



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PETRÓLEO



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO

APLICAÇÃO DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA ES-SAGD EM UM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO DO NORDESTE BRASILEIRO

Gilmar Alexandre Guedes Júnior

Orientador(a): Prof.(a) Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

Natal, 27 de maio de 2014

APLICAÇÃO DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA ES-SAGD EM UM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO DO NORDESTE BRASILEIRO

Monografia apresentada como parte dos requisitos para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado em 27 de maio de 2014.

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora - UFRN

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
Membro Examinador - UFRN

Prof. Visitante PRH-ANP43 Célio Gurgel Amorim
Membro Examinador - UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Gilmar Alexandre Guedes e Elisabete do Nascimento Guedes, que me ensinaram o melhor caminho a se seguir na vida e sempre me forneceram estímulo, motivação e amparo em todos os momentos da minha vida. Em virtude de tudo isso, hoje eu tenho condições de está concluindo o meu curso de graduação. Isso não seria nada sem eles.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, aos meus pais e familiares por todo o apoio e incentivo dado ao longo de toda minha vida. Gostaria de agradecer a minha namorada, pelas centenas de vezes que ela teve que aguentar os momentos difíceis que passei ao longo da graduação.

A minha orientadora Jennys Lourdes Meneses Barillas por ter me apoiado, me conduzido pelos melhores caminhos e me passado o conhecimento e a confiança necessária para a elaboração deste trabalho, além das diversas vezes que agiu como psicóloga.

A todos os professores do curso de engenharia de petróleo e do bacharelado em ciências e tecnologias, pelas orientações e contribuições científicas.

A todos os meus colegas de classe, em especial ao meu amigo “quase irmão” Davi Marques Nascimento, pela parceria em todos esses anos de caminhada acadêmica, ele foi o responsável pelo encorajamento e estímulo nos momentos difíceis.

Aos colegas do laboratório, por todo compartilhamento de informações e conhecimentos acadêmicos.

A *Computer Modelling Group LTDA*. (CMG) por fornecer à UFRN os softwares. Sem os softwares a realização desse estudo não seria possível.

A ANP por conceder bolsas de estudo, provendo informações para a realização deste trabalho.

Agradeço a todos que de forma direta ou indireta estiveram presentes nesse período de aprendizado.

Muito Obrigado!

GUEDES JÚNIOR, G. A. – “APLICAÇÃO DO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA ES-SAGD EM UM RESERVATÓRIO HETEROGÊNEO DO NORDESTE BRASILEIRO”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Eng. de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal–RN, Brasil.

Orientadora: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

RESUMO

Por algum tempo, reservas de óleo pesado não atraíam muito interesse. A menor rentabilidade, o baixo preço do barril no mercado internacional, dificuldades envolvidas em sua extração e seu refino e a elevada quantidade de óleos leves e intermediários a serem explorados não poderiam justificar os investimentos. Com o declínio dessas reservas de óleo convencional, as atenções da indústria petrolífera se voltam para a recuperação avançada de óleos pesados (*API* entre 10 e 20), sendo os métodos térmicos os mais aplicados. Nesse âmbito, uma alternativa cada vez mais utilizada é a injeção de vapor com a adição de solvente, em baixa concentração, aplicado a poços horizontais (ES-SAGD - *Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage*) que consiste em dois poços horizontais localizados um acima do outro onde o produtor é o inferior. Neste método acontece uma combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente), promovendo, desta forma, a redução da viscosidade e das tensões interfaciais. Este trabalho de conclusão de curso se refere à aplicação deste método térmico de recuperação para verificar a sua aplicação em reservatórios heterogêneos com características do NE Brasileiro. Para analisar os parâmetros operacionais do processo, foram estudadas as seguintes variáveis: distância vertical entre poços injetores e produtores, vazão de injeção de vapor e também foram feitas simulações com dois e três pares de poços. Os resultados mostram que é muito importante observar a posição da perfuração e completação dos poços, pois no caso de reservatórios com alta heterogeneidade, regiões de baixa permeabilidade e porosidade podem influenciar na distribuição do vapor e solvente injetados, prejudicando a produção de óleo. Foi observado que a produção de óleo é proporcional à vazão de injeção, quanto maior a vazão de injeção, maior será a recuperação de óleo. Também foi observado que com a adição de mais um par de poços, o fator de recuperação melhora significativamente.

Palavras-chave: simulação numérica, reservatórios, ES-SAGD, injeção de vapor e solvente.

GUEDES JÚNIOR, G. A. – “APPLICATION OF THE ADVANCED RECOVERY METHOD ES-SAGD IN A HETEROGENOUS RESERVOIR FROM BRAZILIAN NORTHEAST”. Completion of Course Work, Department of Petroleum Engineering, Rio Grande do Norte Federal University, Natal – RN, Brazil.

ADVISOR: Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas

ABSTRACT

For some time, heavy oil reserves did not attract much interest. The lower profitability, the low price of oil in the international market, the difficulties involved in its extraction and its refining and the high amount of light and intermediaries oils to be explored could not justify the investment. With the decline of these reserves of conventional oil, the oil industry's attention turns to the enhanced recovery of heavy oil (API between 10 and 20), being the thermal methods the most applied. In this context, an alternative increasingly used is the steam injection with the addition of solvent, at low concentration, applied to horizontal wells (ES-SAGD - Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage) consisting of two horizontal wells located one above another where the producer is the lower. In this case it occurs a combination of a thermal method (steam injection) with a miscible method (solvent injection), promoting thereby the reduction of the viscosity and interfacial tensions. This completion of course work refers to the application of this thermal method to verify its application in heterogeneous reservoirs with characteristics from Brazilian Northeast. To analyze the operating parameters of the process, they were studied the following variables: vertical distance between producer and injector wells, injection flow rate and they were also made simulations with two and three pairs of wells. The results show that is very important to observe the position of the drilling and completion of the wells, because in the case of high heterogeneity reservoir, regions of low permeability and porosity may influence in the distribution of steam and solvent injected, damaging oil production. It was observed that the oil production is proportional to injection flow rate, the higher the injection flow rate, will be greater the oil recovery. It was also realized that with the addition of one more pair of wells, the recovery factor was improved significantly.

Keywords: numerical simulation, reservoirs, ES-SAGD, steam and solvent injection.

Sumário

1. Introdução.....	9
2. Objetivos.....	11
3. Aspectos Teóricos	12
3.1 - Principais métodos de recuperação de petróleo.....	12
3.1.1 - Métodos Especiais de Recuperação	13
4. Modelagem do reservatório e metodologia de trabalho	20
4.1 - Modelo de fluidos.....	20
4.2 - Construção do Modelo do Reservatório.....	23
4.3 - Interação Rocha-fluido	24
4.4 - Condições Operacionais.....	25
4.5 - Metodologia de Trabalho	26
5. Resultados e Discussões	28
5.1 - Análise da Distância Vertical.....	28
5.2 - Análise da Porcentagem de Solvente	32
5.3 - Análise da Vazão de Injeção	35
5.4 - Análise da Utilização de Três Pares de Poços	38
6. Conclusões	40
7. Recomendações.....	41
8. Referências Bibliográficas	42

Lista de Tabelas

Tabela 1. Composição do fluido do reservatório após a criação dos pseudo-componentes.....	21
Tabela 2. Características do Modelo de Reservatório Proposto.....	24
Tabela 3. Permeabilidade relativa do sistema água-óleo.	24
Tabela 4. Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás.	25
Tabela 5. Modo de Operação dos Poços Injetores.	25
Tabela 6. Modo de Operação dos Poços Produtores.....	25
Tabela 7. Comprimento e distância horizontal e vertical entre os pares de poços.....	26
Tabela 8. Simulações realizadas.	27

Lista de Figuras

Figura 1. Conceito básico do processo SAGD (Fonte: BARILLAS, 2005).....	18
Figura 2. Conceito básico do processo ES-SAGD (Fonte: BARILLAS, 2008).....	19
Figura 3. Fator volume-formação do óleo.	21
Figura 4. Razão de Solubilidade.	22
Figura 5. Viscosidade do óleo Vs a temperatura.....	22
Figura 6. Modelo do reservatório.....	23
Figura 7. Dimensão do reservatório e as localizações das perfurações dos dois pares de poços.....	23
Figura 8. Completação dos poços INJ01 e PROD01 com distância vertical de 5 m.	26
Figura 9. Produção acumulada de óleo.	28
Figura 10. Distribuição da permeabilidade no reservatório.	29
Figura 11. Viscosidade do óleo na região da perfuração dos poços injetor e produtor.....	29
Figura 12. Vazão de produção de óleo.....	30
Figura 13. Evolução da temperatura para os modelos com distância vertical de 5 m (à esquerda, menor Np) e 11 m (à direita, maior Np).	31
Figura 14. Produção acumulada de óleo.	32
Figura 15. Vazão de produção de óleo.....	33
Figura 16. Evolução da massa específica do óleo para os modelos com DV de 11 m, Q de 400 m ³ std/dia, X 5% (à esquerda) e X 15% (à direita).....	34
Figura 17. Fator de Recuperação de Óleo.....	35
Figura 18. Vazão de produção de óleo.....	36
Figura 19. Evolução da viscosidade do óleo para os modelos com DV de 11 m, X 15%, Q de 200 (à esquerda) e 600 m ³ std/dia (à direita).....	37
Figura 20. Fator de recuperação com aplicação de dois e três pares de poços.	38

1. Introdução

Por algum tempo, reservas de óleo pesado não atraíam muito interesse. A menor rentabilidade, o baixo preço do barril no mercado internacional, as dificuldades envolvidas em sua extração e seu refino, e a elevada quantidade de óleos leves e intermediários a serem explorados não poderiam justificar os investimentos. Mas, com a maturidade de alguns campos de óleo leves e intermediários e o significativo aumento no preço desse óleo colocou essa fonte de energia sob uma nova perspectiva. É possível aumentar a recuperação de óleo pesado com a ajuda de algum método de recuperação avançada, favorecendo assim a uma melhora na produtividade e rentabilidade do campo.

O Rio Grande do Norte possui grandes reservas de óleo pesado. Embora uma parte significativa dessas reservas já tenham sido produzidas (campos maduros), a busca de novas tecnologias e métodos de recuperação suplementar podem ser estudados, testados (simulação e pilotos de campo) e implantados com o intuito de maximizar a quantidade de óleo recuperado do reservatório.

Com o declínio das reservas de “óleo convencional”, as atenções da indústria petrolífera se voltam para a recuperação avançada de óleos pesados (*API* entre 10 e 20), sendo os métodos térmicos os mais aplicados. Nesse âmbito, uma alternativa cada vez mais utilizada é a injeção de vapor com a adição de solvente em baixa concentração aplicado a poços horizontais (ES-SAGD - *Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage*). Trata-se da combinação de um método térmico (injeção de vapor) com um método miscível (injeção de solvente), promovendo, desta forma, a redução da viscosidade do óleo e das tensões interfaciais.

Nesse contexto, os solventes são hidrocarbonetos conhecidos exatamente por reduzirem essas tensões e facilitarem a produção do óleo pesado. A injeção de solvente sozinho tende a ser limitada, em função do seu alto custo. Quando coinjectado com o vapor, o solvente vaporizado se condensa nas regiões menos quentes do reservatório, misturando-se ao óleo e criando uma zona de transição de baixa viscosidade entre o vapor e o óleo pesado. Com isso, a razão de mobilidade do fluido deslocante e o fluido deslocado é melhorada, reduzindo os caminhos preferenciais do vapor, melhorando a eficiência de varrido, e conseqüentemente, o fator de recuperação (Shu e Hartman, 1988).

Essa monografia representa o Trabalho de Conclusão de Curso da graduação em Engenharia de Petróleo. Refere-se à aplicação de um método térmico e miscível de recuperação suplementar utilizando o gerenciador *Launcher* do simulador da empresa *Computer Modelling Group LTDA - CMG*. Nele, foi aplicado o método ES-SAGD (*Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage*) em um reservatório com características similares às do nordeste brasileiro contendo, inicialmente, óleo e água.

2. Objetivos

Os principais objetivos dessa monografia estão listados a seguir:

- Criar um modelo de fluidos que possa representar as características dos fluidos contidos no reservatório;
- Desenvolver um esquema de produção otimizado, com poços horizontais, para a injeção e produção no reservatório proposto;
- Analisar os parâmetros operacionais através da produção acumulada de óleo, vazão de produção de óleo, fator de recuperação de óleo, temperatura, viscosidade e densidade do óleo;
- Avaliar as mudanças realizadas para aferir qual o modelo a ser utilizado.

3. Aspectos Teóricos

3.1 - Principais métodos de recuperação de petróleo

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de Métodos de Recuperação, que, de uma maneira geral, interferem nas características do reservatório que favoreceram a retenção de óleo (GADELHA DE SOUSA).

Quase tão antigos quanto à indústria do petróleo, os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada (GADELHA DE SOUSA).

Baseadas na ideia de que as baixas recuperações eram resultados de baixas pressões nos reservatórios, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão ao reservatório por meio da injeção de um fluido cujas finalidades eram deslocar o fluido residente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este. Como nem sempre o aspecto mais crítico do fluxo dos fluidos nos meios porosos é a baixa pressão, a simples injeção de fluidos para deslocar outros fluidos nem sempre resultava em sucesso. Como resultado da observação e da análise dos comportamentos dos meios porosos quando sujeitos a injeções de fluidos, surgiram os diversos processos que se conhecem atualmente (GADELHA DE SOUSA).

A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é todo o reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado (GADELHA DE SOUSA).

A vida produtiva de um reservatório de petróleo, particularmente quando se aplicam métodos de recuperação, se compõe de etapas que cronologicamente são chamadas de recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária, etc. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do reservatório. A um segundo esforço de produção deu-se o nome de recuperação secundária e a um terceiro, de recuperação terciária. Essa nomenclatura, aparentemente

boa, não era suficientemente clara e gerava dúvidas. Talvez a única expressão que tem o mesmo significado em todas as referências seja recuperação primária.

Com o passar do tempo, as expressões secundária e terciária perderam a sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo. A nomenclatura utilizada aqui se baseia no seguinte critério: para os processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e da injeção de gás, dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, Métodos Especiais de Recuperação. Não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório. Ao contrário, a boa prática de engenharia recomenda que a injeção seja iniciada bem antes que isso aconteça. Existe uma prática, chamada “manutenção de pressão”, que consiste na injeção de água e/ou gás ainda no início da vida produtiva do reservatório, e tem por finalidade manter a pressão em níveis elevados, preservando razoavelmente as características dos fluidos e do fluxo. Ou seja, os métodos de recuperação são aplicados mesmo havendo condições de produção com recuperação primária (GADELHA DE SOUSA).

3.1.1 - Métodos Especiais de Recuperação

Pode-se dizer que um método especial de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado (GADELHA DE SOUSA).

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (GADELHA DE SOUSA).

Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor que a do fluido a ser deslocado, o primeiro se move muito mais facilmente no meio poroso, encontrando caminhos preferenciais e se dirigindo rapidamente para os poços de produção. O óleo fica retido porque o fluido injetado não se propaga adequadamente no reservatório, ficando grandes volumes de rocha nos quais o deslocamento não se processou (GADELHA DE SOUSA).

No caso de altas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo do reservatório para fora dos poros é bastante reduzida, deixando saturações residuais elevadas de óleo nas regiões já contatadas pelo fluido injetado (GADELHA DE SOUSA).

As duas situações acima definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e formam o ponto de partida para a sua classificação em três categorias: Métodos Miscíveis, Métodos Químicos e Métodos Térmicos, de acordo com a natureza geral dos processos e o ponto principal a ser atacado (GADELHA DE SOUSA).

A classificação acima não é a única e existem alguns processos que poderiam estar incluídos em uma ou outra categoria, como por exemplo, o processo de Aquecimento Eletromagnético, que está classificado como outros (Métodos não consolidados), mas poderia ser classificado como um método térmico.

3.1.1.1 - Métodos Miscíveis

Quando se trata de baixas eficiências de deslocamento, ou seja, o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido a altas tensões interfaciais, os métodos miscíveis são os indicados. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar as tensões interfaciais (GADELHA DE SOUSA).

Quando os fluidos que não se misturam estão em contato, entre eles se estabelece uma interface submetida a tensões interfaciais. Estas tensões de natureza físico-química desempenham um papel também nas relações entre rocha e fluido, podendo ser mais ou menos intensas, dependendo da natureza dos fluidos e da rocha. Caso o fluido injetado e o óleo sejam miscíveis, isto é, se misturem, não existem nem interfaces nem tensões interfaciais (GADELHA DE SOUSA).

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 (GADELHA DE SOUSA).

Os fluidos que podem ser utilizados para deslocamento miscível são usualmente o dióxido de carbono, o gás natural e o nitrogênio (GADELHA DE SOUSA).

3.1.1.2 – Métodos Químicos

Estão agrupados como métodos químicos alguns processos em que se pressupõe certa interação química entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. São eles: a injeção de polímeros, injeção de solução de tensoativos, injeção de microemulsão, injeção de solução alcalina, etc. Não existe um ponto único de ataque como nas outras categorias, sendo que alguns processos poderiam ser enquadrados dentro dos métodos miscíveis (GADELHA DE SOUSA).

Quando o óleo do reservatório tem viscosidade um pouco elevada, pode-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, se difunde mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido (GADELHA DE SOUSA).

Ao se adicionar uma substância tensoativa à água de injeção, na verdade está se fazendo um deslocamento miscível com água. O tensoativo, também chamado de surfactante, tem a finalidade de reduzir as tensões interfaciais entre a água e o óleo, ampliando a eficiência de deslocamento (GADELHA DE SOUSA).

De uma maneira geral, os métodos miscíveis são ineficientes em relação à eficiências de varrido. Isto acontece porque essas soluções normalmente têm viscosidades bem menores que a do óleo, deixando a maior parte do reservatório sem ser varrida (GADELHA DE SOUSA).

A injeção de microemulsão, também chamada de solução micelar, é uma tentativa de se obter um deslocamento miscível com boas eficiências de varrido. É uma mistura com a qual se tem a preocupação com a miscibilidade e com o controle da viscosidade (GADELHA DE SOUSA).

No processo de injeção de fluidos alcalinos, a substância que se adiciona à água, em geral soda cáustica, tem a finalidade de reagir com certos ácidos orgânicos presentes em alguns óleos, produzindo dentro do próprio reservatório uma certa quantidade de substância tensoativa. Este tensoativo assim formado vai produzir uma série de efeitos dentro do reservatório, os quais concorrem para um ganho na produção de óleo (GADELHA DE SOUSA).

3.1.1.3 – Métodos Térmicos

Em reservatórios cujos óleos são muito viscosos, a utilização de um processo convencional de recuperação resulta em insucesso. A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior, resultando em baixas eficiências de varrido e por consequência uma recuperação normalmente muito baixa (GADELHA DE SOUSA).

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos. O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação de petróleo. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente (GADELHA DE SOUSA).

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é realizado o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, através de um fluido. É chamado de Injeção de Fluidos Aquecidos. No outro grupo, o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir da combustão da parte do óleo ali existente. Este segundo processo é chamado Combustão *in situ* (GADELHA DE SOUSA).

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Tem-se, portanto, dois tipos de processos, Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente (GADELHA DE SOUSA).

Na combustão *in situ* se inicia por meio de uma injeção de ar aquecido, um processo de oxidação do óleo que vai gerando calor, que por sua vez intensifica a oxidação num processo crescente até se chegar a uma temperatura chamada “ponto de ignição”, a partir do qual está estabelecida a combustão. A partir daí, continuando-se a injetar ar frio, o processo tem continuidade. O calor gerado desencadeia processos que resultam no aumento do fator de recuperação (GADELHA DE SOUSA).

Ainda na categoria dos métodos térmicos, são encontrados outros métodos: SAGD e ES-SAGD (método aplicado neste trabalho de conclusão de curso).

3.1.1.3.1 - SAGD

O método ES-SAGD é uma variação do processo de drenagem de óleo por diferencial gravitacional assistido com vapor (*Steam Assisted Gravity Drainage*, SAGD). Portanto, antes de apresentar o método realmente focado, faz-se necessário uma breve descrição do SAGD.

De acordo com Barillas, Dutra e Mata (2008), o SAGD e variações dessa tecnologia foram considerados processos mais efetivos na recuperação de óleos pesados e areias betuminosas.

No método SAGD, dois poços horizontais são perfurados paralelamente com uma separação vertical de curta distância, recomendada de 5 m, onde o poço superior serve como injetor e o inferior como produtor do óleo aquecido, da água do reservatório e da água condensada, com a gravidade atuando como a principal força nesse processo (BARILLAS *et al.* 2008; BARILLAS, 2008). Os poços horizontais são utilizados no processo por possuírem a vantagem de abranger uma maior área de contato com a formação, proporcionando maior recuperação de petróleo em comparação com outros tipos de poços (NASCIMENTO, 2012).

O vapor é injetado continuamente pelo poço superior e o óleo aquecido, formando uma câmara de vapor que cresce para cima e para os arredores, elevando a temperatura dentro dessa câmara para um valor essencialmente igual à temperatura do vapor injetado, conforme ilustrado na Figura 1. O calor é transferido para o óleo, à medida que o vapor condensa na interface com o óleo frio, fazendo com que o óleo aquecido e a água condensada sejam drenados, por gravidade, até o poço produtor localizado na parte inferior do reservatório (BARILLAS, 2008).

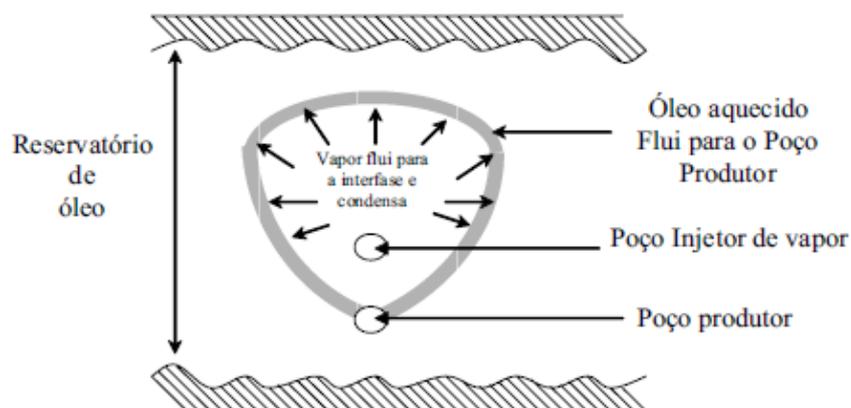


Figura 1. Conceito básico do processo SAGD (Fonte: BARILLAS, 2005).

A câmara de vapor cresce até alcançar o topo do reservatório e em seguida se estende horizontalmente, podendo continuar seu crescimento com a injeção contínua de vapor. Com os poços, injetor e produtor, localizados bem próximos, na base do reservatório, o vapor tenderá a subir e o condensado a descer, reduzindo a tendência de o vapor fluir diretamente para o poço produtor (BARILLAS, 2008). Esse processo já foi aplicado comercialmente no Canadá e na Venezuela, onde se obteve uma recuperação de óleo considerada elevada, da ordem de 40 a 70% (BARILLAS *et al.*, 2005).

3.1.1.3.2 - ES-SAGD

O processo ES-SAGD é fruto da combinação de um método térmico (injeção de vapor) e outro miscível (injeção de solvente), desenvolvido a partir de uma evolução do método de recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor (SAGD) (NASCIMENTO, 2012).

