



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DO WASP COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA
APLICADO A RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS**

EMÍLIA FERNANDES DE MEDEIROS ROCHA

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, junho de 2015

EMÍLIA FERNANDES DE MEDEIROS ROCHA

**ANÁLISE DO WASP COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA
APLICADO A RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia de
Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte
como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de
Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Natal/RN, junho de 2015

EMÍLIA FERNANDES DE MEDEIROS ROCHA

**ANÁLISE DO WASP COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA
APLICADO A RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS**

Esta monografia foi avaliada e considerada adequada como requisito parcial na obtenção do título de Engenheira de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em 01 de junho de 2015.

Banca Examinadora

ORIENTADOR:

MARCOS ALLYSON FELIPE RODRIGUES
PROF. DR. - UFRN

MEMBRO:
EXAMINADOR

EDNEY RAFAEL VIANA PINHEIRO GALVÃO
PROF. DR. – UFRN

MEMBRO:
EXAMINADOR

ANTONIO ROBSON GURGEL
PROF. MSC. - UFERSA

Natal/RN, junho de 2015

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais
Renato de Medeiros Rocha e Erika
Maria Fernandes de Medeiros Rocha
que sempre fizeram de tudo para o meu
sucesso e felicidade.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmã, Renato de Medeiros Rocha, Erika Maria Fernandes de Medeiros Rocha e Maria Clara Fernandes de Medeiros Rocha, agradeço do fundo do meu coração pelo companheirismo, cuidado, amor e ensinamentos que me deram até hoje.

Aos meus avós, João Batista Fernandes e Maria do Socorro Fernandes, por toda a alegria que me transmitem.

A meu orientador Marcos Allyson Felipe Rodrigues por toda a ajuda e paciência diante do meu constante desespero e por sempre estar disposto a responder meu bombardeio de perguntas.

Aos meus amigos do BCT e da Engenharia de Petróleo que, de forma direta ou indireta, fizeram parte dessa caminhada. Em especial Camila Nunes, Marcel Araújo e Taciana Asfora.

Ao corpo docente do Departamento de Engenharia do Petróleo pela dedicação e excelência nos ensinamentos técnicos.

Aos funcionários da UFRN, em especial aos do Centro de Tecnologia.

Ao PRH-PB 221, pelo apoio financeiro e por possibilitar o desenvolvimento desse trabalho.

À CMG, por fornecer o *software* para o desenvolvimento de todas as fases da preparação desse trabalho.

ROCHA, Emília Fernandes de Medeiros – “ANÁLISE DO WASP COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA APLICADO A RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues.

RESUMO

A produção do óleo pesado é uma tarefa difícil para as empresas petrolíferas, visto que a viscosidade do óleo é elevada e isso dificulta o seu escoamento. Com a utilização de métodos de recuperação avançada de petróleo, é possível aumentar essa fração produzida de óleo, aumentando a eficiência de recuperação, a aceleração da produção e, conseqüentemente, a rentabilidade do empreendimento. Atualmente existem vários métodos em uso ou sendo testados em campo para combater a irrupção prematura do vapor e problemas de conformidade do reservatório. O *Water Alternating Steam Process* (WASP) é um método inovador em que dois fluidos com densidades muito diferentes (água e vapor) são injetados alternadamente ao longo de mais de um ciclo. Este método melhora o varrido vertical do reservatório e reduz a segregação gravitacional do vapor. Além disto, diminui o volume de vapor injetado, reduzindo os custos e as perdas de calor no poço e reservatório. Nesse trabalho aplicou-se o WASP em um reservatório do nordeste brasileiro de óleo pesado observando a produção acumulada de óleo em superfície e o fator de recuperação conforme se alterava parâmetros como: vazão de injeção de vapor, vazão de injeção de água e tempo de ciclo de injeção. Através de gráficos analisou-se qual configuração de WASP apresenta melhores resultados, sendo este o Caso 22 (FR=81,03%) e, em seguida, comparou-se por mapas 3D com o método de Injeção Contínua de Vapor.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo, Injeção de vapor, Injeção de Água, Simulação numérica e WASP.

ROCHA, Emília Fernandes de Medeiros – “ANÁLISE DO WASP COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA APLICADO A RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues.

ABSTRACT

The production of heavy oil is a difficult task for the oil companies, as the oil viscosity is high and this complicates their flow. With the use of enhanced oil recovery methods, it is possible to increase the oil fraction produced by increasing the recovery efficiency, production and consequently the profitability of the enterprise. Currently there are several methods in use or being tested in the field to combat premature breakthrough of steam and the reservoir conformity issues. Water-Alternating-Steam-Process (WASP) is an innovative method in which two fluids with very different densities (water and steam) are injected alternately over more than one cycle. This method improves the vertical sweep of the reservoir and reduces gravitational segregation of steam. Moreover, it decreases the injected steam volume reducing costs and heat losses in the well and reservoir. In this work we applied WASP method in a heavy oil reservoir in northeastern Brazil by observing the accumulated production of oil at the surface and the recovery factor while parameters such as steam injection flow, water injection flow rate and cycle time injection were changed. It was analyzed which WASP configuration showed best results through graphics and Case 22 (FR=81,03%) was selected to be compared by 3D maps with Continuous Steam Injection method.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, Steam Injection, Water Injection, Numerical Simulation and WASP.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Secção vertical de um reservatório estratificado sujeito à injeção de água.	20
Figura 2: Esquema de Injeção Contínua de Vapor com as zonas formadas.	23
Figura 3: Problemas associados à injeção contínua de vapor.	24
Figura 4: Comparação do varrido vertical entre o método WASP e a Injeção Contínua de Vapor.	25
Figura 5: Vista 3D do reservatório e suas dimensões.	28
Figura 6: Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa.	29
Figura 7: Curva da saturação de líquidos versus permeabilidade relativa.	30
Figura 8: Viscosidade do óleo x Temperatura.	31
Figura 9: Vista da completação do poço produtor.	32
Figura 10: Vista da completação do poço injetor.	33
Figura 11: Metodologia do presente trabalho.	34
Figura 12: FR vs. Tempo (Injeção Contínua de Água).	36
Figura 13: FR vs. Tempo (Injeção Contínua de Vapor)	36
Figura 14: FR vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).	40
Figura 15: Qo vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).	41
Figura 16: WP vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).	42
Figura 17: NP líq vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).	43
Figura 18: Mapa de Saturação de Óleo para o WASP e para Inj. Cont.	45
Figura 19: Mapa Ternário para o WASP e para Inj. Cont.	46
Figura 20: Mapa de Temperatura para o WASP e para Inj. Cont.	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: <i>Classificação dos tipos de Métodos Convencionais de Recuperação</i>	18
Tabela 2: <i>Classificação dos tipos de Métodos Especiais de Recuperação</i>	19
Tabela 3: <i>Características do Reservatório</i>	29
Tabela 4: <i>Composição molar do fluido</i>	31
Tabela 5: <i>Intervalos estudados dos parâmetros operacionais</i>	37
Tabela 6: <i>Os 27 casos estudados e suas respostas da simulação</i>	38
Tabela 7: <i>Valores finais do Fator de Recuperação para os melhores casos</i>	41
Tabela 8: <i>Valores de $N_{Plq, máx}$ para os melhores casos</i>	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo

CMG – *Computer Modelling Group*

WASP – *Water Alternating Steam Process*

STARS – *Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulation*

PVT – Pressão, Volume e Temperatura

ROV – *Relative Oil Volume*

GOR – *Gas-Oil Ratio*

Sw – Saturação da água

KRW – Permeabilidade relativa da água

KROW – Permeabilidade relativa óleo-água

PCWO – Pressão capilar água-óleo

SL – Saturação da fase líquida

KRG – Permeabilidade relativa do gás

KROG – Permeabilidade relativa óleo-gás

PCOG – Pressão capilar óleo-gás

FR – Fator de recuperação

Std – *Standard condition*

2D – Duas dimensões

3D – Três dimensões

LISTA DE UNIDADES E SÍMBOLOS

cp – Centipoise

psia – psi absoluto

m – Metros

m² – Metros quadrados

m³ – Metros cúbicos

°API – Graus API

% – Porcentagem

Kgf – Quilograma força

cm² – Centímetro quadrado

° F – Grau Fahrenheit

° C – Grau Celsius

ft³ – *Feet* cúbico

mD – Mili-Darcy

m³/dia – Metro cúbico por dia

anos – Anos

m³ std – Metro cúbico padrão

mol – Mol

SÚMARIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	17
2.1 PETRÓLEO E SUA CLASSIFICAÇÃO.....	17
2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO	18
2.2.1 MOBILIDADE E RAZÃO DE MOBILIDADE.....	19
2.2.2 EFICIÊNCIA DE VARRIDO VERTICAL	20
2.2.3 INJEÇÃO DE ÁGUA.....	21
2.2.4 MÉTODOS TÉRMICOS.....	21
2.2.4.1 INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR.....	22
2.2.5 WATER ALTERNATING STEAM PROCESS - WASP	24
3. MODELAGEM DO PROCESSO	27
3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	27
3.2 MODELO FÍSICO	27
3.3 MODELO DE FLUIDO	30
3.4 CONDIÇÕES OPERACIONAIS DOS POÇOS.....	32
3.5 METODOLOGIA DO TRABALHO.....	33
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	36
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	49
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52

Capítulo I

Introdução

1. INTRODUÇÃO

O petróleo, por ser uma das principais fontes de energia do mundo, vem mobilizando somas gigantescas de recursos econômicos e humanos para sustentar as diversas operações que envolvem o seu processo. Segundo Barillas (2008), no Brasil a auto-suficiência petrolífera já é uma realidade e, cada vez mais, cresce o número de pesquisas e tecnologias para aumentar essa produção.

Após décadas de exploração, as reservas de óleo leve estão se tornando cada vez mais restritas e as reservas de óleo pesado vêm se mostrando um alvo bastante lucrativo e com grandes oportunidades de desenvolvimento. No entanto, desses reservatórios, apenas uma fração do óleo pode ser recuperado, ficando uma grande parte residual no meio poroso. A produção do óleo pesado é uma tarefa difícil para as empresas petrolíferas, visto que a viscosidade do óleo é elevada e isso dificulta o seu escoamento. Com a utilização de métodos de recuperação avançada de petróleo, é possível aumentar essa fração produzida de óleo, aumentando a eficiência de recuperação, a aceleração da produção e, conseqüentemente, a rentabilidade do empreendimento.

No Brasil e no Rio Grande do Norte encontram-se grandes reservatórios de óleos pesados e sua produção é um desafio para a recuperação desse recurso apenas por métodos convencionais. Para aumentar a produção dos óleos pesados, diversos métodos térmicos vêm sendo desenvolvidos a fim de melhorar a capacidade de escoamento deles. Dentre eles, a injeção de vapor é o mais utilizado atualmente pela indústria, viabilizando a produção em campos que já estavam sendo considerados inviáveis comercialmente (BARILLAS, 2008).

Atualmente, diversos estudos estão sendo direcionados ao desenvolvimento da injeção de fluidos alternativos ao vapor de forma a obter uma maior recuperação de óleo e um menor custo de operação. Entre os mais aplicados estão o dióxido de carbono, o gás natural e a água; e eles tem sido utilizados de três formas: alternadamente, simultaneamente e após a interrupção da injeção de vapor.

