

UNIVERSIDADE FEDERAL DO AMAZONAS

DANIEL MAGALHÃES GOMES

**RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIO POR INJEÇÃO DE DIÓXIDO DE  
CARBONO: ANÁLISE DE ESTUDO DE CASOS**

MANAUS

2019

DANIEL MAGALHÃES GOMES

**RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIO POR INJEÇÃO DE DIÓXIDO DE  
CARBONO: ANÁLISE DE ESTUDO DE CASOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do Curso de Engenharia de Petróleo e Gás da Faculdade de Tecnologia da Universidade Federal do Amazonas como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo e Gás.

SÁVIO RAIDER MATOS SARKIS

MANAUS

2019

G633r Gomes, Daniel Magalhães  
Recuperação de reservatório por injeção de dióxido de carbono:  
análise de estudo de casos / Daniel Magalhães Gomes. 2019  
77 p.: il. color; 31 cm.

Orientador: Sávio Raider Matos Sarkis  
TCC de Graduação (Engenharia de Petróleo e Gás) -  
Universidade Federal do Amazonas.

1. Métodos de Recuperação Avançada. 2. Deslocamento  
Miscível. 3. Injeção de Dióxido de Carbono. 4. Injeção de  
Nitrogênio. I. Sarkis, Sávio Raider Matos II. Universidade Federal  
do Amazonas III. Título

DANIEL MAGALHÃES GOMES

**RECUPERAÇÃO DE RESERVATÓRIO POR INJEÇÃO DE DIÓXIDO DE  
CARBONO: ANÁLISE DE ESTUDO DE CASOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à banca examinadora do Curso de Engenharia de Petróleo e Gás da Faculdade de Tecnologia da Universidade Federal do Amazonas como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Engenheiro de Petróleo e Gás.

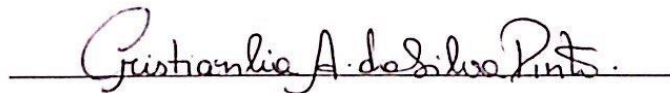
Aprovado em 09 de julho de 2019.

BANCA EXAMINADORA



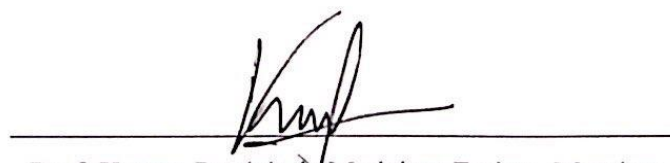
Prof. Msc. Sávio Raider Matos Sarkis, Presidente

Universidade Federal do Amazonas



Prof.<sup>a</sup> Msc. Cristianlia Amazonas da Silva Pinto, Membro

Universidade Federal do Amazonas



Prof. Ketson Patrick de Medeiros Freitas, Membro

Universidade Federal do Amazonas

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pelas bênçãos que me foram dadas e pela honra em concluir mais uma etapa da minha vida.

Ao Professor Sávio, pela orientação e ensinamentos. Aos professores Cristianlia e Ketson, por atenderem ao pedido de participar da banca examinadora. E a todos os professores, por todo conhecimento que me foi passado no que diz respeito a engenharia e a vida.

Aos meus familiares e amigos, pelo apoio e confiança. E um agradecimento especial a minha mãe Liana, meu pai Nelsoney, minha irmã Maria Eduarda, minha namorada Suzyelle e meu padrasto Franklin, pelo apoio incondicional, suporte, incentivo e esforços feitos durante todo o ciclo acadêmico.

A Universidade Federal do Amazonas pela oportunidade.

A todos que fizeram parte da minha formação, direta ou indiretamente.

## RESUMO

Durante a vida dos poços de petróleo, o processo de produção geralmente passa por três etapas. A primeira etapa é a recuperação primária onde usa-se a fonte natural de energia. A segunda etapa é a denominada recuperação secundária, onde tem como objetivo manter a pressão do reservatório por uma injeção de fluidos. O aumento dos preços mundiais de petróleo incentivou os produtores a usar novos desenvolvimentos técnicos. A terceira etapa é a chamada Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) que é uma coleção de métodos sofisticados para extrair o máximo de óleo de um reservatório. A recuperação avançada pode ser dividida em três tipos principais de técnicas: recuperação térmica, miscível e química. Entre as técnicas miscíveis está a injeção de gás, em que o gás geralmente é injetado de forma única ou intermitente com água. Os gases dióxido de carbono e nitrogênio têm apenas uma aplicação que é a de agentes de um deslocamento miscível em reservatórios profundos e de alta pressão. O presente trabalho tem como objetivo análise de dois estudos de casos de EOR onde a partir deles serão avaliados os principais parâmetros que envolvem a engenharia de recuperação avançada na produção de petróleo por injeção de CO<sub>2</sub>. Os principais parâmetros avaliados foram: permeabilidade relativa, fator de recuperação, mobilidade, molhabilidade, eficiência de varrido, eficiência de deslocamento, mostrando o comportamento de cada um deles e evidenciando que o método de EOR por injeção de CO<sub>2</sub> é bastante eficaz.

Palavras-chave: Métodos de Recuperação Avançada, injeção miscível, injeção de dióxido de carbono, injeção de nitrogênio.

## ABSTRACT

During the life of oil wells, the production process usually passes through three stages. The first stage of production is the primary recovery, which uses the natural source of energy. The second stage is the so-called secondary recovery, where the main purpose is to maintain the reservoir pressure by fluid injection. The rise in world oil prices has encouraged producers to use new technical developments. The third stage is called Enhanced Oil Recovery (EOR), which is a collection of sophisticated methods to extract the most oil from a reservoir. EOR can be divided into three major types of techniques: thermal, miscible, and chemical recovery. Among miscible techniques is gas flooding, where gas is generally injected single or intermittently with water. Carbon dioxide and nitrogen gases have only limited application as agents of miscible displacement in deep and high pressure reservoirs. The present work has the objective of analyzing two case studies of EOR where the main parameters that involve advanced recovery engineering in the production of oil by CO<sub>2</sub> injection will be evaluated. The main parameters evaluated were: relative permeability, recovery factor, mobility, wettability, sweeping efficiency, displacement efficiency, showing the behavior of each of them and showing that the CO<sub>2</sub> injection EOR method is quite effective.

**Keywords:** Enhanced oil recovery, EOR, miscible flooding, carbon dioxide injection, nitrogen injection.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxo linear .....	19
Figura 2 - Método do ângulo de contato de uma gota de água imersa no óleo .....	22
Figura 3 - Formação de digitação ( <i>fingering</i> ) do fluido deslocante no óleo .....	23
Figura 4 - Sobreposição e Sob Posição em Segregação de Gás .....	23
Figura 5 - Frentes de deslocamento para dois valores da taxa de mobilidade M .....	24
Figura 6 - À esquerda, ocorrência de digitação ( <i>fingering</i> ) e a direita, uma melhor eficiência de varrido areal .....	25
Figura 7 - Diferença do varrido em um reservatório com 3 camadas com diferentes permeabilidades .....	25
Figura 8 - Fatores que influenciam a eficiência de varrido vertical .....	26
Figura 9 - Diagrama do método de recuperação avançada de CO <sub>2</sub> cíclico .....	31
Figura 10 - Ilustração das zonas que se desenvolvem em injeções miscíveis de CO <sub>2</sub> .....	32
Figura 11 - Esquema simplificado do método de WAG .....	33
Figura 12 - Método SWAG .....	33
Figura 13 - Unidade de geração de nitrogênio in situ .....	46
Figura 14 - Unidade portátil de geração de nitrogênio .....	46
Figura 15 - Tanque criogênico offshore com 2000 gal. de capacidade .....	48
Figura 16 - Processo de Deslocamento Miscível do Gás Pobre (Nitrogênio).....	49
Figura 17 - Processo de injeção de nitrogênio de deslocamento miscível.....	50
Figura 18 - Injeção de Nitrogênio para Recuperação Avançada de Petróleo.....	51
Figura 19 - Deslocamento da capa de gás.....	52
Figura 20 - Deslocamento miscível do Nitrogênio .....	53
Figura 21 - Processo DDP (Drenagem Gravitacional) .....	54
Figura 22 - Esquema da Segregação de Fluidos no Reservatório .....	55
Figura 23 - Área 4-pattern de SACROC, desempenho e correspondência do simulador .....	63



## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Exemplo de curva de permeabilidade relativa.....	21
Gráfico 2 - Diagrama de fases do CO <sub>2</sub> .....	28
Gráfico 3 - Relação da densidade do dióxido de carbono à temperatura e pressão.....	37
Gráfico 4 - Zonas miscíveis e imiscíveis durante recuperação experimental de óleo X pressão de CO <sub>2</sub> (reservatório) .....	38
Gráfico 5 - Oferta e Demanda de CO <sub>2</sub> na Bacia do Permiano .....	42
Gráfico 6 - Histórico de Produção do campo de SACROC .....	62
Gráfico 7 - Quanto de Óleo foi recuperado x Injeção Total.....	64
Gráfico 8 - Fator de Recuperação x Anos de Produção de Petróleo.....	64
Gráfico 9 - Taxa de Injeção de CO <sub>2</sub> durante os 15 anos .....	66
Gráfico 10 - Taxa de Produção de CO <sub>2</sub> e Gás Hidrocarboneto durante os 15 anos.....	67
Gráfico 11 - Taxa de Produção de Petróleo por Poço (1-4) durante os 15 anos .....	67
Gráfico 12 - Taxa de Produção de Petróleo por Poço (5 e 6) durante os 15 anos .....	68
Gráfico 13 - Saturação da Água x curvas de Permeabilidade .....	68
Gráfico 14 - Pressão x Profundidade .....	69
Gráfico 15 - Fração de Avanço x Período de Injeção do CO <sub>2</sub> .....	70
Gráfico 16 - Curvas das Correlações Z, Bg e $\mu_g$ do gás em relação a pressão .....	71

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Propriedades físicas do nitrogênio .....	45
Tabela 2 - Condições para Injeção de Nitrogênio .....	56
Tabela 3 - Dados do Reservatório 1.....	65
Tabela 4 - Dados do Reservatório 2.....	69

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
EOR	Enhanced Oil Recovery
HCPV	Volume Poroso de Hidrocarbonetos
Krodr	Permeabilidade Relativa do Óleo por drenagem
Kroimb	Permeabilidade Relativa à embebição do óleo por embebição
KroMax	Permeabilidade Relativa Máxima para Óleo
Krw	Permeabilidade Relativa da Água
MMSTB	Million Stock Tank Barrels - Milhões de Barris no Tanque de Estocagem
OOIP	Original Oil In Place - Reservas Iniciais de Óleo
Sgc	Saturação Crítica do Gás
Sorg	Saturação do Óleo Residual para Água
Sorw	Saturação do Óleo Residual para Água
Sw	Saturação da Água
Swirr	Saturação de Água Irredutível

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>11</b>
<b>1.1 Justificativa</b> .....	<b>12</b>
<b>1.2 Objetivos</b> .....	<b>12</b>
1.2.1 Geral.....	12
1.2.2 Específico .....	12
<b>2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>13</b>
<b>2.1 Métodos de Recuperação</b> .....	<b>13</b>
2.1.1 Métodos Convencionais de Recuperação .....	15
2.1.2 Métodos de Recuperação Avançada.....	15
2.1.2.1 Classificação .....	16
2.1.2.2 Conceitos .....	19
<b>2.2 Injeção de Dióxido de Carbono</b> .....	<b>26</b>
2.2.1 Propriedades físicas do CO <sub>2</sub> .....	27
2.2.2 A evolução da tecnologia.....	29
2.2.3 Métodos e processos de recuperação.....	30
2.2.4 Como funciona a recuperação por injeção de CO <sub>2</sub> .....	35
2.2.5 Efeitos da injeção .....	39
2.2.6 Condições necessárias para injeção de CO <sub>2</sub> .....	40
2.2.7 Vantagens e desvantagens .....	41
2.2.8 Barreiras para uma maior implementação .....	42
<b>2.3 Injeção de Nitrogênio</b> .....	<b>43</b>
2.3.1 Propriedades físicas e processos .....	44
2.3.2 História do nitrogênio e a indústria do petróleo.....	48
2.3.3 Como funciona a recuperação por injeção de nitrogênio .....	50
2.3.4 Métodos e processos de recuperação.....	51
2.3.5 Condições necessárias para injeção de nitrogênio .....	56
2.3.6 Considerações sobre o método.....	56
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	<b>59</b>
<b>4 RESULTADOS</b> .....	<b>62</b>
<b>4.1 Estudo de Caso 1</b> .....	<b>62</b>
<b>4.2 Estudo de Caso 2</b> .....	<b>65</b>
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>72</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>74</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O estado atual do desenvolvimento industrial moderno é caracterizado pelo consumo de enormes quantidades de petróleo. Não é usado simplesmente para a produção de vários combustíveis e lubrificantes; a cada ano que passa, mais e mais petróleo é usado para fabricar borracha sintética, fibras sintéticas, plásticos, drogas e milhares de outros produtos. Enquanto a demanda por produtos petrolíferos continua a aumentar, a produção mundial de petróleo está em constante declínio. No entanto, os novos desenvolvimentos tecnológicos e o aumento dos preços mundiais do petróleo prometem que porções substanciais de petróleo que de outra forma seriam negligenciados poderão ser recuperadas. Esses novos desenvolvimentos técnicos se enquadram na ampla rubrica de recuperação avançada de petróleo (EOR). A recuperação avançada de petróleo é uma coleção de métodos gerais, cada um com sua capacidade única de extrair o máximo de óleo de um determinado reservatório. Cada um deles foi investigado com bastante cuidado, tanto do ponto de vista teórico, como no campo, por análises de dados.

Ao longo dos anos, o interesse na recuperação avançada de petróleo foi atenuado pelo aumento das reservas e produção de petróleo. Muitas técnicas foram investigadas em laboratório e no campo para melhorar a recuperação de petróleo. Historicamente, a descoberta de grandes campos de petróleo no mundo acrescentou grandes volumes de petróleo ao mercado mundial. Embora grandes volumes de petróleo permaneçam em reservatórios maduros, o petróleo não será produzido em grandes quantidades por processos de recuperação avançada, a menos que esses processos possam competir economicamente com o custo da produção de petróleo a partir de fontes convencionais. Durante a vida de um poço, a recuperação de petróleo tem, não oficialmente, duas categorias, segundo Thomas (2004):

- Métodos Convencionais de Recuperação
  - a) Recuperação Primária de Petróleo
  - b) Recuperação Secundária de Petróleo
- Métodos de Recuperação Avançada
  - a) Recuperação Terciária de Petróleo

Quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, os métodos miscíveis são os indicados. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais, com a injeção dos gases dióxido de carbono ou nitrogênio para deslocamento miscível (Thomas, 2004).

O Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) é uma substância simples, que possui uma forte atração pelo óleo, dissolvendo-se bem no mesmo, causando vaporização e expansão, e conseqüentemente deslocamento do mesmo no interior do reservatório. O Nitrogênio é produzido a partir do ar e, portanto, universalmente disponível como um fluido de injeção inerte e de baixo custo. A tecnologia pode ser usada em ambientes onshore e offshore, e especialmente em áreas onde a água é escassa.

## **1.1 Justificativa**

Com o avanço das tecnologias e a crescente demanda de combustíveis fósseis, faz-se necessário a utilização de novos métodos de recuperação para melhor explorar os reservatórios para suprir esse crescimento, onde extrair o máximo possível de óleo do reservatório torna-se bastante importante e as dúvidas em como isso pode ser feito foi o ponto de partida. A utilização de gases para esse método é bastante atrativa, visto que o fator de recuperação é considerável.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Geral**

O objetivo geral deste trabalho é mostrar, através de uma revisão literária, que existe um vasto número de possibilidades de transformar um grande problema de produção em uma forma de melhorar a taxa de produção do reservatório por meio de recuperações avançadas e tornar mais viável a produção de petróleo. A transformação se daria pela injeção de dióxido de carbono ou de nitrogênio no próprio reservatório para melhorar o fator de recuperação de óleo.

### **1.2.2 Específico**

- Fazer dois estudos de caso utilizando injeção de dióxido de carbono;
- Analisar dados como taxa de injeção, taxa de produção, fator de recuperação, curvas de permeabilidade, frente de avanço, fator de compressibilidade, fator volume formação e viscosidade;
- Mostrar através de gráficos o comportamento desses parâmetros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo será abordado a explicação dos conceitos, através de uma revisão bibliográfica, que envolvem a Engenharia de Petróleo e Gás e a Recuperação Avançada de Petróleo.

### 2.1 Métodos de Recuperação

No início da produção, muitos campos de petróleo possuem certa quantidade de energia suficiente para que os fluidos contidos sejam produzidos. Essa energia é denominada de energia natural, e está relacionada com os mecanismos de produção original tais como: gás em solução, influxo de água e capa de gás. Esta energia sofre um processo de depletação natural, devido à retirada e descompressão dos fluidos contidos no reservatório, e pelas resistências associadas às forças viscosas e tensões interfaciais durante o escoamento no meio poroso. Isso será refletido basicamente em dois aspectos: decréscimo de pressão e redução de produtividade (Musse e Quintella, 2009).

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional (Thomas, 2004, p. 200) com o intuito de minimizar os efeitos da dissipação de energia do reservatório e de uma maneira geral interferir nas características do reservatório que favoreceram a retenção exagerada de óleo. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação, que podem atuar em duas linhas gerais: suplementar a energia através da injeção de fluidos em determinados poços; reduzir as resistências viscosas e/ou capilares por métodos especiais (Musse e Quintella, 2009; Thomas, 2004).

Os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada. A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é todo o reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado (Thomas, 2004, p. 200).

A vida produtiva de um reservatório de petróleo, particularmente quando se aplicam métodos de recuperação, se compõe de etapas que cronologicamente são chamadas de recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária, etc. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do reservatório (Thomas, 2004,

p. 200). Os métodos aplicados com o objetivo de suplementar a energia, logo após a fase de recuperação primária, eram denominados métodos de recuperação secundária, enquanto que após a fase de recuperação secundária eram utilizados os chamados métodos de recuperação terciária; e assim por diante (Rosa, 2006). Desta forma, os métodos de recuperação historicamente seguiam uma ideia de classificação baseada na ordem cronológica de aplicação ou intervenção em um determinado campo ou reservatório, sendo subdivididos basicamente em três estágios: primário, secundário e terciário.

No entanto, essa sequência cronológica não é necessariamente aplicada, desejada ou mesmo eficiente e causando certa confusão. Por exemplo, a eficiência da recuperação primária é geralmente baixa, ou mesmo nula dependendo do mecanismo de produção, propriedades dos fluidos e interações rocha–fluido (Rosa, 2006; Schumacher, 1978; Babadagli, 2003). Em alguns reservatórios, principalmente os de óleos pesados, altamente viscosos, pode ser que a energia primária não seja suficiente ou economicamente viável para a produção e, frequentemente, não são susceptíveis a métodos convencionais.

Com o passar do tempo, as expressões secundária e terciária perderam a sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo. Assim, recuperação secundária passou a significar injeção de água ou injeção de gás, e recuperação terciária passou a designar os demais processos (Thomas, 2004, p. 201). Por tais situações, o termo recuperação terciário foi sendo substituído por recuperação avançada. Na literatura em inglês são comuns os termos “enhanced oil recovery” (EOR) e “improved oil recovery” (IOR), sendo que o segundo é empregado em um contexto mais amplo, englobando além de EOR, atividades de gerenciamento. Neste trabalho, os termos recuperação primária e secundária serão mencionados em Métodos Convencionais de Recuperação. Não existe uma nomenclatura bem estabelecida na literatura sobre o assunto.

Não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. Ao contrário, a boa prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça. Existe uma prática, chamada “manutenção de pressão”, que consiste na injeção de água e/ou gás ainda no início da vida produtiva do reservatório, e tem por finalidade manter a pressão em níveis elevados, preservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo. Ou seja, os métodos de recuperação são aplicados mesmo havendo condições de produção com recuperação primária (Thomas, 2004, p. 201).

Os métodos convencionais de recuperação, incluindo a injeção de água ou a reinjeção de gás natural produzido, produzem em média cerca de um terço das Reservas Iniciais de



Óleo (OOIP). No entanto, aplicando a recuperação avançada, a produção pode chegar a 40 a 60% do petróleo no reservatório.

### 2.1.1 Métodos Convencionais de Recuperação

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação. Esse comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha, é o que se espera obter ao se injetar água ou ao se submeter o reservatório a um processo não miscível de injeção de gás. Em outras palavras, não se espera que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório (Thomas, 2004, p. 201).

Costuma-se classificar como Recuperação Convencional, além da obtida com os processos de injeção mencionados anteriormente (Thomas, 2004), neste trabalho a recuperação primária e secundária.

Glover (2001) explicou todos os métodos de recuperação, incluindo o mecanismo de recuperação primária, pois é a fase em que a energia natural do reservatório é usada para transportar os hidrocarbonetos para fora dos poços de produção. Inicialmente, quando um campo é colocado em produção, o óleo flui naturalmente para a superfície devido à pressão atual do reservatório no estágio primário.

Após a descoberta e a produção iniciais, os reservatórios de óleo perdem o mecanismo de deslocamento de gás ou água que originalmente forçou o óleo até a superfície. A segunda etapa da produção de hidrocarbonetos consiste na injeção de um fluido externo, como a água ou o gás, que é injetado no reservatório através de poços de injeção onde possuem comunicação com poços de produção (Fleshman e Lekie, 1999).

### 2.1.2 Métodos de Recuperação Avançada

Pode-se dizer que um método de recuperação avançada, “enhanced oil recovery” (EOR) em inglês, é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado. As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos

principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Thomas, 2004, p. 205).

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou. No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contactadas pelo fluido injetado (Thomas, 2004, p. 205).

