



ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO LEVE COM INJEÇÃO DE ÁGUA

Artur Henrique Souza Saldanha¹; Juli Sergine Tavares²; Danielle Alves Ribeiro da Silva³;
Jennys Lourdes Meneses Barillas⁴

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo – artur_saldanha@hotmail.com ² Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia Mecânica – juli_stt@hotmail.com ³ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo – danokalves@hotmail.com ⁴ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo – jennys@eq.ufrn.br

RESUMO

O petróleo é uma das matérias-primas mais importante do mundo. Nos dias atuais, boa parte do petróleo ainda se encontra aprisionado nos interiores das jazidas, pois só é possível recuperar apenas uma fração da quantidade total do óleo acumulado devido à grande complexidade na extração, e a existência de mecanismos que possuem pouca eficiência de recuperação. Existem diversas técnicas hoje que são capazes de aumentar o fator de recuperação do reservatório, nesse trabalho foi utilizada a técnica de injeção de água. Este trabalho faz uma comparação entre diversos tipos de completação em um reservatório de óleo leve. Foi utilizado um simulador numérico do tipo Black-oil, com um tempo de simulação de 20 anos de projeto. Todas as características foram obtidas através de Simulação Numérica no software IMEX da CMG Launcher Technologies 2012. A partir disto, pode-se observar que os parâmetros operacionais, tais como vazão de injeção de água e tipos de completação influenciam de forma direta no resultado da produção acumulada de óleo, fator de recuperação e na vazão de produção de óleo. O esquema que apresentou maior Fr no final do projeto foi a malha do tipo duplo *Five spot*.

Palavras-chave: Simulação De Reservatórios, Injeção De Água, Óleo Leve.

ABSTRACT

Oil is one of the most important raw materials in the world. Nowadays, most of the oil is still trapped in the interior of the deposits, because it is only possible to recover a fraction of the total amount of oil accumulated due to the big complexity of the extraction, and the existence of mechanisms that have low recovery efficiency. There are several techniques today that are capable of increasing the recovery factor of the reservoir, in this work the technique of injection of water was used. This paper makes a comparison between different types of completions in a light oil reservoir. A numerical simulation of the Black-oil type, with a simulation time of 20 years of project was used. All the features were obtained by Numerical Simulation in software CMG IMEX Launcher Technologies 2012. From this,



it can be observed that operational parameters such as flow rate of water injection and types of completion directly influence the result of the production accumulated oil, recovery factor and the flow of oil and water. The model that presented higher FR at the end of the project was the five spot model type.

Keywords: Reservoir Simulation, Water Injection, Light Oil.

1. INTRODUÇÃO

A engenharia de reservatórios tem um papel fundamental para a indústria do petróleo, pois através dela é realizado o estudo de uma série de fatores que interferem de forma direta no processo de produção de um reservatório de petróleo. Tendo como objetivo otimizar a produção sob aspectos operacionais e econômicos, levando em consideração os estudos das jazidas, propriedades das rochas, propriedades dos fluidos e as leis físicas que regem esse fenômeno.

Nos dias atuais, boa parte do petróleo ainda se encontra aprisionados nos interiores das jazidas, pois só é possível recuperar apenas uma fração da quantidade total do óleo acumulado devido à grande complexidade na extração, e a existência de mecanismos que possuem pouca eficiência de recuperação. Devido à complexidade de elevar-se o petróleo dos reservatórios, a recuperação de óleos constitui-se um desafio da engenharia de petróleo.

Os métodos de recuperação suplementar são aplicados, em geral, após a recuperação primária de petróleo, com o objetivo de aumentar o fator de

recuperação do reservatório. Em tempos passados tinha-se o pensamento que as baixas produções se davam apenas devido a rápida queda de pressão nas jazidas (Thomas, 2004).

A injeção de água é o principal método utilizado para manter e/ou elevar os níveis de pressão no reservatório. Além de ajudar no deslocamento do óleo através do meio poroso devido à imiscibilidade entre estes dois fluidos.

Existem inúmeras técnicas existentes para prever o comportamento de reservatórios. Uma delas, a simulação numérica, merece destaque, pois consegue identificar problemas que não são solucionáveis por outros métodos conhecidos. A simulação numérica é utilizada para o acompanhamento de campos de petróleo, avaliação e comparação entre os métodos de recuperação suplementar. Os simuladores podem utilizar diversas condições operacionais existentes na prática, além de serem capazes de descrever o reservatório em propriedades físicas e os fluidos em condições originais (Marsili, 2008).

O presente trabalho tem como objetivo desenvolver um reservatório de



petróleo com características semelhantes ao do nordeste brasileiro de óleos leves. E nele realizar um estudo da injeção de água, através de simulações, tendo como objetivo comparar os modelos existentes com suas respectivas atividades operacionais, tais como modelos de injeção e vazões de injeção.

As simulações foram realizadas em um reservatório em coordenadas cartesianas. Com isso, foi utilizado o programa Launcher da empresa Computer Modelling Group LTDA-CMG.

1.1. Objetivos

Esse trabalho tem como objetivo realizar a modelagem do fluido, simular o reservatório, perfurar, completar e realizar um estudo comparativo entre os modelos existentes. Buscando obter qual apresentou um melhor resultado, analisando o efeito da injeção de água, através de simulações com diferentes esquemas de injeção; no que diz respeito a vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação e produção acumulada de água.

