



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

**ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA ALTERNADA COM CO₂ EM
RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ - SAL BRASILEIRO**

Thiago Nascimento Morgado

Orientador: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

NATAL/RN, dezembro de 2015.

THIAGO NASCIMENTO MORGADO

**ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA ALTERNADA COM CO₂ EM
RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ - SAL BRASILEIRO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção de título de Engenheiro de Petróleo.

Orientador: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

NATAL/RN, dezembro de 2015.

THIAGO NASCIMENTO MORGADO

**ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA ALTERNADA COM CO₂ EM
RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ - SAL BRASILEIRO**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 04 de dezembro de 2015.

Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientador – UFRN

Prof. MSc. Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador - UFRN

Dr. Anthony Andrey Ramalho Diniz
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho, em especial, a minha amada e querida mãe, **Eliane Nascimento Morgado Xavier**, por me dar apoio e amor incondicional nesta longa jornada. E a meu pai, **Jairo Junior Xavier** pelos diversos ensinamentos. E ao meu irmão **Jonathan Morgado Xavier**, pelos momentos engraçados e pela amizade. Graças a vocês família, minha fonte de inspiração nesta vida, essa conquista foi possível!*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me proporcionar saúde e força de vontade nos momentos difíceis.

A Universidade Federal do Rio Grande do Norte pelo suporte e toda estrutura concedida.

À Professora e Orientadora, Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela transmissão de conhecimentos, paciência e amizade.

A todo o corpo docente do departamento de engenharia de petróleo pelos ensinamentos e orientações que contribuíram para a formação de Engenheiro de Petróleo.

A toda minha família pelo amor, incentivo e apoio incondicional.

E a todos que fizeram parte direta ou indiretamente da minha formação, um muitíssimo obrigado!

“É necessário sempre acreditar que um sonho é possível!”

- Racionais Mc's

MORGADO, Thiago Nascimento – “ANÁLISE DA INJEÇÃO DE ÁGUA ALTERNADA COM CO₂ EM RESERVATÓRIOS COM CARACTERÍSTICAS DO PRÉ - SAL BRASILEIRO”. Trabalho de conclusão de curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

RESUMO

No pré – sal o gás CO₂ é produzido juntamente com o óleo. A disponibilidade de dióxido de carbono derivado da produção de óleo no pré – sal, favorece a aplicação dos processos EOR (*Enhanced Oil Recovery*) por injeção de gás. Nesse contexto, o método WAG utilizando CO₂ como gás pode ser usado, como alternativa de obter uma produção sustentável e um melhor fator de recuperação. A afinidade entre o óleo e o CO₂ causa uma frente miscível entre as duas fases, causando inchamento e vaporização do óleo no reservatório, o que gera um melhor escoamento no meio poroso. Este trabalho propõe um estudo para recuperação de óleo leve em um reservatório com características similares a do pré – sal, utilizando o método de recuperação avançada de petróleo WAG, processo baseado na injeção de gás carbônico alternado a água, com o objetivo de aumentar o varrido volumétrico e conseqüentemente a produção de óleo. Para análise do estudo, foi utilizado o simulador da CMG (*Computer Modeling Group*) – GEM 2013, auxiliando a análise da influencia de determinados parâmetros operacionais, como a completção de poços e as injeções de CO₂ e água. Os resultados obtidos demonstraram a influência da injeção alternada de CO₂ e água no fator de recuperação. Testes para analisar um possível incremento no fator de recuperação também foram realizados utilizando os processos de injeção de água, bem como a injeção de CO₂, sendo todos os processos comparados a recuperação primária. Estudos sobre o tipo de completção também foram realizados, no intuito de selecionar as características operacionais mais eficientes e o melhor processo que atue na recuperação de óleo leve.

Palavras-chaves: WAG, CO₂, recuperação, simulação e reservatórios.

MORGADO, Thiago Nascimento – "ANALYSIS OF WATER ALTERNATING INJECTION WITH CO₂ IN RESERVOIRS WITH PRE - SALT BRAZILIAN CHARACTERISTICS". Final paper, Department of Petroleum Engineering, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Guiding: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

ABSTRACT

In the pre - salt CO₂ gas is produced along with the oil. The availability of carbon dioxide derived from oil production in pre - salt, favors the application of EOR processes (Enhanced Oil Recovery) by gas injection. In this context, the WAG method using CO₂ as the gas can be used as an alternative to achieve sustainable production and a better recovery factor. The affinity between the oil and CO₂ causes a forward between the two immiscible phases, causing swelling and vaporization of the oil in the reservoir, which creates a better flow in porous media. This paper proposes a study to light oil recovery in a reservoir with similar characteristics to the pre - salt, using the advanced method of recovering oil WAG, process based on carbon dioxide injection alternating water, in order to increase the swept volume and consequently the production of oil. To study the analysis we used the simulator CMG (Computer Modeling Group) - GEM 2013, helping to analyze the influence of certain operating parameters, such as the completion and injection of CO₂ and water. The results demonstrate the influence of the supplied alternating injection of CO₂ and water in the recovery factor. Tests to analyze a possible increase in recovery factor were also performed using the continuous injection of process water and the continuous injection of CO₂ compared with all the primary recovery processes. Studies on the type of completion were also conducted in order to select the most efficient operating characteristics and the best process that acts on light oil recovery.

Keywords: WAG, CO₂, recovery, simulation, reservoirs.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	14
1INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivo.....	16
CAPÍTULO 2	17
2FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 Engenharia de Reservatórios.....	18
2.2 Simulação Numérica de Reservatórios	18
2.3 Métodos de Recuperação de Petróleo	19
2.3.1 Eficiência de Recuperação	20
2.3.2 Métodos Miscíveis.....	21
2.3.3 Injeção Miscível de CO ₂	22
2.3.4 Injeção de Água.....	23
2.3.5 WAG - Injeção Alternada de Água e Gás.....	25
2.3.6 Problemas no Processo WAG.....	25
2.3.7 Benefícios do Processo WAG.....	26
CAPÍTULO 3	27
3MATERIAIS E MÉTODOS	28
3.1 Ferramentas Computacionais	28
3.1.1 Módulo Winprop.....	28
3.1.2 Módulo Builder	28
3.1.3 Módulo GEM	29
3.2 Modelagem do Reservatório	29
3.2.1 Modelagem Física do Reservatório	29
3.2.2 Propriedades da Rocha.....	32
3.2.3 Condições de Operação.....	32
3.2.4 Modelo de Fluido.....	33
3.2.5 Curvas de Permeabilidade Relativa	34
3.2.6 Metodologia	36
CAPÍTULO 4	37

4 Resultados e Discussões.....	38
4.1 Escolha do Modelo Base.....	38
4.2 Análise da Injeção de Água.....	40
4.3 Análise da Injeção de CO ₂	41
4.4 Análise das Vazões de Injeção do Método WAG	43
CAPÍTULO 5	47
5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	48
Conclusões	48
Recomendações para Trabalhos Futuros	49
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	50

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Características dimensionais do reservatório.....	31
Tabela 3.2: Propriedades do reservatório.....	32
Tabela 3.3: Condições Operacionais.....	33
Tabela 3.4: Composição do Fluido.....	33

LISTA DE FIGURAS

<u>Figura 2.1: Deslocamento de um processo miscível</u>	<u>22</u>
<u>Figura 2.2: Recuperação miscível de óleo por injeção de CO₂ a nível de poros (Lake,2007).</u>	<u>23</u>
<u>Figura 2.3: Esquema de Injeção de Água.</u>	<u>24</u>
<u>Figura 2.4: Esquema de Injeção do processo WAG injetando CO₂ .</u>	<u>25</u>
<u>Figura 3.1: Contorno Geométrico e profundidade do reservatório</u>	<u>30</u>
<u>Figura 3.2: Vista 3D do reservatório</u>	<u>30</u>
<u>Figura 3.3: Vista areal do reservatório</u>	<u>31</u>
<u>Figura 3.4: Curva ajustada para os valores de fator volume formação de óleo e razão de solubilidade.</u>	<u>34</u>
<u>Figura 3.5: Curva ajustada para os dados de viscosidade</u>	<u>34</u>
<u>Figura 3.6: Curva de permeabilidade relativa em relação ao sistema água – óleo.</u>	<u>35</u>
<u>Figura 3.7: Curva de permeabilidade relativa em relação ao sistema líquido – gás</u>	<u>35</u>
<u>Figura 4.1: Comparativo entre os sistemas</u>	<u>38</u>
<u>Figura 4.2: Sistema 1(Injetores de água e CO₂ completados em toda zona de óleo)</u>	<u>39</u>
<u>Figura 4.3: Sistema 2(Injetores de água e CO₂ completados no topo e na base da zona de óleo</u>	<u>39</u>
<u>Figura 4.4: Comparativo da vazão de produção de óleo entre os sistemas</u>	<u>40</u>
<u>Figura 4.5: Comparativo entre vazões de injeção de água</u>	<u>41</u>
<u>Figura 4.6: Comparativo entre vazões de injeção de CO₂</u>	<u>42</u>
<u>Figura 4.7: Recuperação de óleo para diferentes vazões de CO₂,fixando 100 m³/dia de água.</u>	<u>43</u>
<u>Figura 4.8: Recuperação de óleo para diferentes vazões de CO₂ ,fixando 200 m³/dia de água.</u>	<u>44</u>
<u>Figura 4.9: Recuperação de óleo para diferentes vazões de CO₂ , fixando 300 m³/dia de água.</u>	<u>45</u>
<u>Figura 4.10: Recuperação de óleo para diferentes vazões de água e fixando a vazão de CO₂.</u>	<u>46</u>

LISTA DE SIMBOLOS

CMG – Computer Modelling Group Ltd;

° API – Grau API do óleo;

E_A -Eficiência de Varrido Horizontal;

A_{inv} – Área Invasada pelo Fluido;

A_T - Área Total no meio Poroso;

E_{VV} - Eficiência de Varrido Vertical;

A_{VINV} – Área Vertical Invasada;

A_{VT} - Área Vertical Total da Seção Transversal;

E_V – Eficiência Volumétrica;

V_{INV} – Volume Invasado;

V_T – Volume Total da Malha;

E_D – Eficiência de Deslocamento;

S_{oi} – Saturação de óleo inicial;

S_{or} – Saturação de óleo residual;

K_{rg} – Permeabilidade relativa ao gás no sistema líquido-gás;

K_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema líquido-gás;

K_{row} – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema água-óleo;

K_{rw} – Permeabilidade relativa à água no sistema água-óleo;

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

Com o passar do tempo a energia natural de um reservatório declina e grande parte dos hidrocarbonetos contidos nele, por sua vez, não pode ser deslocado para superfície. Esses efeitos ocasionam a diminuição da produtividade dos poços, podendo gerar uma inviabilidade econômica. Para minorar esses efeitos de dissipação da energia primária duas linhas de ação são praticadas: se suplementa o reservatório com energias secundárias, ao injetar fluidos pré-selecionados nos poços, e a redução das resistências viscosas e capilares através de métodos especiais (ROSA, CARVALHO; XAVIER, 2006).

