



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE - UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO PARA
APLICAÇÃO DO MÉTODO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDO
COM VAPOR EM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO SEMELHANTE AO
MODELO DO NORDESTE BRASILEIRO**

José Bruno de Moura Wanderley
Matrícula - 2012041654

Orientadora: Profa. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Dezembro de 2013.

**ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO PARA
APLICAÇÃO DO MÉTODO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDO
COM VAPOR EM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO SEMELHANTE AO
MODELO DO NORDESTE BRASILEIRO**

Tendo em vista um modelo de reservatório caracterizado como o do Nordeste brasileiro, e levando-se em conta o modelo de fluido específico. Havendo a implantação do método especial de recuperação - SAGD, pretende-se obter maiores índices de produtividade.

Natal/RN, Dezembro de 2013.

**ESTUDO DE PARÂMETROS OPERACIONAIS DO PROCESSO PARA
APLICAÇÃO DO MÉTODO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDO
COM VAPOR EM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO SEMELHANTE AO
MODELO DO NORDESTE BRASILEIRO**

Projeto Final apresentado como avaliação do Trabalho
de Conclusão de Curso – A fim de cumprir os
requisitos para Graduação em Engenharia de Petróleo,
da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em ____ de _____ de 2013.

Banca Examinadora

ORIENTADORA:

JENNYS LOURDES MENESES BARILLAS
PROF^a. DR^a. - UFRN

**MEMBRO:
EXAMINADOR**

MARCOS ALLYSON FELIPE RODRIGUES
PROF. DR. - UFRN

**MEMBRO:
EXAMINADOR**

VANESSA CRISTINA SANTANNA
PROF^a. DR^a. - UFRN

DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho aos meus pais, **José Fernandes Wanderley Filho e Laurinete Tertulino de Moura**, e ao meu Padrasto **José Roberto de Oliveira** que me deram muito apoio nos momentos mais difíceis da minha vida e me educaram. Por todo carinho e confiança depositados em mim, para que um dia fosse possível à realização de um sonho. Vocês foram essenciais nesta conquista!*

AGRADECIMENTOS

Dedico a Deus, por ter me fortalecido e dado segurança como uma proteção que me inspirou para realização das minhas conquistas profissionais. Pela saúde, paz e por ter me guiado em minhas escolhas e decisões.

À **minha família** que me amparou sempre que precisei.

Gostaria de agradecer, também, ao **Departamento de Engenharia de Petróleo** pelo apoio estrutural para o desenvolvimento com alto padrão do curso de Engenharia de Petróleo.

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

À **CMG** por fornecer o acesso ao software, o qual sem ele não teria sido possível o desenvolvimento desse trabalho e de muitos outros importantes para minha formação.

Agradeço, também, todo o apoio proporcionado por **minha orientadora, Prof^a. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas**, por me apoiar em decisões importantes e buscar meu melhor desempenho, não esquecendo os inúmeros contatos com o laboratório de computação do curso, para práticas do conteúdo estudado.

Outro professor muito importante, o qual mostrou muito sobre a realidade de ser um Engenheiro de Petróleo, e influenciou, tecnicamente, no desenvolvimento desse trabalho e de muitos outros, **Prof Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues**.

Aos meus colegas de turma, em especial meu amigo **Rhaul Philipi da Silva**, os quais me apoiaram durante todo o bacharelado, nos momentos de fraqueza e de estudo.

E por fim, tão importante quanto os demais, a **todos as pessoas que tive contato** nessa jornada diretamente ou indiretamente, **demais professores, assistentes técnicos administrativos, familiares** não citados anteriormente e aos demais.

Muito Obrigado!

Wanderley. José Bruno de Moura - Estudo de parâmetros operacionais do processo para aplicação do método de drenagem gravitacional assistido com vapor em reservatório heterogêneo semelhante ao modelo do nordeste brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof^{fa} Dr^a Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

RESUMO

No cenário da recuperação de óleos pesados se destacam os métodos especiais no qual um dos mais utilizados e estudados, dentre os métodos térmicos, é a injeção de vapor por poços horizontais (SAGD), aplicado em reservatórios delgados e com óleo de alta viscosidade. A partir do estudo desse processo em simuladores – *STARS CMG Launcher Technologies 2012*, havendo a manipulação de variáveis operacionais, é possível verificar a eficiência do sistema como um todo e assim caracterizar qualitativamente a aplicação do método. Para o trabalho em questão, a fim de obter melhores resultados de produção acumulada de óleo, variou-se a qualidade do vapor e vazão, bem como a distância vertical entre os poços. Outra variável analisada é a quantidade de pares de poços para o mesmo reservatório heterogêneo, característico do Nordeste brasileiro. Para confirmação de uma eficiência técnica, foi feito um estudo quanto ao fator de recuperação de óleo, produção acumulada de óleo, de água e vazão de óleo para verificação da intensidade de produção. Após todo o desenvolvimento do trabalho, foi determinada, a partir de uma análise superficial de sensibilidade, a influência da temperatura e da qualidade do vapor na produção de óleo.

Palavras Chave: Injeção de vapor, simulação de reservatório, modelagem e SAGD.

Wanderley. José Bruno de Moura - Study of operational parameters of the process for applying the method of steam-assisted gravity drainage in heterogeneous reservoir model similar to the Brazilian northeast. Completion of course Labor, Department of Petroleum Engineering, Federal University of Rio Grande do Norte. Natal - RN, Brazil.

Guiding: Prof^a Dr^a Jennys Lourdes de Meneses Barillas.

ABSTRACT

In the scenario of recovery of heavy oils stand out special methods in which one of the most used and studied , among thermal methods is steam injection with horizontal wells (sagd) , applied in thin reservoirs and high viscosity oil. from the study of this process in simulators - CMG STARS Launcher Technologies in 2012 , with the manipulation of operational variables , it is possible to verify the efficiency of the system as a whole and thus qualitatively characterize the application of the method . for the work in question in order to obtain better results accumulated oil production ranged to flow and steam quality , as well as the vertical distance between the wells . another variable analyzed is the number of pairs of wells for the same heterogeneous reservoir characteristic of the Brazilian Northeast . for confirmation of a technical efficiency , a study was done on the oil recovery, cumulative production of oil, water and oil rate for verification of intensity factor of production . after all of the development work , it was determined from a surface sensitivity analysis, the influence of temperature and steam quality in the production of oil.

Keywords: Steam injection, reservoir simulation, modeling reservoir and SAGD.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	2
1.1.	Objetivo Geral	2
2.	ASPECTOS TEÓRICOS	4
2.1.	Método de Recuperação Suplementar	5
2.2.	Métodos Térmicos	6
3.	ESTADO DA ARTE.....	10
4.	MODELAGEM DO PROCESSO.....	14
4.1.	Desenvolvimento da Simulação	14
4.2.	Modelo de Fluido	14
4.3.	Modelo de Reservatório.....	18
4.4.	Propriedades da Rocha Reservatório	20
4.5.	Parâmetros Operacionais	22
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	26
6.	CONCLUSÕES	37
6.1.	Recomendações Futuras	37
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	39
8.	APÊNDICES	43

Lista de Figuras

Figura 1: Diagrama dos métodos de recuperação suplementar.	5
Figura 2: Curvas de BO e RS versus pressão.	16
Figura 3: Curva ajustada da viscosidade do óleo versus a pressão.	17
Figura 4: Configuração do modelo de reservatório trabalhado.	18
Figura 5: Comportamento do fluido injetado na formação da Câmara de Vapor.	19
Figura 6: Posicionamento dos poços injetores na seção da camada de injeção 4.	20
Figura 7: Posicionamento dos poços produtores na seção da camada de produção 7.....	20
Figura 8: Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo <i>versus</i> saturação da água. ..	22
Figura 9: Diagrama das combinações das simulações realizadas.....	23
Figura 10: Produção acumulada de óleo para uma análise quanto à qualidade de vapor....	27
Figura 11: Análise do N_p quanto ao tempo, visto o aumento da vazão de injeção.	28
Figura 12: N_p x Tempo, para uma DV de 5 m e melhores parâmetros obtidos.	30
Figura 13: N_p para os modelos que apresentaram melhor e pior FR de cada DV.	31
Figura 14: W_p para os modelos, com as distâncias verticais entre os poços variadas, que se destacaram quanto ao fator de recuperação.	31
Figura 15: Vazão de óleo no tempo.	32
Figura 16: Mapas de saturação de óleo versus tempo para o modelo com DV 5 m, T 400 °F, Q_{inj} 500 m ³ /dia/poço e X_v de 50%.	33
Figura 17: Mapas de pressão versus tempo.	34
Figura 18: Mapas de temperatura com relação ao tempo.	35

Lista de Tabelas

Tabela 1: Classificação dos tipos de óleo.....	4
Tabela 2: Indicativos de fatores favoráveis à aplicação do método térmico.	7
Tabela 3: Dados iniciais para desenvolvimento de um modelo de fluido.	14
Tabela 4: Composição para desenvolvimento do modelo de fluido.....	15
Tabela 5: Dados PVT de um óleo característico do Nordeste brasileiro.....	15
Tabela 6: Variáveis de estruturação do modelo de fluido, indicando a pressão de bolha...	16
Tabela 7: Dados de posicionamento dos poços para o modelo base estudado.....	19
Tabela 8: Dados referentes às características do reservatório.	21
Tabela 9: Dados referentes à capacidade dos poços produtores.....	22
Tabela 10: Dados de injeção analisados quanto ao número de poços.	23
Tabela 11: Variáveis operacionais trabalhadas para desenvolvimento dos modelos planejados.	23
Tabela 12: Dados de produção acumulada de óleo para 20 anos de exploração variando os DV relacionando com o aumento da temperatura.	29
Tabela 13: Dados de produtividade para o melhor modelo analisado.....	32

Lista de Símbolos

°API – Grau API do óleo;

API – American Petroleum Institute ;

FR – Fator de Recuperação;

I – Direção do eixo “x”;

j – Direção do eixo “y”;

k – Direção do eixo “z”;

LEAP – Laboratório de Estudos Avançados em Petróleo;

PO – Parâmetros Operacionais;

DV – Distância Vertical;

T_{inj} e T_g – Temperatura de injeção;

Q_{inj} – Vazão de Injeção;

N_p – Produção Acumulada de Óleo;

BO - Fator Volume Formação do óleo;

RGO – Razão Gás x Óleo;

Q_o - Vazão de Óleo;

W_p - Produção Acumulada de Água;

STARS – Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator;

IMEX - Implicit-Explicit Black Oil Simulator;

GEM - Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator;

CMG - Computer Modelling Group.

Capítulo I

Introdução

1. INTRODUÇÃO

No desenvolvimento do trabalho, muitas variáveis são analisadas para, após estudo de sensibilidade, obter eficiência técnica. A partir desse referencial, busca-se programar o método especial de recuperação SAGD (“*Steam Assisted Gravity Drenaige*”), um método que apresenta resultados satisfatórios para reservatórios com características do Nordeste brasileiro.

O desenvolvimento ocorrerá mediante um reservatório heterogêneo característico do Nordeste brasileiro, tendo em vista suas características e o modelo de fluido. Sendo estudadas todas as delimitações do processo a fim de se atingir uma boa análise de eficiência produtiva.

Para tanto, a necessidade de análises das simulações é justificada com a melhora da produção do sistema. Ou seja, fica respondida a necessidade de práticas numéricas do modelo estudado, pela facilitação na tomada de decisões que representem maior produção acumulada de óleo (Np).

Nesse sentido será observada a influência da temperatura na qualidade do vapor e na produção acumulada de óleo tendo em vista a heterogeneidade do reservatório, outro parâmetro a ser estudado é a distância vertical dos poços e sua ação no fator de recuperação.

1.1. Objetivo Geral

O presente trabalho objetiva a obtenção de dados de produtividade, via estudo de simulação numérica de reservatório, tendo como matéria de estudo, parâmetros operacionais como vazão de injeção, distâncias verticais entre poços, qualidade de vapor e quantidade de poços. A título de estudo foi analisado um reservatório heterogêneo característico do Nordeste brasileiro, sendo analisada a técnica de recuperação especial SAGD, a qual faz uso de um processo de injeção de vapor por poços horizontais, permitindo a verificação da eficácia do método utilizado para recuperação de óleo pesado.

Capítulo II

Aspectos Teóricos

2. ASPECTOS TEÓRICOS

Nas duas últimas décadas, grandes companhias de petróleo atuantes no Canadá voltaram-se suas atenções para a produção de óleo pesado em reservatórios não convencionais (Canadá e Venezuela têm alguns dos maiores depósitos de betume do mundo). As razões principais para o desenvolvimento poderia ser o preço continuamente elevado de óleo, e os avanços tecnológicos para extrair óleo pesado, com um fator de recuperação elevado (até 60% do óleo “*In Situ*”), sendo a injeção de vapor, a técnica mais usada para aquecer a rocha/formação e auxiliar no fluxo de óleo. Ao controlar a injeção de vapor e sua distribuição, a recuperação técnica ocorre de uma forma mais eficaz, o que tem sido uma questão estudada continuamente por grandes empresas que produzem óleo de baixo °API (Tabela 1). A alta temperatura do vapor injetado e a utilização de solventes têm sido desenvolvidos para auxiliar e otimizar a estimulação cíclica de vapor e sua drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), vindo a caracterizar esse método como um dos mais aplicados em reservatórios de óleo pesado.

Tabela 1: Classificação dos tipos de óleo.

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

Fonte: Campos, L. de O.

O grau API é o sistema de unidades utilizado pela indústria de petróleo para representar a densidade do óleo e é medido nas chamadas “condições *STANDARD*” ou condições padrão de Pressão (1atm) e Temperatura (20°C), que é obtido pela Equação I:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,51}{\rho \text{ (densidade)}} - 131,5 \dots \dots \dots \text{Eq. I}$$

A densidade relativa de uma substância é a relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos à temperatura de 20°C (ANP, 200).

