



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

Leonardo Silva de Ataíde

Estudo do processo de injeção de CO<sub>2</sub> alternado com água aplicado a um reservatório de óleo leve do nordeste brasileiro.

NATAL  
2015

Leonardo Silva de Ataíde

**TEMÁTICA: Estudo do processo de injeção de CO<sub>2</sub> alternado com água aplicado a um reservatório de óleo leve do nordeste brasileiro**

Trabalho apresentado ao departamento de Engenharia de Petróleo do Curso Engenharia do Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como item parcial para a obtenção do título de Engenheiro do Petróleo.

Orientador: Prof<sup>a</sup>.Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

NA TAL

2015

Leonardo Silva de Ataíde

**TEMÁTICA:** Estudo do processo de injeção de CO<sub>2</sub> alternado com água aplicado a um reservatório de óleo leve do nordeste brasileiro.

Natal, 02 de Dezembro de 2015.

Banca examinadora:

---

Prof<sup>a</sup>.Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Orientador

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal-RN-Brasil

---

Prof. M. Sc. Célio Gurgel Amorim

Examinador

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal-RN-Brasil

---

M. Sc. Edson de Andrade Araújo

Examinador

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Natal-RN-Brasil

**DEDICATÓRIA**

*Dedico este trabalho a Deus, ao meu pai José Clóvis de Ataíde, à minha mãe Marinalva Silva de Ataíde e aos meus amigos e familiares por todo apoio e compreensão.*

## AGRADECIMENTOS

À Deus acima de tudo e de todos, por ter cuidado de mim e colocado pessoas especiais na minha vida durante essa jornada, sempre me dando saúde, sabedoria e forças nos momentos difíceis.

Aos meus pais, José Clovis de Ataíde e Marinalva Silva de Ataíde, por todo apoio, paciência e pelos conselhos dados durante cada momento de dificuldade, pelo carinho, amor e dedicação tudo que aprendi e até aqui cheguei porque vocês me proporcionaram isso.

Ao meu irmão Lucas Silva de Ataíde que mesmo distante quando pode esteve presente me apoiando.

À minha namorada Salma Silva Salomão cujo apoio no final dessa jornada foi crucial.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte por proporcionar essa oportunidade de acrescentar meus conhecimentos.

Aos professores do Curso de Engenharia de Petróleo, pelo conhecimento compartilhado.

À minha professora orientadora, Jennys Loudes Meneses Barillas, pela amizade, paciência e por todos os ensinamentos transmitidos e por todo cuidado e dedicação aos seus alunos.

Aos Colegas do curso de Engenharia de Petróleo em especial aos colegas Davi Mendes Braga, Larissa Cristina da Silva Martins, Rafael Alves Randel, Vitória Régia, Brenda Martins, Shirley Feitosa Machado, pela amizade e por todo conhecimento compartilhado, essa conquista é nossa.

À CMG por permitir a utilização de seus simuladores.

A todos que no geral contribuíram para finalização dessa graduação.

Muito obrigado, que Deus os abençoe!

## RESUMO

O petróleo atualmente ainda é uma das fontes de energia não renovável mais utilizada na matriz energética global. Diante disso é necessária a descoberta de novas reservas ou aprimoramento dos métodos de recuperação de hidrocarbonetos. Dentre os métodos de recuperação especial encontra-se o método miscível de injeção alternada de água e gás WAG, com a utilização do CO<sub>2</sub> como gás injetado. Uma das principais vantagens de utilização do CO<sub>2</sub> na recuperação avançada consiste em reduzir a concentração desse gás na atmosfera uma vez que este gás é um dos principais contribuintes do efeito estufa que é responsável pelo aquecimento global. Esse método consiste da injeção de um banco de água alternado com um banco de gás carbônico o qual é miscível ao óleo, a vantagem da utilização desse método consiste em possibilitar ótimas eficiências de deslocamento do gás e de varrido da água a fim de reduzir a razão de mobilidade. Diante disso este estudo aborda a utilização do método WAG-CO<sub>2</sub> na recuperação avançada de petróleo, aplicado a um reservatório de óleo leve com as características do Nordeste Brasileiro, com a finalidade de identificar a viabilidade de utilização deste método. Através de resultados obtidos de simulações, com a utilização do programa GEM da CMG, foi analisado o fator de recuperação, a produção acumulada, dentre outros e a influência da aplicação do método WAG-CO<sub>2</sub> em comparação com a injeção contínua de água e injeção contínua de gás, sobre eles. Os resultados obtidos mediante a utilização do método WAG-CO<sub>2</sub> houve um aumento no fator de recuperação de 19,33% em relação à injeção contínua de água e de 11,48% em relação à injeção contínua de gás (CO<sub>2</sub>), atingindo um valor no Fator de recuperação de 46,82% comprovando assim a viabilidade da utilização deste método.

**Palavras-chave:** Petróleo, WAG-CO<sub>2</sub>, métodos miscíveis de recuperação, simulação.

## ABSTRACT

Oil is currently still one of the non-renewable energy sources become available in global energy matrix. Therefore it is necessary to discovery of new reserves and improvement of oil recovery methods. Among the special recovery method is a method of alternating miscible water and WAG injection gas using the injected CO<sub>2</sub> as gas. One of the main advantages of using CO<sub>2</sub> in enhanced recovery is to reduce the concentration of this gas in the atmosphere since this gas is a major contributor to the greenhouse effect is responsible for global warming. This method consists of injecting a water bank alternating with a carbon bank which is miscible with oil, the advantage of using this method is to enable optimal gas displacement efficiency and sweep the water to reduce the ratio mobility. Therefore this study addresses the use of WAG- CO<sub>2</sub> method in enhanced oil recovery, applied to a light oil reservoir with the Brazilian Northeast characteristics, in order to identify the feasibility of using this method. Through results obtained from simulations using the GEM CMG program, the recovery factor has been analyzed, cumulative production, among other and the influence of the application of WAG- CO<sub>2</sub> method compared to the continuous injection of water and continuous injection gas about them. The results obtained using WAG- CO<sub>2</sub> method there was a 19.33% increase in recovery factor in relation to the injection of water continues and 11.48% in relation to the injection continues gas (CO<sub>2</sub>), reaching a value in 46.82% recovery factor thus proving the feasibility of using this method.

**Keywords:** Oil, WAG- CO<sub>2</sub> miscible recovery methods, simulation.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Histórico (1900-2009) e previsão (2010-2050) de Consumo de energia primária e emissão de CO <sub>2</sub> global (CCS = Carbon Capture and Storege – captura e armazenamento de carbono). .....	11
Figura 2-2: (a) Variação histórica na concentração de CO <sub>2</sub> atmosférico; (b) demonstração da contribuição anual desde a revolução industrial dos principais geradores de CO <sub>2</sub> , destacando a linha preta que indica as emissões totais a partir de combustíveis fósseis e fabricação de cimento. ....	12
Figura 2-3: Visão dos diferentes métodos de sequestro de CO <sub>2</sub> em formações geológicas profundas: (1) armazenamento em reservatórios de petróleo e gás depletados; (2) uso de CO <sub>2</sub> para aperfeiçoar a recuperação de petróleo e gás; (3) deposição em formações salinas (a) no mar e (b) em terra; (4) uso de CO <sub>2</sub> para aperfeiçoar a extração de metano ou gás em camadas de carvão.....	14
Figura 2-4: Estimativa da Capacidade de armazenamento de carbono e tempo de armazenamento para diferentes formas de sequestro. ....	15
Figura 2-5: injeção de água com deslocamento não uniforme. ....	18
Figura 2-6: Processo de injeção Alternada Ideal (WAG_CO <sub>2</sub> ).....	20
Figura 2-7: Processo WAG (CO <sub>2</sub> ) Escoamento Irregular .....	21
Figura 3-1: Composição dos Componentes do fluido .....	24
Figura 3-2: Ajuste da Viscosidade do Óleo em relação à Variação da Pressão .....	25
Figura 3-3: Diagrama de fases Comparativo .....	26
Figura 3-4: Curva de permeabilidade relativa do Sistema Água/Óleo .....	26
Figura 3-5: Curva de permeabilidade relativa do Sistema Líquido/Gás .....	27
Figura 3-6: (a) Saturação inicial de óleo (b) Saturação inicial de água.....	29
Figura 3-7: Vista da planta do Reservatório .....	29
Figura 3-8: Diferentes vistas do reservatório em 3D.....	30
Figura 3-9: Malha 9-Spot Normal .....	31
Figura 3-10: Malha Nine-Spot Normal disposição dos poços no Reservatório .....	31
Figura 4-1: Vista Superior da disposição das malhas no reservatório.....	34
Figura 4-2: Fator de Recuperação para diferentes disposições de Malhas.....	34
Figura 4-3: Fator de Recuperação para disposição de Malhas Normais e Invertidas.....	35

Figura 4-4: Influência do Fluido a ser inicialmente injetado o Fator de Recuperação.....	36
Figura 4-5: Vazão de Produção para diferentes tempos de injeção alternada.....	37
Figura 4-6: Fator de Recuperação para diferentes tempos de alternância.....	38
Figura 4-7: Disposição dos poços e profundidades de canhoneio MOD_2E.....	41
Figura 4-8: Fator de Recuperação e valor da produção Acumulada de óleo (Np) para diferentes vazões de injeção de água.....	42
Figura 4-9: Fator de Recuperação e valor de Produção Acumulada de óleo (Np) para diferentes vazões de injeção de CO <sub>2</sub> .....	43
Figura 4-10: Fator de Recuperação para variação das vazões de injeção método WAG-CO <sub>2</sub> .	45
Figura 4-11: Comparação do Fator de recuperação de óleo para ICA, CGI e WAG-CO <sub>2</sub> .....	46
Figura 4-12: Saturação inicial de Óleo (Início do projeto).....	47
Figura 4-13: Saturação de Óleo para diferentes anos (5, 10, 15, 20) para WAG_CO2 e ICA.	48
Figura 4-14: Saturação de Óleo para diferentes anos (5, 10, 15, 20) para WAG_CO2 e CGI.	49

**LISTA DE EQUAÇÕES**

Equação 2.1 Volume Poroso .....	4
Equação 2.2 Saturação de Fluidos .....	4
Equação 2.3 Pressão Mínima de Miscibilidade.....	6
Equação 2.4 Eficiência de Deslocamento .....	9
Equação 2.5 Eficiência de Varrido Horizontal.....	10
Equação 2.6 Eficiência de Varrido Vertical .....	10
Equação 2.7 Eficiência Volumétrica .....	10
Equação 2.8 Eficiência Volumétrica .....	10

**ÍNDICE DE TABELAS**

Tabela 2-1: Comparação entre as opções de armazenamento geológico de CO <sub>2</sub> .....	16
Tabela 3-1: Composição Molar do Fluido.....	24
Tabela 3-2: Características do Reservatório.....	28
Tabela 3-3: Variáveis Operacionais .....	32
Tabela 4-1: Descrição dos diferentes modelos de Canhoneio.....	39
Tabela 4-2: Influencia dos Canhoneios no Fator de Recuperação e na produção acumulada de óleo no final do projeto (20 anos).....	40
Tabela 4-3: Influência da variação de vazões de água e gás no método WAG-CO <sub>2</sub> na produção acumulada de óleo (Np) e Fator de Recuperação (FR).....	44

## NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

API – American Petroleum Institute	
$A_t$ – Área total do meio poroso	$m^2$
$A_{vt}$ – Área Vertical total da seção transversal	$m^2$
CGI - <i>Continuus Gas Injection</i> - Injeção Continua de Gás	
CMG – Computer Modelling Group	
CO <sub>2</sub> - Dióxido de carbono	
DGC - Dakota Gasification Company	
$E_A$ - Eficiência de Varrido Horizontal	%
$E_D$ – Eficiência de Deslocamento	%
$E_v$ – Eficiência Volumétrica	%
$E_{vv}$ _ Eficiência de Varrido Vertical	%
FR - Fator de Recuperação	%
GAG - <i>Gas Assited Gravity Drainage</i> - Drenagem Gravitacional Assistida por Gas	
GEM – Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator	
i – Direção do eixo “x”	
ICA - Injeção Continua de Água	
j – Direção do eixo “y”	
k – Direção do eixo “z”	
$k_h$ – Permeabilidade horizontal (i,j)	mD
Krg – Permeabilidade Relativa ao gás	
Krog – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema líquido/gás	
Krow – Permeabilidade relativa ao óleo no sistema água/óleo	
krw – Permeabilidade relativa à água	
$k_v$ – Permeabilidade vertical (k)	mD
MBD - Milhões de Barris por dia	
MMC – Miscível a Multiplos Contatos	
MPC - Miscível ao Primeiro Contato	
$N_p$ – Produção Acumulada de óleo	$m^3$
°API – grau API	
°C – Graus Celsius	

°F – Graus Fahrenheit

ONGs - Organizações Não governamentais

OPEP - Organização dos Países Exportadores de petróleo

PMM - Pressão Mínima de Miscibilidade

std – Condições Padrão

UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte

VAPEX - *Vapor Extraction Process* - Processo de Extração com Solvente

WAG - FAWAG - *Foam Assisted* - Injeção alternada de água e gás com espuma

WAG - Injeção alternada de gás

WAG - *Water Alternating Gas* - Injeção Alternada de Água e Gás

$Q_{inj}$ – Vazão de Injeção	m <sup>3</sup> /dia
$S_o$ – Saturação de óleo	%
$S_{oi}$ – Saturação de óleo inicial	%
$S_g$ – Saturação de gás	%
$S_w$ – Saturação de água	%
$S_{wc}$ – Saturação de água conata	%
$S_{or}$ – Saturação de óleo residual	%
SPE – Society of Petroleum Engineers	
T – Temperatura	°C

## ÍNDICE

### Sumário

1	Introdução.....	1
2	Aspectos Teóricos .....	4
2.1	Definições .....	4
2.1.1	Saturação .....	4
2.1.2	Fator de Recuperação .....	4
2.1.3	Produção Acumulada.....	4
2.2	Miscibilidade e Pressão Mínima de Miscibilidade .....	5
2.2.1	Miscibilidade .....	5
2.2.2	Pressão Mínima de Miscibilidade.....	5
2.3	Segregação Gravitacional .....	6
2.4	Métodos de Recuperação .....	6
2.4.1	Métodos Convencionais .....	6
2.4.2	Métodos Especiais de recuperação .....	7
2.5	Métodos Miscíveis .....	8
2.6	Eficiência de recuperação .....	9
2.7	Estudo da utilização de CO <sub>2</sub> como método de recuperação avançada.....	10
2.7.1	Métodos de redução da concentração de CO <sub>2</sub> atmosférico.....	12
2.7.2	Sequestro do CO <sub>2</sub> .....	13
2.7.3	Ciclo e condições de utilização de CO <sub>2</sub> para injeção na recuperação avançada	15
2.8	Injeção de Gás Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	17
2.9	Injeção de Água .....	18
2.10	Injeção Alternada de Água e Gás (CO <sub>2</sub> ) (WAG – CO <sub>2</sub> ).....	19
3	Materiais e Métodos .....	22
3.1	Ferramentas Computacionais.....	22
3.1.1	WINPROP .....	22

3.1.2	BUILDER.....	22
3.1.3	GEM .....	23
3.2	Modelo de Fluido .....	23
3.3	Iteração Rocha/Fluido .....	26
3.4	Modelo Físico .....	28
3.4.1	Modelagem do Reservatório.....	28
3.4.2	Malha de Injeção .....	30
3.4.3	Condições Operacionais .....	32
3.5	Metodologia .....	32
4	Resultados e Discussões .....	33
4.1	Escolha da Malha de Injeção .....	33
4.2	Análise do Fluido a ser inicialmente injetado no método WAG-CO <sub>2</sub> .....	36
4.3	Análise dos tempos de injeção alternada para os bancos de água e gás .....	37
4.4	Análise da influência das diferentes zonas de canhoneio no aumento da produção acumulada de óleo .....	39
4.5	Análise de diferentes vazões de Injeção Contínua de água (ICA).....	42
4.6	Análise de diferentes vazões de Injeção Contínua de gás (CGI) .....	43
4.7	Análise de diferentes vazões de Injeção no método WAG-CO <sub>2</sub> .....	44
4.8	Comparação entre ICA, CGI e WAG-CO <sub>2</sub> .....	46
4.8.1	Análise da viabilidade do método WAG-CO <sub>2</sub> .....	46
4.8.2	Análise da Saturação de Óleo para ICA, CGI e WAG-CO <sub>2</sub> .....	47
5	Conclusões.....	51
5.1	Conclusões .....	51
6	Bibliografia:.....	52

## 1 Introdução

Atualmente o petróleo se encontra ainda como uma das fontes de energia não renovável mais utilizada na matriz energética global. A Organização dos Países Exportadores de petróleo (OPEP), no dia 13 de Julho de 2015, publicou uma estimativa em seu relatório mensal, prevendo que em 2016 haverá um crescimento no consumo mundial de petróleo de 1,44%, no caso, 93,94 MM bbl/dia, em relação ao aumento de 1,40% no ano de 2015. Tendo em vista esse fato faz-se necessária a descoberta de novos reservatórios de hidrocarbonetos ou inovação nos métodos de recuperação já existentes, para aumentar a recuperação nos reservatórios maduros, bem como a criação de novos métodos visando suprir a demanda global exigida por este produto.

A energia primária que geralmente os reservatórios possuem no início da sua vida produtiva, em si não é suficiente para recuperar a maior parte dos hidrocarbonetos presentes no meio poroso. Assim faz-se necessária a utilização de métodos convencionais, que atuam de forma mecânica no reservatório através da injeção de fluidos imiscíveis, que promovem a manutenção da pressão interna do reservatório sem que haja interação química ou termodinâmica entre o fluido injetado e os componentes presentes no reservatório (os fluidos, a rocha, etc). Ainda assim dependendo das características internas dos reservatórios os métodos convencionais podem deixar uma grande saturação de óleo residual no meio poroso, fazendo-se necessária a utilização dos chamados métodos especiais de recuperação avançada que atuam diretamente na natureza química, térmica e miscível dos fluidos ou da rocha do reservatório, dependendo das características eminentes a este.

Os métodos especiais são classificados como métodos térmicos, microbiológicos, químicos, eletromagnéticos e miscíveis. O presente estudo terá um destaque para os métodos miscíveis, com enfoque na utilização da injeção alternada de água e gás (WAG), com a utilização do gás dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

Os métodos miscíveis geralmente são empregados nos casos onde pode haver baixas eficiências de deslocamento. Nos métodos miscíveis dois ou mais fluidos quando em contato formam uma única fase independente das proporções em que se encontrem, devido à miscibilidade, a qual para que possa ocorrer depende de uma pressão mínima de miscibilidade, que é a mínima energia necessária para se formar uma fase homogênea. Os processos dos métodos miscíveis podem ser classificados como: injeção contínua de gás;

injeção alternada de água e gás; processo de extração com solvente; drenagem gravitacional assistida por gás (BAUTISTA, 2010).

O método de injeção alternada de água e gás (WAG) surgiu com o interesse de melhorar problemas que são notados na recuperação da injeção de gás, como a eficiência de varrido do gás, através da injeção de água que controla a mobilidade do gás, sendo injetados água e gás, no caso o CO<sub>2</sub>, de forma alternada. Assim combinando as melhores características encontradas na injeção de um ou outro separadamente, como por exemplo, as ótimas eficiências de deslocamento do gás e de varrido da água para reduzir a razão de mobilidade, aumentando consequentemente a recuperação de óleo.

A utilização do CO<sub>2</sub> como gás injetado não apenas tem como objetivo melhorar a recuperação como também é uma forma de reduzir sua emissão e concentração na atmosfera, através do sequestro do gás, tendo em vista que esse é um dos gases responsáveis pelo efeito estufa que contribui para o aumento da temperatura no planeta, ou seja, com sua utilização na recuperação avançada tem sido uma forma de solucionar em curto prazo um problema de nível global. No entanto, para sua utilização faz-se necessário seguir o ciclo de sequestro de dióxido de carbono que compreende as etapas de captura de uma fonte de emissões antropogênicas, compressão, transporte e armazenamento do gás carbônico no caso da recuperação avançada sendo, considerado que parte do gás permanece aprisionado no reservatório.