Neste cenário surge o método *Water Alternating Steam Process* ou WASP, que consiste numa variação do processo de injeção de vapor, onde dois fluidos de densidades diferentes (água e vapor) são injetados alternadamente por mais de um ciclo. Esse método visa reduzir a segregação gravitacional e as tendências de canalização do gás, melhorando assim o varrido vertical do reservatório.

O presente trabalho tem como objetivo analisar o método de injeção WASP e comparar seu desempenho com a injeção contínua de vapor, sempre buscando um maior fator de recuperação de petróleo aplicado a um reservatório de óleo pesado. As análises de produtividade foram feitas através de simulações numéricas e verificaram o aumento da produção acumulada do óleo através da análise de três parâmetros: vazão de injeção de vapor, vazão de injeção de água e tempo de ciclo.

Este Trabalho de Conclusão de Curso é composto de cinco capítulos, além das referencias bibliográficas. No capítulo II, Aspectos Teóricos, são apresentadas teorias relacionadas aos Métodos de Recuperação Convencionais e Térmicos, ao método inovador WASP e, também, à Simulação Numérica, uma vez que suas explanações fornecem embasamento teórico para a realização e compreensão do presente trabalho. No capítulo III é descrita a Modelagem do Processo, exibindo e discutindo os modelos físico e de fluido utilizados, além dos parâmetros operacionais e a metodologia de trabalho. Por fim, o capítulo IV apresenta os resultados obtidos e seus comentários e o capítulo V discute as principais conclusões obtidas com a execução deste trabalho. Na seção final são apresentadas as Referências Bibliográficas que fundamentaram esta pesquisa.

Capítulo II

Aspectos Teóricos

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1 PETRÓLEO E SUA CLASSIFICAÇÃO

De acordo com Rosa et al. (2006), petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dados às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender da sua composição e das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. Entende-se por composição não só quais hidrocarbonetos estão presentes, mas em que proporções eles se apresentam na mistura. Em seu estado líquido, por exemplo, o petróleo é chamado de óleo cru ou simplesmente de óleo; enquanto no estado gasoso recebe o nome de gás natural ou somente gás.

O petróleo pode ser classificado levando em consideração diversos parâmetros físicos e químicos e os objetivos destas classificações podem variar bastante. É importante classificá-los desde a necessidade de saber a quantidade de sucessivas frações de destilação –importante para os refinadores-, até a relação entre petróleo e sua rocha geradora –importante para os geólogos-. Entre as principais formas de classificação do petróleo, o termo mais comum utilizado na indústria é o °API (grau API) do *American Petroleum Institute*, que utiliza a densidade relativa do óleo em relação à da água nas condições padrão (14,7 psia e 60°F) conforme mostram as Equações I e II:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d^{60/60^{\circ}F}} - 131,5. \quad (I)$$

onde:

$$d^{60/60^{\circ}F} = \frac{\rho_{liquido \text{ a } 60^{\circ}F}}{\rho_w \text{ a } 60^{\circ}F}. \quad (II)$$

O °API é uma forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. Essa escala, medida em graus, varia inversamente com a densidade relativa; isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. Segundo o *American Petroleum Institute*, petróleos com grau API > 30° são considerados leves; entre 22° e 30° API, são médios; abaixo de 22° API, são pesados; e com grau API ≤ 10°, são petróleos extrapesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado.

Segundo Rodrigues (2012) atualmente, 70% das reservas de petróleo no mundo corresponde a hidrocarbonetos viscosos ou pesados. O Rio Grande do Norte apresenta-se, nesse cenário, como o maior produtor *onshore* do Brasil, sendo essa produção em sua maioria de óleos pesados. Os principais campos produtores deste tipo de óleo no RN são: Estreito, Alto do Rodrigues, Fazenda Pocinho, entre outros.

2.2 MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Segundo THOMAS (2004), os reservatórios cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação Avançada e podem ser aplicados durante toda a vida produtiva de um poço.

A nomenclatura utilizada aqui baseia-se no seguinte critério: para os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e gás, dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, Métodos Especiais de Recuperação (THOMAS, 2004). Uma classificação mais detalhada pode ser vista nas Tabelas I e II a seguir:

Tabela 1: *Classificação dos tipos de Métodos Convencionais de Recuperação*

MÉTODOS CONVENCIONAIS DE RECUPERAÇÃO
Injeção de água;
Injeção de gás imiscível.

Tabela 2: *Classificação dos tipos de Métodos Especiais de Recuperação*

MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO	
Térmicos	Injeção de vapor, Combustão <i>In Situ</i> , Aquecimento Eletromagnético, etc.
Químicos	Injeção de Polímeros, Injeção de Tensoativos, etc.
Miscíveis	Injeção de HC, Injeção de CO ₂ , Injeção de Gás Natural, etc.
Outros	Microbiológicos, Vibração Mecânica.

2.2.1 MOBILIDADE E RAZÃO DE MOBILIDADE

No caso da injeção de um fluido imiscível ao fluido do reservatório, como a injeção de água, é importante entender dois parâmetros decisivos para o desempenho do processo de injeção: as mobilidades dos fluidos e a razão de mobilidades.

Segundo ROSA (2006), a mobilidade de um fluido (λ) é definida como a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, nas condições de reservatório. Se dois fluidos (água e óleo) estiverem presentes no meio poroso as suas mobilidades serão definidas, respectivamente, por:

$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}.$	(III)
$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}.$	(IV)

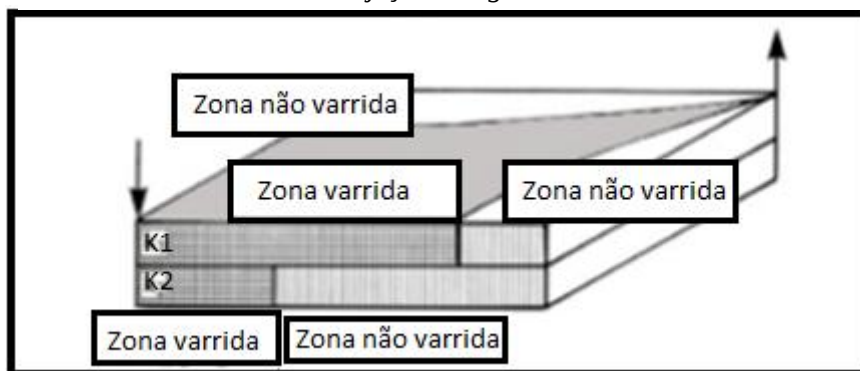
A razão de mobilidade (M) é a relação entre a mobilidade do fluido deslocante atrás da frente de avanço do mesmo e a mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido. No caso de o fluido deslocante ser água e o deslocado ser óleo, a razão de mobilidade é definida na Equação V como sendo:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} . \quad (V)$$

2.2.2 EFICIÊNCIA DE VARRIDO VERTICAL

Em reservatórios heterogêneos, onde cada camada estratificada possui um valor diferente de permeabilidade, a água injetada avança de maneira não uniforme. Esse comportamento pode ser visto na Figura 1, onde $k_1 > k_2$.

Figura 1: *Secção vertical de um reservatório estratificado sujeito à injeção de água.*



Fonte: PESSOA, A.R.P. (modificado), 2014.

ROSA (2006) define Eficiência de Varrido Vertical (E_{vv}) como sendo a relação entre a área vertical invadida pela água e a área vertical total da seção transversal. Sendo assim, é possível concluir que essa definição varia com a seção vertical considerada.

2.2.3 INJEÇÃO DE ÁGUA

Esse tipo de injeção em um reservatório apresenta um comportamento puramente mecânico e tem como finalidade única o deslocamento do óleo para fora dos poros da rocha, não se espera que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório (THOMAS, 2004). À medida que a água (fluido deslocante) vai sendo injetada, além de empurrar o óleo para fora dos poros, ela vai também ocupando o seu espaço. No entanto, esse volume deslocado não corresponde ao volume total de óleo inicialmente contido nos poros, visto que um volume residual ainda fica retido na zona invadida, denominado de óleo residual.

Segundo Thomas (2004) a água, antes de ser injetada, deve ser submetida a um tratamento de modo a torná-la mais adequada ao reservatório e aos fluidos nele existentes. Essa água de injeção pode ter quatro origens diferentes:

1. Água subterrânea;
2. Água coletada da superfície (coletada em rios, lagos, etc);
3. Água do mar; e
4. Água produzida.

Após a injeção, a água injetada no reservatório também é produzida junto ao óleo e, então, os dois fluidos são separados na superfície. A quantidade de óleo remanescente é removida e a água é, então, reinjetada e, apenas uma pequena quantia extra de água é necessária.

A injeção de água é inadequada para reservatórios que são heterogêneos e apresentam pouca continuidade, pois o efeito da injeção de água pode não se estender ao poço produtor. Por outro lado pode ocorrer o contrário, ou seja, a água escoar por fraturas ou caminhos preferenciais causando uma produção de água elevada desde o início da injeção.

2.2.4 MÉTODOS TÉRMICOS

Em reservatórios com óleos que são muito viscosos, não é tão conveniente a utilização de métodos convencionais de recuperação, devido ao fato da alta viscosidade

do óleo dificultar seu movimento dentro do meio poroso, deixando passar o fluido injetado, resultando em eficiências de varrido baixas (BARILLAS, 2008). Sendo assim, o mecanismo de recuperação térmica foi desenvolvido para resolver esse problema, uma vez que o calor transferido ao reservatório aquece o óleo, reduzindo sua viscosidade. Além disso, esse método vem se provando eficiente também pelo fato de contribuir na manutenção da pressão do reservatório; visto que o óleo, ao ser aquecido, se expande, servindo de energia para expulsar os fluidos do reservatório.

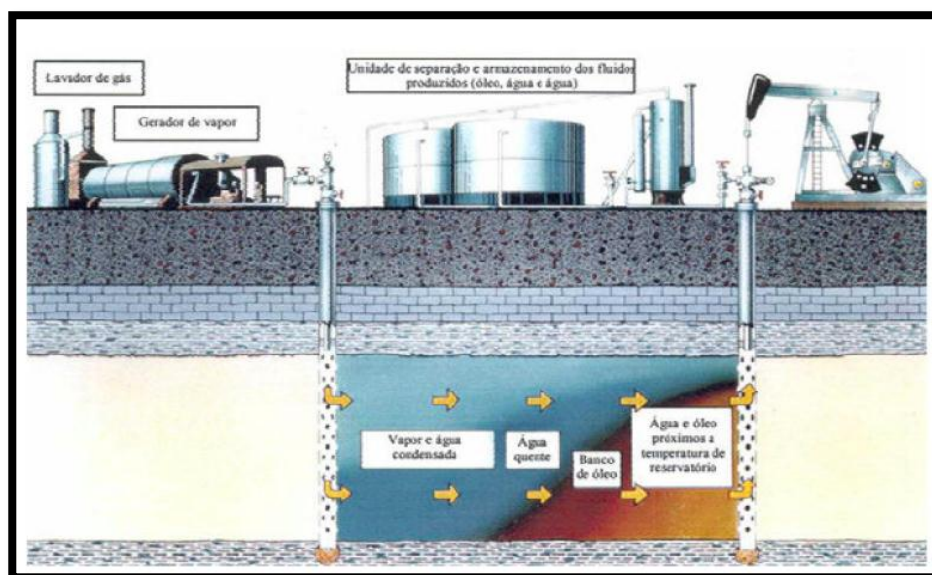
O calor responsável por aquecer o óleo e diminuir sua viscosidade pode ter duas origens: no próprio reservatório, como na combustão “*in situ*” ou a partir da injeção de fluidos aquecidos, como na injeção de vapor e água quente.

2.2.4.1 INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR

A injeção contínua de vapor é o método mais utilizado nos campos de óleo pesado no Rio Grande do Norte e ele consiste na injeção de forma contínua e prolongada de vapor aquecido por um ou mais poços injetores.

Durante a injeção, uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor a qual se expande à medida que a injeção ocorre. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório (ROSA, 2006). As injeções de vapor levam uma grande vantagem em relação à injeção de água quente, pois contêm uma quantidade muito maior de calor por unidade de massa de água, e por possuir menor viscosidade que a água, proporcionam maior vazão de injeção para uma mesma pressão de injeção. Outra vantagem de se utilizar o vapor é a diminuição da saturação do óleo residual. A Figura 2 a seguir esquematiza esse processo:

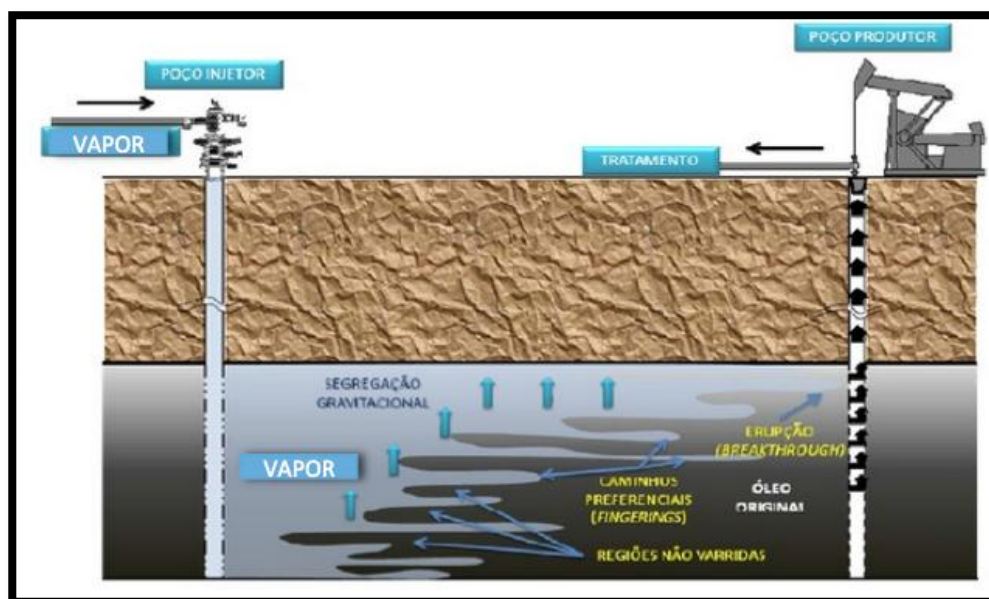
Figura 2: *Esquema de Injeção Contínua de Vapor com as zonas formadas.*



Fonte: Rodrigues, 2012 apud Navieira, 2007.

No entanto, apesar de todo o seu sucesso, esse tipo de injeção apresenta alguns problemas associados à diferença de densidades do vapor e do óleo. A medida que a zona de vapor se desloca do poço injetor em direção ao produtor, o vapor tende a migrar para a parte superior do reservatório, dada sua baixa densidade, através de *fingers* e isso pode resultar na sua irrupção prematura no poço produtor. Com o aumento dessas canalizações, o varrido vertical do reservatório é diminuído, uma vez que algumas zonas não são varridas pelo vapor, e um volume considerável de óleo residual permanece retido nos poros do reservatório. Esses problemas podem ser vistos e compreendidos através da Figura 3:

Figura 3: *Problemas associados à injeção contínua de vapor.*



Fonte: IBP (modificado), 2011.

A fim de conseguir uma maior recuperação de óleo e reduzir os custos de injeção, nos últimos anos a injeção de fluidos alternativos ao vapor tem sido combinada de modo simultâneo, alternados ou após. Os fluidos mais utilizados como fluido alternativo é o dióxido de carbono, o gás natural, nitrogênio, solventes e água (RODRIGUES, 2012).

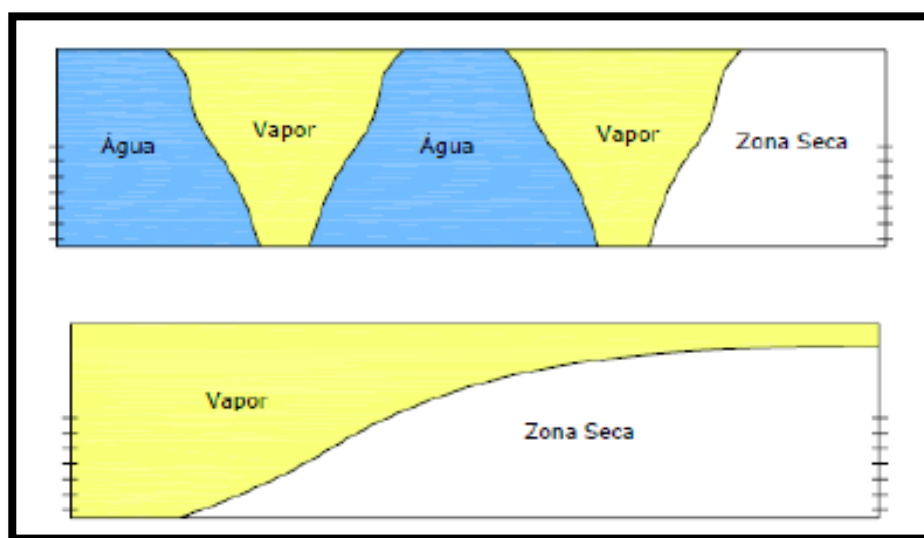
Em busca de controlar a irrupção prematura de vapor, o *Water-Alternating-Steam-Process* (WASP) foi utilizado pela primeira vez em 1988 na Seção 13D no Campo West Coalinga (Califórnia, EUA) e o processo apresentou bons resultados.

2.2.5 WATER ALTERNATING STEAM PROCESS - WASP

O WASP é um método inovador em que dois fluidos com densidades muito diferentes (água e vapor) são injetados alternadamente ao longo de mais de um ciclo durante a vida de um projeto de injeção. Seu processo é semelhante ao do WAG (*Water Alternating Gas*), mas a sua fase gasosa (o vapor, no caso) é injetada a uma temperatura muito maior do que a fase líquida (HONG, 1994).

Em relação à injeção contínua de vapor, o método WASP apresenta uma melhora significativa no varrido vertical do reservatório, visto que há uma redução na segregação gravitacional e nas tendências de canalização do vapor. Além disso, como o vapor é injetado por metade do tempo necessário para uma injeção contínua de vapor, seu volume injetado também será reduzido no WASP, causando uma diminuição das perdas de calor e do consumo de combustível pelos geradores. O WASP vem se mostrando eficiente na manutenção da pressão do reservatório e transforma áreas já maduras e não-econômicas em áreas viáveis. A Figura 4 faz uma comparação entre o WASP e a Injeção Contínua de Vapor em função do varrido vertical.

Figura 4: *Comparação do varrido vertical entre o método WASP e a Injeção Contínua de Vapor.*



Fonte: Rodrigues, 2012 apud Navieira, 2007.

Segundo RODRIGUES (2012), 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.

Capítulo IV

Modelagem do Processo

3. MODELAGEM DO PROCESSO

Este capítulo irá abordar as ferramentas computacionais utilizadas no trabalho, a montagem dos modelos de fluido e físico do reservatório e as características operacionais fixas.

3.1 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Para a resolução deste trabalho as ferramentas utilizadas foram: o Builder para montar o reservatório e implementar o método WASP; o programa LAUNCHER – versão 2012 através do módulo *STARS (Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulation)* para a realização das simulações e o RESULTS GRAPHS e o RESULT 3D para os processadores gráficos. Todos os softwares são pertencentes ao grupo CMG (*Computer Modelling Group*).

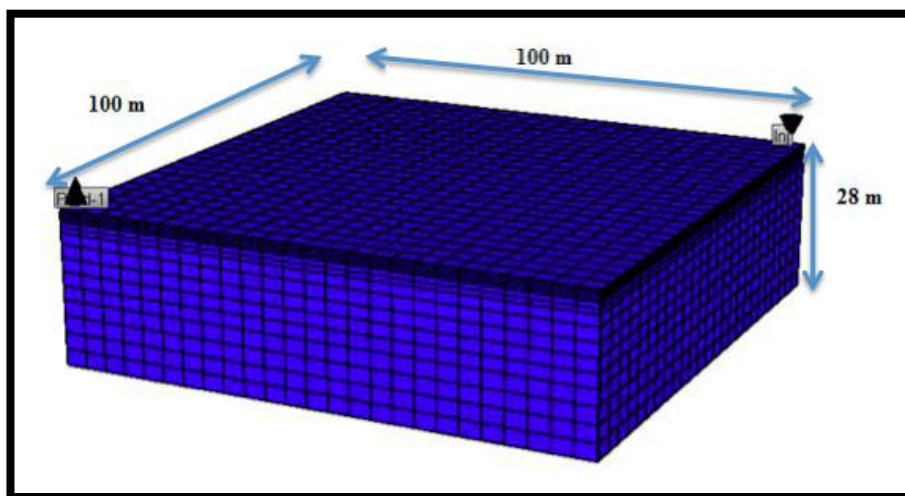
O *STARS* foi desenvolvido para simular a recuperação de petróleo utilizando métodos térmicos e químicos com vasta características físicas e químicas do fluido e do reservatório. Essas simulações avançadas podem ser injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, injeção de produtos químicos, combustão *in situ* e etc.

Na indústria de petróleo, a simulação numérica de reservatórios é o meio no qual os engenheiros preveem o comportamento das jazidas a partir de modelos físicos ou matemáticos. A simulação também pode auxiliar na escolha de decisões durante a vida produtiva do poço.

3.2 MODELO FÍSICO

O modelo físico adotado consiste em um modelo tridimensional, de malha cartesiana. A Figura 5 a seguir mostra a representação com vista 3D das dimensões do reservatório:

Figura 5: *Vista 3D do reservatório e suas dimensões.*



Pela Figura 5 é possível perceber que houve um maior refinamento na parte superior do reservatório, de modo a detalhar a propagação do gás no topo. O refinamento da malha se deu da seguinte maneira:

- Direção i - $4.0 \text{ m} * 25 \text{ blocos} = 100 \text{ m}$;
- Direção j - $4.0 \text{ m} * 25 \text{ blocos} = 100 \text{ m}$;
- Direção k - $0.5\text{m} * 4 \text{ blocos} + 1.0\text{m} * 2 \text{ blocos} + 2.0\text{m} * 1 \text{ bloco} + 2.5\text{m} * 4 \text{ blocos} + 3.0\text{m} * 4 \text{ blocos} = 28\text{m}$.

O modelo base apresenta uma capa de gás de 2m, uma zona de água de 6m e uma zona de óleo de 20m, totalizando a espessura total do reservatório com 28m. A distância entre os poços foi de 141,42 m, o modelo de injeção utilizado foi o *Five-spot* invertido e na simulação foi o $1/4$ *Five spot* invertido.

A análise do método WASP foi feita em um reservatório com propriedades e dimensões homogêneas com características do Nordeste brasileiro. O modelo do reservatório contém as características de acordo com a Tabela III.

