



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE-UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

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

Discente: Artur Henrique Souza Saldanha

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Outubro de 2014.

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

Artur Henrique Souza Saldanha

Natal/RN, Outubro de 2014.

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

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

Banca Examinadora

ORIENTADORA:

PROF^a. DR^a. JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS- UFRN

**MEMBRO:
EXAMINADOR**

PROF. MSC CÉLIO GURGEL AMORIM - UFRN

**MEMBRO:
EXAMINADOR**

PROF^a. DRA VANESSA CRISTINA SANTANNA - UFRN

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a **Deus**, por ter me dado força e segurança para que eu pudesse chegar até aqui.

Aos **meus pais**, por todos os ensinamentos, paciência, compreensão e amor. Eu amo vocês!

À **minha irmã** Renata Synara, pelo carinho e pelas palavras de força e perseverança que foram fundamentais para minha vida.

Ao **meu irmão** Hiram Junior que apesar da atual distância geográfica entre nós, sei que sempre torceu por mim.

À minha amada namorada Juli Sergine, que sempre esteve ao meu lado me apoiando nos momentos mais difíceis, demonstrando companheirismo, paciência e apoio incondicional durante minha graduação. Muito obrigado por fazer parte da minha vida!! Te amo muito!!

A todos **meus familiares**, tios, tias, primos, primas, cunhado, cunhadas, sogro, sogra e meus avós que tenho certeza mesmo estando no céu, estão sempre me guiando em minha trajetória.

À **minha orientadora**, Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas que durante toda essa jornada da minha vida, se demonstrou muito paciente, compreensiva e amiga, meu muito obrigado!

Ao **meu orientador** do PRH-43, Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim.

Aos **professores** do Departamento de Engenharia de Petróleo, por todo conhecimento passado.

Aos **meus amigos** de graduação, por todo apoio e momentos de descontração.

Aos **funcionários** da sala I14, Émerson e Josemária que sempre estiveram dispostos a nos ajudar.

À **CMG** pela licença do simulador concedida.

Ao **PRH-43** pelo apoio financeiro.

A **todos** aqueles que de alguma forma contribuíram para esta formação.

DEDICATÓRIA

Dedico esse momento especial em minha vida aos meus pais, Hiram e Maria, à minha irmã, Renata, ao meu irmão, Hiram Jr. e à minha namorada, Juli Sergine.

Saldanha, Artur Henrique Souza – “Análise da produção de um reservatório de óleo leve com injeção de água.” Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof^ª Dr^ª Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

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 projeto de 20 anos. 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 fator de recuperação no final do projeto foi a malha do tipo duplo *Five spot*.

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

Saldanha, Artur Henrique Souza – “Analysis of productions of a reservoir of light oil with water injection. ” Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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.

Sumário

Lista de Símbolos e Abreviaturas	13
Capítulo 1	14
INTRODUÇÃO.....	14
1.Introdução	15
1.1 Objetivo	16
Capítulo 2	17
Aspectos Teóricos	17
2.Aspectos Teóricos	18
2.1 Petróleo	18
2.2 Classificações do Óleo	18
2.3 Mecanismos de Produção.....	19
2.3.1 Métodos Convencionais	20
2.3.2 Injeção de Água.....	20
2.4 Simulação Numérica de Reservatório	21
Capítulo 3	22
Materiais e Métodos	22
3.Materiais e Métodos	23
3.1 Ferramentas Computacionais	23
3.1.1 Builder.....	23
3.1.2 IMEX	24
3.2 Modelagem do Fluido	24
3.3 Modelagem do Reservatório	26
3.4 Metodologia de Trabalho	28
3.5 Condições Operacionais do Modelo Base	29
3.5.1 Five Spot	29
3.5.2 Duplo Five Spot	32
3.5.3 Duplo Five Spot Invertido.....	35
3.5.4 Five Spot Invertido.....	38
3.6 Parâmetros Operacionais.....	41
Capítulo 4	42
Resultados e Discussões	42
4. Resultados e Discussões	43
4.1 Análise do Sistema Five Spot e Five Spot Invertido	43

4.2 Análise do Sistema Duplo Five Spot e Duplo Five Spot Invertido.....	48
4.3 Análise Comparativa das Diferentes Configurações de Poços	53
Capítulo 5	58
Conclusão e Recomendações	58
5. Conclusão	59
5.1 Recomendações	59
Capítulo 7	60
Referências Bibliográficas.....	60
7.Referências Bibliográficas.....	61

Lista de Figuras

Figura 1. Diagrama dos métodos de recuperação.....	19
Figura 2. Ilustração de injeção de água (Carvalho, 2010).....	20
Figura 3. Gráfico de razão de solubilidade x pressão e fator volume de formação x pressão	24
Figura 4. Gráfico de viscosidade do óleo x pressão e viscosidade do gás x pressão	25
Figura 5. Configuração do modelo do reservatório em 3D.	27
Figura 6. Vista superior do reservatório.	27
Figura 7. Esquema de uma malha do tipo five spot	29
Figura 8. Vista superior do esquema five spot.	30
Figura 9. Cortes transversais de uma malha do tipo five spot.....	31
Figura 10. Esquema de uma malha do tipo duplo five spot.	32
Figura 11. Vista superior do esquema duplo five spot.	33
Figura 12. Cortes transversais de uma malha do tipo duplo five spot.....	34
Figura 13. Esquema de uma malha do tipo duplo five spot invertido.....	35
Figura 14. Vista superior do esquema duplo five spot invertido.....	36
Figura 15. Cortes transversais de uma malha do tipo duplo five spot invertido.	37
Figura 16. Esquema de uma malha do tipo five spot invertido.	38
Figura 17. Vista superior do esquema five spot invertido.....	39
Figura 18. Cortes transversais de uma malha do tipo five spot invertido.	40
Figura 19. Fator de recuperação five spot x tempo	43
Figura 20. Fator de recuperação five spot invertido x tempo.....	44
Figura 21. Vazão de óleo x tempo.....	45
Figura 22. Produção acumulada de óleo x tempo.....	46
Figura 23. Saturação do Óleo em diferentes anos para uma malha five spot.....	47
Figura 24. Fator de recuperação duplo five spot x tempo	48
Figura 25. Fator de recuperação duplo five spot invertido x tempo.....	49
Figura 26. Vazão de óleo x tempo.....	50
Figura 27. Produção acumulada de óleo x tempo.....	51
Figura 28. Saturação do Óleo em diferentes anos para uma malha duplo five spot.....	52
Figura 29. Fator de recuperação x tempo	53
Figura 30. Produção acumulada de óleo x tempo.....	54
Figura 31. Vazão de óleo x tempo.....	55
Figura 32. Produção acumulada de água x tempo.....	56

Lista de Tabelas

Tabela 1. Classificação dos Tipos de Óleo.....	18
Tabela 2. Dados das propriedades do reservatório	26
Tabela 3. Parâmetros operacionais dos poços produtores e injetores.....	41
Tabela 4. Valor do fator de recuperação e produção acumulada de óleo para diferentes configurações em 20 anos.....	54
Tabela 5. Valores da produção acumulada de água para diferentes configurações.	56

Lista de Símbolos e Abreviaturas

°API – Grau API do óleo

API – *American Petroleum Institute*

FR – Fator de Recuperação %

NP – Produção Acumulada de Óleo (m³ std)

Wp - Produção Acumulada de Água

IMEX - *Implicit-Explicit Black Oil Simulator*

CMG - *Computer Modelling Group*

VPL – Valor Presente Líquido

Rs- Razão de Solubilidade

Bo- Fator Volume de Formação

Visg- Viscosidade do Gás

Visco- Viscosidade do Óleo

So- Saturação do Óleo

Capítulo 1
INTRODUÇÃO

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 aprisionadas 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 dificuldade 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, 2001).

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).

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 Objetivo

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.

Capítulo 2
Aspectos Teóricos

2.Aspectos Teóricos

Para uma melhor compreensão desse trabalho, faz se necessário a abordagem de alguns conceitos básicos utilizados na área da engenharia de petróleo.

2.1 Petróleo

O petróleo consiste basicamente em uma mistura de hidrocarbonetos. Sua denominação vem do latim Petra(pedra) e Oleum (óleo).

Além de hidrocarbonetos, outras substâncias também podem ser encontradas como o enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. O petróleo é dividido em duas fases distintas: a fase líquida (petróleo) e a fase gasosa (gás natural) (Thomas, 2004).

2.2 Classificações do Óleo

Na indústria do petróleo os óleos são classificados de acordo com o °API (grau API) do *American Petroleum Institute*.

Essa classificação faz com que possamos determinar se o óleo é leve, mediano, pesado ou extrapesado, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1. Classificação dos Tipos de Óleo

Tipo de Óleo	Densidade (20° C/20° C)	API
Leve	$\leq 0,87$	$\geq 31^\circ$
Mediano	$0,87 < \rho \leq 0,92$	$22^\circ \leq \text{API} < 31^\circ$
Pesado	$0,92 < \rho \leq 1,00$	$10^\circ \leq \text{API} < 22^\circ$
Extrapesado	$> 1,00$	$< 10^\circ$

Fonte: Adaptado da ANP, 2000.

2.3 Mecanismos de Produção

Da quantidade de petróleo existente nos reservatórios, apenas uma pequena fração consegue na prática ser retirada, fazendo com que a maior parte do óleo encontrado permaneça no interior da jazida. (ROSA, 2011).

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Queiroz, 2006).

A quantidade de óleo retirado de um reservatório unicamente devido a suas energias naturais como: gás em solução, influxo de água, capa de gás e segregação gravitacional é denominada recuperação primária.

Métodos convencionais é a quantidade adicional de óleo obtida por suplementação da energia primária com energia secundária, injetando-se água ou gás.

Já nos métodos especiais (“*Enhanced Oil Recovery*”-EOR), realizamos diversos processos de injeção de fluidos que não sejam água e gás.

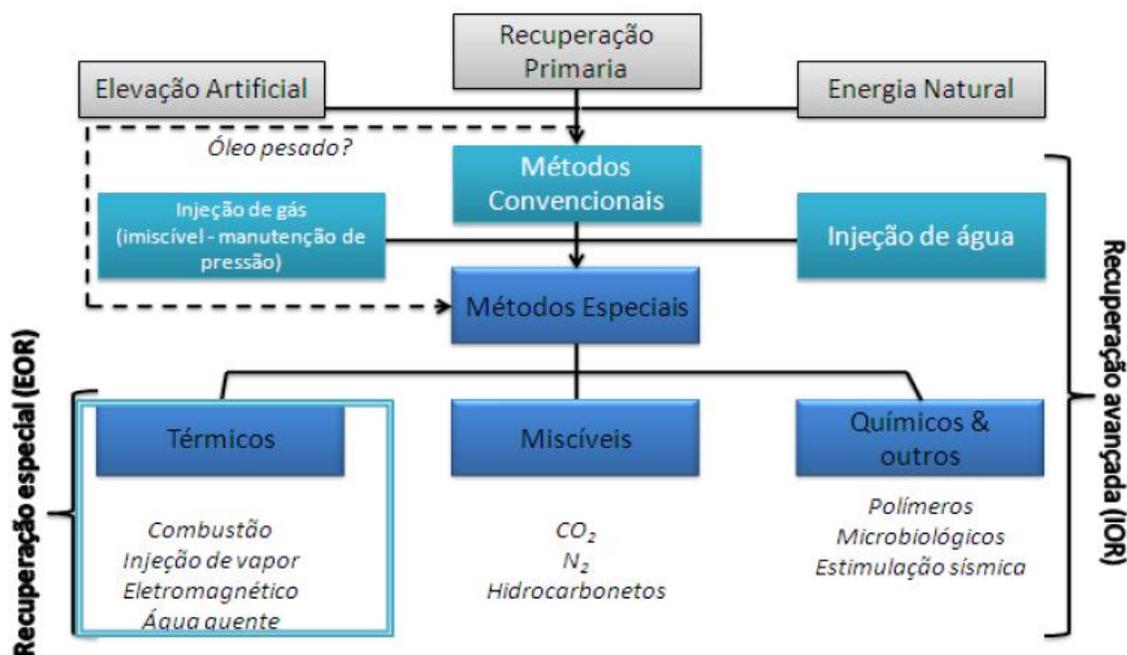


Figura 1. Diagrama dos métodos de recuperação

2.3.1 Métodos Convencionais

São os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, buscando-se um comportamento puramente mecânico, ou seja, não se espera que fluidos se misturem entre si ou interfiram, de forma química ou termodinâmica, na rocha reservatório.

Como métodos convencionais de recuperação, são normalmente utilizados a injeção de água e a injeção imiscível de gás. Na injeção imiscível de gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas.

2.3.2 Injeção de Água

Os projetos de injeção de água, de uma maneira geral, compõem-se das seguintes partes: sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea, ou um conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar; sistema de tratamento de água de injeção; sistema de injeção de água propriamente dito, que é composto por bombas, linhas, e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte de água produzida. Em certos casos, algumas dessas partes são dispensáveis (Thomas, 2001).

