

Recuperação aprimorada de óleo - uma visão geral

S. Thomas

PERL Canada Ltd., Canadá e-
mail: sarathomas@shaw.ca

Resumo - Recuperação assistida de óleo: visão geral - Quase $2,0 \times 10^{12}$ barris ($0,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$) de óleo convencional e $5,0 \times 10^{12}$ barris ($0,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$) de óleo pesado permanecerá em reservatórios ao redor do mundo quando os métodos tradicionais de recuperação se esgotarem. Muito desse óleo seria recuperado por meio de métodos de Recuperação Assistida de Petróleo (EOR), que faz parte do projeto geral de Recuperação Avançada de Petróleo (IOR). A escolha do método e a recuperação esperada dependem de muitas considerações econômicas e tecnológicas. Este artigo estuda os métodos EOR testados em campo. Alguns tiveram sucesso comercial, enquanto outros são de interesse principalmente acadêmico. As razões são discutidas. O artigo examina os métodos de recuperação de óleo térmico e não térmico. São apresentados de forma equilibrada, levando em consideração o sucesso comercial na área. Poucos métodos de recuperação tiveram sucesso comercial, como os processos de injeção de vapor em óleos pesados e areias betuminosas (se o reservatório oferecer condições favoráveis para tais aplicações) e dióxido de carbono miscível para os reservatórios de petróleo leve. Outros métodos de recuperação foram testados e até aumentaram a recuperação de óleo, mas têm limitações inerentes. As tecnologias EOR atuais são apresentadas em uma perspectiva apropriada, destacando as razões técnicas para o insucesso. Métodos para melhorar a recuperação de óleo, particularmente aqueles que visam reduzir a saturação de óleo dos poros, têm recebido atenção especial em laboratórios e no campo. A extensa literatura sobre o assunto dá a impressão de que é relativamente simples aumentar a recuperação de óleo além da recuperação secundária (assumindo que o reservatório se presta à recuperação primária e secundária). Acontece que esse não é o caso. Muitos tanques adequados para injeção de vapor e gás carbônico já foram usados e estão atingindo a maturidade. Outros métodos de EOR encontram limitações que não estão relacionadas a fatores econômicos. A recuperação do óleo adicional é complexa e cara e tem se mostrado bem-sucedida apenas para alguns processos sob condições exigentes. No entanto, a EOR continuará a ter um lugar importante na produção de petróleo, devido à intensificação da demanda de energia e oferta limitada. Um trabalho significativo de pesquisa deve ser realizado para desenvolver tecnologias de recuperação para dois terços do óleo que não será recuperado nos reservatórios. As referências principais são fornecidas.

Resumo - Recuperação aprimorada de óleo: uma visão geral - Quase $2,0 \times 10^{12}$ barris ($0,3 \times 10^{12} \text{ m}^3$) de óleo convencional e $5,0 \times 10^{12}$ barris ($0,8 \times 10^{12} \text{ m}^3$) de óleo pesado permanecerá em reservatórios em todo o mundo após o esgotamento dos métodos convencionais de recuperação. Muito desse óleo seria recuperado por métodos de Recuperação Melhorada de Óleo (EOR), que fazem parte do esquema geral de Recuperação Melhorada de Óleo (IOR). A escolha do método e a recuperação esperada dependem de muitas considerações, tanto econômicas quanto tecnológicas. Este artigo examina os métodos EOR que foram testados em campo. Algum

deles foram comercialmente bem-sucedidos, enquanto outros são amplamente de interesse acadêmico. As razões para o mesmo são discutidas. O artigo examina os métodos de recuperação de óleo térmico e não térmico. Estes são apresentados de forma equilibrada, no que diz respeito ao sucesso comercial na área. Apenas alguns métodos de recuperação tiveram sucesso comercial, como processos baseados em injeção de vapor em óleos pesados e areias betuminosas (se o reservatório oferecer condições favoráveis para tais aplicações) e dióxido de carbono miscível para reservatórios de óleo leve. Outros métodos de recuperação foram testados e até produziram óleo incremental, mas têm limitações inerentes. As tecnologias EOR atuais são apresentadas em uma perspectiva adequada, apontando as razões técnicas para o insucesso. Métodos para melhorar a recuperação de óleo, em particular aqueles preocupados com a redução da saturação de óleo intersticial, têm recebido muita atenção tanto no laboratório como no campo. A partir da vasta literatura sobre o assunto, tem-se a impressão de que é relativamente simples aumentar a recuperação de óleo além da secundária (assumindo que o reservatório se presta à recuperação primária e secundária). Mostra-se que não é esse o caso. Muitos reservatórios adequados para injeção de vapor e dióxido de carbono já foram explorados e estão próximos da maturidade. Outros métodos de EOR sofrem de limitações que pouco têm a ver com economia. Recuperar óleo incremental é complexo e caro, e tem sido bem-sucedido apenas para alguns processos sob condições exatas. No entanto, a EOR continuará a ter um lugar importante na produção de petróleo, em vista da demanda crescente de energia e da oferta restrita. Sugere-se que muitas pesquisas são necessárias para desenvolver tecnologias para recuperar mais de dois terços do óleo que permanecerá não recuperado nos reservatórios. Chave referências são indicadas.

1 IOR vs. EOR

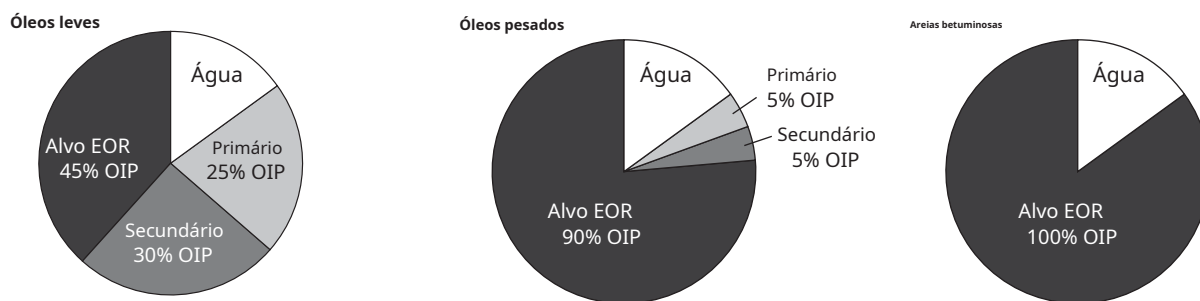
Os termos EOR e IOR foram usados às vezes de forma livre e intercambiável. IOR, ou recuperação de óleo melhorada, é um termo geral que implica em melhorar a recuperação de óleo por *qualquer meio*. Por exemplo, estratégias operacionais, como perfuração de preenchimento e poços horizontais, melhoram a varredura vertical e de área, levando a um aumento na recuperação de petróleo. A recuperação aprimorada de óleo, ou EOR, é mais específica em conceito e pode ser considerada como um subconjunto de IOR. EOR implica uma redução em

saturação de óleo abaixo da saturação de óleo residual (S_{ouro}). Recuperação de óleos retidos devido a forças capilares (após um água em reservatórios de óleo leve) e óleos que são imóveis ou quase imóveis devido à alta viscosidade (óleos pesados e areias betuminosas) podem ser alcançados apenas reduzindo a saturação de óleo abaixo de S_{ouro} . Processos miscíveis, inundações químicas e métodos à base de vapor são eficazes na redução da saturação de óleo residual e são, portanto, métodos EOR. O foco principal deste o papel é sobre métodos EOR.

