

## **Seção 1. Questões do kill sheet resolvidas – Ação a ser tomada nos problemas de manômetros.**

Os problemas de manômetros são construídos com base num kill sheet preenchido com todos os dados relevantes de volume e pressão.

Cada questão é baseada na quantidade de strokes, velocidade da bomba, leituras de drill pipe e revestimento num ponto específico durante a operação de matar. Qualquer valor ou a combinação dos mesmos podem indicar uma ação a ser tomada. As opções são mostradas nas opções de múltipla escolha.

A pressão de revestimento e/ou drill pipe só serão passíveis de ação se:

- A pressão de revestimento e/ou drill pipe dadas na questão estiverem abaixo da esperada, ou
- A pressão de revestimento e/ou drill pipe dadas na questão estiverem 70 psi ou mais acima da esperada.

## **Seção 2. Fórmulas para Cálculos**

### **Abreviações Utilizadas no Documento**

<b>bbl/ft</b>	<b>=</b>	<b>barris (US) por pé</b>
<b>bbl/min</b>	<b>=</b>	<b>barris (US) por minuto</b>
<b>bbl/stroke</b>	<b>=</b>	<b>barris (US) por stroke</b>
<b>BHP</b>	<b>=</b>	<b>Pressão no fundo do poço</b>
<b>BOP</b>	<b>=</b>	<b>Preventor de BOPs</b>
<b>ft</b>	<b>=</b>	<b>pé</b>
<b>ft/hr</b>	<b>=</b>	<b>pé/hora</b>
<b>ft/min</b>	<b>=</b>	<b>pé/minuto</b>
<b>lbs/bbls</b>	<b>=</b>	<b>Libras por barril</b>
<b>LOT</b>	<b>=</b>	<b>Leak Off Test</b>
<b>MAASP</b>	<b>=</b>	<b>Pressão Máxima aplicada na Superfície na condição Estática</b>
<b>ppg</b>	<b>=</b>	<b>libras por galão</b>
<b>psi</b>	<b>=</b>	<b>libras por polegada quadrada</b>
<b>psi/ft</b>	<b>=</b>	<b>libras por polegada quadrada por pé</b>
<b>psi/hr</b>	<b>=</b>	<b>libras por polegada quadrada por hora</b>
<b>SICP</b>	<b>=</b>	<b>Pressão de fechamento estabilizada no revestimento</b>
<b>SIDPP</b>	<b>=</b>	<b>Pressão de fechamento estabilizada no drill pipe</b>
<b>SPM</b>	<b>=</b>	<b>Strokes por minuto</b>
<b>TVD</b>	<b>=</b>	<b>Profundidade Vertical Verdadeira</b>
<b>0.052</b>	<b>=</b>	<b>constante</b>

### **1. Pressão Hidrostática (psi)**

$$\text{Densidade da lama (ppg)} \times 0.052 \times \text{TVD (ft)}$$

### **2. Gradiente de Pressão (psi/ft)**

$$\text{Densidade da lama (ppg)} \times 0.052$$

### **3. Densidade da lama de perfuração (ppg)**

$$\frac{\text{Pressure (psi)}}{\text{TVD (ft)} \times 0.052}$$

### **4. Pressão de poros da formação (psi)**

$$\text{Hydrostatic Pressure in Drill String (psi)} + \text{SIDPP (psi)}$$

**5. Saída da bomba (bbl/min)**

Pump Displacement (bbl/stroke) x Pump Rate (SPM)

**6. Velocidade Anular (ft/min)**

$$\frac{\text{Pump Output (bbl/min)}}{\text{Annular Capacity (bbl/ft)}}$$

**7. ECD (Densidade de Circulação Equivalente) (ppg)**

$$\frac{\text{Annular Pressure Loss (psi)}}{\text{TVD (ft)} \times 0.052} + \text{Mud Density (ppg)}$$

**8. Densidade de lama com margem de manobra inclusa (ppg)**

$$\frac{\text{Safety Margin (psi)}}{\text{TVD (ft)} \times 0.052} + \text{Mud Density (ppg)}$$

**9. Nova pressão em função da mudança de velocidade da bomba (psi) approximate**

$$\text{Old Pump Pressure (psi)} \times \left( \frac{\text{New Pump Rate (SPM)}}{\text{Old Pump Rate (SPM)}} \right)^2$$

**10. Nova pressão em função da mudança de densidade de lama (psi) approximate**

$$\text{Old Pump Pressure (psi)} \times \frac{\text{New Mud Density (ppg)}}{\text{Old Mud Density (ppg)}}$$

**11. MAMW (Densidade Máxima Permitida de Lama) (ppg)**

$$\frac{\text{Surface LOT Pressure (psi)}}{\text{Shoe TVD (ft)} \times 0.052} + \text{LOT Mud Density (ppg)}$$

**12. MAASP (Pressão Máxima aplicada na Superfície na condição Estática) (psi)**

[Maximum Allowable Mud Density (ppg) – Current Mud Density (ppg)] x 0.052 x Shoe TVD (ft)

**13. Densidade da Lama de Matar (ppg)**

$$\frac{\text{SIDPP (psi)}}{\text{TVD (ft)} \times 0.052} + \text{Original Mud Density (ppg)}$$

**14. Pressão Inicial de Circulação (psi)**

Kill Rate Circulating Pressure (psi) + SIDPP (psi)

**15. Pressão Final de Circulação (psi)**

$$\text{Kill Rate Circulating Pressure (psi)} \times \frac{\text{Kill Mud Density (ppg)}}{\text{Original Mud Density (ppg)}}$$

**16. Baritina requerida para aumentar o peso da lama de perfuração (lb/bbl)**

$$\frac{[\text{Kill Mud Density (ppg)} - \text{Original Drilling Mud Density (ppg)}] \times 1500}{35.8 - \text{Kill Mud Density (ppg)}}$$

**17. Taxa de Percolação (ft/hr)**

$$\frac{\text{Increase in Surface Pressure (psi/hr)}}{\text{Drilling Mud Density (ppg)} \times 0.052}$$

**18. Lei dos Gases Perfeitos**

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 \quad P_2 = \frac{P_1 \times V_1}{V_2} \quad V_2 = \frac{P_1 \times V_1}{P_2}$$

**19. Queda de pressão por ft, quando se manobram tubos secos (psi/ft)**

$$\frac{\text{Drilling Mud Density (ppg)} \times 0.052 \times \text{Metal Displacement (bbl/ft)}}{\text{Riser or Casing Capacity (bbl/ft)} - \text{Metal Displacement (bbl/ft)}}$$

**20. Queda de pressão por ft, quando se manobram tubos molhados (psi/ft)**

$$\frac{\text{Drilling Mud Density (ppg)} \times 0.052 \times \text{Closed End Displacement (bbl/ft)}}{\text{Riser or Casing Capacity (bbl/ft)} - \text{Closed End Displacement (bbl/ft)}}$$

**21. Queda de nível quando se puxa o restante dos drill collars do poço secos (feet)**

$$\frac{\text{Length of Collars (ft)} \times \text{Metal Displacement (bbl/ft)}}{\text{Riser or Casing Capacity (bbl/ft)}}$$

**22. Queda de nível quando se puxa o restante dos drill collars do poço molhados (feet)**

$$\frac{\text{Length of Collars (ft)} \times \text{Closed End Displacement (bbl/ft)}}{\text{Riser or Casing Capacity (bbl/ft)}}$$

**23. Comprimento de tubulares a ser puxado antes de perder o balanço hidrostático (ft)**

$$\frac{\text{Overbalance (psi)} \times [\text{Riser/Casing Capacity (bbl/ft)} - \text{Metal Displacement (bbl/ft)}]}{\text{Mud Gradient} \times \text{Metal Displacement (bbl/ft)}}$$

**24. Comprimento de Tubulares a ser puxado molhado antes de perder o balanço hidrostático (ft)**

$$\frac{\text{Overbalance (psi)} \times [\text{Riser or Casing Capacity (bbl/ft)} - \text{Closed End Displacement (bbl/ft)}]}{\text{Mud Gradient} \times \text{Closed End Displacement (bbl/ft)}}$$

**25. Volume a ser drenado para levar BHP de volta à pressão da formação (bbl)**

$$\frac{\text{Increase in Surface Pressure (psi)} \times \text{Influx Volume (bbl)}}{\text{Formation Pressure (psi)} - \text{Increase in Surface Pressure (psi)}}$$

**26. Volume de tampão para um determinado comprimento de tubo (bbl)**

$$\frac{\text{Length of Dry Pipe (ft)} \times \text{Pipe Capacity (bbl/ft)} \times \text{Drilling Mud Density (ppg)}}{\text{Slug Density (ppg)} - \text{Drilling Mud Density (ppg)}}$$

**27. Ganho dos tanques em função do equilíbrio do tampão no poço (bbl)**

$$\text{Slug Volume (bbl)} \times \left( \frac{\text{Slug Density (ppg)}}{\text{Drilling Mud Density (ppg)}} - 1 \right)$$

**28. Margem de riser (ppg)**

$$\frac{[\text{Air Gap (ft)} + \text{Water Depth (ft)}] \times \text{Mud Density (ppg)} - [\text{Water Depth (ft)} \times \text{Sea Water Density (ppg)}]}{\text{TVD (ft)} - \text{Air Gap (ft)} - \text{Water Depth (ft)}}$$

**29. Perda de pressão hidrostática se a float valve da sapata falhar**

$$\frac{\text{Mud Density (ppg)} \times 0.052 \times \text{Casing Capacity (bbl/ft)} \times \text{Unfilled Casing Height (ft)}}{\text{Casing Capacity (bbl/ft)} + \text{Annular Capacity (bbl/ft)}}$$

---

**International Well Control Forum**

Inchbraoch House  
South Quay  
Montrose  
Angus DD10 9UA, Scotland,

Tel: 44-1674-678120

Fax: 44-1674-678125

Email: [admin@iwcf.org](mailto:admin@iwcf.org)

**Internet site URL; <http://www.iwcf.org>**

Secretary-General: Michael J. Cummins,

The International Well Control Forum is a legally constituted non-profit making organisation whose articles of association are bound by the laws of the Netherlands. The Forum is registered at The Dutch Chamber of Commerce in The Hague, The Netherlands, Reg. No. 41157732