



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO SAGD PARA RECUPERAÇÃO
DE PETRÓLEO EM UMA RESERVA DO NORDESTE BRASILEIRO
DE ÓLEO PESADO**

MARCEL ARAÚJO ROCHA

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Maio de 2014

MARCEL ARAÚJO ROCHA

**ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO SAGD PARA RECUPERAÇÃO
DE PETRÓLEO EM UMA RESERVA DO NORDESTE BRASILEIRO
DE ÓLEO PESADO**

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

ORIENTADORA: Prof^a. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal/RN, Maio de 2014

MARCEL ARAÚJO ROCHA

**ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO SAGD PARA RECUPERAÇÃO DE
PETRÓLEO EM UMA RESERVA DO NORDESTE BRASILEIRO DE ÓLEO
PESADO**

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

Aprovado em 23 de Maio de 2014.

Banca Examinadora

ORIENTADORA:

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

MEMBRO:
EXAMINADOR

TARCÍLIO VIANA DUTRA JÚNIOR
PROF. DR. – UFRN

MEMBRO:
EXAMINADOR

LINDEMBERG DE JESUS NOGUEIRA DUARTE
PROF. DR. - UFRN

Natal/RN, Maio de 2014

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus avós,
Francisco Rocha de Oliveira e
Euzamar Alves da Silveira Rocha
que durante todos os anos de minha
vida veem me auxiliando como um
verdadeiro filho. Sou muito grato por
todo carinho, atenção e dedicação que
me proporcionam. Essa vitória também
é de vocês, obrigado!

AGRADECIMENTOS

À Deus, principalmente pelo dom da vida; E por me guiar e me ensinar a passar por cada situação.

Aos meus avós paternos, Francisco Rocha de Oliveira e Euzamar Alves da Silveira Rocha por todo amor, carinho, cuidados e mimos. Vocês são únicos, serei eternamente grato!

Aos meus avós maternos, Joaquim Batista de Araújo e Francisca Generina de Araújo, por todo amor e dedicação à família.

Aos meus pais, Francismar Alves Rocha e Lúcia de Fátima, pela vida, por todo o amor, carinho, auxílio, educação, ensinamentos e ao grande exemplo das vitórias de suas vidas e no ambiente profissional, obrigado!

À Dr. Nelson e Tete, por todo auxílio.

À minha coordenadora, professora e orientadora Jennys Lourdes Meneses Barillas por todas as reuniões, decisões, conselhos e por sempre estar disposta a ajudar. Muito Obrigado!

À minha professora Klismeryane Costa de Melo pelas orientações e oportunidades acadêmicas, obrigado!

Aos meus amigos pessoais, por todo companheirismo, lealdade, conselhos, risadas e parceria ao longo de muitos anos. Obrigado!

Aos meus amigos e mestres do voleibol, por todos os treinos, medalhas, ensinamentos e parceria. Em especial, à Rubens Lucena, Eduardo Gurgel, Gizelda Maia, Carlos Eduardo Pessoa, Bruno Paiva e Igor Diógenes.

Aos meus amigos do BCT e da engenharia de petróleo que de forma direta ou indireta fizeram parte dessa caminhada. Em especial, à Camila Nunes de Carvalho pela parceria, pelos estudos, pelas risadas e conselhos. Você foi muito importante, muito obrigado!

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

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

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

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

ROCHA, Marcel Araújo – “*ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO SAGD PARA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM UMA RESERVA DO NORDESTE BRASILEIRO DE ÓLEO PESADO*”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

RESUMO

A exploração de reservas de hidrocarbonetos pesados e extra pesados são de interesse primordial para muitas companhias de petróleo, uma vez que, a magnitude desses recursos são tão significantes que podem chegar a ser a futura fonte de energia mundial. A produção de óleo pesado à partir de depósitos subterrâneos é difícil, até mesmo sobre melhores circunstâncias, devido principalmente à elevada viscosidade do óleo. Para melhor desenvolver o processo de produção, tornando-o eficiente e assim, fluidos que não seriam produzidos conseguem chegar até a superfície, foram desenvolvidos métodos de recuperação secundários e especiais para obtenção de um maior fator de recuperação e conseqüentemente uma maior lucratividade na operação de exploração dessas jazidas. Para combater a alta viscosidade e as elevadas tensões interfaciais foram desenvolvidos os métodos térmicos. Nesse trabalho aplicou-se a Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (SAGD) em um reservatório do nordeste brasileiro de óleo pesado observando a produção acumulada de óleo em superfície e o fator de recuperação conforme se aumentava a vazão de injeção de vapor. Analisou-se a melhor distância vertical entre os poços e o desenvolvimento da câmara de vapor formada, através da observação da viscosidade e da temperatura no tempo.

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

ROCHA, Marcel Araújo – “*ESTUDO DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO SAGD PARA RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO EM UMA RESERVA DO NORDESTE BRASILEIRO DE ÓLEO PESADO*”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Jennys Lourdes Meneses Barillas.

ABSTRACT

The reserves exploitation of heavy and extra heavy hydrocarbon are of prime interest to many oil companies, since the magnitude of these features are so significant that they can get to be a future source of global energy. The production of heavy oil from the underground deposits is difficult, even on the best of circumstances, mainly due to the high viscosity of the oil. To further develop the process of production, making it efficient and this way fluids that would not be produced get to reach the surface, secondary recovery methods and special were developed to obtain a higher recovery factor and hence greater profitability in operation exploitation of these deposits. To combat the high viscosity and high interfacial tensions thermal methods were developed. In this work was applied the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) in a reservoir in northeastern Brazil of heavy oil observing the cumulative oil production in surface and recovery factor according with the increased of the steam injection rate. Also was analyzed the best vertical distance between the wells and the development of the steam chamber formed, by observing the viscosity and temperature over time.

Keywords: Advanced Oil Recovery, Steam injection, Numerical simulation and SAGD.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Configuração dos poços utilizados pelo método SAGD.....	22
Figura 2: Câmara de vapor formada após a injeção do vapor.	23
Figura 3: Composição molar do fluido de reservatório.	28
Figura 4: Composição molar do fluido de reservatório, agrupada em pseudo- componentes.	29
Figura 5: Fator Volume Formação do Óleo e Razão de Solubilidade x Pressão.....	30
Figura 6: Viscosidade x Pressão.....	31
Figura 7: Viscosidade do óleo x Temperatura.....	31
Figura 8: Diagrama P-T.....	32
Figura 9: k_{rw} x S_w e k_{row} x S_w	34
Figura 10: k_{rg} x S_l e k_{rog} x S_l	34
Figura 11: Vista 2D de um par de poços.	35
Figura 12: Vista 3D do reservatório.	36
Figura 13: Vista areal do reservatório.	36
Figura 14: Produção Acumulada de Óleo x Tempo.	39
Figura 15: Vista areal do reservatório com 3 pares de poços.....	40
Figura 16: Vista areal do reservatório com 4 pares de poços.....	40
Figura 17: Variação da vazão para modelo com 2 pares de poços.....	41
Figura 18: Variação da vazão para modelo com 3 pares de poços.....	42
Figura 19: Variação da vazão para modelo com 4 pares de poços.....	42
Figura 20: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 0 m ³ /dia.	43
Figura 21: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 100 m ³ /dia.	44
Figura 22: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 200 m ³ /dia.	44
Figura 23: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 400 m ³ /dia.	45
Figura 24: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 600 m ³ /dia.	45
Figura 25: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 800 m ³ /dia.	46
Figura 26: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 1000 m ³ /dia.	46
Figura 27: Análise da temperatura em 01-01-2000 para modelos com 2, 3 e 4 pares.	47
Figura 28: Análise da temperatura em 01-01-2005 para modelos com 2, 3 e 4 pares.	48
Figura 29: Análise da temperatura em 01-01-2011 para modelos com 2, 3 e 4 pares.	48
Figura 30: Análise da temperatura em 01-01-2016 para modelos com 2, 3 e 4 pares.	48
Figura 31: Análise da temperatura em 31-12-2020 para modelos com 2, 3 e 4 pares.	49
Figura 32: Análise da viscosidade em 01-01-2000 para modelos com 2, 3 e 4 pares.....	50
Figura 33: Análise da viscosidade em 01-01-2005 para modelos com 2, 3 e 4 pares.....	50
Figura 34: Análise da viscosidade em 01-01-2011 para modelos com 2, 3 e 4 pares.....	50
Figura 35: Análise da viscosidade em 01-01-2016 para modelos com 2, 3 e 4 pares.....	51
Figura 36: Análise da viscosidade em 31-12-2020 para modelos com 2, 3 e 4 pares.....	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Equação de Estado e unidades.....	27
Tabela 2: Composição molar do fluido.	29
Tabela 3: Classificação do óleo.....	32
Tabela 4: Características do modelo físico.....	33
Tabela 5: Resumo dos modelos analisados.	52
Tabela 6: Permeabilidades relativas óleo-água.	59
Tabela 7: Permeabilidades relativas líquido-gás.	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo

CMG – *Computer Modelling Group*

SAGD – *Steam Assisted Gravity Drainage*

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

PVT – Pressão, Volume e Temperatura

ROV – *Relative Oil Volume*

GOR – *Gas-Oil Ratio*

Sw – Saturação da água

KRW – Permeabilidade relativa da água

KROW – Permeabilidade relativa óleo-água

PCWO – Pressão capilar água-óleo

SL – Saturação da fase líquida

KRG – Permeabilidade relativa do gás

KROG – Permeabilidade relativa óleo-gás

PCOG – Pressão capilar óleo-gás

FR – Fator de recuperação

Std – *Standard condition*

2D – Duas dimensões

3D – Três dimensões

LISTA DE UNIDADES E SIMBOLOS

cp – Centipoise

psia – psi absoluto

m – Metros

m² – Metros quadrados

m³ – Metros cúbicos

°API – Graus API

% – Porcentagem

Kgf – Quilograma força

cm² – Centímetro quadrado

° F – Grau Fahrenheit

° C – Grau Celsius

ft³ – *Feet* cúbico

mD – Mili-Darcy

m³/dia – Metro cúbico por dia

anos – Anos

m³ std – Metro cúbico padrão

mol – Mol

SÚMARIO

1. INTRODUÇÃO.....	14
2. OBJETIVO	17
2.1 OBJETIVOS GERAIS.....	17
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
3. ASPECTOS TEÓRICOS.....	19
3.1 SIMULAÇÃO NUMÉRICA	19
3.2 MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO	20
3.3 MÉTODOS TÉRMICOS	20
3.4 <i>STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE</i> – SAGD	21
3.4.1 TÍTULO DO VAPOR	24
4. METODOLOGIA.....	27
4.1 MODELO DE FLUIDO	27
4.2 MODELO FÍSICO.....	33
4.2.1 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DOS POÇOS	35
4.2.2 DISTÂNCIA ENTRE OS POÇOS	36
5. ANÁLISE COMPARATIVA.....	39
5.1 VARIAÇÃO DA DISTÂNCIA VERTICAL	39
5.2 VARIAÇÃO DA VAZÃO DE INJEÇÃO.....	41
5.3 COMPARATIVO DO NÚMERO DE PARES DE POÇOS	43
5.3 ANÁLISE DA CÂMARA DE VAPOR	47
5.3.1 ANÁLISE DA TEMPERATURA	47
5.3.2 ANÁLISE DA VISCOSIDADE DO ÓLEO	49
5.4 TABELA COMPARATIVA DOS MODELOS	52
6. CONCLUSÕES	55
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57
8. ANEXOS	59

Capítulo I

Introdução

1. INTRODUÇÃO

A exploração de óleo pesado, extrapesados e betume são de interesse primordial para muitas companhias de petróleo uma vez que os reservatórios de óleos leves, pelo mundo, já vêm sendo explorados há um certo tempo. A magnitude desses recursos em todo o mundo é tão significativa que especialistas citam essas reservas como possíveis fontes de energia mundial. No Brasil e no Rio Grande do Norte encontram-se grandes reservatórios de óleos pesados que ainda não foram explorados devido aos grandes recursos financeiros e as dificuldades técnicas de se trabalhar com esse tipo de hidrocarboneto. A produção de óleo pesado, extrapesado e de betume a partir de depósitos subterrâneos é difícil, até mesmo sob melhores circunstâncias, devido principalmente à elevada viscosidade do óleo. Esses depósitos em sua grande maioria são reservatórios carbonáticos fraturados e a obtenção dos hidrocarbonetos é de grande importância econômica.

A alta viscosidade do petróleo de algumas regiões é um sério desafio para a recuperação desse recurso por métodos convencionais. Ao dar início a produção de fluidos em um reservatório, que tenha energia suficiente para deslocar os fluidos até a superfície, nota-se com o tempo o que chamamos de depleção do reservatório. Com o passar do tempo, ocorre o consumo da energia primária do reservatório e a pressão do reservatório declina durante a sua vida produtiva, e conseqüentemente ocorre a redução da produtividade do poço. Para melhor desenvolver esse processo de produção, tornando-o eficiente e assim, fluidos que não seriam produzidos conseguem chegar até a superfície, foram desenvolvidos métodos de recuperação secundários e especiais para obtenção de um maior fator de recuperação e conseqüentemente uma maior lucratividade na operação de exploração.

Ao longo dos anos essas reservas tornaram-se o foco de muitos estudiosos para o desenvolvimento de métodos que auxiliem a recuperação desses hidrocarbonetos. Os métodos de recuperação secundários e especiais têm como finalidade incrementar a pressão do reservatório ou modificar algumas de suas propriedades para melhorar o deslocamento do óleo para fora dos poros da rocha. Esses métodos são de grande importância, principalmente, para reservatórios com óleo de alta viscosidade (RIOS, 2011).

Nesse cenário surge o processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (conhecida em inglês como "Steam Assisted Gravity Drainage" - SAGD), uma técnica destinada à recuperação especial de hidrocarbonetos, que vem sendo estudada teoricamente e experimentalmente, para reservatórios de hidrocarbonetos pesados, com grande intensidade nos últimos 20 anos.

Capítulo II

Objetivos

2. OBJETIVO

2.1 OBJETIVOS GERAIS

O presente trabalho tem como objetivo analisar o comportamento de um reservatório utilizando o método de drenagem gravitacional com o auxílio da injeção de vapor.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definição dos parâmetros do reservatório e do fluido presente;
- Análise da produtividade, através de simulações numéricas, verificando o aumento da produção acumulada do óleo através de variações da vazão de injeção de vapor, na distância vertical entre os poços e na quantidade de pares de poços perfurados;
- Desenvolvimento de habilidades na utilização do *software*, da CMG (*Computer Modelling Group, Ltd.*- versão 2013), para realização de estudos em reservatórios com aplicação de métodos especiais de recuperação de hidrocarbonetos.

Capítulo III

Aspectos teóricos

3. ASPECTOS TEÓRICOS

3.1 SIMULAÇÃO NUMÉRICA

A modelagem computacional é a área que manipula a simulação de soluções para problemas científicos, analisando os fenômenos, desenvolvendo modelos matemáticos para sua descrição, e elaborando códigos computacionais para obtenção daquelas soluções. Basicamente a simulação numérica é uma recriação matemática de processos naturais e é uma área de ampla aplicação que a cada dia se expande mais. Uma área de grande aplicação é na indústria de petróleo, a complexidade dos problemas com que os engenheiros tem se deparado nas últimas décadas é grande e também pela necessidade de obtenção de resposta, cada vez mais sofisticada e em menor tempo.

