

Análise do efeito da geometria dos poros nas propriedades físicas da rocha

Analysis of the effect of pore geometry in the physical properties of rocks

Luiz Alberto Oliveira Lima Roque*
Roseane Marchezi Missaglia**

Um dos principais fatores que influenciam o fluxo dos fluidos do reservatório sobre pressão é a geometria dos poros. Poros com formatos mais estreitos serão mais facilmente compactados quando submetidos à pressão de soterramento. A pressão efetiva modifica a geometria dos poros abrindo ou fechando microfaturas, que resulta, por sua vez, em aumento ou redução dos módulos elásticos, da porosidade, da permeabilidade, entre outros parâmetros. As propriedades físicas da rocha dependem da dimensão e do formato dos poros. Dessa forma, torna-se necessário estudar e aprimorar modelos matemáticos do meio, que levem em conta o fator de formato dos poros, para estimar as propriedades elásticas da rocha, visando analisar as variações do comportamento de propriedades físicas de acordo com a geometria dos poros. O modelo de meio efetivo diferencial (DEM), a teoria de Hertz-Mindlin e a aproximação potencial coerente (CPA) constituem alguns dos paradigmas teóricos que levam em conta o impacto da geometria dos poros na estimativa dos módulos elásticos. Tendo em vista a importância do efeito da estrutura dos poros no comportamento dos parâmetros físicos, este artigo propõe uma análise de alguns modelos matemáticos que contemplem a influência do formato dos poros na estimativa de propriedades físicas da rocha.

Palavras-chave: Propriedades físicas da rocha. Análise de sensibilidade. Geometria dos poros. Parâmetros físicos. Modelos matemáticos.

Pore geometry is one of the main factors influencing the flow of reservoir fluids under pressure. Pores with narrower formats are more easily compressed when subject to pressure. Pressure modifies pore geometry by opening or closing cracks, causing increase or decrease in the elastic modulus, porosity, permeability, and other parameters. Rock physical properties depend on the size and shape of pores. Thus, in order to analyze changes on the physical properties behavior according to the pores geometry, it is necessary to study and improve mathematical models of the porous media by taking into account the pore shape factor for estimating rock elastic properties. Differential effective medium model (DEM), Hertz-Mindlin theory and coherent potential approximation (CPA) are some of the theoretical paradigms that take into account pore geometry in changes in elastic moduli. Given the importance of the pore structure effect on the behavior of physical parameters, this article proposes an analysis of some mathematical models that consider the influence of pore shapes in the physical properties of rocks.

Key words: Physical properties of rocks. Pore geometry. Physical parameters. Mathematical models. Sensibility analysis.

* Professor do Ensino Tecnológico. Mestre em Engenharia de Computação, Doutorando em Engenharia de Reservatórios e Modelagem Computacional – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Fluminense – Campos dos Goytacazes, RJ - Brasil.

** Professora Pesquisadora da UENE. Doutora e Mestra em Engenharia de reservatórios – Campos dos Goytacazes, RJ - Brasil

Introdução

A física de rocha estuda as propriedades físicas e químicas do meio poroso e sua interação com os fluidos nele contidos, que podem ser gás, água ou petróleo. A viabilidade econômica de um reservatório é determinada pela quantidade de hidrocarboneto que pode ser produzida. A extração de fluidos requer a existência de caminhos naturais para o óleo fluir, quando submetido a um diferencial de pressão. Portanto, um reservatório que acumule hidrocarbonetos deve conter uma rede de poros interconectados para armazenar os fluidos e permitir a movimentação dos mesmos. Dessa forma, a porosidade e a permeabilidade de rochas reservatório são as mais importantes propriedades físicas com respeito à armazenagem e transmissão de fluidos (TIAB, 2004).

As principais famílias de propriedades físicas de rochas são:

a) Propriedades elétricas – resistividade, condutividade e permissividade; b) Propriedades petrofísicas - permeabilidade, porosidade e saturação; c) Propriedades radioativas – valor natural dos elementos urânio, tório e do isótopo radioativo do potássio; d) Propriedades acústicas – densidade, velocidade primária e secundária; e) Propriedades mecânicas – podem ser elásticas (razão de Poisson, módulo de cisalhamento e módulo de Incompressibilidade da rocha) ou inelásticas (gradiente de fratura e rigidez da formação). (MISSAGIA, 2010).

Para entender como se comportaria o meio poroso, quando submetido a uma diferença de pressão, durante a produção de hidrocarbonetos, é necessário compreender as propriedades físicas das rochas, as interações de vários fluidos com a superfície das mesmas, juntamente com a distribuição e a geometria dos poros. Evidencia-se, desta forma, a importância das propriedades físicas da rocha no contexto do estudo de parâmetros relevantes à extração petrolífera.

Há diversas questões a serem resolvidas quanto aos estudos de viabilidade econômica de um reservatório. No que diz respeito ao fluxo de hidrocarbonetos, a dimensão e a forma dos poros podem dificultar ou facilitar a extração petrolífera.

O estudo do comportamento das propriedades das rochas pode ser realizado por meio de testemunhos e análise de lâminas de rocha, ambas desenvolvidas em laboratório, e adequadas à estimativa de parâmetros petrofísicos.

As propriedades petrofísicas são estudadas testando as interações de pequenas amostras de rochas com vários fluidos. O conhecimento das rochas e suas propriedades de fluxo de fluidos podem ser também obtidos pelo estudo do estudo de meios porosos artificialmente elaborados, característicos de rochas sintéticas.

Propriedades petrofísicas

Permeabilidade

Grande parte das propriedades físicas da rocha pode ser medida diretamente

em laboratório, efetuada em amostras cilíndrica e/ou laminar, ou no campo a partir de medidas indiretas usando a perfilagem de poço. Destacam-se, dentre as propriedades físicas da rocha, a permeabilidade, propriedade que mede a capacidade de fluxo de fluidos por meio de poros interconectados e fraturas.

Existem dois tipos de permeabilidade. Permeabilidade absoluta - quando o meio poroso está totalmente saturado pelo fluido; Permeabilidade efetiva é a capacidade de fluxo de um fluido na presença de outros. Na presença de vários fluidos, a razão da permeabilidade efetiva em qualquer fase para a permeabilidade absoluta (κ_o) é conhecida como permeabilidade relativa daquela fase ($\kappa_{ro} = \kappa_o / \kappa$).

A vazão do fluido é diretamente proporcional ao diferencial de pressão exercido sobre o mesmo. Por outro lado, esse fluido terá maior dificuldade em escoar pela rocha à medida que a viscosidade aumenta, pois, segundo a lei de Newton da viscosidade (1), o gradiente local de velocidade $\frac{dv_x}{dy}$ é inversamente proporcional à viscosidade μ , multiplicada pela tensão de cisalhamento τ_{xy} na direção x.

$$\frac{dv_x}{dy} = -\frac{1}{\mu} \tau_{xy} \quad (1)$$

Vários fatores devem ser bem conhecidos quando se deseja determinar a permeabilidade de uma rocha:

- Tamanho e área transversal aberta ao escoamento de fluido.
- Porosidade.
- Propriedades do fluido
- Vazão do fluido

A figura 1 elucidada como a permeabilidade da rocha depende da porosidade efetiva e, que por consequência, é afetada pelo tamanho do grão, forma do grão, distribuição do grão, empacotamento do grão, grau de consolidação e cimentação e tipos de material cimentante entre os grãos, especialmente quando existe a ocorrência de baixa salinidade. Note-se que, embora não seja uma regra, nesse caso a permeabilidade horizontal é maior que a vertical em virtude do tamanho e forma dos grãos, e também, da distribuição e empacotamento dos grãos.