Analizando o caráter produtivo de óleo pesado, será necessário o desenvolvimento tecnológico dos métodos de recuperação para possibilitar o escoamento do óleo. Para tanto, técnicas foram desenvolvidas e aplicadas para tais feitos, sendo a térmica uma das mais aplicadas.

2.1. Método de Recuperação Suplementar

Devido à complexidade dos reservatório a recuperação de óleos pesados constituir-se num dos grandes desafios da indústria de petrolíera. Desses reservatórios, é possível recuperar apenas uma fração de óleo, ficando grande parte retida no meio poroso. (Rodrigues, A. F.)

Um agravante para tal é a capacidade produtivas de óleo nos reservatórios de modo geral, pois atualmente mais da metade do petróleo fica retido na rocha reservatório. Isso ocorre devido o decaimento dos níveis de pressão no fundo do poço, assim eliminando o mecanismo de diferença de pressão, o que permite a produção de óleo.

Técnicas miscíveis, térmicas e outras (Figura 1), são aplicadas para melhor compactuação com o meio, tendo como base as características da zona explorada e o fluido de reservatório. Características como a permeabilidade, a saturação de óleo e a análise de sensibilidade influenciam na escolha do método mais eficiente tecnicamente.

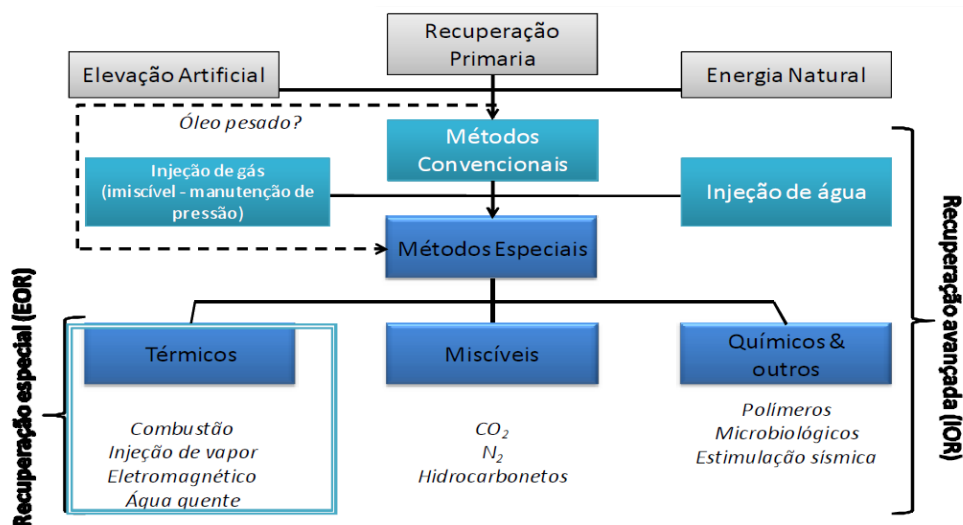


Figura 1: Diagrama dos métodos de recuperação suplementar.

Com o manuseio dessas técnicas e seus avanços, novos resultados têm sido obtidos com parâmetros bem mais qualificativos, visto um estado favorável para o valor do barril de petróleo, o que proporciona a aplicação de novas técnicas que cada vez mais a recuperam o máximo de óleo possível.

Essas técnicas podem ser usadas para reservatórios com baixa pressão para deslocamento de fluido, como também para reservatórios com óleo pesado ou betume. Para esses casos, o uso das técnicas térmicas se aplicam há bastante tempo, já que sua confiabilidade é alta mediante aos sucessos obtidos. Outro método muito aplicado é a injeção de fluido miscível ao reservatório, permitindo o processo de recuperação, uma vez que facilita o deslocamento do petróleo no meio poroso, tendo sua aplicação bastante ampla. Contudo, há limitações para esse método, consequência de fatores geomecânicos.

Para as baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a três aspectos principais: geologia da formação, alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (Queiroz, 2006).

Seguindo esses parâmetros, torna-se um método bem atrativo, o método de injeção de fluido, tendo em vista sua aplicabilidade e suas ramificações para métodos térmicos. Muitas são as melhoras nos processos, afim de maiores produções e, no caso em estudo, será aplicado o método de recuperação suplementar de injeção de vapor à alta temperatura via pares de poços horizontais, um produtor (superior) e outro injetor (inferior) – característica da técnica SAGD.

2.2. Métodos Térmicos

Com a aplicação do método térmico, a viscosidade do fluido de reservatório será diminuída aumentando a facilidade do deslocamento na zona porosa viabilizando melhoras quanto ao varrido do sistema. Outro fator relevante para o mecanismo aplicado é a drenagem gravitacional que também ajuda nesse processo mecânico.

A importância de se desenvolver e empregar métodos térmicos está diretamente associada ao fato de que, ao aquecer o óleo sua viscosidade é substancialmente reduzida (Azin, 2008). Estes métodos podem ser divididos em duas categorias que são a injeção de fluidos quentes (água quente ou vapor d'água) e combustão *in situ* (Rodríguez et.al., 2008).

Ao se injetar fluidos à alta temperatura no reservatório, o calor é gerado na superfície e, imediatamente, transportado para o interior da formação através do fluido. Já na combustão *in situ* – outra aplicação do método térmico, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão de parte do óleo presente, o que, em alguns casos, não demonstra grande eficiência causada pela baixa permeabilidade (Rosa et.al., 2006 - Adaptado).

Com relação às propriedades do óleo, a viscosidade é o parâmetro que sofre redução mais evidentemente com o aquecimento do reservatório. Observa-se na prática que o efeito da temperatura na viscosidade é mais significativo no intervalo inicial de tempo. Após atingir determinada temperatura se ganha muito pouco no decréscimo da viscosidade. Além disso, nota-se que as maiores diminuições neste parâmetro ocorrem em óleos de °API mais baixo (e geralmente mais viscosos) (Rosa et.al., 2006).

O uso de injeção de vapor em poços horizontais pode melhorar, por exemplo, o mecanismo de gás em solução. O principal problema desse mecanismo é que o gás, ao invés de se expandir dentro do reservatório deslocando o óleo para fora do meio poroso, é produzido juntamente com o óleo. No entanto, com a atuação da gravidade sobre os fluidos, uma grande parte do gás que sai de solução migra para partes mais alta da estrutura, provocando o aparecimento do que se convencionou chamar capa de gás secundária (Thomas, 2004).

A Tabela 2 reuniu, segundo as considerações dos autores citados, as condições mais favoráveis para aplicação dos métodos térmicos.

Tabela 2: Indicativos de fatores favoráveis à aplicação do método térmico.

Condições Favoráveis	Lyons (1996)	Gurgel (2009)	Santana (2009)	Rosa (2006)
Saturações de óleo bastante altas	X			
Espessura da zona produtora: > 6 m	X	X		
Óleos leves e pouco viscosos	X			
Óleo com elevada viscosidade, formações de alta permeabilidade ou inconsolidadas	X	X		
Reservatórios rasos	X	X	X	X
Baixa percentagem de argilas sensíveis à água	X			
Densidade do óleo: < 22 °API	X	X	X	X

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO / UFRN

Viscosidade: Entre 100 e 5000 cP	X	X		
Reservatórios de arenitos com alta porosidade e permeabilidade		X		
Permeabilidade média: > 200 mD		X	X	
Profundidade: Entre 90 e 900 m	X	X		X
Temperatura: Não crítica		X		X
Reservatórios sensíveis à combustão <i>In Situ</i>			X	
Exclusiva aplicação de método térmico			X	
Aplicabilidade a poços tecnicamente preparados para altas temperaturas				X

Capítulo III

Estado da Arte

3. ESTADO DA ARTE

Na década de 70 estudos realizados permitiram o desenvolvimento de técnicas de segregação gravitacional durante a injeção de fluidos no reservatório, porém na época admitia-se que essa técnica atuava de forma prejudicial ao reservatório, verificando-se uma perda de rendimento na eficiência de recuperação do óleo em torno de 40%. Após o ano 2000, novas análises na área de simulação foram feitas para desenvolvimento do método buscando-se de evoluir o processo e aumentar a produtividade.

Spivak, A., 1974 – Estudou a segregação gravitacional dos fluidos injetados em duas fases, no processo de deslocamento de recuperação secundária. Simulações de reservatório foram utilizadas para investigar os fatores que influenciam a segregação gravitacional e a magnitude dos efeitos gravitacionais para a injeção de gás e vapor. Criando um índice que mede o grau de segregação para uma dada condição de reservatório.

Harald R. L. e Roger B., 1991 – Estudaram a aplicação da técnica SAGD e sua influência quanto aos parâmetros térmicos do sistema, analisando a câmara de vapor em torno do poço horizontal e a drenagem do óleo pesado para o poço produtor. Esse projeto foi desenvolvido a partir do uso de um equipamento simulador do reservatório – um cilindro tridimensional. Essa pesquisa foi justificada pela necessidade de produção em grande escala de óleo pesado e betume, possíveis usando a injeção assistida de vapor ao processo de drenagem gravitacional. Este processo envolve o uso de poços produtores e injetores, combinados horizontalmente. Uma aplicação do processo é o de aumentar a recuperação a partir da estimulação cíclica de vapor, técnica bastante aplicada em projetos. Com isso, confirmaram a eficiência do método.

Akin, S., 2000 – Estudou diversas variações do processo SAGD: produtor-injetor horizontal, vertical e Singlewell (SW) SAGD onde apenas um poço horizontal é usado para injeção de vapor a partir da cabeça do poço horizontal com produção na região de ganho de ângulo. Ressaltou algumas vantagens da técnica incluindo redução de custos e de utilidade em reservatórios com pequena zona de óleo, e estabeleceu relações termodinâmicas para melhorar o tempo de resposta do sistema SW-SAGD.

Robert T. e Habib T., 2012 – Analisaram a evolução das técnicas térmicas visto o avanço da perspectiva quanto a valorização de óleo pesado, tendo como base países como Canadá e Venezuela. Também estudou parâmetros que melhorassem a distribuição do

vapor em reservatórios com óleo pesado ou betume. Não deixando de destacar algumas influências ambientais ocasionadas pelo uso das técnicas administradas.

Dale W., Jin W. e Settari A., 2012 – Estudaram a influência dos métodos de recuperação especiais térmicos, a partir da análise das variáveis geomecânicas de integridade da rocha, em especial, para operação da técnica SAGD. Ilustrando essas abordagens ao perceber a evolução do comportamento da pressão no sistema e as tensões correlativas, com isso sugeriram uma melhor concepção de programas de testes de laboratório e as implicações do uso desse sistema em reservatórios de risco.

Bao Y. e Wang J. Y., 2012 – Realizaram estudos verificando as aplicações de técnicas como SAGD, verificando as consequências produtivas e quais foram as causas de tais ocorrências. Assim, permitiram a otimização de processos já existentes noutras zonas exploratórias.

Canas C., 2012 – Estudou a aplicabilidade do método SAGD para recuperação de hidrocarbonetos na fase gás, e determinou que as principais variáveis com maior influência na evolução do sistema eram termodinâmicas e a pressão. Também foram obtidos resultados que confirmam estudos observados por outros investigadores, os quais inferiram que o gás se acumulava na região da frente e de cima da câmara de vapor visto a segregação gravitacional assistida por vapor. Reduzindo assim, a saturação de óleo residual (Sor) e aumentando as taxas de produção de petróleo.

Bedry M. e Shaw J., 2012 – Estudaram novas aplicações térmicas no sistema, afim de aprimorar a técnica SAGD buscando melhoras na proporção vapor/óleo e na recuperação de petróleo. Uma análise técnico e econômica visou otimizar o método resultando em uma maior eficiência energética e de recuperação de óleo.

Kamran R. J. e Brendan O., 2013 – Dissertaram a respeito de toda a trajetória histórica da técnica SAGD, analisando os aperfeiçoamentos mais evidentes, aprimorando os resultados produtivos desse método.

Simin G., Sudodh G. e Maliha Z., 2013 – Estudaram a influência dos hidrocarbonetos na fase gás “*In Situ*”, e comprovaram que a compreensão do comportamento do fluxo de gases não condensáveis em câmaras de vapor SAGD, poderia ter profundas consequências para diminuir a intensidade de energia e os custos associados, reduzindo o impacto ambiental da produção de betume enquanto potencialmente aumentam as reservas. Apresentando alguns resultados de simulações recentes que estão a melhorar a compreensão do papel do gás em solução no método SAGD e o impacto dos mesmos no desenvolvimento do sistema.

Mazda I. e Sahar G., 2013 – Realizaram estudos quanto a utilização do método SAGD no mundo e paralelamente confrontaram as opiniões de estudiosos a respeito da eficiência dessa técnica. Por fim, indicam um grande risco ao reservatório derivado da utilização dessa ferramenta, e que esse dano não é correspondente à eficiência esperada.

Barillas J. L. M., 2008 – Fez o estudo de um modelo de reservatório, o qual teve a aplicação do método térmico com injeção de vapor por poços horizontais, obtendo a produção de óleo a partir da segregação gravitacional e da formação da câmara de vapor, com verificação da análise técnica do sistema.

Estudos atuais comprovam avanços positivos na eficiência da recuperação de óleos pesados, visto o aumento do varrido vertical, da produção acumulada de óleo e da redução do fenômeno de segregação. Havendo aplicabilidade para injeção de fluidos como vapor e gás.