O objetivo da EOR varia consideravelmente para os diferentes tipos de hidrocarbonetos. A Figura 1 mostra as saturações de fluido e o objetivo de EOR para reservatórios de óleo leve e pesado típicos e areias betuminosas. Para reservatórios de óleo leve, a EOR é geralmente aplicável após as operações de recuperação secundária, e a meta da EOR é ~ 45% OOIP. Óleos pesados e areias betuminosas respondem mal aos métodos de recuperação primária e secundária, e a maior parte da produção de tais reservatórios vem de métodos EOR.

2 RECUPERAÇÃO DE ÓLEO RESIDUAL

A mobilização do óleo residual é influenciada por dois grandes fatores: Número Capilar (N_{AO}) e taxa de mobilidade (M). Número capilar é definido como $N_{\text{AO}} = \frac{v \mu}{\sigma}$, Onde v é a velocidade de Darcy (m / s), μ é a viscosidade do fluido de deslocamento (Pa.s) e σ é a tensão interfacial (N / m). A maneira mais eficaz e prática de aumentar o número capilar é por



(Assumindo $S_{\text{oi}} = 85\% \text{ PV}$ e $S_{\text{w}} = 15\% \text{ PV}$)

figura 1

EOR target para diferentes hidrocarbonetos.

reduzindo σ , que pode ser feito usando um surfactante adequado ou pela aplicação de calor. Uma aproximação do efeito do número capilar na saturação de óleo residual é mostrada na Figura 2. O número capilar no final de uma inundação é $\sim 10^{-7}$. Uma redução de 50% na saturação de óleo residual requer que o Número Capilar seja aumentado em 3 ordens de magnitude. O número capilar em um deslocamento miscível torna-se infinito e, sob tais condições, a saturação de óleo residual na zona varrida pode ser reduzida a zero se a relação de mobilidade for “favorável”.

A taxa de mobilidade é definida como $M = \lambda_{ing} / \lambda_{ed}$, Onde λ_{ing} é a mobilidade do fluido de deslocamento (por exemplo água e λ_{ed} é a mobilidade do fluido deslocado (óleo). ($\lambda = k / \mu$, Onde k é a permeabilidade efetiva, (m²) e μ é a viscosidade (Pa.s) do fluido em questão). A taxa de mobilidade influencia as eficiências de deslocamento microscópica (nível dos poros) e macroscópica (varredura de área e vertical). Um valor de $M > 1$ é considerado desfavorável, porque indica que o fluido de deslocamento flui mais prontamente do que o fluido deslocado (óleo) e pode causar canalização do fluido de deslocamento e, como resultado, o desvio de parte do óleo residual. Sob tais condições, e na ausência de instabilidades viscosas, mais fluido de deslocamento é necessário para obter uma dada saturação de óleo residual. O efeito da razão de mobilidade no óleo deslocável é mostrado na Figura 3, os dados para os quais foram obtidos a partir de cálculos usando a teoria de Buckley-Leverett para inundação de água. As três curvas representam 1, 2 e 3 volumes de poro de fluido total injetado, respectivamente. A eficiência de deslocamento é aumentada quando $M = 1$, e é denotado uma taxa de mobilidade “favorável”.

3 MÉTODOS EOR

Muitos métodos EOR foram usados no passado, com variações graus de sucesso, para a recuperação de óleos leves e pesados,

bem como areias betuminosas. Uma classificação geral desses métodos é mostrada na Figura 4. Os métodos térmicos destinam-se principalmente a óleos pesados e areias betuminosas, embora sejam aplicáveis a óleos leves em casos especiais. Métodos não térmicos são normalmente usados para óleos leves. Alguns desses métodos foram testados para óleos pesados, no entanto, tiveram sucesso limitado no campo. Acima de tudo, a geologia do reservatório e as propriedades do fluido determinam a adequação de um processo para um determinado reservatório. Entre os métodos térmicos, os métodos baseados em vapor têm sido mais bem-sucedidos comercialmente do que outros. Entre os métodos não térmicos, a inundação miscível tem sido notavelmente bem-sucedida, porém a aplicabilidade é limitada pela disponibilidade e custo dos solventes em escala comercial. Os métodos químicos geralmente não eram econômicos no passado, mas são promissores para o futuro.

Entre os métodos de injeção de gás imiscível, CO₂ as inundações têm sido relativamente mais bem-sucedidas do que outras para óleos pesados.

3.1 Métodos Térmicos

Os métodos térmicos têm sido testados desde 1950 e são os mais avançados entre os métodos EOR, no que diz respeito à experiência de campo e tecnologia. Eles são mais adequados para óleos pesados (10-20 ° API) e areias betuminosas (≤ 10 ° API). Os métodos térmicos fornecem calor ao reservatório e vaporizam parte do óleo. Os principais mecanismos incluem uma grande redução na viscosidade e, portanto, na taxa de mobilidade. Outros mecanismos, como expansão de rocha e fluido, compactação, destilação a vapor e viscorredução também podem estar presentes. Os métodos térmicos têm sido muito bem-sucedidos no Canadá, EUA, Venezuela, Indonésia e outros países.

3.1.1 Estimulação Cíclica de Vapor (CSS)

A estimulação de vapor cíclico [1] é um processo de “poço único” e consiste em três estágios, conforme mostrado na Figura 5. Na fase inicial

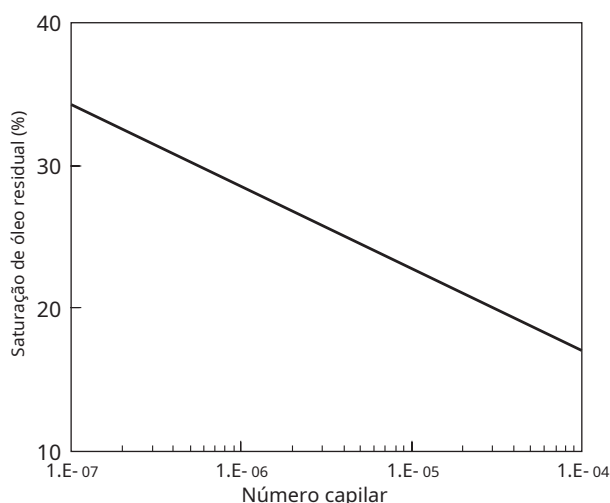


Figura 2

Efeito do número capilar na saturação de óleo residual.

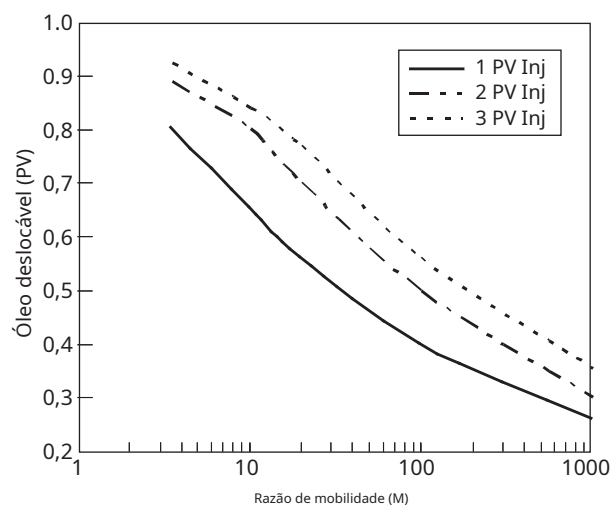


Figura 3

Efeito da relação de mobilidade no óleo deslocável.

