



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA SEGRAGAÇÃO GRAVITACIONAL DO
VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS
DE ALTA PERMEABILIDADE**

TACIANA CARVALHO ASFORA

Orientador: Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Novembro de 2014

**ESTUDO DA SEGRAGAÇÃO GRAVITACIONAL DO
VAPOR EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEOS PESADOS DE
ALTA PERMEABILIDADE**

TACIANA CARVALHO ASFORA

Natal, Novembro de 2014

TACIANA CARVALHO ASFORA

Estudo da segregação gravitacional do vapor em reservatórios de óleo pesados de alta permeabilidade

Este trabalho corresponde ao trabalho de conclusão do curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheira de Petróleo.

Aprovado em ____ de _____ de 2014.

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Orientador – UFRN

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Prof. Antonio Robson Gurgel

ASFORA, Taciana Carvalho - Estudo da segregação gravitacional do vapor em reservatórios de óleo pesados de alta permeabilidade. 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

Devido à complexidade dos reservatórios e as reservas serem significativamente grandes, a recuperação de óleo pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera. A injeção de vapor dentre os métodos térmicos é o método de recuperação suplementar mais utilizado para aumentar a recuperação de óleo pesado. Uma consequência inerente a este processo é a segregação gravitacional e este fenômeno pode afetar a produção de óleo e, por isso, deve ser estudado de forma adequada nos projetos de injeção contínua de vapor. Este fenômeno é influenciado pelas diferentes densidades do fluido injetado e do reservatório. O efeito da gravidade faz com que ocorra a segregação de fluidos, isto é, os fluidos tendem a se arranjar dentro do meio poroso de acordo com as suas densidades. As análises decorrentes de simulações de reservatório forneceram a capacidade para lidar com a gravidade, e concluir-se que os efeitos da gravidade poderiam afetar significativamente o desempenho do reservatório. Sabe-se que em quase todos os casos de injeção de fluidos leves, especialmente o vapor, pode ocorrer a segregação gravitacional, e acontece com maior intensidade para reservatórios de óleos viscosos e de alta permeabilidade. Este trabalho apresenta um estudo da influência da permeabilidade na segregação gravitacional durante o processo de injeção contínua de vapor, assim como a influência de alguns parâmetros operacionais como título do vapor injetado, intervalo de completação e a vazão de injeção. Para a realização das simulações, foi utilizado o simulador comercial da CMG (Computer Modelling Group) - STARS 2013, onde foi possível constatar quais combinações destes parâmetros operacionais influenciaram mais e menos na segregação gravitacional, e assim escolher o caso para cada permeabilidade que tivesse maior produção acumulada de óleo.

Palavras-chave: Segregação gravitacional, permeabilidade, injeção contínua de vapor, simulação de reservatório.

ASFORA, Taciana Carvalho - Estudo da segregação gravitacional do vapor em reservatórios de óleo pesados de alta permeabilidade. 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

Due to reservoirs complexity and large reserves, recovery of heavy oils has become one of the major oil industry challenges. Steam injection from the thermal methods is the most used method of additional recovery for the extraction of heavy oil. One consequence in this process is gravity segregation and this phenomenon can affect the oil production and therefore, it should be studied adequately in the projects of continuous steam injection. This phenomenon may be influenced by the difference between reservoir and injected fluids density. The gravity effect causes the fluids segregation inside the porous media according to their densities. The analysis based on reservoir simulation could provide the ability to deal with the gravity, and it concluded that the gravity effects could significantly affect the performance of the reservoir. It known that in almost every cases of light fluid injection, especially the steam can occur the segregation gravitational and it occurs with greater intensity for viscous oil reservoirs. This paper presents a study of the permeability influence in the gravitational segregation during the continuous steam injection. As well as the influence of some operational parameters as title of the injected steam, interval of completion and steam rate. To carry out the simulations, it was used the commercial simulator STARS by CMG (Computer Modeling Group) – version 2013.

Keywords: Gravitational segregation, permeability, continuous steam injection, reservoir simulation.

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos meus avós e padrinhos, José de Arimatea de Almeida Carvalho e Jônia Pontes Carvalho e aos meus pais, Norberto Bechara Asfora e Josênia Carvalho Asfora. Que sempre estiveram comigo em todos os momentos da minha vida, e me ensinaram nunca desistir dos meus sonhos.

Agradecimentos

São tantos a quem devo reconhecer e dedicar essa vitória ímpar. Que primeiramente tenho que agradecer a Deus, pelo dom da vida e por permitir mais essa vitória, dando-me sabedoria para superar todos os obstáculos encontrados pelo caminho.

Aos meus pais, Norberto Bechara Asfora e Josênia Carvalho Asfora, por todos os anos de dedicação e esforço para mais uma realização de um sonho. Assim como, todos os ensinamentos, caráter, amor e compreensão.

Aos meus avós, José de Arimatea de Almeida Carvalho e Jônia Pontes Carvalho, pelo exemplo de vida que vocês são, por todo amor, carinho e atenção. Vocês são únicos, serei eternamente grata.

Ao meu noivo, Bruno Vieira, pela sua paciência e compreensão nos momentos mais difíceis desta trajetória. Assim como os seus ensinamentos e dedicação a mim. Obrigada por todo amor que recebo.

As meus tios, tias e primos, por toda união, carinho e torcida para comigo. Meu muito obrigado.

Aos meus amigos, por todo companheirismo, lealdade, amor e pela compreensão. Obrigada por estarem também comigo nos momentos mais difíceis dessa jornada.

Aos meus amigos da faculdade para a vida, obrigada por toda confiança, amor, respeito, conselhos e por nossas horas de estudos. Vocês também foram fundamentais nessa vitória.

Ao professor e orientador Marcos Allyson por toda ajuda ao longo do curso, pela confiança depositada em mim e por todo conhecimento compartilhado. Meu muito obrigado.

A professora Carla Wilza Souza de Paula Maitelli, pessoa que aprendi a admirar não só pelos ensinamentos acadêmicos, mas pelos ensinamentos de vida e dedicação aos alunos. Obrigada por todo carinho, confiança e principalmente por acreditar em mim.

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

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

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

À CMG, pelo fornecimento do software para o desenvolvimento do trabalho.

A todos meus sinceros agradecimentos.

ÍNDICE

Capítulo I

1. Introdução geral.....	17
--------------------------	----

Capítulo II

2. Aspectos teóricos.....	21
2.1. Simulação numérica de reservatórios.....	21
2.2. Métodos de recuperação avançada	22
2.2.1. Métodos Especiais de Recuperação Avançada.....	22
2.2.1.1. Reconhecimento dos Reservatórios.....	24
2.2.1.2. Aplicabilidade de recuperação	24
2.3. Eficiência de varrido horizontal	24
2.3.1. Fator de contato.....	25
2.3.2. Eficiência de deslocamento	26
2.4. Métodos térmicos	26
2.4.1. Injeção de Vapor	29
2.4.1.1. Injeção cíclica de vapor	30
2.4.1.2. Injeção contínua de vapor.....	31
2.4.2. Aplicação.....	33
2.4.3. Vantagens	34
2.4.4. Desvantagens.....	35
2.4.5. Considerações Econômicas	36
2.5. Segregação gravitacional na injeção de vapor	36
2.5.1. Parâmetros que influenciam na segregação gravitacional.....	37
2.5.1.1. Parâmetros da rocha-reservatório.....	37
2.5.1.2. Parâmetros operacionais.....	38
2.5.2. Estratégias de injeção para reduzir o efeito da segregação	39

Capítulo III

3. Modelagem do processo.....	42
3.1. Ferramenta computacional	42
3.2. Modelo físico	42
3.2.1. Propriedades da rocha-reservatório	44
3.3. Viscosidade do óleo	44
3.4. Permeabilidades relativas	45
3.5. Características operacionais do modelo base	47
3.6. Metodologia de trabalho.....	47
3.6.1. Análise dos parâmetros operacionais	48
3.7. Descrição do estudo	49

Capítulo IV

4. Resultados e discussões.....	51
4.1. Influência da permeabilidade	51
4.1.1. Análise da maior e menor permeabilidade	55
4.2. Análise dos parâmetros operacionais para redução da segregação gravitacional	58
4.2.1. Análise do modelo de reservatório de permeabilidade horizontal 500 mD.....	59
4.2.1. Análise do modelo de reservatório de permeabilidade horizontal 5000 mD.....	66

Capítulo V

5. Conclusões	75
5.1. Recomendações.....	76

Referências bibliográficas	77
----------------------------------	----

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Capítulo II

Figura 2.1 – Gráfico Viscosidade do óleo (cP) *versus* Temperatura (°C) – Barillas (2005).

Figura 2.2 – Injeção Contínua de Vapor – Santana (2009).

Figura 2.3 – Esquema de três zonas uniformes no modelo de Stone (1982) e Jenkins (1984).

Figura 2.4 – Esquema de estratégias de injeção (fonte: Rossen e Dujin).

Capítulo III

Figura 3.1 – Modelo base em 3D.

Figura 3.2 – Viscosidade do óleo *versus* temperatura para 1000 mD.

Figura 3.3 – Gráfico permeabilidades relativas *versus* S_w .

Figura 3.4 – Gráfico permeabilidades relativas *versus* S_l .

.

Capítulo IV

Figura 4.1 – Saturação de gás no 7º ano de produção – modelo de permeabilidade (Kh) 500 mD.

Figura 4.2 – Saturação de gás no 7º ano de produção – modelo de permeabilidade (Kh) 5000 mD.

Figura 4.3 – Produção acumulada total de óleo *versus* tempo para diferentes Kh's.

Figura 4.4 – Fator de recuperação *versus* tempo.

Figura 4.5 – Vazão de óleo *versus* tempo.

Figura 4.6 – Razão óleo-vapor *versus* tempo.

Figura 4.7 – Variação da saturação de gás para permeabilidade de 500 mD (esquerda) e de 5000 mD (direita).

Figura 4.8 – Variação do ternário para permeabilidade de 500 mD (esquerda) e de 5000 mD (direita).

Figura 4.9 – Gráfico da produção acumulada total de água *versus* tempo para permeabilidade 500 mD.

Figura 4.10 – Gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para permeabilidade 500 mD.

Figura 4.11 – Gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para permeabilidade 500 mD.

Figura 4.12 – Gráfico da razão óleo-vapor *versus* tempo para permeabilidade 500 mD.

Figura 4.13 – Comparação da saturação de gás do modelo base (esquerda) e caso 13 (direita).

Figura 4.14 – Comparação do mapa ternário do modelo base (esquerda) e caso 13 (direita).

Figura 4.15 – Gráfico da produção acumulada total de água *versus* tempo para permeabilidade 5000 mD.

Figura 4.16 – Gráfico do fator de recuperação *versus* tempo para permeabilidade 5000 mD.

Figura 4.17 – Gráfico da vazão de óleo *versus* tempo para permeabilidade 5000 mD.

Figura 4.18 – Gráfico da razão óleo-vapor *versus* tempo para permeabilidade 5000 mD.

Figura 4.19 – Comparação da saturação de gás do modelo base (esquerda) e caso 34 (direita).

Figura 4.20 – Comparação do mapa ternário do modelo base (esquerda) e caso 34 (direita).

Capítulo V

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo I

Capítulo II

Capítulo III

Tabela 3.1 – Propriedades do Reservatório.

Tabela 3.2 – Características operacionais do modelo base.

Tabela 3.3 – Intervalos estudados dos parâmetros operacionais.

Capítulo IV

Tabela 4.1 – Intervalo estudado dos parâmetros analisados.

Tabela 4.2 - Tabela com valores de N_p , Fr e W_p para permeabilidade 500 mD.

Tabela 4.3 - Tabela com valores de N_p , Fr e W_p para permeabilidade 5000 mD.

Capítulo IV

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

Nomenclaturas e abreviações

CMG – Computer Modelling Group	
E_a – Eficiência de varrido horizontal	Adimensional
E – Grau de segregação	
E_D – Eficiência de deslocamento	Adimensional
F_r – Fator de recuperação	(%)
H – Altura do reservatório	m
L – Comprimento do reservatório	m
M – Razão de mobilidade	
N_p – Produção acumulada total de óleo	m^3 std
P – Pressão	kPa
Q – Vazão de injeção	m^3 std/dia
ROV – Razão Óleo Vapor	m^3 std óleo/ m^3 std vapor
Sl – Saturação de líquido	(%)
So – Saturação de óleo	(%)
Soi – Saturação inicial de óleo	(%)
Sor – Saturação de óleo residual	(%)
Sw – Saturação de água	(%)
Swc – Saturação de água conata	(%)
STARS – “Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator”	

Letras gregas

K_h – Permeabilidade horizontal	mD
k_o - permeabilidade efetiva ao óleo	mD
k_{rg} - permeabilidade relativa ao gás	
K_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo	
k_{rog} - permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-gás	
k_{row} - permeabilidade relativa ao óleo no sistema óleo-água	

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

k_{rw} - permeabilidade relativa à água	
k_w - permeabilidade efetiva à água	mD
K_v – permeabilidade vertical	mD
γ - peso específico do fluido	dyn/cm ³
γ_o - densidade do óleo	g/cm ³ ou Kg/litro
μ - viscosidade do fluido	cP
μ_g - viscosidade do gás	cP
μ_o - viscosidade do óleo	cP
μ_w - viscosidade da água	cP
λ - mobilidade de um fluido	mD/cP
λ_o - mobilidade do óleo	mD/cP
λ_w - mobilidade da água	mD/cP
$\Delta\rho$ – diferença de densidade	g/cm ³
v – Velocidade de segregação	m/s
Φ – Porosidade	(%)

CAPÍTULO I:

Introdução Geral

1. Introdução geral

Existem vários problemas que afetam a recuperação nos reservatórios de petróleo, dentre eles pode-se citar a imiscibilidade e a diferença de viscosidade entre os fluidos existentes na jazida. Uma rocha-reservatária contém sempre dois ou mais fluidos, dentre eles os mais comuns são: óleo, água e gás. Em virtude de o óleo apresentar uma maior viscosidade em relação à água e o gás, isso faz com que, no escoamento simultâneo destes três fluidos através do meio poroso, o fluido com menor viscosidade, nesse caso o gás, tenda a ter uma velocidade de deslocamento mais elevada em relação à água que, por sua vez, se desloca mais rapidamente que o óleo em direção aos poços produtores. Como consequência e dependendo da diferença de viscosidade entre estes fluidos, pode ocorrer a produção prematura e crescente de gás nos poços produtores, assim comprometendo a vazão de óleo produzida e com ela a recuperação final.

Devido à alta complexidade dos reservatórios e das grandes quantidades de reservas, a recuperação de óleos pesados tem ser tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera, pelo fato desse tipo de fluido possuir pouca ou nenhuma mobilidade, acarretando na dificuldade de sua extração e assim só sendo possível recuperar uma fração do óleo, ficando grande parte retida no reservatório.

Para recuperação de óleos pesados dos reservatórios têm sido empregados os processos de recuperação térmica, que atuam na redução da viscosidade do óleo, melhorando assim o escoamento e viabilizando a produção de petróleo em campos não comerciais caso fossem utilizados os métodos convencionais de recuperação. O uso de energia térmica foi originalmente desenvolvido para o emprego em campos de óleos extremamente viscosos da Califórnia e da Venezuela, como a injeção de vapor e a combustão in situ do óleo mediante a injeção de ar com pré-ignição. Estes métodos têm como princípio o aumento da temperatura do reservatório a partir da utilização de uma fonte de calor, que em muitos casos acontece através da injeção de um fluido com temperatura maior do que o encontrado no reservatório (Rodrigues, 2008).

Ao longo dos anos a injeção de vapor se consagrou e hoje é uma das poucas alternativas economicamente viáveis para reservatórios de óleos pesados, e dentre os métodos

de recuperação especial é a mais utilizada para recuperação de óleos pesados no Nordeste brasileiro. Uma consequência deste processo é a segregação gravitacional, que ocorre devido à diferença de densidades dos fluidos contidos no reservatório e o injetado. Fenômeno este que pode interferir na produção de óleo, devendo ser considerado nos projetos de injeção contínua de vapor.

Devido ao fato da segregação gravitacional não ter sido considerada adequadamente em procedimentos de cálculos em Engenharia de Reservatório, esta não foi bem explicada. Porém devido ao contínuo avanço tecnológico e desenvolvimentos de softwares específicos, permitiu-se obter resultados advindos de simulação numérica de reservatórios e assim a capacidade para lidar com a gravidade, e constatar que seus efeitos poderiam afetar significativamente o desempenho do reservatório.

Em quase todos os reservatórios que há injeção de fluidos leves pode ocorrer à segregação gravitacional, especialmente quando o fluido injetado é vapor, podendo acontecer, em casos extremos, uma redução de até 50% do volume de óleo final esperado.

Este trabalho tem como objetivo analisar a influência da segregação gravitacional durante o processo de injeção de vapor na recuperação final do óleo, aplicado a reservatórios de óleos pesados que apresentam como característica uma elevada permeabilidade.

Para a redução do efeito será realizada uma otimização dos parâmetros operacionais, tendo como finalidade reduzir a influência da segregação gravitacional e, conseqüentemente, aumentar a recuperação final do óleo. Nestes casos, vazão de injeção, intervalo de completação, título de vapor foram analisados e, com isso, buscou-se uma otimização que levasse a um menor custo possível.

Este trabalho é composto de cinco capítulos e as referências bibliográficas. No Capítulo II, Aspectos Teóricos, são apresentadas teorias que fornecem embasamento teórico para a sua realização, como por exemplo os Métodos de Recuperação Especiais, Simulação de Reservatórios e principalmente Segregação Gravitacional.

A Modelagem do Processo é descrita no Capítulo III, onde é exibido o refinamento utilizado na malha, as propriedades da rocha-reservatório, dos fluidos, operacionais, e as configurações para diferentes permeabilidades. São mostrados também os dados de entrada requeridos pelo simulador, além da descrição dos casos que foram simulados.

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

O Capítulo IV apresenta os resultados obtidos e suas discussões, onde exhibe as conclusões obtidas a partir do que foi obtido na simulação.

No Capítulo V são apresentadas as conclusões mais importantes obtidas neste trabalho e recomendações para futuros trabalhos.

Na seção final são apresentadas as Referências Bibliográficas, com os principais artigos, dissertações, teses e livros que fundamentaram o trabalho.

CAPÍTULO II:
Aspectos Teóricos

2. Aspectos teóricos

2.1. Simulação numérica de reservatórios

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, a exemplo das técnicas de previsão de comportamento baseadas em balanço de materiais, nas curvas de declínio e na teoria de Buckley-Leverett. Na verdade, os métodos baseados na equação de balanço de materiais constituem-se em modelos numéricos simplificados, chamados de modelos “tanques” ou de dimensão “zero”, já que o reservatório é considerado uma caixa, onde as propriedades da rocha e dos fluidos, bem como a pressão, assumem valores médios uniformemente distribuídos. Os simulados 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. (Rosa, et al. 2006).

Para conseguir obter uma maior sofisticação nos estudos dos reservatórios é necessário o uso dos simuladores numéricos, porém para que esse modelo computacional seja usado é necessário dispor de informações sobre as propriedades da rocha e dos fluidos do reservatório, da geologia, informações de completação e de produção, não apenas com enfoque na quantidade, mas com boa qualidade para obtenção de resultados o mais preciso possível.

