



# Determinação das propriedades mecânicas das rochas a partir da perfilagem de poços em reservatórios *tight sands*

Determination of the mechanical properties of the rocks from the well profiling in tight sands

F. A. Jesus<sup>1\*</sup>; J. V. Silva<sup>1</sup>; A. I. S. Batista<sup>1</sup>; L. R. S. Andrade<sup>2</sup>; M. J. Oliveira<sup>3</sup>; C. Borba<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química (PEQ), Centro de Ciências Exatas e Tecnologia (CCET), Universidade Federal de Sergipe (UFS), 49100-000, São Cristóvão-Sergipe., Brasil

<sup>2</sup>Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos (PEP), Universidade Tiradentes, UNIT, 49032-97, Aracaju- Sergipe, Brasil

<sup>3</sup>Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Tiradentes, UNIT, 49032-970, Aracaju- Sergipe, Brasil

\*abreu\_engenharia@hotmail.com

(Recebido em 30 de maio de 2018; aceito em 12 de janeiro de 2019)

O conhecimento das propriedades mecânicas das rochas é indispensável no planejamento e execução dos projetos de exploração e produção de petróleo; sendo essas especificações que irão determinar a viabilidade da execução do mesmo. As amostras de testemunhos para obtenção das propriedades mecânicas em testes laboratoriais muitas vezes não são disponíveis. Com o objetivo de resolver este problema, uma série de equações empíricas foi utilizada para estimar essas propriedades, a partir de dados de perfis geofísicos do poço, correlacionando às várias propriedades utilizando diferentes equações. Foi realizado um estudo de caso, utilizando dados de perfilagem fornecidos em arquivo *asci*, de um poço que atravessou reservatórios do tipo *tight sands gas* (reservatórios areníticos de baixa permeabilidade e porosidade). Em seguida foi realizada uma análise quantitativa e qualitativa dos perfis geofísicos, disponíveis (raios gama, densidade sônica), necessários para obtenção da resistência à compressão uniaxial-UCS, ângulo de atrito e coesão, de modo a avaliar a resistência da formação. Após todos os dados obtidos, foi utilizado o critério de ruptura de Mohr-Coulomb, observando o comportamento das tensões no reservatório, justificando os valores estimados sobre UCS, coesão e ângulo de atrito, indicando que o reservatório estudado trata-se de uma rocha coesa, dura, compactada, de baixa porosidade, resultando em um poço de baixo risco de produção de areia, e passível de estimulação por faturamento hidráulico.

Palavras-chave: mecânica de rochas, perfilagem geofísica, reservatório.

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 *asci* 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: rock mechanics, geophysical profile, reservoir.

## 1. 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 pelas quais 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 [1].

A Mecânica das Rochas para petróleo diz respeito à previsão de deformação, compactação, fratura, colapso e falhamento de formações rochosas em reservatórios de petróleo e gás que são causados pela perfuração e produção. A descrição correta e a simulação de fenômenos como fraturamento, colapso e rejeito de falhas, com dados de campo medidos e calibrados são a principal área de estudo realizado no âmbito da Mecânica de Rochas para petróleo [2].

Dentre os tipos de reservatórios não convencionais, o *tight sands gas* (gás de arenito de baixa permeabilidade) será objeto de estudo deste trabalho. Os reservatórios de arenito ocorrem em todo mundo e contém quantidades abundantes de recursos não convencionais [3]. Segundo Holditch (2006) [4], o *tight sands* pode ser definido como um reservatório que não pode ser produzido com vazões economicamente viáveis ou recuperar volumes econômicos de gás natural a menos que seja estimulado por faturamento hidráulico 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 (menos de 6% de porosidade e 1 mD de permeabilidade).

A Resistência a Compressão Uniaxial (UCS) é tipicamente determinada através de ensaios laboratoriais em amostras cilíndricas que são obtidas a partir da profundidade de interesse. Porém, as amostras da rocha de formações de sobrecarga (onde muitos problemas de instabilidade do poço são encontrados) quase nunca são disponíveis para teste. 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 [1]. Na tentativa de resolver este problema, uma série de equações empíricas tem sido propostas relacionando a resistência da rocha com os dados de perfis geofísicos de poços [5].

As equações empíricas servem para determinar algumas propriedades mecânicas das rochas indiretamente (Módulo de Young, Razão de Poisson, UCS, coesão e ângulo de atrito interno). Essas equações empíricas mostram-se atrativa, para as empresas petrolíferas, do ponto de vista econômico e operacional. De posse dessas propriedades pode-se aplicar em duas operações, na produção de areia, presumindo quando o poço produzirá areia, sendo esta desinteressante pois pode, por exemplo, causar corrosão danificando os equipamentos. A outra operação aplicável seria no fraturamento hidráulico, operação que aumenta a produtividade do poço.

A existência de problemas com a produção de areia no processo de produção de petróleo aponta a necessidade de um melhor conhecimento por parte dos profissionais de petróleo de conceitos relativos a tais áreas da ciência, quais sejam: Geomecânica e Mecânica das Rochas.

O objetivo deste trabalho é determinar as propriedades mecânicas das rochas (UCS, coesão e ângulo de atrito interno) a partir da perfilagem de um poço que atravessou reservatórios do tipo *tight sands*, analisando como se comporta cada propriedade comparando diferentes equações da literatura.

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

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*).

## 2.1. ESTIMATIVA DA RESISTÊNCIA A COMPRESSÃO UNIAXIAL-UCS A PARTIR DAS EQUAÇÕES EMPÍRICAS

Uma das propriedades mecânicas mais importantes e de fácil obtenção é a UCS (Uniaxial Compressive Strength ou resistência à compressão uniaxial). Essa propriedade pode ser medida diretamente em ensaios de laboratório, ou indiretamente com a utilização de perfis de poços.

Das 31 equações listadas por Chang et al. (2006) [6] e Zoback (2007) [5] foram utilizadas neste trabalho as equações (01) a (06) para estimativa da UCS do arenito. Já para o folhelho foi utilizado apenas a 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) [6] e Zoback (2007) [5].