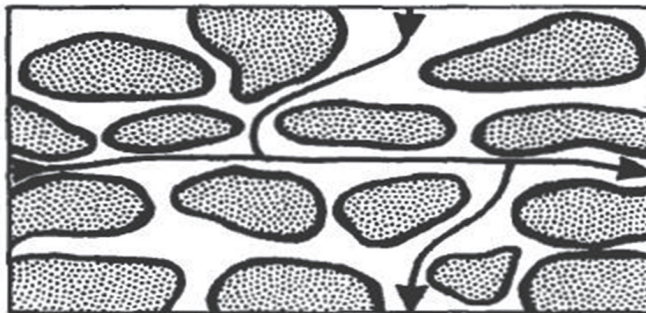


Figura 1 – Efeito da forma e tamanho dos grãos sobre a permeabilidade

Fonte: Extraído de Misságia, 2010

A partir da lei de Darcy é possível estimar o valor da permeabilidade (Figura 2) em meio que contém fluido escoando por meio dos poros, em qualquer sentido ou direção. Ao se tomar a seção reta deste meio poroso, considera-se que o escoamento do fluido provocará um diferencial de pressão entre as faces do material.

$$Q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \tag{2}$$

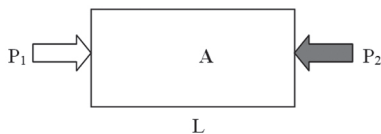


Figura 2 – Seção reta de meio poroso retangular

Onde:

Q = Vazão do fluido (cm^3/s).

A = Área da seção transversal do meio poroso (cm^2).

L = Comprimento do meio poroso (cm).

$\Delta P = P_1 - P_2$ = Diferencial de pressão nas faces de entrada e saída (Pa).

K = Permeabilidade do meio poroso (mD).

μ = Viscosidade do fluido (cP).

Porosidade

A porosidade (Figura 3) mede a capacidade da rocha de armazenar fluidos. Esta propriedade é definida como a relação entre o volume de espaços vazios (V_v) de uma rocha e o volume total (V_T) da mesma, expressa em %. A razão entre o volume dos poros conectados e o volume total da rocha define o conceito de porosidade efetiva.

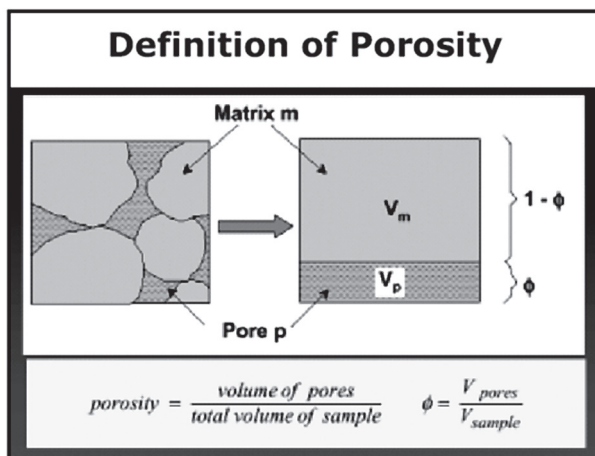


Figura 3 – Definição de porosidade

Fonte: Misságia (2010)

Saturação

O conceito desta propriedade refere-se à situação em que o volume dos poros está preenchido com água, óleo, gás ou com uma combinação entre cada uma destas três fases. Dessa forma, a saturação é definida pelo quociente entre o volume de fluidos e o volume total de poros da rocha, conforme a seguinte equação:

$$S_0 = \frac{V_0}{V_P} \quad (3)$$

Considerando um escoamento trifásico, a soma das saturações do óleo, da água e do gás será igual à unidade:

$$S_0 + S_G + S_W = 1 \quad (4)$$

Por analogia, depreende-se que a soma dos volumes de cada uma das fases fluidas, ou seja, do óleo, da água e do gás, será igual ao volume de poros:

$$V_0 + V_G + V_W = 1 \quad (5)$$

Propriedades acústicas

A perfilagem de poço também permite a estimativa de propriedades acústicas como amplitude das ondas refletidas, velocidade e atenuação das ondas compressoriais (primárias) e cisalhantes (secundárias).

A velocidade da onda estimada é utilizada na avaliação de formação, para auxiliar na determinação de porosidade, litologia, compressibilidade do poro e de incompressibilidade da rocha. A atenuação da onda permite identificar a zona fraturada e analisar a qualidade da cimentação. A amplitude da zona refletida é utilizada para inspeção do revestimento e localização de *vugs* e fraturas.

A perfilagem acústica em poço aberto consiste da medida da velocidade sônica (V) por meio do perfil sônico, que é o tempo requerido (T) para uma onda acústica viajar uma dada distância por intermédio da formação em torno do poço (MISSÁGIA, 2010).

$$V = \frac{10^6}{T} \quad (6)$$

O som propaga-se com diferentes velocidades, dependendo do meio em que as ondas acústicas viajam. A velocidade do som é mais elevada em meios sólidos do que em materiais líquidos ou gasosos.

A velocidade de propagação da onda acústica depende diretamente da composição mineral da matriz rochosa e fases fluídas que saturam o meio poroso. Dessa forma, é possível usar a medida da velocidade do som nas rochas para determinar a relação entre os volumes dos fluidos (gás e/ou óleo) presentes nos poros, e das partes sólidas. Essa razão de proporcionalidade entre líquidos, gases e sólidos é definida como porosidade.

A propagação de uma onda acústica por um meio poroso (rocha) varia em função do tipo do material sólido (litologia ou matriz), da separação entre seus componentes sólidos (porosidade) e do tipo de material entre seus componentes sólidos (saturações dos fluidos).

Propriedades mecânicas

As constantes elásticas são definidas por meio dos esforços dentro dos limites elásticos, veja Figura 4. Entre as principais constantes elásticas temos o módulo de Young (E), o módulo de cisalhamento (G) o módulo de incompressibilidade (K), e a razão de Poisson (μ).

- **Módulo de Young (E):** É a razão do esforço compressivo ou de tensão e a correspondente deformação.

$$E = \frac{\left(\frac{F}{A}\right)}{\left(\frac{\Delta L}{L}\right)} \quad (7)$$

- **Módulo de Cisalhamento (μ):** É a razão entre o esforço cisalhante (representada pelo quociente entre força e área) e a consequente deformação cisalhante.

$$\mu = \frac{\left(\frac{F}{A}\right)}{\theta} \quad (8)$$

- **Módulo de incompressibilidade (κ):** É a razão esforço-deformação quando o corpo é submetido a um esforço compressivo uniforme.

$$\kappa = \frac{p}{\left(\frac{\Delta V}{V}\right)} \quad (9)$$

- **O coeficiente de Poisson (ν)** é uma medida da razão entre a deformação transversal e longitudinal, causada por forças de tração e compressão aplicadas nas bases superiores e inferiores de um material.

