



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – CEP

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL
ASSISTIDO COM VAPOR APLICADO E SOLVENTE, EM FORMA
ALTERNADA, A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Rafael Regis Lopes Galvão

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Maio de 2015

RAFAEL REGIS LOPES GALVÃO

**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL
ASSISTIDO COM VAPOR APLICADO E SOLVENTE, EM FORMA
ALTERNADA, A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em _____ de _____ de 2015.

PROF^a. DR^a. JENNY S LOURDES MENESES BARILLAS – UFRN
Orientadora – UFRN

PROF. MSC CÉLIO GURGEL AMORIM – UFRN
Membro Examinador – UFRN

EDSON ANDRADE DE ARAUJO – UFRN
Membro Examinador – UFRN

AGRADECIMENTOS

Agradeço a toda minha família e especialmente a minha mãe pela dedicação, apoio, incentivo que foi me dado e que, invariavelmente e incondicionalmente, sempre esteve ao meu lado. Aos amigos que fiz na faculdade e que passamos juntos momentos de dificuldade e de alegria durante toda essa jornada e aos amigos que fiz ao longo da vida que sempre batalharam junto para as coisas darem certo.

Ao Centro de Tecnologia do Gás Natural – CTGAS-RN pelo conhecimento adquirido durante o período de estágio.

A toda equipe da UFRN e professores de Engenharia de Petróleo por todo conhecimento transmitido no decorrer desses anos.

À CMG (“*Computer Modeling Group*”) pela disponibilidade do simulador computacional.

À minha orientadora, Jennys Lourdes Meneses Barillas pelos ensinamentos, confiança e disponibilidade em ajudar sempre.

Trabalho de Conclusão de Curso

GALVÃO, Rafael Regis Lopes – “**ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDO COM VAPOR APLICADO E SOLVENTE, EM FORMA ALTERNADA, A UM RESERVATÓRIO 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. Dr^a. Jennys Lourdes Barillas

RESUMO

As reservas de petróleo de óleos pesados de alta viscosidade e alta densidade são geralmente produzidos com auxílio de algum método de recuperação especial. Os métodos especiais de recuperação são amplamente aplicados a reservas de óleo que possui baixo grau API, geralmente inferior a 20°. O método aplicado no trabalho foi a injeção de vapor e solvente na forma alternada – SAS(*steam alternating solvent*), em uma reserva de óleo pesado e que teve como objetivo o favorecimento da redução da viscosidade e a redução das forças interfaciais, essas técnicas aplicadas alternadamente favorecem no aumento do volume de óleo recuperado. Parâmetros operacionais como vazão de injeção, tipo de solvente a ser injetado e espaçamento entre os poços injetor e produtor foram abordados neste trabalho, analisando a produção de óleo acumulada e o fator de recuperação. O estudo foi realizado através do simulador STARS(*“Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator”*) do grupo CMG (*“Computer Modelling Group”*). Os resultados obtidos mostraram que a utilização do solvente C6 apresentou melhor comportamento na produção de óleo comparado ao C7, com uma configuração de 4 poços sendo dois injetores e dois produtores paralelos entre si e uma vazão de injeção de vapor de 200 m³/dia alternado com solvente C6 de 20 m³/dia e utilizando uma distância vertical de aproximadamente de 12m, entre os poços produtores e injetores.

Palavras-chave: injeção de vapor, injeção de solvente, óleo pesado, viscosidade.

GALVÃO, Rafael Regis Lopes – “ESTUDO DO PROCESSO DE DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDO COM VAPOR APLICADO E SOLVENTE, EM FORMA ALTERNADA, A UM RESERVATÓRIO 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. Dr^a. Jennys Lourdes Barillas

ABSTRACT

The oil reserves of heavy oil with high viscosity and high density are generally produced with the aid of a special method of recovery. The special recovery methods are widely applied to oil reserves that has a low API gravity, generally less than 20. The method applied was the injection of steam and solvent, in turn, in a heavy-oil reserves and aimed to favoring the viscosity reduction and the reduction of interfacial forces, these techniques applied alternately in facilitating increased oil volume recovered. Operating parameters such as injection flow, type of solvent to be injected and spacing between the injector and producer wells were covered in this study, analyzing the production of accumulated oil and the recovery factor. The study was conducted through the STARS simulator ("Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator") of CMG Group ("Computer Modelling Group"). The results showed that the use of the solvent C6 showed better performance in the production of oil compared to C7, with a steam injection flow rate 200 m³ / day alternating with solvent C6 20 m³ / day, using a vertical distance of approximately 10m between producing and injection wells.

Keywords: Steamflooding, Solvents, Heavy oil, Viscosity.

Sumário

Sumário	6
1. Introdução	10
1.1 Objetivo.....	11
2. Aspectos Teóricos	13
2.1 O Petróleo.....	13
2.2 Classificação.....	13
2.3 Método Recuperação Petróleo.....	14
2.3.1 Método Térmicos.....	14
2.3.2 Método Miscíveis.....	16
2.3.2.1 Processo SAS.....	16
2.4 Simulação Numérica.....	18
3. Metodologia e Desenvolvimento	20
3.1 Modelagem do Processo.....	20
3.2 Ferramentas Computacionais.....	20
3.3 Modelagem do Reservatório.....	21
3.3.1 Modelo Fluido.....	21
3.3.2 Permeabilidade Relativa.....	22
3.3.3 Interação Rocha Fluido.....	23
3.3.4 Modelo Físico do Reservatório.....	27
3.3.5 Condições Operacionais.....	30
3.3.6 Metodologia.....	31
4. Resultados e Discussões	34
4.1 Análise Comparativa dos Parâmetros Operacionais.....	34
4.1.1 Análise Comparativa Utilização do Método SAS.....	36
4.1.2 Análise Comparativa entre Tipo Solvente Injetado.....	37
4.1.3 Análise Comparativa entre Quantidades de Poços Injetores.....	38
4.1.4 Análise Comparativa entre Vazões de Injeção.....	39
4.1.5 Análise das Pressões e Temperatura do óleo através das imagens 3D.....	41
4.1.6 Análise Comparativa Final.....	44
5. Conclusões e Recomendações	50
Referências Bibliográficas.....	53

Lista de Figuras

Figura 2.1. Metodo Térmico injeção de vapor	15
Figura 2.2. Secção transversal de um reservatório – (Fonte: Japex).....	17
Figura 2.3. Esquema do modelo SAS.....	18
Figura 3.1. Viscosidade do óleo e gás versus pressão.....	22
Figura 3.2. Razão Gás-Óleo e fator volume de formação.....	23
Figura 3.3. Curva da saturação de agua versus permeabilidade relativa.....	25
Figura 3.4. Curva de permeabilidade relativa Liquido-Gás	27
Figura 3.5. Vista 3D do reservatorio.....	29
Figura 3.6. Saturação do óleo tempo inicial.....	30
Figura 3.7. Vista Transversal do Reservatório	32
Figura 4.1. Volume de óleo acumulado da recuperação primária	35
Figura 4.2. Fator de Recuperação primária	35
Figura 4.3. Produção acumulada sem injeção versus com injeção.....	36
Figura 4.4. fator de recuperação com injeção C6 versus injeção de C7.....	37
Figura 4.5. Produção acumulada com injeção de C6 versus injeção de C7	38
Figura 4.6. Produção acumulada utilizando 1 par de poço versus 2 pares de poços.....	39
Figura 4.7. Produção acumulada para diferentes vazões de injeções.....	40
Figura 4.8. Fator de Recuperação com injeção de C6 e vapor.....	41
Figura 4.9. Vista 3D pressão do reservatório sem injeção e com injeção	42
Figura 4.10. Vista 3D Temperatura do reservatório sem injeção e com injeção	44
Figura 4.11. Vazão de produção para diferentes vazões	45
Figura 4.12. Vista transversal com 2 pares de poços	46
Figura 4.13. Vista transversal com 1 par de poço	46
Figura 4.14. Produção acumulada de óleo com todos modelos simulados	47

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Classificação dos tipos de óleo.....	14
Tabela 3.1: Agrupamento e composição dos pseudo-componentes.....	21
Tabela 3.2: Permeabilidade Relativa Agua-Óleo.....	23
Tabela 3.3: Permeabilidade Relativa Líquido-Gás.....	25
Tabela 3.4: Característica do Reservatório.....	27
Tabela 3.5: Condições Operacionais poços injetores.....	30
Tabela 3.6: Condições Operacionais poços produtores.....	31

Capítulo 1

Introdução

1. Introdução

No início da produção de um reservatório, estes possuem energia suficiente para que os fluidos sejam produzidos naturalmente. Porém, Sabe-se que um reservatório composto por óleo pesado apresenta grande dificuldade para a produção quando submetido a sua própria energia natural. Com o objetivo de se conseguir recuperar maiores volumes de hidrocarbonetos, a indústria petrolífera viu a necessidade do desenvolvimento de métodos de recuperação suplementar, que são capazes de suprir a energia necessária para maior recuperação do óleo.

No caso de reservatórios de óleos pesados, notou-se, ainda, que não adianta somente suprir essa energia, mas também fazer com que, de alguma forma, a viscosidade do óleo fosse reduzida, para que, assim, o mesmo pudesse escoar no meio poroso. Diante disso, surgiram os métodos térmicos, que tem como objetivo ceder calor aos hidrocarbonetos, a fim de diminuir sua viscosidade. Nesse aspecto, a utilização de métodos convencionais de recuperação não é conveniente, devido à alta viscosidade dificultar o deslocamento do óleo no meio poroso, conseqüentemente, com baixa eficiência de varrido. A indústria de petróleo, nesse caso, utiliza-se dos métodos de recuperação especiais para realizar a exploração, pois já é comprovada a alta eficiência de recuperação utilizando tal método.

Um dos métodos classificados como especial é o método miscível, que se caracteriza pela ausência de interfaces entre o fluido deslocante e deslocado. De acordo com Thomas et al. (2004), a importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que reduzam as tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado.

Esse trabalho aborda-se o uso do método de injeção de vapor puro e a injeção de solvente de forma alternada - SAS (*steam alternating solvent*). Este método procura

combinar as vantagens da injeção de vapor (SAGD), que é o método de injeção de vapor que utiliza um poço injetor na parte superior e mais abaixo um poço produtor. E da injeção de solvente (VAPEX), que é a injeção de solvente vaporizado com os poços semelhante ao método SAGD, para minimizar o consumo de energia e o custo elevado da injeção de solvente por unidade de óleo recuperada. As configurações dos poços são similar ao do processo SAGD, ou seja, um poço injetor horizontal na parte superior e um poço produtor paralelo, situado abaixo dele. O efeito causado pela injeção do vapor e do solvente na forma alternada é de respectivamente; transportar o calor latente através do vapor que aquece óleo e reduz sua viscosidade e a de reduzir a tensões interfaciais existentes nas moléculas do óleo pesado. Ambos favorecem a produção.

1.1Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal obter a melhor configuração possível das diferentes completações entre poços injetores e produtores e também entre as diferentes vazões de fluidos injetadas para que se tenha no final a melhor produção de forma mais viável, tecnicamente, no projeto de extração de óleo em reservas de óleo pesado. Para isto é utilizado um método de recuperação de injeção de vapor e solvente na forma alternada - SAS, um modelo híbrido, que utiliza vapor e solvente na injeção, e usa as configurações semelhantes do SAGD. Além disso, também é objetivo desse trabalho comparar os resultados obtidos com dados da literatura técnica para validação da melhor configuração utilizada e analisar e interpretar os resultados de modo a identificar as melhores condições de operações.

Capítulo 2

Aspectos Teóricos

2. Aspectos Teóricos

2.1. O Petróleo

O Petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos de pesos moleculares variáveis e também possuem em sua composição outros compostos tais como nitrogênio e oxigênio. Tem cor cinza escuro próximo ao preto e pode variar bastante quanto a sua densidade, ocorre naturalmente em varias partes do mundo e é comumente obtido através da perfuração no solo.

2.2. Classificação

A classificação do petróleo tem como objetivo padronizar os parâmetros físicos e químicos usados na indústria. Enquanto refinadores estão mais interessados na quantidade das sucessivas frações de destilação e na composição química ou propriedades físicas destas frações, geólogos e geoquímicos têm mais interesse em identificar e caracterizar os petróleos, para relacioná-los à rocha geradora e medir seu grau de evolução (Zílio e Pinto, 2002).

Atualmente, o grau API é o mais utilizado para a classificação dos diferentes tipos de óleos. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Essa relação é expressa pela equação abaixo:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_0} - 131,5 \quad (I)$$

Onde o γ_0 : é densidade do óleo em relação à densidade da água.

Na Tabela 1, é possível identificar de forma detalhada a classificação dos tipos de óleo de acordo com o $^{\circ}API$.

Tabela 2.1: Classificação dos tipos de óleo

Tipo de Óleo	Densidade (20° C/20° C)	API
Leve	$\leq 0,87$	$\geq 31^\circ$
Mediano	$0,87 < \rho \leq 0,92$	$22^\circ \leq \text{API} < 31^\circ$
Pesado	$0,92 < \rho \leq 1,00$	$10^\circ \leq \text{API} < 22^\circ$
Extrapesado	$> 1,00$	$< 10^\circ$

2.3. Método de recuperação do petróleo

O petróleo é normalmente produzido com uso de técnicas desenvolvidas para recuperar o volume de óleo contido nas reservas. Através dos métodos Convencionais de Recuperação que se caracterizam por utilizar tecnologias bem conhecidas com grau de confiança elevado em suas aplicações, sendo assim, são os métodos mais comuns que são utilizados com maior frequência na indústria do petróleo. Os métodos especiais que utilizam processos mais complexos e cujas tecnologias não estão totalmente bem desenvolvidas são classificados como Métodos Especiais de Recuperação.

