

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

**AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO DE POÇOS NA
INJEÇÃO DE VAPOR EM CAMPOS DE PETRÓLEO**

THAYSE CAMILA SOUZA DE LIMA

**Trabalho de Conclusão de Curso
Orientadora: Glydianne Mara
Diógenes Fernandes**

Maceió

2020

THAYSE CAMILA SOUZA DE LIMA

**AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO DE POÇOS NA
INJEÇÃO DE VAPOR EM CAMPOS 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, orientado pela Profa. Dra. Glydianne Mara Diógenes Fernandes.

Maceió

2020

Catálogo na fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico

Bibliotecária: Taciana Sousa dos Santos – CRB-4 – 2062

L732a Lima, Thayse Camila Souza de.

Avaliação da influência da configuração de poços na injeção de vapor em campos de petróleo / Thayse Camila Souza de Lima. – 2020.

90 f. : il., figs. e tabs. color.

Orientadora: Glydianne Mara Diógenes Fernandes.
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 84-90.

1. Petróleo – Extração. 2. Engenharia do petróleo. 3. Recuperação avançada de petróleo. 4. Métodos térmicos. 5. Injeção de vapor. I. Título.

Folha de Aprovação

AUTORA: THAYSE CAMILA SOUZA DE LIMA

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CONFIGURAÇÃO DE POÇOS NA INJEÇÃO DE VAPOR EM CAMPOS DE PETRÓLEO

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



Prof.ª Dra. Glydianne Mara Diógenes Fernandes, Universidade Federal de
Alagoas (Orientadora).

Banca Examinadora:

Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira

Prof.º Dr. Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira, Universidade
Federal de Alagoas.

Zenilda Vieira Batista

Prof.ª Dra. Zenilda Vieira Batista, Universidade Federal de Alagoas.

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

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre ter cuidado de tudo em todos os momentos.

Aos meus pais, Maria Roseane e Ivaldo Camilo, por todos os seus ensinamentos.

À minha família, por todo amor e incentivo. Ao meu esposo Irames Fernandes pela sua dedicação a nossa família e por ter sido meu companheiro em todos os momentos desta jornada, e ao meu filho Murilo Fernandes, que fez nascer em mim tantas alegrias.

Ao meu irmão Ivaldo Camilo por estar presente nos momentos especiais da minha vida.

Àquelas que foram suporte nos cuidados com meu filho, em alguns momentos que precisei me ausentar: Minha mãe Maria Roseane, minha sogra Claudete Fernandes, e minha cunhada Ingrid Fernandes.

Aos meus amigos de oração, pelas suas interseções a Deus por mim e pela minha família, em especial a Paulinha, que sempre está presente na minha vida, com seu coração generoso.

Aos meus amigos de graduação, pelo apoio nos momentos difíceis, e por compartilharem comigo momentos especiais.

À Prof.^a Dra. Glydianne Fernandes, pela orientação, disponibilidade e incentivo em todos os momentos do trabalho e ao longo dos anos de pesquisa no PIBIC.

À equipe do PIBIC, pela experiência partilhada e suporte nas dificuldades. O conhecimento adquirido foi fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Sr. Berenaldo Lessa e a Administração do Porto de Maceió, que me deram a oportunidade de estagiar e crescer profissionalmente no período do estágio.

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

LIMA, T. C. S. Avaliação da influência da configuração de poços na injeção de vapor em campos de petróleo. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia do Petróleo) - Universidade Federal de Alagoas, Maceió.

O setor petrolífero está enfrentando desafios na busca de novas tecnologias para aprimorar a exploração de campos maduros *onshore*, uma vez que o óleo presente nos reservatórios de campos terrestres muitas vezes apresenta características que dificultam a recuperação do óleo, ou o reservatório já alcançou o pico produtivo, sendo necessário a utilização de novas tecnologias para a extração do óleo. Com o objetivo de elevar o fator de recuperação nesses reservatórios, foram desenvolvidos os métodos de recuperação avançados, que atuam retirando o óleo que ainda permanece no reservatório após a recuperação primária. Nos métodos de recuperação avançados ocorre uma interação físico-química entre os fluidos injetados e deslocados, que pode ser de natureza térmica, química, miscível, biológica, dentre outras. O presente trabalho tem como objetivo analisar a influência da configuração dos poços no método térmico de injeção de vapor em relação à produção acumulada de óleo e fator de recuperação, bem como prever o comportamento futuro do reservatório através da simulação numérica. Para alcançar o objetivo proposto, foi realizada modelagem, utilizando o simulador STARS (*Steam Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*). Neste contexto, foi realizado um estudo de diferentes configurações de poços referente ao posicionamento, comprimento e distância entre os poços injetores para os métodos SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), WASP (*Water Alternating Steam Production*), e considerando também a recuperação primária. Analisou-se a distribuição da temperatura na injeção de vapor, assim como o fator de recuperação e a produção acumulada de óleo, assim como a análise econômica, utilizando o método VPL (Valor Presente Líquido), para assim estimar a previsão de comportamento do campo e prever o comportamento futuro do reservatório através da simulação numérica. A configuração SAGD padrão, com poço injetor horizontal, apresentou resultados mais atraentes para recuperação do óleo, além do óleo manter-se quente durante a produção, resultando um aumento na produção. A distribuição de temperatura uniforme no reservatório para o SAGD aumenta o fator de recuperação final do óleo com o passar dos anos, mostrando ser um método eficiente. Apesar do poço injetor horizontal apresentar altos custos de operação, sua posição oferece uma cobertura de vapor mais sistemática para o reservatório. Com isso, a configuração SAGD, dentre as configurações

simuladas, segundo as curvas do VPL, mostrou-se também a opção mais rentável. No entanto, a utilização de poços injetores verticais torna-se viável economicamente principalmente nos casos em que possam ser reutilizados poços verticais já perfurados em campos de petróleo, reduzindo os custos com perfuração e completação. Para algumas vazões de injeção de vapor, comparando a injeção contínua de vapor com a injeção alternada de vapor e água notou-se que o custo da geração de vapor será definitivo na escolha de um método térmico de recuperação, com isso, o método WASP deve ser considerado.

Palavras-chave: métodos avançados de recuperação; métodos térmicos; simulação de reservatórios.

ABSTRACT

The oil sector is facing challenges in the search for new technologies to improve the exploration of mature onshore fields, since the oil present in the onshore field reservoirs often has characteristics that make it difficult to recover the oil, or the reservoir has already reached its peak production, requiring the use of new technologies for oil extraction. In order to increase the recovery factor in these reservoirs, advanced recovery methods were developed, which work by removing the oil that still remains in the reservoir after primary recovery. In advanced recovery methods there is a physicochemical interaction between the injected and displaced fluids, which can be thermal, chemical, miscible, biological, among others. The present work aims to analyze the influence of the well configuration on the thermal steam injection method in relation to the accumulated oil production and recovery factor, as well as to predict the future behavior of the reservoir through numerical simulation. To achieve the proposed objective, modeling was performed, using the STARS (Steam Thermal and Advanced Process Reservoir Simulator) simulator from CMG (Computer Modeling Group). In this context, a study of different well configurations was carried out regarding the positioning, length and distance between the injection wells for the SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), WASP (Water Alternating Steam Production) methods, and also considering the primary recovery. The temperature distribution in the steam injection was analyzed, as well as the recovery factor and the accumulated oil production, as well as the economic analysis, using the NPV (Net Present Value) method, in order to estimate the field behavior forecast. and predict the future behavior of the reservoir through numerical simulation. The standard SAGD configuration, with horizontal injector well, showed more attractive results for oil recovery, in addition to the oil remaining hot during production, resulting in an increase in production. The uniform temperature distribution in the reservoir for the SAGD increases the final oil recovery factor over the years, proving to be an efficient method. Although the horizontal injection well has high operating costs, its position offers a more systematic vapor coverage for the reservoir. With that, the SAGD configuration, among the simulated configurations, according to the NPV curves, also proved to be the most profitable option. However, the use of vertical injector wells becomes economically viable, especially in cases where vertical wells already drilled in oil fields can be reused, reducing drilling and completion costs. For some steam injection flow rates, comparing the continuous steam injection with the alternating steam and water injection, it was noted that the cost of steam generation will be definitive in the choice of a thermal recovery method, therefore, the WASP method must be considered.

Keywords: advanced recovery methods; thermal methods; reservoir simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Transferência e perda de calor durante a injeção de vapor.....	20
Figura 2 - Sensibilidade da viscosidade à temperatura para os vários graus API de óleo.....	22
Figura 3 - Recursos Petrolíferos Mundiais	23
Figura 4 - Classificação dos métodos de produção de petróleo	25
Figura 5 - Esquema do método de combustão in situ.....	28
Figura 6 - Processo de injeção cíclica de vapor.....	29
Figura 7 - Processo da injeção contínua de vapor	30
Figura 8 - Processo SAGD	32
Figura 9 - Processo da injeção contínua de vapor (breakthrough) vs. WASP.....	33
Figura 10 - Esquema de injeção WASP e injeção contínua de vapor	34
Figura 11 - Poço tipo injetor de vapor.....	36
Figura 12 - Esquema de um sistema de vapor completo.	37
Figura 13 - Gerador e linhas de transporte de vapor	38
Figura 14 - Sistema de Geração e injeção de vapor.	39
Figura 15 - Poço Vertical.....	43
Figura 16 - (a) Poço tipo I (b) Poço tipo II (c) Poço tipo III	44
Figura 17 - Comprimento exposto ao reservatório com poço vertical e poço horizontal	45
Figura 18 - Fluxograma dos procedimentos metodológicos realizados	54
Figura 19 - Modelo do reservatório.....	56
Figura 20 - Configuração dos poços injetores analisadas para o método SAGD.....	58
Figura 21 - Produção acumulada de óleo para o método SAGD sob vazões de 100, 200 e 300 ton/dia versus a recuperação primária	61
Figura 22 - Distribuição da temperatura do modelo SAGD para uma vazão de 100ton./dia...	62
Figura 23 - Fator de Recuperação de óleo das configurações SAGD, V-SAGD-2 e VSAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia	63
Figura 24 - Fator de recuperação de óleo das configurações SAGD, V-SAGD-2 e VSAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 200 ton/dia	64
Figura 25 - Comparação da produção acumulada de óleo entre as configurações SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3, para vazão total injetada de 300 ton/dia.....	65
Figura 26 - Produção acumulada de óleo da configuração V-SAGD-2 para as vazões de injeção de vapor de 100 ton/dia,200ton/dia e 300 ton/dia.	66
Figura 27 - Produção acumulada de óleo da configuração V-SAGD-3 para as vazões de injeção	

de vapor de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia	66
Figura 28 - Comparação da distribuição da temperatura para o modelo V-SAGD com dois e três poços injetores verticais.....	68
Figura 29 - Comparação da distribuição da temperatura entre o modelo SAGD padrão e o modelo V-SAGD-3.....	69
Figura 30 – Gráfico VPL versus tempo - Configurações SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia	70
Figura 31 - Produção acumulada de óleo para diferentes comprimentos de poços injetores verticais a uma vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia.....	71
Figura 32 - Produção acumulada de óleo para diferentes comprimentos de poços injetores verticais a uma vazão de injeção de vapor de 200 ton/dia.....	72
Figura 33 - Comparação da distribuição da temperatura entre os modelos V-SAGD-2 com distâncias de 6m e 12m, para vazão de injeção de vapor de 50 ton./dia e 100ton./dia.	73
Figura 34 - Produção acumulada de óleo em m ³ do SAGD padrão e SAGD WASP sob vazões de 100 ton/dia e 200 ton/dia	74
Figura 35 - Produção acumulada em m ³ do método SAGD sob vazões de 100 ton/dia e 200 ton/dia e do V-SAGD-2 sob vazões 100 ton/dia, 200 ton/dia e 300 ton/dia.	75
Figura 36 - Fator de recuperação do SAGD WASP de 100 ton/dia, 200 ton/dia, 250 ton/dia e 300 ton/dia versus a recuperação primária.	75
Figura 37 - Modelos 3D da propagação da temperatura no reservatório do SAGD WASP com vazões de injeção de 200 ton/dia e 300 ton/dia.	76
Figura 38 - Modelos 3D da distribuição da temperatura na comparação do método SAGD padrão com o V-SAGD-2 WASP.....	78
Figura 39 - Gráfico do VPL versus tempo para a configurações SAGD padrão e SAGD WASP, com vazão de injeção de 200 ton/dia.....	79
Figura 40 - Gráfico do VPL versus tempo para configurações SAGD padrão e SAGD WASP, com vazão de injeção de 300 ton/dia.....	80
Figura 41 - Gráfico do VPL versus tempo para configurações V-SAGD-2 padrão e V-SAGD-2 WASP para vazão de injeção de vapor de 300 ton/dia.....	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação da ANP para os tipos de óleo em relação ao grau API	23
Tabela 2 - Modelo de fluido do reservatório (Viscosidade 714 cP; 37,8 °C)	55
Tabela 3 - Propriedades da rocha reservatório	55
Tabela 4 - Condições operacionais da modelo base	57
Tabela 5 - Dados utilizados para análise técnico-econômica do projeto.....	59

LISTA DE ABREVIACÕES

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
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	17
2 OBJETIVOS	19
2.1 GERAL.....	19
2.2 ESPECÍFICOS	19
2.3 JUSTIFICATIVA.....	19
3 REFERÊNCIAL TEÓRICO	20
3.1 RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA	24
3.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO.....	24
3.2.1 Métodos convencionais de recuperação	26
3.2.2 Métodos avançados de recuperação (EOR)	26
3.2.2.1 Métodos térmicos.....	26
3.3 INJEÇÃO DE VAPOR	34
3.3.1 Sistema de vapor	36
3.3.1.1 Geração de vapor.....	38
3.3.2. Equipamentos utilizados sobre o fluxo de vapor	39
3.4 SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS.....	40
3.5 ANÁLISE DAS CONFIGURAÇÕES DE POÇOS	42
3.5.1 Poços verticais	43
3.5.2 Poços direcionais	44
3.6 ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DO PROJETO	47
3.6.1 Valor Presente líquido	47
3.6.2 Cálculo da viabilidade econômica de projetos com injeção de vapor	48
4 PROCEDIMENTOS METODOLOGICOS	54
4.1 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS E DA ROCHA RESERVATÓRIO.....	54
4.2 MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO	56

4.3 CONDIÇÕES OPERACIONAIS DO MODELO BASE.....	57
4.4 FERRAMENTA COMPUTACIONAL	57
4.5 CONFIGURAÇÃO DE POÇOS ANALISADAS	58
4.6 PARÂMETROS ECONÔMICOS.....	59
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
5.1 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O MÉTODO SAGD E A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA.....	61
5.2 ANÁLISE DAS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇOS NO SAGD	63
5.2.1 Posicionamento dos poços injetores no SAGD.....	63
5.2.2 Comprimento dos poços injetores para as configurações do SAGD	71
5.2.3 Distância entre os poços injetores no SAGD.....	73
5.3 INJEÇÃO ALTERNADA DE VAPOR E ÁGUA PARA CONFIGURAÇÃO SAGD (WASP SAGD).....	73
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
6.1 CONCLUSÕES.....	82
6.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	83

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 e 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.

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. Desta forma, foi considerado neste trabalho o método de recuperação avançada de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), por ser uma tecnologia recente e que vem apresentando sucesso para recuperação de óleos pesados em outros países (FERNANDES, 2016).

O método SAGD consiste na injeção contínua de vapor através dos poços injetores, que podem ser desde o poço injetor horizontal, caracterizado como configuração padrão do método, aos poços injetores verticais. No SAGD, o poço produtor apresenta posicionamento horizontal, proporcionando um maior contato com o reservatório, assim como uma melhor distribuição do calor transferido para o meio através da injeção de vapor, desta forma, o método promove uma redução na viscosidade do óleo à medida que a câmara de vapor cresce no reservatório, somado

a isso, as forças gravitacionais que regem o sistema favorecem o deslocamento do óleo até o poço produtor.

Algumas pesquisas anteriormente realizadas, aplicadas aos métodos de recuperação avançados, especificamente ao método térmico SAGD, apresentaram resultados positivos sob algumas configurações, dentre estas pesquisas estão: Roger Butler (1978) iniciou as pesquisas sobre o processo SAGD; Moreira R. e Trevisan O. (2007) estudaram diversas formas através de simulação numérica visando o aprimoramento do processo SAGD em poço único (SW-SAGD); Barillas (2008) realizou um estudo sobre o processo SAGD através da otimização de vapor em reservatórios de diferentes cenários; Mojarb et al. (2011) realizaram um estudo sobre aplicabilidade de uma nova configuração de poços no processo SAGD nos reservatórios de *Athabasca* e *Cold Lake* em Alberta; Tomer e Gates (2011) estudaram diferentes configurações de poços no processo SAGD; Ito Yoshiaki (2014) estudou os efeitos da razão óleo/vapor (ROV) na expansão da câmara de vapor no SAGD, considerando a área de contato e as perdas de calor para a formação.

Na engenharia de reservatórios a habilidade de prever a produção auxilia na tomada de decisões sobre o projeto e em otimizações que o tornem economicamente atrativo, sabendo disso, o presente trabalho propõe uma previsão do comportamento futuro dos reservatórios estudados, mediante os métodos de recuperação avançados, as configurações de poços e os parâmetros adotados, por meio das simulações numéricas dos reservatórios de petróleo.

2 OBJETIVOS

2.1 GERAL

Analisar a influência da configuração dos poços na injeção de vapor, em relação à produção acumulada de óleo e fator de recuperação, bem como prever o comportamento futuro do reservatório através da simulação numérica.

2.2 ESPECÍFICOS

- Estudar as diferentes configurações de posicionamento de poços injetores (poço horizontal e poços verticais);
- Analisar a distância entre os poços injetores;
- Analisar o comprimento dos poços injetores;
- Analisar a distribuição da temperatura no reservatório na injeção de vapor;
- Analisar as diferentes configurações de poços e de parâmetros adotados, como a vazão de injeção de vapor, para os métodos de recuperação primária e os métodos térmicos de recuperação avançada SAGD e WASP;
- 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 dos métodos de recuperação através do cálculo do VPL.

2.3 JUSTIFICATIVA

Os Métodos de recuperação avançada são fundamentais para aumentar a vida econômica de um reservatório, pois atuam melhorando os fatores de eficiência e recuperam parte adicional do óleo remanescente (BORGES, 2009). Dessa forma, a influência da configuração dos poços na injeção de vapor em projetos de produção de petróleo é imprescindível para que sejam calculados parâmetros que maximizem os lucros e reduzam os riscos associados a outros fatores. A exploração de campos maduros, antes considerados antieconômicos, também se mostra um fator relevante para o estudo dos métodos avançados.

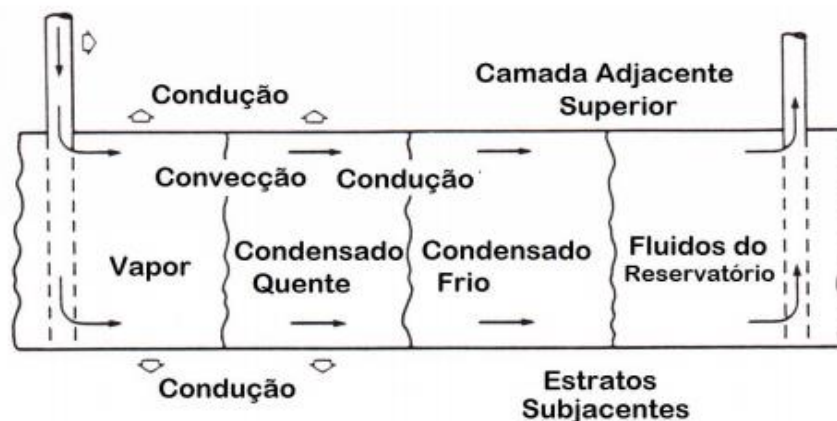
3 REFERÊNCIAL TEÓRICO

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; 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 1 ilustra a transferência e perda de calor durante a injeção de vapor (JUNIOR, 2013).

Figura 1 - Transferência e perda de calor durante a injeção de vapor



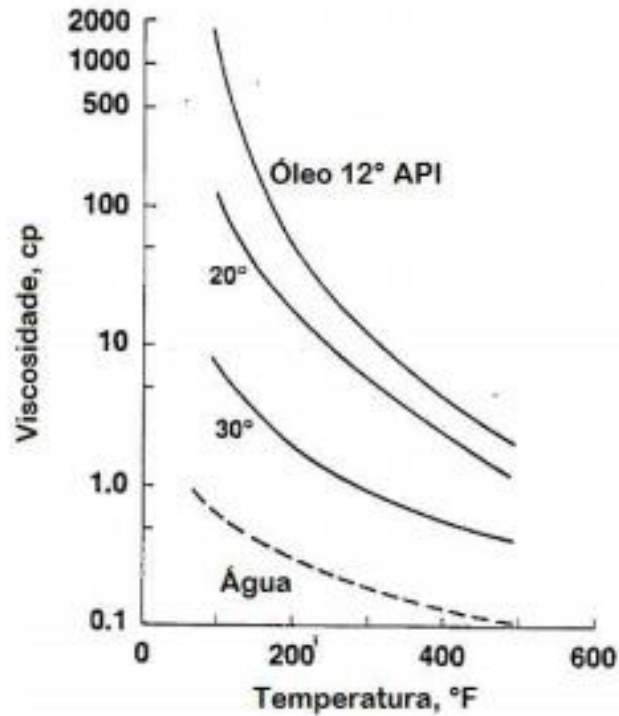
A condução térmica é responsável pelas perdas de calor para as camadas adjacentes durante a injeção de vapor, podendo também ser importante dentro do reservatório quando a velocidade do fluido é baixa. Já a transferência de calor por convecção é o transporte de energia térmica através do movimento do fluido dentro de uma região submetida à diferença de temperatura (JUNIOR,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 ($^{\circ}\text{API} - \text{API}$: *American Petroleum Institute*), ou seja, em óleos mais viscosos (LIMA *et al.*,2017).