O CO₂ é uma substância simples, e que, apesar de ser facilmente revertido para os estados líquido ou sólido, seu estado nas condições de pressão, volume molar e temperatura (PVT) da indústria petrolífera é sempre o gasoso, devido à sua baixa temperatura crítica (aproximadamente 30°C, bem inferior à temperatura usual dos reservatórios). Injetando CO₂ em reservatórios obtêm-se a expansão do óleo, a redução da sua viscosidade, e conseqüentemente um escoamento melhor para o poço produtor.

A injeção de CO₂ em reservatórios de óleo leve, é uma técnica promissora para o controle de emissão de CO₂, resultando na redução do seu nível de concentração no meio ambiente. Quando sequestrado da atmosfera, o dióxido de carbono passa a ser armazenado em reservatórios no subsolo, através principalmente do método WAG (PARAFITA, 2014).

Com a descoberta de importantes acumulações de petróleo em reservatórios do Pré – Sal, estudos apontaram como abundância de recursos grande quantidade de CO₂ e água do mar. E com base nessas condições, o processo WAG surge como uma boa opção para contribuir no desenvolvimento do pré – sal (DINIZ, 2015).

O método WAG é um método de recuperação avançada que consiste na injeção alternada de água e gás no reservatório. Normalmente o que ocorre é um tipo de injeção intermitente em que a água e o gás são injetados alternadamente, o que não impede que esses fluidos sejam injetados simultaneamente. O tempo de alternância do fluido injetado, vazão de injeção, o tipo de gás injetado (miscível ou imiscível) e onde o reservatório será completado (topo, base ou em toda zona de óleo) são alguns dos fatores que geralmente podem afetar este método.

O presente trabalho tem o intuito de mostrar que o método WAG (Injeção Alternada de Água e de Gás), é um método de recuperação avançada de petróleo, que

quando aplicado em reservatórios com características do pré - sal, é capaz de incrementar o fator de recuperação, além disso, foi realizado um comparativo do processo WAG com os processos de injeção contínua de água e injeção contínua de CO₂ , buscando obter a maneira mais eficiente de recuperar óleo. A análise feita sob os parâmetros operacionais como vazão de injeção e completação, foi com o objetivo de otimizar esses parâmetros na finalidade de aumentar o varrido volumétrico no reservatório.

1.1 Objetivo

O objetivo deste trabalho é analisar o comportamento do método de recuperação avançada WAG, em um reservatório com características médias às do pré-sal, de acordo com a variação dos parâmetros operacionais, investigando as vazões de injeção alternada de água e CO₂ , bem como, a análise da injeção de água e análise da injeção de CO₂, com a intenção de prever qual método é mais eficiente na varredura do reservatório.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para um melhor entendimento do método WAG é necessário obter referências passadas e rever alguns conceitos fundamentais sobre engenharia de reservatórios, métodos de recuperação suplementar, simulação numérica de reservatórios, entre outros assuntos inerente ao tema abordado, enumerando alguns conceitos para auxiliar na análise do método.

2.1 Engenharia de Reservatórios

O engenheiro de reservatórios tem como objetivo primordial maximizar a produção de hidrocarbonetos pelo menor custo possível, estimando a quantidade de hidrocarbonetos “in place”, elaborando uma escala de tempo para recuperar óleo e realizar cálculos do fator de recuperação de óleo(DAKE,1978).

Algumas propriedades da engenharia de reservatórios devem ser destacadas para se obter uma melhor clareza sobre o estudo do método WAG. Devem ser levadas em consideração, compressibilidade, saturação de fluidos, permeabilidade, porosidade, mobilidade e molhabilidade.

São estas propriedades que determinam a quantidade de fluido existente no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade de se mover do fluido e a quantidade de fluido que pode ser extraída.

2.2 Simulação Numérica de Reservatórios

Uma ferramenta muito utilizada em engenharia de reservatórios é a simulação numérica de reservatórios, que possui o objetivo de prever o comportamento do reservatório sob vários cenários de operações diferentes, através dos dados da rocha, dos fluidos, da geologia e do histórico de produção. A simulação numérica de reservatórios permite:

- Prever a produção de água, óleo e gás do reservatório;
- Determinar a informação do impacto da perfuração de novos poços na produção do campo;

- Prever a recuperação de óleo adicional através de métodos de recuperação secundária ou especial;
- Determinar os melhores lugares para poços produtores e injetores;
- Entender os mecanismos de escoamento;
- Melhorar o modelo do reservatório através do ajuste de histórico((ROSA,CARVALHO;XAVIER,2006).

2.3 Métodos de Recuperação de Petróleo

Todo os reservatórios descobertos inicialmente possuem uma energia natural, energia que durante a produção é dissipada. Com a exaustão dessa energia, a produção de óleo diminui. Então, se faz necessário interferir nas características do reservatório que costumam reter o óleo, por meio de métodos de recuperação, para obtenção de uma maior produção de óleo e possivelmente aceleração da produção. Esses métodos são aplicados mesmo havendo condições de produção, sem a necessidade de ser aplicado apenas após a queda de pressão, pois é considerado normal a injeção de fluidos no início da vida produtiva para manutenção de pressão, com intenção de preservar as características dos fluidos e do fluxo, porém, a baixa pressão nem sempre era apontada como o maior problema, e baseado nisso foram surgindo os métodos conhecidos atualmente(THOMAS,2001).

Estes métodos de recuperação de petróleo são classificados em:

- Métodos Convencionais de Recuperação;
- Métodos Especiais de Recuperação.

Os métodos convencionais de recuperação consistem na injeção de água ou gás, cujas funções primárias desses fluidos é a manutenção de pressão do reservatório e a realização do deslocamento do óleo no sentido dos poços produtores, sem que haja interação química ou termodinâmica entre os fluidos dentro do reservatório.

Devido ao efeito da capilaridade, o óleo residual, fica retido nos poros da zona invadida pelo fluido injetado, interferindo na viabilidade econômica, na recuperação e produção do óleo. As baixas recuperações de um processo convencional se devem a dois fatores: alta viscosidade do óleo e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo do reservatório(ROSA,CARVALHO;XAVIER,2006).

Quando há elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo, a capacidade do fluido injetado deslocar o óleo do reservatório para fora dos poros diminui bastante, pois deixa elevadas saturações residuais de óleo nas regiões que já estiveram em contato com o fluido de injeção.

O fluido injetado, possuindo uma viscosidade muito menor que a do fluido que se quer deslocar, tenderá a se mover com mais facilidade no meio poroso, criando caminhos preferenciais e antecipando sua chegada antes do previsto ao poço produtor, não atingindo determinadas regiões e conseqüentemente deixando de varrer grande quantidade de óleo do reservatório(PARAFITA,2014).

Com o objetivo de minimizar as falhas do processo de recuperação convencional, minimizar problemas que afetam a produção de óleo, melhorar o varrido e extrair o óleo residual preso, foram desenvolvidos os métodos especiais de recuperação. Estes métodos especiais de recuperação são classificados em:

- Métodos Térmicos
- Métodos Miscíveis
- Métodos Químicos
- Métodos não Convencionais ou Avançados(THOMAS,2001).

O estudo do presente trabalho baseia-se nos métodos miscíveis.

2.3.1 Eficiência de Recuperação

Alguns parâmetros avaliam numericamente a produção de hidrocarbonetos quando se aplica um projeto de injeção de fluidos, entre eles estão a Eficiência de Varrido Horizontal, a Eficiência de Varrido Vertical e a Eficiência de Deslocamento.

A eficiência de varrido horizontal é a relação entre a área invadida pelo fluido e a área total do meio poroso(ROSA,CARVALHO;XAVIER,2006). A E_A é função da razão de mobilidade entre o fluido injetado e o fluido deslocado. Para aumentar a E_A é necessário diminuir a razão de mobilidade, aumentando a viscosidade da água injetada e reduzindo a viscosidade do óleo.

$$E_A = A_{inv} / A_T$$

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

A eficiência de varrido vertical é a relação entre a área vertical invadida pela área vertical total da seção transversal(ROSA,CARVALHO;XAVIER,2006).

$$E_{VV} = A_{VINV} / A_{VT}$$

A eficiência volumétrica é dada pela relação entre volume invadido e o volume total da malha(ROSA,CARVALHO;XAVIER,2006).

$$E_V = V_{INV} / V_T$$

A eficiência de deslocamento mede a capacidade do fluido injetado de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha. Esse parâmetro fornece a fração da saturação de óleo original que foi deslocada dos poros pelo fluido deslocante. Sofre influência dos volumes injetados, das viscosidades dos fluidos e da permeabilidade relativa(ROSA,CARVALHO;XAVIER,2006).

$$E_D = (S_{oi} - S_{or}) / (S_{oi})$$

2.3.2 Métodos Miscíveis

Os fluidos passam a ser considerados miscíveis, quando ocorre uma mistura entre eles em proporções diferentes, resultando em um sistema homogêneo. O deslocamento miscível é um método de recuperação de petróleo aonde existe a ausência de interface entre os fluidos deslocantes e deslocado. As forças capilares e interfaciais, causadoras da retenção do óleo no reservatório, são reduzidas facilitando o deslocamento do fluido de interesse (ROSA;CARVALHO;XAVIER,2006).

Os métodos miscíveis podem ser :

- Miscível ao Primeiro Contato (MPC)
- Miscível a Múltiplos Contatos (MMC).

Um processo MPC ocorre quando, os fluidos são considerados miscíveis em qualquer proporção. O fluido miscível ao óleo é injetado primeiro, e posteriormente injeta-se um fluido para varrer o reservatório, normalmente água.

Nos processos MMC, os fluidos não são miscíveis no primeiro contato, a medida que o solvente se movimenta no reservatório.

Os solventes miscíveis com o óleo são caríssimos, e por esse motivo são utilizados em pequenas quantidades, aonde a injeção primária de solvente é acompanhada de uma injeção secundária de um fluido menos caro. Para realmente se obter êxito na

eficiência de deslocamento, a injeção secundária deve ser miscível com a injeção primária. A Figura 2.1 mostra o deslocamento de um processo miscível, aonde ocorre a injeção primária de solvente seguida da injeção secundária, caracterizada por um fluido geralmente menos caro que o solvente presente na injeção primária, contudo, a eficiência do processo depende muito da miscibilidade dessas injeções.

Figura 2.1: Deslocamento de um Processo Miscível



2.3.3 Injeção Miscível de CO₂

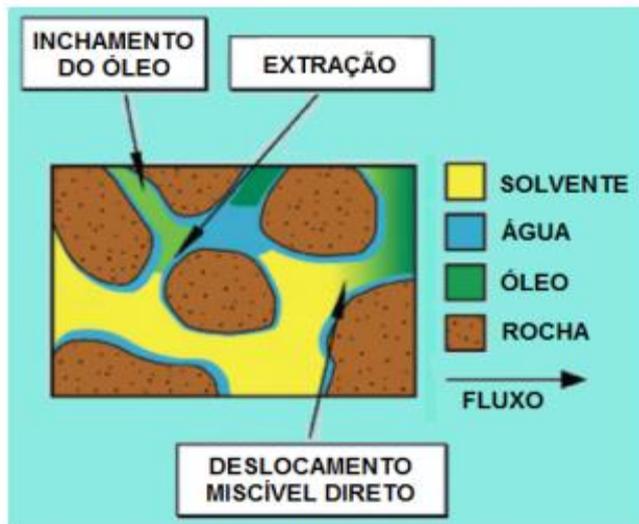
A injeção de CO₂ depende da localização e das características do reservatório, bem como, de políticas estratégicas e energéticas, preço do barril e dos fluidos injetados.

Uma característica marcante da utilização do gás carbônico no processo de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) é a sua tendência de se dissolver no óleo, resultando no inchamento e vaporização do mesmo, tornando-o menos viscoso e facilitando o escoamento do óleo no meio poroso.

Geralmente em um processo miscível, ou parcialmente miscível, as propriedades do óleo são alteradas, assim como a viscosidade (diminui) e o volume, gerando acréscimo na pressão e aumento na recuperação (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

Analisando o deslocamento do óleo a nível microscópico, ou seja, no nível dos poros da rocha, os mecanismos importantes para recuperação do óleo são: o inchamento do óleo e a extração de componentes do óleo (ou vaporização). O óleo não recuperado pelo deslocamento miscível de CO₂, pode ser recuperado pelo inchamento do óleo e pela extração de seus componentes através do solvente que continua fluindo próximo do óleo remanescente, como mostra a Figura 2.2:

Figura 2.2:Recuperação miscível de óleo por injeção de CO₂ a nível de poros



Fonte: Adaptado de LAKE,2007.

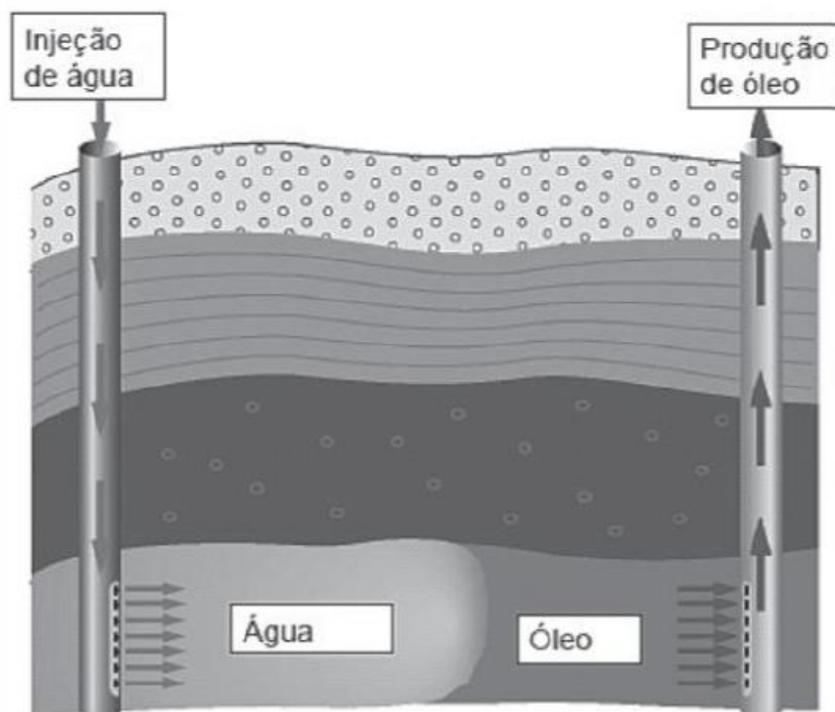
Para garantir a miscibilidade entre óleo e gás, é necessário ter conhecimento aprofundado em termodinâmica da mistura óleo/gás, e alguns requisitos devem ser respeitados:

- Pressão – Quanto maior a pressão, maior será a solubilização do gás no óleo.
- Temperatura – Temperaturas baixas são favoráveis para uma maior miscibilidade entre óleo e gás.
- Composição do gás – Alguns gases tem maiores tendências de solubilizar que outros.
- Composição do Líquido – Óleos já saturados de gases podem ocasionar em menores absorções dos gases injetados.

2.3.4 Injeção de Água

A injeção de água atua expulsando o óleo, uma vez que a água é imiscível ao óleo. A ideia é que a água se comporte como um pistão, empurre o óleo para fora do reservatório, como mostra a Figura 2.3:

Figura 2.3 : Esquema de Injeção de Água.



Fonte: Adaptado de THOMAS,2001.

Antes de injetar água, é necessário tratá-la para adequá-la ao reservatório. A água de injeção pode ter quatro origens diferentes:

- Água subterrânea, coletada em mananciais de subsuperfície por meio de poços perfurados para este fim;
- Água de superfície, coletada em rios, lagos, etc.;
- Água do mar;
- E a própria água produzida, isto é, a água que vem associada a produção de petróleo (THOMAS, 2001).

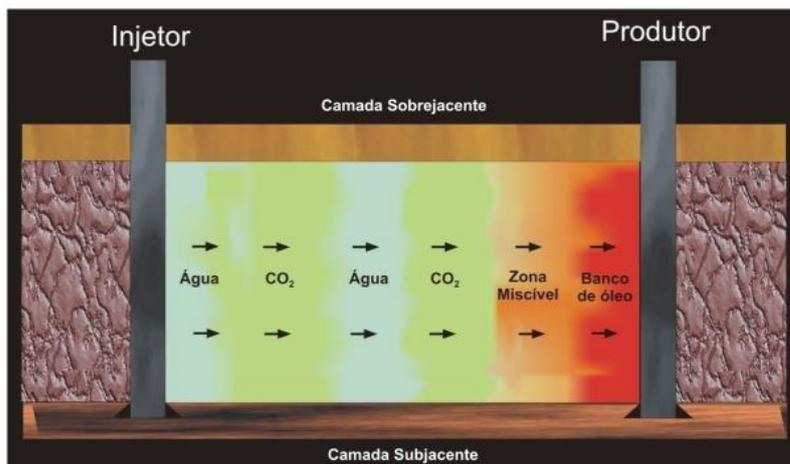
Os processos de injeção de água de uma maneira geral, para que possam ser utilizados devem conter os seguintes sistemas: sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea, ou um conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar; sistema de tratamento da água de injeção; sistema de injeção de água propriamente dito, que é composto por bombas, linhas e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte da água produzida (THOMAS, 2001).

2.3.5 WAG - Injeção Alternada de Água e Gás

O método WAG (*Water Alternating Gas*) pode ser aplicado quando ocorre ineficiência na varredura volumétrica. É geralmente utilizado para controle de mobilidade em processos de injeção de gás CO₂ miscível. Este controle de mobilidade é adquirido pela escolha da razão de injeção de água sobre gás para minimizar a passagem de gás, garantindo uma eficiência de varrido boa.