Os métodos especiais de recuperação surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, e é utilizado quando já não é recomendável a recuperação por métodos convencionais. Estes processos envolvem um agente externo que pode ajudar a diminuir a viscosidade do petróleo, a melhorar os canais porosos, a diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo que vai ser produzido, e pode abranger métodos térmicos (injeção de vapor ou combustão *in situ*), químicos (injeção de polímeros), miscíveis (injeção de CO₂) ou microbiológicos (BARILLAS, 2008).

2.3.1. Métodos Térmicos

São métodos indicado em casos de reservatórios de hidrocarbonetos pesados. Os métodos térmicos de recuperação de petróleo são aqueles que visam fornecer calor ao óleo contido no reservatório, para que assim sua viscosidade possa ser reduzida, tornando mais fácil seu escoamento no meio poroso.

Nos

métodos térmicos, 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, proporciona 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.

Nesse sentido foi criado o processo de drenagem gravitacional assistida por vapor - SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) que é um técnica que utiliza injeção contínua de vapor em um poço horizontal na parte mais superior do reservatório e um poço também horizontal paralelo ao injetor, sendo este mais inferior, para produção. Na figura 2.1 é mostrada a injeção de vapor. O calor é gerado na superfície e, em seguida, transportado para a formação através do vapor.

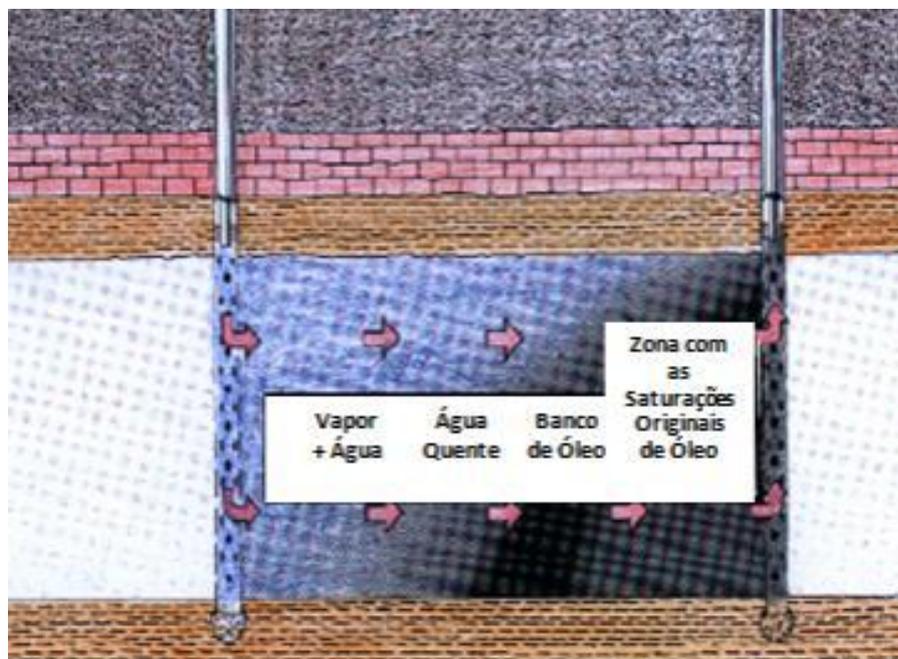


Figura 2.1: Método térmico injeção de vapor

2.3.2 Métodos Miscíveis

Dentre os métodos existentes de recuperação avançada, o método *miscível* pode ser definido como um processo de recuperação de óleo caracterizado pela ausência de interfaces entre o fluido deslocante e o deslocado. A importância desse processo está relacionada com a sua habilidade em reduzir as forças capilares e interfaciais que, do contrário, causariam a retenção do óleo no reservatório. A propriedade dos fluidos responsável por essa habilidade é chamada *miscibilidade* (Rosa et al., 2006).

Os métodos miscíveis se ocupam da injeção de fluidos que venham a se tornar ou que sejam miscíveis com o óleo do reservatório, de tal modo que não existam tensões interfaciais. Dessa maneira, o óleo será totalmente deslocado para fora da área que for contatada pelo fluido injetado. Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são, preferencialmente, o dióxido de carbono, o gás natural, o nitrogênio e solventes (Gadelha de Souza, 2006).

Com a injeção de solventes, é possível aumentar a recuperação de óleo ao promover a diminuição na tensão interfacial óleo-água, solubilizar o óleo e emulsificar o óleo e a água, desse modo vindo a melhorar a mobilidade do óleo.

2.3.2.1 Processo SAS (injeção de vapor e solvente de forma alternada)

O método SAS, SAGD e VAPEX são similares em princípio como mostra à figura 2.2 Todos eles envolvem a aplicação de poços horizontais paralelos separados por uma distância de aproximadamente 5 a 12m. Enquanto no poço superior atua injetando vapor e solvente alternadamente, o poço inferior recolher a água e o solvente injetado juntamente com o óleo da reserva. A diferença entre os métodos está no tipo e na forma de como os fluidos são injetados, no caso do SAS, o vapor injetado tem a propriedade de formar uma câmara de vapor que cresce para cima e para os arredores. A temperatura do vapor injetado é transferida na forma de calor para o óleo pesado, tornando o óleo aquecido e menos viscoso favorecendo a produção por drenagem gravitacional. Já o solvente que é injetado alternando com o vapor tem a capacidade de diluir no óleo fazendo com que haja uma redução nas tensões interfaciais e, por consequência, um aumento da mobilidade do óleo que escoar por gravidade para o poço produtor.

Uma das distinções entre o processo SAS e os demais corresponde à estratégia de operação. O processo SAS envolve:

- injeção pura de vapor para iniciar a operação;
- Interrupção de injeção de vapor e início da injeção de solvente;
- Interrupção da injeção de solvente e início da injeção de vapor quando a temperatura da câmara diminui;
- Repetição do ciclo de injeção de vapor e solvente até um limite econômico;
- Recuperação do solvente retido *in place* ao final da operação;

Na prática, os solventes que são miscíveis com o óleo bruto são mais caros que água ou gás, portanto a quantidade de solvente injetado deve ser relativamente pequena por razões econômicas. Por esta razão, uma injeção primária de solvente pode ser seguida por um grande volume de um fluido de valor menor.

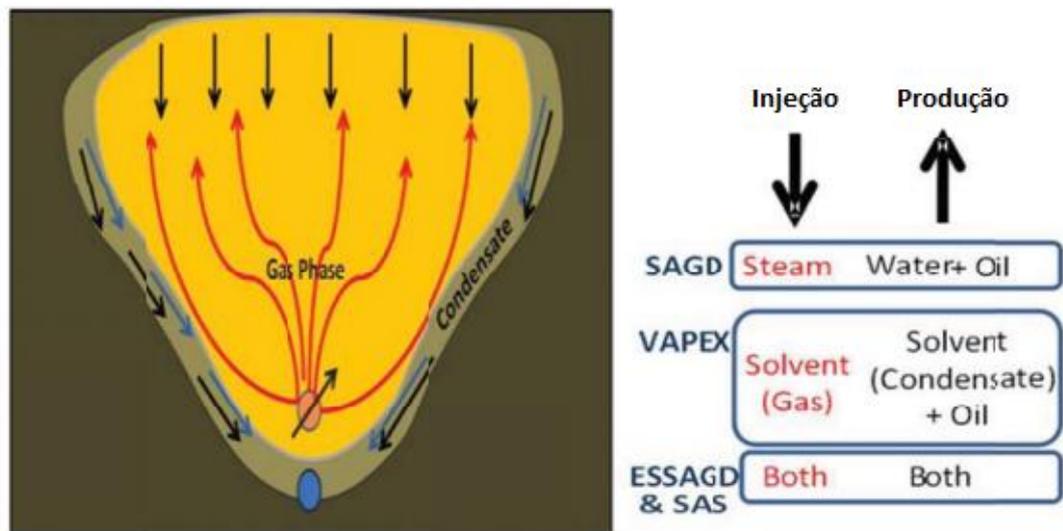


Figura 2.2: Seção transversal de um reservatório- drenagem gravitacional

Fonte: JAPEX, [s.d.].

O método SAS utiliza do processo de drenagem gravitacional por isso a necessidade da construção de um poço injetor e um poço produtor, ambos estrategicamente posicionados na base do reservatório, sendo o poço injetor construído em cima e o produtor em baixo de uma forma que eles sejam paralelos entre si.

Na Figura 2.3 pode-se observar esquematicamente o processo SAS que se utiliza do mecanismo de drenagem gravitacional no favorecimento da produção.

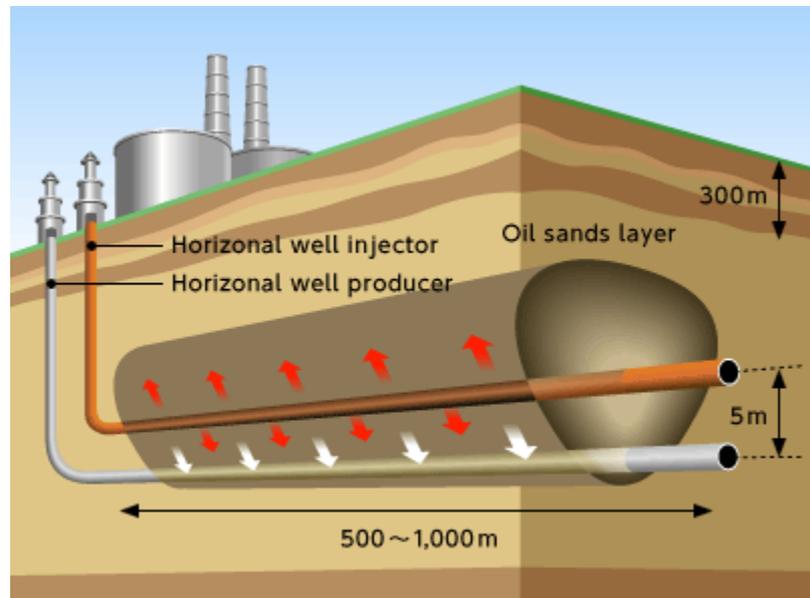


Figura 2.3: Esquema do modelo SAS utilizando drenagem gravitacional

2.4. Simulação Numérica

A simulação numérica tem grande importância, pois com esta ferramenta pode-se fazer uso para fazer projeções de reservatórios de petróleo, bem como a de produções, sem nenhum, ou com pelo menos pouco risco técnico, econômico e até mesmo humano. Portanto a simulação numérica é de fundamental importância, pois auxilia bastante nos estudos de reservatórios. Com a simulação, o reservatório pode ser representado de forma bem ampla considerando a distribuição físico/espacial da rocha, do fluido e suas propriedades. Dessa forma, é possível estimar as características e prever o comportamento do reservatório para, então, analisar a viabilidade econômica do projeto. No caso estudado, é possível simular um método de recuperação para aqueles reservatórios que necessitam de uma melhora na produção.

Capítulo 3

Metodologia e Desenvolvimento

3. Metodologia e Desenvolvimento

3.1. Modelagem do Processo

Para construção do modelo final do reservatório foi necessário dividir a elaboração em duas partes, sendo a primeira a construção do modelo de fluidos e a segunda a construção das malhas no reservatório e as variáveis das configurações dos poços produtores e injetores, uma vez que, as características do reservatório foi previamente fornecido.

3.2. Ferramentas Computacionais

As ferramentas computacionais necessárias para a realização do trabalho foram o *Winprop*, *Builder*, *STARS*, *Results graph* e *Results 3D*. Todas essas ferramentas fazem parte do grupo *CMG (Computer Modelling Group)*.

O módulo *Winprop* tem a finalidade de modelar as propriedades dos fluidos do reservatório, gerando um arquivo de entrada para ser adicionado no *Builder*. O *Winprop* faz o agrupamento dos componentes, ajusta dados de laboratório através da regressão, simula processos de contato múltiplo e constrói diagramas de fases (PVT) (CMG, 2007).

O *Builder* é uma ferramenta para a construção do modelo do reservatório. Nele foi inserido o modelo de fluido para saber a quantidade ideal de vazão de injeção, quantidades de poços necessários para uma produção satisfatória, entre outros (CMG, 2007).

A ferramenta *STARS* é uma ferramenta de processamento dos dados que realiza as simulações do reservatório e é utilizada para simular métodos térmicos (recuperações térmicas) (CMG, 2007).

O *Results graph* e o *Results 3D* são ferramentas de pós-processamento para gerar os resultados em 2D e 3D respectivamente (CMG, 2007).

3.3. Modelagem do Reservatório

A modelagem do reservatório deu início com a criação do modelo de fluido proposto, onde foi utilizada a ferramenta de nome *Winprop*. Foram fornecidos os dados dos fluidos existentes no reservatório na sequência é que foi criado o reservatório físico utilizando o programa de nome *Builder*.

3.3.1. Modelo de Fluido

A partir do programa *Winprop*, foi elaborado o modelo de fluido. Foram inseridos dados como: composição do fluido do reservatório, fator volume formação do óleo, densidade do óleo em função da pressão, viscosidade, razão de solubilidade e massa específica. Em seguida criou-se os pseudo-componentes (agrupamento de componentes para a constituição de componentes agrupados). Com todas essas informações, é possível definir o fluido contido no reservatório. Abaixo está a tabela das composições.

Tabela 3.1: Agrupamento e Composição dos pseudo-componentes

Pseudocomponentes	Porcentagem em Mol (%)
$CO_2 - N_2$	0.77362
$C1 - C3$	11.13161
$IC4 - C10$	0.76282
$C11 - C19$	15.75188
$C20 - C27$	24.26919
$C28 - C39$	21.88859

C40+	25.42218
Total	100.0000

A partir do simulador, no Winprop, foi realizado o ajuste da viscosidade do óleo para o modelo proposto. O gráfico a seguir ilustra como ficou tal ajuste.