As duas situações acima definem a forma de atuação dos métodos de recuperação avançada e com base na literatura são o ponto de partida para a sua distribuição em três grandes grupos: Métodos Térmicos, Métodos Miscíveis e Métodos Químicos, de acordo com a natureza geral dos processos e o ponto principal a ser atacado. Esta classificação não é única e existem alguns processos que poderiam estar incluídos em uma ou outra categoria (Thomas, 2004, p. 205).

A escolha do método depende de fatores como as características do reservatório, natureza do óleo, quantidade de óleo “in place”, evolução do campo de acordo com a produção passada. Essas diversidades, levam ao desenvolvimento de diferentes processos de recuperação avançada, que devem ser considerados para implementação.

Embora alguns métodos de recuperação avançada tenham sido aplicados com sucesso em campos de petróleo (van Poolen, 1980), a sua aplicabilidade tem sido pesadamente penalizada pelos altos custos de investimentos com produtos químicos injetados e equipamentos. A redução desses custos é uma das principais metas para a ampla aplicação dessa tecnologia.

#### 2.1.2.1 Classificação

##### a) Métodos Térmicos

Em reservatórios cujos óleos são muito viscosos, a utilização de um processo convencional de recuperação fatalmente resulta em insucesso. A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou

gás, tem uma mobilidade muito maior, resultando em baixas eficiências de varrido e por consequência uma recuperação normalmente muito baixa (Thomas, 2004, p. 205).

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos. O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação de petróleo. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente (Thomas, 2004, p. 205).

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, utilizando-se de um fluido. É chamado de Injeção de Fluidos Aquecidos. No outro grupo o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo ali existente. Este segundo processo é chamado Combustão in situ (Thomas, 2004, p. 206).

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Temos, portanto, dois tipos de processos, a Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente (Thomas, 2004, p. 206).

Na combustão in situ, se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, um processo de oxidação do óleo que vai gerando calor, que por sua vez intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada “ponto de ignição”, a partir do qual está estabelecida a combustão. A partir daí, continuando-se a injetar ar frio, o processo tem continuidade. O calor gerado desencadeia processos que resultam no aumento do fator de recuperação (Thomas, 2004, p. 206).

## b) Métodos Miscíveis

Quando dois fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações entre rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existem nem interfaces nem tensões interfaciais (Thomas, 2004, p. 206).

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são preferencialmente o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio (Thomas, 2004, p. 206).

### c) Métodos Químicos

Estão agrupados como métodos químicos alguns processos em que se pressupõe uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles: a injeção de solução de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina, etc. Não existe um ponto único de ataque como nas outras categorias, sendo que alguns processos poderiam ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis (Thomas, 2004, p. 206).

Quando o óleo do reservatório tem viscosidade um pouco elevada, pode-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido (Thomas, 2004, p. 207).

Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, na verdade está se fazendo um deslocamento miscível com água. O tensoativo, também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento. De uma maneira geral os métodos miscíveis são pobres em relação a eficiências de varrido. Isto acontece porque essas soluções normalmente têm viscosidades bem menores que a do óleo, deixando a maior parte do reservatório sem ser varrida (Thomas, 2004, p. 207).

A injeção de microemulsão, também chamada de solução micelar, é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade. No processo de injeção de fluido alcalinos, a substância alcalina que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma certa quantidade de substância tensoativa. Este tensoativo assim formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo (Thomas, 2004, p. 207).

#### d) Outros métodos

Existem outros processos que têm sido pesquisados e que não enquadram em nenhuma das categorias acima, como é o caso da recuperação microbiológica e da recuperação utilizando ondas eletromagnéticas (Thomas, 2004, p. 207).

A recuperação microbiológica é obtida a partir da utilização de diferentes microorganismos que, quando adequadamente escolhidos e através dos seus processos biológicos no interior do reservatório, produzem uma série de substâncias que causam os mais diversos efeitos e que podem aumentar a recuperação de petróleo. A recuperação através de ondas eletromagnéticas é um processo de aquecimento do reservatório por meio de ondas eletromagnéticas ocasionadas pela aplicação de uma diferença de potencial entre os poços do campo (Thomas, 2004, p. 207).

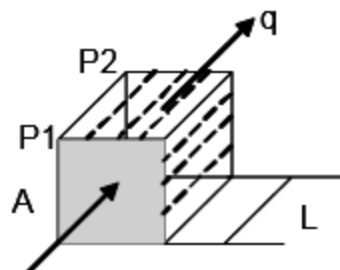
#### 2.1.2.2 Conceitos

Para um melhor entendimento do trabalho, faz-se necessário a explicação de alguns conceitos de engenharia de petróleo e de recuperação avançada com base na literatura e em algumas citações feitas por Paulo Rogerio (2016).

##### a) 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



Fonte: Paulo Rogerio (2016).

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

A equação 1 descreve um fluxo linear de um fluido com viscosidade “ $\mu$ ”, 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 1 cm<sup>3</sup>/s de um fluido de viscosidade de 1 cp, através de uma área transversal ao fluxo de 1 cm<sup>2</sup>.

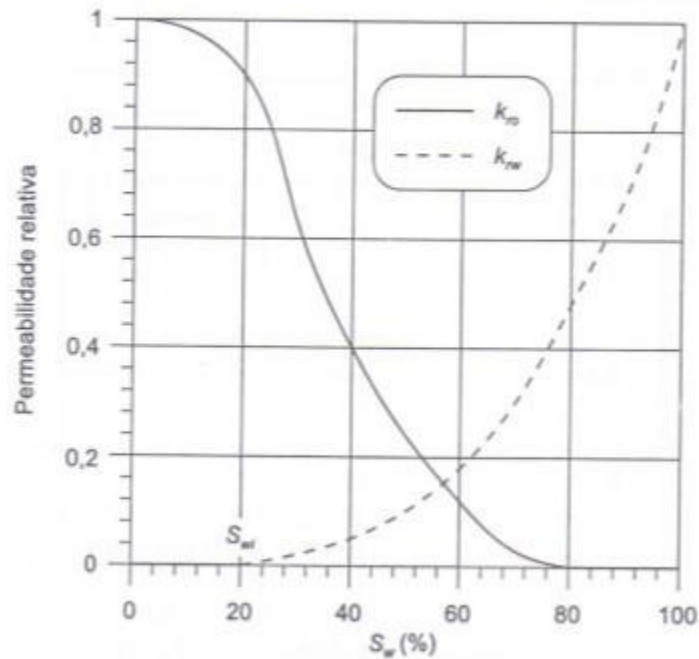
Segundo Rosa (2006), a permeabilidade absoluta não depende do fluido injetado, é uma propriedade da rocha. Entretanto, algumas características dos fluidos injetados alteram os valores medidos da permeabilidade:

- 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. No gráfico 1 é visto a relação entre a saturação e a permeabilidade.

Gráfico 1 - Exemplo de curva de permeabilidade relativa



Fonte: Rosa et al. (2006).

#### b) 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).

#### c) Mobilidade e Razão de Mobilidade

De acordo com Rosa *et al.* (2011), a mobilidade de um fluido ( $\lambda_i$ ) é definida como a relação entre a permeabilidade relativa ( $\kappa_i$ ) a esse fluido e a sua viscosidade ( $\mu_i$ ).

$$\lambda_i = \kappa_i / \mu_i \quad (2)$$

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

$$M = \lambda_d / \lambda_o = \kappa_d \times \mu_o / \mu_d \times \kappa_o \quad (3)$$

#### d) Molhabilidade

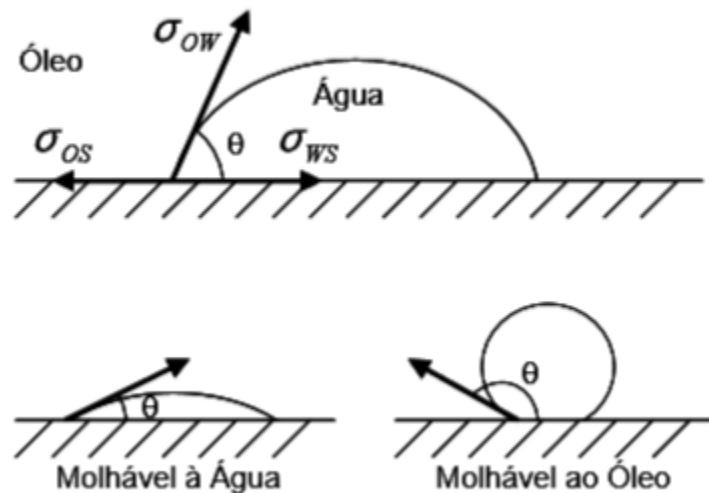
Segundo Agbalaka (2008), a molhabilidade é definida como a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico.

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 2 é mostrado o método.

Figura 2 - Método do ângulo de contato de uma gota de água imersa no óleo



Fonte: Anderson et al. (1986).

#### e) Digitação (*Fingering*)

Digitação (*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 3 mostra um exemplo.



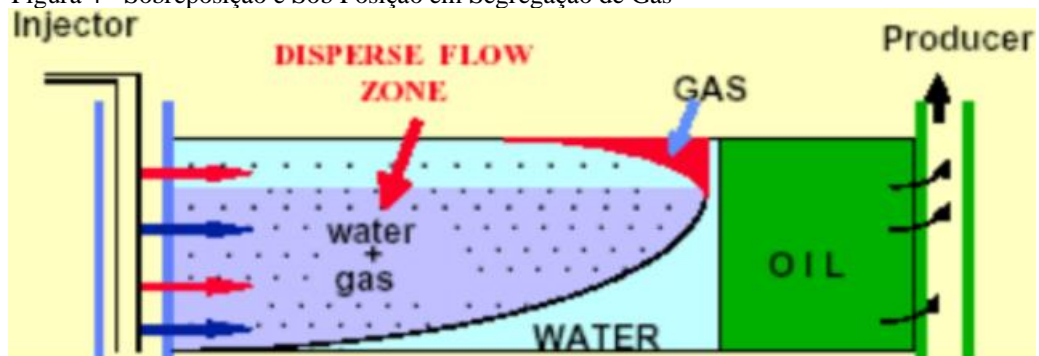
Figura 3 - Formação de digitação (*fingering*) do fluido deslocante no óleo



Fonte: Paulo Rogerio (2016).

Faisal (2009) afirma que Digitação de Densidade ou Sobreposição é um problema onde depois de algum tempo e distância a mistura é separada por gravidade. O gás é separado da mistura e vai para o topo do reservatório e sobrescreve o óleo, enquanto a água vai para o fundo do reservatório e subscreve o óleo. Esse fenômeno geralmente é chamado de segregação gravitacional. A segregação gravitacional em si é uma competição entre gravidade (e diferença de densidade) e gradiente de pressão lateral. Ocorre quando a densidade do fluido injetado é maior ou menor que a densidade do fluido do reservatório. A segregação gravitacional leva à descoberta antecipada do fluido injetado e reduz a eficiência de varrido vertical.

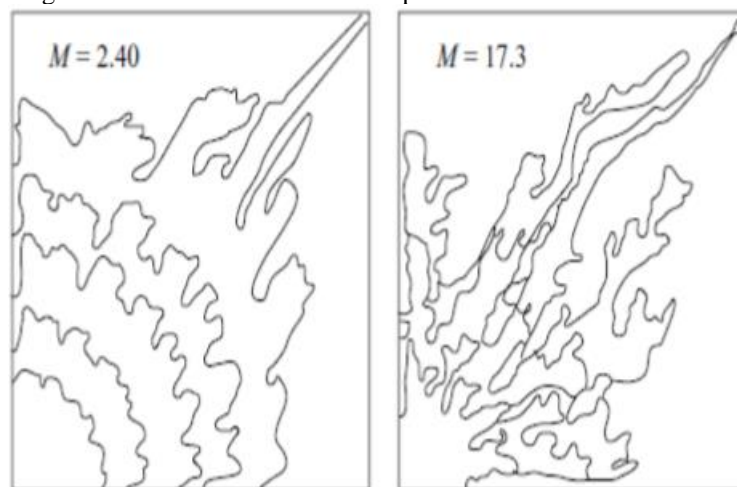
Figura 4 - Sobreposição e Sob Posição em Segregação de Gás



Fonte: Kulkarni (2003).

Já Sahimi, Rasaci e Haghghi (2006) afirmam que quando o gás injetado e os fluidos que estão no meio poroso, por primeiro contato miscível, bem como a relação de mobilidade  $M < 1$ , logo o processo de deslocamento é muito simples e eficiente. Há também uma zona mista entre regiões de deslocamento puro e fluidos deslocados. Por outro lado, na prática, o processo de deslocamento miscível não é tão simples. Portanto,  $M > 1$  significa que a frente é instável e muitos dedos da mistura do gás e do fluido deslocado se desenvolvem, deixando grandes quantidades de óleo. A formação dos dedos, que têm formas muito irregulares, reduz fortemente a eficiência dos deslocamentos miscíveis. A figura 5 ilustra o efeito da taxa de mobilidade  $M$  na formação e forma dos dedos. Esse fenômeno é geralmente chamado de Digitação Viscosa porque a mobilidade é originalmente controlada pela viscosidade. Em condições de campo, a digitação pode ser dominada pela distribuição das heterogeneidades da formação porosa e, portanto, deve-se simplesmente referir-se ao fenômeno como digitação. Moïssis (1988) acrescenta que à medida que os valores  $M$  se tornam maiores, a digitação se torna mais aparente.

Figura 5 - Frentes de deslocamento para dois valores da taxa de mobilidade  $M$



Fonte: Sahimi, Rasaei e Haghghi (2006).

Nota: O ponto de injeção é o canto inferior esquerdo.

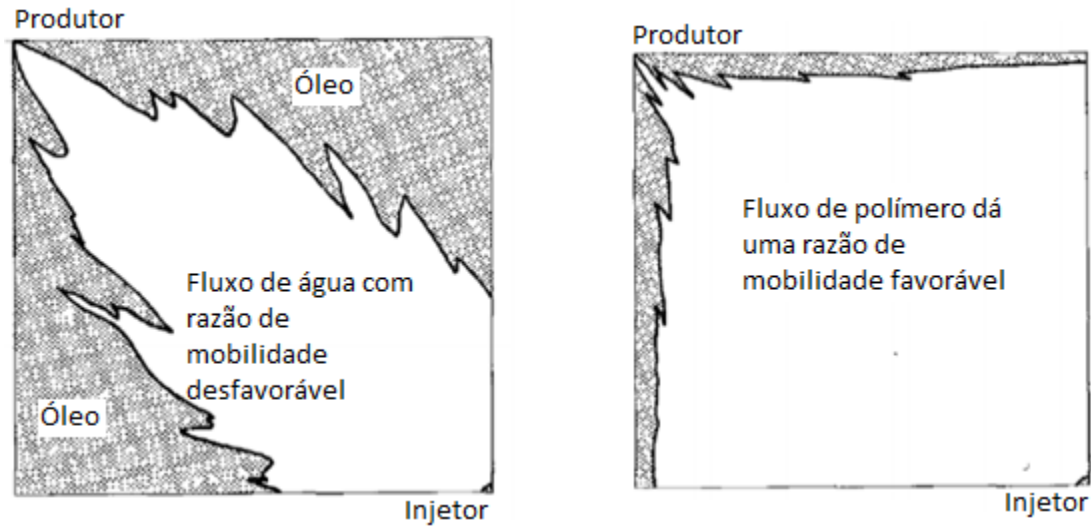
#### f) Eficiência de Varrido

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 ( $E_{vv}$ ).

$$E_v = E_{va} * E_{vv} \quad (4)$$

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 6 mostra dois casos diferentes da eficiência de varrido.

Figura 6 - À esquerda, ocorrência de digitação (*fingering*) e a direita, uma melhor eficiência de varrido areal

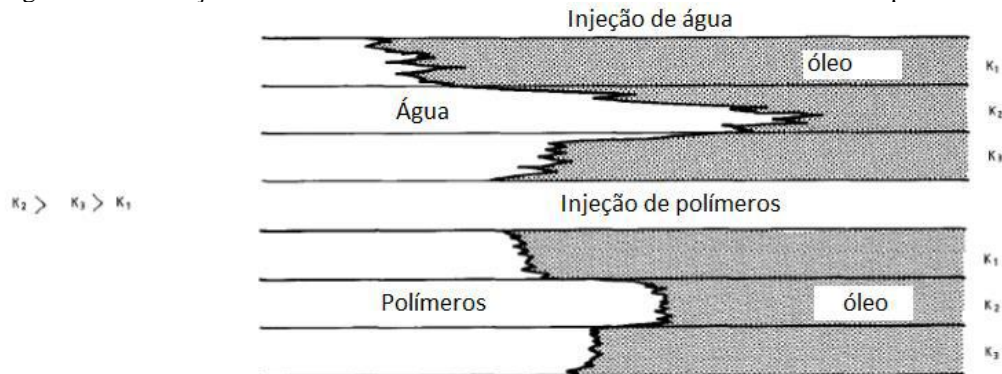


Fonte: Sorbie (2013).

Sendo a digitação, 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 7.

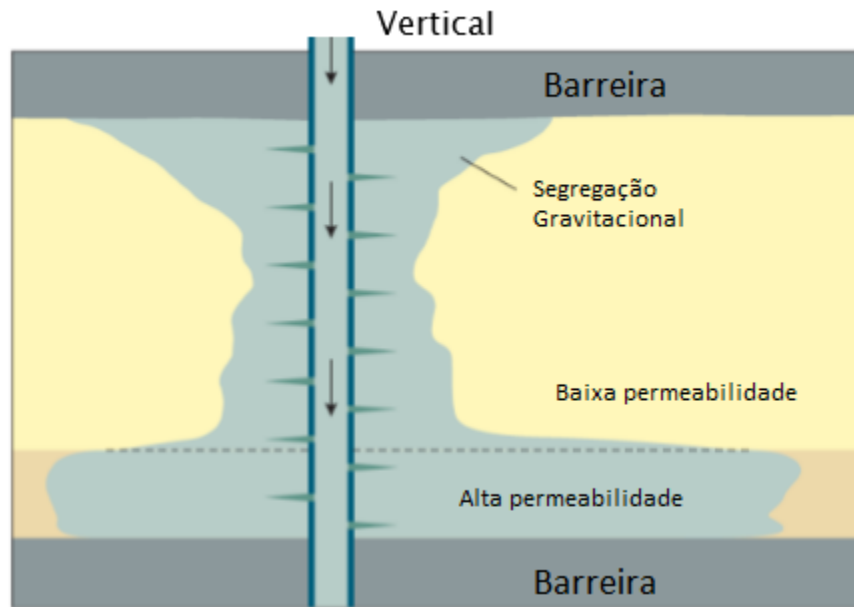
Figura 7 - Diferença do varrido em um reservatório com 3 camadas com diferentes permeabilidades



Fonte: Paulo Rogerio (2016).

Sendo a permeabilidade de cada camada, os efeitos gravitacionais e os efeitos viscosos os principais fatores que influenciam a eficiência de varrido vertical (FIGURA 8).

Figura 8 - Fatores que influenciam a eficiência de varrido vertical



Fonte: Paulo Rogerio (2016).

#### g) 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.

$$E_d = (S_{oi} - S_{or}) / S_{oi} \quad (5)$$

## 2.2 Injeção de Dióxido de Carbono

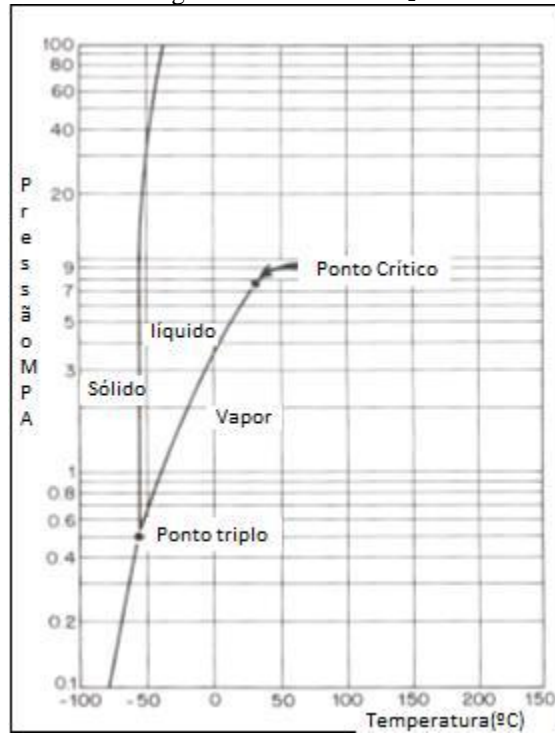
A injeção de dióxido de carbono nos campos de petróleo é um método para melhorar a recuperação de petróleo que tem sido usado comercialmente por mais de 40 anos. Para a recuperação avançada de óleo (EOR), o gás carbônico ( $CO_2$ ) é comprimido na superfície e injetado como um líquido no reservatório de óleo na profundidade onde efetivamente atua como um solvente fazendo com que o óleo se expanda e flua mais facilmente para os poços de produção e assim aumentar a quantidade de óleo que pode ser produzido a partir do campo. Tipicamente, o método de recuperação avançada por injeção de  $CO_2$  é um método terciário

aplicado a reservatórios que apresentam declínio na produção de petróleo e que progrediram através das etapas de produção primária e secundária.

A produção primária usa a pressão natural dos reservatórios para direcionar o óleo para a superfície, enquanto a produção secundária normalmente envolve bombear o óleo para a superfície e injetar água para restaurar ou aumentar a pressão do reservatório para impulsionar a produção de petróleo. A razão pela qual o CO<sub>2</sub> é usado em um método terciário é porque a água não se mistura com o óleo (eles são imiscíveis) enquanto o CO<sub>2</sub> e o óleo podem se misturar (eles são miscíveis) nas condições do reservatório. Isso faz com que o óleo se torne menos viscoso para fluir mais facilmente. De maneira geral, se um processo secundário de injeção de água for bem-sucedido, será um bom presságio para um processo de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> ser bem-sucedido. Segundo Melzer (2012), deve-se notar que nem todos os campos de petróleo são adequados para injeção de CO<sub>2</sub> devido a composição do óleo, profundidade, temperatura e outras características do reservatório pois influenciam significativamente a eficácia deste método.