Com o uso de um simulador numérico, podem ser determinadas as condições ótimas para produção do campo ou reservatório. Isso acontece pois, com o emprego da simulação numérica, é possível obter informações sobre o desempenho da produção de um campo ou reservatório. Além disso, é possível analisar o comportamento de um reservatório quando acontece injeção de diferentes tipos de fluidos (gás, vapor, água, etc.), ou mostrar o efeito da localização dos poços e o espaçamento entre eles na recuperação final do óleo e/ou gás, assim como fazer uma análise da influência de diferentes vazões tanto de produção como de injeção.

A simulação numérica tem como objetivos fazer previsões de comportamento de reservatórios, estimativas de volumes originais, volumes recuperáveis e reservas. Além disso, tão logo a vida produtiva seja iniciada, pode ajudar na predição para vazão ideal de produção,

para a utilização de métodos suplementares de recuperação ou de estimulação. A escolha de cada um dos processos deve ser feita sempre de maneira compatível com a natureza, quantidade e qualidade dos dados disponíveis, do tempo e dos recursos que se tem para processar esses dados e dos objetivos que se destina o estudo.

2.2. Métodos de recuperação avançada

A alta viscosidade do óleo do reservatório e as elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo fazem com que o processo convencional de injeção de fluidos seja pouco eficiente e por consequência, grandes quantidades de hidrocarbonetos ficam retidas no reservatório após a exaustão de sua energia natural. O desenvolvimento de metodologias avançadas que visam à obtenção de uma maior extração deste óleo residual permite aumentar a rentabilidade dos campos petrolíferos e estender a sua vida útil. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação Avançada.

Os métodos de recuperação avançada podem ser classificados em convencionais e especiais, como descrito abaixo:

Convencionais:

- Injeção de Água
- Injeção de Gás

Especiais:

- **Térmicos:** Injeção de Vapor, Combustão *in Situ*, Aquecimento Eletromagnético.
- **Químicos:** Injeção de Polímeros, Injeção de Tensoativos, Injeção de Solução Alcalina.
- **Miscíveis:** Injeção de CO_2 , Injeção de Gás Natural, Injeção de Nitrogênio.
- **Outros Métodos:** Microbiológicos.

2.2.1. Métodos Especiais de Recuperação Avançada

Um ponto de partida lógico quando se discute a aplicação de métodos especiais de recuperação secundária é uma análise da recuperação secundária convencional, já que esta explica o porquê da necessidade e da ocasião ideal para a aplicação. A recuperação secundária convencional fornece indicações também de como os vários métodos especiais de recuperação secundária devem ser projetados para produzir parte do óleo deixado no reservatório após a recuperação convencional (Rodrigues, 2008).

A injeção de água é o principal método convencional, que possui vantagens sobre os outros mecanismos de recuperação secundária, principalmente o baixo custo de obtenção e injeção. Em um determinado campo ou mesmo país é comum o número de projetos de recuperação secundária convencional aumentar até atingir um pico e depois declinar. Isso acontece pelo fato de deixar de haver reservatórios adequados para aplicação desses métodos, em termos econômicos. Nesse ponto surge a questão de como fazer para manter ou reduzir a taxa de declínio das vazões de produção. Uma resposta seria recuperar parte do óleo deixado pela recuperação secundária convencional (Rodrigues, 2008).

Embora as crises de energia e a falta de novos candidatos aos métodos convencionais de recuperação secundária sejam razões importantes para o desenvolvimento de métodos especiais de recuperação, há ainda uma outra razão muito importante: muitos daqueles campos nos quais foi iniciada a injeção de água há algum tempo acabam então atingindo estágios avançados de recuperação. Alguns acabam ficando próximos do seu limite econômico e os poços têm que ser tamponados e abandonados. Torna-se, portanto evidente que a recuperação secundária especial precisa ser aplicada enquanto os poços existentes e os equipamentos de superfície estão ainda intactos e utilizáveis, já que poucos reservatórios candidatos são tão atraentes a ponto de permitirem a perfuração de novos poços e a substituição de equipamentos de superfície.

Em geral, os lucros comparativamente menores obtidos com a recuperação especial são devidos a uma menor recuperação de óleo, em relação à recuperação convencional, e aos custos de investimento e de operação relativamente maiores. A maioria dos métodos especiais de recuperação é pesadamente penalizada com os custos de produtos químicos e/ou custos de equipamentos (Rosa, et al, 2006).

2.2.1.1. Reconhecimento dos Reservatórios

A recuperação especial é aplicável a muitos dos campos de óleo existentes, sendo necessário que tanto os engenheiros, os geólogos e o pessoal de produção tenham condições de reconhecer aqueles campos que são candidatos à aplicação de métodos especiais de recuperação secundária.

O reconhecimento de campos que são candidatos à recuperação especial requer, em geral, o conhecimento de cada campo de óleo em uma determinada área e a compreensão dos métodos especiais de recuperação secundária. O agente de recuperação secundária universal tem sido e é a injeção de água. Não existe um método especial semelhante à injeção de água, que é aplicável à maioria dos reservatórios. A aplicação de técnicas especiais de recuperação secundária a um reservatório específico requer a análise de todos os métodos disponíveis para se selecionar o mais adequado (Rodrigues, 2008).

2.2.1.2. Aplicabilidade de recuperação

Para entender o objetivo dos métodos especiais de recuperação secundária é necessário continuar a examinar a recuperação secundária convencional e a injeção de água em particular. A fração de óleo recuperada com a injeção de água é uma função dos seguintes fatores de eficiência: eficiência de varrido horizontal ou areal, fator de contato e eficiência de deslocamento. Essa abordagem simplificada admite que o reservatório seja composto por uma única camada, com as propriedades médias do reservatório real. Outro método de cálculo da recuperação de óleo admite que o reservatório seja formado de várias camadas com diferentes propriedades. Neste caso cada camada é tratada independentemente, resultando em uma eficiência de varrido diferente para cada uma (Rosa, et al, 2006).

2.3. Eficiência de varrido horizontal

A eficiência de varrido horizontal (E_a) é, em termos percentuais, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido deslocante, e é representada pela seguinte equação:

$$E_a = \frac{A_{inv}}{A_t}$$

Equação 1

Onde:

A_{inv} – Área invadida pelo fluido deslocante.

A_t – Área total da malha.

A eficiência de varrido horizontal e a dimensão da área invadida dependem do esquema de injeção, isto é, da distribuição dos poços injetores e produtores no reservatório, assim como da razão de mobilidades entre os fluidos injetados e deslocados, e do volume de fluido injetado.

A razão de mobilidade é a razão entre a mobilidade do fluido deslocante atrás da frente de avanço do mesmo pela mobilidade do fluido deslocado no banco deste fluido, sendo a mobilidade a razão entre a permeabilidade efetiva a este fluido e a sua viscosidade. Portanto, a razão de mobilidade é dada por:

$$M = \frac{(K_w/\mu_w)}{(K_o/\mu_o)} = \frac{K_w\mu_o}{K_o\mu_w}$$

Equação 2

O valor de 1 para M significa que tanto a água injetada quanto óleo tem a mesma mobilidade através do meio poroso. Quando o M apresenta um valor igual a 10, por exemplo, implica que a capacidade da água fluir é de 10 vezes mais do que a do óleo.

Quando a razão de mobilidade é alta, tanto a água como qualquer outro fluido injetado tende a se mover através do óleo na direção dos poços produtores, deixando parte da área do reservatório sem ser invadida (varrida). Assim, as maiores eficiências de varrido horizontal são alcançadas com baixas razões de mobilidades. Devido a isso, são comumente usados os termos razão de mobilidades favorável e razão de mobilidade desfavorável.

Os métodos especiais de recuperação usados para melhorar a eficiência de varrido são a injeção de polímeros e os métodos térmicos. Os polímeros aumentam a viscosidade da água injetada e os métodos térmicos aplicam calor ao reservatório, reduzindo a viscosidade do óleo (Rodrigues, 2008).

2.3.1. Fator de contato

É a fração do volume varrido que foi atingida ou contatada pelo fluido injetado, podendo ser expresso por:

$$\text{Fator de contato} = \frac{\text{Volume do reservatório contatado pela água}}{\text{Volume varrido total do reservatório}} \quad \text{Equação 3}$$

A determinação do fator de contato antes de implantar um projeto de injeção de água é difícil e na maioria dos casos é somente uma aproximação. A melhor estimativa é feita por uma análise de desempenho realizada depois que a injeção de água é completada (Rosa, et al. 2006).

2.3.2. Eficiência de deslocamento

A eficiência de deslocamento pode ser definida como sendo a fração de saturação de óleo original que foi deslocada dos poros pelo fluido injetado. Pode ser expressão pela relação:

$$E_D = \frac{S_o - S_{or}}{S_{oi}} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

S_o – Saturação de óleo no início da injeção.

S_{or} – Saturação de óleo residual.

S_{oi} – Saturação de óleo inicial.

2.4. Métodos térmicos

Em reservatórios de óleo pesados ou extrapesados que são muito viscosos, não é viável e nem conveniente a utilização de métodos convencionais de recuperação, devido ao fato de que a alta viscosidade do óleo poder dificultar o seu movimento dentro do meio poroso deixando passar apenas o fluido injetado, resultando assim em uma baixa eficiência de varrido.

A constatação de que ao aquecer o óleo, este tem sua viscosidade relativamente reduzida foi o ponto de partida para desenvolver os métodos térmicos. Inicialmente o objetivo dos métodos térmicos era a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento e assim gera um aumento a recuperação e produção do petróleo. Os processos foram evoluindo à medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, resultando em diversos tipos de métodos existem atualmente.

A classificação dos métodos térmicos pode ser dada de duas formas: a combustão *in situ*, no qual o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo já existente, e a injeção de fluidos aquecidos, no qual o calor é gerado na superfície e transportado para o interior do reservatório pelo fluido injetado.

Na injeção de fluidos aquecidos, utiliza-se a água como meio para transportar o calor desde a superfície até o reservatório. A água pode ser injetada na forma de vapor ou com uma temperatura bem elevada no estado líquido, resultando em dois processos: injeção de vapor e injeção de água quente.

Os métodos de recuperação térmica de óleo são, na maioria das vezes, bem sucedidos devido ao fato de que a viscosidade é diminuída em grande proporção. Essa redução provoca um aumento da eficiência de varrido, pela expansão e destilação do óleo, e extração do solvente, o que aumenta a eficiência de deslocamento. O sucesso do método se dá principalmente pela atuação destes mecanismos.

O efeito principal do aquecimento de um reservatório é a redução da viscosidade do óleo. Quanto à influência do aquecimento sobre a viscosidade, observa-se que a taxa de melhora da viscosidade é maior no início dos aumentos de temperatura. Depois de atingir certo valor se ganha pouco na redução da viscosidade como mostra a Figura 2.1. Além disso, nota-se que as maiores reduções de viscosidade são experimentadas em óleos de °API mais baixo (e geralmente mais viscosos) do que em óleos de alto °API (Rosa et al, 2006).

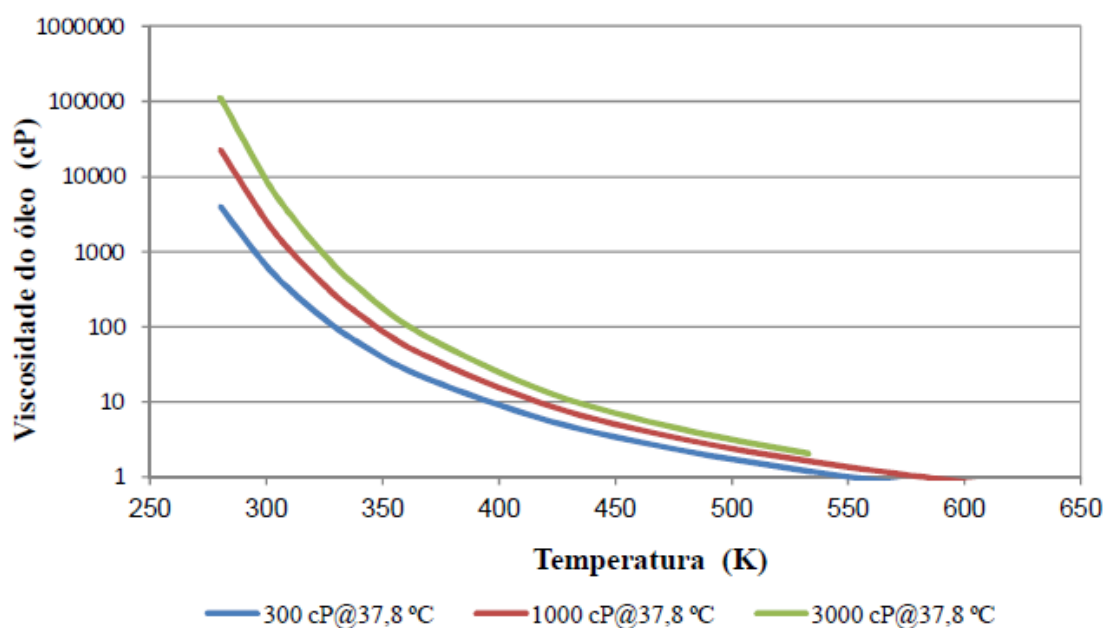


Figura 2.1 – Gráfico Viscosidade do óleo (cP) versus Temperatura (°K) – Barillas (2005).

Outro mecanismo básico inerente a este tipo de recuperação é a expansão do óleo do reservatório após o seu aquecimento. Quando o óleo é aquecido acontece a dilatação, que adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório. O óleo pode dilatar de 10 a 20%, dependendo da composição, durante uma injeção de vapor. Isso ocorrer em um menor grau na injeção de água quente, devido ao fato de as temperaturas serem menores que na injeção de vapor.

O terceiro benefício para a recuperação na injeção de vapor é a destilação do óleo. No deslocamento de um óleo volátil por vapor, a alta temperatura, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam quando em contato com a formação mais fria, formando um banco miscível à frente da zona de vapor.

Dentre os fatores já citados existem outros que também contribuem para o aumento da recuperação pelo aquecimento do reservatório. Dentre estes pode incluir os efeitos de mecanismo de gás e uma possível alteração das características de permeabilidade relativa. A importância relativa de cada um dos fatores mencionados depende do tipo de projeto e das características do reservatório e do óleo.

A água é o meio básico usado nos métodos térmicos de geração de calor na superfície. Ela pode ser aquecida até a temperatura de vapor ou convertida para vapor. Após atingir a

temperatura de ebulição, o fornecimento continuado de calor converte mais e mais água para vapor nessa temperatura. A fração em peso de água convertida para vapor é chamada de qualidade do vapor. Depois de atingir a qualidade de 100%, um posterior fornecimento de calor novamente aumenta a temperatura, produzindo vapor superaquecido.

A energia adicional requerida para converter água em ebulição para vapor é o chamado calor latente. Um sistema água-vapor pode ganhar ou perder esse tipo de energia sem variar a temperatura ou a pressão. O calor latente é maior à pressões mais baixas e diminui até zero no ponto crítico da água de 705°F (374°C) e 3206 *psia* (225 *kgf/cm²*). Acima deste ponto, a água existe somente numa fase única. No intervalo de pressão de 100 *psia* (7 *kgf/cm²*) a 1500 *psia* (105 *kgf/cm²*), em que a maioria dos projetos térmicos opera, o vapor carrega consideravelmente mais calor do que a água quente. Por exemplo: 1 *bbl* de água convertido para vapor de qualidade de 80% carrega 150 milhões de *BTU* a mais de calor que a água em ebulição na mesma temperatura (Rosa, et al. 2006).

2.4.1. Injeção de Vapor

A injeção de vapor em reservatório de petróleo é um método complexo de deslocamento de óleo que envolve simultaneamente transporte de calor e massa.

Os mecanismos de fluxo e vapor estão relacionados com efeitos térmicos e temperatura da rocha reservatório e propriedades dos fluidos. As principais características do reservatório aquecido pela injeção de vapor são (Santana, 2009):

- Redução das viscosidades do óleo e da água;
- Aumento da temperatura da rocha reservatório e do fluido por condução e convecção;
- Aumento do volume do fluido e da rocha, além da redução de suas densidades;
- Redução das forças interfaciais;

- Vaporização das frações leves do óleo bruto.

A injeção de vapor apresenta dois modos de operar, podendo ser cíclico ou contínuo. O cíclico alterna fases de injeção e produção em um mesmo poço, já o contínuo permanece no mesmo injetor até os poços vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura.

2.4.1.1. Injeção cíclica de vapor

A injeção cíclica de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primariamente uma técnica de estimulação que, através da redução de viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo.

Embora a injeção cíclica de vapor não seja considerada uma técnica de recuperação secundária, é frequentemente usada em projetos de injeção contínua de vapor. Na maioria desses projetos a injeção de vapor começa como um programa de injeção cíclica e é posteriormente mudado para injeção contínua quando o programa cíclico torna-se marginal. Isso se faz devido à rápida resposta no aumento de vazão de óleo da injeção cíclica em relação à contínua, permitindo que se obtenha caixa mais rapidamente. Na injeção contínua, a demora do banco de óleo chegar ao poço produtor, faz com que o campo demore a dar retorno financeiro.

A injeção cíclica de vapor consiste de três fases distintas: períodos de injeção, de espera e de produção. A injeção de um determinado volume de vapor frequentemente é seguida por um período de espera para que o calor injetado seja mais bem distribuído a uma maior parte do reservatório. O poço entra em produção, até que o ciclo seja repetido. Todas as fases do ciclo podem sofrer variações para otimizar o processo. A cada ciclo, o processo se torna menos eficiente, resultando cada vez mais em vazões menores. Os ciclos são repetidos até atingir o limite econômico.

A resposta à injeção cíclica de vapor varia consideravelmente com o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, menos inclinadas, a drenagem por gravidade é

dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que o óleo menos viscoso e aquecido continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção. Independentemente do tipo de reservatório, a injeção cíclica geralmente se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta. Esse fato é evidente em várias estatísticas de produção. As vazões médias e máximas, juntamente com a recuperação do óleo, declinam nos últimos ciclos. À medida que a resposta diminui, torna-se mais difícil justificar tratamentos adicionais que fazem com que a duração dos ciclos aumente (Rosa, et al. 2006).

Grandes frações do vapor injetado, na injeção cíclica de vapor, são produzidas na forma de líquido, tornando assim o manuseio da água um fator importante. Do ponto de vista econômico, um bom indicador de desempenho é a ROV (razão óleo vapor) e a água injetada. A literatura apresenta alguns dos melhores resultados que mostram os primeiros ciclos recuperando cerca de 30 *bbl* de óleo por *bbl* de água injetada na forma de vapor. À proporção que a energia do reservatório é depletada essa razão tende a diminuir (Rosa, et al. 2006).

2.4.1.2. Injeção contínua de vapor

A injeção contínua de vapor consiste em uma injeção contínua desse fluido, diferentemente da injeção cíclica no qual a injeção é intermitente. Nesse tipo de injeção os poços produtores e injetores são distintos, diferindo do caso da injeção cíclica que tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço. Uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor que é expandida com a contínua injeção de vapor. 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.