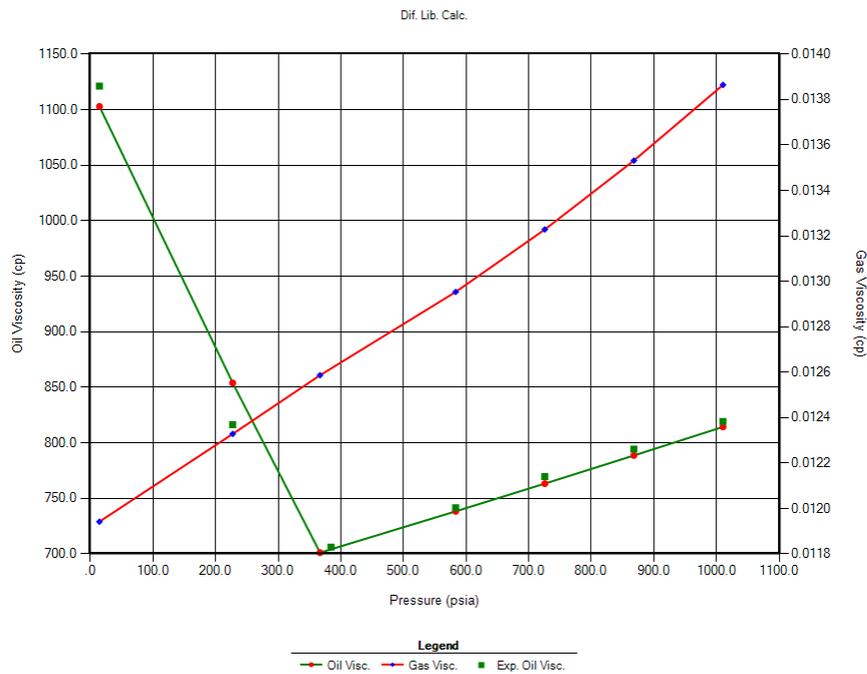


Figura 3.1: Viscosidade do óleo e gás versus pressão

A Figura 3.2 ilustra o ajuste da razão de solubilidade do óleo como também seu fator volume de formação. Na figura pode-se notar que a pressão por volta de 400 psia há a liberação de gás. O que se conclui que nessa pressão ocorre o ponto de bolha.

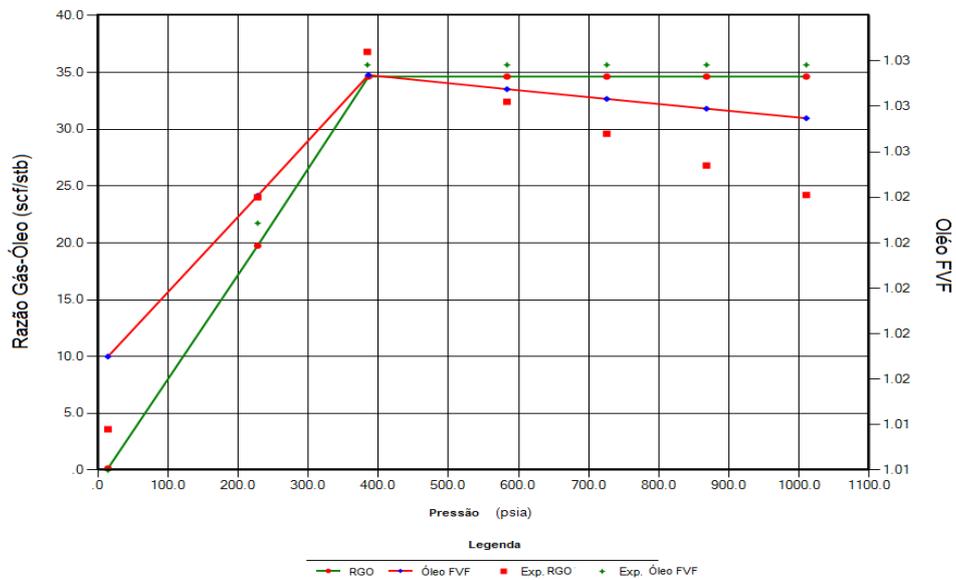


Figura 3.2: Razão Gás-Óleo e fator volume de formação do óleo versus pressão

3.3.3 Interação Rocha-Fluido

Os dados de permeabilidade relativa e pressão capilar no sistema água-óleo são mostrados, respectivamente, na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Permeabilidade relative água-óleo

Permeabilidade relative água-óleo			
Saturação de água conata (S_w)	Permeabilidade relative à água (K_{rw})	Permeabilidade relative ao óleo (K_{row})	Pressão capilar (P_{cog})
0.34	0	0.9	16.66
0.3657	0.0008	0.8285	11.7
0.3913	0.0022	0.758	8.47
0.417	0.004	0.6886	6.29
0.4427	0.0062	0.6203	4.78
0.4683	0.0087	0.5533	3.7
0.494	0.0114	0.4876	2.92
0.5197	0.0143	0.4233	2.33

0.5453	0.0175	0.3607	1.88
0.571	0.0209	0.2997	1.54
0.5967	0.0245	0.2409	1.28
0.6223	0.0283	0.1843	1.06
0.648	0.0322	0.1305	0.9
0.6737	0.0363	0.0802	0.76
0.6993	0.0406	0.0349	0.65
0.725	0.045	0	0.56
1	0.15	0	0.15

O gráfico da Figura 3.3 apresenta a permeabilidade relativa óleo-água em relação à saturação da água que foi gerado a partir da Tabela 3.2. Com o aumento da saturação da água, a permeabilidade relativa à água aumenta, enquanto que a permeabilidade relativa ao óleo diminui.

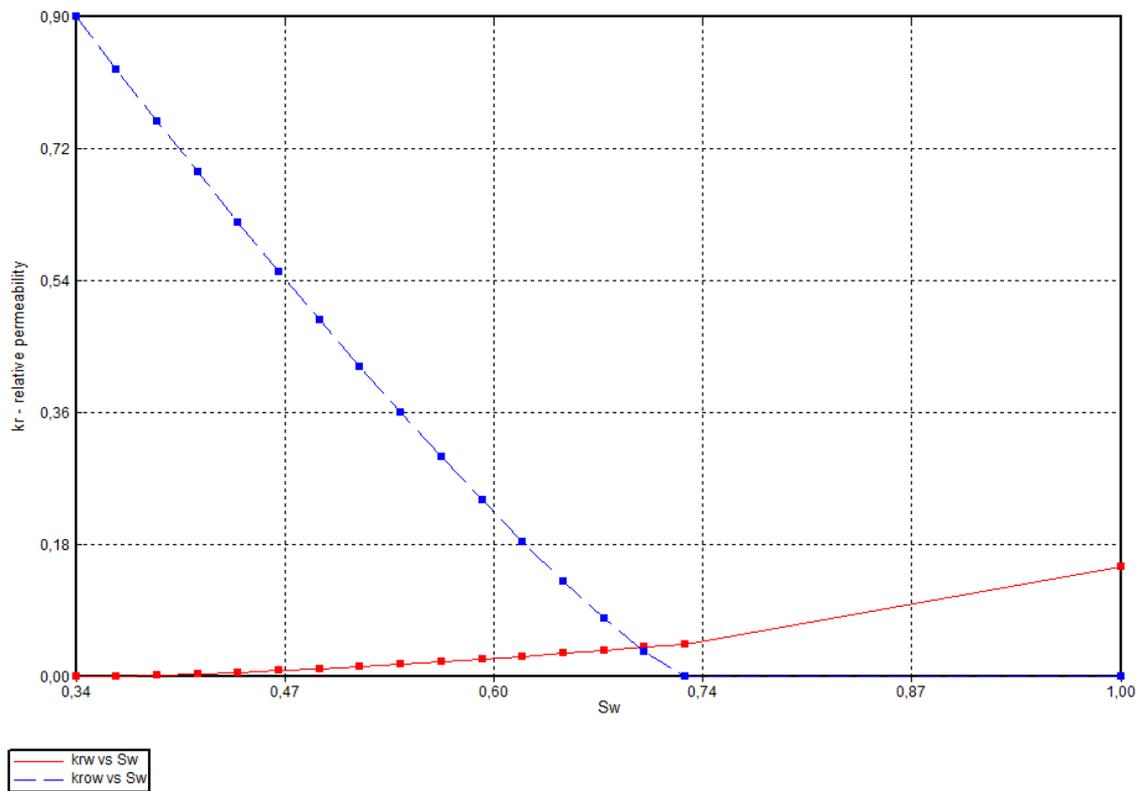


Figura 3.3: Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa

A Tabela **Erro! Fonte de referência não encontrada**.3.3 apresentam os dados da permeabilidade relativa, e pressão capilar do sistema líquido-gás e suas respectivas curvas.

Tabela 3.3: Permeabilidade relative líquido - gás

Permeabilidade relativa líquido – gás			
Saturação de líquido (Sl)	Permeabilidade relativa ao gás (Krg)	Permeabilidade relativa gás-óleo (Krog)	Pressão capilar (Pcog)
0.76	0.45	0	0.99
0.776	0.406	0.0139	0.09
0.792	0.363	0.0395	0.82
0.808	0.322	0.0726	0.75
0.816	0.283	0.0117	0.68
0.832	0.245	0.1564	0.62

0.848	0.209	0.2048	0.57
0.864	0.175	0.2587	0.53
0.88	0.143	0.3161	0.48
0.0896	0.114	0.3769	0.45
0.912	0.0866	0.4421	0.41
0.928	0.062	0.5096	0.38
0.936	0.0402	0.5805	0.36
0.952	0.0219	0.6547	0.33
0.968	0.0077	0.7313	0.31
0.984	0	0.8111	0.29
1	0	0.9	0.26

O gráfico da Figura 3.4 é o da permeabilidade relativa do sistema líquido-gás em relação à saturação da água gerado a partir da Tabela 3.3. Nota-se que com o aumento da saturação do líquido, a permeabilidade relativa ao gás diminui enquanto que a permeabilidade relativa gás-óleo aumenta.

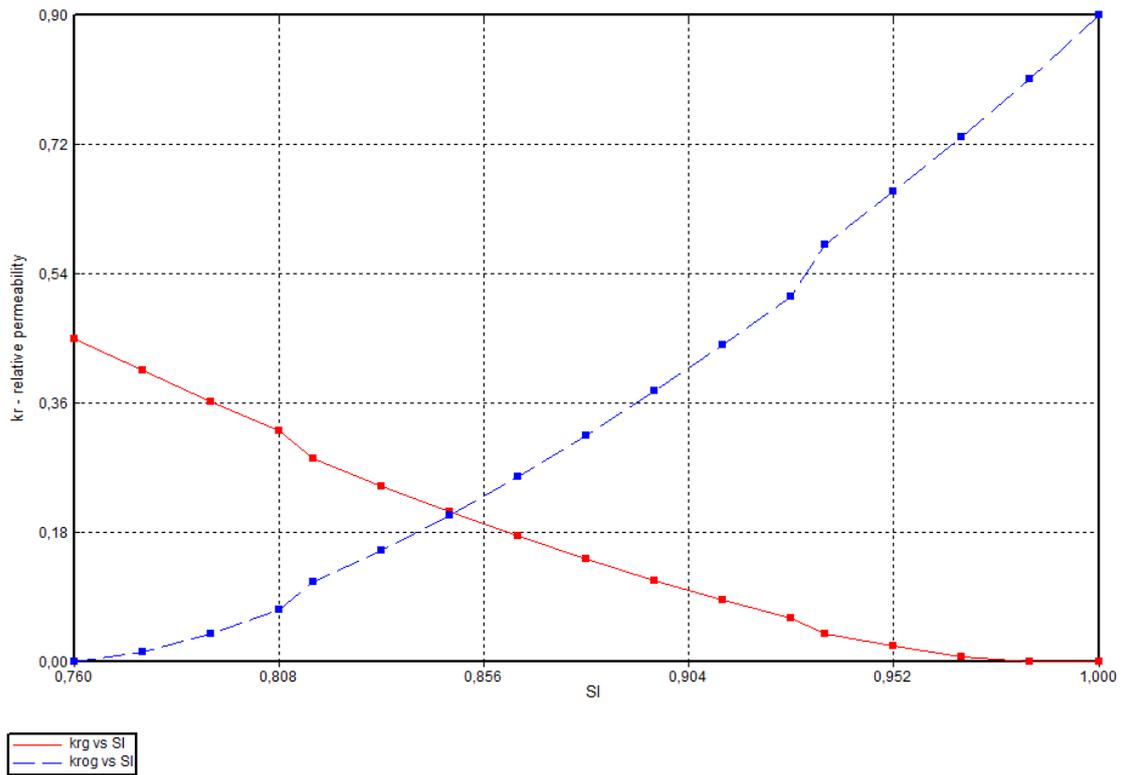


Figura 3.4: Curva de permeabilidade relativa Líquido - Gás

3.3.4 Modelo Físico do Reservatório

Os dados do reservatório foram previamente fornecidos e tem característica típica de um reservatório de óleo pesado. O Reservatório é considerado homogêneo e suas propriedades são apresentadas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Característica do reservatório e propriedades das rochas

Área do reservatório (m ²)	510x290
Espessura do reservatório (m)	75
Números de blocos nas direções i, j, k	28, 21, 17
Total de blocos	9996
Comprimento dos poços horizontais (m)	300
Volume do óleo <i>In place</i> (m ³ std)	273400
Profundidade do topo do reservatório (m)	195

Permeabilidade horizontal (mD)	1100
Permeabilidade vertical (mD)	132
Porosidade (%)	19
Saturação de água conata (%)	36
Temperatura inicial (°C)	38
Espessura da zona de óleo (m)	46
Saturação inicial de óleo (%)	64
Contato água óleo (m)	246
Pressão (psi)	287
Compressibilidade de formação @287 psi	$15 \times 10^{-7} \times 1/\text{psi}$

As dimensões e direções do modelo em 3D primeiramente criado no *Builder*. O refinamento foi estabelecido da seguinte maneira:

- Direção i : 28 blocos de 18.2142 m;
- Direção j: 21 blocos de 13.8090 m;
- Direção k: 15 blocos de 2.3529 m + 2 blocos de 20m;
- Total de blocos: 9996.

