

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise do escoamento multifásico de petróleo em linhas de produção de campos maduros

AUTORES:

Uilson L. T. Pereira, Lindemberg J.N. Duarte, Luiz Mário N. de Góis, Fransisco Pablo P. Santana

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal da Bahia (UFBA), Escola Politécnica, Rua Aristides Novis, 02,
Salvador-BA - Cep: 40.210-630

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

Análise do escoamento multifásico de petróleo em linhas de produção de campos maduros

Abstract

Multiphase flow can be usually found on the oil and gas production and transport. The phases can be in different geometric arrays which are called flow patterns. The identification of the flow patterns is extremely important to determine the pressure drop along of the flow lines, the dimension of the duct and equipments and to manage the production. Although the commercial simulators has a high efficiency for the study of multiphase flow in the oil industry, its use is restricted to big oil companies and research institutes due to the high acquisition value. This work aims to evaluate the performance of some correlations used to describe multiphase flow in order to gather information for better understanding of the oil well production 1-FMO-001-BA which belongs to the Campo-Escola project (ANP-UFBA). Several correlations were employed to elucidate the PVT properties. In addition, some parameters were also determined, such as: superficial gas velocity, superficial liquid velocity, liquid hold-up, density and absolute viscosity. With these results, the pressure drop was calculated using the correlations developed by Beggs & Brill, Eaton and Dukler. It could be observed some discrepancies in the results by using these different methods with an error of 10%.

Introdução

Os campos de petróleo com produção declinante são denominados por alguns estudiosos de “campos maduros de petróleo”; outros, por sua vez, os denominam “campos marginais”. Sua principal característica é apresentar baixa produção de óleo e alta produção de gás. Reservatórios de petróleo estão geralmente saturados com gás, onde o grau de saturação vai depender, dentre outros motivos, da temperatura e pressão do poço de produção. Mesmo quando há apenas gás ou óleo no fundo do poço, teremos um regime multifásico durante o escoamento, pois, com a queda de pressão, gás se dissociará do óleo durante o escoamento, ou se condensará devido a queda de temperatura. Por estes motivos, o fluxo multifásico em tubulações é freqüentemente encontrado na indústria do petróleo e devido ao seu elevado grau de complexidade para entendê-lo, vários estudos foram realizados no intuito de desenvolver modelos mecanicistas e correlações empíricas, que quando aplicadas ao escoamento multifásico torna-se capaz prever o perfil de pressão em poços e dutos de escoamento bem como estabelecer os regimes de fluxo. A faixa de aplicabilidade desses modelos depende de vários fatores tais como diâmetro e tamanho da tubulação, densidade do óleo, vazão volumétrica das fases, razão de solubilidade e a presença ou não de água (Brill e Mukherjee, 1999).

Apesar da grande eficiência dos simuladores comerciais no estudo dos escoamentos multifásicos de petróleo, o seu uso é bastante restrito as grandes companhias petrolíferas e aos renomados institutos de pesquisa em virtude do alto custo para sua aquisição. Além disso, nem todos os poços produtores de petróleo dispõem de um estudo detalhado sobre a evolução dos regimes de escoamento multifásico, incluindo ocorrência, padrões de fluxo, perda de pressão, fração volumétrica das fases, etc. Fica evidente, portanto, a necessidade de uma análise detalhada do escoamento multifásico através das mesmas correlações empregadas pelos simuladores comerciais, as quais foram estabelecidas com diferentes graus de empirismo e sofisticação, sendo as de maior destaque as correlações de Hagedorn e Brown, Duns e Ros, Beggs e Brill, Orkiszewski, Eaton et alli, Dukler et alli.

A caracterização adequada das propriedades PVT do petróleo é uma informação importante para a determinação do comportamento fluidodinâmico. O escoamento simultâneo de líquido e gás em uma tubulação pode levar ao aparecimento de diferentes configurações geométricas das fases, cuja identificação é de fundamental importância, não só para uma boa previsão do gradiente de pressão, como também para medição de vazões volumétricas transportadas, dimensionamento de dutos e

equipamentos e gerenciamento da produção (Bannwart *et alli*, 2005). Os padrões de escoamento dependem da inclinação do tubo, das propriedades dos fluidos e de suas velocidades superficiais. Os mapas de escoamento surgiram como uma forma de identificar o padrão de fluxo em um determinado sistema, que terá forte influência das velocidades superficiais. Os mais adotados na indústria do petróleo em linhas horizontais referem-se aos padrões névoa, bolhas, estratificado, golfadas e anular e para as linhas verticais tem-se bolhas, golfada, transição e anular (Taitel e Dukler, 1976). Várias correlações empíricas matemáticas com diferentes graus de empirismo foram desenvolvidas no intuito de estabelecer uma metodologia confiável na determinação das propriedades PVT e do gradiente de pressão nas linhas e dutos de petróleo. Destacam-se para a determinação das propriedades PVT os estudos realizados por Standing, Katz, Beal, Chew e Connally, Beggs e Ronbinson e Lee *et alli*, os quais foram empregados neste trabalho. Para a queda de pressão estudaram-se os modelos apresentados por Beggs e Brill, Dukler *et alli* e Eaton *et alli*.

Diante do exposto, o presente trabalho tem como objetivo principal avaliar o desempenho das principais correlações para escoamento multifásico de petróleo, buscando com certa urgência um entendimento mais amplo sobre o comportamento da produção do poço surgente 1-FMO-001-BA, pertencente ao Projeto Campo Escola, através do convênio ANP-UFBA. Além disso, os resultados alcançados deverão identificar novas e melhores condições de produção do poço.

Metodologia

O poço de petróleo da Fazenda Mamoeiro, 1-FMO-001-BA, localizado na Bacia do Recôncavo Baiano, município de Entre Rios, conforme ilustra a Figura 1, está sendo explorado pelo projeto Campo Escola para reabilitação de campos maduros.



Figura 1 – Ilustração do poço 1-FMO-001-BA.

O estudo será realizado na linha de produção, desde a saída do choke até a válvula SDV, situada próximo ao vaso separador. Os dados de produção do poço 1-FMO-001-BA foram coletados no período de 17/04/2008 a 18/04/2008, o qual apresenta uma vazão de 7 m³ std/dia de óleo com uma razão gás-óleo de 933 m³ std/m³ std. A mistura bifásica chega à cabeça do poço com uma pressão de 100 psi e depois é enviada ao separador com capacidade de 3,8 m³, cuja pressão de entrada não deve exceder 70 psi. As informações disponíveis do poço 1-FMO-001-BA encontram-se na Tabela 01.

Tabela 01 – Conjunto de informações referente ao poço 1-FMO-001-BA.

Q _{g std} (ft ³ /s)	Q _{o std} (ft ³ /s)	P (psi)		T (°F)	D (ft)	L (ft) comprimento			R _p (ft ³ /STBO)	γ _o	γ _{g(sc)}	°API
		P _{cab. poço}	P _{sep}			L (ft) 0°	L (ft) (90°)	L (ft) (-90°)				
2,9086	0,00312	100	70	102,2	0,25	107,42	6,10	9,71	5237,79	0,812	0,84	42,7

As propriedades como fator volume formação do gás, fator volume de formação do óleo, razão de solubilidade, dentre outras, são geralmente determinadas em células PVT. Entretanto, quando não se dispõe deste equipamento, ou destas informações, torna-se imprescindível a utilização das correlações PVT para determinação das referidas propriedades. Neste trabalho, cada propriedade foi determinada mediante uma correlação específica, cujo procedimento de cálculo encontra-se detalhado no trabalho desenvolvido por Beggs e Brill (1984). As correlações empregadas neste trabalho estão discriminadas na Tabela 02.

Tabela 02 – Correlações empregadas na determinação das propriedades do fluido produzido.

Propriedades	Nomeclatura	Correlação
Razão de solubilidade	R_s	Lasater
Fator volume formação óleo	B_o	Standing
Fator volume formação gás	B_g	Standing e Katz
Densidade do gás	ρ_g	Standing e Katz
Densidade do óleo	ρ_o	Katz
Viscosidade do gás	μ_g	Lee et alli.
Viscosidade do óleo morto	μ_{od}	Beggs e Robinson
Viscosidade do óleo vivo	μ_o	Beggs e Robinson
Tensão superficial	σ_o	Baker e Swerdloff

Para a determinação do regime de fluxo e da queda de pressão na linha de produção do poço 1-FMO-001-BA foram aplicadas as correlações empíricas propostas por Beggs e Brill, Dukler *et alli* e Eaton *et alli*, as quais consistem na obtenção de correlações por meio da análise de dados experimentais. O modelo empírico proposto por Beggs e Brill foi desenvolvido para cálculo do gradiente de pressão ao longo de tubulações orientadas sob qualquer inclinação. Eles utilizaram ar e água para simular o escoamento bifásico no interior de tubos de acrílico de 1 a 1,5 in de diâmetro, com fração de líquido variando de 0 a 0,87, vazão de gás de 0 a 300 m³/dia e vazão de óleo de 0 a 30 gpm. Medições do *holdup* de líquido (fração volumétrica da fase líquida) e do gradiente de pressão foram realizadas para inclinações da tubulação variando desde a horizontal até a vertical. Por outro lado, a correlação empírica proposta por Dukler *et alli* foi desenvolvida apenas para escoamento horizontal baseando-se em análise de similaridade e dados reais de campos. Esta correlação é recomendada pelos manuais publicados pela AGA (American Gas Association) e pelo API (American Petroleum Institute) para dimensionamento de gasodutos horizontais. A correlação proposta por Eaton *et alli* também foi desenvolvida para escoamento horizontal com base em dados experimentais em uma linha de 2 e 4 in de diâmetro e 1700 ft de comprimento. O procedimento de cálculo destas correlações está apresentado detalhadamente no trabalho desenvolvido por Beggs e Brill (1984).