A recuperação por injeção de vapor depende de vários fatores. Dentre os mais relevantes têm-se os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada. Nesta zona a redução da saturação de óleo é máxima por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Na zona invadida pelo vapor a saturação de óleo é

posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solvente. Os efeitos do mecanismo de gás normalmente são mínimos, mas a destilação por vapor pode contribuir significativamente para a produção de certo óleos como mostra a Figura 2.2.



Figura 2.2 – Injeção Contínua de Vapor – Santana (2009).

A quantidade de calor recebida e retida pela formação produtora determina a resposta ao processo de injeção de vapor. O crescimento rápido e continuado da zona de vapor, resultando em alta vazão de deslocamento do óleo, requer que um mínimo de calor seja perdido através das linhas de superfície, nos poços de injeção e para formações adjacentes. As perdas de calor durante a injeção de vapor são uma função da temperatura de injeção, das características do reservatório e do equipamento usado. As perdas na superfície e no poço podem ser parcialmente controladas, mas nas condições de reservatório não podem, e elas são as mais críticas na determinação da viabilidade do projeto.

A relação entre a temperatura e a pressão de vapor de uma determinada substância, ou seja, a chamada curva de pressão de vapor fornece diversas indicações quanto à aplicabilidade da injeção de vapor d'água. As pressões maiores requerem-se uma temperatura maior para converter água para vapor.

As perdas de calor aumentam com a temperatura do vapor, de modo que aplicações a baixas pressões têm menores perdas de calor. Isso mostra a influência da profundidade do reservatório. Para vencer a alta pressão da formação em zonas profundas é necessário usar vapor a uma maior pressão e temperatura, resultando em maiores perdas de calor. Quanto mais profundo for um poço, maiores serão as perdas de calor.

A relação entre a temperatura e a pressão de ebulição da água enfatiza a importância da alta permeabilidade. Além de permitir ao óleo viscoso fluir mais livremente, a permeabilidade afeta as vazões de injeção, as pressões e as temperaturas do vapor. Zonas fechadas requerem altos valores de pressão e temperatura de injeção, provocando altas perdas de calor.

As perdas de calor do gerador até o poço injetor dependem do tipo e do comprimento das linhas. Os geradores devem ficar próximos dos poços de injeção e as perdas na linha podem ser posteriormente minimizadas por isolamento ou enterramento. Para grandes projetos de injeção de vapor, as linhas de injeção enterradas normalmente são suficientes para manter as perdas na superfície abaixo de 10%. Além da profundidade, as perdas de calor no poço dependem do tipo de completação do poço, incluindo diâmetro e tipo de revestimento e “tubing”. Para projetos de injeção de vapor os poços de injeção usualmente são completados de uma maneira que minimiza as perdas de calor. O espaço anular revestimento-tubing pode ser usado como isolamento para manter a temperatura do revestimento baixa pelo uso de obturadores (“packers”) térmicos ou através do seu preenchimento com gás a alta pressão.

Pouco controle pode ser exercido sobre a maior fonte de perda de calor – a própria formação produtora – onde o calor é perdido por condução através das rochas não produtoras adjacentes. A taxa de perda depende da área presente para o fluxo de calor e aumenta com o crescimento da zona de vapor. A espessura da formação é importante na determinação da fração de calor injetado que é perdida para as formações adjacentes. Para volumes iguais de reservatório, a zona de vapor deve cobrir uma área maior em formações pouco espessas do que nas de maior espessura, o que representa uma maior área superficial para perdas de calor (Rosa, et al. 2006).

2.4.2. Aplicação

As características da rocha-reservatório que favorecem a injeção de vapor são as seguintes (Rosa, et al. 2006):

- Óleos viscosos entre 10 e 20 °API são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis de alto °API podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente.
- Reservatórios com menos de 900 m de profundidade minimizam as perdas de calor. Também o calor latente é maior a pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão, do que em zonas mais profundas a altas pressões.
- Permeabilidade horizontal maior ou igual a 500 mD auxilia o fluxo de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a resposta depende da vazão de injeção.
- Uma saturação de óleo próxima de 0,15 m³ de óleo/m³ de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Espessuras de arenito excedendo 9 m a 15 m geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

2.4.3. Vantagens

A injeção contínua de vapor apresenta as seguintes vantagens (Rosa, et al. 2006):

- Ser um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo °API.
- Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou secundária.
- Este método danifica menos os poços quando comparado a combustão “in-situ”.

- Fornecem maiores vazões de injeção de calor do que outros métodos térmicos. Assim, mais calor é aplicado rapidamente ao reservatório.
- A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor a proporção que o óleo flui.
- As saturações de óleo atrás da zona de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5%.
- A água quente pode ser usada para transportar calor com variações mínimas nos equipamentos em relação a injeção de água convencional.

2.4.4. Desvantagens

A injeção contínua de vapor apresenta as seguintes desvantagens (Rosa, et al. 2006):

- As perdas de calor geradas na superfície a alto custo são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação, devido a isso, o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos, de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.
- O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência, já que operações a altas temperaturas geram riscos de segurança adicionais.
- A falha na cimentação, em poços de completação convencional, é frequente sob operações térmicas. Os novos poços devem ser completados e equipados para operar em altas temperaturas.
- A produção de areia é comum em projetos térmicos.
- A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor.
- “Fingers” de vapor podem acontecer à parte superior da formação que está sendo contatada.

2.4.5. Considerações Econômicas

O investimento inicial em geradores de vapor é alto. Fazer um teste para saber a resposta do reservatório ao método utilizando unidades portáteis alugadas pode ser considerado uma saída para minimizar o risco.

Tem-se como fatores importantes a disponibilidade e o custo do combustível para aquecimento da água ou geração de vapor. Gás natural ou óleo, cada um possui vantagens e desvantagens. Geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m^3 de água para vapor para cada m^3 de óleo queimado. Portanto, ao menos de 1 m^3 de óleo deve ser recuperado para cada 15 m^3 de água injetada como vapor (Rosa, et al. 2006).

Nesse tipo de operação, faz-se necessário uma maior atenção do pessoal de engenharia e de operação com o objetivo de mantê-las eficientes. Para a estimulação cíclica, a otimização de programas de injeção requer comparação das respostas anterior e atual de cada poço, o que significa que são necessários testes frequentes dos poços.

São considerados para os projetos térmicos óleos de alta viscosidade que são os de menor preço. O resultado do alto investimento, alto custo de operação e menor preço do óleo é um lucro relativamente baixo.

Para diminuir custos de produção e de geração do vapor, projetos de sucesso geralmente usam instalações centralizadas.

2.5. Segregação gravitacional na injeção de vapor

Devido ao fato de não ser considerada adequadamente em procedimento de cálculo em Engenharia de Reservatórios, a segregação gravitacional em estudos de reservatórios não foi bem explicada por muitos anos. Porém, com o uso da simulação de reservatórios foi possível à obtenção de resultados que forneceram a capacidade para lidar com a gravidade, mostrando que os efeitos da gravidade poderiam afetar significativamente o desempenho do reservatório.

O mecanismo de segregação gravitacional pode reduzir bastante a eficiência de varrido do reservatório. Esta acontece devido à alta permeabilidade relativa dos fluidos leves fazendo com que estes sejam conduzidos para o topo do reservatório, resultando em um acúmulo de óleo na porção inferior do reservatório que não será deslocada.

Sabe-se que a segregação gravitacional pode ocorrer em aproximadamente todos os casos onde há injeção de fluidos leves, especialmente o vapor, e se não for dada atenção para esse fato, pode-se ter perdas de até 50% do volume de óleo final esperado, em casos extremos (Spivak, 1974). O fluido do reservatório e o fluido injetado apresentam uma grande diferença de densidade o que causa a segregação deles, fazendo com que o fluido menos denso migre para parte de cima da formação, nesse caso o vapor, resultando assim em um avanço não uniforme da frente de vapor.

Quanto à viscosidade, o fluido injetado apresenta uma viscosidade muito menor que a do fluido a ser deslocado, devido a isso o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. Como o fluido injetado não se propaga adequadamente, o óleo fica retido em grandes volumes na rocha onde o descolamento não foi eficiente.

2.5.1. Parâmetros que influenciam na segregação gravitacional

Alguns parâmetros relativos à rocha-reservatório e operacionais afetam na segregação gravitacional, contribuindo para uma maior ou menor intensidade desta. Sendo que os operacionais podem ser alterados para reduzir esse efeito e assim melhorar a recuperação final de óleo.

2.5.1.1. Parâmetros da rocha-reservatório

- **Densidade:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da diferença de densidade dos fluidos injetado e de reservatório.

- **Permeabilidade absoluta:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da permeabilidade absoluta.
- **Permeabilidade relativa ao gás:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da permeabilidade relativa ao gás.
- **Razão de mobilidade:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento de mobilidade, levando em consideração que a mobilidade está relacionada com a viscosidade do fluido.
- **Viscosidade do óleo:** A segregação gravitacional aumenta com o aumento da viscosidade do óleo.
- **Espessura:** A espessura do reservatório influencia na perda de calor, de modo que, quanto mais espesso o reservatório, menor a perda de calor. Alguns autores afirmam que independente da espessura, a segregação gravitacional é a mesma.
- **Tipo de reservatórios:** Para reservatórios heterogêneos, ou seja, com camadas de permeabilidades variadas, pode ser criada a chamada zona de vapor secundária que são as formações de outras zonas de vapor devido a camadas de baixa permeabilidade no reservatório, impedindo que a segregação ocorra imediatamente (Rodrigues, 2008).

2.5.1.2. Parâmetros operacionais

- **Vazão:** A segregação gravitacional diminui com o aumento da vazão.
- **Distância entre os poços:** Quanto maior a distância entre os poços, maior a segregação e a formação de “override”.
- **Intervalo de completação:** Devido ao fato do intervalo de completação influenciar na segregação é necessário encontrar um intervalo ótimo para minimizar seu efeito.

- **Qualidade do vapor:** A qualidade do vapor afeta na segregação, pois nem sempre é necessário injetar um vapor superaquecido, às vezes pode ser eficiente injetar um vapor de qualidade menor, economicamente mais viável, apresentando melhores resultados (Santana, 2009).

2.5.2. Estratégias de injeção para reduzir o efeito da segregação

Tanto para aumentar a recuperação final de óleo como para reduzir o efeito da segregação, umas das mais eficientes soluções é trabalhar com a vazão de injeção. Com o aumento da vazão em si, há uma redução no efeito da segregação, porém exige bombas mais potentes tornando os projetos mais onerosos. Portanto se faz necessário ter uma boa estratégia de injeção, para trabalhar com uma determinada vazão de projeto e obter o melhor resultado possível. Rossen e Van Dujin (2006) apresenta algumas soluções distintas:

- Injeção de água e gás, com vazão de injeção fixa, sobre todo intervalo de injeção.
- Injeção de água e gás, com vazão de injeção fixa, sobre uma porção do intervalo de injeção, ou seja, injeção de vapor e água no mesmo intervalo.
- Simultaneamente, injeção separada no intervalo inteiro, sendo a água na porção do topo e gás na parte de baixo.
- Injeção separada de gás e água em porções do intervalo de injeção, uma extensão do caso acima.

A Figura 2.4 abaixo mostra as quatro diferentes estratégias de injeção de água e gás, onde as simulações realizadas mostram que injetar gás no fundo do reservatório e água no topo simultaneamente apresentou um melhor resultado para reduzir a segregação.

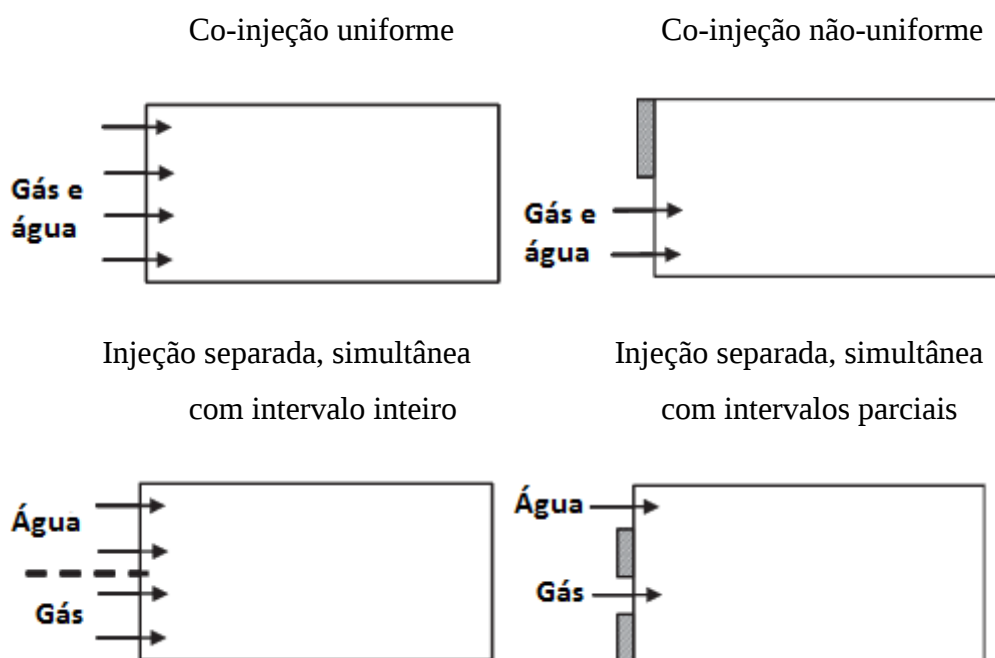


Figura 2.4 – Esquema de estratégias de injeção (fonte: Rossen e Dujin, 2004).

CAPÍTULO III:

Materiais e métodos

3. Modelagem do processo

Neste capítulo, são apresentados dados referentes à simulação de reservatórios e as características da rocha-reservatório, dos fluidos e operacionais do modelo proposto.

3.1. Ferramenta computacional

O processo de simulação foi realizado através do programa STARS – (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) do grupo CMG – Computer Modelling Group – versão 2013. Este programa é um simulador numérico trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular os métodos térmicos de recuperação, como: injeção contínua e cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, dentre outros.

Os dados de entrada para as simulações são a configuração da malha e o modelo físico, que consistem nas características do meio (propriedades físicas da rocha-reservatório); propriedades dos fluidos e condições de contorno (descrição das fronteiras do reservatório); processo de recuperação (método, quantidade, orientação, distribuição e atribuições dos poços) e condições iniciais.

Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessuras variáveis, além de possibilitar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

3.2. Modelo físico

O modelo físico adotado consiste em um modelo tridimensional, de malha cartesiano. A Figura 4.1 apresenta o reservatório em 3D, mostrando as dimensões do reservatório:

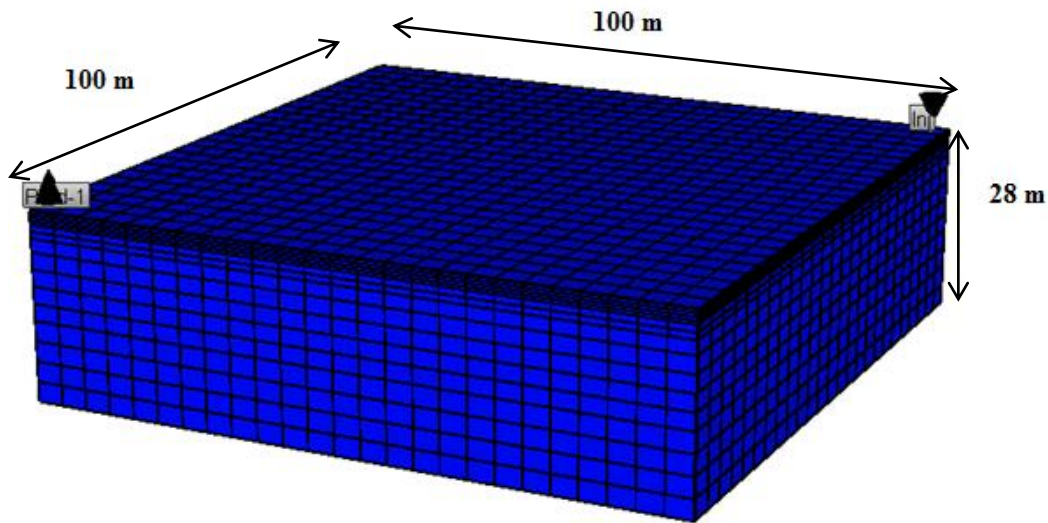


Figura 3.1 – Modelo base em 3D.

Pela Figura 3.1 mostrada pode-se observar que houve um maior refinamento no topo, com o objetivo de acompanhar a propagação do gás no topo do reservatório. O modelo base apresenta uma capa de gás de 2 m, uma zona de água de 6 m e 20 m de zona de óleo. As características de simulação adotadas e as dimensões do refinamento são:

- Injeção em malha: *Five spot* invertido;
- Modelo utilizado na simulação: $\frac{1}{4}$ *five spot*;
- Número de Blocos: 9375 blocos;
- Comprimento = Largura: 25 blocos de 4 m cada = 100 m
- Espessura: 4 camadas – 0.5 m ; 2 camadas – 1.0 m ; 1 camada – 2.0 m ; 4 camadas – 2.5 m ; 4 camadas – 3.0 m = 28 m;
- Área do reservatório: 10000 m²;
- Área transversal do reservatório: 2800 m².

3.2.1. Propriedades da rocha-reservatório

Os valores das propriedades do reservatório estão apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Propriedades do Reservatório.

Propriedade	Valor
Profundidade do reservatório (m)	200
Comprimento (m)	100
Largura (m)	100
Espessura (m)	28
Condutividade Térmica da Água (J/m.s.K)	0,2
Condutividade Térmica do Óleo (J/m.s.K)	0,04
Condutividade Térmica do Gás (J/m.s.K)	0,02
Condutividade Térmica da Rocha (J/m.s.K)	1,7
Compressibilidade Efetiva da Rocha (1/Pa)	$4,4 \cdot 10^{-7}$
Capacidade Calorífica da Rocha (J/m ³ .K)	66465
Temperatura inicial (K)	310,8
Saturação inicial de óleo	0,72
Saturação inicial de água	0,28
Volume de Óleo Original (m ³ std)	39207
Permeabilidade Horizontal (mD)	1000
Relação Kv/Kh	0,1
Porosidade (%)	28

3.3. Viscosidade do óleo

A curva de viscosidade do óleo utilizada para o modelo base foi a de 1000 cP a 100°F, como se pode ver na Figura 3.2, que apresenta o gráfico da curva de viscosidade em função da temperatura.

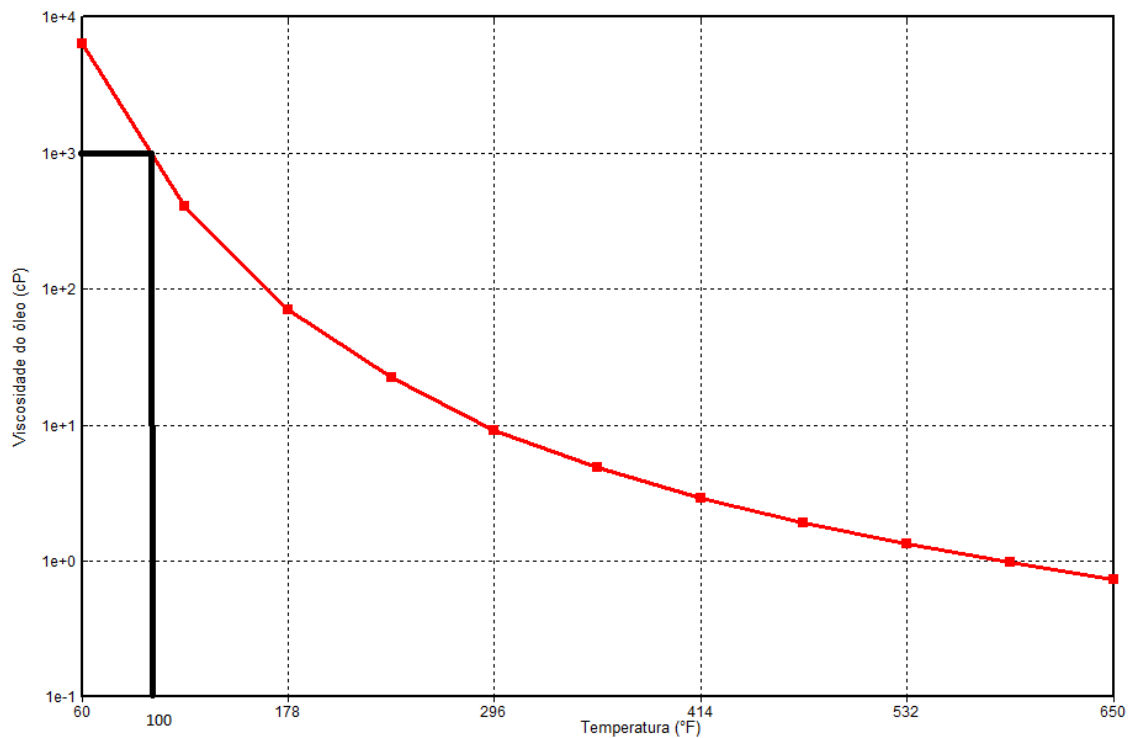


Figura 3.2 – Viscosidade do óleo versus temperatura para 1000 mD.

3.4. Permeabilidades relativas

Para que o ocorra mais facilmente o fenômeno da segregação gravitacional, o modelo base possui uma capa de gás, fazendo com que aumente a permeabilidade relativa ao gás (krg). A Figura 3.3 mostra as curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo-água (krow – permeabilidade relativa óleo-água e krw – permeabilidade relativa à água) e a Figura 3.4 para o sistema óleo-gás (krg – permeabilidade relativa ao gás e krog – permeabilidade relativa óleo-gás), curvas essas utilizadas como parâmetros de entrada do simulador.

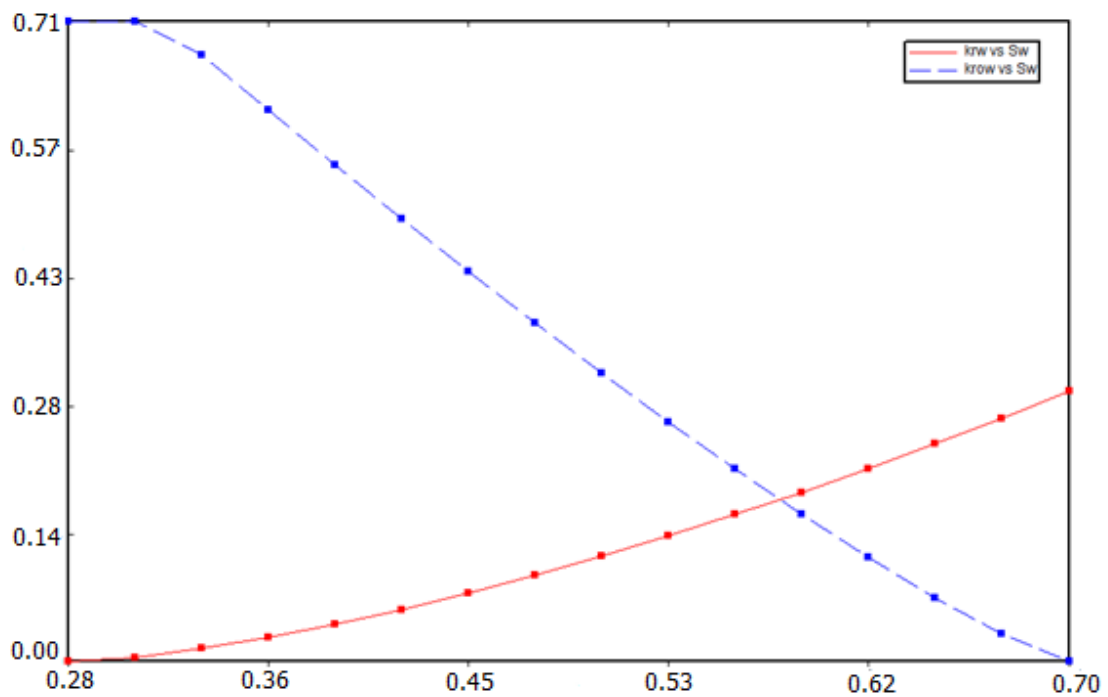


Figura 3.3 – Gráfico permeabilidades relativas *versus* Sw.

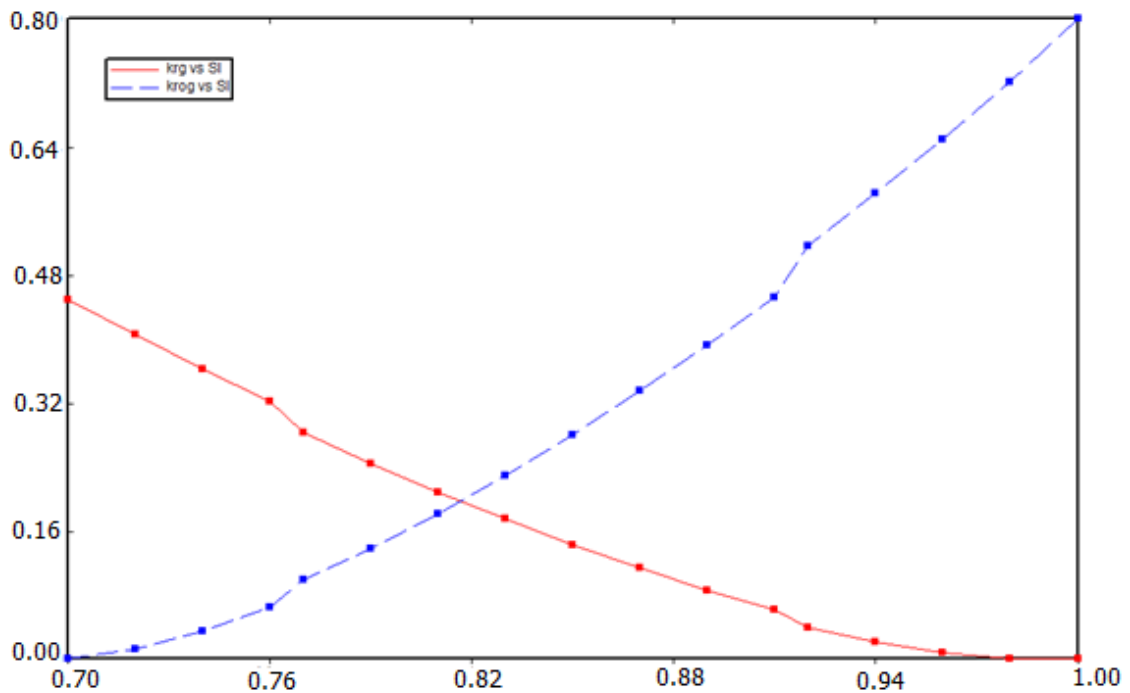


Figura 3.4 – Gráfico permeabilidades relativas *versus* Sl.

3.5. Características operacionais do modelo base

A Tabela 3.2 apresenta as configurações operacionais adotadas no modelo base.

Tabela 3.2 – Características operacionais do modelo base.

Característica operacional	Valor
Distância entre poços (m)	140
Temperatura de injeção (°F)	550
Pressão máxima no poço injetor (KPa)	7198
Pressão mínima no poço injetor (KPa)	196,5
Vazão de Injeção (t/dia)	25
Título do Vapor	0,5
Intervalo de completação (Injetor e produtor)	5° camada- 12° camada
Tempo de projeto (anos)	15

3.6. Metodologia de trabalho

Inicialmente realizou-se simulação do modelo base, com 1000 mD, e de variações desta para permeabilidades de 500 mD, 2000 mD, 3000 mD, 4000 mD e 5000 mD, com objetivo principal de analisar a influência das permeabilidades na segregação gravitacional e na produção final de óleo. Para isso, analisaram-se os gráficos de produção acumulada de óleo, fator de recuperação, razão óleo-vapor e vazão de óleo, todos em função do tempo de projeto.

Em seguida, realizou-se uma simulação para observar a atuação do vapor durante o processo de injeção de vapor em reservatórios com permeabilidades extremas, nesse caso de 500 mD e 5000 mD, observando a influência da permeabilidade na recuperação de óleo e no fenômeno da segregação gravitacional.

3.6.1. Análise dos parâmetros operacionais

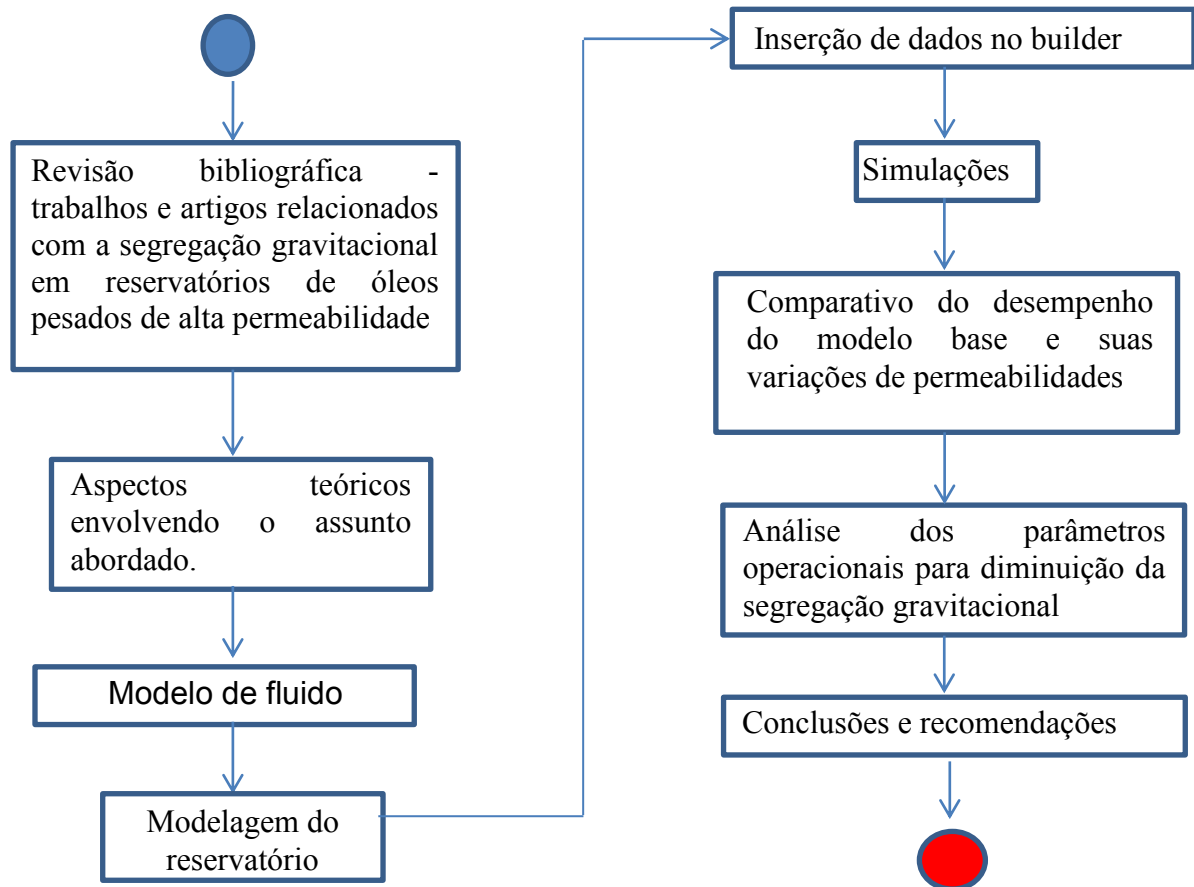
Escolheram-se dois modelos com permeabilidades diferentes, sendo uma 10 vezes maior que a outra, com o intuito de analisar o fenômeno da segregação e a influência dos parâmetros operacionais em ambos. Tendo em vista otimizar esses parâmetros para reduzir a segregação, aumentando assim o fator de recuperação. Os intervalos dos parâmetros operacionais adotados são exibidos na tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Intervalos estudados dos parâmetros operacionais.

Parâmetros	Intervalo			Base
Título - % (Xv)	30	50	80	50
Vazão – t/dia (Qv)	12,5	25	37,5	25
Intervalo de completação	5° camada- 9° camada (CT)	5° camada- 12° camada (CZO)	9° camada- 12° camada (CB)	5° camada- 12° camada

A partir desses três parâmetros selecionados, vazão de injeção, título de vapor e o intervalo de completação, foi realizado um planejamento experimental onde mostra as diversas simulações que foram realizadas tanto para permeabilidade 500 mD e 5000 mD, com o objetivo de buscar soluções operacionais para reduzir o fenômeno com o menor custo possível, retornando um maior fator de recuperação. Resultando assim em 27 simulações para cada caso, totalizando 54 simulações.

3.7. Descrição do estudo



CAPÍTULO IV:

Resultados e discussões

4. Resultados e discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados e discussões referentes à influência da permeabilidade na recuperação de óleo, além de analisar o fenômeno da segregação gravitacional para os casos de diferentes permeabilidades.

4.1. Influência da permeabilidade

Quando se analisa a permeabilidade, deve-se levar em consideração que o seu aumento, aumenta tanto a permeabilidade horizontal como a vertical, devido a relação K_v/K_h ser fixa neste estudo.

A permeabilidade apresentou resultados que estão de acordo com a teoria, pois, com o aumento da permeabilidade, houve um aumento da segregação gravitacional. As Figuras 4.1 e 4.2 mostram o comportamento da propagação do vapor no reservatório para o 7º ano de produção, onde é possível constatar que houve uma maior segregação gravitacional para o modelo de maior permeabilidade (Figura 4.2).

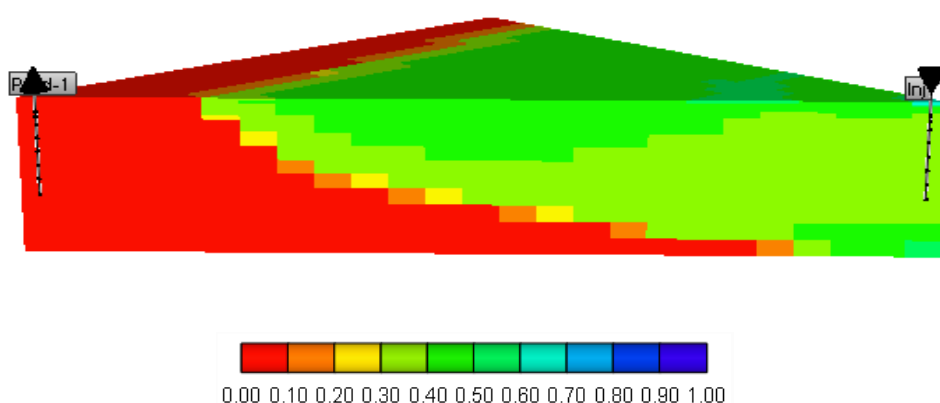


Figura 4.1 – Saturação de gás no 7º ano de produção – modelo de permeabilidade (K_h) 500 mD.

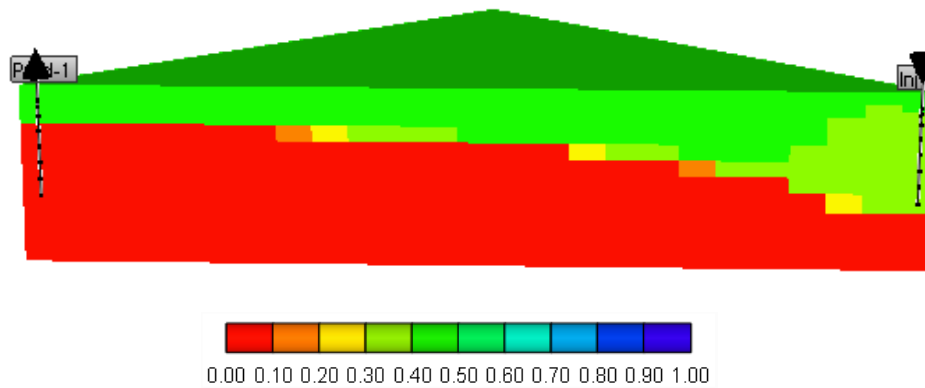


Figura 4.2 – Saturação de gás no 7º ano de produção – modelo de permeabilidade (Kh) 5000 mD.

Pode-se notar que o modelo de maior permeabilidade apresenta uma maior segregação gravitacional, como também apresenta um maior fator de recuperação. Isto ocorre pelo fato de que o modelo que apresenta maior permeabilidade possui também a maior facilidade do vapor fluir nos poros da rocha, fazendo com que o banco de óleo aquecido chegue primeiro ao poço produtor neste modelo.

A Figura 4.3 exibe a produção acumulada de óleo para seis modelos de diferentes permeabilidades.

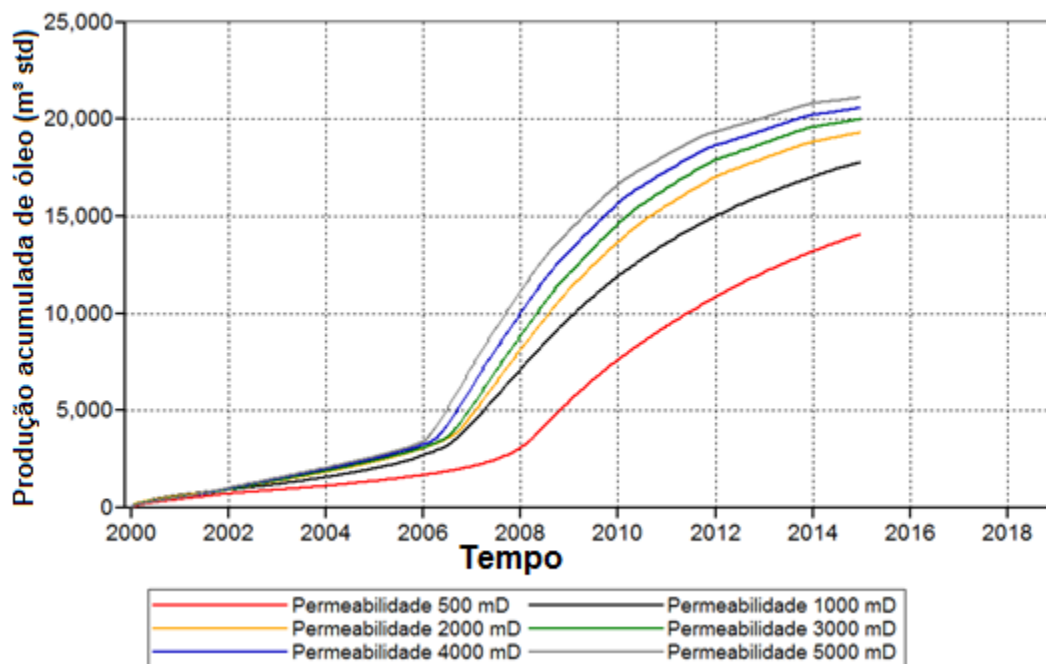


Figura 4.3 – Produção acumulada total de óleo *versus* tempo para diferentes Kh's.

Observa-se na Figura 4.3 que os modelos com maiores permeabilidade apresentam uma maior produção acumulada de óleo. Assim, conclui-se que os modelos de maiores permeabilidades apresentam segregação gravitacional mais intensa apesar de ter uma maior produção acumulada de óleo.

A Figura 4.4 exibe as curvas do fator de recuperação de óleo *versus* tempo para as seis diferentes permeabilidades.

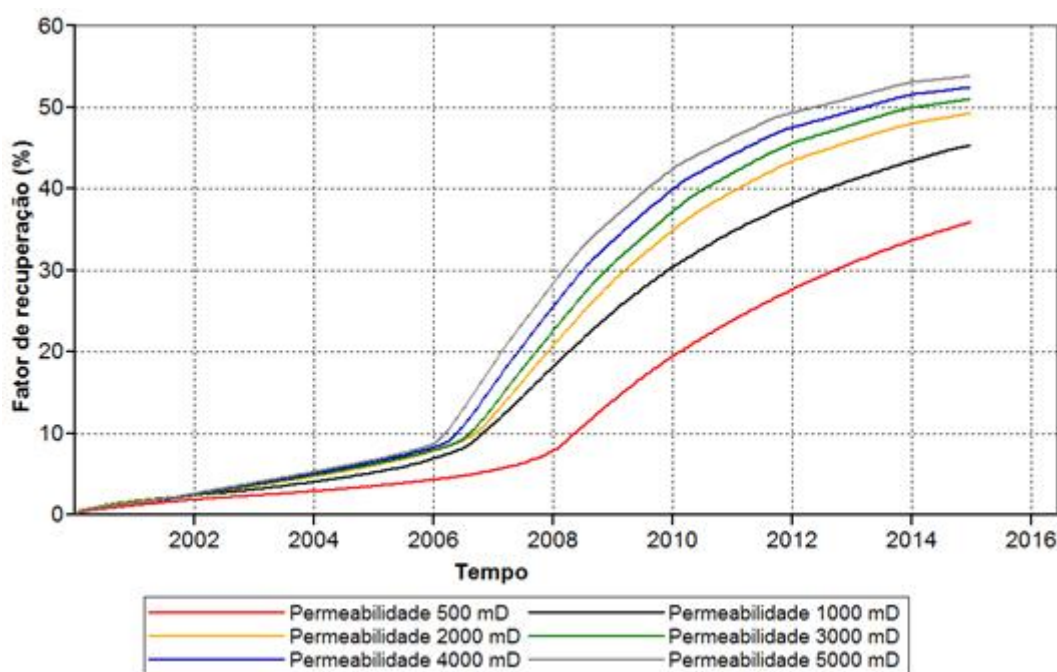


Figura 4.4 – Fator de recuperação *versus* tempo.

Observa-se na Figura 4.4 que os modelos de altas permeabilidades obtiveram maiores fatores de recuperação do que os modelos de menores permeabilidades, sendo o modelo com permeabilidade de 5000 mD com o maior fator de recuperação. Com este resultado pode-se comprovar que apesar do modelo de maior permeabilidade acarretar uma maior segregação gravitacional este também apresenta uma maior facilidade do vapor fluir pelo reservatório e assim resultar em um maior fator de recuperação.

Analisando a Figura 4.5 nota-se que o caso de permeabilidade horizontal de 500 mD, o bando de óleo chega cerca de 2 anos depois do caso de permeabilidade horizontal de 5000 mD e, apesar da irrupção do vapor no poço produtor acontecer depois, a vazão máxima obtida não ultrapassa 8 m³/dia. Já no caso de maior permeabilidade a vazão máxima é próxima de 13

m³/dia. Isso pode ser comprovado a partir da Figura 4.5 que ilustra a vazão de óleo no tempo para várias permeabilidades.

É possível observar também que nas curvas da Figura 4.5, o declínio na vazão de óleo para o modelo de maior permeabilidade acontece mais rapidamente do que para os modelos de permeabilidade menores, nesse caso isso ocorre devido à produção ocorrer mais rapidamente.

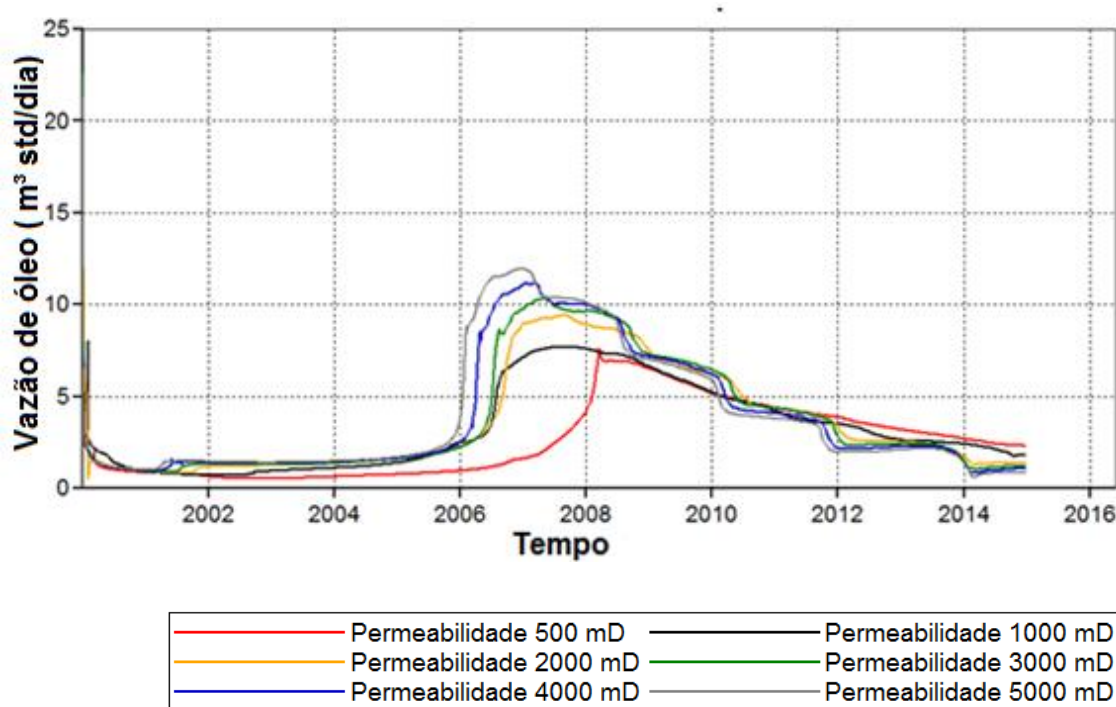


Figura 4.5 – Vazão de óleo versus Tempo.

A Figura 4.6 exibe as curvas da razão óleo vapor versus tempo para as seis diferentes permeabilidades.

Observa-se na Figura 4.6 que o limite econômico (ROV de 10% ou 0,10 m³std /m³ std) foi atingido aproximadamente entre o final do 11º ano até o início do 14º ano de projeto, considerando as seis diferentes permeabilidades analisadas. Analisando apenas a curva de menor e de maior permeabilidade, pode-se constatar pela análise da Figura 4.6 que, para a permeabilidade de 500 mD, tem-se o valor do pico de 0,30 m³ std/m³std e para a permeabilidade de 5000 mD esse valor é de 0,5 m³std/m³std.

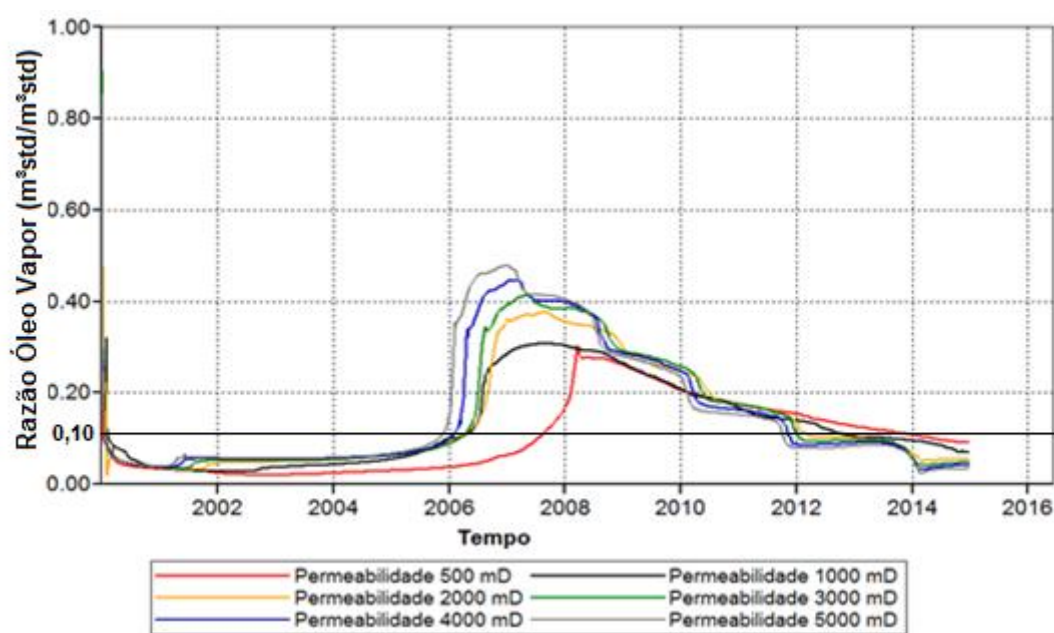


Figura 4.6 – Razão óleo-vapor *versus* tempo.

Continuando a análise da mesma figura, pode-se observar que, para cada permeabilidade, existe um tempo em que a produção começa a responder à injeção de vapor. Para o reservatório de menor permeabilidade, essa resposta ocorreu no 7º ano aproximadamente, já para o de maior permeabilidade essa resposta ocorre um pouco antes no 6º ano aproximadamente. Essa diferença acontece devido ao fato de que para a maior permeabilidade, há uma maior segregação gravitacional e a maioria do vapor se propaga no topo do reservatório e chega primeiro ao poço produtor do que no caso de menor permeabilidade.

4.1.1. Análise da maior e menor permeabilidade

Após a análise de vários parâmetros para todas as permeabilidades estudadas, escolheu-se para um estudo mais aprofundado apenas os casos de permeabilidades com valores extremos, a de valor 500 mD e a de 5000 mD, com intuito de observar o efeito de diferentes permeabilidades na segregação gravitacional. Esta análise foi feita através da saturação de gás (Figura 4.7) em função do tempo, sendo estes os anos: 2000, 2003, 2007, 2011 e 2014.

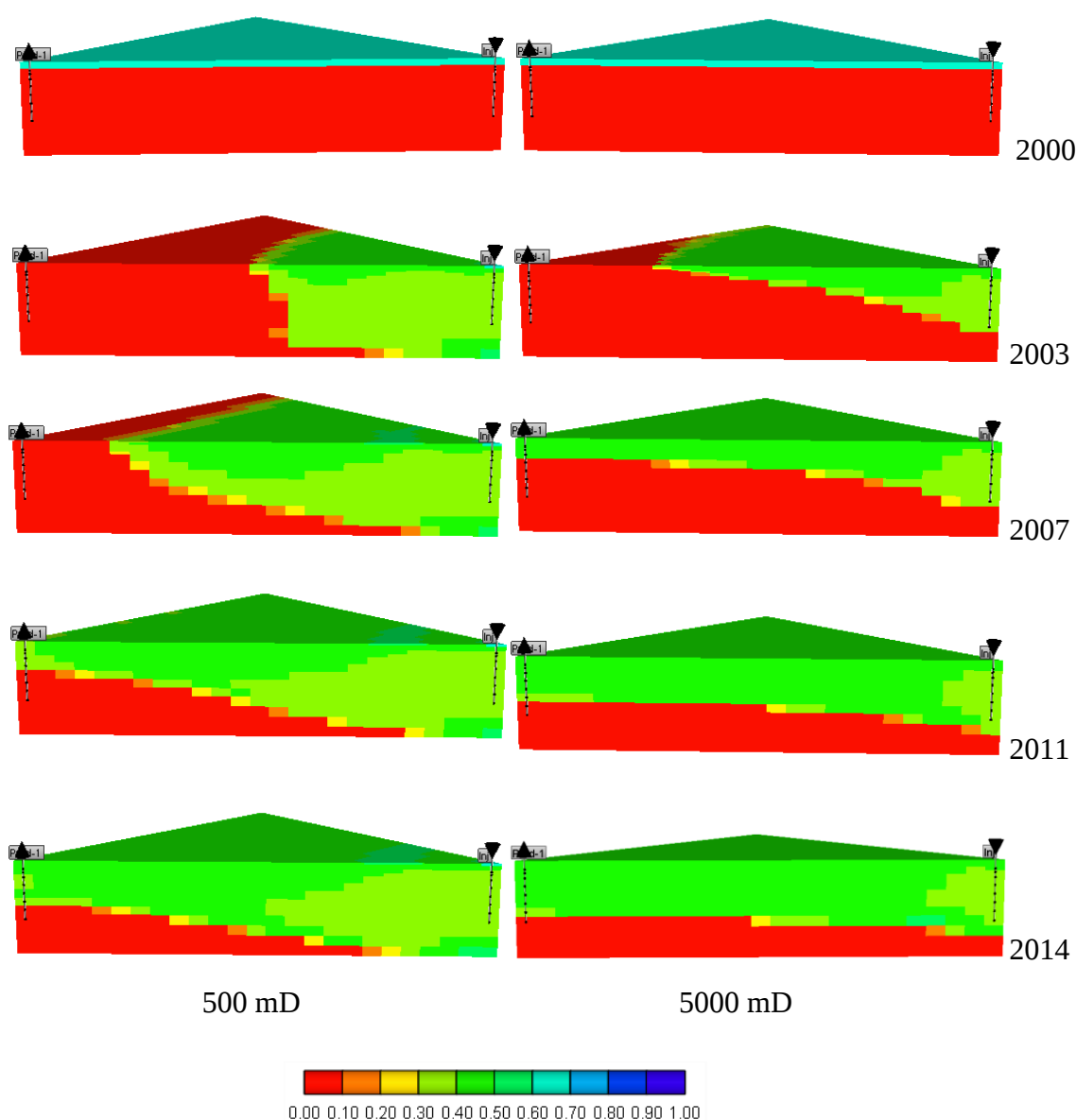


Figura 4.7 – Variação da saturação de gás para permeabilidade de 500 mD (esquerda) e de 5000 mD (direita).

Após 3 anos, observa-se que, para a permeabilidade mais baixa, o vapor consegue se propagar proporcionalmente na base e no topo do reservatório, já para a mesma data só que para a maior permeabilidade isto não acontece, neste caso o vapor se propaga mais no topo do reservatório, não conseguindo atingir a base. No ano 2007, é possível notar que no caso da permeabilidade 500 mD, o vapor continua se propagando proporcionalmente como já foi citado, já no caso de permeabilidade 5000 mD houve um aumento da propagação do vapor no topo do reservatório e ocorre a irrupção do vapor no poço produtor. Em 2011, pode-se observar que no caso de permeabilidade 500 mD o vapor continua a se propagar apenas no topo do reservatório atingindo o poço produtor, já no caso da maior permeabilidade nota-se que

o vapor não conseguiu atingir a base do reservatório, apenas aumentou quantidade de vapor no topo. No último ano, houve apenas o aumento na intensidade dos fatos já ocorridos no ano de 2011. Nota-se que nem no último ano o gás conseguiu atingir a base do reservatório de maior permeabilidade.

A Figura 4.8 mostra o mapa ternário de saturação para os valores de permeabilidade analisadas, nos anos: 2000, 2003, 2007, 2011 e 2014.

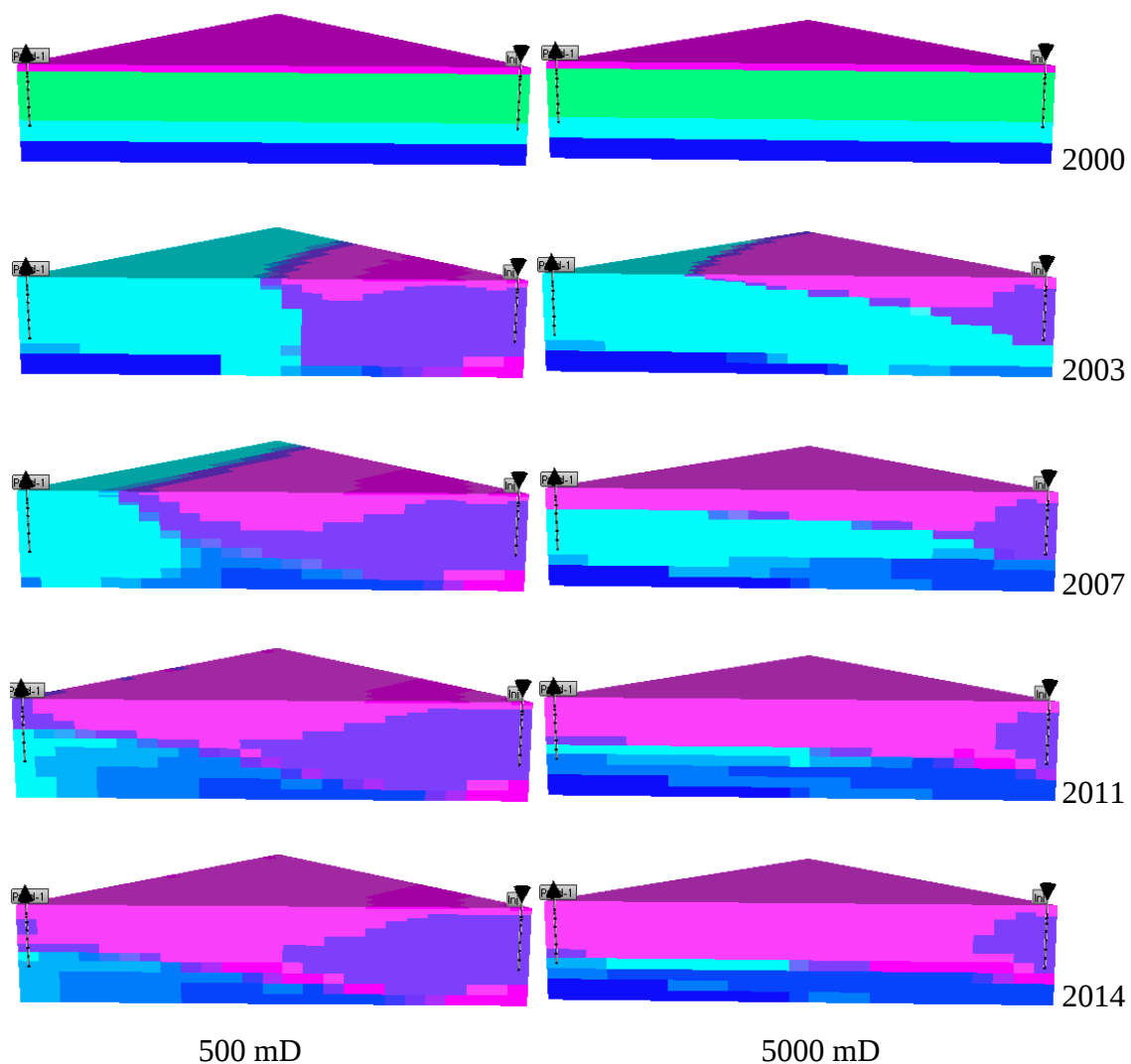




Figura 4.8 – Variação do mapa ternário para permeabilidade de 500 mD (esquerda) e de 5000 mD (direita).

Após 3 anos de injeção, observa-se a propagação do gás para os dois reservatório com permeabilidades diferentes, para o de permeabilidade 500 mD esta propagação ocorreu tanto na horizontal como na vertical, já para o de 5000 mD esta propagação é mais evidente no topo do reservatório. No ano de 2007, esta propagação continua a ocorrer da mesma forma como no ano anterior apenas com uma intensificação, podendo observar que para o reservatório de maior permeabilidade o vapor que foi injetado já alcançou o poço produtor. Em 2011, nota-se que para o sistema de menor permeabilidade houve uma maior propagação do vapor no topo do que na base quando comparado com o ano anterior, ocasionando assim a chegada do vapor injetado no poço produtor, no caso de maior permeabilidade houve uma intensificação do que já havia ocorrido no ano anterior, podendo-se notar que o vapor não alcança a base do reservatório. No último ano, observa-se o quanto de óleo foi varrido por esse vapor injetado e o quanto desse vapor ficou contido no reservatório.

4.2. Análise dos parâmetros operacionais para redução da segregação gravitacional

Nesta seção foi realizada uma análise da segregação gravitacional do sistema para mudança de três parâmetros operacionais; vazão de injeção, título do vapor injetado e o intervalo de completação, tanto para reservatório de 500 mD como para o de 5000 mD, com o objetivo de analisar como os parâmetros influenciam no fator de recuperação e na segregação gravitacional. Para cada permeabilidade foram feitas 27 novas simulações. Essas análises são importantes no sentido de mostrar quais configurações de reservatório tendem a apresentar altos fatores de recuperação com baixa segregação gravitacional.

A Tabela 4.1 mostra os intervalos escolhidos para análise dos parâmetros da rocha-reservatório.

Tabela 4.1 – Intervalo estudado dos parâmetros analisados.

Parâmetros	Mínimo (-1)	Máximo (+1)	Base
Título - %	30	80	50
Vazão – t/dia	12,5	37,5	25
Completação	Topo	Base	Zona de óleo

A partir da combinação desses parâmetros foram gerados 54 diferentes casos, sendo 27 para a permeabilidade de 500 mD e outros 27 casos para a permeabilidade de 5000 mD.

4.2.1. Análise do modelo de reservatório de permeabilidade horizontal 500 mD

Após simular todos os casos, foi necessária a construção de uma tabela com os valores do fator de recuperação, produção acumulada total de água e produção acumulada total de óleo, todos os valores são referentes ao fim da vida produtiva do reservatório. É possível observar esses valores na Tabela 4.2:

Tabela 4.2 – Tabela com valores de Np, Fr e Wp para permeabilidade 500 mD.

Simulação	Vazão de injeção (t/dia)	Título (%)	Completação	Np (final)	Fr (final)	Wp (final)
1°	12.5	30	5° - 9° (topo)	4452,83	11,36	72932,31
2°	12.5	30	5° - 12° (zona de óleo)	4421,71	11,28	73254,23
3°	12.5	30	9° - 12°(base)	4512,79	11,51	73145,63
4°	12.5	50	5° - 9° (topo)	5372,37	13,70	72163,03
5°	12.5	50	5° - 12° (zona de óleo)	4888,76	12,47	71701,42

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

6°	12.5	50	9° - 12°(base)	4962,76	12,66	71390,97
7°	12.5	80	5° - 9° (topo)	14072,32	35,89	86332,80
8°	12.5	80	5° - 12° (zona de óleo)	11472,87	29,26	82972,77
9°	12.5	80	9° - 12°(base)	9842,35	25,10	79570,19
10°	25	30	5° - 9° (topo)	14018,16	35,75	137590,00
11°	25	30	5° - 12° (zona de óleo)	13869,39	35,37	137633,60
12°	25	30	9° - 12°(base)	14357,30	36,62	139919,90
13°	25	50	5° - 9° (topo)	14916,13	38,04	141841,2
14°	25	50	5° - 12° (zona de óleo)	14090,73	35,94	139701,5
15°	25	50	9° - 12°(base)	14186,97	36,18	140557,9
16°	25	80	5° - 9° (topo)	13813,86	35,23	144328,3
17°	25	80	5° - 12° (zona de óleo)	13566,71	34,60	143893,2
18°	25	80	9° - 12°(base)	13040,52	33,26	142390,2
19°	37.5	30	5° - 9° (topo)	10311,6	26,30	149462,5
20°	37.5	30	5° - 12° (zona de óleo)	9905,21	25,26	150114,8
21°	37.5	30	9° - 12°(base)	9373,55	23,91	150308,2
22°	37.5	50	5° - 9° (topo)	10126,67	25,83	150079,5
23°	37.5	50	5° - 12° (zona de óleo)	9463,29	24,14	150462,2
24°	37.5	50	9° - 12°(base)	9067,38	23,13	150824,8
25°	37.5	80	5° - 9° (topo)	8270,13	21,09	151945
26°	37.5	80	5° - 12° (zona de óleo)	7948,99	20,27	152446,6
27°	37.5	80	9° - 12°(base)	7430,98	18,95	152576,8

Analisando os valores contidos nesta tabela pode-se afirmar que as melhores produções acumuladas de óleo e os melhores fatores de recuperação são para os casos 7, 13 e 19 para cada vazão da permeabilidade 500 mD. Após obter da Tabela 4.2, os 3 melhores casos, será necessária a construção dos gráficos de produção acumulada total de água, fator de recuperação, vazão de óleo e razão óleo-vapor para estes 3 casos juntamente com o seu respectivo modelo base, para que seja possível fazer uma comparação entre os 4 casos.

Segue abaixo a Figura 4.9 que representa a produção acumulada total de água pelo tempo, para os três melhores casos da permeabilidade 500 mD e seu respectivo modelo base.

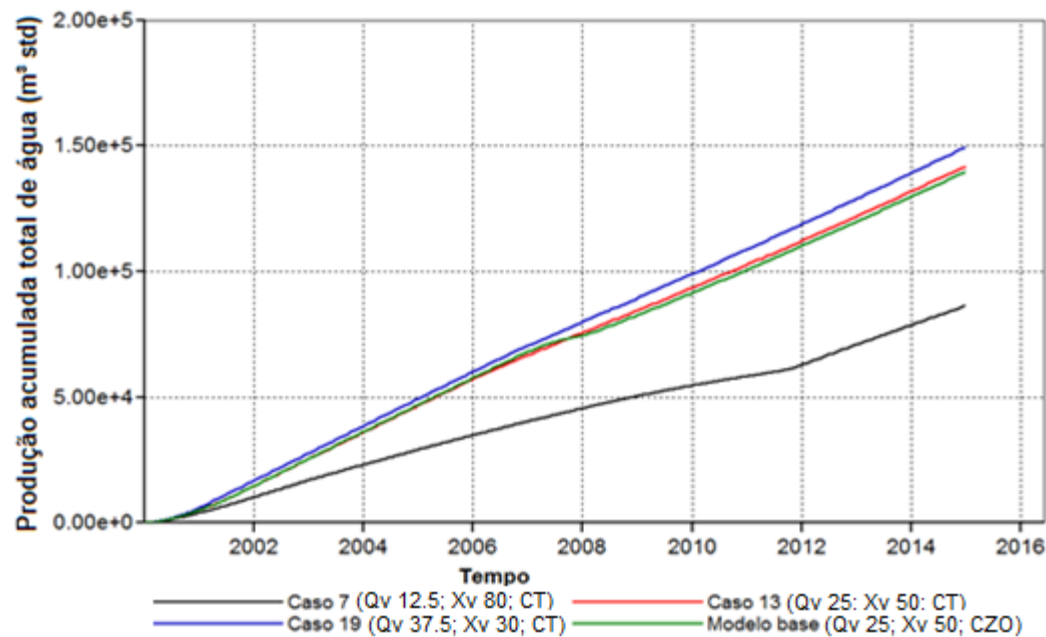


Figura 4.9 – Gráfico da produção acumulada total de água versus tempo para permeabilidade 500 mD.

Nesta figura, pode-se observar que o caso 7 dentre os 4 casos analisados foi o que obteve uma menor produção acumulada de água, isso ocorreu pelo fato deste apresentar uma vazão de injeção 12,5 t/dia, enquanto que o caso 19 tem uma vazão de injeção de 37,5 t/dia.

A seguir, a Figura 4.10 que representa o gráfico do fator de recuperação pelo tempo, para os mesmos quatro casos já citados acima.

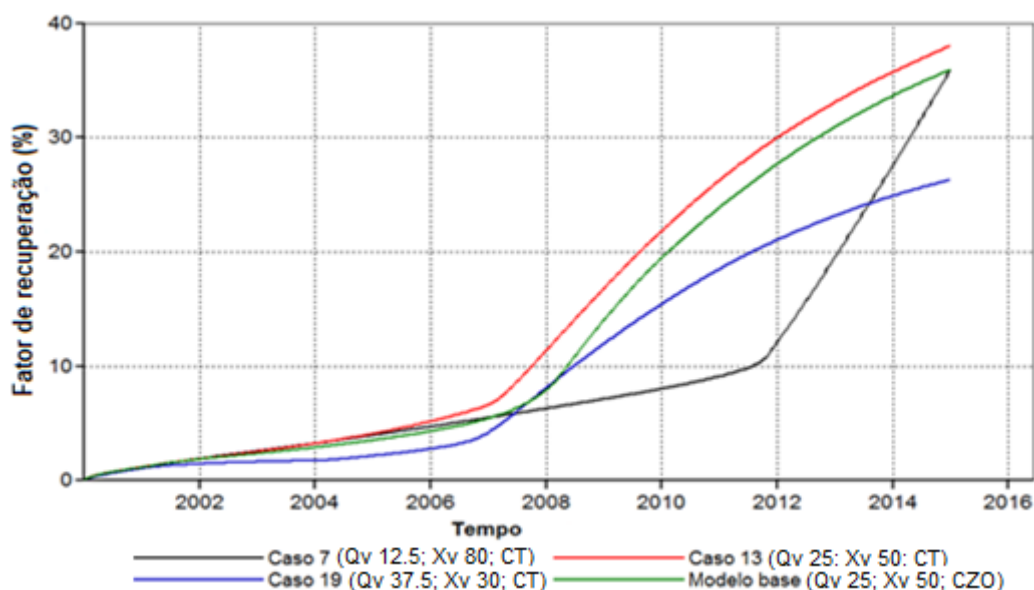


Figura 4.10 – Gráfico do fator de recuperação versus tempo para permeabilidade 500 mD.

Analisando o gráfico do fator de recuperação, pode-se concluir que o caso 13 (Q_v 25; X_v 50; CT) foi o que obteve um maior fator de recuperação e o caso 19 (Q_v 37.5; X_v 30; CT) foi o que obteve o menor.

A seguir a Figura 4.11 que representa o gráfico da vazão de óleo pelo tempo, para os mesmos quatro casos já citados acima.

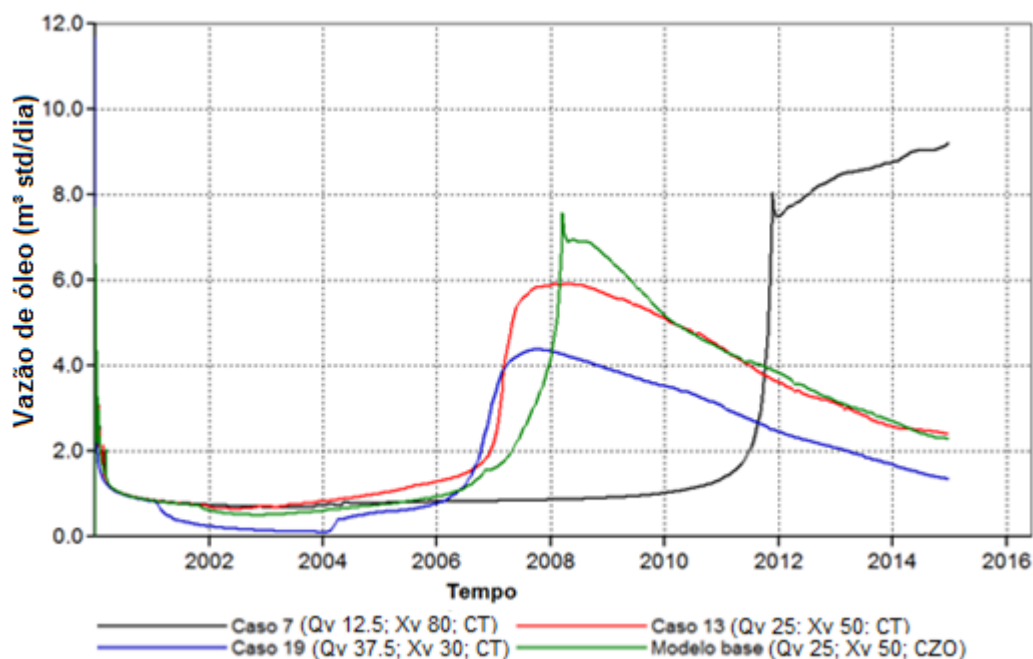


Figura 4.11 – Gráfico da vazão de óleo versus tempo para permeabilidade 500 mD.

Observando o gráfico da vazão de óleo acima, o declínio na vazão de óleo acontece primeiramente tanto para o caso 19 como para o caso 13, pelo fato de que para ambos os casos a produção de óleo ocorreu mais rapidamente. Já para o caso 7 a produção demorou cerca de 4 anos a mais em relação ao início dos outros casos. Devido a isso, para este caso o gráfico mostra que não houve tempo de projeto para a ocorrência do declínio, considerando que o tempo de produção foi de 15 anos

A seguir a Figura 4.12 que representa a razão óleo-vapor pelo tempo, para os mesmos quatro casos já citados acima.

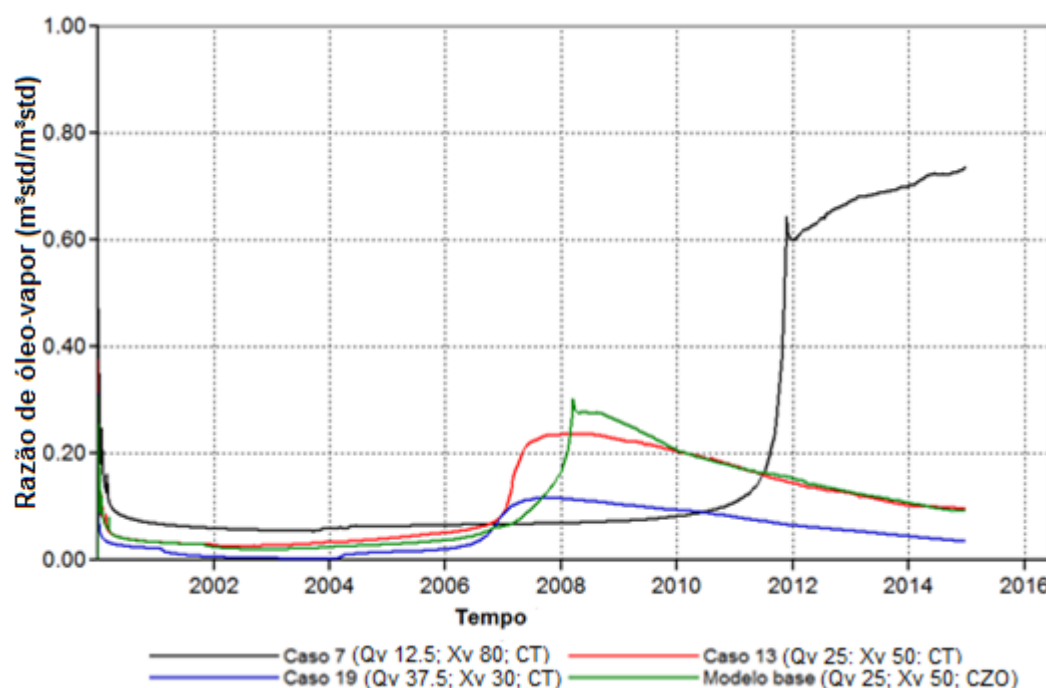


Figura 4.12 – Gráfico da razão óleo-vapor versus tempo para permeabilidade 500 mD.

Observando o gráfico da ROV nota-se que dentre as curvas que foram analisadas a curva do modelo base foi que obteve o maior pico com valor de aproximadamente $0,3 \text{ m}^3 \text{ std/m}^3 \text{ std}$, já a curva que obteve o menor valor da ROV foi o caso 19, tendo alcançado um valor de aproximadamente $0,10 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

Ao se analisar as Figuras 4.9, 4.19, 4.11 e 4.12 para o valor de menor permeabilidade, pode-se concluir que o caso com melhor desempenho foi o 13, apresentando o fator de recuperação de aproximadamente 38% enquanto que o caso base tinha 36%. Pode-se dizer que houve uma melhora do modelo base para este caso analisado, porém esse aumento foi muito pouco de apenas 2 pontos percentuais. Para comprovar isto tem-se que para o modelo base a produção acumulada total de óleo é de $14090,73 \text{ m}^3 \text{ std}$ e para o caso 13 aumentou para $14916,13 \text{ m}^3 \text{ std}$.

Após a definição do melhor caso para esta permeabilidade foram construídos os mapas de saturação de gás e o mapa ternário com o objetivo de aprimorar a análise entre o modelo base e seu respectivo melhor caso. Primeiramente temos o mapa de saturação de gás para permeabilidade 500 mD e o caso considerado otimizado (caso 13) no decorrer de vários anos, sendo eles: 2000, 2003, 2007, 2011 e 2014, como mostra a Figura 4.13.

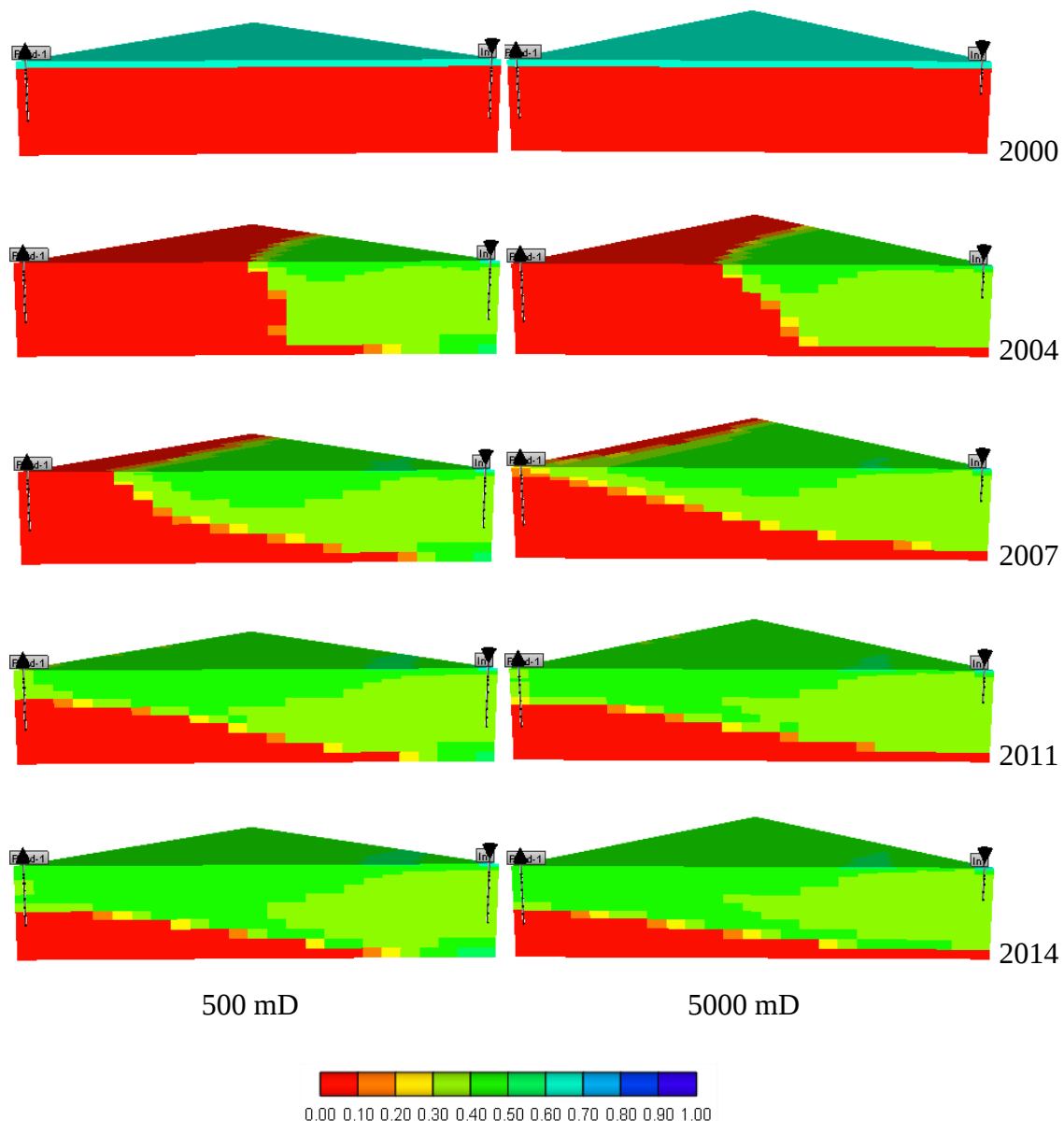


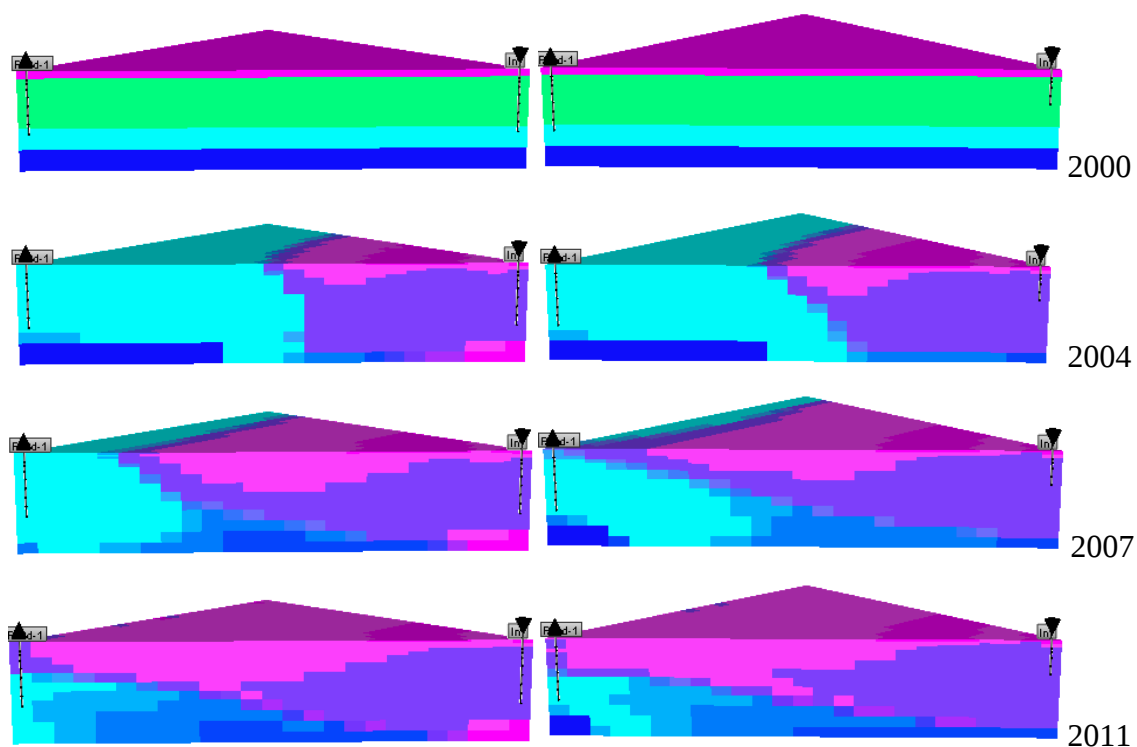
Figura 4.13 – Comparação da saturação de gás do modelo base (esquerda) e caso 13 (direita).

Comparando a variação da saturação de gás para o modelo base da permeabilidade de 500 mD com o seu melhor caso, que foi o caso 13, verifica-se que após três anos do início da injeção, pode-se observar que no modelo base houve uma propagação do vapor tanto na vertical como na horizontal de forma que o vapor injetado conseguiu atingir a base do reservatório, já no caso 13 essa propagação foi mais intensa na horizontal fazendo com que o vapor não tenha atingido a base. No ano 2007, para ambos os casos a propagação do vapor se intensificou no horizontal e assim houve uma maior varredura do óleo contido na superfície, no caso 13 observa-se que houve a chegada do vapor no poço produtor, podendo-se dizer que

devido a isso começará a produção do vapor injetado. Em 2011, continuou os acontecimentos dos anos seguintes, porém no modelo base observa-se que o poço produtor foi atingido pelo vapor e este começará a ser produzido. No último ano apenas há a intensificação do ocorrido nos casos anteriores. Pode-se constatar que para o caso 13 o vapor injetado em nenhum ano conseguiu atingir a base do reservatório, já para modelo base isso foi possível, porém apenas em uma pequena parte do reservatório.

Após a análise dessa imagem no decorrer dos anos de vida do projeto, pode-se reafirmar que a diferença entre o modelo base e seu caso otimizado foi bastante pequena, tendo em vista que tiveram praticamente o mesmo comportamento ao longo dos anos.

A análise seguinte é em relação ao mapa ternário, no qual se observa as saturações de gás, óleo e água. De acordo com a Figura 4.14 tem-se o mapa ternário para o modelo base de 500 mD e o caso 13, que foi considerado com melhor desempenho, para os seguintes tempos: 2000, 2003, 2007, 2011 e 2014.



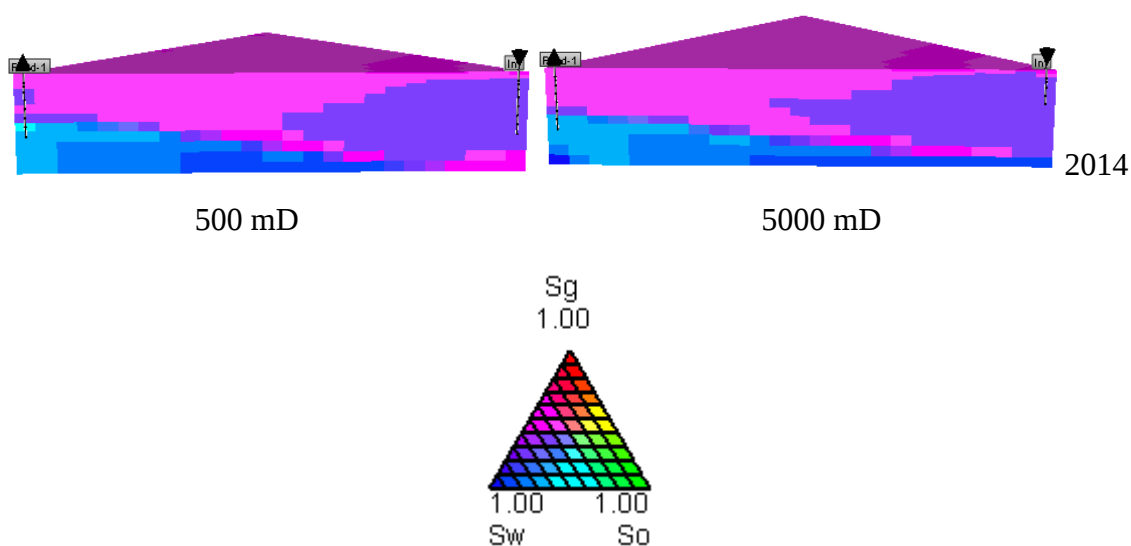


Figura 4.14 – Comparação do mapa ternário do modelo base (esquerda) e caso 13 (direita).

A partir da Figura 4.14, pode-se observar que nos 15 anos de vida do projeto há uma maior concentração de óleo na base de ambos os reservatórios, que a partir de 2007 tendeu a se deslocar para as proximidades do poço produtor. Quando o vapor começa a ser injetado este começa a se propagar ao longo de todo reservatório, porém de forma mais significativa no topo em direção ao poço produtor.

4.2.1. Análise do modelo de reservatório de permeabilidade horizontal 5000 mD

Segue abaixo a Tabela 4.3 com valores do fator de recuperação, produção acumulada total de água e produção acumulada total de óleo, referentes aos 15 anos de vida produtiva do reservatório.

Tabela 4.3 – Tabela com valores de N_p , Fr e W_p para permeabilidade 5000 mD.

Simulação	Vazão de injeção (t/dia)	Título (%)	Completação	N_p (final)	Fr (final)	W_p (final)
28°	12.5	30	5° - 9° (topo)	29819,24	76,06	99332,35
29°	12.5	30	5° - 12° (zona de óleo)	29888,34	76,23	99403,8
30°	12.5	30	9° - 12° (base)	29650,43	75,62	99502,08
31°	12.5	50	5° - 9° (topo)	30643,1	78,16	99630,03
32°	12.5	50	5° - 12° (zona de óleo)	30703,54	78,31	99740,14
33°	12.5	50	9° - 12° (base)	30558,16	77,94	99912,09

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

34°	12.5	80	5° - 9° (topo)	31043,13	79,18	99897,52
35°	12.5	80	5° - 12° (zona de óleo)	31014,97	79,10	99973,23
36°	12.5	80	9° - 12°(base)	30989,75	79,04	100111
37°	25	30	5° - 9° (topo)	21662,25	55,25	142583,8
38°	25	30	5° - 12° (zona de óleo)	21584,83	55,05	142660,1
39°	25	30	9° - 12°(base)	21409,85	54,61	142835
40°	25	50	5° - 9° (topo)	21111,16	53,84	143135,9
41°	25	50	5° - 12° (zona de óleo)	21100,66	53,82	143145,3
42°	25	50	9° - 12°(base)	20964,72	53,47	143284
43°	25	80	5° - 9° (topo)	19507,21	49,75	144738,7
44°	25	80	5° - 12° (zona de óleo)	19570,38	49,92	144678,6
45°	25	80	9° - 12°(base)	19509,7	49,76	144738,1
46°	37.5	30	5° - 9° (topo)	17370,7	44,30	146883,6
47°	37.5	30	5° - 12° (zona de óleo)	17175,63	43,81	147076,7
48°	37.5	30	9° - 12°(base)	16671,09	42,52	147579,5
49°	37.5	50	5° - 9° (topo)	16765,84	42,76	147491,8
50°	37.5	50	5° - 12° (zona de óleo)	16701,05	42,59	147557,5
51°	37.5	50	9° - 12°(base)	16446,44	41,95	147813,9
52°	37.5	80	5° - 9° (topo)	13824,21	35,26	150433
53°	37.5	80	5° - 12° (zona de óleo)	13965,56	35,62	150295,7
54°	37.5	80	9° - 12°(base)	13921,11	35,51	150335,8

Tabela 4.4 – Tabela com valores de Np, Fr e Wp para permeabilidade 5000 mD.

Considerando dentre estes valores tem-se que para cada vazão as melhores produções acumuladas de óleo e os melhores fatores de recuperação são para os casos 34, 37 e 46 para permeabilidade 5000 mD. Após obtenção dos 3 melhores casos para a maior permeabilidade estudada, será necessário a construção de gráficos de produção acumulada total de água, fator de recuperação, vazão de óleo e razão óleo-vapor para estes 3 casos assim como para o seu respectivo modelo base, para que seja possível fazer uma comparação entre os 4 casos.

A seguir pode-se observar a Figura 4.15 que representa o gráfico da produção acumulada total de água pelo tempo para os três melhores casos da permeabilidade de 5000 mD e seu respectivo modelo base.

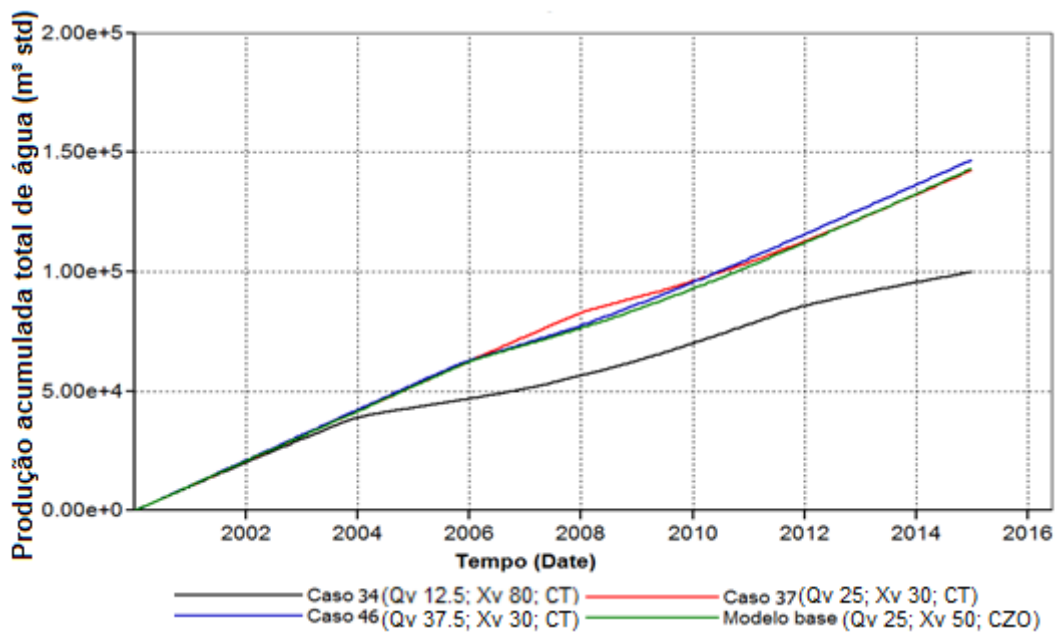


Figura 4.15 – Gráfico da produção acumulada total de água versus tempo para permeabilidade 5000 mD.

Neste gráfico, pode-se constatar que o caso com menor valor de vazão de injeção, para este caso de 12,5 t/dia, foi o que obteve uma menor quantidade de água acumulada.

A seguir a Figura 4.16 que representa o gráfico do fator de recuperação pelo tempo, para os mesmos quatro casos já citados acima.

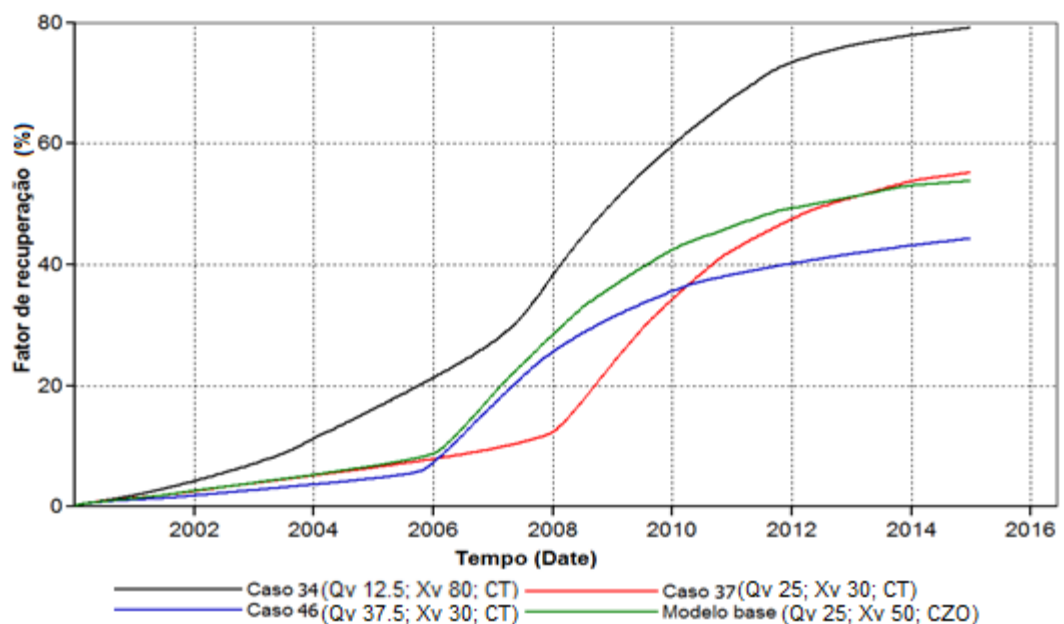


Figura 4.16 – Gráfico do fator de recuperação versus tempo para permeabilidade 5000 mD.

No gráfico do fator de recuperação nota-se que o caso que obteve o maior fator de recuperação foi o caso 34 com um valor de 79%, podendo-se notar que este diferiu bastante dos valores dos demais.

A seguir a Figura 4.17 que representa o gráfico da vazão de óleo pelo tempo, para os mesmos quatro casos já citados acima.

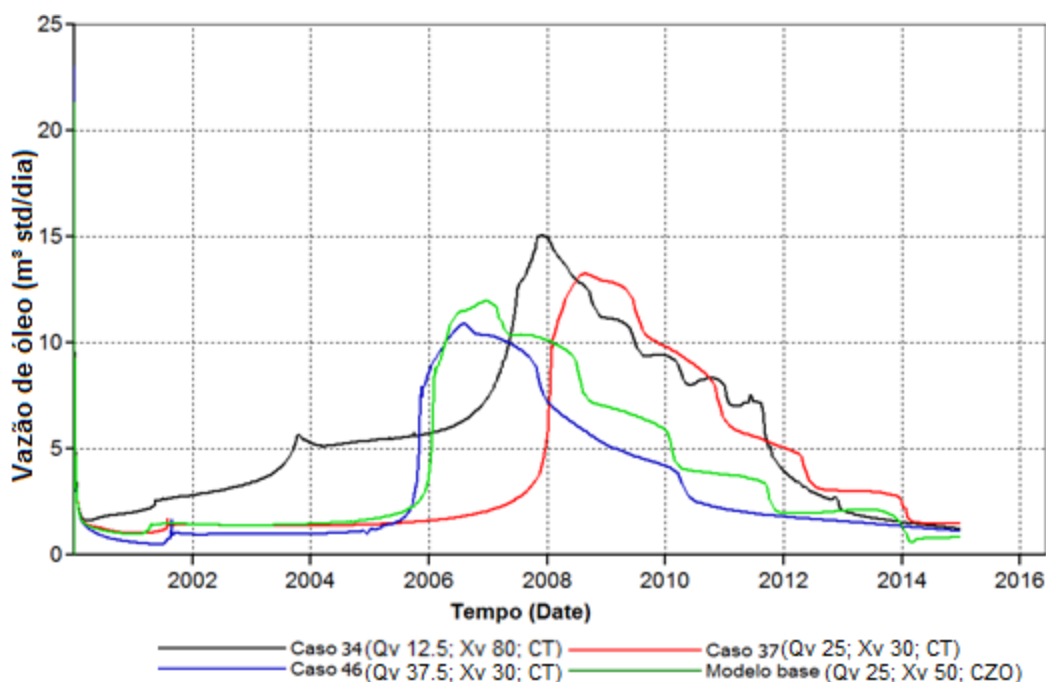


Figura 4.17 – Gráfico da vazão de óleo versus tempo para permeabilidade 5000 mD.

Para o gráfico de vazão de óleo, nota-se que o caso que ocorreu mais rapidamente o declínio na vazão foi o caso 46 e o que mais demorou em declinar foi o caso 37, este declínio ocorreu mais rapidamente devido ao fato da produção ter ocorrido mais rapidamente.

A seguir a Figura 4.18 que representa o gráfico da razão óleo-vapor pelo tempo.

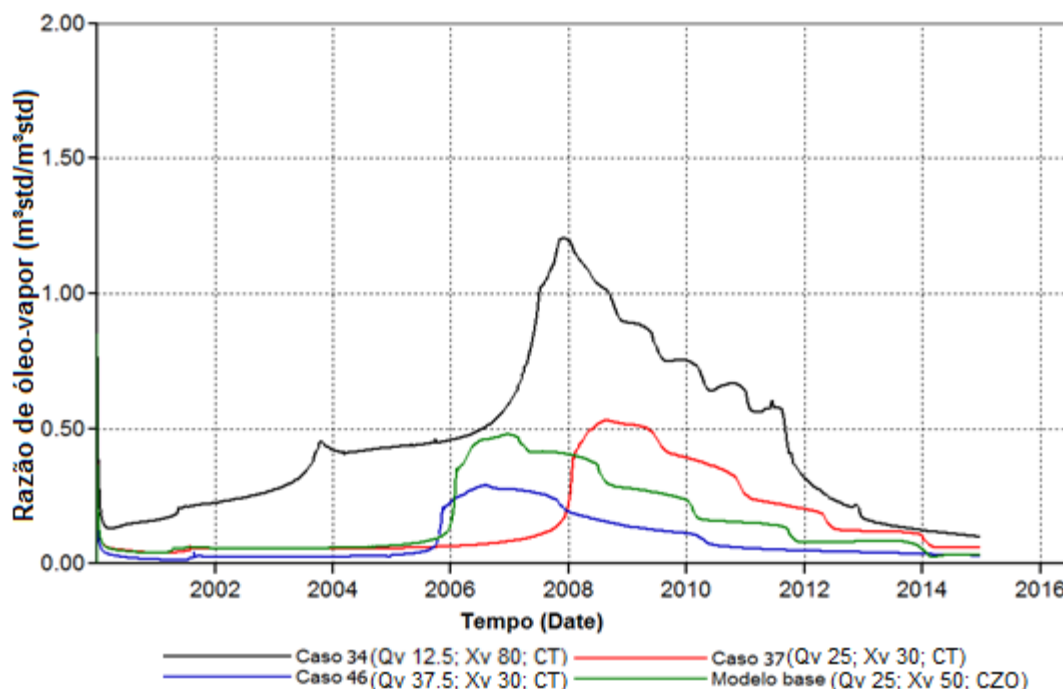


Figura 4.18 – Gráfico da razão óleo-vapor versus tempo para permeabilidade 5000 mD.

Analisando o gráfico da ROV pode-se dizer que o caso 37 foi o que obteve o maior valor de pico, sendo em aproximadamente 1,2 $\text{m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$.

Agora se analisarmos os quatros gráficos para a maior permeabilidade, pode-se concluir que o caso com melhor desempenho foi o caso 34, apresentando o fator de recuperação de aproximadamente 79% enquanto que o caso base tinha 53%. Nesse caso pode-se afirmar que a partir das alterações feitas houve um grande aumento do fator de recuperação em 26 pontos percentuais, aumentado assim significativamente a produção final de óleo que antes era de 21100,7 m^3std passou a ser 31043,1 m^3std .

Após a definição do melhor caso para esta permeabilidade foi construído para os mapas de saturação de gás e ternário com o objetivo de aprimorar a análise entre o modelo base e seu respectivo melhor caso. Primeiramente temos o mapa de saturação de gás para permeabilidade 5000 mD e o caso considerado otimizado (caso 34) no decorrer de vários anos, sendo eles: 2000, 2003, 2007, 2011 e 2014, como mostra a Figura 4.19.

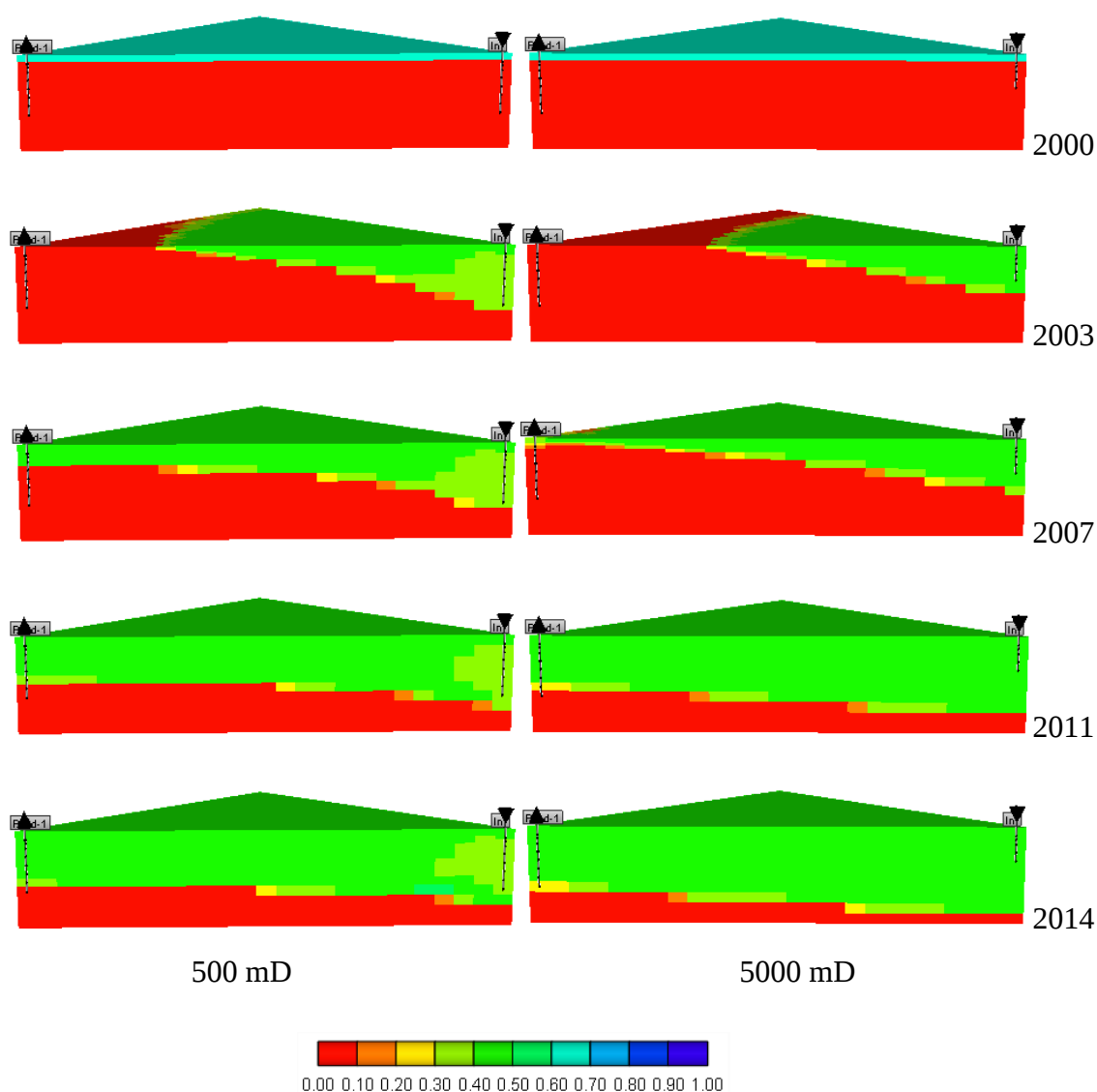


Figura 4.19 – Comparação da saturação de gás do modelo base (esquerda) e caso 34 (direita).

Analisando o mapa de saturação para o modelo base de permeabilidade 5000 mD e o seu caso otimizado que foi o caso 34, nota-se que depois de três anos pode-se observar que tanto no modelo base como no caso 34 a propagação do gás acontece de forma mais intensa na horizontal do que na vertical, porém para o modelo base esta se dá de forma mais intensa. No ano de 2007 para ambos os casos o gás injetado já está sendo produzido pelo poço produtor e está propagação no topo se intensifica em relação ao que já estava ocorrendo nos anos anteriores. Em 2011 como o gás já tinha se propagado em todo o topo do reservatório nota-se que a propagação começou a acontecer na vertical, sendo que para o caso 34 há uma maior área varrida pelo gás. No último ano houve a intensificação do que vinha ocorrendo nos anos anteriores.

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

Após a análise do mapa de saturação de gás anterior ao longo dos 15 anos de projeto, pode-se comprovar que o caso 34 conseguiu varrer mais óleo do que o modelo base, assim o modelo otimizado produziu mais óleo.

Em seguida foi analisado o mapa ternário (Figura 4.20) para o modelo base com permeabilidade de 5000 mD e seu modelo otimizado que foi o caso 34.

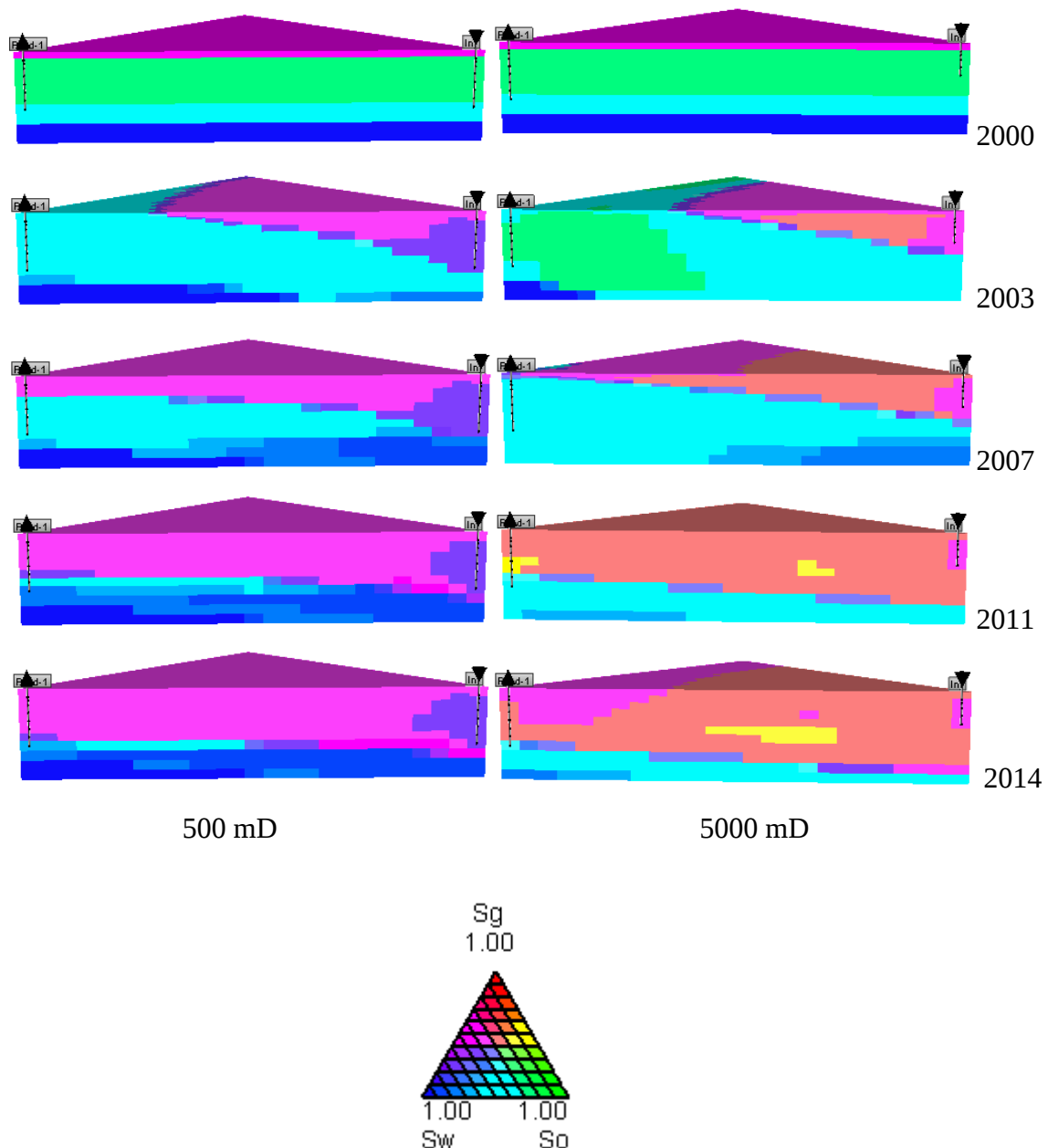


Figura 4.20 – Comparação do mapa ternário do modelo base (esquerda) e caso 34 (direita).

Analisando o mapa ternário acima, pôde-se notar que inicialmente para ambos os casos o óleo se concentrou entre a base de água e o topo de gás, porém com o passar dos 15

anos este óleo foi varrido pelo vapor injetado em direção ao poço produtor, ficando apenas uma pequena parcela próxima a este poço. Em relação à saturação de água, foi constatado que no início da vida do projeto a água em sua maioria está contida na base do reservatório e ao longo dos anos uma parte desta se deslocou para o poço produtor e outra permaneceu na base. Observou-se também que quando o vapor começou a ser injetado no poço este começa a se propagar ao longo de todo reservatório, porém de forma mais significativa no topo em direção ao poço produtor.

CAPÍTULO V:

Conclusões

5. Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões mais importantes do estudo realizado para a segregação gravitacional no trabalho para os modelos estudados.

- O aumento da permeabilidade do reservatório aumenta a segregação gravitacional, assim como aumenta também o fator de recuperação e a produção acumulada de óleo.
- Quanto maior for a permeabilidade do reservatório mais cedo irá começar a produção do banco de óleo aquecido e, conseqüentemente, também o declínio da vazão de óleo.
- De acordo com as curvas da razão óleo/vapor (ROV) observou-se que o caso otimizado de 500 mD atinge o limite econômico (ROV de 10%) praticamente na mesma data em relação ao caso base.
- Para o caso de permeabilidade 5000 mD, o modelo otimizado apresentou o maior pico de produção, 15 m³std/d e, ao final do projeto, não atingiu o limite econômico, diferente do modelo base onde apresentou ROV máxima de 50% e atingiu o limite econômico no 12º ano de produção.
- Obteve-se um modelo de condições operacionais ótima tanto para a permeabilidade de 500 mD, vazão de injeção de 25 t/dia, título de 30% e zona de completação da 5º até 9º camada (topo).
- Como para a de 5000 mD, vazão de injeção de 12,5 t/dia, título de 80% e zona de completação da 5º até a 9º camada (topo), obtendo um maior fator de recuperação quando comparado ao seu respectivo modelo base.
- Para o modelo de 500 mD de permeabilidade, mantendo as condições operacionais do modelo inicial, alterando apenas a zona canhoneada da zona de óleo para o topo do reservatório, foi benéfica para reduzir a segregação gravitacional e, com isso, aumentar o fato de recuperação.

- Observando os melhores casos para cada vazão para ambas as permeabilidades, observa-se que para a vazão de 12,5 o título de vapor é de 80% e para as demais é de 30%, isso justifica o maior fator de recuperação ser para o menor valor de vazão.
- Para o caso da permeabilidade de 5000 mD nota-se que a eficiência de varrido é maior para o caso otimizado apesar deste possuir a menor vazão.

5.1. Recomendações

- Estudar a injeção de um fluido alternativo ao vapor em reservatórios homogêneos para diferentes permeabilidades.
- Realizar uma análise técnico-econômica dos casos estudados nesse trabalho.
- Para os modelos de reservatório analisados, analisar a variação de vazão de injeção de vapor ao longo do projeto, buscando reduzir custos do vapor.
- Estudo da segregação gravitacional para reservatórios heterogêneos.
- Estudar outros parâmetros operacionais para reduzir a segregação gravitacional, tais como: distancia entre poços e modelos de malhas diferentes.
- Analisar a segregação gravitacional para reservatórios com diferentes permeabilidades em relação às estudadas nesse trabalho.

Referências bibliográficas

Trabalho de Conclusão Curso – CCEP/UFRN

BARILLAS J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. 2005. 183 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal;

CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá;

FAISAL, A. et al. Injectivity and Gravity Segregation in WAG and SWAG Enhanced Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers – 124197: Outubro, 2009;

JAMSHIDNEZHAD, M. Gravity Segregation in Gas Improved Oil Recovery of Tilted Reservoirs. Society of Petroleum Engineers- 119996: Julho, 2009;

NEUMAN.C.H. A Gravity Override Model of Steamdrive. Society of Petroleum Engineers:Janeiro, 1985.

QUEIROZ G. O. *Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado*. 2006. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal;

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;

ROSA A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier J. A. D. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2011;

ROSSEN W.R. et al. Injection Strategies To Overcome Gravity Segregation in Simultaneous Gas and Liquid Injection Into Homogeneous Reservoirs. Society of Petroleum Engineers- 99794: Abril, 2006;

ROSSEN W.R.; Shen C. Gravity Segregation in Gas-Injection IOR. Society of Petroleum Engineers-107262: Junho, 2007;

ROSSEN W.R.; Van Dujin C.J. Gravity segregation in steady-state horizontal flow in homogeneous reservoirs. *Journal of Petroleum Science & Engineering*. 43, 99-111, 2004.

SANTANA, K. R. *Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos*. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009;

SPIVAK, A. Gravity Segregation in Two-Phase Displacement Processes. Society of Petroleum Engineers- 4630: Dezembro, 1974;

THOMAS, J. E.: *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Rio de Janeiro- 2004 ; Editora Interciência;