



**Escola Politécnica da Universidade de São Paulo  
Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo**

## **PMI-1841 ENGENHARIA DE PERFURAÇÃO**

### **AULA 15 – PRESSÃO DE FORMAÇÃO DOS POROS**

**Wilson Siguemasa Iramina**

**Santos, outubro de 2016**

1

#### **Breve revisão da aula passada**

A sobrepressão é um estado de desequilíbrio entre a dissipação e a retenção de fluidos, o qual depende da evolução do sistema rocha fluido. Este sistema está integrado por 4 componentes que interagem entre si em tempos geológicos: mecanismos geradores de pressão de poros, o tipo de fluido, a permeabilidade da rocha e os mecanismos de origem geotectônica. Este último componente sustenta a variação lateral da pressão de poros, e se refere aos mecanismos geológicos de origem sedimentar e estrutural; ambos vinculados à geometria das camadas, à presença de falhas e de domos salinos.

O principal mecanismo gerador de sobrepressão é a subcompactação; este fenômeno está vinculado ao tipo de sedimento, à velocidade de deposição dos mesmos, e à dissipação normal ou restringida dos fluidos presentes nos poros, obtendo-se como resultados pressão de poros normais ou anormais respectivamente.

2

Outro mecanismo de similar importância é a expansão de fluidos, a qual basicamente agrupa outros mecanismos (como por exemplo: expansão aquathermal, transformações de minerais) que produzem liberação de fluidos por efeitos de pressão, temperatura, e composição química da matéria. Este mecanismo produz descarga de tensões efetivas e em conjunto com a subcompactação podem atingir valores muito altos da sobrepressão (maiores de 80% do gradiente de sobrecarga). Existem outros mecanismos como a fluatibilidade de fluidos, carga hidráulica, osmose, e o tectonismo; este último mecanismo é considerado em regiões com atividade sísmica, não sendo o caso do Brasil. Mecanismo como o tectonismo, contrária à subcompactação e expansão de fluidos, produzem uma redução anormal da porosidade.

3

## UNICAMP

### **Pressão de Poros Anormal**

Considera-se uma pressão de poros normal como sendo igual à pressão hidrostática de uma coluna de água a igual profundidade. Para se monitorar esse parâmetro, normalmente utiliza-se o gradiente de pressão de poros, que é o peso específico do fluido expresso em unidades de campo (Psi/pé). Desta forma, estabelece-se as faixas de gradiente de pressão de poros (Gp):

- Normal:  $0.434 < Gp < 0.465$  [Psi/pé] que corresponde à faixa de peso específico entre a água doce e a salgada
- Anormal:  $Gp > 0.465$  e  $Gp < 0.434$

4

#### 4.2 Origin of Overpressured Formations

These are formations whose pore pressure is greater than that corresponding to the normal gradient of 0.465 psi/ft. As shown in Figure 11 these pressures can be plotted between the hydrostatic gradient and the overburden gradient (1 psi/ft). The following examples of overpressures have been reported:

Gulf Coast	0.8 - 0.9	psi/ft
Iran	0.71 - 0.98	"
North Sea	0.5 - 0.9	"
Carpathian Basin	0.8 - 1.1	"

5

## Pressões das Formações

(Tópicos)

- Gradiente de Sobrecarga (Overburden)
- Compactação
  - Calcáreo
  - Arenitos
  - Folhelhos
- Gradiente de Pressão de Poros
  - Zonas de Anormalmente Pressurizadas
  - Estimativas do Gradiente de Poros

## Pressões das Formações

(Tópicos)

- Tensões ao Redor do Poço
- Modos de Ruptura de uma Rocha
- Gradientes de Fratura e Colapso
  - Fratura
    - Métodos Diretos
    - Métodos Indiretos
  - Colapso
    - Estimativas Baseadas em Poços de Correlação

## Importância do Conhecimento dos Gradientes das Formações

- Segurança
  - Evitar Kicks e Blowouts
- Otimização
  - Aumento da Taxa de Penetração
- Qualidade do Poço
  - Minimizar danos
- Atingir objetivos
  - Minimizar a chance de desmoronamento em poços direcionais
- Aumentar o Lucro

## Gradiente de Pressões

(Algumas Definições)

- Pressão de Hidrostática -  $\sigma_h$ 
  - Pressão devido a coluna hidrostática de um fluido (psi)
- Gradiente de Pressão
  - É a relação entre a pressão a uma certa profundidade e esta profundidade (psi/m ou lb/gal)

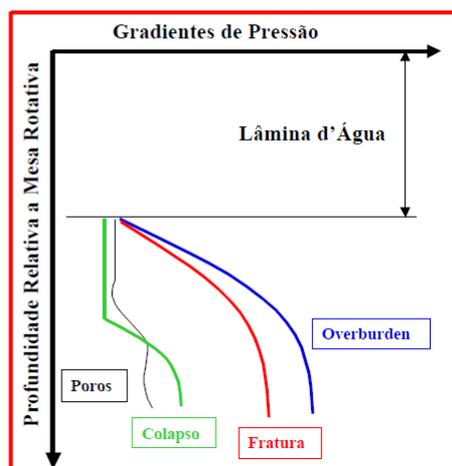
Na engenharia de poços é muito comum se expressar os gradientes das formações em lb/gal para que esses sejam comparados com a densidade do fluido de perfuração.

9

## Gradientes de Pressões das Formações

O presente trabalho tem como objetivo indicar os passos para a estimativa dos **Gradientes de Pressões das Formações** necessários para se projetar um poço.

Estes gradientes incluem o gradiente de pressão de poros, colapso, fratura e sobrecarga.



