

1 Histórico

De acordo com o recente panorama energético publicado pela British Petroleum em 2016, devido ao crescimento esperado da economia mundial e ao aumento da população terrestre, prevê-se que o consumo global de energia aumente 34% entre 2014 e 2035. Os combustíveis fósseis são a principal fonte de energia do mundo, comumente explorados em reservatórios de hidrocarbonetos. Geralmente, uma grande parte do óleo fica presa dentro das rochas reservatório após o estágio de esgotamento primário, no qual o óleo é explorado por mecanismos naturais. Para acessar o máximo de recursos de petróleo, técnicas de recuperação aprimorada de petróleo (EOR), como injeção de água, métodos térmicos, métodos químicos e injeção de CO₂ são empregadas (C. Zhang, et al., 2017). Todas essas técnicas estão tentando mover mais óleo para poços de produção com diferentes mecanismos, como aumentar a pressão do reservatório e melhorar a mobilidade do óleo. De acordo com as estatísticas disponíveis, o petróleo pesado constitui mais de 65% dos recursos comprovados do mundo (World Energy, 2013).

Os métodos de recuperação aprimorada de petróleo (IOR) abrangem métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR), bem como novas tecnologias de perfuração e poços, gerenciamento e controle inteligente de reservatórios, técnicas avançadas de monitoramento de reservatórios e a aplicação de diferentes aprimoramentos de processos de recuperação primária e secundária. Com a crescente demanda pela recuperação de petróleo surge a necessidade de uma constante evolução nos métodos de recuperação, principalmente devido aos variados e complexos reservatórios existentes. É sabido que os projetos de EOR foram fortemente influenciados pela economia e pelos preços do petróleo bruto. O início de projetos EOR depende da preparação e disposição dos investidores para gerenciar o risco EOR e a exposição econômica e da disponibilidade de opções de investimento mais atraentes (ALVARADO; MANRIQUE, 2010).

No entanto, o objetivo deste capítulo é mostrar a evolução desses métodos de uma forma geral, com ênfase na evolução dos métodos térmicos, no Brasil e no mundo.

1.1 EOR - Visão Geral

A produção em campos maduros é responsável pela maior parte da produção de petróleo no mundo, e a taxa de reposição de reservas por novas descobertas tem diminuído continuamente nas últimas décadas (ALVARADO; MANRIQUE, 2010). Portanto, o aumento do fator de recuperação em campos maduros será um fator muito importante para atender à crescente demanda nos próximos anos. Os métodos de recuperação melhorada, equivalentes à expressão Enhanced Oil Recovery (EOR), viabilizam a produção de uma parcela dos recursos que não poderiam ser produzidos pelas técnicas de recuperação convencional, aumentando a fração recuperável. O fator de recuperação médio mundial de reservatórios de hidrocarbonetos está estagnado na faixa de 35% (Figura 1) (MARCHE-SINI, 2016). Isso se torna um desafio pra indústria do petróleo e 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 cara principalmente devido aos altos custos de injeção. O “timing” da EOR também é um fator 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. Para sua utilização deve-se haver uma visão de se esforçar para a recuperação final do petróleo - com pesquisas, desenvolvimento e disposição para assumir riscos - em vez de recuperação imediata de óleo. Mesmo que as tecnologias EOR tenham crescido ao longo dos anos, desafios significativos permaneceram.

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). 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 entre outros. O CO₂-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 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.

