



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 DA INJEÇÃO CÍCLICA SEGUIDA DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO.

Placido Tomaz de Lima Neto

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

Natal, 08 de Junho de 2015

APLICAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA SEGUIDA DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM UM RESERVATÓRIO DO NORDESTE BRASILEIRO.

Trabalho avaliado e considerado adequado como requisito parcial na obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Aprovado, 08 de Junho de 2015.

Prof. Dra. Jennys Lourdes Meneses Barillas
Orientadora - UFRN

Célio Gurgel Amorim
Prof.MSc.-UFRN

Edson de Andrade Araújo
Prof.MSc.-UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Joaquim Anacleto Neto e Terezinha Tomaz de Lima Anacleto, que sempre me forneceram estímulo, motivação e amparo em todos os momentos da minha vida. Dedico também, aos meus avôs Manoel Anacleto (in memoriam) e Placido Tomaz (in memoriam) pelo amor e carinho que sempre deram-me. Em virtude de tudo isso, hoje eu tenho condições de está concluindo o meu curso de graduação.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me dado saúde e sabedoria para vencer todos os desafios da vida e eu sei que em mesmo em momentos turbulentos da minha vida ele nunca me deixará sozinho.

Aos meus pais, pela luta e garra que sempre demonstraram para educar a mim e ao meu irmão.

Às minhas avós Soledade e Anátilde, pelo carinho e amor que sempre me deram.

À meu irmão, João Victor, pelo apoio e pelos conselhos.

À minha orientadora, Dr^a Jennys Lourdes Meneses Barillas, pela dedicação em auxiliar-me nos meus estudos e trabalhos, contribuindo imensamente no meu desenvolvimento profissional. E, além disso, pelos conselhos nos momentos de nervosismo e aflição.

Aos amigos que me ajudaram em todos os momentos da graduação, nos momentos de estudos em conjuntos e nas horas de diversão fora da faculdade.

Aos colegas do laboratório, pelos momentos de descontração e alegria na espera das simulações.

Aos Professores do curso de Engenharia de Petróleo, pela dedicação e esforço em sempre mostrar o melhor para todos os alunos.

À CMG por fornecer o acesso ao software, pois foi fundamental para o desenvolvimento desse trabalho.

Muito obrigado, serei eternamente grato!

NETO, PLACIDO TOMAZ DE LIMA – “APLICAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA SEGUIDA DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM UM RESERVATÓRIO 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

Na exploração de campos em busca de petróleo, as empresas petrolíferas podem encontrar duas variedades básicas de óleo: o leve ou o pesado, essa classificação baseia-se no grau API do referente óleo. Por ser muito viscoso, a exploração de reservatórios com óleo pesado necessita do auxílio de métodos especiais de recuperação de óleo. Visando especialmente os métodos térmicos, pode-se citar a Injeção de Vapor, que é o objeto de estudo do trabalho. Na injeção de vapor temos a diminuição de viscosidade do óleo e conseqüentemente melhorar a produção e o fator de recuperação. A injeção pode ser utilizada de maneira cíclica ou contínua. A injeção cíclica é a forma de injeção envolvendo a transferência de calor para o reservatório por uma periódica injeção de vapor no poço produtor, na injeção contínua o vapor é injetado em um poço central, com o objetivo de deslocar o óleo na direção dos poços produtores periféricos. O calor proveniente do vapor injetado reduz a viscosidade do óleo, quando o fluido injetado drena o óleo do poço injetor para o produtor.

Para realização de tal trabalho, foram usadas diversas simulações. Simulações essas, feitas com o auxílio de softwares da Computer Modelling Group (CMG). A malha selecionada foi uma *five-spot*, e no decorrer do trabalho do trabalho fatores como: Vazão de injeção, tempo de injeção e até o melhor tempo para início da injeção contínua foram variados, para se encontrar o melhor fator de recuperação.

Palavras-Chave: Injeção de Vapor, Simulações, Injeção cíclica, Injeção contínua, Fator de Recuperação.

NETO, PLACIDO TOMAZ DE LIMA – “APLICAÇÃO DA INJEÇÃO CÍCLICA SEGUIDA DA INJEÇÃO CONTÍNUA DE VAPOR EM UM RESERVATÓRIO 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

ABSTRACT

In the fields of exploration for oil, oil companies can find two basic varieties of oil: the light or heavy, this classification is based on the API degree oil related. Because it is very viscous, the exploitation of reservoirs with heavy oil need help of special oil recovery methods. Especially targeting the thermal methods, can cite Steam Injection, which is the subject matter of the work. In steam injection we have the oil viscosity decreased and hence improve production and recovery factor. The injection can be used cyclical or continuous manner. The cyclic injection is an injection involving the transfer of heat to the reservoir by a periodic injection of steam into the production well, the continuous injection steam is injected into a central well in order to displace the oil towards the producing wells peripherals. The heat from the injected steam reduces the viscosity of oil when the injected fluid drains the oil injector for the producer.

To perform such work, several simulations were used. These simulations, done with the help of software from Computer Modelling Group (CMG). The mesh was selected a five-spot, and during the work factors work as: injection flow, injection time and even the best time to beginning of continuous injection were varied to find the best recovery factor.

Keywords: Steam injection, Simulations, cyclic injection, injection continues, Recovery Factor.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	9
2. OBJETIVOS.....	11
3. ASPECTOS TEÓRICOS.....	12
3.1. SIMULAÇÃO.....	12
3.2. RECUPERAÇÃO DE ÓLEO.....	13
3.2.1. RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA.....	13
3.2.2. RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA.....	13
3.2.3. RECUPERAÇÃO AVANÇADA.....	13
3.3. INJEÇÃO CÍCLICA E CONTÍNUA.....	15
4. MATERIAIS E MÉTODOS.....	18
4.1. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO.....	18
4.1.1. MODELO DE FLUIDO.....	18
4.2. MODELO FÍSICO.....	21
4.3. MALHA E POÇOS.....	23
4.4. METODOLOGIA.....	24
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	25
5.1. COMPARATIVO ENTRE A PRODUÇÃO PRIMÁRIA E A INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR.....	25
5.1.1 ANÁLISE DA SATURAÇÃO DE ÓLEO.....	27
5.2. COMPARATIVO ENTRE AS DIFERENTES FORMAS DE INJEÇÃO CÍCLICA.....	30
5.2.1. COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES VAZÕES PARA UM TEMPO DE SOAKING FIXO DE 1 (UM) MÊS.....	30
5.2.2. COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES TEMPOS DE SOAKING E DIFERENTES TEMPOS DE INJEÇÃO.....	33
5.3. COMPARATIVO ENTRE A INJEÇÃO CÍCLICA E A INJEÇÃO CONTÍNUA.....	36
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	41
6.1. CONCLUSÕES.....	41
6.2. RECOMENDAÇÕES.....	41
7. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA.....	42

LISTA DE FIGURAS

- FIGURA 1 - Recuperação Secundária com Injeção de Água
FIGURA 2 - Recuperação Avançada Térmica pela injeção de vapor
FIGURA 3 - Divisão dos métodos Especial
FIGURA 4 - Injeção Cíclica de Vapor. (Fonte: Sefton Resources Inc.)
FIGURA 5 - Injeção Contínua de vapor (Fonte: U.S. department of energy)
FIGURA 6 - Curva Razão Gás-Óleo e Volume Relativo de Óleo pela Pressão
FIGURA 7 - Curva da Viscosidade do Óleo e do Gás pela Pressão
FIGURA 8 - Curva da saturação de água versus permeabilidade relativa
FIGURA 9 - Curva de permeabilidade relativa líquido-gás
FIGURA 10 - Modelo original mostrando as curvas de nível
FIGURA 11 - Malha *five-spot*
FIGURA 12 - Fator de recuperação versus tempo para a recuperação Primária e Injeção cíclica
FIGURA 13 - Produção acumulada versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica
FIGURA 14 - Saturação de Óleo (Recuperação Primária) ao final do ano 00
FIGURA 15 - Saturação de Óleo (Recuperação Primária) ao final do ano 10
FIGURA 16 - Saturação de Óleo (Recuperação Primária) ao final do ano 20
FIGURA 17 - Saturação de Óleo (Injeção Cíclica) ao final do ano 00
FIGURA 18 - Saturação de Óleo (Injeção Cíclica) ao final do ano 10
FIGURA 19 - Saturação de Óleo (Injeção Cíclica) ao final do ano 20
FIGURA 20 - Fator de recuperação versus tempo para as diferentes vazões (Injeção Cíclica)
FIGURA 21 - Produção Acumulada de Óleo para as diferentes vazões (Injeção Cíclica)
FIGURA 22 - Produção Acumulada de Água para as diferentes vazões (Injeção Cíclica)
FIGURA 23 - Fator de recuperação versus tempo para a Injeção Cíclica
FIGURA 24 - Produção Acumulada de Óleo versus tempo para a Injeção Cíclica
FIGURA 25 - Vazão de Óleo versus tempo para a Injeção Cíclica
FIGURA 26 - Produção Acumulada de Água versus tempo para a Injeção Cíclica
FIGURA 27 - Fator de recuperação versus tempo para a Injeção Contínua
FIGURA 28 - Produção Acumulada de Óleo versus tempo para a Injeção Contínua
FIGURA 29 - Vazão de Óleo versus tempo para a Injeção Contínua
FIGURA 30 - Produção Acumulada de Água versus tempo para a Injeção Contínua

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1-Agrupamento e Composição dos Pseudo-Componentes
Tabela 2-Características do reservatório.
Tabela 3- Propriedades térmicas do sistema

1. INTRODUÇÃO

Reservatórios de óleos pesados são mais difíceis de serem explorados quando comparados a reservatórios de óleo leves. Reservatórios de óleo pesado necessitam de processos suplementares para a extração de óleo com uma boa produção, pois o escoamento de óleo pesado é mais difícil do que o escoamento de óleo leve e como dito anteriormente, o preço do barril de óleo pesado é menor quando comparado ao barril de petróleo leve.

As reservas de petróleo pesado e extra pesado estão espalhadas pelo mundo, no Brasil tais reservatórios estão na maioria dos casos no Nordeste, especialmente “On shore”. Em tais reservatórios se produz o petróleo de forma assistida por outras fontes de energia e/ou efeitos físicos, químicos ou biológicos, que aumentam o fator de recuperação. Dentre as técnicas de recuperação avançada, destacam-se os métodos térmicos, que são utilizados principalmente para melhorar o escoamento de óleos viscosos ou betuminosos.

Os métodos térmicos são definidos como métodos que consistem em fornecer calor ao óleo provocando a redução da viscosidade, seja por injeção de um fluido quente, como vapor ou ar aquecido. O método não é recomendado para formações muito profundas, já que se torna grande a perda de calor no poço, nem para os reservatórios com altas saturações de água, já que grande parte da energia seria destinada a aquecer a água, sem qualquer benefício para a recuperação.

A injeção pode ser utilizada de maneira cíclica ou contínua. A cíclica é a forma de injeção envolvendo a transferência de calor para o reservatório por uma periódica injeção de vapor no poço produtor, reduzindo a viscosidade em torno deste por aumento da temperatura.

Na contínua o vapor é injetado em um poço central, com o objetivo de deslocar o óleo na direção dos poços produtores periféricos. O calor proveniente do vapor injetado reduz a viscosidade do óleo, quando o fluido injetado drena o óleo do poço injetor para o produtor. Ao contrário do esperado, o modo contínuo foi o pioneiro do processo, restando ao cíclico o fato de ter sido descoberto por acaso, graças a um acidente em Mene Grande, na Venezuela, em 1959.

Por se tratar de um trabalho em que vários parâmetros são variados, parâmetros como vazão de injeção, tempo de *soaking*, tempo de início da injeção contínua intervalo entre as injeções cíclicas, se faz necessário ter um estudo bem detalhado para que se consiga encontrar a melhor configuração para uma alta produtividade e um fator de recuperação.

Essa monografia representa o Trabalho de Conclusão de Curso da graduação em Engenharia de Petróleo. Refere-se à aplicação da injeção de vapor cíclica seguida da injeção contínua de vapor em um reservatório com características similares às do nordeste brasileiro contendo, inicialmente, óleo e água.

2. OBJETIVOS

O objetivo do trabalho é estudar um reservatório com características do nordeste brasileiro, buscando a melhor eficiência para recuperação do óleo, usando o método de injeção cíclica seguida do método de injeção contínua de vapor. No decorrer do trabalho, diversas configurações de poços foram feitas até a escolha de duas malhas do tipo *five-spot*.

Parâmetros como a vazão de injeção, tempo de injeção e até o tempo para início da injeção contínua foram variados na tentativa de estudar como tais mudanças afetam a produtividade e o fator de recuperação.

3. ASPECTOS TEÓRICOS

3.1. SIMULAÇÃO

A simulação computacional é um processo de experimentos em sistemas ou fenômenos físicos, realizados através de modelos matematicamente computadorizados, os quais representam características observadas em sistemas reais. A simulação computacional proporciona um maior domínio e conhecimento na operação de sistemas, a obtenção de informações sem perturbar o sistema e o projeto de sistemas otimizados antes da implementação física, diminuindo de forma considerável os custos e minimizando os erros. (CAVALCANTE, 2014).