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

Existem vários modelos de soluções numéricas, porém os resultados confiáveis advindos da simulação só podem ser obtidos se o modelo escolhido representar bem o processo físico e se houver uma boa caracterização dos reservatórios, isto é, se houver um bom conhecimento das características da rocha onde está contido o petróleo e dos fluidos cujo escoamento deve ser modelado.

O comportamento da pressão e o modo com que os fluidos são produzidos da jazida são essenciais para o melhor desenvolvimento da produção e para exploração correta da jazida. A simulação numérica pode auxiliar o engenheiro de petróleo em diversas operações. No início de tudo pode ajudar a prever a pressão do reservatório, supor técnicas diferentes para exploração, estipular a taxa de declínio, auxiliar no dimensionamento dos equipamentos usados, obter o volume de óleo original, obter a recuperação de óleo, obter o fator de recuperação para um tempo e principalmente ser a base para o estudo da viabilidade econômica das operações.

Após iniciada a vida produtiva do poço, a simulação pode ajudar na predição para vazão ideal de produção, para a utilização de métodos suplementares de recuperação, para utilização de métodos de estimulação, para entender comportamentos anômalos em variáveis de produção e etc.

3.2 MÉTODOS ESPECIAIS DE RECUPERAÇÃO DE PETRÓLEO

Os métodos de recuperação especiais, comumente associado à recuperação terciária, são empregados para atuar nos campos onde a exploração por processos convencional e secundário não podem ser efetuados por algum motivo (ROSA, 2011).

Eles podem ser simulados antes mesmo da utilização de processos convencionais ou após simulações fracassadas da aplicação dos métodos de recuperação convencionais (injeção de água e injeção de vapor). Com o fracasso da aplicação do método secundário faz-se necessário realizar uma análise de dois aspectos principais: viscosidade do óleo do reservatório e as tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo. Na maioria dos casos, esses aspectos apresentam valores muito altos dificultando a exploração da reserva de hidrocarbonetos através de métodos secundários.

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. Com isso, o fluido injetado não flui adequadamente no reservatório deixando uma parcela do óleo retida. Já no caso de altas tensões interfaciais, a capacidade de o fluido injetado varrer o óleo em direção ao poço produtor é reduzida, deixando saturações residuais de óleo elevadas nas regiões já conectadas pelo fluido injetado (ROSA, 2011).

Para combater a alta viscosidade e as elevadas tensões interfaciais foram desenvolvidos os métodos térmicos, químicos e miscíveis de recuperação de petróleo que chegam aos campos petrolíferos como grandes inovações. Entre os métodos de recuperação especiais, para atuar sobre as situações citadas, será abordado neste trabalho a drenagem gravitacional assistida por vapor, que se classifica como um método térmico.

3.3 MÉTODOS TÉRMICOS

Em reservatórios de hidrocarbonetos pesados, a alta viscosidade do petróleo torna o processo por recuperação primária quase que inviável e a recuperação secundária quase que sem sucesso, principalmente pela grande diferença de mobilidade entre o fluido deslocado e o deslocante. Assim, faz-se necessário a aplicação de um método especial.

Diversos campos, hoje em dia, estão sendo explotados através da aplicação térmica. A essência do método térmico é basicamente o aquecimento do óleo para torná-lo menos viscoso e assim aumentar o varrido areal e a eficiência deslocamento.

Quanto à maneira de como o fluido do reservatório é aquecido pode-se fazer de duas formas. Uma é transportar o calor gerado desde a superfície até a formação, utilizando-se um fluido ou provocar a geração de calor dentro do próprio reservatório. Assim, originam-se os processos de Injeção de Água Quente, Injeção de Vapor e Combustão *in situ*.

Os mais utilizados envolvem injeção de vapor, por serem mais seguros e eficientes que outros processos como injeção de água quente e combustão *in situ* (BARILLAS, 2008). As injeções de vapor levam uma grande vantagem em relação à injeção de água quente, pois contêm uma quantidade muito maior de calor por unidade de massa de água, e por possuir menor viscosidade que a água, proporcionam maior vazão de injeção para uma mesma pressão de injeção. Outra vantagem de se utilizar o vapor é a diminuição da saturação do óleo residual.

Basicamente, o calor transmitido para o reservatório reduzirá a viscosidade do óleo e o fluxo de óleo para o poço produtor irá ocorrer mais rapidamente, após a redução das forças viscosas.

Com a evolução das técnicas de perfuração de poços horizontais, Dr. Roger Butler, engenheiro do petróleo, por volta de 1970 cria uma derivação do processo de injeção contínua de vapor utilizando pares de poços horizontais, denominada SAGD.

3.4 STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE – SAGD

O processo por drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD) é utilizado hoje em dia, principalmente, na recuperação de hidrocarbonetos de reservatórios com óleos pesados, extrapesados e de betume. Devido à baixa mobilidade do óleo presente nessas reservas e com o objetivo de recuperar o máximo de hidrocarboneto possível, no método SAGD são perfurados pares de poços horizontais que adentram no reservatório percorrendo, de certa forma, grande parte de sua extensão. Por conseguirem adentrarem horizontalmente por uma longa extensão nos reservatórios, o método SAGD é também indicado para aplicação em reservatórios delgados.

Para a execução do método é necessária à construção de um poço injetor e um poço produtor, ambos estrategicamente posicionados na base do reservatório. O poço injetor será construído em cima e o produtor em baixo de uma forma que eles sejam paralelos entre si. A localização do poço injetor é escolhida com o objetivo de que o vapor circule por uma maior área do reservatório. Através da Figura 1 observa-se esquematicamente o processo SAGD.

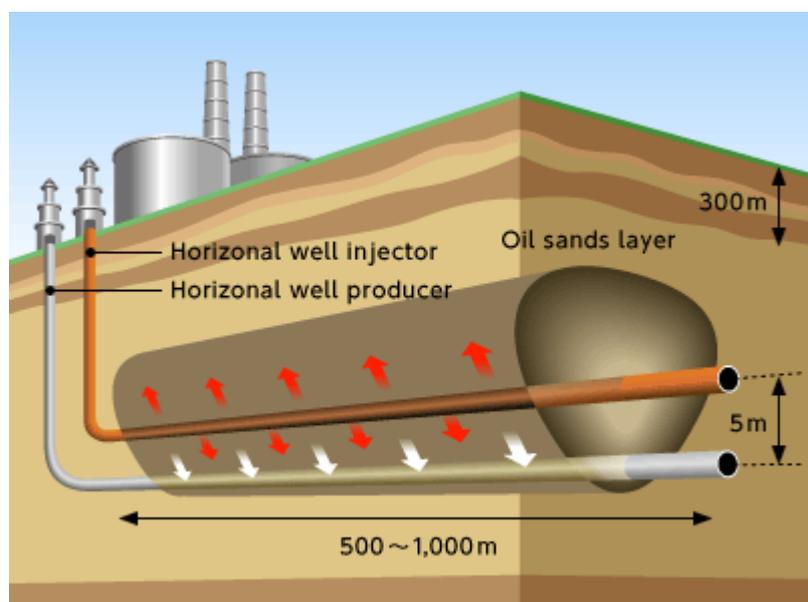


Figura 1: Configuração dos poços utilizados pelo método SAGD.

Fonte: JAPEX, [s.d.].

O comprimento horizontal dos poços deve ser projetado para que ocorra a máxima recuperação de óleo. Geralmente, a distância entre os poços variam de 4 a 6 metros e, por estarem relativamente pertos, a produção de óleo se inicia em curto período de tempo e o retorno financeiro da operação é mais rápido, algo muito buscado no mercado petrolífero.

É importante salientar que existem parâmetros operacionais que necessitam serem estabelecidos com bastante precisão, como por exemplo, manter a pressão de injeção do vapor abaixo da pressão de fratura da rocha reservatório para não fraturá-la. Dependendo da largura do reservatório, faz-se necessário a construção de mais de um par de poços, essa necessidade é analisada conforme o tamanho da reserva e a viabilidade econômica do projeto.

O vapor é injetado de forma contínua pelo poço injetor e dessa forma tende a subir e se espalhar pelo reservatório (BUTLER, 1991). Conforme vai se chocando com o óleo,

o vapor vai perdendo calor e o óleo se tornando menos viscoso. No processo, a transferência de calor ocorre por condução e por convecção do calor latente, após o vapor perder calor suficiente para transformar-se em água líquida.

Com a tendência do vapor de subir e de se espalhar nota-se a formação, ao longo dos poços, de uma câmara cônica de vapor, como ver-se na Figura 2.

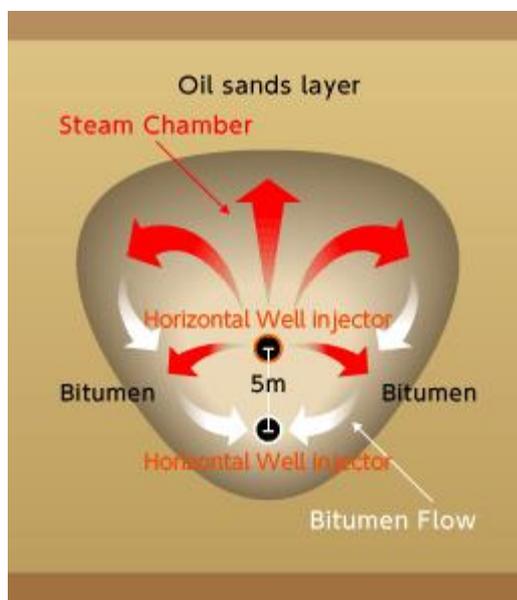


Figura 2: Câmara de vapor formada após a injeção do vapor.

Fonte: JAPEX, [s.d.].

O mecanismo de produção do óleo é natural devido à ação da gravidade. O escoamento dos hidrocarbonetos pesados para o poço produtor se dá através das paredes da câmara de vapor, com auxílio da gravidade, em contracorrente ao sentido do fluxo de vapor. O contato entre o vapor e o óleo na frente da câmara de vapor forma uma mistura onde aparece uma camada de vapor sobre o óleo. Com o contínuo aquecimento através da câmara de vapor podem ocorrer destilações de frações leves do óleo, formando um banco miscível na frente de vapor, surgindo um deslocamento miscível (RIOS, 2011).

Após entrarem no poço produtor, tanto o óleo quente como a água condensada são conduzidos até a superfície. A água condensada e o hidrocarboneto bruto são recuperados na superfície por meio de bombas, tais como bombas de cavidade progressiva que são indicadas para a manipulação de fluidos de alta viscosidade e que possuam sólidos em suspensão.

Conforme o óleo vai sendo produzido parte do vapor vai ocupando o espaço poroso que antes pertencia ao óleo e isso ajuda com que a pressão do reservatório não deplete tão rapidamente. Mas mesmo assim, quanto mais vapor entra em contato com a interface da câmara, mais calor é cedido para formação e mais vapor se condensa, havendo assim uma tendência na diminuição da pressão. Para contornar esse problema, a câmara deve estar sempre à temperatura de saturação para que o vapor suba e consiga manter equalizada a pressão no topo da câmara.

A execução do método SAGD pode ser significativamente afetada por determinados parâmetros operacionais, parâmetros geométricos, do reservatório e pela característica do hidrocarboneto presente na jazida. A distância vertical entre os poços, a heterogeneidade do reservatório, a permeabilidade vertical e horizontal do reservatório, a necessidade de vapor, a temperatura do vapor, a vazão de injeção de vapor, a diferença de densidade entre o vapor e a fase líquida, a espessura da camada de óleo, a viscosidade do óleo, a presença de folhelhos no reservatório, a presença de fraturas no reservatório, a presença de aquífero, entre outros podem influenciar diretamente ou indiretamente no processo (BARILLAS, 2008).

Em escala mundial, esse processo foi aplicado em campos do Canadá, Estados Unidos e na Venezuela, com fatores de recuperação de óleo acerca de 40 % a 70 %. No Brasil, ainda não foi aplicado este tipo de processo, por isso o estudo dessa tecnologia é de fundamental importância para se conhecer em quais campos de produção a mesma poderá ser aplicada de forma eficiente assegurando uma boa rentabilidade da operação. Para isso, é necessário um estudo minucioso do processo para verificar a compatibilidade das técnicas aplicadas em outros países às nossas particularidades. Essa análise inicialmente será estudada utilizando a simulação numérica para observação técnica da aplicabilidade desse método.

3.4.1 TÍTULO DO VAPOR

A água é o meio básico usado nos métodos térmicos para geração de calor na superfície. Chama-se de título, ou qualidade, do vapor o percentual de vapor seco existente numa mistura entre água e vapor. Basicamente, indica a quantidade de água presente no vapor saturado e quanto menor o título do vapor maior a quantidade de água presente. Este valor incide diretamente na quantidade de calor latente existente no vapor,

sendo assim quanto menor a qualidade do vapor menor será a quantidade de calor transmitida ao óleo do reservatório. Depois de atingir a qualidade de 100%, um posterior fornecimento de calor aumentará a temperatura produzindo, o que chamamos, de vapor superaquecido.

Capítulo IV

Metodologia

4. METODOLOGIA

Será abordado a diante o passo a passo da montagem dos modelos que foram simulados. Focou-se nas características do reservatório, nas características dos fluidos envolvidos e nas características operacionais dos modelos estudados.

Para a realização das simulações, foi utilizado o programa Launcher da CMG (*Computer Modelling Group*) – versão 2013 através do módulo *STARS (Steam, Thermal, and Advanced Process Reservoir Simulation)*. O *STARS* foi desenvolvido para simular a recuperação de petróleo utilizando métodos térmicos e químicos com vasta características físicas e químicas do fluido e do reservatório. Essas simulações avançadas podem ser injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, injeção de produtos químicos, combustão *in situ* e etc.

O CMG utiliza uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo. Os sistemas de malhas podem ser cartesianos e cilíndricos e possuir profundidade e espessura variáveis. Além disso, possibilita configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha.

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, dimensões do reservatório, modelo de fluido encontrado no reservatório, além das condições operacionais de produção.

O reservatório em estudo é um modelo que possui características, tanto geológica como dos fluidos contido, de um reservatório localizado no nordeste brasileiro.

4.1 MODELO DE FLUIDO

Para se estabelecer o modelo de fluido foi necessário primeiro definir o modelo adotado de Equações de Estado e as unidades envolvidas no sistema, de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1: Equação de Estado e unidades.

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

Com o auxílio do Winprop (versão 2013), os dados PVT experimental do fluido foram inseridos. As composições molares do fluido de reservatório foram inseridas juntamente com algumas propriedades, entre elas foram inseridos, os dados de viscosidade, densidade, fator volume formação do óleo e razão de solubilidade. Após alguns ajustes, foi possível ver todos os componentes presentes do fluido do reservatório, como ver-se na Figura 3.

