

ACADEMIA

Acelerando a pesquisa do mundo.

EOR- Desafios e oportunidades (PAPEL 1)

julio josue

Artigos relacionados

[Baixe um pacote PDF](#) dos melhores artigos relacionados



[TC-25657-MS Uma análise do efeito da inundação de surfactante no óleo residual sob o Composto i... enk](#)
Temizel, Suryansh Purwar

[PE 0112 0070 JPT](#)

Assan Elfakhiri

[Desafios e oportunidades do projeto de engenharia além da inundação em reservatórios offshore](#)

Iadimir Alvarado

Recuperação de óleo aprimorada: desafios e oportunidades

POR SUNIL KOKAL E ABDULAZIZ AL-KAABI

EXPEC ADVANCED RESEARCH CENTER, SAUDI ARAMCO



Reservatórios subterrâneos. Se o fator de recuperação médio mundial está se tornando a produção de petróleo de aumentado além dos limites atuais, aliviará uma série de questões relacionadas ao fornecimento global de energia. Atualmente, a produção diária de petróleo vem de campos de petróleo maduros ou em maturação e a reposição de reservas não está acompanhando a crescente demanda por energia. O fator de recuperação médio mundial de reservatórios de hidrocarbonetos está estagnado na faixa de 30%. Esse desafio se torna uma oportunidade para tecnologias avançadas de recuperação de óleo secundária e aprimorada (EOR) que podem mitigar o equilíbrio entre demanda e oferta.

Este artigo apresenta uma visão geral das tecnologias de EOR com foco nos desafios e oportunidades. A implementação do EOR está intimamente ligada ao preço do petróleo e à economia em geral. A EOR é intensiva em capital e recursos, e cara, principalmente devido aos altos custos de injeção. O momento da EOR também é importante: é feito um caso de que as tecnologias de recuperação secundária avançada (recuperação de óleo melhorado ou IOR) são uma primeira opção melhor antes da implantação em campo total da EOR. A realização do potencial de EOR só pode ser alcançada por meio de compromissos de longo prazo, tanto de capital quanto de recursos humanos, uma visão de buscar a recuperação final do petróleo em vez da recuperação imediata do petróleo, pesquisa e desenvolvimento e disposição para assumir riscos. Embora as tecnologias EOR tenham crescido ao longo dos anos, desafios significativos permanecem.

Definições de EOR / IOR

Nesta fase, é importante definir a EOR. Há muita confusão em torno do uso dos termos EOR e IOR. A Figura 1 mostra isso em termos de recuperação de petróleo, conforme definido pela Society of Petroleum Engineers (SPE)^{1,2}. Primário e

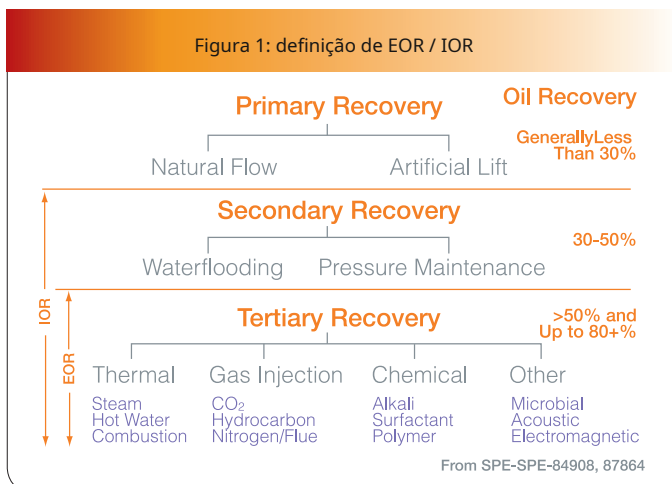
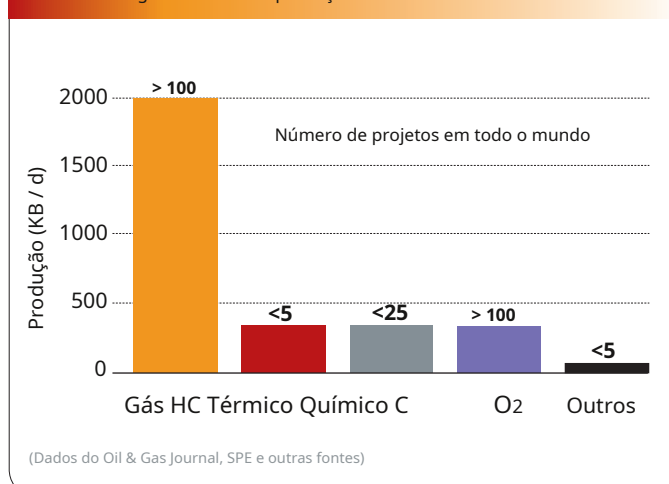