2.1 Modelo de Fluido

Na Figura 11 pode-se observar que a diminuição da pressão, faz com que os gases dissolvidos presentes sejam liberados. A liberação ocasiona a diminuição tanto da razão de solubilidade, como também do fator volume de formação, tendo em vista que essas grandezas são diretamente proporcionais.

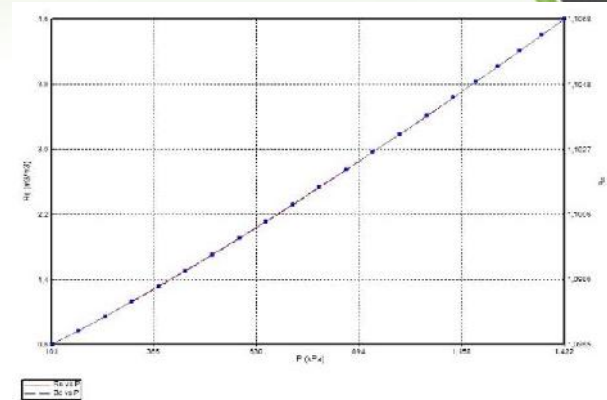


Figura 1. Gráfico de razão de solubilidade x pressão e fator volume de formação x pressão

Na Figura 2 pode-se observar também que a diminuição da pressão, faz com que os gases dissolvidos presentes sejam liberados. A liberação desses gases ocasiona o aumento da viscosidade do óleo e a diminuição da viscosidade do gás.

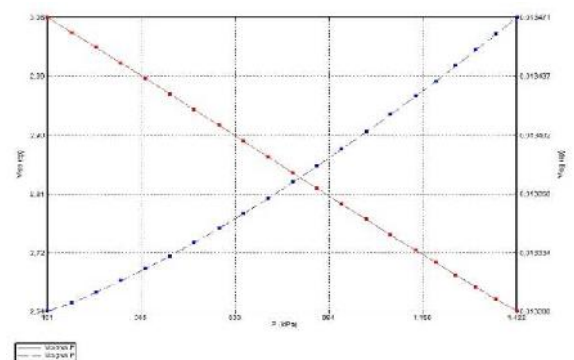


Figura 2. Gráfico de viscosidade do óleo x pressão e viscosidade do gás x pressão

2.2 Modelagem do Reservatório

Terminada a etapa de modelagem de fluido, é feita a importação do mesmo para o módulo Builder do sistema operacional da CMG. Logo após, é realizada a inserção dos dados correspondente ao modelo do



reservatório, conforme observado na Tabela 1.

Tabela 1. Dados das propriedades do reservatório

Parâmetro	Valor
Pressão de Referência	683 psi
Profundidade de Referência	489 m
Contato Água Óleo	515 m
Porosidade @683psi	0,25
Permeabilidade Horizontal (kh)	620 mD
Permeabilidade Vertical (kV)	0,10 * kh
Compressibilidade da Formação @683 psi	15.10^{-7} 1/psi
Espessura do Reservatório	41 m
°API	30

Com o término dessa etapa, é possível obter a configuração 3D do reservatório conforme ilustrado na Figura 33.

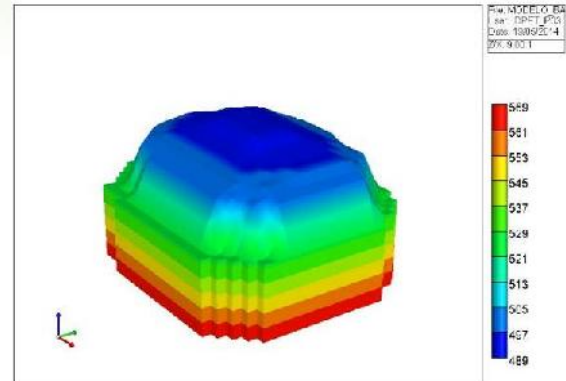


Figura 3. Configuração do modelo do reservatório em 3D.

Na Figura4 é ilustrado a vista superior do reservatório com suas dimensões.

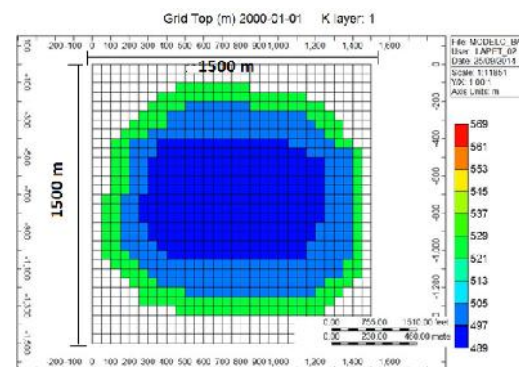


Figura 4. Vista superior do reservatório.

2.3 Metodologia de Trabalho

O trabalho foi iniciado com a modelagem do reservatório através do módulo Builder da CMG e, em seguida foram realizadas implementações de diversas configurações de poços na malha, para que pudesse ser feita uma comparação do Fr e Np entre as malhas existentes. Os poços foram acoplados ao modelo da seguinte forma:



1) Na primeira configuração de malha foi inserido 1 poço do tipo produtor ao centro da malha arrodado de 4 poços do tipo injetores, formando uma malha do tipo *five spot*. A distância entre os poços injetores é de 15 m, e a distância entre o poço injetor para o produtor é de 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.

2) Foi feita a inversão operacional da malha do tipo *five spot*, ou seja, o poço do centro passou a ser injetor, e os demais poços passaram a ser do tipo produtor, formando assim uma malha do tipo *five spot* invertido. A distância entre os poços produtores é de 15m, e a distância entre os poços injetor para o produtor é de 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.

