José Eduardo Moreno Léverenz

**Simulação de Fluxo em Reservatórios Não
Convencionais de Folhelhos**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura
Co-orientador: Dr. Nelson Inoue

Rio de Janeiro
Abril de 2015

José Eduardo Moreno Léverenz

Simulação de Fluxo em Reservatórios Não Convencionais de Folhelhos

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

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Orientador

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

Prof. Celso Romanel

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

Prof. Eurípides do Amaral Vargas Junior

Departamento de Engenharia Civil - PUC-Rio

Prof. Luis Glauber Rodrigues

Departamento de Engenharia Mecânica - PUC-RIO

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-RIO

Rio de Janeiro, 15 de Abril de 2015

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

José Eduardo Moreno Léverenz

Graduou-se em Engenharia Civil pela Universidade Nacional de San Antonio Abad del Cusco (Cusco-Peru) em 2008. Trabalhou com projetos rodoviários no Peru no período 2008-2012. Ingressou no mestrado de engenharia civil em 2013, na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Ficha Catalográfica

Moreno Léverenz, José Eduardo

Simulação de fluxo em reservatórios não convencionais de folhelhos / José Eduardo Moreno Léverenz; orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura; co-orientador: Nelson Inoue. – 2015.

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

Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, 2015.

Inclui bibliografia

1. Engenharia civil – Teses. 2. Reservatórios não convencionais. 3. Folhelho. 4. Fraturamento hidráulico. 5. Dupla permeabilidade. I. Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. II. Inoue, Nelson. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil. IV. Título.

Dedico este trabalho aos meus pais:
Ester Léverenz Melena e
Jorge Julio Moreno Reátegui

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus, pelo amor, pela vida, pela saúde, por todas as coisas maravilhosas que já fez na minha vida. O senhor é quem guia meus passos e me sinto abençoado pelo seu amor infinito. Obrigado Senhor por todas as experiências vividas nestes dois anos de mestrado, por todas as pessoas maravilhosas que colocaste em meu caminho.

Agradeço a meus pais por todo o amor incondicional que sempre me deram, pelo apoio em cada momento da minha vida. Uma vida toda não é suficiente para expressar toda a gratidão que eu tenho por vocês. Tudo que sou devo a vocês.

Agradeço ao meu filho Franco, que é a maior motivação que eu tenho na minha vida para fazer as coisas corretamente. Agradeço a Milagros pela paciência e apoio que me brindou nestes dois anos.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Sérgio Fontoura, por essa oportunidade de crescimento profissional e pessoal e pela sua excelente orientação deste trabalho. Obrigado Prof. Sérgio, pela confiança depositada no meu trabalho. Foi um grande aprendizado trabalhar com o senhor.

Agradeço ao meu co-orientador, Dr. Nelson Inoue, pelo apoio e incentivo, pelas sugestões fornecidas nos momentos oportunos. Fico muito grato por sua ajuda brindada.

Agradeço aos amigos da equipe do GTEP, Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo, localizada no Colégio São Marcelo: Guilherme, Carlos Emmanuel, Carla, Juan David, Rafael, Daniel, Ismael, Ronald, Laura, Dilia e Danilo, por me receberem muito bem, pelo companheirismo e incentivo no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço aos professores da pós-graduação da PUC-Rio, que em cada aula entregam mais do que conhecimento, entregam sua experiência e qualidade de pessoas, obrigado por tudo o ensinado nestes anos.

Agradeço a minha irmã Patricia, pelo seu apoio durante estes dois anos. Muito obrigado ao meu grande amigo, a quem considero como um irmão: Jordey, sou muito grato por toda ajuda que você me deu. Agradeço também aos meus sobrinhos: Jorge, Carlos e Claudia. A todos eles muito obrigado pela convivência familiar que me deram nestes dois anos.

Agradeço a meu irmão Julio, que é um grande exemplo para mim. Pela força que sempre me brindou, pelo incentivo e apoio para conseguir alcançar os objetivos propostos.

