

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO E OPERACIONAIS NA INJEÇÃO DE ÁGUA EM CAMPOS MADUROS ATRAVÉS DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA 2D

Glacilene Pires de Sousa Damásio¹, Keila Regina Santana Fagundes²; Antônio Robson Gurgel³

¹ Universidade Federal Rural do Semi-Árido- glacileneh@gmail.com

² Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas - keilaregina@ufersa.com.br

³ Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas - robsongurgel@ufersa.edu.br

RESUMO

Os poços de petróleo sofrem depleção durante a sua vida produtiva. Esse evento demanda um método de recuperação para obter uma maior produtividade destes. Os reservatórios de petróleo também precisam de monitoração e gerenciamento adequados para a predição de comportamento e ajustes para que possam auxiliar na escolha da viabilidade de produção ou optar por métodos mais adequados ao poço para a produção, mudar sua funcionalidade para um poço injetor ou até mesmo fechá-lo. O presente trabalho propôs um estudo de produtividade em um poço no estado do Rio Grande do Norte, que sofreu algumas intervenções, porém não apresentou o resultado esperado de produção, relacionando variáveis de operação e de reservatório. O estudo se deu através do uso de simulação numérica, com o software Griffin, utilizando o modelo de injeção de água tipo *five-spot* com a variação de parâmetros de porosidade e permeabilidade, e distância entre os poços e vazão de injeção de água, a fim de quantificar a influência desses parâmetros nas produções simuladas. Foi notória após o uso de simulações computacionais, que os parâmetros operacional, distância entre poços, e de reservatório, porosidade, foram os mais satisfatórios para o acúmulo de produção de óleo no poço produtor estudado. O aumento do valor de distanciamento entre os poços proporcionou um acréscimo de, aproximadamente, 60% na produção acumulada de óleo em relação ao obtido pelo aumento da vazão de injeção. Enquanto que, o incremento no valor da porosidade obteve um acréscimo em torno de 50% em relação ao parâmetro de permeabilidade. Método de recuperação, Reservatórios de Petróleo, Simulação Numérica.

1. INTRODUÇÃO

O petróleo ainda se constitui a fonte energética mais importante. Thomas *et al* (2004) cita que, o petróleo foi se impondo como fonte energética, com o passar dos anos, tornando-se, assim, imprescindível para às facilidades e comodidades da vida atual.

As acumulações de petróleo possuem, na época de sua descoberta, uma certa quantidade de energia, denominada energia primária, consoante Rosa, Carvalho e Xavier (2011). Ainda segundo a literatura supracitada, o consumo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão durante sua vida produtiva, e conseqüente redução da produtividade dos poços.

Por isso demandam métodos que recuperem a produtividade de tais poços.

Os processos de tecnologias mais disseminadas na recuperação e com maior confiabilidade, consoante Thomas *et al* (2004) são denominados de Métodos Convencionais de Recuperação, por exemplo Injeção de água e Injeção de gás. Já os mais complexos são chamados de Métodos Especiais de Recuperação.

O método convencional de recuperação secundária mais utilizado no mundo é a injeção de água. Isso ocorre porque a água tem baixo custo, está disponível em grandes volumes e o método, em muitos casos, aumenta substancialmente a recuperação de óleo, de acordo com Lake (2007).

Os reservatórios de petróleo também precisam de monitoração e gerenciamento adequados para a predição de comportamento futuro e ajustes para que possam auxiliar de na escolha da viabilidade de produção, optar por métodos mais adequados ao poço e continuar a produzir ou na opção de fechamento do poço. Por isso, as simulações matemáticas são de suma importância para o estudo dos reservatórios.

Os simuladores numéricos permitem um refino nos estudos de reservatórios,

porém, demanda dados para a inserção mais precisos para resultados mais confiáveis.

O trabalho propõe um estudo de produtividade de um poço real, através do uso de modelagem computacional, utilizando o modelo de injeção de água tipo *five-spot* e variando condicionantes de reservatório e operacionais. Ao total, ter-se-á uma combinação de 18 condições distintas de simulação.

O poço está na formação ALG-200, situado no campo de Canto de Amaro, região próxima ao município de Areia Branca, no Rio Grande do Norte, e seu histórico produtivo mostrou uma perda de produtividade de óleo, apesar das intervenções para estimular o reservatório para a recuperação de óleo.

2. METODOLOGIA

2.1. Simulação

O software Griffin foi escolhido para ser a plataforma de simulação numérica do estudo. Pois, é possível, nele, simular um escoamento bifásico (água/óleo) em um domínio discretizado com malhas não-estruturadas de triângulos.