O reservatório tem seu topo a 195 metros de profundidade e tem sua base a 270 metros.

A Figura 3.5 está ilustrando, a geometria 3D, do Reservatório.

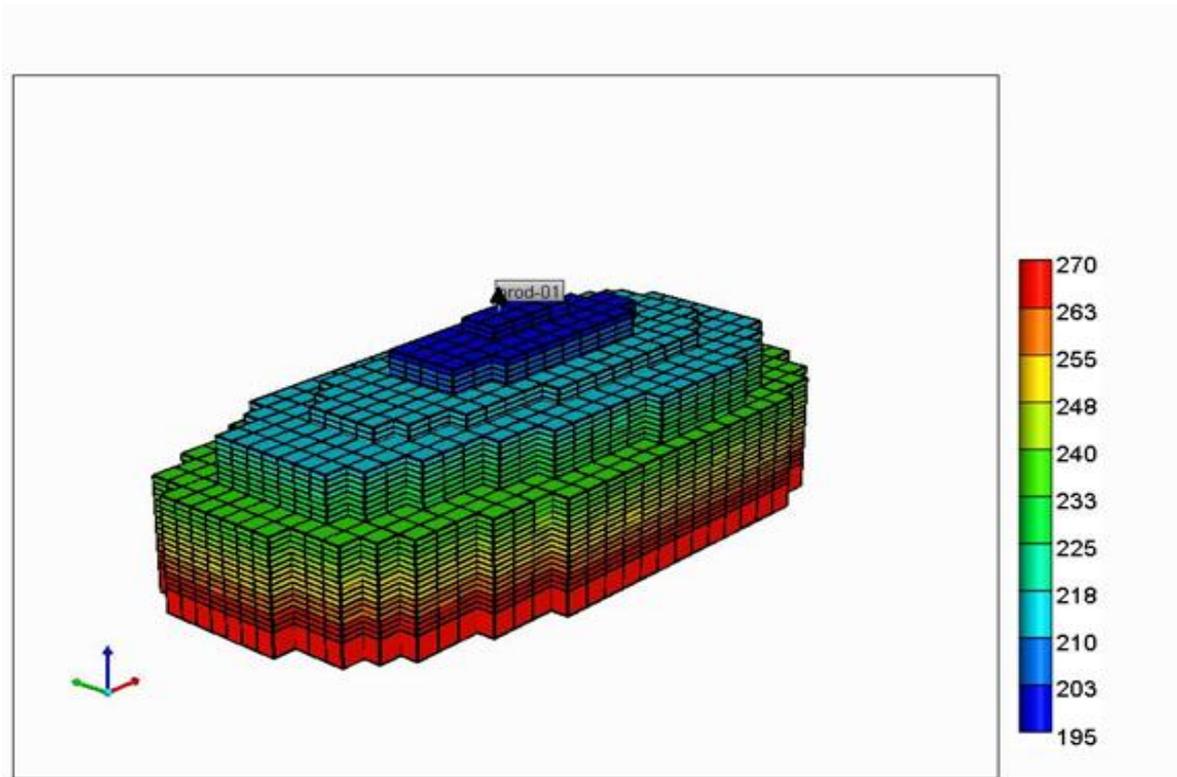


Figura 3.5: Vista 3D do reservatório

A saturação inicial do óleo no reservatório pode ser ilustrada na figura na 3.6. Nota-se que há diferença entre saturações no reservatório e que pode ser visto pela diferença de cores. A zona verde indica uma zona que não apresenta saturação de óleo, por se tratar de uma região composta por água. Acima dessa região, estão às zonas de transição entre a água e o óleo e mais acima está à zona de maior saturação de óleo que tem a cor mais amarelada. Essa é a ordem natural das saturações visto que o óleo que é menos denso está na parte mais superior do que a zona de água.

Com base nessa figura pode-se decidir a posição adequada para a perfuração do poço produtor e poço injetor.

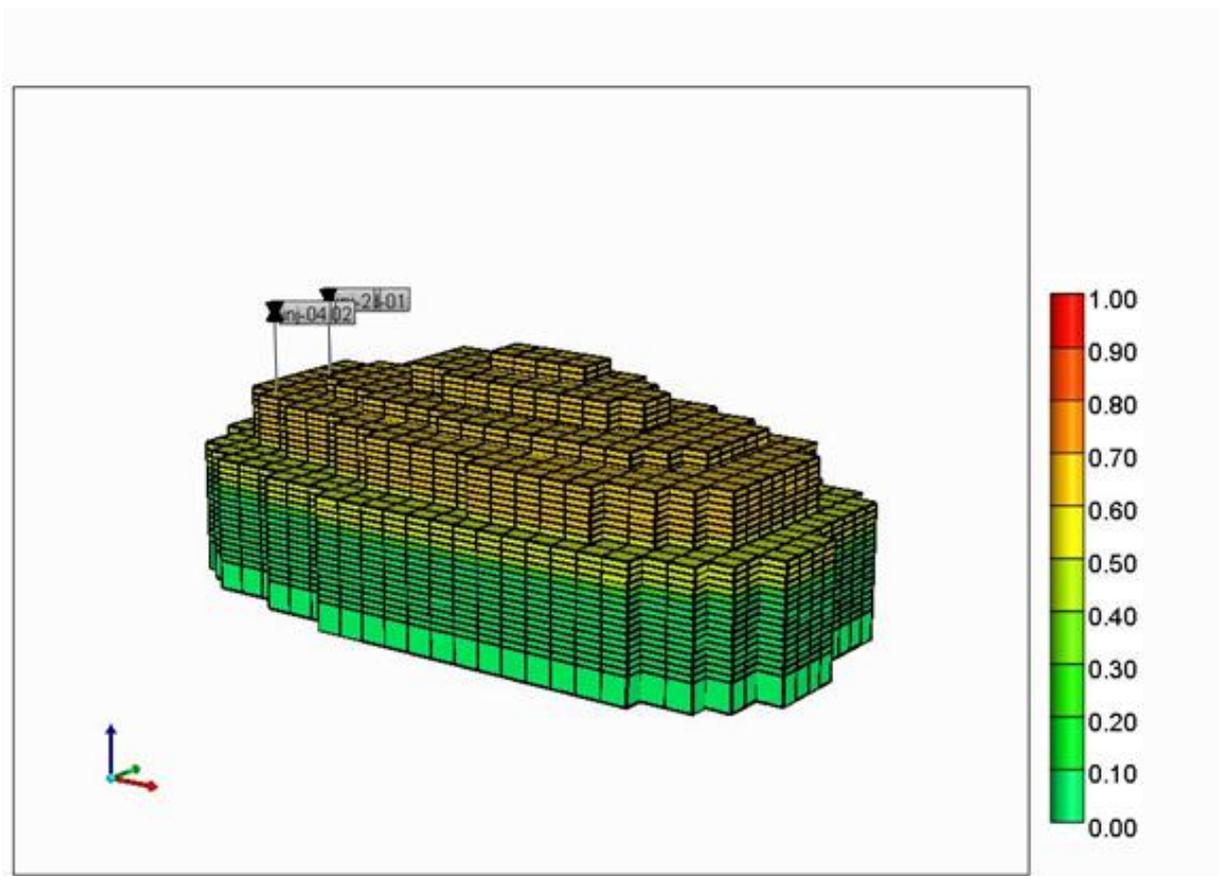


Figura 3.6: saturação do óleo tempo inicial de produção

3.3.5. Condições Operacionais

Nesse projeto, as simulações foram realizadas adotando algumas condições operacionais. Foi estabelecido um modelo base no qual todos os outros modelos se derivam dele. Para o sistema modelado, foram adotados algumas condições operacionais. As simulações foram realizadas para representar a produção em período de quinze anos, sendo que os intervalos de injeções foram de dois anos. Sendo os dois primeiros anos iniciados com injeção de vapor puro e na sequencia foram injetados dois anos de solvente C6 formando um ciclo. As condições operacionais dos poços estão listadas na **Tabela 3.5, Tabela 3.6 a seguir:**

Tabela 3.5: Condições Operacionais dos Poços Injetores

Poço injetor	
Pressão máxima no poço injetor (Psi)	1050

Vazão máxima de vapor (m³/dia) (Variável)	100 a 200
Vazão máxima de solvente (m³/dia) (Variável)	10 a 20

Tabela 3.6: Condições Operacionais dos Poços Produtores

Poço Produtor	
Pressão mínima no poço produtor (Psi)	28,5
Vazão máxima de produção de líquido(m³/dia)	500

3.3.6. Metodologia

Os poços produtores foram posicionados a aproximadamente 8 metros acima da zona de água para evitar a produção precoce de água, oriunda da zona de água, e o injetor foi colocado aproximadamente 9 metros acima do produtor para os efeitos de a injeção serem efetivos numa grande parte do reservatório e assim existir uma maximização do efeito da drenagem gravitacional.

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 e de máxima vazão total de injeção de solvente de 20 m³/dia; máxima pressão de fundo de 1044 psi, por poço; e o solvente injetado é o C6; e o vapor é composto de 100% de água à 550 °F com título de 80%;

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: 15 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 31-12-2015).

Na Figura 3.7 observa-se uma vista 2D de um par de poços perfurados com distância vertical de 9 m e comprimentos horizontal dos poços de aproximadamente 300 m, aproximadamente.

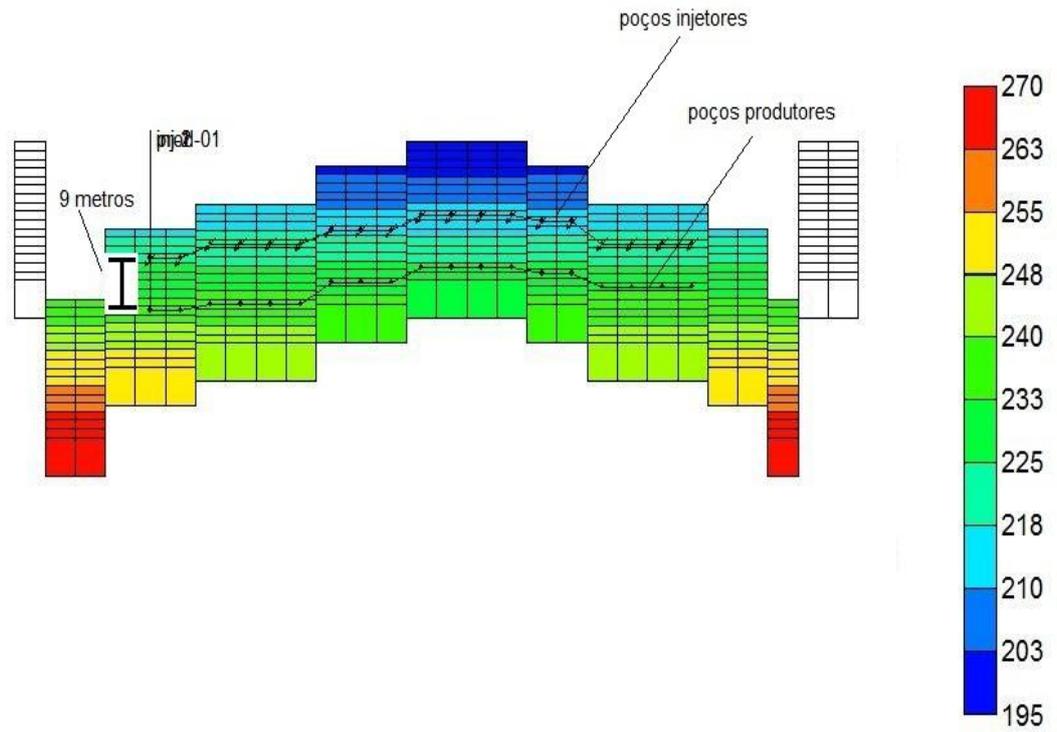


Figura 3.7: Vista Transversal reservatorio

Capítulo 4

Resultados e Discussões

4. Resultados e Discussões

Para uma análise inicial, foram realizadas, preliminarmente, algumas simulações para obter resultados da aplicabilidade do processo SAS. Na sequência foram analisadas diferentes configurações através de gráficos como: da produção de óleo acumulado (N_p); do fator de recuperação (FR); do mapa de viscosidade, mapa de temperatura e pressão e da influência do tipo de solvente (C6 e C7), bem como a influência da vazão de injeção (m^3std/dia) e da distância vertical entre os poços (alterando a completação do poço injetor).

Também se variou a quantidade de poços, sendo uma configuração de dois pares de poços (2 poços produtores e 2 poços injetores). E outra com um par de poço (1 injetor e 1 produtor). Vale ressaltar que todo o solvente injetado foi retirado dos cálculos da produção de óleo, para evitar a majoração do volume de óleo produzido.

4.1. Análise Comparativa dos Parâmetros Operacionais

Após todos os modelos terem sido simulados, foram realizadas algumas análises que serão expostas nesse capítulo.

