

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS

FUNDAMENTALS OF ENHANCED OIL RECOVERY

Larry W. Lake, Russell T. Johns,
William R. Rossen, and Gary A. Pope

Fundamentos de Enhanced

Recuperação de óleo

Fundamentos de Enhanced

Recuperação de óleo

Larry Lake

Universidade do Texas em Austin

Russell T. Johns

Universidade Estadual da Pensilvânia

William R. Rossen

Delft University of Technology

Gary A. Pope

Universidade do Texas em Austin

Sociedade de Engenheiros de Petróleo

© Copyright 2014 Society of Petroleum Engineers

Todos os direitos reservados. Nenhuma parte deste livro pode ser reproduzida em qualquer forma ou por qualquer meio, incluindo armazenamento eletrônico e sistemas de recuperação, exceto por permissão explícita e prévia por escrito do editor, exceto para breves passagens extraídas para revisão e propósitos críticos.

Impresso nos Estados Unidos da América

Isenção de responsabilidade

Este livro foi preparado por membros da Society of Petroleum Engineers e seus colegas bem qualificados, com base em material publicado na literatura técnica reconhecida e com base em sua própria experiência e especialização individuais. Embora se acredite que o material apresentado seja baseado em sólidos conhecimentos técnicos, nem a Society of Petroleum Engineers nem qualquer um dos autores ou editores deste documento fornecem uma garantia expressa ou implícita em sua aplicação. Da mesma forma, a discussão de materiais, métodos ou técnicas que podem ser cobertos por cartas-patentes não implica liberdade de uso de tais materiais, métodos ou técnicas sem permissão por meio de licenciamento apropriado.

ISBN 978-1-61399-448-1

ISBN 978-1-61399-328-6 (impresso)

Sociedade de Engenheiros de
Petróleo 222 Palisades Creek Drive
Richardson, TX 75080-2040 EUA

<http://www.spe.org/store>
service@spe.org

1.972.952.9393

Conteúdo

Prefácio

1 Definição de recuperação aprimorada de óleo .

- 1,1 Introdução ao EOR
- 1,2 A necessidade de óleo
- 1,3 incremental EOR
- 1,4 Comparações de categorias
- 1,5 Resumo
- 1,6 Unidades e Notação

2 Equações básicas para fluxo de fluido em meio permeável

- 2,1 Conservação de Massa
- 2,2 Definições e equações constitutivas para equações de equilíbrio de
- 2,3 energia de fluxo isotérmico
- 2,4 Equações de Equilíbrio de Entropia
- 2,5 Casos Especiais dos Saldos Gerais de
- 2,6 Forma Forte
- 2,7 Resumo

3 Petrofísica e Petroquímica

- 3,1 Porosidade e pressão capilar
- 3,2 de permeabilidade
- 3,3 Permeabilidade relativa
- 3,4 Efeitos trifásicos das
- 3,5 saturações de fase residual
- 3,6 Química de mídia permeável
- 3,7 Resumo

4 Comportamento de fase e propriedades de fluido

- 4,1 Fundamentos da Termodinâmica de Equilíbrio de Fase
- 4,2 Comportamento de Fase de Componentes Puros
- 4,3 Comportamento de Fase de
- 4,4 Diagramas Ternários de Misturas
- 4,5 Representação Quantitativa de Observações Finais de
- 4,6 Equilíbrio de Duas Fases

5 Eficiência de deslocamento

- 5,1 Definições
- 5,2 Deslocamento Imiscível
- 5,3 Dissipação em Deslocamentos Imiscíveis

- [5,4 Dissipação de Deslocamentos Miscíveis](#)
- [5,5 Ideais em Deslocamentos Miscíveis](#)
- [5,6 Generalização da Teoria do Fluxo Fracionário](#)
- [5,7 Aplicação ao Fluxo Trifásico](#)
- [5,8 Modelando Processos EOR com Observações Finais da Teoria do Fluxo](#)
- [5,9 Fracional de Duas Fases](#)

6 Eficiência de varredura volumétrica

- [6,1 Definições](#)
- [6,2 Eficiência de varredura regional](#)
- [6,3 Medidas de Heterogeneidade](#)
- [6,4 Deslocamentos sem equilíbrio vertical de](#)
- [6,5 comunicação vertical](#)
- [6,6 Casos Especiais de Resumo VE de](#)
- [6,7 Equilíbrio Vertical](#)
- [6,8 Fenômenos de Instabilidade](#)
- [6,9 Segregação Gravitacional em Gás EOR](#)
- [6.10 Resumo](#)

7 Métodos Solventes

- [7,1 Discussão geral das propriedades do solvente de](#)
- [7,2 inundação de solvente](#)
- [7,3 Propriedades do solvente e do petróleo bruto](#)
- [7,4 Propriedades do solvente da água](#)
- [7,5 Solvent Phase-Behavior Experiments Dispersion](#)
- [7,6 and Slug Processes Two-Phase Flow in Solvent](#)
- [7,7 Floods Inundações de solvente com digitação](#)
- [7,8 viscosa Inundação de solvente e saturação de](#)
- [7,9 óleo residual](#)
- [7,10 Estimando a recuperação de campo](#)
- [7,11 Observações Finais](#)

8 Métodos Poliméricos

- [8,1 The Polymers](#)
- [8,2 Propriedades do polímero](#)
- [8,3 Controle de Perfil](#)
- [8,4 Degradação de Polímero](#)
- [8,5 Fluxo fracional em elementos de inundações de](#)
- [8,6 polímero de resultados de campo de projeto de](#)
- [8,7 inundação de polímero](#)
- [8,8 Observações Finais](#)

9 Métodos de surfactante

- [9,1 Os processos](#)
- [9,2 Os Surfactantes e Seleção de Surfactantes](#)

- [9,3 Efeitos não ideais do comportamento da fase de](#)
- [9,4 surfactante / óleo / salmoura](#)
- [9,5 Comportamento de fase e](#)
- [9,6 outras propriedades de fase IFT](#)
- [9,7 Permeabilidades Relativas de Número Capilar Elevado](#)
- [9,8 Inundação Alcalina / Surfactante](#)
- [9,9 Formação de surfactante](#)
- [9,10 Mecanismos de deslocamento](#)
- [9,11 Interações Rock-Fluido](#)
- [9,12 Teoria do fluxo fracionário em inundações de SP e ASP](#)
- [9,13 Respostas de produção típicas](#)
- [9,14 Projetando SP / ASP Floods](#)
- [9,15 Observações Finais](#)

[10 Recuperação de óleo aprimorada com espuma](#)

- [10.1 Introdução](#)
- [10,2 Natureza da espuma em meio permeável](#)
- [10,3 Mobilidade de gás e água na espuma](#)
- [10,4 Espumas fortes em dois regimes](#)
- [10,5 Propagação de Espuma](#)
- [10,6 Efeito do óleo e molhabilidade na espuma](#)
- [10,7 Modelando Fluxo de Espuma: Modelos Mecanísticos de Espuma](#)
- [10,8 Modelando Fluxo de Espuma: Modelos Locais de Estado Estável](#)
- [10,9 Resumo](#)

[11 Métodos Térmicos](#)

- [11,1 Variações de Processo](#)
- [11,2 Propriedades físicas](#)
- [11,3 Fluxo Fracional em Deslocamentos Térmicos](#)
- [11,4 Perdas de calor de equipamentos e poços](#)
- [11,5 Perdas de calor para sobrecarga e subcarga](#)
- [11,6 Steamdrives](#)
- [11,7 Steam Soak](#)
- [11,8 Combustão In-Situ](#)
- [11,9 SAGD](#)
- [11,10 Observações Finais](#)

[Nomenclatura](#)

[Referências](#)

[Índice do Autor](#)

[Índice de Assuntos](#)

Prefácio

Este livro é a segunda edição do livro de 1989 com o nome *Recuperação de óleo aprimorada*. Como tal, reflete as mudanças substanciais que ocorreram na tecnologia aprimorada de produção de petróleo desde aquela época: de uma coleção de tecnologias menores no início dos anos 1980 para uma porção significativa e crescente da produção mundial de petróleo hoje.

Embora seja verdade que um livro didático está desatualizado no dia em que é publicado, existem algumas maneiras de evitar a obsolescência:

Primeiro, amplie o material tópico. Embora o livro atual seja sobre recuperação aprimorada de óleo (EOR), e EOR *é não* inundação de água, há uma cobertura substancial sobre inundação de água, como há em equações básicas, petrofísica e comportamento de fase. Na verdade, o livro de 1989 serviu como um texto para cursos (ou partes deles) em simulação numérica, inundação de água, termodinâmica e petrofísica.

Em segundo lugar, atenha-se aos fundamentos. Os fundamentos mudam lentamente, se é que mudam, e o texto atual continua a se concentrar nos conceitos básicos de balanços de material e energia, comportamento de fase e teoria do fluxo fracionário.

O público-alvo permanece o mesmo do texto de 1989: é um livro didático de pós-graduação cujo material se destina a ser ensinado ao longo de dois longos semestres.

Então, quais são as diferenças com o texto de 1989? Fizemos o seguinte:

- Adicionados cálculos de exemplo a vários dos capítulos
- Explicações incluídas sobre os deslocamentos combinados de condensação e vaporização em inundações de gás e seu impacto no processo miscível desenvolvido
- Cobertura expandida de espuma EOR para um capítulo inteiro

- Adicionada discussão sobre os tipos de EOR, como drenagem por gravidade assistida por vapor e inundação de polímero surfactante alcalino, que não eram proeminentes em 1989
- Excluída a cobertura de material que não se prestava prontamente ao ensino em sala de aula (com base em muitos anos de experiência em sala de aula)
- Adicionado novo material sobre dispersão, curvas de declínio e o uso dos chamados diagramas de Walsh
- Adicionou material sobre novos avanços tecnológicos, principalmente na cobertura de EOR químicos

A maior mudança é que o texto atual agora tem quatro coautores cuja experiência em sala de aula e pesquisa em suas respectivas tecnologias tornou o texto muito mais forte do que antes. Também ajuda ter quatro pares de olhos para detectar inconsistências, obscuridades, erros e todas as bobagens, especialmente nas equações.

Mesmo com a nova versão, estamos cientes de várias omissões:

- Inundação de água com salinidade baixa ou ajustada
- Inundações de surfactante estável à gravidade
- Métodos híbridos, como inundações de surfactante aquecido e inundações de polímero
- Tecnologias envolvendo modificação in-situ de polímeros
- Recuperação de óleo eletromagnética
- Recuperação de óleo sísmico

Isso pode se tornar omissões gritantes, dependendo da prática futura. No entanto, continuamos a pensar que confiar nos fundamentos - leis de conservação, comportamento de fase e teoria do fluxo fracionário - pelo menos tornará a extensão para novos métodos mais fácil.

Agradecimentos são devidos a todos:

Larry W. Lake gostaria de agradecer a Joanna Castillo pela ajuda substancial e consistente com as figuras, e a Mary Pettengill por procurar incansavelmente e corrigir as referências.

Russell T. Johns gostaria de agradecer a Hung Lai, que fez a tarefa nada invejável de digitalizar na primeira edição do livro e

formatando-o em preparação para a segunda edição.

William R. Rossen gostaria de agradecer a Joeri Brackenhoff por ajudar na revisão de figuras e referências.

Gary A. Pope gostaria de agradecer aos muitos alunos talentosos que contribuíram para os inúmeros avanços na EOR química nos últimos 25 anos.

E, por fim, dedicamos este texto à ajuda e à instrução proporcionada por décadas de universitários e alunos de minicursos. Aprendemos mais com você do que você conosco.

Capítulo 1

Definição de recuperação aprimorada de óleo

A recuperação aprimorada de petróleo (EOR) é a recuperação de petróleo pela injeção de materiais normalmente não presentes em reservatórios de petróleo. Esta definição cobre todos os modos de processos de recuperação de óleo (unidade, push-pull e tratamentos de poço) e a maioria dos agentes de recuperação de óleo. As tecnologias EOR também estão sendo usadas para extração in-situ de poluentes orgânicos de meios permeáveis. Nessas aplicações, a extração é referida como *Limpar* ou *remediação* e o poluente como *produtos*. Aspectos destes tecnologias também se aplicam ao dióxido de carbono (CO₂) armazenar.

A definição não restringe EOR a uma fase particular (primária, secundária ou terciária) na vida produtiva de um reservatório. A recuperação primária é a recuperação de óleo por mecanismos de acionamento natural: solução de gás, influxo de água, acionamento de tampa de gás ou drenagem por gravidade, conforme ilustrado em [FIG. 1,1](#). A recuperação secundária refere-se a técnicas, como injeção de gás ou água, que têm como objetivo principal aumentar ou manter a pressão do reservatório. A recuperação terciária é qualquer técnica aplicada após a recuperação secundária. Quase todos os processos EOR foram, pelo menos, testados em campo como deslocamentos secundários. Muitos métodos térmicos são comerciais nos modos primário e secundário. Muito interesse tem sido focado na EOR terciária, mas nossa definição não impõe tal restrição.

Uma definição relacionada é *melhorou* recuperação de óleo, que é EOR mais diversas tecnologias que também têm como objetivo aumentar a recuperação final de óleo. Exemplos destes são fraturamento hidráulico, poços horizontais e multilaterais, perfuração de enchimento, estimulação de poço e otimização das taxas de produção ou injeção de poços individuais.

As definições de EOR podem ser importantes em áreas onde as agências reguladoras concedem créditos fiscais ou de preços para promover o uso de EOR. A definição dada acima é a usada ao longo deste texto.

A definição exclui a inundação de água e destina-se a excluir todos os processos de manutenção de pressão. A distinção entre manutenção de pressão e deslocamento é confusa porque o deslocamento ocorre em muitos processos de manutenção de pressão. Além disso, agentes como o metano em uma unidade de gás de alta pressão, ou dióxido de carbono em um reservatório com CO nativo substancial², não satisfazem a definição, embora ambos sejam claramente processos EOR. O mesmo pode ser dito de CO₂ armazenar. Normalmente, os casos de EOR que estão fora da definição podem ser claramente classificados pela intenção do processo.

[Fig. 1.1](#) também mostra as principais categorias de EOR. Este texto é amplamente organizado em torno do solvente ([Capítulo 7](#)), químico ([Capítulos 8-10](#)), e térmico ([Capítulo 11](#)) categorias. Embora EOR não inclua inundação de água, esta tecnologia é a mãe de todas as técnicas de deslocamento, e alguma cobertura (de fato extensa) é fornecida em [Capítulos 3-6](#). Observe que a chamada recuperação não convencional, ou recuperação de óleo e gás de um meio de permeabilidade muito baixa por meio de fraturamento, faz parte da recuperação primária.

Outra perspectiva sobre as fases de recuperação é fornecida em [FIG. 1.2](#). Esta figura mostra a taxa de óleo (topo em volumes padrão / tempo) na parte superior gráfico, pressão (pressão do poço P_{wf} , pressão média do reservatório \bar{p} , e pressão do poço de injeção P_{inj}) no gráfico do meio e a saturação média de óleo no gráfico inferior, tudo em um eixo de tempo comum. A figura é um esquema que trata a injeção e a produção como ocorrendo através de um único poço (na realidade, a maioria dos campos tem muitos poços). O eixo do tempo é dividido em fases de recuperação primária, secundária e terciária, conforme indicado.

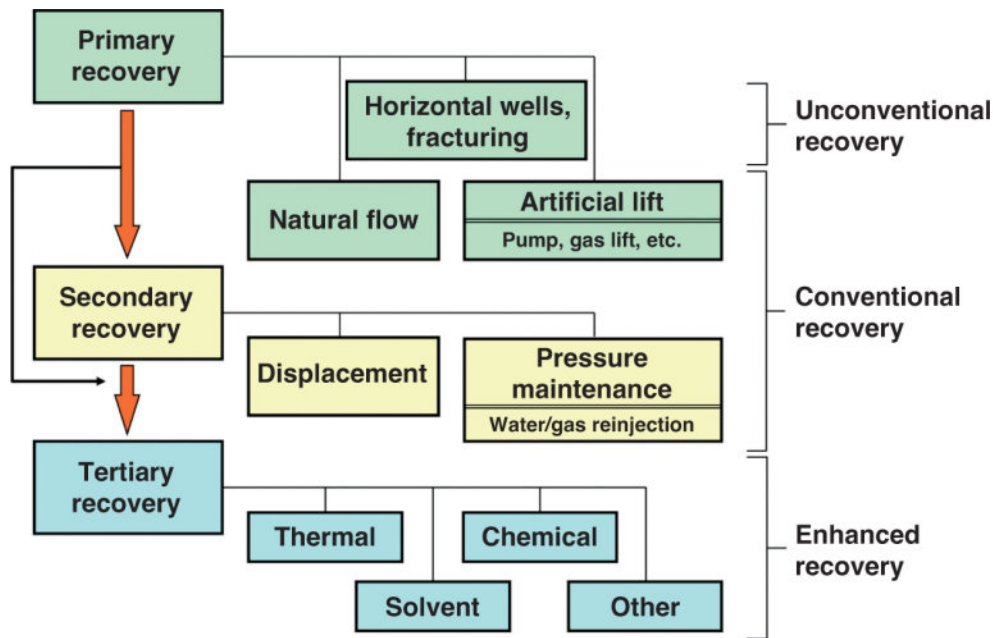


Fig. 1.1 - Classificações de recuperação de óleo (adaptado de *Oil & Gas Journal*).

Muito depende da taxa economicamente limitante (rotulada EL) e a pressão limitante (P_{Lim}) nas parcelas superior e intermediária, respectivamente. EL é a taxa na qual a receita da produção é igual aos custos operacionais do campo. P_{Lim} é a pressão do poço abaixo da qual os fluidos não podem fluir para a superfície sem suporte externo. Dos dois, EL é o mais importante porque é o portal entre os mundos da engenharia e da economia.

A produção primária é normalmente a produção por expansão de fluido e contração do volume dos poros causada pelo declínio da pressão. Neste período, não há injeção e a saturação média do óleo permanece aproximadamente constante (há exceções). A taxa é caracterizada por um aumento rápido, limitado principalmente pela taxa em que os poços são perfurados, seguido por um período de platô e, em seguida, um declínio. O período de planalto termina quando o bem a pressão cai para P_{Lim} . A pressão média cai por toda parte, e a recuperação primária termina quando o *rebaixamento* pressão ($\bar{P} - P_{Lim}$) é insuficiente para manter a taxa de óleo acima do EL. Geralmente, há pouca ou nenhuma produção de água durante a produção primária. A ausência de produção de água e a prevalência de fluxo natural (não assistido) geralmente tornam esta fase mais lucrativa da vida no campo.

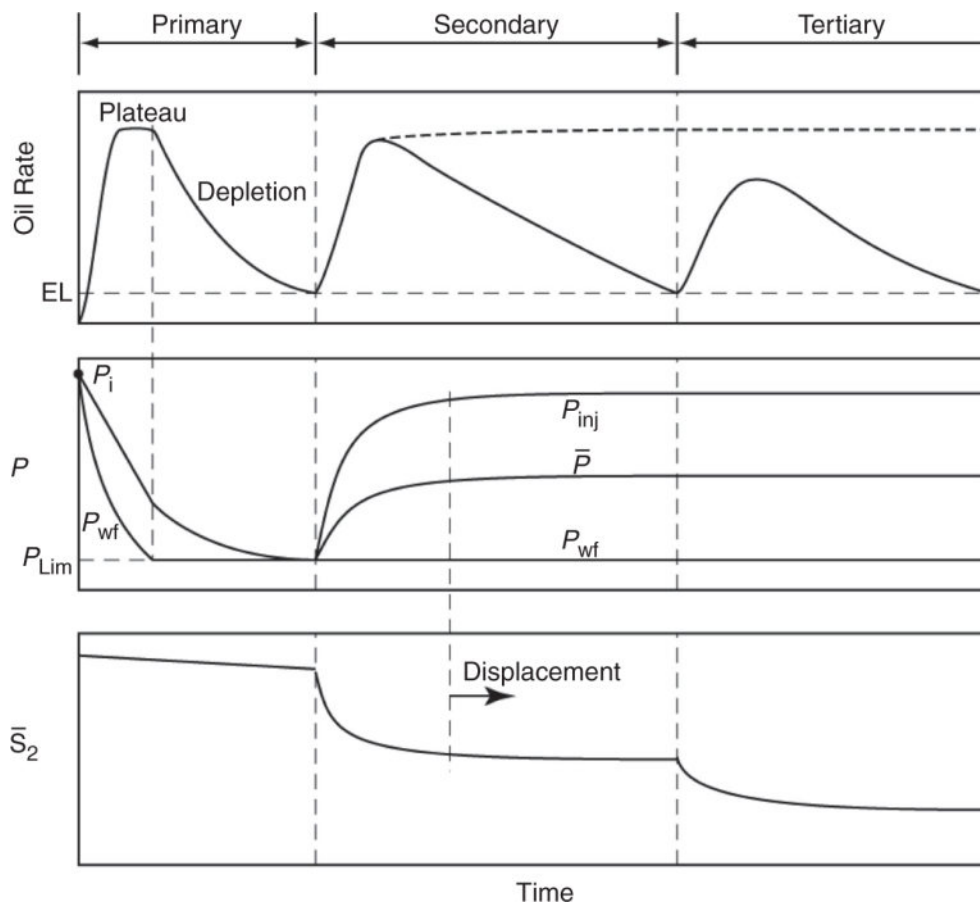


Fig. 1.2 — Esquema das fases de produção.

A produção secundária é a produção por injeção de um segundo fluido, ocasionalmente gás natural, mas mais comumente água. Neste período e ao longo do restante da vida do campo, a pressão do poço de produção está em P_{Lim} (poços são bombeados), e a pressão média aumenta. Há uma nova pressão P_{inj} para o poço de injeção. Claro que devemos ter $P_{inj} > \bar{P} > P_{wf} = P_{Lim}$ para manter o fluxo. Quando \bar{P} se torna constante, diz-se que a pressão é “mantida” e, é claro, a produção aumenta devido ao aumento da redução.

O rebaixamento aumentado, no entanto, faz com que o fluido injetado seja produzido, conforme indicado pela linha pontilhada no gráfico superior. Um aumento em \bar{p} com que os fluidos se contraíssem; portanto, produção procederia deste ponto principalmente por deslocamento. O deslocamento faz com que a saturação média do óleo diminua. A produção secundária termina quando a taxa novamente se aproxima da EL, ponto em que a produção de água pode ser muitas vezes a produção de petróleo.

A produção terciária começa quando a inundação de água se torna antieconômica ou quando a taxa cai abaixo de EL. Nesse momento, são injetados agentes químicos (surfactantes ou solventes) ou calor que provocam alterações físicas ou químicas no óleo. Toda a natureza da recuperação é baseada no deslocamento agora, e as pressões mudam pouco com o tempo. Toda a produção ocorre devido ao declínio da saturação média do petróleo.

Vários pontos merecem ser resumidos a partir [Fig. 1.2.](#)

1. A produção pode ser aumentada diminuindo P_{Lim} ao longo da vida do campo. Grande parte da tecnologia de campos petrolíferos é direcionada exatamente para esse objetivo.
2. Da mesma forma, a produção pode ser aumentada aumentando a constante de proporcionalidade entre o rebaixamento e a taxa, o chamado índice de produtividade (IP) de um produtor. Muita tecnologia de campo petrolífero, incluindo algumas formas de EOR, é dedicada a isso.
3. Conforme as condições mudam, EL não precisa ser constante. Na verdade, é provável que a EL aumente durante a recuperação terciária, quando os custos do agente se tornarem um fator principal na produção. EL é excepcionalmente sensível ao preço do petróleo.
4. Os comprimentos dos períodos na figura são altamente variáveis; normalmente, a produção primária ocorre em um período mais curto do que a produção secundária. Os comprimentos para a produção primária e terciária são aproximadamente os mesmos. A vida útil total do campo pode exceder 100 anos.
5. As recuperações finais típicas para recuperação primária, secundária e terciária são 10%, 25% e 10% do óleo original no local (OOIP), mas com muita variação. Isso dá uma recuperação final típica de 35% com a produção convencional. Na maioria dos casos,

a taxa de pico de óleo de inundação é menor do que o platô primário. As recuperações finais são as áreas sob o gráfico de taxas em [FIG. 1.2](#).

6. Lembre-se de que o enredo em [Fig. 1.2](#) é um esquema. Existem muitas variedades de produção primária (Walsh e Lake 2003). Por exemplo, às vezes não existe um platô primário. Em outros, as condições econômicas não justificam a EOR, independentemente de outros fatores favoráveis. Além disso, é claro, poços podem ser adicionados e removidos (o que é aproximadamente equivalente a alterar o PI) ao longo da vida do campo. Para reservatórios de mergulho abrupto, os potenciais de fluxo devem substituir as pressões em [Fig. 1.2](#).
7. Na prática, as operações em um reservatório são normalmente convertidas ou trocadas antes que a taxa alcance a EL. A comutação ocorre em antecipação ao momento em que a taxa atinge o EL.
8. Embora a sequência mostrada em [Fig. 1.2](#) é típico, às vezes faltam fases inteiras. Conforme discutido anteriormente, muitos projetos térmicos não passaram por recuperação primária ou mesmo secundária. Além disso, os tempos de comutação de uma fase para outra podem ser diferentes daqueles mostrados. Parra-Sanchez (2010) mostrou que os tempos de mudança anteriores (ou seja, mudar da produção primária para a secundária antes de atingir o limite econômico) podem ser mais lucrativos.

Este texto é sobre a parte de deslocamento da figura, que inclui inundação e, claro, EOR. Como as pressões são constantes durante essas fases, os fluidos se comportam como se fossem incompressíveis, fato que justifica o uso generalizado dessa premissa ao longo deste texto. A incompressibilidade também move a pressão de rebaixamento e as mudanças de pressão para o segundo plano na maior parte de nossa discussão, embora deva ser lembrado que, se não houver rebaixamento, não poderá haver produção.

1.1 Introdução ao EOR

1.1.1 A meta EOR. O interesse no EOR centra-se na quantidade de óleo a que pode ser aplicado. Este óleo alvo EOR é a quantidade irrecuperável por meios convencionais ([Fig. 1.1](#)) Um grande corpo de

as estatísticas mostram que a recuperação final convencional de petróleo (a porcentagem do OOIP no momento em que a recuperação convencional posterior se torna antieconômica) é de aproximadamente 35%. Isso significa, por exemplo, que um campo que originalmente continha 1 bilhão de barris terá 650 milhões de barris restantes no final de sua vida convencional. Considerando o OOIP em todos os reservatórios dos Estados Unidos, esse valor é muito maior do que alvos de exploração ou aumento de perfuração.

A eficiência de recuperação final esperada após a recuperação primária e secundária é mostrada em **Fig. 1.3**. Esta figura também mostra que há uma enorme variabilidade na recuperação final dentro de uma única região geográfica, razão pela qual não podemos direcionar reservatórios com EOR por região. [Fig. 1.3 mostra](#) também que a recuperação final mediana é a mesma para a maioria das regiões, fato sem dúvida reforçado pela grande variabilidade dentro de cada região. A recuperação final média de aproximadamente 35% mostra que 65% permanecem, uma meta significativa para EOR.

1.2 A necessidade de EOR

A recuperação aprimorada de petróleo é uma das tecnologias necessárias para manter as reservas. O que se segue é apenas uma breve discussão das reservas, porque este é um assunto complexo e extenso. Veja Cronquist (2001) para mais detalhes.

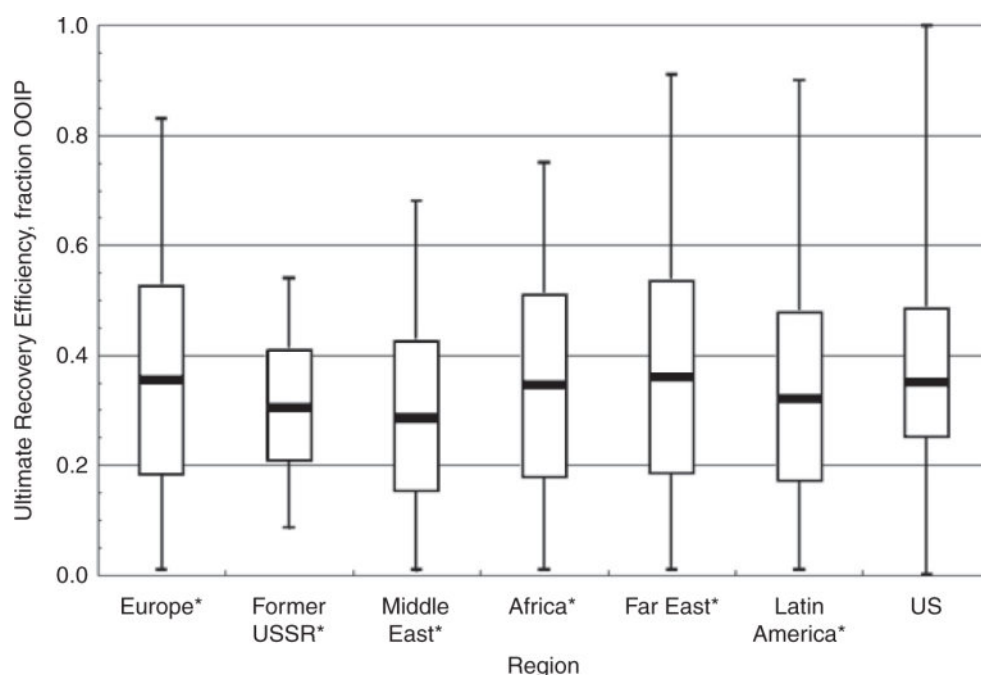


Fig. 1.3 — Diagramas de caixa da eficiência final de recuperação de óleo. 75% das recuperações finais em uma região estão dentro das caixas verticais; a recuperação mediana é a linha horizontal no caixa; as linhas verticais fornecem o intervalo. A recuperação final é altamente variável, mas a mediana é aproximadamente a mesma em todos os lugares [dados de Laherrere (2001); Dados dos EUA da TORIS].

1.2.1 Reservas. Uma definição de reservas é que são petróleo (petróleo bruto e condensado) recuperável de reservatórios conhecidos de acordo com a economia e tecnologia prevalentes. Eles são dados pela seguinte equação de balanço de materiais:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Present} \\ \text{reserves} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Past} \\ \text{reserves} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Additions} \\ \text{to reserves} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Production} \\ \text{from} \\ \text{reserves} \end{array} \right).$$

Na verdade, existem várias categorias de reservatórios (comprovados, prováveis, etc.); as distinções entre eles são muito importantes para a avaliação econômica (Rose 2001; Cronquist 2001). As reservas podem mudar com o tempo porque os dois últimos termos à direita podem mudar com o tempo. É do interesse dos produtores manter as reservas constantes com o tempo, ou mesmo que aumentem.

1.2.2 Adicionando às reservas. As quatro categorias de acréscimos de reserva são

1. Descobrindo novos campos
2. Descobrindo novos reservatórios
3. Encontrar mais petróleo em campos conhecidos
4. Redefinindo as reservas devido às mudanças na economia da tecnologia de extração

Discutimos a Categoria 4 no restante deste texto.

A EOR está competindo com a recuperação de petróleo convencional porque a maioria dos produtores possui ativos ou acesso a ativos em todas as categorias em [FIG. 1,1](#). A competição é baseada principalmente na economia, além da reposição de reservas. Atualmente, muitas tecnologias EOR são competitivas com adições de reservas baseadas em perfuração. A chave para a competitividade econômica é quanto petróleo pode ser recuperado com EOR. A estimativa disso é o próximo tópico a ser discutido.

1.3 Óleo incremental

1.3.1 Definição. Uma medida técnica universal do sucesso de um processo de EOR é a quantidade de óleo incremental recuperado, ou IOR. (Observamos a possível confusão entre IOR como recuperação aprimorada de petróleo e IOR como recuperação incremental de petróleo. O significado deve ficar claro no contexto do texto. IOR como recuperação aprimorada de petróleo não é mais usado aqui.) [Fig. 1.4](#) define o conceito de óleo incremental. Imagine um campo, reservatório ou poço no qual a taxa de petróleo está diminuindo, por exemplo, de UMA para B . No B , um projeto de EOR é iniciado e, se for bem-sucedido, a taxa deve mostrar um desvio do declínio projetado algum tempo depois B . O óleo incremental é a diferença entre o que foi realmente recuperado, B para D , e o que teria sido recuperado se o processo não tivesse sido iniciado, B para C . Como as áreas sob as curvas de taxa vs. tempo são valores, esta é a região sombreada em [Fig. 1.4](#).

Tão simples quanto o conceito em [Fig. 1.4](#) ou seja, IOR é difícil de determinar na prática. Há várias razões para isso.

1. Produção combinada (combinada) de poços EOR e não EOR. Essa produção torna difícil alocar o óleo produzido pela EOR para o projeto da EOR. A mistura ocorre quando, como geralmente é o caso, o projeto EOR é colocado em um campo que está passando por outros tipos de recuperação.
2. Óleo de outras fontes. Normalmente, o projeto EOR passou por uma limpeza substancial do poço ou outras melhorias antes da inicialização. O óleo produzido como resultado desse tratamento não é facilmente diferenciado do óleo EOR.
3. Estimativa imprecisa do declínio hipotético. A curva de B para C no [Fig. 1.4](#) deve ser estimado com precisão. No entanto, como o declínio não ocorreu, não há como avaliar essa precisão.

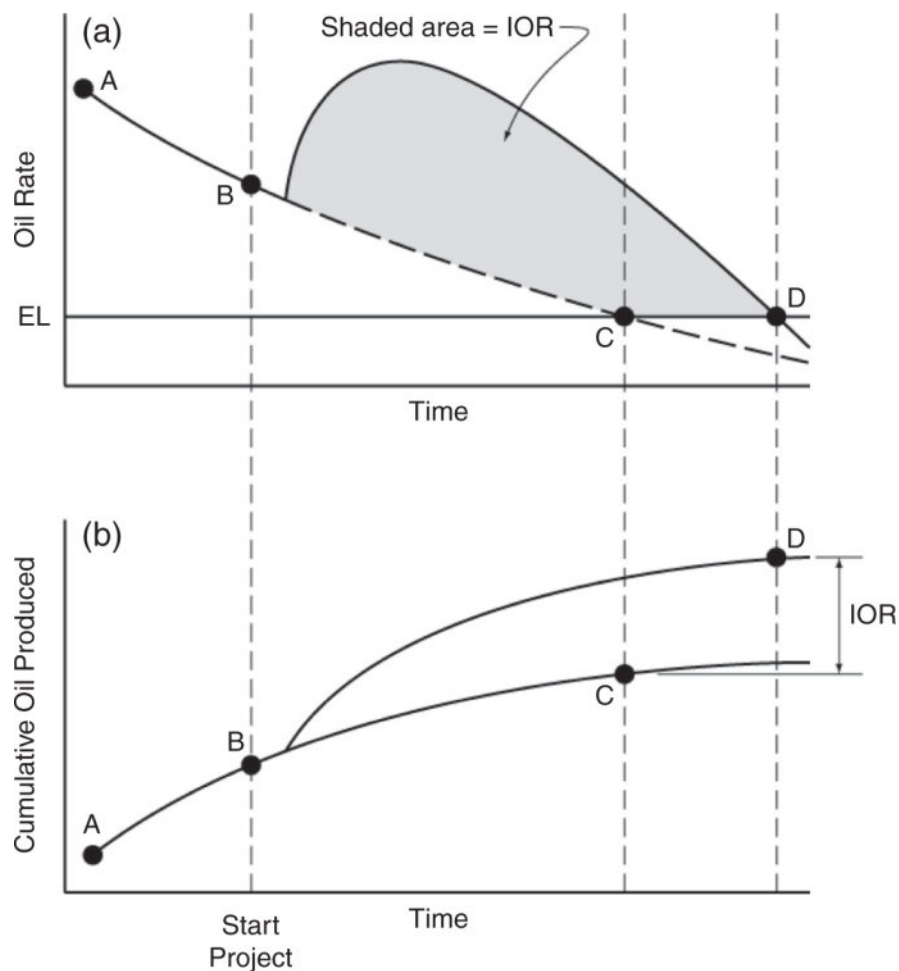


Fig. 1.4 - Esquema de IOR da resposta EOR típica: (a) taxa vs. tempo e (b) cumulativo vs. tempo.

As maneiras de inferir IOR a partir de dados de produção variam de modelos numéricos altamente sofisticados a procedimentos gráficos. Um dos últimos, com base na análise da curva de declínio, é abordado na próxima seção.

1.3.2 Estimando IOR por meio de curvas de declínio. A análise da curva de declínio pode ser aplicada a quase todas as operações de produção de hidrocarbonetos. O que se segue é uma abstração da prática conforme se aplica ao EOR. Veja Walsh e Lake (2003) para uma discussão mais aprofundada. A ideia básica foi delineada no artigo clássico de Arps (1956); ver também Fetkovich (1980). O objetivo é derivar relações entre taxa de petróleo e tempo, e então entre produção cumulativa e taxa.

A taxa de óleo q muda com o tempo t de uma maneira que define uma taxa de declínio D de acordo com

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -D. \quad (1.1)$$

A taxa tem unidades de (ou [=]) quantidade ou volume padrão por vez e D [=] 1/vez. O tempo é em unidades de dias, meses ou mesmo anos, consistentemente com q . D pode ser uma função da taxa, mas aqui é assumido como constante (representando um declínio exponencial). Integrando a Eq. 1.1 dá

$$q = q_i e^{-Dt}, \quad (1.2)$$

Onde q_i é a taxa inicial ou q avaliado em $t = 0$, o início do período da curva de declínio. Eq. 1.2 sugere uma relação semilogarítmica entre taxa e tempo, conforme ilustrado em [Fig. 1.5a](#). O declínio exponencial é o tipo mais comum de análise usado.

[Fig. 1.5](#) ilustra esquematicamente um conjunto de pontos de dados que começam um declínio exponencial no nono ponto, onde, por definição $t = 0$. A linha sólida representa o ajuste do modelo de curva de declínio aos dados pontos. q_{eu} é a taxa fornecida pelo modelo em $t = 0$, não necessariamente a taxa medida neste ponto. A inclinação do modelo é o negativo da taxa de declínio dividido por 2,303 porque a escala semilog plota a base 10 em vez dos logaritmos naturais.

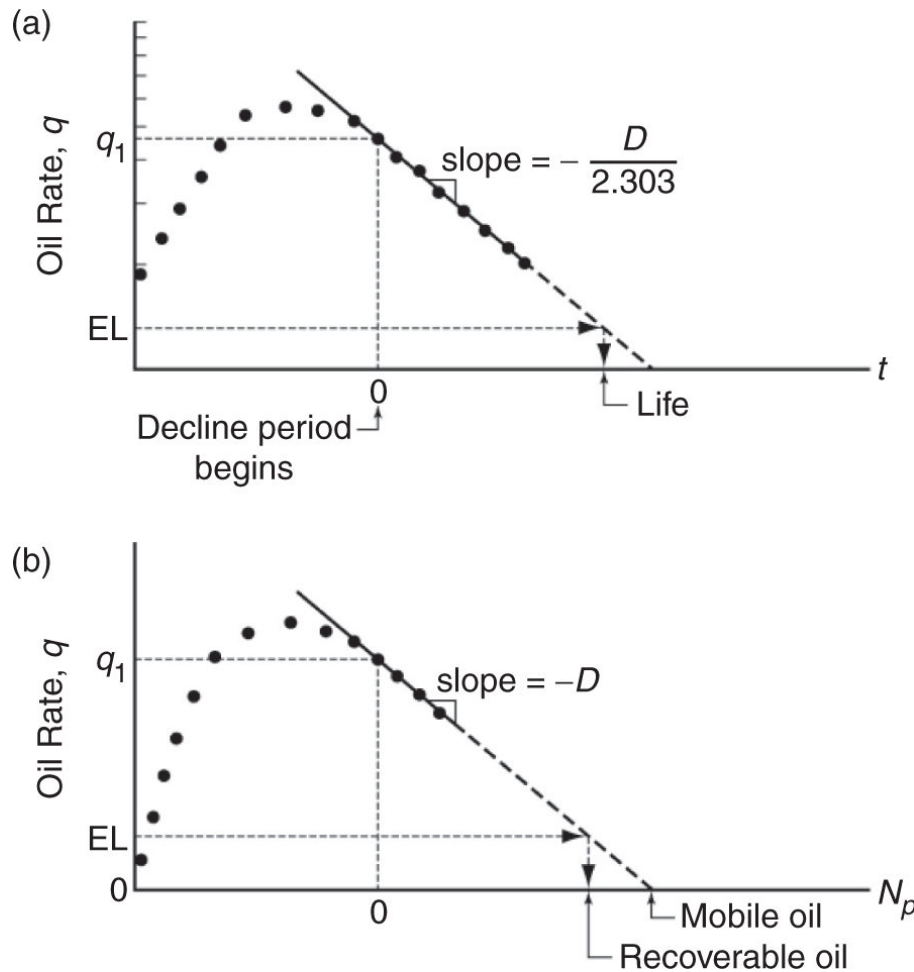


Fig. 1.5 - Esquema de declínio exponencial em (a) taxa vs. tempo e (b) taxa vs. gráficos cumulativos.

Como o gráfico do modelo é uma linha reta, ele pode ser extrapolado (linha sólida em [Fig. 1.5](#)) para alguma taxa futura. Se q_{EL} designa o EL (o *limite econômico* discutido anteriormente) do projeto em consideração, então o ponto em que a extrapolação do modelo alcança q_{EL} é uma estimativa da vida econômica do projeto (ou do poço). O limite econômico é uma medida nominal da taxa em que o as receitas tornam-se iguais às despesas operacionais mais as despesas gerais. q_{EL} pode variar de uma fração a algumas centenas de barris por dia, dependendo das condições de operação. É também uma função da prevalecente economia: com o aumento do preço do petróleo, q_{EL} diminui, o que é um fator importante nos cálculos de reserva.

A análise de taxa versus tempo é útil, mas a curva de taxa versus cumulativa é mais útil para estimar IOR. O óleo cumulativo produzido é dado por

$$N_p = \int_{\xi=0}^{\xi=t} q d\xi. \dots\dots\dots (1.3)$$

A definição nesta equação é geral e será usada ao longo do texto, mas especialmente em [Capítulo 2](#). Para derivar uma taxa vs. expressão cumulativa, insira a Eq. 1.1, integre e identifique os termos resultantes com (novamente) Eq. 1.1. Isto dá

$$q = q_i - DN_p. \dots\dots\dots (1.4)$$

Eq. 1.4 diz que um gráfico de taxa de petróleo vs. produção cumulativa deve ser uma linha reta em coordenadas lineares, conforme ilustrado em [Fig. 1.5b](#).

Observe que os pontos de óleo cumulativos plotados no eixo horizontal desta figura vêm dos dados da taxa de óleo, não da curva de declínio. Se não fosse assim, o gráfico de taxa vs. cumulativo não forneceria Informações adicionais. Calculando N_p normalmente requer integração numérica dos dados de taxa.

Usando o modelo Eqs. 1.3 e 1.4 para interpretar os dados, conforme ilustrado em [Fig. 1.5](#), é a essência da prática de engenharia de reservatório, que pode ser descrita da seguinte forma:

1. Desenvolva um modelo como fizemos para chegar às Eqs. 1.3 e 1.4. Frequentemente, as equações do modelo são muito mais complexas do que essas, mas o método é o mesmo, independentemente da complexidade.
2. Ajuste o modelo aos dados. Lembre-se de que os pontos em [Fig. 1.5](#) são dados. As linhas são o modelo.
3. Com o modelo ajustado aos dados (o modelo agora está calibrado), extrapole o modelo para fazer previsões.

No início do período de declínio, os dados voltam a seguir uma linha reta através da qual se pode ajustar um modelo linear. Com efeito, o que ocorreu neste gráfico é que substituímos o tempo em [Fig. 1.3](#) com [óleo cumulativo produzido em Fig. 1.5b](#), mas há um muito importante

distinção: ambos os eixos em [Fig. 1.5b](#) agora são lineares. Essa linearidade tem três consequências importantes:

1. A inclinação do modelo é agora $-D$ porque nenhuma correção para escalas de log é necessária.
2. A origem do modelo pode ser deslocada em qualquer direção por simples adições.
3. A taxa agora pode ser extrapolada para zero.

O ponto 2 significa que podemos traçar o óleo cumulativo produzido para todos os períodos antes do período da curva de declínio (ou para os períodos da curva de declínio anteriores) na mesma taxa vs. gráfico cumulativo. O ponto 3 significa que podemos extrapolar o modelo para encontrar o óleo móvel total (quando a taxa é zero) ao invés de apenas o óleo recuperável (quando a taxa está no limite econômico).

Os gráficos de taxa vs. cumulativos são ferramentas simples, mas informativas, para interpretar os processos de EOR porque permitem estimativas de IOR ao distinguir entre óleo recuperável e óleo móvel. Ilustramos como isso acontece por meio de alguns casos idealizados.

[Fig. 1.6](#) mostra gráficos de taxa vs. cumulativos para casos que apresentam um declínio exponencial imediatamente antes e imediatamente após o início de um processo EOR. Estamos mostrando as linhas do modelo (não os pontos) apenas para facilitar a apresentação. Colocar ambos os períodos no mesmo eixo horizontal é permitido devido aos argumentos de escala mencionados anteriormente.

No caso mostrado em [Fig. 1.6a](#), o processo EOR não acelerou produção porque as taxas de declínio em ambos os períodos são as mesmas; no entanto, o processo aumentou a quantidade de óleo móvel, o que por sua vez causou algum incremento na produção de óleo. Nesse caso, a recuperação incremental e o óleo móvel são os mesmos. Tal comportamento idealizado seria característico de processos térmicos, surfactante / polímero (SP) e solventes.

[Fig. 1.6b](#) mostra outro caso extremo em que a produção é apenas acelerada, as taxas de declínio pré e pós-EOR sendo diferentes. Agora, as curvas extrapolam para um valor comum de óleo móvel, mas ainda com um IOR positivo. Esperamos corretamente que os processos que se comportam

dessa forma, produzirão menos óleo do que aqueles que aumentam o óleo móvel, mas ainda assim podem ser lucrativos, principalmente se o agente usado para produzir esse resultado for barato. Os processos que idealmente se comportam dessa maneira são inundações de polímero e processos de gel de polímero, que não afetam a saturação de óleo residual, mas deslocam o óleo previamente desviado e fazem com que ele seja produzido. Os processos de aceleração são especialmente sensíveis ao limite econômico; grandes limites econômicos implicam grande IOR.

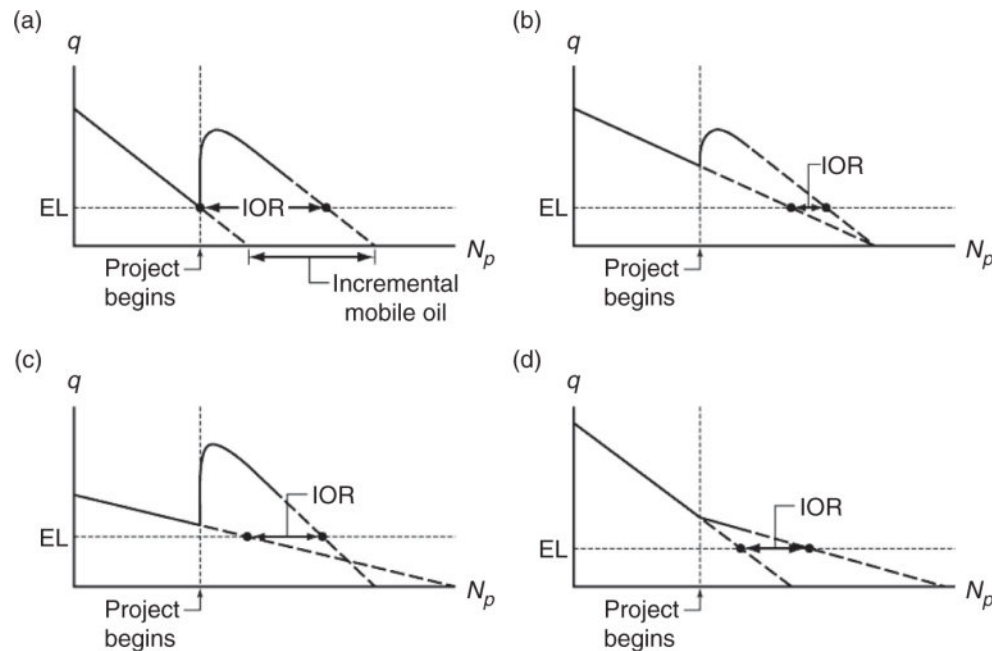


Fig. 1.6 — Esquema de gráficos de taxa vs. cumulativos para várias respostas de EOR. Todos os projetos mostram um IOR positivo: (a) o óleo móvel aumenta; (b) o óleo móvel permanece inalterado; (c) o óleo móvel diminui; e (d) o óleo móvel aumenta, mas há nenhum pico na taxa de petróleo.

[Fig. 1.6c](#) mostra um caso desfavorável em que o processo realmente reduziu o óleo móvel. Nunca tentaríamos deliberadamente reduzir o óleo móvel na prática, mas o projeto ainda poderia ser lucrativo se, como no caso mostrado, a produção acelerada compensasse a perda de óleo móvel o suficiente para que o IOR ainda fosse diferente de zero. Comportamentos como esse provavelmente indicam um alvo para um futuro aplicativo EOR.

[Fig. 1.6d](#) ilustra outro caso comum. Aqui, o processo EOR aumenta o óleo móvel, mas também reduz a taxa de declínio. Processos como esses são comuns em inundações de solvente.

1.4 Comparações de categorias

1.4.1 Desempenhos comparativos. A maior parte deste texto cobre os detalhes dos processos EOR. Neste ponto, comparamos o desempenho dos três processos básicos de EOR e apresentamos algumas questões a serem discutidas posteriormente na forma de guias de triagem. O desempenho é representado como recuperações de óleo típicas (IOR expresso como uma porcentagem de OOIP) e por vários fatores de utilização. Ambos são baseados na experiência real. Os fatores de utilização representam a quantidade de um agente EOR necessária para produzir um barril de petróleo incremental. Eles são uma medida aproximada da lucratividade do processo.

[Tabela 1.1](#) mostra esses resumos para processos EOR químicos. A sensibilidade a altas salinidades de salmoura é comum a todas as inundações químicas EOR. O total de sólidos dissolvidos deve ser inferior a 100.000 g / m³, e a dureza deve ser inferior a 2.000 g / m³ Ver [Capítulos 8](#) e [9](#) para mais detalhes. Os agentes químicos também são suscetíveis à perda por meio de interações rocha-fluido. Manter as taxas de injeção adequadas é um problema persistente com os métodos químicos.

As recuperações históricas de óleo variaram de pequenas para inundações de polímero (5%) a moderadamente grande (15%) para outros métodos. Os fatores de utilização química têm significado apenas quando comparados com os custos dos agentes individuais; polímero, por exemplo, é geralmente três a quatro vezes mais caro (por unidade de massa) que os surfactantes. A média para inundações de polímero é baseada em dados que incluem inundações de controle de mobilidade e tratamentos de controle de perfil. Este último geralmente recupera menos óleo. As inundações de controle de mobilidade, especialmente aquelas realizadas recentemente, tiveram uma recuperação média de aproximadamente 10%. O processo de inundação alcalina geralmente não é usado hoje, tendo sido suplantado por inundação alcalina / surfactante / polímero (ASP). A última tecnologia é muito nova para relatar estatísticas resumidas, mas os resultados iniciais indicam que ela tem um desempenho tão bom ou melhor do que as inundações de SP.

TABLE 1.1—CHEMICAL EOR PROCESSES				
Process	Recovery Mechanism	Issues	Typical Recovery (%)	Typical Agent Utilization*
Polymer	Increases volumetric sweep by mobility reduction	Injectivity Stability High salinity	5	1 lb polymer per incremental bbl
Surfactant/polymer	Same as polymer, plus reduces capillary forces	Same as polymer, plus chemical availability, retention, and high salinity	15	15–25 lb surfactant per incremental bbl
Alkaline/polymer	Same as SP, plus oil solubilization and wettability alteration	Same as SP, plus oil composition	5	35–45 lb chemical per incremental bbl
Alkaline/surfactant/polymer	Same as SP	Same as SP with lower salinity requirements, mineral precipitation	—	—

*1 lb/bbl \equiv 2.86 kg/m³.

TABLE 1.2—THERMAL EOR PROCESSES				
Process	Recovery Mechanism	Issues	Typical Recovery (%)	Typical Agent Utilization*
Steam (drive and stimulation)	Reduces oil viscosity; vaporization of light ends	Depth Heat losses Override Pollution	50–65	0.5 bbl oil consumed per incremental bbl
In-situ combustion	Same as steam, plus cracking	Same as steam, plus control of combustion	10–15	10 Mcf air per bbl oil produced*
SAGD	Same as steam	Vertical permeability; surface handling of heavy crudes	Same as steamdrive	Same as steamdrive
EM heating	Same as steam, plus some cracking and distillation	Propagation of heat	—	—

*1 Mcf/STB \equiv 178 std m³ gas/std m³ oil.

Tabela 1.2 mostra uma comparação semelhante para processos térmicos. Esses métodos são geralmente direcionados à recuperação de petróleo bruto pesado a extrapesado. As recuperações são maiores para esses processos do que para métodos químicos. Novamente, os problemas são semelhantes dentro de uma determinada categoria, centrando-se nas perdas de calor, substituição e poluição do ar. O vapor geralmente é gerado pela queima de uma parte do óleo residente ou uma quantidade equivalente de outro combustível. Em muitos locais, o gás natural é usado como combustível, em vez de petróleo bruto. Se essa queima ocorrer no

superfície, os produtos de emissão contribuem para a poluição do ar; se a queima for in situ, os poços de produção podem ser uma fonte de poluentes. Uma variação recente da combustão in situ é a injeção de ar de alta pressão (HPAI).

Duas entradas recentes nesta categoria são drenagem por gravidade assistida por vapor (SAGD) e aquecimento eletromagnético (EM). O SAGD é semelhante a uma unidade a vapor, exceto que a injeção e a produção são feitas por meio de poços horizontais emparelhados. O principal mecanismo de recuperação de óleo é a drenagem por gravidade, não por forças viscosas. O SAGD também é muito novo para que exista uma boa base estatística, embora haja muitos projetos em andamento. No momento em que este artigo foi escrito, parecia ser comparável às unidades a vapor.

O aquecimento EM também é uma nova tecnologia destinada ao chamado óleo em cadeia. Suas recuperações de campo não foram compiladas, mas sua eficiência térmica parece ser equivalente aos outros métodos térmicos.

Tabela 1.3 compara os processos de inundação de solvente. Apenas dois grupos de processos estão nesta categoria, correspondendo a se o solvente desenvolve ou não miscibilidade com o óleo. As recuperações de óleo são geralmente mais baixas do que em SP e as recuperações térmicas. Os fatores de utilização de solvente, bem como o custo relativamente baixo dos solventes trouxeram esses processos, particularmente CO₂ inundações nos Estados Unidos, para aplicação comercial. A distinção entre um processo miscível e um imiscível é de grau: uma inundação imiscível pode alcançar uma boa recuperação de óleo se o processo estiver próximo da miscibilidade e uma recuperação ruim se a pressão do reservatório estiver substancialmente abaixo da pressão mínima para miscibilidade.

TABLE 1.3—SOLVENT EOR METHODS				
Process	Recovery Mechanism	Issues	Typical Recovery (%)	Typical Agent Utilization*
Immiscible	Reduces oil viscosity Oil swelling Solution gas	Stability Override Supply	5–15	10 Mcf solvent per incremental bbl
Miscible	Same as immiscible, plus development of miscible displacement	Same as immiscible	5–10	10 Mcf solvent per incremental bbl
*1 Mcf/STB \cong 178 SCM solvent/SCM oil.				

1.4.2 Guias de triagem. Muitos dos problemas nas Tabelas 1.1 a 1.3 pode ser melhor ilustrado dando limites quantitativos. Esses guias de triagem binários também podem servir como uma primeira aproximação de quando um processo se aplicaria a um determinado reservatório.

[Tabela 1.4](#) fornece guias de triagem para processos EOR em termos de propriedades de óleo e reservatório. Elas devem ser consideradas como diretrizes aproximadas, não como limites rígidos, porque outras considerações (por exemplo, economia e suprimento de gás) e propriedades do reservatório (por exemplo, permeabilidade vertical, fraturas e zonas de ladrão) podem estender ou proibir as aplicações.

Os limites têm uma base física, como veremos. Por exemplo, a restrição de processos térmicos a reservatórios relativamente rasos existe por causa de perdas potenciais de calor através de furos de poços longos. A restrição de muitos dos processos para iluminar os óleos crus ocorre devido a considerações de eficiência de varredura; deslocar óleo viscoso é difícil por causa da propensão de um agente de deslocamento para canalizar através do fluido sendo recuperado. Algumas das categorizações em [Tabela 1.4](#) são bastante grossos. Os métodos de vapor, em particular, contêm divisões adicionais em métodos de imersão a vapor, acionamento a vapor e drenagem por gravidade. Existem também diversas variações de métodos químicos e de combustão. Além disso, os limites das propriedades são um tanto difusos e continuamente sujeitos a revisão. Os limites de viscosidade na inundação de polímero, por exemplo, são provavelmente um pouco baixos. Finalmente, as informações em [Tabela 1.4](#) representa um roteiro para o material a ser abordado em capítulos posteriores. As informações da tabela

é apenas um primeiro passo para a triagem, que por si só requer muito mais informações e esforço (Dickson e Leahy-Dios 2010).

TABLE 1.4—SUMMARY OF SCREENING CRITERIA FOR EOR METHODS [ADAPTED FROM TABER ET AL. (1997)]								
EOR Method	Oil Properties				Reservoir Characteristics			
	Gravity (°API)	Reservoir Viscosity (mPa·s)	Composition	Initial Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (m)	Average Permeability (md)	Depth (m)
Solvent Methods								
Nitrogen and flue gas	>35	<0.4	Large percent of C ₁ to C ₇	>40	NC*	NC	NC	>1800
Hydrocarbon	>23	<3	Large percent of C ₂ to C ₇	>30	NC	NC	NC	>1250
CO ₂	>22	<10	Large percent of C ₅ to C ₁₂	>20	NC	NC	NC	>750
Immiscible gases	>12	<600	NC	>35	NC	NC	NC	>640
Chemical Methods								
Micellar/ polymer, ASP, and alkaline flooding	>20	<35	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35	Sandstone preferred	NC	>10	<2700
Polymer flooding	>15	10–150	NC	>50	Sandstone preferred	NC	>10	<2700
Thermal Methods								
Combustion	>10	<5,000	Some asphaltic components	>50	—	>3	>50	<3450
Steam	13.5	<200,000	NC	>40	—	>6	>200	<1350
*NC = Not critical.								

1.4.3 Fluxo de caixa. Muitos dos guias de triagem são avaliações implícitas da capacidade de um processo de EOR de ganhar dinheiro (às vezes chamado de economia). A realização de tais cálculos é uma parte importante da decisão de implementar o EOR. Veja Flaaten (2012) para uma discussão da economia do campo petrolífero e de como calcular o fluxo de caso descontado cumulativo. As principais variáveis neste cálculo são a taxa de óleo (o assunto deste texto e de [Fig. 1.7b](#)), o preço do petróleo e a taxa de desconto.

Cada processo EOR tem seu perfil econômico único, mas existem características comuns para todos, conforme [ilustrado em Fig. 1.7. Fig. 1.7a](#) mostra o fluxo de caixa descontado cumulativo (CDCF) em função do tempo. O eixo do tempo na figura está alinhado com a figura abaixo dele. Como o nome

implica, o CDCF é a acumulação (ou integração) do fluxo de caixa descontado ou DCF. O CDCF é a quantia líquida de dinheiro devolvida por um projeto ao longo do tempo.

[Fig. 1.7b](#) mostra uma taxa versus histórico de tempo de um projeto EOR que está se aproximando de seu limite econômico. O limite econômico ocorre quando a inclinação da curva CDCF vs. tempo é zero. Lembre-se de que o DCF é a derivada da curva CDCF.

Todos os processos EOR requerem algum investimento de capital, rotulado como CAPEX em [Fig. 1.7b](#). A figura mostra esse declínio ocorrendo no início do projeto, mas frequentemente se espalha ao longo de vários anos.

Os agentes EOR geralmente são caros, especialmente em comparação com a injeção de água. Por isso, o CDCF cai ainda mais além do CAPEX. No entanto, uma vez que a receita da produção de petróleo começa, a curva começa a aumentar no momento denominado "fluxo de caixa positivo". Para muitos processos de EOR, o fluxo de caixa positivo começa dentro de um ano do início. O pagamento ocorre quando o CDCF atinge um valor positivo. (Lembre-se de que todos os custos e receitas estão sendo descontados com o tempo).

O CDCF agora começa a se estabilizar como consequência da queda da taxa do petróleo. A vida do projeto é atingida quando o CDCF está no máximo ou quando o fluxo de caixa se torna negativo. O valor do CDCF em seu máximo é o valor presente líquido ou VPL.

O NPV é a variável de decisão primária que determina se devemos prosseguir com um projeto de EOR. Deve ser comparado com (a) o que o CDCF era antes do início do processo (um projeto com VPL menor que este valor não deve ser executado); (b) alternativas dentro da carteira do produtor (pode haver outros projetos não-EOR que resultarão em um VPL maior); e, (c) quando dividido por alguma medida de gasto (esse quociente é chamado de taxa de retorno), metas estabelecidas pelo produtor.

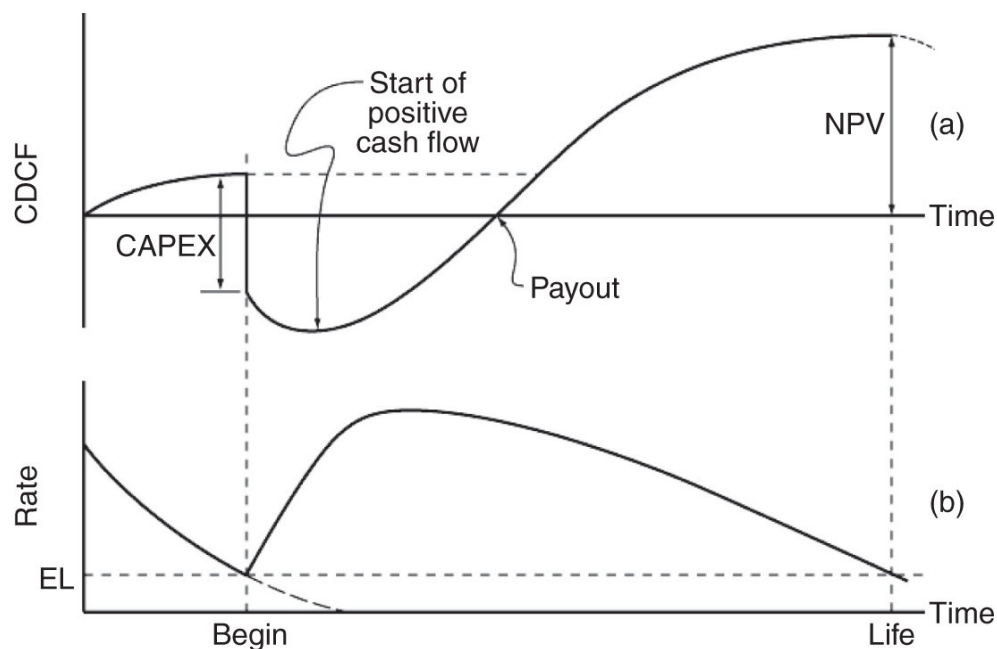


Fig. 1.7 — Esquema do comportamento do CDCF para um projeto EOR.

Terminamos observando que [Fig. 1.7](#) contém vários aspectos que não fazem parte deste texto: preço do petróleo, taxa de desconto e CAPEX, para citar alguns. Projetos que produzem hidrocarbonetos incrementais, mas ficam aquém de um limite de VPL, são *técnico* sucessos. Existem vários desses projetos na história da EOR. Outros fatores sempre desempenham um papel na decisão de EOR. Alguns deles são o acesso a projetos alternativos, competição por capital ou ambos. No entanto, a ideia básica, com muito mais complexidade com certeza, é sempre da forma mostrada em [Fig. 1.7](#). ____

1.5 Resumo

Nenhum resumo pode fazer justiça ao que é uma tecnologia ampla, diversa, em constante mudança e complexa. Um excelente exemplo de tais mudanças é a ênfase atual na chamada recuperação de óleo não convencional ([Fig. 1.1](#)) Essa tecnologia agora está produzindo mais petróleo do que a EOR, e a taxa de produção de petróleo provavelmente aumentará. Por outro lado, não há razão para suspeitar que a recuperação final de óleo para esses processos será maior do que para a inundação. Conseqüentemente, a produção não convencional deixará uma meta para a EOR.

O *Oil & Gas Journal* forneceu um excelente serviço na documentação do progresso da EOR, e você deve consultar aqueles

pesquisas para obter informações atualizadas. Os fundamentos dos processos mudam mais lentamente do que os aplicativos, e é a esses fundamentos que o restante do texto é dedicado.

1.6 Unidades e Notação

1.6.1 Unidades SI. O conjunto básico de unidades do texto é o *Système International* (SI). Não podemos usar unidades SI exclusivamente porque um grande corpo de figuras e tabelas foi desenvolvido em unidades mais tradicionais. É impraticável convertê-los; portanto, fornecemos uma lista das conversões mais importantes em [Tabela 1.5](#) e fornecer algumas dicas úteis nesta seção.

TABLE 1.5—AN ABRIDGED SI UNITS GUIDE [ADAPTED FROM CAMPBELL ET AL. (1977)]			
SI Base Quantities and Units			
Base Quantity or Dimension	SI Unit	SI Unit Symbol (Use Roman Type)	SPE Dimensions Symbol (Use Roman Type)
Length	Meter	M	L
Mass	Kilogram	kg	m
Time	Second	s	t
Thermodynamic temperature	Kelvin	K	T
Amount of substance	Mole*	mol	—
Some Common SI Derived Units			
Quantity	Unit	SI Unit Symbol (Use Roman Type)	Formula (Use Roman Type)
Acceleration	Meters per second squared	—	m/s^2
Area	Square meters	—	m^2
Density	Kilograms per cubic meter	—	kg/m^3
Energy, work	Joules	J	$\text{N}\cdot\text{m}$
Force	Newtons	N	$\text{kg}\cdot\text{m/s}^2$
Pressure	Pascals	Pa	N/m^2
Velocity	Meters per second	—	m/s
Viscosity, dynamic	Pascal-seconds	—	$\text{Pa}\cdot\text{s}$

Viscosity, kinematic	Square meters per second	—	m ² /s
Volume	Cubic meters	—	m ³
Selected Conversion Factors			
<u>To Convert From</u>	<u>To</u>	<u>Multiply By</u>	
Acre (US survey)	Meter ² (m ²)	4.046 872 E+03	
Acres	Feet ² (ft ²)	4.356 000 E+04	
Atmosphere (standard)	Pascal (Pa)	1.013 250 E+05	
Bar	Pascal (Pa)	1.000 000 E+05	
Barrel (for petroleum, 42 gal)	Meter ³ (m ³)	1.589 873 E−01	
Barrel	Feet ³ (ft ³)	5.615 E+00	
British thermal unit (International Table)	Joule (J)	1.055 056 E+03	
Darcy	Meter ² (m ²)	9.869 232 E−13	
Day (mean solar)	Second (s)	8.640 000 E+04	
Dyne	Newton (N)	1.000 000 E−05	
Gallon (US liquid)	Meter ³ (m ³)	3.785 412 E−03	
Gram	Kilogram (kg)	1.000 000 E−03	
Hectare	Meter ² (m ²)	1.000 000 E+04	
Mile (US survey)	Meter (m)	1.609 347 E+03	
Pound (lbm)	Kilogram (kg)	4.535 924 E−01	
Ton (short, 2,000 lbm)	Kilogram (kg)	9.071 847 E+02	

Selected SI Unit Prefixes				
Factor	SI Prefix	SI Prefix Symbol (Use Roman Type)	Meaning (US)	Meaning in Other Countries
10^{12}	tera	T	One trillion times	Billion
10^9	giga	G	One billion times	Milliard
10^6	mega	M	One million times	–
10^3	kilo	K	One thousand times	–
10^2	hecto	H	One hundred times	–
10	deka	Da	Ten times	–
10^{-1}	deci	D	One tenth of	–
10^{-2}	centi	C	One hundredth of	–
10^{-3}	milli	m	One thousandth of	–
10^{-6}	micro	μ	One millionth of	–
10^{-9}	nano	N	One billionth of	Milliardth

*When the mole is used (by convention, the *gram-mole*), the elementary entities must be specified; they may be atoms, molecules, ions, electrons, other particles, or specified groups of such particles in petroleum work. The terms *kilogram mole*, *pound mole*, and so on are often erroneously shortened to mole.

1. Existem vários cognatos, quantidades tendo o valor numérico exato ou aproximado, entre SI e unidades práticas. Os mais úteis para EOR são

$$\begin{aligned}
 1 \text{ cp} &= 1 \text{ mPa.s} \\
 1 \text{ dina / cm} &= 1 \text{ mN / m} \\
 1 \text{ BTU} &\cong \\
 1 \text{ Darcy} &\cong 1 \mu\text{m}^2 \\
 1 \text{ ppm} &\cong 1 \text{ g / m}^3 \\
 1 \text{ atm} &\cong 1 \text{ kPa}, 1 \text{ MPa}
 \end{aligned}$$

2. Uso dos prefixos da unidade (parte inferior do [Tabela 1.5](#)) requer cuidados. Quando uma unidade prefixada é elevada a um expoente, o expoente aplica-se ao prefixo e também à unidade. Assim, $1 \text{ km}^2 = 1 (\text{km})^2 =$

1

darcy.

3. Duas conversões problemáticas estão entre a pressão (147 psia $\equiv (101325 \text{ Pa})$) e temperatura (160 °F e 18 °C). Porque $160/18 \neq 1$

A escala Fahrenheit nem a escala Celsius são absolutas, uma tradução adicional é necessária:

$$^{\circ}\text{C} = \text{K} - 273$$

e

$$^{\circ}\text{F} = \text{R} - 460.$$

O sobrescrito “°” não é usado em escalas de temperatura absolutas.

4. As conversões de volume são complicadas pelo uso intercambiável de volumes de massa e padrão. Portanto, temos

$$0,159 \text{ m}^3 = 1 \text{ barril de reservatório, ou bbl}$$

e

$$0,159 \text{ std. m}^3 = 1 \text{ barril padrão ou STB.}$$

O metro cúbico padrão, std m³, não é o SI padrão; representa a quantidade de massa contida em um metro cúbico avaliada na temperatura e pressão padrão.

1.6.2 Consistência. Manter a consistência da unidade é importante em todos os exercícios. As unidades e os valores numéricos devem ser incluídos em todos os cálculos. Isso garante que as conversões de unidades sejam calculadas corretamente e indica se o procedimento de cálculo em si é apropriado. Para manter a consistência, três etapas são necessárias.

1. Limpe todos os prefixos da unidade.

2. Reduza todas as unidades ao nível mais primitivo necessário. Para muitos casos, isso significará reverter para as unidades fundamentais dadas em [Tabela 1.5](#).

3. Depois que os cálculos forem concluídos, reincorpore os prefixos de unidade de modo que o valor numérico do resultado seja tão próximo da unidade quanto

possível. Muitos adotam a convenção de usar apenas os prefixos que representam múltiplos de 1.000.

As leis físicas são válidas independentemente do sistema de unidades usado. Este texto evita a prática agora padrão da engenharia de petróleo de escrever equações em um conjunto específico de unidades (ou seja, com fatores de conversão incorporados).

1.6.3 Convenções de nomenclatura. A diversidade de EOR torna impossível atribuir símbolos a componentes sem alguma duplicação ou complicação indevida. Na esperança de minimizar o último adicionando um pouco do anterior, **Tabela 1.6** fornece as convenções de nomenclatura de fases e componentes usados em todo este texto. A seção de nomenclatura define outros símbolos.

TABLE 1.6—NAMING CONVENTIONS FOR PHASES AND COMPONENTS

<u>Phases</u>		
<u>Index j</u>	<u>Identity</u>	<u>Text Locations</u>
1	Water-rich or aqueous	Throughout
2	Oil-rich or oleic	Throughout
3	Gas-rich, gaseous, or light hydrocarbon	Section 5.4; and Chapters 7 and 10
	Microemulsion	Chapter 9
<i>s</i>	Solid	Chapters 2, 3, and 8–10
<i>w</i>	Wetting	Throughout
<i>nw</i>	Nonwetting	Throughout
<u>Components</u>		
<u>Index i</u>	<u>Identity</u>	<u>Text locations</u>
1	Water	Throughout
2	Oil or intermediate hydrocarbon	Throughout
3	Gas	Section 5.4
	Light hydrocarbon	Chapter 7
	Surfactant	Chapter 9 (not Chapter 10)
4	Polymer, foaming surfactant	Chapters 8, 9, and 10
5	Anions	Sections 3.6 and 9.5
6	Divalents	Sections 3.4 and 9.3
7	Divalent-surfactant component	Section 9.6
8	Monovalents	Section 3.6 and Chapter 9

A fase sempre carrega o subscrito j , que ocupa a segunda posição em uma quantidade duplamente subscrita. $j = 1$ é sempre uma fase rica em água, ou aquosa, liberando assim o símbolo C para molhar (e *agora*

para não úmido). O subscrito designa a fase sólida sem fluxo. Quantidades subscritas individualmente são propriedades de fase.

Um subscrito *eu* ocorrendo na primeira posição indica o componente. Em geral, $i = 1$ é sempre água; $i = 2$ é óleo ou hidrocarboneto; $ei = 3$ refere-se a um componente de deslocamento, seja surfactante ou hidrocarboneto leve. Índices de componentes maiores que três são usados exclusivamente em [Capítulos 8-10](#), a porção de inundação química do texto.

Exercícios

1.1 Determinando a produção incremental de óleo. A maneira mais fácil de estimar o IOR é por meio da análise da curva de declínio, que é o assunto deste exercício. A taxa de óleo e o óleo cumulativo produzido vs. dados de tempo para o Sage Spring abaixo (Mack e Warren 1984). Os campos Creek Unit A são mostrados

<u>Encontro</u>	<u>Taxa de óleo, std m³ /d</u>
1/76	274,0
7/76	258,1
1/77	231,0
7/77	213,5
1/78	191,2
7/78	175,2 (Iniciar Polímero)
1/79	159,3
7/79	175,2
1/80	167,3
7/80	159,3
1/81	159,3
7/81	157,7
1/82	151,3
7/82	148,2
1/83	141,8
7/83	132,2

1/84	111,5
7/84	106,7
1/85	95,6
7/85	87,6
1/86	81,2
7/86	74,9
1/87	70,1
7/87	65,3

Em julho de 1978, a inundação contínua de água foi substituída por uma inundação de polímero. (Um tratamento de gel de polímero foi conduzido em 1984, mas nós negligencie isso aqui.) O limite econômico é 50 std m³ /d neste campo.

- uma. Trace a taxa de óleo vs. óleo cumulativo produzido em eixos lineares. O eixo da taxa de óleo deve se estender para $q = 0$
- b. Extrapole a parte linear dos dados para determinar o petróleo econômico final a ser recuperado do campo e o óleo móvel total, ambos em Mstd m³, tanto para a água quanto para a inundação de polímero. Determine o IOR e o óleo móvel incremental causado pela inundação de polímero.
- c. Determine as taxas de declínio apropriadas para a inundação de água e a inundação de polímero.
- d. Use as taxas de declínio determinadas na Etapa c para determinar a vida econômica da inundação de polímero (quando a taxa de óleo atinge a EL). Além disso, determine como teria sido a vida econômica se não houvesse inundação de polímero.