Capítulo IV

Metodologia

4. MODELAGEM DO PROCESSO

4.1. Desenvolvimento da Simulação

Para desenvolvimento do trabalho foi usado o programa *Launcher*, simulador da *Computer Modelling Group LTD. (CMG)*, software usado por muitas empresas de extração e produção de fluidos energéticos, com finalidade de expandir a capacidade de produção com qualificação de dados e adequação com a realidade encontrada nas zonas de reservatórios, tendo uma grande eficiência bem representada em vários trabalhos de simulação.

As simulações fizeram uso dos seguintes módulos: *Builder*, para aplicação do modelo de fluido adotado no reservatório modelado; *Winprop*, para elaboração do modelo de fluido; *Stars*, para o desenvolvimento do método térmico e *Results Graph e 3D* para análise dos resultados da análise técnica de maneira sistêmica, para detalhar o mesmo.

4.2. Modelo de Fluido

Para desenvolvimento do modelo de fluido foram adotadas variáveis que representam propriedades de um óleo pesado e característico do petróleo encontrado em reservatórios do Nordeste brasileiro.

Na implementação dos dados do modelo de fluido, primeiro foram determinadas a equação de domínio do sistema e as unidades referentes às variáveis. Para isso selecionou-se as informações da Tabela 3.

Tabela 3: Dados iniciais para desenvolvimento de um modelo de fluido.

Equação de Estado	Peng Robinson (1978)
Unidade	Kgf/cm ² & deg C
Feed	Mol

Após a aplicação dos dados iniciais, juntamente com a nomeação do modelo via *software: Winprop* do sistema operacional *Launcher 2012 - CMG*. São determinados os componentes que compõem o fluido, e associados em grupos distintos que após aplicação de ferramentas de ajustes comportam-se como mostrado na

Tabela 4. Verificando-se que as maiores porções quanto à fração molar do modelo de fluido são determinadas nas faixas dos componentes com C20 até C39 e C40+, caracterizando um óleo pesado e de baixo °API.

Tabela 4: Composição para desenvolvimento do modelo de fluido.

Pseudocomponentes	Fração Molar
CO ₂	0,0045
N ₂	0,0027
CH ₄ até C ₃ H ₈	0,1036
IC ₄ H ₁₀ até NC ₅ H ₁₂	0,0032
C ₆ H ₁₄ até C ₁₀ H ₂₂	0,0038
C11 até C19	0,1666
C20 até C39	0,4614
C40+	0,2515
Total	1,0

Outros dados são implementados para caracterização do óleo e para sua especificação qualitativamente, visto os produtos nobres da destilação como gasolina (Tabela 5). A partir disso, determina-se que o óleo é caracterizado como óleo pesado.

Tabela 5: Dados PVT de um óleo característico do Nordeste brasileiro.

	Óleo Morto	Gás de Superfície	Fluido do Reservatório
Densidade relativa do Gás		0,701	
Massa Mol. Total (g/mol)	482	20,3	428
Dens. Esp. C40+	6,09 m ³ std/m ³ std		
Grau API	16,76	-	-
Coef. Exp. Térmica	6,8845*10 ⁻⁴ °C ⁻¹	-	-

Com os dados da composição implantados e ajustados, foram especificadas as pressões, o fator volume formação (BO), a razão gás x óleo (RGO), as densidades e as viscosidades correspondentes, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6: Variáveis de estruturação do modelo de fluido, indicando a pressão de bolha.

Pressão (kgf/cm ²)	Fator Volume Formação (m ³ /m ³ std)	Razão Gás x Óleo (m ³ std / m ³ std)	Densidade (g/cm ³)	Viscosidade do Óleo (cP)
71,03	1,027	6,18	0,936	819,2
61,03	1,028	6,18	0,935	794,4
51,03	1,029	6,18	0,934	769,6
27,03	1,03	6,18	0,933	706,2
41,03	1,0295	6,18	0,9339	741,6
16,03	1,0251	3,99	0,9355	816,3
1,03	1,0154	0,0	0,9414	1121,1

Foram feitos ajustes para que o modelo de fluido apresentasse curvas aproximadas quanto ao comportamento experimental dos fluidos à base de hidrocarbonetos, em função da pressão (Figura 2).

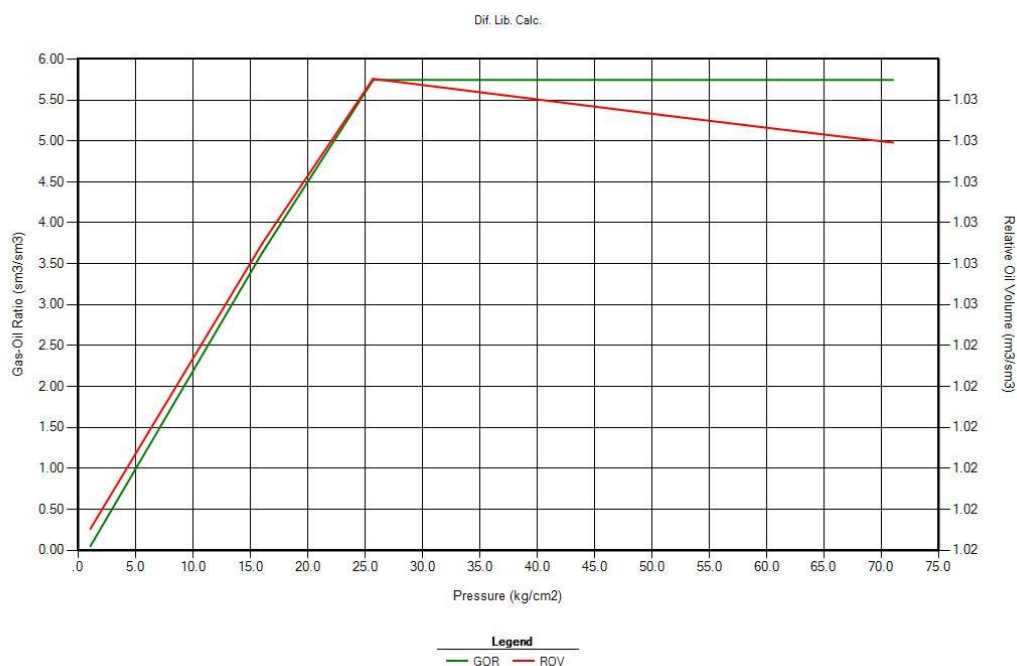


Figura 2: Curvas de BO e RS versus pressão.

Também se aplicaram ajustes ao modelo de fluido para determinação da curva de viscosidade do óleo em função da pressão, identificando o comportamento do modelo elaborado (Figura 3).

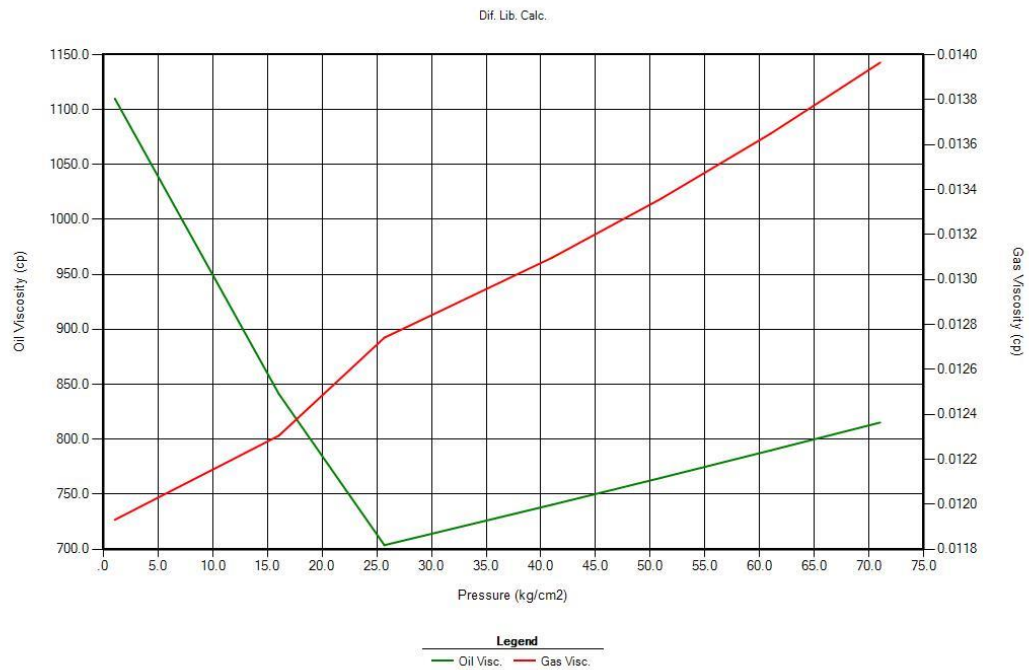


Figura 3: Curva ajustada da viscosidade do óleo versus a pressão.

4.3. Modelo de Reservatório

O modelo físico engloba as características do reservatório (rocha/fluidos) e o método de recuperação. Para o caso do estudo da produção via assistência da segregação gravitacional com injeção contínua de vapor, foi utilizado um sistema de coordenadas cartesianas (direções i, j, k). O modelo de injeção escolhido apresentou dois pares de poços horizontais. Sendo os poços inferiores, os produtores, e os superiores são os injetores.

Com o objetivo de simplificar o sistema, foi utilizado, para descrição do modelo de reservatório, as dimensões apresentadas na Figura 4.

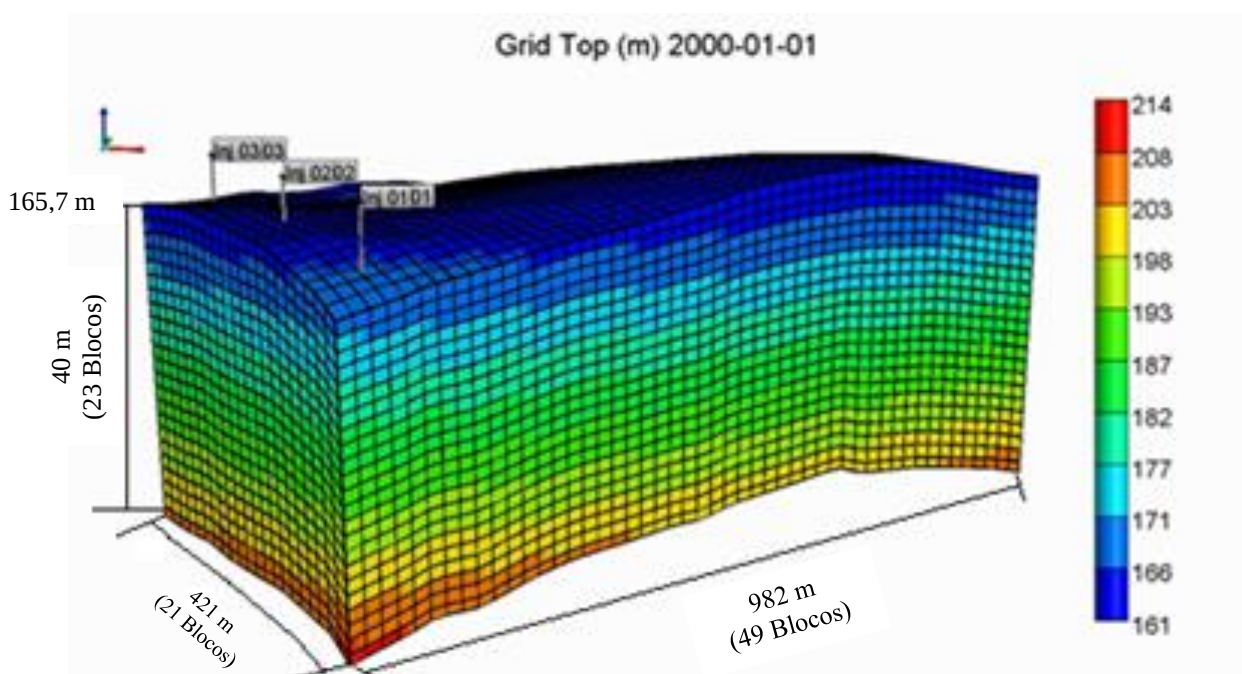


Figura 4: Configuração do modelo de reservatório trabalhado.

O reservatório considerado tem o formato de um paralelepípedo com as seguintes dimensões:

- Largura – 421,4 m;
- Comprimento – 982,2 m;
- Espessura – 40 m.

Tendo em vista as informações prescritas, aplicaram-se os posicionamentos dos poços como mostrado na Tabela 7.

Tabela 7: Dados de posicionamento dos poços para o modelo base estudado.

Poços	Posicionamento p/ DV de 5 m (i, j e k).	Posicionamento p/ DV de 11 m (i, j e k).	Posicionamento p/ DV de 15 m (i, j e k).
Injetor 1	4:45, 2, 5	4:45, 2, 5	4:45, 2, 5
Produtor 1	4:45, 5, 5	4:45, 8, 5	4:45, 10, 5
Injetor 2	4:45, 2, 16	4:45, 2, 16	4:45, 2, 16
Produtor 2	4:45, 5, 16	4:45, 8, 16	4:45, 10, 16

É possível analisar a importância do posicionamento dos poços a partir da melhora quantitativa na produção, para tanto, um maior cuidado deve ser trabalhado. Com base nisso é apresentado o mecanismo de produção do SAGD na Figura 5.