Figura 2: Taxas de produção EOR em todo o mundo



a recuperação secundária (recuperação convencional) visa o óleo móvel no reservatório e a recuperação terciária ou o EOR visa o óleo imóvel (aquele óleo que não pode ser produzido devido às forças capilares e viscosas).

Os métodos de recuperação primária, secundária e terciária (EOR) seguem uma progressão natural da produção de petróleo desde o início até um ponto em que não é mais econômico produzir a partir do reservatório de hidrocarboneto. Os processos EOR tentam recuperar o óleo além dos métodos secundários, ou o que resta. A recuperação, especialmente a EOR, está intimamente associada ao preço do petróleo e à economia em geral. Em média, o fator de recuperação mundial de métodos de recuperação convencionais (primários e secundários) é cerca de um terço do que estava originalmente presente no reservatório. Isso implica que a meta para EOR é substancial ($2/3$ da base de recursos). Melhorar o fator de recuperação pode ser alcançado implantando tecnologias IOR avançadas usando as melhores práticas de gerenciamento de reservatórios e tecnologias EOR.

Produção mundial de óleo EOR

A produção mundial total de petróleo da EOR manteve-se relativamente nivelada ao longo dos anos, contribuindo com cerca de 3 milhões de barris de petróleo por dia (Figura 2), em comparação com ~ 85 milhões de barris de produção diária, ou cerca de 3,5 por cento da produção diária. A maior parte dessa produção é proveniente de métodos térmicos, contribuindo com cerca de 2 milhões de barris de petróleo por dia. Isso inclui o petróleo pesado canadense (Alberta), Califórnia (Bakersfield), Venezuela, Indonésia, Omã, China e outros. CO₂-A EOR, que tem aumentado recentemente, contribui com cerca de um terço de um milhão de barris de petróleo por dia, principalmente da Bacia do Permian nos EUA e do campo de Weyburn no Canadá. A injeção de gás hidrocarboneto contribui com outro terço de um milhão de barris por dia de projetos na Venezuela,



EOR térmico

Os métodos EOR térmicos são geralmente aplicáveis a óleos crus pesados e viscosos e envolvem a introdução de energia térmica ou calor no reservatório para aumentar a temperatura do óleo e reduzir sua viscosidade. A injeção de vapor (ou água quente) e a combustão in-situ são os métodos populares de recuperação térmica. Três métodos comuns envolvendo injeção de vapor são estimulação cíclica de vapor (huff and puff), inundação de vapor e drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD). A combustão in-situ envolve a injeção de ar, onde o óleo é inflamado, gera calor internamente e também produz gases de combustão, que aumentam a recuperação.

A injeção de vapor tem sido mais popular em reservatórios de areia de óleo pesado com projetos em andamento em Alberta (Canadá), Venezuela, Califórnia, Indonésia, a antiga União Soviética e Omã Menores (pequenos testes comerciais ou de campo) foram relatados no Brasil, China, Trinidad e Tobago e outros países. SAGD tem sido mais popular nas areias betuminosas e crudes extrapesados de Alberta e testado na Venezuela com sucesso limitado. Várias versões híbridas de SAGD foram relatadas, mas permanecem apenas em níveis de teste de campos.