Em geral, o processo de recuperação começa com a injeção de CO₂ praticamente puro, e na sequência injeta – se pequenos tampões de outros fluidos, e por fim, se injeta o principal fluido deslocante, que pode ser água ou gás (MUNGAN, 1991). A figura 2.4 mostra o processo de injeção WAG, utilizando como fluido água e gás carbônico.

Figura 2.4: Esquema de Injeção do processo WAG injetando CO₂



Fonte: PINTO, 2009.

A ideia da injeção alternada de água e gás, é se aproveitar da eficiência microscópica do gás e da eficiência macroscópica da água, obtendo assim uma melhor varredura volumétrica, e por sua vez aumentar a produção acumulada de óleo.

2.3.6 Problemas no Processo WAG

A injetividade é um fator determinante para descobrir a viabilidade do projeto. Perdas potenciais de injetividade, correspondem a perdas de pressão no reservatório, restringindo a miscibilidade e ocasionando em baixa recuperação de óleo, e

consequentemente irá interferir diretamente na economicidade do projeto. Para resolver esses problemas sugere – se:

- Diminuir o *slug* de água e aumentar o de gás. Esta medida pode resultar um efeito negativo no controle de mobilidade.
- Aumentar a pressão de injeção, mas isso pode causar fraturamento da formação e ineficiência de varrido.
- Adicionar novos poços injetores.

A corrosão é um problema esperado, pois água e CO₂ são injetados no mesmo poço. Após o *breakthrough*, os equipamentos e facilidades de produção estarão sujeitos a sofrer corrosão.

Como as fases água e gás são injetadas em diferentes temperaturas, pode gerar problemas de falha na coluna de produção em função da variação cíclica de tensão devido a expansão/contração térmica.

2.3.7 Benefícios no Processo WAG

De acordo com *Christensen et al.*(2001), o método WAG pode atingir elevadas recuperações de óleo por causa do controle de mobilidade e por contatar regiões do reservatório ainda não varridas, além de melhorar o deslocamento microscópico do óleo, devido à menor saturação de óleo residual, resultante da injeção de gás em relação à injeção de água. A melhora na eficiência de varrido evita que o CO₂ seja produzido cedo.

CAPÍTULO 3

MATERIAIS E MÉTODOS

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Este tópico descreve os materiais e métodos utilizados no trabalho, as características do reservatório e o modelo de fluido, bem como parâmetros operacionais utilizados para o desenvolvimento das simulações deste trabalho.

3.1 Ferramentas Computacionais

O estudo do método WAG utilizando CO₂ foi realizado através de simulações e modelagens, utilizando três módulos do simulador computacional da CMG (*Computer Modelling Group*) versão 2013:

- WINPROP (*Phase Behavior and Property Program*)
- BUILDER (*Pre – Processing Applications*)
- GEM (*Generalized Equation – of – State Model Compositional Reservoir*)

3.1.1 Módulo Winprop

O *Winprop* é um módulo do simulador comercial da CMG que utiliza as equações de estado de equilíbrio multifásico para caracterização de líquidos, agrupamento de componentes, ajuste de dados de laboratório por meio de regressão, simulação de processos de contato múltiplo, construção de diagrama de fases, etc. Este módulo foi utilizado para modelagem dos fluidos existentes dentro do reservatório em estudo (CGM, 2013).

3.1.2 Módulo Builder

O *Builder* é uma ferramenta de software com base no *Microsoft Windows*, que permite criar arquivos de entrada (*datasets*) para o simulador da CMG. Este programa permite a construção do modelo de reservatório, criando um arquivo de entrada, de extensão .dat, para o simulador GEM da CMG. Para a criação do arquivo de entrada

utiliza – se a descrição do modelo de reservatório, descrição do modelo de fluido, tipo de solvente a ser injetado, vazão de injeção, e as condições iniciais (pressão do reservatório, profundidade de contato água-óleo, etc)(CMG,2013).

3.1.3 Módulo GEM

O GEM foi a ferramenta utilizada para simular o estudo do processo WAG utilizando CO₂. O GEM é uma ferramenta essencial de engenharia para modelar reservatórios complexos. É um simulador composicional, baseado na equação de estado para modelar o fluxo de fluidos multicomponentes. Além de poder modelar processos miscíveis e imiscíveis. Assim como, consegue modelar qualquer tipo de reservatório, onde a importância da composição do fluido e suas interações são essenciais para entender o processo de recuperação (CMG,2013).

3.2 Modelagem do Reservatório

Neste tópico foi realizada a análise do modelo físico do reservatório, propriedades da rocha, modelo de fluido, curvas de permeabilidade relativa, entre outros assuntos inerentes ao reservatório.

3.2.1 Modelagem Física do reservatório

Nesta etapa do trabalho, estuda – se a construção do modelo físico do reservatório. Ele foi desenvolvido baseado em um reservatório com características médias do pré – sal, e para isso foi necessário as características dimensionais do reservatório e de algumas variáveis que compõe o sistema, como permeabilidade, porosidade e saturação dos fluidos presentes no reservatório.

A Figura 3.1 ilustra o contorno geométrico e as profundidades deste reservatório, e a Figura 3.2 a vista 3D do reservatório.

Figura 3.1: Contorno Geométrico e Profundidade do Reservatório

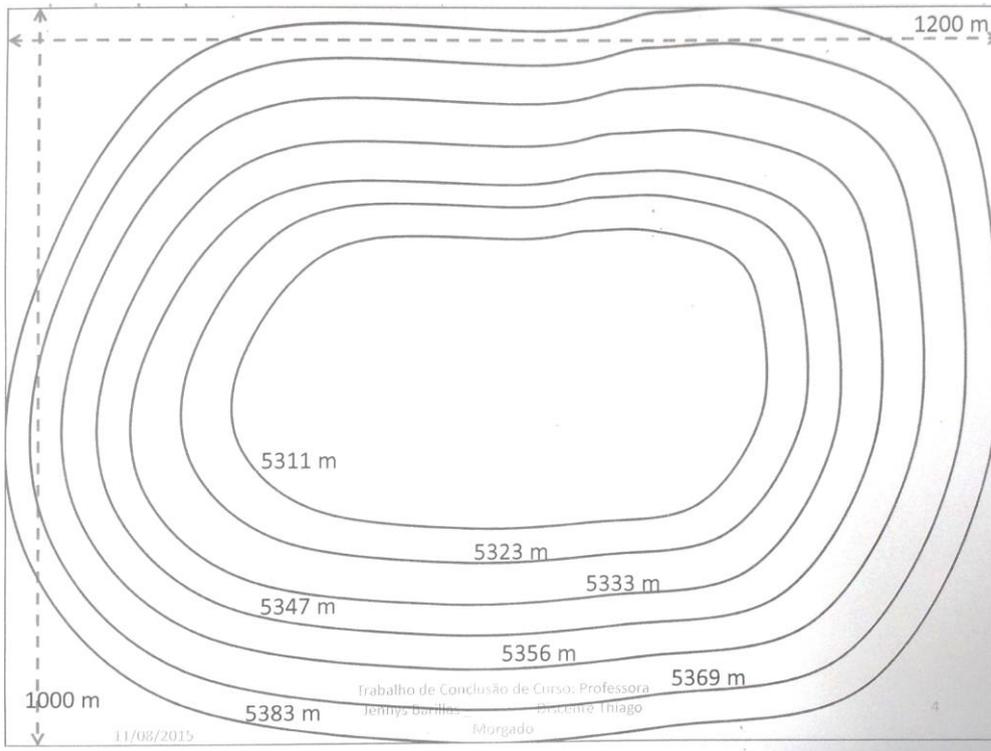
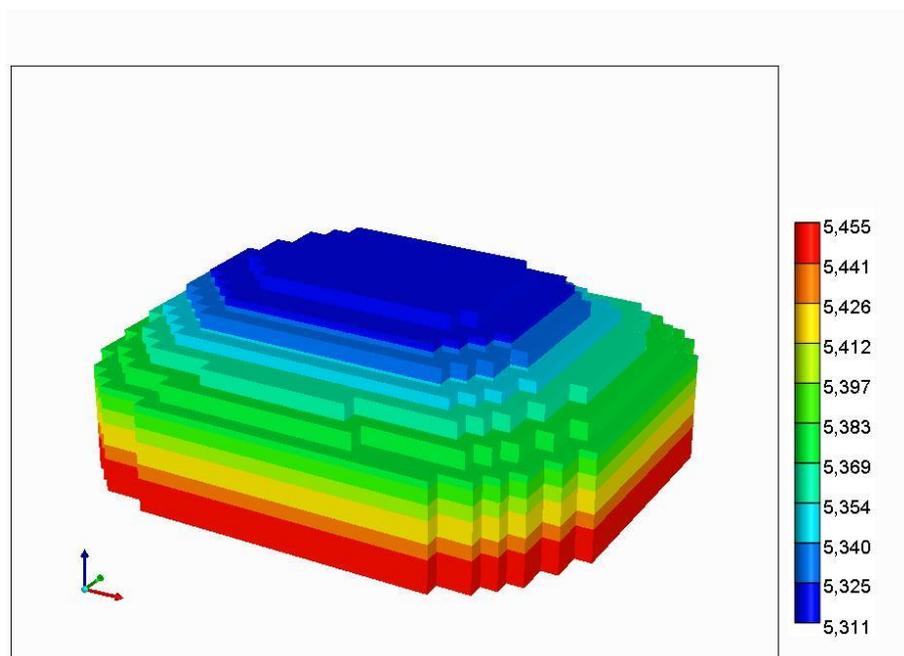