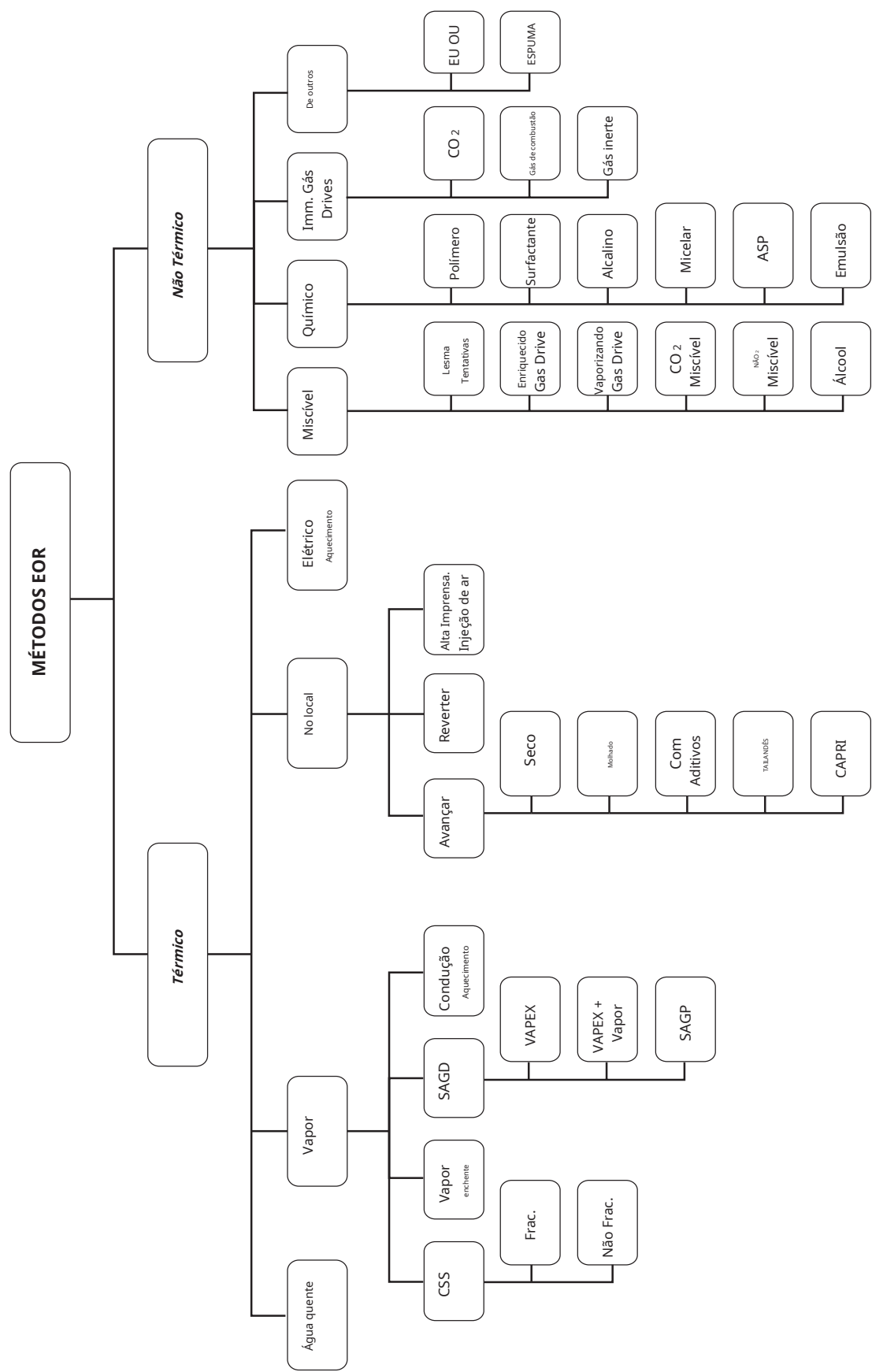


Figura 4
Classificação dos métodos EOR.

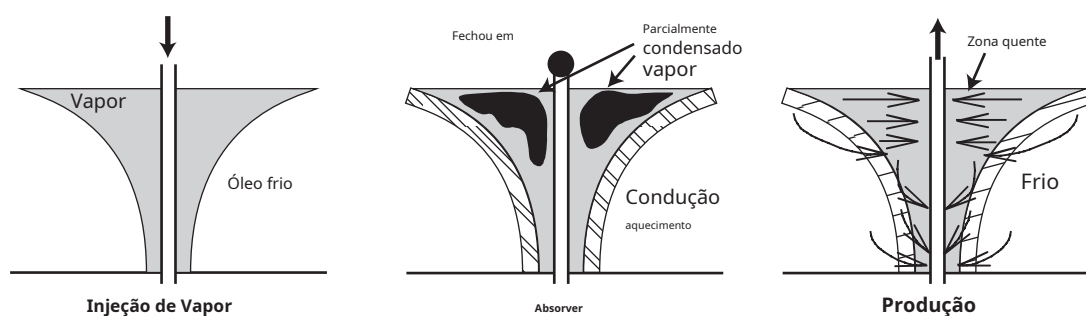


Figura 5

Estimulação cíclica de vapor (CSS).

estágio, a injeção de vapor é continuada por cerca de um mês. O poço é então fechado por alguns dias para distribuição de calor, denotado por encharcamento. Em seguida, o poço é colocado em produção. A taxa de óleo aumenta rapidamente para uma taxa alta e permanece nesse nível por um curto período de tempo e diminui ao longo de vários meses. Os ciclos são repetidos quando a taxa de óleo se torna anti-econômica. A proporção vapor-óleo é inicialmente 1-2 ou inferior e aumenta à medida que aumenta o número de ciclos. A geologia próxima ao poço é importante em CSS para distribuição de calor, bem como captura do óleo mobilizado. O CSS é particularmente atraente porque tem um pagamento rápido; no entanto, os fatores de recuperação são baixos (10-40% OIP). Em uma variação, CSS é aplicado sob pressão de fratura [2]. O processo se torna mais complexo à medida que a comunicação se desenvolve entre os poços.

3.1.2 Steamflooding

Steamflooding [3-5] é uma unidade de padrão, semelhante à inundação de água, e o desempenho depende muito do tamanho do padrão e da geologia. O vapor é injetado continuamente e forma um zona de vapor que avança lentamente. Óleo está mobilizado devido a

redução da viscosidade. A saturação de óleo na zona varrida pode ser tão baixa quanto 10%. Os fatores de recuperação típicos estão na faixa de 50-60% OIP. A anulação do vapor e a perda excessiva de calor podem ser problemáticas.

