

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Propriedades Mecânicas Das Rochas A Partir Da Perfilagem De Poços Em Reservatórios *Tight Sands*

AUTORES:

Felipe Abreu de Jesus^{1*}; Larissa Renata Santos Andrade²; Murilo de Jesus Oliveira³; Cláudio Borba⁴
; José Valdo da Silva¹ e Ageu Ícaro da Silva¹.

INSTITUIÇÃO:

E-mail: abreu_engenharia@hotmail.com, ¹Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química (PEQ), Centro de Ciências Exatas e Tecnologia (CCET), Universidade Federal de Sergipe (UFS),
²Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos (PEP), Universidade Tiradentes, UNIT,
³Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Tiradentes, UNIT, ⁴PETROBRAS

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 9º PDPETRO.

Propriedades Mecânicas Das Rochas A Partir Da Perfilagem De Poços Em Reservatórios *Tight Sands*

Abstract

The knowledge of the rock mechanic properties is imperative when planning, executing and estimating costs of the exploration and production projects of petroleum. Those specifications will be determining for the viability of executing the project. Several times, core samples are not available for obtaining the mechanic properties of the rocks in lab. Intending to solve this problem, a sequence of empirical equations were applied in order to estimate the properties, using the well geophysical data and correlating the distinct properties with different equations. A case study was conducted, using the Microsoft Excel program, with data provided in an ascii file of a well that crossed a tight sands gas

reservoir (reservoir with low permeability and low porosity). It was made a quantitative and qualitative analysis of the geological profiles in order to determine the parameters such as: porosity, density, acoustic wave velocity and transit time (necessaries to obtain the uniaxial compressive strength –UCS), friction angle and cohesion. The analyses were made from empirical equations, evaluating the formation strength. After obtaining all the data, it was performed an interpretation of the Mohr-coulomb rupture criterion, watching for the reservoir tensions behavior. The behavior would justify the UCS values, cohesion and friction angle and indicates that the reservoir rock being studied is cohesively, hard, compacted, with low porosity, what results in a well with low-risk of producing sand, simulating a hydraulic fracturing.

Keywords: Mechanical Properties, Well logging , reservoir

Introdução

O estudo da mecânica das rochas tem como objetivo entender o desempenho das rochas e maciços rochosos, relacionando-os com as forças externas existentes em seu espaço natural. Com isso, é necessário o conhecimento dos esforços a que as rochas estão submetidas para determinação dos parâmetros relacionados à resistência das formações, para que possam ser analisadas situações nas quais ocorrerá, por exemplo, fratura ou colapso da formação, garantindo uma perfuração estável e segura.

A ocorrência de instabilidade de poços se dá devido a diversos mecanismos, sendo o mais significativo deles a relação entre o estado de tensões no poço e a resistência da rocha. Nesse sentido, a avaliação da estabilidade de um poço é um problema clássico para aplicação do conhecimento sobre mecânica das rochas, sendo que é necessária a previsão da resposta das rochas a um determinado carregamento mecânico (AZEVEDO, 2011).

Dentre os tipos de reservatórios não convencionais, o *tight sands gas* (gás de arenito de baixa permeabilidade) será objeto de estudo deste trabalho. De acordo com Holditch (2006) apud Ogueri (2007), o *tight sands* pode ser definido como um reservatório que não pode ser produzido a taxas de fluxo econômico ou recuperar volumes econômicos de gás natural a menos que seja estimulado por um grande tratamento de fratura hidráulica ou produzido por utilização de um poço horizontal ou de poços multilaterais. Este tipo de reservatório tem como característica principal a baixa permeabilidade e porosidade. O objetivo deste trabalho é determinar as propriedades mecânicas das rochas (tensão, deformação, módulo de Young, Razão de Poisson, UCS, coesão e ângulo de atrito interno) pela perfilagem em um poço que atravessou reservatórios do tipo “*tight sands*”, analisando como se comporta cada propriedade comparando diferentes equações empíricas.