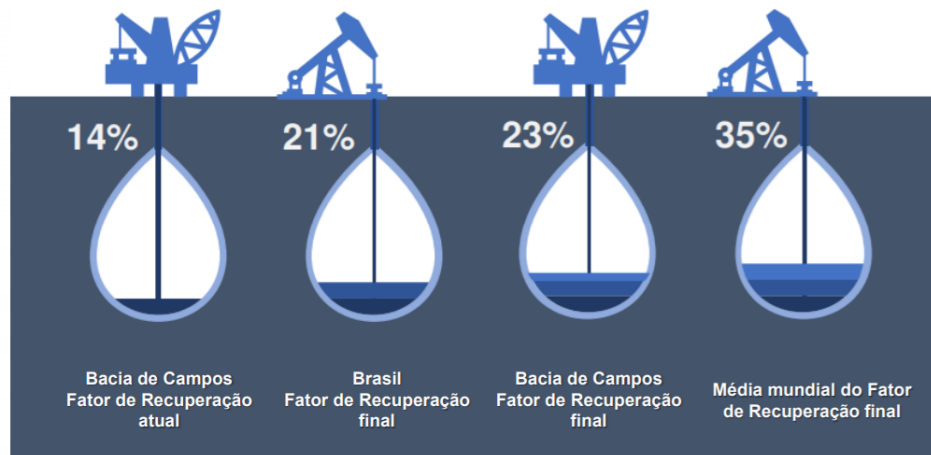


Figura 1: Potencial Petrolífero Brasileiro e as Rodadas de Licitações da ANP.

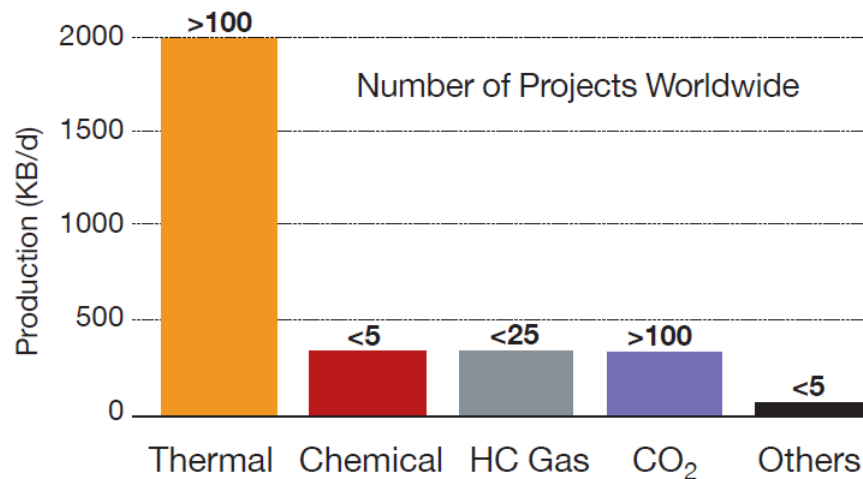


Figura 2: Taxas de produção EOR mundiais em 2010 (Oil & Gas Journal, SPE)

A média global ou fator de recuperação de petróleo ($\sim 1/3$) é considerado baixo pois 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 custos de produção e recursos de petróleo e o custo de convertê-los em reservas.

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 nos 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 complexo, 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 métodos de recuperação de óleo secundários ou convencionais. 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 vida de um reservatório, isso geralmente é difícil, e não necessariamente a melhor opção, devido aos riscos envolvidos e à falta de disponibilidade de dados, que podem ser facilmente obtidos durante o estágio de recuperação secundária.

Os dois métodos EOR mais populares, conforme discutido abaixo, são injeção térmica (vapor) e miscível de gás, que são tecnologias mais 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 injeção 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.