A recuperação primária é muito baixa devido ao fato do reservatório ter óleo pesado e energia insuficiente para retirar o óleo do reservatório, com isso, o fator de recuperação primário se mostrou muito baixo, em torno de 0,2 %, isto pode ser visto no gráfico do óleo recuperado e fator de recuperação das recuperações primária. Nas Figuras 4.1 e 4.2 respectivamente.

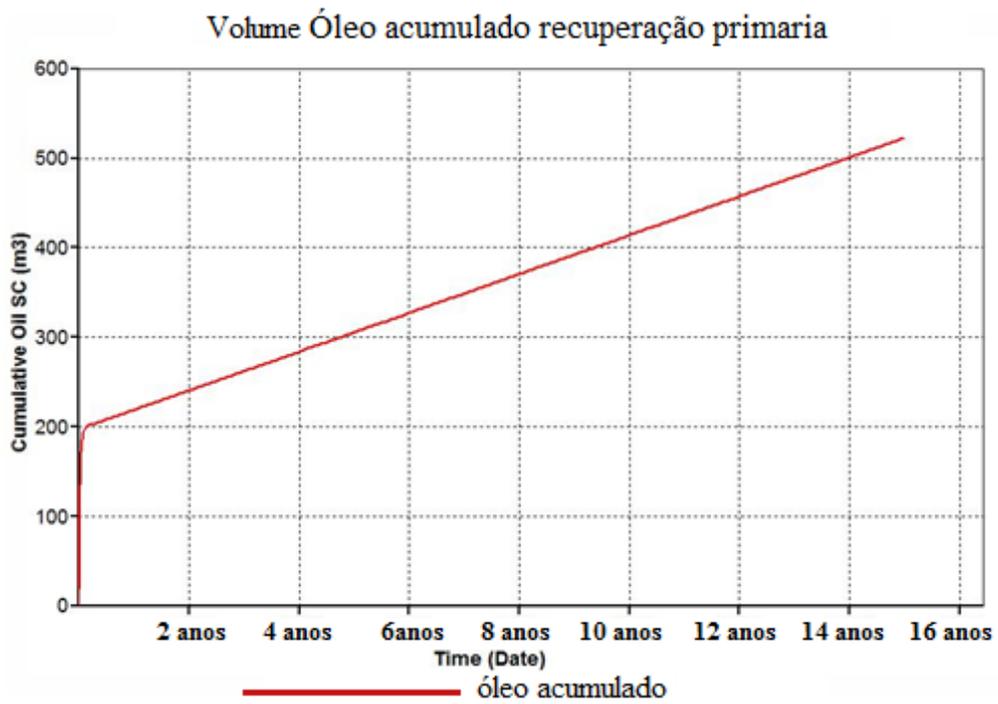


Figura 4.1: Volume de óleo acumulado recuperação primária

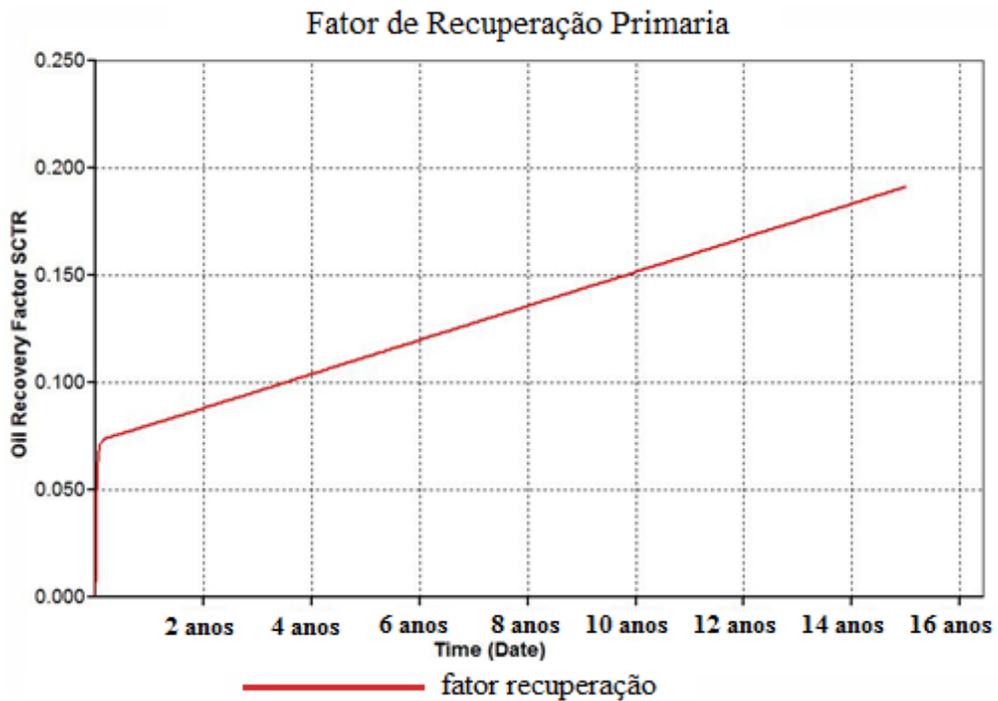


Figura 4.2: Fator recuperação primária

4.1.1. Análise Comparativa entre a utilização do método SAS e a recuperação primária.

Foi feita uma comparação entre o uso do método SAS e o modelo sem injeção, apenas para verificar a aplicabilidade do método. Para análise foi utilizado o modelo base nessa seção, com a injeção do solvente C6 a uma vazão de 100 m³/dia.

Observa-se um incremento na produção acumulada dado pelo a injeção de vapor e solvente alternadamente. A produção acumulada que era de aproximadamente 520 m³ na recuperação primaria salta para cerca de 110000 m³. Preliminarmente diante desse gráfico já se pode afirmar que o método de produção adotado (SAS) é válido. Porem é necessário obter mais alguns dados e simulações para ter maior precisão na conclusão e na tomada de decisão.

Na Figura 4.3 é possível observar esse comparativo a partir da curva da recuperação de óleo acumulado (Np) em função do tempo.

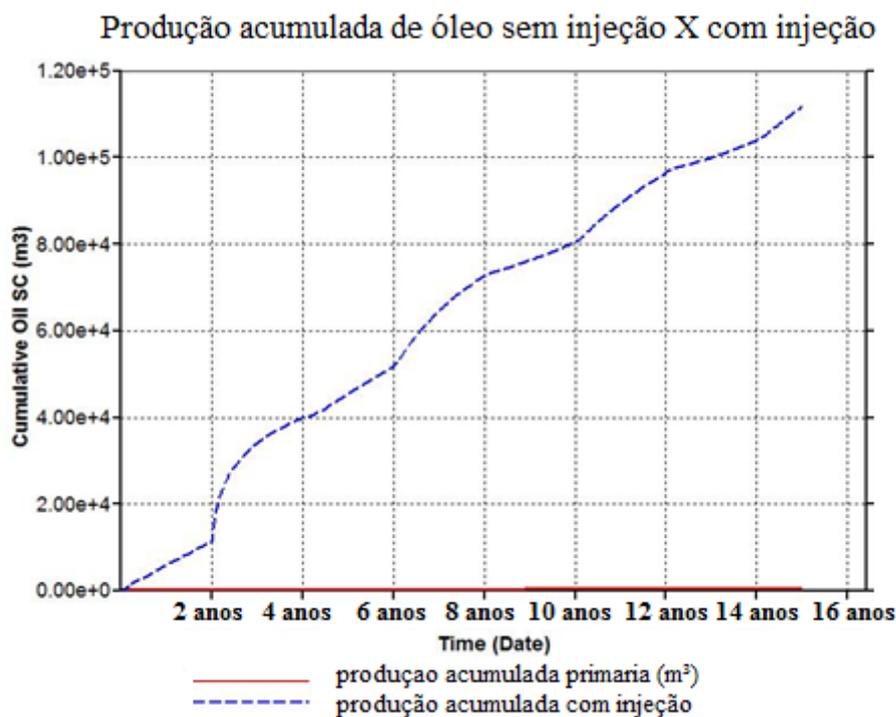


Figura 4.3: Produção acumulada óleo sem injeção versus com injeção

4.1.2. Análise Comparativa entre o tipo de Solvente Injetado

Na sequência foi analisado o comportamento de dois tipos de solventes o C6 e C7, durante um período de injeção de quinze anos, com vazão de vapor de 200 m³/dia. Nos dois anos iniciais foi injetado vapor puro numa vazão de 200 m³/dia e na sequência foi injetado solvente a uma vazão de 20 m³/dia por um período, também, de dois anos, formando assim um ciclo de injeção alternado entre vapor e solvente de dois anos e uma distância vertical de 9m entre os poços.

A Figura 4.4 mostra o fator de recuperação com injeção de dois solventes distintos sendo a mesma vazão de injeção. Já na figura 4.5 apresenta a produção acumulada de óleo (Np) do reservatório, descontando-se a produção do solvente, comparando o desempenho dos dois solventes injetados com a produção acumulada primária.

Fator Recuperação x Tempo

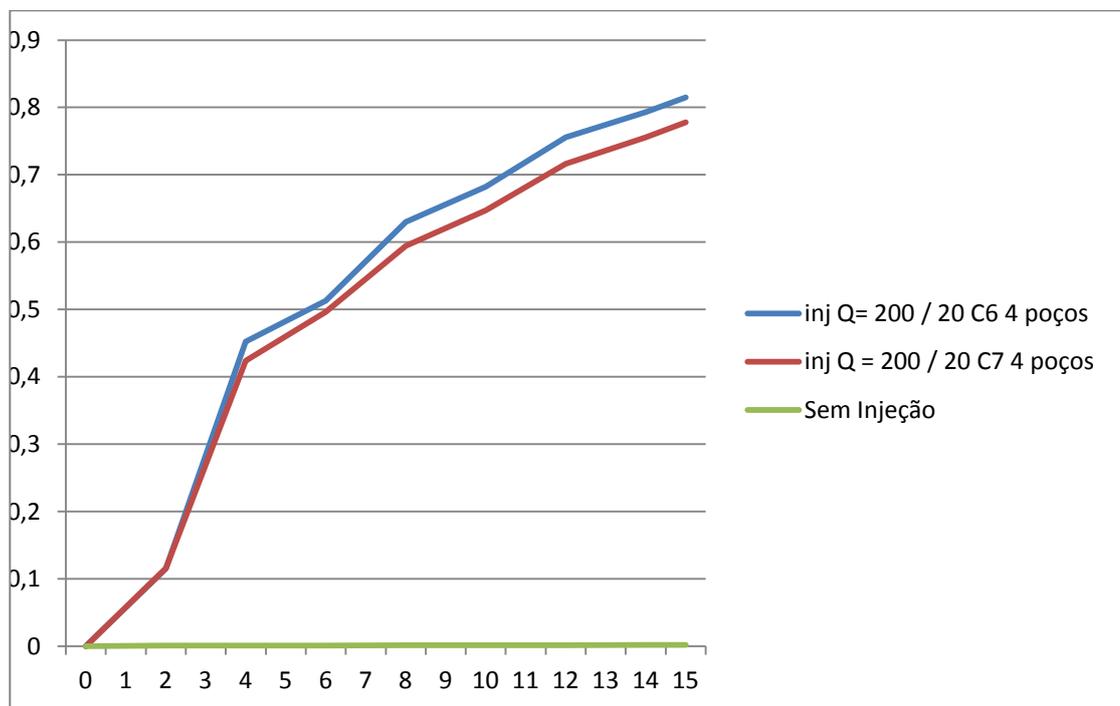


Figura 4.4: Fator de recuperação com injeção de C6 e C7

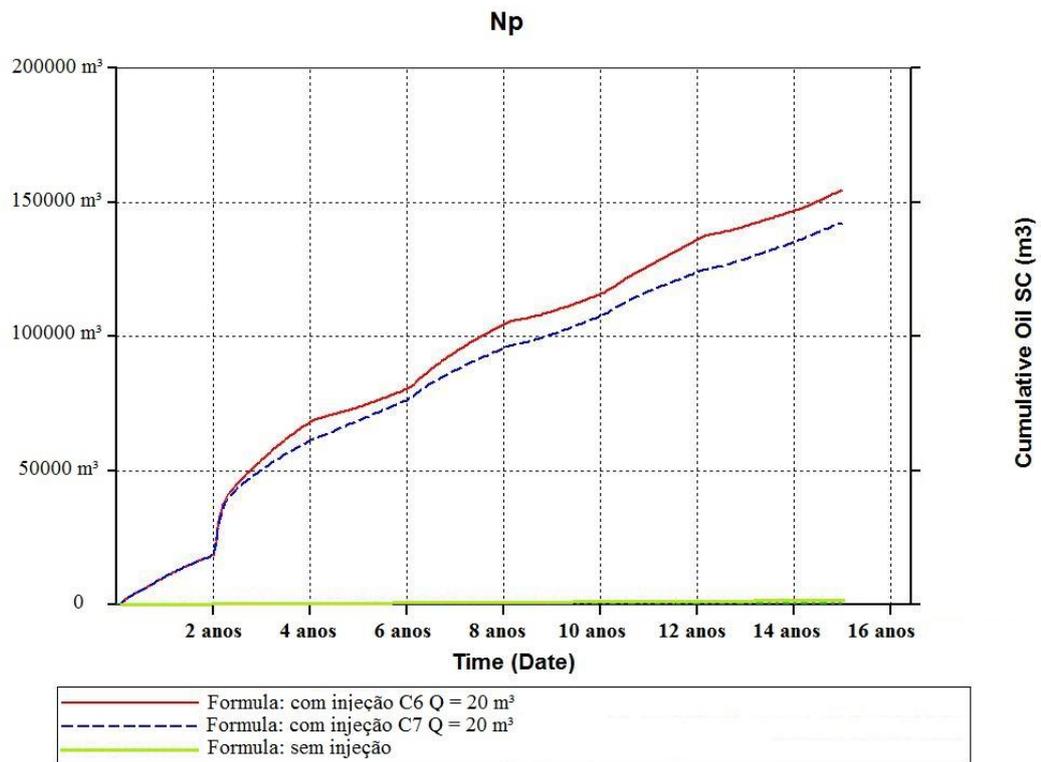


Figura 4.5: Produção acumulada com injeção de C6 versus injeção de C7 versus Primária

Como se pode observar, o solvente C6 obteve o melhor desempenho, e que a partir desse dado as análises posteriores passaria a utilizar o C6 para as simulações. Com isso ficou fixado que o solvente a ser aplicado seria o C6.

4.1.3. Análise Comparativa entre as quantidades de poços injetores e produtores

Outra análise do processo pode ser feita através da observação dos resultados do Fator de Recuperação de Óleo SCTR no tempo e o volume recuperado de óleo entre os modelos que possuem a mesma vazão de injeção. Comparou-se dois modelos de pares de poços com vazões iguais (Modelo com vazões 200 m³/dia) sendo um par de poços (um injetor e um produtor) e dois pares de poços (dois injetores e dois produtores paralelos). Nesta figura se observa que o volume recuperado aumenta com o incremento da quantidade de pares de poços perfurados no reservatório, passando de aproximadamente 150.000 m³/dia para, aproximadamente, 225.000 m³/dia. Vale ressaltar que com aumento da quantidade de poços injetores houve aumento da injeção de vapor e solvente e que

além da mudança na configuração dos poços também houve um aumento de injeção considerável.

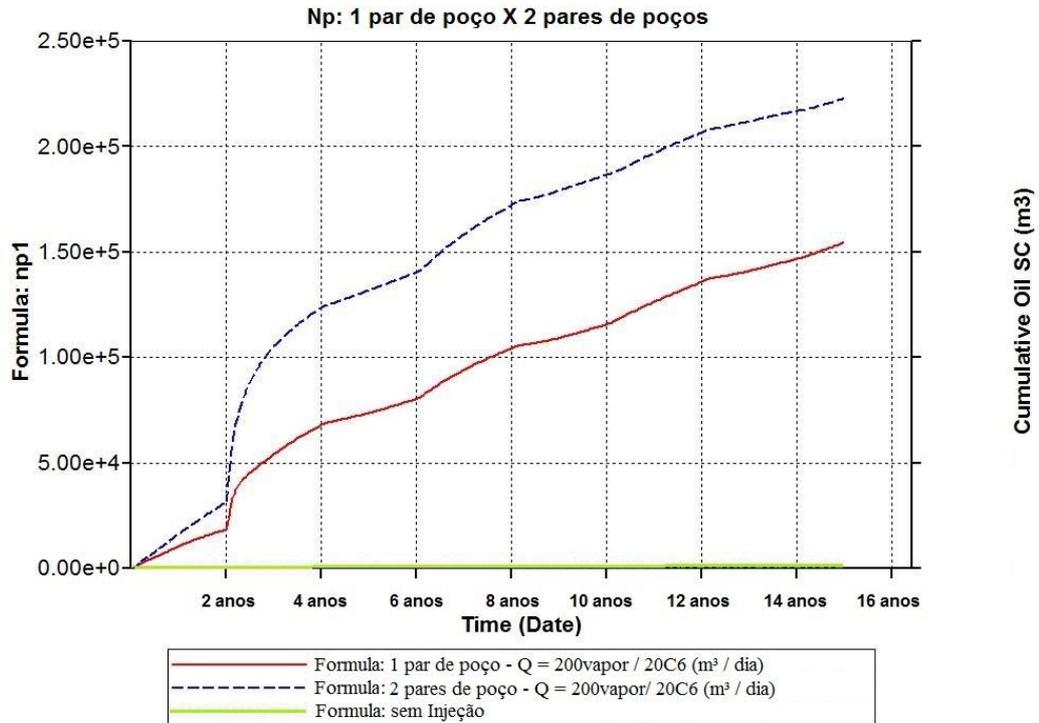


Figura 4.6: Produção acumulada com 1 par poço versus 2 pares de poços

4.1.4. Análise Comparativa entre as Vazões de Injeção

Após a análise do solvente foi estudado o comportamento da produção de óleo para diferentes vazões de injeção do solvente C6, sendo a variação de 100 m³/dia, 150 m³/dia e 200 m³/dia com finalidade de encontrar uma vazão de operação para este tipo de reservatório.

Para analisar o efeito da vazão de injeção foi obtida no gráfico da Figura 4.7 a produção acumulada de óleo (Np) do reservatório, descontando a produção do solvente. Nota-se que com uma maior vazão de injeção se obtém um maior volume de óleo produzido.

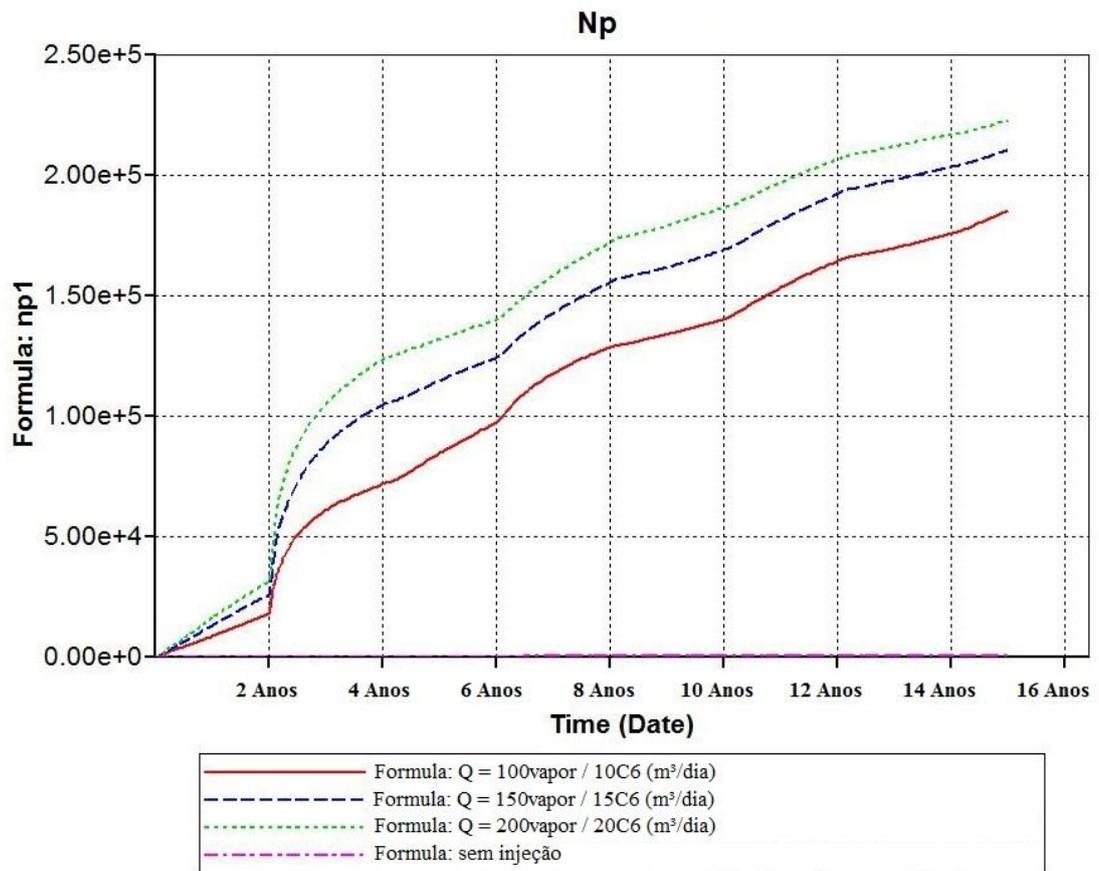


Figura 4.7: Produção acumulada para diferente vazões de injeção

O fator de recuperação obtido foi de 80%, como pode ser mostrado na figura seguinte. Nessa configuração foi utilizado a injeção de solvente c6 e vapor na forma alternada numa vazão de 20 m³/dia e 200 m³/dia respectivamente sendo dois poços produtores e dois poços injetores.

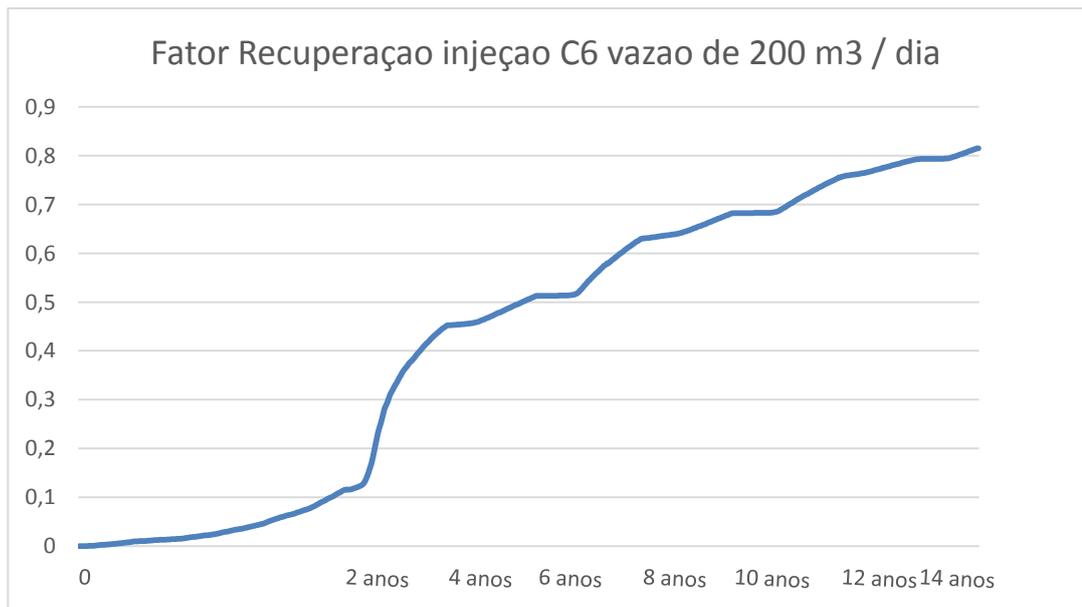
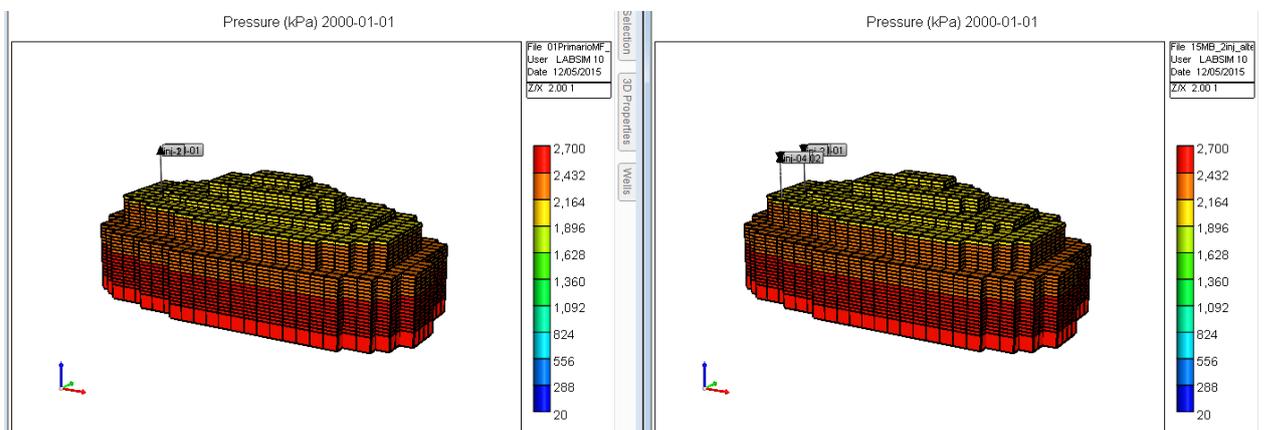


Figura 4.8: fator recuperação com injeção de C6 e vapor alternadamente

4.1.5. Análise das Pressões e temperaturas do óleo a partir dos gráficos 3D.

Pressão

A Figura 4.9 mostra a manutenção de pressão ao longo da produção do poço durante a injeção que são mostrados nas imagens 3D do reservatório, no lado direito, enquanto as imagens do lado esquerdo está o reservatório 3d sem injeção onde a pressão cai bruscamente logo no primeiro ano.



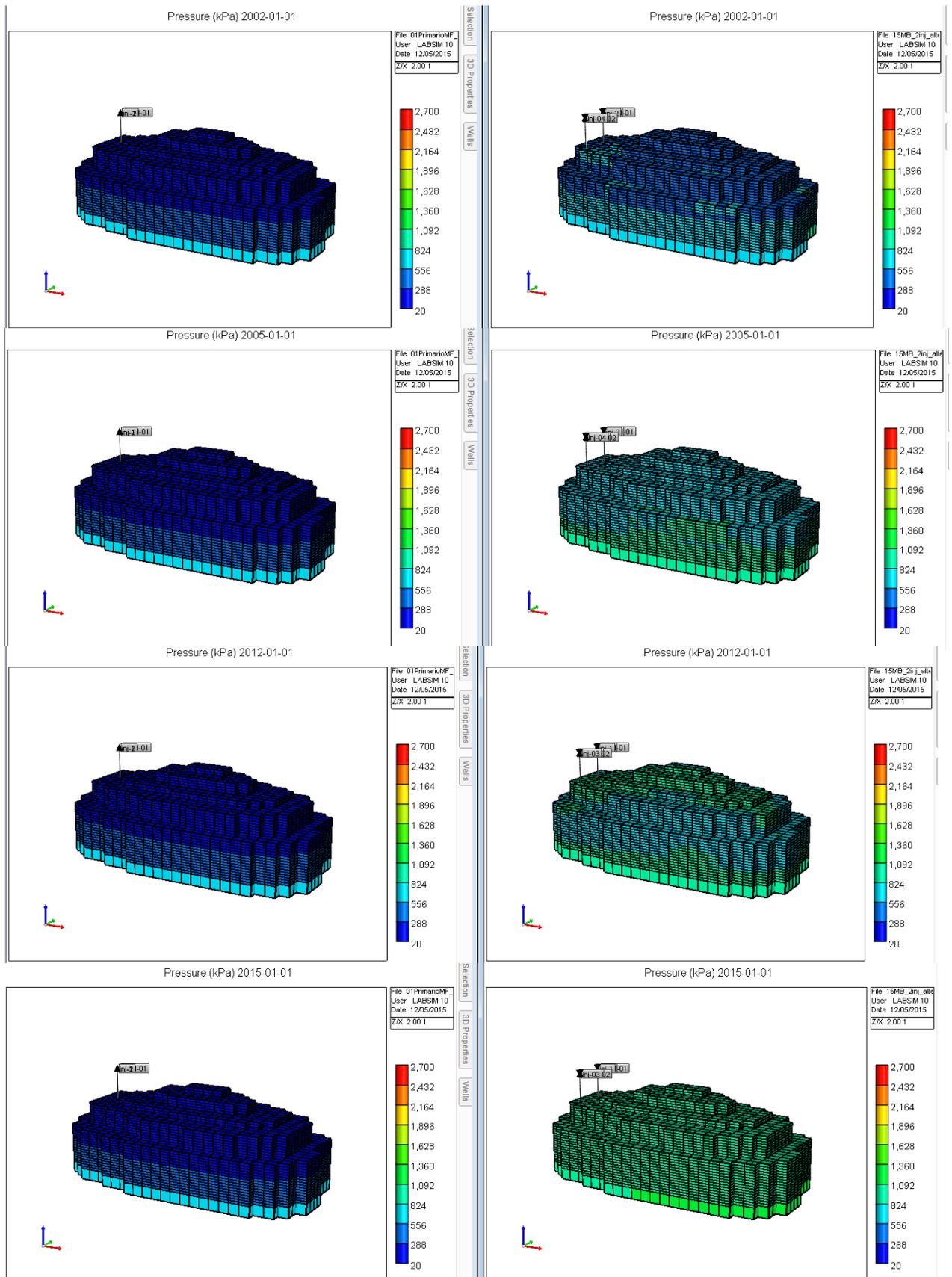
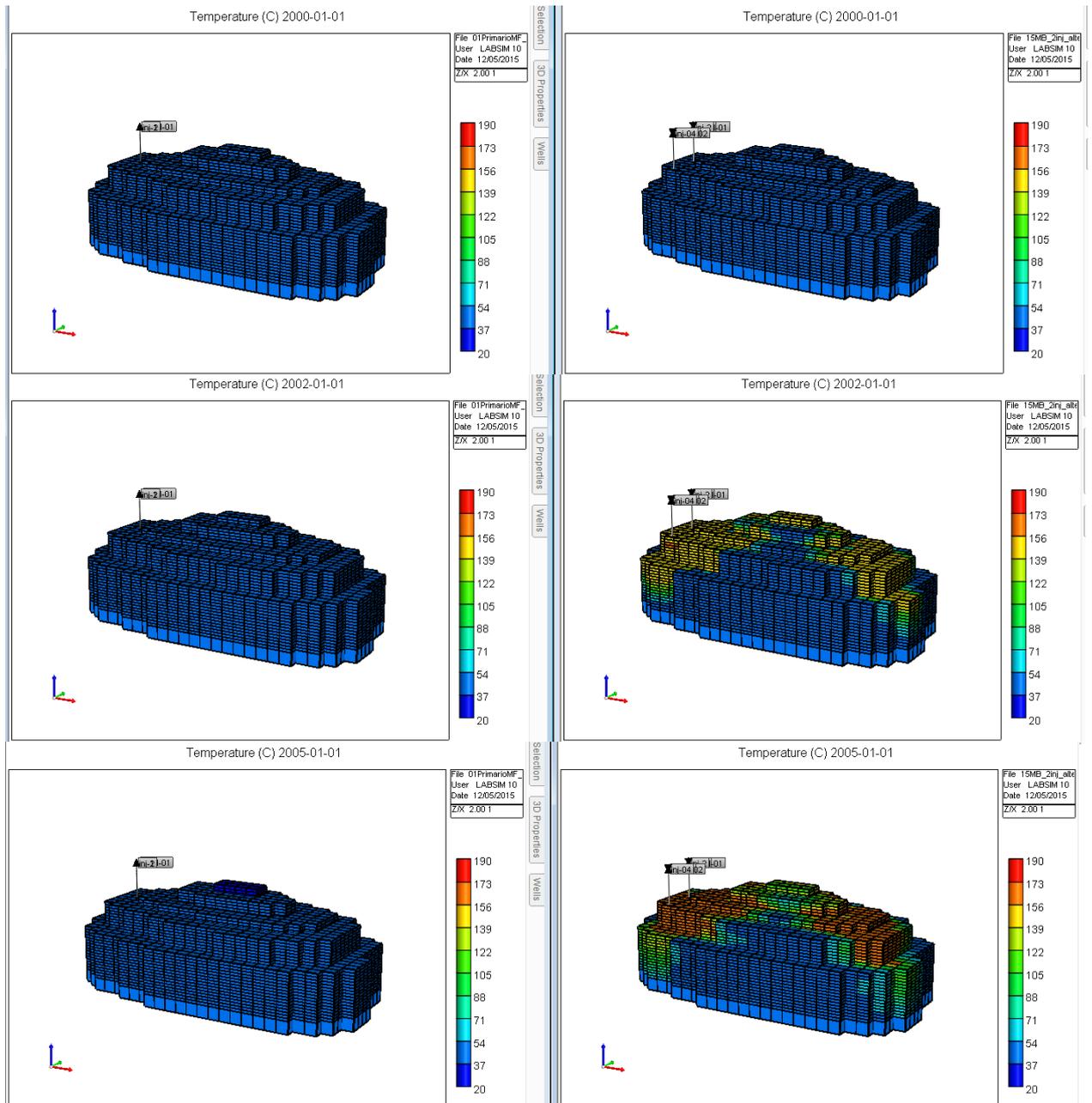


Figura 4.9: Vista 3D pressão do reservatório sem injeção e com injeção

Temperatura

A figura 4.10 mostra na forma 3D a variação de temperatura sem injeção e com, para diferentes tempos de produção. O que se nota logo em princípio é que na figura do lado direito matem uma temperatura alta, visto que é injetado calor na forma de vapor.



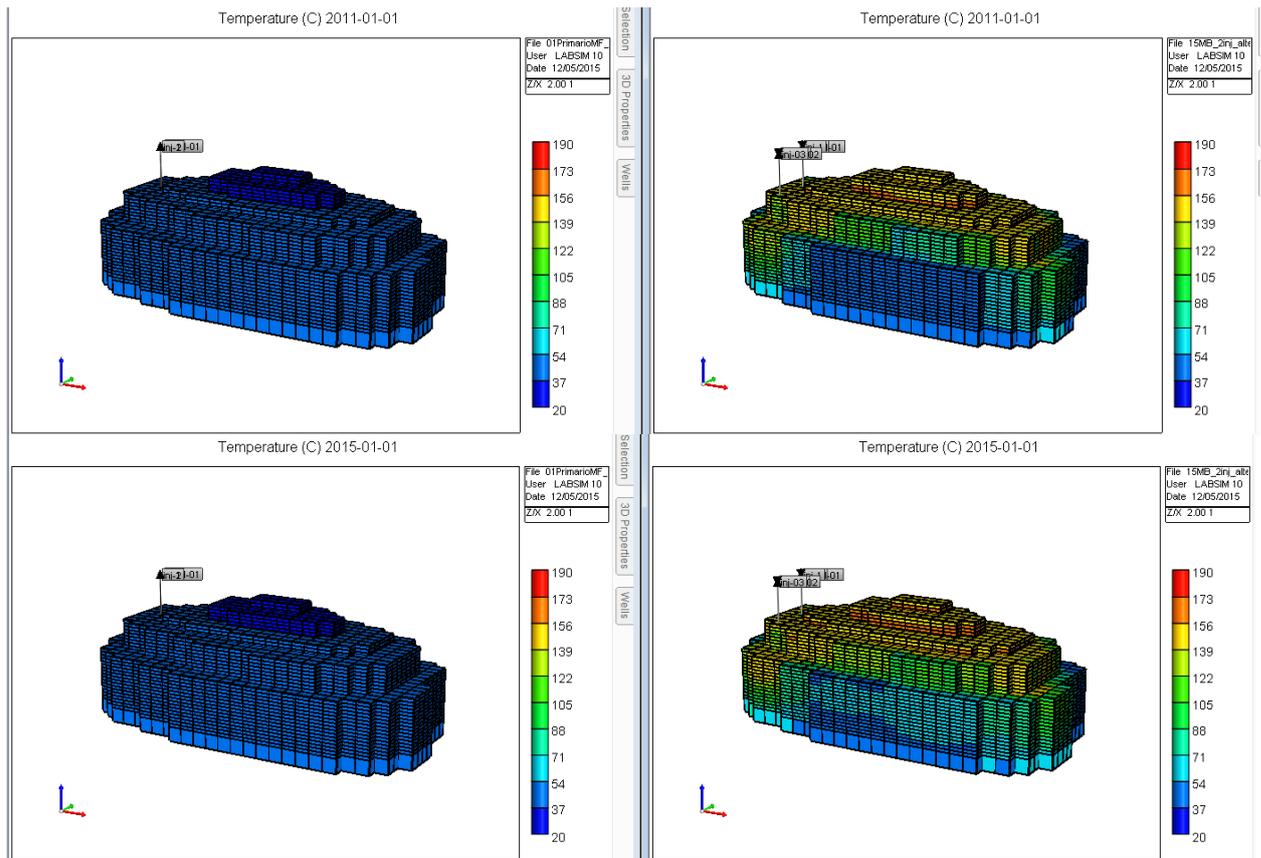


Figura 4.10: Vista 3D Temperatura do reservatório sem injeção e com injeção

4.1.6. Análise Comparativa Final

Com o aumento da quantidade de solvente injetado ocorre uma maior redução das tensões interfaciais entre água e óleo dentro do reservatório. Esse fenômeno contribui para um melhor escoamento do óleo dentro do reservatório, possibilitando uma maior recuperação de óleo. Assim, quanto maior a quantidade de solvente injetado, maior será o volume de hidrocarbonetos recuperados. Os efeitos da diminuição das tensões interfaciais ocasionam, também, uma antecipação da chegada do banco de óleo aquecido aos poços produtores. Tal fenômeno é observado na Figura 4.11, que mostra a

vazão de produção para as diferentes quantidades de solventes injetados.

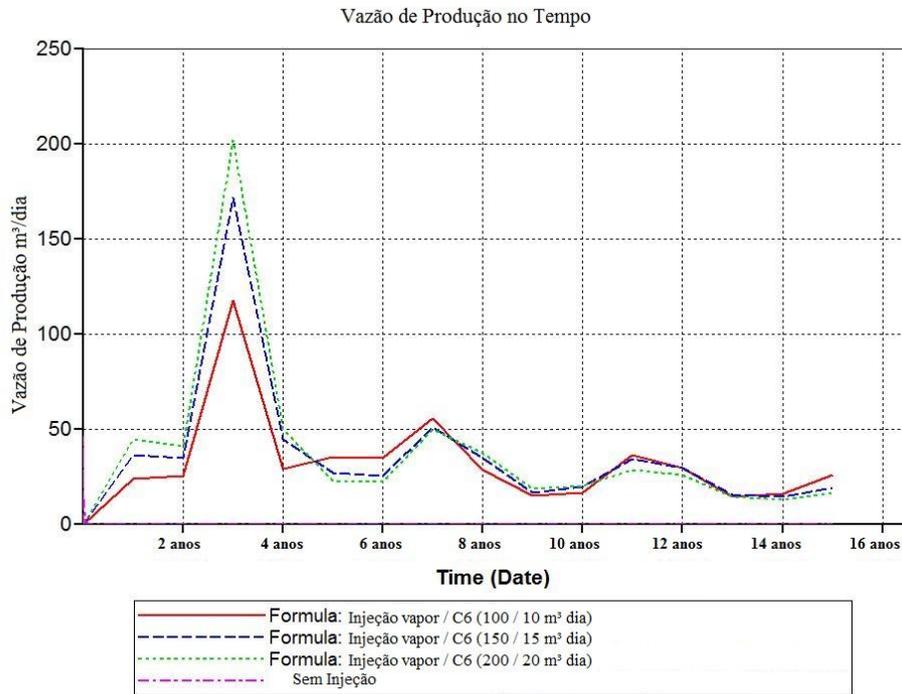


Figura 4.11: Vazão de produção com diferentes injeções

Dentre os resultados expostos, alguns modelos notavelmente tiveram maior desempenho de produção para um período de quinze anos. São esses: o modelo com 2 pares de poços (2 injetores e 2 produtores paralelos) vazão de injeção de 200 m³/d de vapor alternado com 20 m³/d de solvente; e o modelo semelhante sendo apenas com um par de poço. Estas duas situações de Configurações pode ser vista na figura a seguir.

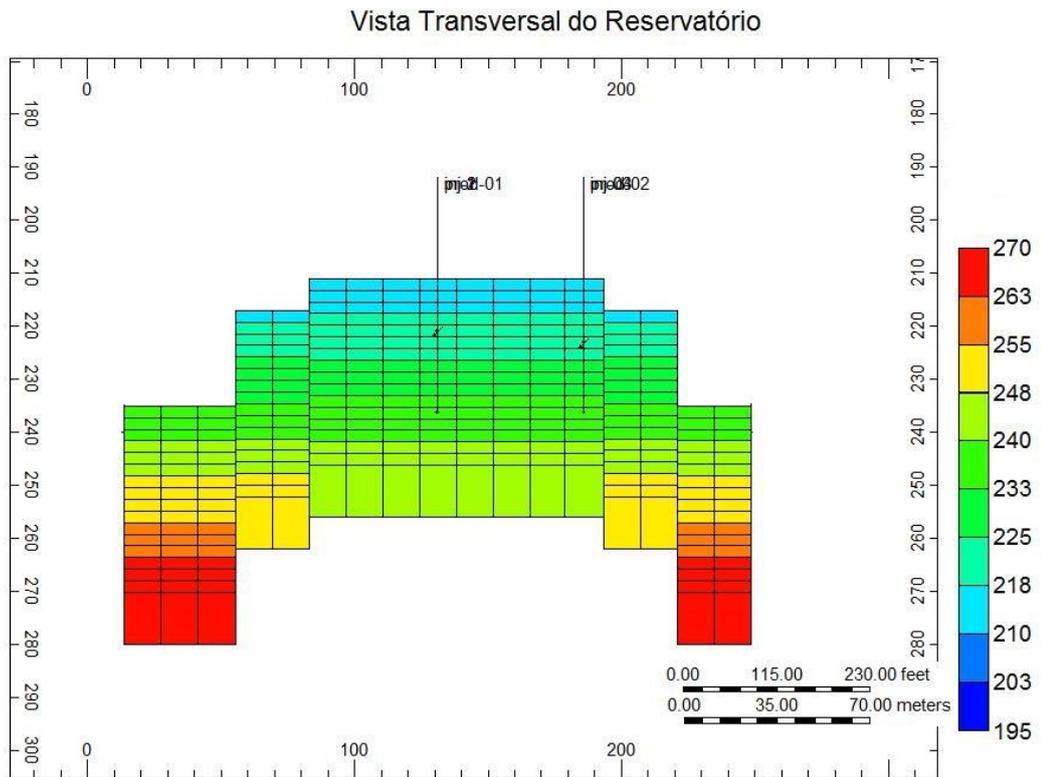


Figura 4.12: Vista transversal 2 pares do poços (2 injetores e 2 produtores paralelos)

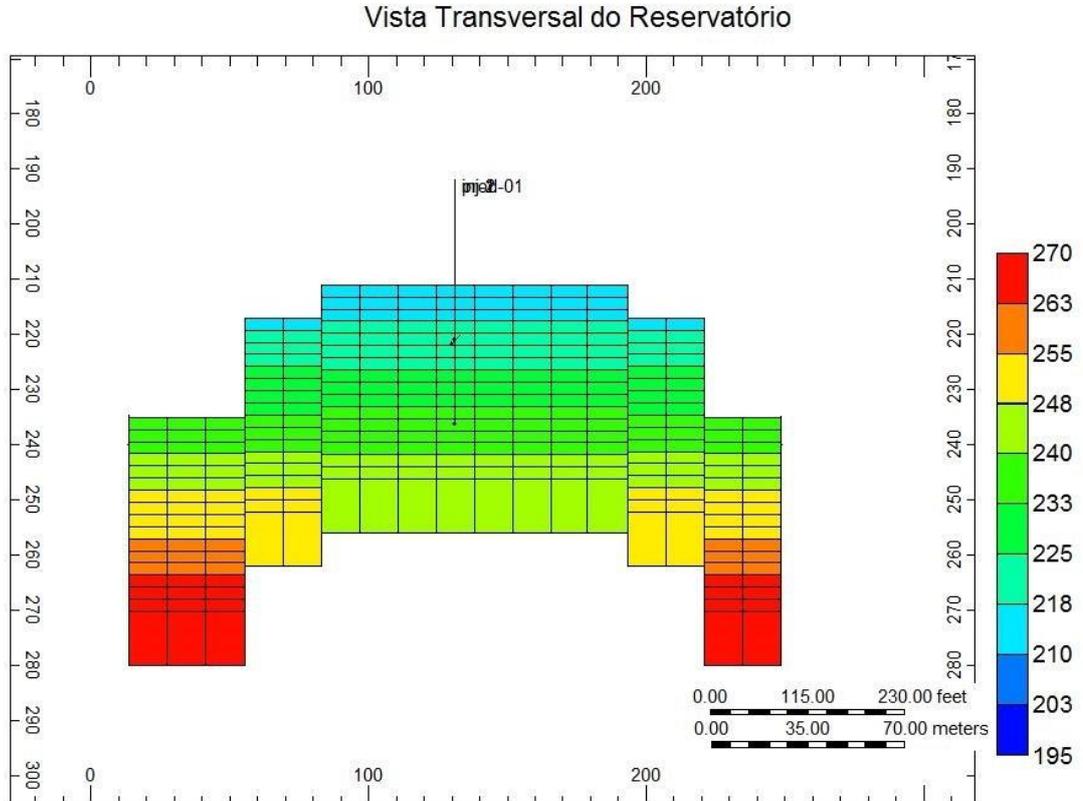


Figura 4.13: Vista Transversal 1 par de poço

Foram plotados todos os modelos simulados e foi gerado em um mesmo gráfico (Figura 4.14) o volume recuperado de todas simulações e comparado com o modelo sem injeção (produção natural do reservatório). As análises foram divididas pela influência da variação da vazão de injeção e pela quantidade de solvente injetado para uma melhor compreensão, utilizando como parâmetros a produção acumulada de óleo, vazão de produção.

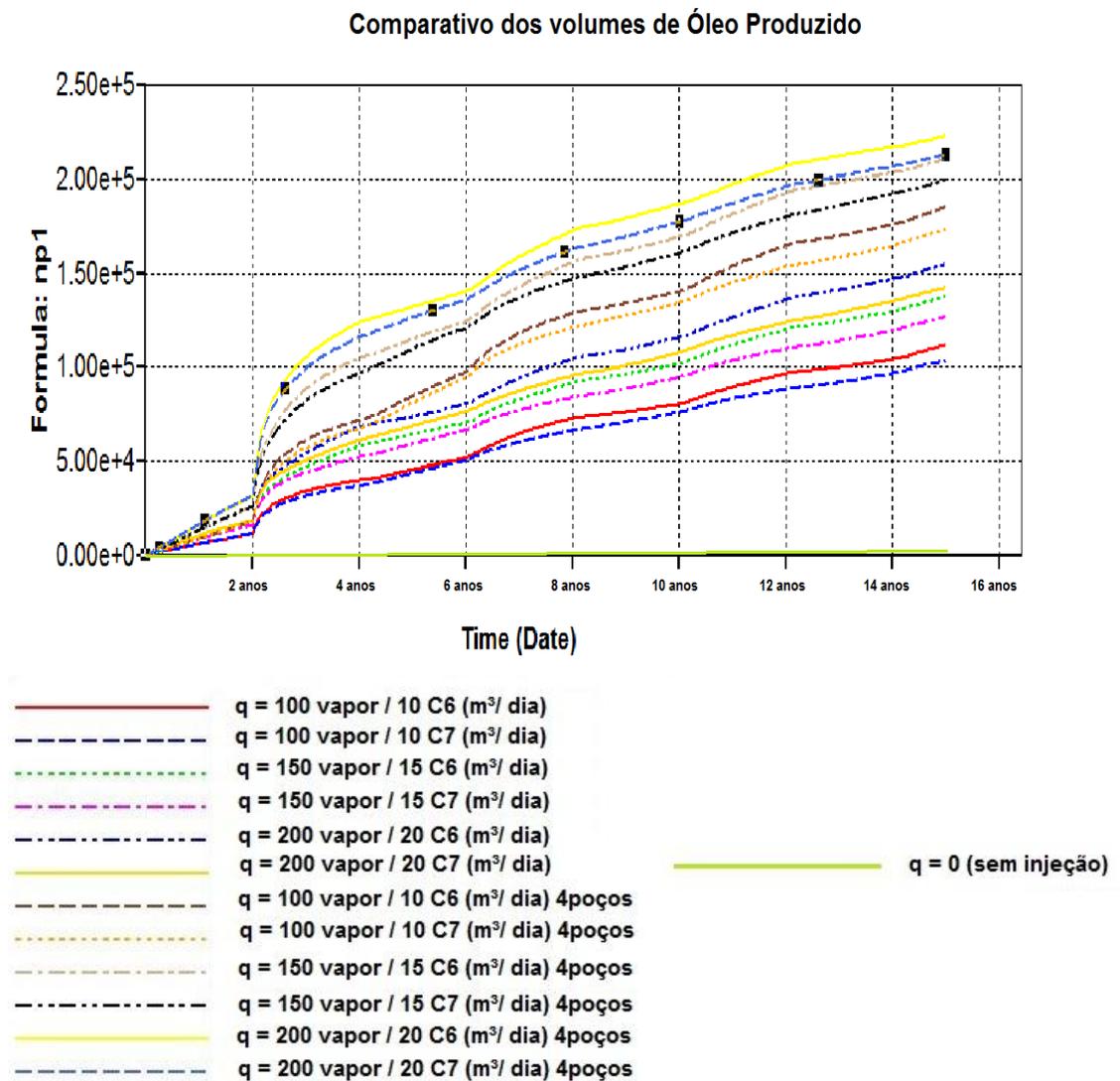


Figura 4.14: Produção acumulada de óleo para todos modelos simulados

Nesse gráfico, mesmo contendo muitas informações, é possível visualizar algumas peculiaridades e aferir alguns resultados.

1. O óleo necessita de um tempo para que possa ser aquecido e produzido.
2. Quanto maior a vazão de injeção maior a recuperação de óleo.
3. Quanto maior a quantidade de solvente injetado maior a recuperação de óleo.
4. Quanto maior a quantidade de vapor injetado maior a recuperação de óleo.
5. O método adotado tem funcionalidade pois recupera maiores quantidades de óleo, quando comparado com o modelo sem o método (sem injeção).

Capítulo 5

Conclusões e Recomendações

5. Conclusões e Recomendações

Com estudo desse projeto e com as análises realizadas a partir das simulações foram de fundamental importância para a obtenção dos resultados. E diante do exposto foi possível aferir que:

Primeira conclusão é que a simulação é uma forma econômica que evita prejuízos e de aferir resultados sem colocar em risco o capital financeiro, as empresas e até mesmo de vidas humanas.

Com o estudo e as simulações realizadas foi possível comprovar a boa eficiência do projeto SAS.

Conclui-se que parâmetros como; distância entre poços, vazão de injeção, tipo de solvente injetado e quantidade de poços, podem ser alterados facilmente através da simulação. E que com a alteração desses parâmetros pode-se atingir a otimização do projeto de modo que tenha a maior produção possível.

Também pode concluir que o incremento na vazão de injeção, na quantidade de solvente injetado e no tipo do solvente injetado pode proporcionar um aumento no volume de óleo recuperado, ocasiona uma antecipação na produção do banco de óleo aquecido. No caso desse trabalho é possível concluir que a injeção do solvente C6 é melhor para aumentar a produção.

Com a realização das variações nos parâmetros estudados, notou-se que o banco de óleo aquecido demora, alguns anos para chegar aos poços produtores. Por isso a necessidade de iniciar o processo com a injeção de vapor e depois alternando com a injeção de solvente. Desse modo, se consegui diminuir esse tempo e uma maior economia no projeto visto que o solvente C6 é de alto custo.

O método de injeção de vapor e solvente na forma alternada mostrou ser eficaz, aumentando a produção de óleo do reservatório de forma consideravelmente alta.

Seria importante a realização de estudos para saber a quantidade de solvente injetado que torna o projeto economicamente inviável. Nesse estudo foi utilizado para melhor volume de produção e como consequência melhor viabilidade técnica a vazão de solvente de 20m³ / dia

RECOMENDAÇÕES

É recomendável que se realize um estudo econômico, como o VPL, para analisar a viabilidade do projeto visto que no estudo só foi abordado a viabilidade técnica. Analisar se o incremento obtido pela alteração de um determinado parâmetro operacional é viável economicamente, pois trata-se de um método que utiliza um fluido de alto custo.

Variar a quantidade de solvente até encontrar o limite econômico do projeto;

Utilizar outros tipos de malhas de produção;

Aumentar o tempo do projeto;

Referências Bibliográficas

Referências Bibliográficas

BARILLAS, 2008 J. L. M. Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. 2008. 165f. Tese de Doutorado (Doutorado em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal;

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

BAUTISTA, E. V. – *Análise paramétrica da simulação composicional do processo de Drenagem Gravitacional Assistida por Gás (GAGD)*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2010.

BUTLER, R. M., *Thermal Recovery of Oil as Bitumen*, Department of Chemical and Petroleum Engineering. Prentice Hall: New Jersey, 1991.

MOURA, Allene de Lourdes Souto - “Aplicação do VAPEX para reservatórios de óleo”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

ROSA, Adalberto José 1953; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, José Augusto Daniel. *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. XII Cap. ISBN: 8571931356.

THOMAS, J. E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004. 272p.

ALBOUDWAREJ, H.; FELIX, J.; TAYLOR, S. Highlighting heavy oil, *Oilfield Review*. p.34-53, Jun. 2006, disponível em: www.slb.com, acessado em agosto de 2007;

RODRIGUES, Marcos Allyson Felipe – Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. Tese de Doutorado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.