$$\nu = \frac{\varepsilon_T}{\varepsilon_L} \quad (10)$$

onde:

$$\varepsilon_T = \frac{\Delta d}{d} \quad (11)$$

$$\varepsilon_L = \frac{\Delta L}{L} \quad (12)$$

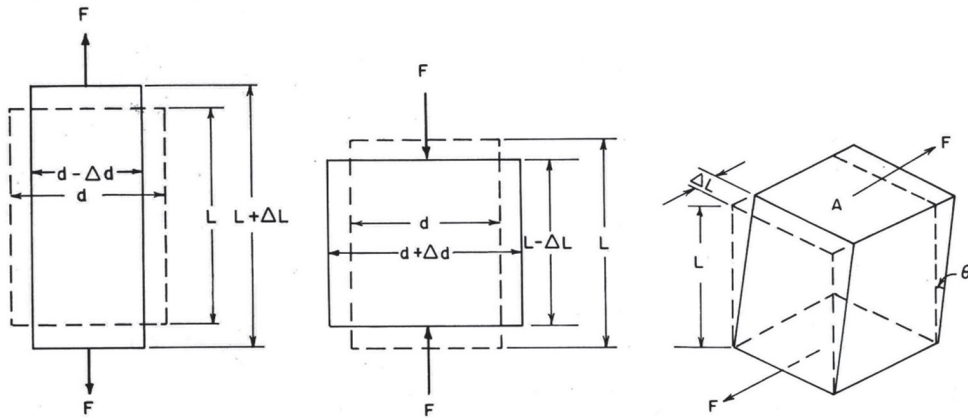


Figura 4 – Corpos submetidos a esforços dentro dos limites elásticos

Fonte: Carrasco (2010)

As ondas longitudinais (compressionais), também chamadas de ondas primárias (P), são aquelas onde o movimento da partícula ocorre na direção de propagação da onda (Figura 5). As ondas primárias podem se propagar em meio sólido, líquido ou gasoso. A velocidade compressional (V_p) é dada pela seguinte equação:

$$V_p = \left[\frac{\kappa + 4/3\mu}{\rho} \right]^{1/2} \quad (13)$$

As ondas transversais (cisalhantes), também chamadas de ondas secundárias, são aquelas cujo movimento da partícula é perpendicular à direção da propagação da onda e não se propagam em meios líquidos ou gasosos, apenas em sólidos. A velocidade cisalhante é dada pela seguinte equação:

$$V_s = (\mu/\rho)^{1/2} \quad (14)$$

As constantes elásticas são dependentes e podem ser colocadas em função de outras:

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (15) \quad \kappa = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (16)$$

$$\text{Dividindo-se (13) por (14) obtém-se: } p c V_p = \sqrt{2} \cdot V_s \quad (17)$$

As expressões (13) e (14) foram derivadas assumindo-se um meio infinito, isotrópico, homogêneo e elástico. Portanto, a aplicação destas relações não é recomendável quando houver fluidos nos poros, fraturas ou vazios.

A relação de substituição de fluidos de Gassman é comumente aplicada para estimar os módulos de elasticidade em rochas saturadas por diferentes fluidos (KUMAR, 2005):

$$v_p^2 = \frac{1}{\rho_b} \left[(K_d + \frac{[1 - (K_d/K_{ma})]^2}{(\phi/K_f) + [(1-\phi)/K_{ma}] - (K_d/K_{ma}^2)} + \frac{4}{3}) G_d \right] \quad (18)$$

$$v_s^2 = G_d / \rho_b \quad (19)$$

As equações (18) e (19) apresentam os subscritos 'b', 'ma', 'f', e 'd', que se referem aos termos volume, matriz, fluido e rocha seca, respectivamente.

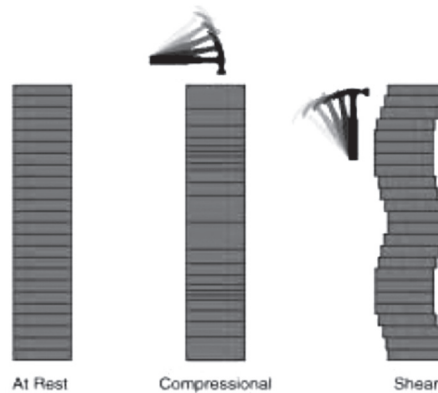


Figura 5 - Propagação de Ondas Primárias e Secundárias

Fonte: Carrasco, 2010

Ao se considerar em duas rochas semelhantes, aquela que contiver maior porosidade apresentará um tempo de trânsito maior do que aquela de menor porosidade (CARRASCO, 2010).

Um sinal acústico é caracterizado por quatro parâmetros principais:

- a) **Tempo de chegada**, que determina a velocidade de propagação do mesmo;
- b) **Amplitude**, que apresenta um decréscimo exponencial à medida que se afasta do transmissor;
- c) **Atenuação**, que é a medida do decréscimo da amplitude com a distância do transmissor;
- d) **Frequência**, que indica o número de oscilações por unidade de tempo.

Os tópicos supracitados salientam a relevância do estudo dos parâmetros físicos da rocha no contexto da indústria petrolífera. Tais propriedades físicas podem sofrer a influência de diversos fatores, como a geometria dos poros.

Uma questão importante é saber como porosidade, velocidades de ondas compressoriais e cisalhantes, coeficiente de Poisson, e os módulos de cisalhamento, Young e de incompressibilidade da rocha (ou compressibilidade) se comportariam em poros de tamanho e formato variado.

Dessa forma, o objetivo deste artigo é pesquisar as variações do comportamento de propriedades físicas conforme os formatos dos poros, analisando alguns modelos matemáticos existentes que relacionem geometria e tamanho dos poros aos parâmetros da rocha.

Modelos Matemáticos de Geometria dos poros

Serão apresentados a seguir alguns modelos matemáticos que descrevem o comportamento de parâmetros físicos de rocha em função de geometria e tamanho dos poros.

Substituição de fluidos em rochas saturadas com fluidos viscoelásticos

Existem fluidos que exibem muitas das características encontradas nos sólidos; são os chamados viscoelásticos. Os fluidos viscoelásticos são substâncias que apresentam propriedades viscosas e elásticas acopladas. Quando a tensão de cisalhamento cessa, ocorre uma recuperação parcial da deformação. A física de rocha tradicional é baseada na teoria de Gassmann e não se aplica a materiais saturados com fluidos viscoelásticos, como óleos pesados.

Há um esquema de substituição de fluidos alternativo para rochas saturadas com fluidos viscoelásticos, denominado aproximação potencial coerente (CPA – *Coherent Potencial Approach*), que será descrita a seguir. Quando a concentração do fluido viscoelástico for pequena, tais rochas são modeladas como sólidos com inclusões de fluidos elípticos. Quando a concentração do sólido for pequena, tais rochas são modeladas como suspensões de partículas sólidas no fluido.

A abordagem acima é consistente com conceitos de percolação e porosidade crítica e possibilita a modelagem de arenitos consolidados ou não. As propriedades viscoelásticas da amostra de rocha saturada com óleo pesado são modeladas usando-se o esquema CPA, com uma frequência medida dependente do módulo de cisalhamento do óleo pesado. A comparação de resultados modelados com propriedades medidas revelou grandes discrepâncias sobre um determinado campo de frequências e temperaturas. O esquema CPA foi modificado para levar em conta o efeito da estrutura binária dos poros, introduzindo um termo concordante de porosidade. Isso melhora consideravelmente as previsões.