A vantagem que pode ser destacada na utilização do CO<sub>2</sub> no método WAG em relação à utilização de outros gases é que além da recuperação dos componentes mais leves (C<sub>2</sub>– C<sub>4</sub>) também que se podem extrair os componentes mais pesados (C<sub>5</sub>– C<sub>30</sub>), entre outros. No entanto, podem ser destacados alguns problemas que geralmente são observados na utilização dos gases durante a recuperação, como a segregação gravitacional, em especial na utilização do método WAG-CO<sub>2</sub> são vistos problemas como a corrosão, pois quando misturado à água, o CO<sub>2</sub> reage tornando o sistema ácido, assim tendo que se utilizar nas tubulações de ligas especiais, como aço carbono. Desta forma, é necessário um estudo de viabilidade econômica antes da utilização deste método, devido ao aumento dos custos quando comparados a outros métodos mais simples.

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma área de um reservatório com características do nordeste brasileiro usando o método de injeção de CO<sub>2</sub> e água de forma

alternada (WAG-CO<sub>2</sub>), utilizando poços verticais para produção e injeção, com o auxílio do simulador GEM (*Advanced Compositional and Unconventional Reservoir simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*); através do estudo da vazão de injeção, das configurações dos poços, do tempo de injeção de CO<sub>2</sub> e da água onde o estudo desses parâmetros tem por finalidade a melhora do varrido volumétrico no meio poroso, aumentando assim a produção de óleo.

Este trabalho está dividido em cinco capítulos. O primeiro capítulo compreende uma introdução geral sobre o assunto discutido. O segundo capítulo expõe um resumo da fundamentação teórica abordada no trabalho com o intuito de auxiliar na compreensão do mesmo. O terceiro capítulo demonstra a metodologia utilizada durante o trabalho, em que se destacam o modelo do reservatório, as condições de operação, o modelo físico e a metodologia utilizada no trabalho. O quarto e último capítulo aborda os resultados e discussões alcançados no estudo realizado, seguido por fim das conclusões e recomendações.

## 2 Aspectos Teóricos

### 2.1 Definições

#### 2.1.1 Saturação

A saturação de óleo, água e gás é o percentual do volume poroso ocupado por dada uma dessas fases (THOMAS, 2004). Assim, a saturação de um determinado fluido (óleo, água ou gás) é o percentual do volume que não está ocupado pela rocha (volume poroso), ou seja, o volume do espaço (volume de vazios), entre a rocha, que está ocupado por cada fluido (óleo, água ou gás) dividido pelo volume Poroso ( $V_p$ ), que por sua vez é o volume total do reservatório vezes a porosidade do mesmo ( $\phi$ ).

$$V_p = V_t \cdot \phi \quad \text{Equação (2.1)}$$

$$S_f(\%) = \frac{V_f}{V_p} \times 100\% \quad \text{Equação (2.2)}$$

#### 2.1.2 Fator de Recuperação

Segundo Thomas (2004), o fator de recuperação (FR) é o quociente entre o volume recuperável e o volume original. Desta forma, o FR pode ser definido como sendo a razão entre a quantidade de óleo ou gás que se espera produzir de certa quantidade de petróleo acumulada (volume recuperável) e a quantidade de fluido total do reservatório no momento em que foi descoberto (volume original).

#### 2.1.3 Produção Acumulada

Produção Acumulada é o nome que se dá à quantidade de fluido que já foi produzida de um reservatório até uma determinada época (THOMAS, 2004); ou seja, é a quantidade de algum fluido (óleo, água ou gás) que já foi recuperado do reservatório, ou seja, que já foi produzido até certo tempo determinado.

## 2.2 Miscibilidade e Pressão Mínima de Miscibilidade

### 2.2.1 Miscibilidade

Miscibilidade é a capacidade de dois ou mais fluidos, em quaisquer proporções, se misturarem de uma forma que o resultado seja um sistema com uma única fase, ou seja, um sistema homogêneo. Segundo Holm (1986), a miscibilidade é definida como a habilidade de duas ou mais substâncias formarem uma fase simples homogênea quando estão misturadas em todas suas proporções sem a existência de uma interface, em que, caso haja duas fases de fluidos se formando após uma quantidade de fluido ser adicionada, os fluidos passam a ser considerados imiscíveis.

*Rosa et al* (2011) afirmam que a miscibilidade entre dois líquidos depende de sua semelhança química e das condições de pressão e temperatura.

### 2.2.2 Pressão Mínima de Miscibilidade

A pressão mínima de miscibilidade (PMM) é a mínima compressão necessária no reservatório para que o gás injetado e o hidrocarboneto contido no reservatório formem um sistema homogêneo, ou seja, miscível.

Segundo *Stalkup* (1983) alguns fatores podem afetar a pressão mínima de miscibilidade, como por exemplo: a temperatura do reservatório é uma variável importante, já que quanto maiores as temperaturas de reservatório maiores PMM serão requeridas; a PMM é inversamente proporcional à quantidade total de C<sub>5</sub> a C<sub>30</sub> presente no óleo do reservatório, quanto maior a quantidade dessas frações menor a PMM; a PMM é afetada pelo peso molecular individual do C<sub>5</sub> até o C<sub>30</sub>, quanto menor o peso molecular menor será a PMM; a PMM é afetada pelo tipo de hidrocarboneto, por exemplo, os hidrocarbonetos aromáticos resultam em menores PMM.

A PMM pode ser encontrada por meio de testes laboratoriais e correlações. Uma das correlações bastante utilizada é a que foi proposta por Cronquist (1978 in Ahemd, 1997):

$$PMM = 15,988xT^{(0,744206 + 0,0011038M_{C_{5+}} + 0,0015279Y_{C_1})} \quad \text{Equação (2.3)}$$

Onde T = temperatura do reservatório, em °F;  $M_{C_{5+}}$  = a massa molecular de pentanos e frações mais pesadas do óleo;  $Y_{C_1}$  = a fração molar de metano e nitrogênio.

### 2.3 Segregação Gravitacional

A Segregação gravitacional é a ação da gravidade nos fluidos presentes no reservatório devido à diferença de densidade que eles apresentam entre si ( $d_w > d_o > d_g$ ), onde a gravidade atua de forma que aconteça a segregação dos fluidos, ou seja, os fluidos dispõem-se no meio poroso de acordo com suas densidades. O efeito da gravidade é um agente responsável pela melhoria do desempenho dos mecanismos de produção (THOMAS, 2004).

### 2.4 Métodos de Recuperação

Os reservatórios de petróleo quando descobertos apresentam uma energia natural, denominada energia primária, que ocorre devido à pressão interna existente no reservatório, a qual a partir do momento que o reservatório é colocado para produzir diminui rapidamente com a produção, onde geralmente com a utilização apenas desta energia primária se obtém uma baixa recuperação de óleo, permanecendo grandes volumes de óleo no reservatório. Assim, para retirar os fluidos que continuam no reservatório ou aumentar a eficiência de recuperação faz-se necessário a utilização de alguns métodos de recuperação que visam à manutenção da energia interna do reservatório através da utilização do aumento da pressão interna do mesmo e/ou redução de alguma resistência (forças viscosas e capilares) que possa afetar o escoamento e a produção dos hidrocarbonetos, assim contribuindo para o aumento da produção de óleo. Esses métodos são classificados como métodos convencionais de recuperação e métodos especiais de recuperação (THOMAS, 2004).

#### 2.4.1 Métodos Convencionais

Os métodos convencionais de recuperação visam o aumento da produção através da manutenção de pressão do reservatório, ou seja, através da injeção de um fluido no reservatório, com intuito de aumentar a pressão interna consequentemente aumentando sua energia interna, atuando de forma mecânica no mesmo, onde o fluido injetado (fluido

deslocante) movimenta óleo (fluido deslocado) para fora do meio poroso, aonde o fluido deslocante vai ocupando o espaço que antes era ocupado pelo fluido deslocado, sem que haja interação de natureza química ou termodinâmica entre esses fluidos ou entre os fluidos e a rocha, como exemplo, tem-se a injeção de água ou a injeção de gás imiscível.

Segundo Thomas (2004), estimativas feitas em diversos locais têm conduzido a um fator de recuperação média de cerca de 30%, considerando-se apenas processos convencionais de recuperação. Já Rosa (2011), destaca que a eficiência de recuperação primaria é geralmente baixa podendo inclusive ser nula, onde a eficiências de projetos convencionais bem-sucedidos pode ser superior a 60%, embora o valor mais frequente seja entre 30% e 50%.

### 2.4.2 Métodos Especiais de recuperação

Métodos especiais de recuperação interagem diretamente na natureza do fluido do reservatório podendo ser essa interação de natureza química, térmica ou miscível, com a finalidade de melhorar o processo de recuperação. Esses métodos são empregados para agir diretamente aonde pode ter ocorrido uma falha na aplicação dos métodos convencionais, como por exemplo, na atuação do efeito da capilaridade, a qual atua de forma que grandes quantidades de óleo, também chamado de óleo residual, permaneçam nos poros do reservatório.

Podem-se destacar como principais causas para menores recuperações através dos métodos convencionais de recuperação: a *alta viscosidade dos fluidos do meio poroso*, pois quando a viscosidade da água e/ou gás injetado é muito menor que do óleo, água ou gás presentes no reservatório, o fluido deslocante (injetado) tende a encontrar caminhos preferenciais, assim chegando ao poço produtor rapidamente, deixando grande quantidade de óleo aprisionado no meio poroso; *as elevadas tensões interfaciais entre o fluido deslocante e o fluido deslocado*, pois com as altas tensões entre o fluido injetado e os fluidos do reservatório a capacidade de deslocamento entre os fluido é bastante reduzida, assim deixando grandes quantidades de saturação de óleo residual nas regiões por onde passou o fluido deslocante (PARAFITA, 2014).

Desta forma segundo Thomas (2004), os métodos de recuperação especial são classificados da seguinte forma:

- Métodos térmicos;
- Métodos químicos;
- Métodos miscíveis;
- Métodos microbiológicos;
- Métodos eletromagnéticos;

A escolha do método depende das características do reservatório e dos fluidos presentes nele e da rocha da qual ele é formado e principalmente da economicidade da implantação do projeto, este trabalho terá um enfoque para os métodos miscíveis.

### 2.5 Métodos Miscíveis

Os métodos miscíveis geralmente são empregados nos casos onde podem existir baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido deslocante não consegue retirar o óleo da rocha reservatório por causa das altas tensões interfaciais. Esse processo procura reduzir e/ou eliminar, parcialmente ou até mesmo quando possível totalmente, as tensões interfaciais.

Os métodos miscíveis ocorrem com a injeção de um fluido miscível ao óleo presente no reservatório, ou seja, não há interface entre o fluido deslocante e o fluido deslocado. Segundo Rosa (2011), a importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que são responsáveis pela retenção do óleo do reservatório. Sendo a miscibilidade a propriedade dos fluidos responsável por essa habilidade.

Conforme Bautista (2010), os métodos miscíveis podem ser classificados de duas formas, dependendo da forma como a miscibilidade é desenvolvida, que são: Miscível ao Primeiro Contato (MPC), que ocorre da injeção de um solvente líquido (propano, butano ou pentano), os quais se misturam completamente com o óleo formando uma fase simples; ou Miscível a Múltiplos Contatos (MMC), em que o fluido injetado não é miscível com o óleo do reservatório no primeiro contato, onde a miscibilidade ocorre através de múltiplos contatos na medida em que o solvente se move no meio poroso dependendo das condições apropriadas de pressão e temperatura.

Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são preferencialmente o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), o gás natural e o nitrogênio (THOMAS, 2004).

Bautista (2010) destaca que os processos do método miscível podem ser divididos em:

- Injeção Contínua de Gás (*Continuus Gas Injection – CGI*);
- Injeção Alternada de Água e Gás (*Water Alternating Gas – WAG*);
- Processo de Extração com Solvente (*Vapor Extraction Process – VAPEX*);
- Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (*Gas Assited Gravity Drainage - GAGD*).

O presente trabalho aborda a injeção alternada de água e gás (CO<sub>2</sub>), assim este processo será descrito no item 2.10.

### 2.6 Eficiência de recuperação

A produção de hidrocarbonetos obtida de um projeto de injeção de fluidos pode ser avaliada numericamente, a qualquer época, através de parâmetros chamados Eficiência de Varrido Horizontal, Eficiência de Varrido Vertical e Eficiência de Deslocamento (THOMAS, 2004).

A Eficiência de Deslocamento ( $E_D$ ) mede a capacidade de o óleo ser deslocado para fora do meio poroso pelo fluido injetado. Esse parâmetro exprime qual o percentual da saturação de óleo original que foi expulso do meio poroso pelo fluido injetado. Segundo Thomas (2004), a  $E_D$  depende das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório e do volume injetado, já Rosa (2011) destaca que ela sofre influencia dos volumes injetados; da viscosidade dos fluidos e da permeabilidade.

$$E_D = \frac{(S_{oi} - S_{or})}{S_{oi}} \quad \text{Equação (2.4)}$$

Onde,  $S_{oi}$  é a saturação de óleo inicial e  $S_{or}$  é a saturação de óleo residual.

Segundo Rosa (2011), a Eficiência de Varrido Horizontal ( $E_A$ ) é definida como a relação entre a área invadida pelo fluido injetado ( $A_{inv}$ ) e a área total do meio poroso ( $A_t$ ), ambas medidas em planta, onde dimensão da área invadida e conseqüentemente a eficiência de varrido horizontal dependem da geometria de injeção (localização e maneira como os

poços de injeção e produção estão distribuídos no reservatório), do volume de fluido injetado e da razão de mobilidade do fluido injetado e a mobilidade do fluido deslocado.

$$E_A = \frac{A_{inv}}{A_t} \quad \text{Equação (2.5)}$$

A Eficiência de Varrido Vertical ( $E_{vv}$ ) é definida como a relação entre a área vertical invadida pelo fluido injetado ( $Av_{inv}$ ) e a área vertical total da seção vertical ( $Av_t$ ), ou seja, o percentual da área da seção vertical do meio poroso que foi invadida pelo fluido deslocante. A Eficiência de Varrido vertical depende da variação vertical da permeabilidade, da razão de mobilidade e do volume injetado (THOMAS, 2004).

$$E_{vv} = \frac{Av_{inv}}{Av_t} \quad \text{Equação (2.6)}$$

A Eficiência volumétrica ( $E_v$ ) exprime quanto do reservatório foi alcançado pelo fluido deslocante, ela é definida como o produto entre a eficiência de varrido horizontal ( $E_A$ ) e vertical ( $E_{vv}$ ), ou ainda pode ser definida também como a relação entre o volume do reservatório invadido pelo fluido deslocante ( $V_{inv}$ ) e o volume total do reservatório ( $V_t$ ) (PARAFITA, apud ROSA, 2011).

$$E_v = E_A E_{vv} \quad \text{Equação (2.7)}$$

$$E_v = \frac{V_{inv}}{V_t} \quad \text{Equação (2.8)}$$

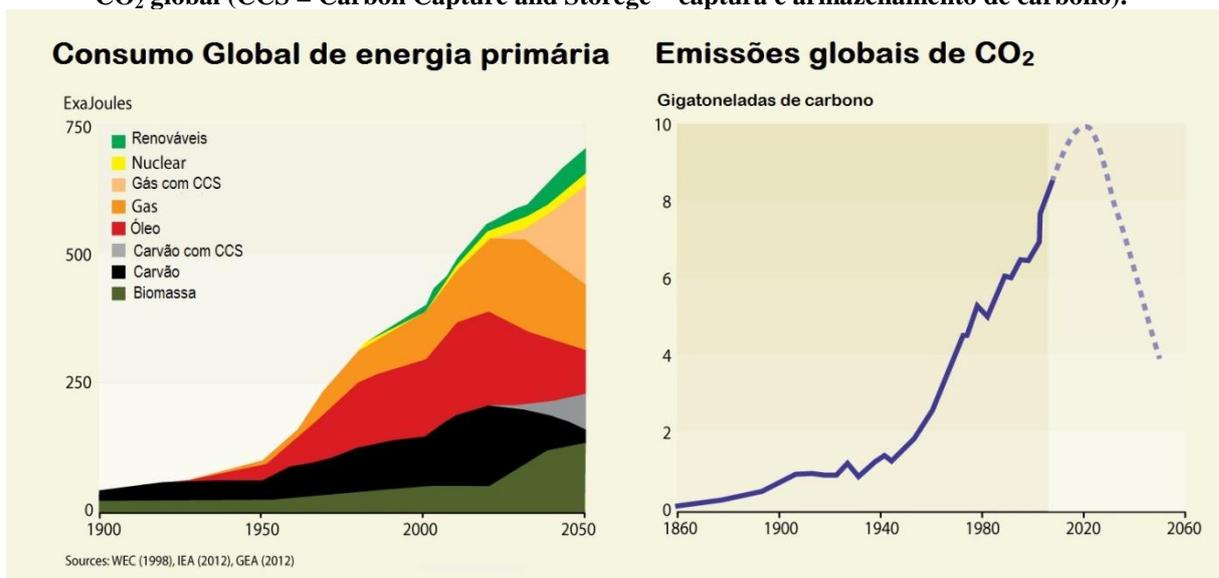
### 2.7 Estudo da utilização de CO<sub>2</sub> como método de recuperação avançada

A crescente preocupação com as questões ambientais relacionadas com a variação de temperatura e mudança do clima em varias regiões do planeta tem motivado diversos estudos sobre o aquecimento global e o efeito estufa, onde o aumento da emissão do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e de outros gases responsáveis pelo efeito estufa são os principais responsáveis por esse fenômeno que vem ocorrendo no planeta. Como resolução para esse problema tem sido realizado estudo do crescimento da emissão de CO<sub>2</sub> e pesquisas de métodos de redução de sua produção vêm sendo desenvolvidos por fim o sequestro do CO<sub>2</sub> com a finalidade de

reduzir sua concentração atmosfera tem se mostrado como uma das soluções mais promissora devido a sua aplicação em curto prazo de tempo se comparado aos outros métodos já citados.

Um dos principais fatores que contribuiu e contribui para o aumento da produção e concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera é o aumento do consumo energético no planeta. O consumo mundial de energia comercial, que é derivada em sua maioria de combustível fóssil, tem aumentado a cada ano a uma taxa de crescimento global anual de 2% ao ano desde a revolução industrial, tendo o período de crescimento mais acentuado após a segunda guerra mundial (BAIRD; CANN, 2011). O aumento na produção de CO<sub>2</sub> esta relacionada à geração de energia elétrica devido à utilização da combustão do carvão, do gás natural, na sua geração, como se vê na Figura 2-1. Assim como a sua utilização nos transportes com o uso da gasolina, diesel, gás natural, etc.

**Figura 2-1: Histórico (1900-2009) e previsão (2010-2050) de Consumo de energia primária e emissão de CO<sub>2</sub> global (CCS = Carbon Capture and Storege – captura e armazenamento de carbono).**

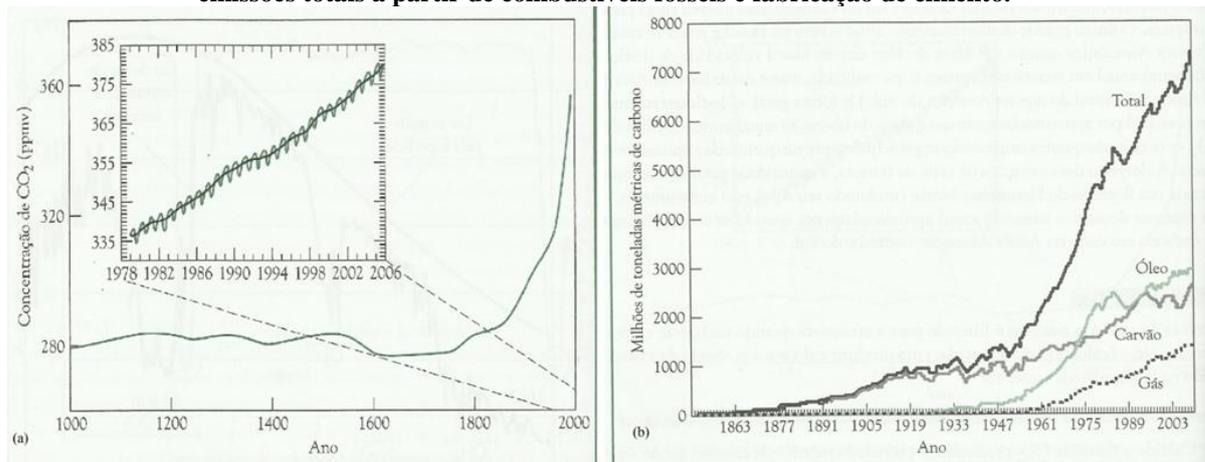


**Fonte:** [www.grida.no/graphicslib/detail/global-primary-energy-consumption-and-global-co2-emission\\_b4bf](http://www.grida.no/graphicslib/detail/global-primary-energy-consumption-and-global-co2-emission_b4bf) (22/10/2015 às 16:16).

