



## **AVALIAÇÃO DE CORRELAÇÕES PARA PREDIÇÃO DE PERDAS DE CARGA EM ESCOAMENTOS BIFÁSICOS FRENTE A MEDIÇÕES DE CAMPO**

### **Edson Yoshihito Nakagawa**

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. / CENPES – SUPEP/DILOT/SETEP  
Cidade Universitária – Quadra 7 – Ilha do Fundão  
21949-900 – Rio de Janeiro, RJ, Brasil

### **Valter Silva Junior**

Fundação de Desenvolvimento da UNICAMP – FUNCAMP  
Campus Universitário “Zeferino Vaz”  
Cx. Postal 6078 – 13083-970 – Campinas, SP, Brasil

### **Mario Barbosa Villas Boas**

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. / CENPES – SUPEP/DILOT/SETEP

### **Paulo Roberto Corrêa da Silva**

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. / CENPES – SUPEP/DILOT/SETEP

### **Paulo Hora de Andrade Junior**

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A. / CENPES – SUPEP/DILOT/SETEP

**Resumo.** *Em operações de perfuração, a determinação do perfil de pressões ao longo do poço é de fundamental importância, pois as vazões de produção de um poço de petróleo decorrem do balanço entre a pressão hidrodinâmica exercida pelo(s) fluido(s) em circulação e a pressão de poros do reservatório. Ademais, a profundidade de assentamento das sapatas de revestimentos nos vários estágios da perfuração é definida em função da pressão hidrostática da coluna de fluido(s) e gradiente de fratura da formação rochosa exposta.*

*Através de um banco de dados composto por 48 medidas de pressão em cenários diversos, aquisição de dados em tempo real durante operações de perfuração com fluidos compressíveis, foram investigadas 7 correlações para predição de perda de carga em escoamentos bifásicos. A análise comparativa dos resultados permitiu identificar modelo matemático que mais se aproximou das condições reais.*

*Além disso, os princípios que norteiam a análise integrada da hidráulica de perfuração foram brevemente delineados: 1) definição do perfil de pressões no interior do poço; 2) vazões de injeção durante manobras operacionais; 3) procedimentos para controle das vazões de produção do reservatório; 4) requisitos de remoção dos sólidos perfurados; 5) limites operacionais do motor de fundo; 6) capacidade dos equipamentos de superfície.*

**Palavras-chave:** *Hidráulica de perfuração, Escoamento bifásico, Correlações, Fluidos compressíveis, Perfuração sub-balanceada.*

## 1. INTRODUÇÃO

A tecnologia de perfuração com fluidos leves pressupõe a injeção de gás em conjunto com a fase líquida de modo a reduzir a densidade da mistura em circulação. Propicia os seguintes benefícios (Shayegi *et al.*, 1999):

- redução do dano à formação produtora, minimizando a obstrução de poros devido à invasão de filtrados;
- eliminação de perda de circulação em formações parcialmente exauridas ou fraturadas;
- supressão de prisão da coluna de perfuração provocada por pressão diferencial;
- maximização da taxa de penetração da broca, permitindo maior rendimento operacional;
- redução do custo de produção do reservatório.

No entanto, a presença de uma fase compressível requer modelagem matemática para descrever o comportamento da mistura bifásica, principalmente no que se refere às forças viscosas e interação com a parede do conduto, além dos fenômenos de transporte que ocorrem através da(s) interface(s) líquido-gás, fronteira deformável. Dessa forma, a predição de perdas de carga em escoamentos bifásicos, assim como o controle estrito do perfil de pressões no interior do poço, constituem um dos principais tópicos de pesquisa e desenvolvimento para aplicação desta tecnologia (Nakagawa & Lage, 1997).

A elaboração de projeto de hidráulica de perfuração com fluido gaseificado consiste no estudo da hidrodinâmica do escoamento bifásico (Brill & Beggs, 1978). Para tanto, utilizando-se simuladores computacionais, são solucionadas as equações de transporte que regem fluxos bifásicos, simplificadas na forma unidimensional, aplicadas ao volume de controle definido pelas linhas de injeção, geometria do poço e coluna de perfuração.

Na seção de poço aberto, perda de fluido para a formação rochosa age como um sumidouro de massa, ao passo que influxos provenientes do reservatório representam uma fonte de massa. Quando as pressões nas linhas de injeção e retorno de fluido, bem como ao longo do poço, são imutáveis com o tempo, afirma-se que o sistema fluido está em regime estacionário (ou permanente). Em tal condição, o balanço entre o influxo e o efluxo de massa no volume de controle é igual a zero.