Os valores previstos do módulo de cisalhamento efetivo da rocha concordam com os dados de laboratório para o campo de frequências e temperaturas. Isto confirma que o método CPA realmente estima as propriedades de rochas de óleo pesado dependentes de frequências e temperaturas e pode ser utilizado como esquema aproximado de substituição de fluidos para rochas saturadas com fluidos viscoelásticos (MAKARYNSKA et al., 2010).

A saturação de fluidos é um importante parâmetro que influencia as propriedades sísmicas de rocha. O esquema CPA usa os conceitos da teoria de espalhamento de ondas elásticas para a deformação de inclusões isotrópicas e aproxima a interação de inclusões trocando o meio de fundo com um meio ainda não efetivamente conhecido.

CPA calcula as propriedades efetivas de uma rocha porosa utilizando propriedades conhecidas da matriz sólida, o fluido dos poros e a proporção do aspecto do poro. As fórmulas implícitas CPA para os módulos de incompressibilidade κ e de cisalhamento μ de uma rocha a dois componentes (uma fase sólida e uma fase fluida) são:

$$\phi(K_f - K)P^f + (1 - \phi)(K_s - K)P^s = 0 \tag{20}$$

$$\phi(G_f - G)Q^f + (1 - \phi)(G_s - G)Q^s = 0 \tag{21}$$

Onde Φ é porosidade; K_f e G_f são os módulos de incompressibilidade e cisalhamento do preenchimento do poro, respectivamente; K_s e G_s são os módulos de incompressibilidade e cisalhamento do material da matriz (grão), respectivamente; e P e Q são constantes do tensor de Wu [Wu, 1966]. Os componentes desse tensor dependem da razão do formato dos poros e dos módulos de incompressibilidade e de cisalhamento da rocha, do poro e dos desconhecidos módulos efetivos de incompressibilidade e de cisalhamento do material compósito.

São usadas expressões do tensor de Wu para inclusões esféricas de uma razão de formato arbitrária α para descrever a geometria do poro e do grão de arenitos típicos.

As equações mostradas em (21) são acopladas e podem ser resolvidas pelas iterações:

$$K_{n+1} = \frac{\phi K_f P_n^f + (1 - \phi) K_s P_n^s}{\phi P_n^f + (1 - \phi) P_n^s} \tag{22} \quad G_{n+1} = \frac{\phi G_f Q_n^f + (1 - \phi) G_s Q_n^s}{\phi Q_n^f + (1 - \phi) Q_n^s} \tag{23}$$

As equações (22) e (23) podem ser usadas para estimar o módulo elástico efetivo da rocha saturada. O processo de iteração requer uma estimativa inicial de K_1 e G_1 . O esquema também pode ser usado para calcular as propriedades da rocha seca (K_{dry} e G_{dry}).

Para aplicar o esquema CPA ao cálculo efetivo das propriedades de uma rocha saturada com óleo pesado, é necessário conhecer seu módulo de cisalhamento complexo dependente de frequência e temperatura. Para materiais viscoelásticos, o módulo de cisalhamento G é complexo e representa a capacidade de um material armazenar energia elasticamente (G') e de dissipá-la como um fluido viscoso (G''):

$$G = G' + iG'' \tag{24}$$

Para contabilizar os efeitos de dupla porosidade, são introduzidos os termos da porosidade conforme as equações (22) e (23):

$$K_{n+1} = \frac{\phi_s K_f P_n^{fs} + \phi_c K_f P_n^{fc} + (1 - \phi) K_s P_n^s}{\phi_s P_n^{fs} + \phi_c P_n^{fc} + (1 - \phi) P_n^s} \tag{25} \quad G_{n+1} = \frac{\phi_s G_f Q_n^{fs} + \phi_c G_f Q_n^{fc} + (1 - \phi) G_s Q_n^s}{\phi_s Q_n^{fs} + \phi_c Q_n^{fc} + (1 - \phi) Q_n^s} \tag{26}$$

Nas quais Φ_s é a porosidade viscosa que ocupa a maior parte do espaço poroso, Φ_c é a porosidade conforme presente dentro dos grãos e sobre o contato dos grãos, $\Phi = \Phi_s + \Phi_c$, α_c é a razão de forma de poro conforme e α_s é a razão de forma de poro viscoso.

Geometria dos poros e módulos elásticos em arenitos

A geometria dos poros é um dos três fatores diretos que determinam os módulos

elásticos (BAECHLE et al., 2009). O modelo inverso KT (Kuster e Toksoz) de arenitos é baseado nas velocidades medidas sobre diferentes pressões e mostra que o volume fracional de poros arredondados é diretamente proporcional à porosidade. O volume fracional de fraturas é pequeno e muda aleatoriamente, geralmente sem correlação com a porosidade.

Esse modelo de geometria dos poros é crítico na predição do comportamento elástico de arenitos. O módulo elástico seco sobre uma dada porosidade varia, principalmente, devido às microfaturas e a variabilidade aumenta com a redução da porosidade. Como resultado, uma zona triangular pode ser encontrada na relação de porosidade por módulo elástico seco e, também, na relação de porosidade pela mudança de módulo elástico seco com a pressão efetiva.

A linearidade da curva de porosidade por módulo elástico (Figura 6) é causada pela correlação de porosidade com rupturas em casos específicos, fechando todas as microfaturas quando sujeitas a pressões efetivas elevadas, e saturação com fluidos de elevado módulo de incompressibilidade. A relação V_p/V_s em arenitos molhados proporciona a base da física de rocha para identificar litologia.

Diversos fatores podem afetar o módulo elástico, mas apenas os seguintes atuam diretamente sobre a rocha: matriz da rocha, geometria dos poros e característica do fluido que preenche os poros. Outros fatores, além desses três, incidem de forma indireta, mas afetam o módulo elástico e os fatores diretos.

A pressão efetiva modifica a geometria dos poros abrindo ou fechando microfaturas, o que resulta, por sua vez, em aumento ou redução do módulo elástico. Elevadas temperaturas podem gerar novas microfaturas por expansão térmica diferencial, reduzindo substancialmente os módulos elásticos dos fluidos que saturam o poro. Dessa forma, a pressão efetiva e a temperatura são considerados fatores indiretos (ZHANG, 2004).

A geometria dos poros é o mais difícil dos três fatores diretos de se obter e quantificar. A incerteza dos módulos elásticos é grande, devido à incerteza na geometria dos poros. Dessa forma é preciso investigar a geometria dos poros a fim de compreender e modelar o comportamento elástico nas rochas (KUMAR, 2005).

Um modelo geométrico dos poros dos arenitos

Em 1974, Kuster e Toksöz (KT) derivaram as equações matemáticas que expressam a dependência da relação do formato dos poros com a pressão efetiva. Estes autores também desenvolveram o esquema de inversão para relacionar o formato dos poros a medidas de velocidades sobre um intervalo com diferentes pressões efetivas. Os módulos elásticos de rocha sólida são os parâmetros de entradas necessários à inversão e parecem difíceis de se obter devido à invariabilidade do módulo elástico de argila e à natureza desconhecida do desgaste de composições minerais quando a onda se propaga (MARION et al., 1992).

Os módulos elásticos da rocha podem ser calculados por meio do modelo KT extrapolando velocidades para pressões efetivas elevadas, sobre as quais as fraturas são assumidas como fechadas, restando apenas poros arredondados. Este modelo (KT) foi aplicado a 97 amostras de rochas, oriundas de um poço petrolífero dos Emirados Árabes. Os volumes fracionais de poros arredondados foram traçados em comparação com a porosidade. Como mostrado na Figura 6, a fração de volumes de poros arredondados em proporção direta à porosidade (o gráfico está próximo da linha $y = x$) implica pequenas quantidades de fraturas. A Figura 6 indica que os volumes fracionais de todas as fraturas mudam aleatoriamente sem relação com a porosidade total.

