

ESTUDO E COMPARAÇÃO DE DOIS MODELOS DE ÓLEO ESPUMOSO

Okabe, Clarissa Paiva

Universidade Estadual de Campinas
Unicamp/Cepetro/DEP
Caixa Postal: 6052
CEP 13083-970 – Campinas – SP Brasil
okabe@dep.fem.unicamp.br

Trevisan, Osvair Vidal

Universidade Estadual de Campinas
Unicamp/Cepetro/DEP
Caixa Postal: 6052
CEP 13083-970 – Campinas – SP Brasil
trevisan@dep.fem.unicamp.br

Resumo

Vários campos de óleos pesados no mundo apresentaram recuperação primária de óleo da ordem de 10 a 15%, maior do que a estimada por estudos convencionais de reservatório. Além do alto fator de recuperação, foram observadas outras características incomuns, como razão gás-óleo baixa e manutenção da pressão de reservatório em níveis elevados. Estas discrepâncias são atribuídas ao fato de que os simuladores do tipo *Black-Oil* não descrevem adequadamente o comportamento do gás em óleos espumosos, como seriam estes óleos pesados.

Neste artigo, dois modelos numéricos de óleo espumoso são descritos e testados usando o simulador CMG Stars. O primeiro modelo admite a presença de diferentes formas de gás – gás em solução, gás preso e gás livre – nas fases óleo e gás. A transferência de massa de uma forma de gás para outra, que corresponde às etapas de evolução das bolhas de gás – com os processos de nucleação e liberação – é descrita por meio de reações cinéticas. O modelo também admite a influência do gás preso nas propriedades da fase óleo, especificamente na viscosidade e na compressibilidade. No segundo modelo somente o processo de liberação é considerado. O escoamento da dispersão gás-óleo é avaliado através da interpolação de curvas de permeabilidade relativa entre o gás livre e o gás disperso.

As propriedades da fase óleo adotadas nos modelos correspondem às características de um óleo espumoso brasileiro. O artigo torna mais clara a influência de parâmetros importantes: as velocidades das reações, as curvas de permeabilidade relativa e a diferença de pressão aplicada na depleção. Características observadas em reservatórios de óleo espumoso, como baixa produção de gás, escoamento simultâneo do gás disperso, alta saturação de gás crítica e maior fator de recuperação de óleo são explicadas através dos resultados das simulações.

Palavras chaves: Óleo espumoso, evolução do gás, escoamento de óleo espumoso, simulação numérica de reservatórios

1. Introdução

Reservatórios de óleo pesado no Canadá, na Venezuela e em outras partes do mundo têm exibido um comportamento incomum. Estes reservatórios apresentam um óleo espumoso nas amostras provenientes das cabeças dos poços. O óleo é produzido na forma de uma espuma de óleo contínua que tem a aparência de uma *mousse* de chocolate e contém uma fração elevada de volume de gás. Esta espuma pode ser estável e pode persistir por diversas horas em tanques abertos (Sheng *et al.*, 1999).

Observações típicas desses reservatórios são: baixa razão gás-óleo (RGO), alta recuperação primária e bom mecanismo mantenedor da pressão. Este comportamento contrasta com a visão tradicional de um reservatório convencional de óleo pesado com gás em solução, onde o gás flui mais rápido que o óleo, resultando em produção com alta RGO, perda rápida da energia do reservatório e baixa recuperação (Talabi e Pooladi-Darvish, 2004). Muitas pesquisas têm apontado que a razão para esse comportamento é o grande volume de minúsculas bolhas de gás presentes no óleo, porém as questões que circundam esse comportamento ainda não estão totalmente respondidas. Frentes de pesquisa têm se dividido no estudo de propriedades como a queda de pressão, a saturação crítica de gás e as curvas de permeabilidade relativa, entre outras propriedades.

A queda de pressão tem sido apontada por muitas pesquisas como um parâmetro que pode induzir o óleo à condição espumosa. As observações em laboratório indicam que quanto maior for a queda de pressão imposta maior será o fator de recuperação e menor será a razão gás-óleo (RGO).

Maini (1996) elaborou um modelo reduzido com pacotes de areia saturados de óleo para estudar os efeitos do declínio de pressão. Foram usados períodos de tempo diferentes, para reduzir a pressão inicial até o valor final, próximo da pressão atmosférica. Os resultados mostraram que para tempos maiores, todas as amostras exibiram o comportamento clássico de uma solução de gás dissolvido, ou seja, foi observada a formação aleatória de bolhas

pequenas, que a seguir uniam-se às bolhas adjacentes, formando bolhas grandes e isoladas de gás, resultando em RGO altas e baixos volumes de óleo produzido. Já com tempos menores, foi observada a presença de pequenas bolhas dispersas, e como resultado RGO baixas e altos volumes de óleo produzido. Outras pesquisas – Urgelli *et al.* (1999), Wong e Guo (1997) - abordaram a influência da taxa de declínio da pressão nos óleos espumosos, os resultados foram condizentes com a pesquisa desenvolvida por Maini (1996).

Com o avanço dos estudos experimentais, surgiu a necessidade de desenvolver modelos numéricos que descrevam o comportamento incomum dos reservatórios de óleo espumoso. Os modelos numéricos para os reservatórios de óleo espumoso podem ser divididos em duas categorias: de equilíbrio (*Black-Oil*) e cinéticos.

Nos modelos de equilíbrio para reservatórios de óleo espumoso, alguns parâmetros físicos são alterados na elaboração de um modelo numérico consistente. Já os modelos cinéticos consideram os processos dinâmicos envolvidos na evolução do gás da fase óleo para a fase gás, assim como a dependência das propriedades com o tempo e o não-equilíbrio de fases do óleo espumoso. Esses modelos baseiam-se na divisão do gás em grupos com comportamento distintos: gás disperso, gás livre, gás preso e gás em solução. Os processos dinâmicos envolvidos na evolução do gás são expressos como reações cinéticas. Os modelos apresentados nesse trabalho encaixam-se nessa categoria.

Nos modelos desenvolvidos por Bayon *et al.* (2002a e b), Arora *et al.* (2000), Sheng *et al.* (1996) e Joseph *et al.* (1997), foram utilizadas reações cinéticas para descrever os estágios de evolução do gás da fase óleo para a fase gás. As reações, com suas constantes cinéticas, descrevem o comportamento dinâmico dessa evolução, estabelecendo quantitativamente a dependência dos processos que compõe a evolução das bolhas com o tempo.

Bayon *et al.* (2002b) desenvolveram dois modelos, o primeiro modelo divide o gás em três grupos: gás em solução, gás disperso e gás livre; enquanto que o outro apresenta quatro grupos, incluindo dois tipos de gás disperso. Os modelos numéricos foram desenvolvidos no simulador comercial CMG STARS, e os resultados foram comparados com experimentos que estavam sendo desenvolvidos paralelamente.

No primeiro modelo, duas equações cinéticas são utilizadas para demonstrar a transferência de massa de um grupo para o outro. Já o segundo modelo propõe seis equações cinéticas. As equações cinéticas são funções da taxa de transferência de massa e de um fator de frequência associado à velocidade da reação.

A mobilidade da fase gás pode ser representada através do tratamento da permeabilidade relativa das fases óleo e gás. A permeabilidade relativa da fase gás é determinada por duas curvas - do gás livre e do gás disperso. No modelo são interpoladas as curvas, de acordo com a composição da fase.

Os testes com os dois modelos não foram conclusivos quanto à escolha do modelo que mais se aproxima aos dados de produção, pois apresentaram resultados próximos ao histórico de produção em diferentes condições. Além disso, a parte experimental não apresenta uma distinção entre os grupos de gás, como foi descrito nos modelos numéricos. Entretanto, Bayon *et al.* (2002), em experimentos com diferentes taxas de depleção, observaram que a saturação de gás era diferente ao longo da amostra, e a análise da saturação poderia ajudar a diferenciar as formas de gás.

Bayon *et al.* (2002b) em seu estudo relataram que os parâmetros chaves para ajustar os modelos numéricos aos dados de laboratório são: as frequências ou velocidades das reações e a curva de permeabilidade relativa ao gás livre.

Neste artigo dois modelos numéricos de óleo espumoso são descritos, assim como o modelo físico adotado para todos os modelos, inclusive o modelo do tipo *Black-Oil*. A seguir é feita uma comparação entre os modelos de óleo espumoso e o modelo do tipo *Black-Oil*. Por fim, são apresentados os resultados da análise da influência de alguns parâmetros – as velocidades das reações, a curva de permeabilidade relativa ao gás e diferença de pressão imposta na depleção.

2. Descrição dos modelos

Como não há uma definição da estrutura morfológica do óleo espumoso, foram analisados dois modelos, sendo que cada um representa uma forma de óleo espumoso.

Se o óleo espumoso for um óleo com pequenas bolhas de gás, o modelo gerado será o modelo do gás preso. Neste caso não há a reação de crescimento das bolhas, pois as bolhas formadas após a nucleação não crescem devido à alta viscosidade do óleo morto e o gás passa diretamente da forma presa para a forma de gás livre. O modelo gerado é composto por duas reações cinéticas, a da nucleação e a da liberação. Além disso, o modelo admite a influência do gás preso nas propriedades da fase óleo – densidade e compressibilidade.

O modelo do gás disperso representa o óleo espumoso formado por grandes bolhas de gás. Nesse caso a nucleação é instantânea, ou seja, todas as bolhas são nucleadas no mesmo instante, que corresponde ao instante em que a pressão do reservatório atinge a pressão de saturação. Após esse instante não ocorrerá mais a nucleação. Como as bolhas formadas são grandes, não haverá a reação de crescimento das bolhas, uma parte do gás permanecerá na fase óleo e o restante irá compor a fase de gás livre. Neste modelo o escoamento disperso do gás é avaliado através da interpolação de curvas de permeabilidade relativa entre o gás livre e o gás disperso.

A Tabela 1 apresenta um resumo dos modelos apresentados.

2.1. Modelo do gás preso

No modelo do gás preso, foram representadas duas reações que compõe a evolução do gás da fase óleo para a fase gás. A primeira reação corresponde à nucleação, ou seja, à formação das bolhas na fase óleo - que depende da supersaturação da fase óleo; a segunda reação corresponde à formação de uma fase contínua de gás.

Tabela 1: Comparação entre os modelos estudados

Modelos	Formas de gás			Processos dinâmicos		Interpolação krg	Tratamento da compressibilidade da fase óleo
	Gás em solução	Gás preso	Gás livre	Nucleação	Liberação		
<i>Black-Oil</i>	X	-	X	-	-	-	-
Gás Disperso	X	-	X	-	X	X	-
Gás Preso	X	X	X	X	X	-	X

As formas de gás consideradas representam os diferentes estágios envolvidos na evolução do gás da fase óleo para a fase gás. Neste modelo são considerados os seguintes componentes:

- Gás em solução presente na fase óleo;
- Gás preso que corresponde às pequenas bolhas que se movem com o óleo, presente na fase óleo;
- Gás livre que corresponde à fase contínua de gás.

