



IBP1290_06 STUDY OF A FOAMY OIL MODEL AND COMPARISON TO A BLACK-OIL MODEL

Clarissa P. Okabe¹, Osvaldo V. Trevisan²

Copyright 2006, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Este Trabalho Técnico foi preparado para apresentação na *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro. Este Trabalho Técnico foi selecionado para apresentação pelo Comitê Técnico do evento, seguindo as informações contidas na sinopse submetida pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho Técnico, como apresentado, não foi revisado pelo IBP. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, seus Associados e Representantes. É de conhecimento e aprovação do(s) autor(es) que este Trabalho Técnico seja publicado nos Anais da *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006*.

Resumo

Campos no Canadá, na Venezuela e em outras partes do mundo, que contém reservatórios de óleo espumoso, têm exibido fatores de recuperação primária da ordem de 10 a 15%, maior do que a recuperação estimada por simuladores *Black-Oil*. 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 *Black-Oil* não descrevem adequadamente o comportamento do gás em óleos espumosos, como seriam estes óleos pesados. Neste artigo, um modelo numérico de óleo espumoso é descrito e comparado com um modelo *Black-Oil* usando o simulador CMG Stars. O modelo de óleo espumoso admite a presença de diferentes formas de gás – gás em solução, gás preso, gás disperso e gás livre – nas fases óleo e gás. O escoamento da dispersão gás-óleo é avaliado através da interpolação de curvas de permeabilidade relativa entre o gás livre e o gás disperso. O modelo também admite a influência do gás preso nas propriedades da fase óleo, especificamente na viscosidade e na compressibilidade. A transferência de massa de uma forma de gás para outra, que corresponde às etapas de evolução das bolhas de gás – nucleação, crescimento e liberação – é descrita por meio de reações cinéticas. As propriedades da fase óleo adotadas nos modelos correspondem às características de um óleo espumoso brasileiro. Após o estudo da influência de alguns parâmetros – as velocidades das reações, as curvas de permeabilidade relativa e a diferença de pressão aplicada na depleção – algumas 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.

Abstract

Fields in Canada and Venezuela, which contain foamy oil reservoirs, have exhibited a primary oil recovery of the order of 10 to 15 % greater than the recovery 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 discrepancy between the estimated and the actual oil recovery factor is attributed to the fact that Black-Oil simulators do not describe properly the gas behavior in foamy oils.

In this paper, a numerical model of foamy oil behavior is described and compared with a Black-Oil model using the pseudo-compositional simulator CMG Stars. The foamy oil model admits the presence of different forms of gas – solution gas, entrained gas, dispersed gas and free gas – in the oil and gas phases. The dispersed gas flow is evaluated using an interpolation of relative permeability curves, which represent the free gas and the dispersed gas. The model also admits the influence of the entrained gas in the oil phase properties - viscosity and compressibility. The mass transfer from one form of gas to another, that corresponds to the steps of the gas evolution - nucleation, bubble growing and liberation - are described by kinetic reactions.

The properties of the oil phase used in the models refer to a Brazilian foamy oil. After the study on the influence of some parameters – reaction velocities, relative permeability curve and draw-down pressure, some typical characteristics of the foamy oil reservoirs are explained, as the low gas production, the dispersed gas flow, the higher critical gas saturation and the high oil production rates.

¹ Mestre, Ciências e Engenharia de Petróleo - Unicamp

² Professor Titular - Unicamp

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), maior 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.

Estudos com testes de depleção em diferentes taxas têm sido reportados extensivamente na literatura (Maini, 1996; Wong e Guo, 1997; Urgelli *et al.*, 1999; Mastmann *et al.*, 2001; Maini *et al.*, 2003). 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. Em outras pesquisas que 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 busca 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. O modelo apresentado nesse trabalho encaixa-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.* (2001), 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 em simulador, e os resultados foram comparados com experimentos desenvolvidos paralelamente.