Eq. No	UCS (MPa)	Região onde foi desenvolvida	Principais características	Referência
(01)	$0,035 V_p - 32,5$	Thuringia-Germânia		[7]
(02)	$1200 \exp(-0,036 \Delta t)$	Bacia de Bowen-Austrália	De grão fino, tantos consolidados como não consolidados para todo range de porosidade	[8]
(03)	$1,74 * 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Cook Intlet, Alaska-USA	De grãos grossos e conglomerados	[9]
(04)	$42,1 \exp(1,9 * 10^{-11} \rho V_p^2)$	Austrália	Consolidados com $0,05 < \phi < 0,12$ e $UCS > 80 \text{MPa}$ (1160 0psi)	[6]
(05)	$254(1 - 2,7\phi)^2$	Bacias sedimentares de todo o mundo	Bem consolidados e limpos com $\phi < 0,3$	[10]
(06)	$277 \exp(-10\phi)$		Com $2 < UCS < 360$ e $0,002 < \phi < 0,33$	[6]
(07)	$1,35 \left( \frac{304,8}{\Delta t} \right)^{2,6}$	Dados de todo o mundo		[6]

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 à 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 ( $\Delta t$ ) e porosidade ( $\phi$ ). 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.

## 2.2. DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO DE ATRITO

Para obtenção da curva ângulo de atrito interno ( $\Phi$ ) foram utilizadas as equações (08) e (09) para determinar o  $\Phi$  em folhelhos e arenitos, respectivamente. A determinação do tipo de rocha (folhelho ou arenito) foi baseada no perfil de raios gama, transformado em argilosidade. As equações utilizadas nesse estudo estão listadas na Tabela 2.

Tabela 2: Relações empíricas entre ângulo atrito interno ( $\Phi$ ) e outras medições registradas. Adaptado de Chang et al. (2006) [6] e Zoback (2007) [5].

Eq. No	$\Phi$ (grau)	Comentários gerais	Referência
(08)	$\sin^{-1}\left(\frac{V_p - 1000}{V_p + 1000}\right)$	Folhelho	[11]
(09)	$57,8 - 105\phi$	Arenito	[12]

### 2.3. DETERMINAÇÃO DA COESÃO

A coesão ( $S_0$ ) foi obtida através de equação 10, formulada por Zoback (2007) [5], que relaciona os valores de UCS mínima (compressão uniaxial), além da tangente do ângulo de atrito interno ( $\Phi$ ). A determinação da ( $S_0$ ) foi encontrada a partir da equação (10).

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

### 3. RESULTADOS

A UCS é uma das principais propriedades no presente trabalho, porém não é comumente determinada por testes uniaxiais feitos através de testemunho de rocha, devido às dificuldades em coletar esses testemunhos e por ter um custo elevado na sua aquisição. Existem outras formas de se obter valores confiáveis de UCS que podem ser encontrados através de métodos expeditos ou por equações empíricas.

Para se obter valores confiáveis de UCS através de equações empíricas se faz necessária a correlação entre a resistência da rocha com perfis geofísicos dos poços. Deve-se salientar que as equações empíricas não servem para todo tipo rocha, ou seja, não se aplicam para toda a litologia presente em determinado poço, porém para cada tipo de rocha pode ser realizada as suas correlações adequadas. Para tanto, devem ser feitas as devidas adequações algébricas, ou seja, a sua devida calibração. No fluxograma da Figura 1 é apresentado o roteiro utilizado para estimativa das propriedades mecânica das rochas (UCS, ângulo de atrito e coesão).

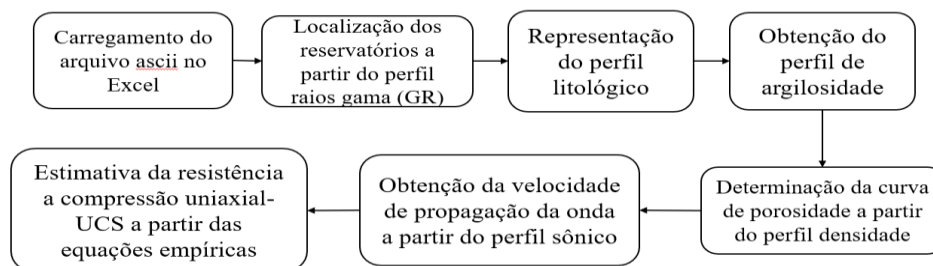


Figura 1: Fluxograma do encadeamento empregado para determinar as propriedades mecânicas das rochas.

### 3.1. LOCALIZAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS A PARTIR DO PERFIL RAIOS GAMA

O intervalo estudado foi o de profundidade de 3150 a 3500 m. A posição dos reservatórios, topo e base, bem como a litologia (tipo de rocha) presente foram identificadas pelo perfil raios gama, como ilustrado na Figura 2a.

O perfil raios gama contém medições da radiação natural gama, emitidas pelas rochas ou sedimentos num poço. Os valores altos indicam a presença de folhelhos, argilas ou sais de potássio. Valores baixos indicam a presença de arenito, calcário ou halita. O trecho foi subdividido em zonas a partir das formações de arenitos e de camadas de folhelhos impermeáveis que são separados em intervalos, contendo propriedades distintas [13].

De acordo com a Figura 2a que representa o perfil raios gama é possível identificar o tipo de rocha presente. Os trechos entre 3150-3230, 3245-3265, 3330-3350, 3445-3475 e 3450-3500 m no perfil raios gama apresentam valores altos, indicando a presença de folhelhos na formação. Esse valor alto pode ser atribuído à presença de elementos como o potássio radioativo, que está presente no teor de argila do folhelho e porque a capacidade de mudança catiônica da argila faz com que ela adsorva urânio e tório. Os trechos entre 3230- 3245, 3265-3332, 3355-3405, 3410-3458, 3473-3483 m apresentaram valores de raios gama baixo, indicando que se trata de arenitos, visto que esse tipo de rocha não é constituído por minerais radioativos. A curva da litologia da formação é mostrada na Figura 2-b, onde é possível identificar folhelhos e arenitos. Os trechos dos folhelhos e arenitos foram realizados através de duas lógicas, descrita na Tabela 3. Onde os valores iguais a 0 representam os intervalos de folhelhos e os valores iguais a 1 representam os intervalos de arenitos.

Tabela 3. Lógica para obtenção da litologia da formação.