Aos meus amigos: Juancito, Laura, Jeferson, Raúl, Eliot, Gustavo, Fernando, Adriano, Daniel, Natalia, Ronald, Rhaissa, Sandra, Jimmy e Dilia. Obrigado pela amizade. Eu quero agradecer de maneira muito especial ao meu amigo Francisco, pela grande ajuda que você me deu durante o mestrado.

Agradeço aos meus grandes amigos Robert e Geber obrigado pelas ligações que sempre fizeram para me dar uma força e motivar nos momentos que eu precisava.

Não posso deixar de agradecer a todos os funcionários do Departamento de Engenharia Civil da PUC-Rio, em especial a Rita Leite.

Agradeço à CAPES e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Resumo

Léverenz, José Eduardo Moreno; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da; Inoue, Nelson. **Simulação de Fluxo em Reservatórios Não Convencionais de Folhelhos**. Rio de Janeiro, 2015. 146 p. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os reservatórios não convencionais de folhelho possuem permeabilidades muito baixas sendo necessário fraturar hidráulicamente a formação para aumentar a permeabilidade e conseguir um melhor desempenho do poço. O fraturamento hidráulico em vários estágios criado a partir de um poço horizontal gera uma complexa rede de fraturas, com variadas condutividades dentro do volume de reservatório estimulado. Neste trabalho realizamos análises paramétricas para avaliar os efeitos no desempenho do poço produtor causadas pela variação dos diferentes parâmetros dentro da complexa rede de fraturas criada. Estes parâmetros foram principalmente: os espaçamentos na rede de fraturas (sem propante), a condutividade na rede de fraturas (sem propante), a condutividade das fraturas primárias (preenchidas com propante), os espaçamentos das fraturas primárias (preenchidas com propante), a variação da permeabilidade ao longo das fraturas primárias e finalmente a variação das pressões do fundo do poço. Entender as relações entre o tamanho da rede de fraturas, os espaçamentos, a distribuição do propante e a condutividade das fraturas são parâmetros chaves para definir estratégias de estimulação e completação. Finalmente se fez uma simulação com injeção de água avaliando o impacto que causa na recuperação total de óleo e gás, e analisamos a possibilidade de aplicar este método de recuperação num reservatório fraturado hidráulicamente.

Palavras-chave

Reservatórios não convencionais; folhelho; fraturamento hidráulico; dupla permeabilidade.

Abstract

Léverenz, José Eduardo Moreno; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da (Advisor); Inoue, Nelson (Co-Advisor). **Flow Simulation in Unconventional Shale Reservoirs**. Rio de Janeiro, 2015. 146 p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Civil, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The shale reservoirs have ultralow permeability requiring hydraulically fracturing the formation to improve permeability and get a better well performance. The multistage hydraulic fractures system created from a horizontal well generates a complex fracture network with different conductivities within the stimulated reservoir volume. In this work we made parametric analyzes to assess the effects on producer well performance caused by the variation of different parameters within the complex network fractures created. These parameters were mainly: spacing in the un-propped fracture network, the conductivity in the un-propped fracture network, primary fracture conductivity, primary fracture spacing, the variation of permeability along the primary fractures and finally the variation of downhole pressures. Understanding the relationship between fracture network size, fracture spacing, proppant distribution, and fracture conductivity is critical to stimulation and completion design. Finally a simulation with water injection evaluating its impact on recovering oil and gas was carried out, and the possibility of applying this method of recovery in a fractured reservoir was evaluated.

Keywords

Unconventional reservoirs; shale; fracking; dual permeability.

Sumário

1. Introdução	18
1.1. Relevância e motivação do estudo	18
1.2. Objetivos	19
1.3. Organização da dissertação	19
2 . Revisão bibliográfica	21
2.1. Reservatórios de gás não convencionais	21
2.2. Shale gás	24
2.3. Oil shale e shale oil	25
2.4. Fraturamento hidráulico	26
2.5. Fraturamento hidráulico em vários estágios	29
2.6. Mapeamento micro sísmico (MS mapping)	31
2.7. Volume de reservatório estimulado (SRV)	34
2.8. Métodos de simulação de reservatórios naturalmente fraturados	38
2.8.1. Modelo de dupla porosidade	39
2.8.2. Modelo de dupla porosidade e dupla permeabilidade	42
2.8.3. Termo de transferência de fluxo entre a matriz e as fraturas	43
3 . Simulação de fluxo em reservatórios de folhelho	44
3.1. Modelagem de fluxo em reservatórios fraturados	44
3.1.1. Dupla porosidade standard (DUALPOR)	45
3.1.2. Dupla permeabilidade (DUALPERM)	45
3.1.3. Subdomínio (SUBDOMAIN)	46
3.1.4. Multiple interacting continua (MINC)	47
3.2. Equações de conservação de massa	49
3.2.1. Transmissibilidade	50
3.2.2. Coeficiente de transferência	51
3.3. Pseudo permeabilidade da fratura primária	51
3.4. Permeabilidade e porosidade da rede de fraturas	52
3.4.1. Permeabilidade da rede de fraturas	52

3.4.2. Porosidade da rede de fraturas	53
3.5. Fluxo não darcy em reservatórios	54
3.6. Fator de correção do coeficiente não Darcy	55
4 . Simulação do modelo de reservatório	58
4.1. Descrição do simulador	58
4.2. Modelo base	58
4.2.1. Descrição do reservatório	59
4.2.2. Características da matriz e das fraturas	61
4.2.3. Propriedades dos componentes do fluido (PVT)	62
4.2.4. Propriedades rocha-fluido	64
4.2.5. Condições iniciais	68
4.3. Análise paramétrica	68
4.3.1. Caso 1: variação dos espaçamentos na rede de fraturas	69
4.3.2. Caso 2: variação das condutividades na rede de fraturas	70
4.3.3. Caso 3: variação das condutividades nas fraturas primárias	70
4.3.4. Caso 4: variação dos espaçamentos nas fraturas primárias	71
4.3.5. Caso 5: Variação da permeabilidade ao longo da fratura primária	72
4.3.6. Caso 6: variação da pressão do fundo do poço	74
4.4. Modelo de injeção de água	74
5 . Resultados e discussão	76
5.1. Resultados da análise paramétrica	76
5.2. Resultados do modelo de injeção de água	90
6 . Considerações finais	95
6.1. Conclusões	95
6.2. Sugestões para trabalhos futuros	97
Referências bibliográficas	98
Anexo	102

Lista de figuras

Figura 2.1 Esquema geológico dos recursos de gás (Elgmati, 2011)	21
Figura 2.2 Recursos de hidrocarbonetos em todo o mundo (Chen, 2013)	22
Figura 2.3 Pirâmide de recursos com foco em recursos não convencionais (Rajnauth, 2012)	24
Figura 2.4 Possíveis cenários da distribuição do propante (Cipolla, 2009)	28
Figura 2.5 Exemplos de possíveis tipos de fraturas (Warpinski et al., 2008)	29
Figura 2.6 Fraturamento hidráulico multi fase (Wan, 2013)	30
Figura 2.7 Mapeamento micro sísmico poço vertical, Barnett Shale (Warpinski et al., 2008)	32
Figura 2.8 Eventos padrões MS para a Barnett Shale, fraturamento hidráulico num poço horizontal (Cipolla et al., 2009)	33
Figura 2.9 Relação da longitude total da rede de fraturas como função do volume total de fluido bombeado (Fisher et al., 2002)	35
Figura 2.10 Estimativa da SRA a partir dos dados de mapeamento micro sísmico (Mayerhofer et al., 2008)	36
Figura 2.11 Esboço conceitual do cálculo da altura SRV (Mayerhofer et al., 2008)	37
Figura 2.12 SRV vs 15 anos de produção acumulada (Mayerhofer et al., 2008)	38
Figura 2.13 Idealização das heterogeneidades do meio poroso (Warren e Root, 1963)	39
Figura 2.14 Representação do reservatório fraturado no modelo de dupla porosidade. Destaque para a sobreposição dos grids de fratura e de matriz (Lemonnier e Bourbiaux, 2010)	41
Figura 2.15 Detalhe do bloco de matriz cercado por fraturas (Paiva, 2012)	43
Figura 3.1 Refinamento vertical do bloco da matriz	

(User's guide imex)	46
Figura 3.2 Refinamento aninhado do bloco da matriz	
(User's guide imex)	47
Figura 3.3 Diagramas esquemáticos das conectividades	
(User's guide imex)	48
Figura 4.1 Modelo base do reservatório com duas fraturas planares transversais ao poço horizontal	60
Figura 4.2 Poço produtor com duas fraturas primárias transversais	61
Figura 4.3 Curvas de permeabilidade relativa da água e do óleo na matriz	65
Figura 4.4 Curvas de permeabilidade relativa do óleo e gás na matriz	66
Figura 4.5 Variação da pressão capilar óleo-água vs a saturação da água na matriz	66
Figura 4.6 Variação da pressão capilar óleo-gás vs a saturação do líquido na matriz	67
Figura 4.7 Curvas de permeabilidade relativa nas fraturas	67
Figura 4.8 Variação da permeabilidade nas fraturas primárias	72
Figura 4.9 Permeabilidades nas fraturas primárias e na matriz.	73
Figura 4.10 Modelo base de injeção de água	75
Figura 5.1 Efeito dos espaçamentos na rede de fraturas	77
Figura 5.2 Variações das pressões médias do reservatório	77
Figura 5.3 Efeitos das condutividades na rede de fraturas	79
Figura 5.4 Variações das pressões médias do reservatório	79
Figura 5.5 Efeitos das condutividades nas fraturas primárias	81
Figura 5.6 Variações das pressões médias do reservatório	81
Figura 5.7 Efeitos dos espaçamentos das fraturas primárias	83
Figura 5.8 Variações das pressões médias do reservatório	83
Figura 5.9 Pressões no reservatório ao longo do período de produção	85
Figura 5.10 Comparação das curvas de fator de recuperação de gás e pressão média do reservatório, para permeabilidades constantes e variadas ao longo das fraturas primárias	86
Figura 5.11 Fator de recuperação de óleo para diferentes BHP	87
Figura 5.12 Fator de recuperação de gás para diferentes BHP	87

Figura 5.13 Variações das pressões para diferentes BHP	89
Figura 5.14 Curvas de pressão média do reservatório e injeção de água	91
Figura 5.15 Fator de recuperação de óleo para os diferentes cenários	91
Figura 5.16 Modelos de injeção de água no modelo base	92
Figura 5.17 Curvas de fator de recuperação de óleo, água acumulada e pressão do reservatório para o modelo com poço injetor na matriz	93
Figura 5.18 Curvas de fator de recuperação de óleo, água acumulada e pressão do reservatório para o modelo com poço injetor na fratura primária	94

Lista de tabelas

Tabela 2.1 Resumo dos hidrocarbonetos convencionais e não convencionais por regiões no mundo	23
Tabela 3.1 Correlações para o fluxo não Darcy segundo Geertsma e Frederick & Graves.	56
Tabela 4.1 Características de matriz e fraturas.	62
Tabela 4.2 Propriedades PVT do fluido.	63
Tabela 4.3 Propriedades adicionais do fluido.	64
Tabela 4.4 Casos avaliados na análise paramétrica.	69
Tabela 4.5 Variação dos espaçamentos na rede de fraturas.	69
Tabela 4.6 Variação das condutividades na rede de fraturas.	70
Tabela 4.7 Variação das condutividades nas fraturas primárias.	71
Tabela 4.8 Variação do espaçamento nas fraturas primárias	72
Tabela 5.1 Fator de recuperação de óleo para diferentes espaçamentos na rede de fraturas.	78
Tabela 5.2 Fator de recuperação de óleo para diferentes condutividades na rede de fraturas.	80
Tabela 5.3 Fator de recuperação de óleo para diferentes condutividades nas fraturas primárias.	82
Tabela 5.4 Fator de recuperação de óleo para diferentes espaçamentos de fraturas primárias.	84
Tabela 5.5 Fator de recuperação de óleo.	88
Tabela 5.6 Fator de recuperação de gás.	89

Lista de nomenclatura

Letras Latinas:

A	Área
B	Fator volume de formação do fluido (ex. B_o , B_w , B_g)
D ou Z	Profundidade de análise
E_g	Fator de expansão do gás (inverso do B_g)
ft	Pés
L_x , L_y , L_z	Dimensões equivalentes do bloco de matriz
K	Permeabilidade absoluta
k	Permeabilidade efetiva
k_r	Permeabilidade relativa
K_{fx}	Permeabilidade da fratura na direção x
K_{fy}	Permeabilidade da fratura na direção y
K_{fz}	Permeabilidade da fratura na direção z
K_{feff}	Permeabilidade da fratura nos blocos do modelo de 2 ft
K_{corr}	Permeabilidade da fratura corrigida nos blocos do modelo 2ft
md	Mili Darcy
nd	Nano Darcy
$N1_\alpha$	Parâmetro para determinar o coeficiente de fluxo não darcy
$N2_\alpha$	Parâmetro para determinar o coeficiente de fluxo não darcy
p	Pressão
P_c	Pressão capilar
R_s	Razão de solubilidade do gás no óleo
q	Vazão de fluidos
S	Saturação do fluido
t	Tempo
T	Transmissibilidade
V	Volume
Vis_o	Viscosidade do óleo
Vis_g	Viscosidade do gás

Letras gregas:

α	Parâmetro para determinar o coeficiente de fluxo não Darcy
γ	Peso específico do fluido
β	Coeficiente de fluxo não Darcy
Δp	Variação da pressão
$\Delta x, \Delta y, \Delta z$	Dimensões de uma célula de simulação
∇	Divergente
μ	Viscosidade dinâmica do fluido
ρ	Densidade
σ	Fator de forma (referente às dimensões do bloco de matriz)
τ	Função de transferência
Φ	Porosidade
Φ	Potencial de fluxo
v	Velocidade
w_f	Largo da fratura

Sobrescrito:

$\wedge$	Representa os termos da fratura (ex. porosidade da fratura, $\hat{\phi}$)
x	Direção no sentido “x”
n	Nível de tempo antigo
$n+1$	Nível de tempo novo

Subscrito:

α	Fase (óleo, água ou gás)
f	Fratura
m	Matriz
o	Óleo
g	Gás
w	Água
t	Igual a f ou m (fratura ou matriz)
$corr$	Corrigido
$feff$	Fratura efetiva
$i+1/2$	Fronteira entre duas células

Siglas:

AAO	Austral-Asia
AFR	Africa
bbl	Barril
BHP	Pressão do fundo do poço
CIS	Comunidade dos estados independentes
CMG	Computer modelling group
DIFRAC	Espaçamento de fraturas na direção “i”
DJFRAC	Espaçamento de fraturas na direção “j”
DUALPERM	Dupla permeabilidade
DUALPOR	Dupla porosidade
EUP	Europa
IMEX	Implícito-Explícito
LAM	Latino América
MET	Médio oriente
MINC	Multiple Interacting Continua
NAM	América do norte
SRV	Volume de reservatório estimulado
SUBDOMAIN	Subdomínio
tfc	Trilhões de pés cúbicos