

ESTUDO SOBRE COMPORTAMENTO DE UM RESERVATÓRIO PETROLÍFERO SUBMETIDO A INJEÇÃO DE ÁGUA NO POÇO

Wesley Andrade Santos¹; Cristiane Souza Teodoro dos Santos²; Cláudio Borba³

¹Universidade Tiradentes, Campus Farolândia – wesley.de.cristojesus@hotmail.com

²Universidade Tiradentes, Campus Farolândia – Cristianeteodoro95@hotmail.com

³Universidade Tiradentes, Campus Farolândia – clborba@uol.com.br

Resumo

Durante a produção do petróleo, a pressão do reservatório vai caindo, perdendo força para elevar naturalmente o fluido no poço. Sendo assim, é necessário ter outros métodos artificiais de recuperação, método secundário, para repor energia no reservatório, deixando o fluxo permanente e recuperando o máximo de óleo. Dentre os métodos secundários, a injeção de água é muito utilizada, com o objetivo fornecer pressão ao reservatório, deslocar o óleo existente no meio poroso para o poço e ocupar o espaço deixado por este. Este trabalho é feito por análise experimental, onde tratou-se de um problema de fluxo bifásico com curvas de fluxo fracionários para 2 casos diferentes, analisando as variáveis que influem no estudo do projeto de injeção. Atentou-se às relações entre mecanismo de injeção, permeabilidade relativa ao óleo e à água, razão de mobilidade para os dois casos, saturação dos fluidos, fator volume de formação, que influenciam nos resultados positivos da modelagem e no aumento da recuperação do petróleo, alcançado através de uma melhor distribuição de vazões de injeção de água.

Palavras-chave: Método secundário. Injeção de água. Razão de mobilidade. Recuperação do petróleo.

Introdução

Com o passar dos anos, a capacidade de produção de reservatório cai até chegar a um período que começa a se ter perda de pressão, não sendo capaz de produzir naturalmente e um método para recuperar sua energia natural e começa a ser estimulado artificialmente (OLIVEIRA, 2014). Entre tais métodos secundários, encontra-se a injeção de água no reservatório, que se dá através da perfuração de poços em lugares estratégicos e permite uma melhor “varredura” do volume de óleo.

A injeção da água tem como objetivo principal repressurizar o reservatório e recuperar o óleo, fazendo aumentar a pressão no interior dos poros através do deslocamento da água, empurrando o

óleo para o poço de produção, durante um intervalo de tempo econômico e com o menor volume de fluido injetado possível; e ainda visando ao aspecto econômico, fazer a escolha recair sobre um esquema em que a quantidade de poços novos a serem perfurados seja maior possível, principalmente no caso da aplicação do processo em um campo já desenvolvido (THOMAS,2004).

Para modelar o deslocamento do óleo, pode aplicar a teoria de Buckley-Leverett (1942) que permite a análise do fluxo sendo unidimensional e bifásico em um meio poroso (OLIVEIRA, 2014), linear e horizontal (FANCHI, 2006), como representa a modelagem na figura 1.

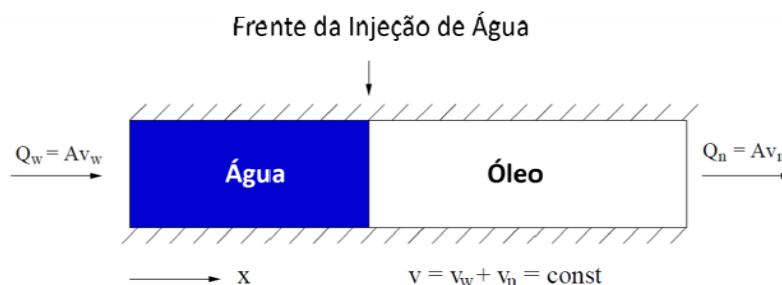


Figura 1: Representação esquemática do problema de Buckley-Leverett (CAO, 2007).

Durante a injeção, a água injetada, à montante, desloca o banco de óleo, à jusante. Atrás da frente de avanço, a saturação de água aumenta gradativamente desde S_{wf} até seu valor máximo $1 - S_{or}$, o qual ocorre no poço injetor. Após um determinado tempo de injeção de água, pode-se ter o início da produção deste fluido num evento conhecido como *breakthrough* ou BT.

Este trabalho tem como objetivos de mostrar a importância da utilização baseada em linhas de fluxo no acompanhamento de projetos de injeção de água e discutir a viabilidade de duas situações diferentes e propostos do projeto em análise.