Enfim, o avanço progressivo da broca numa operação de perfuração, em virtude da magnitude da taxa de penetração, é considerado um processo quase-estático, no qual o desvio da condição de equilíbrio – de fases, mecânico, térmico e químico – a profundidades sucessivas é ínfimo. Trabalho de eixo é executado sobre o meio circulante durante rotação da coluna.

Sob tais considerações, através de um banco de dados composto por 48 (quarenta e oito) medidas de pressão em cenários diversos, aquisição de dados em tempo real durante operações de perfuração, foram avaliadas 7 (sete) correlações.

## 2. ANÁLISE INTEGRADA DA HIDRÁULICA DE PERFURAÇÃO

A análise integrada da hidráulica de perfuração, para dimensionamento hidráulico de poços de petróleo, compreende os seguintes itens:

1. Perfil de pressão ao longo do poço durante duas condições operacionais: perfuração e manobras;
2. Limpeza do poço: capacidade de carreamento de sólidos perfurados;
3. Predição de influxo(s) proveniente(s) da formação, quando operando na condição sub-balanceada;
4. Restrições impostas pelo equipamento de fundo de poço;
5. Procedimentos operacionais durante manobras;

6. Requisitos dos equipamentos de superfície para injeção e separação de fluidos, aquisição de dados e controle de processo.

## 2.1 Perfil de pressão

A pressão  $P$  a uma certa profundidade  $h$  do poço, superfície como nível de referência, é calculada através da expressão a seguir, sendo que os modelos teóricos diferem na forma de avaliar as parcelas que a compõem:

$$P = P_{\text{SUPERFÍCIE}} + P_{\text{HIDROSTÁTICA}} + \Delta P_{\text{FRICÇÃO}} + \Delta P_{\text{ACELERAÇÃO}} \quad (1)$$

onde:

- $P_{\text{SUPERFÍCIE}}$  – contrapressão exercida através de válvula de *choke* ou equipamento de superfície (vaso separador de fases), restrição ao efluxo;
- $P_{\text{HIDROSTÁTICA}}$  – componente devida à energia potencial;
- $\Delta P_{\text{FRICÇÃO}}$  – refere-se às perdas de carga na direção do escoamento, em virtude da fricção;
- $\Delta P_{\text{ACELERAÇÃO}}$  – parcela que resulta da aceleração local do fluido, significativa durante padrões de fluxo intermitente.

Durante manobras operacionais (conexão de tubos de perfuração, por exemplo), quando há interrupção de fluxo, a pressão não pode exceder a tensão de fratura da formação nem estar aquém da pressão de colapso do poço. Nessa situação, a pressão  $P$  é expressa pela seguinte equação:

$$P = P_{\text{SUPERFÍCIE}} + P_{\text{HIDROSTÁTICA}} \quad (2)$$

A depender da redução na magnitude da pressão, torna-se necessário executar certos procedimentos para manutenção da pressão dentro dos limites de aceitação (injeção de líquido, pré-carga com gás, fechamento do poço). Note-se que, devido à segregação da mistura (motivado pelo empuxo, gás comprimido ascende, ocupando porção superior do poço), pode ocorrer queda acentuada da pressão hidrostática, principalmente em fluidos base óleo, onde o gás solubilizado na fase líquida retorna à situação de gás livre.

A análise do perfil de pressão vai assegurar que toda a seção de poço aberto será mantida na condição sobre-balanceada durante manobras operacionais. Ressalve-se que variações na contrapressão produzem um efeito não-linear sobre as pressões no interior do poço, em virtude da compressibilidade da mistura bifásica.

## 2.2 Limpeza de poço

A partir do perfil de velocidades na região anular do poço e distribuição espacial das fases, calcula-se o tempo de trânsito dos sólidos perfurados do fundo até a superfície. Numa abordagem conservativa, presume-se que tão-só a fase líquida constitui o meio para transporte dos sólidos perfurados (modelo mecanicista baseado no movimento relativo entre sólidos e fluidos: velocidade de queda das partículas no meio que as envolve e velocidade de ascensão da fase líquida). Admite-se que uma velocidade efetiva mínima de 0.61 m/s para a fase líquida é suficiente para proporcionar limpeza do poço (tal limite pode ser ampliado para 0.76 m/s em casos de poços direcionais).