Os métodos térmicos têm como principal objetivo a redução da viscosidade através de aplicação de calor. Porém, outros mecanismos como expansão térmica, destilação do vapor e gás em solução também devem ser considerados. Com isso, o óleo com baixa viscosidade escoar mais facilmente no meio poroso. Já os métodos miscíveis são aplicados a reservatórios que possuem baixas eficiências de deslocamento, ou seja, quando o fluido injetado não consegue retirar o óleo para fora dos poros da rocha devido às forças capilares e às altas tensões interfaciais. Trata-se de processos em que se procura reduzir substancialmente e se possível eliminar essas tensões.

O conceito básico do ES-SAGD é a injeção de um hidrocarboneto leve, C_5 , C_6 e C_7 , por exemplo, em baixa concentração, como um aditivo somado ao vapor, em um

processo onde a força da gravidade é dominante. Esse aditivo é selecionado de forma que possa evaporar nas mesmas condições que a água, assim, ele é injetado na forma de vapor, condensando com o vapor próximo à interface da câmara de vapor. Esse solvente condensado se dilui ao óleo, que também recebe calor, reduzindo a viscosidade do óleo no reservatório (BARILLAS *et al.* 2008). Os mecanismos do ES-SAGD são ilustrados na Figura 2.

Ao serem injetados o vapor e o solvente juntos, no poço superior, eles reduzem as tensões interfaciais e a viscosidade do óleo ou betume, de maneira a aumentar a mobilidade da fase óleo. O solvente flui a partir do poço injetor, para as bordas da câmara, onde tende a se acumular e condensar nas extremidades, e em seguida se dissolve no betume (NASCIMENTO, 2012).

Em relação ao SAGD, o processo ES-SAGD apresenta uma série de avanços que o torna mais eficiente. Devido à concentração do solvente nas bordas da câmara de vapor, a temperatura de operação do ES-SAGD é menor, o que resulta em maior eficiência térmica, devido ao solvente compensar o impacto da redução de temperatura sobre a redução da viscosidade da fase óleo (NASCIMENTO, 2012). A adoção do solvente junto ao vapor pode melhorar os fatores de recuperação de óleo ou pelo menos manter os mesmos, mas com redução na quantidade de vapor injetado (GATES, 2010).

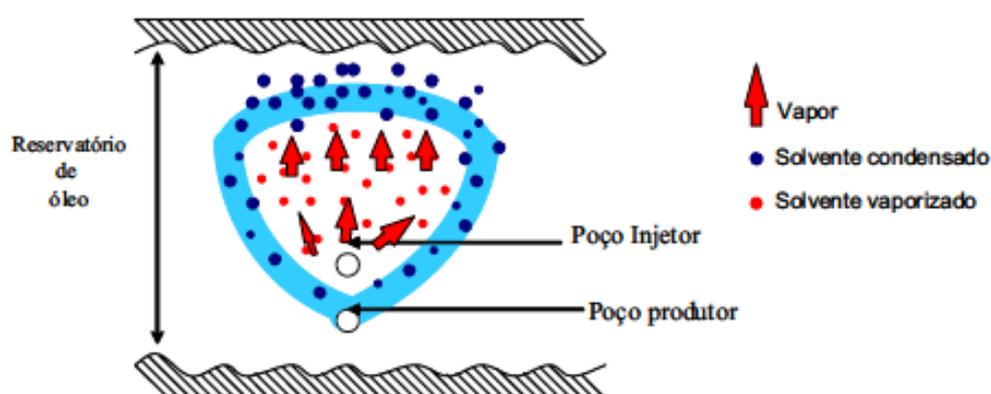


Figura 2. Conceito básico do processo ES-SAGD (Fonte: BARILLAS, 2008).

A combinação do solvente com o vapor também reduz a quantidade de vapor gerado no processo, que minimiza a produção de dióxido de carbono (CO_2) a ser lançada na atmosfera e a contribuição do método para o efeito estufa; minimiza a quantidade de água tratada para a produção do vapor, bem como a quantidade de água resultante na produção do óleo; e também reduz a razão óleo/vapor (ROV) da produção.

A redução da necessidade de produção de vapor implica em minimizar o consumo do combustível queimado para sua geração, que geralmente é o gás natural (NASCIMENTO, 2012).

4. Modelagem do reservatório e metodologia de trabalho

Nesta seção é mostrado o modelo de reservatório utilizado, as ferramentas computacionais utilizadas, o modelo de fluido considerado e a metodologia de trabalho. Para a criação e ajuste do modelo de fluidos, foi utilizada a ferramenta WINPROP (CMG). Nela, foram implementados os dados necessários para criação, ajuste e para uma comparação com os dados reais, a respeito das características dos fluidos contidos no reservatório. Posteriormente, foi utilizada a ferramenta BUILDER (CMG), para a construção do modelo de reservatório. Nesta ferramenta, foi importado o modelo físico do reservatório e alguns parâmetros geológicos, bem como o modelo de fluidos (arquivo de saída do WINPROP). Foi por meio dela que as estratégias de perfuração, completação e modo de operação foram realizadas. Outra ferramenta utilizada foi o simulador STARS (CMG) que trata de simulações relacionadas a métodos térmicos e químicos, ela foi utilizada em virtude do processo aplicado ter sido um método combinado (térmico e químico) e multicomposicional. Para a análise dos resultados, foram utilizadas, basicamente, duas ferramentas: O RESULTS GRAPHS e o RESULTS GRAPH 3D (CMG), para análises 2D e 3D, respectivamente.

4.1 - Modelo de fluidos

Para o modelo de fluidos foi utilizada a ferramenta WINPROP, foi realizado um ajuste dos dados experimentais para criar modelos teóricos, para isto foram necessários dados como: composição do fluido do reservatório, densidade do óleo (@38 °C), fator volume formação do óleo (Bo), razão de solubilidade (Rs), massa específica e viscosidade do óleo (@38 °C), todos em função da pressão. Foi disponibilizada ainda a massa molar total do óleo morto, do gás de superfície, do fluido do reservatório e do componente mais pesado (C_{40+}). A densidade do gás de superfície e do componente mais pesado (C_{40+}), bem como a razão gás-óleo (RGO), o grau API do óleo e o coeficiente de expansão térmica, também foram fornecidos.

A Tabela 1 mostra a composição do fluido do reservatório após a criação dos pseudo-componentes.

Tabela 1. Composição do fluido do reservatório após a criação dos pseudo-componentes.

Componente	Fração
CO ₂	0,0044
N ₂	0,0026
CH ₄ até C ₃ H	0,1000
NC ₅ _INJ	0,0000
FC ₆ _INJ	0,0000
FC ₇ _INJ	0,0000
IC ₄ até NC ₅	0,0032
C ₆ até C ₁₀	0,0038
C ₁₁ até C ₁₉	0,1665
C ₂₀ até C ₃₉	0,4616
C ₄₀₊	0,2542
Soma	1,0000

A Figura 3, a Figura 4 e a Figura 5 mostram os gráficos do fator volume-formação do óleo (Bo), da razão de solubilidade (Rs) e da viscosidade do óleo, respectivamente.

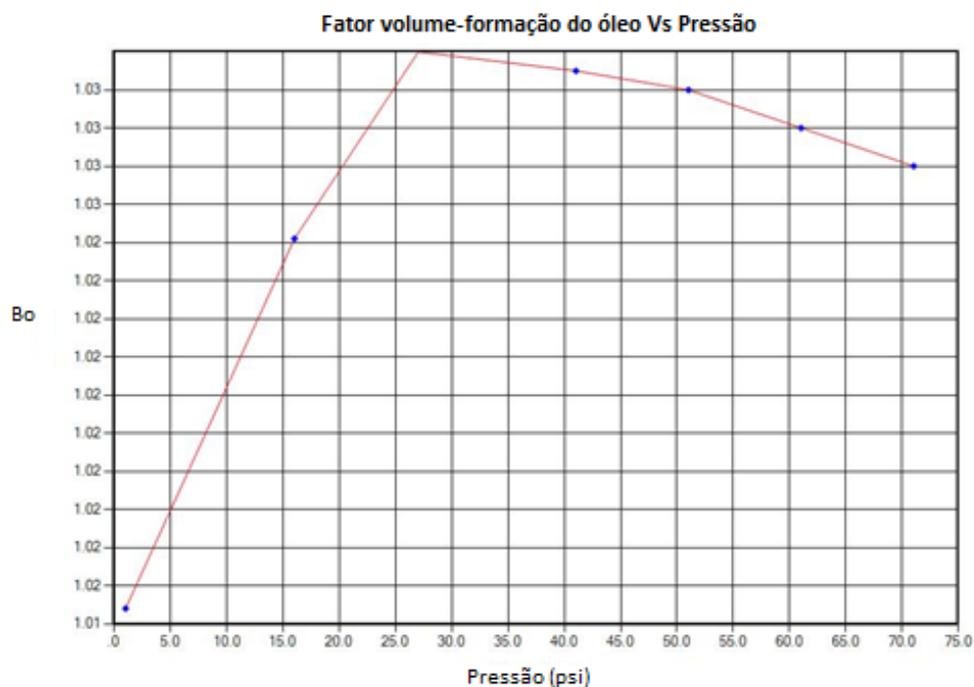


Figura 3. Fator volume-formação do óleo.

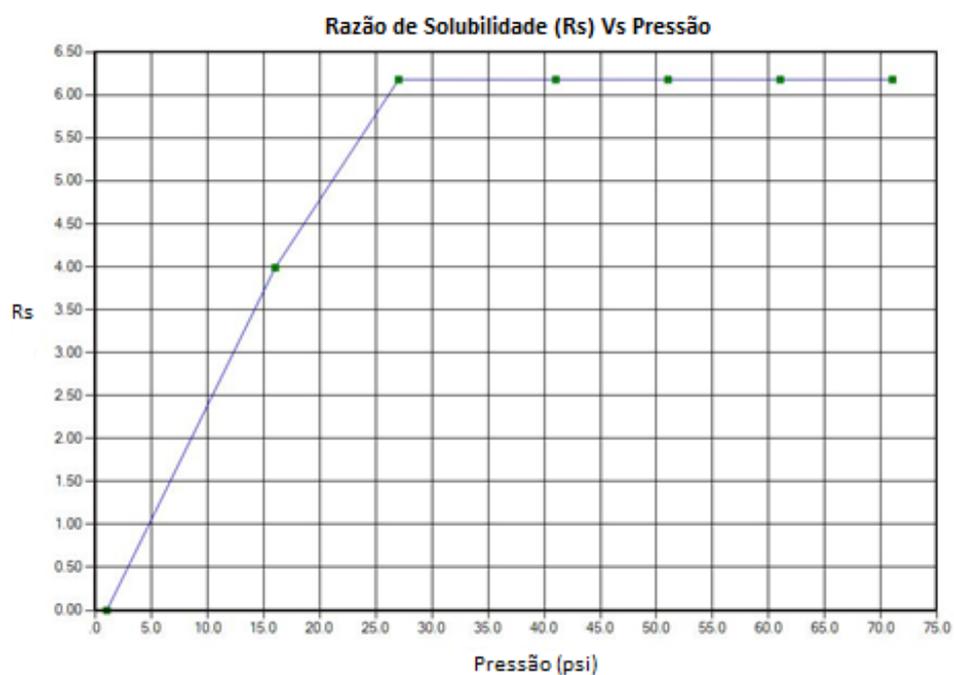


Figura 4. Razão de Solubilidade.