Metodologia

Utilizou-se os dados representados na Tabela 1, as equações que governam o fluxo de fluidos no meio poroso e o software Excel, da Microsoft Office versão 2013, para as construções dos gráficos das curvas de permeabilidade, do fluxo fracionário e a determinação da razão de mobilidade a partir dos pontos terminais para o caso 1 e o caso 2.

Tabela 1: Condições do reservatório no caso 1 e no caso 2.

Descrição	Caso 1	Caso 2
Sw_i (%)	12	12
So_r (%)	12	32
V_w (cp)	1	1
V_o (cp)	1	100
K_{ro}	0,90	0,45
K_{rw}	0,32	0,50

As equações são apresentadas abaixo, respectivamente.

- Equação da continuidade e a lei de Darcy

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \cdot \rho \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial y} \cdot \rho \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{k_z}{\mu} \cdot \frac{\partial p}{\partial z} \cdot \rho \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\emptyset \cdot \rho) \quad (1)$$

Sendo k , a permeabilidade; ρ , a densidade; p , a pressão; μ , a viscosidade dinâmica; t , a duração de tempo; \emptyset , a porosidade. Útil para o gráfico 1 e o gráfico 2.

- Equação do fluxo fracionário

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}} \quad (3)$$

Sendo f_w , o fluxo fracionário da água; μ_w , a viscosidade dinâmica da água; μ_o , a viscosidade dinâmica do óleo; K_{ro} , a permeabilidade relativa do óleo; K_{rw} , a permeabilidade relativa da água. Aplicado para o gráfico 3 e o gráfico 4.

As demais equações abaixo, foram empregado para os cálculos da Tabela 4.

- Razão de mobilidade (M)

$$M = \frac{K_{rw}/\mu_w}{K_{ro}/\mu_o} \quad (2)$$

Sendo M , a razão de mobilidade; K_{rw} , permeabilidade da água; μ_w , a viscosidade dinâmica da água; K_{ro} , a permeabilidade relativa do óleo; μ_o , a viscosidade dinâmica do óleo.

- Equação da saturação de óleo móvel no BT

$$S_{om} = S_{mBT} - S_{wBT} \quad (4)$$

Sendo S_{om} , a saturação do óleo móvel no BT; S_{mBT} , a saturação média no BT; S_{wBT} , a saturação da água no BT.

- Equação da produção acumulada (NP)

$$NP = VP \cdot S_{om} \quad (5)$$

Sendo NP, a produção acumulada ou o volume acumulado de óleo; VP, o volume poroso do reservatório; S_{om} , saturação do óleo móvel.

- Equação do fator de recuperação (FR)

$$FR = \frac{NP}{VOIP} \quad (6)$$

Sendo FR, o fator de recuperação; NP, a produção acumulada ou o volume acumulado de óleo; VOIP, o volume do índice de produtividade.

Resultados e Discussões

Permeabilidade relativa

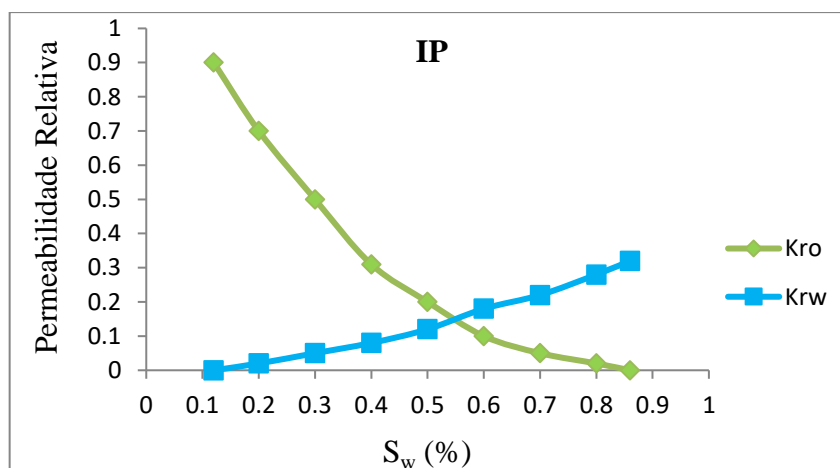


Gráfico 1: Curvas de permeabilidade relativa S_w - K_{ro} - K_{rw} do caso 1.