Projetos de combustão in-situ, não tão populares quanto inundações a vapor, foram relatados no Canadá, Índia, Romênia e Estados Unidos. Tem sido aplicado principalmente em reservatórios de arenito de óleo pesado. Uma nova versão, HPAI, para crudes leves vem ganhando popularidade nos últimos 10 anos e mostra potencial, especialmente em óleos leves e reservatórios de carbonato de baixa permeabilidade. Vários projetos foram concentrados no noroeste dos Estados Unidos e o México também está considerando o HPAI para um de seus campos.

O futuro dos métodos térmicos é talvez o mais brilhante para os recursos mais difíceis de petróleo pesado e areias betuminosas. Atualmente,

O SAGD está sendo aplicado principalmente em Alberta e várias tecnologias híbridas (por exemplo, injeção de solvente com vapor) estão sendo testadas. Essa tecnologia está pronta para ser aplicada em outras partes do mundo. A injeção de ar, se controlada e compreendida, também pode ter aplicações em reservatórios de óleo leve, visto que o fornecimento de injetores é abundante. A inundação de vapor também foi testada com sucesso em reservatórios de óleo leve que satisfazem certos critérios (profundidade <3.000 pés, produto de porosidade-saturação de óleo > 0,1).

Gás miscível EOR

Injeção de gás, especialmente CO₂, é outro método EOR popular, e é aplicável a reservatórios de óleo leve, em ambos carbonatos e arenitos. Espera-se que sua popularidade aumente por dois motivos: maior recuperação de petróleo por meio da miscibilidade e descarte de um gás de efeito estufa. Existem mais de 100 CO comerciais. Projetos EOR, a maior parte deles concentrados nos carbonatos do oeste do Texas do Permiano Bacia nos EUA. Seu sucesso foi parcialmente devido ao disponibilidade de CO natural de baixo custo de campos e reservatórios próximos. Outro CO importante. O projeto EOR é Weyburn-Midale em Saskatchewan (Canadá) onde CO₂ é proveniente de uma planta de gaseificação em Dakota do Norte e canalizada através da fronteira. Muitos outros CO. Os projetos de EOR estão na prancheta devido a razões ambientais (sequestro).

O gás hidrocarboneto também é um excelente solvente para reservatórios de óleo leve, se disponível. Em locais onde não pode ser onetizado (sem mercado local), pode ser injetado em um reservatório de óleo para EOR. Foi o que aconteceu no Alasca, Venezuela, Líbia e Canadá. Outros gases, como nitrogênio (campo Cantarell, México) e gases ácidos ou ácidos (campo Tengiz, Cazaquistão, campo Harweel, campo Omã e Zama, Canadá), têm ou serão injetado, embora em menor grau do que CO₂ e gases de hidrocarbonetos. Os desafios atuais na injeção de gás como um método EOR são a segregação por gravidade e, o mais importante, a disponibilidade de uma fonte de gás de baixo custo.

O futuro da injeção de gás reside principalmente no CO₂. Há um esforço conjunto em todo o mundo para reduzir a captura de carbono custos. Assim que isso se tornar viável, a injeção de CO₂ pode se espalhar em reservatórios de óleo leve. Gás hidrocarboneto a injeção tem potencial limitado, exceto onde não há mercado para ela.