A malha para o estudo é de 146 elementos com 100 m² de área.

O modelo de permeabilidade de Corey foi selecionado, devido a sua ampla aplicação e por não acarretar algumas anomalias numéricas que podem aparecer em outros modelos, como o tipo pistão.

2.2. Propriedades da rocha-reservatório

A Tabela 1 apresenta os dados das propriedades da rocha-reservatório do modelo base. Considerou-se o meio isotrópico.

Tabela 1: Propriedades da rocha reservatório

Configuração	Valor
Porosidade	19%
Permeabilidade	40mD
Viscosidade da água	0,000798 Pa.s
Viscosidade do óleo	0,00097 Pa.s
Saturação de água inicial	0,3
Saturação de óleo residual	0,3

2.3. Parâmetros operacionais

A Tabela 2 apresenta as configurações operacionais adotadas no caso base.

Tabela 2: Configuração operacional

Configuração	Valor
Modelo	Five spot
Distância entre poços	100 m
Vazão de Injeção	75 m ³ /d

2.4. Parâmetros analisados

Para analisar as respostas de interesse com base nas diferentes interações entre os parâmetros escolhidos, foi realizado um planejamento fatorial de três níveis - mínimos (-1), intermediários (0) e máximos (+1).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Análise da influência das propriedades da rocha-reservatório

A Figura 2 apresenta o diagrama de Pareto que mostra a sensibilidade da produção acumulada de óleo com a variação das propriedades da rocha-reservatório.

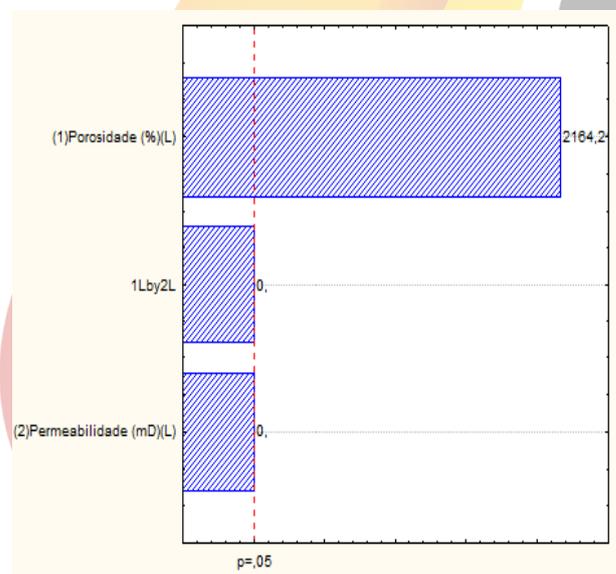


Figura 2: Diagrama de Pareto - Produção acumulada de óleo.

De acordo com a figura 2, os resultados obtidos para o diagrama de Pareto em relação à influência dos parâmetros de reservatório,

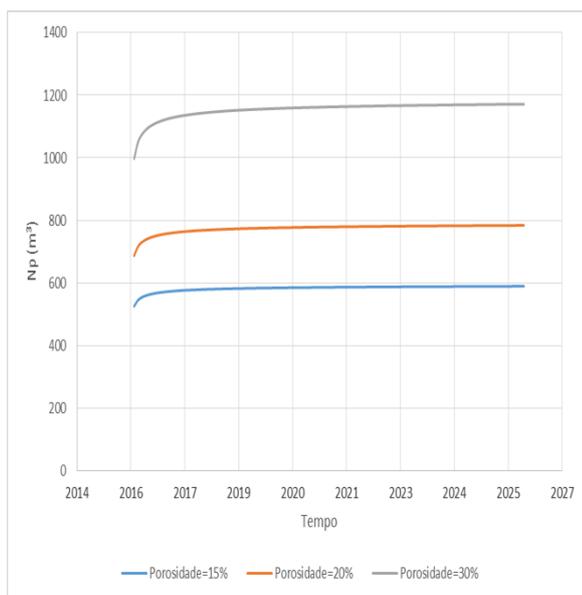


indicou que dentre as duas variáveis em análise, a que apresentou maior significância na produção acumulada de óleo, foi a porosidade.

3.1.1. Influência da porosidade

O gráfico 2 apresenta as curvas de produção acumulada de óleo para cada situação de mudança no valor de porosidade, para uma permeabilidade constante.

Gráfico 1: Produção acumulada de óleo pelo tempo, caracterizadas pela variação de porosidade.