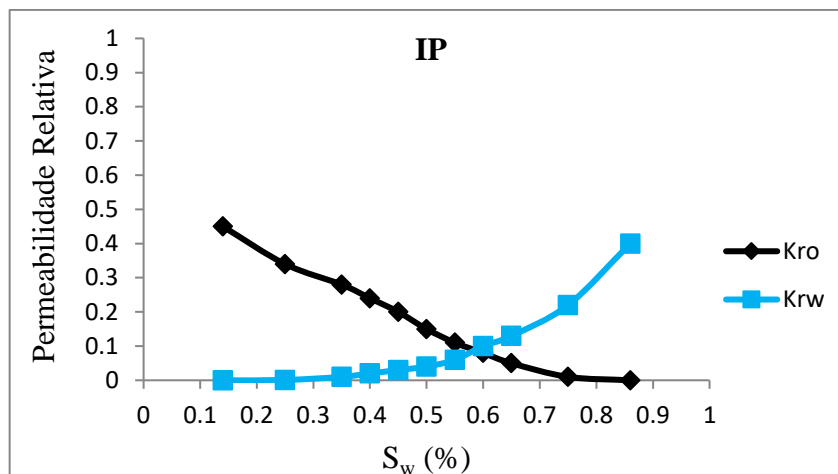


Gráfico 2: Curvas de permeabilidade relativa S_w - K_{r_o} - K_{r_w} do caso 2.

As curvas referentes aos gráficos 1 e 2 de permeabilidade ao óleo e à água em função da saturação da água. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso.

Considerando o processo inicialmente estando o meio está 100% saturado de óleo e injeta-se continuamente água. A água começa a fluir somente quando sua saturação irreduzível for atingida, correspondente a k_{ro} igual a zero. Quando ao óleo, a sua saturação vai decrescendo até atingir a chamada “saturação de óleo residual” (S_{or}), quando então para de fluir (THOMAS, 2004).

Fluxo fracionário para o caso 1 e 2:

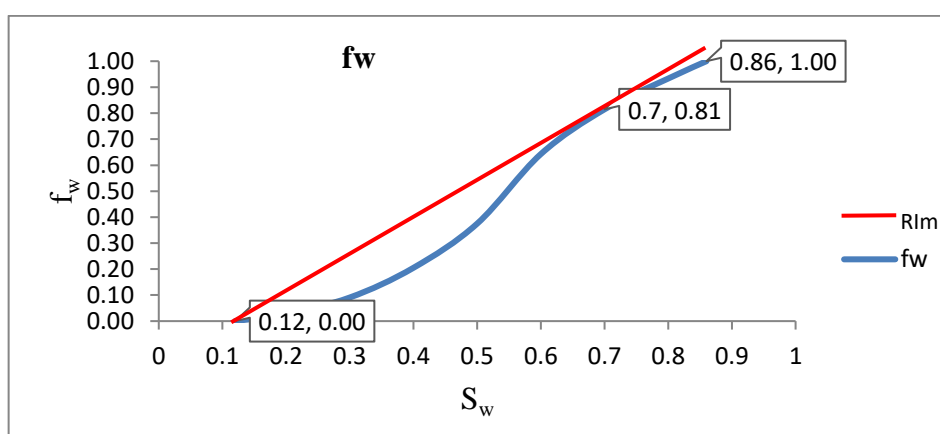


Gráfico 3: Curva do fluxo fracionário para o caso 1.

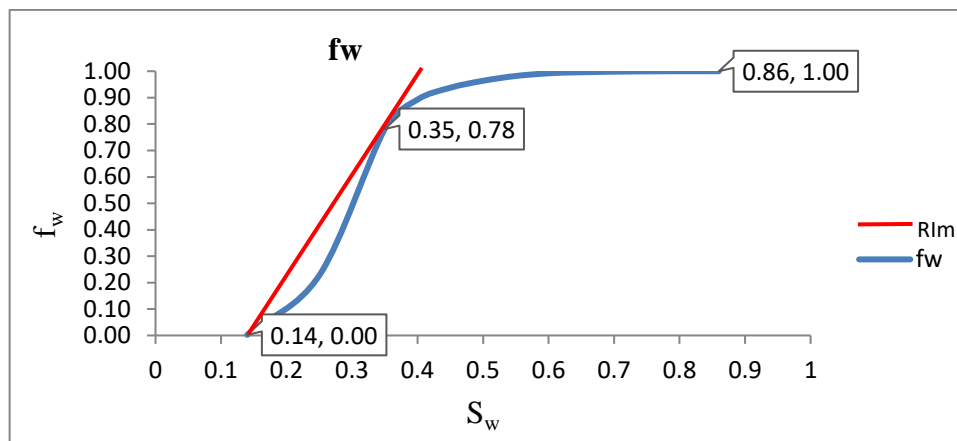


Gráfico 4: Curva do fluxo fracionário para o caso 2.

Utiliza-se a reta imaginária (RIm), no gráfico 3 e no gráfico 4, para auxiliar na indentificação do momento inicial do BT, onde este momento pode ser encontrado no encontro da RIm com a curva superior do fw.

Na Tabela 2, apresenta os dados obtidos a partir da curva do fluxo fracionário para ambos os casos.

