



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO *LAYOUT* DE MALHA NA PRODUÇÃO DE UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO LEVE SUBMETIDO À INJEÇÃO DE ÁGUA.**

Katyane Regina da Costa Medeiros

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, Dezembro de 2015

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO *LAYOUT* DE MALHA NA PRODUÇÃO DE UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO LEVE SUBMETIDO À INJEÇÃO DE ÁGUA.**

Katyane Regina da Costa Medeiros

Natal/RN, Novembro de 2015

Katyane Regina da Costa Medeiros

Análise da Influência do *Layout* de Malha na Produção de um Reservatório de Óleo Leve submetido à Injeção de Água.

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para conclusão do curso de graduação em Engenharia de Petróleo na Universidade Federal do Rio Grande do Norte no semestre letivo 2015.2

Aprovado em ____ de _____ de 2015

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Orientador – UFRN

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Membro interno – UFRN

Prof. MSc. Antonio Robson Gurgel
Membro externo - UFRSA

Medeiros, Katyane R. Da Costa. Análise da Influência do *Layout* de Malha na produção de um Reservatório de Óleo Leve submetido à Injeção de Água. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

RESUMO

Com o objetivo de potencializar o rendimento das reservas, produzindo os hidrocarbonetos com as maiores taxas de recuperação possíveis, são utilizados os métodos de recuperação avançada de óleo. Atualmente, o principal método de recuperação utilizado pela indústria petrolífera é a injeção de água, especialmente devido a sua abundância a baixo custo de injeção e seu bom deslocamento do óleo do reservatório. No entanto, a injeção de água possui uma eficiência de varrido limitada, resultando em uma quantidade considerável de óleo remanescente. Dessa forma, com o intuito de maximizar a área varrida pela água injetada, foram desenvolvidas as malhas de injeção, que basicamente são definidas como a distribuição dos poços injetores e produtores no campo. Com o intuito de analisar o desempenho da injeção de água em um reservatório de óleo leve com características dos reservatórios do Nordeste brasileiro, este trabalho analisa comparativamente os diversos modelos de injeção já existentes para a determinação do melhor esquema de injeção para o reservatório. Através de simulações realizadas no simulador STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*), versão 2012.1 do grupo CMG (*Computer Modelling Group*), para cada esquema de injeção, foi analisada a influência do volume poroso injetado sobre o fator de recuperação e encontrada a vazão de injeção ótima para o campo. Os resultados mostraram que a injeção de água no reservatório obteve uma resposta aceitável, já que promoveu uma melhoria significativa na recuperação do óleo e o esquema que apresentou maior fator de recuperação ao final do projeto foi a malha do tipo *9-spot* invertido.

Palavras chaves: injeção de água, malhas de injeção, óleo leve, recuperação.

ABSTRACT

In order to enhance the yield of the reserves, producing them with the highest possible recovery rates, the enhanced oil recovery methods are used. Currently, the main method of oil recovery used by the oil industry is the waterflooding, especially due to its abundance at low injection cost and good oil displacement of the reservoir. However, waterflooding has a limited sweep efficiency, resulting in a considerable amount of residual oil. Therefore, in order to maximize the area swept by the injected water, the injection patterns were developed, which are basically defined as the distribution of production and injection wells in the field. In order to analyze the performance of water injection into a light oil reservoir with characteristics of the Brazilian Northeast reservoirs, this paper analyzes comparatively the various existing injection models to determine the best injection pattern for the reservoir. Through simulations in the STARS simulator (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), 2012.1 version of the CMG Group (Computer Modelling Group), for each injection pattern, the influence of the injected pore volume over the recovery factor was analyzed and the optimal injection flow rate to the field was found. The results showed that the waterflooding into the reservoir obtained an acceptable answer, as it promoted a significant improvement in the recovery of oil and the pattern with the highest recovery factor at the end of the project was the inverted 9-spot pattern.

Key words: waterflooding, injection patterns, light oil, oil recovery.

Agradecimentos

A Deus, meu criador, por sempre me cobrir de bençãos e por proporcionar cada conquista em minha vida. Sua ajuda e guia nos momentos mais difíceis me tranquilizaram e me fizeram perceber que com Ele tudo posso.

Aos meus pais, Erildo e Fátima, por serem minha base e minha maior fonte de inspiração, por terem me ensinado a ser quem sou, por me criarem com tanta dedicação e, especialmente, por nunca deixarem faltar amor em nosso lar. Por vocês todo o sacrifício vale a pena. Ao meu irmão, Erildo Júnior, por todo o companheirismo e amizade ao longo desses anos. Aos tios, tias, primos, primas e toda a minha imensa família que direta ou indiretamente torcem por mim e pelo meu futuro.

Ao meu namorado, João Marcelo, presente que ganhei nos EUA, por, mesmo a 3000 km de distância, me encher de amor e carinho todos os dias e fazer cada km desse valer a pena. Obrigada pela paciência, pelas revisadas no português e por ser minha válvula de escape e minha bateria extra nos momentos de cansaço. *Every step takes us closer to a happy ending.*

Ao meu professor e orientador, Marcos Allyson Rodrigues, por ter acreditado em mim e sempre estar prontamente disponível durante a elaboração deste trabalho para o esclarecimento de dúvidas e orientações. Obrigada por todo o apoio e atenção. Agradeço também a todos os professores do curso de Engenharia de Petróleo pelo conhecimento transmitido.

A minha *roomie*, Priscyla, companheira de turma, de quarto e de aventuras, pela cumplicidade e amizade crescida ao longo desses últimos dois anos e, principalmente, pelo compartilhamento de conhecimento e parceria durante este período final de nossa graduação.

Aos meus amigos de graduação, em especial Mica e Raryson que me acompanham desde sempre, por trazerem diversão e bons momentos a essa caminhada muitas vezes difícil e cansativa, além de todo o apoio, incentivo e sessões *tira-dúvidas* durante a elaboração deste trabalho.

À Petrobras pela bolsa fornecida através do PRH-PB221, que promoveu o desenvolvimento deste estudo.

À CMG (*Computer Modelling Group*) e à Universidade Federal do Rio Grande do Norte pelo fornecimento do software utilizado durante a simulação.

Ao Programa Ciências sem Fronteiras por ter proporcionado a melhor experiência da minha vida pessoal e acadêmica e à *University of Oklahoma* por ter sido, além de uma universidade incrível que me ensinou um novo idioma e enriqueceu ainda mais minha formação técnica, a minha casa por um ano e meio e o lugar onde criei as mais doces memórias desse intercâmbio.

I would like to say a special big thanks to Doctor Michael Wilson and Jessica Reynolds for being more than teachers. You guys became my friends of heart and I feel really blessed for having you in my life when I really needed it. Teachers really do make a difference.

Aos meus amigos de intercâmbio que foram minha família nos momentos de saudade, em especial às três melhores *roommates* que eu poderia pedir, Bianca, Julia e Ray, por todos os momentos vividos nesse último *summer* e pela amizade crescida através da nossa convivência diária, e ao meu *best friend* Rafael Navarro, *so much of me is made of what I learned from you.*

E a todos os meus amigos que contribuíram e me ajudaram ao longo dessa graduação. Obrigada a todos vocês.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Mecanismo de Gás em Solução.....	4
Figura 2- Mecanismo de Capa de Gás.....	5
Figura 3 - Mecanismos de Influxo de Água.....	6
Figura 4 - Mecanismo Combinado.....	6
Figura 5 - Métodos de Recuperação Avançada.....	8
Figura 6 - Representação esquemática do método de recuperação injeção de água.	10
Figura 7 - Injeção periférica.	11
Figura 8 - Injeção na base e injeção no topo.	12
Figura 9 - Injeção em linha direta.	13
Figura 10 -Injeção em linhas esconsas.....	13
Figura 11 - Modelo "five-spot".	14
Figura 12 - Malha "seven-spot".....	14
Figura 13 - Malha "nine-spot".....	15
Figura 14 - Geometria do Reservatório.....	18
Figura 15 - Curva de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo.	20
Figura 16 - Curva de permeabilidade relativa para o sistema gás-óleo.....	20
Figura 17 - Vista 2D dos modelos de malha: linha direta, linha esconsa, 5-spot e 5-spot invertido.....	21
Figura 18 - Vista 2D dos modelos de malha: 7-spot, 7-spot invertido, 9-spot e 9-spot invertido.....	22
Figura 19 – Comparativo entre Recuperação Primária e Injeção de Água em linha direta.	27
Figura 20 - FR versus VPI para Injeção em Linha Direta.....	28
Figura 21- Saturação Final de óleo Linha Direta.	29
Figura 22 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em Linha Direta.....	30
Figura 23 - Comparativo entre Recuperação Primária e Injeção de Água em Linha Esconsa.....	31
Figura 24 - FR versus VPI para Injeção em Linha Esconsa.....	32
Figura 25 - Saturação Final de Óleo Injeção em Linha Esconsa.....	33
Figura 26 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em Linha Esconsa.....	35
Figura 27 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção de Água em Malha 5-Spot.	36
Figura 28 - FR versus VPI para Injeção em 5-spot.	37
Figura 29 - Saturação Final de óleo Modelo 5-spot.	38
Figura 30 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção 5-spot.	40
Figura 31 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção de Água em Malha 7-Spot.	41
Figura 32 - FR versus VPI para modelo 7-spot.....	42
Figura 33 - Saturação Final de Óleo para o modelo 7-spot.....	43
Figura 34 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em 7-spot.	44
Figura 35-Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água Malha 9-Spot.....	45
Figura 36 - FR versus VPI para o modelo 9-spot.....	46
Figura 37 - Saturação Final de Óleo para o Modelo 9-spot.	47
Figura 38 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em 9-spot.	48
Figura 39 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água Malha 5-Spot Invertido.....	49
Figura 40 - FR versus VPI modelo 5-spot Invertido.	50
Figura 41 - Saturação Final de Óleo Modelo 5-spot Invertido.....	51
Figura 42 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção 5-spot Invertido.....	53

Figura 43 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água em Malha 7-Spot Invertido.	54
Figura 44 - FR versus VPI para o Modelo 7-spot invertido.	55
Figura 45 - Saturação Final de Óleo para o modelo 7-spot invertido.	56
Figura 46 - Mapa da evolução da pressão para o modelo 7-spot invertido.	58
Figura 47 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água em Malha 9-Spot Invertido.	59
Figura 48 - FR vs VPI para modelo 9-spot invertido.	60
Figura 49 - Saturação Final de Óleo para modelo 9-spot invertido.	61
Figura 50 - Mapas da evolução da pressão para modelo 9-spot invertido.	62
Figura 51 - FR versus VPI - Melhores Casos.	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação do Óleo.....	3
Tabela 2 - Propriedades do Reservatório.	19
Tabela 3 - Frações molares do modelo de fluidos original.	23
Tabela 4 - Modelo de Fluidos.	24
Tabela 5 - Parâmetros Operacionais.....	24
Tabela 6 - Resultados Finais para Modelo Linha Direta.	28
Tabela 7 - Resultados Finais para Modelo Linha Esconsa.....	33
Tabela 8 - Resultados Finais para Modelo 5-spot.	38
Tabela 9 - Resultados Finais para Modelo 7-spot.	43
Tabela 10 - Resultados Finais para Modelo 9-spot.	47
Tabela 11 - Resultados Finais para Modelo 5-spot invertido.....	51
Tabela 12 - Resultados Finais para Modelo 7-spot invertido.....	56
Tabela 13 - Resultados Finais para Modelo 9-spot invertido.....	61

1 SUMÁRIO

1.	Introdução	1
2.	Aspectos Teóricos	3
2.1	Petróleo	3
2.2	Classificação do Petróleo	3
2.3	Mecanismos de Produção.....	3
2.3.1	Mecanismo de Gás em Solução.....	4
2.3.2	Mecanismo de capa de gás	5
2.3.3	Mecanismo de influxo de água.....	5
2.3.4	Mecanismo combinado	6
2.4	Métodos de Recuperação	7
2.5	Métodos Convencionais de Recuperação.....	8
2.6	Injeção de Água.....	9
2.7	Esquemas de Injeção	10
2.8	Simulação Numérica	15
3.	Materiais e Métodos	17
3.1	Ferramentas Computacionais	17
3.2	Modelo do Reservatório	17
3.3	Modelagem do Fluido	22
3.4	Condições operacionais dos poços	24
3.5	Metodologia	24
4.	Resultados e Discussões.....	26
4.1	Análise do Sistema Linha Direta.....	26
4.2	Análise do Sistema Linha Esconsa.....	31
4.3	Análise do Sistema Five Spot.....	36
4.4	Análise do Sistema Seven Spot.....	41
4.5	Análise do Sistema 9-spot	45
4.6	Análise do Sistema Five Spot Invertido	49
4.7	Análise do Sistema 7-spot Invertido	54
4.8	Análise do Sistema 9-spot Invertido	59
4.9	Comparativo entre os melhores casos	63
5.	Conclusões e Recomendações.....	64
5.1	Conclusões	64

5.2	Recomendações futuras	65
	Referências	66

1. INTRODUÇÃO

Com o aumento mundial do consumo de petróleo nas últimas décadas, se tornou necessário explorar e produzir reservas com maiores taxas de recuperação e com os menores custos possíveis. Com o objetivo de potencializar o rendimento dessas reservas surgiram os métodos de recuperação, que são basicamente a injeção de componentes fluídos pré-selecionados que visam aumentar a energia no reservatório, que tende a decair com a produção primária, estimulando a saída do óleo dos poros da rocha.

O principal método de recuperação utilizado pela indústria do petróleo é a injeção de água, que possui diversas vantagens em relação aos outros métodos de recuperação, principalmente devido a sua abundância a baixo custo de injeção e seu bom deslocamento do óleo do reservatório. A grande maioria dos projetos atuais que visa à injeção de água no reservatório é implementada logo no início de sua vida produtiva, de maneira a manter ou até mesmo elevar a pressão de poros (MEZZOMO, 2000).

Entretanto, a injeção de água possui uma eficiência de varrido limitada, resultando em uma quantidade considerável de óleo remanescente no reservatório. Dessa forma, com o intuito de maximizar a área varrida pela água injetada e sua eficiência de deslocamento, foram desenvolvidos os padrões de injeção, que são definidos como a distribuição dos poços injetores e produtores no campo. O desempenho do método de injeção de água é fortemente influenciado pelas malhas escolhidas, tornando necessária a escolha do melhor esquema de injeção para proporcionar a maior produção possível de forma economicamente viável.

O presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise comparativa entre os diversos modelos de injeção já existentes para a determinação do melhor esquema de injeção em um reservatório de óleo leve com características do Nordeste brasileiro. Foi analisada a aplicação da injeção de água através dos seguintes modelos de injeção: linha direta, linha esconsa, 5-spot, 5-spot invertido, 7-spot, 7-spot invertido, 9-spot e 9-spot invertido. Para cada esquema de injeção, foi analisada a influência do volume poroso injetado sobre o fator de recuperação e encontrada a vazão de injeção ótima para o campo. Essas análises foram realizadas através do estudo dos resultados obtidos em gráficos de fator de recuperação. O simulador utilizado foi o STARS (*Steam*,

Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator), versão 2012.1 do grupo CMG (*Computer Modelling Group*).

Este estudo encontra-se dividido em cinco capítulos. O Capítulo II, denominado Aspectos Teóricos, apresenta uma descrição geral dos principais conceitos e teorias utilizados durante o estudo, como uma visão geral sobre o método da injeção de água e as definições de esquema de injeção. No Capítulo III, Materiais e Métodos, está descrita a metodologia utilizada durante a elaboração deste trabalho, onde é exibido o modelo físico do reservatório, os parâmetros operacionais e uma descrição dos diversos casos simulados. O capítulo seguinte, Resultados e Discussões, é composto por uma apresentação dos principais resultados e discussões obtidos através das simulações realizadas. O quinto capítulo é denominado Conclusões e Recomendações e apresenta as principais conclusões obtidas a partir dos resultados e propõe recomendações para trabalhos posteriores.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 PETRÓLEO

O petróleo é definido como as misturas naturais de hidrocarbonetos, que dependendo das condições de pressão e temperatura, podem ser encontradas nos estados sólido, líquido ou gasoso.

2.2 CLASSIFICAÇÃO DO PETRÓLEO

Segundo a Agência Nacional de Petróleo (2015), qualquer hidrocarboneto que se mantém no estado líquido em seu estado natural, nas condições de reservatório e de superfície, é definido como óleo. Esse óleo é classificado em °API de acordo com sua densidade que pode ser calculada pela fórmula:

$$^{\circ}\text{API} = 141,5\gamma - 131,5 \quad (\text{Equação 1})$$

Onde: γ = densidade relativa do óleo nas condições padrão (14,7 psia e 60°F).

A classificação resultante, seguindo a escala API, é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação do Óleo.

Classificação do óleo	°API
Óleo Leve	$\text{API} \geq 31^{\circ}$
Óleo médio	$22,3^{\circ} \leq \text{API} < 31^{\circ}$
Óleo pesado	$10,3 \leq \text{API} < 22,3^{\circ}$
Óleo extrapesado e betume	$\text{API} < 10^{\circ}$

(Fonte: ANP, 2014)

2.3 MECANISMOS DE PRODUÇÃO

De acordo com Thomas (2004), para que ocorra a produção dos fluidos contidos na rocha-reservatório, é necessária uma fonte de energia denominada energia natural ou primária, fruto das características da formação na qual os fluidos estão aprisionados. A produção ocorre quando os fluidos vencem a resistência dos canais porosos e se deslocam em direção aos poços produtores.

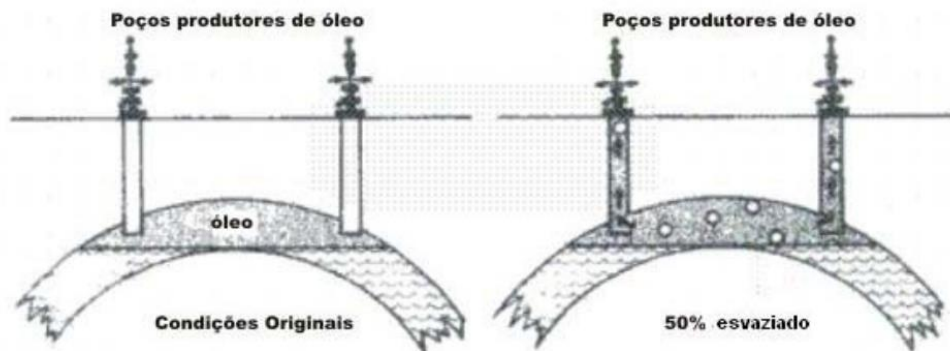
Para que esse deslocamento ocorra, os fluidos precisam estar submetidos a uma determinada pressão e ter seu espaço preenchido por outro material.

A produção geralmente ocorre devido a dois fenômenos principais: descompressão – que causa a expansão de fluidos no reservatório e a contração do volume poroso; e o deslocamento de um fluido por outro fluido, por exemplo, a invasão da zona de óleo por um aquífero. Os conjuntos de fatores que desencadeiam a produção de fluidos são denominados mecanismos de produção de reservatórios e existem na forma de quatro tipos principais: gás em solução, capa de gás, influxo de água e mecanismo combinado.

2.3.1 Mecanismo de Gás em Solução

A produção para esse tipo de mecanismo, como pode ser ilustrada na Figura 1, ocorre devido a expansão do gás que encontrava-se dissolvido na fase óleo e que começa a sair da solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado. O ponto fraco desse mecanismo ocorre quando as bolhas de gás se expandem e se agrupam até o ponto de formar uma fase contínua que começa a fluir no meio poroso e a ser produzida junto com o óleo. Dessa forma, a fonte de energia, após ser drenada para fora do reservatório, se esgota rapidamente (THOMAS, 2004).

Figura 1- Mecanismo de Gás em Solução

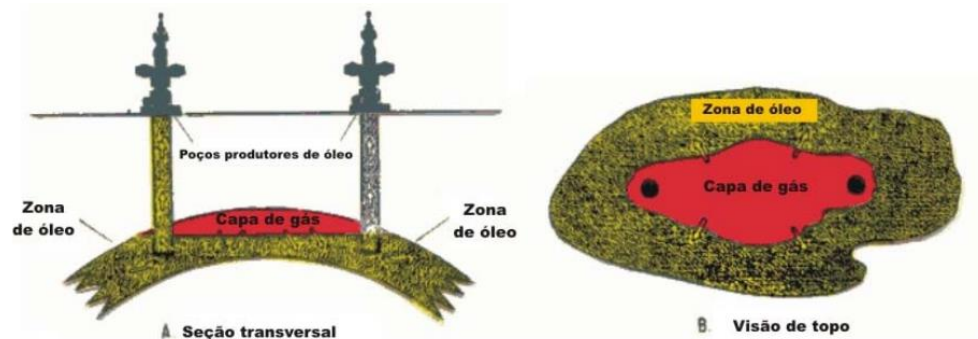


(Fonte: Allen e Robert, 1997)

2.3.2 Mecanismo de capa de gás

Dependendo das condições de pressão e temperatura, os hidrocarbonetos podem ser encontrados na fase líquida e na fase gasosa em um mesmo reservatório. Por diferença na densidade entre as duas fases, a zona de gás se localiza na parte superior do reservatório e se denomina “capa de gás”. O gás da capa é a principal fonte de energia para a produção do óleo nesse mecanismo. Quando a zona de óleo é posta em produção, a pressão na zona de óleo é reduzida devido à retirada de fluidos e se transmite para a capa de gás que, por sua vez, se expande e penetra gradativamente na zona de óleo. O gás ocupa, então, os espaços antes preenchidos pelo óleo, deslocando-o. Devido a sua alta compressibilidade, o gás se expande sem que se note queda substancial na pressão. Quanto maior o volume da capa de gás, maior sua importância e atuação, mantendo a pressão em níveis elevados durante um maior tempo (THOMAS, 2004). A Figura 2 representa esquematicamente um reservatório com esse mecanismo.

Figura 2- Mecanismo de Capa de Gás



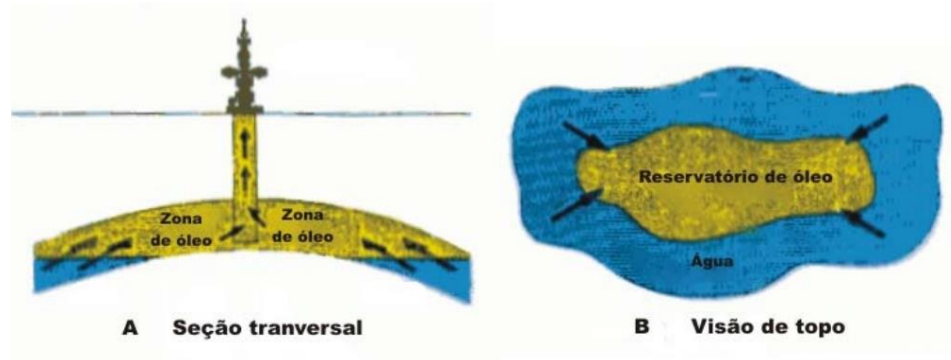
(Fonte: Allen e Robert, 1997)

2.3.3 Mecanismo de influxo de água

Esse mecanismo ocorre quando uma grande acumulação de água, denominada aquífero, se encontra em contato com a zona de óleo ou gás no reservatório. Como é ilustrado na Figura 3, a pressão do reservatório é reduzida quando se dá início a produção. Devido a essa redução de pressão, a água contida no aquífero se expande, enquanto seu volume poroso se reduz até o ponto em que o espaço do aquífero não é suficiente para conter o volume inicial de água. Dessa forma, a água excedente invade a zona de óleo, deslocando-o para os poços produtores, mantendo a pressão

elevada na zona de óleo. A pressão permanecendo alta, além das vazões também permanecerem altas, mantém as características originais dos fluidos, acarretando em um fator de recuperação alto, cerca de 30 a 40%, podendo chegar a valores de até 75% (THOMAS, 2004).

Figura 3 - Mecanismos de Influxo de Água

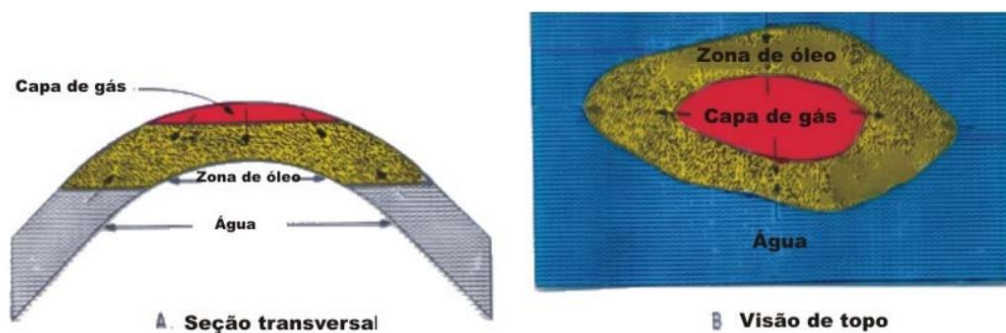


(Fonte: Allen e Robert, 1997)

2.3.4 Mecanismo combinado

Um reservatório de petróleo pode produzir devido a mais de um mecanismo de produção. Nessa situação, diz-se que a produção é o resultado de um mecanismo combinado, e a disposição dos fluidos pode ser observada na Figura 4, onde o reservatório produz através dos mecanismos de capa de gás e influxo de água.

Figura 4 - Mecanismo Combinado



(Fonte: Allen e Robert, 1997)

2.4 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO

De acordo com Thomas (2004), os métodos de recuperação secundária foram desenvolvidos desde o princípio da exploração petrolífera com o objetivo de se obter uma produção maior do que aquela esperada com a utilização da energia natural do reservatório como mecanismo de produção.

Green e Willhite (1998) classificam cronologicamente a vida produtiva de um reservatório de petróleo nas seguintes etapas: recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária etc. A recuperação primária é a produção que resulta da energia natural existente no reservatório. Enquanto que a recuperação secundária é relacionada a processos que envolvem a injeção de um fluido para o aumento da energia natural do reservatório, visando a manutenção da pressão através da injeção de água ou injeção de gás. O termo injeção terciária é associado aos processos realizados após uma injeção de água ou gás.

Entretanto, esses três estágios de recuperação nem sempre são seguidos obedecendo a essa ordem cronológica. Para evitar confusão com essa nomenclatura, os processos de recuperação posteriores à recuperação primária foram chamados de Recuperação Avançada e divididos em: Métodos Convencionais de Recuperação, quando as tecnologias utilizadas no processo são bem conhecidas e confiáveis visando apenas deslocar o fluido, e Métodos Especiais de Recuperação, termo indicado para os processos mais complexos que utilizam interações físicas e químicas entre os fluidos deslocantes e o óleo. A Figura 5 ilustra a classificação dos métodos utilizados.

Figura 5 - Métodos de Recuperação Avançada



(Modificado de Hong, 1994)

2.5 MÉTODOS CONVENCIONAIS DE RECUPERAÇÃO

De acordo com Ahmed (2010), a recuperação secundária se refere à recuperação obtida após a implementação dos métodos convencionais de injeção de água e injeção imiscível de gás. Geralmente, a recuperação secundária é realizada após a recuperação primária, entretanto esses dois processos de recuperação podem ser implementados ao mesmo tempo, quando percebe-se que a energia natural do reservatório é insuficiente para realizar sua produção.

Os métodos convencionais de injeção possuem um comportamento puramente mecânico com a única finalidade de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha sem qualquer interação física ou química entre o fluido injetado e o óleo. O método mais utilizado mundialmente é a injeção de água. Com a injeção de água, é esperado que o deslocamento ocorra sem a mistura dos fluidos, onde a água injetada ou o fluido deslocante deve empurrar o óleo para fora dos poros e simultaneamente ir ocupando o espaço que vai sendo desocupado a medida que o óleo é deslocado. Entretanto, esse processo não é capaz de recuperar todo o óleo contido nos poros, deixando sempre uma quantidade de óleo retida denominada óleo residual devido ao efeito da capilaridade (THOMAS, 2004).

2.6 INJEÇÃO DE ÁGUA

A injeção de água (*waterflooding*) é o método convencional mais utilizado para recuperação de fluidos. Sua popularidade se justifica através da sua disponibilidade, relativa facilidade para operação e boa eficiência em deslocar óleo (CRAIG, 1993). Além disso, a água e o óleo permanecem imiscíveis sob praticamente todas as condições de pressão e temperatura de reservatório e de superfície devido às baixas solubilidades do óleo na água e da água no óleo (WILLHITE, 1986). Essa imiscibilidade é a responsável por manter a pressão do reservatório e por deslocar o óleo contido nos poros.

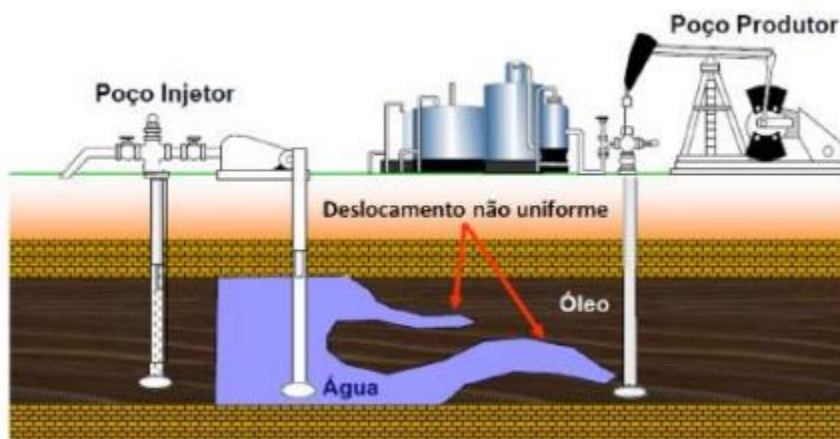
Queiroz (2006) apresenta as principais origens das fontes de água de injeção que podem ser: água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços; água de superfície, coletada em rios, lagos etc; água do mar; água produzida, isto é, a água produzida juntamente com o óleo. Normalmente, a água produzida, antes de ser injetada ou descartada, deve ser submetida a um tratamento, de modo a atingir as especificações necessárias para a reinjeção ou para o descarte no meio ambiente.

Durante o processo de injeção de água no reservatório, ao redor do poço injetor surge um aumento significativo da saturação de água e forma-se um banco de óleo a frente dessa água injetada. Entre a zona lavada e o banco de óleo, a saturação de água sofre uma queda brusca. Essa região recebe o nome de frente de avanço. O período de tempo entre o início das operações e a chegada do banco de óleo ao poço produtor é denominado tempo de enchimento ou *fill up*. Quando a frente de avanço atinge o poço produtor ocorre o que se chama de erupção ou *breakthrough*, aumentando a razão água/óleo (RAO). Após o *breakthrough*, a RAO continua a crescer até atingir níveis que inviabilizam economicamente a continuação da produção. Neste ponto, o poço produtor deve ser fechado ou eventualmente transformado em um poço de injeção (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

Entretanto, em alguns tipos de reservatórios, a água não é capaz de deslocar todo o óleo contido no reservatório. Nesses casos, a interface óleo-água é extremamente instável e formam-se canais de escoamento preferenciais (VAN MEURS E VAN DER POEL, 1958). A água injetada então percorre um desses caminhos preferenciais, que geralmente são zonas com maior permeabilidade, e atinge o poço produtor rapidamente.

Esses caminhos preferenciais são conhecidos como *viscous fingerings*, como mostrado na Figura 6, e ocorrem com maior frequência quando a razão de viscosidade óleo/água atinge um nível alto. Além disso, os *fingers* podem ser formados devido à heterogeneidade do reservatório. Um reservatório heterogêneo contém zonas mais ou menos permeáveis que acabam ditando o caminho que será percorrido pela água injetada. Entretanto, a presença de *fingers* também foi observada em rochas homogêneas (CRAIG, 1993).

Figura 6 - Representação esquemática do método de recuperação injeção de água.



(Fonte: Miranda, 2010)

Esse deslocamento não uniforme da água no reservatório resulta em uma redução da eficiência de varrido, pois o óleo localizado entre os *fingers* não é atingido pela água e, conseqüentemente, não é deslocado rumo ao poço produtor. Além disso, esses caminhos preferenciais antecipam o *breakthrough* e resultam em uma interrupção do projeto de injeção, deixando de produzir um grande volume de óleo ainda contido no reservatório, a saturação residual de óleo. Dessa forma, devem-se ser pensados métodos para otimizar o processo de injeção de água e aumentar o fator de recuperação do campo.

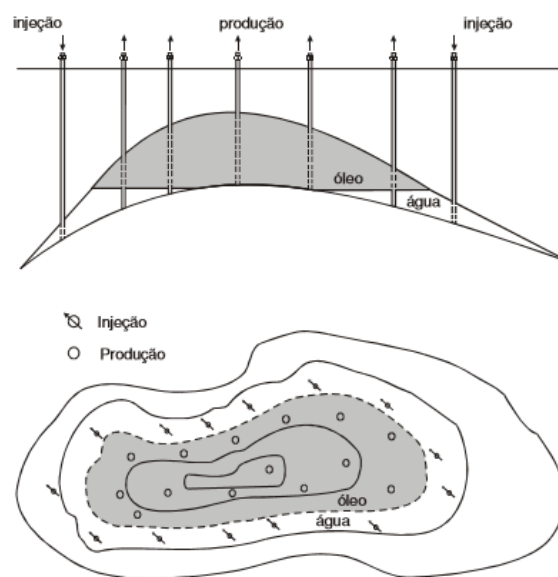
2.7 ESQUEMAS DE INJEÇÃO

Um dos primeiros passos antes de se implementar a injeção de água em um reservatório de óleo é a escolha do modelo de injeção a ser utilizado no processo de recuperação. A utilização do método convencional de injeção de água deve ser executada escolhendo a melhor configuração

possível do esquema de injeção, levando em consideração as características únicas dos fluidos e do reservatório e a viabilidade técnica e econômica. O esquema de injeção é a distribuição dos poços injetores de água e de produção de óleo no campo de petróleo. Cada reservatório possui um exclusivo esquema de injeção devido as suas características únicas, como a presença de falhas e as variações de permeabilidade ao longo do meio poroso, entretanto algumas características são comuns em todos os projetos de injeção, como a existência de poços injetores e produtores. O projeto de injeção deve conter dados como a quantidade total de cada tipo de poço utilizado, a distribuição dos poços, pressões e vazões de injeção, estimativas das vazões de produção e volume de fluidos injetados e produzidos. Esses dados são necessários para o cálculo da viabilidade econômica do projeto e fundamentais para o dimensionamento dos equipamentos (THOMAS, 2004).

Os principais esquemas de injeção são divididos em: injeção periférica, injeção no topo, injeção na base e injeção em malhas. A injeção periférica é realizada em reservatórios que apresentam uma estrutura anticlinal, como mostrado na Figura 7. Nesse esquema de injeção, a água é injetada através de poços completados na base da estrutura e que nos mapas aparecem como se estivessem localizados na periferia do reservatório. Enquanto que, os poços de produção se agrupam na parte central do reservatório.

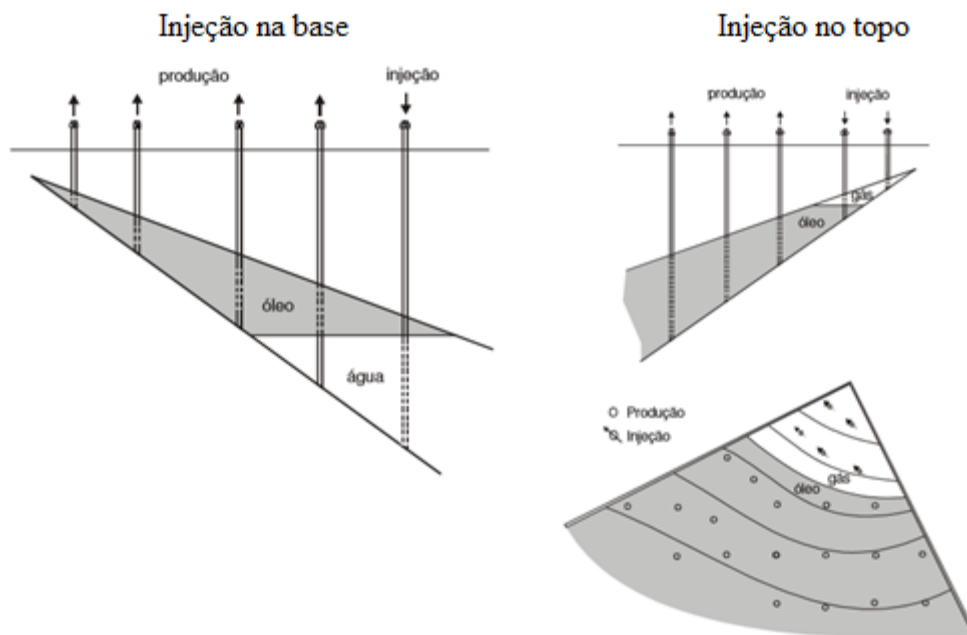
Figura 7 - Injeção periférica.



(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

A injeção na base acontece quando o reservatório apresenta uma inclinação e é necessário se injetar água, os poços localizados na parte mais baixa do reservatório se transformam em poços produtores. A água injetada nessa região forma uma espécie de aquífero artificial que desloca o óleo dos poros em direção aos poços produtores localizados na parte superior do reservatório. Por outro lado, a injeção no topo é o esquema de injeção reverso, onde os poços injetores estão localizados na parte superior do reservatório e os poços produtores na parte mais baixa. Nesse esquema de injeção do topo é utilizada a injeção de gás e tenta-se reproduzir o mecanismo de produção da capa de gás. Na prática, para cada reservatório existe uma distribuição própria dos poços sem obedecer um arranjo prefixado e respeitando a distribuição natural dos fluidos de acordo com sua densidade (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006). Esses esquemas de injeção estão representados na Figura 8.

Figura 8 - Injeção na base e injeção no topo.



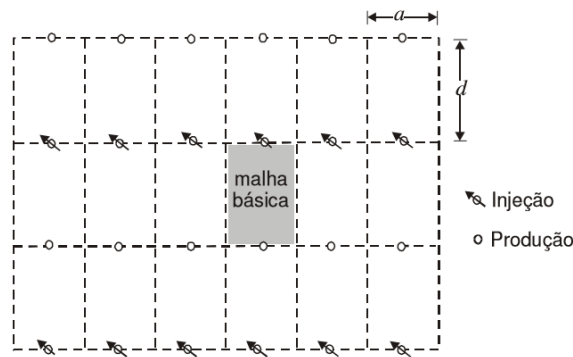
(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

Para reservatórios planos e horizontais, os poços são distribuídos de forma homogênea, devido à falta de pontos preferenciais à injeção. Para esse tipo de projeto, a distribuição dos poços obedece a um determinado padrão repetido ou injeção em malhas. Nesse tipo de esquema de injeção o fluido deslocante é injetado diretamente na zona de óleo alterando a distribuição das

saturações e o deslocamento natural dos fluidos no reservatório. Cada modelo tem um padrão ou malha que se repete ao longo do reservatório. Alguns desses modelos possuem uma maior facilidade de emprego e, dessa forma, foram estudados com mais frequência (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

O modelo de injeção em malha *linha direta* consiste em linhas de poços injetores e linhas de poços produtores dispostas alternadamente mantendo constante a distância entre as linhas, a , e a distância entre os poços, d , como ilustra a Figura 9.

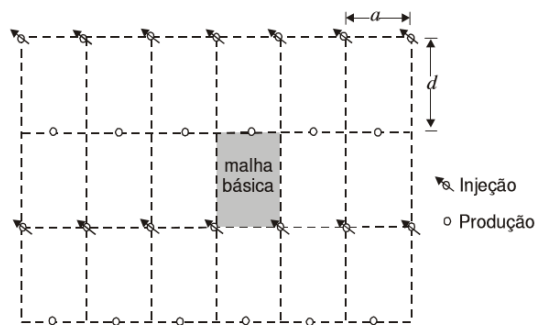
Figura 9 - Injeção em linha direta.



(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

Denomina-se injeção em *linha esconsa* quando as linhas forem defasadas de meia distância de poços do mesmo tipo, isto é, de $a/2$. Este esquema encontra-se ilustrado na Figura 10.

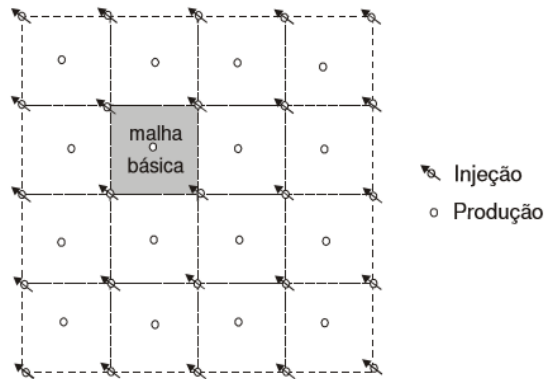
Figura 10 - Injeção em linhas esconsas



(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

Um dos modelos mais utilizados é chamado de *five-spot* ou *malha de cinco pontos*. A malha base desse modelo é quadrática e composta por cinco poços, onde quatro deles estão localizados nos vértices do quadrado e um poço localizado no centro, como ilustra a Figura 11.

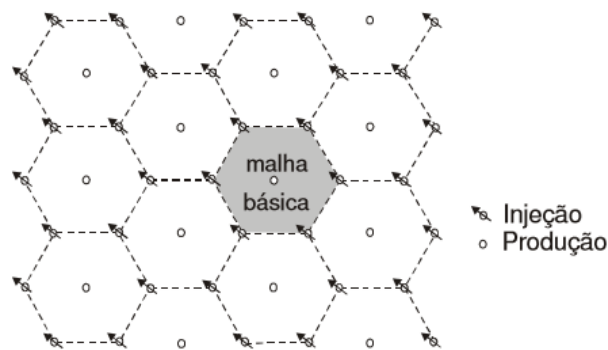
Figura 11 - Modelo "five-spot".



(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

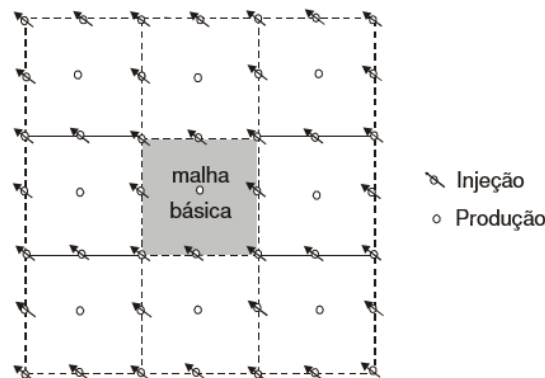
Fazendo parte ainda dos esquemas de injeção em malha, outros modelos que também são bem difundidos e utilizados em campos de produção de óleo são os modelos *seven-spot* ou *malha de sete pontos* e o *nine-spot* ou *malha de nove pontos*. Esses modelos são representados nas Figuras 12 e 13, respectivamente.

Figura 12 - Malha "seven-spot".



(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

Figura 13 - Malha "nine-spot".



(Fonte: Rosa, Carvalho, Xavier, 2006)

Todos os esquemas de malhas ilustrados acima são denominados do tipo *normal*. A distribuição dos poços nesse tipo de esquema é feita com um poço produtor cercado por poços injetores. Se essa distribuição for feita da forma reversa, com um poço injetor cercado por poços produtores, o modelo é chamado *invertido* (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006). Dentre os modelos de malha, o mais característico da região potiguar é o modelo *five-spot* invertido.

2.8 SIMULAÇÃO NUMÉRICA

Os simuladores são uma ferramenta muito utilizada na engenharia de reservatório para avaliar o potencial de um determinado reservatório. Com o avanço da tecnologia e o desenvolvimento dos modelos físicos e matemáticos, tornou-se possível reproduzir ambientes de forma experimental, simulando seu comportamento de uma forma semelhante à realidade. Essa simulação do reservatório permite o estudo preliminar da produção e de sua viabilidade econômica antes de se iniciar o desenvolvimento do campo. Esse estudo permite combinar e escolher a melhor estratégia de produção para um reservatório específico.

A simulação numérica é um dos métodos mais utilizados na engenharia de petróleo para se determinar características de um reservatório e para prever seu comportamento, a exemplo das técnicas de previsão de comportamentos baseadas em balanço dos materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett. Os modelos de óleo mais utilizados nas simulações são os modelos

tipo Beta ou Volumétrico, também chamado de *black-oil*, onde o tratamento matemático envolve funções de pressão e temperatura do reservatório. Nesse modelo mais simples, admite-se que cada fase presente no reservatório é constituída de um único componente (óleo, água ou gás) (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

Por outro lado, o modelo composicional considera não somente a pressão e a temperatura do reservatório, mas também as composições das diversas fases eventualmente presentes no meio poroso durante o tratamento matemático. Neste caso, a fase óleo é formada pelos vários hidrocarbonetos que compõem o óleo, tais como C1, C2, C3, etc. Na prática, como normalmente é muito grande o número de hidrocarbonetos presentes em um determinado óleo ou gás, costuma-se agrupar diversos desses componentes, formando um grupo chamado de pseudocomponente. Por exemplo, o óleo de um reservatório poderia ser representado por três pseudocomponentes: C1, C2-C6 e C7+. Isso significa que os hidrocarbonetos C2, C3, C4, C5 e C6 estariam representados pelo pseudocomponente C2-C6, enquanto os componentes com pesos moleculares maiores que o do C6 estariam englobados no pseudocomponente C7+. O objetivo dessa simplificação é reduzir o tempo computacional que um tratamento mais rigoroso exigiria, eventualmente tornando impraticável a utilização do modelo (ROSA, CARVALHO, XAVIER, 2006).

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo são especificadas as ferramentas computacionais necessárias para a realização deste estudo de simulação numérica e o modelo de fluidos e reservatório utilizado para a análise da aplicação dos diferentes esquemas de malha no método de injeção de água em um reservatório com características similares as de reservatórios encontrados no Nordeste brasileiro.

3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Para a elaboração deste trabalho, utilizou-se o programa *Launcher*, aplicativo desenvolvido pela empresa CMG (*Computer Modelling Group*), versão 2012.1. Dentre as diversas ferramentas ofertadas por esse programa, foi necessária a utilização dos módulos *BUILDER*, *STARS* e *RESULTS* (3D e *Graph*).

O módulo “BUILDER” foi utilizado para a construção do modelo físico do reservatório e para as definições dos parâmetros operacionais. Para a simulação do processo de injeção de água, utilizou-se o módulo “STARS” 2012.1 (*Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulator*). Segundo Rodrigues (2009), este programa consiste em um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, utilizando uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto na de campo. Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis e suas configurações podem ser bidimensionais e tridimensionais.

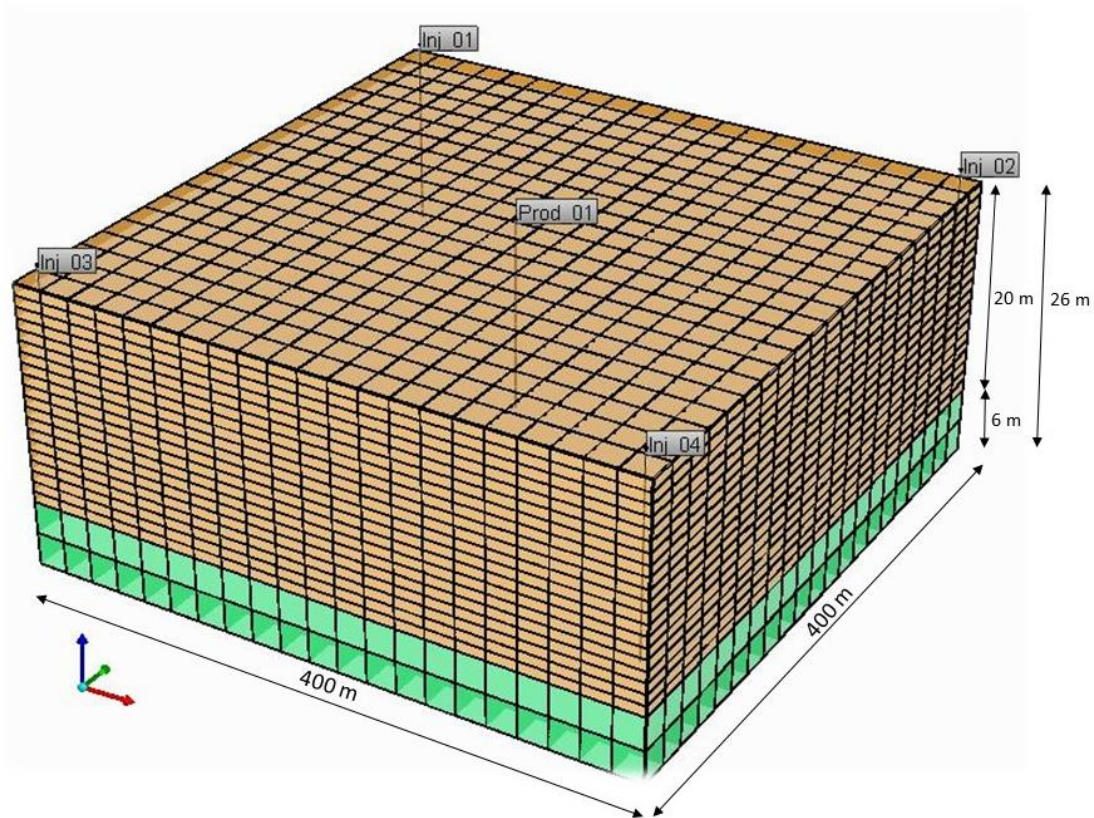
Após a realização da simulação, as ferramentas utilizadas para a análise dos resultados foram os *Results 3D* e *Results Graph*. Com essas ferramentas foi possível gerar mapas tridimensionais e gráficos em função do tempo de projeto que permitiram visualizar os resultados da simulação.

3.2 MODELO DO RESERVATÓRIO

O modelo físico do reservatório engloba as propriedades do reservatório e o método de recuperação utilizado. Para este trabalho, utilizou-se como modelo base um reservatório

homogêneo, semissintético com características do Nordeste brasileiro e com dimensões: 400 m de comprimento, 400 m de largura e 26 m de espessura, onde o contato entre as zonas de óleo e água acontece em 20 m, como mostra a Figura 14. A figura mostra ainda o modelo físico discretizado que apresenta um total de 9702 blocos, levando em consideração o refinamento proposto por Silva (2014), onde um refinamento maior foi feito na zona de óleo do reservatório.

Figura 14 - Geometria do Reservatório.



As propriedades físicas dos fluidos e das rochas estão descritas na Tabela 2 e foram baseadas em características dos reservatórios encontrados no Nordeste brasileiro.

Tabela 2 - Propriedades do Reservatório.

Temperatura (°C)	50
Permeabilidade (mD)	400
Porosidade	0,23
Profundidade (m)	687
Pressão de Referência (psi)	28,5
Zona de óleo (m)	20
Zona de água (m)	6
Volume de óleo in place (m³ std)	32346,31
Viscosidade do óleo (cP50°C)	17
Compressibilidade da Formação (1/psi)	30x10⁻⁵
Condutividade térmica da rocha btu/(m*dia*°F)	78,74
Condutividade térmica da água btu/(m*dia*°F)	28,54
Condutividade térmica do óleo btu/(m*dia*°F)	5,91
Condutividade térmica do gás btu/(m*dia*°F)	1,97
Saturação inicial de óleo	0,75
Saturação inicial de água	0,25

O conhecimento das curvas de permeabilidade relativa para o reservatório saturado com gás, óleo e água é necessário, visto que, as três fases coexistem no meio poroso. As curvas de permeabilidade relativa versus saturação de água para o sistema água-óleo e para o sistema gás-líquido estão representadas nas Figuras 15 e 16, respectivamente.

Figura 15 - Curva de permeabilidade relativa para o sistema água-óleo.

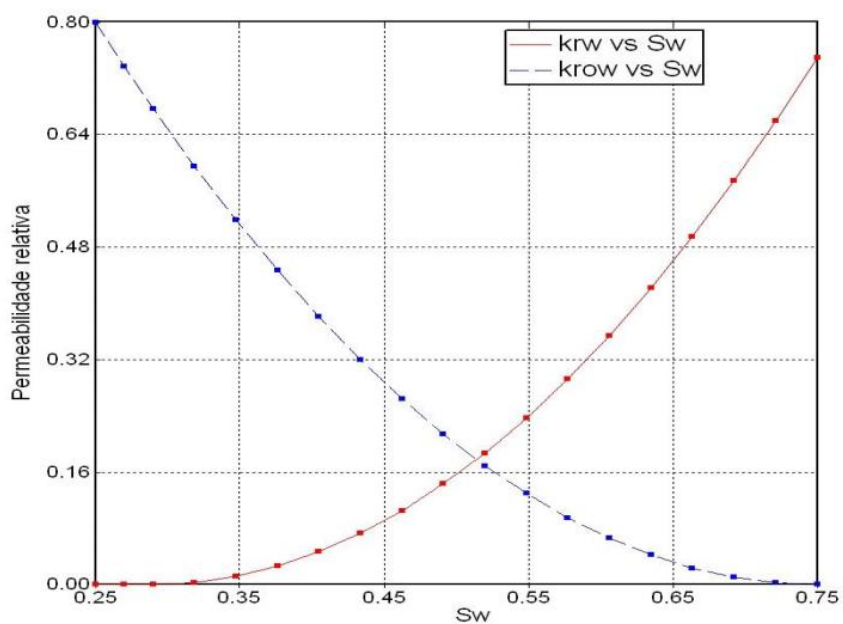
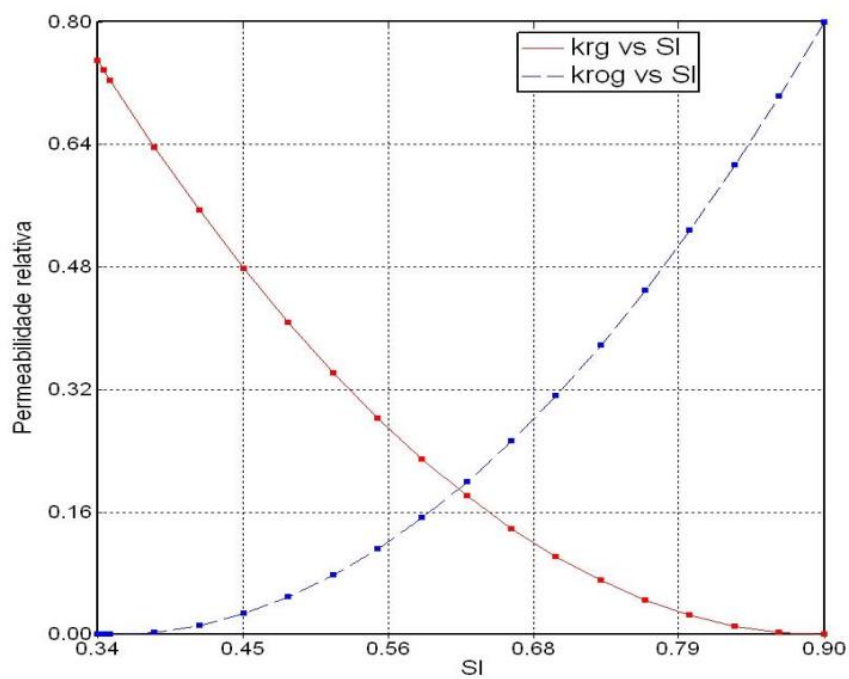


Figura 16 - Curva de permeabilidade relativa para o sistema gás-óleo.



Os esquemas de injeção analisados no projeto foram: linha direta, linha esconsa, 5-spot, 5-spot invertido, 7-spot, 7-spot invertido, 9-spot e 9-spot invertido. As vistas 2D aerol de cada esquema adotado estão representadas nas Figuras 17 e 18 .

Figura 17 - Vista 2D dos modelos de malha: linha direta, linha esconsa, 5-spot e 5-spot invertido.

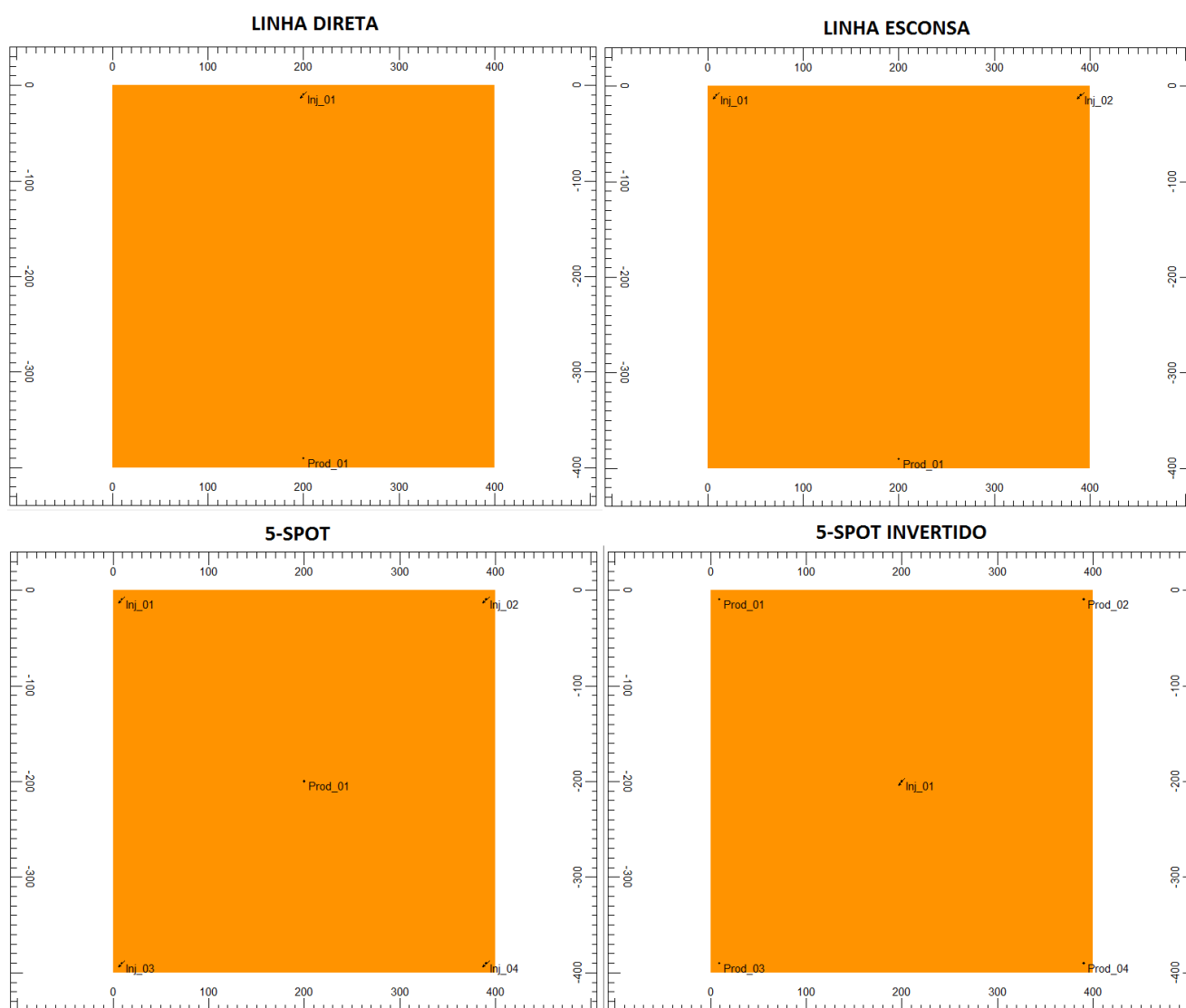
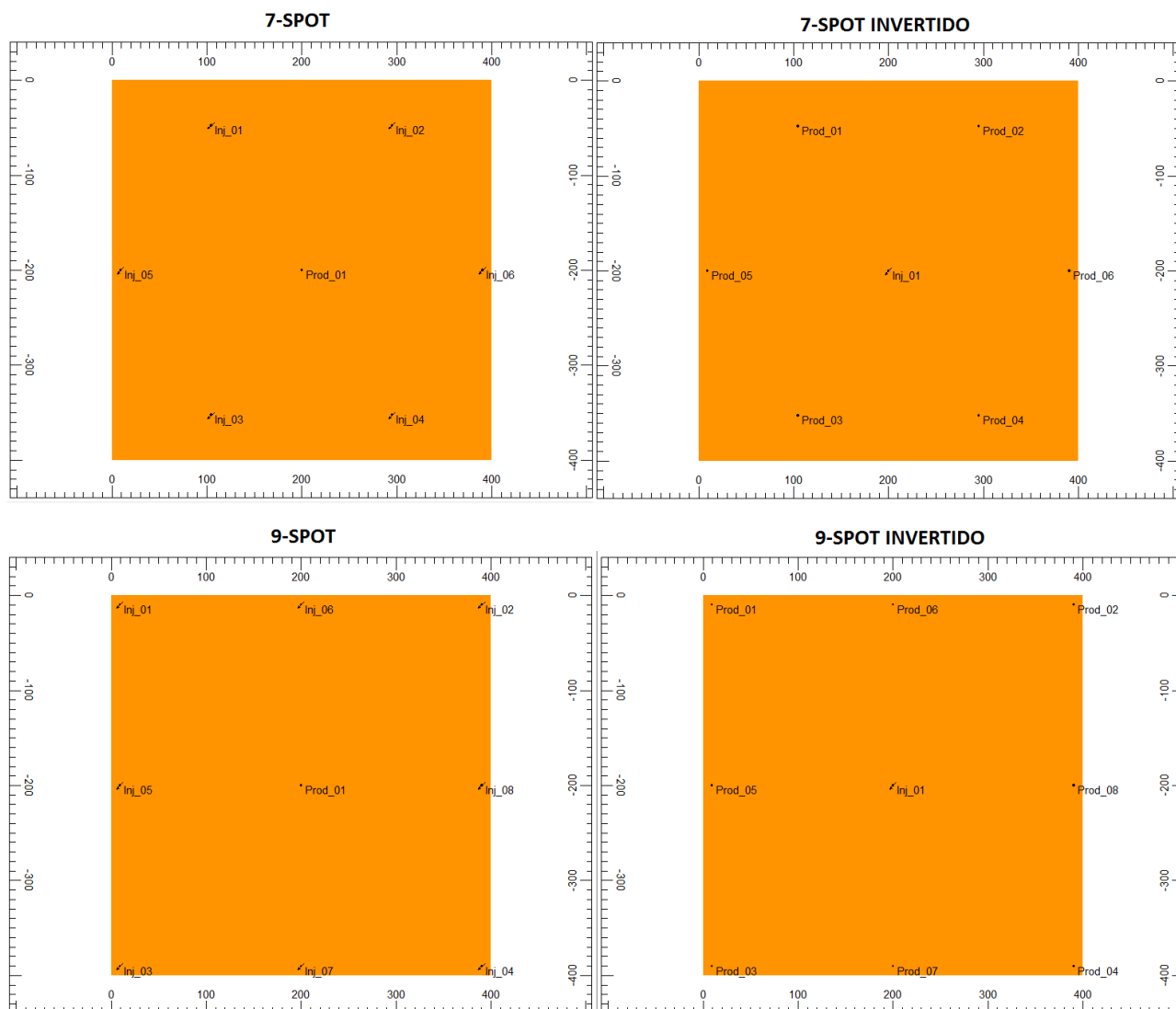


Figura 18 - Vista 2D dos modelos de malha: 7-spot, 7-spot invertido, 9-spot e 9-spot invertido.



3.3 MODELAGEM DO FLUIDO

A modelagem do fluido foi proposta por Silva (2014), onde o modelo de fluido utilizado foi o composicional. Esse tratamento composicional considera as composições das diversas fases presentes no meio poroso, sendo assim o óleo é admitido sendo formado por mais de um único componente. Geralmente, quando o número de hidrocarbonetos é muito grande, costuma-se agrupá-los em componentes e pseudocomponentes para reduzir o tempo computacional.

O óleo utilizado no reservatório das simulações computacionais tem viscosidade de 17cp na temperatura de 50 °C e o grau API é 28,66.

Para o modelo de fluidos composicional criado, o componente mais pesado, C_{12+} , possui uma fração 0,4007. A massa específica C_{12+} é de 0,921 (g/cm³) e a massa molecular C_{12+} 683 g/mol.

A Tabela 3 mostra as frações molares de todos os componentes presentes no modelo de fluido. Esse modelo foi considerado o original.

Tabela 3 - Frações molares do modelo de fluidos original.

Componentes	Fração molar
N_2	0,0006
C_1	0,0009
C_2	0,0009
C_3	0,0019
IC_4	0,0046
NC_4	0,0130
IC_5	0,0235
NC_5	0,0316
C_6	0,0853
C_7	0,0841
C_8	0,01417
C_9	0,0957
C_{10}	0,0795
C_{11}	0,0560
C_{12+}	0,4007

Para realizar a simulação com um número menor de componentes, estes foram agrupados de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4 - Modelo de Fluidos.

Componentes	Fração Molar
N_2	0,00073
$C_4 - C_3$	0,00451
$IC_4 - NC_5$	0,0886
$C_6 - C_9$	0,34033
$C_{10} - C_{11}$	0,16513
C_{12+}	0,4007

3.4 CONDIÇÕES OPERACIONAIS DOS POÇOS

Para cada configuração de malha adotada no projeto foram analisadas as seguintes vazões totais de injeção de água: 50 m³ std/dia, 75 m³std/dia, 100 m³std/dia, 125 m³std/dia, 150 m³std/dia, 200 m³std/dia, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia.

A Tabela 5 mostra os parâmetros de operação dos poços que permaneceram invariáveis ao longo das simulações.

Tabela 5 - Parâmetros Operacionais.

Paramêtros	Valores
Tempo de Projeto (anos)	20
Pressão de fundo de poço máxima, injetor (psi)	1004,5
Pressão de fundo de poço mínima, produtor (psi)	28,5
Vazão máxima de líquido produzida (m ³ std/dia)	200

3.5 METODOLOGIA

Para estudar a aplicação da injeção de água no campo de óleo leve, foi necessário realizar a modelagem do reservatório e implementar as diversas configurações de malhas propostas. As configurações foram montadas inserindo e retirando poços do reservatório, respeitando uma disposição que cobrisse toda a área do reservatório. Após perfurados, os poços foram canhoneados em todas as camadas da zona de óleo do reservatório. Para o caso de modelos de malhas invertidos foi feita a inversão operacional onde poços injetores tornaram-se produtores e produtores passaram

a ser injetores. Para cada malha proposta, foi analisada a influência do parâmetro operacional da vazão de injeção de água para 20 anos de produção em oito cenários diferentes: 50 m³ std/dia, 75 m³ std/dia, 100 m³ std/dia, 125 m³ std/dia, 150 m³ std/dia, 200 m³ std/dia, 250 m³ std/dia e 300 m³ std/dia. Para cada caso dividiu-se o valor da vazão de injeção de água entre a quantidade de poços injetores da malha.

Após as simulações, os resultados gráficos foram obtidos utilizando o *Results Graph* e o *Results 3D*. Inicialmente, realizou-se um comparativo entre a produção resultante da recuperação primária e a produção devido a injeção de água durante 20 anos de projeto para cada modelo de malha. Em seguida, calculou-se o volume poroso injetado (VPI) através da razão entre a quantidade de água injetada e o volume poroso da zona de óleo. Analisou-se, então, o fator de recuperação (FR) em função do VPI e com essa análise, determinou-se qual a melhor vazão de água injetada para cada tipo de malha. Confirmado o melhor caso de vazão para cada malha, foi estudada, através da modelagem 3D, a saturação de óleo ao final do período de produção e a variação na pressão do reservatório ao longo do tempo de projeto. A última etapa do processo avaliativo foi, então, realizar um comparativo entre os melhores casos para cada malha e determinar assim a melhor configuração de malha para o reservatório estudado em termos de produção.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

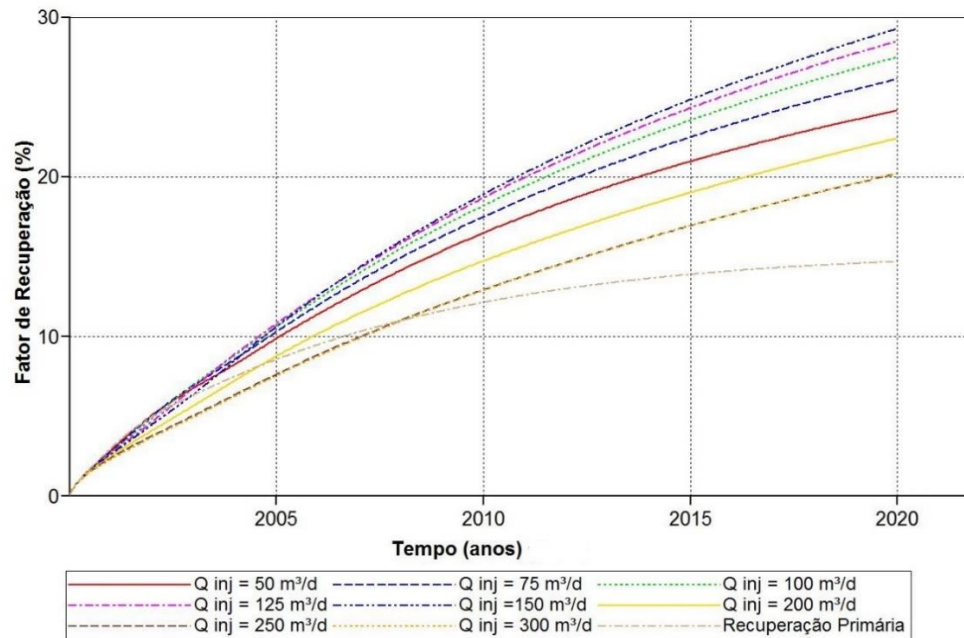
Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos no estudo referentes às modificações realizadas nas configurações de malha de injeção e na vazão de água injetada.

4.1 ANÁLISE DO SISTEMA LINHA DIRETA

O método de injeção de água em linha direta aumentou o fator de recuperação de óleo consideravelmente com relação à recuperação primária. A Figura 19 mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo e percebe-se que o valor de FR para a recuperação primária é em torno de 15%, enquanto que mesmo para uma vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação sofre um acréscimo de aproximadamente 7 pontos percentuais. O FR encontrado ao final do projeto é o caso em que a vazão de injeção é igual a 150 m³std/dia. Para essa vazão, o acréscimo no FR aproxima-se de 15 pontos percentuais, resultando em um FR em torno de 30%.

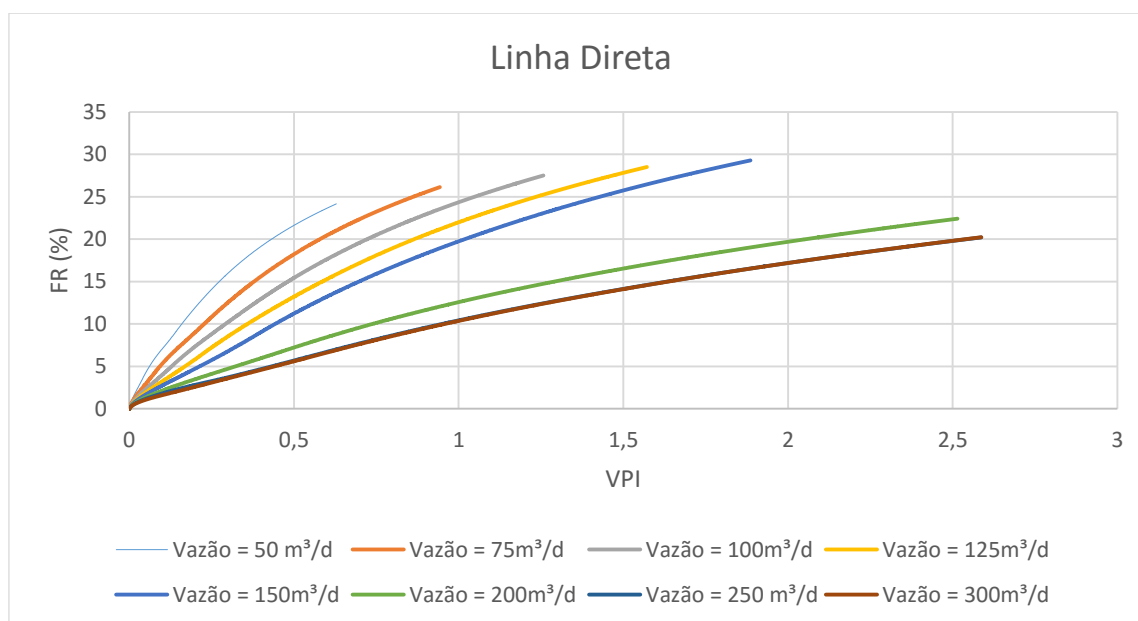
Pode-se observar ainda na Figura 19 que os valores de FR não sofrem um acréscimo à medida que a vazão de injeção de água também aumenta. Para as vazões de 200 m³std/dia, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, os FRs são 20,45%, 20,21% e 20,23%, respectivamente. Apesar dessas vazões serem maiores do que 150 m³std/dia, percebe-se que o FR é bem menor quando comparado aos valores encontrados com as vazões de 50 m³std/dia, 75 m³std/dia, 100 m³std/dia, 125 m³std/dia e 150 m³std/dia. Esse comportamento pode ser explicado observando a pressão máxima de fundo de poço nos poços injetores. Para as vazões de 200 m³std/dia, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, a pressão limite no injetor é atingida e para evitar o fraturamento da formação, a vazão injetada não é efetiva.

Figura 19 – Comparativo entre Recuperação Primária e Injeção de Água em linha direta.



A Figura 20 apresenta o valor de FR em função do VPI para todas as vazões injetadas no modelo *linha direta*. Através dessa figura, nota-se que para atingir maiores valores de FR é necessário um maior volume poroso injetado. Além disso, as curvas apresentaram dois comportamentos. O primeiro conjunto de curvas, para as vazões entre $50 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$ e $150 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$, atingiu valores de FR maiores do que o segundo conjunto de curvas, para as vazões entre $200 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$ e $300 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$. Com a análise dessa figura, pode-se perceber então que uma maior vazão injetada não necessariamente resulta em uma maior recuperação de óleo devido ao limite de injeção de água. Como exemplo, analisando para um VPI de 1,5, percebemos que o menor FR é o fornecido pela vazão de $300 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$, 14%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de $125 \text{ m}^3\text{std}/\text{dia}$, em torno de 27%. Além disso, percebe-se também que as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 20 - FR versus VPI para Injeção em Linha Direta.



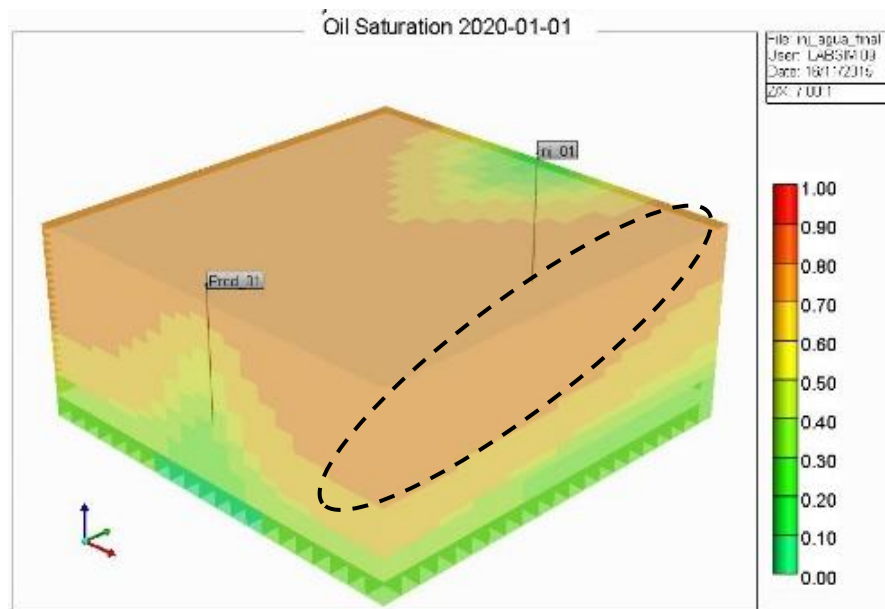
Analisando ainda as figuras anteriores e os dados apresentados na Tabela 6, observa-se que para a configuração de injeção em *linha direta*, o melhor resultado obtido ocorreu quando se injetou uma vazão de 100 m³std/dia, caso 3. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o FR de 27,51%, a produção acumulada de 120.927,35 m³std e uma produção de água de 773.919,7 m³ std. Essa escolha foi feita considerando a grande quantidade de água injetada e produzida, já que a vazão que apresenta o maior FR, 150 m³std/dia, produz 350.000 m³std a mais de água para um aumento de apenas 1,8 pontos percentuais no valor de FR. Apesar dessa escolha ter sido feita considerando-se os aspectos técnicos, é necessário realizar um estudo econômico e verificar se os custos de separação, transporte e descarte da água produzida são superados com a venda do óleo produzido para essa vazão viabilizando o projeto.

Tabela 6 - Resultados Finais para Modelo Linha Direta.

Caso	Modelo de Malha	Q (m³ std /dia)	Np_{Final} (m³ std)	FR_{Final} (%)	Wp_{Final} (m³ std)
1	Linha Direta	50	106.217,65	24,16	441.493,09
2		75	114.892,02	26,14	605.980,56
3		100	120.927,35	27,51	773.919,68
4		125	125.324,29	28,51	944.019,81
5		150	128.745,57	29,29	1.115.511,25
6		200	98.516,82	22,45	1.360.918,5
7		250	88.805,61	20,21	1.370.635,87
8		300	88.911,32	20,23	1.370.554,37

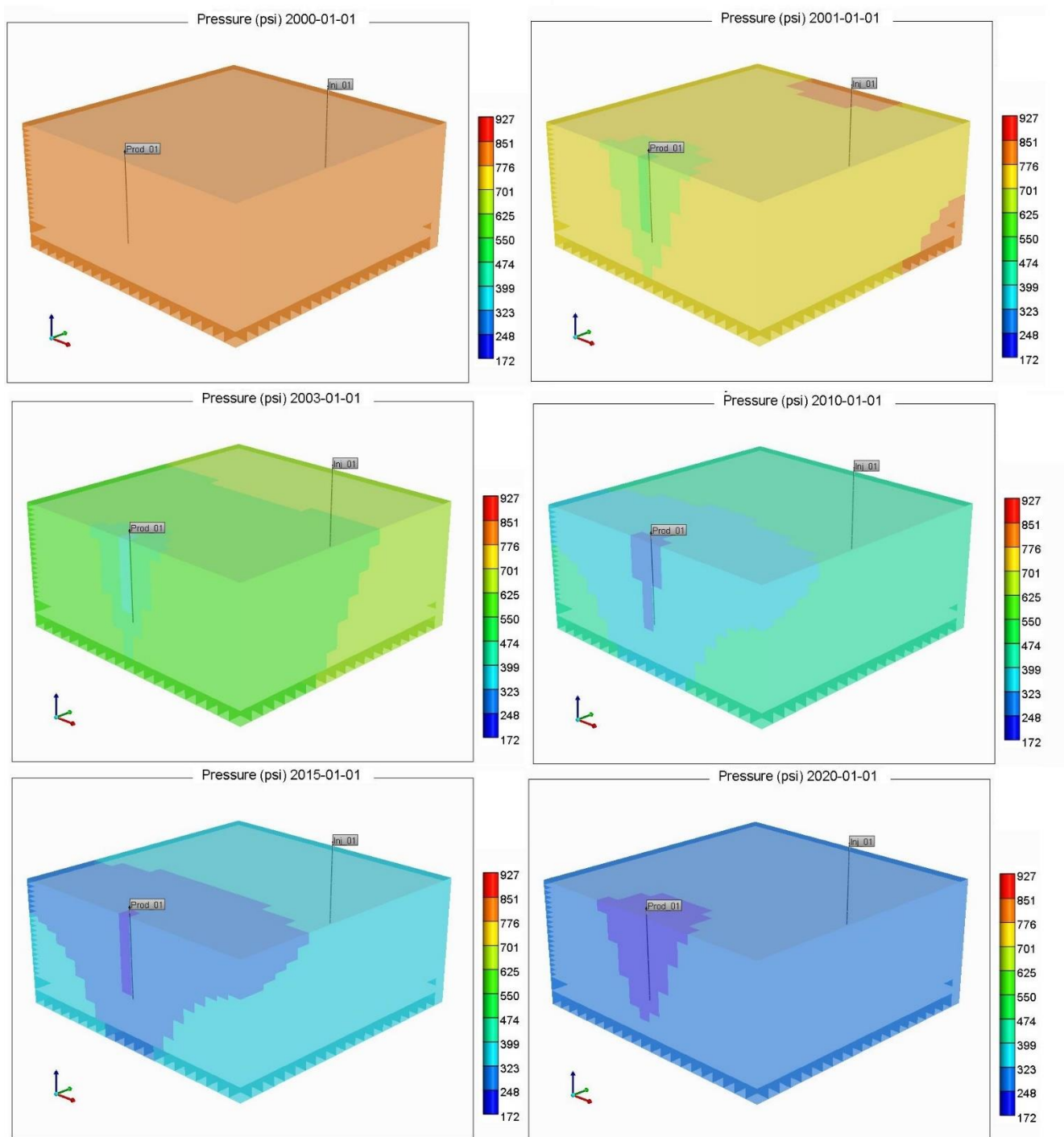
Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 100 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo no reservatório, Figura 21. Com essa figura, percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção, mostrando que esse óleo foi produzido. Entretanto, percebe-se também que a água de injeção não consegue varrer toda a área do reservatório, deixando para trás um valor considerável de óleo residual em determinados pontos não varridos do reservatório. A área não varrida pela água se concentra no topo do reservatório. Esse comportamento é esperado devido à segregação gravitacional. Essa diferença entre a densidade do óleo e da água injetada resulta em uma concentração da água na base do reservatório e do óleo no topo do reservatório resultando em um avanço não uniforme da frente de água.

Figura 21- Saturação Final de óleo Linha Direta.



Analisando também a evolução da pressão, Figura 22, ao longo do tempo através da modelagem 3D do projeto, observa-se que o valor da pressão decresce à medida que o óleo é produzido. Esse decréscimo é mais acentuado nos primeiros anos de projeto, devido a uma maior produção durante esse período. No primeiro ano de produção, a pressão média do reservatório decresce de 850 psi para 700 psi e, ao final de 20 anos de projeto, esse valor se encontra em torno de 320 psi.

Figura 22 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em Linha Direta.

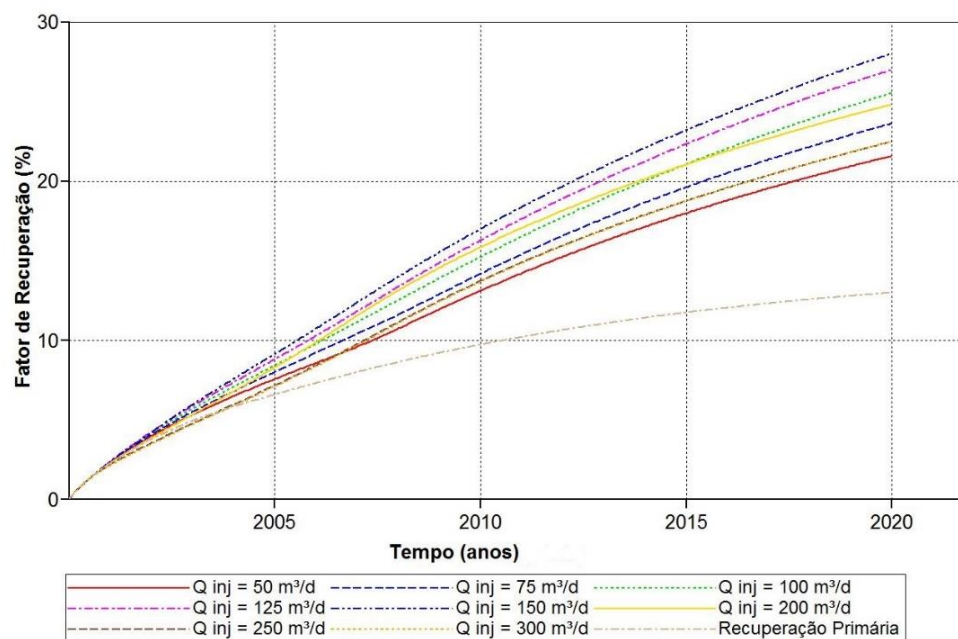


4.2 ANÁLISE DO SISTEMA LINHA ESCONSA

O método de injeção de água em *linha esconsa* apresentou resultados próximos aos encontrados com o modelo de malha analisado anteriormente. Analisando a Figura 23, percebe-se que o modelo linha esconsa aumentou o fator de recuperação de óleo consideravelmente com relação à recuperação primária. A figura mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo e percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 13,5%, enquanto que, para uma vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 21,6%, apresentando um acréscimo de aproximadamente 8 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 150 m³std/dia. Para essa vazão, o acréscimo no FR aproxima-se de 14 pontos percentuais, resultando em um FR final de 28%.

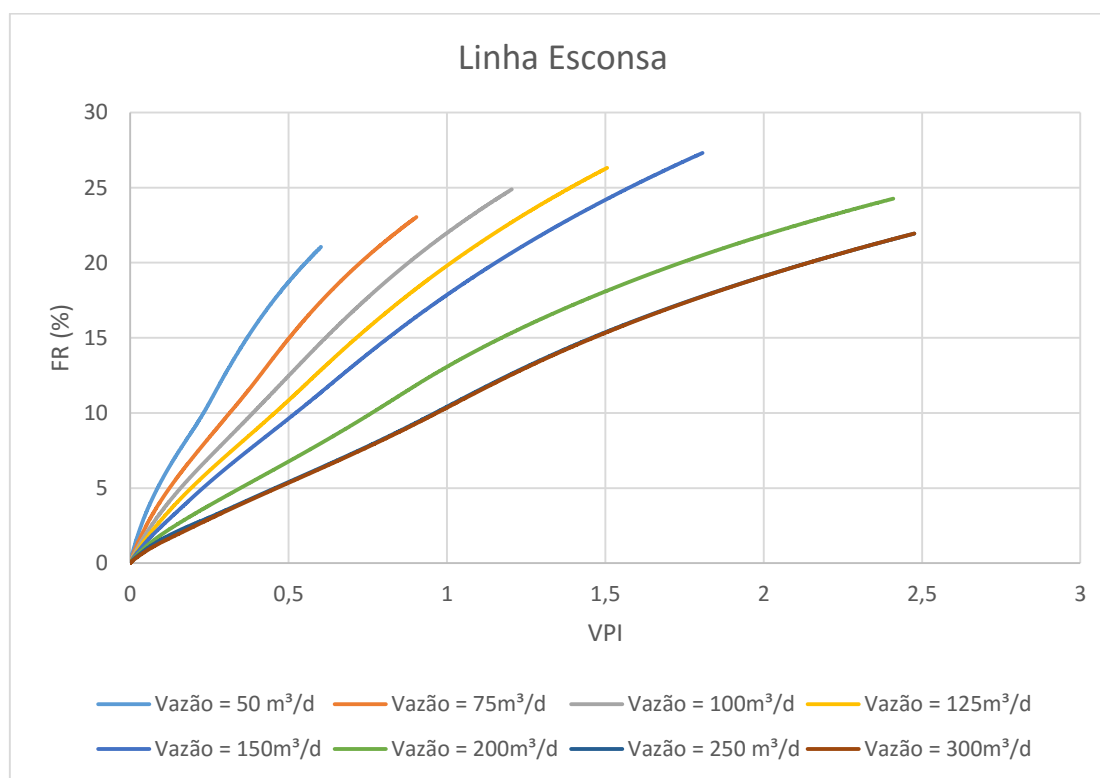
Observando ainda a Figura 23, percebe-se que, assim como no modelo anterior, o valor de FR sofre um acréscimo, a medida que a vazão de injeção de água também aumenta, até atingir 150 m³std/dia. Para vazões acima desse valor, percebe-se que o valor de FR passa a cair. Entre as vazões com baixo FR, 200 m³std/dia, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, o melhor FR encontrado foi para a injeção de 200 m³std/dia, onde o valor final atingiu cerca de 25,8%.

Figura 23 - Comparativo entre Recuperação Primária e Injeção de Água em Linha Esconsa.



A Figura 24 apresenta o valor de FR em função do VPI para todas as vazões injetadas no modelo *linha esconsa*. Com a análise dessa figura, nota-se que as curvas apresentaram os mesmos dois comportamentos do modelo *linha direta*. O primeiro conjunto de curvas contém os maiores FR atingidos, formado pelas curvas referentes as vazões analisadas entre 50 m³std/dia e 150 m³std/dia. Enquanto que, para o segundo conjunto de curvas, para as vazões analisadas entre 200 m³std/dia e 300 m³std/dia, o FR atingido não foi tão alto. Através dessa figura, percebe-se que, para atingir maiores valores de FR, é necessário um maior volume poroso injetado. Analisando para um VPI de 1,5, percebe-se que o menor FR é o fornecido pela vazão de 300 m³std/dia, em torno de 16%, enquanto que, o maior FR foi encontrado para a vazão de 125 m³std/dia, em torno de 26,5%. Além disso, percebe-se também que para esse modelo as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 24 - FR versus VPI para Injeção em Linha Esconsa.



Analisando ainda as figuras anteriores e os dados apresentados na Tabela 7, observa-se que, para a configuração de injeção em estudo, o melhor resultado obtido ocorreu quando se injetou uma vazão de 125 m³std/dia, caso 4. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o valor de FR de 27,02 %, a produção acumulada de 119.759,21 m³ std e uma

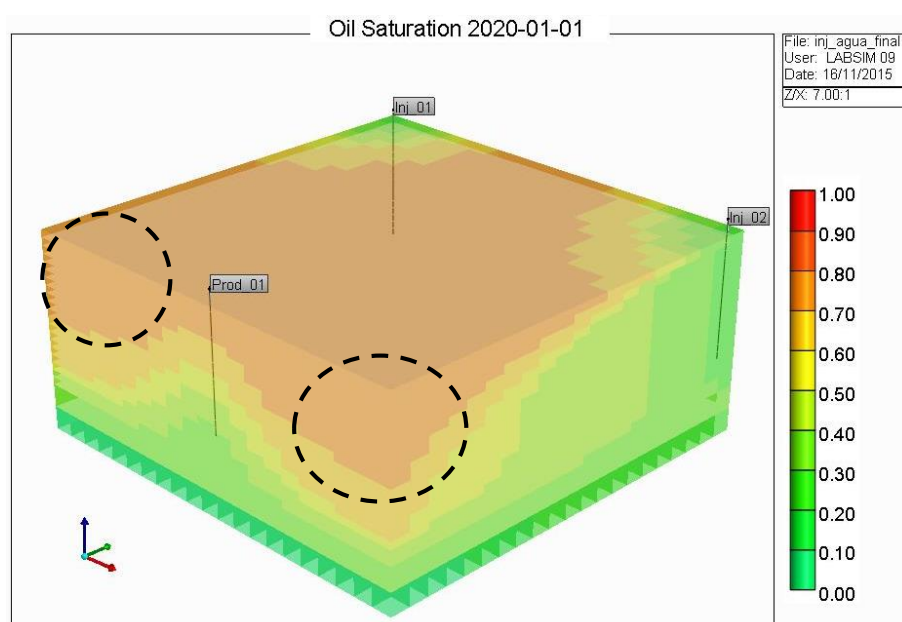
produção de água de 911.933,75 m³ std. Essa escolha considerou a grande quantidade de água injetada e produzida, já que a vazão que apresenta o maior FR, 150 m³std/dia, produz em torno de 170.000 m³std a mais de água para um aumento de apenas 1,02 pontos percentuais no valor de FR.

Tabela 7 - Resultados Finais para Modelo Linha Esconsa.

Caso	Modelo de Malha	Q (m ³ std/dia)	Np_{Final} (m ³ std)	FR_{Final} (%)	Wp_{Final} (m ³ std)
1	Linha Esconsa	50	94.892,71	21,59	424.209,31
2		75	103.898,22	23,64	584.870,18
3		100	112.32,92	25,55	745.335,37
4		125	118.759,21	27,02	911.933,75
5		150	123.232,68	28,04	1.080.220,87
6		200	109.121,37	24,82	1.343.352,5
7		250	98.902,55	22,50	1.354.190,37
8		300	98.936,21	22,51	1.354.630,25

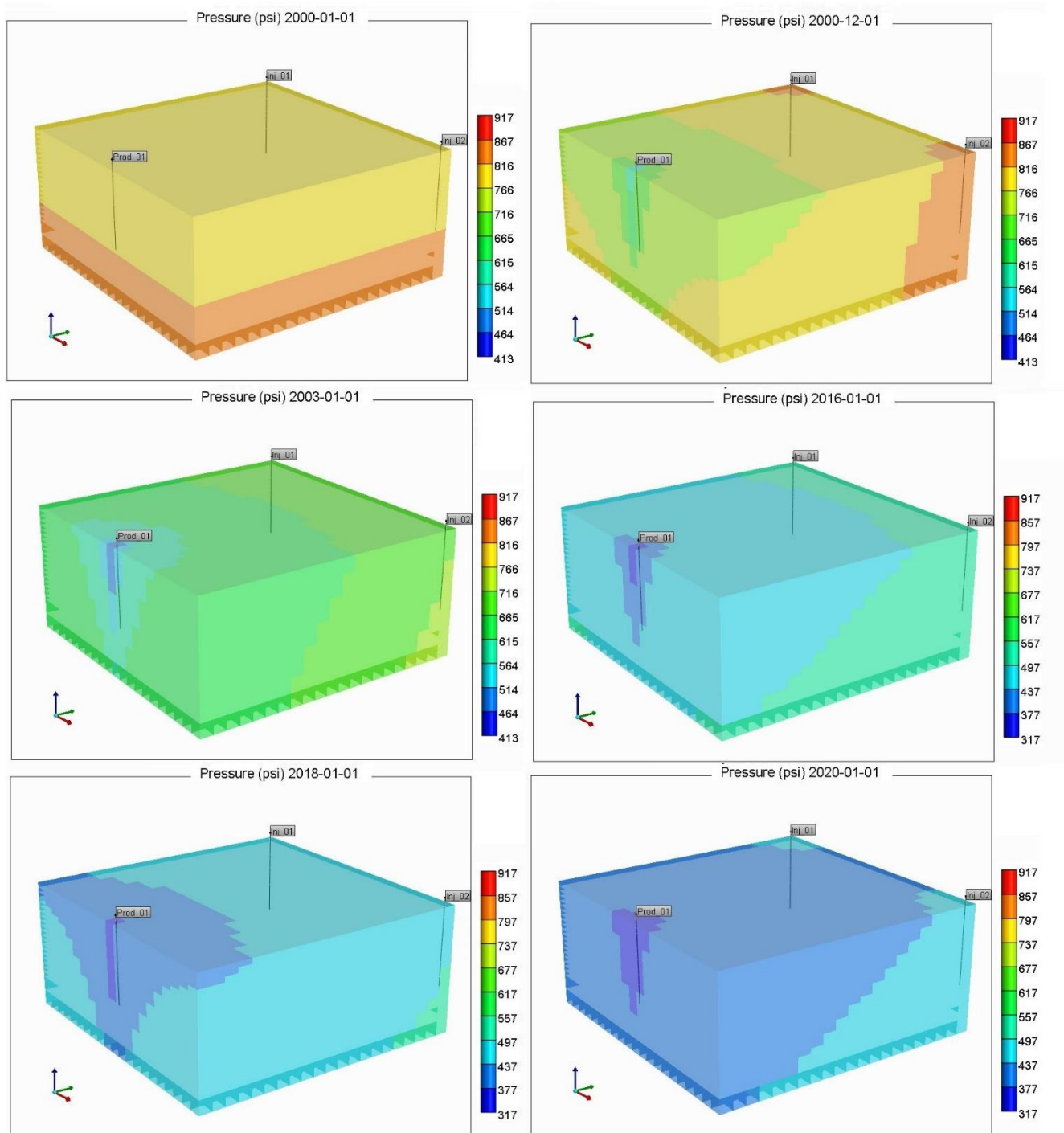
Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 125 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo. Através da Figura 25, percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção, mostrando que o óleo foi produzido. Entretanto, percebe-se que a água de injeção não consegue varrer toda a área do reservatório, especialmente a área próxima aos poços produtores, como mostra a figura, deixando para trás um valor considerável de óleo residual nessa área.

Figura 25 - Saturação Final de Óleo Injeção em Linha Esconsa.



Com essa análise da evolução da pressão ao longo do tempo, Figura 26, percebe-se que o valor da pressão decresce a medida que o óleo é produzido. Esse decréscimo é mais acentuado nos primeiros anos de projeto, devido a uma maior produção durante esse período e próximo ao poço produtor. No primeiro ano de produção, a pressão média do reservatório decresce de 816 psi para 716 psi nas regiões próximas ao poço produtor e ao final de 20 anos de projeto esse valor se encontra em torno de 317 psi. As regiões próximas aos poços injetores permanecem durante a produção com uma pressão mais elevada.

Figura 26 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em Linha Esconsa.

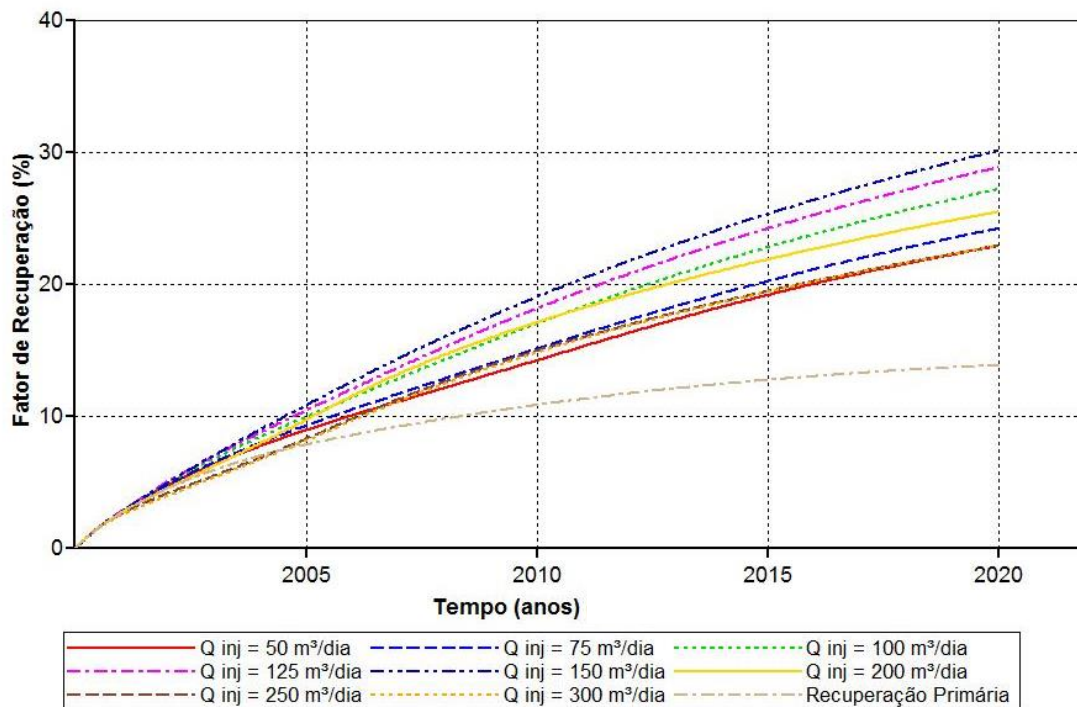


4.3 ANÁLISE DO SISTEMA FIVE SPOT

Analisando a Figura 27, percebe-se que o modelo 5-spot aumentou o fator de recuperação de óleo consideravelmente com relação à recuperação primária. A figura mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo e percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 15 %, enquanto que para a vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 23% apresentando um acréscimo de aproximadamente 8 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 150 m³std/dia. Para essa vazão o acréscimo no FR aproxima-se de 15 pontos percentuais, resultando em um FR final de 30%.

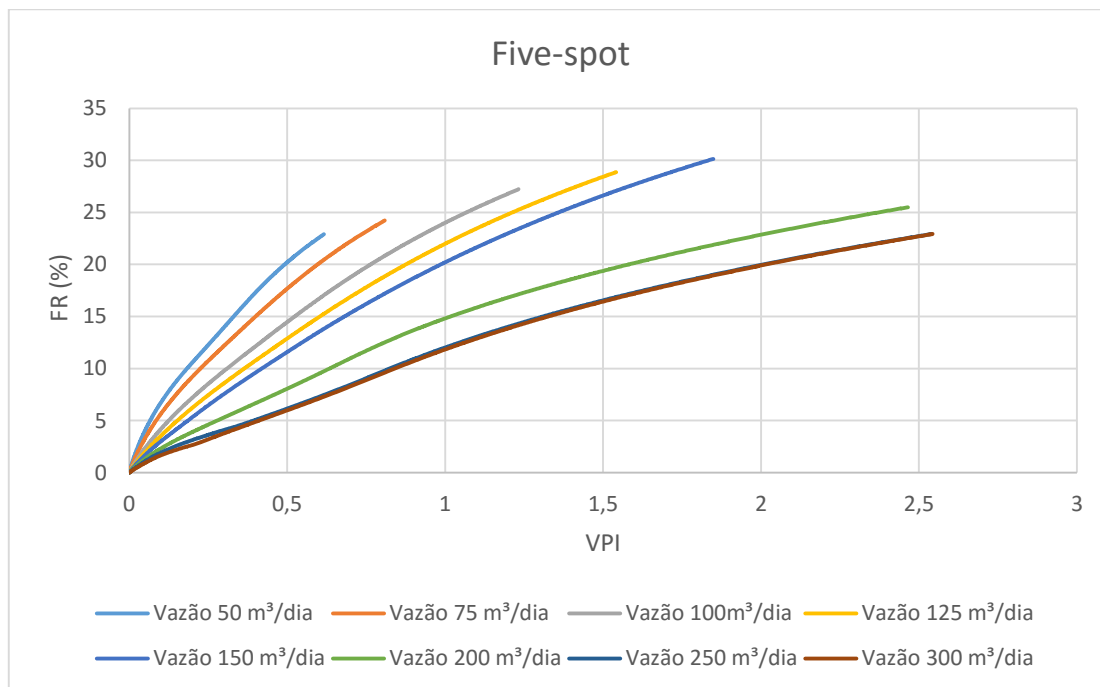
Observando ainda a Figura 27, percebe-se que o valor de FR sofre um acréscimo a medida que a vazão de injeção de água também aumenta até atingir 150 m³std/dia. Para vazões acima desse valor percebe-se que o valor de FR passa a cair quando se atinge o limite de injeção. Para as vazões analisadas entre 200 m³std/dia e 300 m³std/dia, o melhor FR encontrado foi para a injeção de 200 m³std/dia, onde o valor final atingiu cerca de 25,5%.

Figura 27 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção de Água em Malha 5-Spot.



A Figura 28 apresenta o valor de FR em função do VPI para todas as vazões injetadas no modelo 5-spot. Com a análise dessa figura, nota-se que as curvas apresentaram os mesmos dois comportamentos dos modelos anteriores. O primeiro conjunto de curvas, para as vazões analisadas entre 50 m³std/dia e 150 m³std/dia, mostra que os FR atingiram valores mais altos do que o segundo conjunto de curvas, com as vazões analisadas entre 200 m³std/dia e 300 m³std/dia. A figura mostra ainda que para atingir maiores valores de FR é necessário um maior volume poroso injetado. Analisando para um VPI de 1,5, percebe-se que o menor FR é o fornecido pela vazão de 300 m³std/dia, em torno de 16%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de 125 m³std/dia, em torno de 28%. Além disso, percebe-se também que para esse modelo as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 28 - FR versus VPI para Injeção em 5-spot.



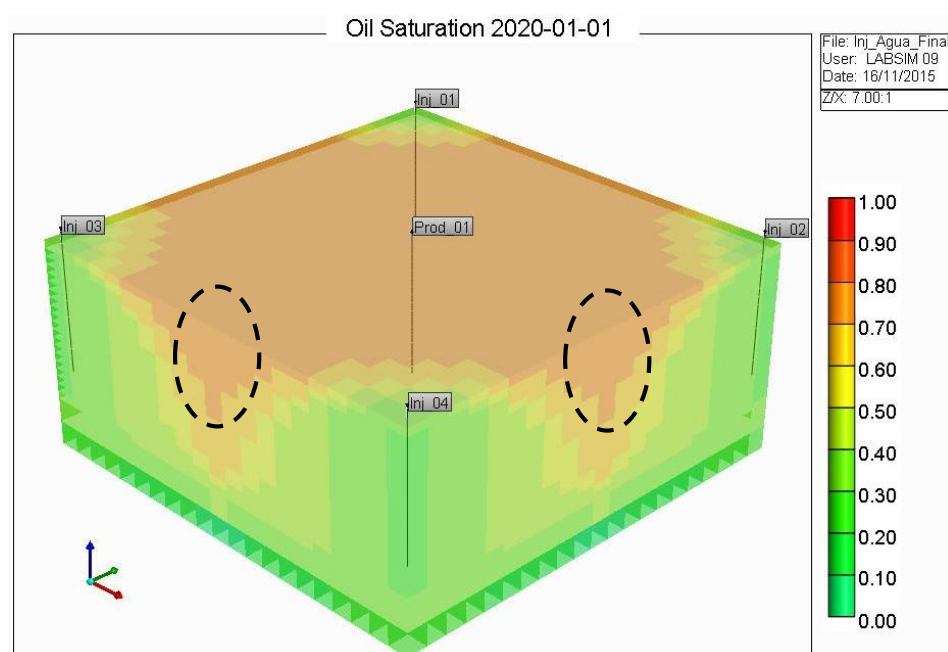
Analisando ainda as figuras anteriores e os dados apresentados na Tabela 8, observa-se que para a configuração de injeção em estudo o melhor resultado obtido ocorreu quando se injetou uma vazão de 125 m³std/dia, caso 4. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o FR de 28,86 %, a produção acumulada de 126.848,25 m³ std e uma produção de água de 916.727,37 m³ std. Essa escolha foi feita devido a vazão que apresenta o maior FR, 150 m³std/dia, produzir em torno de 170.000 m³std a mais de água para um aumento de apenas 1,28 pontos percentuais no valor de FR.

Tabela 8 - Resultados Finais para Modelo 5-spot.

Caso	Modelo de Malha	Q (m ³ std/dia)	Np _{Final} (m ³ std)	FR _{Final} (%)	Wp _{Final} (m ³ std)
1	5-spot	50	100.635,22	22,89	425.699,93
2		75	106.459,75	24,22	525.830,75
3		100	119.653,68	27,22	750.527,12
4		125	126.848,25	28,86	916.727,37
5		150	132.464,57	30,14	1.083.835,5
6		200	112.040,64	25,49	1.338.526
7		250	100.761,85	22,97	1.350.831,25
8		300	100.740,02	22,92	1.351.615,5

Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 125 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo. Através da Figura 29 percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção, mostrando que esse óleo foi produzido e que a água varreu boa parte do reservatório, entretanto, percebe-se também que a água de injeção não consegue varrer a região superior do reservatório e entre os poços de injeção, como mostrado na figura e explicado anteriormente, devido a segregação gravitacional.

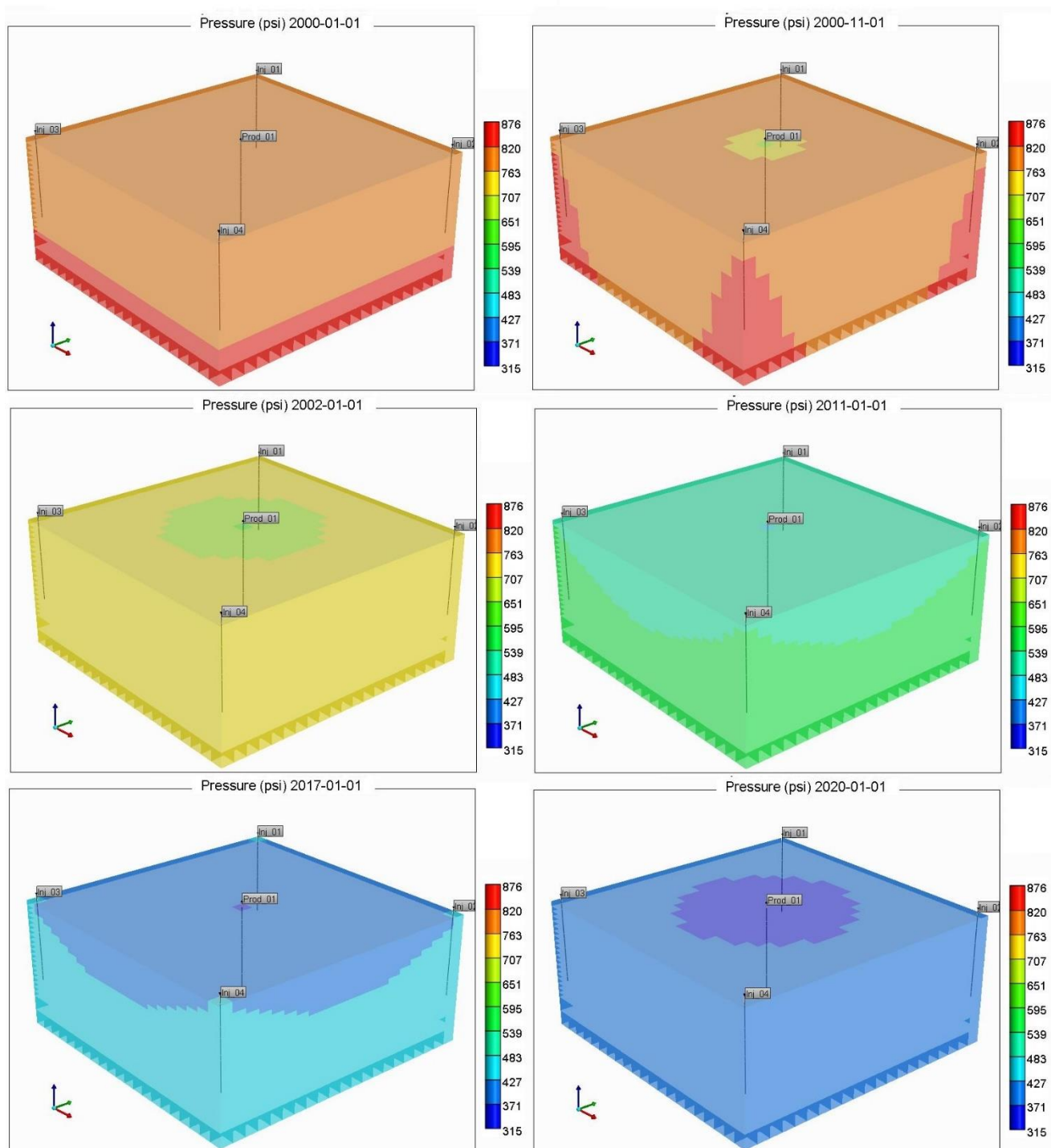
Figura 29 - Saturação Final de óleo Modelo 5-spot.



Com a análise da evolução da pressão ao longo do tempo, Figura 30, foi possível observar o avanço da injeção de água no interior do reservatório e a produção de óleo, percebendo que o

valor da pressão decresce à medida que o óleo é produzido. Para esse modelo o decréscimo aconteceu de forma mais lenta que nos modelos anteriores. Nos dois primeiros anos de produção, a pressão média do reservatório decresce de 820 psi para 707 psi nas regiões próximas ao poço produtor e ao final de 20 anos de projeto esse valor se encontra em torno de 427 psi. As regiões próximas aos poços injetores permanecem durante a produção com uma pressão mais elevada.

Figura 30 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção 5-spot. .

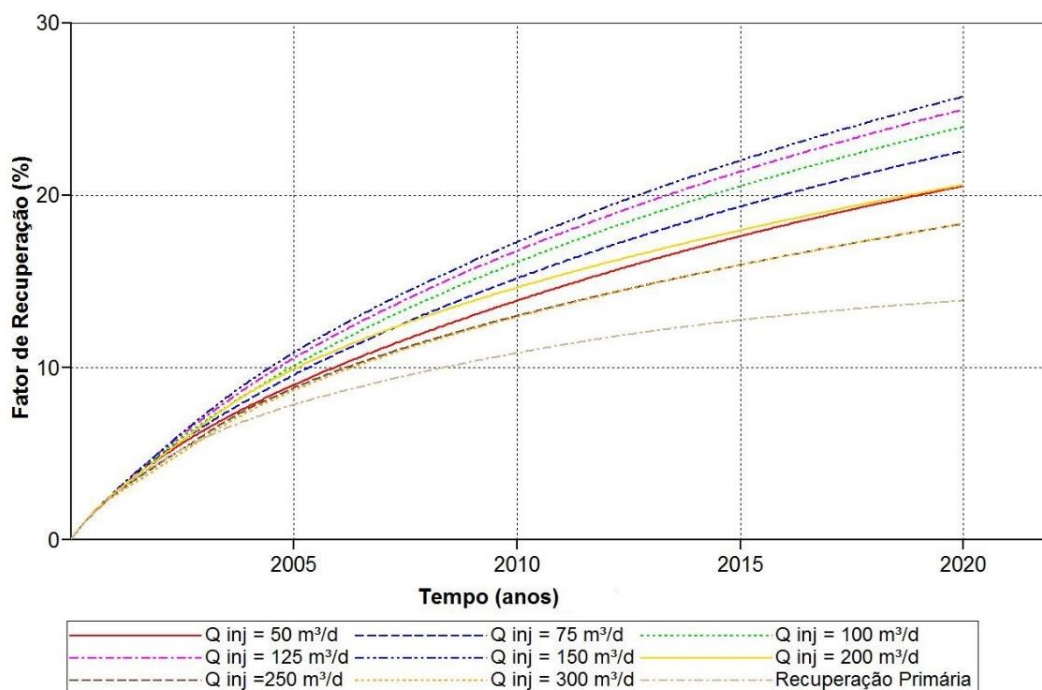


4.4 ANÁLISE DO SISTEMA SEVEN SPOT

Semelhante aos modelos anteriores, a implementação do modelo 7-spot aumentou o fator de recuperação de óleo consideravelmente com relação à recuperação primária. A Figura 31 mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo e percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 13,5 %, enquanto que para a vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 20% apresentando um acréscimo de aproximadamente 6,5 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 150 m³std/dia. Para essa vazão o acréscimo no FR aproxima-se de 12,2 pontos percentuais, resultando em um FR final de 25,7%.

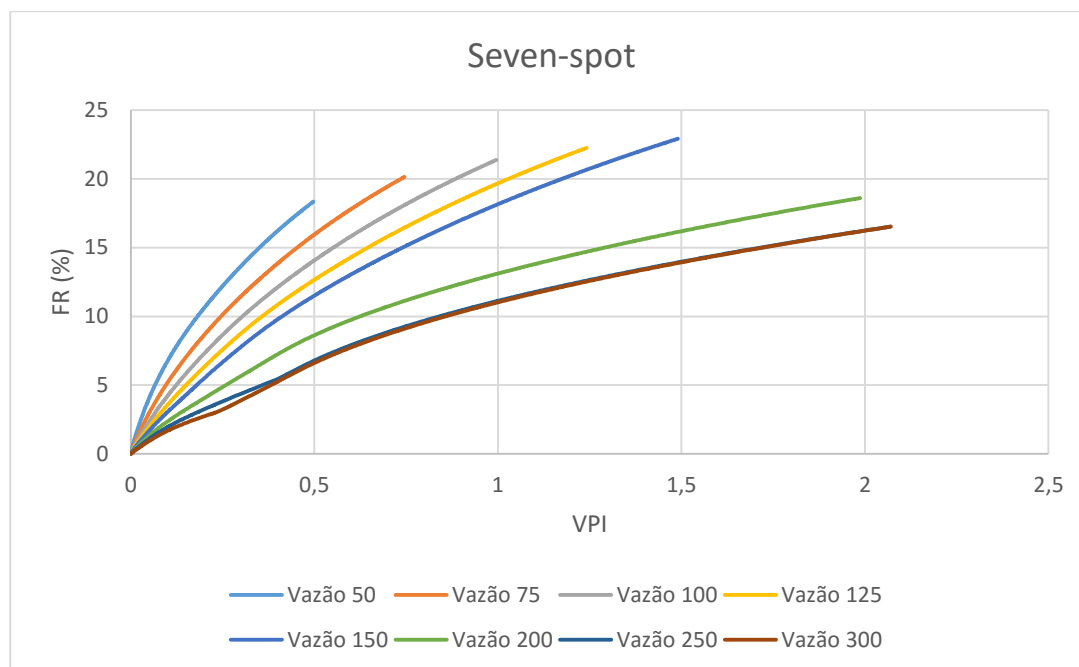
Com a análise da Figura 31 percebe-se também que o valor de FR sofre um acréscimo a medida que a vazão de injeção de água também aumenta até atingir 150 m³std/dia. Para vazões acima desse valor percebe-se que o valor de FR passa a cair quando se atinge o limite de injeção. Entre as altas vazões analisadas, o melhor FR encontrado foi para a injeção de 200 m³std/dia, onde o valor final atingiu cerca de 21%.

Figura 31 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção de Água em Malha 7-Spot.



A Figura 32 apresenta o valor de FR em função do VPI para todas as vazões injetadas no modelo 7-spot. Com a análise dessa figura, nota-se que as curvas apresentaram os mesmos dois comportamentos dos modelos anteriores. O primeiro conjunto de curvas, para as vazões entre 50 m³std/dia e 150 m³std/dia, mostra que os valores de FR atingiram níveis mais altos do que os atingidos pelas vazões analisadas entre 200 m³std/dia e 300 m³std/dia. Essa figura mostra também que, para atingir maiores valores de FR, é necessário um maior volume poroso injetado. Analisando para um VPI de 1,0, percebe-se que o menor FR é o fornecido pelas vazões de 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, em torno de 12%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de 100 m³std/dia, em torno de 22%.

Figura 32 - FR versus VPI para modelo 7-spot.



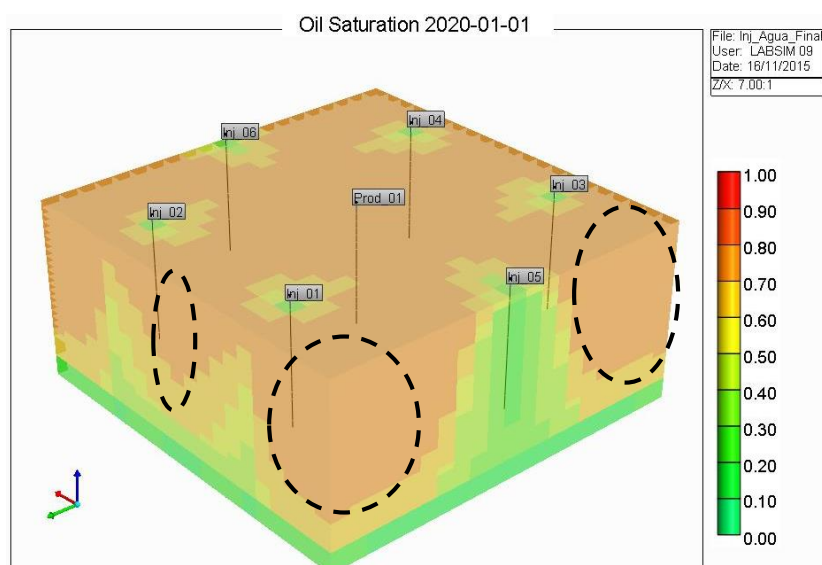
Analisando ainda as figuras anteriores e o resumo apresentado na Tabela 9, observa-se que para a configuração de injeção em estudo o melhor resultado obtido ocorreu quando se injetou uma vazão de 100 m³std/dia, caso 3. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o FR de 23,96%, a produção acumulada de 105.343,39 m³std e uma produção de água de 777.177,18 m³std. Para esse modelo, o maior FR encontrado foi para a vazão de 150 m³std, 25,73%, entretanto, esse FR é maior 1,77 pontos percentuais do que o encontrado com o caso escolhido e produz mais de 300.000 m³ de água.

Tabela 9 - Resultados Finais para Modelo 7-spot.

Caso	Modelo de Malha	Q (std m ³ /dia)	Np _{Final} (std m ³)	FR _{Final} (%)	Wp _{Final} (std m ³)
1	7-spot	50	90.237,96	20,53	446.495.15
2		75	99.126,04	22,55	610.047
3		100	105.343,39	23,96	777.177.18
4		125	109.766,5	24,97	943.275.25
5		150	113.083,10	25,73	1.112.662.62
6		200	90.540,50	20,60	1.359.798.62
7		250	80.615.89	18.34	1.370.948
8		300	80.692.42	18.36	1.371.628.37

Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 100 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo na modelagem 3D. Através da Figura 33, percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção, mostrando que esse óleo foi produzido, entretanto, percebe-se também que a água de injeção não consegue varrer algumas regiões do reservatório, principalmente as extremidades do reservatório. Devido a aproximação realizada durante a construção do modelo 7-spot, essas regiões não foram favorecidas pelo alcance da injeção de água. A figura destaca algumas das regiões não varridas pela água.

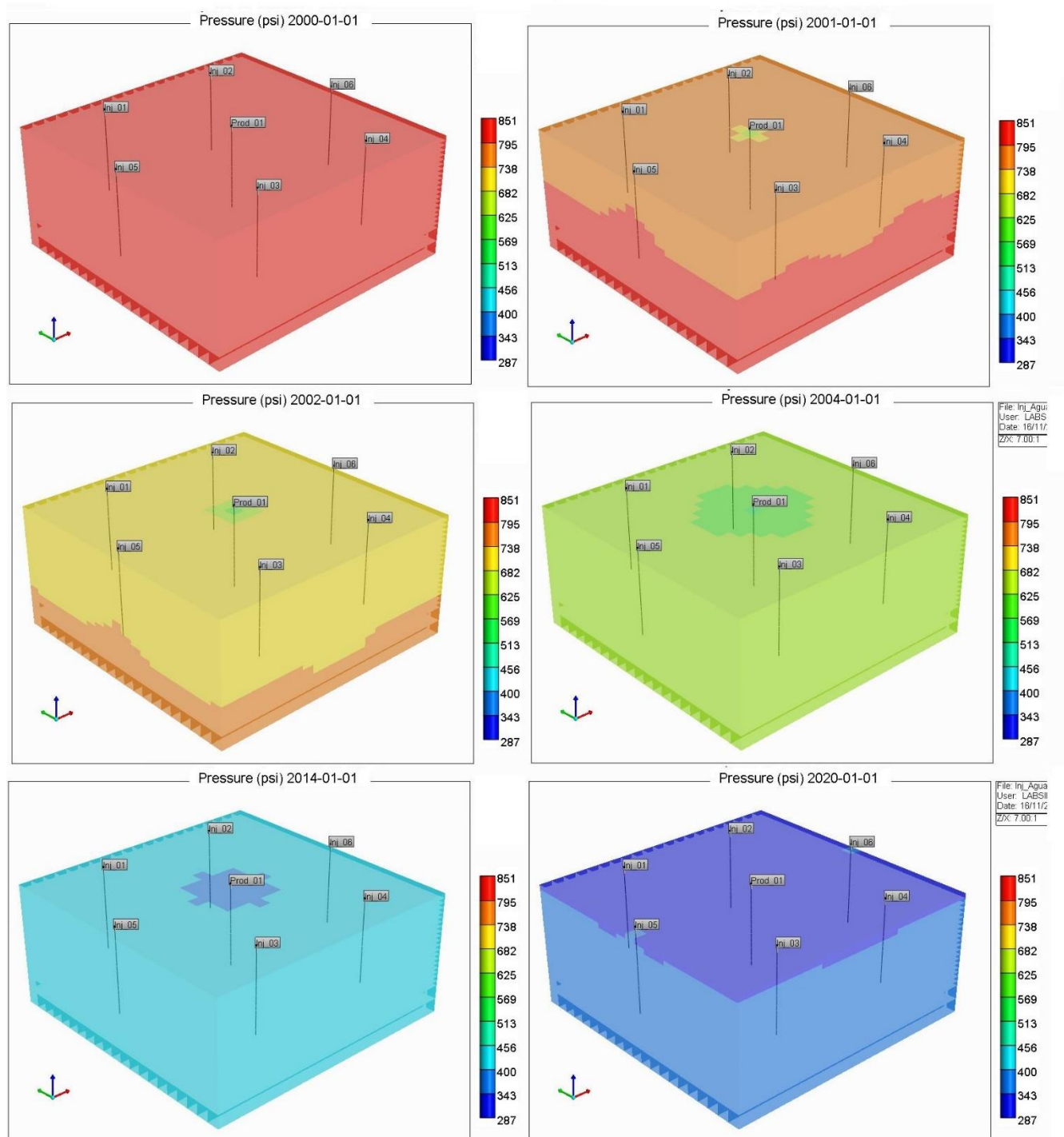
Figura 33 - Saturação Final de Óleo para o modelo 7-spot.



Com a análise da evolução da pressão ao longo do tempo, Figura 34, foi possível observar que o valor da pressão decresce à medida que o óleo é produzido. Para esse modelo no primeiro ano de produção, a pressão média do reservatório decresce de 851 psi para 738 psi nas regiões

superiores do reservatório e permanece inalteradas na parte inferior do reservatório. Ao final de 20 anos de projeto esse valor se encontra em torno de 400 psi. As regiões próximas a base do reservatório permanecem durante a produção com uma pressão mais elevada.

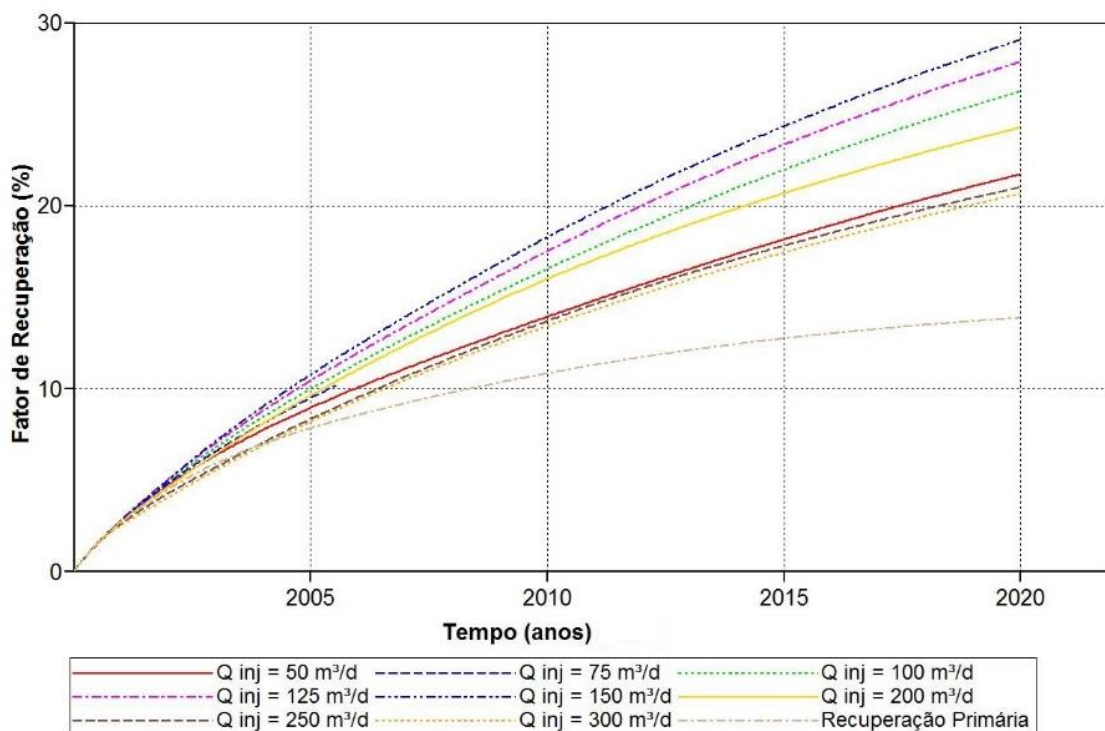
Figura 34 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em 7-spot.



4.5 ANÁLISE DO SISTEMA 9-SPOT

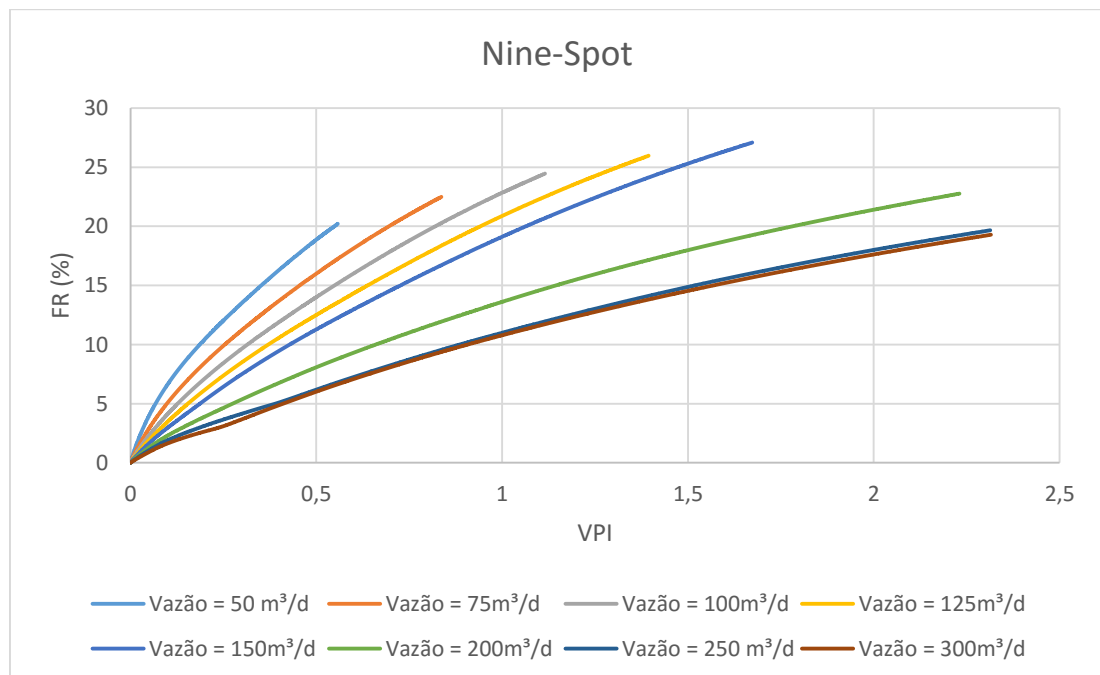
O modelo 9-spot também aumentou o fator de recuperação de óleo consideravelmente com relação à recuperação primária. A Figura 35 mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo comparando-as com o valor obtido com a recuperação primária. Com a figura, percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 13,5 %, enquanto que para a vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 21,7% apresentando um acréscimo de aproximadamente 8,2 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 150 m³std/dia. Para essa vazão o acréscimo no FR aproxima-se de 15 pontos percentuais, resultando em um FR final de 29%. Ainda observando a Figura 35, percebe-se que o comportamento da curva é parecido com o dos modelos anteriores, onde valor de FR sofre um acréscimo a medida que a vazão de injeção de água também aumenta até atingir 150 m³std/dia. Para vazões analisadas acima desse valor percebe-se que o valor de FR passa a cair quando se atinge o limite de injeção. Entre as altas vazões, o melhor FR encontrado foi para a injeção de 200 m³std/dia, onde o valor final atingiu cerca de 24%.

Figura 35-Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água Malha 9-Spot.



A Figura 36 apresenta o valor de FR em função do VPI para todas as vazões injetadas no modelo 9-spot. Analisando essa figura, nota-se que as curvas apresentaram os mesmos comportamentos dos modelos anteriores. O primeiro conjunto de curvas, para as vazões entre 50 m³std/dia e 150 m³std/dia, fornece maiores valores de FR. Com essa figura nota-se ainda que para atingir maiores valores de FR é necessário um maior volume poroso injetado. Analisando para um VPI de 1,0, percebemos que o menor FR é o fornecido pela vazão de 300 m³std/dia, em torno de 12%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de 100 m³std/dia, em torno de 23%. Além disso, percebe-se também que para esse modelo as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 36 - FR versus VPI para o modelo 9-spot.



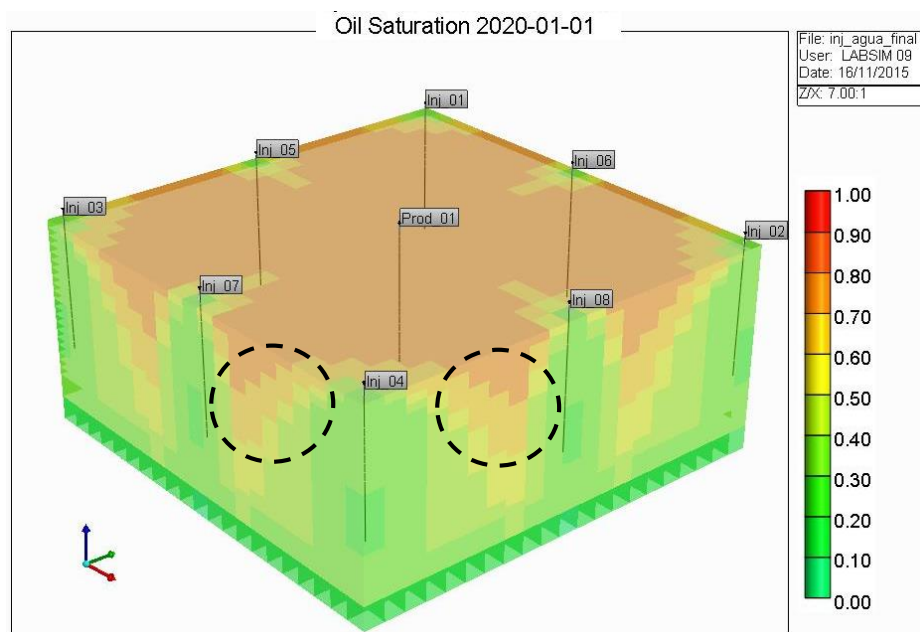
Analisando ainda as figuras anteriores e o resumo apresentado na Tabela 10, observa-se que para a configuração de injeção em estudo o melhor resultado obtido foi o mesmo para os modelos estudados anteriormente, quando se injetou uma vazão de 125 m³std/dia, caso 4. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o FR de 27,89 %, a produção acumulada de 122.584,92 m³ std e uma produção de água de 920.705,5 m³ std. Essa escolha foi feita devido a vazão que apresenta o maior FR, 150 m³std/dia, produzir em torno de 170.000 m³std a mais de água para um aumento de apenas 1,19 pontos percentuais no valor de FR.

Tabela 10 - Resultados Finais para Modelo 9-spot.

Caso	Modelo de Malha	Q (m ³ std/dia)	Np _{Final} (m ³ std)	FR _{Final} (%)	Wp _{Final} (m ³ std)
1	9-spot	50	95.486,71	21,72	431.925,8
2		75	106.213,12	24,16	593.080,5
3		100	115.482,01	26,27	755.644,9
4		125	122.584,92	27,89	920.705,5
5		150	127.826,26	29,08	1.087.919,12
6		200	106.734,05	24,28	1.343.748,5
7		250	92.426,35	21,03	1.359.126,12
8		300	90.781,79	20,65	1.361.526,87

Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 125 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo na modelagem 3D. Através da Figura 37 percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção em boa parte do reservatório, entretanto a saturação permanece inalterada na região do topo do reservatório, como mostra a figura e explicado anteriormente, devido a segregação gravitacional.

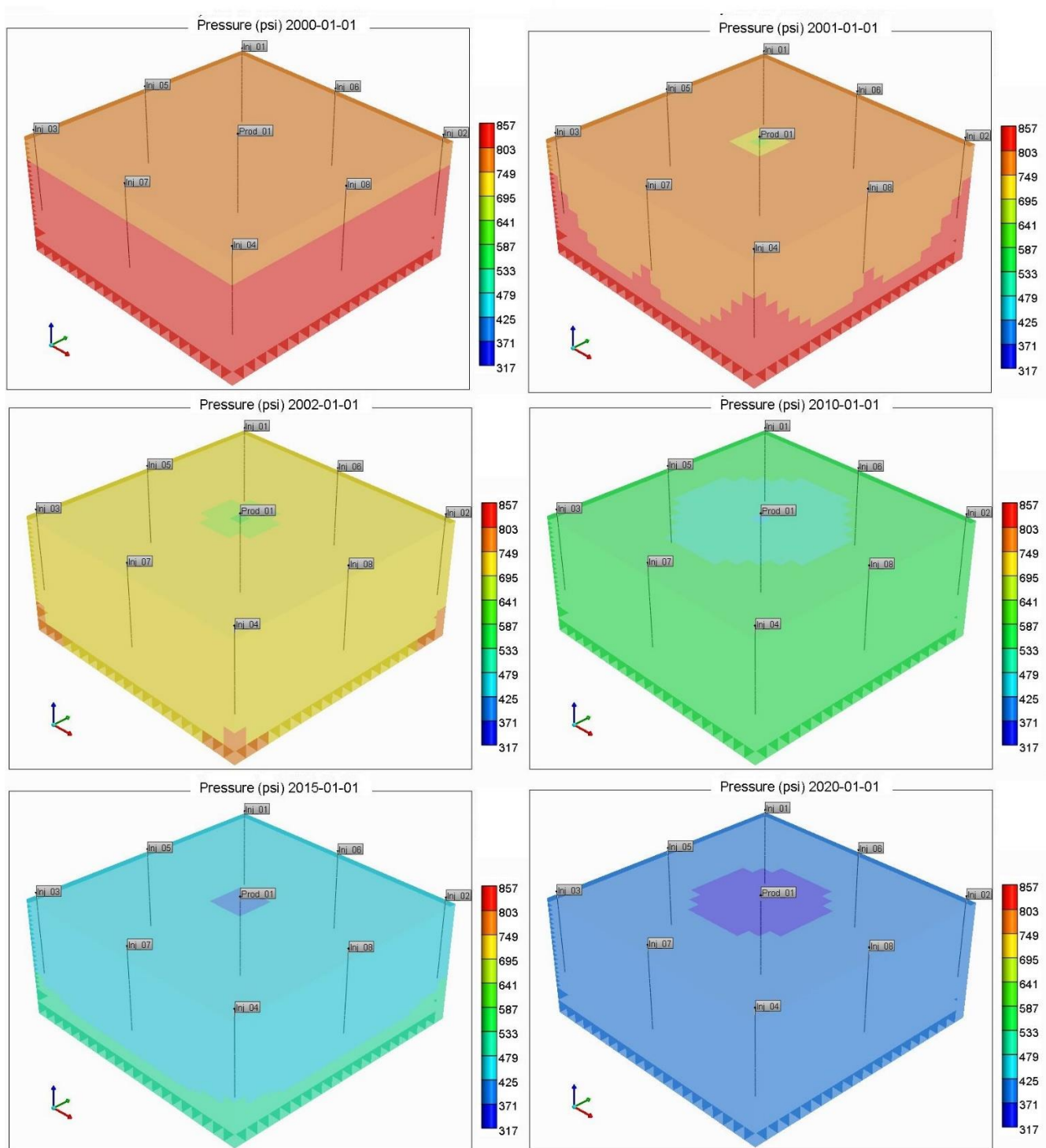
Figura 37 - Saturação Final de Óleo para o Modelo 9-spot.



Com a análise da evolução da pressão ao longo do tempo, Figura 38, percebe-se que o valor da pressão decresce à medida que o óleo é produzido. Para esse modelo o decréscimo aconteceu de forma semelhante ao modelo 5-spot. Nos dois primeiros anos de produção, a pressão média do

reservatório decresce de 803 psi para 749 psi nas regiões próximas ao poço produtor e ao final de 20 anos de projeto esse valor se encontra em torno de 425 psi.

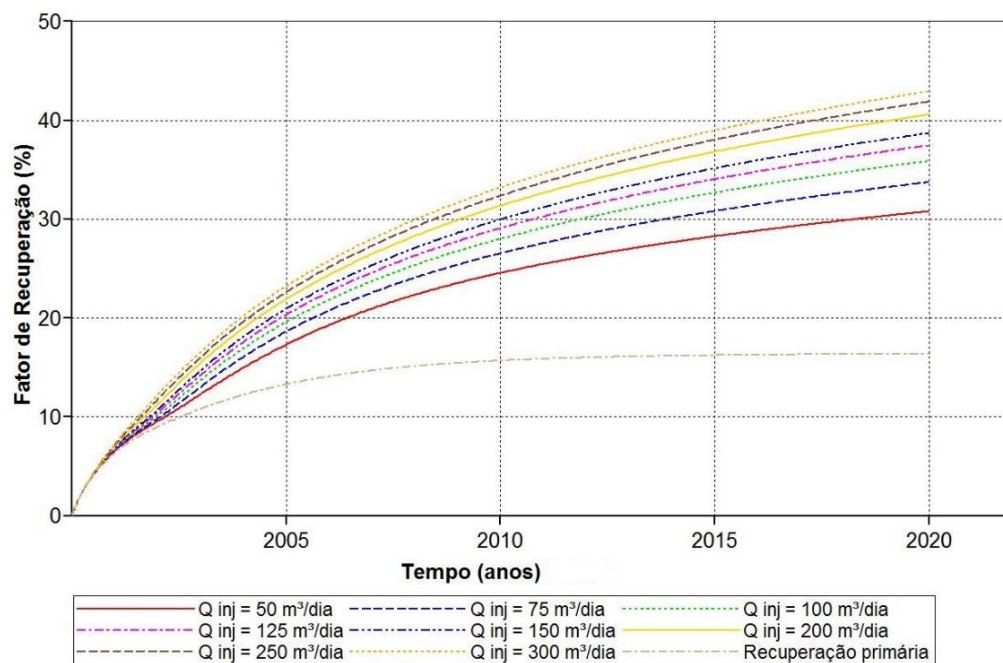
Figura 38 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção em 9-spot.



4.6 ANÁLISE DO SISTEMA FIVE SPOT INVERTIDO

A segunda parte da análise dos resultados consiste em analisar os modelos após a inversão das malhas. O primeiro modelo analisado é o método *5-spot invertido*. Através da Figura 39 percebe-se que o fator de recuperação de óleo aumentou consideravelmente com relação à recuperação primária após a injeção de água. A Figura 39 mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo comparando-as com o valor obtido com a recuperação primária. Com a figura, percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 16 %, enquanto que para a vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 31% apresentando um acréscimo de aproximadamente 15 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 300 m³std/dia. Para essa vazão o acréscimo no FR aproxima-se de 27 pontos percentuais, resultando em um FR final de 43%. Ainda observando a Figura 39, percebe-se que o comportamento da curva difere dos modelos anteriores, onde valor de FR sofre um acréscimo a medida que a vazão de injeção de água também aumenta até atingindo a vazão máxima injetada, 300 m³std/dia.

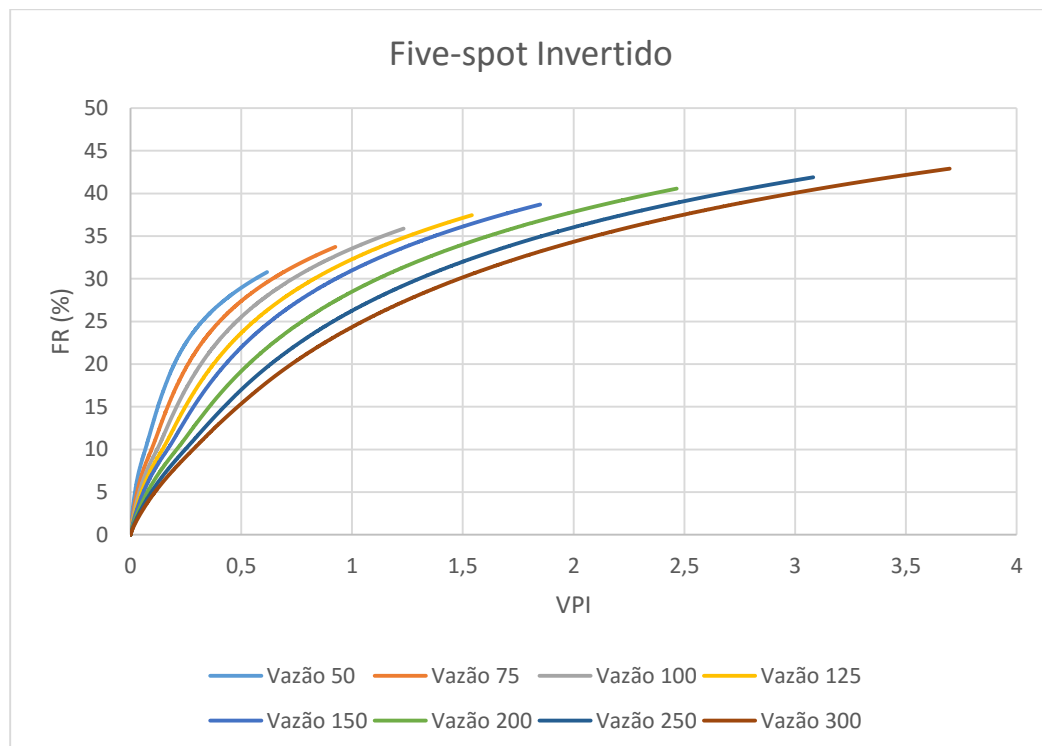
Figura 39 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água Malha 5-Spot Invertido.



O valor de FR em função do VPI, para todas as vazões injetadas, está representado na Figura 40. Analisando essa figura, nota-se que as curvas apresentam um comportamento semelhante entre

si e diferente dos modelos sem a malha invertida. As curvas mostram que para atingir maiores valores de FR é necessário um maior volume poroso injetado. Fixando o VPI em 1,5, percebe-se que o menor FR é o fornecido pela vazão de 300 m³std/dia, em torno de 30%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de 125 m³std/dia, em torno de 37%. Fixando um valor de FR, percebe-se que a medida que a vazão de injeção aumenta, é necessário um VPI maior para atingir o mesmo nível de FR da vazão anterior. Por exemplo, a curva referente a vazão de 150 m³std/dia atinge um FR de 30% quando se injeta um VPI de 0,9, enquanto que a vazão de 300 m³std/dia atinge 30% de FR com um VPI de 1,5. Além disso, percebe-se também que para esse modelo as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 40 - FR versus VPI modelo 5-spot Invertido.



Analisando ainda as figuras anteriores e o resumo apresentado na Tabela 11, observa-se que para a configuração de injeção em estudo o melhor resultado obtido foi atingido quando se injetou uma vazão de 200 m³std/dia, caso 6. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o FR de 40,6 %, a produção acumulada de 178.289,47 m³std e uma produção de água de 1.47 M m³ std. Essa escolha foi feita, considerando a grande quantidade de água injetada e produzida, já que para as maiores vazões propostas, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, a quantidade

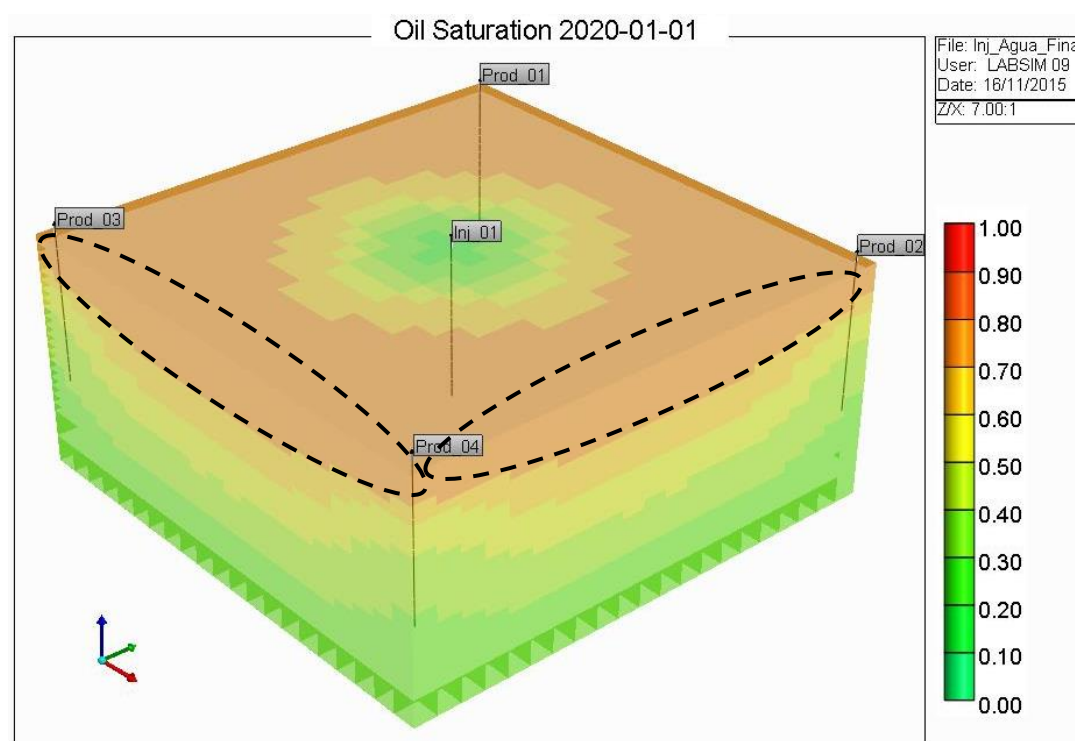
de água injetada e consequentemente, produzida aumenta em torno de 25 e 50 pontos percentuais respectivamente, para um aumento do FR de apenas 1,3 e 2,4 pontos percentuais.

Tabela 11 - Resultados Finais para Modelo 5-spot invertido.

Caso	Modelo de Malha	Q (m ³ std/dia)	Np _{Final} (m ³ std)	FR _{Final} (%)	Wp _{Final} (m ³ std)
1	5-spot invertido	50	135.293,07	30,78	436.376,56
2		75	148.266,31	33,73	602.686,56
3		100	157.686,60	35,87	772.816,5
4		125	164.611,10	37,45	945.485,56
5		150	170.101,76	38,70	1.119.639,75
6		200	178.289,46	40,56	1.471.051,37
7		250	184.119,57	41,89	1.825.137
8		300	188.561,43	42,90	2.180.677

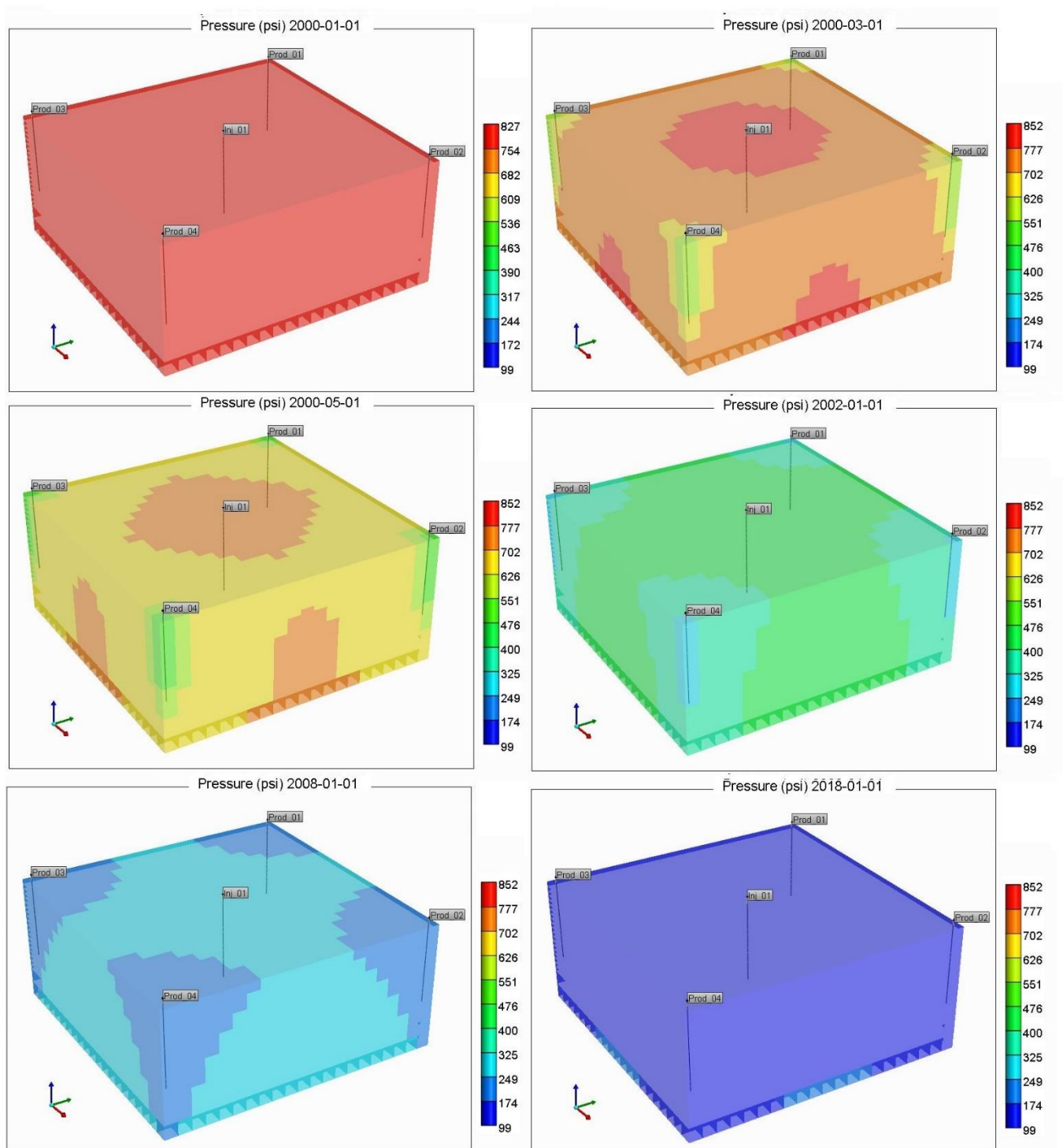
Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 200 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo através da modelagem 3D. Através da Figura 41 percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção em boa parte do reservatório, entretanto a saturação permanece inalterada na região do topo do reservatório, como mostra a figura e explicado anteriormente, devido a influência da gravidade.

Figura 41 - Saturação Final de Óleo Modelo 5-spot Invertido.



Para esse modelo de malha invertido o decréscimo na pressão aconteceu com maior ênfase nos primeiros meses de produção, Figura 42. Durante os primeiros 5 meses de produção, a pressão em boa parte do reservatório decresce de 827 psi para 702 psi nas regiões próximas aos poços produtores. Com apenas 8 anos de projeto, a pressão já atinge níveis de 249 psi e em 2018 atinge o valor mínimo entre 174 psi e 99 psi permanecendo estabilizada até o final do projeto. Esse decaimento mais rápido para o tipo de malha invertida acontece devido a produção do reservatório ser maior e durante os primeiros anos de produção.

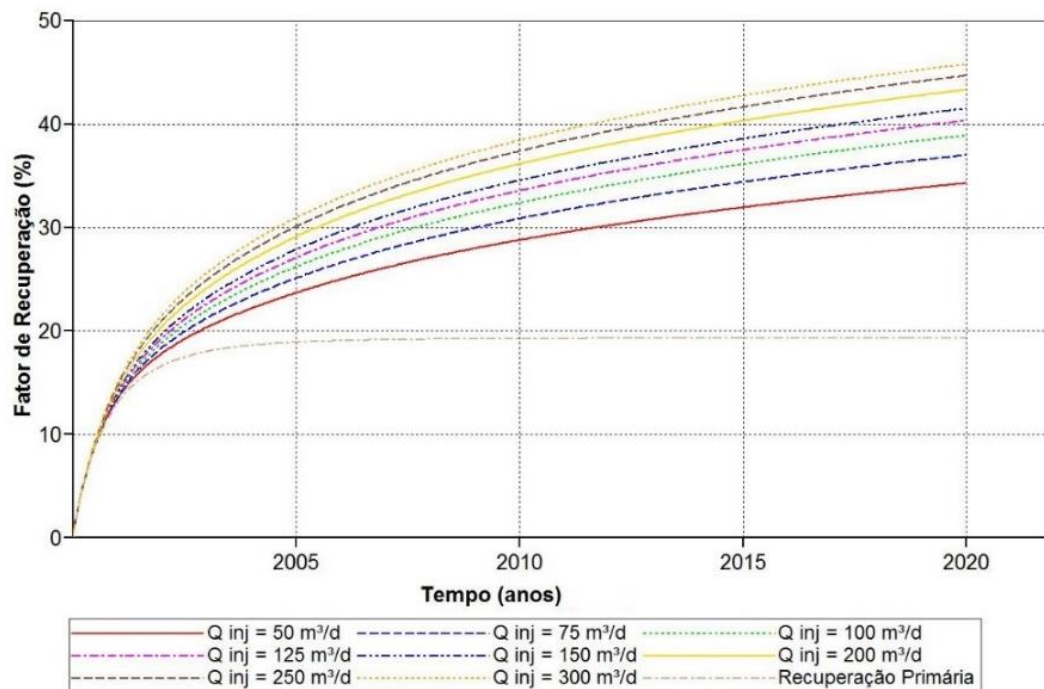
Figura 42 - Mapa da Evolução da Pressão para a injeção 5-spot Invertido.



4.7 ANÁLISE DO SISTEMA 7-SPOT INVERTIDO

O segundo modelo com malha invertida analisado foi o 7-spot. Através da Figura 43 percebe-se que o fator de recuperação de óleo aumentou consideravelmente com relação à recuperação primária após a injeção de água. Com a figura, percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 19 %, enquanto que para a vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 34% apresentando um acréscimo de aproximadamente 15 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 300 m³std/dia. Para essa vazão o acréscimo no FR aproxima-se de 26,8 pontos percentuais, resultando em um FR final de 45,8%. Ainda observando a Figura 43, percebe-se que o valor de FR sofre um acréscimo a medida que a vazão de injeção de água também aumenta até atingir a vazão máxima injetada, 300 m³std/dia.

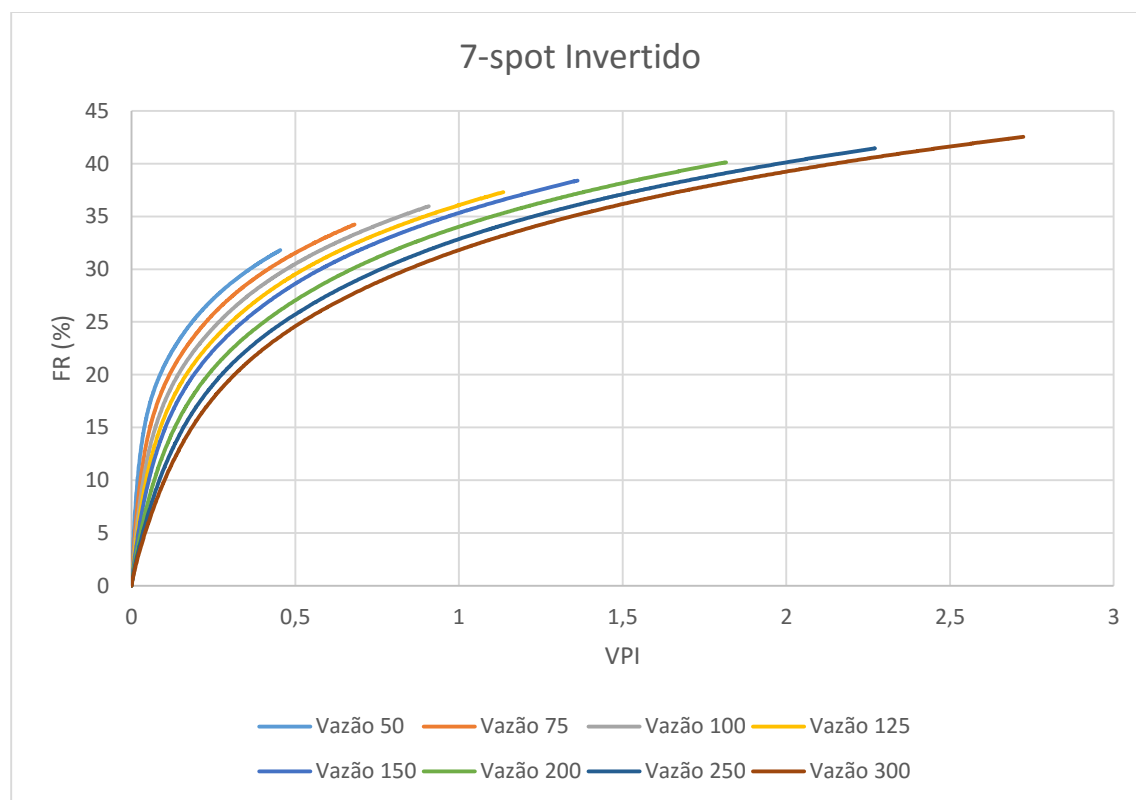
Figura 43 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água em Malha 7-Spot Invertido.



O valor de FR em função do VPI, para todas as vazões injetadas, está representado na Figura 44. Analisando essa figura, nota-se que as curvas apresentam um comportamento semelhante entre si. As curvas mostram que para atingir maiores valores de FR é necessário um maior volume poroso injetado. Fixando o VPI em 1,5, percebe-se que o menor FR é o fornecido pela vazão de 300

m³std/dia, em torno de 36%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de 200 m³std/dia, em torno de 37%. Além disso, percebe-se também que para esse modelo as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 44 - FR versus VPI para o Modelo 7-spot invertido.



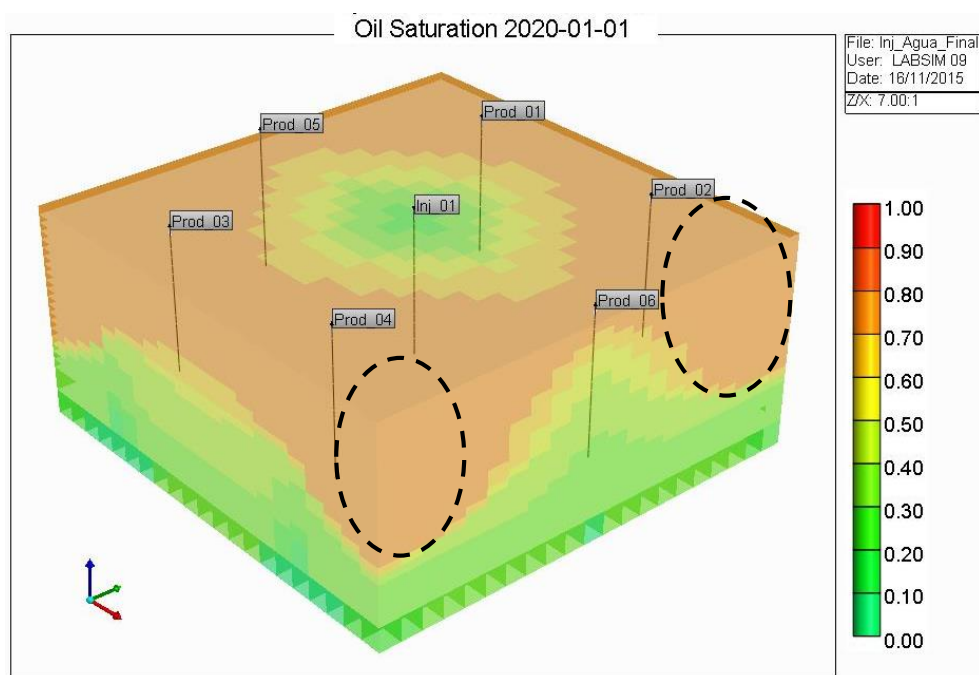
Analisando ainda as figuras anteriores e o resumo apresentado na Tabela 12, observa-se que para a configuração de injeção em estudo o melhor resultado obtido foi atingido quando se injetou uma vazão de 200 m³std/dia, caso 6. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto o FR de 43,3 %, a produção acumulada de 190.431,2 m³std e uma produção de água de 1,47 M m³std. Assim como no modelo anterior, essa escolha foi feita, considerando a grande quantidade de água injetada e produzida, já que para as maiores vazões propostas, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, a quantidade de água injetada e consequentemente, produzida aumenta em torno de 25 e 50 pontos percentuais respectivamente, para um aumento do FR de apenas 1,3 e 2,4 pontos percentuais.

Tabela 12 - Resultados Finais para Modelo 7-spot invertido.

Caso	Modelo de Malha	Q (m ³ std/dia)	Np _{Final} (m ³ std)	FR _{Final} (%)	Wp _{Final} (m ³ std)
1	7-spot invertido	50	150.636.65	34,27	428.339,90
2		75	162.588.23	36,99	597.509,37
3		100	170.962.46	38,90	770.273,5
4		125	177.313.45	40,34	945.129,87
5		150	182.459.57	41,51	1.121.370,37
6		200	190.431.18	43,32	1.476.176,7
7		250	196.410.93	44,68	1.832.990,62
8		300	201.284.10	45,78	2.191.080,25

Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 200 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo na modelagem 3D. Através da Figura 45, percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção em boa parte do reservatório, entretanto a saturação permanece inalterada na região do topo do reservatório e nas extremidades, como explicado anteriormente, devido a influência da gravidade e da disposição dos poços na malha 7-spot.

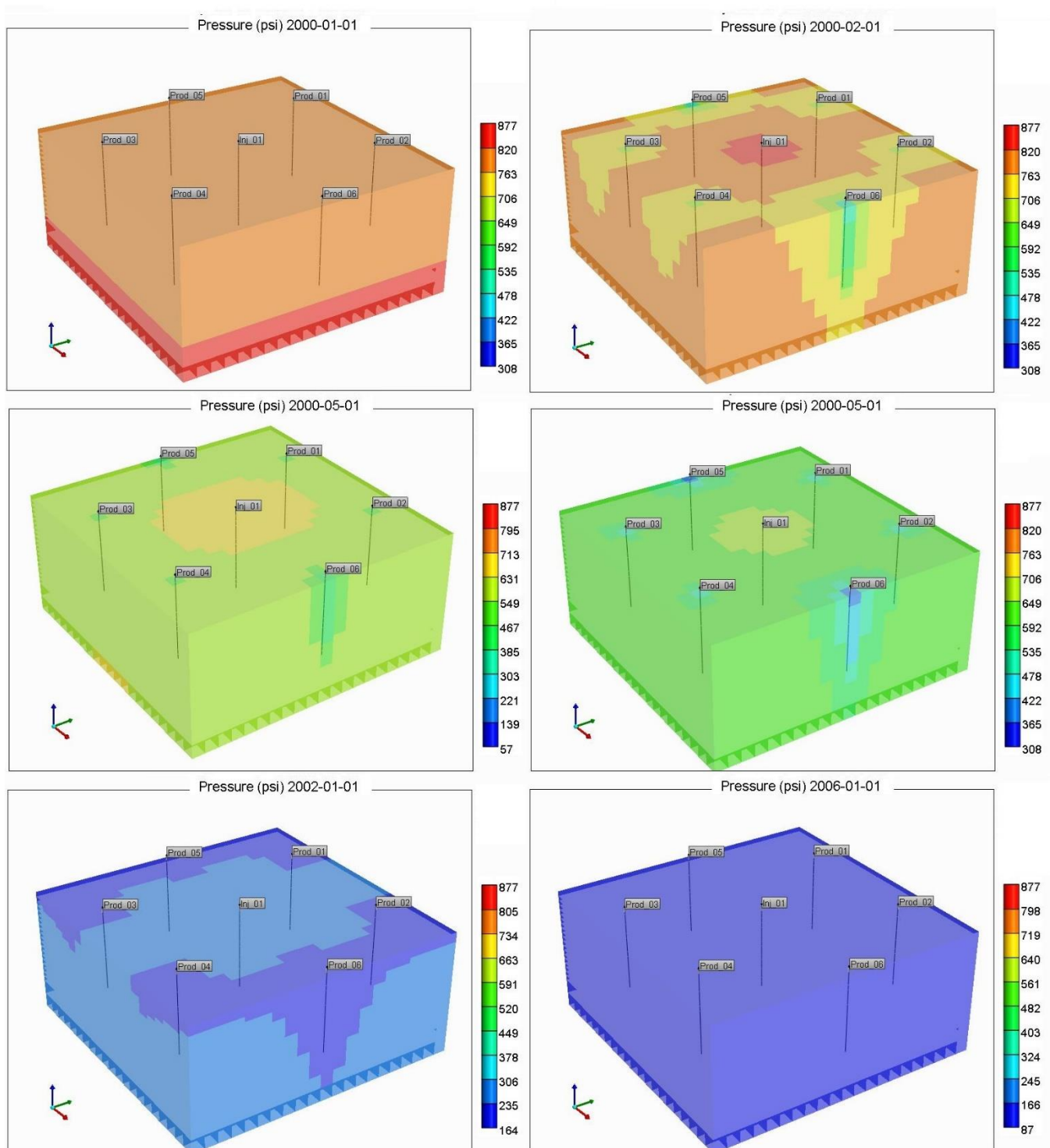
Figura 45 - Saturação Final de Óleo para o modelo 7-spot invertido.



Com a análise da evolução da pressão, Figura 46, ao longo do tempo foi possível observar que o decréscimo aconteceu com maior ênfase nos primeiros meses de produção. Durante os

primeiros 5 meses de produção, a pressão em boa parte do reservatório decresce de 877 psi para 631 psi nas regiões próximas aos poços produtores. Com apenas 8 meses de projeto, a pressão já atinge níveis de 422 psi em poços produtores e em 2006 atinge o valor mínimo entre 166 psi e 97 psi permanecendo estabilizada até o final do projeto. Esse decaimento mais rápido para o tipo de malha invertida acontece devido a produção do reservatório ser maior e durante os primeiros anos.

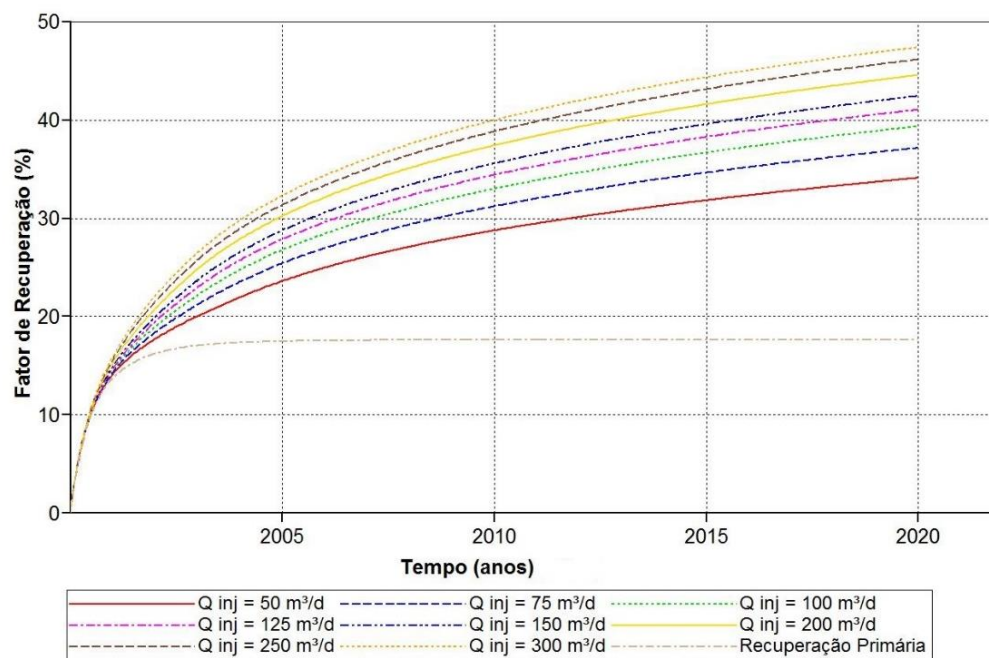
Figura 46 - Mapa da evolução da pressão para o modelo 7-spot invertido.



4.8 ANÁLISE DO SISTEMA 9-SPOT INVERTIDO

Semelhante aos modelos *5-spot invertido* e *7-spot invertido*, a aplicação do sistema *9-spot* aumentou consideravelmente o valor do fator de recuperação quando comparado com relação à recuperação primária. A Figura 47 mostra os fatores de recuperação para as vazões estudadas com relação ao tempo comparando-as com o valor obtido com a recuperação primária. Com a figura, percebe-se que o valor final de FR para a recuperação primária é em torno de 18 %, enquanto que para a vazão de injeção mais baixa, 50 m³std/dia, o fator de recuperação atinge um valor de aproximadamente 34% apresentando um acréscimo de aproximadamente 16 pontos percentuais. O máximo FR encontrado ao final do projeto foi para a vazão de 300 m³std/dia. Para essa vazão o acréscimo no FR aproxima-se de 29 pontos percentuais, resultando em um FR final de 47%. Ainda observando a Figura 47, percebe-se que valor de FR sofre um acréscimo a medida que a vazão de injeção de água também aumenta até atingir a vazão máxima injetada, 300 m³std/dia.

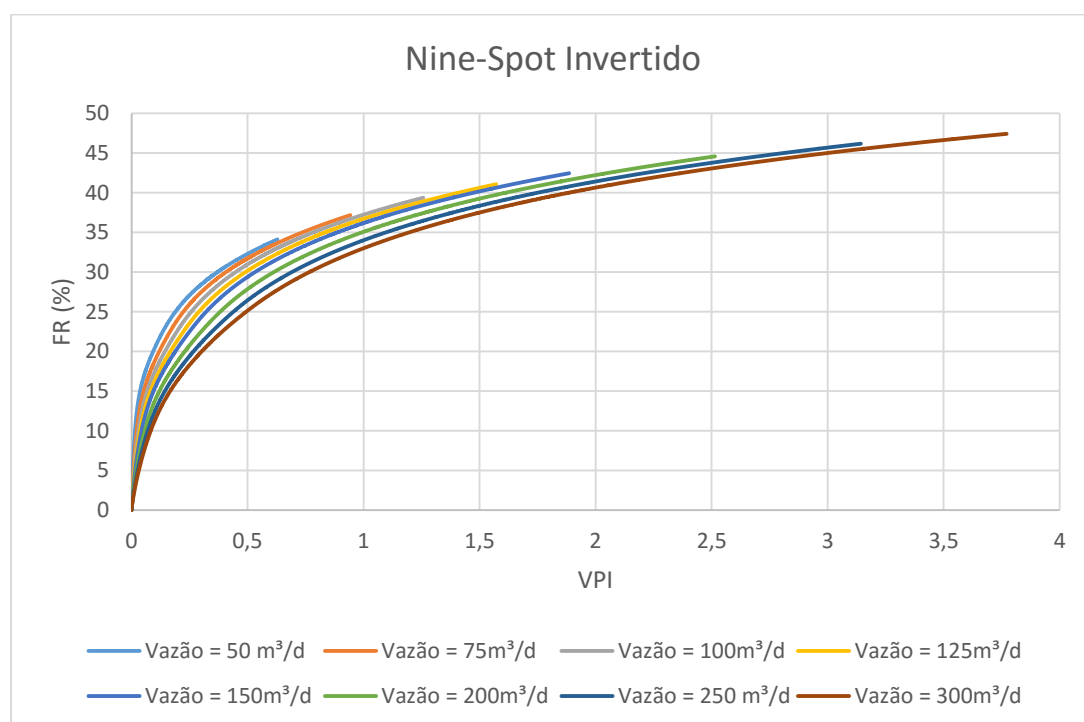
Figura 47 – Comparativo entre a Recuperação Primária e a Injeção De Água em Malha 9-Spot Invertido.



O valor de FR em função do VPI, para todas as vazões injetadas, está representado na Figura 48. Analisando essa figura, nota-se que as curvas apresentam um comportamento semelhante entre si mostrando que para atingir maiores valores de FR é necessário um maior volume poroso injetado. Fixando o VPI em 1,5, percebe-se que o menor FR é o fornecido pela vazão de 300 m³std/dia, em

torno de 37%, enquanto que o maior FR foi encontrado para a vazão de 125 m³std/dia, em torno de 41%. Fixando um valor de FR, percebe-se que a medida que a vazão de injeção aumenta, é necessário um VPI maior para atingir o mesmo nível de FR da vazão anterior. Além disso, percebe-se também que para esse modelo as curvas de FR ainda não se estabilizaram durante o tempo de operação do projeto.

Figura 48 - FR vs VPI para modelo 9-spot invertido.



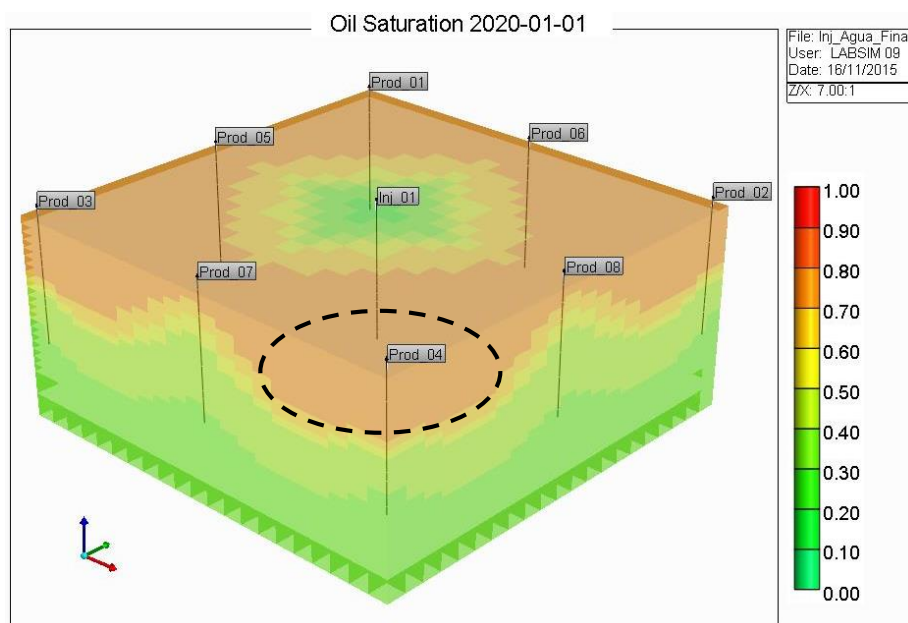
Analisando ainda as figuras anteriores e o resumo apresentado na Tabela 13, observa-se que para a configuração de injeção em estudo o melhor resultado obtido foi atingido quando se injetou uma vazão de 200 m³std/dia, caso 6. Para a escolha desse caso como o melhor, considerou-se ao final do projeto um FR de 44,6 %, a produção acumulada de 195.914,70 m³ std e uma produção de água de 1,47 M m³ std. Essa escolha foi feita, considerando a grande quantidade de água injetada e produzida, já que para as maiores vazões propostas, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia, a quantidade de água injetada e consequentemente, produzida aumenta em torno de 25 e 50 pontos percentuais, respectivamente, para um aumento do FR de apenas 1,3 e 2,4 pontos percentuais.

Tabela 13 - Resultados Finais para Modelo 9-spot invertido.

Caso	Modelo de Malha	Q (m ³ std/dia)	Np _{Final} (m ³ std)	FR _{Final} (%)	Wp _{Final} (m ³ std)
1	9-spot invertido	50	149.930,65	34,11	430.521,28
2		75	163.346,65	37,16	598.692,87
3		100	172.996,25	39,36	770.661,31
4		125	180.467,26	41,06	944.836,25
5		150	186.553,43	42,44	1.120.404,62
6		200	195.914,70	44,57	1.474.525,75
7		250	202.907,15	46,16	1.831.152,75
8		300	208.390,29	47,41	2.189.172,75

Para a vazão de injeção que apresentou melhor resultado, 200 m³std/dia, foi feita também a análise da saturação final de óleo na modelagem 3D. Através da Figura 49 percebe-se que os valores da saturação de óleo diminuem ao final da produção em boa parte do reservatório, entretanto a saturação permanece inalterada na região do topo do reservatório, como explicado anteriormente, devido a influência da gravidade.

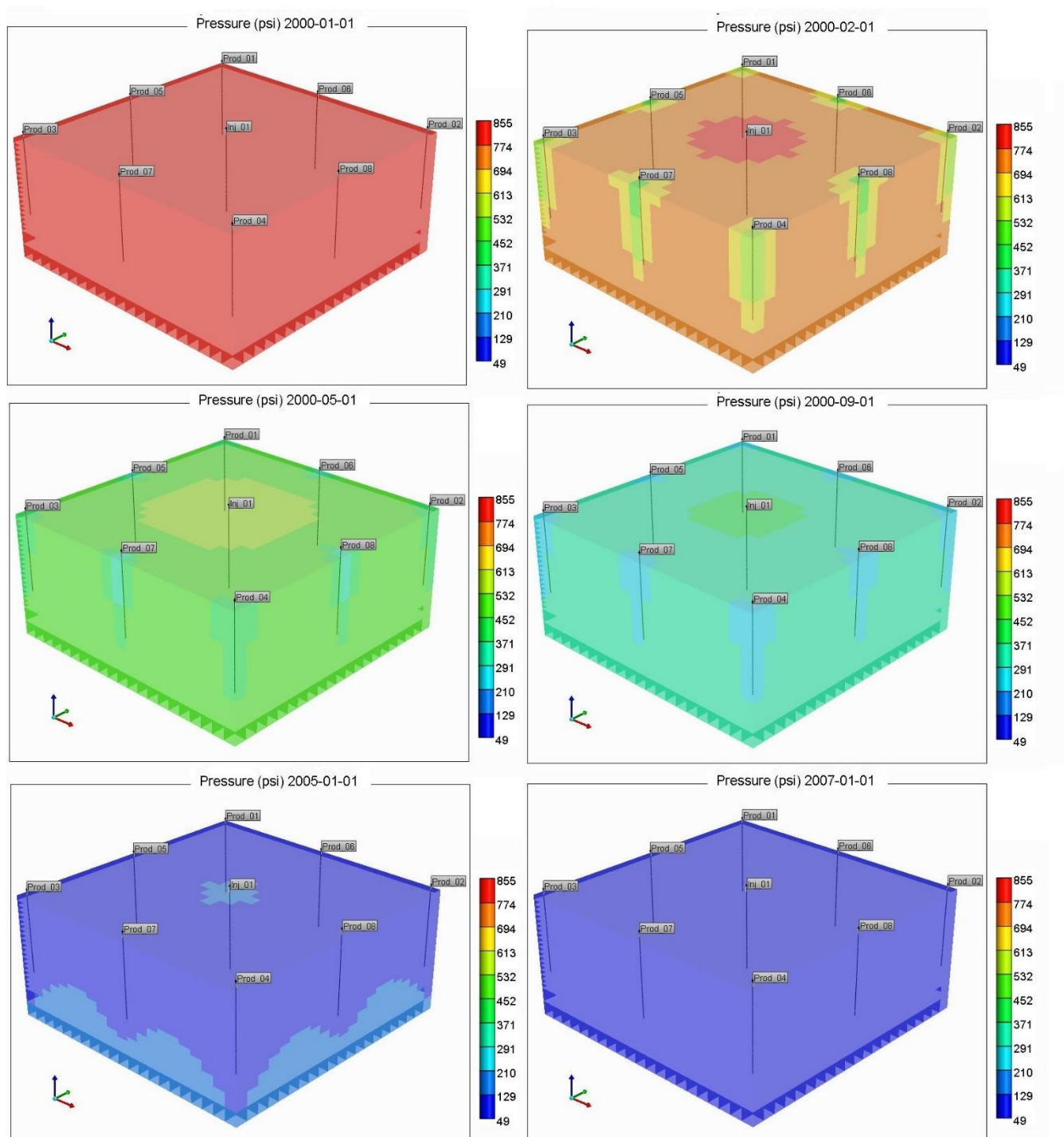
Figura 49 - Saturação Final de Óleo para modelo 9-spot invertido.



Com a análise da evolução da pressão ao longo do tempo, Figura 50, foi possível observar que para esse modelo de malha invertida o decréscimo aconteceu com maior ênfase nos primeiros meses de produção devido a produção do reservatório ser maior e durante os primeiros anos de produção. Durante os primeiros 5 meses de produção, a pressão em boa parte do reservatório

decrece de 855 psi para 613 psi nas regiões próximas aos poços produtores. Com apenas 5 anos de projeto, a pressão já atinge níveis próximo ao valor mínimo e a partir de 2007 esse valor se estabiliza entre 129 psi e 49 psi permanecendo estabilizada até o final do projeto.

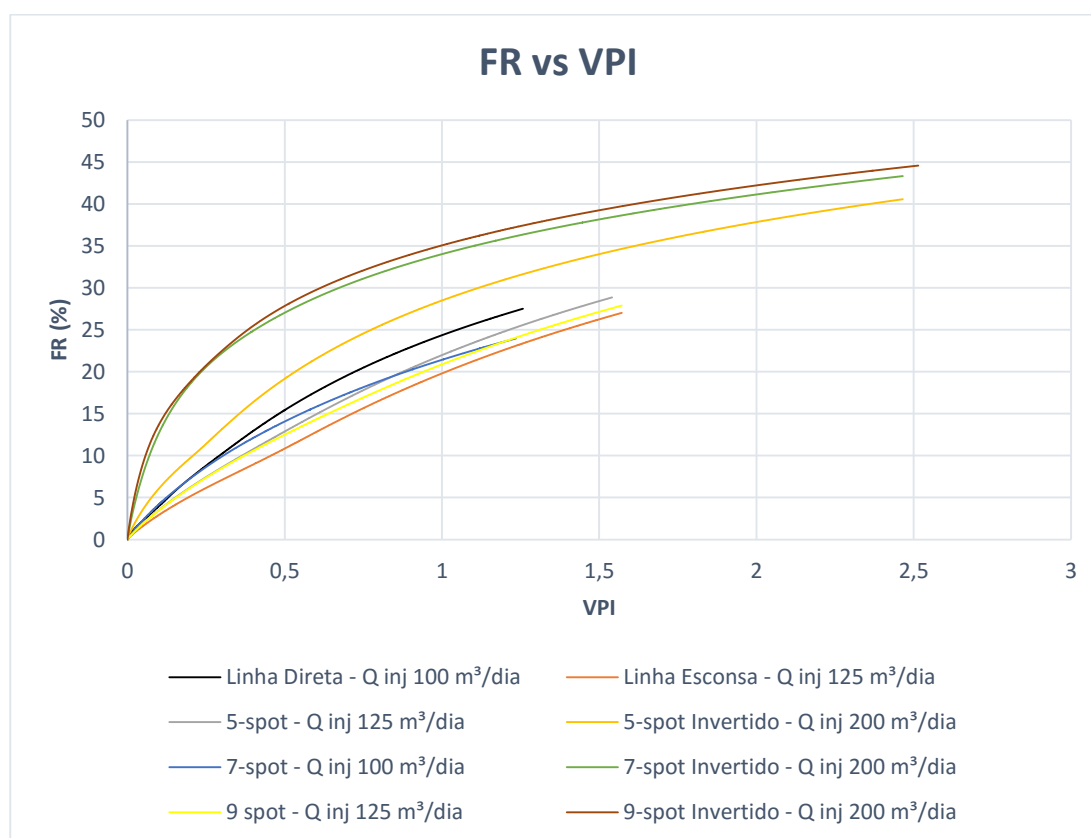
Figura 50 - Mapas da evolução da pressão para modelo 9-spot invertido.



4.9 COMPARATIVO ENTRE OS MELHORES CASOS

Após escolhidos os melhores casos para cada malha estudada, realizou-se um comparativo entre esses casos para a determinação do melhor sistema de malhas para o reservatório estudado. Essa comparação foi realizada através da análise do valor de FR em função do VPI para cada caso e está representada na Figura 51. Analisando essa figura, nota-se que as curvas apresentam dois padrões, o primeiro conjunto agrupa as curvas para as malhas normais com injeção de 150 m³std/dia e apresenta um FR menor do que o segundo conjunto que agrupa as malhas do tipo invertidas com vazão de injeção de 200 m³std/dia. Analisando ainda o gráfico, percebe-se que se fixarmos um valor para VPI, a curva que apresentará o maior valor para o FR será o modelo 9-spot invertido com vazão de 200 m³std/dia. Dessa forma, pode-se concluir que o modelo que apresentou melhores resultados para o fator de recuperação foi o 9-spot invertido com vazão de injeção de água de 200 m³std/dia. Esse resultado pode ser justificado devido a maior distribuição de poços produtores desse tipo de malha e uma maior vazão de injeção de água que resulta em uma maior eficiência de varrido.

Figura 51 - FR versus VPI - Melhores Casos.



5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões obtidas após a análise dos resultados e algumas recomendações para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES

- Após os 20 anos de projeto, verificou-se que com a injeção de água os resultados obtidos foram satisfatórios, promovendo uma melhoria significativa na recuperação de óleo quando comparada à recuperação primária.
- O aumento e a distribuição de poços injetores em uma malha resulta em uma maior eficiência de varrido e consequentemente em um fator de recuperação mais elevado.
- Os resultados obtidos seguiram dois padrões. Para as malhas normais, as melhores vazões encontradas foram 100 m³std/dia e 125 m³std/dia, enquanto que, para todas as malhas invertidas analisadas, a melhor vazão foi 200 m³std/dia.
- Para as malhas normais, as vazões de injeção de 200 m³std/dia, 250 m³std/dia e 300 m³std/dia não proporcionaram fatores de recuperação maiores do que os encontrados para as outras vazões analisadas. Enquanto que para malhas com configurações invertidas, quanto maior a vazão de injeção, maior a recuperação final.
- Na leitura dos mapas de saturação final de óleo observou-se que, devido ao óleo ser um líquido menos denso e a atuação da gravidade, a água injetada atua na base do reservatório, mantendo uma área não varrida no topo.
- Com os mapas de evolução de pressão ao longo do tempo, percebe-se que a pressão média no reservatório decai à medida que o óleo é produzido.
- As malhas invertidas apresentaram uma maior recuperação de óleo e o melhor caso observado foi o modelo *9-spot invertido* com vazão de 200 m³std/dia.
- Para os modelos analisados percebeu-se que as curvas de FR por VPI ainda não atingiram um pico máximo, mostrando que a injeção de água poderia, possivelmente, prosseguir ou poderia ser implantado outro método de recuperação.

5.2 RECOMENDAÇÕES FUTURAS

- Aumentar o prazo do projeto e o tempo de injeção de água;
- Otimizar a distribuição dos poços de acordo com as características naturais do reservatório;
- Aplicar um outro método de recuperação avançada que evite que a água injetada percorra caminhos preferenciais, aumentando sua eficiência de varrido;
- Realizar um estudo técnico-econômico do projeto para determinação da alternativa mais viável para o reservatório;

REFERÊNCIAS

AHMED, TAREK H. Reservoir Engineering Handbook. Fourth Edition. Burlington, Massachusetts: Elsevier, 2010.

ALLEN T. O.; ROBERTS A. P. Production operations Well Completions Workover and Stimulation. Fourth Edition. Tulsa. Oklahoma: Oil and Gas consultant International. 1, 1- 45., 4 ed, 1997.;

ANP. Produção de petróleo, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos – 2004-2013. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2014

F. F. CRAIG Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Volume 3. SPE, 1993. ISBN 0-89520-202-6.

GREEN, D.W.; WILLHITE, G.P.: Enhanced Oil Recovery. SPE textbook series, vol.6, 2003, ISBN 1-55563-077-4.

HONG, K. C. Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1994.

MEZZOMO, C. C. Otimização de Estratégia de Recuperação para um Campo de Petróleo. 2000. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2000.

MIRANDA, A.C. Formação de Emulsões no Escoamento Multifásico de Óleo e Água em meios porosos, 2010.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira de. Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. 2006. Dissertação (Mestrado), Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe. Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. 2012. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pósgraduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal-RN, Brasil.

ROSA, Aldaberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XABIER, José Augusto Daniel. Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808p. ISBN: 857191356

SILVA, Maria do Socorro Bezerra da. Estudo Paramétrico da Injeção de Polímeros em Reservatórios de Petróleo. 2014. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

THOMAS, J. E. (org). Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

Van Meurs, P., & van der Poel, C. (1958). A theorithical Description of Water Drive Process Involving Viscous Fingering. Petroleum Transactions, AIME , 103-112.

WILLHITE, G. P. Waterflooding. Richardson, Texas: SPE,1986.