As fraturas de formato simples têm propriedades similares. Em arenitos, a maior parte do espaço poroso consiste de poros granulares modelados como poros arredondados, enquanto contatos de grãos e microfaturas em minerais modelados como fraturas tomam apenas uma pequena porção do espaço poroso.

A porosidade é reduzida com a pressão de soterramento devido à compactação e à cimentação. A porosidade de microfaturas pode aumentar ou diminuir com a porosidade total, dependendo do fator que prevalecerá. A forma como esses fatores se envolvem na diagênese é relacionada às propriedades mecânicas de composições minerais, pressão, temperatura, tempo geológico, etc.

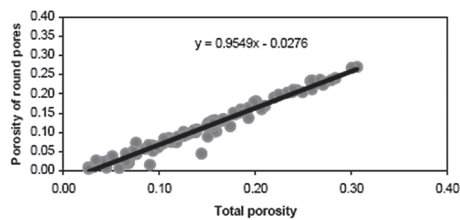


Figura 6 – Gráfico de porosidade total e da porosidade de poros arredondados

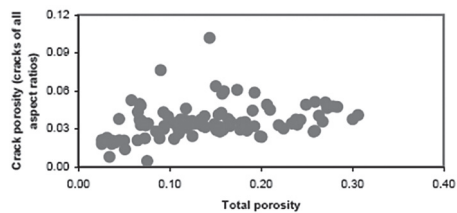


Figura 7 – Gráfico de porosidade total pela porosidade de todas as fraturas

A relação entre os módulos drenados de cisalhamento e de incompressibilidade com a porosidade exibe uma zona triangular, conforme mostrado nas Figuras 8 e 9, onde o limite superior forma uma linha aproximadamente reta com porosidade decrescente.

Para uma dada porosidade, o módulo de incompressibilidade da rocha seca varia e essa variação torna-se acentuada em porosidades menores (Figura 8). Ignorando o efeito da mudança do conteúdo de argila, pode-se obter uma zona triangular similar, significando que a formação desta zona é dominada pela geometria dos poros.

O efeito da sensibilidade ao desgaste de arenitos secos encontra-se na abertura ou fechamento de fraturas. Em altas porosidades (ou seja, porosidade crítica), a abertura ou fechamento de fraturas tem pequeno efeito sobre o módulo elástico. Em rochas com baixos valores de porosidades (próximas à porosidade zero), a abertura ou fechamento de microfraturas tem grande efeito sobre o módulo elástico. Portanto, quanto maior o número de microfraturas, maiores serão as mudanças nos módulos elásticos.

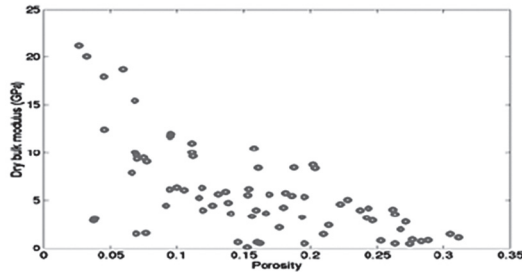


Figura 8 – Gráfico da porosidade total versus módulo de incompressibilidade da rocha seca

Modelos de física de rocha para um reservatório de arenito inconsolidado

Elaborou-se um modelo para um reservatório inconsolidado de arenito, partindo-se da hipótese de que parâmetros físicos de rocha de certas áreas são previsíveis e variam suavemente; desta forma, é possível determiná-los usando medidas de perfilagem de poços e teoria de física de rocha.

Os modelos de porosidade crítica preveem parâmetros elásticos de forma inflexível, sendo inadequados ao estudo de formações inconsolidadas. A teoria de Hertz-Mindlin estima precisamente o módulo de incompressibilidade, mas superestima o módulo de cisalhamento.

Uma equação é derivada a partir de dados de perfilagem de um campo, para propriedades da rocha seca como função de porosidade e de seu volume de argila. Essa equação mostra bom ajuste para dados numa faixa de elevada porosidade.

A teoria de Hertz-Mindlin, combinada com o limite inferior de Hashin-Shtrikman e a substituição de fluidos de Gassmann, é aplicada para criar uma estrutura de física de rocha direcionada à análise sísmica quantitativa, em que as propriedades elásticas são expressas em termos de pressão, porosidade e saturação.

Essa estrutura fornece uma aproximação da porosidade e é menos confiável na estimativa da saturação (MILOVAC, 2009).

A teoria de Hertz-Mindlin

O módulo elástico de rochas com elevado valor de porosidade (porosidade crítica)

é modelado como um pacote de esferas elásticas influenciado pela pressão confinante da rede de poros, por meio da teoria de Hertz-Mindlin (BACHRACH, 2008). Essa teoria fornece precisamente a dependência de pressão de qualquer sedimento inconsolidado quando a redução de porosidade é provocada por compactação mecânica (AVSET et. al., 2001) e é dada por:

$$K_{HM} = \left[\frac{n^2(1-\phi_c)^2 \mu^2}{18\pi^2(1-\nu)^2} P \right]^{\frac{1}{3}} \quad \mu_{HM} = \frac{5-4\nu}{5(2-\nu)} \left[\frac{3n^2(1-\phi_c)^2 \mu^2}{2\pi^2(1-\nu)^2} P \right]^{\frac{1}{3}} \quad (28)$$

Em que:

K_{HM} , μ_{HM} = módulos de incompressibilidade e cisalhamento da rocha seca, respectivamente, sobre uma porosidade inicial Φ_C .

n = número de coordenação.

P = pressão da rede confinante, que é igual à pressão efetiva.

μ = módulo de cisalhamento para a fase sólida (módulo mineral).

ν = relação de Poisson para a fase sólida

Como o arenito é formado por grãos agregados por cimento, definiu-se o número de coordenação (n), que é a média dos números de contato que cada grão tem com outros. Este número aumenta com a queda da porosidade, que é o resultado de um empacotamento mais eficiente sob pressão confinante crescente. O modelo de contato do grão assume grãos homogêneos, isotrópicos, elásticos e esféricos, além de pequenas compressões.

Contudo, quando se calculam os módulos efetivos de incompressibilidade e de cisalhamento de um empacotamento esférico drenado, o número de coordenação leva em conta a forma do grão (AVSETH et. al., 2006).

Limites de Hashin-Strikman

Os limites de Hashin-Strikman proporcionam o mais estreito campo de módulos elásticos sem especificar geometrias de constituintes, sendo dados por:

$$K_{HS\pm} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)^{-1}} \quad (29) \quad \mu_{HS\pm} = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + \frac{2f_1(K_1 + 2\mu_1)}{5\mu_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)}} \quad (30)$$

Em que:

K_{HM} , μ_{HM} = módulos de incompressibilidade e cisalhamento, calculados usando-se os limites de Hashin-Strikman.

K , μ = módulos minerais de cisalhamento e de incompressibilidade, de diferentes constituintes (os índices se referem às fases 1 ou 2, individualmente).

f = fração de volume para as fases individuais.