Resultados e Discussão

Como o fluxo é multifásico e as propriedades dos fluidos variam continuamente com a pressão, estas devem ser previamente conhecidas ao longo da tubulação. Portanto, devido à ausência de informações sobre as propriedades PVT e do fato das informações transmitidas pelo Projeto Campo Escola serem nas condições de tanque, e não na cabeça do poço, tornou-se necessário a determinação de todas as propriedades nas condições de cabeça do poço, permitindo, assim, a realização dos cálculos que contribuirão para a compreensão do escoamento multifásico em toda a linha de produção, segmento a segmento. Estes resultados estão sumarizados na Tabela 03.

Tabela 03 – Resultados obtidos das propriedades do fluido produzido.

Propriedades	Unidades	Correlação	Resultados
Razão de solubilidade	ft ³ /STBO	Lasater	25,79
Fator volume formação óleo	bbl/STBO	Standing	1,027
Fator volume formação gás	ft ³ /scf	Standing e Katz	0,155
Densidade do gás	lbm/ft ³	Standing e Katz	0,414
Densidade do óleo	lbm/ft ³	Katz	49,72
Viscosidade do gás	cp	Lee et alli.	0,01077
Viscosidade do óleo morto	cp	Beggs e Robinson	3,77
Viscosidade do óleo vivo	cp	Beggs e Robinson	3,17
Tensão superficial	dynes/cm	Baker e Swerdloff	24,10

Através de uma análise detalhada dos valores encontrados para as diversas propriedades do fluido produzido no poço 1-FMO-001-BA foi possível concluir que os resultados foram satisfatórios, uma vez que se apresentaram na mesma faixa de valores de dados reais de diversos poços de petróleo. Fica claro, portanto, que o conhecimento prévio destas propriedades será de grande valia para o prosseguimento do estudo sobre a evolução dos regimes de escoamento multifásico do poço 1-FMO-001-BA, incluindo ocorrência, padrões de fluxo, fração volumétrica das fases e perda de pressão.

De posse destas informações, tornou-se possível determinar as vazões de óleo e gás na cabeça do poço, sendo elas, respectivamente, 0,00319 ft³/s e 0,449 ft³/s. Em seguida, partiu-se para a determinação dos parâmetros básicos que regem o escoamento multifásico, sendo eles: velocidade superficial de líquido (v_{SL}), velocidade superficial de gás (v_{SG}), número de viscosidade do líquido (N_L), número de diâmetro do tubo (N_D), número de velocidade do gás (N_{GL}), número de velocidade do líquido (N_{LV}), liquid holdup sem escorregamento (λ_L), liquid holdup com escorregamento (H_L). A tabela 04 sumariza os parâmetros imprescindíveis para a determinação do regime de fluxo e da queda de pressão na linha de produção.

Tabela 04 – Determinação de alguns parâmetros básicos inerentes ao escoamento multifásico de petróleo.

v_{SL} (ft/s)	v_{SG} (ft/s)	N_L	N_{LV}	N_{VG}	N_D	H_L (Beggs e Brill)			H_L (Dukler)	λ_L
						0°	90°	-90°		
0,065	9,142	0,016	0,151	116,33	41,252	0,072	0,151	0,115	0,05	0,007

As vazões das fases são determinantes no estabelecimento dos padrões de fluxo (Obregon Vara *et alli*, 2001). Escoamentos com altas vazões de gás, comparadas com vazões de líquido, geralmente conduzem para um regime de fluxo estratificado. Quando utilizamos o método proposto por Beggs e Brill para analisar nossos dados, percebemos que o regime presente foi realmente o estratificado, sendo caracterizado pela separação gravitacional total das fases líquida e gasosa com escoamento contínuo de cada fase. As perdas de carga calculadas para os diferentes modelos são apresentadas na tabela 05.

Tabela 05 – Correlações empregadas na determinação das propriedades do fluido produzido.

Correlação empregada	Queda de pressão (psi/ft)
Beggs e Brill - Linha Horizontal	$7,583.10^{-4}$
Eaton - Linha Horizontal	$4,745.10^{-3}$
Dukler - Linha Horizontal	$9,070.10^{-4}$
Beggs e Brill - Linha Vertical (90°)	$5,470.10^{-2}$
Beggs e Brill - Linha Vertical (-90°)	$4,207.10^{-2}$

O modelo que apresentou maior queda de pressão foi o proposto por Eaton *et al* na linha horizontal, seguido de Dukler *et al* e Beggs e Brill. A correlação de Beggs e Brill também foi utilizada para a previsão da queda de pressão no fluxo vertical descendente e ascendente.

