

## 4

# Conclusões e Sugestões

### 4.1

#### Conclusões.

Uma abordagem dos aspectos relevantes no que diz respeito à geração de emulsões durante a produção de petróleo foi feita no presente estudo.

Primeiramente foi estudada a geração de emulsões no meio poroso. O estado da arte atual não oferece métodos qualitativos para prever quando há formação de emulsões em meios porosos, e quais são os parâmetros mais importantes que a influenciam.

Uma pesquisa experimental foi planejada a partir do estudo do estado da arte na matéria, e a pesquisa foi estruturada como uma extensão dos estudos levados a cabo na geração de espumas à geração de emulsões. O modelo físico de geração de emulsões foi simplificado como a quebra de gotas infinitas de uma fase não molhante suspensa segunda fase contínua, escoando de forma imiscível, na passagem através de um capilar com garganta, de dimensões aproximadas às de um poro real, mas com curvaturas menos fortes. A bancada experimental foi construída e uma metodologia experimental desenvolvida para atingir os objetivos. A análise foi focalizada nos fatores que conduzem à quebra de gotas mediante um mecanismo conhecido como “snap-off”.

A diferença de pressão capilar foi encontrada como sendo de grande influencia sobre a quebra de bolhas pelo mecanismo “snap-off”, e foi adimensionalizada, gerando um parâmetro que inclui a geometria do capilar e a razão de viscosidades entre a fase não molhante a fase molhante:  $\Delta P^* = [\frac{1}{R_2} - \frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_3}] / [\frac{1}{R_1} \frac{\mu_{nw}}{\mu_w}]$ . A adimensionalização descreveu adequadamente o fenômeno, e permitiu junto com o número de capilaridade, o mapeamento numa única curva das condições que levam à quebra de gota, sendo os parâmetros requeridos em tal análise de simples e prática obtenção. Esta curva mestre permite prever a geração de emulsões no escoamento bifásico

através de um capilar, e são um aporte na compreensão da geração de emulsões no meio poroso, já que, segundo foi revisado na literatura, este fenômeno pode ser escalado a uma distancia de apenas vários poros. Os resultados representam também uma contribuição no desenvolvimento de tecnologias de microfluidos.

Pode ser concluído que no fenômeno de quebra de gotas mediante o mecanismo “snap-off”, mapeados usando os parâmetros adimensionais  $Ca$  e  $\Delta P^*$ , no escoamento através de capilares constritos de seção circular, e dentro da faixa de números de capilaridade estudada, se apresentaram três comportamentos diferentes em relação ao o valor de  $\Delta P^*$  requerido para a quebra acontecer, para diferentes números de capilaridade:

1. Comportamento “viscoso”: Os sistemas que apresentam  $\Delta P^* < 10^{-1}$  não apresentaram quebra de gotas.
2. Comportamento “tipo bolha”: Para  $\Delta P^* \approx 60$ , a quebra de gota aconteceu em toda a faixa de  $Ca$  testada, como se tratasse de bolhas.
3. Comportamento “de transição”: Entre os limites mencionados acima, o valor de  $\Delta P^*$  requerido para o “snap-off” acontecer aumenta rapidamente de  $10^{-1}$  a 60, e foi observada dependência com o número de capilaridade. Este comportamento pode ser descrito como uma transição de comportamento “viscoso” ou “tipo gota” para “tipo bolha”, e será analisado no parágrafo que segue.

O outro assunto abordado foi o da influência dos fatores de composição (WOR) e das propriedades das fases sobre o tipo de emulsão produzida nas instalações de superfície (escoamento turbulento) e na sua estabilidade, durante a produção de petróleo. O estudo experimental para esta parte foi conduzido através da preparação de emulsões usando uma agitador, que gera condições de turbulência. O seguimento da inversão de emulsões e de água livre foi feito mediante testes de garrafa, medição de propriedades eléctricas, reologias e pelo usa da microscopia ótica.

As emulsões obtidas para as concentrações mais baixas de água foram do tipo W/O. O valor da fração volumétrica de água requerida para inversão da emulsão ter lugar foi diferente para cada um dos sistemas estudados. A inversão de emulsões aconteceu a baixas concentrações de água ( $V_a/V_t < 15\% \text{ v/v}$ ), i.e, baixos valores de WOR, por causa de estarem em presença de um surfactante altamente hidrofílico (HLB=40). Após a inversão, apenas emulsões O/W se produziram. Foi observada a presença de emulsões múltiplas nas concentrações anteriores à inversão de emulsões.

A medição da resistência elétrica das emulsões constituiu a ferramenta mais simples na identificação do tipo de emulsão produzida (W/O ou O/W), e a sua reprodutibilidade foi testada com sucesso. Emulsões W/O apresentaram resistências, muito altas, enquanto que as O/W apresentaram valores menores  $1\text{ M}\Omega$ , e  $\approx 0$  em alguns casos. Misturas destas emulsões (incluindo as emulsões múltiplas) apresentaram valores intermédios. Foi obtida uma sinergia entre os resultados obtidos por cada uma das metodologias usadas para determinar qual o tipo de emulsão produzida em cada caso.

Os resultados do estudo do efeito da concentração de surfactante sobre a inversão de emulsões concorda com a teoria de um deslocamento da linha de inversão da emulsão na direção de menor  $Va/Vt_i$ , com o aumento da concentração de surfactante. Isto pode ser explicado também dada a alta afinidade do docecil sulfato de sódio pela fase aquosa, facilitando a inclusão de óleo como fase interna e da água como fase externa. Uma maior quantidade de surfactante permite uma maior adsorção deste na interface óleo-água, criando forças repulsivas que inibem a coalescência, resultando em gotas menores, que demoram mais tempo para separar do que gotas grandes.

O aumento na viscosidade da fase externa levou a um aumento do valor de  $(Va/Vt)_i$  para dois dos sistemas estudados. O terceiro, que possui a menor viscosidade do óleo testada, não seguiu esta tendência, que pode ser explicada pelo relativamente alto valor de tensão interfacial, que poderia estar compensando o efeito da baixa viscosidade, apresentando uma relativa maior dificuldade para formar gotas de óleo, para uma mesma energia de agitação.

A densidade afetou a separação das emulsões em mais de uma fase (geração de água livre), como é de se esperar: uma separação maior aconteceu nos casos em que a razão de densidade óleo/água foi menor.

As emulsões, conforme esperado, apresentaram um comportamento reológico dependente da composição das emulsões (conteúdo de fase interna e viscosidade da fase externa). Emulsões de água em óleo, com baixos conteúdos de fase interna (menores do que 15% em todos os casos), apresentaram comportamento Newtoniano, e não Newtoniano no caso contrário. Grandes mudanças se apresentaram no ponto no qual a inversão da emulsão aconteceu: um aumento significativo da viscosidade das emulsões. Esta grande variação no comportamento reológico foi atribuída, mas do que ao tamanho das gotas, à alta concentração de fase interna (85% ou maior).

O fenômeno de inversão de emulsões pode explicar a diferença entre o tipo de emulsão presente (O/W ou W/O) para diferentes poços (diferentes

sistemas óleo-água) com o mesmo corte água (WOR). O estudo permitiu conhecer as mudanças abruptas na viscosidade que acompanham à inversão da emulsão. Estas mudanças se traduziriam em grandes perdas de carga em uma linha de escoamento, e poderiam explicar as mudanças abruptas que acontecem durante a produção, em curtos períodos de tempo. O agente tensoativo usado (SDS) é altamente hidrofílico; os agentes tensoativos do petróleo estão mais perto do  $HDL=0$  do que o usado neste estudo. Isto poderia resultar em uma maior tendência à inversão da emulsão em relação aos testes realizados neste trabalho.

A microscopia demonstrou ser uma ferramenta útil na determinação no seguimento de inversão de emulsões, já que permite a detecção da aparição de gotas múltiplas, anterior à inversão.

## 4.2

### **Sugestões para trabalhos futuros.**

No estudo de geração de emulsões no meio poroso, seis extensões do estudo são recomendadas. Duas têm a ver com a geometria do capilar, com o intuito de aproximar as condições às de meios porosos naturais: i) seções capilares triangulares ou quadradas, e ii) capilares com maiores curvaturas na constrição. A terceira é estudar a passagem de gotas de alta viscosidade ( $> 100$  cP) através de capilares de maior curvatura aos usados neste trabalho, para gerar maiores gradientes de pressão capilar, e verificar se tais resultados correspondem como os de a curva mestre conclusiva do presente estudo. A seguinte é incluir óleos com densidades perto da unidade nos testes, o que permitiria obter informação referente à quebra de gotas de óleos pesados. A última é injetar os sistemas óleo-água estudados, na mesma faixa de números de capilaridade, em amostras de rocha, e estudar os fluidos, para conferir resultados.

No que diz respeito da geração de emulsões no escoamento turbulento, se recomenda estender os estudos de emulsificação ao escoamento através de tubulações, válvulas e acessórios, com variações em vazão, distância de percorrido, geometria dos acidentes, tensões interfaciais e razões de viscosidade dentre as fases. Particular atenção deveria de ser dada ao efeito do cisalhamento exercido sobre os fluidos e da variação da WOR, sobre as emulsões obtidas. Medição da perda de carga em diversos pontos dos sistemas são também recomendados. O uso de um equipamentos de monitoramento de morfologia das emulsões “on line” de alta precisão é recomendado se o estudo

estiver orientado ao planejamento de equipamentos de separação. Algum dispositivo de medição de condutância ou de resistência elétrica conectado ao escoamento poderia ser testado adicionalmente para monitorar o tipo de emulsão produzida (O/W ou W/O).

Adicionalmente, para testes futuros associados à geração de emulsões em escoamentos turbulentos durante a produção de petróleo, recomenda-se o uso de um surfactante com um HDL próximo do zero, i.e. mais parecido com os surfactantes naturais presentes nos fluidos de reservatório.

Se recomenda a construção de um diagrama formulação-composição, através da análise detalhada da composição do óleo e da água do reservatório e da emulsificação correspondente a cada corte de água, nos casos em que um tipo de emulsão produzida possa gerar um problema operacional, como é o caso da formação de conglomerados de hidratos, parafinas e asfaltenos. Este diagrama poderia constituir uma ferramenta útil no projeto de equipamentos ou processos de separação, e de tecnologias orientadas a favorecer um ou outro tipo de emulsão, ou a estabilidade das mesmas.