O limite superior é comumente utilizado para rochas cimentadas e o limite inferior para rochas inconsolidadas. Para o propósito de modelagem neste trabalho, foi utilizado um limite inferior modificado de Hashin-Strikman. Esse modelo conecta dois membros finais (porosidade zero e porosidade elevada) ao plano de porosidade versus módulo, conforme equações a seguir, em que:

K_{dry} , μ_{dry} = módulos secos efetivos de incompressibilidade e cisalhamento;
 Φ = porosidade.

$$K_{dry} = \left[\frac{\Phi/\Phi_c}{K_{HM} + \frac{4}{3}\mu_{HM}} + \frac{1-\Phi/\Phi_c}{K + \frac{4}{3}\mu_{HM}} \right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu_{HM}$$

$$\mu_{dry} = \left[\frac{\Phi/\Phi_c}{\mu_{HM} + \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)} + \frac{1-\Phi/\Phi_c}{\mu + \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)} \right]^{-1} - \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right) \quad (31)$$

Substituição de fluidos de Gassman

É usada para calcular propriedades elásticas de arenitos limpos, com saturação da água uniforme, para diferentes valores de saturação e para porosidades variando de zero até o valor crítico, sendo expressa como:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_0}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1-\phi}{K_0} + \frac{K_{dry}}{K_0^2}} \quad \mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (32)$$

Onde:

K_{dry} = módulo de incompressibilidade efetivo da rocha seca.

K_{sat} = módulo de incompressibilidade efetivo da rocha com fluido nos poros.

K_0 = módulo de incompressibilidade efetivo do material mineral constituinte da rocha.

K_{fl} = módulo de incompressibilidade efetivo do fluido dos poros.

μ_{dry} = módulo de cisalhamento efetivo da rocha seca.

μ_{sat} = módulo de cisalhamento efetivo da rocha com fluido nos poros.

Φ = porosidade.

A teoria de Gassmann é baseada nas seguintes suposições para um sistema poroso:

1) A pressão do poro é equilibrada entre poros. Isto pode ser conseguido em frequências muito baixas, em que o fluido tem tempo suficiente para atingir o equilíbrio;

- 2) A estrutura porosa consiste de um material sólido homogêneo;
- 3) Os poros são interconectados e completamente preenchidos de forma homogênea por fluido não viscoso;
- 4) O sistema é não drenado;
- 5) O fluido do poro não influencia quimicamente a estrutura sólida.

O módulo de incompressibilidade e a densidade da água são funções que dependem da temperatura, pressão e salinidade. As propriedades dos hidrocarbonetos são mais variáveis e dependem fortemente de temperatura, pressão e composição. A densidade do fluido é uma mistura de fluidos ponderada por saturação (que é o percentual do espaço dos poros preenchido por determinado fluido), e é definida pela seguinte equação:

$$\rho_{fl} = S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_{hc} \tag{33}$$

Em que S_w = saturação da água em fração decimal, ρ_w = densidade da água de formação e ρ_{hc} = densidade de hidrocarbonetos.

O módulo fluido é dado pela equação de Wood: $K_{fl} = \left(\frac{S_w}{K_w} + \frac{(1 - S_w)}{K_{hc}} \right)^{-1}$ (34)

Em que K_w e K_{hc} representam os módulos de incompressibilidade da salmoura e do hidrocarboneto, respectivamente, e S_w é a saturação da água.

A equação de balanço de massa é usada para calcular a densidade da rocha como função da porosidade e de fluidos mistos: $\rho_b = \rho_g (1 - \phi) + \rho_{fl} \phi$ (35)

Em que ρ_g é a densidade de grãos compreendendo a formação, ρ_{fl} é a densidade do fluido e ϕ é a porosidade.

As ondas compressionais (V_p) e de cisalhamento (V_s) são calculadas para a saturação desejada usando-se as seguintes equações:

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \mu}{\rho_b}} \tag{36}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho_b}} \tag{37}$$

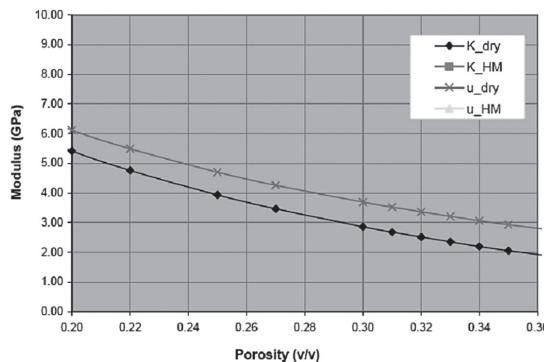


Figura 9 – Módulos de incompressibilidade e cisalhamento secos calculados versus porosidade

Com base na metodologia previamente descrita foram calculados os módulos e as velocidades para uma faixa de porosidade de 0 a 36% e para uma saturação de água de 15 a 100%. Uma zona completamente saturada de água é representada com $S_w = 100\%$, enquanto uma zona completamente saturada de óleo é representada com $S_w = 15\%$.

Os resultados são apresentados como os gráficos de módulos elásticos drenados versus porosidade (Figura 9), módulos de incompressibilidade drenados versus módulo de cisalhamento drenado (figura 10) e velocidade da rocha drenada versus porosidade (Figura 11). Os parâmetros de entrada para as propriedades secas modeladas representam as seguintes quantidades: número de coordenação $n = 9$; porosidade crítica $\Phi_c = 0.40$; módulo de incompressibilidade mineral $K_0 = 37$ GPa; $\rho_w = 1.13$ g/cm³ e $K_w = 3.56$ GPa (para salinidade da água de 170000 ppm).

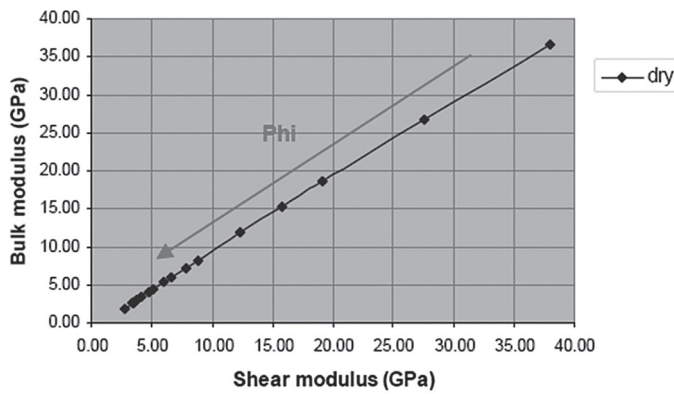


Figura 10 – Módulo de incompressibilidade seco calculado versus módulo de cisalhamento

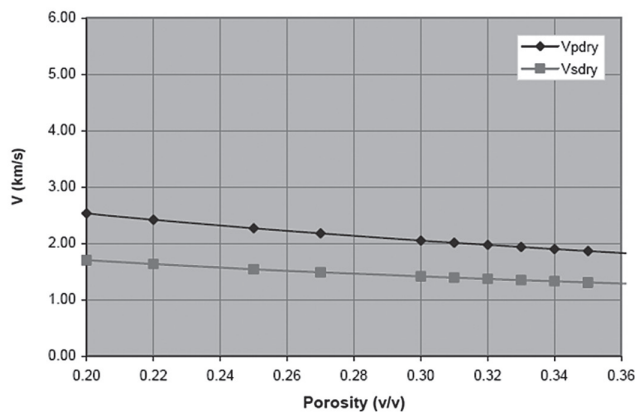


Figura 11 – Velocidades P e S secas calculadas versus porosidade

Efeitos da geometria dos poros em propriedades elásticas de rochas carbonáticas

A presença de porosidades de tipos esféricos ou semelhantes com microporosidades altera as propriedades elásticas efetivas da estrutura da rocha fazendo da geometria dos poros um importante parâmetro, que deve ser levado em conta para estimar módulos

elásticos de qualquer modelo teórico efetivo para meios porosos. O modelo de meio efetivo diferencial (DEM – *differential effective medium*) é um dos modelos teóricos que leva em conta as geometrias dos poros para mudanças nos módulos elásticos. Este modelo facilita a inclusão de dois ou mais formatos de poros.

Se a porosidade de incompressibilidade e as velocidades de ondas P saturadas de água estiverem disponíveis, é possível estimar a relação de formato médio das diferentes geometrias de poro e seu volume fracional relativo na rocha.

Utilizando-se porosidade e velocidade de ondas P, no modelo de meio efetivo diferencial, torna-se possível prever os módulos de rocha seca e as velocidades de cisalhamento. O modelo DEM foi aplicado a 52 amostras medidas de rochas carbonáticas, oriundas de 22 poços norte-americanos e asiáticos (KUMAR, 2005), coletadas de profundidades situadas entre 1,2 e 3 km abaixo da superfície do mar. Embora as relações entre velocidade e porosidade, em reservatórios carbonáticos, sejam inversas, as velocidades medidas apresentam muito espalhamento (Figura 12).

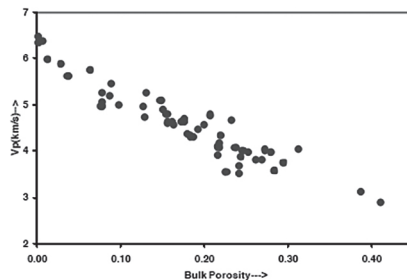


Figura 12 – Velocidade de onda P versus porosidade

Rochas carbonáticas são bem cimentadas. Portanto, a elasticidade do contato dos grãos não é tão importante, se comparada a outros parâmetros como composições mineralógicas e geometria dos poros. Brie (1985) estabeleceu que o efeito das variações litológicas é mínimo, quando comparado ao efeito das propriedades geométricas dos poros, que são forma e tamanho (BRIE et al., 1985).

O comprimento das ondas acústicas que atravessam a rocha, para inferir algumas de suas propriedades físicas, é muito maior que o tamanho do poro, tanto em frequências sônicas quanto nas sísmicas. Portanto, o efeito do tamanho do poro é desprezível se comparado à geometria ou formato do mesmo. Por isso, é justo assumir que a dispersão no gráfico de velocidade versus porosidade ocorre, principalmente, devido ao efeito do formato dos poros.

Baseado nisto, é necessário um modelo efetivo do meio que leve em conta o fator de formato dos poros, para estimar as propriedades elásticas da rocha (FABRICIUS et al., 2010).

Modelo do meio efetivo diferencial (DEM)

Esse modelo simula a porosidade num meio composto de duas fases,

adicionando por incrementos pequena quantidade de poros (fase 1) dentro da matriz (fase 2). Berryman (1991) elaborou as equações que calculam os módulos efetivos de incompressibilidade e de cisalhamento desse meio composto:

$$K(\phi+d\phi) = K(\phi) + \frac{1}{3} [K_f - K(\phi)] \sum_{l=c,nc} \phi_l T_1 \frac{d\phi_l}{(1-\phi_1)} \quad (38)$$

$$\mu(\phi+d\phi) = \mu(\phi) + \frac{1}{5} [\mu_f - \mu(\phi)] \sum_{l=c,nc} \phi_l T_2 \frac{d\phi_l}{(1-\phi_1)} \quad (39)$$

As condições iniciais das equações (38) e (39) são $K(0) = K_m$ e $\mu(0) = \mu_m$, onde K_m e μ_m são os módulos de incompressibilidade e cisalhamento da matriz, respectivamente. K_f e μ_f são os módulos de incompressibilidade e cisalhamento da fase de inclusão, respectivamente. Φ é a porosidade e $d\Phi$ é o pequeno incremento na porosidade. T_1 e T_2 são os fatores geométricos que dependem da razão de forma dos poros elípticos. A razão de forma de um poro elipsoidal é definida como a razão entre o menor raio e o maior raio da elipse.

Para inclusões saturadas de fluido $\mu_f = 0$ e colocando K_f na equação será possível obter as propriedades da rocha seca do meio efetivo. A adição por incrementos dos poros à matriz para gerar porosidades é um processo teórico e pode não representar verdadeiramente a porosidade natural. Este processo é também dependente do caminho: a adição em meios de dupla porosidade, primeiro de poros esféricos e depois, microfaturas finas com formato circular, permitirá obter valores distintos de módulos elásticos, quando comparada à situação em que os poros esféricos são adicionados por último (figura 13). A diferença aumenta com o aumento da porosidade.

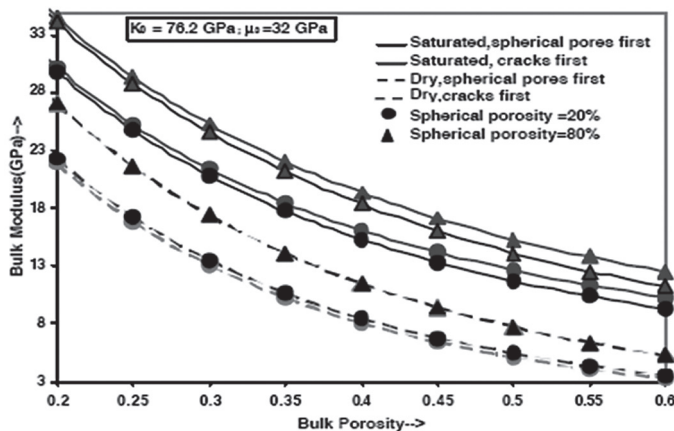


Figura 13 – Gráfico de resultados DEM para módulo de incompressibilidade versus porosidade.

Há quatro linhas sólidas representando módulos de incompressibilidade saturados no gráfico acima, enquanto existem quatro linhas tracejadas concernentes aos módulos de incompressibilidade secos. A segunda e a quarta linha sólidas, identificadas na Figura 13 de baixo para cima, constituem resultados DEM quando inclusões esféricas

são adicionadas em primeiro lugar, enquanto as demais linhas sólidas são resultados DEM quando microfraturas são primeiramente adicionadas. Nota-se que o módulo de incompressibilidade seco não mostra dependência do caminho. Uma vez que módulos secos não são assimétricos com respeito à inclusão, uma forma de eliminar a dependência do caminho do modelo DEM é usar a equação de Gassman para substituição de fluidos. Essa abordagem dará uma estimativa de baixa frequência para os módulos saturados, quando comparados aos resultados de alta frequência do modelo DEM.

As Figuras 14 e 15 mostram uma comparação dos resultados obtidos usando-se as duas abordagens (Modelo de meio efetivo diferencial e substituição de fluidos de Gassmann). A segunda e a quarta linha sólidas, identificadas nas Figuras 14 e 15, de baixo para cima, representam resultados do modelo DEM, enquanto as linhas sólidas restantes são resultados oriundos de Gassmann. As diferenças entre os resultados obtidos nas duas abordagens aumentam com a elevação da porosidade.