No primeiro modelo, duas equações cinéticas são utilizadas para representar 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 taxas de depleção diversas, observaram que a saturação de gás era diferente ao longo da amostra, e a análise da saturação poderia ajudar a distinguir as formas de gás.

Bayon *et al.* (2002b) relataram em seu estudo 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 explora-se um modelo numérico de óleo espumoso e um correspondente modelo físico. Faz-se, por simulações numéricas, comparações entre o modelo de óleo espumoso e o modelo do tipo *Black-Oil*. E apresentam-se

resultados de uma 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 do Modelo

O modelo de óleo espumoso adotado considera duas formas de óleo espumoso, como resultado da evolução do gás da fase óleo para a fase gás. Estas formas ocorrem em estágios distintos da produção de um reservatório de óleo espumoso e são:

- (1) uma dispersão de pequenas bolhas no óleo;
- (2) uma espuma contínua de óleo, em que as lamelas do óleo mantêm bolhas relativamente grandes de gás separadas.

O modelo representa as etapas da evolução do gás por reações cinéticas. Uma primeira reação corresponde à nucleação, ou seja, à formação das bolhas na fase óleo - que depende da supersaturação da fase óleo. Uma segunda reação corresponde ao crescimento das bolhas de gás e a última reação corresponde à formação de uma fase de gás contínua.

Para o controle independente da dinâmica das reações, e portanto do processo evolutivo do gás, os produtos das reações são representados por componentes distintos, muito embora na realidade se trate do mesmo gás. Neste modelo são considerados os seguintes componentes:

- Gás dissolvido presente na fase óleo;
- Gás preso que corresponde às pequenas bolhas que se movem com o óleo, presente na fase óleo;
- Gás disperso que corresponde as bolhas não conectadas de gás na fase gás;
- Gás livre que corresponde a 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.

O segundo processo que compõe a evolução do gás da fase óleo para a fase gás é o crescimento da bolha, ou seja, a transformação do gás preso em gás disperso. Esta reação corresponde à transferência de massa dos componentes leves para a fase gás. O gás disperso representa as bolhas desconectadas de gás, que possui mobilidade menor que o gás livre ou fase conectada de gás.

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. Como a nucleação, o crescimento e a liberação são descritos por uma reação cinética – Equação (2).

$$X_i = F_i \cdot c_{(i)} \quad (2)$$

Onde:

X_i : razão de transferência;

F_i : frequência da reação;

$c_{(i)}$: concentração do componente gás preso para o processo de crescimento ou do gás disperso para o processo de liberação;

A viscosidade e a compressibilidade da fase óleo são parâmetros importantes para o escoamento. A viscosidade é obtida através de uma relação logarítmica das viscosidades dos componentes presentes na fase óleo como apresentada na Equação (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 a 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. Nesse caso, 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.

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 disperso. A interpolação é feita pela ponderação com as frações molares dos componentes presentes na fase gás, como mostra a Equação (4):

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

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 Tabela 1.

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.

Tabela 1: 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

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* no modelo de óleo espumoso. Com esta imposição foi possível comparar as demais variáveis do modelo, 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, foram avaliadas as influências das velocidades das reações cinéticas e das curvas de permeabilidade relativa ao gás livre no comportamento da produção.

Na segunda análise, foram impostos patamares de diferença da pressão (ΔP) e analisadas as variações nas produções de óleo e gás. O patamar de diferença de pressão é definido como 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.

Velocidade

A Figura 1 mostra as produções acumuladas de gás para as diferentes velocidades escolhidas. O caso com a maior velocidade (V3) apresenta a maior produção de gás, já que a transferência do gás da fase óleo para a fase gás ocorre em um tempo muito curto, aproximando-se da condição do tipo *Black-Oil* (BO) rapidamente. As menores velocidades (V1 e V2) inibem a produção de gás, que permanece na fase óleo na forma de pequenas bolhas de gás ou flui como gás disperso. Os resultados mostram que a velocidade é um parâmetro favorável à manutenção de pressão, pois quanto menor a velocidade adotada, menor é o declínio da pressão.