Metodologia

O trabalho trata da obtenção das propriedades mecânicas das rochas a partir de perfis (raios gama, sônico, resistividade, densidade, neutrão) atravessando arenitos reservatórios de gás com baixa porosidade (*tight sands*).

Estimativa da resistência a compressão uniaxial-UCS a partir das equações empíricas

Das 31 equações listadas por CHANG *et al.*, (2006) e Zoback, (2007) foram utilizadas neste trabalho as equações (01), (02), (03), (04), (05) e (06) para estimativa da UCS do arenito. Já para o folhelho foi

utilizado apenas à equação (07) para determinação da UCS. As equações utilizadas nesse estudo estão listadas na Tabela 1.

Tabela 1: Relações empíricas entre a resistência a compressão uniaxial (UCS) e outras propriedades físicas no arenito (adaptado de Chang *et al.*, 2006 e Zoback, 2007)

Eq. No	UCS (MPa)	Região onde foi desenvolvida	Principais características	Referência
(01)	$0,035 V_p - 32,5$	Thuringia-Germânia		Freyburg (1972)
(02)	$1200 \exp(-0,036 \Delta t)$	Bacia de Bowen-Austrália	De grão fino, tantos consolidados como não consolidados para todo range de porosidade	McNally (1987)
(03)	$1,74 * 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Cook Intlet, Alaska-USA	De grãos grossos e conglomerados	Mooset al., (1999)
(04)	$42,1 \exp(1,9 * 10^{-11} \rho V_p^2)$	Austrália	Consolidados com $0,05 < \phi < 0,12$ e UCS > 80MPa (11600psi)	Chandong (2004)
(05)	$254(1 - 2,7\phi)^2$	Bacias sedimentares de todo o mundo	Bem consolidado e limpos com $\phi < 0,3$	Verniket al., (1993)
(06)	$277 \exp(-10\phi)$		Com $2 < UCS < 360$ e $0,002 < \phi < 0,33$	Chandong (2004)
(07)	$1,35 \left(\frac{304,8}{\Delta t} \right)^{2,6}$	Dados de todo o mundo		Chandong (2004)

Determinação do ângulo de atrito;

Para obtenção da curva ângulo de atrito interno (Φ) foram utilizadas as equações (08) e (09) para determinar o (Φ) em folhelhos e arenitos, respectivamente. As equações utilizadas nesse estudo estão listadas na Tabela 2.

Tabela 2: Relações empíricas entre ângulo atrito interno (Φ) e outras medições registradas (adaptado de Chang *et al.*, 2006 e Zoback, 2007)

Eq. No	Φ (grau)	Comentários gerais	Referência
(08)	$\sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right)$	Folhelho	Lal (1999)
(09)	$57,8 - 105\phi$	Arenito	Weingarten and Perkins (1995)

Determinação da Coesão

A coesão (S_0) foi obtida através de equação 10, formulada por ZOBACK (2007), que relaciona os valores de UCS mínima (compressão uniaxial), além da tangente do ângulo de atrito interno (μ_i). A determinação da coesão (S_0) foi encontrada a partir da equação (10).

$$UCS = 2S_0[(\mu_i^2 + 1)^{1/2} + \mu_i] \quad (1)$$

Resultados e Discussão

Estimativa da UCS a partir das Equações Empíricas

As escolhas das equações (01, 02, 03, 04, 05, e 06) utilizadas para esse estudo de caso foram feitas a partir das características do reservatório *tight sands gas*, caracterizado pela baixa porosidade, formações consolidadas e idade mais antiga que o terciário. Outro fator que influenciou na escolha das equações para estimar a resistência a compressão uniaxial (UCS) foram os dados obtidos a partir dos perfis geofísicos, ou seja, as equações também foram selecionadas de acordo com as variáveis já existentes adquiridas através dos perfis, por exemplo: velocidade de onda (V_p) ou tempo de trânsito (Δt) e porosidade (ϕ). A utilização de apenas uma equação (07) para determinação da UCS no folhelho pode ser justificada devido ao foco, no presente trabalho, ser a caracterização dos reservatórios de arenitos. Na figura 01 é ilustrada a estimativa das UCS através das equações empíricas para o arenito e folhelho, sendo intercalada ao perfil Raio Gama (GR), que fornece a informação sobre a localização dos reservatórios do campo estudado.