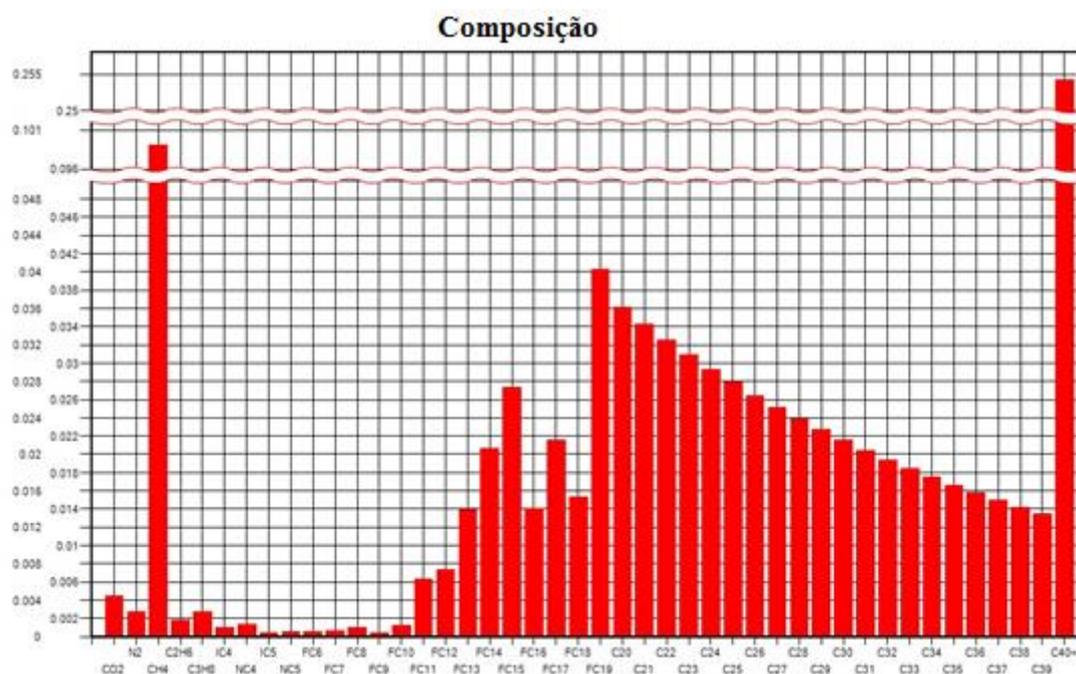


Figura 3: Composição molar do fluido de reservatório.

Como foi visto, o fluido apresenta muitos componentes, o que implica em grande tempo computacional para simular o desenvolvimento da exploração dessa jazida. Visando respostas mais rápidas, agrupou-se alguns componentes em pseudo-componentes e assim de 44 componentes o fluido passou a ter 8 componentes (ou pseudo-componentes). Esse artifício computacional foi feito através do próprio Winprop com a ferramenta “*Lumping*”.

Através da Figura 4, é possível ver a nova configuração dos componentes molares do fluido que será manipulado nas simulações.

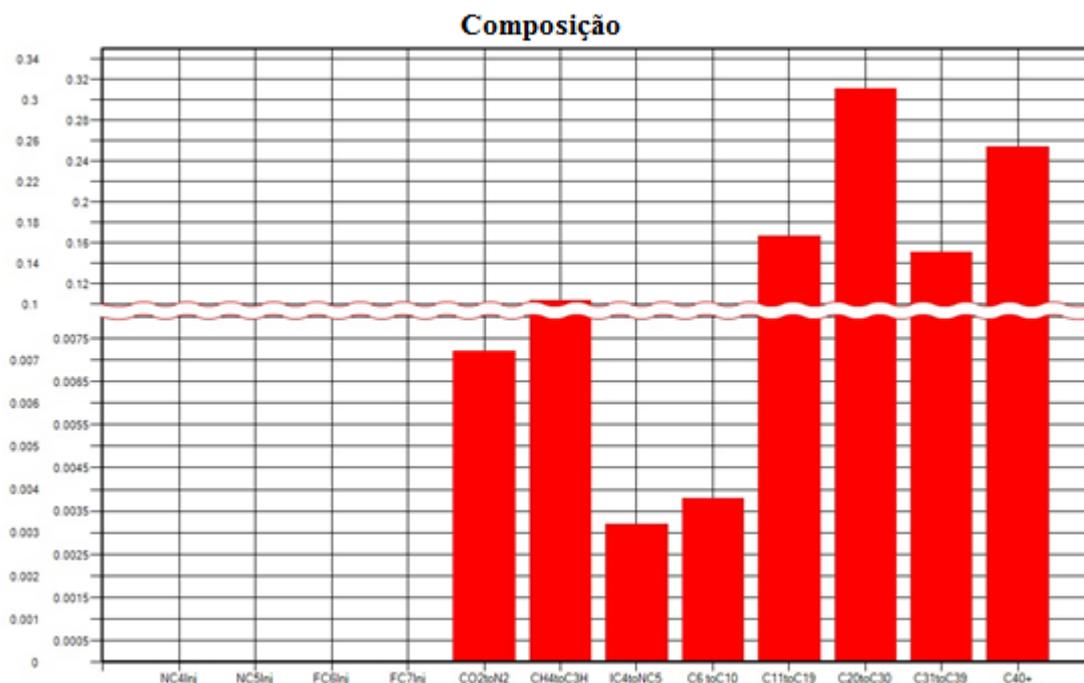


Figura 4: Composição molar do fluido de reservatório, agrupada em pseudo-componentes.

É importante notar que no modelo atual deixou-se quatro hidrocarbonetos prontos para injeção (NC₄, C₅, C₆ e o C₇), caso futuramente fosse necessário testes para o incremento da recuperação, com o auxílio da injeção de solvente vaporizado.

Na Tabela 2 é possível ver os componentes do fluido e suas respectivas frações molares.

Tabela 2: Composição molar do fluido.

Componentes do óleo	Fração molar
CO ₂ a N ₂	0.0072
CH ₄ a C ₃ H ₈	0.1036
IC ₄ a NC ₅	0.0032
C ₆ a C ₁₀	0.0038
C ₁₁ a C ₁₉	0.1668
C ₂₀ a C ₃₀	0.3106
C ₃₁ a C ₃₉	0.1507

C ₄₀₊	0.2541
Total	1

Depois que o modelo de fluido foi finalizado é possível comparar o ajuste das curvas feito pelo Winprop, com base nos dados experimentais do ensaio PVT. As curvas analisadas, na Figura 5, foram a do Fator Volume Formação do Óleo (em inglês, Relative Oil Volume – ROV) e da Razão de Solubilidade (em inglês, Gas-Oil Ratio – GOR).

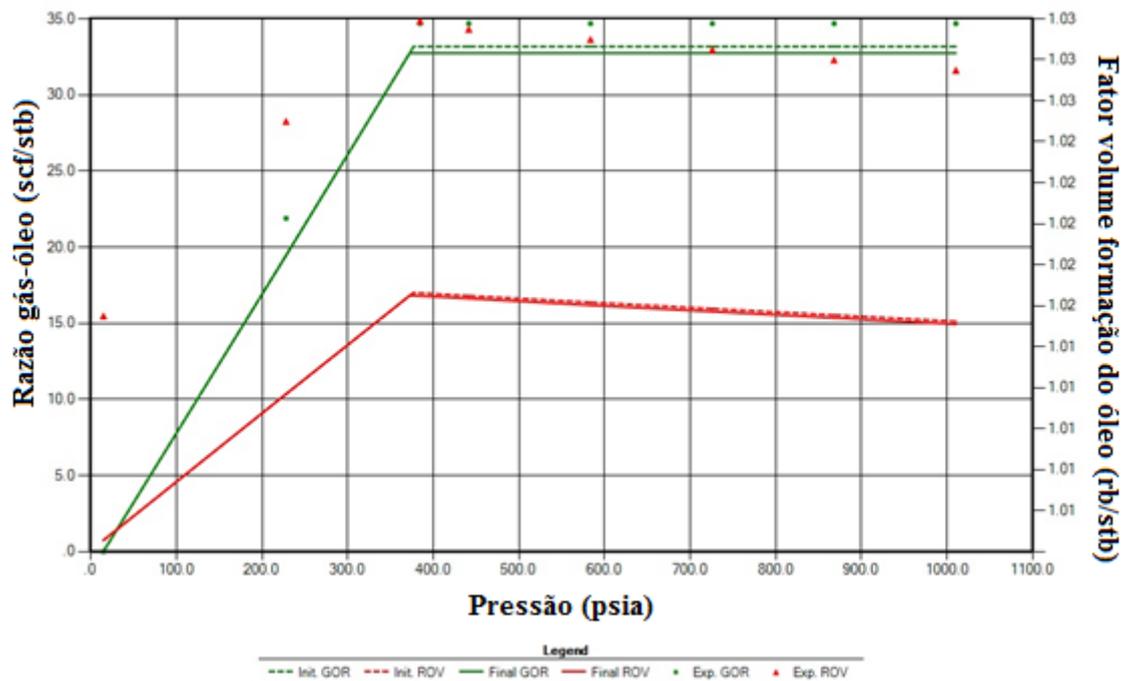


Figura 5: Fator Volume Formação do Óleo e Razão de Solubilidade x Pressão.

Na Figura 6 pode ser visto o ajuste feito para a Viscosidade do Óleo.

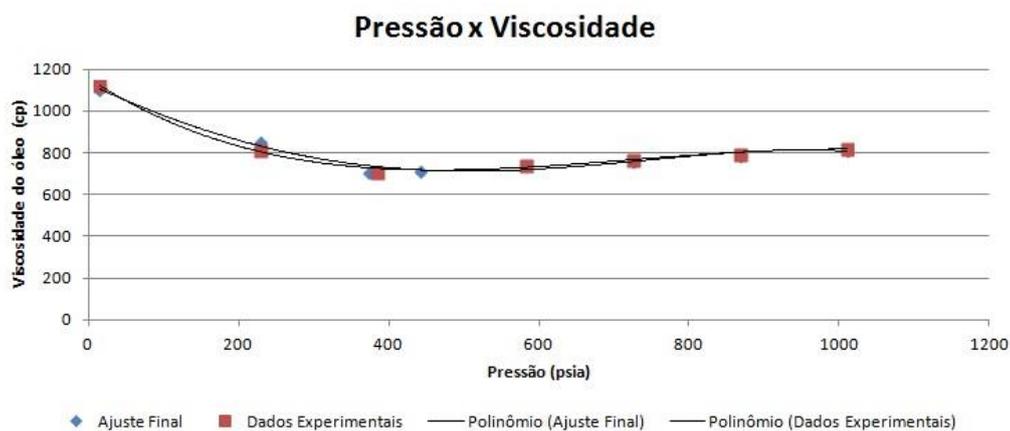


Figura 6: Viscosidade x Pressão.

Através da Figura 5 e Figura 6, nota-se que o fator volume formação do óleo, a razão de solubilidade e a viscosidade do óleo tiveram ajustes aceitáveis e compatíveis com os dados PVT experimental.

Na Figura 7, ver-se o comportamento da viscosidade do óleo com a variação da temperatura.

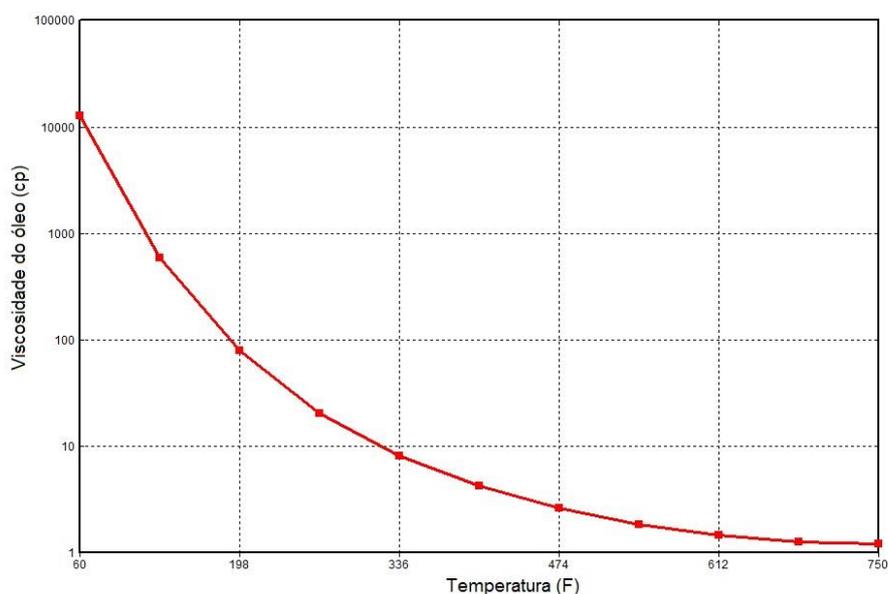


Figura 7: Viscosidade do óleo x Temperatura.

Ainda com o Winprop foi possível gerar o diagrama P-T, conhecido também como envelope de fases, para comparar o modelo com 44 componentes e o modelo com 8 componentes. Depois da obtenção dos dados de pressão e temperatura para cada modelo

criado, com o auxílio do Excel, plotou-se os diagramas P-T e comparou-os. Na Figura 8 é possível ver essa comparação.

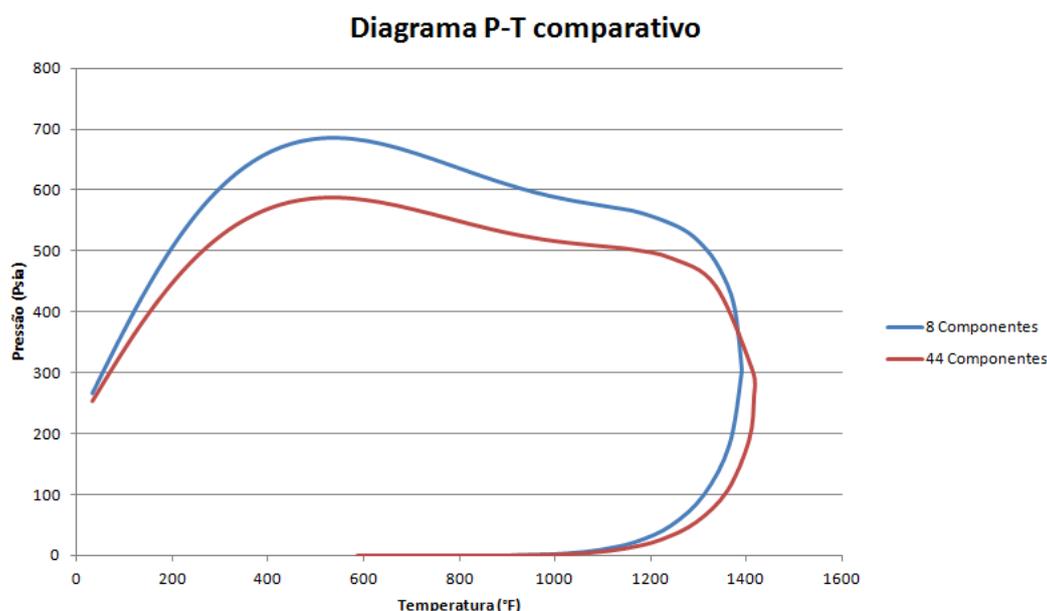


Figura 8: Diagrama P-T.

Ao analisar a Figura 8 é possível ver que os modelos possuem algumas diferenças nos dados de pressão e temperatura, mas podemos considerar o modelo com 8 componentes um bom modelo de fluido para se utilizar nas simulações, uma vez que estas pequenas diferenças não irão alterar significativamente as propriedades e características do fluido estudado.

O Modelo de fluido apresentou °API de 16,76 e classifica-se como um óleo pesado por possuir °API menor que 22, de acordo com a Tabela 3, do Instituto Americano de Petróleo (API).

Tabela 3: Classificação do óleo.