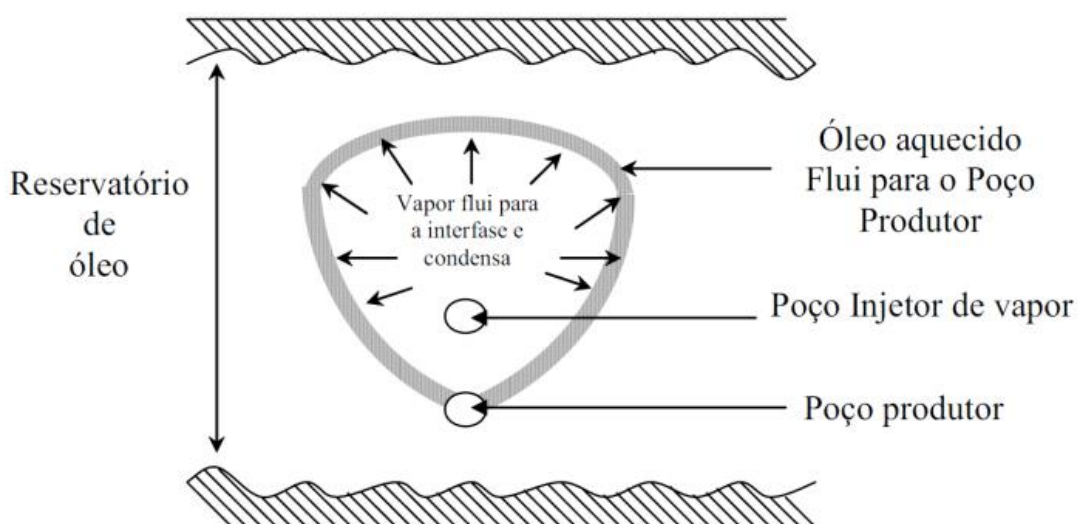


Figura 5: Comportamento do fluido injetado na formação da Câmara de Vapor.
(Butler, 1991 / Barillas, 2008)

A heterogeneidade do reservatório é baseada na variabilidade dos valores de permeabilidade do modelo de reservatório, fator complicativo para o desenvolvimento do projeto, pois dificulta no deslocamento do fluido injetado (Figura 6), conseqüentemente, no varrido do óleo até os poços produtores (Figura 7). Porém, o modelo heterogêneo segue uma caracterização mais fiel ao modelo encontrado na realidade em campo.

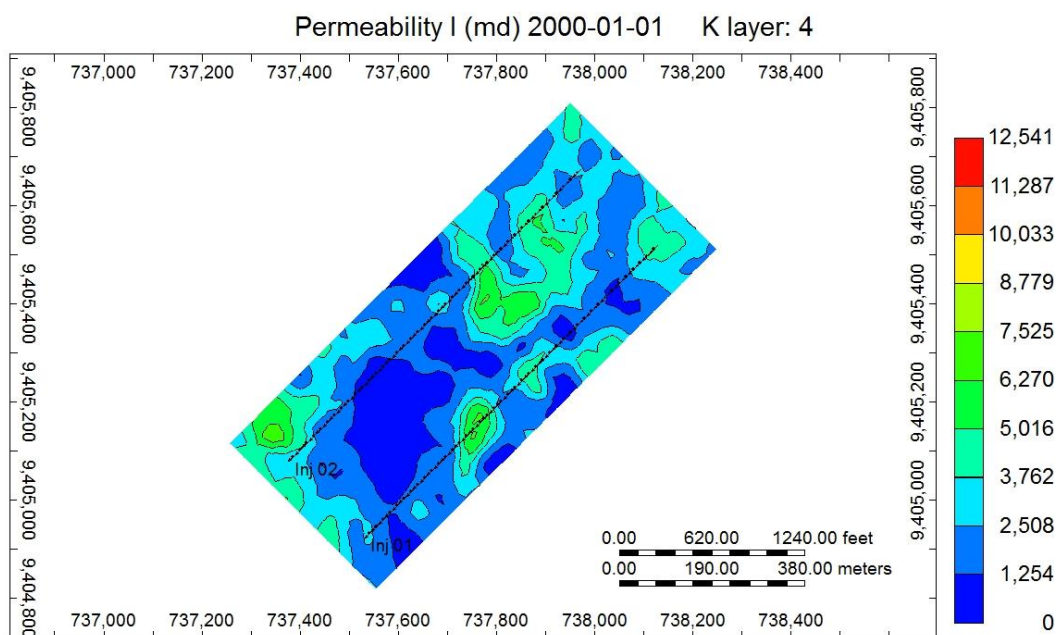


Figura 6: Posicionamento dos poços injetores na seção da camada de injeção 4.

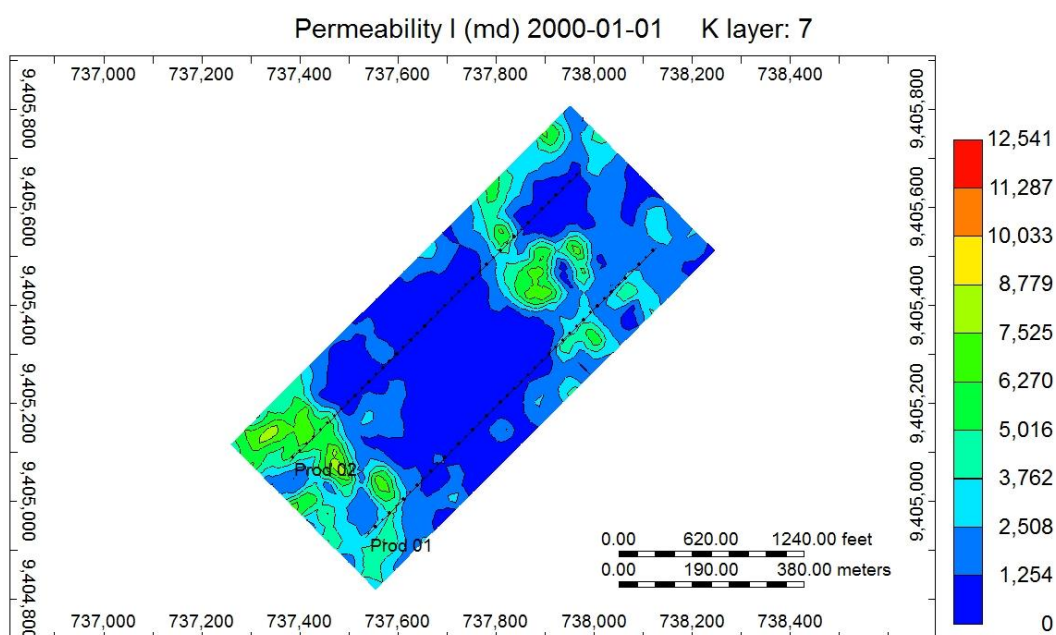


Figura 7: Posicionamento dos poços produtores na seção da camada de produção 7.

4.4. Propriedades da Rocha Reservatório

Após conclusão do modelo de fluido e importação para o programa *Builder* do sistema operacional *Launcher 2012 - CMG*, igualmente ao *Winprop*, são inferidos os dados correspondentes ao modelo de reservatório, quantificando todas as variáveis descritas na Tabela 8.

Tabela 8: Dados referentes às características do reservatório.

Pressão de Referência (psig)	287,6
Distância de Referência (m)	165,7
Contato Água Óleo (m)	185,5
Pressão Porosa de Referência (psig)	287,9
Compressibilidade da Formação (1/psig)	30×10^{-6}
Capacidade Calorífica Volumétrica – Overburden e Underburden (BTU/ft³/°F)	35
Coeficiente Dependente – T (BTU/ft³*F*F)	0
Cond. Térmica - Rocha Reservatório (BTU/m*dia*°F)	78,74
Cond. Térmica - Fase Óleo (BTU/m*dia*°F)	5,91
Cond. Térmica - Fase Água (BTU/m*dia*°F)	28,54
Cond. Térmica - Fase Gás (BTU/m*dia*°F)	1,97
Condutividade Térmica - Overburden e Underburden (BTU/m*dia*°F)	78,74
Saturação Residual de Óleo @ Temperatura do reservatório (%)	30
Saturação de Água Conata (%)	28
Distância do Contato Água-Óleo em Relação ao Topo do Reservatório (m)	20
Óleo “<i>In Place</i>” (m³ std)	1.244.260

A Figura 8 representa as curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo versus à saturação de água.

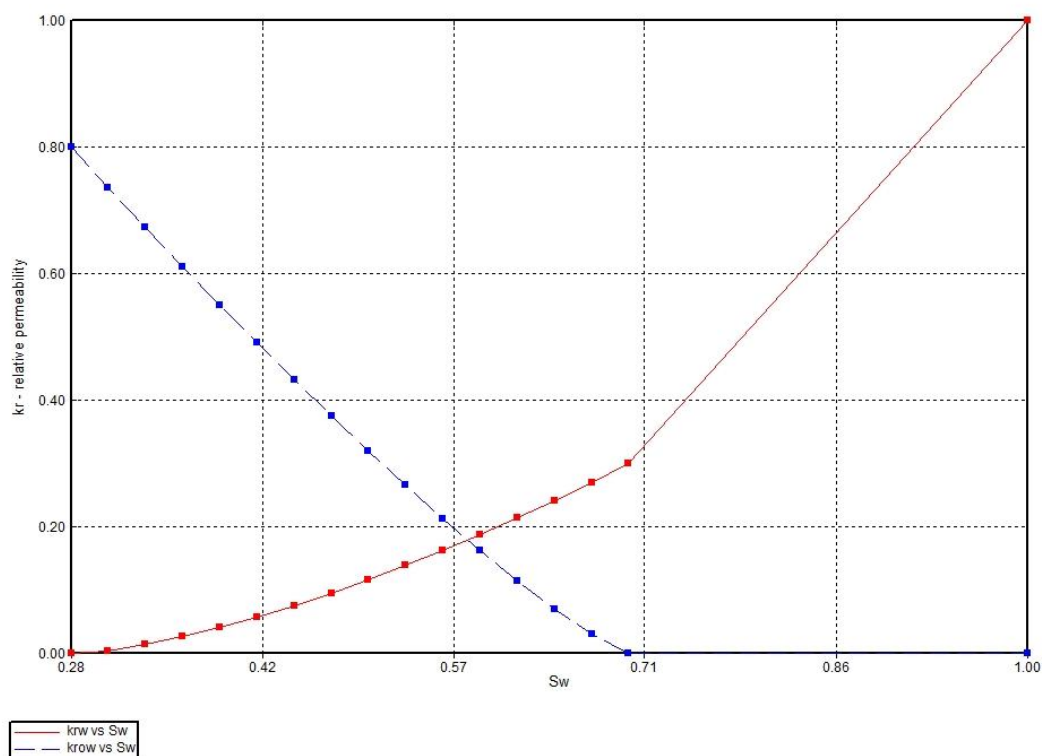


Figura 8: Curvas de permeabilidade relativa à água e ao óleo *versus* saturação da água.

4.5. Parâmetros Operacionais

Outros dados tão importantes quanto, são os dados de máxima capacidade de produção dos poços produtores e a pressão mínima para possibilitar a produção (Dados apresentados na Tabela 9). Todas as variáveis trabalhadas foram administradas para um período de análise de 20 anos.

Tabela 9: Dados referentes à capacidade dos poços produtores.

	Pressão Mínima	Máxima Produção
Poços Injetores (2 Pares de Poços)	30 psi	500 m ³ std/dia

Como alterações, além da distância vertical dos poços, são feitas mudanças nos valores de vazão de vapor (Tabela 10), injetados por dois poços injetores e mudanças na temperatura a uma pressão máxima de 1050 psi. Outra variável trabalhada para estudo dos

resultados é a qualidade de vapor – X_v (Tabela 11), sugerindo que o vapor de maior qualidade proporciona maior eficiência.

Tabela 10: Dados de injeção analisados quanto ao número de poços.

Vazões (m ³ /dia/poço inj)	Total Injetado (m ³ /dia)
100	200
150	300
250	500
400	800
500	1000

Tabela 11: Variáveis operacionais trabalhadas para desenvolvimento dos modelos planejados.

Temperaturas para DV 5 m (°F)	400	450	600	Aplicando X_v 50, 70 e 90%
Temperaturas para DV 11 m (°F)	400	450	600	Aplicando X_v 50, 70 e 90%
Temperaturas para DV 15 m (°F)	400	450	600	Aplicando X_v 50, 70 e 90%

O desenvolvimento de todos os modelos propostos totalizou um número de simulações de 135 (Figura 9). As quais serão analisadas quanto à produção acumulada de óleo e água (N_p e W_p), vazão de óleo (Q_o) e fator de recuperação (FR).

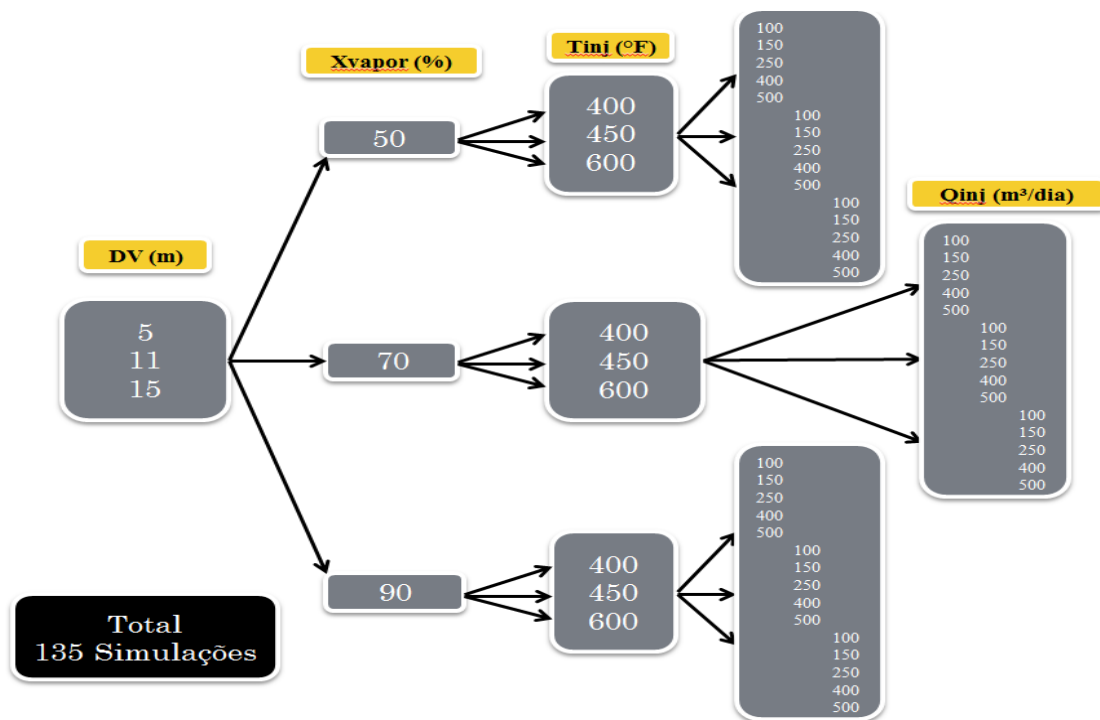


Figura 9: Diagrama das combinações das simulações realizadas.

