



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

UTILIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

Paulo Rogerio Cruz da Silva Filho

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Santiago Gabriel Drexler
Paulo Couto

Rio de Janeiro
Setembro de 2016

UTILIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

Paulo Rogerio Cruz da Silva Filho

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PETRÓLEO.

Examinado por:

Prof. Santiago Gabriel Drexler, M.Sc.

Prof. Maximiano Correia Martins, D.Sc

Prof. Ilson Paranhos Pasqualino, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
SETEMBRO de 2016

Silva Filho, Paulo Rogerio Cruz

Utilização da Injeção de CO₂ como Método de Recuperação Avançada em Reservatórios do Pré-sal/ Paulo Rogerio Cruz da Silva Filho – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2016

ix, 55 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Santiago Gabriel Drexler e Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia de Petróleo, 2016.

Referências Bibliográficas: p. (43-45).

1. Injeção de CO₂ 2. Reservatórios do pré-sal 3. Recuperação avançada I. Drexler, Santiago Gabriel. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Título

À minha família.

Agradecimentos

Aos meus pais, que me deram todo o suporte e apoio necessário nessa minha jornada.

Aos meus professores, que compartilharam o conhecimento comigo, em especial ao professor e orientador Santiago Gabriel Drexler por sua disponibilidade e atenção na elaboração desde trabalho.

Aos meus amigos de engenharia de petróleo, que sempre me acompanharam nessa longa jornada.

Ao PRH-21, que ofereceu suporte à realização deste trabalho.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

UTILIZAÇÃO DA INJEÇÃO DE CO₂ COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM RESERVATÓRIOS DO PRÉ-SAL

Paulo Rogerio Cruz da Silva Filho

Setembro de 2016

Orientadores: Santiago Gabriel Drexler/ Paulo Couto

Curso: Engenharia de Petróleo

O presente trabalho visa analisar se as condições existentes nos reservatórios do pré-sal, especificamente o campo de Lula, são favoráveis a utilização de CO₂ como gás miscível para melhorar a fator de recuperação dos reservatórios. Essa avaliação será feita através de revisões literárias sobre o método em questão, averiguando se as propriedades dos fluidos existentes no reservatório, as propriedades físicas do meio poroso e a disponibilidade de CO₂ são indicadas a utilização.

Palavras-chave: injeção de CO₂, reservatórios do pré-sal, recuperação avançada.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

USE OF INJECTION OF CO₂ AS A ENHANCED OIL RECOVERY IN A SUBSALT RESERVOIR

Paulo Rogerio Cruz da Silva Filho

September/ 2016

Advisors: Santiago Gabriel Drexler/ Paulo Couto

Course: Petroleum Engineering

This work aims to analyze the reservoir conditions of subsalt reservoir, specifically the Lula field, are favorable to apply the carbon dioxide as a miscible gas to improve the oil recovery on this reservoir. This evaluation will be done using articles found in the literature about this method. Analyzing the oil properties, reservoir properties and CO₂ availability.

Keywords: injection of co₂, subsalt reservoir, enhanced oil recovery.

Lista de Figuras

- Figura 1 – Fluxo linear;
- Figura 2- Exemplo de curva de permeabilidade relativa (Rosa et al.,2006);
- Figura 3 – Método do ângulo de contato de uma gota de água imersa no óleo.
- Figura 4 – Formação de fingering do fluido deslocante no óleo.
- Figura 5 – A esquerda, ocorrência de fingering e a direita, uma melhor eficiência de varrido areal.
- Figura 6 – Diferença do varrido em um reservatório com 3 camadas com diferentes permeabilidades.
- Figura 7 – Fatores que influenciam a eficiência de varrido vertical.
- Figura 8- Relação entre viscosidade e temperatura para óleos. Fonte: Queiroz, 2006.
- Figura 9 – Diagrama de fases do CO₂.
- Figura 10 – Gráfico da densidade do CO₂ em função da temperatura.
- Figura 11 – Gráfico da viscosidade em função da temperatura e pressão.
- Figura 12 – Gráfico da solubilidade em função pressão, temperatura e salinidade.
- Figura 13 – Esquema simplificado do método de estimulação com CO₂.
- Figura 14 – Esquema simplificado do método de injeção contínua de CO₂.
- Figura 15 – Esquema simplificado do método de WAG.
- Figura 16 - Redução da viscosidade em função da pressão de saturação.
- Figura 17 – Fator de inchamento para óleos
- Figura 18 – Diagrama ternário para vaporização.
- Figura 19 – Diagrama ternário da condensação.
- Figura 20- Distribuição das rochas reservatórios do pré-sal.
- Figura 21 – Sistema Petrolífero
- Figura 20- Localização do Campo de Lula.
- Figura 2321 – Gráfico da RGO pela profundidade da amostra (Cruz, 2016).

- Figura 24 – Recuperação Terciária de cada piloto.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objetivo	2
2	Métodos de Recuperação avançada	3
2.1	Definições básicas	3
2.1.1	Permeabilidade relativa.....	3
2.1.2	Fator de recuperação	6
2.1.3	Mobilidade e razão de mobilidade	6
2.1.4	Molhabilidade	6
2.1.5	Fingering	6
2.1.6	Eficiência de varrido	7
2.1.7	Eficiência de deslocamento.....	9
2.2	Classificação dos Métodos	10
2.2.1	Métodos Químicos	10
2.2.2	Métodos térmicos	11
2.2.3	Métodos Microbiológicos	13
2.2.4	Métodos Nanotecnológicos.....	13
2.2.5	Métodos Miscíveis	14
3	Injeção de CO₂	15
3.1	Propriedades afetadas pelo CO ₂	15
3.2	Histórico de injeção de CO ₂	18
3.3	Tipos de injeção	19
3.4	Efeitos da Injeção de CO ₂	22
3.5	Deslocamento Miscível do óleo	25
3.5.1	Miscibilidade por Múltiplos Contatos	26
3.5.2	Vaporização	28
3.5.3	Condensação	28
3.5.4	Pressão Mínima de Miscibilidade	29
3.5.5	Enriquecimento Mínimo de Miscibilidade	29

3.6	Vantagens e Desvantagens do uso de CO ₂	30
3.7	Condições favoráveis à injeção de CO ₂	30
4	Pré-Sal	32
4.1	Características do pré-sal.....	32
4.2	Sistema petrolífero	34
4.3	Características e propriedades do Campo de Lula	37
5	Análise do Campo de Lula	39
5.1	Análise dos resultados do piloto do campo de Lula	39
5.2	Análise das características do campo de Lula	40
6	Estudo de Caso	42
6.1	Campo de Forties	42
6.2	Campo de Ekofisk	44
6.3	Campo de Gullfasks	45
6.4	Campo de Brage	45
6.5	Joffre Viking Pool	46
7	Conclusão	48
8	Considerações Finais e Projetos Futuros	51
9	Lista de Referências	52

1 INTRODUÇÃO

A descoberta de hidrocarbonetos na bacia de Santos abaixo da camada de sal, colocaram o Brasil em posição de destaque na indústria do petróleo. Com uma reserva estimada de 5 a 8 bilhões de barris, o pré-sal brasileiro é uma das maiores descobertas no setor petrolífero mundial.

Contudo, a extração do óleo destes reservatórios requer mais tecnologia e investimento. O custo de cada barril em um reservatório brasileiro é de dez dólares e o do pré-sal é de cerca de 15 dólares, ou seja, valor 50% superior. Com isso, faz-se necessário a utilização de métodos alternativos para melhorar a produção e tentar reduzir os custos, já que o preço do óleo no mercado internacional se encontra baixo, cerca de quarenta e cinco dólares o barril.

Um método de recuperação avançada bastante usado na indústria do petróleo é o de injeção de gás miscível para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios, normalmente maduros. Os ótimos resultados obtidos nos Estados Unidos credenciam o CO₂ para ser o gás utilizado.

1.1 MOTIVAÇÃO

Com a dificuldade da descoberta de novas reservas e a crescente demanda de combustíveis fósseis, faz-se necessário a utilização de novos métodos de recuperação para melhor explorar os reservatórios já descobertos.

Os reservatórios do pré-sal brasileiro, descobertos nos anos 2000, são uma das maiores descobertas na indústria de petróleo no mundo. Entretanto, as dificuldades geradas pela espessa camada de sal existente e as grandes profundidades dos mesmos tornam a exploração muito mais difícil e mais cara. Além disso, a enorme produção de CO₂ é mais uma dificuldade encontrada. Já que a presença do mesmo no óleo necessita

de uma mudança nos materiais nas tubulações e equipamentos da produção devido à alta corrosão e também da necessidade de separação dos gases devido às questões ambientais.

Com tantas dificuldades na exploração, que gera um maior custo para produção, o uso de um método de recuperação avançada para aumentar a produção se torna aconselhável. E ainda por cima, a transformação de um grande problema, a produção de CO₂, em solução para a melhora de produção, é o melhor dos casos.

1.2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é verificar, através de uma revisão literal, a possibilidade de transformar um grande problema de produção, presença de CO₂, em uma forma de melhorar o fator de recuperação e tornar mais viável a produção do pré-sal brasileiro. A transformação se daria pela injeção do gás carbônico no próprio reservatório para melhorar a recuperação de óleo.

Primeiro será feito uma explicação do método citado, expondo os pontos positivos do método e seus parâmetros mais importantes. Em sequência será feito uma breve caracterização do pré-sal, citando algumas características físicas do reservatório e do óleo encontrado na literatura.

E por fim, será realizado uma comparação das condições do reservatório do pré-sal com os parâmetros necessários para o funcionamento do método.

2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA

Para um melhor entendimento do trabalho, faz-se necessário a explicação de alguns conceitos de engenharia de petróleo e de EOR.

2.1 DEFINIÇÕES BÁSICAS

A seguir, será explicado alguns conceitos básicos da engenharia de petróleo para facilitar o entendimento do trabalho.

2.1.1 PERMEABILIDADE RELATIVA

Permeabilidade absoluta de um meio poroso é a medida da sua capacidade de se deixar atravessar por um fluido. Termo, este, usado para rochas saturadas para um único fluido.

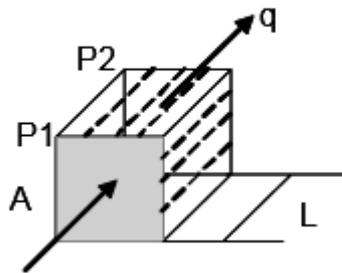


Figura 1 – Fluxo linear.

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (1)$$

A equação 1 descreve um fluxo linear de um fluido com viscosidade “ μ ”, o tamanho do meio poroso “ L ” e área da seção transversal “ A ”. A permeabilidade “ k ” é uma constante de proporcionalidade característica do meio poroso. Segundo Thomas et al (2001), a definição da unidade de medida da permeabilidade, Darcy, é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1 atm/cm promover a vazão de 1cm³/s de um fluido de viscosidade de 1cp, através de uma área transversal ao fluxo de 1cm².

Segundo Rosa (2006), a permeabilidade absoluta não depende do fluido injetado, é uma propriedade da rocha. Entretanto, algumas características dos fluidos injetados alteram os valores medidos da permeabilidade:

- Utilização de gases para medição – os valores medidos para permeabilidade são maiores que os reais devido ao escorregamento do gás nas paredes do meio poroso, fenômeno conhecido como efeito *Klinkenberg*;
- Utilização de água para medição – a interação da água injetada, quando sua salinidade é menor que a de formação, gera uma redução da permeabilidade devido ao inchamento da argila existente.

Para dois ou mais fluidos, é utilizado o conceito de permeabilidade efetiva para se referir a capacidade de escoar de cada fluido no meio poroso de permeabilidade k . As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação de um fluido corresponde a um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido.

A permeabilidade relativa é o valor da permeabilidade efetiva normalizada, isto é, é a razão entre os valores da permeabilidade efetiva a um fluido por um valor base, geralmente é a permeabilidade absoluta. Segundo Lake, 2007, a permeabilidade relativa varia, geralmente, entre 0 e 1 e é função da saturação de fluidos no meio poroso. Na figura 2 é visto a relação entre a saturação e a permeabilidade.

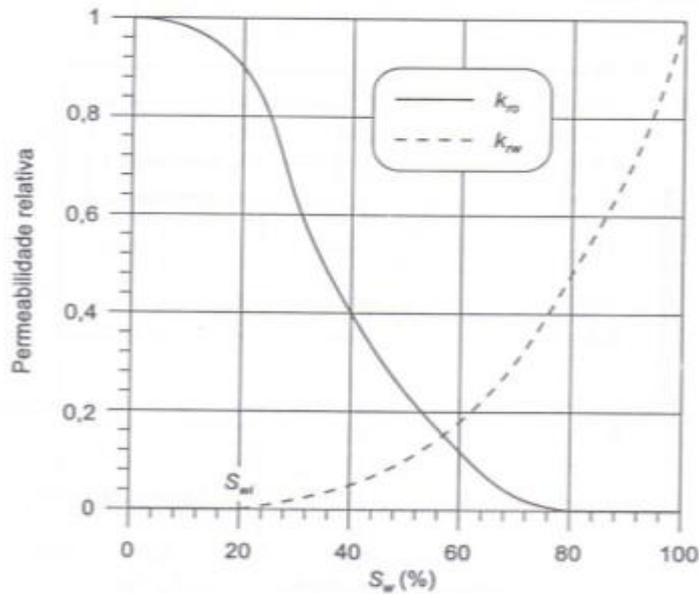


Figura 2- Exemplo de curva de permeabilidade relativa (Rosa et al.,2006)

2.1.2 FATOR DE RECUPERAÇÃO

O fator de recuperação é a razão entre o volume final de óleo produzido ou estimativa de produção de um reservatório pelo volume de óleo *in place*, ou seja, volume de óleo contido na formação. Sendo considerado como um dos parâmetros mais importantes da indústria de petróleo (Almeida, 2004).

2.1.3 MOBILIDADE E RAZÃO DE MOBILIDADE

De acordo com Rosa *et al.* (2011), a mobilidade de um fluido (λ_i) é definida como a relação entre a permeabilidade relativa (κ_i) a esse fluido e a sua viscosidade (μ_i), Eq(2).

$$\lambda_i = \frac{\kappa_i}{\mu_i} \quad (2)$$

Ainda de acordo com Rosa *et al.* (2011), a razão de mobilidade (M) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante (λ_d) atrás da frente de avanço do mesmo e a mobilidade do fluido deslocado (λ_o) por este, Eq(3).

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_o} = \frac{\kappa_d \times \mu_o}{\mu_d \times \kappa_o} \quad (3)$$

2.1.4 MOLHABILIDADE

Segundo Agbalaka (2008), a molhabilidade é definida como a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico.

Para um sistema com dois fluidos imiscíveis, o fluido mais atraído pela superfície do sólido é chamado de fluido molhante, (Green e Willhite, 1998).

Ainda de acordo com Agbalaka (2008), a composição química do fluido é o que define qual fluido será o molhante. Já o grau da molhabilidade é fortemente afetado por três fatores, adsorção ou dessorção dos constituintes da fase óleo, mineralogia da rocha reservatório e a deposição do filme e capacidade de espalhamento da fase óleo.

Um dos métodos para definir o qual fluido é o molhante é o método do ângulo de contato. Na figura 3 é mostrado o método.

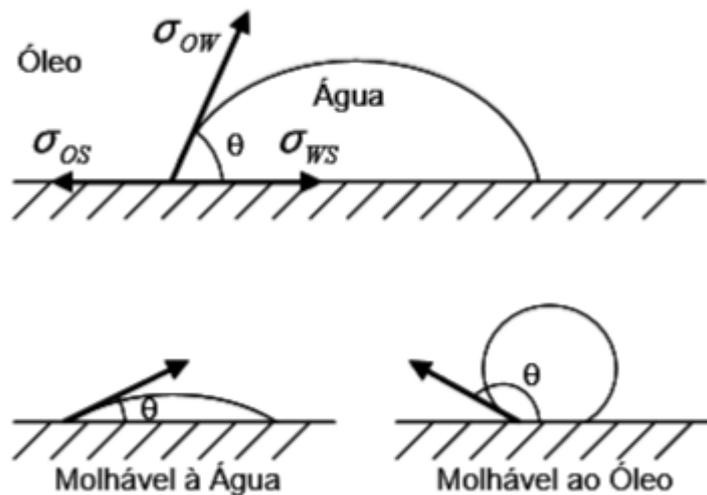


Figura 3 – Método do ângulo de contato de uma gota de água imersa no óleo (Anderson et al. 1986)

2.1.5 FINGERING

Fingering é um fenômeno que ocorre nos projetos de injeção de fluidos em um reservatório. O fluido percorre o caminho mais fácil entre o poço injetor e o produtor, não drenando por completo a região desejada. A figura 4 mostra um exemplo.



Figura 4 – Formação de *fingering* do fluido deslocante no óleo.

2.1.6 EFICIÊNCIA DE VARRIDO

A eficiência de varrido volumétrica (E_v) é a fração do reservatório varrida ou que teve contato pelo fluido injetado. É dada pelo produto da eficiência de varrido areal (E_{va}) pela eficiência de varrido vertical (E_{vv}).

$$E_v = E_{va} * E_{vv} \quad (5)$$

A eficiência de varrido areal representa a homogeneidade no avanço da frente de onda injetada no varrido de uma dada camada entre os poços injetor e produtor. A figura 5 mostra dois casos diferentes da eficiência de varrido.

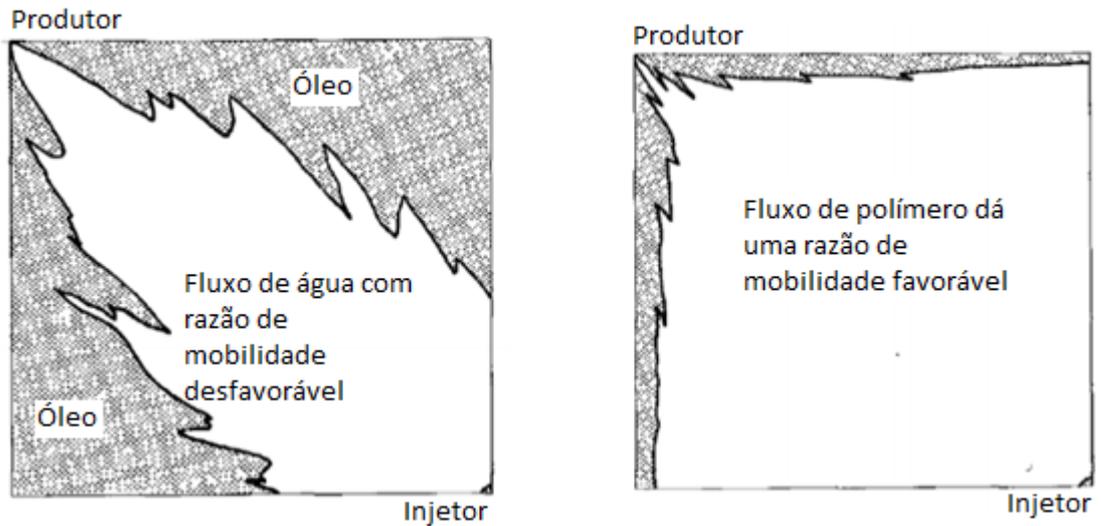


Figura 22 – A esquerda, ocorrência de *fingering* e a direita, uma melhor eficiência de varrido areal (Sorbie, 2013).

Sendo o *fingering*, as malhas de drenagem e as falhas selantes os principais fatores que prejudicam a eficiência de varrido areal.

A eficiência de varrido vertical representa heterogeneidade das camadas verticais de um reservatório. Como pode ser visto em um exemplo na figura 6.

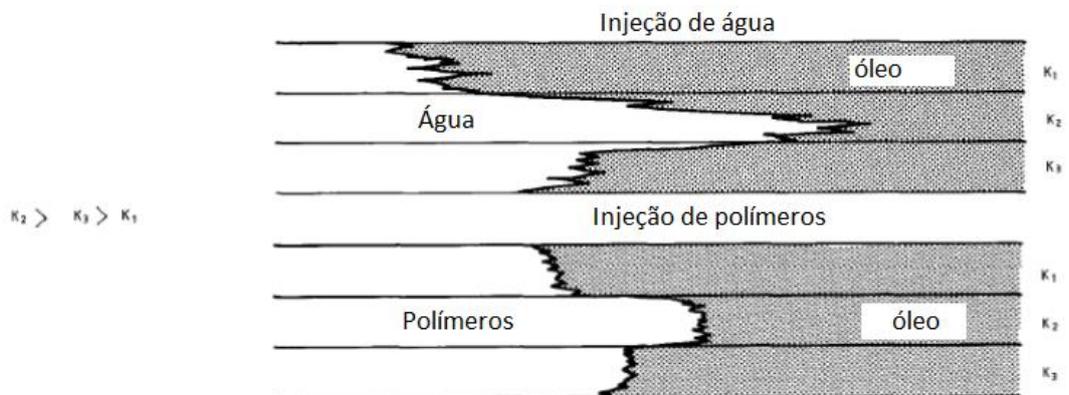


Figura 6 – Diferença do varrido em um reservatório com 3 camadas com diferentes permeabilidades.

Sendo a permeabilidade de cada camada, os efeitos gravitacionais e os efeitos viscosos os principais fatores que influenciam a eficiência de varrido vertical (figura 7).

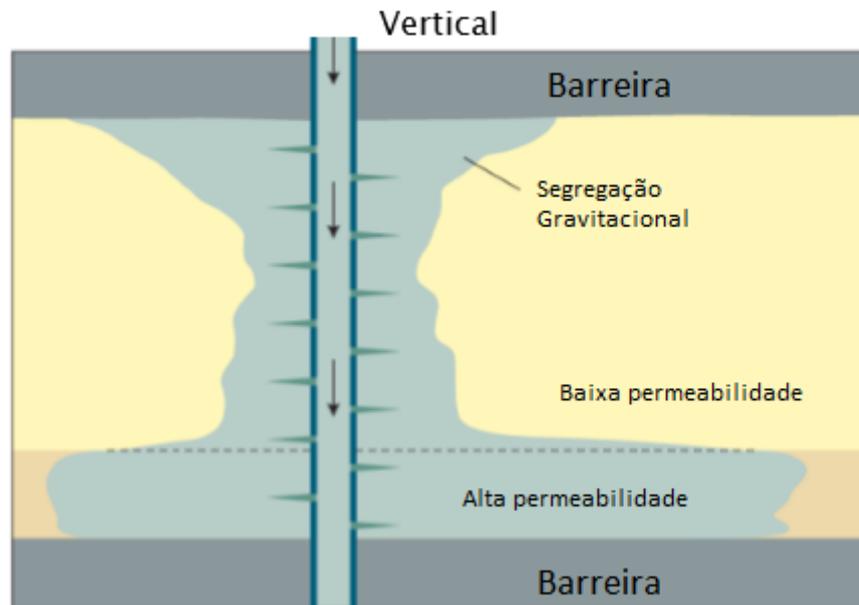


Figura 7 – Fatores que influenciam a eficiência de varrido vertical.

2.1.7 EFICIÊNCIA DE DESLOCAMENTO

A eficiência de deslocamento (E_d) está diretamente relacionada com a saturação de óleo inicial (S_{oi}) e a saturação de óleo residual (S_{or}). A eficiência de deslocamento mede a capacidade de retirada do óleo dos meios porosos pelo fluido injetado. Essa eficiência representa o percentual de óleo que existia inicialmente no meio poroso e foi expulso pelo fluido injetado. Este parâmetro depende basicamente das tensões interfaciais entre o fluido injetado, a rocha e os fluidos do reservatório, e do volume injetado.

$$E_d = (S_{oi} - S_{or}) / S_{oi} \quad (6)$$

2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS MÉTODOS DE EOR

2.2.1 Métodos Químicos

Consiste na injeção de um fluido no reservatório com o objetivo de interagir quimicamente com os fluidos e ou a rocha do reservatório. Segundo Costa (2014), existem várias técnicas diferentes, com diferentes compostos químicos utilizados, cada qual com um objetivo diferente.

A seguir, serão apresentados os principais compostos químicos utilizados.

- Polímeros: Um polímero é uma macromolécula, composta pela repetição de uma molécula menor, monômero, tendo uma massa molecular elevada. Por serem grande e compridos, os polímeros aumentam a viscosidade da solução aquosa, gerando um melhor contato entre o fluido injetado e o óleo do reservatório, tendo uma melhor eficiência de varrido areal e, conseqüentemente, a fração de recuperação. Os principais polímeros utilizados são a poliacrilamida e a goma de xantana.
- Surfactantes: São compostos orgânicos que apresentam caráter anfílico, ou seja, hidrofílico e hidrofóbico. Esta característica gera uma redução da tensão interfacial entre o óleo e a água, gerando uma melhora da eficiência de deslocamento. Devido à baixa viscosidade, a injeção de surfactante não gera uma melhor eficiência de varrido.
- Alcalis: São compostos que quando dissolvidos em água, aumentam o PH. O efeito da injeção no óleo é a reação química com os ácidos graxos presentes no óleo gerando tensoativos (surfactantes) *in-situ*. Uma vantagem, em relação à injeção de surfactantes é o baixo custo das soluções alcalinas.

Além dos métodos de injeção separados, há também, técnicas que utilizam a combinação de dois ou mais compostos químicos, tornando o método mais completo e eficaz para uma melhor recuperação. Tem-se como destaque o método SP (surfactante-polímero), que consiste na injeção de surfactante e polímero em conjunto, e o método ASP (álcali-surfactante-polímero), que consiste na injeção conjunta de polímeros, surfactantes e alcalinos (Borges, 2004).

2.2.2 Métodos térmicos

Alguns reservatórios apresentam óleos com um baixo grau API. Estes óleos se caracterizam pelo alto peso molecular e alta viscosidade. Para esse tipo de reservatório a recuperação secundária, injeção de água e gás imiscível, é ineficaz devido à grande diferença entre as viscosidades do óleo e do fluido injetado, como consequência teria a criação de caminhos preferenciais, *fingerings*, o que gera uma rápida produção do fluido injetado e uma baixa eficiência de varrido.

Os métodos térmicos surgiram para melhorar a fração de recuperação destes tipos de reservatório. De acordo com Queiroz (2006), o método se baseia no fato físico-químico que, ao ser aquecido, o óleo sofre uma grande redução da viscosidade. Como pode ser visto na figura 8.

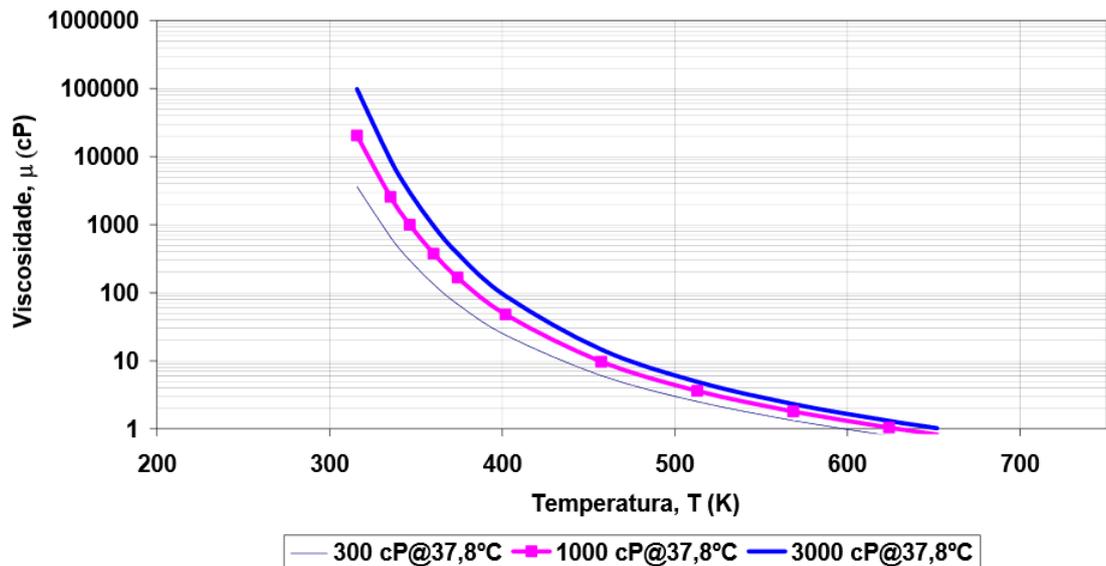


Figura 8- Relação entre viscosidade e temperatura para óleos. Fonte: Queiroz, 2006.

De acordo com Costa (2014), alguns métodos foram desenvolvidos:

- Injeção de fluidos aquecidos: o calor é gerado na superfície, através do aquecimento do fluido, e injetado dentro da formação, para isso é utilizada a água como fluido de injeção. A água pode estar no estado líquido, injeção de água quente, ou na forma de vapor, injeção de vapor, que é a mais utilizada.
- Combustão in situ: nesse método o calor, necessário para a queda da viscosidade, é gerado dentro do reservatório. Ele consiste numa injeção inicial de ar aquecido, que vai aquecendo o óleo e como consequência causa um processo de oxidação do mesmo, esta oxidação gera calor o que aumenta ainda mais a oxidação e a geração de calor até a temperatura atingir o chamado ponto de ignição. Com isso a combustão está estabelecida, sendo necessário apenas, a injeção de ar frio para alimentar, de oxigênio não presente naturalmente dentro do reservatório, a combustão.
- Aquecimento eletromagnético: este método consiste na transformação da energia elétrica em energia térmica pela interação entre o campo eletromagnético e as partículas eletricamente sensíveis do meio, sendo

íons ou moléculas dipolares do fluido. Esse processo se dá de três formas: por rotação, por ondulação e por convecção.

Dentro desses métodos existem várias técnicas diferentes como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor e drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistida com vapor (SAGD). Estes métodos, nada mais são que variações dos métodos citados acima.

2.2.3 Métodos Microbiológicos

Segundo Donaldson (1989), o método se baseia na injeção de micróbios capazes de interagirem, seja com o óleo, água ou as rochas do reservatório ou então, que sejam capazes de modificar os microrganismos já existentes no reservatório.

Lake *et al.* (2015) complementa Donaldson (1989) afirmando que estes produtos gerados pelos microrganismos atuam no óleo como as técnicas apresentadas nos outros métodos, pois acontece a produção dos mesmos produtos injetados pelos outros métodos, como os surfactantes, biopolímeros, solventes, ácidos orgânicos e a liberação de gás, normalmente CO₂.

2.2.4 Métodos nanotecnológicos

O uso de nanotecnologia como método de recuperação avançada na indústria de petróleo é muito recente, sendo pouco explorado até o momento. Entretanto, de acordo com Drexler et al (2012) há diversas possibilidades de aplicações em inúmeros segmentos onde os métodos já conhecidos são pouco eficientes ou então para potencializar os efeitos dos mesmos nos reservatórios.

Algumas das aplicações pertinentes na área de EOR são: como agentes emulsificantes/estabilizadores de espumas, como traçadores, modificadores de molhabilidade, modificadores de pressão de disjunção, como carregadores de surfactantes, entre outras aplicações variadas.

2.2.5 Métodos miscíveis

Consiste na injeção de um fluido que seja miscível com o óleo do reservatório, normalmente os mais usados são o dióxido de carbono, solventes orgânicos (gasolina, diesel, ...) e gases hidrocarbonetos.

A solubilização do fluido injetado no óleo favorece a eficiência de deslocamento, conseqüentemente, gera uma maior recuperação de óleo, pois há uma redução significativa da viscosidade do óleo. Além disso, há uma redução das tensões interfaciais presentes no contato óleo-água. Tensões estas, que segundo Lake et al (2015), consiste em forças de atração que ocorrem em fluidos não miscíveis e que prejudicam, significativamente, o escoamento do óleo.

Outra importante consequência da injeção e solubilização do fluido é o inchamento do óleo no reservatório, tendo vista que o volume poroso é praticamente constante, um maior volume de fluido do reservatório gera um aumento da pressão do mesmo e, conseqüentemente, uma produção maior de óleo.

Para melhorar a eficácia dos métodos miscíveis, foram desenvolvidas algumas técnicas que utilizam a injeção de fluidos miscíveis com fluidos imiscíveis. Como principais temos a WAG, que consiste na injeção de água e gás de forma alternada, tendo como a injeção da água o objetivo de criar uma frente de avanço mais homogênea pela diferença de viscosidade. Outra técnica é o SWAG, que consiste na injeção de gás na forma de bolhas na água.

O método miscível, especificamente, a injeção de CO₂ será o tema do próximo capítulo.

3 INJEÇÃO DE CO₂

Antes de apresentar os efeitos do CO₂, será exposto as propriedades químicas do mesmo.

3.1 PROPRIEDADES FÍSICAS DO CO₂

O CO₂ puro é um gás incolor, inodoro, inerte e não combustível. O seu peso molecular nas condições padrão de temperatura e pressão é de 44,01 g/mol, segundo Carcoana, 1992, o que é, aproximadamente, uma vez e meia maior que o do ar. Do diagrama de fase do CO₂, exposto na figura 9, sai outras propriedades importantes, como:

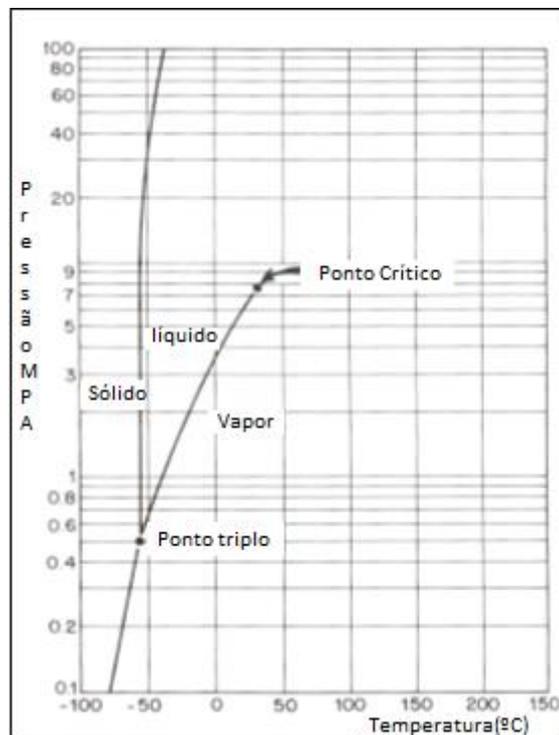


Figura 9 – Diagrama de fases do CO₂ (Mathiassen, 2003).

- Temperatura crítica – 31,05°C;
- Pressão crítica – 73,9 bar;
- Temperatura do ponto triplo - -56,6°C;
- Pressão do ponto triplo – 5,10 bar.

Em geral, as temperaturas dos reservatórios de petróleo são superiores a 30,7°C, o que faz com que a injeção de CO₂ seja feita na condição de fluido supercrítico, (Lake, 1989). No estado supercrítico, o CO₂ se comporta como líquido em relação a densidade e como gás em relação a viscosidade (Amarnath, 1999). De acordo com Lake, 1989, o CO₂, nas condições supercríticas, apresenta densidade maior que a do ar, isso faz com que o CO₂ esteja menos suscetível à segregação gravitacional durante o deslocamento do ar.

Ainda segundo Lake, 1989, apesar da viscosidade nas condições supercríticas ser menor que a da água ou dos hidrocarbonetos líquidos, o que causaria uma redução da razão de mobilidade, o uso do CO₂ como gás miscível é maior que os demais devido a sua viscosidade ser cerca de duas vezes e meia maior que a dos outros gases utilizados.

Os gráficos a seguir mostram o comportamento do dióxido de carbono em relação a densidade, viscosidade e solubilidade.

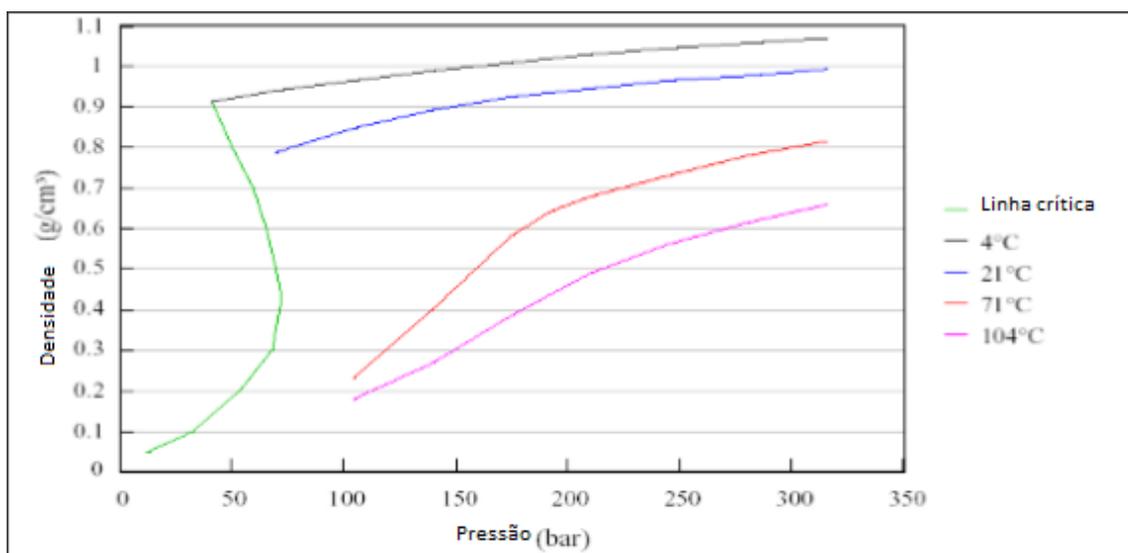


Figura 10 – Gráfico da densidade do CO₂ em função da temperatura (Mathiassen, 2003).

O gráfico mostra que a densidade do fluido aumenta com a pressão e temperatura acima das condições críticas.

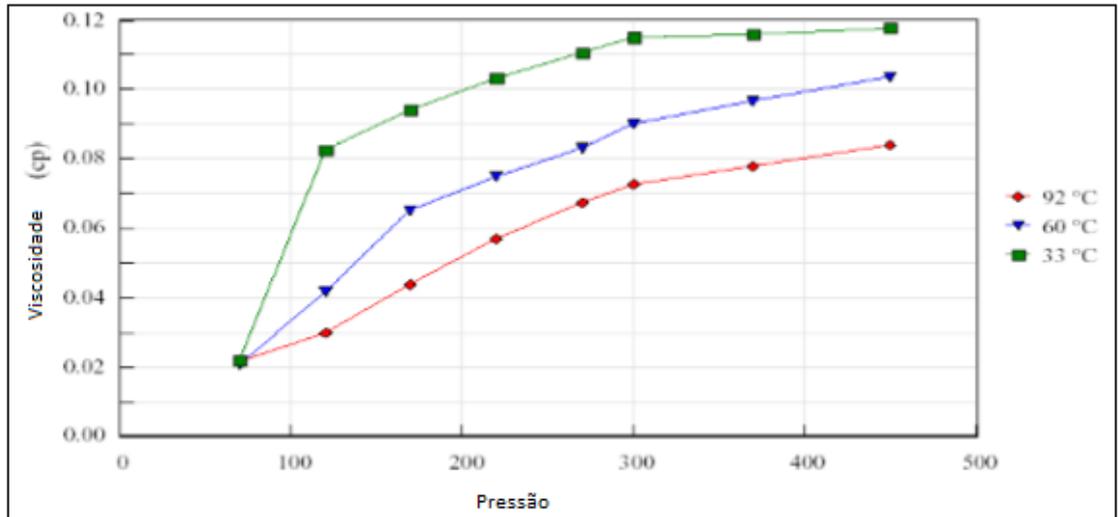


Figura 11 – Gráfico da viscosidade em função da temperatura e pressão (Mathiassen, 2003).

O gráfico acima mostra que a viscosidade do CO₂ depende fortemente da pressão e temperatura, e a mesma aumenta consideravelmente com a pressão a uma determinada temperatura. Segundo Mathiassen (2003), a viscosidade do CO₂, para todas as temperaturas relevantes, é intermediária a da água da formação – limite superior- e a do gás natural – limite inferior. Sendo assim, o descolamento com a água é mais efetivo que o com gás natural.

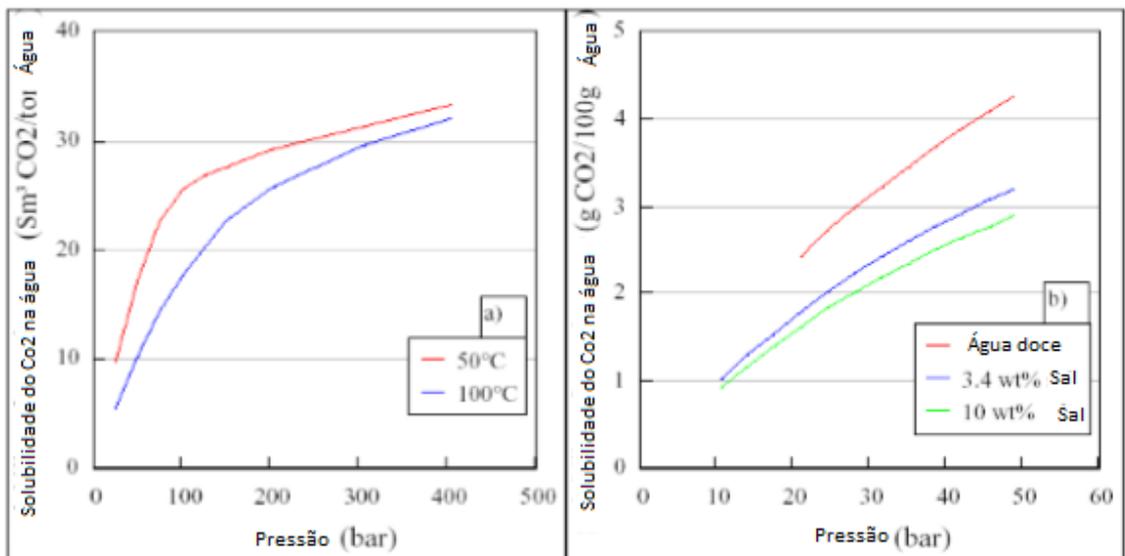


Figura 12 – Gráfico da solubilidade em função pressão, temperatura e salinidade (Mathiassen, 2003).

O gráfico (figura 12) da esquerda mostra que o CO₂ tem um aumento da solubilidade na água com um aumento da pressão. Ocorrendo o contrário com a salinidade e temperatura, ou seja, com um aumento da temperatura ou salinidade, ocorre uma redução da solubilidade.

3.2 HISTÓRICO DE INJEÇÃO DE CO₂

O uso da injeção de CO₂ como método de recuperação de óleo aparece pela primeira vez na literatura no ano de 1916, aparecendo apenas como uma curiosidade de laboratório. Na década de 50, a indústria começou a olhar mais seriamente a injeção de gases miscíveis. Começando pelos miscíveis num primeiro contato, como o propano, o gás liquefeito de petróleo e o gás natural. Entretanto, com seus altos custos e por impróprio para seu tempo devido à baixa viscosidade dos mesmos, o CO₂ como gás miscível voltou a ser estudado.

O primeiro projeto, em pequena escala, no campo de Ritchie, começou a injeção de CO₂ em 1964. Segundo Amarnath (1999) e Mathiassen (2003), a injeção de CO₂ em grande escala iniciou-se em 1972 no campo de SACROC (Scurry Area Canyon Reef Operators Comitee), no reservatório depletado de Kelly-Snyder na parte leste da bacia do permiano. O reservatório era carbonático verticalmente compartimentado por zonas de folhelho impermeável, tornando o fluxo do reservatório essencialmente horizontal e como tinha como característica a produção de óleo leve. De acordo com Meyer (1999), a vazão de injeção de CO₂ era de 220 milhões de pés cúbicos diários e provinha de plantas de processo de gás natural próximas à região.

Futuramente, a injeção de CO₂ como método avançado de recuperação foi implementada em campos depletados nas Montanhas Rochosas e na região do Golfo do México. Sendo estes reservatórios, predominantemente, arenitos e não mais carbonáticos.

Projetos, em menor escala, na Turquia, Hungria, Trinidad e Canadá nos anos 1970 e 1980. Segundo Mathiassen (2003), não existem muitos projetos de injeção de CO₂ no mundo provavelmente pela falta de disponibilidade de CO₂.

Na década de 1970, o aumento do preço do óleo em conjunto com os bons resultados dos campos pilotos promoveram um aumento da produção de óleo com esse método de recuperação. De acordo com Amarnath (1999), na década seguinte, apesar da estabilidade do preço do petróleo e a redução em E&P das indústrias petrolíferas, houve um aumento na utilização deste método. Tendo como principal motivo a construção de dutos de longas distâncias que transportavam CO₂ de depósitos naturais.

3.3 TIPOS DE INJEÇÃO DE CO₂

Mungan (1991) mostra os diversos tipos de injeção e de utilização de CO₂ para recuperação de óleo já estudados ou aplicados no campo:

- Estimulação com CO₂ – Método consiste em injetar, primeiramente, no reservatório um volume de CO₂ e fechar os poços injetores e produtores por alguns dias, como não há produção, a injeção causa um aumento de pressão do reservatório e, posteriormente, uma miscibilidade do CO₂ no óleo. Alterando as propriedades do mesmo, após um intervalo de tempo, o poço produtor é reaberto com a ajuda de um cavalo-de-pau, facilitando a produção. Esquematizado na figura 13;

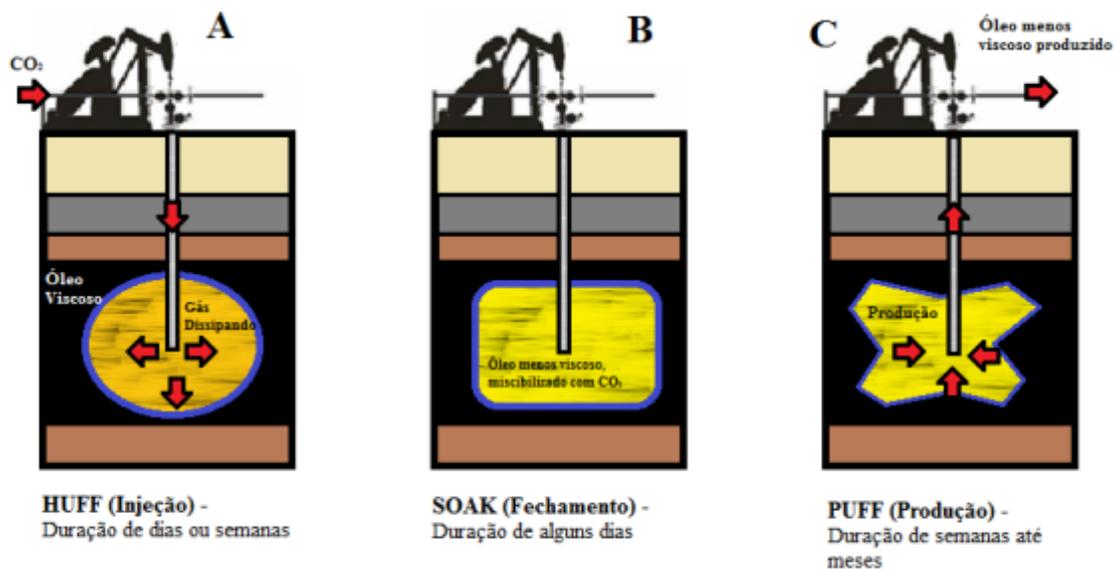


Figura 13 – Esquema simplificado do método de estimulação com CO₂ (Flores, 2004).

- Injeção contínua de CO₂ – Método consiste na injeção ininterrupta de gás carbônico no reservatório, através de um poço injetor e produzido concomitantemente no poço produtor. Esquematizado na figura 14;

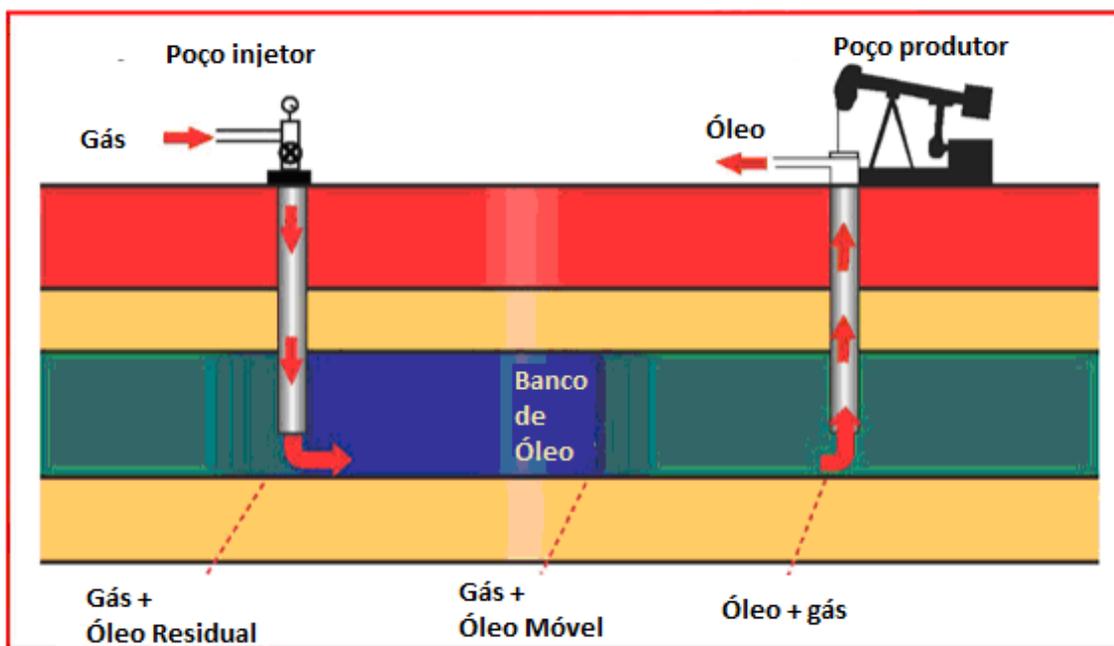


Figura 14 – Esquema simplificado do método de injeção contínua de CO₂ (Flores, 2004).

- Processo com banco de CO₂;

- SWAG – Injeção simultânea de CO₂ e água – Método consiste na injeção de água e gás, numa pressão tal que o fluxo seja de gás dispersas na água, simultaneamente;
- WAG – Injeção alternada de água e CO₂ – Método consiste na injeção alternada de pequenos slugs de água e CO₂. Esquematizado na figura 15;

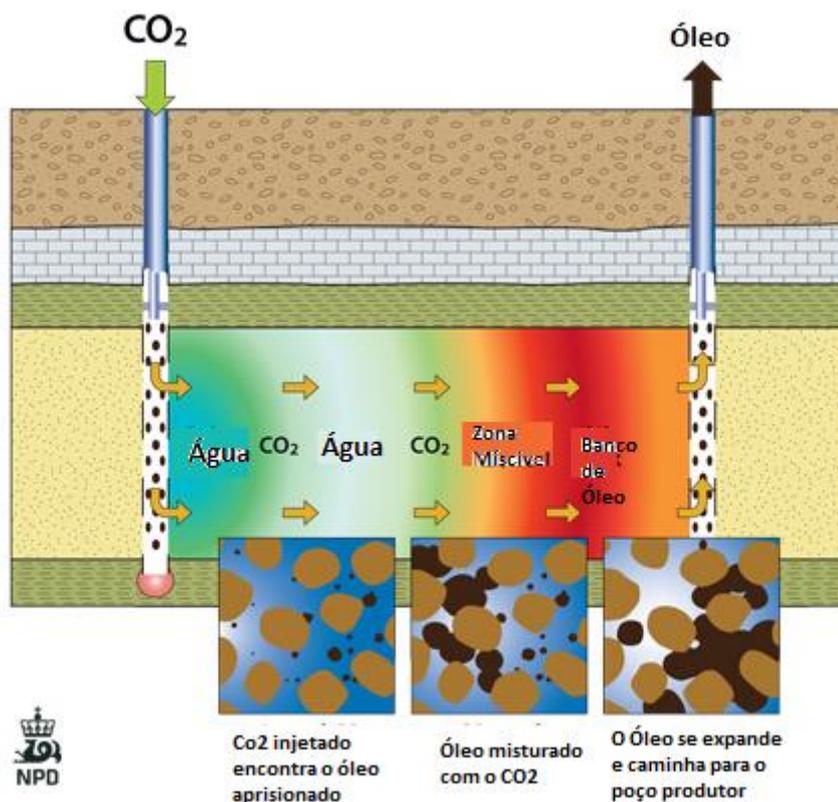


Figura 15 – Esquema simplificado do método de WAG (www.NPD.com).

- Injeção de CO₂ junto com H₂S ou SO₂ – Método que consiste na injeção de CO₂ combinado com H₂S para reduzir a MMP (*Minimum miscibility pressure*);
- Injeção de CH₄ junto com CO₂ – Método que consiste na injeção de CO₂ junto com metano para aproveitar a estabilidade gravitacional;
- Injeção de gases de combustão – Método consiste na produção *in situ* do CO₂;

- Injeção de GLP e outras misturas com CO₂ – Método consiste na injeção simultânea de GLP e CO₂ para facilitar a miscibilidade entre o CO₂ e o óleo;
- Injeção de GLP seguido de CO₂ - Método consiste na injeção de um *slug* de GLP e depois um *slug* de CO₂ para facilitar a miscibilidade entre o CO₂ e o óleo;

3.4 EFEITOS DA INJEÇÃO DE CO₂

Segundo Rosa et al (2006), a injeção de CO₂ tem como finalidades a manutenção da pressão do reservatório ou alterar as interações rocha-óleo ao se misturar com o óleo. O principal objetivo da injeção de gás miscível é aumentar a eficiência de deslocamento e reduzir a saturação de óleo residual (Teletzke et al, 2005).

Mungan (1991) afirma que os parâmetros temperatura e pressão são os responsáveis pela miscibilidade ou não da mistura óleo-CO₂. Os principais mecanismos afetados pela injeção de CO₂ e que são importantes para recuperação de óleo, sendo o deslocamento miscível ou não, são:

- Redução da viscosidade do óleo: Segundo Simon e Graue (1965) e Carcoana (1992), a dissolução do CO₂ reduz, consideravelmente, a viscosidade do óleo. O gráfico 16 representa a razão entre a viscosidade do óleo após a saturação com o CO₂, μ_m , e a viscosidade original do óleo, μ_o , em função da pressão. De acordo com Carcoana (1992), os efeitos do CO₂ na redução da viscosidade do óleo e leve aumento da viscosidade da água atuam em conjunto para reduzir a mobilidade água/óleo.

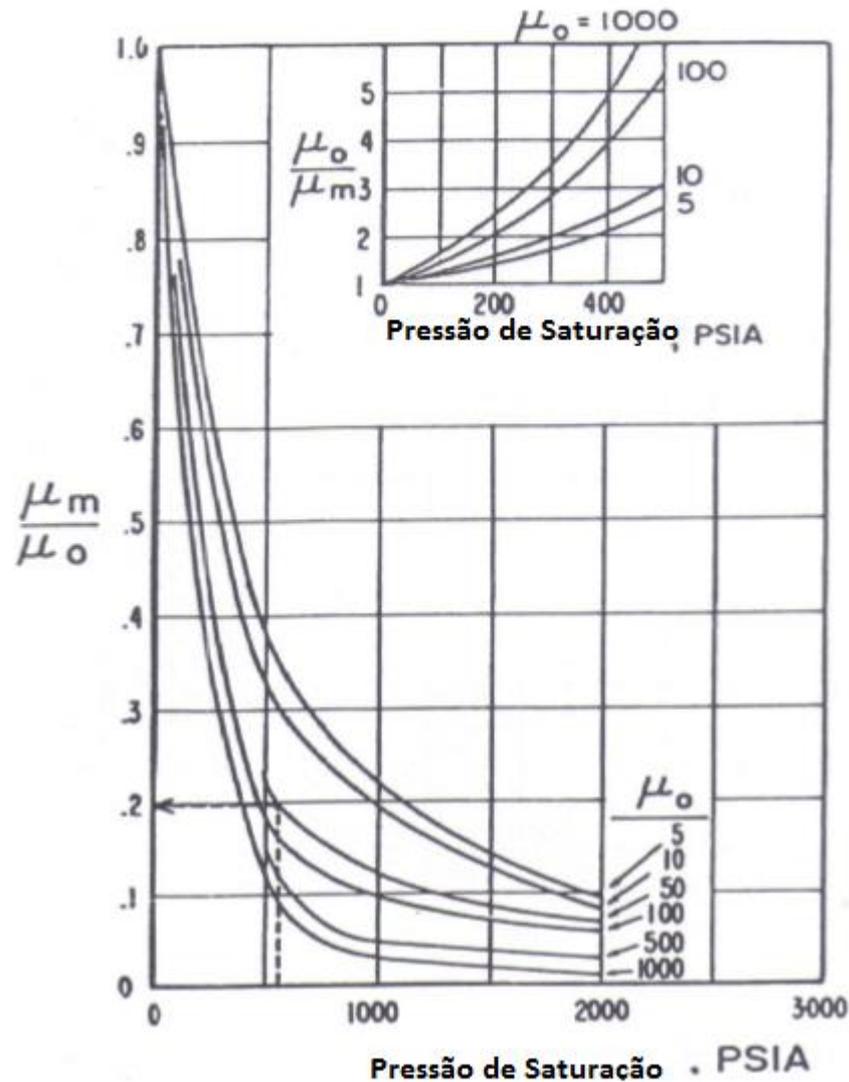


Figura 16 - Redução da viscosidade em função da pressão de saturação (Carcoana, 1992).

- Vaporização do óleo: O efeito de vaporização do óleo ocorre quando há a extração de componentes do óleo pela fase gasosa do CO₂, alterando gradativamente a composição do óleo. Esse efeito ocorre principalmente quando as condições do reservatório não são favoráveis a dissolução do CO₂. Segundo Rosa et al (2006), o CO₂, em comparação com o gás pobre, possui um intervalo de vaporização maior que o deste tipo de gás, sendo capaz de extrair componentes mais pesados, entre C₃ e o C₃₀. Consequentemente, o uso desse gás para óleo

mais pesados e com menos componentes leves é mais indicado que o gás pobre.

- **Inchamento do óleo:** O inchamento do óleo está relacionado ao aumento de volume causado pela dissolução do gás no óleo. De acordo com Carcoana (1992), este aumento é da ordem de 10 a 20%. Além disso, também há um aumento do fator de recuperação, pois para uma mesma saturação residual, a massa de óleo passa a ser menor devido a dissolução de CO₂.

O gráfico (figura 17) representa o fator de inchamento em função da fração molar de CO₂ dissolvida no mesmo e da massa molar do óleo. O fator de inchamento é calculado como a razão entre o volume e a temperatura de saturação do óleo saturado com CO₂ e o volume do óleo livre de CO₂ nas mesmas condições de pressão e temperatura.

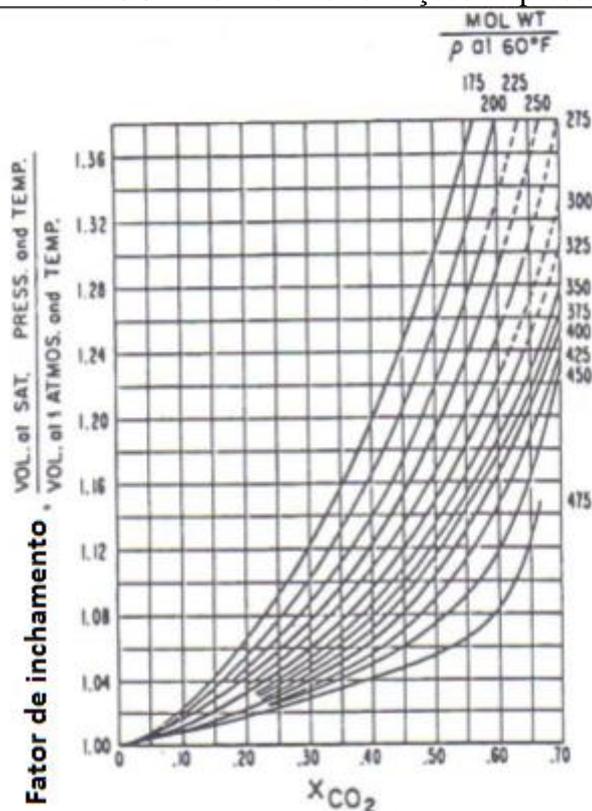


Figura 17 – Fator de inchamento para óleos (Carcoana, 1992).

- Efeitos ácidos em rochas carbonáticas e argilosas: O CO₂ em contato com a água, presente nos reservatórios de óleo, gera um aumento da viscosidade e formação de ácido carbônico. Segundo Carcoana (1992) o aumento da viscosidade atua em benefício da eficiência de varrido e a formação de ácido, nas rochas argilosas, estabilização e dificultam o inchamento e bloqueio dos meios porosos, e, nas rochas carbonáticas, na dissolução de carbonatos de cálcio e magnésio causando um aumento da permeabilidade da rocha e, conseqüentemente, uma melhora na injetividade e no fluxo poroso.
- Mecanismo de Gás em solução: Injeção de CO₂ atua na manutenção da pressão do reservatório após a abertura do poço para produção.
- Efeitos da Miscibilidade: Causam uma redução nas tensões interfaciais entre as fases água e óleo e, por conseguinte, a redução na saturação de óleo residual (Carcoana, 1992).

3.5 DESLOCAMENTO MISCÍVEL DE ÓLEO

A utilização do método de recuperação avançada de injeção de CO₂ miscível é muito indicado quando, mesmo após a recuperação secundária – injeção de água e ou gás não miscível -, tenha uma saturação residual considerável. Segundo Carcoana (1992), o óleo residual, esteja ele em uma fase descontínua na zona varrida pela recuperação secundária ou em uma fase contínua na zona não varrida, está ali aprisionado devido às forças capilares e tensões interfaciais. Para retirada do mesmo é necessário a injeção de algum fluido que altere as propriedades do sistema e reduza as forças de aprisionamento. Para obter o sucesso do método de injeção de gás miscível, ou seja, reduzir a quase zero as tensões interfaciais, é necessário que na temperatura e pressão do reservatório seja suficiente para alcançar a composição crítica da mistura (Gasem et al, 1995).

Segundo Lake (2007), os principais problemas na injeção de fluidos são os *fingerings* e as zonas de alta permeabilidade, estes reduzem a eficiência do deslocamento.

A diferença das densidades entre os fluidos, injetado e óleo, ainda pode resultar em um outro empecilho para o deslocamento, a segregação gravitacional, podendo varrer apenas a parte superior do reservatório.

Segundo Carcoana (1992), nas condições normais de pressão e temperatura dos reservatórios o CO₂ não é miscível com os óleos presentes em um primeiro contato. Entretanto, em certas condições de pressão e temperatura e em composições específicas do óleo, é possível ocorrer a miscibilidade em múltiplos contatos. Outros dois parâmetros importantes para alcançar sucesso do método são o MMP (pressão mínima de miscibilidade) e o MME (enriquecimento mínimo de miscibilidade).

3.5.1 MISCIBILIDADE POR MÚLTIPLOS CONTATOS

Os gases normalmente injetado que serão miscíveis por múltiplo contato são o gás natural a elevada pressão, gás natural enriquecido, gás de combustão, nitrogênio e gás carbônico. Esses fluidos não se dissolvem totalmente em um primeiro contato com o óleo e formam uma região de duas fases. A miscibilidade é alcançada através da transferência de massa dos componentes, após o primeiro contato, o novo fluido (composto pelo CO₂ e alguns componentes do óleo) avança e entra em contato novamente com o óleo, onde há uma nova transferência de massa. Esse processo ocorre até que haja a completa dissolução do CO₂ no óleo. Existem duas formas para alcançar a miscibilidade, a vaporização ou a condensação (Mathiassen, 2003).

3.5.1.1 VAPORIZAÇÃO

A vaporização é um caso particular do processo de miscibilidade por múltiplos contatos. Este se baseia na vaporização dos componentes intermediários do óleo presente no reservatório. Uma zona de transição miscível é criada, e os componentes como o C₂ e o C₆(no caso de injeção de CO₂ é possível extrair até o C₃₀) são extraídos pela alta pressão de injeção. Esse método é capaz de deslocar quase todo o óleo da área contatada.

3.5.1.2 CONDENSAÇÃO

Quando um gás rico é injetado no óleo, óleo e gás são inicialmente imiscíveis. A condensação acontecerá quando o óleo virgem do reservatório se encontrar com novas porções da mistura do solvente. Uma zona miscível é formada através da condensação de componentes intermediários do gás no óleo. Após, um processo similar a vaporização é desenvolvida e o óleo atrás da frente de gás se torna mais leve progressivamente. Esse novo óleo passa a ocupar um maior volume dos poros que o óleo original, devido ao inchamento. Criando assim, uma zona de maior mobilidade. O processo acontece até que seja alcançado a miscibilidade. A figura 19 mostra o diagrama ternário para condensação.

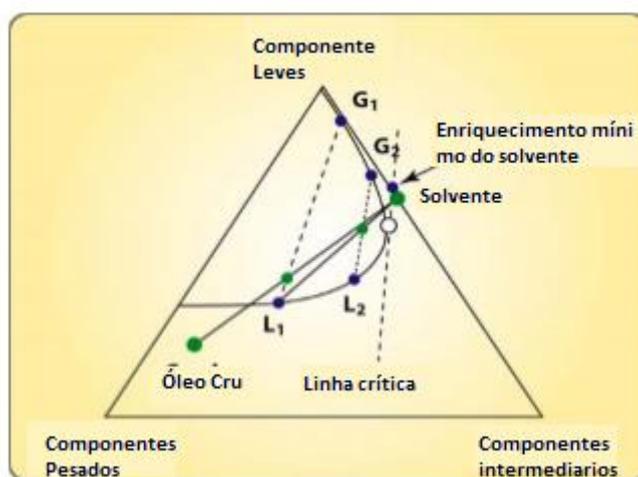


Figura 19 – Diagrama ternário da condensação (Mathiassen, 2003).

Segundo Lake (1989) o CO₂ apenas alcança a miscibilidade pelo método da vaporização.

3.5.1.3 PRESSÃO MÍNIMA DE MISCIBILIDADE (MMP)

A pressão mínima de miscibilidade corresponde à menor pressão que o reservatório em que será aplicado o método deve ter para que possa ocorrer o deslocamento miscível.

Segundo Lake (1989), a miscibilidade entre o óleo e o solvente aumenta com o aumento da pressão. Esse efeito é visto no diagrama ternário através da redução da área bifásica do gráfico (Carcoana, 1992). Ainda de acordo com Lake (1989), este aumento de pressão gera um melhor fator de recuperação do óleo, entretanto, a partir do MMP, este aumento de pressão não gera um aumento significativo ao fator de recuperação.

Em relação à injeção de CO₂, a MMP depende de alguns parâmetros como a temperatura, pureza do gás e da massa molar do óleo encontrado no reservatório. Normalmente, a MMP aumenta com o aumento da temperatura e massa molar das frações mais pesadas do óleo. Em relação a pureza do CO₂, Carcoana (1992) afirma que impurezas como o metano e o nitrogênio, substâncias que possuem temperaturas críticas menores que o CO₂, causam um aumento da MMP e impurezas como o ácido sulfídrico e os óxidos sulfurosos, por possuírem temperaturas críticas maiores que o CO₂, causam uma redução da MMP.

A determinação da MMP pode ser feita através de experimentos utilizando técnicas como o *slim tube* e *rising bubble*. Muitos artigos citam diversas correlações para o cálculo da MMP.

3.5.1.4 ENRIQUECIMENTO MÍNIMO DE MISCIBILIDADE (MME)

Corresponde ao mínimo enriquecimento do gás injetado com componentes leves (C₂e C₄) em que a miscibilidade do gás no óleo poderá ser alcançada com a temperatura existe no reservatório (Ayrala e Rao, 2006). Os experimentos como o *slim tube* e *rising bubble* também são usados para calcular o MME, porém o que varia agora é a composição do gás e não mais a pressão do experimento. Alguns autores demonstram algumas correlações para calcular a MME.

3.6 VANTAGENS E DESVANTAGENS DO USO DE CO₂ COMO GÁS MISCÍVEL

A primeira e mais importante vantagem em comparação com os outros gases, é que o uso do CO₂ é capaz de extrair componentes mais pesado do óleo que os demais gases miscíveis usados em EOR. Outra importante vantagem é que o inchamento do óleo causado pelo dióxido de carbono é muito maior que o proveniente do uso do metano (Mathiassen, 2003).

Ainda de acordo com Mathiassen (2003), assim como os outros gases, o uso de dióxido de carbono promove as seguintes alterações no sistema: o inchamento do óleo, redução da viscosidade do óleo, aumenta a densidade do óleo, é solúvel na água, capaz de vaporizar e extrair porções do óleo, alcança a miscibilidade em pressões entre 100 e 300 bar, reduz a densidade da água, reduz a segregação gravitacional aumentando a densidade do óleo e reduzindo a da água e reduz a tensão interfacial entre as fases da água e do óleo.

Além dessas citadas, a possibilidade de incentivos dos governos nesses projetos, como forma de contribuir com a mitigação das mudanças climáticas e, também, com a possibilidade de comercio de credito de carbono pesam a favor do uso do CO₂.

De acordo com Lyons (2010) as principais desvantagens do uso de CO₂ como gás miscível estão relacionadas com os altos preços e o grande volume de gás para funcionamento do método. Segundo Mathiassen (2003), devido à grande mobilidade do CO₂, que apresenta uma menor densidade e viscosidade que o óleo pode gerar uma produção prematura do mesmo, o já citado *fingering*.

3.7 CONDIÇÕES FAVORÁVEIS À INJEÇÃO DE CO₂

Segundo Mathiassen (2003), o parâmetro mais crítico a respeito da injeção de CO₂ miscível é o MMP. Preferencialmente, para iniciar o método é necessário um MMP mínimo de 14 bar para o CO₂ alcançar uma miscibilidade com o óleo. Isto quer dizer que a razão entre a pressão do reservatório e a MMP (P/MMP) seja, preferencialmente, maior

que 1. Entretanto, devido às incertezas no cálculo do MMP e da medição da pressão do reservatório, reservatórios com P/MMP entre 0,9 e 1,0 não são descartados.

Em relação a outras características do reservatório além da pressão, temos que a saturação residual de óleo seja maior que 30% do volume de poros e que o tipo de formação seja ou carbonático ou arenítico, sob condição de que haja fraturas e caminhos de alta permeabilidade (Lyon, 2010). A temperatura não é um parâmetro crítico para utilização do método, porém, a mesma influencia na MMP, esta aumenta com o aumento da temperatura. Mathiassen (2003) cita, além dos citados por Lyon, a necessidade de a porosidade ser maior que 15% e a da permeabilidade seja maior que 1 mD.

De acordo com Lake (2007), as características do óleo também devem ser analisadas para seleção de um reservatório propício ao uso do método. Em relação ao grau API, o mesmo deve ser superior à 26, já que a MMP varia com a massa molar da fração mais pesada do óleo. Já em relação a viscosidade, Lyons (2010) determina que seja menor que 15cp, preferivelmente menor que 10cp.

4 PRÉ- SAL

4.1 CARACTERÍSTICAS DO PRÉ-SAL

Segundo Barbassa (2007), os reservatórios do pré-sal estão situados sob extensa camada de sal que se estende na região costa-afora entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, numa faixa com cerca de 800 quilômetros de comprimento por 200 quilômetros de largura, como pode ser visto na figura 20. Nessa região, a lâmina d'água varia entre 1500 a 3000 metros de profundidade, e os reservatórios localizados sob uma pilha de rochas com 3000 a 4000 metros de espessura, situada abaixo do fundo do marinho.



Figura 20- Distribuição das rochas reservatórios do pré-sal.

Como é possível verificar no gráfico acima, os reservatórios do pré-sal estão situados, predominantemente, nas bacias de Santos e de Campos. Estudos apontam que a

divisão conhecida atualmente foi formada devido a um rifteamento no antigo supercontinente, sendo delimitada por falhas profundas. O processo de rifteamento ocorre pelo estiramento da crosta ou litosfera e pode evoluir para a ruptura continental e formação de um oceano.

Segundo Ponte & Asmus (1978) a formação das bacias de Santos e Campos iniciou-se há cerca de 130 milhões de anos, no período Cretáceo. A formação dessas bacias foi dividida em quatro estágios bem marcados pela sua conformação paleogeográfica, denominados de:

- Estágio pré-rifte (ou do continente);
- Estágio rifte (ou do lago);
- Estágio proto-oceânico (ou do golfo);
- Estágio drifte (ou do oceano).

O estágio pré-rifte, ou do continente, compreendeu a deposição de sedimentos de leques aluviais, fluviais e eólicos, que teria ocorrido em uma grande depressão que envolveria a atual porção leste-nordeste do Brasil e oeste-sudoeste da África (Ponte & Asmus, 1978). No entanto, novos estudos (Silva, 2012) sobre a natureza e a idade dos depósitos não amparam a existência deste estágio muito menos seu vínculo com a evolução da margem brasileira.

No estágio rifte, ou do lago, as atividades vulcânicas marcaram o início do estágio, cerca de 133 milhões de anos, principalmente nas regiões hoje conhecidas como bacia de Santos e Campos. Na fase seguinte (entre 131 e 120 milhões de anos), houve uma movimentação de falhas gerando bacias do tipo rifte com uma paleotopografia em blocos altos e baixos. Sendo depositado nos vales sedimentos lacustres, particularmente folhelhos ricos em matéria orgânica, fitoplâncton, junto com arenitos provenientes da formação de deltas no lago formado. Nas partes superiores foram depositadas rochas carbonáticas com coquinhas (Chang, 2008). De acordo com Estrella (2008), esta parte superior é formada pelos microbialitos (é quando ocorre a produção e acumulação são

induzidas por micróbios em lagos conectados com o oceano). Alguns autores, a partir do estudo de rochas carbonáticas retiradas da atual Bacia de Campos, confirmaram evidências de atividade microbiana, porém consideraram que a precipitação de carbonato foi abiótica, formando uma variedade de depósitos acumulados em menos de 1 milhão de anos (Dorobek et al., 2012).

O estágio pós-rifte é identificado como o período pós rifte onde há a entrada do mar pelo sul da região, a entrada do mar foi amortecida por um alto topográfico composto provavelmente por rochas basálticas. Algumas características, como o clima quente e a alta salinidade da água, favorecerem a formação das extensas camadas de evaporitos, com até 2500 metros (Chang, 1990), composta sobretudo por halitas (cloreto de sódio) com presença de anidrita, carnalita e traquiditra (Gamboa, 2008) no intervalo de tempo de 119 e 112 milhões de anos.

No estágio drifte, ou do oceano, teve início a separação total dos entre os dois atuais continentes conhecidos como América e África, formando assim o Oceano Atlântico Sul. Esse estágio teve início há cerca de 112-111 milhões de anos e permanece até hoje. Acima da camada de sal depositada no estágio rifte foram depositados sedimentos marinhos transicionais, essencialmente carbonáticos de plataforma e microbialitos, folhelhos de água profunda, arenitos de águas rasas e turbiditos (Pereira & Feijó, 1994).

4.2 O SISTEMA PETROLÍFERO

De acordo com Chaeng (2008) e Estrella (2008), as rochas geradoras dos campos do pré-sal são os folhelhos lacustres ricos em matéria orgânica (fitoplâncton). Ainda de acordo com Chaeng (2008), os folhelhos lacustres encontram-se intercalados com as rochas carbonáticas na região da bacia de Campos, tendo uma espessura média de 200 metros, concentração de carbono orgânico total de 2 a 6% e seus óleo possuem altos teores

de hidrocarbonetos saturados. A etapa de geração e expulsão do óleo teve início a cerca de 100 milhões de anos.

Estudos realizados por Chaeng (2008), Estrella (2008) e Doborek (2008) indicam que as rochas reservatórios do sistema petrolífero do pré-sal brasileiro são de três tipos principalmente: rochas calcárias com coquinas, calcários microbialíticos da parte superior e fraturas nas rochas vulcânicas da parte inferior.

Apesar das amostras retiradas dos reservatórios do pré-sal, as informações coletas ainda são insuficientes para compreender o arranjo e da distribuição tridimensional dos reservatórios em questão. Baseado nisso, foi feita uma adaptação das rochas semelhante da Formação Lagoa Feia, da bacia de campos, para indicar a presença de rochas carbonáticas com coquinas na Bacia de Santos (Chaeng, 2008). Esta prática de procurar rochas semelhantes para melhor entender a formação estudada é bastante comum na geologia do petróleo.

Algumas outras comparações foram feitas para melhor entender os reservatórios do pré-sal. A Lagoa Salgada, no litoral do Rio de Janeiro, foi utilizada para entender as características dos calcários microbialíticos (Estrella, 2008). Ainda sobre os microbialíticos, Sant'Anna (2004) considera este tipo como lacustres fazendo uma assimilação com as rochas carbonáticas do Paleoceno da Bacia de Itaboraí.

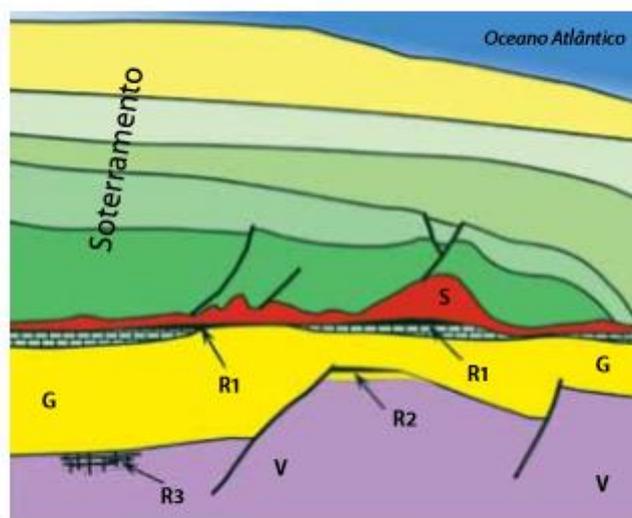
Chafetz (2012) afirma que as extensas formações de travertinos lacustres formar importantes reservatórios de hidrocarbonetos. Todavia a porosidade em travertinos podem ser bastante complexas e difíceis de serem previstas.

De acordo com Curti e Ricomini (2011), as rochas vulcânicas apresentam um padrão de característico do derrame de basalto exposto, expondo altas porosidades e permeabilidade de fraturas e, conseqüentemente, excelente comportamento reservatório

O sal é notoriamente conhecido como um excelente selante. Além dele, o próprio folhelho gerador pode se comportar como selante no sistema. Para completar o sistema

petrolífero é necessário temperatura e pressão suficientes para transformar matéria orgânica em óleo. A espessa camada de sal somado com a espessa pilha de sedimentos geram as condições necessárias para o surgimento do óleo. Assim como podemos verificar na Figura 21 o sistema petrolífero do pré-sal está formado. O material empilhado sobrejacente ao sal também finaliza importantes campos petrolíferos em corpos arenosos (turbiditos) intercalados em folhelhos e também em armadilhas estruturais geradas pela deformação decorrente da movimentação do próprio sal.

MODELO ESQUEMÁTICO DE ACUMULAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO PRÉ-SAL NA BACIA DE SANTOS



V – rochas vulcânicas; **G** – rochas geradoras (folhelho);
R – reservatórios: **R1** – calcários microbialíticos, **R2** – calcários com coquina,
R3 – fraturas em rochas vulcânicas (basalto); **S** – selo (sal)

Figura 21 – Sistema Petrolífero

4.3 CARACTERÍSTICAS E PROPRIEDADES DO CAMPO DE LULA

O campo de Lula localiza-se na Bacia de Santos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, a aproximadamente 230 quilômetros da costa, em lamina d'água em torno de 2200 m, ocupando uma área de, aproximadamente, 1523,22 km². A figura 22 demonstra a sua localização.



Figura 23- Localização do Campo de Lula.

Segundo Nakano et al. (2009) os reservatórios da área de Lula são carbonáticos de origem microbiana com potencial de volumes recuperáveis, no principal reservatório, estimados entre 5 e 8 bilhões de barris. As principais características do reservatório são:

- Profundidade da lamina d'água de cerca de 2200 metros;
- Profundidade do reservatório entre 5000 e 5500 metros, em relação ao nível do mar;
- Espessura da camada de sal de cerca de 2000 metros;
- Grau API de cerca de 28;
- Razão gás-óleo entre 220 e 240 m³/m³;

- Viscosidade do óleo de 1.14cp;
- Quantidade de CO₂ em solução de 8 a 12%;
- Pressão inicial de 580kgf/cm² (8250 psi);
- Temperatura inicial de 64°C.

5 ANÁLISE DO CAMPO DE LULA

5.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS DO PILOTO NO CAMPO DE LULA

Segundo Cruz (2016), foram realizados diversos testes para adquirir o máximo de dados com as características dos fluidos do reservatório e da geologia. Chegando até a antecipar alguns testes e, conseqüentemente, investimentos para poder conhecer melhor o campo de Lula devido às grandes dificuldades de perfurar em campos com camadas de sal tão espessas e em águas tão profundas.

Ainda de acordo com Cruz (2016), ao realizar testes composicionais nos fluidos extraídos em diferentes etapas na perfuração dos poços, foi possível verificar que há uma grande diferença nas propriedades do óleo em toda a extensão vertical do poço. A figura 23 abaixo mostra o RGO pela profundidade onde foi extraída a amostra. Cada cor representa um poço.

