

## ESTRATÉGIA DE INJEÇÃO DE VAPOR EM POÇO HORIZONTAL ÚNICO

Richard Douglas Ribeira Moreira<sup>1</sup> (UNICAMP), Osvaldo Vidal Trevisan<sup>2</sup> (UNICAMP)

<sup>1</sup>DEP-FEM-UNICAMP Campinas 13081-970, rdmoreira@gmail.com

<sup>2</sup>DEP-FEM-UNICAMP Campinas 13081-970, trevisan@dep.fem.unicamp.br

A injeção de vapor auxiliada por drenagem gravitacional em poço único, denominada SW-SAGD (*Single Well Steam Assisted Gravity Drainage*), é um processo de recuperação térmica desenvolvido com um único poço horizontal. Esta técnica é de desenvolvimento recente e vem sendo estudada para aplicações na recuperação de óleos pesados no Canadá e na Venezuela. No trabalho são estudadas diversas estratégias, através de simulação numérica, visando o aprimoramento da técnica. O estudo usa como propriedades de reservatório e fluidos dados pertinentes a um campo da bacia do Espírito Santo, de forma a tornar o estudo aplicado às condições brasileiras. As estratégias são formadas pela combinação de diferentes opções de operação como o uso, ou não, da injeção cíclica prévia e a colocação de obturadores no poço produtor em diversas configurações geométricas. O desempenho do processo de recuperação para as diferentes estratégias é comparado sempre com aquele obtido para o processo tradicional de injeção de vapor assistida por drenagem gravitacional, aqui denominado DW – SAGD (*Dual Well Steam Assisted Gravity Drainage*), para as mesmas condições. São feitas também comparações com a produção primária por poço horizontal e entre as diversas estratégias geradas. A influência de alguns parâmetros como o comprimento do poço e a posição e disposição dos obturadores, a configuração das zonas de injeção e de produção – é também examinada. Como resultado da comparação entre todas as estratégias de melhoria para o processo SW-SAGD, obtém-se um processo com recuperação comparável, ainda que menor, à do SAGD tradicional com dois poços. O processo é atraente para reservatórios de pequena espessura e de maior profundidade, onde a perfuração de um segundo poço horizontal é de difícil realização técnica ou econômica.

*SAGD, SW-SAGD, Injeção em Poço Único, Simulação de Reservatórios, Recuperação Térmica*

### 1. INTRODUÇÃO

Dos reservatórios de petróleo é possível recuperar somente uma fração de óleo. A maior parte permanece dentro da jazida, devido à complexidade dos reservatórios e aos mecanismos ainda pouco eficientes de recuperação. Torna-se necessário, portanto, o estudo e o desenvolvimento de metodologias que aumentem a extração de óleo residual.

Para os reservatórios terrestres localizados no Brasil, com grandes volumes de óleos pesados e de alta viscosidade ( $^{0}\text{API}$  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.

A introdução de calor no reservatório provoca o aumento da temperatura da rocha e dos fluidos, diminuindo a viscosidade e a saturação residual do óleo. A introdução de calor é feita normalmente através da injeção de fluidos quentes, em processos conhecidos pelos nomes de injeção cíclica e de injeção contínua de vapor. O propósito da injeção térmica é aquecer o reservatório, para aumentar a mobilidade do óleo, a eficiência de deslocamento e, conseqüentemente, facilitar a recuperação.

De acordo com Rosa *et al.* (2006), geralmente, a injeção de fluido quente é aplicada em óleos viscosos entre 10 e 20  $^{0}\text{API}$ , pois estes são mais suscetíveis à redução de viscosidade pelo calor. É aplicada em reservatórios com menos de novecentos metros de profundidade, pois nestes são menores as perdas de calor ao longo do poço e para as formações adjacentes. O vapor é recomendado para formações com permeabilidade maior ou igual a 500 mD, pois nestas, é mais fácil o escoamento de óleo viscosos. A injeção é indicada para formações com uma saturação inicial de óleo maior que 0,15 m<sup>3</sup> (metros cúbicos) de óleo por m<sup>3</sup> de rocha, para uma maior chance de sucesso econômico. E para espessuras de arenito excedendo a dez metros, de forma a limitar a proporção das perdas de calor para as formações vizinhas. Deve-se observar também a relação de autofagia da energia, através da qual, pelo menos um metro cúbico de óleo deve ser recuperado para cada 15 m<sup>3</sup> de água injetada como vapor, pois geradores alimentados a óleo podem converter cerca de 15 m<sup>3</sup> de água para vapor para cada m<sup>3</sup> de óleo queimado.

Na injeção de vapor, como na produção de líquidos, pode-se utilizar tanto poços verticais como horizontais ou suas derivações combinadas. O uso do poço vertical é desvantajoso pela limitação do contato com o

reservatório em formações horizontais pouco espessas. A diferença mais destacada do poço horizontal, em relação ao vertical, vem da produtividade e da extensão do poço dentro da rocha portadora de hidrocarboneto. As aplicações dos poços horizontais têm se mostrado efetivas em reservatórios naturalmente fraturados, com problemas de cone de água e de gás, em produção de gás, em reservatórios de alta e baixa permeabilidade, e em aplicações para o aumento de recuperação de óleo e especialmente em métodos térmicos, como mencionado por Anderson *et al.* (1988).

Há dois pontos que motivaram o estudo da técnica de injetar e produzir no mesmo poço horizontal. O primeiro deriva do custo de perfuração e completação de dois poços horizontais na técnica tradicional, um para injetar vapor e outro para produzir os fluidos. O segundo resulta da real possibilidade de inexistir espaço vertical suficiente no reservatório para a perfuração de um segundo poço horizontal, nos recomendados reservatórios pouco espessos (Akin e Bagci, 2001).