Na Figura 2 observa-se a variação da viscosidade da fase após 5 anos para o modelo *Black-Oil* e para o modelo de óleo espumoso para o caso com a velocidade média (V2). A cor azul indica que a viscosidade da fase óleo é baixa e a cor vermelha, uma viscosidade elevada.

A viscosidade inicial da fase óleo é igual nos dois modelos (966 cP). Com o declínio da pressão, o gás inicia seu processo de evolução. No modelo *Black-Oil*, o gás passa rapidamente para a fase gás, formando uma fase contínua, o que resulta em um aumento no valor da viscosidade da fase óleo. Já no modelo de óleo espumoso, uma parte do gás permanece na fase óleo, o que faz com que a viscosidade da fase óleo seja menor quando comparada ao modelo do tipo *Black-Oil*.

A Figura 3 mostra as porcentagens da produção acumulada de cada forma de gás em relação à produção total de gás após cinco anos. Em todos os casos, o componente gás livre apresentou a maior fração, seguido do gás em solução e do gás disperso, e a contribuição das bolhas foi muito pequena em relação às demais formas de gás. O modelo com a maior velocidade (V3) apresentou cerca de 90% de gás livre, enquanto que o modelo com a menor velocidade (V1) apresentou cerca de 60%. Esta diferença se justifica, pois velocidades menores implicam na redução do tempo de transferência do gás da fase óleo para a fase gás, retardando o aparecimento de gás livre no reservatório. Em todos os casos o componente gás preso permanece pouco tempo nesse estado, passando rapidamente para a forma dispersa.

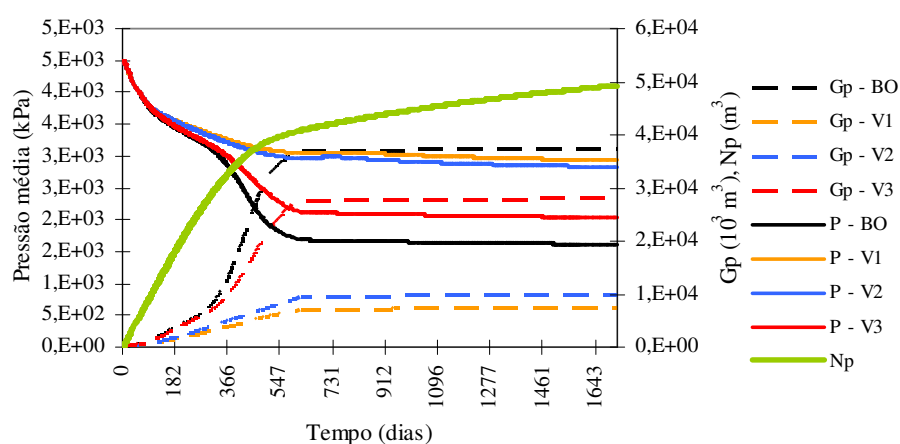


Figura 1: Histórico da pressão média e produções acumuladas de gás e óleo para diferentes velocidades