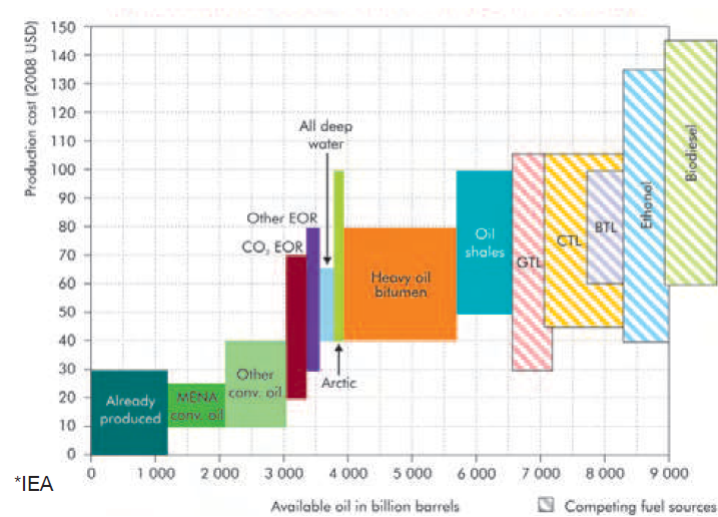


Figura 3: Preço do petróleo e disponibilidade de recursos

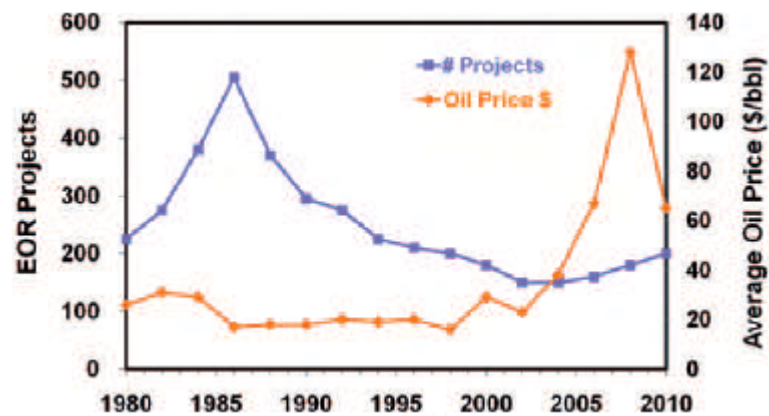


Figura 4: Correlação do preço do petróleo com projetos EOR

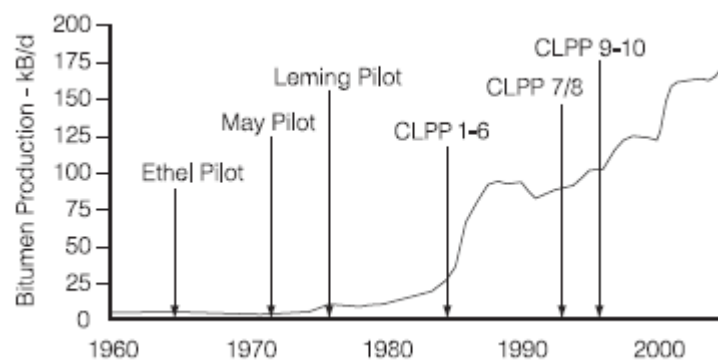


Figura 5: “Timing” da EOR: Cold Lake - Canadá (Projetos Térmicos)