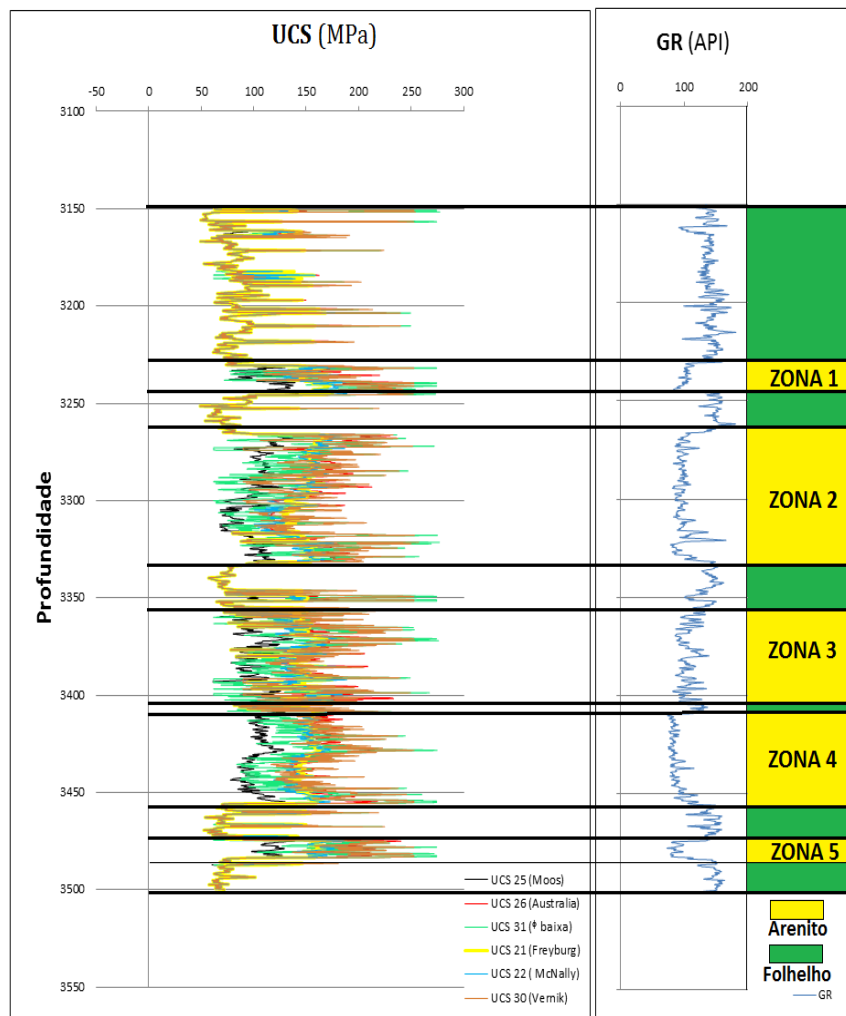


Figura 01: Estimativa da UCS para o arenito e folhelho, e Perfil raios gama

Nas equações (01) e (02) proposta por Freyburg (1972) e McNally (1987), respectivamente, foram utilizadas a velocidade da onda (V_p) e tempo de transito (Δt), medidas obtidas a partir de perfis de poços. A equação (03) utilizou velocidade de onda (V_p) e densidade (ρ) e as equações (05) e (06) utilizaram medições de porosidade obtidas a partir do perfil de densidade. A estimativa da UCS obtida através das equações (01), (02) e (06), ilustrada na figura 02 apresenta os resultados mais próximos quando comparados com a UCS MÉDIA, provavelmente isso pode ser atribuído a uma elevada similaridade entre as características de diferentes equações empíricas obtidas a partir de diferentes formações geológicas com o reservatório *tight sands gas*. A similaridade também pode ocorrer devido ao uso da mesma propriedade para o cálculo em diferentes equações, como é o caso das equações (01) e (04) propostas por Freyburg (1972) e Chang (2006), respectivamente, que utilizam a velocidade da onda acústica (V_p) como variável comum para ambas as equações.

A estimativa da resistência a compressão uniaxial (UCS) obtida através das equações (05) e (06), desenvolvidas por Vernik (1993) e Chang (2006), respectivamente, apresentaram resultados satisfatórios, cujo seus valores de UCS ficaram próximos dos melhores resultados encontrados através das equações citadas anteriormente. Provavelmente os resultados obtidos podem estar atribuídos a uma combinação de características de formação geológica, já que as equações empíricas desenvolvidas se adequam a formações consolidadas e inconsolidadas, características também encontradas no reservatório do estudo de caso. A equação (03), desenvolvida por Moos *et al.*, (1999), foi a que apresentou o maior desvio, sendo esta desenvolvida na região do Alasca, cujos reservatórios são constituídos por grãos maiores originando formações de conglomerados. Esse pode ser um fator que contribuiu para a não semelhança entre o resultado adquirido por Moos *et al.*, (1999) e a UCS MÉDIA.

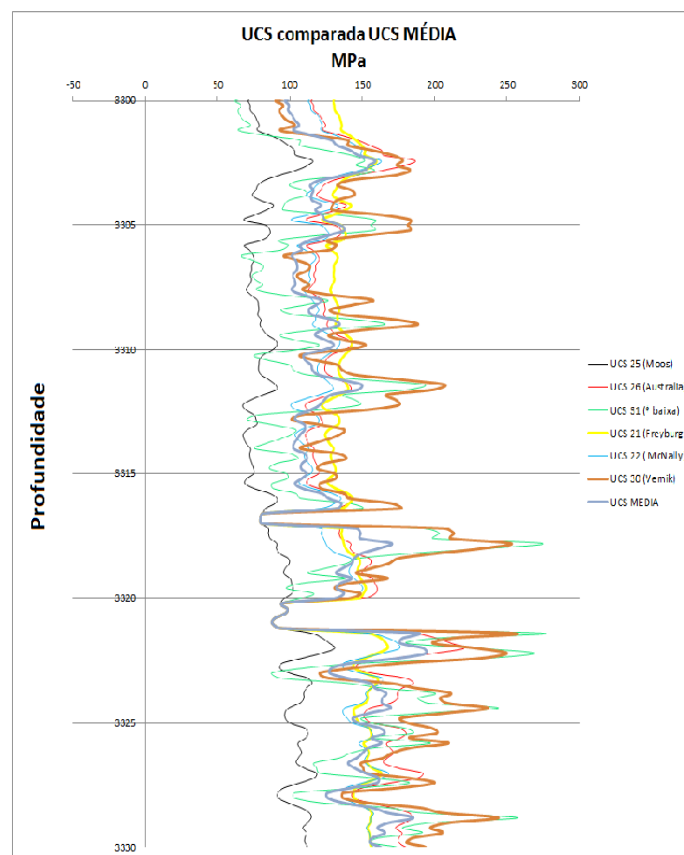


Figura 02: Curvas de UCS em combinação com a UCS MÉDIA no intervalo da zona 2.

Determinação do Ângulo de Atrito

Segundo a literatura valores altos de (Φ) indicam que as formações analisadas são de arenito, enquanto que valores baixos de (Φ) indicam a presença de folhelhos. Essa análise pode ser evidenciada através da curva do perfil raios gama, como mostrado na figura 03-b. Na Tabela 03 é possível observar o ângulo de atrito para os trechos de arenitos. Nos intervalos de folhelhos, o ângulo de atrito interno ficou próximo de 40°. Os valores encontrados foram bem mais altos do que os de referência na literatura, que indica, por exemplo, um valor em torno de 47° para arenitos compactados, provavelmente, por se tratarem de rochas muito compactadas.

Tabela 03. Ângulo de atrito interno nos intervalos de arenitos.

