



Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas
Engenharia de Petróleo

DANILO VIEIRA CRUZ

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR COMO MÉTODO DE
RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO**

MOSSORÓ-RN

2014

DANILO VIEIRA CRUZ

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR COMO MÉTODO DE
RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado a Universidade Federal Rural
do Semi-Árido – UFERSA, Departamento
de Ciências Ambientais e Tecnológicas
para a obtenção do título de Engenheiro
de Petróleo.

Orientador(a): Prof^a. D. Sc. Keila Regina
Santana - UFERSA

MOSSORÓ-RN

2014

Ficha catalográfica

DANILO VIEIRA CRUZ

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR COMO MÉTODO DE
RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado a Universidade Federal Rural
do Semi-Árido – UFERSA, Departamento
de Ciências Ambientais e Tecnológicas
para a obtenção do título de Engenheiro
de Petróleo.

APROVADO EM: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. D. Sc. Keila Regina Santana – UFERSA
Presidente

Prof. D. Sc. Jardel Dantas da Cunha – UFERSA
Primeiro Membro

Prof. D. Sc. André Luís Novais Mota - UFERSA
Segundo Membro

AGRADECIMENTOS

Inicialmente a Deus, por me dá força nos momentos mais difíceis, e possibilitar que este momento chegasse.

A meus pais, Maria Orleuda Leitão e José Mairton Cruz, por todo o apoio dado em diversos momentos da minha vida, especialmente minha mãe, que foi quem realmente me deu forças para que eu conseguisse me focar nos estudos.

A todos os meus tios e tias, pelo incentivo dado ao longo dos anos, sempre me desejando o melhor.

A todos os meus primos e primas, pelo total apoio, sempre me incentivando a seguir em frente e buscar os meus objetivos.

Ao meu avô, José Ozete Cruz, e minha avó, Raimunda Cavalcante Leitão, pelo carinho e incentivo, sempre me aconselhando a seguir sempre em frente. Em homenagem aos meus falecidos avós, Osmar Leitão e Judith Lima Cruz.

A Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFERSA, por me dá a chance de acumular conhecimentos que irão ser o diferencial no meu futuro.

Aos diversos professores, especialmente Antônio Robson Gurgel, pela grande ajuda na etapa de simulação, que com a vontade de compartilhar conhecimentos, me deram a chance de crescer intelectualmente.

A minha orientadora, professora D. Sc. Keila Regina Santana, por toda paciência e apoio dado ao longo de todos os meses necessários a conclusão desse trabalho.

A todos os autores, que com seus grandes trabalhos, me deram todo o alicerce para a realização desse trabalho.

Ao LEAP/UFRN, por gentilmente ter cedido as suas instalações para a realização da simulação, que foi base desse trabalho.

Finalmente, a todos os amigos que acreditaram que eu seria capaz da realização desse trabalho.

RESUMO

Esse trabalho tem como objetivo fazer uma análise acerca dos métodos térmicos, em especial da injeção contínua de vapor, como uma forma de recuperação de óleo. O interesse crescente na exploração de reservatórios de óleo pesado e extrapesado, os grandes volumes desses tipos de óleo contido nas reservas e a atual cotação do barril de óleo, tem impulsionado o interesse nos métodos baseado na injeção de vapor. Para reservatórios de óleos pesados em geral, onde este tipo de fluido possui pouca ou nenhuma mobilidade, o enfoque tecnológico dado nas últimas décadas foi o de atuar na redução da viscosidade do próprio óleo, mediante o uso de energia térmica, através da injeção de um fluido aquecido. No Brasil, em especial, na região Nordeste, esses métodos se tornam essenciais, devido a grande quantidade de óleo pesado que ainda podem vir a ser produzidas. O estudo foi conduzido através de uma simulação em um software computacional. A simulação foi realizada através do programa STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulation) do grupo CMG (Computer Modelling Group). Os parâmetros de reservatório que foram analisados foram a permeabilidade horizontal e a porosidade. Enquanto os parâmetros operacionais analisados foram a vazão de injeção de vapor e o título do vapor injetado. Os resultados mostraram que o parâmetro que mais influenciou o FR (Fração de Óleo Recuperada) e o Np (Produção Acumulada de Óleo) foi a permeabilidade horizontal. Em relação às variáveis operacionais, tanto o título do vapor como a vazão de injeção, quando utilizados os valores considerados ideais, mostraram grande influência no aumento do FR do reservatório.

Palavras-Chave: Recuperação. Reservatório. Térmicos. Simulação. Óleo.

ABSTRACT

This paper aims to make an analysis about the thermal methods, especially the continuous steam injection as a form of oil recovery. The growing interest in exploiting reservoirs of heavy and extra-heavy oil, the large volumes of these types of oil contained in reserves and the current price of a barrel of oil has driven interest in based on steam injection methods. For heavy oil reservoirs in general, where such fluid has little or no mobility, technological approach taken in the past decades has been to act on reducing the viscosity of the oil itself, through the use of thermal energy through the injection of a heated fluid. In Brazil, especially in the Northeast, these methods become essential because of the large amount of heavy oil that may still come to be produced. The study was conducted by a computational simulation software. The simulation was performed using the STARS program (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulation) group of CMG (Computer Modelling Group). The parameters that were analyzed were reservoir horizontal permeability and porosity. While operating parameters were the flow of steam injection and the title of the injected steam. The results showed that the parameter that most influenced the FR (Fraction Recovered Oil) and Np (Cumulative Oil Production) was the horizontal permeability. In relation to both the title of steam as the flow injection, when used operational variables considered ideal values, showed great influence on increasing the FR tank.

Keywords: Recovery. Reservoir. Thermal. Simulation. Oil.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Esquema do experimento de Henry Darcy sobre fluxo de água através de filtro de areia.....	25
Figura 2.	Superfície molhável por: A) Água ($\theta < 90^\circ$); B) Água ($\theta = 90^\circ$) e C) Óleo ($\theta > 90^\circ$).....	27
Figura 3.	Distribuição mais comum dos fluidos no interior dos poros da rocha-reservatório.....	28
Figura 4	Curvas de viscosidade para diferentes tipos de óleo.....	30
Figura 5.	Rocha-reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás.....	31
Figura 6.	Película superficial criada pelas forças intermoleculares.....	33
Figura 7.	Injeção de vapor d'água.....	35
Figura 8	Esquema básico da Injeção Cíclica de Vapor.....	39
Figura 9.	Comportamento do fluido injetado na formação de Câmara de Vapor.....	41
Figura 10.	Representação do Fluxo no Injetor.....	43
Figura 11.	Processo THAI™.....	44
Figura 12.	Processo de combustão “ <i>in situ</i> ” direta.....	47
Figura 13.	Perfil de temperatura durante um processo de combustão “ <i>in situ</i> ” direta.....	47
Figura 14.	Modelo base com 10m de zona produtora.....	55
Figura 15.	Gráfico da Variação da Viscosidade com a temperatura.....	57
Figura 16.	Permeabilidade relativa vs saturação de líquido.....	58
Figura 17.	Gráfico da permeabilidade relativa vs saturação de líquido.....	58
Figura 18.	Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório base.....	61
Figura 19.	Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função da injeção de vapor para o reservatório base.....	62
Figura 20.	Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório base.....	63
Figura 21.	Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função do título de vapor para o reservatório base.....	64
Figura 22.	Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função do	

	título de vapor para o reservatório base.....	65
Figura 23.	Curvas de fração de óleo recuperado em função do título de vapor para o reservatório base.....	66
Figura 24.	Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função das diferentes permeabilidades horizontais para o reservatório base.....	67
Figura 25.	Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função da permeabilidade do reservatório base.....	68
Figura 26.	Curvas de fração de óleo recuperado em função da permeabilidade horizontal para o reservatório base.....	69
Figura 27.	Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função das diferentes porosidades para o reservatório base.....	70
Figura 28.	Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função da porosidade do reservatório base.....	71
Figura 29.	Curvas de fração de óleo recuperado em função da porosidade para o reservatório base.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.	Parâmetros do reservatório do modelo padrão utilizado na simulação numérica.....	56
Tabela 2.	Parâmetros operacionais do reservatório padrão.....	57

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO.....	14
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 PROCESSOS EOR (ENHANCED OIL RECOVERY) E IOR (IMPROVED OIL RECOVERY)	16
2.2 O PETRÓLEO PESADO NO BRASIL	19
2.3 ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS E DAS INTERAÇÕES ROCHA-FLUIDO	21
2.3.1 Mobilidade e Razão de mobilidade	21
2.3.2 Porosidade.....	22
2.3.3 Compressibilidade	23
2.3.4 Permeabilidade	24
2.3.5 Molhabilidade	26
2.3.6 Viscosidade	28
2.3.7 Saturação	30
2.3.8 Tensão superficial	32
2.3.9 Capilaridade.....	32
2.4 MÉTODOS TÉRMICOS	34
2.4.1 Injeção de vapor de forma contínua	34
2.4.1.1 Aplicação.....	35
2.4.1.2 Vantagens	36
2.4.1.3 Limitações	37
2.4.1.4 Considerações econômicas	38
2.4.2 Injeção de vapor de forma cíclica	38
2.4.3 Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)	40
2.4.4 Toe-to-Heel Air Injection (THAI™).....	43
2.4.5 Aquecimento Eletromagnético.....	45
2.4.6 Combustão <i>in situ</i>	46
2.5 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS UTILIZADAS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO.....	48
2.5.1 Simuladores da CMG (Computer Modelling Group Ltd.).....	49
2.5.1.1 STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)...	49
2.5.1.2 WINPROP (Phase Behavior and Property Program).....	50
2.5.1.3 BUILDER (Pre-Processing Applications).....	51
3. ESTADO DA ARTE	52
4. MATERIAIS E MÉTODOS	54

4.1 DESCRIÇÃO DO MODELO FÍSICO	54
4.2 PROPRIEDADES DA ROCHA-RESERVATÓRIO	56
4.3 PROPRIEDADES OPERACIONAIS.....	56
4.4 PLANEJAMENTO EXPERIMENTAL	59
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	61
5.1 ANÁLISE DOS PARÂMETROS OPERACIONAIS	61
5.2 ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE RESERVATÓRIO	67
6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	73
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	75

1. INTRODUÇÃO

Atualmente, o petróleo é a fonte de energia mais importante e indispensável para as necessidades e o desenvolvimento dos países. A exploração e a produção do petróleo não só exige investimentos consideráveis, bem como metodologias muito avançadas para se conseguir trabalhar em condições cada vez mais complexas e em regiões de acesso muito difícil (THOMAS, 2001).

A crescente demanda de energia, aliada à difícil descoberta de novas jazidas de petróleo, tornaram essencial o desenvolvimento de novos métodos para aumentar a produção e recuperar petróleo, além dos métodos convencionais já utilizados.

Os reservatórios, cujos mecanismos são pouco eficientes e que por consequência retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exudação da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam a obtenção de uma recuperação adicional. Da quantidade total de hidrocarbonetos presentes no reservatório, deve-se levar em consideração que apenas uma pequena parte realmente será produzida na prática. Daí surgiram o desenvolvimento de novas técnicas, visando a retirada de volumes cada vez maiores do óleo residual (SEGUNDO *et al.*, 2007).

Entre as técnicas avançadas de recuperação de petróleo, encontram-se a injeção de soluções aquosas de polímeros hidrossolúveis, de vapor e de N_2 .

Em função do estabelecimento de novas tecnologias, se tornou essencial para a sociedade o aprimoramento do conhecimento científico dos diversos processos que governam a prospecção, produção e refino do petróleo e gás natural. Em especial, tornou-se vital a importância do desenvolvimento da Modelagem Computacional na descrição dos processos de recuperação de petróleo envolvendo simulação numérica de reservatórios.

A simulação computacional representa uma ferramenta de grande importância na Engenharia de Reservatórios, ajudando a entender desde aspectos geológicos do reservatório em estudo até o escoamento de fluidos na rocha-reservatório, elaborando modelagens e simulando previsões do comportamento dos fluidos em meios porosos.

Nos métodos de recuperação térmica podem se incluir a injeção de água quente, a injeção de vapor, que pode ser realizada em um reservatório de forma contínua, ou de forma cíclica, e a combustão *in situ*. A injeção ou geração de calor no reservatório, é concebido para reduzir a viscosidade do óleo *in situ* e melhorar a razão de mobilidade do processo de deslocamento. Processos de injeção de vapor e água quente são os métodos térmicos mais comuns, devido à relativa facilidade de produção de água quente e vapor.

Métodos elétricos também podem ser usados para aquecer os fluidos em reservatórios relativamente rasos contendo óleo de alta viscosidade, mas os métodos elétricos não são tão comuns como os métodos de injeção de fluido quente.

O método de combustão *in situ* requer a injeção de ar comprimido após o óleo *in situ* ter sido inflamado. O processo de combustão *in situ* é mais difícil de controlar do que os processos de injeção de vapor e que exige que o óleo *in situ* possa ser incendiado, com isso vai ocorrer a formação de gases quentes e com o avanço do calor através da formação se consegue deslocar o óleo aquecido aos poços de produção (FANCHI *et al.*, 2006).

As pesquisas e o desenvolvimento desses métodos são de grande relevância para reservatórios terrestres localizados no Brasil. Regiões como o Espírito Santo, Bahia, Alagoas, Rio Grande do Norte e Ceará possuem grandes volumes de óleo pesado de alta viscosidade e, nestes estados, as recuperações primárias e secundárias são ineficientes (MOREIRA, 2006).

Com os enormes desafios devido à exploração de reservatórios maduros, esta atividade exigirá cada vez mais recursos humanos e tecnológicos avançados, visando maximizar a produtividade e lucratividade de campos de petróleo e minimizar os riscos de produção.

1.1 Objetivo

Esse trabalho tem como objetivo reproduzir a injeção de vapor como método de recuperação em reservatórios de óleo pesados, nesse caso considerando as diversas heterogeneidades presentes nos reservatórios de petróleo, e gerenciá-los de forma experimental, porém, da maneira que melhor represente a realidade, de

forma que possam ser analisadas as melhores alternativas, de tal maneira que os erros possam ser controlados e contornados e a simulação não comprometa todo o projeto.

O objetivo do estudo da simulação de reservatórios é saber o comportamento do reservatório no futuro, achando caminhos e significados, de forma que se possa atingir o objetivo final, o aumento na recuperação final de hidrocarbonetos. Esse trabalho tem como objetivos específicos:

- ✓ Previsão e gerenciamento de reservatórios através da utilização de softwares computacionais;
- ✓ Simulação, a partir de dados já disponíveis, de reservatórios de petróleo da bacia potiguar, com a análise da melhor estratégia para a recuperação de hidrocarbonetos;
- ✓ Avaliar das vantagens e desvantagens de se utilizar a injeção de vapor como método de recuperação em óleo pesado;
- ✓ Identificar a influência dos parâmetros operacionais e de reservatório que influenciam a injeção de vapor em reservatórios de óleo pesado.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Processos EOR (Enhanced Oil Recovery) e IOR (Improved Oil Recovery)

As acumulações de petróleo possuem, na época de sua descoberta, certa quantidade de energia, denominada energia primária. A intensidade dessa energia é determinada pelo volume e pela natureza dos fluidos existentes na acumulação, bem como pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório. Durante o processo de produção há uma dissipação da energia primária, causada pela descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos mesmos ao fluírem em direção aos poços de produção. Essas resistências são devidas, ou associadas, às forças viscosas e capilares presentes no meio poroso. O decréscimo de energia primária reflete-se principalmente no decréscimo da pressão do reservatório durante a sua vida produtiva, e consequente redução da produtividade dos poços (MONTALVO, 2008).

Há duas linhas gerais de ação para contrapor os efeitos nocivos da dissipação da energia primária dos reservatórios de petróleo:

- Suplementá-la com energia secundária, artificialmente comunicada, através da injeção de certos fluidos em poços selecionados.
- Reduzir as resistências viscosas e/ou capilares por meio de métodos especiais, como por exemplo, o aquecimento da jazida (ROSA *et al.*, 2006).

Estes métodos envolvem agentes externos que podem ajudar a diminuir a viscosidade do petróleo, melhorar os canais porosos, diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou aumentar a mobilidade do óleo que se espera ser produzido, podendo abranger métodos térmicos (injeção de vapor, combustão *in situ*, entre outros), miscíveis (injeção de CO₂) ou microbiológicos (BARILLAS, 2008).

O processo de recuperação de óleo de um reservatório através da energia primária é chamado de recuperação primária. Recuperação secundária é o processo pelo qual uma quantidade adicional de óleo é produzida por suplementação da energia primária, artificialmente transferida para a jazida, ou por meios que tendem a tornar a energia primária mais eficiente.

Quando as operações de recuperação secundária começam antes de terminar a fase de produção primária, elas são muitas vezes chamadas de operações de manutenção de pressão. Modernamente, a grande maioria dos sistemas de recuperação secundária é implantada tão cedo quanto possível na vida do reservatório (MONTALVO, 2008).

A recuperação secundária se vale da injeção de fluidos, basicamente água, podendo também ser gás, com objetivo de manutenção, ou restauração, da pressão do reservatório. A recuperação terciária ocorre quando métodos especiais são utilizados para reduzir as resistências presentes no reservatório, por exemplo, alterando propriedades dos fluidos ou alterando interações rocha-fluido.

Essa sequência cronológica de procedimentos indica que após o esgotamento da energia primária, parte-se para a recuperação secundária e então para a terciária. Isso não é regra geral, visto que os métodos de recuperação podem ser, e, cada vez mais são aplicados em qualquer momento, desde o início da vida de um campo, de forma a maximizar o fator de recuperação (FR) dos reservatórios (PEGORARO, 2012).

O inconveniente de considerar as três etapas de recuperação como uma sequência cronológica é que muitas operações de produção em reservatórios não são conduzidas na ordem especificada. Um exemplo bastante conhecido é a produção de óleos pesados na maior parte do mundo. Se o óleo é suficientemente viscoso, este não escoará pela influência da energia primária com vazões economicamente rentáveis, sendo assim a recuperação primária não é recomendável. Para tais reservatórios, a injeção de água pode não ser aplicável devido à alta razão de viscosidades. Nestes casos, a utilização de energia térmica seria o único caminho para recuperar uma quantidade significativa de óleo. Assim, um método normalmente considerado como processo terciário, numa depleção cronológica, seria utilizado no início, e talvez como método de recuperação final (MONTALVO, 2008).

Em outras situações, os também chamados processos terciários seriam aplicados como operações secundárias no lugar da injeção de água. Esta ação seria promovida por fatores como a natureza do processo terciário, a disponibilidade dos fluidos a injetar e também por fatores econômicos. Por exemplo, se a injeção de água antes da aplicação de um processo terciário diminuirá a efetividade global, então a etapa de injeção de água pode ser deixada de lado (MONTALVO, 2008).

Por este motivo, o termo “recuperação terciária” passou a não ser mais utilizado na literatura específica da área e passou a se utilizar o termo “Enhanced Oil Recovery” (EOR), que possui traduções como Métodos Especiais de Recuperação ou Recuperação Avançada de Petróleo.

Outra denominação comumente utilizada é “Improved Oil Recovery” (IOR) que possui como possível tradução Recuperação Melhorada de Petróleo. A diferença entre os dois termos é que a denominação IOR passou a englobar, além dos métodos de recuperação secundária e EOR, quaisquer métodos ou técnicas que tenham o objetivo de aumentar e/ou acelerar a produção em relação à produção primária e/ou secundária, como caracterização de reservatórios, tratamentos em escala de poço (“wellbore vicinity”), otimização da malha de drenagem, sísmica para melhor caracterização das acumulações, dentre outros (PEGORARO, 2012).

2.2 O petróleo pesado no Brasil

Desde 1978, época do início da produção de petróleo da Bacia de Campos (RJ), a produção nacional de petróleo vem crescendo fortemente, sendo que atualmente as reservas brasileiras têm em sua composição mais de 40% de óleos classificados como pesados, apresentando altos teores de enxofre e uma baixa qualidade geral.

As refinarias do mundo inteiro inclusive do Brasil foram projetadas para óleos leves e médios e produzir derivados como: gasolina, diesel, GLP e querosene, entre outros. Atualmente, grande quantidade de coque de petróleo e óleos residuais pesados tem sido produzida como subprodutos dos processos de refino do petróleo pesado.

O Brasil exportou nos últimos anos, em média, cerca de 400.000 barris de petróleo por dia do tipo pesado. Este petróleo pesado não pode ser processado em toda a sua quantidade no país, em vista das características técnicas de nossas refinarias. Portanto, exporta-se parte do petróleo extraído por um baixo valor, e importa-se um óleo mais leve, de maior valor, para fazer a mistura (blending), adequando o petróleo à capacidade técnica das refinarias nacionais (LEÃO, DIAMANTINO, SILVA *et al.*, 2010) .

Para os reservatórios terrestres localizados no Brasil, com grandes volumes de óleos pesados e de alta viscosidade ($^{\circ}$ API menor que vinte), onde as recuperações primárias e secundárias são ineficientes, há uma demanda por utilizar técnicas de recuperação terciária. Ou seja, produzir 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 terciária, ou técnicas especiais de recuperação, destacam-se os métodos térmicos, que são utilizados principalmente para melhorar o escoamento de óleos viscosos ou betuminosos.

No Brasil, a injeção de vapor é o método de recuperação especial mais utilizado para a recuperação de óleos pesados, principalmente no Nordeste. O volume original de óleo atualmente envolvido com esse processo excede os 5 bilhões de barris, dos quais 30% apenas nos Estados do Ceará e Rio Grande do Norte (RODRIGUES *et al.*, 2008).

Essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste e Bacia do Espírito Santo. Tais métodos apresentam elevada recuperação, mas frequentemente são apontados problemas de eficiência energética e operacional, envolvendo também elevados custos para a geração de vapor e tratamento da água produzida. O problema de eficiência energética emerge no momento de um determinado projeto, em que injetar somente vapor se torna inviável economicamente. A questão pode ser traduzida na necessidade de reduzir o volume de vapor injetado por unidade de volume de óleo produzido. Estudos na linha de recuperação melhorada mostram que a injeção de vapor com gases inertes pode reduzir esse índice. Os efeitos benéficos desta redução são múltiplos: reduz-se o consumo de energia, menos CO₂ é lançado na atmosfera, menor a quantidade de água a ser tratada tanto para a produção de vapor como na etapa final de produção. Todos colaborando para a redução dos custos dos projetos de recuperação (RIOS *et al.*, 2011).

2.3 Análise das propriedades dos fluidos e das interações rocha-fluido

Os hidrocarbonetos nos reservatórios apresentam-se nas formas líquida (óleo) e/ou gasosa (gás), quase sempre acompanhados de água. Para se prognosticar o comportamento de um reservatório de petróleo é necessário conhecer todas as características das rochas e dos fluidos que o compõe. Esses fluidos, sistemas monofásicos ou multifásicos, aliados às características intrínsecas da rocha, terão no meio poroso diferentes atuações de transmissibilidade, apresentando propriedades importantes nos mecanismos de exploração, como: mobilidade, porosidade, compressibilidade, permeabilidade, molhabilidade, viscosidade, saturação, tensão superficial e capilaridade (DULLIEN, 1992 e MCCAIN, 1989).

Os simuladores numéricos permitem maior sofisticação nos estudos dos reservatórios, porém, para tanto, é necessário dispor de dados da rocha, dos fluidos do reservatório, da geologia, do histórico de produção, não só em quantidade, mas com boa qualidade para levar a resultados o mais preciso possível (RODRIGUES *et al.*, 2008).

As interações rocha-fluido e a análise das propriedades dos fluidos também são de extrema importância quando se faz uma previsão da produção do reservatório e das possíveis mudanças quando se é realizado um processo de injeção.

2.3.1 Mobilidade e Razão de mobilidade

Segundo Lake (2007), a mobilidade representa a facilidade que um fluido tem de fluir numa determinada rocha-reservatório a uma dada saturação desse fluido.

Rosa (2006), define que a mobilidade de um fluido (λ) é a relação entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e a sua viscosidade, nas condições de reservatório. Se três fluidos (óleo, água e gás) estiverem presentes no meio poroso as suas mobilidades serão definidas, respectivamente, pelas equações 1, 2 e 3.

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}, \quad (1)$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (2)$$

e

$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \quad (3)$$

A razão de mobilidade, M , é a razão de mobilidade entre o fluido deslocante, ou seja, o fluido que é injetado no reservatório, e o fluido deslocado, o óleo.

A razão de mobilidade gás-óleo, é definida por $M = \lambda_g / \lambda_o$. Sabe-se que, quanto maior for a razão de mobilidade, menor será a eficiência de deslocamento de óleo, uma vez que, devido à sua maior mobilidade, o fluido injetado tenderá a “furar” o banco de óleo, criando caminhos preferenciais entre os poços injetores e produtores (THOMAS *et al.*, 2001).

As razões de mobilidade podem ser maiores ou menores que 1. Em geral, considera-se razões de mobilidade maiores que 1 desfavoráveis, pois o fluido deslocante tem maior mobilidade que o deslocado e tende a “ultrapassar” o fluido deslocado durante o escoamento e ser produzido antes do que se espera (early breakthrough). Em contrapartida, uma razão de mobilidade menor do que 1 é favorável e desejável, uma vez que o fluido deslocado, ou seja, o óleo tende a se mover mais rápido em direção aos poços produtores que o fluido deslocante (COTIA *et al.*, 2012).

2.3.2 Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t}, \quad (4)$$

onde ϕ é a porosidade, V_v o volume de vazios e V_t o volume total. O volume de vazios é normalmente denominado volume poroso da rocha e representado pelo símbolo V_p .

A porosidade pode ser:

- **Absoluta:** É a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma.

- **Efetiva:** É a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma. Do ponto de vista da engenharia de reservatórios, a porosidade efetiva é o valor que se deseja quantificar, pois representa o espaço ocupado por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

Rochas com materiais intergranulares, pobre a moderadamente cimentados, apresentam valores aproximadamente iguais de porosidades absoluta e efetiva. Já rochas altamente cimentadas, bem como calcários, podem apresentar valores bem diferentes para essas duas porosidades (ROSA, 2006).

A porosidade também pode ser classificada quanto à gênese da rocha, ou as mudanças sofridas no decorrer do tempo, em primária ou secundária:

- **Primária:** É aquela que se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar. Exemplos de porosidade primária ou original são a porosidade intergranular dos arenitos e as porosidades intercrystalina e oolítica de alguns calcários.

- **Secundária:** É aquela resultante de alguns processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas. Exemplos de porosidade secundária ou induzida são dados pelo desenvolvimento de fraturas, como as encontradas em arenitos, folhelhos e calcários, e pelas cavidades devidas à dissolução de parte da rocha, comumente encontradas em calcários.

2.3.3 Compressibilidade

É definida como o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão. A variação fracional é o quociente entre a redução de volume ΔV e o volume inicial V .

No que diz respeito a meios porosos, a variação de volume em função da variação de pressão é estudada do seguinte modo: os poros de uma rocha

reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm os seus volumes reduzidos. A relação entre esta variação fracional de volumes dos poros e a variação de pressão dá-se o nome de compressibilidade efetiva de formação. Assim:

$$C_R = \frac{\Delta V/V}{\Delta P}, \quad (5)$$

onde: ΔP – Variação de pressão;

C_R – Compressibilidade efetiva da formação;

ΔV – Variação de volume poroso;

V – Volume poroso inicial;

$\Delta V/V$ – Variação fracional de volume.

A compressibilidade efetiva é uma propriedade da rocha que pode desempenhar um papel muito importante durante certa etapa da vida produtiva de um reservatório de petróleo (MANICHAND *et al.*, 2002).

2.3.4 Permeabilidade

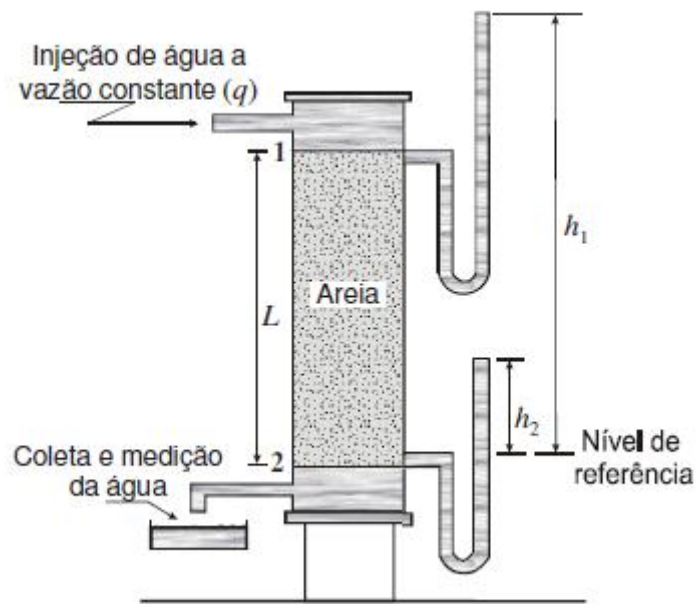
A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos de um material. Para se medir a permeabilidade seria necessário encontrar uma equação que regulasse o fluxo, na qual intervissem todos os parâmetros.

Para que uma rocha venha a ser considerada como um reservatório de petróleo, é necessário que a mesma contenha uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável. Esses dois fatores, no entanto, não garantem que a rocha venha a produzir petróleo. Para que isso ocorra é necessário que a rocha permita que fluidos escoem através dela.

A equação de maior utilização prática para o estudo do fluxo de fluidos em meios porosos foi formulada por Henry Darcy, em 1856, ao estudar problemas de tratamento de água através de filtros de areia. Essa equação, quando adaptada para exprimir o fluxo de fluidos viscosos, pode ser assim expressa: “A vazão através de

um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade”. Em 1856, Darcy investigou o fluxo de água através de filtros de areia com a finalidade de purificá-la. O seu aparelho experimental é mostrado esquematicamente na Figura 1.

Figura 1. Esquema do experimento de Henry Darcy sobre fluxo de água através de filtro de areia.



Fonte: Fundamentals of Reservoir Engineering, DAKE, L. P., page 104, 1978

A equação proposta por Darcy sofreu diversas alterações por outros pesquisadores, e para o fluxo horizontal, a equação da vazão pode ser escrita como:

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L}, \quad (6)$$

onde q é a vazão de fluido (cm^3/s), A a área da seção transversal (cm^2), Δp o diferencial de pressão (atm), μ a viscosidade do fluido (cp), L o comprimento do meio poroso (cm) e k a permeabilidade do meio poroso (Darcy). Verifica-se a partir da eq. (6) que a permeabilidade tem dimensão de área.

A equação de Darcy (6) foi estabelecida sob certas condições:

- Fluxo isotérmico, laminar e permanente;

- Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;

- Meio poroso homogêneo, que não reage com o fluido.

A permeabilidade pode ser:

- **Absoluta:** é a medida da capacidade de um fluido de passar através de uma rocha, expressa pela quantidade de fluido que passa por uma seção unitária, na unidade de tempo;

- **Efetiva:** quando existe mais de um fluido se deslocando simultaneamente no meio poroso, as permeabilidades efetivas dos fluidos dependem das quantidades, isto é, das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A capacidade de transmissão de cada um desses fluidos chama-se permeabilidade efetiva do meio poroso ao fluido em consideração.

- **Relativa:** nos estudos de reservatórios, para facilitar o trabalho, costuma-se utilizar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização. Normalizar todos os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de “permeabilidade relativa” (PRATS, 1982).

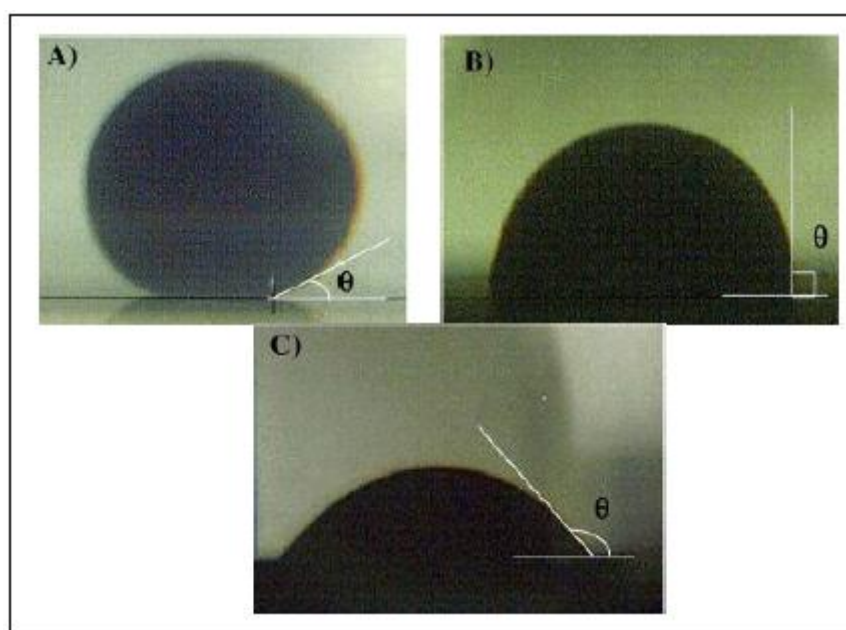
2.3.5 Molhabilidade

Molhabilidade pode ser definida, no contexto da engenharia de petróleo, como a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico (Agbalaka, 2008). Green e Willhite (1998) definem molhabilidade com a tendência de um fluido se espalhar sobre superfície sólida, ou aderir a ela, na presença de um segundo fluido. Segundo Abdallah *et al.* (2007), a molhabilidade é a preferência de um sólido em estar em contato com um fluido em detrimento de outro.

Em geral, quando dois fluidos imiscíveis estão em contato com uma superfície sólida, um deles tende a ser mais atraído para a superfície sólida que o outro. O fluido que é atraído preferencialmente para o sólido é chamado de fluido molhante (GREEN e WILLHITE, 1998).

Por definição, ângulo de contato θ é o ângulo (variando entre 0° e 180°) medido no líquido mais denso (ou, num caso mais geral, no fluido mais denso). Quando esse ângulo de contato é menor que 90° diz-se que o líquido mais denso molha preferencialmente o sólido e quando é maior que 90° diz-se que o líquido menos denso molha preferencialmente o sólido, como mostrado na figura 2 (ROSA *et al.*, 2006).

Figura 2. Superfície molhável por: A) Água ($\theta < 90^\circ$); B) Água ($\theta = 90^\circ$) e C) Óleo ($\theta > 90^\circ$).

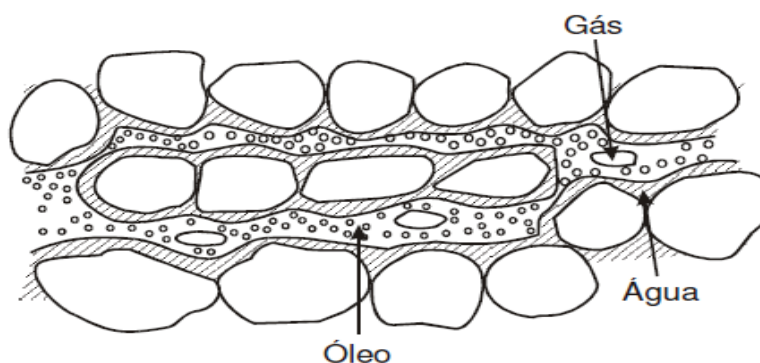


Fonte: SILVA (2003)

Nos reservatórios de petróleo observa-se que a rocha, na maioria dos casos, é molhada preferencialmente pela água em presença do óleo, e nunca pelo gás. Com isso, se num mesmo poro ou espaço poroso de um reservatório de petróleo estivessem presentes água, óleo e gás natural, a distribuição normal desses fluidos no interior do meio poroso seria a que se encontra esquematizada na Figura 3.

A água estaria nas paredes dos poros, isto é, junto aos grãos de sólidos que compõem a rocha. O gás estaria nas porções centrais dos poros, já que é ele o fluido que apresenta a menor tendência de molhar preferencialmente a rocha. O óleo, sendo um fluido intermediário em termos de molhabilidade, estaria localizado entre a água e o gás (ROSA *et al.*, 2006).

Figura 3. Distribuição mais comum dos fluidos no interior dos poros da rocha-reservatório.



Fonte: ROSA *et al.*, (2006)

O processo de aumento de saturação de um fluido no meio poroso pode ser chamado de drenagem ou embebição dependendo da molhabilidade da rocha a esse fluido. Segundo Rosa *et al.* (2006), o processo de embebição se refere ao aumento da saturação do fluido molhante e o processo de drenagem ocorre quando há um aumento de saturação do fluido não-molhante. Por exemplo, uma rocha-reservatório cuja superfície dos poros é preferencialmente molhável à água que sofre injeção de água, passa por um processo de embebição, pois a saturação do fluido molhante aumenta. De modo contrário, se a injeção de água for feita numa rocha-reservatório molhável ao óleo, a rocha passa por um processo de drenagem. Faerstein (2010) afirma que, na prática, se utiliza o termo embebição para designar o aumento da saturação de água e drenagem para designar o aumento da saturação de óleo.

A molhabilidade de uma rocha afeta a natureza das saturações de fluidos e as características gerais de permeabilidade relativa de um sistema rocha/fluido (GREEN e WILLHITE, 1998).

2.3.6 Viscosidade

A viscosidade de um fluido é uma medida da sua resistência ao fluxo. Várias unidades de medição podem ser empregadas, porém a mais comum é o centipoise, que tem como símbolo cp. A viscosidade de um líquido é afetada pelas variações de temperatura e de pressão. Ao contrário do comportamento de um gás ideal, nos

líquidos a viscosidade decresce com a temperatura e cresce com a pressão. Além disso, no caso dos hidrocarbonetos líquidos a viscosidade decresce com o aumento da quantidade de gás em solução.

O comportamento da viscosidade das misturas líquidas depende, além da pressão e da temperatura, da sua composição (ROSA *et al.*, 2006).

Segundo Prats (1982), a viscosidade da fase óleo é calculada pela relação abaixo, que pressupõe uma variação linear da viscosidade com a temperatura.

$$\log[\log(1000\mu_0 + 0,8)] = b_4 \log(1,8T) + a_4, \quad (7)$$

onde: a_4 e b_4 – são calculados através de valores tabelados que relacionam a temperatura T (°F) e a viscosidade do óleo μ_0 (cp). Valores estes relacionados com os resultados do processo.

Segundo Dutra (1987), a viscosidade da fase óleo pode ser calculada pela relação abaixo, que pressupõe uma variação não linear da viscosidade com a temperatura.

$$\mu_0 = e^{(a_4 + b_4 \ln T)}, \quad (8)$$

onde: a_4 e b_4 – são calculados através de valores tabelados que relacionam com a temperatura T (°F) e a viscosidade do óleo μ_0 (cp).

A viscosidade da fase água (μ_w) pode ser obtida da relação apresentada por Farouq Ali, 1970.

$$\mu_w = \frac{2185}{(40,12 + 0,0051547T) - 1000}, \quad (9)$$

Onde:

μ_w – Viscosidade em cp

T – Temperatura em °F

Os óleos pesados contêm proporções maiores de materiais residuais não destiláveis que os óleos convencionais. Os resíduos contêm grandes proporções de asfaltenos que os tornam particularmente viscosos. Os mesmos fatores que determinam a sua viscosidade também afetam fortemente a sua conversão em derivados convencionais. O alto conteúdo de resíduos asfálticos torna os óleos pesados particularmente apropriados para a manufatura de asfalto, mas também

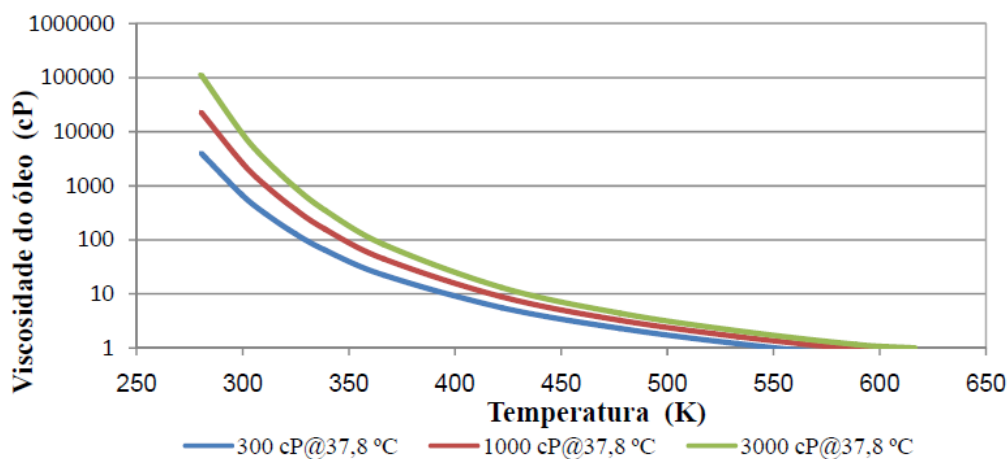
reduz grandemente a sua aplicabilidade para a maioria dos outros propósitos. Serve também na obtenção de subprodutos mais pesados no craqueamento dos hidrocarbonetos, tais como, graxas, naftas, querosenes, diesel, etc (PRATS, 1982).

Os métodos térmicos visam fornecer calor ao óleo com o intuito de reduzir a sua viscosidade, resultando no aumento da sua mobilidade e, conseqüentemente, da sua recuperação (NASCIMENTO *et al.*, 2012).