Figura 3.2: Vista 3D do Reservatório



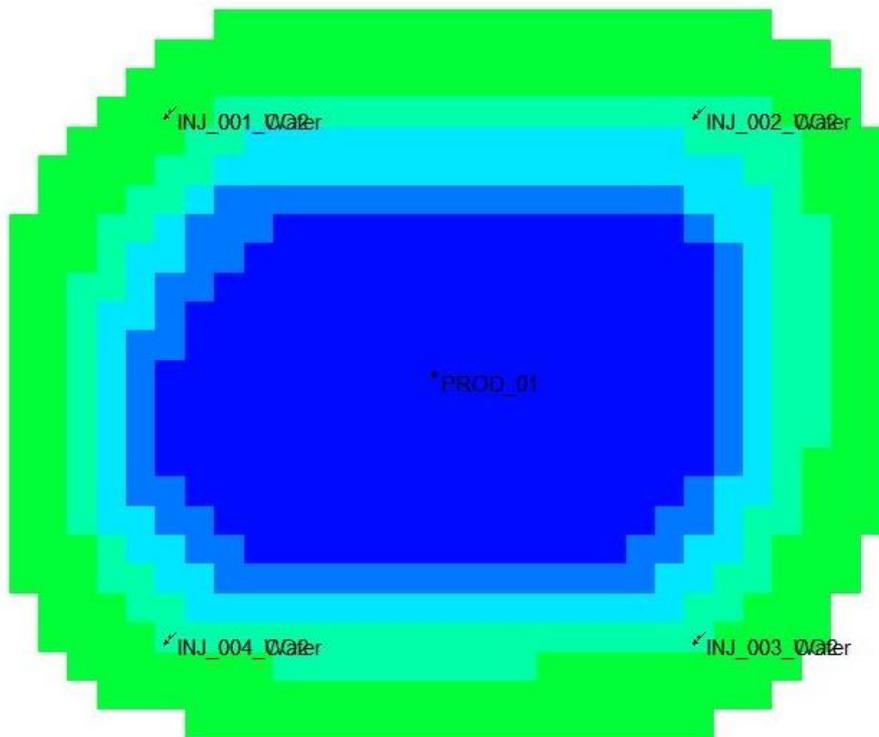
Suas características dimensionais podem ser analisadas através da tabela 3.1:

Tabela 3.1: Características dimensionais do reservatório

número de blocos (direção i)	30
número de blocos (direção j)	25
número de blocos (direção k)	13
tamanho dos lados (direção i)	40
tamanho dos lados (direção j)	40
número total de blocos	9750

A configuração dos poços segue o padrão de malha *five – spot*, ou seja um poço produtor no meio, e quatro injetores nos vértices. A figura 3.3, mostra a representação desse tipo de malha:

Figura 3.3: Vista Areal do Reservatório



3.2.2 Propriedades da Rocha

Na tabela 3.2, se encontram as propriedades da rocha reservatório com características do pré – sal, utilizadas nesse trabalho:

Tabela 3.2: Propriedades do reservatório

Porosidade	12%
Permeabilidade horizontal (kh) - (mD)	550
Permeabilidade vertical (kv)	0,01*kh
Compressibilidade da formação @4351psi - (1/psi)	9×10^{-8}
Contato água óleo - (m)	5380
Profundidade do topo - (m)	5311
Espessura da última camada do reservatório - (m)	15
Temperatura inicial do reservatório - (°C)	98,889
Saturação inicial de água	29%
Tempo de projeto (anos)	20

3.2.3 Condições de Operação

Segue na tabela abaixo as condições de operação utilizadas no estudo do modelo base:

Tabela 3.3: Condições Operacionais

Pressão Máxima no poço injetor de água (psi)	10 000
Pressão Máxima no poço injetor de CO2 (psi)	10 000
Pressão Mínima no poço produtor (psi)	5000
Vazão Máxima de Produção de Fluido (m ³ /dia)	5000
Malha utilizada	<i>Five - Spot</i>

3.2.4 Modelo de Fluido

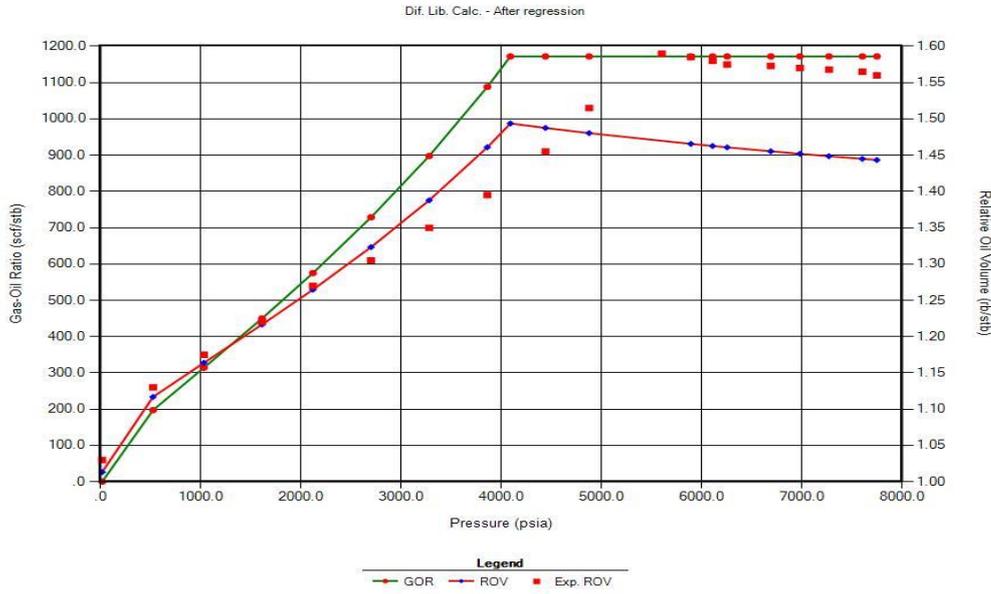
O modelo de fluido para um reservatório com características do pré – sal foi desenvolvido através da ferramenta Winprop, da CMG, aonde, na modelagem desse fluido é considerado pressão de saturação, temperatura, grau API, fator volume formação do óleo, densidade, entre outros. A tabela 3.4 mostra a composição do modelo de fluido experimental.

Tabela 3.4: Composição do Fluido

Component	Primary	Secondary
CO2	0.0824	0.0
CO2_INJ	1E-09	0.0
N2 toCH4	0.5166	0.0
C2HtoC3H	0.1194	0.0
IC4toNC5	0.0414	0.0
C6 toC9	0.0656	0.0
C10toC19	0.0984	0.0
C20toC30	0.0762	0.0
Sum	1.000000001	0

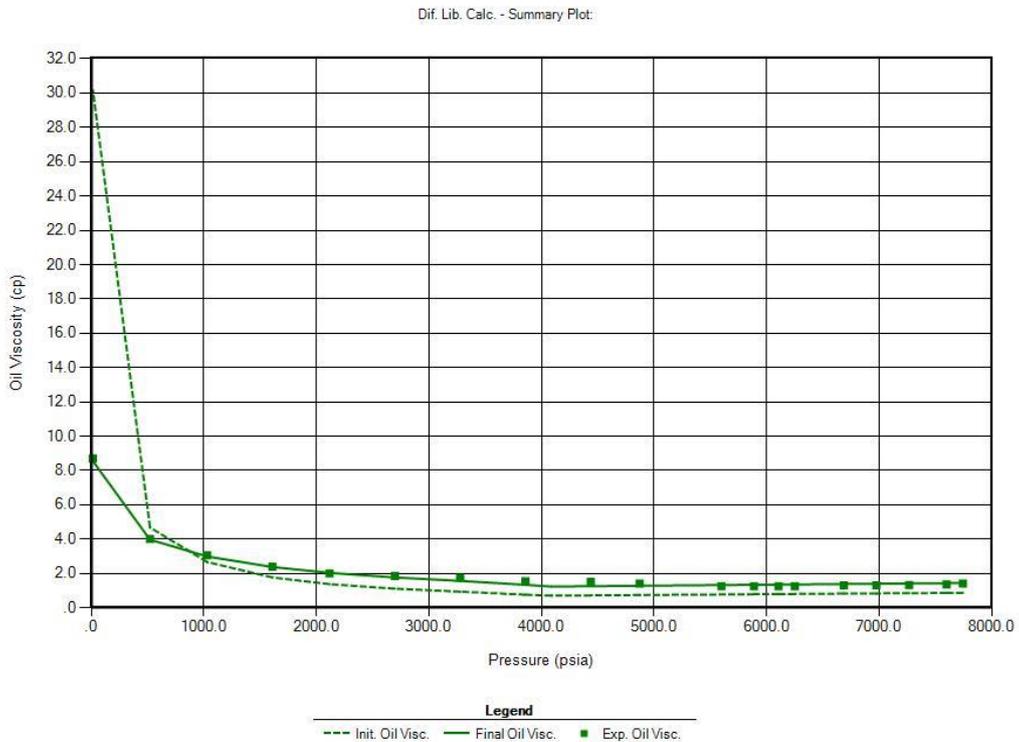
A figuras 3.4 mostra o ajuste da curva para o fator volume formação do óleo, bem como para razão de solubilidade para os dados experimentais.

Figura 3.4: curva ajustada para os valores de fator volume formação de óleo e razão de solubilidade



A figura 3.5 mostra o ajuste da curva da viscosidade para os dados experimentais.

Figura 3.5: Curva ajustada para os dados de viscosidade .



3.2.5 Curvas de Permeabilidade Relativa

A Figura 3.4 e a Figura 3.5 demonstram a curva de permeabilidade relativa em relação a saturação de água e saturação de líquido, respectivamente:

Figura 3.6: Curva de permeabilidade relativa em relação ao sistema água – óleo.

