

## **EVOLUÇÃO DAS PROPRIEDADES DO ESCOAMENTO MULTIFÁSICO DE PETRÓLEO EM CAMPOS MARGINAIS**

Uilson L. T. Pereira, uilsonsanan@ufba.br<sup>(1)</sup>

Julio Cesar S Nascimento, julio.engpetro@yahoo.com.br<sup>(2)</sup>

Lindemberg J. N. Duarte, lindembergjd@ufba.br<sup>(1,2)</sup>

Luiz Mário N. de Góis, lmario@ufba.br<sup>(1)</sup>

<sup>1</sup>Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – Escola Politécnica – Universidade Federal da Bahia, Rua Aristides Novaes, n° 2, 2° andar, Federação CEP: 40.210-630.

<sup>2</sup>Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais – Escola Politécnica - Universidade Federal da Bahia, Rua Aristides Novis, n° 2, 3° andar, Federação CEP: 40.210-630.

**Resumo:** *Escoamento multifásico é definido como sendo o escoamento simultâneo de dois ou mais fluidos com propriedades diferentes por uma tubulação. Por estes motivos, o fluxo multifásico é frequentemente encontrado nas fases de produção e transporte de óleo e gás natural e devido ao seu elevado grau de complexidade para entendê-lo, vários estudos foram realizados no intuito de desenvolver correlações empíricas e modelos mecanicistas, que quando aplicadas a este tipo de escoamento são capazes de prever o perfil de pressão e os regimes de fluxo ao longo das linhas de escoamento. O estudo detalhado sobre a evolução das propriedades do escoamento multifásico, incluindo ocorrência de padrões de fluxo, perda de pressão, viscosidade, liquid holdup, velocidade superficial, etc também é de fundamental importância para questões relacionadas com o retorno econômico dos campos de petróleo como, por exemplo, na medição das vazões volumétricas, dimensionamento dos equipamentos de produção e gerenciamento da produção. O objetivo principal deste estudo é realizar uma análise detalhada da influência da variação de vazão do óleo e do gás nas propriedades físicas do escoamento multifásico. Neste contexto, espera-se identificar novas e melhores condições de produção, as quais, por sua vez, contribuirão no processo de controle, diagnóstico e tomada de decisões no sentido de maximizar a produção de campos maduros. Nos intervalos estudados foi possível observar um aumento na queda de pressão e viscosidade do óleo e uma redução significativa do liquid holdup com o incremento da vazão de gás na tubulação. Quando se analisa o arranjo geométrico das fases, variando as vazões de óleo e gás, foi possível observar o aparecimento dos seguintes padrões de fluxo: estratificado liso (STRS), estratificado ondulado (STRW) e o anular (ANUL).*

**Palavras-chave:** *Escoamento multifásico, Campos maduros, Petróleo e gás natural*

### **1. INTRODUÇÃO**

Apesar das recentes descobertas de petróleo e gás natural anunciadas pela Petrobrás, a revitalização de campos maduros deve ser priorizada pelo seu importante papel social e econômico com que estes vêm apresentar nas regiões altamente dependentes das atividades petrolíferas. Fortalecimento da economia, oportunidade de negócios para pequenos e médios empresários, tanto na atividade direta como no fornecimento de bens e serviços para a indústria, são fatores que fomentam o desenvolvimento local e regional.

Campos de petróleo mais antigos, com 30 a 60 anos de produção, encontram-se em estágio avançado de exploração, apresentando baixa produção de óleo e alta produção de gás e/ou água, sendo necessário a utilização de métodos de recuperação secundária, como injeção de gás ou água, na tentativa de mitigar a pouca disponibilidade de petróleo existente neste. Esses campos são comumente denominados de “campos maduros”, e muitas vezes sua exploração torna-se economicamente inviável, quando não é explorado com a tecnologia exigida para o caso.

Em reservatórios de petróleo é muito comum a presença de água, gás e óleo em equilíbrio que dependerá, dentre outros motivos, da temperatura e pressão aos quais estão submetidos. Para Bannwart et al (2005) o escoamento simultâneo de líquido e gás em uma tubulação pode levar a mudanças consideráveis nas propriedades físicas e geométricas das fases, cujas identificações são de fundamental importância para o dimensionamento de dutos e equipamentos, gerenciamento da produção e otimização dos projetos de recuperação secundária. O trabalho realizado por Ribeiro Júnior (2007) mostra que com a liberação de gás dissolvido no óleo haverá um aumento na viscosidade do mesmo. A caracterização adequada das propriedades PVT do petróleo é uma informação importante para a determinação do comportamento fluidodinâmico.

## 2. OBJETIVOS E JUSTIFICATIVAS

Durante o escoamento de petróleo muitas variações nas propriedades físicas e reológicas do fluido serão notadas, tais variações muitas vezes são provocadas pela queda de pressão e alterações na temperatura, as quais provocam o desequilíbrio entre as fases. Sendo assim, o presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise detalhada da influência da variação de vazão do óleo e do gás nas propriedades físicas do escoamento multifásico, bem como suas interdependências. Neste contexto, espera-se identificar novas e melhores condições de produção, as quais, por sua vez, contribuirão no processo de controle, diagnóstico e tomada de decisões no sentido de maximizar a produção de campos maduros. O estudo de campos maduros de petróleo visa gerar benefícios no âmbito social e econômico para as regiões próximas às suas localizações. A reativação desses campos pode contribuir para o desenvolvimento de áreas carentes, através da geração de emprego e oportunidades de serviço, através da reativação do comércio e da indústria local.

## 3. METODOLOGIA

Dados de produção do poço 1-FMO-001-BA, pertencente ao projeto Campo-Escola (ANP/UFBA), foram utilizados para simulação sob diferentes condições de vazão de óleo e gás com o objetivo de caracterizar a evolução das propriedades do escoamento multifásico de petróleo em campos maduros.



**Figura 1. Ilustração do sistema de produção do poço 1-FMO-001-BA.**

Percebe-se na Fig. (1) que a disposição da linha de produção está dividida em três seções distintas desde a saída do *choke* até a entrada do vaso separador. O primeiro trecho do escoamento está representado pelo fluxo em linha vertical descendente, que é uma tubulação saindo do *choke* até o ante-poço. A segunda seção de tubulação subterrânea e horizontal ocorre em um duto com diâmetro medindo 7,62 cm e distância de 32,74 m. A terceira e última seção de escoamento ocorre sob fluxo vertical ascendente desde a linha horizontal até a válvula SDV, situada próxima a entrada do vaso separador.

A queda de pressão foi determinada através de quatro correlações para fluxo multifásico horizontal: Beggs e Brill (1973), Mukherjee (1976), Dukler et al (1964) e Gomez (2000), com diferentes vazões de óleo e gás, possibilitando assim, observar a influência das vazões nas propriedades físicas e geométricas do escoamento multifásico. Para os trechos de fluxo ascendente e descendente houve a substituição da correlação de Dukler et al (1964), aplicada somente para fluxo horizontal, pela correlação de Orkiszewski (1967), que junto com as demais contemplam tanto o fluxo vertical, horizontal ou inclinada, descendente ou ascendente.

Os dados de produção do poço referente ao período de 17/04/2008 a 18/04/2008 apresentam vazão de 7,63 m<sup>3</sup>/dia de óleo com uma razão gás-óleo 932,63m<sup>3</sup> std/m<sup>3</sup> std. A mistura bifásica chega à cabeça do poço com uma pressão de 689,5 kPa e depois é enviada ao separador com capacidade de 3,8 m<sup>3</sup>, cuja pressão de entrada não deve exceder 483,0kPa. Os dados operacionais do poço FMO-001-BA encontram-se na Tab (1).

**Tabela 1. Dados operacionais do poço 1-FMO-001-BA.**

Q <sub>g std</sub> (m <sup>3</sup> /h)	Q <sub>o std</sub> (m <sup>3</sup> /h)	P (kPa)		T(K)	D(cm)	L (ft) comprimento			R <sub>p</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> std)	γ <sub>o</sub>	γ <sub>g(sc)</sub>	°API
		P <sub>cab. poço</sub>	P <sub>sep</sub>			L(m) 0°	L (m) (90°)	L (m) (-90°)				
296,5	0,318	689,5	483,0	312,15	7,62	32,74	1,86	2,96	932,63	0,812	0,84	42,7

O estudo foi realizado através de simulações utilizando o software DPDL, fornecido por Shoham (2005). Para a determinação da viscosidade do óleo vivo foi utilizada a correlação desenvolvida por Beggs e Robinson (1975), esta sofrerá influências da pressão, temperatura, ° API e razão de solubilidade a cada trecho da tubulação.

## 4. RESULTADOS

### 4.1. Viscosidade

Vários trabalhos (Lucena 2005; Oliveira & Carvalho, 1998) indicam que dentre as propriedades reológicas do petróleo a que mais influencia o escoamento é a viscosidade cinemática, sendo que esta é muito dependente da temperatura, pressão de operação, razão de solubilidade e da massa específica do fluido. A elevada viscosidade do petróleo dificulta o escoamento pelo aumento das perdas de carga, requerendo maior capacidade do sistema de bombeamento o que implica em maiores gastos com energia.

A viscosidade é uma das propriedades físicas do óleo que será afetada durante o escoamento nas linhas de produção desde o reservatório até as condições de tanque. O grau de influência será determinado, principalmente, pela razão gás-óleo, RGO, existente no reservatório e as variações de pressão e temperatura ao longo da linha. Quanto maior for a quantidade de gás dissolvido no óleo menor será a viscosidade do óleo vivo.

As vazões de operação do poço da Fazenda Mamoeiro 1-FMO-001-BA em condições padrões são de  $0,318\text{m}^3/\text{h}$  de óleo e  $296,5\text{ m}^3/\text{h}$  de gás. No entanto, para se observar a evolução das propriedades físicas sob diferentes condições de escoamento realizou-se simulações manipulando as vazões de óleo e de gás.

A transferência de massa da fase líquida para a fase gasosa devido a queda na pressão durante o escoamento afetará a viscosidade do óleo, ou seja, os hidrocarbonetos dissolvidos no óleo quando atingem o ponto de bolha se desprendem deste e passam a fazer parte da fase gasosa. A variação da viscosidade com a mudança da vazão da fase gasosa pode ser observada na Fig. (2.a). Percebe-se claramente que o aumento da vazão de gás produzido promove um arranjo geométrico das fases de tal forma que o gás que se encontrava dissolvido no óleo passa a formar uma fase contínua, acarretando, assim, um aumento da viscosidade do óleo. Quando se analisa o comportamento da viscosidade com a pressão, variando as vazões de óleo e mantendo constante a vazão do gás, Fig. (2.b), observa-se que com o aumento da vazão de óleo, a viscosidade apresentará uma maior variação com a queda de pressão, devido a diminuição da razão de solubilidade, ou seja, tem-se menos quantidade de gás e uma maior quantidade de óleo. Conclui-se, portanto, que a queda de pressão ocorre principalmente ao aumento da viscosidade do óleo, em outras palavras, ao atrito.

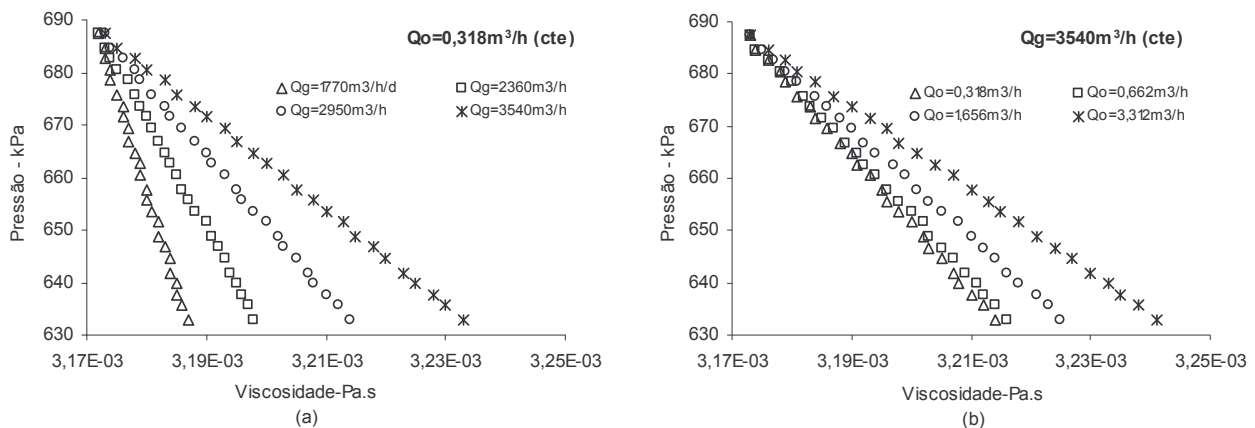


Figura 2 – Variação da pressão com a viscosidade em função das vazões de óleo e de gás:  
(a)  $Q_{oc}=0,318\text{m}^3/\text{h}$  e (b)  $Q_{gc}=2950\text{m}^3/\text{h}$  (Beggs e Brill).

### 4.2. Liquid Holdup – $H_L$

Durante as simulações realizadas, foi possível observar a variação do *liquid holdup* para as diferentes combinações de vazões. Essas variações podem ser mais bem entendidas visualizando os gráficos da Fig (3), onde a fração volumétrica de líquido no segmento da tubulação, *holdup*, será tanto maior quanto maior for a vazão de líquido no sistema. Nesta ocasião, são apresentadas quatro formas de determinação do *holdup*, tanto propostas empíricas Beggs e Brill (a), Dukler e Eaton (b), Mukherjee (c), como mecanicista Gomez (d).

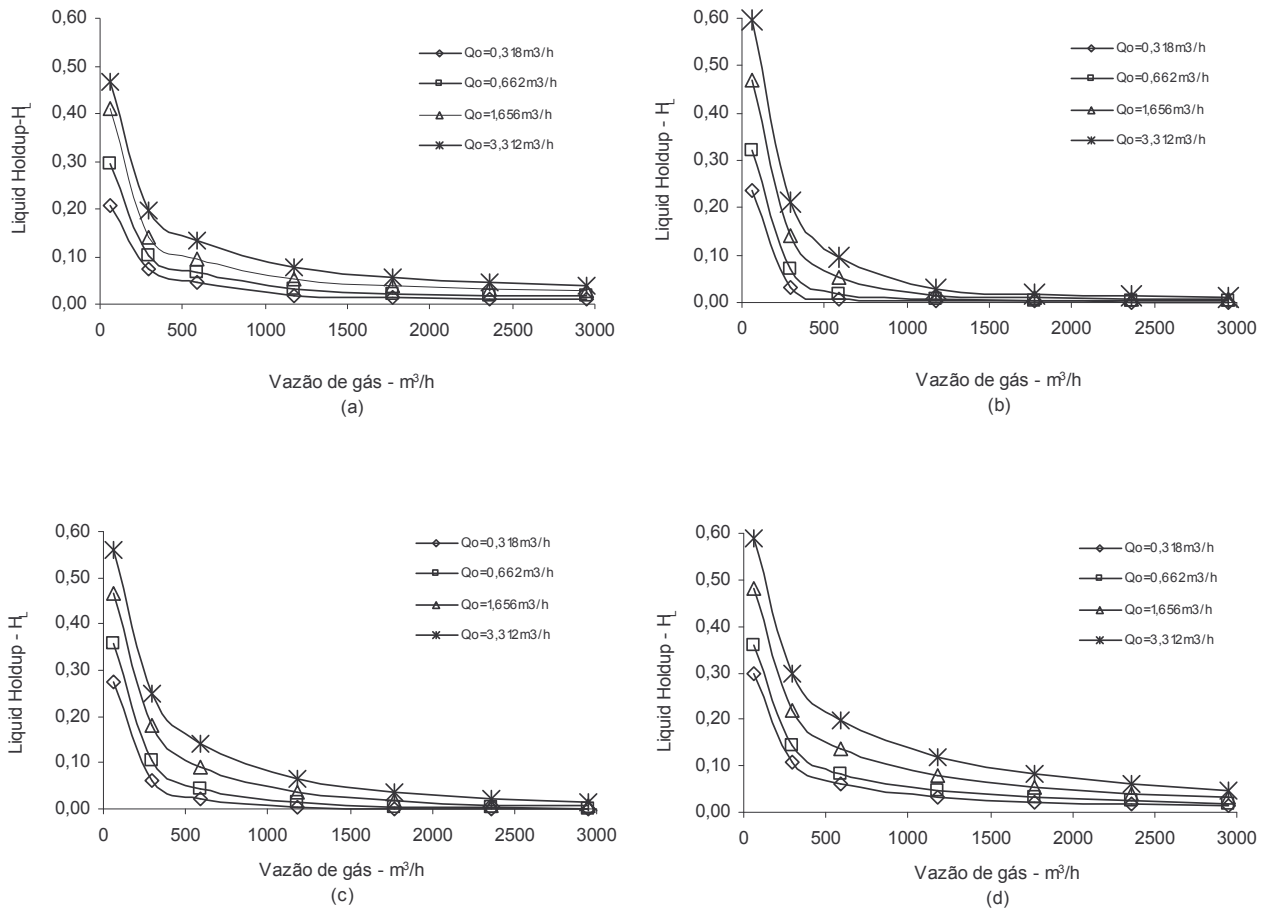


Figura 3 – Variação do *Liquid Holdup*- $H_L$  para diferentes vazões de gás e diferentes correlações na linha horizontal: (a) Beggs e Brill, (b) Dukler e Eaton, (c) Mukherjee e (d) Gomez.

Uma análise detalhada da Fig. (3) permite concluir que para variações de vazão de gás até 590,0 $m^3/h$  o *holdup* diminui consideravelmente para todas as correlações e de forma não linear, Como destaque pode-se observar a correlação de Dukler e Eaton, a qual apresentou os menores valores de *holdup*, pois este último correlaciona o valor do *holdup* tanto com as velocidades superficiais de cada fase, como com o diâmetro e viscosidade da fase líquida. Para vazões acima de 590,0 $m^3/h$  constata-se que a evolução do *holdup* permanece praticamente constante, nestas condições a maior fração volumétrica no escoamento é de gás.

### 4.3. Velocidades superficiais

As velocidades superficiais das fases líquida e gasosa são parâmetros que irão influenciar de forma direta no arranjo geométrico da mistura, configurando o regime de fluxo presente no escoamento e interferindo na perda de carga. Nos cálculos realizados notou-se que durante o escoamento a velocidade superficial do gás aumentará tanto quanto maior for a queda de pressão. Isto significa que a razão de solubilidade irá diminuir à medida que o escoamento se processa, pois parte dos hidrocarbonetos dissolvidos no óleo mudará de fase, aumentando então a vazão de gás, como a área da seção transversal da tubulação continua a mesma, a velocidade do fluido gasoso aumentará. Situação inversa ocorrerá com o fluxo da fase líquida, onde a tendência será na diminuição da velocidade superficial devido à perda de massa para a fase gasosa. Porém esta variação não foi notada, pois a quantidade de massa transferida do líquido para o gás é muito pequena, não interferindo na velocidade superficial do líquido durante o escoamento.

O comportamento da velocidade superficial do gás para diferentes vazões de entrada mantendo a vazão de óleo constante está representado na Fig. (4.a), onde os valores utilizadas para a construção do gráfico referem-se aos valores de velocidade de chegada na válvula SDV, ou seja, nas proximidades do vaso separador. Já a Fig. (4.b) expressa a variação da velocidade superficial do gás, ponto a ponto, na linha de escoamento para vazões de gás e óleo constantes no início do escoamento. As variações de velocidade superficial na linha serão tanto maior quanto maior for a vazão de entrada para o gás.

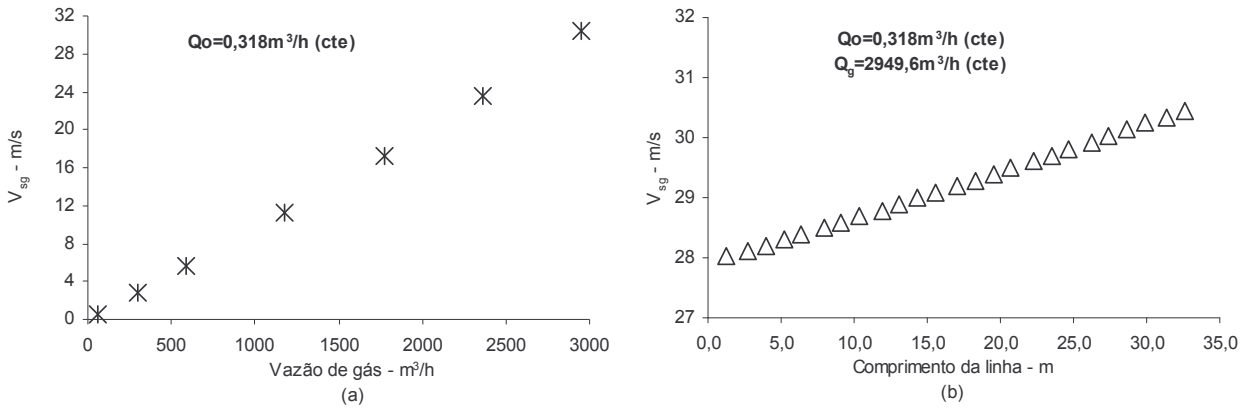


Figura 4 – Variação da velocidade superficial do gás para (a) diferentes vazões de gás e (b) na linha de escoamento para vazão de óleo e gás constantes.

#### 4.4. Pressão

As perdas de carga para o escoamento multifásico em linhas de petróleo são provocadas por três componentes: aceleração, atrito e elevação. A Fig. (5) apresenta a variação da pressão com dois métodos distintos, Beggs e Brill (1967) modelo empírico e Gomez (2000) modelo mecanicista, para um trecho horizontal quando a vazão de gás é alterada, e mantida a vazão de óleo constante. O comportamento da perda de carga para vazões de gás abaixo de  $1180 m^3/h$  foi igual, tanto utilizando o método de Beggs e Brill como o de Gomez. Perdas mais significativas foram observadas para vazões a partir de  $1770 m^3/h$ , pois com o aumento da vazão do gás o regime de fluxo se torna mais caótico, provocando maior agitação entre as moléculas, conseqüentemente maior atrito, ou seja, aumentando-se a vazão da fase gasosa a perda de carga sofrerá influência direta sobre as componentes da aceleração e do atrito.

A variação das configurações das fases durante o escoamento leva ao aparecimento de padrões específicos de fluxo. Com a mudança da vazão do fluxo gasoso vão se formando os padrões para cada combinação, como pode ser visto na Fig. (5). Segundo o método de Beggs e Brill os regimes de fluxo apresentados foram o Segregado (SEG) e Distribuído (DSTB), porém quando utilizamos a nomenclatura dado no método de Gomez os padrões presentes são Estratificado Liso (STRS), Estratificado Ondulado (STRW) e o Anular (ANUL). Estudos mais detalhados serão realizados no intuito de melhorar o entendimento sobre o comportamento dos diferentes padrões de fluxo.

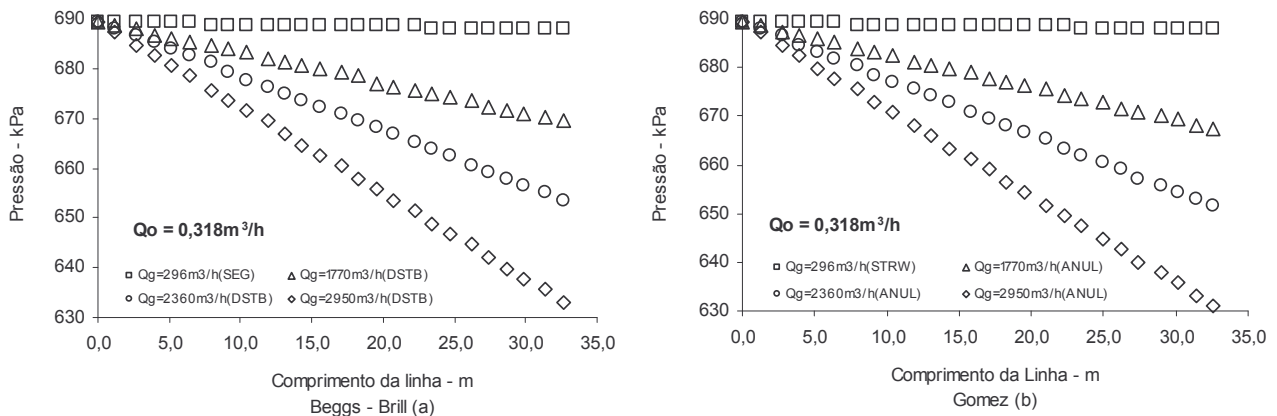


Figura 5 – Variação da pressão na linha, com vazão do fluxo gasoso de 59 a  $2950 m^3/h$  para dois métodos distintos: (a) Beggs & Brill e (b) Gomez.

#### 5. CONCLUSÃO

Com os resultados apresentados foi possível verificar que os incrementos nas vazões de gás favoreciam um maior desprendimento do gás dissolvido, acarretando no aumento da queda de pressão em virtude do aumento da viscosidade do óleo. Para o *holdup liquid* -  $H_L$  houve uma queda significativa apenas nos incrementos iniciais de vazões de gás, uma vez que nestas condições a maior fração volumétrica no escoamento é de gás, enquanto a vazão de óleo é constante. Com relação à velocidade superficial do gás observou-se um aumento ao longo da linha de produção mesmo quando a vazão de gás era mantida constante. Porém, para a velocidade superficial do líquido não se observou mudanças nos intervalos estudados. Espera-se que esta propriedade tenha uma diminuição devido a perda de massa para a fase gasosa.



A queda de pressão ao longo da linha justifica-se pelo aumento da viscosidade do líquido e aumento da velocidade do gás, afetando as componentes de perda de carga relacionadas com o atrito e a aceleração.

A previsão dos resultados obtida pelas correlações empíricas pode não ter a precisão desejada. O principal motivo se refere ao caráter estatístico destas correlações, que são expressões globais, possuindo limitadas correlações físicas, e, portanto, podem se tornar restritivas na tentativa de prever situações reais de campo. Dessa forma, criaram espaços para o surgimento de modelagem mecanicista, que proporciona um grau maior de confiabilidade na sua aplicação generalizada e objetiva determinar os fenômenos que governam os escoamentos multifásicos. Por este motivo, empregou-se a correlação de Gomez (meanicista) para confrontar os dados obtidos pela modelagem empírica. Através de uma análise detalhada do estudo mecanicista foi possível constatar que a evolução de todas as propriedades estudadas apresentou comportamento similar, comprovando, assim, a eficácia das duas abordagens.

Finalmente vale salientar que este é o primeiro estudo de escoamento multifásico na linha de produção do referido poço, portanto, para uma avaliação mais concreta torna-se necessário a realização de outros estudos que possam completar as interpretações obtidas neste trabalho. Sugere-se, então, empregar o programa computacional FLOPTAN, o qual apresenta a capacidade de determinar tanto o regime de fluxo, como a queda de pressão ao longo da tubulação.

## 6. REFERÊNCIAS

- 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.
- Beggs, H. D. and Brill, J. P., Study of Two-phase Flow in Inclined Pipes, Journal of Petroleum Technology, pp. 607-617, 1973.
- Fox, R. W., McDonald, A. T., Pritchard, Philip J. Introdução a Mecânica dos Fluidos. 2004 LTC.
- Lucena K. F. M., Tôrres E. G., Lacerda I. S., Machado E. C. M. N. "Influência da viscosidade cinemática sobre o custo energético no escoamento de petróleo" IBP-Rio Pipeline Conference & Exposition, 2005.
- Oliveira, R. C. G.; Carvalho, C. H. M. Influência do tipo de emulsão sobre o escoamento e o processo de deposição orgânica de petróleos. Boletim Técnico, Petrobras, Rio de Janeiro, v. 41, n. 3/4, p. 153-159, 1998.
- Ribeiro Junior G. B., Trevisan O. V., "Determinação da viscosidade de um óleo pesado brasileiro" 4o PDPETRO, Campinas/SP, 2007.
- Shoham, O., "Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes", University of Tulsa – SPE, 1997.
- Tanan Pereira, U. L., Duarte, L. J. N., Góis, L. M. N., Santana, F. P. P., "Análise do escoamento multifásico de petróleo em linhas de produção de campos maduros", 5º CBPG, Fortaleza/CE, 2009.

## 7. 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.

# EVOLUTION OF PROPERTIES OF MULTIPHASE FLOW OF OIL IN MARGINAL FIELDS

Uilson L. T. Pereira, uilsonian@ufba.br<sup>(1)</sup>

Julio Cesar S Nascimento, julio.engpetro@yahoo.com.br<sup>(2)</sup>.

Lindemberg J. N. Duarte, lindembergnd@ufba.br<sup>(1,2)</sup>.

Luiz Mário N. de Góis, lmario@ufba.br<sup>(1)</sup>

<sup>1</sup>Post-Graduation in Chemical Engineering – Polytechnic School – Federal University of Bahia, Aristides Novis, n° 2, 2<sup>nd</sup> flor, Federação ZIP Code: 40.210-630.

<sup>2</sup>Departament of Science and Technology of the Materials – Polytechnic School – Federal University of Bahia, Aristides Novis, n° 2, 2<sup>nd</sup> flor, Federação ZIP Code: 40.210-630.

**Abstract:** Multiphase flow is defined as the simultaneous flow of two or more fluids with different properties by a pipe. For these reasons, the multiphase flow is often found in the production and transport of oil and natural gas due to its high degree of complexity to understand it, several studies were performed in order to develop empirical correlations and mechanistic models, that when applied to this type of flow are able to predict the pressure drop and flow patterns along the lines of flow. The detailed study on the evolution of the properties of multiphase flow, including the occurrence of flow patterns, pressure drop, viscosity, liquid holdup, superficial velocity, etc is also of fundamental importance to issues related to the economic return of the oil fields, for example, measuring the volume flows, design of production equipment and production management. The main objective of this study is to perform a detailed analysis of the influence of variation of the flow rate of oil and gas in the physical properties of multiphase flow. It is expected to identify new and better production conditions, which in turn will help in the process of control, diagnostic and decision making to maximize production from mature fields. In the intervals studied was observed an increase in pressure drop and oil viscosity and a significant reduction on the liquid holdup with increasing gas flow rate in the pipe. When analyzing the geometric arrangement of the phases, varying the flow rate of oil and gas, we observed the emergence of the following flow patterns: stratified smooth (STRS), stratified wave (STRW) and annular (ANUL).

**Keywords:** Multiphase flow, matures fields, petroleum and natural gas.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo do material impresso incluído no seu trabalho