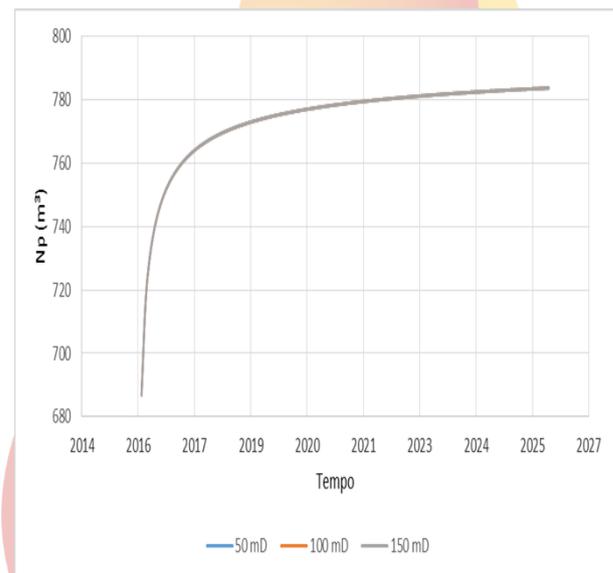
De acordo com o gráfico 1, percebe-se que a característica da porosidade influenciou diretamente a produção acumulada de óleo, ao passo que à medida que o valor apresentado pela porosidade aumenta, a produção acumulada de óleo aumenta em mesma proporcionalidade. Esse efeito pode ser

explicado devido ao fato que os reservatórios de maior porosidade apresentam maior tendência a apresentar um volume de óleo *in place* (VOIP) superior e, conseqüentemente, possível maior produção acumulada de óleo.

3.1.2. Influência da permeabilidade

O gráfico 2, apresenta as curvas de produção de óleo ao longo do tempo, em função da variação da permeabilidade.

Gráfico 2: Produção acumulada de óleo pelo tempo, caracterizadas pela variação de permeabilidade



De acordo com o gráfico 2, percebe-se que a permeabilidade não afetou as curvas de produção de óleo, tendo em vista que não deslocou nenhuma curva de produção de óleo baseado na variação de permeabilidade. Esse efeito pode ser explicado devido a faixa de valores de permeabilidade utilizados nesse trabalho ser pouco abrangente, de tal forma

que a produção acumulada de óleo para a simulação realizada não foi afetada.

3.1.3. Efeito da Interação porosidade X permeabilidade

Para as variações de parâmetros de reservatório, a figura 3 apresenta o Método da Superfície de Resposta (MSR) equivalente. O gráfico mostra a interação entre a porosidade e a permeabilidade, em resposta à produção acumulada de óleo.

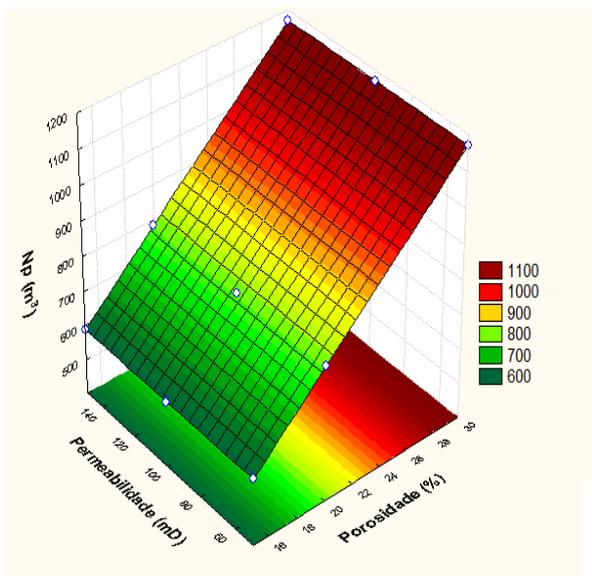


Figura 3: Resultado MSR para Parâmetros da rocha-reservatório estudados em relação à produção acumulada de óleo.

De acordo com a Figura 3, percebe-se que a região ótima de trabalho dentro dos intervalos das propriedades da rocha-reservatório analisadas, encontra-se para os maiores valores de porosidade (30%) e para qualquer valor de permeabilidade estudada,

visto que este último não apresentou influência significativa, corroborando com os resultados apresentados.

Portanto, para os valores adotados no trabalho, os relativos à porosidade foram estatisticamente mais relevantes do que os relativos à permeabilidade. Em geral, os ganhos no valor de permeabilidade geram maiores ganhos de produção de óleo.

3.2. Análise da influência dos parâmetros operacionais

Realizou-se um estudo através do diagrama de Pareto (Figura 4) para se observar a sensibilidade da produção acumulada de óleo (N_p) em relação aos parâmetros operacionais avaliados.

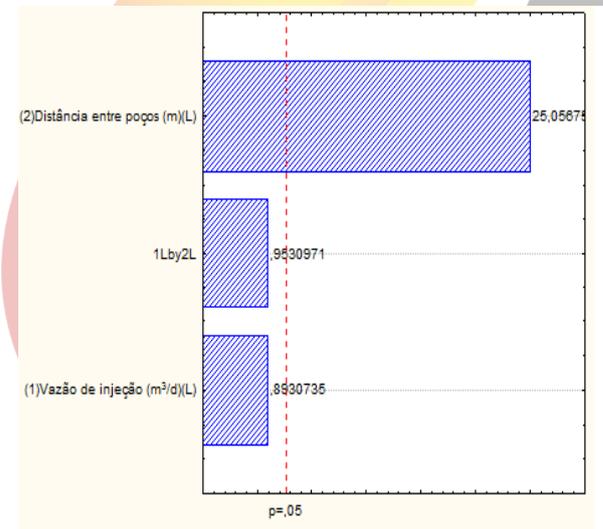


Figura 4: Diagrama de Pareto para os Parâmetros Operacionais para a Produção acumulada de óleo.



II CONEPETRO

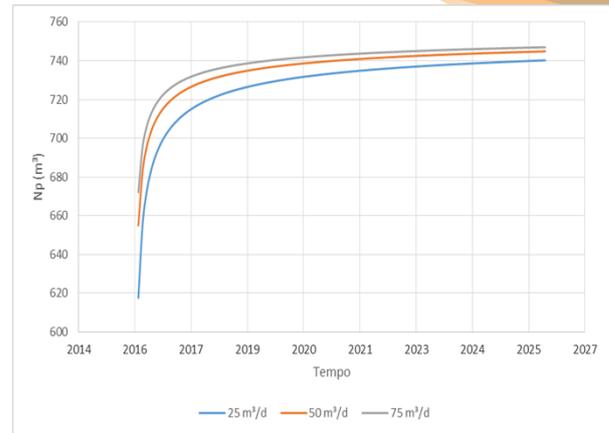
II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

De acordo com a Figura 4, o diagrama de Pareto para a influência dos parâmetros operacionais, indicou que a interação, dentre as duas variáveis estudadas, que influência com maior significância a produção acumulada de óleo foi a distância entre poços. Esse efeito pode ser explicado devido ao fato de ao aumentar a distância entre os poços, aumenta-se também o raio de invasão pela água, aumentando o contato água-óleo da área invadida. O que propicia a recuperação de óleo, já que a eficiência de varrido horizontal é uma relação direta entre a área de invasão da água pela área total. Já a variação de água injetada não propiciou grandes ganhos na produção acumulada. Possivelmente à medida que se aumentou a vazão de água, o tempo de *breakthrough*, tempo de chegada da água ao poço produtor, diminuiu, em virtude de caminhos preferenciais, propiciando um carreamento de óleo menor do que o esperado.

3.2.1. Influência da Vazão de injeção

As curvas de produção de óleo ao longo do tempo, em função da variação de vazão de água injetada pelos poços injetores é apresentada no gráfico 3.

Gráfico 3: Produção acumulada de óleo pelo tempo, caracterizadas pela variação de vazão de água injetada.



De acordo com o gráfico 3, percebe-se que a variação média equivalente ao deslocamento das curvas à medida que os valores de vazão de injeção aumentam, chega a menos de 5% para os cinco últimos anos. Nota-se, portanto, que a variação de água injetada em 50% não alterou significativamente a produção acumulada de óleo, apesar de que, em uma forma geral, maiores taxas de injeção estiveram associadas a aumentos na produção de óleo, principalmente nos primeiros anos. Nos anos finais, os ganhos de produção se mostraram menos significativos por consequência da chegada do banco de água no poço produtor, ou seja, ao atingir o “*breakthrough*”.

3.2.2. Influência da Distância entre poços

O gráfico 4 exibe as curvas de produção de óleo pelo tempo quando o parâmetro de distanciamento de poços é variado.