A Figura 2 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 2 - 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.

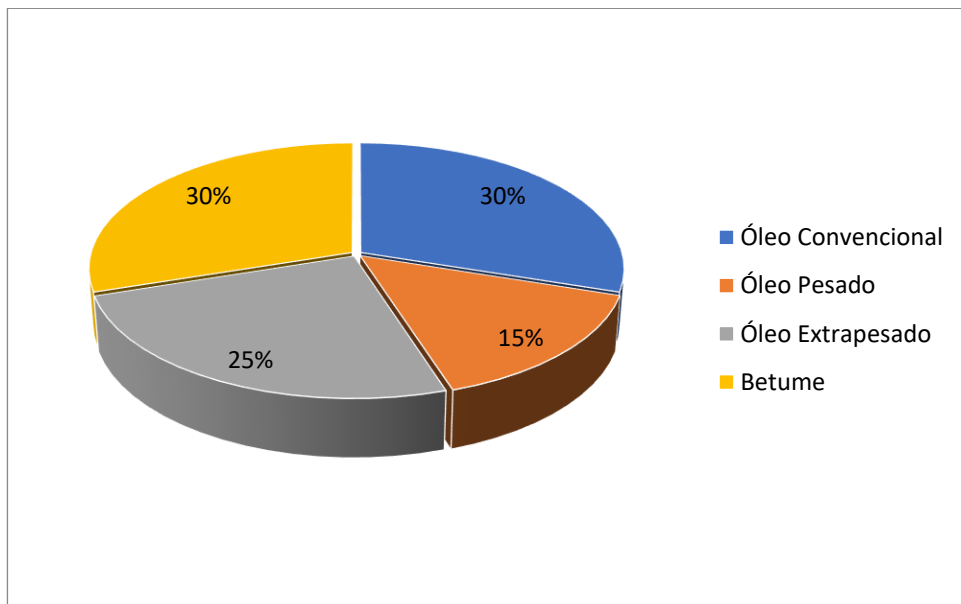
Tabela 1 - Classificação da ANP para os tipos de óleo em relação ao grau API

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 3, 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 3 - Recursos Petrolíferos Mundiais



Fonte: Adaptado da SCHLUMBERGER, 2019.

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 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.

3.1 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.*, 1989).

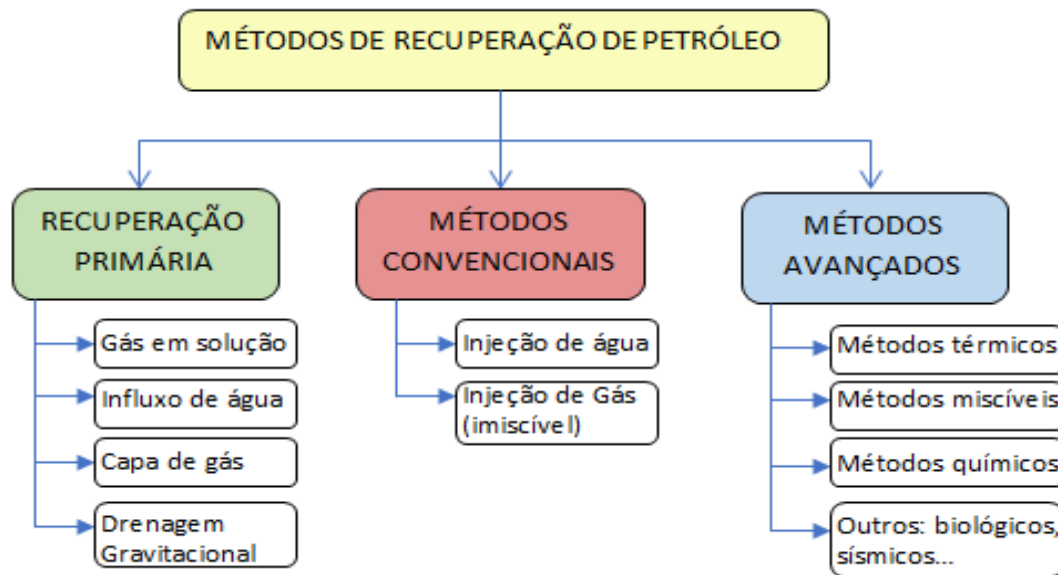
3.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO

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 4. 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 4 - 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).

3.2.1 Métodos convencionais de recuperação

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado 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).

3.2.2 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 térmicos de recuperação têm o objetivo de facilitar o escoamento do óleo através do aquecimento do reservatório, pela transferência de calor dos fluidos que uma vez injetados, possibilita a alteração de algumas propriedades do óleo e do próprio reservatório, como a redução da viscosidade. Quando o processo de alteração das propriedades ocorre no próprio reservatório ou a partir da superfície, o processo é denominado de “*in situ*”.

3.2.2.1 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).

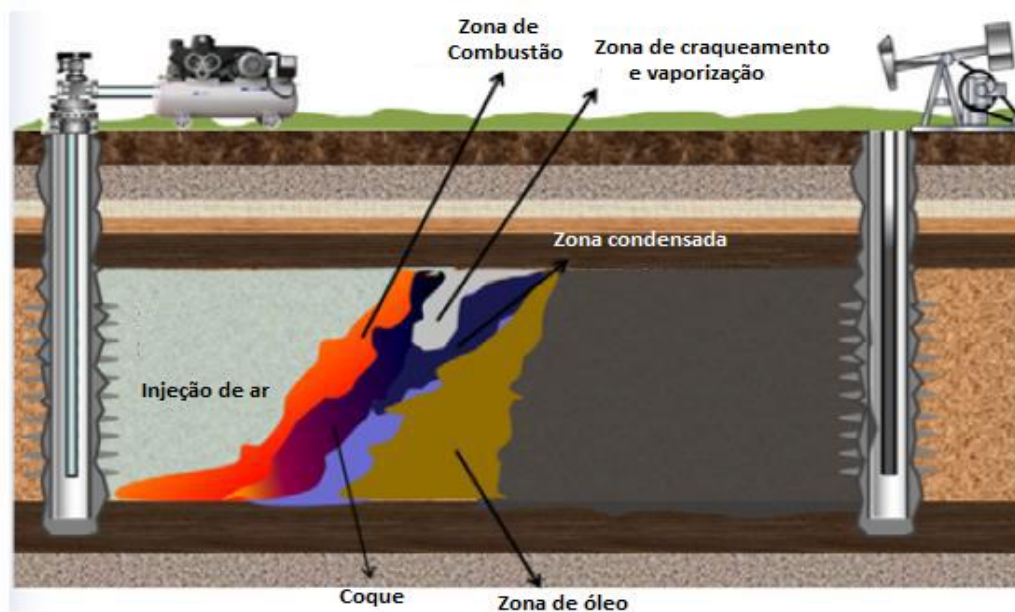
A redução da viscosidade é o principal efeito dos métodos térmicos, pois proporcionam uma melhora na capacidade de escoamento do óleo, e essa facilidade ao escoamento provoca um aumento de varrido, melhorando significativamente a eficiência da produção do óleo. São métodos térmicos de recuperação: a combustão *in situ*; a injeção cíclica de vapor; a injeção contínua de vapor; a drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), entre outros, como a composição 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).

➤ **Combustão *in situ***

A combustão *in situ* é normalmente aplicada em casos de óleos muito pesados e já no final da vida produtiva do reservatório. Trata-se de uma técnica que gera o calor a partir da queima dos hidrocarbonetos presente no reservatório. Esse calor atua diminuindo a viscosidade do óleo a frente, e os fluidos gerados a partir da combustão também auxiliam no deslocamento do óleo para o poço produtor (NAVIERIA, 2007; KAMISAKI 2015).

A técnica consiste na injeção de ar aquecido no reservatório, desencadeando uma reação de oxidação do óleo que irá gerar o calor, como mostrado na Figura 5. Essa reação irá se intensificar até atingir uma temperatura chamada de “ponto de ignição”, na qual se inicia a combustão. Nesse instante é necessária a injeção de ar frio para a continuidade do processo (BRIGGS *et al.*, 1987; BARILLAS, 2008).

Figura 5 - Esquema do método de combustão in situ



Fonte: OLIVEROS, 2013.

Segundo Navieira (2007) parte importante do processo de combustão *in situ* é a produção do coque, um resíduo formado após a vaporização das frações mais leves do óleo e funciona como combustível que alimenta a frente de queima, gerando calor suficiente para os deslocamentos das frações mais adiantes.

A vantagem do processo de combustão *in situ* é a sua empregabilidade tanto para óleos leves quanto para óleos pesados, e a boa eficiência de deslocamento que o mesmo proporciona. Entretanto, a distribuição de calor é ineficiente, atingindo algumas zonas desnecessárias e gerando danos nos equipamentos de produção (ROSA *et al.* 2006) (CARVALHO,2018).

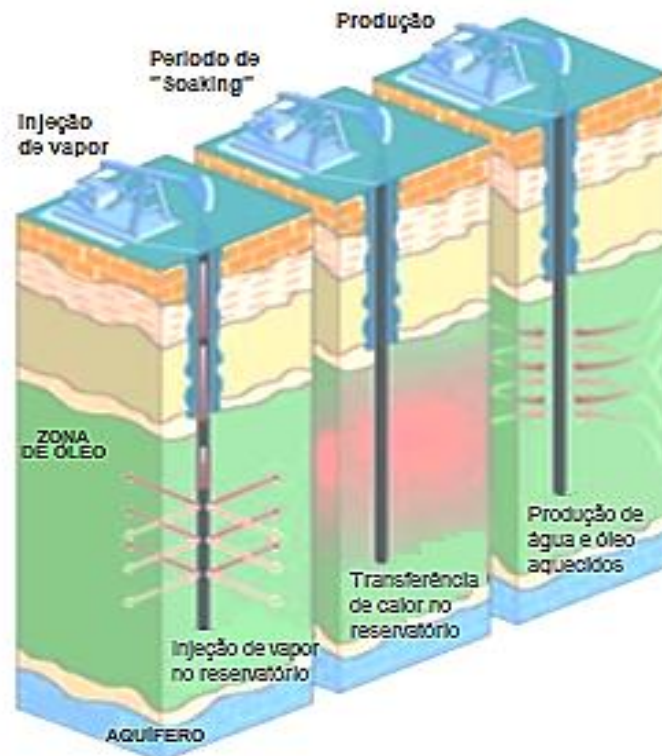
➤ Injeção cíclica de vapor

A injeção cíclica de vapor pode ser utilizada antes da injeção contínua entre outros métodos térmicos, com o objetivo de facilitar o deslocamento do óleo. Na injeção cíclica de vapor a injeção e produção de fluidos se dão pelo mesmo poço, sendo aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. Inicialmente é uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, remove possíveis danos ao redor, e auxilia na energia natural do reservatório pelo transporte de calor para o mesmo (ROSA *et al.* 2006).

Na injeção cíclica, o vapor é injetado em um poço a alta vazão, entre dez a trinta dias,

seguido de um período de fechamento, denominado *soaking*, por alguns dias para transmissão do calor, posteriormente, o poço é destinado a produzir, esse processo é repetido até o projeto atingir seu limite econômico. Esse método permite um aumento rápido e estável das vazões de óleo, por um período. Quando a injeção cíclica não responde mais de modo satisfatório, em termos de viabilidade econômica, emprega-se geralmente a injeção contínua de vapor (FAROUQ *et al*, 1997). A Figura 6 mostra o mecanismo da injeção cíclica de vapor.

Figura 6 - Processo de injeção cíclica de vapor



Fonte: FERNANDES, 2016.

A principal vantagem da injeção cíclica de vapor é a antecipação rápida de produção, e é utilizada como estimulação, para óleos muito viscosos, a fim de obter inicialmente uma comunicação de fluxo do poço injetor e produtor. Dentre as vantagens da aplicação da Injeção cíclica de vapor para recuperação do petróleo estão: redução da viscosidade do óleo e de danos na formação ou bloqueios ao fluxo próximo ao poço, forças provenientes da pressão do reservatório, drenagem gravitacional, efeito da compactação na formação de fluidos, força do gás dentro da solução e expansão térmica (QUEIROZ, 2006).

Entretanto, a baixa recuperação de óleo, em torno dos 15%, constitui-se a sua maior desvantagem devido o vapor aquecer apenas uma pequena região em torno do poço, então, mesmo com os ciclos seguintes, a atuação na mesma região, faz com que um menor volume de

óleo seja produzido.

➤ **Injeção contínua de vapor**

A injeção contínua, assim como a injeção cíclica de vapor utiliza a transferência de calor através do vapor injetado para reduzir a viscosidade do óleo pesado, facilitando o deslocamento do óleo. Com a injeção de vapor através dos poços de injeção, os fluidos presentes no reservatório se deslocam para os poços de produção, perfurados pelas malhas de injeção. Na injeção contínua de vapor, a redução da viscosidade, dilatação do óleo e deslocamento do vapor proporciona a recuperação do óleo; a água é aquecida, e o vapor injetado se desloca através do reservatório, fazendo com que condense o fluido que se quer produzir. A Figura 7 ilustra o processo de injeção contínua de vapor.

Figura 7 - Processo da injeção contínua de vapor



Fonte: RODRIGUES, 2018.

Quando se aplica a injeção contínua de vapor há alguns critérios pré-estabelecidos para a viabilidade do projeto, dentre esses estão:

- O reservatório precisa ser espesso, e pouco profundo, para redução da perda de cargas durante a injeção através das camadas sub e sobrejacentes que requerem muita energia à medida que aumenta a profundidade e o trajeto do vapor através dos poços injetores e produtores, até que o calor seja suficiente para elevar a temperatura do reservatório, sendo as condições do vapor injetado suficientes para as altas pressões e temperaturas que demanda o próprio reservatório.

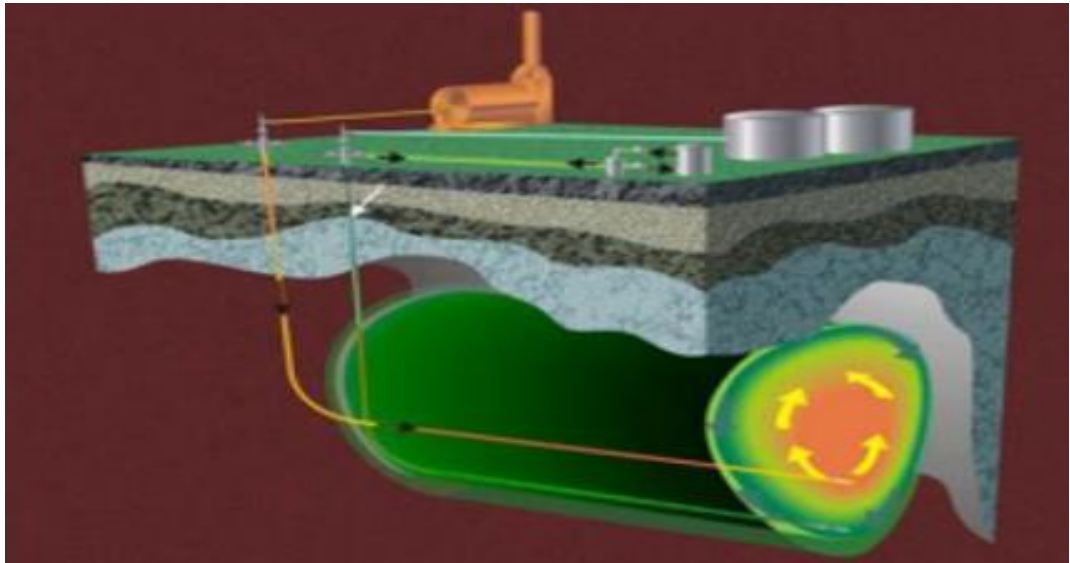
- O reservatório precisa ser permeável para que o óleo escoe mais livremente, para pontos de menor pressão, pois quando o vapor se desloca dentro do reservatório, são criadas várias zonas com temperaturas e saturações de fluido diferentes. Quando o reservatório é permeável, à medida que o banco de óleo é aquecido, a viscosidade do óleo é reduzida, o óleo é deslocado mais facilmente até o poço produtor, onde finalmente será produzido.
- Outro fator importante para ser analisado, é a distância entre o poço injetor e produtor, longos espaços geram maiores áreas de contato dos fluidos com as camadas superiores e inferiores, isso requer mais calor e mais tempo para manter essas camadas aquecidas, diminuindo a velocidade e o tempo com o qual o óleo é drenado.

➤ **Drenagem Gravitacional assistida por vapor (*Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD*)**

O processo SAGD também ocorre com a injeção contínua de vapor através dos poços injetores, que podem apresentar diferentes configurações, desde o horizontal (configuração convencional), aos inclinados e verticais. O SAGD é um método térmico, de drenagem gravitacional assistida por vapor, que, apresenta uma interação térmica com o óleo presente no reservatório, promovendo uma redução na viscosidade do mesmo, e aumentando sua capacidade de deslocamento, e seu fator de recuperação. Nesse método é formada uma câmara de vapor que cresce pelas laterais e para cima, expandindo-se à medida que mais vapor é continuamente injetado.

No processo SAGD padrão são perfurados dois poços horizontais paralelos entre si, sendo o superior o poço injetor e o inferior o poço produtor. Nesse processo, à medida que o vapor é injetado através do poço injetor, ele interage com o óleo e o aquece modificando algumas de suas propriedades, como a viscosidade. O óleo se desloca em direção ao poço produtor, facilitado pelas forças gravitacionais que regem o sistema, conforme representado na Figura 8. A forte característica econômica deste processo se dá pelo sucesso do método devido ao alto fator de recuperação, sendo viável para reservatórios de baixa profundidade. (FERNANDES, 2016).

Figura 8 - Processo SAGD



Fonte: AKINBOYEWA, 2010.

O esquema de operação do processo SAGD permite que uma grande área do reservatório seja drenada, dependendo principalmente da diferença de densidade entre a câmara de vapor e da fase líquida e da permeabilidade efetiva vertical do reservatório, ou seja, a aplicação de poços com grandes comprimentos tende a ter boa produção, gerando maior lucratividade ao projeto. A limitação do desempenho do SAGD pode estar na geometria selecionada e por parâmetros operacionais: a distância vertical entre os poços, o comprimento horizontal do poço injetor e produtor, os folhelhos, a permeabilidade do reservatório, a viscosidade do óleo, entre outros (BARILLAS, 2008).

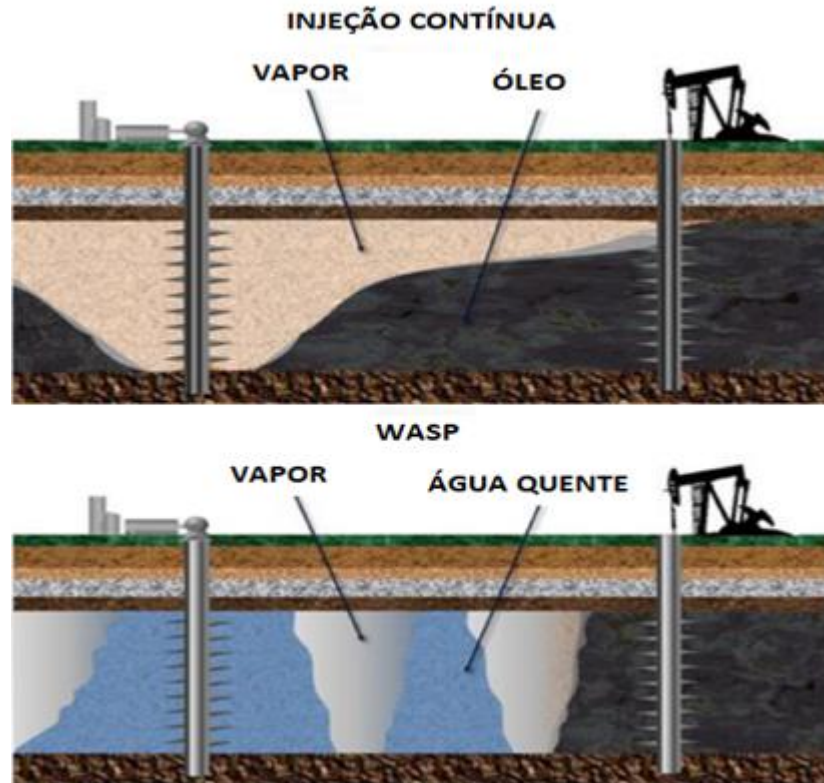
➤ **Injeção alternada de água e vapor (*Water Alternating Steam Process - WASP*)**

A injeção contínua de vapor com o passar dos anos apresenta redução da vazão de produção de óleo e a razão óleo-vapor (ROV) torna-se baixa. Esse processo está relacionado com perdas de calor para formação adjacente e pode desencadear um *breakthrough*, quando parte do vapor injetado começa a ser produzido antecipadamente, tornando a recuperação de petróleo menos eficiente. A injeção de água quente surge com uma opção para redistribuição do calor no reservatório, permitindo a obtenção de um volume adicional de óleo das zonas normalmente ignoradas pelo vapor injetado (RODRIGUES, 2012; CARVALHO, 2018).

O método de injeção alternada de vapor e água - WASP (*Water Alternating Steam Process*) consiste na injeção alternada de vapor e água por mais de um ciclo durante a vida de um projeto de injeção de vapor, onde dois fluidos com densidades diferentes são injetados

alternadamente, com o objetivo de reduzir a segregação gravitacional e as tendências de canalização do gás, melhorando o varrido vertical do reservatório, como ilustra a Figura 9 (RODRIGUES, 2012; CARVALHO, 2018).

Figura 9 - Processo da injeção contínua de vapor (breakthrough) vs. WASP

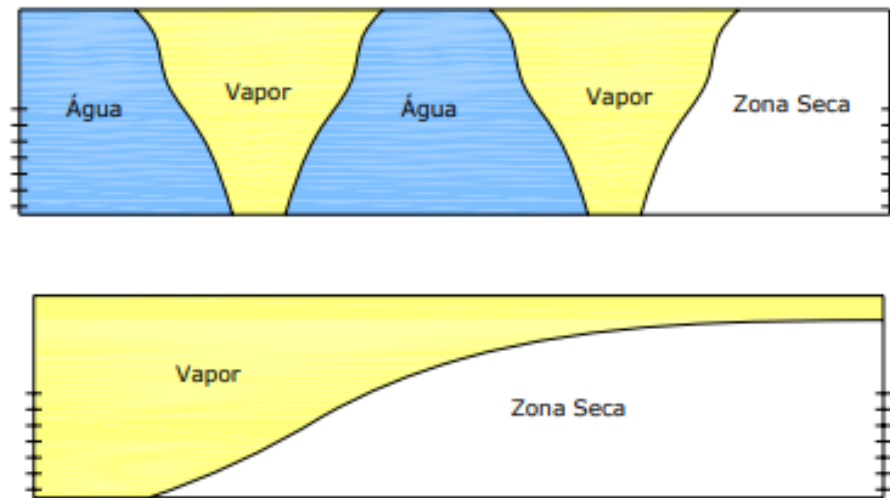


Fonte: CARVALHO, 2018

Como acontece com qualquer método de EOR, o WASP funciona bem em reservatórios cuidadosamente selecionados para a aplicação e amplamente monitorados após implementação. Esse mecanismo pode ser atrativo do ponto de vista econômico de projeto, uma vez que, o vapor é injetado por apenas metade do tempo do processo se comparado a injeção contínua de vapor. Dessa forma, os custos relacionados a geração de vapor serão consideravelmente reduzidos, tornando mais lucrativa a operação (JÚNIOR, 2017).

A Figura 10 ilustra esquematicamente como o WASP pode funcionar em comparação com o processo de injeção contínua de vapor. Na injeção contínua de vapor, com a segregação gravitacional, o vapor migra para o topo da formação acarretando o seu irrompimento prematuro no poço produtor. No entanto, com a injeção alternada de vapor e água, a irrupção do vapor é eliminada porque a água que é injetada depois ocasiona um colapso na zona de vapor, enquanto tende a migrar para a base do reservatório (JUNIOR, 2013).

Figura 10 - Esquema de injeção WASP e injeção contínua de vapor



Fonte: NAVIEIRA, 2007.

A nível microscópico, quando a água é injetada no reservatório após o vapor, o óleo se desloca no meio poroso pela área não aquecida, ignorando-a, provocando o colapso da zona de vapor. Após a conversão de volta para a injeção de vapor, este óleo é deslocado à frente dos fluidos injetados. Assim, a repetida injeção de vapor e de água leva a um melhor varrido vertical do reservatório quando comparado com a injeção contínua de vapor (JUNIOR, 2013).

Outros benefícios proporcionados pelo WASP são:

- Redução da canalização do vapor;
- Redução do consumo de combustível pelos geradores;
- Redução das perdas de calor;
- Aceleração da produção e aumento da recuperação final;
- Fornece uma boa indicação do melhor momento para implementar uma injeção contínua de água, caso necessário, após o WASP.

3.3 INJEÇÃO DE VAPOR

Devido sua capacidade de armazenar grande quantidade de energia, o vapor é bastante utilizado como meio de transmissão de energia de um ponto central, onde é gerado, até os pontos de uso (SPIRAX SARCO, 2011).

O entendimento do funcionamento de um sistema de injeção de vapor é importante para caracterização de um sistema específico e identificação de possíveis pontos de melhoria de

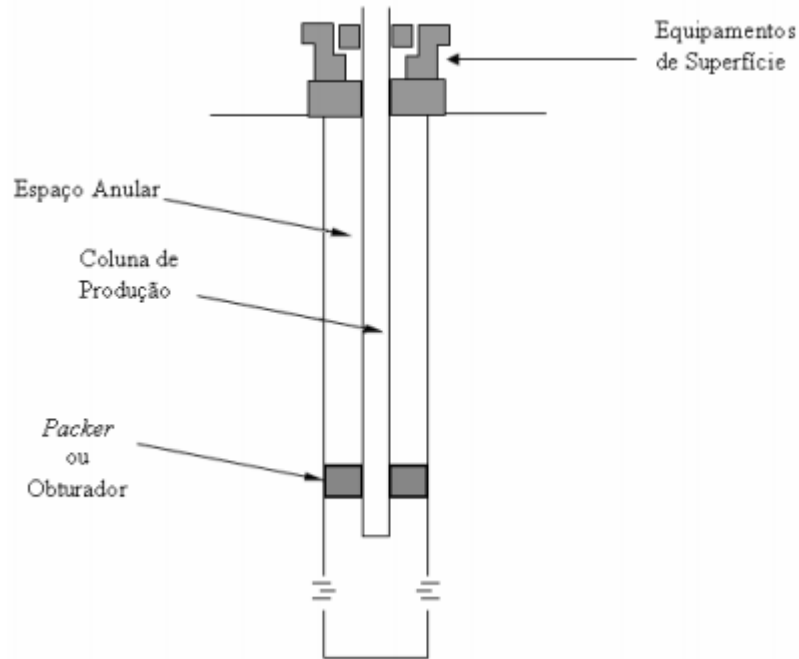
desempenho. A Injeção de Vapor é um método especial de recuperação aplicado geralmente em reservatórios de óleos muito viscosos. Este método consiste em injetar calor para reduzir a viscosidade e, deste modo aumentar a mobilidade do óleo, resultando em um incremento na produção dos poços, conforme definido em Hong (1994).

A diferença de densidade entre o vapor e os líquidos presentes no reservatório influencia a fluidez do gás acima do óleo. Desse modo, quando se injeta vapor, a água condensada, menos viscosa que o óleo, flui mais rápido na direção dos poços de produção, devido a velocidade do gás ser superior a do óleo, comprometendo muitas vezes a recuperação do óleo do reservatório, através da formação de caminhos preferenciais na zona de óleo. Dessa forma, como a viscosidade do vapor é menor que a do óleo, o vapor alcançaria mais rapidamente o poço produtor e a recuperação final do óleo é diretamente prejudicada, pois nessas condições o óleo não entra em contato suficiente com o vapor. Assim também ocorre para qualquer fluido injetado com viscosidade inferior a do óleo para recuperação, o fluido injetado pode formar também caminhos preferenciais ao longo do óleo.

As perdas de carga e calor, no escoamento ao longo da coluna em poços de injeção de vapor, induzem a uma condensação progressiva do vapor, gerando uma mistura bifásica de água líquida e vapor de água saturado e, em alguns casos, somente água sub-resfriada. Assim, podemos observar na coluna do poço, durante a injeção, a existência de um fluido monofásico, vapor superaquecido ou água, ou, o que é mais comum, uma mistura bifásica de vapor e água, uma vez que o sistema de injeção em poços é normalmente concebido para o vapor saturado úmido (JÚNIOR, 2007).

Na Figura 11 pode-se observar o esquema do poço padrão, submetido à injeção de vapor em campos de óleos bastante viscosos. Este poço poderá ser vertical ou agudamente inclinado em relação à horizontal.

Figura 11 - Poço tipo injetor de vapor.



Fonte: JÚNIOR, 2007.

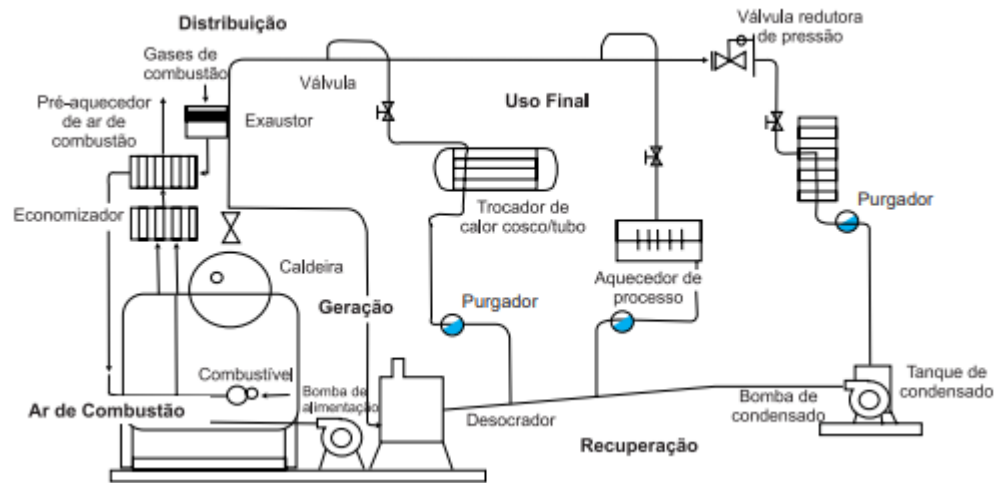
A configuração básica consiste em um revestimento de produção, uma coluna de injeção e um obturador ou *packer*, o qual é utilizado ou não, assentado próximo ao final da coluna de injeção, proporcionando uma menor perda de calor para as formações superiores.

Na situação em que o obturador não é aplicado, acontece a presença de vapor no espaço anular, o que ocasiona uma diminuição no isolamento térmico. Com o intuito também de garantir uma maior eficiência térmica, a coluna de injeção poderá ser isolada termicamente, o que contribui para uma menor perda de energia injetada no reservatório de petróleo (JÚNIOR, 2007).

3.3.1 Sistema de vapor

Um sistema de vapor consiste basicamente por quatro componentes principais: gerador de vapor, sistema de distribuição de vapor, equipamentos de consumo (para uso final) e o retorno ou recuperação do condensado (SPIRAX SARCO, 2011; PALACIOS, 2010). Todos os elementos do sistema interagem entre si, portanto se houver qualquer problema no funcionamento em alguma das partes todo sistema fica comprometido, o que pode acarretar perdas energéticas e consequente aumento do custo de operação (PALACIOS, 2010). A Figura 12 ilustra de forma esquemática uma descrição das quatro áreas principais de um sistema de vapor e suas interações.

Figura 12 - Esquema de um sistema de vapor completo.



Fonte: TOGAWA, 2020.

➤ Sistema de geração de vapor

O sistema de geração de vapor normalmente é composto por sistema de tratamento de água (abrandador, RO), sistema de alimentação de água da caldeira (tanque, desaerador, bombas de água), equipamentos da linha de combustível (tanques de armazenamento, cavaletes de redução de pressão, válvulas e atuadores), caldeiras ou geradores de vapor e outros componentes e equipamentos, dependendo da aplicação e necessidade de vapor (TOGAWA, 2020).

O vapor é gerado por uma caldeira ou um gerador de vapor pela transferência do calor dos gases quentes à água. Quando a água absorve quantidade suficiente de calor muda da fase líquida para vapor (esta mudança ocorre gradualmente). A quantidade necessária depende da temperatura inicial da água e da pressão na qual o vapor será gerado e pode ser obtida da combustão de combustíveis ou da recuperação de calor residual de processos. Após a geração, o vapor segue para o sistema de distribuição, por diferença de pressão (TOGAWA, 2020).

➤ Sistema de distribuição de vapor

O sistema de distribuição transporta o vapor para os pontos de uso final. É constituído basicamente de tubulações, válvulas, purgadores e sensores, com a finalidade de entregar o vapor na quantidade e pressão necessária para cada aplicação. O sistema de distribuição tem diversas linhas de transmissão, que operam em diferentes pressões, separadas por válvulas de bloqueio e retenção e válvulas reguladoras de pressão. Dependendo da aplicação e pressão de alguns pontos de uso, pode haver também turbinas de contrapressão (TOGAWA, 2020).

➤ Sistema de equipamentos de consumo

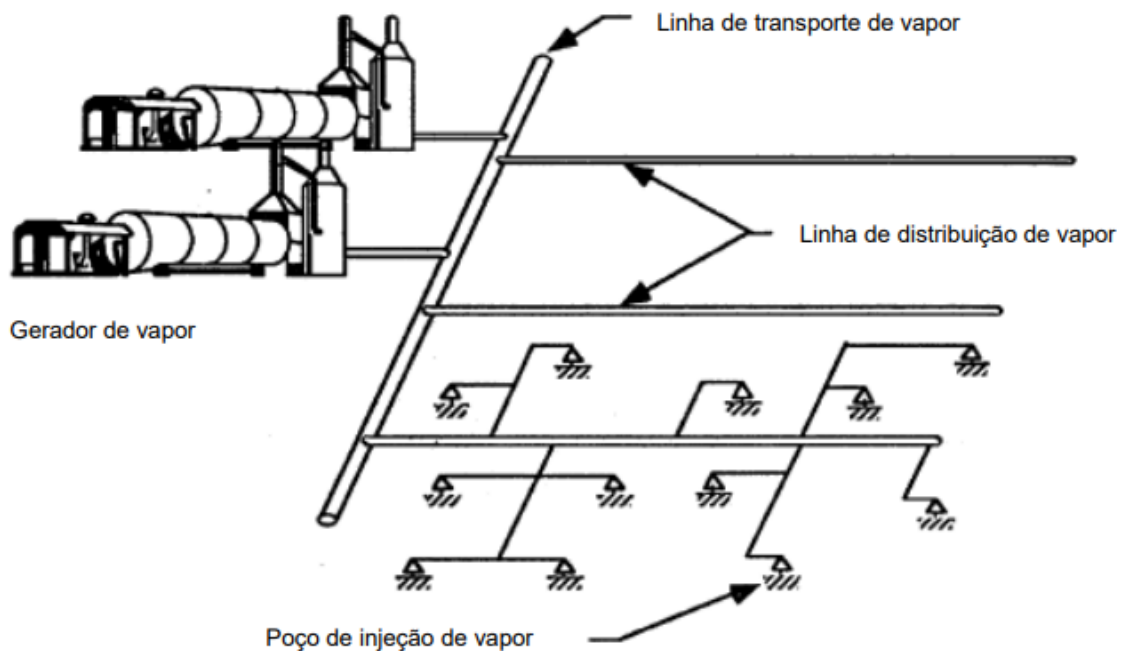
Existem diferentes aplicações para o vapor, incluindo aplicações de processos de aquecimento, movimentação mecânica, produção de reações químicas, limpeza e esterilização. Os equipamentos mais comuns para o uso de vapor são: trocadores de calor, turbinas, torres de fracionamento e tanques de reações químicas (TOGAWA, 2020).

➤ Sistema de retorno de condensado

O sistema de retorno de condensado envia o condensado recuperado do sistema de distribuição e do sistema de equipamento de consumo ao sistema de geração de vapor. Ou seja, recupera parte do calor não utilizado pelo processo final (TOGAWA, 2020).

3.3.1.1 Geração de vapor

As plantas de geração de fluido de injeção, como por exemplo os geradores de vapor (Figura 13), têm a função geral de mover o fluido do seu ponto inicial para a linha de transporte até os poços de injeção.

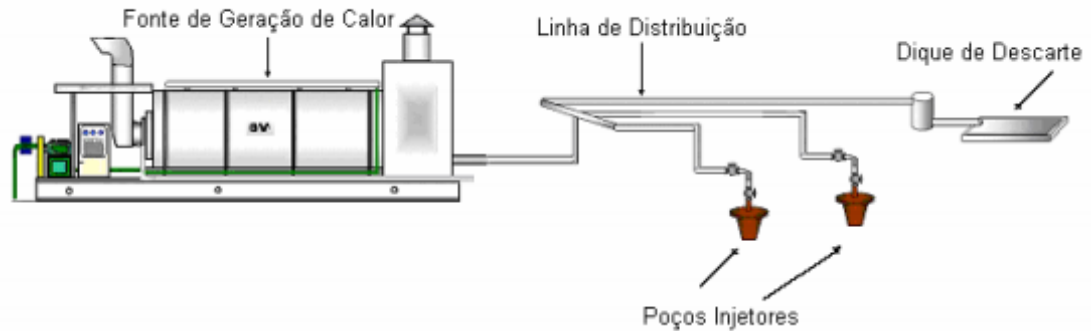


Fonte: PAGANI, 2016.

Essas plantas geralmente têm aparelhagem para filtrar, aquecer ou resfriar, comprimir ou expandir o fluido até que ele esteja em condições adequadas para injeção (SARATHI & OLSEN, 1992). Um sistema de geração e injeção de vapor consiste basicamente em uma fonte

de geração de vapor, linhas de distribuição, poços injetores e dique de descarte, conforme pode ser observado na Figura 14.

Figura 14 - Sistema de Geração e injeção de vapor.



Fonte: JÚNIOR, 2007.

A finalidade da fonte de geração de vapor é a conversão da água do estado líquido para o estado de vapor saturado úmido com título geralmente próximo de 80%, a uma pressão que permita a injeção nos poços de petróleo. Os geradores de vapor para a injeção em poços geralmente produzem vapor saturado úmido, enquanto as caldeiras podem gerar vapor superaquecido. A água é captada em rios ou poços e submetida a tratamento para a remoção de gases dissolvidos, sólidos suspensos, bactérias e íons Ca^{++} e Mg^{++} , que são requisitos necessários para a geração de vapor saturado úmido (JÚNIOR, 2007).

No caso da geração de vapor superaquecido, como não existe uma fração líquida para carrear os minerais não removidos no tratamento, além dos requisitos do parágrafo anterior, a água precisa ser desmineralizada totalmente, a fim de evitar a precipitação dos sais dissolvidos nos tubos. As linhas de distribuição de vapor são isoladas termicamente para garantir uma perda térmica mínima até o poço injetor (JÚNIOR, 2007).

3.3.2 Equipamentos utilizados sobre o fluxo de vapor

Existem diversos equipamentos que atuam diretamente sobre o fluxo ou sobre condições do fluido ao longo da linha de transporte. Alguns desses equipamentos determinam ou restringem parâmetros para o fluxo, como vazão ou pressão, outros são apenas dispositivos de segurança que podem ser atuados em determinadas condições.

Os equipamentos utilizados no uso final de sistemas de vapor convertem calor em outras formas de energia útil. Nas indústrias, o vapor é utilizado para dar suporte direto à produção, fazendo com que seu desempenho e confiabilidade sejam essenciais para garantir a produtividade.

É possível obter melhorias na eficiência dos pontos de uso final através de estudos para determinar suas condições e parâmetros ótimos de operação. Além disso, a manutenção frequente dos equipamentos também tende a resultar em melhor desempenho e confiabilidade (U. S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2000; SPIRAX SARCO, 2011; RODRIGUES, 2012).

3.4 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).

Segundo Rosa (2006), os simuladores podem ser caracterizados de acordo com o tratamento matemático adotado. Seguindo esse raciocínio, eles podem ser divididos em: *black-oil*, composicional e térmico. Para o modelo *black-oil*, admite-se que as fases de água, óleo e/ou gás presentes no reservatório, serão constituídas de um único componente. Para a sua formulação matemática, são consideradas funções de pressão e temperatura do reservatório (ROSA *et al.*, 2006). Esse tipo de modelo é mais adequado para o uso de óleos pesados ou de baixa volatilidade.

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, 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, 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).

3.5 ANÁLISE DAS CONFIGURAÇÕES DE POÇOS

Um esquema de produção que envolve a injeção de fluidos pressupõe a existência de dois tipos de poços a serem perfurados no reservatório: poços produtores, destinados à extração do conteúdo do reservatório, e os poços injetores, responsáveis pela introdução de fluidos no meio poroso, já os poços exploratórios, são utilizados para exploração de dados de campo. Ao se considerar o uso de técnicas de recuperação avançada, baseadas na injeção de fluidos, a eficiência do método utilizado depende também da maneira com que os poços injetores e produtores são posicionados (DAKE, 1978).

A configuração dos poços no reservatório deve ser tal que minimize o número de poços necessários, maximizando a eficiência da injeção de fluido na recuperação do óleo (DAKE, 1978). O posicionamento dos poços pode ser encarado como um esquema de injeção. Segundo Rosa, há vários tipos de esquemas de injeção, separados em dois grupos principais: os esquemas baseados na estrutura do reservatório (injeção periférica, no topo ou na base) ou baseados no modo como os poços são distribuídos (esquemas em malha) (ROSA, 2006).

Para a produção de um campo de petróleo, uma das tarefas mais importante é selecionar as configurações de poço que tragam melhores resultados financeiros e níveis de segurança adequados para o desenvolvimento do projeto. Porém, a economicidade e segurança devem ser observadas num horizonte que corresponda a todo ciclo de vida do poço. O custo para construção de um poço de petróleo está diretamente relacionado ao tempo de construção, já que a maior parcela de seu custo está ligada aos valores das diárias da sonda de perfuração (JÚNIOR, 2019).

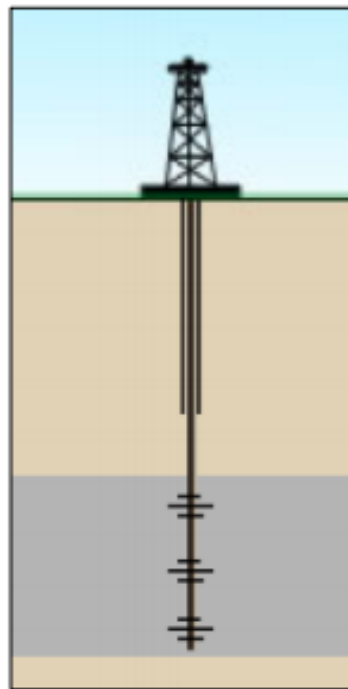
A engenharia de poço tem feito grandes avanços nos últimos anos no desenvolvimento de novas tecnologias e novos projetos de poço que garantam a redução do tempo de construção, e dos seus respectivos custos. Dentre as configurações de poços estão: Os poços verticais e os

direcionais (JÚNIOR, 2019).

3.5.1 Poços verticais

O poço vertical é o mais simples e o mais utilizado no mundo. Também conhecido como poço convencional, esse tipo de poço é amplamente utilizado pela indústria de petróleo. A estrutura de um poço vertical é simples, não estando presentes nem a seção de ganho de ângulo nem a seção de perda de ângulo. A Figura 15 ilustra um poço vertical. O poço vertical percorre o reservatório verticalmente, independentemente da inclinação da zona produtora. Embora seja chamado de vertical podem ocorrer alguns desvios na trajetória do poço devido aos ângulos das camadas de rocha no reservatório. No caso de o desvio ser maior que 5° , medidas corretivas devem ser tomadas para corrigir a trajetória do poço (Thomas, 2001).