Tabela 3: *Características do Reservatório.*

CARACTERÍSTICAS	VALORES
Área aproximada do reservatório	10.000 m ²
Espessura da reserva	28 m
Espessura da zona de óleo	20 m
Espessura da zona de água	6 m
Permeabilidade horizontal média	1000 mD
Permeabilidade vertical média	100 mD
Porosidade	26 %
Saturação de água conata	28 %
Viscosidade do óleo média @ 100 °F	770 cP
Profundidade do topo do reservatório	200 m
Contato água-óleo	222 m
Pressão de referência @ 200 m	287,2 Psi
Óleo <i>in place</i>	36.954,4 m ³ std

As figuras 6 e 7 mostram os gráficos da permeabilidade relativa óleo-água versus a saturação da água e a saturação de líquidos, respectivamente:

Figura 6: *Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa.*

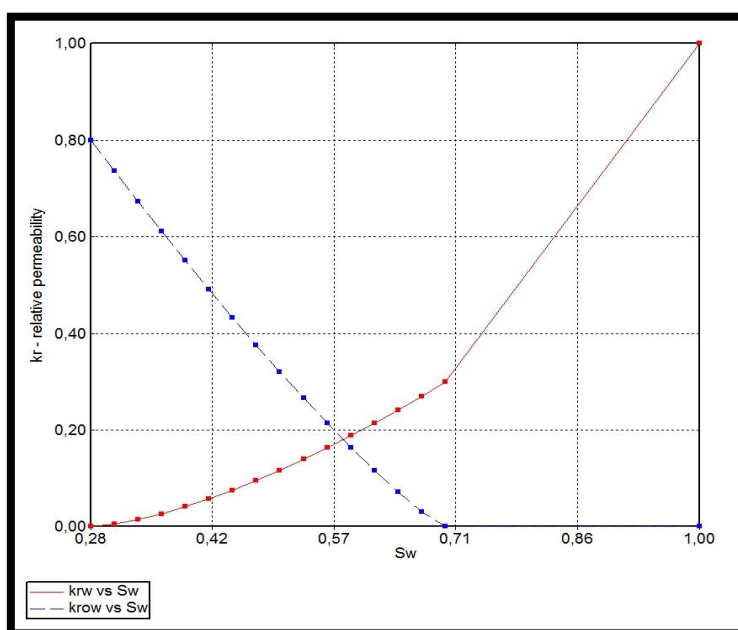
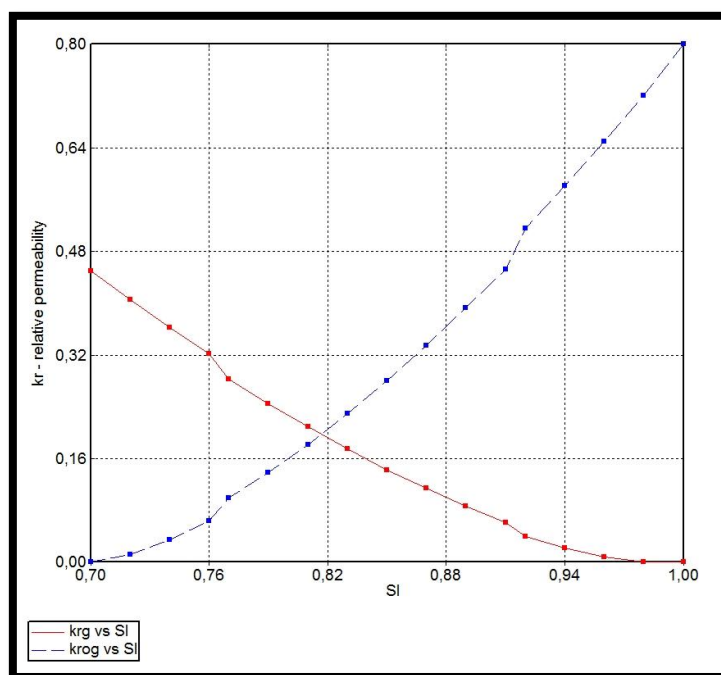


Figura 7: Curva da saturação de líquidos versus permeabilidade relativa.



A capacidade de transmissão de um fluido que satura 100% de um meio poroso é definida como sendo a permeabilidade absoluta ou simplesmente a permeabilidade do meio. No caso em que dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido considerado.

A permeabilidade relativa ao óleo (K_{ro}), à água (K_{rw}) ou ao gás (K_{rg}) é o quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta (k) do meio em que encontra-se o fluido. As Figuras 6 e 7 demonstram o comportamento das permeabilidades relativas dos fluidos em função da saturação da água, do óleo e do líquido. A partir das figuras acima também é possível identificar a saturação de água irreduzível (28%) e a saturação crítica de óleo (72%).

3.3 MODELO DE FLUIDO

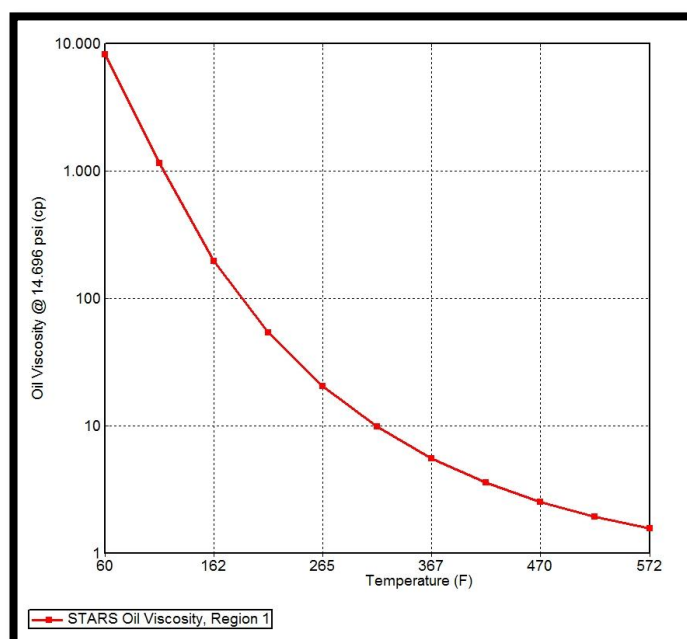
O modelo de fluido utilizado no presente estudo apresenta a seguinte composição:

Tabela 4: *Composição molar do fluido.*

PSEUDOCOMPONENTES DO ÓLEO	FRAÇÃO MOLAR
CO ₂	0,0042
N ₂	0,0018
C ₁ a C ₃	0,0923
IC ₄ a C ₁₉	0,1758
C ₂₀ a C ₃₉	0,4679
C ₄₀₊	0,2541
Total	1

Através da Figura 8 a seguir é possível observar o comportamento da viscosidade desse fluido em relação à temperatura:

Figura 8: *Viscosidade do óleo x Temperatura.*



3.4 CONDIÇÕES OPERACIONAIS DOS POÇOS

Foram perfurados verticalmente três poços: dois injetores e um produtor, com as seguintes restrições:

- i. Poço Injetor de Água: É injetada água líquida à 68 °F e máxima pressão de fundo de 1044 psi;
- ii. Poço Injetor de Vapor: É injetado vapor à 550 °F com título de 50% e máxima pressão de fundo de 1044 psi;
- iii. Poço Produtor: máxima vazão de líquidos de 150 m³/dia e mínima pressão de fundo de 28,5 psi;
- iv. Todos os poços com completações de 202m a 216m;
- v. Tempo de Ciclo: variou-se o tempo de ciclo de injeção em 6 meses, 1 ano e 4 anos, alternando os fluidos e totalizando o projeto com 16 anos (para realização das simulações o *software* requereu uma data inicial e final do projeto. Sendo assim, optou-se pela data inicial de 01-01-2000 e final de 29-12-2015).

Vale lembrar que os dois poços injetores foram perfurados na mesma locação no intuito de facilitar a simulação. Em um projeto real, cada poço de injeção estaria a uma distância de 141,42m do poço produtor, porém, em locações diferentes. As Figuras 9 e 10 mostram a relação entre as profundidades de completação e das zonas de óleo e água.

Figura 9: *Vista da completação do poço produtor.*

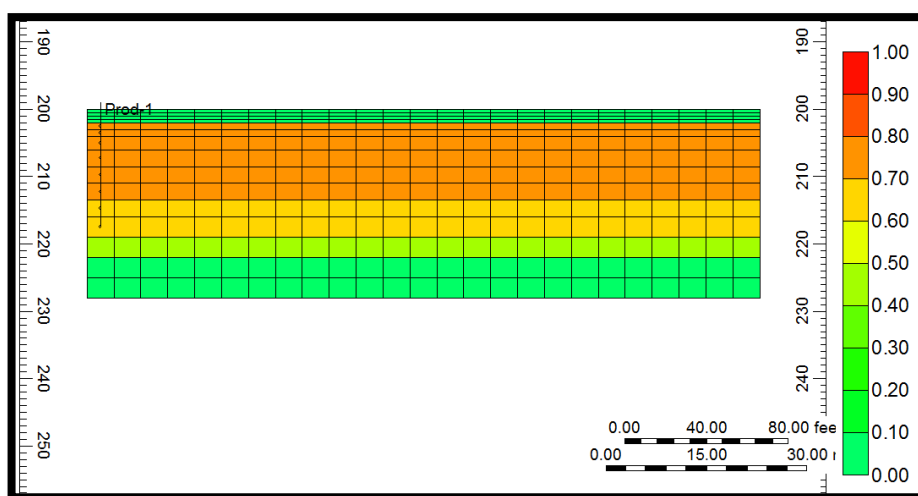
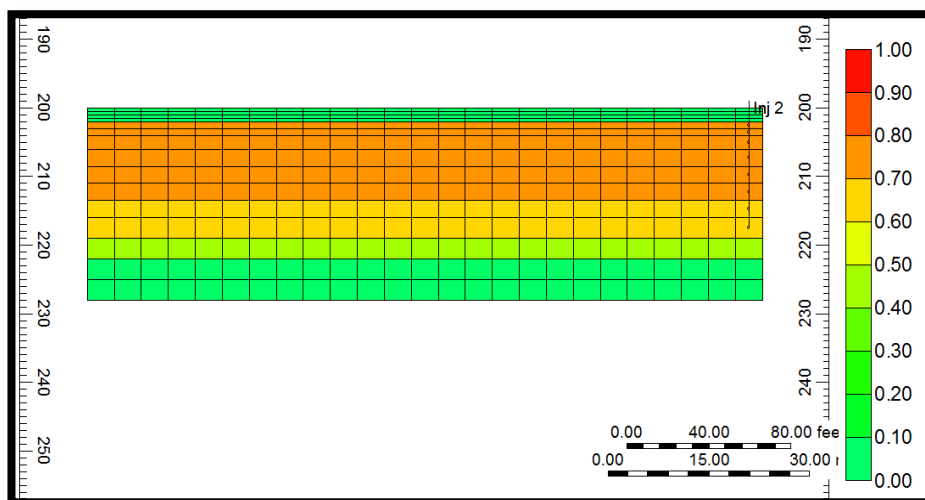