## Pressão de Sobrecarga

(Definição)

- Pressão de Sobrecarga (ou de Overburden) é a pressão a uma certa profundidade exercida pelo peso total das camadas (incluindo rocha e fluidos) sobrepostas (psi). É calculado pela expressão:

$$\text{Pressão de Sobrecarga} \leftarrow \sigma_{ov} = \int_0^z \overset{\text{Constante gravitacional}}{g} \overset{\text{Densidade da Formação}}{\rho_b} dz \rightarrow \text{Profundidade}$$

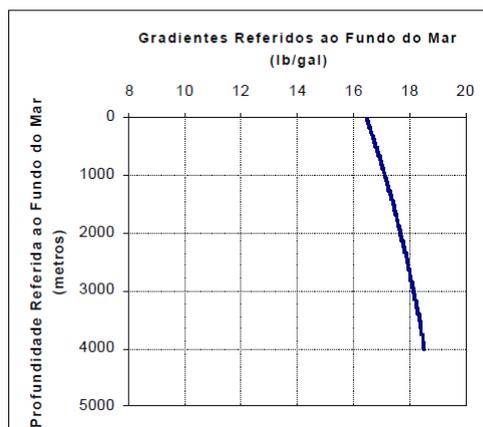
- Gradiente de Sobrecarga a uma certa profundidade é a relação entre a pressão de sobrecarga e esta profundidade.

$$\text{Gradiente de Sobrecarga} \leftarrow S = \frac{\sigma_{ov}}{Z} \rightarrow \text{Profundidade}$$

11

## Gradiente de Sobrecarga

(Curva Típica)

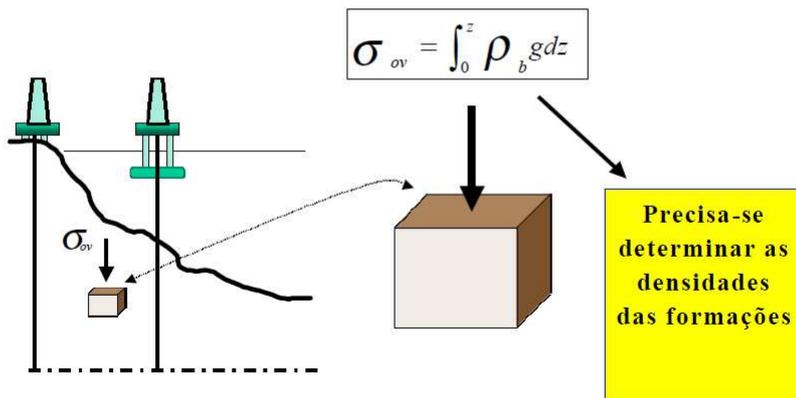


Normalmente o gradiente de sobrecarga quando referido ao fundo do mar em poços marítimos, ou a superfície do solo em poços terrestres, cresce com a profundidade como mostrado na figura. Seus valores dependerão das densidades das formações, que por sua vez dependem de vários fatores que incluem tipo de formação, porosidade e tipo de fluidos contidos nos poros das rochas.

12

## Pressão de Sobrecarga

É função da densidade total das rochas (densidade dos grãos, porosidades e do fluidos contido nos poros) e profundidade.



13

## Pressão de Sobrecarga

### Métodos para Determinação da Densidade

- Medição Direta
  - Perfil Densidade
    - Utilizado para estimar a densidade das formações
    - Corrido nas zonas de interesse
    - Normalmente não disponível nos intervalos superficiais
- Métodos Indiretos
  - Correlações para estimar as densidades das formações baseadas em dados disponíveis. Alguns exemplos são:
    - Método Bourgoyne
    - Utilizando-se Correlações (AGIP)

14

### Pressão de Sobrecarga Densidade das Formações

The diagram illustrates a wellbore with three distinct sections. At the top, an 'Ar' (Air) section is shown with a density  $\rho_{ar} = \text{zero}$  and a depth  $Z_{ar}$  or 'air gap'. Below this is an 'Água' (Water) section with a density  $\rho_w = 8,5 \text{ lb/gal}$  or  $1,03 \text{ gr/cm}^3$  and a depth  $Z_w = \text{Lâmina d'água}$ . The bottom section is 'Rocha' (Rock) with a density  $\rho_b = \text{Densidade das Rochas}$  and typical values of  $1,90$  to  $2,50 \text{ gr/cm}^3$ , and a depth  $Z = \text{Profundidade}$ . The 'Nível do Mar' (Sea Level) is indicated at the top of the wellbore.

Deve-se determinar a densidade dos três trechos: Ar, Água e Rocha

15

### Pressão de Sobrecarga Densidade das Formações

This diagram provides a more detailed view of the wellbore sections. The 'Ar' section is labeled with depth  $Z_{air}$  and density  $\rho_{air}$ . The 'Água' section is labeled with depth  $Z_w$  and density  $\rho_w$ . The 'Rocha' section is divided into three sub-sections: a top section with depth  $Z_{so}$  and density  $\rho_b$  (labeled 'Arbitrado'), a middle section with depth  $Z_{b1}$  and density  $\rho_{b1}$ , and a bottom section with depth  $Z_{b2}$  and density  $\rho_{b2}$ . The 'NM' (Nível do Mar) is marked at the top. A 'Perfil Densidade' (Density Profile) is indicated on the right side of the rock section.

As densidades do ar e da água podem ser arbitradas sem grandes consequências. Porém, a insuficiência de dados na porção superficial rochosa do poço faz com que as densidades dessas formações tenham que ser arbitradas aumentando-se a incerteza da pressão de sobrecarga nessas profundidades.