3.1.3 Drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD)

O SAGD foi desenvolvido por Butler [6] para a recuperação in situ do betume de Alberta. O processo se baseia na segregação por gravidade do vapor, utilizando um par de poços horizontais paralelos, colocados 5 m de distância (no caso de areias betuminosas) no mesmo plano vertical. O esquema é mostrado na Figura 6. O poço superior é o injetor de vapor e o poço inferior serve como produtor. O vapor sobe até o topo da formação, formando uma câmara de vapor. A alta redução da viscosidade mobiliza o betume, que escoar por gravidade e é capturado pelo produtor localizado próximo ao fundo do reservatório. A injeção contínua de vapor faz com que a câmara de vapor se expanda e se espalhe lateralmente no reservatório. A alta permeabilidade vertical é crucial para o sucesso do SAGD. O processo funciona melhor com betume e óleos com baixa mobilidade, o que é essencial para o

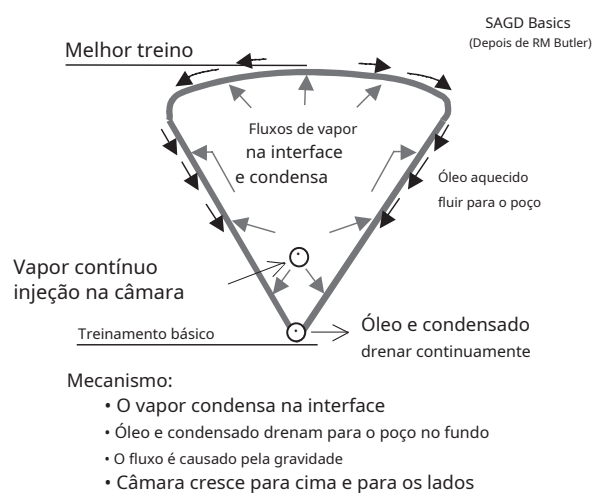


Figura 6

Drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD).

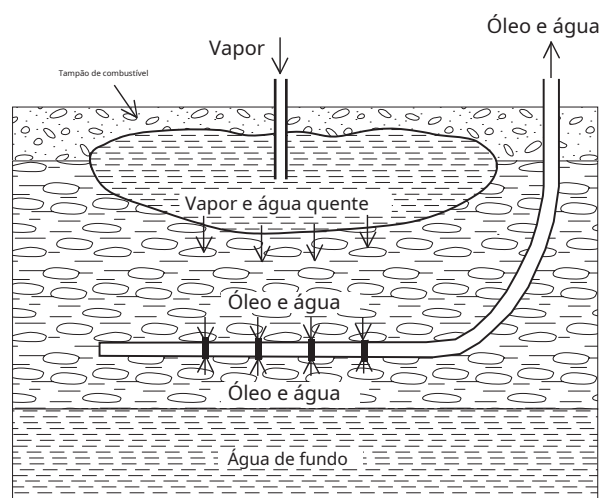


Figura 7

Emaranhados Steamflood.

formação de uma câmara de vapor, e não canais de vapor. O SAGD tem sido mais eficaz em Alberta do que na Califórnia e na Venezuela pelo mesmo motivo.

SAGD consome muita energia. Grandes volumes de água são necessários para a geração de vapor, e o consumo de gás natural para a geração de vapor varia entre 200500 toneladas / sm^3 de betume. Houve várias tentativas de melhorar a economia do SAGD. Exemplos notáveis entre as variações SAGD são VAPEX, ES-SAGD e SAGP.

Variações SAGD

VAPEX [7] é a contraparte não térmica do SAGD, e funciona nos mesmos princípios do SAGD. Em vez de vapor, um gás solvente ou uma mistura de solventes, como etano, propano e o butano é injetado junto com um gás carreador, como N_2 ou CO_2 . A seleção do solvente é baseada na pressão e temperatura do reservatório. O gás solvente é injetado em seu ponto de orvalho. O gás de arraste tem como objetivo elevar o ponto de orvalho do vapor do solvente de modo que ele permaneça na fase de vapor na pressão do reservatório. Uma câmara de vapor é formada e se propaga lateralmente. O principal mecanismo é a redução da viscosidade. O processo depende da difusão molecular e da dispersão mecânica para a transferência do solvente para o betume para redução da viscosidade. A dispersão e a difusão são inerentemente lentas e, portanto, são muito menos eficientes do que o calor para a redução da viscosidade.

ES-SAGD

Este processo (Expanding Solvent SAGD) é outra variação, onde a adição de cerca de 10% de vapor à mistura de solventes foi sugerida para obter um ganho de 25% na eficiência energética do VAPEX.

SAGP

Steam and Gas Push também é uma variação, onde um gás não condensável, como gás natural ou nitrogênio, é injetado com vapor para reduzir a alta demanda de vapor no SAGD. Esses processos estão nos estágios iniciais de desenvolvimento e não são comprovados em escala comercial.

Esquemas Especiais

Embora os guias de triagem sejam ferramentas úteis na seleção de um processo adequado para um determinado reservatório, às vezes requer engenhosidade na concepção de um método de recuperação para um reservatório problemático. Um exemplo é o reservatório Tangleflags [8] na fronteira de Alberta-Saskatchewan. O reservatório é de arenito, com 13 m de espessura. A recuperação primária foi inferior a um por cento devido ao severo coning de água. O fluxo de vapor convencional não era adequado para este reservatório de óleo pesado viscoso devido à presença de água no fundo e uma tampa de gás. O esquema especial projetado para este reservatório consistia em injetores de vapor verticais e produtores horizontais. O esquema é mostrado na Figura 7. Os poços verticais são concluídos perto da tampa do tanque. O vapor e a água quente condensada mobilizam o óleo, que escoar para baixo, e é capturado pelos poços horizontais localizados próximo ao fundo do reservatório. O gradiente de pressão positiva para baixo

coning de água minimizado. O processo tem sido altamente eficaz e atualmente opera com 11 pares de poços.

3.1.4. Combustão In Situ

Neste método, também conhecido como inundação por incêndio [9, 10], ar ou oxigênio é injetado para queimar uma parte (~ 10%) do óleo no local para gerar calor. Temperaturas muito altas, na faixa de 450-600 ° C, são geradas em uma zona estreita. A alta redução na viscosidade do óleo ocorre perto da zona de combustão. O processo tem alta eficiência térmica, uma vez que há perda de calor relativamente pequena para a sobrecarga ou subcarga e nenhuma perda de calor da superfície ou do poço. Em alguns casos, aditivos como água ou gás são usados junto com o ar, principalmente para aumentar a recuperação de calor. Corrosão severa, produção de gás tóxico e cancelamento da gravidade são problemas comuns. *No local* a combustão foi testada em muitos lugares, no entanto, poucos projetos foram econômicos e nenhum avançou para a escala comercial.

As principais variações de combustão in situ são:

- Combustão direta,
- Combustão reversa,
- Injeção de ar de alta pressão.

Na combustão direta, a ignição ocorre perto do poço de injeção e a zona quente se move na direção do fluxo de ar, enquanto na combustão reversa, a ignição ocorre perto do poço de produção e a zona aquecida se move na direção contrária ao fluxo de ar. A combustão reversa não teve sucesso no campo devido ao consumo de oxigênio do ar antes de atingir o poço de produção. A injeção de ar de alta pressão envolve a oxidação do óleo no local a baixa temperatura. Não há ignição. O processo está sendo testado em diversos reservatórios de óleo leve nos EUA.

