



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR APLICADO A UM
RESERVATÓRIO DE ÓLEO EXTRAPESADO**

Davi Mendes Braga

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

**NATAL – RN
2015**

DAVI MENDES BRAGA

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR APLICADO
A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO EXTRAPESADO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

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

**NATAL – RN
2015**

DAVI MENDES BRAGA

**ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR APLICADO
A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO EXTRAPESADO**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Natal, 11 de dezembro de 2015

Prof^a. Dr^a. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientador – UFRN

Prof. M.Sc. Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador – UFRN

M.Sc. Tayllandya Suelly Praxedes
Membro Examinador – UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Sergio Henrique de Freitas Braga e Liana Nadja Mendes Braga e à minha melhor amiga, Claudlayne Fernanda de Holanda.

AGRADECIMENTOS

A Deus, primeiramente, pelo dom da vida, bondade, Amor sem fim, pelas dádivas a mim ofertadas, pela toda provisão nesses anos e pela Sua Graça que me alcançou.

À minha melhor amiga, namorada e companheira por toda vida, Claudlayne Fernanda, pelo carinho, compreensão, incentivo, confiança e amor. Dedico além deste trabalho, todo o meu amor a você.

Aos meus amados pais, Sergio e Liana, minha irmãs, Marina e Lara, e a todos os meus familiares que estiveram ao meu lado, pelo apoio dado, por todo amor, carinho, paciência e por tudo o que aprendi com vocês.

À minha querida vó, Maria Celeste, pelo apoio, incentivo, carinho, amor e pelos constantes ensinamentos.

À minha única e inigualável sogra, Claudicéa Bizarria, pelo carinho, amor, confiança, exemplo de mulher e cristã e pelas experiências e ensinamentos compartilhados.

À minha professora orientadora, Jennys Barillas, por toda paciência, pela amizade, por todos os ensinamentos transmitidos e pela confiança que me foi dada aceitando-me como seu orientando.

À Universidade Federal do Rio Grande do Norte por toda estrutura e aos professores dessa instituição, pelo conhecimento compartilhado.

Aos meus amigos e colegas de classe e laboratório que auxiliaram em algum momento na minha formação.

À CMG por permitir a utilização de seus simuladores.

A todos, um muito obrigado e que Deus vos abençoe!

BRAGA, Davi Mendes – “ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO EXTRAPESADO”.

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 fim de obter uma maior produção de óleo, pesquisas na extração do óleo extrapesado vem sendo feitas devido à grande necessidade da produção de energia primária. Por possuir uma viscosidade muito alta, a extração desse tipo de óleo necessita do uso de métodos especiais de recuperação. A Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor (SAGD) é um método especial de recuperação, classificado como método térmico, e tem a função de reduzir a viscosidade através da transferência de calor por injeção de vapor tornando o óleo mais móvel. O presente trabalho tem como objetivo fazer o modelo de um reservatório de óleo extrapesado utilizando o método térmico SAGD e uma derivação desse que é a Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor Cruzada (XSAGD). Nesses métodos foram feitas diversas configurações variando a distância dos poços injetores e produtores, a vazão de injeção, a temperatura e a qualidade do vapor analisando o fator de recuperação (FR) e a produção acumulada de óleo. O estudo foi realizado através do simulador térmico STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*). Os resultados obtidos mostraram que para um reservatório de óleo extrapesado é imprescindível a utilização de um método especial de recuperação, que a distância entre poços afeta diretamente na recuperação do óleo e quanto maior a vazão de injeção, maior foi o FR. Observou-se que a configuração que obteve uma maior recuperação foi a do XSAGD utilizando 6 poços distribuídos perpendicularmente, obtendo o valor do FR de aproximadamente 17%.

Palavras Chave: Óleo extrapesado, método térmico, simulação, SAGD, XSAGD.

BRAGA, Davi Mendes – “ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO EXTRAPESADO”.

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

In order to achieve a greater oil production, researches in extraction mechanisms of extra-heavy oil have been widely performed because of the great need for primary energy production. Due to its very high viscosity, extraction of extra-heavy oil requires the use of Enhanced Oil Recovery methods. The Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) is an one of these methods and it is classified as a thermal method. Its main purpose is reducing the extra-heavy oil viscosity by heating it with steam flooding as a heat transfer tool, in order to increase the oil mobility. This research aims to make the model of an extra-heavy oil reservoir using the SAGD thermal method and a derivation of it, which is the Cross Steam Assisted Gravity Drainage (XSAGD). Several configurations were built by varying the distance of producers and injectors wells, injection flow rates, steam's temperature and quality. In this study, oil recovery factor and the cumulative oil production were analyzed. The evaluation was conducted through the thermal simulator STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) of CMG (Computer Modelling Group). The results showed that for an extra-heavy oil reservoir is essential to the use of an Enhanced Oil Recovery method, the distance between wells directly affects the recovery of the oil and the higher the flow rate, the greater was the FR. It was observed that the configuration obtained a greater recovery was that of the XSAGD using 6 wells distributed at right angles by getting the value of the FR of approximately 17%.

Keywords: Extra-heavy oil, the thermal method, simulation, SAGD, XSAGD.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	2
2	ASPECTOS TEÓRICOS	5
2.1	Métodos de Recuperação	5
2.2	Métodos Térmicos.....	6
2.3	Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor (SAGD).....	7
2.4	Cross-SAGD (XSAGD).....	9
3	MODELAGEM DO PROCESSO E METODOLOGIA	12
3.1	Ferramentas Computacionais	12
3.2	Modelo de Fluidos.....	13
3.3	Modelo Físico do Reservatório.....	16
3.4	Interação Rocha-Fluido	21
3.5	Configurações dos esquemas de poços	22
3.6	Condições operacionais	27
3.7	Metodologia.....	27
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	29
4.1	Análise da recuperação primária.....	29
4.2	Análises para o SAGD	30
4.2.1	Análise para encontrar o melhor esquema de poço	30
4.2.2	Análise para encontrar a melhor vazão de injeção	32
4.2.3	Análise da influência da temperatura e qualidade do vapor para a melhor vazão.....	34
4.2.4	Comparativo do fator de recuperação para as melhores configurações.....	37
4.3	Análises para o XSAGD	38
4.3.1	Análise para encontrar o melhor esquema de poço	38
4.3.2	Análise para encontrar a melhor vazão de injeção	40
4.3.3	Análise da influência da qualidade do vapor para a melhor vazão.....	42
4.3.4	Comparativo do FR para as melhores configurações.....	45
4.4	Análises da melhor configuração entre o SAGD e o XSAGD.....	46
4.4.1	Análise da vazão de produção do óleo e água para a melhor configuração.....	47

4.4.2	Análise de propriedades para a configuração com melhor desempenho (6 poços distribuídos perpendicularmente - XSAGD)	49
4.5	Tabela comparativa das configurações do SAGD e do XSAGD	53
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES		57
REFERÊNCIAS		58

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Comportamento da Viscosidade x Temperatura	6
Figura 2.2 - Processo de Injeção Contínua de Vapor.....	7
Figura 2.3 - Configuração do SAGD para um par de poço.....	8
Figura 2.4 - Processo SAGD	9
Figura 2.5 - Modelo XSAGD com vários poços numa vista 3D	10
Figura 2.6 - Um par de poços XSAGD numa vista lateral do poço produtor ...	10
Figura 3.1 - Gráfico da viscosidade do óleo e gás em função da pressão	14
Figura 3.2 - Ajuste na curva do Rs e do Bo em função da pressão	15
Figura 3.3 - Viscosidade do óleo em função da temperatura	15
Figura 3.4 - Curvas de nível do reservatório.....	18
Figura 3.5 - Vista ij do reservatório.....	19
Figura 3.6 - Vista ik do reservatório.....	19
Figura 3.7 - Vistas 3D do reservatório.....	20
Figura 3.8 - Permeabilidade relativa óleo-água em função saturação da água	21
Figura 3.9 - Permeabilidade relativa líquido-gás em função saturação de líquido	22
Figura 3.10 - Esquemas SAGD para 2 pares de poços	23
Figura 3.11 - Esquemas SAGD para 3 pares de poços	24
Figura 3.12 - Esquemas XSAGD para 5 poços distribuídos perpendicularmente	25
Figura 3.13 - Esquemas XSAGD para 6 poços distribuídos perpendicularmente	26
Figura 4.1 - Análise da Recuperação Primária.....	29
Figura 4.2 - Comparativo FR para diversos esquemas do SAGD (2 pares de poços)	31
Figura 4.3 - Comparativo FR para diversos esquemas do SAGD (3 pares de poços)	32
Figura 4.4 - Comparativo FR para diferentes vazões do SAGD (2 pares de poços)	33
Figura 4.5 - Comparativo FR para diferentes vazões do SAGD (3 pares de poços)	34
Figura 4.6 - Comparativo FR para diferentes condições do SAGD (2 pares de poços)	35
Figura 4.7 - Comparativo FR para diferentes condições do SAGD (3 pares de poços)	36
Figura 4.8 - Comparativo da temperatura média das melhores configurações do SAGD	37
Figura 4.9 - Comparativo do FR para as melhores configurações do SAGD ...	38
Figura 4.10 - Comparativo FR para diversos esquemas do XSAGD (5 poços)	39
Figura 4.11 - Comparativo FR para diversos esquemas do XSAGD (6 poços)	40
Figura 4.12 - Comparativo FR para diferentes vazões do XSAGD (5 poços) ..	41

Figura 4.13 - Comparativo FR para diferentes vazões do XSAGD (6 poços) ..	42
Figura 4.14 - Comparativo FR para diferentes condições do XSAGD (5 poços)	43
Figura 4.15 - Comparativo FR para diferentes condições do XSAGD (3 pares de poços)	44
Figura 4.16 - Comparativo da temperatura média das melhores configurações do XSAGD.....	45
Figura 4.17 - Comparativo do FR para as melhores configurações do XSAGD	46
Figura 4.18 - Comparativo da melhor configuração entre SAGD e XSAGD.....	47
Figura 4.19 - Comparativo da vazão de produção do óleo para a melhor configuração.....	48
Figura 4.20 - Comparativo da vazão de produção de água para a melhor configuração.....	49
Figura 4.21 - Saturação do óleo em diversos tempos	50
Figura 4.22 – Temperatura do reservatório em diversos tempos	51
Figura 4.23 - Viscosidade do óleo em diversos tempos	52

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 - Características do fluido.....	13
Tabela 3.2 - Características físicas do fluido.....	13
Tabela 3.3 - Composições dos Pseudo-componentes.....	14
Tabela 3.4 - Nova composição dos Pseudo-componentes.....	16
Tabela 3.5 - Características e propriedades do modelo base.....	17
Tabela 4.1 - Condições analisadas para a configuração com 2 pares de poços.....	35
Tabela 4.2 - Condições analisadas para a configuração com 3 pares de poços.....	36
Tabela 4.3 - Condições analisadas para a configuração com 5 poços.....	43
Tabela 4.4 - Condições analisadas para a configuração com 6 poços.....	44
Tabela 4.5 - Tabela comparativa das configurações do SAGD e do XSAGD ..	53

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1 INTRODUÇÃO

A grande necessidade da produção de energia primária na atualidade vem aumentando consideravelmente com o crescimento da população e com isso vem se buscando maneiras de produzir cada vez mais essa energia. O petróleo é um recurso natural abundante onde se obtém boa parte da energia utilizada no mundo.

A indústria do petróleo está investindo cada vez mais em técnicas para o melhor aproveitamento dos reservatórios, com o objetivo de aumentar ainda mais a recuperação do óleo neles contido. Uma grande parte das reservas mundiais encontradas possuem reservatórios com óleos de alta viscosidade. As reservas de petróleo do mundo, incluindo o óleo pesado, o óleo extrapesado e o betume se somados chegam a cerca de 70% dos recursos petrolíferos, que oscilam entre 9 e 13 trilhões de barris (MOTHÉR; JUNIOR, 2008).

Os Reservatórios de óleos pesados geralmente apresentam baixa pressão e baixa produtividade. Para produzi-los, faz-se necessário a utilização de um método especial de recuperação. Os métodos térmicos ocupam uma posição de destaque, entre os métodos especiais de recuperação de petróleo, devido à sua grande aplicabilidade em reservatórios de óleos de alta viscosidade. O princípio destes métodos consiste em fornecer calor ao reservatório, de modo a reduzir as forças retentoras dos fluidos, mais especificamente, as forças viscosas (THOMAS, 2004).

No Brasil existem jazidas com reservatórios de óleos extrapesados onde a que mais se destaca é a Bacia de Siri, localizada no litoral do Rio de Janeiro a 95 metros de profundidade e 80 quilômetros da costa.

As reservas de óleo extrapesado são importantes para o Brasil, no cenário mundial, para o atendimento da demanda crescente de energia primária, o que justifica a escolha destas reservas como objeto de estudo.

O presente trabalho tem como objetivo fazer o modelo de um reservatório de óleo extrapesado, através do simulador térmico STARS (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) da CMG (*Computer Modelling Group*), utilizando o método térmico SAGD e uma derivação desse, que é o XSAGD. Nesses métodos foram feitas diversas configurações, variando a

distância dos poços injetores e produtores, a vazão de injeção, a temperatura e a qualidade do vapor, analisando o fator de recuperação e a produção acumulada de óleo a fim de obter a melhor configuração para esses métodos, que forneça a melhor recuperação do óleo contido no reservatório.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: no Capítulo 2, Aspectos Teóricos, é apresentada uma abordagem teórica dos assuntos abordados, para um melhor entendimento do mesmo; no Capítulo 3, Modelagem do Processo e Metodologia, é abordada a modelagem dos fluidos e física do reservatório, com suas respectivas características, as ferramentas computacionais e a metodologia utilizada neste estudo; no Capítulo 4, Resultados e Discussões, são apresentadas as análises, comparativos e discussões a respeito dos resultados obtidos das simulações. E, por fim, são mostradas as conclusões e recomendações deste trabalho.

CAPÍTULO 2

ASPECTOS TEÓRICOS

2 ASPECTOS TEÓRICOS

Neste capítulo é apresentada uma abordagem teórica dos assuntos abordados neste trabalho, para um melhor entendimento do mesmo.

2.1 Métodos de Recuperação

Os métodos de recuperação de petróleo atuam com o objetivo de retirar a maior quantidade possível de óleo do reservatório, acelerar a produção e reduzir custos.

Quando o óleo retirado do reservatório chega à superfície, exclusivamente devido à sua energia natural, resultado de todas as situações e circunstâncias geológicas pelas quais a jazida passou até se formar completamente, principalmente pela pressão, o processo de recuperação é denominado recuperação primária, onde o poço produz devido a três mecanismos do reservatório: gás em solução, influxo de água e capa de gás. Após o esgotamento da energia natural do reservatório, devido a um longo tempo de produção, ou porque, inicialmente, este reservatório já não possuía energia suficiente para elevar seus fluidos até a superfície, utiliza-se métodos de recuperação, que podem ser do tipo convencionais ou especiais (THOMAS, 2004).

Inicialmente, acreditava-se que as baixas recuperações eram devido às baixas pressões dos reservatórios, e passou-se a aplicar os métodos de recuperação convencionais, que visavam à injeção de um fluido com a finalidade de deslocar o óleo contido no reservatório para a superfície. Os fluidos injetados são água e gás. Após a observação e a análise do comportamento desses reservatórios quando submetidos a injeção de fluidos, percebeu-se que as baixas recuperações não se davam apenas pelas baixas pressões nos reservatórios, mas envolvia mais que isso: as forças viscosas e capilares.

Dessa forma, surgiram os métodos especiais de recuperação que incluem os métodos térmicos (injeção de vapor e combustão “*in situ*”, com o objetivo de reduzir a viscosidade do óleo), miscíveis (injeção de dióxido de carbono, gás natural e nitrogênio, com o objetivo de também reduzir a viscosidade do óleo),

químicos (injeção de solução de polímeros e de tensoativos, microemulsão e solução alcalina, com o objetivo de reduzir a viscosidade do fluido injetado) e biológicos (injeção de microrganismos) (COSTA, 2000).

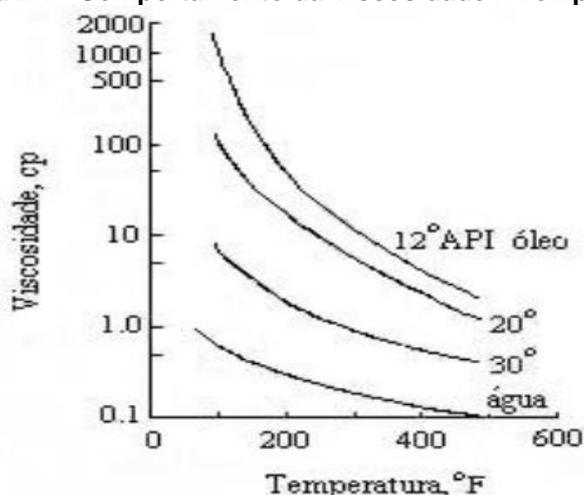
2.2 Métodos Térmicos

Os métodos térmicos são largamente usados em reservatórios de óleo pesado, betumes e extrapesado, pois esses reservatórios possuem uma viscosidade muito alta. Esses métodos têm a finalidade de fornecer calor ao óleo, reduzindo assim a sua viscosidade.

Os métodos térmicos são divididos em injeção de fluidos aquecidos, combustão *in situ* e aquecimento eletromagnético. No primeiro, o calor gerado na superfície é transportado para o interior da formação utilizando-se um fluido em forma de vapor ou com uma elevada temperatura. No segundo, o calor é gerado no interior do próprio reservatório, a partir da combustão de parte do óleo ali presente. E no terceiro, o calor é gerado a partir ação de ondas eletromagnéticas sobre os fluidos eletricamente sensíveis do reservatório (MANICHAND, 2002).

A Figura 2.1 mostra que a viscosidade do óleo é sensível ao efeito da temperatura. Nota-se que, principalmente para os óleos mais viscosos, a redução na viscosidade é maior para um certo aumento de temperatura, o que explica a utilização dos métodos térmicos para os óleos mais pesados.

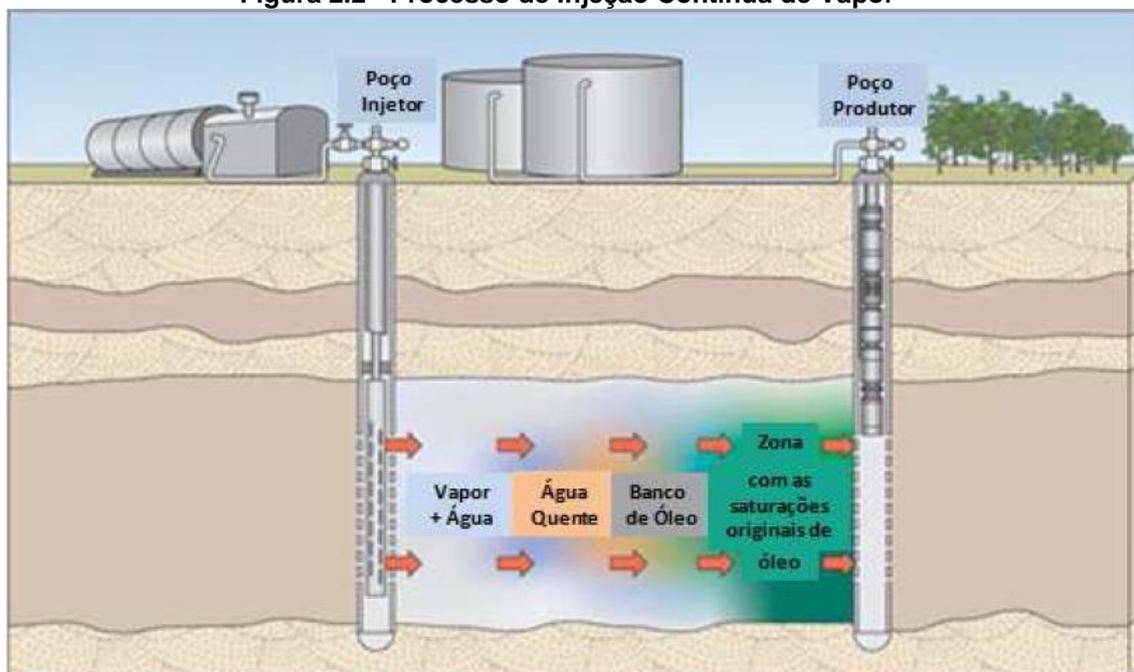
Figura 2.1 - Comportamento da Viscosidade x Temperatura



Fonte: LACERDA, 2000

A injeção de vapor consiste na injeção de vapor superaquecido e pode ser operado de forma cíclica ou contínua. Na injeção cíclica, as fases de injeção e produção em um mesmo poço são alternadas, de uma forma que vapor seja injetado no poço por um certo período de tempo; após isso ele é fechado por um tempo previsto, até que o calor do vapor tenha sido transferido para o banco de óleo; no final, o poço é aberto para produzir, até que a vazão de produção diminua e, em seguida, o ciclo retorna ao início. Já na injeção contínua, o vapor é injetado de forma contínua em um poço, aquecendo o óleo e reduzindo sua viscosidade, com a finalidade de deslocá-lo em direção dos poços produtores (LACERDA, 2000). A Figura 2.2 ilustra bem o processo de injeção contínua de vapor.

Figura 2.2 - Processo de Injeção Contínua de Vapor



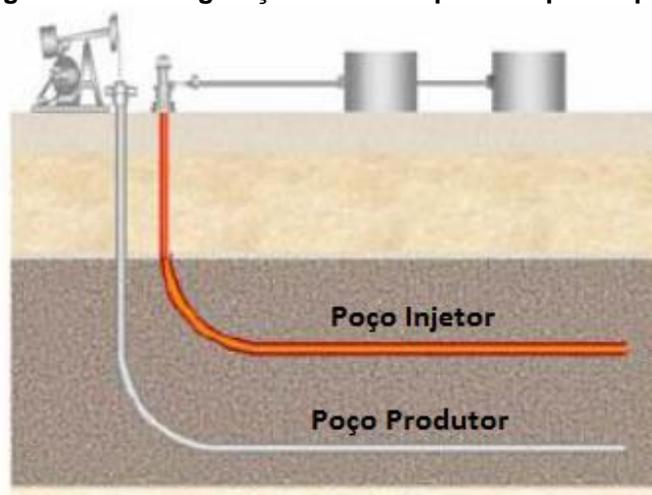
Fonte: OLIVEIRA, 2009

2.3 Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor (SAGD)

A drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor (SAGD – *Steam Assisted Gravity Drainage*) é um processo que utiliza o mecanismo de produção natural através da ação das forças gravitacionais, empregado principalmente na recuperação de reservatórios que possuem óleos pesados, extrapesados

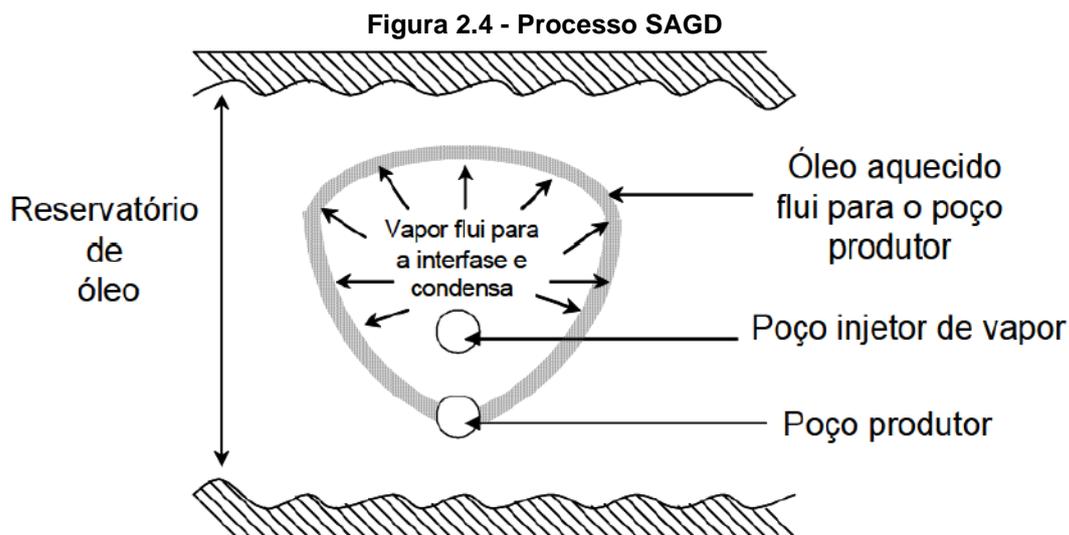
ou betume e já vem sendo aplicado no Canadá, Estados Unidos e Venezuela. Este processo envolve dois poços horizontais, paralelos e situados verticalmente um acima do outro, onde o poço superior é um injetor e o poço inferior, um produtor. Por esse mecanismo estar instalado horizontalmente, os poços possuem uma maior área de contato com a formação proporcionando uma rápida cobertura de todo o volume do reservatório e, conseqüentemente, uma maior recuperação (RIOS, 2011). A Figura 2.3 retrata a configuração do SAGD para um par de poços.

Figura 2.3 - Configuração do SAGD para um par de poço



Fonte: ROSA e PATRICIA, 2014

Conforme verifica-se na Figura 2.4, o vapor é injetado continuamente próximo ao fundo do reservatório pelo poço injetor, em seguida ele flui em direção ao topo da formação, formando a câmara de vapor em torno do poço injetor. O vapor entra em contato com óleo frio e o aquece, diminuindo sua viscosidade. O óleo aquecido escoar na interface vapor-óleo da câmara e pelo efeito gravitacional é drenado para o poço produtor, que está localizado abaixo do injetor. Após esse óleo ter sido removido, o espaço que ele ocupava é preenchido por vapor.



Fonte: BARILLAS, 2008, p.12

Uma vantagem do SAGD é que ele evita a formação de caminhos preferenciais que ocorrem quando o óleo viscoso é empurrado forçadamente por um fluido menos viscoso. Outra vantagem é que o óleo permanece aquecido quando flui em direção ao poço produtor, por causa da câmara de vapor, ao contrário da injeção de vapor convencional, o óleo é empurrado para uma zona fria, e a sua mobilidade baixa, à medida que se afasta da zona de vapor (RIOS, 2011).

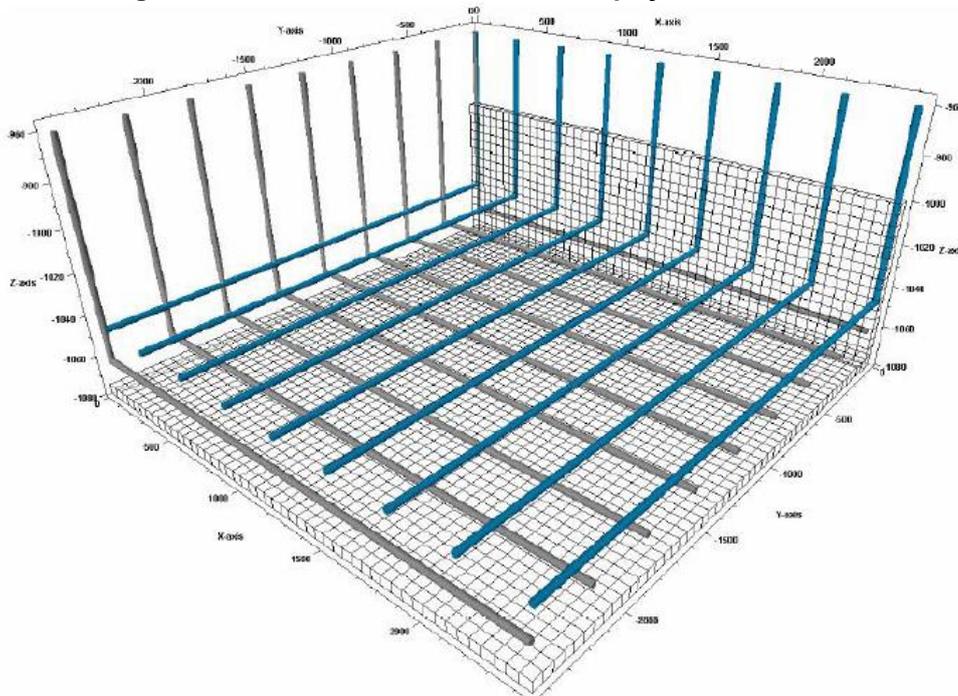
Como no processo SAGD a vazão de produção de óleo depende basicamente da drenagem gravitacional, poços com grandes extensões promovem boas produções, aumentando a economicidade do projeto (BARILLAS, 2008).

2.4 Cross-SAGD (XSAGD)

Um dos métodos mais recentes, o Cross-SAGD (XSAGD), derivado do SAGD, foi introduzido em 2005, por John Stalder, e é basicamente uma variação geométrica do processo convencional SAGD. Os poços continuam sendo horizontais, mas são colocados em planos diferentes, sendo que esta pequena alteração na localização dos poços pode gerar grandes benefícios para obter um melhor fator de recuperação (ROSA; PATRICIA, 2014).

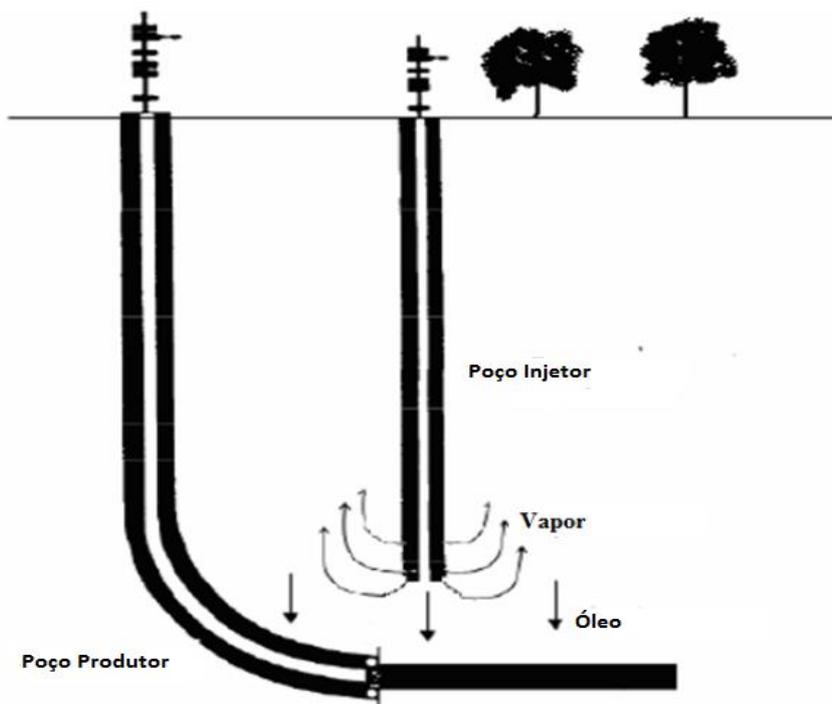
A Figura 2.5 e Figura 2.6 mostram, respectivamente, o modelo XSAGD com vários poços, numa vista 3D, e um par de poços XSAGD, numa vista lateral do poço produtor.

Figura 2.5 - Modelo XSAGD com vários poços numa vista 3D



Fonte: ROSA e PATRICIA, 2014

Figura 2.6 - Um par de poços XSAGD numa vista lateral do poço produtor



Fonte: ROSA e PATRICIA, 2014

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DO PROCESSO E METODOLOGIA

3 MODELAGEM DO PROCESSO E METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a modelagem dos fluidos e a física do reservatório, com suas respectivas características, condições operacionais, como também as ferramentas computacionais utilizadas neste trabalho.

3.1 Ferramentas Computacionais

Para a realização deste trabalho todas as ferramentas computacionais utilizadas (*Winprop*, *Builder*, *STARS*, *Results Graph* e *Results 3D*) são da empresa CMG (*Computer Modelling Group*).

A ferramenta *WinProp* é utilizada para modelar as propriedades dos fluidos do reservatório. Com essa ferramenta é possível fazer o agrupamento dos componentes, ajustar dados de laboratório através da regressão, construir diagramas de fases (PVT). Já a ferramenta *Builder* permite criar o modelo do reservatório e possibilita criar arquivos de entrada para o simulador *STARS* (CMG, 2013).

O módulo *STARS* (*Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator*) é um simulador utilizado em processos térmicos e processos de recuperação avançada, podendo ser usado com diferentes características físicas e químicas do fluido e do reservatório (CMG, 2013).

As ferramentas de pós-processamento *Results Graph* e *Results 3D* utilizam arquivos gerados a partir do simulador *STARS* para gerar resultados em 2D e 3D.

3.2 Modelo de Fluidos

Para a criação do modelo de fluidos foi utilizada a ferramenta computacional *WinProp*, da CMG. A composição do fluido do reservatório foi inserida em conjunto com outras propriedades, entre elas estão: razão de solubilidade (R_s), fator volume formação do óleo (B_o), viscosidade (μ_o) e massa específica do óleo (ρ_o) em função da pressão, entre outros. As Tabela 3.1 e Tabela 3.2 mostram as características físicas do fluido para a construção desse modelo.

Tabela 3.1 - Características do fluido

Pressão (kgf/cm²)	ρ_o (g/cm³)	B_o (m³/m³ std)	R_s (m³/m³ std)	μ_o (cP)
71,03	0,936	1,0241	6,35	819,2
61,03	0,935	1,0254	6,35	794,4
51,03	0,934	1,0268	6,35	769,6
41,03	0,933	1,0282	6,35	741,6
27,03 (P_b)	0,933	1,0304	6,35	706,2
16,03	0,936	1,0240	3,87	816,3
1,03	0,941	1,0138	0	1121,1

Tabela 3.2 - Características físicas do fluido

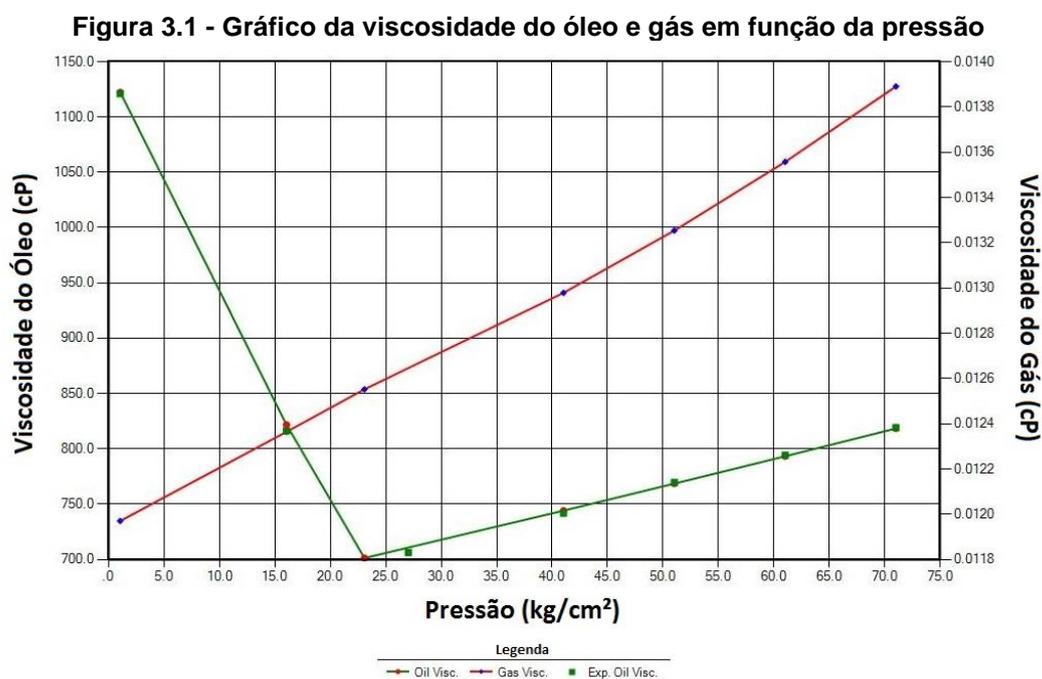
Densidade do gás	0,7010
Massa Molecular C₂₀₊	543
Densidade C₂₀₊	0,9763
Grau API	16,76
Coefficiente de expansão térmica do óleo (1/°C)	$6,8845 \times 10^{-4}$

Os componentes do fluido foram agrupados em oito pseudo-componentes. A Tabela 3.3 expõe esses pseudo-componentes e suas respectivas composições, após o processo de pseudoização.

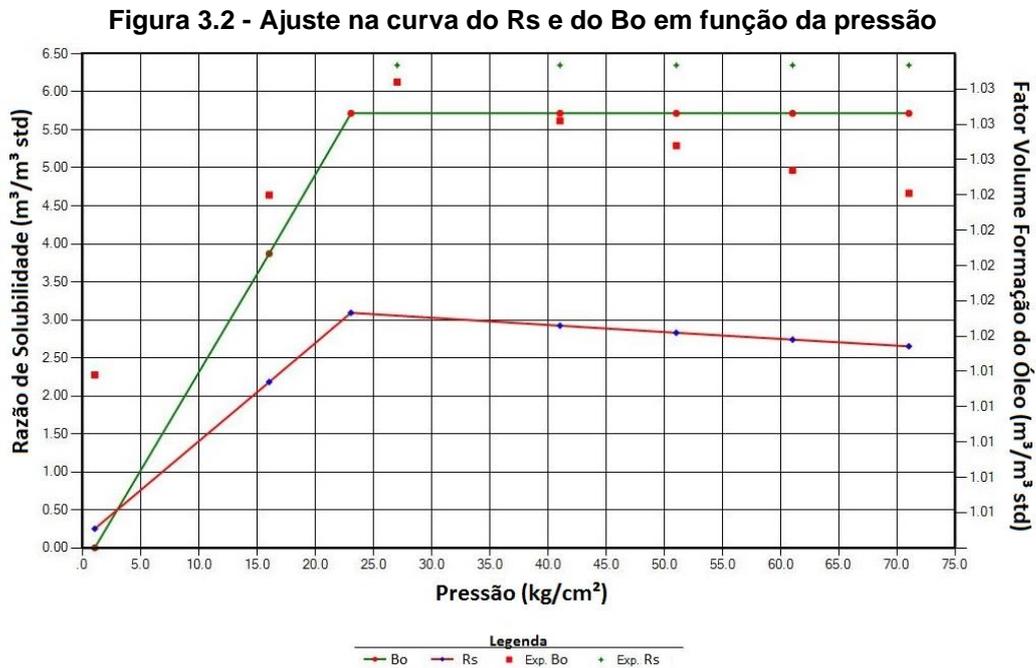
Tabela 3.3 - Composições dos Pseudo-componentes

Pseudo-componentes	Composição do fluido (%)
CO ₂ -N ₂	0,72
C ₁ -C ₃	10,35
C ₄ -C ₅	0,32
C ₆ -C ₁₀	0,38
C ₁₁ -C ₂₀	20,26
C ₂₁ -C ₃₀	27,46
C ₃₁ -C ₃₉	15,09
C ₄₀ +	25,42
Soma	100

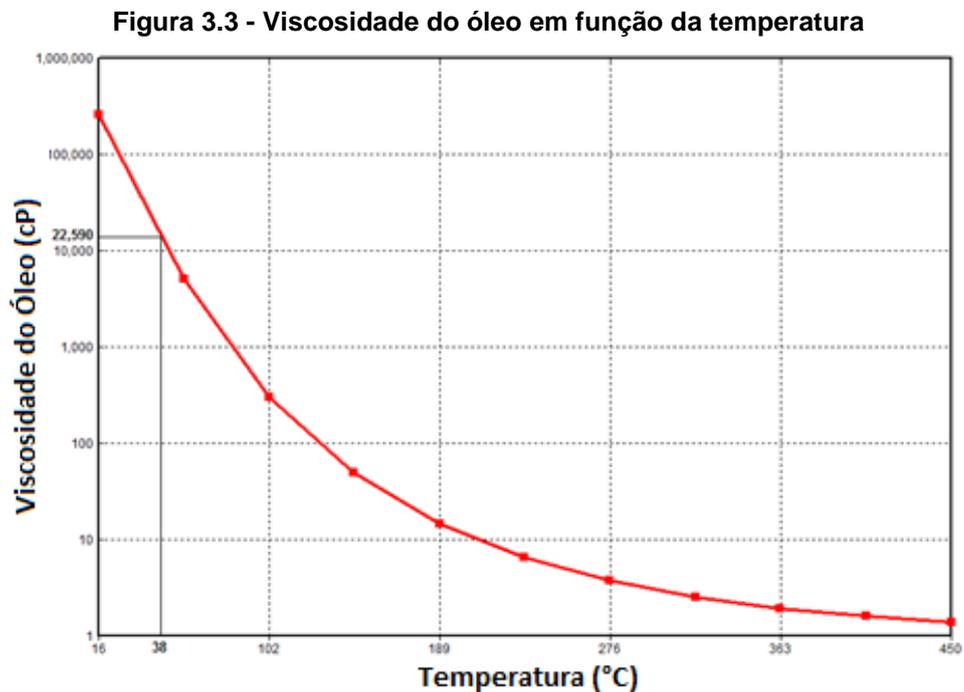
Após finalizar o modelo de fluido, ainda com o *WinProp*, foi feito o ajuste da viscosidade do óleo gerado por essa ferramenta. A Figura 3.1 mostra o gráfico das viscosidades do óleo e gás em função da pressão.



A Figura 3.2 apresenta o ajuste na curva da razão de solubilidade do gás no óleo (R_s) e do fator volume-formação do óleo (B_o) em função da pressão.



Na Figura 3.3, pode-se ver o comportamento da viscosidade do óleo em função da temperatura. Percebe-se que essa propriedade do óleo diminui exponencialmente com o aumento da temperatura.



Como o óleo a ser analisado deveria ter características de um óleo extrapesado, foi modelado um óleo sintético a partir do original com uma viscosidade foi de 720 cP @ 38°C (100°F). A composição dos fluidos foi modificada segundo a Tabela 3.4 obtendo uma viscosidade de 22.590 cP na temperatura inicial (38°C).

Tabela 3.4 - Nova composição dos Pseudo-componentes

Pseudo-componentes	Composição do fluido (%)
CO2-N2	0
C1-C3	2,4
C4-C5	0,6
C6-C10	4
C11-C20	10
C21-C30	15
C31-C39	15
C40+	53
Soma	100

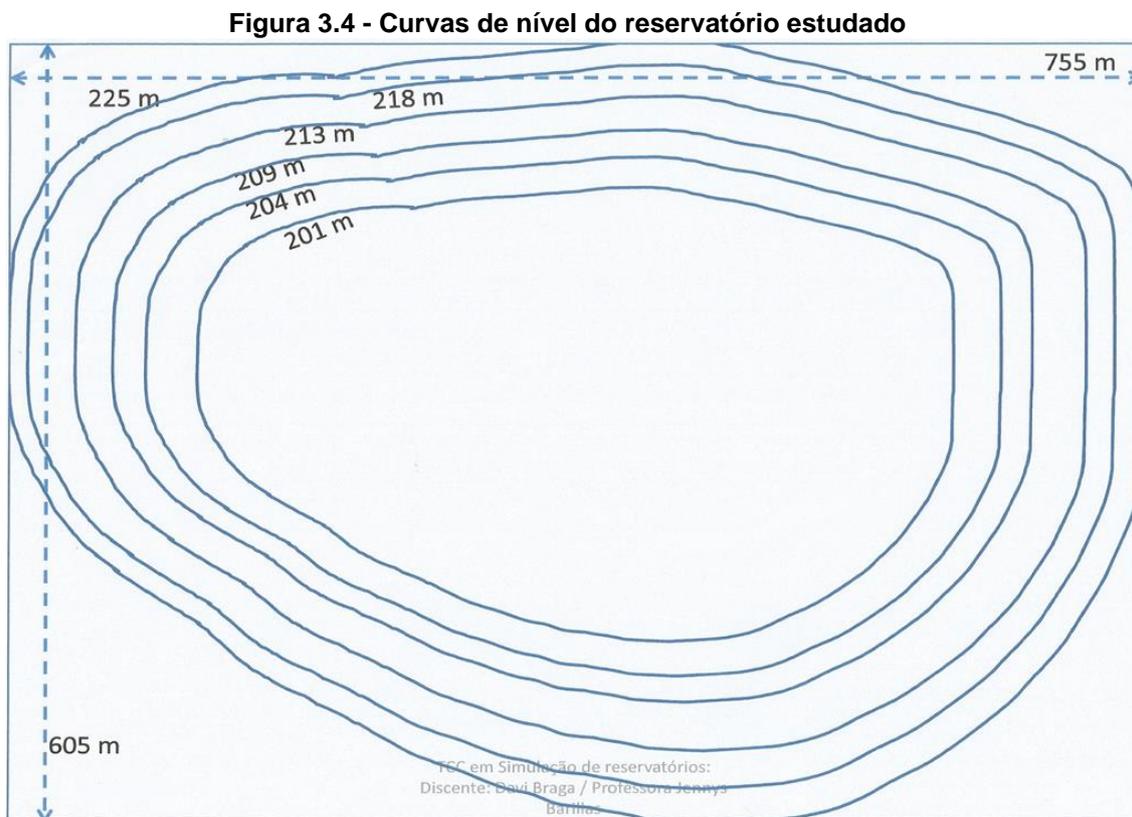
3.3 Modelo Físico do Reservatório

A modelagem do reservatório foi realizada através da ferramenta computacional da CMG chamada de *Builder*. Os dados fornecidos têm características típicas de um reservatório de óleo extrapesado. Este reservatório é homogêneo, e suas características e propriedades do modelo base são mostradas na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Características e propriedades do modelo base

Características	Valores
Área planar do reservatório (m²)	755 x 605
Profundidade do topo do reservatório (m)	201
Contato água-óleo (m)	224
Espessura do reservatório (m)	36
Espessura da zona de óleo (m)	23
Espessura da água (m)	13
Permeabilidade horizontal (kh) (md)	1.050
Permeabilidade vertical (hv) (md)	115,5
Porosidade (%)	26
Viscosidade do óleo média @ 100 °F (cP)	22.579
Pressão de referência (psi)	287
Temperatura inicial do reservatório (°C)	38
Compressibilidade da formação (1/psi)	1x10 ⁻⁸
Capacidade calorífica volumétrica da formação (J/m³*K)	2,347x10 ⁶
Condutividade térmica da rocha (J/m*dia*C)	2,74x10 ⁵
Condutividade térmica da fase água (J/m*dia*C)	5,35x10 ⁴
Condutividade térmica da fase óleo (J/m*dia*C)	1,15x10 ⁴
Condutividade térmica da fase gás (J/m*dia*C)	3.900
Capacidade calorífica volumétrica da formação sobrejacente e subjacente (J/m*K)	2,347x10 ⁶
Condutividades térmicas sobrejacentes e subjacentes (J/m*dia*K)	1,496x10 ⁵

A Figura 3.4 mostra as curvas de nível do reservatório estudado.



O reservatório estudado possui uma geometria anticlinal e tem as dimensões de 755 m x 605 m x 36 m e foi refinado da seguinte forma:

- Direção i (x): 28 blocos de 26,2 m e 2 blocos de 10,7 m;
- Direção j (y): 25 blocos de 24,2 m;
- Direção k (z): 12 blocos de 2 m e 1 bloco de 12 m.

Feito esse refinamento, o número total de blocos resultou em 9.750 (30 x 25 x 13) que foram inseridos no *Builder* para a construção do reservatório e simulação do mesmo. As Figura 3.5, Figura 3.6 e Figura 3.7 mostram vistas do reservatório criado no *Builder* com os seus refinamentos.

Figura 3.5 - Vista ij do reservatório

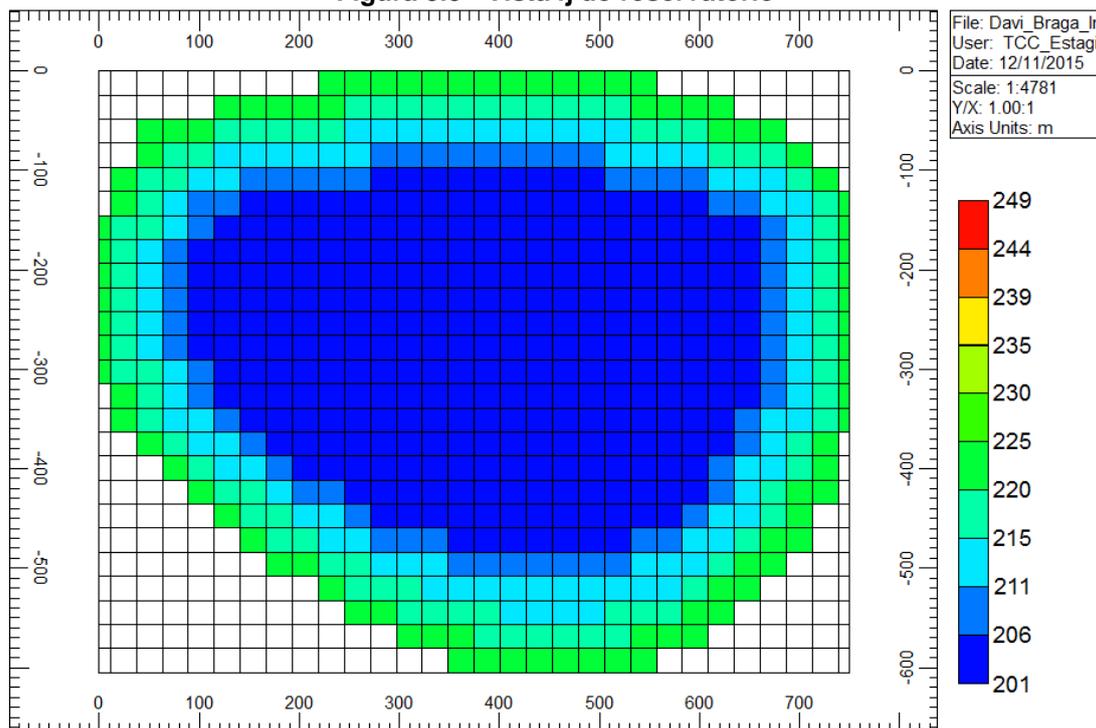


Figura 3.6 - Vista ik do reservatório
 Grid Top (m) 2000-01-01 J layer: 12

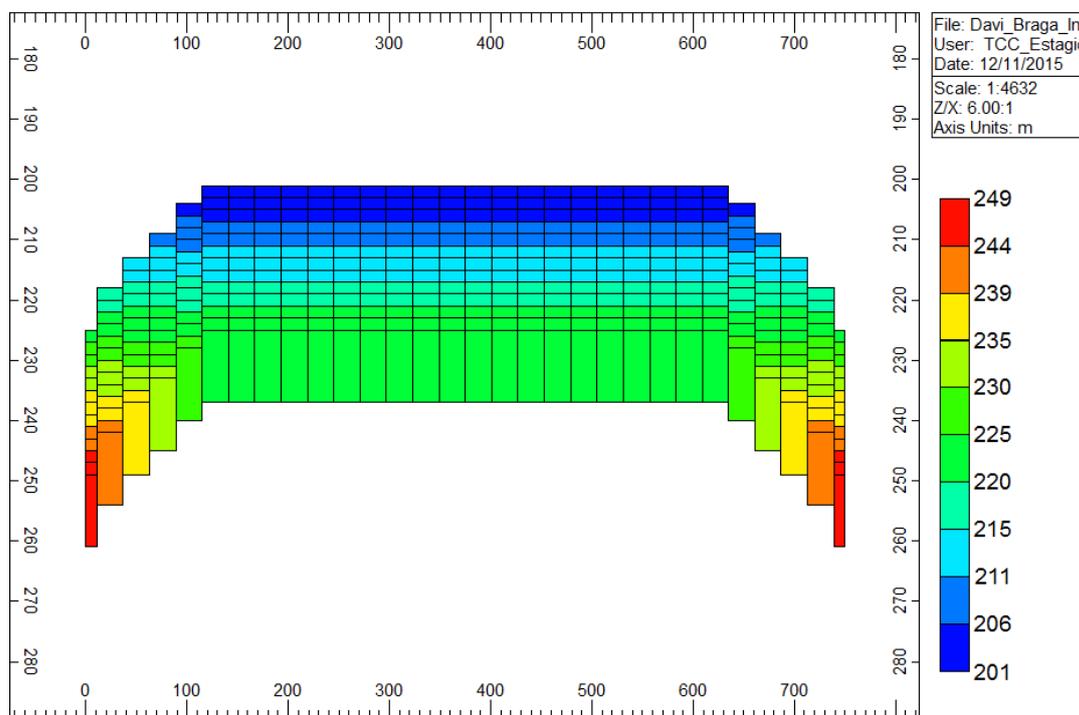
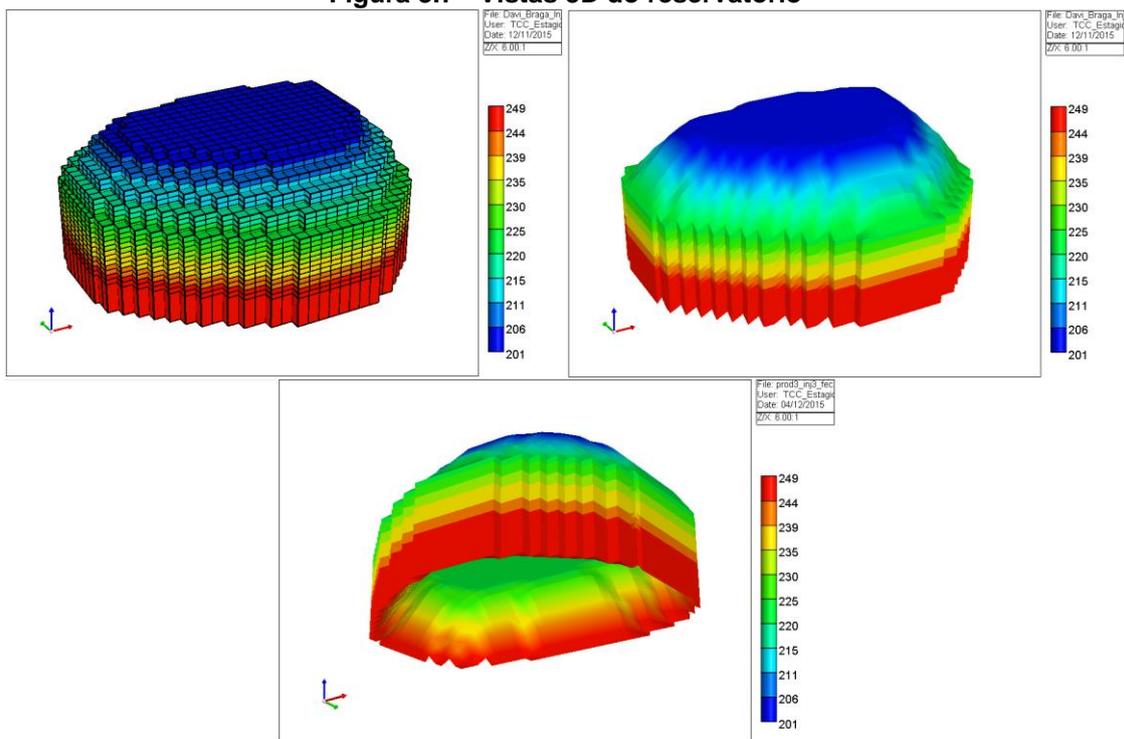
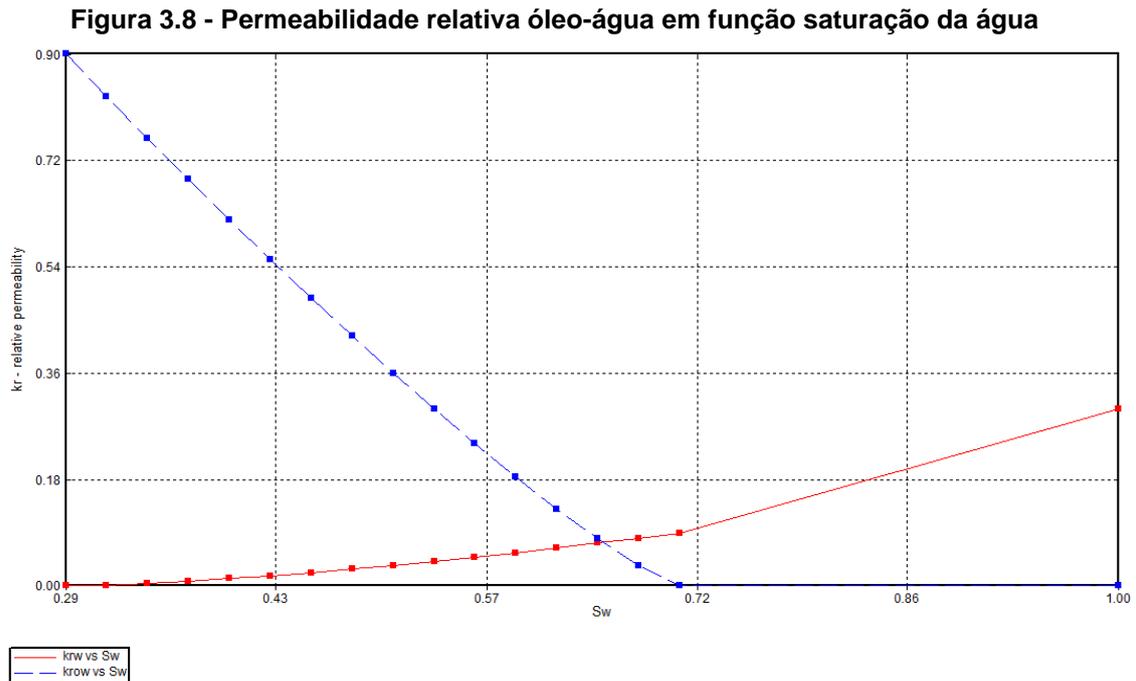


Figura 3.7 - Vistas 3D do reservatório

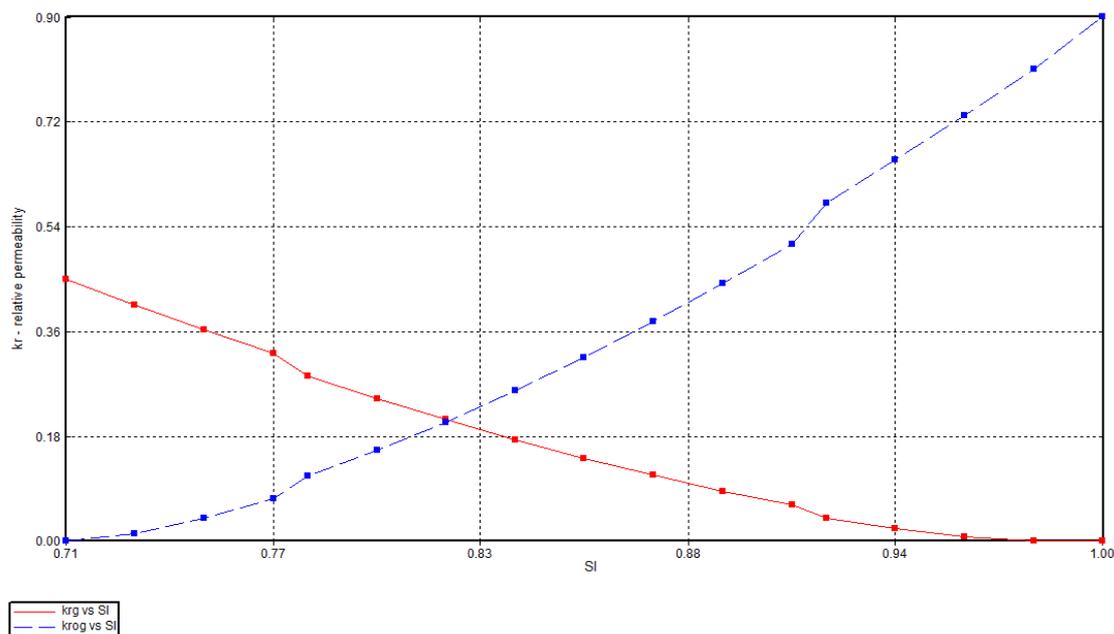


3.4 Interação Rocha-Fluido

A Figura 3.8 apresenta as curvas de permeabilidade relativa óleo-água, em função saturação da água. Observa-se, a partir dela, que o aumento da saturação da água aumenta também a permeabilidade relativa à água e diminui a permeabilidade relativa ao óleo.



A Figura 3.9 apresenta as curvas de permeabilidade relativa líquido-gás em função saturação de líquido. Nota-se que o aumento da saturação de líquido diminui a permeabilidade relativa ao gás e aumenta a permeabilidade relativa ao líquido.

Figura 3.9 - Permeabilidade relativa líquido-gás em função saturação de líquido

3.5 Configurações dos esquemas de poços

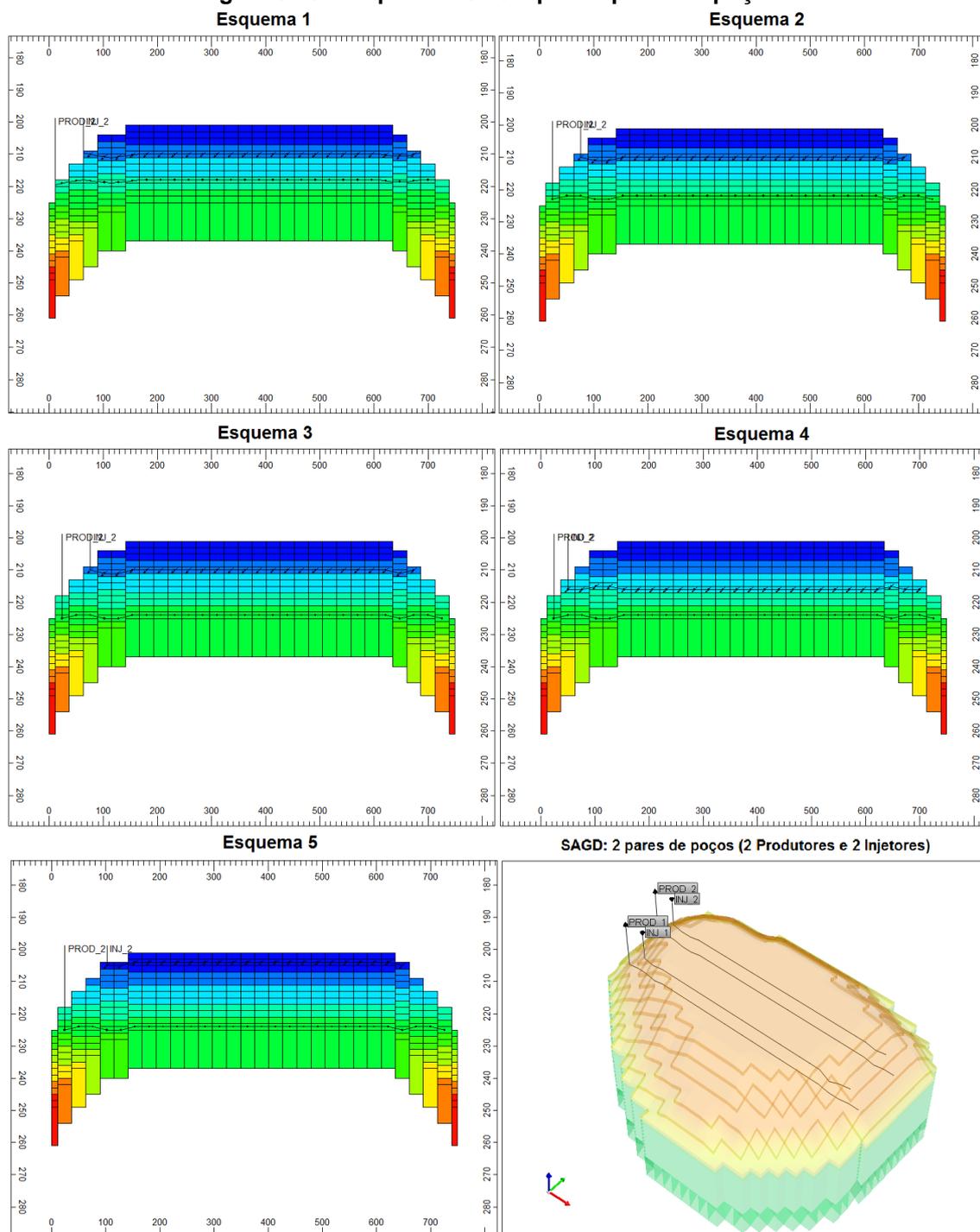
Este trabalho tem como objeto de estudo dois tipos de configurações: o SAGD e o XSAGD. Essas configurações utilizam poços injetores e produtores perfurados horizontalmente, diferenciando na forma em que eles estão localizados no reservatório. Com o SAGD foram feitas duas configurações: a primeira tem 2 pares de poços (2 Produtores e 2 Injetores) e a segunda tem 3 pares de poços (3 Produtores e 3 Injetores). Já com o XSAGD foram feitas duas configurações: a primeira tem 5 poços (2 Produtores e 3 Injetores) e a segunda tem 6 poços (3 Produtores e 3 Injetores).

A primeira configuração do SAGD é a que tem 2 pares de poços (2 Produtores e 2 Injetores) e possui uma distância entre os pares de poços de 121 m. Com o objetivo de encontrar o melhor arranjo foram criados 5 esquemas diferentes dessa configuração variando a distância em que os poços estão localizados. Esses esquemas são:

- Esquema 1: Produtores - 217m e 218m | Injetores - 209m e 210m;
- Esquema 2: Produtores - 221m e 222m | Injetores - 209m e 210m;
- Esquema 3: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 209m e 210m;
- Esquema 4: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 214m e 215m;
- Esquema 5: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m.

A Figura 3.10 apresenta os esquemas da primeira configuração do SAGD.

Figura 3.10 - Esquemas SAGD para 2 pares de poços

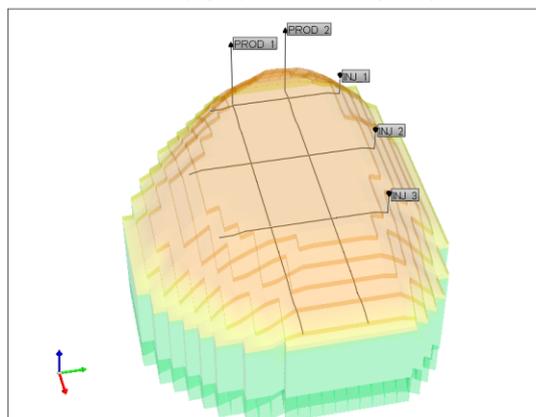
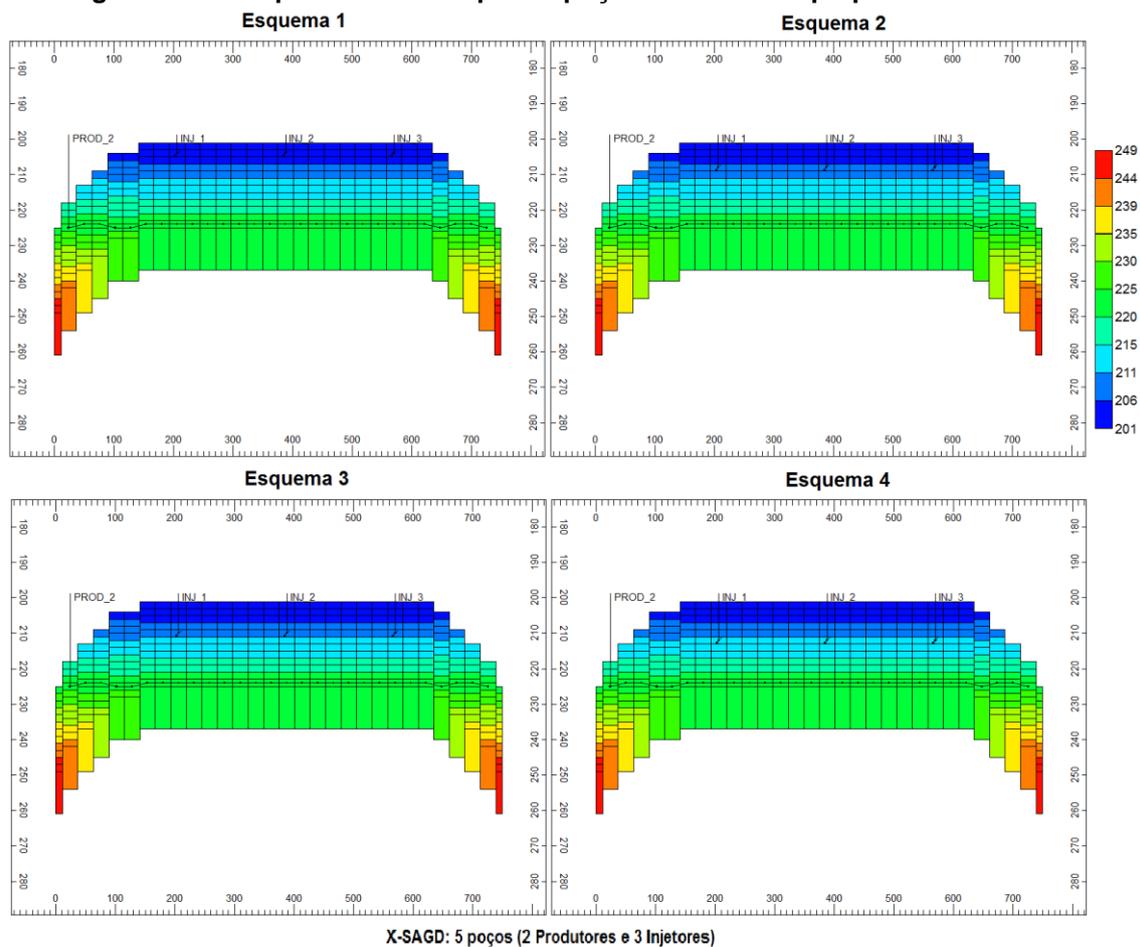


A segunda configuração do SAGD é a que tem 3 pares de poços (3 Produtores e 3 Injetores) e também possui uma distância entre os pares de poços de 121 m. Com o objetivo de encontrar o melhor arranjo foram criados 2

- Esquema 1: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m;
- Esquema 2: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 207m e 208m;
- Esquema 3: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 209m e 210m;
- Esquema 4: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m.

A Figura 3.12 apresenta os esquemas da primeira configuração do XSAGD.

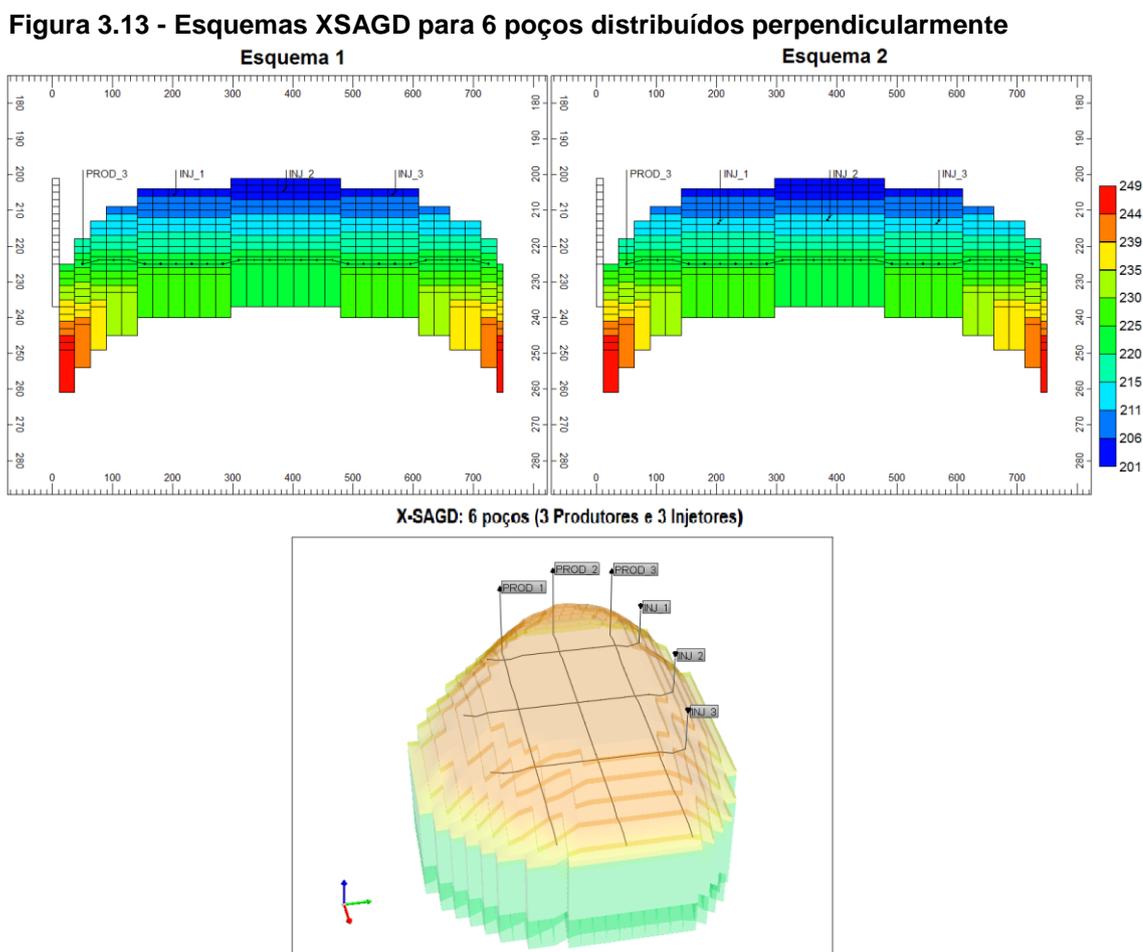
Figura 3.12 - Esquemas XSAGD para 5 poços distribuídos perpendicularmente



A segunda configuração do X-SAGD é a que tem 6 poços distribuídos perpendicularmente (3 Produtores que apresentam uma distância entre eles de 121 m e 3 Injetores que apresentam uma distância entre eles de 169,4 m). Com o objetivo de encontrar o melhor arranjo foram criados 2 esquemas diferentes dessa configuração variando a distância em que os poços estão localizados. Esses esquemas são:

- Esquema 1: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m;
- Esquema 2: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m.

A Figura 3.13 apresenta os esquemas da segunda configuração do XSAGD.



3.6 Condições operacionais

Nas simulações deste trabalho foram consideradas algumas condições operacionais para iniciar o estudo. O método de recuperação utilizado foi o de Injeção Contínua de Vapor, para o qual foram adotadas as seguintes condições:

- Tempo de projeto: 20 anos;
- Pressão máxima do poço injetor: 1044 psi (7.198,13 kPa);
- Pressão mínima do poço produtor: 30 psi (206,843 kPa);
- Temperatura do vapor: 450°F (232,22°C);
- Qualidade do vapor: 60%;
- Vazão de injeção por poço: 350 m³ std/dia, 450 m³ std/dia, 500 m³ std/d, 550 m³ std/dia, 650 m³ std/d e 750 m³ std/dia;
- Produção máxima de líquidos de 3.000 m³ std/d.

3.7 Metodologia

A metodologia aplicada a esse trabalho foi da seguinte forma:

- Revisão Bibliográfica;
- Criação do modelo de fluidos;
- Criação do modelo físico do reservatório;
- Análise da recuperação primária quanto ao fator de recuperação;
- Análise para encontrar o melhor esquema de poço utilizando uma vazão de injeção constante para a configuração do SAGD e do XSAGD;
- Análise para encontrar a melhor vazão de injeção do melhor esquema das configurações do SAGD e do XSAGD;
- Análise da influência da temperatura e qualidade do vapor para a melhor vazão das configurações do SAGD e do XSAGD;
- Análises da melhor configuração entre o SAGD e o XSAGD.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

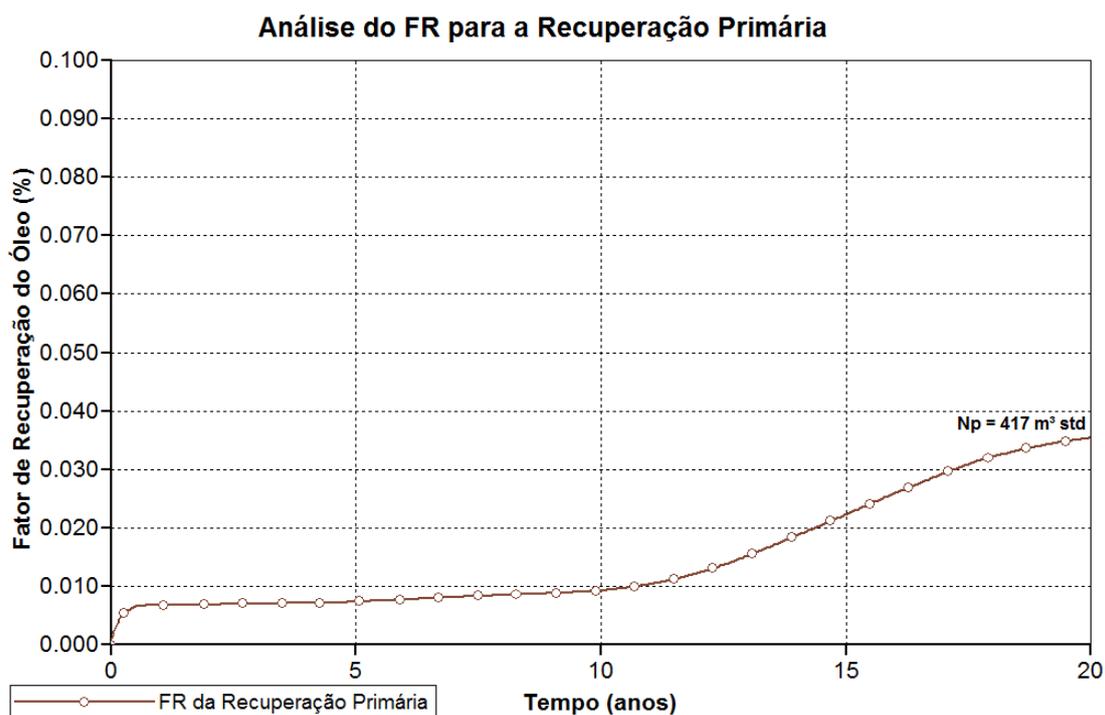
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentadas as análises, comparativos e discussões feitas a respeito dos resultados obtidos das simulações deste trabalho.

4.1 Análise da recuperação primária

Ao analisar a recuperação primária do reservatório, mostrada na Figura 4.1, observa-se que o fator de recuperação (FR) é muito baixo. Para uma configuração com 3 produtores o FR foi em torno de 0,035 % e uma N_p de 417 m^3 std. Isso se deve ao fato do reservatório possuir um óleo com uma viscosidade muito elevada, portanto uma baixa mobilidade, não permitindo o deslocamento do fluxo até os poços produtores. Contudo, observa-se que a partir de 10 anos, notou-se um leve incremento, o que não é normal de se acontecer. Foi estudado que, aparentemente, o banco de óleo que se encontra nas regiões mais altas do reservatório demorou a ser produzido, por causa da sua distância e baixa mobilidade, por isso esse efeito tardio da chegada do banco de óleo. Sendo assim para esse tipo de reservatório, faz-se necessário o uso dos métodos térmicos para melhorar o FR.

Figura 4.1 - Análise da Recuperação Primária
3 Produtores



4.2 Análises para o SAGD

Como relatado no Capítulo 4 deste trabalho, o SAGD foi analisado em duas configurações: a primeira tem 2 pares de poços (2 Produtores e 2 Injetores) e a segunda tem 3 pares de poços (3 Produtores e 3 Injetores). Foram analisados o melhor esquema, vazão e condições, com o objetivo de obter a melhor configuração para o SAGD.

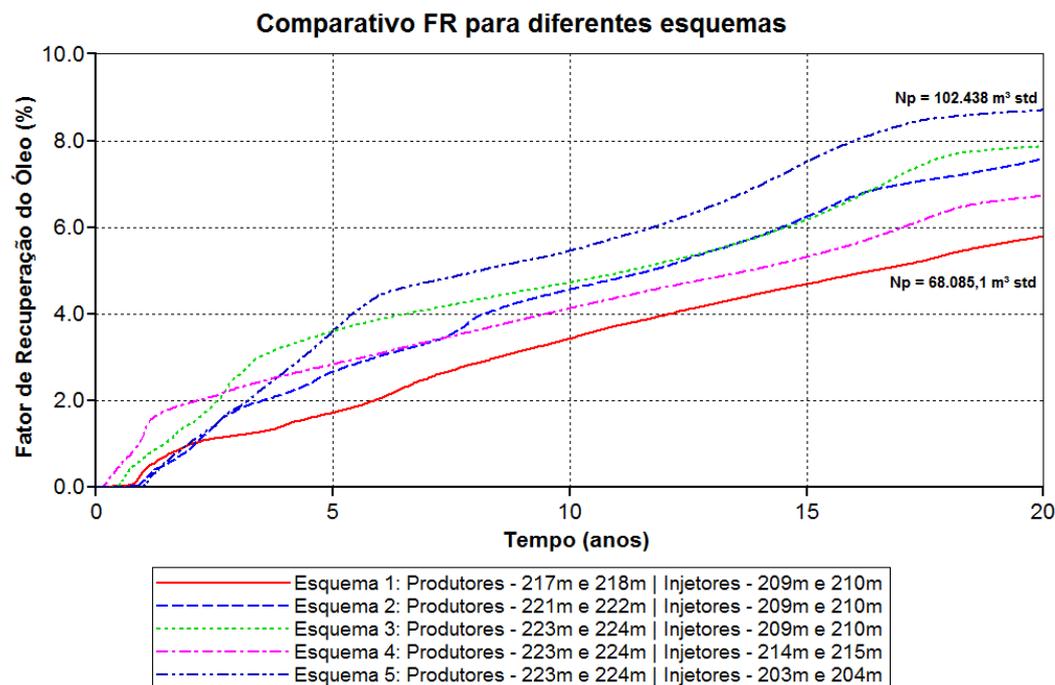
4.2.1 Análise para encontrar o melhor esquema de poço

A fim de obter o melhor esquema e configuração do SAGD foram feitas análises separadamente para cada configuração, mas ambas com os mesmos parâmetros operacionais. Foi fixada uma vazão de injeção de 350 m³/dia por poço injetor e variada a distância em que os poços estão localizados com a finalidade de analisar o fator de recuperação do óleo. Para a configuração com 2 pares de poços (2 Produtores e 2 Injetores) foram criados 5 esquemas diferentes e para a de 3 pares de poços (3 Produtores e 3 Injetores), 2 esquemas diferentes.

A Figura 4.2 mostra o comparativo do fator de recuperação para os 5 esquemas da configuração com 2 pares de poços. Observa-se que o Esquema 5 foi o que obteve o melhor FR com o valor de 8,71% e uma Np de 102.438 m³ std. Esse esquema apresenta um menor FR durante os primeiros 5 anos, devido à distância entre o injetor e o produtor ser maior do que nos outros esquemas, fazendo com que o banco de óleo aquecido demore mais tempo para chegar nos produtores através da drenagem gravitacional.

Figura 4.2 - Comparativo FR para diversos esquemas do SAGD (2 pares de poços)

2 Produtores e 2 Injetores (SAGD)

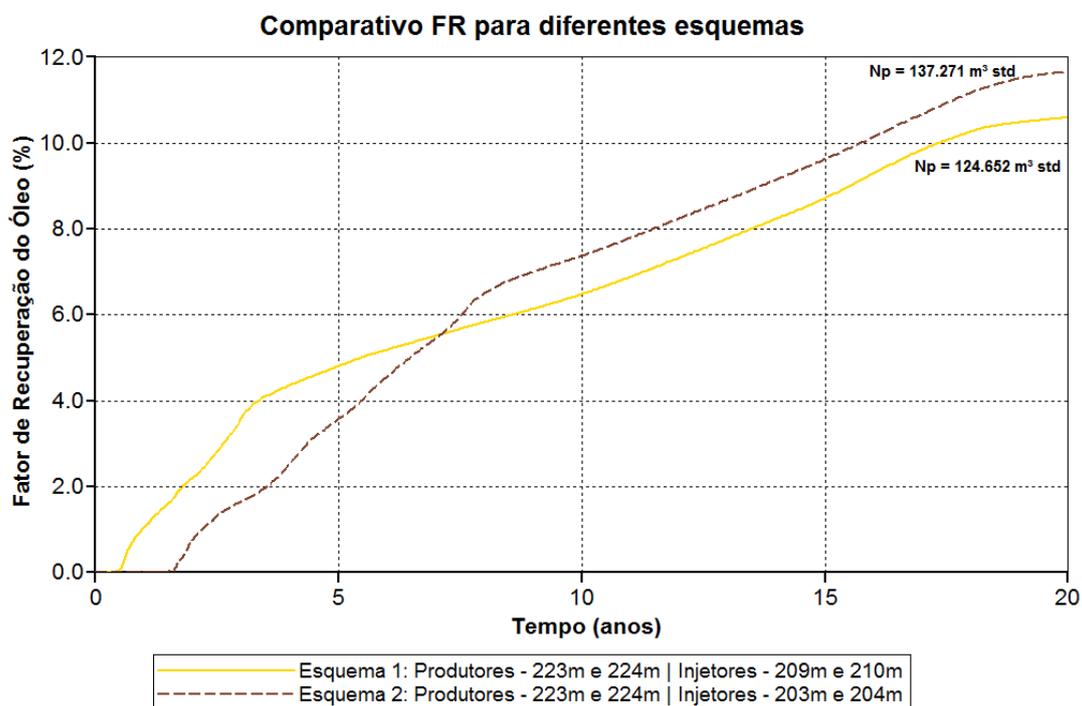
Vazão de vapor = 350 m³/dia

A Figura 4.3 mostra o comparativo do fator de recuperação para os 2 esquemas da configuração com 3 pares de poços. Observa-se que o Esquema 2 foi o que obteve o melhor FR com o valor de 11,67 % e uma Np de 137.271 m³ std. Esse esquema apresenta o mesmo comportamento do que a configuração anterior quanto a distância entre o injetor e o produtor ser maior do que no outro esquema, o que difere é que o FR foi menor durante os primeiros 7 anos.

Esse esquema apresenta um menor FR durante os primeiros 7 anos, devido à distância entre o injetor e o produtor ser maior do que nos outros esquemas, fazendo com que o banco de óleo aquecido demore mais tempo para chegar nos produtores através da drenagem gravitacional.

Figura 4.3 - Comparativo FR para diversos esquemas do SAGD (3 pares de poços)

3 Produtores e 3 Injetores (SAGD)

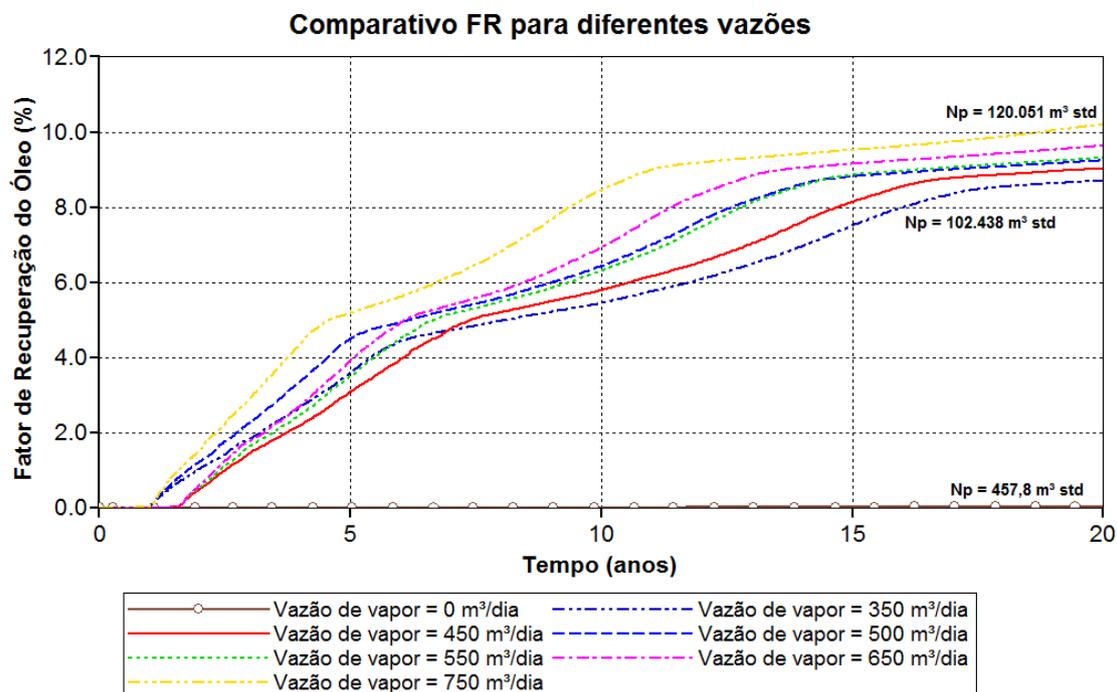
Vazão de vapor = 350 m³/dia

4.2.2 Análise para encontrar a melhor vazão de injeção

Encontrados os melhores esquemas para as configurações do SAGD, resolveu-se variar as vazões de injeção para cada configuração separadamente, a fim de obter a vazão que resulte no melhor FR. As vazões por poço foram: 350 m³ std/dia, 450 m³ std/dia, 500 m³ std/dia, 550 m³ std/dia, 650 m³ std/dia e 750 m³ std/dia.

A Figura 4.4 mostra o comparativo do FR para diversas vazões do Esquema 5 da configuração com 2 pares de poços. Nota-se que a vazão de 750 m³ std/d foi a que gerou o melhor FR com o valor de 10,2 % e uma Np de 120.051 m³ std. Esse aumento no FR é devido, principalmente, à injeção de uma maior quantidade de vapor a alta temperatura, que gera uma maior ocorrência de trocas de calor com o reservatório e posteriormente o aumento da temperatura do mesmo, afetando diretamente na diminuição da viscosidade do óleo lá presente.

Figura 4.4 - Comparativo FR para diferentes vazões do SAGD (2 pares de poços)
2 Produtores e 2 Injetores (SAGD)
Esquema 5

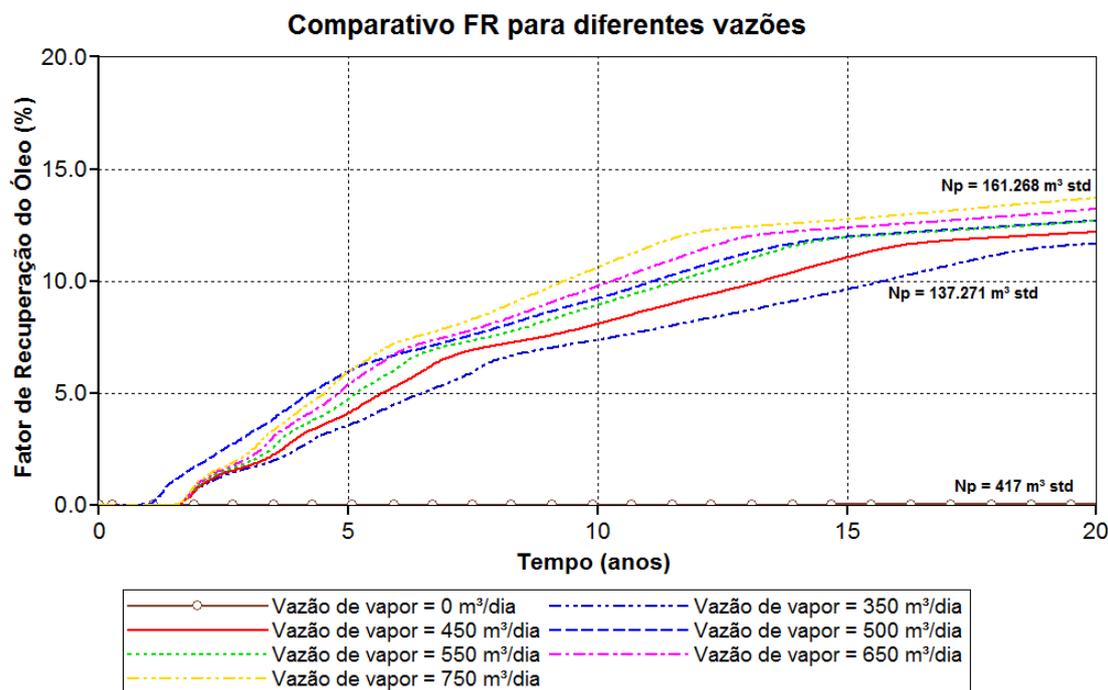


Esquema 5: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m

A Figura 4.5 ilustra o comparativo do FR para diversas vazões do Esquema 2 da configuração com 3 pares de poços. Nota-se também que a vazão de 750 m³ std/dia/poço foi a que gerou o melhor FR com o valor de 13,71% e uma Np de 161.268 m³ std. O mesmo comportamento é observado na configuração com 2 pares de que uma maior quantidade de vapor injetado gera uma maior quantidade de trocas de calor com o reservatório e, conseqüentemente, diminui a viscosidade do óleo lá presente. Percebe-se que para todas as configurações do SAGD o aumento da vazão provoca diretamente um aumento no fator de recuperação do óleo.

Figura 4.5 - Comparativo FR para diferentes vazões do SAGD (3 pares de poços)

3 Produtores e 3 Injetores

Esquema 2

Esquema 2: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m

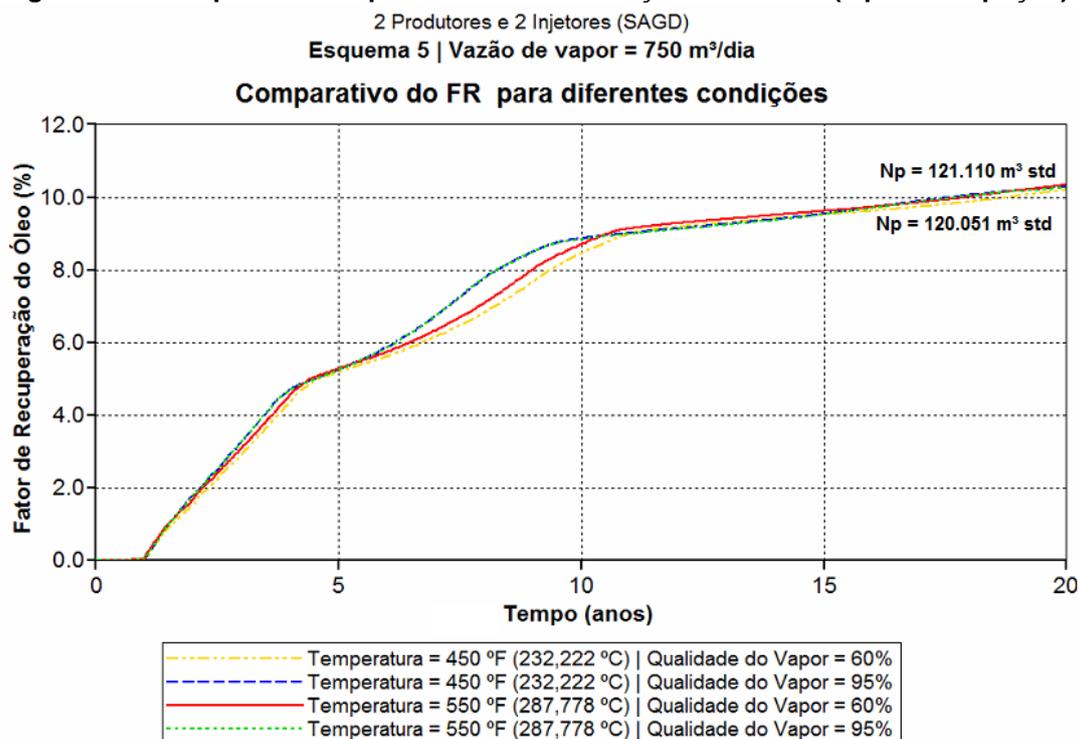
4.2.3 Análise da influência da temperatura e qualidade do vapor para a melhor vazão

Após ter encontrado a melhor vazão, para os melhores esquemas das configurações do SAGD, resolveu-se analisar a influência da temperatura e da qualidade do vapor injetado (X_v) para cada configuração, separadamente, com o intuito de verificar se influenciam no FR. Para essas análises não foram consideradas os gastos energéticos quando se aumenta a X_v . Foram feitas análises com a temperatura de 450°F e 550°F e qualidade de vapor de 60% e 95%, para uma vazão de vapor, por poço, de 750 m³ std/dia.

A Figura 4.6 ilustra graficamente a influência da temperatura e qualidade do vapor no Esquema 5 da configuração com 2 pares de poços. Observa-se que, ao aumentar a temperatura de 450°F para 550°F, mantendo a X_v a 60%, percebe-se um pequeno aumento no FR. Se manter a temperatura a 450°F e aumentar a X_v , de 60% para 95%, percebe-se que o aumento do FR é maior, comparado à análise anterior, porém, ainda pequeno. Já se aumentar a temperatura de 450°F para 550°F e aumentar também a X_v de 60% para 95%, nota-se que o comportamento é praticamente o mesmo, quando comparado à

análise anterior. Nota-se também que ao final do projeto os FR's foram muito parecidos. Contudo, no período entre 6 a 10 anos, nota-se que a Xv teve uma pequena influencia. Portanto, quando se aumenta a qualidade do vapor, a temperatura não tem muita influência no aumento do FR, ou seja, basta aumentar a Xv para se ter uma pequena melhora no FR.

Figura 4.6 - Comparativo FR para diferentes condições do SAGD (2 pares de poços)



Esquema 5: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m

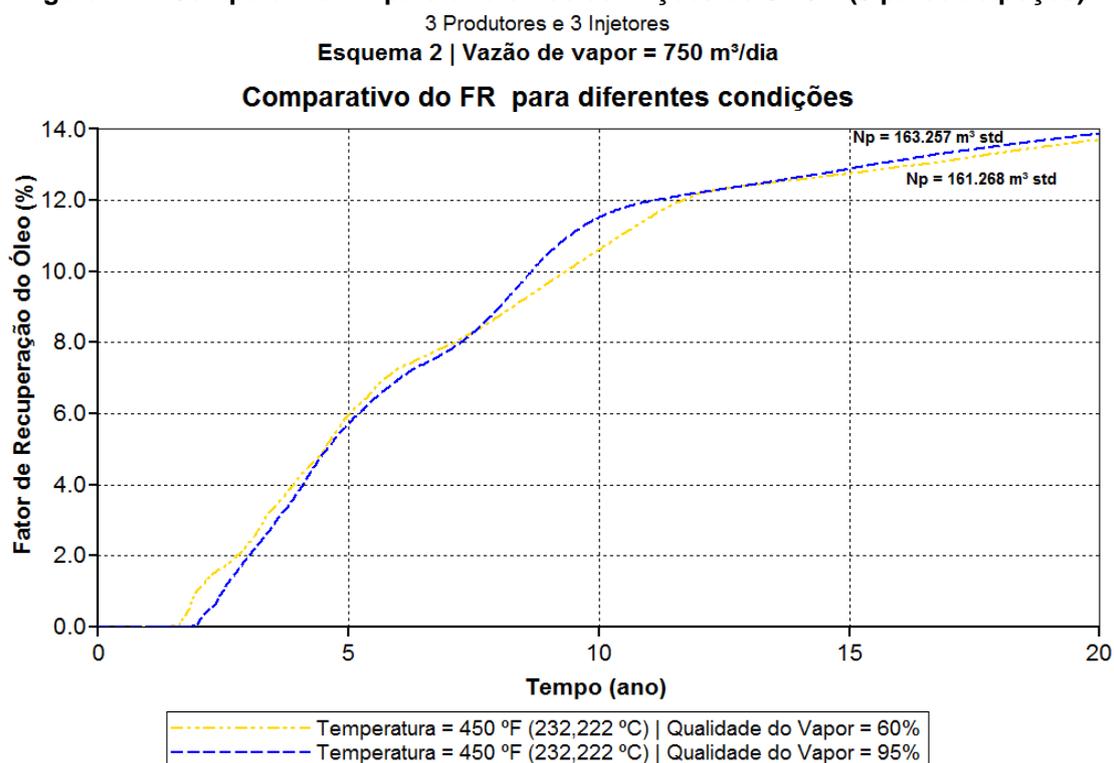
Na Tabela 4.1 são mostrados os valores obtidos para cada condição analisada da configuração com 2 pares de poços.

Tabela 4.1 - Condições analisadas para a configuração com 2 pares de poços

Configuração	Esquema	Q _{inj} por poço (m ³ /dia)	T _{inj} (°F)	Xv (%)	Np (m ³ std)	Wp (M m ³ std)	FR (%) Final
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	450	60	120.051	10,85	10,2
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	450	95	121.110	11,01	10,29
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	550	60	120.352	10,88	10,23
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	550	95	120.776	11,01	10,27

Como foi observado que a temperatura não tem muita influência quando a qualidade de vapor é aumentada, a análise para o Esquema 2 da configuração com 3 pares de poços foi feita só com a influência do X_v , ilustrada graficamente pela Figura 4.7. Nota-se que ao manter a temperatura a 450°F e aumentar a X_v de 60% para 95% houve um pequeno aumento no FR. Percebe-se também que ao final do projeto os FR's foram muito parecidos. Contudo, no período entre 7 a 13 anos, a X_v teve uma pequena influência.

Figura 4.7 - Comparativo FR para diferentes condições do SAGD (3 pares de poços)



Esquema 2: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 203m e 204m

Na Tabela 4.2 são mostrados os valores obtidos para cada condição analisada da configuração com 3 pares de poços.

Tabela 4.2 - Condições analisadas para a configuração com 3 pares de poços

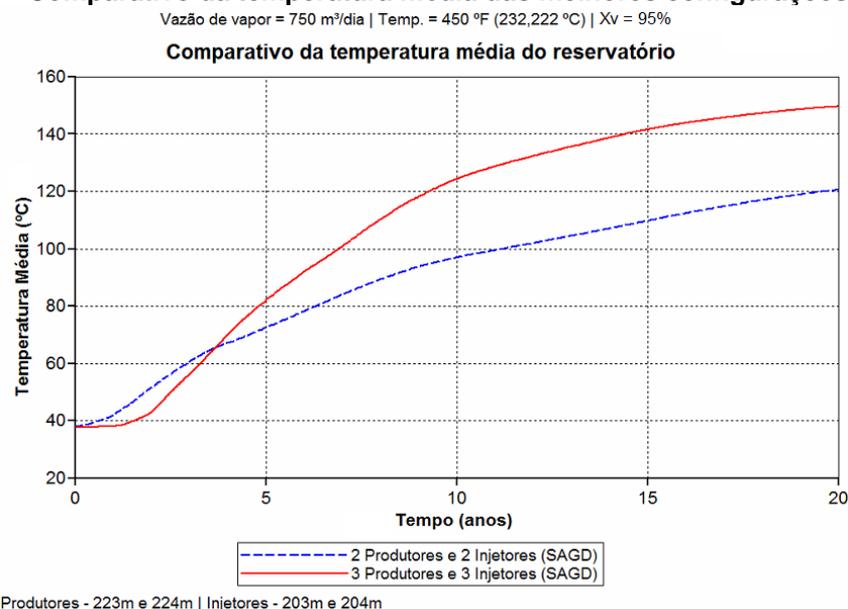
Configuração	Esquema	Q_{inj} por poço (m ³ /dia)	T_{inj} (°F)	X_v (%)	N_p (m ³ std)	W_p (M m ³ std)	FR (%) Final
SAGD 3 pares	Esquema 2	750	450	60	161.268	15,76	13,71
SAGD 3 pares	Esquema 2	750	450	95	163.257	15,49	13,88

4.2.4 Comparativo do fator de recuperação para as melhores configurações

Após várias análises para as duas configurações do SAGD obteve-se o melhor esquema, com sua melhor vazão e condição. Tanto para a configuração com 2 quanto para 3 pares de poços, o melhor esquema foi o que os injetores foram perfurados nas profundidades de 203-204m e os produtores nas profundidades de 223-224m. Ambas apresentaram uma vazão de vapor, por poço, de 750 m³ std/dia, temperatura de 450°F e qualidade de vapor a 95%.

Na Figura 4.8 é apresentado um comparativo das temperaturas médias das duas melhores configurações do SAGD. É visto que a temperatura média do reservatório é maior na configuração com 3 pares de poços do que com 2 pares de poços. Isso se deve ao fato de ter uma maior quantidade de poços injetores instalados inserindo mais vapor para dentro do reservatório e consequentemente o aquecendo mais.

Figura 4.8 - Comparativo da temperatura média das melhores configurações do SAGD

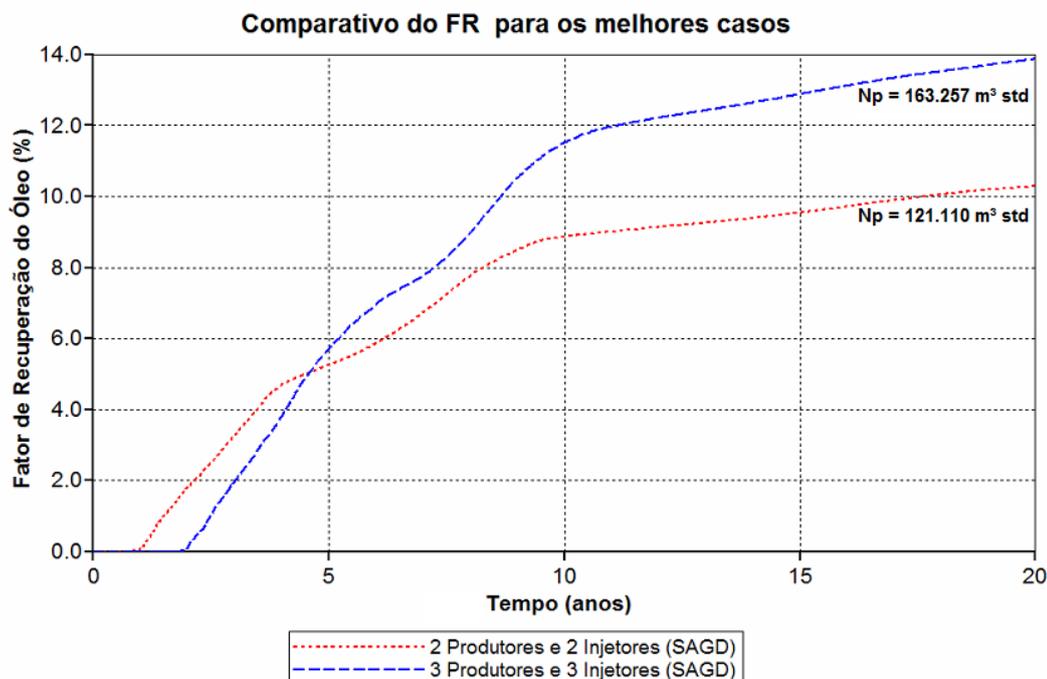


A Figura 4.9 mostra um comparativo do FR para as melhores configurações do SAGD. Observa-se que a configuração que possui uma maior quantidade de poços perfurados, 3 pares de poços, apresenta um maior fator de recuperação com um valor de 13,88% e o N_p de 163.257 m³ std, pois nela

consegue produzir uma maior quantidade de óleo contido no reservatório devido a um maior volume de vapor injetado.

Figura 4.9 - Comparativo do FR para as melhores configurações do SAGD

Vazão de vapor = 750 m³/dia | Temp. = 450 °F (232,222 °C) | X_v = 95%



4.3 Análises para o XSAGD

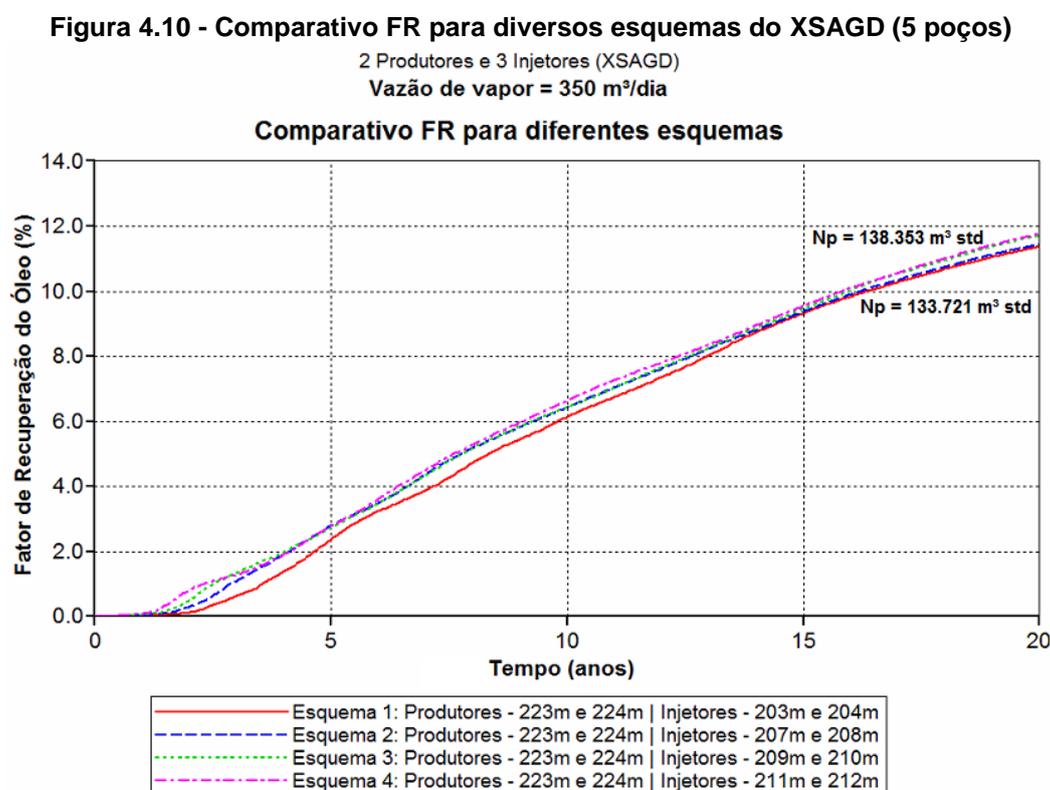
Como também relatado no Capítulo 4 deste trabalho, o XSAGD foi analisado em duas configurações: a primeira tem 5 poços distribuídos perpendicularmente (2 Produtores e 3 Injetores) e a segunda tem 6 poços distribuídos perpendicularmente (3 Produtores e 3 Injetores). Assim como no SAGD, também foram analisados o melhor esquema, vazão e condições, com o objetivo de obter a melhor configuração para o XSAGD.

4.3.1 Análise para encontrar o melhor esquema de poço

Com o mesmo objetivo de obter o melhor esquema e configuração do XSAGD, foram feitas várias análises, separadamente para cada configuração, mas ambas com os mesmos parâmetros operacionais. Foi fixada uma vazão de injeção de 350 m³/dia por poço injetor e variada a distância em que os poços estão localizados, com a finalidade de analisar o fator de recuperação do óleo.

Para a configuração com 5 poços distribuídos perpendicularmente (2 Produtores e 3 Injetores) foram criados 4 esquemas diferentes e para a de 6 poços distribuídos perpendicularmente (3 Produtores e 3 Injetores), 2 esquemas diferentes.

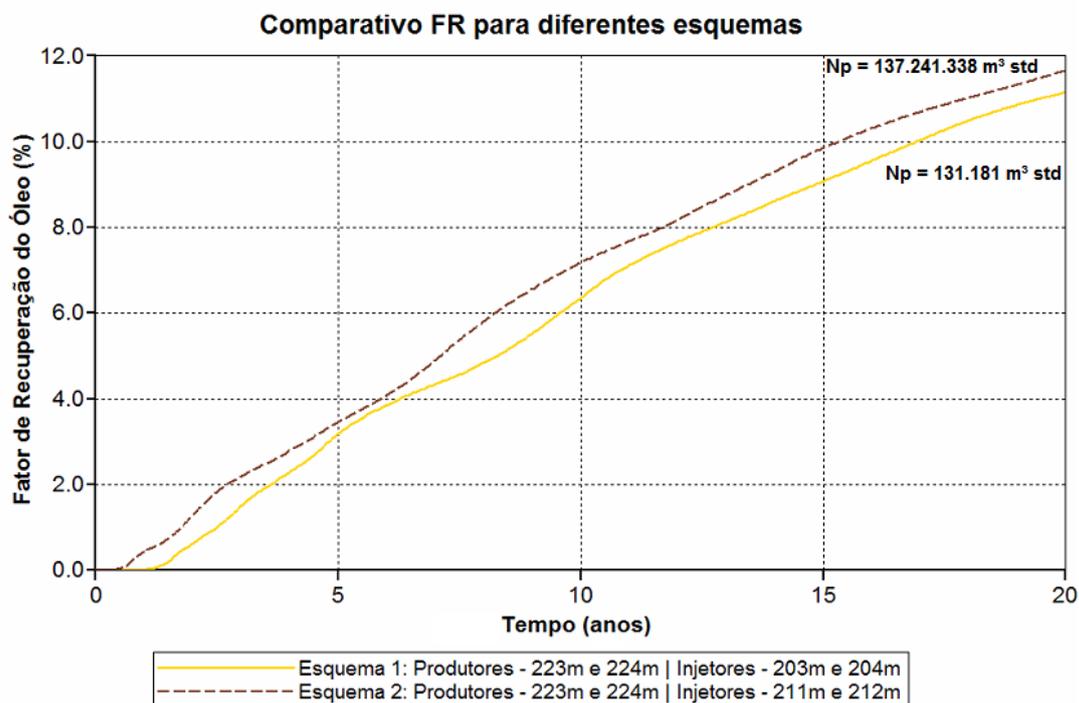
A Figura 4.10 mostra o comparativo do fator de recuperação para os 4 esquemas da configuração com 5 poços distribuídos perpendicularmente. Observa-se que o Esquema 4 foi o que obteve o melhor FR com o valor de 11,76% e uma N_p de 138.353 m^3 std.



A Figura 4.11 ilustra o comparativo do fator de recuperação para os 2 esquemas da configuração com 6 poços distribuídos perpendicularmente. Observa-se que o Esquema 2 foi o que obteve o melhor FR com o valor de 11,66% e uma N_p de 137.241 m^3 std.

Figura 4.11 - Comparativo FR para diversos esquemas do XSAGD (6 poços)

3 Produtores e 3 Injetores (XSAGD)

Vazão de vapor = 350 m³/dia

4.3.2 Análise para encontrar a melhor vazão de injeção

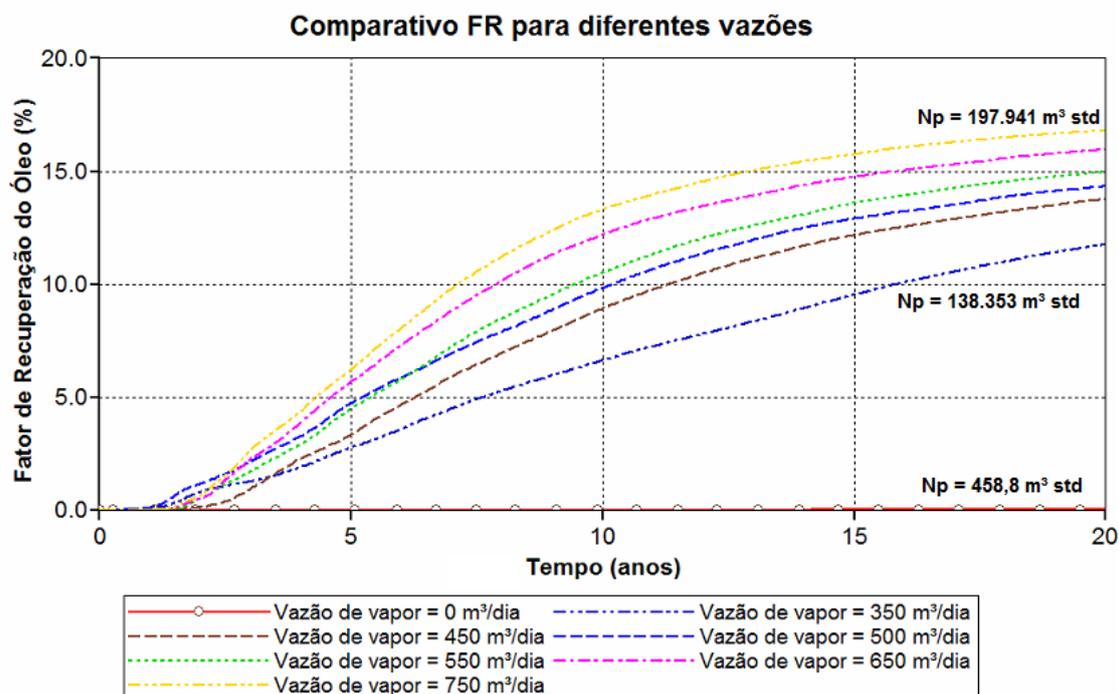
Após terem sido encontrados os melhores esquemas para as configurações do XSAGD também foram variadas as vazões de injeção para cada configuração, separadamente, com o intuito de obter a vazão que resulte no melhor FR. As vazões por poço foram: 350 m³ std/dia, 450 m³ std/dia, 500 m³ std/dia, 550 m³ std/dia, 650 m³ std/dia e 750 m³ std/dia.

A Figura 4.12 demonstra o comparativo do FR para diversas vazões do Esquema 4 da configuração com 5 poços. Nota-se que a vazão de 750 m³ std/d foi a que gerou o melhor FR, com valor de 16,86%, e uma Np de 197.941 m³ std. Esse aumento no FR é devido, principalmente, à injeção de uma maior quantidade de vapor a alta temperatura, que gera uma maior ocorrência de trocas de calor com o reservatório e posteriormente o aumento da temperatura do mesmo afetando diretamente na diminuição da viscosidade do óleo lá presente.

Figura 4.12 - Comparativo FR para diferentes vazões do XSAGD (5 poços)

2 Produtores e 3 Injetores (XSAGD)

Esquema 4



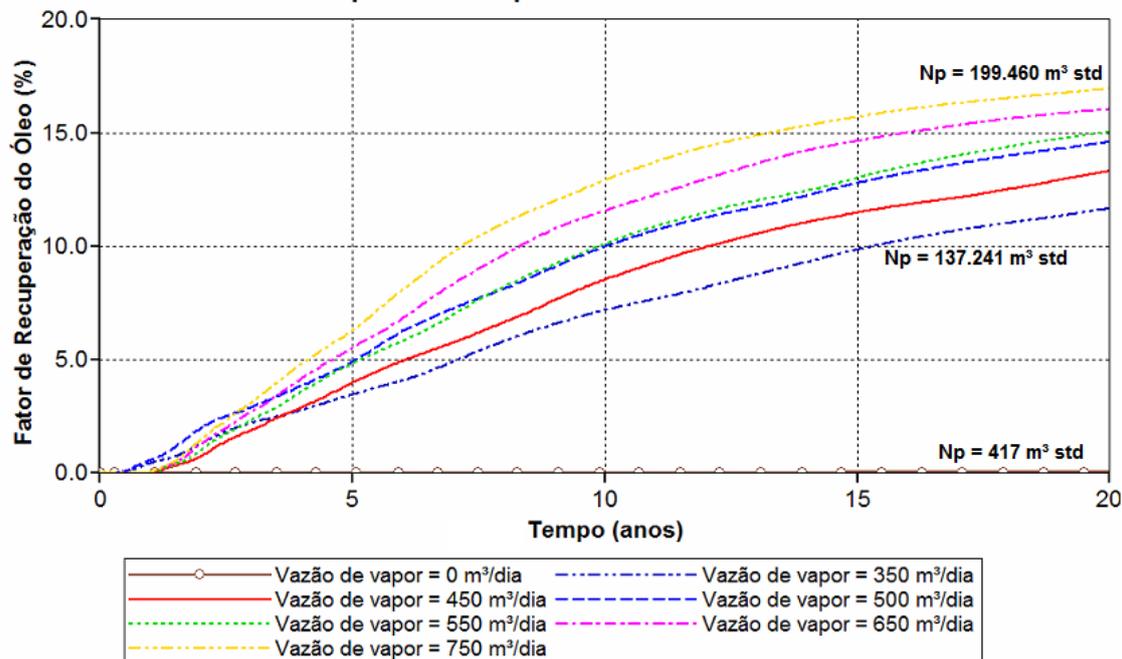
Esquema 4: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m

A Figura 4.13 apresenta o comparativo do FR para diversas vazões do Esquema 2 da configuração com 6 poços. Nota-se também que a vazão de 750 m³ std/dia foi a que gerou o melhor FR, com o valor de 16,95%, e uma Np de 199.460 m³ std. O mesmo comportamento é observado na configuração com 5 poços, em que uma maior quantidade de vapor injetado gera uma maior quantidade de trocas de calor com o reservatório e conseqüentemente diminui a viscosidade do óleo lá presente. Percebe-se que para todas as configurações do SAGD e XSAGD o aumento da vazão implica diretamente num aumento no fator de recuperação do óleo.

Figura 4.13 - Comparativo FR para diferentes vazões do XSAGD (6 poços)

3 Produtores e 3 Injetores (XSAGD)

Esquema 2

Comparativo FR para diferentes vazões

Esquema 2: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m

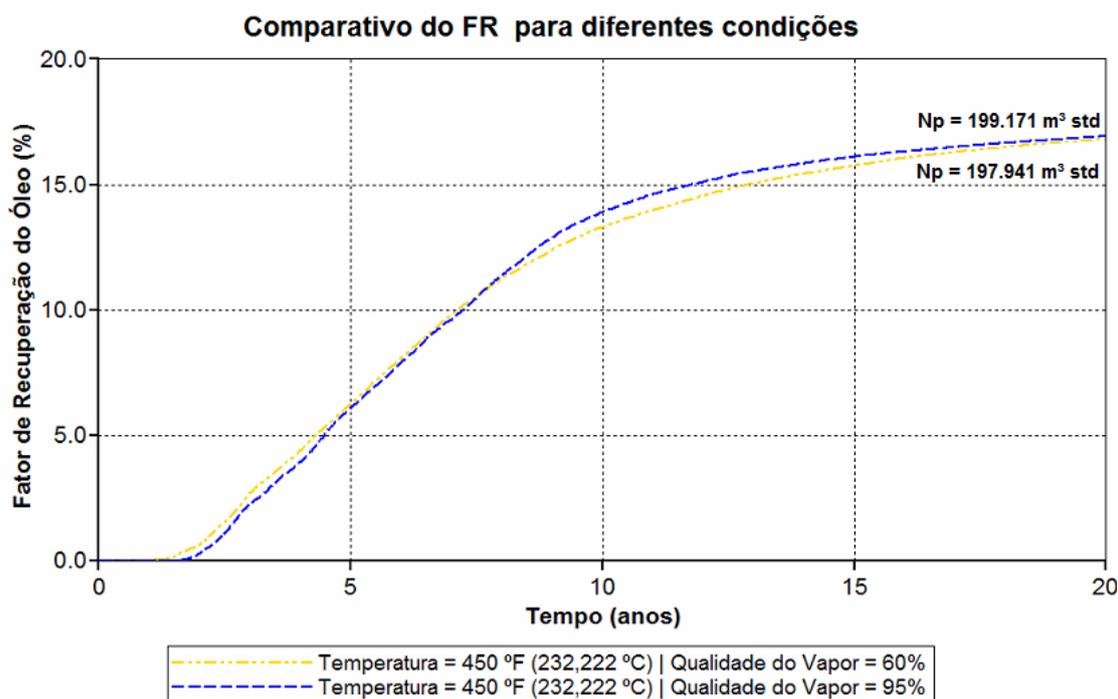
4.3.3 Análise da influência da qualidade do vapor para a melhor vazão

Encontrada a melhor vazão para os melhores esquemas das configurações do XSAGD, também resolveu-se analisar a influência da temperatura e da qualidade do vapor injetado para cada configuração, separadamente, com o intuito de verificar se o FR irá aumentar. Para essas análises não foram consideradas os gastos energéticos quando se aumenta a X_v . Foram feitas análises com a temperatura de 450°F e 550°F e qualidade de vapor (X_v) de 60% e 95%, para uma vazão de vapor, por poço, de 750 m³ std/dia.

A Figura 4.14 ilustra graficamente a influência da temperatura e qualidade do vapor no Esquema 4 da configuração com 5 poços. Como foi observado no SAGD, a temperatura não tem muita influência quando a qualidade de vapor é aumentada. Com isso, a análise para esse esquema foi feita só com a influência do X_v . Observa-se que ao aumentar a X_v de 60% para 95%, mantendo a temperatura a 450°F, há um pequeno aumento do FR. Percebe-se também que ao final do projeto os FR's foram muito parecidos. Contudo, no período entre 8 a 17 anos, a X_v teve uma pequena influencia.

Figura 4.14 - Comparativo FR para diferentes condições do XSAGD (5 poços)

2 Produtores e 3 Injetores (XSAGD)

Esquema 4 | Vazão de vapor = 750 m³/dia

Esquema 4: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m

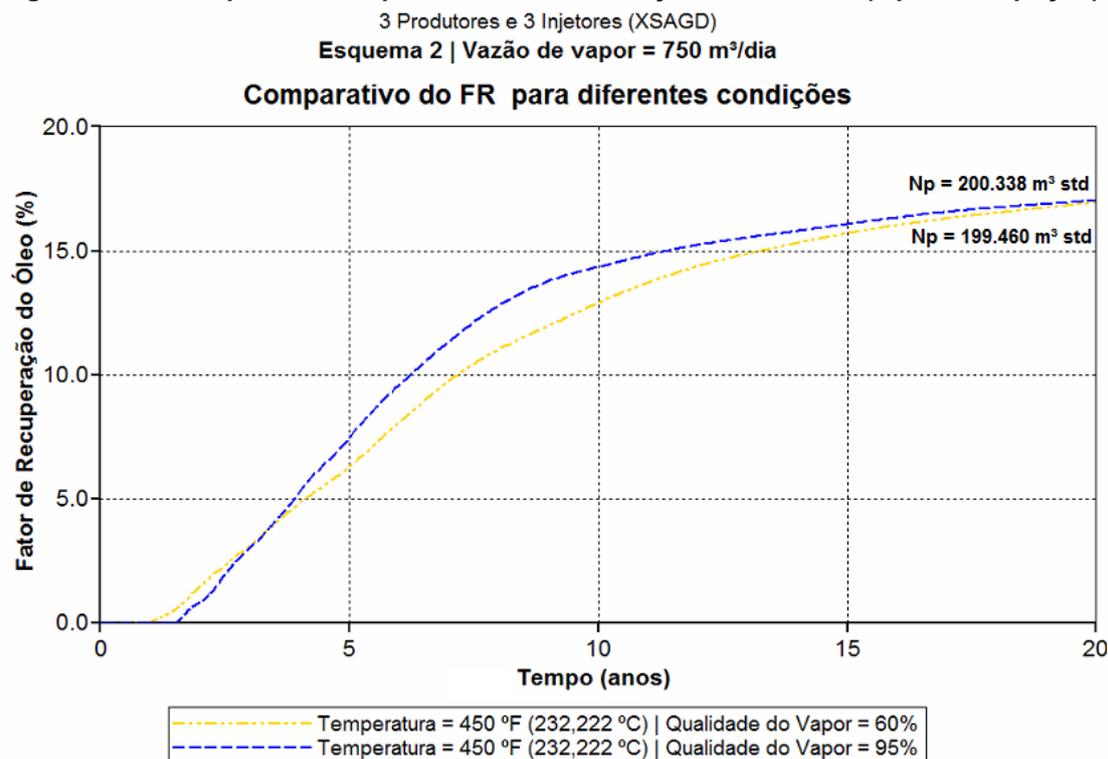
Na Tabela 4.3 são mostrados os valores obtidos para cada condição analisada da configuração com 5 poços.

Tabela 4.3 - Condições analisadas para a configuração com 5 poços

Configuração	Esquema	Q _{inj} por poço (m ³ /dia)	T _{inj} (°F)	X _v (%)	N _p (m ³ std)	W _p (M m ³ std)	FR (%) Final
XSAGD 5 poços	Esquema 4	750	450	60	197.941	16,50	16,82
XSAGD 5 poços	Esquema 4	750	450	95	199.171	16,50	16,93

Da mesma forma que o esquema da configuração de 5 poços, a análise para o Esquema 2 da configuração de 6 poços foi feita só com a influência do X_v, mostrada pela Figura 4.15, pelo mesmo motivo. Nota-se que ao manter a temperatura a 450°F e aumentar a X_v de 60% para 95% houve um pequeno aumento no FR. Percebe-se também que ao final do projeto os FR's foram muito parecidos. Contudo, no período entre 4 a 16 anos, a X_v teve uma maior influencia.

Figura 4.15 - Comparativo FR para diferentes condições do XSAGD (3 pares de poços)



Esquema 2: Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m

Na Tabela 4.4 são mostrados os valores obtidos para cada condição analisada da configuração com 6 poços.

Tabela 4.4 - Condições analisadas para a configuração com 6 poços

Configuração	Esquema	Q_{inj} por poço (m ³ /dia)	T_{inj} (°F)	X_v (%)	N_p (m ³ std)	W_p (M m ³ std)	FR (%) Final
XSAGD 6 poços	Esquema 2	750	450	60	199.460	16,37	16,95
XSAGD 6 poços	Esquema 2	750	450	95	200.338	16,15	17,03

4.3.4 Comparativo do FR para as melhores configurações

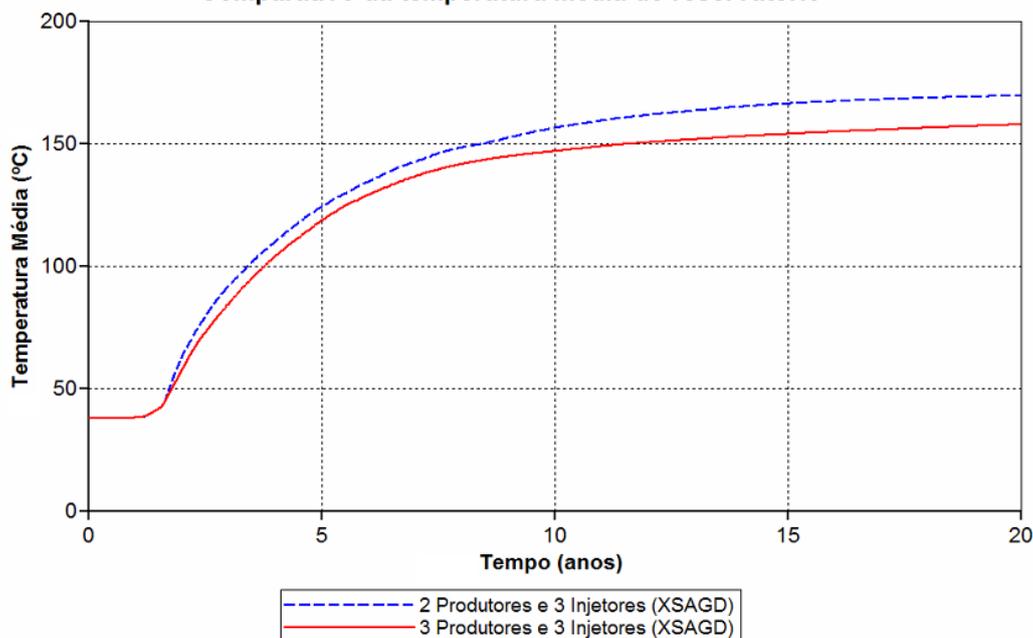
Após várias análises para as duas configurações do XSAGD também foi possível obter o melhor esquema com sua melhor vazão e condição. Tanto para a configuração de 5 quanto para de 6 poços, o melhor esquema foi o que os injetores foram perfurados nas profundidades de 211-212m e os produtores nas profundidades de 223-224m. Apresentam uma vazão de vapor por poço de 750 m³ std/dia, temperatura de 450°F e qualidade de vapor a 95%.

Na Figura 4.16 é apresentado um comparativo das temperaturas médias das duas melhores configurações do XSAGD. É visto que a temperatura média do reservatório na configuração com 5 poços é maior do que com 6 poços. Isso pode ser devido ao fato de que a primeira configuração, tem uma menor quantidade de poços produtores instalados, produzindo assim uma menor quantidade de óleo aquecido, e em consequência disso deixando mais óleo quente no meio poroso, tornando o reservatório mais aquecido do que na segunda configuração. Por isso apresenta uma temperatura média maior.

Figura 4.16 - Comparativo da temperatura média das melhores configurações do XSAGD

Vazão de vapor = 750 m³/dia | Temp. = 450 °F (232,222 °C) | X_v = 95%

Comparativo da temperatura média do reservatório

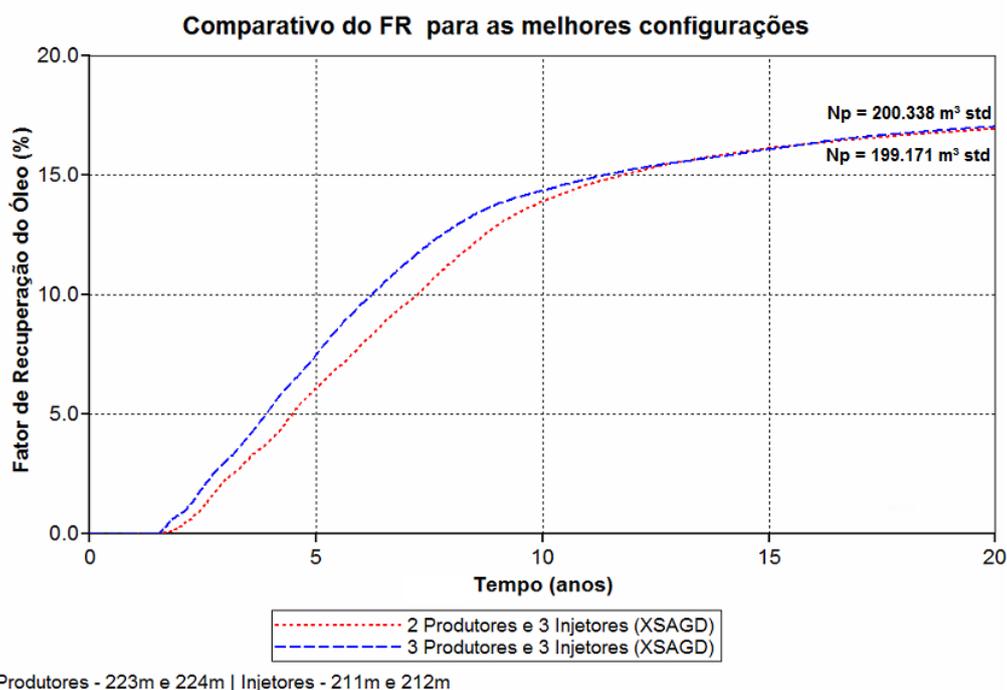


Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m

A Figura 4.17 mostra um comparativo do FR para as melhores configurações do SAGD. Observa-se que a configuração que possui uma maior quantidade de poços perfurados, 6 poços, apresenta um maior fator de recuperação com um valor de 17,03% e uma Np de 200.338 m³ std, pois nela consegue produzir uma maior quantidade de óleo contido no reservatório devido a uma maior quantidade de produtores instalados.

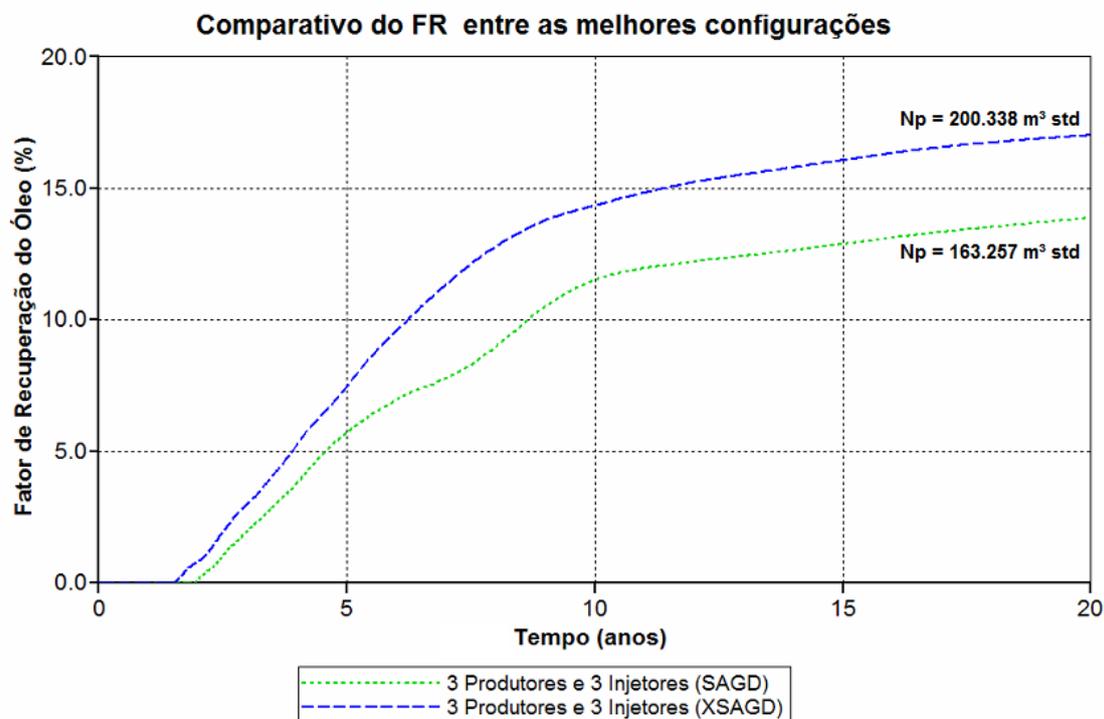
Figura 4.17 - Comparativo do FR para as melhores configurações do XSAGD

Vazão de vapor = 750 m³/dia | Temp. = 450 °F (232,222 °C) | Xv = 95%



4.4 Análises da melhor configuração entre o SAGD e o XSAGD

Após várias análises do modelo SAGD e o XSAGD foi feito um comparativo entre a melhor configuração de cada modelo, a fim de obter a configuração que forneça uma maior recuperação de óleo. No SAGD, a melhor configuração foi com 3 pares de poços e no XSAGD com 6 poços distribuídos perpendicularmente, ambos apresentam uma vazão de vapor por poço de 750 m³ std/dia, temperatura de 450°F e qualidade de vapor a 95%. Para isso, a Figura 4.18 ilustra graficamente o FR de cada um. Nota-se a partir dessa figura que a configuração do XSAGD foi a melhor de todas com um FR de 17,03% e uma Np de 200.338 m³ std.

Figura 4.18 - Comparativo da melhor configuração entre SAGD e XSAGDVazão de vapor = 750 m³/dia | Temp. = 450 °F (232,222 °C) | X_v = 95%**SAGD vs XSAGD**

4.4.1 Análise da vazão de produção do óleo e água para a melhor configuração

Também é possível analisar a vazão de produção de óleo e água verificando o comportamento de cada um com a produção acumulada de óleo e água respectivamente. Essas vazões foram comparadas utilizando a melhor vazão de injeção encontrada (750 m³/dia).

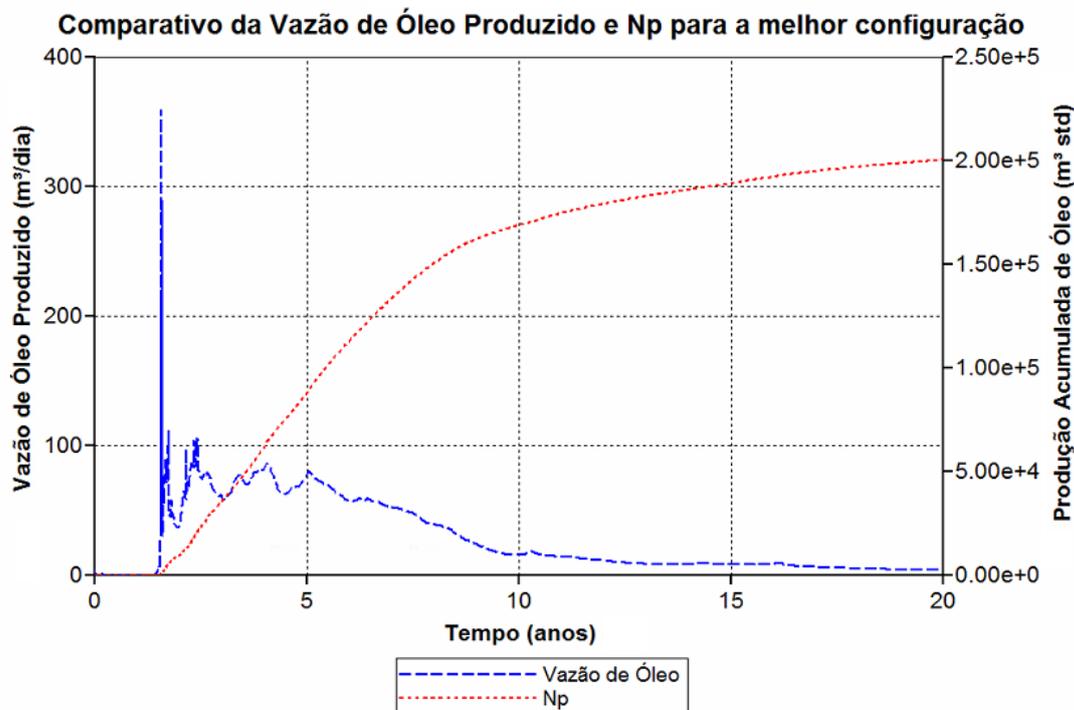
Na Figura 4.19 pode ser observado que há um aumento da produção de óleo quando se injeta vapor, e isto acontece porque ao injetá-lo, a viscosidade do óleo é reduzida e o mesmo ocupa os espaços do poro a medida que o óleo vai sendo drenado para o produtor através da gravidade, evitando que a queda de pressão seja tão rápida como acontece em um modelo onde não há injeção de vapor. Nos 2 primeiros anos, a vazão de óleo é estimulada pela injeção de vapor provocando uma maior produção acumulada de óleo, ao contrário da recuperação primária onde apenas a energia natural do reservatório é utilizada ocasionando numa baixa produção de óleo. O pico da vazão de óleo no

segundo ano, desta figura, revela a chegada do banco de óleo aos poços produtores.

Figura 4.19 - Comparativo da vazão de produção do óleo para a melhor configuração

Vazão de vapor = 750 m³/dia | Temp. = 450 °F (232,222 °C) | X_v = 95%

3 Produtores e 3 Injetores (XSAGD)

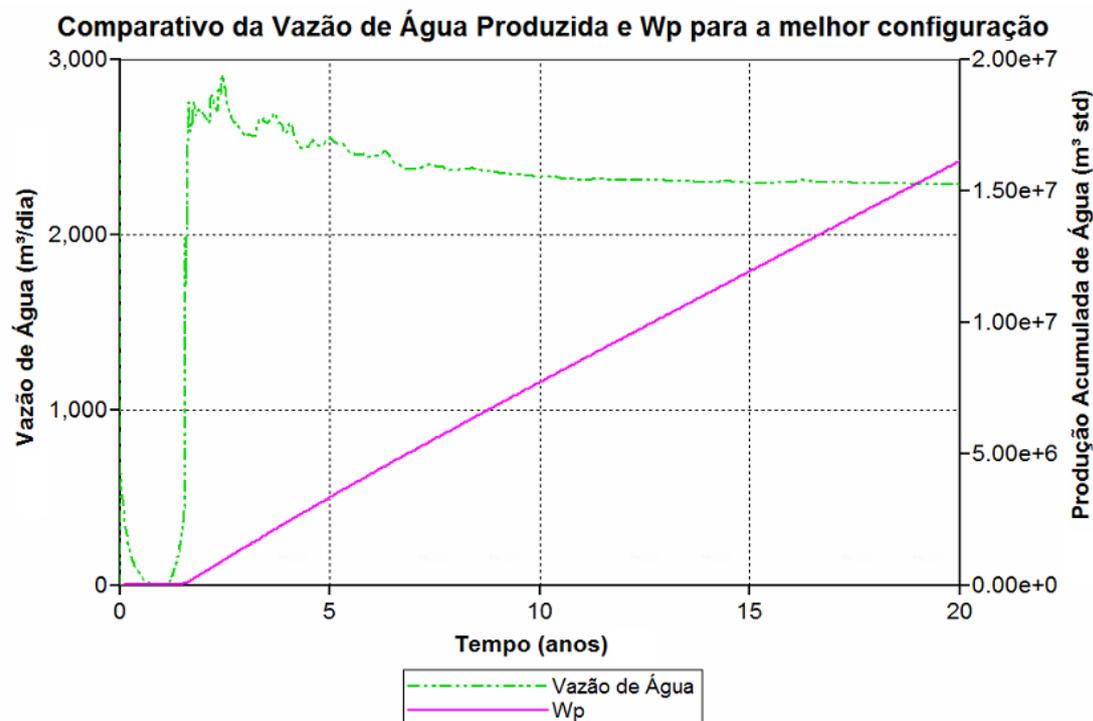


Produtores - 223m e 224m | Injetores - 211m e 212m

Já na Figura 4.20 observa-se que a vazão de produção de água é alta e em consequência disso apresenta uma maior produção acumulada de água devido à injeção de vapor. O pico da vazão de água no segundo ano, desta figura, também revela a chegada do banco de óleo aos poços produtores.

Figura 4.20 - Comparativo da vazão de produção de água para a melhor configuração

Vazão de vapor = 750 m³/dia | Temp. = 450 °F (232,222 °C) | X_v = 95%
3 Produtores e 3 Injetores (XSAGD)

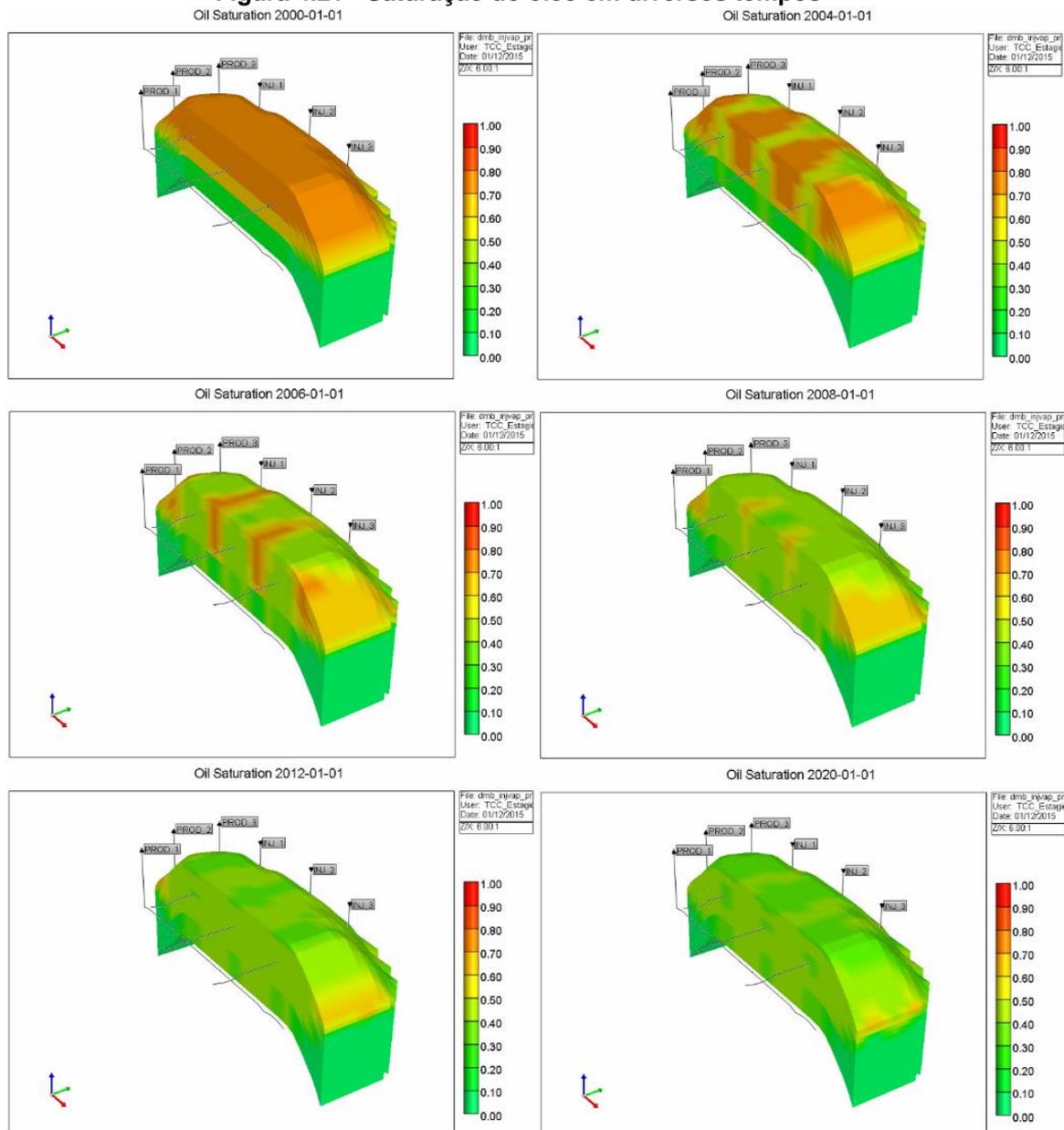


4.4.2 Análise de propriedades para a configuração com melhor desempenho (6 poços distribuídos perpendicularmente - XSAGD)

Identificada a configuração que obteve o melhor desempenho (6 poços distribuídos perpendicularmente - XSAGD) foram feitas análises em 3D de propriedades importantes (saturação, viscosidade e temperatura) em função do tempo para essa configuração.

▪ Saturação do Óleo

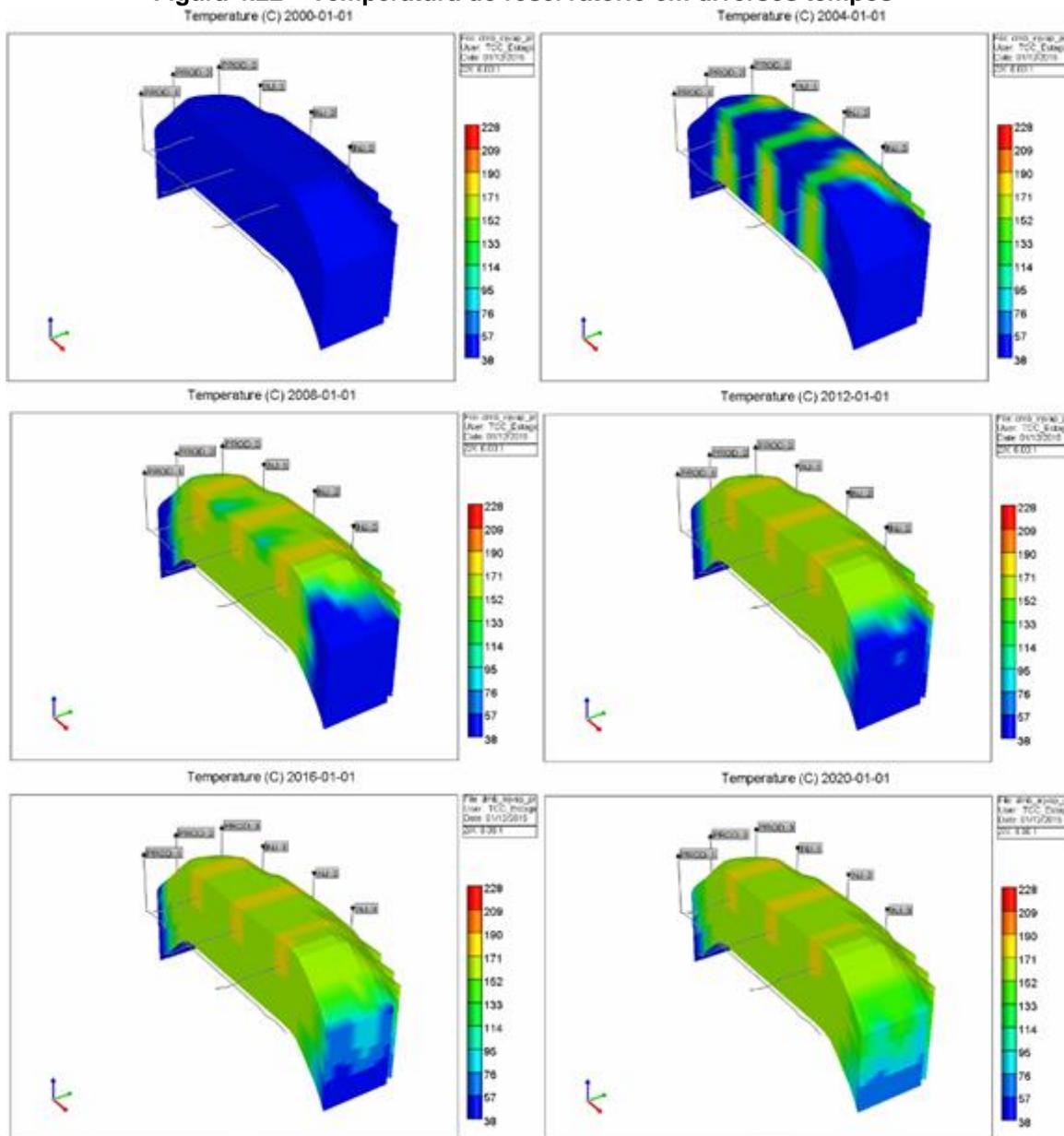
A saturação do óleo contido no reservatório foi a primeira propriedade analisada. A Figura 4.21 mostra a saturação de óleo em diversos períodos de tempo do projeto. A partir dessa figura, pode-se perceber o deslocamento do óleo até os poços produtores e a diminuição gradativa da saturação a medida que o tempo vai passando e o óleo sendo produzido. Por se tratar de um reservatório com óleo extrapesado, nota-se que ao final do ano que a saturação do óleo ainda continua alta.

Figura 4.21 - Saturação do óleo em diversos tempos

▪ Temperatura

A temperatura do reservatório foi a segunda propriedade analisada. A Figura 4.22 ilustra a temperatura em diversos períodos de tempo do projeto. A partir dessa figura, pode-se perceber a formação da câmara de vapor através dos poços injetores horizontais. Com a formação dela a propagação do calor ocorre de uma forma mais eficiente proporcionando uma maior drenagem do óleo para os poços produtores através da gravidade e conseqüentemente uma maior produção de óleo.

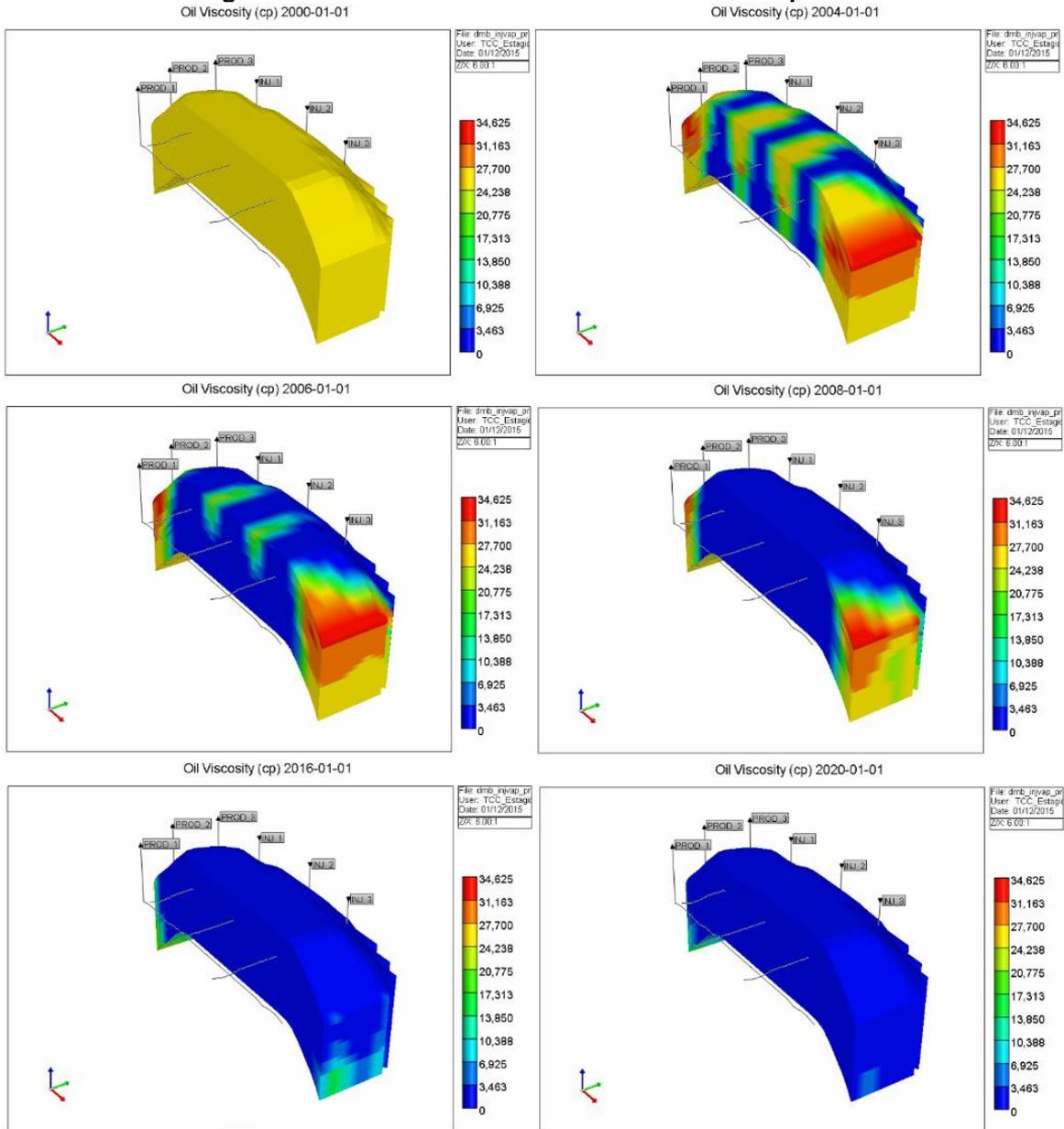
Figura 4.22 – Temperatura do reservatório em diversos tempos



▪ Viscosidade do Óleo

A viscosidade do óleo contido no reservatório foi a terceira propriedade analisada. A Figura 4.23 retrata a viscosidade de óleo em diversos períodos de tempo do projeto. É possível observar a eficiência do processo é maior ao decorrer dos anos, uma vez que o vapor consegue se propagar pelo reservatório reduzindo a viscosidade do óleo e proporcionando um melhor escoamento em direção ao poço produtor. Nota-se que após o 16º ano de produção, praticamente todo óleo do reservatório teve sua viscosidade reduzida.

Figura 4.23 - Viscosidade do óleo em diversos tempos



4.5 Tabela comparativa das configurações do SAGD e do XSAGD

Foi construída a Tabela 4.5 com o objetivo de melhorar a visualização de todas as configurações do SAGD e XSAGD.

Tabela 4.5 - Tabela comparativa das configurações do SAGD e do XSAGD

Configuração	Esquema	Q _{inj} por poço (m ³ /dia)	T _{inj} (°F)	X _v (%)	N _p (m ³ std)	W _p (M m ³ std)	FR (%) Final
Recuperação Primária	2 poços produtores	0	-	-	457,8	0,0631	0,039
Recuperação Primária	3 poços produtores	0	-	-	417	0,0565	0,035
SAGD 2 pares	Esquema 1	350	450	60	68085,1	5	5,79
SAGD 2 pares	Esquema 2	350	450	60	79.096,1	5,052	6,72
SAGD 2 pares	Esquema 3	350	450	60	89.2930,3	5,27	7,58
SAGD 2 pares	Esquema 4	350	450	60	92.541,4	5,32	7,87
SAGD 2 pares	Esquema 5	350	450	60	102.438	5,17	8,71
SAGD 2 pares	Esquema 5	450	450	60	106.292	6,4	9,03
SAGD 2 pares	Esquema 5	500	450	60	108.815	7,29	9,25
SAGD 2 pares	Esquema 5	550	450	60	109.610	7,77	9,32
SAGD 2 pares	Esquema 5	650	450	60	113.513	9,14	9,65
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	450	60	120.051	10,85	10,2
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	450	95	121.110	11,01	10,29
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	550	60	121.352	10,88	10,23
SAGD 2 pares	Esquema 5	750	550	95	120.776	11,01	10,27
SAGD 3 pares	Esquema 1	350	450	60	124.652	7,89	10,59
SAGD 3 pares	Esquema 2	350	450	60	137.271	7,49	11,67
SAGD 3 pares	Esquema 2	450	450	60	143.419	9,56	12,19
SAGD 3 pares	Esquema 2	500	450	60	149.434	10,94	12,7

Tabela 4.5 (Continuação)

Configuração	Esquema	Q _{inj} por poço (m ³ /dia)	T _{inj} (°F)	X _v (%)	N _p (m ³ std)	W _p (M m ³ std)	FR (%) Final
SAGD 3 pares	Esquema 2	550	450	60	149.158	11,64	12,68
SAGD 3 pares	Esquema 2	650	450	60	155.585	13,71	13,22
SAGD 3 pares	Esquema 2	750	450	60	161.268	15,76	13,71
SAGD 3 pares	Esquema 2	750	450	95	163.257	15,49	13,88
XSAGD 5 poços	Esquema 1	350	450	60	133.721	7,96	11,37
XSAGD 5 poços	Esquema 2	350	450	60	134.531	8,09	11,43
XSAGD 5 poços	Esquema 3	350	450	60	137.793	8,17	11,71
XSAGD 5 poços	Esquema 4	350	450	60	138.353	8,22	11,76
XSAGD 5 poços	Esquema 4	450	450	60	162.060	10,13	13,77
XSAGD 5 poços	Esquema 4	500	450	60	168.646	11,55	14,33
XSAGD 5 poços	Esquema 4	550	450	60	176.183	12,23	14,97
XSAGD 5 poços	Esquema 4	650	450	60	187.865	14,37	15,97
XSAGD 5 poços	Esquema 4	750	450	60	197.941	16,50	16,82
XSAGD 5 poços	Esquema 4	750	450	95	199.171	16,50	16,93
XSAGD 6 poços	Esquema 1	350	450	60	131.181	7,85	11,15
XSAGD 6 poços	Esquema 2	350	450	60	137.241	8,12	11,66
XSAGD 6 poços	Esquema 2	450	450	60	156.736	10,02	13,32
XSAGD 6 poços	Esquema 2	500	450	60	171.741	11,43	14,60
XSAGD 6 poços	Esquema 2	550	450	60	176.953	12,15	15,04
XSAGD 6 poços	Esquema 2	650	450	60	188.775	14,27	16,05
XSAGD 6 poços	Esquema 2	750	450	60	199.460	16,37	16,95
XSAGD 6 poços	Esquema 2	750	450	95	200.338	16,15	17,03

A Tabela 4.5 mostra que a configuração que conseguiu recuperar mais óleo foi a do processo XSAGD com 6 poços distribuídos perpendicularmente com uma vazão de injeção por poço de 750 m³/dia, temperatura de 450°F e qualidade de vapor de 95% com um fator de recuperação de 17,03% e uma Np de 200.338 m³ std. Nota-se também que a configuração que conseguiu recuperar menos óleo foi quando não se utilizou nenhum método térmico, ou seja, na recuperação primária. Esta configuração possui 3 poços produtores instalados e o fator de recuperação foi de 0,035 % e uma Np de 417 m³ std.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Conclusões

A partir da análise dos resultados das simulações deste trabalho, as principais conclusões foram:

- Para um reservatório de óleo extrapesado é imprescindível a utilização de um método especial de recuperação;
- A distância entre poços afeta diretamente na recuperação do óleo. Para o SAGD, a maior distância vertical entre os poços dos esquemas estudados foi a que obteve maior recuperação. Já no XSAGD ocorreu o inverso;
- Quanto maior a vazão de injeção de vapor, maior foi a recuperação do óleo;
- A temperatura e a qualidade do vapor influenciaram muito pouco numa melhora do FR;
- Tanto o SAGD quanto o XSAGD apresentaram resultados de fator de recuperação muito acima do obtido pela recuperação primária (FR = 0,039%), atestando a eficiência desses métodos. Os valores do FR para as melhores configurações desses métodos variaram de 16 a 17%;
- A diferença do FR entre a melhor configuração do SAGD e XSAGD foi um pouco mais de 3%;
- A configuração que obteve uma maior recuperação foi a do XSAGD utilizando 6 poços distribuídos perpendicularmente, obtendo o valor do FR de aproximadamente 17%.

Recomendações

- Realizar um estudo de análise econômica detalhada para as melhores configurações SAGD e XSAGD, a fim de obter o método mais viável;
- Fazer um estudo utilizando outro de método especial de recuperação podendo este ser térmico (combustão *in situ*) ou miscível (injeção de CO₂), ambos com o objetivo de também reduzir a viscosidade do óleo a fim de recuperar ainda mais o óleo contido no reservatório.

REFERÊNCIAS

BARILLAS, J. L. M. *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, 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.

CMG, Computer Modelling Group Ltda. *Guía para el usuario*. Steam, Thermal and Advanced Reservoir Simulator - STARS. Versão 2013.10, Calgary-Alberta-Canadá.

COSTA, R. F. D. *Curso de Qualificação e Tratamento de Água de Injeção*. Aracaju: UN – BC/RH, 2000.48p (Apostilas Técnicas, Petrobras).

LACERDA, J. A. *Curso de Métodos Térmicos Analíticos, E&P-RNCE/GERET/GEREV-II*, p. 1-6, Natal, outubro, 2000.

MANICHAND, R. N. *Análise do Desempenho do Aquecimento Eletromagnético na Recuperação de Reservatórios de Petróleo*. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de Concentração: engenharia de Processos Sub-área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal/RN, Brasil. 2002.

MOTHÉR, C. H; JUNIOR, C. S. *Petróleo pesado e ultrapesado: Reservas e produção mundial*, TN Petróleo, Rio de Janeiro, n. 57, p. 76-81, 2007.

RIOS, V. S. *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, D. R. E.; PATRICIA, G. G. I. *Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos*. Trabalho de Conclusão de Curso, 2014. Faculdade de Engenharia, Divisão de Engenharia de Ciências da Terra, Universidade Nacional Autônoma do México.

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