Tabela 2: Dados a partir da curva do fluxo fracionário.

Descrição	Caso 1	Caso 2
Saturação de água	0,86	0,66
Saturação de fluido Móvel	0,72	0,52
Saturação de Água no momento BT	0,70	0,35
BSW no BT	0,91	0,77
RAO no BT	10,11	3,34
Saturação Média no Momento BT	0,78	0,39
Saturação de óleo móvel no momento BT	0,07	0,02
VP	18 182 857,14	2 000 000
VOIP (m ³)	1 720 000	1 720 000
NP (m ³)	1 272 800	40 000
FR (%)	74	2,3

Com a Saturação de água no momento BT e a saturação média de água no momento BT, tem-se que a saturação no final do projeto. De acordo com os dados da Tabela 2 e aplicando as equações (respectivamente, 4, 5 e 6) apresentado na

metodologia, obteve-se os valores da saturação de óleo móvel no BT, da produção acumulada (NP) e do fator de recuperação (FR), entretanto, considerando o valor do volume poroso (VP) e o volume do índice de produtividade como mostra os valores obtidos na tabela 3.

Tabela 3: Valor obtidos a partir da curva do fluxo fracionário e com considerações do VP e do VOIP.

Descrição	Caso 1	Caso 2
Razão de mobilidade	0,35	88,89
Saturação de óleo móvel no momento BT	0,07	0,02
VP	18 182 857,14	2 000 000
VOIP (m³)	1 720 000	1 720 000
NP (m³)	1 272 800	40 000
FR (%)	74	2,3

Diante dos resultados apresentados, notou-se que no caso 1 o Fator de Recuperação foi ótimo, entretanto na prática é muito difícil, o óleo móvel no momento BT (frente de água que chega ao poço produtor) é considerável e suficiente para dar um varrido no reservatório. A partir dos valores de Mobilidade foi possível notar que resultou-se em um valor menor que 1, ou seja, o óleo possui baixa viscosidade e conseqüentemente uma alta eficiência.

Enquanto no caso 2 teve um fator de recuperação baixo, percebe-se também que a razão de Mobilidade resultou-se em um valor maior que 1, isto é, o óleo possui uma alta viscosidade e uma baixa eficiência, necessitando assim circular grandes volumes de água para descolar pequenos volumes de óleo. Além disso, uma “alta razão de mobilidade água/óleo” acentuará o processo de digitação viscosa, ou seja, formação de fingers, essa ocorrência pode ser explicada devido à posição de injeção de água no reservatório, aos efeitos de segregação gravitacional pela diferença de densidade entre os fluidos, à homogeneidade do reservatório (permeabilidade e a porosidade) e alta permeabilidade do meio poroso, bem como à alta viscosidade do óleo, que acarreta em breakthrough prematuro, com alta vazão de água nos poços produtores sem que ocorra lavagem do óleo.

Então a injeção de água só seria viável para o caso 1 devido as características que o reservatório apresenta.

Conclusões

Diante dos resultados experimentais, vimos que nem sempre uma quantidade relativamente alta de injeção de água vai acarretar em um alto deslocamento de óleo, visto que as demais variáveis são bastantes influentes no processos de recuperação de óleo. A razão de mobilidade do primeiro caso foi <1 portanto temos um óleo de baixa viscosidade e bem eficiente com fator de recuperação de 74% considerado muito bom, com melhor viabilidade econômica porque não teria necessidade de deslocar grandes volumes de água para empurrar o óleo para a superfície.

Já no segundo caso seria bastante difícil deslocar grandes quantidades de óleo visto que o óleo é mais viscoso com razão de mobilidade alta e um fator de recuperação muito baixo entre 2,3 % em relação ao volume original que se espera produzir.

Referências

Cao, Y.; Eikemo, B.; Helmig, R.: *Fractional flow formulation for two-phase flow in porous Media*. Stuttgart, 2007. Universität Stuttgart.

De Oliveira, C. M.; Cordeiro, D. C.; Trevizani, A. A.; Canzian, E. P.; Assunção, G. G.; Romero, O. J.: *Análise paramétrica do deslocamento de óleo em um meio poroso governado pela teoria de Buckley-Leverett*. Latin American Journal of Energy Research 1 (2014) 82 – 90.

Mont'Alverne Parente, José Tupinambá. *Otimização de Vazão de Poços Injetores em Projeto de Injeção de água Utilizando Simulação por Linhas de Fluxo*. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/12890/1/JoseTMAP.pdf>. Acesso em: julho de 2018.

Romero, O.J. Modelagem e Simulação de Reservatório, 5 de mai.de 2014. 10f. Notas de Aula.

Thomas, J. E. et. al. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.