### 2.2.1 Propriedades físicas do CO<sub>2</sub>

O CO<sub>2</sub> 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, com base nos estudos de Paulo Rogerio (2016). Do diagrama de fases do CO<sub>2</sub>, exposto na gráfico 2, sai outras propriedades importantes, como:

Gráfico 2 - Diagrama de fases do CO<sub>2</sub>

Fonte: 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 CO<sub>2</sub> seja feita na condição de fluido supercrítico (Lake, 1989). No estado supercrítico, o CO<sub>2</sub> se comporta como líquido em relação a densidade e como gás em relação a viscosidade (Amarnath, 1999). De acordo com Lake, 1989, o CO<sub>2</sub>, nas condições supercríticas, apresenta densidade maior que a do ar, isso faz com que o CO<sub>2</sub> esteja menos suscetível à segregação gravitacional durante o deslocamento do ar conforme citado por Paulo Rogerio (2016).

Ainda segundo Lake (1989, apud Paulo Rogerio, 2016), 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 CO<sub>2</sub> 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.

Segundo Mathiassen (2003) afirma que a densidade do fluido aumenta com a pressão e temperatura acima das condições críticas. Já a viscosidade do CO<sub>2</sub> depende fortemente da pressão e temperatura, e a mesma aumenta consideravelmente com a pressão a uma determinada temperatura. A viscosidade do CO<sub>2</sub>, 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.

Mathiassen (2003) afirma ainda que o CO<sub>2</sub> tem um aumento da solubilidade na água com um aumento da pressão, já em contrapartida ocorre o contrário com a salinidade e temperatura, ou seja, com um aumento da temperatura ou salinidade, ocorre uma redução da solubilidade.

### 2.2.2 A evolução da tecnologia

O uso da injeção de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> como gás miscível voltou a ser estudado.

O primeiro projeto, em pequena escala, no campo de Ritchie, começou a injeção de CO<sub>2</sub> em 1964. Segundo Amarnath (1999) e Mathiassen (2003), a injeção de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> era de 220 milhões de pés cúbicos diários e provinha de plantas de processo de gás natural próximas à região.

Futuramente, a injeção de CO<sub>2</sub> 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.

A evolução considerável ocorreu na concepção e implementação da tecnologia de injeção de CO<sub>2</sub> desde que foi introduzida pela primeira vez na década de 1970. Tradicionalmente, a combinação de altos custos de CO<sub>2</sub> e baixos preços do petróleo levaram

os operadores a injetar volumes relativamente pequenos de CO<sub>2</sub> para maximizar a lucratividade. Essa estratégia de injeção de baixo volume de CO<sub>2</sub> foi buscada porque os operadores tinham a capacidade de observar e controlar o movimento subsuperficial do CO<sub>2</sub> injetado no reservatório.

Com os preços mais altos do petróleo e o fornecimento adequado de CO<sub>2</sub> a preços acessíveis, a economia de CO<sub>2</sub> hoje é favorável ao uso de volumes maiores de CO<sub>2</sub>. No entanto, esses volumes aumentados de CO<sub>2</sub> precisam ser “gerenciados e controlados” para garantir que eles entrem em contato, desloquem e recuperem óleo residual adicional, em vez de simplesmente circularem por uma zona de alta permeabilidade do reservatório.

Como resultado, a tecnologia de ponta de CO<sub>2</sub> evoluiu consideravelmente em comparação com práticas “tradicionais”. Mudanças notáveis incluem o uso de volumes muito maiores de CO<sub>2</sub> injetado; a incorporação de água alternada com gás (WAG) e outros métodos de controle de mobilidade; e a aplicação de estratégias avançadas de perfuração e completação de poços para melhor contato com o óleo anteriormente desviado. Como resultado, as eficiências de recuperação de óleo dos atuais projetos de injeção de CO<sub>2</sub> têm melhorado constantemente.

As principais características que fundamentam o desempenho da tecnologia de ponta de injeção de CO<sub>2</sub>:

- Rigorosa monitorização, administração e, quando necessário, despoluição que ajudam a assegurar que os maiores volumes de CO<sub>2</sub> injetado contate mais do reservatório de volume poroso e o óleo residual, em vez de meramente canalizar através de estrias elevadas permeáveis no reservatório;
- A injeção de volumes muito maiores de CO<sub>2</sub> (1,0 volume de poro de hidrocarboneto (HCPV)), em vez do menor (na ordem de 0,4 HCPV) volumes usados no passado;
- Espaçamento adequado do poço (incluindo a perfuração de novos poços de enchimento);
- Uso de um processo WAG;
- A manutenção da pressão mínima de miscibilidade (MMP) ao longo do reservatório.

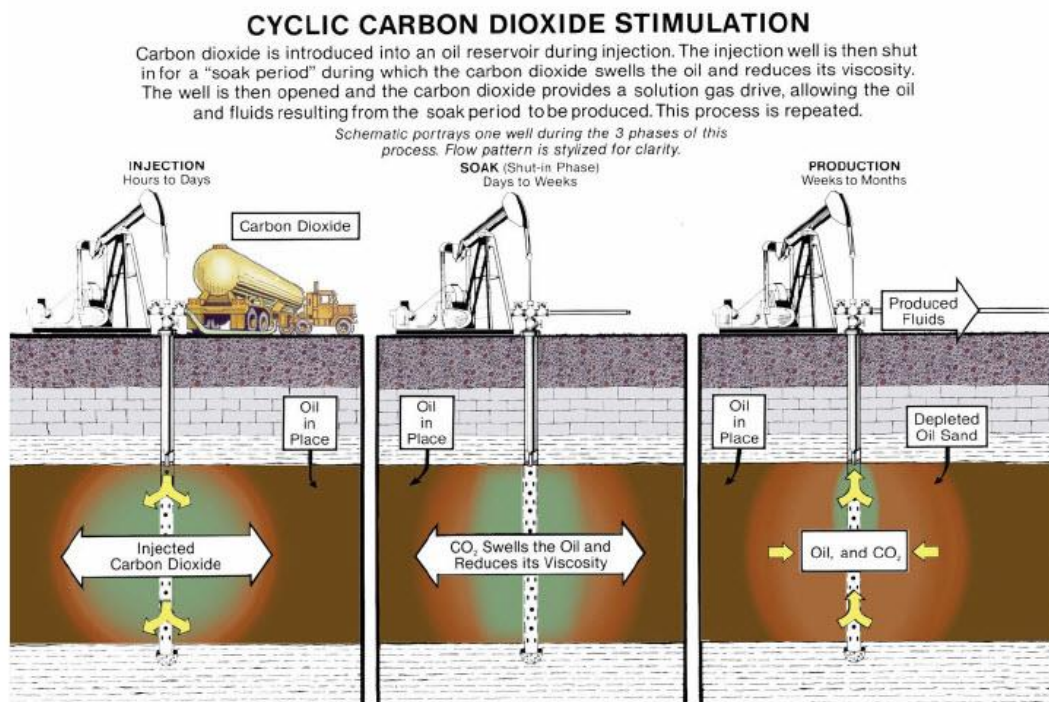
### 2.2.3 Métodos e processos de recuperação

Existem várias estratégias para injeção de CO<sub>2</sub> e recuperação de petróleo em operações de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>. O mais simples é injetar CO<sub>2</sub> em um único poço por um



tempo finito, deixar o CO<sub>2</sub> no reservatório por dias, semanas ou até meses (período de imersão) e depois produzir fluidos do reservatório usando o mesmo poço. Isso é chamado de estimulação cíclica ou método *huff n puff* (algo traduzido como “injetar e produzir”, representado na Figura 9 abaixo) e é geralmente usado apenas em pequenos campos ou em um teste piloto para estabelecer adequação ou potencial para a recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>. Mais geralmente, os campos segmentados para a recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> são relativamente grandes, envolvendo dezenas a centenas de poços existentes e que já passaram por um processo secundário de recuperação de petróleo (Edwards et al., 2002). Muitas vezes os poços são configurados em padrões; um único injetor bem cercado por vários poços produtores, ou vários poços injetores ao redor de um produtor central. O estilo dos padrões pode ser altamente variável dependendo da preferência do reservatório e do operador e pode incluir poços horizontais e poços verticais. O operador pode precisar perfurar novos poços e descomissionar outros para preparar o campo para a injeção, e vários anos podem ser necessários para implementar as mudanças necessárias na infraestrutura de campo existente. As melhorias usuais das instalações incluem instalações de separação de gás, como recompressão e desidratação, perfuração de novos poços, modernização de válvulas e acessórios existentes, instalar um sistema adicional de tubulação (pipelines) e coleta.

Figura 9 - Diagrama do método de recuperação avançada de CO<sub>2</sub> cíclico



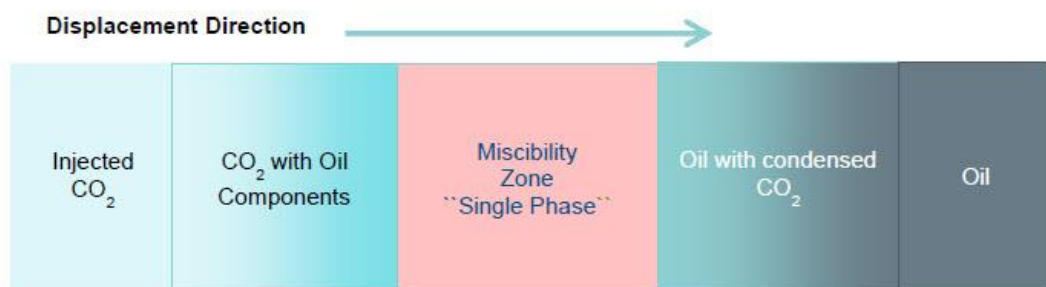
Fonte: Departamento de Energia dos EUA, NETL (2019).

A figura mostra que o CO<sub>2</sub> é injetado no reservatório e deixado "fechado" para permitir que o CO<sub>2</sub> se misture ao óleo e depois seja produzido. Este ciclo pode ser repetido.

Segundo Stalkup (1983), uma consideração fundamental no projeto de produção é se a injeção de CO<sub>2</sub> será miscível ou imiscível, conforme determinado pela pressão do reservatório e que pode ser influenciada por parâmetros operacionais. Uma injeção imiscível é basicamente um processo de movimentação; o CO<sub>2</sub> injetado eficazmente empurra o óleo para o poço de produção, mas este processo também sofre de um grande contraste entre a viscosidade do CO<sub>2</sub> injetado e o reservatório de óleo. Enquanto uma injeção miscível de CO<sub>2</sub> envolve algum componente de "impulso", sua resistência está nas diminuições resultantes na viscosidade do óleo e na densidade (inchação do óleo) que resulta em uma varredura mais eficiente do óleo.

A Figura 10 ilustra o comportamento idealizado em uma injeção miscível que mostra o desenvolvimento de zonas de composição no interior do reservatório ao longo do caminho de deslocamento de óleo pelo CO<sub>2</sub> injetado.

Figura 10 - Ilustração das zonas que se desenvolvem em injeções miscíveis de CO<sub>2</sub>

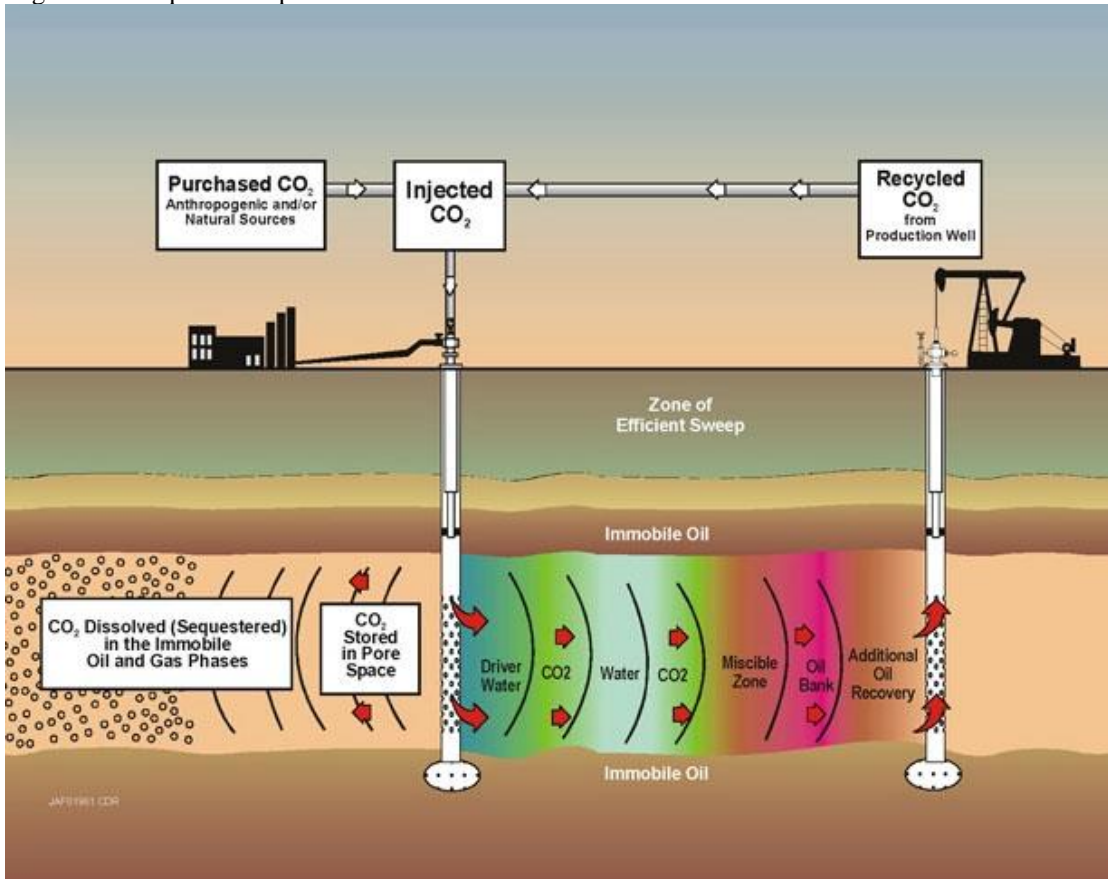


Fonte: /hub.globalccsinstitute.com (2019).

O CO<sub>2</sub> sendo mais flutuante e menos viscoso que o óleo, no entanto, pode potencialmente canalizar ou passar através da superior do reservatório, evitando assim o óleo e quebrando em um poço produtor. Para reduzir a chance de avanço antecipado e melhorar a varredura, os operadores geralmente injetam golfadas alternadas de água e CO<sub>2</sub> no processo conhecido como WAG (*Water Alternating Gas* ou Injeção alternada de água e gás, demonstrado na Figura 11). A água tem uma viscosidade mais semelhante para os fluidos do reservatório dominante (salmoura e óleo) do que de CO<sub>2</sub>, e pode proporcionar uma raspagem mais uniforme. A água também é mais pesada do que o óleo de modo que pode tender para a parte inferior do reservatório que complementa o CO<sub>2</sub> menos denso que pode subir para a parte superior do reservatório. A maioria das injeções atuais de CO<sub>2</sub> implementam alguma forma de WAG dentro de suas operações. Uma versão dessa técnica é simultaneamente, mas

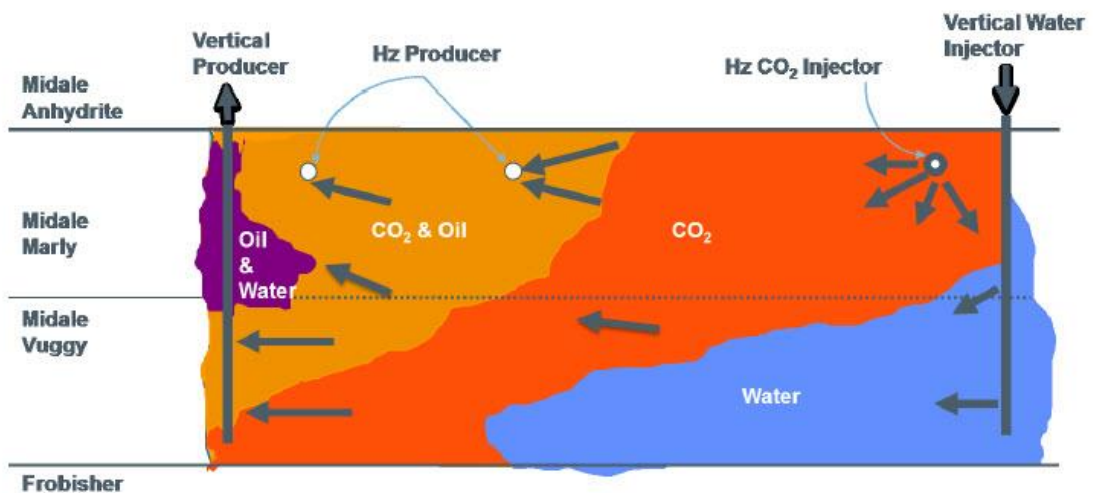
separadamente, injetar água e CO<sub>2</sub> (SWAG) mostrados na Figura 12 como implantados no Campo de Weyburn em Saskatchewan, Canadá (Monea e Wilson, 2004).

Figura 11 - Esquema simplificado do método de WAG



Fonte: /hub.globalccsinstitute.com (2019).

Figura 12 - Método SWAG



Fonte: Wilson e Monea (2004).

Nota: Implantado no Campo de Weyburn em Saskatchewan, Canadá.

A figura mostra que o  $\text{CO}_2$  é injetado na parte superior do reservatório usando um poço horizontal e a água é injetada simultaneamente para a parte inferior do reservatório através de um poço vertical. Os poços de produção são horizontais e verticais neste caso. Neste exemplo, poços verticais são usados para injetar água mais baixa na sequência para fornecer suporte de pressão e manter uma melhor eficiência de varrido pelo  $\text{CO}_2$  que é injetado usando poços de injeção horizontal na parte superior do reservatório. Alternativamente, alguns operadores implementam injeção contínua de  $\text{CO}_2$  sem usar água. A injeção contínua de  $\text{CO}_2$  é adequada para processos acionados por gravidade onde o  $\text{CO}_2$  é injetado no topo do reservatório e empurra os fluidos do reservatório para baixo para um poço de produção mais profundo (ou, quando injetado abaixo do poço de produção, move-se rapidamente para cima e sobrepõe). A injeção contínua também pode ser usada em reservatórios mais finos, onde o efeito do  $\text{CO}_2$  sobrepõe o óleo por causa da baixa densidade, é mínimo. A injeção contínua de  $\text{CO}_2$  também pode ser usada em configurações mais convencionais e também usa o máximo de  $\text{CO}_2$  de todos os métodos de recuperação avançada; um aspecto significativo da injeção alternada de água com  $\text{CO}_2$  é que a água, quando disponível, é muito mais barata que o  $\text{CO}_2$ .

Na prática, uma combinação de processos de recuperação pode ser usada em um único reservatório e o projeto e a operação do processo de recuperação raramente são estáticos. Se a descoberta de  $\text{CO}_2$  ocorre em um poço de produção, ou o monitoramento do reservatório sugere que a varredura está faltando uma parte da zona, poços adicionais podem ser perfurados. Os dados de produção e monitoramento e os resultados da simulação do reservatório podem sugerir que os poços sejam desligados ou reatados, e talvez a troca de injetores por produtores ou vice-versa. Em um campo grande, como o Campo de Weyburn, em vários momentos WAG, SS-WAG e padrões de injeção contínua estão todos em operação simultaneamente (Monea e Wilson, 2004).

Outros tipos de injeção e de utilização de  $\text{CO}_2$  para recuperação de óleo foram mostrados por Mungan (1991), todos já estudados ou aplicados no campo:

- Injeção de  $\text{CO}_2$  junto com  $\text{H}_2\text{S}$  ou  $\text{SO}_2$  – Método que consiste na injeção de  $\text{CO}_2$  combinado com  $\text{H}_2\text{S}$  para reduzir a MMP (Minimum miscibility pressure);
- Injeção de  $\text{CH}_4$  junto com  $\text{CO}_2$  – Método que consiste na injeção de  $\text{CO}_2$  junto com metano para aproveitar a estabilidade gravitacional;
- Injeção de gases de combustão – Método consiste na produção in situ do  $\text{CO}_2$ ;

- Injeção de GLP e outras misturas com CO<sub>2</sub> – Método consiste na injeção simultânea de GLP e CO<sub>2</sub> para facilitar a miscibilidade entre o CO<sub>2</sub> e o óleo;
- Injeção de GLP seguido de CO<sub>2</sub> - Método consiste na injeção de um slug de GLP e depois um slug de CO<sub>2</sub> para facilitar a miscibilidade entre o CO<sub>2</sub> e o óleo;

#### 2.2.4 Como funciona a recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>

A utilização do método de recuperação avançada de injeção de CO<sub>2</sub> 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 as digitações 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 CO<sub>2</sub> 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).