Neste estudo foram simulados, através do CMG-STARs versão 2005, dois tipos de configurações: a de dois poços e a de poço único. A configuração para dois poços é usada no processo DW-SAGD e a configuração em poço único é a proposta no trabalho. O processo em poço único é explorado em variações de procedimentos com aplicação de pré-aquecimento, isto é, com a aplicação da injeção cíclica, repetida por três vezes, preliminarmente ao emprego da injeção contínua de vapor. Resultados obtidos com a simulação do processo de recuperação primária são também mostrados para evidenciar o ganho obtido com a recuperação térmica.

O modelo físico do reservatório, a discretização utilizada, o modelo de fluidos e as condições operacionais são semelhantes para todos os ensaios. Os resultados são comparados através dos indicadores do fator de recuperação de óleo e da razão óleo vapor.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

Na injeção contínua de vapor assistida pela drenagem gravitacional, um dos principais fatores é o mecanismo de produção natural devido à ação da força gravitacional. Juntamente com o fato de o poço horizontal possuir um maior contato com a formação em toda a extensão, o mecanismo proporciona uma rápida cobertura de todo o volume do reservatório e uma maior recuperação em menor tempo.

### 2.1 DW-SAGD – “Dual Well Steam Assisted Gravity Drainage”

Butler e Stephens (1981) patentaram o processo de dois poços horizontais, paralelos e posicionados verticalmente um acima do outro. Neste tipo de configuração, usa-se o poço superior como injetor e o poço inferior como produtor. O vapor é introduzido continuamente próximo ao fundo do reservatório pelo poço injetor e tende a subir. Em contraposição, o vapor condensado e o óleo aquecido tendem a descer. Todo o vapor que entra na formação, após sua condensação através do contato com a jazida fria, juntamente com o óleo mobilizado, escoam pela interface óleo-vapor onde está sendo cunhada a câmara de vapor. O óleo, aquecido pela condução do calor, tem sua viscosidade diminuída, o que permite escoar por gravidade para o poço produtor. Como a saturação também é diminuída, o espaço de onde esse óleo foi removido é ocupado pelo vapor, até os extremos da câmara dentro do reservatório, mantendo sua pressão constante. Isto é, o óleo móvel e o vapor condensado escoam para o produtor, enquanto que o vapor continua em ascensão dentro da formação, mantendo a pressão da câmara constante.

O crescimento da câmara ocorre tanto para cima quanto lateralmente. No entanto, o crescimento vertical é limitado pelo topo do reservatório, e a câmara continua seu aumento horizontal para os limites laterais. A Figura 1 esquematiza este processo.

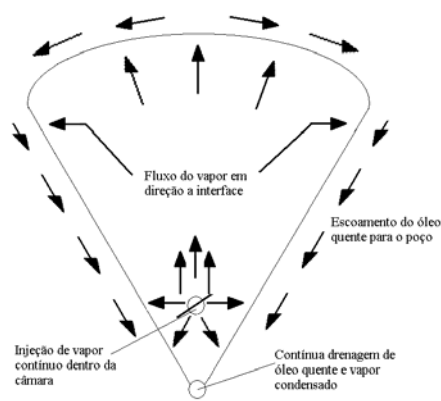


Figura 1. Esquema da drenagem gravitacional (DW-SAGD)

## 2.2 SW-SAGD – “Single Well Steam Assited Gravity Drainage”

O processo SW-SAGD segue o mesmo princípio do DW-SAGD, mas a injeção de vapor e a produção de óleo acontecem no mesmo poço. Esta opção de estratégia pode ser interessante por reduzir o alto custo da perfuração e completação de dois poços horizontais, e também por viabilizar tecnicamente o processo em reservatórios com espessuras muito finas, nos quais não há extensão vertical suficiente para a perfuração de um segundo poço. Nesta configuração, um tubo concêntrico isolado, denominado ICCT (“*Insulated Concentric Coiled Tubing*”), localizado dentro do poço, é usado para levar vapor de alta qualidade até a extremidade final do poço. E o anular é usado para direcioná-lo para dentro da formação e também para produzir os fluidos dela provenientes.

Falk *et al.* (1996) realizaram uma investigação sobre a técnica do ICCT, que se justifica devido a um fator: a perda de calor em trânsito para a formação vizinha, neste caso, para o poço anular. Isto influencia em duas questões. A primeira, o desenvolvimento da câmara de vapor é parcialmente dependente da diferença de densidade entre o vapor injetado e o óleo “*in-situ*”. Se houver excessiva perda de calor em trânsito, na saída do fluido haverá um fração líquido-vapor muito alta e, portanto a diferença de densidade entre o vapor injetado e o óleo “*in-situ*” será reduzida, retraindo a câmara de vapor, diminuindo a produção de óleo. Segundo, não havendo este isolamento na tubulação, o excesso de calor perdido para o anular vaporiza a água que nele se encontra, causando problemas para a bomba de produção localizada no calcanhar do poço. Assim, para que o problema seja superado, a tubulação deve levar alta qualidade de vapor até a ponta do poço, para dentro do reservatório, com revestimento isolante térmico ao seu redor.

Nzekwu e Pelensky (1997) patentearam este conceito de uso do mesmo poço para injetar vapor, bem como para produzir fluidos e verificaram que a câmara de vapor cresce verticalmente em direção ao topo do reservatório sob a influência do empuxo gravitacional. Cresce lateralmente pela condução de calor nas extremidades da câmara e pelo fluxo convectivo devido à alta pressão da injeção de vapor. Cresce longitudinalmente ao longo do poço horizontal, isto é, da ponta do poço até o calcanhar, através do aumento da pressão causada pela injeção de vapor na ponta do poço; e pela pequena queda de pressão dentro do anular em direção ao calcanhar, como resultado do escoamento entre o tubo injetor e o “*liner*” rasgado.

Segundo Shen (1998), “barreiras”, como a pressão capilar próxima ao poço horizontal, impedem o escoamento em contra corrente do vapor e do óleo na formação, fazendo com que a recuperação de óleo seja muito baixa. Ashok K. *et al.* (2000) observaram que o uso de um mesmo poço para injeção e produção envolve um risco significativo de uma porção do vapor voltar através do poço sem entrar no reservatório, fechando um curto circuito. verificaram também que a distribuição de temperatura dentro do reservatório não é uniforme e a região aquecida ao redor do poço varia bastante ao longo do comprimento do poço, conforme mostrado na Figura 2. Na região aquecida, o gradiente de pressão ao longo da direção do poço causa uma movimentação parcial do óleo em direção ao calcanhar do poço e tem efeito sobre a quantidade de vapor que entra na formação e as quantidades de óleo e água condensada que são produzidas no poço produtor. Além do mais, sempre alguma quantidade de vapor retorna ao longo do poço sem entrar no reservatório, desviando-se em curto-circuito.

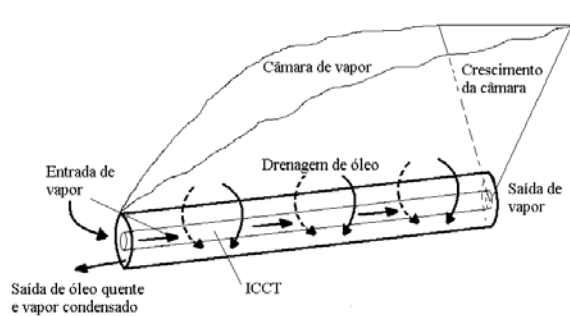


Figura 2. Esquema do fluxo de vapor no processo SW-SAGD. Modificado de Ashok (2000)

Elliot e Kovscek (1999) apresentaram um estudo de simulação numérica combinando as condições de operação para a injeção de vapor antes do processo SW-SAGD e o processo propriamente dito, para melhorar a recuperação de óleo. Como resultado, a injeção cíclica repetida três vezes antes do SW-SAGD oferece condições mais favoráveis para o aquecimento da região próxima ao poço, melhorando o desempenho final. A base da pesquisa foi comparar, em um modelo de simulação, as condições operacionais iniciais de injeção cíclica, de circulação de vapor e de aplicação de uma pressão diferencial extrema, entre as seções do poço injetor e produtor, separados no meio por um obturador, antes de iniciar o processo SW-SAGD, que é uma injeção

contínua de vapor. A Figura 3 mostra as curvas do fator de recuperação contra o tempo, para os casos estudados, durante dez anos (3650 dias) de produção.

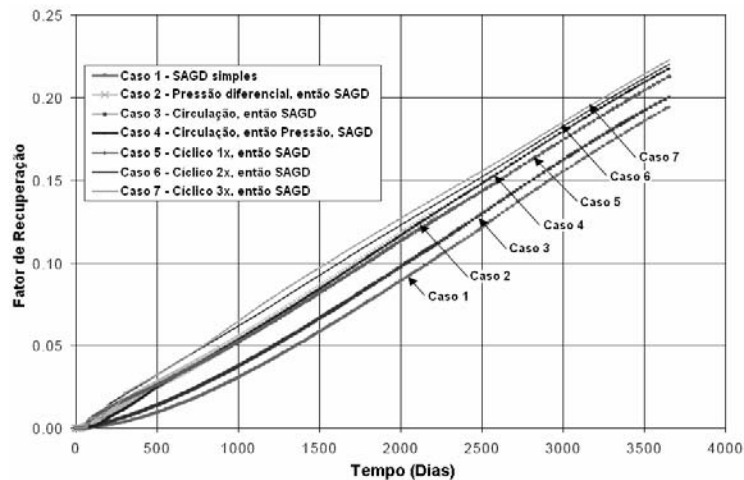


Figura 3. Fator de recuperação em dez anos de produção. Elliot e Kovsky (1999)

### 3. METODOLOGIA

Visando acelerar a entrada do vapor na formação pela injeção contínua, impedida pelas “barreiras” da pressão capilar, da compressibilidade da rocha, da pressão do reservatório e distribuir o calor ao longo do comprimento do poço em todo o reservatório, foram testadas estratégias de melhoria para o processo SW-SAGD simples.

#### 3.1 SW-SAGD com três estágios cíclicos

No SW-SAGD, o vapor somente entra na formação através da ponta do poço e é recuperado logo pelo anular. Diferentemente do processo DW-SAGD, onde o vapor é injetado ao longo do comprimento do poço para dentro do reservatório, por uma diferença de pressão suficiente entre os pares de poços. O vapor deve passar através da formação antes de alcançar o produtor, por isso institui-se uma fase de pré-aquecimento, antes de iniciar o processo SW-SAGD propriamente dito.

Sem a fase de pré-aquecimento, a câmara de vapor só inicia sua ascensão para dentro do reservatório se o calor injetado pela tubulação diminuir a viscosidade do óleo. Mas isto somente começa a acontecer após a condução do calor proveniente do vapor retornado em curto circuito. A condução é um processo lento e leva tempo até que o óleo na circunvizinhança da ponta do poço possa ser produzido, o vapor ocupe os espaços deixados por ele e assim se estabelece o processo SAGD conhecido.

A injeção cíclica repetida por três vezes foi escolhida como a fase de pré-aquecimento, assim como a duração de cada período de 20, 10 e 30 dias, para a injeção, o encharcamento e a produção respectivamente, com base nos resultados de Elliot e Kovsky (1999).

#### 3.2 SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos

De acordo com Elliot e Kovsky (1999), o obturador desempenha dois papéis importantes: Impede a comunicação do “liner” de revestimento com o reservatório, evitando a recuperação na parte interrompida do poço; e, a partir do começo da injeção contínua, interrompe a produção de óleo no anular, no setor do injetor, para que o vapor apenas entre na formação, sem ser recuperado, retardando um curto circuito de vapor.

A Figura 4 ilustra o processo de injeção cíclica prévia com o comprimento do intervalo cego insignificante. Primeiramente, o vapor tende a entrar no reservatório pela ponta e pela abertura junto ao obturador. No entanto, encontra um caminho curto de retorno para o escoamento em direção ao anular. Como não há produção neste período, a maior parte do vapor entra na formação pelo “liner”. Após o período de encharcamento, o produtor é aberto, o óleo drenado é recuperado e repete-se todo esse processo cíclico por mais duas vezes.

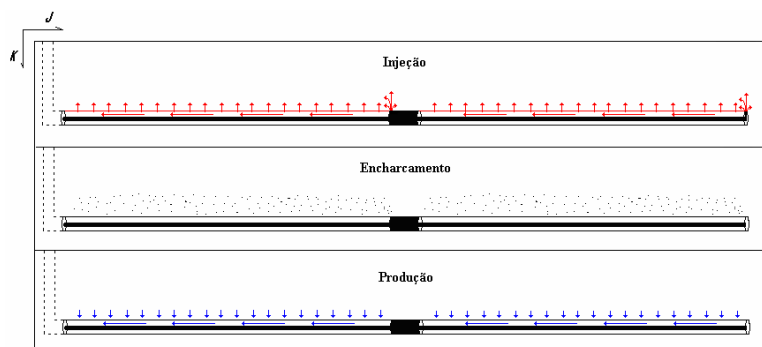


Figura 4. Estágio cíclico com obturador no poço

Após a injeção cíclica, com um espaço maior para a entrada do vapor na formação porosa devido à retirada de óleo na fase de pré-aquecimento, é iniciada a injeção contínua na ponta do poço. Com a divisão de setores pelo obturador, busca-se aquecer um grande volume na parte da jazida próxima ao trecho do injetor. E os fluidos serem produzidos na segunda metade, na seção do trecho produtor, como demonstrado na Figura 5. O obturador é a barreira imediata que não deixa os fluidos serem produzidos. O vapor tende a preencher o espaço poroso e aquecer uma maior massa de óleo antes de alcançar a zona produtora.

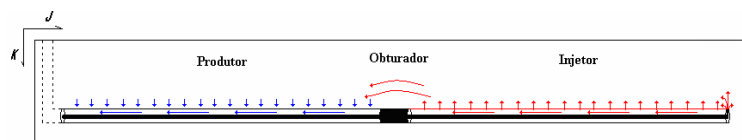


Figura 5. Estágio de injeção contínua com obturador

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As simulações buscam uma comparação dos resultados de produção com os processos de recuperação primária, do DW-SAGD, do SW-SAGD e suas propostas estratégias de melhoria – pré-aquecimento e uso do obturador. Os resultados serão apresentados em conjunto, através de gráficos e figuras. O tempo de operação para todos os eventos é de dez anos. Este tempo foi estipulado com base na observação do limite termodinâmico da razão óleo-vapor (ROV) para o processo DW-SAGD, tomado como referência nos estudos de Barillas (2005).

### 4.1 Recuperação primária, processos DW-SAGD e SW-SAGD

A Tabela 1 mostra a produção acumulada de óleo, o fator de recuperação e a produção e injeção acumulada de água para os ensaios com os três processos. Observa-se que o fator de recuperação é significativamente maior com a injeção de vapor, aproximadamente o dobro com o poço único e o quádruplo com o poço duplo.

Tabela 1. Produção para os processos básicos de recuperação

| Tipo de Recuperação | Data final | NP (Mm3) | FR (%) | WP (Mm3) | WI (Mm3) |
|---------------------|------------|----------|--------|----------|----------|
| DW-SAGD             | 29/12/2009 | 16,25    | 31,74  | 380,56   | 365,00   |
| SW-SAGD             | 29/12/2009 | 7,97     | 15,70  | 369,10   | 365,00   |
| Primária            | 29/12/2009 | 4,79     | 9,43   | 0,056    | —        |

Verifica-se também que o processo SW-SAGD apresenta produção acumulada de água semelhante ao processo DW-SAGD, mas um fator de recuperação de óleo menor, sob as mesmas condições operacionais. Isto ocorre porque no DW-SAGD o vapor injetado primeiro entra na formação, aquecendo toda a extensão da circunvizinhança do poço, sem ser recuperado. Somente após o início da produção, quando ocorre a ligação entre o poço injetor e o produtor, é que ocorre o processo de drenagem gravitacional, com o vapor ocupando os espaços de onde o óleo é drenado.

A Figura 6 mostra uma comparação entre a recuperação primária e a recuperação melhorada pelos dois processos SAGD. Na curva referente ao DW-SAGD, não há aumento significativo do fator de recuperação após os 31,35 %, nos meados de 2007. A estabilização da curva aponta que o processo esgotou seu potencial de recuperação. O número aqui observado está certamente associado aos parâmetros de processo adotados para o ensaio, entre eles, a saturação residual do óleo, a permeabilidade da rocha, a viscosidade do óleo e a fatores como a não completação dos poços em todo o comprimento do reservatório e ao posicionamento dos poços. Este último provoca efeitos notáveis, como o acúmulo de óleo na parte inferior do poço produtor, mesmo o poço produtor estando quase na base do reservatório. Por outro lado, no processo SW-SAGD, a estabilização da curva esta longe de advir, pois o efeito da drenagem gravitacional não acontece ao mesmo tempo em toda a extensão do comprimento do poço. Isto é, por ser uma injeção pontual, a recuperação do óleo ocorre primeiramente nas proximidades da ponta do poço, onde o crescimento da câmara de vapor, após alcançar os limites superiores e laterais do reservatório, é conduzido em direção ao seu calcanhar. O escoamento gravitacional se dá pela diferença de pressão entre o volume de vapor injetado e o volume de óleo. Uma das desvantagens do processo SW-SAGD vem do longo tempo para recuperar o óleo em toda a perfuração do poço no reservatório.

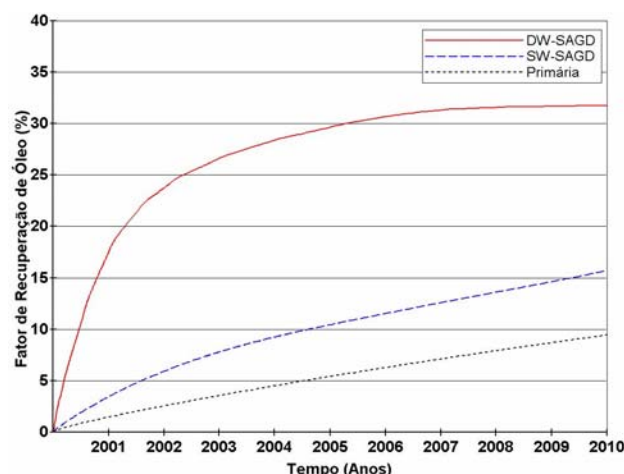


Figura 6. Fator de recuperação para os três processos básicos

#### 4.2 SW-SAGD com três estágios cíclicos

Pelo procedimento do estágio cíclico, o vapor injetado pela extremidade da tubulação deveria adentrar imediatamente no reservatório, mas, devido às “barreiras” da pressão capilar, da compressibilidade da rocha e da pressão do reservatório, parte desse vapor retorna pelo anular, em curto-circuito. Para que o calor fornecido atue no reservatório com melhor desempenho, o poço produtor é fechado. O vapor que se encontra no anular entra na formação através de perfurações localizadas no revestimento ao longo de todo o poço horizontal, num processo de injeção semelhante ao DW-SAGD, porém, feita através do poço produtor. Após 20 dias de injeção, fecha-se o poço injetor por um período de espera ou encharcamento de 10 dias, de modo que o calor inserido se dissipe ao redor do poço. Posteriormente, com a abertura do poço produtor por 30 dias, o óleo mobilizado, juntamente com a água condensada do vapor em contato com a zona fria da jazida, é escoado, pelas mesmas perfurações do revestimento que antes foram usadas para injeção, e produzido no anular.

Após o estágio cíclico, é gerada uma abertura para maior contato do vapor com a região de óleo ao redor do poço. Com o início da injeção contínua, no processo SW-SAGD, o vapor tende a ocupar os espaços porosos vazios deixados pela retirada do óleo. Ou seja, a expansão da câmara começa na ponta do poço, transferindo calor por condução e convecção para os setores frios do reservatório, e vai até o calcanhar do poço. Enquanto o calor latente do vapor da injeção contínua não chega à zona próxima ao calcanhar, a produção de óleo por drenagem gravitacional neste local permanece sendo feita pelos fluidos com condição de escoamento, aquecidos pelo processo cíclico anterior.

Ainda que haja espaço poroso entre o poço e o reservatório devido à retirada do óleo pelo processo de pré-aquecimento, a atuação do vapor no início da injeção contínua permanece restrita, após ser feita pontualmente na extremidade do tubo concêntrico. O vapor não avança sobre toda a extensão horizontal do poço no reservatório. O espaço poroso promovido não é suficiente para o transporte do vapor até o calcanhar do poço. A drenagem gravitacional do óleo para dentro do poço produtor ocorre somente depois que sua viscosidade alcança o ponto de escoamento.

Observa-se na Figura 7, a manutenção da inclinação da curva de produção, mesmo após os meados de 2005. A injeção permanece sendo pontual e a ascensão da câmara de vapor se dá primeiramente para cima até alcançar

o topo do reservatório para depois se expandir lateralmente. Com isso, há regiões onde o óleo impregnado na formação não é totalmente mobilizado até o final da simulação de 10 anos (Moreira, 2006).

Na Tabela 2, a produção acumulada de água (Wp), para os três processos térmicos presentes, apresenta quase os mesmos valores. Este resultado é coerente com as condições operacionais de injeção à uma taxa comum para os três casos e por um mesmo período de produção. A pequena diferença entre eles pode ser explicada pela água conata vaporizada, pela quantidade de água condensada que permaneceu na formação no fim do tempo de simulação (10 anos); e porque no estágio cíclico, nos períodos de encharcamento e produção, a injeção não é empregada.