16

## Pressão de Sobrecarga

Unidades de Campo

$$\sigma_{ov} = \int_0^z \rho_b g dz$$

**Discretizando-se a Equação**

$$\sigma_{ov} = 1,422 \left( \rho_w Z_w + \sum_0^n \rho_b \Delta z \right) . lb / gal$$

$\rho_b = \text{gr/cm}^3$   
 $\rho_w = \text{água do mar, gr/cm}^3$   
 $Z_w = \text{Lâmina d' água, metros}$   
 $\Delta z = \text{metros}$

“O problema se resume na estimativa das densidades das formações”

17

## Pressão de Sobrecarga

Método Indireto para Medição da Densidade das Formaões  
(Método Bourgoyne)

Densidade Total

Densidade Matriz

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_g + \phi \rho_{fl}$$

Porosidade

Densidade dos Fluidos

18

## Pressão de Sobrecarga

Método Indireto para Medição da Densidade das Formações  
(Método Bourgyne)

**“A Porosidade diminui logaritmicamente com o aumento da profundidade”**

Porosidade na Superfície dos sedimentos

Constante de Declínio

$$\phi = \phi_o e^{-K_o Z_s}$$

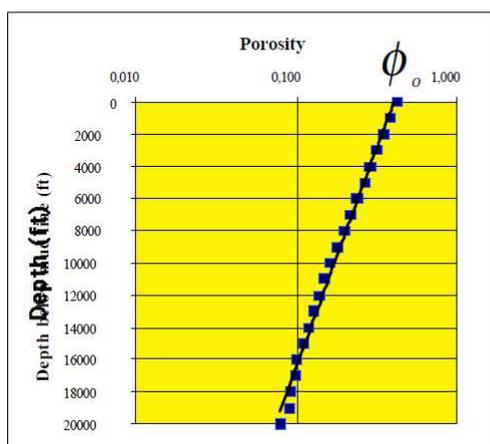
Porosidade

Profundidade  
abaixo da superfície dos sedimentos ou do fundo do mar  
para poços marítimos

19

## Pressão de Sobrecarga

Porosidade versus Profundidade



Profundidade abaixo da superfície dos sedimentos ou fundo do mar para poços marítimos

$$\phi = \phi_o e^{-K_o Z_s}$$

$$K_o = \frac{\ln \left( \frac{\phi_o}{\phi} \right)}{Z_s}$$

20

## Pressão de Sobrecarga

Método Indireto para Medição da Densidade das Formações (Método Bourgoyne)

$$\phi = \phi_o e^{-K_o Z_s}$$

Desenvolvimento  
do Método

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_g + \phi \rho_{fl}$$

A expressão da porosidade é substituída na expressão da densidade que por sua vez é colocada na expressão da pressão de sobrecarga e assim é efetuada a integração.

$$\sigma_{ov} = \int_0^z \rho_b g dz$$

21

## Compactação

- É a redução do volume dos sedimentos devido a compressão, na qual o primeiro estágio é marcado pela redução do volume poroso.
- É o resultado do soterramento devido ao peso das camadas localizadas acima.

22

## Compactação

### “Tensões atuantes sobre um bloco de rocha”

O soterramento aumenta o peso sobre o elemento de rocha, aumentando também o gradiente de sobrecarga. Por sua vez, duas outras tensões são geradas pela impossibilidade do elemento de rocha se expandir. O espaço poroso é reduzido e fluido contido nos poros tende a escapar.

23

## Compactação Normal

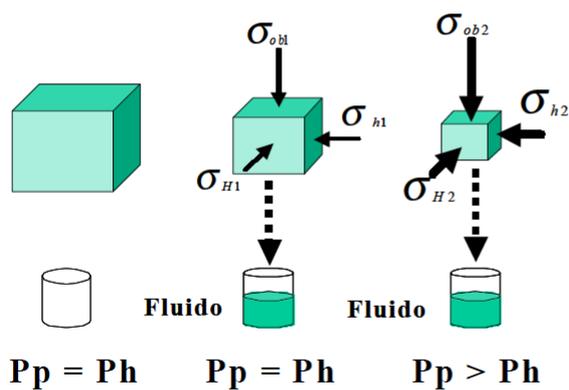
Compactação ocorrendo sobre um elemento de rocha. A pressão de sobrecarga aumenta com o soterramento das camadas

**$P_p = P_h$**        **$P_p = P_h$**        **$P_p = P_h$**

Em um processo de compactação normal, o fluido contido no espaço poroso escapa à medida que o soterramento aumenta. Neste caso, a **Pressão de Poros** fica igual a Pressão Hidrostática do Fluido

24

## Compactação Anormal ou Subcompactação



Num processo de compactação anormal, o fluido não consegue escapar a medida que o soterramento aumenta. Assim, a pressão nos poros fica maior que a pressão hidrostática porque parte da pressão de sobrecarga é transmitida ao fluido da formação

25

## Compactação das Areias

- Redução da porosidade
- Aumento da densidade e do contato dos grãos
- É função:
  - Composição
  - Tempo de soterramento
  - Temperatura aumenta compactação aumenta

**É uma Rocha Permeável**

26

## Compactação dos Carbonatos

- Fatores Herdados
  - Mineralogia original
  - Textura
- Fatores Inibidores
  - Cimentação
- Fatores Dinâmicos
  - Ambiente deposicional
  - Temperatura
  - Pressão

Rochas Carbonáticas reagem ao soterramento de diferentes maneiras dependendo do tipo e ambiente deposicional.

27

## Compactação dos Folhelhos

- Três estágios de uma Compactação Normal
  - Expulsão da água. **Porosidade cai de 70-85% para 45%**
  - Re-arranjo mecânico dos grãos. **Porosidade cai para 25% com expulsão de mais água.**
  - Deformação mecânica das partículas. **Porosidade cai para 10% com expulsão de mais água.**

**É uma Rocha Impermeável**

28

## Compactação

(Observações)

- Porosidade cai com o aumento do soterramento.
- Em compactações normais o fluido da formação consegue escapar.
- Rochas carbonáticas são afetadas não só pelo soterramento mas pelo ambiente deposicional
- Folhelhos podem não permitir o escape dos fluidos devido a baixa permeabilidade

29

## Resumo sobre Compactação

- Compactação Normal: Os fluidos das formações escapam a medida que o soterramento ocorre.
- Compactação Anormal ou Subcompactação parte dos fluidos não consegue escapar.
  - A porosidade reduzirá menos com a profundidade
  - Parte da sobrecarga será transmitida aos fluidos das formações

30

## Pressão de Poros - Pp

- É a pressão do fluido contido no interior dos poros das rochas (psi)
- Gradiente de Pressão de Poros (lb/gal) é a pressão de poros dividida pela profundidade.

$$G_p = \frac{P_p}{0,1706 Z}$$

Diagram illustrating the equation for Porosity Pressure Gradient ( $G_p$ ). The equation is shown in a yellow box. Arrows point from the equation to the units: 'lb/gal' on the left, 'psi' on the top right, and 'm' on the bottom right.

