

1

Introdução

1.1

Formação de emulsões durante a produção de petróleo

O petróleo continua sendo a principal fonte de energia no mundo, e a demanda continua crescendo a cada ano.

A exploração convencional de um reservatório pode ser dividida em três etapas, em ordem cronológica: recuperação primária, secundária e terciária. A primária resulta do deslocamento do óleo pela energia natural existente no reservatório [1], e mais na frente pelo auxílio do levantamento artificial. Os processos de recuperação primária recuperam apenas uma pequena parte do óleo inicial para óleos medianos, fazendo necessária a aplicação de processos de recuperação secundária, após o declive na produção.

A recuperação secundária resulta da manutenção ou aumento da energia natural, mediante a injeção de água ou gás [1]. A injeção de água é a técnica de recuperação secundária mais utilizada, e consiste na injeção de água em poços localizados nas extremidades dos reservatórios [2]. A água injetada desloca o óleo do reservatório na direção do poço produtor. Após um certo tempo, a água injetada começa a ser produzida. Este tempo depende da injeção realizada e do tipo de reservatório, e da razão de mobilidade dentre o óleo e a água. Janssen [2] descreve dois mecanismos de produção de água, “coning” e “cusping”, conforme apresentado na Fig.1.1 [2].

Com o passar dos anos, os reservatórios maduros incrementam as frações de água produzida, e a literatura oferece referências destes valores [2, 3, 4]. A crescente demanda energética se traduz na maior exploração dos reservatórios, mesmo naqueles maduros e com grandes cortes de água, até serem abandonados aqueles poços cuja produção de água é tão alta que os torna economicamente inviáveis.

A produção de petróleo com altos cortes de água apresenta em muitos casos geração de emulsões (dispersões de água em óleo, W/O, ou de óleo em

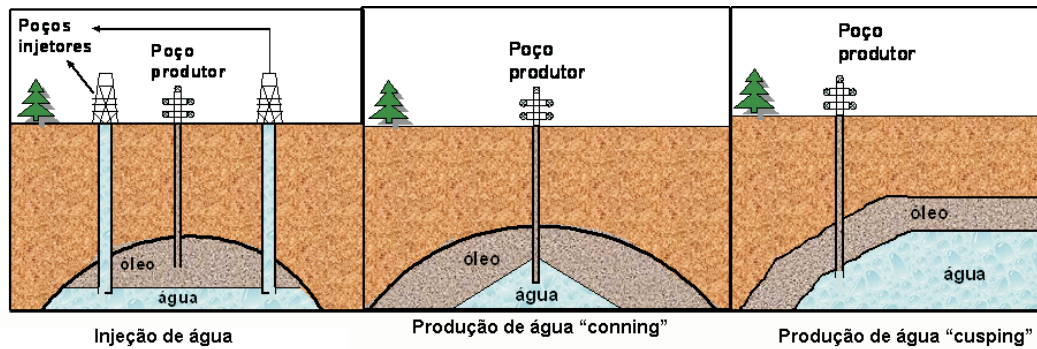


Figura 1.1: Injeção e produção de água durante a recuperação secundária.

água, O/W). As emulsões podem ser geradas tanto no escoamento bifásico dentro do reservatório ou no fundo do poço de produção, e através de tubos e válvulas nas instalações de superfície. A grande maioria do petróleo produzido, pelo menos no caso de óleos pesados, é na forma de emulsões [5].

As emulsões indesejadas podem originar vários inconvenientes operacionais tais como estragos nos equipamentos nas plantas de separação de gás e grande perdas de carga nas linhas de escoamentos [4]. A produção não controlada e indesejada de emulsões origina problemas e aumentos nos custos de produção, associados com corrosão nas linhas e equipamentos, freqüência na parada dos equipamentos para manutenção e a necessidade de processos de desemulsificação. Kokal e Al-Juraid apresentam dados e uma análise dos custos associados às etapas de desemulsificação, com projeções para os próximos anos [4].

A separação de emulsões é extremamente sensível ao tamanho das gotas, e é controlada por assentamento das gotas na faixa de 30-60 micrômetros. Os tempos de separação são usualmente maiores que o tempo de residência dos fluidos nos equipamentos de separação [6]. A etapa de separação pode ser crítica em alguns casos para emulsões com diâmetros de gotas menores do que 30 micrômetros, no caso de separador de pratos, e para diâmetros menores do que 5 micrômetros no caso de separação por centrifugação [3]. A separação de gotas muito pequenas só é possível pela adição de grandes quantidades de aditivos a altas temperaturas e com longos tempos de residência e provavelmente pela aplicação de campos eletrostáticos [7], o que supõe altos custos operacionais e desafios tecnológicos. Os custos em agentes demulsificantes se incrementam em um fator entre 5 e 10 vezes, quando o tamanho das gotas é muito pequeno [8].

Em alguns casos, os cortes de água nos fluidos de produção podem estar numa faixa de 0-70 %, ou mais [4, 9, 10]. Os grandes volumes de

água produzidos, em certos casos, afetam a produção de outros poços além daqueles com grandes cortes de água. Quando as emulsões possuem gotas muito pequenas requerem longos tempos de residência nos equipamentos de separação, e se impossibilita produzir vários poços no mesmo tempo por causa da acumulação de grandes volumes de água. Isto, além da redução da rentabilidade, traz impactos negativos ao longo tempo na gestão do reservatório.

A taxa de separação das emulsões de óleo em água são diferentes das emulsões de água em óleo, mesmo se as distribuições de tamanho de gotas fossem as mesmas. Conseqüentemente, é preciso o conhecimento da continuidade de fase da mistura [6].

Em concordância com Soo (1994), uma outra situação associada à formação e à presença de emulsões não controlada no meio poroso é a ocorrência de grandes reduções na permeabilidade do meio poroso quando as emulsões presentes tem razão de diâmetros gota/poro perto da unidade [11].

As condições de escoamento responsáveis pela geração de emulsões presentes na superfície, desde o escoamento no meio poroso, no escoamento turbulento no fundo de poço, através de bombas, ou nas instalações de superfície, são incertos, e os efeitos de tais fatores sobre o tamanho das gotas produzidas, não são bem entendidos. A formação de emulsões e as características das emulsões obtidas não são constantes durante a vida útil do reservatório.

Os desafios tecnológicos associados à presença de emulsões tornam-se ainda mais críticos em produção off-shore. As maiores reservas de óleo no Brasil, por sua vez, e os reservatórios atualmente em produção, encontram-se off-shore, e a exploração acontece com o passo do tempo a profundidades cada vez maiores [12], o qual faz da produção indesejada de emulsões um problema maior ainda.

Desta forma, é essencial entender os mecanismos pelos quais as emulsões são formadas durante a produção de petróleo e o tipo de emulsão obtida. Somente com este entendimento fundamental, a simulação dos diferentes processos e um planejamento dos processos de produção e separação mais adequados podem ser atingido, em um campo maduro, em presença de grandes quantidades de água. Este foi um dos assuntos abordados durante o desenvolvimento desta tese. Foi estudada a geração de emulsões na produção de petróleo durante o deslocamento de óleo por injeção de água em um meio poroso, através de uma análise na escala dos poros, isto é, estudando os diferentes mecanismos de quebra de gotas em capilares com

| Tipo de óleo | °API | Densidade (kg/m ³) |
|--------------|-------------|--------------------------------|
| Leve | >31.1 | <870 |
| Mediano | 22.3 - 31.1 | 920-870 |
| Pesado | 10.0 - 22.3 | 1000-920 |
| Extra Pesado | <10 | > 1000 |

Tabela 1.1: Classificação dos óleos segundo a sua densidade API.

construção simulando uma garganta de poro.

No Brasil, além dos desafios tecnológicos que supõe a geração de emulsões (especialmente na produção off-shore) durante a produção e transporte de petróleo, apresentam-se inconvenientes associados à geração hidratos. Quando produzidos, os hidratos podem entupir as tubulações e provocar custosas paradas na produção, que podem se prolongar durante meses [13]. Tem sido observado que nos casos em que a produção acontece na forma de emulsões de água em óleo, os hidratos, mesmo que produzidos, podem ser transportados, sem entupimento das linhas de escoamento. Ainda não é bem entendida a relação existente entre a presença de água livre ou emulsificada, e os diferentes cortes de água presentes. A compreensão de tal relação é chave na prevenção de formação de hidratos, desde que estes são produzidos na presença de água livre. Este é outro dos pontos no que se focaliza esta tese. Foi estudada a geração de emulsões no escoamento de misturas de água em óleo em escoamentos turbulentos, simulando o correspondente às instalações de superfície, para diferentes cortes de água.

1.2

Recuperação de óleos pesados e geração de emulsões

Um conceito muito usado no mundo do petróleo é a densidade API. O grau A.P.I. é um parâmetro que permite classificar um óleo como leve, mediano ou pesado ou ultra pesado. Este parâmetro, é definido como uma função hiperbólica da densidade.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\text{densidade}} - 131.5 \quad (1-1)$$

A densidade deve de ser introduzida em g/ml .

Segundo a sua densidade, o petróleo pode ser classificado conforme mostrado na Tab.1-1. Cada país produtor de petróleo tem o seu próprio critério a respeito do que é um óleo leve, médio ou pesado, mas a classificação apresentada na tabela é uma referência em todos os casos.

No Brasil, a Petrobrás considera um óleo como ultra viscoso ou ultra pesado quando tem menos de 14 °API e uma viscosidade maior do que 100 cP às condições do reservatório [14].

Nos reservatórios de óleo pesado (com viscosidades de óleo na faixa de 1000 a 10000 mPa.s) a produção primária e a injeção de água recuperam somente entre 5 - 10 % do óleo inicial, por causa de uma desfavorável razão de mobilidade entre o óleo e a água [15]. Isto obriga à aplicação de processos mais avançados de recuperação, para aumentar o volume de óleo produzido. Atualmente, as maiores reservas de óleo pesado em produção encontram-se no Canadá e na Venezuela [12], onde têm sido desenvolvidas e aplicadas algumas tecnologias com a finalidade de incrementar o fator de recuperação nesses reservatórios.

Pelo final dos anos 90, a PETROBRAS começou a descobrir quantidades significativas de óleo pesado no ambiente off-shore. Os campos Marlin Sul, Roncador, Marlin Leste, Albacora Leste e Frade ainda na fase de desenvolvimento, contém significativos volumes de óleo pesado, parte do qual pertence às reservas da PETROBRAS [12], sendo que as maiores reservas de petróleo pesado no Brasil encontram-se em Campos e Santos, numa profundidade de 1500 m [14]. As reservas de óleo pesado e ultra pesado off-shore no mundo são estimadas em 2 trilhões de barris [14].

As expectativas na produção de óleo pesado no Brasil na próxima década sugerem mudanças nos cenários de produção e exploração do Brasil. Trindade e Branco apresentam uma análise interessante a respeito deste panorama e da visão da PETROBRAS nesse novo cenário [12].

Óleos pesados tipicamente possuem alta concentração de ácidos orgânicos, os quais podem ser neutralizados por álcalis formando surfactantes “in situ” [15]. Isto gera emulsões mediante um processo conhecido como emulsificação espontânea, e, segundo Salager [16] o material tensoativo (neste caso o surfactante gerado) se encontra fora do equilíbrio químico, e portanto este fenômeno está ligado à transferência de massa através da interface. A grande maioria do petróleo produzido de reservatórios de óleo pesado, vêm na forma de emulsões, mas freqüentemente na forma da água em óleo (W/O).

Tem sido proposta a injeção de emulsões de água em óleo para melhorar o controle de mobilidade, entupindo as regiões mais permeáveis do reservatório [5]. Desta forma, é importante conhecer, além do escoamento de emulsões injetadas, as características que levam à geração de emulsões “in situ”, dentro do reservatório.

Recentes estudos efetuados no Canadá [15, 17] estão orientados à

injeção de misturas de álcali e surfactante, para a recuperação de óleos pesados. O objetivo principal desta operação é reduzir a tensão interfacial entre as fases, mediante a formação dos agentes surfactantes naturais, e estimular a geração de emulsões “in situ”. O agente tensoativo gerado, influencia a tensão interfacial entre as fases, e, conseqüentemente, pode afetar o número de capilaridade do escoamento. Adicionalmente, a injeção de água num reservatório, supõe o deslocamento da fase oleosa pela aquosa, e/ou viceversa. Os fenômenos de diminuição da tensão interfacial (aumento no número de capilaridade) e do deslocamento de uma fase pela outra, num escoamento a velocidades típicas de reservatórios, poderiam afetar a geração de emulsões através do mecanismo “snap-off” dentro do meio poroso. Este mecanismo será amplamente descrito no próximo capítulo.

Um outro processo dirigido à recuperação de óleos extra pesados é o chamado de Drenagem Gravitacional Assistido por Vapor (SGAD; Steam Assisted Gravity Drainage). Um valor típico de razão de vapor injetado/óleo e em torno de 3, o que representa que uma produção diária de 100 000 barris de óleo requerem da injeção de 300 000 barris de água por dia, e corresponde à mesma quantidade de água co-produzida por dia. O óleo extra-pesado contém muitos componentes ativos com tendência a gerar emulsões quando em contato com grandes cortes de água [7], isto por causa dos efeitos descritos no parágrafo anterior.

O entendimento do mecanismo de quebra de gotas no escoamento bifásico através de uma garganta de poro, poderia contribuir no projeto de processos de recuperação de óleos pesados, tanto no planejamento das etapas de injeção quanto nas de separação.

1.3 Objetivos da Pesquisa

Conforme discutido anteriormente, a presença de emulsões durante a produção de óleo causa vários problemas e traz desafios tecnológicos a serem vencidos. A produção espontânea de emulsões estáveis no reservatório de óleo torna a etapa de separação água/óleo extremamente complexa, tanto pela seleção do método de separação quanto pelo posicionamento dos equipamentos de separação. Isto pode se tornar ainda mais difícil no caso de produção off-shore, sendo que as maiores reservas de petróleo no Brasil encontra-se costa afora. Além disto, o escoamento de emulsões pode danificar diversos equipamentos, que levam a parada da produção, dentre

outros incrementos nos custos.

A incerteza resultante nos dados de entrada dos modelos de simulação de escoamentos em poços e nas linhas de produção, é outro problema muito importante causado pela presença de emulsões formadas. Pequenas variações nas características das emulsões no escoamento em poços e linhas de produção podem levar a grandes mudanças no padrão do escoamento e na perda de carga. Para que os simuladores possam ser utilizados de forma quantitativa nos projetos e planejamento de produção, é necessário ter um bom conhecimento da presença ou não de emulsões e de suas características. O recolhimento periódico de amostras em poços para determinar as características das emulsões formadas é extremamente caro e torna, portanto, o conhecimento das condições necessárias para formação de emulsões e as características morfológicas das emulsões formadas extremamente importantes.

Desta forma, os principais objetivos desta pesquisa são:

- Estudo dos mecanismos de formação de emulsões em meios porosos durante o deslocamento de óleo por injeção de água.
- Determinar as condições de operação, características do meio e propriedades dos líquidos necessárias para formação de emulsões em capilares com garganta, usados como modelo do escoamento em gargantas de um meio poroso.
- Estudo do tipo de emulsão (distribuição de tamanho de gotas e fase externa) obtida através de mistura de óleo e água em escoamento turbulento em função da concentração e propriedades das fases.

1.4 Roteiro da tese

O conteúdo da tese será apresentado em 4 capítulos, incluindo a presente introdução. O trabalho referente ao estudo de geração de emulsões em capilares parcialmente obstruídos é apresentado no segundo capítulo. Um estudo dos processos de emulsificação em escoamentos turbulentos, fora do meio poroso, em função das propriedades e concentração das fases é abordado no terceiro capítulo. Especial atenção é dada às condições necessárias para a inversão da emulsão. Ambos os capítulos incluem um estudo do estado da arte no tema e dos resultados experimentais, discussão e conclusões. O Capítulo 4 apresenta um resumo das conclusões e comentários gerais do estudo global e sugestões para trabalhos futuros.