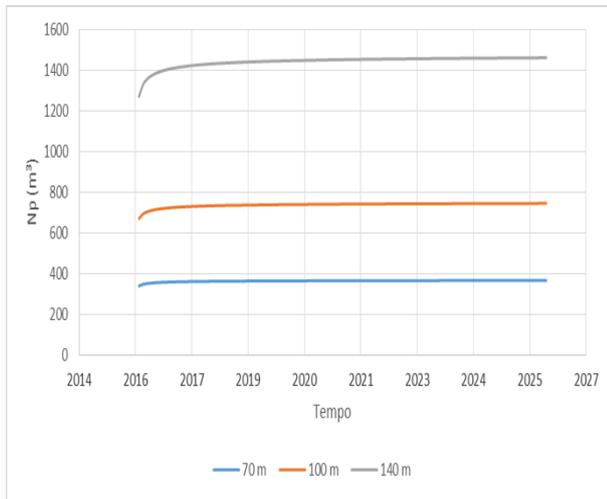
Gráfico 4: Produção acumulada de óleo pelo



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

tempo, caracterizadas pela variação de distanciamento entre os poços.



De acordo com o gráfico 4 percebe-se que é possível observar que quando se varia o distanciamento para 70 m um menor valor a curva de produção acumulada desloca-se para baixo, diminuindo a produção acumulada. Já para valores superiores, a curva se desloca positivamente, incrementando o ganho de produção acumulada. Nota-se também que, a proporção que as curvas se deslocam mostra um potencial de ganho com notação exponencial, já que o aumento de valor ficou em torno de 40% para mais e 30% para menos, mas os valores obtidos de produção acumulada não crescem na mesma proporção de fração.

3.2.3. Influência da Interação Vazão de injeção e Distância entre poços

MSR obtido para as variações de parâmetros operacionais, exposto na figura 5,

em resposta à produção acumulada de óleo, corrobora com o diagrama de Pareto para o caso relacionado. Pode-se notar que o melhor resultado obtido, foi relacionado a maior distância entre os poços.

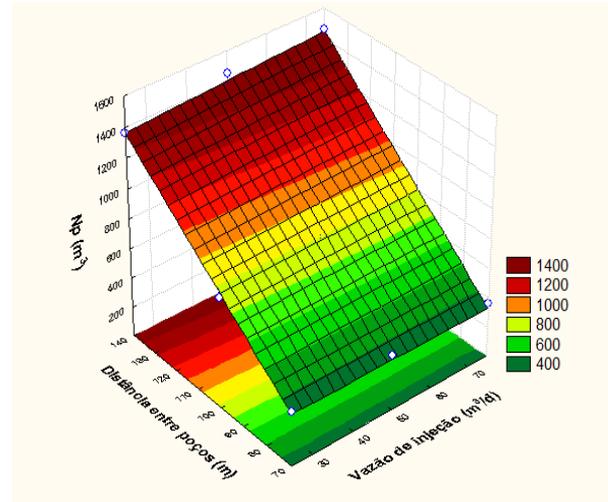


Figura 5: Resultado MSR para Parâmetros operacionais estudados em relação à produção acumulada de óleo.

De acordo com a Figura 5, percebe-se que para a influência da vazão de injeção, as linhas horizontais do retângulo da superfície gráfica, tiveram uma leve inclinação, denotando uma variação muito pequena e pouco significativa para o ganho de produção acumulada de óleo para o intervalo de variação da vazão de injeção de água.

Já para a distância entre poços, é notório que a superfície se desloca de maneira completamente significativa. O que corrobora com a realidade de que quanto maior a distância entre os poços, maior o volume de óleo *in place* no reservatório que pode ser

deslocado com o banco de água injetado, o que justifica a maior quantidade de óleo produzido para as simulações.

4. CONCLUSÕES

O trabalho apresentou uma análise dos parâmetros operacionais e de reservatório de um reservatório submetido a injeção de água. Diante dos resultados apresentados pode-se concluir que:

- A porosidade influenciou diretamente a produção acumulada de óleo devido ao fato de que os reservatórios de maior porosidade apresentam maior tendência a conter um volume de óleo *in place* (VOIP) superior.
- A permeabilidade não afetou as curvas de produção de óleo devido a faixa de valores de permeabilidade utilizados nesse trabalho ser pouco abrangente.
- Maiores taxas de injeção estiveram associadas a aumentos na produção de óleo, principalmente nos primeiros anos, nos anos finais, os ganhos de produção se mostraram menos significativos por consequência da chegada do banco de água no poço produtor, ou seja, ao atingir o “*breakthrough*”.
- Quando se varia o distanciamento entre os poços de injeção e produção

percebe-se que para intervalos menores tem-se uma redução na área disponível para deslocamento do volume de óleo recuperável, resultando em uma menor produção acumulada de óleo.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LAKE, L. W. *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers, v. 5, 2007.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Interciência, 2011.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, 2004.