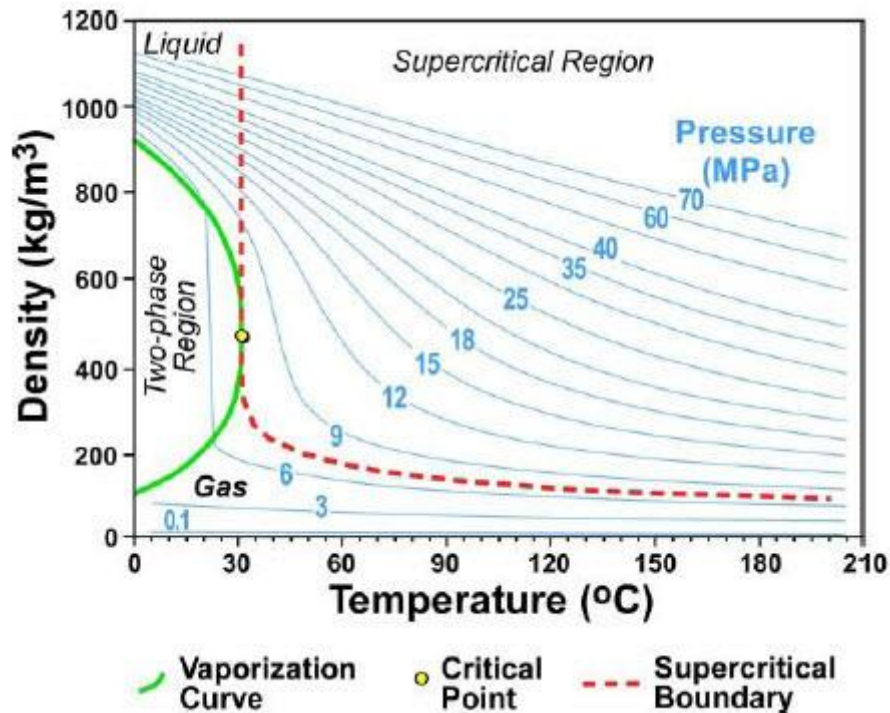
O custo para iniciar uma injeção no poço de CO<sub>2</sub> é significativo e muitas vezes é necessário um grande campo de ancoragem para desenvolver a infraestrutura para fornecer CO<sub>2</sub> antes que os campos próximos menores consigam acessar um suprimento. Segundo o Global CCS Institute, no sul dos Estados Unidos a disponibilidade de CO<sub>2</sub> natural à um baixo custo considerável a partir de fontes geológicas na proximidade de campos de petróleo adequados é a principal razão para o desenvolvimento precoce e extenso uso de recuperação

por injeção de CO<sub>2</sub> nesta região. Tanto CO<sub>2</sub> de origem geológica quanto CO<sub>2</sub> antropogênico pode ser utilizado na recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>, embora um requisito para a pureza do CO<sub>2</sub> ser superior a 95% é uma regra geral. Enquanto alguns A-CO<sub>2</sub> podem ser obtidos com pureza relativamente pura (do processamento de gás natural, por exemplo), outras fontes capturadas, como as usinas elétricas movidas a carvão, precisam se esforçar mais e gastar mais tempo para purificar o CO<sub>2</sub> até a especificação exigida. Outros componentes no fluxo de CO<sub>2</sub> podem reduzir (ou aumentar) a miscibilidade, assim a maioria dos operadores preferem trabalhar com CO<sub>2</sub> relativamente puro.

Após a captura, o CO<sub>2</sub> é comprimido e conduzido pelos pipelines para o campo, embora trens e caminhões também costumam entregar CO<sub>2</sub> para pilotos e operações de menor escala. Segundo Chiyoda (2013), os navios também tem sido usados para transportar grandes quantidades de CO<sub>2</sub> para uso offshore ou para áreas sem outras opções de fonte natural ou formas simples de adquirir. Segundo a Global CCS Institute, na América do Norte uma extensa rede de pipelines (dutos) tem transportado o CO<sub>2</sub> comprimido por décadas, utilizando protocolos, normas e procedimentos de segurança bem estabelecidos. Uma vez entregue ao campo, o CO<sub>2</sub> é posteriormente distribuído para o(s) poço(s) de injeção e injetado no reservatório.

A compressão de CO<sub>2</sub> para transporte e injeção converte o CO<sub>2</sub> de um gás em uma fase mais densa - seja para líquido ou para um fluido supercrítico. Os fluidos supercríticos são fisicamente semelhantes a, mas não restritivamente, líquidos ou gases, e CO<sub>2</sub> supercrítico tem uma densidade semelhante à de um líquido e mobilidade semelhante a um gás. De acordo com Bachu (2008), muitos materiais comuns, como água e dióxido de carbono, tornam-se supercríticos acima das pressões e temperaturas específicas; para o CO<sub>2</sub> esta é uma temperatura superior a 31,1 ° C e uma pressão superior a 7,38 Mpa. Estas condições são alcançadas naturalmente na subsuperfície, geralmente abaixo de 800 m de profundidade e a maioria das operações de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> (e projetos de armazenamento de formação salina), portanto, terão como alvo reservatórios dessa profundidade ou maior. Isso é para garantir que o CO<sub>2</sub> injetado permaneça em um estado denso e minimize sua fluabilidade no reservatório. A figura abaixo mostra a influência da pressão e temperatura na densidade do CO<sub>2</sub>. Este é um conceito importante para a recuperação avançada de petróleo, já que o CO<sub>2</sub> supercrítico tem propriedades que o tornam um solvente efetivo para muitos óleos.

Gráfico 3 - Relação da densidade do dióxido de carbono à temperatura e pressão



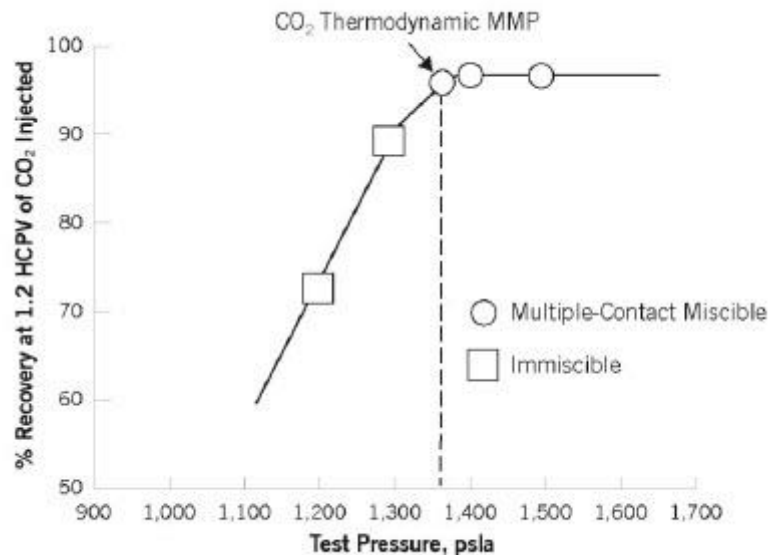
Fonte: Bachu (2003).

Quando injetado, o CO<sub>2</sub> entra em contato com o reservatório de óleo, assim o CO<sub>2</sub> denso começará a se dissolver no óleo, e o óleo vai começar a se dissolver no CO<sub>2</sub> denso. Essa mistura não ocorre instantaneamente, mas com o tempo e contato repetitivo entre os fluidos, o óleo e o CO<sub>2</sub> podem se misturar para se tornar uma única fase. No momento onde o CO<sub>2</sub> e o óleo se misturam completamente, essa mistura é denominada miscível e as injeções de CO<sub>2</sub> são frequentemente referidas como deslocamento miscível. O efeito dessa miscibilidade é fazer com que o óleo inche um pouco e torne-se menos viscoso, de modo que flua dentro e através dos poros do reservatório com mais facilidade. A maioria dos projetos de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> operam em condições totalmente miscíveis; no entanto, misturas incompletas ou parcialmente completas de injeções de CO<sub>2</sub> imiscíveis também podem ser operadas e podem ser eficazes no aumento da produção de petróleo.

Um parâmetro chave para um projeto eficaz de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> é a manutenção da miscibilidade óleo-CO<sub>2</sub>, que é principalmente uma função da pressão do reservatório. A pressão mínima de miscibilidade (MMP) é a menor pressão na qual um óleo e CO<sub>2</sub> são completamente miscíveis. A MMP é específica para composições de óleo individuais e deve ser determinado por meio da realização de análises laboratoriais, como o uso de um aparato de tubo fino ou através de um experimento de bolha ascendente. Embora modelos numéricos e correlações também existam para estimar a MMP para a maioria dos óleos, a

MMP deve ser confirmada experimentalmente para qualquer reservatório de óleo em particular. As operações de recuperação de petróleo geralmente são projetadas para manter a pressão do reservatório acima da MMP. Se a pressão durante a recuperação do petróleo for menor que a MMP, os componentes de hidrocarbonetos mais leves no óleo (menor peso molecular e geralmente menor viscosidade) podem ser preferencialmente produzidos. Isto leva a que o óleo residual se torne progressivamente mais viscoso e mais difícil de recuperar, e aumenta o potencial de asfaltenos e parafinas (componentes comuns em muitos óleos crus) a se precipitarem e se alojarem nos poros e em pequenos canais que conectam os poros, obstruindo ou reduzindo o fluxo dentro de partes do reservatório.

Gráfico 4 - Zonas miscíveis e imiscíveis durante recuperação experimental de óleo X pressão de CO<sub>2</sub> (reservatório)



Fonte: Shelton e Yarborough (1977).

Um dos objetivos da recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> é ter uma frente relativamente suave do óleo “varrido” de CO<sub>2</sub> não recuperado anteriormente nos poços produtores. A densidade do CO<sub>2</sub> supercrítico é ligeiramente menor do que a água e o óleo, assim o CO<sub>2</sub> injetado terá tendência a ser flutuante no reservatório proporcionando o potencial de varrer as porções mais elevadas e potencialmente não varridas do reservatório, mas também com a possibilidade de sobrepôr e contornar o óleo. Variações nas características físicas do reservatório, como porosidade e permeabilidade, desempenham um papel crítico em influenciar a eficácia da distribuição do CO<sub>2</sub> injetado.

A porosidade é o espaço vazio entre grãos ou minerais, e a permeabilidade é uma medida da capacidade de uma rocha permitir que fluidos fluam através dela.



Heterogeneidades em pequena escala efetivamente dispersam o CO<sub>2</sub> e aumentam a região de contato entre o CO<sub>2</sub> e o óleo, enquanto as heterogeneidades em larga escala podem canalizar o CO<sub>2</sub> injetado, reduzindo assim a varredura do reservatório (muitas vezes referida como digitação viscosa). A relação das superfícies minerais por água ou outros fluidos que tem a capacidade de molhar uma rocha é conhecida como molhabilidade e isso também influencia o movimento da água, do óleo e do CO<sub>2</sub> dentro do reservatório. Por exemplo, segundo Melzer (2012), se a rocha-reservatório estiver molhada com água, isso indica que uma fina camada de água está presente em todas as superfícies minerais e o óleo não toca nas superfícies. Além disso, cada fluido pode ter uma permeabilidade diferente dentro do reservatório, dependendo das proporções do fluido (saturação) e das composições.

Determinar a permeabilidade relativa do CO<sub>2</sub>, do óleo e da água é um parâmetro importante para modelar o desempenho de longo prazo da injeção. As influências das heterogeneidades de reservatório, da permeabilidade relativa e da molhabilidade devem ser consideradas no projeto de injeção de CO<sub>2</sub>, que por sua vez engloba a colocação de poços, taxas de injeção de CO<sub>2</sub>, taxas de injeção de água e gerenciamento da pressão do reservatório.

### 2.2.5 Efeitos da injeção

Segundo Rosa et al (2006), a injeção de CO<sub>2</sub> 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-CO<sub>2</sub>. Os principais mecanismos afetados pela injeção de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> reduz, consideravelmente, a viscosidade do óleo. Ainda de acordo com Carcoana (1992), os efeitos do CO<sub>2</sub> na redução da viscosidade do óleo e leve aumento da viscosidade da água atuam em conjunto para reduzir a mobilidade água/óleo.
- Vaporização do óleo: O efeito de vaporização do óleo ocorre quando há a extração de componentes do óleo pela fase gasosa do CO<sub>2</sub>, alterando gradativamente a composição do óleo. Esse efeito ocorre principalmente quando as condições do reservatório não

são favoráveis a dissolução do CO<sub>2</sub>. Segundo Rosa et al (2006), o CO<sub>2</sub>, 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 C<sub>3</sub> e o C<sub>30</sub>. Conseqüentemente, 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 CO<sub>2</sub>.
- **Efeitos ácidos em rochas carbonáticas e argilosas:** O CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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).

#### 2.2.6 Condições necessárias para injeção de CO<sub>2</sub>

Segundo Mathiassen (2003), o parâmetro mais crítico a respeito da injeção de CO<sub>2</sub> miscível é o MMP. Preferencialmente, para iniciar o método é necessário um MMP mínimo de 14 bar para o CO<sub>2</sub> 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.

#### 2.2.7 Vantagens e desvantagens

A primeira e mais importante vantagem em comparação com os outros gases, é que o uso do CO<sub>2</sub> é capaz de extrair componentes mais pesado do óleo que os demais gases miscíveis usados nos métodos de recuperação avançada. 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.

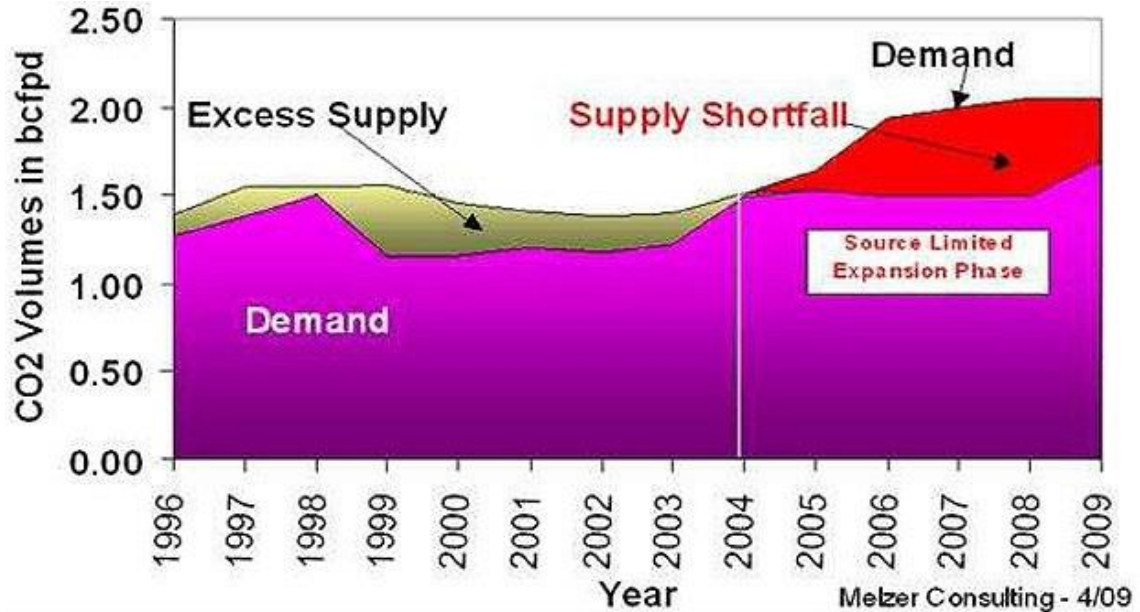
Além dessas citadas, a possibilidade de incentivos dos governos nesses projetos, como forma de contribuir com a mitigação das mudanças climáticas e, também, com a possibilidade de comercio de crédito de carbono pesam a favor do uso do CO<sub>2</sub>.

De acordo com Lyons (2010) as principais desvantagens do uso de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>, que apresenta uma menor densidade e viscosidade que o óleo pode gerar uma produção prematura do mesmo, a já citada digitação.

### 2.2.8 Barreiras para uma maior implementação

Segundo o Global CCS Institute, hoje, a principal barreira para atingir níveis mais altos com a produção por injeção de CO<sub>2</sub>, tanto nos EUA quanto no mundo, é o fornecimento insuficiente de CO<sub>2</sub> a preços acessíveis. O estabelecimento de fontes de CO<sub>2</sub> e o crescimento das injeções de CO<sub>2</sub> no oeste do Texas, Wyoming e Mississippi nos EUA fornecem três histórias de casos independentes como suporte. Atualmente, todas as três áreas são limitadas pelo suprimento de CO<sub>2</sub>, e a produção de CO<sub>2</sub> das fontes de suprimento atuais está totalmente comprometida. Como exemplo, como mostrado na figura abaixo, após quase uma década em que o fornecimento de CO<sub>2</sub> na Bacia Permiana superou a demanda em projetos de injeção de CO<sub>2</sub>, desde 2004, tem havido um déficit de oferta de CO<sub>2</sub>.

Gráfico 5 - Oferta e Demanda de CO<sub>2</sub> na Bacia do Permiano



Fonte: /hub.globalccsinstitute.com (2019).

A revisão da história da injeção de CO<sub>2</sub> mostra que o processo é geralmente bem-sucedido em campos que atendem aos critérios de obtenção de miscibilidade do CO<sub>2</sub> injetado com o óleo (definido principalmente em termos de profundidade do reservatório e viscosidade do óleo), que têm relativamente grande volume de óleo remanescente não recuperado e onde há uma fonte de volumes sustentáveis de suprimentos de CO<sub>2</sub> puro a custos acessíveis. Outros fatores que contribuem para o sucesso são o conhecimento, o conforto e a disposição do operador em buscar tecnologias da recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>; a disposição e a

capacidade do regime regulador de permitir projetos de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> e, frequentemente, a disponibilidade de incentivos financeiros do governo para promover a recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>. Em contraste, onde essas condições não existiam, elas frequentemente representavam barreiras para a implementação bem-sucedida de projetos de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub>. Recondicionar os campos de petróleo esgotados para recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> requer um comprometimento significativo de capital inicial. Isso geralmente representa uma restrição, especialmente para pequenos produtores.

A recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> trabalha fundamentalmente em um princípio muito simples; ou seja, que, dadas as condições físicas corretas, o CO<sub>2</sub> se misturará de maneira miscível com o óleo, agindo de forma muito semelhante a um agente de desbaste. Como descrito acima, após mistura miscível, o fluido é geralmente deslocado por uma fase de perseguição, tipicamente água. Para atingir a miscibilidade, injetar um reservatório com CO<sub>2</sub> para recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> deve atender a uma combinação específica de condições definidas pela temperatura do reservatório, pressão do reservatório, composição do gás injetado e composição química do óleo. (HOLM L.W., 1990) Assim, as condições exatas para alcançar a miscibilidade são específicas do reservatório. As impurezas no fluxo de CO<sub>2</sub> injetado em um projeto de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> poderiam impedir a capacidade do fluido injetado de atender aos critérios para alcançar a miscibilidade.

Além disso, o projeto da tubulação de CO<sub>2</sub> e o transporte seguro, confiável e econômico do CO<sub>2</sub> através dessa tubulação também geralmente exigem que o fluxo de CO<sub>2</sub> atenda a certas especificações. As impurezas no fluxo de CO<sub>2</sub> podem afetar a capacidade de transporte do duto, o potencial de micro-fraturas no duto e outras considerações operacionais e de segurança. O cumprimento desses padrões de tubulação permitiu que a indústria de dutos de CO<sub>2</sub> transportasse com segurança o CO<sub>2</sub> sem exemplos demonstrados de vazamento, ruptura ou incidente significativo. De fato, os gasodutos de CO<sub>2</sub> nos EUA têm um histórico de segurança melhor do que o de gasodutos de gás natural comparáveis (Gale, John e John Davidson, 2004). Assim, o cumprimento das especificações para recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> também deve permitir o transporte seguro, confiável e econômico de CO<sub>2</sub> (Mohitpour, Mo, Andy Jenkins e Gabe Nahas, 2008).

### **2.3 Injeção de Nitrogênio**

Como discutido anteriormente, um dos métodos aprimorados de recuperação de óleo é a injeção de gás. Na injeção de gás miscível, o gás é injetado na pressão de miscibilidade

mínima (MMP) ou acima dela, o que faz com que o gás seja miscível em óleo. Quando a inundação pelo gás é conduzida abaixo da MMP, ela é conhecida como injeção imiscível de gás. As condições primárias que afetam a miscibilidade são: composição, características do fluido, pressão e temperatura.

Um gás empregado para essas técnicas de injeção de gás é o nitrogênio. O nitrogênio tem sido usado com sucesso como fluido de injeção para recuperação avançada e amplamente utilizado em operações de campo de petróleo para ciclagem de gás, manutenção de pressão de reservatório e elevação de gás. Os custos e as limitações na disponibilidade de gás natural e CO<sub>2</sub> tornaram o nitrogênio uma alternativa econômica para a recuperação de petróleo por deslocamento de gás miscível. O nitrogênio é geralmente mais barato que o CO<sub>2</sub> ou um gás derivado de hidrocarbonetos para deslocamento em aplicações de recuperação avançada e tem o benefício adicional de não ser corrosivo.

Segundo Bandar Duraya Al-Anazi (2007), existem poucas correlações conhecidas para determinar o MMP de nitrogênio, uma vez que os dados disponíveis na literatura sobre o MMP de nitrogênio com óleos crus e óleo sintético são escassos. MMP de nitrogênio de diferentes óleos é uma função da temperatura, composição do fluido do reservatório e pressão sobre a miscibilidade.

A determinação do MMP de nitrogênio com o óleo em particular é necessária para garantir a operação bem-sucedida da injeção miscível. Portanto, pesquisas precisam ser feitas para exemplificar o processo de determinação do MMP para o nitrogênio. Aqui vamos discutir brevemente o processo de injeção de nitrogênio e a determinação de MMP de nitrogênio. Espera-se no futuro desenvolver uma correlação mais precisa e confiável para estimar o MMP de nitrogênio, que pode ser usado como uma ferramenta de triagem para ajudar a decidir se a injeção miscível de nitrogênio é viável.

### 2.3.1 Propriedades físicas e processos

Este capítulo tem o objetivo de mostrar de forma breve a metodologia de geração, armazenamento e transporte do nitrogênio, além de suas propriedades físicas. Na tabela abaixo seguem as principais propriedades físicas do gás nitrogênio, as quais são de grande importância em um projeto que utilize este gás.

Tabela 1 - Propriedades físicas do nitrogênio

Símbolo Químico	N <sub>2</sub>
Peso Molecular	28,016
Ponto Triplo	-345,9°F a 1,82 psig
Ponto de Ebulição Normal	-320,45°F
Calor Latente de Evaporação	85,67 BTU/lb
Temperatura Crítica	-232,87°F
Pressão Crítica	492,3 psig
Calor Específico (C <sub>p</sub> ) 77 °F	0,447 1 BTU/(lb)(°F)
Calor Específico (C <sub>v</sub> ) 70 °F	0,3197 BTU/(lb)(°F)
Relação de Calor Específico	1,401
Condutividade Térmica 60 °F	0,01462 BTU/sq ft hr(°F/ft)
Densidade do vapor saturado a 14,7 psia	0,03635 lb/cu ft
Gravidade específica do vapor saturado a 14,7 psia	0,967
Densidade do nitrogênio líquido no ponto de ebulição normal	50,443 lb/cu ft
1 lb Nitrogênio Líquido	0,1483 gal
1 lb Nitrogênio Líquido	13,81 SCF
1 galão de Nitrogênio Líquido	6,743 lb
1 galão de Nitrogênio Líquido	93,12 SCF
100 SCF de Nitrogênio	7,247 lb a -320,4°F
100 SCF de Nitrogênio	1,075 gal a -320,4°F

Fonte: Bandar Duraya Al-Anazi (2007).

Muitas empresas estão disponibilizando o serviço de geração de nitrogênio in situ, de forma que não seria necessária a compra de nitrogênio líquido. Essas empresas apresentam unidades de geração que podem ser alocadas junto ao poço ou a unidade de produção, no caso de poço offshore, que produzem o gás nitrogênio a partir da separação do ar no local (Clarissa, 2009).

Usando o estado da arte da tecnologia de membrana de separação de ar, o gás nitrogênio surge como uma alternativa ao gás natural versátil e mais acessível. As unidades de geração são compactas e portáteis, já que são montadas sobre um reboque e tudo é facilmente acessível e movido de local para local.

Figura 13 - Unidade de geração de nitrogênio in situ



Fonte: <http://www.optiflowgaslift.com/nitrogensvcs.html> (2019).

Figura 14 - Unidade portátil de geração de nitrogênio



Fonte: <http://www.generon.com/portuguese> (2019).

Atualmente a tecnologia de membranas para nitrogênio está mais avançada, levando às membranas a serem mais eficientes e apresentarem maior pureza. Estas altas performances na separação de ar por membranas são encontradas nas indústrias incluindo óleo e gás (onshore e offshore), armazenamento de alimentos, química, marinha, metalúrgica, montagem e armazenamento de materiais, eletrônica, e muitas outras (Clarissa, 2009).

O sistema de geração de gás produz um seguro e econômico suprimento de nitrogênio que lhe permite gerar no local, a quantidade e pureza de nitrogênio gasoso necessário para a maioria das aplicações, oferecendo uma alternativa econômica para os produtos de alto preço que têm sido oferecidos tradicionalmente pela indústria de fornecedora de gás.



A unidade de bombeio de nitrogênio é composta por uma central de força, uma unidade de gaseificação e injeção a alta pressão e um tanque criogênico.

O nitrogênio em estado líquido é armazenado em tanque criogênico a fim de manter as suas condições de estabilidade. Este recipiente é composto por um tanque interno de aço inoxidável, envolto por outro tanque de aço carbono.

O espaço entre os dois tanques é mantido sob vácuo, a fim de promover o isolamento térmico, diminuindo a vaporização devido ao aumento de temperatura decorrente do contato das paredes do tanque com a temperatura ambiente. Este tanque também apresenta válvulas de segurança para aliviar o excesso de pressão.

O nitrogênio líquido é succionado do tanque por uma bomba centrífuga que pressuriza a entrada da bomba triplex que comprime o nitrogênio líquido para o gaseificador / vaporizador onde o líquido se transforma em gás e segue para a linha de descarga. A temperatura de saída do gás é mantida sob controle, e normalmente o gás é injetado no poço numa temperatura de até 55 °C (130 °F).

A localização das instalações da planta para fabricar nitrogênio líquido é limitada apenas pela disponibilidade de energia; desde que a matéria prima seja o ar. Uma planta de nitrogênio líquido também produzirá oxigênio líquido e outros gases raros encontrados no ar. Vagões ferroviários estão disponíveis para transportar nitrogênio líquido da usina para o usuário final ou fornecedores maiores. Esta extensa distribuição tem um efeito estabilizador no preço de mercado. Os vagões e os caminhões usados para transportar nitrogênio líquido são tanques criogênicos encamisados a vácuo. Um tanque interno feito de aço inoxidável contém o nitrogênio líquido. A camada externa de aço macio fornece um espaço evacuado para fins de isolamento. Os tanques são fornecidos com válvulas de pré-liberação para liberar gás nitrogênio à medida que a pressão se acumula no tanque devido à expansão do gás pelo calor. Vagões ferroviários tem 1.200 000 SCF de nitrogênio líquido. Tanques de caminhões comerciais transportam 7.000 galões de nitrogênio líquido (ou 651.840 SCF), com base nos dados de Dowell (1982).

Figura 15 - Tanque criogênico offshore com 2000 gal. de capacidade



Fonte: PETROBRAS; SOTEP, S. (2019).

### 2.3.2 História do nitrogênio e a indústria do petróleo

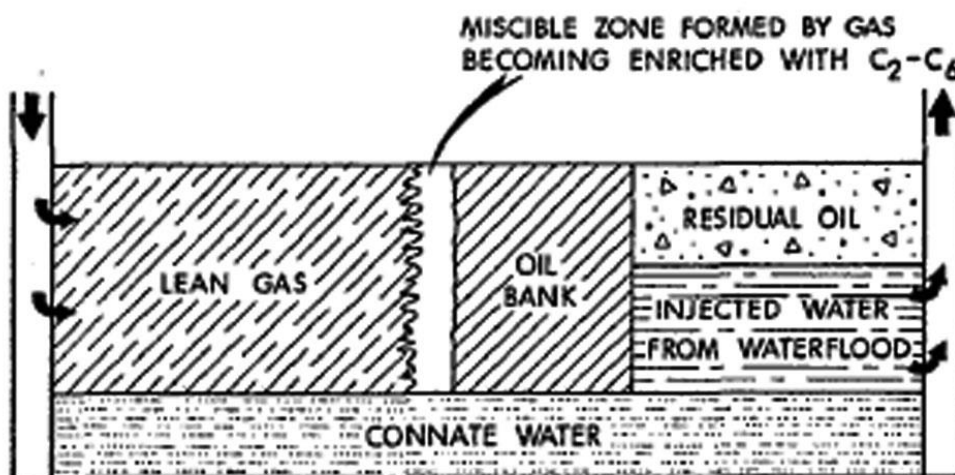
Mais de cem anos após a descoberta do nitrogênio, um método para liquefazer o nitrogênio foi desenvolvido em 1883 por Wroblewski e Olszewski. Hoje, a produção comercial de nitrogênio líquido é obtida a partir da destilação fracionada do ar líquido. O ar é liquefeito por compressão e refrigeração progressiva a uma pressão de 665 psi e o nitrogênio líquido ferve a  $-320,45^{\circ}\text{F}$ . Apenas muito recentemente materiais e equipamentos foram desenvolvidos para lidar com líquidos muito frios como nitrogênio em um nível comercial. O campo da ciência que lida com a tecnologia de manuseio de líquidos mais frios que  $-187^{\circ}\text{F}$  é chamado de criogenia. Todos os líquidos e equipamentos para lidar com esses líquidos frios são considerados líquidos criogênicos e equipamentos criogênicos. Segundo Dowell (1982) e Barber (2005), aços especiais e alumínio são os materiais de construção criogênicos mais utilizados; no entanto, ligas de cobre e bronze também são usadas para aplicações específicas.

A indústria química é a maior usuária de nitrogênio industrial. Uma grande parte do seu uso de nitrogênio é para a fabricação de amônia para fertilizantes. Usuários menores de nitrogênio são as indústrias de eletrônica, aeronaves, refino, utilidade pública, mísseis e processamento de alimentos. Desenvolvimentos recentes com nitrogênio líquido para preservação de alimentos mostram um forte potencial de crescimento para o uso de nitrogênio nesta indústria. O interesse em nitrogênio para estimulação de poços de petróleo e gás é focado na fonte compacta de gás de alta energia disponível a um custo razoável. Segundo

Dowell (1982) e Barber (2005), sem equipamentos caros de compressores, o gás a uma pressão de 15.000 psi está disponível para uso em estimulação de poço através de nitrogênio líquido e seus dispositivos de manuseio criogênico.

Segundo Sarma (1999), quando o nitrogênio é injetado a alta pressão, pode formar um fluido miscível que ajuda a liberar o óleo da rocha-reservatório.

Figura 16 - Processo de Deslocamento Miscível do Gás Pobre (Nitrogênio)



Fonte: After Klins (1984).

A técnica do uso do nitrogênio nos campos de petróleo foi introduzida no ano de 1959 pela NITROGEN OIL WELL SERVICE CO. Durante a pesquisa, na fase de revisão bibliográfica, foram verificadas algumas utilizações possíveis do nitrogênio em diversas etapas na indústria de petróleo. Entre essas utilizações verifica-se:

- Manutenção de pressão do reservatório: utilização do nitrogênio para aumentar a pressão do reservatório e mobilizar o fluido através da injeção miscível do gás em reservatório de óleo pesado, exemplo: Campo de Cantarell, México (MEARNS, 2007);
- Recuperação de reservatório por injeção de nitrogênio na capa de gás, exemplo: Campo de Akal, México (ASTUDILLO-ABUNDES, 2004);
- Tratamentos químicos: inibição de corrosão, remoção de parafinas, entre outros;
- Substituição do gás natural por nitrogênio no método de recuperação avançada por injeção cíclica de gás no reservatório;

Figura 17 - Processo de injeção de nitrogênio de deslocamento miscível



Fonte: Bandar Duraya Al-Anazi (2007).

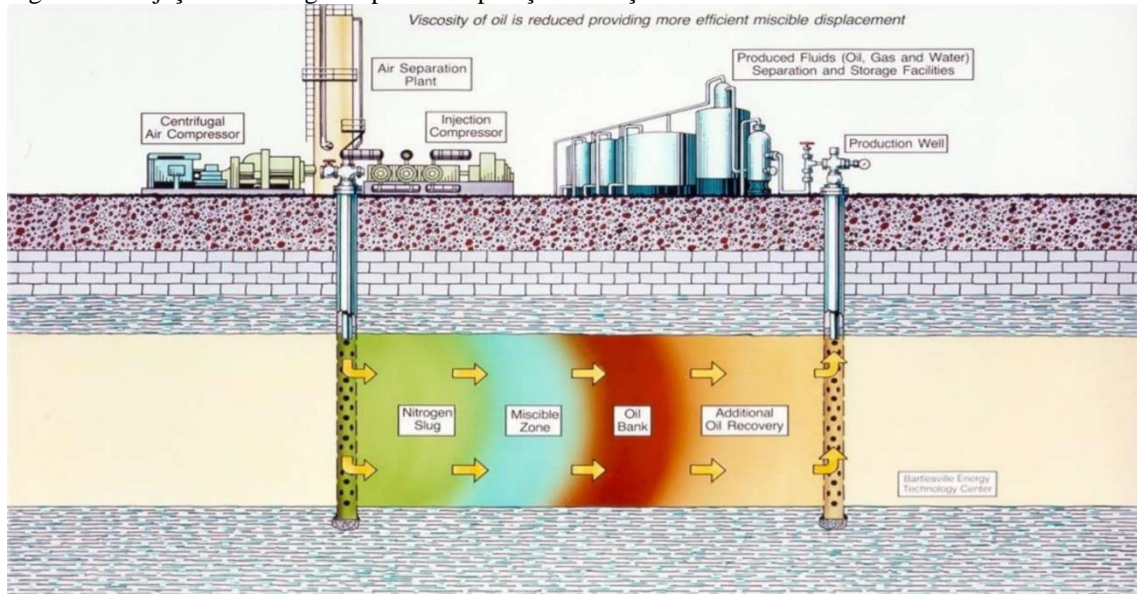
- Injeção de nitrogênio de forma a reduzir o gradiente do fluido de perfuração no riser acima do fundo do mar, ou seja, utilizar o nitrogênio em perfurações pelo método de Dual Gradient Drilling;
- Indução de surgência de poços de petróleo;
- Elevação Artificial, designada como nitrogen lift, exemplo: Campo de Bellota, México (AGUILAR, 2000).

### 2.3.3 Como funciona a recuperação por injeção de nitrogênio

Quando o nitrogênio é injetado em um reservatório, ele forma uma frente miscível ao vaporizar alguns dos componentes mais leves do óleo. Esse gás, agora enriquecido em certa medida, continua a se afastar dos poços de injeção, contatando o novo óleo e vaporizando mais componentes, enriquecendo-se ainda mais. À medida que essa ação continua, a borda dianteira dessa frente de gás fica tão enriquecida que entra em solução, ou se torna miscível, com o óleo do reservatório. Nesse momento, a interface entre o óleo e o gás desaparece e os fluidos se misturam como um só.

A injeção contínua de nitrogênio empurra a frente miscível (que se renova continuamente) através do reservatório, movendo um banco de petróleo deslocado em direção aos poços de produção. Os fluidos de água são injetados alternadamente com o nitrogênio para aumentar a eficiência de varrido e a recuperação de óleo. Na superfície, os fluidos do reservatório produzidos podem ser separados.

Figura 18 - Injeção de Nitrogênio para Recuperação Avançada de Petróleo



Fonte: Mubarak Ali Rao (2017).

### 2.3.4 Métodos e processos de recuperação

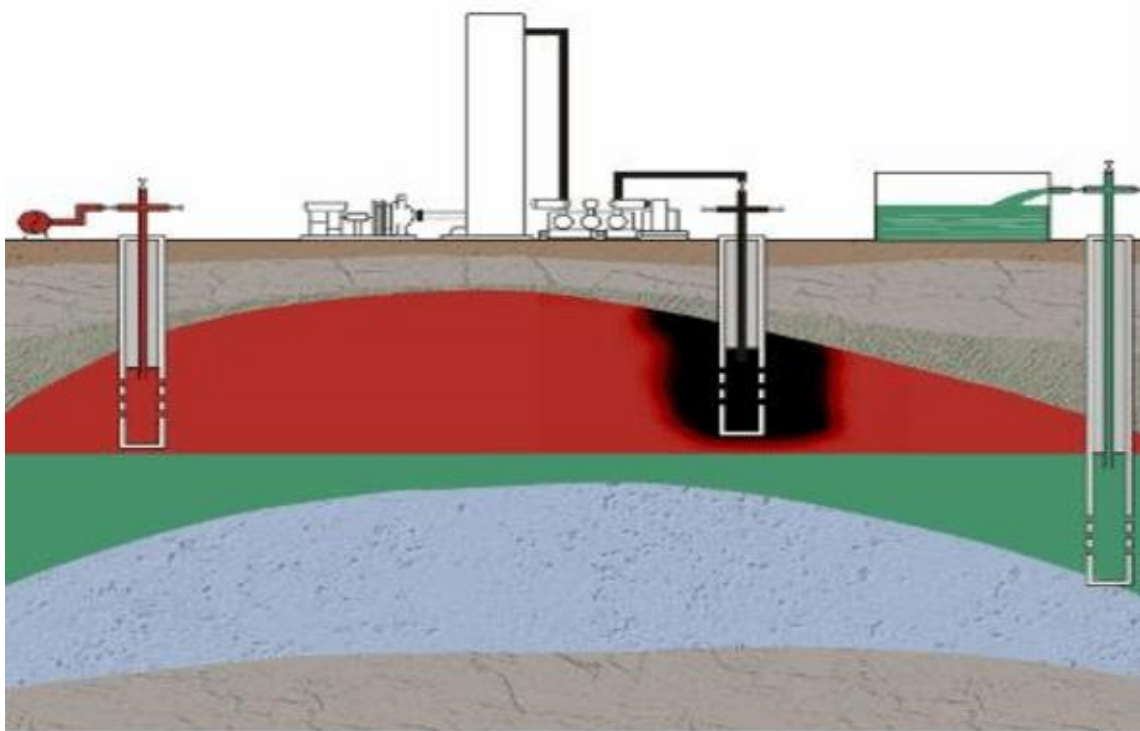
A injeção de nitrogênio pode ser usada como um substituto para o  $\text{CO}_2$  em reservatórios de petróleo de luz profunda a média, contendo principalmente componentes de C1 a C7. É aplicável em ambos os reservatórios de arenito e carbonato. Segundo Syed, Tunio e Ghirano (2011), o nitrogênio em si é um gás inerte que fica miscível a uma pressão muito alta e reduz eficientemente a viscosidade do óleo e proporciona um deslocamento miscível eficiente. Com base em estudos anteriores, a injeção de nitrogênio pode recuperar até 45-90% das reservas iniciais. Siregar (2007) mostra que o nitrogênio foi usado de volta aos anos 50, quando desempenhou um papel crucial na indústria do petróleo, como na completação de poços e em trabalhos nos poços. O nitrogênio tem sido usado com sucesso como fluido de injeção para recuperação avançada e amplamente utilizado em operações de campo de petróleo para ciclagem de gás, manutenção de pressão de reservatório e elevação de gás. Os custos e as limitações na disponibilidade de gás natural e  $\text{CO}_2$  tornaram o nitrogênio uma alternativa econômica para a recuperação de petróleo por deslocamento de gás miscível.

#### a) Injeção Imiscível de Nitrogênio - Deslocamento na Capa de Gás

O reservatório é uma grande estrutura anticlinal com uma capa de gás bem grande. Na imagem abaixo podemos ver que o gás está sendo injetado na crista da estrutura para manter a

pressão, recuperar os hidrocarbonetos líquidos na capa de gás e estabilizar o contato gás/óleo. É geralmente sabido que o nitrogênio sendo injetado servirá para manter a pressão no reservatório, como também se aproveitar da estrutura do campo e da diferença de gravidade entre o fluido injetado e o fluido do reservatório.

Figura 19 - Deslocamento da capa de gás



Fonte: Walker (2008).

#### b) Mecanismo de Deslocamento Miscível

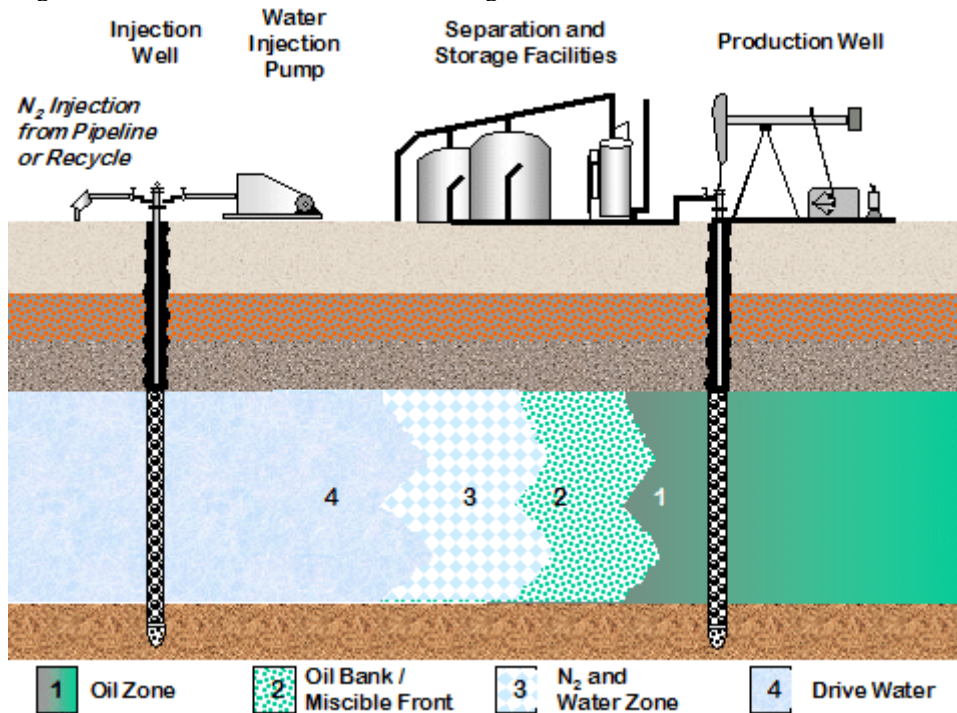
Shine e Holtz (2008) afirma que existem três tipos de miscibilidade: miscibilidade no primeiro contato; miscibilidade por múltiplos contatos; miscibilidade por vaporização da transferência de massa.

Em processos de injeção miscíveis, ocorre uma combinação de transferência de componentes do óleo deslocado para o fluido injetado e do fluido injetado para o óleo à medida que as fases fluem através do meio poroso. Alguns gases de hidrocarbonetos, com uma alta proporção de componentes de peso molecular intermediário (C3, C4 e C5), são miscíveis com o óleo sob condições de pressão e temperatura encontradas em alguns reservatórios de óleo. Além disso, sob condições muito mais amplas, o deslocamento de óleo pelos gases de hidrocarbonetos pode levar, através da troca de componentes entre o óleo e o gás, à criação de zona de transição na qual a composição varia continuamente entre a

composição do fluido de deslocamento e a composição do óleo. Componentes leves a intermediários são trocados entre o óleo e o fluido injetado. Uma zona de transição se espalha, na qual ambos os fluidos são miscíveis. Esse tipo de miscibilidade é chamado de miscibilidade por múltiplos contatos e segundo Juttner (1997) é subdividido em recuperação por vaporização de gás, recuperação por condensação de gás.

A recuperação por vaporização de gás é um caso particular de miscibilidade por múltiplos contatos, baseado na vaporização de componentes intermediários do óleo do reservatório para o gás injetado, criando uma zona de transição miscível. A fração C2-C5 é preferencialmente extraída. Isto ocorre principalmente a alta pressão, injetando gás natural (hidrocarboneto), gás de combustão ou nitrogênio. Quando o nitrogênio é injetado em alta pressão, ele pode formar uma massa ou fluido miscível que ajuda a liberar o óleo da rocha-reservatório.

Figura 20 - Deslocamento miscível do Nitrogênio



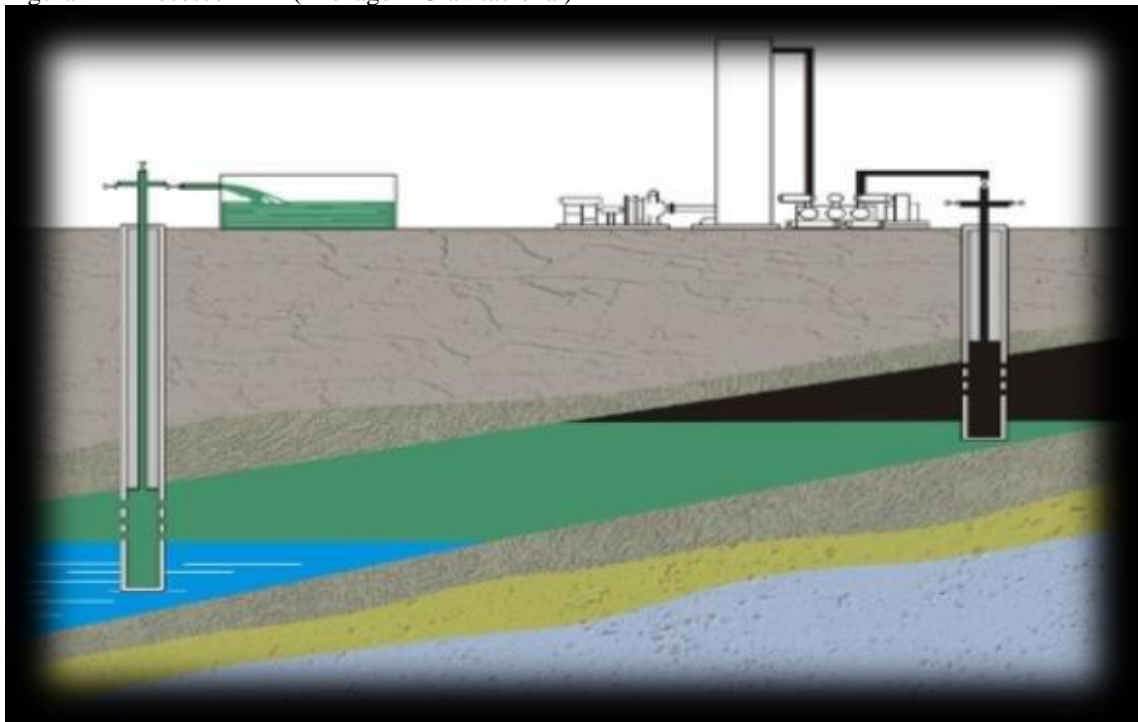
Fonte: Kokal e Al-Kaabi (2010).

### c) Drenagem Gravitacional

O aprimoramento da gravidade é usando o potencial de drenagem gravitacional de uma zona de hidrocarbonetos de imersão ou espessa. Segundo Clancy (1985), “O nitrogênio, que geralmente tem uma densidade menor que os fluidos do reservatório, quando injetado na

crista ou permitido migrar para a crista, aumentará o deslocamento por imersão e a produção dos fluidos do reservatório ou de um fluido miscível estável à gravidade”. Um dos processos mais comuns de drenagem gravitacional é o Double Displacement Process, “Processo de Deslocamento Duplo” (DDP). Isso é feito pela injeção de gás até a imersão e produção de óleo de baixa imersão, segundo Shine e Holtz (2008) e Holtz (2012). Ao usar a Drenagem Gravitacional, obtém-se o deslocamento do pistão, evitando-se assim a digitação à gás. Além disso, segundo Walker (2008), os seguintes resultados são obtidos: contato gás/óleo horizontal; a gravidade domina o fluxo de gás; tempo otimizado entre a injeção de gás e a produção de óleo é o mais rápido possível; quanto maior o ângulo de imersão, maiores as taxas de injeção e produção sem digitação de gás; quanto maior a imersão, mais eficaz será a drenagem gravitacional.

Figura 21 - Processo DDP (Drenagem Gravitacional)



Fonte: Walker (2008).

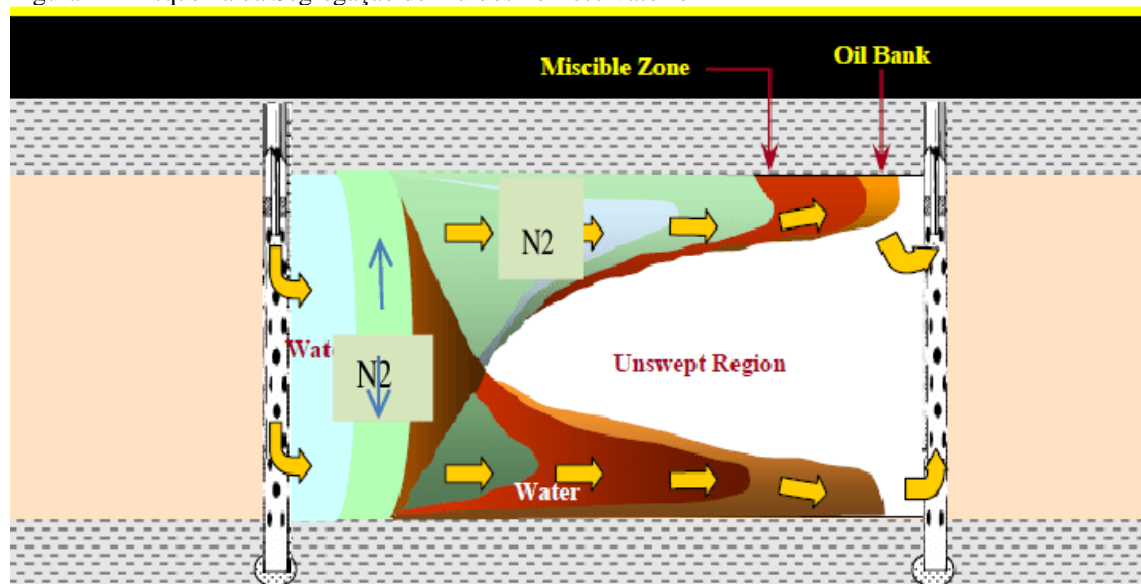
#### d) Injeção Alternada de Água e Gás (WAG)

O método de injeção alternada de água e gás (WAG) é um processo de injeção de água seguido de gás, seguido por mais água, seguido por mais gás, etc. O gás se mistura com a água à sua frente, o que causa uma redução na mobilidade do gás. Esta mistura é eficaz em deslocar o óleo para o poço de produção, uma vez que a eficiência de varrido macroscópica é maior do que a da injeção de gás apenas enquanto a eficiência microscópica ainda é alta. É



por isso que o WAG pode melhorar o fator de recuperação, segundo Faisal (2009). A injeção alternada de água e gás (WAG) é uma combinação de duas técnicas convencionais de recuperação avançada; injeção de água e injeção de gás. Christensen, Stenby e Skauge (1998) mostram que a injeção WAG miscível foi implementada com sucesso em vários campos ao redor do mundo. Em princípio, combina os benefícios da injeção de gás miscível e da injeção de água, injetando os dois fluidos simultaneamente ou alternativamente. Deste modo, um equilíbrio entre as quantidades de água injetada e gás deve ser alcançado, porque gás em excesso levará à uma digitação viscosa e à uma superação da gravidade do gás, enquanto que o excesso de água poderia levar à retenção de óleo do reservatório pela água. A adição de substâncias geradoras de espuma à fase de salmoura tem sido sugerida como uma forma de auxiliar na redução da mobilidade da fase gasosa.

Figura 22 - Esquema da Segregação de Fluidos no Reservatório



Fonte: Jensen, Harpole e Østhus (2000).

#### e) Processo Simultâneo de Água Alternada com Gás (SWAG)

As técnicas de injeção WAG e SWAG são técnicas de recuperação avançada de petróleo combinando as vantagens dos métodos de injeção de água e gás para controlar a mobilidade do gás e otimizar a produção de óleo residual, mas a técnica SWAG apresenta maiores valores de eficiência quando comparado com a técnica WAG, afirma Nangacovi (2012). Christensen et al. (2001) definiram o método SWAG como uma injeção simultânea de água e gás ao mesmo tempo em uma porção ou em toda a espessura da formação.

### 2.3.5 Condições necessárias para injeção de nitrogênio

Para aplicar a miscibilidade do nitrogênio, óleos leves à altas pressões e reservatórios profundos são necessários para alcançar essa miscibilidade. Além disso, para permitir a estabilização do deslocamento gravitacional, são necessários reservatórios de imersão acentuada. No entanto, condições de rocha e fluido de reservatórios que o nitrogênio pode ser aplicado sobre eles são mencionados por Taber, Martin e Seright (1997). Eles são os seguintes:

Tabela 2 - Condições para Injeção de Nitrogênio

Grau API	35-48
Viscosidade	0,4 cp
Composição	C1-C7
Saturação de Óleo	>40% P.V.
Tipo de Formação	Arenito/Carbonato
Transmissibilidade	Não Crítico
Temperatura	Não Crítico
Profundidade	>6000 ft
Espessura	Mais Fina que a Inclinação

Fonte: Alagorni, Yaacob e Nour (2015).

Assim, com base nos dados da tabela, o reservatório de óleo deve ser rico de etano até heptano ou hidrocarbonetos mais leves. Esses óleos brutos são caracterizados como “óleos leves” tendo um grau API superior a 35°. O óleo deve ter um alto Fator Volume-Formação, que é a capacidade de absorver gás aderido menor que as condições no reservatório. O óleo também deve ser pouco saturado ou baixo em metano (C1). O reservatório deve ter a uma profundidade mínima de 6000 pés para suportar a alta pressão de injeção (acima de 5.000 psi) necessária para que óleo atinja a miscibilidade com o nitrogênio sem fraturar a formação de produção.

### 2.3.6 Considerações sobre o método

A injeção de nitrogênio é o método ideal de recuperação avançada para muitos reservatórios e é escolhido por diversas razões. O número de aplicações de nitrogênio tem tido um aumento significativo na produção de petróleo.

A injeção de gás nitrogênio é uma das técnicas de recuperação avançada mais favorecidas, porque é rentável (mais barato que o CO<sub>2</sub>) e sustentável. Um único vagão ferroviário (unidade de armazenamento e transporte de N<sub>2</sub>) pode conter até 1,2 milhão de pés cúbicos padrão (SCF) de N<sub>2</sub> líquido. Farias e Watson (2007) afirmam que a tecnologia de separação por membranas produz Nitrogênio a um custo de aproximadamente US\$ 1,00 por MCF que contém volumetricamente até 5% de Oxigênio. A análise do desempenho de produção do campo indica que ele requer injeção de aproximadamente 2,5 MCF de nitrogênio para recuperar um barril de petróleo.

O nitrogênio apresenta boa injetividade em reservatórios de baixa permeabilidade e como ele pode ser gerado, pode ser injetado onde, quando e em qualquer quantidade. Farias e Watson (2007) também afirmam que o nitrogênio é amigável ao meio ambiente, sendo completamente inerte, e permanece inerte na presença de água.

Outra vantagem do uso de injeção de gás nitrogênio para recuperação avançada de óleo são suas características químicas inertes. O N<sub>2</sub> pode prevenir a combustão de gases inflamáveis e não tem efeito corrosivo nos dutos, ao contrário do CO<sub>2</sub>. O gás nitrogênio também é menos compressível que o CO<sub>2</sub> ou o gás natural, portanto, menos é necessário (N<sub>2</sub> = 0,9998, enquanto é 0,9949 para o CO<sub>2</sub> a 25°C e 14,7 psia). Segundo Sahimi, Rasaci e Haghghi (2006), o nitrogênio vaporiza os componentes mais leves do petróleo bruto e gera miscibilidade se a pressão for alta o suficiente.

O nitrogênio fornece um aprimoramento gravitacional e também um deslocamento de gás onde uma porção significativa do volume do reservatório é preenchida com gases de baixo custo (Alvarado e Manrique, 2010) como o CO<sub>2</sub> (Clancy, 1985). Outra comparação com o CO<sub>2</sub> mostra que a injeção de nitrogênio tem a melhor manutenção de pressão, enquanto a injeção de CO<sub>2</sub> tem o menor controle de manutenção de pressão, com base nos estudos de Syed, Tunio e Ghirano (2011) e de (Clancy, 1985).

Com base nos dados de Bath (1987), é válido afirmar que a escolha do nitrogênio em vez do dióxido de carbono como substituto do gás hidrocarboneto baseia-se principalmente nas características de deslocamento (dióxido de carbono daria uma digitação viscosa e/ou uma densidade gravitacional severa), em g/cm<sup>3</sup>: dióxido de carbono = 0,78 e nitrogênio = 0,30. Viscosidade, em CP: dióxido de carbono = 0,07, nitrogênio = 0,03 e diferenças nos custos, onde, como já dito antes, o dióxido de carbono é muito mais caro).

Embora uma fase sólida de asfalto se forme no petróleo bruto no processo, isso pode não ter qualquer tendência de deposição e, como resultado, não causa problemas. Além disso, segundo Jamaluddin (2002), os experimentos realizados foram com o propósito de manter a

pressão do reservatório, além disso, era conhecido por ter problemas operacionais devido à precipitação do asfalto durante a produção primária.

Com base nos estudos de Siregar (2007), percebeu-se que a transferência de massa molecular entre o gás nitrogênio e o óleo ocorreu quando o nitrogênio foi injetado, enquanto o óleo tem oxigênio e carbono como seus componentes. Em taxas de injeção mais altas, a porcentagem de gás livre de oxigênio era menor, provavelmente devido ao processo de oxidação que estava ocorrendo, que consumia oxigênio no óleo durante a injeção. Este processo de oxidação ajudou a aumentar a recuperação de óleo. Enfim, segundo Watt (2012), o nitrogênio é a solução técnica e econômica mais atraente.

Por outro lado, existem também desvantagens em utilizar o método de injeção de nitrogênio, onde Mayne e Pendleton (1986) afirmam que o gás não é mais um produto próprio para venda, portanto, os gases que não são de hidrocarbonetos devem ser separados do gás para venda; afirmam também que o gás residual não é mais rico o suficiente para ser usado como gás combustível para a planta e compressores de injeção.

Moissis (1988) afirma que os resultados da digitação viscosa ocorrem em baixas eficiências de varrido vertical e horizontal (devido ao fato de que o fluido de deslocamento é menos viscoso que o óleo). Já segundo Sahimi, Rasaci e Haghighi (2006), por causa das diferenças de densidade, os solventes e os gases de recuperação podem segregar e sobrepor os outros fluidos do reservatório, causando o que é conhecido por digitação de densidade/sobreposição, que por sua vez diminui a varredura vertical nas injeções horizontais.

O gás de combustão e o nitrogênio têm apenas uma aplicação, que é limitada à agentes de um deslocamento miscível em reservatórios profundos e de alta pressão. Por estas razões, os processos de recuperação avançada baseados na injeção de gás não foram tão comuns quanto os processos de deslocamento imiscíveis, segundo Taber, Martin e Seright (1997). Assim, geralmente mais CO<sub>2</sub> no gás de combustão resulta em um melhor fator de recuperação, em contrapartida o uso de mais nitrogênio resulta em um fator de recuperação mais baixo.

### 3 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho foi realizada com base em estudos de revisões da literatura dos métodos miscíveis de recuperação avançada por injeção de dióxido de carbono e nitrogênio, focado no mecanismo de funcionamento do processo de injeção, suas classificações, quais as condições em que devem ser utilizados, quais os efeitos, quais os problemas e suas vantagens e desvantagens, podendo avaliar sua positividade na indústria e qual método mais adequado para se utilizar em devidas circunstâncias. Por fim, foi feita uma análise de dados de dois campos de petróleo, como estudo de caso, onde mostrou se o uso da injeção de dióxido de carbono em ambos os casos, quanto foi recuperado.

Essa avaliação foi feita com base nas revisões literárias expostas neste trabalho, como fórmulas, imagens, gráficos etc. Essa análise foi útil para analisar como funciona a injeção do gás no campo na forma de método de recuperação avançada, mostrando os resultados gerados pelas simulações, feitos no Microsoft Excel pelo próprio autor, e o comportamento de vários parâmetros.

#### a) Estudo de Caso 1

No primeiro estudo de caso foi analisado os resultados de simulação do campo de SACROC Four-Pattern, feitos por Healy, Holstein, Batycky (1994) e com base também nos estudos de Langston, Hoadley, Young (1988), em que foi utilizado o CO<sub>2</sub> como gás miscível. Esse estudo foi útil para analisar a efetividade da injeção de CO<sub>2</sub> num poço real e mostrou o quanto foi viável, mostrando os resultados gerados pelas simulações e pelo autor, comparando-as com os resultados reais do reservatório. O projeto de injeção de CO<sub>2</sub> nesse poço foi concluído. Ele foi completamente injetado com água, como partes da recuperação convencional, antes de iniciar a injeção miscível. Esta sequência, convencional para avançada, permitiu uma avaliação direta do aumento da recuperação devido ao deslocamento miscível.

Os resultados gerados no primeiro estudo de caso, mostram a taxa de produção de petróleo para o uso de uma recuperação avançada, após os métodos convencionais não terem mais efeitos significativos na produção; a área total do reservatório, o quanto de OOIP (Reservas Iniciais de Óleo) tem no reservatório, o padrão em que o poço foi configurado para a produção, o quanto foi recuperado, a porcentagem de produção em relação ao que tinha no poço, o total recuperado tanto na recuperação convencional quanto na recuperação avançada.

O modelo de mistura utilizado foi o modelo de Todd e Longstaff (1972) e usado para explicar a digitação (*fingering*) viscosa, e o comportamento de fase foi representado por um diagrama pseudoternário. Dois grandes parâmetros físicos baseados empiricamente,  $S_{orm}$  (saturação) e um parâmetro de digitação (*fingering*) viscosa, foram usados para modelar eficiências locais de deslocamento e varrido.  $S_{orm}$  foi baseado em testes laboratoriais feitos por Healy, Holstein, Batycky (1994) de deslocamento usando amostras representativas da rocha-reservatório e fluidos. O primeiro passo na simulação foi a história coincidir com a injeção de água. Isso permitiu o ajuste do modelo de descrição do reservatório. O simulador composicional foi então usado para calcular o desempenho da injeção miscível sem ajuste adicional para quaisquer parâmetros de correspondência.

## **b) Estudo de Caso 2**

No segundo caso foi analisado um projeto para um campo fictício, chamado de NW-SE, para injeção de  $CO_2$  onde foram usados os valores dos dados da empresa Nitec LLC (2004). Em um momento inicial realizou-se a construção de uma planilha do Microsoft Excel do pacote Office (2016) para a simulação de cálculos e obtenção das curvas da taxa de injeção de  $CO_2$  e as curvas dos fatores de recuperação do óleo além das curvas do próprio  $CO_2$  bem como do gás natural. Foram obtidas as curvas de permeabilidade, o gradiente de pressão para funcionamento do poço; para o gás foram encontradas as curvas para o fator de compressibilidade, o fator volume-formação e a viscosidade.

Os valores dados pela empresa Nitec LLC (2004) foram da área do reservatório, o volume de OOIP (*Original Oil In Place* - Reservas Iniciais de Óleo), o período de tempo em os anos no qual o projeto de injeção de  $CO_2$  atuaria no campo. Outros dados de extrema importância para o projeto são: a profundidade do poço, as pressões do reservatório e do fundo de poço. Com respeito ao reservatório é imprescindível os dados geométricos e geomecânicos como, a espessura do reservatório, a porosidade, as permeabilidades, o grau API do óleo, a densidade do gás, a temperatura do reservatório e as porcentagens de saturação.

Partindo desses dados, foram realizados os cálculos para análise dos resultados, esses cálculos foram baseados em revisões bibliográficas e nas correlações de Standing (1990); Dranchuk e Abou-Kasser (1975); Lee, Gonzalez e Eakin (1966); Vasquez e Beqqs (1988); e McCain (1990).

As permeabilidades horizontal e vertical foram obtidas através das equações (6) e (7).

$$k_{hor} = 0,187e^{33,3\phi} \quad (6)$$

$$k_{vert} = 0,065e^{37,0\phi} \quad (7)$$

Para as propriedades de razão de solubilidade foram utilizadas as equações (8) e (9).

$$R_{so} = \gamma_g \left( \frac{P}{18(10)^{\gamma_g}} \right)^{1,204} \quad (8)$$

$$Y_g = 0,00091T - 0,0125\rho_o \quad (9)$$

Já os fatores de formação do óleo e do gás foram expressos através das equações (10), (11) e (12).

$$B_o = 0,972 + 0,000147F^{1,175} \quad (10)$$

Onde,

$$F = R_{so} \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25T \quad (11)$$

$$B_g = 0,02829 \frac{zT}{p} \quad (12)$$

Para determinação da viscosidade do gás foram usadas as equações (13), (14), (15) e (16).

$$\mu_g = (10^{-4})Kexp(X\rho_g^Y) \quad (13)$$

Onde,

$$K = \frac{(9,4+0,02M_w)T^{1,5}}{209+19M_w+T} \quad (14)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01M_w \quad (15)$$

$$Y = 2,4 - 0,2X \quad (16)$$

Tais resultados foram mostrados em forma de gráfico para o segundo estudo de caso, mostrando a duração em que método foi utilizado, a taxa de injeção de CO<sub>2</sub> para o uso de uma recuperação avançada; o quanto de óleo, gás natural e dióxido de carbono foi produzido, as curvas de permeabilidade em função da saturação, o gradiente de pressão para funcionamento do poço, os valores do fator de compressibilidade, fator volume-formação do gás e a viscosidade do gás em função da pressão. Foram usados os dados de um segundo reservatório, dados também pela empresa Nitec LLC (2004), para uma análise comparativa da fração de avanço e injeção de CO<sub>2</sub> entre os dois reservatórios.

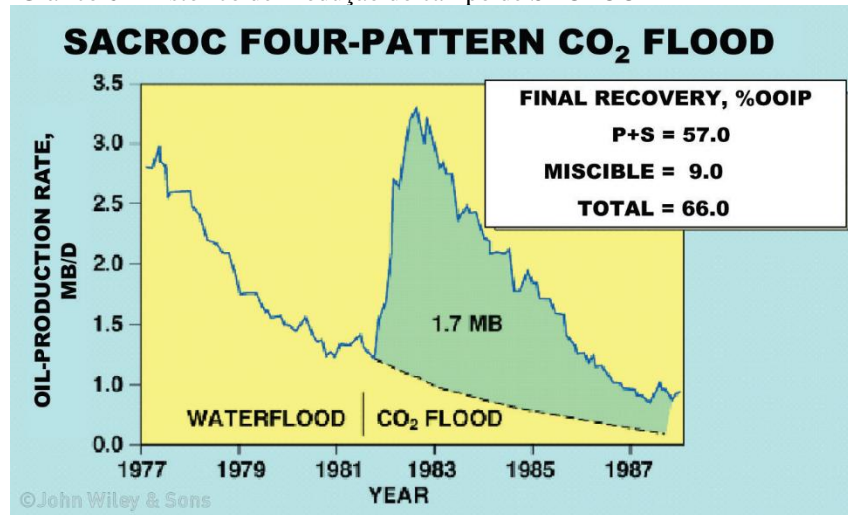
## 4 RESULTADOS

Neste capítulo será analisado os resultados de simulação de dois estudos de caso, um campo de petróleo onde foi utilizado CO<sub>2</sub> (Campo de SACROC) e um projeto que será utilizado o CO<sub>2</sub> (Campo de NW-SE) como gás miscível.

### 4.1 Estudo de Caso 1

O gráfico 6 mostra a taxa de produção de petróleo para o fim da injeção de água e a injeção miscível. Os dados reais do campo são representados pela curva sólida, e a curva de declínio prevista para uma continuação de injeção de água é mostrada como a curva pontilhada. A diferença entre a taxa real de campo e a previsão do declínio da injeção de água representa uma maior recuperação resultante do projeto miscível (área sombreada); a quantidade é dada em MMSTB. Dados adicionais de desempenho do reservatório, incluindo recuperação primária e secundária (P + S), miscível e total, são fornecidos na caixa superior direita como uma porcentagem de OOIP. Esses dados são dados em termos de recuperação cumulativa para informar também a recuperação final projetada.

Gráfico 6 - Histórico de Produção do campo de SACROC



Fonte: Healy, Holstein e Batycky (1994).

Após completar a injeção de água em 1981, a injeção de CO<sub>2</sub> foi iniciada com os mesmos poços e padrões de injeção. A área de four-pattern abrange 600 acres (2 milhões de m<sup>2</sup>) e 19 MMSTB (3 milhões de m<sup>3</sup>) de OOIP. O padrão do poço é um nine-spot invertido com espaçamento de 40 acres (160 mil m<sup>2</sup>). Logo após o início da injeção de CO<sub>2</sub>, houve um

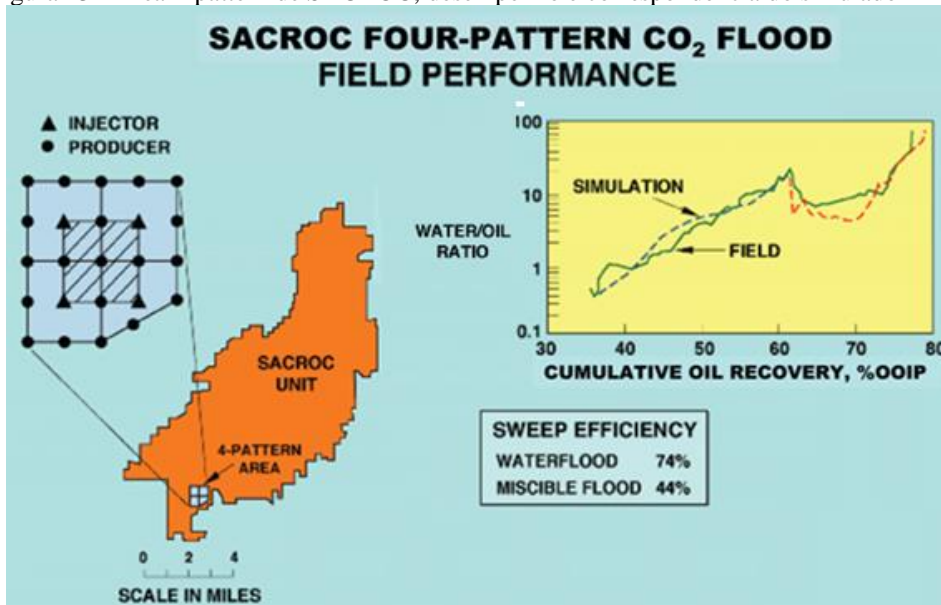


aumento na taxa de produção de petróleo. A recuperação avançada de 1,7 MMSTB (0,3 milhões m<sup>3</sup>) é equivalente a 9% do OOIP, que, quando adicionado à recuperação primária mais secundária (57% do OOIP), dá uma recuperação total de 66% do OOIP. O uso de CO<sub>2</sub> foi de 3,2 MSCF/STB (570 std m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>) do aumento na recuperação.

Este projeto demonstrou que o óleo incremental pode ser recuperado por uma injeção miscível após uma injeção de água eficiente. Neste caso, a injetividade da água após a injeção de CO<sub>2</sub> foi maior do que durante a injeção de água, permitindo assim que o óleo fosse recuperado mais rapidamente.

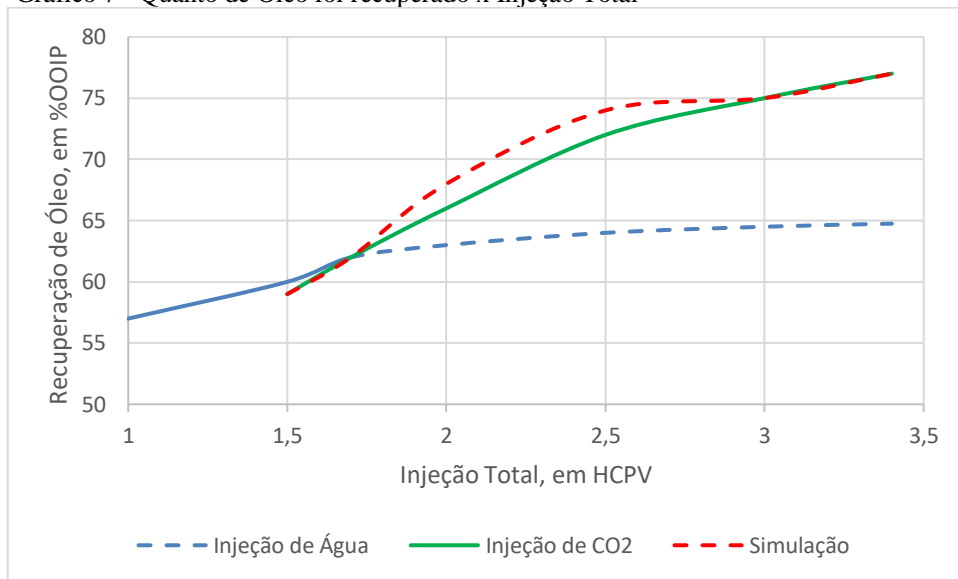
A figura 23 e o gráfico 7 ilustram a comparação do desempenho de injeção miscível real com o previsto por um simulador composicional de quatro componentes

Figura 23 - Área 4-pattern de SACROC, desempenho e correspondência do simulador



Fonte: Healy, Holstein e Batycky (1994).

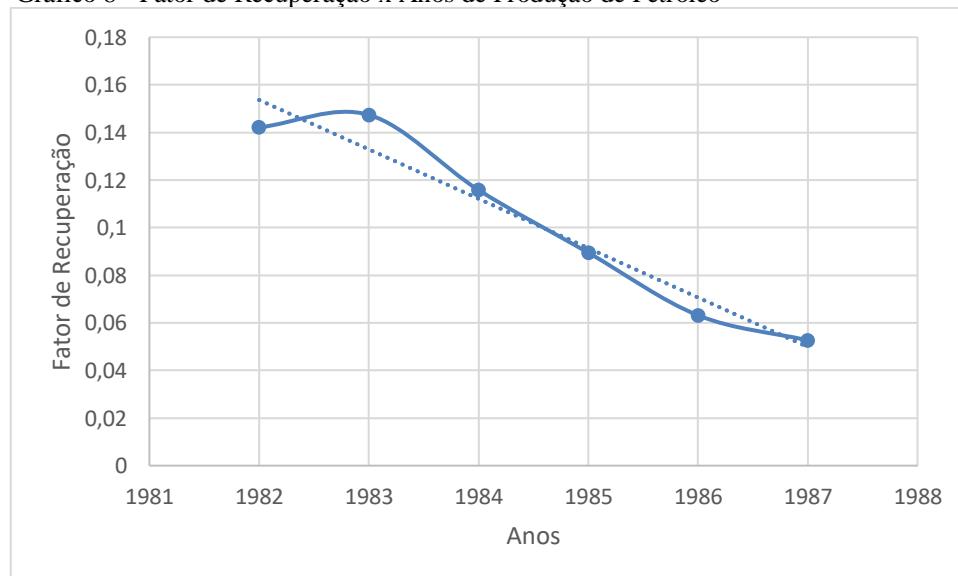
Gráfico 7 - Quanto de Óleo foi recuperado x Injeção Total



Fonte: O Autor (2019).

Conforme mostrado no gráfico 7, a simulação da recuperação de óleo acumulado versus injeção acumulada para a injeção miscível concorda razoavelmente bem com os resultados de campo reais. A relação água/óleo produzida da simulação também está de acordo com os resultados de campo. A eficiência de varrido da injeção de água foi de 74%, e a eficiência de varrido da injeção miscível foi de 44%. Essas eficiências de varrido foram determinadas a partir da análise dos estudos de simulação (FIGURA 23).

Gráfico 8 - Fator de Recuperação x Anos de Produção de Petróleo



Fonte: O Autor (2019).

O gráfico 8 mostra o comportamento do Fator de Recuperação durante período que compreende os anos de 1982 a 1987 em que o campo de SACROC estava produzindo petróleo.

#### 4.2 Estudo de Caso 2

Este é um reservatório estratigráfico perfurado com 150 ft de espessura líquida. O OOIP era de 54,812 MMSTB no ano de 1900. Não houve capa de gás inicial e o aquífero associado era pequeno. A profundidade do poço é de aproximadamente 7.000 ft. A tabela 3 mostra os dados do reservatório que serão simulados.

Tabela 3 - Dados do Reservatório 1

Pressão Inicial	3000 psia
Pressão Inicial do Ponto de Bolha	1800 psia
Contato Água-Óleo	-400 ft ss
Espessura Líquida	150 ft
Porosidade	0,2
Permeabilidade Horizontal	50 md
Permeabilidade Vertical	5 md
Grau API	35.5°
Densidade do Gás	0.65
Temperatura do Reservatório	150 °F
Swirr	0.25
Sorw	0.25
Sgc	0.05
Sorg	0.30

Fonte: Nitec LLC (2004).

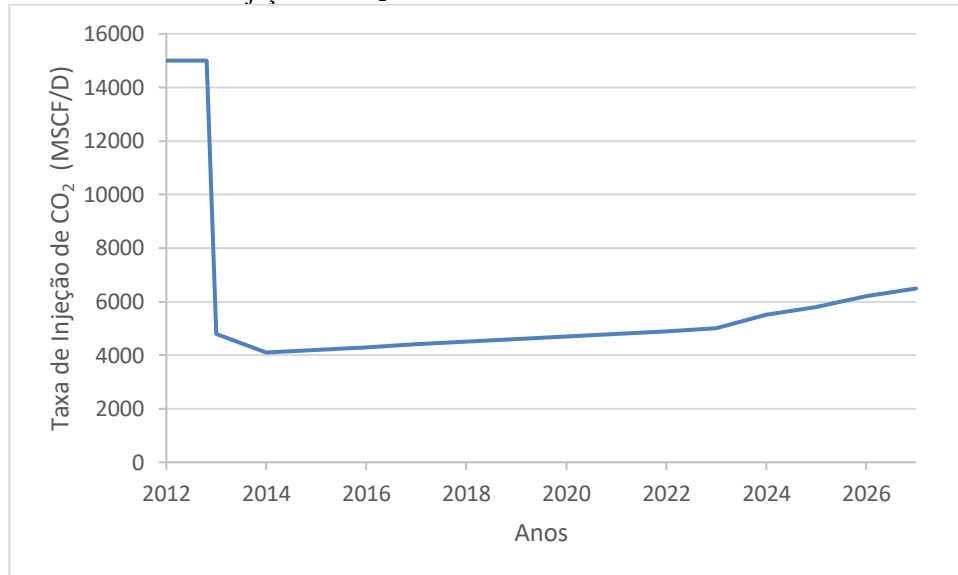
O campo foi depletado a 1900 psia de pressão do reservatório em 2012. A produção de petróleo acumulado foi de 2,0 MMSTB (3,64% do OOIP) a partir dos quatro poços originais (1-4). Uma pequena capa de gás foi formada com -15 ft ss. O aquífero invadiu a -250 pés ss.

A injeção de CO<sub>2</sub> foi iniciada em 2012. A pressão do reservatório precisou ser aumentada para cerca de 2600 psia para alcançar a miscibilidade CO<sub>2</sub>-óleo. Dois poços adicionais (5 e 6) foram perfurados para ajudar na injeção de CO<sub>2</sub> e encurtar o período de repressurização. A pressão de injeção do fundo foi limitada a 2800 psia e as pressões de produção de fundo não foram autorizados a cair para baixo de 2600 psia. A capacidade máxima de injeção de CO<sub>2</sub> no campo foi de 15 MMSCF/D. A compra de CO<sub>2</sub> foi restringida a 9 MMSCF/D. O gás produzido não foi reciclado.

A previsão de simulação para 15 anos resultou numa produção de petróleo incremental acumulado de 8,8 MMSTB (16,1% de OOIP). Os poços continuavam produzindo 1313 STB/D no final da previsão. A injeção de CO<sub>2</sub> acumulado a partir de fonte externa (comprada) foi de 37,16 BSCF. A produção de CO<sub>2</sub> acumulado foi de 12,68 BSCF; onde nada foi reciclado. A produção de gás hidrocarboneto acumulado foi de 3,4 BSCF.

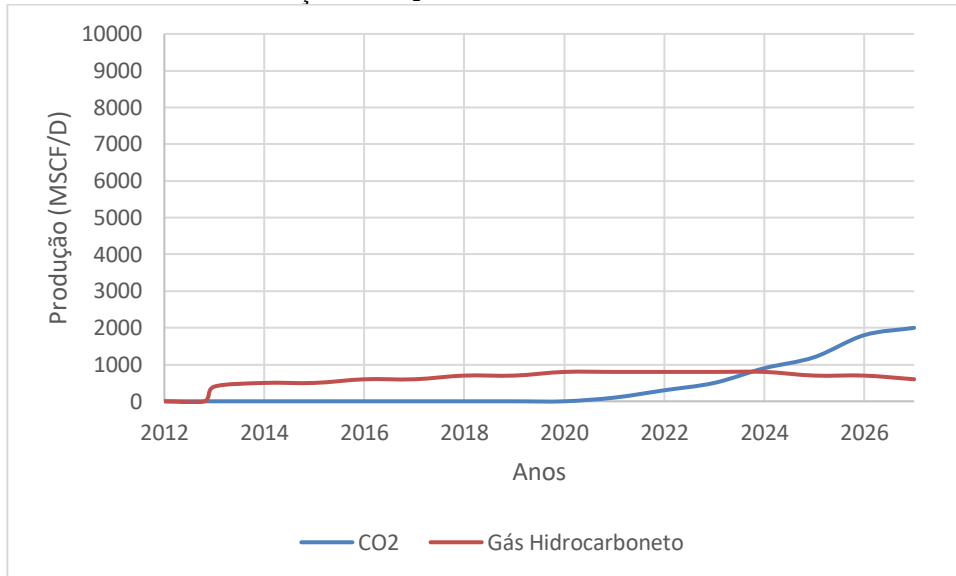
Com base nos dados mostrados foram levantados os gráficos de desempenho do poço durante a injeção de CO<sub>2</sub>. O gráfico 9 mostra a quantidade de gás CO<sub>2</sub> que foi injetado nos poços durante os 15 anos de produção.

Gráfico 9 - Taxa de Injeção de CO<sub>2</sub> durante os 15 anos



Fonte: O autor (2019).

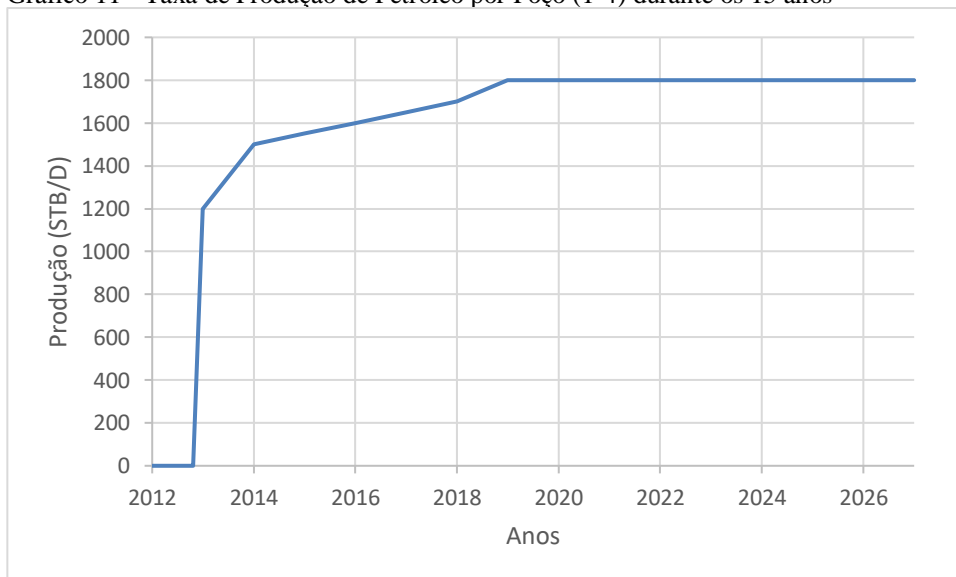
O gráfico 10 mostra a produção de gás CO<sub>2</sub> e de gás hidrocarboneto que foi produzido pelos poços durante os anos de produção.

Gráfico 10 - Taxa de Produção de CO<sub>2</sub> e Gás Hidrocarboneto durante os 15 anos

Fonte: O autor (2019).

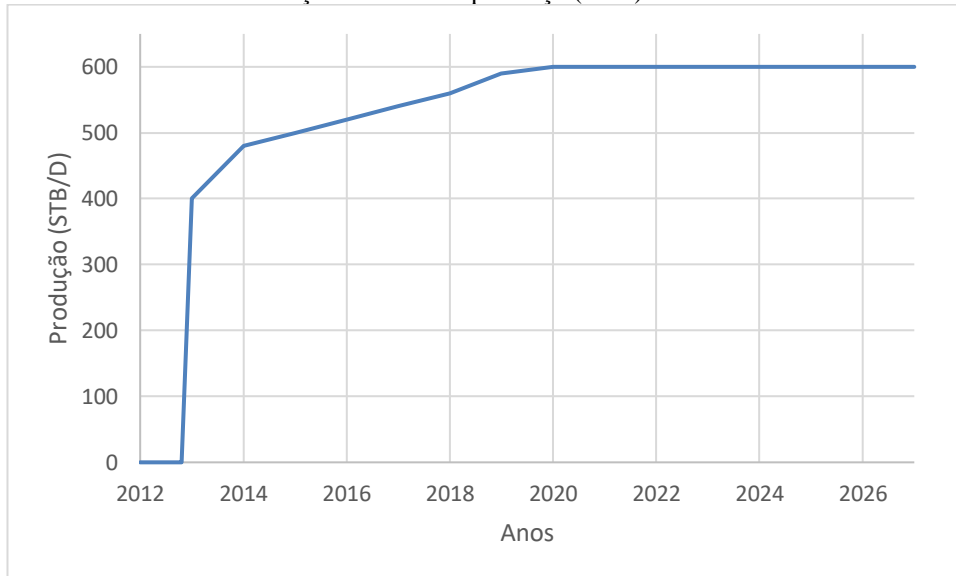
Os gráficos 11 e 12 mostram a produção de petróleo pelos poços iniciais (1-4) e dos instalados durante o processo (5 e 6) pelo período de produção.

Gráfico 11 - Taxa de Produção de Petróleo por Poço (1-4) durante os 15 anos



Fonte: O autor (2019).

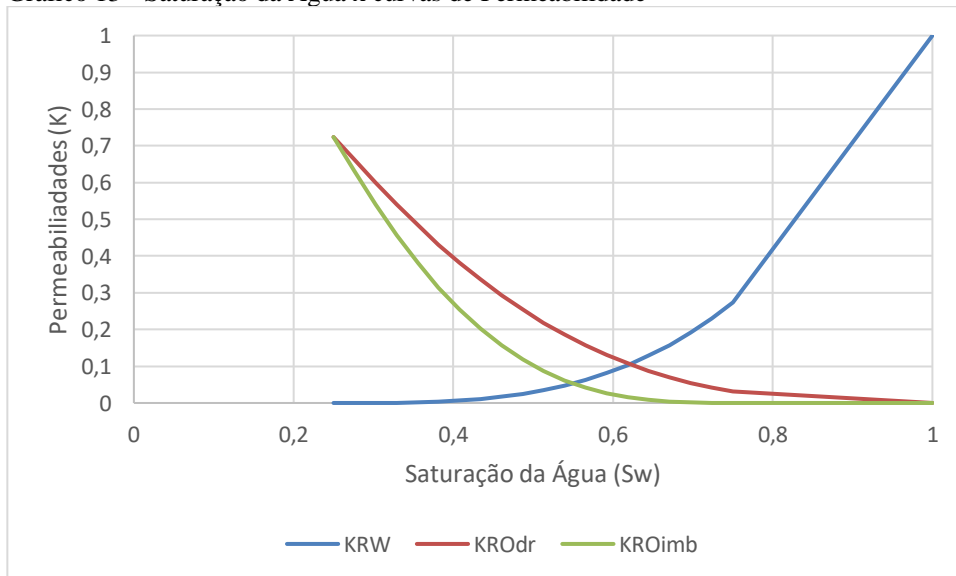
Gráfico 12 - Taxa de Produção de Petróleo por Poço (5 e 6) durante os 15 anos



Fonte: O autor (2019).