Segundo Baird e Cann (2011), a concentração atmosférica de dióxido de carbono em épocas pré-industriais (i.e., antes de 1970) era aproximadamente de 280 ppmv. A concentração aumentou em um terço em relação à época pré-industrial, no caso para 382 ppmv, até 2006, conforme pode ser visto no gráfico da Figura 2-2 (a). No período entre 1975 e 2000, a concentração cresceu a uma velocidade média anual de cerca de 0,4%, ou 1,6 ppmv, quase o dobro da década de 60. A velocidade de aumento na primeira metade da década do

século XXI aumento em cerca de 2,0 ppmv anualmente (BAIRD; CANN, 2011). Há uma estimativa de que as atividades humanas estejam lançando cerca de 6,3 milhões de toneladas de carbono na atmosfera, através do uso de combustíveis fósseis e produção de cimento e outros 1,2 bilhão de toneladas de carbono pelo desmatamento descontrolado, principalmente de florestas tropicais (PARAFITA, apud HOUGHTON ET AL, 2001); como pode ser visto na Figura 2-2 (b).

**Figura 2-2: (a) Variação histórica na concentração de CO<sub>2</sub> atmosférico; (b) demonstração da contribuição anual desde a revolução industrial dos principais geradores de CO<sub>2</sub>, destacando a linha preta que indica as emissões totais a partir de combustíveis fósseis e fabricação de cimento.**



Fonte: Química Ambiental, páginas 242 e 244.

### 2.7.1 Métodos de redução da concentração de CO<sub>2</sub> atmosférico

Com o crescente aumento da produção e concentração do CO<sub>2</sub> as autoridades governamentais e as ONGs (Organizações Não governamentais) através de reuniões e fecharam acordos internacionais de redução da emissão de gases do efeito estufa. A primeira reunião internacional que abordou este assunto foi na conferência Rio-92, onde ficou decidido que cada país desenvolvido deveria se comprometer que as taxas de emissões de CO<sub>2</sub> não seriam no ano 2000 superiores ao que foram na década de 90. O segundo acordo foi firmado em 1997 em Kioto, no Japão, onde 39 países industrializados concordaram em diminuir conjuntamente 5,2% das emissões equivalentes de CO<sub>2</sub> até o período de 2008-2012 em comparação aos níveis de 1990.

Das diversas técnicas e métodos desenvolvidos e que vem sendo estudados, os três principais adotados pelos países desenvolvidos e em desenvolvimento para redução da produção e/ou diminuição da concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera, sem que com isso necessitem de mudanças radicais nos avanços tecnológicos e industriais já alcançados, são:

- Redução das Emissões de CO<sub>2</sub> pela melhora na eficiência de energia;
- Utilização de geração de energia limpa, ou seja, sem a utilização de combustíveis fósseis (óleo, gás metano, carvão, etc.) para geração de energia, mas através de fontes renováveis de geração de energia (eólica, solar, marítima);
- Remoção de CO<sub>2</sub> da atmosfera;
- Sequestro de CO<sub>2</sub>;

Segundo Matte (2011) existe uma concentração de esforços no sequestro de carbono devido algumas vantagens:

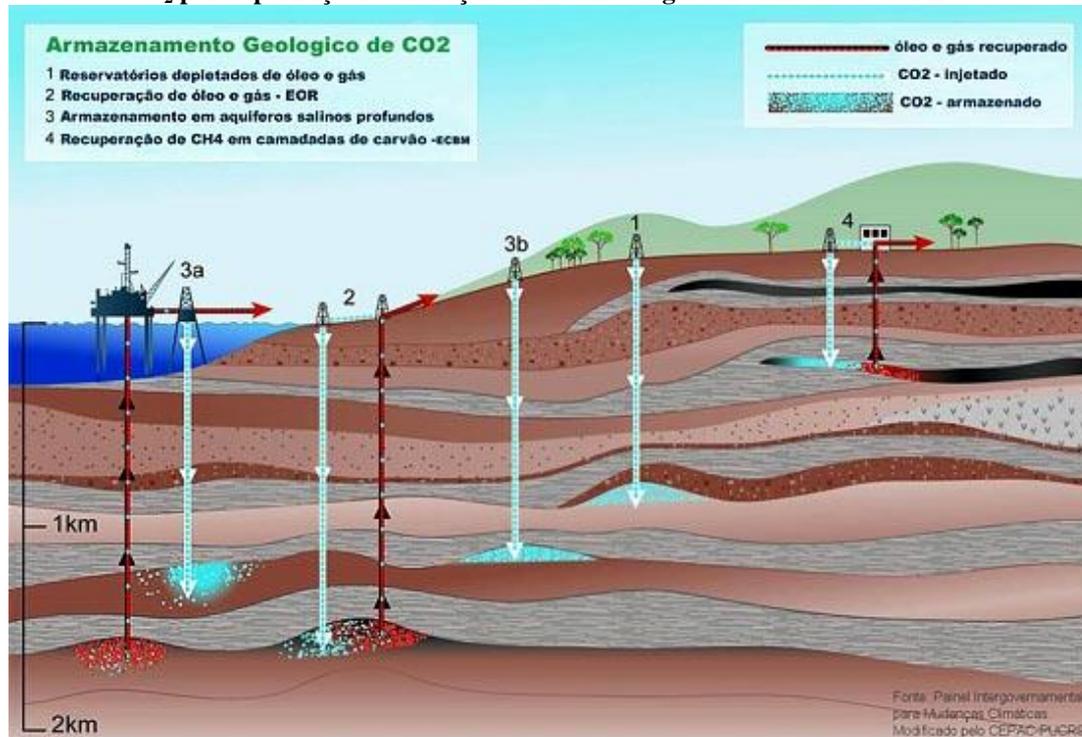
- Possibilitar a sociedade de continuar usando combustíveis fósseis enquanto diminui a concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera;
- Diminuir os efeitos das mudanças climáticas, desde que a concentração de gás carbônico diminua;
- Possibilitar uma mudança gradativa das fontes fósseis para renováveis, não necessitando atitudes drásticas para diminuição da dependência de petróleo, gás natural, etc.

### 2.7.2 Sequestro do CO<sub>2</sub>

A recuperação de CO<sub>2</sub> consiste na remoção através de métodos químicos, com a utilização de um solvente aquoso contendo 15-30% em massa de amina podendo alcançar uma recuperação de CO<sub>2</sub> de mais de 95%, ou métodos como a separação por membranas o qual pode atingir uma recuperação em torno de 85% de dióxido de carbono, ou ainda métodos através da adsorção física e por fim métodos de separação criogênica, sendo o método de absorção química menos economicamente viável que os outros três (BAIRD and CANN, 2011).

Esses métodos podem ser utilizados em fontes pontuais de maior geração de dióxido de carbono, como as usinas elétricas que utilizam combustíveis fósseis, as quais em conjunto são responsáveis por uma fração em torno de 25 e 33% do total das emissões de CO<sub>2</sub>. Assim que recuperado o gás seria sequestrado, depositado no subsolo (poços vazios de óleo e gás natural ou ainda em fendas de carvão ou em aquíferos muito profundos sob a terra) ou nos oceanos profundos, onde se dissolveria e por fim na recuperação avançada em poços de óleo e gás o que preveniria possivelmente a sua liberação para o ar, como nos mostra a Figura 2-3.

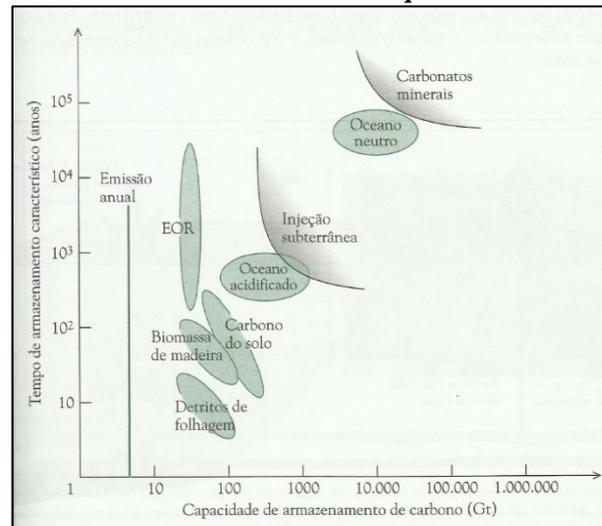
Figura 2-3: Visão dos diferentes métodos de sequestro de CO<sub>2</sub> em formações geológicas profundas: (1) armazenamento em reservatórios de petróleo e gás depletados; (2) uso de CO<sub>2</sub> para aperfeiçoar a recuperação de petróleo e gás; (3) deposição em formações salinas (a) no mar e (b) em terra; (4) uso de CO<sub>2</sub> para aperfeiçoar a extração de metano ou gás em camadas de carvão.



Fonte: [www.pucrs.br/cepac/index\\_br.php?p=sequestro\\_carbono](http://www.pucrs.br/cepac/index_br.php?p=sequestro_carbono) (acesso em: 29/10/2015 às 11:42)

Em curto prazo, a rota mais fácil para começar o sequestro do dióxido de carbono é provavelmente injetá-lo dentro de reservatórios contendo óleo cru ou gás natural. Entretanto, a capacidade total de armazenamento de CO<sub>2</sub> através da recuperação avançada de óleo é menor que 100 Gt, como pode ser visto na a Figura 2-4. Essa tecnologia já vem sendo utilizada para aumentar a recuperação de óleo em alguns campos, embora atualmente a maior parte do CO<sub>2</sub> seja novamente recuperada e reutilizada (BAIRD; CANN, 2011).

**Figura 2-4: Estimativa da Capacidade de armazenamento de carbono e tempo de armazenamento para diferentes formas de sequestro.**



Fonte: Química Ambiental pagina 307.

No mês de Setembro do ano 2000, no estado de Dakota do Norte, nos Estados Unidos, a Dakota Gasification Company (DGC) concordou em enviar todo o gás residual (96% CO<sub>2</sub>) de sua Usina de Great Plains Synfuels, através de uma tubulação de 325 km, ao campo petrolífero de Weyburn, Saskatchewan, no Canadá, firmando assim um projeto internacional. O gás é injetado no subsolo a cerca de 1500 m de profundidade, permitindo maior recuperação de óleo no campo, onde foi estimada uma recuperação de 130 milhões de barris de petróleo em 25 anos. Mas não apenas houve maior recuperação como também promoveu um aumento no sequestro do CO<sub>2</sub> na salmoura do reservatório de petróleo, onde em 2004, foi constatado que cerca de 3,5 milhões de toneladas de gás dióxido de carbono comprimidos (de uma quantidade projetada de 20 milhões) haviam sido sequestrados em Weyburn.

### 2.7.3 Ciclo e condições de utilização de CO<sub>2</sub> para injeção na recuperação avançada

Para se utilizar o CO<sub>2</sub> como método de recuperação avançada de petróleo faz-se necessário seguir o ciclo de sequestro de dióxido de carbono que compreende as etapas de captura de uma fonte de emissões antropogênicas, compressão, transporte e armazenamento do gás carbônico em um local aceito de acordo com as normas ambientais.

A etapa de captura consiste no aprisionamento do CO<sub>2</sub> com alto grau de pureza e a alta pressão, até que as propriedades termodinâmicas desejadas sejam alcançadas, pois o transporte do gás carbônico comprimido e concentrado se torna mais economicamente viável

e a capacidade de recuperação do óleo do reservatório melhora com o aumento do grau de pureza do CO<sub>2</sub>. Caso haja impurezas presente no CO<sub>2</sub> podem ocorrer problemas nas operações em que o mesmo for utilizado.

Segundo Nguyen e Allinson (2002), para facilitar o transporte, o CO<sub>2</sub> é geralmente comprimido sob condições supercríticas (fase densa com pressões acima de 1200 psi), o que ocorre na etapa de compressão.

Os meios de transportes mais utilizados são os gasodutos, mas o transporte de CO<sub>2</sub> também pode ser realizado por meio de caminhões-tanques, navios, entre outros. A escolha do meio de transporte a ser utilizado leva em consideração a quantidade de CO<sub>2</sub> que será transportado, a distância total e o caminho a ser percorrido entre a fonte de fornecimento de CO<sub>2</sub> e o local de utilização do mesmo.

Por fim a etapa do armazenamento que ocorre a partir da deposição de dióxido de carbono em locais ambientalmente aprovados pelos órgãos responsáveis. Na Tabela 2-1, podem ser vistos os principais locais de armazenamento de dióxido de carbono e os comparativos de sua capacidade e custo relativos, integridade do armazenamento e o conhecimento tecnológico necessário para sua utilização com relação aos locais de aprisionamento.

**Tabela 2-1: Comparação entre as opções de armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>.**

Opções de Armazenamento	Capacidade Relativa	Custo Relativo	Integridade do Armazenamento	Conhecimento Tecnológico
Recuperação Avançada de Óleo	Baixa	Muito Baixo	Boa	Alto
Camadas de Carvão	Desconhecida	Baixo	Desconhecida	Desconhecido
Reservatórios Exauridos	Moderada	Baixo	Boa	Alto
Aquíferos Profundos	Alta	Desconhecido	Desconhecida	Desconhecido
Domos de Sal	Alta	Muito Alto	Boa	Alto

Fonte: Parafita (2014), apoud Herzog et al. (1997)

### 2.8 Injeção de Gás Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)

Na recuperação avançada em campos de petróleo através da injeção de gás, segundo Jahn et al (2012), um dos principais equipamentos de superfície requerido para campos de gás é o de compressão os quais são instalados para possibilitar que seja atingida a pressão baixa de reservatório. O gás é injetado com a utilização de compressores que fornecem as vazões e pressões necessárias para o processo. Já Thomas (2004) destaca que nos projetos de injeção de gás natural, o gás injetado pode ser o mesmo oriundo da produção ou ainda aquele gás que já passou pelo processamento.

Pode-se destacar que nos processos miscíveis de injeção de gás também pode ser utilizado o gás oriundo da produção, como por exemplo, o pré-sal que tem altas produções de CO<sub>2</sub> e tem usado o mesmo na recuperação avançada de óleo.

As instalações para injeção de gás se diferenciam basicamente de outros sistemas de produção pela presença de compressores e poços para injeção de gás (THOMAS, 2004).

Segundo Moritis (2004), nas últimas duas décadas houve um significativo aumento na recuperação avançada de óleo por injeção de CO<sub>2</sub> e a injeção de hidrocarbonetos tem perdido a sua aplicabilidade devido ao aumento do preço do gás natural.

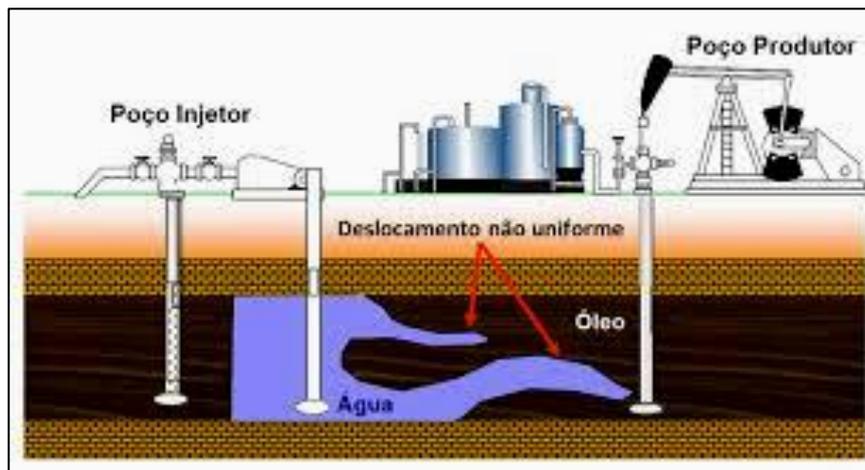
Os principais tipos de injeção de gás segundo Kulkarni (2005) são: Injeção alternada de gás (WAG), o qual consiste na injeção alternada de água e gás; Injeção Contínua de Gás (ICG), que é somente a injeção sem interrupção, ou seja, contínua de gás; Híbrido – WAG, que é a injeção de um banco com grande quantidade de CO<sub>2</sub> e logo após a injeção de pequenos bancos de água e gás; WAG – simultâneo, onde a água e gás são injetados ao mesmo tempo após serem misturados na superfície; Injeção alternada de água e gás com espuma (*Foam Assisted WAG - FAWAG*), este método visa à melhora do varrido através da injeção de espuma juntamente com a injeção alternada de água e gás.

## 2.9 Injeção de Água

O método convencional de recuperação mais utilizado no mundo é a injeção de água, que foi primeiramente utilizado no Campo de Bradford, EUA, no início do século. No Brasil o primeiro campo a utilizar esse processo de recuperação foi o de Don João na Bahia, em 1953 (ROSA et al., 2011).

A injeção de água é um método de recuperação convencional onde a água funciona como um pistão empurrando o óleo para o poço produtor sem que haja interação química ou termodinâmica entre a água e o fluido deslocado, ou seja, acontece de uma forma física ou puramente mecânica e imiscível, mas não necessariamente uniforme, como pode ser observado na Figura 2-5.

Figura 2-5: injeção de água com deslocamento não uniforme.



Segundo Thomas (2004), a água de injeção pode ter quatro origens diferentes: água subterrânea, que são coletadas de mananciais de superfície por meio de poços perfurados para este fim; água de superfície, que são coletadas nos rios, lagos, etc; água do mar; e por fim água produzida, ou seja, a água que vem associada à produção de petróleo. Geralmente, antes de se injetar a água, deve haver um prévio tratamento de forma a adequar a água ao meio poroso e aos fluidos nele contido.

Para que o processo de injeção de água seja utilizado é necessária uma série de componentes: sistema de captação de água, os quais no caso de captação de água subterrânea são os poços, já na utilização da água da superfície (rios, lagos) ou do mar a utilização de um conjunto de bombas; sistema de tratamento da água de injeção (sistema de injeção de água) o qual é composto por bombas, linhas, e poços de injeção; por fim sistema de tratamento e de

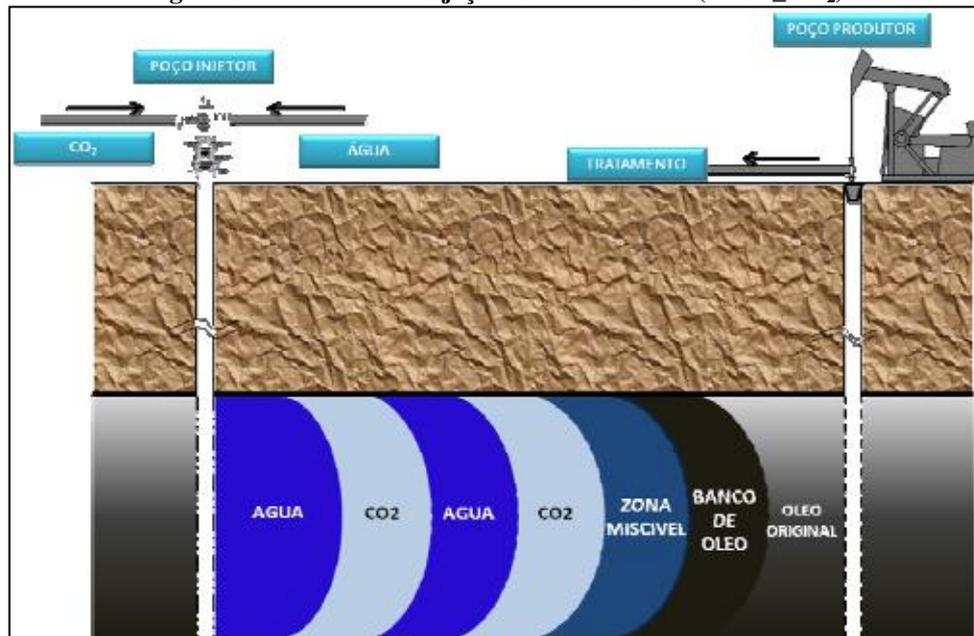
descarte da água produzida. Em alguns casos não é necessário à utilização de todos os sistemas (THOMAS, 2004).

### **2.10 Injeção Alternada de Água e Gás (CO<sub>2</sub>) (WAG – CO<sub>2</sub>)**

O método de injeção alternada de água e gás (*Water Alternating Gás - WAG*) o qual foi proposto em 1959 por Caudle e Dyes, surgiu com a intenção de encontrar uma solução para problemas associados na injeção de gás, como por exemplo, a varredura volumétrica a qual é controlada pela razão de mobilidade, que ocorre entre o fluido deslocante (gás) e o banco de fluido deslocado (óleo), comumente é desvantajoso por causa da baixa viscosidade do gás; e também juntamente com a baixa viscosidade outro problema está associado, a baixa densidade do gás, a qual resulta na segregação gravitacional que influencia diretamente na ineficiência da varredura volumétrica. Assim, segundo Bautista (2010), este método tenta combinar as ótimas eficiências de deslocamento do gás e de varrido da água para reduzir a razão de mobilidade.

O método de recuperação por injeção alternada de água e gás consiste da injeção de certo volume de gás (CO<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, etc), seguido de um volume de água, ou vice versa, ocorrendo alternadamente, como mostra a Figura 2-6 em um esquema ideal (sem efeito da segregação gravitacional) de injeção de água alternada com gás (CO<sub>2</sub>), ambos sendo injetados por um período determinado (semanas, meses, anos, etc) não, necessariamente, pelo mesmo período de tempo, ou seja, pode-se injetar gás por três anos, seguido da injeção de água por um ano de forma alternada até o final previsto do projeto, onde esse tempo de injeção de cada fluido assim como o tempo total de projeto, pode ser determinado por estudos realizados em laboratórios de simulação, ou com base no monitoramento da produção, sendo este ultimo caso mais utilizado, onde a injeção de CO<sub>2</sub> continua até que seja atingido um valor antieconômico de produção, a partir daí começa a injeção de água voltando a aumentar a produção de óleo, até que o nível econômico seja atingido novamente, fechando assim um ciclo de injeção.

Figura 2-6: Processo de injeção Alternada Ideal (WAG\_CO<sub>2</sub>)



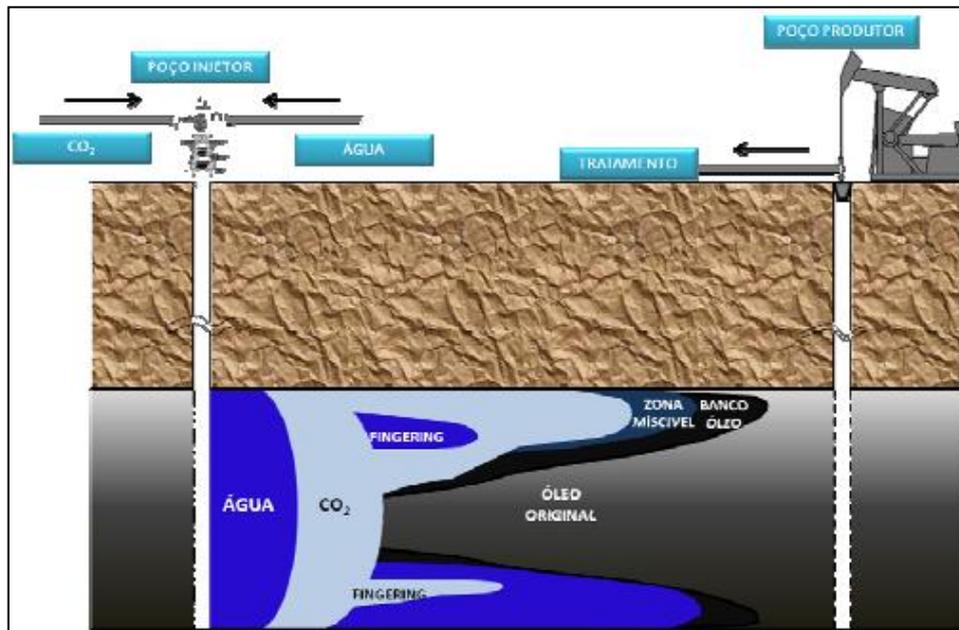
Fonte: Bautista (2010), página 32.

No processo de recuperação WAG dependendo das condições do reservatório e dos fluidos nele contido é preferível a utilização do dióxido de carbono como gás a ser injetado, como por exemplo, recuperação de óleos medianos a leves com o grau API acima de 25, ou o intervalo de pressão a partir 1500 psi (105 kgf/cm<sup>2</sup>) até um limite prático de 6000 psi (422 kgf/cm<sup>2</sup>), o CO<sub>2</sub> é caracterizado como uma substância simples tendo uma T<sub>c</sub> de somente 88°F (31°C) o que é uma vantagem quando este é utilizado no deslocamento miscível devido ao gás CO<sub>2</sub> permanecer no estado gasoso, tendo em vista que grande parte dos reservatórios apresenta uma temperatura superior a essa. Segundo Parafita (2014), a grande vantagem deste gás é que pode extrair os componentes mais pesados (C<sub>5</sub> – C<sub>30</sub>). O CO<sub>2</sub> promove um deslocamento miscível eficiente a baixa pressão (menor que 1500 psi) para muitos reservatórios, e também que dependendo das condições do reservatório, a densidade do CO<sub>2</sub> é próxima da do óleo e também da densidade da água, diminuindo grandemente os efeitos da segregação gravitacional (ROSA, 2011).

No entanto, Christensen et al. (1998), após pesquisar 59 projetos WAG aplicados no campo nos EUA, Canadá, Mar do Norte, entre outros, constatou que havia uma baixa recuperação de óleo original, em torno de 5% e 10%. Eles observaram que esse resultado era devido aos efeitos da segregação gravitacional entre os fluidos injetados e o óleo do reservatório, o que ocorreu por causa da diferença de densidade entre os fluidos do meio poroso onde o gás injetado (CO<sub>2</sub>) tende a escoar pelas camadas superiores, pois apresenta

menor densidade se comparado com os outros fluidos, e a água tende a escoar pelas camadas inferiores, pois essa apresenta maior densidade, como pode ser visto na Figura 2-7.

**Figura 2-7: Processo WAG (CO<sub>2</sub>) Escoamento Irregular**



Fonte: Bautista (2010), página 33.

## 3 Materiais e Métodos

No presente capítulo serão expostos os passos seguidos na realização deste trabalho, como as ferramentas computacionais utilizadas, as características do reservatório e do modelo de fluido, os parâmetros operacionais empregados.

### 3.1 Ferramentas Computacionais

As ferramentas computacionais que foram utilizadas para o estudo deste trabalho foram às ferramentas de modelagem: WINPROP (Phase Behavior and Property Program) e BUILDER (Pre-Processing Applications) e o simulador GEM (Advanced Compositional and Unconventional Reservoir Simulator, version 2012), todos os três são *softwares* computacionais da CMG (Computer Modelling Group Ltd), WINPROP versão 2012; BUILDER e GEM versão 2013.

#### 3.1.1 WINPROP

Este Programa foi utilizado para fazer a modelagem do fluido presente no reservatório. Segundo Bautista (2012), esse programa utiliza as equações de estado para modelar as propriedades de equilíbrio multifásico. As equações de estado são utilizadas para caracterizar os fluidos do reservatório, agrupar os componentes, ajustar os dados do meio poroso, através da regressão, construção do diagrama de fases, entre outros (PARAFITA, 2014).

#### 3.1.2 BUILDER

O Builder foi o programa utilizado para construção do modelo de reservatório, através da entrada das características do mesmo, como permeabilidade horizontal e vertical, porosidade (características da rocha do meio poroso); nele também são inseridas as condições de operação como temperatura de vapor, vazão máxima de produção de líquido, pressão mínima no poço produtor, pressão máxima no poço injetor e vazão de injeção, etc. Através dele também foram perfurados os poços e canhoneados as zonas de produção e injeção e

importado o modelo de fluido criado no WIMPROP. Por fim ele gera um arquivo com a extensão *.dat* para ser rodado no simulador (GEM, IMEX ou STARS).

### 3.1.3 GEM

A ferramenta GEM da CMG (versão 2013) foi escolhida devido o processo em estudo ser o modelo WAG-CO<sub>2</sub>, no qual ocorre à interação entre as fases gás/óleo de uma forma miscível.

O simulador GEM é uma ferramenta de fundamental importância na modelagem de reservatórios que sejam extremamente complexos em que ocorrem interações nos comportamentos de fases, como por exemplo, gás com o óleo ou gás com água. O que pode afetar os métodos de recuperação.

Segundo Parafita (2014), as principais características desse simulador são: é composicional baseado na equação de estado para modelar o fluxo de três fases de fluidos multicomponentes; pode modelar processos miscíveis e imiscíveis, tais como a injeção de CO<sub>2</sub> e hidrocarbonetos, injeção cíclica de gás, processo WAG, SWAG, entre outros.

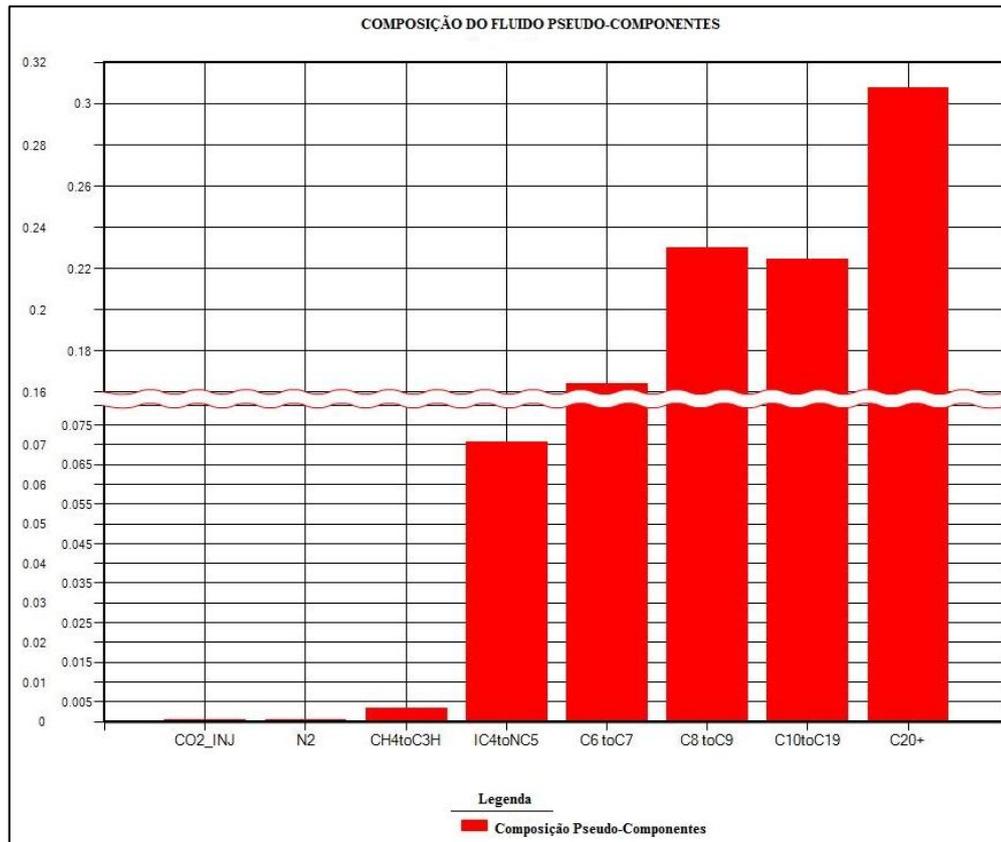
## 3.2 Modelo de Fluido

Para a concepção do modelo de fluido foi utilizada o programa WINPROP (versão 2012), *software* da CMG. Através da utilização de um modelo de fluido “*composicional*” baseado em dados de campo semelhante aos encontrados nos reservatórios do nordeste brasileiro.

Para sua construção foi necessário à entrada de dados PVT experimental, como: Pressão de Saturação (Kgf/cm<sup>2</sup>), temperatura de referência do reservatório (°C); as composições molares dos componentes presentes no fluido (N<sub>2</sub>, C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub>,..., C<sub>n</sub>); o Grau API (28,56), entre outros.

Os componentes que foram inseridos e estão presentes no fluido do reservatório, como é mostrado na Figura 3-1.

Figura 3-1: Composição dos Componentes do fluido



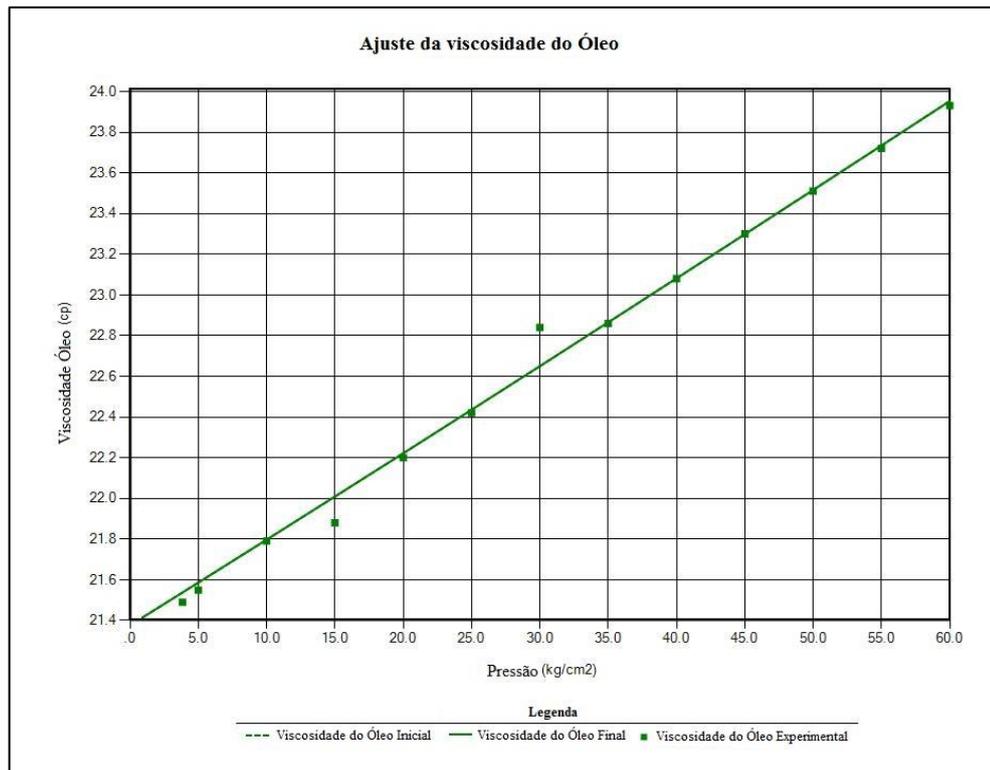
A Tabela 3-1 mostra a composição do modelo de fluido formada pelos Pseudo-Componentes e sua fração Molar.

Tabela 3-1: Coposição Molar do Fluido

Pseudo-Componentes	Fração Molar
CO <sub>2</sub>	9,68 .10 <sup>-05</sup>
N <sub>2</sub>	4,84 .10 <sup>-04</sup>
C-C <sub>3</sub>	3,39 .10 <sup>-03</sup>
IC <sub>4</sub> -NC <sub>5</sub>	0,07
C <sub>6</sub> -C <sub>7</sub>	0,16
C <sub>8</sub> -C <sub>9</sub>	0,23
C <sub>10</sub> -C <sub>19</sub>	0,22
C <sub>20</sub>	0,32
<b>Total</b>	<b>1</b>

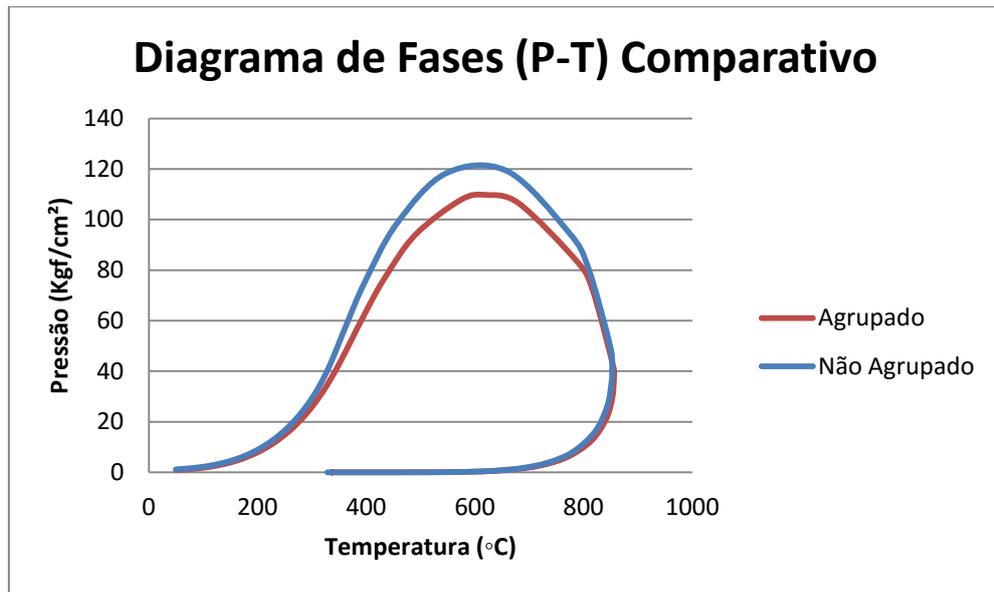
Outra importante variável que deve ser analisada é a viscosidade, a qual influencia o deslocamento do óleo dentro do meio poroso. Ela é um fator de extrema importância no ajuste do modelo de fluido. A Figura 3-2 expõe o resultado do ajuste dos dados experimentais de viscosidade com um modelo numérico ajustado, mostrando um ótimo ajuste.

**Figura 3-2: Ajuste da Viscosidade do Óleo em relação à Variação da Pressão**



Na Figura 3-3 pode ser observado o diagrama de Fases (P-T), onde foi possível comparar o modelo não-agrupado com o modelo agrupado em relação a seus componentes ou pseudo-componentes, a da análise do diagrama é possível observar o comportamento do fluido com a variação de pressão e Temperatura.

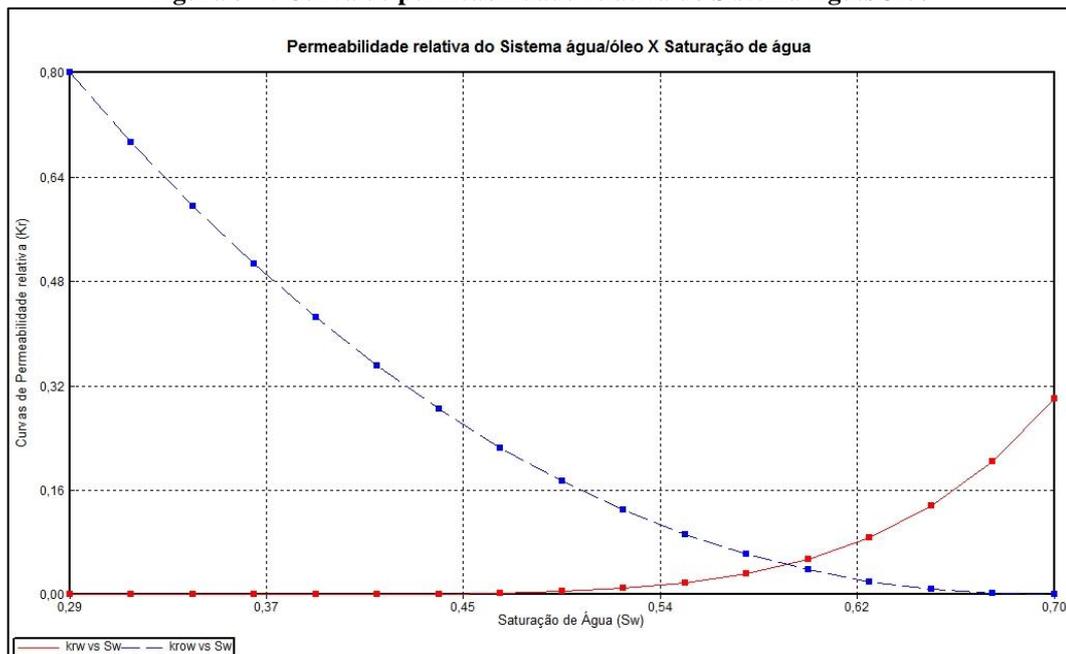
Figura 3-3: Diagrama de fases Comparativo



### 3.3 Iteração Rocha/Fluido

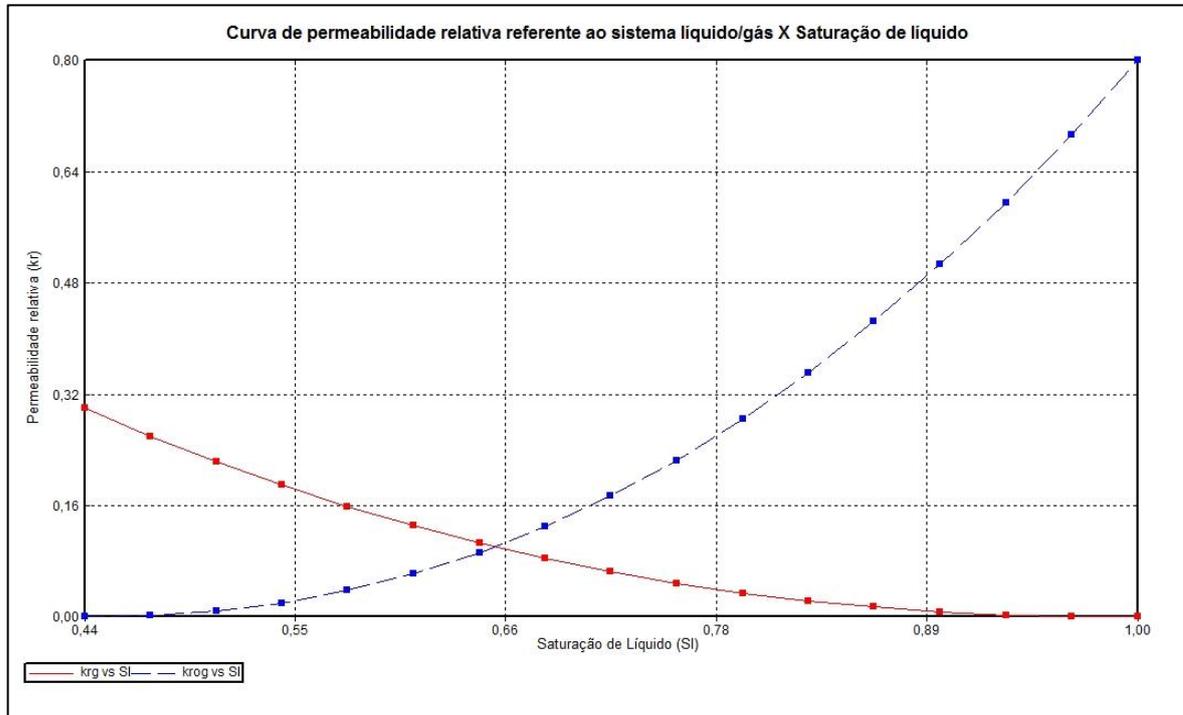
As curvas de Permeabilidade relativa relacionadas ao presente estudo podem ser observadas nas figuras abaixo. Onde, a Figura 3-4 mostra a curva de permeabilidade relativa referente ao sistema água/óleo com relação à saturação de água.

Figura 3-4: Curva de permeabilidade relativa do Sistema Água/Óleo



Já a Figura 3-5 mostra a curva de permeabilidade relativa referente ao sistema líquido/gás com relação à saturação de líquido.

**Figura 3-5: Curva de permeabilidade relativa do Sistema Líquido/Gás**



## 3.4 Modelo Físico

### 3.4.1 Modelagem do Reservatório

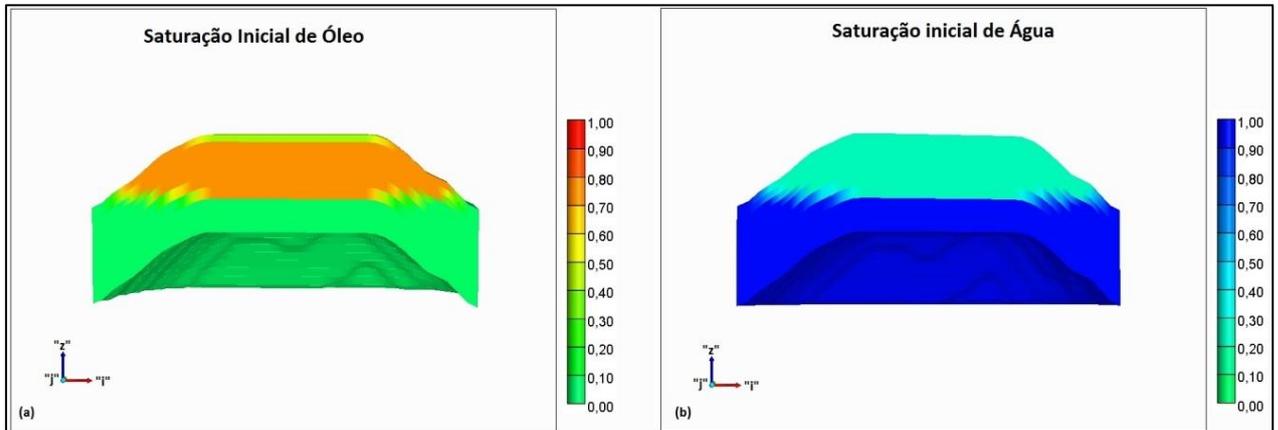
Depois da construção do modelo de fluido construiu-se o modelo físico do reservatório. Onde as características do reservatório como as dimensões, permeabilidade, porosidade, saturação dos fluidos, propriedades da rocha, foram inseridas. Algumas das características podem ser observadas na Tabela 3-2.

**Tabela 3-2: Características do Reservatório**

Características	Valores/Unidades
<b>Porosidade (<math>\phi</math>)</b>	23%
<b>Permeabilidade Horizontal (<math>K_h</math>)</b>	500 mD
<b>Permeabilidade Vertical (<math>K_v</math>) (<math>K_v = 0,05 \cdot K_h</math>)</b>	25 mD
<b>Compressibilidade da Formação @ 683 psi</b>	$15 \times 10^{-7}$ 1/psi
<b>Profundidade do topo da Pressão de referência</b>	489 m @ 683 psi
<b>Profundidade do Topo</b>	475 m
<b>Espessura total do reservatório</b>	41 m
<b>Contato gás/óleo</b>	476 m
<b>Contato água/óleo</b>	502 m
<b>Espessura da zona de óleo</b>	26 m
<b>Temperatura do reservatório</b>	50 °C
<b>Volume inicial de óleo in place</b>	1289140 m <sup>3</sup>

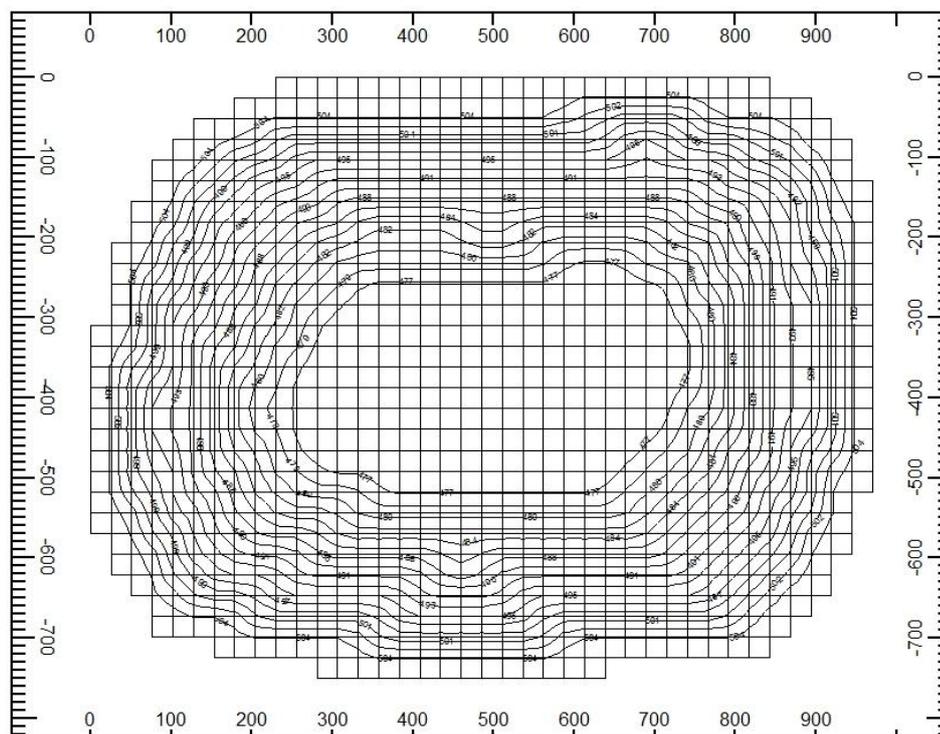
As saturações de óleo e de água inicial podem ser observadas na Figura 3-6 (a) e Figura 3-6 (b) respectivamente.

**Figura 3-6: (a) Saturação inicial de óleo (b) Saturação inicial de água**



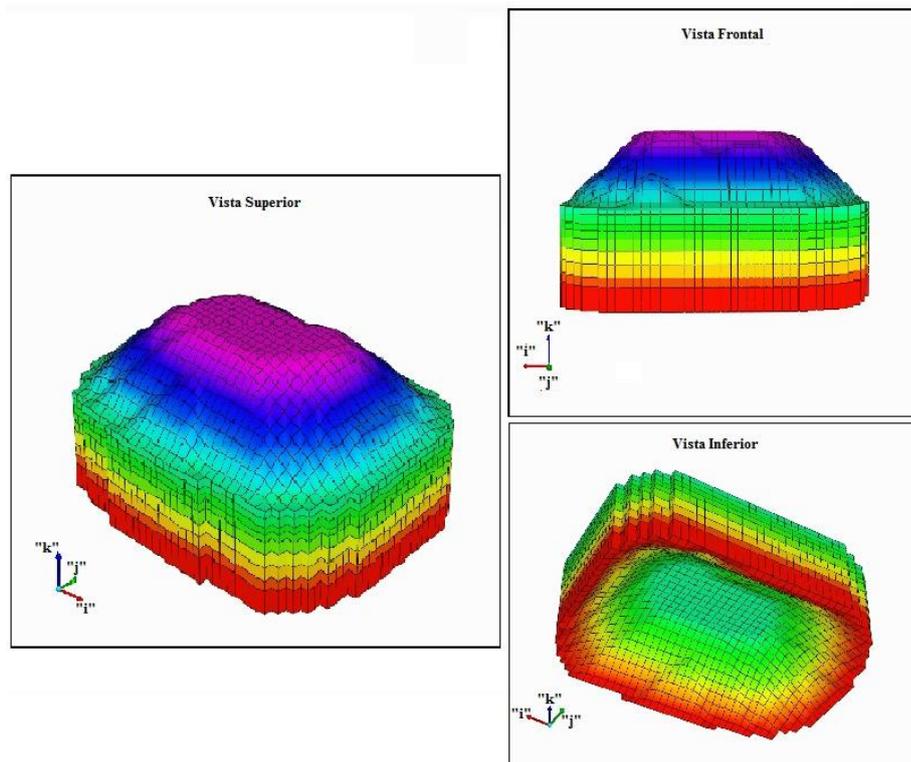
Para a construção do modelo Físico do Reservatório foram feitas algumas considerações baseados nos comprimentos referentes ao reservatório. A largura na direção “i” é de 970 m, a qual foi dividida em 38 blocos de, aproximadamente, 25,53 m de comprimento/bloco, já na direção “j” sua medida é de 750 m, a qual foi dividida em 29 blocos de aproximadamente 25,86 m cada, como pode ser observado na Figura 3-7.

**Figura 3-7: Vista da planta do Reservatório**



Na direção “k” a altura está estimada em 41m de profundidade divididos em nove camadas (blocos), onde as quatro primeiras camadas têm 3 m de espessura, as camadas centrais estão divididas em três de 5m mais uma de 4 m de espessura e a ultima camada possui 10 m de comprimento. Resultando assim num total de 9918 blocos, como podem ser vistos nas diferentes vistas 3D do reservatório da Figura 3-8.

**Figura 3-8: Diferentes vistas do reservatório em 3D**



### 3.4.2 Malha de Injeção

No reservatório foi colocada uma malha 9-Spot normal que possui oito poços injetores e um poço produtor, distanciados entre si na direção “i” de 255 m e na direção “j” de 259 m, devido à disposição irregular do reservatório, como pode ser visto na Figura 3-9, que mostra o esquema de injeção 9-Spot com o distanciamento entre os poços; e na Figura 3-10, que mostra a disposição dos poços no reservatório em 3D.

Figura 3-9: Malha 9-Spot Normal

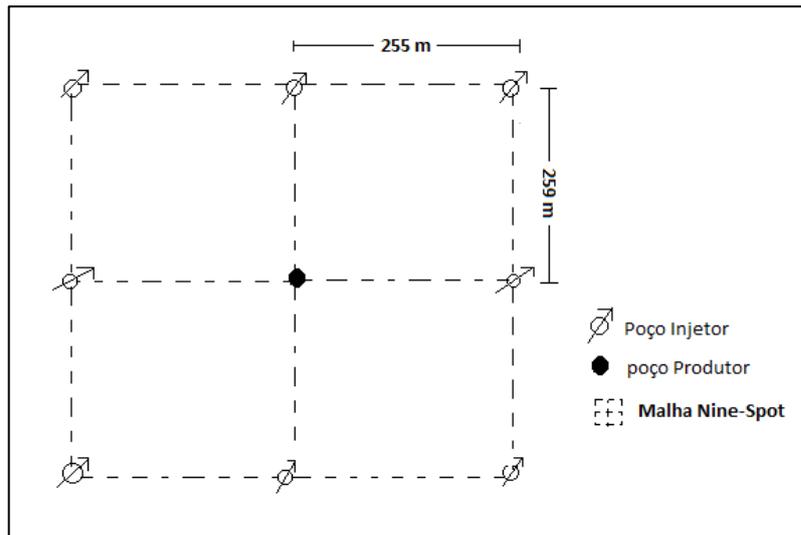
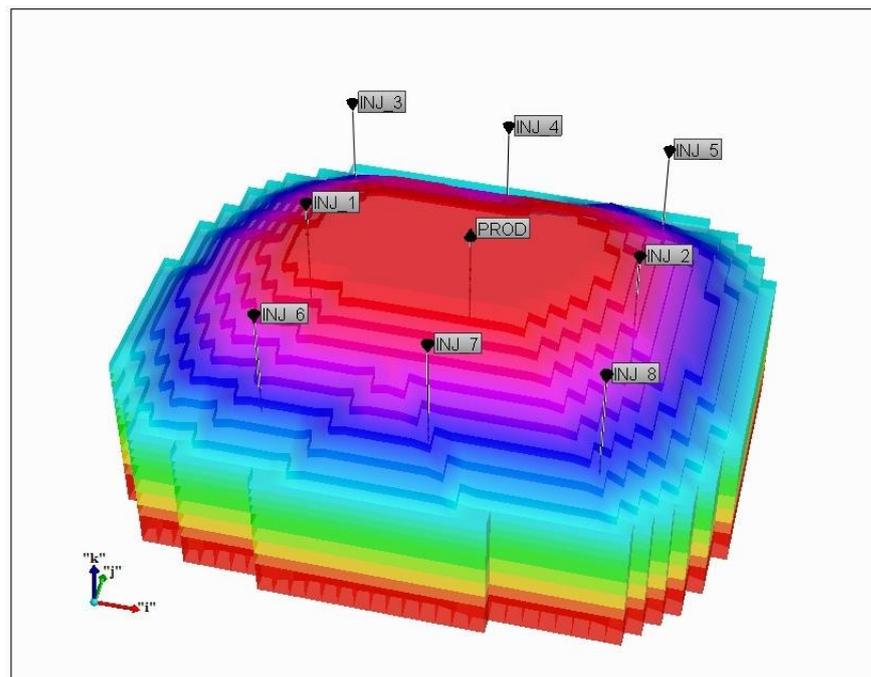


Figura 3-10: Malha Nine-Spot Normal disposição dos poços no Reservatório



### 3.4.3 Condições Operacionais

Na Tabela 3-3 se encontram os valores e as unidades das variáveis operacionais utilizadas na simulação do presente trabalho.

**Tabela 3-3: Variáveis Operacionais**

Variáveis Operacionais	Valor/Unidade
Pressão máxima no poço injetor de gás	1500 psi (10342,14 kPa)
Pressão máxima no poço injetor de água	1500 psi (10342,14 kPa)
Pressão mínima poço produtor	35 psi (241,32 kPa)
Vazão máxima de produção de líquidos	800 m <sup>3</sup> /dia

### 3.5 Metodologia

A metodologia desenvolvida no trabalho foi desenvolvida para análise do método WAG-CO<sub>2</sub> de acordo com as etapas a seguir:

- Construção do modelo de Fluido;
- Construção do modelo Físico (reservatório);
- Escolha do Modelo Base;
- Análise do método WAG-CO<sub>2</sub>:
  - Escolha do fluido a se injetado inicialmente (água ou CO<sub>2</sub>);
  - Diferentes tempos de alternância entre a injeção de água e de gás (seis meses, um ano, dois anos);
  - Estudo de diferentes profundidades de canhoneados para os poços produtores e injetores;
  - Diferentes vazões de injeção de água e gás;
- Análise da injeção contínua de água (ICA) para diferentes vazões de injeção;
- Análise da injeção contínua e de gás (CO<sub>2</sub>) (CGI-CO<sub>2</sub>) para diferentes vazões de injeção;
- Comparação método WAG-CO<sub>2</sub> com a ICA e CGI;

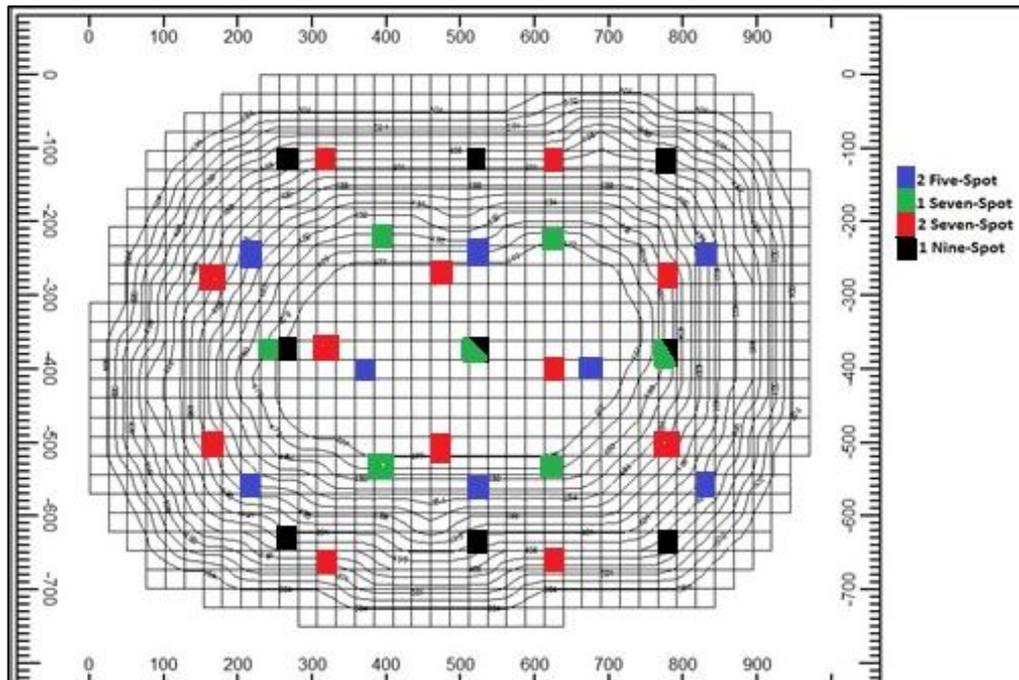
### 4 Resultados e Discussões

Este capítulo aborda as principais análises dos resultados obtidos com a utilização do método WAG-CO<sub>2</sub> durante as simulações realizadas. Tais análises estão relacionadas à escolha do modelo da malha de injeção, mediante a injeção de CO<sub>2</sub>, estudo do fluido a ser primordialmente injetado no método WAG-CO<sub>2</sub>, análise de diferentes tempos de injeção alternada para o método WAG-CO<sub>2</sub>, escolha entre as diferentes profundidades de canhoneio, estudo da utilização de diferentes vazões de injeção para três modelos de recuperação: injeção contínua de água, injeção contínua de gás (CO<sub>2</sub>), e injeção alternada de água e gás (CO<sub>2</sub>), assim como a comparação entre eles,. Todos os projetos foram simulados com uma duração de vinte anos.

#### 4.1 Escolha da Malha de Injeção

Primeiramente foram adotados os seguintes critérios para escolha da malha a ser utilizada durante os estudos realizados, como fluido a ser injetado foi escolhido o gás CO<sub>2</sub>, com uma vazão de injeção total de 80000 m<sup>3</sup>/dia, valor que foi dividido pelo número de poços injetores das diferentes malhas. As malhas analisadas e o número de malhas dispostas na área da vista de cima do reservatório foram: malha 5-Spot (duas), malha 7-Spot (uma e duas), malha 9-Spot (uma), como pode ser observada na Figura 4-1 que mostra a disposição das malhas e a localização dos poços na vista superior da área do reservatório.

Figura 4-1: Vista Superior da disposição das malhas no reservatório



As Figuras 4-2 e 4-3 mostram os resultados obtidos do fator de recuperação em função do tempo para os casos de malhas do tipo *normal* (poço de produção cercado por poços de injeção) e do tipo *invertida* (poço e injeção cercado por poços de produção).

Figura 4-2: Fator de Recuperação para diferentes disposições de Malhas

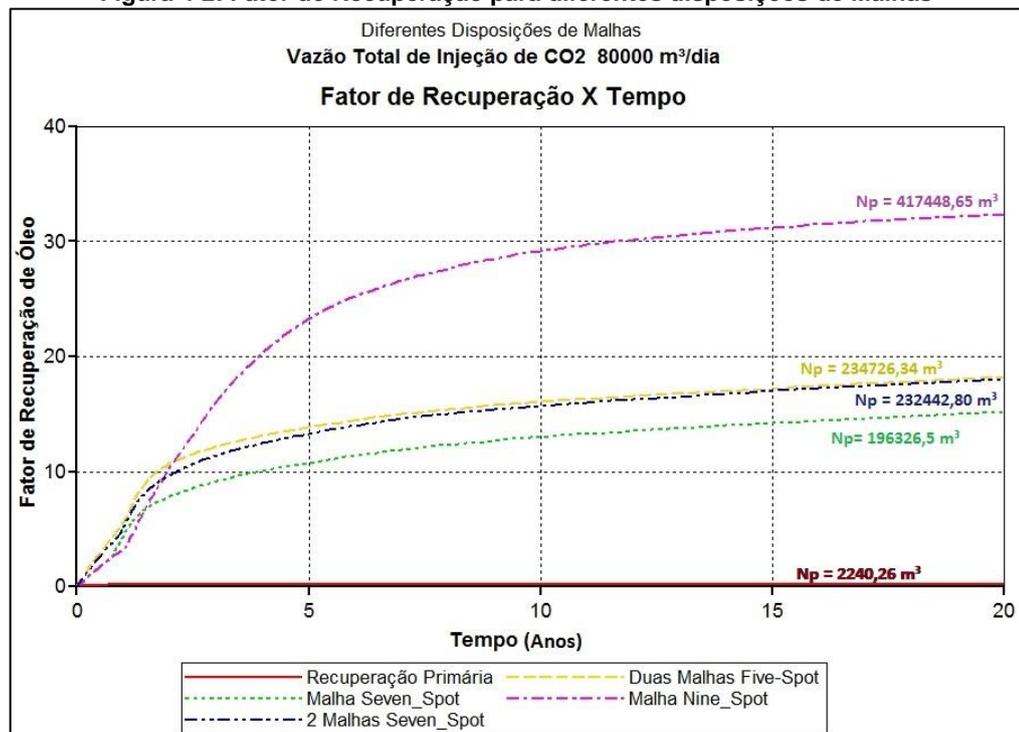
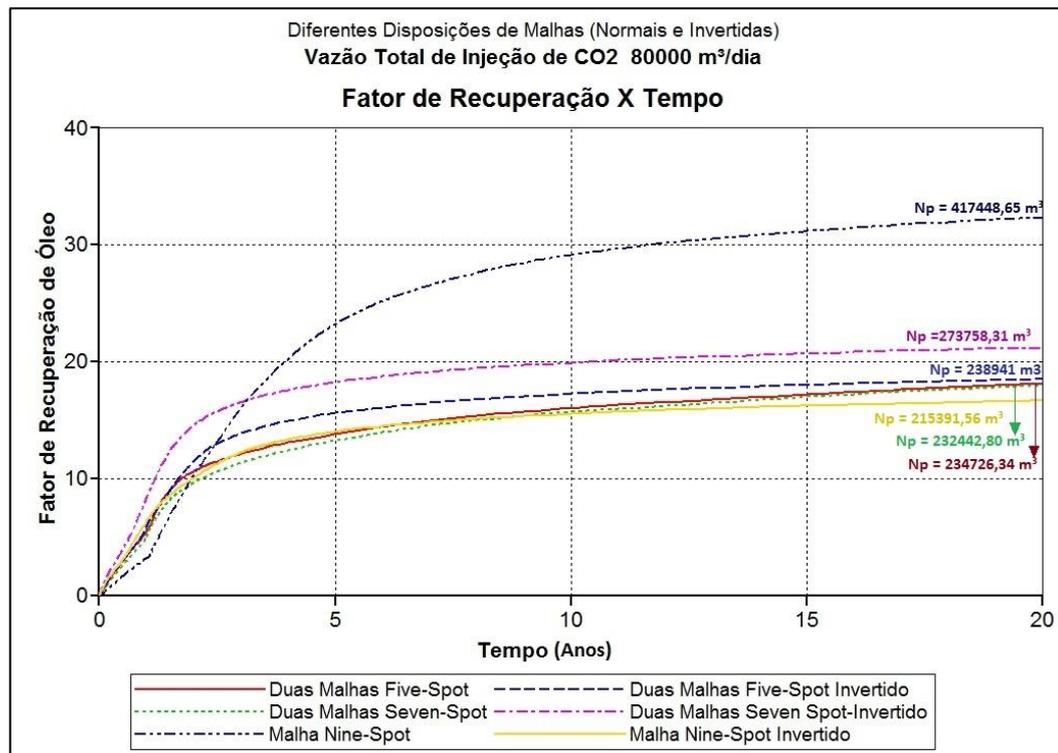


Figura 4-3: Fator de Recuperação para disposição de Malhas Normais e Invertidas



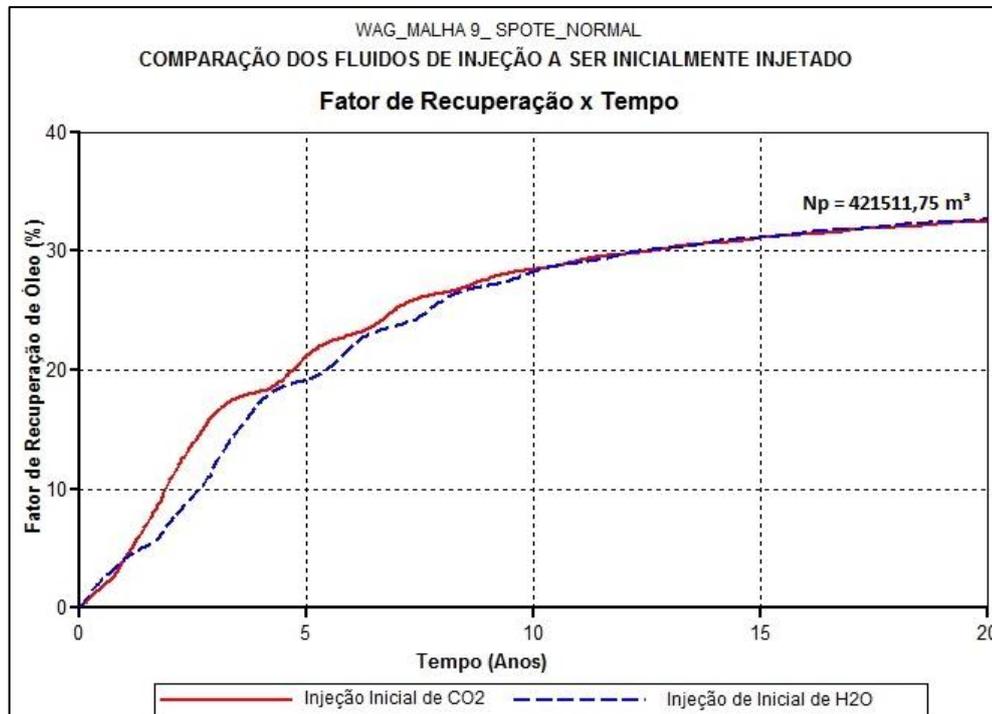
Com a utilização da malha *9-Spot Normal* foi obtido um fator de recuperação (FR) superior em relação às outras malhas e a recuperação primária (sem injeção). Apesar do comportamento inusitado em relação às malhas invertidas onde a malha *9-Spot invertido* teve um comportamento diferente das demais, alcançando o menor valor de fator de recuperação, como pode ser visto na Figura 4-3, o que pode ter sido pelo fato da utilização de uma única malha enquanto as outras têm o dobro, ou seja, apresentam o dobro de poços injetores que estão dispostos em duas áreas diferentes do reservatório. Por este motivo a malha que apresentou maior FR foi utilizada como padrão para as outras simulações.

## 4.2 Análise do Fluido a ser inicialmente injetado no método WAG-CO<sub>2</sub>

Antes de se iniciar o estudo da viabilidade da aplicação do método WAG-CO<sub>2</sub> alguns fatores como a determinação do fluido a ser primordialmente injetado deve ser levado em consideração, diante disso foram simulados os seguintes casos, tomando inicialmente um tempo de alternância anual vazões de injeção de 100 m<sup>3</sup>/dia de água e 10000 m<sup>3</sup>/dia de CO<sub>2</sub>.

No primeiro caso injetou-se primeiramente água e depois CO<sub>2</sub> no segundo inverteu-se a alternância dos fluidos injetando-se inicialmente gás depois água, onde os resultados obtidos podem ser observados na Figura 4-4, onde pode se observar que no final de 20 anos de projeto é obtido o mesmo valor de FR e Np mostrando que o fluido a ser utilizado primordialmente não acrescenta no resultado final do projeto, dessa forma nos estudos seguintes optou-se pela injeção do banco de água inicialmente seguido pelo de gás.

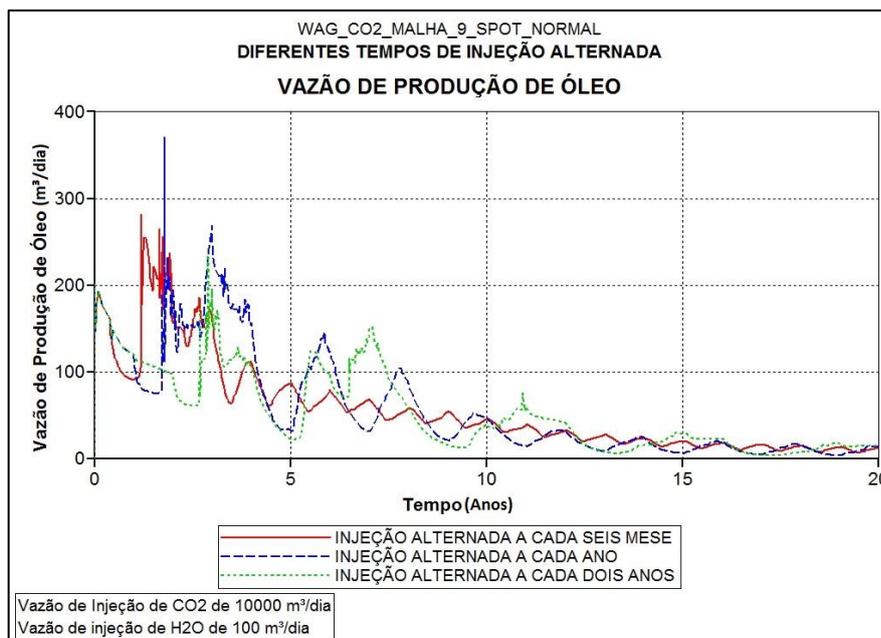
Figura 4-4: Influência do Fluido a ser inicialmente injetado o Fator de Recuperação



## 4.3 Análise dos tempos de injeção alternada para os bancos de água e gás

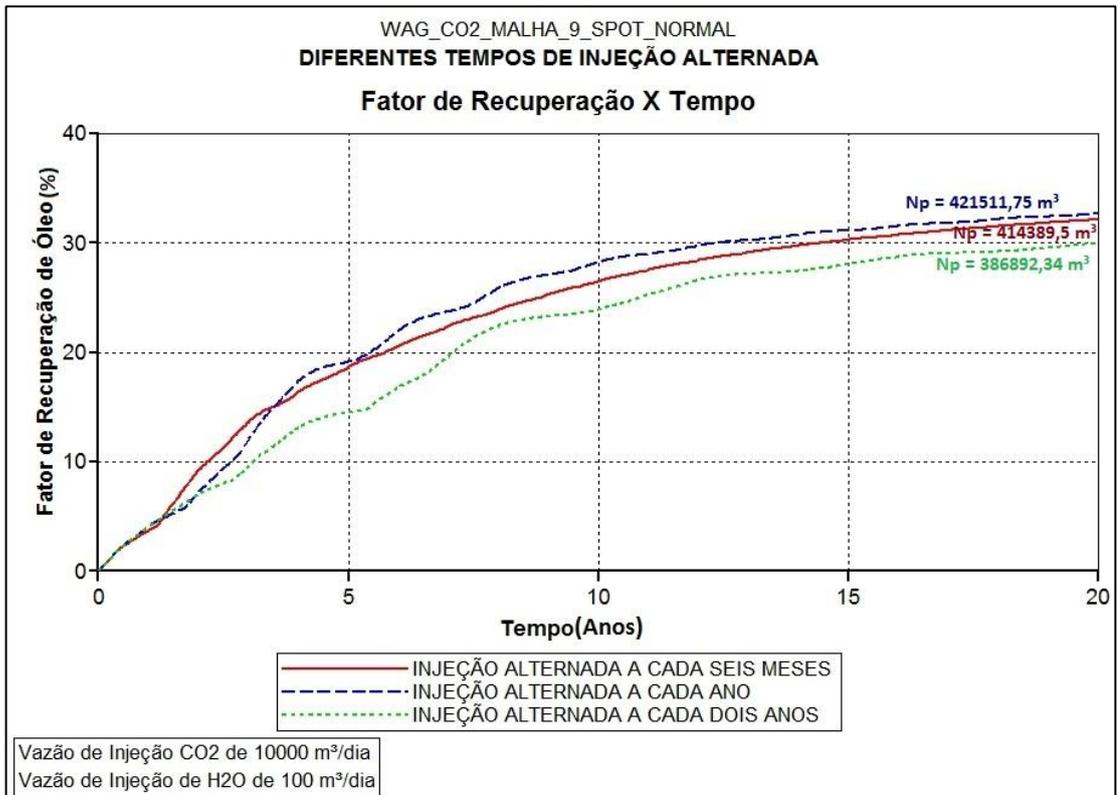
Após a escolha da injeção de água antes da injeção de CO<sub>2</sub> foi então analisado o tempo de injeção dos bancos de água e gás, mantendo-se ainda o valor do volume de injeção de água de 100 m<sup>3</sup>/dia e de CO<sub>2</sub> de 10000 m<sup>3</sup>/dia. Como se sabe o monitoramento contínuo da vazão de produção é de fundamental importância no método WAG, pois quando a água injetada começa a apresentar baixa recuperação de óleo substitui-se então pela injeção de gás resultando no aumento da produção de óleo novamente, consequentemente resultando numa maior produção acumulada de óleo, como pode ser visto na Figura 4-5, que mostra a vazão de produção de óleo em função do tempo para diferentes tempos de alternância dos fluidos injetados (água e CO<sub>2</sub>).

Figura 4-5: Vazão de Produção para diferentes tempos de injeção alternada



A Figura 4-6 mostra os resultados para os tempos de alternância fixos de seis meses, um ano, e dois anos esses foram os tempos analisados, onde pode ser observado que o maior fator de recuperação foi alcançado ao final de vinte anos para o tempo de alternância anual apesar de apresentarem valores muito próximos para o tempo de alternância de seis em seis meses. Desta forma foi adotado para continuidade das análises o tempo de alternância anual.

Figura 4-6: Fator de Recuperação para diferentes tempos de alternância



### 4.4 Análise da influência das diferentes zonas de canhoneio no aumento da produção acumulada de óleo

A partir da escolha da malha, da escolha do fluido a ser inicialmente injetado e do melhor tempo de alternância entre os fluidos injetados foi então estudado a influência de diferentes zonas de canhoneio para os poços injetores de água e de gás com uma vazão de injeção de 100 m<sup>3</sup>/dia e 10000 m<sup>3</sup>/dia, respectivamente, com o tempo de alternância anual, como também para o poço produtor. Foram estudados os casos expostos na Tabela 4-1, a qual mostra a descrição dos diferentes tipos de canhoneio dos poços injetores de água e gás e do poço produtor que resultou em diferentes modelos.

**Tabela 4-1: Descrição dos diferentes modelos de Canhoneio**

Modelo de Canhoneio	Descrição do modelo
MOD – 1	Canhoneio dos poços injetores de gás em toda zona de óleo, os de injeção de água em toda zona de água e o de produção em parte da zona de óleo;
MOD - 1 (Diferente Perfuração)	Canhoneio dos poços de injeção de gás em toda zona de água, os de injeção de água em toda zona de óleo e o de produção em parte da zona de óleo;
MOD - (2, 2B, 2C, 2D, 2E)	Número de canhoneio(s) dos poços de injeção de gás variando na zona de óleo, e os de injeção de água variando na zona de água e o de produção em parte da zona de óleo;
MOD – 3	Canhoneio dos poços injetores de gás em toda zona de óleo, os de injeção de água no topo da zona de água e o de produção em parte da zona de óleo;
MOD – 4	Canhoneio dos poços de injeção de gás na parte inferior da zona de óleo, os de injeção de água no topo da zona de óleo e o de produção em parte da zona de óleo;

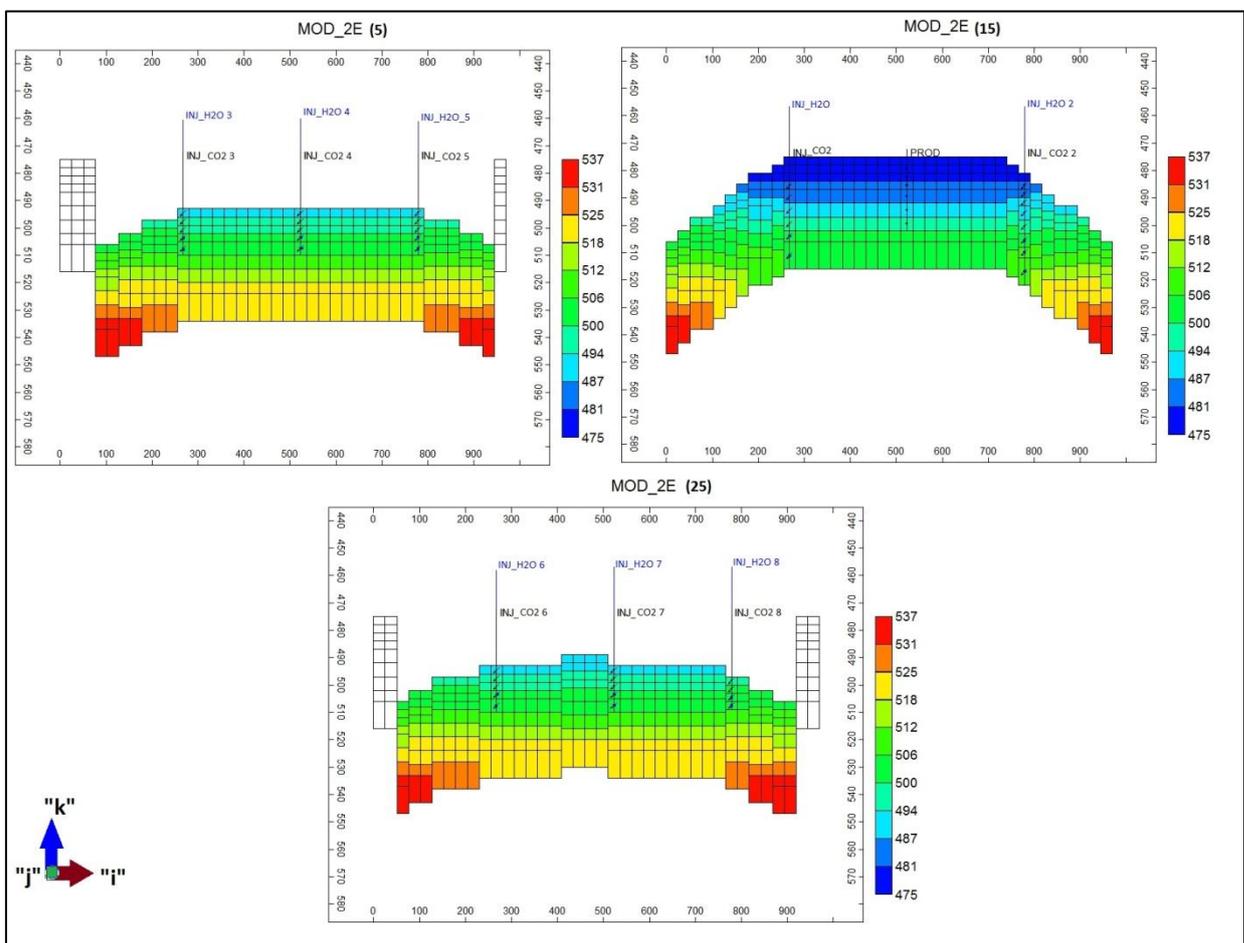
## Trabalho de Conclusão de curso \_ Engenharia de Petróleo

**Tabela 4-2: Influencia dos Canhoneios no Fator de Recuperação e na produção acumulada de óleo no final do projeto (20 anos)**

Profundidade do Canhoneio (m), Fator de Recuperação (FR) e Produção Acumulada de óleo (Np)									
Poço/Modelo	MOD - 1	MOD - 1 (DIF.PERF.)	MOD - 2	MOD - 2B	MOD - 2C	MOD - 2D	MOD - 2E	MOD - 3	MOD - 4
INJ - W1	502-506	475-497	502-506	502-506	502-506	502-506	502-506	502	478-481
INJ - W2	503-512	481-498	503-512	503-512	503-512	503-512	503-512	503	481
INJ - W3	502-524	493-499	502-524	502-524	502-515	502-505	502-505	502	493
INJ - W4	502-524	493-499	502-524	502-524	502-515	502-505	502-505	502	493
INJ - W5	502-524	493-499	502-524	502-524	502-515	502-505	502-505	502	493
INJ - W6	502-524	493-499	502-524	502-524	502-515	502-505	502-505	502	493
INJ - W7	502-524	493-499	502-524	502-524	502-515	502-505	502-505	502	493
INJ - W8	503-528	497-500	503-528	503-528	503-514	503-506	503-506	503	497
Poço/Modelo	MOD - 1	MOD - 1 (DIF.PERF.)	MOD - 2	MOD - 2B	MOD - 2C	MOD - 2D	MOD - 2E	MOD - 3	MOD - 4
INJ - G1	475-497	502-506	475-497	481-497	481-497	481-497	484-497	475-497	492-497
INJ - G2	481-498	503-512	481-498	481-498	481-498	481-498	484-498	481-498	493-498
INJ - G3	493-499	502-524	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	496-499
INJ - G4	493-499	502-524	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	496-499
INJ - G5	493-499	502-524	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	496-499
INJ - G6	493-499	502-524	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	496-499
INJ - G7	493-499	502-524	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	493-499	496-499
INJ - G8	497-500	503-528	497-500	497-500	497-500	497-500	497-500	497-500	500
PROD	481-497	481-498	478-497	478-497	478-497	478-497	478-497	481-497	481-497
FR (%)	33,17	30,59	33,24	33,21	33,08	32,72	32,74	31,44	27,3
Np (m³)	427647,28	394325,44	428535,16	428141,23	426408,66	421755,19	405294,59	422117,6	351942,44

Na Tabela 4-2, nota-se que não há uma regularidade nas profundidades de canhoneio para o mesmo modelo nos poços de injeção de água e gás devido à irregularidade do reservatório, o modelo utilizado neste trabalho foi o MOD-2E que apesar de não ter tido o maior fator de recuperação e Produção Acumulada de óleo ficou bem próximo dos maiores valores alcançados, esta decisão foi tomada considerando-se na viabilidade econômica, uma vez que, quanto menor o número de canhoneios menor serão os custos relacionados ao projeto. Disposição dos canhoneios e localização de cada poço na vista do plano (x,z) dispostos em diferentes blocos (5; 15; 25) da direção “j” podem ser observadas na Figura 4-7.

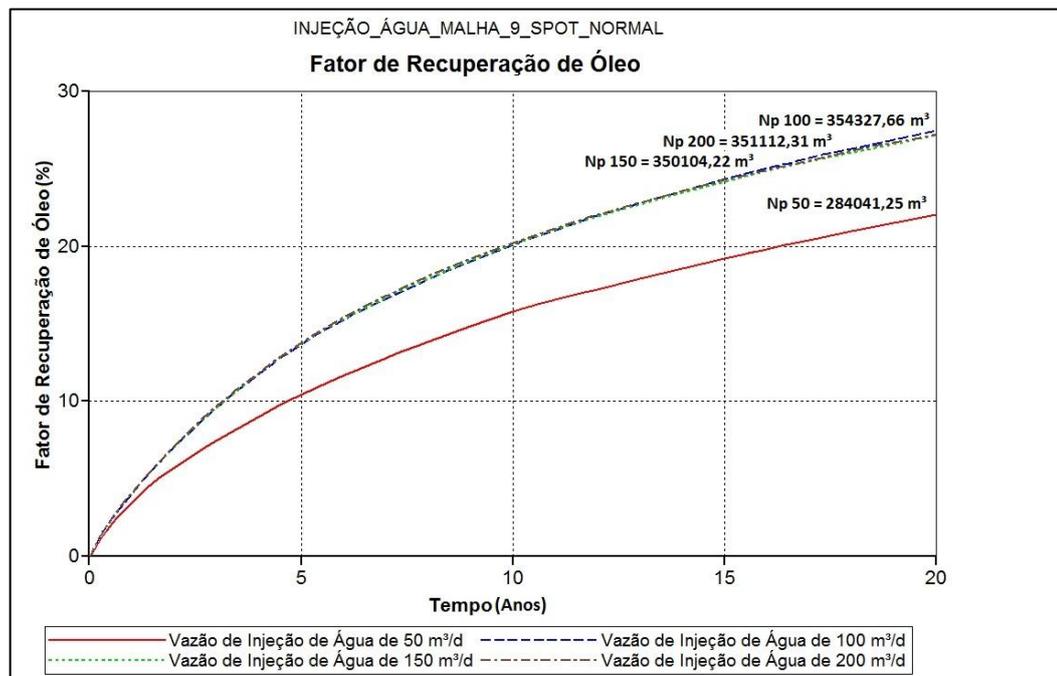
Figura 4-7: Disposição dos poços e profundidades de canhoneio MOD\_2E



## 4.5 Análise de diferentes vazões de Injeção Contínua de água (ICA)

Após a determinação do tipo da malha (9-Spot) e do modelo de canhoneio a ser utilizado (MOD-2E) no método WAG-CO<sub>2</sub>, foi feito um estudo de injeção contínua de água para diferentes vazões de injeção de água (50 m<sup>3</sup>/dia, 100 m<sup>3</sup>/dia, 150 m<sup>3</sup>/dia, 200 m<sup>3</sup>/dia) onde os poços injetores de gás (CO<sub>2</sub>) foram fechados. Ao final do projeto (20 anos), a injeção de água de 100 m<sup>3</sup>/dia foi a que apresentou maior FR de 27,49% um valor de Np 100 = 354327,66 m<sup>3</sup>. Apesar de que com as vazões de injeção de água de 150 m<sup>3</sup>/dia e 200 m<sup>3</sup>/dia foram obtidos valores bem próximos do melhor valor alcançado, como pode ser observados na Figura 4-8.

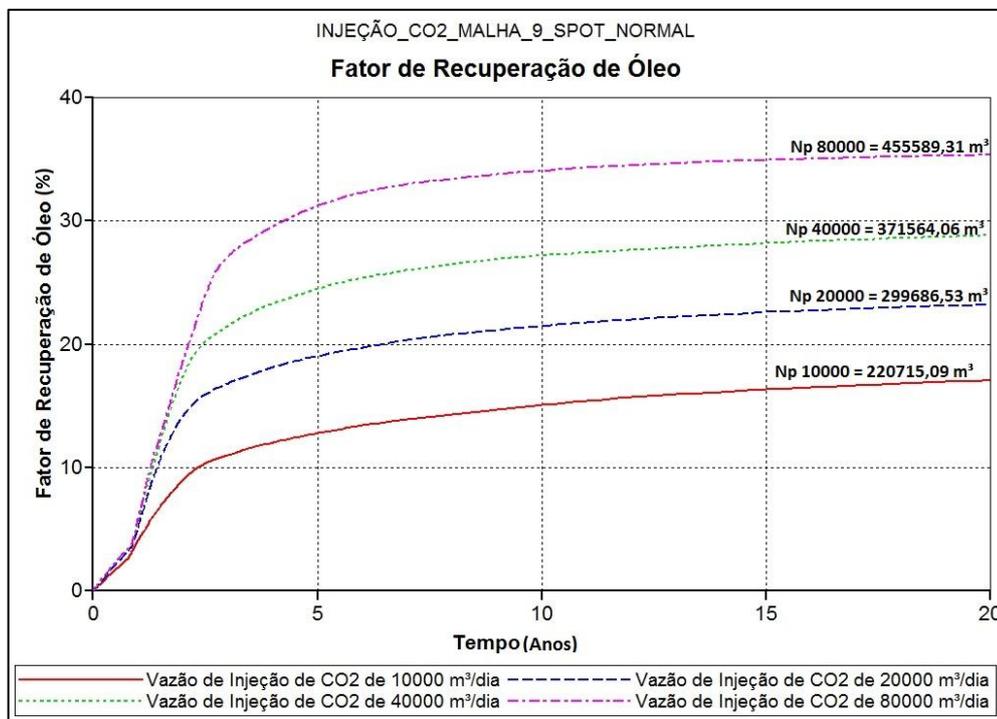
**Figura 4-8: Fator de Recuperação e valor da produção Acumulada de óleo (Np) para diferentes vazões de injeção de água**



## 4.6 Análise de diferentes vazões de Injeção Contínua de gás (CGI)

Foi analisada também a injeção contínua de gás ( $\text{CO}_2$ ), com as mesmas configurações do método WAG- $\text{CO}_2$ , para diferentes vazões de injeção de  $\text{CO}_2$  (10000  $\text{m}^3/\text{dia}$ , 20000  $\text{m}^3/\text{dia}$ , 40000  $\text{m}^3/\text{dia}$ , 80000  $\text{m}^3/\text{dia}$ ) onde os poços injetores de água foram fechados. Ao final do de 20 anos, com a injeção de 80000  $\text{m}^3/\text{dia}$  foi alcançado o maior FR de 35,34% um valor de  $N_p$  80000 = 354327,66  $\text{m}^3$ . Com o aumento da vazão de injeção de  $\text{CO}_2$  houve um acréscimo no FR e no valor do  $N_p$ , como pode ser observados na Figura 4-9.

Figura 4-9: Fator de Recuperação e valor de Produção Acumulada de óleo ( $N_p$ ) para diferentes vazões de injeção de  $\text{CO}_2$



## 4.7 Análise de diferentes vazões de Injeção no método WAG-CO<sub>2</sub>

Neste tópico foram analisadas diferentes vazões de injeção de gás (10000 m<sup>3</sup>/dia, 20000 m<sup>3</sup>/dia, 40000 m<sup>3</sup>/dia e 80000 m<sup>3</sup>/dia) onde para cada vazão de gás foram analisadas quatro variações do volume de injeção de água (50 m<sup>3</sup>/dia, 100 m<sup>3</sup>/dia, 150 m<sup>3</sup>/dia e 200 m<sup>3</sup>/dia). Decidiu-se que para cada vazão de gás e iria variar-se a vazão de água devido aos resultados obtidos na análise da ICA e ICG onde não houve grande influência na recuperação com as variações das vazões de injeção de água estudadas diferente das respostas obtidas com as de gás. Os Resultados podem ser observados na Tabela 4-3 que mostra o FR e o valor de Np ao final dos 20 anos da aplicação do projeto.

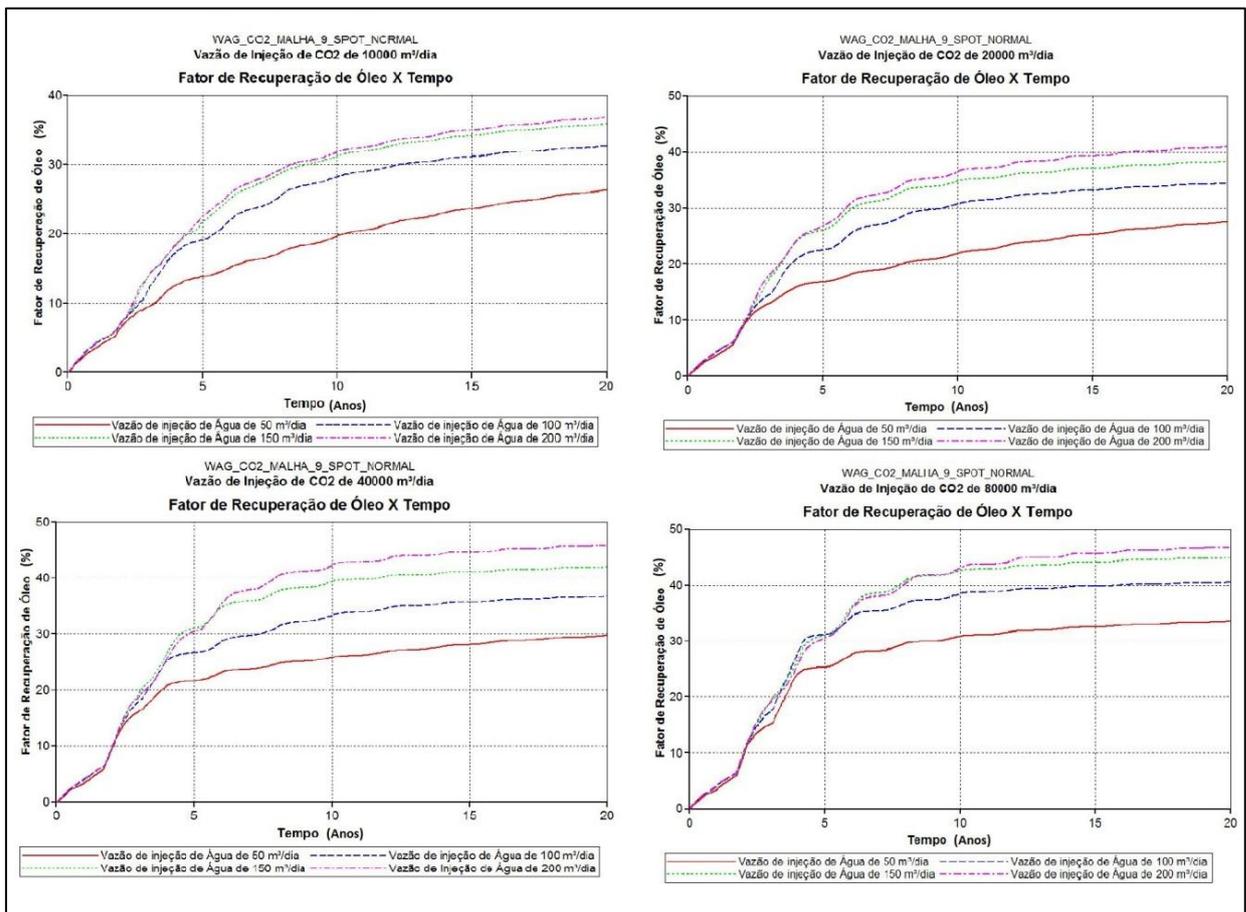
**Tabela 4-3: Influência da variação de vazões de água e gás no método WAG-CO<sub>2</sub> na produção acumulada de óleo (Np) e Fator de Recuperação (FR)**

Injeção de CO <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> /dia)	Injeção de H <sub>2</sub> O (m <sup>3</sup> /dia)	Np(m <sup>3</sup> )	FR (%)
10000	50	339336,8	26,32
	100	421511,8	32,7
	150	462604,7	35,9
	200	474867,2	36,8
20000	50	355275,1	27,56
	100	444447,1	34,48
	150	494152	38,33
	200	528392,9	40,98
40000	50	383294,6	29,73
	100	474245,3	36,79
	150	541454,9	42
	200	591550,8	45,9
80000	50	432858,8	33,58
	100	522959,1	40,57
	150	578972,7	44,91
	200	603654,2	46,82

Pode ser observado que com o aumento dos volumes de injeção de água e para cada volume fixo de injeção CO<sub>2</sub> ocorre o mesmo comportamento de crescimento da produção acumulada de óleo (Np) e aumento no fator de recuperação (FR) em torno de 4,18% em relação às vazões de 10 mil e 20 mil de CO<sub>2</sub>, de 4,92% em relação às vazões de 20 mil e 40 mil de CO<sub>2</sub> e de 0,92% em relação às vazões de injeção de 40 mil e 80 mil de CO<sub>2</sub>, todas

relacionadas ao maior volume de injeção de água (valores destacados na tabela). Assim de acordo com a análise baseada no maior valor de  $N_p$  e FR, os melhores volumes a ser injetado seriam de 80000 m<sup>3</sup>/dia de CO<sub>2</sub> e 200 m<sup>3</sup>/dia de água, no entanto seria necessário um estudo de viabilidade econômica para se determinar os melhores parâmetros de injeção a ser utilizado, pois como pode ser visto na Figura 4-10, do quinto ao décimo ano há um crescimento no FR, mas do décimo ano até o final do projeto ocorre uma redução no crescimento do FR para todas as variações de injeção, com um destaque para o pequeno crescimento em relação os dois maiores volumes de injeção de CO<sub>2</sub>, o que poderia tornar o projeto inviável do ponto de vista econômico.

**Figura 4-10: Fator de Recuperação para variação das vazões de injeção método WAG-CO<sub>2</sub>**

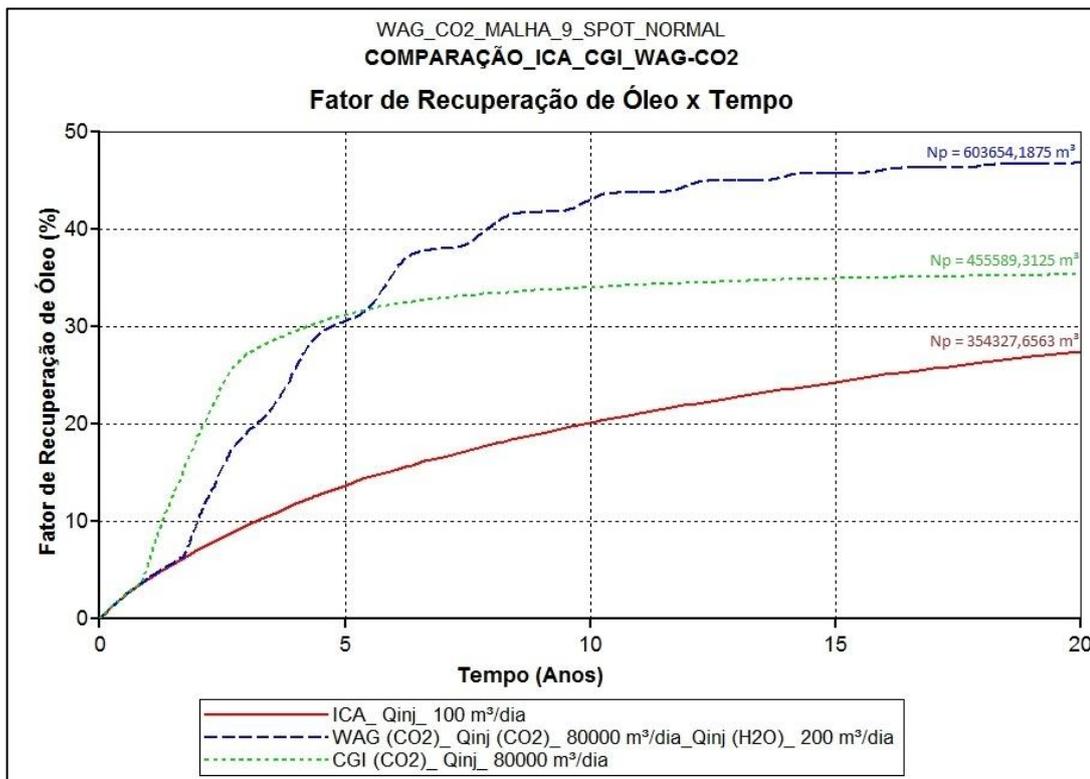


## 4.8 Comparação entre ICA, CGI e WAG-CO<sub>2</sub>

### 4.8.1 Análise da viabilidade do método WAG-CO<sub>2</sub>

Para finalizar e a fim de constatar a viabilidade da utilização do método WAG-CO<sub>2</sub> foi então realizada uma comparação entre os melhores resultados obtidos na ICA, CGI e no método WAG-CO<sub>2</sub>, ou seja, os resultados obtidos com as injeções: de água 100 m<sup>3</sup>/dia na ICA, de 80000 m<sup>3</sup>/dia de CO<sub>2</sub> na CGI e de 200 m<sup>3</sup>/dia de água e 80000 m<sup>3</sup>/dia de gás no método WAG-CO<sub>2</sub>. Onde os resultados podem ser observados na Figura 4-11, que mostra que a aplicação do método WAG-CO<sub>2</sub> no final do projeto obteve maior valor no FR que foi em torno de 46,82% comparado com a ICA que teve um FR de 27,49% e CGI com um FR de 35,34%, a Np alçada com o método WAG-CO<sub>2</sub> foi de 603654,1875 m<sup>3</sup>, confirmando a viabilidade da utilização do método de injeção alternada com a utilização do CO<sub>2</sub> como gás injetado.

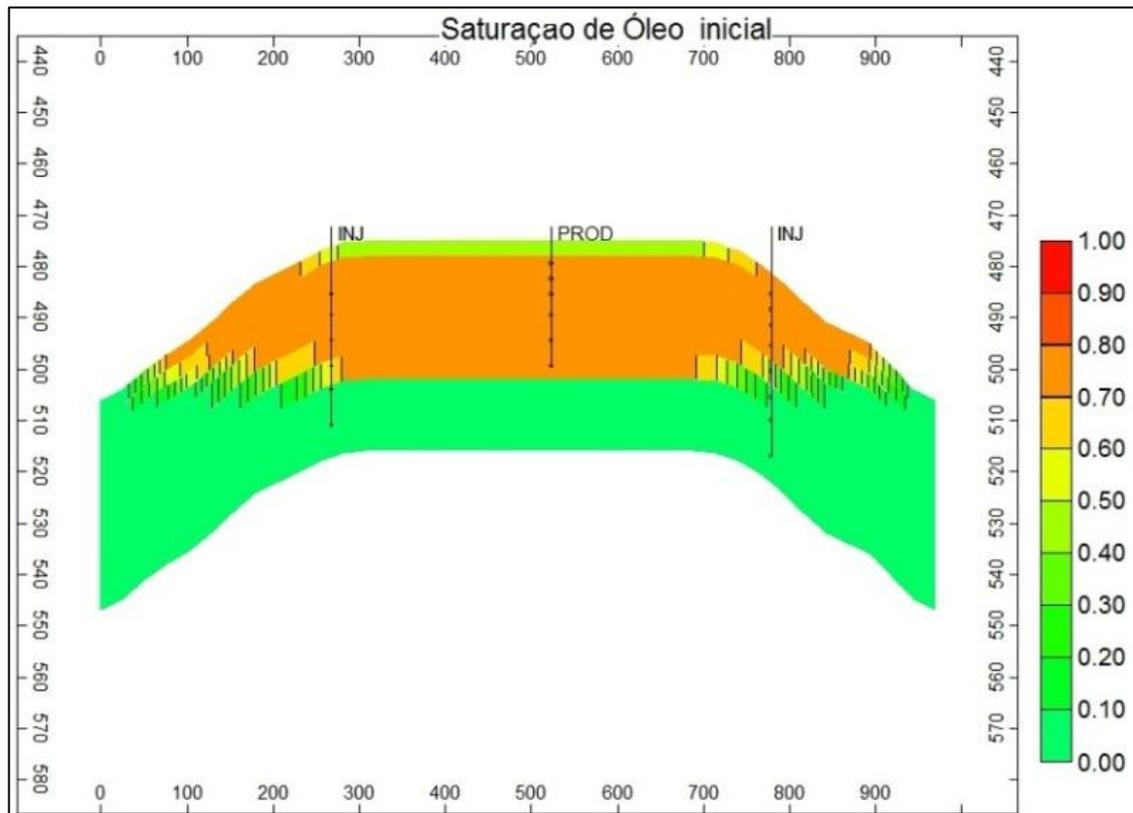
Figura 4-11: Comparação do Fator de recuperação de óleo para ICA, CGI e WAG-CO<sub>2</sub>



### 4.8.2 Análise da Saturação de Óleo para ICA, CGI e WAG-CO<sub>2</sub>

Neste tópico será analisada a saturação de óleo em quatro tempos diferentes para vista plana (x, z) no plano que contém o poço produtor (plano 15) e na direção “j” para ICA, CGI, WAG-CO<sub>2</sub>. A Figura 4-12 mostra a Saturação inicial de óleo.

Figura 4-12: Saturação inicial de Óleo (Início do projeto)



A Figura 4-13 mostra a mudança da saturação de óleo para os métodos WAG-CO<sub>2</sub> e ICA em diferentes anos (5, 10, 15, 20). Com a utilização do método WAG-CO<sub>2</sub> no quinto ano há uma redução da saturação de óleo se comparado à saturação inicial de óleo (Figura 4-12) mostrando ter uma produção antecipada em relação à ICA, nos anos seguintes (10, 15, 20) pode ser observado que para o método WAG-CO<sub>2</sub> há uma diminuição na redução da saturação de óleo e restam pequenas áreas não varridas do reservatório (neste plano) onde permanece com uma saturação de óleo alta, já para ICA observa-se que para os diferentes anos (10, 15, 20) há uma redução lenta da saturação de óleo e no final do projeto restam grandes áreas do reservatório sem serem varridas restando ainda uma saturação de óleo alta nas zonas mais altas (topo) do meio poroso que não chegam a ser varridas.

Figura 4-13: Saturação de Óleo para diferentes anos (5, 10, 15, 20) para WAG\_CO2 e ICA

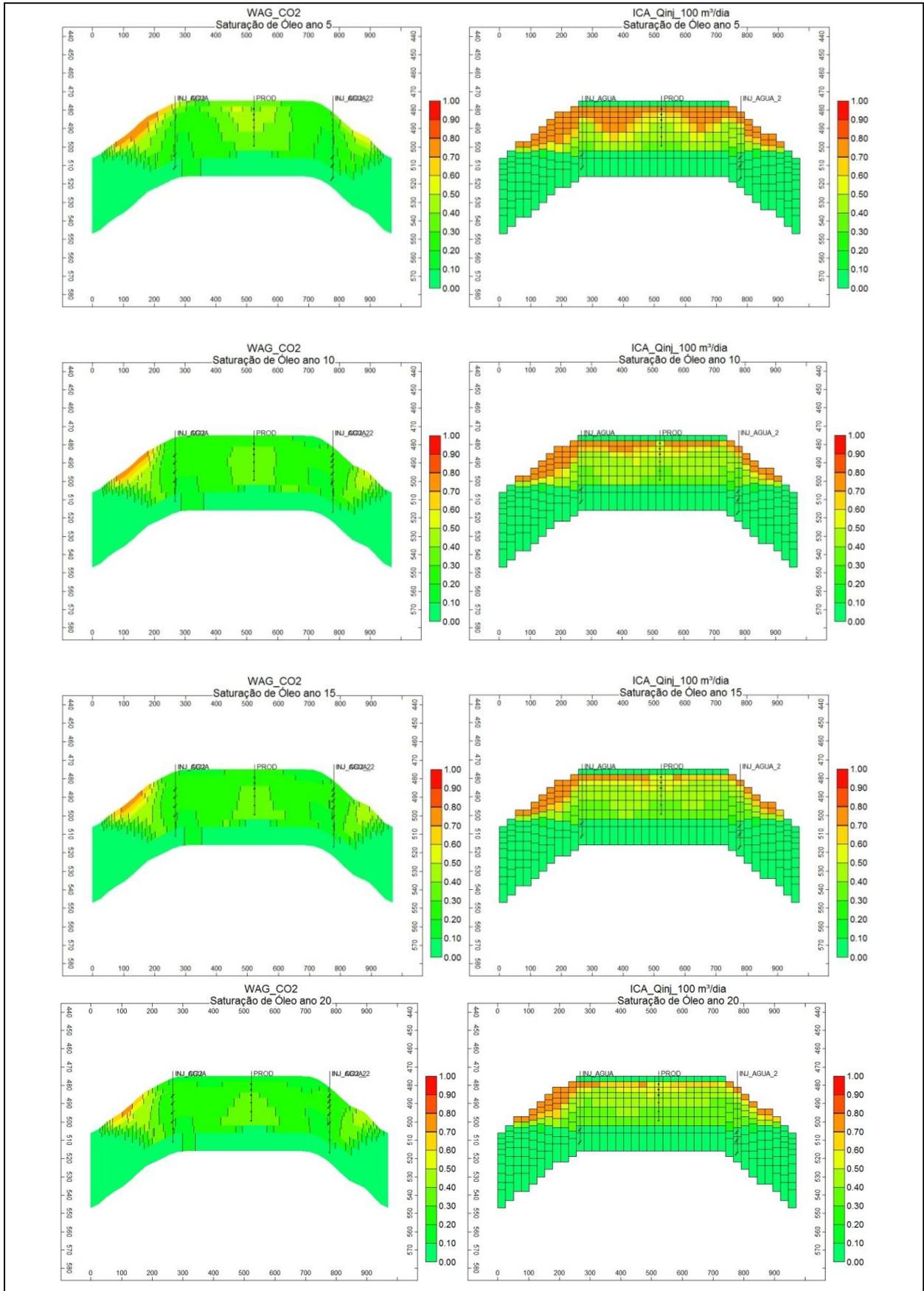
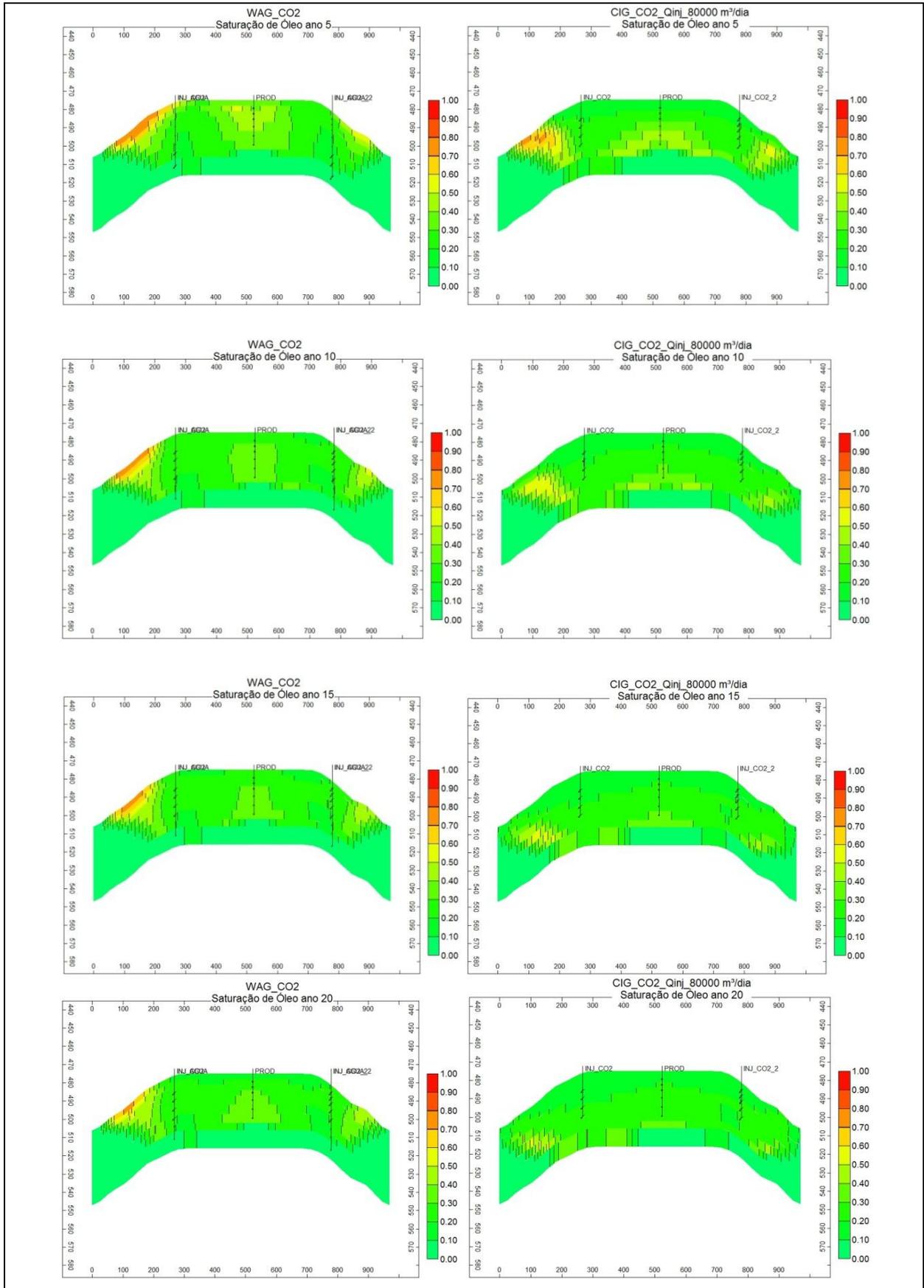


Figura 4-14: Saturação de Óleo para diferentes anos (5, 10, 15, 20) para WAG\_CO<sub>2</sub> e CGI



A Figura 4-14 mostra a variação da saturação de óleo para os métodos WAG-CO<sub>2</sub> e CGI em diferentes anos (5, 10, 15, 20), há um comportamento muito parecido entre os métodos utilizados, onde do quinto ano há uma redução considerável da saturação de óleo o que justifica o comportamento parecido de produção antecipada para ambos os casos e como pode ser visto na Figura 4-11 para a CGI essa antecipação de produção ocorre um pouco ainda mais cedo, ainda para CGI mostra que no final do projeto neste plano não permanecem muitas áreas do reservatório com grande saturação de óleo, mas nas zonas mais profundas do reservatório (base) não há muita mudança na saturação de óleo o que pode ser devido ao efeito da segregação gravitacional, devido à densidade mais baixa do CO<sub>2</sub> este tende a ir para as zonas mais altas do meio poroso, onde pode ser visto que no método WAG- CO<sub>2</sub> praticamente toda a espessura do reservatório é atingida devido à injeção de água.

Diante disso o método WAG com utilização de CO<sub>2</sub> é considerado viável, pois ele combina as ótimas eficiências de deslocamento do gás e de varrido da água, além de reduzir os efeitos indesejados que podem ocorrer na ICA e CGI, assim resultando numa maior recuperação de óleo, além de ter mantido resultados mais satisfatório que os outros casos de injeção analisados.

## 5 Conclusões

Este capítulo expõe as principais conclusões alcançadas a partir dos resultados das simulações deste trabalho. Assim como algumas recomendações para trabalhos futuros.

### 5.1 Conclusões

- Observou-se que com a utilização do método de injeção alternada de água e gás CO<sub>2</sub> houve um aumento na produção acumulada de óleo neste reservatório de óleo leve com características do Nordeste Brasileiro. Com o método WAG-CO<sub>2</sub> houve um aumento no fator de recuperação de 19,33% em relação à injeção contínua de água e de 11,48% em relação à injeção contínua de gás (CO<sub>2</sub>) atingindo um valor no Fator de recuperação de 46,82%.
- A escolha da malha (9-Spot) e o tipo (invertida) a ser utilizada resultaram em um aumento de 11,15% no fator de recuperação entre o resultado as duas melhores malhas (9-Spot e duas malhas 7-Spot invertida) demonstrando forte influência no FR.
- Com relação à utilização do fluido a ser inicialmente injetado (água ou gás) não houve uma grande influência na variação do fator de recuperação resultando no mesmo valor no final dos 20 anos de projeto.
- O tempo de alternância da injeção ou do ciclo de injeção não apresentou grande variação no FR, mas apresentou uma tendência de diminuição para intervalos mais longos.
- A profundidade e quantidade dos conhoneios influencia fortemente o fator de recuperação, onde os poços injetores de gás obtiveram melhor comportamento quando canhoneados na zona de óleo não tão próximos do topo, os injetores de água quando canhoneado na zona de água apenas nas primeiras camadas da zona de água e o poço produtor nem tão próximo do topo nem tão próximo da zona de água.
- Todos os métodos estudados tiveram uma resposta positiva com relação ao aumento das vazões de injeção.
- Tanto no projeto de injeção contínua de gás (CO<sub>2</sub>) quanto no de injeção alternada a utilização do gás CO<sub>2</sub> influencia de forma a promover uma antecipação da produção de óleo nos primeiros anos sendo mais acentuada com o aumento das vazões do gás.

### 6 Bibliografia:

AHMED, T. 1997. A Generalized Methodology for Minimum Miscibility Pressure. *In: Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, 5*, Rio de Janeiro, 1997. *Anais...* Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-39034-MS>> Acesso em 04 de Nov. 2015 às 16h43min.

BAIRD, C.; CANN, M. *Química Ambiental*. 4ª ed. Porto Alegre: Editora Bookman, 2011.

BAUTISTA, E. V. *Análise paramétrica da simulação composicional do processo de drenagem gravitacional assistida por gás (GAGD)*. 2010. 159f. Dissertação de Mestrado. Programa de pós-graduação em ciência e engenharia de Petróleo – PPGCEP, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2010.

CAUDLE, BH.; DYES, A.A. Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection, *Transactions of AIME*, 213, 1959, 281-284.

CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E. H.; SKAUGE, A. Review of the WAG field experience, *SPE 71203*. Março, 1998.

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

GRIND ARENDAL (Global Primary Energy Consumption and Global CO2 Emission)

Disponível em: <[www.grida.no/graphicslib/detail/global-primary-energy-consumption-and-global-co2-emission\\_b4bf](http://www.grida.no/graphicslib/detail/global-primary-energy-consumption-and-global-co2-emission_b4bf)> Acesso em 22 de Out. 2015 às 16h16min.

HERZOG, H., e COLOMB, D.: “Carbon Capture and Storage From Fossil Fuel USE” *Encyclopedia of Energy*, Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, 1997.

HOLM, L. W. Miscibility and miscible displacement. *Journal of Petroleum Technology*, v.38, n. 8, p. 817-818, 1986.

HOUGHTON, J.T., DING, Y., GRIGGS, D.J., NOGUER, M., van DER LINDEN, P.J., DAI X., MASKEL, K. e JOHNSON, C.A.: *Climate Change 2001: Working Group I: “The Scientific Basis”*., 2001.

JAHN, F.; COOK, M.; GRAHAM, M.; FERREIRA, D. *Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Elsevier, 2012.

KULKARNI, M.M.: *Multiphase Mechanism and Fluid Dynamics in gas Injection Enhanced Oil Recovery Processes*. Dissertação de Ph.D, Universidade Estadual de Louisiana, Baton Rouge, Agosto, 2005.

MATTE, Alexandre da Cunha. *Métodos especiais de recuperação avançada de petróleo utilizando injeção de dióxido de carbono gasoso e seus processos derivados*. 2011. Projeto de

graduação. Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2011.

MORITIS, g. Special Report: EOR Survey, Oil and Gas Journal, Volume 102.14, Abril 10, 2004.

NGUYEN, N. e ALLINSON, W.G.: “The economics of CO<sub>2</sub> capture and geological Storage”, paper 77810, 202 SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia.

OFFSHORE, O Guia. ONIP - Agência Nacional de Petróleo. Disponível em: <<https://oguiaoffshore.wordpress.com/2015/07/13/consumo-mundial-de-petroleo-crescera-144-em-2016-diz-opep/>> Acesso em 25 de Nov. 2015 às 09h59min.

OPEC (Organization of de Petroleum Exporting Countries) Disponível em: <[http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/MOMR\\_July\\_2015.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_July_2015.pdf)> Acesso em 25 de Nov. 2015 às 10h15min.

PARAFITA, Jofranya Wendyana Alves. *Análise paramétrica do método de injeção alternada de água e CO<sub>2</sub>(WAG) em reservatórios de petróleo*. 2014. 75f.:il. Dissertação de Mestrado. Programa de pós-graduação em ciência e engenharia de Petróleo – PPGCEP, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2014.

ROMERO, O. J. e PEREIRA F. R.: Estudos Tecnológicos em Engenharia, vol. 10, n. 1, p. 10-23, janeiro-junho 2014 © 2014 by Unisinos - doi: 10.4013/ete.2014.101.02.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2011.

SEED - Schlumberger Excellence in Education Development, Inc. Disponível em: <<http://www.planetseed.com/pt-br/relatedarticle/o-campo-petrolifero-de-weyburn-recuperacao-avancada-de-petro>> Acesso em 23 de Out. 2015 às 15h34min.

STALKUP, J.: Fred, I.; Arco. Status of miscible displacement. *Journal of Petroleum Technology*, v. 35, n.4, p.815-826, 1983.

TEIXEIRA, Bia. Portal Petróleo e Energia. Disponível em: <<http://www.petroleoenergia.com.br/petroleo/753/recuperacao-avancada-petroleiras-querem-extrair-mais-de-50-do-oleo-retido/>> Acesso em 23 de Out 2015 às 15h27min.

THOMAS, J. E. et al. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.