3) Posteriormente foi inserido na malha 6 poços do tipo injetores em torno de 2 poços do tipo produtores, formando uma malha do tipo duplo *five spot*. A distância entre os poços injetores é de 10 m, e a distância entre o poço injetor para o poço produtor é de aproximadamente 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.

4) Para finalizar foi feita a inversão operacional, ou seja, os 6 poços injetores se transformaram e produtores, e os 2 produtores viraram injetores, formando assim uma malha do tipo duplo *five spot* invertido. A distância entre os poços produtores é de 10m, e a

distância entre o poço produtor para o poço injetor é de aproximadamente 7,10m. Os poços produziram por 20 anos.

5) Discussão dos resultados.

2.4 Condições Operacionais do Modelo Base

Foram realizadas quatro configurações de malhas no reservatório da figura acima (*Five Spot*, *Duplo Five Spot*, *Duplo Five Spot Invertido* e *Five Spot Invertido*), em todas as configurações acima foram criados poços para injeção de água.

2.4.1 Five Spot

Nesse tipo de configuração tem-se o poço produtor no centro, cercado por 4 poços injetores.

Na Figura5 é observado um esquema 3D de uma configuração de malha do tipo *Five spot*. Foram utilizadas as seguintes vazões total de injeção de água: 0, 200, 400 e 600 m³std/d.

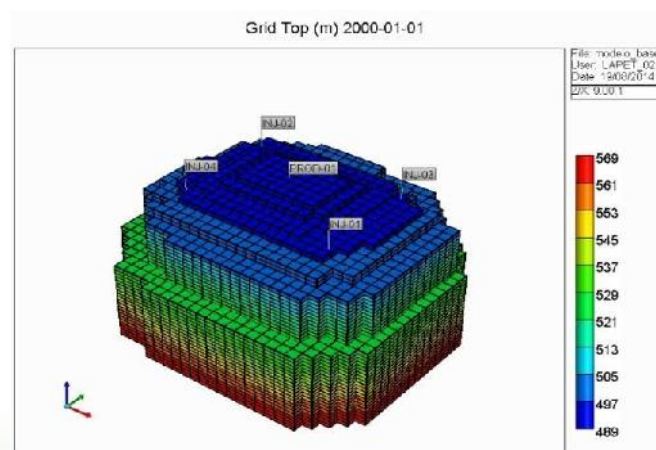


Figura5. Esquema de uma malha do tipo *five spot*



Na Figura 6 tem-se uma vista superior de uma configuração de malha do tipo *Five spot*.

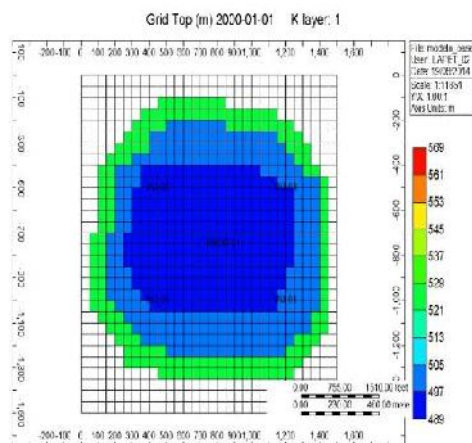


Figura 6. Vista superior do esquema five spot.

Na Figura 7 tem-se ilustrado cortes transversais de uma malha do tipo *Five spot*. Nota-se que durante a fase de perfuração, foi necessária uma atenção especial em relação à altura das perfurações, para que não fosse atingida a zona de água (515m). Os poços injetores foram perfurados até 511m e o poço produtor até 509m.

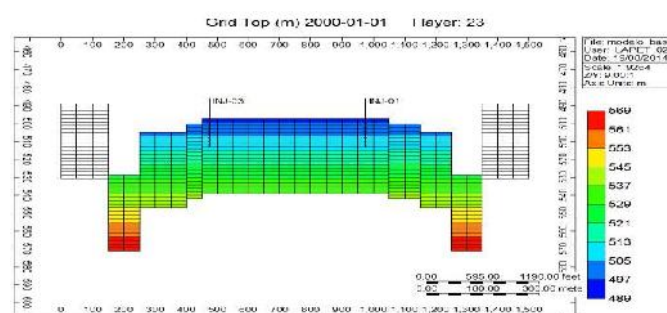
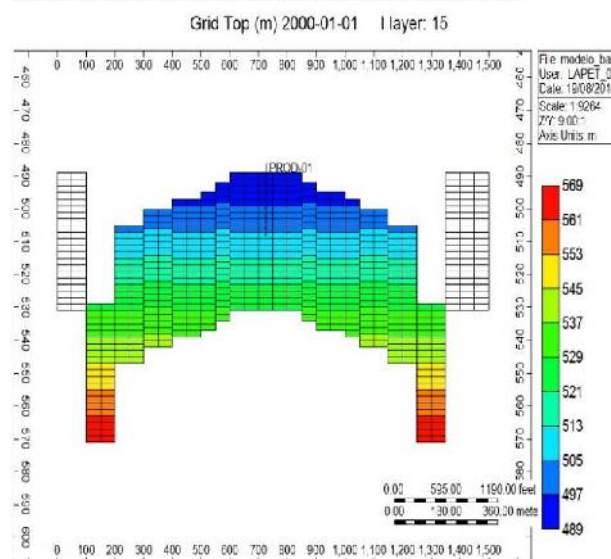
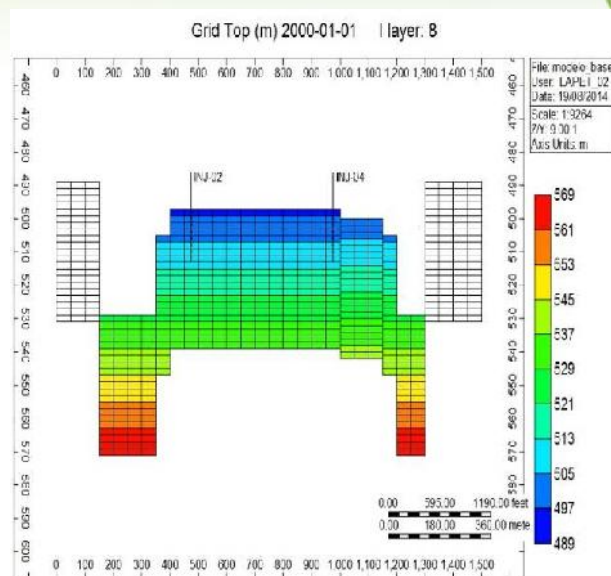