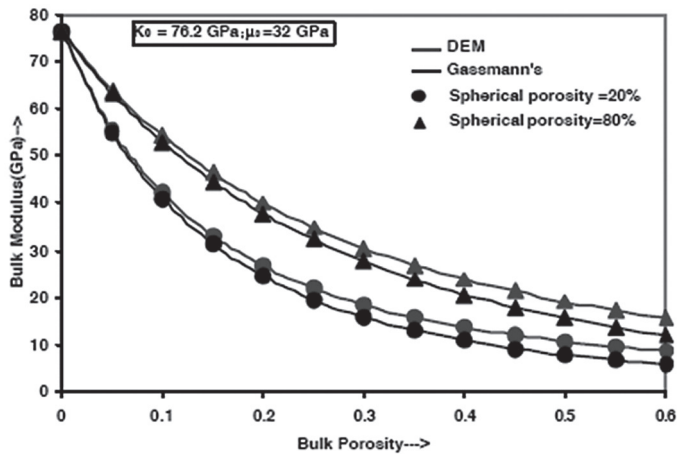


Figura 14 – Módulo de Incompressibilidade versus porosidade.

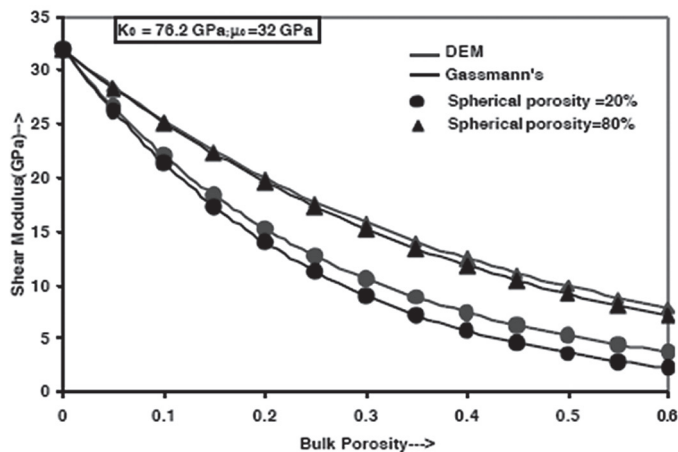


Figura 15 – Módulo de cisalhamento versus porosidade.

Conclusões

Os assuntos abordados neste artigo evidenciam a dependência das propriedades físicas da rocha em relação ao tamanho e à geometria dos poros. Dessa forma, torna-se necessário estudar modelos matemáticos do meio que levem em conta o fator de formato dos poros, para estimar as propriedades elásticas da rocha, visando analisar as variações do comportamento de propriedades físicas de acordo com a geometria dos poros.

Ao considerarmos os modelos aqui analisados, é possível concluir que a escolha dos mesmos, para estudar o comportamento das propriedades físicas da rocha em função da geometria e tamanho dos poros, depende de vários fatores, como tipo de fluido e temperatura. Portanto, não há um modelo ideal, capaz de contemplar todos os parâmetros físicos afetados pela geometria dos poros. Pelo contrário, há vários paradigmas matemáticos, cuja aplicação varia de acordo com a conjuntura física analisada.

Por mais adequado que seja o modelo matemático representando o efeito da geometria dos poros sobre as propriedades físicas da rocha, sua aplicação será viável apenas se considerarmos algumas hipóteses a respeito do meio poroso e de suas condições de pressão e temperatura. Portanto, nenhum modelo pode contemplar, com exatidão os parâmetros físicos em função do formato e tamanho de poros.

Para saber se a representação de um modelo está próxima das condições reais, é necessário realizar ensaios laboratoriais com testemunhos ou rochas sintéticas, comparando-se os valores numéricos previstos para os parâmetros físicos com aqueles medidos de fato.

O uso de amostras de rocha extraída durante a perfuração de poço pode assumir um caráter complexo, com relação à dificuldade e ao custo para obtenção de testemunhos. Rochas sintéticas oferecem a possibilidade de se realizarem ensaios em condições mais próximas do ideal e o controle de determinados parâmetros. Portanto, a fabricação de rochas sintéticas é de extrema importância na estimativa de parâmetros físicos.

Assim, fica como recomendação de trabalhos futuros a produção de rochas artificialmente elaboradas. O corrente artigo é objeto de tese de doutorado em engenharia de reservatórios e as rochas sintéticas têm previsão de serem produzidas no segundo semestre de 2011.

Referências

AVSETH, P.; WIJNGAEDEN, A.J.; MAVKO, G.; JOHANSEN, T. A. Combined porosity, saturation and net-to-gross estimation from rock physics templates: In: ANNUAL MEETING, SEG, 76., 2006. *Expanded Abstracts...* p. 1856-1860.

BACHRACH, R.; AVSETH, P. Rock physics modeling of unconsolidated sands: Accounting for non-uniform contacts and heterogeneous stress fields in the effective media approximation with applications to hydrocarbon exploration. *Geophysics*, v. 73,

n. 6, p. 197–209, nov./dez. 2008.

BAECHLE, G. T. et. al. Changes in dynamic shear moduli of carbonate rocks with fluid substitution. *Geophysics*, v. 74, n. 2, , p. 135–147, maio/jun. 2009.

BRIE, A.; JOHNSON, D. L.; NURMI, R.D. Effect of spherical pores on sonic and resistivity measurements: In: ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 26., 1985. SPWLA, 1 Paper W.

CARRASCO, A. *Notas de aula de Perflagem de Poços*. Macaé-RJ: LENEP–UENF, 2010.

FABRICIUS, I. L. et. al. Elastic moduli of dry and water-saturated carbonates – Effect of depositional texture, porosity and permeability. *Geophysics*, v. 75, n. 3, p. 65–78, maio/jun. 2010;.

KUMAR, M.; HAN, D.-H. Pore shape effect on elastic properties of carbonate rocks: In: ANNUAL INTERNATIONAL MEETING SEG,75., 2005. *Expanded Abstracts...* p.1477–1481.

KUSTER, G.T.; TOKSÖZ, M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media. *Geophysics*, v. 39, p. 587–618, 1974.

MAKARYNSKA, D. et al. Fluid substitution in rocks saturated with viscoelastic fluids. *Geophysics*, v. 75, n. 2, p.115–122, mar./abr. 2010.

MARION, D.; NUR, A.; YIN, H.;HAN, D. Compressional velocity and porosity in sand-clay mixtures. *Geophysics*, v. 57, n.4 , p. 554-563, 1992.

MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis in porous media*. 2. ed. Cambridge University Press, 2009.

MILOVAC, J. *Rock physics modeling of an unconsolidated Sand reservoir*. Thesis - Faculty of the Department of Atmospheric Sciences University of Houston, 2009.

MISSAGIA, R. *Notas de aula de Petrofísica*. Macaé-RJ: LENEP–UENF, 2010.

TIAB, D.; DONALDSON, E. C. *Petrophysics*. 2 ed. EUA: Ed.: Elsevier, 2004.

WU, T.T. The effect of inclusion shape on the elastic moduli of a two-phase material. *Int. J. Solids Structures*, v.2, p.1–8, 1966.

ZHANG, J. J.; BENTLEY, L. R. *Pore geometry and elastic moduli in sandstones*. Canadá: University of Calgary, 2004.

Artigo recebido em: 31 maio 2011
Aceito para publicação em: 6 jun. 2012