (1999) usaram uma abordagem de média de volume, onde derivaram as equações para escoamentos puramente viscosos em meios porosos, obtendo bons resultados quando comparados com resultados experimentais. WU & PRUESS (1998) apresentaram uma simulação numérica 3-D para escoamentos puramente viscosos de fluidos não Newtonianos em um meio poroso usando a Lei de Darcy e o conceito de viscosidade efetiva. Pascal e Pascal (1997) estudaram o escoamento de um fluido Power-Law através de um meio poroso usando uma equação de Darcy modificada. Alguns resultados numéricos foram comparados com as soluções exatas, apresentando bons resultados.

CHMIELEWSKI & JAYARAMAN (1992) observaram que a viscosidade extensional é a função dominante para escoamentos de fluidos não Newtonianos através de um arranjo de cilindros, o qual pode ser considerado um modelo de meio poroso.

A influência do comportamento mecânico nos escoamentos em reservatórios de petróleo ficou evidenciada pelo trabalho de HUH & SNOW (1989), que



resolvem a equação de pressão acoplada à equação de transporte do polímero, obtendo uma equação que simula o escoamento radial de um fluido não Newtoniano em um meio poroso, podendo assim estimar as propriedades do reservatório através de uma imposição de um transiente de pressão. TIAB & KATIME (2001) também fizeram uma interessante avaliação sobre o escoamento de fluidos não Newtonianos em reservatórios de petróleo avaliando um transiente de pressão utilizando *Tiab's Direct Synthesis* para cálculo de propriedades do reservatório, onde considera o conceito de viscosidade efetiva.

SOUZA MENDES & NACCACHE (2002) desenvolveram uma relação constitutiva entre a vazão e a perda de carga, a qual considera o comportamento mecânico do fluido com relação à extensão, utilizando uma geometria de um canal convergente-divergente. O desenvolvimento da equação constitutiva foi realizado em dois passos. Primeiramente a relação perda de carga / vazão mássica de um escoamento no meio poroso idealizado foi obtida. Posteriormente a teoria do modelo capilar foi aplicada para obter a equação constitutiva. A equação constitutiva apresenta termos puramente reológicos, puramente geométrico e termos geométrico-reológico. Isto explicita a complexidade de se trabalhar com escoamentos de fluidos viscoelásticos.

ASTARITA, em 1979, propôs o classificador de escoamento  $R$  que mede a velocidade que o material se protege da extensão. Escoamentos de corpo rígido o  $R$  tende ao infinito e para escoamentos viscométricos  $R$  assume valor unitário e para escoamentos de pura extensão  $R$  é igual a zero. THOMPSON, SOUZA MENDES & NACCACHE (1999) propuseram uma equação constitutiva para fluidos viscoelásticos baseado no classificador de escoamento  $R$ . A equação constitutiva calcula a viscosidade do fluido como sendo uma média geométrica entre as viscosidades cisalhante e extensional ponderada pelo do tipo de escoamento.

### **1.3. Viscosidade Extensional**

A viscosidade extensional gera uma perda de carga devido à armazenagem de energia no fluido. O tempo de relaxação do fluido é crítico para a determinação da viscosidade extensional. Fluidos Newtonianos apresentam tempo de relaxação praticamente desprezível. Assumindo esta hipótese pode-se provar que a

viscosidade extensional é três vezes maior que a viscosidade de cisalhamento. Porém, fluidos não Newtonianos, geralmente possuem uma macroestrutura que requer um tempo de relaxamento considerável. Estes fluidos, comumente chamados de fluidos estruturados, apresentam valores para viscosidade extensional muito maiores do que a viscosidade cisalhante.

#### **1.4.Objetivos**

Neste trabalho visamos analisar numericamente o escoamento de um fluido viscoelástico através de um meio poroso idealizado, caracterizado por um canal axisimétrico, com seções convergentes e divergentes.

Implementamos numericamente a equação constitutiva para fluidos viscoelásticos, proposta por THOMPSON, SOUZA MENDES & NACCACHE (1999), para resolver o escoamento através de um canal convergente-divergente com as características geométricas do meio poroso idealizado no trabalho de Souza Mendes e Naccache. O comportamento não Newtoniano do fluido é considerado no que diz respeito à viscosidade extensional. Os efeitos de tensões normais não são considerados neste trabalho. Assim, o comportamento mecânico do fluido é modelado pela equação constitutiva de Fluido Newtoniano Generalizado, com a função viscosidade sendo calculada por uma média ponderada pelo classificador de escoamento  $R$  entre a viscosidade de cisalhamento e a viscosidade extensional. Finalmente comparamos os resultados numéricos de perda de carga com os resultados obtidos com a equação constitutiva proposta por SOUZA MENDES & NACCACHE (2002).

A seguir será feita a descrição da modelagem matemática do problema e apresentada a modelagem teórica de SOUZA MENDES & NACCACHE (2001). No Capítulo 3, é feito o detalhamento da solução numérica. Em seguida são apresentados os resultados obtidos e as conclusões mais relevantes.