Na Figura 4, são mostradas três curvas de viscosidades para óleos com diferentes viscosidades (300 cp, 1000 cp e 3000 cp) na condição de 100 °F (37,8 °C) no reservatório, contra a temperatura (K), observa-se que a redução da viscosidade é maior no início do aumento de temperatura.

Nos óleos a viscosidade diminui em forma exponencial com o aumento da temperatura. Após atingir uma determinada temperatura, a redução é menos acentuada. Além disso, nota-se que as maiores reduções são experimentadas em óleos mais viscosos.

Figura 4. Curvas de viscosidade para diferentes tipos de óleo.



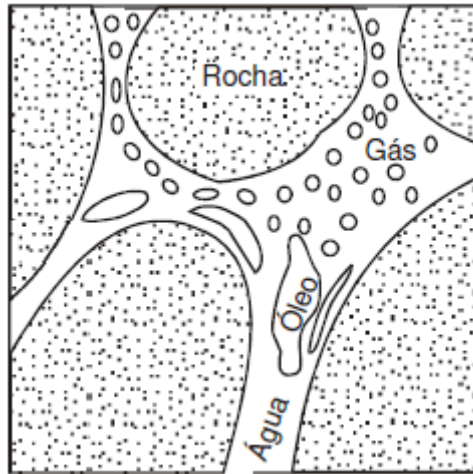
Fonte: BARILLAS (2005)

2.3.7 Saturação

Os espaços vazios de um material poroso podem estar parcialmente preenchidos por um determinado líquido e os espaços remanescentes por um gás. Ou ainda, dois ou três líquidos imiscíveis podem preencher todo o espaço vazio. Nesses casos, de grande importância é o conhecimento do conteúdo de cada fluido

no meio poroso, pois as quantidades dos diferentes fluidos definem o valor econômico de um reservatório. A Figura 5 ilustra uma situação em que os poros da rocha-reservatório estão saturados com três fluidos: água, óleo e gás (ROSA *et al.*, 2006).

Figura 5. Rocha-reservatório contendo três fluidos: água, óleo e gás.



Fonte: ROSA *et al.*, (2006)

Para se estimar essas quantidades, é necessário estabelecer que percentual do volume poroso (V_p) é ocupado por cada fluido (V_f), ou seja, a saturação de cada fluido.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}, \quad (10)$$

A saturação de óleo, água ou gás, respectivamente, é o percentual do volume poroso (V_p) ocupado por cada uma destas fases, ou seja:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}, \quad (11)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}, \quad (12)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}, \quad (13)$$

$$S_o + S_g + S_w = 1, \quad (14)$$

A distribuição dos fluidos na rocha vai depender da afinidade dos fluidos com a rocha reservatório, e quanto maior a saturação mais fácil será o escoamento (QUEIROZ *et al.*, 2006).

2.3.8 Tensão superficial

A interface entre duas fases é uma região de limitada solubilidade que tem, no máximo, algumas moléculas de espessura, e pode ser visualizada como uma fronteira entre os dois fluidos imiscíveis (WILLHITE, 1986).

A tensão interfacial é uma propriedade termodinâmica da interface e é definida como a energia necessária para se aumentar a área da interface em uma unidade (WILLHITE, 1986). A tensão interfacial é também uma medida de miscibilidade: quanto menor a tensão interfacial, mais as duas fases estão próximas da miscibilidade (COTIA *et al.*, 2012).

Quando a superfície de contato se dá entre um líquido e um gás, o fenômeno e as propriedades que aí aparecem chamam-se superficiais. Quando o contato é entre dois líquidos o fenômeno é denominado interfacial. Para efeitos práticos, no entanto, não existe diferença entre os dois fenômenos (ROSA *et al.*, 2006).

Segundo Lake (2007), a tensão interfacial entre água e óleo depende da composição das fases, mas, geralmente, é relativamente alta, variando entre 10 e 30 dina/cm.

2.3.9 Capilaridade

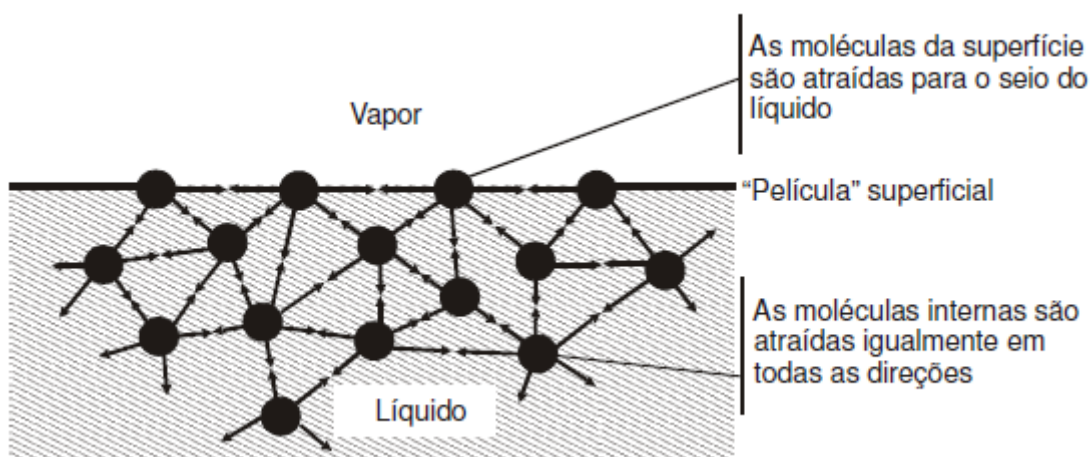
O fenômeno da capilaridade que ocorre no interior dos meios porosos que constituem os reservatórios de petróleo deve-se ao fato de que as jazidas petrolíferas, em geral, contêm dois ou mais fluidos imiscíveis. Por exemplo, nos reservatórios de óleo encontram-se em contato pelo menos dois fluidos imiscíveis, água e óleo. Nos reservatórios de gás estão em contato a água e o gás natural (ROSA *et al.*, 2006).

Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, o(s) mais denso(s) fica(m) na(s) parte(s) mais baixa(s) e existe(m) superfície(s) de

separação entre os fluidos. Isso não ocorre em um meio poroso formado por capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação neste caso não é brusca, existindo uma zona de transição devida aos fenômenos capilares.

Os fenômenos capilares são resultantes das atrações entre as moléculas da massa fluida. No caso de um líquido colocado em um recipiente, por exemplo, como na Figura 6, uma molécula situada no interior do líquido será atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula situada na superfície do líquido, que não será atraída igualmente por estar cercada por moléculas de diferentes tipos, conforme ilustra a Figura 6 (ROSA *et al.*, 2006).

Figura 6. Película superficial criada pelas forças intermoleculares.



Fonte: ROSA *et al.*, (2006)

Os poros numa rocha reservatório são análogos a tubos capilares, pois tem pequenos diâmetros. No entanto, em função da complicada geometria de poros, é difícil calcular analiticamente a pressão capilar nesses sistemas. Em geral, a determinação da pressão capilar para esses sistemas é feita em laboratório (COTIA *et al.*, 2012).

2.4 Métodos Térmicos

Os métodos térmicos classificam-se em duas categorias: injeção de fluidos aquecidos (água quente ou vapor d'água) e aquecimento "*in-situ*".

Dentre os métodos de injeção de fluidos quentes, se destacam:

- Injeção de vapor de forma contínua
- Injeção de vapor de forma cíclica
- Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)

Quando se refere ao aquecimento *in situ* podem ser citados:

- Toe-to-Heel Air Injection (THAI™)
- Aquecimento Eletromagnético
- Combustão *in situ*

O aquecimento por injeção de fluidos aquecidos consiste em aquecer o reservatório através de calor gerado na superfície e então transportado para o reservatório através de injeção de fluidos quentes. Geralmente, usa-se a água como meio de transportar este calor desde a superfície até a zona de óleo. Dependendo da quantidade de calor que se deseja fornecer ao reservatório, pode-se injetar na forma de vapor supersaturado, vapor subsaturado ou ainda na forma líquida (água quente).

No aquecimento "*in situ*", o calor é gerado dentro do próprio reservatório e duas formas atualmente predominam: a combustão "*in situ*" e o aquecimento eletromagnético (OLIVEIRA *et al.*, 2009).

2.4.1 Injeção de vapor de forma contínua

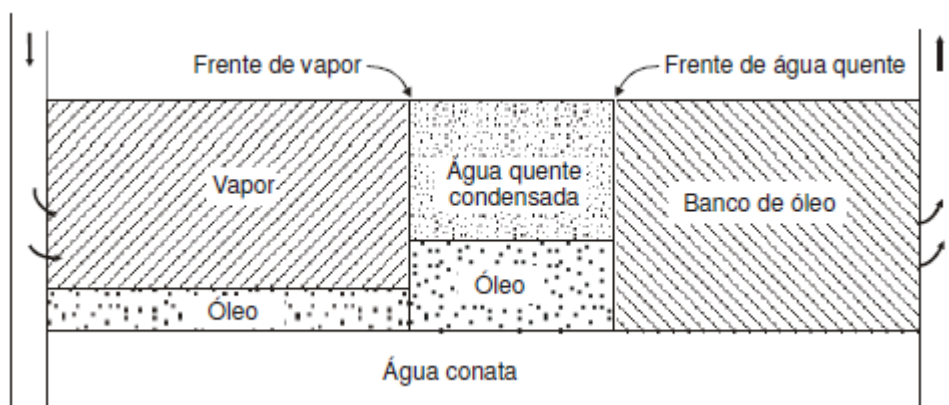
A injeção de vapor de forma contínua, objetivo deste trabalho, diferentemente da injeção cíclica, consiste em uma injeção contínua desse fluido. Enquanto na injeção cíclica tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, na injeção contínua os poços injetor e produtor são diferentes, conforme ilustra a Figura 7. Uma

zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório.

A recuperação por injeção de vapor depende de vários fatores. Os mais importantes são os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada. A redução da saturação de óleo é máxima nesta zona por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Na zona invadida pelo vapor a saturação de óleo é posteriormente reduzida por efeitos de mecanismos de gás e possivelmente destilação por vapor e extração por solvente. Os efeitos do mecanismo de gás geralmente são mínimos, mas a destilação por vapor pode contribuir significativamente para a produção de certos óleos (ROSA *et al.*, 2006).

A destilação por vapor é um dos mecanismos que pode contribuir significativamente para a redução de saturação dos óleos e consequentemente para a produção de alguns desses. Sendo assim, as mudanças na composição do petróleo no reservatório durante o processo térmico de recuperação devem ser levadas em consideração (CAVALCANTE, 2011).

Figura 7. Injeção de vapor d'água.



Fonte: Fundamentals of Tertiary Oil Recovery (1976)

2.4.1.1 Aplicação

Segundo Rosa (2006), a injeção de fluido aquecido é limitada em seu uso a relativamente poucos reservatórios. As seguintes características são favoráveis ao método:

- Óleos viscosos entre 10 e 25 °API, com viscosidade entre 100 e 5000 cp, são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. Óleos voláteis de alto °API podem ser considerados para o método de injeção de vapor devido à recuperação adicional causada pela destilação do óleo e extração por solvente.
- Reservatórios com menos de 900 metros de profundidade, entre 90 metros e 900 metros, minimizam as perdas de calor. Também o calor latente é maior a pressões mais baixas. Portanto, mais calor pode ser transportado por unidade de massa de vapor injetado em reservatórios rasos, de baixa pressão, do que em zonas mais profundas a altas pressões.
- Temperatura do reservatório não deve ser crítica.
- Permeabilidade maior ou igual a 500 md, na prática sendo maior que 200 md, auxilia o fluxo de óleos viscosos. A permeabilidade em projetos de injeção de vapor é muito importante porque a resposta depende da vazão de injeção.
- Uma saturação de óleo próxima de 0,15 m³ de óleo/m³ de rocha aumenta as chances de sucesso econômico.
- Preferência por arenitos com alta porosidade e permeabilidade.
- Espessuras de arenito excedendo 9 metros a 15 metros, sendo indicada uma espessura maior que 6 metros na prática, geralmente são necessárias para limitar as perdas de calor da formação em projetos de injeção de vapor.

2.4.1.2 Vantagens

A recuperação térmica por injeção de fluido quente é um método comprovado na prática para produzir óleos viscosos de baixo °API. Em muitos casos nenhum outro método pode ser exequível para reforçar a recuperação primária ou

secundária. Apresenta uma vantagem sobre a combustão “*in-situ*” que é a de danificar menos os poços. Além disso, os métodos de injeção de vapor fornecem maiores vazões de injeção de calor do que outros métodos térmicos. Assim, mais calor é aplicado rapidamente ao reservatório.

A eficiência de deslocamento é aumentada pelo calor à proporção que mais óleo flui. As saturações de óleo atrás da zona de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5% (ROSA, 2006).

2.4.1.3 Limitações

A injeção de vapor é um processo bastante apropriado para formações muito permeáveis e espessas, portadoras de óleo viscoso, apesar de nas formações espessas o mecanismo de segregação gravitacional e eficiência de varrido (relação entre o volume da zona invadida pelo fluido injetado e o volume do reservatório) serem relevantes.

As perdas de calor, gerado na superfície a alto custo, são significativas nas linhas de injeção, nos poços e na formação. Por causa disso, o calor não pode ser utilizado em reservatórios profundos 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, também não sendo indicada a utilização desse método em reservatórios de pequena espessura ou que tenham baixa permeabilidade.

O pessoal do campo deve estar familiarizado com a operação do gerador para manter a eficiência. Operações a altas temperaturas acarretam riscos de segurança adicionais.

A falha na cimentação, em poços de completação convencional, é frequente sob operações térmicas. Os poços novos devem ser completados e equipados para operar em altas temperaturas.

A produção de areia é comum em projetos térmicos. A formação de emulsão é possível com alguns óleos durante a injeção de vapor. “Fingers” de vapor podem acontecer na parte superior da formação que está sendo contatada (ROSA, 2006).

A segregação gravitacional durante a injeção de fluidos no reservatório foi percebida desde a década de 70 e, a princípio, sabia-se que afetava de forma

prejudicial o reservatório, de tal maneira que, devido a esse efeito, havia uma redução de 20 a 50% da recuperação de óleo esperada. A partir do ano 2000, deu-se uma maior atenção à segregação gravitacional, onde foram feitas simulações numéricas para analisar o comportamento da segregação gravitacional durante a injeção de fluidos, de forma a vislumbrar soluções operacionais para reduzi-la, aumentando assim a eficiência de varrido no reservatório (RODRIGUES *et al.*, 2008).

2.4.1.4 Considerações econômicas

O investimento inicial em geradores de vapor é alto. O aluguel de unidades portáteis para testar a resposta do reservatório ao método pode ser considerado para minimizar o risco.

Óleos de alta viscosidade usualmente considerados para os projetos térmicos também são os de menor preço. O resultado do alto investimento, alto custo de operação e menor preço do óleo é um lucro relativamente baixo.

A disponibilidade e o custo do combustível para aquecimento da água ou geração de vapor são fatores importantes. Gás natural ou óleo, cada um tem vantagens e desvantagens. Geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m³ de água para vapor para cada m³ de óleo queimado. Portanto, ao menos 1 m³ de óleo dever ser recuperado para cada 15 m³ de água injetada como vapor.

Projetos de sucesso geralmente usam instalações centralizadas para diminuir custos de produção e de geração do vapor (ROSA *et al.*, 2006).

2.4.2 Injeção de vapor de forma cíclica

Segundo Rosa (2006), a injeção cíclica de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primariamente uma técnica de estimulação que, através da redução de viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo. Podem ser utilizados tanto poços verticais quanto horizontais, a depender da espessura da formação (GALVÃO *et al.*, 2012).

Embora a injeção cíclica de vapor não seja considerada uma técnica de recuperação secundária, é frequentemente usada em projetos de injeção contínua de vapor. Na maioria desses projetos a injeção de vapor começa como um programa de injeção cíclica e é posteriormente mudado para injeção contínua quando o programa cíclico torna-se marginal (ROSA *et al.*, 2006).

A injeção cíclica de vapor consiste de três fases distintas: períodos de injeção, geralmente a altas pressões e altas temperaturas, visando dilatar ou fraturar o reservatório e reduzir a viscosidade do óleo da formação, de espera “soaking” e de produção, como mostra a figura 8. No período de injeção, o vapor é injetado no poço por um determinado período (dias e até semanas). No período de “soaking”, o poço permanece fechado por alguns dias, para que o calor injetado seja mais bem distribuído a uma maior parte do reservatório e, no período de produção, o mesmo poço utilizado para a injeção de vapor é equipado para produzir o óleo aquecido, até que o ciclo seja repetido. Todas as fases do ciclo podem sofrer variações para otimizar o processo. A cada ciclo, o processo se torna menos eficiente, resultando cada vez mais em vazões menores. Os ciclos são repetidos até atingir o limite econômico.

Operações térmicas requerem uma maior atenção do pessoal de engenharia e de operação para mantê-las eficientes. Para a estimulação cíclica, a otimização de programas de injeção requer comparação das respostas anterior e atual de cada poço, o que significa que são necessários testes frequentes dos poços (ROSA, 2006).

Figura 8. Esquema básico da Injeção Cíclica de Vapor.



Fonte: GALVÃO (2012)

A resposta à injeção cíclica de vapor varia consideravelmente com o tipo do reservatório. Para estruturas espessas, muito inclinadas, a drenagem por gravidade é dominante e muitos ciclos são possíveis, à medida que óleo menos viscoso e aquecido continue a fluir para baixo em direção ao poço produtor. Para reservatórios pouco inclinados, onde o mecanismo de produção é o gás em solução, a energia do reservatório é rapidamente depletada, limitando o número de ciclos de injeção.

Na injeção cíclica de vapor, grandes frações do vapor injetado são produzidas na forma de líquido, tornando o manuseio da água um fator importante. Do ponto de vista econômico, um bom indicador de desempenho é a ROV (razão óleo vapor). Os melhores resultados apresentados na literatura mostraram os primeiros ciclos recuperando cerca de 4,77 m³ de óleo por barril (0,159 m³) de água injetada na forma de vapor. À proporção que a energia do reservatório é depletada essa razão tende a diminuir (ROSA *et al.*, 2006).

Este processo tem sido aplicado com bastante sucesso, devido ao rápido retorno durante o período de produção. Por outro lado, o fator de recuperação do óleo tende a ser baixo, 10-20% do óleo na área drenada designada para um poço (FAROUQ ALI, 2003).

2.4.3 Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)

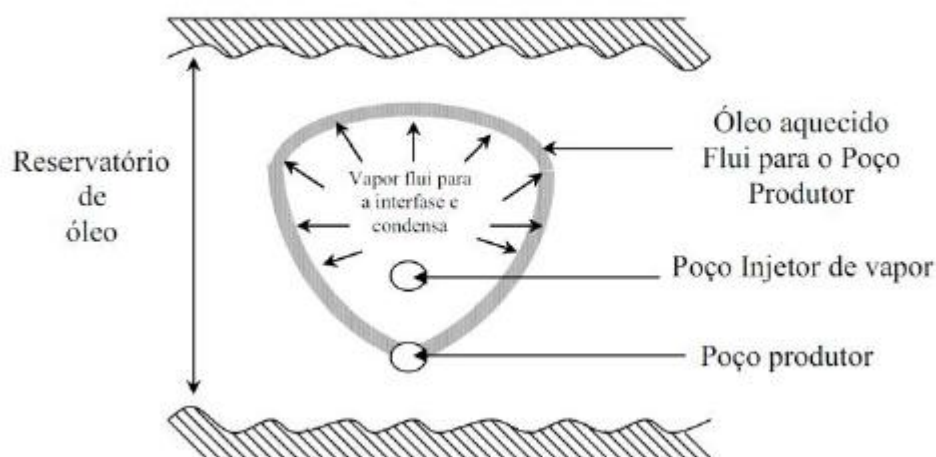
O processo SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) trata-se de um método térmico aplicado em reservatórios de óleo pesado ou betume.

O processo de drenagem gravitacional assistida por vapor (SAGD), também conhecido como Dual Well Steam Assited Gravity Drainage – DW-SAGD, é similar à injeção de vapor convencional, porém utiliza poços horizontais tanto para injetar como para produzir. Este método envolve dois poços horizontais paralelos, um acima do outro e distantes alguns metros entre si, um produtor na base do reservatório e um injetor de vapor no topo do reservatório, figura 9. O vapor injetado de forma contínua no poço superior tende a subir formando a câmara de vapor e consequentemente entrando em contato com uma grande área do reservatório devido à extensão dos poços horizontais, enquanto que o vapor condensado e o óleo aquecido tendem a descer, isto é, escoar na interface vapor-óleo da câmara

sendo direcionados para o poço produtor devido à força gravitacional (NASCIMENTO *et al.*, 2012).

Sendo assim, o calor é transferido por condução, convecção, e calor latente de vapor. O óleo aquecido é drenado, através de uma bomba, uma vez que impulsionado pela gravidade em direção ao tubo horizontal localizado na base do reservatório imediatamente abaixo do tubo de injeção (LEÃO, DIAMANTINO, SILVA *et al.*, 2010).

Figura 9. Comportamento do fluido injetado na formação de Câmara de Vapor.



Fonte: BARILLAS (2008)

Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. O processo SAGD oferece uma cobertura de vapor mais sistemática para o reservatório, proporciona maior contato de volume de óleo e, adicionalmente, neste processo os fluidos mantêm-se quentes durante a produção do poço o que permite aumentar a recuperação de óleo.

O desempenho deste processo pode ser significativamente afetado por determinados parâmetros operacionais e geométricos do reservatório. Exemplos disso podem ser: a permeabilidade horizontal e vertical das rochas, a heterogeneidade do reservatório, a espessura da zona de óleo, o aquífero e as condições operacionais tais como: distância entre poços, comprimento de poços e as variações do projeto de injeção no processo SAGD (BARILLAS, 2004).

A câmara de vapor formada pela injeção contínua cresce para cima e para os arredores. A temperatura dentro da câmara torna-se igual à temperatura do vapor injetado. Após a condensação do vapor com o óleo frio na interface da câmara, o calor é transferido ao óleo. Então, o óleo aquecido e a água condensada drenam por gravidade até o poço produtor localizado abaixo do injetor. Estudos apresentados na literatura indicam que esse método pode proporcionar um fator de recuperação de até 70 % na área de influência dos poços (BARILLAS, 2005).

Este método térmico de recuperação avançada é mais efetivo para óleos com alta viscosidade, ou para betume, e tem sido demonstrado ser economicamente viável em projetos comerciais de recuperação de petróleo, desde que os reservatórios não sejam muito espessos. Porém as perdas de calor da câmara de vapor são elevadas. Uma vez que uma grande quantidade de vapor é utilizada, por unidade de volume de óleo produzido, implicando assim em uma combustão elevada do gás natural e também em grandes quantidades de dióxido de carbono emitido por volume de óleo produzido (GATES I. D., 2010).

Existem suas variações, como ES-SAGD (Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage), no qual um solvente é misturado com vapor e injetado no betume, ajudando a reduzir a viscosidade do óleo além do que seria obtido apenas com vapor. No ES-SAGD, o solvente injetado pode ser utilizado para substituir a produção de vapor, favorecendo assim o meio ambiente. A recuperação do solvente previsto a partir de simulações é de cerca de 80%, em campos pilotos dirigidos.

Uma forma mais recente do método SAGD é o Tubo Único de Vapor Assistido por gravidade e drenagem (SW-SAGD), que utiliza um mecanismo comum de injeção de vapor e recuperação do óleo. Em um caso típico, o vapor é injetado no final do poço, enquanto a parte que está fluindo é captada na sua parte inicial. O percentual de recuperação do SAGD pode chegar até 60%, porém, a maior eficiência foi observada em poços horizontais, onde o tubo foi utilizado tanto para a injeção quanto para a produção, segundo Alkin e Bagci (2001).

Deve-se observar também a proporção da autofagia da energia, através da qual, pelo menos um metro cúbico de óleo deve se recuperado para cada 15 m³ de água injetada como vapor, pois geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m³ de água para vapor para cada m³ de óleo queimado (MOREIRA, 2006).

2.4.4 Toe-to-Heel Air Injection (THAI™)

Trata-se de um processo de extração desenvolvido por Malcolm Greaves, um professor da Universidade de Bath na Inglaterra durante 17 anos, e testado pela primeira vez em um poço de petróleo pesado em Alberta, no Canadá. Este processo utiliza um duto vertical através do qual o ar é injetado no poço de petróleo, e então queimado.

A queima começa na zona de coque, formando uma barreira de resistência ao fluxo no duto horizontal, prevenindo a quebra da passagem de ar. A passagem do ar pode ser observada conforme apresentado na figura 10 (LEÃO, DIAMANTINO, SILVA *et al.*, 2010).

Figura 10. Representação do Fluxo no Injetor.



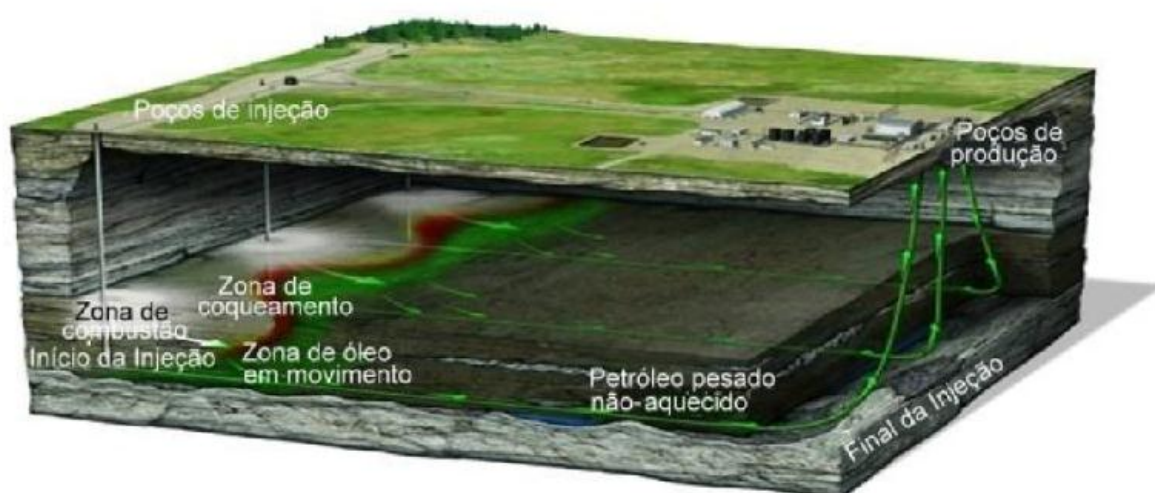
Fonte: HEAVY OIL INFO (2008)

Como o calor é criado *in situ* com o THAI™ (figura 11), o processo pode ser aplicado a reservatórios muito mais profundos. Naturalmente, a temperatura aumenta com a profundidade e por isso muitos reservatórios de óleo pesados

profundos já se beneficiam significativamente desse método *in situ* para a redução da viscosidade.

A matriz de reservatório é importante – um pouco de conteúdo arenoso ajuda com a quebra térmica do óleo à frente da área de combustão. O processo pode decompor intervalos de xisto intermitentes que podem obstruir de outra maneira a permeabilidade. O THAI™ também é eficaz em reservatórios que apresentam água em sua áreas mais profundas, como em parte do campo piloto em Christina Lake (LEÃO, DIAMANTINO, SILVA *et al.*, 2010).

Figura 11. Processo THAI™.



Fonte: PETROBANK (2008)

As simulações de laboratório indicam que o THAI™ pode ser aplicado em tais situações, mas também em muitas zonas menos espessas e com API inferior a 15º, sendo este mais controlável do que sistemas ISC (Combustão *in situ*) convencionais, nos quais os fluidos e o gás circulam sem fluxo pré-definido.

Este processo tem o potencial para entregar melhores taxas de recuperação do que os demais processos de injeção e de ser lucrativo, apresentando preços inferiores a 30 dólares por barril. No laboratório, as recuperações de óleo por tal método atingiam aproximadamente 80% de recuperação do volume original. Tais resultados comprovam a importância de estudar as implementações e melhorias neste processo de injeção de vapor para a recuperação do óleo pesado (LEÃO, DIAMANTINO, SILVA *et al.*, 2010).

2.4.5 Aquecimento Eletromagnético

O aquecimento eletromagnético baseia-se na transformação da energia elétrica em térmica através da interação direta entre o campo eletromagnético e as partículas eletricamente sensíveis do meio, que podem ser íons ou moléculas dipolares dos fluidos (COSTA, 1998).

Quando aplicado a reservatórios de petróleo, a energia é fornecida à formação, aquecendo especialmente a água que, por transferência de calor, transmite energia térmica ao óleo, reduzindo a sua viscosidade. A energia elétrica é transportada da superfície até o reservatório (alvo) através de cabos elétricos ou guias de onda (OLIVEIRA, 2009).

Existem três formas possíveis de realizar o aquecimento eletromagnético, dependendo da frequência empregada: o condutivo, o indutivo e o dielétrico. O Aquecimento Eletromagnético Resistivo (AER) é comumente conhecido simplesmente como aquecimento elétrico. Ocorre devido ao fornecimento de energia elétrica de baixa frequência diretamente ao reservatório (via corrente de condução) e por atrito dos elétrons com as partículas presentes no reservatório, à energia elétrica é convertida em energia térmica (efeito Joule).

Há várias formas de aquecer uma formação utilizando aquecimento eletromagnético, dependendo da frequência do sinal e da corrente elétrica utilizada. Na faixa de altas frequências (altas frequências de rádio e micro-ondas) o aquecimento dielétrico prevalece e os dipolos formados pelas moléculas da água tendem a se alinhar com o campo elétrico aplicado. A alteração deste campo induz ao movimento de rotação das moléculas dos dipolos, com a velocidade proporcional à frequência de oscilação do campo de excitação. O movimento molecular pode resultar em um significativo aquecimento, como acontece, por exemplo, nos fornos de micro-ondas. Quando é usada corrente de baixa frequência, o aquecimento resistivo, ou ôhmico, ou condutivo prevalece. O terceiro método de aquecimento elétrico ocorre quando o fluxo de corrente alternada nos condutores induzem um campo magnético ao redor de um meio, que induz uma corrente secundária (corrente de indução), a qual gera calor no meio. (SAHNI, A. *et al.* 2000). Para que este método prevaleça, há necessidade de elementos indutores no meio (materiais ferromagnéticos). Como os constituintes normais dos reservatórios não possuem estas características, este tipo de aquecimento não é considerado. A exceção

acontece quando elementos que possam ser induzidos eletricamente são acoplados artificialmente ao sistema de fluxo eletromagnético, provocando a indução e a consequente transformação de energia elétrica em térmica (OLIVEIRA *et al.*, 2009).

2.4.6 Combustão *in situ*

A combustão “*in situ*” é uma técnica de recuperação térmica de óleo na qual o calor é produzido dentro do reservatório. No processo “*in situ*” uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, que é sustentada pela injeção de ar. Como em qualquer reação de combustão, o oxigênio se combina com o combustível (óleo) formando dióxido de carbono e água, e liberando calor. À medida que ocorre a oxidação, o processo se intensifica até chegar a uma condição chamada de “ponto de ignição”, onde se inicia a combustão propriamente dita.

A composição do óleo afeta a quantidade de energia (ou calor) liberada. Durante a queima do óleo, sua viscosidade é reduzida, as frações mais leves do óleo vaporizam formando um banco de gás e água na forma de vapor. Este processo utiliza normalmente poços verticais (produtores e injetores).

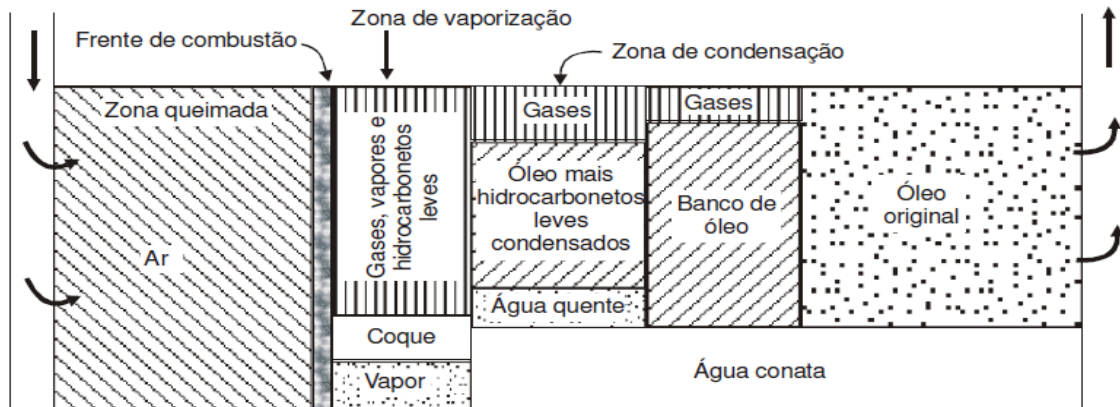
A ignição do óleo no reservatório é o primeiro requisito para a combustão “*in situ*”. Em muitos reservatórios a ignição é espontânea e em outros requer aquecimento. A reação química entre o oxigênio do ar injetado e o óleo do reservatório gera calor mesmo sem combustão. Dependendo da composição do óleo, a velocidade deste processo de oxidação pode ser suficiente para desenvolver temperaturas que podem levar à ignição do óleo. Se não, a ignição pode ser auxiliada pelo uso de aquecedores de fundo, pré-aquecendo o ar de injeção ou por meio de injeção de ar com um produto químico oxidável, tal como óleo de linhaça (ROSA *et al.*, 2006).

A Figura 12 mostra as várias zonas formadas em um reservatório de óleo submetido a um processo de combustão “*in situ*” direta, enquanto a Figura 13 apresenta um perfil de temperatura entre o poço injetor e o poço produtor, ilustrando as variações de temperatura pelas diversas zonas.

O termo combustão direta é frequentemente aplicado no processo “*in situ*” em que a frente de combustão avança no mesmo sentido do movimento de ar, ou seja, do poço injetor para o poço produtor. O processo em que o movimento da frente de

combustão ocorre no sentido inverso da injeção de ar é denominado combustão “*in situ*” reversa (ROSA, 2006).

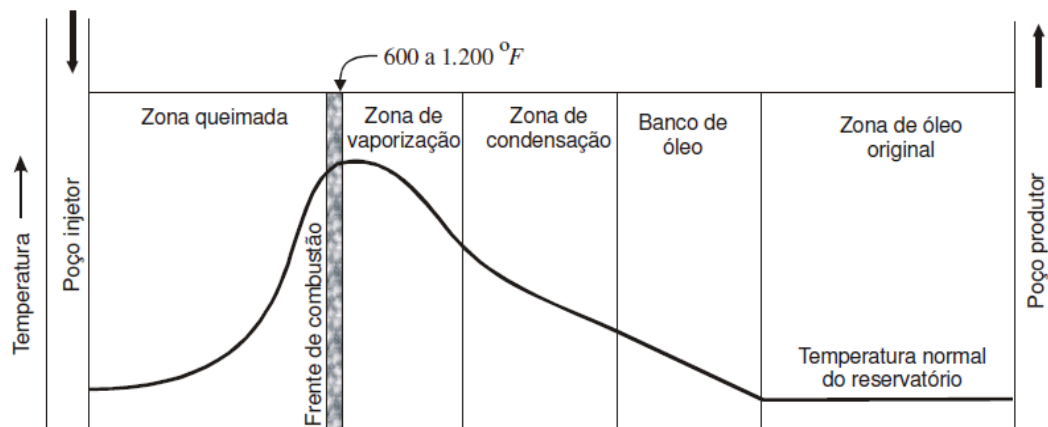
Figura12. Processo de combustão “*in situ*” direta.



Fonte: Fundamentals of Tertiary Oil Recovery (1977)

A alta temperatura obtida durante a queima faz com que as frações leves do óleo adiante da frente de combustão se vaporizem, deixando um resíduo de coque pesado ou depósito de carbono como combustível para ser queimado. Os componentes leves vaporizados e o vapor gerado pela combustão são carregados para adiante, até que se condensam depois de entrar em contato com as porções mais frias do reservatório. A frente se move para adiante através do reservatório somente após a queima de todo o combustível depositado (ROSA, 2006).

Figura 13. Perfil de temperatura durante um processo de combustão “*in situ*” direta.



Fonte: Fundamentals of Tertiary Oil Recovery (1977)

2.5 Ferramentas computacionais utilizadas na recuperação avançada de petróleo

Chung (2004) definiu a simulação computacional como um processo de experimentos em sistemas ou fenômenos físicos, realizados através de modelos matematicamente computadorizados, os quais representam características observadas em sistemas reais.

A partir da simulação computacional é possível a análise de diferentes tipos de sistemas, possibilitando:

- Um maior domínio e conhecimento na operação dos sistemas;
- O teste de novos conceitos ou técnicas antes da implementação física;
- A obtenção de informações sem perturbar o sistema real;
- A observação da evolução de fenômenos em velocidades maiores ou menores do que a velocidade de fenômenos reais.

Segundo Chung (2004), através de simuladores é possível a visualização das principais etapas de um processo, examinando-se as suas formas de operação e entendendo-se suas principais conexões com ambientes externos, sem a necessidade de parar-se o processo real, o que poderia resultar em perturbações inconvenientes ao sistema. Assim, a análise de sistemas em ambientes computacionalmente simulados pode cooperar na melhoria de processos e no emprego de novas técnicas, sem possíveis desgastes do sistema real.

A construção do modelo para a simulação envolve vários aspectos, tais como: o grau de complexidade do problema, objetivos do estudo, grau de realismo desejado quando da comparação com o reservatório real estudado, quantidade e qualidade dos dados de produção, precisão requerida, tempo e custo. Os fatores que mais limitam os estudos de simulação são a capacidade computacional (número e tamanho dos blocos, além do número de componentes) e a quantidade e qualidade das informações disponíveis (referentes aos dados geológicos e de produção) (GURGEL *et al.*, 2009).

Com os dados das características de um reservatório e com o uso de um simulador computacional adequado é possível analisar, avaliar, entender e criar uma estratégia de exploração para um dado reservatório. Dessa forma, o simulador

computacional pode se tornar uma ferramenta de tomada de decisões (OLIVEIRA *et al.*, 2009).

2.5.1 Simuladores da CMG (Computer Modelling Group Ltd.)

Os simuladores da CMG (Computer Modelling Group Ltd.) são ferramentas composta por um conjunto de programas que tem por finalidade construir modelos de reservatórios de petróleo e de fluidos, realizar simulações que possam representar os processos físicos envolvidos na recuperação em um reservatório de petróleo e por final, mostrar os resultados destas modelagens e simulações (OLIVEIRA *et al.*, 2009).

A modelagem e a simulação dos reservatórios de petróleo podem ser realizadas nos principais módulos do programa da CMG (Computer Modelling Group):

- WINPROP (Phase Behavior and Property Program);
- BUILDER (Pre-Processing Applications);
- STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator).

2.5.1.1 STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)

O programa **STARS** (**S**team, **T**hermal and **A**dvanced processes **R**eservoir **S**imulator) da CMG (Computer Modelling Group Ltd.) é um simulador térmico que pode ser utilizado como composicional ou não (Black-Oil) e pode envolver reações químicas e considerações geomecânicas nas três dimensões (Oliveira *et al.*, 2009).

Este programa é um simulador trifásico de múltiplos componentes que foi desenvolvido com a finalidade de simular recuperações térmicas de óleo no reservatório, tais como: injeção contínua de vapor, injeção cíclica de vapor, injeção de vapor com aditivos, combustão “*in situ*”, além de outros processos que contam com aditivos químicos, utilizando uma ampla variedade de modelos de malha e de porosidade, tanto na escala de laboratório quanto de campo. Os sistemas de malha podem ser cartesianos, cilíndricos ou de profundidade e espessura variáveis. Alias,

é possível utilizar configurações bidimensionais e tridimensionais para qualquer sistema de malha (BARILLAS *et al.*, 2008).

Os arquivos de dados de entrada do programa – arquivos “.dat” – incluem, dentre outros parâmetros, a configuração da malha do modelo, as características dos fluidos envolvidos, as propriedades do reservatório em questão e as condições operacionais a serem aplicadas. Já os arquivos “.out” fornecem os resultados formatados da simulação.

A extensão “.mrf” indica os arquivos principais de resultados. Neles estão registrados os dados binários dos resultados de simulação, enquanto que os arquivos com extensão “.irf” correspondem à interface entre os arquivos “.mrf” e os resultados gráficos (GALVÃO *et al.*, 2012).

2.5.1.2 WINPROP (Phase Behavior and Property Program)

O WinProp é voltado para a modelagem do comportamento das fases e das propriedades dos fluidos do reservatório. É uma ferramenta de engenharia que abrange equações de estado que ajudam o engenheiro no entendimento das diversas propriedades dos fluidos.

As propriedades de equilíbrio multifásico das equações de estado são usadas por este módulo para modelar fluidos, agrupar componentes, ajustar dados de laboratório, simular processos de contato múltiplo, construir o diagrama de fases (PVT) e simular experimentos de laboratório (Nascimento *et al.*, 2012).

O WinProp pode ser usado para caracterizar fluidos de reservatórios através de sistemas que combinam PVT, experiências laboratoriais, estudos de miscibilidades e previsão de deposição de asfaltenos, além de instalações de separação na superfície (OLIVEIRA *et al.*, 2009).

Entrando em maiores detalhes, em relação à utilização desse módulo, se pode constatar que o WinProp pode ser usado tanto para as condições de reservatório quanto para as condições de superfície. Ele utiliza as propriedades de equilíbrio multifásico da equação de estado para:

- Caracterizar componentes;
- Ajustar dados de laboratório através da regressão;
- Agrupar componentes;

- Construir diagramas de fases;
- Estudar a miscibilidade;
- Modelar experimentos de laboratório;
- Gerar dados PVT para simuladores da CMG etc.

O arquivo que o WinProp gera para o simulador STARS tem a extensão “.str”. Tal arquivo contém a modelagem dos fluidos do reservatório (e, se for o caso, dos fluidos injetados), podendo ser agregado diretamente a um arquivo “.dat” do STARS (GALVÃO *et al.*, 2012).

2.5.1.3 BUILDER (Pre-Processing Applications)

Esta ferramenta foi utilizada para a construção do modelo de reservatório, ou seja, para a criação do arquivo de entrada, de extensão *.dat, para o simulador STARS da CMG. Para criar o arquivo de entrada utilizam-se: descrição do modelo de reservatório, descrição do modelo de fluido, propriedades da rocha (permeabilidade horizontal e vertical, porosidade, entre outros), condições iniciais de operação (temperatura do vapor, vazão máxima de produção de líquido, pressão máxima no poço injetor, pressão mínima no poço produtor, vazão máxima de produção de líquidos, entre outros) e descrição dos poços (NASCIMENTO *et al.*, 2012).

3. ESTADO DA ARTE

Nas últimas décadas a injeção de vapor foi estudada por diversos autores, com apresentação de modelos analíticos e numéricos. Entretanto, a descrição detalhada do reservatório e a solução das equações que representam os processos físicos são obtidas com maior precisão através de modelos numéricos.

A composição precisa do fluido pode ser definitiva para o aumento na produção de petróleo em processo de injeção contínua de vapor. Em alguns estudos foi mostrado que a presença de componentes leves no óleo favorece a destilação por vapor. Tal fato acentua o deslocamento do óleo para os poços produtores.

Farouq Ali (2003) descreveu os métodos de recuperação de óleos pesados, dentre eles: estimulação por injeção cíclica de vapor, injeção contínua de vapor, combustão “*in situ*” e alguns métodos não-térmicos. O autor concluiu que a produção de petróleo pesado de forma rentável pela injeção de vapor é uma realidade. As variações de injeção de vapor estão sendo desenvolvidos para reservatórios que foram considerados impróprios para injeção de vapor apenas num curto período de tempo. O pesquisador afirma que isto foi possível devido aos avanços na perfuração de poços horizontais e poderosos computadores. A injeção de vapor é dispendiosa, e um cuidadoso projeto e a gestão de calor são as chaves para o sucesso econômico. A combustão “*in situ*” é um processo especial que às vezes pode ser aplicável, quando o vapor não é aplicável (por exemplo, formações finas e profundas, em baixo da água, etc.). Mesmo nesses casos, o uso alternado de fluxo de água quente deve ser examinado.

Segundo M.L. Powers *et al.*, 1985, apud Gurgel (2009), a recuperação de óleo por meio da injeção de vapor é atualmente conhecida como uma das técnicas avançadas mais eficientes na recuperação de óleo pesado. Muitos projetos de deslocamento de vapor têm sido usados em formações de cerca de 15,24 metros ou mais de espessura.

Ferrer, L. *et al.*, 1980, apud Cavalcante (2011), fizeram um estudo sobre os simuladores em injeção de vapor devido à ampla utilização do método de recuperação na Venezuela e do crescimento das tecnologias para aprimorar tal método, surgindo portanto, a necessidade de simulação abrangendo o máximo de detalhes deste processo. A simulação foi aplicada em reservatórios de óleo pesados

considerando um sistema trifásico, multicomponente, variando a composição de 3 (três) e 4 (quatro) componentes em três dimensões. Foi realizado o cálculo de diferenças finitas para ambas as considerações de números de componentes na simulação.

Khos e Cordel (1987), apud Gurgel (2009), realizaram estudos de simulação numérica para um reservatório de 15 m de espessura no campo de Athabaska no Fort McMurray em Alberta. Os estudos foram feitos para comparar o desempenho de poços verticais e horizontais para recuperações de óleos viscosos nesta formação. Eles observaram que se o espaço entre os poços produtor e injetor fosse dobrado (de 50m para 100m) e houvesse zonas de alta permeabilidade entre o injetor e o produtor, muito do vapor injetado circularia através dessas zonas de alta permeabilidade, provocando recuperações prematuras e baixas. A conclusão a que chegaram foi a de que os projetos utilizando poços horizontais podem ter desempenhos significativamente melhores do que aqueles que possuíam poços verticais.

Percebe-se, portanto, que os estudos relacionados à injeção de vapor como método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado são bastante animadores. Assim, torna-se indispensável um estudo da viabilidade de aplicação desta tecnologia em alguns campos maduros da Bacia Potiguar, com as devidas adequações às suas particularidades.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este capítulo tem como objetivo descrever as características do reservatório e dos fluidos do modelo base e apresentar o programa utilizado nas simulações, os parâmetros operacionais utilizados e a metodologia para o desenvolvimento das simulações para este trabalho.

Para a realização deste trabalho foi utilizado o simulador STARS (Steam Thermal Reservoirs Simulation) em um esquema de injeção five-spot invertido. A injeção de vapor se deu sob a forma contínua. O modelo consta de dois poços, um injetor e outro produtor num padrão $\frac{1}{4}$ de five – spot invertido em sistema cartesiano de malhas.

Os parâmetros que são necessários na entrada de dados do simulador “STARS” são: a configuração da malha do reservatório modelo, as propriedades da rocha, do reservatório e do fluido, além das condições operacionais de produção.

4.1 Descrição do Modelo Físico

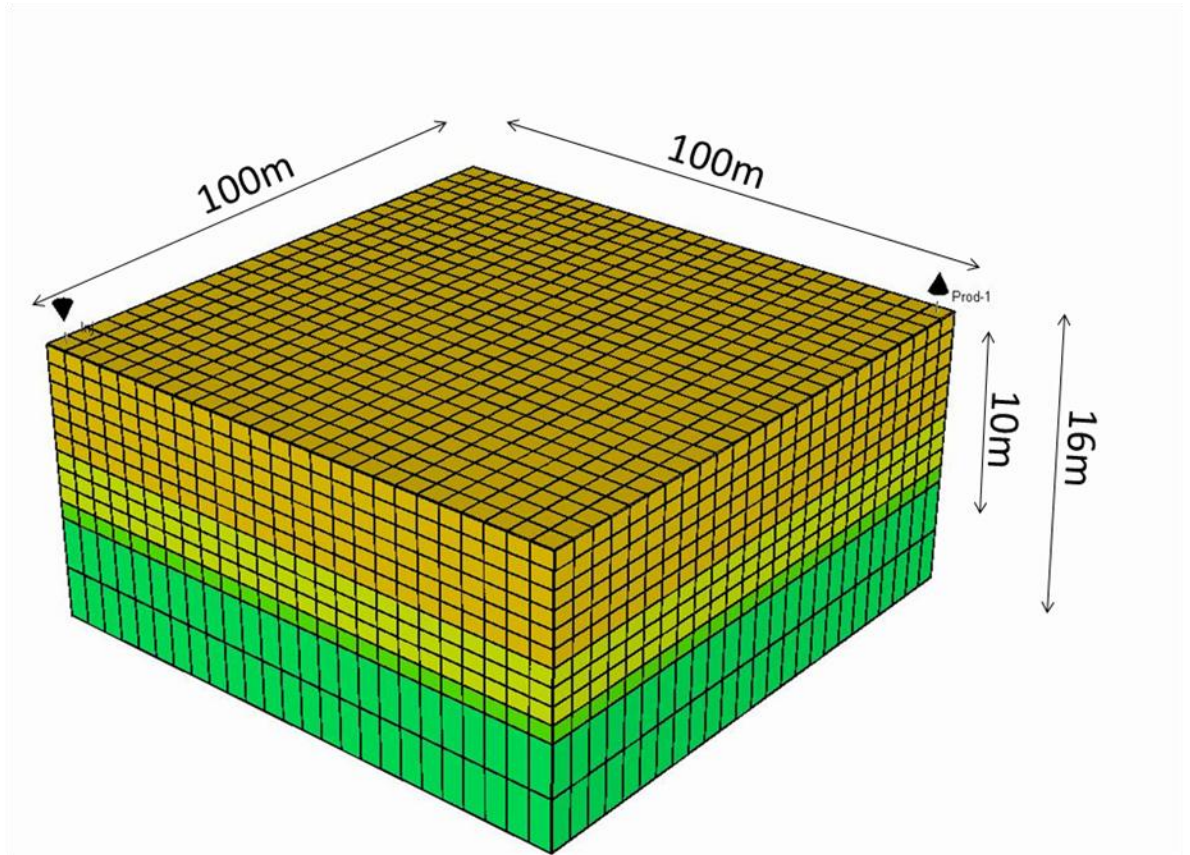
Inicialmente, foram realizadas simulações com o propósito de se escolher o melhor reservatório que possibilitasse uma boa representação da situação a ser analisada. A partir disso, várias simulações foram realizadas buscando-se refinar o modelo para sua posterior utilização no trabalho.

O modelo físico adotado consiste em um modelo retangular tridimensional, de malha cartesiana. O modelo base projetado constou 10.000 m^2 na direção longitudinal e de 1600 m^2 na direção transversal.

A Figura 14, apresenta o modelo base utilizado na simulação, onde este apresenta uma zona produtora de óleo de 10m de espessura e uma espessura da zona de água de 6m.

O modelo apresenta o número total de blocos de 7500 e o número de blocos, nos eixos x, y e z, é $25 \times 25 \times 12$.

Figura 14. Modelo base com 10m de zona produtora.



4.2 Propriedades da rocha-reservatório

Os valores das propriedades do reservatório, e das propriedades das rochas, estão apresentados na tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros do reservatório do modelo padrão utilizado na simulação numérica.

Parâmetros de reservatório - modelo base	Valor
Saturação de óleo no topo da zona produtora (%)	36
Permeabilidade horizontal (mD)	1000
Kv/Kh (%)	10
Porosidade inicial(%)	24
Viscosidade do óleo (cP) @ 38°C	1000
Condutividade térmica da rocha (W/mK)	1,73
Condutividade térmica da água (W/mK)	0,63
Condutividade térmica do óleo (W/mK)	0,13
Espessura de zona de óleo (m)	10
Espessura da zona de água (m)	6
Pressão de superfície (kPa)	101,325
Pressão do reservatório @ 200m (kPa)	1.978
Profundidade do reservatório (m)	200

4.3 Propriedades operacionais

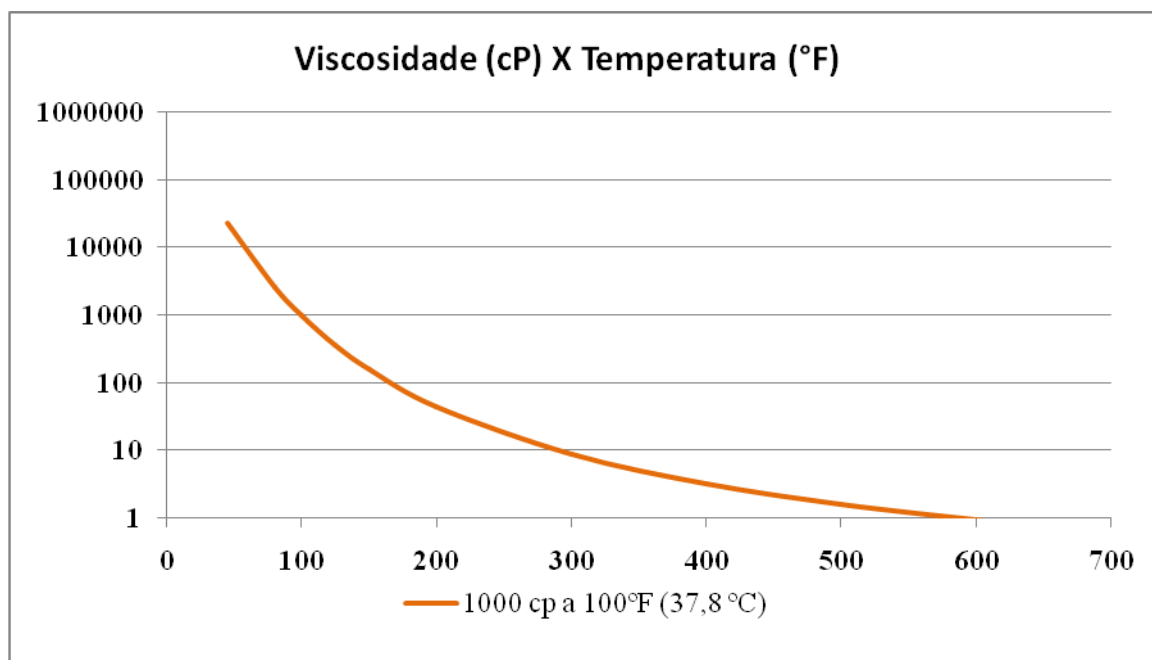
Os dados dos parâmetros operacionais, no caso base, estão dispostos na tabela 2.

Tabela 2. Parâmetros operacionais do reservatório padrão.

Parâmetros operacionais	Valor
Qualidade do vapor (%)	80
Vazão de injeção de vapor (t./dia)	25
Vazão máxima de produção de líquido (m ³ std/dia)	100
Pressão mínima no poço produtor (kPa)	200,5
Pressão máxima de injeção (kPa)	7.198
Temperatura do vapor (K)	561

O óleo utilizado nas simulações possuía viscosidade semelhante a encontrada em reservatórios da Bacia Potiguar do Nordeste brasileiro. Seu padrão de comportamento pode ser descrito de acordo com a Figura 15.

Figura 15. Gráfico da Variação da Viscosidade com a temperatura.



Fonte: BARILLAS (2005)

Os valores de permeabilidade relativa utilizados na simulação estão dispostos nas Figuras 16 e 17.

Figura 16. Permeabilidade relativa vs saturação de líquido.

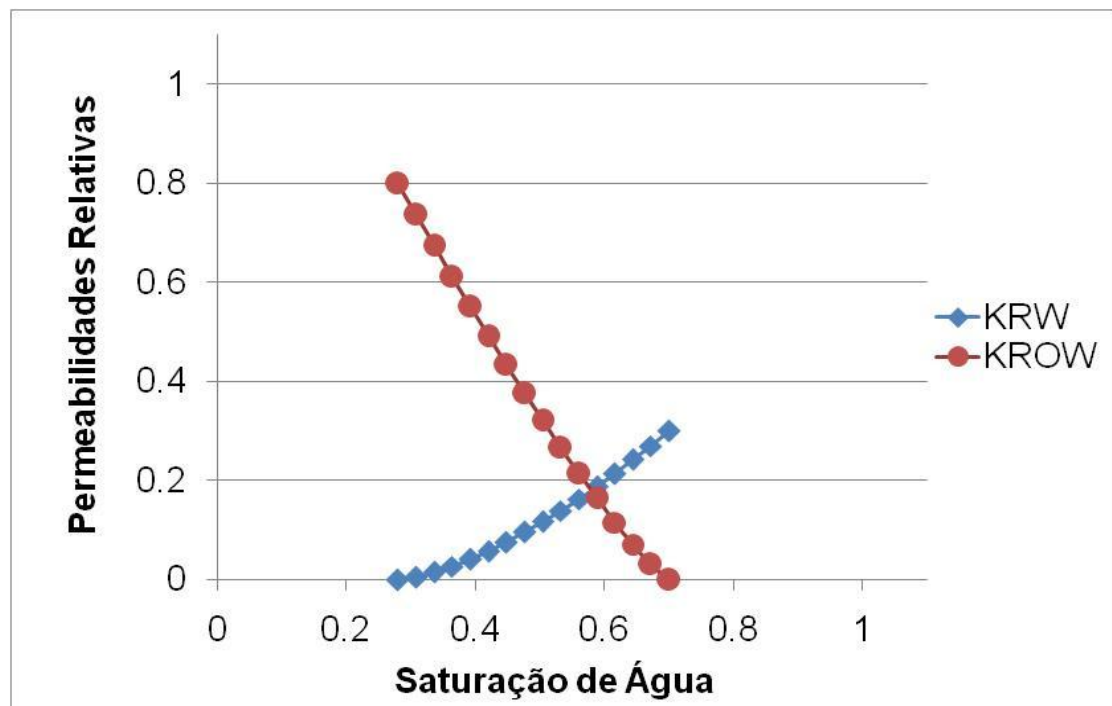
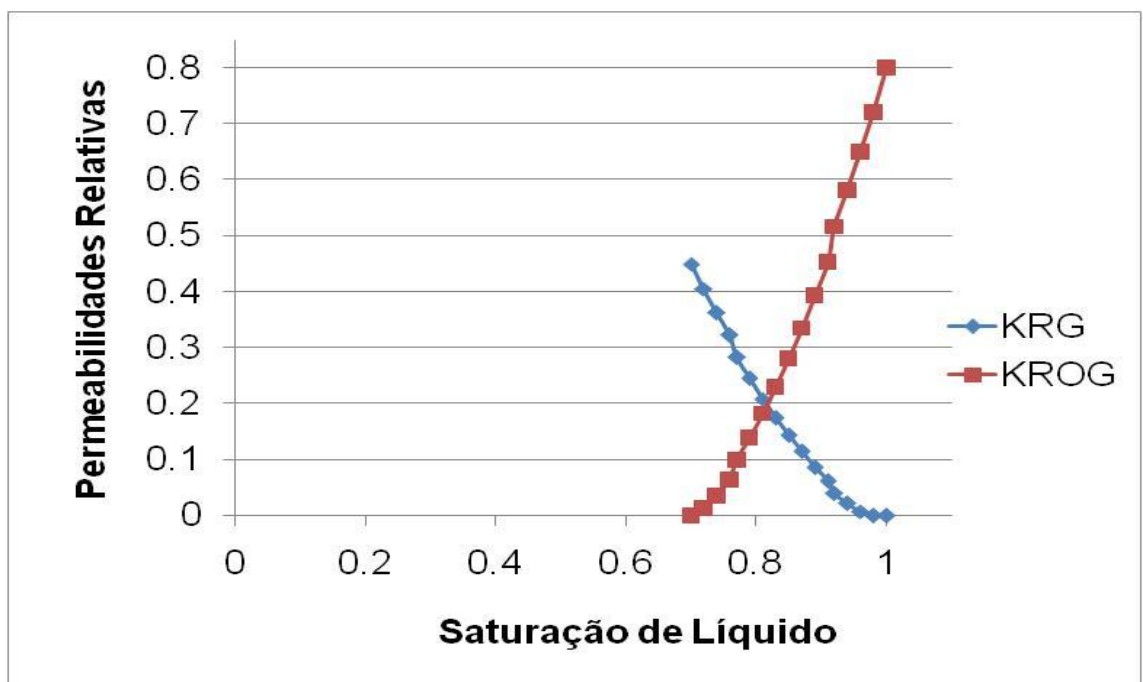


Figura 17. Gráfico da permeabilidade relativa vs saturação de líquido.



4.4 Planejamento Experimental

O objetivo do estudo é analisar o Fator de Recuperação ou a Fração de Óleo Recuperada, bem como a produção de óleo acumulada, líquida acumulada e as curvas de volume de óleo recuperado/volume de vapor injetado, quando se varia os parâmetros operacionais e de reservatório.

A primeira etapa do planejamento experimental consistiu na análise dos parâmetros operacionais e nos parâmetros de reservatório, visando identificar de que forma a fração de óleo foi afetada, com as mudanças desses parâmetros.

Para realizar a análise dos parâmetros operacionais, dois itens foram levados em consideração:

- Estudo da influência da vazão de injeção (ton/dia) no fator de recuperação;
- Estudo da influência do título do vapor no fator de recuperação.

Para o estudo da influência da vazão de injeção, se fixou o título em 80%, a distância entre o poço injetor e produtor foi fixada em 140m, além das demais variáveis e parâmetros das tabelas acima. Foi analisado o FR (fator de recuperação) e o Np (produção acumulada de óleo) para as vazões de injeção de: 15 ton/dia, 25 ton/dia, 30 ton/dia e 35 ton/dia.

Para o estudo da influência do título do vapor no fator de recuperação, se fixou a vazão em 25 ton/dia, a distância entre o poço injetor e o poço produtor foi mantida igual a 140m, além das demais variáveis e parâmetros operacionais das tabelas acima. Então, foi analisado o FR e o Np para os valores do título de: 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

Para realizar a análise dos parâmetros de reservatório, dois itens foram levados em consideração:

- Estudo da influência da permeabilidade horizontal (md) no fator de recuperação;
- Estudo da influência da porosidade no fator de recuperação.

Para o estudo da influência da permeabilidade horizontal no fator de recuperação, se fixou a vazão de injeção em 25 ton/dia, o título em 80%, a distância entre o poço produtor e injetor em 140m, além das demais variáveis e parâmetros das tabelas acima. Então, foram analisados o FR e o Np para os valores de permeabilidade horizontal de: $K_h=500\text{md}$, $K_h=1000\text{md}$, $K_h=2000\text{md}$ e $K_h=3000\text{md}$.

Para o estudo da influência da porosidade no fator de recuperação, se fixou a vazão de injeção de 25 ton/dia, o título em 80%, a distância entre o poço produtor e injetor em 140m, além das demais variáveis de parâmetros das tabelas acima. Foi analisado o FR e o Np para os valores de porosidades de: $\Theta=20\%$, $\Theta=24\%$, $\Theta=28\%$ e $\Theta=32\%$, que são valores normalmente encontrados nas rochas reservatórios.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

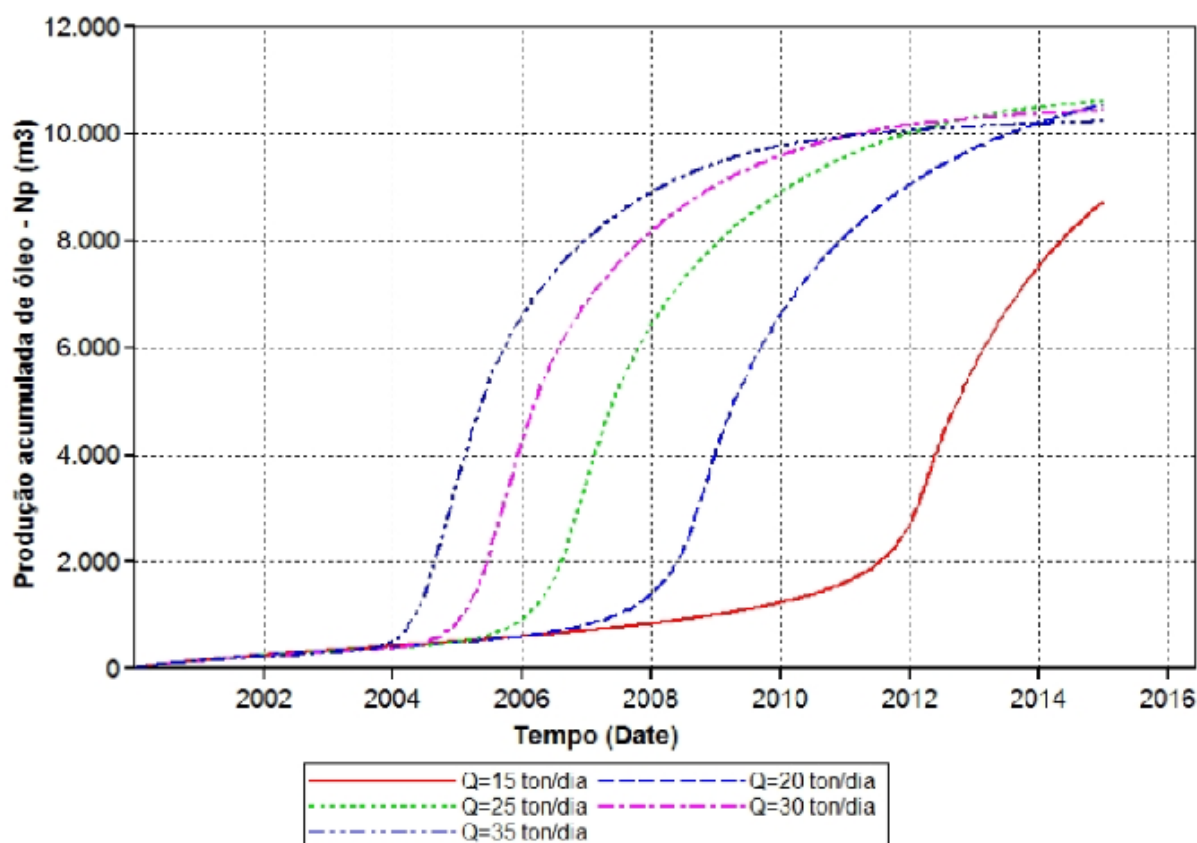
Neste capítulo são demonstrados os resultados e discussões referentes às simulações realizadas para o estudo dos parâmetros de reservatório e operacionais.

5.1 Análise dos parâmetros operacionais

Para o estudo da influência da vazão de injeção, se fixou o título em 80%, a distância entre o poço injetor e produtor foi fixada em 140m, além das demais variáveis e parâmetros das tabelas 1 e 2. Foi analisado o FR (fator de recuperação) e o Np (produção acumulada de óleo) para as vazões de injeção de: 15 ton/dia, 25 ton/dia, 30 ton/dia e 35 ton/dia.

A Figura 18 apresenta as curvas de produção acumulada de óleo para diferentes vazões de injeção, para o reservatório base.

Figura 18. Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório base.



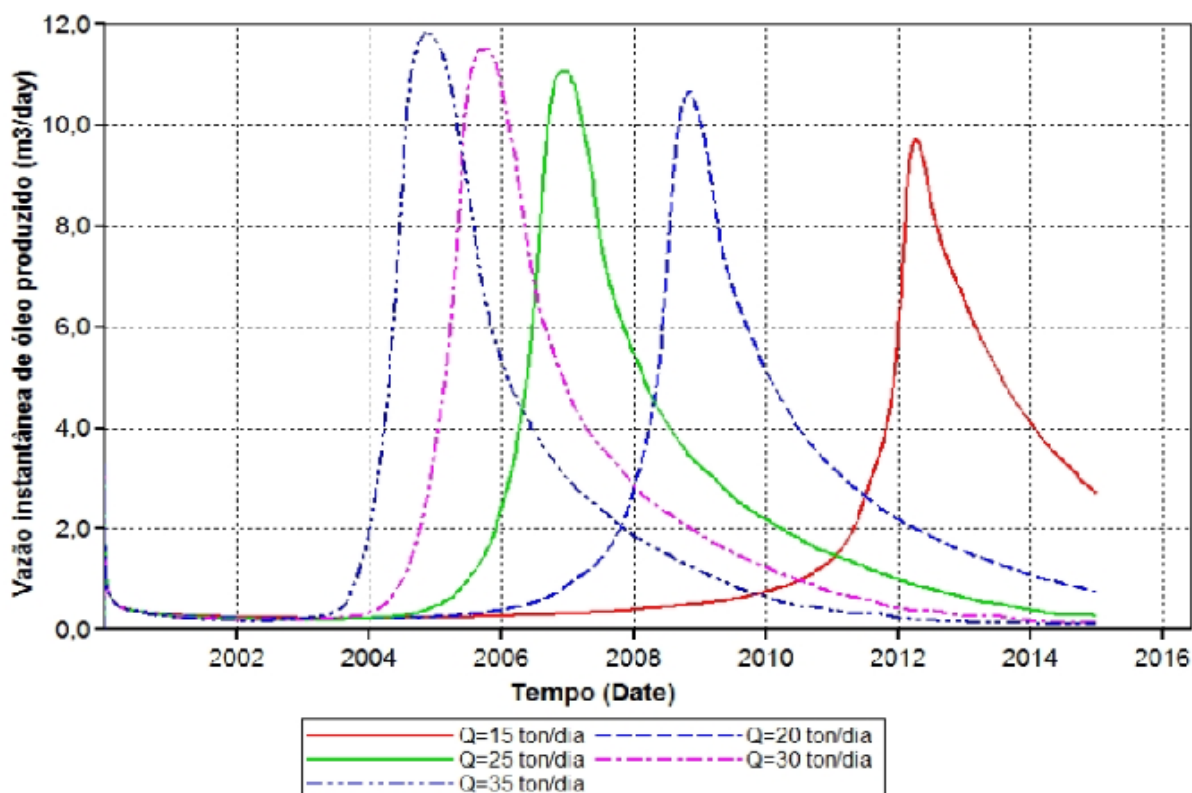
Observa-se na figura 18 que para vazões de injeção maiores, irá ocorrer a antecipação da produção de óleo, com maiores valores da produção acumulada de óleo em uma menor escala de tempo. A situação ideal então, se mostrou para a vazão de injeção de 35 ton/dia, onde com pouco mais de quatro anos desde o início da injeção se pode notar o incremento na produção de óleo, que chega a valores maiores de 10000 m³ de óleo acumulado produzido.

Descartando a vazão de injeção de 15 ton/dia, todas as demais vazões de injeção irão ser semelhantes quanto a produção acumulada de óleo, devendo ser realizado uma análise no projeto, com relação à antecipação da produção que se deseja, visando a recuperação dos gastos com o processo de injeção.

Também pode ser observado que o breakthrough, o momento que o fluido injetado começa a ser produzido no poço produtor, acontece mais rapidamente com vazões maiores, devido o deslocamento do fluido no reservatório ser mais rápido e assim o vapor irá chegar mais previamente no poço produtor.

A Figura 19 apresenta as curvas de vazão instantânea de óleo produzido para diferentes vazões de injeção, para o reservatório base.

Figura 19. Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função da injeção de vapor para o reservatório base.



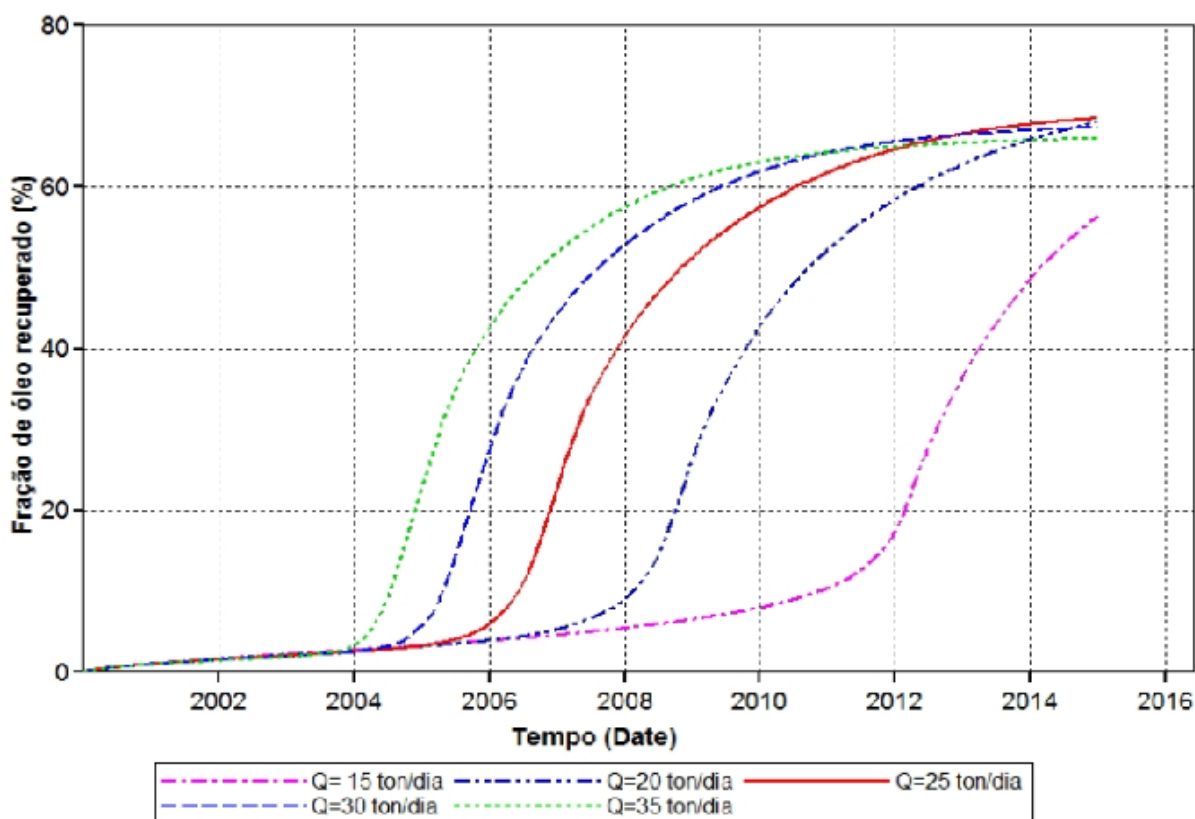
Também nesse caso, se pode identificar que a situação ideal ocorreu quando a vazão de injeção foi de 35 ton/dia, com pico de produção após 5 anos do início da injeção, o que significou maior vazão instantânea de óleo produzido, próximo a 12 m³/dia, o que representou a antecipação das receitas da produção do óleo, beneficiando esse tipo de recuperação, devido aos gastos realizados para a implantação do projeto de injeção.

Porém, essa vazão de injeção pode também ser analisada quando se pretende verificar o tempo de retorno do investimento ou os valores da vazão instantânea, considerando que apenas a vazão de injeção de 15 ton/dia, possui valores mais distantes, quando comparada as outras vazões de injeção.

Com o aumento da vazão de injeção, conseqüentemente se espera o aumento na vazão instantânea de óleo produzido, já que a zona de vapor será maior, fazendo com que uma maior área do reservatório seja invadida.

A Figura 20 apresenta as curvas de fração de óleo recuperada para diferentes vazões de injeção para o reservatório base.

Figura 20. Curvas de fração de óleo recuperada em função da injeção de vapor para o reservatório base.

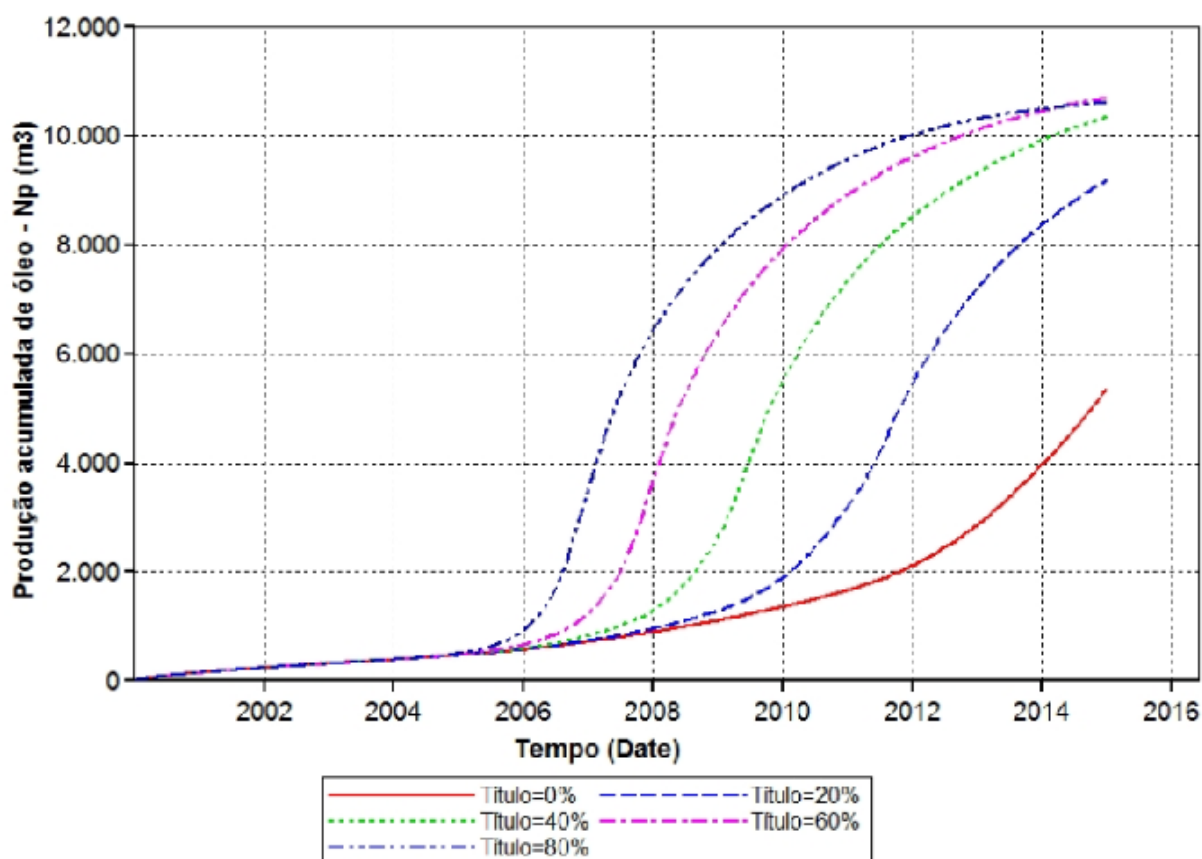


Ao se produzir a curva de recuperação de óleo em função da vazão de injeção para um reservatório de 10m de espessura no final do período de injeção, observou-se que existe uma vazão ideal de injeção que fornece a máxima recuperação possível para as condições especificadas de reservatório. Para este reservatório a vazão ideal de injeção de vapor é de 35 ton/dia. Exceto para a vazão de injeção de 15 ton/dia, os fatores de recuperação para as outras vazões de injeção, são superiores a 60%.

Para o estudo da influência do título do vapor no fator de recuperação, se fixou a vazão em 25 ton/dia, a distância entre o poço injetor e o poço produtor foi mantida igual a 140m, além das demais variáveis e parâmetros operacionais das tabelas 1 e 2. Então, foi analisado o FR e o Np para os valores do título de: 0%, 20%, 40%, 60% e 80%.

A Figura 21 apresenta as curvas de produção acumulada de óleo para diferentes títulos, para o reservatório base.

Figura 21. Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função do título de vapor para o reservatório base.

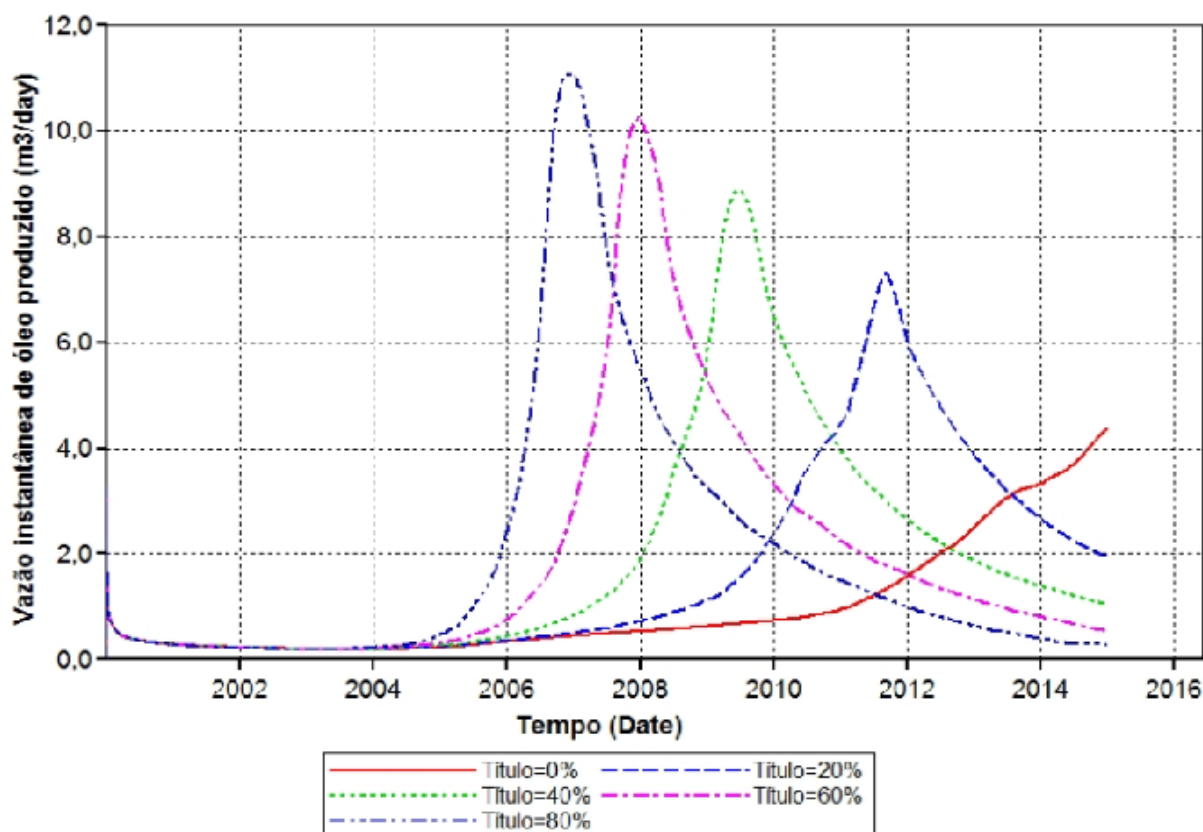


Ao se produzir a curva de produção acumulada de óleo em função do título de vapor para um reservatório de 10m de espessura no final do período de injeção, observou-se que existe um título ideal de injeção que fornece a máxima recuperação possível para as condições especificadas de reservatório. Para este reservatório o título ideal de vapor é de 80%. Principalmente, pela antecipação da produção de óleo, que passou a ocorrer próximo a 5 anos após o início da injeção, quando foi utilizado o título de 80%, porém apresentou poucas diferenças em relação a produção acumulada de óleo, N_p , quando comparado a injeção de vapor que apresentava título de 60%.

Como esperado, uma maior quantidade de vapor tende a se refletir em uma maior produção acumulada do reservatório, já que será provocado um maior aquecimento do óleo *in situ*, com sua posterior produção.

A Figura 22 apresenta as curvas de vazão instantânea de óleo produzido para diferentes títulos de vapor utilizados na injeção, para o reservatório base.

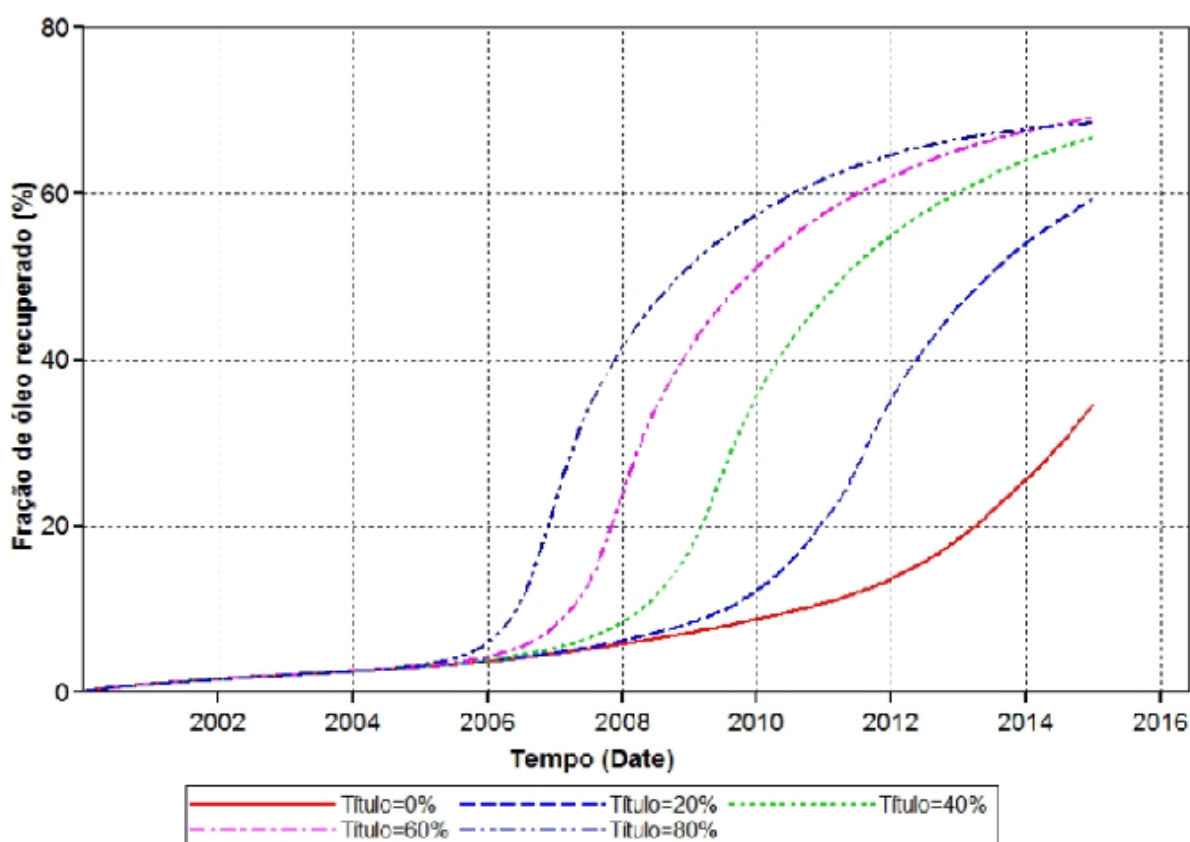
Figura 22. Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função do título de vapor para o reservatório base.



Desde o início da injeção se pode observar o aumento instantâneo da vazão de produção de óleo, e após 7 anos, se consegue perceber o início dos picos de produção máxima para as diferentes vazões, exceto quando o título é de 0%, que mesmo apresentando um aumento na vazão, não consegue atingir um pico aceitável economicamente para um projeto de injeção, de acordo com valores existentes na literatura, sendo também o que apresenta a resposta mais tardia em relação a produção, quando comparado aos outros títulos. Nesse caso, se tem a situação ideal, tanto em antecipação da produção, quanto em pico de produção instantânea de óleo, o título de 80%.

A Figura 23 apresenta as curvas de fração de óleo recuperada para diferentes títulos de vapor para o reservatório base.

Figura 23. Curvas de fração de óleo recuperado em função do título de vapor para o reservatório base.



Excetuando-se o título de vapor de 0%, que apresenta um FR próximo de 38%, o restante dos títulos de vapor irão apresentar um FR próximo de 60%, alguns

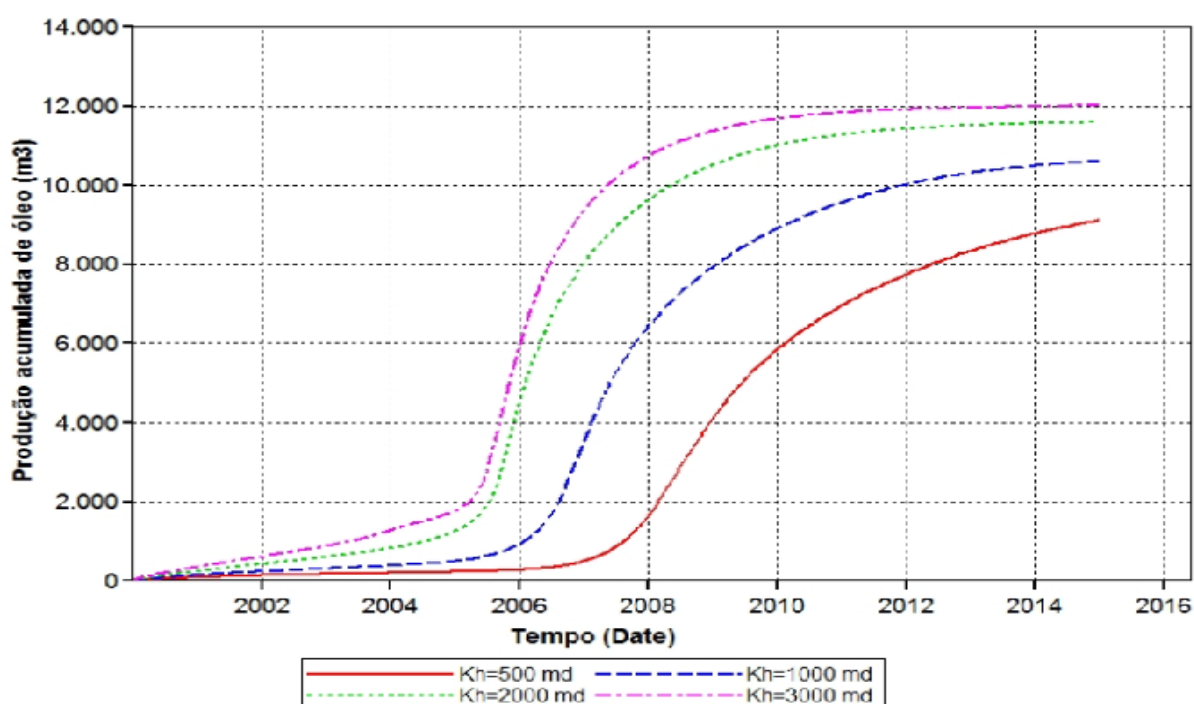
até próximos de 70%. Após o início da injeção, se pode observar, o aumento da fração de óleo recuperada, porém somente a partir do 5º ano de injeção do vapor, se pode notar que o FR começa a aumentar consideravelmente, inicialmente para os maiores valores de título. Então o título ideal para o reservatório base é de 80%, principalmente pelo retorno mais rápido do óleo extra produzido, e pelo alto FR que é alcançado com a injeção de vapor que possui esse título.

5.2 Análise dos parâmetros de reservatório

Para o estudo da influência da permeabilidade horizontal no fator de recuperação, se fixou a vazão de injeção em 25 ton/dia, o título em 80%, a distância entre o poço produtor e injetor em 140m, além das demais variáveis e parâmetros das tabelas 1 e 2. Então, foram analisados o FR e o Np para os valores de permeabilidade horizontal de: $K_h=500$ md, $K_h=1000$ md, $K_h=2000$ md e $K_h=3000$ md.

A Figura 24 apresenta as curvas de produção acumulada de óleo para diferentes permeabilidades horizontais, para o reservatório base.

Figura 24. Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função das diferentes permeabilidades horizontais para o reservatório base.

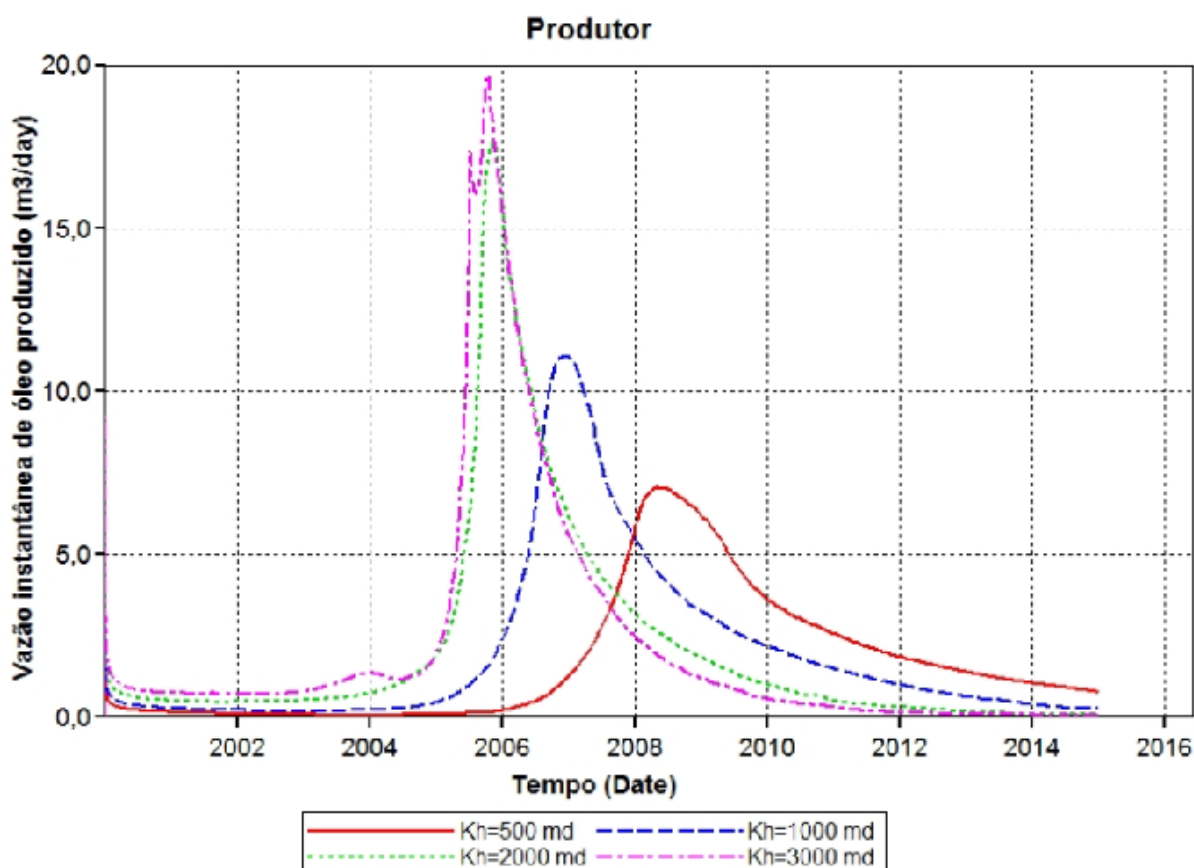


Analisando a figura 24, se pode observar que a produção acumulada de óleo é maior para reservatórios que possuem maiores permeabilidades, onde o N_p ficou próximo de 12000 m^3 de óleo para a permeabilidade horizontal de $K_h=3000$ md. Assim como esperado, devido as informações disponíveis na literatura, maiores permeabilidades do reservatório são mais adequadas para projetos de recuperação de óleo, através da injeção de vapor.

Maiores permeabilidades implicam então necessariamente que o fluido injetado irá escoar mais facilmente pela rocha reservatório, aumentando assim a área de contato, com conseqüente aumento da produção acumulada. Deve-se então avaliar, de acordo com as necessidades do projeto, quais os outros parâmetros vão permitir a maximização da produção.

A Figura 25 apresenta as curvas de vazão instantânea de óleo produzido para diferentes permeabilidades horizontais para o reservatório base.

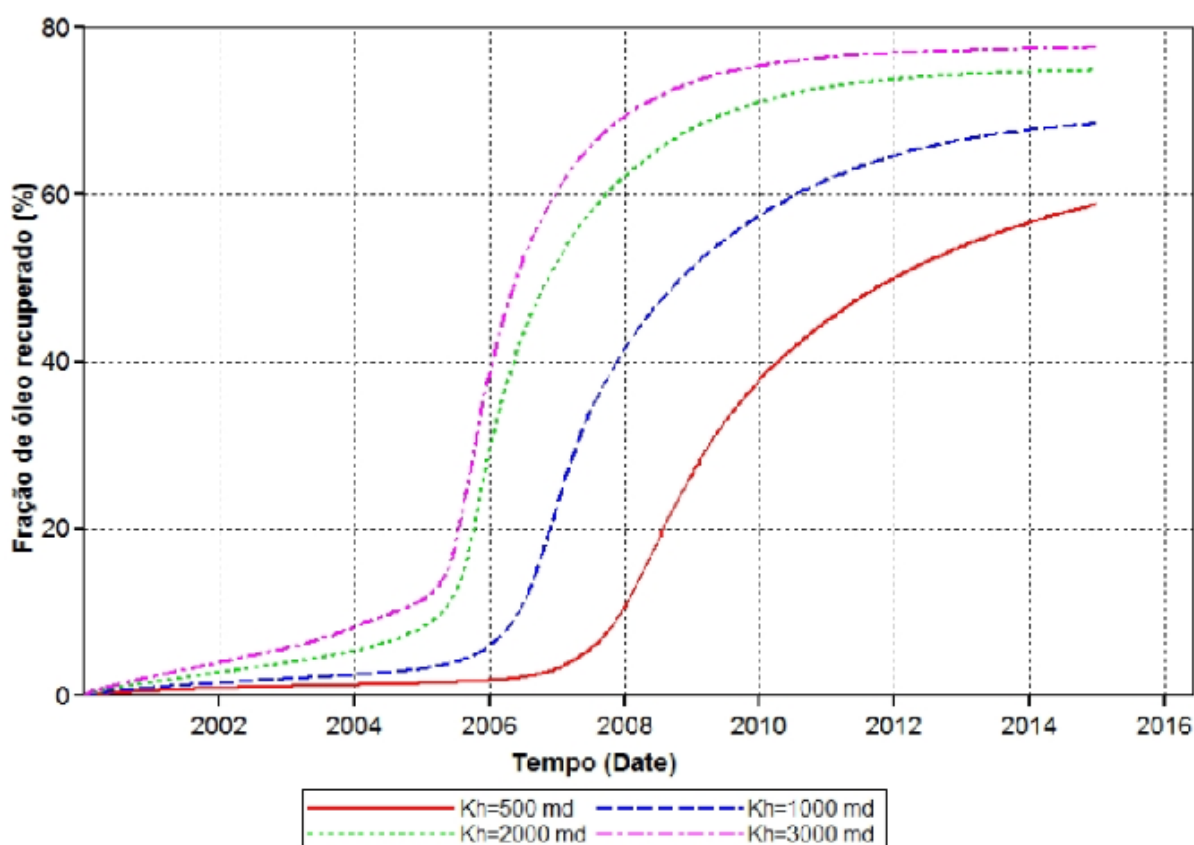
Figura 25. Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função da permeabilidade do reservatório base.



Como esperado, o fluxo do vapor em reservatórios com maiores valores de permeabilidade irá influenciar diretamente na vazão instantânea do óleo produzido. Inicialmente se notará o aumento da vazão, sendo crescente esse aumento, na medida que os valores da permeabilidade aumentam, ocorrendo a antecipação da produção. Outro ponto, a ser discutido é o pico de produção, que acontece próximo a 6 anos do início da injeção, sendo mais expressivo para os maiores valores de permeabilidade, $K_h=3000$ md e $K_h=2000$ md, e menos expressivos para a permeabilidade $K_h=500$ md.

A Figura 26 apresenta as curvas de fração de óleo recuperada para diferentes permeabilidades do reservatório base.

Figura 26. Curvas de fração de óleo recuperado em função da permeabilidade horizontal para o reservatório base.



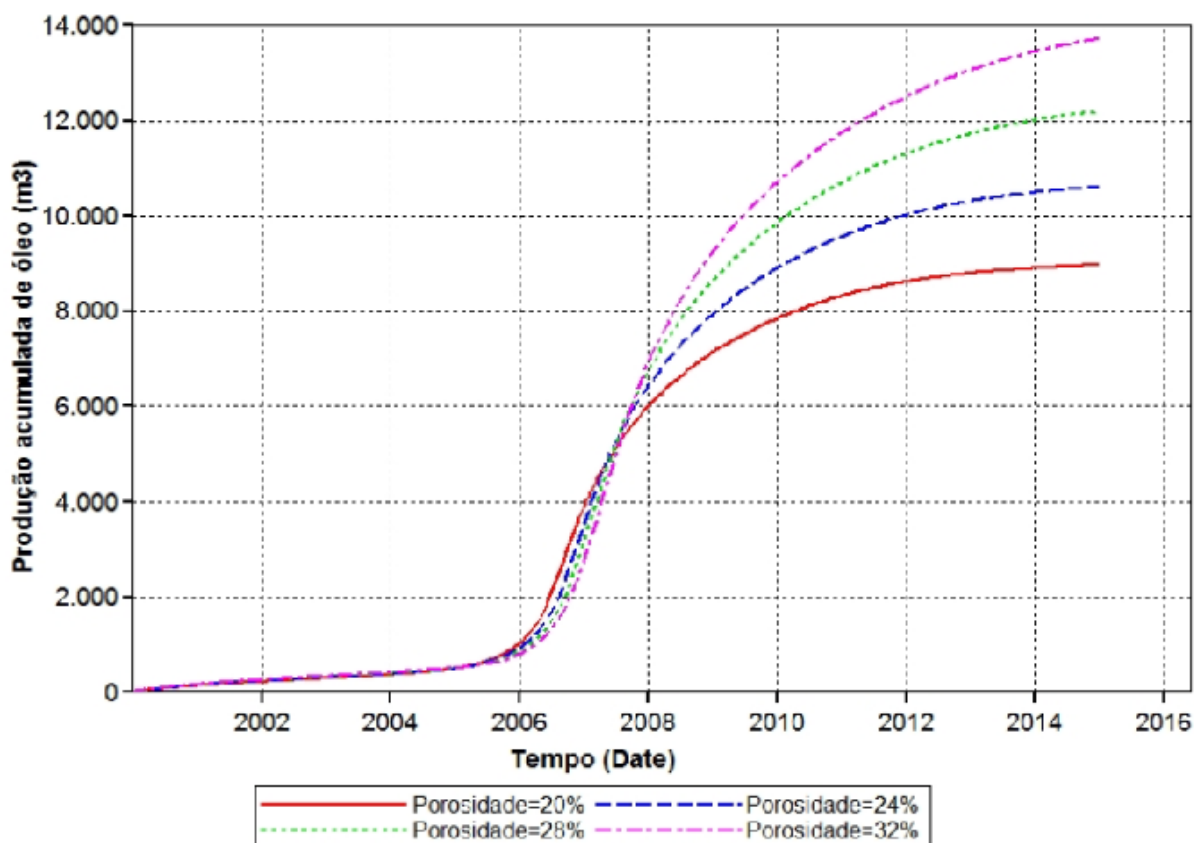
Ao se analisar a influência da permeabilidade no fator de recuperação de óleo, observou-se que a permeabilidade de 3000 md proporcionou melhores fatores de recuperação do que para valores de 1000 md durante todo o tempo de

recuperação A figura 26 mostra este efeito. Houve também uma menor quantidade de volume de vapor injetado nos espaços porosos para reservatório de maior permeabilidade do que para de menor.

Para o estudo da influência da porosidade no fator de recuperação, se fixou a vazão de injeção de 25 ton/dia, o título em 80%, a distância entre o poço produtor e injetor em 140m, além das demais variáveis de parâmetros das tabelas 1 e 2. Foi analisado o FR e o Np para os valores de porosidades de: $\Theta=20\%$, $\Theta=24\%$, $\Theta=28\%$ e $\Theta=32\%$.

A Figura 27 apresenta as curvas de produção acumulada de óleo para diferentes porosidades, para o reservatório base.

Figura 27. Curvas de produção acumulada de óleo recuperada em função das diferentes porosidades para o reservatório base.



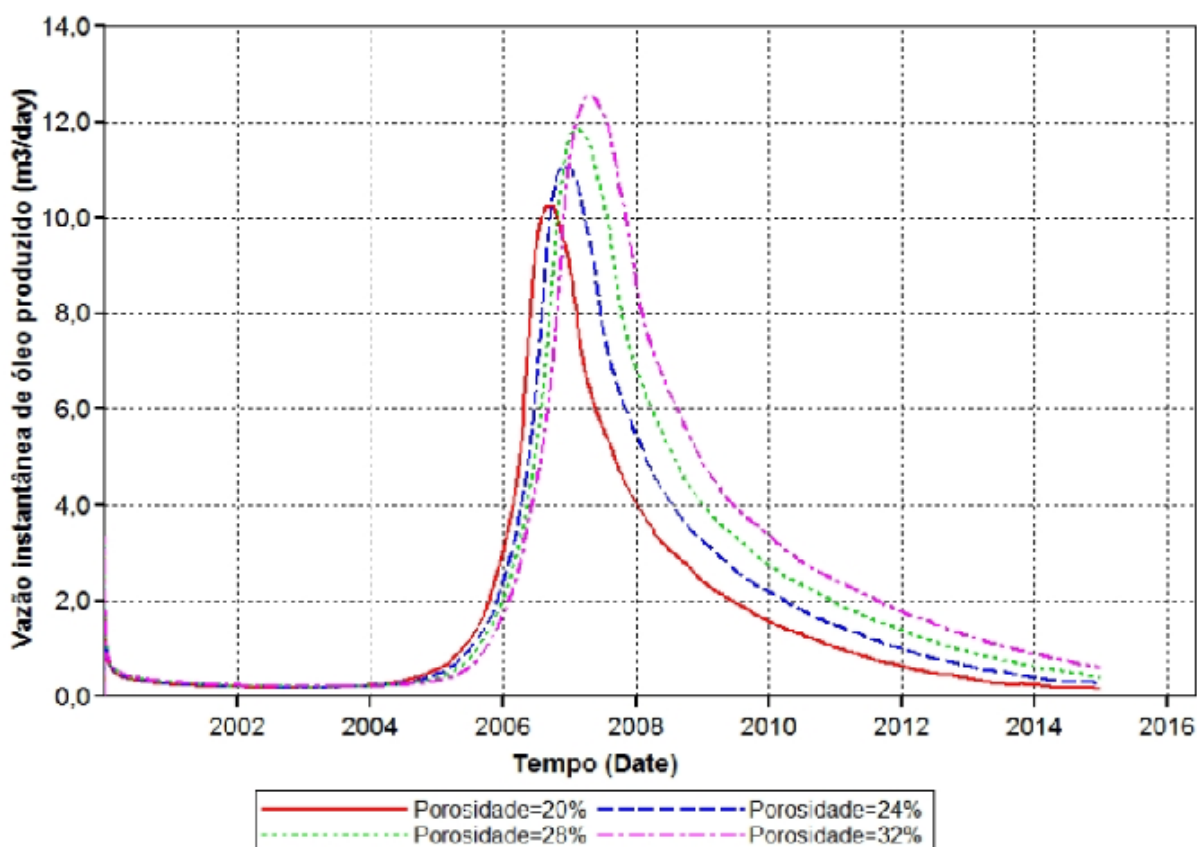
A produção acumulada de óleo, só pode ser analisada de forma rigorosa, após o oitavo ano do início da injeção, pois somente a partir desse período, que se pode observar que quanto maior a porosidade, teoricamente maior deverá ser a

quantidade de óleo nos poros desse reservatório, se notou o aumento da produção acumulada, onde a porosidade ideal para o reservatório, para as condições simuladas, com base na maior produção acumulada ficou sendo a porosidade de 32%.

A Figura 28 apresenta as curvas de vazão instantânea de óleo produzido para diferentes porosidades para o reservatório base.

Nesse tipo de curva se pode observar o aumento da vazão no início da injeção, e, após o 6º ano do início da injeção, se pode perceber a diferença entre os picos de produção, entre os reservatórios com porosidade de 20% e 32%, de cerca de $2\text{m}^3/\text{dia}$, o que condiz com a literatura, que maiores porosidades geralmente tendem a favorecer processos de recuperação térmica.

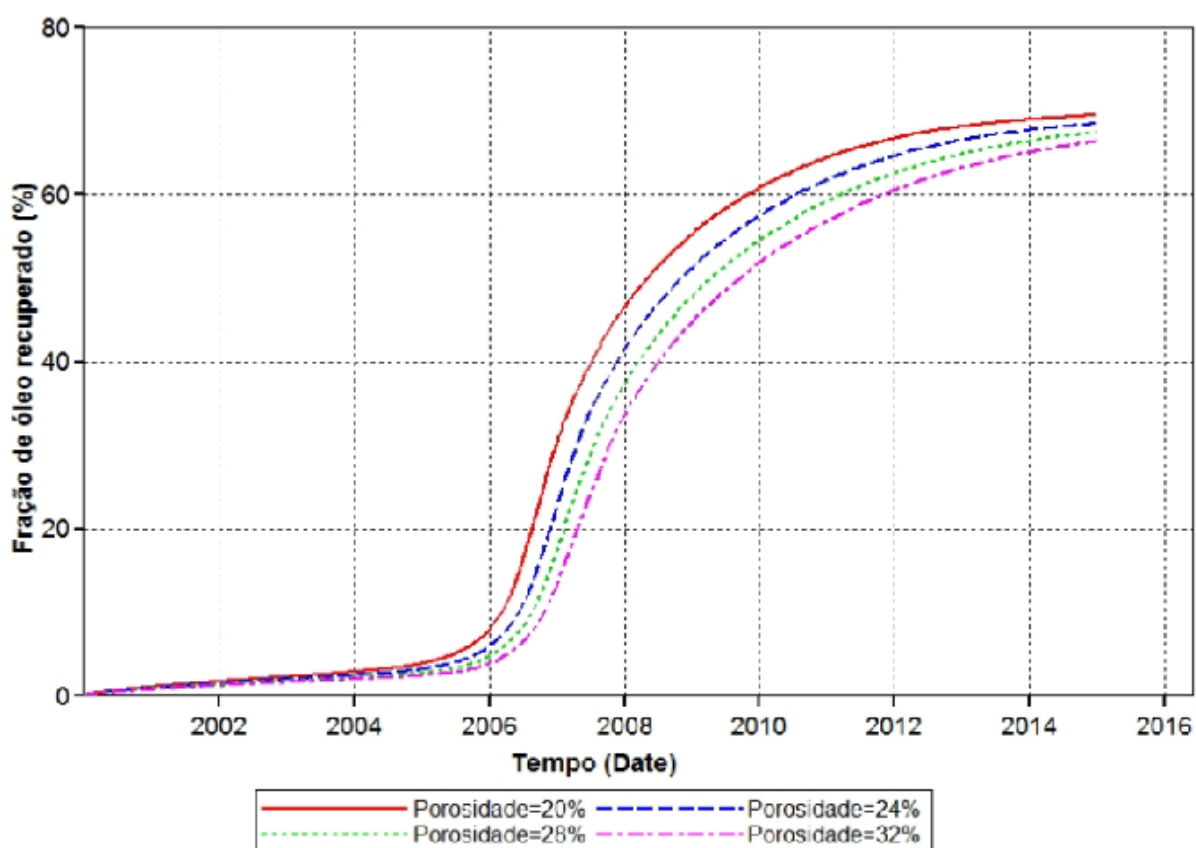
Figura 28. Curvas de vazão instantânea de óleo produzido em função da porosidade do reservatório base.



A Figura 29 apresenta as curvas de fração de óleo recuperada para diferentes porosidades do reservatório base.

Reservatórios de baixa porosidade apresentam melhores respostas no fator de recuperação. Para reservatórios de menor porosidade, o VOIP (Volume de Óleo “in place”) é menor e, mesmo que o N_p seja menor em relação a reservatórios mais porosos, o fator de recuperação é maior. Deve ser destacado nesta análise que o Volume Poroso Injetado (VPI) foi maior no reservatório de menor porosidade, pois foi injetada a mesma vazão de vapor para os dois sistemas.

Figura 29. Curvas de fração de óleo recuperado em função da porosidade para o reservatório base.



6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O capítulo atual trata das conclusões obtidas para os casos analisados e das recomendações para trabalhos futuros na área a que o trabalho se refere.

Procurou-se demonstrar nesse trabalho a possibilidade da utilização da injeção contínua de vapor, para recuperação de óleo, que se mostrou bastante atrativa e viável, para as condições simuladas, mesmo apresentando custos para a implantação do projeto de injeção, esse método se mostrou a forma mais eficiente, a depender das características do reservatório e das condições de injeção, de recuperar óleos mais pesados, com grandes possibilidades do aumento da sua utilização no nordeste brasileiro, que possui o tipo de óleo e reservatórios com condições próximas das simuladas.

Os simuladores então se tornam uma ferramenta de tomada de decisões, pois a partir dos resultados obtidos e o seu processamento, se pode realmente avaliar, se os gastos com o projeto de injeção irão propiciar o retorno financeiro esperado. De forma sua utilização se torna essencial para a previsão do comportamento dos reservatórios em estudo.

Uma análise econômica rigorosa também se torna essencial, pois somente após se analisar os gastos que são necessários para implantar um projeto de injeção de vapor, o óleo adicional que será recuperado, avaliando o preço do barril no mercado, geralmente mais baixo, devido ao menor grau API do óleo produzido, e os gastos variáveis, se pode realmente avaliar a necessidade ou não do projeto de injeção de vapor.

A permeabilidade horizontal continuou desempenhando grande importância na recuperação de óleo. Maiores valores da permeabilidade horizontal resultaram em melhores fatores de recuperação.

A vazão de injeção também se tornou um parâmetro essencial para se avaliar a recuperação do óleo, onde maiores vazões de injeção mostraram melhores resultados, com a antecipação da produção e maiores volumes de óleo produzidos, em tempos mais curtos do que em relação a menores vazões de injeção de vapor.

O título do vapor injetado também apresenta grande importância, geralmente quanto maior o valor do título, maior foi o FR do reservatório e maior foi o N_p apresentado.

Outro parâmetro analisado foi a porosidade, e se pode constatar que nem sempre maiores porosidades implicam em maiores FR, ocorrendo justamente o contrário, a melhor resposta do FR aconteceu para a menor porosidade simulada, onde foi considerado que o VPI, foi o mesmo para as diversas simulações realizadas.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDALLAH, W.; BUCKLEY, J. S.; CARNEGIE, A.; EDWARDS, J.; HEROLD, B.; FORDHAM, E.; GRAUE, A.; HABASHY, T.; SELESNEV, N.; SIGNER, C.; HUSSEIN, H.; MONTARON, B.; E ZIAUDDIN, M. **Fundamentals of wettability**. Oilfield Review, Summer 2007:44-61, 2007.

AGBALAKA, C. E. A., **The effect of wettability on oil recovery: A review**. In Agbalaka (2008).

AKIN, S.; BAGCI, S., **A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process**. Journal of Petroleum Science and Engineering Vol. 32, No 1, 23–33p, 2001.

BARILLAS, J. L. M., **Estudo da Recuperação de Óleo por Drenagem Gravitacional Assistida por Injeção de Vapor**; tese de doutorado, programa de pós-graduação em engenharia química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

BARILLAS, J. L. M., **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2005.

BARILLAS, J. L. M.; MATA, W.; DUTRA Jr., T. V.; QUEIROZ, G. O., **“A parametric simulation study for SAGD thermal method”**, Trabalho técnico apresentado oralmente em “25th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering, CILAMCE 2004, 10-12 Novembro, 2004, Recife-Brasil, Trabalho técnico em CD-ROM: 25th Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering XXV CILAMCE, 2004.

BUTLER, R. M., **Thermal recovery of oil an bitumen**, Department of chemical an petroleum engineering. Prentice Hall: New Jersey, 7, 285-358, 1991. Canada, april, 2010, 74 (2010), 138-146.

CAVALCANTE, L. T., **Estudo de modelos composicionais de óleo na injeção contínua de vapor**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

CHUNG, C. A., **Simulation Modeling Handbook: A Practical Approach**, CRC Press, 2004.

COSTA, A. P. A., **Desenvolvimento de um simulador térmico para recuperação de petróleos viscosos via aquecimento eletromagnético**. Dissertação de Mestrado. PPGEQ/DEQ/UFRN - Natal, RN – Dezembro/1998.

COTIA, D. M. R., **Análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO₂ alternado com água sob incerteza geológica**; projeto de graduação,

apresentado ao curso de engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

DAKE, L. P., **Fundamentals of Reservoir Engineering**. Amsterdam, The Netherlands, Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.

DULLIEN, F. ^a L., **Porous Media – Fluid Transport and Pore Structure**. Academic Press. San Francisco. 2nd ed., 1992.

DUTRA JR, T. V. **Desenvolvimento de um Simulador Numérico para a Injeção Cíclica de Vapor**, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, Abril, 1987.

FAERSTEIN, M., **Impactos da molhabilidade da rocha na produção e recuperação de petróleo**. Master's thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

FANCHI, JOHN. R., **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Elsevier Inc, Third Edition, 2006.

FAROUQ ALI, S. M., **Heavy oil-evermore mobile**. Journal of Petroleum Science & Engineering. 37, 5-9, 2003.

FAROUQ ALI, S. M., **Oil recovery by steam injection**. Bradford, Pennsylvania, Producers Publishing Company Inc., 122, 1970.

FERRER, J. L.; QUINTERO, C. A.; GUEVARA, A. J.; PEREZ, J.; BRICENO, W.; SANCHEZ, L.; RODRIQUEZ, E.; FINOL, A.; DIAZ-MUNOZ, J.; MARAVEN, S.A.; FAROUQ ALI, S. M. **Development And Application Of Steam Injection Simulators In Venezuela**, SPE 803109, 1980.

GALVÃO, E. R. V. P., **Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado**; tese de doutorado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

GALVÃO, E. R. V. P., **Injeção de vapor e solvente como um método de recuperação avançada em reservatórios de óleo pesado**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

GATES, I. D., **Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin oil sand reservoirs**. Journal of Petroleum Science and Engineering. Calgary, Alberta, 2010.

GREEN, D. W.; WILLHITE, P. G. **Enhanced Oil Recovery**. Society of Petroleum Engineers, 1998.

GURGEL, A. R., **Estudo paramétrico da injeção de vapor em reservatórios delgados**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

HEAVY OIL INFO. **Schlumberger**, 2008.

HERBECK, E. F.; HEINTZ, R. C.; HASTINGS, J. R., **Fundamentals of Tertiary Oil Recovery**. Pet. Engineer, Aug. 1976.

HERBECK, E. F.; HEINTZ, R. C.; HASTINGS, J. R., **Fundamentals of Tertiary Oil Recovery**. Pet. Engineer, Feb. 1977.

LAKE, L. W., **Petroleum Engineering Handbook**. Society of Petroleum Engineers. 2007.

LEÃO, M. C. T.; DIAMANTINO, S. R.; SILVA, R. J., **A importância do petróleo pesado e os desafios de sua produção e de seu processamento**, VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Campina Grande, Paraíba, Brasil, 2010.

MANICHAND, R. N., **Análise do desempenho do aquecimento eletromagnético na recuperação de reservatórios de petróleo**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2002.

MCCAIN, W. D. Jr., **The Properties of Petroleum Fluids**. PennWell Books. Tulsa. Oklahoma. 2nd ed., 1989.

MONTALVO, M. E. D. A., **Escoamento de Emulsões Óleo em Água através de Micro-Capilares**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia mecânica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MOREIRA, R. D. R., **Injeção de vapor auxiliado por drenagem gravitacional em poço único**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em ciências e engenharia de petróleo da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2006.

NASCIMENTO, R. A., **Estudo do processo de drenagem gravitacional do óleo assistido com injeção de vapor e solvente**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

OLIVEIRA, H. J. M., **Estudo Paramétrico da Recuperação de Petróleo Pesado por Aquecimento Eletromagnético Resistivo**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

PEGORARO, R. T., **Escoamento trifásico em meios porosos: permeabilidade relativa óleo-gás-água**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em Tecnologia em Processos Químicos e Bioquímicos da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

PETROBANK. **"Introducing THAI"**, 2008.

POWERS, M. L.; DODSON, C. J.; GHASSEMI, F.; MOORE, J. S. **Commercial Application of Steamflooding in an Oilfield Comprisin Multiple Thin Sand Reservoirs**, SPE 13035, 1985.

PRATS, M. **Thermal Recovery**. SPE Monograph Series, 7v, SPE AIME, Dallas, 1982.

QUEIROZ, G. O., **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

RIOS, V. S., **Estudo experimental da injeção de vapor pelo método SAGD na recuperação melhorada de óleo pesado**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em ciências e engenharia de petróleo da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2011.

RODRIGUES, M. A. F., **Estudo paramétrico da segregação gravitacional na injeção contínua de vapor**; dissertação de mestrado, programa de pós-graduação em engenharia de petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**, editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

SAHNI, A.; KUMAR, M.; KNAPP, R. B., **Electromagnetic heating methods for heavy oil reservoirs**, SPE/AAPG Western Regional Meeting held in Long Beach, California, 19 – 23 June 2000. Technical Paper SPE 62550.

SEGUNDO, A. R. S. S.; SILVA, W. C.; VALENTIM, A. C. M.; MEDEIROS, A. C. R.; GARCIA, R. B., **Caracterização de poliacrilamidas comerciais visando sua aplicação na recuperação avançada de petróleo**, 4º PDPETRO, Campinas, São Paulo, 2007.

SILVA, R. C. R. **“Alteração da molhabilidade de superfícies internas de tubulações utilizadas no transporte de óleos pesados via core-flow”**. Campinas, Brasil, 2003.

SHARMA, B. C.; KHATANIAR, S.; PATIL, S. L.; KAMATH, V. A.; DANDEKAR, A. Y. **A simulation study of novel thermal recovery methods in the Ugnu Tar Sand reservoir**. In: SPE western regional/aapg pacific section joint meeting held in anchorage, Alaska, USA, 20-22 May, 2002, technical paper SPE 76729, 2002.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; FILHO, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S.; BARRAGAM, R. V. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2º ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

VÁSQUEZ, A. R.; SÁNCHEZ, M. S.; Mc LENNAN, J.; GUO, Q.; PORTILLO, F.;

BLUDUN, M.; MENDOZA, H . **Mechanical and thermal properties of unconsolidated Sands and its applications to the heavy oil SAGD project in the Tia Juana field Venezuela.** In: SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Caracas, Venezuela, 21-23 April, 1999, technical paper SPE 54009.

WILLHITE, P. G., **Waterflooding**, Society of Petroleum Engineers, 1986.

O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade de seus autores

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Central Orlando Teixeira (BCOT)
Setor de Informação e Referência

C957e Cruz, Danilo Vieira

Estudo paramétrico da injeção de vapor como método de recuperação em reservatórios de óleo pesado./ Danilo Vieira Cruz -- Mossoró, 2014.

79f.: il.

Orientador: Prof^a. D. Sc. Keila Regina Santana

Monografia (Graduação em Engenharia em Engenharia de Petróleo) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Pró-Reitoria de Graduação.

1. Óleo pesado. 2. Recuperação. 3. Simulação. 4. Térmicos.
I. Título.

RN/UFERSA/BCOT /758-14

CDD: 665.5384

Bibliotecária: Vanessa de Oliveira Pessoa
CRB-15/453

DANILO VIEIRA CRUZ

**ESTUDO PARAMÉTRICO DA INJEÇÃO DE VAPOR COMO MÉTODO DE
RECUPERAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE ÓLEO PESADO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado a Universidade Federal Rural
do Semi-Árido – UFERSA, Departamento
de Ciências Ambientais e Tecnológicas
para a obtenção do título de Engenheiro
de Petróleo.

APROVADO EM: 06 / 08 / 2014

BANCA EXAMINADORA

Keila Regina Santana

Prof^a. D. Sc. Keila Regina Santana – UFERSA

Presidente

[Assinatura]

Prof. D. Sc. Jarde! Dantas da Cunha – UFERSA

Primeiro Membro

André Luís Novais Mota

Prof. D. Sc. André Luís Novais Mota - UFERSA

Segundo Membro