Gradiente de Pressão de Poros é normalmente referido à mesa rotativa

31

## Gradiente de Poros

- Os gradientes de poros podem ser definidos como normais, anormalmente altos e anormalmente baixos. Gradientes anormalmente altos podem ser encontrados em várias partes do mundo e são a causa de alguns grandes acidentes. Os gradientes anormalmente baixos também não são raros sendo muito comuns em campos depletados.
  - Gradiente Pressão de Poros Normal
    - $8,34 \text{ ppg} < P_p < 9,00 \text{ ppg}$
  - Gradiente de Pressão de Poros Anormalmente Alto
    - $9,00 \text{ ppg} < P_p$
  - Gradiente de Pressão de Poros Anormalmente Baixo
    - $P_p < 8,34 \text{ ppg}$

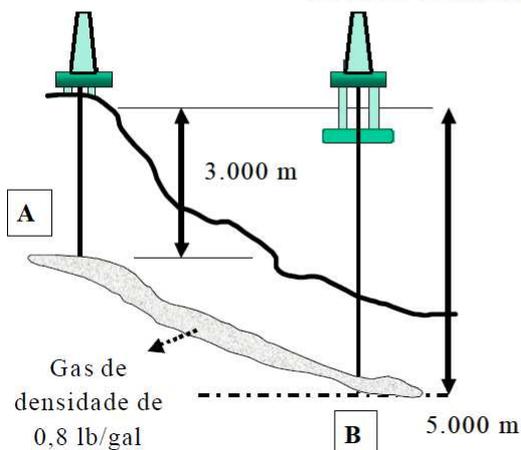
Zona de Transição é o trecho de profundidade onde o gradiente de poros passa de normal para anormalmente alto (ou baixo).

32

## EXERCÍCIO

## Origem das Pressões Anormais

## Pressão Diferencial



O mecanismo de geração de pressões anormais por pressão diferenciais pode ser entendido seguindo a seguinte questão.

Qual a pressão em "A" sabendo-se que a pressão de poros em "B" foi reportada como normal?

## Resposta

- Pressão normal no ponto B ( $G_{pb}=8,6$  ppg)
  - $P_{pb} = 0,1706 \times 8,6 \times 5000$
  - $P_{pb} = 7.336$  psi
- Pressão no ponto A
  - $P_{pa} = P_b - \text{Gradiente do gás} \times (Z_b - Z_a)$
  - $P_{pa} = 7.336 - 0,1706 \times 0,8 \times (5.000 - 3.000)$
  - $P_{pa} = 7.063$  psi
  - $G_{pa} = P_{pa} / (0,1706 \times Z_a) = 7.063 / (0,1706 \times 3.000)$
  - $G_{pa} = 13,8$  ppg (Gradiente Anormalmente Alto no Ponto A)

## **Pressões Anormais**

### **Indicadores de Zonas Anormalmente Pressurizadas**

- Aumento da Taxa de Penetração com a profundidade
- Aumento na quantidade de Gases
  - Conexão
  - Manobra
- Alteração das Propriedades do Fluido de Perfuração
  - Densidade
  - Condutividade
  - Temperatura

35

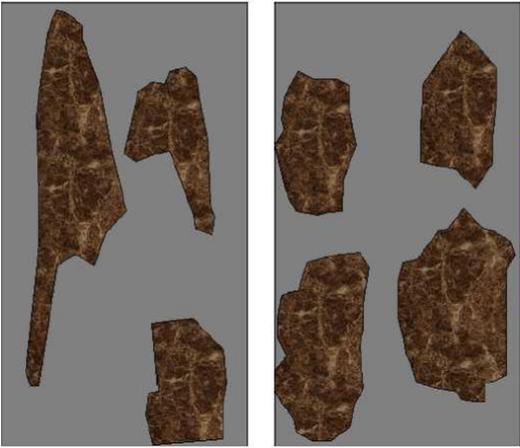
## **Pressões Anormais**

### **Indicadores de Zonas Anormalmente Pressurizadas**

- Aspecto dos Cascalhos
  - Desmoronados com aspecto afunilado
- Aumento do Torque e Drag
- Propriedades da Formação
  - Aumento do Tempo de Trânsito com a profundidade
  - Variação da Resistividade com a profundidade
  - Densidade
- Poço Fluindo

36

### Aspecto dos Cascalhos



Cascalhos provenientes de zonas anormalmente pressurizadas

Cascalhos provenientes de zonas desmoronadas por alívio de tensões

37

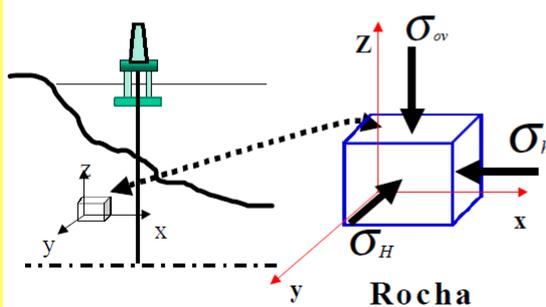
### Tensões ao Redor de um Poço

- De um modo geral uma tensão é o resultado da aplicação de uma força sobre uma área e podem ser dividida em três componentes e de acordo com o sistema de coordenadas utilizado:
  - Sistemas coordenadas mais comuns na Engenharia de Poços
    - Cartesiano
    - Cilíndrico

