



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

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO
SUBMETIDO AO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA VAPEX**

José Eduardo Barros Pinheiro

Orientadora: Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, Novembro de 2014

**ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO
SUBMETIDO AO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA VAPEX**

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 2014.

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

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Membro Examinador – UFRN

Prof. Dr. Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão
Membro Examinador – UFRN

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, quem me dá força e equilíbrio para seguir firme na minha caminhada.

Agradeço aos meus pais, José de Brito Pinheiro e Cleide de Bessa Barros Pinheiro, por todo sacrifício, incentivo e apoio aos meus estudos e às minhas decisões.

À minha namorada, Camila Nóbrega Bernardino, pelo amor e paciência comigo. Seu apoio e carinho são sempre muito importantes para mim.

Ao meu grande amigo, Simba, por sua fidelidade e companheirismo de sempre.

Aos amigos queridos que conheci ao longo do curso de Engenharia de Petróleo, João, Vinicius, Yago, Rodrigo, Diego, Lucas e Leonardo.

À minha orientadora, professora Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas, por todo o suporte, incentivo, e conhecimento transmitido.

Ao PRH 221 da Petrobras pelo suporte financeiro concedido, incentivando o estudo e desenvolvimento de trabalhos acadêmicos.

Finalmente, à CMG pela licença de softwares de simulação concedida à UFRN.

PINHEIRO, José Eduardo Barros - “ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO SUBMETIDO AO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA VAPEX”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

RESUMO

O presente trabalho aborda a utilização de um método miscível de recuperação avançada utilizado para extrair óleos pesados presentes em reservatórios de petróleo, o “VAPEX” (Extração com solvente). A sua utilização é substancialmente crescente devido à quantidade de reservatórios existente com esse tipo de óleo, a qual se constitui em maioria em termos de reserva atual de petróleo. O método tem como principais objetivos a redução da viscosidade do óleo e a eliminação das forças intercapilares, que juntos impedem o fluxo eficiente deste no meio poroso e a sua consequente produção. No desenvolvimento deste estudo, foram analisados diferentes parâmetros que podem ser alterados a fim de obter o maior fator de recuperação possível, são eles: tipo de solvente injetado (C_3 e C_4), vazão de injeção, distância entre o poço injetor e produtor. Além disso, foram desenvolvidas novas configurações que possibilitam uma recuperação adicional de óleo, como, por exemplo, a injeção de água no aquífero com a finalidade de manter a pressão do reservatório e, dessa forma, auxiliar o método principal. Para a realização do estudo, foram realizadas simulações utilizando o simulador GEM (“*Generalized Equation-of-state Model Simulator*”), do grupo CMG (“*Computer Modelling Group*”).

Palavras chave: VAPEX, solvente, óleo pesado, miscibilidade, tensão interfacial.

PINHEIRO, José Eduardo Barros - *“ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO SUBMETIDO AO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA VAPEX”*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

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

ABSTRACT

This paper discusses the use of a miscible advanced recovery method used to extract heavy oil stored in oil reservoirs, known as "VAPEX" (extraction by solvent). Its use is substantially increasing due to the amount of heavy oil reservoirs, which constitutes the majority of the current oil reserves. The method has as main objectives the reduction of oil viscosity and elimination of the forces within the capillary, which together prevent the efficient oil flow in the porous medium and its consequent production. In this study, were analyzed different parameters that can be changed in order to obtain the highest possible recovery factor, which are: type of injected solvent (C_3 and C_4), solvent rate and distance between the injector and producer wells. In addition, new arrangements that enable additional oil recovery, such as the injection of water into an aquifer to maintain the reservoir pressure and, therefore, assisting the development of the primary method. For this study, simulations were performed using the GEM simulator ("Generalized Equation-of-state Model Simulator"), the CMG ("Computer Modelling Group").

Keywords: VAPEX, solvent, heavy oil, miscibility, interfacial tension.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	2
1.1. OBJETIVOS	4
2. ASPECTOS TEÓRICOS	5
2.1. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO	6
2.1.1. RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA	6
2.1.2. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO CONVENCIONAIS	6
2.1.3. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO ESPECIAIS	7
2.1.3.1. MÉTODOS MISCÍVEIS	7
2.1.3.1.1. PROCESSO VAPEX	8
3. MATERIAIS E MÉTODOS	10
3.1. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS	11
3.1.1. <i>GEM</i>	11
3.2. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO	11
3.2.1. MODELO FÍSICO	11
3.2.1.1. REFINAMENTO DO RESERVATÓRIO	13
3.2.2. MODELO DE FLUIDO	14
3.2.2.1. PERMEABILIDADE RELATIVA	15
3.3. PARÂMETROS OPERACIONAIS	17
3.4. METODOLOGIA DO TRABALHO	18
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	20
4.1. COMPARAÇÃO ENTRE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E O PROCESSO VAPEX	21
4.2. ANÁLISE DA DISTÂNCIA VERTICAL ENTRE OS POÇOS	23
4.3. ANÁLISE DAS TRÊS DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO	26
4.4. MELHOR CONFIGURAÇÃO DE RECUPERAÇÃO – CONFIGURAÇÃO 01	28
4.5. PROPOSTAS PARA AUMENTAR O FATOR DE RECUPERAÇÃO	28
4.5.1. DOIS POÇOS HORIZONTAIS INJETORES DE SOLVENTE – CONFIGURAÇÃO 02	29
4.5.2. TRÊS POÇOS VERTICAIS INJETORES DE SOLVENTE – CONFIGURAÇÃO 03	32
4.5.3. CONFIGURAÇÃO 02 + INJEÇÃO DE ÁGUA NO AQUÍFERO – CONFIGURAÇÃO 04	35
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	39
5.1. CONCLUSÕES	40
5.2. RECOMENDAÇÕES	41
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	42

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo VAPEX (Schlumberger, 2006).....	9
Figura 2 - Dimensões do reservatório.	12
Figura 3 - Ilustração do refinamento da direção “i”.	14
Figura 4 - Curva das permeabilidades relativas <i>versus</i> saturação de água.....	16
Figura 5 - Curva das permeabilidades relativas <i>versus</i> Saturação de líquido.	17
Figura 6 - Metodologia de desenvolvimento do trabalho.....	19
Figura 7 - Produção acumulada de óleo – comparação entre injeção de solvente e recuperação primária.	21
Figura 8 - Fator de recuperação de óleo – comparação entre injeção de solvente e recuperação primária.	22
Figura 9 - Comparação do Fator de recuperação de óleo para diferentes distâncias entre poços.	23
Figura 10 - Vazão de produção de óleo – diferentes distâncias entre poços.	24
Figura 11 - Saturação de óleo no reservatório para diferentes distâncias verticais entre poços.....	25
Figura 12 - Comparação do fator de recuperação para diferentes vazões de injeção.....	27
Figura 13 – Configuração 02: dois injetores horizontais de solvente e um produtor horizontal.....	29
Figura 14 - Saturação de óleo no reservatório.....	30
Figura 15 - Viscosidade do óleo no 14º ano de injeção.	30
Figura 16 - Comparação entre os fatores de recuperação da Configuração 01 e da Configuração 02..	31
Figura 17 – Configuração 03: 3 poços injetores verticais de solvente e 1 produtor horizontal.	32
Figura 18 – Comparação entre os fatores de recuperação das Configurações 01, 02 e 03.....	33
Figura 19 - Saturação de óleo no reservatório – Comparação entre as Configurações 02 e 03.	34
Figura 20 - Comportamento da pressão no reservatório (Configuração 02).	35
Figura 21 - Configuração 04.	36
Figura 22 - Fator de Recuperação de óleo - Comparação entre as Configurações 02, 04 e a recuperação primária.	36
Figura 23 - Comportamento da pressão no reservatório para a Configuração 04.	37
Figura 24 - Saturação de óleo com o passar do tempo - Configuração 04.	38

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características físicas do reservatório	12
Tabela 2 - Refinamento do reservatório	13
Tabela 3 - Composição dos Pseudo-componentes.	15
Tabela 4 - Parâmetros operacionais iniciais.	17
Tabela 5 - Melhor configuração para recuperação de óleo – (Configuração 01).	28

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

Segundo LIMA (2011), cerca de 70% da reserva de petróleo mundial consiste em óleos pesados, o que mostra claramente sua importância. No entanto, esse tipo de óleo apresenta maior resistência para ser produzido, devido a suas características, as quais dificultam o escoamento dele no meio poroso.

Dessa maneira, fica cada vez mais evidente a necessidade de se desenvolver técnicas para remover óleos pesados dos poros das rochas e produzi-los, visto que as reservas de óleos convencionais se encontram em declínio. Existem muitos estudos sendo desenvolvidos nessa área para aprimoramento de técnicas já utilizadas e para invenção de novos métodos. Hoje em dia, alguns métodos de recuperação avançada conseguem aumentar a recuperação de óleo em reservatórios desse tipo de óleo, como é o caso do método miscível, que consiste na injeção de fluidos com a característica de se miscibilizar com o óleo presente nos poros das rochas e, além de diminuir a viscosidade do óleo, eliminam as tensões interfaciais entre os fluidos, fator que implica na redução das forças de retenção capilares, proporcionando o fluxo no meio poroso e a consequente produção.

Neste trabalho é realizado um estudo da aplicação do método miscível VAPEX em um reservatório com características do nordeste brasileiro, podendo comprovar a eficiência do método. Para tanto, é analisado o comportamento da produção do reservatório com a variação de parâmetros, como: tipo de solvente injetado, vazão de injeção de solvente e distância vertical entre os poços produtor e injetor. Além disso, são apresentadas propostas diferentes das convencionais, as quais possibilitam um ganho expressivo na produção de óleo. Essas análises foram realizadas comparando os resultados gráficos da produção acumulada e fator de recuperação, além de mapas 3D, obtidos através do uso do simulador computacional GEM (“*Generalized Equation-of-state Model Simulator*”) da empresa CMG (“*Computer Modelling Group*”), versão 2012.1.

Para o perfeito entendimento do trabalho apresentado, ele foi dividido em quatro capítulos principais: Aspectos Teóricos, onde é apresentada a divisão dos métodos de recuperação avançada existentes atualmente e qual o objetivo de cada um; Materiais e métodos, onde são apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas para o estudo, os modelos físico e de fluido do reservatório, os parâmetros operacionais e a metodologia desenvolvida; Resultados e discussões, onde são mostrados e analisados os resultados das

simulações realizadas e, por fim, Conclusões e recomendações, onde são apresentadas as principais conclusões obtidas e dicas para trabalhos posteriores.

1.1. OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo analisar, através de um estudo numérico, como alguns parâmetros operacionais (tipo de solvente injetado, vazão de injeção e distância vertical entre os poços injetor e produtor) influenciam na aplicação do método de recuperação miscível VAPEX (Extração com Solvente) em um reservatório homogêneo, semissintético, com características do Nordeste Brasileiro. Como dito anteriormente, para atingir esse objetivo, foram analisados gráficos da produção acumulada de óleo, do fator de recuperação de óleo e imagens 3D obtidas através do simulador computacional GEM.

CAPÍTULO 2

ASPECTOS TEÓRICOS

2. ASPECTOS TEÓRICOS

Para entender melhor o estudo desenvolvido, faz-se necessário conhecer um pouco sobre os métodos de recuperação suplementares.

2.1. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO

Um campo de petróleo possui, antes de ser explorado, uma energia acumulada que é capaz de expulsar parte dos fluidos contidos nos poros da rocha quando esta é interligada com a superfície por meio de poços. Mas, na maioria dos casos, essa energia não dura por muito tempo e foi por esta e outras razões que foram criados os métodos de recuperação, que atualmente são divididos em Métodos de Recuperação Convencionais e Especiais.

2.1.1. RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA

Durante a fase de recuperação primária, a produção do reservatório vem de uma série de mecanismos naturais. Estes incluem capa de gás, gás em solução e aquífero. Estes mecanismos fazem com que, principalmente no início da vida produtiva dos poços, a pressão no reservatório seja suficiente para elevar os fluidos dele até a superfície com vazão economicamente viável. No entanto esse tempo geralmente é muito curto, pois a pressão do reservatório cai rapidamente e a vazão passa a ser inviável, sendo necessária a implantação de métodos de recuperação convencionais ou especiais que vão agir de diversas maneiras para tentar produzir o máximo possível de hidrocarbonetos ali existentes.