Figura 7. Cortes transversais de uma malha do tipo five spot.



3. Parâmetros Operacionais

Os parâmetros operacionais dos poços são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores.

Dados dos Poços Produtores e Injetores	
Pressão Mínima do fundo (Poços Produtores)	28,5 psi
Pressão Máxima do fundo (Poços injetores)	1000 psi
Vazões Totais de Injeção de água	0, 200, 300, 400, 600 e 900 (m ³ std/d)
Vazão Máxima de Produção de líquido (Produtor)	1000 m ³ std/d

4. Resultados e Discussões

Foram abordados nesse capítulo os resultados e discussões referentes às modificações realizadas nos parâmetros

operacionais, tais como: configurações das malhas e vazões, tendo como objetivo identificar o que apresenta um maior fator de recuperação.

4.1 Análise do Sistema Five Spot e Five Spot Invertido

Foram analisadas as configurações *Five spot* e *Five spot* invertido, para diferentes vazões totais de injeção, variando em 0, 200, 400 e 600 m³std/d. O objetivo desse comparativo é saber qual das duas configurações apresenta um maior fator de recuperação.

Para o primeiro sistema a Figura 8 mostra o fator de recuperação no tempo para diferentes vazões de injeção, e pode ser observado que um incremento da vazão de injeção promove um aumento do FR em todo o período estudado. Foi obtido um máximo FR de 26% para 150 m³/dia de injeção, e se comparado com a recuperação primária observa-se um incremento de 17 pontos percentuais.



Figura 8. Fator de recuperação five spot x tempo

A Figura 8 apresenta o comportamento do FR da malha *Five spot* invertido no decorrer do tempo. Pode-se observar que a mesma apresenta



comportamento similar quando comparada ao modelo *Five spot*, ou seja, a máxima vazão de injeção de água também resultou em um maior FR. O maior valor para o fator de recuperação foi de 22%, o que representa uma diferença de 13 pontos percentuais a mais se comparada a recuperação primária.

Também pode ser observado que as curvas de Fr's começam a apresentar uma diferença maior a partir do 5º ano.



Figura 9. Fator de recuperação five spot invertido x tempo

Diante da análise das figuras anteriores observa-se que em ambas configurações de malhas, os melhores resultados de fator de recuperação, foram obtidos quando se injetou vazões máximas. A seguir foi feito um comparativo das vazões e da produção acumulada de óleo para a máxima vazão de cada malha.

Na Figura 9, pode-se observar a vazão de óleo em função do tempo para as configurações *Five Spot* e *Five Spot* invertido com vazões totais de 600 m³std/d.

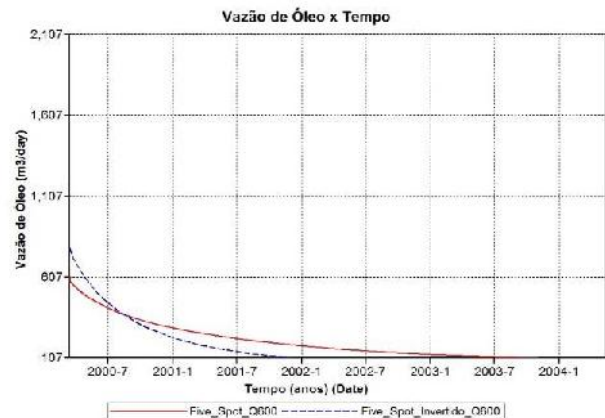


Figura 10. Vazão de óleo x tempo

Ao analisar a Figura 10, percebe-se que a vazão de óleo máxima ocorre nos primeiros meses do projeto. Logo após, os valores tendem a diminuir, porém se analisado após o mês 8 do ano 2000, pode-se observar que a configuração do tipo *Five spot* se manteve maior em relação ao *Five Spot* invertido até o tempo final do projeto.

O fato dos maiores valores de vazão de óleo se encontrarem no começo do primeiro ano acontece devido à ocorrência da chegada do banco de óleo deslocado pela água injetada.

Na Figura 11, observa-se a produção acumulada de óleo em função do tempo para as configurações *Five Spot* e *Five Spot* invertido com vazões totais de 600 m³std/d.