Figura 10: *Vista da completção do poço injetor.*



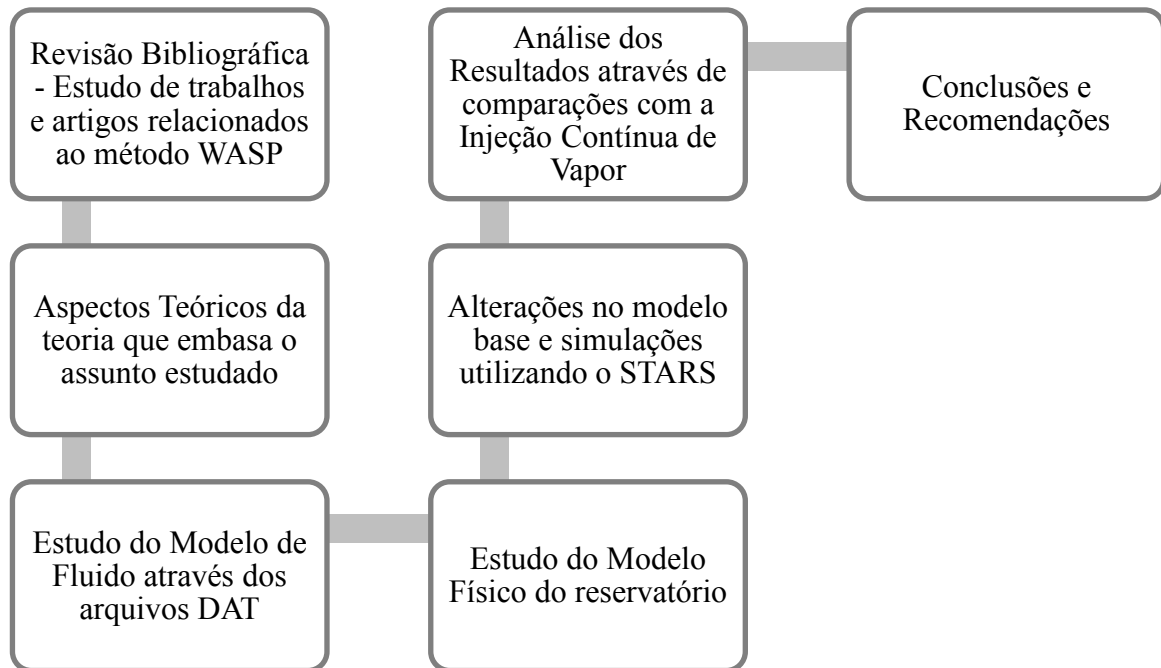
Como é possível observar nas Figuras 9 e 10 em que representam a saturação de óleo no reservatório, o poço produtor foi completado até aproximadamente 6 metros acima da zona de água para evitar a produção de água precoce, oriunda da zona de água; e os injetores foram completados em toda a zona de óleo para os efeitos da injeção serem efetivos numa grande parte do reservatório e assim existir uma maximização da eficiência do método.

Então, como comentado nos tópicos i, ii e v acima, três parâmetros operacionais foram estudados para o método WASP: a vazão de injeção de água, a vazão de injeção de vapor e o tempo de ciclo de injeção.

3.5 METODOLOGIA DO TRABALHO

O presente trabalho foi realizado através de um passo a passo descrito na Figura 11.

Figura 11: *Metodologia do presente trabalho.*



Capítulo IV

Resultados e Discussões

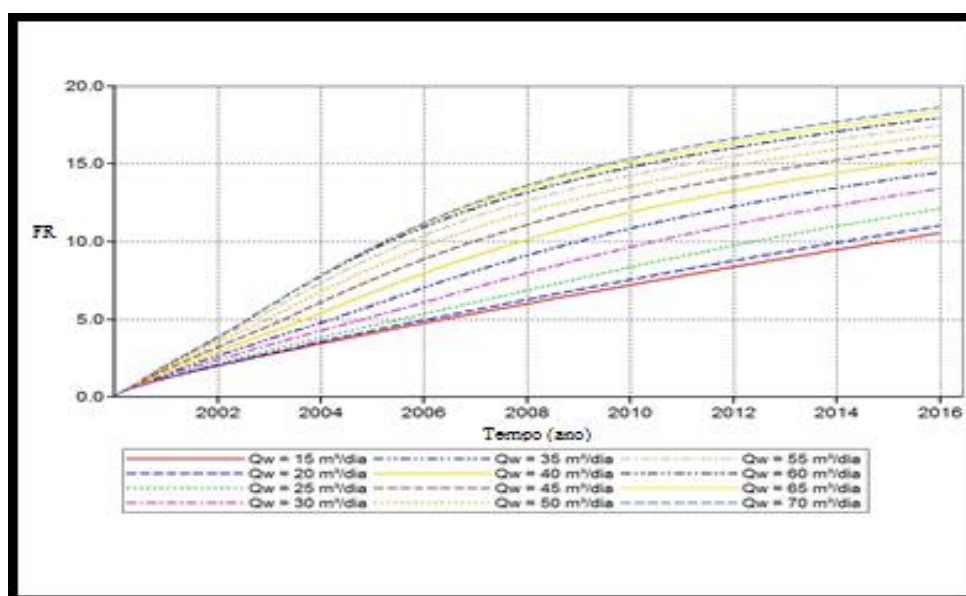
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Dentre os parâmetros operacionais do trabalho, foram escolhidos três principais para analisar seus impactos na produção de óleo: a vazão de injeção de água, a vazão de injeção de vapor e o tempo de ciclo de injeção.

Para as duas vazões foram analisadas, inicialmente, oito valores que variavam de 15 a 70m³/dia e, para o tempo de ciclo, escolheu-se 6 meses, 1 ano e 4 anos. Os tempos de ciclo foram definidos de modo a abranger um valor curto de ciclo (6 meses), um valor longo (4 anos) e um intermediário (1 ano).

Inicialmente, foi estudado o caso em que houvesse apenas injeção de um tipo de fluido. Na Figura 12 é possível analisar o Fator de Recuperação vs. Tempo em relação à vazão de injeção de água:

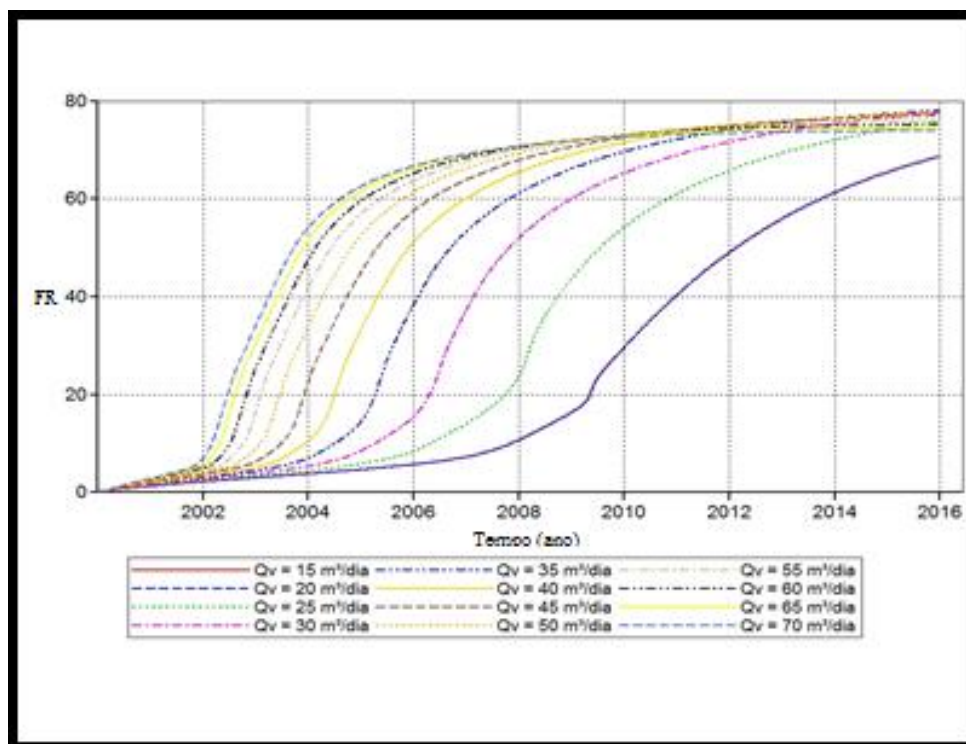
Figura 12: *FR vs. Tempo (Injeção Contínua de Água)*



Como pode-se observar, a vazão de 40m³/dia “separa” dois comportamentos do Fator de Recuperação. Para valores acima dele, o FR final cresce numa taxa menor do que para valores abaixo. Sendo assim, escolheu-se como valores de vazões a serem estudados que estivessem nesses três intervalos: 15m³/dia, 40m³/dia e 60m³/dia.

Na Figura 13 é possível analisar o Fator de Recuperação vs. Tempo em relação à vazão de injeção de vapor:

Figura 13: *FR vs. Tempo (Injeção Contínua de Vapor)*



Já no caso da Injeção Contínua de Vapor, onde os valores de FR são maiores e mais sensíveis, pode-se perceber que, para vazões acima de 50m³/dia, o Fator de Recuperação é menor do que para menores vazões. Então, por essa razão e considerando a questão custo-benefício (vapor como um fluido com alto custo), escolheu-se as vazões de 25m³/dia, 30m³/dia e 40m³/dia.

A tabela V explicita os intervalos dos parâmetros operacionais utilizados.

Tabela 5: *Intervalos estudados dos parâmetros operacionais.*

PARÂMETROS	INTERVALO		
Vazão de Injeção de Água (m³/dia):	15	40	60
Vazão de Injeção de Vapor (m³/dia):	25	30	40
Tempo de Ciclo:	6 meses	1 ano	4 anos

Total de simulações:	$3^3 = 27$
----------------------	------------

Como pode ser visto na Tabela V, a partir desses três parâmetros selecionados, foi feito um planejamento experimental que mostra as diversas simulações realizadas, resultando em um total de 27 simulações.

Os 27 casos de WASP descritos e suas respectivas simulações forneceram dados importantes que podem ser vistos na Tabela VI abaixo: o Fator de Recuperação Final de Óleo (FR), a Produção Acumulada de Óleo (NP) e a Produção Acumulada de Água (WP). A Tabela VI também explicita qual valor de cada parâmetro foi utilizado para cada caso.

Tabela 6: Os 27 casos estudados e suas respostas da simulação.

CASOS	$Q_{inj,v}$	$Q_{inj,w}$	t_{ciclo}	FR % (final)	NP	WP
1	25	15	6 meses	35,40979385	13085,4873	122038,1563
2	25	15	1 ano	48,38853836	17881,70898	133502,2188
3	25	15	4 anos	65,18580627	24089,04492	136895,8438
4	25	40	6 meses	44,42707062	16417,77148	191648,4844
5	25	40	1 ano	49,46487427	18279,46289	196369,1094
6	25	40	4 anos	62,50679016	23099,02734	198648,8125
7	25	60	6 meses	46,54180908	17199,26172	243204,0313
8	25	60	1 ano	51,53849792	19045,75977	254700,2969
9	25	60	4 anos	60,20790863	22249,49023	244948,0156
10	30	15	6 meses	73,36453247	27111,44531	165244,9219
11	30	15	1 ano	74,59779358	27567,19141	164814,4688
12	30	15	4 anos	75,39318848	27861,12305	168320,0313
13	30	40	6 meses	73,73635864	27248,85156	239870,6563
14	30	40	1 ano	75,29459381	27824,68945	237452,6563
15	30	40	4 anos	75,4940033	27898,37891	235259,2344
16	30	60	6 meses	67,20296478	24834,47266	288791,6875
17	30	60	1 ano	69,71884155	25764,20117	290721,6875
18	30	60	4 anos	73,08322144	27007,48633	281308,4063
19	40	15	6 meses	77,95263672	28806,95313	177296,6406
20	40	15	1 ano	79,50816345	29381,78906	178585,3125
21	40	15	4 anos	78,60384369	29047,60352	179063,7031
22	40	40	6 meses	81,03256989	29945,125	255623,2188
23	40	40	1 ano	79,89748383	29525,66211	252263,7656
24	40	40	4 anos	78,98275757	29187,62891	246982,8125
25	40	60	6 meses	77,90753937	28790,28711	309505,6875
26	40	60	1 ano	76,48664856	28265,20508	306596,6875
27	40	60	4 anos	76,56601715	28294,53516	300216,875

Pela análise da Tabela VI é possível perceber que os maiores valores de FR e NP coincidiram com os valores onde havia maior vazão de injeção de vapor ($40\text{m}^3/\text{dia}$). Já para o WP os maiores valores coincidiam com as maiores vazões de injeção de água ($60\text{m}^3/\text{dia}$), seguido das maiores vazões de injeção de vapor.

