

LEANDRO PALOMBO

**MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE
RESERVATÓRIOS**

São Paulo
2012

LEANDRO PALOMBO

MÉTODOS TÉRMICOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE RESERVATÓRIOS

Trabalho de Formatura em Engenharia de Petróleo
do curso de graduação do Departamento de
Engenharia de Minas e de Petróleo da Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo

São Paulo
2012

Dedico este trabalho, aos meus pais por sempre me apoiarem e incentivarem tanto nos melhores quanto nos piores momentos.

AGRADECIMENTOS

À minha família pelo apoio e incentivo, e a todos professores que contribuíram para minha formação.

“Não me sinto obrigado a acreditar que o mesmo Deus que nos dotou de sentidos, razão e intelecto, pretenda que não os utilizemos.”

Galileu Galilei

RESUMO

A corrida tecnológica na indústria de Exploração & Produção de petróleo acontece desde os primeiros poços perfurados. Esse trabalho é motivado pela constante busca do aumento de recuperação de hidrocarbonetos, e também pela tendência natural de esgotamento de reservas de óleos leves, principalmente em regiões que recentemente não tenham feito descobertas como as dos reservatórios gigantes do pré-sal, considerados de melhor qualidade e economicamente mais atrativos, em detrimento aos reservatórios que contêm óleos mais pesados ou brutos. Entretanto, devido ao avanço de tecnologia no setor petrolífero, antigos poços abandonados temporariamente e reservatórios deixados em segundo plano mostram-se futuramente muito atrativos, uma vez que será possível sua produção com elevada capacidade de recuperação de óleos pesados. Dessa forma faz-se necessário um estudo dos métodos de recuperação avançada. Com uma melhor compreensão dos métodos alcança-se maior maturidade científica, possibilitando usos e aplicações até mesmo em condições inesperadas, caso seria em reservatórios não convencionais. Neste cenário os métodos térmicos de recuperação aumentam a produtividade e viabilizam a exploração de óleos considerados em condições de abandono. O trabalho visa enfatizar a importância dos métodos térmicos de recuperação com uma análise crítica de publicações do setor. O conhecimento técnico nacional e internacional possuem diferenças e também certas tendências em comum, como classificação de métodos e etapas.

Palavras-chave: Recuperação avançada; Métodos térmicos; Injeção.

ABSTRACT

The technology race in the Exploration & Production petroleum industry happened since the first wells drilled. This work is motivated by the constant search for increased oil recovery, and also by the natural tendency of depletion of reserves of light oil, especially in regions that have not recently done discoveries of reservoirs like the giant pre-salt, with better quality and economically more attractive, relative to reservoirs containing heavier oils or even tar. However, due to the advancement of technology in the oil sector, ancient temporarily abandoned wells and tanks left in the background show up attractive future viability, since its production is possible with high capacity of recovery of heavy oils. Thus it is necessary to study the advanced recovery methods. With a better understanding of the methods attains more mature scientific, enabling uses and applications in unexpected conditions even if it would be a unconventional reservoirs. In this scenario the thermal recovery methods increases productivity and enables the exploration of oil in conditions considered abandonment. The paper aims to emphasize the importance of thermal recovery methods with a critical analysis of industry publications. The national and international expertise and also have differences in certain common trends, such as classification methods and steps.

Keywords: Enhanced recovery; Thermal methods; Injection.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
2. OBJETIVO	9
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
3.1. Conceitos Fundamentais.....	11
3.1.1. Propriedades das Rochas	12
3.1.1.1. Porosidade	12
3.1.1.2. Permeabilidade	12
3.1.1.3. Pressão de Fratura	13
3.1.2. Propriedades dos Fluidos	13
3.1.2.1. Saturações dos Fluidos.....	13
3.1.2.2. Viscosidade	14
3.1.2.3. Fator Volume de Formação.....	14
3.2. Métodos Avançados de Recuperação	14
3.2.1. Identificação de Reservatórios	15
4. MÉTODOS TÉRMICOS.....	16
4.1. Injeção de Fluidos Quentes.....	16
4.1.1. Injeção de Água Quente	17
4.1.2. Injeção de Vapor	18
4.1.2.1. Injeção Cíclica de Vapor	18
4.1.2.2. Injeção Contínua de Vapor.....	19
4.2. Combustão in situ.....	20
4.2.1. Combustão Direta.....	20
4.2.2. Combustão Reversa.....	21
4.2.3. Combustão Molhada	21
4.3. Aquecimento Eletromagnético	22
5. ANÁLISE CRÍTICA.....	24
5.1. Conceitos Fundamentais.....	24
5.2. Métodos Avançados de Recuperação	24
5.3. Métodos Térmicos	24
6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	26
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	27

1. INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo sempre ocupou papel de destaque na economia mundial, sendo a principal componente da matriz energética de países tanto desenvolvidos quanto subdesenvolvidos. A importância dos recursos extraídos de reservatórios vão além do uso como combustíveis. Percebe-se a utilização alternativa de seus componentes em diversos setores. Tal relevância justifica o estudo e investimento em novas tecnologias que aprimorem e aumentem a recuperação dos hidrocarbonetos de reservas consideradas maduras.

O estudo de métodos especiais de recuperação ganha relevância no final dos anos 90, quando não se tinha conhecimento de outros tipos de reservas. Visando manter o mesmo volume de produção mundial, tais métodos passaram a ser desenvolvidos e analisados, tanto pela viabilidade técnica quanto pelo caráter econômico.

É imprescindível o conhecimento das propriedades das rochas reservatório para otimização das técnicas de recuperação avançada. Boa parte da produção é dada pelo diferencial natural de pressão do reservatório, que pode ser considerado com baixo grau de complexidade técnica. Afinal é assim que se explora petróleo desde o nascimento da indústria nos Estados Unidos.

Tais propriedades devem ser estudadas a fim de minimizar a incerteza geológica das rochas reservatório. Como não é possível prever o comportamento com exatidão, procura-se dominar as propriedades possíveis de serem medidas e estimadas, dentro das viabilidades técnicas e econômicas principalmente.

2. OBJETIVO

O desenvolvimento da indústria de exploração e produção de petróleo ocorre desde a perfuração do primeiro poço no final do século XIX na Pensilvânia. Considerando esse período de aproximadamente 120 anos, é cabível considerar que a ciência e teorias aplicadas na em toda a cadeia de produção de óleo é relativamente nova. Desde os estudos geológicos, passando por amostragens, estimativas de reserva e recuperação, até a efetiva produção de hidrocarbonetos. O objetivo deste trabalho é realizar uma análise crítica sobre os métodos térmicos de recuperação de reservatórios e ressaltar sua utilização e relevância. Também justificar o estudo em cursos de engenharia e especializações em petróleo, bem como a validade a convergência dos assuntos presentes em bibliografias nacionais e internacionais.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A princípio deve-se considerar o motivo de se buscar técnicas e métodos que vão além da recuperação secundária de poços. Por motivos econômicos ou escassez de recursos muitas empresas e pesquisadores sempre inovam nas práticas adotadas à otimização da exploração de hidrocarbonetos.