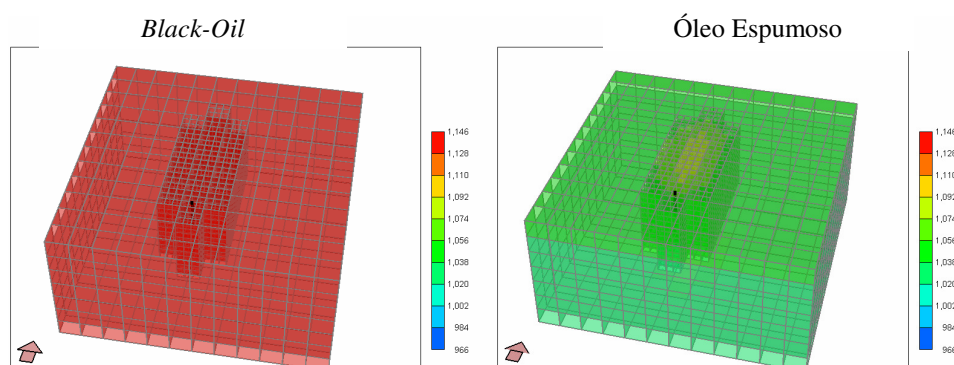


Figura 2: Variação da viscosidade da fase óleo

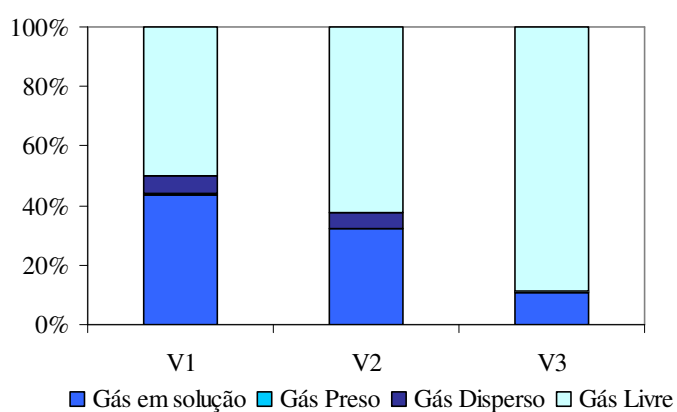


Figura 3: Proporções volumétricas das formas de gás produzidas para as diferentes velocidades

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 apresentar valores bem menores se comparados ao caso do gás livre.

O expoente da curva 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 uma comparação entre os valores adotados. Todos os casos apresentam valores superiores ao caso base ($n_g = 1$), ou seja, consideram o gás livre menos móvel, o que resulta numa diminuição na produção de gás.

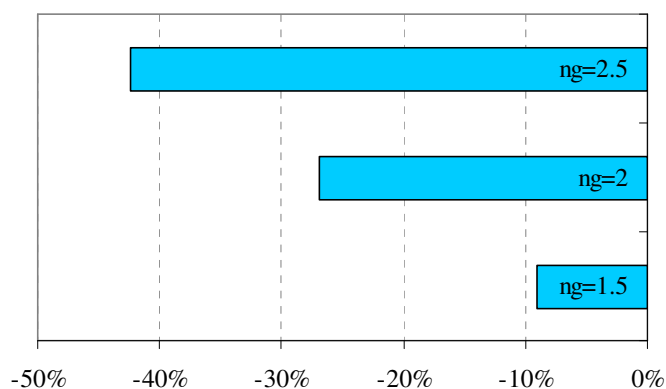


Figura 4: Variação na produção acumulada normalizada de gás

Patamar de diferença de pressão

Estudos experimentais com reservatórios de óleo espumoso com diferentes taxas de depleção mostram que há uma relação entre a taxa de depleção e o fator de recuperação. Os testes com declínio rápido 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 um 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 uma comparação entre a produção acumulada de óleo para os três patamares de diferença de pressão ao longo dos anos. O caso com o menor patamar de diferença de pressão (250 kPa) apresentou a menor produção de gás. A elevação da produção de gás está relacionada diretamente com a pressão na qual a saturação de gás atinge a condição crítica, e neste caso ela é atingida após cerca de 334 dias, ou seja, duas vezes mais que o caso com 500 kPa (144 dias) e três vezes mais do que o caso com o maior patamar de diferença de pressão (85 dias).