2.1.2. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO CONVENCIONAIS

Os métodos de recuperação convencionais são aqueles que visam realizar a manutenção da pressão do reservatório e o deslocamento mecânico (“drive force”) dos fluidos. Para isso empregam geralmente a injeção de água e gás imiscível.

2.1.3. MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO ESPECIAIS

A viscosidade, a densidade, forças capilares e interfaciais às vezes são fatores preponderantes que provocam a redução da vazão de produção de um reservatório, pois todos eles dificultam o fluxo no meio poroso. A utilização de métodos convencionais não funcionam nesses casos, pois aqui o problema não é a pressão do reservatório.

Foi essa questão que impulsionou o desenvolvimento de métodos especiais para atuar nesses casos. Os mais conhecidos atualmente estão classificados em térmicos, miscíveis, químicos e microbiológicos. Entretanto, neste trabalho são discutidos apenas os métodos miscíveis.

2.1.3.1. MÉTODOS MISCÍVEIS

Dentre os métodos de recuperação especiais existentes, 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)

Esses métodos podem ser convenientemente classificados em *Primeiro Contato Miscível (PCM)* ou *Múltiplo Contato Miscível (MCM)*, dependendo da maneira como a miscibilidade é desenvolvida. Nos processos *MCM*, por exemplo, o óleo e o solvente injetado não são miscíveis no primeiro contato em condições de reservatório. De fato, o processo depende de modificações na composição do óleo ou do solvente injetado, de tal sorte que os fluidos vão se tornando miscíveis à medida que o solvente se move no reservatório (Galvão, 2008).

2.1.3.1.1. PROCESSO VAPEX

No processo VAPEX são perfurados, em regra, dois poços horizontais no reservatório: um injetor e um produtor. O injetor é alocado acima do produtor. Dessa forma, injeta-se solvente na forma de vapor no poço injetor. O solvente, ao chegar ao reservatório de óleo pesado, forma uma câmara de vapor, a qual, devido ao efeito da segregação gravitacional, tende a se expandir para as laterais e para a parte superior do reservatório. Esse processo é caracterizado pela ausência de interfaces entre o fluido injetado e o óleo do reservatório e por reduzir as forças capilares, facilitando o deslocamento do óleo para o poço produtor.

De acordo com Butler (1991), os solventes recomendados são CO₂, baixos alcanos, como metano, etano, propano, butano, hexano, heptano etc., e alcenos tais como eteno, propeno e buteno. Das e Butler, em 1996, sugeriram que o propano e o butano são os solventes mais eficazes para o VAPEX e provaram que a difusão do propano é mais rápida que a do butano. Em geral, o critério de seleção do solvente é fundamentado em vários fatores: pressão de equilíbrio, peso molecular, diferença de densidade, solubilidade, difusividade, pressão e temperatura do reservatório.

Este processo é semelhante ao método de drenagem gravitacional assistida com vapor (SAGD), e como vantagens, água e calor não são necessários, além das melhorias na qualidade do óleo produzido (Barillas, 2005).

De acordo com (Butler, 1993), o processo exige investimento de capital alto em relação ao SAGD, mas, segundo S. K. Das (1998), o ele pode ser de menor custo se o solvente puder ser recuperado.

Uma das principais desvantagens do processo é a baixa vazão de óleo quando comparado com SAGD. Essas vazões baixas são um resultado da baixa difusividade molecular que governa a transferência de massa no processo VAPEX, comparado com a difusividade térmica que governa na transferência de calor no SAGD. Contudo, se acha que outros mecanismos de transferência de massa estão envolvidos no processo, como a dispersão mecânica que aumentaria a vazão de óleo (S. K. DAS, 1998).

O método VAPEX pode ser visualizado na Figura 1.

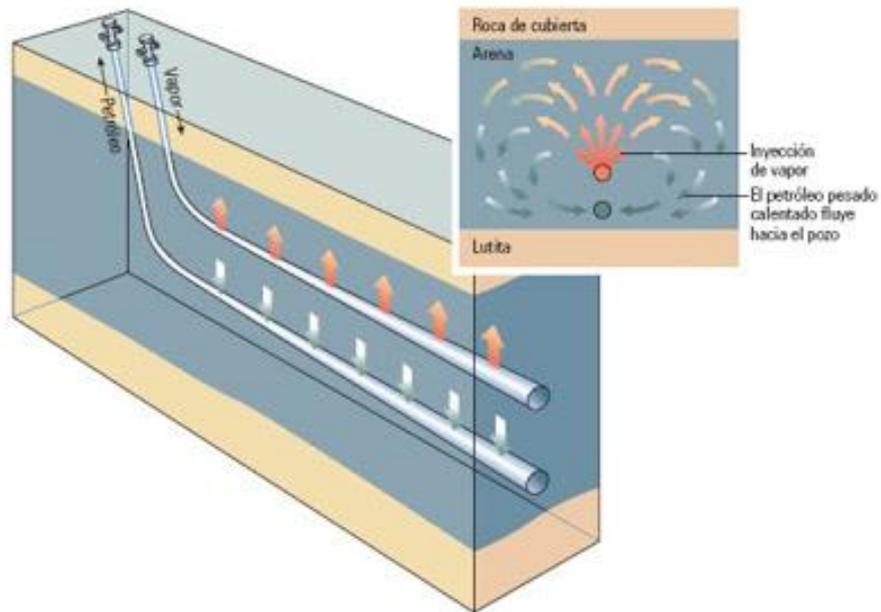


Figura 1 - Processo VAPEX (Schlumberger, 2006).

Como se pode observar na Figura 1, o solvente se mistura com o óleo do reservatório e, devido a ação da gravidade, escoar em direção ao poço produtor.

De acordo com BAUTISTA (2010), diversos parâmetros operacionais e de reservatório influenciam nesse processo. Alguns deles são: distância vertical entre os poços injetor e produtor, vazão de injeção e composição do óleo injetado.

CAPÍTULO 3

MATERIAIS E MÉTODOS

3. MATERIAIS E MÉTODOS

Nesta seção são apresentadas, de forma simplificada, as ferramentas computacionais usadas para o desenvolvimento desse trabalho, os modelos do reservatório e dos fluidos, os parâmetros operacionais e a metodologia utilizada para o desenvolvimento do trabalho.

3.1. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

Foi utilizado o programa de simulação numérica de reservatórios GEM da empresa *Computer Modelling Group* (CMG), versão 2012, para simular o processo VAPEX estudado nesse trabalho. A empresa oferece três módulos para simulação: um simulador de Black-oil, chamado *IMEX*, um simulador composicional chamado *GEM* e um simulador composicional térmico chamado *STARS*. Aqui é apresentado apenas o *GEM*, o qual foi o utilizado para desenvolver o trabalho.

3.1.1. GEM

É um simulador de reservatório composicional para modelagem de processos como condensados de gases, óleos voláteis, injeção cíclica de gás, processos de WAG (injeção de água e gás alternadamente) e outros. Ele simula, com precisão, combinações estruturalmente complexas e de fluidos variados. Além disso, inclui processos em que os efeitos da transferência de massa entre as fases são importantes, como é o caso.

Todas essas atribuições que o simulador possui fazem com que ele seja indicado para realizar a simulação do processo VAPEX com eficiência e entregar resultados com informações importantíssimas agregadas que levarão às conclusões e recomendações.

3.2. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO

3.2.1. MODELO FÍSICO

Foi considerado um reservatório homogêneo, semissintético com características do Nordeste Brasileiro. Ele foi analisado tridimensionalmente e possui as características dispostas na Tabela 1 e as dimensões apresentadas na Figura 2.

Tabela 1 - Características físicas do reservatório.

Características	Medidas
Profundidade do topo do reservatório (m)	200
Permeabilidade horizontal (Kh) (mD)	1000
Permeabilidade Vertical (Kv) , (mD)	100
Porosidade (Φ) (%)	20
Profundidade do contato água-óleo (m)	220
Espessura da zona de água (m)	10
Compressibilidade da formação (1/kPa)	$21,77 \times 10^{-07}$
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	50
Pressão de referência (kPa)	1978,8
Espessura total do reservatório (m)	30
Volume de óleo <i>In Place</i> (m^3 Std/d)	$7,72 \times 10^4$

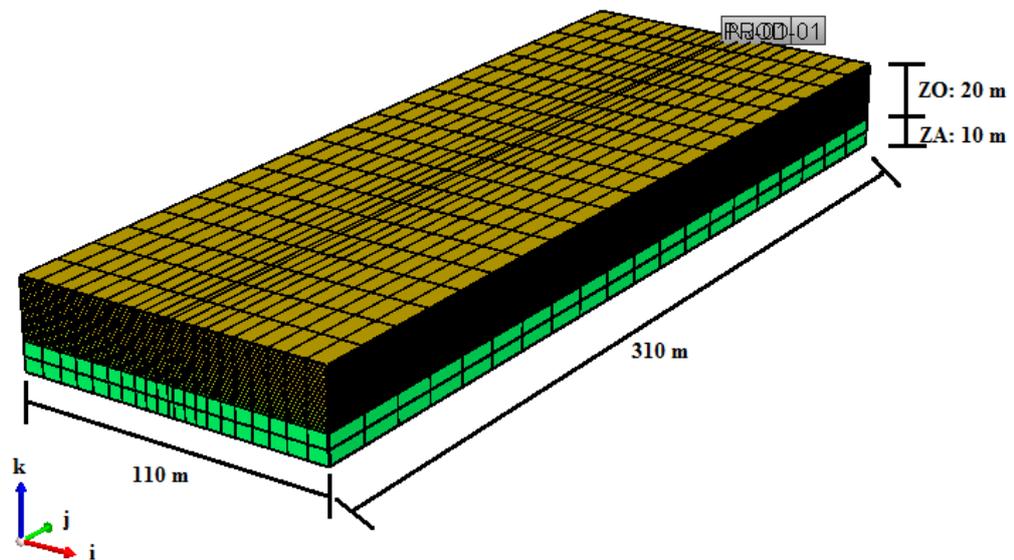


Figura 2 - Dimensões do reservatório.

3.2.1.1. REFINAMENTO DO RESERVATÓRIO

Refinar o modelo do reservatório consiste em dividir cada dimensão em um determinado número de blocos. As dimensões de cada bloco são dadas pela razão da dimensão em cada direção pelo número de blocos naquela direção. Quanto maior o refinamento, maior a quantidade de blocos com menores dimensões. O objetivo de refinar um modelo de reservatório é obter respostas mais precisas do que está acontecendo em cada ponto dele. No entanto, quanto mais refinado um modelo de um reservatório, maior será o tempo de simulação gasto.

Diante disso, neste trabalho foi escolhido o refinamento que gera uma resposta próxima da real, mas que não exige muito tempo de simulação, devido ao tempo limitado para realização do trabalho.

A Tabela 2 contém a quantidade de blocos com suas respectivas dimensões em cada direção.

Tabela 2 - Refinamento do reservatório

Número total de blocos	Direção i (nº blocos * dimensão, m)	Direção J (nº blocos * dimensão, m)	Direção k (nº blocos * dimensão, m)
9240	21 (776665544424445566677)	20*15,5	20 * 1 (ZO*) 2 * 5 (ZA*)

ZO*: Zona de óleo;

ZA*: Zona de água.

Para entender o que o número “776665544424445566677” representa, basta analisar a Figura 3.

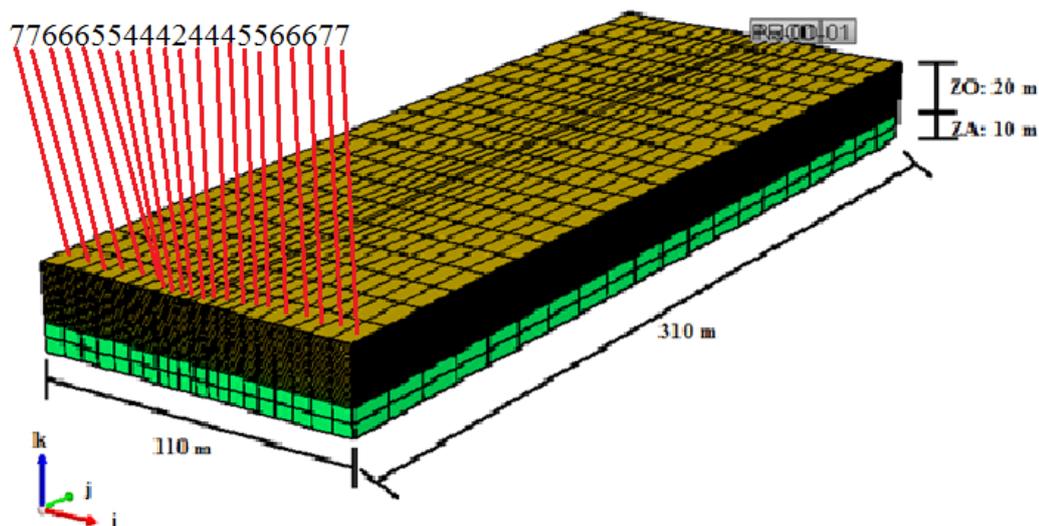


Figura 3 - Ilustração do refinamento da direção “i”.