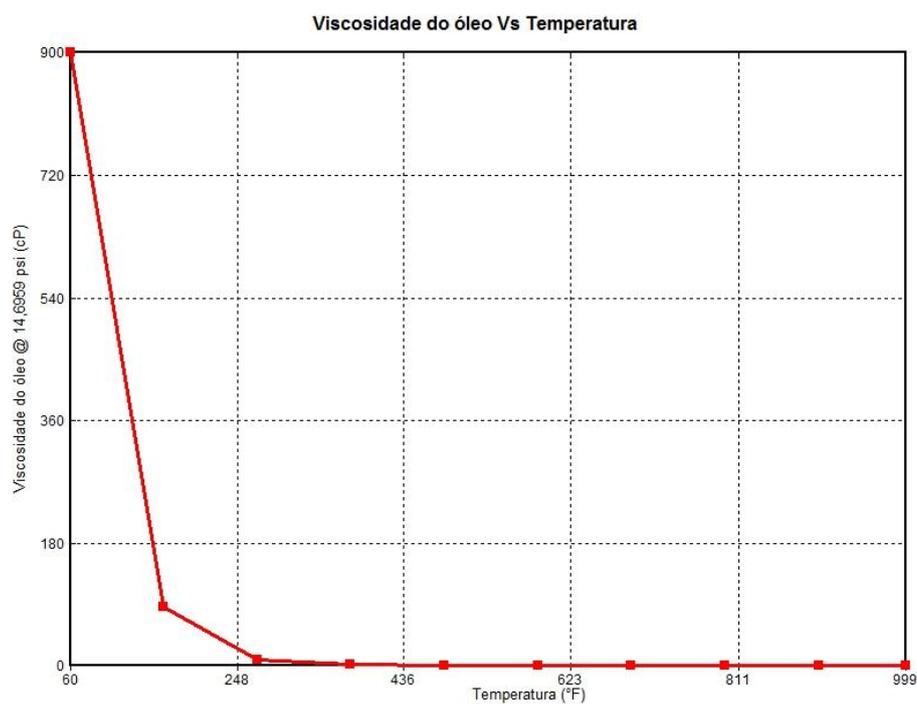


Figura 5. Viscosidade do óleo Vs a temperatura.

Após a criação do modelo de fluidos, o WINPROP foi utilizado de modo a fornecer um arquivo de saída, para o simulador STARS, que posteriormente é importado para a ferramenta de construção do reservatório (*Builder*).

4.2 - Construção do Modelo do Reservatório

Para a criação do modelo inicial do reservatório, foi fornecido um modelo físico, previamente construído, contendo as informações geológicas de um reservatório com características do nordeste brasileiro (Figura 6). Com isso, foi utilizada a ferramenta *Builder* para a importação do modelo de fluido, arranjo dos poços e realização das completações.

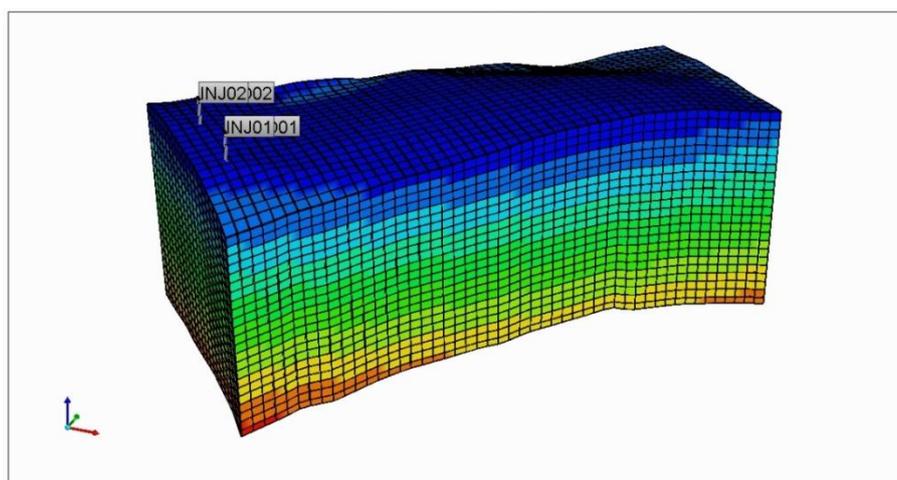


Figura 6. Modelo do reservatório.

Foi proposta a aplicação do método de recuperação avançada ES-SAGD - *Expanding Solvent Steam Assisted Gravity Drainage*. Dessa forma, foram construídos dois pares de poços horizontais, constituídos por poços injetores (INJ01 e INJ02), na parte superior, e poços produtores (PROD01 e PROD02), na parte inferior (base da zona de óleo). Na Figura 7 pode-se observar as dimensões do reservatório e as localizações das perfurações dos dois pares de poços.

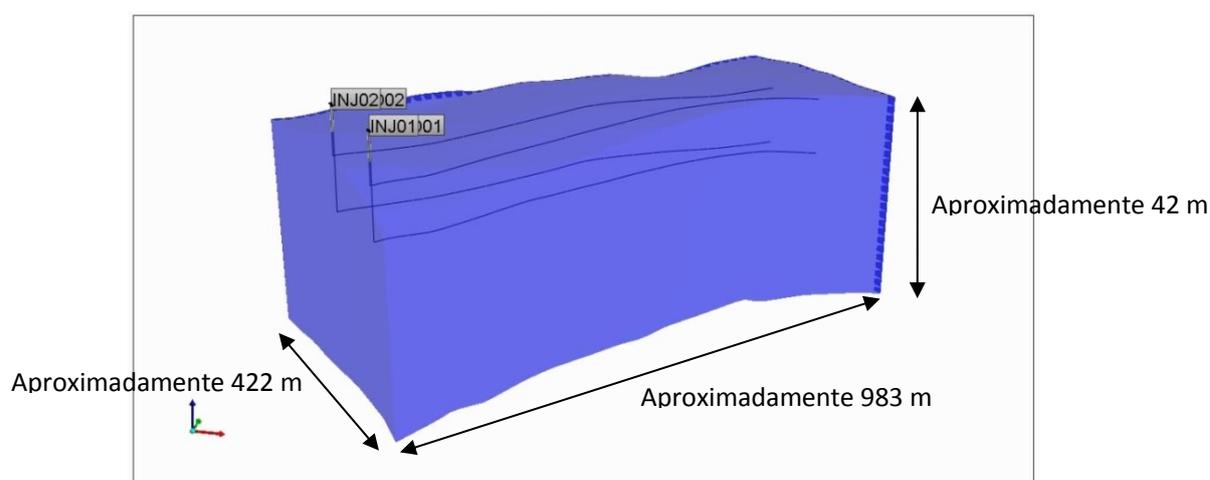


Figura 7. Dimensão do reservatório e as localizações das perfurações dos dois pares de poços.

O reservatório possui uma área de aproximadamente 414826 m² e uma espessura aproximada de 42 m, sendo a profundidade de referência em 189 m. O topo do reservatório está a uma profundidade média de 166,5 m e o contato água-óleo (DWOC) foi encontrado na profundidade de 185,5 m. Com isso, a altura da zona de óleo é de aproximadamente 20 m, logo abaixo, há uma zona de água e o reservatório não possui capa de gás. Na Tabela 2 é possível visualizar algumas características do modelo do reservatório proposto (características de um reservatório do nordeste brasileiro).

Tabela 2. Características do Modelo de Reservatório Proposto.

N° de blocos em i, j e k	49, 21 e 23	Permeabilidade média K_H	2359 mD
Temperatura inicial	100,40 °F	Permeabilidade média K_V	235 mD
Pressão inicial @ profundidade de 189 m	287,9 psi	Espessura aproximada do reservatório	42 m
Viscosidade do óleo @ 100 °F	778 cP	Profundidade do contato água-óleo (DWOC)	185,5 m
°API inicial	19	Espessura aproximada da zona de óleo	20 m
Porosidade média inicial	0,25	Área aproximada do reservatório	414826 m ²

4.3 - Interação Rocha-fluido

Com relação à interação rocha-fluido, foram inseridas as Tabela 3 e Tabela 4 de permeabilidades relativas do sistema água-óleo e do sistema líquido-gás, respectivamente.

Tabela 3. Permeabilidade relativa do sistema água-óleo.

SW	KRW	KROW	PCWO (Psi)
0,280	0,000	0,800	2,416
0,308	0,005	0,736	1,697
0,336	0,015	0,674	1,229
0,364	0,027	0,612	0,913
0,392	0,041	0,551	0,694
0,420	0,058	0,491	0,537
0,448	0,076	0,433	0,423
0,476	0,096	0,376	0,338
0,504	0,117	0,321	0,273
0,532	0,139	0,266	0,224
0,560	0,163	0,214	0,185
0,588	0,188	0,164	0,154
0,616	0,215	0,116	0,130
0,644	0,242	0,071	0,110
0,672	0,271	0,031	0,094
0,700	0,300	0,000	0,081
1,000	1,000	0,000	0,022

Tabela 4. Permeabilidade relativa do sistema líquido-gás.

SL	KRG	KROG	PCOG (Psi)
0,700	0,450	0,000	0,144
0,720	0,406	0,012	0,131
0,740	0,363	0,035	0,119
0,760	0,322	0,065	0,108
0,770	0,283	0,099	0,099
0,790	0,245	0,139	0,091
0,810	0,209	0,182	0,083
0,830	0,175	0,230	0,076
0,850	0,143	0,281	0,070
0,870	0,114	0,335	0,065
0,890	0,087	0,393	0,060
0,910	0,062	0,453	0,056
0,920	0,040	0,520	0,052
0,940	0,022	0,580	0,048
0,960	0,008	0,650	0,044
0,980	0,000	0,721	0,041
1,000	0,000	0,800	0,038

4.4 - Condições Operacionais

Em relação ao modo de operação dos poços, a Tabela 5 e a Tabela 6 contêm as informações de operação dos poços injetores e produtores.

Tabela 5. Modo de Operação dos Poços Injetores.

Solvente Utilizado	C ₇
Porcentagem do Solvente	15%
Qualidade do Vapor	50%
Temperatura de Injeção	450 °F (232,22°C)
Vazão de Injeção	450 m ³ std/dia
Pressão de Injeção Máxima	1050 psi

Tabela 6. Modo de Operação dos Poços Produtores.

Pressão Mínima de Fundo	30 psi
Produção Máxima de Líquidos	1000 m ³ std/dia

Na Tabela 7 é mostrado o comprimento e as distâncias horizontal e vertical, aproximadas entre os pares de poços (injetores e produtores).

Tabela 7. Comprimento e distância horizontal e vertical entre os pares de poços.

Comprimento	Distância Horizontal	Distância Vertical
903 m	140 m	5 m

Como o DWOC foi encontrado em uma profundidade aproximada de 185,5 m, os poços produtores foram perfurados e completados de modo que ficassem aproximadamente 8 m acima do contato água-óleo, e os poços injetores foram perfurados com uma distância vertical de aproximadamente 5,4 m (Figura 8) dos produtores. Isso foi feito com o intuito de postergar a produção de água nos produtores e em relação ao injetor, aproveitar ao máximo a quantidade de energia fornecida pelo vapor (para o óleo), de modo a reduzir a perda de calor para a camada sobrejacente e para água da zona de água.

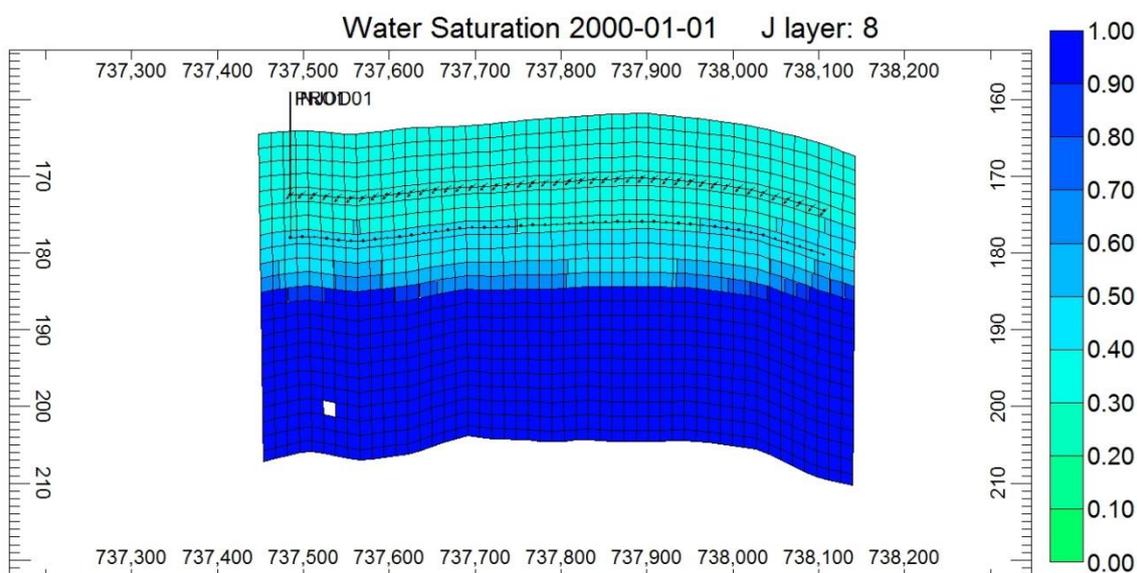


Figura 8. Completação dos poços INJ01 e PROD01 com distância vertical de 5 m.

4.5 - Metodologia de Trabalho

Para este trabalho, foram realizadas 21 simulações, 5 horas em média cada, variando as vazões de injeção, porcentagens do solvente injetado e ainda a distância vertical entre poços injetores e produtores. Esses modelos estão mostrados na Tabela 8.

Tabela 8. Simulações realizadas.

Vazão de Injeção (m ³ std/d)	Distância Vertical (metros)		
450	5	11	15
Vazão de Injeção (m ³ std/d)	Porcentagem do Solvente Injetado (%)		
400	0	5	10

Distância Vertical de 11 metros e Porcentagem de Solvente Injetado de 15%								
	Vazão de Injeção por Poço m ³ std/d							
Dois Pares de Poços	0	200	300	400	450	500	550	600
Três Pares de Poços	0	200	300	400	450	500	550	600

Para a análise das simulações, utilizaram-se a produção acumulada de óleo e o fator de recuperação de óleo, ambos descontando a massa de solvente (C₇) injetado, porcentagem do solvente injetado (5%, 10% e 15%) e ainda, a vazão de produção de óleo. Além disso, gráficos em 3D de temperatura, massa específica e viscosidade foram utilizados para uma melhor visualização.

5. Resultados e Discussões

Depois de realizadas todas as simulações, os 21 modelos foram comparados através de análises da distância vertical entre poços (injetor e produtor), porcentagem de solvente, vazão de injeção, além da adição de mais um par de poços. Para isso, foram avaliadas a produção acumulada de óleo, a vazão de produção de óleo, temperatura, viscosidade e massa específica. Os gráficos foram feitos utilizando datas fictícias, foi adotado um projeto com início no ano de 2000 e duração de 20 anos.

5.1 - Análise da Distância Vertical

Para a análise da distância vertical, foram utilizados 3 (três) modelos com a mesma vazão de injeção ($450 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$) e a mesma porcentagem de solvente (15%). As distâncias verticais utilizadas foram de aproximadamente 5, 11 e 15 m. Na Figura 9 foi feita a análise da produção acumulada de óleo (m^3) em função do tempo (anos), com a variação da distância vertical e com o desconto do solvente (C_7) injetado.

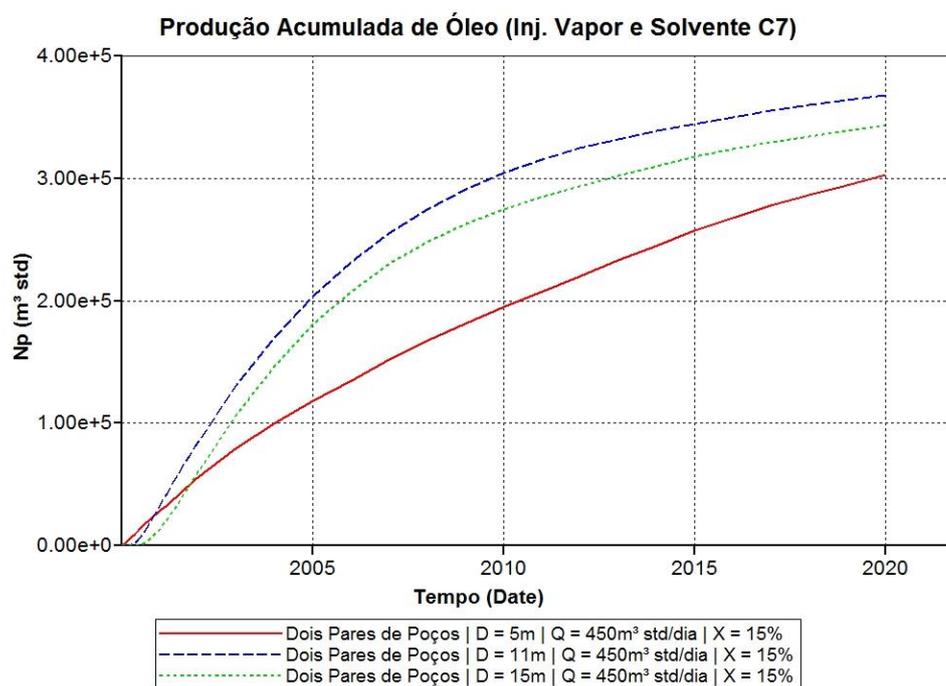


Figura 9. Produção acumulada de óleo.

Pode-se perceber que o modelo com maior produção acumulada de óleo, ao final dos 20 anos de projeto, foi aquele com distância vertical de 11 m. Em BARILLAS (2008) há recomendações para utilização da distância de 5m, baseadas em aplicações do método ES-SAGD em campos de óleo pesado, no Canadá. Deste modo, com essa

distância, teoricamente, o resultado deveria ser o melhor. No entanto, nesse trabalho, entre 3 e 20 anos de projeto, a menor produção acumulada de óleo ocorreu exatamente para essa distância. Isso pode ter ocorrido em virtude da criação de *fingers* (caminhos preferenciais) no processo de injeção. Isso pode ter sido agravado pelo fato de a perfuração dos poços injetores e produtores ter sido feita em zonas de permeabilidade muito distintas, ou seja, ao longo dos poços há uma variação significativa na distribuição da permeabilidade, nas regiões onde essa permeabilidade é maior, são necessários menores valores de pressão para o escoamento dos fluidos, pois há uma tendência natural de que o escoamento dos fluidos na injeção e na produção seja direcionado para essas zonas de menor pressão. Na Figura 10, observa-se a distribuição da permeabilidade no reservatório, evidenciando valores de 3 a 8 vezes maiores de permeabilidade na região final dos poços INJ01 e PROD01 (injetor e produtor 01). Na Figura 11 percebe-se a região em que os poços INJ01 e PROD01 foram perfurados e como se comportou a distribuição da injeção através da evolução da viscosidade.

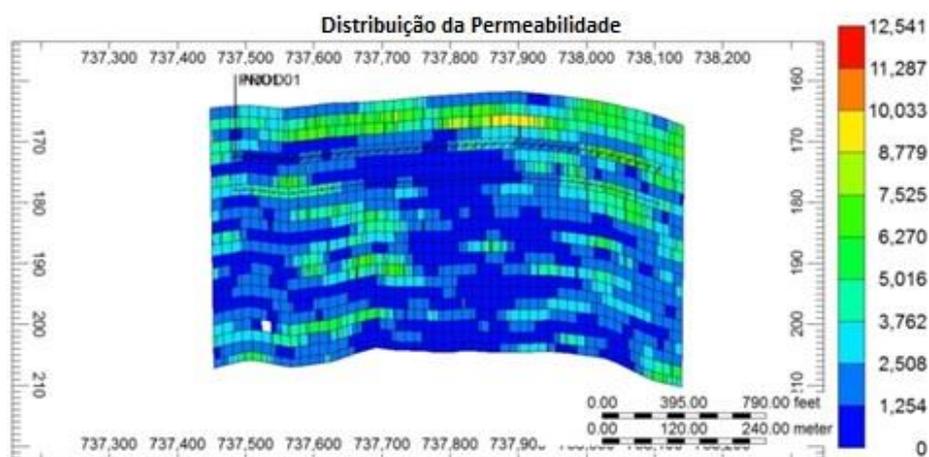


Figura 10. Distribuição da permeabilidade no reservatório.

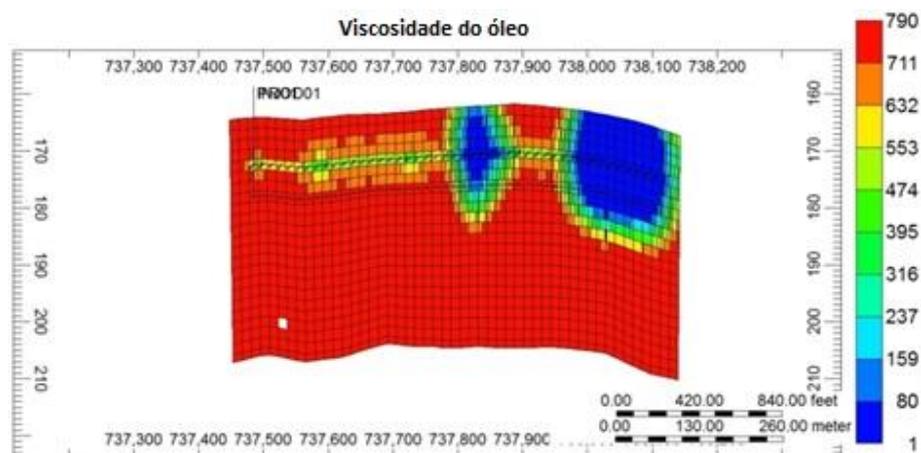


Figura 11. Viscosidade do óleo na região da perfuração dos poços injetor e produtor.

Ainda com relação à Figura 11, confirma-se a maneira ineficaz com que foi conduzida a injeção, reforçando a ideia anterior da criação de caminhos preferenciais em virtude da distribuição da permeabilidade. No período inicial da produção (aproximadamente nos 5 primeiros meses de injeção e produção), os poços perfurados com distância vertical de 5 metros atingiram uma vazão de produção de óleo maior, ou seja, a chegada do banco de óleo aquecido ocorreu de forma mais rápida, que está representada pelo pico de vazão da curva em vermelho na Figura 12. Isto pode ter sido decorrente exatamente da menor distância entre os pares de poços aliados, ainda, com o fornecimento pontual de energia térmica na injeção, que ficou concentrada nessas regiões, nesse período.

Ainda com base na Figura 12, de meados 2000 a 2009, os modelos com distância vertical de 11 m e 15 m obtiveram maiores valores de vazão de produção de óleo comparado ao de 5m, com um pico de vazão de produção de óleo mais elevado para o modelo com distância vertical de 11 m. De 2002 em diante, os modelos de 11 e 15 m tiveram basicamente o mesmo comportamento, com valores quase que idênticos de vazão. Outro fator importante é que a partir de 2009 esses modelos sofreram uma redução significativa e o modelo com distância vertical de 5 m seguiu com a vazão de produção superior até o fim do projeto. Uma possível razão para este fato é que para as vazões de produção com distâncias de 11 e 15 m, uma quantidade maior de óleo foi retirada do sistema (produzida) inicialmente.

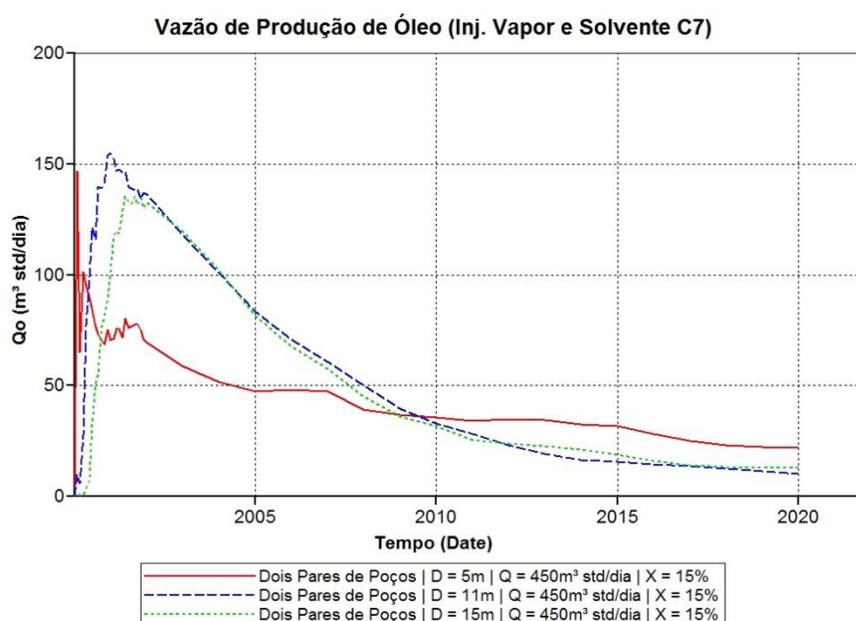


Figura 12. Vazão de produção de óleo.

Em relação à distância vertical de 15 m, a N_p obtida foi menor do que a com distância de 11 m (Figura 9). Isso pode ter ocorrido devido a maior distância que o óleo, ao ser aquecido, necessita, para ser drenado no meio poroso, até atingir os poços produtores, contribuindo para um aumento da dificuldade no escoamento.

Para uma melhor visualização da expansão da câmara de vapor, foram realizados gráficos, em 3D, da temperatura, onde foram utilizados os modelos com a maior e menor produção acumulada de óleo (Figura 13).

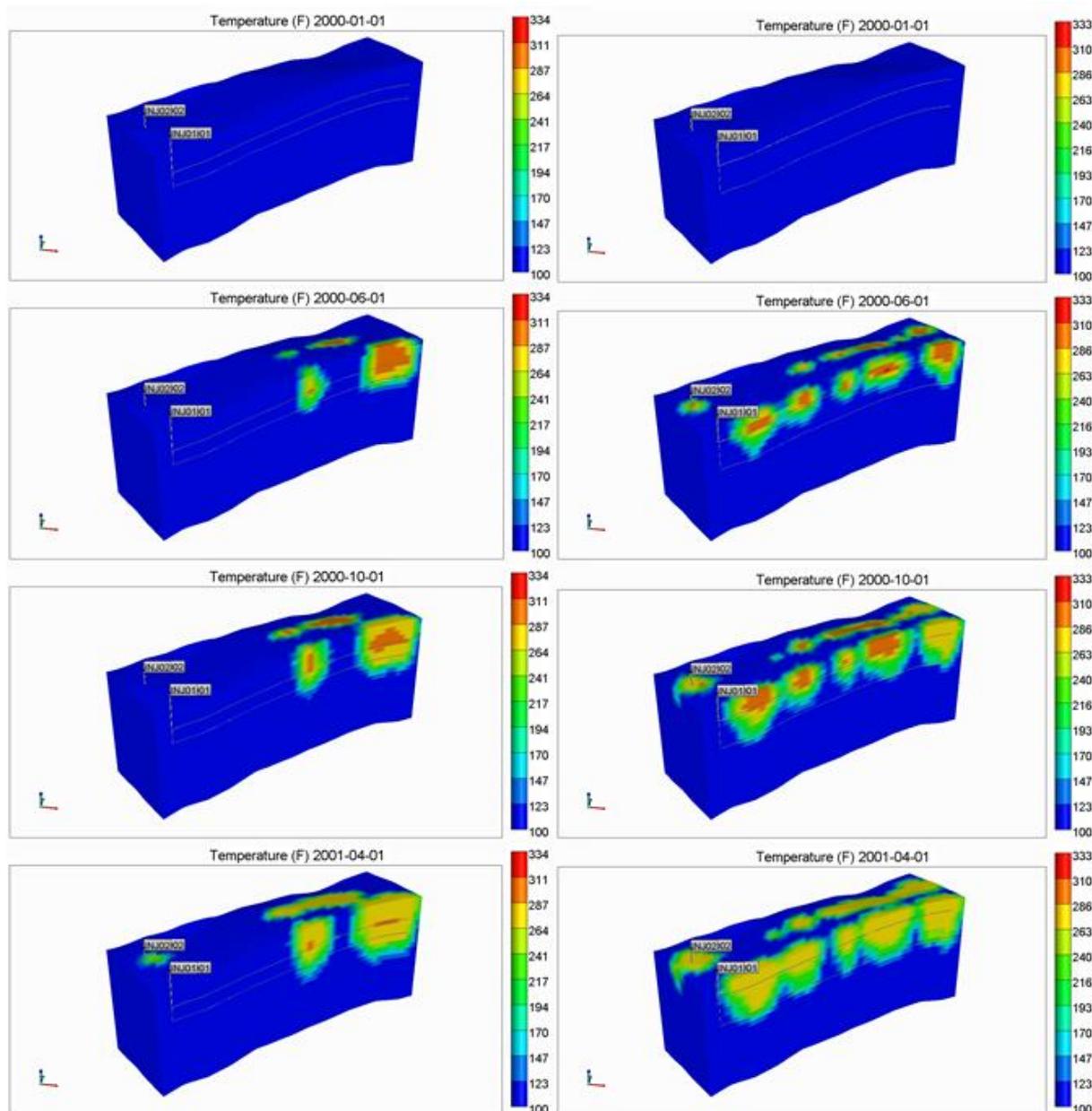


Figura 13. Evolução da temperatura para os modelos com distância vertical de 5 m (à esquerda, menor N_p) e 11 m (à direita, maior N_p).

Na Figura 13, comprova-se o porquê da chegada do banco de óleo, no modelo com distância vertical de 5 m, ocorreu primeiro. Assim, como mencionado anteriormente, devido à distância entre poços ser menor, a câmara de vapor formada já havia atingido o poço produtor, logo, uma quantidade de óleo foi aquecida e drenada mais rapidamente. Pode-se justificar ainda a maior eficiência na produção acumulada de óleo para o modelo de 11 m. Nota-se que a expansão da câmara de vapor ocorreu de forma mais ampla, atingindo uma região maior do reservatório, já o modelo com distância vertical de 5 m teve seu processo de injeção prejudicado pela heterogeneidade do reservatório, quando se analisa o projeto em longo prazo.

5.2 - Análise da Porcentagem de Solvente

Para a análise da variação de porcentagem de solvente, foram utilizados 3 (três) modelos com vazão de injeção ($400 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$) e distância vertical (11 m). As porcentagens utilizadas foram de 5, 10 e 15%. Na Figura 14 pode ser observada a produção acumulada de óleo (m^3) em função do tempo (anos), com variação da porcentagem de solvente e com o desconto do solvente (C_7) injetado.

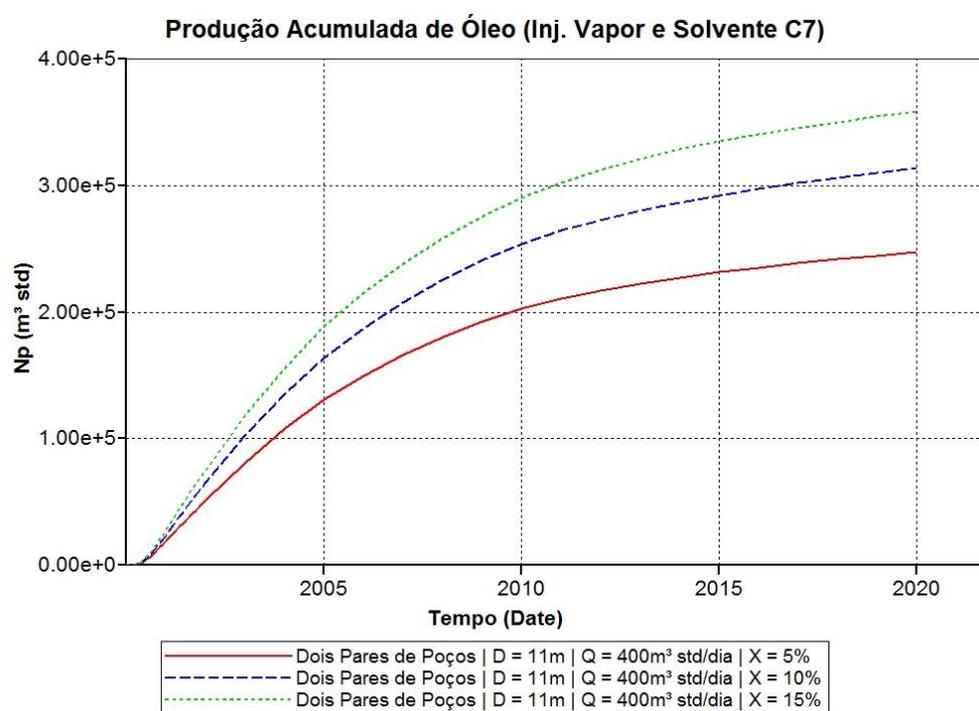


Figura 14. Produção acumulada de óleo.

Na Figura 14 percebe-se o efeito da variação de porcentagem de solvente. Nota-se que quanto maior é essa porcentagem, maior é a N_p . Como a vazão de injeção

foi de 400 m³ std/dia, logo, foram injetados 20, 40 e 60 m³ std/dia de solvente e 380, 360 e 340 m³ std/dia de vapor, respectivamente.

A seguir, tem-se o gráfico de vazão de produção de óleo (m³ std/dia) em função do tempo (anos), com o desconto do solvente (C₇) injetado, variando, apenas a porcentagem de solvente (Figura 15).

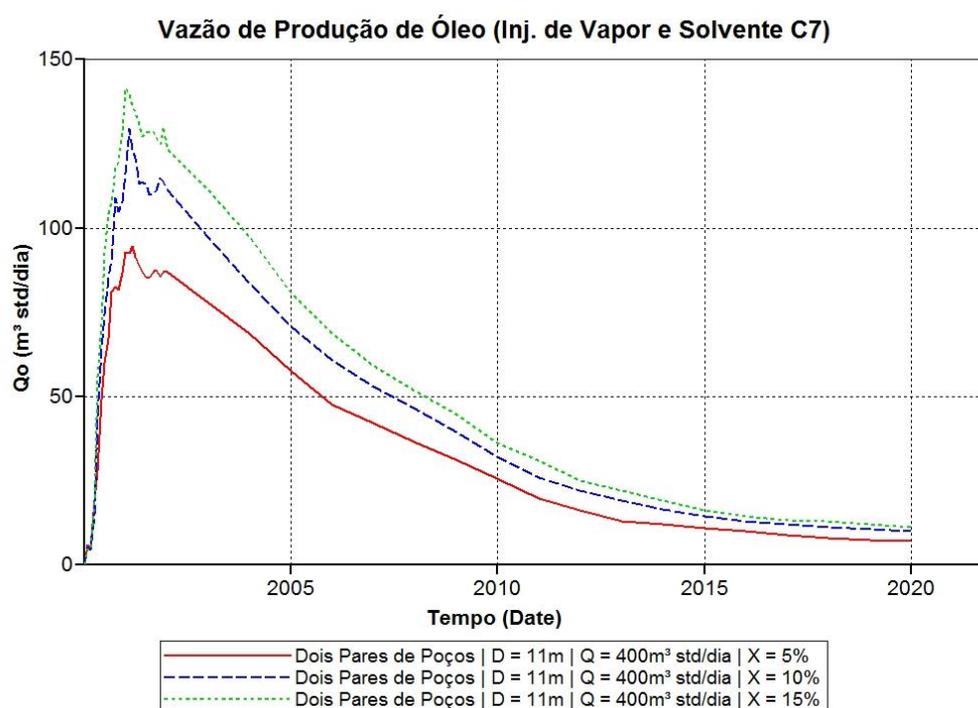


Figura 15. Vazão de produção de óleo.

A partir da Figura 15, nota-se que o C₇ injetado a 15% obtém um pico de vazão de produção superior aos demais, resultando em uma produção diária de cerca de 10 a 50% a mais, em relação às concentrações de 10 e 5%, respectivamente. A partir de 2015 os todos os modelos tendem a produzir com a mesma vazão, cerca de 20 m³ std/dia. Neste caso, é possível reduzir a porcentagem de solvente nos últimos 5 anos, diminuindo custos operacionais.

Para uma melhor percepção da atuação do solvente injetado, foi criado um gráfico mostrando a variação da densidade do óleo (lb/ft³) em função do tempo (anos), variando apenas a porcentagem de solvente para as concentrações de 5 e 15% (Figura 16).

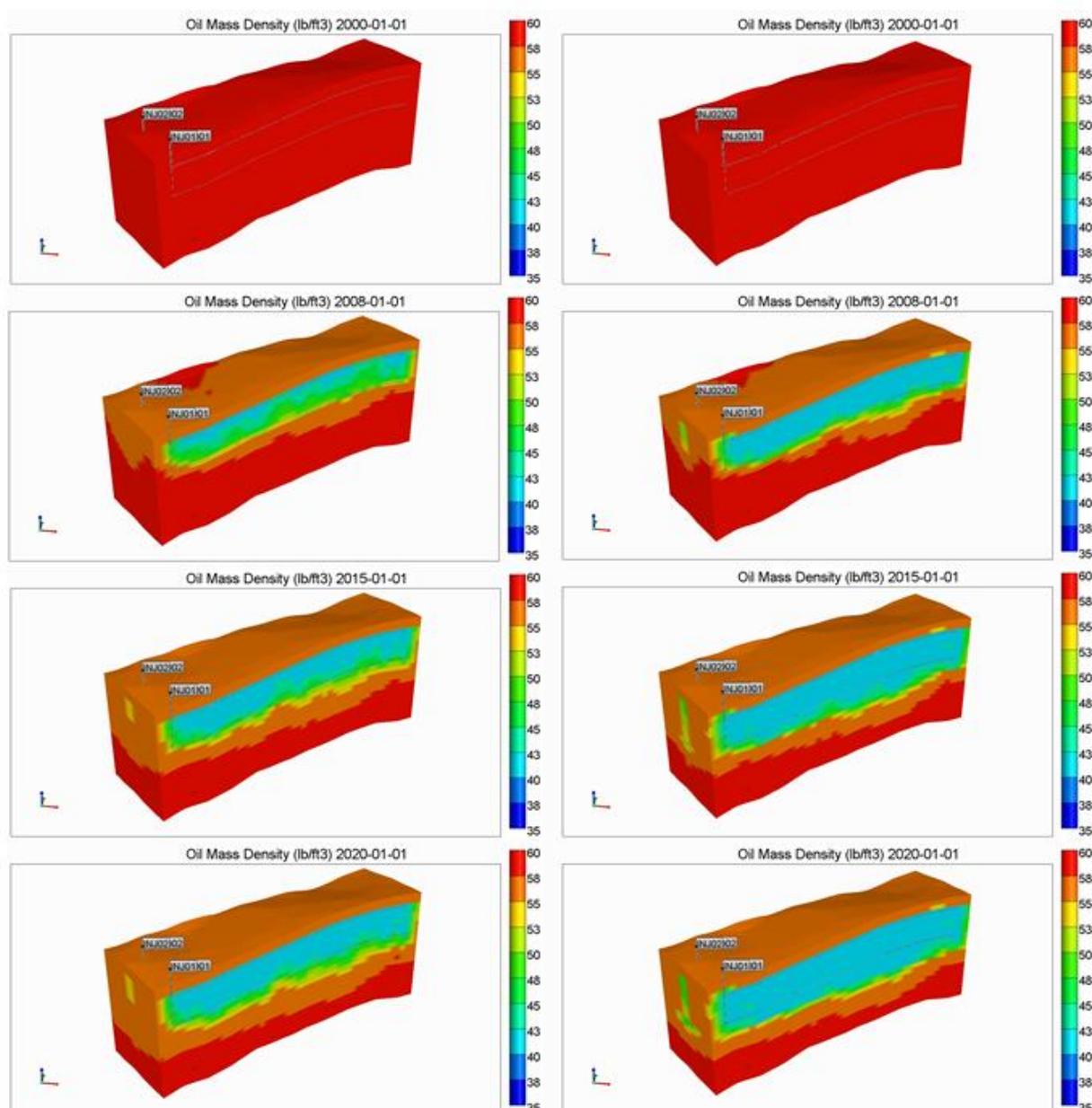


Figura 16. Evolução da massa específica do óleo para os modelos com DV de 11 m, Q de 400 m³ std/dia, X 5% (à esquerda) e X 15% (à direita).

Na Figura 16 pode-se perceber o efeito da variação da porcentagem de solvente na densidade do óleo. Observa-se que a aplicação da maior concentração de C₇ (15%) fez com que a densidade do óleo obtivesse uma redução mais significativa, atuando em uma região maior no interior do reservatório. No ano de 2020, na região próxima ao injetor, para as duas concentrações (15% e 5%), obtem-se um valor de densidade média semelhante de aproximadamente, 41 lb/ft³ (656,7 kg/m³). Embora esse valor tenha sido parecido, é perceptível que com a injeção do solvente a 15%, a produção é superior em

virtude de se ter conseguido uma redução na densidade do óleo na região em que os poços produtores foram perfurados.

5.3 - Análise da Vazão de Injeção

Para a análise da vazão de injeção, foram utilizados 8 (oito) modelos com vazão de injeção de 0, 200, 300, 400, 450, 500, 550 e 600 m³ std/dia, distância vertical de 11 m e porcentagem de C₇ de 15%. Na Figura 17 foi feita a análise do fator de recuperação de óleo (m³) em função do tempo (anos), com variação da vazão de injeção e com desconto do solvente (C₇) injetado.

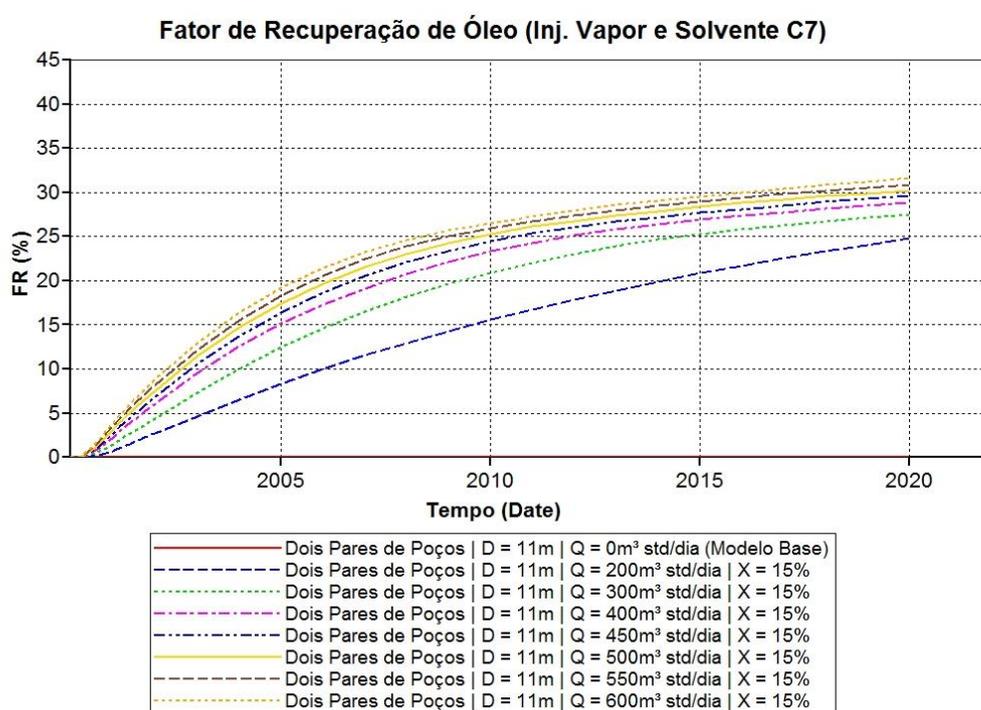


Figura 17. Fator de Recuperação de Óleo.

Percebe-se, na Figura 17, que o fator de recuperação, no modelo sem injeção, é nulo, quando comparado aos demais. O maior FR foi encontrado com a vazão de injeção de 600 m³ std/d, com valor de, aproximadamente, 32%. A porcentagem de óleo recuperada com a vazão de injeção de 200 m³ std/d mostrou o menor fator de recuperação (em torno de 25%). Os fatores de recuperação encontrados com as vazões de injeção de 500 e 550 m³ std/d alcançaram valores bem próximos aos do modelo de 600 m³ std/d, com 30 e 31%, respectivamente. Isso mostra que o aumento da vazão de injeção gera um acréscimo no fator de recuperação, porém o incremento é pouco significativo, o que evidencia a necessidade de outras análises que permitam avaliar o processo de forma mais completa. Os demais modelos atingiram valores de FR entre 27

e 29%. Na Figura 18 está representada a vazão de produção de óleo ($\text{m}^3 \text{ std/dia}$) em função do tempo (anos), variando apenas as vazões de injeção e descontando o solvente (C_7) injetado.

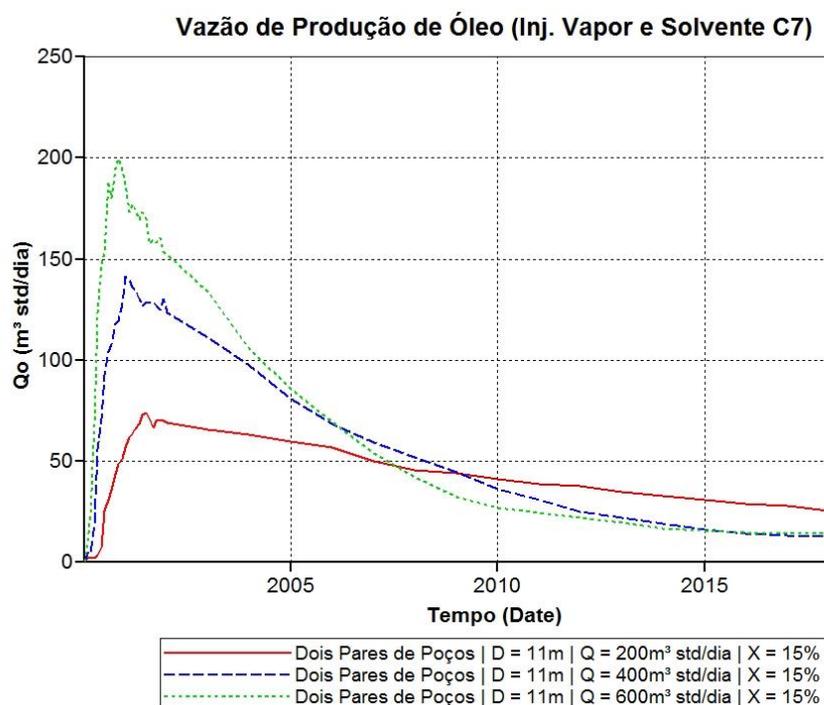


Figura 18. Vazão de produção de óleo.

No comportamento da vazão de produção de óleo (Figura 18) é notável que com a utilização da maior vazão de injeção ($600 \text{ m}^3 \text{ std/dia}$), a vazão de produção de óleo também é a maior, no período que se estende até 2006. Isso pode ser explicado devido ao próprio balanço de materiais, quanto mais massa é injetada, mais massa é produzida. Esse parâmetro é importante na expansão da câmara de vapor formada no processo, pois quanto maior a vazão de injeção, maior será a tendência de uma melhor distribuição do vapor e solvente no interior do reservatório, dessa forma, obtém-se melhores eficiências de varrido. Com isso, o desenvolvimento da câmara de vapor formada faz com que a temperatura elevada tenha uma maior área de atuação, resultando em um contato com uma maior quantidade de óleo e como consequência, tem sua viscosidade reduzida.