Quando a pressão do reservatório está acima da pressão de saturação, o sistema está em equilíbrio de fases. Assim, até que a pressão de saturação seja atingida, o comportamento do óleo espumoso será igual ao de um óleo convencional. Quando o reservatório atinge a pressão de saturação ou ponto de bolha, inicia-se a nucleação e o óleo espumoso sai da condição de equilíbrio de fases.

A nucleação depende da supersaturação do fluido, e também do tempo. Com isso, o processo pode ser descrito como uma reação cinética. Além disso, o processo de nucleação inicia-se com uma condição de supersaturação crítica, e persiste até que a supersaturação seja baixa o suficiente para ser desprezada.

Uma reação cinética embute a velocidade de transformação dos reagentes nos produtos da reação, ou seja, da razão de transferência entre os componentes da reação. A Equação (1) representa a reação de nucleação.

$$X_1 = F_1 \cdot (c_{ATUAL(SOL)} - c_{EQ(SOL)}) \quad (1)$$

Onde:

X_1 : razão de transferência;

F_1 : frequência da reação;

$c_{ATUAL(sol)}$: concentração atual do componente gás em solução;

$c_{EQ(sol)}$: concentração em equilíbrio do componente gás em solução.

A liberação do gás da fase óleo é a última etapa de evolução da bolha, e ocorre porque a dispersão formada é instável termodinamicamente. Assim, eventualmente algumas bolhas irão fluir como uma fase contínua de gás. A liberação das bolhas de gás resultará numa diminuição do volume do óleo espumoso. E esta redução pode ser modelada como uma função do tempo. Assim como a nucleação, a liberação é descrita por uma reação cinética – Eq. (2).

$$X_2 = F_2 \cdot c_{(GP)} \quad (2)$$

Onde:

X_2 : razão de transferência;

F_2 : frequência da reação;

$c_{(GP)}$: concentração do componente gás preso;

Neste modelo a viscosidade e a compressibilidade da fase óleo foram considerados parâmetros importantes para modelar o escoamento. A viscosidade é obtida através de uma relação logarítmica das viscosidades dos componentes presentes na fase óleo como apresentada na Eq. (3).

$$\ln(\mu_{FO}) = x_O \ln(\mu_O) + x_{SOL} \ln(\mu_{SOL}) + x_{GP} \ln(\mu_{GP}) \quad (3)$$

Onde:

x_O : é a fração molar do componente óleo morto;
 x_{SOL} : é a fração molar do componente gás em solução;
 x_{GP} : é a fração molar do componente gás preso;
 μ_O : é a viscosidade do componente óleo morto;
 μ_{SOL} : é a viscosidade do componente gás em solução;
 μ_{GP} : é a viscosidade do componente gás preso.

Quando ocorre uma transferência de massa entre as fases numa condição de não equilíbrio, como na reação de nucleação, as bolhas de gás podem permanecer na fase óleo como gás preso, alterando as propriedades da fase óleo – suas densidade e compressibilidade. Nesses casos, a propriedade é calculada ponderando a presença do gás preso na fase óleo. Em particular, o volume parcial molar do componente gás preso é calculado em função de sua compressibilidade no estado gasoso, ao invés da compressibilidade quando no estado líquido.

2.2. Modelo do gás disperso

O modelo do gás disperso descreve um óleo espumoso com grandes bolhas de gás. As duas formas de gás do modelo representam diferentes estágios da evolução das bolhas de gás: o gás dissolvido na fase óleo e o gás livre.

Neste modelo a nucleação é instantânea, ou seja, todas as bolhas são nucleadas no instante em que a pressão do reservatório atinge a pressão de bolha. Assim, a nucleação não é descrita segundo uma reação cinética, pois independe do tempo, dependendo somente da pressão.

A mobilidade da fase gás é representada pela curva de permeabilidade ao gás, e depende da composição da fase. No modelo estudado os componentes presentes na fase são: gás em solução, gás livre e óleo. A contribuição do componente óleo na fase gás é muito pequena, sendo, portanto desprezada. Abaixo da pressão de saturação, uma parte do componente gás em solução irá compor a fase gás. A distribuição entre as fases é determinada pelas constantes de equilíbrio. O gás em solução na fase gás possui menor mobilidade do que o gás livre.

A permeabilidade relativa ao gás da fase gasosa é obtida através da interpolação das curvas para o gás livre e para o gás em solução. A interpolação é feita pela ponderação com as frações molares dos componentes presentes na fase gás, como mostra a Eq. (4):

$$krg = krg_{SOL} \cdot x_{SOL} + krg_{GL} \cdot x_{GL} \quad (4)$$

Onde:

krg : permeabilidade relativa ao gás da fase gás;
 krg_{GL} : permeabilidade relativa ao gás do componente gás livre;
 krg_{SOL} : permeabilidade relativa ao gás do componente gás disperso;
 x_{GL} : fração molar do componente gás livre;
 x_{SOL} : fração molar do componente gás disperso;

3. Modelo físico

O reservatório tem a forma de um prisma retangular. Para a simulação, o mesmo foi discretizado em planta numa malha quadrada de doze blocos, e sua espessura foi dividida em sete blocos. As dimensões dos blocos são 28,8mx28,8mx3m.

As propriedades da formação correspondem às propriedades do reservatório que contém o óleo espumoso estudado e são apresentadas na Tab. 2.

O óleo espumoso estudado nos modelos é um óleo pesado com 13,34° API, proveniente de um reservatório da região Sudeste do Brasil.

Para o modelo estudado foi adotado um poço produtor horizontal, com raio igual a 12,7 cm e comprimento 172,8 m. O poço está localizado na região central do reservatório.

4. Resultados

Adotou-se o modelo de equilíbrio (*Black-Oil*) como base de comparação de forma a evidenciar as diferenças de comportamento dos reservatórios, resultantes dos novos padrões de propriedades físicas reconhecidas nos óleos ditos espumosos.

Para análise dos resultados foram impostas diferentes condições de operações. Inicialmente foi imposta a curva de vazão diária de óleo proveniente da simulação do modelo do tipo *Black-Oil* nos modelos de óleo espumoso. Com esta imposição foi possível comparar as demais variáveis dos modelos, como a curva de declínio da pressão média e a

produção de gás. A seguir, admitindo-se novamente a curva de vazão diária de óleo, são avaliadas as influências das velocidades das reações cinéticas e das curvas de permeabilidade relativa ao gás livre no comportamento da produção.

Tabela 2: Condições adotadas nos modelos

Volume de óleo <i>in situ</i> (m ³)	722370
Permeabilidade horizontal (mD)	7500
Permeabilidade vertical (mD)	3750
Densidade da fase óleo (kg/m ³)	944
Viscosidade da fase óleo na pressão inicial (cP)	966
Temperatura do reservatório (°C)	51
Pressão inicial (kPa)	4500
Pressão de saturação a 51°C (kPa)	4364
Pressão final (kPa)	1500

Na segunda análise, são impostos patamares de diferença da pressão (ΔP) em todos os modelos e analisadas as variações nas produções de óleo e gás. Os patamares de diferença de pressão são a diferença entre a pressão no bloco que contém o poço e a pressão no fundo do poço (BHP). Assim, para os modelos foi imposta uma curva de BHP em função do tempo, que resultasse em uma diferença de pressão constante.

4.1. Comparação entre os modelos de óleo espumoso e o modelo do tipo *Black-Oil*

A Figura 1 mostra as produções acumuladas de gás (G_p) e óleo (N_p) a pressão média do reservatório (P) em função do tempo. Entre a pressão inicial do reservatório e a pressão de saturação, o reservatório está sub-saturado, e todos os modelos apresentam o mesmo comportamento de declínio da pressão, como é lógico se esperar. Nos modelos de óleo espumoso – Preso e Disperso – quando o volume de gás aumenta, há um aumento na pressão do sistema. O aumento do volume de gás combinado com o aumento da compressibilidade da fase óleo permite que a pressão do reservatório se mantenha. E o declínio da pressão neste instante não é tão pronunciado como no início. Isto significa que a evolução para a fase gás promove um mecanismo de suporte de pressão no reservatório.

No modelo do tipo *Black-Oil*, a produção de gás eleva-se rapidamente após a pressão de saturação, pois o tempo da transformação das bolhas de pequenas para grandes, e destas para uma fase de gás contínua é muito curto. E uma vez que o gás tornou-se uma fase contínua, ele escoar com maior velocidade e é produzido preferencialmente, devido a sua mobilidade ser maior que a do óleo. Nos demais modelos, abaixo da pressão de saturação o aumento na produção de gás é inferior, pois a transferência do gás da fase óleo para a fase gás foi modelada por reações dependentes do tempo e a velocidade que coordena a evolução do gás é controlável. Além disso, parte do gás permanece presa na fase óleo.

Cabe lembrar também que nem todo gás é produzido como uma fase contínua, pois uma parte do gás é produzida junto com o óleo, na forma de bolhas, conferindo ao óleo o aspecto espumoso observado em campo.

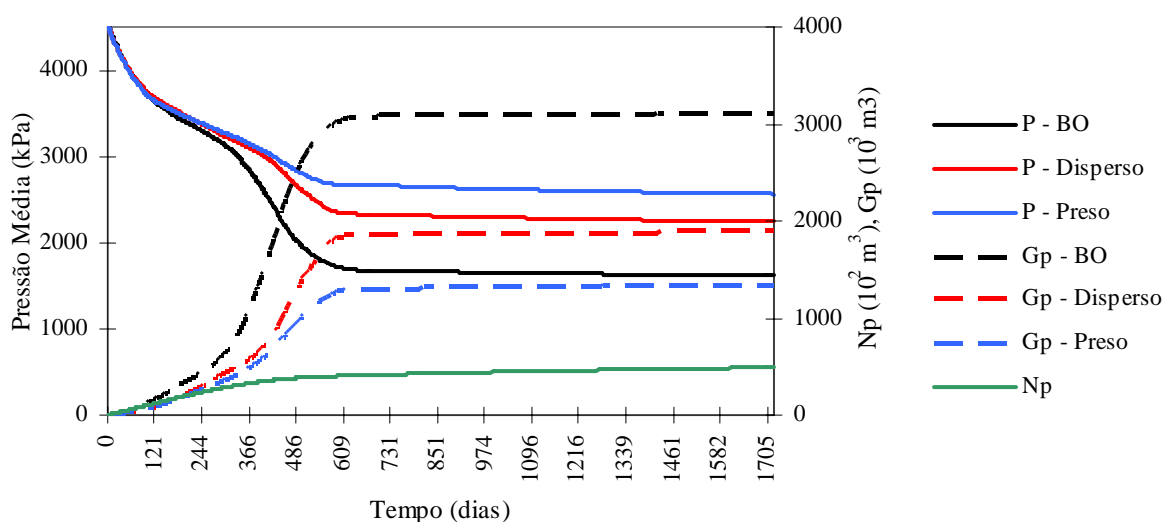


Figura 1: Históricos da pressão média e produções acumuladas de gás e de óleo

4.2. Modelo do gás disperso

Velocidade

A Figura 2 mostra a pressão média do reservatório (P) e as produções acumuladas de gás (Gp) e óleo (Np) em função do tempo, para as diferentes velocidades adotadas. Para a velocidade V3, a produção acumulada de gás foi muito próxima à do modelo do tipo *Black-Oil*, pois uma velocidade elevada implica na passagem rápida do gás da forma gás em solução para a forma livre.