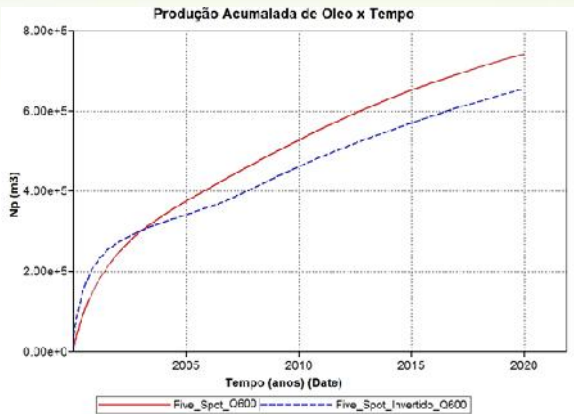


Figura 11. Produção acumulada de óleo x tempo

Analisando a Figura 11, pode-se observar que a configuração do tipo *Five spot* apresentou no final do projeto uma produção acumulada de óleo de 0,75MM m³, enquanto que o *Five spot* invertido resultou em 0,64 MM m³ o que representa uma diferença de 0,11MM m³ de óleo no final do projeto.

Para a configuração de malha que apresentou melhor resultado, foi feito também o estudo das propriedades a partir do modelo 3D do projeto. Com essa ferramenta foi possível verificar o comportamento da injeção de água no interior do reservatório.

A propriedade analisada pela modelagem 3D foi a saturação de óleo, como pode-se ser visto na Figura 121. Fazendo uma análise da mesma, é notório que os valores da saturação diminuem na medida que ocorre a produção do petróleo. Percebe-se que mesmo com a injeção de água, as saturações de óleo nas bordas do reservatório sofrem grandes mudanças, mas ainda existem regiões não varridas no reservatório.

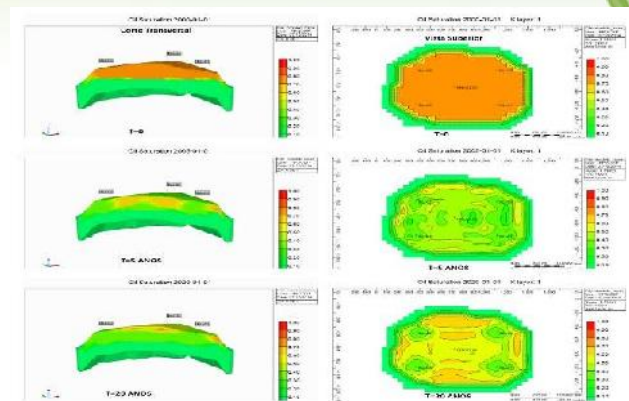


Figura 121. Saturação do Óleo em diferentes anos para uma malha five spot

Analisando as duas malhas propostas, pode-se concluir que se comparado os dois modelos com a mesma vazão total de injeção, tem-se que a malha *Five spot* apresentou um fator de recuperação 4% maior em relação ao *Five spot* invertido. Com isso pode-se afirmar que quanto mais distribuído for os poços injetores em uma malha, maior será sua eficiência de varrido e consequentemente maior será seu fator de recuperação.

4.2 Análise do Sistema Duplo Five Spot e Duplo Five Spot Invertido

Foi realizado um incremento das configurações de malhas anteriores, com objetivo também de saber entre essas novas configurações, qual apresenta melhores resultados para o fator de recuperação.

Inicialmente foi adicionado ao sistema *Five spot* 3 poços, sendo deles 2 do tipo injetor e 1 do tipo produtor. Gerando assim uma configuração com duas malhas *Five spot*, que é denominada Duplo *Five spot*.



Para finalizar a etapa de configuração das malhas, foi feito um incremento 3 poços no esquema *Five spot* invertido, dos quais 2 desses poços são do tipo produtor, e 1 do tipo injetor. Dando origem a uma configuração denominada duplo *Five spot* invertido.

Para as configurações acima foram utilizadas as seguintes vazões totais de injeção: 0, 300, 600 e 900 m³std/d.

A Figura apresenta o fator de recuperação no decorrer do tempo em uma malha duplo *Five spot*. A vazão de 150 m³/d obteve 34% de FR, o que representa um aumento de 25 pontos percentuais se comparado com a recuperação primária.

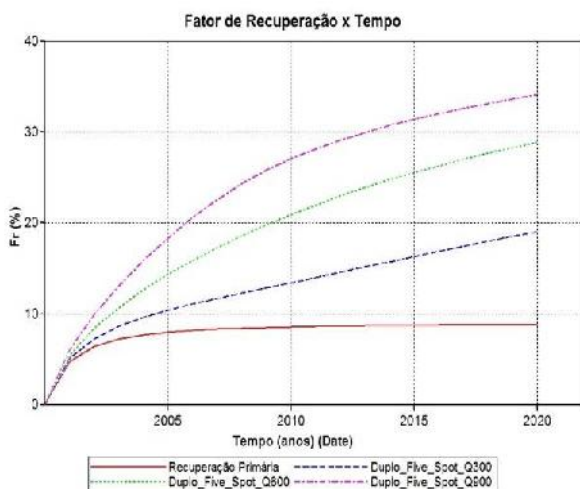


Figura 13. Fator de recuperação duplo five spot x tempo

A Figura13 mostra o sistema duplo *Five spot* invertido, e pode-se observar o mesmo comportamento em relação ao duplo *Five spot*, neste caso foi obtido um FR máximo de 25%, e quando comparado com a recuperação primária, obteve-se um incremento de 16 pontos percentuais.

A curva com maior vazão de injeção apresenta um comportamento contínuo e crescente, fato que pode ser justificado devido ao não atingimento do limite máximo de injeção.

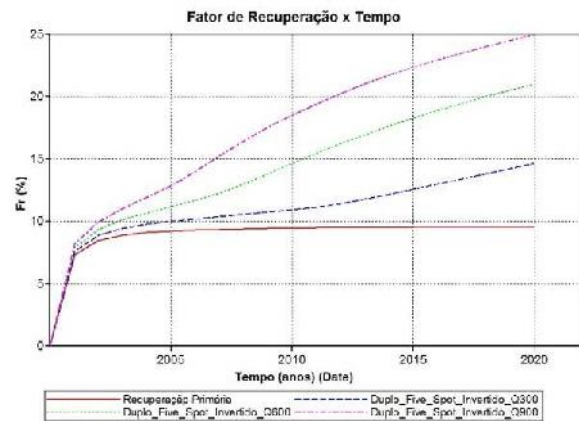


Figura 14. Fator de recuperação duplo five spot invertido x tempo

Diante da análise das figuras anteriores observa-se que em ambas configurações de malhas, os melhores resultados de fator de recuperação, foram obtidos quando se injetou vazões máximas. A seguir foi feito um comparativo das vazões e da produção acumulada de óleo para a máxima vazão de cada malha.

A Figura 15, mostra um gráfico vazão de óleo no decorrer do tempo, no qual pode-se observar como responde o reservatório quando injeta-se com diferentes configurações de malhas.

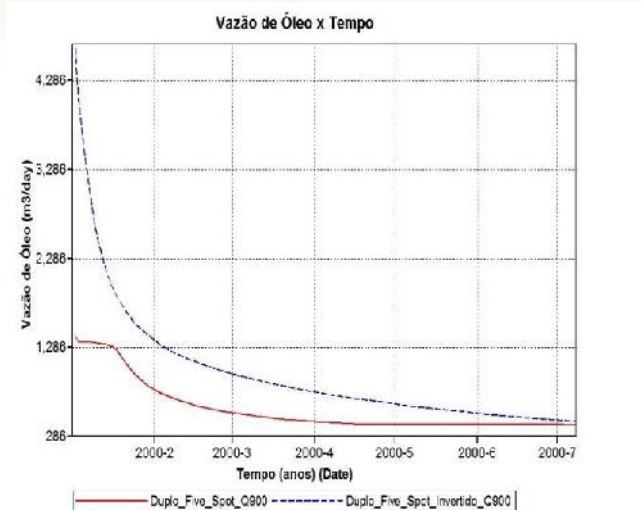


Figura 15. Vazão de óleo x tempo

No comportamento da vazão de produção de óleo (Figura 15), é notório que a vazão na configuração duplo Five spot invertido mostrou-se maior até meados do mês 7 do primeiro ano. Após essa data, observa-se uma inversão de comportamento, no qual a configuração Duplo *Five spot* apresentou melhores resultados até o final do projeto.

Na Figura 16, observa-se a produção acumulada de óleo em função do tempo para as configurações duplo *Five Spot* e duplo *Five Spot* invertido com vazões totais máximas de 900m³std/d.



Figura 16. Produção acumulada de óleo x tempo

Analisando a Figura 16, pode-se observar que a configuração do tipo duplo *Five spot* apresentou no final do projeto uma produção acumulada de óleo de 1,0 MM m³, enquanto que o duplo *Five spot* invertido resultou em 0,72 MM m³.

A Figura 17 mostra a variação da saturação do óleo no decorrer do tempo quando se injeta a uma vazão total de 900 m³std/d em uma malha do tipo duplo *Five spot*. Pode ser observado que o valor da saturação do óleo apresenta declínio com o passar do tempo, pois quando o óleo é produzido do reservatório a quantidade de óleo nele existente diminui, sendo assim, a saturação do óleo presente na formação é reduzida ao longo do projeto. Se comparado à saturação de óleo com o do modelo anterior, pode-se notar que a do duplo *Five spot* apresenta uma recuperação superior, esse fato pode ser justificado devido a configuração duplo *Five spot* apresentar mais poços, o que resulta numa maior varredura do sistema.

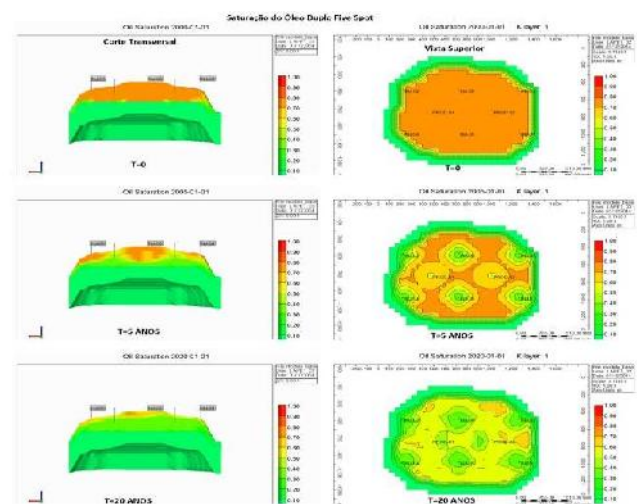


Figura 17. Saturação do Óleo em diferentes anos para uma malha duplo five spot



Analisando as duas malhas propostas, pode-se concluir que se comparado os dois modelos com a mesma vazão total de injeção, tem-se que a malha duplo *Five spot* apresentou um fator de recuperação 9% maior em relação ao duplo *Five spot* invertido. Com isso pode-se afirmar que quanto mais distribuído for os poços injetores em uma malha, maior será sua eficiência de varrido e consequentemente maior será seu fator de recuperação.

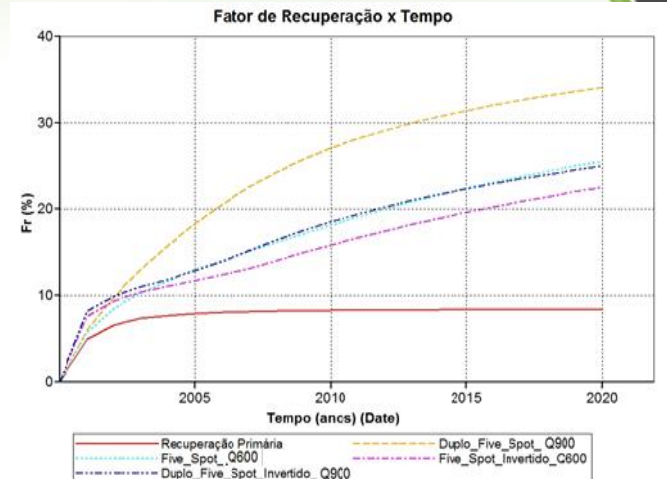


Figura 18. Fator de recuperação x tempo

5 Análise Comparativa das Diferentes Configurações de Poços

Foi realizada uma análise do fator de recuperação, produção acumulada de óleo, vazão de óleo e produção acumulada de água no decorrer do tempo para diferentes distribuições de poços. O comparativo deu-se apenas com as melhores vazões de cada configuração apresentada anteriormente.

Na Figura 18 foi mostrado um comparativo entre os fatores de recuperação ao longo do tempo injetando-se a melhor vazão para todos os sistemas de configurações analisados.

Observa-se que a configuração do tipo duplo *Five spot* apresentou um maior FR, enquanto que a configuração do tipo *Five spot* invertido apresentou um menor FR se comparado com os demais. A diferença de FR entre a melhor e a pior configuração, é de 9 pontos percentuais.

A Tabela3 mostra um resumo da produção acumulada de óleo e do fator de recuperação em 20 anos para os sistemas estudados.

Tabela 3. Valor do fator de recuperação e produção acumulada de óleo para diferentes configurações em 20 anos.

Fator de Recuperação e Produção Acumulada de Óleo				
	Five Spot Inv.	Duplo Five Spot Inv.	Five Spot	Duplo Five Spot
FR	22%	25%	26%	34%
Np	0,655 MMm ³	0,726 MMm ³	0,742 MMm ³	1,0 MMm ³

Na Figura 9, observa-se a produção acumulada de óleo em função



do tempo para diferentes configurações de malha.

Pode-se notar que nos primeiros meses do projeto, tem-se que as malhas *Five spot* invertido e duplo *Five spot* invertido apresentaram maiores valores para N_p , esse fato ocorre provavelmente devido os poços produtores estarem posicionados em uma localização onde há uma maior concentração de óleo no reservatório.

A partir do 2º ano já é possível notar que a configuração do tipo duplo *Five spot* resultou em um maior N_p no decorrer dos anos, esse fato pode ser justificado devido a maior distribuição dos poços injetores em torno da malha, fazendo com que a água injetada empurre o óleo para os poços produtores.

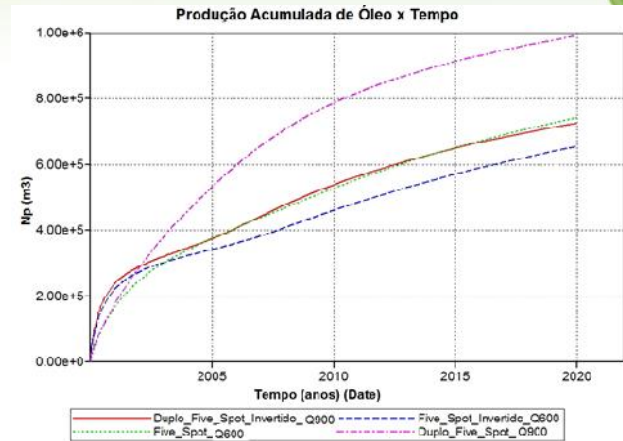


Figura 19. Produção acumulada de óleo x tempo

Ao se fazer uma análise da Figura 20, na qual mostra a vazão de óleo no decorrer do tempo, percebe-se que a vazão de óleo máxima para a maioria dos casos das diferentes injeções de água acontece nos primeiros meses do primeiro ano do projeto. Logo após, os valores de vazão tendem a diminuir.

A Figura reforça a ideia que exista mais óleo concentrado nas regiões periféricas do reservatório, pois pode-se observar que as configurações duplo *Five spot* invertido e *Five spot* invertido, são as únicas configurações que apresentam poços produtores na periferia da malha, e isso fez com que ocorresse maiores vazões de óleo no início da vida produtiva do poço.

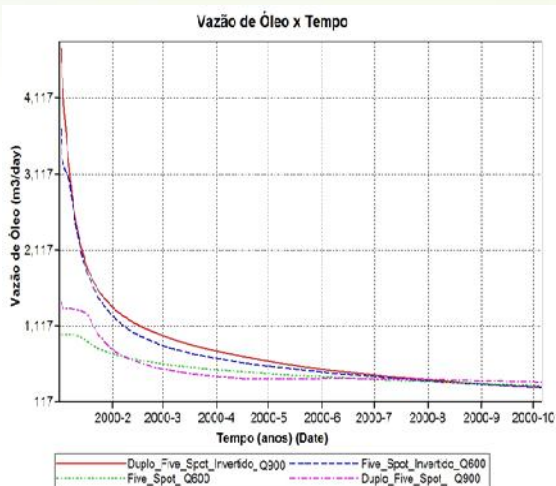


Figura 20. Vazão de óleo x tempo

Nos projetos de injeção de água, um parâmetro importante a ser analisado é o volume de água produzida, já que esse volume deve passar por processos de tratamento antes de ser descartado ou

reinjetado, pois eles envolvem custos elevados. Analisando a Figura 212, pode-se observar que a malha do tipo Duplo *Five spot* invertido, apresentou uma maior produção acumulada de água, se comparada com as demais malhas. Isso pode ser justificado devido essa configuração apresentar seis poços produtores, e que eles provavelmente estão em uma região próxima das zonas de água.

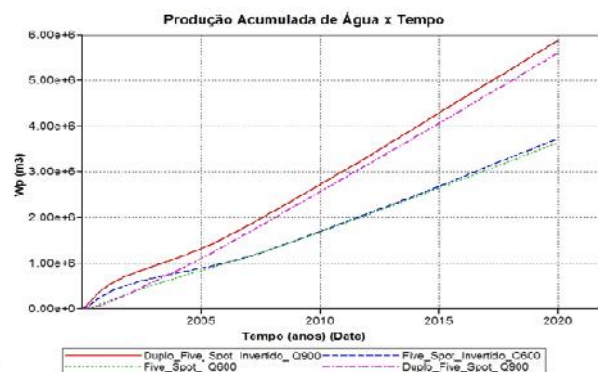


Figura 212. Produção acumulada de água x tempo

A Tabela 4 mostra um resumo da produção acumulada de água em 20 anos para o sistema estudado.

Tabela 4. Valores da produção acumulada de água para diferentes configurações.

Produção Acumulada de Água (Wp)			
<i>Five spot</i> Inv.	Duplo <i>Five</i> <i>spot</i> Inv.	<i>Five</i> <i>spot</i>	Duplo <i>Five</i> <i>spot</i>
3,73 MM m ³	5,87 MM m ³	3,64 MM m ³	5,60 MM m ³

Com a análise de todos os dados anteriores, pode-se concluir que o modelo que apresentou melhores resultados para o fator de recuperação foi o duplo *Five spot* com maior produção acumulada de

óleo. Isso pode ser justificado, devido ao fato que esse tipo de configuração apresentar uma maior quantidade de poços injetores e uma maior vazão de injeção de água, fazendo com que fosse possível varrer uma maior área do reservatório. Contudo é necessário realizar uma análise econômica que não faz parte do escopo desse trabalho.



6. Conclusões

Com esse trabalho foi possível realizar diversos testes no simulador o que nos possibilitou observar o efeito que cada um deles produzia no sistema e o seu fator de recuperação. No tempo final do projeto pode-se observar uma região com razoável saturação de óleo. Este óleo poderá vir a ser produzido futuramente, ficando essa decisão dependente da evolução do conhecimento do campo, bem como das condições técnicas e econômicas da época apropriada.

São apresentadas as principais conclusões obtidas neste trabalho e algumas recomendações para trabalhos futuros:

- A utilização da injeção de água como método de recuperação melhora a produção de óleo, fazendo com que o fator de recuperação de 9% na produção primária, atinja 34% de fator de recuperação com o uso da injeção de água;
- O modelo Duplo *Five spot* apresentou resultados satisfatórios para o reservatório estudado;
- A quantidade, tipo, localização e as vazões de injeção dos poços são critérios que influenciam de forma direta no fator de recuperação;
- O Modelo Duplo *Five Spot* apresentou maior Fator de Recuperação, sendo este o maior entre os diversos modelos estudados;
- O modelo do tipo Duplo *Five spot* possui maior produção acumulada de óleo pois apresenta uma maior quantidade de

poços injetores e uma maior vazão de injeção de água.

6.1 Recomendações

- Faz se necessário realizar um estudo de otimização da distribuição dos poços de petróleo;
- Realizar um estudo de análise econômica do projeto por meio do método VPL;
- Aumentar o prazo do projeto;
- Simular outro(s) método(s) de recuperação após a injeção de água.;
- Realizar uma perfuração de poços do tipo nine-spot;

7.Referências Bibliográficas

- ROSA, J. A., CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência. 2011.
- THOMAS J. E *et al.* **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência: Rio de Janeiro, 2001.
- SILVA, Ciro R. **Estudo Comparativo Entre A Injeção De Água E De Gás Em Um Reservatório Com Óleo Leve**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia de Petróleo – Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- TEIXEIRA, Juli Sergine Tavares – **Desenvolvimento de uma área**



petrolífera com características semelhantes a do nordeste brasileiro para óleos leves. 2013.

Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

- CARVALHO, Tiago. Pinheiro – **Estudo de sistemas multicomponentes no processo de injeção cíclica de vapor.** Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.
- CMG, Computer Simulator Group Ltda. **Guia para el usuario.** STARS – (Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator) versão 2010.10, Calgary-Alberta-Canadá.
- BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais.** 2005. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.
- RUIZ, Cindy Pamela Aguirre – **Estudo Comparativo da Injeção de água usando poços verticais e horizontais,** UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.