Lógica	Folhelho	Arenito
Se $VCL_{lido} > 0,5$ , logo = 0	0	-
Se $VLC_{lido} < 0,5$ , logo = 1	-	1

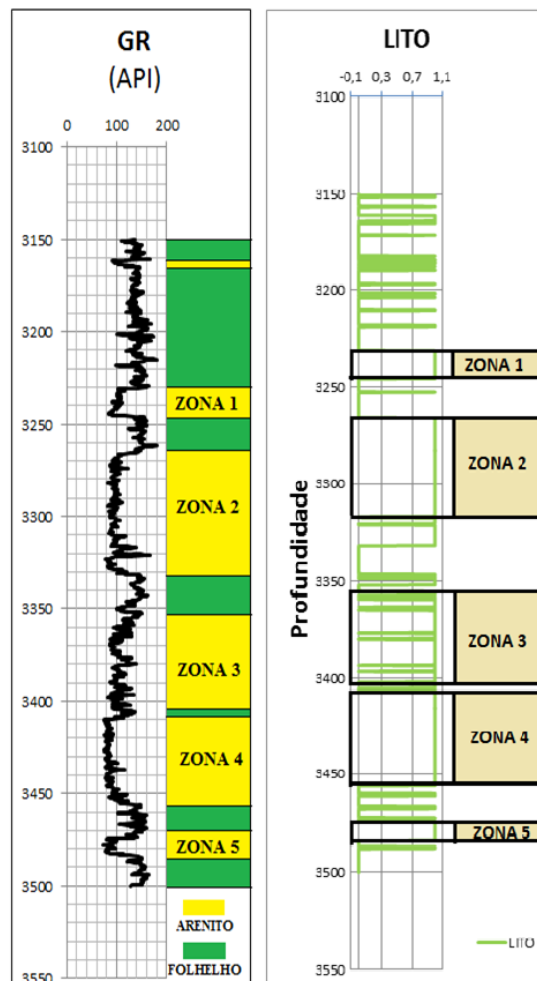


Figura 2: Perfil Raios Gama (a) e Perfil litológico obtido a partir do perfil raios gama (b).

### 3.2. OBTENÇÃO DO PERFIL DE ARGILOSIDADE

Nesse estudo de caso o volume de argila mostrado na Figura 3 foi calculado através do índice de raios gama, utilizando a equação (11).

$$VCL = \frac{GR_{lido} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (11)$$

Com o objetivo de melhorar a obtenção do volume de argilosidade da formação deste mesmo reservatório. Silva (2015) [14], sabendo que o reservatório é rico em feldspato, realizou uma combinação dos perfis densidade e neutrão ( $V_{SHN}$ ) em seu estudo de caso, para a obtenção das propriedades petrofísicas da rocha, sendo que apresentaram alguns valores negativos, a justificativa destes é atribuída aos dados fornecidos, onde a porosidade efetiva a partir da densidade foi maior que a porosidade a partir do neutrão. Isto costuma ocorrer em reservatórios portadores de gás, como é o presente caso.

O indicador de raios gama (VCL) mostrado na Figura 3 apresentou curvas onde supostamente indicam a presença de feldspato na sua composição, acarretando picos na leitura do perfil de GR, superestimando a argilosidade.

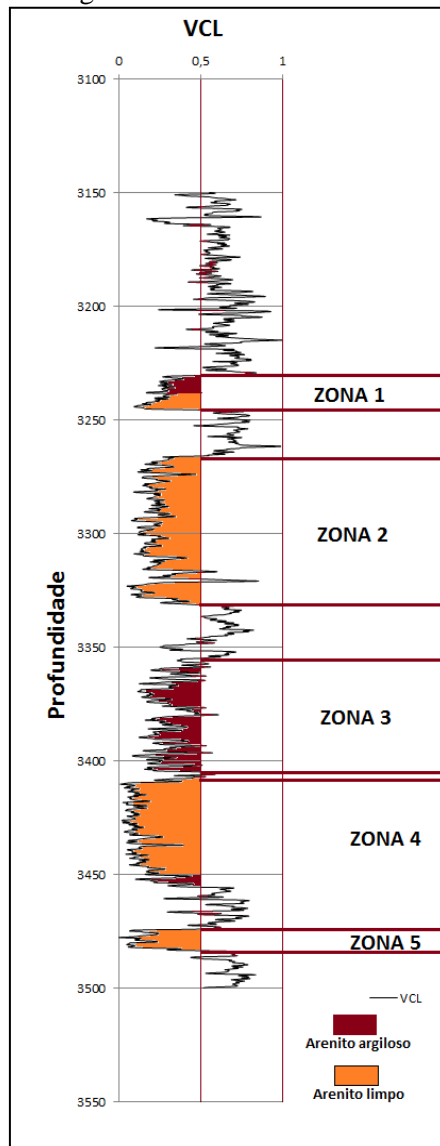


Figura 3: Visualização do perfil argilosidade (VCL).

Ao interpretar a Figura 3, verifica-se que a zona 1 é um arenito argiloso no topo, tornando-se mais limpo na base. A zona 3 é um arenito argiloso, sua argilosidade varia entre 30-50%, enquanto as zonas 2, 4 e 5 são arenitos limpos. A determinação do volume de argila para um reservatório é muito importante, pois a argila pode afetar a estimativa de reservas e a produtividade. A presença de argilominerais em arenitos pode afetar a determinação da saturação, porosidade e permeabilidade.

### 3.3. DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE A PARTIR DO PERFIL DENSIDADE

O cálculo da porosidade foi realizado a partir da equação (12).

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{lido}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad (12)$$

A densidade da matriz da rocha ( $\rho_{matriz}$ ) é da ordem de 2,65 g/cm<sup>3</sup> (se for arenito); 2,71 g/cm<sup>3</sup> (calcário) e 2,87 g/cm<sup>3</sup> (dolomito). Por sua vez  $\rho$  corresponde à densidade do fluido da zona de investigação, filtrado ( $\rho_{fluido}$ = 1,00 g/cm<sup>3</sup>, doce ou  $\rho_{fluido}$ = 1,10 g/cm<sup>3</sup>, salgado).

Foi utilizado o valor de 2,65 g/cm<sup>3</sup> para a densidade da matriz no cálculo da porosidade efetiva, representada na Figura 4-c. Porém, ao calcular a porosidade total dos reservatórios, alguns valores resultaram negativos provavelmente devido à presença de minerais mais densos do que o quartzo, como por exemplo, a calcita ou dolomita atuando como cimento. Essa conclusão foi sugerida por Silva (2015) [14].

Então, para obtenção de um resultado mais realista nos valores de porosidade, foi utilizado o valor de 2,70 g/cm<sup>3</sup> para a densidade da matriz, e assim o resultado obtido está exposto na figura 4-d, perfil de porosidade corrigida. Para filtrar intervalos de reservatórios onde a porosidade é efetiva, utilizou-se um *cut-off* de 50%, referente à argilosidade, considerando o seguinte: Onde a argilosidade for menor que 50% (<0,5), atribuiu-se o valor de “1” (arenito) e onde for maior que 50% (>0,5), atribuiu o valor de “0” (folhelho). Dessa forma, com este *flag* foi possível analisar somente a porosidade efetiva dos arenitos, que é a que realmente interessa para os reservatórios, eliminando as micro-porosidades dos folhelhos.