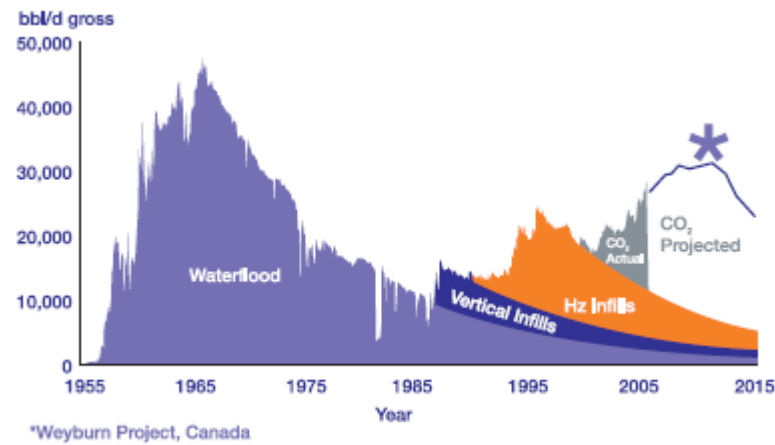


Figura 6: Período da EOR: projeto Weyburn no Canadá

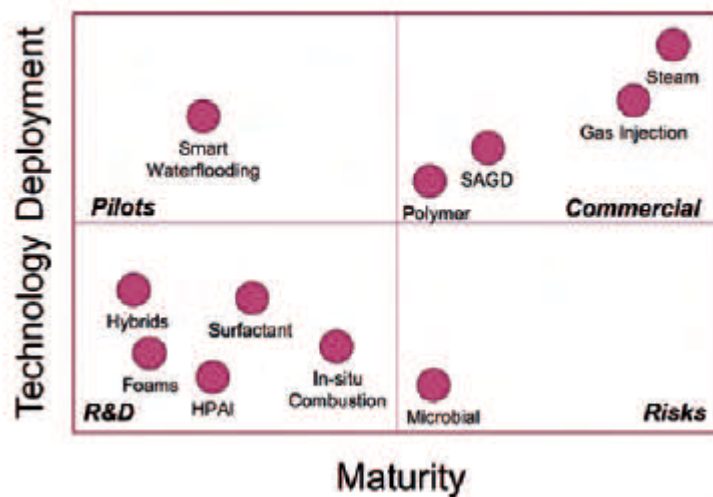


Figura 7: Maturidade e implantação de IOR / EOR

1.2 Métodos Térmicos

A recuperação de óleo por métodos térmicos foi iniciada em 1966, nas operações da Trintopeç, com um pequeno projeto piloto cíclico no campo de Palo Seco. Vinte e cinco anos de recuperação térmica, compreendendo operações cíclicas e de injeção, testemunharam um crescimento vigoroso e expansão dinâmica, na medida em que, em 1991, a produção total de recuperação térmica é em média 9100 bopd, representando 55% da produção das terras da Trintopeç.

Das técnicas aprimoradas de recuperação de óleo disponíveis para a indústria, a saber, térmicas (vapor e combustão in-situ), injeções miscíveis, químicas e de polímero, o único método que alcançou aceitação mais ampla foi o uso de vapor, ambos em ciclos cíclicos

e operações do tipo injeção. Não surpreendentemente, este método se manifestou como o principal impulso das operações EOR na Trintopec. Os principais fatores que motivam seu uso são os seguintes:

1. Custo-benefício, com água barata e disponível;
2. Abundância de reservas de óleo pesado nos arredores da Trintopec;
3. Recuperação projetada de óleo mais leve, por destilação;
4. Sucesso comprovado do método, tanto internacionalmente quanto na Trintopec.

De forma significativa, e esperada, o crescimento da tecnologia associada nas operações térmicas da empresa acompanhou o aumento das taxas de produção das operações térmicas. Embora o desempenho dos esquemas térmicos da companhia seja tal que 55% da produção de terra seja assim acumulada, e as perspectivas para um maior aumento da produção térmica sejam encorajadoras, seria errôneo sugerir que o caminho não estava repleto de dificuldades e problemas operacionais. No entanto, por meio de um vigoroso e dinâmico programa de crescimento e expansão, o método empregado nos esquemas de recuperação térmica, embora não seja totalmente avançado, foi refinado até níveis de confiança aceitáveis. A Trintopec, então, continua a manter seu status de pioneira em recuperação térmica em Trinidad e Tobago.

A recuperação térmica que foi iniciada nas operações da Trintopec em 1966 com um pequeno projeto piloto cíclico no campo de Palo Seco, foi composta por um único gerador de vapor e quatro poços. Os resultados foram tão encorajadores a ponto de estimular um crescimento sem precedentes neste mecanismo de recuperação, com o resultado que seis grandes injeções a vapor estiveram em vigor nas operações da empresa, em todos os seus principais ramos.

● PALO SECO

O esquema piloto foi iniciado em 1966 com um gerador de 5,8 MM Btu/hr abastecendo três poços. Em 1970, um gerador de 25 MM Btu / hr foi instalado para aumentar ainda mais a produção de vapor com o consequente aumento na produção líquida. A injeção contínua de vapor começou em maio de 1975 com dois padrões de sete pontos invertidos aumentando para quatro padrões em junho de 1976. O volume total de vapor injetado sob injeção contínua até 1991 foi de aproximadamente 45,8 MM bbls, o que rendeu uma produção cumulativa de óleo de 18,15 MM STB. A produção do esquema é em média de cerca de 2500 bopd com corte de água de cerca de 72%.

- GUAPO

Guapo foi o segundo campo em que a injeção de vapor foi implementada após o piloto bem-sucedido em Palo Seco. A injeção de vapor cíclico começou em 1969 com o início da injeção contínua em 1976 com 4 padrões. Em 1992, já existiam 15 padrões ativos que se estendem por uma área de cerca de 1000 acres, com o vapor cumulativo injetado sendo 30,02 MM bbls com rendimento de produção cumulativo de 9,42 MM STB de óleo. A taxa média de produção é de aproximadamente 1500 bopd.

- CENTRAL LOS BAJOS

A injeção de vapor cíclico começou em 1974 e a injeção contínua começou em 1977. No entanto, vários problemas operacionais forçaram a redução da injeção de vapor na área até 1981. O vapor acumulado injetado até dezembro de 1986 foi de 16,83 MM bbls e a produção acumulada foi de 8,24 MM STB de óleo. A taxa de produção média é de 1700 bopd.

- FYZABAD

A injeção de vapor cíclico começou em North Fyzabad em 1978 e a fase de injeção contínua começou no início de 1979 com quatro padrões no Forest Horizon. Dois padrões no horizonte de Cruse também foram iniciados no final de 1979. Hoje existem dez padrões de floresta e sete padrões de Cruse cobrindo uma área de cerca de 100 acres com volume de injeção de vapor cumulativo de 12,91 MM bbls e óleo cumulativo produzido sendo 4,71 MM STB de óleo. A produção média é de 600 bopd.

- APEX QUARRY/COORA/QUARRY

A injeção contínua começou em janeiro de 1981 com quatro padrões. Em 1992, já existiam vinte e nove padrões abrangendo uma área total de 171 acres. O vapor cumulativo injetado é de 34,28 MM bbls com uma produção cumulativa correspondente de 5,48 MM STB de óleo. A taxa média de produção é de 1500 bopd.

Os métodos térmicos em outras regiões foram alvo de diversas pesquisas e desenvolvimentos e se tornaram necessários e com fortes tendências. Na China, por exemplo, tem depósitos significativos de petróleo pesado, cerca 10 bilhões de barris de volume de óleo original in place (VOOIP) com quatro principais áreas de produção de petróleo: Liaohe Oil Field, Xianjiang Oil Field, Shengli Oil Field e Henan Oil Campo. Em 1993, a produção de óleo pesado atingiu 70 milhões de barris por ano, e manteve o nível por mais

de 10 anos. Em 2005, a recuperação de petróleo atingiu 18% (Haiyan, Shuhong, Yitang, Dingmin, & Zhong, 2005). Apesar de muito progresso ter sido feito, vários problemas existem no desenvolvimento de reservatórios de óleo pesado.

Na Argentina, no campo de Los Perales, Pascual (2001) descreveu em seu estudo a implementação e os resultados obtidos no projeto piloto de injeção cíclica de vapor. O projeto piloto consistiu de quatro novos poços projetados e perfurados especificamente para injeção de vapor. O teste começou no ano de 1999 com 18 dias de injeção de vapor a uma vazão de 820 bbl/dia, pressão de 1800 psi na cabeça do poço, temperatura de 625°F e título entre 65-70%. Após o período de injeção o poço ficou sete dias em “soaking” e foi equipado para a produção. Foi observado que as vazões máximas de produção de óleo e água ocorreram dentro de uma a três semanas e foi constatado uma produção três vezes maior do que a produção primária, alcançando uma vazão de 27 m³/dia. O poço produziu aproximadamente um ano até atingir a taxa de produção primária.

Queiroz et al. (2005) realizaram um estudo de determinação da melhor cota de vapor, para se ter viabilidade econômica no processo de injeção cíclica de vapor, através de simulações realizadas pelo simulador STARS®. A partir da construção de um modelo de reservatório analisou-se o comportamento do processo para cada cota estudada. Foi observado que a recuperação aumenta à medida que o número de ciclos aumenta, porém o incremento entre ciclos é cada vez menor. Os autores concluíram que a cota de vapor mais indicada foi a de 8000 ton/ciclo limitando-se o número de ciclos em seis ciclos de injeção de vapor.

De acordo com Mousavi Mirkalaei et al. (2011) embora a injeção de vapor seja um método eficiente na recuperação de óleo pesado, pode ser um processo extremamente desafiador em reservatórios de óleo pesado naturalmente fraturados. Os autores utilizaram um modelo térmico com dupla porosidade para representarem um reservatório fraturado no Irã cuja gravidade do óleo varia entre 8 e 12 °API. Os resultados obtidos através da simulação apontam que mesmo em um cenário crítico a injeção contínua de vapor conseguiu incrementar o fator de recuperação em 12%. Já a injeção cíclica de vapor aumentou o fator de recuperação em cerca de 37%.

KANG et al. (2014) realizaram um estudo comparativo dos métodos de recuperação avançada utilizados nos campos terrestres e marítimos. Conforme os autores, nos campos marítimos a injeção miscível de gás natural é o método mais utilizado, seguido pela injeção de polímeros. Já nos campos terrestres, os métodos térmicos representam a maior parte dos projetos de recuperação avançada de petróleo. Os autores acrescentam que aplicações térmicas em ambientes marinhos são desafiadoras devido à grande perda de calor, com

possibilidade de corrosão severa no sistema submarino, além do grande espaço necessário para a geração de vapor na plataforma.

Alshammari et al. (2018) utilizaram em seu trabalho o simulador térmico STARS® para avaliar o efeito da variação da taxa de injeção, período de “soaking” e período de produção, visando melhorar a recuperação do óleo pesado no reservatório de Ratqa-North no Kuwait. As principais conclusões deste estudo foram que o período máximo de injeção de sessenta dias, período mínimo de “soaking” de cinco dias e período mínimo de produção de noventa dias são necessários para cada ciclo, a fim de maximizar a recuperação e otimizar os custos. Os autores acrescentaram que maiores títulos de vapor e períodos de soaking mais curtos proporcionam recuperações mais altas e, que o período de injeção é o fator mais influente na maximização da recuperação, pois representa a quantidade de vapor entrando em contato com o óleo no reservatório, reduzindo a viscosidade.

1.2.1 Métodos Térmicos no Brasil

No Brasil, de acordo com Queiroz (2006), os métodos térmicos para recuperação de óleos pesados apresentam um histórico de sucesso, principalmente a injeção de vapor devido à tecnologia amplamente dominada, resposta rápida ao aumento de produção e outros fatores. Entretanto, historicamente, foram utilizadas outras categorias em projetos pilotos ao longo do país.

Conforme Shecaira et al. (2002), a combustão in-situ foi aplicada no Brasil no final da década de 70 com o intuito de recuperar óleo em dois projetos pilotos com estrutura de campo terrestre: Buracica e Carmópolis (Tabela 1). O projeto piloto de Buracica obteve os melhores índices, sendo que a injeção de ar promoveu a manutenção da pressão no reservatório, favorecendo a produção do óleo. Por outro lado, a produção de areia, a corrosão nos poços e a manutenção dos equipamentos de superfície revelaram-se como problemas operacionais. Já o piloto de Carmópolis apresentou índices inferiores utilizando o processo de combustão (Rosa et al., 2017).

Campos	Período de Aplicação	Sucesso	Número de Poços
Buracica(BA)	1979-1986	Não	4 Poços Injetores
Carmópolis(SE)	1978-1991	Não	4 Poços Injetores

Table 1: Panorama da aplicação do método de combustão in-situ no Brasil (Adaptado Rosa et al., 2017).

Em comparação a combustão in-situ, a injeção de vapor funciona com um princípio diferente: ao invés de aumentar a temperatura apenas dentro do reservatório, há uma

injeção de fluido já com a temperatura aumentada. Além disso, é considerado um método mais seguro, pois não permite riscos de explosão no reservatório.

No Brasil, projetos com injeção cíclica de vapor foram implantados com sucesso já no final da década de 70 (Tabela 2). **Atualmente** a injeção de vapor, é amplamente aplicada em campos onshore de óleos viscosos da Petrobras.

Campos	Período de Aplicação	Sucesso
Fazenda Alvorada (BA)	1999	Sim
Dom João Terra (BA)	-	Sim
Miranga (BA)	-	Sim
Carmópolis (SE)	1978	Sim
Sirizinho (SE)	1995	Sim
Castanhal (SE)	1981	Sim
Alto do Rodrigues (RN)	1984	Sim
Estreito (RN)	1984	Sim
Fazenda Belém (RN)	1982	Sim
Fazenda Pocinho (RN)	-	Sim
Monte Alegre (RN)	-	Sim
Fazenda Alegre (ES)	2001	Sim
Rio Preto Oeste (ES)	2000	Sim
Fazenda São Jorge (ES)	2000	Sim
Inhambu (ES)	2005	Sim
Cancã (ES)	-	Sim
Córrego Cedro Norte (ES)	2002	Sim

Table 2: Panorama da aplicação do método de combustão in-situ no Brasil (Adaptado Rosa et al., 2017).

O Campo de Inhambu, no Espírito Santo, é caracterizado por um óleo considerado pesado, uma vez que possui um grau API em torno de 11 e altamente viscoso com valores de 9447 cP e 38,9 kgf/cm² e 38°C. Nesse campo, apenas um poço apresentou produção sem a utilização de métodos térmicos. Entretanto, após a injeção de vapor, o pico mensal de produção de óleo deste poço foi doze vezes mais elevado que o pico apresentado na produção a frio (Figura 8). Todos os demais poços receberam injeções de vapor para produzirem óleo, uma vez que o método de recuperação primário do campo (gás em solução) possui baixa eficiência. Ou seja, a produção do campo de Inhambu está totalmente vinculada à utilização de um método térmico para recuperação do óleo.

julia/Imagens/historico_producao_inhambu.png

Figure 8: Histórico de Produção do 7-IBU-15H-ES (resposta ao primeiro ciclo de vapor) (Petrobras)

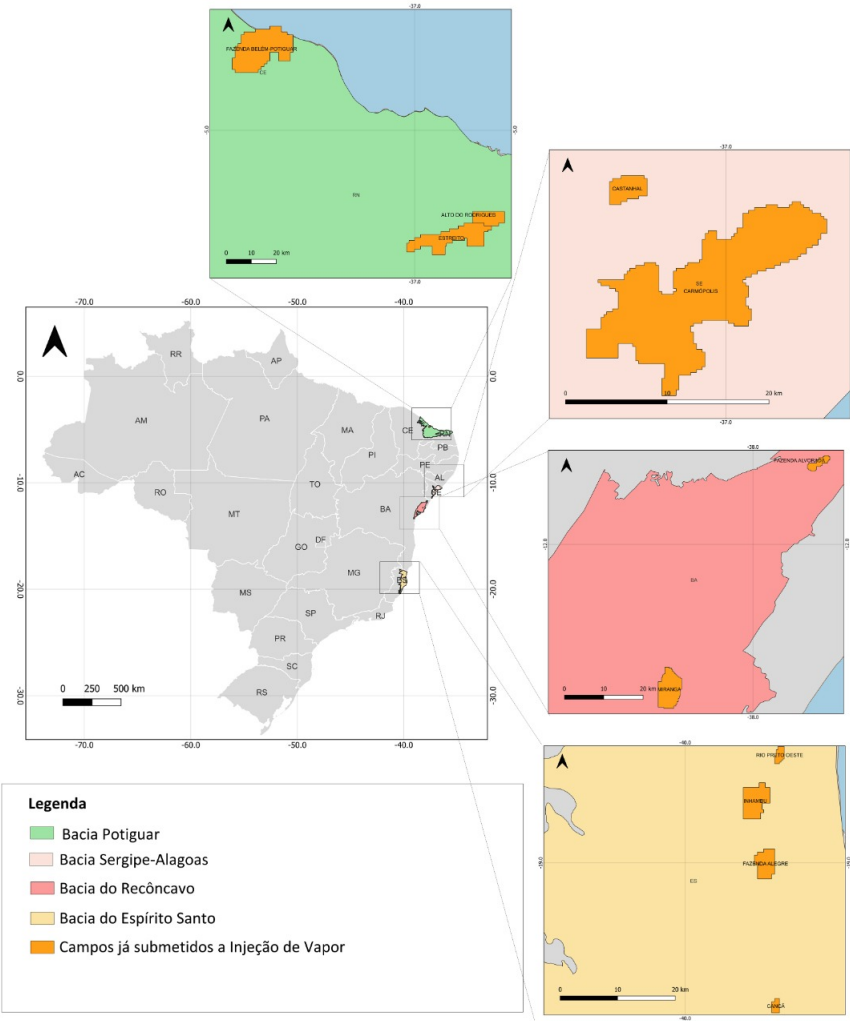


Figura 9: Campos brasileiros já submetidos à injeção de vapor (adaptado da Petrobras).

1.2.2 rascunho

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

Parâmetro (unidade)	EOR com GN miscível	EOR com CO ₂ 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">- É preferencial que o GN seja produzido no local- Possível alternância com água (WAG)	<ul style="list-style-type: none">- Necessita de fontes próximas de CO₂ (ex: separado do próprio GN)- Monitoramento de vazamento de CO₂	<ul style="list-style-type: none">- Rec salin com- Rec polí
Questões quanto ao capital intensivo	<ul style="list-style-type: none">- Permite adiantar as receitas do projeto	<ul style="list-style-type: none">- Permite adiantar as receitas do projeto	<ul style="list-style-type: none">- Pol esta recio
Possíveis limitações de espaço e peso	<ul style="list-style-type: none">- Espaço para as instalações de injeção- Alta capacidade de compressão necessária	<ul style="list-style-type: none">- Espaço para as instalações de injeção- Alta capacidade de separação necessária- Alta capacidade de compressão necessária	<ul style="list-style-type: none">- Esp mist- Esp mitiq- Esp biod
Requisitos para os sistemas <i>subsea</i>	<ul style="list-style-type: none">- Mitigação de hidratos (no caso de WAG)- Mitigação de asfaltenos- Mitigação de parafinas	<ul style="list-style-type: none">- Mitigação de hidratos (no caso de WAG)- Mitigação de asfaltenos- Mitigação de parafinas- Mitigação de corrosão	<ul style="list-style-type: none">- Dep por e man insta

Figura 10:

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.

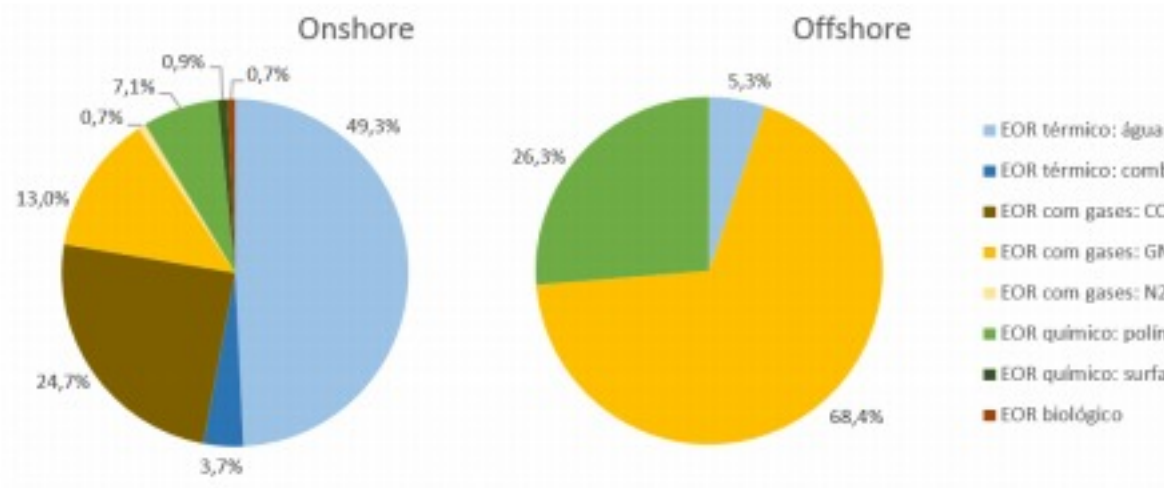


Figura 1. Métodos de EOR mais utilizados em campos *onshore* e *offshore*.

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

Figura 11: