

AVALIAÇÃO DAS CORRELAÇÕES UTILIZADAS PARA O CÁLCULO DA VISCOSIDADE DOS FLUIDOS EM SISTEMAS BCS

Micaela de Freitas Andrade¹; Carla Wilza Souza de Paula Maitelli²

¹ Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo –
freitas.micaela@gmail.com

² Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo - carlamaitelli@gmail.com

RESUMO

Em função das altas vazões de líquido produzidas a grandes profundidades, tem se expandido a utilização do método de elevação artificial por Bombeio Centrífugo Submerso (BCS) e cada vez mais, estão sendo incorporadas novas tecnologias ao método, principalmente no que diz respeito ao subsistema elétrico. Os maiores problemas desse método de elevação estão relacionados aos limites de viscosidade e à quantidade de gás em que o método pode operar eficientemente. Ao longo de todo percurso do fluido em um sistema operando por BCS, o gradiente de temperatura irá interferir nas características do escoamento multifásico, afetando a vazão de produção e as perdas de pressão. A viscosidade é uma das variáveis mais afetadas pelos efeitos da temperatura e determinar a metodologia de cálculo para prever seu comportamento desde o reservatório até a superfície torna-se muito importante para a obtenção do modelo dinâmico adequado para um poço. A avaliação das metodologias utilizadas para o cálculo da viscosidade de óleo saturado em sistemas operando por BCS foi realizada neste trabalho através de parâmetros de saída apresentados por um programa computacional que simula o comportamento dinâmico do poço ao longo da sua vida de produção.

Palavras chaves: Método de elevação artificial, bombeio centrífugo submerso, viscosidade, eficiência.

1. INTRODUÇÃO

O BCS é um método de elevação artificial em que a energia é transmitida para o fundo do poço através de um cabo elétrico. A energia elétrica é transformada por um motor elétrico de subsuperfície, o qual está conectado a uma bomba centrífuga de múltiplos estágios. Esta, por sua vez, transmite a energia para o fluido sob forma de pressão, elevando-o para a superfície.

Um sistema básico operando por BCS possui equipamentos de subsuperfície (motor,

selo, separador de gás, bomba e cabo) e de superfície (transformador, quadro de comando, VFD, caixa de ventilação e cabo), como mostrado na figura 1. Problemas advindos da operação de fluidos com elevadas quantidades de gás ou altas viscosidades poderão dificultar o funcionamento do motor e da bomba, a responsável pela elevação dos fluidos, o que reduz sensivelmente a eficiência do sistema como um todo, ocasionando menores vazões de produção. Os parâmetros afetados estão relacionados à

potência da bomba, altura de elevação (*Head*) e capacidade de bombeamento.

Ao longo dos anos, vários autores têm desenvolvido metodologias e correlações baseadas em dados experimentais para melhor prever o comportamento dos sistemas BCS considerando o bombeamento de fluidos viscosos. Neste trabalho foram avaliadas situações usuais em poços da região Nordeste operando exclusivamente por BCS, através de um simulador computacional, em termos das correlações para cálculo da viscosidade dos fluidos.

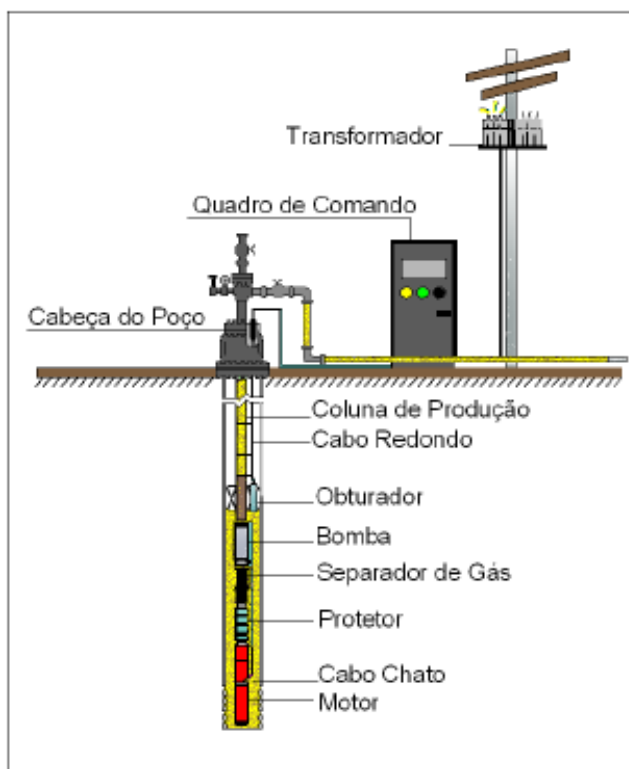


Figura 1. Sistema operando por BCS.

2. METODOLOGIA

A escolha de correlações de Beal; Beggs e Robinson; Bergman e Sutton; Chew e Conally; Dindoruk e Christman; Glaso; Kartoatmodjo e Shmidt; Khan, Al-Marhou, Duffua e Abu-Khamsin; Petrosky e Farshad; Vieira e Prado para cálculo da viscosidade citadas por Prado e Vieira em seu trabalho “Análise das Correlações *Black-Oil* para o Cálculo da Viscosidade do Óleo Vivo e Nova Metodologia para o Ajuste de Parâmetros com PVTs” e a determinação de cenários de campo da indústria do petróleo são pontos iniciais para a avaliação das correlações usadas no cálculo da viscosidade dos fluidos.

Através do emprego de um simulador computacional desenvolvido por pesquisadores do Laboratório de Automação e Petróleo da UFRN, é possível descrever o comportamento dinâmico de todos equipamentos para um poço operando por BCS. Assim, parâmetros como o BSW (*Basic Sediments and Water*) e grau API do óleo puderam ser variados (valores de 0%; 20%; 40% e 70% para o primeiro; e 10;18,5; 25 e 45 para o segundo). Ainda foi considerada a formação ou não de emulsões no fluido de produção em um poço com profundidade de canhoneados igual a 1500 m, profundidade de admissão da bomba igual a 1450 m, pressão estática igual a 105 kgf/cm², pressão da



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

cabeça do poço igual a 20 kgf/cm². Para os casos onde foi considerado a ocorrência de água (BSW≠0%), a densidade relativa da mesma foi considerada ser igual a 1.

No comportamento dinâmico simulado do poço operando por BCS foram avaliadas a altura de elevação (*Head*), a eficiência da bomba, temperatura do fluido e a vazão da bomba, todos no regime de equilíbrio do sistema. Com esses parâmetros de saída, as correlações para o cálculo da viscosidade do puderam ser comparadas e avaliadas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inicialmente as verificações foram feitas sem a consideração da existência de água na mistura, ou seja, BSW=0%, para todas as correlações citadas anteriormente. Nesses casos, variando apenas um parâmetro no cálculo da viscosidade do óleo morto ou a viscosidade do óleo saturado, considerando as outras como fixas, não houve variação significativa no cálculo da eficiência ou altura de elevação. Assim, as diferentes correlações tiveram o mesmo comportamento, como mostrado na figura 2.

Foi observada pequena variação, cerca de 3%, dos parâmetros obtidos para correlações avaliadas tanto para a eficiência quanto para altura de elevação e vazão.

Assim, considera-se o mesmo valor de parâmetro para as diferentes correlações analisadas.

Quando foram avaliadas as mesmas correlações e variando apenas os valores de BSW, verificou-se que ocorreram modificações consideráveis nos parâmetros de saída da análise dinâmica dos sistemas, como a vazão na bomba vista na figura 4. Misturas com quantidades elevadas de água, com óleos de °API elevados (óleos leves ou médios) apresentaram comportamento muito parecido com o comportamento da água, obtendo-se assim, valores de eficiência e *Head* mais altos quando não foi considerado o efeito da emulsão, como pode ser visto na figura 5 e 6. Este foi um comportamento esperado. Quando se considerou o efeito da emulsão, verificou-se que para uma faixa de valores de °API próximos a 20, houve um aumento significativo nas curvas de altura de elevação e eficiência do sistema, se comparados aos valores típicos da curva do fabricante para a água. Em nenhum dos casos houve problemas relativos à utilização da ferramenta computacional utilizado. Os tempos de simulação permanecem praticamente os mesmos.

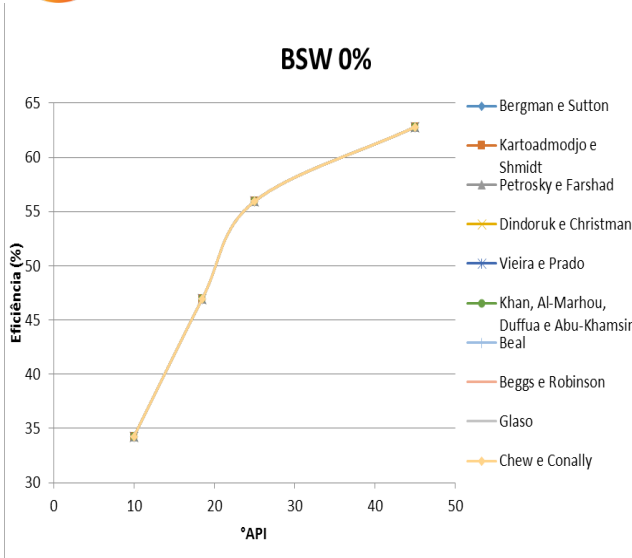


Figura 2. Comportamento da eficiência da bomba com BSW 0%.

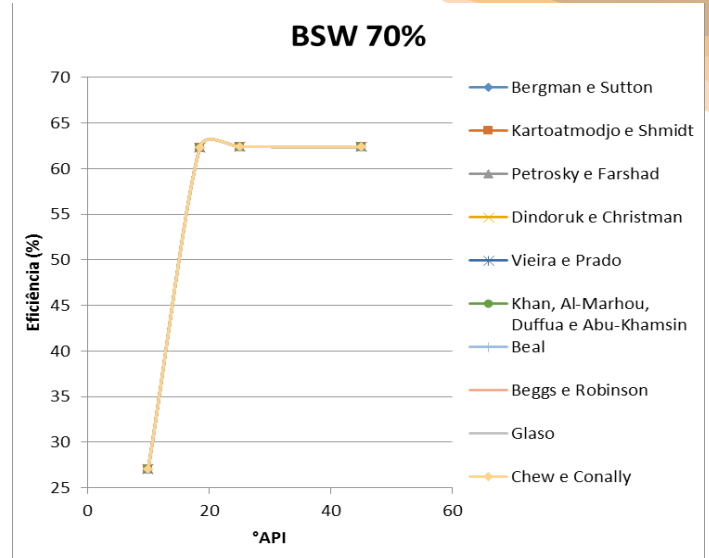


Figura 3. Comportamento da eficiência da bomba com BSW 70% considerando a emulsão.

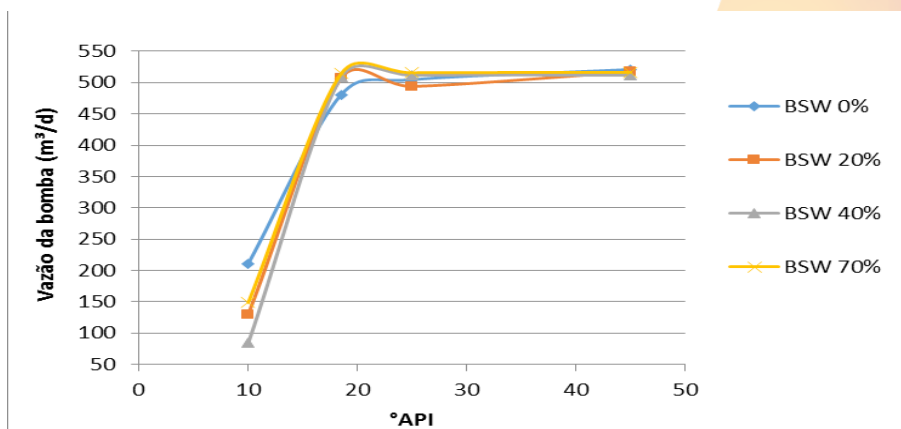


Figura 4. Comportamento da vazão da bomba para diferentes BSW considerando a emulsão.

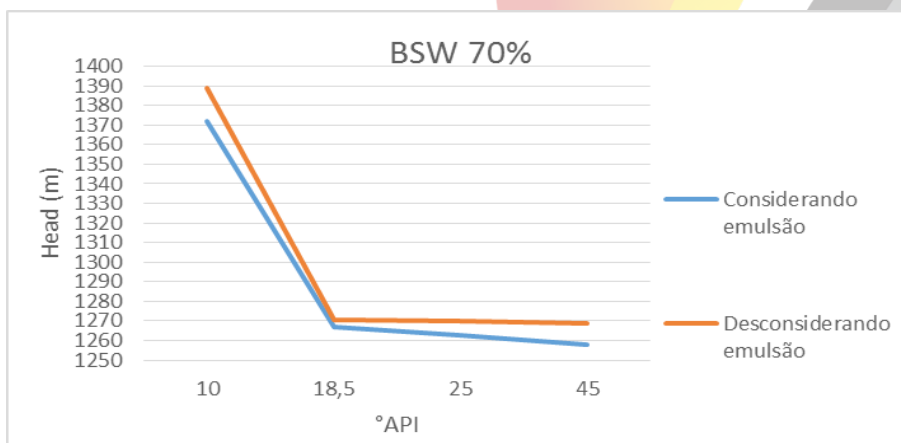


Figura 5. Comportamento do Head para a consideração da emulsão com BSW 70%.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

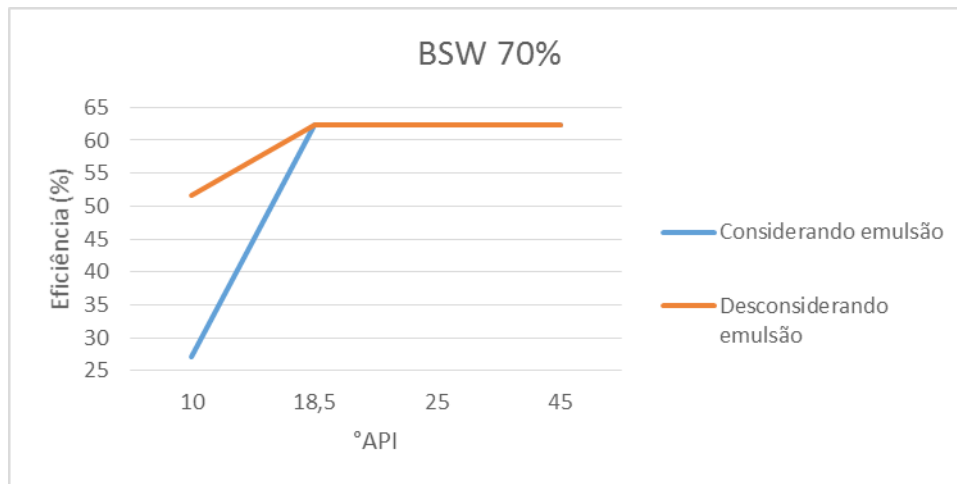


Figura 6. Comportamento da eficiência para a consideração da emulsão com BSW 70%.