Zonas	Topo (m)	Base (m)	Ângulo de atrito Interno (Grau °)
1	3230	3245	58
2	3265	3332	59
3	3355	3405	59
4	3410	3458	58
5	3473	3483	57

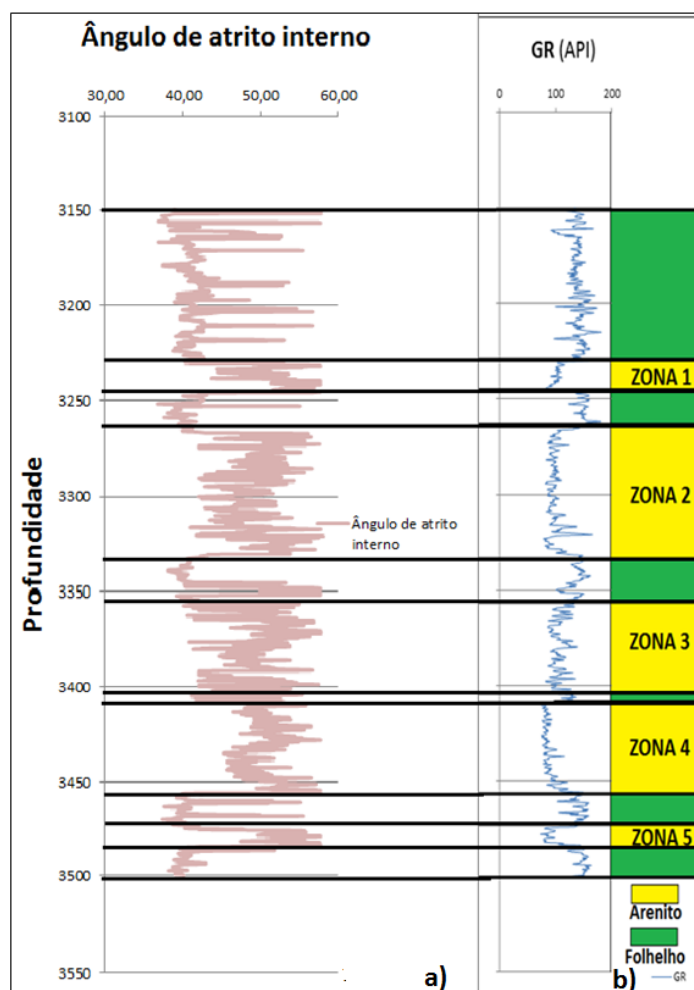


Figura 03: Correlação entre o ângulo de atrito (a) e o perfil Raio Gama (b)

Determinação da Coesão

A coesão da rocha (S_0) é a força que liga as partículas umas as outras, em outras palavras é a resistência da rocha, pelo qual ela se torna capaz de se manter coesa em forma.

A determinação da coesão foi encontrada a partir da equação (10). Como foram utilizadas várias equações empíricas para estimativa da UCS, determinou-se uma UCS MÉDIA a fim de aproximar os diferentes resultados. O μ utilizado na equação (10) foi obtido a partir do cálculo da tangente do ângulo de atrito. A figura 04 ilustra resultados obtidos de coesão em paralelo com o perfil raios gama, respectivamente.