Os sólidos perfurados imersos na corrente de fluido, os quais promovem adensamento da mistura, tendem a decantar sob ação gravitacional, submetidos também ao empuxo e força de arrasto promovidos pelo fluxo da mistura bifásica, agindo em sentido contrário. O coeficiente de arrasto depende das propriedades físicas do fluido de perfuração (densidade e viscosidade),

distribuição da tensão cisalhante sobre as partículas, tamanho e forma dos cascalhos (os quais variam em função dos parâmetros de perfuração e litologia).

### 2.3 Influxos oriundos da formação produtora

Na condição sub-balanceada, há que se prever a quantidade de fluido que adentra o poço, no intuito de regular as vazões de efluxo. Tal propósito deve ser alcançado através do controle das vazões de injeção e efluxo, ou da abertura da válvula de *choke*.

### 2.4 Requisitos do Equipamento de Fundo de Poço

O motor de fundo funciona como turbina hidráulica, cujo trabalho de eixo é convertido em energia de rotação da broca. A vazão de fluido que perpassa o motor deve ser tal que:

- Promova torque adequado na broca;
- Proporcione arrefecimento e lubrificação dos mancais de rolamento;
- Minimizar o desgaste dos componentes mecânicos do equipamento.

A injeção de gás através da coluna de perfuração requer o cálculo da vazão volumétrica efetiva de fluido no ponto imediatamente acima do motor de fundo, devido à compressibilidade da mistura bifásica. A curva de rendimento do motor, fornecida pelo fabricante, define as vazões mínima e máxima de operação, bem como a perda de carga no equipamento, função da sua arquitetura interna, variando segundo cada modelo.

### 2.5 Procedimentos Operacionais

Durante a descida e retirada de colunas de perfuração, varia o nível de líquido dentro do poço e, conseqüentemente, a pressão hidrostática por ele exercida. Assim, gás ou líquido devem ser injetados no poço, não simultaneamente, conforme as seguintes condições: **1)** remoção parcial de líquido contido no poço, reduzindo a pressão hidrostática e evitando ruptura da sapata do revestimento; **2)** injeção de líquido de forma a prevenir influxo do reservatório.

A previsão do nível de líquido no interior do poço durante manobras é realizada mediante análise do volume de líquido acumulado imediatamente após a interrupção da circulação, considerando-se segregação total da mistura.

### 2.6 Equipamentos de Superfície

Para efetivo controle da pressão no fundo do poço, faz-se necessário dimensionamento adequado dos equipamentos de superfície: excedida a capacidade volumétrica (*flooding* ou sobrecarga) – principalmente devido à ocorrência de bolsões de líquido (*slugs*) que ascendem propelidos pelo gás em expansão –, resultará em acréscimo da pressão a montante da saída do sistema de circulação.

Dessa forma, as vazões de injeção de fluido também estão sujeitas às restrições impostas pelo separador e tanques de armazenagem e tratamento de efluentes.

As vazões de injeção e restrição ao efluxo determinam a potência dos equipamentos de suprimento de gás: compressores e *boosters*. A fase gasosa pode ser constituída pelo próprio ar atmosférico, gás natural (se disponível no sítio de perfuração) ou nitrogênio.

A fim de prevenir riscos de explosão no interior do poço, dada a eventual presença de hidrocarbonetos, o nitrogênio assoma como melhor alternativa técnica. No entanto, a logística da operação requer: **1)** tanques que armazenam nitrogênio criogênico, acoplados a caldeiras

ou trocadores de calor para vaporizá-lo; 2) ou unidades de geração de nitrogênio (membranas de permeabilidade seletiva, que o separam dos demais constituintes do ar).

### 3. METODOLOGIA DA AVALIAÇÃO

Os casos em estudo referem-se a medições de pressão durante perfuração de poços em ambiente *onshore*, sob condição levemente sobre-balanceada. Como se depreende da Tabela 1, medições de pressão foram realizadas em cenários diversos: poços com diferentes geometrias, utilizando-se fluidos de perfuração com propriedades reológicas e composições várias.

Tabela 1. Casos em estudo: características genéricas.

Poço	Estágio da Perfuração	Intervalo de Perfuração (m)	Tipo de Fluido
7-C-133-BA	4 $\frac{3}{4}$ "	2025 – 2300	Base óleo
7-C-218-BA	dentro do revestimento de 9 $\frac{5}{8}$ "	1777	Espuma nitrogenada
9-PE-2-TQ-BA	dentro do revestimento de 7"	1272	Base água
1-BB-1-PR	12 $\frac{1}{4}$ "	151 – 357	Espuma nitrogenada
1-BB-1-PR	8 $\frac{1}{2}$ "	2510	Base água
BP-X	12 $\frac{1}{4}$ "	2118 – 2148	Base óleo
BP-X	8 $\frac{1}{2}$ "	4222	Base óleo

Os poços 7-C-133-BA e 7-C-218-BA, localizados na Bacia do Recôncavo, estado da Bahia, atingem reservatórios com baixa energia natural (pressão de poros), onde são aplicados diversos métodos de estímulo à produção. A utilização de fluidos leves visava minorar danos (fratura) à formação e obstrução de poros devido à invasão de sólidos dispersos no meio circulante. No caso do poço 1-BB-1-PR, situado na Bacia do Paraná, o objetivo era aumentar a taxa de penetração em rochas extremamente duras (basalto), avaliando-se os benefícios econômicos decorrentes (Lage *et al*, 1996; Negrão & Lage, 1997).

Para os poços 7-C-218-BA e 1-BB-1-PR, fase de 8  $\frac{1}{2}$ ", testes foram realizados *in-situ* com broca em repouso, através de várias combinações de vazões. As pressões resultantes ao nível da broca foram registradas, determinando-se o melhor par de vazões para continuar perfurando adiante. Nos poços 7-C-133-BA, BP-X e 1-BB-1-PR (fase de 12  $\frac{1}{4}$ " ), medições foram efetuadas enquanto a broca avançava, avaliando-se diversas alternativas de combinações de vazões.

Em todos os casos, nitrogênio compôs a fase gasosa, não houve perda de circulação nem influxo da formação. Exceto o caso BP-X, poço direcional, os demais foram perfurados verticalmente. No poço 9-PE-2-TQ-BA, unidade de pesquisa da PETROBRAS, foram realizados experimentos com fluidos gaseificados em escala real de magnitude. Análise detalhada de cada um destes testes foi efetuada por Nakagawa *et al.*, 1998.

Visto que a maioria das correlações para cálculo de perdas de carga em escoamentos bifásicos foram desenvolvidas em aparatos de laboratório – em escala reduzida, para determinadas faixas de vazões de líquido e gás, geometria e inclinação de tubo, geralmente utilizando-se ar/água ou ar/querosene por motivos de segurança e economia –, devem ser verificadas para diferentes cenários. Assim, o domínio de validade de cada uma delas será definido, aumentando-se o nível de confiabilidade dos resultados.

Quando gás e líquido escoam simultaneamente num mesmo tubo, pode-se observar que as fases assumem certa distribuição espacial ao longo do conduto, que depende das vazões de injeção, propriedades físicas dos fluidos e geometria da instalação. Os arranjos geométricos das fases recebem a denominação de padrões de fluxo bifásico, de cuja previsão dependem os cálculos de perda de carga por fricção. Por outro lado, a fração volumétrica de líquido no interior do poço dita a componente hidrostática do perfil de pressões.

Nenhuma das correlações aqui discutidas foi desenvolvida especificamente para escoamento em espaço anular, estando restritas a certas faixas de diâmetros de tubos. Além disso, embora obtidas em dutos verticais (exceção feita à correlação de Beggs & Brill), são utilizadas também para tubos inclinados. Assim, a fim de representar o espaço delimitado pelo revestimento e coluna de perfuração, o seguinte conceito de diâmetro equivalente foi utilizado:

$$D_{eh} = (D_o - D_i)^{\frac{5}{8}} \times (D_o + D_i)^{\frac{3}{8}} \quad (3)$$

onde  $D_o$  é o diâmetro interno do revestimento e  $D_i$  é o diâmetro externo da coluna.

Na Tabela 2, enumera-se as correlações avaliadas, que apresentam abordagens diferenciadas ao representarem o fenômeno físico.

Tabela 2: Correlações para Fluxo Bifásico – Classificação segundo Brill & Beggs, 1978.

CORRELAÇÃO	CATEGORIA	PREMISSA
1. Poettman & Carpenter 2. Baxendell & Thomas 3. Fancher & Brown	A	Não-deslizamento; desprezam padrões de fluxo.
4. Hagedorn & Brown	B	Movimento relativo (deslizamento) entre as fases, porém não observa o efeito da distribuição espacial (arranjo) das fases.
5. Aziz, Govier & Fogarasi 6. Beggs & Brill 7. Duns & Ros	C	Contemplam ambos os efeitos: arranjo e deslizamento.

As correlações que integram a Categoria A baseiam-se no modelo homogêneo, o qual pressupõe que as fases líquida e gasosa movimentam-se essencialmente à mesma velocidade. As propriedades médias do pseudo-fluido composto pelas fases líquida e gasosa são avaliadas através de regras de mistura, função da razão gás-líquido de injeção. No cômputo do fator de fricção, nenhuma distinção é feita quanto aos padrões de escoamento bifásico.

A correlação de Hagedorn & Brown, Categoria B, é um pouco mais sofisticada que as precedentes, visto que observa o movimento relativo entre as fases. Como líquido e gás escoam com velocidades diferentes no interior do conduto, há que se prever a fração de vazios (fração volumétrica do gás) a cada segmento do tubo. Independentemente do padrão de fluxo, são utilizadas as mesmas fórmulas para cálculo da fração de vazios e fator de fricção. Os experimentos que a originaram foram realizados num poço vertical de aproximadamente 457 m, utilizando-se água e óleo com diferentes viscosidades, tubos de 1 ¼”, 1”, e ½”.

Os métodos que se enquadram na Categoria C levam em conta tanto o deslizamento entre as fases como a forma que se distribuem ao longo do domínio. Estabelecido o padrão de fluxo, as formulações correlatas para cálculo do fator de fricção, assim como das devidas frações volumétricas, são determinadas.

As pressões foram expressas em termos de densidade equivalente de circulação,  $ECD$ , calculada através da seguinte fórmula:

$$ECD = \frac{P_m - P_{atm}}{g \cdot h} \quad (4)$$

onde  $g$  é a aceleração da gravidade ( $9.80665 \text{ m/s}^2$ );  $h$  é a distância vertical medida a partir da superfície (m);  $P_m$  é a pressão absoluta avaliada à profundidade  $h$ ; e  $P_{atm}$  representa a pressão atmosférica local (101.325 kPa).

Na análise estatística dos resultados, as definições a seguir foram adotadas:

- *Erro absoluto*,  $E$ , denota a diferença entre os valores calculados e medidos de  $ECD$  quando atingido o regime estacionário:

$$E = ECD \text{ Calculada} - ECD \text{ Medida} \quad (5)$$

- *Média aritmética*,  $m$ , dos *erros absolutos*:

$$m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_i \quad (6)$$

onde  $E_i$  representa os *erros absolutos* relacionados a cada par de vazões gás/líquido, e  $N$  é o número de combinações de vazões para uma dada matriz de testes.

O *desvio padrão*,  $s$ , com relação à *média aritmética* é representado por:

$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (E_i - m)^2} \quad (7)$$

Em todos os casos, foi utilizada a mesma rotina de cálculo das propriedades físicas dos fluidos. Presumiu-se perfil estático de temperatura ao longo do poço, baseando-se na temperatura da mistura na saída do poço e gradiente geotérmico da locação.

As propriedades físicas da mistura compressível em circulação variam no interior da coluna e ao longo do espaço anular, passagens de seção transversal variável em função da geometria dos comandos e da própria coluna de perfuração (junções entre tubos). As perdas de carga estão sujeitas ainda aos efeitos de rotação e excentricidade da coluna.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

As Figuras 1 a 7 apresentam os resultados da simulação numérica versus medições de pressão obtidas durante operações de campo, expressos em termos de  $ECD$ . Com a densidade da fase líquida variando entre  $825 \text{ kg/m}^3$  e  $1115 \text{ kg/m}^3$ , as seguintes faixas de vazões foram testadas: 0.004 a  $0.045 \text{ m}^3/\text{s}$  de líquido (que, em unidades de campo, correspondem aproximadamente a 60 e 700 galões americanos por minuto); 0.118 a  $0.708 \text{ m}^3/\text{s}$  de nitrogênio (respectivamente, 250 e 1500 pés cúbicos padrão por minuto, referidos a  $15.6^\circ\text{C}$  e 101.325 kPa). Para melhor visualização dos resultados, foram traçadas as curvas de identidade devidas a cada uma das *correlações*.

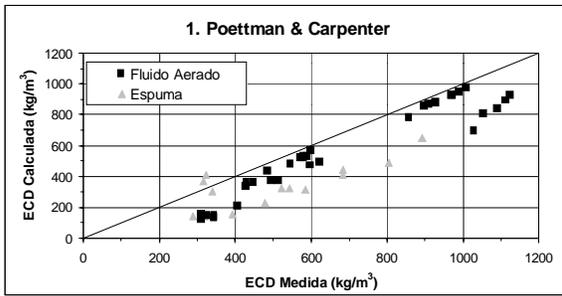


Figura 1. Poettman & Carpenter.

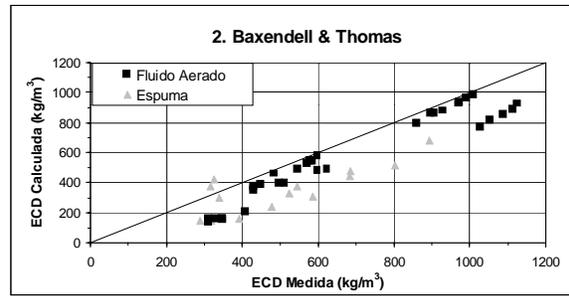


Figura 2. Baxendell & Thomas.

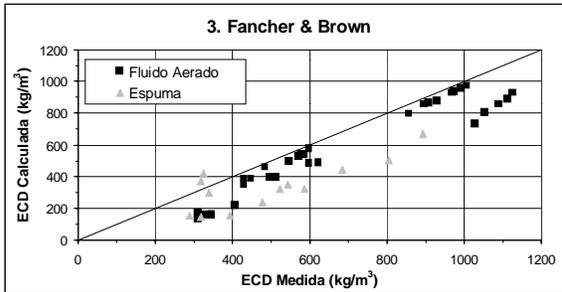


Figura 3. Fancher & Brown.

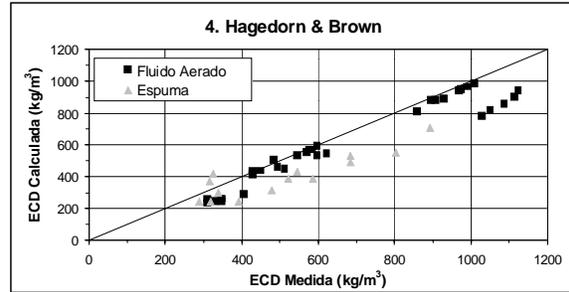


Figura 4. Hagedorn & Brown.

Observa-se nas Figs. 1 a 3, referentes às correlações enquadradas na Categoria A, que os pontos estão dispostos abaixo da linha de coincidência, denotando que os modelos subestimam a pressão real no interior do poço. Além disso, as correlações apresentam comportamento muito similar quando comparadas entre si.

Na Figura 4, correlação da Categoria B, constata-se novamente que os valores medidos de pressão são subestimados, embora os pontos estejam mais próximos da linha de coincidência em relação àqueles da Categoria A.

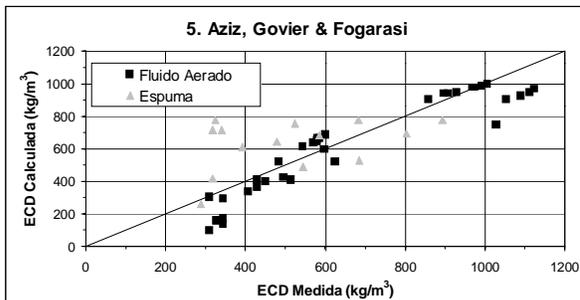


Figura 5. Aziz, Govier & Fogarasi.

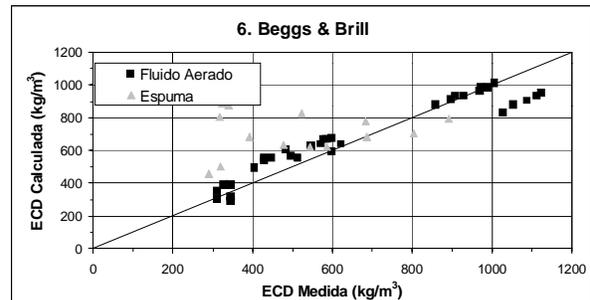


Figura 6. Beggs & Brill.

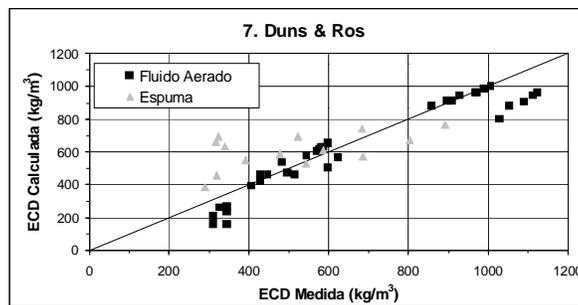


Figura 7. Duns & Ros.

As predições das correlações da Categoria C, Figs. 5 a 7, diferem entre si. A seguir, a análise estatística dos resultados é sintetizada na Tabela 3, feita distinção entre avaliação global, uso apenas de espuma e somente fluido gaseificado.

Tabela 3. ECD: Estatística dos erros.

Global		
<i>Correlação</i>	<i>Erro Absoluto Médio</i> (kg/m <sup>3</sup> )	<i>Desvio Padrão</i> (kg/m <sup>3</sup> )
1. Poettman & Carpenter	- 140.2	97.1
2. Baxendell & Thomas	- 127.0	92.3
3. Fancher & Brown	- 128.2	94.7
4. Hagedorn & Brown	- 85.1	82.7
5. Aziz, Govier & Fogarasi	- 2.4	157
6. Beggs & Brill	58.7	163
7. Duns & Ros	- 7.2	130.6

<i>Somente Espuma</i>		
<i>Correlação</i>	<i>Erro Absoluto Médio</i> (kg/m <sup>3</sup> )	<i>Desvio Padrão</i> (kg/m <sup>3</sup> )
1. Poettman & Carpenter	- 177.3	123.4
2. Baxendell & Thomas	- 163	117.4
3. Fancher & Brown	- 166.6	119.8
4. Hagedorn & Brown	- 112.6	99.5
5. Aziz, Govier & Fogarasi	121.0	200.1
6. Beggs & Brill	192.9	218.1
7. Duns & Ros	98.3	164.2

<i>Somente Fluido Gaseificado</i>		
<i>Correlação</i>	<i>Erro Absoluto Médio</i> (kg/m <sup>3</sup> )	<i>Desvio Padrão</i> (kg/m <sup>3</sup> )
1. Poettman & Carpenter	- 124.6	80.3
2. Baxendell & Thomas	- 111.4	76.7
3. Fancher & Brown	- 112.6	79.1
4. Hagedorn & Brown	- 73.1	73.1
5. Aziz, Govier & Fogarasi	- 52.7	100.7
6. Beggs & Brill	3.6	92.3
7. Duns & Ros	- 50.3	82.7

Como se depreende da Tabela 3, dentre as correlações avaliadas, aquela desenvolvida por Hagedorn & Brown é a que melhor se adapta à modelagem de espumas, assim como à descrição de fluido gaseificado, vide análise do desvio padrão. Estudo similar realizado por Elfaghi *et al.* (1983), através de experimentos em escala real com fluido nitrogenado investigando-se 4 (quatro) correlações, aponta o mesmo resultado.

A correlação de Hagedorn & Brown consistentemente subestima a magnitude das pressões no interior do poço. Dessa forma, o valor do erro sistemático observado pode ser

subtraído do valor calculado pelo simulador a fim de se obter um valor mais realista, o qual estará sujeito à dispersão das medições em torno do valor médio dos erros, representada pelo desvio padrão.

Visto que, no caso de aplicação de fluido gaseificado, a fase líquida do fluido de perfuração pode ser baseada em água ou apresentar óleo em sua composição, foi realizada análise estatística para cada um destes casos.

Observou-se que os erros crescem para o caso de líquido base óleo, poços 7-C-133-BA e BP-X, fato revelado pela análise do desvio padrão. Tal resultado era presumível, uma vez que os cálculos foram efetuados sob a premissa de que a água representava o componente básico do fluido de perfuração. Assim, foi minimizado o efeito da solubilidade do gás na fase líquida, que resultaria em predições de pressão mais próximas da realidade.

No caso de fluido gaseificado base água, os desvios padrão calculados para as correlações de Hagedorn & Brown e Beggs & Brill têm aproximadamente a mesma magnitude. Como esta última correlação apresenta menor erro médio, praticamente dispensando correção do valor calculado, aconselha-se adotá-la nesse caso em específico, desde que seja preservada a formulação para o diâmetro equivalente do espaço anular.

## 5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Via de regra, no dimensionamento hidráulico de perfuração de poços de petróleo com fluidos gaseificados, melhor adotar a correlação devida a Hagedorn & Brown. Embora tenha sido desenvolvida para geometria vertical, escoamento ascendente, seu domínio de validade pode ser estendido para cenários direcionais. Ademais, valendo-se da relação funcional entre a perda de carga por fricção e o diâmetro equivalente, recomenda-se investigar formulação que melhor caracterize o espaço anular, majorando-se os resultados previstos para a pressão no fundo do poço.

Nem mesmo as correlações da Categoria A, que pressupõem fluxo homogêneo, gás uniformemente disperso na fase líquida, foram capazes de descrever os casos de perfuração com espuma, poços 7-C-218-BA e 1-BB-1-PR (fase de 12 ¼”). Por isso, modelo matemático alternativo deve ser pesquisado.

A perfuração de poços com fluidos compressíveis em ambiente *offshore* – onde são utilizados tubos de grande diâmetro (*riser*) conectando a sonda flutuante ao B.O.P. (*blow-out preventer*) submarino – requer verificação dos modelos matemáticos disponíveis para previsão de perda de carga ao longo do poço, em virtude da súbita expansão de área no espaço anular.

Além disso, devem ser investigadas correlações para trechos direcionais com graus de inclinação significativos, sobretudo seções horizontais. Durante o acompanhamento da perfuração, a partir dos dados monitorados em tempo real, em comparação com os resultados da simulação, seriam efetuadas as devidas ações corretivas para controle das pressões. Tais registros devem ser utilizados para calibrar os modelos existentes ou desenvolver novas correlações de dados.

### *Agradecimentos*

Os autores expressam seus agradecimentos à PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., por financiar esta pesquisa e permitir a publicação dos resultados.

## REFERÊNCIAS

- Brill, J.P. and Beggs, H.D.: “*Two-Phase Flow in Pipes*”, 3<sup>a</sup> Edição, dezembro de 1978.
- Elfaghi, F.A., Langlinais, J.P., Bourgoyne, A.T. & Holden, W.R.: “*Frictional Pressure Losses for Single-Phase and Two-Phase Flow of Drilling Muds*”, Transactions of the ASME, Vol. 105, pág. 372 –378, setembro de 1983.
- Lage, A.C.V.M, Nakagawa, E.Y., Souza, A.A. e Santos Filho, M.M.: “*Recent Case Histories of Foam Drilling in Brazil*”, artigo SPE 36098, 1996.
- Nakagawa, E.Y. e Lage, A.C.V.M.: “*Light-Weight Fluid Drilling: R&D Main Needs Based on Present Experience*”, artigo técnico apresentado na 3<sup>rd</sup> International Underbalanced Drilling Conference & Exhibition, Holanda, outubro de 1997.
- Nakagawa, E.Y., Villas Boas, M.B., Silva Jr., V. e Silva, P.R.C.: “*Technical Report on Analysis of Field Data and Comparison with Drilling Hydraulics Simulators: Version 2.0*”, PETROBRAS/CENPES, projeto multicliente 02.04.69, *Offshore Drilling with Light-Weight Fluids*, abril de 1998.
- Negrão, A.F. e Lage, A.C.V.M.: “*An Overview of Air/Gas/Foam Drilling in Brazil*”, artigo SPE 37678, 1997.
- Shayegi, S. et al.: “*Light-Weight Fluids Drilling Manual, Version 1.0*”, PETROBRAS/CENPES, projeto multicliente 02.04.69, *Offshore Drilling with Light-Weight Fluids*, fevereiro de 1999.

**Summary.** *In drilling operations, the determination of the pressure profile along the well plays a fundamental role, since the production flow rates of a well are dependent on the balance between the hydrodynamic pressure due to the circulating medium and the reservoir pore pressure. In addition, the depth of the casing shoes for the various drilling stages is defined in function of both the hydrostatic pressure caused by the column of fluid(s) and the fracture gradient of the exposed formation.*

*In this article, 7 (seven) correlations for two-phase flow pressure drop predictions were investigated using a data base composed of 48 (forty eight) pressure measurements in diverse scenarios, acquired in real time during drilling operations with compressible fluids. The comparative analysis of the results permitted to identify the mathematical model that most closely approximated the actual conditions.*

*Furthermore, the guiding principles of the integrated drilling hydraulics analysis were briefly stated: 1) definition of the pressure profile within the well; 2) injection flow rates during operational maneuvers; 3) procedures for controlling the production flow rates; 4) requirements for cuttings removal (hole cleaning); 5) down-hole motor operational limits; 6) capacity of the surface equipment.*

**Key-words:** *Drilling hydraulics, Two-phase flow, Correlations, Compressible fluids, Underbalanced drilling.*