Processos THAI e CAPRI

THAI (Injeção de Ar Toe-To-Heel) e CAPRI [11, 12] (variação de THAI com um catalisador para atualização in situ) são duas outras variações de *no local* combustão, propostas como alternativas econômicas do SAGD. Esses processos utilizam uma combinação de um poço vertical e um poço horizontal (estrategicamente colocados para capturar o óleo mobilizado), em oposição a um par de poços horizontais para SAGD. O poço vertical, colocado próximo ao topo do reservatório, é o injetor; e o poço horizontal, localizado próximo à base do reservatório, serve como produtor. Inicialmente, o vapor é injetado para estabelecer a comunicação entre o injetor e o produtor. O ar comprimido da atmosfera é injetado subsequentemente para provocar a ignição / oxidação lenta. As altas temperaturas provocadas pela ignição mobilizam o óleo pesado / areias betuminosas, que fluem da ponta do pé até a base do poço horizontal. No processo CAPRI, é proposto que o óleo craqueado termicamente, capturado pelo poço horizontal pode ser economicamente atualizado para frações mais leves, utilizando uma bainha catalítica ao redor do poço horizontal. Espera-se que o THAI e o CAPRI tenham maior eficiência térmica e menor impacto ambiental. Eles têm o potencial de serem aplicáveis a uma gama mais ampla de reservatórios,

incluindo formações delgadas de baixa pressão, reservatórios profundos e reservatórios de má qualidade. Os fatores de recuperação são estimados em 70-80% OIP. Ambos os processos estão em fase experimental e enfrentam diversos desafios técnicos a serem superados.

3.2 Métodos Não Térmicos

Métodos não térmicos [13] são mais adequados para óleos leves (<100 cp). Em alguns casos, eles são aplicáveis a óleos moderadamente viscosos (<2000 cp), que são inadequados para métodos térmicos. Os dois objetivos principais em métodos não térmicos são:

- diminuindo a tensão interfacial,
- melhorar a relação de mobilidade.

A maioria dos métodos não térmicos requer estudos laboratoriais consideráveis para seleção e otimização do processo. As três classes principais de métodos não térmicos são: métodos de injeção de gás miscível, químico e imiscível (ver FIG. 4). Vários métodos miscíveis têm tido sucesso comercial. Alguns métodos químicos também são notáveis. Entre processos de acionamento de gás imiscível, CO₂ método imiscível [14] teve mais sucesso do que outros.

3.2.1 Inundações Miscíveis

A inundação miscível [15] implica que o fluido de deslocamento é miscível com o óleo do reservatório no primeiro contato (SCM) ou após múltiplos contatos (MCM). Uma estreita zona de transição (zona de mistura) se desenvolve entre o fluido de deslocamento e o óleo do reservatório, induzindo um deslocamento semelhante a um pistão. A zona de mistura e o perfil do solvente se espalham à medida que a enchente avança. A mudança no perfil de concentração do fluido de deslocamento com o tempo é mostrada na Figura 8. A tensão interfacial é reduzida a zero na inundação miscível, portanto, $MAO_c = \infty$. A eficiência de deslocamento se aproxima de 1 se a razão de mobilidade for favorável ($M < 1$). Os vários métodos de inundação miscíveis incluem:

- processo slug miscível,
- propulsão de gás enriquecido,
- unidade de gás de vaporização,
- injeção de gás de alta pressão (CQ ou N).

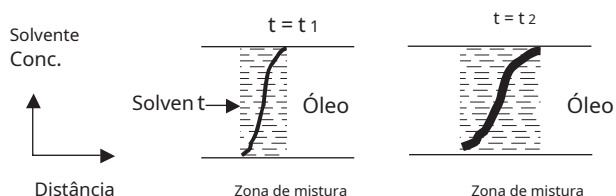


Figura 8

Zona de transição e perfil de concentração do solvente em inundações miscíveis.

Processo de Lesão Miscível

É um processo do tipo SCM (miscível de contato único), onde um solvente, como propano ou pentano, é injetado na forma de pacote (4-5% HCPV). A lesma miscível é acionada usando um gás, como metano ou nitrogênio, ou água. Este método é aplicável a reservatórios de arenito, carbonato ou recifes, mas é mais adequado para reservatórios de recifes. A segregação por gravidade é o problema inerente às inundações miscíveis. As instabilidades viscosas podem ser dominantes e a eficiência de deslocamento pode ser baixa. Os reservatórios do tipo recife podem permitir inundações verticais estabilizadas por gravidade, que podem dar recuperações de até 90% OOIP. Várias dessas inundações tiveram grande sucesso em Alberta, Canadá. A disponibilidade de solvente e a geologia do reservatório são os fatores decisivos na viabilidade do processo. A formação de hidratos e a precipitação do asfalto podem ser problemáticas.

Gas Enriched Drive

Este é um processo do tipo MCM e envolve a injeção contínua de um gás, como gás natural, gás de combustão ou nitrogênio, enriquecido com C₂-VS₄ frações. A pressões moderadamente altas (8-12 MPa), essas frações condensam no óleo do reservatório e desenvolver uma zona de transição. A miscibilidade é obtida após múltiplos contatos entre o gás injetado e o óleo do reservatório. O aumento do volume da fase oleosa e a redução do contraste da viscosidade também podem contribuir para a recuperação aprimorada. O processo é limitado a reservatórios profundos (> 6000 pés) devido ao requisito de pressão para miscibilidade.

Unidade de gás de vaporização

Este também é um processo do tipo MCM e envolve a injeção contínua de gás natural, gás de combustão ou nitrogênio sob alta pressão (10-15 MPa). Nessas condições, o C₂-VS₆ as frações são vaporizadas do óleo para o gás injetado. PARA a zona de transição se desenvolve e a miscibilidade é alcançada após vários contatos. Uma condição limitante é que o óleo deve ter C suficientemente alto 2-VS₆ frações para desenvolver miscibilidade. Além disso, a pressão de injeção deve ser inferior ao reservatório pressão de saturação para permitir a vaporização das frações. A aplicabilidade é limitada a reservatórios que podem suportar altas pressões.

CO₂ Miscível

CO₂ Método miscível [16] tem ganhado destaque nos últimos anos, em parte devido à possibilidade de CO₂ sequestração Além dos objetivos ambientais, CO₂ é um agente de deslocamento único, porque tem um mínimo de mis-pressões de flexibilidade (MMP) com uma ampla gama de óleos crus. CO₂ extrai frações mais pesadas (C₅-VS₃₀) do óleo do reservatório e desenvolve miscibilidade após múltiplos contatos. O processo é aplicável a óleos leves e médios leves (> 30 ° API) em reservatórios rasos em baixas temperaturas. CO₂ o requisito é da ordem de 500-1500 sm³/sm³ óleo, dependendo do reservatório ver e características do óleo. Muitos esquemas de injeção estão em uso para este método. Particularmente notável entre eles é o Processo WAG (Water Alternating Gas), foram água e CO₂

são alternados em pequenas lesmas, até o CO₂ necessário 2 tamanho do pacote é alcançado (cerca de 20% HCPV). Esta abordagem tende a reduzir as instabilidades viscosas. Custo e disponibilidade e as necessidades infraestrutura saria de CO₂ são, portanto, fatores importantes na viabilidade do processo. A precipitação do asfalto pode ser um problema em alguns casos. Atualmente existem 80 CO₂ inundações na América do Norte.