Na atividade petrolífera, a simulação é um recurso que torna tal atividade viável, pois antes de qualquer tomada decisão, realiza-se uma simulação para ter uma ideia de como o reservatório irá “se comportar” depois de certa interferência. (CAVALCANTE, 2014).

Segundo Rosa (2006), a simulação pode ser dividida de acordo com vários parâmetros diferentes, como por exemplo, em relação a quanto ao tratamento matemático, os simuladores podem ser do tipo *black oil* ou composicional. No modelo *black oil* se considera que cada fase presente no reservatório seja constituída de um único componente. Para o modelo composicional, os componentes individuais de cada fase são considerados. (CAVALCANTE, 2014).

Já em relação ao número de fases, os simuladores podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos, sendo monofásicos quando só admitem uma única fase (Água, Gás ou Óleo), bifásicos quando admite duas fases ou trifásicos quando admitem três fases. (CAVALCANTE, 2014).

No que diz respeito ao número de dimensões, os simuladores podem ser Unidimensional, Bidimensional e Tridimensional. Sendo unidimensional, o simulador só aceita o fluxo em uma direção, bidimensional em duas e tridimensional em três direções. (CAVALCANTE, 2014).

Computer Modelling Group Ltd., abreviado como CMG, é uma empresa de software que produz software de simulação de reservatório para a indústria de petróleo e gás. A empresa oferece três aplicações de simulação de reservatórios. IMEX, um

simulador de óleo preto convencional utilizado em processos de recuperação de petróleo primárias, secundárias e aprimorados ou melhorados; GEM, um simulador não convencional; e o STARS, usado em simulações térmicas.

3.2. RECUPERAÇÃO DE ÓLEO

3.2.1. RECUPERAÇÃO PRIMÁRIA

Inicialmente, a produção do reservatório vem de uma série de mecanismos naturais que incluem: água natural deslocando óleo para cima, a expansão do gás natural na parte superior do reservatório, a expansão do gás inicialmente dissolvido no petróleo bruto, e de drenagem por gravidade resultante da circulação de óleo no alto do reservatório para as partes baixas onde estão localizados os poços, esse é o conceito da recuperação primária. O fator de recuperação durante a fase de recuperação primária é tipicamente 5-15%.

3.2.2. RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA

Com o decorrer da produção de óleo, a pressão vai diminuindo, até certo ponto em que o poço necessita de uma suplementação na sua energia natural para que os fluidos consigam chegar até a superfície. Tal recuperação é caracterizada pela injeção de água e de gás. (Figura 1)

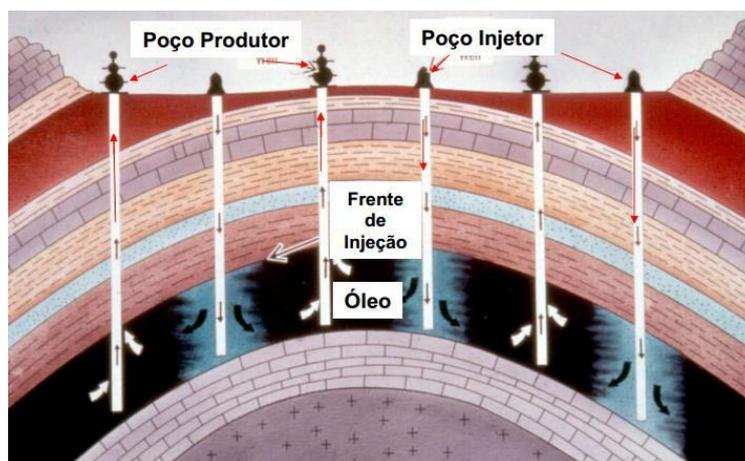


Figura 1 - Recuperação Secundária com Injeção de Água (FONTE:INTERNET)

3.2.3. RECUPERAÇÃO AVANÇADA

Segundo Green e Willhite (1998), a recuperação avançada de óleo é feita através de injeção, no reservatório, de fluidos que, além de suplementarem a energia

natural do reservatório, interagem com o sistema rocha/óleo do reservatório para criar condições favoráveis para a recuperação, ou seja, os métodos especiais.

Entre os objetivos da recuperação avançada pode-se citar: Repressurizar o reservatório, deslocar o óleo através do reservatório, alterar propriedades dos fluidos do reservatório e alterar as interações rocha/fluido.

Inicialmente a recuperação avançada visa aumentar o fator de recuperação de óleo em relação à recuperação que seria alcançada com a recuperação primária e a secundária. Os métodos especiais de recuperação são divididos em: Térmicas, Miscíveis, Biológicos e Químicos (Figura 2 e Figura 3). Sendo o método térmico o objeto de estudo desse trabalho.

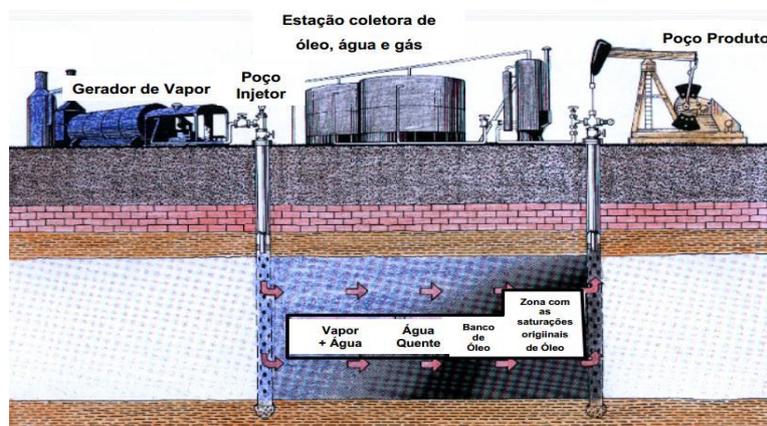


Figura 2-Recuperação Avançada Térmica pela injeção de vapor. (Fonte: NASCIMENTO, 2013)

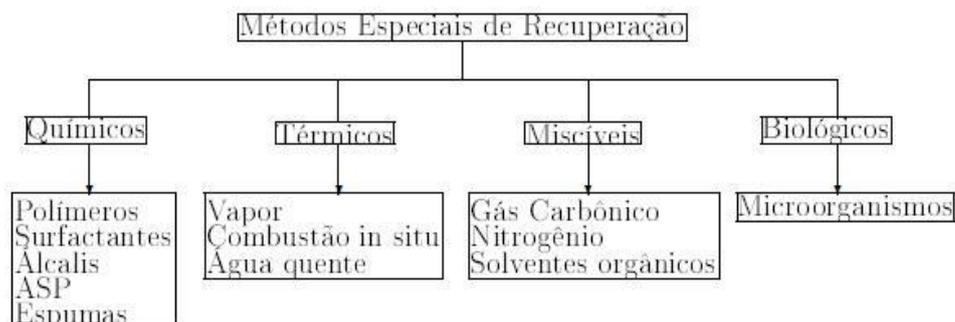


Figura 3 - Divisão dos métodos Especial. (Fonte: MARQUES, 2012)

3.2.3.1. MÉTODOS TÉRMICOS

Os métodos térmicos visam o aumento do fator de recuperação através da redução da viscosidade do óleo do reservatório, tornando-se mais fluido, ou seja, sendo mais fácil de escoar até a superfície. Na injeção de vapor e água quente, o calor necessário para auxiliar na recuperação de óleo é fornecido em forma de calor latente e calor sensível. Na combustão *in situ*, ar é injetado no reservatório para alimentar a queima de parte do próprio óleo do reservatório para seu aquecimento. Esses métodos são empregados em campos com óleos muito viscosos, com grau API baixo e, além disso, são utilizados principalmente em campos *on shore*, em virtude das perdas de calor. Tais métodos são comumente usados em poços da bacia potiguar, pois tal bacia é caracterizada por óleo com um baixo grau API. (ALMEIDA, 2014).

3.3. INJEÇÃO CÍCLICA E CONTÍNUA

A injeção cíclica foi descoberta acidentalmente pela Shell na Venezuela em 1959 quando se produzia óleo pesado por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um rompimento (*breakthrough*) de vapor e, para reduzir a pressão de vapor no reservatório o poço injetor foi posto em produção, sendo observado produção de óleo com vazões consideráveis. Esse método também é conhecido como estimulação por vapor, *steam-soak* e *huff and puff*. (QUEIROZ, 2006).

A injeção cíclica é uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda à energia natural do reservatório a expulsar o óleo. A estimulação por injeção cíclica de vapor envolve três fases: a primeira é a injeção de vapor onde o vapor é injetado dentro do poço produtor por um período específico de tempo (1 a 6 semanas); em seguida, uma fase conhecida como *soaking time* onde o poço é fechado por um curto período de tempo, com duração de dias, e o calor latente do vapor é melhor distribuído no reservatório e, finalmente, um período onde o poço é recolocado em produção durante meses a anos. Esse processo constitui um ciclo. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo. O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico na produção seja alcançado. (ROSA, 2006).

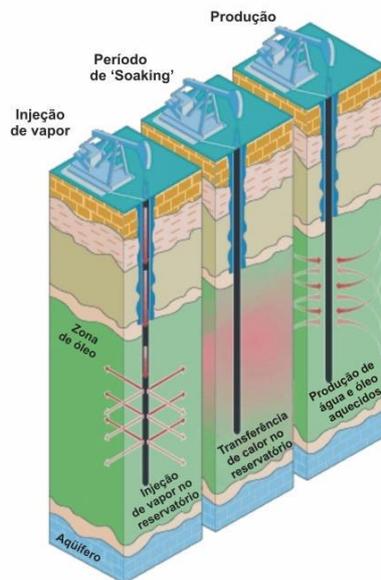


Figura 4 - Injeção Cíclica de Vapor. (Fonte: Sefton Resources Inc.)

Já a injeção contínua é caracterizada por uma injeção feita em poços diferentes dos poços onde o óleo é produzido. Por exemplo, numa injeção feita numa malha do tipo *five-spot*, tem-se 4 (Quatro) poços injetores e 1 (Um) produtor. Também é possível injetar com a malha “invertida”, ou seja, com um poço injetor no centro cercado por poços produtores.

À medida que se injeta o vapor de forma contínua, uma zona de vapor é formada ao redor dos poços injetores, com uma frente de água condensada adiante. Com isso, o óleo é deslocado, melhorando assim o fator de recuperação. (ROSA, 2006).

Para se obter sucesso, o reservatório deve ser espesso, pelo menos 5 m de espessura. A razão para isto é que as perdas de calor para as camadas sub e sobrejacentes (*overburden* e *underburden*) representam uma excessiva proporção do total de calor requerido. (RODRIGUES, 2012).

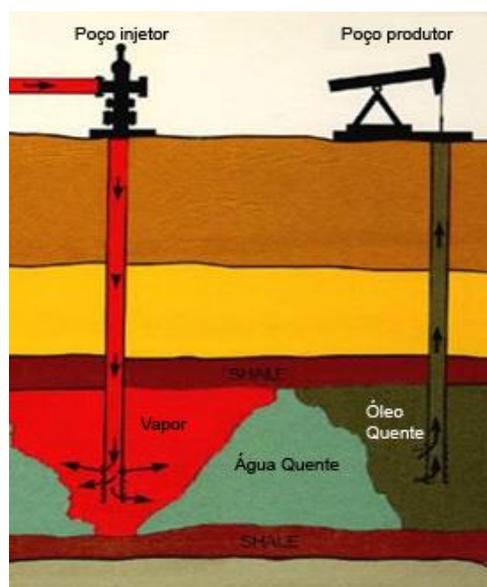


Figura 5- Injeção Contínua de vapor (Fonte: U.S. Department of Energy)

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O estudo do referido trabalho foi feito baseado em simulações, feita com o auxílio do programa STARS do Computer Modelling Group (CMG). O modelo do fluido foi criado de acordo com dados reais e após foi criada uma simulação 3D, e assim foram feitas simulações com várias configurações.

Na análise dos resultados das referidas simulações, foi usado os softwares RESULTS GRAPHS e o RESULTS GRAPH 3D (CMG), pois através deles foram comparados os resultados das diversas simulações realizadas.

4.1. MODELAGEM DO RESERVATÓRIO

4.1.1. MODELO DE FLUIDO

Através do software WINPROP (CMG), foi possível a caracterização do fluido do reservatório, o óleo do reservatório estudado pode ser classificado com um óleo pesado, de acordo com a classificação da ANP, com um grau API de 13.43 (Densidade relativa de 0.9763).

Alguns fatores como: A viscosidade, a razão de solubilidade, densidade do óleo em função da pressão, fator volume formação do óleo, composição do fluido do reservatório e a massa específica foram inseridos para caracterização do fluido do reservatório. Após essa fase, foram formados os pseudo-componentes, ou seja, foi criado um agrupamento de componentes mostrados na Tabela 1.

Tabela 1-Agrupamento e Composição dos Pseudo-Componentes.

Componentes	Porcentagem em mol (%)
CO ₂ -N ₂	0.73
CH ₄ -C ₃ H	10.36
IC ₄ -C ₆	0.37
C ₇ -C ₁₅	7.87
C ₁₆ -C ₂₅	28.22
C ₂₆ -C ₃₉	27.04
C ₄₀ +	25.41

Na Figura 6, visualiza-se a curva da razão Gás-Óleo e do Volume relativo de óleo em função da pressão, demonstrando que a curva modelada com o auxílio do software está de acordo com os dados experimentais do fluido.

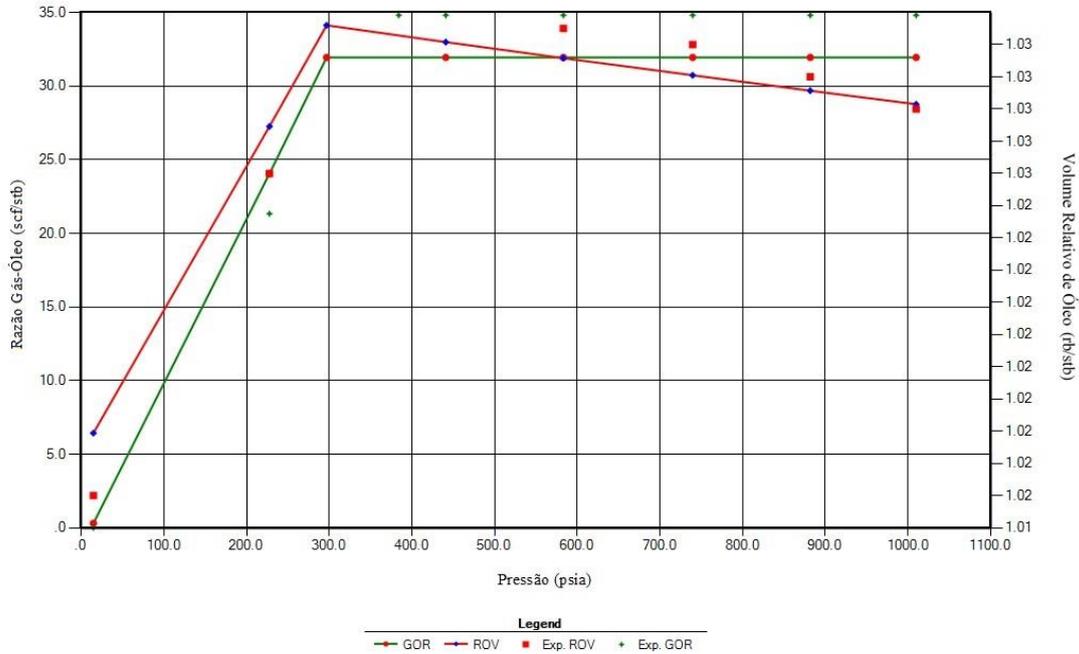


Figura 6 - Curva Razão Gás-Óleo e Volume Relativo de Óleo pela Pressão

A curva da Viscosidade do Óleo e da Viscosidade do Gás em função da pressão observa-se na Figura 7, onde a curva modelada está de acordo com os dados obtidos experimentalmente.

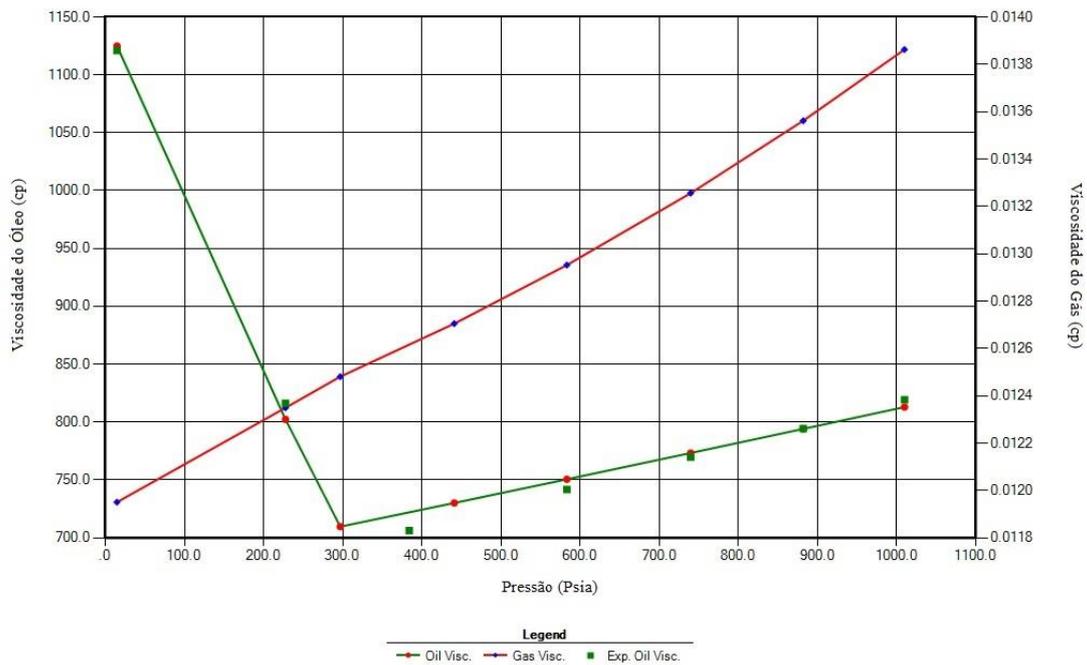


Figura 7 - Curva da Viscosidade do Óleo e do Gás pela Pressão

4.1.1.1. PERMEABILIDADE RELATIVA

A Figura 8 apresenta a curva da permeabilidade relativa óleo-água em função da saturação da água.

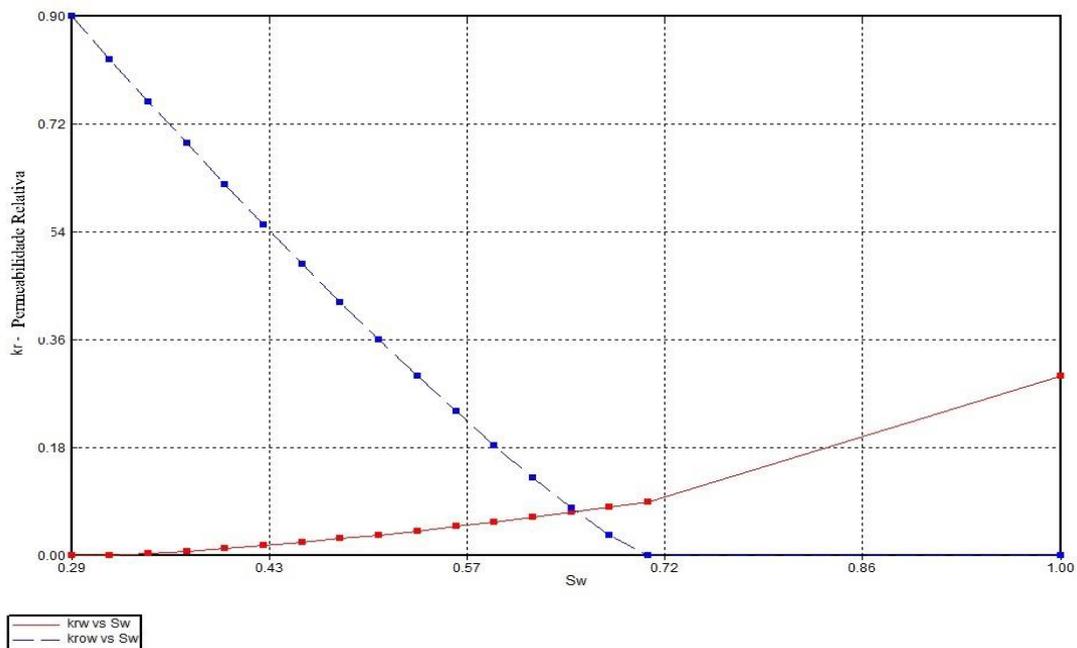


Figura 8 - Curva da permeabilidade relativa óleo-água versus saturação de água.

Observa-se que com o aumento da saturação da água, a permeabilidade relativa à água aumenta, enquanto que a permeabilidade relativa ao óleo diminui.

A Figura 9 mostra o gráfico da permeabilidade relativa do sistema líquido-gás em relação à saturação do líquido.

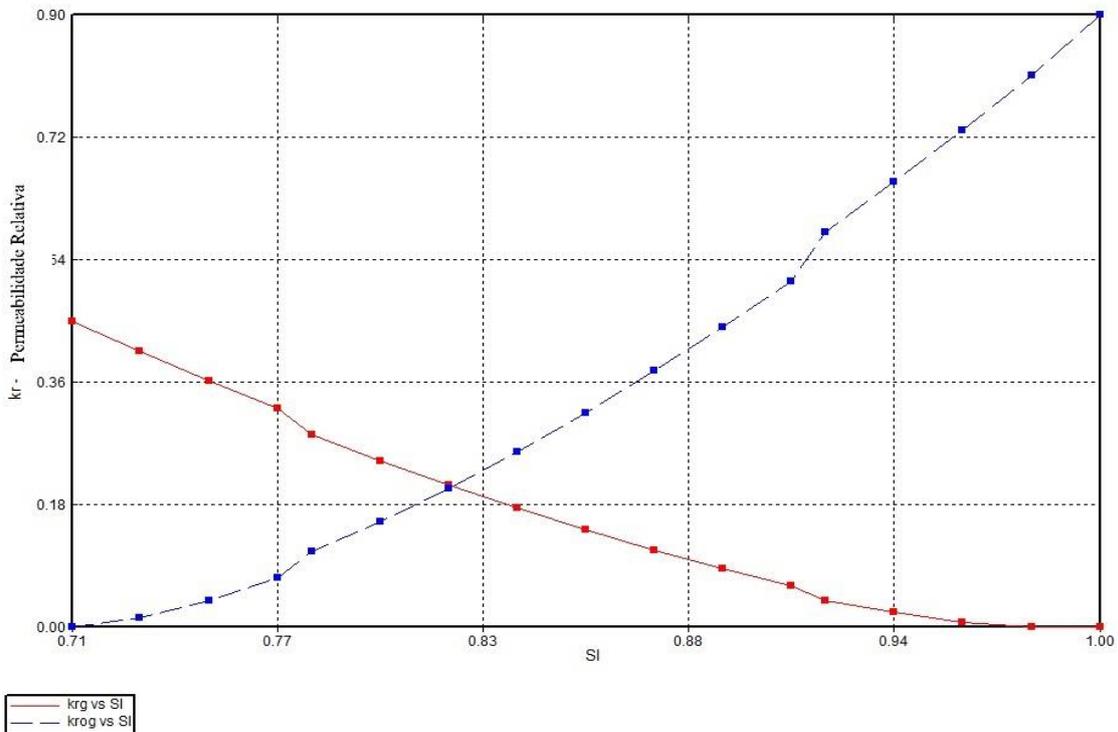


Figura 9 - Curva de permeabilidade relativa líquido-gás

Com o aumento da saturação do líquido, a permeabilidade relativa ao gás diminui enquanto que a permeabilidade relativa gás-óleo aumenta.

4.2. MODELO FÍSICO

O projeto tem duração de 20 anos e na construção do reservatório foi usada à ferramenta Builder da CMG.

As características da rocha-reservatório são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2- Características do reservatório.

Área do Reservatório (m ²)	430 x 840
Espessura do Reservatório (m)	45
Números de blocos nas camadas i, j, k	28, 20, 17
Total de Blocos	9520
Permeabilidade Horizontal (mD)	1050
Permeabilidade Vertical (mD)	126
Porosidade @ 287 psi	0.15
Contato-Água óleo (m)	245
Compressibilidade da formação @ 287 psi (1/psi)	7×10^{-8}
Temperatura inicial do reservatório (°C)	38
Pressão @ 200 m (psi)	287

O reservatório tem forma irregular e possui características de um reservatório do nordeste brasileiro, por ter um óleo pesado no interior. A Figura 10 mostra o reservatório com as respectivas curvas de níveis.

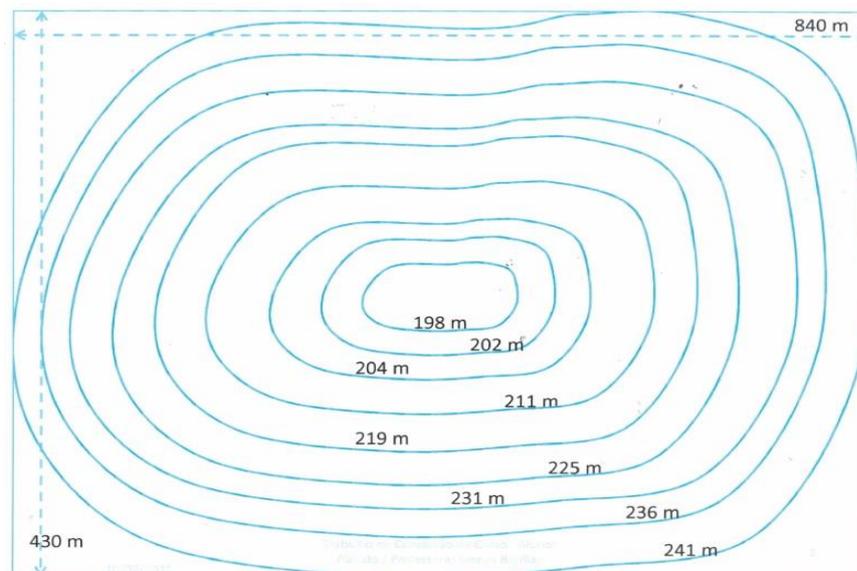


Figura 10 - Modelo original mostrando as curvas de nível.