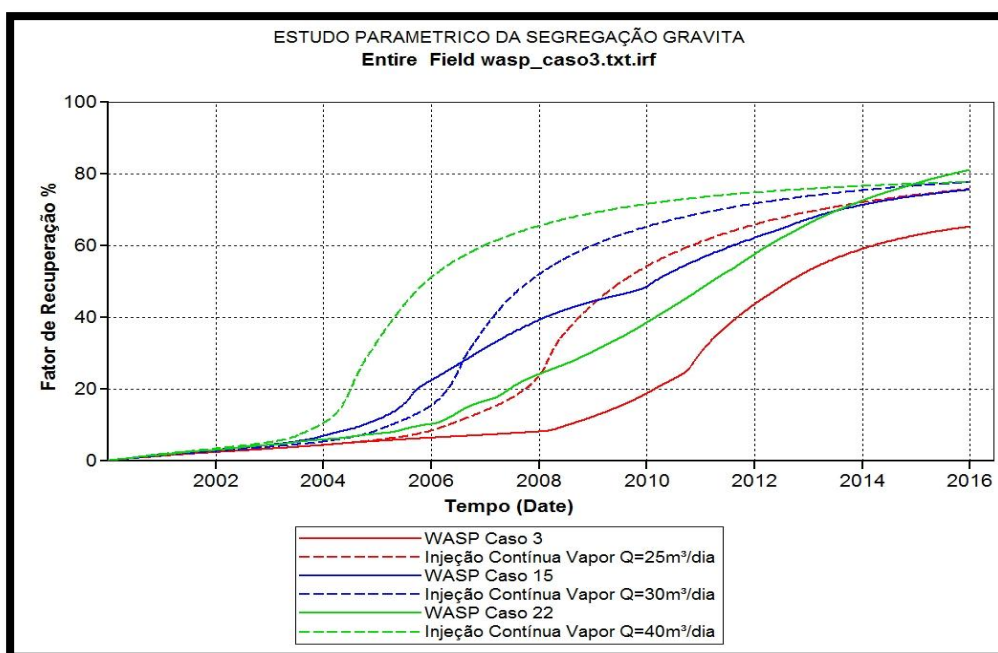
Além disso, percebe-se que o Fator de Recuperação é mais sensível à variações nos valores de $Q_{inj,v}$, o que torna esse parâmetro o mais influente no nosso estudo do WASP. Sendo assim, para cada vazão de vapor utilizada, escolheu-se o melhor caso em que o FR é maior.

- ✓ Para vazão de $25\text{m}^3/\text{dia}$ - CASO 3 (FR = 65,18%)
- ✓ Para vazão de $30\text{m}^3/\text{dia}$ - CASO 15 (FR = 75,49%)
- ✓ Para vazão de $40\text{m}^3/\text{dia}$ - CASO 22 (FR = 81,03%)

Para cada um dos três casos selecionados, foram plotados gráficos de Fator de Recuperação (FR), Vazão de Óleo (Q_o), Produção Acumulada de Água (WP) e Produção Acumulada Líquida de Óleo (NP líq), de modo a comparar esses resultados com casos de Injeção Contínua de Vapor para cada vazão especificada.

A Figura 14 mostra o comportamento do Fator de Recuperação no tempo para os 3 melhores casos do WASP: o caso 3, o caso 15 e o caso 22 e para as Injeções Contínuas de Vapor com vazão de $25\text{ m}^3/\text{dia}$, $30\text{m}^3/\text{dia}$ e $40\text{ m}^3/\text{dia}$.

Figura 14: *FR vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).*



A partir da observação dos gráficos da Figura 14, algumas ressalvas podem ser feitas. Para os casos de Injeção Contínua de Vapor, quanto maior a vazão de injeção de vapor, mais rápida é a chegada do banco de óleo no poço produtor (percebida através da mudança de inclinação das curvas). No entanto, esse comportamento não foi mantido nos WASP Caso 15 e WASP Caso 22, uma vez que o Caso 15 antecipou essa chegada em relação ao Caso 22 mesmo tendo uma menor vazão de injeção de vapor. Esse comportamento pode ser explicado devido aos diferentes tempos de ciclo do WASP.

Essa chegada do banco de óleo é antecipada nos casos de injeção contínua com vazões de 25 m³/dia e 40 m³/dia acontecendo, respectivamente, 2 anos antes do WASP Caso 3 e 2 anos e meio antes do WASP Caso 22. Já para a vazão de 30 m³/dia, esse comportamento não foi mantido, uma vez que o WASP Caso 15 antecipou a chegada do banco de óleo cerca de 6 meses.

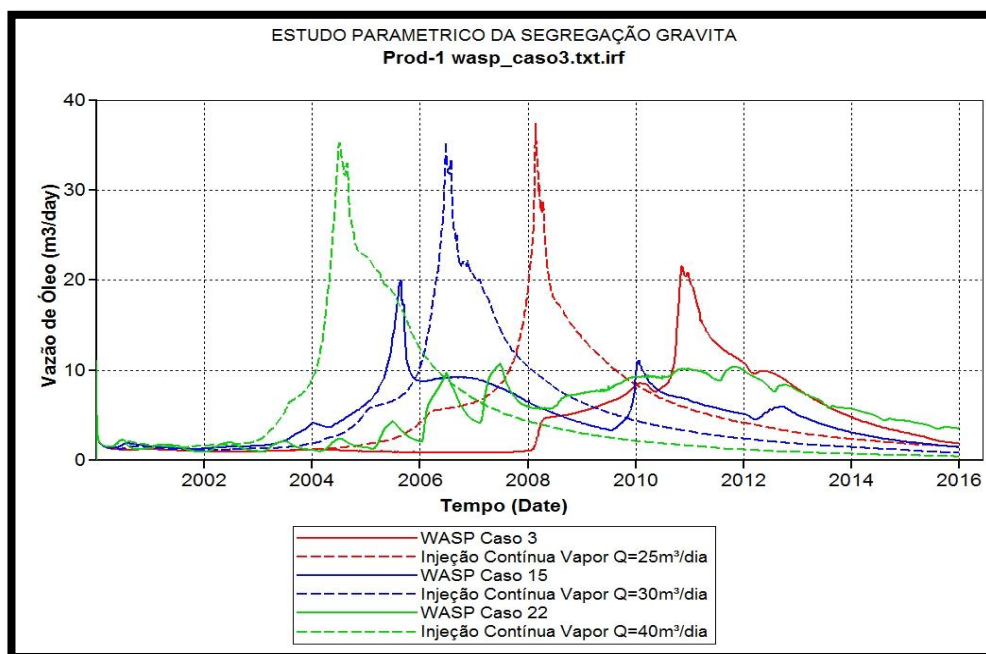
Outra importante observação é referente aos valores finais de Fator de Recuperação. A Tabela VII a seguir explicita esses valores.

Tabela 7: Valores finais do Fator de Recuperação para os melhores casos.

Tipo de Injeção	Fator de Recuperação Final (%)
WASP Caso 3	65,18
Inj. Cont. 25 m³/dia	75,69
WASP Caso 15	75,49
Inj. Cont. 30 m³/dia	77,56
WASP Caso 22	81,03
Inj. Cont. 40 m³/dia	77,63

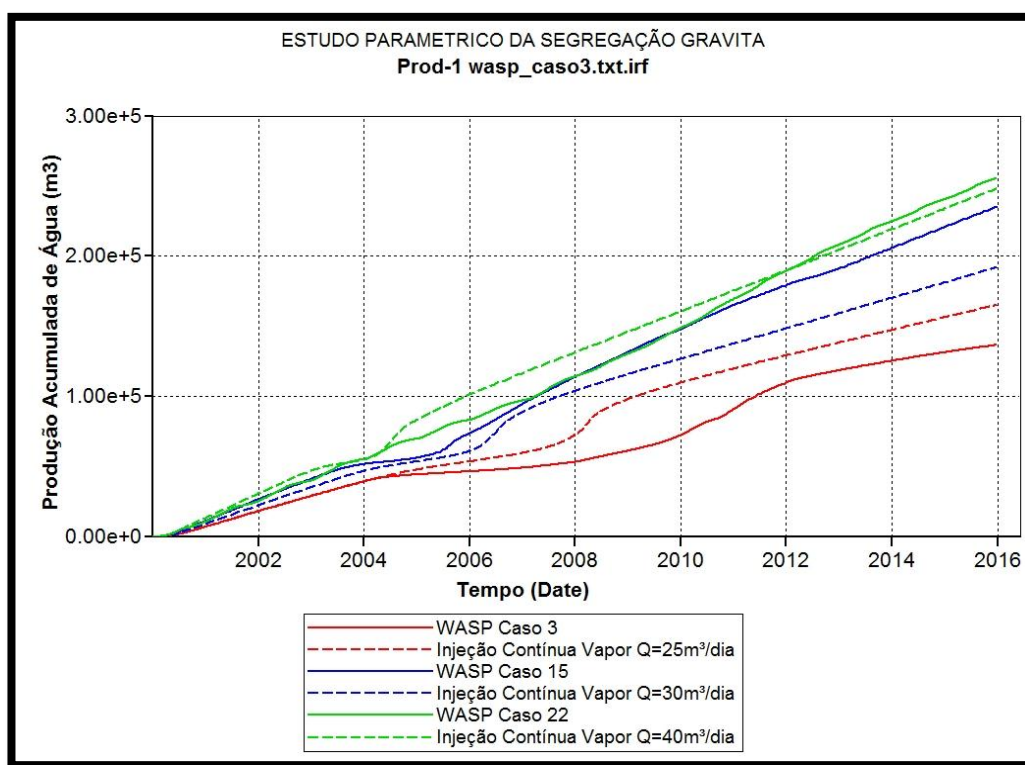
É possível perceber que os valores finais de FR são bem próximos para os casos de WASP e de Injeção Contínua de Vapor, se estreitando ainda mais a medida que a vazão aumenta. Pela Tabela VII pode-se afirmar, inclusive, que para vazão de vapor de 40 m³/dia o WASP Caso 22 apresentou FR maior do que sua Injeção Contínua. Essas observações se tornam ainda mais interessantes quando se leva em conta o fato de que, nos casos de WASP, se injeta o referente à metade do volume de vapor injetado nos casos de Injeção Contínua.

Figura 15: Q_o vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).