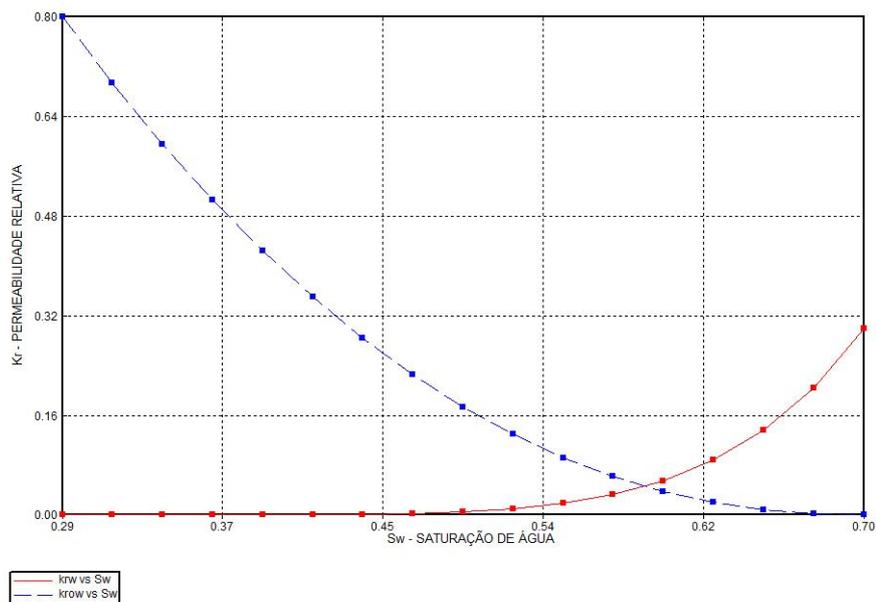
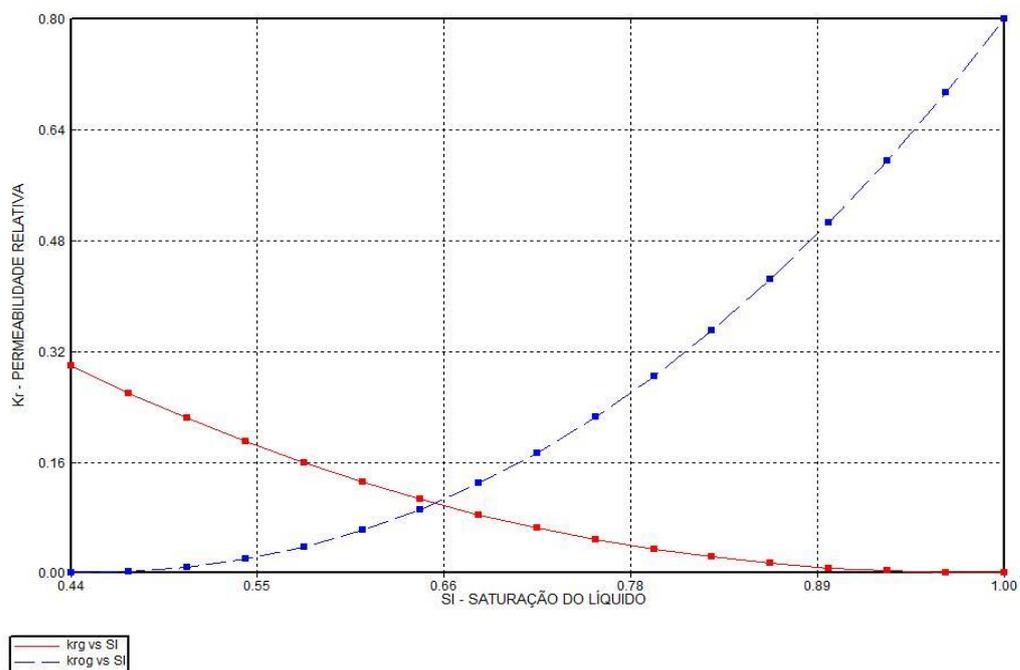


Figura 3.7: Curva de permeabilidade relativa em relação ao sistema líquido – gás.



3.2.6 Metodologia do trabalho

- Revisão Bibliográfica;
- Refinamento e escolha do modelo base;
- Desenvolvimento do modelo de fluido no módulo Winprop;
- Desenvolvimento do modelo de reservatório no módulo Builder;
- Combinação do modelo de fluido e reservatório;
- Simulação dos arquivos no módulo GEM;
- Análise para diferentes vazões de injeção de água;
- Análise para diferentes vazões de injeção de CO₂;
- Análise para diferentes vazões no processo WAG.

CAPÍTULO 4

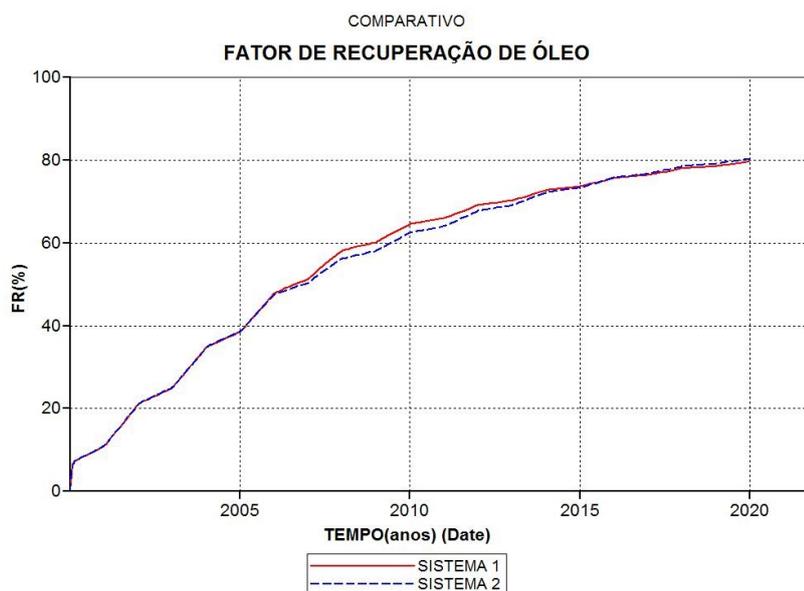
RESULTADOS E DISCUSSÕES

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Escolha do modelo base

O modelo base foi escolhido através do comparativo feito entre o Sistema 1, sistema completado em toda zona de óleo, e entre o Sistema 2, completado no topo e na base do reservatório. Em ambos foram utilizados 100 m³/dia de água e 100 000 m³/dia de CO₂. Os sistemas mostraram comportamentos muito semelhante, aonde o sistema 1 foi escolhido por mostrar uma antecipação na produção em um determinado período. A Figura 4.1 mostra o comparativo do fator de recuperação em 20 anos entre os sistemas.

Figura 4.1: Comparativo entre os Sistemas



Esta análise foi feita sobre dois tipos de completção para os poços injetores de gás e de água, para estudar qual apontaria a melhor varredura de óleo no reservatório. O poço produtor foi completado totalmente.

As figuras 4.2 e 4.3 ilustram como os dois sistemas foram completados.

Figura 4.2: Sistema 1 (Injetores de água e CO2 completados em toda zona de óleo)

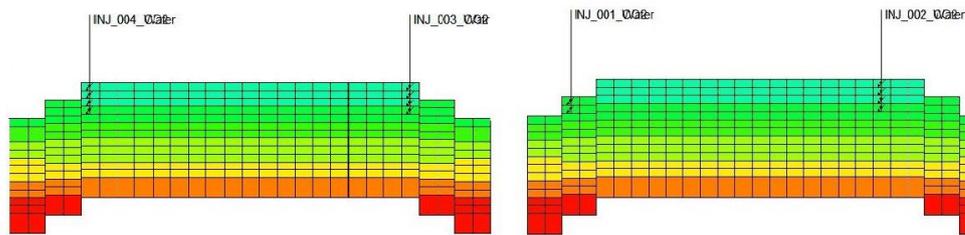
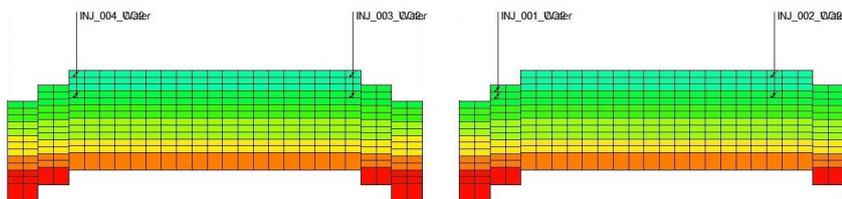


Figura 4.3: Sistema 2 (Injetores de água e CO2 completados no topo e na base da zona de óleo)



Os dois tipos de completções mostraram resultados bem semelhantes, ocorrendo pouca variação na produção de óleo, porém como citado anteriormente, o sistema 1 completado em toda a zona de óleo, foi o que melhor antecipou a produção de óleo no reservatório. Esta pouca variação na produção de óleo pode ser analisada na figura 4.4, aonde o comparativo entre os sistemas é realizado.

Figura 4.4: Comparativo da vazão de produção de óleo entre os sistemas.



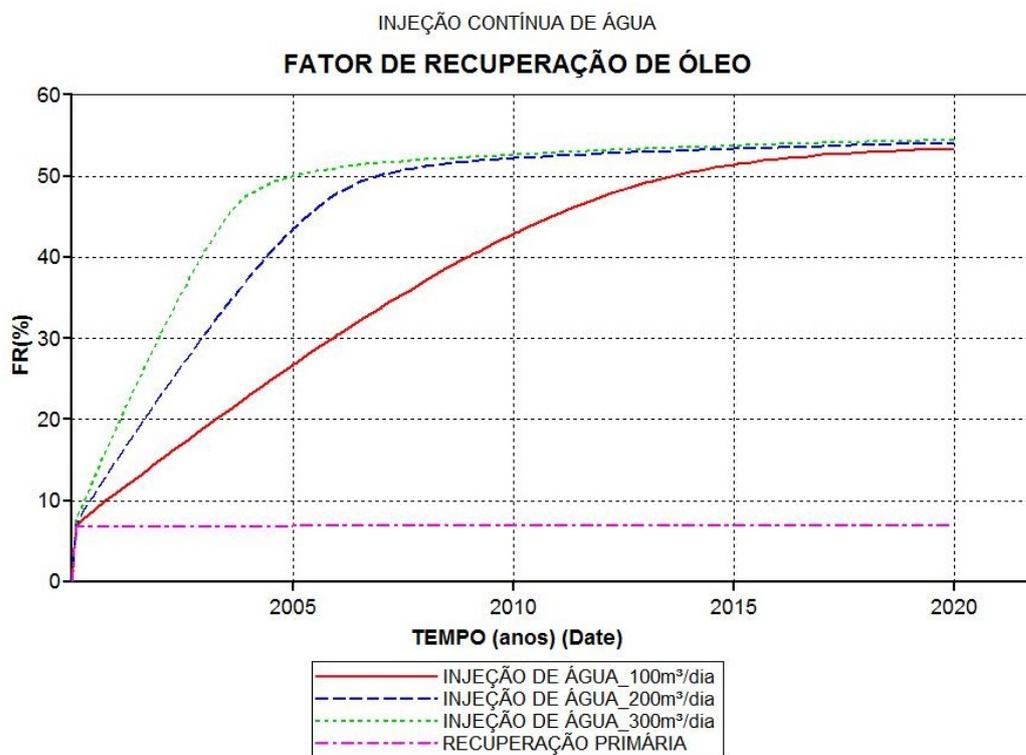
4.2 Análise da Injeção de água

Foi realizada uma análise para diferentes tipos de vazões de injeção só de água, com o intuito de observar o comportamento do fator de recuperação. Os valores de vazão de injeção de água utilizados foram:

- 100 m³/dia;
- 200 m³/dia;
- 300 m³/dia.

A Figura 4.5 mostra o fator de recuperação para diferentes vazões de injeção de água em um período de 20 anos.

Figura 4.5: Comparativo entre vazões de injeção de água.



Observou – se na figura 4.5 que a injeção de água recupera uma boa quantidade de óleo quando comparada com a recuperação primária. Quanto maior a vazão de injeção mais rápido será a antecipação da curva de fator de recuperação. E para todos os valores de vazão de injeção utilizado, o fator de recuperação tende a convergir, e dessa forma não ocorre incremento no fator de recuperação.

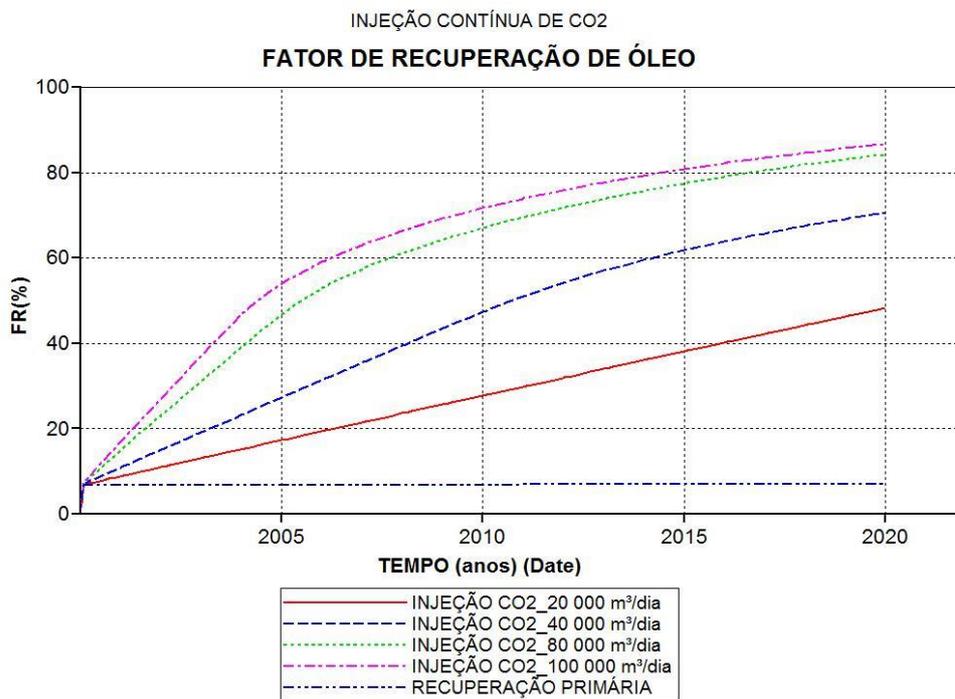
4.3 Análise da injeção de CO₂

Assim como feita a análise para diferentes valores de injeção de água, também foi realizado um estudo para diferentes valores de injeção de CO₂, para estudar o comportamento do fator de recuperação para esses diferentes valores. Como o gás é um fluido altamente compressível, é necessário trabalhar com volumes muito elevados, quando comparado aos volumes de água. A Figura 4.6 mostra as curvas de fator de

recuperação obtidas para este tipo de reservatório, utilizando as seguintes vazões de injeção apenas de CO₂ :

- 20 000 m³/dia;
- 40 000 m³/dia;
- 80 000 m³/dia;
- 100 000 m³/dia

Figura 4.6: Comparativo entre vazões de injeção de CO₂.



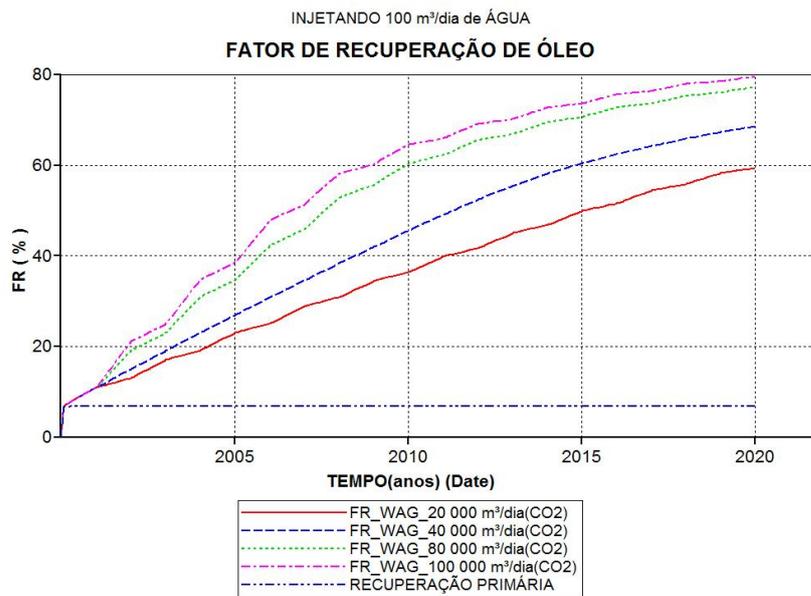
O resultado desta análise demonstra que a recuperação de óleo utilizando CO₂ se mostrou bem mais eficiente quando comparado a injeção de água. Isso se deve a afinidade entre o óleo e o CO₂ resultando em uma frente miscível entre as duas fases, causando inchamento e vaporização do óleo no reservatório, e consequentemente, melhorando o escoamento no meio poroso.

4.4 Análise das vazões de injeção do método WAG

Com a finalidade de analisar qual vazão de injeção possibilita maior varredura dentro do reservatório, foram realizadas simulações para prever o comportamento do reservatório, variando valores de injeção. A análise foi realizada da seguinte forma, foram fixados valores de injeção de água e variou – se os valores de injeção de gás, e assim estudou – se o comportamento do fator de recuperação para os seguintes casos

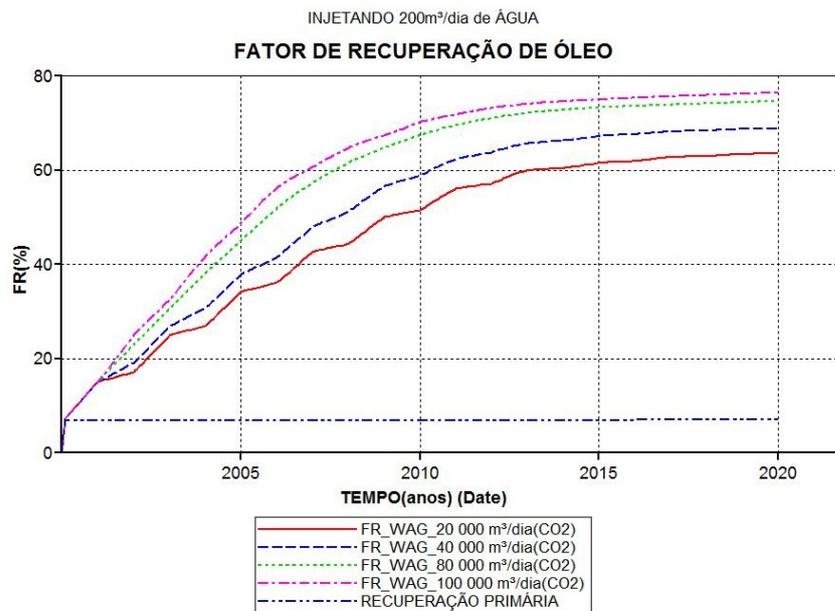
A figura 4.7 fixa a vazão de injeção de água em 100 m³/dia, variando os valores de injeção de CO₂.

Figura 4.7: Recuperação de óleo para diferentes vazões de CO₂, fixando 100 m³/dia de água.