#### 4.3 SW-SAGD – dois segmentos de poços com três estágios cíclicos (Caso 0)

Nesta estratégia, com o intuito de aumentar e acelerar a produção de óleo, o poço único (com uma tubulação e um anular) é dividido por um obturador em duas seções, um trecho injetor e um trecho produtor. Estas seções são ativadas após os estágios cíclicos, os quais ocorrem por três vezes consecutivas, com os mesmos tempos (20, 10, 30) dias.

Com maior espaço para a entrada do vapor na formação porosa devido à maior retirada de óleo na fase de pré-aquecimento, é iniciada a injeção contínua na ponta do poço. Como visto no processo DW-SAGD, o vapor primeiro penetra na formação ao longo de toda a extensão do injetor para depois os fluidos serem recuperados no produtor, obtendo um grande fator de recuperação. No Caso 0, busca-se aquecer um grande volume na metade do corpo da jazida, próxima ao trecho do injetor, e depois, os fluidos serem produzidos na outra metade, na seção do trecho produtor. O obturador é a barreira imediata que não deixa os fluidos serem produzidos imediatamente. Assim, o vapor tende a preencher o espaço poroso e aquecer uma maior massa de óleo antes de alcançar a zona produtora.

Verifica-se que, pelo pequeno tamanho do intervalo cego, a frente de óleo deslocada pela pressão de injeção avança para zona de produção, abrindo caminho sobre o obturador, provocando ainda um curto-circuito de vapor. Após a ligação entre as duas zonas, o óleo aquecido e a água condensada, que começam a se depositar ao longo da extensão da seção de injeção por diferença de densidade, são conduzidos juntamente com o vapor para a zona da produção por diferença de pressão. Isto é, quando ocorre a conexão entre as duas áreas, na zona de injeção ocorre uma drenagem gravitacional juntamente com o deslocamento por diferença de pressão em direção ao setor de produção. E na zona de produção ocorre a drenagem gravitacional.

A Tabela 2 apresenta os valores do Caso 0 para a produção de óleo acumulada, fator de recuperação, produção e injeção de água acumulada, juntamente com resultados referentes ao processo SW-SAGD cíclico 3x. O histórico da Figura 7 para o fator de recuperação mostra o progresso das tentativas de empregar uma melhor distribuição do calor no reservatório, resultando numa maior e mais rápida recuperação do óleo.

Tabela 2. Valores de produção adicionando a injeção cíclica

| <b>Tipo de Recuperação</b> | <b>Data final</b> | <b>NP (Mm3)</b> | <b>FR (%)</b> | <b>WP (Mm3)</b> | <b>WI (Mm3)</b> |
|----------------------------|-------------------|-----------------|---------------|-----------------|-----------------|
| DW-SAGD                    | 29/12/2009        | 16,25           | 31,74         | 380,56          | 365,00          |
| Caso 0                     | 29/12/2009        | 14,48           | 28,54         | 358,06          | 353,00          |
| SW-SAGD cíclico 3x         | 29/12/2009        | 14,17           | 28,31         | 356,46          | 353,00          |
| SW-SAGD                    | 29/12/2009        | 7,97            | 15,70         | 369,10          | 365,00          |
| Primária                   | 29/12/2009        | 4,79            | 9,43          | 0,056           | —               |

#### 4.4 SW-SAGD – dois segmentos, com três estágios cíclicos e diferentes comprimentos para os intervalos

A proposição de variação do comprimento dos intervalos segue a mesma lógica de buscar melhorar a distribuição de calor para dentro da formação, ao longo do comprimento do poço. Teoricamente, aumentando o intervalo entre o trecho injetor e o trecho produtor, o vapor se difunde na região cega, mobilizando maior volume de fluidos e produzindo maior recuperação de óleo, retardando o curto-circuito de vapor.

No estudo, o comprimento da distância cega obedeceu à ordem dos múltiplos de 30, isto é, 30, 60, 90, 120, 150 m, que são representados pelo Casos 1, 2, 3, 4, 5. De acordo com Elliot (1999), separando os poços, isto é, ampliando o comprimento fechado, aumenta-se o tempo requerido para o vapor escoar do injetor para o produtor e melhora-se o crescimento da câmara de vapor. Contudo, a separação entre o injetor e o produtor atrasa a produção de óleo.

No entanto, as curvas da Figura 7 mostram que, até meados de 2004, três valores se assemelham pelo fator de recuperação, sendo eles, o Caso 0 em laranja, com nenhum intervalo entre as duas seções, o Caso 1 em amarelo,

com intervalo de 30 metros e o Caso 2 em verde, com 60 m. Após esta data, o Caso 0 mantém uma diferença maior do fator de recuperação.

Nota-se também, pela ampliação demarcada pelo quadrado mostrado na mesma Figura 7, a ocorrência de fatores de recuperação menores para os outros casos analisados, ocasionados justamente pelo maior aumento da distância do intervalo entre os setores injetor e produtor. Isto é, para cada aumento de valor do comprimento do intervalo, um menor volume de óleo é recuperado. Com exceção dos Casos 1 e 2, pois, se a produção de óleo terminasse em meados de 2004, o fator de recuperação acumulada para os três casos seriam semelhantes.

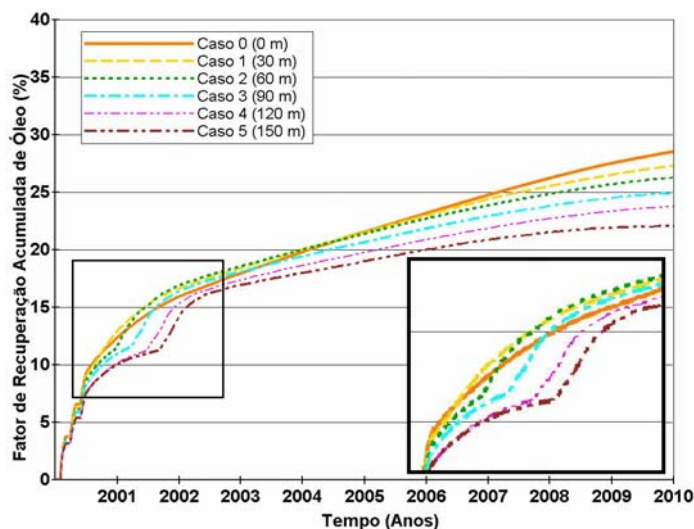


Figura 7. Fator de recuperação para os diferentes casos

#### 4.5 SW-SAGD – dois segmentos, com três estágios cíclicos e diferentes posições para os intervalos

Ainda na tentativa de se obter uma melhor estratégia, os ensaios desta etapa investem na variação das configurações dos trechos injetor e produtor, mantendo-se o comprimento do segmento fechado entre poços. Como os Casos 0, 1 e 2 apresentaram resultados parecidos, são modificados os seus comprimentos em margens pré-estabelecidas - 45, 90, 135, 180 - tanto para o injetor quanto para o produtor. As combinações possíveis de comprimentos diferentes para os trechos injetor e produtor – separados por um trecho cego de comprimento também variável - resultam em um total de 24 disposições de poços, como indicado na Tabela 3.

Tabela 3. Disposições de trechos

| Disposição do poço - Injetor (m) |          |           |         | Disposição do poço - Produtor (m) |          |           |         |
|----------------------------------|----------|-----------|---------|-----------------------------------|----------|-----------|---------|
| Caso                             | Produtor | Intervalo | Injetor | Caso                              | Produtor | Intervalo | Injetor |
| Caso 0                           | 465      | 0         | 45      | Caso 0                            | 45       | 0         | 465     |
|                                  | 420      | 0         | 90      |                                   | 90       | 0         | 420     |
|                                  | 375      | 0         | 135     |                                   | 135      | 0         | 375     |
|                                  | 330      | 0         | 180     |                                   | 180      | 0         | 330     |
| Disposição do poço - Injetor (m) |          |           |         | Disposição do poço - Produtor (m) |          |           |         |
| Caso                             | Produtor | Intervalo | Injetor | Caso                              | Produtor | Intervalo | Injetor |
| Caso 1                           | 435      | 30        | 45      | Caso 1                            | 45       | 30        | 435     |
|                                  | 390      | 30        | 90      |                                   | 90       | 30        | 390     |
|                                  | 345      | 30        | 135     |                                   | 135      | 30        | 345     |
|                                  | 300      | 30        | 180     |                                   | 180      | 30        | 300     |
| Disposição do poço - Injetor (m) |          |           |         | Disposição do poço - Produtor (m) |          |           |         |
| Caso                             | Produtor | Intervalo | Injetor | Caso                              | Produtor | Intervalo | Injetor |
| Caso 2                           | 405      | 60        | 45      | Caso 2                            | 45       | 60        | 405     |
|                                  | 360      | 60        | 90      |                                   | 90       | 60        | 360     |
|                                  | 315      | 60        | 135     |                                   | 135      | 60        | 315     |
|                                  | 270      | 60        | 180     |                                   | 180      | 60        | 270     |

De todos os casos estudados, a estratégia de injeção de vapor em SW-SAGD que oferece a melhor recuperação de óleos pesados é dada pela configuração do Caso 1 (300.30.180). A identificação da estratégia se refere a 300 metros de comprimento de trecho produtor, 30 metros de intervalo cego entre poços limitado por obturadores e 180 metros de comprimento do trecho injetor. A configuração confere tais resultados de recuperação com a estratégia de pré-aquecimento com injeção cíclica segundo o padrão (20, 10, 30 dias) para respectivamente os períodos de injeção, encharcamento e produção. A Figura 8 mostra a evolução das estratégias da injeção de vapor para o processo SW-SAGD.

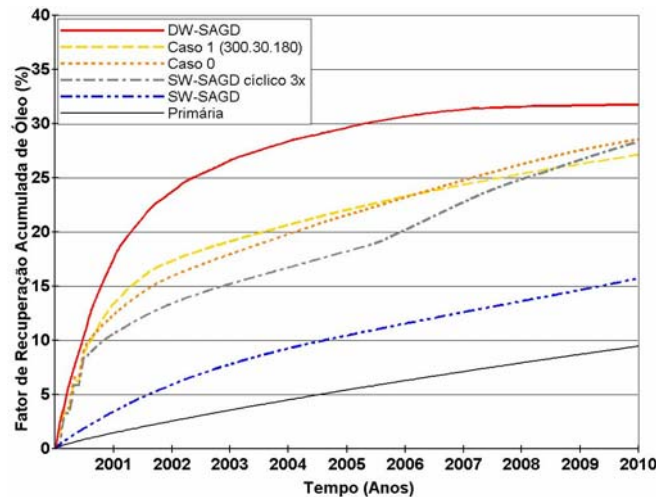


Figura 8: Fator de recuperação adicionando os processos com injeção cíclica

## 5. CONCLUSÕES

Os estudos de simulação sobre a recuperação através da injeção de vapor usando a geometria de poço único nos levam a apontar as seguintes conclusões:

- A injeção de vapor pontual em poço único (SW-SAGD) sem fase de pré-aquecimento, embora provoque uma temperatura maior na região da interface vapor-óleo da câmara de vapor, não produz maior recuperação de óleo do que a obtida com o processo de injeção ao longo de todo o poço horizontal (DW-SAGD).
- A injeção cíclica como etapa anterior, ou seja, na fase de pré-aquecimento é fundamental para o bom desempenho do SW-SAGD.
- O pré-aquecimento, isto é, o estágio cíclico repetido por três vezes no processo SW-SAGD, gera uma abertura para um contato maior do vapor com o óleo ao redor do poço, melhora a distribuição do calor na formação em relação ao processo SW-SAGD sem pré-aquecimento e, conseqüentemente, aumenta a produção de óleo.
- A separação no meio do poço por obturador na fase de pré-aquecimento, e a injeção do vapor em dois pontos, no meio e na extremidade do poço, acelera a distribuição do calor na formação e com isso provoca uma melhor recuperação de óleo.
- Na fase da injeção contínua, após o estágio cíclico, a estratégia de separação de poços induz a um aumento do volume da câmara de vapor, aquecendo e recuperando maior quantidade de óleo em relação ao processo SW-SAGD cíclico sem a divisão de setores.
- O aumento do intervalo cego entre os trechos de injeção e produção, aumenta a diferença da pressão e conduz o óleo mobilizado da seção de injeção para a zona de produção. Contudo, este aumento causa aprisionamento do óleo na seção de injeção, diminuindo o fator de recuperação.
- O confinamento do vapor na zona de injeção, devido ao aumento do comprimento do intervalo entre as seções, mantendo-se a injeção contínua, pode induzir a um indesejado aumento da pressão até os limites da pressão de fratura.
- As evolutivas modificações para as estratégias de melhoria do processo SW-SAGD não alcançaram um desempenho pelo fator de recuperação melhor que a do processo DW-SAGD. Sugere-se o estudo de novas estratégias, focando na fase de pré-aquecimento, já que esta mostrou ser muito efetiva. As oportunidades estão na variação da taxa de injeção no período cíclico e/ou na variação dos períodos do ciclo.

## 6. AGRADECIMENTO

Os autores gostariam de agradecer a CAPES pelo suporte financeiro dado ao principal autor no tempo que permaneceu realizando o curso de mestrado.

## 7. REFERÊNCIAS

- AKIN SERHAT, BAGCI SUAT “A Laboratory Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage Process” Ankara, Turkey, Journal of Petroleum Science & Engineering, 29, August, 2001.
- ANDERSON, S.A., HANSEN, S.A. and FJELDGOARD, K., “Horizontal Drilling and Completion”. SPE 18349, 1988.
- ASHOK K. SINGHAL; SWAPAN DAS; JON GOLDMAN AND ALEXANDRU T. TURTA “A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage” Tulsa, Oklahoma, SPE 59333, 3-5, April 2000.
- BARILLAS J. L. M; “Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais”. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal Rio Grande do Norte - Natal/RN, Fev. 2005.
- BUTLER R. M., STEPHENS D. J. “The Gravity Drainage of Steam Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells”, Journal of Canadian Petroleum Technology. 4-6, 1981.
- DUTRA JR. T. V. “Desenvolvimento de um Simulador Numérico para a Injeção Cíclica de Vapor” Dissertação de Mestrado. Escola de Minas - Universidade Federal de Ouro Preto, 1, Abril, 1987.
- ELLIOT K. T.; KOVSCEK A. R.; “Simulation of Early-Time Response of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage.” Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, SPE 54618, 26-28, May, 1999.
- FALK, K., NZEKWU, B., KARPUK, B., and PELENSKY, P. “Concentric CT for Single-Well, Steam-Assisted Gravity Drainage” Word Oil, 85-95, July, 1996.
- MOREIRA R. D. R. “Injeção de Vapor Auxiliado por Drenagem Gravitacional em Poço Único”. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 5, Dezembro, 2006.
- NZEKWU BEN I., PELENSKY PETER J. “Single Horizontal Wellbore Gravity Drainage Assisted Steam Flooding Process” United States Patent 5626193, 6, May, 1997.
- ROSA ADALBERTO, CARVALHO R. de S., CARVALHO J. A. D. “Engenharia de Reservatórios de Petróleo” Brasil, 808 p., 2006
- SHEN C. “Numerical Investigation of SAGD Process Using a Single Horizontal Well” Third SPE/PS International Conference on Horizontal Well Technology Calgary, Alberta, Canada, SPE 50412, Nov. 1-4, 1998.

## STEAM INJECTION STRATEGIES FOR A HORIZONTAL SINGLE WELL

The goal of the present work is to study, using numerical reservoir simulation, several strategies to improve performance of the Single Well - Steam Assisted Drainage Gravity (SW-SAGD), a new but promising thermal recovery technique aimed at exploitation of heavy oils . The strategies are composed basically of two measures: cyclic steam injection prior to the main injection-production process and wellbore splitting into injection and production zones by packer settings. The measures are scrutinized when used isolated or in combination. Cyclic injection is varied according to cycle duration. Wellbore splitting scrutiny involved variations in packer positioning and in the length of the injection/production zones. Comparisons are made between the performance of oil recovery for the developed strategies and the performance of the traditional dual well SAGD technique with similar operating parameters and field conditions. The results point out the best strategy regarding key parameters as the oil recovery factor and the steam oil ratio. Results were also verified for variations of rock and fluid properties in the range of a typical heavy oil reservoir. As a result, a new strategy for the SW-SAGD process is reached, providing an oil recovery higher than that yielded by the equivalent DW-SAGD.

*SAGD, SW-SAGD, Single Well Flooding, Reservoirs Simulation, Thermal Recovery*

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.