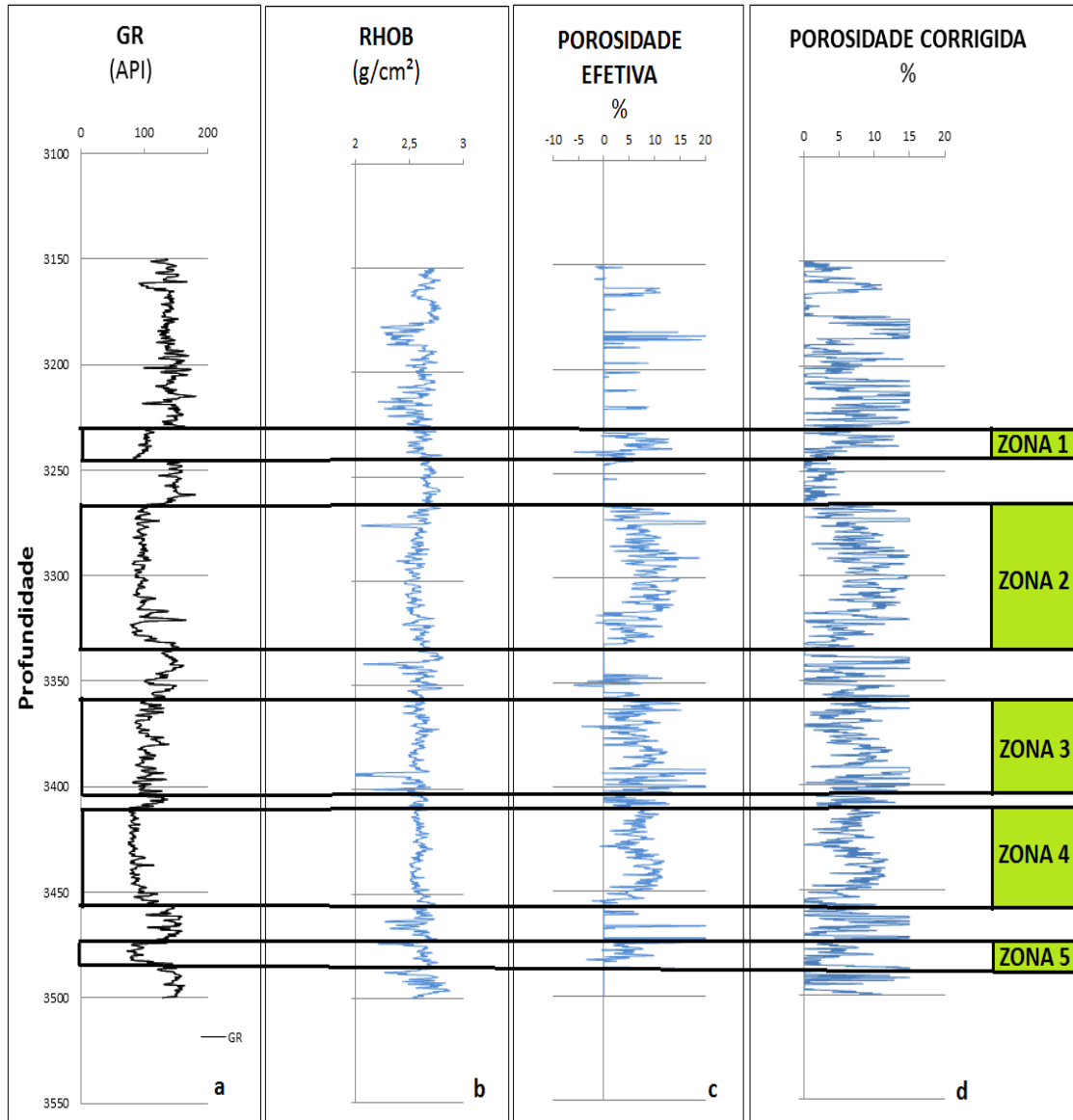


Figura 4. Visualização do Perfil Raios Gama (a), Densidade (b), Porosidade efetiva (c) e Porosidade corrigida (d).

### 3.4. OBTENÇÃO DA VELOCIDADE DE PROPAGAÇÃO DA ONDA P A PARTIR DO PERFIL SÔNICO (DT)

A Figura 5 mostra o perfil litológico, que define a localização das zonas de interesse, e a obtenção da velocidade da onda acústica, através do perfil sônico. Foi realizada uma correlação entre a velocidade e o tempo de trânsito, utilizando a equação (13).

