

# 1

## Introdução

O petróleo é a principal fonte de energia no mundo, ocupa a primeira posição na matriz energética mundial, com uma participação de 34% do consumo total de energia primária [8]. O petróleo é um combustível prático e versátil que pode ser transportado com facilidade e transformado em inúmeros produtos. Pode ser utilizado como combustível para veículos, aviões e navios, para a geração de eletricidade e como fonte de energia térmica. Também é a matéria prima para a produção de plásticos, fertilizantes, solventes, pesticidas, entre muitos outros produtos. Ele é indispensável para garantir a segurança energética de muitos países, porém é um recurso não renovável e muito vulnerável a instabilidades políticas e econômicas. Apesar dos esforços para diversificar as fontes de energia, o mundo ainda é altamente dependente de hidrocarboneto. Não contamos com fontes alternativas e abundantes de energia que possam competir e substituir efetivamente o petróleo.

Como resultado da crise financeira mundial que começou em 2008, o consumo de petróleo encontra-se num período de redução. Porém, a economia já começou dar sinais de recuperação, e espera-se que o consumo volte à tendência de crescimento a partir de 2010, impulsionado principalmente pela Índia, China e alguns países da América Latina que apresentam as maiores taxas de crescimento econômico. A Agência Internacional da Energia (IEA) prevê que para o ano 2030 o petróleo ainda será a principal fonte de energia primária na matriz energética mundial, mas sua parcela de participação deve diminuir de 34% para 30%. A demanda mundial de petróleo deve passar de 85 milhões de barris por dia em 2008 para 105 milhões de barris em 2030, com um crescimento médio de 1% anual [1]. A Fig. (1.1) mostra a previsão da demanda mundial de energia até 2030 feita pela IEA.

Embora as reservas mundiais de petróleo ainda sejam abundantes, é cada vez mais difícil achar novos campos e os custos de exploração e produção tendem a aumentar nas novas descobertas. Isto devido à diminuição do tamanho médio das jazidas e em algumas regiões ao aumento da parcela da produção proveniente de campos no mar. Uma análise feita pela IEA em 2008 [9], com os dados da produção de 800 jazidas no mundo todo, demonstrou que jazidas menores alcançam o teto de produção mais rapidamente e apresentam maiores taxas de exaustão. Isto resulta na utilização de métodos de recuperação melhorada mais cedo na vida desses campos. Segundo o estudo, as taxas de exaustão geralmente são menores para campos terrestres do que para campos

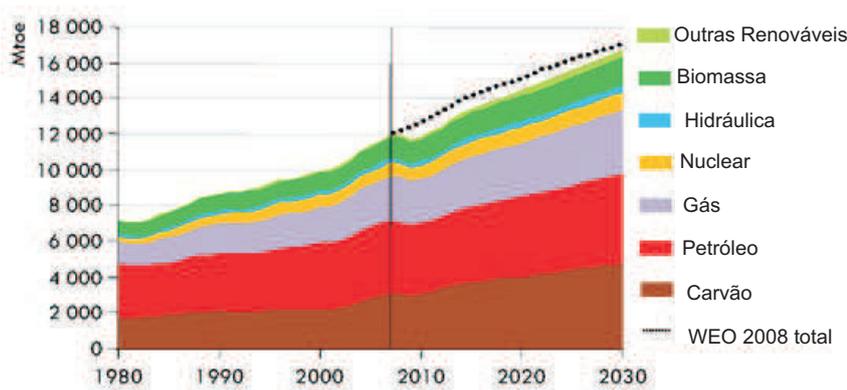


Figura 1.1: Demanda mundial de energia por tipo de combustível, 1980 - 2030  
Fonte: EIA (2009) [1].

em alto mar.

Adicionalmente, as companhias petrolíferas vêm encontrando cada vez mais dificuldade para achar campos de óleo leve. É por isto que os óleos não convencionais como óleos pesado, ultra pesados, xisto betuminoso e areias betuminosas vêm ganhando relevância e aumentando sua parcela no total da produção global. Eles representam a maior parte do crescimento esperado da produção de petróleo até 2030, representando 47% do aumento da produção total [9]. Os altos preços do petróleo, assim como o desenvolvimento de novas tecnologias e técnicas de extração fazem estes líquidos economicamente viáveis.

Neste cenário, espera-se que nos próximos anos os produtores concentrem esforços no aumento da eficiência na exploração de campos já descobertos e no aprimoramento de tecnologias que tornem a produção de líquidos não convencionais mais competitiva.

## 1.1

### A produção de petróleo

O petróleo formado no subsolo terrestre tem sido descoberto e usado pelos humanos há séculos, inicialmente em lugares onde brotava naturalmente do solo. Atualmente, para achar o petróleo é necessário perfurar poços até reservatórios subterrâneos. Estes reservatórios são meios porosos que tipicamente, além do óleo, contêm também gás nas camadas mais altas e água nas camadas mais baixas (Fig. (1.2)).

Depois da perfuração e completação do poço, o petróleo deve ser levado até a superfície. Algumas vezes, o óleo é produzido aproveitando a própria energia do reservatório. Esta é a chamada recuperação primária, onde a descompressão causada pela abertura do poço provoca a expansão dos fluidos e do meio poroso e reduz o volume poroso do reservatório deslocando os

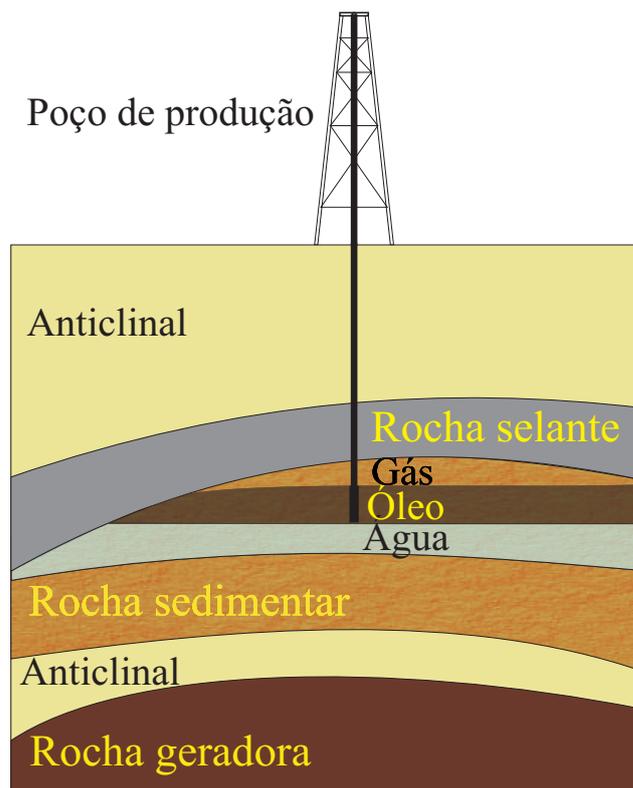


Figura 1.2: Estrutura esquemática de um reservatório de petróleo[2]

fluidos. Porém, é possível que a energia do reservatório não seja suficiente para produzir em quantidades economicamente convenientes. Adicionalmente, durante a produção, a energia primária é dissipada, por este motivo, poços que foram inicialmente surgentes perdem produtividade com o passar do tempo.

Para a manutenção ou aumento da energia natural do reservatório, utilizam-se os métodos de recuperação secundários nos quais água ou gás são injetados dentro do reservatório através de poços. A injeção imiscível de gás é feita na capa de gás do reservatório para manter a pressão e causar o deslocamento do óleo. A eficiência da injeção de gás é muito limitada devido principalmente à alta compressibilidade do gás, já a injeção de água alcança fatores de recuperação mais elevados conseguindo preencher o espaço poroso ocupado pelos fluidos produzidos e fazendo uma varredura do petróleo até os poços de produtores. A água pode ser injetada na zona de água ou na zona de óleo mediante poços injetores localizados em distintas configurações segundo as características e necessidades de cada reservatório.

A eficiência dos métodos de recuperação secundária vê-se comprometida pela diferença de viscosidades entre o fluido injetado e o óleo e as elevadas tensões interfaciais entre os mesmos. Quando a viscosidade do fluido injetado é muito menor do que a do óleo, ele escoar mais facilmente pelo meio poroso,

dirigindo se rapidamente até o poço produtor por caminhos preferenciais, sem antes varrer o óleo de zonas de menor permeabilidade. Se a tensão interfacial entre os fluidos é muito alta, o fluido injetado não consegue penetrar nos poros, comprometendo a eficiência do deslocamento.

Nos casos onde a recuperação secundária resulta em baixa eficiência de varrido e fatores de recuperação baixos, ou em campos cujas características não sejam favoráveis a esses métodos, podem ser empregados métodos de recuperação avançada. Campos de óleos ultra viscosos e elevadas tensões interfaciais óleo-água são bons candidatos. Estes métodos podem ser classificados em três grupos principais: os métodos térmicos, miscíveis e químicos.

Os métodos térmicos consistem na adição de calor ao reservatório. Como conseqüência do aumento da temperatura, a viscosidade do óleo diminui e ele consegue fluir mais facilmente pelo meio poroso até o poço produtor. Injeção de água quente, injeção cíclica ou contínua de vapor, combustão in-situ e drenagem gravitacional por injeção de vapor (SAGD) são exemplos de métodos térmicos. Geralmente, quando se injeta água quente ou vapor, a produção acontece na forma de emulsão. Como estes são os métodos térmicos mais utilizados, por serem mais simples e seguros, quase a totalidade do óleo pesado e ultra pesado é produzido na forma de emulsão.

Os métodos miscíveis consistem na injeção de gases inertes ou líquidos miscíveis no óleo como CO<sub>2</sub>, nitrogênio, solventes inorgânicos, entre outros. O fluido injetado se dissolve no óleo diminuindo sua viscosidade. Quando se utiliza gás, este tende a seguir pelas áreas mais permeáveis do reservatório até o poço deixando zonas intactas. Para evitar isto podem ser injetadas quantidades alternantes de água e gás num processo chamado de WAG por sua sigla em inglês *water-alternating-gas*.

Nos métodos químicos, diferentes fluidos ou substâncias são injetados sucessivamente, cada frente com um propósito diferente. Por exemplo, na injeção micelar de polímero, uma primeira frente de água é injetada para preparar o reservatório, a seguir é injetada uma quantidade de surfactante que reduz a tensão superficial "lavando" o óleo dos poros, este processo gera uma micro-emulsão de gotas de óleo na água. Finalmente uma frente de água com adição de polímero (para aumentar a viscosidade da água e reduzir sua mobilidade) é injetada para deslocar a micro-emulsão pelo meio poroso até o poço produtor [10]. Embora as eficiências de varrido obtidas com a utilização destes métodos sejam relativamente altas comparadas com outros métodos de recuperação, o elevado custo dos fluidos e substâncias químicas a serem injetadas limita sua utilização.

Finalmente existem outros métodos que não se encaixam em nenhuma

das três categorias. Um desses métodos é a recuperação microbiológica na qual injeta-se no reservatório microorganismos que mediante processos biológicos produzem substâncias como ácidos, gases ou solventes, que aumentam o fator de recuperação.

## 1.2 Motivação

O petróleo raramente é produzido puro, na maioria das vezes ele é produzido junto com água. A água produzida pode escoar como água livre ou na forma de emulsão e pode ser resultado da produção da própria água presente na formação ou da água injetada nos processos de recuperação secundária ou melhorada. A co-produção de água e óleo na forma de emulsão é altamente problemática para o escoamento e processamento do óleo, podendo causar problemas de garantia de escoamento e aumentar o custo de separação das fases.

A formação de emulsões na produção de petróleo pode acontecer sempre que há presença de água. Nos reservatórios com capa de água, esta pode ser produzida junto com o óleo, mesmo quando o poço seja completado longe do contato óleo-água. Com a produção do óleo, a pressão do reservatório cai fazendo com que a água se expanda ocupando áreas antes ocupadas pelo óleo. O contato óleo-água vai se deslocando até eventualmente alcançar o poço. Adicionalmente se o óleo for produzido muito rapidamente, a linha de contato óleo-água pode ser sugada para o poço num fenômeno conhecido como "coning" (Fig. (1.3)).

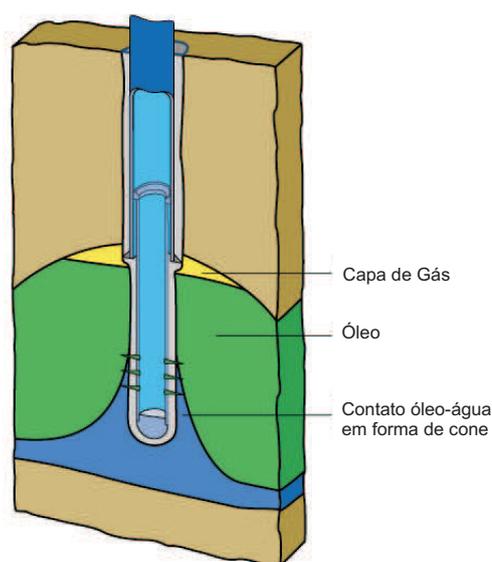


Figura 1.3: Produção de água por coning [3]

Como mencionado na seção anterior, muitos dos métodos de recuperação utilizam a água como fluido deslocante o que acentua o problema da formação de emulsões. Por seu relativo baixo custo e facilidade de operação, a recuperação secundária por injeção de água é amplamente utilizada na manutenção de pressão de campos maduros. Em algumas regiões do mundo, como no Mar do Norte, o processo se prolonga por várias décadas até alcançar cortes de água de quase 100% antes dos poços serem abandonados. A produção destes campos com grandes cortes de água acontece geralmente na forma de emulsões óleo em água.

Os óleos pesados geralmente são produzidos utilizando métodos térmicos ou químicos. Assim, quase a totalidade do óleo pesado é produzido na forma de emulsão. As emulsões de óleos pesados tendem a ser de difícil tratamento pela presença de surfactantes naturais neste tipo de óleos e pelos produtos químicos utilizados, que aumentam a estabilidade das emulsões.

O processo de emulsificação começa no interior do reservatório quando a água e o óleo escoam pelo meio poroso e continua depois dos fluidos entrarem no poço. Quando passam pelas válvulas e constrições dos *chokes*, *manifolds* e demais equipamentos, estes experimentam uma série de quedas de pressão, escoamentos turbulentos e agitações que favorecem a dispersão das fases.

A presença de emulsões pode ocasionar uma série de problemas operacionais relacionados principalmente ao aumento da viscosidade, entre eles: perda de carga através das linhas, diminuição da produção de óleo, maior desgaste dos equipamentos e aumento da frequência das paradas para manutenção.

Outro inconveniente que pode surgir da formação de emulsões no reservatório é a redução na permeabilidade do meio poroso quando as emulsões apresentam tamanho de gotas similares ao tamanho dos poros [11]. A injeção de emulsões é um método de recuperação avançada que se baseia neste fato e que ainda não está totalmente desenvolvida. Com este método é possível obter uma melhora da eficiência de varredura em comparação à injeção de água em reservatórios heterogêneos. A emulsão consegue diminuir a permeabilidade efetiva das zonas de alta permeabilidade já varridas pelo bloqueio dos poros. Assim, as áreas de baixa permeabilidade que ainda contém grandes quantidades de petróleo, conseguem ser atingidas no processo de varredura.

Além dos problemas no escoamento, as emulsões produzidas devem ser tratadas para separar as fases até o óleo atingir os padrões de conteúdo de água e sais requeridos para sua venda e transporte. Isto implica gastos em equipamentos de separação e produtos químicos que variam consideravelmente dependendo das características e estabilidade da emulsão. Quando a produção é offshore, os desafios tecnológicos associados à presença de emulsões tornam-se

ainda mais críticos por causa das restrições de espaço nas unidades estacionárias de produção.

O processo de formação de emulsões não é compreendido totalmente. Já que a emulsificação começa dentro do reservatório, surge a necessidade de conhecer as características morfológicas e reológicas das emulsões produzidas em função das propriedades dos líquidos, condições de operação e características do meio poroso (Fig. (1.4)).

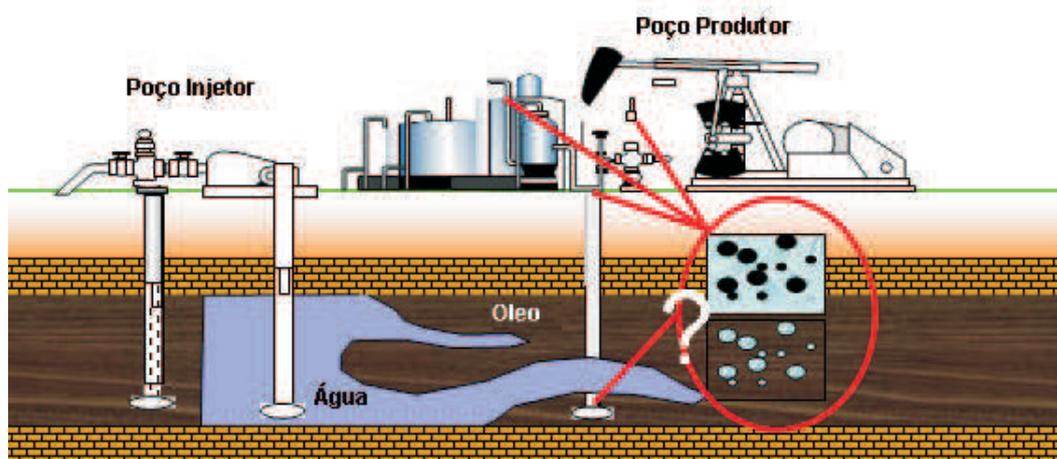


Figura 1.4: Representação esquemática da formação de emulsões no reservatório de petróleo

Um melhor entendimento dos mecanismos que levam a emulsificação dentro do meio poroso é indispensável para poder prever as perdas de carga nos dutos ao longo da vida dos campos, fazer melhores projeções dos equipamentos de separação e obter maiores eficiências na utilização de métodos de recuperação.

### 1.3 Objetivos

A presente dissertação pretende estudar a formação de emulsões em meio poroso através da realização de experimentos. O principal objetivo desta pesquisa é analisar o efeito das variáveis do processo, as características do meio poroso e dos fluidos, na morfologia das emulsões formadas.

### 1.4 Escopo

O conteúdo da presente dissertação está dividido em cinco capítulos. No primeiro capítulo encontra-se a introdução, motivação e objetivos da pesquisa. No segundo capítulo encontra-se uma revisão dos conceitos fundamentais que

servirão como base teórica. O terceiro capítulo descreve o procedimento experimental utilizado. No quarto capítulo apresentam-se os resultados obtidos. Finalmente, no quinto capítulo, estão as conclusões da pesquisa, comentários gerais e sugestões para futuros trabalhos.