4. CONCLUSÕES

- A utilização de diferentes correlações para cálculo da viscosidade não interferiu nos resultados das simulações por ter valores muito próximos entre si, como visto nas figuras 2 e 3.
- Não ocorreram instabilidades, nem houve mudanças drásticas nos tempos e simulação em virtude das alterações nas formulações.
- A variação da fração de água deverá sempre ser considerada para obtenção de soluções corretas para os problemas.
- Deverá existir um cuidado adicional de projeto, no sentido de verificar a

formação ou não de emulsões quando há existência de óleos pesados.

- Para próximos trabalhos é de extrema importância, considerar não só a ocorrência de fluidos viscosos e emulsão, mas também percentuais diferenciados de gás no interior da bomba, já que este atualmente é um dos fatores que mais influenciam na redução da eficiência de bombas BCS.

5. AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido através de uma parceria PETROBRAS/UFRN. Os autores agradecem à UFRN, à Petrobras e aos pesquisadores que atuam no Laboratório de Automação em Petróleo LAUT/UFRN.

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABU-KHAMSIN, S.A. e AL-MARHOUN, M.A.: *Development of A New Correlation for Bubble Point Oil Viscosity*, The Arabian Journal for Science and Engineering, Vol. 16, No. 2^a, 1991, 99-106.

AL-MARHOUN, M. A. *PVT correlations for middle east crude oils*, JPT, 1988, 650-665.

BARBOSA, T. de S. *Simulador Computacional para Poços com Elevação por Bombeio Centrífugo Submerso(BCS)*. Prêmio Petrobras de Tecnologia, 2012.

BEAL, C., *The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperatures and pressures*, Transactions of the society of petroleum engineers of AIME, vol. 165, 1946, 94-115.

BEGGS, H. D., ROBINSON, J. R., *Estimating the viscosity of crude oil systems*, Journal of petroleum technologies, 1975,1140-1141.

BERGMAN, D. F., Sutton, R. P., *An update to viscosity correlations for gas-saturated crude oils*, SPE 110195, 2007.

BERGMAN, D. F., Sutton, R.P., *Undersaturated oil viscosity correlation for adverse conditions*, SPE 203144, 2006.

CHEW, Ju-Nam, CONNALLY, Carl A., *A viscosity correlation for gas-saturated crude*

oils, Transactions of the society of petroleum engineers of AIME, vol. 216, 1959, 23-25.

DINDORUK, B., e CHRISTMAN, P. G., *PVT properties and viscosity correlations for Gulf of Mexico oils*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 2001.

KARTOATMOJO, R. S. T. e Schmidt, Z., *Large data bank improves crude physical property correlations*, Oil and Gas Journal, 1994.

KHAN, S. A., AL-MARHOUN, M. A., DUFFUAA, S. O., ABU-KHAMSIN, S. A., *Viscosity correlations of Saudi Arabian crude oils*, SPE 15720, 1987.

O'NEIL, R. K, *Application and selection of electric submersible pumps*, SPE 5907, 1976.

PATTERSON, J.C., HENRY, J., e DINKINS, W. 2002. *Emulsion Viscosity testing with ESP's*. Proc., Electrical Submersible Pump Workshop, Houston 1-3 May.

PRADO, M. G., VIEIRA, R. A. M., *Análise das Correlações Black-Oil para o Cálculo da Viscosidade do Óleo Vivo e Nova Metodologia para o Ajuste de Parâmetros com PVTs*, V SEMINÁRIO DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL E ESCOAMENTO, 2011.

PETROSKY, G. E. Jr. E Farshad, F. F., *Pressure-volume-temperature correlations for Gulf of Mexico crude oils*, SPE 26644



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Presented at 68th Annual Meeting of the
Society of Petroleum Engineers, Houston,
Texas, USA, 1993, 3-6.



[www.conepetro.com](http://www.conepetro.com.br)
.br

(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br