Figura 15 - Poço Vertical



Fonte: MAXWELL, s.d.

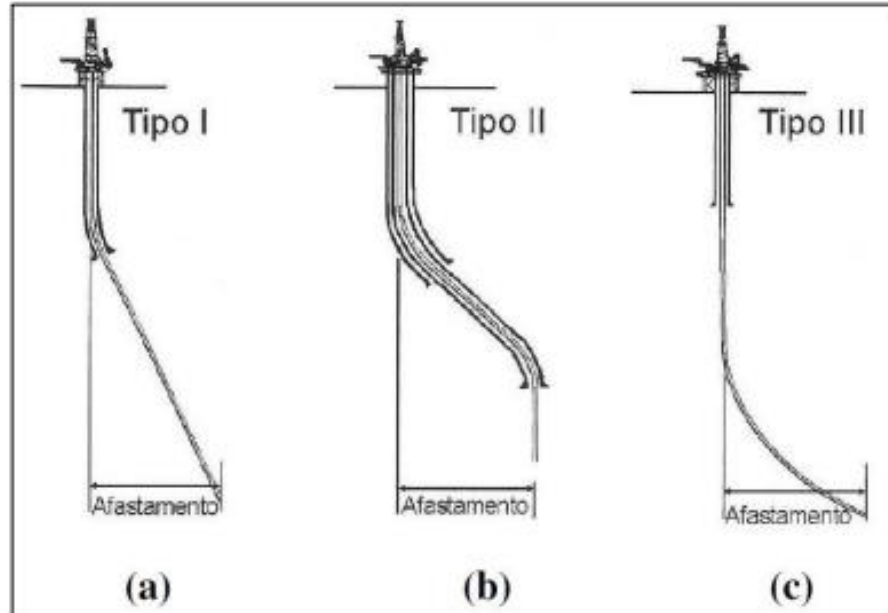
Quando comparado a outros poços, o custo de perfuração de um poço vertical é mais baixo. Não é necessária a utilização de tecnologias direcionais e, normalmente o poço é mais curto, utilizando, assim, um menor tempo de sonda. Outra vantagem é a redução dos riscos inerentes à perfuração direcional, devido à trajetória do poço não realizar curvas. Comparado com outros poços a área de contato de um poço vertical com o reservatório é pequena, isso leva a uma desvantagem quanto à vazão produzida pelo poço. No entanto, geralmente é feita a perfuração de diversos poços verticais para drenar uma dada área do reservatório.

3.5.2 Poços direcionais

Poços direcionais são poços inclinados que permitem o posicionamento de diferentes coordenadas da cabeça do poço até o seu objetivo. Existe, por parte da indústria do petróleo, grande interesse nas características dos poços direcionais, devido às vantagens que esses poços trazem, principalmente pela viabilização da exploração em áreas onde não é permitida a perfuração. Essa técnica também pode ser utilizada para a perfuração de poços verticais quando se sabe que haverá muitos desvios em sua trajetória (ROCHA, 2008).

As estratégias de perfuração de poços direcionais podem ser agrupadas em três tipos. No tipo um, o poço é perfurado verticalmente por um trecho curto, seguido por um trecho inclinado até o objetivo, de acordo com a Figura 16 (a). No tipo dois o poço é perfurado verticalmente por um trecho curto, seguido por um trecho inclinado, até conseguir o afastamento lateral planejado e, então, segue verticalmente até o objetivo, conforme ilustra a Figura 16 (b). O tipo três é semelhante ao tipo um, no entanto, o trecho vertical é mais longo (Figura 16 (c)).

Figura 16 - (a) Poço tipo I (b) Poço tipo II (c) Poço tipo III



Fonte: MAXWELL, s.d.

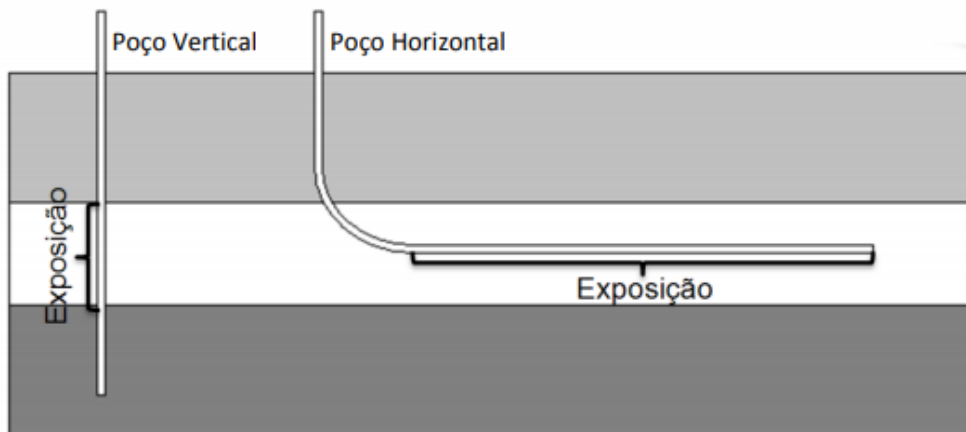
Um caso especial de perfuração direcional é o poço horizontal. As principais razões para utilizar poços horizontais são:

- Aumento da área exposta ao fluxo de hidrocarbonetos;

- Minimização do cone de água e de gás;
- Reservatórios fraturados;
- Eficiência na produção de óleo pesado;
- Diminui o número de poços verticais utilizados.

De maneira geral, um poço horizontal atinge comprimentos expostos ao reservatório de até mil metros, podendo ser mais longos, enquanto poços verticais são limitados à espessura do reservatório, que podem variar de centenas a dezenas de metros como ilustrado na Figura 17.

Figura 17 - Comprimento exposto ao reservatório com poço vertical e poço horizontal



Fonte: MAXWELL, s.d.

Quando o reservatório é dito de formação fechada, baixa permeabilidade, ou o óleo a ser produzido é pesado, a mobilidade do óleo no reservatório é baixa. Isso significa que o raio de drenagem de um poço é pequeno. Como um poço horizontal tem maior comprimento exposto ao fluxo, este cobre um volume maior do reservatório e pode viabilizar a exploração de campos economicamente inviáveis com poços verticais. A redução do número de poços necessário para drenar um reservatório é de grande importância na exploração de campos marítimos, por exemplo, pois cada poço necessita de uma árvore de natal conectada à cabeça do poço e uma conexão na plataforma, dentre outros equipamentos (THOMAS, 2001).

A utilização de poços horizontais nas estratégias de produção tem sido um importante tema de estudo na indústria de petróleo, por apresentar elevados índices de recuperação de óleo. Porém, esses poços envolvem uma maior variação econômica devido as operações de

perfuração e completação serem mais complexas quando comparado aos poços verticais (NAKAJIMA, 2003).

No início dos anos 80, a tecnologia de poços horizontais ainda estava no estágio de desenvolvimento e sua utilização era limitada. Nos anos 90, a tecnologia amadureceu e sua aceitação na indústria de petróleo aumentou significativamente. Agora, a questão não é mais se poços horizontais devem ser perfurados, mas sim onde e quando devem ser perfurados. Do fim dos anos 80 até os dias de hoje, o uso de poços horizontais tem crescido e tornou-se uma importante ferramenta para o gerenciamento de reservatórios. A maioria dos poços horizontais encontra-se na América do Norte, mas sua utilização cresce em muitos campos ao redor do mundo, que apesar das diferentes necessidades tecnológicas e as variadas condições geológicas, possuem as mesmas metas a serem alcançadas, dentre elas: aumentar reservas, produtividade e reduzir custos e riscos (ROCHA, 2008).

Coffin (1993) realizou uma análise de 82 poços horizontais perfurados entre 1980 e 1992, cobrindo mais de 20 reservatórios em 13 países diferentes. As reservas desenvolvidas com poços horizontais apresentaram-se 2,5 vezes maior em relação àquelas desenvolvidas com poços verticais. Cerca de 84% dos poços foram classificados como bem sucedidos. As principais aplicações, em ordem de importância, foram: problemas de formação de cone, reservatórios fraturados e reservatórios com presença de capa de gás.

O sucesso de projetos que envolvem poços horizontais necessita que os objetivos do gerenciamento estejam bem definidos. Poços horizontais têm sido largamente utilizados para alcançar os seguintes objetivos:

- Aumentar a produção de óleo ou gás, a partir de um mesmo custo de facilidades;
- Reduzir o número de poços injetores e produtores e, conseqüentemente, reduzir o investimento inicial e os custos de operação;
- Acessar reservas antes não alcançadas.

Os poços horizontais são utilizados em qualquer fase da recuperação para atingir os objetivos mencionados acima e mostram-se eficientes, sobretudo quando aplicados em reservatórios que apresentam problemas provenientes das características de escoamento dos fluidos e das características do reservatório (NAKAJIMA, 2003).

Desta forma, no presente trabalho foram consideradas diferentes configurações de poços

injetores, como poço injetor horizontal e poços injetores verticais, para um estudo da influência da disposição e do tipo de poço na produção acumulada e no fator de recuperação do óleo para recuperação avançada utilizando os métodos térmicos de recuperação. Considerar diferentes configurações possibilita que aliada a uma análise econômica seja obtida uma técnica que desempenhe uma maior economicidade de projeto. Nem sempre uma opção com custos menores de perfuração, completação e manutenção do poço, apresentará maior fator de recuperação. Dessa forma, é imprescindível verificar os métodos adotados e os custos para sua operação, para então comprovar a viabilidade técnico e econômica, evitando perdas de capital.

3.6 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.

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 vapor. Realizou-se uma análise da viabilidade econômica para algumas configurações 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.

3.6.1 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 parti 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).

Baseado nos estudos de Barillas, 2008 e Rodrigues, 2012; Fernandes 2016 apresentou a equação geral do cálculo do VPL, representada pela Equação 1.

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} = FC_t / (1 + i)^n \quad (1)$$

Onde:

VPL= valor presente líquido (US\$)

FC= fluxo de caixa anual (US\$)

n= tempo (anos)

i= taxa mínima de atratividade (%)

Para o projeto ser viável economicamente, o valor do VPL tem que ser positivo, dessa forma, o capital investido poderá ser recuperado e remunerado a taxa de juros exigida e o projeto gerará um ganho extra, comprovando sua viabilidade.

3.6.2 Cálculo da viabilidade econômica de projetos com injeção de vapor

Geralmente uma proposta de investimento envolve entradas e saídas de caixa ou valores monetários, denominados receitas e despesas. Esses valores ocorrem ao longo dos vários períodos de duração de um projeto de investimento. O fluxo de caixa de um projeto representa a resultante final de todas as entradas e saídas de recursos monetários gerados ao longo do tempo de duração de determinado empreendimento. Para este fluxo monetário, adotaram-se como valores negativos as saídas de caixa, e como valores positivos aqueles que estão representando entradas de caixas ou receitas. Ao trabalhar com métodos que utilizam a injeção de vapor, os custos aumentam significativamente, e como os métodos térmicos são utilizados para recuperação de óleos de alta viscosidade, esse tipo de óleo apresenta um menor valor de mercado e muitas vezes o lucro baixo não justifica os altos investimentos e custos de operação (RODRIGUES, 2008).

- **Receitas**

A receita é o valor monetário gerado pelo projeto, o quanto de capital entrou. Visto que receita é o valor arrecadado proveniente da produção é necessário saber a produção acumulada de óleo durante todo o tempo de projeto. A receita é o produto do volume de óleo produzido na condição padrão por ano e o preço do barril, com isso, a receita gerada pelo projeto é diretamente proporcional ao valor do barril no mercado. Assim, faz-se o cálculo das receitas (R), por meio da Equação 2 (FERNANDES, 2016).

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

Onde:

R= receita anual (US\$)

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

P= preço do barril (US\$/ m^3 STD)

• Despesas

CAPEX (*Capital Expenditures*)

Na fase inicial e de desenvolvimento de todo projeto são realizados investimento necessários para viabilizar a execução das atividades planejadas, esses investimentos são denominado CAPEX, entre esses investimentos estão os seguintes custos: custo de perfuração de poços (C_p), com instalações de superfícies, vias de escoamento de produção, e ainda, para os projetos que envolvem a injeção de vapor, são considerados o custo de aquisição do gerador de vapor (C_a).

A vazão do vapor injetado passará por um critério de rateio para quantidade ideal aplicada. O custo do gerador diminui à medida que o gerador possuir uma maior capacidade e eficiência volumétrica; resumidamente, para os projetos que envolvem a injeção de vapor o CAPEX é o somatório dos custos gerados a parti dos custos relativos à aquisição do gerador de vapor e da perfuração dos poços (FERNDANDES, 2016).

➤ **Custo de aquisição do gerador de vapor (C_a)**

Para não supercustear o processo, tornando o projeto inviável, faz-se necessário um controle na vazão de injeção de vapor. O custo associado à aquisição do gerador de vapor é diretamente proporcional à vazão de vapor injetada, conforme apresentado na Equação 3 (FERNANDES, 2016).

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

Onde:

C_a =custo relativo à aquisição do gerador de vapor (US\$/ m³STD)

P_g = preço do gerador de vapor (US\$)

Q_{inj} = vazão de vapor injetada (ton/dia)

C_g = capacidade do gerador (ton/dia)

η = eficiência volumétrica do gerador

Portanto o CAPEX considerado deve calculado pela Equação 4.

$$CAPEX = C_a + C_p \quad (4)$$

Onde:

C_a = custo relativo à aquisição do gerador de vapor (US\$/ m³STD)

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

OPEX (*Operational Expenditures*)

O OPEX é caracterizado como os custos operacionais do projeto. Nos projetos de injeção de vapor os custos de operação e manutenção do gerador é referente às despesas geradas pela água injetada, o combustível utilizado e a manutenção do gerador. O custo de elevação dos fluidos está diretamente relacionado com o custo de elevação de fluidos por metro quadrado e indiretamente proporcional ao volume de fluido produzido. Já o custo do tratamento e descarte da água produzida é um dos custos gerados durante a produção de um poço; e de acordo com as diretrizes ambientais devem ser descartadas de forma ambientalmente sustentável. Deste modo, o custo gerado pela produção de água é diretamente proporcional ao custo do tratamento, descarte e ainda do volume de água produzido (RODRIGUES, 2008).

Dentre os custos operacionais analisados para o projeto de injeção de vapor estão: manutenção do gerador de vapor (C_{com}), elevação dos fluidos (C_{el}), separação, transporte e tratamento do óleo, e ainda os custos relacionados ao tratamento e descarte da água produzida ($C_{\text{água}}$) (RODRIGUES, 2008).

➤ **Custo de operação e manutenção do gerador de vapor (C_{com})**

As despesas geradas a partir da operação e manutenção do gerador abrangem a água injetada, o combustível e a manutenção do gerador, como mostra a Equação 5 (FERNANDES, 2016).

$$C_{com} = \frac{C_{com/t}}{V_{inj}} \quad (5)$$

Onde:

C_{com} = custo de operação e manutenção do gerador de vapor (US\$/ m³STD)

$C_{com/t}$ = custo anual de operação e manutenção por tonelada de vapor injetado (US\$/ m³STD)

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

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

A elevação de fluidos está relacionada com despesas para o deslocamento do volume de óleo presente no fundo do poço até a superfície, calculada pela Equação 6 (FERNANDES, 2016).

$$C_{el} = C_{el/m^3} \cdot V_{pro} \quad (6)$$

Onde:

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

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

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

➤ **Custo de separação, transporte e tratamento do óleo (C_{oleo})**

O custo relacionado aos processos de separação, transporte e tratamento do óleo inclui as despesas para processamento e tratamento dos fluidos, com o objetivo de obter o óleo em condições aceitáveis para o refino (RODRIGUES, 2008). A Equação 7 é aplicada para este cálculo.

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

Onde:

C_{oleo} = custo de separação, transporte e tratamento do óleo (US\$)

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

V_{pro} = volume de óleo produzido (m³/STD)

➤ **Custo do tratamento da água produzida ($C_{\text{água}}$)**

A água também é um dos fluidos produzidos e deve receber tratamento e descarte adequados, com isso, são gerados mais custos ao projeto (FERNANDES, 2016). Esses custos são calculados como mostra a Equação 8.

$$C_{\text{água}} = C_{\text{água}/m^3} \cdot V_{pro} \quad (8)$$

Onde:

$C_{\text{água}}$ = custo de tratamento e descarte da água produzida (US\$/m³STD)

$C_{\text{água}/m^3}$ = custo de tratamento e descarte da água produzida por barril de óleo produzido (US\$/ m³STD)

V_{pro} = volume de óleo produzido (m³/STD)

➤ **Custo da participação governamental (P_{gov})**

Os custos relacionados aos tributos que devem ser pagos para o governo variam de acordo com a região. Essas participações governamentais podem incluir *royalties*, participação especial, taxa de retenção ou ocupação de área e bônus de assinatura (PEREIRA, 2004).

➤ **Custo de injeção de fluidos alternativos ($C_{\text{fluido-inj}}$)**

Em alguns casos é necessário a injeção de fluidos alternativos para a produção do óleo, como água ou gás, os custos relacionados a esse processo são calculados pela Equação 9 (RODRIGUES, 2008).

$$C_{\text{fluido-inj}} = C_{\text{fluido-inj}/m^3} \cdot V_{\text{fluido-inj}} \quad (9)$$

Onde:

$C_{\text{fluido-inj}}$ = custo do fluido (água e/ou gás) injetado (US\$)

$C_{\text{fluido-inj}/m^3}$ = custo do fluido (água e/ou gás) injetado por m³ (US\$/ m³)

$V_{\text{fluido-inj}}$ = volume de óleo produzido (m³)

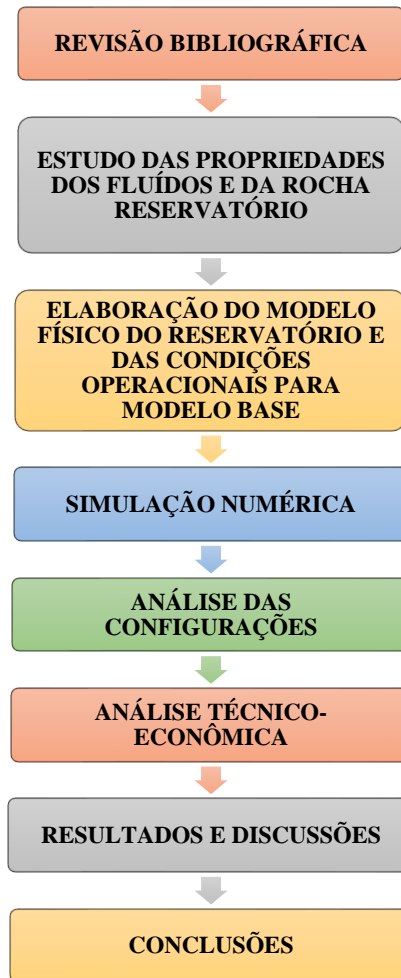
A partir dos custos considerados acima, ajustou-se a Equação 1 no cálculo do VPL para uma análise econômica considerando o processo de injeção de vapor, mediante as configurações analisadas no presente trabalho. Com isso, o cálculo do VPL é realizado com base na Equação 10 (Adaptado de RODRIGUES, 2012).

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} = \left[\frac{R - C_{com} - C_{el} - C_{oleo} - C_{\acute{a}gua} - P_{gov} - C_{fluido-inj}}{(1+i)^n} \right] - C_a - C_p \quad (10)$$

4 PROCEDIMENTOS METODOLOGICOS

Os procedimentos metodológicos são apresentados no fluxograma da Figura 18.

Figura 18 - Fluxograma dos procedimentos metodológicos realizados



Fonte: AUTORA, 2020.

4.1 PROPRIEDADES DOS FLUIDOS E DA ROCHA RESERVATÓRIO

Na construção de um modelo representativo, o fluido considerado neste trabalho apresenta características próximas ao encontrado no nordeste brasileiro. O tipo de modelo de fluido adotado foi o composicional, que considera as composições das diversas fases presentes no meio poroso, além da temperatura e pressão. Admite também as composições das diversas fases que estejam presentes no meio poroso. O óleo passa a ser tratado pelos seus vários hidrocarbonetos de que é composto, tais como C1, C2, C3 etc. Porém, como o número de componentes no óleo é grande, alguns hidrocarbonetos são agrupados nos chamados

pseudocomponentes; a utilização dessa abordagem reduz o tempo computacional necessário ao modelo, uma vez que um tratamento mais rigoroso poderia tornar impraticável a simulação (BENTHER,2014).

A Tabela 2 apresenta a composição dos pseudocomponentes presente no reservatório considerado, com viscosidade do óleo de 714 cP. Os dados PVT, ° API, composições e frações molares foram obtidos deste modelo.

Tabela 2 - Modelo de fluido do reservatório (Viscosidade 714 cP; 37,8 °C)

Pseudocomponentes	Mol (%)
CO₂-N₂	00.72
C₁-C₃	10.35
IC₄-C₆	00.37
C₇-C₂₀	20.59
C₂₁-C₃₉	42.55
C₄₀₊	25.42

Fonte: FERNANDES, 2016.

As análises foram realizadas utilizando os dados do reservatório estudado por Fernandes (2016). As propriedades da rocha reservatório consideradas para o desenvolvimento do trabalho estão descritas na Tabela 3.

Tabela 3 - Propriedades da rocha reservatório

Propriedade	Valor
Permeabilidade horizontal, Kh (mD)	1000
Permeabilidade vertical, Kv (mD)	100
Porosidade (%)	30
Temperatura inicial do reservatório (°C)	37,8
Média da saturação inicial de água conata, Swcon (%)	36

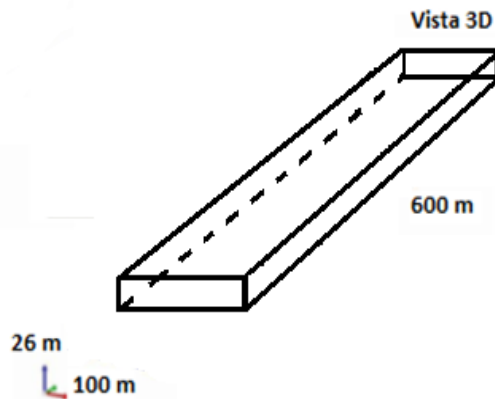
Contato água-óleo (m)	220
Profundidade do reservatório (m)	200
Condutividade térmica da rocha (W/mk)	1,72
Condutividade térmica da água (W/mk)	0,63
Condutividade térmica do óleo (W/mk)	0,13
Condutividade térmica do gás (W/mk)	0,043

Fonte: FERNANDES, 2016.

4.2 MODELO FÍSICO DO RESERVATÓRIO

O modelo base escolhido para o presente estudo foi o SAGD padrão, pois esse modelo conta com um reservatório homogêneo, tridimensional, com malha cartesiana, conforme ilustrado na Figura 19.

Figura 19 - Modelo do reservatório



Fonte: AUTORA, 2019.

No reservatório em questão não há sólidos nos fluidos considerados e seus limites são fechados ao fluxo de fluidos, assim, foram feitas as seguintes considerações:

- Só existem as fases aquosa, oleica e gasosa;
- Existem três componentes: óleo (hidrocarbonetos pesados), água e gás (hidrocarbonetos leves);
- A fase oleica é composta pelos componentes gás e óleo;
- A fase aquosa é composta só por água;

- A fase gasosa pode conter água e gás;
- As reações químicas não foram consideradas neste modelo;

4.3 CONDIÇÕES OPERACIONAIS DO MODELO BASE

As condições de operação do modelo estudado estão listadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Condições operacionais da modelo base

Propriedade	Valor
Temperatura do vapor (°C)	287.7
Título do vapor (%)	50
Pressão máxima no poço injetor (kPa) (psi)	7198.1 (1043.9)
Pressão mínima no poço produtor (kPa) (psi)	196.5 (28.5)
Vazão máxima de vapor (ton/dia)	100
Vazão máxima de produção de óleo (m³std/dia)	120
Distância entre injetor e produtor (m)	5
Comprimento dos poços (m)	510

Fonte: FERNANDES, 2016.

4.4 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:

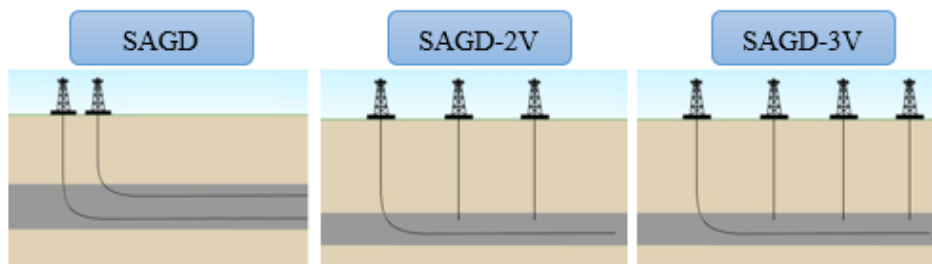
- Características do meio (propriedades físicas da rocha reservatório); Propriedades dos fluidos;
- Condições de contorno (descrição das fronteiras do reservatório);
- Condições operacionais (método, quantidade, orientação, distribuição e atribuições dos poços);
- Condições iniciais.

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.

4.5 CONFIGURAÇÃO DE POÇOS ANALISADAS

Na Figura 20 pode-se ver as diferentes configurações de poços analisadas neste trabalho para o método SAGD. Dentre estas configurações temos o SAGD com configuração padrão do método, com poço injetor e produtor horizontais, o V-SAGD-2 e V-SAGD-3, que apresentam respectivamente dois e três poços injetores verticais, e ambos poço injetor horizontal.

Figura 20 - Configuração dos poços injetores analisadas para o método SAGD



Fonte: Adaptado de KING, 2018

As simulações numéricas foram realizadas com base em um estudo paramétrico, relacionando um reservatório, com propriedades viscosas, a diferentes condições operacionais. Em seguida, para algumas das configurações analisadas, foram realizadas também uma avaliação técnico-econômica. Com as configurações simuladas foram obtidas as curvas para produção acumulada e o fator de recuperação do óleo, análise em 3D da distribuição da

temperatura no reservatório e a curva do VPL, com resultados para diferentes vazões de injeção de vapor. Dentre as configurações simuladas estão:

- Posicionamento dos poços injetores no SAGD, onde foi observado o comportamento da configuração padrão (com poço injetor horizontal) e as configurações com poços injetores verticais (V-SAGD-2, V-SAGD-3);
- Análise da influência do comprimento dos poços injetores para a configuração V-SAGD;
- Análise da influência das distâncias entre os poços injetores para o método V-SAGD-2;
- Estudo dos métodos SAGD padrão e V-SAGD, utilizando injeção contínua de vapor e a injeção alternada de vapor e água (WASP).

4.6 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 vapor, 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

Dados	Valor
Custo de vapor inj (US\$/m³)	10,00
Custo da água produzida (US\$/m³)	3,00
Custo do óleo produzido e elevação (US\$/m³)	32,00
Preço do gerador (US\$)	1.200.000,00
Capacidade do gerador (m³/dia)	500
Eficiência do gerador (%)	90
Preço do barril (US\$) – Média 2018	64,00
Valor do óleo (US\$/m³)	402,55
Custo de perfuração e completação dos poços	1.600.000,

horizontais <i>onshore</i> (US\$/Poço)	00
Custo de perfuração e completção dos poços	400.000,0
verticais <i>onshore</i> (US\$/Poço)	0
TMA anual (%)	15
Tempo de projeto (anos)	20

Fonte: RODRIGUES, 2008.

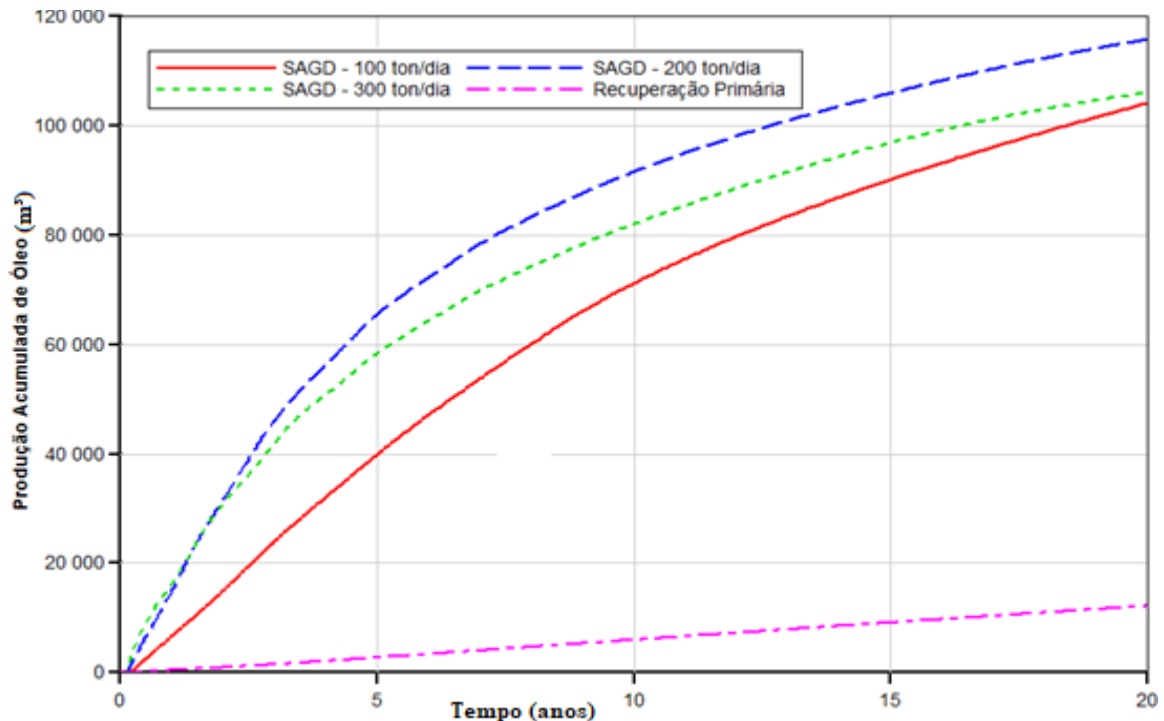
No presente trabalho as participações governamentais não foram consideradas devido a ampla variação regional. O valor do barril foi obtido a partir do cálculo da média dos preços para o ano de 2018, de janeiro até outubro.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O MÉTODO SAGD E A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA

Foram simulados cenários para o SAGD padrão com uma vazão de injeção de 100 ton/dia, 200 ton/dia e 300 ton/dia e comparou-se com a recuperação primária do óleo. Como explicitado, o método SAGD representa uma injeção de vapor no reservatório que é potencializada pela segregação natural, com um poço injetor e produtor paralelos entre si. Já a recuperação primária trata dos mecanismos de produção de um reservatório, que são as estruturas que permitem que o fluxo de hidrocarbonetos se dê pelo poço. Desta forma, através das forças capilares, gravitacionais e viscosas, o óleo, gás e água presentes em rochas reservatórios podem se mover. A comparação entre os quatro cenários citados acima pode ser vista na Figura 21.

ra 21 - Produção acumulada de óleo para o método SAGD sob vazões de 100, 200 e 300 ton/dia versus a recuperação primária

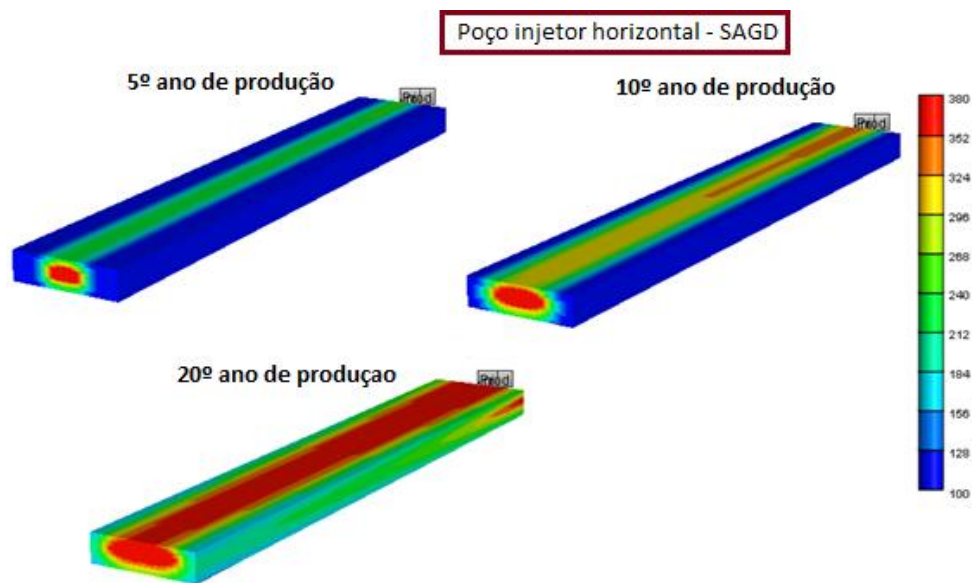


Fonte: AUTORA, 2019.

Como esperado, os resultados do SAGD apresentaram maior produção acumulada de óleo nos 20 anos de simulação, se comparados com a recuperação primária. Dentre as simulações para o SAGD, a vazão de 100 ton/dia denotou menor valor de produção acumulada de óleo, pois a quantidade de calor transferido ao reservatório é insuficiente para reduzir a viscosidade dos hidrocarbonetos e a área drenada é limitada. Já no cenário de 200 ton/dia de injeção de vapor, nota-se um aumento considerável de volume de fluido recuperado. Pode-se perceber, também, que a vazão de 300 ton/dia é menos eficiente que a de 200 ton/dia, indicando que uma vazão de injeção ainda maior pode comprometer a eficiência na produção do óleo, o que pode ocorrer pelo vapor tomar caminhos preferenciais, furando o banco de óleo, e chegando ao poço produtor antes do tempo ideal. Isso denota uma baixa eficiência de varrido, resultando num valor menor de produção acumulada de óleo.

Para uma melhor análise do comportamento das câmaras de vapor no reservatório ao se utilizar o SAGD padrão, foi simulada a distribuição da temperatura dentro do reservatório, conforme a Figura 22, para uma vazão de 100 ton/dia.

Figura 22 - Distribuição da temperatura do modelo SAGD (°C) para uma vazão de 100ton./dia.



Fonte: AUTORA, 2018.

Pode-se observar que até o 5º ano de produção o vapor demora a se distribuir no reservatório, pois o tempo é insuficiente. No 10º ano o vapor se distribui melhor, com maior uniformidade. No 20º ano de produção, o vapor ocupa boa parte do reservatório, devido ao maior alcance da câmara de vapor, tornando o cenário mais atraente para a recuperação do óleo.

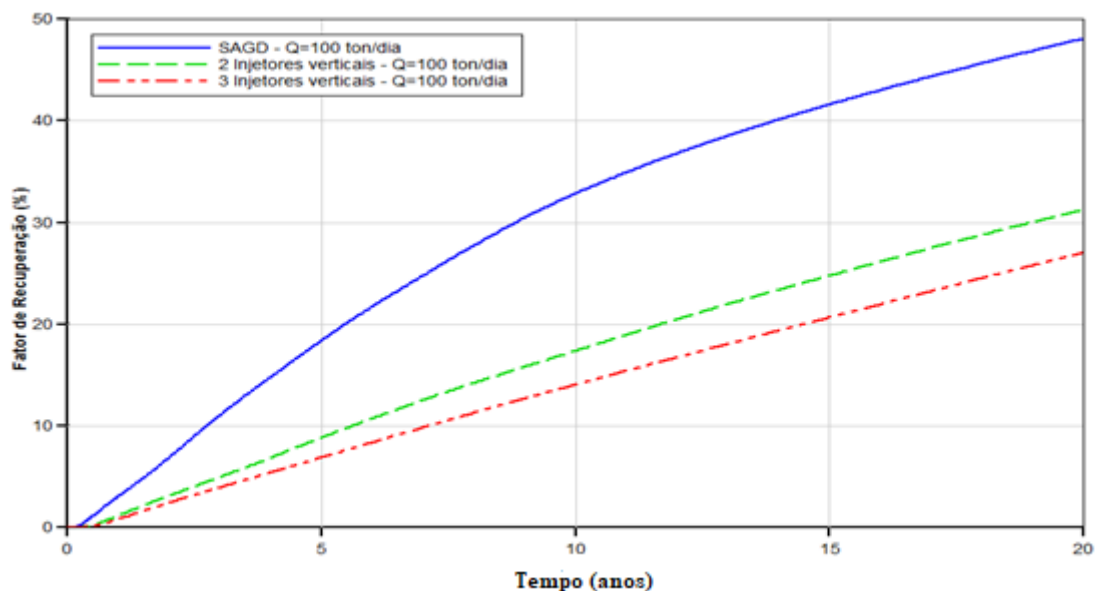
5.2 ANÁLISE DAS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE POÇOS NO SAGD

5.2.1 Posicionamento dos poços injetores no SAGD

O fator de recuperação é utilizado como indicativo na indústria do petróleo para realizar uma avaliação sobre o panorama da produção de óleo, e da viabilidade das formas de exploração. Nesse intuito, foram observados os comportamentos das curvas relacionadas ao fator de recuperação com o tempo, a fim de verificar a viabilidade de substituir poço injetor horizontal por verticais, como na configuração V-SAGD-2, constituída por dois poços injetores, e o V-SAGD-3 por três poços injetores, a fim de obter um alcance de produção similar ao encontrado no SAGD padrão.

Dessa forma, visando à diminuição dos custos, já que poço horizontal demanda altos investimentos, na perfuração e instalação de equipamentos, foram simuladas conforme apresentado na Figura 23, as curvas do fator de recuperação para diferentes configurações de poços, sob três vazões estipuladas para injeção de vapor, sendo a primeira para uma vazão de 100 ton/dia.

Figura 23 - Fator de Recuperação de óleo das configurações SAGD, V-SAGD-2 e VSAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia



Fonte: AUTORA, 2020.

A configuração com poço injetor horizontal (SAGD) apresenta uma antecipação na produção de óleo em relação à configuração com dois e três poços injetores verticais (V-SAGD-2 e V-SAGD-3). No intervalo de tempo de vinte anos, a configuração SAGD permanece com

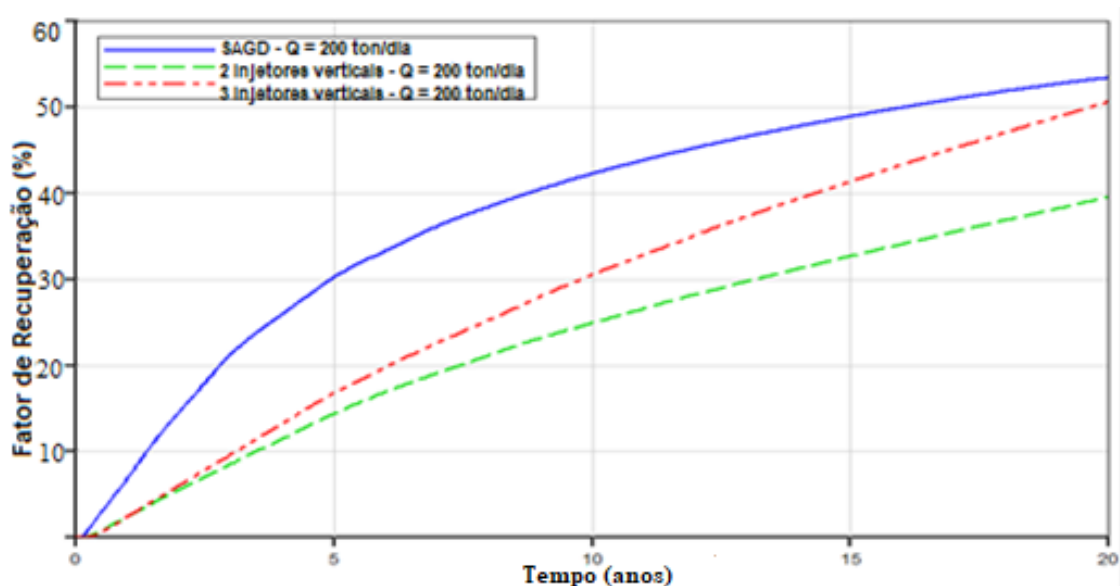
os resultados crescentes e positivos, sendo o melhor resultado quando comparado a configuração V-SAGD-2 sob a mesma vazão, isso se dá devido à alta produção acumulada gerada a partir da aplicação desse método.

O esquema de operação do processo SAGD permite que uma grande área do reservatório seja drenada, visto que o contato do poço horizontal com o reservatório é maior e os efeitos da força gravitacional agem ao longo de todo seu comprimento, deslocando o óleo até o poço produtor. A utilização de poços injetores verticais é uma alternativa, que dependerá principalmente da permeabilidade efetiva vertical do reservatório, dentre outros fatores.

Considerando também uma vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia, o método V-SAGD-3 apresentou o menor fator de recuperação em relação às configurações SAGD e V-SAGD-2, pois a quantidade de vapor é dividida entre os três poços injetores, logo o alcance do vapor não é suficiente para aquecer a área do reservatório aquecida nas outras configurações.

Admitindo uma vazão de 200 ton/dia, analisou-se que aumentando a vazão de injeção de vapor dos poços verticais há um aumento na eficiência do V-SAGD-3 em relação ao V-SAGD-2, conforme observado na Figura 24.

Figura 24 - Fator de recuperação de óleo das configurações SAGD, V-SAGD-2 e VSAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 200 ton/dia



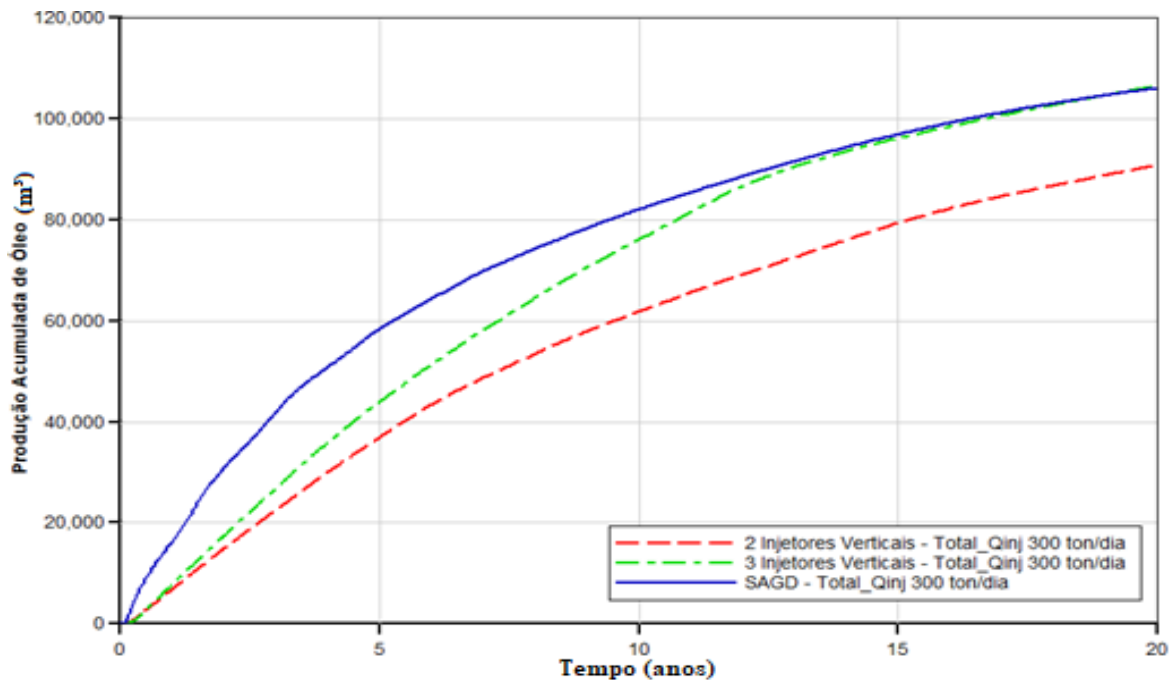
Fonte: AUTORA, 2020.

Observa-se que para maiores vazões de injeção o método V-SAGD-3 se torna mais eficiente que o método V-SAGD-2, em relação ao fator recuperação, pois a produção

acumulada de óleo torna-se mais eficiente à medida que mais vapor é injetado nos poços, visto que para maiores vazões a distribuição de calor é mais uniforme no reservatório, exercendo uma maior transferência de calor, o que possibilita uma maior drenagem do óleo. Nota-se ainda que a diferença entre as curvas dos métodos SAGD e V-SAGD-3 é menor, o que nos leva a perceber um comportamento de que às maiores vazões esses fatores de recuperação se aproximam.

A Figura 25 apresenta o resultado da comparação da produção acumulada de óleo entre os métodos SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3, para uma vazão de injeção de vapor de 300 ton/dia, distribuída ao longo dos poços injetores em cada configuração analisada.

Figura 25 - Comparação da produção acumulada de óleo entre as configurações SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3, para vazão total injetada de 300 ton/dia



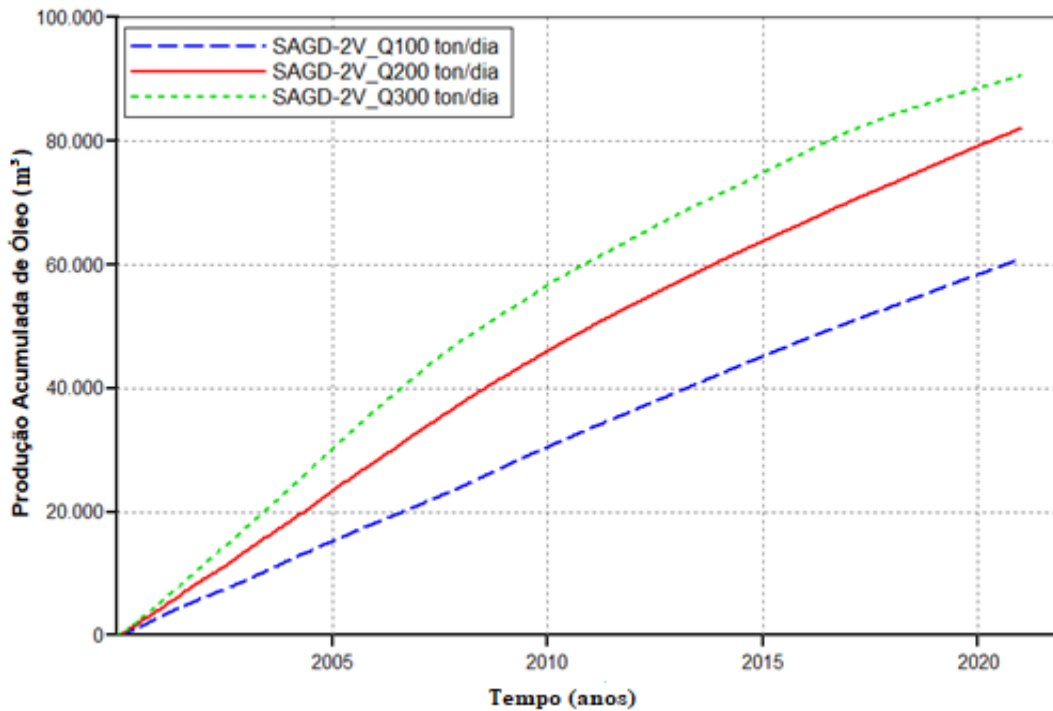
Fonte: AUTORA, 2020.

Observa-se que para a vazão de 300 ton/dia, o método V-SAGD-3 é mais eficiente que o método V-SAGD-2, pois essa quantidade de vapor injetado nos três poços faz com que o calor seja distribuído de forma mais uniforme no reservatório, e assim, proporcione uma maior área de drenagem do óleo, chegando a apresentar uma produção acumulada muito próxima ao método SAGD padrão por volta do 13º ano de produção.

A partir da análise das configurações acima, foi realizado um estudo comparativo a fim de verificar o comportamento, e a eficiência na produção acumulada de óleo, associada as

configurações SAGD com poços injetores verticais, considerando diferentes vazões estipuladas para injeção de vapor. A Figura 26 mostra o comportamento das curvas para configuração V-SAGD-2 sob diferentes vazões.

Figura 26 - Produção acumulada de óleo da configuração V-SAGD-2 para as vazões de injeção de vapor de 100 ton/dia, 200ton/dia e 300 ton/dia.

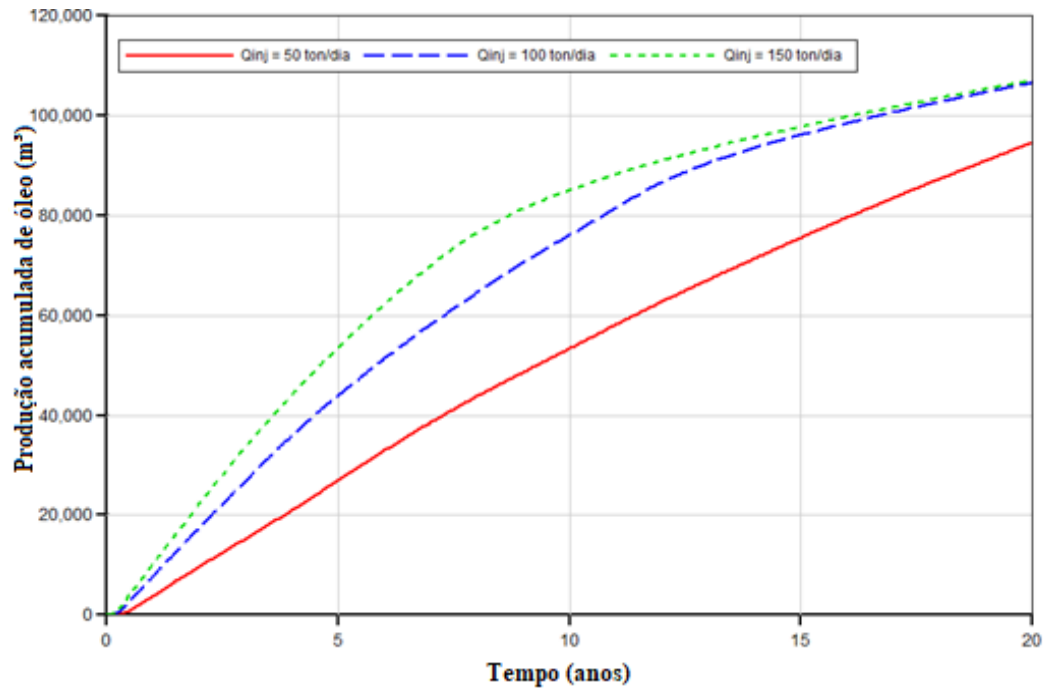


Fonte: AUTORA, 2020.

Nota-se que, de fato, a produção de óleo aumenta à medida que se injeta maior volume de vapor para a configuração analisada. E esse comportamento faz com que o óleo se desloque com maior facilidade em direção ao poço produtor. Dessa forma, para a configuração V-SAGD-2, na **Figura 26**, a maior vazão considerada, de 300 ton/dia, foi a que produziu maior volume de óleo, num período de 20 anos.

Em seguida foram analisadas as curvas de produção acumulada para a configuração V-SAGD-3 sob diferentes vazões de injeção de vapor, conforme mostra a Figura 27.

Figura 27 - Produção acumulada de óleo da configuração V-SAGD-3 para as vazões de injeção de vapor de 50 ton/dia, 100 ton/dia e 150 ton/dia.

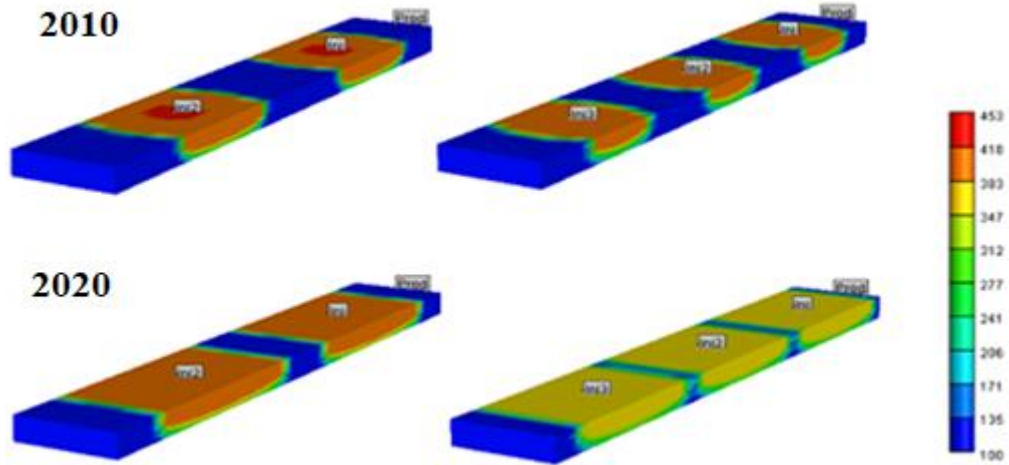


Fonte: AUTORA, 2020.

Nota-se que, quanto maior a vazão de injeção de vapor, a curva de produção acumulada passa a apresentar uma menor taxa de crescimento ao longo do tempo para esta configuração. Verifica-se que essa redução na taxa do crescimento, com início por volta do sétimo ano de produção, pode estar relacionada com o esgotamento do reservatório à medida que o vapor vai entrando em contato com o óleo e provocando um efeito de varredura. Dessa forma, o vapor também começa a alcançar o poço produtor.

Na simulação da distribuição da temperatura para os dois modelos estudados, com poços injetores verticais (V-SAGD-2 e V-SAGD-3), observou-se nessas configurações, como mostrado na Figura 28, à formação de duas e três câmaras de vapor ao longo do reservatório, para o V-SAGD-2 e V-SAGD-3, respectivamente, provenientes da própria injeção de vapor através dos poços injetores verticais.

Figura 28 - Comparação da distribuição da temperatura (°C) para o modelo V-SAGD com dois e três poços injetores verticais sob vazão de 100 ton/dia.



Fonte: AUTORA, 2017.

As câmaras de vapor alcançam ao longo do intervalo de tempo de dez anos boa parte do reservatório, permitindo que no contato interfacial com o óleo presente no meio, desenvolva um processo térmico de transferência de calor por condução e convecção, acarretando um aumento da eficiência de deslocamento do óleo pelo efeito da redução da viscosidade, proporcionando assim uma maior produção de óleo.

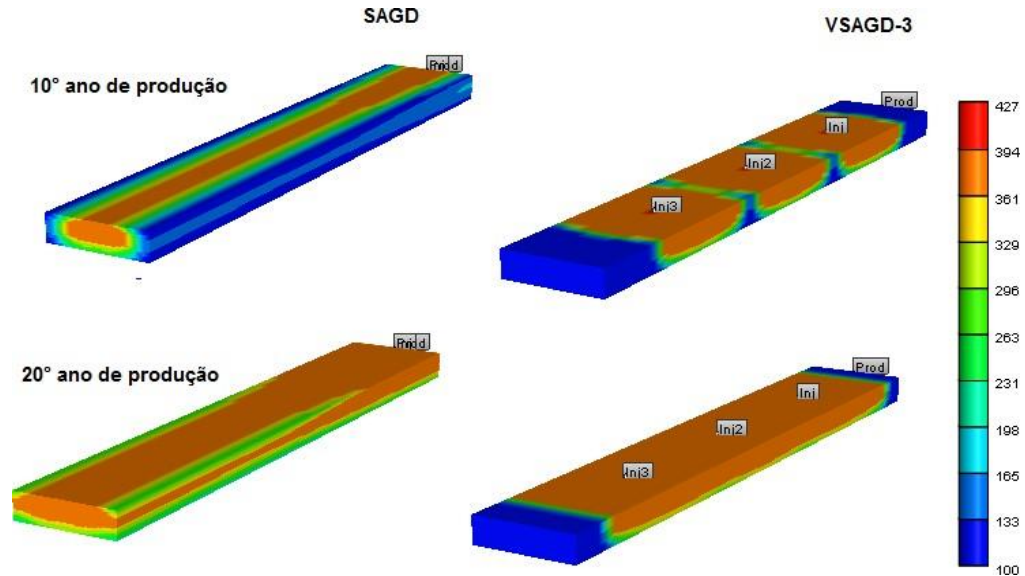
Na configuração com dois poços verticais (V-SAGD-2) há duas fontes de injeção de vapor através da qual o vapor é injetado até chegar ao reservatório, isso faz com que a câmara de vapor seja “reduzida” a duas câmaras menores, que por percorrerem uma menor área do reservatório, devido à disposição inicial dos seus poços injetores, resultará em menores perdas de energia do sistema, permanecendo com altas temperaturas.

De forma similar ocorre para a configuração V-SAGD-3, como são três as fontes de injeção de vapor, ocorre à formação de três câmaras de vapor, que a baixas vazões de injeção não obtém uma alta eficiência na recuperação do óleo. No entanto, com o tempo a expansão das câmaras de vapor se distribui uniformemente melhor a altas vazões, quando comparada ao V-SAGD-2, pois a distribuição dos poços permite um maior alcance da área do reservatório pelo vapor.

Na simulação da distribuição de temperatura, representada na Figura 29, nota-se a formação de uma câmara vapor contínua para o método SAGD padrão, e três câmaras para o V-SAGD- 3, no 10 ° ano de produção, e ainda como essas câmaras se expandem e atingem a

área do reservatório no 20º ano de produção.

Figura 29 - Comparação da distribuição da temperatura (°C) entre o modelo SAGD padrão e o modelo V-SAGD-3 sob vazão de 300 ton/dia.



Fonte: AUTORA, 2020.

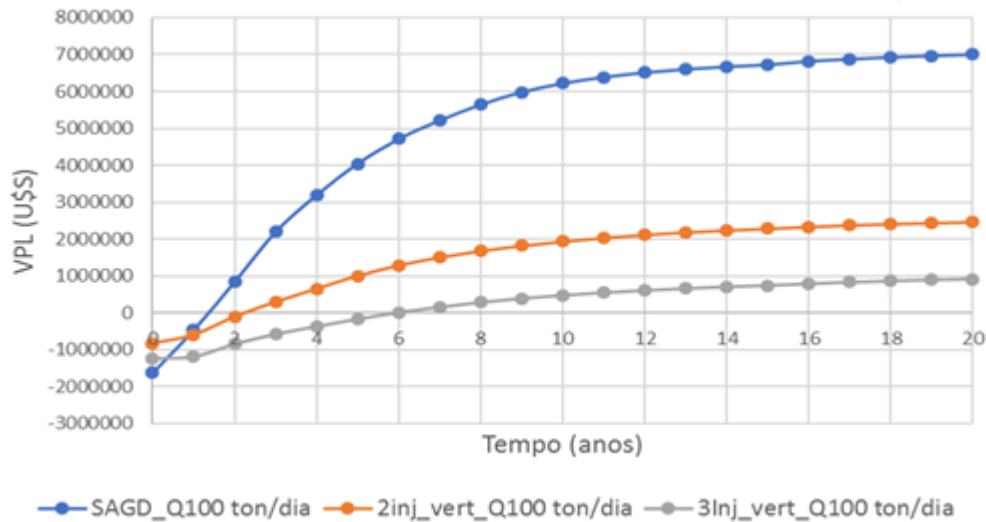
O método SAGD padrão apresenta um maior contato central contínuo com o reservatório no 10º ano de produção quando comparado ao V-SAGD-3, e a câmara de vapor formada resulta num processo térmico de transferência de calor mais efetivo ao longo do reservatório. No 20º ano de produção notamos que ambos os métodos apresentam comportamentos similares na distribuição da temperatura dentro do reservatório. A escolha da melhor técnica, entretanto, está também associada à avaliação econômica de projetos, com base nos custos de perfuração, completação, tratamento de fluidos produzidos, entre outros.

A comparação entre o desempenho dessas configurações é necessária, pois possibilita avaliar as receitas obtidas com a utilização de cada técnica numa estratégia de recuperação em projeto de prospecção de óleo. Além disso, existe a possibilidade da adaptação de poços verticais já existentes nos campos de produção de petróleo para realizar a drenagem gravitacional, podendo reduzir os custos com perfuração, pois os custos na perfuração de poços são premissas variáveis a cada projeto. Desta forma, um estudo econômico poderá analisar a viabilidade na utilização de cada configuração.

Sendo o VPL um método muito utilizado na indústria do petróleo para a avaliação econômica, a fim de averiguar se a produção de óleo será promissora, foram observados os comportamentos das curvas VPL para as três configurações: SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3

para uma vazão de injeção de 100 ton/dia, conforme apresentada na Figura 30.

Figura 30 – Gráfico VPL versus tempo - Configurações SAGD, V-SAGD-2 e V-SAGD-3 para a vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia



Fonte: AUTORA, 2017.

Percebe-se que inicialmente as configurações V-SAGD-2 e V-SAGD-3 apresentam maior VPL do que o SAGD. Isso ocorre devido aos custos para implantação de poços verticais serem menos onerosos do que para poços horizontais, mas ainda assim, todas as configurações apresentam VPL negativo, devido ao valor inicial investido no projeto.

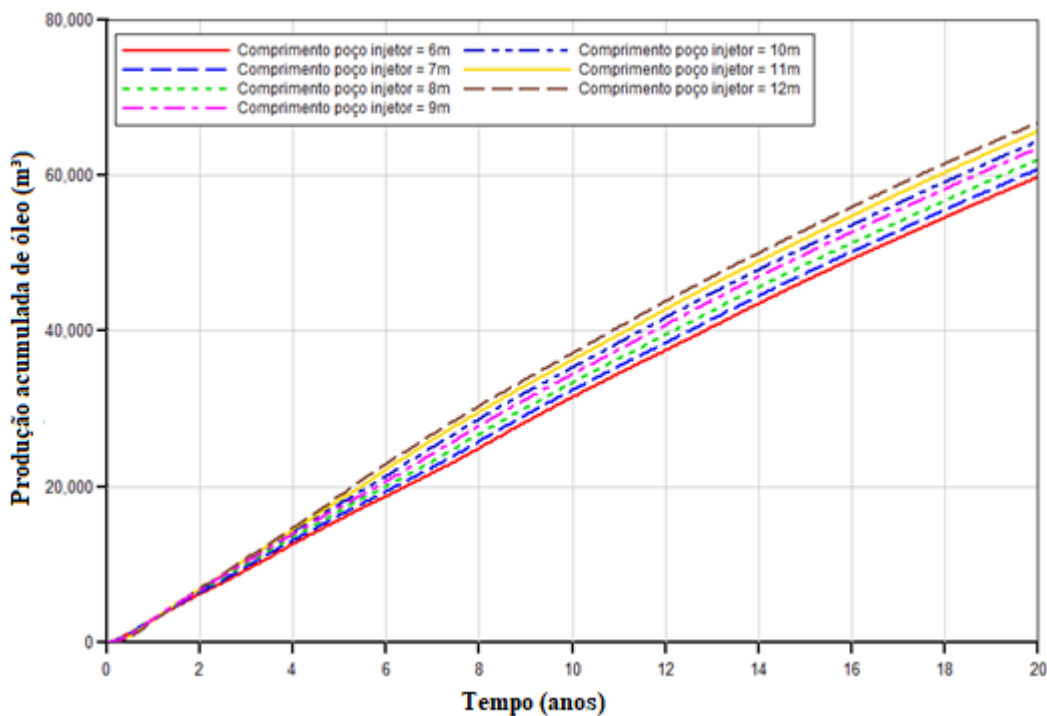
Por volta de um ano e meio esse cenário começa a mudar e os valores de VPL para o SAGD passam a ser positivos e crescentes com passar do tempo, devido ao fator de recuperação do óleo atingido por este método. Após certo tempo, dois anos para o V-SAGD-2 e seis anos para o V-SAGD-3, essas configurações também começam a apresentar VPL's positivos, o que os tornam viáveis, porém ainda são menos rentáveis do que o SAGD padrão. Isso decorre do fato de que os poços verticais drenam uma região em forma de cilindro, enquanto poços horizontais drenam uma região em forma de uma elipse tridimensional (elipsoide), capaz de atingir uma maior área do reservatório, fornecendo maior volume de óleo produzido (BRITO, 2008).

Os valores encontrados podem variar caso os parâmetros sejam alterados, pois, um aumento na vazão analisada ou no preço do barril pode gerar aumento no resultado do VPL. No entanto, custos elevados referente ao vapor pode causar impacto e diminuir o VPL. Com isso, faz-se necessário ponderar os fatores ao se fazer uma análise definitiva.

5.2.2 Comprimento dos poços injetores para as configurações do SAGD

As configurações apresentadas para o método V-SAGD-2 foram comparadas para um estudo da produção acumulada, a fim de obter os comportamentos e eficiência para os diferentes comprimentos de poços injetores na produção acumulada de óleo sob uma vazão de injeção de vapor de 50 ton/dia para cada poço injetor, totalizando em 100 ton/dia, conforme mostrado na Figura 31.

Figura 31 - Produção acumulada de óleo para diferentes comprimentos de poços injetores verticais a uma vazão de injeção de vapor de 100 ton/dia.



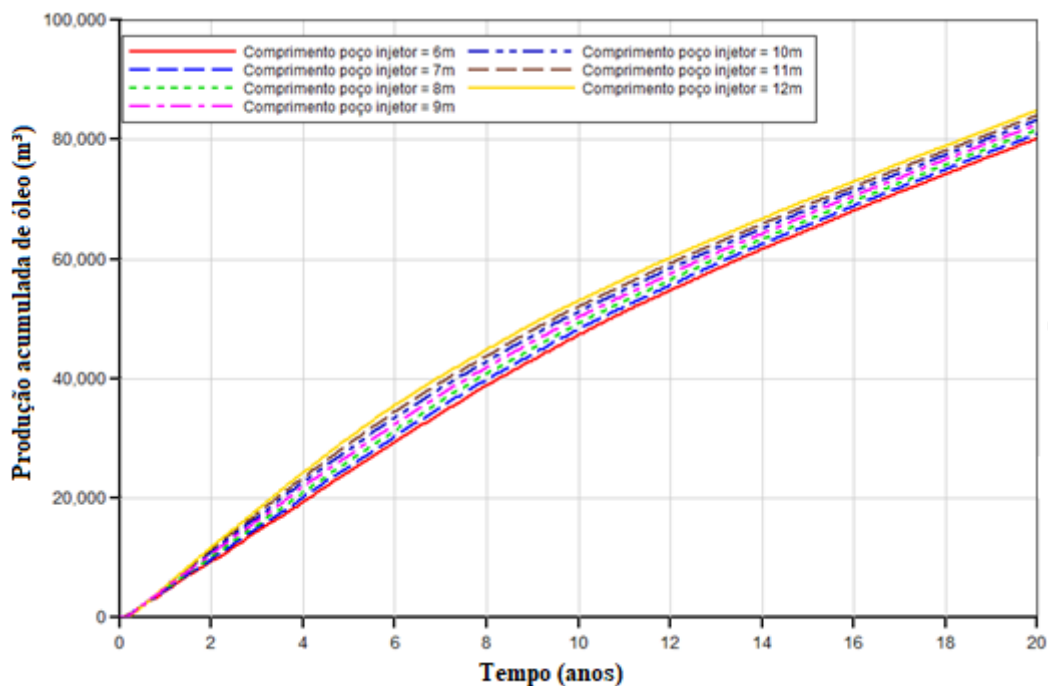
Fonte: AUTORA, 2018.

As curvas de produção acumulada apresentaram uma tendência de comportamento para as diferentes configurações: para o poço injetor com maior comprimento (12m) houve uma maior eficiência na produção, na configuração com menor comprimento (6m), o comportamento da curva apresentou os menores valores de produção acumulada, pois em poços injetores menores o vapor chega mais rápido nos poços produtores, e o contato com o reservatório é menor, e há uma menor expansão das câmaras de vapor dentro do reservatório, afetando diretamente na eficiência do aquecimento das formações adjacentes e consequentemente na produção de óleo.

O aumento do comprimento para os poços injetores verticais apresentou um crescimento

proporcional com os valores da produção de óleo, pois as câmaras de vapor ao percorrer uma maior trajetória, antes de se encontrarem, se distribuem mais uniformemente no reservatório, aquecendo melhor os bancos de óleos presentes e aumentando a eficiência da produção acumulada. Neste caso, o aumento da produção acumulada ocorre mais significativamente nos últimos anos do projeto. A Figura 32 mostra as curvas da produção acumulada de óleo para os diferentes comprimentos de poços injetores verticais para a vazão de injeção de vapor de 100ton/dia, para cada poço injetor, totalizando em 200ton/dia

Figura 32 - Produção acumulada de óleo para diferentes comprimentos de poços injetores verticais a uma vazão de injeção de vapor de 200 ton/dia.



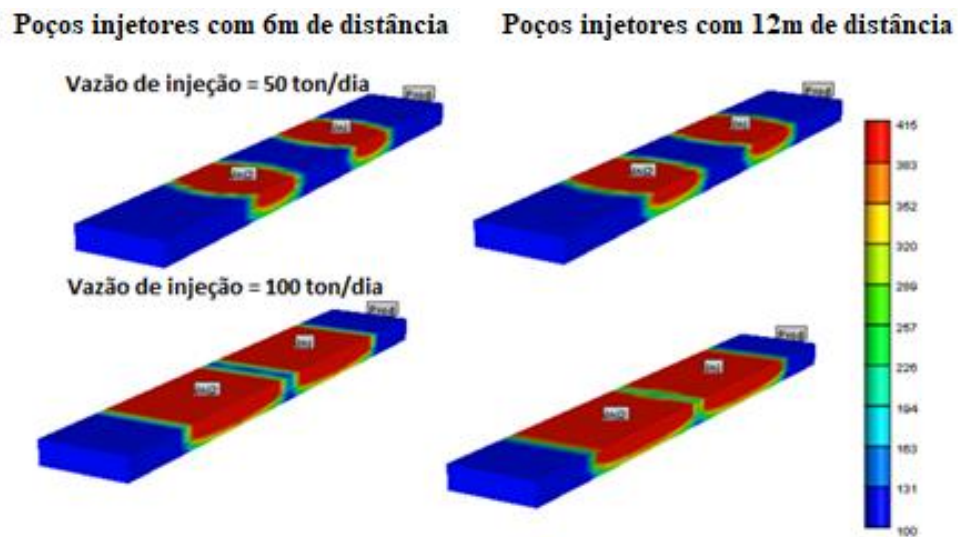
Fonte: AUTORA, 2018.

Observa-se que no tempo inicial tanto as curvas da Figura 31 como da Figura 32 apresentaram comportamentos de produção de óleo semelhantes, mas com poços injetores maiores a câmara de vapor ao se estender melhor ao longo do seu comprimento mantém uma maior área de contato com a formação em relação aos poços de menores comprimentos. Para uma vazão de 200 ton/dia, os valores para a produção acumulada também são crescentes com o aumento dos comprimentos dos poços. No entanto, ao comparar a Figura 31 e a Figura 32, percebe-se que quanto maior a vazão de injeção, maior velocidade o vapor se desloca, aumentando a dissipação de energia, e resultando em uma produção acumulada inferior quando comparada a uma vazão de injeção menor.

5.2.3 Distância entre os poços injetores no SAGD

Foi realizada a simulação da distribuição da temperatura para configurações com dois poços injetores verticais (V-SAGD-2), com uma distância de 6m e 12m entre eles, para vazões de injeção de 50 ton/dia e 100 ton/dia (Figura 33).

Figura 33 - Comparação da distribuição da temperatura (°C) entre os modelos V-SAGD-2 com distâncias de 6m e 12m entre os poços injetores, para vazão de injeção de vapor de 50 ton./dia e 100ton./dia.



Fonte: AUTORA, 2018.

Observou-se na imagem acima a formação de duas câmaras de vapor ao longo do reservatório, que alcançaram parte do reservatório no intervalo de tempo simulado. Para uma vazão de 50 ton/dia, a área ocupada pelo vapor é maior para distância de 12m entre os poços injetores, pois por esta configuração conter um maior espaçamento do reservatório entre os poços injetores, permite o maior contato interfacial com o óleo, aumentando a eficiência de deslocamento do mesmo ao longo do reservatório. Para uma vazão de 100 ton/dia, a distribuição da temperatura é mais uniforme, ocupando uma maior parte da área do reservatório. Apesar do aumento das perdas de carga que ocorre com o aumento do distanciamento entre os poços injetores, a maior trajetória percorrida da câmara de vapor no reservatório, até o ponto das duas câmaras se encontrarem, promove também um aumento na eficiência do método e na produção acumulada do óleo.

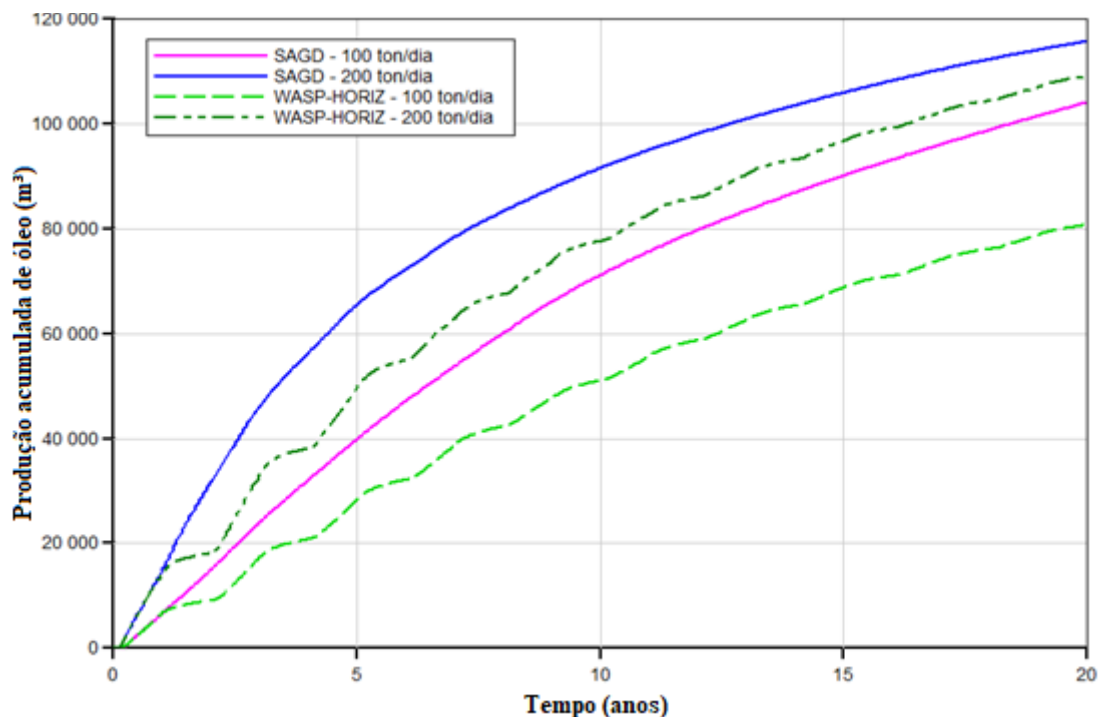
5.3 INJEÇÃO ALTERNADA DE VAPOR E ÁGUA PARA CONFIGURAÇÃO SAGD (WASP SAGD)

A técnica de injeção contínua de vapor pode apresentar algumas limitações ao longo do

tempo de operação, tais como: perdas de calor para regiões adjacentes ao reservatório e *breakthrough* (produção do vapor injetado). Dessa forma, o WASP surge como uma alternativa para sanar esses problemas, com injeção alternada de vapor e água quente, aplicada em vários ciclos, melhorando assim, o varrido vertical do reservatório.

Na Figura 34, estão comparadas as produções acumuladas dos métodos SAGD padrão e SAGD WASP, com vazões de injeção de 100 ton/dia e 200 ton/dia.

Figura 34 - Produção acumulada de óleo em m³ do SAGD padrão e SAGD WASP sob vazões de 100 ton/dia e 200 ton/dia



Fonte: AUTORA, 2020.

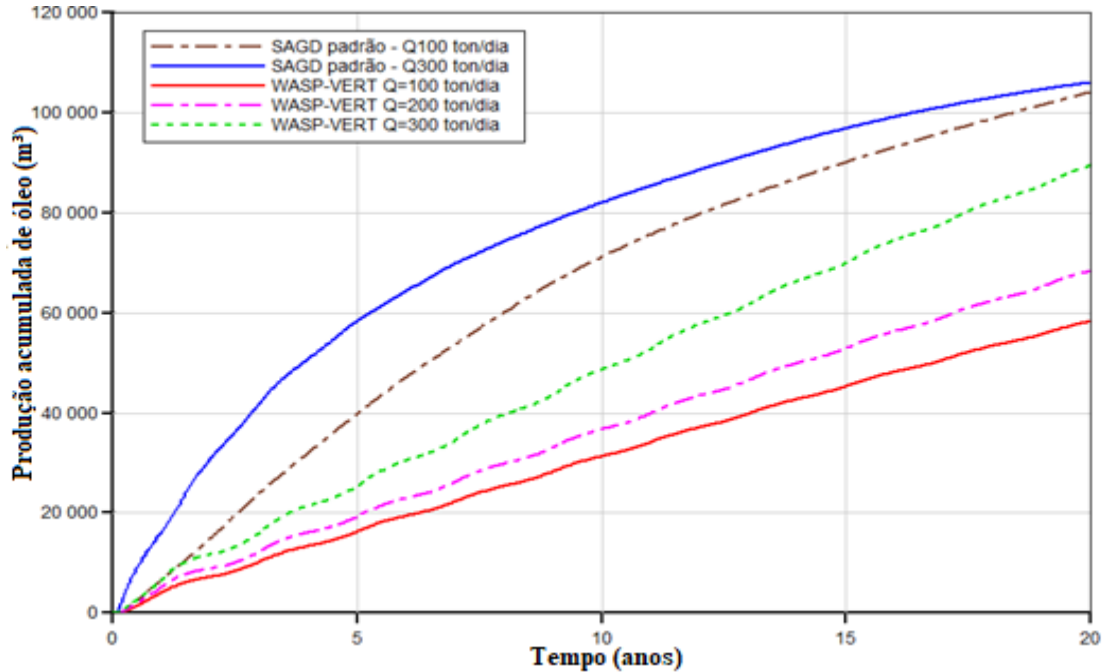
Nota-se que a maior produção é a do SAGD com injeção de 200 ton/dia, seguida do SAGD WASP com vazão de 200 ton/dia, do SAGD com vazão de 100 ton/dia e por último o SAGD WASP sob vazão de 100 ton/dia.

Isso indica que o método SAGD com injeção contínua de vapor é mais eficiente que a injeção alternada de vapor e água na recuperação do óleo, visto que ele recupera mais óleo com a mesma vazão de injeção. Tal diferença pode ser compensada na análise econômica, uma vez que metade dos 20 anos da estimulação do reservatório é através de injeção de água, com custos bem menores quando comparados aos custos de geração de vapor.

A análise foi estendida à configuração com dois poços injetores verticais. Simulou-se as

curvas da produção acumulada, exibidas na Figura 35, comparando o SAGD padrão e V-SAGD-2 com injeção alternada de vapor e água (V-SAGD-2 WASP), sob diferentes vazões.

Figura 35 - Produção acumulada em m³ do método SAGD sob vazões de 100 ton/dia e 200 ton/dia e do V-SAGD-2 sob vazões 100 ton/dia, 200 ton/dia e 300 ton/dia.

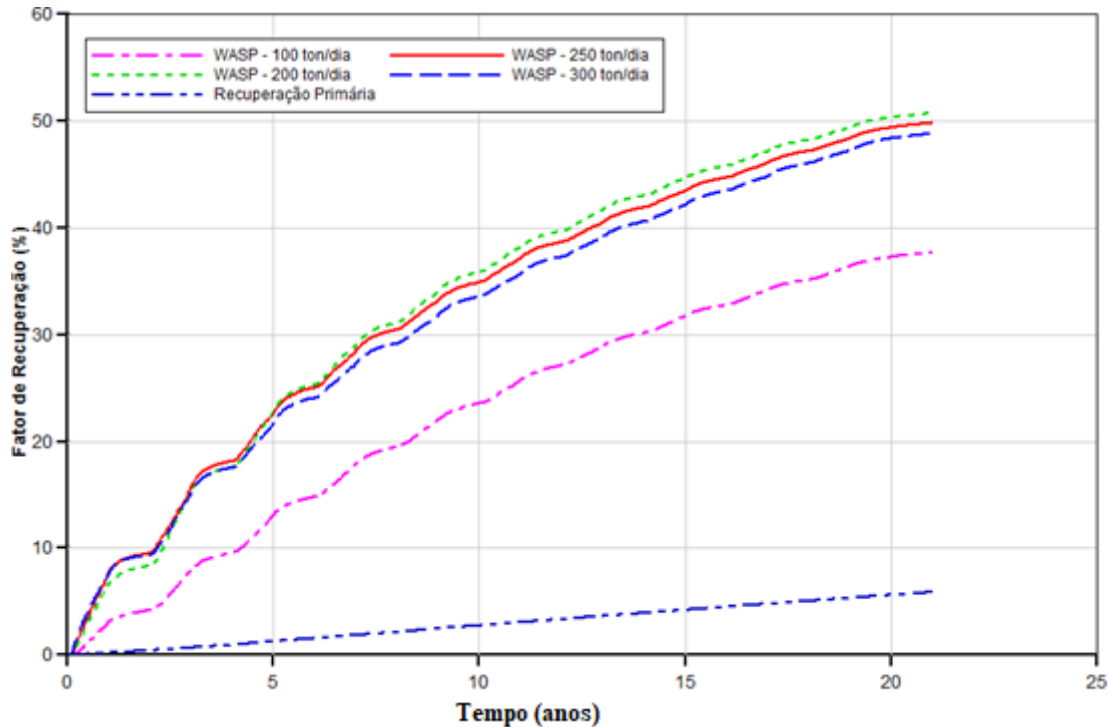


Fonte: AUTORA, 2020.

A curva de produção acumulada do SAGD sob vazão de 300 ton/dia apresentou maiores resultados, seguido do SAGD com vazão de 100 ton/dia, e do WASP com poços injetores verticais de 300 ton/dia, 200 ton/dia e 100 ton/dia, respectivamente. Observa-se, entretanto, que o cenário do método de injeção alternada pode se tornar viável, pois gasta-se menos com o vapor do que no método SAGD padrão. Isso acontece porque como a injeção no método WASP é compartilhada entre água e vapor, a quantidade de vapor injetado é a metade comparado ao SAGD, diminuindo os custos com o mesmo.

Em contrapartida, foram simulados cenários do SAGD WASP sob vazões de injeção de 100 ton/dia, 200 ton/dia, 250 ton/dia e 300 ton/dia, e comparou-se os resultados obtidos com a recuperação primária. Esses resultados podem ser vistos na **Figura 36**.

Figura 36 - Fator de recuperação do SAGD WASP de 100 ton/dia, 200 ton/dia, 250 ton/dia e 300 ton/dia versus a recuperação primária.



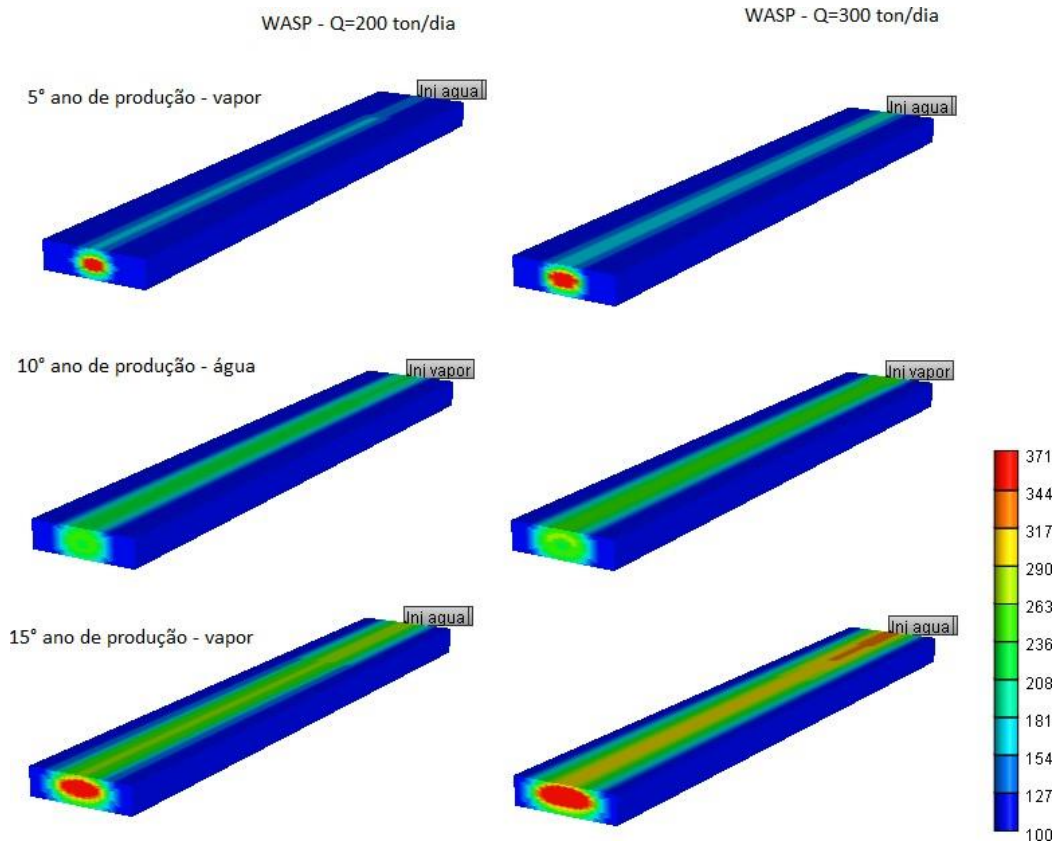
Fonte: AUTORA, 2020.

De forma análoga ao SAGD padrão, observou-se que o fator de recuperação do SAGD WASP apresentou em todas as vazões simuladas um fator de recuperação maior comparado ao da recuperação primária. Esse fato indica o potencial da utilização do método com injeção alternada, pois os custos com vapor poderão ser reduzidos sem grandes prejuízos na eficiência da recuperação do óleo.

Uma explicação para que a vazão de 200 ton/dia e 250 ton/dia produzissem mais que a vazão de 300 ton/dia é que com a maior vazão de vapor injetado no último cenário, a vazão de água injetada também aumenta, fazendo com que o reservatório fique exposto a uma diminuição ainda maior da temperatura de uma área que já tivesse sido suficientemente aquecida, ocasionado por uma superestimação nos volumes de água e vapor injetado no reservatório.

Na Figura 37 observa-se a propagação da temperatura no reservatório do SAGD WASP com vazões de injeção de 200 ton/dia e 300 ton/dia.

Figura 37 - Modelos 3D da propagação da temperatura (°C) no reservatório do SAGD WASP com vazões de injeção de 200 ton/dia e 300 ton/dia.

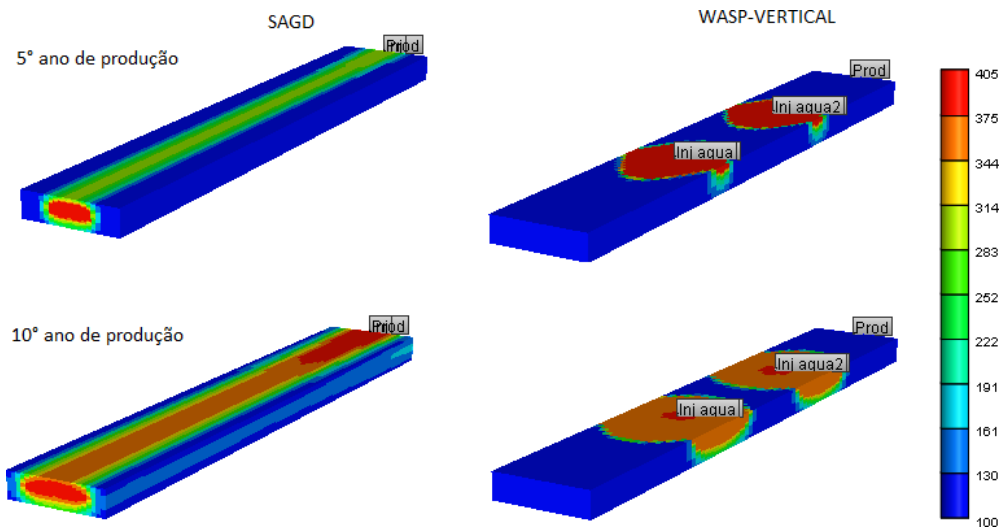


Fonte: AUTORA, 2020.

A partir das imagens da distribuição da temperatura, comparando aos resultados vistos na Figura 36, observou-se que o fato da propagação da temperatura ser mais uniforme na área do reservatório para uma vazão de injeção de 300 ton/dia, quando comparada a vazão de 200 ton/dia não necessariamente implica em um maior fator de recuperação, pois a maior quantidade de água que estará sendo injetada nesta situação, em muitos casos, poderá resultar numa rápida produção de água (*breakthrough*), que pode ser explicada pela formação de frentes de deslocamento irregulares e instáveis oriundas pela razão de mobilidade desfavorável (*fingers*), pois a formação de *fingers* (caminhos preferenciais) é capaz de deixar grandes áreas do reservatório com óleo residual.

Na Figura 38 vê-se a distribuição da temperatura na comparação dos modelos 3D do método SAGD padrão com o V-SAGD-2 WASP ao longo de dez anos.

Figura 38 - Modelos 3D da distribuição da temperatura (°C) na comparação do método SAGD padrão com o V-SAGD-2 WASP.

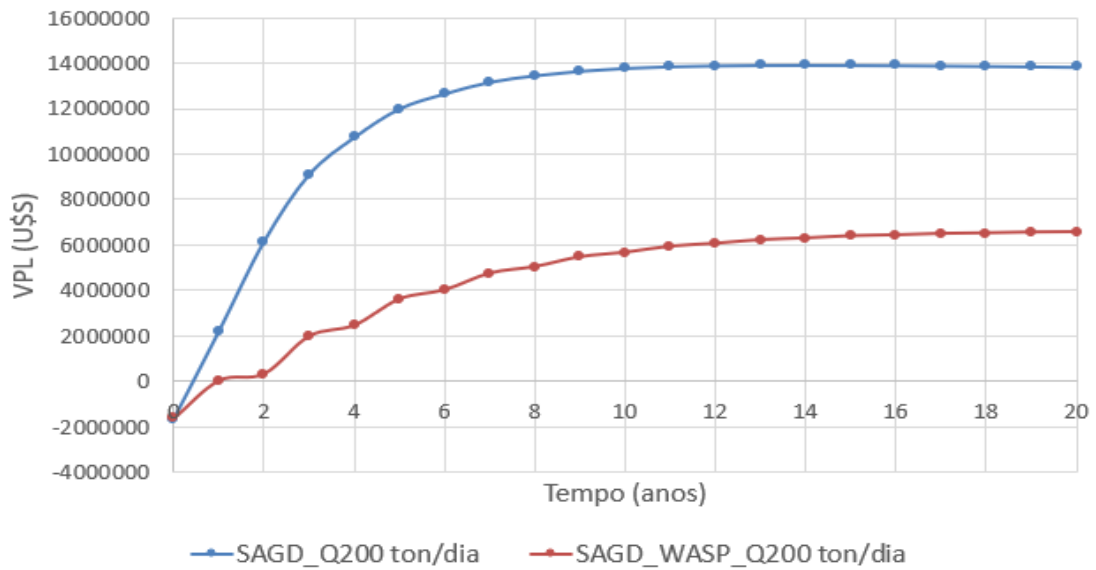


Fonte: AUTORA, 2020.

Pode-se observar também que a aplicação dos poços verticais para o método V-SAGD-2 WASP não é tão eficaz quando comparado ao SAGD WASP ao longo dos anos simulados, como pode-se ver na distribuição da temperatura, a câmara de vapor formada no SAGD WASP compreende uma maior área de alcance do reservatório, favorecendo o varrido que será promovido pela água injetada posteriormente.

Para se obter um resultado mais qualitativo acerca das afirmativas acima, deve-se realizar uma análise econômica. A Figura 39 traz uma comparação entre os VPL's para as configurações com injeção contínua de vapor e alternada de vapor e água para o método SAGD.

Figura 39 - Gráfico do VPL versus tempo para a configurações SAGD padrão e SAGD WASP, com vazão de injeção de 200 ton/dia.

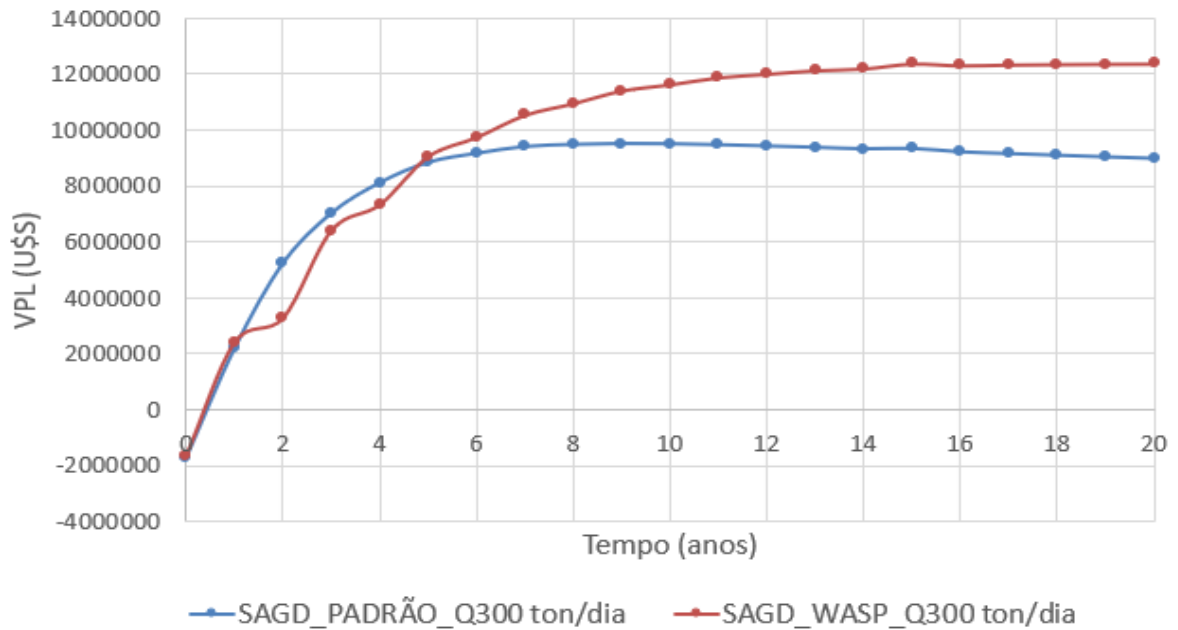


Fonte: Adaptado de SOARES JÚNIOR, 2018.

Verifica-se que a partir do segundo ano, os métodos apresentaram VPL's positivos, confirmando que as receitas superaram os custos do projeto para produção de óleo. Para os parâmetros analisados, o SAGD padrão apresentou valores significativamente mais elevados, mostrando ser a opção mais vantajosa.

A Figura 40 confirma a viabilidade econômica do SAGD WASP para uma vazão de 300 ton/dia, mostrando que nos 20 anos de produção de óleo, pelo menos 80% do tempo os VPL's para essa configuração superam os VPL's obtidos para o SAGD padrão.

Figura 40 - Gráfico do VPL versus tempo para configurações SAGD padrão e SAGD WASP, com vazão de injeção de 300 ton/dia

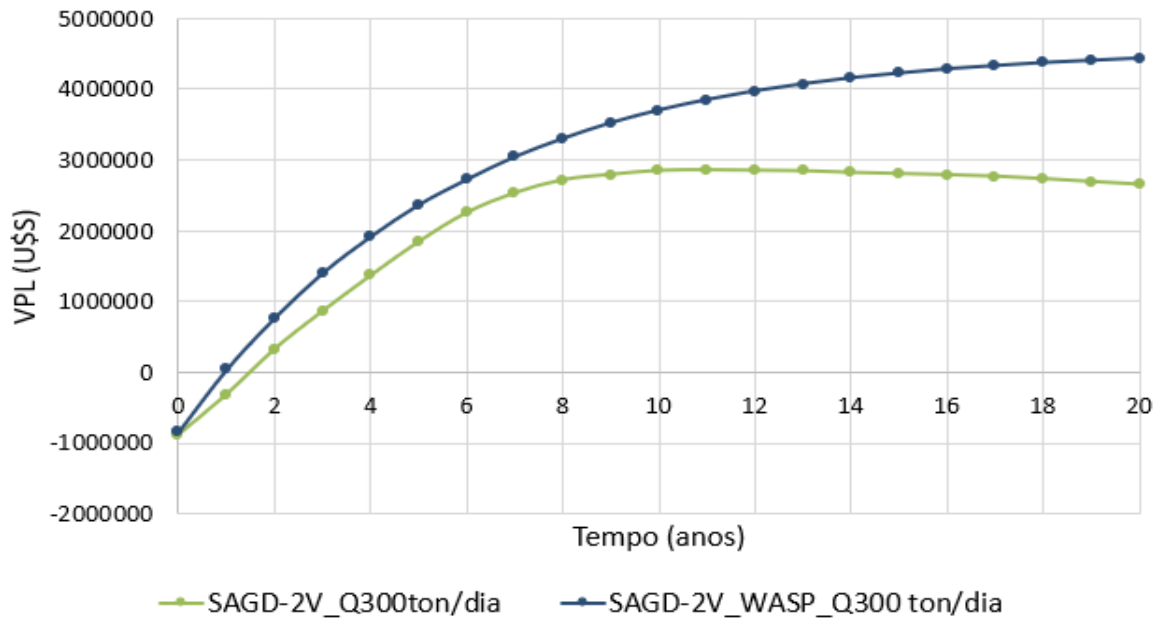


Fonte: AUTORA, 2018.

Entre o 4º e 6º ano a curva do VPL para o SAGD WASP supera a curva VPL referente ao SAGD padrão. E, ainda, em todo tempo analisado os VPL's para ambos os métodos se mantem positivos.

Para verificar uma possível diminuição de custos com perfuração direcional e geração do vapor analisou-se, conforme representado na Figura 41, as curvas dos VPL's para as configurações V-SAGD-2 e V-SAGD-2 WASP.

Figura 41 - Gráfico do VPL versus tempo para configurações V-SAGD-2 padrão e V-SAGD-2 WASP para vazão de injeção de vapor de 300 ton/dia.



Fonte: AUTORA, 2018.

Como esperado o V-SAGD-2 WASP apresentou VPL's mais elevados em todo o período da operação, devido à redução de custos com a utilização de poços verticais e com os custos associados a geração e injeção do vapor.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

Através do estudo dos principais métodos térmicos de recuperação, analisou-se a influência de algumas configurações de poços e parâmetros operacionais na injeção de vapor em relação à produção acumulada de óleo e o fator de recuperação, por meio da simulação numérica utilizando o programa CMG. Obteve-se o comportamento futuro do reservatório, e a distribuição da temperatura na injeção de vapor, a partir das análises das configurações simuladas, e ainda a análise técnico-econômica, calculando o valor presente líquido. Deste modo, concluiu-se que:

- Na configuração SAGD padrão os poços promovem uma menor perda de carga na seção de produção, além do óleo manter-se quente durante a produção, resultando um aumento na produção do óleo. A distribuição de temperatura uniforme no reservatório para o SAGD aumenta o fator de recuperação final do óleo com o passar dos anos, mostrando ser um método eficiente. Apesar do poço injetor horizontal apresentar altos custos de operação, sua posição oferece uma cobertura de vapor mais sistemática para o reservatório. Portanto, a configuração SAGD, dentre as configurações simuladas, mostrou-se a opção mais rentável em termos de resultados com fator de recuperação de óleo.
- As curvas do VPL referente ao posicionamento do poço injetor, aponta que inicialmente o SAGD padrão apresenta resultados menos rentáveis, devido aos altos custos de investimento, mas com o passar do tempo o VPL do SAGD e dos V-SAGD's crescem com o aumento da produção, porém os altos valores do SAGD padrão o torna mais interessante do ponto de vista econômico.
- No V-SAGD-2 poços injetores com grandes comprimentos apresentam um maior contato com o reservatório, com isso, há uma maior expansão das câmaras de vapor dentro do reservatório, contribuindo para eficiência do aquecimento das formações adjacentes e para produção do óleo, gerando maior lucratividade ao projeto. Como a distribuição da temperatura é mais uniforme à medida que se aumenta o comprimento do poço injetor, possibilita uma maior drenagem do óleo no reservatório.
- O método V-SAGD-2 se torna viável economicamente principalmente nos casos em que possam ser reutilizados poços verticais já perfurados em campos de petróleo, reduzindo os

custos com perfuração e completação. Porém, é preciso fazer a análise das condições de produção, pois esse método pode ser viável nos primeiros anos, enquanto ao longo prazo o SAGD padrão pode gerar maior retorno econômico.

- O método SAGD apresentou maior produção acumulada de óleo nos 20 anos de simulação na comparação com os métodos SAGD utilizando injeção alternada de água e vapor, tanto com poço injetor horizontal como com poços injetores verticais. Isso é explicado pois no SAGD padrão se injeta apenas vapor, aumentando a propagação de calor no reservatório em comparação com a injeção alternada, que sob altas vazões tem a temperatura do reservatório reduzida pela injeção da água.
- O custo da geração de vapor será definitivo na escolha de um método térmico de recuperação, para custos elevados, o método WASP deve ser considerado.

Com isso, a escolha do método de recuperação adequado para um reservatório deve considerar as características da formação geológica e propriedades dos fluidos presentes no meio poroso. A viabilidade na utilização de um método de recuperação para um reservatório está diretamente ligada ao volume recuperável do óleo, assim como aos custos relacionados com a instalação, operação e manutenção que envolve o processo de recuperação, e a sua compatibilidade com o cenário econômico em que será realizado o projeto.

6.2 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

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

- Estudo de outras variações de configurações para o método SAGD existentes na literatura, como outros posicionamentos de poços injetores, assim como diferentes parâmetros: de comprimentos de poços, vazões de injeção e distanciamento entre os poços injetores.
- Análise da variação de outros parâmetros para o cálculo do VPL, como o preço do barril de petróleo, e dos principais custos do projeto.
- 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 do impacto econômico ao simular configurações com um maior número poços verticais para injeção de fluidos;
- Análise da substituição do vapor por gás, como o CO₂, no estudo para as diferentes configurações de injeção de fluidos. Dentre as vantagens da aplicação deste método estão: o CO₂ promove um deslocamento miscível eficiente à baixa pressão para a maioria dos reservatórios; sua eficiência de deslocamento é alta, promovendo a redução da saturação de óleo para cerca de 5% do volume poroso na região contatada; a densidade do CO₂ por ser próxima da do óleo e se aproximar da densidade da água, sob certas condições de reservatório, minimiza os efeitos da segregação gravitacional; o CO₂ é duas a quatro vezes mais viscoso que o metano no intervalo usual de pressões, melhorando a eficiência de varrido, quando comparada com a aplicação dos métodos miscíveis com hidrocarbonetos.

REFERÊNCIAS

- 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)* 7 (3):109—117, 2016.
- ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Resolução nº46/2016: Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural.
- BARILLAS, J. L. M. Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- BAUTISTA, E.V. Análise Paramétrica da simulação Composicional do Processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD). Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010. Natal-RN.
- BELLARBY, J., SPE, NACE;TRACS, 2009. Well Completion Design. Aberdeen, UK: Elsevier.
- BENTHER, A. D. Análise do Comportamento das Curvas de Pressão Requerida na Produção de Poços de Petróleo. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2014. 136p.
- BORGES, T. Análise da reologia e do escoamento de um fluido de perfuração a partir de micro emulsão a base de óleo vegetal. 58f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.
- BUTLER R. M. *Thermal Recovery of Oil Bitumen*. Department of Chemical and Petroleum Engineering, Prentice Hall: New Jersey, USA, 1991.
- BRIGGS P. J., et al. *Development of heavy oil reservoirs*. Society of Petroleum Engineers (SPE), Bahrain, 1987.
- CASTIÑEIRA, P. P. Estudo da viabilidade econômica de projetos de recuperação suplementar para campos com alto grau de exploração. Monografia. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.

CARVALHO, M. B. M. Análise técnico-econômica de métodos térmicos de recuperação avançada em reservatório de óleo pesado do nordeste brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Alagoas. Maceió – AL, Brasil, 2018.

COFFIN, P. “*Horizontal Well Evaluation After 12 Years*”. In: *68th Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, EUA, SPE 26618, Out. 3-6, 1993.*

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

DINIZ, A. A. R. Estudo da injeção de água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo leve / Anthony Andrey Ramalho Diniz. – Natal, RN, 2015. 186p.

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

FAROUQ ALI, S.M. et al. *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). Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação 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 reservatório do nordeste brasileiro. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, 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. XXVI I Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Foz do Iguaçu, PR, Brasil, 2007.

FILHO, M. Q. A. Análise comparativa entre simuladores de linha de fluxo e diferenças finitas para um reservatório de petróleo submetido à injeção de água. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEO, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

GEANKOPLIS, Christie J. *Transport Processes and Unit Operations, 3rd edition. New York:*

Prentice-Hall Intern. Editions, 1998.

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

HONG, Dr. K. C.: *Steamflood reservoir management: Thermal Enhanced oil recovery*. *PenWell publishing company, Tulsa*, 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*. SPE 170071-MS. Junho, 2014.

JUNIOR, J. C. S. Estudo do acoplamento do poço injetor nas simulações de injeção cíclica de vapor. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2013.

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

JÚNIOR, M. M. N. et al. Seleção de Configuração de Poços de Petróleo Baseada em Gerenciamento de Integridade, Utilizando Diagrama de Blocos de Confiabilidade. XIX Simpósio de Pesquisa Operacional e Logística da Marinha, Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro – RJ, Brasil, 2019.

JÚNIOR, N. T. S. Análise técnico-econômica dos métodos térmicos de recuperação avançada de petróleo utilizando a injeção contínua de vapor. Tese de Conclusão de Curso- Universidade Federal de Alagoas, 2017. 70 p.

KAMISAKI, M. H. Aplicabilidade do Método de Combustão In Situ nas Areias Betuminosas de Athabasca. Tese de Conclusão de Curso- Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2015. 77p.

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.

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, Alagoas: UFAL, 2017.

MAXWELL. Gerenciamento do Campo de Petróleo. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/22934/22934_3.PDF> Acesso em 07 de janeiro de 2021.

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. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 2006. 178p.

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

NAVEIRA, P. N. Simulação de reservatórios de petróleo utilizando o método de elementos finitos para recuperação de campos maduros e marginais. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. 114 p.

NETO, E. P. B. *Smart Reservoir: Uma proposta para otimização de tempo de exploração em reservatórios de petróleo.* Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília – UnB. Brasil, 2019. 117p.

NETO, D.; Maurício, O. Estudo do processo de injeção de CO₂(GAGD) aplicado a um reservatório de óleo leve. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal - RN, Brasil, 2015.

OLIVEROS, L. R. et al. *Design Parameters and technique Evaluation of Combustion Processes from tube testing.* SPE, 2013.

PAGANI, M. D. Simulação computacional de injeção de vapor em poços com recuperação avançada de óleo. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2016. 171 p.

PALACIOS, J. L. *Técnicas de gestión energética en sistemas de vapor. Laboratorio de energías alternativas y eficiencia energética – Escuela Politécnica Nacional. Quito, 2010.*

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

RODRIGUES, M. A. F. Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008. 60 p.

RODRIGUES, M. A. F. Análise da viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado/ Marcos Allyson Felipe Rodrigues. Natal, RN, 2012.

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

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

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., 1992. *Practical Aspects of Steam Injection Processes: A Handbook for Independent Operators. Bartlesville, Oklahoma.: National Institute of Petroleum and Energy Research.*

SCHLUMBERGER. *Heavy Oil.* 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. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia de Alimentos, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Campo Mourão, 2013. 196 p.

SPÍNOLA, D. C. S. Análise da Injeção de Água Quente após o Vapor na Recuperação de Óleos Pesados do Nordeste Brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso-Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014. 65 p.

SPIRAX SARCO. *Design of Fluid Systems - Hook Ups.* Blythewood, SC: Spirax Sarco, 2000.

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.

TINOCO, S. C. Previsão de produção de reservatórios submetidos a influxo de água por meio de balanço de materiais. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense. Niterói – RJ, Brasil, 2011.

TOGAWA, V. 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 de outubro de 2020.

TREVISAN, F. E. Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003. 101 p.

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." SPEJ, Outubro 1983: 727.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

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

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

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