38

## Estado de Tensões (Tensões In Situ)

“Tensões atuantes sobre um bloco de rocha”

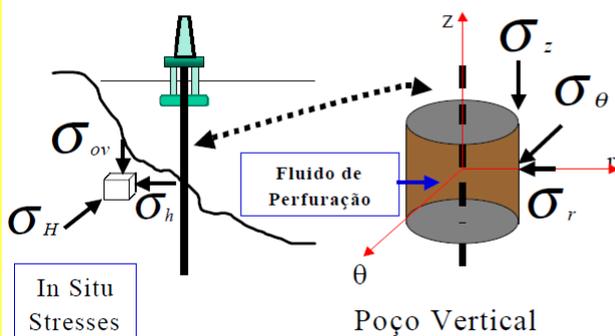


As tensões in situ originam-se na maioria das vezes como resultado da pressão de sobrecarga atuando sobre um elemento de rocha como mostrado na figura. Esta tensão atuando neste ambiente confinado gera por sua vez duas outras componentes normalmente horizontais que podem ser iguais ou não.

39

## Estado de Tensões

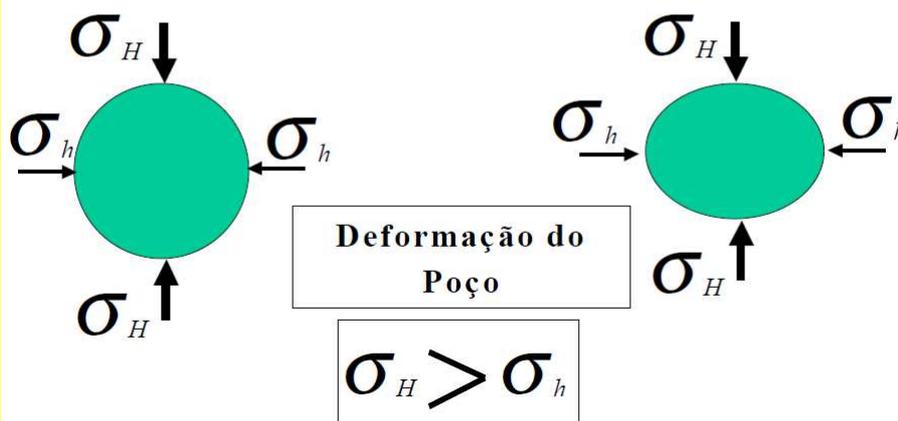
“Tensões atuantes ao redor do poço”



A perfuração do poço altera o estado de tensões na sua vizinhança. As tensões geradas ao redor do poço são funções de vários fatores que incluem as tensões in situ, as propriedades das rochas e a pressão dentro do poço. A pressão exercida pelo fluido de perfuração não restabelece o estado original de tensões.

40

### O Estado de Tensões Atuante Podem Levar a Deformação do Poço



41

### Estado de Tensões ao Redor do Poço

#### Importantes Aspectos

- O poço altera o estado de tensões original.
- O fluido de perfuração não repõe o estado inicial de tensões in situ.
- O **Estado de Tensões** é função da:
  - Inclinação do poço,
  - Fluido no interior do poço
  - Tipo de rocha
  - Pressão de poros
  - **Tensões in Situ**

42

## Gradiente de Pressões

- Pressão do Fluido de Perfuração -  $P_m$ 
  - Pressão hidrostática no interior do poço devido ao fluido de perfuração
- Pressão de Fratura -  $\sigma_f$ 
  - Pressão no interior do poço que causa a fratura da formação.
- Pressão de Colapso -  $\sigma_c$ 
  - Pressão no interior do poço que causa o colapso (desmoronamento) das paredes do poço.

43

## Modos de Ruptura

**Ruptura à Tração ==> Fratura**  
**“Uma fratura se abre e se estende”**

**Ruptura à Compressão ==> Colapso**  
**“O poço se deforma podendo ter seu diâmetro reduzido”**

**ou**

**“Partes de rochas caem dentro do poço causando alargamento do mesmo”**

44

## Gradientes de Fratura e Colapso

- Gradiente de Fratura
  - Métodos Indiretos
    - Baseado nas Tensões ao Redor do Poço
  - Método Direto
    - Teste de Absorção
- Gradiente de Colapso
  - Comportamento do Poço

45

### RESISTÊNCIA DE FORMAÇÃO DE FRATURA

Quando uma pressão anormal de formação é encontrada, a densidade do fluido de perfuração deve ser aumentada para manter a pressão no furo acima da pressão da formação para impedir o fluxo de fluidos das formações permeáveis para o furo.

No entanto, uma vez que a pressão no poço deve ser mantida abaixo da pressão que irá causar fratura nas formações mais rasas, relativamente fracas e expostas, existe uma densidade máxima do fluido que pode ser tolerada. Isto significa que existe uma profundidade máxima em uma zona anormalmente pressurizada na qual o poço pode ser perfurado de modo seguro sem cimentar uma outra coluna de revestimento.

Portanto, o conhecimento da pressão na qual a fratura da formação irá ocorrer em todas as profundidades do poço é essencial para o planejamento e perfuração de um poço em formações de pressão anormal.

46

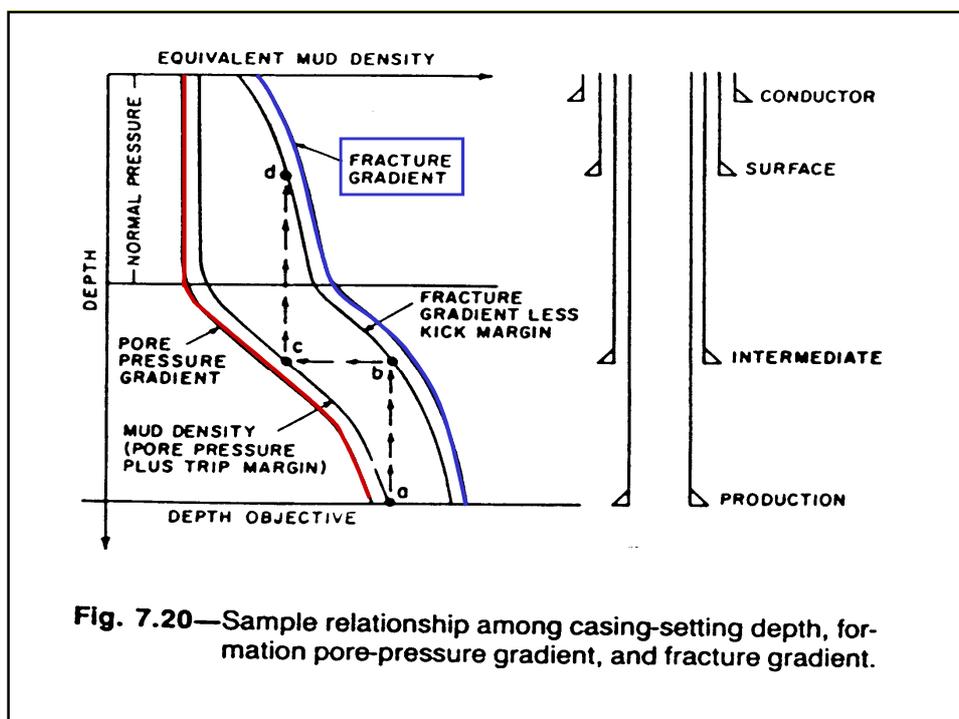
## Previsão dos Gradientes de Fratura

- ▶ **Planejamento do poço**
- ▶ Determinação teórica do gradiente de fratura
  - ▶ Hubbert & Willis
  - ▶ Matthews & Kelly
  - ▶ Ben Eaton
  - ▶ Comparação de Resultados
- ▶ Determinação exper. do gradiente de fratura
  - ▶ Testes de vazamento (Leak-off Tests)
  - ▶ Perda de circulação
- ▶ Lama cortada por gás

## Planejamento do poço

Práticas seguras de perfuração exigem que os seguintes itens sejam considerados quando se planeja um poço :

- ▶ Determinação da pressão de poro
- ▶ Determinação do gradiente de fratura
- ▶ Seleção da profundidade de instalação do revestimento
- ▶ Projeto do revestimento
- ▶ Considerações sobre o H<sub>2</sub>S
- ▶ Plano de contingência



## Pressão de Formação e Tensão da Matriz

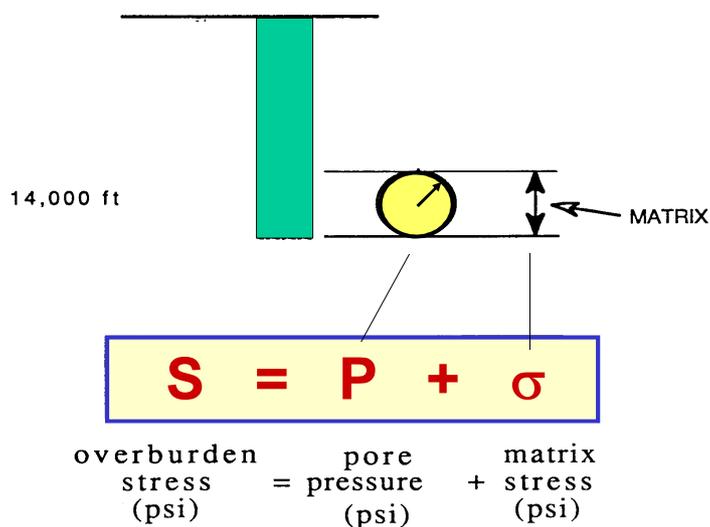
**Dados:** Prof. poço: 14000 ft.

Pressão de formação do poço expresso em peso de lama equivalente de 9,2 lb/gal e a tensão de capeamento de 1,00 psi/ft.

**Calcule:**

1. Pressão de poro, psi/ft , a 14000 ft
2. Pressão de poro, psi, a 14000 ft
3. Tensão da matriz, psi/ft
4. Tensão da matriz, psi

## Pressão de Formação e Tensão da Matriz



## Pressão de Formação e Tensão da Matriz

### Cálculos:

Profundidade = 14000 ft.

Pressão de poro = 9,2 lb/gal equivalente

Pressão de capeamento = 1,00 psi/ft.

1. Gradiente de pressão de poro

$$= 0.433 \text{ psi/ft} * 9.2/8.33 = 0.052 * 9.2$$

$$= 0.478 \text{ psi/ft}$$

2. Pressão de poro a 14,000 ft

$$= 0.478 \text{ psi/ft} * 14,000 \text{ ft}$$

$$= 6,692 \text{ psig}$$

## Pressão de Formação e Tensão da Matriz

### Cálculos:

3. Gradiente de tensão da matriz,

$$S = P + \sigma \quad \text{psi}$$

$$\text{or } \frac{S}{D} = \frac{P}{D} + \frac{\sigma}{D} \quad \text{psi/ft}$$

$$\text{i.e., } \frac{\sigma}{D} = \frac{S}{D} - \frac{P}{D} = (1.000 - 0.478) \text{ psi/ft}$$

$$\sigma / D = 0.522 \text{ psi/ft}$$

## Pressão de Formação e Tensão da Matriz

### Cálculos:

4. Tensão de matriz a 14000 ft

$$= 0.522 \text{ psi/ft} * 14000 \text{ ft}$$

$$\sigma = 7,308 \text{ psi}$$

**Gradiente de Fratura  
(Método Tradicional)**

$$G_{Frat} = G_p + K (G_{ov} - G_p)$$

Diagram illustrating the components of the fracture gradient equation:

- $G_{Frat}$  is labeled as **Fratura**.
- $G_p$  is labeled as **Gradiente de Poros**.
- $K$  is labeled as **Constante**.
- $G_{ov}$  is labeled as **Gradiente de Poros**.