NÃO₂ Miscível

Este processo é semelhante ao CO₂ processo miscível em princípio e mecanismos envolvidos para atingir a miscibilidade, no entanto, NÃO₂ tem alto MMP com a maioria dos óleos de reservatório. Este método é aplicável a óleos leves e médios leves (> 30 ° API), em profundidade reservatórios com temperaturas moderadas. Cantarell N₂ projeto de inundação no México é o maior de seu tipo no momento, e é atualmente produzindo cerca de 500.000 B / D de óleo incremental [17].

3.2.2 Inundação Química

Os métodos químicos [18, 19] utilizam uma formulação química como fluido de deslocamento, que promove uma diminuição na razão de mobilidade e / ou um aumento no número capilar. Muitos projetos comerciais estavam em operação na década de 1980, entre os quais, alguns foram bem-sucedidos, mas muitos foram fracassos. A atividade atual de inundações químicas é baixa, exceto na China. O futuro é promissor por causa da alta demanda por energia e também por causa do avanço da tecnologia. Experiência e compreensão consideráveis foram adquiridas com os projetos anteriores de inundações químicas. A economia é o principal impedimento na comercialização de inundações químicas. Deve-se observar também que a tecnologia não existe atualmente para reservatórios de determinadas características. Os principais processos de inundação química são inundação de polímero, inundação de surfactante, inundação alcalina, *FIG. 4*). Outros métodos testados incluem emulsão, espuma e o uso de micróbios, mas seu impacto não foi significativo na produção de EOR até agora.

Inundação de Polímero

Polímeros solúveis em água, como poliácridamidas e polissacarídeos são eficazes em melhorar a taxa de mobilidade e reduzir o contraste de permeabilidade. Na maioria dos casos, a inundação de polímero [20] é aplicada como um processo slug (20-40% PV) e é conduzida usando salmoura diluída. A concentração do polímero está entre 200-2000 ppm. Houve muitas inundações de polímero no passado, mas as recuperações foram inferiores a 10% na maioria dos casos. As principais limitações incluem perda de polímero para o meio poroso, degradação do polímero e, em alguns casos, perda de injetividade. Uma das razões comuns para o fracasso de inundações de polímero no passado foi que ele foi aplicado tarde demais na inundação, quando a saturação de óleo móvel era baixa. O processo será mais eficaz se aplicado mais cedo durante uma inundação, no rompimento da água, por exemplo,

Inundação de surfactante

Os surfactantes são eficazes na redução da tensão interfacial entre o óleo e a água. Sulfonatos de petróleo ou outros surfactantes comerciais são freqüentemente usados. Um pacote de surfactante aquoso é seguido por um pacote de polímero e os dois pacotes químicos são acionados usando salmoura. Houve uma série de inundações de surfactante no passado, mas foram amplamente ineficazes, principalmente devido à perda excessiva de surfactante para o meio poroso. A adsorção do surfactante e as reações com os minerais de rocha [21, 22] foram severas em alguns casos. O tratamento e a eliminação das emulsões também foram motivo de preocupação.

Inundação Alcalina

Na inundação alcalina [23, 24], uma solução aquosa de um produto químico alcalino, como hidróxido, carbonato ou ortossilicato de sódio, é injetada em forma de pacote. O produto químico alcalino reage com os componentes ácidos do petróleo bruto e produz o surfactante *no local*. A redução do IFT é o mecanismo principal. A emulsificação espontânea também pode ocorrer. Pode ocorrer arrastamento ou aprisionamento de gotas dependendo do tipo de emulsão formada, o que pode aumentar ou diminuir a recuperação. Álcalis podem causar mudanças na molhabilidade [25], entretanto, grandes concentrações são necessárias para as alterações na molhabilidade. Os resultados de campo têm sido desanimadores (RF 0-3% OIP). O projeto do processo é complexo devido às várias reações que ocorrem entre o produto químico alcalino e a rocha e os fluidos reservatórios.

Inundação Micelar

A inundação micelar [26, 27] tem sido mais bem-sucedida no campo do que outros processos de inundação química. Os principais componentes desse método são uma lesma de microemulsão (também conhecida como lesma micelar) e uma lesma de polímero. Essas duas lesmas são acionadas com salmoura. Microemulsões são dispersões óleo-água estabilizadas com surfactante com pequenas distribuições de tamanho de gota (10⁻⁴ a 10⁻⁶ milímetros). As microemulsões podem ser "miscíveis" com óleo do reservatório e também com água. As duas lesmas químicas são projetadas de modo que IFT ultrabaixo (10⁻² mN / m ou inferior) e a relação de mobilidade favorável prevalece durante a maior parte do deslocamento. O processo foi testado em 45 projetos de campo e foi comprovado que o método é bem-sucedido em depositar e produzir o óleo residual deixado após uma inundação. Os fatores de recuperação variaram entre 35-50% OIP em projetos de campo. No entanto, a economia não era atraente devido ao alto custo dos produtos químicos, à necessidade de um pequeno espaçamento entre os poços, ao alto custo inicial e ao considerável atraso na resposta. Além disso, a geologia e as condições em muitos reservatórios candidatos (alta salinidade, temperatura e teor de argila) são inadequadas para a aplicação de inundação micelar. O processo tem potencial e merece ser reavaliado nas atuais condições econômicas. Grupos de escala [28] foram derivados para inundação micelar,

ASP Flooding

A inundação de polímero-surfactante alcalino [29, 30] é relativamente nova e está sendo avaliada por meio de investigações de laboratório, bem como testes de campo. O método usa principalmente três formulações químicas - soluções alcalinas, surfactantes e poliméricas. Os pacotes químicos podem ser injetados em sequência ou, mais provavelmente, como um pacote único pré-misturado. Os principais mecanismos são a redução do IFT e a melhora na taxa de mobilidade. Os resultados de campo são encorajadores (RF 25-30% OIP). O método é capaz de armazenar e produzir óleo residual. O processo tem potencial, no entanto, os mecanismos não são totalmente compreendidos. A economia é marginal, na melhor das hipóteses.

3.2.3 Outros Métodos

Alguns outros métodos, incluindo métodos de combinação como Surfactant-Steam, Steam-Foam e Micellar-ASP, também foram testados para EOR. Entre eles, destacam-se o método microbiano e a inundação por espuma.

EOR microbiana (MEOR)

A EOR microbiana [31, 32] foi pesquisada desde 1960. Alguns testes de campo também foram realizados nos EUA e em outros países. Micróbios reagem com uma fonte de carbono, como óleo e produzem surfactante, limos (polímeros), biomassa e gases como CH_4 , CO_2 , N_2 e H_2 bem como solventes e certos ácidos orgânicos. Mecanismos de recuperação de óleo em EOR microbiana são aqueles dos métodos químicos clássicos, que incluem redução de IFT, emulsificação, alteração da molhabilidade, razão de mobilidade melhorada, entupimento seletivo, redução da viscosidade, inchaço do óleo e aumento da pressão do reservatório devido à formação de gases. O aumento da permeabilidade pode resultar dos ácidos formados. Os micróbios podem ser indígenas ou exógenos. Micróbios exógenos devem se adaptar à temperatura, salinidade e dureza do reservatório. Nutrientes, como melação ou

nitrito de amônio é fornecido para estimular o crescimento microbiano no reservatório. O processo tem avançado desde seu início e vem recebendo interesse renovado nos últimos anos. A classificação de desempenho está pendente devido a testes de campo insuficientes.

Inundação de espuma

A espuma foi avaliada como um agente EOR desde o início dos anos 1960. É um fluido não newtoniano complexo com propriedades e características governadas por muitas variáveis [33]. A espuma é uma dispersão de um líquido (contendo surfactante) em um gás como CO_2 , ar, N_2 , vapor ou gás natural. A injeção simultânea de um gás e solução de surfactante, ou a injeção de um gás em o meio poroso contendo uma solução surfactante, gera espuma *no local*. A espuma se forma, quebra e se forma novamente na garganta dos poros à medida que os fluidos avançam no meio poroso. A presença de óleo inibe a formação de espuma e, portanto, não é eficaz na mobilização de óleo residual. A mobilidade da espuma é inferior à do gás ou do vapor e atua como um fluido viscoso. A espuma tem sido usada (com sucesso limitado), como um agente de controle de idade ou agente de bloqueio, com vapor e CO_2 em alguns reservatórios.

3.3 Status Atual do EOR

A maior parte da atividade da EOR ocorreu nos EUA no passado e a maior parte da produção veio desse país. A Figura 9 mostra a produção de EOR durante os últimos 20 anos nos EUA. A produção total de EOR nos EUA está diminuindo [34]. O maior contribuinte foram os métodos térmicos, e isso também está em declínio, principalmente porque a maioria dos reservatórios atraentes já foram explorados. A produção de injeção de gás é , e isso está aumentando principalmente devido ao CO_2 inundações. A produção de inundações químicas é inexistente no momento. O total A produção de EOR nos EUA hoje constitui cerca de 12% da a produção nacional total de petróleo.

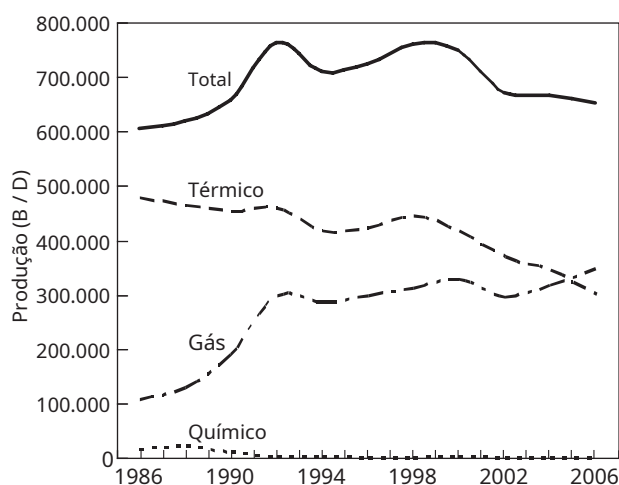


Figura 9

Produção de EOR nos EUA.

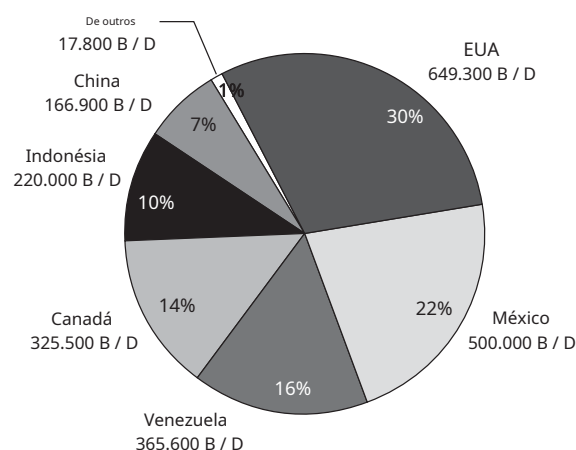


Figura 10

Produção atual de EOR dos países contribuintes. (As porcentagens são aquelas da produção total de EOR de 2,5 milhões B/D.)

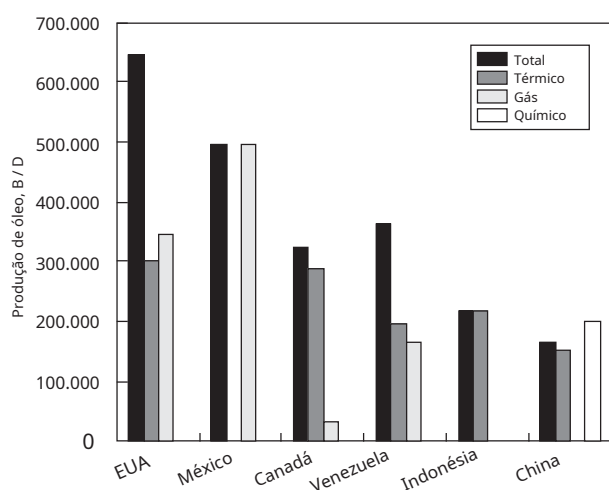


Figura 11

Principais projetos e produção da EOR em todo o mundo.

A produção mundial total de petróleo hoje (incluindo condensado e líquidos de gás natural) é de 84,5 milhões B / D. A produção de EOR em todo o mundo é de cerca de $2,5 \times 10^6$ B / D, e quase tudo vem dos EUA, México, Venezuela, Canadá, Indonésia e China, como pode ser visto na Figura 10. A Figura 11 mostra a distribuição da produção dos países contribuintes. Os métodos térmicos são dominantes em cinco países. Inundações químicas estão ativas na China, sendo a produção total de 200.000 B / D em 2006.

Avanços recentes em tecnologia e o clima econômico atual resultaram em um interesse renovado na EOR. O crescimento futuro da EOR dependerá da tecnologia e do preço do petróleo. Compromissos de longo prazo em capital e recursos humanos, bem como em P&D, são essenciais para o sucesso na prática de EOR. Embora os métodos de triagem EOR sejam ferramentas úteis, os métodos de recuperação considerados pouco atraentes na maioria dos reservatórios podem ser aplicáveis em situações específicas. Além disso, métodos EOR comprovados podem ser adaptados a condições adversas, conforme experimentado no Canadá. Considerando a lacuna cada vez maior entre a demanda e o fornecimento de energia, a EOR continuará a desempenhar um papel significativo na melhoria dos fatores de recuperação.

CONCLUSÕES

- Entre os muitos métodos EOR testados, apenas alguns foram comercialmente bem-sucedidos.
- Métodos de recuperação baseados em injeção de vapor, como CSS e steamflooding, têm sido muito bem-sucedidos para óleos pesados e areias betuminosas.
- CO miscível 2 as inundações têm tido um sucesso considerável para óleos leves, embora a economia não esteja clara neste estágio.
- Métodos químicos como inundação micelar e ASP prometem a recuperação de alguns dos 2×10^{12} barris deixados nos reservatórios em todo o mundo.