Em todos os casos, após 500 dias a pressão se mantém, devido a expansão do gás e a baixa mobilidade do gás disperso, que não consegue escoar rapidamente em direção ao poço, permanecendo no reservatório. Note-se que, após a nucleação das bolhas, decorre um tempo até que a expansão da fase gás cause um aumento na pressão média, que a seguir declina devido ao aumento na produção de gás.

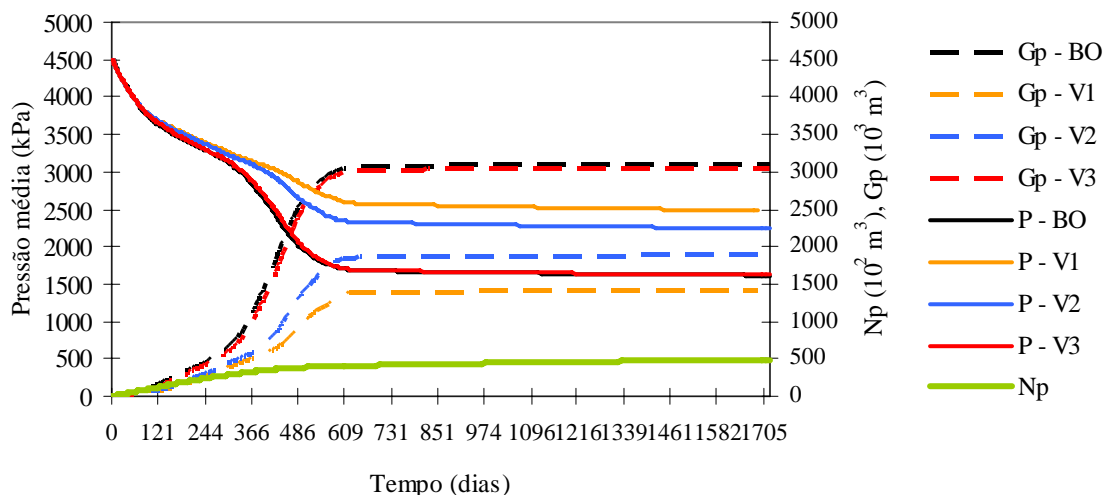


Figura 2: Histórico da pressão média e produções acumuladas de gás e óleo para diferentes velocidades

A Figura 3 mostra a variação da fração do gás em solução com o tempo, que corresponde à razão do volume de gás em solução pelo volume total de gás produzido (gás em solução e gás livre). A pressão inicial do reservatório (4500 kPa) está acima da pressão de saturação (4364 kPa). Por isso, até que a pressão atinja a condição de saturação, todo gás produzido é proveniente do gás em solução, que neste modelo possui a mobilidade de um gás disperso. Após a pressão de saturação, a produção do gás em solução começa a declinar, acompanhada pelo aumento da produção de gás livre.

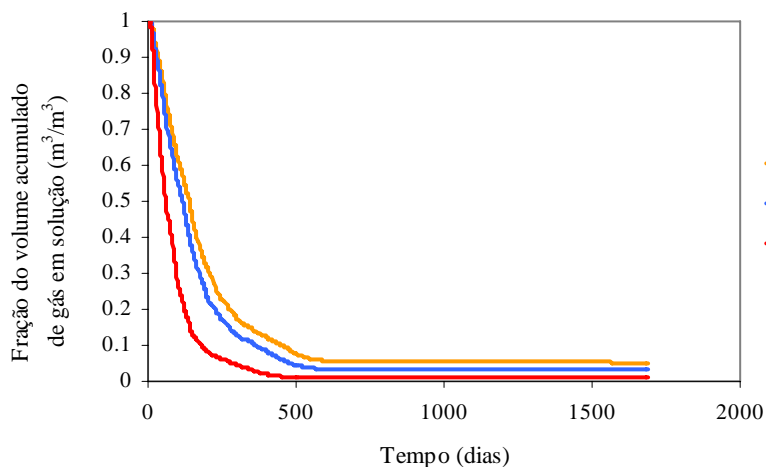


Figura 3: Histórico da fração de gás em solução para diferentes velocidades

Curvas de permeabilidade relativa ao gás livre

A permeabilidade ao gás livre tem sido considerada um parâmetro chave para o ajuste dos modelos de óleo espumoso. Enquanto a permeabilidade relativa ao gás do componente gás disperso não apresenta influência sobre os modelos, visto que apresenta valores bem menores se comparados ao caso do gás livre.

O expoente da curva – conforme o modelo de Corey-Purcell-Burdine - está relacionado com a mobilidade do gás, ou seja, para o menor expoente adotado temos a maior mobilidade do gás, que resulta numa produção de gás maior. A Figura 4 apresenta a produção acumulada normalizada de gás, que é a diferença entre a produção acumulada de gás do caso base ($n_g=1$) e dos demais valores adotados, para 1720 dias de produção. Todos os casos apresentam valores superiores ao caso base, ou seja, consideram o gás livre menos móvel, o que resulta numa diminuição na produção de gás.

Patamar de diferença de pressão

Estudos experimentais com reservatórios de óleo espumoso com diferentes taxas de depleção mostram que há uma

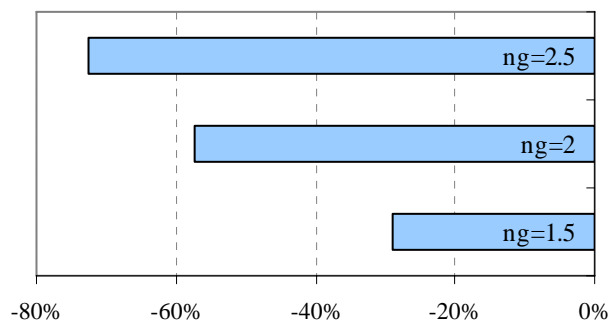


Figura 4: Variação na produção acumulada normalizada de gás

relação entre a taxa de depleção e o fator de recuperação. Os testes com rápido declínio da pressão promovem a formação de um grande número de pequenas bolhas de gás, que são produzidas com a fase óleo, e como resultado observa-se alto fator de recuperação. Em testes de longa duração, são observados o crescimento e a união das bolhas, que acarretam a formação de uma fase contínua de gás e a diminuição da vazão de óleo, resultando num baixo fator de recuperação.

A Figura 5 apresenta a diferença entre a produção acumulada de óleo do caso base (500 kPa) e os demais níveis de diferença de pressão aplicados ao longo dos anos. O caso com o menor diferencial de pressão (250 kPa) adotado em todos os anos apresentou uma produção de óleo inferior, enquanto que para o caso com o maior diferencial de pressão (750 kPa) apresentou sempre uma taxa de produção superior, que é mais acentuada no primeiro ano.

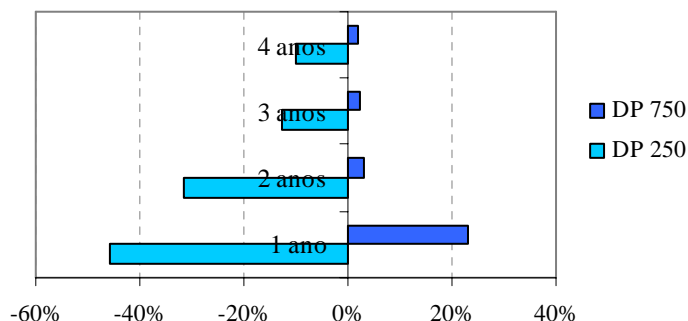


Figura 5: Variação na produção acumulada normalizada de óleo

Com o maior patamar de diferença de pressão, o modelo apresentou a maior produção acumulada de gás em solução, presente na fase óleo, pois o patamar elevado de diferença de pressão e a alta viscosidade do óleo, não

permitiram a formação de uma fase contínua de gás. Nos demais casos, a produção de gás foi dominada pela forma contínua ou livre de gás. Como pode ser visto na Fig. 6.

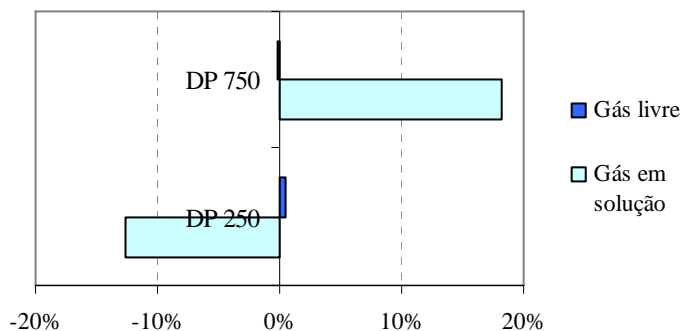


Figura 6: Variação nas produções acumuladas normalizadas de gás em solução e gás livre

4.3. Modelo do gás preso

Velocidades das reações

A Figura 7 mostra a produção acumulada de gás para as diferentes velocidades adotadas. O caso com a velocidade mais alta, que corresponde ao menor tempo sem produção de gás livre, se comportou como o modelo do tipo *Black-Oil*. Nos outros modelos, nota-se que, quanto menor a velocidade, menor a produção de gás.

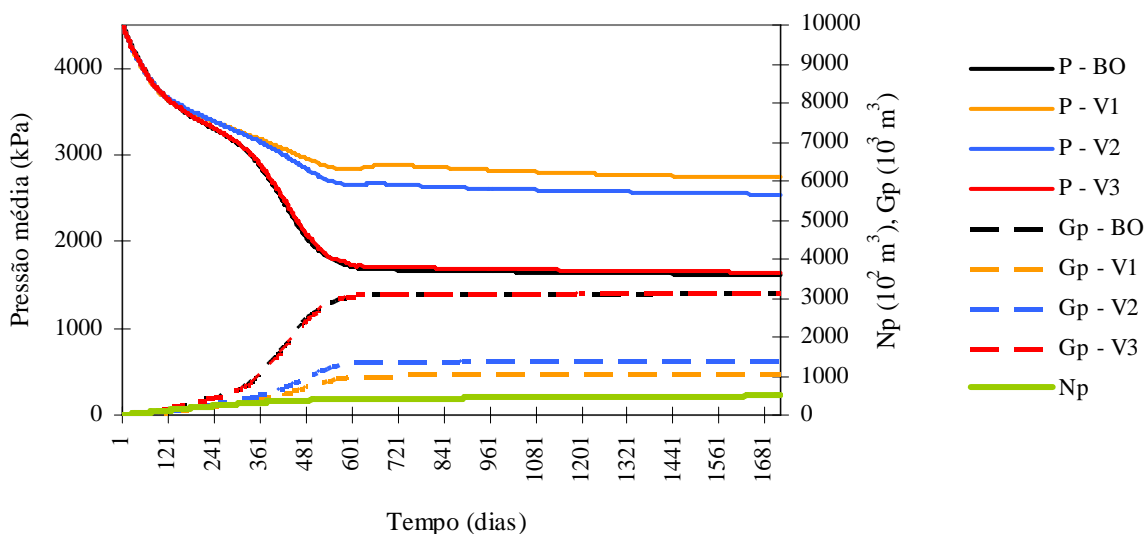


Figura 7: Históricos da pressão média e produções acumuladas de gás e óleo para diferentes velocidades

O caso com a velocidade V3 apresentou a maior produção acumulada de gás livre, pois a evolução do gás em solução para a forma de bolhas e a seguir para forma livre, ocorre em velocidade muito alta, semelhante ao que ocorre em um modelo do tipo *Black-Oil*.

Curva de permeabilidade relativa ao gás livre

Este modelo não apresenta a interpolação das curvas de permeabilidade relativa, ou seja, todos os componentes da fase gás apresentam o mesmo comportamento, o fluxo disperso não foi considerado. Entretanto, a análise de sensibilidade apresentada seguiu a tendência do modelo anterior, do gás disperso, pois a fase gás é dominada pelo componente gás livre nos dois modelos, que é representada pela mesma curva de permeabilidade relativa. (Figura (8))

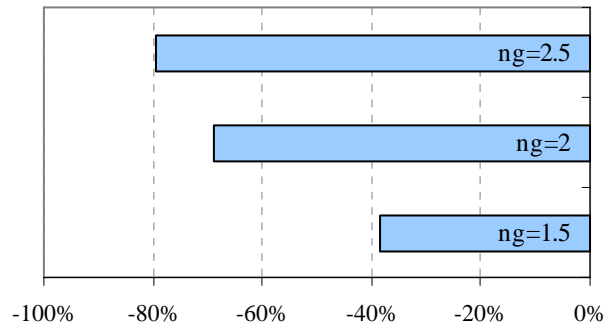


Figura 8: Variação na produção acumulada normalizada de gás

Patamar de diferença de pressão

Os resultados da análise de sensibilidade ao patamar de diferença de pressão mostraram que o modelo do gás preso apresentou o comportamento esperado, ou seja, quanto maior o diferencial de pressão, maior a produção acumulada de óleo e menor a produção de gás. Como mostram as Figuras 9 e 10.

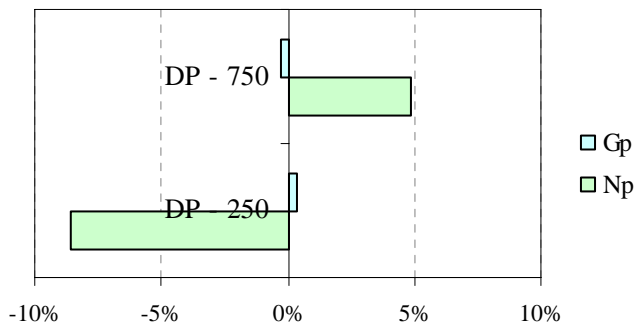


Figura 9: Variação nas produções acumuladas normalizadas de gás e óleo

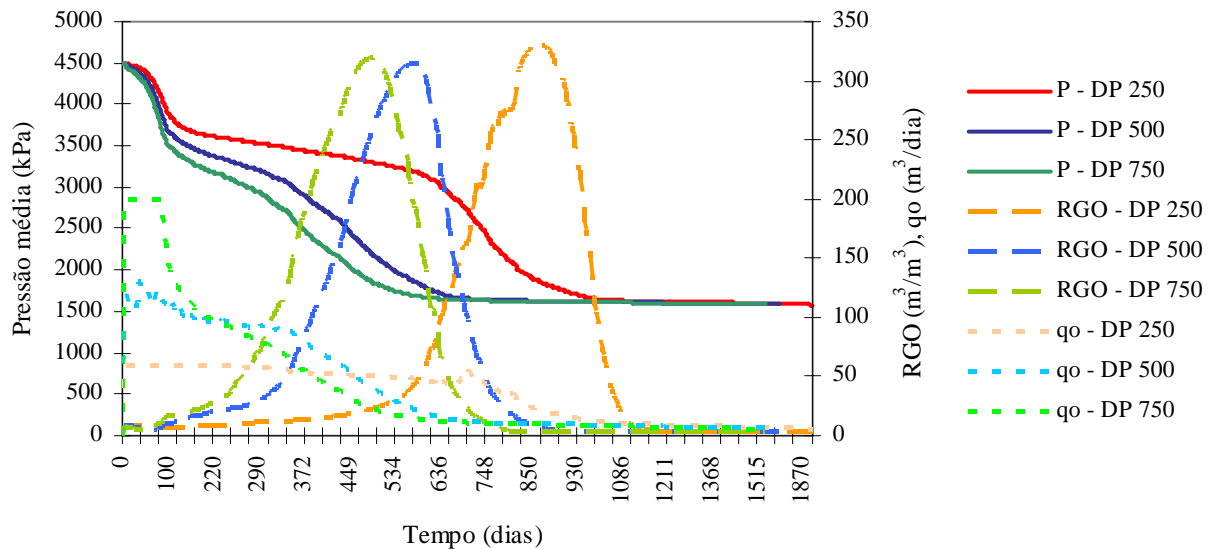


Figura 10: Histórico da pressão média, RGO e vazão de óleo para diferentes depleções

5. Conclusões

Neste artigo são descritos e comparados dois modelos de reservatórios de óleo espumoso usando simulação numérica pseudo-composicional. Os modelos apresentaram comportamentos diferentes, de acordo com os diferentes mecanismos de reservatório de óleo espumoso modelados.

O modelo do gás disperso, por exemplo, não apresenta uma reação que descreva a nucleação das bolhas, já que todas as bolhas são nucleadas no momento em que a pressão do reservatório atinge a pressão de saturação. O modelo do gás preso não apresenta distinção entre o escoamento do gás na forma dispersa e o gás na forma contínua, e assume que, depois de atingida a saturação crítica de gás, todas as formas de gás comportam-se da mesma maneira. Como tais diferenças entre os modelos resultam em diferentes comportamentos, deve-se avaliar qual modelo é mais adequado, para uma aplicação em casos reais, seja com dados de laboratório ou de campo.

Com base nas observações sobre reservatórios de óleo publicadas na literatura foi conduzido um estudo da influência de parâmetros chaves, como a curva de permeabilidade relativa ao gás, o nível de diferença de pressão e as velocidades das reações. Além disso, foi realizada uma comparação entre o modelo do tipo *Black-Oil* e os modelos estudados.

Para o modelo do gás preso a velocidade das reações foi o parâmetro que mais influenciou. Entretanto, os resultados com a curva de permeabilidade relativa indicaram que a baixa mobilidade da fase gás também deve ser considerada durante um ajuste de dados de laboratório ou campo.

O estudo do patamar de diferença de pressão aplicado apresentou resultados que concordam com os registros da literatura, ou seja, quanto maior o patamar de diferença de pressão, maior a produção acumulada de óleo e maior o fator de recuperação. Mas, contrariamente, não foi observada uma redução significativa na produção acumulada de gás ou uma baixa RGO.

Os modelos descritos permitem um ajuste mais adequado ao comportamento dos reservatórios de óleo espumoso, pois descrevem o comportamento do gás entre as fases através das reações cinéticas e consideram a dependência das propriedades com o tempo e o não-equilíbrio de fases do óleo espumoso. E diferentemente dos modelos do tipo *Black-Oil*, não necessitam da adoção de parâmetros físicos irreais, tais como alta saturação crítica de gás e aumento da permeabilidade da formação.

6. Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao PRH 15 - ANP e ao CNPQ pelo suporte financeiro fornecido para o desenvolvimento dessa pesquisa.

7. Referências

- Arora, P., 2002, "Mechanistic Modeling Solution Gas Drive in Viscous Oils". Degree of Master of Science. Stanford University.
- Bayon, Y.M.; Cordelier, Ph.R., 2002a, "A New Methodology to Match Heavy-Oil Long-Core Primary Depletion Experiments". SPE 75133.
- Bayon, Y.M.; Coates, R.M.; Lillico, D.A.; Cordelier, Ph.R.; Sawatzky, R.P., 2002b, "Application and Comparison of Two Models of Foamy Oil Behavior of Long Core Depletion Experiments". SPE 78961.
- Joseph, D.D.; Kamp, A.M.; Bai, R., 2001, "Modeling Foamy Oil Flow in Porous Media". University of Minnesota.
- Maini, B.B., 1996, "Foamy Oil Flow in Heavy Oil Production", JCPT.
- Sheng, J.J.; Hayes, R.E.; Maini, B.B., 1996, "A Dynamic Model to Simulate Foamy Oil Flow in Porous Media". SPE 36750.
- Sheng, J.J.; Maini, B.B.; Hayes, R.E.; Tortike, W.S., 1999, "Critical Review of Foamy Oil Flow". Transport in Porous Media, Kluwer Academic Publishers.
- Talabi, O; Pooladi-Darvish, M., 2004, "A Simulator for Solution-Gas Drive in Heavy Oils". JCPT.
- Urgelli, D.; Durandau, M.; Foucault, H.; Besnier, J-F., 1999, "Investigation of Foamy Oil Effect from Laboratory Experiments". SPE 54083.
- Wong, R.C.K.; Guo, F., 1997, "An Experimental Study of the Flow Behavior of Heavy Oil Under Solution-gas Drive". 48th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society in Calgary, Alberta, Canadá.

STUDY AND COMPARISON OF TWO FOAMY OIL MODELS

Okabe, Clarissa Paiva

Universidade Estadual de Campinas

Unicamp/Cepetro/DEP

Caixa Postal: 6052

CEP 13083-970 – Campinas – SP Brasil

okabe@dep.fem.unicamp.br

Trevisan, Osvaldo Vidal

Universidade Estadual de Campinas
Unicamp/Cepetro/DEP
Caixa Postal: 6052
CEP 13083-970 – Campinas – SP Brasil
trevisan@dep.fem.unicamp.br

Abstract

Heavy oil fields around the world have exhibited a primary oil recovery on the order of 10 to 15 % greater than those estimated by Black-Oil simulators. Besides the high oil recovery, other unusual characteristics have been observed, as low gas-oil ratio and high reservoir pressure maintenance. Such discrepancies are attributed to the fact that Black-Oil simulators do not describe properly the gas behavior in foamy oils.

In this paper, two numerical models of foamy oil are described and tested using CMG's Stars simulator. The first model admits the presence of different forms of gas – solution gas, entrained gas and free gas – in the oil and gas phases. The mass transfer from one form of gas to another, corresponding to the steps of the gas bubble evolution - nucleation and liberation - is described by kinetic reactions. The model also admits the influence of entrained gas on the oil phase properties - viscosity and compressibility. In the second model only the liberation process is considered. A dispersed gas-in-oil flow is allowed to occur, with relative permeabilities interpolated between those for the free gas and for the dispersed gas.

The properties of the oil phase used in the models refer to a Brazilian foamy oil. The paper shed light on the influence of the most relevant modeling parameters: reaction velocities, relative permeability curves and drawdown pressure. Observed characteristics of the foamy oil reservoirs, like low gas production, dispersed gas flow, high critical gas saturation and high oil recovery factors, are explained by the simulation results.

Keywords: Foamy oil, gas evolution, foamy oil flow, reservoir simulation