Observando a Figura 3, percebe-se que cada número dessa série corresponde à dimensão, em metro, de cada bloco da direção “i” do reservatório em estudo, de tal maneira que quanto mais próximo do centro do reservatório (região onde se encontram os poços), menores são essas dimensões e portanto mais refinada é a região. O refinamento foi realizado dessa maneira a fim de possibilitar com maior precisão a expansão da câmara de vapor formada pelo solvente injetado ao chegar no reservatório.

É importante frisar que as direções i, j e k correspondem, respectivamente, à largura, comprimento e espessura.

3.2.2. MODELO DE FLUIDO

O sistema estudado contém nove pseudo-componentes. A composição do óleo com os pseudo-componentes está disposta na Tabela 3.

Tabela 3 - Composição dos Pseudo-componentes.

Pseudo-componentes	Fração molar
CO ₂ – N ₂	7,74 x 10 ⁻⁰³
C ₁ – C ₃	0,11
IC ₄ – C ₉	6,23 x 10 ⁻⁰³
C ₁₀ – C ₁₉	0,16
C ₂₀ – C ₂₉	0,29
C ₃₀ – C ₃₉	0,172
C ₄₀₊	0,254

Observando a Tabela 3 percebe-se que o óleo do reservatório é constituído em sua maioria (71,58 %) por hidrocarbonetos pesados (C₂₀–C₂₉, C₃₀–C₃₉, e C₄₀₊) e, conseqüentemente, tem alta viscosidade – 850 cP – e massa específica equivalente igual a 58,75 lbf/ft³ @ 100,4 °F, o que justifica a aplicação do processo VAPEX.

3.2.2.1. PERMEABILIDADE RELATIVA

Quando existe mais de uma fase fluida presente no meio poroso, a capacidade de uma se mover é afetada negativamente pela presença das outras. Essa redução na capacidade de deslocamento de uma fase é quantificada pela sua permeabilidade relativa. A permeabilidade relativa assume valores entre zero e um.

A Figura 4 mostra o gráfico da permeabilidade relativa óleo-água *versus* saturação da água do modelo proposto.

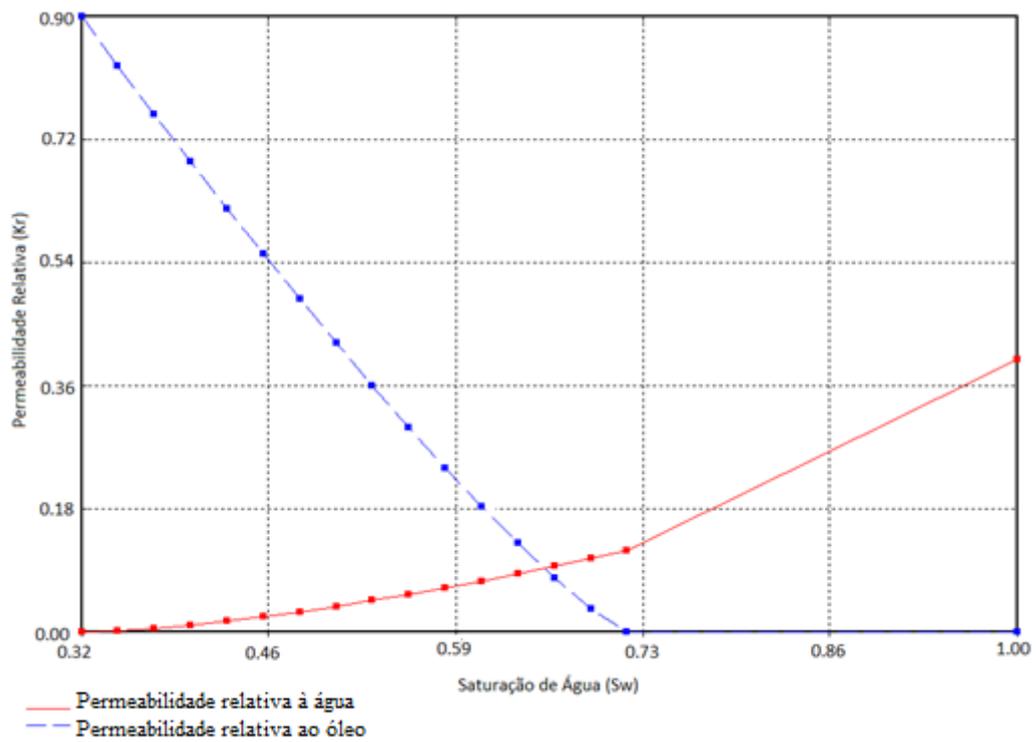


Figura 4 - Curva das permeabilidades relativas *versus* saturação de água.

Já a Figura 5 apresenta as permeabilidades relativas do sistema líquido-gás *versus* saturação de líquido.

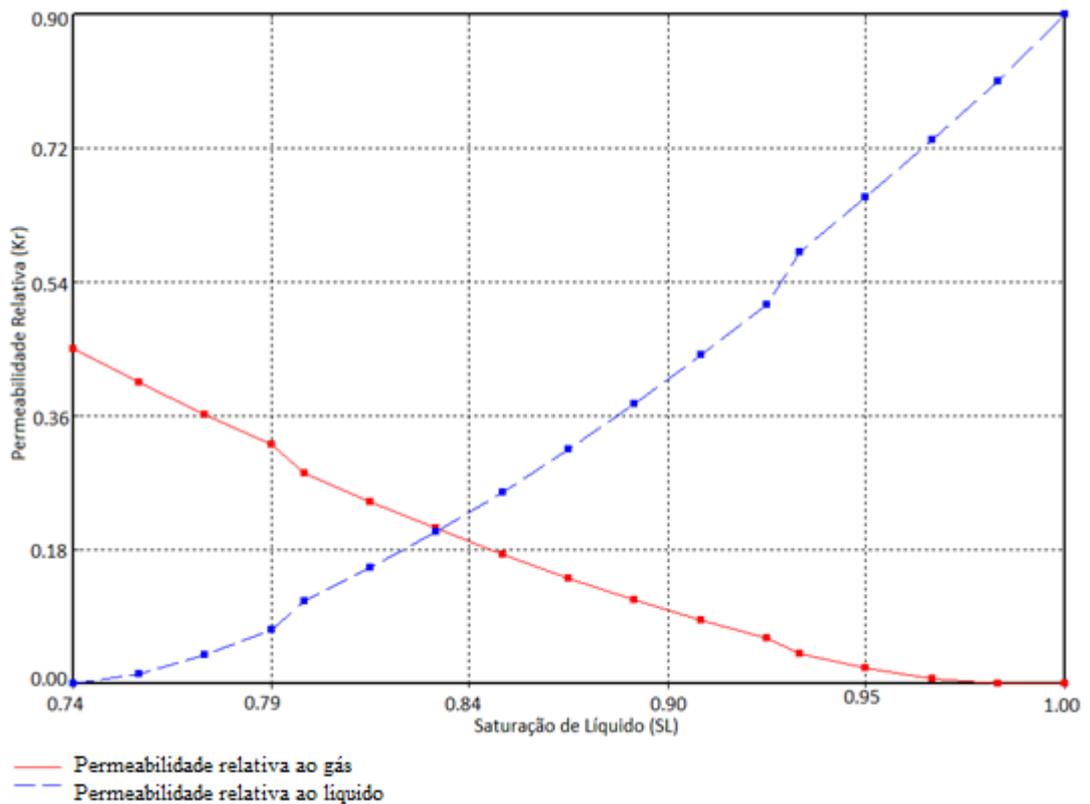


Figura 5 - Curva das permeabilidades relativas *versus* Saturação de líquido.

3.3. PARÂMETROS OPERACIONAIS

As condições de projeto adotadas inicialmente são apresentadas na Tabela 4:

Tabela 4 - Parâmetros operacionais iniciais.

Parâmetro	Valor
Pressão máxima de injeção (kPa)	6894,76
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	196,5
Distância vertical entre poços (m)	12
Comprimento dos poços horizontais (m)	310
Tempo de projeto (anos)	20
Vazão de injeção (m ³ Std/d)	5000
Vazão de produção (m ³ Std/d)	500

3.4. METODOLOGIA DO TRABALHO

Neste trabalho desenvolveu-se um estudo do impacto ocasionado na recuperação de óleo pela alteração de diferentes parâmetros operacionais, como: tipo de solvente injetado, distância vertical entre poços injetor e produtor, vazão de injeção.

Como critério de escolha da melhor configuração, ao final de cada etapa foi escolhida a configuração operacional que implicou em um maior fator de recuperação e essa passava para a etapa seguinte para avaliar configurações de outro parâmetro. Esse processo foi repetido até chegar à configuração final que apresentou maior recuperação de óleo.

Passada essa fase, foram propostas e analisadas alternativas para melhorar a recuperação de óleo, diferente do que foi realizado antes.

Para facilitar o entendimento da metodologia, são dispostos a seguir os passos realizados:

- 1) Montagem do modelo de fluidos;
- 2) Refinamento do reservatório e montagem do modelo físico;
- 3) Simulações para vazão de injeção constante de 5000 m³/dia de solvente propano (C3) e Butano (C4), com pressão máxima de injeção de 6894,76 kPa. Produzindo com vazão máxima de 500 m³ std/dia e com pressão de fundo de poço (Pwf) de 196,5 kPa.
- 4) Comparação da recuperação de óleo entre o projeto com injeção de C3/C4 realizado no passo 3 e a recuperação primária do reservatório. Escolha do melhor solvente a ser injetado.
- 5) Simulação, com solvente escolhido e vazão de 5000 m³ std/dia, para três diferentes distâncias verticais entre os poços: 6 m, 9 m e 12 m, alterando apenas a posição do injetor, mantendo o produtor fixo a 5 m da zona de água, e escolha da melhor.
- 6) Simulação, com a distância entre poços escolhida no passo 5, para três diferentes vazões de injeção: 6000, 9000 e 12000 m³ std/dia e escolha da melhor.
- 7) Apresentação da melhor configuração escolhida.
- 8) Simulação e proposição de diferentes alternativas para melhorar o fator de recuperação, diferente do que foi antes analisado.

Todo esse passo-a-passo pode ser mais bem visualizado no esquema apresentado na Figura 6.

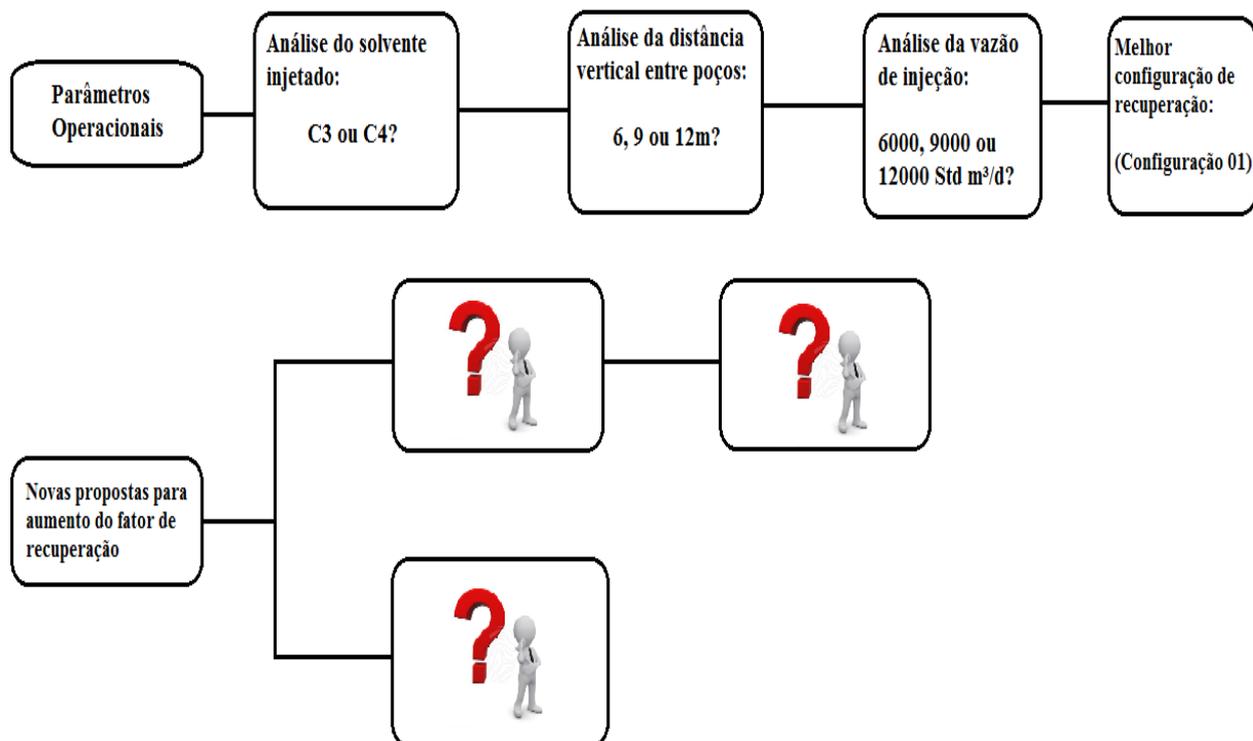


Figura 6 - Metodologia de desenvolvimento do trabalho.

Neste trabalho, não é realizado um estudo de viabilidade econômica e ambiental, apenas uma análise técnica. Portanto, as configurações foram escolhidas com base na recuperação de óleo. Sabendo disso, elas podem ou não ser viáveis ao se realizar uma análise econômica e ambiental do projeto.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÕES

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos nas simulações da comparação entre o emprego do processo VAPEX e a recuperação primária, das diferentes distâncias entre poços e das diferentes vazões de injeção são apresentados e discutidos nesta seção. Além disso, aqui é proposta uma nova alternativa para melhorar o fator de recuperação.

4.1. COMPARAÇÃO ENTRE A RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA E O PROCESSO VAPEX

Nesta etapa, os resultados da simulação para a recuperação primária são confrontados com os resultados do processo VAPEX. Dessa maneira, é possível obter uma estimativa da eficiência do processo no reservatório estudado.

A partir da simulação do processo, utilizando os parâmetros operacionais apresentados na seção 3.3, para injeção de Propano e Butano, são obtidos os resultados dispostos nas figuras 7 e 8. Elas mostram, respectivamente, a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo.

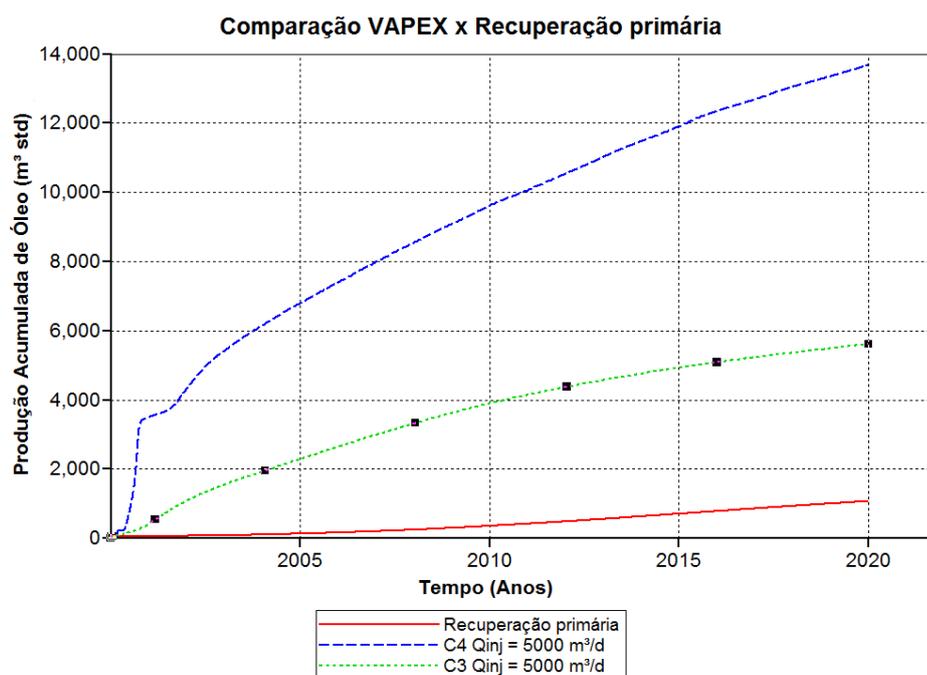


Figura 7 - Produção acumulada de óleo – comparação entre injeção de solvente e recuperação primária.

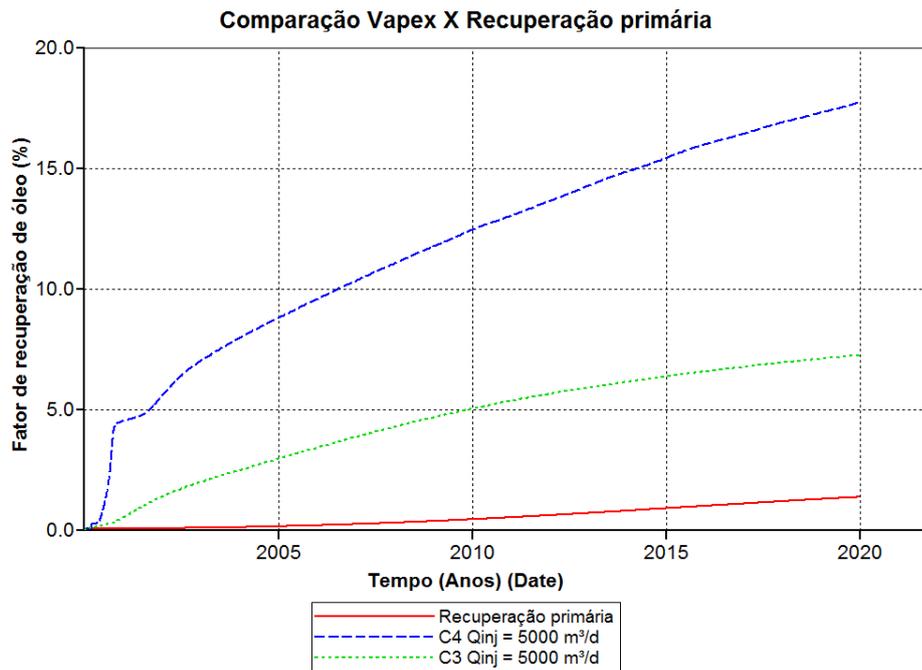


Figura 8 - Fator de recuperação de óleo – comparação entre injeção de solvente e recuperação primária.

Analisando a Figura 8, percebe-se que com a recuperação primária obtém-se um fator de recuperação de óleo de aproximadamente 1,4%, enquanto o modelo com a injeção de solvente C₃ e C₄ apontam fatores de recuperação de 7,7 % e 17,7%, respectivamente. Para encontrar quanto, de fato, é a recuperação adicional do modelo de injeção de solvente basta subtrair o fator de recuperação de óleo encontrado no caso da injeção de solvente do fator de recuperação entregue pela recuperação primária:

$$\Delta FR_{(C_3)} = 7,7\% - 1,4\% = 6,3 \text{ pontos percentuais}$$

$$\Delta FR_{(C_4)} = 17,7\% - 1,4\% = 16,3 \text{ pontos percentuais}$$

O aumento da recuperação de óleo em relação à recuperação primária é cerca de 6,3 pontos percentuais para o C₃ e 16,3 para o C₄, o que justifica a utilização do método. Percebe-se que utilizando o Butano como solvente, o fator de recuperação de óleo é quase 2,5 vezes maior do que quando o solvente é o Propano, o que acontece devido ao C₄ ser mais pesado que o C₃ e, portanto, de mais fácil miscibilização com o óleo do reservatório. A partir deste ponto, apenas o Butano é utilizado nas simulações, visto que o objetivo do trabalho é encontrar a alternativa que proporcione o maior fator de recuperação de óleo.

É importante frisar que foi considerado que a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo não sofrem influência do solvente produzido. Ou seja, assume-se que todo o óleo produzido é original do reservatório. Essa consideração foi feita porque os solvente injetados (propano e butano) se encontram no estado gasoso em condições padrão e, por essa razão, suas quantidades dissolvida no óleo produzido são mínimas, podendo ser desconsideradas.

4.2. ANÁLISE DA DISTÂNCIA VERTICAL ENTRE OS POÇOS

Para analisar as três diferentes distâncias entre poços e escolher a que entrega maior recuperação adicional, é utilizada a vazão de injeção de 5000 m³ Std/dia, analisando a injeção de C₄. A alteração é feita apenas na posição do injetor, mantendo o poço produtor a 5 m de distância da zona de água. As três diferentes distâncias simuladas são 6, 9 e 12 m.

A Figura 9 ilustra o fator de recuperação para as três distâncias e para a recuperação primária.

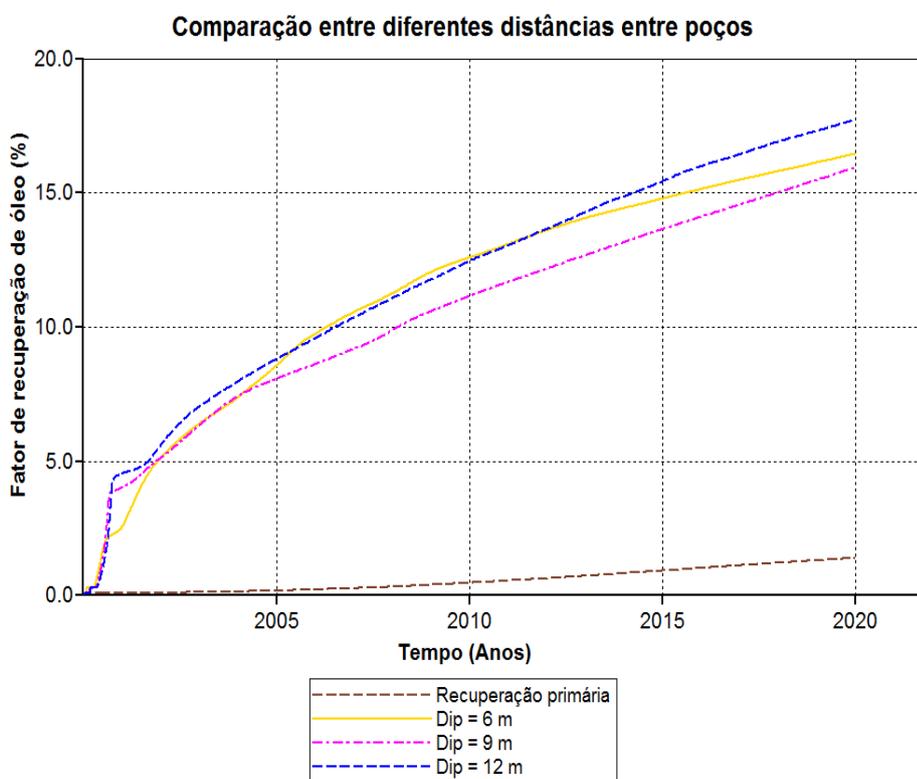


Figura 9 - Comparação do Fator de recuperação de óleo para diferentes distâncias entre poços.

Analisando a Figura 9, percebe-se que a distância entre poços de 12 m é a melhor, proporcionando fator de recuperação de 17,7%. Para entender o porquê, é necessário recorrer à análise de outros fatores, como a vazão de produção de óleo e a saturação de óleo no reservatório com o passar do tempo.

Outro fator possível de se observar na Figura 9 é que até o décimo primeiro ano de produção a distância de 6 m apresenta um valor de fator de recuperação de óleo semelhante à distância de 12 m, comportamento que ocorre devido à maior proximidade entre poços, o que ocasiona a produção prematura. No entanto, a partir do décimo segundo ano de produção, o fator de recuperação para a distância de 12 m ultrapassa a de 6 m porque nela os poços estão mais distantes e, por isso, o solvente entra em contato com maior quantidade de óleo, embora a produção seja tardia, fator que pode ser observado na Figura 10.

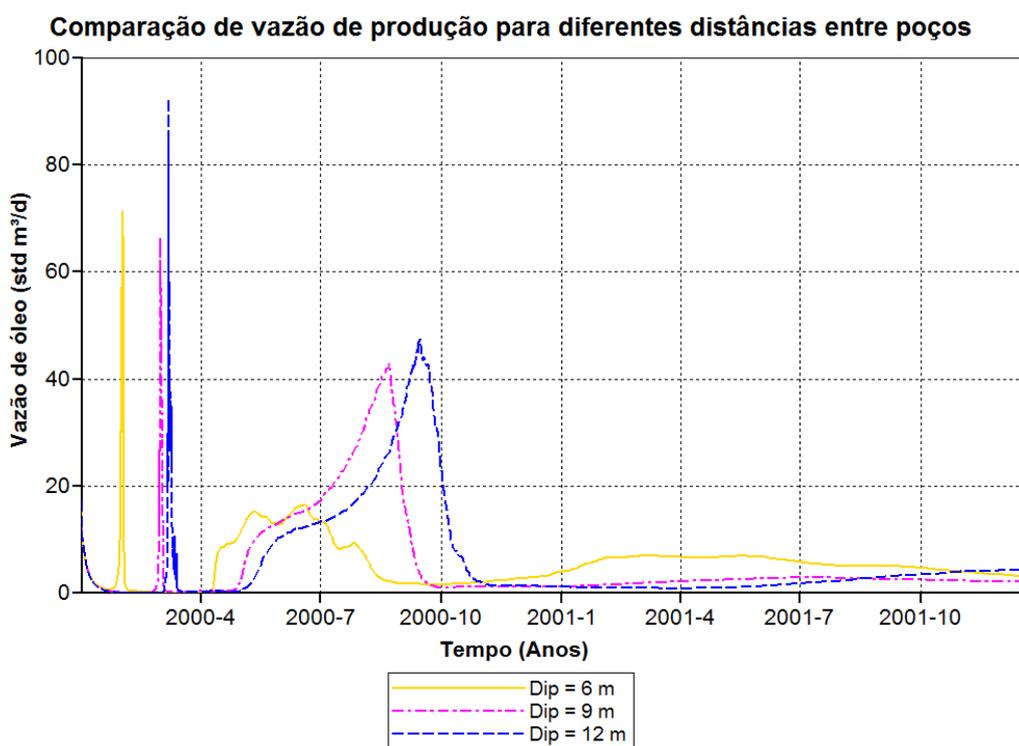


Figura 10 - Vazão de produção de óleo – diferentes distâncias entre poços.

Na Figura 10, percebem-se, para as três distâncias, picos de vazões, que representam as chegadas de bancos miscíveis de óleo ao poço produtor. É possível notar também que quanto maior a distância entre poços, mais tempo leva para ocorrerem os picos de vazões.

Indo mais além, é possível perceber que para a distância de 12 m, esses picos atingem valores bem maiores, fato que é explicado devido ao solvente se miscibilizar com maior quantidade de óleo, devido ao caminho mais longo que esse percorre entre os poços, e consequentemente produzir bancos de maiores volumes. Isso justifica o maior fator de recuperação para a distância de 12 m.

Quanto maior a distância entre poços, mais eficiente é a maneira como o solvente se espalha no reservatório, o que influencia positivamente na produção. Esse comportamento pode ser observado através da análise da Figura 11, a qual mostra o comportamento da saturação de óleo no reservatório com o passar do tempo, para as diferentes distâncias entre poços simuladas.

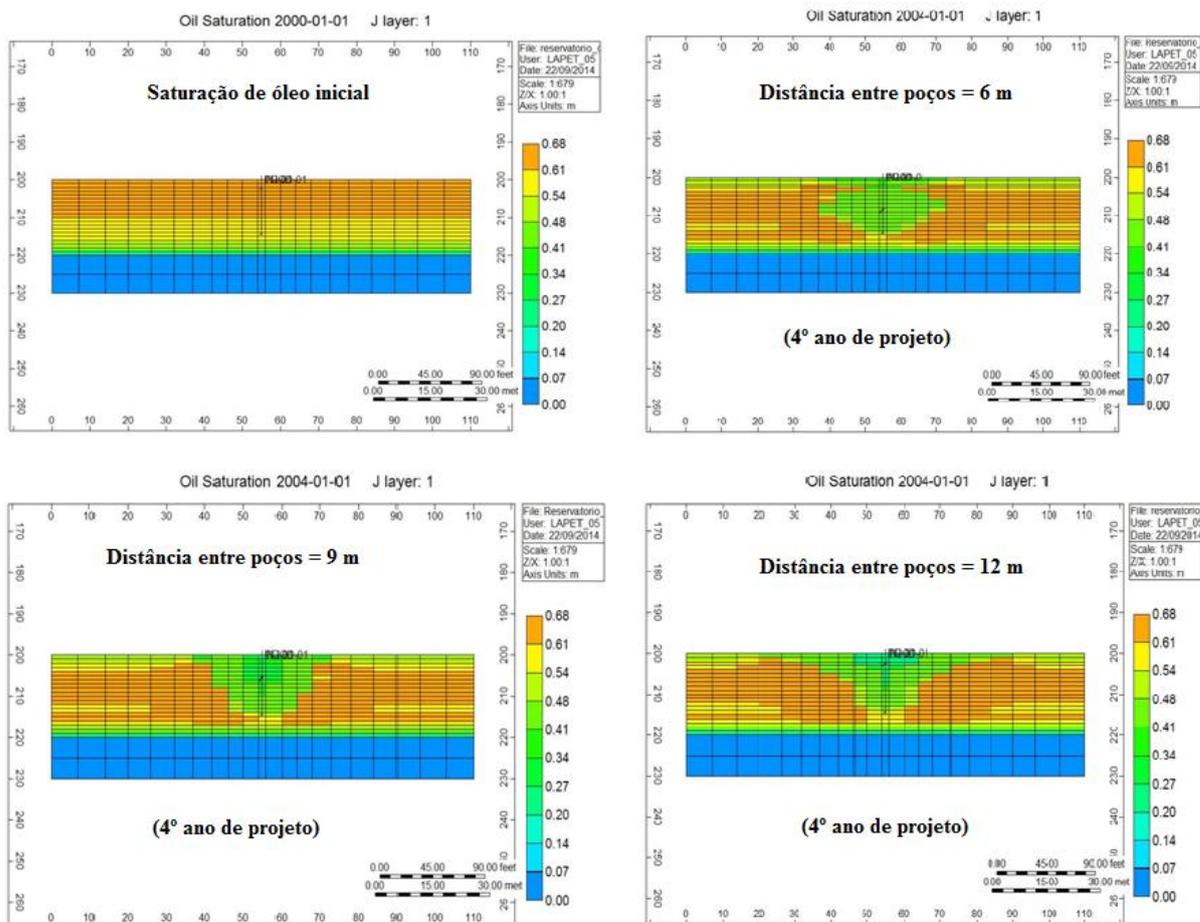


Figura 11 - Saturação de óleo no reservatório para diferentes distâncias verticais entre poços.

Nota-se que para a distância entre poços de 12 m, o solvente injetado atinge rapidamente o topo do reservatório, fato que provoca o seu espalhamento para as laterais e, por conseguinte, além de se miscibilizar com uma maior quantidade de óleo, ajuda a promover um maior deslocamento deste no meio poroso. Enquanto que para as distâncias menores – 6 m e 9 m –, esse comportamento demora a acontecer, o que implica numa menor eficiência.

De acordo com as análises feitas, conclui-se que a melhor distância entre poços, ou seja, aquela que implica em um maior fator de recuperação, é a de 12 m. Escolhida a distância entre poços mais favorável, é necessário agora realizar uma análise, mantendo a distância escolhida, para diferentes vazões de injeção do solvente.

4.3. ANÁLISE DAS TRÊS DIFERENTES VAZÕES DE INJEÇÃO

Nesta seção, são realizadas simulações para vazões de 6000, 9000 e 12000 m³ Std/dia, mantendo, mais uma vez, todos os outros parâmetros constantes.

A Figura 12 consiste no gráfico do fator de recuperação para as três diferentes vazões simuladas e para a recuperação primária.

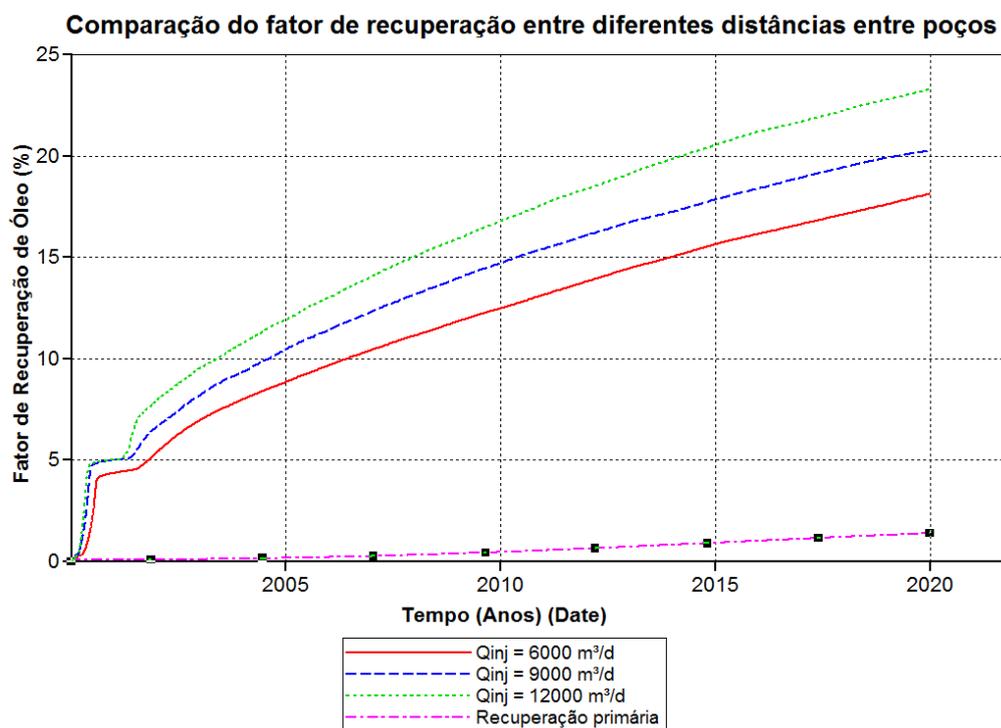


Figura 12 - Comparação do fator de recuperação para diferentes vazões de injeção.

Analisando a Figura 12, nota-se que a vazão de injeção de solvente de 12000 m³ Std/dia implica em um fator de recuperação superior às demais, em torno de 23,3% ao final do tempo de projeto. Para a vazão de injeção de 9000 m³ Std/dia, esse fator é de aproximadamente 20,3% e, para a de 6000 m³ Std/dia, 18,1%. Como a recuperação primária é de 1,4%, então a recuperação adicional, em relação à recuperação primária, que a vazão de injeção de 12000 m³ Std/dia proporciona é de aproximadamente 21,9 pontos percentuais, fazendo com que essa configuração seja a melhor, do ponto de vista de recuperação de óleo, das três.

Isso acontece basicamente porque quanto maior a quantidade de solvente injetado, maior parte do óleo contido nos poros da rocha entra em contato com o solvente injetado e tem sua viscosidade reduzida. Esse fator diminui as forças viscosas e capilares que atrapalhavam o escoamento e, conseqüentemente, faz com que mais óleo escoe até o poço produtor e seja produzido.

Esse comportamento faz com que a produção acumulada de óleo na configuração de injeção de 12000 Std m³/d seja maior do que nas configurações de menor vazão de injeção. Portanto, ela é a escolhida como a melhor do ponto de vista de recuperação de óleo.

4.4. MELHOR CONFIGURAÇÃO DE RECUPERAÇÃO – CONFIGURAÇÃO 01

Diante de toda a análise seletiva das melhores configurações de todos os parâmetros estudados anteriormente, chega-se a conclusão de que a melhor configuração final, ou seja, aquela que proporciona maior recuperação adicional de óleo em relação à recuperação primária é a apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 - Melhor configuração para recuperação de óleo – (Configuração 01).

Parâmetro	Melhor resultado
Solvente injetado	C ₄
Distância vertical entre poços	12 m
Vazão de injeção de solvente	12000 Std m ³ /dia

Como se pode observar na Figura 12, essa configuração, nomeada Cofiguração 01, proporciona um fator de recuperação de aproximadamente 23,3%, apresentando uma recuperação adicional (ΔFr) de 21,9 pontos percentuais em relação à recuperação primária.

4.5. PROPOSTAS PARA AUMENTAR O FATOR DE RECUPERAÇÃO

Nesta seção são desenvolvidos e apresentados raciocínios diferentes dos discutidos nas seções anteriores, os quais foram utilizados para se obter um melhor fator recuperação de óleo do reservatório estudado. É importante lembrar que neste trabalho não se leva em consideração as questões econômica e ambiental do projeto, apenas a técnica. O objetivo é apenas conseguir aumentar o fator de recuperação de óleo.

4.5.1. DOIS POÇOS HORIZONTAIS INJETORES DE SOLVENTE – CONFIGURAÇÃO 02

Nota-se que, para a melhor Configuração 01, apresentada no item 4.4, grande porção de óleo não é produzida porque o solvente injetado não entra em contato com ela. Portanto, pensou-se em, em vez de um, perfurar dois poços injetores igualmente espaçados em relação ao poço produtor, a fim de distribuir mais eficientemente o solvente no reservatório e com isso produzir a porção do óleo que permanecia no reservatório. Os poços injetores se encontram em um plano horizontal 12 m acima do plano em que está o poço produtor. Enquanto que os planos verticais em que estão contidos os poços injetores estão afastados 54 m em relação ao poço produtor. Além disso, para comparar o resultado dessa configuração com a Configuração 01, definiu-se a vazão de injeção igual a 6000 *Std* m³/d em cada poço injetor, totalizando 12000 *Std* m³/d. Os outros parâmetros foram mantidos constantes. A Figura 13 mostra a nova disposição dos poços no reservatório.

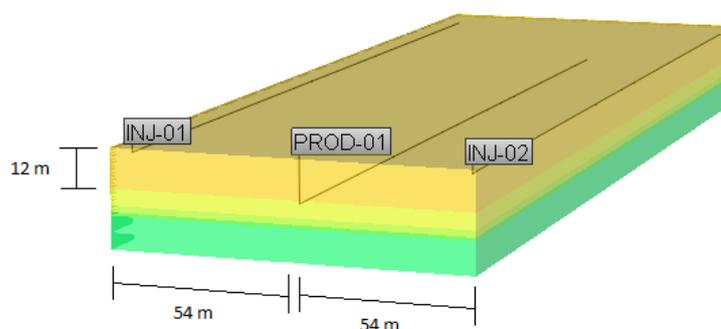


Figura 13 – Configuração 02: dois injetores horizontais de solvente e um produtor horizontal.

Para observar os resultados obtidos por esta configuração, podemos analisar o comportamento da saturação de óleo no reservatório com o passar do tempo, o qual é mostrado na Figura 14.

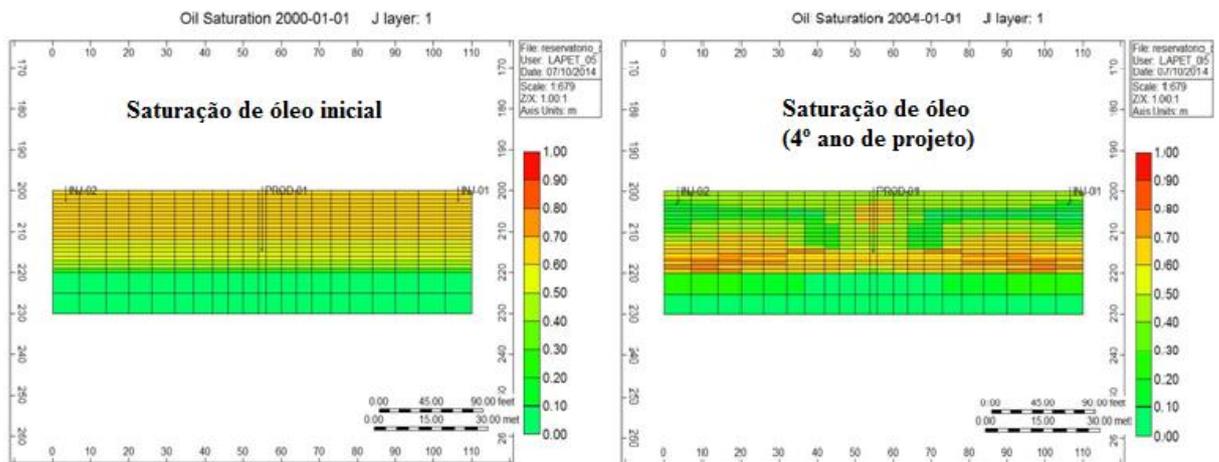


Figura 14 - Saturação de óleo no reservatório.

Como era esperado, o solvente atingiu uma maior porção do reservatório, entrando em contato com o óleo que não tinha sido produzido na Configuração 01, miscibilizando-se com este e conseqüentemente diminuindo sua viscosidade, comportamento que pode ser percebido ao se visualizar a Figura 15.

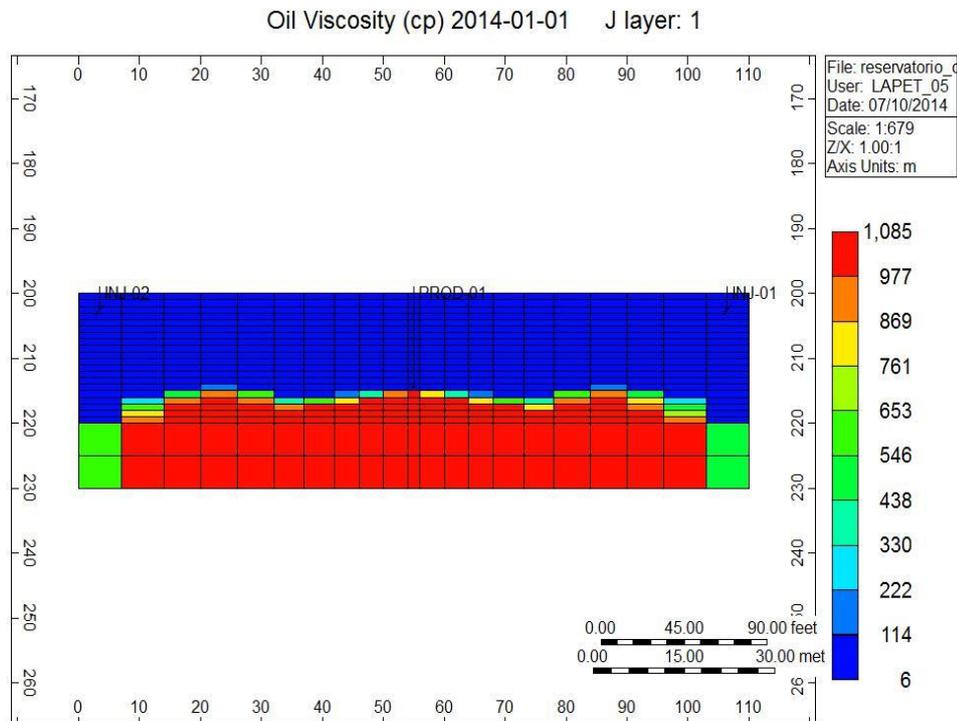


Figura 15 - Viscosidade do óleo no 14º ano de injeção.

Esse comportamento fez com que maior quantidade de óleo fosse produzida, fato que pode ser observado na Figura 16, a qual mostra a comparação dos fatores de recuperação proporcionados por esta configuração e pela Configuração 01.

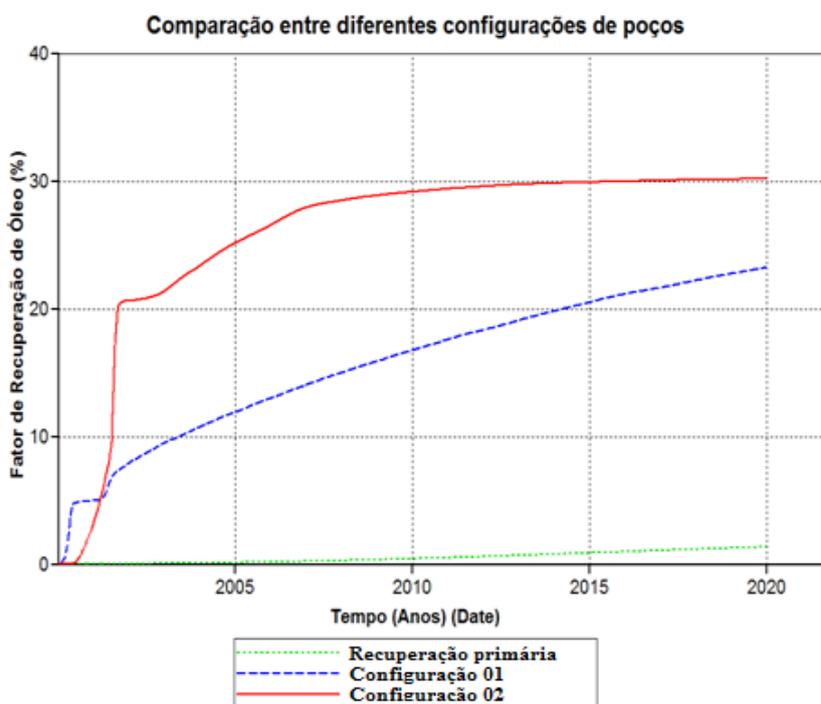


Figura 16 - Comparação entre os fatores de recuperação da Configuração 01 e da Configuração 02.

Observando a Figura 16, nota-se que o fator de recuperação de óleo que a Configuração 02 proporciona é cerca de 30,2%, ou seja, 6,9 pontos percentuais a mais em relação à Configuração 01, apresentando uma recuperação adicional (ΔFr) de 28,8 pontos percentuais a mais do que a recuperação primária. Portanto, ela é considerada mais vantajosa em relação a anterior.

4.5.2. TRÊS POÇOS VERTICAIS INJETORES DE SOLVENTE – CONFIGURAÇÃO 03

Continuando a procura por uma configuração que implique em um fator de recuperação cada vez maior, aqui é analisado, e comparado com os anteriores, outro modelo de distribuição de poços no reservatório. Este consiste basicamente em, mantendo o poço produtor no mesmo lugar que este ocupava nas Configurações 01 e 02, trocar os poços horizontais injetores de solvente por três poços verticais, igualmente espaçados entre si, também injetores de solvente. Esses poços possuem 3 metros de comprimento, a fim de manter a distância vertical entre os poços injetores e o produtor igual a 12 m. A Figura 17 ilustra a configuração descrita acima.

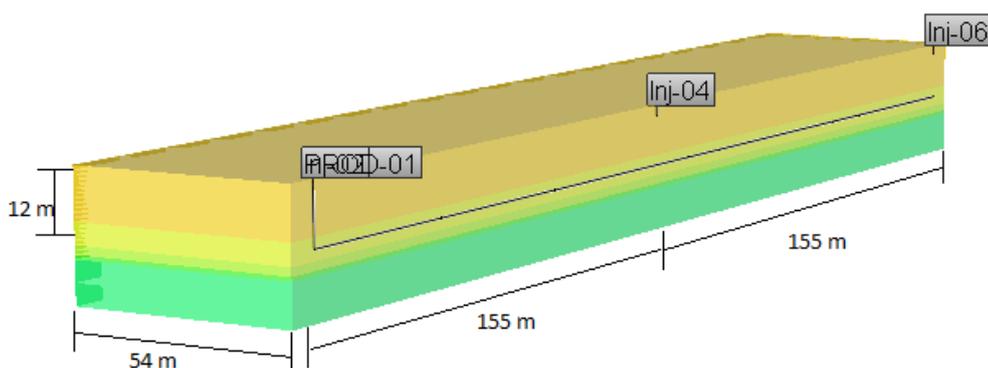


Figura 17 – Configuração 03: 3 poços injetores verticais de solvente e 1 produtor horizontal.

O correto seria injetar com vazão igual a $4000 \text{ m}^3 \text{ Std/d}$ em cada poço injetor, o que daria um total de $12000 \text{ m}^3 \text{ Std/d}$ e, dessa forma, seria possível comparar esta configuração com as Configurações 01 e 02. Entretanto, por não ter sido possível realizar simulações com esse valor de vazão, devido ao reduzido comprimento dos poços injetores, esta foi definida como sendo $1500 \text{ m}^3 \text{ Std/d}$ para cada poço injetor, totalizando $4500 \text{ m}^3 \text{ Std/d}$. Diante disso, foram realizadas novas simulações das configurações apresentadas nas seções 4.4 e 4.5.1, alterando seus valores de vazões de injeção para $4500 \text{ m}^3 \text{ Std/d}$ e $2250 \text{ m}^3 \text{ Std/d}$ (em cada poço), respectivamente, a fim de se realizar comparações justas entre as três alternativas.

A Figura 18 mostra o comparativo entre os fatores de recuperação obtidos a partir dessas configurações.

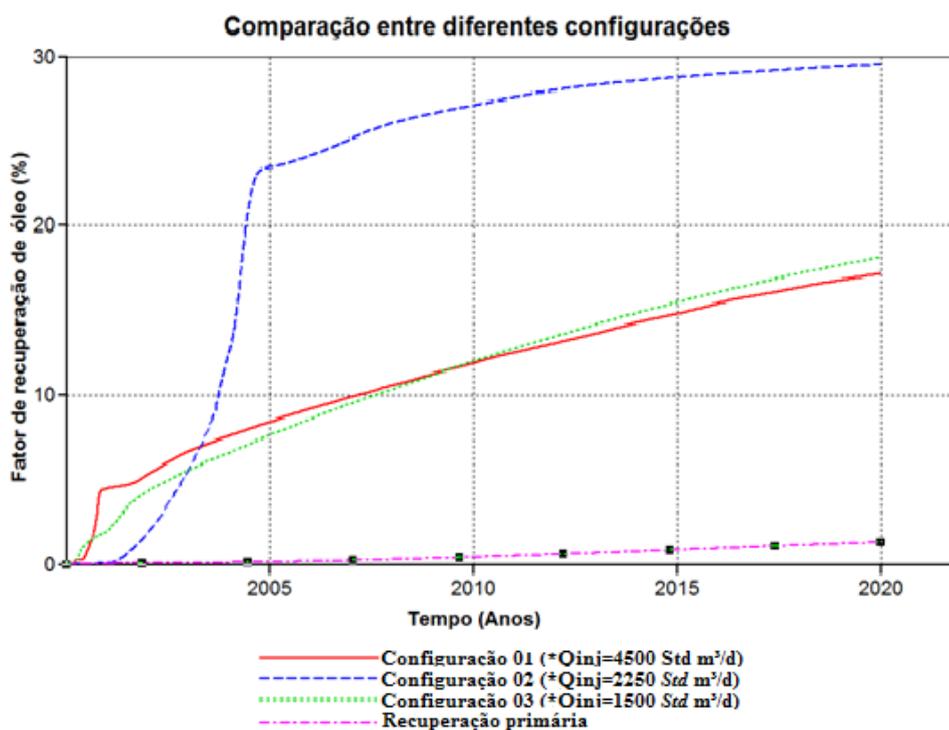


Figura 18 – Comparação entre os fatores de recuperação das Configurações 01, 02 e 03.

É possível perceber, através da análise da Figura 18, que o fator de recuperação proporcionado por essa configuração não é satisfatório quando comparado à Configuração 02. O projeto de dois poços injetores horizontais apresenta fator de recuperação de 29,5 %, enquanto o de três poços injetores verticais, apenas 18,2 %. Ou seja, com a configuração 02 é possível obter um fator de recuperação aproximadamente 1,6 vezes maior do que com a Configuração 03. Para entendermos o porquê, podemos analisar o comportamento da saturação de óleo no reservatório, mostrado na Figura 19.

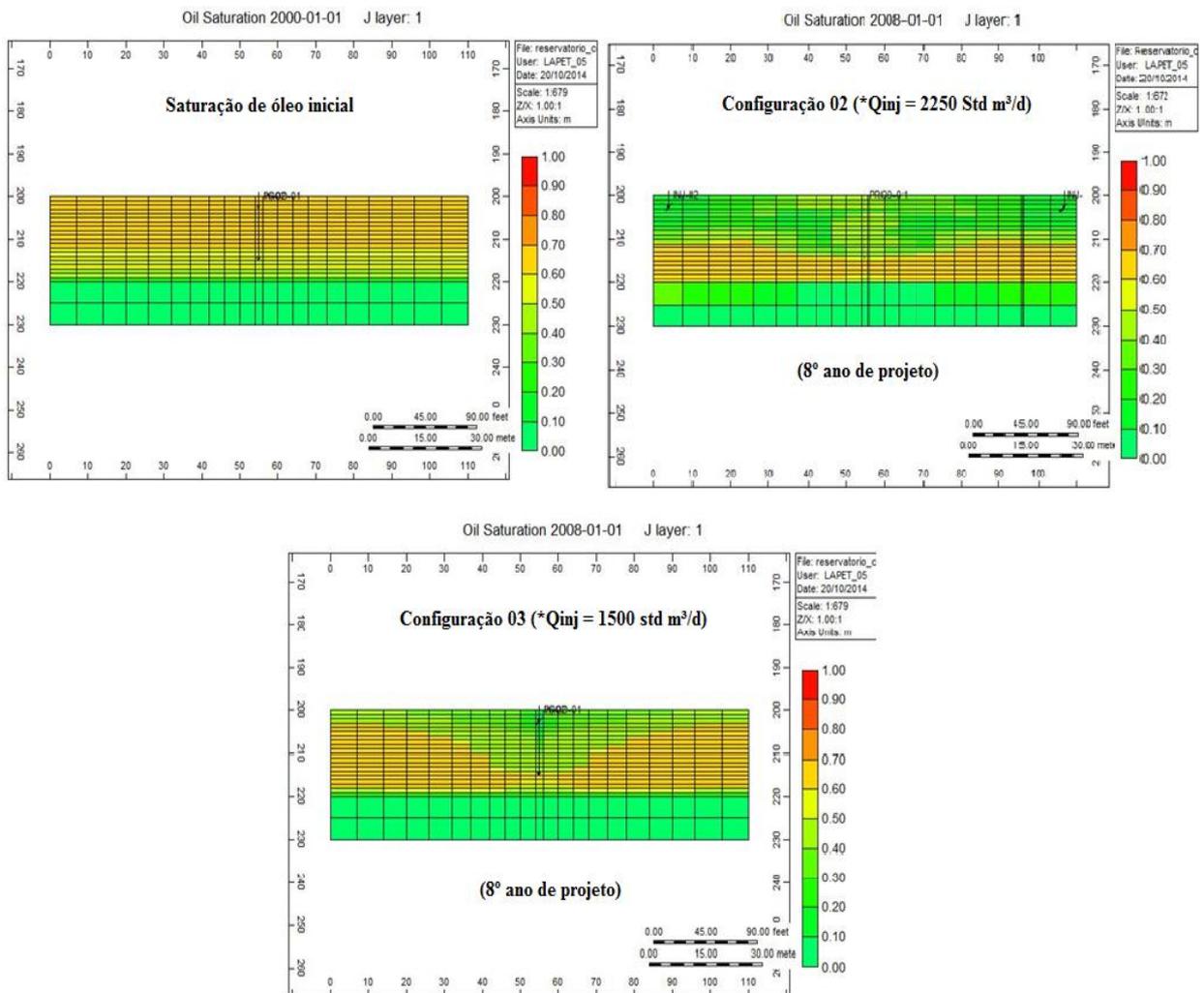


Figura 19 - Saturação de óleo no reservatório – Comparação entre as Configurações 02 e 03.

Nota-se, através da análise da Figura 19, que, quando se tem dois poços injetores horizontais de solvente (Configuração 02), praticamente todo o óleo que se encontra entre o plano horizontal que contem os poços injetores e o que contem o produtor é produzido. Enquanto isso, no caso dos três injetores verticais de solvente (Configuração 03), parte dessa porção de óleo continua nas áreas laterais do reservatório, o que ocasiona menor produção de óleo, justificando o menor valor do fator de recuperação e inviabilizando o método frente ao anterior.

4.5.3. CONFIGURAÇÃO 02 + INJEÇÃO DE ÁGUA NO AQUIFERO – CONFIGURAÇÃO 04

Percebe-se que, com o passar do tempo de produção, utilizando a configuração 02, a pressão do reservatório decai rapidamente, como se pode observar na Figura 20, e atinge valores muito baixos.

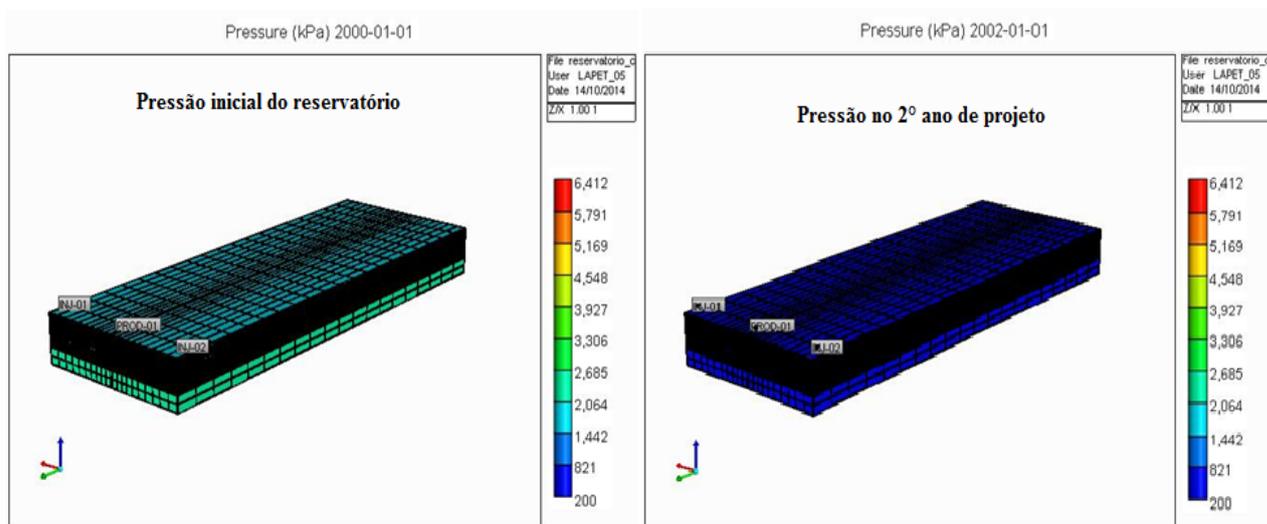


Figura 20 - Comportamento da pressão no reservatório (Configuração 02).

Tendo em vista esse problema, surge a ideia de adicionar, a esse modelo, uma injeção de água no aquífero com o intuito de manter o reservatório pressurizado por mais tempo e, dessa forma, aumentar o fator de recuperação.

Para tanto, são perfurados dois poços injetores verticais (direção k), de 230 metros de comprimento, em esquinas opostas do reservatório, como se pode visualizar na Figura 21. Os dois foram canhoneados no intervalo de 225 m até 230 m. A vazão de injeção de água em cada um deles foi de 1000 m³ Std/d, à pressão de 3500 kPa. Como dito anteriormente, são mantidos os três poços (dois injetores de solvente e um produtor) como na Configuração 02.

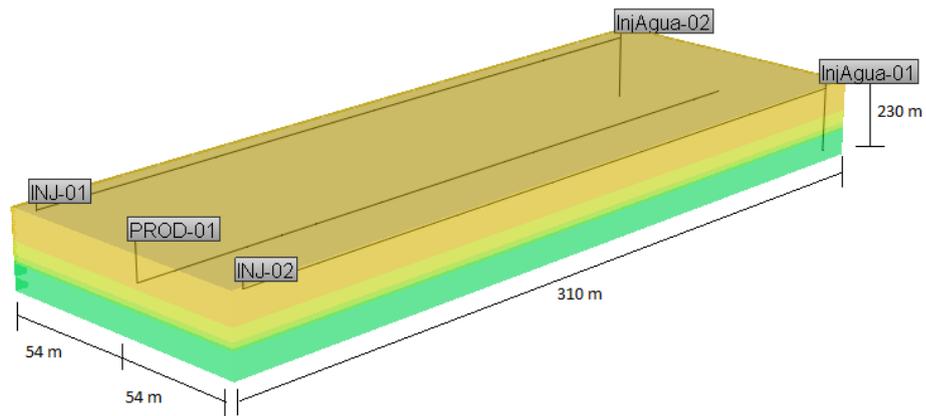


Figura 21 - Configuração 04.

Como era esperado, a ideia realmente funcionou e apresentou um resultado bastante satisfatório: o fator de recuperação de óleo praticamente dobrou em relação a Configuração 02. Esse resultado pode ser visualizado na Figura 22.

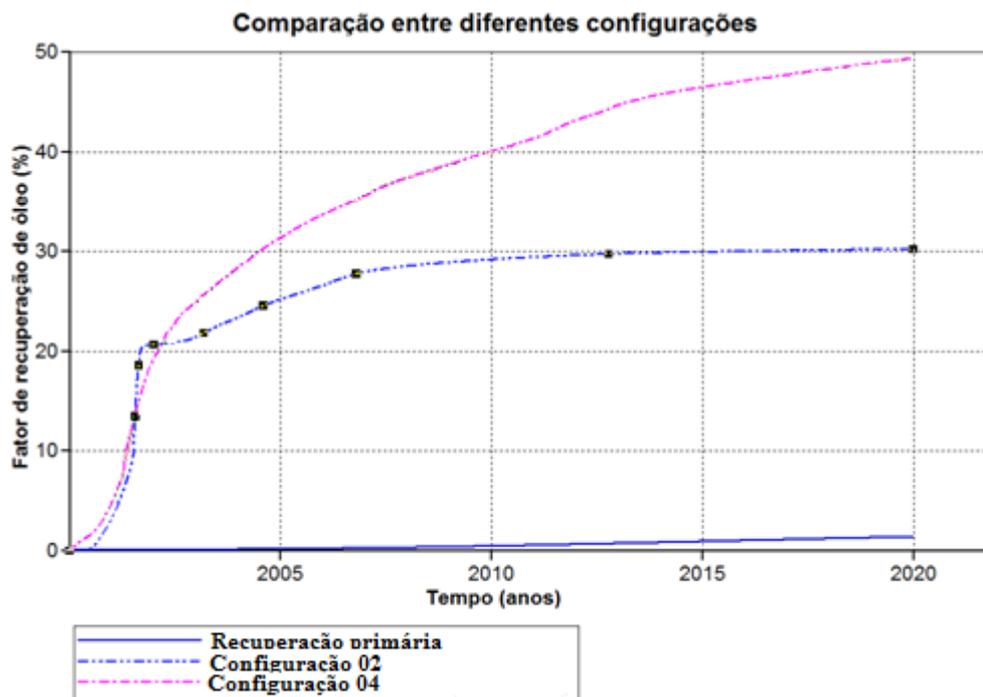


Figura 22 - Fator de Recuperação de óleo - Comparação entre as Configurações 02, 04 e a recuperação primária.

Essa configuração proporcionou um fator de recuperação de óleo em torno de 49,4 %, ou seja, aproximadamente 1,6 vezes o fator obtido através configuração 02, que é de 30,2%.

Esse aumento se deu por dois motivos principais. O primeiro, observado na Figura 23, é que a adição dessa injeção de água fez com que a pressão do reservatório se mantivesse alta por maior período de tempo, possibilitando a produção de maior quantidade de óleo do reservatório.

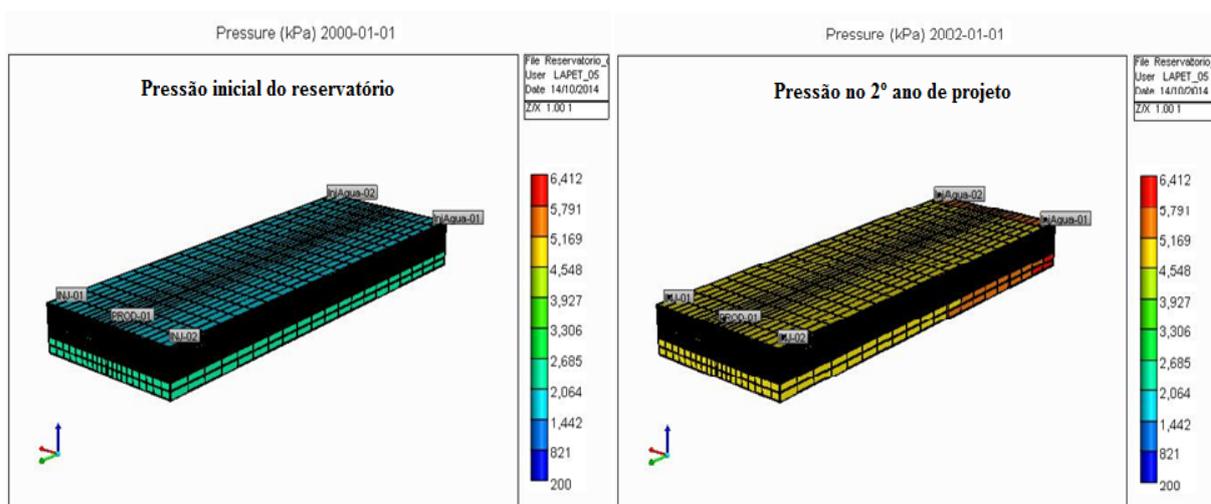


Figura 23 - Comportamento da pressão no reservatório para a Configuração 04.

O segundo fator é que, ao se injetar água no reservatório, ela sai “varrendo” o óleo que está a sua frente em direção ao poço produtor, funcionando como um método de recuperação convencional, o qual, em conjunto com o método especial miscível VAPEX, implicam em um fator de recuperação considerável no reservatório em estudo.

Esse comportamento é observado na Figura 24, a qual mostra a saturação de óleo no reservatório com o passar do tempo.

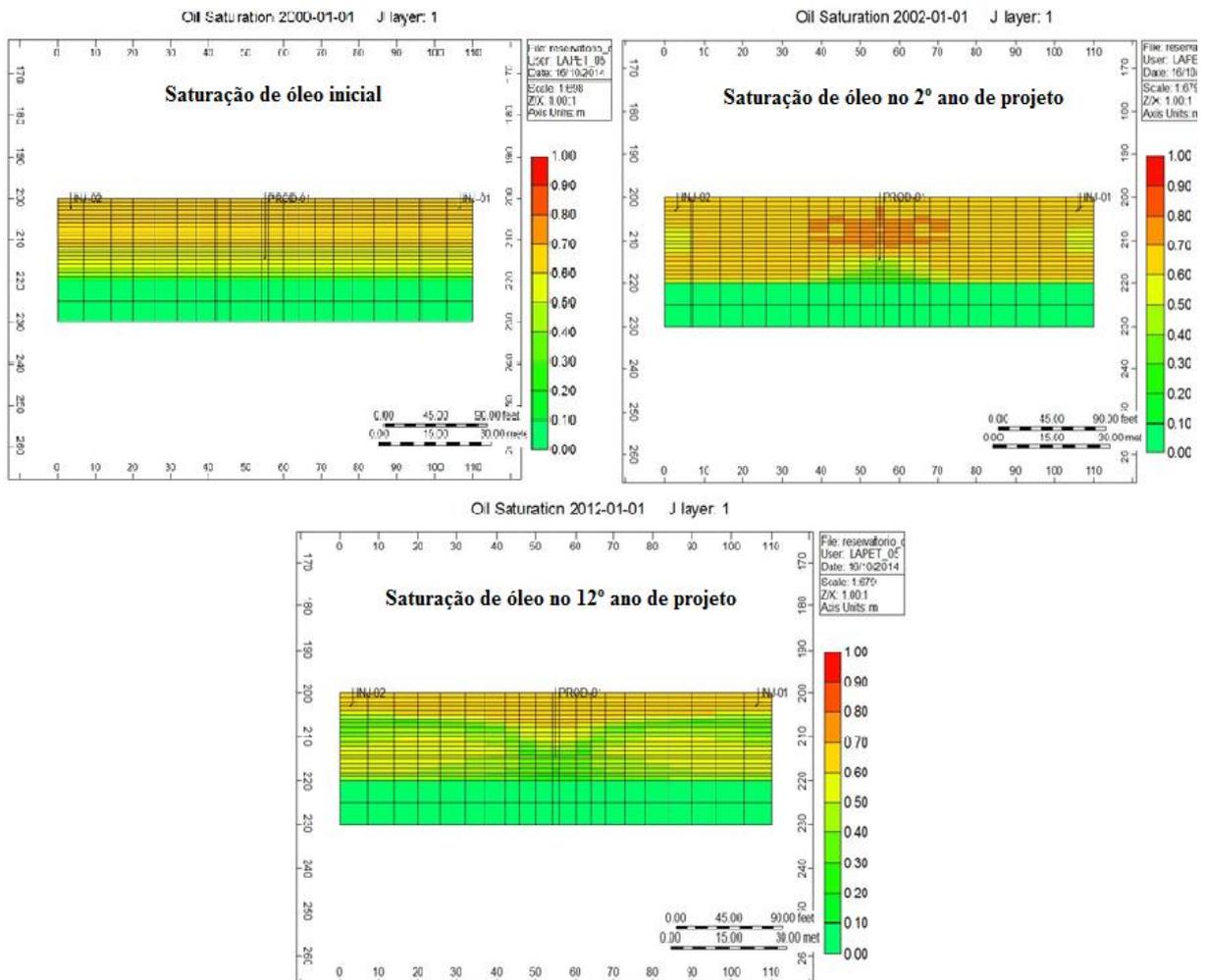


Figura 24 - Saturação de óleo com o passar do tempo - Configuração 04.

Conclui-se, dessa forma, que a injeção de água aumentou consideravelmente a eficiência do processo de miscibilização do solvente com o óleo do reservatório estudado, devido ao aumento da pressão. Além disso, a água agiu como um fluido deslocante que “varreu” parte do óleo, que estava abaixo do poço produtor, para dentro dele. Sendo esta, portanto, a melhor configuração de produção desenvolvida neste trabalho.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E

RECOMENDAÇÕES

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1. CONCLUSÕES

Como conclusões do processo de injeção de solvente vaporizado (VAPEX) para o modelo de reservatório e de fluido estudados têm-se:

- 1) Para o reservatório estudado, o método utilizado entrega uma recuperação adicional de óleo em relação à recuperação primária.
- 2) Utilizar o Butano como solvente, no reservatório em questão, é mais eficiente do que o Propano.
- 3) A distância entre poços de 12 m apresenta melhor fator de recuperação de óleo frente às outras, 9 m e 6 m.
- 4) Quanto maior a vazão de injeção utilizada, maior é a recuperação de óleo. Portanto, a vazão de 12000 m³ Std/dia proporciona maior fator de recuperação (23,3%).
- 5) Perfurar dois poços injetores horizontais nas extremidades do reservatório proporciona maior recuperação de óleo em relação à alocação de apenas um poço injetor acima do produtor.
- 6) A injeção de água no aquífero, associada ao VAPEX, aumenta consideravelmente a eficiência do processo para o reservatório estudado.

5.2. RECOMENDAÇÕES

- 1) Realizar um estudo de viabilidade econômica e ambiental para todas as configurações apresentadas, a fim de estabelecer qual alternativa é realmente a mais viável.
- 2) Realizar análises com injeção de outros tipos de solventes, como, por exemplo, o Heptano (C7).
- 3) Analisar o tempo de injeção de solvente. Pode ser interessante injetá-lo somente até determinado período.
- 4) Analisar a injeção alternada de solvente.

CAPÍTULO 6
REFERÊNCIAS
BIBLIOGRÁFICAS

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARILLAS, J. L. M. *Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 163 p., Natal, 2005.
- 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.
- DAS, S. K. *Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen*.SPE, Petroleum Recovery Institute, 1998.
- DAS, S. K., BUTLER, R. M. Diffusion coefficients of propane and butane in Peace River bitumen. *Can. J. Chem. Eng.* 74 (12), 985-992. 1996.
- GALVÃO, E. R. V. P. - *Injeção de Vapor e Solvente como um Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesados*. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- Highlighting heavy Oil. Disponível em: <http://www.slb.com/search.aspx?q=vapex>, acessado em Outubro de 2014.
- LIMA, Davi Monteiro Santos Barros – *Estudo paramétrico do processo de injeção de solventes em poços horizontais para reservatórios de óleos pesados*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 115 f., Natal-RN, 2011.
- OLIVEIRA, M. F. - *Estudo paramétrico do processo de extração com solvente (VAPEX) como método de recuperação de óleo pesado*. Dissertação de Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- ROSA, A. J. CARVALHO, R. S., XAVIER, J. A. D. - *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ. 2006.
- Simulador composicional GEM. Disponível em: <http://www.cmgl.ca/software/soft-gem>, acessado em Outubro de 2014.

- THOMAS, J. E. et al. - *Fundamentos da Engenharia de Petróleo*. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.