

# *1 História*

A recuperação está no coração da produção de petróleo de reservatórios subterrâneos. Se a média mundial do fator de recuperação de reservatórios de hidrocarbonetos pudesse ser aumentada além dos limites atuais, isto iria aliviar uma série de questões relacionadas ao suprimento 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 35%. Esse desafio se torna uma oportunidade para tecnologias avançadas de recuperação de óleo secundária e avançada (EOR) que podem mitigar o equilíbrio entre demanda e oferta.

A implementação do EOR está intimamente ligada ao preço do petróleo e economia geral. A EOR é intensiva em capital e recursos, e caro, principalmente devido aos altos custos de injeção. O “timing” da EOR também é importante: as tecnologias de recuperação secundária são uma melhor opção antes da implantação da EOR. A realização do potencial EOR só pode ser alcançado por meio de compromissos à longo prazo, tanto em capital quanto em recursos humanos, uma visão de se esforçar para a recuperação final do petróleo em vez de recuperação imediata de óleo, pesquisa e desenvolvimento, e disposição para assumir riscos. Enquanto as tecnologias EOR cresceram ao longo dos anos, desafios significativos permanecem.

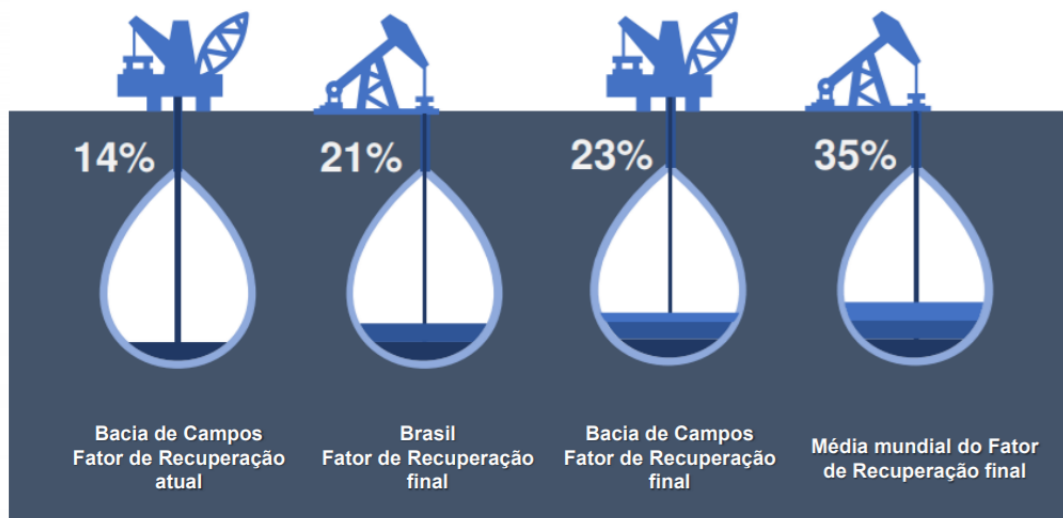


Figura 1: Potencial Petrolífero Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP.

## 1.1 Produção Mundial

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  $\sim 85$  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. CO<sub>2</sub>- 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, os EUA (principalmente Alasca), Canadá e Líbia. A injeção de gás hidrocarboneto é principalmente implementada onde o fornecimento de gás não pode ser monetizado. A produção do EOR químico é praticamente toda da China, com a produção mundial total de outro terço de um milhão de barris por dia. Outros métodos mais esotéricos, como o microbiano, só foram testados em campo, sem que nenhuma quantidade significativa fosse produzida em escala comercial. Esses números foram retirados da literatura da SPE, Oil and Gas Journal e outras fontes, e provavelmente são um pouco conservadores porque alguns dos projetos não são relatados, especialmente os novos. Uma estimativa melhor da produção total da EOR será cerca de 10-20 por cento mais alta do que os 3 milhões por dia citados acima.