A injeção de água é um método de recuperação secundária muito utilizado, visto que se comparado com os demais, ele apresenta um menor custo operacional.

A origem da água utilizada para essa operação pode ser obtida de quatro maneiras diferentes: 1) água subterrânea; 2) água da superfície; 3) água do mar; 4) água produzida.

Após a fase de injeção, toda a água injetada é produzida juntamente com o óleo do reservatório.

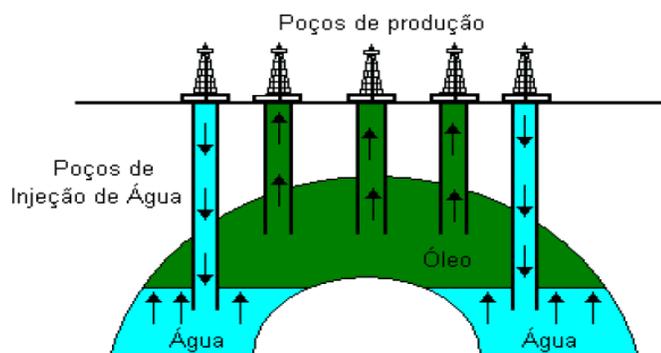


Figura 2. Ilustração de injeção de água (Carvalho, 2010)

2.4 Simulação Numérica de Reservatório

A simulação numérica de reservatórios nos permite estimar as características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo.

Para realizar uma simulação de fluxo de fluidos no reservatório, é necessário modelar o fluido contido nele, para conhecer o seu comportamento na jazida. O modelo utilizado é o “Black-oil”, neste são consideradas três fases (água, óleo e gás) e três componentes (água, óleo, gás).

Existem inúmeras formas de se prever o comportamento de um reservatório, estimar os volumes originais de óleo e volumes recuperáveis. Cada escolha dos processos deve ser feita de maneira compatível com a natureza, quantidade e qualidade dos dados disponíveis, do tempo e dos recursos que se tem para processar esses dados e dos objetivos que se destinam o estudo.

Capítulo 3
Materiais e Métodos

3. Materiais e Métodos

Neste capítulo serão abordados: as ferramentas computacionais que foram utilizadas durante esse trabalho para a realização da simulação, o modelo do fluido, modelo físico do reservatório e suas condições operacionais e enfim a implementação do método.

3.1 Ferramentas Computacionais

Para a resolução deste trabalho, foram utilizadas as ferramentas: Winprop onde é feita a criação do modelo de fluido que irá compor o reservatório; Builder cria o reservatório; e o simulador IMEX- (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*) do grupo CMG-*Computer Modeling Group*, que é um simulador para o modelo de fluido *Black Oil*. Para gerar os gráficos foram utilizados o *RESULTS GRAPHS* e o *RESULTS 3D* ambos também da CMG.

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador “IMEX” são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, do reservatório e do fluido, além das condições operacionais de produção.

3.1.1 Builder

A ferramenta Builder é onde inserimos os arquivos de entrada para os simuladores da CMG, IMEX (*Implicit-Explicit Black Oil Simulator*), STARS (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulators*) e GEM (*Generalize Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*).

Para criar o arquivo de entrada utilizou-se:

- Descrição do modelo de reservatório;
- Vazão de injeção em m³ por dia;
- Condições iniciais como: Pressão inicial do reservatório, profundidades de contato óleo- água, entre outros;
- Quantidade de poços do reservatório.

3.1.2 IMEX

As simulações desse trabalho foram realizadas através do IMEX que se trata de um simulador do tipo “*Black-oil*” trifásico, desenvolvido com o propósito de simular recuperações de óleos por injeção de fluidos.

3.2 Modelagem do Fluido

Inicialmente foram inseridos os dados utilizados para o modelo ‘*Black Oil*’ no simulador WinProp da CMG, no qual foi possível a obtenção de gráficos ilustrados na Figura 3 e Figura 4.

Na Figura 3 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 (R_s), como também do fator volume de formação (B_o), tendo em vista que essas grandezas são diretamente proporcionais.

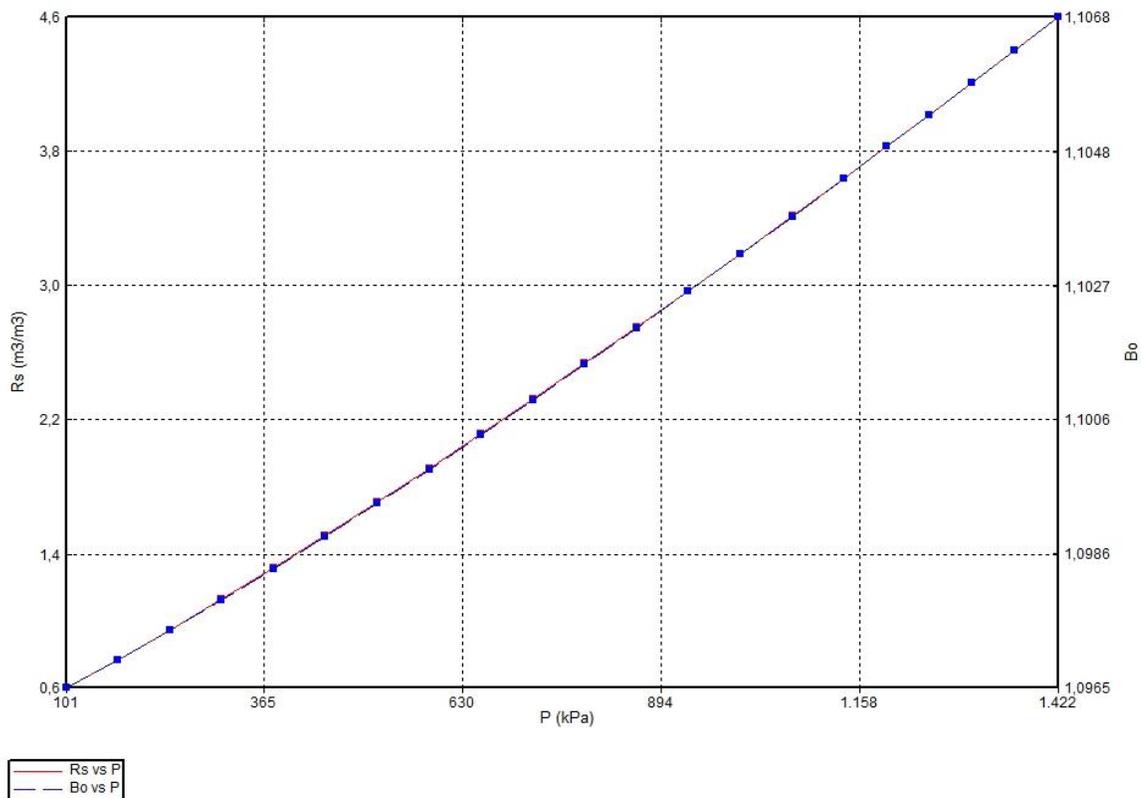


Figura 3. Gráfico de razão de solubilidade x pressão e fator volume de formação x pressão

Na Figura 4 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(Visco) e a diminuição da viscosidade do gás (Viscg).

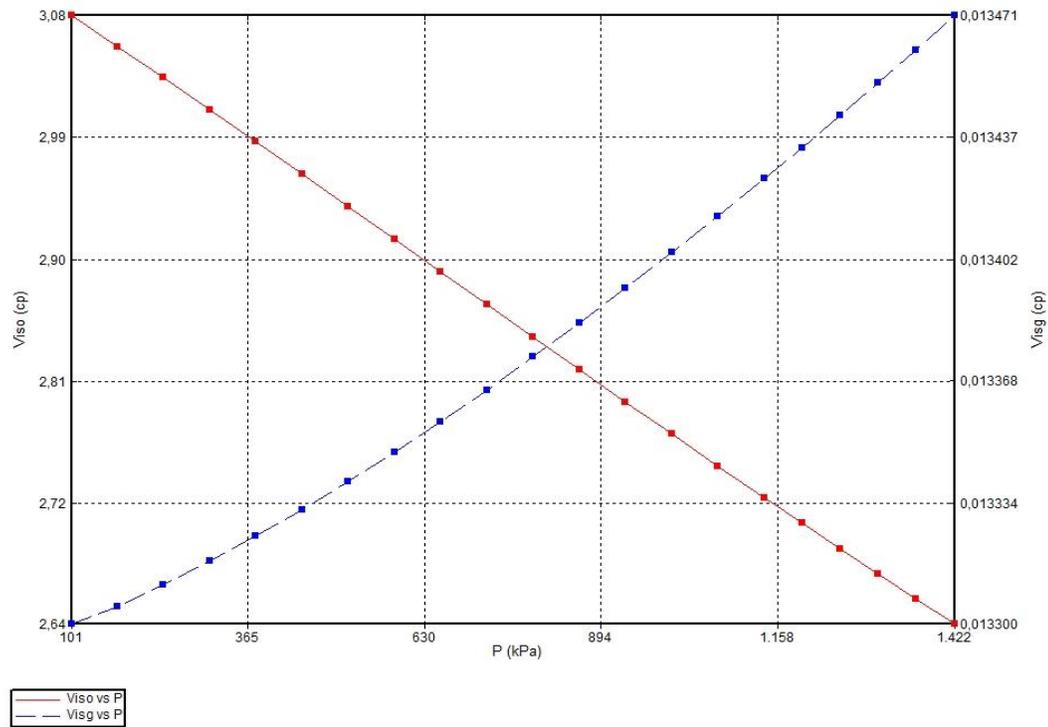


Figura 4. Gráfico de viscosidade do óleo x pressão e viscosidade do gás x pressão

3.3 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 2.

Tabela 2. 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	$15 \cdot 10^{-7}$ 1/psi
Espessura do Reservatório	41 m
°API	30

Com o término dessa etapa, é possível obter a configuração 3D do reservatório conforme ilustra a Figura 5.

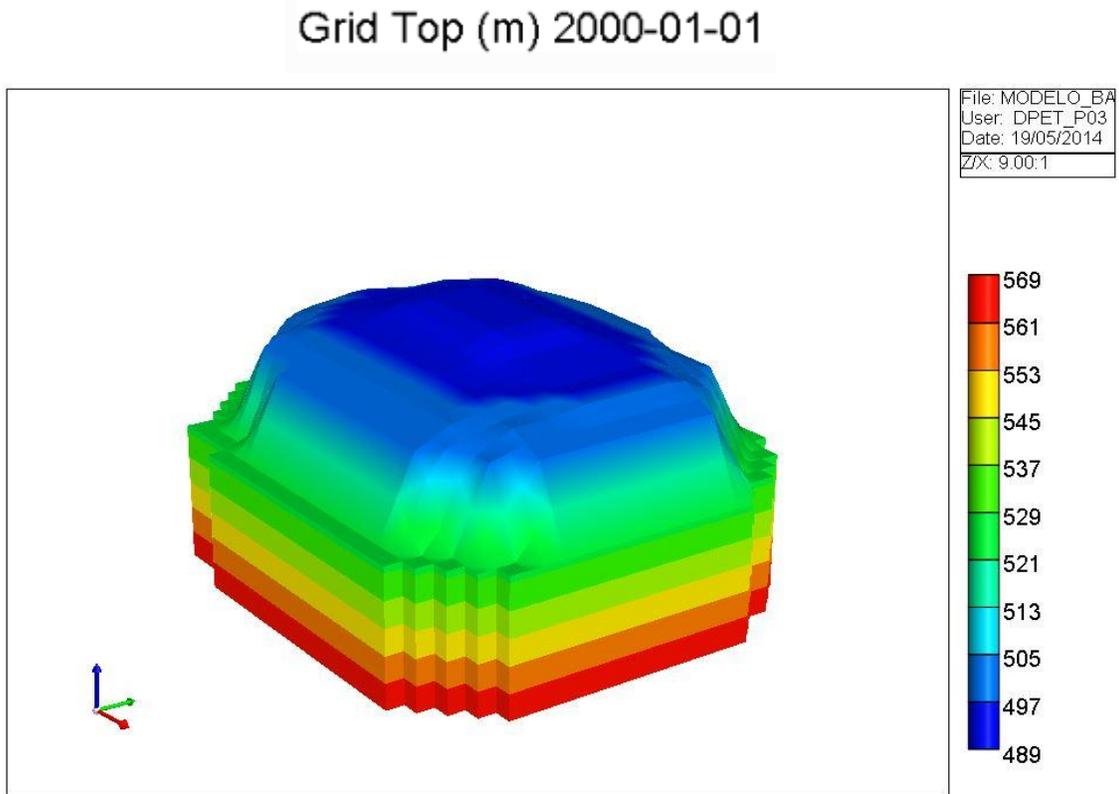


Figura 5. Configuração do modelo do reservatório em 3D.

Na Figura 6 é ilustrado a vista superior do reservatório com suas dimensões.