Para comprovar a eficácia da distribuição de temperatura elevada e sua atuação na redução da viscosidade do óleo do reservatório, foram criados gráficos, em 3D, onde foi mostrada a variação da viscosidade do óleo (cP) em função do tempo (anos) para

uma distância vertical entre poços injetores e produtores de 11 m, vazão de 200 e 600 m³ std/dia e porcentagem, de injeção de C₇, de 15% (Figura 19).

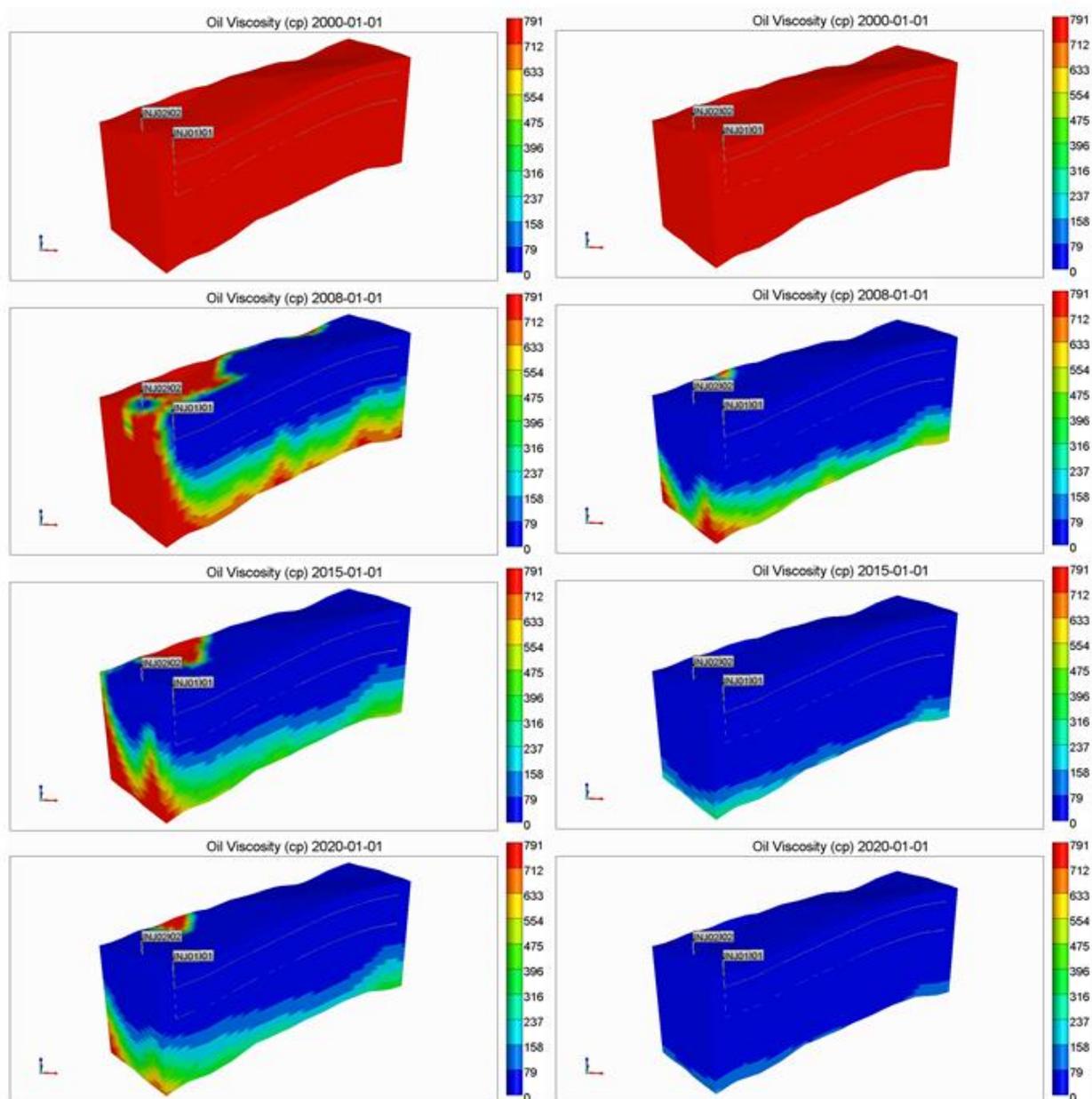


Figura 19. Evolução da viscosidade do óleo para os modelos com DV de 11 m, X 15%, Q de 200 (à esquerda) e 600 m³ std/dia (à direita).

Na Figura 19 nota-se como a câmara de vapor formada com a aplicação da vazão de injeção de 600 m³ std/dia reduz a viscosidade de uma maior quantidade de óleo, pois a câmara de vapor e solvente formada atua em uma maior área do reservatório. Ao final de 20 anos de injeção e produção, a viscosidade que era de 778 cP, caiu para valores entre 0,2 a 79 cP. Já a aplicação da vazão de injeção de 200 m³ std/dia resultou em uma redução de viscosidade na mesma escala, porém com uma

menor área de atuação, algumas regiões do reservatório, na zona de óleo, não foram varridas, prejudicando o processo.

5.4 - Análise da Utilização de Três Pares de Poços

Outra análise realizada foi a diminuição da distância horizontal entre os pares de poços, isto foi feito através da adição de um terceiro par de poços no sistema. A vazão de injeção utilizada para esta análise, nas duas configurações, foi a de 600 m³ std/dia, porcentagem de solvente de 15% (sendo 510 m³ std/dia correspondente ao vapor e 90 m³ std/dia correspondente ao solvente), temperatura de injeção de 232°C e distância vertical entre poços injetores e produtores de 11 metros. Como os modelos com maior vazão apresentaram o maior FR, para essa análise, foi realizado um comparativo entre os modelos com vazão de injeção de 600 m³ std/d, para dois e três pares de poços. Na Figura 20 foi feita a análise do fator de recuperação (%) em função do tempo (anos) e com o desconto do solvente (C₇) injetado.

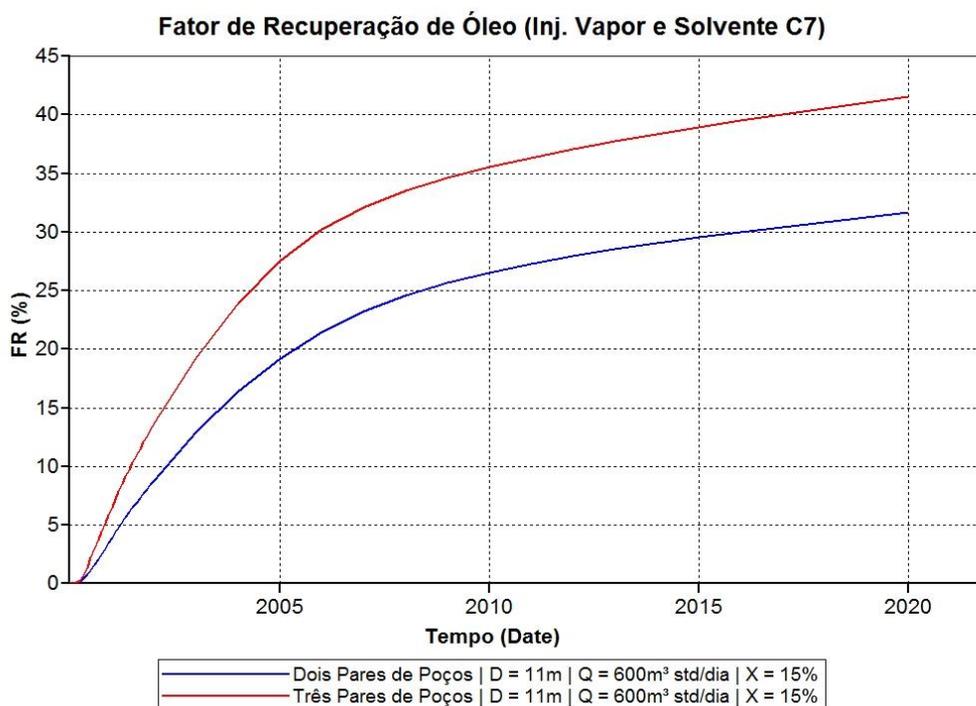


Figura 20. Fator de recuperação com aplicação de dois e três pares de poços.

De acordo com a Figura 20, constata-se um aumento significativo no fator de recuperação de óleo, por volta de 10 %. Uma vez que se obteve um incremento de 32% para, aproximadamente, 42%, com a adição de mais um par de poços. Isto confirma que com o aumento da região varrida do reservatório, a recuperação de óleo tende a ser maximizada. Logo, é importante simular e acompanhar o comportamento da expansão

da câmara de vapor no reservatório para verificar qual distância entre os pares de poços é a mais apropriada. Contudo, o estudo mostra que é necessário realizar um estudo econômico para uma melhor avaliação dos parâmetros envolvidos.

6. Conclusões

O modelo de fluido se ajustou bem aos dados experimentais, uma vez que, deveria encontrar-se um valor de viscosidade do óleo entre 750 e 800 cP e foi obtido um valor de 778 cP.

Em relação à distância vertical entre injetor e produtor, os poços com distância de 11 m apresentaram as maiores recuperações de óleo. Vale destacar a importância, antes de fazer uma perfuração, de se analisar a heterogeneidade do reservatório, pois pode haver zonas de baixa ou com diferenças elevadas na permeabilidade, podendo dificultar a recuperação do óleo.

A utilização do solvente C_7 com a concentração de 15% é a que proporciona a maior recuperação de óleo comparado às concentrações de 5 e 10%.

Vazões de injeção mais altas geram uma produção mais elevada. O fator de recuperação de óleo, ao final dos 20 anos de projeto, chegou a 25%, para a vazão de 200 m^3 std/dia e ultrapassou os 32%, para a vazão de 600 m^3 std/dia.

A utilização de três pares de poços gera um aumento significativo no fator de recuperação, com um incremento de, aproximadamente, 10%.

O modelo que apresenta o melhor resultado é o que possui distância vertical entre injetores e produtores de 11 m, vazão de injeção de 600 m^3 std/dia, porcentagem de solvente de 15% e utilização de três pares de poços.

7. Recomendações

A seguir, encontra-se uma lista de recomendações para trabalhos futuros:

- Buscar conhecer a pressão de fratura e aumentar a vazão de injeção e a produção máxima de líquidos nos poços produtores;
- Injetar outros tipos de solvente (C_5 e C_6);
- Testar outros métodos de recuperação para comparar qual geraria o maior e mais rentável fator de produção;
- Realizar uma análise técnico-econômica.

8. Referências Bibliográficas

BARILLAS, J. L. M. Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. 2008. 165f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal.

BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR., T. V.; MATA, W. Improved oil recovery process for heavy oil: a review. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v.2, n.1, p.45-54, 2008.

BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR., T. V.; MATA, W.; QUEIROZ, G. O. Estudo do projeto de injeção no processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção de vapor. In: 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2005, Salvador. Anais. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0260_05.pdf>. Acesso em: 01 dezembro 2012.

GATES, I. D. Solvent-aided steam-assisted gravity drainage in thin oil sand reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.74, n.3-4, p.138-146, 2010.

NASCIMENTO, R. A. Estudo do processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção de vapor e solvente. 2012. 117f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal.

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.

SHU, W. R.; HARTMAN, K. J. Effect of Solvent on Steam Recovery of Heavy Oil. *SPE 14223*. Maio, 1988.

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Petrobras. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

Ferramenta WINPROP, BUILDER e Simulador STARS do software da Computer Modelling Group LTDA – CMG.

GADELHA DE SOUSA, Karla Silvana Menezes - Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada do Petróleo. Monografia, UFRN, Departamento de Engenharia Química, Programa de Recursos Humanos – PRH 14/ANP. Áreas de Concentração: Engenharia de Processos e Processo de Separação, Natal/RN, Brasil.