

**Julia Frota Renha**

**Simulação do processo de injeção de soluções  
poliméricas viscoelásticas na escala de  
reservatório**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para  
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-  
graduação em Engenharia Mecânica da PUC - Rio.

Orientador: Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coorientadora: Dra. Ranena Verónica Ponce Flores

Rio de Janeiro  
Outubro de 2015

**Julia Frota Renha**

**Simulação do processo de injeção de soluções  
poliméricas viscoelásticas na escala de  
reservatório**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC - Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Prof. Márcio da Silveira Carvalho**

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC – Rio

**Dra. Ranena Verónica Ponce Flores**

Coorientadora

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC – Rio

**Prof<sup>a</sup>. Mônica Feijó Naccache**

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC – Rio

**Dr. Manoel Leopoldino Rocha de Farias**

Shell

**Prof. José Eugenio Leal**

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico –  
PUC – Rio

Rio de Janeiro, 05 de outubro de 2015.

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

## **Julia Frota Renha**

Graduou-se em Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro [2012].

### Ficha catalográfica

Renha, Julia Frota

Simulação do Processo de Injeção de Soluções Poliméricas Viscoelásticas na Escala de Reservatório / Júlia Frota Renha; orientador: Márcio da Silveira Carvalho; coorientadora: Ranena Verónica Ponce Flores, 2015.

89 f.: il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2015.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Soluções Poliméricas. 3. Comportamento Viscoelástico. 4. Recuperação Avançada de Petróleo. 5. Análise Numérica. I Carvalho, Márcio da Silveira. II. Ponce Flores, Ranena Verónica. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Dedico este trabalho aos meus pais,  
Geraldo Renha Jr. e Silvia Frota Renha,  
ao meu irmão Jayme Frota Renha e ao  
Jean Neroni por todo o carinho e apoio  
ao longo desta minha jornada, minha  
eterna gratidão.

## Agradecimento

Aos meus pais, Geraldo e Silvia, que sempre me apoiaram nos momentos difíceis da minha vida, que me encorajam sempre a querer ir mais longe e pela perseverança e atenção na minha formação ética e profissional.

Ao meu irmão, Jayme, pelo suporte em toda essa caminhada, pelos conselhos e por sempre ser um exemplo para mim. Ao Jean Neroni por estar presente em todos os momentos importantes da minha vida e por todo o apoio e incentivo ao longo da minha carreira, inclusive desta importante etapa.

Ao meu orientador Márcio Carvalho por ter acreditado em mim e no projeto desde o início, mesmo com todas as dificuldades encontradas pelo caminho. Agradeço por todos os ensinamentos passados, por todo o tempo disponibilizado e confiança depositada mesmo durante os momentos mais difíceis.

A minha coorientadora Ranena Ponce, que eu tanto admiro. Agradeço por todo o tempo disponibilizado durante este período, por todos os ensinamentos passados, por todas as ideias sugeridas para solucionar os problemas encontrados. Agradeço pela compreensão relacionada as dificuldades do dia a dia. Enfim, obrigada pela amizade.

A professora Mônica Naccache que me incentivou a fazer o Mestrado e que também me apoiou a terminá-lo, mesmo com as dificuldades encontradas pelo caminho. Muito obrigada.

A GE Oil & Gas pelo incentivo para que eu finalizasse o meu Mestrado e pela compreensão para que concluísse o meu projeto.

Aos meus gestores Walter Cintra, Daniel Mutti e Mauricio Brandão que sempre me apoiaram e me ajudaram a conciliar as minhas atividades profissionais com os estudos, obrigada pela compreensão durante este período.

Por fim, obrigada a todos que neste período estiveram presentes e contribuíram de alguma forma na minha caminhada.

## Resumo

Renha, Julia Frota; Carvalho, Márcio da Silveira; Ponce Flores, Ranena Verónica. **Simulação do Processo de Injeção de Soluções Poliméricas Viscoelásticas na Escala de Reservatório**. Rio de Janeiro, 2015. 89p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Com o objetivo de aumentar a capacidade dos poços petrolíferos, métodos convencionais de recuperação são utilizados, os quais consistem na injeção de água ou gás para a manutenção da pressão do reservatório. A produção do óleo ocorre através do deslocamento do mesmo no espaço poroso, onde a água, fluido deslocante, é injetada para ocupar gradualmente o espaço do óleo, fluido deslocado. Devido aos efeitos capilares e às heterogeneidades do meio poroso, uma parcela de óleo residual acaba ficando retida no reservatório, apresentando baixo fator de recuperação de óleo devido a elevada viscosidade do óleo em relação à viscosidade do fluido injetado e altas tensões interfaciais entre os fluidos. A adição de polímeros à água garante um aumento na sua viscosidade, melhorando a razão de mobilidade água/óleo no meio poroso. Uniformizando a frente de avanço e melhorando a eficiência de varrido devido à melhora no deslocamento do óleo. O presente trabalho analisa o comportamento viscoelástico do polímero, isolando o efeito viscoso e elástico em função das taxas de cisalhamento e extensão, implementado em um modelo de simulação de injeção de polímeros na escala de reservatórios. O efeito das propriedades reológicas da solução polimérica mostram nos resultados de produção uma frente de avanço mais estável e conseqüentemente uma melhora na taxa de recuperação de óleo quando avaliou-se o comportamento puramente cisalhante. Entretanto uma melhora na taxa de recuperação e na estabilidade da frente de avanço para o comportamento puramente extensional só pode ser observado quando o número de capilaridade foi aumentado consideravelmente.

## Palavras-chave

Soluções Poliméricas; Comportamento Viscoelástico; Recuperação Avançada de Petróleo; Análise Numérica.

## Abstract

Renha, Julia Frota; Carvalho, Márcio da Silveira (Advisor); Ponce Flores, Ranena Verônica (co-advisor). **Simulation of Injection Process for Viscoelastic Polymer Solution in a Reservoir Scale**. Rio de Janeiro, 2015. 89p. MSc Dissertation - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Aiming to increase the capacity of oil fields, conventional recovery methods are used. These methods consist in the injection of water or gas to maintain the reservoir pressure. The oil production typically takes place by displacing this oil in the porous media, where the displacing fluid (water) is injected to gradually occupy the space of the displaced fluid (oil). Since due to capillary effects and the heterogeneity of the porous media, a residual oil portion ends up trapped in the reservoir. These methods lead to low values of oil recovery factor, which occurs mainly by two factors: high viscosity of the reservoir's oil in relation to the viscosity of the injected fluid and high interfacial tension between the fluids. The addition of polymers to the water ensures an increase in the viscosity of the injected fluid, improving mobility ratio between water and oil in the porous media. Thus, standardizing forward swept and improving the swept efficiency due to improved oil displacement, which reduces the formation of preferential paths in the reservoir, usually called fingers. This paper analyzes the viscoelastic behavior of the polymer, by isolating the viscous and elastic effect in function of its extension and shear rates, implemented in a polymer injection simulation model in a reservoir scale. The effect of the rheological properties of the polymer solution show in the production results a more stable injection front and consequently an oil recovery rate improvement when evaluated as a purely shear behavior. However an improvement in the recovery rate and stability of the injection front for pure extensional behavior can only be observed when the capillary number is increased considerably.

## Keywords

Polymer Solutions; Viscoelastic Behavior; Enhanced Oil Recovery; Numerical Analysis.