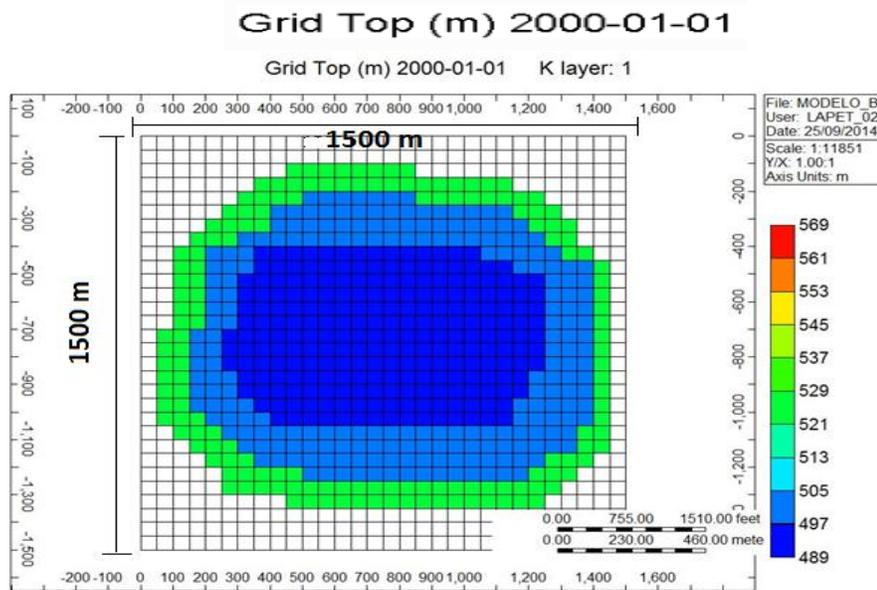


Figura 6. Vista superior do reservatório.

3.4 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 arreado de 4 poços do tipo injetores, formando uma malha do tipo *five spot*. A distância horizontal entre os poços injetores é de 750m, a distância vertical entre os poços injetores é de 550m, e a distância entre poço injetor para o produtor é de 465m. 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 horizontal entre os poços produtores é de 750m, a distância vertical entre os poços produtores é de 550m, e a distância entre poço produtor para o injetor é de 465m. 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 horizontal entre os poços injetores é de 500m, a distância vertical entre os poços injetores é de 500m, e a distância entre poço injetor para o produtor é de 353m. Os poços produziram por 20 anos.
- 4) Para finalizar foi feita a inversão operacional, ou seja, os 6 poços injetores se transformaram em produtores, e os 2 produtores viraram injetores, formando assim uma malha do tipo duplo *five spot* invertido. A distância horizontal entre os poços produtores é de 500m, a distância vertical entre os poços produtores é de 500m, e a distância entre poço produtor para o injetor é de 353m. Os poços produziram por 20 anos.

- 5) O critério utilizado para julgar a melhor malha em relação as demais, foi o fator de recuperação (Fr) e produção acumulada de óleo (Np).
- 6) Discussão dos resultados.

3.5 Condições Operacionais do Modelo Base

Foram realizadas quatro configurações de malhas no reservatório da Figura 5 (*Five Spot*, *Duplo Five Spot*, *Duplo Five Spot Invertido* e *Five Spot Invertido*), em todas as configurações foram criados poços para injeção de água.

3.5.1 Five Spot

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

Na Figura 7 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.

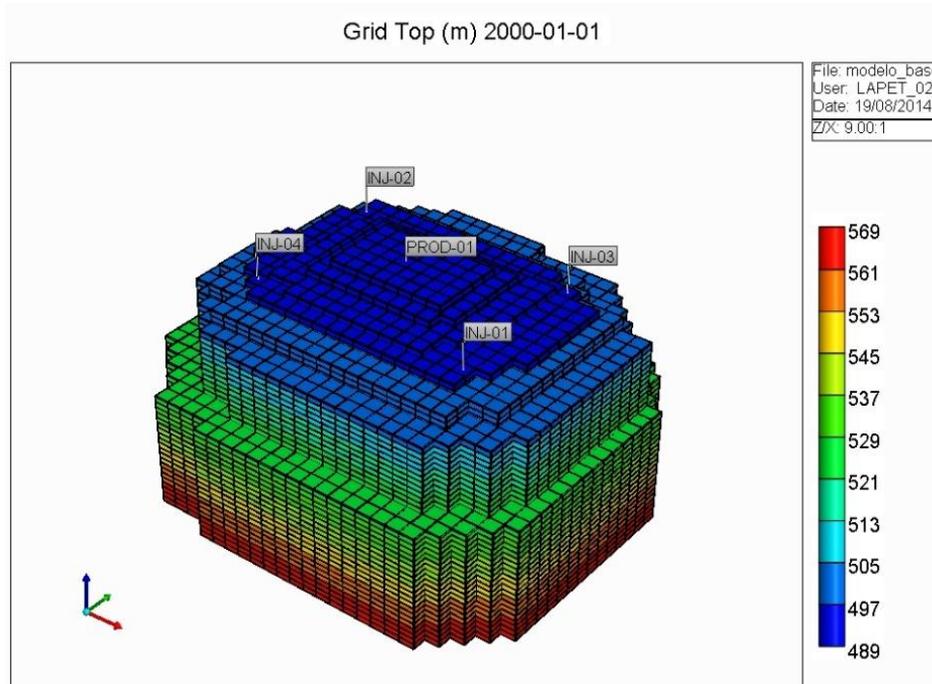


Figura 7. Esquema de uma malha do tipo five spot

A Figura 8 ilustra uma vista superior de uma configuração de malha do tipo *Five spot*.

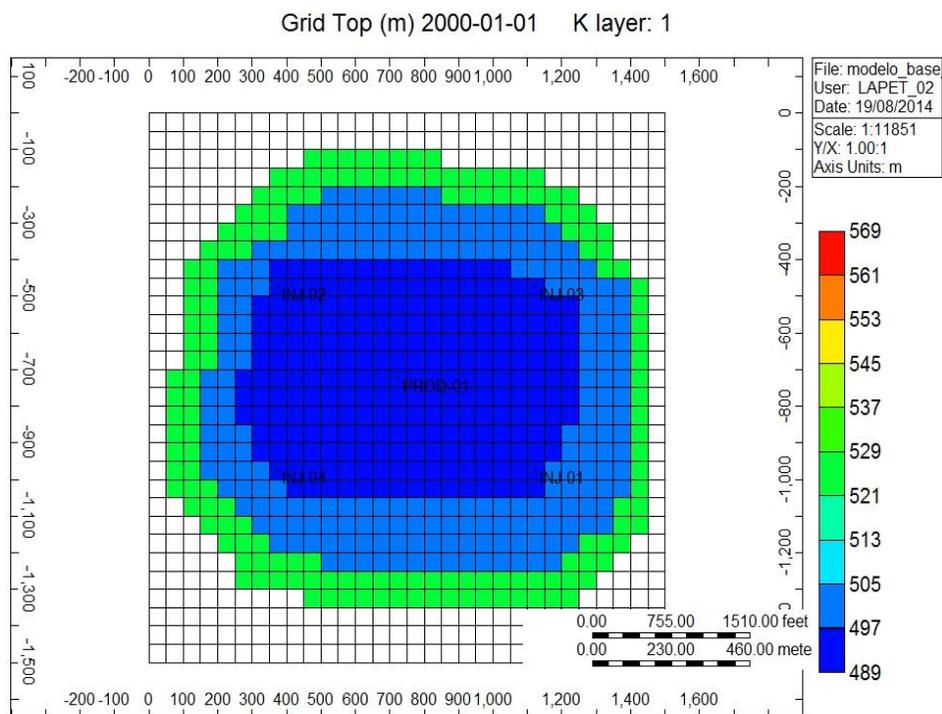


Figura 8. Vista superior do esquema five spot.

Na Figura 9 é ilustrados 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.

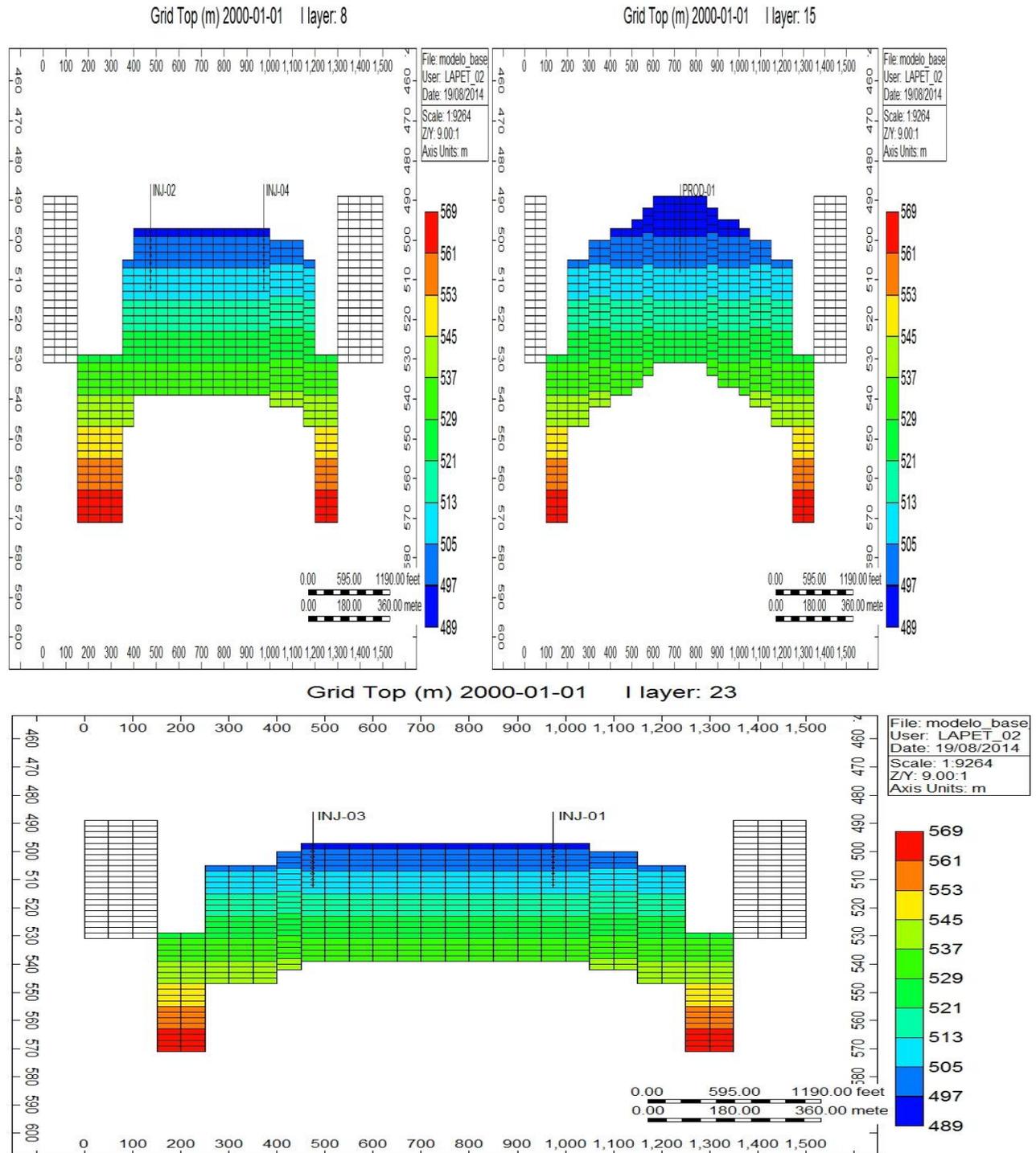


Figura 9. Cortes transversais de uma malha do tipo five spot.

3.5.2 Duplo Five Spot

Consiste em uma dupla configuração do modelo *Five Spot*, ou seja, tem-se 2 poços produtores e 6 poços injetores.

Na Figura 10 é observado um esquema 3D de uma configuração de malha do tipo duplo *five spot*. Foram utilizadas as seguintes vazões de injeção de água: 0, 300, 600 e 900 stdm^3/d .

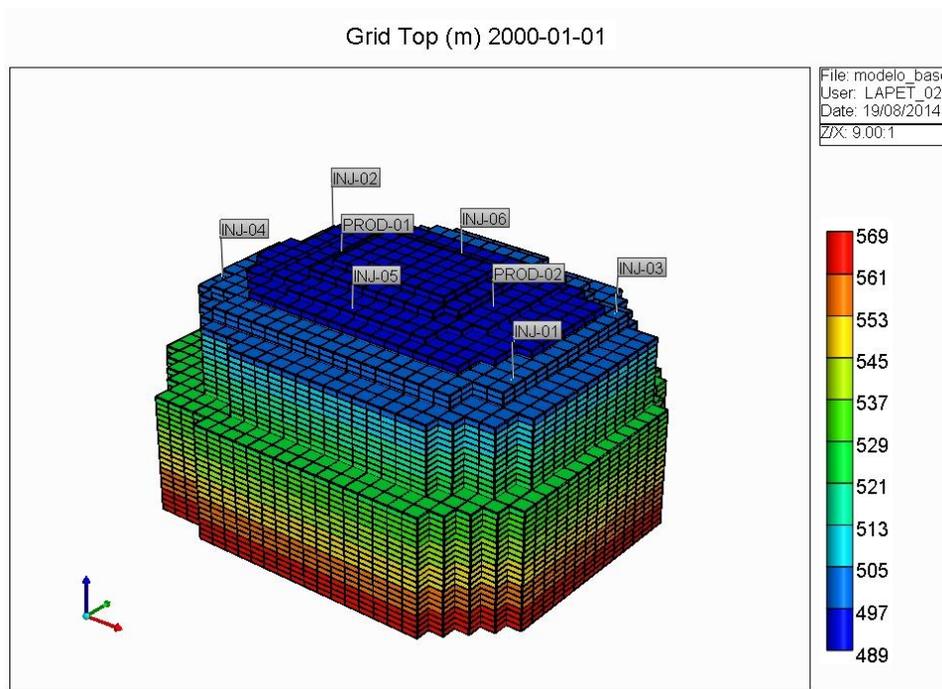


Figura 10. Esquema de uma malha do tipo duplo five spot.

Na Figura 11 tem-se uma vista superior de uma configuração de malha do tipo duplo *five spot*.

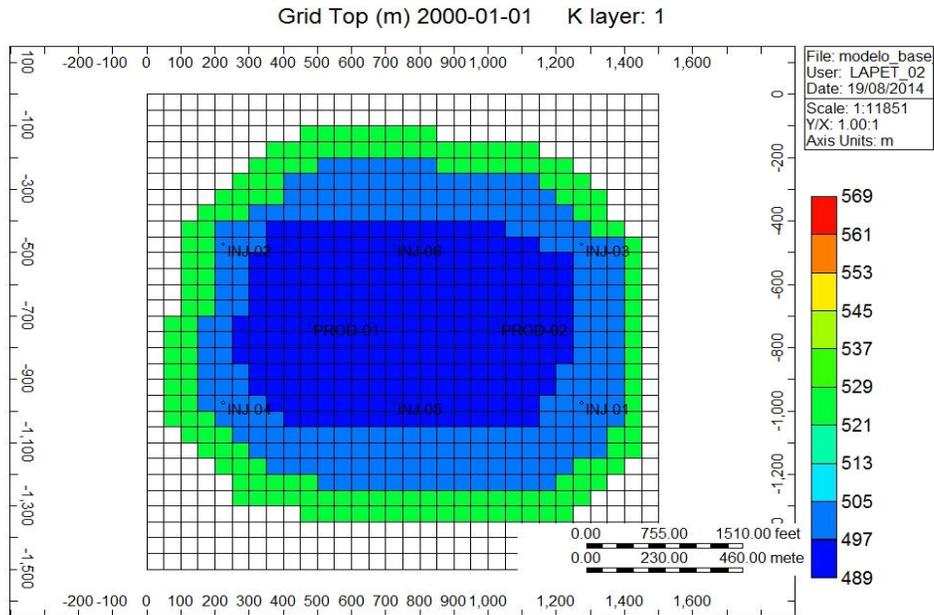


Figura 11. Vista superior do esquema duplo *five spot*.

Na Figura 11 tem-se ilustrado cortes transversais de uma malha do tipo duplo *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 os poços produtores até 509m.

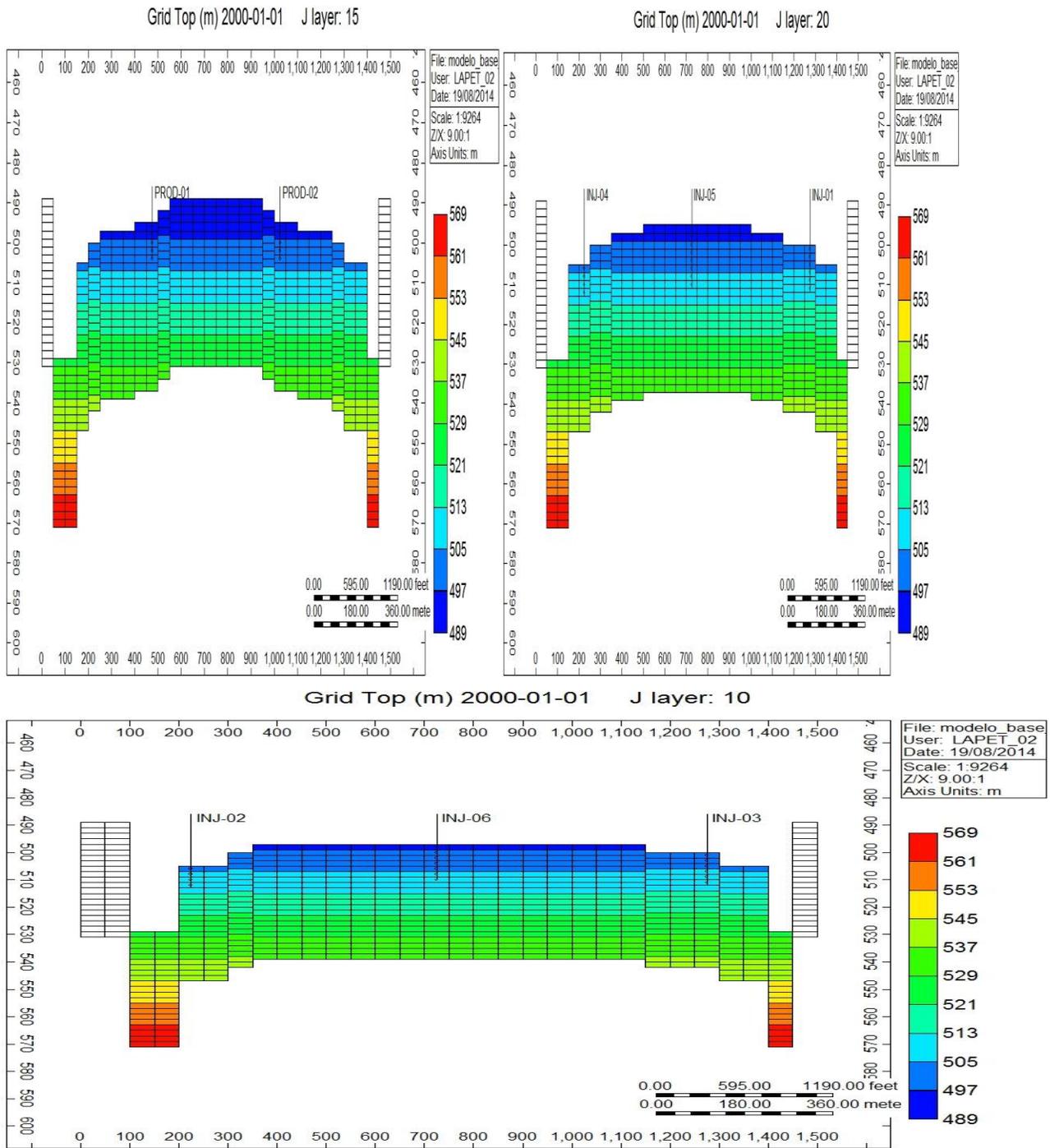


Figura 12. Cortes transversais de uma malha do tipo duplo five spot.

3.5.3 Duplo Five Spot Invertido

Consiste em uma dupla configuração invertida do modelo *Five spot*, ou seja, tem-se 2 poços injetores e 6 poços produtores.

Na Figura 13 é observado um esquema 3D de uma configuração de malha do tipo duplo *Five spot* invertido. Foram utilizadas as seguintes vazões total de injeção de água: 0, 300, 600 e 900 m³std/d.

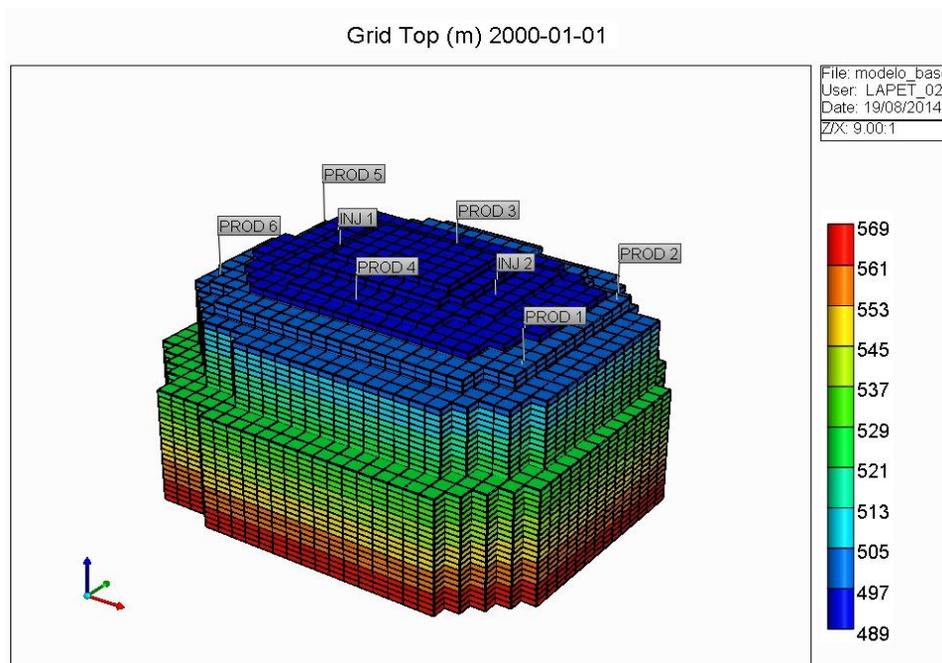


Figura 13. Esquema de uma malha do tipo duplo five spot invertido.

Na Figura 14 tem-se uma vista superior de uma configuração de malha do tipo duplo *Five spot* invertido.

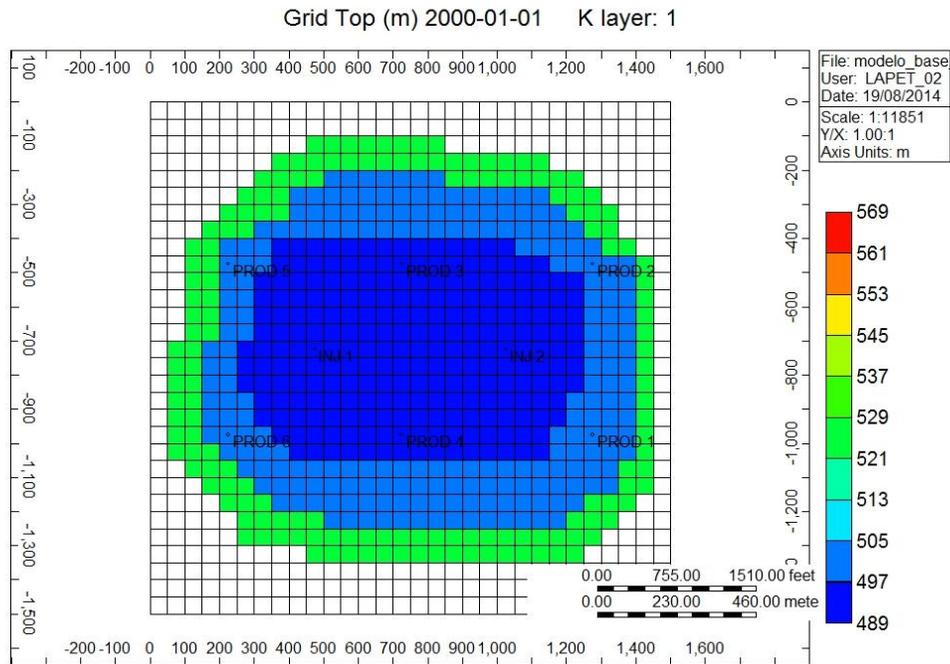


Figura 14. Vista superior do esquema duplo *five spot* invertido.

Na Figura 15 tem-se ilustrado cortes transversais de uma malha do tipo duplo *five spot* invertido. 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 os poços produtores até 509m.

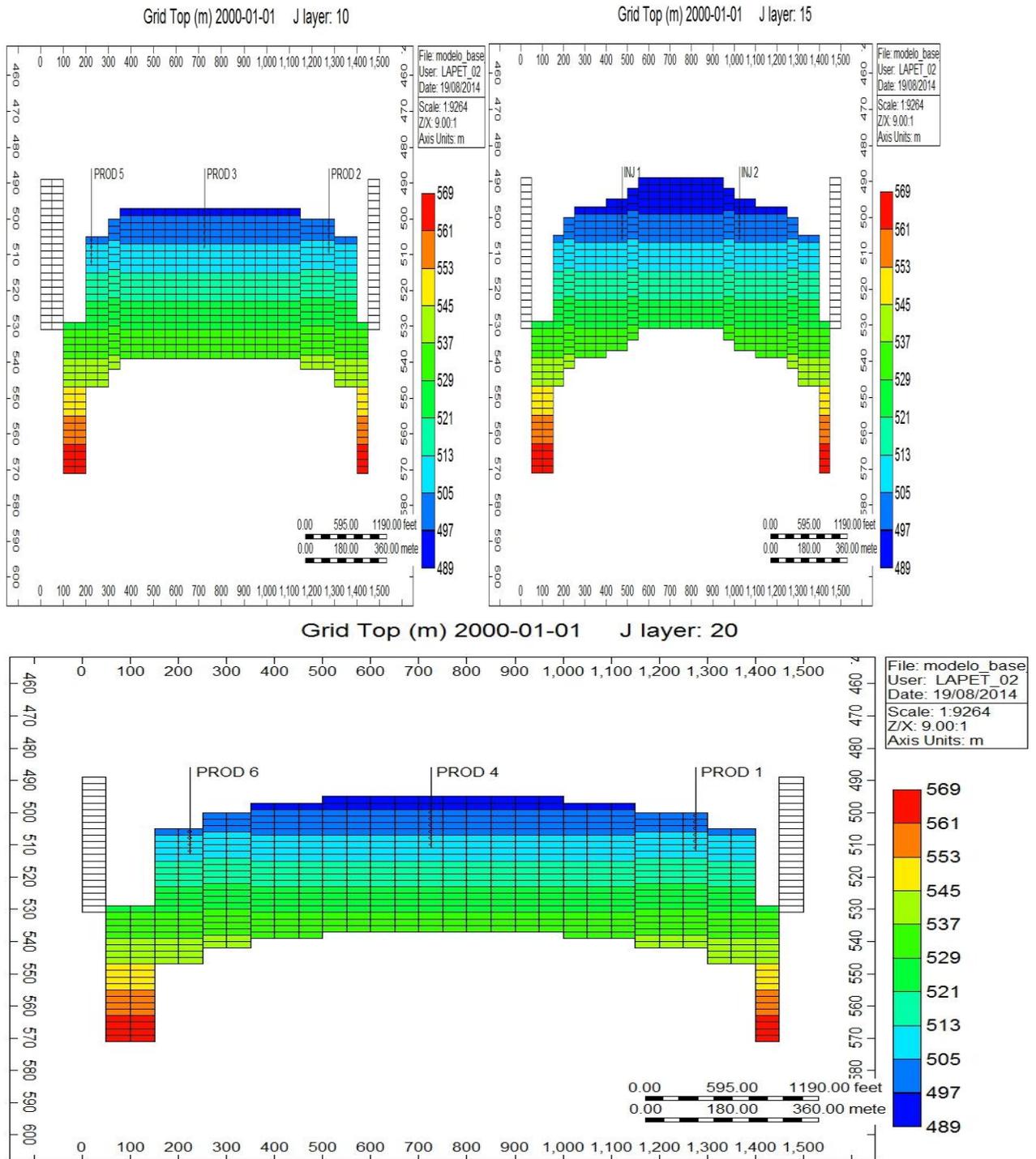


Figura 15. Cortes transversais de uma malha do tipo duplo five spot invertido.

3.5.4 Five Spot Invertido

Consiste em uma configuração invertida do modelo *Five spot*, ou seja, tem-se 1 poço injetor e 4 poços produtores.

Na Figura 16 é observado um esquema 3D de uma configuração de malha do tipo *Five spot* invertido. Foram utilizadas as seguintes vazões de injeção de água: 0, 200, 400 e 600 stdm³/d.

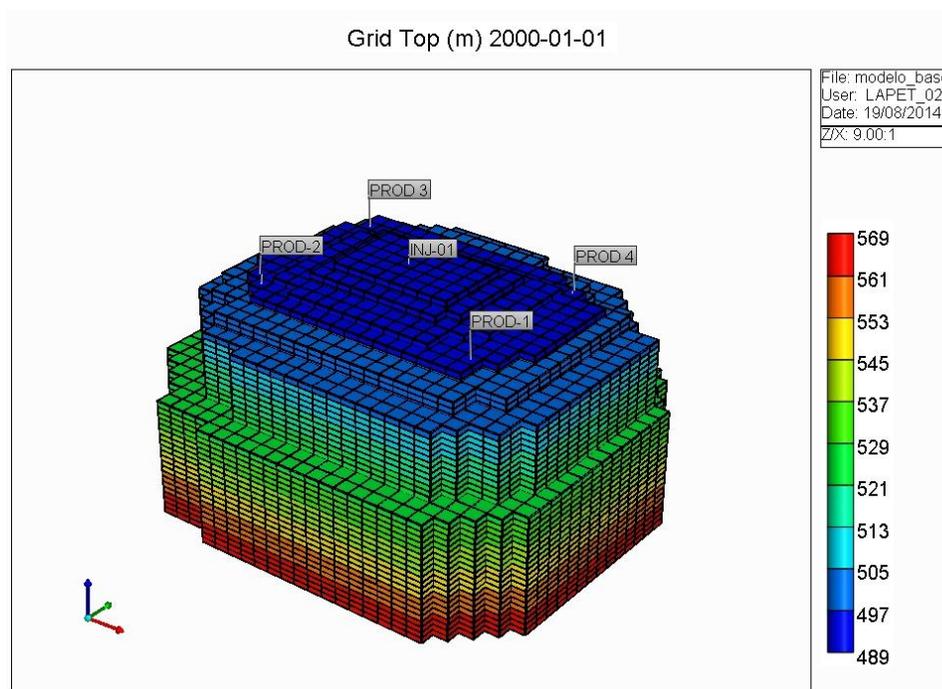


Figura 16. Esquema de uma malha do tipo five spot invertido.

Na Figura 17 mostra uma vista superior de uma configuração de malha do tipo *Five spot* invertido.

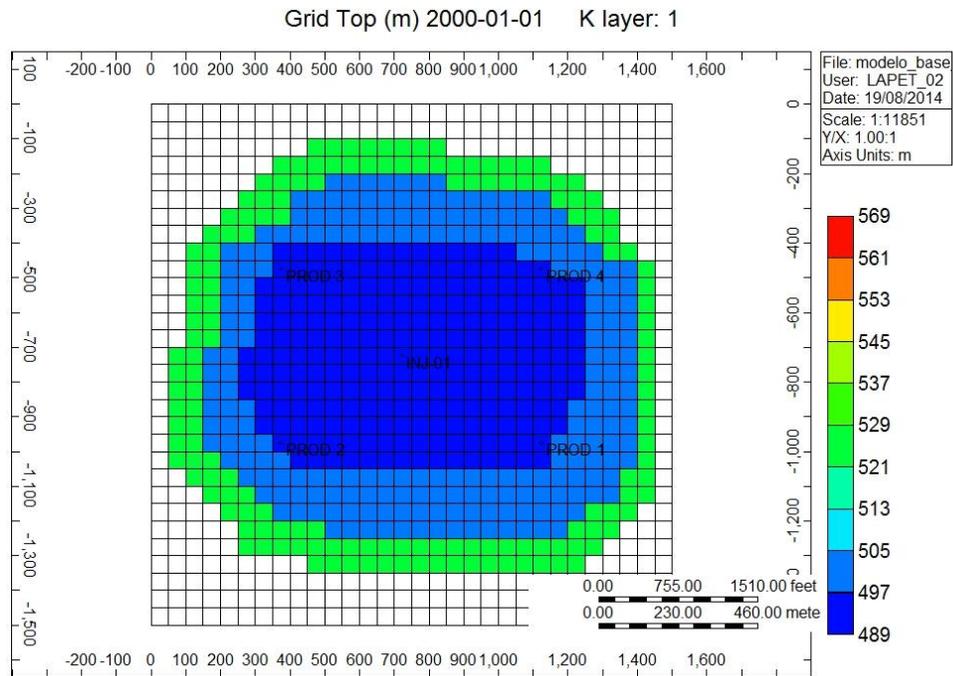


Figura 17. Vista superior do esquema five spot invertido.

Na Figura 18 tem-se ilustrado cortes transversais de uma malha do tipo *five spot* invertido. 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). O poço injetor foi perfurado até 511m e os poços produtores até 509m.

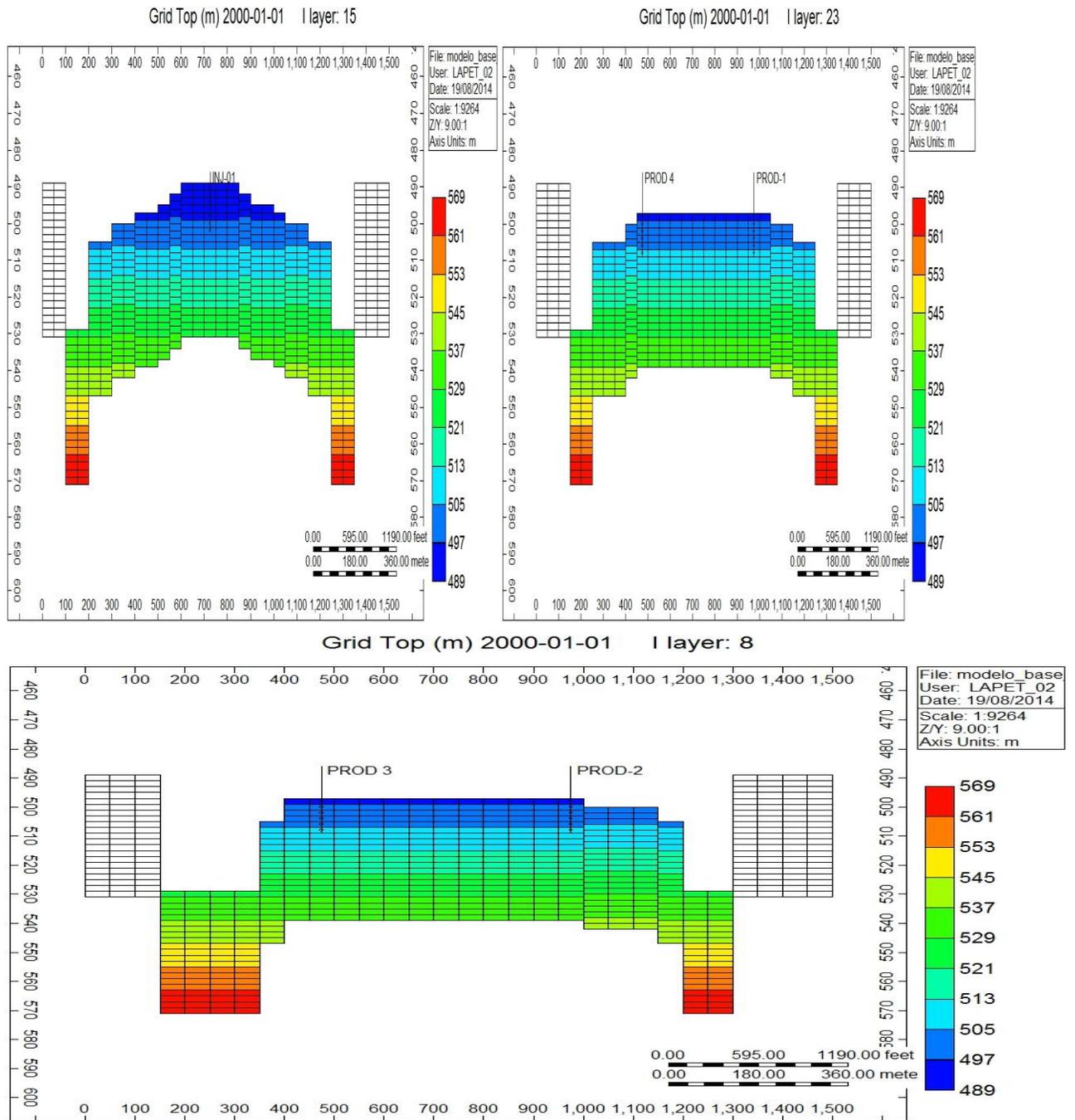


Figura 18. Cortes transversais de uma malha do tipo five spot invertido.

3.6 Parâmetros Operacionais

Os parâmetros operacionais dos poços são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3. 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

Capítulo 4
Resultados e Discussões

4. Resultados e Discussões

Foi abordado 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 19 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 600 m³/dia de injeção, e se comparado com a recuperação primária observa-se um incremento de 17 pontos percentuais.

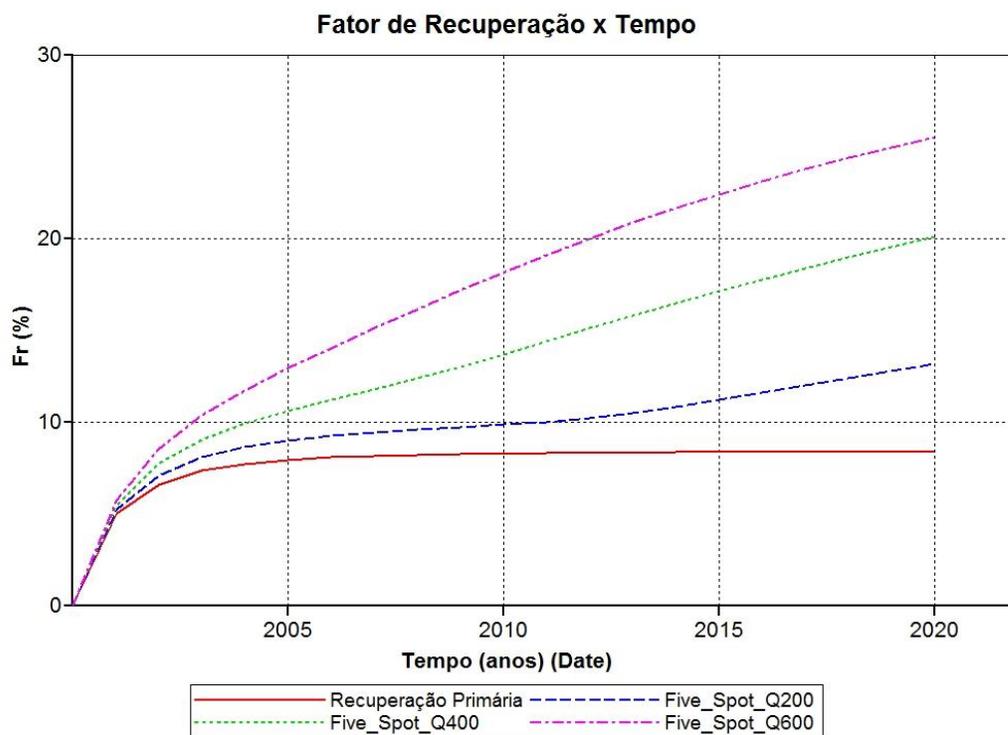


Figura 19. Fator de recuperação five spot x tempo

A Figura 20 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 começam a apresentar uma diferença maior a partir do 5º ano.

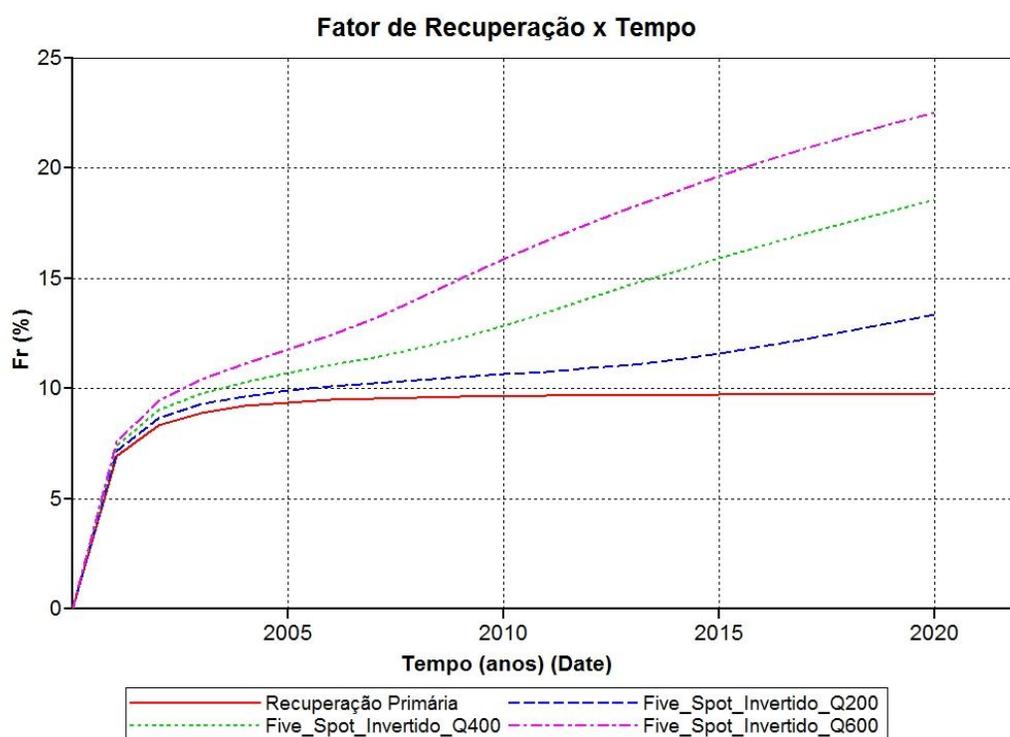


Figura 20. Fator de recuperação five spot invertido x tempo

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 a vazão máxima. A seguir foi feito um comparativo das vazões e da produção acumulada de óleo para a máxima vazão de cada malha.

Na Figura 21, 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.

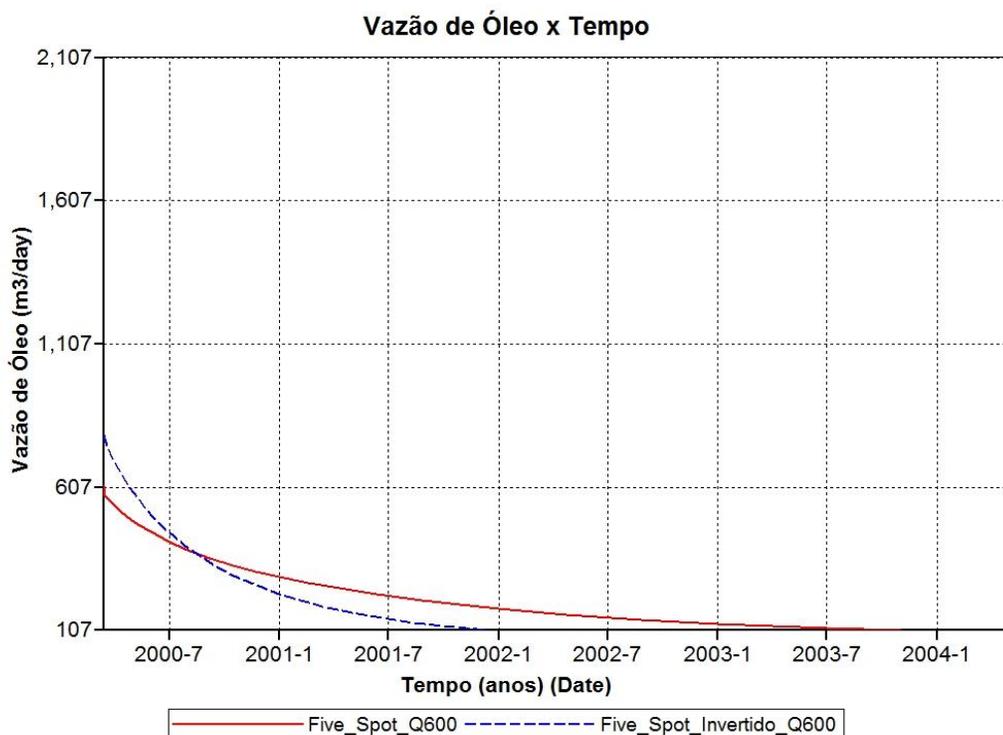


Figura 21. Vazão de óleo x tempo

Ao analisar a Figura 21, 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 vazão de produção 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 22, 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.

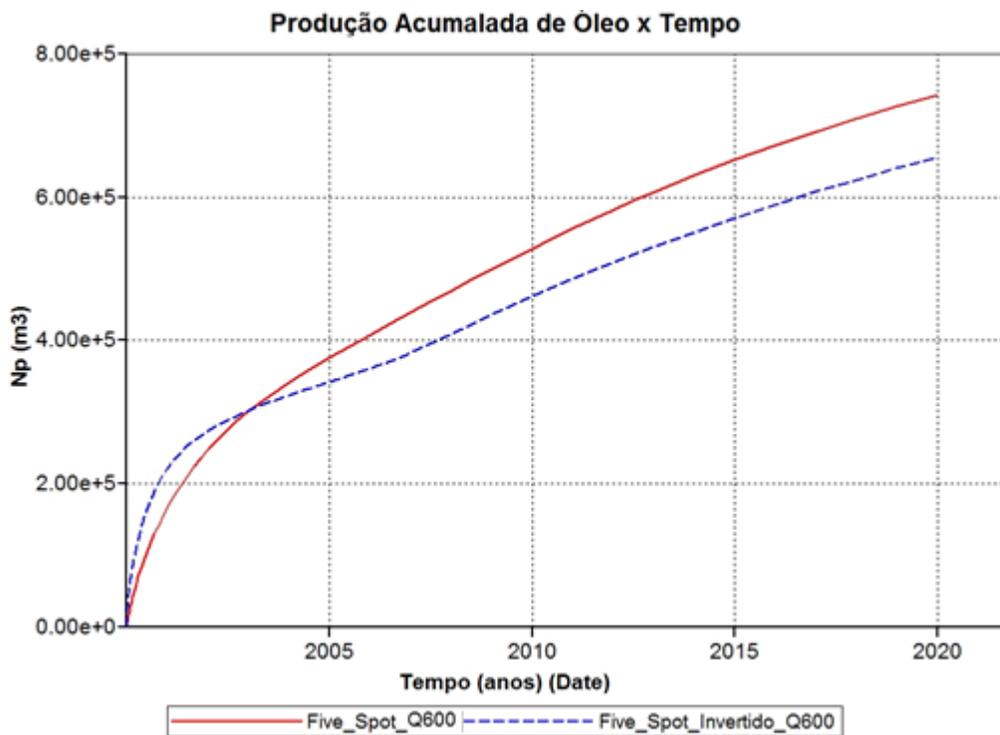


Figura 22. Produção acumulada de óleo x tempo

Analisando a Figura 22, pode-se observar que a configuração do tipo *Five spot* apresentou no final do projeto uma produção acumulada de óleo de 0,75 MM m³, enquanto que o *Five spot* invertido resultou em 0,64 MM m³ o que representa uma diferença de 0,11 MM 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 ser visto na Figura 23. 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.

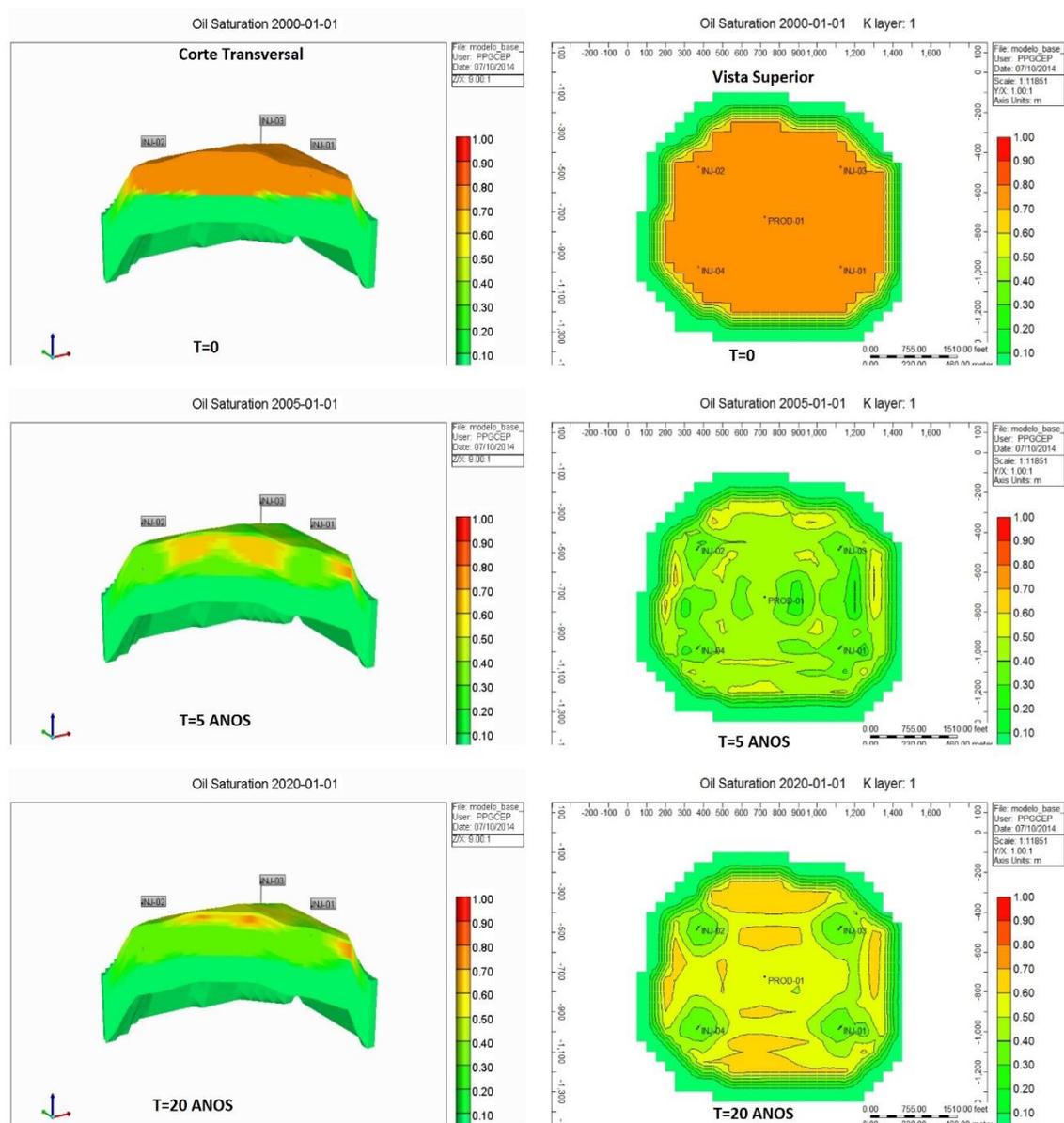


Figura 23. Saturação do Óleo em diferentes anos para uma malha five spot

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 24 apresenta o fator de recuperação no decorrer do tempo em uma malha duplo *Five spot*. A vazão de 900 m³/d obteve 34% de Fr, o que representa um aumento de 25 pontos percentuais se comparado com a recuperação primária.

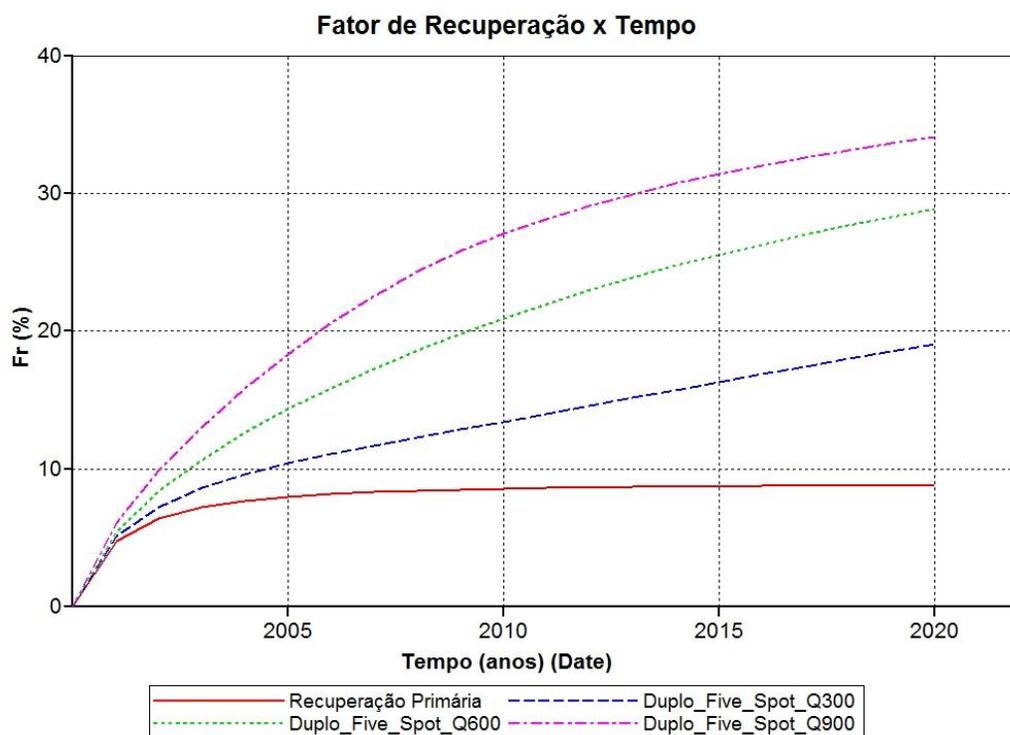


Figura 24. Fator de recuperação duplo five spot x tempo

A Figura 25 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.

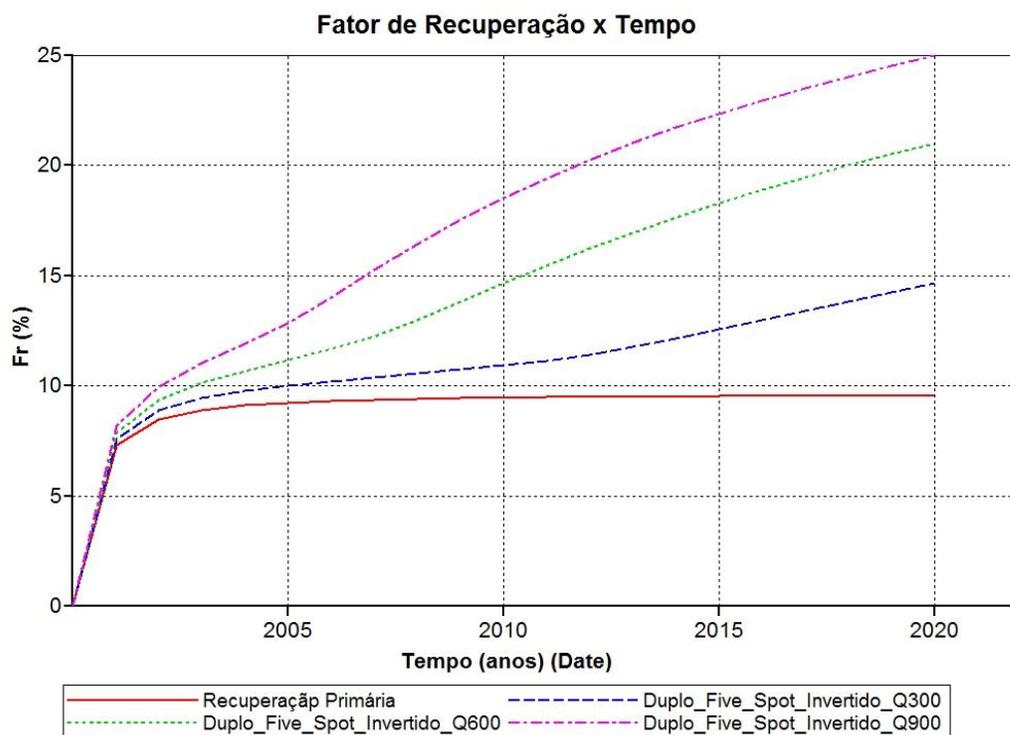


Figura 25. Fator de recuperação duplo five spot invertido x tempo

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 26, 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.

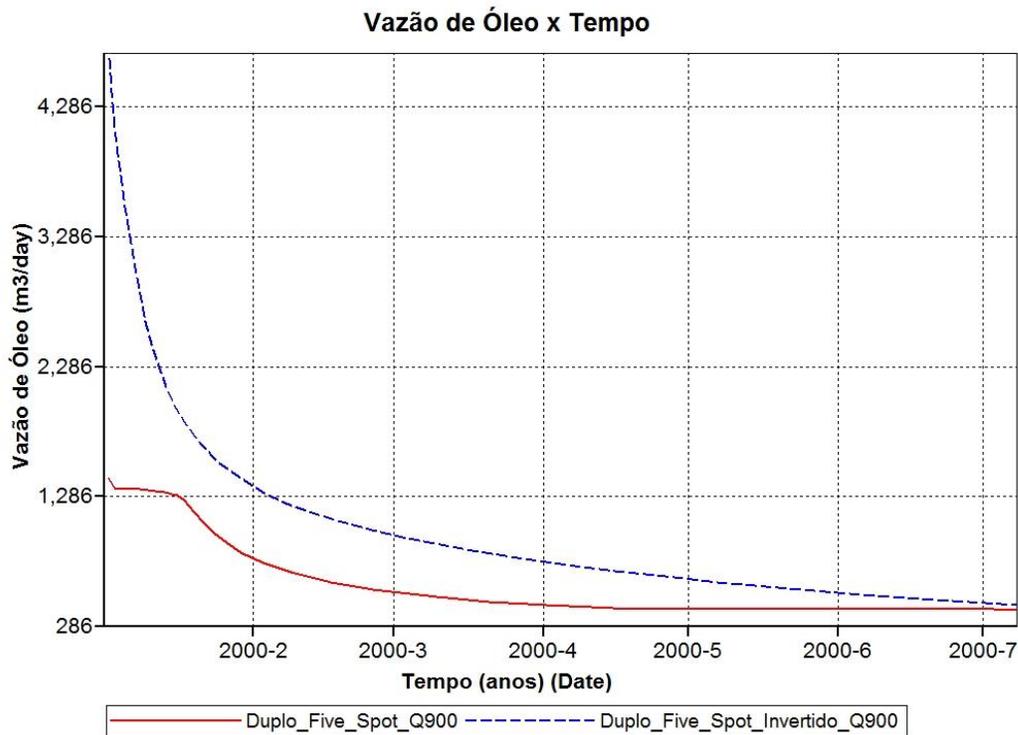


Figura 26. Vazão de óleo x tempo

No comportamento da vazão de produção de óleo (Figura 26), é notório que a vazão na configuração duplo Five spot invertido mostrou-se maior até meados do mês 7º do primeiro ano. Após essa data, observa-se que ambas as curvas tendem a zero.

Na Figura 27, 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 injeção $900\text{m}^3\text{std/d}$.

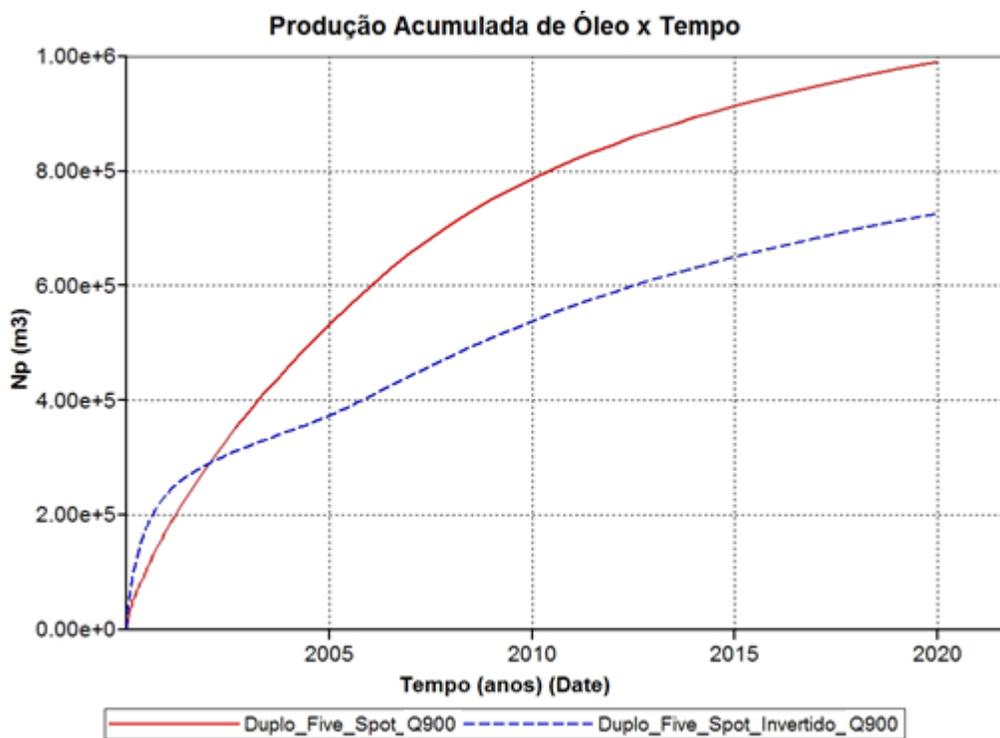


Figura 27. Produção acumulada de óleo x tempo

Analisando a Figura 27, pode-se observar que a configuração do tipo duplo *Five spot* apresentou no final do projeto uma produção acumulada de óleo de $1,0\text{ MM m}^3$, enquanto que o duplo *Five spot* invertido resultou em $0,72\text{ MM m}^3$.

A Figura 28 mostra a variação da saturação do óleo no decorrer do tempo quando se injeta a uma vazão total de $900\text{ m}^3\text{std/d}$ 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 a 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.

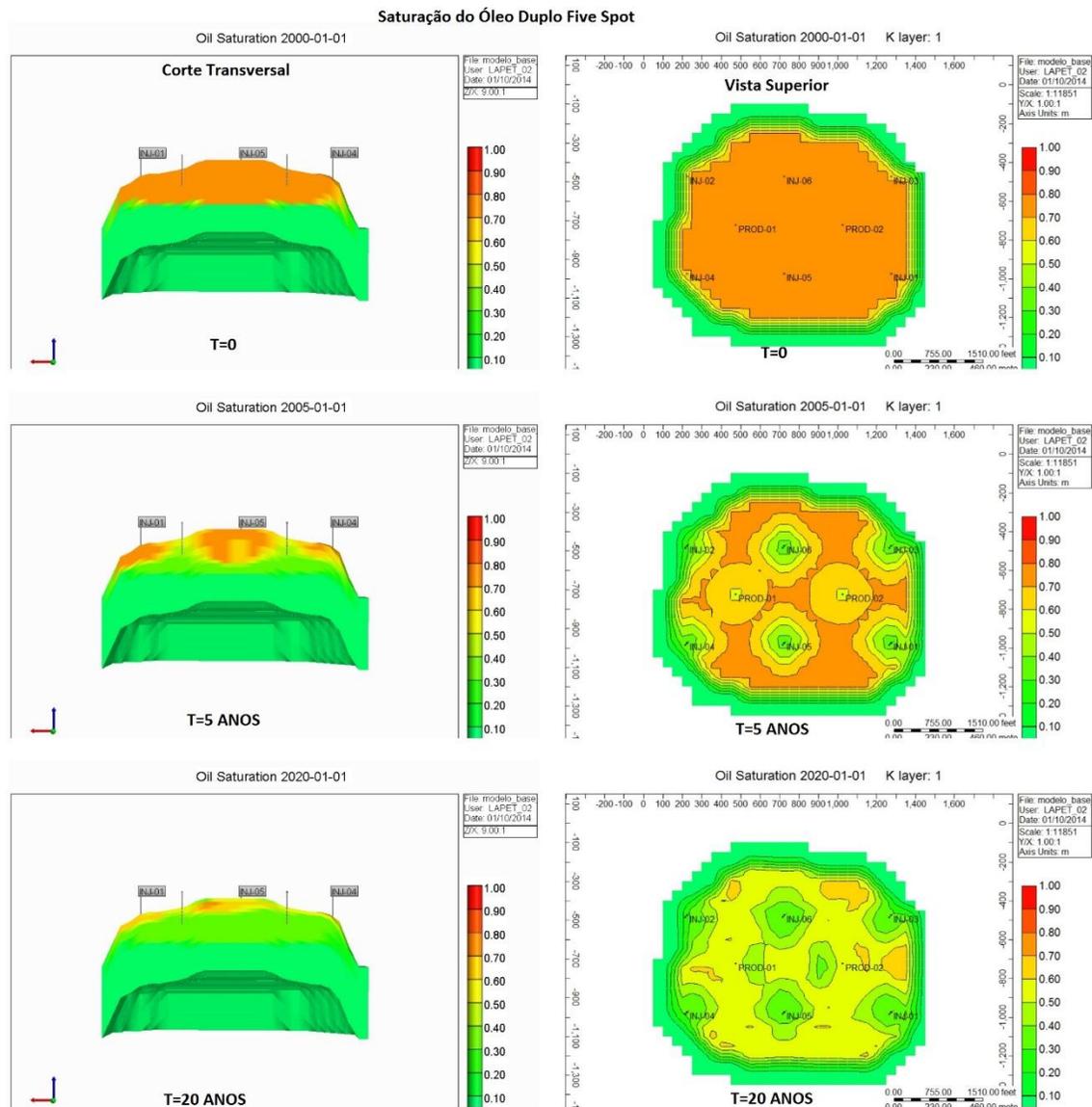


Figura 28. Saturação do Óleo em diferentes anos para uma malha duplo five spot

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.

4.3 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 29 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.

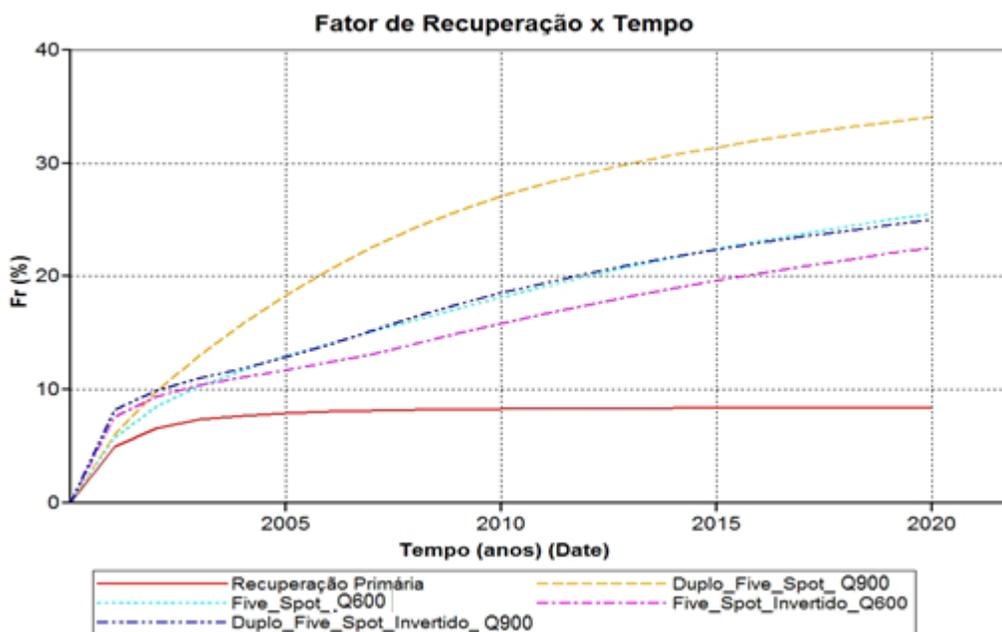


Figura 29. Fator de recuperação x tempo

A Tabela 4 mostra um resumo da produção acumulada de óleo e do fator de recuperação em 20 anos para os sistemas estudados.

Tabela 4. 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	0,65 MMm ³	0,72 MMm ³	0,74 MMm ³	1,0 MMm ³

Na Figura 30, 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 Np, 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 Np no decorrer dos anos, esse fato pode ser justificado devido a maior distribuição dos poços injetores em torno do produtor, fazendo com que a água injetada empurre o óleo para os poços produtores.

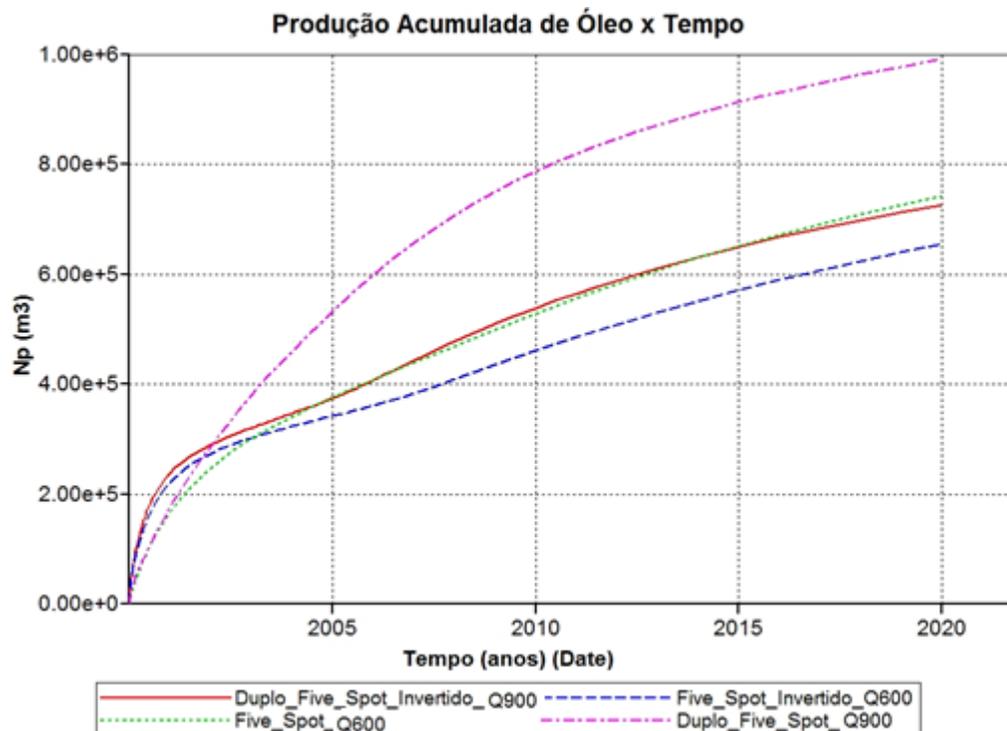


Figura 30. Produção acumulada de óleo x tempo

Ao se fazer uma análise da Figura 31, 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 31 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.

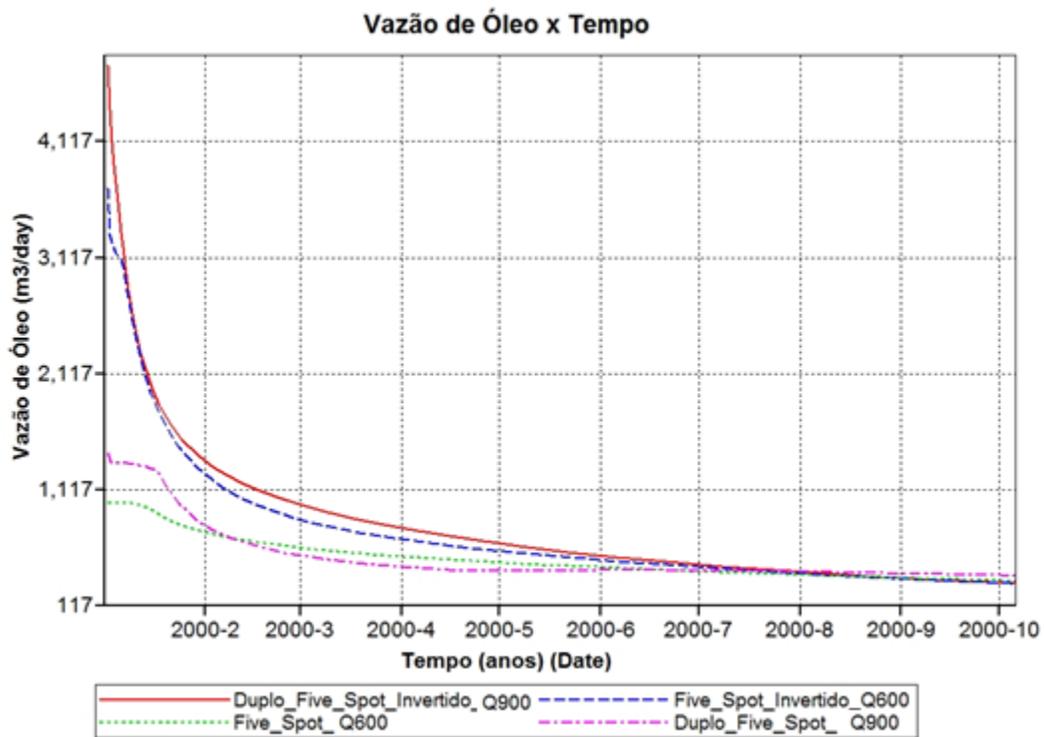


Figura 31. Vazão de óleo x tempo

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 32, 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.

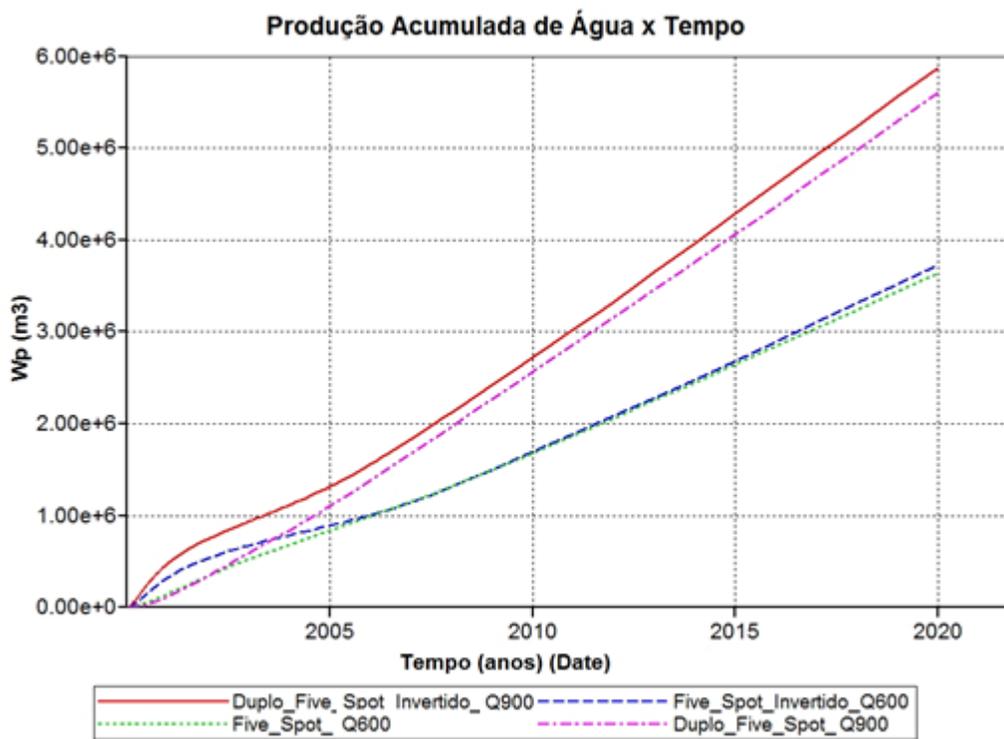


Figura 32. Produção acumulada de água x tempo

A Tabela 5 mostra um resumo da produção acumulada de água em 20 anos para o sistema estudado.

Tabela 5. Valores da produção acumulada de água para diferentes configurações.

Produção Acumulada de Água (Wp)			
<i>Five spot</i> Inv.	Duplo <i>Five spot</i> Inv.	<i>Five spot</i>	Duplo <i>Five 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. Esse fato pode ser justificado, devido que esse tipo de configuração apresenta 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 fazer uma análise econômica que não faz parte do escopo desse trabalho.

Capítulo 5

Conclusões e Recomendações

5. Conclusões

Neste capítulo 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.

5.1 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.

Capítulo 6
Referências Bibliográficas

6.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 e desenvolvimento de um campo de petróleo leve**.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.

MARSILI, Marcelo Danemberg. **Simulação Numérica da Injeção de Água como Método de Recuperação Suplementar para um Campo com Alto Grau de Exploração**. 2008. 68 f. Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.