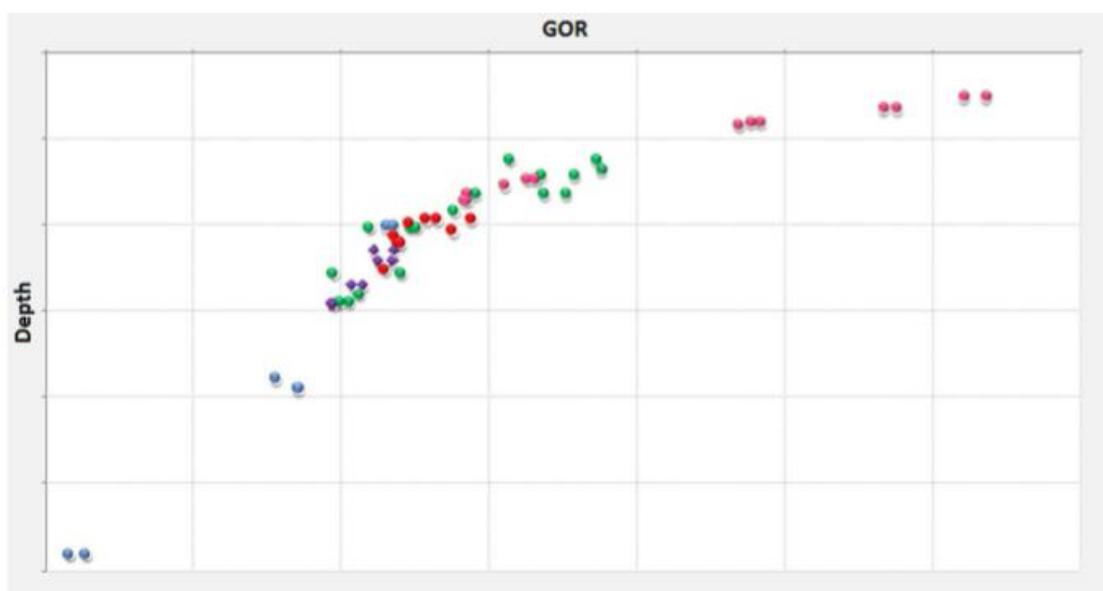


Figura 23 – Gráfico da RGO pela profundidade da amostra (Cruz, 2016).

Através do gráfico é possível verificar que o campo não segue uma regularidade. Cada poço, em um ponto distinto do campo, tem uma RGO e suas variações verticais. Cruz (2016) entende que a heterogeneidade dos fluidos, em alguns pontos a quantidade de impureza (CO₂) chega a 20% e em outros pontos é próxima de 0, são importantes para escolher a FPSO com capacidade de separar e armazenar e ou reinjetar os fluidos produzidos.

Ainda de acordo com Cruz (2016), a Petrobras, devido ao compromisso com o meio ambiente em não aumentar o efeito estufa, não irá liberar o dióxido de carbono na natureza ou deixar misturado com o gás e ou óleo, ou seja, terá que ser separado dos fluidos produzidos e armazenado ou então reinjetado. Sendo assim a injeção de CO₂ para aumentar a recuperação de óleo dos campos do pré-sal são bastante indicadas, sendo necessário uma análise das características físicas do reservatório e do fluido para obter saber se o método será bem-sucedido.

5.2 ANÁLISE DAS CARACTERÍSTICAS DO CAMPO DE LULA

Como visto anteriormente neste presente trabalho, um dos principais problemas da produção de óleo do pré-sal é a grande quantidade de CO₂ produzido, aproximadamente 10% do volume extraído. Além de ser altamente corrosivo, necessitando de materiais especiais para garantir a segurança da produção, o destino final do CO₂ produzido pode aumentar consideravelmente os custos da produção.

A injeção do gás, seja para manter a pressão ou para alcançar a miscibilidade, sempre é uma possibilidade a ser estudada. Conforme visto nos capítulos anteriores, a injeção de CO₂ como gás miscível necessita de algumas condições específicas para poder ocorrer.

O campo de Lula, caso específico deste trabalho, é um forte candidato à utilização de CO₂ como gás miscível. Como dito anteriormente, um grande limitador do método é

a demanda de altos volumes de CO₂, neste caso, a alta produção de CO₂ preenche o primeiro pré-requisito. Segundo Mathiassen (2003), o principal fator para utilização do método, não econômico, é a MMP, pressão mínima de miscibilidade. Sendo esta, dependente de alguns outros parâmetros que serão comparados a seguir.

Nos reservatórios do pré-sal, as pressões iniciais são consideravelmente altas devido à grande profundidade dos mesmos, cerca de 5500 metros em relação ao nível do mar. Conforme visto, altas pressões são favoráveis a miscibilidade do CO₂ no óleo.

O grau API é outro importante fator para o cálculo da MMP, quanto menor a massa molecular, e conseqüentemente maior o grau API, menor a MMP. Segundo Lake (2007), o valor do grau API deve ser maior que 26, no caso do campo de Lula, testes feitos com o óleo indicam um óleo leve com grau API médio de 28.

Um parâmetro não muito importante para MMP, porém importante para fase de injeção de CO₂, é a temperatura. Ainda segundo Lake (2007), a temperatura crítica do CO₂ é de 30,7° C. Ou seja, o reservatório deve ter temperatura superior à esta. O que ocorre na maioria dos reservatórios, inclusive no campo de Lula, que apresenta uma temperatura de 64°C. Em relação com a MMP, a baixa temperatura dos reservatórios do pré-sal são mais um fator favorável ao método, porém como visto anteriormente, a temperatura tem uma pequena influência no cálculo da MMP.

De acordo com Lyon (2010), outros 3 parâmetros são uteis para decisão de utilizar o mesmo, são eles: saturação maior que 30%, o que ocorre no campo de Lula, campo este que começou a ser explorado em 2011; o reservatório deve ser carbonático ou arenítico, no caso analisado temos como predominância o carbonático; e a viscosidade deve ser menor que 15cp e preferencialmente menor que 10cp, testes feitos no óleo produzido do campo citado é de 1.14cp.

6 ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será analisado os resultados de simulação de outros campos no mundo em que foram utilizados ou projetos que serão utilizados o CO₂ como gás miscível. Essa análise será útil para analisar se a alternativa de reinjetar o gás no campo do pré-sal na forma de método avançado de recuperação é viável ou não, mostrando os resultados gerados pelas simulações e os possíveis empecilhos do método.

6.1 O CAMPO DE FORTIES

O campo de Forties é um campo de petróleo offshore gigante, maduro, localizado na parte britânica do mar do Norte. O campo foi descoberto nos anos 70 e iniciou a produção em 1975, alcançando a produção máxima em 1978, com aproximadamente 79500 Sm³/dia. Nos anos 2000, a produção é de cerca de 10% do máximo produzido, cerca de 7950 Sm³/dia, sendo a produção de água 90% do total produzido. Os gases produzidos ou são usados para produção de energia ou então queimado, este último pouco utilizado (Matthiassen, 2003).

O campo de Forties tem uma área de 91km² com uma lamina d'água média de 128 metros, profundidade média de 213 metros, espessura média de 170 metros. A pressão antes do projeto de EOR começar é de 194 bar e a temperatura do reservatório é de 96°C. A densidade do óleo é de 840kg/m³ (aproximadamente 37°API) com uma razão gás-óleo de 53 Sm³/m³ e um saturação residual de óleo entre 15-30% na região onde foi injetado água.

O volume de óleo estimado inicialmente no campo (STOIIP) é de 670 milhões de metros cúbicos Standard, com expectativa de recuperação de 62% do STOIIP. Após a produção primária foi utilizado água para manter a pressão e varrer o óleo do reservatório (Matthiassen, 2003). Entretanto, a varredura do óleo causada pela injeção de água não é mais eficaz, tendo visto que a produção nos anos 2000 chegou a ser constituída por 90% de água.

Com a grande quantidade de óleo in-place, cerca de 38% do STOIP (cerca de 254 milhões Sm³) e a pouca eficiência dos métodos secundários (injeção de água e gás) a recuperação avançada passa a ser uma possibilidade.

Com o enorme potencial de recuperação, uma sequência de estudos foi realizada para analisar quais métodos de recuperação avançada seriam mais adequados ao reservatório em questão. Após essas análises, o CO₂ foi escolhido como melhor opção para otimizar a produção. O ponto chave necessário para modelar as grandes mudanças na composição e propriedades do fluido nesse tipo de processo é ser capaz de modelar as proximidades da região crítica de um diagrama termodinâmico. Uma equação de estado foi desenvolvida para esse problema, para restringir essa equação de estado, foram feitos testes de inchamento e testes de múltiplos contatos (Matthiassen, 2003).

A simulação foi baseada na ampliação da modelagem de uma área para todo um campo. Essa metodologia foi adaptada de um modelo desenvolvido pela Arco, além disso, o mesmo modelo foi bem-sucedido no Alasca. Para lidar com as incertezas geradas na ampliação diversas curvas de recuperação foram geradas para diferentes áreas do reservatório.

Como resultados destas simulações Matthiassen tirou as seguintes conclusões:

- O método de recuperação avançada usando CO₂ foi considerado a melhor entre as opções devido à grande fração adicional de óleo recuperada;
- A recuperação esperada é de cerca de 4,7% do STOIP, cerca de 32 milhões de Sm³;
- Existe uma tolerância de até 15% de metano no gás injetado sem que haja um prejuízo da miscibilidade e eficácia do método;
- Possibilidade de armazenar algo entre 40 e 80 milhões de toneladas de CO₂ em um período de 20 anos;
- Alguns obstáculos para implementação do método são preço do gás carbônico, modificação das instalações da superfície e taxas dos governos.

6.2 O CAMPO DE EKOFISK

O campo de Ekofisk está localizado no *Norwegian Continental Shelf*. A produção deu início em 1971 e de acordo com os prognósticos, produzirá até o ano de 2028, data em que expira a licença de exploração. O campo começou a produção pelo mecanismo de depleção natural do reservatório e com a injeção do gás excedente produzido. Em 1987, iniciou-se a injeção de água que obteve ótimos resultados (Matthiassen, 2003). Nos anos 2000, a produção acumulada era de cerca de 55% do STOIP. Sendo assim, o campo de Ekofisk é o maior campo em produção no *Norwegian Continental Shelf* em óleo *in-place*.

O campo apresenta as seguintes características e propriedades: 1049 milhões de Sm³ inicialmente *in-place*, tendo 468 milhões de Sm³ (antes da EOR), espessura de cerca de 300 metros, densidade do óleo de 0,840 kg/Sm³, viscosidade de 0,35 cp, porosidade média de 30%, pressão inicial de 497 bar e temperatura de 131°C (Matthiassen, 2003).

Devido ao baixo fator de recuperação nos anos 2000, cerca de 55%, foram encomendados vários estudos e simulações de métodos de EOR, entre eles o CO₂ WAG. Segundo Holt e Lindeberg (1992), entre as 5 possibilidades estudadas o CO₂ WAG foi o que obteve o segundo melhor resultado, porém foi rejeitado pelo elevado preço e disponibilidade do CO₂.

Um simulador computacional foi usado para modelar o comportamento do gás injetado e mobilidade e incremento de recuperação de óleo. O simulador usado foi baseado em único modelo de porosidade com as características do deslocamento viscoso e das propriedades ajustadas pelo histórico para combinar com o modelo do campo completo.

O potencial de recuperação do método foi estimado em 5,6% do STOIP, cerca de 60 milhões de Sm³. Os principais problemas apresentados foram o não conhecimento da interação entre o gás e o óleo na matriz de calcário, os hidratos na tubulação de CO₂.

6.3 O CAMPO DE GULLFAKS

O campo está localizado no Mar do Norte e foi descoberto em 1978, tendo iniciado a produção somente em 1986. Com uma estimativa de óleo *in-place* de 588 milhões de Sm³ e com um fator de recuperação estimado em 57% (335 milhões de Sm³). No começo dos anos 2000, o total de óleo recuperado era de 90%, ou seja, 301,5 milhões de Sm³ (Matthiassen, 2003).

A grande quantidade de óleo residual motivou os estudos de um método de recuperação avançada para melhor explorar o campo. O reservatório é relativamente raso, com profundidade média de 200 metros com muitas falhas, dificultando a produção. Primeiro, a produção se deu pela manutenção da pressão pela injeção de água e posteriormente, foi utilizado o método de WAG.

Segundo Matthiassen (2003), foi estudado o método de CO₂ WAG para melhorar a recuperação de óleo. Esses estudos indicam um incremento entre 3,9 e 7,7% do STOIPP somente na formação BRENT, o campo é dividido em 4 formações (Brent, Cook, Lunde e Statfjord). Conseqüentemente o incremento do fator de recuperação pode ser ainda maior.

O modelo de simulação utilizado foi bastante parecido com o usado no campo Forties, já apresentado neste trabalho, tendo adaptado os modelos de campo *black oil* e composicional em um modelo simplificado.

6.4 O CAMPO DE BRAGE

O campo de Brage está localizado na área de Oseberg na parte norte do Mar do Norte. O campo foi descoberto em 1980 e iniciou a produção em 1993, a principal estratégia de produção foi a manutenção da pressão através da injeção de água. A quantidade de óleo inicialmente *in-place* é de 140 milhões de Sm³. O campo é dividido em 3 tipos diferentes de formação, Statfjord, Fensfjord e sognefjord.

A produção acumulada de óleo nos anos 2000 foi de 41 milhões de Sm³, cerca de 29% do STOIPP, com produção total esperada de cerca de 30% do STOIPP. Com a grande quantidade de óleo ainda presente nos reservatórios e sem perspectiva de produção com os métodos atuais, fez-se um estudo de CO₂ EOR para aumentar a fator de recuperação (Matthiassen, 2003).

Foram realizados alguns estudos sobre a utilização desses métodos. Segundo Hood (2003), no primeiro foi usado um modelo *Stone Steady State*. Tendo um incremento do fator de recuperação de cerca de 4,4% STOIPP, considerado baixo sendo previsto um novo estudo englobando agora todas as formações. Neste segundo estudo, foi utilizado uma simulação composicional para o método WAG com diferentes taxas de injeção. A melhor taxa de injeção geral um incremento do fator de recuperação de 5,1% do STOIPP.

6.5 JOFFRE VIKING POOL

A *Joffre Viking pool* está localizada em Alberta no Canadá. A região foi descoberta em 1953 e logo começou a produção. A produção se deu pela injeção de água e na década de 70 chegou ao seu limite econômico com um fator de recuperação de 42% do STOIPP. Nos anos 80, iniciou-se o projeto piloto de injeção de CO₂ miscível e atualmente, 70% da produção de óleo é devido a recuperação terciária do CO₂.

As características dos reservatórios em questão são:

- Densidade do óleo: 820 kg/m³ (40 °API);
- Profundidade média: 1500 metros;
- Porosidade média: 13,6%;
- Saturação residual: 35%;
- Permeabilidade da rocha: 10-500 mD;
- Pressão inicial: 77,51 bar;
- Temperatura do reservatório: 56°C;

O projeto de recuperação terciária gerou um incremento da produção acumulada em 12% do óleo originalmente *in-place*. O projeto começou na década de 80 com dois pilotos e com o passar dos anos foram implementados novos pilotos. Os resultados apresentados por Pyo (2003) cada piloto apresentou um incremento do fator de recuperação, alguns com ótimo resultado, 21,2% do OIIP sendo 40% do óleo residual retirado e alguns não tão satisfatórios como 2,5% como pode ser visto na figura 24. Apesar de o método ter um bom rendimento, ocorreu um *breakthrough* precoce no método WAG, Pyo (2003) diz que isto ocorreu devido a caminhos de alta permeabilidade no reservatório, já que as densidades *in-situ* do óleo e o gás carbônico são próximas (750 kg/m³ e 520 kg/m³ respectivamente). Como solução se utilizou o método SWAG, com resultados bastantes satisfatórios.

PILOTO		Acumulado da recuperação terciária	Acumulado da recuperação terciária
No.	OIIP (10³m³)	(10³m³)	(% OIIP)
1	184.5	22.9	12.4
2	190.9	40.5	21.2
3	734.8	132.8	18.1
4	504.9	97.0	19.2
5	828.4	103.4	12.5
6	194.3	15.3	7.9
7	205.3	29.1	14.2
9	204.0	15.2	7.5
10	337.7	29.7	8.8
11	293.3	44.3	15.1
12	302.2	22.1	7.3
13	454.7	15.7	3.5
15	477.2	11.7	2.5
Total	4,912.2	579.7	11.8

Figura 24 – Recuperação terciária de cada piloto (Pyo, 2003).

7 CONCLUSÃO

Os reservatórios do pré-sal são a maior descoberta do setor no novo milênio, descoberta está muito festejada pelo governo brasileiro e pela Petrobras. Entretanto, a queda brusca do valor do barril de petróleo se tornou mais um obstáculo na exploração dos campos. O preço da produção neste caso chega a ser 50% maior que nos reservatórios convencionais brasileiros.

A otimização da produção se faz necessária para aumentar o fator de recuperação a um custo melhor. A recuperação terciária é utilizada para aumentar a recuperação de óleo dos reservatórios já maduros ou então para facilitar a produção de um novo reservatório. É chamada de recuperação terciária todos os métodos que injetam algum fluido com a finalidade diferente da manutenção pressão.

Os campos do pré-sal brasileiro têm como característica a presença de dióxido de carbono no óleo. A presença desse contaminante no óleo gera alguns problemas como a corrosão dos materiais onde há contato e também tornam as máquinas movidas a combustíveis fósseis mais poluente. Diante destes fatos a utilização do gás como forma de melhorar a recuperação de óleo seria uma ótima finalidade para o mesmo.

Como visto anteriormente, a injeção de CO₂ pode ser feita com duas finalidades, ser apenas um mantenedor de pressão ou então ser miscível ao óleo e alterar as propriedades do mesmo. A opção estudada foi a de recuperação avançada, ou seja, aproveitando as vantagens da miscibilidade do gás no óleo.

A literatura indicava que para o método ser bem-sucedido alguns critérios deveriam ser cumpridos tais como a pressão, temperatura, densidade do óleo, MMP, porosidade, permeabilidade da rocha, viscosidade do óleo. Além das propriedades do óleo e da rocha reservatório, um grande limitador econômico e geográfico do método é a

grande demanda de gás carbônico para que o método consiga gerar resultados satisfatórios.

Como visto anteriormente o campo de Lula é um grande produtor de CO₂, cerca de 9% do volume produzido é de dióxido de carbono. Sendo questão econômico-geográfica, a princípio esta solucionada, a própria produção seria a fonte necessária para injeção.

Em relação às propriedades do óleo, o campo de Lula se apresenta como forte candidato ao método. A presença de um óleo leve, com alto grau API, ou seja, baixa densidade, é mais um parâmetro atendido pelo método. A baixa densidade do óleo decorrente da pequena massa molecular reduz a pressão mínima em que ocorre a miscibilidade, daí a necessidade de um óleo leve.

As rochas reservatórios do campo de Lula apresentam também uma ótima permeabilidade e porosidade. A dificuldade de locomoção dentro do reservatório seria um fator favorável ao surgimento de caminhos preferencias e o breakthrough do gás injetado.

Outro parâmetro importante para o método também é atendido pelo pré-sal, a pressão, devido a características do óleo e do gás, ambos não são totalmente miscíveis, sendo necessário uma certa pressão, MMP, para ocorrer dissolução. Normalmente, o valor da MMP é alto, sendo necessário uma maior capacidade de bombeamento dos equipamentos de superfície e também de uma maior pressão de fratura do reservatório. Como os reservatórios analisados estão a uma profundidade média de 5500 metros do nível do mar, as altas pressões necessárias para miscibilidade do óleo não são um empecilho.

Com todas os critérios atendidos, o autor considera o campo de Lula forte candidato para utilização de gás carbônico como gás miscível para melhorar a recuperação final de óleo. Após essa análise literária será necessário a simulação da

produção utilizando um modelo composicional para prever de quanto seria o incremento da produção.

Outra forma bastante usada na indústria de petróleo a utilização de resultados adaptados de outros reservatórios para saber a eficácia do método analisado. No presente trabalho foram vistos 5 casos, 4 simulações de injeção de CO₂ em campos do Mar do Norte e 1 um resultado de anos de produção do método no Canadá.

Dos resultados das simulações dos campos do Mar do Norte é possível verificar que em todos os casos houve um ganho significativo no fator de recuperação, cerca de 7% do STOIP. De acordo com Matthiassen (2003), os resultados apesar de serem satisfatórios são inferiores aos encontrados nos campos dos EUA.

Além da análise do fator de recuperação, é possível retirar outras informações dos estudos. Os projetos de CO₂ EOR antes eram apenas onshore e os campos apresentados eram offshore, nos projetos estudados um dos campos apresenta calcário no reservatório arenito e mesmo assim apresenta uma recuperação de óleo satisfatória.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

O método em questão, injeção de CO₂ como gás miscível para recuperação de óleo, é uma ótima possibilidade tanto para reduzir os problemas causados pela grande produção de gás carbônico dos reservatórios do pré-sal tanto para melhorar a produção de óleo e assim atenuar os custos mais elevados da produção dos mesmos. As simulações feitas em outros campos do mar do Norte ajudam a comprovar a efetividade do método em condições não tão favoráveis. Transformando os reservatórios do pré-sal brasileiro ainda mais propensos para um bom resultado do CO₂ EOR.

Como trabalhos futuros, uma simulação computacional usando modelos composicionais faz-se necessária para poder avaliar com mais propriedade o potencial de recuperação do método. Além disso, uma avaliação econômica deve ser feita para analisar o custo benefício da separação do gás e reinjeção no reservatório.

9 LISTA DE REFERÊNCIAS

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

DREXLER, S., FARIA, J., RUIZ, M. P., *et al.*, 2012. **Amphiphilic Nanohybrid Catalysts for Reactions at the Water/Oil Interface in Subsurface reservoirs**. Energy fuels 2012, Norman, Oklahoma, United States, pp. 2231-2241

DONALDSON, E. C., CHILINGARIAN, G. V., YEN, T. F., 1989. **Microbial Enhanced Oil Recovery**. 1º edição, v. 22, Elsevier science, 1º de Fevereiro.

COSTA, S. E. D., 2014, **Recuperação Avançada Do Petróleo Em Meio Poroso Através De Soluções Poliméricas**. Tese de monografia, UFRN, Natal, RN, Brasil.

QUEIROZ, G. O., 2006, **Otimização Da Injeção Cíclica De Vapor Em Reservatórios De Óleo Pesado**. Tese de M.Sc., UFRN, Natal, RN, Brasil.

BORGES, S. M. S., 2009. **Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) com a Utilização da Glicerina Bruta (GB) Co-produto da Produção de Biodiesel**. Tese de M.Sc., UFBA, Salvador, BA, Brasil.

GREEN, Don W. and WILLHITE, G. Paul. 1998. **Enhanced Oil Recovery**. Richardson: SPE Textbook Series, 1998. p. 545. Vol. 8.

ROSA, Adalberto José, CARVALHO, Renato de Souza and XAVIER, José Augusto Daniel. 2006. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. p. 808.

MATHIASSEN, O. M. (2003). **Co2 as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the norwegian continental shelf**. Technical report, NTNU - Norwegian University of Science and Technology.

LYONS, W. C. (2010). **Working Guide to Reservoir Engineering**. Elsevier Inc.

LAKE, L. W. (1989). **Enhanced Oil Recovery**. Prentice Hall.

LAKE, L. W. (2007). **Petroleum Engineering Handbook**. Society of Petroleum Engineers.

CARCOANA, A. (1992). **Applied Enhanced Oil Recovery**. Prentice Hall.

AMARNATH, A. (1999). **Enhanced oil recovery scoping study**. In Amarnath (1999).

AGBALAKA, C. e. a. (2008). **The effect of wettability on oil recovery: A review.** In Agbalaka (2008).

MEYER, J. P. (1999). **Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (co2 eor) injection well technology.**

MUNGAN, N. (1991). **An evaluation of carbon dioxide flooding.**

TELETZKE, G. F., Patel, P. D., e Chen, A. (2005). **Methodology for miscible gas injection eor screening.**

SIMON, R. e GRAUE, D. J. (1965). **Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behaviour of co2 crude oil system.** *Journal of Petroleum Technology*, janeiro de 1965:102-106.

GASEM, K. A., Dickson, K. B., Shaver, R. D., e Jr., R. L. R. (1993). **Experimental phase densities and interfacial tensions for a co2/synthetic-oil and a co2/reservoir oil system.** *SPE Reservoir Engineering*, (08).

AYIRALA, S. C. e RAO, D. N. (2006). **Comparative evaluation of a new mmp determination technique.**

NAKANO, C.M.F.; PINTO, A.C.C; MARCUSSO, J.L.; MINAMI, K. **Pre-salt Santos Basin – extended well test and production pilot in the tupi área – the planning phase.** In offshore technology conference, 2009, Texas.

GAMBOA, L. A. P.; MACHADO, M. A. P.; SIIVA, D. P.; FREITAS, J. T. R.; SILVA, S. R. P. **Evaporitos Estratificados no Atlântico Sul: Interpretação Sísmica e Controle tectono-estratigráfico na Bacia de Santos**, in W. U. mohriak; P. Szatmari; S. m. C. Anjos (eds.). *Sal: Geologia e Tectônica*. São Paulo, Beca, 2008, pp. 340-59.

BARBASSA, A. G. **Fato Relevante, Análise da Área de Tupi.** Petrobras, 2007.

CH ANG, H. K.; KOWSMANM, R. O.; FIGUEIREDO, A. m. F. **Novos Conceitos sobre o Desenvolvimento das Bacias marginais do leste Brasileiro**, in G. P. Raja Gabaglia & E. J. milani (eds.). *Origem e Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro, Petrobras, 1990, pp. 269-89.

CURTI, D. K.; RICCOMINI, C. **Faturas Sub-horizontais em Basaltos da Formação Serra Geral**, in *Anais do 13o Congresso Brasileiro de Geologia de Engenharia e*

Ambiental. São Paulo, Associação Brasileira de Geologia de Engenharia e Ambiental, 2011, pp. 1-10.

ESTRELLA, G. O.; AZEVEDO, R. L. M.; FORMIGLI FILHO, J. M. **Pré-sal: Conhecimento, Estratégia e Oportunidades**, in J. P. R. veloso (coord.). Teatro Mágico da Cultura, Crise Global e Oportunidades do Brasil. Rio de Janeiro, José Olympio, 2009, pp. 67-78.

FREITAS, J. T. R. **Ciclos Depositionais Evaporíticos da Bacia de Santos: uma Análise Cicloestratigráfica a Partir de Dados de 2 Poços e de Traços de Sísmica**. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2006.

FREIRE, E. B. **Caracterização Estratigráfica em Alta Resolução das Sequências Carbonáticas de Origem Microbial da Formação Yacoraite**, Intervalo Paleocênico, na Região de Salta, Argentina: um Provável Modelo Preditivo para os Reservatórios do Pré-Sal Brasileiro. Dissertação de mestrado. Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.

DOROBEK, S.; PICCOLI, I.; COFFEY, B.; ADAMS, A. **Carbonate Rock-forming Processes in the Pre-salt ‘Sag’ Successions of Campos Basin, Offshore Brazil: Evidence for Seasonal, Dominantly Abiotic Carbonate Precipitation, Substrate Controls, and Broader Geologic Implications**, in AAPG Hedberg Conference Microbial Carbonate Reservoir Characterization. Houston, AAPG (AAPG Search and Discovery Article #90153©2012), 2012.

SANT’ANNA, M. G.; RICCOMINI, C.; RODRIGUES-FRANCISCO, B. H.; SIAL, A. N.; CARVALHO, M. D.; MOURA, C. A. v. **the Paleocene travertine System of the Itaboraí Basin, Southeastern Brazil**, in *Journal of South American Earth Sciences*, 18, 2004, pp. 11-25.

CRUZ, R. O. M.; ROSA, M. B.; BRANCO, C. C. M.; PIZARRO, J. O. S.; SILVA, C. T. **S. Lula NE Pilot Project – An Ultra-Deep success in the Brazilian Pre-Salt. OTC**.

HOLT and LINDEBERG, **“Thermal Power – Without Greenhouse Gases and With Improved Oil Recovery”**, *Energy Convers. Mgmt.*, Vol. 33, No. 5-8, pp. 595-602, 1992.

HOOD, P.; HYDRO, N, **“Feasibility Study for CO₂ Injection in the Brage Field”**, SPE Drilling, Completion and Reservoir Management Seminar in Bergen 1 April 2003.

PYO, K; DAMIAN-DIAZ, N; POWELL, M; VAN NIELWKERK, J, “**CO2 flooding in joffrey viking pool**”, Canadian petroleum conference, 2003.