$$V_p = \frac{304800}{DT} \quad (13)$$



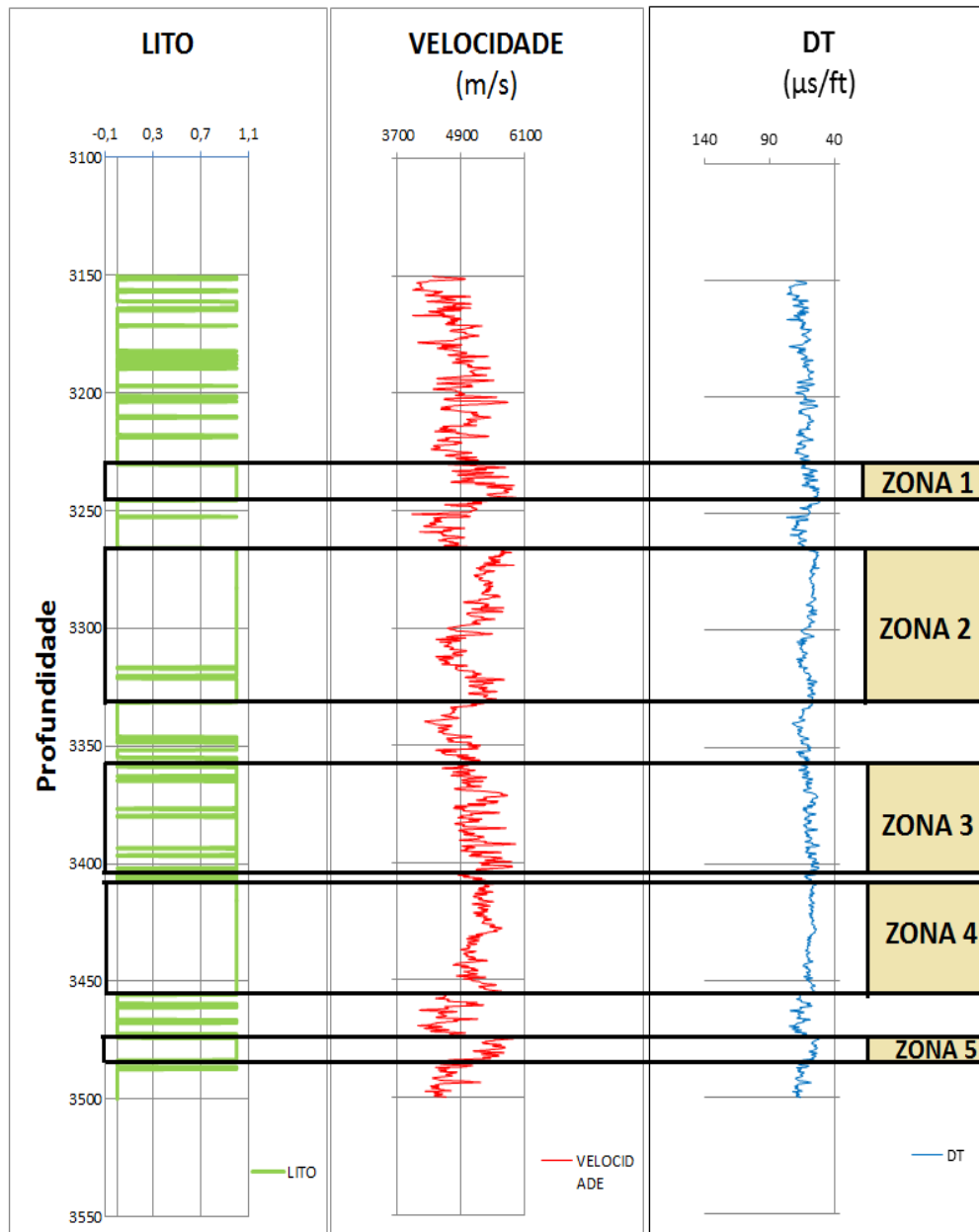


Figura 5: Visualização dos perfis litológico, velocidade e sônico.

O perfil registra sempre o menor tempo de trânsito ou o primeiro evento que chega ao receptor, independente da trajetória da onda entre o transmissor e o receptor. A velocidade do som varia segundo o meio em que suas ondas se propagam. Ela é mais rápida nos sólidos do que nos líquidos e gases [13].

### 3.5. ESTIMATIVA DA UCS A PARTIR DAS EQUAÇÕES EMPÍRICAS

Após a obtenção dos perfis geológicos é possível utilizar as equações empíricas e determinar a UCS das rochas. Na Figura 6 é ilustrada a estimativa das UCS através de 6 equações empíricas para o arenito e folhelho, sendo intercalada ao perfil Raio Gama (GR), que fornece a informação sobre a localização dos reservatórios atravessados pelo poço estudado.

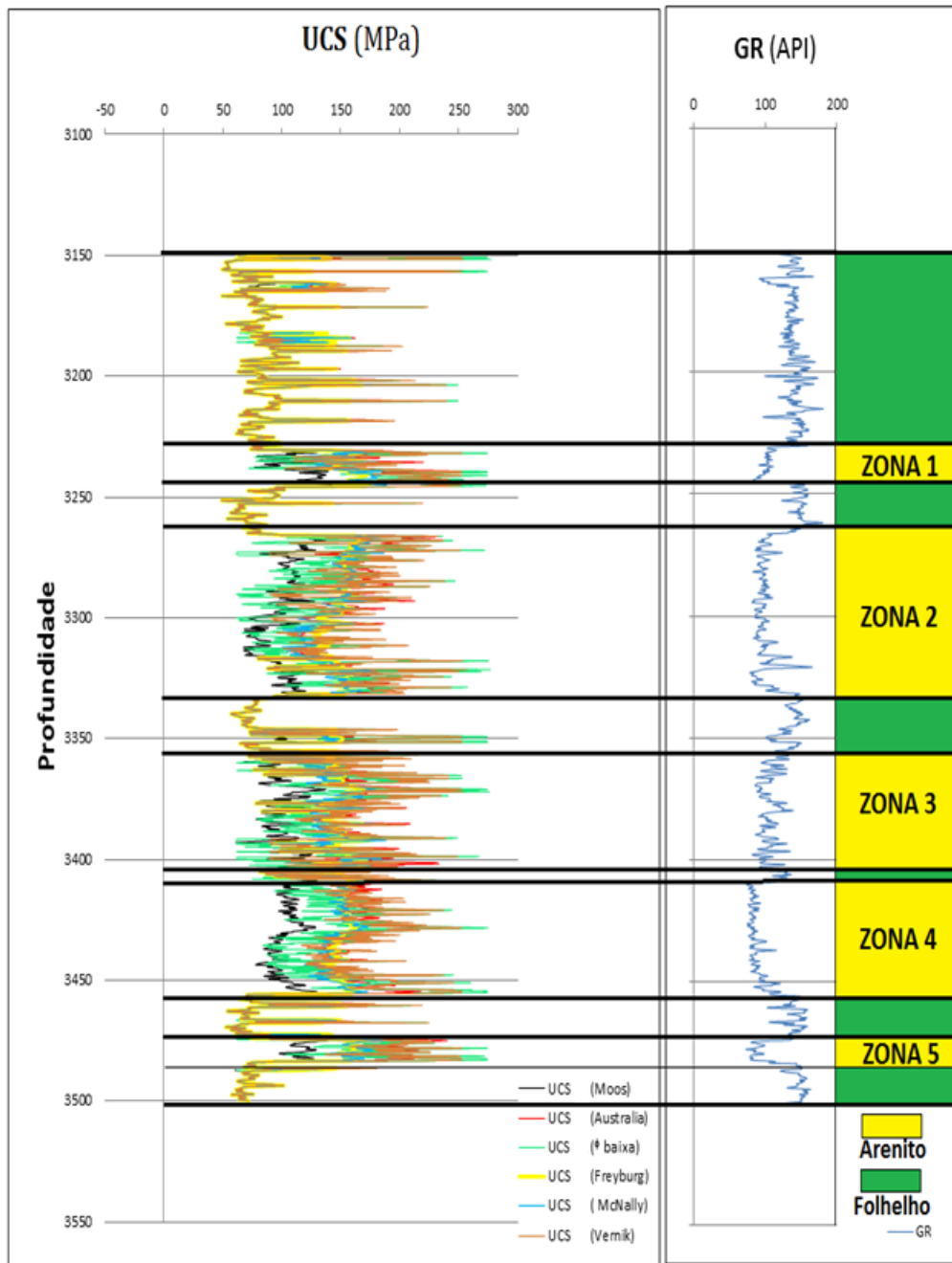


Figura 6: Estimativas da UCS ao longo do poço.

Nas equações (01) e (02) propostas por Freyburg (1972) [7] e McNally (1987) [8], respectivamente, foram utilizadas a velocidade da onda ( $V_p$ ) e tempo de trânsito ( $\Delta_t$ ), medidas obtidas a partir de perfis de poços. A equação (03) utilizou velocidade de onda ( $V_p$ ) e densidade ( $\rho$ ) 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 7 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) [7] e Chang (2006) [6], respectivamente, que utilizam a velocidade da onda acústica ( $V_p$ ) como variável comum para ambas as equações.

A estimativa da resistência à compressão uniaxial (UCS) obtida através das equações (05) e (06), desenvolvidas por Vernik (1993) [10] e Chang (2006) [6], 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 às formações consolidadas, características também encontradas no reservatório do estudo de caso. A equação (03), desenvolvida por Moos et al. (1999) [9], 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) [9] e a UCS MÉDIA. O conhecimento da UCS é importante na produção de petróleo, por exemplo, na predição da produção de areia e no planejamento de operações de fraturamento hidráulico [5].

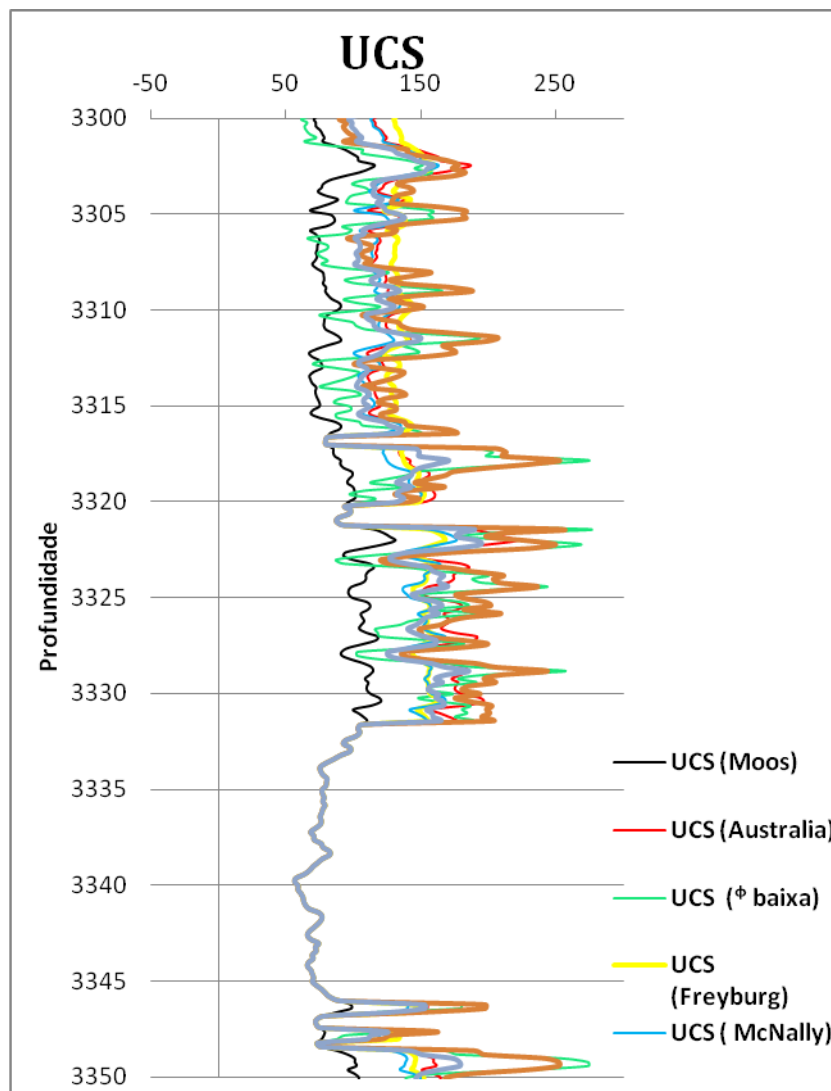


Figura 7: Curvas de UCS em combinação com a UCS MÉDIA no intervalo da zona 2.

### 3.6. DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO DE ATRITO

Segundo a Chang et al. (2006) [6], arenitos tendem a apresentar valores altos de ângulo de atrito interno ( $\Phi$ ), enquanto que valores baixos de  $\Phi$  são mais característicos de rochas mais ricas em argilominerais, como os folhelhos. Essa análise pode ser evidenciada através da curva do perfil raios gama, como mostrado na Figura 8. Na Tabela 04 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 [6]. O que indica, por exemplo, um valor em torno de 47° para arenitos compactados, provavelmente, por se tratarem de rochas muito compactadas. Os valores muito elevados aqui obtidos sugerem que para arenitos de porosidades muito baixas a equação utilizada pode não ser válida, requerendo calibração com ensaios de laboratório.

Tabela 04: 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

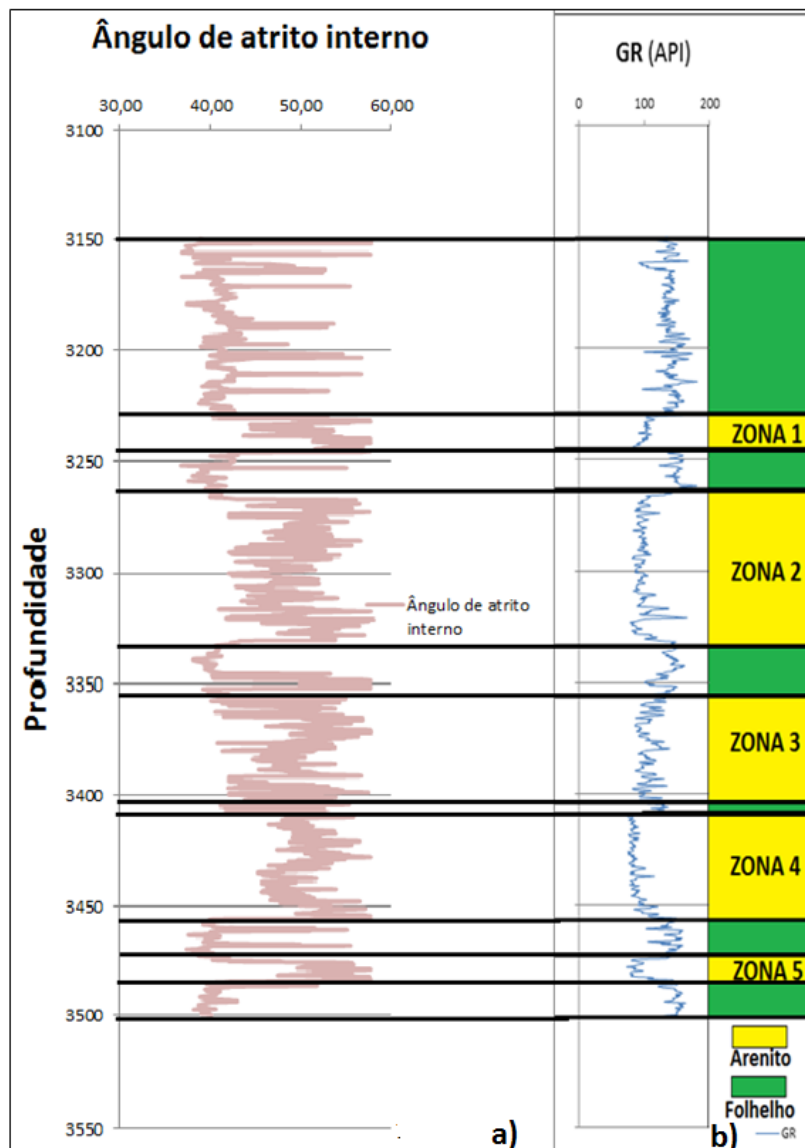


Figura 8: Correlação entre o ângulo de atrito (a) e o perfil Raio Gama (b).

### 3.7. DETERMINAÇÃO DA COESÃO

A coesão da rocha ( $S_o$ ) é a força que liga as partículas umas às outras. Em outras palavras é a resistência da rocha ao cisalhamento, 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  $\Phi$  utilizado na equação (10) foi obtido a partir do cálculo da tangente do ângulo de atrito. A Figura 9 ilustra resultados obtidos de coesão ao lado do perfil raios gama.

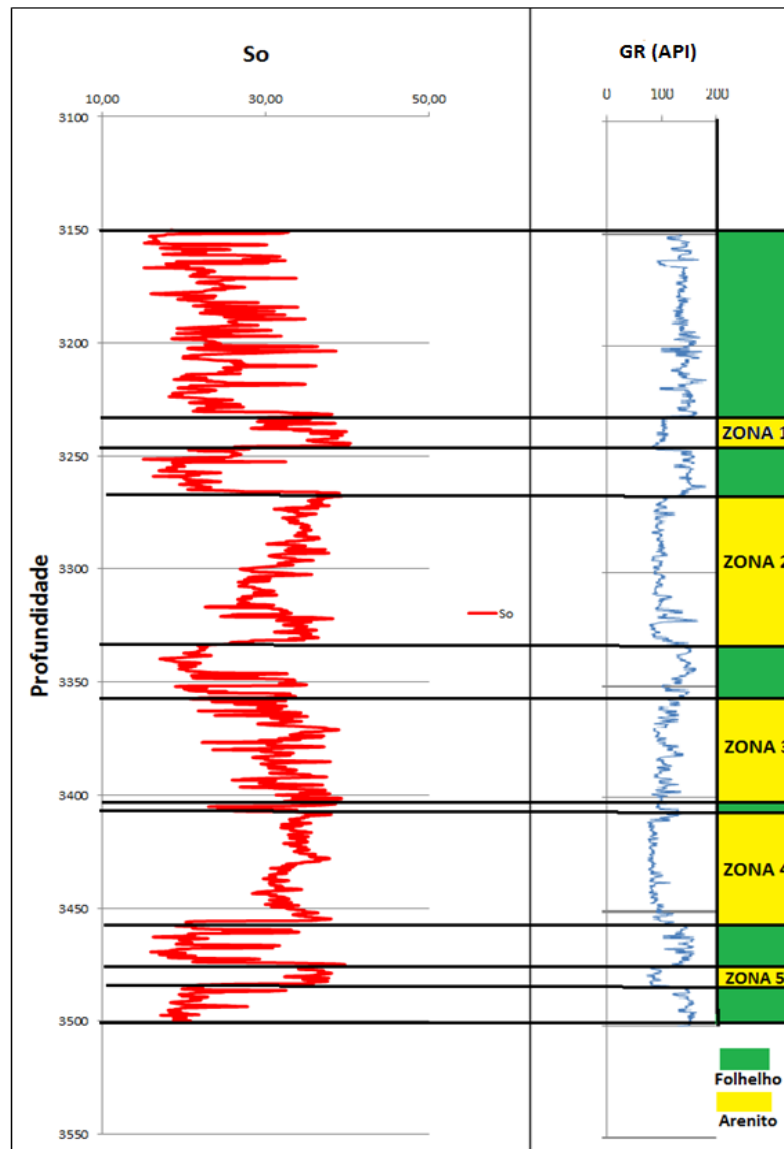


Figura 9: Curva de coesão (em Mpa) e curva do perfil GR.

Os intervalos de arenitos mostrados através do perfil GR apresentaram um alto valor de coesão, indicando rochas com elevada resistência ao cisalhamento. Já os intervalos de folhelhos apresentaram valores mais baixos de coesão, sugerindo rochas mais fracas em relação aos arenitos.

#### 4. DISCUSSÃO

Com este estudo, baseado em interpretação de perfis, foi possível determinar 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 apresentaram os 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 [5].

O ângulo de atrito foi determinado a partir da porosidade e velocidade da onda compressional. Para os trechos de arenitos foram aproximadamente  $60^\circ$ , já para os folhelhos ficaram próximo de  $40^\circ$ . Os valores encontrados foram muito altos quando comparado com valores da literatura, que sugere um valor de aproximadamente  $47^\circ$  para arenitos compactados [15]. 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.