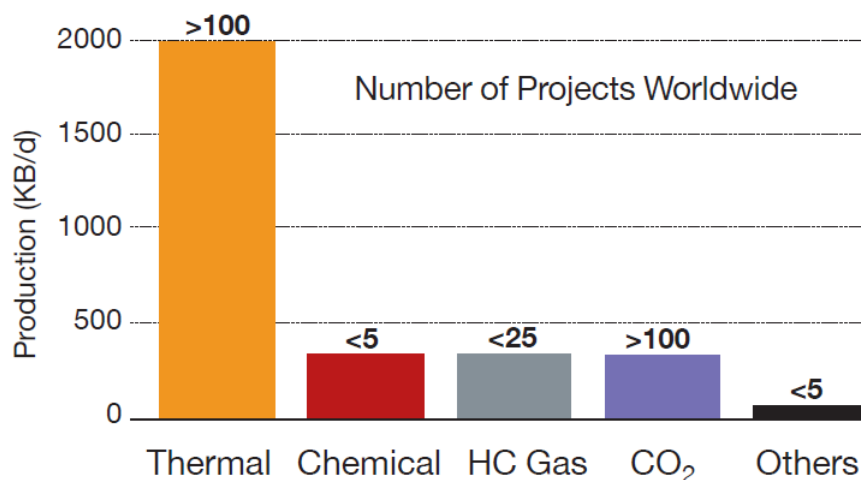


Figura 2: Taxas de produção EOR mundiais em 2010 (Oil & Gas Journal, SPE)

## 1.2 Status atual do EOR

A média global ou fator de recuperação **agregado** de reservatórios de petróleo é cerca de um terço. Isso é considerado baixo e deixa uma quantidade substancial de petróleo no subsolo. Um esforço global já está em andamento há algum tempo para aumentar esse número e uma das razões para o seu fracasso é a relação entre o preço do petróleo e disponibilidade de recursos. A figura 3, da International Energy Agency, mostra a ligação entre os custo de produção e recursos de petróleo e o custo de convertê-los em reservas.

O injetante mais barato para a produção de óleo é a água. Enquanto as empresas puderem produzir óleo injetando água, vão continuar fazendo isso. Outros ~ 2 trilhões de barris de petróleo podem ser produzidos com o preço do petróleo abaixo de US\$40 (2008 \$) por barril. Muitas das tecnologias EOR entram em ação quando o preço do petróleo estava entre US \$ 20-80 por barril. No início dos anos 1980, houve um grande interesse gerado na EOR devido à escalada do preço do petróleo. O número de projetos EOR e investimento em P&D atingiu o pico em 1986. O interesse diminuiu na década de 1990 e no início de 2000 com um colapso do preço do petróleo. Um interesse renovado e crescente tem se firmado nos últimos 5 anos, já que o preço do petróleo aumentou novamente. A Figura 4 mostra esta relação entre projetos de EOR e preço do petróleo. Existe uma defasagem entre o preço do petróleo e Projetos EOR. Na última escalada de preços, o interesse estava principalmente em os EUA, mas desta vez o interesse em projetos EOR é global.

Além da ligação da EOR com o preço do petróleo, os projetos são geralmente com-

plexo, de alta tecnologia e requer capital, considerável riscos de investimento e financeiros. Os riscos são agravados com as flutuações do preço do petróleo. Os custos unitários do óleo EOR são substancialmente mais elevados do que os secundários ou convencionais óleo. Outro desafio para projetos EOR é o longo tempo de espera necessários para tais projetos. Normalmente, pode demorar várias décadas desde o início do laboratório de geração de conceito dados e realização de estudos de simulação - para o primeiro piloto e finalmente, a comercialização plena. Dois exemplos são dados aqui, para projetos térmicos (Figura 5) e injeção de gás miscível (Figura 6). Embora tenha havido alguma discussão na literatura de aplicar ou implantar EOR em um estágio inicial de um reservatório vida, isso geralmente é difícil, e não necessariamente a melhor opção, devido aos riscos envolvidos e à falta de disponibilidade de dados, isso pode facilmente obtido durante o estágio secundário de recuperação.