O gráfico 13 mostra as funções de saturação para um tipo de sistema Gás/Óleo/Água com  $\lambda=10$ , em função das curvas de permeabilidade da água e do gás para a injeção do gás;  $K_{roMax}=0,72375$ .

Gráfico 13 - Saturação da Água x curvas de Permeabilidade

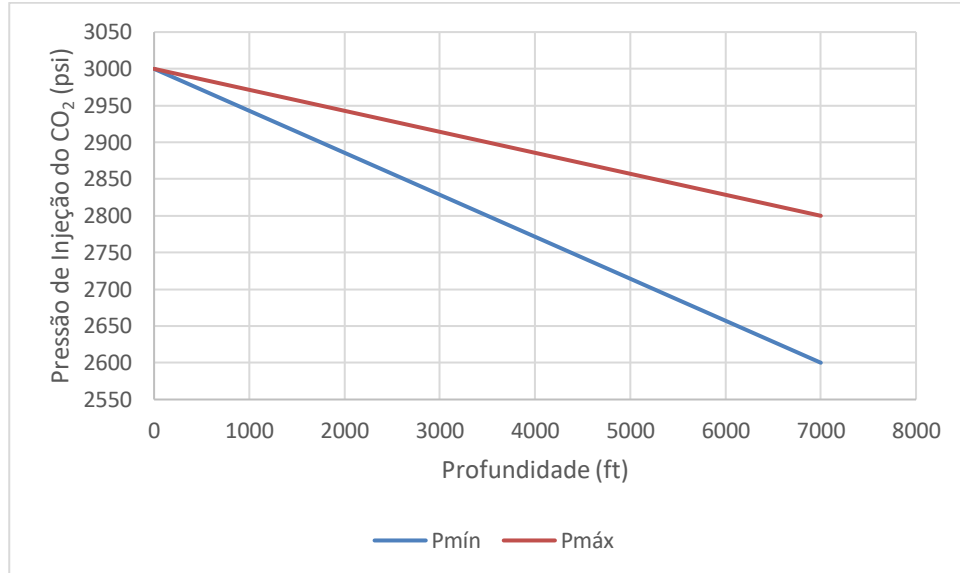


Fonte: O autor (2019).

Com base na fórmula do Gradiente de Pressão e tendo conhecimento dos valores de pressão e profundidade, foi feito um gráfico mostrando o comportamento da pressão desde sua injeção na cabeça do poço até sua estabilização no reservatório, onde foi encontrado o  $G_p=0,057$  para a pressão mínima e  $G_p=0,028$  para a pressão máxima.

$$Gp = \frac{P_{ih} - P_{ir}}{L} \quad (17)$$

Gráfico 14 - Pressão x Profundidade



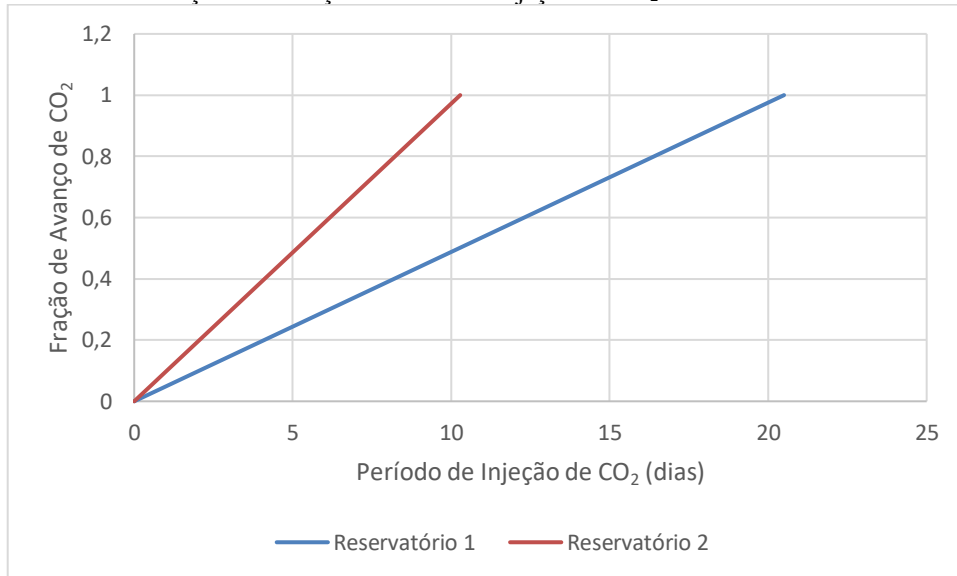
Fonte: O autor (2019).

Para o gráfico 15 foi usado dados de um segundo reservatório (TABELA 4), fornecidos pela Nitec LLC (2004), como forma de demonstrar uma comparação entre os dois reservatórios para o comportamento do CO<sub>2</sub> conforme ele vai avançando dentro do reservatório durante o período de injeção do gás.

Tabela 4 - Dados do Reservatório 2

Volume do OOIP	2,75 MMSTB
Pressão Inicial	1500 psia
Pressão Inicial do Ponto de Bolha	800 psia
Porosidade	0,2
Permeabilidade Horizontal	50 md
Permeabilidade Vertical	5 md
Grau API	36.3°
Densidade do Gás	0.7
Temperatura do Reservatório	125 °F
Swirr	0.35
Sorw	0.35
Sgc	0.03
Sorg	0.30

Fonte: Nitec LLC (2004).

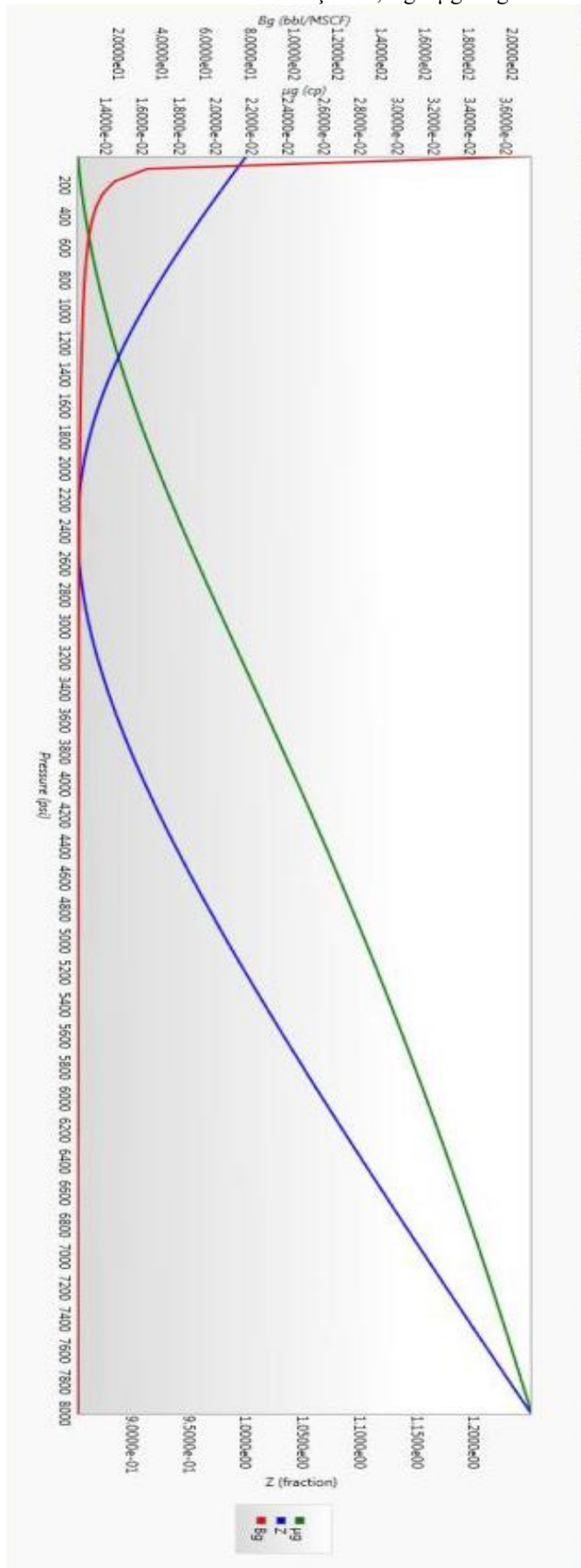
Gráfico 15 - Fração de Avanço x Período de Injeção do CO<sub>2</sub>

Fonte: O autor (2019).

O gráfico 16 mostra a relação da pressão com as condições PVT do gás, mostrando as curvas do Fator de Compressibilidade ( $Z$ ), do Fator Volume Formação do Gás ( $B_g$ ) e da Viscosidade ( $\mu_g$ ) para uma pressão variando de 14,7 psi até 8000 psi.



Gráfico 16 - Curvas das Correlações Z, Bg e  $\mu_g$  do gás em relação a pressão



Fonte: Nitec LLC (2019).

## 5 CONCLUSÃO

Avanços recentes na tecnologia e no clima econômico atual resultaram em um aumento no interesse por recuperação avançada, especialmente na injeção de gás nos reservatórios de petróleo para melhorar a recuperação. Embora o uso de métodos de recuperação avançada Térmicos e Químicos esteja diminuindo, o método de injeção de gás em recuperação avançada está aumentando.

A injeção de dióxido de carbono em reservatórios de óleo maduro se mostrou ser um método comprovadamente eficaz para melhorar a produção de petróleo que pode ser aplicado a uma variedade de reservatórios de petróleo em diferentes configurações geológicas promovendo um deslocamento miscível eficiente em baixa pressão. Sob certas condições de reservatório, a densidade do CO<sub>2</sub> é próxima da do óleo e se aproxima da densidade da água, o que minimiza muito os efeitos de segregação gravitacional sendo o CO<sub>2</sub> duas a quatro vezes mais viscoso que o metano, o que melhora a eficiência de varrido (Rosa, 2006). A retenção do dióxido de carbono injetado dentro do reservatório é uma parte intrínseca do processo de recuperação por injeção de CO<sub>2</sub> e, efetivamente, todo CO<sub>2</sub> adquirido para injeção permanecerá armazenado no campo de petróleo no final das operações de recuperação.

A viabilidade econômica da captura e armazenamento de carbono para reduzir as emissões de gases de efeito estufa ainda é muito dependente das políticas climáticas. Nos casos em que o CO<sub>2</sub> é injetado para fins de recuperação avançada do petróleo, a captura, o transporte e o armazenamento do CO<sub>2</sub> podem ser, e provaram ser, economicamente viáveis, devido aos incentivos de uma maior produção de petróleo. Nos campos petrolíferos estudados, o CO<sub>2</sub> é valorizado como uma commodity que produz mais petróleo. Os gastos de capital e operacionais para as instalações de captura, o oleoduto para movimentar o petróleo e a infraestrutura para injetar o óleo são compensados pelos lucros obtidos com o aumento da produção de petróleo.

Uma alternativa ao dióxido de carbono, a injeção de nitrogênio aparece como uma boa opção. O nitrogênio é escolhido por causa de sua disponibilidade, é gás inerte, não corrosivo, amigável ao meio ambiente, menos compressível que o CO<sub>2</sub>, e pode vaporizar os componentes mais leves do petróleo bruto, e além disso o nitrogênio pode fornecer um propulsor a gás. Talvez a melhor vantagem da injeção de Nitrogênio seja que ela pode ser potencialmente usada em qualquer lugar do mundo se puder ser extraída do ar, onde outros fluidos de injeção não estão disponíveis ou o custo de sua entrega ao reservatório de óleo é proibitivo. Como as plantas de separação de ar criogênico podem ser construídas no campo ou

perto dele e nenhum duto é necessário, a injeção de gás nitrogênio está aumentando rapidamente tanto em aplicações onshore quanto offshore para recuperação avançada de petróleo. A segurança do suprimento a longo prazo do nitrogênio também torna preferível e confiável do que outros gases não seguros.

Acredita-se que a injeção de nitrogênio produza alta recuperação dos componentes de hidrocarbonetos mais leves. O uso de nitrogênio no campo de petróleo continua a crescer à medida que novas oportunidades são reconhecidas, sendo a demanda principalmente satisfeita com plantas de nitrogênio criogênico em larga escala. Talvez a maior tarefa da indústria criogênica seja desenvolver plantas produtoras de nitrogênio mais econômicas e meios para sua injeção efetiva nos reservatórios. Nesse meio tempo, a Indústria do Petróleo precisa estudar o efeito a longo prazo do Nitrogênio nos reservatórios, incluindo a determinação de quaisquer efeitos colaterais que a injeção de nitrogênio possa ter sobre a sustentabilidade da recuperação avançada. Um fator importante pode ser o estudo do efeito da pureza do nitrogênio, bem como a consideração da injeção de uma mistura de gases versus nitrogênio puro.

Por fim, mesmo que o gás que se deseja usar como agente de deslocamento miscível esteja economicamente disponível e sua aplicação seja viável, seu uso não é isento de problemas. Em outras palavras, os principais problemas que encontram os engenheiros de recuperação avançada durante a injeção de gás são a Degradação de Sobreposição ou Densidade e a Degradação Viscosa.

Como solução a esses problemas, foram implementados os métodos de Injeção Alternada de Água e Gás (WAG) mas embora seja uma das soluções implementadas para aumentar a eficiência de recuperação, esses dois problemas ainda apareceram e diminuíram a eficiência de varrido. Muitos estudos foram implementados nesses dois problemas, como processos simultâneos de alternância de água e gás, mas ainda novos desenvolvimentos e métodos devem ser planejados.

## REFERÊNCIAS

AL-ANAZI, B. D. **Enhanced oil recovery techniques and nitrogen injection**, 2007. CSEG Recorder, pp. 29-33, 2007.

ALARGONI, A. H.; YAACOB, Z. B.; NOUR, A. H. **An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection**. 2015. International Journal of Environmental Science and Development, Vol. 6, No. 9, September 2015.

BACHU, S. **Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> in geological media in response to climate change**. 2003. *Environmental Geology*, vol. 44, pp. 277–289, 2003.

\_\_\_\_\_. **CO<sub>2</sub> storage in geological media: role, means, status and barriers to deployment**. 2008. *Progress in Energy and Combustion Science*, v34, pp254–273, 2008.

BATH, P. **Enhanced oil Recovery in the North Sea**. 1987.

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

CARPENTER, S. **CCUS – Opportunities to utilize anthropogenic CO<sub>2</sub> for enhanced oil recovery and CO<sub>2</sub> storage**. 2012. AAPG Search and Discovery Article, 80269. Disponível em: <[http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80269carpenter/ndx\\_carpenter.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80269carpenter/ndx_carpenter.pdf)>. Acesso em: 24 abr. 2019.

CHIYODA. **Preliminary feasibility study on CO<sub>2</sub> carrier for ship-based CCS (Phase 2 – unmanned offshore facility)**. 2013. Final Report, 111p. Disponível em: <<http://www.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/94501/preliminary-feasibility-study-co2-carrier-ship-based-ccs-unmanned-offshore-facility.pdf>>. Acesso em: 14 abr. 2019.

CLANCY, J. et al. **Analysis of nitrogen-injection projects to develop screening guides and offshore design criteria**. 1985. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 37, no. 6, pp. 1097-1104, 1985.

DOLLENS, K. B.; SHOUMAKER, J. C. et al. **The Evaluation of Two different Methods of Obtaining Injection Profiles in CO<sub>2</sub> WAG Horizontal Injection Wells**. 1997. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma: 14 pages, 9 a 11 mar. 1997.

FAISAL, A. et al. **Injectivity and gravity segregation in WAG and SWAG enhanced oil recovery**. 2009. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2009.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **Technical aspects of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery and associated carbon storage**. 2013. Disponível em: <<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/technical-aspects-co2-enhanced-oil-recovery-and-associated-carbon-storage>>. Acesso em: 14 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. **What happens when CO<sub>2</sub> stored underground qa ieaghg Weyburn midale CO<sub>2</sub> monitoring and storage project**. 2013. Disponível em: <<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/what-happens-when-co2-stored-underground-qa-ieaghg-weyburn-midale-co2-monitoring-and-storage-project/8-what-co2-eor>>. Acesso em: 14 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. **Global technology roadmap CCS industry sectoral assessment CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery**. 2013. Disponível em: <<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/global-technology-roadmap-ccs-industry-sectoral-assessment-co2-enhanced-oil-recovery-2>>. Acesso em: 14 abr. 2019.

GLOBAL ENERGY INSTITUTE. **Enhanced Oil Recovery**. Disponível em: <[https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/020174\\_EI21\\_EnhancedOilRecovery\\_final.pdf](https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/020174_EI21_EnhancedOilRecovery_final.pdf)>. Acesso em: 02 jun. 2019.

GLOVER, P. **Formation Evaluation MSc Course Notes**. 2001. Aberdeen University, pp. 19-26, 2001.

HOLTZ, M. **Immiscible Gas Displacement Recovery**. 2012. PRAXAIR.

IVORY, J.; CHANG, J. et al. **Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery**. 2010. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, Volume 49, No. 8. Calgary, Alberta, Canada: 2–13, 2010.

JENSEN, T.; HARPOLE, K.; ØSTHUS, A. **EOR screening for Ekofisk**. 2000. European Petroleum Conference, 2000.

JUTTNER, I. **Oil displacement in miscible condition**. 1997. *RudarskoGeološko-NAFTNI Zbornik*, vol. 9, no. 1, pp. 63-66, 1997.

LAKE, L. W. **Fundamentals of enhanced oil recovery**. 1986. Society of Petroleum Engineers,

\_\_\_\_\_. **Enhanced Oil Recovery**. 1989. Prentice Hall.

\_\_\_\_\_. **Petroleum Engineering Handbook**. 2007. Society of Petroleum Engineers.

LAW, D. et al. "**Theme 3: CO<sub>2</sub> Storage Capacity and Distribution Predictions and the Application of Economic Limits**" em Wilson, M.; Monea, M. *IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring and Storage Project Summary Report*. 2004. Petroleum Technology Research Center, Regina, Saskatchewan, Canada, 2004.

MATHIASSEN, O. M. **CO<sub>2</sub> as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the norwegian continental shelf**. 2003. Technical report, NTNU - Norwegian University of Science and Technology.

MELZER, S. L. *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO<sub>2</sub> EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery: Report prepared for National Enhanced Oil Recovery Initiative (NEORI)*. 2012. Center for Climate and Energy Solutions, 17p, 2012.

MEYER, J. P. **Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub> eor) injection well technology**. 1999. American Petroleum Institute, p. 54, 1999.

MOISSIS, D. **Simulation of viscous fingering during miscible displacement in nonuniform porous media**. 1988. Tech. Rep. 88-89, Dep. of Math. Sci., Rice Univ., Houston, Tex 1988.

MORE: **Mecanismo online para referências**, versão 2.0. Florianópolis: UFSC Rexlab, 2013. Disponível em: < <http://www.more.ufsc.br/> >. Acesso em: 28 jun. 2019.

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

NEORI. **Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: A Critical Domestic Energy, Economic and Environmental Opportunity**. 2012. Disponível em: <[http://neori.org/NEORI\\_Report.pdf](http://neori.org/NEORI_Report.pdf)>. Acesso em: 21 abr. 2019.

NETL. **CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery Primer**. Disponível em: <[https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO2\\_EOR\\_Primer.pdf](https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/CO2_EOR_Primer.pdf)>. Acesso em: 14 mai. 2019.

NITEC LLC. **CO<sub>2</sub>-EOR Simulation Software Overview**. Disponível em: <[http://www.nitecllc.com/COZSim\\_COZView.html](http://www.nitecllc.com/COZSim_COZView.html)>. Acesso em: 12 abr. 2019.

PETROBRAS; SOTEP, S. **Considerações sobre o Nitrogênio**.

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

SAHIMI, M.; RASAEI, M. R.; HAGHIGHI, M. **Gas injection and fingering in porous media**. 2006. Gas Transport in Porous Media, Springer, pp. 133-168, 2006.

SANTAREM, C. A. **Análise de Sistemas de Elevação Artificial por Injeção de Nitrogênio para surgência de poços e produção**. 2009. 53 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

SHINE, J.; HOLTZ, M. **Reserve growth & Higher Recovery using Nitrogen gas injection**, in Proc. 2008 Wyoming EOR/IOR Conference, The Wyoming Enhanced Oil Recovery Institute's: PRAXAIR. Inc, 2008.

SILVA FILHO, P. R. C. **Utilização da Injeção de CO<sub>2</sub> como método de recuperação avançada em reservatórios do pré-sal**. 2016. 66 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

STALKUP, F. L. J. **Miscible Displacement**: SPE Monograph Series. 1983. Monografia (Especialização). Society Of Petroleum Engineers, 1983.

TABER, J.; MARTIN, F.; SERIGHT, R. **EOR screening criteria revisited Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects**. 1997. SPE Reservoir Engineering, vol. 12, no. 3, pp. 189-198, 1997.

THOMAS, J. E. et al. (Org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

WILSON, M.; MONEA, M. **IEA GHG Weyburn CO<sub>2</sub> Monitoring & Storage Project Summary Report**. 2004.