Tipo de óleo	°API (grau API)
Óleo leve	$\geq 31,1$
Óleo médio	22,3 – 31,1
Óleo pesado	12 – 22,3
Óleo Ultrapesado	≤ 12

Fonte: ANP/Brasil

4.2 MODELO FÍSICO

A análise do método SAGD foi feita em um reservatório com propriedades e dimensões heterogêneas, contendo hidrocarboneto semissintético e com características do Nordeste brasileiro. O modelo do reservatório continha as características de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4: Características do modelo físico

Características	Valores
Área planar aproximada do reservatório	420 x 980 m ²
Espessura estimada da reserva	40 m
Espessura estimada da zona de óleo	30 m
Espessura estimada da água	10 m
Permeabilidade horizontal média	2359 mD
Permeabilidade vertical média	237 mD
Porosidade média	25,48 %
Saturação de óleo média	45,17 %
Viscosidade do óleo média @ 100 °F	1075 cP
Profundidade do topo do reservatório estimada	165 m
Contato água-óleo	200 m
Pressão de referência @ 200 m	287 Psi
Óleo <i>in place</i>	1.770.000 m ³

As curvas de permeabilidade dos fluidos *versus* saturação estão mostradas nas Figura 9 e Figura 10.

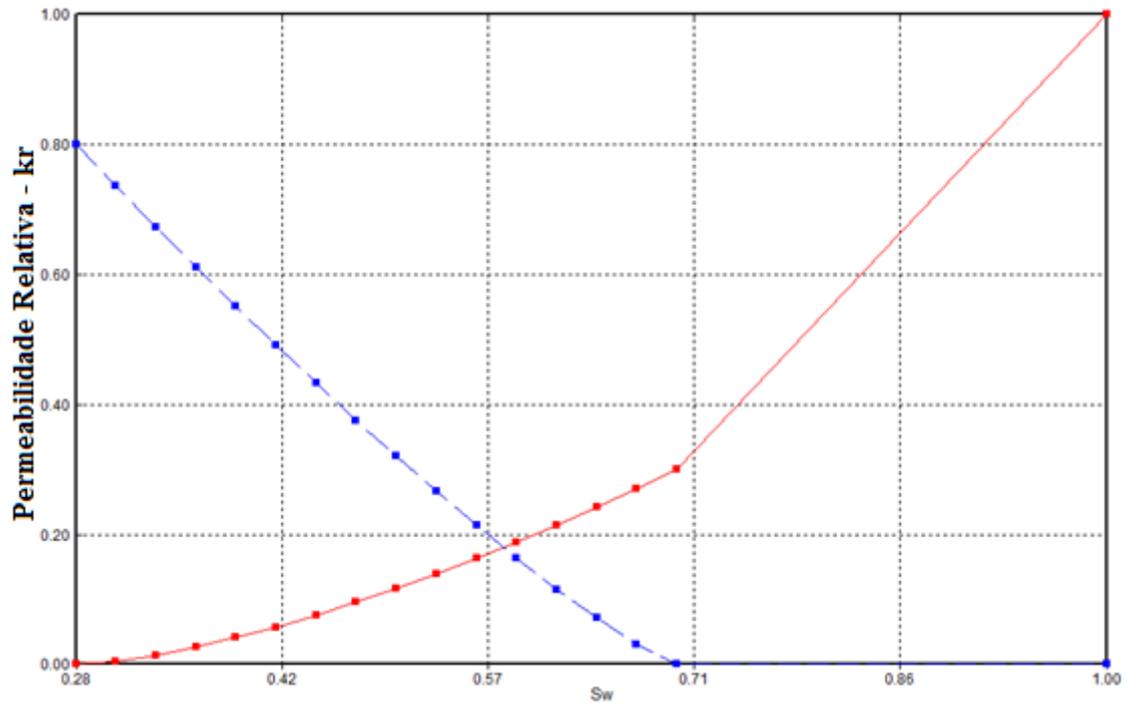


Figura 9: k_{rw} x S_w e k_{ro} x S_w .

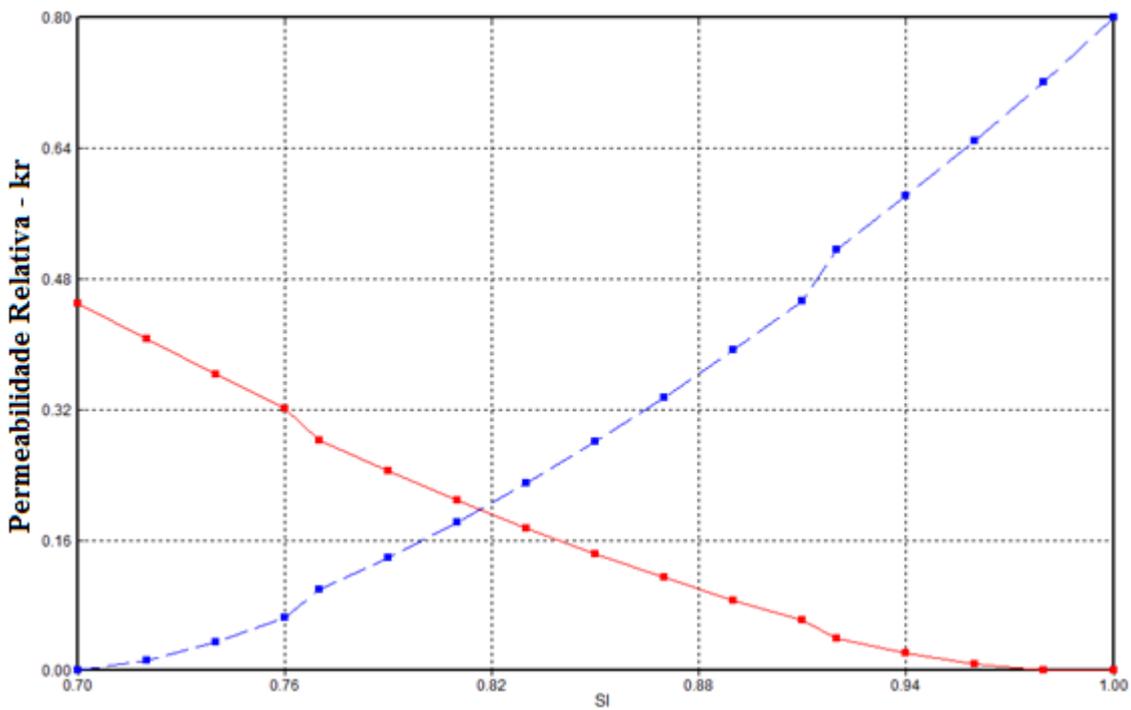


Figura 10: k_{rg} x S_l e k_{rog} x S_l .

4.2.1 CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DOS POÇOS

Foram dispostos inicialmente quatro poços, sendo dois injetores e dois produtores perfurados horizontalmente, com as seguintes restrições:

- i. Poços Injetores: máxima vazão total de injeção de vapor de 200 m³/dia; máxima pressão de fundo de 1044 psi, por poço; e o fluido injetado é composto de 100% de água à 550 °F com título de 60%;
- ii. Poços Produtores: máxima vazão de líquidos de 500 m³/dia e mínima pressão de fluxo de 28,5 psi, por poço;
- iii. Tempo de Injeção: 21 anos (para realização das simulações o *software* requereu uma data inicial e final do projeto. Sendo assim, optou-se pela data inicial de 01-01-2000 e final de 31-12-2020).

Na Figura 11 observa-se uma vista 2D de um par de poços perfurados com distância vertical de 6 m e comprimentos horizontal dos poços de 854 m, aproximadamente.

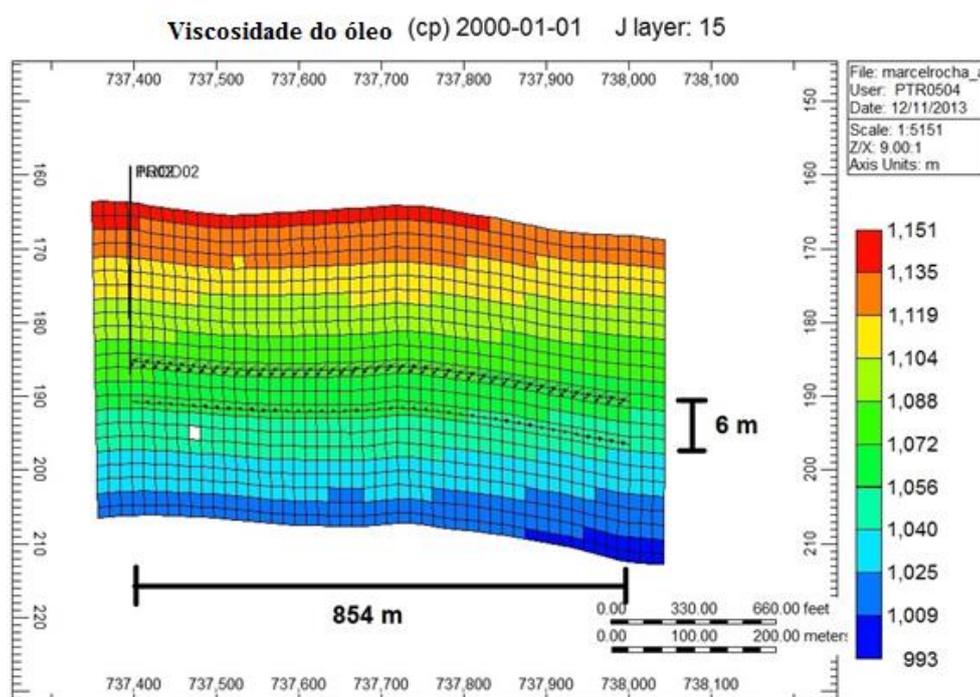


Figura 11: Vista 2D de um par de poços.

Na Figura 12 vê-se uma vista 3D com as principais dimensões do reservatório.

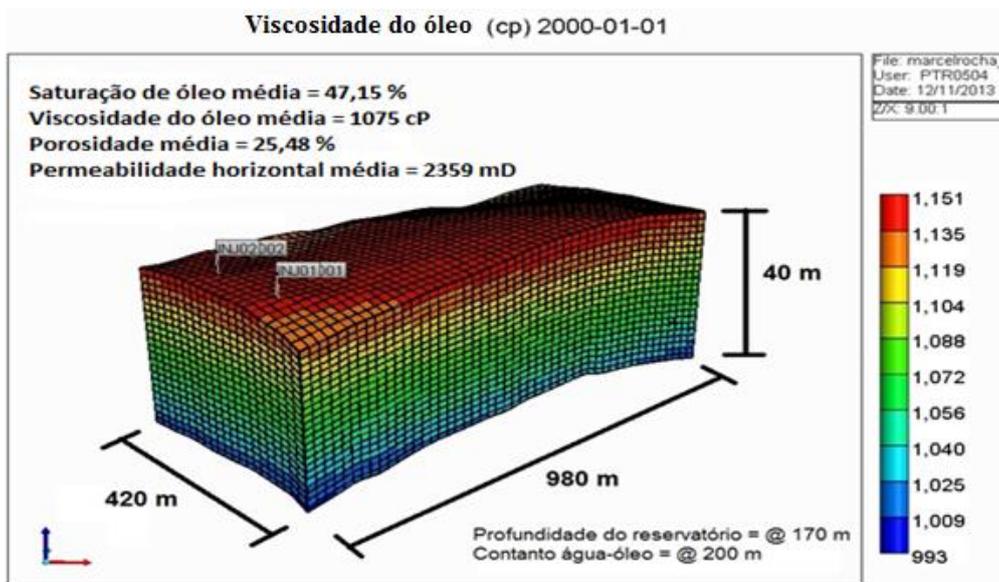


Figura 12: Vista 3D do reservatório.

4.2.2 DISTÂNCIA ENTRE OS POÇOS

Na Figura 13 vê-se a distância horizontal entre os dois poços injetores, essa distância é de aproximadamente 160 m. Ainda é possível ver a heterogeneidade do reservatório através da distribuição da permeabilidade.

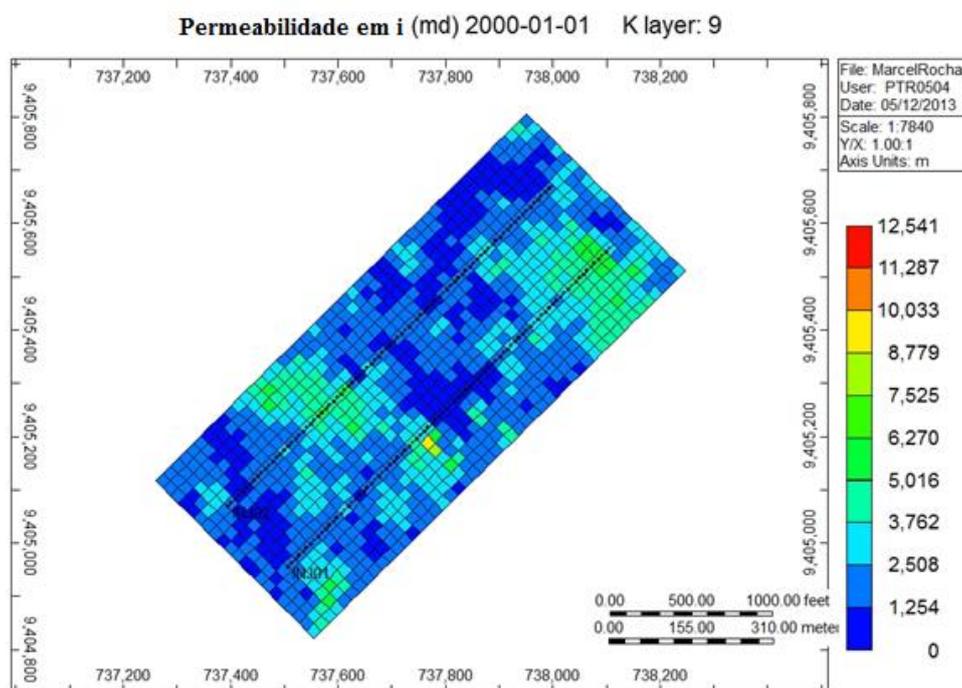


Figura 13: Vista areal do reservatório.

Os poços produtores foram posicionado a aproximadamente 9 metros acima da zona de água para evitar a produção de água precoce, oriunda da zona de água, e o injetor foi colocado na terceira camada de óleo (aproximadamente 6 metros acima) para os efeitos da injeção serem efetivos numa grande parte do reservatório e assim existir uma maximização da eficiência da câmara de vapor sobre o óleo *in place*.

Capítulo V

Resultados e Discussões

5. ANÁLISE COMPARATIVA

5.1 VARIAÇÃO DA DISTÂNCIA VERTICAL

Para observação da melhor distância vertical entre o poço injetor e o produtor do projeto, resolveu-se adotar uma vazão total fixa de injeção de 200 m³/dia e variar a distância vertical entre os poços, e assim, analisar o desempenho na recuperação de óleo. Foram testadas as distâncias de 6 m, 8 m, 10 m e 12m, como ver-se na Figura 14.

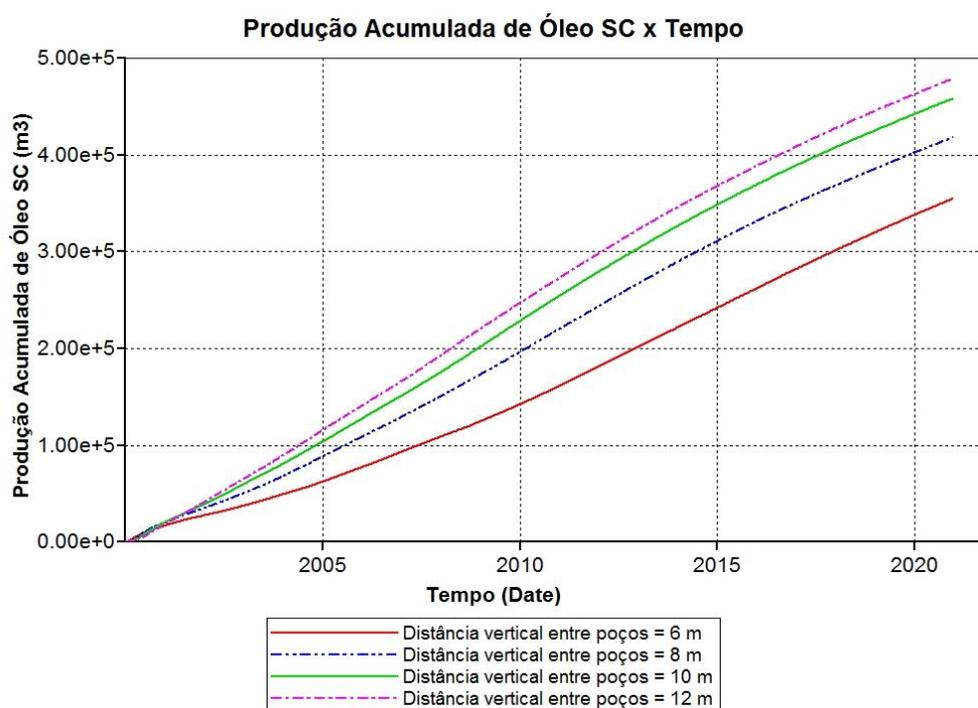


Figura 14: Produção Acumulada de Óleo x Tempo.

Como se pode ver na Figura 14, a distância de 12 m foi a melhor distância vertical entre os modelos analisados. De acordo com a curva da Produção Acumulada de Óleo no tempo, vê-se que este modelo apresenta uma maior produção de óleo comparado aos outros modelos.

Para continuar a análise comparativa foi necessário criar modelos com 3 e 4 pares de poços, simula-los e compara-los ao modelo com 2 pares de poços. Nas Figura 15 e Figura 16, é possível ver a distribuição dos poços injetores pelo reservatório nos novos

modelos criados. Vale salientar que os produtores estão posicionados na terceira camada abaixo dos injetores.

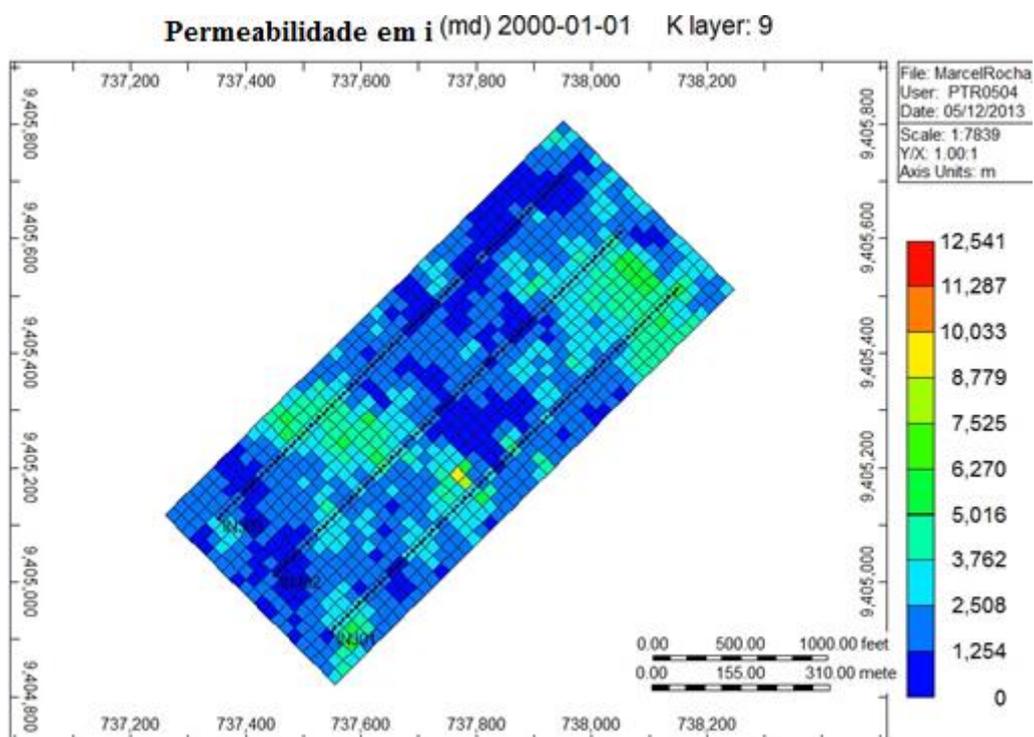


Figura 15: Vista areal do reservatório com 3 pares de poços.

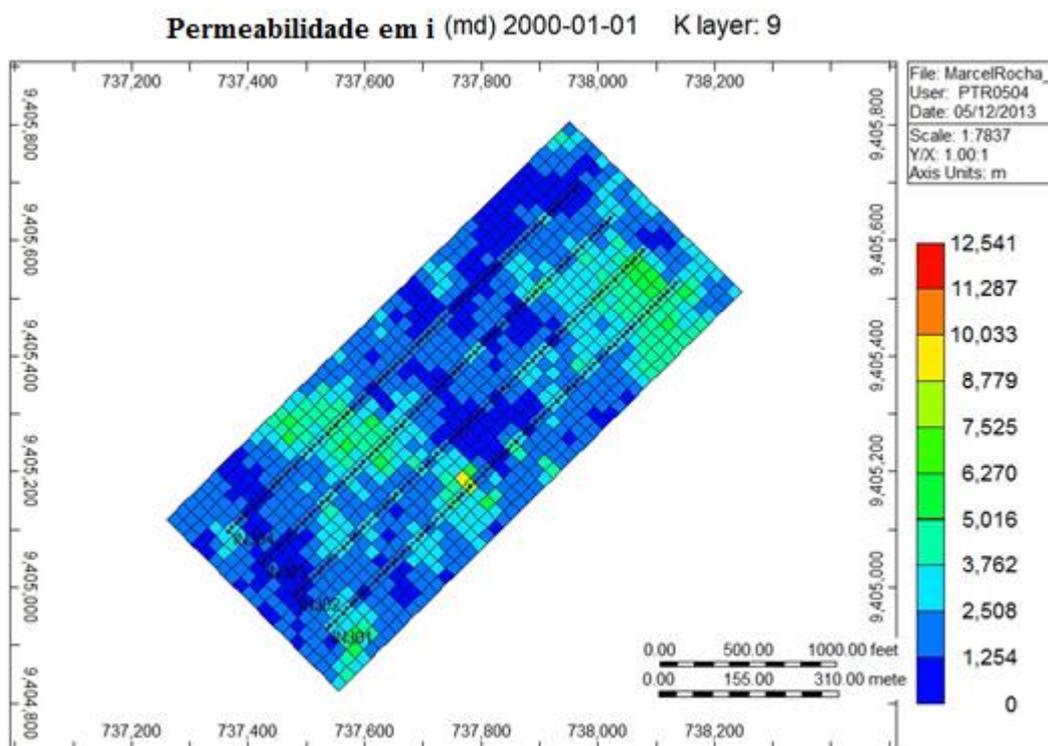


Figura 16: Vista areal do reservatório com 4 pares de poços.

Para os modelos construídos com 2, 3 e 4 pares de poços, observou-se o desenvolvimento do método variando as vazões de injeção total do vapor. A recuperação de óleo foi observada, nos modelos de 2, 3 e 4 pares de poços perfurados variando-se a vazão total em 0 m³/dia (modelo com recuperação primária), 100 m³/dia, 200 m³/dia, 400 m³/dia, 600 m³/dia, 800 m³/dia e 1000 m³/dia.

Analisou-se tanto a Produção Acumulada de Óleo para um modelo com um determinado número de pares de poços, variando-se as vazões de injeção, como se analisou também o Fator de Recuperação de Óleo para um modelo com vazão de injeção fixa, variando-se a quantidade de pares de poços perfurados no reservatório em questão.

5.2 VARIAÇÃO DA VAZÃO DE INJEÇÃO

Analisou-se a produção de óleo através da variação da vazão de injeção para os modelos com 2, 3 e 4 pares de poços, respectivamente.

A Figura 17 mostra um comparativo da produção acumulada de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção (Modelo com 2 pares de poços). Nesta se observa que a produção acumulada de óleo aumenta com o incremento da vazão até atingir um patamar em que não há mais incremento da produção acumulada de óleo, isto devido à produção antecipada do óleo e a rápida depleção da pressão.

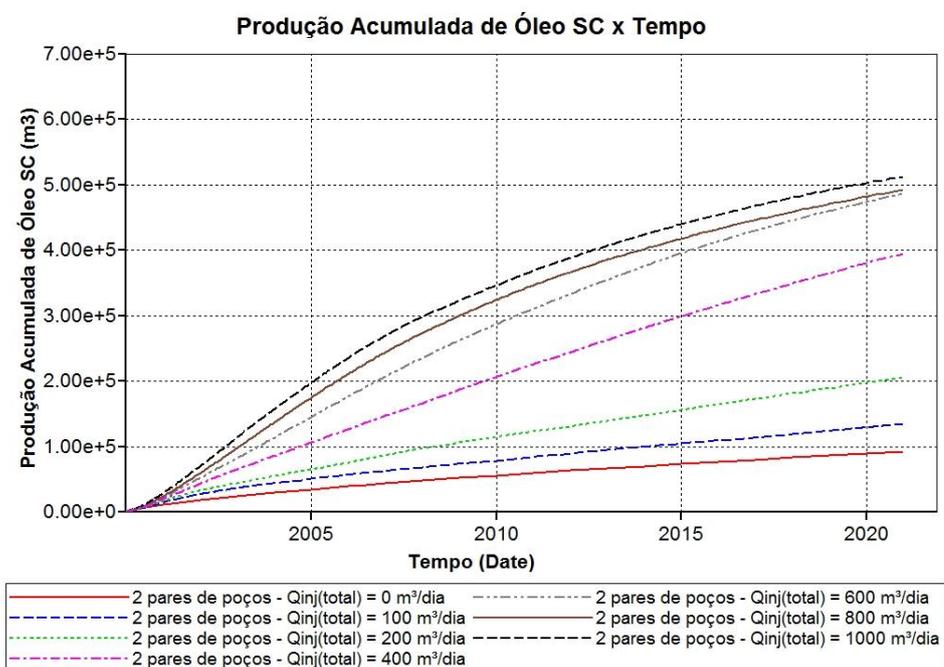


Figura 17: Variação da vazão para modelo com 2 pares de poços.

A Figura 18 e a Figura 19 mostram um comparativo da produção acumulada de óleo no tempo para diferentes vazões de injeção (modelo com 3 e 4 pares de poços). Nestas figuras se observam que a produção acumulada de óleo aumenta com o incremento da vazão, mas nesses casos é possível ver que ainda não se atingiu o nível máximo de produção de óleo do reservatório.

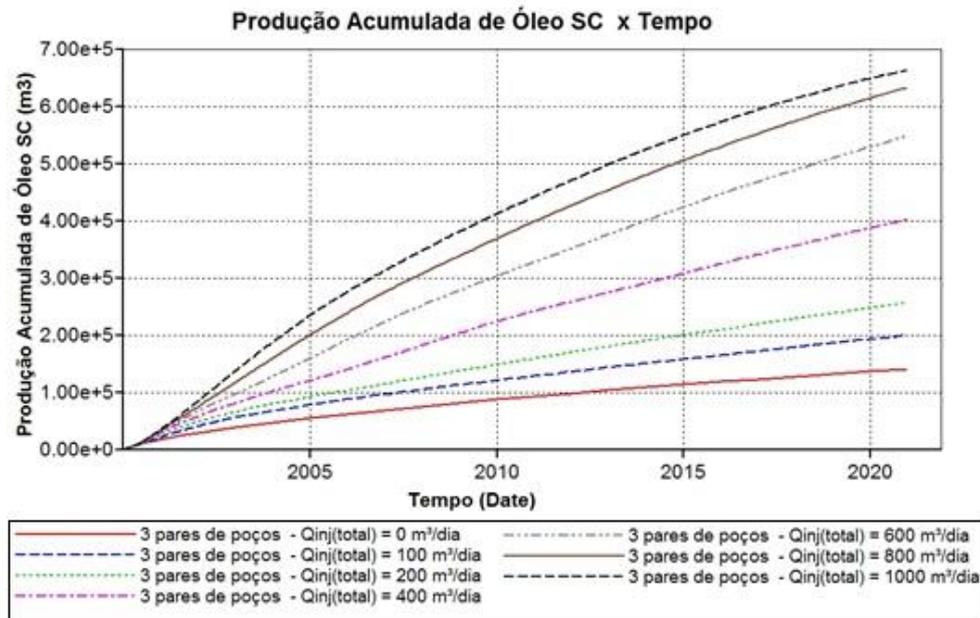


Figura 18: Variação da vazão para modelo com 3 pares de poços.

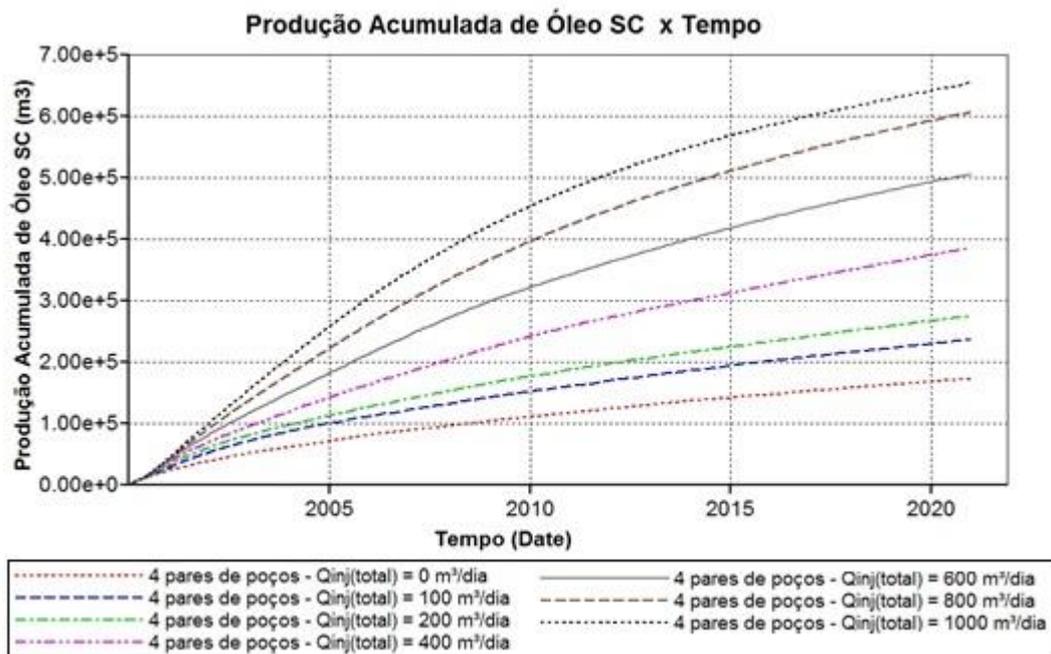


Figura 19: Variação da vazão para modelo com 4 pares de poços.

Ao se comparar os 3 modelos que injetou-se 1000 m³, que foram os modelos que obtiveram maior desempenho na recuperação quando comparados com seus respectivos grupos de pares de poços, se observa que para esse tipo de reservatório o modelo que tem 3 pares de poços consegue produzir tão bem e até maior do que o modelo que possui 4 pares de poços, ao final dos 21 anos de produção. Através do módulo Results Graph foi possível ver que esse modelo conseguiu uma recuperação de 664.140,7 m³ de óleo e o modelo que possuía 4 pares de poços e uma vazão de 1000 m³/dia recuperou 654.043,3 m³.

5.3 COMPARATIVO DO NÚMERO DE PARES DE POÇOS

Outra análise do processo pôde ser feita através da observação dos resultados do Fator de Recuperação de Óleo SCTR no tempo entre os modelos que possuíam a mesma vazão de injeção e números de pares de poços diferentes.

A Figura 20, Figura 21, e Figura 22 mostram um comparativo do fator de recuperação de óleo no tempo para modelos com vazões iguais e números de pares de poços diferentes (Modelo com vazões de 0, 100 e 200 m³/dia). Nestas figuras se observa que o fator de recuperação aumenta com o incremento da quantidade de pares de poços perfurados no reservatório.

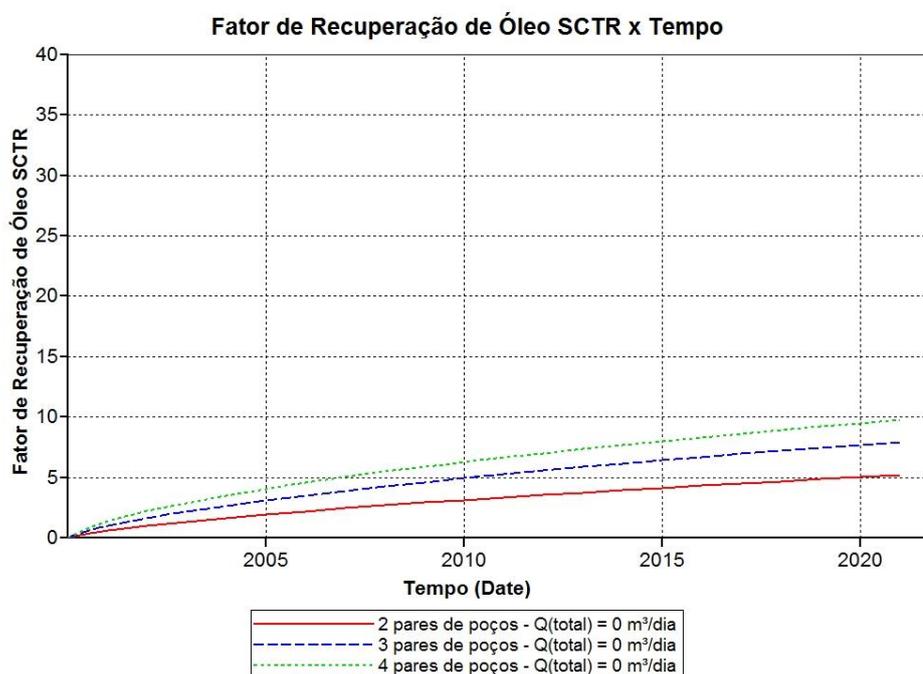


Figura 20: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 0 m³/dia.

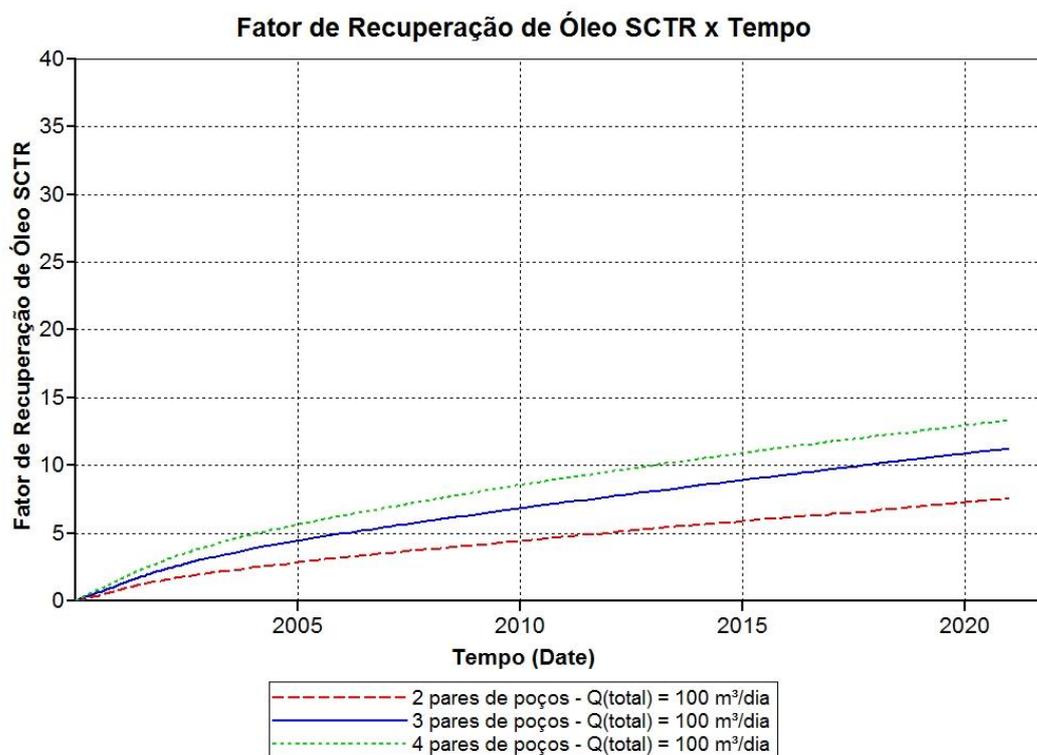


Figura 21: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 100 m³/dia.

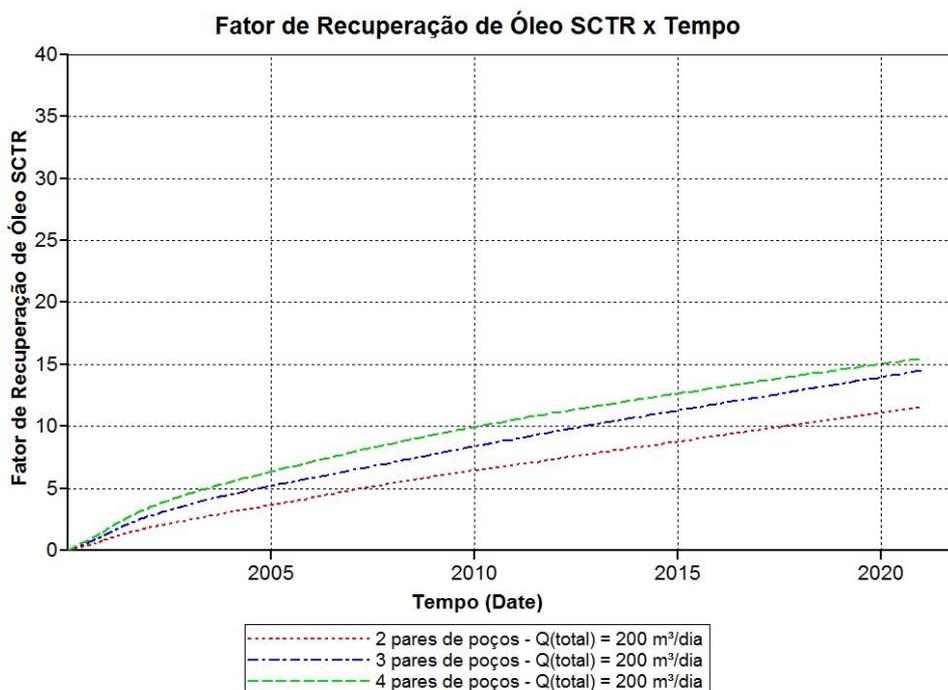


Figura 22: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 200 m³/dia.

A Figura 23, Figura 24, Figura 25 e Figura 26 mostram um comparativo do fator de recuperação de óleo no tempo para modelos com vazões iguais e números de pares de

poços diferentes (Modelo com vazões de 400, 600, 800 e 1000 m³/dia). Nas figuras se observa que o maior fator de recuperação é atingido quando o reservatório apresenta 3 pares de poços perfurados.

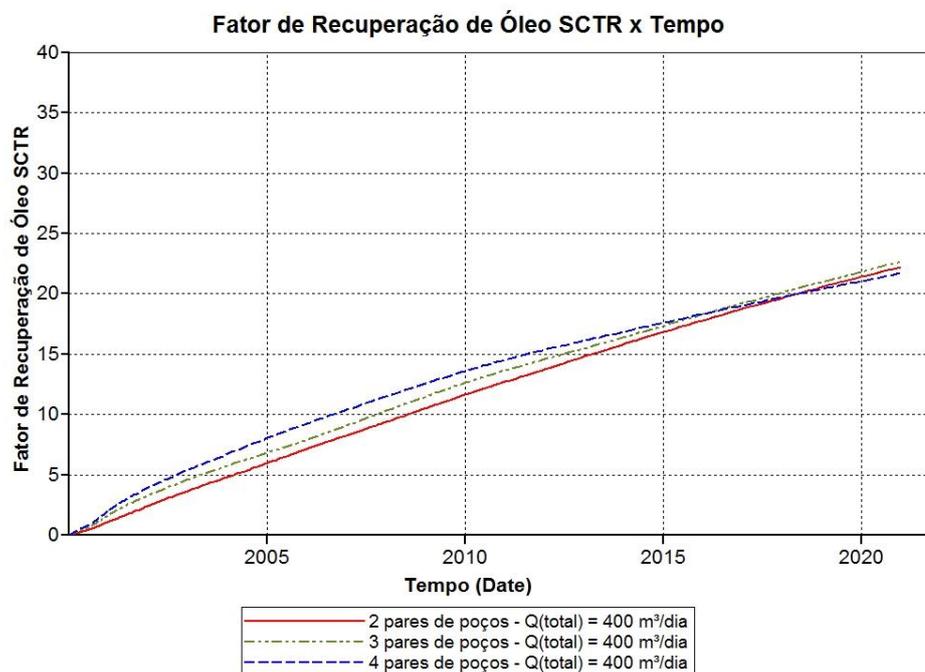


Figura 23: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 400 m³/dia.

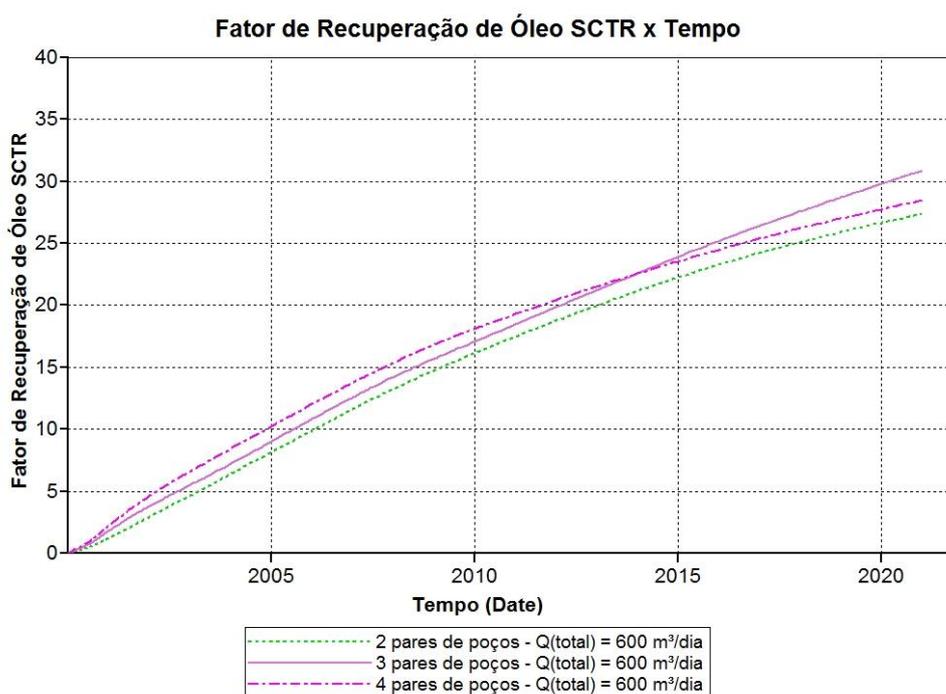


Figura 24: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 600 m³/dia.

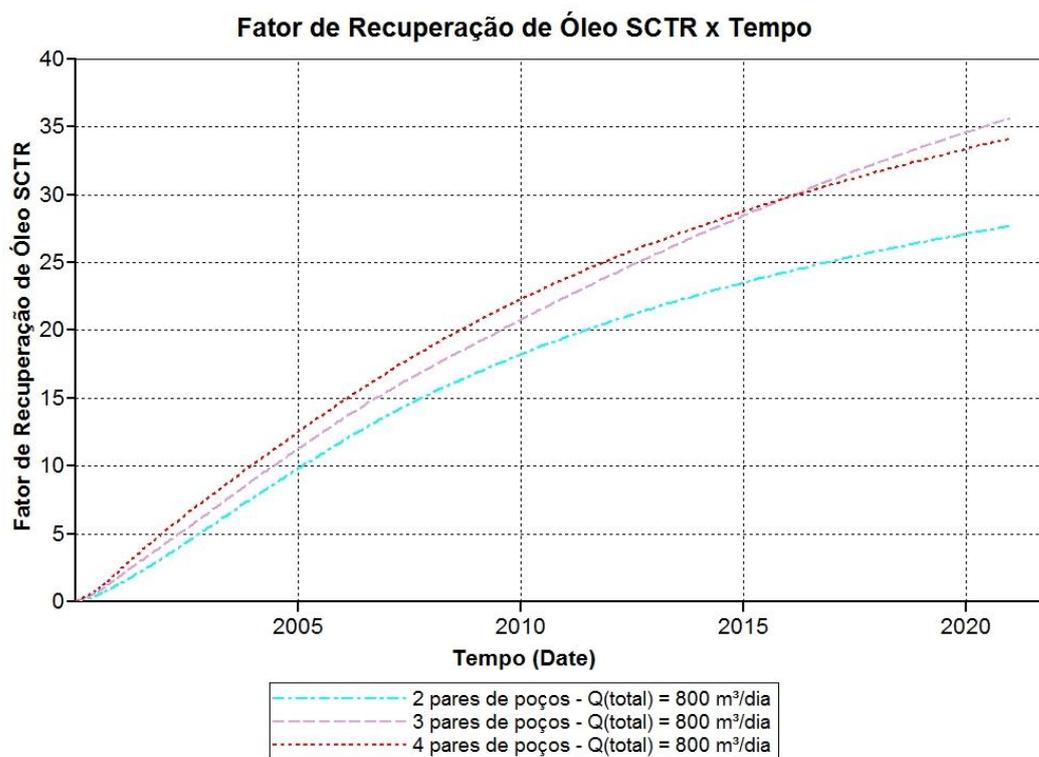


Figura 25: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 800 m³/dia.

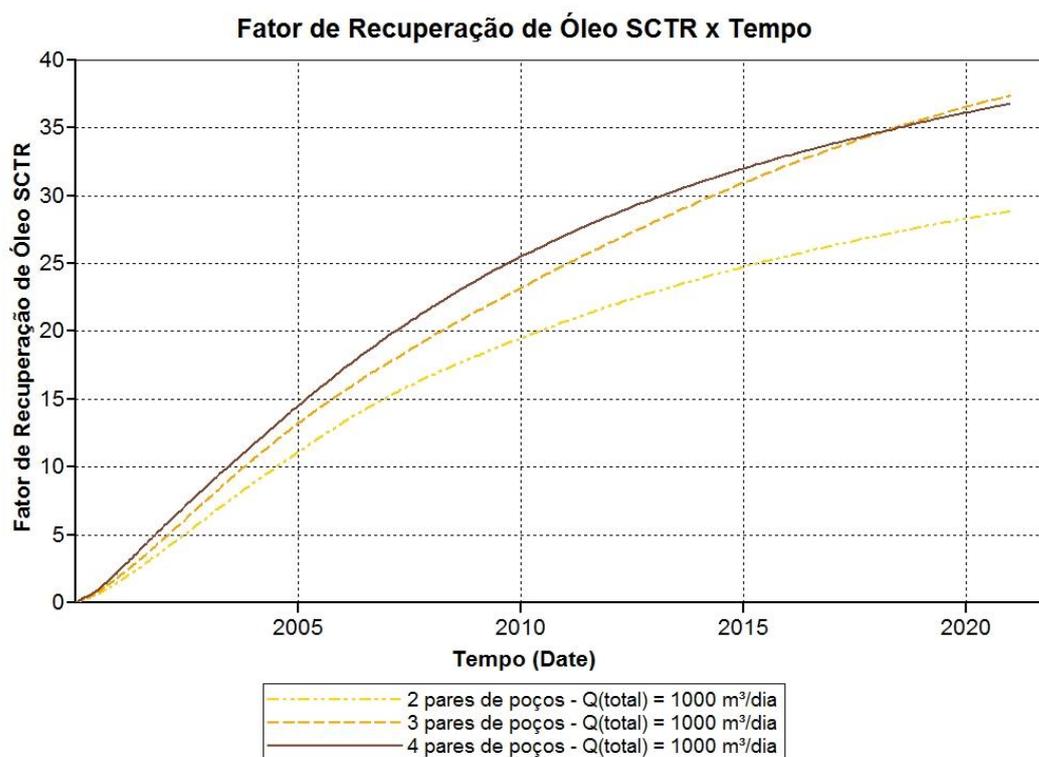


Figura 26: Variação da quantidade de pares de poços com vazão de 1000 m³/dia.

Sendo assim nota-se que ao final dos 21 anos de produção os modelos que apresentavam maiores vazões e 3 pares de poços atingiram melhores resultados na recuperação de hidrocarbonetos.

5.3 ANÁLISE DA CÂMARA DE VAPOR

Para análise da câmara de vapor formada fez-se um comparativo entre os modelos de 2, 3 e 4 pares de poços com vazão de injeção de 1000 m³/dia, através de uma vista 2D (JK) da camada 24.

5.3.1 ANÁLISE DA TEMPERATURA

Inicialmente, analisou-se a propagação da câmara de vapor através da observação da variação no tempo da temperatura, nas datas 01-01-2000, 01-01-2005, 01-01-2011, 01-01-2016 e 31-12-2020.

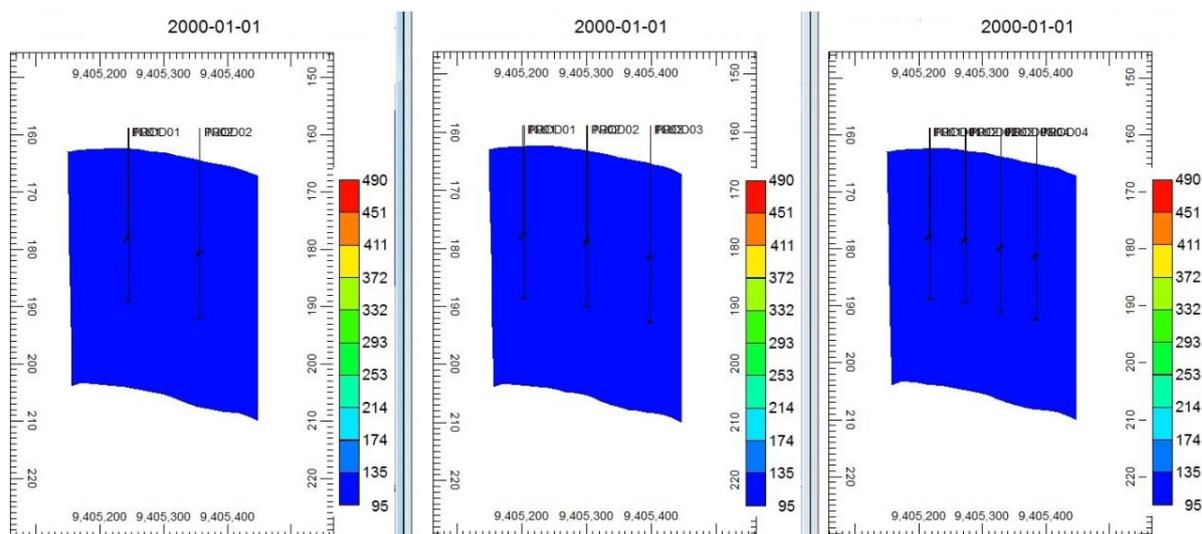


Figura 27: Análise da temperatura em 01-01-2000 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

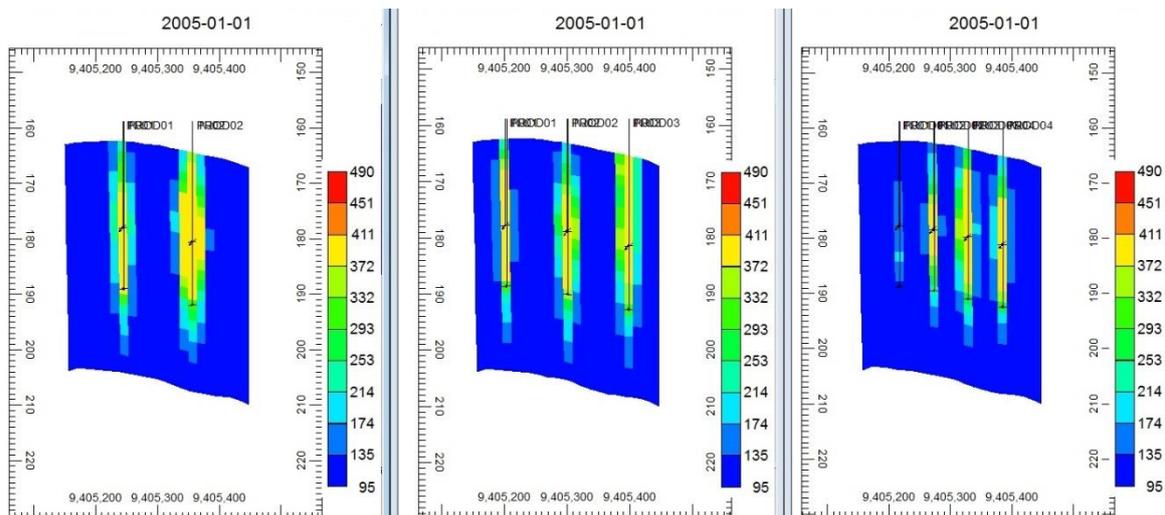


Figura 28: Análise da temperatura em 01-01-2005 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

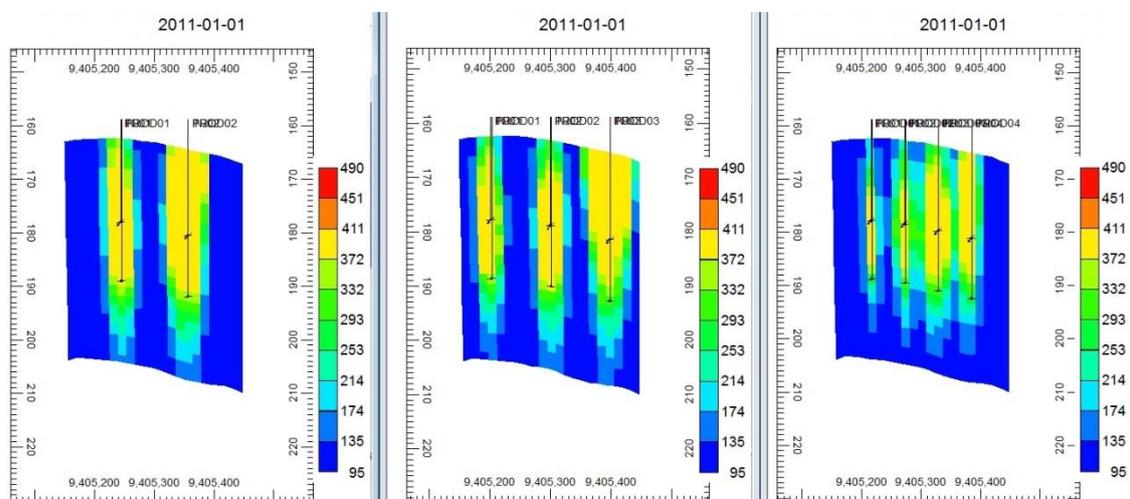


Figura 29: Análise da temperatura em 01-01-2011 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

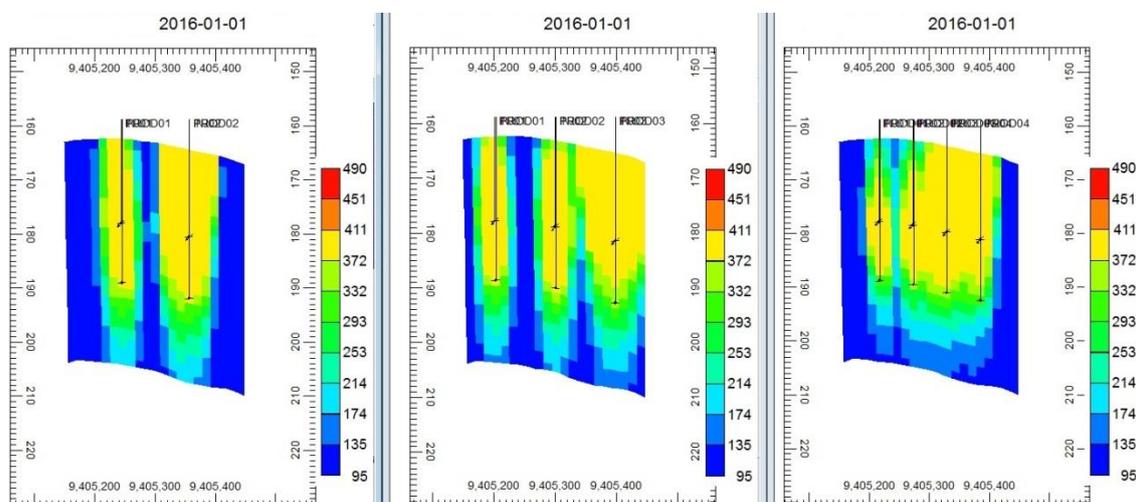


Figura 30: Análise da temperatura em 01-01-2016 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

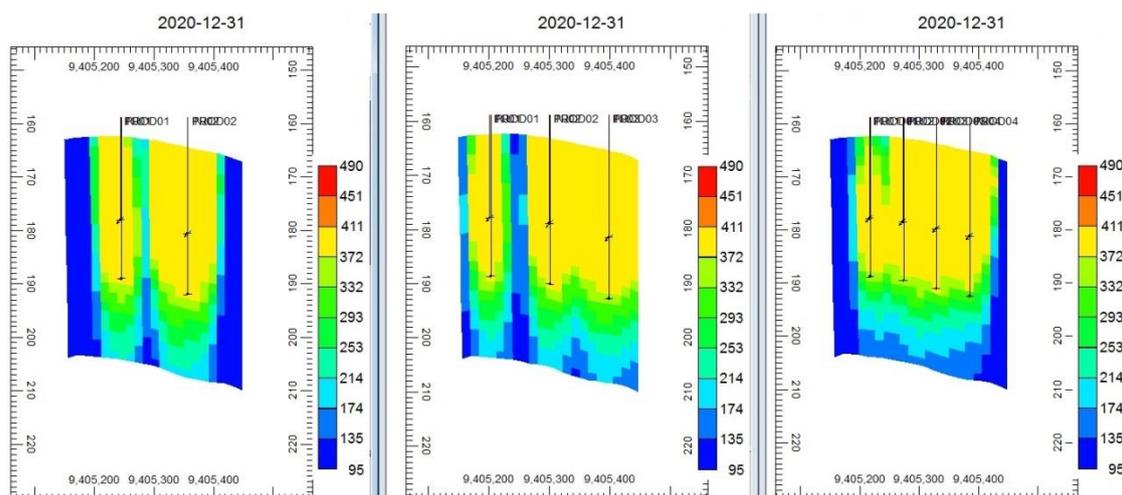


Figura 31: Análise da temperatura em 31-12-2020 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

Como se viu anteriormente a expansão da câmara de vapor dependerá tanto de parâmetros operacionais como de parâmetros de reservatório, mas como nossos modelos analisados apresentam as mesmas características de reservatório e a mesma vazão total de injeção, ao comparar a formação da câmara de vapor percebe-se que sua expansão pelo reservatório será função apenas da variação da quantidade de pares de poços, já que a camada analisada é a mesma e a vazão é padrão para dos 3 modelos.

Nessa análise, ver-se que em 31-12-2020 grande parte do reservatório é tomado pelo vapor nos 3 modelos, mas ao analisar os modelos em 01-01-2011 vê-se que é no modelo com 3 pares de poços que as câmaras de vapor crescem mais rapidamente e a partir dessa data já conseguem atingir uma maior parte do reservatório. É nesse modelo que ocorre a propagação do calor de forma mais eficiente, uma maior drenagem do óleo e consequentemente uma maior produção de hidrocarbonetos.

5.3.2 ANÁLISE DA VISCOSIDADE DO ÓLEO

A análise da viscosidade no tempo também foi feita nas datas 01-01-2000, 01-01-2005, 01-01-2011, 01-01-2016 e 31-12-2020. Através da análise da viscosidade ainda é possível ver a eficácia do método térmico atuando na redução da viscosidade do óleo *in place*.

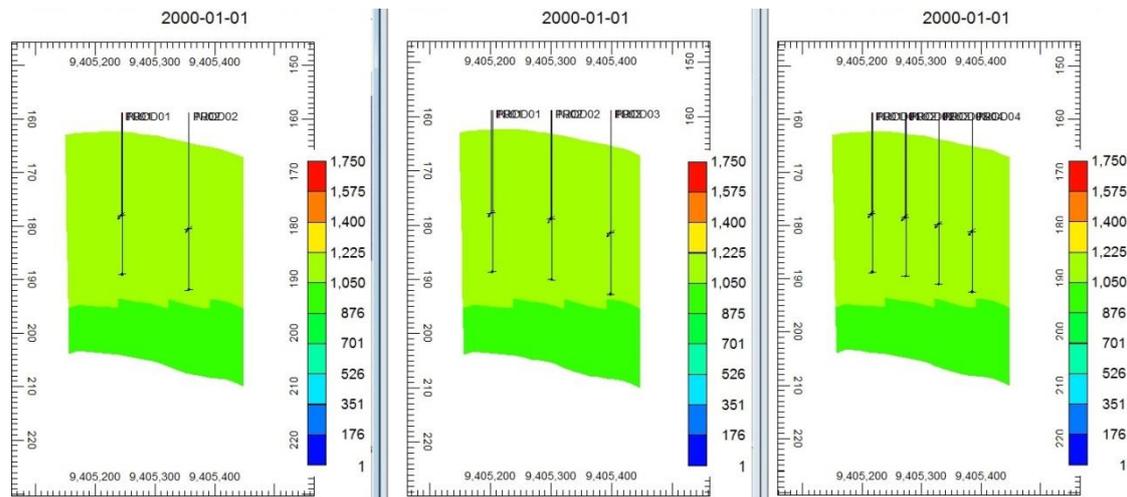


Figura 32: Análise da viscosidade em 01-01-2000 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

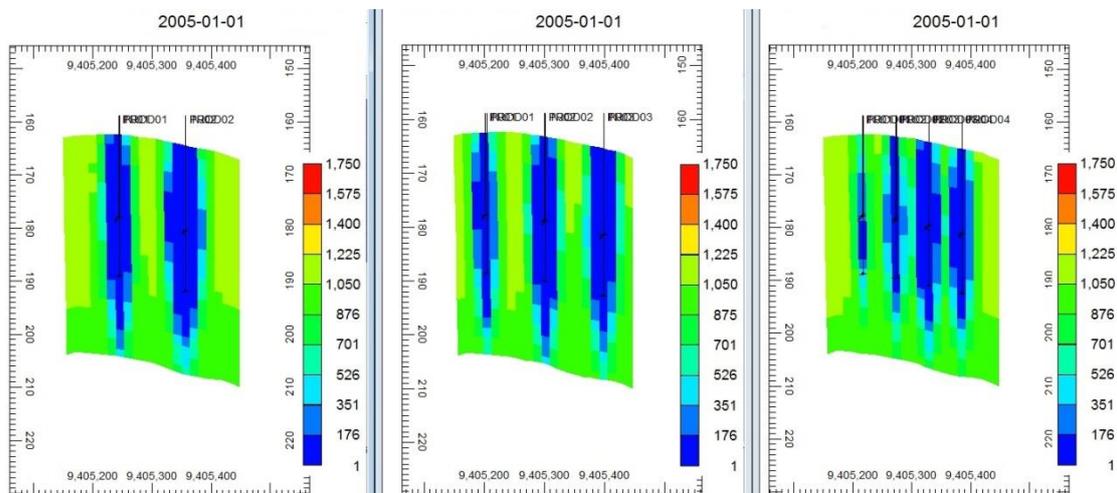


Figura 33: Análise da viscosidade em 01-01-2005 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

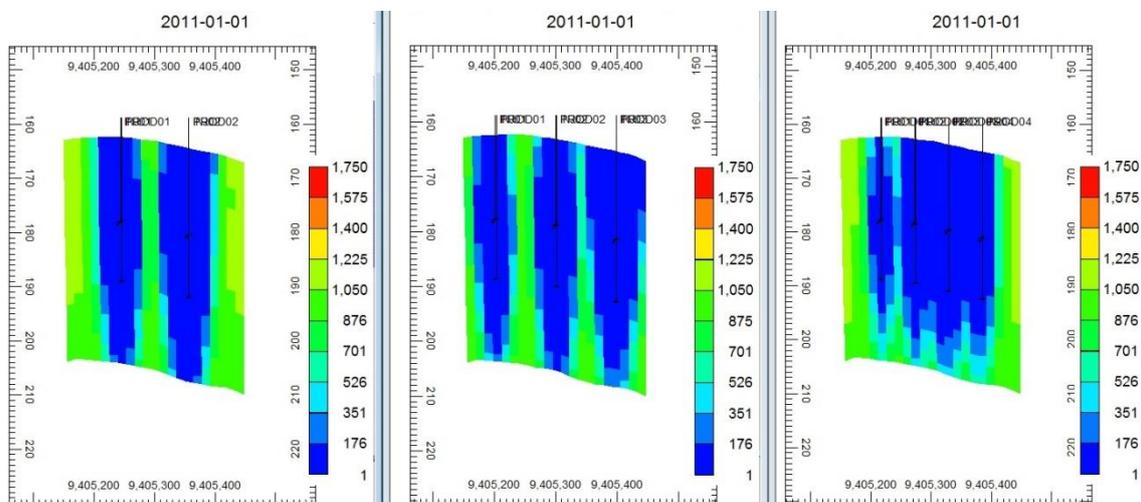


Figura 34: Análise da viscosidade em 01-01-2011 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

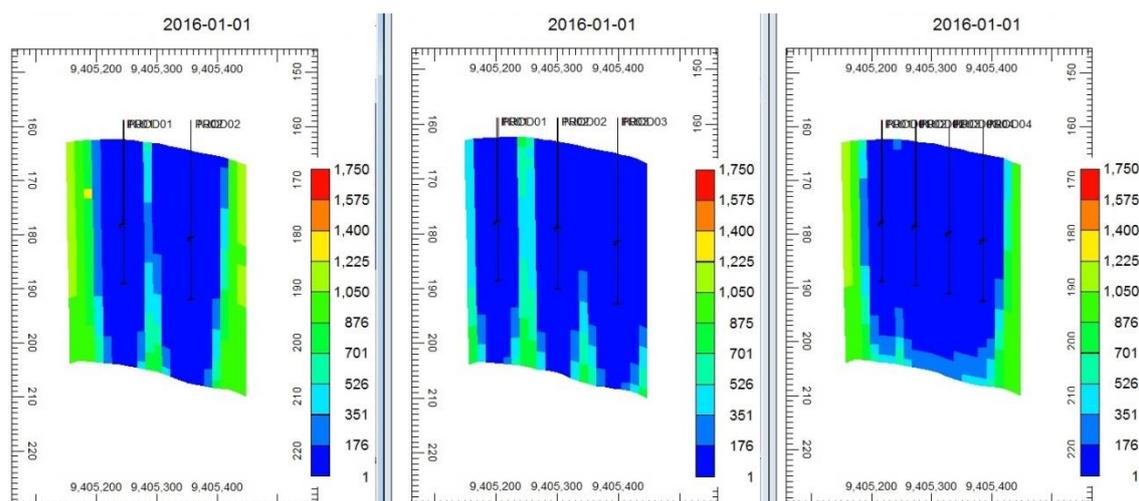


Figura 35: Análise da viscosidade em 01-01-2016 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

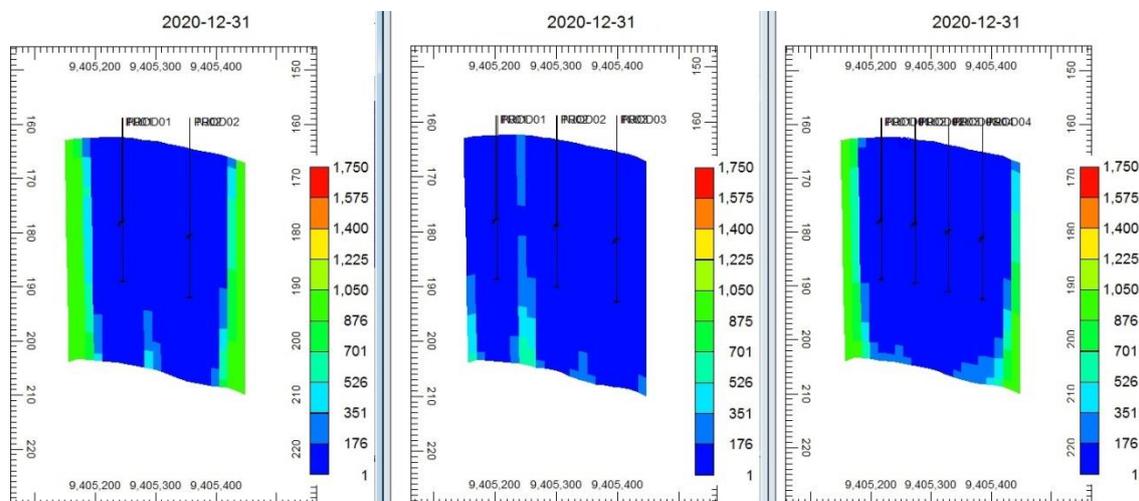


Figura 36: Análise da viscosidade em 31-12-2020 para modelos com 2, 3 e 4 pares.

Ao observar o desenvolvimento da viscosidade do óleo no tempo, conforme se injeta vapor, confirma-se que no modelo com 3 pares de poços perfurados a eficiência do processo é maior, uma vez que o vapor consegue se propagar de forma mais abrangente pelo reservatório reduzindo a viscosidade do óleo e proporcionando um melhor escoamento em direção ao poço produtor. Através da Figura 36 é possível ver que no final do processo o modelo com 3 pares de poços apresenta uma maior região com viscosidades baixas. Durante o processo é perceptível que nesse modelo a união das câmaras de vapor é mais rápida, o que maximiza a eficiência do SAGD.

5.4 TABELA COMPARATIVA DOS MODELOS

Com o intuito de melhorar a comparação entre os modelos construiu-se a Tabela 5.

Tabela 5: Resumo dos modelos analisados.

Nº de Pares de poços	T _{inj} (°F)	Q _{inj} total (m ³ /dia)	X _v (%)	N _p (m ³ std) Final	W _p (m ³ std) Final	FR (%) Final
2	550	0	60	92.741	757.698	5,21
2	550	100	60	134.271	7.535.608	7,55
2	550	200	60	205.590	7.464.278	11,56
2	550	400	60	395.216	7.274.705	22,24
2	550	600	60	486.489	7.183.454	27,37
2	550	800	60	492.210	7.177.753	27,69
2	550	1000	60	512.899	8.691.088	28,86
3	550	0	60	141.232	11.363.617	7,94
3	550	100	60	200.286	11.304.565	11,27
3	550	200	60	257.739	11.247.115	14,50
3	550	400	60	402.872	11.102.037	22,67
3	550	600	60	548.405	10.956.456	30,86
3	550	800	60	632.969	10.871.970	35,62
3	550	1000	60	664.140	10.840.808	37,38
4	550	0	60	173.397	15.165.921	9,76
4	550	100	60	236.616	15.103.195	13,32
4	550	200	60	274.912	15.064.963	15,47
4	550	400	60	385.770	14.954.114	21,71
4	550	600	60	505.657	14.834.230	28,46

4	550	800	60	606.502	14.733.359	34,14
4	550	1000	60	654.043	14.685.863	36,82

Como visto anteriormente, o modelo com 3 pares de poços perfurados e com injeção de vapor de 1000 m³/dia apresenta 664.140,7 m³ std de óleo produzido e um fator de recuperação de 37,38 %. Esse modelo é classificado então como o que obteve melhores resultados quando se aplicou o SAGD.

Capítulo VI

Conclusões

6. CONCLUSÕES

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

- A maior distância vertical testada obteve uma maior recuperação de óleo.
- Quando se injeta vapor com maiores vazões os resultados são melhores.
- Para altas vazões de vapor o modelo com 3 pares de poços atingiu uma maior recuperação de óleo.

Sendo assim, para os 21 anos de produção, o modelo com distância vertical de 12 m, vazão de injeção de 1000 m³/dia e com 3 pares de poços apresentou maior volume de óleo produzido e um fator de recuperação de óleo de 37%, aproximadamente.

A utilização de injeção contínua de vapor por 21 anos com a perfuração de 3 pares de poços foi a melhor alternativa para realização da recuperação do óleo na jazida, mas essa operação torna-se de alto custo, principalmente devido a grande necessidade do fornecimento de vapor, porém o retorno financeiro é maior e mais rápido.

As análises das configurações estudadas neste trabalho, não tiveram base econômica. Sendo assim, para melhor classificação desses projetos seria necessário uma análise econômica detalhada.

O estudo deixa claro que o SAGD entra na indústria do petróleo como uma grande opção, para os engenheiros do petróleo, frente a outros mecanismos de recuperação avançada utilizados comumente. Através desse estudo foi possível perceber que o método possui grandes vantagens, mas também tem suas peculiaridades.

Capítulo VII

Referências Bibliográficas

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Apostilas da *Computer Modelling Group* (CMG) para desenvolvimento dos módulos.

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

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses – *Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor*. Tese de Doutorado, 2008. 165f. Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Química, Universidade Federal do Rio grande do Norte, Natal.

BARILLAS, J. L. M; DUTRA Jr, T. V; MATA, W; Queiroz, G. O - *Estudo do projeto de injeção no processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção de vapor*, 2004. Universidade Federal do Rio grande do Norte, Natal.

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

JAPEX – Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. *Oil Sands Development Using the SAGD Process*. <<http://www.japex.co.jp>>. Acesso em, 15 de maio de 2014.

RIOS, Victor de Souza - *Estudo experimental da injeção de vapor pelo método SAGD na recuperação melhorada de óleo pesado*. Dissertação de Mestrado, 2011. 148f. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

ROSA, Adalberto José; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

Capítulo VIII

Anexos

8. ANEXOS

As tabelas de permeabilidade relativas óleo-água e líquido-gás, consideradas no estudo são mostradas nas Tabela 6 e Tabela 7.

Tabela 6: Permeabilidades relativas óleo-água.

Permeabilidades relativas óleo-água			
Sw	Krw	Krow	Pcwo
0,28	0	0,8	2,416
0,308	0,0052	0,7364	1,697
0,336	0,0146	0,6738	1,229
0,364	0,0268	0,6121	0,913
0,392	0,0413	0,5514	0,694
0,42	0,0577	0,4918	0,537
0,448	0,0759	0,4334	0,423
0,476	0,0956	0,3763	0,338
0,504	0,1168	0,3206	0,273
0,532	0,1394	0,2664	0,224
0,56	0,1633	0,2141	0,185
0,588	0,1884	0,1638	0,154
0,616	0,2147	0,116	0,13
0,644	0,242	0,0713	0,11
0,672	0,2705	0,031	0,094
0,7	0,3	0	0,081
1	1	1	0,022

Tabela 7: Permeabilidades relativas líquido-gás.

Permeabilidades relativas líquido-gás			
Sl	Krg	Krog	Pcog
0,7	4,50E-01	0,00E+00	0,1441
0,72	4,06E-01	1,24E-02	0,1307
0,74	3,63E-01	3,51E-02	0,1188
0,76	3,22E-01	6,45E-02	0,1083
0,77	2,83E-01	9,93E-02	0,0989

0,79	2,45E-01	1,39E-01	0,0906
0,81	2,09E-01	1,82E-01	0,0831
0,83	1,75E-01	2,30E-01	0,0764
0,85	1,43E-01	2,81E-01	0,0703
0,87	1,14E-01	3,35E-01	0,0649
0,89	8,66E-02	3,93E-01	0,06
0,91	6,20E-02	4,53E-01	0,0555
0,92	4,02E-02	5,16E-01	0,0515
0,94	2,19E-02	5,82E-01	0,0478
0,96	7,75E-03	6,50E-01	0,0444
0,98	0,00E+00	7,21E-01	0,0414
1	0,00E+00	8,00E-01	0,0384