Os dois métodos EOR mais populares, conforme discutido abaixo, são injeção térmica (vapor) e miscível de gás, que são tecnologias maduras. Na EOR química, a injeção de polímero está atingindo o status comercial (Figura 7). A injeção de gás ácido, a combustão in-situ (incluindo a mais nova injeção de ar de alta pressão (HPAI)) e a combinação de inundação química ainda estão em estágio de desenvolvimento de tecnologia. Tecnologias microbianas, híbridas e outras tecnologias inovadoras estão em fase de P&D. Isso complica e restringe a aplicação de EOR para um determinado campo. Se os métodos de injeção térmica e miscível de gás forem aplicáveis a um determinado reservatório, a decisão de seguir em frente será um pouco mais fácil. Caso contrário, a decisão é mais difícil e depende da disponibilidade do injetável, da economia e de outros fatores discutidos anteriormente.

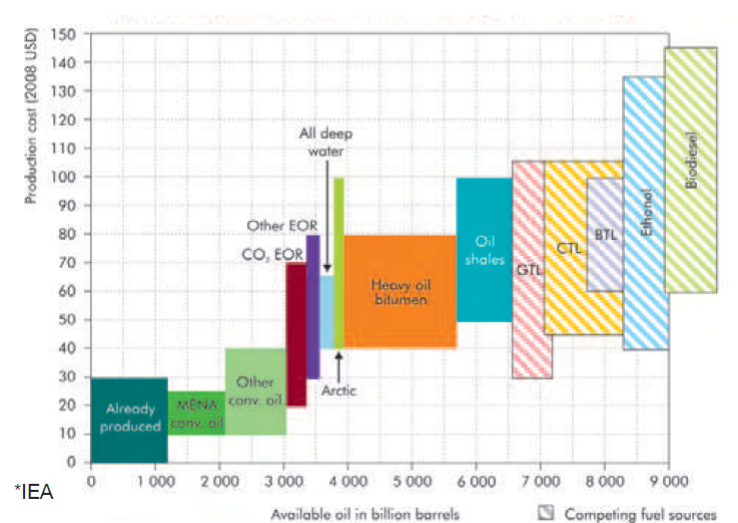


Figura 3: Preço do petróleo e disponibilidade de recursos

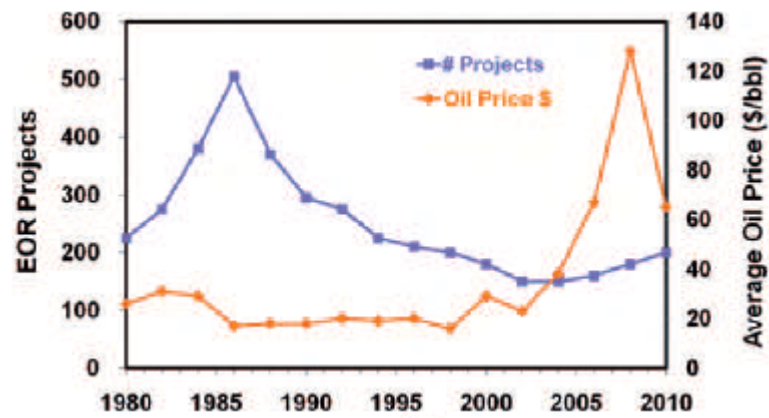


Figura 4: Correlação do preço do petróleo com projetos EOR

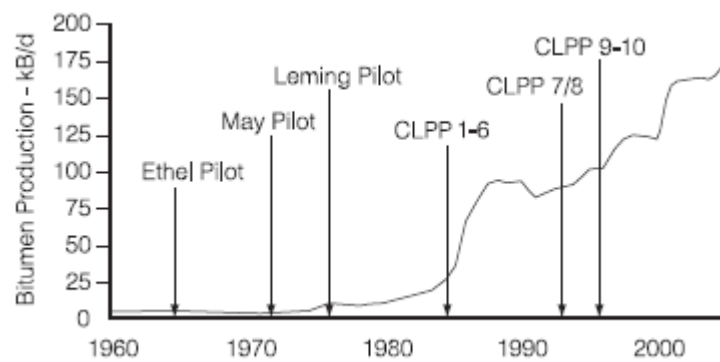


Figura 5: "Timing" da EOR: Cold Lake - Canadá (Projetos Térmicos)