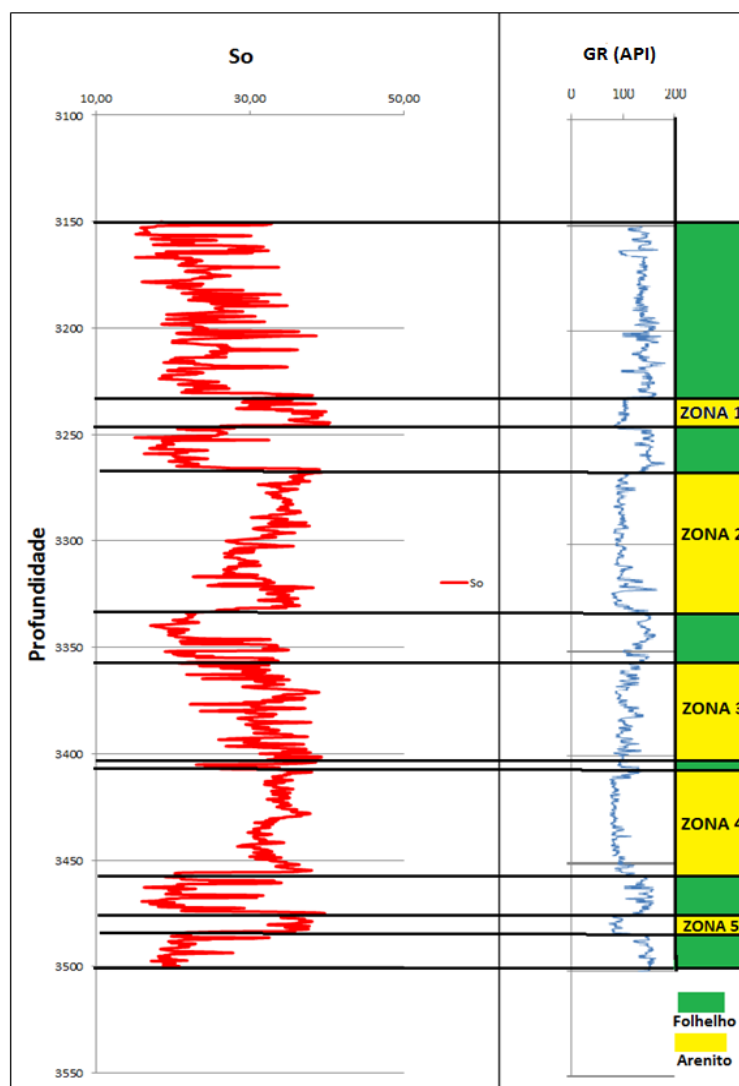


Figura 04: Curva de coesão (em Mpa) e curva do perfil GR

Os intervalos de arenitos mostrados através do perfil GR apresentaram um alto valor de coesão, indicando rochas fortes. Já os intervalos de folhelhos apresentaram um baixo valor de coesão, sugerindo rochas mais fracas em relação aos arenitos.

Conclusões

Através da interpretação dos dados dos perfis e das respostas obtidas com o auxílio do programa Microsoft Excel aliada à revisão bibliográfica, foi possível identificar as propriedades mecânicas das rochas, que para atividade de exploração e produção de petróleo estão ligadas a resistência das formações.

As equações utilizadas para a estimativa da resistência a compressão uniaxial (UCS) foram selecionadas a partir da similaridade encontrada entre a formação onde a equação foi desenvolvida e a formação do reservatório *tight sands gas*. As equações selecionadas que apresentamos melhores resultados quando comparado com a UCS MÉDIA foram as: (01), (02) e (04), sendo que as equações (05) e (06) também apresentaram bons resultados.

O ângulo de atrito foi determinado a partir da porosidade e velocidade da onda. Para os trechos de arenitos foram aproximadamente 60°, já para os folhelhos ficaram próximo de 40°. Os valores encontrados foram muito altos quando comparado com a literatura, que sugere um valor de aproximadamente 47° para arenitos compactados. Provavelmente as equações disponíveis na literatura não são adequadas para este tipo de rocha, requerendo então ensaios de laboratório para calibrar os perfis.

A partir dos valores de ângulo de atrito interno e UCS, pode-se definir os valores de coesão, onde foram encontrados valores relativamente baixos para folhelhos e altos valores para arenitos, sugerindo uma alta resistência do arenito.

Referências Bibliográficas

AZEVEDO, M. S. Análise Geomecânica Aplicada à Análise de Estabilidade de Poços. Marcela Santos Azevedo. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica 2011. Xiii, 66 p.: il.:29,7cm. Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2011.

CHANG. C., ZOBACK, M, D., KHAKSAR. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. Department of Geophysics, Stanford University, Palo Alto, USA, 11 January 2006

HOLDITCH, S. A., 2006, Tight Gas Sands: Journal of Petroleum Technology, Distinguished Author Series, p. 84- 90.

ZOBACK, M.D. Reservoir Geomechanics. University Cambridge, New York: Cambridge, 2007, p: 64-116.