



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN

CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO LEVE

Tiago Pinheiro de Carvalho

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

Natal/RN, Junho de 2013

Tiago Pinheiro de Carvalho

ESTUDO E DESENVOLVIMENTO DE UM CAMPO DE PETRÓLEO LEVE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia de Petróleo do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como pré-requisito para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Aprovado em 24 de Junho de 2013.

Prof. Dr. Wilson da Mata – UFRN

Orientador

Prof^a. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Membro Interno

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Membro Interno

CARVALHO, Tiago. Pinheiro – Estudo e desenvolvimento de um campo de petróleo leve. Trabalho de Conclusão de Curso, UFRN, Curso de Engenharia de Petróleo, Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Wilson da Mata

RESUMO

No desenvolvimento de um campo de Petróleo é necessário que a equipe de engenheiros conheça bem as características do reservatório e dos fluidos contidos nele. Com esses dados disponíveis, é possível decidir o método de recuperação mais adequado, a distribuição dos poços e o método de elevação a ser utilizado. A Injeção de Água é um método de recuperação convencional bastante utilizado no mundo, no qual a água é injetada no reservatório, mantendo a pressão elevada, deslocando o óleo para os poços produtores. Esse método é indicado para formações de óleo leve. Neste sentido, este trabalho visa estudar a distribuição de malhas em um campo de petróleo, além de comparar as produções por recuperação primária e injeção de água para diferentes configurações de poços, no que diz respeito à vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação, produção acumulada de água e razão água-óleo. Foram realizadas simulações “Black-Oil”, utilizando um simulador comercial (CMG) a partir de um modelo de reservatório sintético homogêneo. Observou-se que quanto maior a distribuição de poços na recuperação primária, maior é a produção de óleo e menor é a produção de água. Já com a injeção de água, verificou-se que injetando água já no início do projeto pode ser mais eficaz do que após 5 anos de produção.

Palavras-chave: Injeção de água, distribuição dos poços, fator de recuperação, simulação numérica.

ABSTRACT

To develop an oil field, it is necessary that the team of engineers knows the characteristics of the reservoir and the fluid. Once with these data available, it is possible to decide the most appropriate recovery method, the distribution of wells and the lift method to be used. Waterflooding is a widely used conventional recovery method in the world, in which water is injected into the reservoir, maintaining the high pressure, displacing the oil to producers well. This method is suitable for light oil formations. Thus, this work aims to study the distribution of mesh in an oil field and to compare the yields of primary recovery and waterflooding for different wells configurations, with respect to the oil rate, cumulative oil production, oil recovery, cumulative water production and water-oil ratio. “Black-Oil” simulations were done using commercial software (CMG) from a homogeneous synthetic reservoir. It was observed that the higher the distribution of wells in primary recovery, the higher the oil production and the lower water production. To the waterflooding, it was found that the water injection from the project beginning was more efficient than after 5 years production.

Keywords: Waterflooding, well mesh, recovery factor, numerical simulation.

Dedicatória

*Dedico este trabalho a minha filha Maya
que foi uma grande fonte de inspiração e
incentivo para a realização do mesmo.*

Agradecimentos

Aos meus pais, por toda educação que me proporcionaram.

À Anna Jéssica, pela companhia, paciência, amor e pelo maior presente da minha vida, minha filha Maya.

Ao professor Wilson, pela orientação, conhecimentos compartilhados e apoio nos momentos em que precisei.

À professora Jennys, pelo apoio, orientações e serviços prestados como coordenadora do curso de Engenharia de Petróleo.

Ao Professor Tarcilio, pelas colaborações.

Aos professores Marcos e Rafael, pela amizade, incentivo e orientações.

Aos engenheiros Cleodon e Luís Américo, pelos ensinamentos adquiridos no período de estágio.

Aos amigos do LEAP: Robson, Elthon, Janusa, Davi, Cleodon, Henrique, Júnior, Adriano, Pâmela, Júlio, Edson, Anderson, Vanessa e Juliana.

Aos professores Altamiro, Flávio, Gustavo, Willaci, Rutácio, Carla, Vanessa, Lindemberg, Sérgio, German e Marcos, pelos ensinamentos durante as disciplinas do curso

Aos colegas de curso: Charlon, Bruno, Letícia, Larissa, Tatiana, Ana Carla, Vanessa, James, Aldrey, Dayana, Ciro, Priscila, Gutemberg, Rose, Haroldo, Poliana, Jussara e André.

Ao amigo de pós-graduação Ernesto, por todo incentivo.

Ao Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo – LEAP, pelo apoio técnico e infraestrutura oferecida.

À CMG (Computer Modelling Group), pela licença concedida.

À CAPES pelo apoio.

Sumário

1	Introdução geral.....	1
2	Aspectos teóricos	4
2.1	Recuperação primária	4
2.2	Métodos de Recuperação	4
2.2.1	Métodos convencionais de recuperação.....	4
2.2.2	Métodos de recuperação avançada	6
2.2.3	Eficiência de Varrido Horizontal.....	6
2.2.4	Eficiência de deslocamento.....	6
2.3	Simulação Numérica de Reservatórios.....	7
3	Materiais e métodos.....	9
3.1	Programa utilizado.....	9
3.2	Modelagem do Reservatório e dos fluidos.....	9
3.2.1	Modelo do reservatório	9
3.2.2	Modelagem dos fluidos.....	11
3.2.3	Características do sistema rocha-fluido	12
3.3	Etapas do trabalho	12
4	Resultados e discussões	16
4.1	Produção primária para diferentes distribuições de poços.....	16
4.2	Análise da injeção de água como método de recuperação.....	19
4.2.1	Comparação da produção primária com a produção por injeção de água	19
4.2.2	Injeção de água no início da produção ou após cinco anos de produção primária	20
4.2.3	Utilização de poços periféricos	21
4.3	Estratégias de injeção de água.....	23
4.4	Conclusões	29
4.5	Recomendações.....	29
5	Referências Bibliográficas.....	30

Índice de Figuras

Figura 2-1– Esquemas de injeção de água e gás imiscível (Carvalho, 2010).	5
Figura 3-1 – Modelo do reservatório estudado.....	10
Figura 3-2 – Viscosidade do óleo e do gás em função da pressão.	11
Figura 3-3 - Permeabilidade relativa ao óleo e a água em função da saturação de água.12	
Figura 3-4 – Os cinco primeiros poços a entrarem em produção formando uma malha “5-spot”.	13
Figura 3-5 – Configuração dos poços em 2 malhas “5-spot”.....	13
Figura 3-6 – Duas malhas “5-spot” e 5 poços periféricos.....	14
Figura 4-1– Configurações dos poços para produção de óleo.....	16
Figura 4-2 – Produção acumulada de óleo para os casos de recuperação primária.....	17
Figura 4-3 – Razão água-óleo para os casos de recuperação primária.	18
Figura 4-4 – Fator de recuperação de óleo para os casos de recuperação primária.....	18
Figura 4-5 – Fator de recuperação para produção primária e produção com injeção de água.	19
Figura 4-6 – Fator de recuperação de óleo para os casos de injeção de água analisados.	20
Figura 4-7 – Razão água-óleo para os casos de injeção de água analisados.	21
Figura 4-8 – Mapa de saturação de óleo para injeção em duas malhas “5-spot” invertido.	22
Figura 4-9 – Fatores de recuperação <i>versus</i> tempo para produção com injeção de água em malhas sem poços periféricos e em malhas com poços periféricos.	22
Figura 4-10 - Mapa de saturação de óleo para injeção em duas malhas “5-spot” invertido e cinco poços periféricos.	23
Figura 4-11 – Fator de recuperação para os diferentes esquemas de injeção de água....	25
Figura 4-12 – Produção acumulada de água para os diferentes esquemas de injeção de água.	25
Figura 4-13 – Volume de água injetada para os diferentes esquemas de injeção de água.	26
Figura 4-14 – Razão água-óleo para cada esquema de injeção de água.	27

Índice de Tabelas

Tabela 3.1– Parâmetros do reservatório do modelo base utilizado na simulação.	10
Tabela 3.2 – Características do óleo.	11
Tabela 4.1 – Esquemas de injeção de água adotados.....	24

NOMECLATURAS

°API – Grau API do óleo

API – *American Petroleum Institute*

CMG – *Computer Modelling Group*

E_A – Eficiência de varrido horizontal

Adimensional

E_D – Eficiência de deslocamento

Adimensional

FR – Fator de Recuperação

%

IOR – *Improved Oil Recovery*

j – Direção do eixo “y”

k – Direção do eixo “z”

kr_w – Permeabilidade relativa à água

kr_{ow} – permeabilidade relativa ao óleo em relação a água

LEAP – Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo

N_p – Produção Acumulada de Óleo

m³ std

RAO – Razão água/óleo

Adimensional

R_s – Razão de solubilidade

m³/m³

S_O – Saturação de óleo

S_{Oi} – Saturação inicial de óleo

STARS – *Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator*

STD – Condição Padrão

S_w – Saturação água

S_{wc} – Saturação água conata

Capítulo 1

Introdução

1 Introdução geral

A injeção de água é um dos métodos de recuperação convencional mais utilizado no mundo. A água injetada aumenta a pressão no reservatório, deslocando o óleo para os poços produtores.

A injeção de água pode ser aplicada na zona de óleo ou na zona de água, deslocando o óleo para os poços produtores, incrementando a pressão de reservatório e consequentemente, aumentando a recuperação de óleo.

O modelo mais indicado para simular o fluxo no reservatório através da injeção de água é modelo o “*Black-oil*” que possui três fases (água, óleo e gás) e três componentes (água, óleo e gás).

Diante do exposto, o objetivo deste trabalho é estudar a melhor distribuição de poços no desenvolvimento de um campo de petróleo, analisar o efeito da injeção de água, através de simulações, analisando diferentes esquemas de injeção de água; no que diz respeito à vazão de óleo, produção acumulada de óleo, fator de recuperação, produção acumulada de água e razão água-óleo.

Para realizar esse trabalho, foi criado um modelo sintético de reservatório, através de um modelo cartesiano, com alguns blocos anulados, fazendo com que o reservatório tenha uma forma próxima dos reservatórios reais. Foi analisada a injeção de água em diferentes períodos da produção do campo, como também em diferentes esquemas de injeção. Para isso, utilizou-se o simulador comercial IMEX, da CMG.

Este trabalho de conclusão de curso é composto por 5 capítulos. O **Capítulo 2**, denominado de Aspectos Teóricos, descreve os métodos convencional de recuperação, entre eles a injeção de água e injeção imiscível de gás. Além disso, é apresentado, em resumo, o uso e importância dos simuladores numéricos.

O **Capítulo 3** apresenta o modelo físico de reservatório, a modelagem dos fluidos, a ferramenta computacional utilizada, as propriedades rocha-fluido, as condições operacionais e a metodologia.

O **Capítulo 4** trata das discussões em relação aos resultados obtidos nas simulações.

No **Capítulo 5**, encontram-se as conclusões obtidas através das análises dos esquemas de injeção de água e distribuição de poços. Além disso, são citadas as recomendações para trabalhos futuros.

Este trabalho de conclusão de curso aborda as disciplinas: Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Completação de Poços, Reservatórios e Simulação Numérica de Reservatórios.

Capítulo 2

Aspectos teóricos

2 Aspectos teóricos

Neste capítulo serão abordados os principais aspectos teóricos necessários para compreensão do processo de injeção de água.

2.1 Recuperação primária

É o processo de recuperação em que o reservatório produz naturalmente, ou seja, o óleo é levado até os poços produtores devido à energia natural que o reservatório possui e depois pode ser utilizado um método de elevação para levá-lo à superfície. A recuperação primária é caracterizada pela produção de petróleo através de mecanismos naturais, tais como gás em solução, capa de gás, influxo de água, segregação gravitacional, ou mecanismo combinado.

Nessa fase da produção, a tecnologia utilizada é mais simples e os custos envolvidos são bem menores. Porém, à medida que o óleo vai sendo produzido, o reservatório vai perdendo energia, chegando a um estágio em que essa energia é insuficiente para levar o óleo até os poços produtores, sendo necessária a utilização de algum método de recuperação.

2.2 Métodos de Recuperação

Os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que seria obtida, caso apenas a recuperação primária fosse realizada no reservatório. A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção (workover) em alguns poços.

Os reservatórios cujos mecanismos de produção são pouco eficientes e que, por consequência, retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam a obtenção de uma recuperação adicional (Thomas *et. al.*, 2001).

2.2.1 Métodos convencionais de recuperação

São os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, buscando-se um comportamento puramente mecânico, ou seja,

não se espera que fluidos se misturem entre si ou interfiram, de forma química ou termodinâmica, na rocha-reservatório.

Como métodos convencionais de recuperação, são normalmente utilizados a injeção de água e a injeção imiscível de gás. Na injeção imiscível de gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas. O método convencional de recuperação mais utilizado no mundo é a injeção de água, que foi primeiramente utilizada no campo de Bradford, EUA, no início do século 20. No Brasil, o primeiro campo a usar esse processo de recuperação foi o de Dom João, localizado na Bahia, em 1953 (Rosa *et. al.*, 2006).

A Figura 2-1 ilustra os esquemas de injeção de água e injeção imiscível de gás em reservatórios de petróleo.

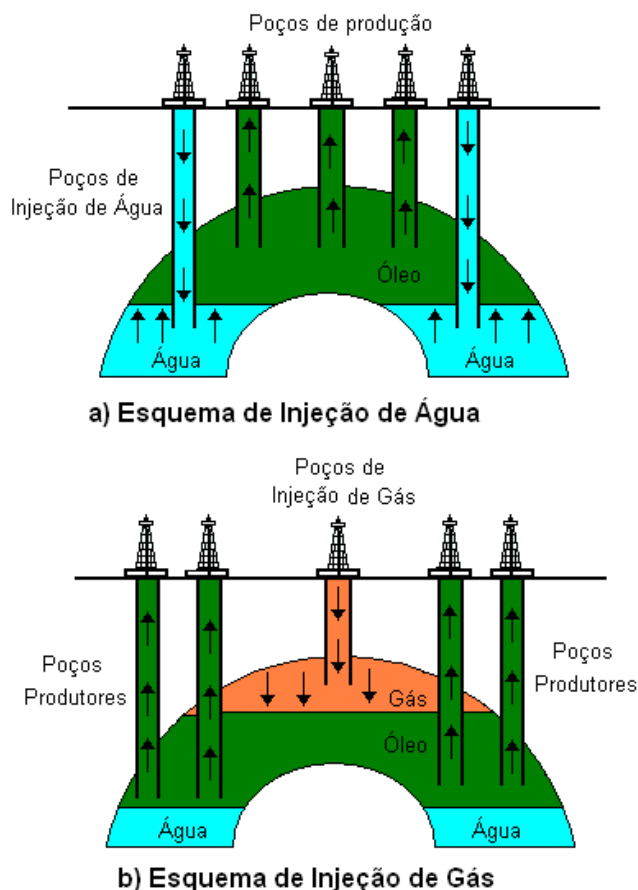


Figura 2-1– Esquemas de injeção de água e gás imiscível (Carvalho, 2010).

Não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. Ao contrário, a boa prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça (Thomas *et. al.*, 2001).

2.2.2 Métodos de recuperação avançada

São processos mais complexos e cujas tecnologias ainda estão em constante desenvolvimento. São bastante utilizados em campos maduros.

Esses métodos podem ser empregados para atuar nos pontos onde o processo convencional não conseguiu atingir as taxas de recuperação desejadas.

As baixas recuperações obtidas de um reservatório podem ter como causas: a alta viscosidade do óleo do reservatório e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Estes fatores podem vir a definir a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e é o ponto de partida para sua distribuição em três categorias: Métodos Químicos, Métodos Miscíveis e Métodos Térmicos.

2.2.3 Eficiência de Varrido Horizontal

Em qualquer projeto, independentemente do esquema de injeção escolhido, existe uma área total definida que está sujeita à influência da injeção. Em projetos reais, devem ser efetuados cálculos para estimar que percentuais dessa área total foram invadidos em diferentes tempos e condições, uma vez que o fluido injetado invade apenas uma parte da área total.

Define-se *Eficiência de varrido horizontal*, E_A , como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado e a área total do meio poroso, ambas medidas em planta. A Equação (2.1) mostra essa relação.

$$E_A = A_{inv}/A_t \quad (2-1)$$

onde A_{inv} é a área invadida pelo fluido e A_t a área total do meio poroso.

2.2.4 Eficiência de deslocamento

É fração da saturação de óleo original que foi deslocada dos poros pelo fluido deslocante. Pode ser expressa pela Equação (2.2).

$$E_D = (S_{oi} - S_{or}) / S_{oi}, \quad (2.2)$$

onde S_{oi} é a saturação de óleo inicial e S_{or} a saturação de óleo residual.

2.3 Simulação Numérica de Reservatórios

A simulação numérica é um dos métodos utilizados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever comportamento de um reservatório de petróleo. A complexidade do problema para a grande maioria das aplicações práticas impossibilita a obtenção de modelos analíticos e a solução numérica aparece como melhor alternativa.

Os *simuladores numéricos de reservatórios* são geralmente conhecidos como *simuladores numéricos de fluxo*, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica (Rosa *et. al.*, 2006).

A solução de uma equação de fluxo consome uma grande parte do esforço computacional em uma simulação típica. Como consequência, a seleção de um método eficaz de resolução de equações, para um problema em particular, pode ser um passo importante na gestão de custo e controlar a dificuldade de um estudo. A maioria dos simuladores fornece dois ou mais métodos para a resolução da equação e permite o usuário selecionar o método que é mais apropriado para o seu problema (Mattax e Dalton, 1990).

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

O modelo “*Black-oil*” é o mais utilizado na simulação numérica de reservatórios; nesse caso, os componentes são agrupados em três pseudo-componentes para diminuir a matriz resultante do problema já que normalmente o número de componentes é muito grande. O tratamento matemático do modelo *Black-Oil* envolve funções da pressão e da temperatura do reservatório. Esse modelo pode ser útil em mais de três quartos de todas as aplicações do simulador adequadamente. Ele não é adequado, no entanto, para os estudos que deve levar em conta a mistura de fluidos com propriedades significativamente diferentes ou reações de combustão (Mattax e Dalton, 1990).

Cápítulo 3

Materiais e métodos

3 Materiais e métodos

Este capítulo descreve o programa utilizado nas simulações, o modelo de reservatório usado, os parâmetros estudados e a metodologia envolvida na realização das simulações e análise dos resultados.

3.1 Programa utilizado

Foram utilizados os programas IMEX e Builder da CMG (Computer Modelling Group) para a realização deste trabalho. O primeiro é um simulador “Black-Oil” trifásico, desenvolvido com o propósito de simular recuperações de óleo por injeção de fluidos. O sistema de malhas pode ser cartesiano, cilíndrico ou com profundidade e espessura variáveis. Configurações bidimensionais e tridimensionais são possíveis com algum desses sistemas de malhas (CMG User’s Guide, 2009).

O outro programa do grupo CMG, utilizado para projetar o modelo de fluido, foi o Builder. Esse programa é uma ferramenta que permite criar arquivos de dados para serem analisados com os diferentes simuladores da CMG, tais como IMEX, GEM e STARS. Este software abrange todas as áreas dos dados fornecidos, inclui a criação e importação de malhas e suas propriedades, localização de poços, importação de dados de produção, importação ou criação de modelos de fluidos, propriedades rocha-fluido e condições iniciais (Ruiz, 2012).

3.2 Modelagem do Reservatório e dos fluidos

3.2.1 Modelo do reservatório

Para o problema estudado, o modelo físico utilizado foi construído através de um paralelepípedo com 1000 m x 1000 m de área horizontal e 240 m de espessura, sendo 40 m a zona de gás, 120 m a zona de óleo e 80 m a zona de água; a uma profundidade de 480 m, medida a partir do topo do reservatório. Com isso o modelo foi representado por 7564 blocos (Figura 3-1).

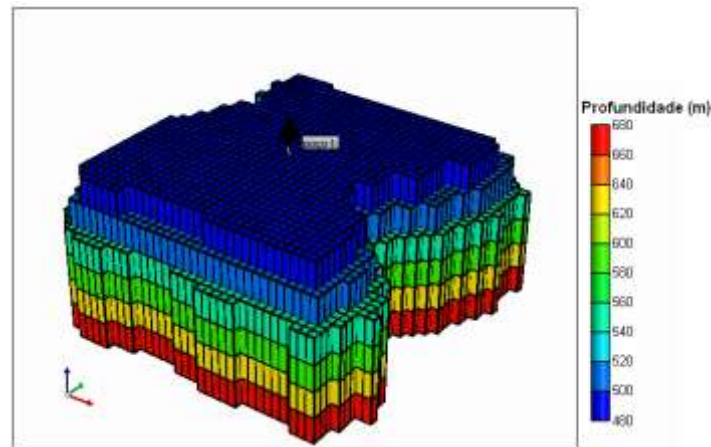


Figura 3-1 – Modelo do reservatório estudado.

Os blocos das malhas possuem tamanhos de 25 m nas direções “x” e “y”, e 40 m na direção “z”.

Os parâmetros de reservatório adotados na construção desse modelo são semelhantes aos encontrados na Bacia Potiguar, tais como: porosidade, permeabilidade, profundidade do reservatório, temperatura inicial e pressão de referência entre outros. Estes parâmetros estão ilustrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1– Parâmetros do reservatório do modelo base utilizado na simulação.

Parâmetros de reservatório	Valor
Temperatura (°C)	50
Pressão de referência (kgf/cm ²) @ 480m	48
Profundidade do reservatório (m)	480
Contato água/óleo (m)	640
Espessura da zona de água (m)	80
Espessura da zona de óleo (m)	120
Porosidade inicial (%)	25
Permeabilidade horizontal (mD)	250
Permeabilidade vertical (mD)	25

3.2.2 Modelagem dos fluidos

O óleo utilizado no modelo de simulação possui as características mostradas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Características do óleo.

Dados do óleo	Valor
Viscosidade do óleo morto	18,8 cP
Grau API	28 °API
Pressão de Saturação (Psat)	2,61 kgf/cm ²
Massa específica	877 kg/m ³

A Figura 3-2 mostra a viscosidade do óleo e do gás em função da pressão. Percebe-se que a viscosidade do óleo diminui com o aumento da pressão até atingir a pressão de saturação, em seguida, a viscosidade aumenta com o aumento da pressão. Já a viscosidade do gás aumenta com o aumento da pressão.

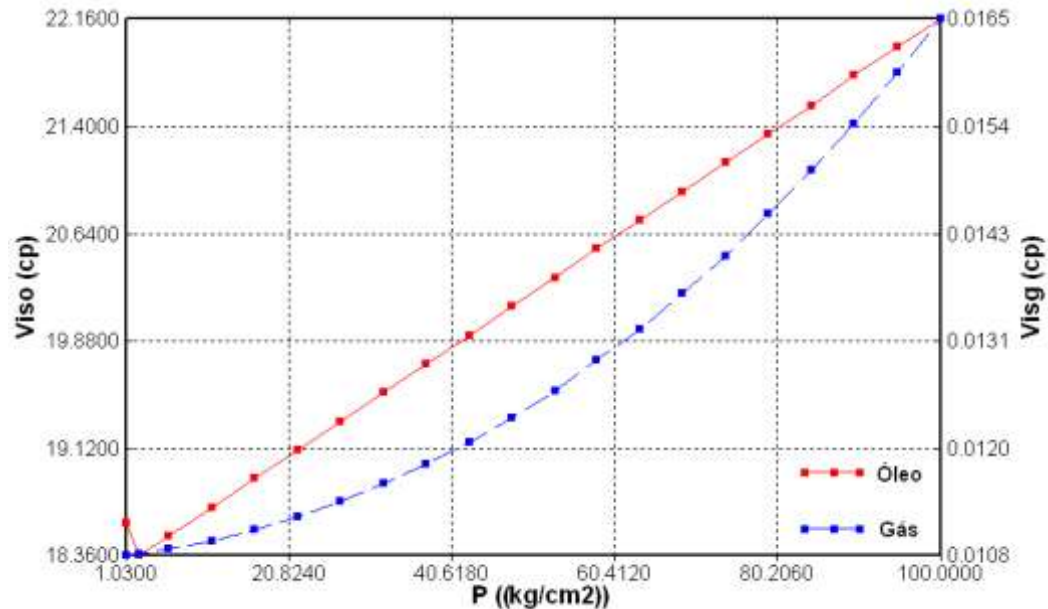


Figura 3-2 – Viscosidade do óleo e do gás em função da pressão.

3.2.3 Características do sistema rocha-fluido

A saturação de água conata (S_{wc}) em todas as camadas foi de 0,29. Já a saturação inicial de óleo (S_{oi}), na zona de óleo, foi de 0,71. Os dados referentes à permeabilidade relativa estão ilustrados na Figura 3-3.

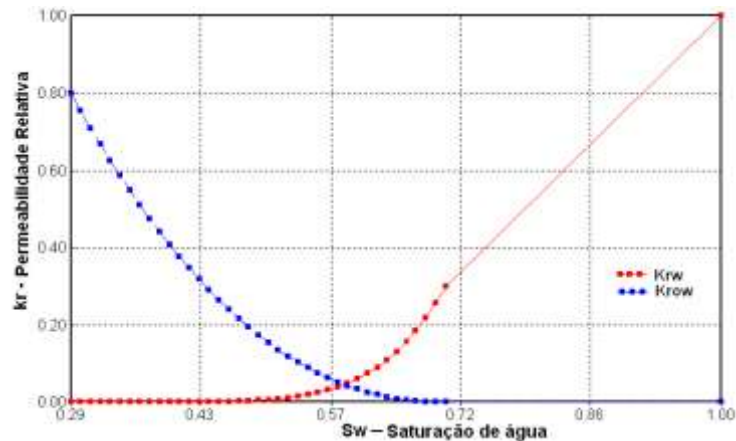


Figura 3-3 - Permeabilidade relativa ao óleo e a água em função da saturação de água.

3.3 Etapas do trabalho

O trabalho iniciou-se com a construção do modelo de reservatório através do módulo Builder da CMG e, em seguida, os poços foram acoplados ao modelo da seguinte forma:

- 1) O primeiro poço, denominado poço 1, foi inserido no centro do reservatório e produziu durante 30 anos.
- 2) Quatro poços foram inseridos no reservatório, formando uma malha 5-spot com o poço 1 no centro, conforme a Figura 3-4. A distância entre o poço central e os demais poços foi de aproximadamente 175 m. Os poços produziram durante 30 anos.

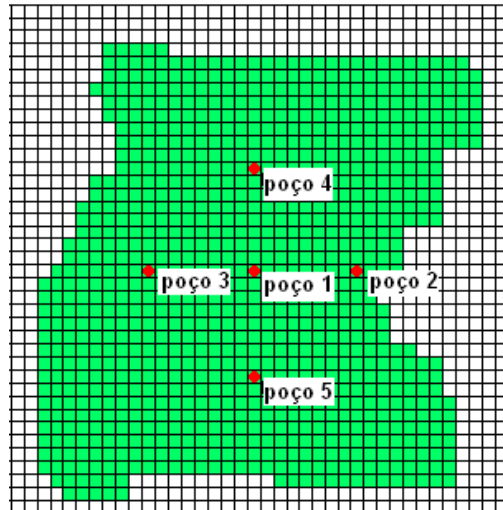


Figura 3-4 – Os cinco primeiros poços a entrarem em produção formando uma malha “5-spot”.

- 3) O poço 1 foi abandonado e mais 4 poços foram inseridos, gerando duas malhas “5-spot”. Essa nova configuração pode ser vista na Figura 3-5. A distância entre os poços centrais e os demais poços é em torno de 250 m. Os poços produziram por 30 anos.

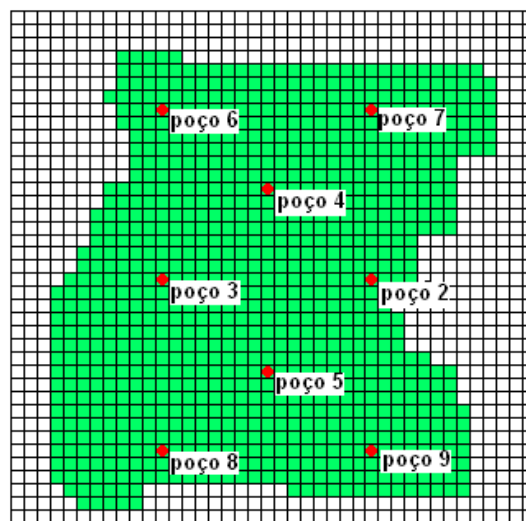


Figura 3-5 – Configuração dos poços em 2 malhas “5-spot”.

- 4) Foi realizado dois testes de injeção de água com esquema de injeção “5-spot” invertido. Em um dos testes a água foi injetada após 5 anos de produção e no outro teste, foi injetada desde o início da produção, considerando um período total de 30 anos.

- 5) Foram inseridos 5 poços periféricos com a finalidade de produzir o óleo retido nas bordas. Com isso, os poços apresentaram uma configuração de acordo com a Figura 3-6. Os poços produziram 30 anos por recuperação primária. Essa foi a configuração final de poços. A partir daí diferentes testes de injeção de água, totalizando 17 simulações, foram realizados a fim de obter a melhor produção de óleo, comparando com a água produzida.

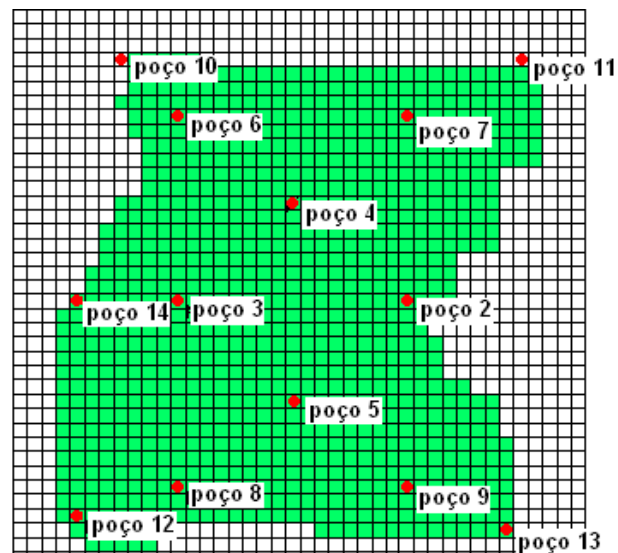


Figura 3-6 – Duas malhas “5-spot” e 5 poços periféricos.

- 6) Discussão dos resultados.

Capítulo 4

Resultados e discussões

4 Resultados e discussões

Nesse capítulo são mostrados os principais resultados obtidos no estudo. Inicialmente é mostrada a produção primária para diferentes distribuições de poços. Depois são mostrados diferentes esquemas de injeção de água e as respectivas produções.

4.1 Produção primária para diferentes distribuições de poços

Foi realizada uma análise da produção primária com diferentes formas de distribuições de poços, durante 30 anos. Inicialmente um único poço central foi colocado em produção. Na outra análise, quatro poços foram inseridos e a produção iniciou-se com os cinco poços produzindo pelo mesmo período. Em seguida, o primeiro poço foi fechado e quatro novos poços inseridos, gerando duas malhas “*five-spot*”, que também produziram pelo mesmo período. Por fim, foram inseridos cinco poços periféricos e a produção foi realizada novamente durante 30 anos. Essas configurações podem ser vistas, na sequência que foram realizadas, na Figura 4-1.

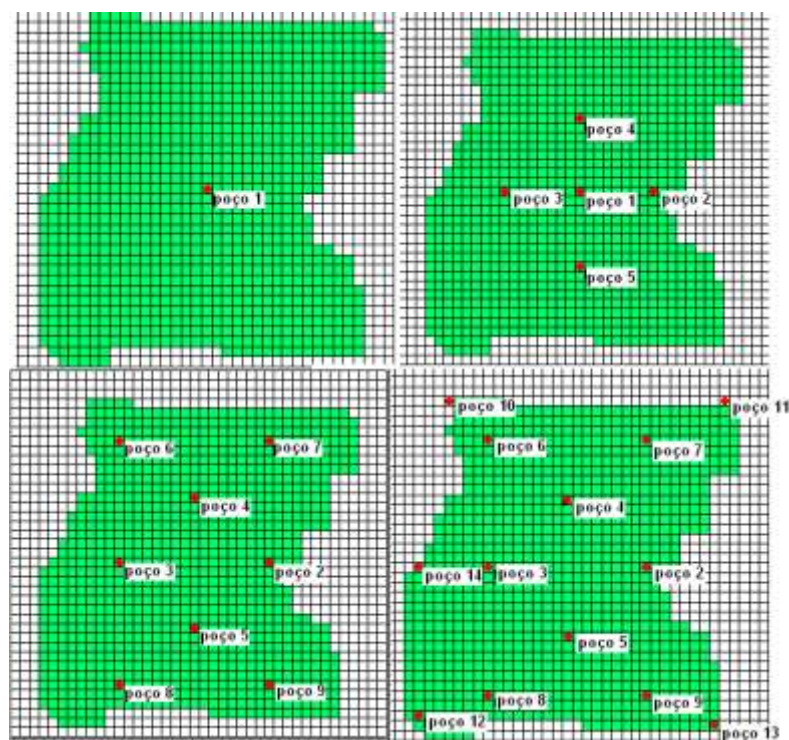


Figura 4-1– Configurações dos poços para produção de óleo.

As produções acumulada de óleo *versus* tempo para os quatro casos analisados podem ser observadas na Figura 4-2.

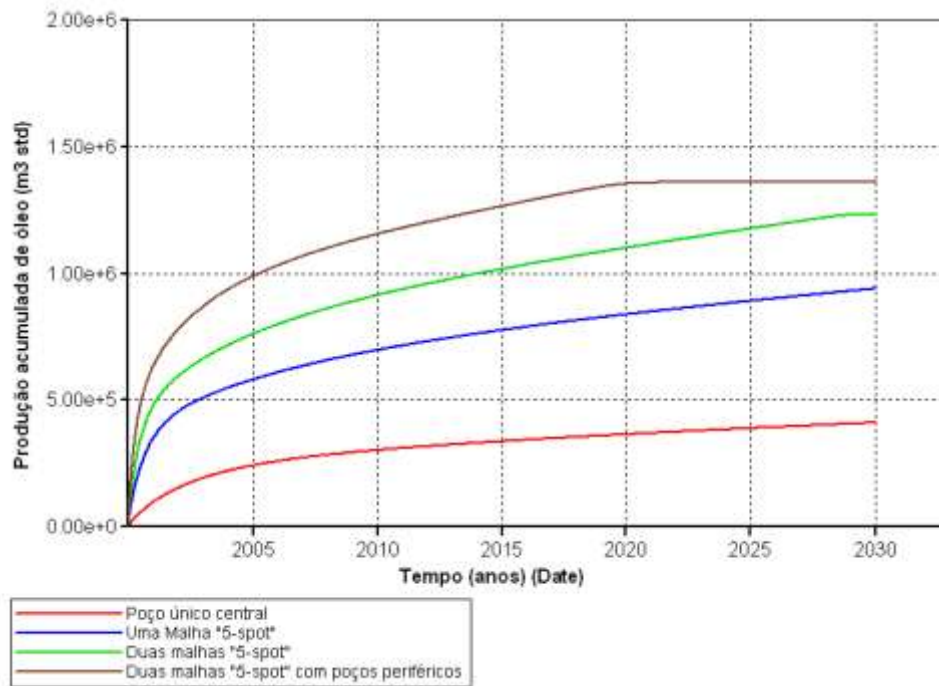


Figura 4-2 – Produção acumulada de óleo para os casos de recuperação primária.

Observa-se que, quanto maior a distribuição de poços, maior é a produção acumulada de óleo, visto que a área de drenagem de óleo é maior. A razão água-óleo mede a relação entre a vazão de água produzida e a vazão de óleo produzido, ambas em condições “standard”. Essa grandeza é importante para analisar economicamente o projeto, pois, quanto maior a razão água-óleo, maior será o custo com o tratamento de água produzida. A Figura 4-3 mostra as curvas de razão água-óleo para os casos de recuperação primária analisados. Observa-se que a razão água-óleo diminui à medida que a distribuição de poços aumenta. Isso se deve ao fato da vazão total de óleo aumentar com o aumento da concentração de poços no campo.

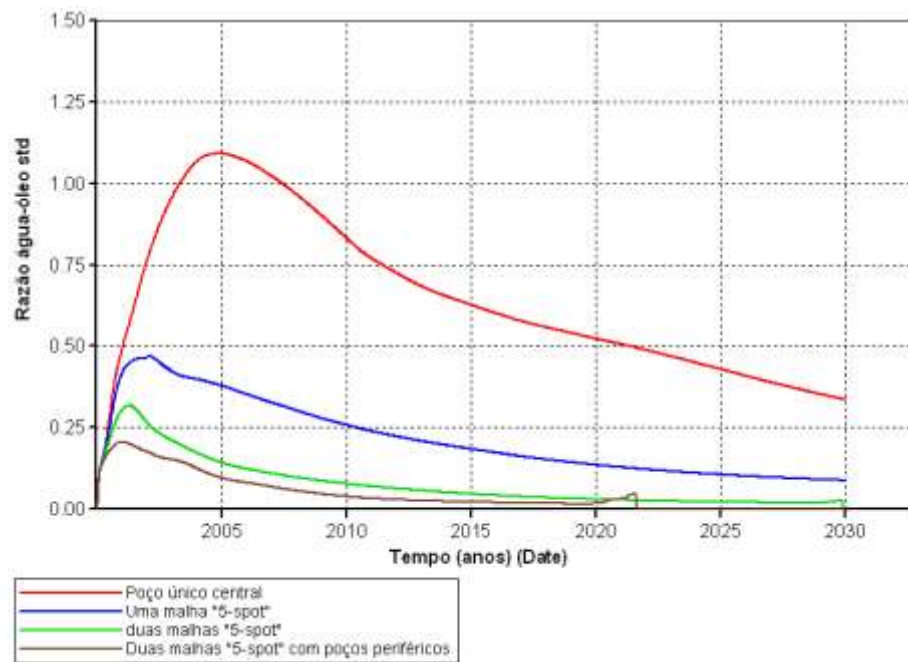


Figura 4-3 – Razão água-óleo para os casos de recuperação primária.

Na Figura 4-4 podemos observar o fator de recuperação para cada caso analisado. Verifica-se que o projeto com a maior distribuição de poços apresenta um maior fator de recuperação, já que apresenta a maior produção acumulada de óleo.

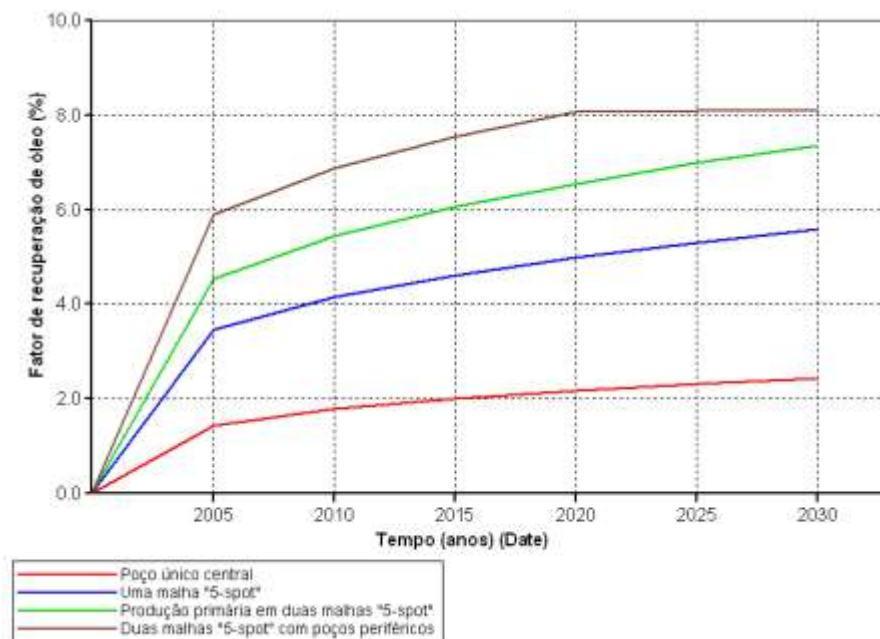


Figura 4-4 – Fator de recuperação de óleo para os casos de recuperação primária.

Percebe-se que o fator de recuperação do projeto com duas malhas “5-spot” com poços periféricos é um pouco maior do que apenas com as duas malhas “5-spot”. Caso apenas a produção primária seja realizada, é necessário fazer uma análise econômica a fim de verificar a viabilidade de se perfurar os poços periféricos.

4.2 Análise da injeção de água como método de recuperação

O fator de recuperação de óleo do campo pode ser melhorado com a utilização de um método de recuperação convencional. Esse campo possui um reservatório de óleo leve com densidade de 28°API e viscosidade do óleo morto de 18,8 cP a uma temperatura de 50 °C, possuindo características favoráveis à utilização da injeção de água como método de recuperação.

4.2.1 Comparação da produção primária com a produção por injeção de água

Inicialmente, foi realizada uma comparação da produção primária com a produção por injeção de água desde o início da produção. Essa comparação foi realizada para o mesmo padrão de distribuição de poços, o padrão com duas malhas “5-spot” invertido. Na produção primária, todos os poços produziram, enquanto que na injeção de água, os poços centrais foram os poços injetores. A Figura 4-5 mostra o fator de recuperação para a produção primária e a produção por injeção de água.

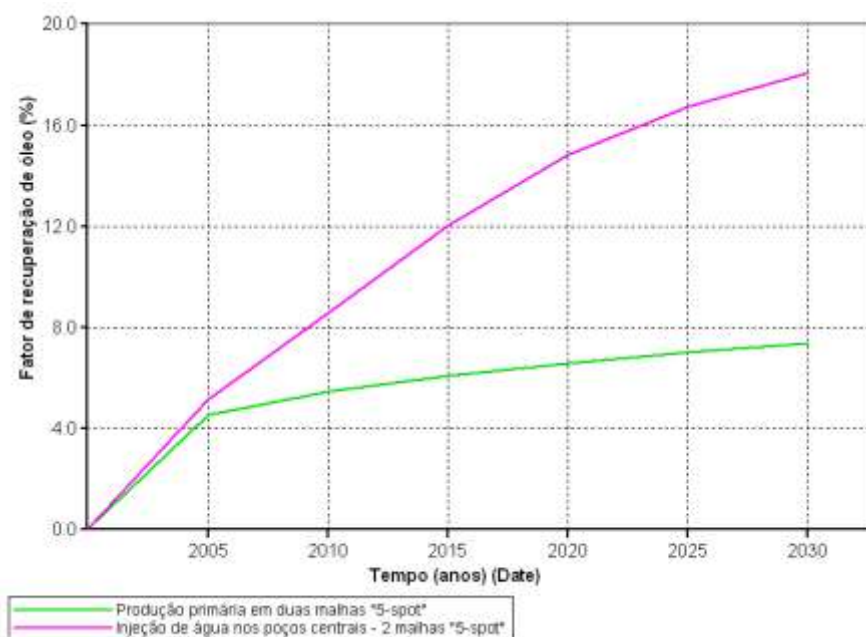


Figura 4-5 – Fator de recuperação para produção primária e produção com injeção de água.

O fator de recuperação utilizando a injeção de água, como método de recuperação, foi em torno de 18 %, enquanto que a produção primária teve um fator de recuperação de aproximadamente 7,5%.

4.2.2 Injeção de água no início da produção ou após cinco anos de produção primária

Inicialmente foi analisada a injeção de água desde o início da produção e após cinco anos de produção primária, a fim de decidir em que momento a injeção de água deve ser iniciada. O teste foi realizado com o projeto de duas malhas “5-spot” invertido, sendo a injeção de água realizada no centro. A Figura 4-6 mostra o fator de recuperação de óleo para os dois casos.

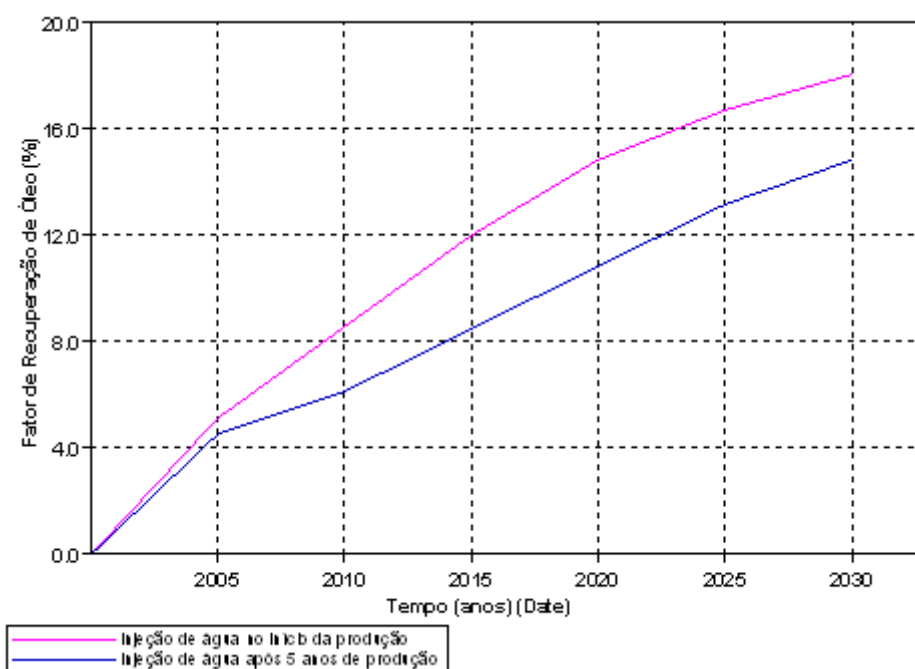


Figura 4-6 – Fator de recuperação de óleo para os casos de injeção de água analisados.

Percebe-se que o fator de recuperação de óleo é maior quando a injeção de água ocorre no início da produção. A razão água-óleo para os dois casos está ilustrada na Figura 4-7.

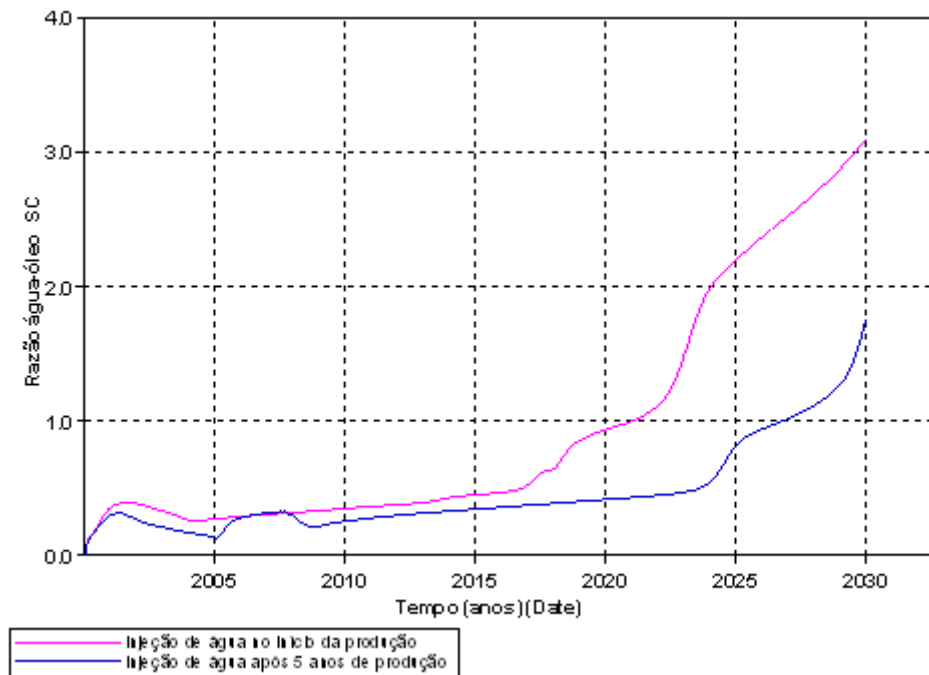


Figura 4-7 – Razão água-óleo para os casos de injeção de água analisados.

Observa-se uma maior razão água-óleo para o caso em que a injeção de água ocorre no início da produção. Essa razão água-óleo de aproximadamente 3,1; equivale a um BSW de 75%. Porém, para decidir qual dos dois projetos é o mais viável, é necessário fazer uma análise econômica mais detalhada.

4.2.3 Utilização de poços periféricos

A Figura 4-8 mostra o mapa superficial de saturação de óleo após 30 anos de produção com o projeto de injeção de água com duas malhas “5-spot”. Percebe-se que mesmo com a injeção de água, a saturação de óleo nas bordas do reservatório não sofre mudanças com essa configuração de poços, restando um grande volume de óleo a ser recuperado.

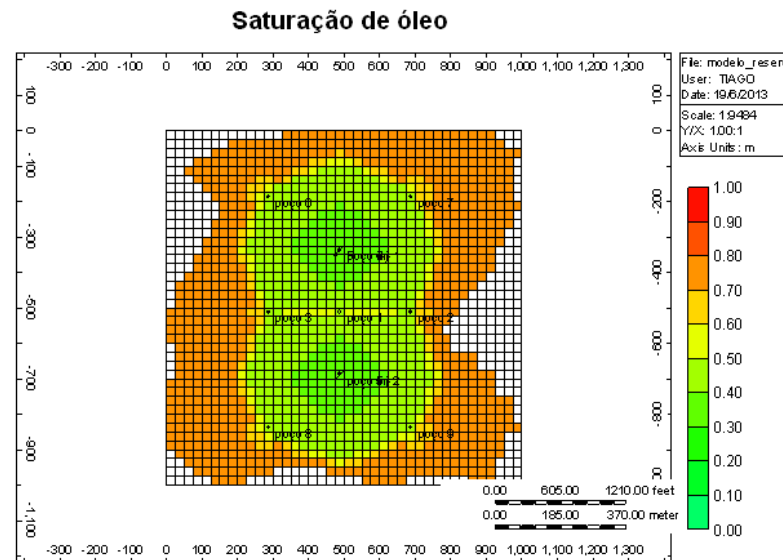


Figura 4-8 – Mapa de saturação de óleo para injeção em duas malhas “5-spot” invertido.

Para que o volume de óleo, presente nas bordas do reservatório, seja drenado, torna-se necessário o uso de poços produtores periféricos. Logo, foram inseridos cinco poços periféricos e a nova configuração de poços pode ser vista na Figura 3-6.

A Figura 4-9 mostra o fator de recuperação para uma produção com injeção de água em duas malhas “5-spot” invertido e o fator de recuperação para uma produção com injeção de água em duas malhas “5-spot” e cinco poços periféricos.

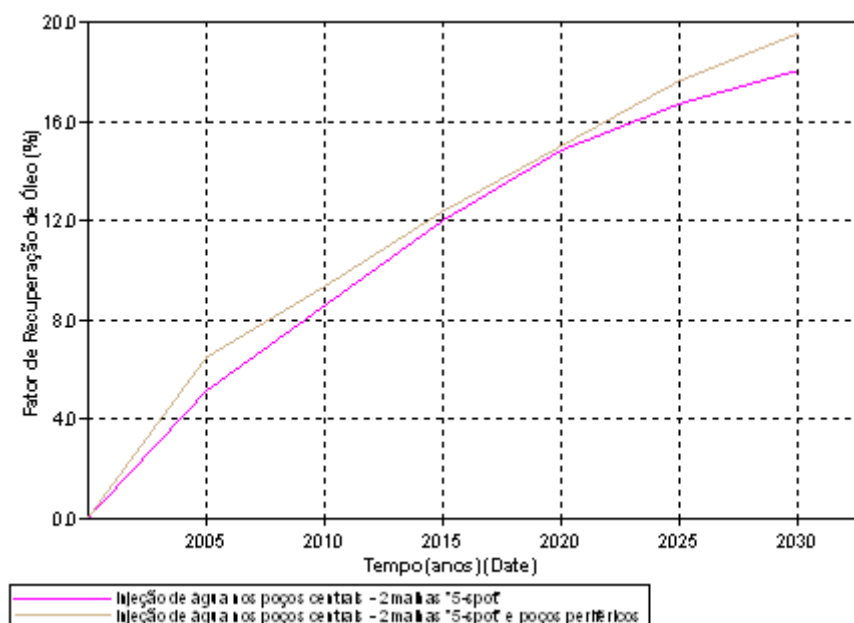


Figura 4-9 – Fatores de recuperação *versus* tempo para produção com injeção de água em malhas sem poços periféricos e em malhas com poços periféricos.

Percebe-se um pequeno incremento na produção com o acréscimo de poços periféricos, já que uma área maior de reservatório está sendo drenada. A Figura 4-10 mostra o mapa de saturação de óleo do projeto com duas malhas “5-spot” invertido e cinco poços periféricos, após 30 anos de produção. Pode-se perceber que uma área maior do reservatório foi drenada com o incremento desses poços periféricos.

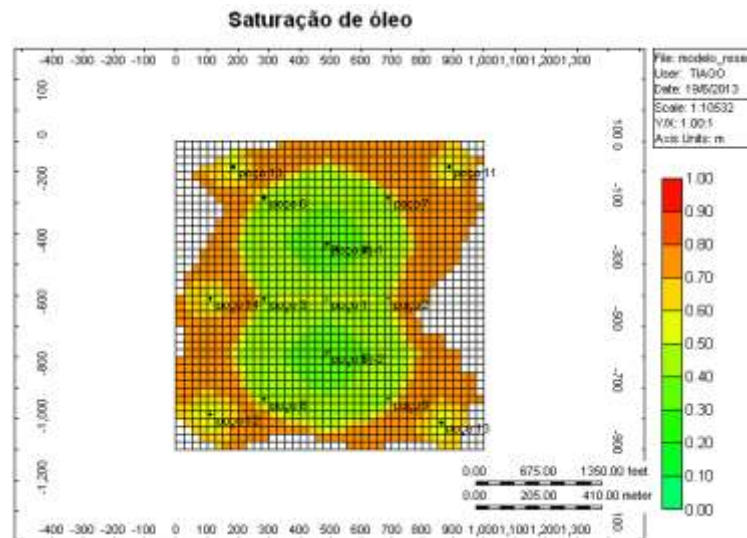


Figura 4-10 - Mapa de saturação de óleo para injeção em duas malhas “5-spot” invertido e cinco poços periféricos.

4.3 Estratégias de injeção de água

Foram analisadas diferentes estratégias de injeção de água, a fim de se obter o maior fator de recuperação de óleo, considerando a distribuição de poços com duas malhas “5-spot” e cinco poços periféricos, já que esta configuração mostrou melhores resultados na produção primária. A Tabela 4.1 mostra os diferentes esquemas de injeção e sua nomenclatura.

Tabela 4.1 – Esquemas de injeção de água adotados.

Nomenclatura	Esquemas de injeção	Camadas
Injeção nos poços centrais	Injeção de água na zona de óleo em dois poços centrais das malhas “5-spot” (11 poços produzindo)	3 camadas de óleo
Injeção periférica	Injeção de água nos cinco poços periféricos na zona de óleo (8 poços produzindo)	3 camadas de óleo
Injeção nos poços centrais e periféricos	Injeção de água na zona de óleo dos cinco poços periféricos e dois poços centrais (6 poços produzindo)	3 camadas de óleo
Injeção periférica na zona de água	Injeção de água na zona de água nos cinco poços periféricos (8 poços produzindo)	2 camadas de água
Injeção nos poços centrais e periféricos (zona de água)	Injeção de água na zona de óleo em dois poços centrais e na zona de água em cinco poços periféricos (6 poços produzindo)	2 camadas de água e 3 camadas de óleo

A injeção de água foi realizada durante um período de 30 anos, desde o início da produção, com vazão de injeção variável e pressão de injeção de 20 kg/cm². A Figura 4-11 mostra o fator de recuperação de óleo *versus* tempo para os casos analisados. Percebe-se que a injeção na zona de óleo, de forma periférica ou nos poços centrais, apresentaram praticamente o mesmo volume de óleo recuperado. Quando a injeção periférica é realizada na zona de água, há um incremento na recuperação de óleo, visto que esse esquema de injeção auxilia a manutenção da pressão de reservatório. Esse esquema de injeção de água apresentou o melhor fator de recuperação.

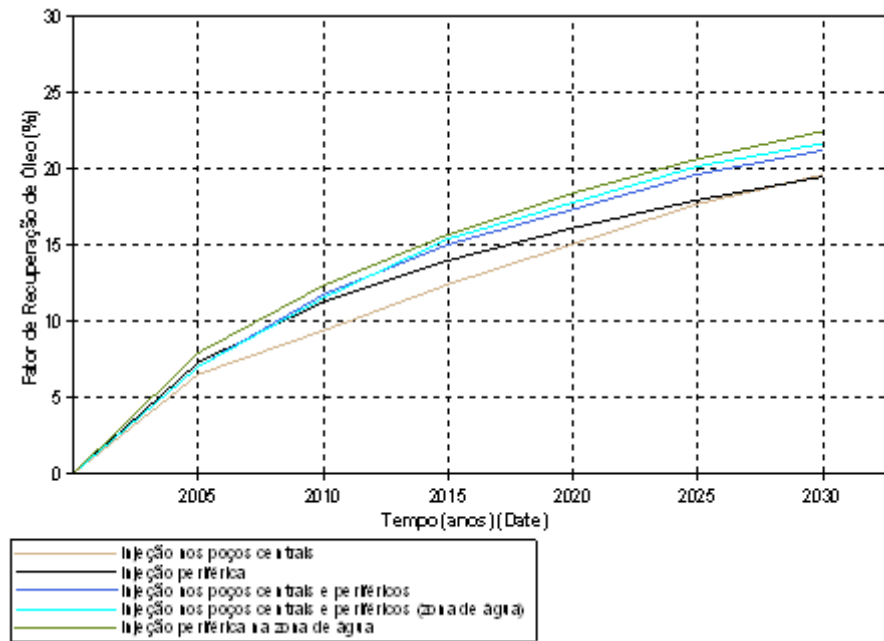


Figura 4-11 – Fator de recuperação para os diferentes esquemas de injeção de água.

Nos projetos de injeção de água, dois parâmetros importantes a serem analisados são o volume de água produzida e o volume de água injetada, já que esse volume de água deve passar por processos de tratamento antes de ser descartado ou reinjetado, e esses processos envolvem custos. A Figura 4-12 mostra a produção acumulada de água *versus* tempo para cada esquema de injeção de água.

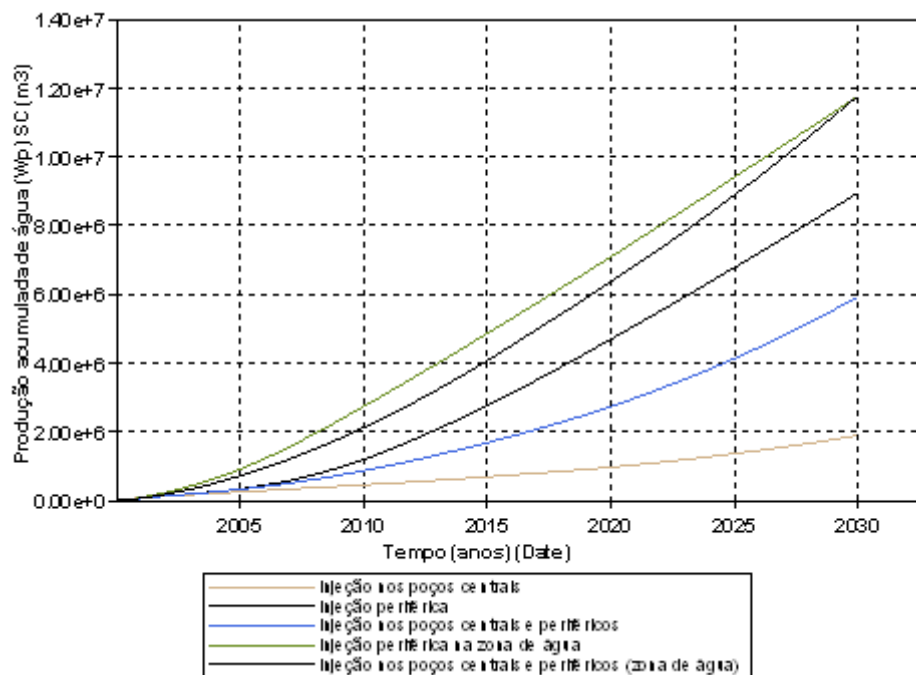


Figura 4-12 – Produção acumulada de água para os diferentes esquemas de injeção de água.

Observa-se que os esquemas de injeção nos poços centrais e injeção periférica, embora apresentem o mesmo fator de recuperação, possuem uma produção de água bem distintas. A produção acumulada de água para o esquema de injeção periférica é aproximadamente três vezes a produção de água pelo esquema de injeção nos poços centrais, o que justificaria a escolha da injeção nos poços centrais caso uma das duas tivesse que ser escolhida, já que o fator de recuperação é o mesmo. O esquema de injeção periférica na zona de água apresentou uma produção acumulada de água próxima da injeção nos poços centrais e periféricos (zona de água), mesmo apresentando uma recuperação de óleo maior.

A avaliação do volume de água injetada é outro fator importante na análise da viabilidade do projeto. A Figura 4-13 mostra o volume de água injetado em cada esquema de injeção.

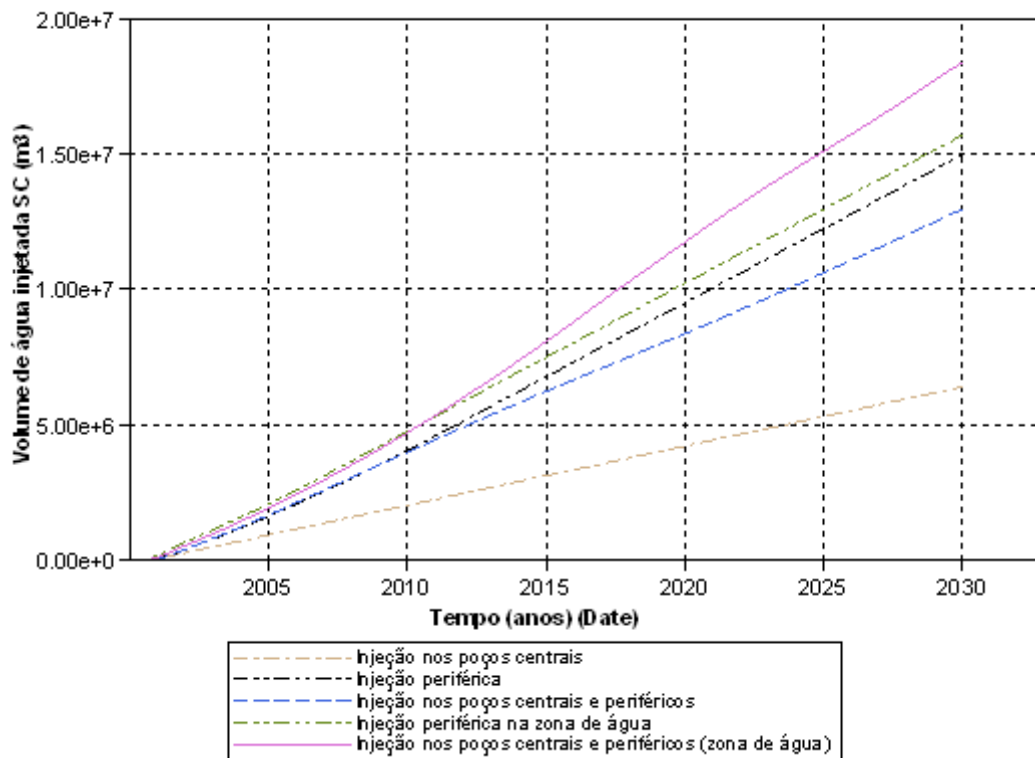


Figura 4-13 – Volume de água injetada para os diferentes esquemas de injeção de água.

O volume de água injetada no esquema de injeção nos poços centrais é o menor entre os esquemas de injeção analisados. Comparando com a injeção periférica, não há dúvidas que a injeção nos poços centrais é a melhor opção, visto que o fator de recuperação é o mesmo, porém a produção acumulada de água e o volume de água injetada são bem menores. O esquema de injeção periférica (zona de água) apresenta uma recuperação de óleo maior que a

injeção nos poços centrais e periféricos (zona de água), mesmo volume de água produzida, porém menor volume de água injetada, o que justificaria a escolha do esquema de injeção periférica (zona de água) em relação ao esquema de injeção nos poços centrais e periféricos (zona de água).

A razão água-óleo (RAO) é uma relação entre a vazão de água produzida e a vazão de óleo produzido, ambos medidos nas condições “standard”. Quanto menor for a razão água-óleo, maior é a fração de óleo recuperado presente na produção de líquidos. A Figura 4-14 mostra as curvas de RAO para cada esquema de injeção de água.

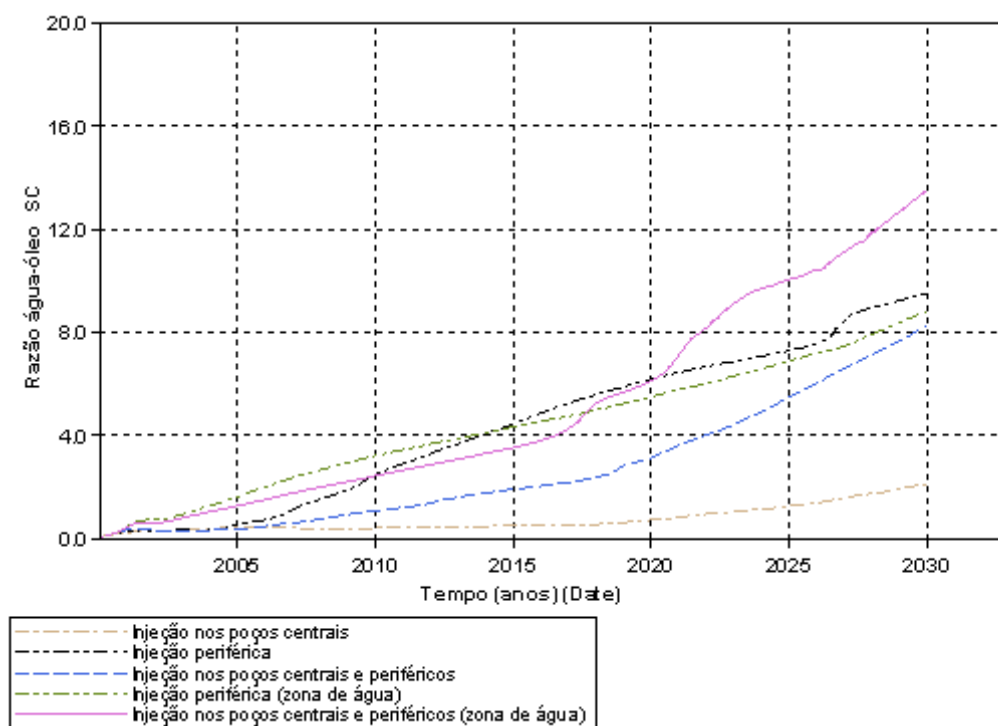


Figura 4-14 – Razão água-óleo para cada esquema de injeção de água.

Observa-se que o esquema de injeção nos poços centrais apresenta uma menor RAO, em torno de 2,0; correspondendo a um volume de óleo para cada dois volumes de água. A escolha do melhor esquema de injeção, porém, requer uma análise econômica mais apurada, analisando qual desses esquemas apresenta um maior valor presente líquido (VPL).

Nesta seção se observou que uma maior distribuição de poços, no campo de petróleo analisado, na recuperação primária, melhora a produção de óleo e diminui a razão água-óleo, visto que a drenagem do óleo é melhorada.

Para o caso estudado, a utilização da injeção de água como método de recuperação pode aumentar o fator de recuperação de óleo de 7% para 18%. A injeção de água torna-se mais eficiente quando utilizada desde o início da produção, desde que seja possível injetar água no reservatório.

Foi constatado que a injeção de água na zona de água em poços periféricos apresenta uma produção maior do que no esquema de injeção no qual a água é injetada nos poços centrais (zona de óleo) e periféricos (zona de água).

4.4 Conclusões

As principais conclusões obtidas do estudo e desenvolvimento de um campo de óleo leve foram:

Uma maior distribuição de poços, no campo de petróleo analisado, melhora a produção de óleo e diminui a razão água-óleo, visto que a área de drenagem do óleo é melhorada.

A utilização da injeção de água como método de recuperação melhora a produção de óleo, fazendo com que o fator de recuperação de 8% na produção primária, atinja 22% de fator de recuperação com o uso da injeção de água.

Verifica-se que se for possível injetar água desde o início da produção, o resultado será melhor do que aplicando após algum tempo de produção primária. Isso mostra que não é necessário haver um declínio na produção para se fazer uso de um método de recuperação.

4.5 Recomendações

Recomenda-se realizar um estudo de otimização da distribuição de poços num campo de petróleo.

Recomenda-se fazer um estudo de análise econômica, a fim de verificar qual esquema de injeção apresenta o maior valor presente líquido (VPL).

Recomenda-se fazer um estudo da injeção de polímeros juntamente com a injeção de água, com o intuito de aproximar a mobilidade da água com a mobilidade do óleo, evitando os caminhos preferenciais da água.

5 Referências Bibliográficas

CARVALHO, Tiago. Pinheiro – *Estudo de sistemas multicomponentes no processo de injeção cíclica de vapor*. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.

CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - IMEX. Versão 2009.10, Calgary-Alberta-Canadá.

MATTAX C. C.; DALTON R. L. *Reservoir Simulation*, USA: SPE Monograph Series, 1990.

ROSA A. J.; Carvalho R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

RUIZ, Cindy Pamela Aguirre – *Estudo Comparativo da Injeção de água usando poços verticais e horizontais*, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil.

THOMAS, J. E et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.