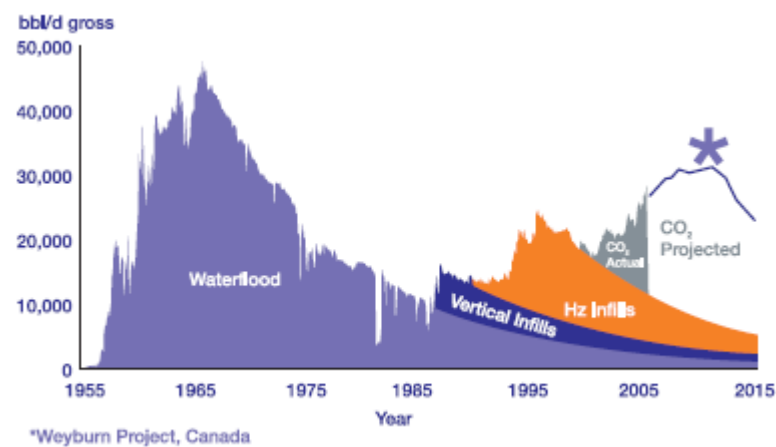


Figura 6: Período da EOR: projeto Weyburn no Canadá

## EOР térmico

No mundo, as reservas conhecidas de óleos pesado e extrapesados são de cerca de 3,396 trilhões de barris “in situ”, Opec (2012). Os métodos EOR térmicos são geralmente aplicáveis a óleos pesados, viscosos e envolvem a introdução de energia térmica ou calor no reservatório para aumentar a temperatura do óleo, reduzir sua viscosidade e consequentemente o aumento da mobilidade do óleo (THOMAS, 2008). Os métodos mais populares de recuperação térmica consistem na Injeção de vapor (ou água quente) e na combustão “in situ”. O primeiro pode ser dividido em três métodos: estimulação cíclica de vapor (huff e puff), injeção de vapor e **drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor** (SAGD). Enquanto a combustão “in situ” envolve a injeção de ar, onde o óleo é inflamado, gera calor internamente e também produz gases de combustão, melhorando a recuperação.

Alguns projetos em andamento expressam a popularidade do método, como em Alberta (Canadá), Venezuela, Califórnia, Indonésia, a ex-União Soviética e Oman. Pequenos testes comerciais foram relatados no Brasil, China, Trinidad e Tobago e outros países. Por outro lado, projetos de combustão “in-situ”, não tão populares como o injeção de vapor, foram relatadas no Canadá, Índia, Romênia e os EUA.

Uma nova versão, HPAI, para óleos leves, foi ganhando popularidade nos últimos 10 anos especialmente em reservatórios carbonáticos de baixa permeabilidade. Vários projetos têm se concentrado no noroeste dos EUA e México. A injeção de vapor também foi testada com sucesso em reservatórios de óleo leve que satisfaçam certos critérios, como profundidade  $< 3.000$  pés e (**depth  $< 3,000$  ft, oil saturation-porosity product  $> 0.1$** ).

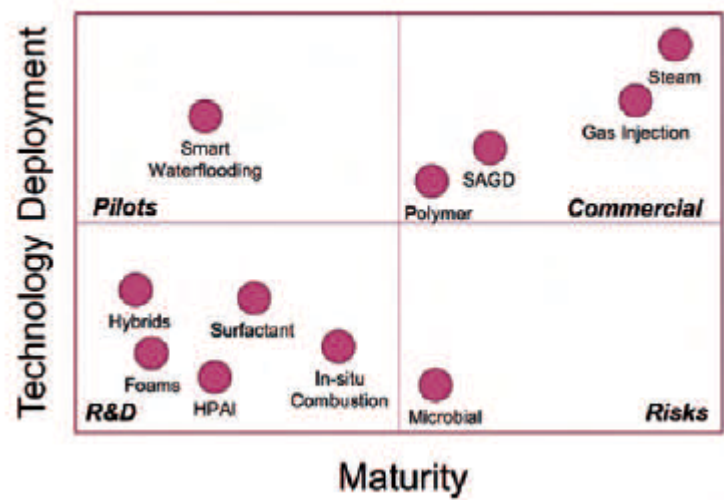


Figura 7: Maturidade e implantação de IOR / EOR

Tabela 1. Parâmetros e características preferenciais para seleção do método de EOR