O avanço da indústria de Exploração & Produção de hidrocarbonetos deu-se em diversas frentes tecnológicas. Pode-se citar a exploração de reservas não convencionais, como as areias betuminosas do Canadá, a extração de óleo do xisto betuminoso no sul do país pela Petrobras. Águas profundas é um termo hoje popularmente empregado na indústria e ainda mais em veículos de comunicação por todo o mundo.

As citações acima têm apenas um caráter introdutório ao contexto da evolução da indústria e juntamente às tecnologias empregadas objetivando sempre uma maior produtividade. Os métodos de recuperação avançada estão posicionados em destaque na corrida tecnológica pois são utilizados como alguns dos últimos recursos em opção ao fechamento do poço de produção.

Quando um reservatório começa a produzir, os hidrocarbonetos são elevados até a superfície devido ao diferencial de pressão existente entre as condições naturais do reservatório e as condições de superfície. O monitoramento da queda de pressão do reservatório é feito para se determinar a execução de uma recuperação secundária a fim de se manter esse gradiente de pressão.

Segundo Rosa *et. al* (2006), pode-se citar alguns fatores que motivam a recuperação secundária:

- alta no preço de petróleo;
- elevação dos custos de exploração;
- custos de desenvolvimento de reservas nãoconvencionais;
- redução do custo de elevação do petróleo com o aumento do período de surgência dos poços produtores;
- avanços tecnológicos que reduzam os custos operacionais e aplicações de recuperações secundárias.

Aplicar uma recuperação secundária é atrativo quando a recuperação do óleo restante no reservatório após a recuperação convencional, fornece vantagens técnicas e econômicas para as empresas exploradoras e/ou prestadoras de serviços.

O principal método de recuperação secundária é a injeção de água, que possui vantagens sobre outros mecanismos de recuperação secundária. Sua utilização é relativamente barata e também funciona bem no deslocamento do óleo de um reservatório. O objetivo fundamental é a manutenção da pressão natural do reservatório, e também aumentar a eficiência do varrido horizontal, que é definida como a fração de uma área de injeção invadida ou por assim dizer, varrida pela água.

A eficiência do varrido horizontal é função da razão de mobilidades entre fluido injetado (água) e fluido deslocado (óleo).

$$M = \frac{\text{Mobilidade do fluido injetado}}{\text{Mobilidade do fluido deslocado}} \quad (1)$$

A definição de mobilidade, eq. (1), de um determinado fluido segundo Rosa, A., Carvalho, R. e Xavier, D. (2006) é a razão entre a permeabilidade efetiva a esse fluido e sua viscosidade. Portanto, a razão de mobilidades é dada pela eq. (2):

$$M = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\mu_o}{k_o} \quad (2)$$

Onde k_w é a permeabilidade efetiva à água, μ_w é a viscosidade da água injetada, k_o a permeabilidade efetiva ao óleo e μ_o a viscosidade do óleo do reservatório.

Deseja-se obter valores de M menores do que 1, favorecendo o deslocamento de um óleo com viscosidade inferior ou igual ao do fluido injetado. Para obter um M menor do que 1 deseja-se uma diminuição da viscosidade do óleo do reservatório (μ_o), então pode-se observar a função de um método térmico de recuperação avançada na melhora da eficiência do varrido horizontal.

Observa-se também a classificação de metodologias. O aumento da temperatura no reservatório por um método térmico, visa a melhora do fator de recuperação gerado pela recuperação secundária, sendo esta a injeção de água no reservatório. Ainda considerando este aumento de temperatura coloca-se também em destaque os diferentes métodos térmicos de recuperação secundária.

A bibliografia consultada é bem consistente quanto ao uso de métodos térmicos de recuperação. Segundo Thomas (2001) e também segundo Rosa *et. al* (2006), a alta viscosidade do óleo esta diretamente atrelada a valores baixos de recuperação. Em sequência a esta relação (BARILLA, 2005) e Hartmann (2011), dizem que o aquecimento do óleo presente no reservatório diminui sua viscosidade, facilitando seu movimento pelo meio poroso. Como os fluidos injetados tinham uma maior mobilidade dentro do reservatório a eficiência do varrido fica prejudicada, pois o óleo deve ser empurrado, o que não ocorre quando este óleo tem uma viscosidade muito elevada.

Mesmo considerado todos os efeitos benéficos do aquecimento dos hidrocarbonetos, Chu (2003) *apud* Bradley (2003) e também Lyons e Plisga (2005), enfatizam a diminuição da viscosidade como fator principal para gerar as análises de eficiência e melhora de recuperação.

3.1. Conceitos Fundamentais

É preciso definir alguns conceitos fundamentais para desenvolver uma maior maturidade em relação a recuperação de hidrocarbonetos através de técnicas especiais, no caso recuperação térmica. Serão definidos as propriedades e parâmetros de maior relevância para este estudo. Compreende-se que as propriedades das rochas e fluidos em sua totalidade integram áreas de estudo muito mais abrangentes, e devido suas respectivas complexidades também são estudadas por si só.

3.1.1. Propriedades das Rochas

3.1.1.1. Porosidade

Na engenharia de reservatórios o estudo de porosidade ocupa posição de destaque. São as aferições e medidas desta propriedade os principais indicadores da quantidade de volume presente no reservatório em estudo. É de primordial importância, uma vez que todo projeto de exploração de hidrocarbonetos baseia-se na quantidade presente e sua possibilidade de ser extraída do reservatório.

Defini-se porosidade pela razão, eq. (3):

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{Total}} \quad (3)$$

Onde V_{poros} é o volume poroso ou de vazios e V_{Total} é o volume total da rocha.

No caso da aferição da quantidade de hidrocarbonetos possível de ser extraída utiliza-se a porosidade efetiva, que seria a razão entre os espaços vazios interconectados de uma rocha pelo volume total da mesma. Valores comuns encontrados para rochas areníticas encontram-se entre 15% e 30%.

3.1.1.2. Permeabilidade

Apesar de uma rocha ser muito porosa, nada adianta se estes poros não forem interconectados possibilitando a passagem dos fluidos. Permeabilidade é a característica atribuída a esta mobilidade dos fluidos através destes poros interconectados.

A principal ferramenta matemática para estudo da permeabilidade foi uma equação de fluxo de fluidos proposta pelo engenheiro Henry Darcy, eq. (4):

$$q = - \frac{k}{\mu} \frac{AdP}{dL} \quad (4)$$

Sendo k a permeabilidade (mD), q é a vazão do fluido (cm^3/s), A a área da seção transversal (cm^2), μ é a viscosidade (cp), P é a pressão (atm) e L o comprimento do meio poroso (cm).

Pode-se perceber que a Lei de Darcy descreve o comportamento para saturação na rocha com apenas um tipo de fluido. Como sabemos, na exploração de hidrocarbonetos sempre temos a presença de mais fluidos em conjunto no reservatório. Assim é preciso fazer uma normalização dos dados afim de estudá-los em detalhe.

A esta normalização damos o nome de permeabilidade relativa, conforme mostrado na Figura 1.

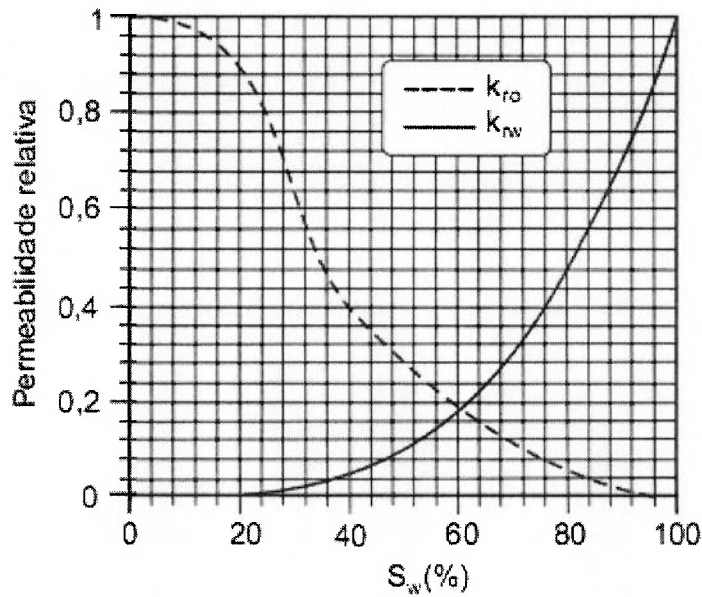


Figura 1 - Curvas de permeabilidades relativas K_{rw} e K_{ro} de um meio poroso contendo água e óleo (Fonte: CESGRANRIO, 2005)

3.1.1.3. Pressão de Fratura

A pressão de fratura da formação é devido à diferença entre as tensões principais e a resistência à tração, ou seja, entre as propriedades mecânicas da rocha e a pressão do reservatório. Expressões matemáticas que relacionam as diferentes variáveis para calcular a pressão de fratura, quando não se apresenta filtração do poço ao reservatório (fluido não-penetrante), são formuladas pela equação de Terzaghi (Valkó e Economides, 1995), eq (5).

$$p_f = \frac{2\nu}{(1-\nu)}(\sigma_v - p) + p + T_0 \quad (5)$$

em que p_f é a pressão à qual se fratura a formação, p é a pressão do reservatório, ν é o coeficiente de Poisson, σ_v é a tensão vertical e T_0 é a resistência à tração.

3.1.2. Propriedades dos Fluidos

3.1.2.1. Saturações dos Fluidos

Como foi definida a importância da permeabilidade relativa, temos que conhecer as frações de volume ocupadas por cada fluido na rocha reservatório. A propriedade que mede esta proporção é chamada saturação que relaciona conforme a eq. (6) o volume de cada fase no volume poroso.

$$S_i = \frac{V_i}{V_{poros}} \quad (6)$$

sendo V_i o volume da fase i e V_{poros} o volume poroso do reservatório.

3.1.2.2. Viscosidade

Viscosidade é a propriedade física que caracteriza a resistência de um fluido ao escoamento, a uma dada temperatura. É associada a resistência que o fluido oferece a deformação por cisalhamento. De outra maneira pode-se dizer que a viscosidade corresponde ao atrito interno nos fluidos devido basicamente a interações intermoleculares, sendo em geral função da temperatura.

Importante frisar a relação com a temperatura, pois esta propriedade é uma variável fundamental no estudo dos métodos térmicos de recuperação de reservatórios.

3.1.2.3. Fator Volume de Formação

Quando se trata do estudo de compostos de hidrocarbonetos, define-se como fator volume de formação a razão entre o volume ocupado pelo óleo em superfície e o volume do óleo sob pressão. É importante ressaltar a compressibilidade dos hidrocarbonetos para o estudo do reservatório, sendo utilizado em cálculos de estimativas e também em cálculos de dimensionamento de equipamentos. Soma-se ao numerador desta razão o volume de gases dissolvidos nas condições do reservatório, eq. (7).

Para o caso desta análise orienta-se o pensamento às alterações de temperatura do óleo no reservatório, e suas consequências no fator volume de formação. É utilizado diretamente nas novas estimativas de recuperação do reservatório.

$$B_o = \frac{\text{volume de óleo} + \text{gás dissolvido}}{\text{volume de óleo na superfície}} \quad (7)$$

3.2. Métodos Avançados de Recuperação

Quando a recuperação por métodos convencionais não resulta mais resultados expressivos para o aumento da vida do poço, visando um maior lucro, os métodos avançados de recuperação surgem desta necessidade.

Os objetivos principais dos métodos avançados de recuperação podem ser diminuir a viscosidade do óleo, melhorar os canais porosos, diminuir a tensão interfacial entre os fluidos ou ainda aumentar a mobilidade do óleo a ser produzido. Tais modificações podem ser alcançadas por métodos térmicos (injeção a vapor ou combustão *in situ*), químicos (injeção de polímeros), miscíveis (injeção de CO₂) ou ainda microbiológicos.

Os baixos valores de recuperações convencionais iniciais podem ser devido a altos valores de viscosidade do óleo contido no reservatório a também às altas tensões interfaciais entre o óleo e o fluido injetado. Caso a viscosidade do fluido injetado seja muito menor que a do óleo é possível que este fluido deslocante tenha uma melhor mobilidade através dos poros interconectados da rocha reservatório, encontrando assim caminhos preferenciais até os poços produtores. O óleo acaba ficando retido na rocha pois o fluido injetado não se propagou corretamente, e conseqüentemente grandes volumes de óleo ficam presos na rocha uma vez que o deslocamento não ocorreu.

No caso de elevadas tensões interfaciais, a capacidade do fluido injetado de desalojar o óleo para fora dos poros da rocha é muito baixa, deixando saturações residuais de óleo muito altas nas regiões que já tiveram contato com o fluido deslocante.

Tais situações definem o método que deve ser utilizado para o processo de recuperação avançada. Segundo a bibliografia consultada, consolida-se a divisão dos métodos de recuperação avançada secundária ou então chamados de métodos de recuperação terciária. Por essa divisão podem ser classificados como:

- métodos térmicos;
- métodos miscíveis;
- métodos químicos.

As características do reservatório, da rocha, do fluido e principalmente a viabilidade econômica vão definir qual o método a ser utilizado. Sempre antecédidos por um minucioso estudo e detalhamento destas condições em simulações pelas empresas prestadoras destes tipo de serviço.

3.2.1. Identificação de Reservatórios

Os estudos em conjunto dos profissionais envolvidos para a avaliação de aplicar um método de recuperação especial em reservatórios, requer o mesmo nível de empenho e capacitação que os estágios iniciais de perfuração e produção. Geólogos e engenheiros discutem os objetivos e métodos para trabalhar com as condições apresentadas da forma mais eficiente possível.

Segundo Rosa *et. al* (2006), o reconhecimento de campos que são candidatos à recuperação especial requer, em geral:

- familiaridade completa com cada campo de óleo em uma determinada área;
- compreensão dos métodos especiais de recuperação secundária.

A injeção de água tem sido e é o agente de recuperação secundária universal. Não há um método especial semelhante à injeção de água, aplicável à maioria dos reservatórios. A aplicação de técnicas especiais de recuperação secundária a um reservatório específico requer a análise de todos os métodos disponíveis para se selecionar o mais adequado.

Os óleos pesados tem valores de viscosidade muito elevados, o que dificulta sua recuperação, e muitas vezes o movimento do fluido injetado pelos poros interconectados da rocha reservatório é mais fácil do que o do óleo a ser recuperado. Assim os métodos convencionais não são muito eficientes em reservatórios de óleos com tais características (BARILLA, 2005).

4. MÉTODOS TÉRMICOS

São os métodos de recuperação avançada que obtêm os melhores resultados na indústria de exploração e produção de óleo e gás. (LYONS; PLISGA, 2005)

A recuperação térmica geralmente se refere aos processos de recuperação de óleo presentes em formações subterrâneas através do uso de calor. O calor pode ser fornecido externamente injetando-se um fluido aquecido, como água ou vapor, nas formações, ou pode ser gerado internamente por combustão. Na combustão, o combustível é fornecido pelo óleo presente no reservatório e o comburente é injetado nas formações na forma de ar ou outro fluido contendo oxigênio. Os métodos térmicos mais comumente utilizados são a injeção de vapor e a combustão *in situ*. (CHU, 2003 *apud* BRADLEY, 2003)

Segundo Hartmann (2011), o objetivo dos métodos térmicos é aquecer o reservatório e o óleo nele existente assim aumentando sua recuperação. Para aumentar a eficiência do varrido horizontal é necessária a redução da viscosidade do óleo. Existem alguns mecanismos que garantem o sucesso do método. Entre eles se encontram:

- Redução da viscosidade: diretamente relacionado com a mobilidade do óleo do reservatório;
- Expansão do óleo no reservatório: a dilatação do óleo, quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório;
- Destilação do óleo: no deslocamento de um óleo volátil, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam em contato com formações mais frias, formando um banco de óleo.

Entre os métodos térmicos pesquisados, dentre os principais se encontram a injeção de fluidos aquecidos, comumente a injeção de vapor ou água, a combustão *in situ* e o aquecimento eletromagnético.

A primordial constatação de que o aumento da temperatura tem relação com a diminuição de sua viscosidade, foi o elemento motor para o desenvolvimento dos estudos de métodos térmicos de recuperação. Esforços consideráveis têm sido aplicados no desenvolvimento de técnicas, que envolvam a introdução de calor no reservatório, capazes de melhorar a recuperação dos óleos mais pesados e mais viscosos (QUEIROZ, 2006).

No Brasil, esses métodos têm sido utilizados com sucesso nas bacias no Rio Grande do norte, Sergipe e Recôncavo Baiano. A Venezuela, o Canadá e os Estados Unidos possuem grandes volumes de óleo adequados a sua aplicação.

A princípio, os métodos térmicos buscavam apenas a redução da viscosidade do óleo através de seu aquecimento para aumentar a recuperação do óleo. Conforme foram sendo constatados o aparecimento de outros efeito também benéficos, os processos foram se modificando, assim criando a variedade de métodos que possuímos hoje.

4.1. Injeção de Fluidos Quentes

Define-se pelo processo de injeção contínua de um fluido aquecido no reservatório. A possibilidade de injeção pode ser feita com gás, porém a água é fluido amplamente utilizado.

Normalmente a água é injetada na forma de vapor ou também pode ser injetada à uma temperatura elevada porém ainda em estado líquido. Na sequência deste trabalho serão feitas as distinções entre os métodos.

Uma introdução sobre injeção de vapor em reservatórios é encontrada em termos bem claros segundo Jones (2007) *apud* Holstein (2007), dizendo que o método mais comum para aumentar a produção de óleo é a injeção de água, comumente chamada de recuperação secundária. Uma prática comum na indústria é fazer referência a qualquer outro método como recuperação terciária de óleo. Métodos térmicos de recuperação são uma família de métodos de recuperação terciária definidos como "qualquer processo em que calor é intencionalmente introduzido em uma acumulação subterrânea de compostos orgânicos com a finalidade de recuperação de combustíveis através de poços". O veículo mais comum utilizado para injetar calor é o vapor saturado. No ano 2000 o projeto com uso de recuperação por vapor aumentou a produção em 417 675 barris de óleo por dia, segundo uma pesquisa do periódico *Oil and Gas Journal*, o que corresponde a 56% do total de todos os métodos de recuperação terciária.

É preciso atenção à perda de calor do fluido em casos que o reservatório esteja em profundidade considerável. Os resultados podem ser prejudicados devido esta perda de calor quando o fluido é aquecido em superfície (QUEIROZ, 2006).

A redução da viscosidade do óleo pelo calor provoca um aumento da eficiência do varrido, e pela expansão e destilação do óleo, e extração de solvente, o que aumenta a eficiência de deslocamento. Geralmente os projetos de injeção de fluido quente são auxiliados pela combinação destes fatores.

A redução de viscosidade é mais notória no início do aumento de temperatura do reservatório. Depois de atingir certa temperatura não se alcança um efeito considerável. Porém é válido salientar que estes testes e análises são geralmente feitos em óleos com valores baixos de ° API. (ROSA *et. al*, 2006)

Segundo Queiroz (2006), outros problemas associados à injeção de fluidos aquecidos são a alta razão de mobilidade, as baixas propriedades de deslocamento e a baixa capacidade térmica dos fluidos. O autor também lista algumas vantagens da injeção de vapor sobre a injeção de água, sendo elas:

- diferencial extra de pressão resultante da viscosidade cinemática mais alta do vapor. Um fluxo similar de massa de vapor resulta em uma maior velocidade de fluido e diferencial de pressão;
- baixa tendência de o vapor formar *fingers* comparado com a água;
- efeitos de destilação, os quais fazem com que as frações voláteis do óleo evaporem e sejam carregadas pelo vapor;
- o vapor contém mais calor, em virtude do calor latente, do que uma massa de água equivalente na mesma temperatura.

4.1.1. Injeção de Água Quente

A princípio, qualquer fluido aquecido pode ser injetado em uma formação para fornecer um aumento de temperatura. Os fluidos extensamente mais utilizados são vapor e

água quente devido sua disponibilidades e abundância. A injeção de água quente tem se mostrado menos eficiente que a injeção de vapor (CHU, 2003 *apud* BRADLEY, 2003).

Caracteriza-se como o método mais básico de recuperação térmica. Entretanto diversas considerações tornam a injeção de água quente menos atrativa que a injeção de vapor. A água aquecida possui baixa quantidade de calor, assim um reservatório ode requerer 2,5 a 3 volumes porosos de água para elevar sua temperatura para elevar sua temperatura até um valor próximo da água injetada (ROSA *et. al*, 2006).

O vapor carrega maior quantidade de calor por unidade de massa e possui menor viscosidade, assim geralmente resulta em vazões de injeção maiores que as de água aquecida (AHMED, 2001). Diferentemente de um sistema vapor-água, a água esfria quando perde energia. Isso resulta em um crescimento lento da zona de alta temperatura em torno do poço injetor (ROSA *et. al*, 2006).

Mesmo observando que a injeção de vapor é mais vantajosa do que a injeção de água aquecida, faz-se a opção pela água quando a utilização do vapor não é aplicável. Pede-se citar formações sensíveis a água doce e também em casos onde a pressão é muito elevada, assim a pressão de vapor seria muito elevada.

4.1.2. Injeção de Vapor

Segundo Lacerda (2000), o método consiste na injeção de vapor superaquecido no reservatório formando um banco de vapor que se condensa e transfere calor para o óleo, para a água e para a própria formação, inclusive a s das camadas adjacentes. Apresenta dois métodos de operação: cíclico e contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto que no modo contínuo a injeção permanece em um mesmo poço injetor até os poços vizinhos serem atingidos pelo banco de alta temperatura. Normalmente a fase cíclica precede a contínua, sendo considerada apenas uma coadjuvante no processo de aumentar a recuperação de petróleo.

A mesma consideração acima é feita por Lyons e Plisga (2005), como a injeção cíclica apenas como etapa que antecede a injeção contínua de vapor.

4.1.2.1. Injeção Cíclica de Vapor

Segundo descrito por Haan e Van Hookeren (1959), o método de injeção cíclica de recuperação foi descoberto por acidente durante uma exploração da Shell na Venezuela em 1959. O relato informa que durante a injeção contínua de vapor ocorreu um rompimento de vapor, e para aliviar a pressão de vapor no reservatório, colocou-se o poço injetor em produção. Verificou-se então uma vazão de óleo em quantidades consideráveis (QUEIROZ, 2006).

Segundo Barilla (2005), a estimulação cíclica consiste em injetar certa quantidade de vapor em um determinado poço por um determinado tempo, podendo ser até por semanas. O poço é mantido fechado por alguns dias e então ocorre sua abertura e começa a produção. As vazões começam altas e decaem com o tempo. A mesma definição encontra-se em Rosa *et. al* (2006), e ambas são correlatas à publicação de Hartmann (2011).

A seguir coloca-se a definição de Chu (2003) *apud* Bradley (2003), sobre injeção de vapor. Como nas referências anteriores, também ocorre distinção entre os métodos de injeção cíclica de vapor e injeção contínua de vapor. Chu (2003) *apud* Bradley (2003), diferencia por *steam stimulation* e *steam displacement* (comumente chamada de *steamflood*).

Segundo Chu (2003) *apud* Bradley (2003), na injeção cíclica (*steam stimulation*), vapor é injetado de maneira intermitente e o reservatório posto para produzir após cada injeção. A produção é feita pelo mesmo poço. Neste processo a força que impulsiona o óleo é fornecida pela pressão do reservatório, força gravitacional, expansão do fluido e da rocha e possivelmente pela compactação da formação. Neste processo de injeção cíclica de vapor, apenas a região adjacente ao poço é afetada. Após alguns ciclos de injeção e produção, a região próxima ao poço em reservatórios sem presença de inclinações, ficam praticamente depletadas e uma futura injeção de vapor seria inútil. Neste caso, poços deveriam ser perfurados com espaçamento bem pequeno para obter uma alta taxa de recuperação de óleo.

4.1.2.2. Injeção Contínua de Vapor

Ainda segundo Chu (2003) *apud* Bradley (2003), a injeção contínua de vapor apresenta uma recuperação de óleo muito maior que a injeção cíclica sozinha. Enquanto na injeção cíclica a operação é atribuída a apenas um poço, na injeção contínua é necessária a utilização de no mínimo dois poços. Um poço serve como injetor e outro funciona como produtor. Na maioria dos casos a injeção cíclica é requerida para estimular a produção quando o óleo é muito e viscoso para fluir antes do calor do poço injetor chegar.

ROSA *et. al* (2006) define a injeção contínua de vapor apenas como injeção de vapor, tendo grande convergência com Chu (2003) *apud* Bradley (2003), da teoria aplicada. Segundo Rosa *et. al* (2006), também utiliza-se diferentes poços para injeção e para produção, e ainda ressalta que a recuperação depende de vários fatores. Os mais importantes são os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada.

Os efeitos sobre a região próxima ao poço injetor são o aquecimento na temperatura de saturação do vapor, e a formação de uma zona de vapor em torno do poço que se expande com a contínua injeção de vapor (QUEIROZ, 2006) e (ROSA *et. al*, 2006).

Segundo Lyons e Plisga (2005), a injeção contínua de vapor (*steamflooding*) envolve injeção de aproximadamente composições com 80% de vapor e 20% de água no reservatório. Normalmente é praticada após uma injeção cíclica dos poços produtores.

A estimulação por vapor geralmente é realizada em número de ciclos. Cada ciclo consiste de três estágios: injeção de vapor, inundação, e produção (CHU, 2003 *apud* BRADLEY, 2003). Sem a estimulação por vapor, a produção de óleo é, eq. (8)

$$q_{oc} = \frac{0.00708kk_{ro}h}{\mu_{oc}\ln\frac{r_e}{r_w}} (p_e - p_w) \quad (8)$$

onde

q_{oc} = taxa de produção de óleo frio, B/D,

k = permeabilidade absoluta, md,

k_{ro} = permeabilidade relativa do óleo, fração

μ_{oc} = viscosidade do óleo frio, cp,
 p_e = pressão da formação no raio externo r_e , psia, e
 p_w = pressão no fundo do poço, psia.

Após a injeção de vapor, o óleo no interior da região aquecida, $r_w < r < r_h$, terá uma viscosidade menor, μ_{oh} . A produção do óleo aquecido, q_{oh} é, eq. (9):

$$q_{oh} = \frac{0.00708 k k_{ro} h}{\mu_{oh} \ln \frac{r_h}{r_w} + \mu_{oc} \ln \frac{r_e}{r_h}} (p_e - p_w) \quad (9)$$

onde r_h é igual ao raio da região aquecida, em pés (ft) (CHU, 2003 *apud* BRADLEY, 2003). A razão entre q_{oh} e q_{oc} é, eq. (10)

$$\frac{q_{oh}}{q_{oc}} = \frac{1}{\frac{\mu_{oh}}{\mu_{oc}} \frac{\ln \frac{r_h}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_h}} + \frac{\ln \frac{r_e}{r_h}}{\ln \frac{r_e}{r_w}}} \quad (10)$$

4.2. Combustão *in situ*

Trata-se da geração de calor gerado dentro do reservatório, diferentemente dos métodos vistos anteriormente em que o calor era levado ao reservatório através de água ou vapor. O termo já sugere que ocorra uma queima no interior do reservatório.

No processo uma pequena porção do óleo do reservatório entra em ignição, que é sustentada pela injeção de ar (ROSA *et. al*, 2006). 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. Esse conjunto de fatores faz com que o óleo se desloque na direção dos poços produtores (QUEIROZ, 2006).