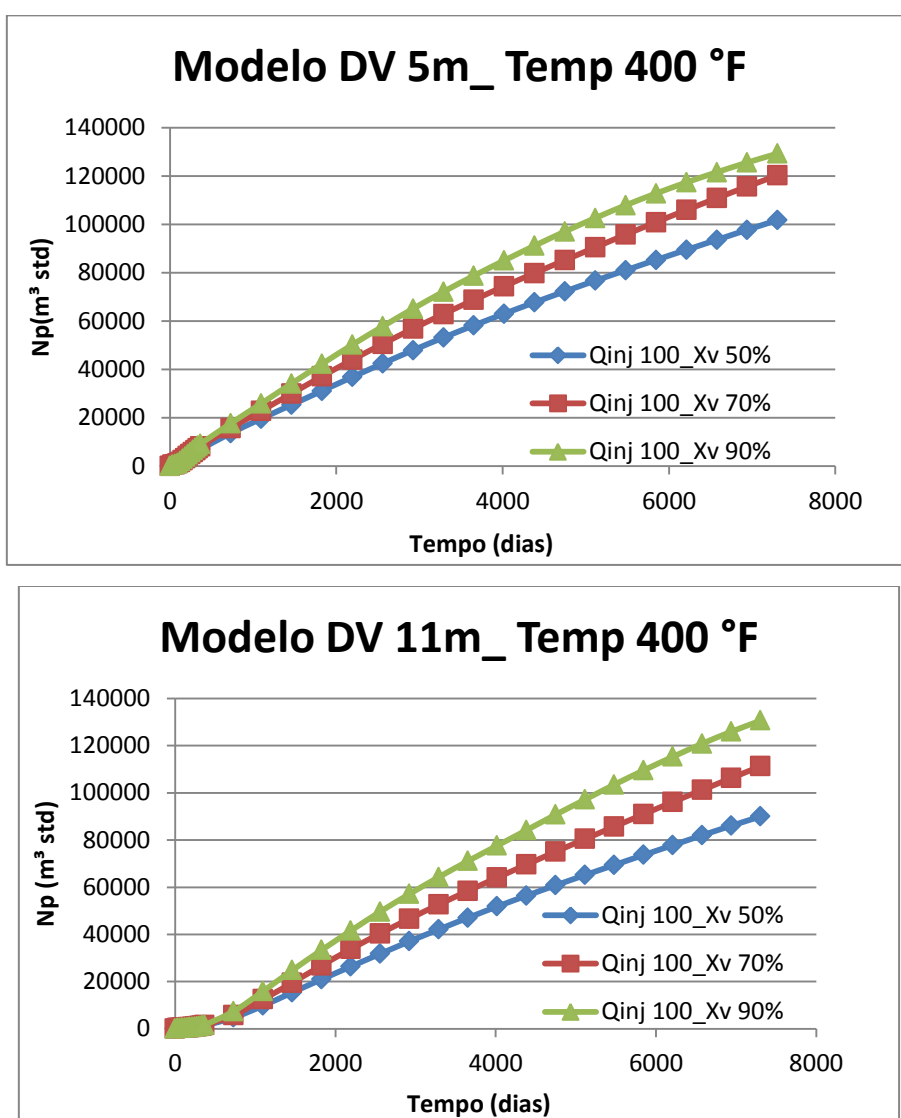
Com o uso dos arquivos resultados das simulações será estudado, também, em parâmetros 3D, as propriedades de temperatura, saturação de óleo e pressão para o modelo identificado como mais adequado, para assim identificar o comportamento do reservatório com os procedimentos desenvolvidos na pesquisa.

Capítulo V

Resultado e Discussões

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os modelos foram analisados quanto à produção acumulada de óleo, vazão de óleo, fator de recuperação e produção acumulada de água durante um período de 20 (vinte) anos e com as alterações das variáveis operacionais já mencionadas. Sendo primeiro analisado o padrão apresentado por alguns dos modelos, o qual apresentou a diferenciação quanto à qualidade do fluido injetado, sendo na maioria das vezes, o de melhor qualidade, o responsável pelo melhor rendimento visto a produção acumulada de óleo (Figura 10).



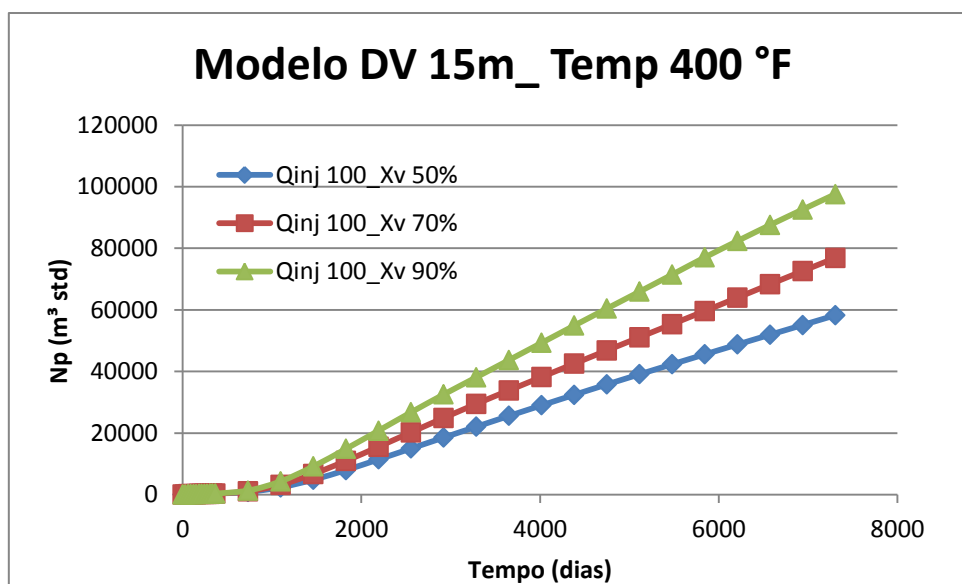
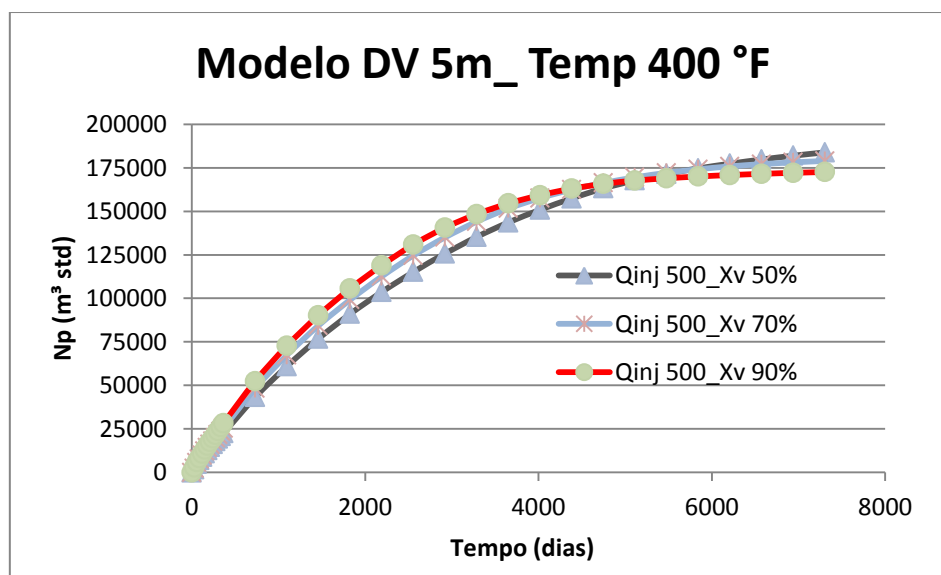


Figura 10: Produção acumulada de óleo para uma análise quanto à qualidade de vapor.

Contudo esse modelo não é apresentado para todas as circunstâncias, ou seja, existiram exceções às quais apresentaram uma maior produção acumulada de óleo para uma qualidade de vapor a qual não se enquadrava como sendo a de maior percentagem de vapor (Figura 11). Isso foi mais evidente quando trabalhado sobre altas vazões, ou seja, à medida que foi aumentando os valores da vazão de vapor injetado, a qualidade de vapor se apresentou de maneira inversa ao que já foi mencionado.



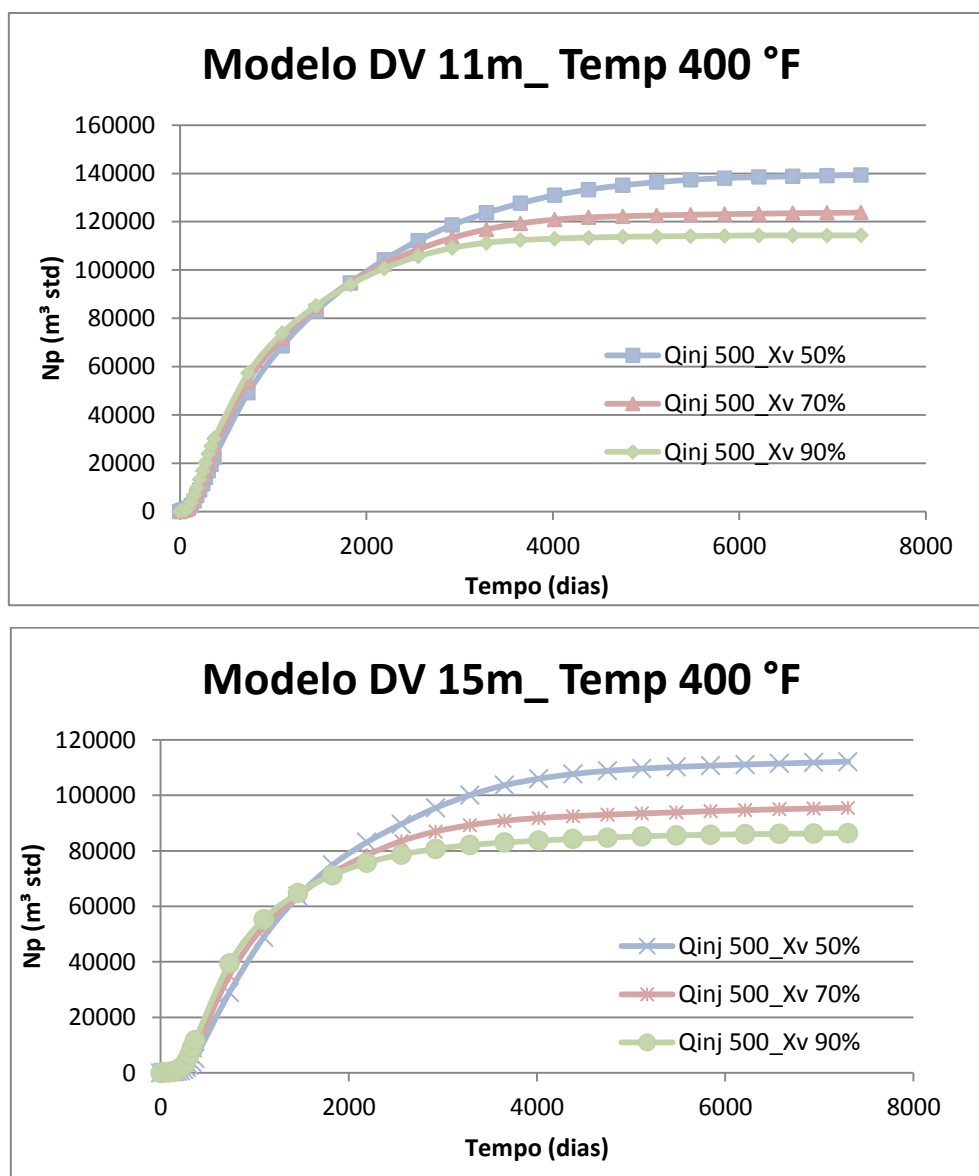


Figura 11: Análise do Np quanto ao tempo, visto o aumento da vazão de injeção.

A partir do que foi analisado, é imaginado que o melhor modelo terá uma baixa qualidade de vapor, porém, somente se a vazão de injeção for assumida com o maior valor estudado (500 m³/dia/poço).