55

### Exercício

- Um poço estava sendo perfurado a uma profundidade de 4.500 metros. Os gradientes de poros e de sobrecarga foram reportados igual a: 10,5 e 18,7 ppg, respectivamente. Sabe-se que a relação entre as tensões de sobrecarga e a menor tensão horizontal é igual 0,60. Calcule o gradiente de fratura para esta profundidade.

56

### Solução

$$G_{Frat} = G_p + K (G_{ov} - G_p)$$

↑ 0,6  
 ↓ 10,5      ↓ 18,7      ↓ 10,5

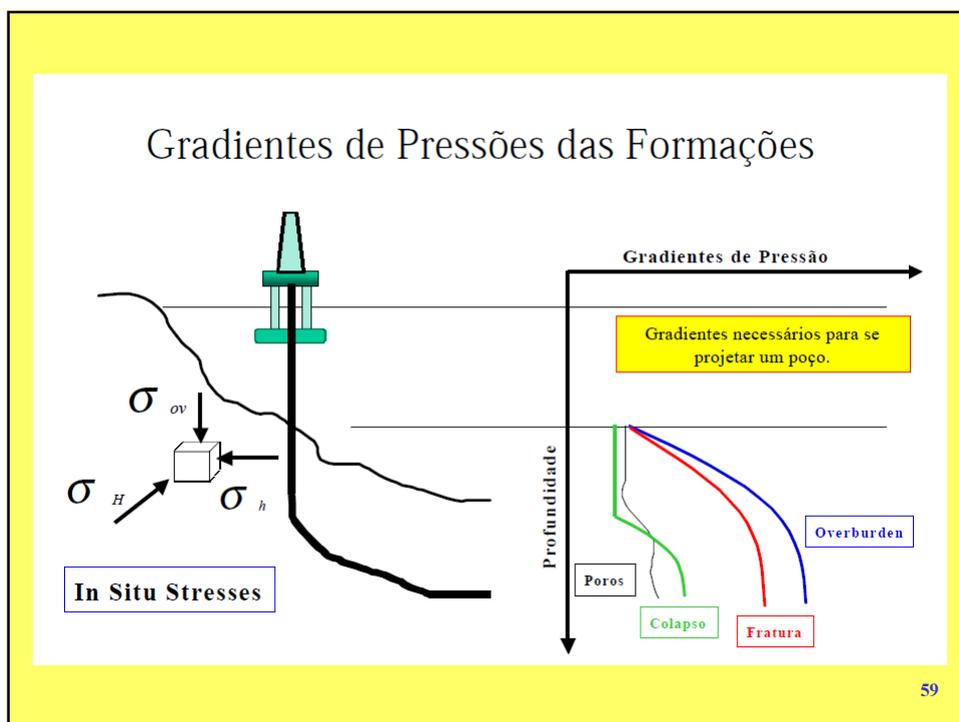
$$G_{Frat} = 10,5 + 0,6 (18,7 - 10,5) = 15,4 \text{ ppg}$$

57

### Gradiente de Colapso

- O gradiente de colapso, por indicar o grau de estabilidade de um poço, é de grande importância na perfuração de poços direcionais.
- Seu cálculo é difícil pois envolve o conhecimento de vários parâmetros difíceis de serem adquiridos.
- A análise do comportamento de poços de correlação pode ser de grande valia.

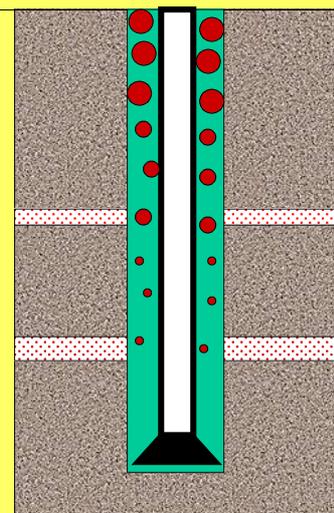
58



## What is Gas Cut Mud?

After drilling through a formation containing gas, this “drilled gas” will show up in the mud returns at the surface.

Gas cut mud is mud containing some gas - from any source.



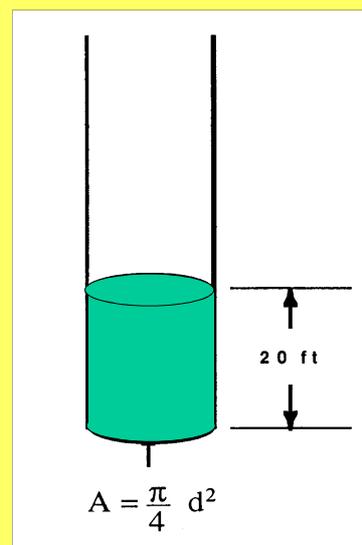
## Gas Cut Mud

- ▶ Effect of Drilling Rate
- ▶ Effect of Circulation Rate
- ▶ Mud/Gas Ratio at the bottom of the Hole
- ▶ Mud/Gas Ratio at the Surface
- ▶ Density of Gas Cut Mud
- ▶ **Reduction of Bottom Hole Pressure due to Gas Cut Mud**
- ▶ Safe Drilling Practices

## How Critical is Gas Cut Mud?

### Example Problem

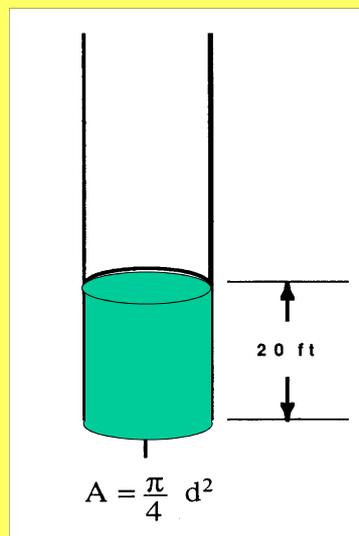
Well depth = 15,000 ft  
 Hole size = 7 7/8"  
 Drill pipe size = 4 1/2"  
 Mud weight = 15 ppg  
 Drilling Rate = 20 ft/hr  
 Circ. rate = 7.0 bbl/min



## How Critical is Gas Cut Mud?

### Formation Properties

Sand gas saturation	70%
Sand Porosity	25%
$Z_S$	1
$Z_B$	1.35
$T_B$	250°F
$T_S$	100°F



### Bottom-Hole Ratio of Mud Volume to Gas Volume:

$$\frac{\text{Mud}}{\text{Gas}} = \frac{7 \text{ bbl} * \frac{60 \text{ min}}{\text{hr}}}{\left( \frac{\pi}{4} \right) \left( \frac{7 \frac{7}{8} \text{ in}}{12 \text{ in/ft}} \right)^2 \left( \frac{20 \text{ ft}}{\text{hr}} \right) * \left( \frac{\text{bbl}}{5.61 \text{ cu.ft}} \right) * 0.25 \text{ porosity} * 0.7 \text{ gs}}$$

$$\frac{\text{Mud}}{\text{Gas}} = \frac{420 \frac{\text{bbl}}{\text{hr}}}{0.2110 \frac{\text{bbl}}{\text{hr}}} = \underline{1990}$$

This indicates there are 1990 volumes of mud to 1 volume of gas at the bottom of the hole.

### Ratio of surface volume of gas to bottom-hole volume of gas:

$$\frac{V_S}{V_B} = \frac{P_B}{P_S} \frac{Z_S}{Z_B} \frac{T_S}{T_B} \quad (\text{gas law}) \quad (\text{PV} = ZnRT)$$

$$= \frac{(11,700 \text{ psi})(1)(560^\circ \text{ R})}{(14.7 \text{ psi})(1.35)(710^\circ \text{ R})} = 465$$

This shows there are 465 volumes of gas at the surface per volume of gas at the bottom of the hole

### Mud/gas Volume Ratio at the Surface:

$$\text{At Bottom : } \frac{\text{Mud Volume}}{\text{Gas Volume}} = 1,990$$

$$\text{Expansion : } \frac{\text{Gas at Surface}}{\text{Gas at Bottom}} = 465$$

$$\text{At surface : } \frac{\text{Mud Volume}}{\text{Gas Volume}} = \frac{1990}{465} = 4.279$$

### Mud Density at the Surface:

$$\rho_{surf} = \frac{(Mud \text{ vol/gas vol @ surface})(Mud \text{ Density})}{Total \text{ Volume}}$$

$$= \frac{(4.279) * 15 \text{ ppg} + (1 * 0) \text{ ppg}}{4.279 + 1} = 12.16 \text{ ppg}$$

So the mud weight has been cut 2.84 ppg  
(from 15 to 12.16) ppg

### Mud Density at the Surface:

It should be noted that in actual situations the mud cut would probably be less because we have assumed all gas stays in the mud-gas mixture. A certain amount of gas will break out.

The effects of gas cut mud on the hydrostatic head:

$$\Delta P_{red.gas} = \frac{C P_S Z_A T_A}{(100 - C) Z_S T_S} \ln \left( \frac{(P_B + P_S)}{P_S} \right)$$

$$\Delta P_{\text{red.gas}} = \frac{C P_S Z_A T_A}{(100 - C) Z_S T_S} \ln \left( \frac{(P_B + P_S)}{P_S} \right)$$

$P_B$  - Hydrostatic pressure at bottom of well

$C$  - Gas % of total fluid at the surface

$P_S$  - Surface pressure, psi

$Z_A$  - Average compressibility factor

$T_A$  - Average temperature, °R

$Z_S$  - Surface compressibility factor

$T_S$  - Surface temperature, °R

### Hydrostatic Pressure and C

$$P_B = 0.052 * 15 \text{ ppg} * 15000 \text{ ft} = 11,700 \text{ psi}$$

$$C = \frac{(\text{Vol. of gas}) * 100\%}{\text{Vol. of gas} + \text{vol. of mud}}$$

$$= \frac{1 * 100\%}{1 + 4.279} = 18.94\%$$

### Average T and Z

$$T_A = \frac{710 + 560}{2} = 635^\circ R$$

$$Z_A = \frac{1 + 1.35}{2} = 1.175$$

### Reduction in BHP

$$\Delta P_{\text{red.gas}} = \frac{C P_S Z_A T_A}{(100 - C) Z_S T_S} \ln \left( \frac{(P_B + P_S)}{P_S} \right)$$

$$\Delta P_{\text{red.gas}} = \frac{(18.94)(14.7)(1.175)(635)}{(100 - 18.94)(1)(560)} \ln \left( \frac{11,700 + 14.7}{14.7} \right)$$

$$\Delta P_{\text{red.gas}} = 30.57 \text{ psi}$$

## Reduction in BHP

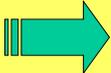
This means the gas reduced the hydrostatic head by only **30.57 psi!**

The resulting bottom hole pressure will be

$$p = 11,700 - 30.57$$

$$\text{BHP} = 11,669 \text{ psi}$$

What should be done when gas cut mud is encountered?

Establish  Where did the gas come from?

- (a) **Drilled gas** - no increase in mud weight is required
- (b) **Increasing pore pressure**
  - (abnormal pore pressure)
  - May have to increase mud weight