4.2.1. Combustão Direta

Chamada de combustão direta, é o tipo mais comum para essa técnica de aquecimento. O termo direto significa que a direção da queima é a mesma da direção do fluxo de ar injetado no reservatório, sendo o fluxo no sentido do poço injetor para o poço produtor. (ROSA *et. al*, 2006)

Segundo Chu (2003) *apud* Bradley (2003), dois fatores importantes precisam ser destacados. Primeiro a região próxima ao poço produtor é fria, temperatura original do reservatório. Se o óleo que ainda não foi aquecido tem viscosidade alta, este não pode ser empurrado pelo óleo que recebeu calor e se tornou móvel devido a alta temperatura da zona de combustão. Segundo, a temperatura da região atrás da zona de combustão é alta, indicando uma grande quantidade de calor sendo armazenada na região, não sendo usada com eficiência.

A Figura 2 mostra as várias zonas formadas em um reservatório de óleo submetido a um processo de combustão *in situ* direta, enquanto a Figura apresenta um perfil de temperatura entre o poço injetor e o poço produtor, ilustrando as variações de temperatura pelas diversas zonas.

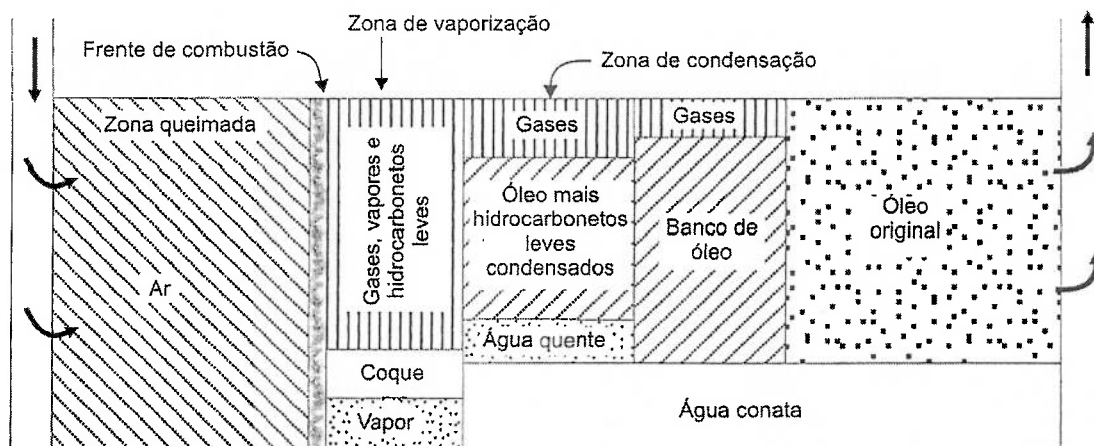


Figura 2 - Processo de combustão *in situ* direta. (Fonte: ROSA *et. al*, 2006).

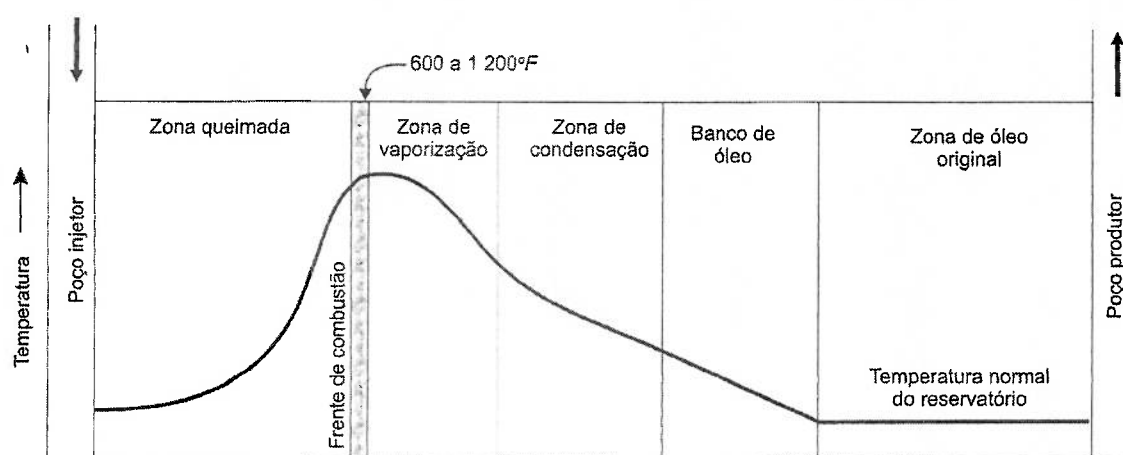


Figura 3 - Perfil de temperatura durante um processo de combustão *in situ* direta. (Fonte: ROSA *et. al*, 2006).

4.2.2. Combustão Reversa

Uma maneira para se evitar o bloqueio do fluxo citado na combustão direta, é ter a combustão a partir do poço produtor. A frente de combustão caminha em sentido oposto a injeção de ar. Porém o resultado da queima ficam atrás da frente de combustão, sendo indesejáveis na produção (BRIGHAM; CASTANIER, 2007 *apud* HOLSTEIN, 2007).

A combustão reversa nunca atingiu nível comercial de aplicação. Porém este método não deve ser descartado da literatura, apesar de suas dificuldades técnicas, pois pode fornecer alguma esperança na recuperação de óleos muito pesados e areias betuminosas (BRIGHAM; CASTANIER, 2007 *apud* HOLSTEIN, 2007) e (LYONS; PLISGA, 2005).

4.2.3. Combustão Molhada

Uma grande quantidade de calor fica armazenada na zona de combustão durante a combustão seca (injeção apenas de ar). Devido a baixa capacidade térmica, o ar não consegue transmitir este calor eficientemente. Água injetada juntamente com o ar pode capturar e

transmitir mais calor da zona de combustão (BRIGHAM; CASTANIER, 2007 *apud* HOLSTEIN, 2007).

Durante o processo de combustão molhada, a água injetada absorve calor da zona de combustão, vaporiza, move-se através da frente de queima e expande. O resultado é um movimento mais rápido de calor e de deslocamento de óleo (LYONS; PLISGA, 2005) e (BRIGHAM; CASTANIER, 2007 *apud* HOLSTEIN, 2007).

Dependendo da razão água/ar, a combustão molhada pode ser classificada como (1) incompleta quando a água é convertida em vapor superaquecido e recupera apenas parte do calor da zona de combustão, (2) normal quando todo o calor da zona de combustão é recuperado, e (3) temperado (*quenched*) quando a temperatura da frente declina devido a injeção de água (BRIGHAM; CASTANIER, 2007 *apud* HOLSTEIN, 2007).

4.3. Aquecimento Eletromagnético

A recuperação através de ondas eletromagnéticas é devido o aquecimento do reservatório após aplicado uma diferença de potencial entre os poços do campo (BARILLA, 2005).

O aquecimento eletromagnético é baseado na transformação da energia elétrica em energia 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).

Segundo Callarotti (2007) *apud* Warner (2007), o efeito de aquecimento de um meio poroso de reservatórios é simplesmente representado pela lei de Darcy com a viscosidade dependente da temperatura, $\mu(T)$, eq. (11).

$$\vec{V} = - \frac{k}{\mu(T)} \vec{\nabla} P(\vec{r}, t) \quad (11)$$

onde

$\vec{V}$ = velocidade do fluido,
 k = permeabilidade efetiva,

e

$P(\vec{r}, t)$ = pressão dependente da posição e do tempo.

O efeito do aquecimento do poço (ao longo da direção z), é representado pela viscosidade dependente da temperatura utilizada na lei de Hagen-Poiseville, eq. (12).

$$V_z \equiv - \frac{(R_{poço})^2}{8\mu(T)} \frac{\partial P(z, t)}{\partial z} \quad (12)$$

onde $R_{poço}$ = raio do poço.

A viscosidade, μ , é relacionada com a viscosidade cinemática, ν , pela relação

$$\mu = \rho \nu \quad (13)$$

onde ρ é a densidade do hidrocarboneto. A forte dependência da viscosidade ν (para valores de viscosidades cinemáticas acima de $2 \text{ mm}^2/\text{s}$) é dada pela lei mostrada a seguir

$$\log [\log (\nu + 0.7)] = A_1 - A_2 \log(T) \quad (14)$$

onde A_1 e A_2 são constantes características para cada hidrocarboneto líquido (sem gases dissolvidos), e T é a temperatura absoluta. O gráfico mostra esquematicamente na Figura 4, no intervalo de temperaturas do reservatório (40 à 60°C), que um aumento de temperatura de apenas alguns graus pode significativamente reduzir a viscosidade com o correspondente aumento de produção. Para um óleo de grau API 9.9, a temperatura aumenta de 30 para 40°C e causa uma redução de 67% na viscosidade, o aumento de 40 para 50°C causa uma redução de 67%, um aumento de 50 para 60°C diminui a viscosidade em 57%. A produção correspondente aumenta dependendo da distribuição espacial da temperatura por todo o reservatório e poço.

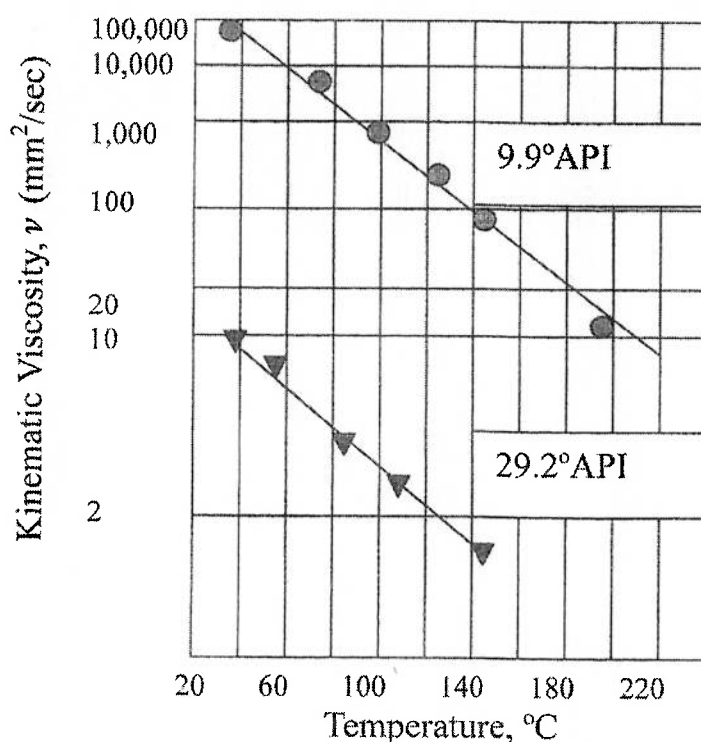


Figura 4 - Dependência da viscosidade cinemática do óleo pela temperatura para diferentes densidades. (Fonte: CALLAROTTI, 2007 *apud* WARNER, 2007)

5. ANÁLISE CRÍTICA

O material disponível em livros nacional especializados em engenharia de petróleo e de reservatórios apresenta os métodos térmicos de forma introdutória, com texto de fácil entendimento, porém superficial quando comparado aos livros internacionais. A seguir será feita a análise crítica separada por tópicos com as observações feitas sobre convergência de temas e classificações, assim como comparações entre as literaturas consultadas.

5.1. Conceitos Fundamentais

Observou-se alto grau de maturidade dos conceitos relacionados às propriedades das rochas e dos fluidos. Citando características intrínsecas como porosidade, permeabilidade, pressão de fratura, viscosidade, entre outras, percebeu-se uma sólida base teórica.

5.2. Métodos Avançados de Recuperação

Notou-se uma diferença de classificação entre a literatura nacional e a internacional. Enquanto no Brasil os métodos térmicos de recuperação são classificados como métodos especiais de recuperação terciária, nas publicações americanas são considerados como parte das técnicas de recuperação terciária. Uma tendência tem sido percebida nas publicações a usarem o termo como métodos especiais. Porém ambas apresentam as mesmas teorias, classificações e distinções de métodos (térmicos, miscíveis ou químicos).

5.3. Métodos Térmicos

Referente a injeção de água quente como método de recuperação avançada, constatou-se unanimidade na literatura quanto sua ineficiência perante a injeção de vapor.

Constatou-se um grande embasamento numérico na literatura internacional. As publicações contêm equacionamentos detalhados dos métodos térmicos de recuperação tanto por injeção de vapor, combustão *in situ* e aquecimento eletromagnético. Dados de aplicações em estudos de caso são apresentados didaticamente. As publicações nacionais em periódicos e teses utilizam-se destas referências matemáticas para apresentarem modelagens numéricas e simulações.

Principalmente na literatura nacional podemos ver uma maior separação entre as definições de injeção cíclica e injeção contínua de vapor. Distinção, que apesar de aparecer em algumas literaturas internacionais, é feita apenas para separar as etapas de um processo de recuperação avançado. A injeção de vapor cíclica é considerado um processo que antecede a injeção contínua.

Referente a combustão *in situ* novamente o caráter introdutório é notado nas publicações nacionais, diferentemente das internacionais onde a quantificação dos processos térmicos e principalmente transmissão de calor são muito bem definidos através de equacionamento matemático e gráficos. Também se percebe maior detalhamento dos métodos de combustão e até mesmo diferenciação por classificações mais elaboradas.

Notou-se também que as publicações que utilizam essas ferramentas matemáticas são estudos aplicados a simulações em maioria em cursos de engenharia mecânica e química. As teses e estudos científicos consultados mostraram que existe uma busca pela quantificação

matemática em livros internacionais, devido a falta dessas publicações em livros nacionais. Em grande unanimidade, as teses apresentam referencias bibliográficas nacionais para as definições dos métodos térmicos, e para quantificação apresentam os equacionamentos dos livros internacionais.

6. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Os conceitos fundamentais são imprescindíveis para o estudo da engenharia de reservatórios. A grande consolidação do conhecimento é devido seu caráter primordial em vários outros campos de aplicação, como mecânica de rochas, mecânica de fluidos. Porém devem ser colocados sempre em estudos de reservatório, pois são estes parâmetros que as técnicas de recuperação visam melhorar.

A diferença observada na literatura nacional e internacional entre, métodos avançados de recuperação secundária ou métodos de recuperação terciária, trata-se apenas de uma diferença de nomenclatura, pois os métodos térmicos nos dois casos aparecem nas mesmas seqüências de atividades e ordens de execução, também apresentando os mesmos objetivos.

Constatou-se grande convergência das fontes consultadas quanto a utilização de água aquecida para fornecer calor ao reservatório. Pode-se considerar com alto nível de confiabilidade que a injeção de água aquecida é um método pouco eficiente quando comparado à injeção de vapor.

A literatura nacional, principalmente as publicações feitas pela Petrobras, fazem uma distinção mais formal sobre a injeção cíclica de vapor, caracterizando-a como um processo em separado que antecede a injeção contínua de vapor. Essa distinção não acontece na maior parte das publicações internacionais consultadas, que colocam a injeção cíclica como simplesmente uma etapa do processo de injeção contínua. Também é válido salientar que essa diferença de classificação aparece nas publicações científicas e teses, sendo correlacionadas com suas respectivas referências bibliográficas.

Os métodos térmicos de recuperação são encontrados como casos aplicados das engenharias mecânica e química até então. As publicações que se utilizam de metodologias parecidas e fazem estudos acadêmicos em engenharia de petróleo ainda são em menor número devido à recente formalização da engenharia de petróleo em caráter acadêmico.

As aplicações dos métodos térmicos entram novamente em destaque no cenário de exploração e produção mundial. No caso do Brasil, existem muitos campos de óleos pesados e extra-pesados que podem ser estimulados com avanços técnicos nos métodos térmicos. Passado a especulação do pré-sal, com uma desaceleração dos investimentos, devido à diferença do preço do barril, o métodos térmicos entram em cena para melhorar a produção dos campos produtores.

Ainda pode-se citar que o aquecimento de reservatório é uma prática que agrega muito valor a exploração das areias betuminosas. Este trabalho serve de referência para futuras pesquisas e publicações a respeito de métodos térmicos e sugestões nas explorações de reservas não convencionais.

O caráter comparativo entre as literaturas ainda pode ser mais aprofundado e utilizado, juntamente com as simulações, para ilustrar cenários em cursos de aperfeiçoamento e também até mesmo de graduação em engenharia de petróleo. Pesquisas futuras podem inferir a validade das equações propostas em ambiente acadêmico.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED, T. H. **Reservoir Engineering Handbook**. 2nd ed. Boston, Gulf Professional Pub., c2001. xv, 1186p.
- AZIZ, K., SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. Applied Science Publishers.
- BARILLA, J. L. M. **Estudo do processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Fevereiro, 2005;
- BRADLEY, H. B. **Petroleum Engineering Handbook**. (Chapter46) Chieh Chu. Thermal Recovery. Society of Petroleum Engineers. 8th printing. Richardson, TX. 2003.
- CESGRANRIO, ENGENHEIRO DE PETRÓLEO. 2005. **Guia do Engenheiro de Petróleo**. Disponível em < <http://www.engenheirodepetroleo.com.br/pt/provas-resolvidas/engenheiro-de-petroleo/cesgranrio-2005-engenheiro-de-petroleo-q51-e-q52/> >. Acesso em: 20 de out. 2012.
- COSSÉ, R. **Basics of Reservoir Engineering**. Gulf Publishing Company, Houston, 1993.
- COSTA, A. P. A. **Desenvolvimento de um simulador térmico para recuperação de petróleos viscosos via aquecimento eletromagnético**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 1998.
- FANCHI, J.R. **Principles of Applied Reservoir Simulation**. 2.ed. Boston: Gulf Publishing Company, 1997.
- FRAUENFELD T.W.J. **A Partially Scaled Physical Model of Cyclic Steam Stimulation for Recovery of Oil and Bitumen**. In: SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery Held, Oklahoma, EUA, 17 - 20 Abril, 1994, *technical paper SPE* 27836;
- GALVÃO, E. R V P. **Injeção de Vapor e Solvente como Método de Recuperação Avançada em Reservatórios de Óleo Pesado**. 2008. 106 p. Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2008.
- GONÇALVES, Lucia Ines Bonet. **Estudo Experimental da Combustão Molhada na Recuperação de Óleo Pesado**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Mecânica, universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, SP; [s.n], 2010.
- HARTMANN, H. G. **Métodos dos Volumes Finitos Aplicado ao Escoamento Bifásico Óleo-Água em Reservatórios de Óleo Considerando Efeitos de Aquecimento no Poço Produtor**. 2011. 106 p. Projeto de Graduação em Engenharia de Petróleo - Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

HOLSTEIN, E. D. **Petroleum Engineering Handbook - Volume V(B) - Reservoir Engineering and Petrolphysics**. (Chapter 16) William E. Brigham and Louis Castanier. In-Situ Combustion. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007.

HOLSTEIN, E. D. **Petroleum Engineering Handbook - Volume V(B) - Reservoir Engineering and Petrolphysics**. (Chapter 15) Jeff Jones. Thermal Recovery by Steam Injection. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007.

LACERDA, J. A. **Custos de Métodos Térmicos Analíticos**. E e P - RNCE/GERET/GEREV/GEREV-II, Natal, outubro, 2000.

LYONS, W.C.; PLISGA, G. J. **Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering**. (Chapter 5.11 Enhanced oil Recovery Methods). 2nd ed. Gulf Publishing Company, Houston, 1996 2005.

MOCZYDLOWER, P. Conexão Pravap- Petrobras, ano 6, n.23, Dez. 2005.

MOTHÉ, Cheila Gonçalves; JUNIOR, Clenilson da Silva S. **Petróleo pesado e extrapesado: reservas e produção mundial**. **TnPetróleo**, Rio de Janeiro, Ed. 57, nov. / dez. 2007. Disponível em: http://WWW.tnpetroleo.com.br/download.php/revista/download/i/33/nome/TN57_Artigos.pdf > Acesso em 02.nov.2012.

PRATS, M. **Thermal Recovery**. Monograph series, SPE, Richardson, Texas, 1982.

QUEIROZ, G.O. **Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de óleo Pesado**. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, RN, 2006.

RIOS, Victor de Souza. **Estudo Experimental da Injeção de Vapor pelo Método SAGD na Recuperação Melhorada de Óleo Pesado**. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Faculdade de Engenharia Macânica, universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, SP; [s.n], 2011.

ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.

SMITH, C. R. **Secondary Oil Recovery**. Robert E. Krieger Publishing Company, Inc., Malabar, FL, 1966.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

VALKÓ, P., ECONOMIDES, M. **Hydraulic Fracture Mechanics**. John Willey and Sons, 1995. 22-29 p.

WARNER JR., H.R. **Petroleum Engineering Handbook - Volume VI - Emergin and Peripheral Technologies**. (Chapter 12) Roberto C. Callarotti. Eletromagnetic Heating of Oil. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2007.