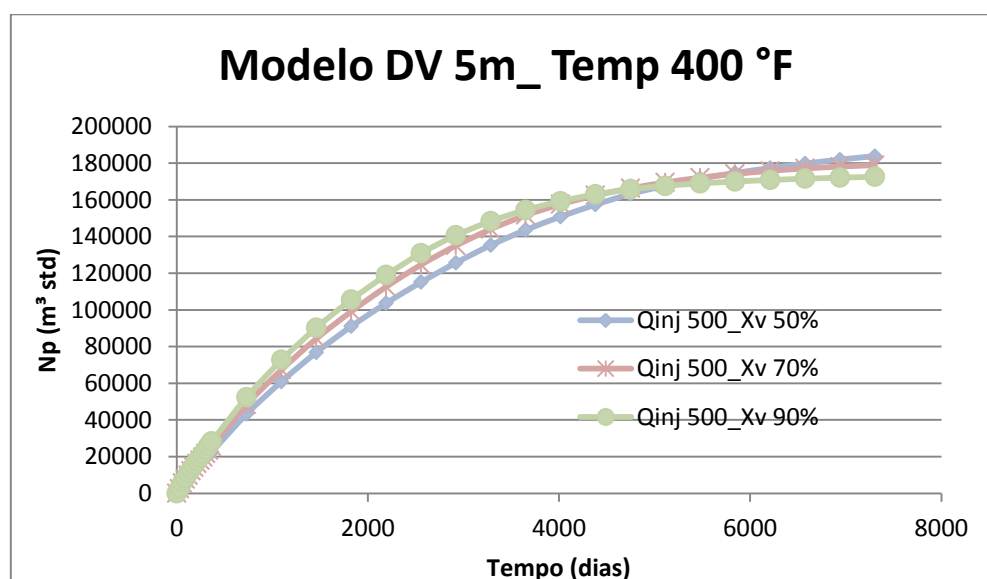
Dando sequencia para as variáveis estudadas, verificou-se a influência da temperatura no estado físico do vapor injetado. À medida que houve o aumento na temperatura, maior era a porcentagem do vapor quanto à fase líquida e, provavelmente, devido à heterogeneidade no reservatório, o calor não se desenvolveu de forma uniforme no modelo. Com isso, destacou-se para os modelos com distâncias verticais (DV) entres os poços injetores e produtores de 11 e 15 metros, que a força mecânica de varrido do fluido

injetado com menor percentual da qualidade de vapor e com menor temperatura de injeção, foi mais eficiente, pois obteve maior produção acumulada de óleo (Tabela 12).

Tabela 12: Dados de produção acumulada de óleo para 20 anos de exploração variando os DV relacionando com o aumento da temperatura.

Modelos	Np – 20 anos (m³ std) para:		
	400 °F	450 °F	600 °F
DV 11 m - Q _{inj} 500 m³/dia – X _v 50%	139.111	135.601	129.034
DV 11 m - Q _{inj} 500 m³/dia – X _v 70%	123.651	122.287	120.472
DV 11 m - Q _{inj} 500 m³/dia – X _v 90%	114.356	114.074	114.602
DV 15 m - Q _{inj} 500 m³/dia – X _v 50%	112.115	100.815	94.898
DV 15 m - Q _{inj} 500 m³/dia – X _v 70%	95.488	89307	87.815
DV 15 m - Q _{inj} 500 m³/dia – X _v 90%	86.401	81.961	82.811

Já para o modelo com DV de cinco metros, a câmara de vapor deve ter se desenvolvido de uma forma melhor, pois a variação para um mesmo modelo quanto à vazão de injeção e à qualidade de vapor, mesmo tendo a temperatura alterada, teve o Np próximo a constante – estabilização da curva (Figura 12), resultado favorecido possivelmente em virtude da permeabilidade da zona.



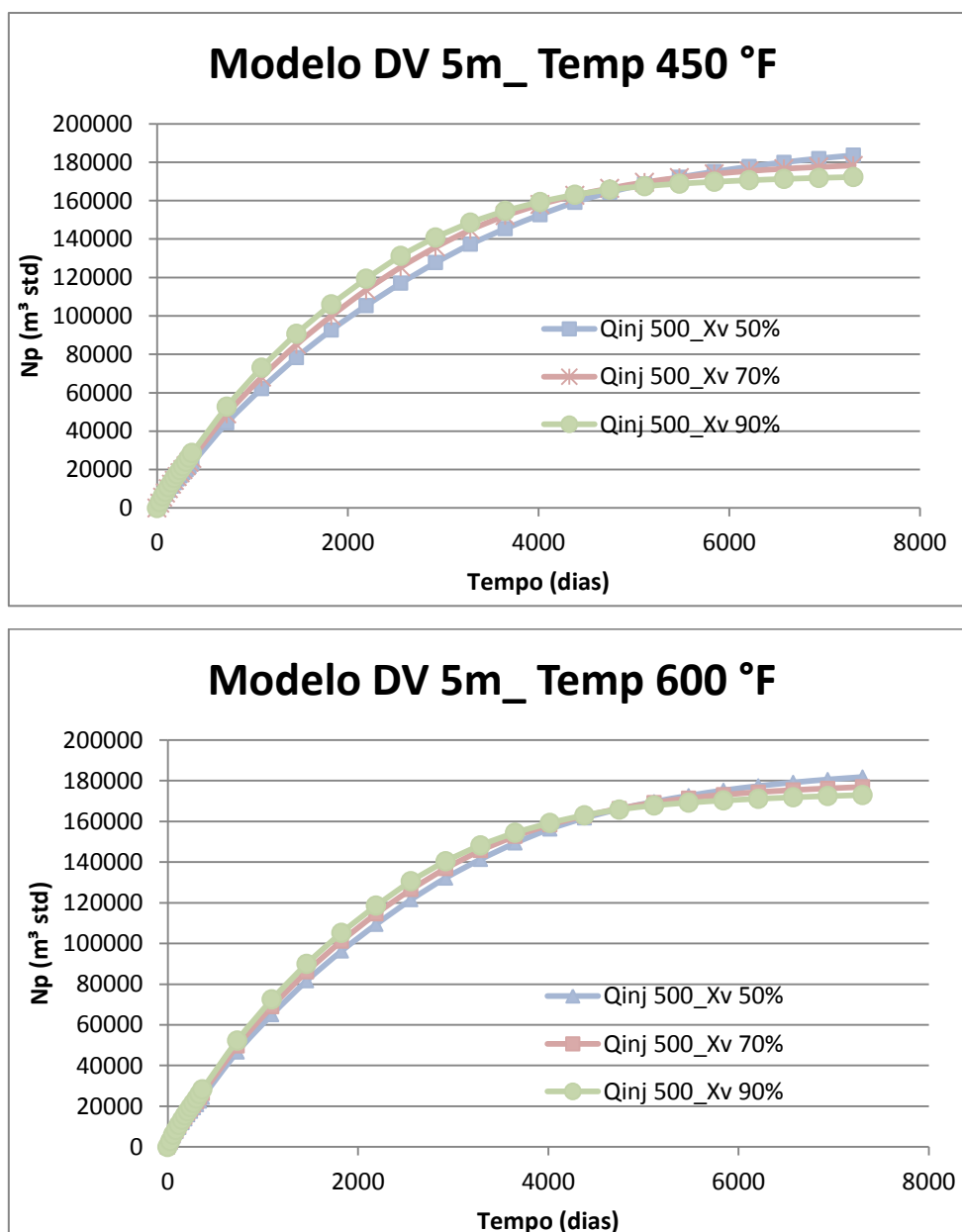


Figura 12: Np x Tempo, para uma DV de 5 m e melhores parâmetros obtidos.

Remetendo que o melhor modelo é caracterizado como sendo o de maior vazão de injeção, visto uma menor qualidade de vapor, paralelamente a uma temperatura de 400 °F, se adotado o modelo com DV de 5 (cinco) metros, a qual apresentou melhor posicionamento dos poços.

Contudo, para uma análise completa relacionada à produção, é necessário analisar a produção acumulada de água. Visto que uma maior produção acumulada de água representa um maior custo com tratamento e é consequência de uma grande quantidade de água injetada, o que diminui a eficiência geral do modelo.

Baseando-se nisso, verificou-se a produção acumulada de água para os melhores e piores modelos de cada DV, baseando-se nos respectivos sistemas quanto à produção acumulada de óleo e seu fator de recuperação (Figura 13 e Figura 14).

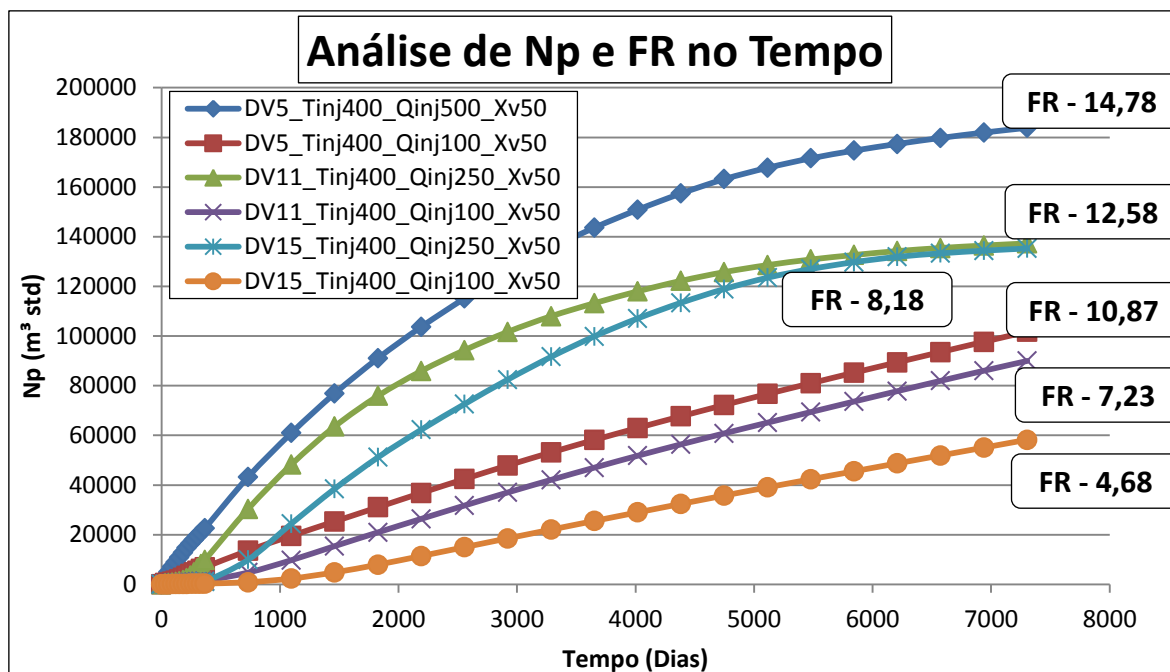


Figura 13: Np para os modelos que apresentaram melhor e pior FR de cada DV.

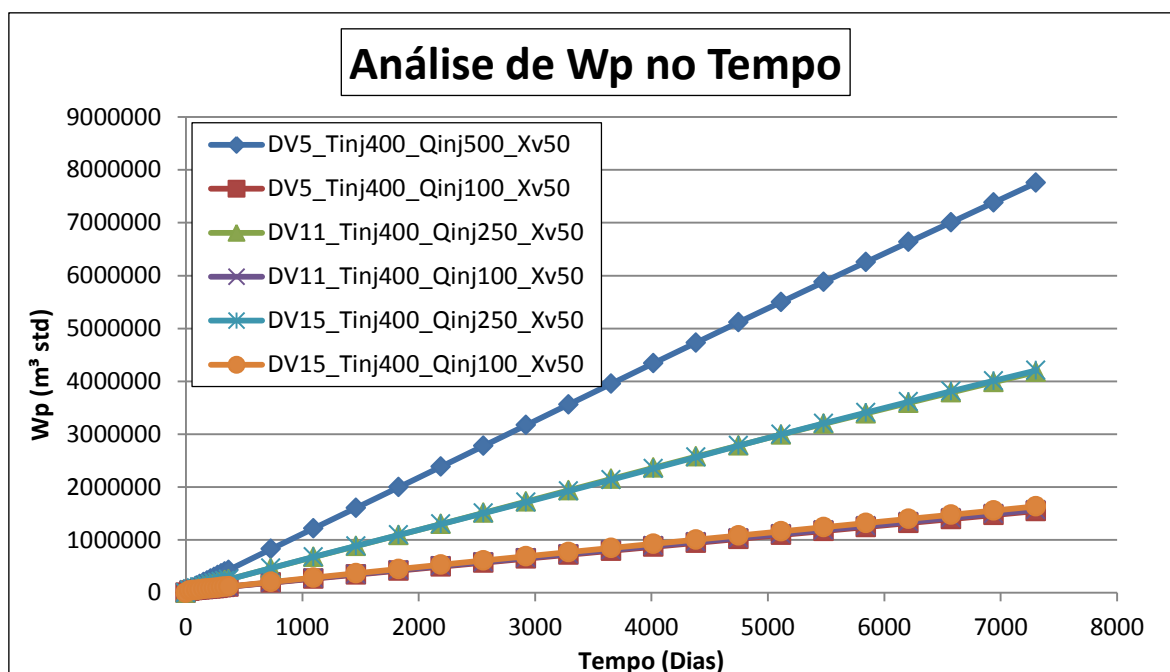


Figura 14: Wp para os modelos, com as distâncias verticais entre os poços variadas, que se destacaram quanto ao fator de recuperação.

Com a análise dos gráficos apresentados verificou que o melhor modelo também apresentou altos valores de produção acumulada de água (Tabela 13), o que futuramente poderá alterar o modelo com melhor eficiência, pois se feita uma análise econômica desses modelos, os resultados poderiam vir a ser alterados e outro modelo poderia ser identificado como mais viável.

Tabela 13: Dados de produtividade para o melhor modelo analisado.

Modelo	Np (m ³ std)	Wp (m ³ std)	FR
DV 5 m – T 400 °F – Qinj 500 m ³ /dia – Xv 50%	183.857,6	7755179	14,78

Para um estudo quanto à identificação da queda da vazão de óleo ao poço produtor, ou seja, a fim de identificar o tempo necessário para obtenção de uma estabilização da vazão de produção de óleo, estudou-se os modelos com DV de 5 (cinco) metros e com temperatura de 400 °F (Com o desenvolvimento de gráficos com os dados no APÊNDICES, é possível verificar a similaridade entre os modelos, quanto ao tempo de estabilização, próximo a valores de 20 m³/dia de óleo).