A partir dos valores de ângulo de atrito interno, UCS e coesão é possível determinar, por exemplo, se o poço irá produzir areia ou não. Segundo Al-qahtnai et al. (2002) [16], um reservatório é considerado produtor de areia quando a  $UCS < 1000 \text{psi}$  e a Sanding Window (W)  $< 1000 \text{psi}$ , porém quando Sanding Window (W)  $> 4000 \text{psi}$  o reservatório não será produtor de areia.

Outra aplicação dessas propriedades mecânicas das rochas é no faturamento hidráulico, que tem como objetivo ultrapassar a área de dano ou melhorar a permeabilidade visando aumentar o índice de produtividade do poço. Aplicando um teste com o diagrama de tensões de Mohr-Coulomb, é possível observar como se comporta as tensões no reservatório a medida que aumenta a pressão sob a rocha. Sendo assim, a partir dos valores de UCS, coesão e ângulo de atrito do reservatório, os geólogos/geofísicos com os engenheiros podem decidir se pode ser aplicada a operação de fraturamento hidráulico para melhorar a sua permeabilidade, bem como a produção.

#### 5. CONCLUSÃO

O conhecimento das propriedades mecânicas das rochas é indispensável no planejamento e execução de projetos de exploração e produção de petróleo. Na prática as amostras da rocha situadas próximo ao reservatório de interesse (onde muitos problemas de instabilidade do poço são encontrados) quase nunca estão disponíveis para teste.

Com o objetivo de atingir o propósito principal do trabalho, analisou-se qualitativa os perfis: Raios Gama, Densidade, Sônico, Resistividade e Perfil Neutrão, onde os reservatórios foram identificados, seguindo-se com a estimativa do teor de argila, porosidade e velocidade de propagação de onda. Sendo que a partir destes parâmetros é possível ter maiores informações das propriedades físicas do reservatório, da sua dimensão, dos compostos que se encontram in situ, e capacidade de deslocamento dos fluidos na formação

Na identificação do reservatório a partir do perfil Raios Gama, observou-se a presença de folhelhos e arenitos, sendo os arenitos localizados em cinco zonas.

A partir dos valores da porosidade corrigida determinada através do perfil densidade foi possível identificar a porosidade dos arenitos, eliminando dados para os trechos de folhelho. Também foram gerados dados de velocidade de propagação da onda P, onde velocidades médias a altas foram correlacionadas à presença de arenitos. Como sequência a combinação desses dados obtidos através dos perfis geofísicos nos forneceu os parâmetros necessários para a obtenção da UCS, ângulo de atrito e coesão a partir de equações empíricas.

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*. 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.

O perfil de raio gama demonstrou uma maior resistência, devido a alta coesão, para os arenitos e uma menor para os folhelhos, logo os últimos têm uma baixa resistência ao cisalhamento.

Os estudos de caso desenvolvidos nesse trabalho permitiram concluir que a aplicação dos conhecimentos da Geomecânica é de grande valia para a indústria petrolífera, especialmente no processo de exploração e produção de petróleo, pois possibilita o conhecimento das propriedades das rochas e a previsão do falhamento das formações rochosas, e mais especificamente informações sobre a probabilidade de produção de areia. Bem como, de todas as principais características da formação rochosa no qual os hidrocarbonetos encontram-se. De modo que as informações mais precisas, acerca do reservatório possibilitam um melhor planejamento das operações que serão realizadas, para que estas tenham uma maior probabilidade de sucesso, evitando falhas e mitigando possíveis erros. Desta maneira, diminuir custos, aumentar a segurança operacional, e evitar impactos ambientais.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Rocha LAS, Azevedo CT. Projetos de poços de petróleo: Geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. 2. ed. Rio de Janeiro, RJ: Interciência; 2009. 561p.
2. Aadnoy B; Looyeh, R. Mecânica de rochas aplicadas: perfuração e projeto de poços. 1ª. ed., Rio de Janeiro: Elsevier; 2014.
3. Jiang ZX, Li Z, Li F. et al. Tight sandstone gas accumulation mechanism and development models. *Pet Sci.* 2015;12(4):587-605, doi:10.1007/s12182-015-0061-6
4. Holditch SA. Tight Gas Sands: *J Pet Technol.* 2006;58(6):86-93, doi:0.2118/103356-JPT
5. Zoback MD. Reservoir Geomechanics. University Cambridge, New York: Cambridge; 2007. p. 64-116.
6. Chang C, Zoback MD, Khaksar A. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *J Pet Science Eng.* 2006;51(3-4):223-237; doi:10.1016/j.petrol.2006.01.003
7. Freyburg D. Der Untere und mittlere Buntsandstein SW-Thuringen in seinen gesteintechnischen Eigenschaften. *Ber Dte Ges Geol Wiss.* 1972;176:911-919.
8. McNally GHN. Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs. *GeosExploration.* 1987;24(4-5):381-395, doi:10.1016/0016-7142(87)90008-1
9. Moos D, Zoback MD, Bailey L. Feasibility study of the stability of openhole multilaterals, Cook Inlet, Alaska. In: SPE Mid-continent Operations Symposium, Society of Petroleum Engineers. 1999;140-145.
10. Vernik L, Bruno M, Bovberg C. Empirical relations between compressive strength and porosity of siliciclastic rocks. *Internat J Rock Mech Mining Sciences & Geomech abstracts.* 1993;30(7):677-680, doi:10.1016/0148-9062(93)90004-W
11. Lal M. Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers; 1999.
12. Weingarten JS, Perkins TK. Prediction of sand production in gas wells: methods and Gulf of Mexico case studies. *J Pet Technol.* 1995;47(7):596-600, doi:10.2118/24797-PA
13. Nery GG. Perfilagem Geofísica. Hydrolog Serviços de Perfilagem Ltda.; 2004.
14. Silva MHAG. Obtenção das Propriedades Petrofísicas a Partir da Perfilagem de Poços em Reservatórios Tight Sands. Universidade Tiradentes, Aracaju; 2015.
15. Ghani RA, Goh TL, Hariri AM, Baizura, YN. Field and laboratory-based approach for the determination of friction angle of geological discontinuities of Malaysian granites. *ASEAN J Science Technol Dev.* 2011;28(2):151-155, doi:10.29037/ajstd.41
16. AL-qahtani MY, Rahim Z, Biterge M, Safdar M, AL-adani N, Ramsey L. Development and Application of Improved Reservoir Characterization for Optimizing Screenless Fracturing in the Gas Condensate Jauf Reservoir, Saudi Arabia. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers Inc.; 2002.