

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

MARCOS ANTÔNIO GOMES MINDELO NETO

**Análise de viabilidade técnico-econômica para injeção de CO₂ em
projetos de recuperação avançada de petróleo**

MACEIÓ
2021

MARCOS ANTÔNIO GOMES MINDELO NETO

Análise de viabilidade técnico-econômica para injeção de CO₂ em projetos de recuperação avançada de petróleo

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira de Petróleo.

Orientador(a): Profa. Dra. Glydianne Mara Diógenes Fernandes

Co-orientador(a): Prof. Dr. Eduardo Setton Sampaio da Silveira

MACEIÓ

2021

MARCOS ANTÔNIO GOMES MINDELO NETO

**Catálogo na Fonte Universidade
Federal de Alagoas Biblioteca
Central
Divisão de Tratamento Técnico**

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

M663a Mindelo Neto, Marcos Antônio Gomes.

Análise da viabilidade técnico-econômica para injeção de CO₂ em projetos de recuperação avançada de petróleo / Marcos Antônio Gomes Mindelo Neto. – Maceió, 2021.

76 f. : il.

Orientadora: Glydianne Mara Diógenes Fernandes. Co-orientador: Eduardo Setton Sampaio da Silveira.

Monografia (Trabalho de conclusão de curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 67-76.

1. Recuperação avançada do petróleo. 2. Miscibilidade. 3. Simulação de reservatórios. 4. Viabilidade econômica. 5. Valor Presente Líquido. I. Título.

CDU: 665.6

Dedico este trabalho a minha família, que sempre acreditou em mim e me apoiou nos momentos mais difíceis.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por estar sempre presente em minha vida.

À minha família, minha mãe Carolina Maria Machado Mindelo, ao meus pais Luiz Jackson Miranda Jurnior e Schiavo Durval Fernandes Álvares por todos os seus ensinamentos, e por acreditar nos meus sonhos

À minha namora Thais Pontes Inojosa Rocha, por ter sido minha companheira em todos os momentos desta jornada.

Aos meus amigos de graduação: Erivelton, Sayonara e Victor, que me ajudaram durante toda minha caminhada e por compartilharem comigo momentos especiais.

À Prof.^a Dra. Glydianne Fernandes e ao Prof. Dr. Eduardo Setton Sampaio da Silveira pela orientação, disponibilidade e incentivo.

Ao corpo docente do curso de Engenharia de Petróleo pela dedicação, pela excelência na transmissão do conhecimento, e por tantas inspirações ao longo desses anos.

À Universidade Federal de Alagoas, por todos esses anos de aprendizado, e por me proporcionar tantas oportunidades.

Agradeço também à banca examinadora, pelos conhecimentos técnicos compartilhados, e pelos excelentes professores que foram fora e dentro da sala de aula.

E a todos, de uma maneira geral, que contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Com a descoberta do pré-sal no Brasil em 2006, elevou as expectativas de aumento de produção de óleo, mas com isso surgiram novos desafios, uma corrida em busca de tecnologias que viabilizassem a produção e descoberta de novas técnicas para extrair o petróleo de uma forma mais eficiente de reservatórios a baixo da camada de sal. Assim, surgiu algumas demandas de desenvolvimento de técnicas específicas para tornar a exploração economicamente viável. Uma das alternativas foram investir nos métodos avançados de recuperação para extrair ao máximo óleo de um reservatório, e uma das alternativas foi a injeção e reinjeção de miscível de CO₂ atuando de três formas, tanto invadindo as zonas que não foram anteriormente invadidas pela água, reduzindo as tensões interfaciais e também como reduzindo a saturação de óleo para aproximadamente 5% do volume poroso (VP), onde a invasão anterior da água havia reduzido para apenas 25% do VP e a miscibilidade ocorre em múltiplos contatos, o gás injetado entra em contato com o petróleo, vaporiza as frações médias e pesadas, ocorre assim o enriquecimento do gás carbônico nas condições de temperatura e pressão atuantes para a miscibilidade, este gera uma frente de deslocamento em direção ao poço produtor, deixando para trás as frações extrapesadas do óleo. Com base nisso, foi utilizado um modelo base de reservatórios com características que possibilita a injeção de CO₂. Foi necessário a utilização de uma ferramenta computacional de simulação, o *software* CMG (*Computer Modelling Group*), amplamente utilizado na indústria de petróleo, possibilitando a previsão de comportamento da produção, além de fornecer dados para a avaliação econômica. Como o óleo utilizado no modelo de simulação é um fluido leve, com 8% de CO₂ em sua composição, trata-se de um modelo análogo ao encontrado no pré-sal. O modelo de malhas escolhido para a simulação foi a *5-spot*, que se refere a uma configuração de 4 poços injetores e um poço produtor e foram simulados em três vazões de injeção de CO₂: 1000 m³/dia, por 2000 m³/dia e 3000 m³/dia. Dessa forma, como os dados de produção acumulada de óleo e produção acumulada de água no decorrer de 10 anos de projeto. Esses dois fatores foram utilizados para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), que utiliza como parâmetros de cálculo valores de CAPEX, OPEX e fluxo de caixa. A análise de injeção de CO₂ a 1000 m³/dia apresentou o melhor resultado, com VPL na casa dos US\$ 60.000.000,00, e um *payback* de cinco anos, apesar de seu volume de óleo acumulado durante os 10 anos de projeto ser menor que as demais injeções de CO₂. Já os demais resultados com o CO₂ com injeção de 2000 m³/dia e 3000 m³/dia, tiveram um VPL de US\$ 50.000.000,00 e US\$ 20.000.000,00 e *payback* de 6 e 9 anos respectivamente.

Palavras-chave: Métodos avançados de recuperação. Método miscível. Simulação de reservatórios. Viabilidade econômica. Análise de VPL.

ABSTRACT

With the discovery of the pre-salt in Brazil in 2006, it raised expectations of an increase in oil production, but with that new challenges emerged, a race in search of technologies that would make production viable and the discovery of new techniques to extract oil from a more efficient form of reservoirs below the salt layer. Thus, there were some demands for the development of specific techniques to make exploration economically viable. One of the alternatives was to invest in advanced recovery methods to extract the maximum oil from a reservoir, and one of the alternatives was the injection and reinjection of miscible CO₂ acting in three ways, both invading areas that were not previously invaded by water, reducing the interfacial tensions and also as reducing the oil saturation to approximately 5% of the porous volume (PV), where the previous water invasion had reduced to only 25% of the VP and the miscibility occurs in multiple contacts, the injected gas comes into contact with oil, it vaporizes the medium and heavy fractions, thus enriching carbon dioxide under the conditions of temperature and pressure acting for miscibility, this generates a displacement front towards the producing well, leaving behind the extra-heavy oil fractions. Based on this, a base model of reservoirs with characteristics that enables the injection of CO₂ was used. It was necessary to use a computational simulation tool, the CMG (Computer Modeling Group) software, widely used in the oil industry, enabling the prediction of production behavior, in addition to providing data for economic evaluation. As the oil used in the simulation model is a light fluid, with 8% CO₂ in its composition, it is a model similar to that found in the pre-salt. The mesh model chosen for the simulation was the 5-spot, which refers to a configuration of 4 injection wells and a producer well and were simulated in three CO₂ injection flows: 1000 m³/day, for 2000 m³/day and 3000 m³/day. Thus, as the accumulated oil production and accumulated water production data over the 10 years of the project. These two factors were used to calculate the Net Present Value (NPV), which uses CAPEX, OPEX and cash flow as calculation parameters. The analysis of CO₂ injection at 1000 m³/day showed the best result, with a NPV around US\$ 60,000,000.00, and a payback of five years, despite its accumulated oil volume during the 10 years of the project. less than other CO₂ injections. The other results with CO₂ with an injection of 2000 m³/day and 3000 m³/day had a NPV of US\$ 50,000,000.00 and US\$ 20,000,000.00 and payback of 6 and 9 years respectively.

Keywords: Advanced recovery methods. Miscible injection. Reservoir simulation. Economic viability. VPL.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Redução de royalties sobre a produção incremental.....	16
Figura 2 –	Transferência e perda de calor durante a injeção de vapor.....	19
Figura 3 –	Sensibilidade da viscosidade à temperatura para os vários graus API de óleo.....	20
Figura 4 –	Recursos Petrolíferos Mundiais.....	21
Figura 5 –	Classificação dos métodos de produção de petróleo.....	23
Figura 6 –	Mecanismo de injeção de água.....	25
Figura 7 –	Mecanismo de injeção de gás.....	26
Figura 8 –	Mecanismo de injeção de CO ₂ como gás imiscível.....	27
Figura 9 –	Métodos de recuperação de petróleo.....	28
Figura 10 –	Mecanismo de injeção de vapor.....	30
Figura 11 –	Caminho preferencial em uma malha 5-spot.....	32
Figura 12 –	Viscosidade do óleo em função da temperatura.....	33
Figura 13 –	Deslocamento miscível ao primeiro contato alternada com água.....	34
Figura 14 –	Processo de miscibilidade por múltiplos contatos entre CO ₂ e o óleo no reservatório.....	35
Figura 15 –	Diagrama de fases do CO ₂	36
Figura 16 –	Eficiência de varrido na injeção de CO ₂	37
Figura 17 –	Planejamento de recursos para projeto de engenharia de petróleo.....	40
Figura 18 –	Fluxo de caixa em um projeto de petróleo.....	41
Figura 19 –	Fluxograma dos procedimentos metodológicos realizados.....	47
Figura 20 –	Configuração de malha de poços.....	50
Figura 21 –	Acumulo de óleo pela recuperação primária e pela injeção de CO ₂	54
Figura 22 –	Produção acumulada de óleo versus tempo.....	55
Figura 23 –	Mapas de saturação de óleo em dez anos de projeto para 1000 m ³ /dia, 2000 m ³ /dia e 3000 m ³ /dia de injeção de CO ₂	57
Figura 24 –	Fator de recuperação para as vazões de 1000 m ³ /dia, 2000 m ³ /dia e 3000 m ³ /dia.....	58
Figura 25 –	Produção acumulada de água.....	590
Figura 26 –	Curva de VPL.....	64

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Classificação da ANP para os tipos de óleo em relação ao grau API....	21
Tabela 2 –	Parâmetros de seleção para os processos de recuperação térmica.....	31
Tabela 3 –	Composição dos pseudocomponentes.....	49
Tabela 4 –	Características do reservatório.....	50
Tabela 5 –	Dados utilizados para análise técnico-econômica do projeto.....	52
Tabela 6 –	Produção acumulada de óleo.....	56
Tabela 7 –	Cálculo do VPL para injeção de 1000 m ³ /dia.....	60
Tabela 8 –	Cálculo do VPL para injeção de 2000 m ³ /dia.....	61
Tabela 9 –	Cálculo do VPL para injeção de 3000 m ³ /dia.....	63

LISTA DE ABREVIACOES

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EOS	Equação de Estado
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PVT	Pressão – Volume - Temperatura
ROV	Razão leo/Vapor
SAGD	<i>Steam Assisted Gravity Drainage</i>
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
WASP	<i>Water Alternating Steam Production</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
2	OBJETIVOS.....	14
2.1	GERAL.....	14
2.2	ESPECÍFICOS.....	14
3	JUSTIFICATIVA.....	15
4	REFERÊNCIAL TEÓRICO.....	17
4.1	MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO.....	18
4.1.1	Recuperação primária.....	22
4.1.2	Métodos de recuperação.....	22
4.1.3	Métodos convencionais de recuperação.....	24
4.1.3.1	Injeção de água.....	24
4.1.3.2	Injeção de gás.....	25
4.1.4	Métodos avançados de recuperação.....	28
4.1.4.1	Métodos térmicos.....	29
4.1.4.2	Métodos químicos.....	33
4.1.4.3	Métodos miscíveis.....	33
4.2	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS.....	38
4.3	ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROJETO.....	40
4.3.1	Valor presente líquido.....	42
4.4	PROCEDIMENTOS METODOLOGICOS.....	47
4.5	CARACTERÍSTICA E MODELO DA SIMULAÇÃO DE INJEÇÃO DE CO ₂	48
4.6	FERRAMENTA COMPUTACIONAL.....	51
4.7	PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	52
5	RESULTADOS.....	53
5.1	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO ₂ E A RECUPERAÇÃO PRIMARIA.....	53
5.2	ANALISE DE DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO DE CO ₂	54
5.3	MODELO 3D DA SATURAÇÃO DE GÁS PARA UMA VAZÃO DE INJEÇÃO DE GÁS 1000 M ³ /DIA.....	56
5.4	CURVA DE PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA.....	58

5.5	ANÁLISE DE VPL.....	59
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	66
6.1	CONCLUSÕES.....	66
6.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	67
	REFERÊNCIAS.....	68

1 INTRODUÇÃO

O petróleo vem sendo utilizado pelo homem como fonte de combustível desde antes do início da era cristã, sob diferentes denominações, e hoje, sua utilização é encontrada no dia a dia das sociedades atuais sendo a principal fonte de energia do mundo. O fornecimento mundial de energia proveniente de óleo e gás corresponde aproximadamente 60% de todas as fontes de energia (ALAWAD; MOHAMMAD, 2016).

De acordo com o anuário estatístico brasileiro de petróleo, o volume de petróleo produzido no mundo em 2017 foi de 92,6 milhões de barris por dia. Já o consumo mundial de petróleo em 2017 totalizou 98,2 milhões de barris/dia, após aumento de 1,8% (1,7 milhão de barris/dia) em comparação a 2016, segundo fonte ANP (2018).

O petróleo é a principal matriz energética mundial, e com a evolução da humanidade a necessidade energética do homem avança cada vez mais, tornando a recuperação do óleo presente no reservatório uma solução para essa problemática. Dessa forma, a recuperação avançada de petróleo surgiu da necessidade de se retirar o óleo que ainda permanece no reservatório após a recuperação primária. Com isso, os métodos avançados de petróleo, provenientes da recuperação avançada, são utilizados largamente em alguns campos de petróleo *onshore* e *offshore*. O objetivo desses métodos é elevar o fator de recuperação do óleo, além de aumentar o seu tempo de produção, suprimindo a demanda energética de alguns campos e postergando a vida produtiva dos reservatórios (EPE,2020).

Com a utilização dos métodos avançados, alguns projetos passam a se tornar viáveis economicamente, já que os reservatórios de petróleo nem sempre conseguem produzir petróleo naturalmente de forma econômica, o que ocorreria através dos poços surgentes.

As técnicas de recuperação avançada agem diretamente nas características do fluido a ser produzido ou do reservatório, normalmente injetando substâncias para diminuir a tensão interfacial ou a viscosidade. Existe vários tipos de métodos de recuperação avançada e eles são divididos em grupos que agem de forma diferente, são eles: métodos térmicos, miscíveis, químicos, microbiológicos e eletromagnéticos. O método convencional de injeção de água é o mais comum para manter ou elevar as pressões no reservatório. Devido a imiscibilidade da água com o óleo, este método também é responsável por deslocar o petróleo pelo meio poroso, facilitando à sua extração. A injeção de CO₂ pode ser considerada como método convencional ou especial. No método convencional se apresenta como gás imiscível, já no método especial apresenta condições favoráveis à sua miscibilidade. A injeção de dióxido de carbono além de ter o objetivo de aumentar a recuperação também está associada a questões ambientais, por ser

uma técnica propícia ao controle da emissão desse gás na atmosfera. Porém, para sua utilização é necessário fazer um ciclo de sequestro de CO₂ seguindo as etapas de captura, compressão, transporte e armazenamento de gás carbônico.

A implementação de métodos para o aumento da produção de petróleo tem como propósito a otimização de lucros e retorno econômico sobre o investimento proporcional ao risco referente ao investimento empregado. A otimização nesse contexto está associada ao retorno econômico de um projeto visando mudanças nas variáveis do processo de produção de óleo. A avaliação econômica, segundo Lyons e Plisga (2005), toma como base dois principais aspectos: estimativa de quantidade de óleo recuperável e previsão de um cronograma de recuperação do volume produzido e a estimativa do valor econômico da produção futura prevista.

Para que haja geração de receita, o retorno dos investimentos empregados deverá ser superior ao custo do capital aplicado. Dessa forma, os valores líquidos dos resultados serão positivos, agregando riqueza para o investidor e para investimento. Dentre os pontos principais para uma boa avaliação econômica pode-se citar: custos operacionais, preços, rentabilidade, taxas de risco e taxa de atratividade. A avaliação desses parâmetros visa reduzir as incertezas de qualquer investimento e aumentar a criação de valor para quem investe, e a perpetuação do projeto (MARQUEZAN; BRONDANI, 2006).

A análise econômica foi formulada a partir de três casos estudados. Uma análise de sensibilidade do VPL aos componentes do fluxo de caixa para os casos foi realizada a fim de determinar a qual componente o VPL é mais sensível, ou seja, qual ou quais componentes do fluxo de caixa precisam ser mais cuidadosamente dimensionados para que não haja um retorno financeiro diferente do esperado.

O objetivo principal deste trabalho é analisar os dados recebidos pelo software CMG, de produção acumulada de óleo e água em um reservatório com características do pré-sal durante 10 anos e verificar sua viabilidade econômica, usando o modelo de VPL.

2 OBJETIVOS

2.1 GERAL

Analisar a viabilidade econômica de um modelo de recuperação avançada submetido a injeção CO₂, com base em um modelo de simulação numérica de reservatório.

2.2 ESPECÍFICOS

- Analisar os aspectos físicos do método de recuperação por Injeção de CO₂;
- Analisar as curvas de produção acumulada dos modelos de injeção de CO₂ utilizados no estudo;
- Realizar uma comparação ~~técnico-econômica~~ entre os métodos de recuperação primária e miscíveis (injeção de gás);
- Analisar a distribuição da vazão de óleo, para diferentes vazões de injeção de CO₂, em modelos 3D do reservatório;
- Prever o comportamento futuro do reservatório através da simulação numérica em termos da produção acumulada e do fator de recuperação do óleo;
- Analisar a viabilidade econômica da injeção de CO₂ através do cálculo do VPL.

3 JUSTIFICATIVA

O Brasil é um país que explora o petróleo a mais de 100 anos, e com isso existe uma série de campos maduros, são aqueles que, após atingirem o pico de produção, estão em um estado de produção em declínio e se aproximando do fim de suas vidas produtivas, tanto na área que corresponde ao pré-sal quanto no restante do país. Assim, nesses campos maduros o investimento inicial necessário para a produção de óleo é mais baixo, devido toda infraestrutura já está pronta para a produção, o custo adicional seria a implementação de um método de recuperação. Logo, o custo total nesses campos é inferior a produção em novos campos. Dessa forma, pode-se visualizar que são importantes o investimento e o estudo de técnicas de recuperação de óleo convencionais ou avançados e campos maduros.

Todo projeto, seja ele qual for na área de petróleo, precisa ter uma análise econômica bem definida. É necessário o conhecimento do fluxo de caixa, custos operacionais, despesas variáveis, estudo do valor presente líquido do projeto e todos esses fatores precisam estar alinhados com a oscilação do mercado, assim como o valor do dólar e demais fatores econômicos. Com isso, a análise econômica em projeto é crucial para a escolha do método adequado e do retorno final gerado para a empresa.

A revitalização de campos maduros na Bacia de Campos pode render US\$ 12 bilhões de investimentos nos próximos 20 anos. Com este montante de investimento neste período, estima-se que será possível elevar o fator de recuperação na Bacia de Campos para cerca de 45%, a partir dos atuais 14%, com efeitos diretos na geração de empregos e na arrecadação de participações governamentais (NOGUEIRA, 2019)

Para incentivar e promover estratégias de revitalização de campos maduros, o governo pode proporcionar extensão de contratos, proporcionar incentivos econômicos e adaptações regulatórias. No primeiro caso, um exemplo é oferecer reduções sobre a alíquota de arrecadação de Royalties cobrados sobre a produção incremental de óleo secundário e terciário. Em setembro de 2018, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) publicou uma resolução redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros, cujo efeito pode ser demonstrado pela Figura 1.

Figura 1 – Redução de royalties sobre a produção incremental



Fonte: ANP / FGV Energia.

Sendo assim, o objetivo do trabalho foi avaliar o método de injeção de CO₂ na recuperação de óleo com o intuito de realizar uma análise econômica do reservatório estudado, para maximizar o ganho do projeto.

4 REFERÊNCIAL TEÓRICO

A descoberta do pré-sal brasileiro sem dúvidas elevou a expectativa do setor petrolífero a níveis jamais alcançados. Porém, um cenário negativo mostrou que a exploração daquela região dependia do esforço de muitos setores, entre eles a geologia, engenharia de reservatórios, logística, transporte. Com a declaração de comercialidade do polo, os volumes das reservas brasileiras aumentaram consideravelmente e, portanto, boa parte dos estudos e atenção das indústrias se voltou para aquela região.

Segundo um relatório da Coppe de 2011, o pré-sal pode praticamente aumentar em 6 vezes as reservas brasileiras (de 14 bilhões para 80 bilhões de barris), levando assim o Brasil a se tornar um dos maiores produtores de petróleo do mundo. Os esforços empregados durante esses anos fizeram do sonho do pré-sal uma realidade para o Brasil. Em alguns locais de produção, um número menor de poços do que foi estimado se mostrou suficiente para produzir as vazões máximas que as unidades de produção podiam processar (PETROBRAS, 2014 apud OLIVEIRA, 2016).

A produção de petróleo no Brasil em 2015 cresceu 8% ante o ano anterior, diante do aumento da extração nos poços do pré-sal. A produção média da commodity em 2015 somou 2,437 milhões de barris de petróleo por dia (bpd), ante a média de 2,253 milhões bpd registrada em 2014. A produção do pré-sal em dezembro de 2015, oriunda de 52 poços, foi de 875 mil bpd e 34,3 milhões de m³/d de gás natural, totalizando 1,091 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boe/d). O volume é 6,6% maior que o registrado no mês anterior e 33,7% superior a dezembro de 2014. (ANP, 2016).

Apesar dos excelentes resultados, muitos desafios estão associados à exploração e produção dessa imensa reserva. Primeiramente, a localização da província do pré-sal dificulta toda a logística de equipamentos, suprimentos e pessoal. Essa região está localizada entre 100 e 300 km da costa com uma extensão de 800 km, abrangendo desde o estado do Espírito Santo até Santa Catarina.

A alta concentração de CO₂ (entre 8% e 12%) representa outro desafio para o pré-sal e a presença desse gás no óleo exige um tratamento adequado, visto que as emissões de dióxido de carbono estão relacionadas diretamente com a degradação da camada de ozônio. A solução então para esse problema foi um estudo da viabilidade de injeção e reinjeção desse gás carbônico, pois o contato do CO₂ com óleo causa seu inchamento e conseqüente redução da viscosidade, fato que favorece o fluxo do petróleo do reservatório para o poço (PETROBRAS, 2014 apud OLIVEIRA, 2016).

Ao longo de toda vida produtiva de um poço de petróleo, o gradiente de pressão entre o reservatório e o poço constitui um dos fatores responsáveis pelo fluxo de óleo para o interior da coluna de produção. Durante o início da produção, a alta pressão do reservatório faz com que a produção possa ser surgente, ou seja, nenhum mecanismo externo precisa ser estabelecido para se produzir petróleo. Com o passar do tempo, a retirada de massa do reservatório faz com que a pressão diminua e conseqüentemente o gradiente de pressão. A literatura nos mostra que um reservatório que atua apenas com a recuperação primária (própria pressão do reservatório) consegue recuperar valores tão baixos que podem chegar a apenas 5% para óleos pesados e 10% para óleo leves, isso dependendo das condições e propriedades dos fluidos e das características do reservatório (QUEIROZ GALVÃO, 2015 apud OLIVEIRA, 2016).

A partir de certo ponto, energia adicional precisa ser transferida para o reservatório a fim de que a produção possa continuar a ser tecnicamente viável. Baseadas na ideia de que as baixas recuperações eram resultados de baixas pressões nos reservatórios, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão ao reservatório por meio da injeção de um fluido cujas finalidades eram deslocar o fluido residente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este.

4.1 METODOS DE RECUPERAÇÃO

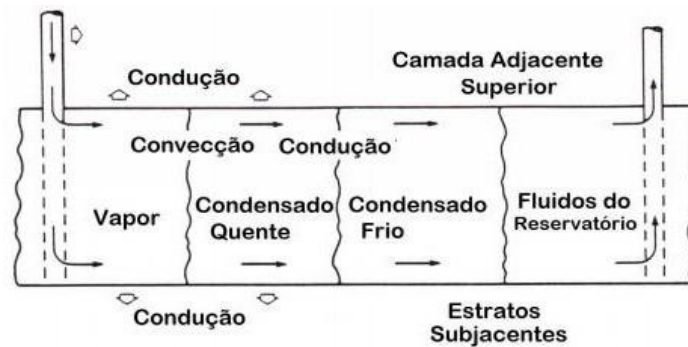
Os métodos de recuperação de petróleo geralmente são classificados como métodos de recuperação convencionais e métodos de recuperação avançada. A aplicação dos métodos convencionais para óleos com alta viscosidade não apresenta resultados significativos no deslocamento desses óleos. No entanto, a introdução de calor, através dos métodos avançados térmicos, permite a ocorrência de processos físicos, que reduz a viscosidade do óleo e aumenta a mobilidade do mesmo através da inserção de energia térmica dentro do reservatório, facilitando sua recuperação. Existem também outras formas de se introduzir energia no reservatório como: injeção de produtos químicos, injeção de gás, métodos microbiológicos, dentre outros.

A viscosidade é, basicamente, a propriedade física que representa a resistência de um fluido ao escoamento. Nos líquidos a viscosidade é afetada pelas variações de temperatura e pressão: diminui com o acréscimo da temperatura e cresce com o aumento da pressão. O gás ideal apresenta comportamento contrário ao apresentado pelos líquidos. (ROSA *et al.*, 2006 apud SPÍNOLA, 2014).

Compreender os mecanismos da transferência de calor no meio poroso é importante para a compreensão da transferência de calor que ocorre no método de injeção de vapor no poço e

no reservatório de petróleo. A energia térmica é transportada de três formas: condução, convecção e radiação. A condução e convecção dominam a transferência de calor dentro de um reservatório sob injeção de vapor. A Figura 2 ilustra a transferência e perda de calor durante a injeção de vapor (SOUZA JÚNIOR, 2013).

Figura 2 – Transferência e perda de calor durante a injeção de vapor



Fonte: Hong,1994.

A condução térmica é responsável pelas perdas de calor para as camadas adjacentes durante a injeção de vapor, podendo também ser importante dentro do reservatório quando a velocidade do fluido é baixa. Já a transferência de calor por convecção é o transporte de energia térmica através do movimento do fluido dentro de uma região submetida à diferença de temperatura (SOUZA JÚNIOR, 2013).

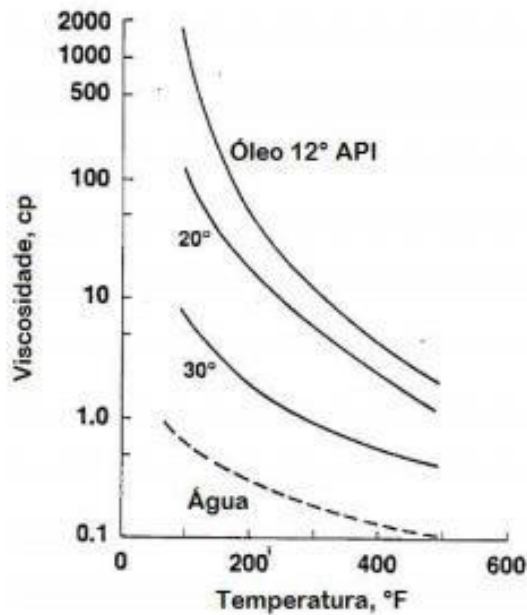
A transferência de energia térmica em forma de calor de um dado ponto para outro, ocorre pelo movimento das moléculas de uma dada substância. Assim, o calor fornecido pode existir como calor sensível, que é o calor fornecido a um corpo gerando apenas variação de temperatura, e como calor latente, onde a transferência de calor ocorre associada com a mudança de fase de uma matéria.

Com o desenvolvimento dos métodos térmicos e a redução da viscosidade do óleo ocasionada pelo aquecimento dos fluidos do reservatório pelos fluidos injetados, foram surgindo também outros efeitos que beneficiavam a produção do óleo. A partir dessas análises, os processos já realizados foram passando por outras modificações e adaptações que nos resultaram vários tipos de métodos existentes. Observou-se em testes práticos que a redução da viscosidade é mais significativa em óleos com baixo grau API (API – API: *American Petroleum Institute*), ou seja, em óleos mais viscosos (LIMA *et al.*, 2017).

A Figura 3 mostra a sensibilidade da viscosidade à temperatura para os vários graus API de óleo. Nesta figura, pode ser observada uma acentuada queda da viscosidade do óleo com a temperatura, especialmente para os óleos com baixo grau API. Devido a esta importante

propriedade do óleo, consideráveis esforços têm sido tomados para o desenvolvimento de técnicas que envolvam a introdução de calor no reservatório, para melhorar a recuperação do óleo mais viscoso (HONG, 1994).

Figura 3 – Sensibilidade da viscosidade à temperatura para os vários graus API de óleo



Fonte: Hong, 1994.

A transferência de calor para o óleo pode ocorrer ou por injeção de um fluido quente ou por geração de calor no reservatório através de uma combustão. Na indústria do petróleo tem ampla aplicação o critério de °API, idealizado pela *American Petroleum Institute* - API, juntamente com a *National Bureau of Standards*, que consiste numa forma de expressar a densidade relativa do óleo ou derivado. A medição do grau API é realizada nas condições padrões de pressão e temperatura (14,7 psia e 60 °F) e é obtido pela **Equação 1**, através desta medição é possível distinguir se o óleo apresenta baixa ou alta viscosidade.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad (1)$$

Onde:

γ_o = densidade específica do óleo (densidade do óleo/ densidade da água)

$^{\circ}API$ = grau API

De acordo com o grau API calculado para o óleo, a ANP (2018) classifica-o em: óleo leve, mediano, pesado e extrapesado conforme a Tabela 1.

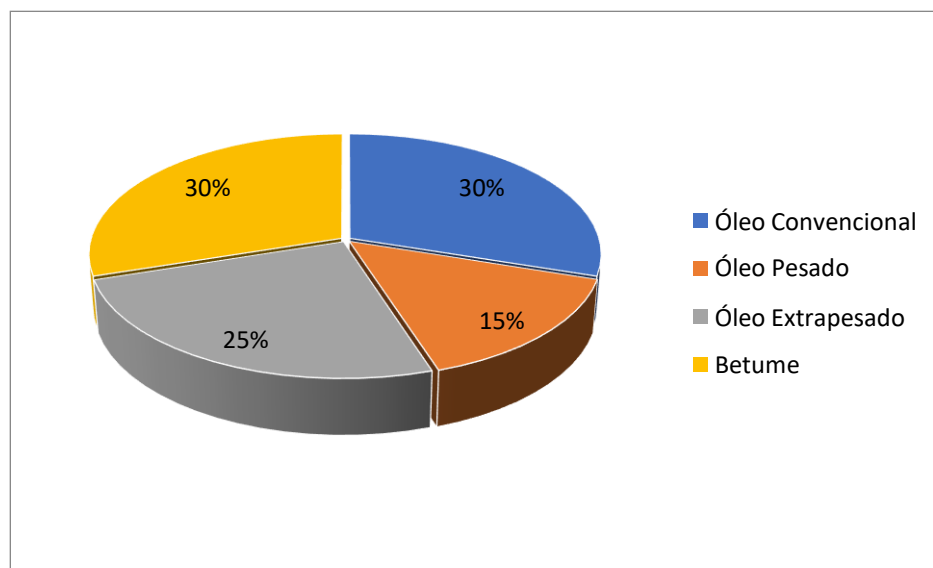
Tabela 1 – Classificação da ANP para os tipos de óleo em relação ao grau API

Tipo de óleo	Densidade	API
Leve	$\leq 0,87$	$\geq 31^\circ$
Mediano	$0,87 \leq \gamma_o < 0,92$	$22^\circ \leq \text{API} < 31^\circ$
Pesado	$0,92 \leq \gamma_o < 1,00$	$10^\circ \leq \text{API} < 22^\circ$
Extrapesado	$> 1,00$	$< 10^\circ$

Fonte: CARVALHO, 2018.

Quanto maior o valor do grau API, menor a densidade relativa do óleo, o que significa dizer que o óleo é leve ou convencional, ou seja, é composto por frações leves e tem alto valor econômico. Todavia, a maior parte das reservas no mundo é de óleos não convencionais. Como se observa no gráfico da Figura 4, óleos pesados e extrapesados compõem 40% da atual reserva de óleo mundial que no total corresponde de 1.4 a 2.1 trilhões de m³ (SCHLUMBERGER, 2016).

Figura 4 – Recursos Petrolíferos Mundiais



Fonte: Adaptado da Schlumberger, 2016.

Os óleos pesados e extrapesados geralmente são compostos por cadeias de carbono muito longas e por isso apresentam densidades e viscosidades muito elevadas. Dessa forma, a produção desses tipos de óleos representa uma série de desafios tecnológicos desde o escoamento no reservatório até o seu refino, fazendo com que eles se tornem menos atrativos economicamente. Para viabilizar a produção desses óleos, vem crescendo a aplicação dos

métodos avançados de recuperação térmica, que serão estudados neste trabalho.

Dentre os métodos térmicos de recuperação mais comuns destacam-se a injeção de CO₂, a injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, a combustão *in situ* e a injeção de água quente. Outro método que se destaca na recuperação de óleo pesado e areias betuminosas é o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), utilizado em larga escala no Canadá e na Venezuela.

4.1.1 Recuperação primária

Na recuperação primária a recuperação do petróleo se dá pela energia natural do próprio reservatório. Com isso, não é necessário a injeção de fluidos ou a introdução de calor como fonte energética para produção. Dentre as fontes naturais de energia estão: expansão de fluidos, gás em solução, influxo de água, capa de gás e drenagem gravitacional (SHENG, 2010).

Dependendo da composição e das propriedades do reservatório as fontes de energia natural podem atuar simultaneamente ou sequencialmente. A energia natural proveniente da pressão do gás no reservatório é a principal contribuição na produção de óleo. Já a força gravitacional é a mais efetiva para reservatórios inclinados, pois facilitam a drenagem do óleo. Outra energia natural com alta eficiência é a proveniente do influxo de água dos lados ou no fundo do reservatório, a qual está relacionada a pressão e permeabilidade da formação. A compactação do reservatório à medida que os fluidos vão sendo retirados, também é um mecanismo de movimento do óleo para os poços produtores, onde parte do óleo vai ser expelida à medida que o volume do reservatório vai reduzindo (DONALDSON *et al.*, 1985).

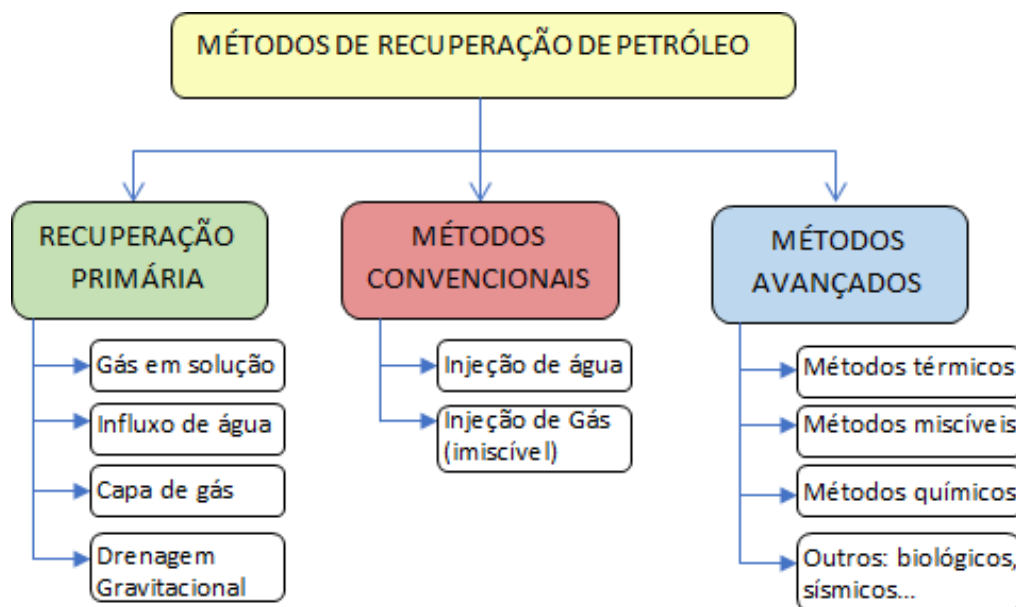
4.1.2 Métodos de recuperação

Quando um campo se encontra em avançado estágio de exploração é considerado um campo maduro, com índices de produção decrescentes, após o seu pico de produção, sendo necessária a aplicação de métodos de recuperação para recuperação do petróleo (NAVEIRA, 2007).

Os métodos de recuperação de petróleo são classificados como métodos convencionais e métodos de recuperação avançada, como podemos ver representado no fluxograma da Figura 5. Nos métodos convencionais os fluidos injetados no reservatório interagem de forma mecânica com os fluidos que serão produzidos, expulsando os fluidos presentes no reservatório, e assumindo os espaços vazios nos poros. Já nos métodos avançados, as interações entre esses

fluidos injetados e deslocados podem ser de natureza térmica, químicas e miscíveis, entre outros. Os métodos de recuperação avançada são mais eficientes quando se pretende explorar reservatórios com óleo pesado, com alta viscosidade, e com altas tensões interfaciais, pois apresentam mecanismos físico-químicos capazes de alterar as propriedades dos fluidos presentes no reservatório, melhorando o fator de recuperação (THOMAS, 2001).

Figura 5 – Classificação dos métodos de produção de petróleo



Fonte: Adaptado de Fernandes, 2016.

Os métodos convencionais são processos com tecnologias mais conhecidas, e mais comumente aplicadas, como a injeção de água ou de gás imiscível, esses métodos auxiliam a manutenção do nível de pressão esperada para manter a viabilidade do projeto e detém tecnologias mais conhecidas, devido principalmente a sua usualidade e por apresentarem mecanismos menos complexos (THOMAS, 2001).

As baixas taxas de recuperação, provenientes de um processo convencional de injeção de fluidos, podem ser resultantes de três aspectos principais: geologia da formação, elevada viscosidade do óleo do reservatório e altas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (QUEIROZ, 2006). Os métodos avançados de recuperação ou métodos EOR (*Enhanced Oil Recovery*) surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, aumentando o lucro do processo, por meio da suplementação da energia do reservatório, por isso, são comumente utilizados quando os métodos convencionais já não são vantajosos. (BARILLAS, 2008).

4.1.3 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 com método convencional de recuperação (THOMAS, 2001).

A injeção de água é o processo de recuperação convencional mais difundido no mundo. Isto ocorre por vários motivos, entre eles se destaca o fato de que em geral existe disponibilidade de água, fazendo com que o custo de aquisição não seja muito elevado. Outro motivo importante é que a água é um eficiente agente deslocante de óleos com baixa viscosidade. É também relativamente fácil injetar água na maioria dos reservatórios, não sendo necessário efetuar intervenções com sondas muito dispendiosas para restaurar a injetividade dos poços injetores (DINIZ, 2015).

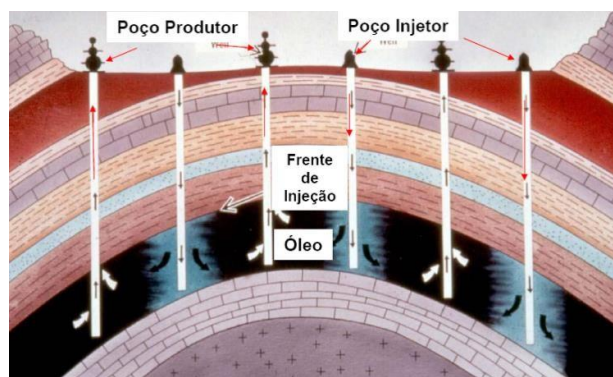
Na injeção imiscível de gás, como indica o próprio nome, os fluidos não se misturam, ou seja, o óleo do reservatório e o gás injetado permanecem durante o processo como duas fases distintas (ROSA et al, 2006).

4.1.3.1 Injeção de água

Os projetos de injeção de água, segundo Thomas (2001), geralmente, são compostos de: conjunto de bombas para o caso de se utilizar água de superfície ou água do mar, ou um sistema de captação de água, que podem ser poços no caso de se injetar água subterrânea; sistema de injeção de água, que é composto por bombas, linhas, e poços de injeção; e sistema de tratamento e descarte de água produzida. Em certos casos, algumas dessas partes são dispensáveis.

Para a injeção de água é necessário o estudo da região para saber o local adequado onde irá ficar os poços injetores, como mostra na Figura 6:

Figura 6 – Mecanismo de injeção de água



Fonte: Barros, 2017.

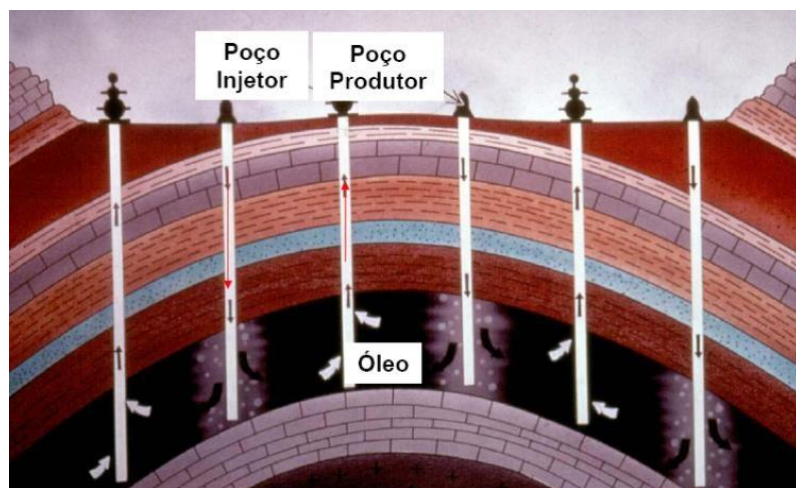
A injeção de água comparada com outros métodos de recuperação apresenta menor custo operacional, sendo por isto, bastante utilizada como método de recuperação secundária. A água de injeção pode ter quatro origens distintas, sendo elas: água do mar, água de superfície, água subterrânea e água produzida. A água injetada também é produzida juntamente com o óleo e são separados na superfície. O óleo é armazenado e a água é reinventada, sendo necessário apenas uma pequena quantidade de água adicional.

4.1.3.2 Injeção de gás

O gás natural para ser injetado precisa estar em condições de temperatura e pressão adequadas para cada necessidade, para isso utiliza-se compressores. O gás injetado age como um agente mecânico, deslocando o óleo do meio poroso e migrando-o até os poços produtores.

Da mesma forma como ocorre com a injeção de água é necessário o estudo da localização dos poços injetores, mostrado na Figura 7:

Figura 7 – Mecanismo de injeção de gás



Fonte: Barros, 2017.

O processo de injeção de gás é chamado de imiscível por não ocorrer mistura de fluidos entre si e nem existir interferências na rocha reservatório. O óleo eo gás representam duas fases distintas nesse processo (NAVEIRA, 2007).

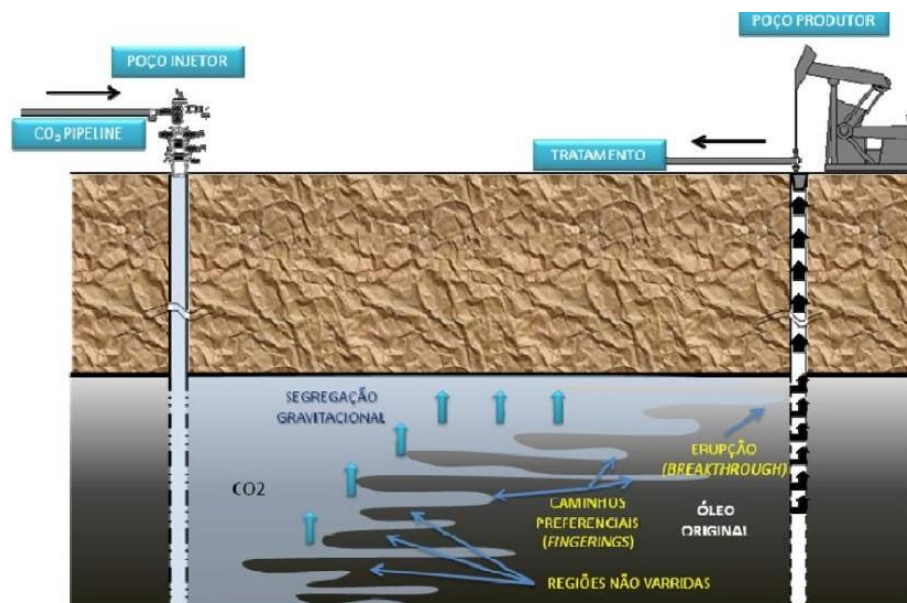
4.1.3.3 Processo de injeção do CO₂ como gás imiscível

Historicamente, têm se utilizado CO₂ em processos miscíveis para projetos que se destinam à injeção desse gás em condições de pressão altas o suficiente para que o torne miscível para óleos leves oriundos de reservatórios com profundidade maior que 1000 m (HARA et. al, 1993).

Considerado como método de recuperação avançada convencional, a injeção de CO₂ age de forma mecânica empurrando o óleo para fora dos poros sem misturar-se a ele, ou seja, não há condições favoráveis para que ocorra a miscibilidade dos fluidos. A injeção de CO₂ por não possuir tantas restrições e por ser capaz de recuperar boa quantidade dos hidrocarbonetos, é considerado como um dos processos de injeção mais promissores atualmente (JHA, 1983, apud CAVALCANTE, 2016), além de estar atrelada a questões ambientais, como exemplo, a captura de gás carbônico para utilização como método de recuperação ajudando a controlar a emissão desse gás na atmosfera.

O mecanismo de injeção de CO₂ imiscível, logo não ocorre uma mistura entre fluidos, é semelhante aos outros métodos convencionais, como mostra na figura 8:

Figura 8 – Mecanismo de injeção de CO₂ como gás imiscível



Fonte: IBP.

Para utilizar o gás carbônico como fluido de injeção em poços de petróleo como método de recuperação, é preciso seguir as seguintes etapas: Captura, compressão, transporte e armazenamento do CO₂.

- Captura: Nesta fase o CO₂ é capturado da atmosfera com alta pressão e grau de pureza, até atingir propriedades termodinâmicas adequadas, pois é mais viável economicamente que o gás esteja comprimido e concentrado para o transporte. Além disso, se houver impurezas no

CO₂ pode influenciar na capacidade de recuperação devido a problemas de operação que poderão afetar diretamente a produção do reservatório.

- Compressão: Segundo Nguyen e Allinson (2002), para facilitar o transporte, o CO₂ é comprimido geralmente em condições supercríticas, ou seja, pressões acima de 1200 psi.

- Transporte: Para escolher qual meio de transporte se deve utilizar, deve-se considerar alguns fatores, como: a quantidade de CO₂ a ser transportado, o caminho entre a fonte e o local de armazenamento e a distância total. Os gasodutos são os meios mais utilizados, entretanto pode ser utilizado navios, caminhões-tanques ou outros meios de transportes.

- Armazenamento: O armazenamento de CO₂ é feito em locais aprovados ambientalmente por órgãos responsáveis. As opções principais de armazenamento são camadas de carvão, reservatórios exauridos, recuperação avançada de óleo, domos de sal e aquíferos profundos (PARAFITA, 2014).

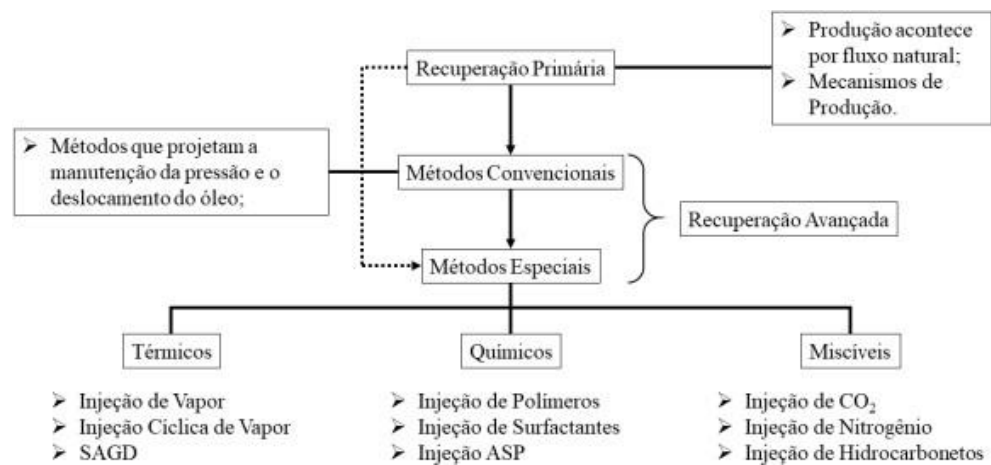
4.1.4 Métodos avançados de recuperação

Os métodos avançados de recuperação ou *Enhanced Oil Recovery* (EOR) surgiram para aumentar a recuperação por meio da injeção de fluidos que interagem com fluido do reservatório provocando efeitos que maximizam a produção, tornando os projetos possíveis de serem implementados devido a boa razão econômica (FERNANDES, 2016).

Os métodos avançados de recuperação podem ser normalmente divididos em: métodos térmicos, métodos químicos e métodos miscíveis, entre outros. A escolha do tipo método avançado de recuperação que será aplicado dependerá diretamente das características do reservatório, dos fluidos presentes, da rocha e do retorno financeiro do reservatório (BARILLAS, 2008).

Os métodos de recuperação avançada são amplamente utilizados devido à baixa eficiência da elevação natural na produção de petróleo. A recuperação avançada compreende métodos convencionais e especiais, com a finalidade de aumentar o fator de recuperação reenergizando o reservatório ou melhorando o deslocamento do óleo (MATHIAS, 2019). A Figura 9 apresenta a classificação dos métodos de recuperação mais utilizados:

Figura 9 – Métodos de recuperação de petróleo.



Fonte: Mathias, 2019.

A recuperação convencional ou secundária visa aumentar ou manter a pressão do reservatório com injeção de fluido para que ocorra o fluxo do óleo em direção ao poço. A água é o fluido mais utilizado na recuperação secundária, pois possui baixo custo de injeção e tratamento e apresenta histórico positivo na produção (PADILHA, 2017).

Para avaliar a eficiência da injeção é necessário analisar o comportamento do fluido no contexto do reservatório, para são mensurados parâmetros como eficiência de deslocamento e eficiências de varrido (HENRIQUE, 2014).

A eficiência de varrido vertical e horizontal tratam-se dos percentuais de área vertical e horizontal ocupada pelo fluido injetado respectivamente. A disposição de poços tem influência na eficiência de varrido e pode resultar, a depender do projeto, no maior aproveitamento do método. Parâmetros físicos importantes na atuação da eficiência de varrido são: a mobilidade do fluido (razão da permeabilidade efetiva e sua viscosidade), o grau de heterogeneidade da formação (pode dificultar ou impedir o fluxo do fluido injetado) e atuação da gravidade no fluido injetado (direciona o fluido para a base do reservatório). O produto da eficiência de varrido horizontal e vertical é a eficiência volumétrica. A eficiência de deslocamento relaciona o volume de óleo móvel deslocado e a zona varrida, é um parâmetro que valida melhor o resultado do método. A eficiência de recuperação é o produto da eficiência volumétrica e de deslocamento. Esse parâmetro avalia de fato a recuperação de óleo (MATHIAS, 2019).

Os métodos de recuperação avançada são utilizados em campos que apresentam baixa produtividade, ou com óleo de alta viscosidade, altas tensões interfaciais e em muitos casos, quando a recuperação secundária não é mais suficiente para manter a produção (SANTOS, 2018).

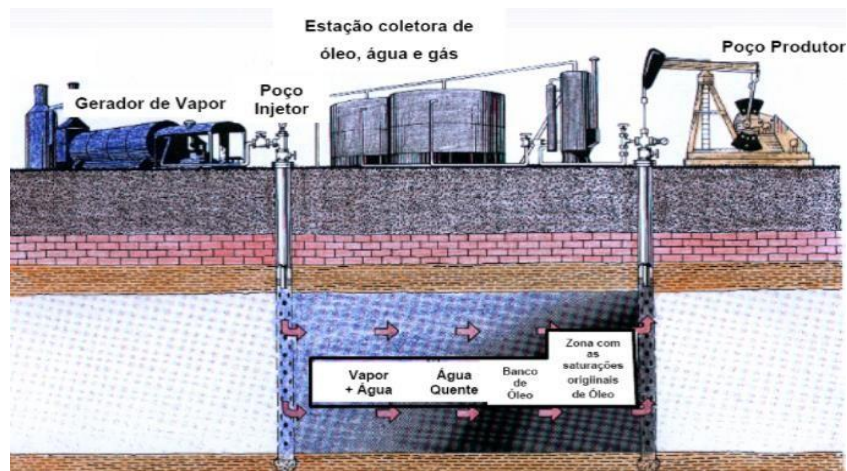
4.1.4.1 Métodos térmicos

Nos processos térmicos ocorre a injeção de fluidos quentes, através da injeção de vapor e de água quente e do processo de combustão *in situ*. A água por ser um fluido economicamente mais barato é geralmente utilizada, e por sua vez, também pode ser injetada na forma de vapor, além de contribuir para manter a pressão do reservatório. É importante destacar que o calor transferido causa a vaporização das frações leves do óleo, que em contato com a formação mais fria se condensa, formando um solvente ou banco miscível à frente da zona de vapor (NAVEIRA, 2007).

A redução da viscosidade é o principal efeito dos métodos térmicos, pois proporcionam uma melhora na capacidade de escoamento do óleo, e essa facilidade ao escoamento provoca um aumento de varrido, melhorando significativamente a eficiência da produção do óleo. São métodos térmicos de recuperação: a combustão *in situ*; a injeção cíclica de vapor; a injeção contínua de vapor; a drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), entre outros, como a combinação de mais de um método térmico, como o método injeção alternada de vapor e água quente (WASP) e a combinação de métodos térmicos com métodos miscíveis, além de outros métodos que estão em constante descoberta, utilizando vapor combinado com diferentes mecanismos para se chegar a um maior fator de recuperação. Logo, os métodos de diferentes naturezas podem ser combinados para se obter uma recuperação mais efetiva (FERNANDES, 2016).

A principal finalidade dos métodos térmicos de recuperação é o aquecimento do reservatório e dos fluidos nele contidos, alterando propriedades físicas do óleo e facilitando o escoamento. O calor pode ser gerado na superfície ou no próprio reservatório. No reservatório, esse processo recebe o nome de combustão “*in situ*” e quando gerado a partir da superfície podem ser denominados de injeção de água quente, injeção cíclica de vapor, injeção contínua de vapor, SAGD, VAPEX, assim como combinações de métodos térmicos com métodos de natureza química ou miscível, a depender da configuração estabelecida no projeto. Todos esses métodos têm em comum a utilização da transferência de calor como agente responsável pela drenagem do óleo ao longo do reservatório (RIOS, 2011). Na Figura 10 mostra o mecanismo de um método térmico, injeção de vapor.

Figura 10 – Mecanismo de injeção de vapor



Fonte: Barros, 2017.

O método de injeção de vapor, segundo Lucena, 2000, que consiste na injeção de vapor superaquecido, apresenta dois modos de operar: o cíclico e o contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto o modo contínuo permanece no mesmo injetor até os poços vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Hoje em dia, a fase cíclica precede a contínuo, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo. A injeção cíclica de vapor é também conhecida como: *Huff and Puff*, *Steamsoak*, *Steam Stimulation*, ou ainda estimulação cíclica. A injeção é chamada de cíclica porque pode ser repetida diversas vezes. Cada ciclo consiste de três partes distintas: fase de injeção, fase de *soaking* e fase de produção. Fase de injeção: fase na qual uma certa quantidade de vapor previamente calculada é injetada o mais rápido possível e, geralmente, dura de cinco a quinze dias. Fase de *soaking*: período posterior à injeção no qual o poço permanece fechado para permitir a condensação do vapor (*soaking*) e a transferência de calor latente para a rocha e para o óleo.

Os processos térmicos de recuperação são aplicados a uma larga faixa de reservatórios. A Tabela 1, apresenta critérios de seleção para os processos avançados de recuperação (GREEN; WILLHITE, 1998).

Essa Tabela consiste em uma recomendação para se analisar que métodos poderão ou não ser bons candidatos à recuperação térmica.

Tabela 2 – Parâmetros de seleção para os processos de recuperação térmica

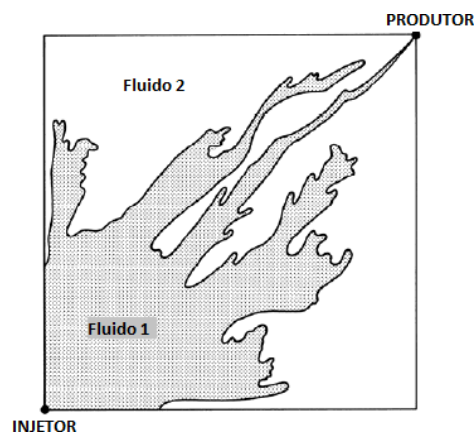
Parâmetros de Seleção	Métodos Térmicos	
	Vapor	Combustão "in situ"
Densidade do óleo, ° API	10 a 34	10 a 35
Viscosidade do óleo, cP	≤ 15.000	≤ 5.000
Profundidade, ft	≤ 3.000	≤ 11.500
Espessura da zona de óleo, ft	≥ 20	≥ 20
Temperatura do reservatório, °F	-	-
Porosidade	≥ 0.20	≥
0.20		
Permeabilidade média, mD	≥ 250	≥ 35
Transmissibilidade, md-ft/cp	≥ 5	≥ 5
Pressão do reservatório, psi	≤ 1.500	≤
2.000 Saturação de óleo mínima no início do processo		≥
0.10	≥ 0.08	Salinidade da
formação, ppm	-	-
Tipo de rocha	Arenito ou Carbonato	Arenito ou
Carbonato		

Fonte: Adaptado de Green e Willhite, 1998.

Na injeção, quando o fluido injetado é menos viscoso que o óleo, este flui através de caminhos ao longo do óleo com uma maior velocidade, formando assim caminhos preferenciais.

A Figura 11 mostra um caminho preferencial formado quando o fluido menos viscoso percorre o fluido mais viscoso, formando os caminhos preferenciais. O modelo de fluxo pode ser visualizado como óleo e água fluindo lado a lado por caminhos de fluxo separados, com a velocidade da água sendo muito maior que a do óleo. Na injeção de vapor, por exemplo, o vapor chegaria mais rapidamente ao poço produtor, dificultando a recuperação do óleo do reservatório, que não entra em contato com o vapor (LACERDA, 2000).

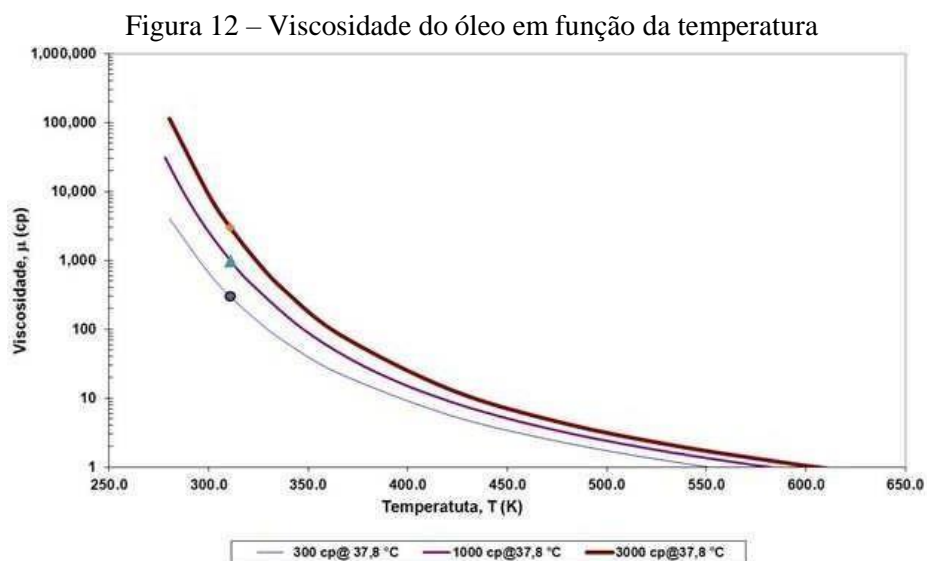
Figura 11 – Caminho preferencial em uma malha 5-spot



Fonte: Adaptado de Habermann, 1960.

Em relação a viscosidade, a constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem essa propriedade 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 de seu aquecimento para aumentar a recuperação do 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 (SANTANA, 2009).

Quando o óleo do reservatório apresenta uma alta viscosidade, os métodos convencionais de recuperação não conseguem uma interação eficiente com o fluido a ser produzido. Nesse caso, a água ou gás injetado, apresentam uma mobilidade maior que a do fluido a ser deslocado resultando em baixas recuperações. A introdução de calor no reservatório faz com que a viscosidade e a saturação do óleo sejam diminuídas, como é observado na Figura 12, desta forma a mobilidade do óleo aumenta tornando mais fácil a sua recuperação.



Fonte: Barillas, 2005.

A influência da temperatura na viscosidade dos fluidos é significativa, pois ela cai de forma exponencial com o aumento da temperatura, conforme mostrado na Figura 10, para três óleos de diferentes viscosidades (300 cP, 1000 cP e 3000 cP), na condição de reservatório de 100°F (37,8°C) (BARILLAS, 2005).

4.1.4.2 Métodos químicos

Métodos químicos são processos em que se pressupõe uma certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório (injeção de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina, etc). O princípio consiste em diminuir a tensão interfacial entre os dois fluidos (água e óleo) promovendo a miscibilidade das mesmas e aumentando a eficiência de deslocamento.

Nesses métodos são realizadas modificações no fluido injetado para melhorar a eficiência do processo de injeção, através da adição de produtos químicos, como polímeros, surfactantes, álcalis ou uma combinação desses (SHENG, 2011). A injeção de polímeros tem o objetivo principal de aumentar a viscosidade da água injetada, o que ajuda a aumentar o volume do reservatório varrido pelo processo de injeção.

Os surfactantes são substâncias químicas compostas por moléculas anfifílicas, ou seja, que possuem grupos polares, com afinidade pela água, e grupos apolares, com afinidade por compostos orgânicos, como o óleo (CURBELO, 2006).

Por conta disso, eles reduzem a tensão interfacial entre o óleo e a água, o que ajuda a reduzir a saturação de óleo residual, ou seja, o volume de óleo que permanece trapeado ou adsorvido à rocha do reservatório. Na injeção dos álcalis, o objetivo é que a substância alcalina injetada reaja com os ácidos orgânicos do óleo cru e produza determinada quantidade de surfactantes *in situ* (CURBELO, 2006).

Além da redução na tensão interfacial provocada pelos surfactantes produzidos, a adição dos álcalis aumenta o pH e reduz a adsorção dos surfactantes (SHENG, 2011). A maior parte da atual produção referente aos métodos químicos ocorre na China, sendo a injeção de polímeros a tecnologia mais aplicada (ALVARADO e MANRIQUE, 2010).

Os bons resultados obtidos nos Campos de Danqing e Bohai, além do aumento do preço do petróleo ocorrido no início dos anos 2000, provocaram um maior interesse pela injeção de polímeros e alguns projetos significativos foram implantados em outros países, como no Campo de Dália, em Angola (MOREL et al., 2008).

4.1.4.3 Métodos miscíveis

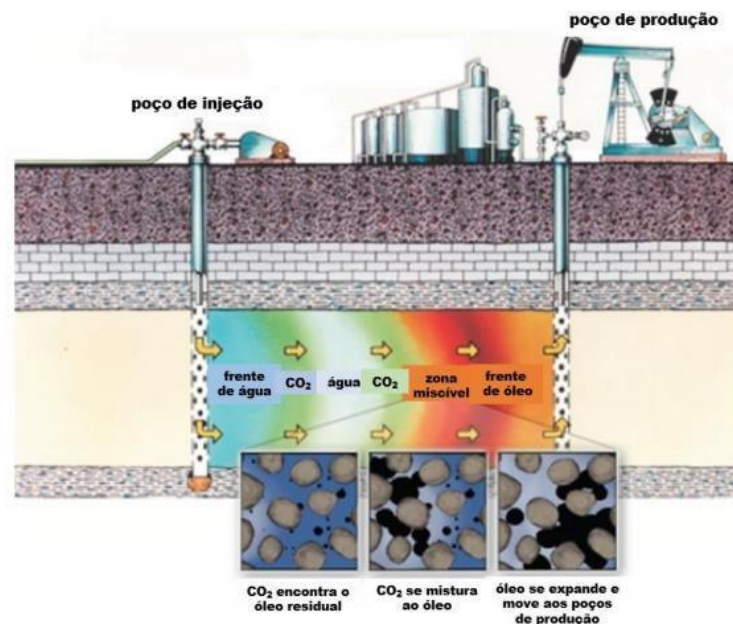
A miscibilidade é a propriedade que duas ou mais substâncias possuem em formar uma única fase quando misturadas. A miscibilidade depende da composição, razão molar e das condições de pressão e temperatura que a mistura está submetida (MEGER, 2018).

O método miscível tem como princípio a injeção de um fluido que forme apenas uma fase ao entrar em contato com o óleo, permitindo a manutenção da pressão e melhora do deslocamento do óleo pela redução de tensão interfacial entre as fases óleo e água presentes no sistema. A injeção pode ser de gás enriquecido, gás pobre a alta pressão, gás liquefeito de petróleo (GLP), além do dióxido de carbono (CO_2) (SANTOS, 2018).

A injeção miscível pode ser ao primeiro contato, quando o fluido injetado é diretamente miscível ao óleo nas condições de pressão e temperatura, quando são necessárias modificações no óleo, no fluido injetado ou transferência de massa dos componentes para que ocorram a miscibilidade, a miscibilidade ocorre em múltiplos contatos. (CALEMBO, 2017).

No processo de injeção miscível de primeiro contato, forma-se uma camada solvente que é então deslocada por um gás mais barato ou água (WAG) como apresentado na Figura 13. (PADILHA, 2017).

Figura 13 – Deslocamento miscível ao primeiro contato alternada com água



Fonte: Godoi, 2015.

A pressão é o parâmetro principal na injeção miscível, por essa razão, é necessário conhecer a pressão de miscibilidade mínima, esta é determinada em laboratório. (MEGER, 2018).

Na injeção de CO_2 , o dióxido de carbono é um dos componentes mais abundantes encontrados ao redor do planeta, tornando muito atrativa a ideia de utilizá-lo para remover óleo de reservatórios encontrados no subsolo. O CO_2 atua das duas formas, tanto invadindo as zonas que não foram anteriormente invadidas pela água, como reduzindo a saturação de óleo para

aproximadamente 5% do volume poroso (VP), onde a invasão anterior da água havia reduzido para apenas 25% do VP.

O processo WAG pode ser classificado em injeção miscível – quando a pressão de injeção dos fluídos é maior que a pressão mínima de miscibilidade (aquela na qual fluidos imiscíveis viram miscíveis) e injeção imiscível quando a pressão de injeção é menor que a pressão mínima de miscibilidade.

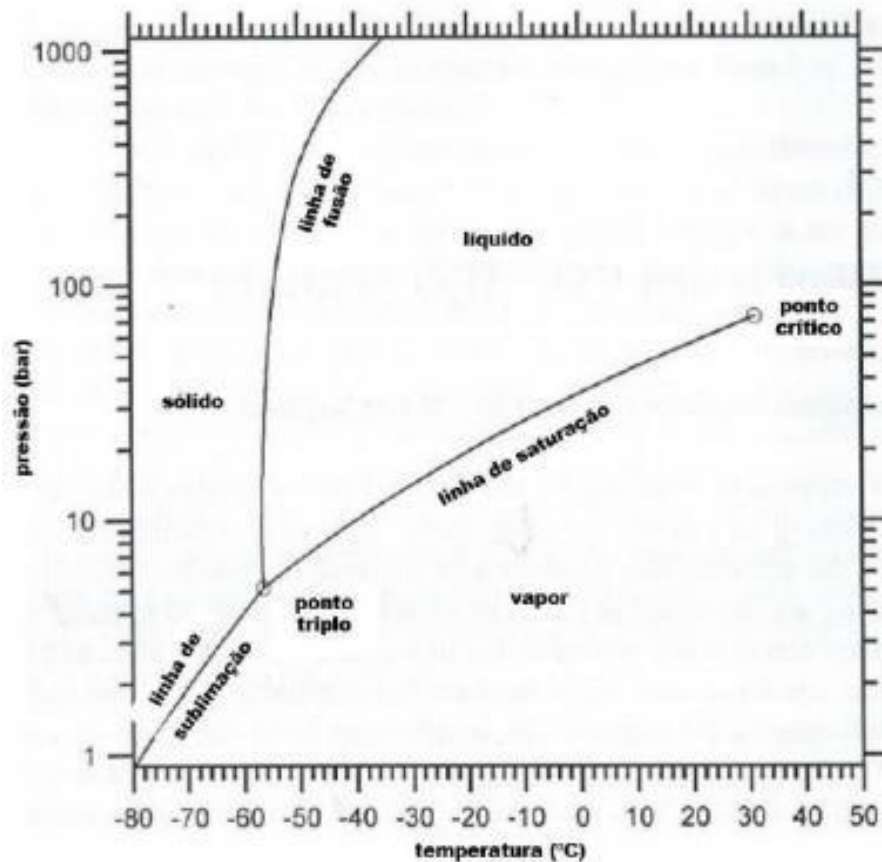
O método de injeção de CO₂, a miscibilidade ocorre em múltiplos contatos, o gás injetado entra em contato com o petróleo, vaporiza as frações médias e pesadas, ocorre assim o enriquecimento do gás carbônico nas condições de temperatura e pressão atuantes para a miscibilidade, este gera uma frente de deslocamento em direção ao poço produtor, deixando para trás as frações extrapesadas do óleo. Neste processo, um fator importante é a pressão mínima de miscibilidade (PMM), é o que possibilita a formação da fase homogênea. Caso a pressão de injeção seja menor que a pressão mínima, o CO₂ injetado torna-se imiscível (MATHIAS, 2019). A Figura 14 ilustra o processo de injeção de CO₂ miscível.

Figura 14 – Processo de miscibilidade por múltiplos contatos entre CO₂ e o óleo no reservatório.



Fonte: Mathias, 2019.

O CO₂ puro possui peso molecular de 44,01 g/mol, temperatura crítica de 31°C (87°F), pressão crítica 1071,8 psi (7390 kPa). O uso desse gás de forma miscível ocorre em reserva com temperaturas superiores a temperatura crítica. Normalmente, dentro do reservatório, o gás encontra-se em estado supercrítico, o que favorece a miscibilidade (MATHIAS, 2019). Na Figura 15, o diagrama de fases do CO₂ apresenta o comportamento do fluido sob variações de pressão e temperatura:

Figura 15 – Diagrama de fases do CO₂.

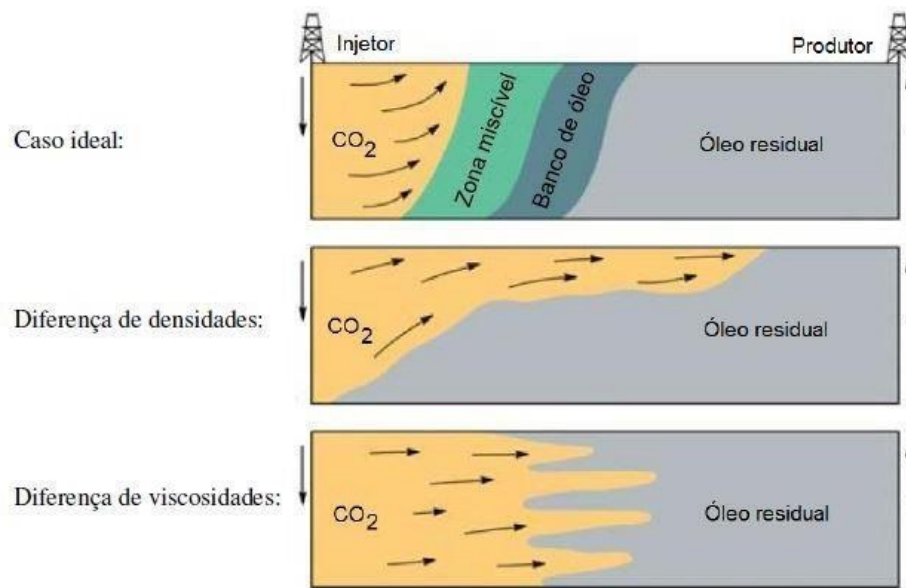
Fonte: Godoi, 2015.

A injeção miscível de CO₂ diminui a tensão interfacial, reduz a viscosidade do óleo, causa fator de içamento favorável ao deslocamento do óleo além de que viscosidade do CO₂ está em faixa de duas a quatro vezes maior que a densidade de outros gases, favorecendo a eficiência de varrido desse método (SANTOS, 2018).

Em muitos reservatórios, a pressão mínima de miscibilidade é atingida com cerca de 1500 psi e se comparada aos poços do pré-sal (>8000psi), a miscibilidade não é o problema a ser superado.

Na literatura constam relatos de altas recuperações de óleo (>95%) após a injeção de miscível de CO₂, em testes experimentais, e também em campos com áreas varridas por gás. Entretanto, a baixa eficiência de varrido tem sido um problema para a injeção de CO₂ em escala de campo, onde a alta mobilidade do CO₂, quando comparado ao óleo e à água, leva, em muitos casos, à limitação da eficiência de varrido em função do escorregamento entre fases (gravity tonguing e/ou viscous fingering). A Figura 16 mostra os efeitos provocados por diferença na densidade e viscosidade dos fluidos injetados e presente no reservatório (DINIZ, 2015).

Figura 16 – Eficiência de varrido na injeção de CO₂.



Fonte: Diniz, 2015.

Para um projeto de EOR com CO₂, o reservatório deve atender algumas características:

- Óleo com grau API superior a 25;
- Intervalos de pressão começando com 1500 e chegando a valores superiores a 6000 psi;
- Possuir profundidade suficiente para que possa promover uma pressão acima da pressão mínima de miscibilidade e sem que haja faturamento da formação.

4.2 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS

A simulação numérica permite reproduzir ambientes com elevadas profundidades, assim como observar o comportamento experimental deles, mais próximo da realidade, para com isso avaliar a viabilidade produtiva e econômica e comparar com alternativas que estejam sob análise. Os simuladores de sistemas podem ser classificados entre físicos e matemáticos. Os físicos são, por exemplo, os simuladores analógicos, os modelos reduzidos e os protótipos. Os simuladores matemáticos podem ser subdivididos em analíticos e numéricos (ROSA et al., 2006).

O modelo numérico é aplicado para encontrar soluções para as equações diferenciais que governam o escoamento de fluidos no meio poroso, uma vez que essas equações são muito complexas para serem resolvidas analiticamente (FERNANDES, 2016).

A simulação numérica é um dos métodos empregados na engenharia de petróleo para se estimar características e prever o comportamento de um reservatório de petróleo. Com isso, os engenheiros de reservatórios podem determinar estratégias mais adequadas para cada reservatório, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais. Os simuladores numéricos de reservatórios são geralmente conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, devido ao fato de que são utilizados para se estudar o comportamento do fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo empregando uma solução numérica. A escolha do tipo de simulador a ser usado depende de vários fatores, tais como: tipo de estudo desejado, tipo e características do reservatório e dos fluidos, quantidade e qualidade dos dados, detalhamento necessário do estudo e recursos de computação disponíveis (ROSA *et al.*, 2006).

O uso de um simulador numérico permite a obtenção de informações sobre a performance de um campo ou reservatório sob diversos esquemas de produção, de modo que podem ser determinadas as condições ótimas para se produzir esse campo ou reservatório. Mais especificamente, pode ser analisado o comportamento de um reservatório quando sujeito à injeção de diferentes tipos de fluido (água, gás, vapor, etc.), a influência de diferentes vazões de produção e/ou injeção, o efeito da localização dos poços e do espaçamento entre eles na recuperação final de óleo e/ou gás. A simulação necessita de dados que descreva a geologia do reservatório, e gera estimativas sobre o volume original *in-situ*, as reservas, o fator de recuperação e o desempenho sob diferentes cenários, além de realizar outros procedimentos (ROSA *et al.*, 2006).

O uso do simulador se torna vantajoso, pois o modelo de simulação pode ser ampliado para incluir efeitos dependentes da posição ao se modificar o *grid*, que representa a arquitetura do reservatório. Além disso, o cálculo de um balanço de materiais feito por um simulador pode ser expandido facilmente para incluir escoamento em uma, duas ou três dimensões espaciais (TINOCO, 2011). CMG

O modelo composicional é mais complexo que o *black-oil*. Nesse modelo, além da pressão e temperatura do reservatório, os componentes de cada fase presente no meio poroso também são levados em consideração, o que torna sua simulação mais realista pelo fato do óleo ser composto por uma mistura de hidrocarbonetos e não um componente único (ROSA et. al, 2006). Apesar do modelo composicional levar em consideração a composição da fase, a pressão e a temperatura do reservatório, ele ainda não é capaz de considerar os efeitos da variação da temperatura no interior do reservatório, caso que ocorre ao aplicar métodos térmicos de recuperação. Para isso, foi desenvolvido o modelo térmico, que é um modelo composicional que considera a variação da temperatura no reservatório (ROSA et. al, 2006).

Para uma análise composicional é necessário fazer um estudo do comportamento de fases por meio da Equação de Estado (EOS), que permita relacionar a pressão, o volume e a temperatura. Nesta análise composicional é preciso estabelecer o equilíbrio de fases a cada período na qual ocorre uma mudança de pressão devido à injeção ou produção de fluidos no reservatório, permitindo com isso construir um modelo de fluidos que possa ser empregado para simulação de reservatórios.

A EOS pode descrever de maneira precisa o comportamento das fases e as propriedades volumétricas dos fluidos de reservatório, podendo ser componentes puros ou misturas. Usando a EOS, a modelagem dos fluidos é completamente composicional, visto que prevê os efeitos da composição sobre as propriedades do fluido e comportamento de todas as fases. A EOS é uma equação cúbica amplamente utilizada na previsão de dados PVT (Pressão - Volume - Temperatura), na previsão do comportamento de fases da mistura complexa dos hidrocarbonetos, e nos processos de simulação de reservatórios. Dentre as equações utilizadas na indústria de petróleo para o Cálculo da EOS, estão: Soave (1972); Grabowski et al. (1978); Peng et al. (1976); Robinson et al. (1978).

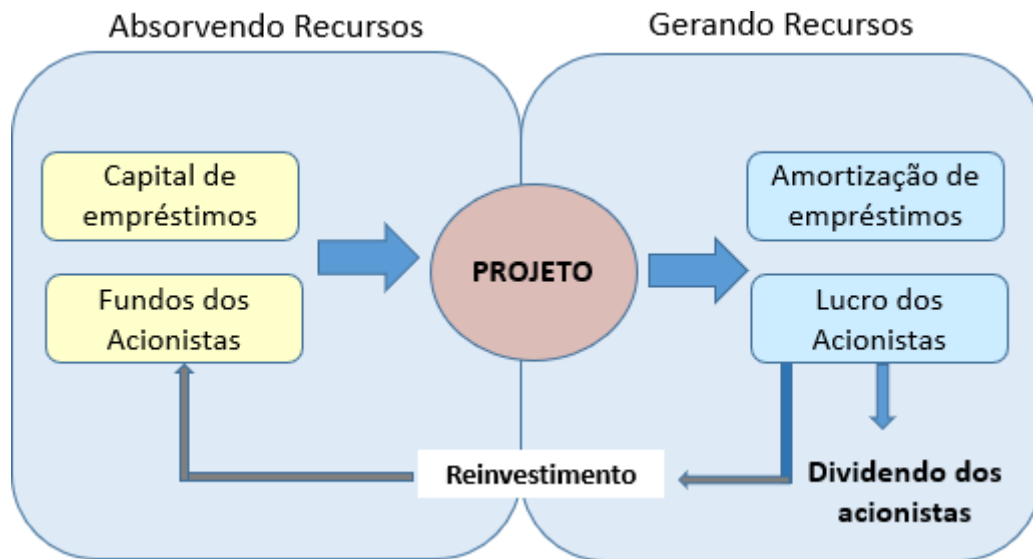
4.3 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROJETO

A avaliação da viabilidade técnica e econômica de um projeto de recuperação avançada de petróleo é fundamental para a maximização de lucros e a minimização de riscos do projeto,

assim como a declaração da viabilidade dos métodos aplicados. De fato, após a realização de uma seleção técnica dos métodos de recuperação avançada possíveis para um dado reservatório, deve-se proceder uma análise econômica para formar a decisão do método mais interessante, do ponto de vista produtivo e lucrativo.

Para qualquer projeto na indústria do petróleo é preciso seguir alguns princípios econômicos, como mostra na Figura 17.

Figura 17 – Planejamento de recursos para projeto de engenharia de petróleo

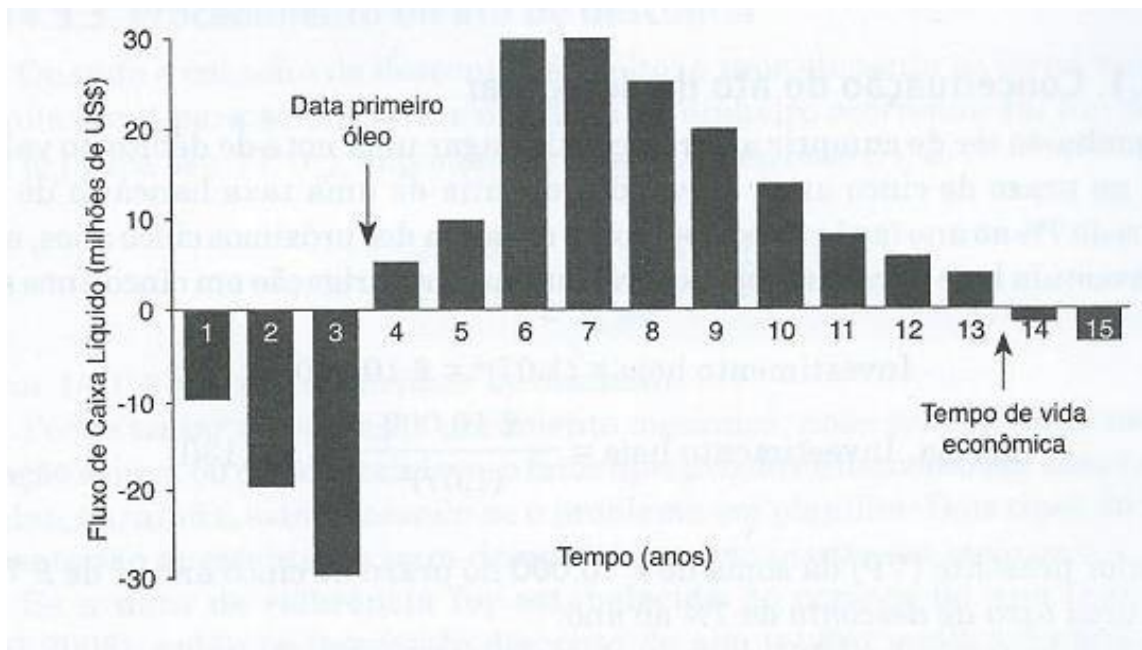


Fonte: Jahn et al., 2012.

Para o início de um projeto é precisa absorver recursos junto ao fundo de acionistas, o engenheiro de projeto realiza uma avaliação de custos iniciais de investimento em novos equipamentos ou aquisição de uma equipe específica para o trabalho, e a apresenta uma análise futura dos ganhos com o projeto, gerando recursos para amortização de empréstimos e pagamento dos lucros para os acionistas.

Outro ponto importante é o estudo do fluxo de caixa, em projetos de petróleo o valor inicial gasto é muito alto, devido a compra de equipamentos milionários e a partir da produção esse valor vai sendo amortizado até quando chega o dia do *payback*, a data marca pelo pagamento do projeto, a partir desse dia vem os ganhos. Na área de engenharia do petróleo é normal os projetos terem *payback* de 3,4,5 até 10 anos, para isso que existe a análise de viabilidade econômica para verificar em quanto tempo obtém a perspectivas de lucro do projeto, como mostra na Figura 18.

Figura 18 – Fluxo de caixa em um projeto de petróleo



Fonte: Jahn et al., 2012.

Inicialmente, o fluxo de caixa permanece negativo devido aos custos envolvidos na mobilização do projeto, além dos investimentos fixos em equipamentos. A partir da data do primeiro óleo o fluxo de caixa permanece crescente, os fatores são calculados de acordo com a produção. É nesse período que a empresa obtém os maiores lucros do projeto.

Em seguida, há o declínio natural, onde as análises de viabilidade técnico econômica irão definir quando o projeto deverá ser finalizado ou entrar em fase de revitalização.

Na engenharia são utilizados alguns métodos e técnicas para avaliação do projeto financeiro, que permitem uma análise dos riscos presentes no projeto e fornecem dados para os investimentos tecnicamente mais rentáveis, para dessa forma auxiliar as empresas na tomada de decisão pelo melhor investimento econômico. O presente trabalho analisou os custos e receitas gerados com base nos parâmetros considerados, como: custo do barril de petróleo, custo de perfuração de poços e custos relacionados a vazão de injeção de CO₂. Realizou-se uma análise da viabilidade econômica para algumas configurações de injeção de vazões diferentes e métodos de recuperação avançada em reservatório de campos *onshore*.

Com o conhecimento dos parâmetros necessários vários métodos podem ser aplicados para o estudo da viabilidade econômica, no entanto na indústria de petróleo o Valor Presente Líquido (VPL) é o método mais utilizado, assim como nas análises de investimentos em geral.

4.3.1 Valor Presente líquido

O valor presente líquido (VPL) mede o lucro em termos absolutos, ele é abordado com mais frequência devido a sua facilidade na interpretação dos resultados. O principal objetivo do VPL é determinar um valor no instante inicial, a partir do fluxo de caixa, considerando as receitas e despesas geradas, que por fim represente o ganho absoluto do ativo. O cálculo do VPL é a soma algébrica de todos os valores nos n períodos considerados, reduzidos ao momento inicial, ou seja, consiste em transportar para o tempo inicial todos os custos e todas as receitas oriundas do projeto. Calcula-se o valor atual do fluxo de caixa utilizando a taxa mínima de atratividade (TMA). Dessa forma, a viabilidade econômica de um projeto é indicada por meio da diferença positiva entre receitas e custos, atualizados a determinada taxa de juros (RODRIGUES, 2008).

A análise econômica tem como finalidade realizar uma análise entre os custos e as receitas envolvidas no projeto. O Valor presente líquido (VPL) é o método mais utilizado na indústria do petróleo. Nesse estudo foram comparados os valores de VPL para diferentes configurações de poços, sendo função da produção de óleo, do preço do óleo por barril e da relação entre o custo da geração de vapor e o preço de venda do petróleo. Os custos adicionais e os custos relacionados ao capital inicial não foram considerados. As equações listadas na análise econômica são baseadas no estudo de Barillas, 2008 e Rodrigues, 2012. A Equação 1 representa uma equação geral do cálculo do valor presente líquido.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{RCF_t}{(1+k_d)^t} - C_{inicial} \quad (1)$$

Onde:

VPL: valor presente líquido (US\$);

RCF_t: fluxo de caixa anual (US\$);

t: tempo (anos);

C_{inicial}: custo do investimento inicial (US\$);

k_d : taxa de desconto anual.

➤ **Receitas**

Para se calcular as receitas do projeto deve-se ter a produção acumulada de óleo durante todo o tempo de projeto, calculando o volume de óleo produzido anualmente, e então calcula-se as receitas do projeto (R), conforme a Equação 2.

$$R = V_{\text{pro}} \times P \quad (2)$$

Onde:

V_{pro} = volume de óleo produzido na condição padrão por ano (m^3STD);

P = preço do barril ($\text{US}\$/\text{m}^3\text{STD}$).

➤ **CAPEX (Capital Expenditures)**

O CAPEX representa os investimentos realizados durante a fase de desenvolvimento do campo incluindo os custos de perfuração dos poços, instalações de superfície e vias de escoamento de produção. Para o projeto de injeção de CO_2 , os custos de investimentos considerados foram: custo de aquisição do equipamento de captura de CO_2 (C_a) e custo de perfuração dos poços (C_p)

➤ **Injeção de CO_2**

Para não supercustear o processo é necessário um critério de rateio, no caso da injeção de CO_2 , a vazão de injeção de CO_2 é o mais adequado. Desta forma, custo relativo à aquisição do equipamento de captura de CO_2 é dado pela Equação 3.

$$C_a = \frac{P_g Q_{\text{inj}}}{C_g \eta} \quad (3)$$

Onde:

C_a = Custo relativo à aquisição do equipamento de captura de CO_2 ($\text{US}\$$).

P_g = Preço da captura de CO_2 ($\text{US}\$/\text{m}^3\text{STD}$).

Q_{inj} = Vazão de CO_2 injetada (m^3/STD).

C_g = Capacidade do gerador em (m^3/STD).

η = Eficiência volumétrica do gerador.

Portanto o CAPEX considerado deve ser:

$$\text{CAPEX} = C_a + C_p \quad (4)$$

Onde:

C_a = Custo relativo à aquisição do equipamento de captura de CO₂ (US\$/ m³STD).

C_p = Custo de perfuração dos poços (US\$/ m³STD).

➤ OPEX

O OPEX representa os custos operacionais de manutenção da produção como: custo de elevação dos fluidos; tratamento e separação dos fluidos entre outros. Para o projeto de injeção de CO₂ e de injeção de vapor, os custos considerados foram: operação e manutenção do equipamento de captura de CO₂ (C_{cap}) para injeção de CO₂, elevação dos fluidos (C_{el}), separação, transporte e tratamento do óleo (C_{oleo}) e o custo relativo ao tratamento e descarte da água produzida (C_{agua}).

➤ Custo de operação e manutenção de captura de CO₂ (C_{cap})

O custo de operação e manutenção do aprisionamento do CO₂ consiste nas despesas referentes ao combustível e manutenção do gerador.

$$C_{cap} = C_{cap/t.ano} / V_{inj} \quad (5)$$

Onde:

C_{cap} = Custo de operação e manutenção do gerador de vapor (US\$/ m³STD).

C_{cap} / t = Custo anual de operação e manutenção por tonelada de CO₂ injetada (US\$/m³STD).

V_{inj} = Volume anual de vapor injetado (m³/STD).

➤ Custo de elevação dos fluidos (C_{el})

O custo de elevação dos fluidos está relacionado com as despesas para os deslocamentos dos fluidos do fundo do poço para a superfície.

$$C_{el} = C_{el/m3} \times V_{pro} \quad (6)$$

Onde:

C_{el} = Custo de elevação dos fluidos (US\$/ m³STD).

C_{el} / m^3 = Custo de elevação de fluidos por m³ de fluido produzido (US\$/m³STD).

V_{pro} = Volume de fluido produzido (m³/STD).

➤ **Custo de separação, transporte e tratamento do óleo (Coleo)**

Custo de separação, transporte e tratamento do óleo consiste nas despesas relacionadas ao processamento e tratamento dos fluidos produzidos.

$$C_{oleo} = C_{oleo / m^3} \times V_{oleo - pro} \quad (7)$$

Onde:

C_{oleo} = Custo de separação, transporte e tratamento do óleo (US\$/m³STD).

C_{oleo} / m^3 = Custo de separação, transporte e tratamento do óleo por barril de óleo produzido (US\$/m³STD).

$V_{oleo - pro}$ = Volume de óleo produzido (m³/STD).

➤ **Custo do tratamento e descarte da água produzida (Cagua)**

A água é um dos fluidos produzidos durante a produção de um poço. O tratamento e descarte adequado da água devem ser feitos conforme a legislação ambiental e representa um custo adicional incluído no projeto. Desta forma, a Equação 8 relaciona o custo do tratamento e descarte da água com o volume de água produzido.

$$C_{agua} = C_{agua / m^3} \times V_{agua - pro} \quad (8)$$

Onde:

C_{agua} = Custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$/m³STD).

C_{agua} / m^3 = Custo de elevação de água por m³ de fluido produzido (US\$/m³STD).

$V_{\text{agua-pro}}$ = Volume de água produzida (m³/STD).

Diante dos custos considerados, a Equação 2.14 foi desenvolvida com o objetivo de realizar uma análise econômica, através do VPL, para as configurações de poços estudadas (Adaptado de RODRIGUES, 2012). Desta forma:

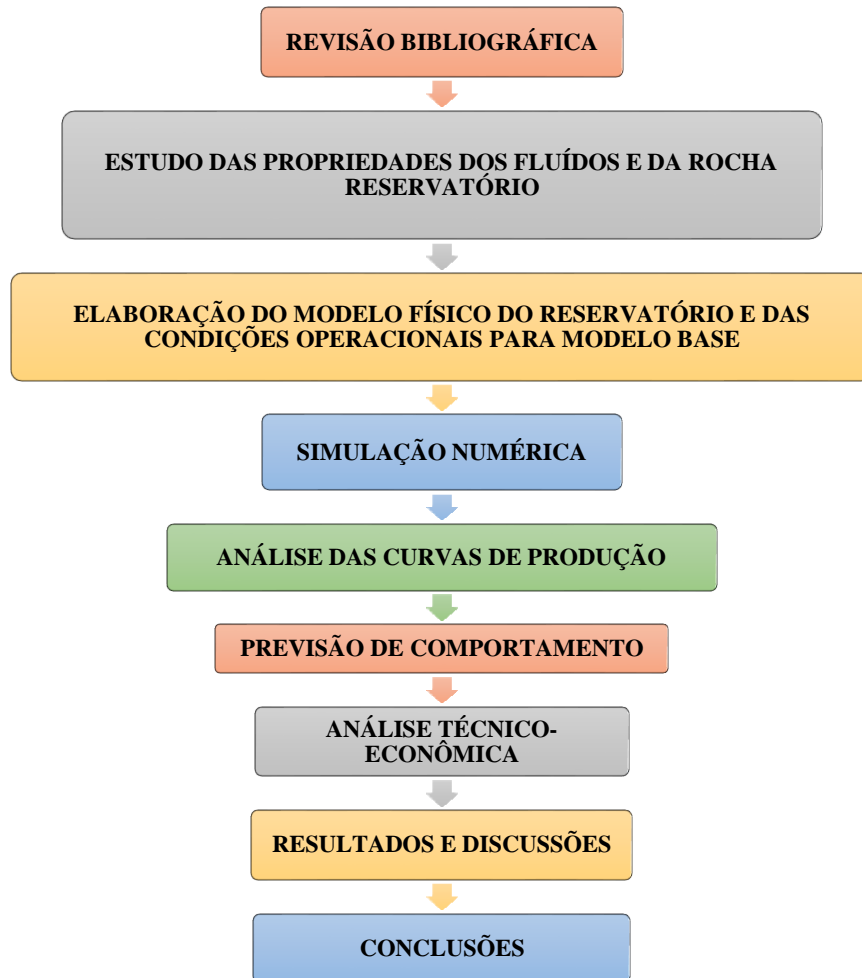
➤ VPL para injeção de CO₂

$$\text{VPL} = \sum_{t=1}^n \left[\frac{R - C_{\text{cap}} - C_{\text{el}} - C_{\text{oleo}} - C_{\text{agua}}}{(1+i)^n} \right] - C_a - C_p \quad (9)$$

4.4 PROCEDIMENTOS METODOLOGICOS

Os procedimentos metodológicos são apresentados no fluxograma da Figura 19.

Figura 19 – Fluxograma dos procedimentos metodológicos realizados



Fonte: Autor, 2021.

4.5 CARACTERÍSTICA E MODELO DA SIMULAÇÃO DE INJEÇÃO DE CO₂

A simulação de injeção miscível de CO₂ em um reservatório, bem como os resultados e fidedignidade destes são desenvolvidos através de processos desde a modelagem de fluido, simulador utilizado, modelo base do reservatório até os ajustes de parâmetros influentes e simplificações úteis relacionadas ao custo computacional (demanda relacionada ao processamento do volume de dados). Para modelagem do fluido do reservatório em método especial com CO₂, a simulação composicional, pois este consegue representar melhor a interação do gás carbônico com o óleo. O modelo *Black-oil*, é o modelo mais utilizado na engenharia de reservatório, mas pode não retratar bem as interações entre o CO₂ e o óleo (MATHIAS, 2019).

Mello (2015) lista em sua tese alguns modelos composicionais que devem ser utilizados como: estudos de injeção ou reinjeção de CO₂ miscível, volatilização de hidrocarbonetos leves em regime de injeção supercrítico de CO₂ e altas quantidades de injeção de CO₂ em condições não ideais.

O fluido utilizado na simulação é referenciado em muitos trabalhos como Moorgat et al. (2010), Diniz (2015), Mello (2015), Mathias (2019) e Ligerio e Schiozer (2014) e que obtiveram resultados relevante na injeção de CO₂ miscível, este é um fluido leve, com 8% de CO₂ em sua composição e é análogo ao encontrado no pré-sal, todos os referentes trabalhos usaram de um modelo base com características específicas mostradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Composição dos pseudocomponentes

Pseudocomponentes	Fração Molar
CO2_inj	10 ⁻⁹
CO2	0,0824
N2	0,0037
C1	0,5129
C2-C3	0,1194
C4-C5	0,2025
C6-C10	0,0829
C11-C19	0,0829
C20+	0,0762

Fonte: Mathias, 2019.

O software utilizado pelo estudo foi pacote de ferramentas computacional de simulação

proveniente da CMG (*Computer Modelling Group*), software amplamente utilizado e com os resultados mais diretos. O pacote compreende o WinProp para a modelagem do fluido e agrupamento dos componentes, simulação de miscibilidade a múltiplos contatos e realização de regressões. A ferramenta BUILDER, capaz de criar o arquivo de entrada. Também é gerada nessa ferramenta, o reservatório e os poços produtores e injetores. O GEM, simulador composicional da CMG dos processos de injeção de gás miscível, condensação de gás, redução de viscosidade, tensão interfacial e formação de banco de solvente por múltiplos contatos. As características do reservatório são apresentadas na Tabela 4:

Tabela 4 – Características do reservatório

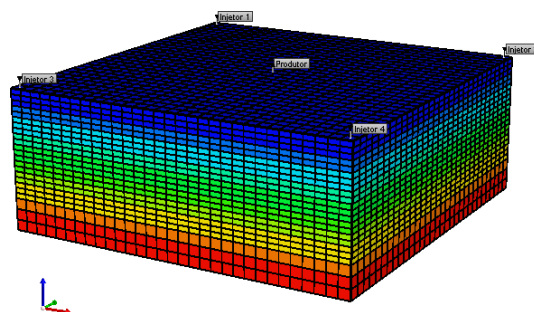
Pressão de referência a 5562 m	61290 kPa
Saturação de água conata, SWC	0,22
Espessura da Zona de óleo	300 m
Espessura da zona de água	36 m
Contato água-óleo	5526 m
Profundidade do reservatório – topo	5226 m
Permeabilidade vertical, Kv	10 mD
Permeabilidade Horizontal, Kh	100mD
Compressibilidade da Rocha	$4,541 \cdot 10^{-7}$ 1/kPa
Temperatura do reservatório	71 °C
Porosidade do reservatório	12%

Fonte: Mathias, 2019.

As características do reservatório, foram extraídas do trabalho de Mathias (2019), onde mostra a todos os dados utilizado para a simulação.

Para análise dos métodos de recuperação foi estabelecida uma configuração de poços tipo *5-spot*, conforme mostra a Figura 20.

Figura 20 – Configuração de malha de poços.



Fonte: Autor

A representação do reservatório é um bloco com dimensões 1000 m x 1000 m x 336 m. A configuração de poços utilizada é a *5-spot* com 4 poços injetores e 1 produtor. Com Grid 31x31x23 e com número de blocos: 22103.

4.6 FERRAMENTA COMPUTACIONAL

O programa computacional escolhido para realizar simulações numéricas do reservatório neste trabalho foi o *CMG*, da empresa *Computer Modeling Group*, que tem alta aplicabilidade na indústria do petróleo para esse tipo de análise. Os módulos do programa utilizados estão descritos a seguir:

- *Winprop*: permite a elaboração do modelo de fluidos;
- *Builder*: responsável pela construção física do reservatório e parâmetros operacionais;
- *'STARS'* (*Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator*): simulador trifásico de múltiplos componentes desenvolvido com a finalidade de simular métodos térmicos de recuperação, sendo a principal ferramenta para esse estudo.
- *ResultsGraph e Results 3D*: instrumentos que permitem a visualização gráfica e tridimensional, respectivamente, de uma propriedade específica em função do tempo de projeto.

As simulações nesse programa têm como dados de entrada a configuração da malha e o modelo físico, que consistem nos seguintes elementos:

- Características do meio (propriedades físicas da rocha reservatório); Propriedades dos fluidos;
- Condições de contorno (descrição das fronteiras do reservatório);
- Condições operacionais (método, quantidade, orientação, distribuição e atribuições dos poços);
- Condições iniciais.

Como resultado, a partir da iteração desses fatores, pode-se obter a produção e vazão do óleo e da água em cada poço produtor, entre outros dados.

4.7 PARÂMETROS ECONÔMICOS

Nas análises técnico-econômicas das configurações de poços consideradas neste estudo, foi aplicado o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), admitindo todos os custos relacionados a injeção de CO₂, conforme descrito na Equação 10. Na Tabela 5 estão presentes os dados necessários para o cálculo do VPL.

Tabela 5 – Dados utilizados para análise técnico-econômica do projeto

Premissas Econômicas	Valor
Custo da captura de CO ₂ (US\$/m ³)	US\$ 12,00
Custo da Água Produzida (US\$/m ³)	US\$ 3,00
Custo de Óleo Produzido e Elevação (US\$/m ³)	US\$ 31,45
Custo da aquisição do compressor (US\$)	US\$ 10.937.500,00
Compressor (m ³ /dia)	US\$ 500,00
Eficiência do compressor (%)	75
Preço do barril (US\$)	US\$ 69,00
Valor do Óleo (US\$/m ³)	US\$ 434,00
Custo de Perfuração e Completação dos Poços verticais (US\$/Poço) - 4 poços	US\$ 1.600.000,00
TMA Anual (%)	15
Tempo de projeto (anos)	10

Fonte: Oliveira, 2016

No presente trabalho as participações governamentais não foram consideradas devido a ampla variação regional, também não foram especificadas as depreciações do maquinário ao longo dos 10 anos. O valor do barril foi obtido a partir do cálculo da média dos preços para o ano de 2020. A taxa mínima de atratividade utilizada para o cálculo do VPL foi de 15%, como sendo uma média utilizada pelas indústrias de petróleo que gira de 10% a 20% a.a. segundo a ANP, 2019 e os dados da Tabela 5 foram retirados do trabalho de Oliveira, 2016.

5 RESULTADOS

Primeiramente, foi analisada a recuperação primária para o reservatório, como até mesmo uma forma de justificar a necessidade de escolha de um método de recuperação avançada. Em seguida foi realizado um planejamento em que a vazão de injeção de CO₂ foi modificada afim de determinar a influência desse parâmetro no projeto. Assim, procedeu-se a análise econômica.

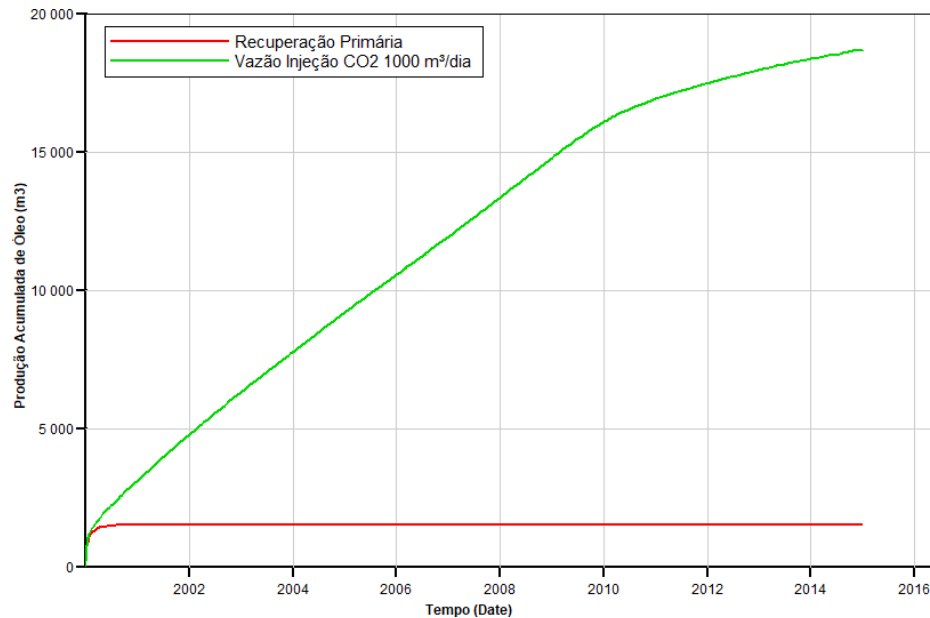
Para a análise econômica, foram escolhidos três cenários, sendo o primeiro com a injeção de CO₂ a 1000 m³/dia, o segundo a 2000 m³/dia e o terceiro a 3000 m³/dia e então foi analisado o VPL máximo de cada caso e como cada CAPEX e OPEX influenciam no VPL máximo do projeto.

5.1 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE INJEÇÃO CONTÍNUA DE CO₂ E A RECUPERAÇÃO PRIMARIA

Os reservatórios, cujos mecanismos de produção primária possuem baixo fator de recuperação 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. Esses processos são chamados de métodos de recuperação, que, de uma maneira geral, alteram o fator de recuperação que favoreceram a retenção exagerada de óleo. O ciclo de vida de um reservatório de petróleo é dividido basicamente em três estágios. No primeiro estágio apenas a energia provida do reservatório é utilizada para a recuperação dos hidrocarbonetos, no segundo estágio técnicas especiais são utilizadas na recuperação para manter a energia do reservatório que agora está em declínio. Nessa fase se caracteriza a utilização de fluidos nativos do próprio reservatório para injeção, na maioria das vezes água.

No terceiro estágio da vida do reservatório existe a injeção de fluidos deslocantes que contém substâncias que se naturalmente não estiveram em contato com o reservatório antes e que serão capazes de modificar as condições de formação mecânica de deslocamento dos fluidos contidos nele, aumentando ainda mais o fator de recuperação, como aconteceu no trabalho, a simulação com injeção de CO₂ comparado com a recuperação primária mostrada na Figura 21.

Figura 21 – Acumulo de óleo pela recuperação primária e pela injeção de CO₂.



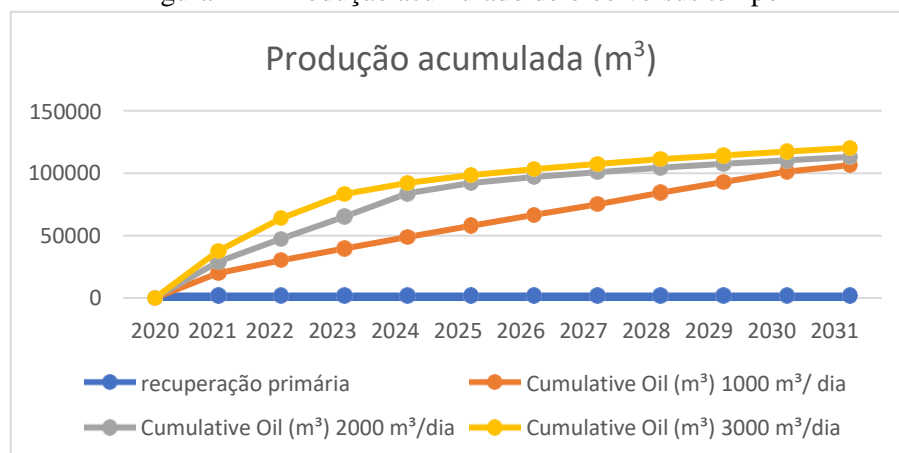
Fonte: Autor.

Com a utilização de um método de recuperação, ocorre um aumento no volume acumulado no decorrer dos anos, isso acarreta em um melhor aproveitamento do campo, conseguindo produzir até dez vezes mais que a recuperação primária.

5.2 ANÁLISE DE DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO DE CO₂

O modelo elaborado varia sua vazão de injeção de CO₂ entre 1000 m³/dia, 2000 m³/dia e 3000 m³/dia com o intuito de verificar a vazão acumulada de óleo nos próximos 10 anos. Como mostra na Figura 22.

Figura 22 – Produção acumulada de óleo versus tempo



Fonte: AUTOR.

Com a análise de produção, consegue-se observar que com o método de recuperação avançado a produção acumulada de óleo é maior que a recuperação primária, devido a suplementação da energia que o método com injeção proporciona.

Como já era previsto, quanto maior a vazão de injeção de CO₂, maior será a produção acumulada de óleo, visto que com a vazão de injeção de 3000 m³/dia tem em torno de 12% um acúmulo maior de óleo em relação a vazão de injeção de 1000 m³/dia, no determinado tempo estudado.

Desta forma, é necessária uma avaliação econômica mais criteriosa do método para verificar a real viabilidade de implantação quando se relacionam receitas versus despesas. Para um modelo economicamente promissor é preciso um fluxo de caixa positivo.

Com a ajuda do simulador *CMG*, foi possível chegar a valores da produção acumulada ao longo de 10 anos, como mostra na Tabela 6. Esses valores de produção possibilitaram o cálculo do Valor Presente Líquido.

Tabela 6 – Produção acumulada de óleo

Tempo	Cumulative Oil (m ³)		
	1000 m ³	2000 m ³	3000 m ³
2020	0	0	0
2021	19844	28885	37655
2022	30201	47395	63866,0
2023	39676,0	65032,0	83225,0
2024	48947,0	83669,0	92113,0
2025	57844,0	92086,0	98332,0
2026	66518,0	96748,0	103315,0
2027	75059,0	100638,0	107261,0
2028	84174,0	104365,0	111135,0
2029	92968,0	107329,0	114299,0
2030	101206,0	110238,0	117324,0
2031	106435,0	112974,0	120189,0

Fonte: Autor.

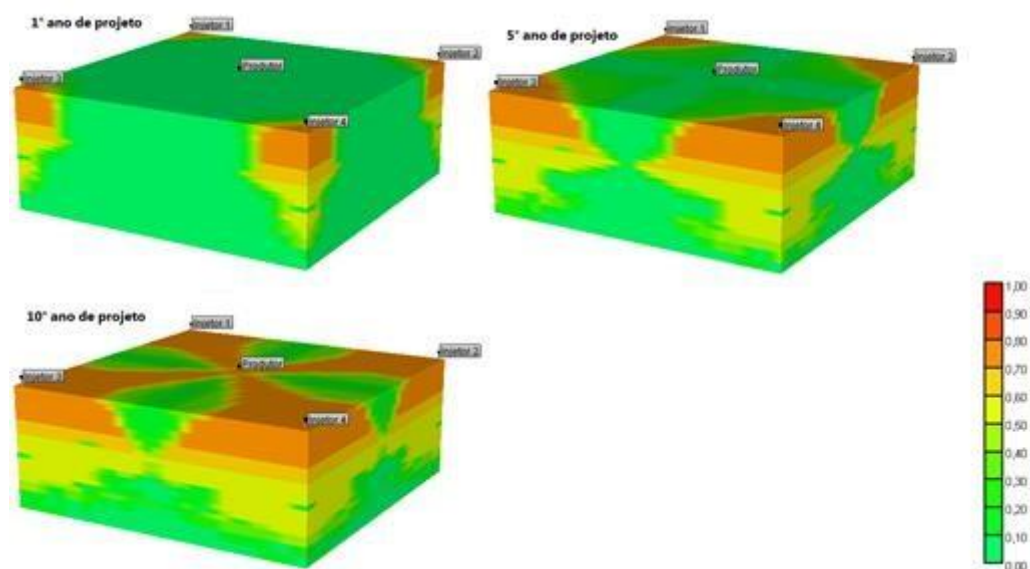
O modelo elaborado varia sua vazão de injeção de CO₂ entre 1000 m³/dia, 2000 m³/dia e 3000 m³/dia com o intuito de verificar a vazão acumulada de óleo nos próximos 10 anos. Como mostra na Figura 23.

5. 3 MODELO 3D DA SATURAÇÃO DE GÁS PARA UMA VAZÃO DE INJEÇÃO DE GÁS 1000 M³/DIA

O resultado da simulação mostra o comportamento do reservatório modelo após 10 anos de injeção de gás carbônico com vazões de 1000 m³/dia, 2000 m³/dia e 3000 m³/dia. A saturação do óleo é um dos fatores importantes a ser visualizado na simulação.

Em condições de alta pressão, além da dissolução do CO₂ para a fase óleo, hidrocarbonetos intermediários podem vaporizar para a fase rica em CO₂ e assim serem recuperados. A extração também reduz muito a tensão interfacial e, conseqüentemente, a redução da saturação de óleo residual. Com isso, em reservatório com óleo leve, como os do pré-sal é comum que utilizem do método de injeção de CO₂. Na Figura 23 mostra o mapa de saturação de óleo em dez anos de projeto para as vazões estudadas.

Figura 23 – Mapas de saturação de óleo em dez anos de projeto para 1000 m³/dia, 2000 m³/dia e 3000 m³/dia de injeção de CO₂

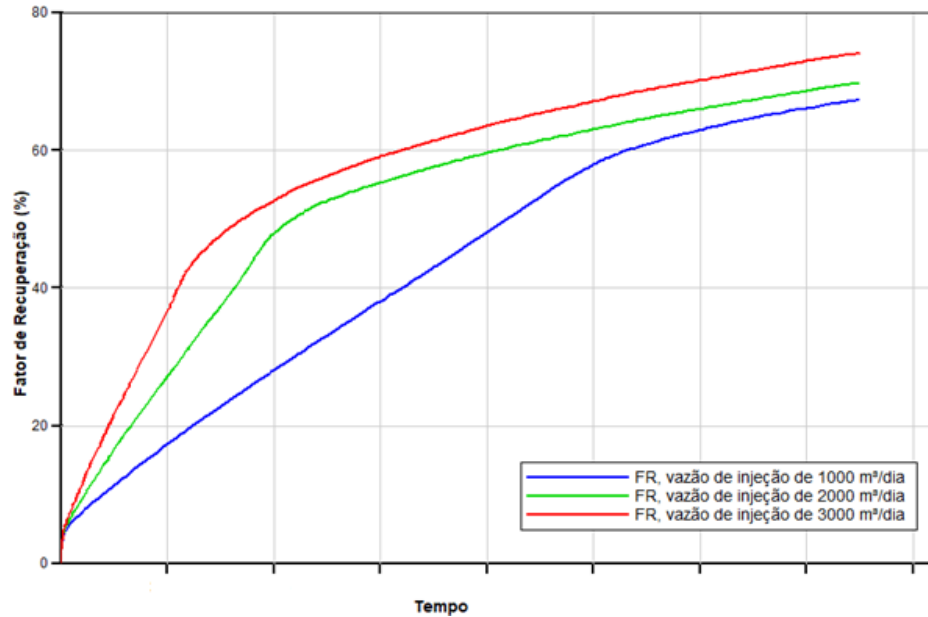


Fonte: Autor.

Através da simulação foi possível observar, que a medida que a vazão de injeção aumentou de 1000 m³/dia para 3000 m³/dia a saturação de óleo também aumentou, isso ocorre devido ao volume de óleo que tem uma proporção com a porosidade maior a medida que aumenta a injeção de gás carbônico no reservatório, pois diminui a viscosidade do óleo e reduz as tenções interfaciais.

Outro dado que a simulação fornece é o fator de recuperação ao longo dos dez anos de projeto, para as vazões de injeção de gás carbônico de 1000 m³/dia, 2000 m³/dia e 3000 m³/dia. Como mostra na Figura 24.

Figura 24 – Fator de recuperação para as vazões de 1000 m³/dia, 2000 m³/dia e 3000 m³/dia



Fonte: Autor.

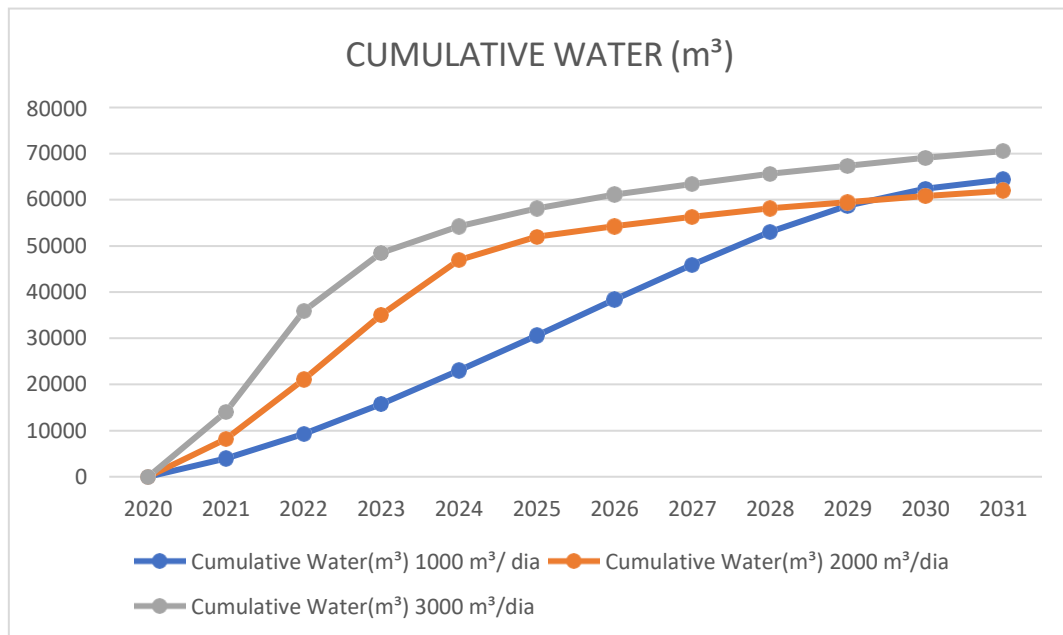
Com a injeção de 3000 m³/dia tem o melhor fator de recuperação, tem uma melhor distribuição, a melhor redução das tensões interfaciais, e conseqüentemente, uma melhor produção de óleo.

Com isso, quanto maior o fator de recuperação, maior vai ser a produção acumulada de óleo, entretanto não implica que será a melhor opção para o projeto economicamente falando, pois com uma vazão de injeção aumenta os custos de injeção do gás, e além do que ocorre um aumento na produção de água, e todos esses fatores foram relevantes para o cálculo de VPL.

5.4 CURVA DE PRODUÇÃO ACUMULADA DE ÁGUA

Assim como o reservatório tem uma produção de óleo diferente em determinada vazão de injeção a produção acumulada de água também é diferente como temos na Figura 25.

Figura 25 – Produção acumulada de água



Fonte: Autor.

Observa-se que, com uma injeção de 3000 m³/dia tem um volume acumulado maior que as demais injeções em torno de 12%, ficando na casa dos 70.000 m³ acumulado, causando impactos financeiro na análise de VPL, aumentando o custo de tratamento e descarte de água.

5.5 ANÁLISE DE VPL

Com a produção acumulada de óleo em 10 anos, usando as vazões estudadas da Figura 18, e as premissas de custos da Tabela 5, conseguimos calcular e estimar o CAPEX e o OPEX, pela Equação 9, que são fundamentais para a criação da curva de VPL.

➤ VPL PARA INJEÇÃO DE 1000 M³/DIA DE CO₂

Em termos de cálculo foi utilizado algumas variantes para chegar nos resultados de CAPEX e OPEX, como mostra na Tabela 7, para uma injeção de CO₂ de 1000 m³/dia.

Tabela 7 – Cálculo do VPL para injeção de 1000 m³/dia

Tempo (anos)	Custo Óleo P. (US\$)	Lucro de Óleo P (US\$)	Custo da Água P (US\$)	Fluxo Caixa	VPL (US\$)
0				0	- US\$ 35.566.666,67
1	624093,80	8.612.234,29	11.814,00	3.596.326,49	-32.439.426,24
2	949821,45	13.107.140,0	27.882,00	7.749.436,62	-26.579.738,82
3	1247810,20	17.219.260,6	47.133,00	11.544.317,4	-18.989.162,73
4	1539383,15	21.242.845,7	69.003,00	15.254.459,6	-10.267.375,93
5	1819193,80	25.104.116,1	91.755,00	18.813.167,3	-R\$ 913.906,83
6	2091991,10	28.868.605,1	115.191,0	22.281.423	8.718.967,23
7	2360605,55	32.575.372,5	137.667,0	25.697.100,0	18.379.458,94
8	2647272,30	36.531.254,2	159.159,0	29.344.822,9	27.972.333,61
9	2923843,60	40.347.822,8	176.223,0	32.867.756,2	37.315.401,28
10	3182928,70	43.923.089,2	187.101,0	36.173.059,5	46.256.828,38
11	3347380,75	46.192.458,9	193.182,0	38.271.896,2	54.483.113,09

Fonte: Autor.

Com a injeção de CO₂ a 1000 m³/dia, e com a vazão de óleo respectivamente com essa injeção, tem-se o custo de óleo produzido ao longo dos anos, variando no primeiro ano à US\$ 624.093,80 até US\$ 3.347.380,75 após 10 anos.

Calcula-se também o valor de óleo produzido, gerando uma receita no primeiro ano de US\$ 8.612.234,29 e no último ano de US\$ 46.192.458,99, como o volume de óleo aumenta ao decorrer dos anos a receita também aumenta, podendo ser variado a medida que o valor do barril alterar, foi utilizado para o trabalho um valor de barril de US\$ 66.

Assim como o cálculo de custo de óleo produzido, temos o de água produzida, que apresenta um valor de US\$ 3,00 da produção de água por m³, com esse valor vezes o volume de água produzida ao longo dos anos, tem-se o valor de custo de água, com isso, valor inicial foi de US\$ 11.814,00 variando até US\$ 193.182,00 no último ano.

Outro parâmetro calculado é o custo de injeção, que tem como OPEX o custo de injeção por ano, onde temos o valor de injeção que é US\$ 12,00 por m³ e o volume de injeção, fazendo

uma multiplicação básica temos que o custo anual de injeção de valor é de US\$ 4.380.000,00, sem contar com a aquisição dos equipamentos.

O projeto tem como fluxo de caixa, cálculo do pelo lucro óleo, menos custo água, menos custo vapor, menos custo óleo. Na injeção de 1000 m³/dia, tem um fluxo de caixa entre US\$ 3.596.326,49 no primeiro ano para US\$ 38.259.896,24 no último ano.

E como isso conseguimos calcular o VPL, sabe-se os valores de fluxo de caixa através do OPEX e temos o custo de CAPEX, que são: equipamento de injeção, US\$ 10.937.500,00, custo para a perfuração dos quatro poços US\$ 1.600.000,00 por poço, por ser um projeto 5-*spot*, temos perfuração de mais quatro poços, mostrados na Tabela 5 e utilizando a Equação 9 de VPL, pode-se calcular os resultados.

➤ VPL PARA INJEÇÃO DE 2000 M³/DIA DE CO₂

Em termos de cálculo foi utilizado algumas variantes para chegar nos resultados de CAPEX e OPEX, como mostra na Tabela 8, para uma injeção de CO₂ de 2000 m³/dia.

Tabela 8 – Cálculo do VPL para injeção de 2000 m³/dia

Tempo (anos)	Custo Óleo P. (US\$)	Lucro de Óleo P (US\$)	Custo da Água P (US\$)	Fluxo Caixa	VPL
					(US\$)
0	0	0	0	0	-US\$ 64.733.333,33
1	908.433,25	12.536.000,17	24.594,00	2.842.972,92	-62.261.182,97
2	1.490.572,75	20.569.282,60	63.216,00	10.255.493,85	-54.506.556,24
3	2.045.256,40	28.223.685,75	105.114,00	17.313.315,35	-43.122.770,36
4	2.631.390,05	36.312.085,79	140.769,00	24.779.926,74	-28.954.766,82
5	2.896.104,70	39.965.037,61	155.892,00	28.153.040,91	-14.957.729,85
6	3.042.724,60	41.988.331,11	162.759,00	30.022.847,51	-1.978.024,36
7	3.165.065,10	43.676.579,02	168.792,00	31.582.721,92	9.895.090,63
8	3.282.279,25	45.294.085,42	174.405,00	33.077.401,17	20.708.151,75
9	3.375.497,05	46.580.452,21	178.458,00	34.266.497,16	30.448.828,88
10	3.466.985,10	47.842.949,16	182.331,00	35.433.633,06	39.207.481,05
11	3.553.032,30	49.030.364,65	185.808,00	36.531.524,35	47.059.684,63

Fonte: Autor.

Com a injeção de CO₂ a 2000 m³/dia, e com a vazão de óleo respectivamente com essa injeção, tem-se o custo de óleo produzido ao longo dos anos, variando no primeiro ano à US\$

908.433,25 até US\$ 3.553.032,30 após 10 anos, tendo um custo maior do que a injeção de CO₂ a 1000 m³/dia.

Calcula-se também o valor de óleo produzido, gerando uma receita no primeiro ano de US\$ 12.536.000,17 e no último ano de US\$ 49.030.364,65, como o volume de óleo aumenta ao decorrer dos anos a receita também aumenta, podendo ser variado a medida que o valor do barril alterar, foi utilizado para o trabalho um valor de barril de US\$ 66.

Assim como o cálculo de custo de óleo produzido, temos o de água produzida, que tem um valor de US\$ 3,00 da produção de água por m³, esse valor vezes o volume de água produzida ao longo dos anos, tem-se o valor de custo de água, com isso, valor inicial foi de US\$ 24.594,00 variando até US\$ 185.808,00 no último ano, ocorreu um aumento em relação a injeção de CO₂ de 1000 m³/dia, pois teve um aumento no volume de água produzida

Outro parâmetro calculado é o custo de injeção, que tem como OPEX o custo de injeção por ano, onde temos o valor de injeção que é US\$ 12,00 por m³ e o volume de injeção, fazendo uma multiplicação básica temos que o custo anual de injeção de 2000 m³/dia o valor é de US\$ 8.760.000,00, o dobro do custo de injeção de 1000 m³/dia.

O projeto tem como fluxo de caixa, calculado pelo lucro óleo, menos custo água, menos custo vapor, menos custo óleo. Na injeção de 2000 m³/dia, tem um fluxo de caixa entre US\$ 2.842.972,92 no primeiro ano para US\$ 36.531.524,35 no último ano, ocorrendo uma pequena diferença entre a injeção de 1000 m³/dia

E como isso conseguimos calcular o VPL, sabe-se os valores de fluxo de caixa, gerando o OPEX e temos o custo de CAPEX, que são: equipamento de injeção, US\$ 10.937.500,00, custo para a perfuração dos quatro poços US\$ 1.600.000,00 por poço, por ser um projeto 5-*spot*, foi preciso perfurar quatro poços, mostrados na Tabela 5 e utilizando a Equação 9 de VPL, consegue-se obter os resultados de VPL.

➤ VPL PARA INJEÇÃO DE 3000 M³/DIA DE CO₂

Da mesma forma que fizemos os cálculos da injeção de CO₂ nas vazões de 1000 m³/dia e 2000 m³/dia, foi feita utilizando uma vazão de 3000 m³/dia, como já foi visto, quando utilizamos essa vazão maior temos um volume de óleo recuperado maior, porém também temos um acúmulo maior de água produzida, para isso é preciso analisar os valores de VPL.

Na Tabela 9 conseguimos visualizar os resultados de VPL para a injeção de CO₂ a uma injeção de 3000 m³/dia.

Tabela 9 – Cálculo do VPL para injeção de 3000 m³/dia

Tempo (anos)	Custo Óleo P. (US\$)	Lucro de Óleo P (US\$)	Custo da Água P (US\$)	Fluxo Caixa	VPL
					(US\$)
0		-	-	0	-US\$ 93.900.000,00
1	1.184.249,75	16.342.152,89	42.225,00	1.975.678,14	-92182019,01
2	2.008.585,70	27.717.645,38	107.763,00	12.461.296,68	-82759488,44
3	2.617.426,25	36.119.391,17	145.476,00	20.216.488,92	-69466818,81
4	2.896.953,85	39.976.755,53	162.906,00	23.776.895,68	-55872301,54
5	3.092.541,40	42.675.782,19	174.402,00	26.268.838,79	-42812046,03
6	3.249.256,75	44.838.388,69	183.381,00	28.265.750,94	-30591981,88
7	3.373.358,45	46.550.940,42	190.374,00	29.847.207,97	-19371310,86
8	3.495.195,75	48.232.244,37	196.860,00	31.400.188,62	-9106533,5
9	3.594.703,55	49.605.410,53	202.155,00	32.668.551,98	179907,88
10	3.689.839,80	50.918.251,12	207.264,00	33.881.147,32	8554809,32
11	3.779.944,05	52.161.652,21	211.689,00	35.030.019,16	16084274,53

Fonte: autor.

Com a injeção de CO₂ a 3000 m³/dia, e com a vazão de óleo respectivamente com essa injeção, tem-se o custo de óleo produzido ao longo dos anos, variando no primeiro ano à US\$ 1.184.249,75 até US\$ 3.779.944,05 após 10 anos, tendo um custo maior do que a injeção de CO₂ a 1000 m³/dia e a 2000 m³/dia, devido ao aumento do volume de óleo acumulado.

Calcula-se também o valor de óleo produzido, gerando uma receita no primeiro ano de US\$ 16.342.152,89 e no último ano de US\$ 52.161.652,21, como o volume de óleo aumenta ao decorrer dos anos a receita também aumenta, podendo ser variado a medida que o valor do barril alterar, foi utilizado para o trabalho um valor de barril de US\$ 66.

Assim como o cálculo de custo de óleo produzido, temos o de água produzida, que tem um valor de US\$ 3,00 da produção de água por m³, esse valor vezes o volume de água produzida ao longo dos anos, tem-se o valor de custo de água, com isso, valor inicial foi de US\$ 42.225,00 variando até US\$ 211.689,00 no último ano, ocorreu um aumento em relação a injeção de CO₂ de 1000 m³/dia e 2000 m³/dia, pois teve um aumento no volume de água produzida.

Outro parâmetro calculado é o custo de injeção, que tem como OPEX o custo de injeção por ano, onde temos o valor de injeção que é US\$ 12,00 por m³ e o volume de injeção, fazendo uma multiplicação básica temos que o custo anual de injeção de 3000 m³/dia o valor é de US\$ 13.140.000,00, que é o triplo do custo de injeção de 1000 m³/dia.

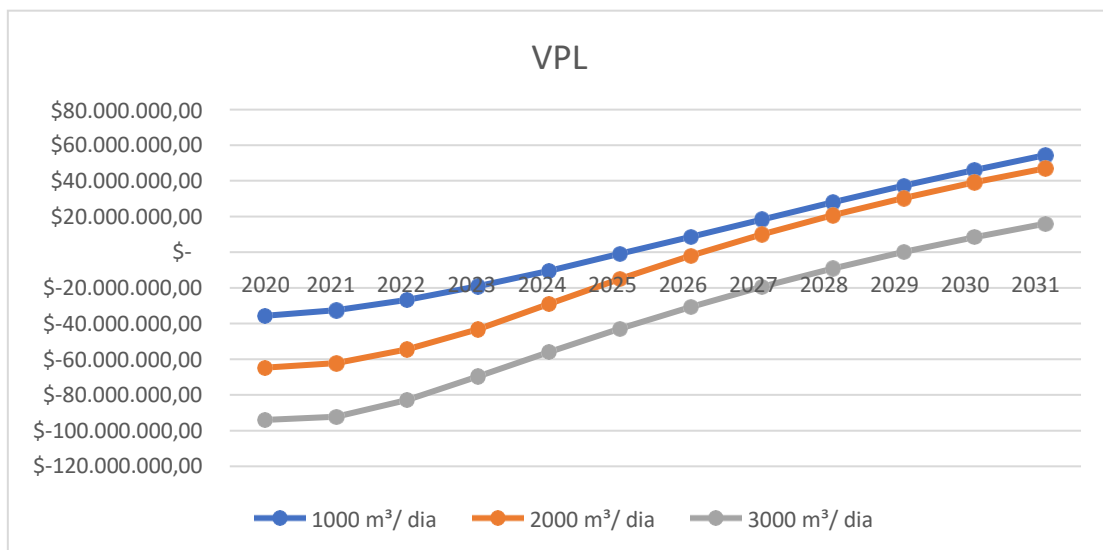
O projeto tem como fluxo de caixa, calculado pelo lucro óleo, menos custo água, menos custo vapor, menos custo óleo. Na injeção de 3000 m³/dia, tem um fluxo de caixa entre US\$ 1.975.678,14 no primeiro ano para US\$ 35.030.019,16 no último ano, ocorrendo uma pequena diferença entre a injeção de 2000 m³/dia.

E como isso conseguimos calcular o VPL, sabe-se os valores de fluxo de caixa através do OPEX e temos o custo de CAPEX, que são: equipamento de injeção, US\$ 10.937.500,00, custo para a perfuração dos poços US\$ 1.600.000,00 por poço, por ser um projeto *5-spot*, foi preciso perfurar quatro poços, mostrados na Tabela 5 e utilizando a Equação 9 de VPL, como visto nos outros modelos.

➤ ANÁLISE DE VPL

Usando o auxílio do programa Excel, conseguimos criar as curvas de VPL para diferentes vazões de injeção, como mostra a Figura 26.

Figura 26 – Curva de VPL



Fonte: Autor.

Como era esperado as curvas de VPL para o método de recuperação avançada com CO₂ ainda não são das melhores, o custo se eleva com a captura e pressurização do gás e o com o custo de equipamentos, quanto maior a vazão de injeção mais inviável fica o projeto.

Os resultados de VPL, temos que com a vazão de injeção de CO₂ de 1000 m³/dia ocorreu o maior valor de VPL do projeto com um valor de aproximadamente US\$ 60.000.000,00 e com *payback* de 5 anos, a vazão de injeção de CO₂ de 2000 m³/dia teve o segundo melhor resultado

com o valor de VPL próximo ao US\$ 50.000.000,00, entretanto teve um *payback* de 6 anos, já o modelo com a vazão de injeção de CO₂ de 3000 m³/dia que teve o maior volume recuperado de óleo da formação teve o VPL próximo a US\$ 20.000.000,00 muito abaixo do esperado e com um *payback* de 9 anos, muito longo visto que o projeto tinha apenas 10 anos de exploração.

Com esses resultados pode-se dizer que apesar da injeção de CO₂ de 3000 m³/dia possuir o maior acúmulo de óleo na simulação, com isso houve também um maior acúmulo de água produzida, fazendo que com encarecesse o processo, além de que o custo para a injeção de 3000 m³/dia triplicou em comparação ao de 1000 m³/dia, com esses fatores influenciaram para a inviabilidade dessa vazão.

Com o melhor resultado sendo para a vazão de injeção de CO₂ de 1000 m³/dia, apesar de ter tido a menor vazão de óleo pela simulação, ao ser calculado seus custos, apresentou o menor valor de custo de produção de água e de óleo, tendo seu menor custo na injeção do gás, com isso acabou sendo o resultado mais satisfatório da pesquisa, apesar de ainda ter um *payback* considerado na indústria muito longo para um projeto tão curto.

Muitas pesquisas nessa área estão sendo realizada para diminuir o custo de captura e pressurização do gás, e com o avanço da tecnologia equipamentos novos com rentabilidades melhores estão sendo criados, além de que com o aprisionamento do CO₂ conseguimos eliminar um problema ambiental e utilizando para recuperar um volume maior de óleo, com isso o método de recuperação avançada de injeção de CO₂ tende a ser mais utilizada em um futuro próximo, melhorando as curvas de VPL do projeto e diminuindo o *payback*.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Primeiramente, foi analisada a recuperação primária para o reservatório com apenas um poço produtor, como até mesmo uma forma de justificar a necessidade de escolha de um método de recuperação avançada. Em seguida foi realizado um planejamento experimental baseado em um modelo de referência em que algumas variáveis operacionais foram modificadas afim de determinar a influência de cada parâmetro no projeto. Com a escolha do melhor caso, procedeu-se a análise econômica.

Para a análise econômica, foram escolhidos três cenários, sendo o primeiro com a injeção de CO₂ a 1000 m³/dia, o segundo a 2000 m³/dia e o terceiro a 3000 m³/dia e então foi analisado o VPL máximo de cada caso e como cada CAPEX e OPEX influenciam no VPL máximo do projeto.

6.1 CONCLUSÕES

Tendo como objetivo a realização de uma análise técnica de injeção de CO₂ em um reservatório modelo, este trabalho buscou abordar fatores de influenciaram no volume recuperado de óleo. Em seguida realizou-se uma análise econômica para três diferentes cenários de injeção de CO₂.

- A recuperação primária foi descartada do projeto pois não conseguiu ter valores expressivos de volume de óleo recuperado.
- Com o aumento da vazão de injeção, a fração recuperada de óleo aumentou, chegando a cerca de 12% entre o melhor caso que foi com injeção de 3000 m³/dia para o de menor que tinha injeção de 1000 m³/dia.
- O acúmulo de água com a injeção de CO₂ a 1000 m³/dia e 2000 m³/dia deram bem próxima, na faixa dos 60.000 m³, já a simulação com a injeção de CO₂ a 3000 m³/dia chegou próxima dos 70.000 m³.
- Com relação à análise econômica, análise com injeção de 3000 m³/dia, rendeu o pior resultado, com *payback* de nove anos e VPL menor, comparado com os demais.
- A análise de injeção de CO₂ a 1000 m³/dia rendeu o melhor resultado, com VPL na casa dos US\$ 60.000.000,00, e um *payback* de cinco anos.

6.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A partir do estudo realizado para o desenvolvimento deste trabalho, podem ser sugeridos como trabalhos futuros:

- Obtenção de mais dados experimentais para ajuste do modelo base referente as características físicas, e geológicas do próprio reservatório, já que o principal problema na modelagem de reservatórios é que cada reservatório tem características próprias. Assim, o desafio na área de simulação de reservatórios é obter uma forma flexível de representar, o mais fielmente possível, as características e o comportamento de reservatórios reais
- Análise da variação de outros parâmetros para o cálculo do VPL, como o preço do barril de petróleo, e dos principais custos do projeto.
- Análise do impacto econômico ao simular configurações com um maior número poços para injeção de fluidos;
- Análise da substituição do CO₂, no estudo para as diferentes configurações de injeção de fluidos.
- Buscar um período maior de projeto, para melhorar a viabilidade econômica.
- Uma busca mais acurada de mercado para a planta de operação. O CAPEX é o fator que mais influência no processo e uma otimização na redução de custo benéfico da compra dos equipamentos pode tornar o projeto mais rentável.
- Análise dos fatores ambientais e de sustentabilidade em relação a recuperação e reinjeção do CO₂.
- Aplicar outros métodos de análise econômica, como método de Monte Carlos.
- Buscar preços mais atualizados e precisos em relação ao CAPEX e aos custos operacionais.
- Utilizar mais indicadores para análise de VPL.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Resolução nº 46/2016, de 1 de novembro de 2016. Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural. **Diário Oficial da União**: ANP, Brasília, DF, 3 nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2018.

AKINBOYEWA, J. et al. **Simulation of Expanding Solvent – Steam Assisted Gravity Drainage in a Field Case Study of a Bitumen Oil Reservoir**. SPE 129963-MS. Abril, 2010.

ALAWAD, M, N. J.; MOHAMMAD, H.A. Engineering Management and Inspection Schedule of Petroleum Well Integrity. **Journal of Emerging Trends in Engineering and applied Sciences (JETAS)**, v. 7, n. 3, p. 109-117, 2016. Disponível em: <https://fac.ksu.edu.sa/sites/default/files/musaed_and_hawwas_paper_journal_website.pdf>. Acesso em: 20 dez. 2020.

ALENCAR FILHO, M. Q. **Análise comparativa entre simuladores de linha de fluxo e diferenças finitas para um reservatório de petróleo submetido a injeção de água**. 2011. 290 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais**. 2005. 163f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor**. 2008. 184 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

BARROSO NETO, E. P. **Smart reservoir**: uma proposta para otimização de tempo de exploração em reservatórios de petróleo. 2019. xi, 100 f., il. Dissertação (Mestrado em Sistemas Mecatrônicos) - Universidade de Brasília, Brasília, 2019.

BAUTISTA, E.V. **Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)**. 2010. 159 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal

do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

BELLARBY, J. **Well Completion Design**. Amsterdam: Elsevier, 2009.

BENTHER, A. D. **Análise do Comportamento das Curvas de Pressão Requerida na Produção de Poços de Petróleo**. 2014. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

BORGES, T. **Análise da reologia e do escoamento de um fluido de perfuração a partir de micro emulsão a base de óleo vegetal**. 2014. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenheiro de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

BUTLER, R. M. **Thermal recovery of oil bitumen**. New Jersey, USA: Prentice Hall, 1991.

BRIGGS, P. J. et al. Development of heavy oil reservoirs. **J Pet Technol**, v. 40, n. 02, p. 206-214, 1988. Disponível em: <<https://onepetro.org/JPT/article-abstract/40/02/206/75519/Development-of-Heavy-Oil-Reservoirs>>. Acesso em: jan. 2021.

CALEMBO, L. N. **Pilotos de produção com injeção alternada de água e gás (WAG) em campos offshore ao redor do mundo**. 2017. 124 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2017.

CARVALHO, M. B. M. **Análise técnico-econômica de métodos térmicos de recuperação avançada em reservatório de óleo pesado do nordeste brasileiro**. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenheiro de Petróleo) - Universidade Federal de Alagoas. Maceió, AL, 2018.

CASTIÑEIRA, P. P. **Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração**. 2008. 53 f. Monografia (Bacharel em Engenheiro de Petróleo) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CAVALCANTE, D. B. S. **Estudo do processo de injeção de co2 e c1 aplicado a um reservatório de óleo leve**. 2016. 61 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharel em Engenharia de petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

COFFIN, P. "Horizontal Well Evaluation After 12 Years." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/26618-MS>

COPPE. Corrida para o mar: os desafios tecnológicos e ambientais do pré-sal. Rio de Janeiro: UFRJ. Disponível em: <https://www.coppe.ufrj.br/sites/default/files/coppe_pre-sal.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2020.

DAMASCENO NETO, O. M. **Estudo do processo de injeção de CO₂(GAGD) aplicado a um reservatório de óleo leve**. 2015. 40 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.

DAKE, L.P. **Fundamentals of reservoir engineering**. New York: Elsevier Scientific Publishing Company Inc, 1978. 443p.

DINIZ, A. A. R. **Estudo da injeção de água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo leve**. 2015. 186 f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia do Petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2015.

DONALDSON, E. C. et al. **Enhanced oil recovery, fundamentals and analyses**. 1. ed. New York: Elsevier Science Ltd, 1985.

FAROUQ ALI, S. M.; JONES, J. A.; MELDAU, R. F. **Practical heavy oil recovery**. University of Alberta, Alberta, 1997.

FERNANDES, G. M. D. **Estudo da perda de carga e calor no poço injetor no processo De drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD)**. 2011. 110 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

FERNANDES, G. M. D. **Estudo da configuração de poços no processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) em reservatórios do nordeste brasileiro**. 2016. 151f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

FERRAZ, R. S. B.; BAIDYA, T. K. N.; AIUBE, F. A. L. Análise de projeto na indústria de Petróleo sob condições de incerteza. Artigo Científico. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 34., 2007. Foz do Iguaçu, PR. **Anais [...]**. Foz do Iguaçu, PR, 2007.

GEANKOPLIS, Christie J. **Transport Processes and Unit Operations**. 3. ed. New York: Prentice-Hall Intern. Editions, 1998.

GERENCIAMENTO DO CAMPO DE PETRÓLEO. Puc Rio. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/22934/22934_3.PDF>. Acesso em 07 de janeiro de 2021.

GODOI, J. M. A. **Uma contribuição do sistema energético do petróleo à mitigação das mudanças climáticas: recuperação secundária especial de óleo com estocagem geológica de CO₂ no reservatório**. 2015. 222 f. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

GRABOWSKI, E. F. Platelet aggregation in flowing blood in vitro. I. Production by controlled ADP convective diffusion and quantification by videodensitometry. **Microvascular Research**, v. 16, n. 2, p. 159-182, set. 1978.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced oil recovery**. Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 1998.

HARA, S. K.; CHRISTMAN, P. G. **Investigation of Cyclic Countercurrent Light-Oil/CO₂ Immiscible Process**. **SPE Advanced Technology Series**, v. 1. p. 159–165, 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/20207-PA>

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

HONG, Dr. K. C. **Steamflood reservoir management**: Thermal Enhanced oil recovery. Tulsa: PenWell publishing company, 1994.

IBARZ, A. BARBOSA-CASANOVAS, G. V. **Unit Operations in Food Engineering**. London: CRC Press, 2003.

ITO, Y. "Oil Drainage Characteristics during the SAGD Process to Explain Observed Field Performance." Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2014. doi: <https://doi.org/10.2118/170071-MS>.

JAHN, F. et al. **Introdução à exploração e produção de hidrocarbonetos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

JÚNIOR, N. T. S. **Análise técnico-econômica dos métodos térmicos de recuperação avançada de petróleo utilizando a injeção contínua de vapor**. 2017. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenheiro de Petróleo) - Universidade Federal de Alagoas, Alagoas, 2017.

KAMISAKI, M. H. **Aplicabilidade do Método de Combustão In Situ nas Areias Betuminosas de Athabasca**. 2015. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenheiro de Petróleo) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

KING, H. M. Directional and Horizontal Drilling in Oil and Gas Wells- Methods used to increase production and hit targets that cannot be reached with a vertical well. Disponível em: <<https://geology.com/articles/horizontal-drilling/>> Acesso em: 11 de agosto de 2020.

LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Miscible WAG-CO₂ Light Oil Recovery from Low Temperature and High Pressure Heterogeneous Reservoir. Spe Latin America And Caribbean Petroleum Engineering Conference, [s.l.], p.1-13, 2014. Society of Petroleum Engineers. <http://dx.doi.org/10.2118/169296-ms>.

LIMA, T. C. S.; CARVALHO, M. B. M.; FERNANDES, G. M. D. Análise técnico-econômica dos métodos avançados de recuperação de petróleo em campos onshore. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 9., 2017, Alagoas. **Anais [...]**: Alagoas: UFAL, 2017.

LYONS, W. C. PLISGA, G. J. **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering**. 2. ed. Oxford, UK: Elsevier, 2005.

MARQUEZAN, L. H. F.; BRONDANI, G. Análise de investimento. **Revista de contabilidade**, v. 3, n. 1, 2006.

MATHIAS, V. M. **Análise da injeção alternada de gás e Polímeros em um reservatório com características do pré-sal**. 2019. 121 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2019.

MEGER, L. F. A. **Contribuições para o estudo da miscibilidade de gás de injeção no fluido de reservatório**. 2018. 89f. Trabalho de Conclusão de Curso. (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Departamento de Engenharia Química e de Petróleo. Universidade Federal Fluminense, 2018.

MELLO, S. F. **Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos**. 2015. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2015.

MOORTGAT, J.; FIROOZABADI, A.; LI, Z.; ESPÓSITO, R. Experimental coreflooding and numerical modeling of CO₂ injection with gravity and diffusion effects. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2010, Florence.

MORAJAB, M.; HARDING, T. MAINI, B. Improving the SAGD performace by introducing a new well configuration, JCPT. October, 2011.

MOREIRA, R. D. R. **Injeção de vapor auxiliado por drenagem gravitacional em poço único**. 2006. 178 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2006.

NAKAJIMA, L. **Horizontal Wells Performance Optimization on Petroleum Fields Development**. 2003. 128 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

NAVEIRA, P. N. **Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais**. 2007. 114 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia Civil) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

NEVES JÚNIOR, M. M. et al. Seleção de Configuração de Poços de Petróleo Baseada em Gerenciamento de Integridade, Utilizando Diagrama de Blocos de Confiabilidade. In: SIMPÓSIO DE PESQUISA OPERACIONAL E LOGÍSTICA DA MARINHA, 19., 2019, Rio de Janeiro. **Anais** [...]. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2019.

NGUYEN, N.; ALLINSON, W.G.: The Economics of CO₂ Capture and Geological Storage. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, October 2002. doi: <https://doi.org/10.2118/77810-MS>

NOGUEIRA, Paulo. **Revitalização de campos maduros na Bacia de Campos, podem render US\$ 12 bilhões de investimentos**. Macaé, RJ, 09 maio 2019. Site: Click Petróleo e Gás. Disponível em: <<https://www.ufpe.br/documents/40070/1837975/ABNT+NBR+6023+2018+%281%29.pdf/3021f721-5be8-4e6d-951b-fa354dc490ed>>. Acesso em: 20 out. 2020.

OLIVEIRA, A. I. A. **Análise técnico-econômico da injeção de CO₂ em reservatórios com características do pré-sal brasileiro**. 2016. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de petróleo) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2016.

OLIVEROS, L. R. et al. "Design Parameters and Technique Evaluation of Combustion Processes from Tube Testing." Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, jun. 2013. doi: <https://doi.org/10.2118/165458-MS>

PADILHA, D. W. L. **Aplicação do Método de Recuperação Avançada de Petróleo – WAG: Modelo Sintético com um Óleo Análogo ao Encontrado no Campo de Lula**. Balneário

Camboriú: UDESC, 2017.

PAGANI, M. D. **Simulação computacional de injeção de vapor em poços com recuperação avançada de óleo**. 2016. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2016.

PALACIOS, J. L.; PEÑA, A.; HIDALGO, V. Técnicas de gestión energética en sistemas de vapor. **Revista Politécnica**, v. 35, n. 3, fev. 2015. Disponível em: <<https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/images/revista/volumen35/tomo3/TecnicasdeGestionEnergeticaenSistemasdeVapor.pdf>>. Acesso em: abr. 2021.

PARAFITA, J. W. A. **Análise paramétrica do método de injeção alternada de água e CO₂(WAG) em reservatórios de petróleo**. 2014. 92 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

PENG, D. Y. et al. A New Two-Constant Equation of State Industrial and Engineering Chemistry: Fundamentals. **Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals**, v. 15, p. 59-64, 1976.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado**. 2006. 135 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

RIOS, V. S. **Estudo experimental da injeção de vapor pelo método SAGD na recuperação melhorada de óleo pesado**. 2011. 165 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2011.

ROCHA, L. A. S. et al. **Perfuração Direcional**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2008.

RODRIGUES, M. A. F. **Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor**. 2008. 60 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

RODRIGUES, M. A. F. **Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2012. 231 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

RODRIGUES, M. L. M. **Curso Eficiência Energética em Sistemas de Vapor**. Belo Horizonte: DATTE: Educação & Treinamento, 2012.

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

SAMANEZ, C. P. **Matemática Financeira: Aplicações à Análise de Investimentos**. São Paulo: Makron Books, 2005.

SANTANA, K. R. **Estudo da Segregação Gravitacional no Processo de Injeção de Vapor em Reservatórios Heterogêneos**. 2009. 135 f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

SANTOS, N. L. **Análise da utilização de injeção miscível de CO₂ em métodos de recuperação avançada de petróleo através de simulações computacionais: caso Unisim-I-D**. 2018. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

SANTOS, P. E. S.; et al. Métodos de recuperação secundária convencionais. **Cadernos de Graduação, Ciências Exatas e Tecnológicas**, v. 12, n. 12, 2010.

SANTOS, Y. D. S. **Análise da Injeção Alternada de Água e CO₂ (WAG) em Reservatórios de Óleo Leve**. Natal, RN, 2015.

SARATHI, P. S.; OLSEN, D. K. **Practical Aspects of Steam Injection Processes: A Handbook for Independent Operators**. Bartlesville, Oklahoma: National Institute of Petroleum and Energy Research, 1992.

SCHLUMBERGER. Heavy Oil, 2016. Disponível em: <https://www.slb.com/services/technical_challenges/heavy_oil.aspx>. Acesso em: 20 de novembro de 2019.

SHENG, J. **Modern Chemical Enhanced Oil Recovery**. 1. ed. New York: Elsevier Science, 2010.

SILVA, A. C. C. **Conservação e gerenciamento de energia em sistemas de vapor**. 2013. 196 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Alimentos) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campo Mourão, 2013.

SPÍNOLA, D. C. S. **Análise da Injeção de Água Quente após o Vapor na Recuperação de Óleos Pesados do Nordeste Brasileiro**. 2014. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.

SPIRAX SARCO. **Design of Fluid Systems**: Hook Ups. Blythewood, SC: Spirax Sarco, 2004.

SOAVE, G. Equilibrium Constants From a Modified Redlich-Kwong Equation of State. **Chemical Engineering Science**, v. 27. p. 1197-1203, 1972.

SOUZA JÚNIOR, J. C. **Simulação Numérica do Escoamento em Poços de Vapor por uma Abordagem Mecanicista**. 2007. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual do Ceará / Centro Federal de Educação Tecnológica do Ceará, MPCOMP, Fortaleza, 2007.

SOUZA JÚNIOR, J. C. **Estudo do acoplamento do poço injetor nas simulações de injeção cíclica de vapor**. 2013. 506 f. Tese (Doutorado em Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

TAMER, M.; GATES, D. Impacto f diferente SAGD well configurations (Dover SAGD phase B case study). **Journal of canadian petroleum technology**. SPE 155502. October, 2011.

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

TINOCO, S. C. **Previsão de produção de reservatórios submetidos a influxo de água por meio de balanço de materiais**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenheira de Petróleo) - Universidade Federal Fluminense, Niterói – RJ, 2011.

TOGAWA ENGENHARIA. Sistema de vapor – Geração, distribuição, aplicação e retorno. Disponível em: <<https://togawaengenharia.com.br/blog/sistema-de-vapor-geracao-distribuicao-aplicacao-e-retorno/>>. Acesso em: 19 out. 2020.

TREVISAN, F. E. **Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar**. 2003. 85f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Instituto de Geociências, Campinas, SP, 2003.

WANG, L. **Food Efficiency and Management in Food Processing Facilities**. London: CRC

Press, 2008.

YOUNG, L.C.; STEPHENSON, R.E. A Generalized Compositional Approach for Reservoir Simulation. **SPE J**, v. 23, p. 727-742, out. 1983. Disponível em: <<https://onepetro.org/spejournal/article-abstract/23/05/727/69216/A-Generalized-Compositional-Approach-for-Reservoir?redirectedFrom=fulltext>>. Acesso em: 19 out. 2020.