REFERÊNCIAS

- Owens WD, Suter VE (1965) Steam Stimulation - Newest Form of Secondary Petroleum Recovery, *Petróleo e Gás J.* 82-87, 90.
- Denbina ES, Boberg TC, Rotter MB (1991) Evaluation of Key Reservoir Drive Mechanisms in the Early Cycles of Steam Stimulation at Cold Lake, *Engenheiro de reservatórios SPE.*, 207-211.
- Farouq Ali SM, Meldau RF (1979) Current Steamflood Technology, *J. Petrol. Technol.*, 1332-1342.
- Stokes DD, Doscher TM (1974) Shell Makes a Success of Steam Flood at Yorba Linda, *Petróleo e Gás J.*, 71-76.
- Farouq Ali SM (1982) Steam Injection Theory - A Unified Approach, artigo SPE 10746, *Reunião Regional da Sociedade de Engenheiros de Petróleo da Califórnia*, São Francisco, 24 a 26 de março de 1982.
- Butler RM (1985) Uma Nova Abordagem para a Modelagem de Drenagem Gravitacional Assistida por Vapor, *J. Can. Gasolina. Technol.*, 42-50.
- Das SK, Butler RM (1995) Extraction of Heavy Oil and Betumen using Solvents at Reservoir Pressure, paper No. 95-118, *Procedimento da Sexta Conferência do Petróleo da Seção de Saskatchewan do Sul da Sociedade de Petróleo da CIM, Regina, Sask.*, 16 a 18 de outubro de 1995.
- Jespersen PJ, Fontaine TJC (1993) Tangleflags North Pilot: A Horizontal Well Steamflood, *J. Can. Gasolina. Technol.* 32, 5, 52-57.
- Chu Cheih (1977) A Study of Fireflood Field Projects, papel SPE 5821, *J. Petrol. Technol.*, 111-120.
- Chu Cheih (1982) Revisão do estado da arte do campo Fireflood Projetos, papel SPE 9772, *J. Petrol. Technol.*, 19-32.
- Greaves M., Xia TX, Imbus S., Nero V. (2004) THAI-CAPRI Processos: Rastreamento de atualização de óleo pesado no fundo do poço, Documento 067, *Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canadá, 8 a 10 de junho de 2004.
- Greaves M., Xia TX (2004) Processo catalítico de fundo de poço para Atualizando Petróleo Pesado: Propriedades e Composição do Petróleo Produzido, *J. Can. Gasolina. Technol.* 43, 9, 25-30.
- Selby Rawya, Alikhan AA, Farouq Ali SM (1989) Potencial de métodos não térmicos para recuperação de óleo pesado, *J. Can. Gasolina. Technol.* 28, 4, 45-59.
- Nguyen TA, Farouq Ali SM (1988) Effect of Nitrogen on a Solubilidade e Difusividade do Dióxido de Carbono em Óleo e Recuperação de Óleo pelo Processo Imiscível WAG, *J. Can. Gasolina. Technol.* 37, 2, 24-31.
- Stalkup Jr. FI (1992) *Deslocamento Miscível*, Monografia Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1992, Vol. 8
- Holm LW (1959) Inundação de solvente de dióxido de carbono para Aumento da recuperação de óleo, *Trans. AMAR* 216, 225-231.
- Sanchez L., Astudillo A., Rodriguez F., Morales J., Rodriguez A. (2005) Injeção de nitrogênio no complexo Cantarell: Resultados após quatro anos de operação, SPE 97385, *Anais da Conferência Latino-americana e Caribenha de Engenharia de Petróleo*, Rio de Janeiro, Brasil, 20 a 23 de junho, 2005.
- Thomas S., Farouq Ali SM (1999) Status e avaliação de Métodos de recuperação de óleo químico, *Fontes de energia* 21, 177-189.
- Thomas S., Farouq Ali SM (1993) Experiência de campo com Métodos de recuperação de óleo químico, *Procedimento da 21ª Conferência Australiana de Engenharia Química (Chemeca 93)*, Melbourne, Austrália, 26-29 de setembro de 1993, pp. 45-3-49-3.

- 20 Chang HL (1978) Tecnologia de Inundação de Polímero - Ontem, Hoje e Amanhã, SPE 7043, *J. Petrol. Technol.* **30**, 8, 1113-1128.
- 21 Somasundaran P, Hanna HS (1979) Adsorption of Sulfonatos nas rochas do reservatório, SPE 7059, *SPE J.*, 221-232.
- 22 Krumrine PH, Falcone Jr. JS (1983) Surfactant, Polymer e Interações Alcalinas em Processos de Inundação Química, papel SPE 11778, *Procedimento do Simpósio Internacional SPE sobre Campo Petrolífero e Química Geotérmica*, Denver, CO, 1-3 de junho de 1983, pp. 79-86.
- 23 Mayer EH, Breg RL, Carmichael JD, Weinbrandt RM (1983) Alkaline Injection for Enhanced Oil Recovery - Um relatório de status, *J. Petrol. Technol.*, 209-221.
- 24 Johnson Jr. CE (1976) Status de Cáustica e Emulsão Métodos, *J. Petrol. Technol.*, 85-96.
- 25 Froning HR, Leach RO (1967) Determination of Chemical Requisito e aplicabilidade de inundação de alteração de molhabilidade, *J. Petrol. Technol.*, 839-843.
- 26 Gogarty WB, Tosch WC (1968) Miscible-type Water-inundação: recuperação de petróleo com soluções micelares, *J. Petrol. Technol.*, 1407-1414.
- 27 Farouq Ali SM, Thomas S. (1986) Tertiary Oil Recovery of Dois óleos de Alberta por inundação micelar, *Procedimentos da 37ª Reunião Técnica Anual da Sociedade de Petróleo da CIM*, Calgary, Alberta, 8-11 de junho de 1986, pp. 159-184.
- 28 Thomas S., Farouq Ali SM (2001) Métodos de aumento de escala para Inundação Micelar e sua Verificação, *J. Can. Gasolina. Technol.* **39**, 2, 18-27.
- 29 Wyatt K., Pitts MJ, Surkalo H. (2002) Mature Waterfloods Renovar a produção de óleo por inundação de polímero-surfactante alcalino, SPE 78711, *Anais do Encontro Regional Leste da SPE*, Lexington, Kentucky, 23 a 25 de outubro de 2002.
- 30 Shutang G., Huabin L., Zhenyu Y., Pitts MJ, Surkalo H., Wyatt K. (1996) Alkaline / Surfactant / Polymer Pilot Performance of the West Central Saertu, Daqing Oil Field, *Engenheiro de reservatórios SPE.*, 181-188.
- 31 Hitzman DO, Sperl GT (1994) A New Microbial Tecnologia para recuperação aprimorada de óleo e prevenção e redução de sulfeto, SPE / DOE 27752, *Procedimentos do 9º Simpósio SPE / DOE sobre Recuperação Melhorada de Óleo*, Tulsa, OK, EUA, 17 a 20 de abril de 1994, pp. 171-179.
- 32 Bryant RS (1994) Microbial Enhanced Hydrocarbon Recuperação e seu potencial para aplicação em reservatórios do Mar do Norte, *Trans IChemE* **72**, Parte A, 144-151.
- 33 Farouq Ali SM, Selby Rawya J. (1986) Function, Características do comportamento da espuma EOR abrangidas em investigações de laboratório, tecnologia, *Petróleo e Gás J.* **57**, 60-63.
- 34 Moritis G. (2006) Relatório Especial - EOR / Pesquisa de Óleo Pesado, *Petróleo e Gás J.*, 37-55.

Manuscrito final recebido em julho de 2007