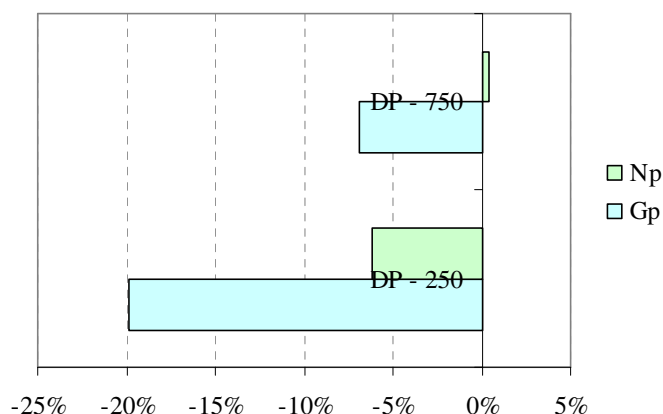


Figura 5: Variação nas produções acumuladas normalizadas de óleo e gás

5. Conclusões

Este artigo apresenta um modelo de reservatório de óleo espumoso e compara seus resultados com os produzidos por um modelo do tipo *Black-Oil*, usando simulação numérica pseudo-composicional.

A comparação entre o modelos de óleo espumoso e o *Black-Oil*, mostrou que o modelo de óleo espumoso apresenta um mecanismo melhor de manutenção da pressão, o maior fator de recuperação e a menor produção de gás. Sua abordagem é mais sofisticada, com três reações cinéticas e mostra a importância de tratar as formas dispersa e presa do gás. Entretanto, um ajuste de histórico que aproveitasse todo o potencial do modelo exigiria a determinação de mais parâmetros em laboratório ou em campo.

Outra observação importante foi quanto à viscosidade da fase óleo, que apresentou valores menores do que o modelo do tipo *Black-Oil*, em diferentes tempos da produção. Esta baixa viscosidade indica que o gás permanece preso na fase óleo após o reservatório atingir a pressão de saturação, assim, a viscosidade da fase óleo é formada por uma combinação de óleo, gás em solução e gás preso.

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.

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.

O modelo descrito permite um ajuste mais adequado ao comportamento dos reservatórios de óleo espumoso, pois descreve o comportamento do gás entre as fases através das reações cinéticas e considera 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. Mechanistic Modeling Solution Gas Drive in Viscous Oils. Degree of Master of Science. Stanford University. 2002.
- BAYON, Y.M.; CORDELIER, PH.R. A New Methodology to Match Heavy-Oil Long-Core Primary Depletion Experiments. SPE 75133. 2002a.
- BAYON, Y.M.; COATES, R.M.; LILLICO, D.A.; CORDELIER, PH.R.; SAWATZKY, R.P. Application and Comparison of Two Models of Foamy Oil Behavior of Long Core Depletion Experiments. SPE 78961. 2002b
- JOSEPH, D.D.; KAMP, A.M.; BAI, R. Modeling Foamy Oil Flow in Porous Media. University of Minnesota. 2001
- MAINI, B.B. Foamy Oil Flow in Heavy Oil Production. JCPT. 1996.
- MAINI, B.B. Effect of Depletion Rate on Performance of Solution Gas Drive in Heavy Oil Systems. SPE 81114. 2003.
- MASTMANN, M.; MOUSTAKIS, M.L.; BENNION, B.D. Predicting Foamy Oil Recovery. SPE 68860. 2001.
- SHENG, J.J.; HAYES, R.E.; MAINI, B.B. A Dynamic Model to Simulate Foamy Oil Flow in Porous Media. SPE 36750. 1996
- SHENG, J.J.; MAINI, B.B.; HAYES, R.E.; TORTIKE, W.S. Critical Review of Foamy Oil Flow. Transport in Porous Media, Kluwer Academic Publishers. 1999.
- TALABI, O; POOLADI-DARVISH, M. A Simulator for Solution-Gas Drive in Heavy Oils. JCPT. 2004.
- URGELLI, D.; DURANDEAU, M.; FOUCAULT, H.; BESNIER, J-F. Investigation of Foamy Oil Effect from Laboratory Experiments. SPE 54083. 1999.
- WONG, R.C.K.; GUO, F. 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. 1997.