Portanto, identificou-se com o tempo médio de 3600 dias (aproximadamente 10 anos) uma estabilização da vazão de óleo com valores próximos a 20 m³ std/dia (Figura 15) - valor em declínio no restante do tempo de uma forma muito lenta até igualar-se a zero. Isso permite inferir que poderia haver o abandono dos poços nesse período, ou poderiam ser realizadas alterações nos valores das vazões de injeção para tornar mais eficiente o modelo.

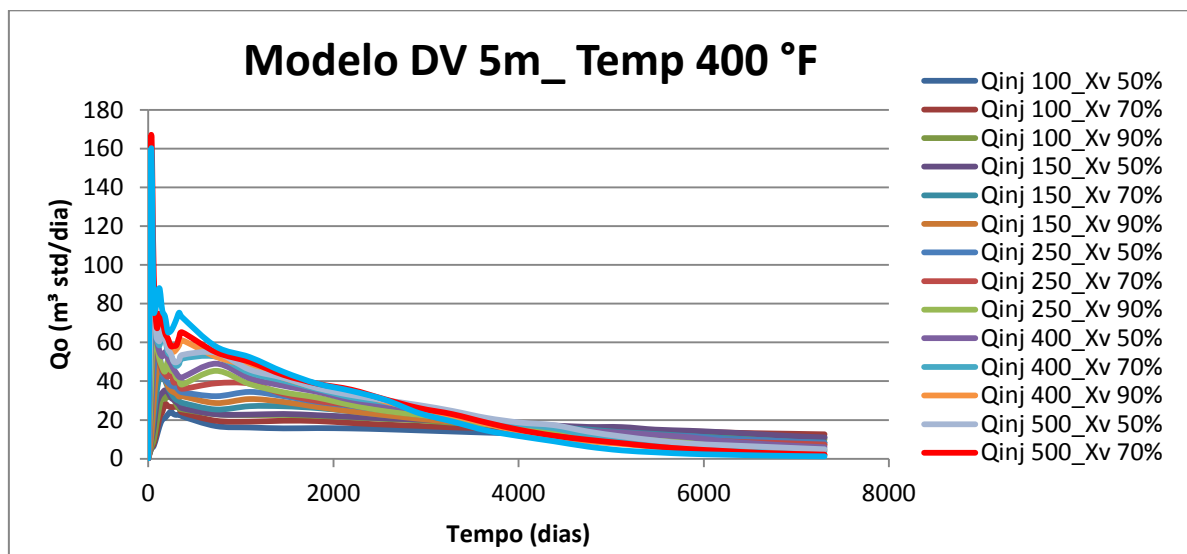


Figura 15: Vazão de óleo no tempo.

Para o modelo identificado com melhor desempenho, foram estudadas propriedades analisadas a partir do modelo 3D do projeto. Essa ferramenta permitiu verificar o comportamento do modelo SAGD de forma mais “material” dentro do reservatório heterogêneo característico do Nordeste brasileiro.

A primeira propriedade analisada pela modelagem 3D foi a saturação de óleo (Figura 16). A partir dela confirmou-se o evento da formação da câmara de vapor ao injetar-se, via poços horizontais, vapor sob alta temperatura. Assim, realizou-se o deslocamento do óleo até os poços produtores e nos últimos momentos, percebeu-se que a saturação diminuiu consideravelmente à medida que houve a recuperação do petróleo. Com o estudo da imagem, também é possível verificar o dimensionamento da zona de água e do óleo com relação a todo o reservatório.

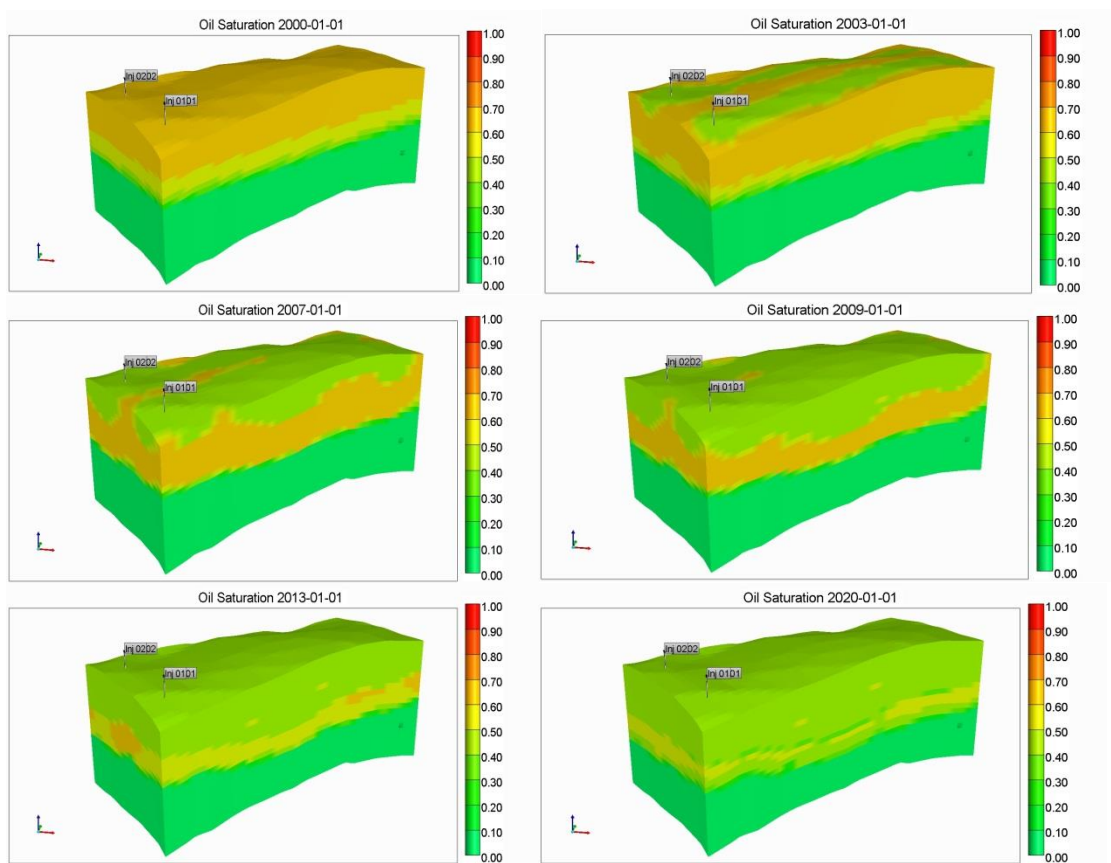


Figura 16: Mapas de saturação de óleo versus tempo para o modelo com DV 5 m, T 400 °F, Qinj 500 m³/dia/poço e Xv de 50%.

Outra propriedade estudada foi a variação de pressão no reservatório à medida que houve a produção de óleo (Figura 17). No início do período estudado, houve uma queda brusca da pressão, mas após 10 (dez) anos voltou a aumentar a medida que o volume de

vapor injetado apresentou-se com grande escala. Na imagem apresentada é possível verificar que a injeção de vapor, mesmo estando numa zona de boa permeabilidade, não se distribui uniformemente, visto que a pressão também possui um comportamento heterogêneo.

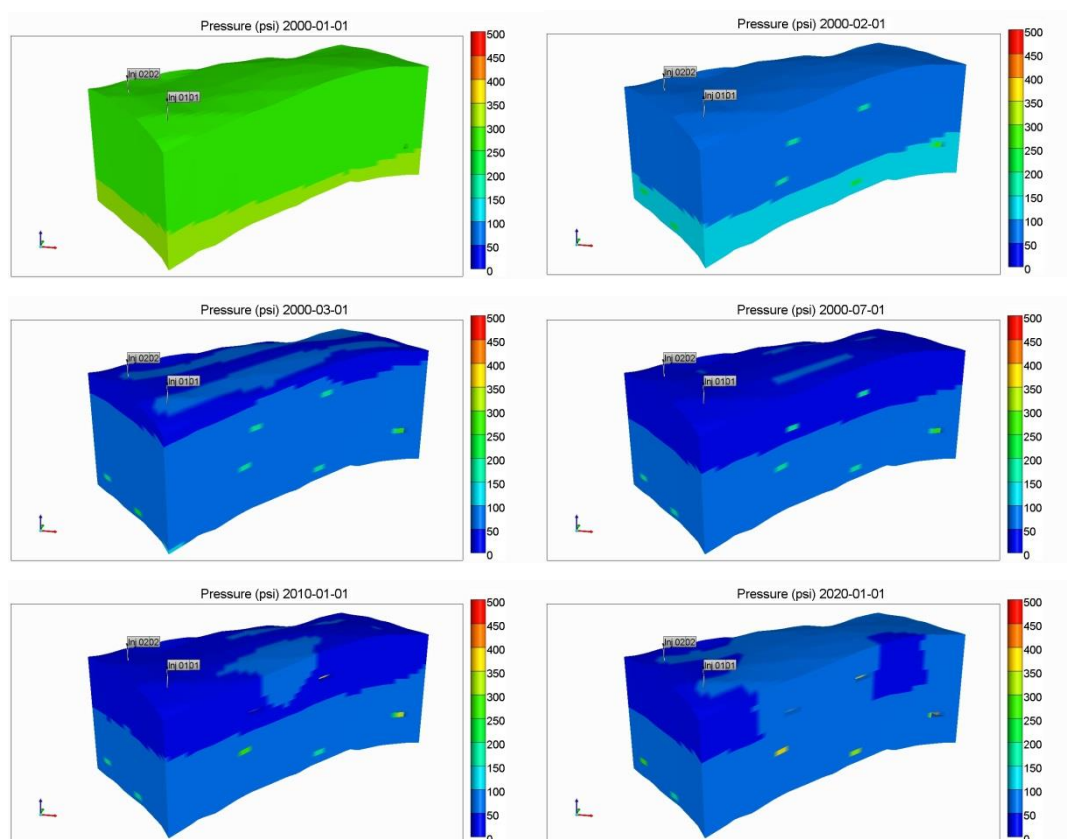
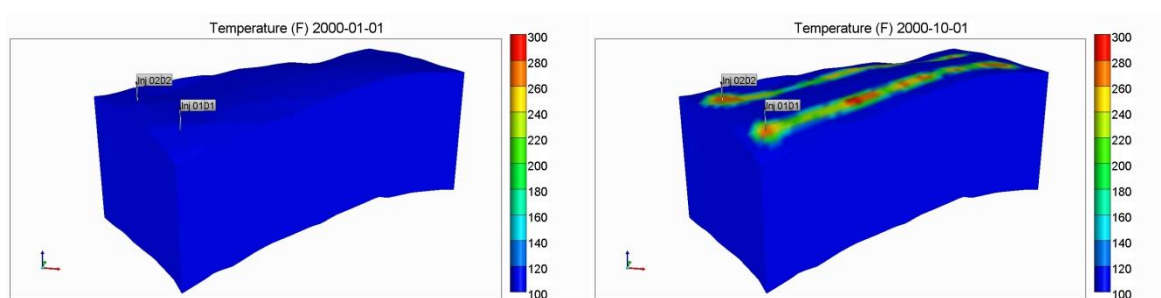


Figura 17: Mapas de pressão versus tempo.

A última caracterização realizada foi baseada em mapas de temperatura (Figura 18). Essa análise é importante, visto que o método SAGD é sensível à temperatura. Desse modo, pode ser identificada a diminuição na viscosidade do óleo e, assim, um aumento na mobilidade do óleo.



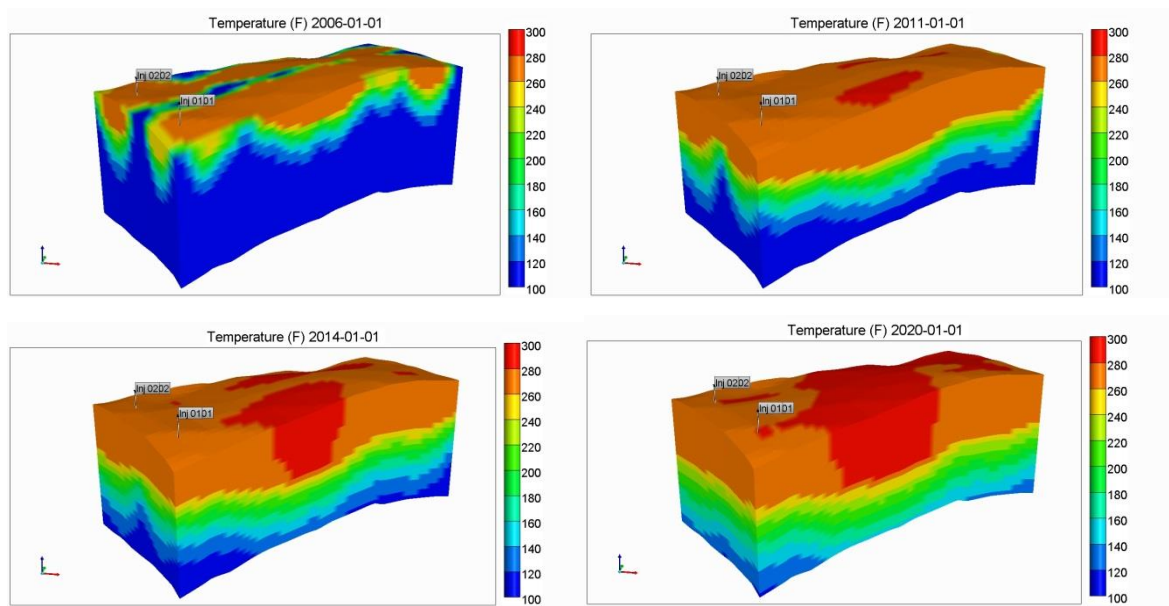


Figura 18: Mapas de temperatura com relação ao tempo.