EOR químico

Em EOR químico ou inundação química, o objetivo principal é recuperar mais óleo por um ou uma combinação dos seguintes processos: (1) Controle de mobilidade pela adição de polímeros para reduzir a mobilidade da água injetada e (2) Tensão interfacial (IFT) redução usando surfactantes e / ou álcalis. Uma pesquisa considerável e um teste piloto foram feitos na década de 1980 e uma série de

Figura 4: Projetos EOR e correlação do preço do petróleo

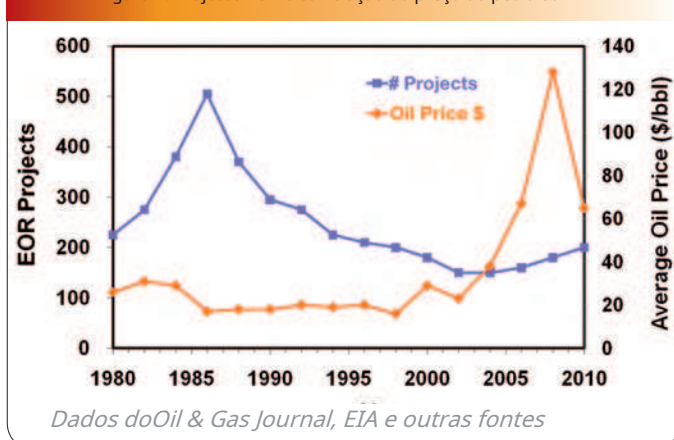
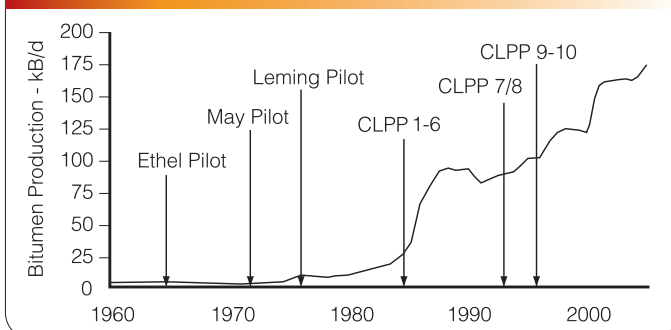




Figura 5: Momento do EOR: Cold Lake - Canadá



de projetos foram implementados durante esse período, principalmente nos Estados Unidos. Consequentemente, nenhum desses projetos teve sucesso, pelo menos economicamente. O único lugar onde a EOR química teve sucesso, especialmente o polímero, foi na China na última década. Com base no sucesso na China e no recente aumento no preço do petróleo, um vigor renovado entrou na EOR química e vários testes de campo e pilotos estão em andamento e / ou em fase de desenho. O famoso é o campo de Marmul em Omã. Outros projetos estão no Canadá, Estados Unidos, Índia, Argentina, Brasil, Áustria e Argentina. A injeção de surfactante não teve sucesso e continua sendo um desafio, especialmente em um ambiente de alta salinidade e alta temperatura. Os álcalis, embora baratos, trazem consigo uma série de dores de cabeça operacionais (descamação, emulsões, entupimento, etc.).

A EOR química enfrenta desafios significativos, especialmente em reservatórios de óleo leve. Um dos motivos é a disponibilidade, ou falta de, produtos químicos compatíveis em ambientes de alta temperatura e alta salinidade. A Figura 8 mostra a limitação de corrente em um gráfico de temperatura de salinidade. P&D desempenhará um papel crítico no futuro da EOR química.

IOR avançado e melhores práticas

Uma boa 'primeira' opção para qualquer reservatório é maximizar a recuperação do estágio secundário. Os avanços na tecnologia e a utilização das melhores práticas de gerenciamento de reservatórios permitirão a maximização da recuperação do óleo da inundação antes de implantar o EOR. A Saudi Aramco é talvez a líder mundial na otimização da recuperação de seus reservatórios por meio de práticas prudentes de gestão de reservatórios. Alguns deles incluem¹⁰ a implantação de poços de contato máximo do reservatório (MRC), campos autônomos inteligentes, simulação de gigacell, diagnósticos profundos (capacidade de ver o interior do reservatório com clareza) e tecnologias avançadas de monitoramento e vigilância. Estas são apenas uma fração das tecnologias disponíveis que podem ajudar

melhorar a recuperação de óleo e deve ser considerado antes da implantação em escala total do EOR.

Outra opção a ser considerada antes da EOR é a 'inundação inteligente de água'. Aqui, a ideia é injetar água com uma composição otimizada (em termos de salinidade e composição iônica) no reservatório em vez de qualquer água disponível que pode ser injetada atualmente ou planejada para ser injetada. Uma pesquisa recente mostrou^{11,12} que a salinidade e / ou composição iônica pode desempenhar um papel significativo na recuperação de óleo durante a inundação de água e pode render até 10 por cento ou mais recuperações de óleo adicionais em comparação com a injeção de água não otimizada. Esta opção tem várias vantagens em comparação com o EOR:

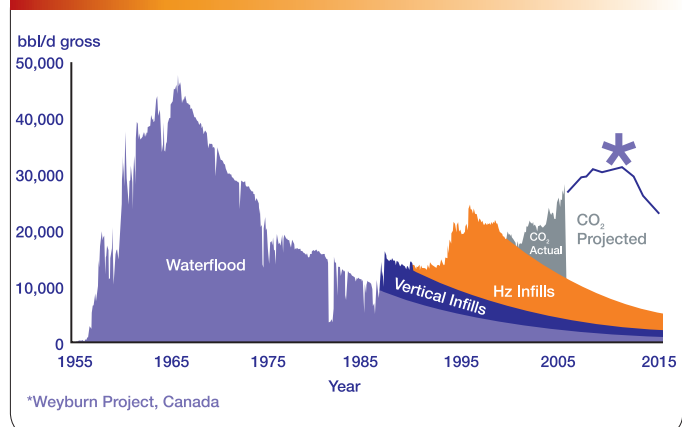
?? Ele pode alcançar uma recuperação final de petróleo mais alta com um mínimo de investimento nas operações atuais (isso pressupõe que uma infraestrutura de inundação de água já esteja instalada). A vantagem está em evitar um grande investimento de capital associado a métodos convencionais de EOR, como gastos em novas infraestruturas e plantas necessárias para injetantes, novas instalações de injeção, produção e monitoramento de poços, mudanças na tubulação e revestimento, por exemplo.

?? Pode ser aplicado durante o início do ciclo de vida do reservatório, ao contrário do EOR.

?? O retorno é mais rápido, mesmo com uma pequena recuperação incremental de petróleo. A Figura 9 mostra os resultados de um estudo BP¹¹ de recuperações incrementais de óleo (além e acima das recuperações de inundação) em vários reservatórios de arenito.

A inundação inteligente de água é relativamente nova e, no estágio de desenvolvimento de tecnologia, no entanto, a ideia de água customizada para melhorar a recuperação de óleo é muito atraente. Houve alguns testes de campo e pilotos, principalmente em arenitos e menos em carbonatos. Os resultados iniciais são promissores e uma série de questões permanecem, embora a P&D tenha se acelerado em

Figura 6: Momento do EOR: Projeto Weyburn no Canadá





esta área. A Saudi Aramco, por meio de seu braço upstream (EXPEC Advanced Research Center), iniciou um programa de pesquisa estratégica nesta área para explorar o potencial de aumentar a recuperação de petróleo ajustando as propriedades da água injetada. Outro aspecto da inundação de água que pode ser melhorado é o monitoramento e vigilância (M&S) dos projetos. Em muitos casos, o monitoramento adequado não é feito devido ao custo envolvido. Isso pode, no entanto, ser prejudicial para a recuperação geral durante a inundação. Embora um plano de M&S ideal não possa ser predeterminado para um determinado reservatório, alguns de seus componentes incluem: perfilagem de poço aberto / revestido testada ao longo do tempo, testemunhagem, monitoramento de frente de inundação, testes de traçador único e interwell e tecnologias emergentes, como: poço gravimetria, poço cruzado e poço para superfície eletromagnética (EM), e métodos geofísicos (crosswell seismic, 4D seismic e 4D vertical seismic profiler (VSP)). Um bom plano de M&S é essencial para otimizar a recuperação de óleo no estágio de recuperação secundária e ainda mais importante durante a fase de EOR.

Capacitadores EOR

Desafios significativos ainda permanecem para a implantação generalizada de EOR. Em última análise, no entanto, as empresas terão de recorrer à EOR à medida que o 'petróleo fácil' se esgota. Esta seção discute alguns dos 'habilitadores' de EORs

Foco na recuperação de óleo final

Há um movimento coordenado em todo o mundo, à medida que as empresas (especialmente as empresas nacionais de petróleo e cada vez mais as empresas internacionais de petróleo) percebem que precisam se concentrar na recuperação 'final' do petróleo e não na recuperação 'imediate' do petróleo.

é impulsionado por lucros de curto prazo. Este compromisso com uma visão de longo prazo garantirá a exploração ótima dos recursos petrolíferos, mantendo baixas as taxas de esgotamento, melhorando a recuperação secundária do petróleo por meio do desenvolvimento sustentável e com foco nos lucros de longo prazo. Métodos adequados de EOR podem então ser implantados para maximizar a recuperação final de óleo.

Movendo-se em direção a recursos difíceis

À medida que o petróleo leve fácil e convencional se esgota, um movimento em direção a recursos de hidrocarbonetos mais difíceis já está em andamento. Esses recursos incluem petróleo pesado e extrapesado, areias betuminosas, betume e óleo de xisto. Normalmente, a recuperação convencional de petróleo para esses recursos é geralmente baixa. Um método EOR deve ser implementado relativamente cedo nesses reservatórios. Este tem sido, e será, o principal motivador para EOR, especialmente térmico, nos recursos mais difíceis em todo o mundo.

Planejamento do ciclo de vida

Uma abordagem mais holística no planejamento do ciclo de vida de um reservatório está acontecendo em todo o setor. A motivação para maximizar a recuperação, ao invés de pensar em lucros de curto prazo, ajuda na melhor exploração dos recursos. O planejamento do ciclo de vida inclui pensar sobre a EOR com antecedência suficiente para conduzir estudos relevantes de P&D, testes de viabilidade e conduzir pilotos para permitir que as principais decisões sejam tomadas no momento certo.

P&D

O investimento em P&D é essencial para gerar as opções certas para o desenvolvimento do campo. Muitas vezes, em um esforço para produzir óleo o mais rápido possível, estratégia incorreta é adotada para desenvolver um

Figura 7: maturidade e implantação de IOR / EOR

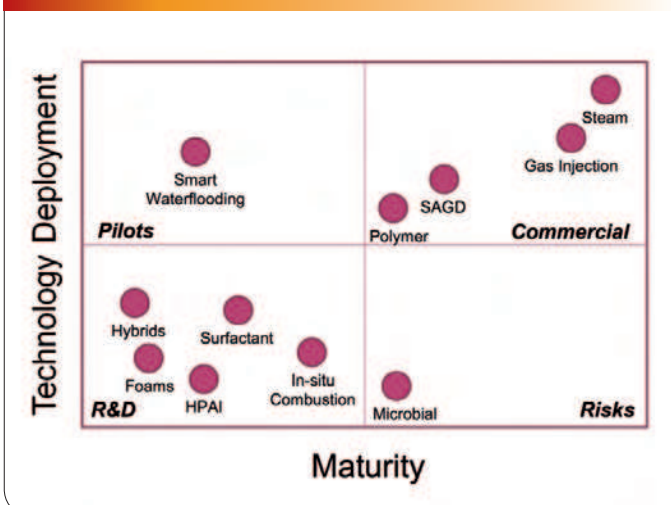
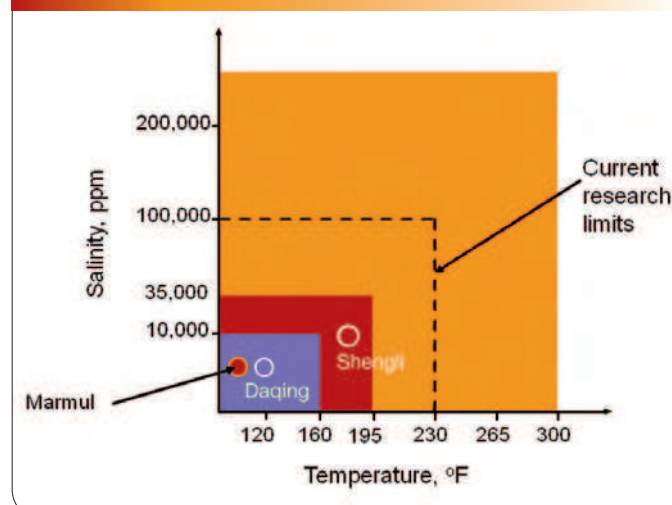


Figura 8: Desafios EOR químicos





reservatório de óleo. Isso pode diminuir o total recuperação do reservatório consideravelmente. O investimento adequado em P&D, especialmente no início, não apenas garante uma boa estratégia geral para a recuperação secundária, mas também para a EOR. Um bom exemplo é o campo de Marmul em Omã, onde estudos de P&D e testes-piloto com produtos químicos foram realizados na década de 1980. Esses dados e resultados ajudaram o PDO (Omã) e a Shell a implementar EOR químico com pouca dificuldade em uma data posterior. Outro bom exemplo é a China, onde o investimento em P&D em produtos químicos EOR valeu a pena com a implementação bem-sucedida de projetos de EOR de campo completo (dois exemplos: campos Daqing e Shengli).

Desenvolvimento de capacidade

Os projetos EOR são inerentemente complexos em comparação com os métodos convencionais de recuperação. Esses projetos também demandam mão de obra intensiva, exigindo profissionais altamente qualificados para executá-los. Para empresas que nutrem, desenvolvem e possuem essas competências, a implementação do EOR será mais fácil. Além disso, os profissionais de EOR também garantem melhores estratégias de implementação de IOR.

Implementação passo a passo

Os projetos EOR também são facilitados pela implementação e integração gradual de P&D, tecnologia, pessoas e comprometimento. Uma implementação gradual envolve passar de testes em escala de laboratório, testes de poço único, testes piloto e implementação em campo completo. Isso reduzirá significativamente os riscos associados a projetos EOR típicos e, eventualmente, melhorará a economia geral.