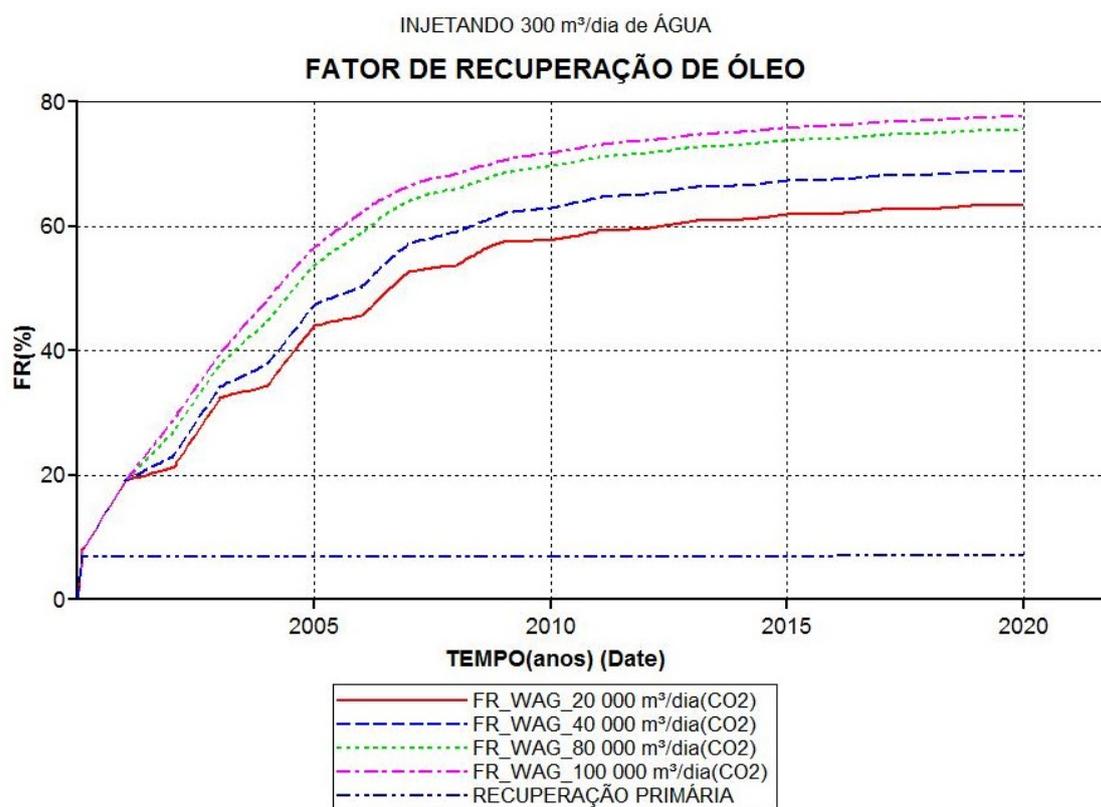
A figura 4.8 fornece valores do fator de recuperação fixando a vazão de injeção de água em 200 m³/dia para diferentes vazões de CO₂.

Figura 4.8: Recuperação de óleo para diferentes vazões de CO₂, fixando 200m³/dia de água.



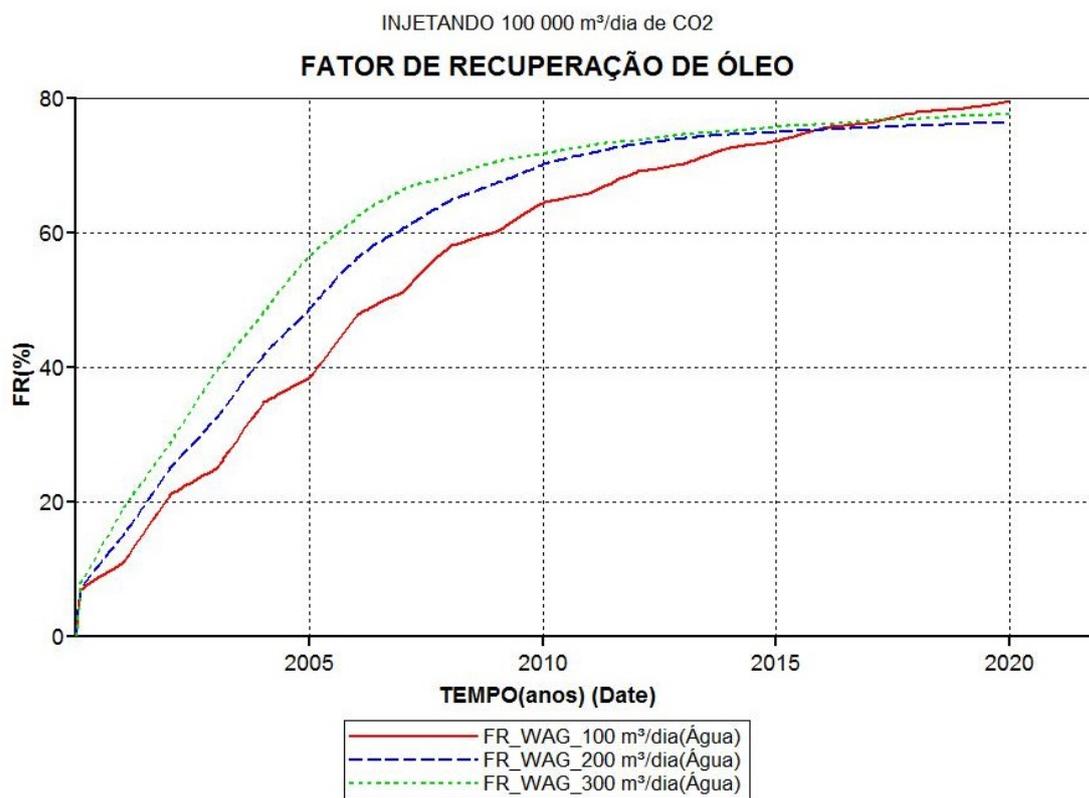
A figura 4.9 mostra o fator de recuperação em relação ao tempo de 20 anos, fixando 300 m³/dia de água para diferentes vazões de CO₂.

Figura 4.9: Recuperação de óleo para diferentes vazões de CO₂, fixando 300 m³/dia de água.



Com base nos três resultados, foi feito um comparativo com os melhores valores de fator de recuperação para os três casos. Trabalhando com a vazão de injeção de 100 000 m³/dia de CO₂ se obtêm o melhor fator de recuperação para todos os casos de injeção de água, e o projeto que mais antecipou a produção foi o que trabalha com a vazão de injeção de 300 m³/dia de água. Contudo, os projetos se mostraram bem semelhantes e com diferenças mínimas entre os fatores de recuperação. Este resultado pode ser observado na figura 4.10.

Figura 4.10: Recuperação de óleo para diferentes vazões de água e fixando a vazão de CO₂.



CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Conclusões

- ✓ No caso da injeção contínua de água, o estudo realizado, demonstrou que quanto maior o volume de água mais rápido ocorre a antecipação da produção. Outro ponto muito importante, é que apesar do aumento do volume injetado de água, não ocorre incremento no fator de recuperação de óleo, pois a partir de um determinado período a produção se estabiliza, o que provavelmente pode ser ocasionado por “*fingers*”, ou seja, a água pode ter tomado caminhos preferenciais, não varrendo corretamente o reservatório e diminuindo a eficiência de deslocamento do óleo.
- ✓ Para o estudo da injeção contínua de CO₂, o resultado obtido foi bastante satisfatório, atingindo valores de fator de recuperação de óleo superiores a 80 %, além de antecipar a produção a medida que se aumenta a vazão de injeção de CO₂. Isso demonstra que a vazão de injeção de CO₂ é um parâmetro operacional fundamental para o sucesso do método. Isso se deve ao fato do CO₂ ser extremamente eficiente em reservatórios de óleo leve, além disso, o CO₂ quando miscível ao óleo, resulta no inchamento e na vaporização do óleo, contribuindo com o aumento da recuperação e produção de óleo.
- ✓ Na análise da injeção alternada de água e gás (WAG), notou – se um incremento no fator de recuperação de óleo em relação a injeção contínua de água, constatando que quanto maior o volume combinado injetado de água e CO₂, mais rápido a produção será antecipada. Foi uma análise baseada em um período de 20 anos de projeto, aonde de ano em ano era alternada a injeção de água e a injeção de CO₂, com o objetivo de analisar o comportamento do fator de recuperação de óleo desse reservatório. Em relação a injeção contínua de CO₂, o processo WAG se mostrou menos eficiente, o que geralmente pode ter sido ocasionado pela água, interferindo no processo, por ser tratar de um fluido imiscível, bem como, ter tomado caminhos preferenciais, prejudicando a varredura no reservatório de óleo.
- ✓ A simulação numérica de reservatório foi de suma importância por proporcionar a realização desse estudo, ajudando a prever o comportamento do reservatório

com características do pré – sal, quando submetido a métodos de recuperação, para analisar quais parâmetros operacionais poderiam influenciar no incremento do fator de recuperação de óleo.

Recomendações para trabalhos futuros:

- Analisar o comportamento do reservatório através de outras configurações de poços, pois neste trabalho, o único modelo utilizado foi do tipo *five – spot*;
- Estudar outros processos variados do método WAG e analisar se houve incremento no fator de recuperação;
- Analisar o fator de recuperação para menores ciclos de injeção alternada e de tempo de projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2013.10, Calgary-Alberta-Canadá.

DAKE, L. P. Fundamentals of reservoir engineering. Ed. Elsevier 8} ed. Amsterdam, 1978.

DINIZ, Anthony Andrey Ramalho – Estudo da Injeção de Água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo leve. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015. Natal - RN

PARAFITA, Jofranya Wendyana Alves - análise Paramétrica do Método de Injeção Alternada de Agua e CO₂ em Reservatórios de Petróleo. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014. Natal – RN

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

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