As propriedades térmicas da rocha reservatório e dos fluidos podem ser vistas na Tabela 3.

Tabela 3- Propriedades térmicas do sistema

	Capacidade Calorífica Volumétrica – Btu/(ft ³ /°F)	Condutividade Térmica - Btu/(ft ³ /°F)
Rocha Reservatório	35	78,74
Formação Overburden	35	78,74
Formação Underburden	35	78,74
Fase Água	-	28,54
Fase óleo	-	5,91
Fase Gás	-	1,97

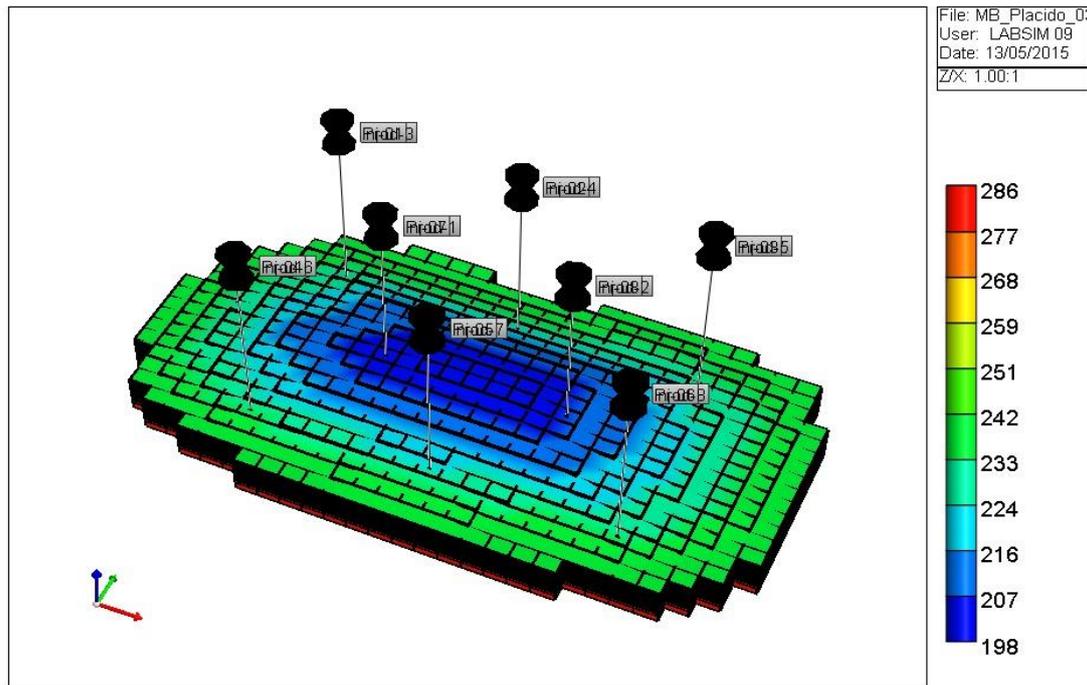
4.3. MALHA E POÇOS

Foram utilizados somente poços verticais, sendo feitas duas malhas do tipo *five-spot*. No caso da injeção cíclica de vapor, para a realização das simulações, tanto os poços injetores como os poços produtores são perfurados no mesmo lugar, mantendo o mesmo esquema da injeção contínua de vapor.

Inicialmente, para os injetores foi utilizada uma vazão de injeção de 100 m³/dia, com uma pressão máxima de 1044 psi e o vapor foi injetado a uma temperatura de 550°F, tal vapor foi injetado com uma titulação de 80%. Já para os produtores, foi utilizada uma vazão máxima de líquidos de 500 m³ e uma pressão mínima do fundo do poço de 30 Psi.

No decorrer das simulações, diversos parâmetros foram modificados no intuito de encontrar a melhor configuração que nos desse o melhor fator de recuperação. Vazão de injeção, tempo de soaking e até o início da injeção contínua, foram alguns dos parâmetros que foram modificados no decorrer da simulação.

A Figura 11 mostra a configuração final dos poços para a malha *five-spot*.

Figura 11 - Malha *five-spot*

4.4. METODOLOGIA

Para a realização do estudo do reservatório, a seguinte metodologia foi adotada:

- Montagem do modelo de fluidos;
- Montagem de modelo de reservatórios;
- Estudo do modelo base usando somente a injeção cíclica de vapor;
- Comparativo entre a injeção cíclica de vapor e a recuperação primária (5.1);
- Comparativo entre diferentes vazões para um tempo de soaking fixo de 1 (um) mês (5.2.1);
- Comparativo entre diferentes tempos de soaking e diferentes tempos de injeção (5.2.2);
- Comparativo entre a injeção cíclica e a injeção contínua (5.3);
- Resultados e Discussões.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesse ponto do trabalho, serão abordados os resultados e as discussões referentes às modificações feitas no decorrer das simulações. Alguns parâmetros foram modificados para que assim, fosse possível encontrar um aumento na produção de óleo. Vazão de injeção, tempo de injeção e até tempo de *soaking* foram alguns dos parâmetros que foram variados.

5.1. COMPARATIVO ENTRE A PRODUÇÃO PRIMÁRIA E A INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR

Primeiramente, foi analisada a comparação entre a recuperação primária do reservatório com a injeção cíclica. A Figura 12 mostra o resultado da recuperação do óleo para os diferentes casos de injeção cíclica.

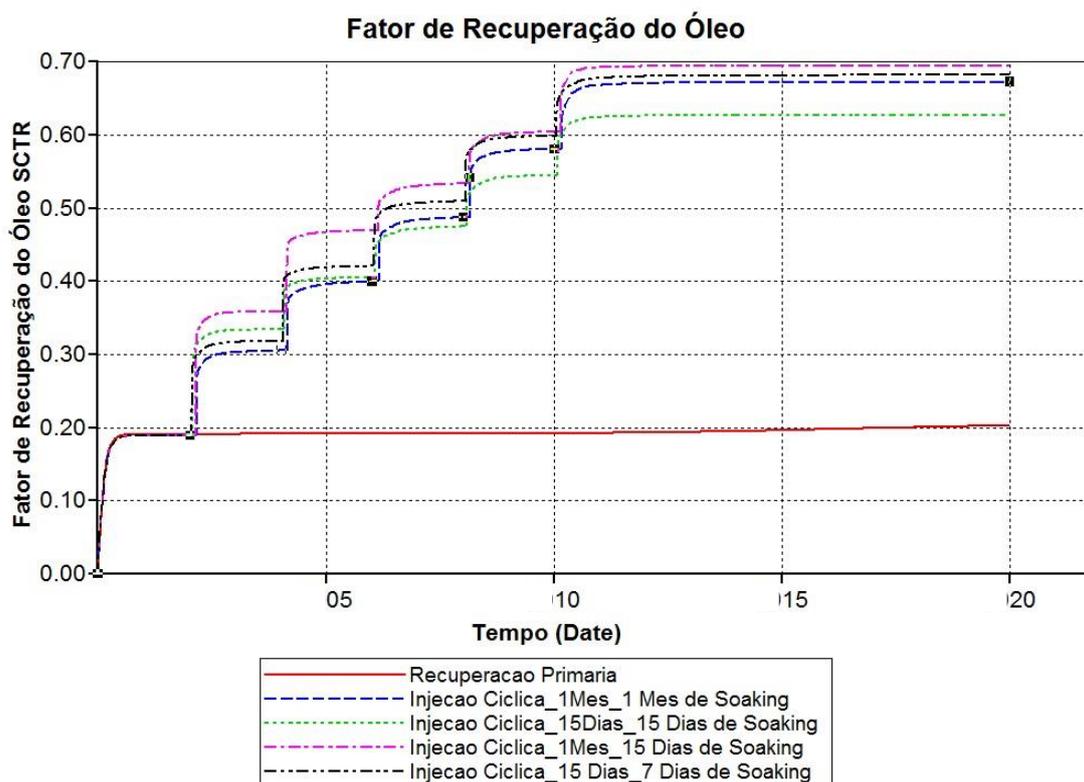


Figura 12 - Fator de recuperação versus tempo para a recuperação Primária e Injeção Cíclica

Uma observação clara na análise do gráfico é que a recuperação primária é muito baixa, algo em torno de 0,2%, devido ao fato do óleo ser muito pesado e, além disso, o reservatório é considerado raso com baixa pressão.

O tempo de *soaking*, na injeção cíclica, quando mais tempo demorado, maior é a perda de calor para as camadas adjacentes do reservatório. O tempo de injeção, também é um parâmetro de extrema relevância, pois quanto mais tempo injetando, melhor é a recuperação, devido a maior quantidade de vapor injetado. Com isso, o melhor método foi injetando durante um mês, com um tempo de *soaking* de 15 dias, que forneceu um fator de recuperação em torno de 0,7% (Figura 12).

A Figura 13 mostra a análise da produção acumulada de óleo.

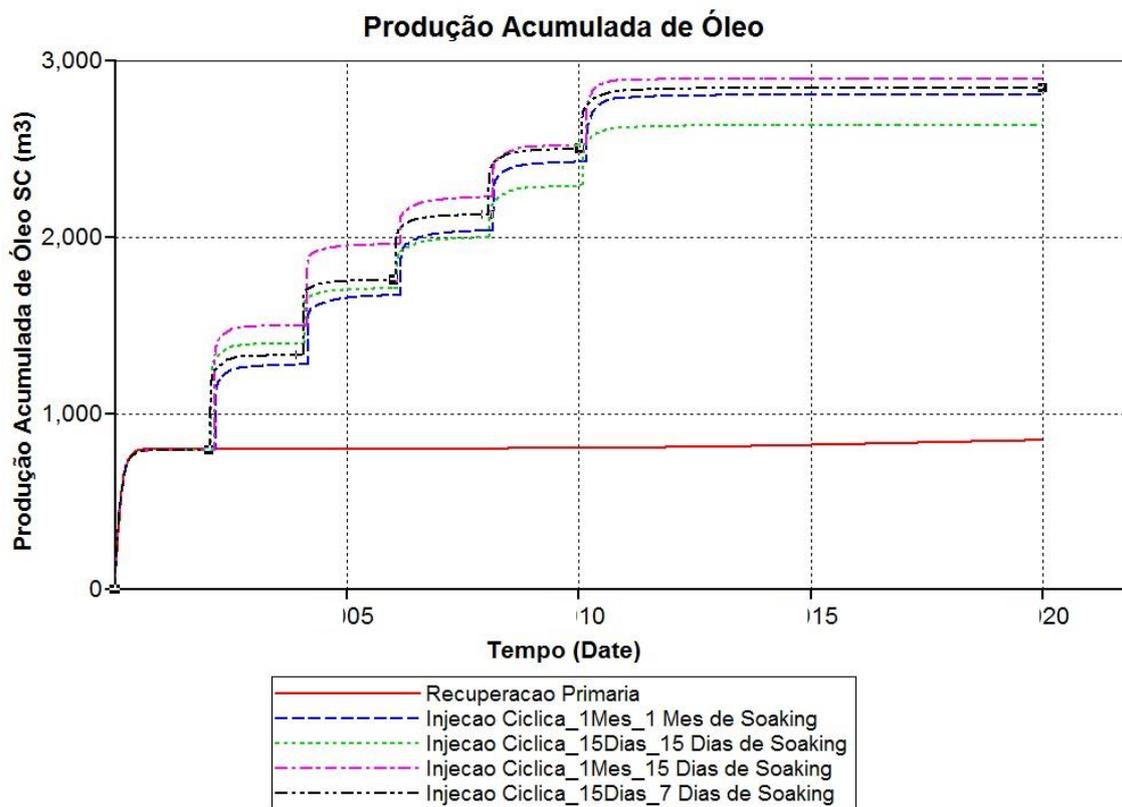


Figura 13 - Produção acumulada versus tempo para a recuperação primária e injeção cíclica

Assim como na análise do fator de recuperação, na produção acumulada de óleo acontece algo parecido, pois na recuperação primária a produção acumulada de óleo é muito baixa, com um valor girando em torno de 800 m³ durante os 20 anos.

Na injeção cíclica, a produção acumulada do melhor método foi algo em torno de 2900 m³, pois quando se injeta vapor quente, se tem uma diminuição na viscosidade, facilitando o escoamento.

5.1.1 ANÁLISE DA SATURAÇÃO DE ÓLEO
SEM INJEÇÃO

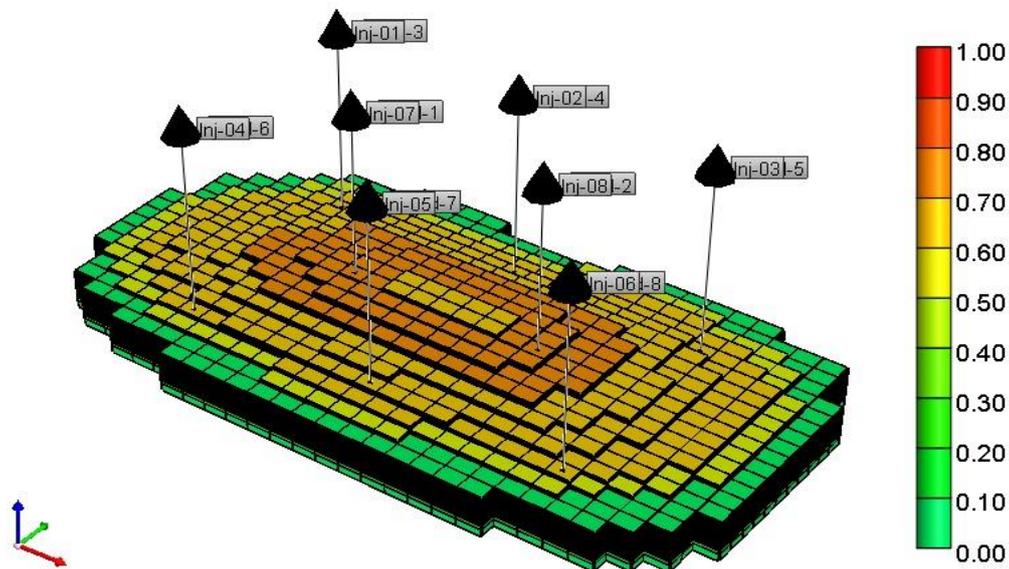


Figura 14 - Saturação de Óleo ao final do ano 00

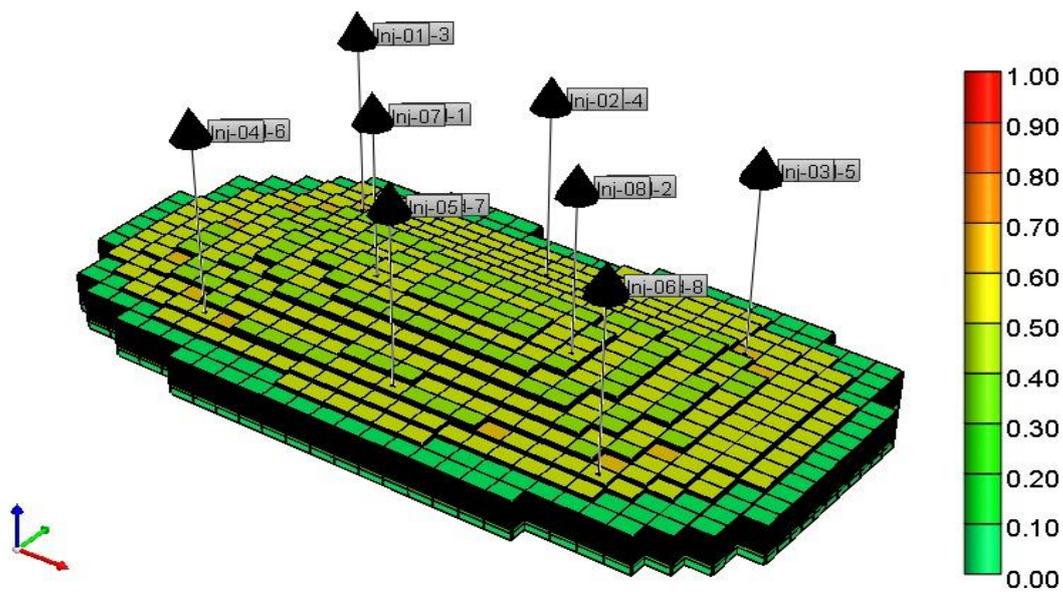


Figura 15-Saturação de Óleo ao final do ano 10

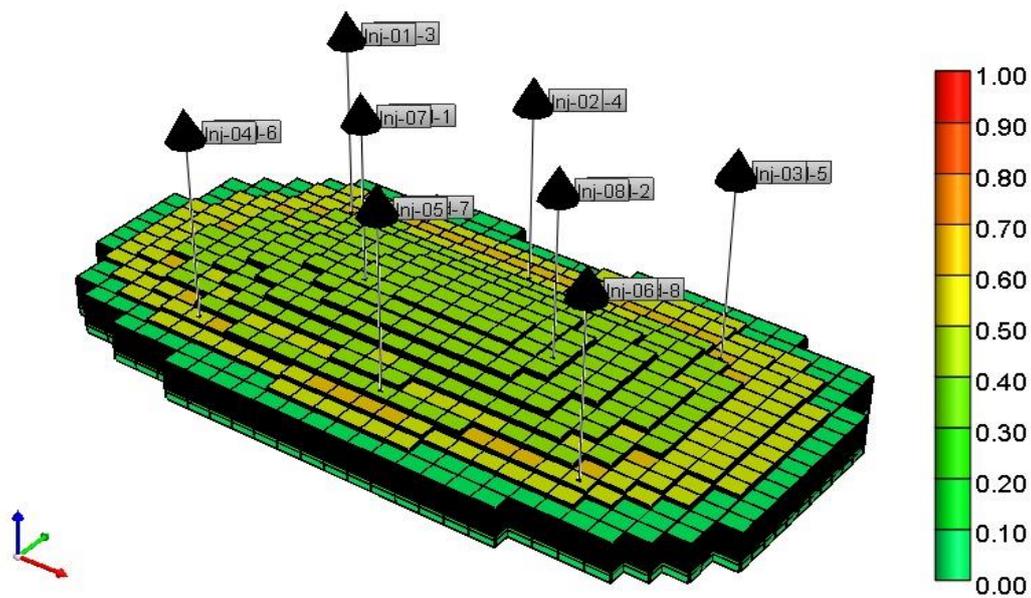


Figura 16 - Saturação de Óleo ao final do ano 20

COM INJEÇÃO

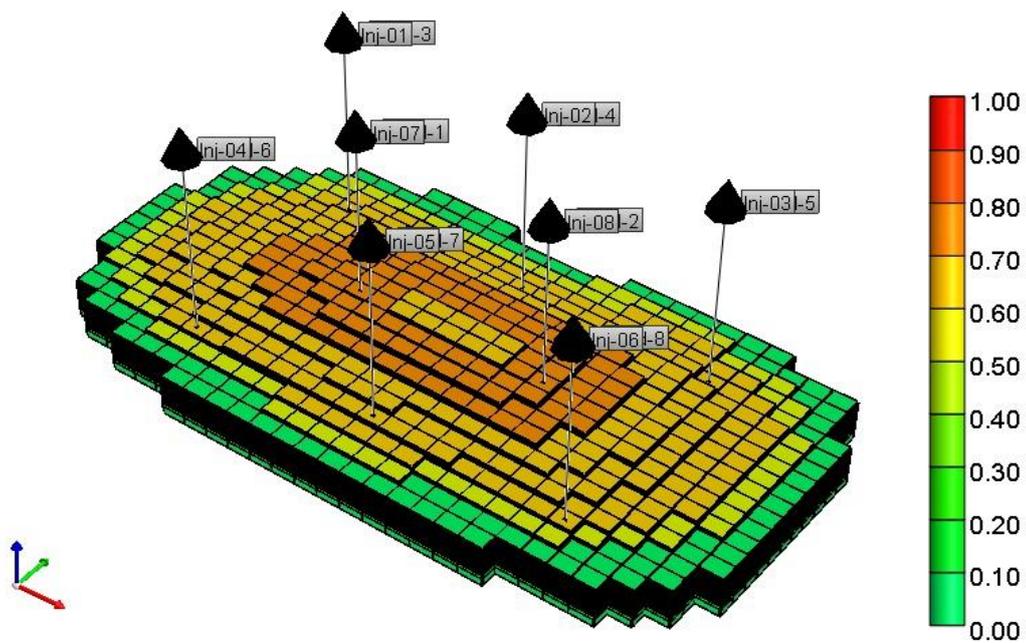


Figura 17 - Saturação de Óleo ao final do ano 00

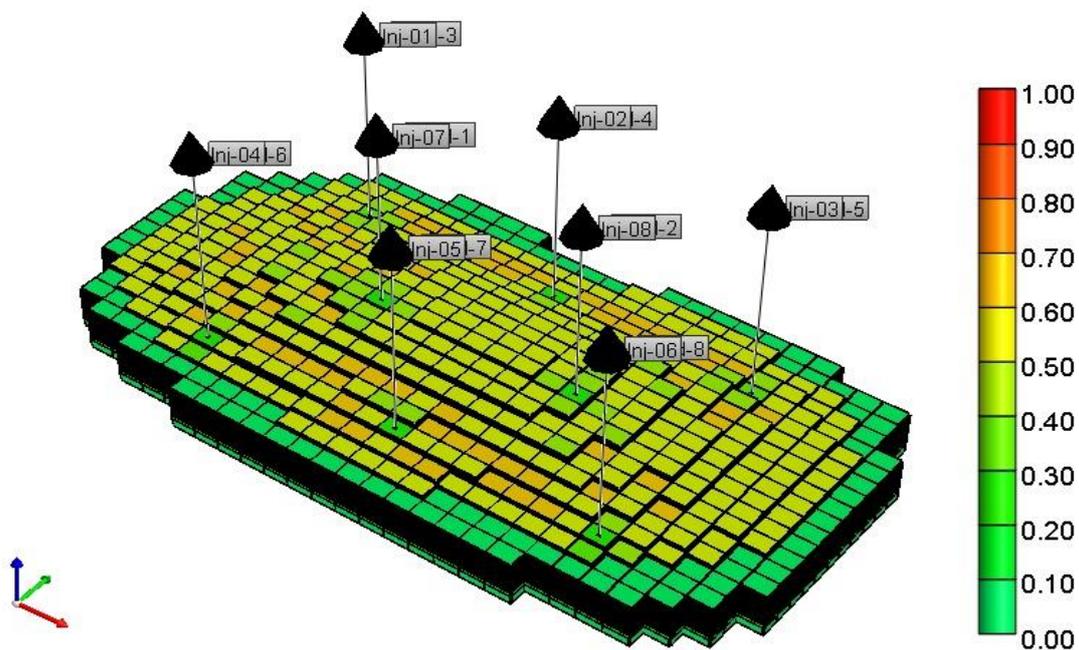


Figura 18 - Saturação de Óleo ao final do ano 10

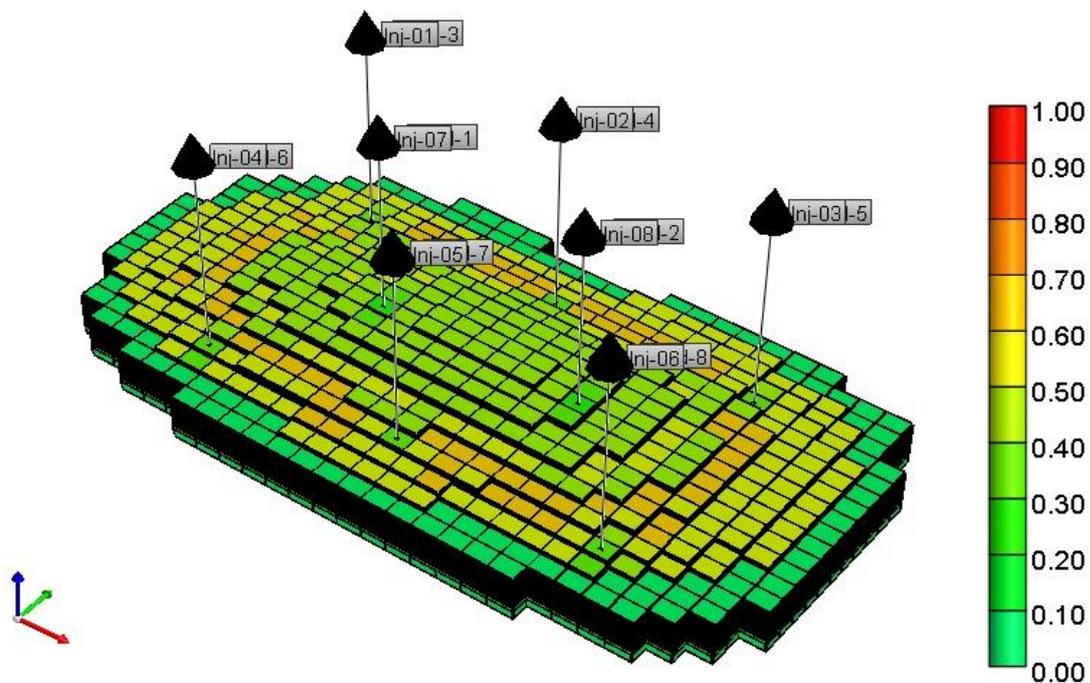


Figura 19 - Saturação de Óleo ao final do ano 20

Nas Figuras 14 a 19 estão sendo mostradas as saturações de óleo na recuperação primária e injeção cíclica de vapor (injetando um mês com tempo de *soaking* de quinze dias). Na injeção cíclica de vapor, a saturação de óleo no ano 10 e ano 20 (Figura 18 e Figura 19) é menor em comparação com a recuperação primária, logo haverá mais produção de óleo como esperado.

5.2. COMPARATIVO ENTRE AS DIFERENTES FORMAS DE INJEÇÃO CÍCLICA

5.2.1. COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES VAZÕES PARA UM TEMPO DE SOAKING FIXO DE 1 (UM) MÊS

Para a análise da injeção cíclica, primeiramente foi variada a vazão da injeção, para obter o melhor fator de recuperação, a melhor produção e vazão de óleo.

Como dito anteriormente, o sistema conta com duas malhas *Five-Spot*, sendo o poço produtor e poço injetor perfurado na mesma localização. Foi injetado vapor nas vazões de 300 m³/d, 500 m³/d, 700 m³/d e 1000 m³/d.

A Figura 20 mostra a análise para o fator de recuperação.

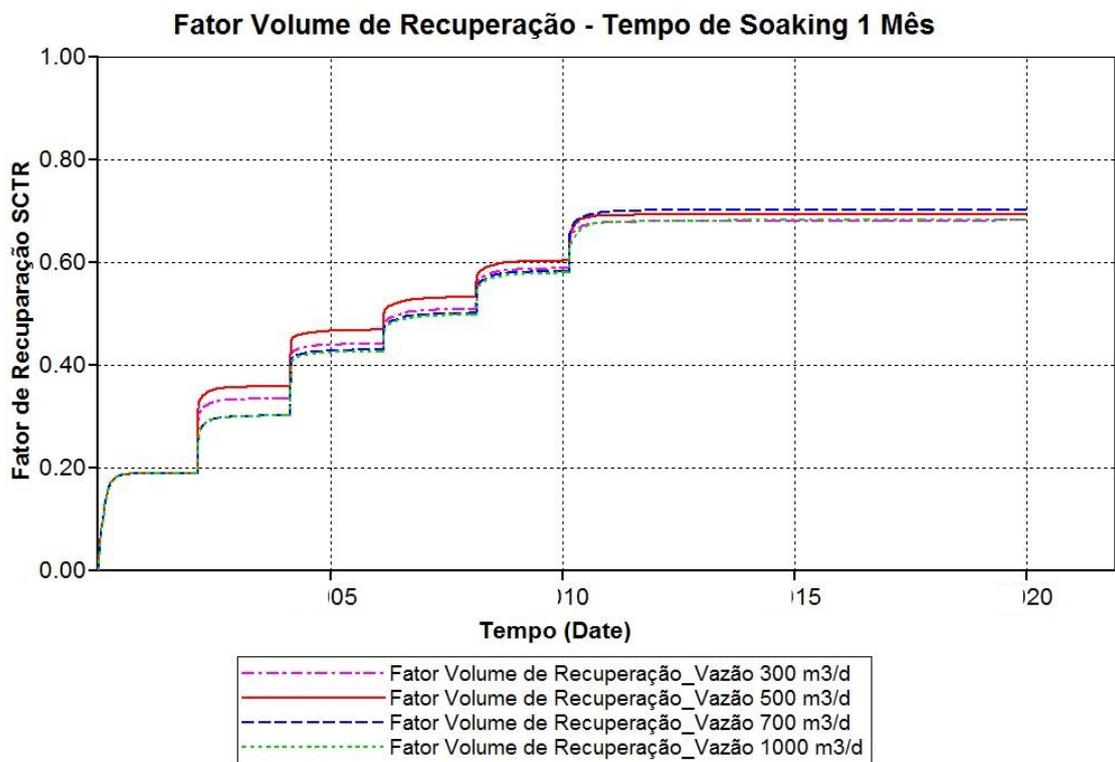


Figura 20 - Fator de recuperação versus tempo para as diferentes vazões

A vazão de injeção afeta diretamente a quantidade de calor transferido ao reservatório e conseqüentemente o fator de recuperação, sendo, portanto um parâmetro importante para o método. Era esperado que ocorresse um aumento no fator de recuperação à medida que se aumenta a vazão de injeção de vapor, pois o reservatório estaria recebendo uma maior quantidade de calor, mas chega-se a um ponto em que a vazão injetada é tão grande que o reservatório não consegue absorver tal pressão, o que passa a não ser mais eficiente para um melhor fator de recuperação.

Os fatores de recuperação para cada vazão podem ser vistos na Figura 20. A vazão de 300 m³/d apresentou o pior fator de recuperação final, de 0,682%. O aumento na vazão de 300 m³/d para 500 m³/d resultou em um ganho não muito considerável no fator de recuperação, que foi para aproximadamente 0,7%. A vazão de 700 m³/d apresentou o melhor resultado, com fatores de recuperação em torno de 0,74%.

Outro fato importante foi que o aumento na vazão de 700 m³/d para 1000 m³/d ocasionou uma queda no fator de recuperação, o que evidencia que nem sempre um aumento na vazão de injeção significa aumento no fator de recuperação.

A Figura 21 mostra a análise para a produção acumulada de óleo.

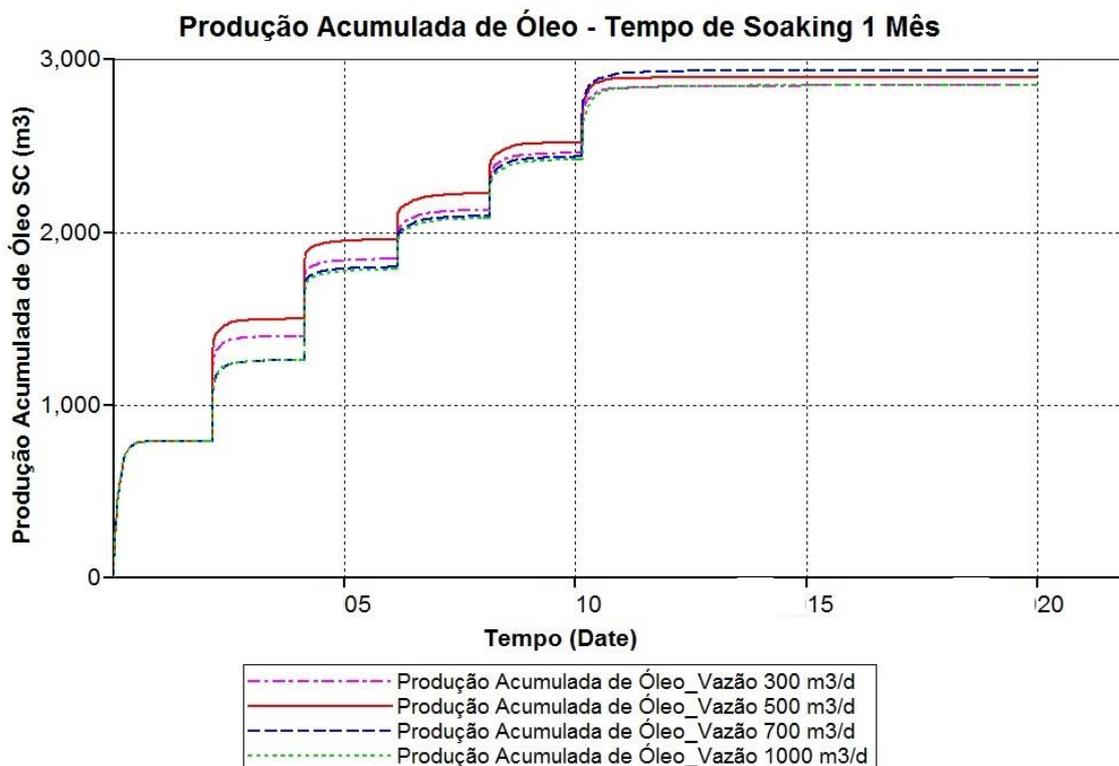


Figura 21 - Produção Acumulada de Óleo para as diferentes vazões

O fato de se injetar mais vapor não significa que maior será a produção, como visto na Figura 21, e, além disso, em um determinado momento as curvas vão se convergindo chegando ao seu limite de produção sem grandes mudanças.

Na Figura 21 tanto a vazão de 300 m³/d, como a vazão de 500 m³/d e de 1000 m³/d, tiveram praticamente a mesma produção acumulada de óleo com valor próximo a 2800 m³ para ambas as injeções, o melhor resultado foi obtido com a vazão de 700 m³/d.

A Figura 22 mostra a análise para o a produção acumulada de água.

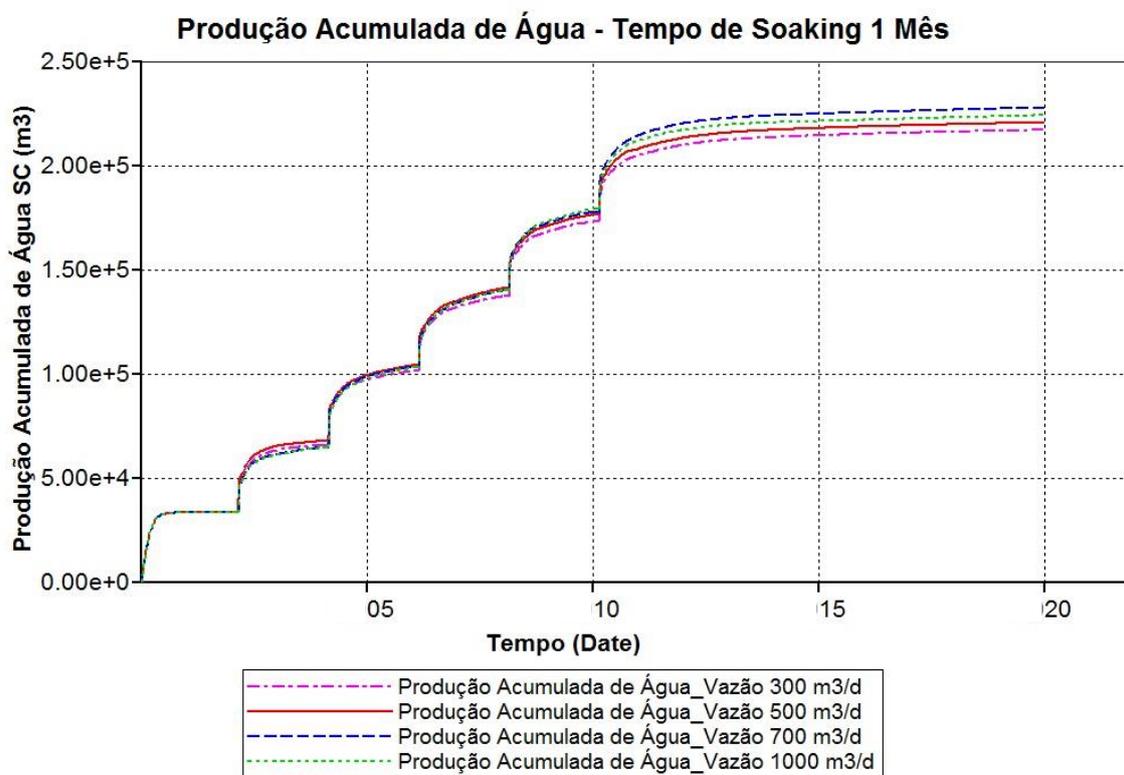


Figura 22 - Produção Acumulada de Água para as diferentes vazões

Pelo gráfico da água acumulada, Figura 22, observa-se grande produção de água na injeção de 700 m³/d, em torno de 2,25x10⁵ m³. A justificativa é pelo fato de tal pressão ser absorvida de forma muito eficiente pelo sistema, fazendo com que naturalmente se produza mais água quando ocorre o *breakthrough*.

5.2.2. COMPARATIVO ENTRE DIFERENTES TEMPOS DE SOAKING E DIFERENTES TEMPOS DE INJEÇÃO

Na injeção cíclica, também foi analisado a influência da variação do tempo de soaking e do tempo de injeção, como se observa na Figura 23.

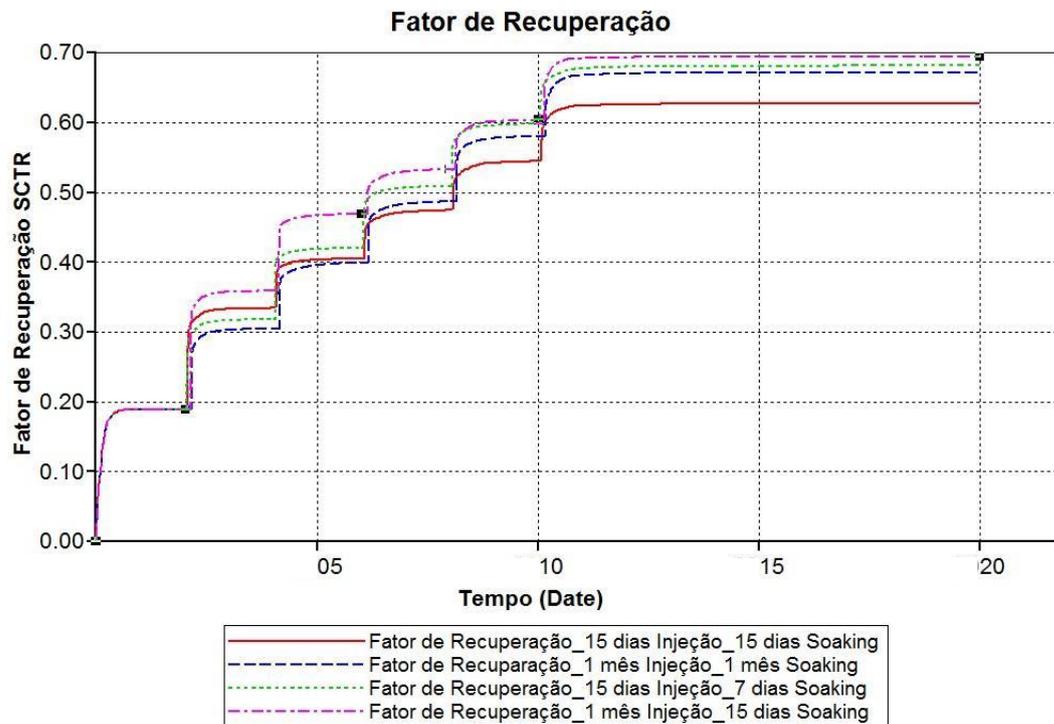


Figura 23 - Fator de recuperação versus tempo para a Injeção Cíclica

Numa análise mais detalhada da injeção cíclica para diferentes tempos de soaking e diferentes tempos de injeção, tem-se que quanto menor o tempo de soaking, melhor para a produção de óleo, pois menor será a perda de calor para as camadas adjacentes, e assim o reservatório possuirá uma maior energia térmica para escoar o óleo para a superfície.

O tempo de soaking é de grande importância na injeção, pois durante este intervalo o poço permanece fechado para permitir a troca de calor entre o vapor injetado e o óleo do reservatório. Tal tempo foi variado entre sete dias, quinze dias e um mês.

Na injeção cíclica, os poços são abertos para produção após o período de soaking, sendo mantidos em produção até atingir um limite mínimo para recomençar a injeção. Para analisar o efeito da frequência dos ciclos de injeção, a vazão de injeção de vapor por poço foi mantida constante e igual a 500 m³/d.

Após as variações, conclui-se que o melhor resultado foi obtido na injeção cíclica durante um mês e um tempo de soaking de quinze dias, fornecendo um fator de recuperação em torno de 0,7%.

No gráfico de Produção acumulada de óleo, Figura 24, foram comparadas os diversos tempos de injeção e tempos de soaking para a injeção cíclica de vapor.

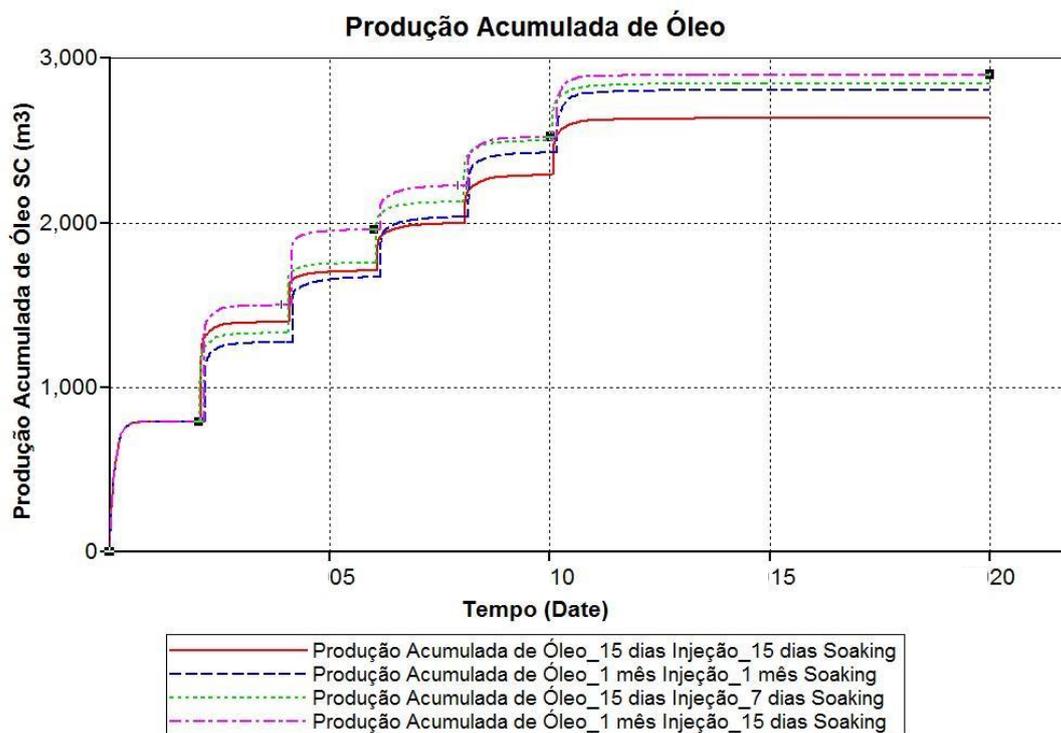


Figura 24 - Produção Acumulada de Óleo versus tempo para a Injeção Cíclica

Na injeção cíclica de vapor a produção acumulada de óleo do melhor método foi de 2900 m³ durante os 20 anos de projeto, o que relativamente não é um valor muito significativo, evidenciando que a injeção cíclica nesse caso, não é um método muito eficiente.

Na Figura 25 pode ser observada a vazão de óleo no tempo para os diferentes casos estudados.

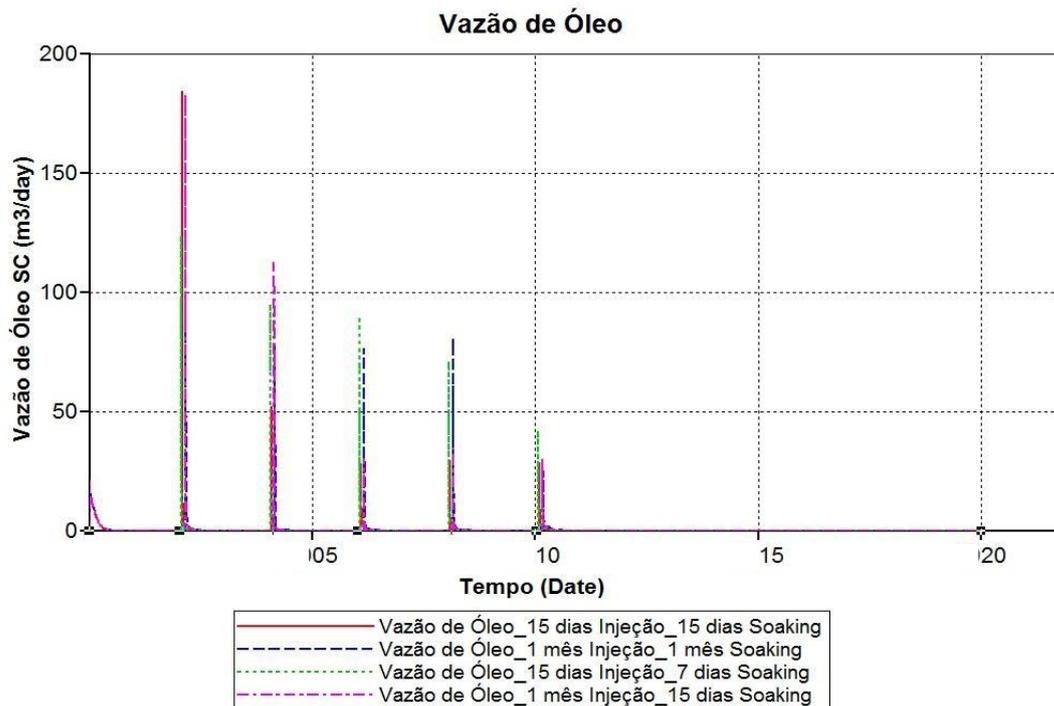


Figura 25 - Vazão de Óleo versus tempo para a Injeção Cíclica

O método de injeção de um mês e tempo de soaking de quinze dias possui os maiores picos, porém o tempo de produção é longo e, com isso, a queda de pressão é elevada, tendo uma significativa redução no decorrer do tempo. Já no método de injeção de quinze dias e tempo de soaking de quinze dias, a vazão é a menor.

Na Figura 26 pode ser observada a água acumulada no tempo para os diferentes casos na injeção cíclica de vapor.

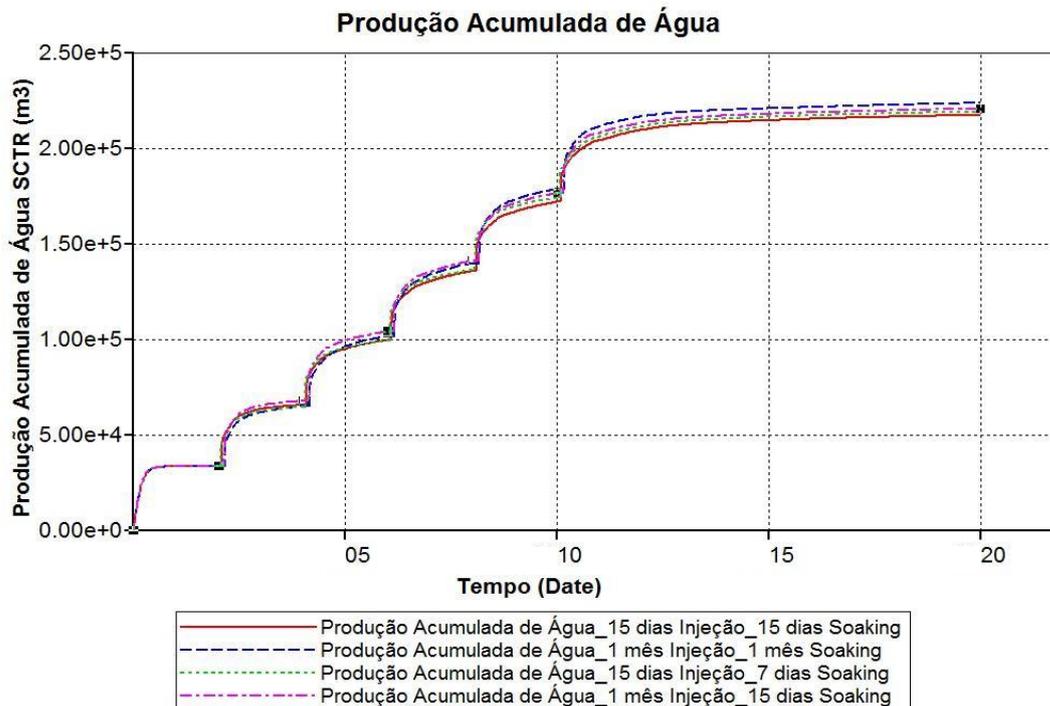


Figura 26 - Produção Acumulada de Água versus tempo para a Injeção Cíclica

No gráfico da água acumulada, é perceptível que a injeção de um mês terá uma maior produção de água, aproximadamente $2,3 \times 10^5$ m³, já que é um dos maiores tempos de injeção entre os métodos, tentando manter a pressão do reservatório.

5.3. COMPARATIVO ENTRE A INJEÇÃO CÍCLICA E A INJEÇÃO CONTÍNUA

Foram realizadas várias mudanças na vazão de injeção contínua de vapor para obter o melhor fator de recuperação, a melhor produção e vazão de óleo, comparando com o melhor resultado da injeção cíclica de vapor, que foi a injeção cíclica de um mês e tempo de soaking de quinze dias.

O modelo *Five-Spot* possui um poço produtor e quatro poços injetores, em cada poço injetor a vazão de injeção teve um valor fixo de 500 m³/d.

O gráfico de fator de recuperação, na Figura 27, mostra as variadas simulações e os resultados obtidos.

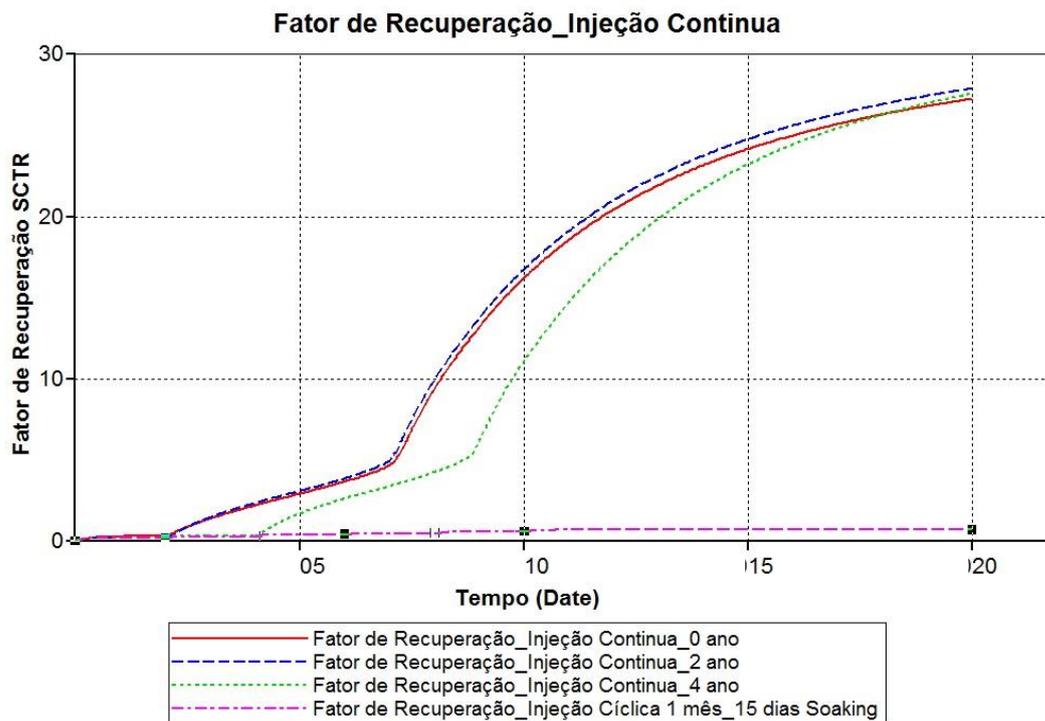


Figura 27 - Fator de recuperação versus tempo para a Injeção Contínua

Na injeção contínua de vapor, a injeção de vapor é feita de forma contínua, mantendo pressão e temperatura suficiente para a redução de viscosidade e, conseqüentemente, a larga produção. Já na injeção cíclica é notório o baixo rendimento quando comparada com a injeção contínua.

Pelo gráfico de fator de recuperação, Figura 27, se observa que a injeção contínua quando iniciada no segundo ano de produção do poço, obteve no fim o melhor resultado, com um fator de recuperação, em torno de 27,8%. Outro ponto relevante, é que perto do fim do projeto, a curva do fator de recuperação tende a convergir para todos os métodos realizados.

A Figura 28 apresenta as simulações realizadas para determinação da produção acumulada de óleo.

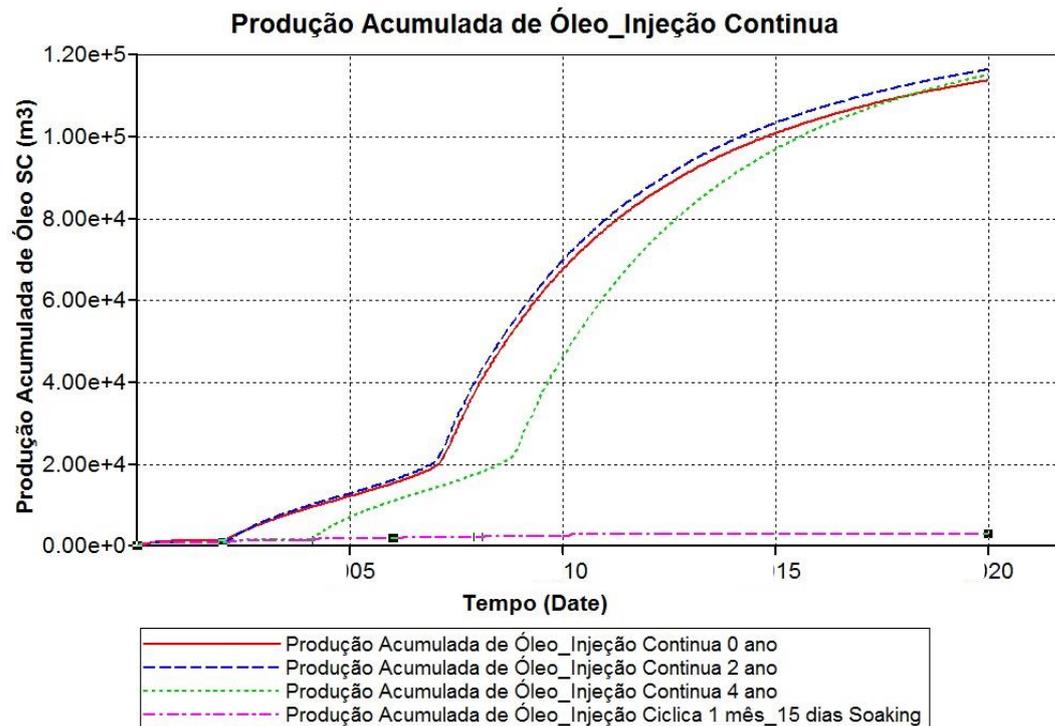


Figura 28 - Produção Acumulada de Óleo versus tempo para a Injeção Contínua

Quanto mais se injeta vapor na injeção contínua, maior será a produção, Figura 28, porém em um determinado momento as curvas vão se convergindo chegando ao seu limite de produção sem grandes mudanças. Isso ocorre pelo fato do vapor está perdendo calor para as camadas adjacentes o que não terá retorno de maior produção.

Como a vazão injetada foi a mesma em todos os casos, o melhor resultado, de acordo com o gráfico foi obtido pela injeção contínua iniciada a partir do segundo ano de produção.

Na Figura 29 pode ser observada a vazão de óleo no tempo para os diferentes casos estudados.

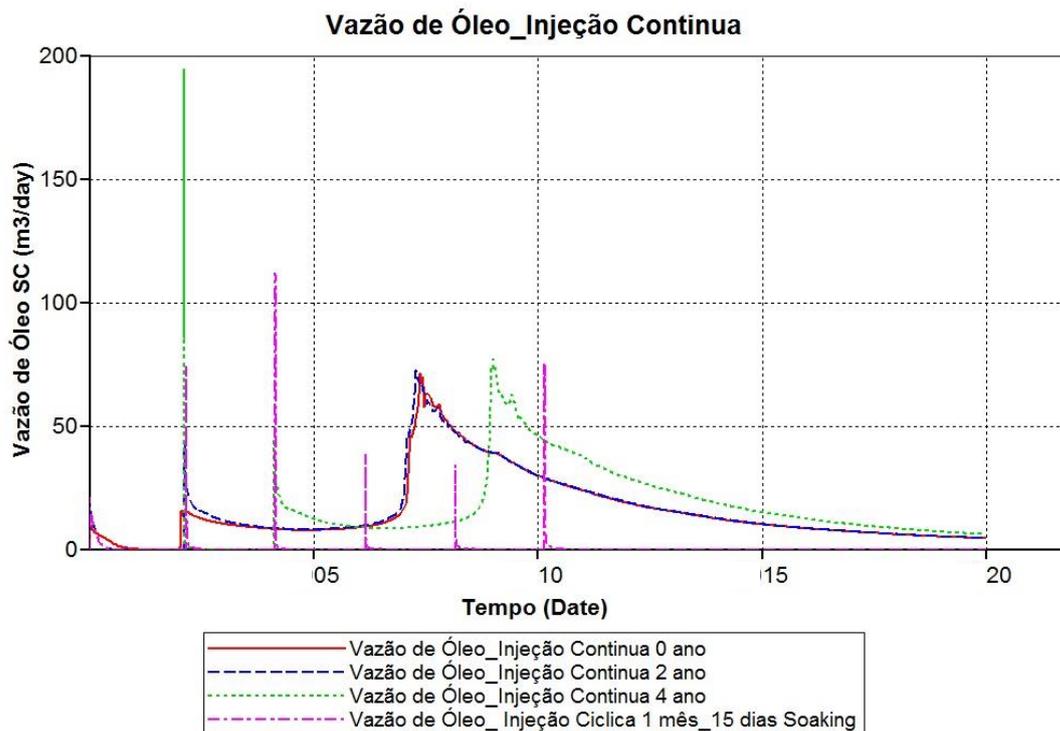


Figura 29 - Vazão de Óleo versus tempo para a Injeção Continua

A vazão de óleo na injeção cíclica tem picos consideravelmente altos, já no início da injeção contínua a partir do quarto ano de produção se obteve um pico de 194,782 m³/dia, porém a vazão de óleo não continua em tão proporção, mantendo sempre as vazões em um valor em torno de 75 m³/d continuamente mantendo a produção de óleo.

Na Figura 30 pode ser observada a água acumulada no tempo para os diferentes casos na injeção contínua de vapor.

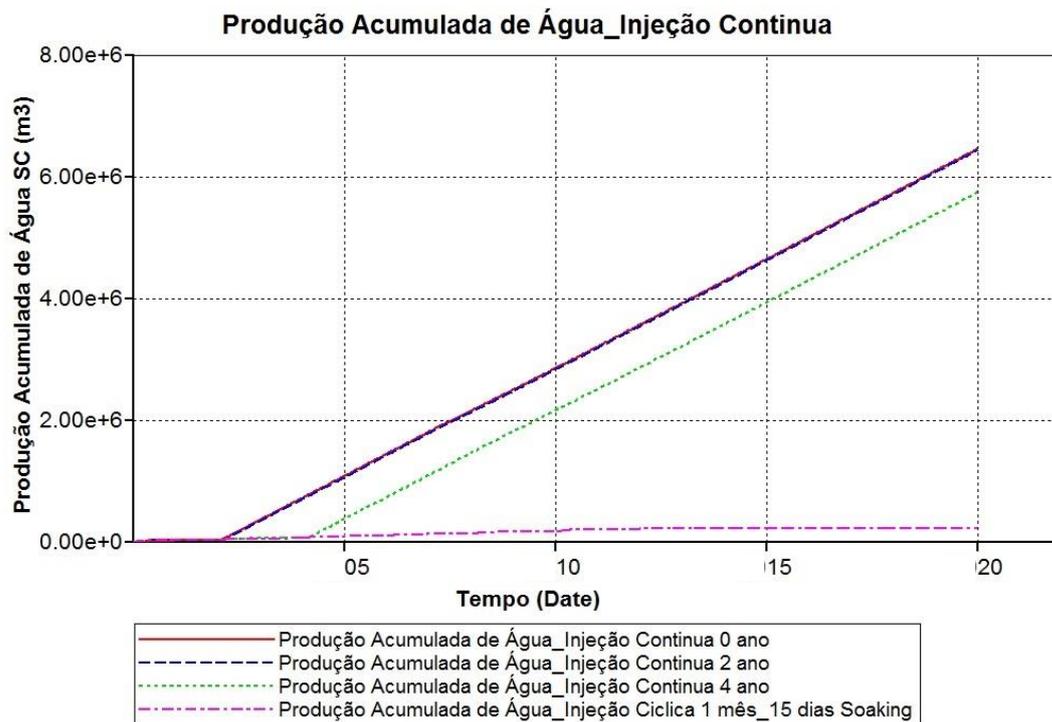


Figura 30 - Produção Acumulada de Água versus tempo para a Injeção Continua

No gráfico da água acumulada, Figura 30, como a injeção continua foi realizada na mesma vazão para todos os casos, têm-se os resultados iguais nos casos da injeção continua a partir do início da produção e a partir do segundo ano de produção, tendo uma produção de mais ou menos $6,47 \times 10^6 \text{ m}^3$.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1. CONCLUSÕES

- A injeção de vapor se mostrou uma boa alternativa térmica para aumentar a produção do reservatório;
- Com a injeção do vapor, o aumento da temperatura e a diminuição da viscosidade do óleo permitiram um melhor escoamento do óleo, aumentando a vazão quando comparada a recuperação primária;
- A injeção contínua quando comparada com a injeção cíclica apresenta resultados mais satisfatórios. Na injeção contínua houve uma maior produção acumulada de óleo;
- O início da injeção contínua afeta diretamente na produção acumulada de óleo, analisando o início da injeção contínua, a partir do início da produção do reservatório, do 2º ano e do 4º ano, sendo o mais eficiente o caso da injeção contínua iniciada no 2º ano da vida de produção do reservatório;
- Nem sempre o aumento da vazão de injeção foi acompanhado do aumento no fator de recuperação, devido a produção de água condensada associada ao método;

6.2. RECOMENDAÇÕES

- Analisar e comparar a injeção de vapor com outros métodos térmicos para que se obtenha o melhor método para o referido reservatório;
- Observar se o método da injeção de vapor é economicamente rentável para o reservatório em questão;
- Fazer um estudo mais detalhado do reservatório, pois cada reservatório tem suas características específicas;
- Analisar a viabilidade ambiental do projeto;

7. REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BARILLAS, Jennys Lourdes Meneses – Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Área de concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil.

CAVALCANTE, Tiago Carvalho de Barros - ESTUDO DO PROCESSO DE INJEÇÃO CÍCLICA DE VAPOR APLICADO A UM RESERVATÓRIO DE ÓLEO PESADO. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil.

MARTINS, Bruno de Castro – Métodos de Recuperação de Petróleo [Artigo Científico]. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAABbXkAJ/1-metodos-recuperacao-petoleo>>. Acessado em: 29/05/2015.

MARQUES, Danielle Raposo Cotia - Análise da Recuperação avançada de Óleo através da Injeção de CO2 alternando com água sob incerteza geológica, disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10004113.pdf>>. Acessado em: 28 de Maio de 2015.

NASCIMENTO, Davi Marques – “Study of application of continuous steam and solvent injection in a reservoir of northeast brazil”. Completion of Course Work, Department of Petroleum Engineering, Rio Grande do Norte Federal University. Natal – RN, Brasil.

QUEIROZ, Gertrudes Oliveira – Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatório de óleo pesado. Dissertação de mestrado, UFRN, programa de Pós-graduação em Engenharia Química. Área de concentração: Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais – Engenharia de Processos. Sub Área: Modelagem e Simulação de Processos, Natal-RN, Brasil.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.