## Sumário

1 Introdução	20
1.1. Objetivo	23
1.2. Descrição da Dissertação	24
2 Conceitos Fundamentais	25
2.1. Definições	25
2.1.1. Propriedades da rocha e do fluido	25
2.1.2. Propriedades Interfaciais Rocha-Fluido	31
2.1.3. Eficiência de Deslocamento	32
3 Revisão Bibliográfica	35
3.1. Métodos de Recuperação de Petróleo	35
3.1.1. Injeção de Polímero	38
4 Modelo para Escoamento Bifásico Imiscível e Incompressível	48
4.1. Descrição Matemática	48
4.1.1. Modelo Viscoso: Viscosidade como função da taxa de cisalhamento	52
4.1.2. Modelo Viscoelástico: Viscosidade como função da taxa de extensão	53
4.2. Solução do Sistema de Equações Diferenciais	54
5 Resultados e Discussões	55
5.1. Modelo de Reservatório	55
5.2. Resultados Obtidos Considerando a Variação da Viscosidade com a Taxa de Cisalhamento	57
5.3. Resultados Obtidos Considerando a Variação da Viscosidade com a Taxa de Extensão	71
6 Conclusões Finais e Sugestões	80
7 Referências Bibliográficas	82

## Lista de figuras

Figura 1-1 - Consumo de energia por fonte no Brasil (BEN 2015).	21
Figura 2-1 - Representação de um meio poroso (Bassante, 2007).	26
Figura 2-2 - Tensão interfacial entre as fases (Bassante, 2007).	27
Figura 2-3 - Ilustração de um escoamento em um meio poroso (Luo et al., 2006).	29
Figura 2-4 - Permeabilidade relativa em função da saturação de água. (Fonte: Sheng, 2011).	32
Figura 2-5 - Efeito da razão de mobilidade. (Klins, 1984)	34
Figura 3-1 - Deslocamento não uniforme - Formação de <i>fingers</i> (Don W. Green, G.P.W., 1998).	36
Figura 3-2 – Classificação reológica dos fluidos em função da taxa de cisalhamento (Alcântara, USP).	38
Figura 3-3 – A curva de fluxo de poliestireno em tolueno, $\mu_w = 20M$ , para diferentes concentrações de polímero (Barnes, 2000).	39
Figura 3-4 – A curva de fluxo para 3% de poliestireno em tolueno, para diferentes pesos moleculares (Barnes, 2000).	39
Figura 3-5 – O efeito da qualidade do solvente em dimensões de bobina de polímero (Barnes, 2000).	40
Figura 3-6 - Óleo residual após injeção de água, glicerina e Polímero HPAM (Demin, Jieheng, 2000).	44
Figura 3-7 - Efeito do aumento do numero de capilaridades na redução da saturação de óleo residual (Thomas, 2007).	45
Figura 3-8 - Óleo residual em canais sem saída após: a) Injeção de água, b) Injeção de glicerina e c) Injeção de polímero HPAM (Wang, 2001).	46
Figura 3-9 - Distribuição de óleo após injeção de água e soluções poliméricas com diferentes propriedades viscoelásticas: a) $G'/G''=0$ , b) $G'/G''=0.92$ , c) $G'/G''=1.75$ e d) $G'/G''=2.72$ (Luo et al., 2006).	47
Figura 5-1 - Representação da porosidade no segundo modelo do 10° projeto comparativo da SPE.	56

Figura 5-2 – Representação do comportamento da viscosidade conforme a taxa de cisalhamento de acordo com o modelo de potência.	57
Figura 5-3 - Fator de recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base), injeção alternada APA (caso 1 e 2) e injeção contínua de polímero (caso 3) – Efeito do tipo de injeção e do início de injeção de polímero.	59
Figura 5-4 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base), injeção alternada APA (casos 1 e 2) e injeção contínua de polímero (caso 3) – Efeito do tipo de injeção e do início de injeção de polímero.	60
Figura 5-5 - Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção alternada APA (casos 1 e 2) e injeção contínua de polímero (caso 3) – Efeito do tipo de injeção e do início de injeção de polímero.	61
Figura 5-6 - Fator de Recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção alternada APA (casos 4 e 5) – Efeito da vazão de injeção.	63
Figura 5-7 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção alternada APA (casos 4 e 5) – Efeito da vazão de injeção.	63
Figura 5-8 - Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção alternada APA (casos 4 e 5) – Efeito da vazão de injeção.	64
Figura 5-9 - Fator de Recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção contínua de polímero (casos 6 e 7) – Efeito da vazão de injeção.	65
Figura 5-10 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção contínua de polímero (casos 6 e 7) – Efeito da vazão de injeção.	65
Figura 5-11 - Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção contínua de polímero (casos 6 e 7) – Efeito da vazão de injeção.	66

Figura 5-12 - Fator de Recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção alternada de polímero (caso 2 e 8) – Efeito da variação da viscosidade usando o modelo viscoso.	67
Figura 5-13 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção alternada de polímero (caso 2 e 8) – Efeito da variação da viscosidade usando o modelo viscoso.	68
Figura 5-14 - Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção alternada APA (caso 2 e 8) – Efeito da variação da viscosidade usando o modelo viscoso.	68
Figura 5-15 - Fator de Recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção contínua de polímero (casos 3 e 9) – Efeito da variação da viscosidade usando o modelo viscoso.	69
Figura 5-16 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base) e injeção contínua de polímero (casos 3 e 9) – Efeito da variação da viscosidade usando o modelo viscoso.	70
Figura 5-17 – Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção contínua de polímero (casos 3 e 9) – Efeito da variação da viscosidade usando o modelo viscoso.	70
Figura 5-18 - Representação do comportamento da viscosidade em função da taxa de extensão de acordo com o modelo de Carreau-Yassuda.	71
Figura 5-19 - Fator de Recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base), APA (caso 10) e injeção contínua de polímero (caso 11) – Modelo viscoelástico usando a vazão inicial $Q_{ip}$ .	73
Figura 5-20 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base), APA (caso 10) e injeção contínua de polímero (caso 11) – Modelo viscoelástico usando a vazão inicial $Q_{ip}$ .	73

Figura 5-21 – Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção alternada APA (caso 10) e injeção contínua de polímero (caso 11) – Modelo viscoelástico usando a vazão inicial $Q_{ip}$ .	74
Figura 5-22 - Fator de Recuperação em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base), APA (caso 12) e injeção contínua de polímero (caso 13) – Efeito da vazão de injeção usando o modelo viscoelástico.	75
Figura 5-23 - Corte de água e pressão de injeção em função do VP injetado para a injeção contínua de água (caso base), APA (caso 12) e injeção contínua de polímero (caso 13) – Efeito da vazão de injeção usando o modelo viscoelástico.	76
Figura 5-24 – Mapas da diferença de saturação de água durante o processo de injeção alternada APA (caso 12) e injeção contínua de polímero (caso 13) – Efeito da vazão de injeção usando o modelo viscoelástico.	76
Figura 5-25 - Mapas da Viscosidade da fase aquosa durante o processo de injeção alternada de polímero para a vazão inicial $Q_{ip}$ (caso 10) e $10,000 Q_{ip}$ (caso 12) – Modelo viscoelástico.	77
Figura 5-26 - Mapas da Viscosidade da fase aquosa durante o processo de injeção alternada de polímero para a vazão inicial $Q_{ip}$ (caso 11) e $10,000 Q_{ip}$ (caso 13) – Modelo viscoelástico.	78
Figura 5-27 – Representação do comportamento da viscosidade em função da taxa de extensão de acordo com o modelo de Carreau-Yassuda para duas taxas de relaxação.	79

## Lista de tabelas

Tabela 1-1 - Oferta de energia no Brasil. (BEN 2015).	21
Tabela 5-1 - Casos estudados para a viscosidade variando em função da taxa de cisalhamento.	58
Tabela 5-2 - Casos estudados para a viscosidade variando em função da taxa de cisalhamento.	72

## Lista de símbolos

$A$	Seção transversal [m <sup>2</sup> ]
$C_a$	Número de capilaridade
$C_{ij}$	Fração mássica do componente $i$ na fase $j$
$C_j$	Compressibilidade da fase $j$
$C_p$	Concentração de polímero
$C_{p0}$	Concentração inicial de polímero
$C_r$	Compressibilidade da rocha
$D_e$	Número de Deborah
$d$	Diâmetro do canal [m]
$d_k$	Diâmetro médio da partícula [m]
$E$	Eficiência de deslocamento
$E_m$	Eficiência microscópica
$E_v$	Eficiência volumétrica
$f_w$	Fluxo fracional
$g$	Aceleração gravitacional [m/s <sup>2</sup> ]
$G$	Constante gravitacional
$H$	Parâmetro reológico
$k$	Permeabilidade absoluta do meio poroso [D]
$k_j$	Permeabilidade efetiva da fase $j$ [D]
$k_{rj}$	Permeabilidade relativa da fase $j$
$K_c$	Constante de Kozeny
$L$	Comprimento do meio poroso [m]
$M$	Razão de mobilidade

$n$	Índice de potência
$n_{cy}$	Parâmetro reológico de Carreau-Yosuda
$p$	Pressão global [kPa]
$p_r$	Pressão do reservatório [kPa]
$p_c$	Pressão complementar [kPa]
$P_{cjk}$	Pressão capilar entre as fases j e k [kPa]
$p_j$	Pressão da fase j [kPa]
$p_k$	Pressão da fase k [kPa]
$\Delta p$	Gradiente de pressão
$\Delta p_c$	Gradiente de pressão complementar
$\Delta p_{cjk}$	Gradiente de pressão complementar entre as fases j e k
$\Delta p_j$	Gradiente de pressão na fase j
$q$	Vazão [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
$q_j$	Vazão da fase j [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
$Q$	Vazão volumétrica [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
$Q_{ip}$	Vazão de injeção e produção [ $\text{m}^3/\text{s}$ ]
$R_t$	Raio da garganta de poro [m]
$S_j$	Saturação da fase j
$S_v$	Área superficial específica [ $\text{m}^2$ ]
$s_{wi}$	Saturação de água conata
$S_{or}$	Saturação residual de óleo
$u$	Velocidade média do fluido [m/s]
$U$	Velocidade intersticial [m/s]
$v$	Velocidade de Darcy [m/s]
$v_j$	Velocidade de Darcy na fase j [m/s]
$v_t$	Velocidade total [m/s]



$V$	Volume [m <sup>3</sup> ]
$V_p$	Volume poroso [m <sup>3</sup> ]
$V_t$	Volume total [m <sup>3</sup> ]
$V_s$	Volume da parte sólida [m <sup>3</sup> ]
$z$	Coordenada espacial na direção z
$\Delta z$	Diferença de potencial

## Símbolos Gregos

$\alpha$	Constante extensional
$\varepsilon$	Taxa de deformação
$\dot{\gamma}$	Taxa de cisalhamento
$\lambda$	Mobilidade total
$\lambda_{cy}$	Parâmetro reológico de Carreau-Yosuda
$\lambda_j$	Mobilidade do fluido na fase j
$\lambda_r$	Tempo de relaxação da molécula
$\mu$	Viscosidade dinâmica [Pa.s]
$\mu_j$	Viscosidade de cada fase j
$\mu_d$	Viscosidade do fluido de deslocamento
$\mu_{pw}$	Viscosidade da solução aquosa
$\mu_{e0}$	Viscosidade extensional inicial
$\mu_{e\infty}$	Viscosidade extensional infinita
$\phi$	Porosidade total da rocha
$\phi_0$	Porosidade inicial
$\rho$	Massa específica
$\rho_j$	Massa específica na fase j
$\sigma$	Tensão interfacial [N/m]
$\sigma_t$	Tensão de adesão [N/m]
$\sigma_{or}$	Tensão interfacial entre óleo e rocha [N/m]
$\sigma_{jr}$	Tensão interfacial entre a fase e a rocha [N/m]
$\theta$	Angulo de contato
$\tau$	Passo de tempo
$\Omega$	Domínio

## Subíndices

$i$  Componente ( $i = o, w, g$ ;  $o = \text{óleo}$ ,  $w = \text{água}$ ,  $g = \text{gás}$ )

$j, k$  Fase ( $j, k = o, w, g$ ;  $o = \text{óleo}$ ,  $w = \text{água}$ ,  $g = \text{gás}$ )