A perda de carga em uma linha de escoamento vertical pode ser representada matematicamente pela equação abaixo, onde o primeiro termo da equação é a perda de carga devido à fricção que representa entre 5 a 20% da perda de carga total; o segundo, devido à elevação (coluna hidrostática), representa entre 80 a 95%; e, o terceiro, devido à aceleração, que normalmente é negligenciado nos cálculos, sendo considerado somente em caso onde haja alta velocidade de escoamento.

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_t = \left(\frac{dP}{dz}\right)_f + \left(\frac{dP}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dz}\right)_{ac}$$

Para o fluxo horizontal não há contribuição devido a elevação, termo mais importante na perda de carga. As perdas por aceleração tiveram pouca influência na queda de pressão para o fluxo horizontal quando estudamos o modelo de Beggs e Brill. Para os modelos de Eaton e Dukler esta contribuição foi negligenciada. Percebe-se, claramente, a necessidade da presença de uma válvula SDV na entrada do separador, pois a mesma seria responsável pela restrição da pressão, forçando uma queda brusca de modo que o fluido produzido chegue à pressão de operação do separador.

As limitações das correlações de escoamento multifásico criaram espaços para o surgimento da modelagem mecanicista, que proporciona um grau maior de confiabilidade na sua aplicação generalizada e objetiva determinar os fenômenos que governam os escoamentos multifásicos.

Conclusões

Com os resultados apresentados foi possível verificar que a queda de pressão ao longo da linha horizontal, utilizando os modelos de Beggs e Brill e Dukler, representa menos de 1% da queda de pressão total na linha. Quando o modelo de Eaton é analisado temos que a queda na linha horizontal representa 4,92% da perda total, confirmando que a maior contribuição de perda de carga em uma linha de escoamento deve-se a elevação.

Apesar da grande quantidade de correlações existentes, a previsão dos resultados do gradiente de pressão não é obtida com a precisão desejada. O principal motivo se refere ao caráter estatístico das correlações empíricas, que são expressões globais, possuindo limitadas considerações físicas, e, portanto podem se tornar restritas na tentativa de prever situações reais de campo. Vale salientar que este é um estudo inicial do poço 1-FMO-001-BA, portanto, para uma avaliação mais concreta torna-se necessário a realização de outros estudos que podem completar a presente pesquisa. As limitações das correlações de escoamento multifásico criaram espaços para o surgimento da modelagem mecanicista, que proporciona um grau maior de confiabilidade na sua aplicação generalizada e objetiva determinar os fenômenos que governam os escoamentos multifásicos. Sugere-se inicialmente aplicar os modelos mecanicistas, o que poderia comprovar a eficiência de sua aplicabilidade. Além disso, seria interessante aplicar o programa computacional FLOPTAN, o qual apresenta a capacidade de determinar o regime de fluxo, bem como a queda de pressão ao longo da tubulação.

Agradecimentos

Os autores agradecem a colaboração do Projeto Campo Escola (ANP-UFBA) por ter fornecido graciosamente os dados de produção do Poço 1-FMO-001-BA.

Referências Bibliográficas

- Bannwart, A. C., Carvalho, C. H. M., Oliveira, A. P., Vieira, F. F., Water-Assisted Flow of Heavy Oil and Gas in a Vertical Pipe, In: **SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium**, Calgary, Canadá, 2005.
- Bannwart, A.C.; Rodriguez, O.M.H.; Carvalho, C.H.M.; Wang, I. S.; Obrégon Vara, R. M., “Flow Patterns in Heavy Crude Oil-Water Flow”, **23rd Energy Sources Tech Conf & Exp, Houston**, 2001.
- Beggs, H. D. and Brill, J. P., Study of Two-phase Flow in Inclined Pipes, **Journal of Petroleum Technology**, pp. 607-617, 1973.
- Brill, J. P., Beggs, H.D., **Two-Phase Flow in Pipes**. Livro texto da Universidade do curso de Fluxo Multifásico na Universidade de Tulsa, não publicado, 1984.
- Brill, J. P., Mukherjee, H., **Multiphase Flow in Wells**. Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson Texas, 1999.
- Obregon Vara, R. M., et al., “Flow Patterns in Heavy Crude Oil –Water Flow”, **3rd Energy Souces Tech Conf & Exp, Houston**, 2001.
- Taitel, Y., Dukler, A. E., A Model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. **AIChE Journal**, 1976.