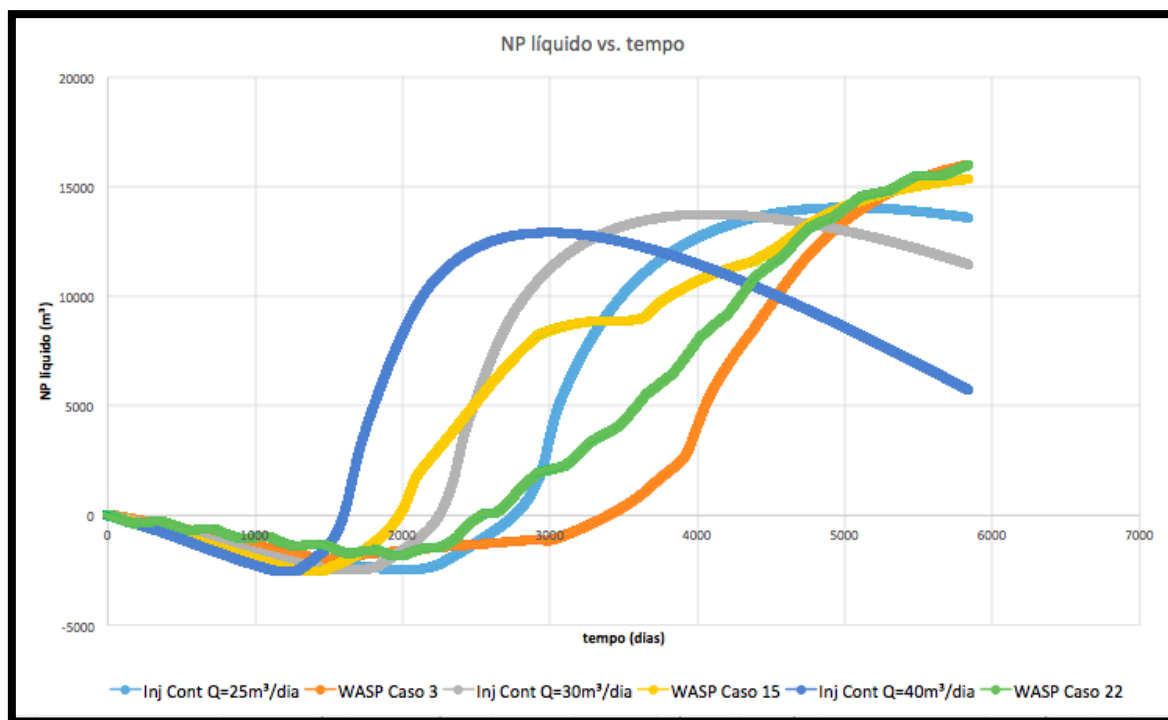
Na Figura 15 acima é possível novamente perceber as chegadas dos bancos de óleo já comentadas anteriormente através dos picos de vazão de óleo. Além disso, nota-se que eles são maiores para os casos de Injeção Contínua quando comparados com os dos casos de WASP. No entanto, apesar de serem menores, esses picos dos casos de WASP apresentam um declínio mais suave e duradouro, além de apresentarem maiores vazões de óleo no final do projeto.

Figura 16: WP vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).



Pela Figura 16 é possível observar que, quanto maior for a vazão de injeção de água, maior será a sua produção acumulada final. Pela curva vermelha (referente ao Caso 3 e à vazão de 25 m³/dia) é possível perceber que houve uma mudança de comportamento, onde a Injeção Contínua apresentou maior volume de água acumulada final em relação ao WASP. Esse comportamento pode ser explicado pelo fato de, no caso 3, a vazão de injeção de água (15 m³/dia) ser menor do que a vazão de injeção de vapor (25 m³/dia), causando uma menor produção acumulada de água para esta situação.

Figura 17: *NP líq vs. Tempo para os 3 melhores casos de WASP (comparativo com Injeção Contínua de Vapor).*



Por fim, na Figura 17, está demonstrada a variação em relação ao tempo da Produção Acumulada Líquida de Óleo (NP líq). Esse parâmetro, apesar de ser volumétrico, passa uma ideia econômica do estudo. Neste caso, ele representa a quantidade líquida de óleo produzido, já descontado o custo com o volume de vapor e água injetados. A Equação V demonstra como se calcula esse parâmetro.

$$NP_{liq} = Np - (ROV * Vol_{v,inj}) - (RAO * Vol_{w,inj}) \quad (VI)$$

Onde:

- ROV = 0.10 e RAO = 0.02.

Os valores de NP máximo e o tempo em que ocorrem foram calculados e mostrados na Tabela VIII a seguir:

Tabela 8: Valores de $NP_{liq,máx}$ para os melhores casos.

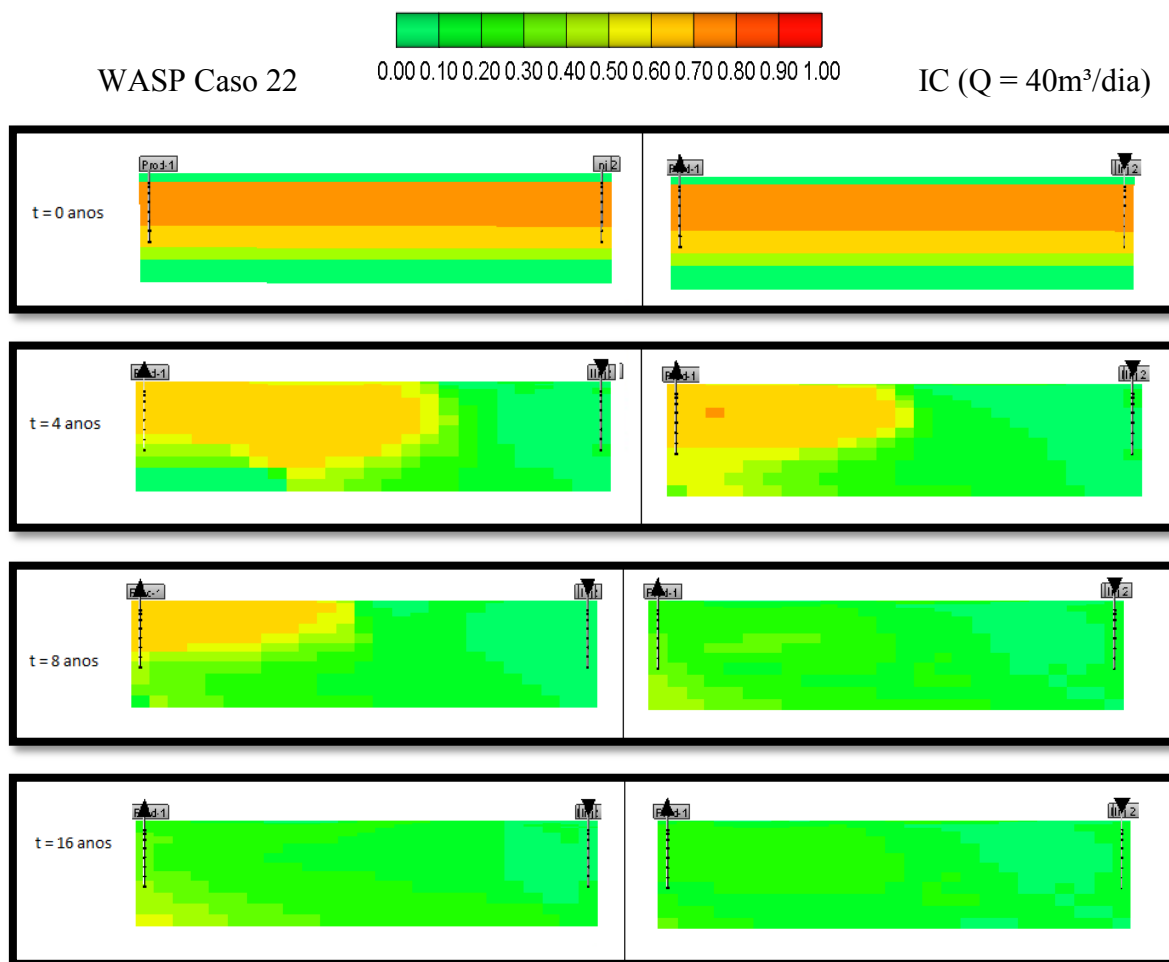
	IC=25m³/di a	WASPCaso 3	IC=30m³/di a	WASPCaso1 5	IC=40m³/di a	WASPCaso2 2
$NP_{liq,máx}$ (m³)	14045,730	16012,561	13741,229	15344,135	12901,821	16004,766
Tempo (dias)	t = 5018	t = 5840	t = 4075,221	t = 5840	t = 2989,143	t = 5840

Com a análise da Tabela VIII acima é possível perceber que os valores máximos de NP são maiores para os casos de WASP e acontecem primeiro para os casos de Injeção Contínua. Após atingir o valor máximo, $NP_{liq,máx}$, o processo deixa de ser “viável” e algumas medidas operacionais devem ser implementadas, como a redução das vazões de injeção, mudança do método de injeção ou encerramento da atividade de injeção de fluidos.

Tendo em vista essas análises anteriores, optou-se pelo WASP Caso 22 como Modelo Base do WASP na comparação com a Injeção Contínua ($Q = 40\text{m}^3/\text{dia}$) através dos Mapas 3D de algumas propriedades importantes. Além de apresentar o maior Fator de Recuperação (81,03%), esse caso apresenta também a maior vazão final de óleo (29.945,125 m³/dia) e um valor de $NP_{liq,máx}$ (16.004, 76 m³) bem próximo do máximo 16.012,56 m³.

A Figura 18 mostra a comparação da Saturação de Óleo entre o Caso 22 do WASP e a Injeção Contínua com vazão de injeção de vapor de 40m³/dia.

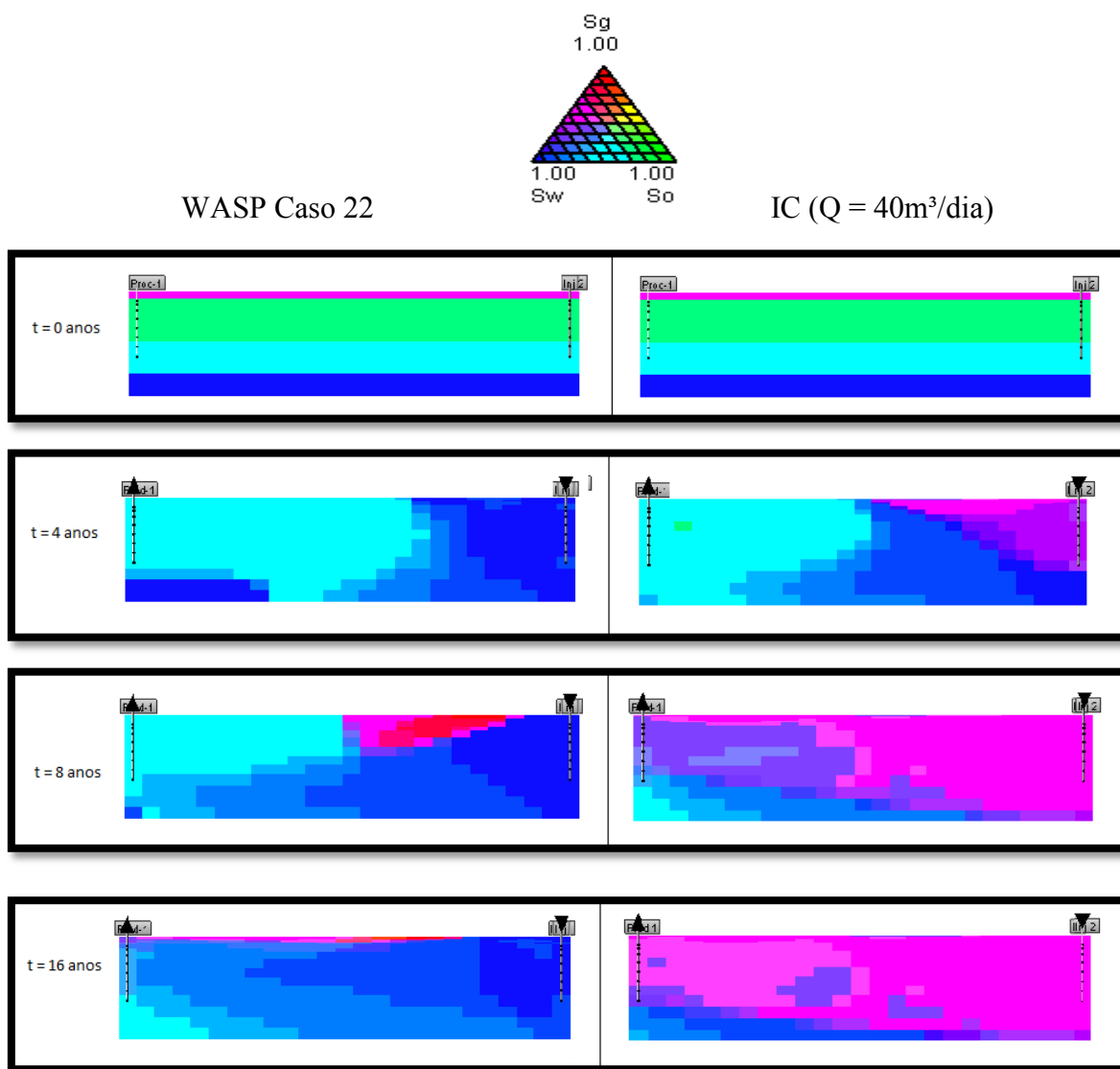
Figura 18: Mapa de Saturação de Óleo para o WASP e para Inj. Cont.



De modo geral é possível perceber que o método WASP, assim como a Injeção Contínua, causa uma redução da saturação de óleo no reservatório. No WASP, a injeção de vapor quente diminui a viscosidade do óleo e age principalmente no topo do reservatório, enquanto que a injeção de água desloca esse óleo e age principalmente na porção inferior do reservatório. No tempo de 8 anos é possível identificar a ação da água na parte inferior do reservatório, melhorando o varrido nessa porção. No fim do projeto, os mapas dos dois métodos de injeção se encontram bem similares, considerando que no WASP foi utilizado metade do volume de vapor da Injeção Contínua, causando uma considerável redução de custo.

A Figura 19 mostra a comparação do Mapa Ternário entre o Caso 22 do WASP e a Injeção Contínua com vazão de injeção de vapor de $40\text{m}^3/\text{dia}$.

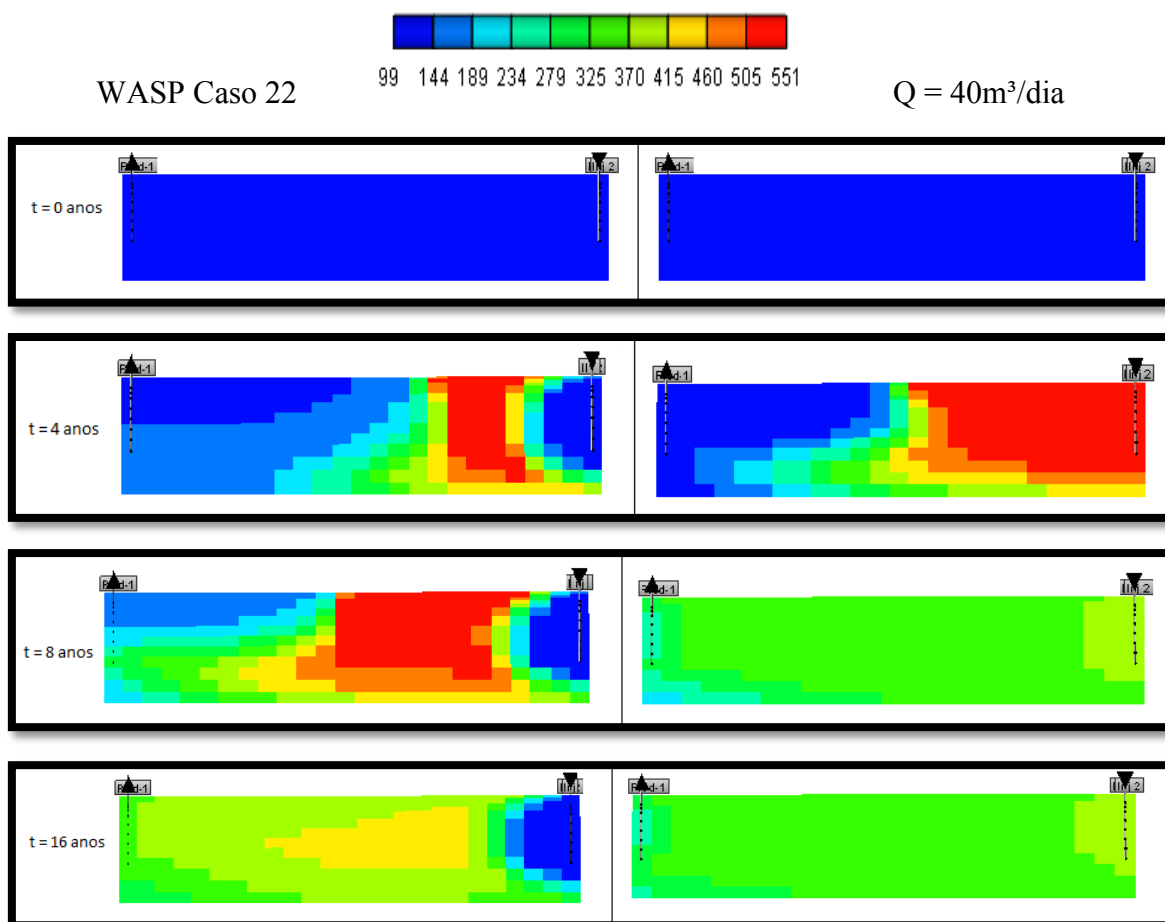
Figura 19: Mapa Ternário para o WASP e para Inj. Cont.



Através dos mapas Ternários é possível ter uma boa percepção das injeções de fluidos diferentes e da ocorrência do *breakthrough*. Pelos mapas referentes ao WASP é possível perceber as frentes de vapor (cor magenta e vermelho) e as de água (azul) sendo injetadas alternadamente. Como já mencionado anteriormente, o método WASP posterga a ocorrência da irrupção de vapor no poço produtor. Essa ocorrência pode ser percebida facilmente pela comparação dos mapas. Para a Injeção Contínua o *breakthrough* ocorre entre 4 e 8 anos, enquanto que para o WASP ele ocorre entre 8 e 16 anos.

A Figura 20 mostra a comparação da Temperatura entre o Caso 22 do WASP e a Injeção Contínua com vazão de injeção de vapor de $40\text{m}^3/\text{dia}$.

Figura 20: Mapa de Temperatura para o WASP e para Inj. Cont.



Pelos mapas de Temperatura é possível perceber as regiões aquecidas em ambos os métodos. Na Injeção Contínua essa região fica aquecida por mais tempo, uma vez que só há a injeção de vapor quente. Já no WASP, como pode ser visto nos mapas acima, há um resfriamento de zonas no reservatório por existir a injeção de fluidos alternados (vapor quente e água fria).

Capítulo V

Conclusões e Recomendações

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Do reservatório analisado, dentro do intervalo dos parâmetros estudados, foram obtidas as seguintes conclusões:

- A variação das vazões de injeção de vapor é o parâmetro mais influente no WASP em relação ao Fator de Recuperação de Óleo. Para a vazão de 25m³/dia o melhor caso foi o WASP Caso 3, para a vazão de 30m³/dia o melhor foi o WASO Caso 15 e para a vazão de 40m³/dia foi o WASP Caso 22;
- A Injeção Contínua de Vapor antecipa a produção de óleo; no entanto, o WASP mantém níveis mais elevados por um período mais longo e apresenta maiores vazões de óleo ao fim do projeto;
- Os valores de $NP_{liq,máx}$ acontecem primeiro para a Injeção Contínua de Vapor e, após esse momento, medidas operacionais devem ser tomadas para manter a viabilidade do processo;
- O melhor caso de WASP analisado no trabalho foi o Caso 22 com Fator de Recuperação de 81,03% e com os seguintes parâmetros: $Q_{v,inj} = 40\text{m}^3/\text{dia}$, $Q_{w,inj} = 40\text{m}^3/\text{dia}$ e $t_{ciclo} = 6$ meses;
- O WASP apresenta uma saturação final de óleo relativamente semelhante ao da Injeção Contínua; no entanto, metade do volume de vapor é utilizado neste método, reduzindo custos operacionais;
- A Injeção Contínua mantém mais regiões aquecidas em relação ao WASP; porém, este último reduz caminhos preferenciais (fingers), postergando a ocorrência do breakthrough.

Como recomendações para estudos futuros, seguem:

- Realização de uma análise técnico-econômica detalhada para melhor classificação desses projetos;
- Aplicação do método WASP após o breakthrough;
- Estudo do WASP para reservatórios heterogêneos;
- Analisar outros intervalos de vazões e tempos de ciclo, buscando sempre a maior redução possível do custo.

O estudo deixa claro que o WASP entra na indústria do petróleo como uma opção frente a outros mecanismos de recuperação avançada utilizados comumente. Através desse estudo foi possível perceber que o método possui grandes peculiaridades e, com isso, grandes vantagens.

Capítulo VI

Referências Bibliográficas

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses – *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. Dissertação de Mestrado, 2005. 163f. Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Química, Universidade Federal do Rio grande do Norte, Natal.

BUTLER, R. M. Thermal recovery of oil and bitumen. Department of chemical and petroleum engineering. Prentice Hall: New Jersey, 7, 285-358, 1991.

HONG, K. C. Guidelines for Converting Steamflood to Waterflood. Society of Petroleum Engineers – 13605: Fevereiro, 1987.

JIAN YANS et al., *The study on water-alternating-steam process after breakthrough in Qi40 Block, Liaohe Oilfield*, Las Vegas, USA: Outubro, 2014.

NAVIEIRA, L. P. *Simulação de Reservatórios de Petróleo Utilizando o Método de Elementos Finitos para a Recuperação de Campos Maduros e Marginais*. 2007. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia Civil – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COOPE, Rio de Janeiro.

PESSOA, A.R.P. *Reservatório – Aula 04: Eficiência de Recuperação*. Disponível em <<http://pt.slideshare.net/cassioo/reservatrios-aula-4>>. Acesso em 20 de maio de 2015.

RAMLAL, V., SONO, K. *Success of Water-Alternating-Steam-Process for heavy oil recovery*. Society of Petroleum Engineerings – 69905, Março, 2001.

RODRIGUES, M.A.F. *Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Contínua de Vapor*. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

RODRIGUES, M.A.F. *Análise da viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado*. Tese (Doutorado) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN, 2012.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, José Augusto Daniel. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

SUFI, A.H.; *A Method of Alternating Steam and Water Injection for Recovering Heavy Oils*. Society of Petroleum Engineerings – 20246, Abril, 1990.

SURANTO et al. *A Comprehensive Investigation os WASP Application in Heavy Oil Using Response Surface Mathodology*. Society of Petroleum Engineerings – 172878, Dezembro, 2014.

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