Por fim, ao verificar todas as propriedades pelo método de análise 3D, verificou-se que o comportamento da técnica SAGD apresentou resultado satisfatório (atingindo na zona estudada a temperatura próxima a do vapor injetado) e que os fundamentos de recuperação suplementar são apresentados coerentemente para o modelo com poços horizontais, a partir do desenvolvimento da câmara de gás.

Capítulo VI

Conclusões

6. CONCLUSÕES

- Verificaram-se comportamentos semelhantes entre os modelos ao alterar-se algumas das variáveis operacionais;
- Foi determinado uma análise comportamental do modelo ao verificar-se que a medida que a temperatura ou a qualidade de vapor aumentava, a produção de óleo diminuía – esse fenômeno ocorreu quando a vazão de injeção era baixa. Pois quando houve o aumento da quantidade de vapor injetado por dia, a relação se invertia e então o melhor modelo se destacava por ter menor temperatura de injeção (400 °F) e menor qualidade de vapor (50%). Com isso destacou-se que o melhor modelo, para as condições analisadas, adotaria uma maior vazão de injeção;
- Determinou-se, dentre 135 modelos simulados e analisados, os parâmetros DV 5 m, Tinj 400 °F, Xv 50% e Qinj de 500 m³/dia como os mais satisfatórios quanto aos fundamentos de produtividade de óleo – para o modelo estudado.

6.1. Recomendações Futuras

- Para determinação do melhor modelo é necessário uma análise econômica com o melhor custo/benefício;
- Por fim, uma possível aprimoração para a aplicação do método SAGD nesse reservatório, a fim de melhorar a eficiência do processo, seria a redução do tempo de aplicação da técnica em relação aos 20 anos estudados.

Capítulo VII

Referências Bibliográficas

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Azin, R.; et.al.** Simulation study of the VAPEX process in fractured heavy oil system at reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V. 60, p. 51–66, 2008.
- [1] **Barillas J. L. M.** Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor - 2008. 165 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade do Rio Grande do Norte, Natal.
- [2] **CMG**, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2007.11, Calgary-Alberta-Canadá.
- [3] **Campos, de O. C.**, Injeção de vapor e solvente em reservatório do nordeste brasileiro. Trabalho de Conclusão de Curso - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.
- [4] **Filho M. Q. A.** Estudo correspondente aos efeitos da injeção de águas, não especificado. Dissertação de Mestrado - Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.
- [5] **Galvão, E. R. V. P.** Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Grande do Norte. Natal/RN, 2008.
- [6] **Gomes V. L. A.** Modelagem e previsão da perda de injetividade em poços canhoneados. Dissertação de Mestrado - Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.

[7] **Gurgel, A. R.** *Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados*. 2009. 107f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo), *Trabalho de Conclusão de Curso* 41 Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

[8] **Lyons, C. W.** *Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*, p. 1049, V.2, 1996.

[9] **Queiroz, G. DE O.** Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. 2006. 119f. Dissertação de Mestrado em Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

[10] **Rodríguez, Edwin; et.al.** Numerical simulation for cyclic steam injection at santa clara field. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, V. 3, N° 4, 2008.

[11] **Rodrigues M. A. F.** Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor. Dissertação de Mestrado - Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.

[12] **Rodrigues M. A. F.** Análise de viabilidade de injeção de fluidos alternativos ao vapor em reservatórios de óleo pesado. Tese de Doutorado - Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.

[13] **Rosa, A. J.** (1953); **Carvalho, R. de S.; Xavier, J. A. D.** Engenharia de reservatórios de petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. XII Cap. ISBN: 8571931356.

[14] **Ruiz C. P. A.** Estudo comparativo da injeção de água usando poços verticais e horizontais. 2012. 31 f, Cap. II. Dissertação de Mestrado - Centro de Tecnologia, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal/RN.

[15] **Santana, K. R.** Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos. 2009. 136f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia do Petróleo), Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

[16] **Spivak, A.** Gravity Segregation in Two-Phase Displacement Processes. Society of Petroleum Engineers- 4630: Dezembro, 1974.

[17] **Thomas, J. E.; Correia, C. A.; Filho, C. V.; Xavier, J. A. D.; Machado, J. C. M. de R.; Filho, J. E. de S.; Paula, J. L.; Rossi, N. C. M. de R.; Pitombo, N. E. S.; Gouvea, P. C. V. de M.; Carvalho, R. de S.; Barragan, R. V.** Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. Capítulo 7. ISBN: 8571930996.

Capítulo VIII

Apêndices

8. APÊNDICES

- Dados utilizados para desenvolvimento de todo o projeto, identificando cada linha como uma simulação realizada a partir da alteração das variáveis operacionais pré-estabelecidas.

PO	min	intermediário			máx
DV (m)	5	11			15
Xvapor (%)	50	70			90
Tg (°F)	400	450			600
Qinj (m³/d/poço)	100	150	250	400	500

Legendas	
PO	Parâmetros Operacionais
DV	Distância Vertical
Xvapor	Qualidade do Vapor
Tg	Temperatura do Vapor
Qinj	Vazão de Injeção
Np	Produção Acumulada de Óleo
FR	Fator de Recuperação
Wp	Produção Acumulada de Água
Qo	Vazão de Óleo

Casos	DV (m)	Tinj (°F)	Qinj (m³/dia/poço)	Xv (%)	Np (m³ std) 20 anos	FR (20 anos)	Wp (m³ std) 20 Anos
1	5	400	500	50	183857,55	14,78	7755179,00
	5	450	500	50	183623,81	14,76	7769362,50
	5	600	500	50	181809,84	14,61	7805388,50
	5	400	500	70	178934,33	14,38	7829655,50
	5	450	500	70	178308,64	14,33	7838867,50
	5	600	500	70	176915,44	14,22	7850391,50
	5	600	400	50	174859,75	14,05	6293427,00
	5	400	400	50	174650,55	14,04	6247581,50
	5	450	400	50	174533,05	14,03	6261490,00
	5	400	400	70	174303,00	14,01	6315654,50
	5	450	400	70	174022,44	13,99	6322818,00
	5	600	400	70	173895,59	13,98	6335000,50
	5	600	500	90	172912,89	13,90	7889884,00
	5	400	500	90	172583,70	13,87	7889411,00
	5	450	500	90	172316,19	13,85	7893081,50
	5	600	400	90	171704,42	13,80	6371609,00

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO / UFRN

	5	400	400	90	171359,89	13,77	6371785,00
	5	450	400	90	171186,03	13,76	6374872,00
	5	600	250	90	156459,33	12,57	4074079,75
	5	450	250	90	156380,92	12,57	4077350,00
	5	400	250	90	156185,67	12,55	4074760,75
	5	600	250	70	155039,50	12,46	4041247,25
	5	450	250	70	154091,64	12,38	4031294,75
	5	400	250	70	153516,61	12,34	4023675,75
	5	600	250	50	152460,56	12,25	4002239,50
	5	400	250	50	151693,83	12,19	3955290,50
	5	450	250	50	151448,30	12,17	3968784,25
	5	600	150	50	138796,05	11,15	2409052,25
	5	400	150	70	138243,89	11,11	2437683,25
	5	450	150	70	137945,52	11,09	2445871,50
	5	600	150	70	137345,97	11,04	2457479,75
	5	450	150	50	137243,70	11,03	2372779,75
	5	600	150	90	136004,67	10,93	2496991,75
	5	400	150	50	135978,34	10,93	2356853,75
	5	400	150	90	135782,88	10,91	2499013,75
	5	450	150	90	135700,23	10,91	2501913,50
	5	450	100	90	129355,37	10,40	1653684,38
	5	400	100	90	129274,20	10,39	1650520,88
	5	600	100	90	128955,77	10,36	1648430,13
	5	600	100	70	124178,46	9,98	1609302,63
	5	450	100	70	122073,95	9,81	1599141,13
	5	400	100	70	120258,97	9,67	1591382,75
	5	600	100	50	113489,56	9,12	1571994,00
	5	450	100	50	105200,91	8,45	1552855,88
	5	400	100	50	101748,04	8,18	1545875,13
2	11	400	250	50	156521,38	12,58	4076212,25
	11	450	250	50	153135,92	12,31	4095952,75
	11	400	150	70	150331,70	12,08	2518680,00
	11	450	150	70	150091,55	12,06	2530508,50
	11	600	150	70	149487,19	12,01	2548741,25
	11	600	150	50	149123,95	11,98	2476791,75
	11	600	250	50	144221,42	11,59	4141856,50
	11	600	150	90	143960,55	11,57	2609408,00
	11	400	400	50	143741,14	11,55	6411728,00
	11	400	150	90	143716,38	11,55	2613142,00
	11	450	150	90	143065,33	11,50	2617748,75
	11	450	150	50	142619,70	11,46	2416523,00
	11	450	400	50	140471,88	11,29	6429631,00
	11	400	500	50	139318,27	11,20	7934147,50
	11	400	150	50	139221,25	11,19	2397825,75

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO / UFRN

	11	400	250	70	137305,28	11,04	4175525,25
	11	450	500	50	135798,97	10,91	7949956,00
	11	450	250	70	135541,61	10,89	4185014,50
	11	600	250	70	133066,83	10,69	4197375,50
	11	600	400	50	132911,28	10,68	6472663,00
	11	450	100	90	131314,36	10,55	1695037,25
	11	400	100	90	130610,84	10,50	1691010,88
	11	600	100	90	130014,21	10,45	1688081,88
	11	600	500	50	129191,95	10,38	7994682,00
	11	400	400	70	127448,07	10,24	6500760,50
	11	450	400	70	126186,23	10,14	6510127,00
	11	600	250	90	125976,95	10,12	4243158,50
	11	400	250	90	125532,78	10,09	4246397,00
	11	450	250	90	124977,00	10,04	4249219,50
	11	600	400	70	124414,80	10,00	6524539,00
	11	400	500	70	123778,29	9,95	8026075,50
	11	450	500	70	122440,15	9,84	8036953,50
	11	600	500	70	120562,36	9,69	8051133,50
	11	600	400	90	117732,76	9,46	6571944,00
	11	600	100	70	117726,30	9,46	1643603,25
	11	400	400	90	117087,31	9,41	6575158,00
	11	450	400	90	116533,48	9,37	6578663,50
	11	600	500	90	114633,95	9,21	8095559,50
	11	400	500	90	114371,36	9,19	8105777,00
	11	450	500	90	114114,66	9,17	8108073,50
	11	450	100	70	113879,67	9,15	1632432,75
	11	400	100	70	111265,27	8,94	1625650,25
	11	600	100	50	103185,28	8,29	1603466,50
	11	450	100	50	93523,50	7,52	1577949,75
	11	400	100	50	89990,52	7,23	1569382,50
	15	400	250	50	135277,77	10,87	4205907,50
	15	450	250	50	132338,84	10,64	4224267,00
	15	600	150	70	128002,48	10,29	2668250,25
	15	450	150	70	127447,92	10,24	2646569,50
3	15	400	150	70	126443,21	10,16	2629501,75
	15	600	150	90	125705,00	10,10	2734153,75
	15	400	150	90	125492,64	10,09	2737239,75
	15	450	150	90	125073,53	10,05	2741618,00
	15	600	250	50	124214,02	9,98	4269117,00
	15	600	150	50	120757,46	9,71	2573553,25
	15	400	250	70	117210,88	9,42	4299211,50
	15	450	250	70	115019,65	9,24	4307843,50
	15	400	400	50	112115,88	9,01	6537326,00
	15	400	400	50	112115,88	9,01	6537326,00
	15	600	250	70	111825,80	8,99	4321731,50

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO / UFRN

	15	450	150	50	111327,97	8,95	2515162,50
	15	450	400	50	108131,19	8,69	6554995,50
	15	400	150	50	106505,30	8,56	2492813,00
	15	600	250	90	101143,00	8,13	4363138,00
	15	450	500	50	101087,02	8,12	8072379,00
	15	400	250	90	100698,71	8,09	4366860,00
	15	600	400	50	100418,31	8,07	6594084,50
	15	450	250	90	99937,22	8,03	4368749,50
	15	450	100	90	98630,20	7,93	1789666,88
	15	400	100	90	97586,12	7,84	1785067,50
	15	600	100	90	96792,47	7,78	1781539,63
	15	400	400	70	95488,69	7,67	6621008,50
	15	400	400	70	95488,69	7,67	6621008,50
	15	600	500	50	94898,52	7,63	8107238,50
	15	450	400	70	94019,11	7,56	6626199,00
	15	600	400	70	92148,41	7,41	6641512,50
	15	450	500	70	89307,27	7,18	8142455,00
	15	600	500	70	87815,51	7,06	8138913,50
	15	600	400	90	86716,63	6,97	6680689,00
	15	400	400	90	86401,93	6,94	6667543,00
	15	400	400	90	86401,93	6,94	6667543,00
	15	450	400	90	86044,80	6,92	6682604,50
	15	600	100	70	83098,81	6,68	1726460,88
	15	600	500	90	82811,55	6,66	8196714,50
	15	450	500	90	81961,78	6,59	8206316,00
	15	450	100	70	79180,00	6,36	1712664,63
	15	400	100	70	76887,57	6,18	1704131,50
	15	600	100	50	69451,16	5,58	1676590,88
	15	450	100	50	61244,90	4,92	1646293,00
	15	400	100	50	58256,71	4,68	1634788,25
	15	400	100	50	58256,71	4,68	1634788,25