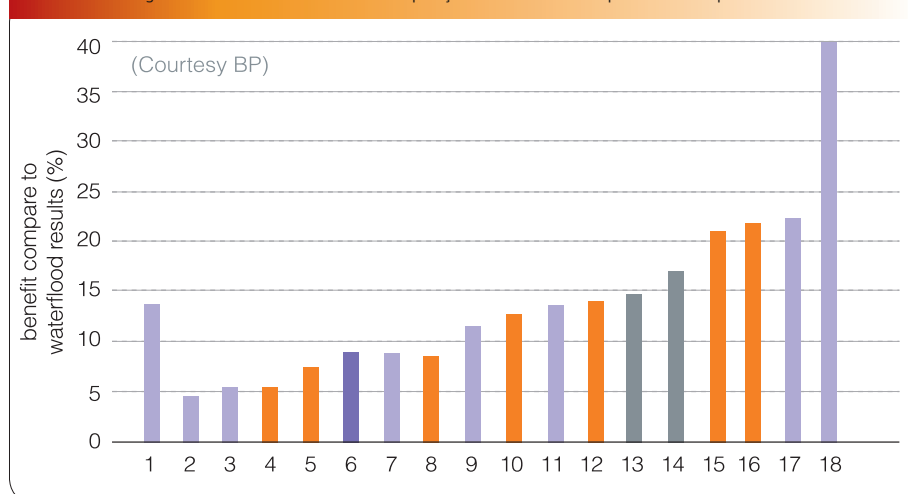
Segurança energética

A implementação do EOR pode ser auxiliada pela necessidade do país da empresa ou do país de se preocupar com a segurança energética. Os EUA são um excelente exemplo dessa necessidade e assumiram um verdadeiro papel de liderança na implementação de EOR em seus campos, apesar de serem uma economia livre. Outro exemplo é o PDO, onde as taxas de produção de petróleo cada vez menores o forçaram a implementar projetos EOR agressivamente.

Preocupações ambientais

Nos últimos anos, um forte impulso para EOR veio de preocupações ambientais. Isso é especialmente verdadeiro para CO₂-EOR. CO₂, um gás de efeito estufa, tem sido intimamente ligado ao global das Alterações Climáticas. Existem incentivos para sequestrar este CO₂. É também um solvente muito bom para óleos crus leves e geralmente é

Figura 9: Resumo dos benefícios de recuperação de baixa salinidade para vários campos



miscível com o óleo em pressões de reservatório moderadas. O número de projetos injetando CO₂ para EOR tem aumentado constantemente e deve aumentar ainda mais no previsível

futuro. De muitas maneiras, esta é uma situação em que todos ganham, sequestrando o CO₂ ao mesmo tempo que produz petróleo incremental.

1. Stosur, GJ: "EOR: Passado, Presente e o que os próximos 25 anos podem trazer," documento SPE 84864, apresentado na Conferência SPE IOR na Ásia-Pacífico, Kuala Lumpur, Malásia, 20-21 de outubro de 2003.
2. Stosur, GJ, Hite, JR e Carnahan, NF: "The Alphabet Soup of IOR, EOR e AOR: Comunicação eficaz requer uma definição de termos", documento SPE 84908, apresentado na Conferência Internacional IOR SPE na Ásia-Pacífico, Kuala Lumpur, Malásia, 20 a 21 de outubro de 2003.
3. Moritis, G.: "CO₂ Miscível, Steam Dominate EOR Processes," Oil and Gas J., abril de 2010.
4. Thomas, S., "EOR - An Overview", Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP, Vol 63, # 1, (2008).
5. Schulte, WM: "Challenges and Strategy for Aumented Oil Recovery," documento IPTC 10146, apresentado no IPTC, Doha, Qatar, 21 a 23 de novembro de 2005.
6. Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., et al.: "EOR: Current Status and Opportunities," documento SPE 130113, apresentado no Simpósio IOR, Tulsa, OK, 26-28 de abril de 2010.
7. Wilkinson, JR, Teletzke, GF e King, KC: "Opportunities and Challenges for EOR in the Middle East," documento SPE 101679, apresentado no Abu Dhabi IPTC, Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos, 5 a 8 de novembro de 2006.
8. Manrique, EJ, Muci, VE e Gurfinkel, ME: "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the US," SPERE, dezembro de 2007.
9. Awan, AR, Teigland, R. e Kleppe, J.: "EOR Survey in the North Sea," SPE paper 99546, apresentado no SPE IOR Symposium, Tulsa, OK, de 22 a 26 de abril de 2006.
10. Saggaf, M.: "A Vision for Future Upstream Technologies," JPT, março de 2008.
11. Lager, A., Webb, KJ e Black, JJ: "Impact of Brine Chemistry on Oil Recovery," Paper A24, apresentado no EAGE IOR Symposium, Cairo, Egito, 22-24 de abril de 2007.
12. Strand, S., Austad, T., Puntervold, T., Høgenesen, EJ, Olsen, M. e Barstad, SM: "Smart Water for Oil Recovery from Fractured Limestone: A Preliminary Study," Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009.