Parâmetro (unidade)	EOR com GN miscível	EOR com CO <sub>2</sub> miscível	
Viscosidade do óleo (cP)	≤ 42,0	≤ 6,0	
Gravidade Específica (°API)	≥ 24,0	≥ 22,0	
Saturação em óleo (%)	≥ 25,0	≥ 17,0	
Permeabilidade do Reservatório	Homogênea	Homogênea	
Espessura do Reservatório	Fina	Fina	
Observações adicionais para projetos <i>offshore</i>			
Questões quanto à locação remota	<ul style="list-style-type: none"><li>- É preferencial que o GN seja produzido no local</li><li>- Possível alternância com água (WAG)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Necessita de fontes próximas de CO<sub>2</sub> (ex: separado do próprio GN)</li><li>- Monitoramento de vazamento de CO<sub>2</sub></li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Rec salin com</li><li>- Rec polí</li></ul>
Questões quanto ao capital intensivo	<ul style="list-style-type: none"><li>- Permite adiantar as receitas do projeto</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Permite adiantar as receitas do projeto</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Pol esta recio</li></ul>
Possíveis limitações de espaço e peso	<ul style="list-style-type: none"><li>- Espaço para as instalações de injeção</li><li>- Alta capacidade de compressão necessária</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Espaço para as instalações de injeção</li><li>- Alta capacidade de separação necessária</li><li>- Alta capacidade de compressão necessária</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Esp mist</li><li>- Esp mitiq</li><li>- Esp biod</li></ul>
Requisitos para os sistemas <i>subsea</i>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Mitigação de hidratos (no caso de WAG)</li><li>- Mitigação de asfaltenos</li><li>- Mitigação de parafinas</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Mitigação de hidratos (no caso de WAG)</li><li>- Mitigação de asfaltenos</li><li>- Mitigação de parafinas</li><li>- Mitigação de corrosão</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Dep por e man insta</li></ul>

Figura 8:



Segundo Kang *et al.* (2014), devido aos parâmetros e as características desse tipo de EOR, diferentes ambientes exploratórios tivessem a aplicação preferencial de métodos, como pode ser observado pela Figura 1 que sumariza a análise de 437 projetos onshore e 19 projetos no mar.

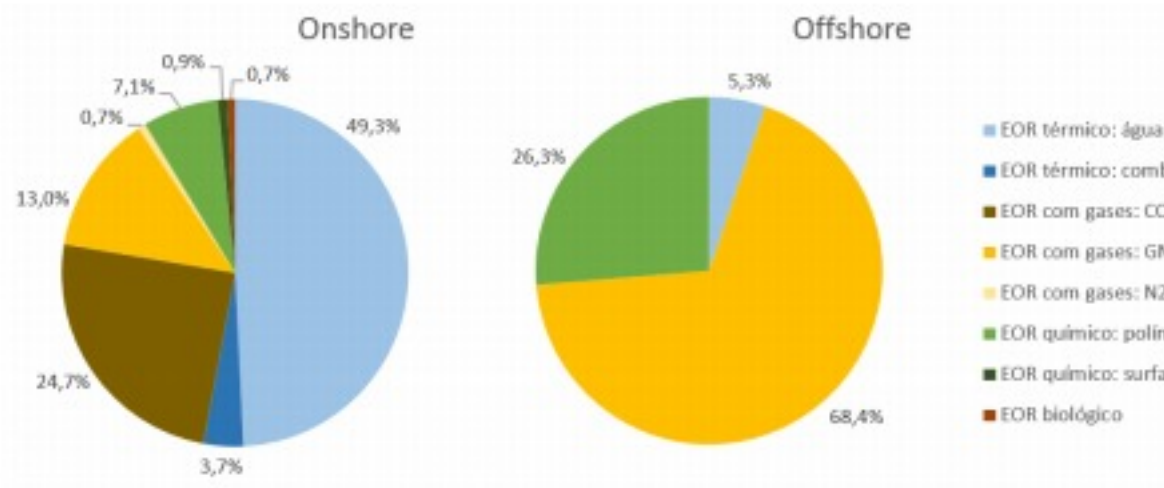


Figura 1. Métodos de EOR mais utilizados em campos *onshore* e *offshore*.

Fonte: adaptado de Kang *et al.* (2014).

Figura 9: