

ESTIMATIVA DE PALEOMODELOS GEOMECÂNICOS EM BACIAS SEDIMENTARES

Anderson Moraes

1. Introdução

O presente trabalho almeja apresentar os princípios envolvidos na determinação do aqui denominado paleomodelo geomecânico de bacias sedimentares (*i.e.* modelo geomecânico ao longo da história geológica de uma bacia sedimentar), destacando alguns procedimentos computacionais e métodos próprios que foram aplicados na companhia. Assim, preconiza-se avaliar as tensões e as propriedades mecânicas de rochas presentes em bacias sedimentares no tempo geológico. Em um âmbito maior, este trabalho situa-se na busca de se entender as questões quantitativas acerca da geologia estrutural e da tectônica.

A obtenção de paleomodelos geomecânicos em bacias sedimentares pode ser especialmente importante para (i) melhorar a interpretação estrutural de uma bacia sedimentar ou de algum campo de hidrocarbonetos em particular, (ii) auxiliar na determinação da estrutura de permeabilidade de camadas específicas ou zonas de falhas e (iii) determinar algumas grandezas físicas fundamentais no ainda pouco utilizado acoplamento geomecânico em modelagem numérica de sistemas petrolíferos.

Com o intuito de se aceitar com certo grau de confiança as magnitudes e as direções das tensões e as propriedades mecânicas determinadas para o passado geológico de qualquer área em estudo, deve-se inicialmente ter um cuidado especial na escolha dos tipos de estruturas geológicas e marcadores de deformação que se prestariam adequadamente para se aplicar a inversão de paleotensões. Em seguida, devem ser integradas várias técnicas e consideradas várias hipóteses tradicionalmente aplicadas na modelagem de sistemas petrolíferos de bacias sedimentares e, particularmente, na geomecânica do petróleo. Em especial, são integrados modelos de descompactação das unida-

des depositadas ao longo do tempo, métodos de determinação de paleotensões por inversão de dados de falhas e fraturas, condicionantes das tensões por técnicas próprias da geomecânica do petróleo, correlações de propriedades mecânicas em função de características petrofísicas básicas das rochas e, por fim, mas não menos importante, as bases empíricas inerentes à exploração e à produção de reservatórios de hidrocarbonetos.

Neste contexto, mostra-se que é plenamente factível estimar de forma quantitativa, ainda que por faixas de variação, as paleotensões, as pressões de fluidos e as propriedades mecânicas em bacias sedimentares ao longo do tempo integrando-se métodos já estabelecidos e dispondo-se de técnicas tradicionalmente utilizadas na geomecânica do petróleo. Dessa forma, podem ser gerados quadros possibilísticos para os campos físicos e propriedades mecânicas intrínsecos à geomecânica que podem efetivamente auxiliar na melhor interpretação da evolução geológica de uma bacia sedimentar e, mais ainda, mitigar os riscos exploratórios e operacionais a ela fatalmente relacionados.

2. Fundamentação Teórica

A integração de dados e técnicas para se estabelecer paleomodelos geomecânicos de bacias sedimentares fundamenta-se na geomecânica do petróleo, na geo-história por *backstripping* e na inversão de paleotensões por falhas.

2.1. Geomecânica do Petróleo

As bases teóricas da geomecânica do petróleo relacionam-se, claramente, aos conceitos intrínsecos da mecânica dos meios contínuos (Moraes, 2016) e, especificamente, da mecânica de rochas (Goodman, 1989; Jaeger et al., 2007). Tradicionalmente, a geomecânica do petróleo integra diversos dados da indústria do petróleo para determinar o chamado modelo geomecânico, possibilitando aplicações nos estudos de estabilidade de poços e de geoengenharia

de reservatórios. O modelo geomecânico encerra o conhecimento das tensões (direções e magnitudes), das pressões de fluidos e das propriedades mecânicas das rochas, sendo, evidentemente, estabelecido para condições hodiernas.

A premissa básica para a determinação das tensões é que os primeiros quilômetros da crosta encontram-se em um estado de tensão andersoniano (Anderson, 1905) ou a ele muito próximo (Lisle et al., 2008), isto é, as tensões cisalhantes sub-horizontais são desprezíveis. Assim, a tensão vertical σ_v é uma das tensões principais e as demais seriam dadas pela tensão horizontal mínima σ_h e pela tensão horizontal máxima σ_H . A depender das relações de magnitude entre estas tensões tem-se, para condições atuais, os regimes de falha normal ($\sigma_v = \sigma_1$), transcorrente ($\sigma_v = \sigma_2$) e reversa ($\sigma_v = \sigma_3$), onde $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ são as tensões principais. Imprescindível é a determinação das tensões efetivas, as que de fato, quando confrontadas com critérios de ruptura, determinam a estabilidade mecânica das rochas e de suas descontinuidades. Estas são calculadas por:

$$\sigma^e = \sigma - \alpha p_f \quad (1)$$

onde α é o coeficiente de Biot, que varia de 0 a 1 a depender do nível de consolidação da rocha, e p_f é a pressão de fluidos. A magnitude de σ_v é calculada por:

$$\sigma_v = \rho_a g z_a + \int_{z_a}^z \rho g dz \quad (2)$$

onde ρ_a é a densidade da água do mar, ρ é a densidade da rocha, z_a é a lâmina d'água, z é a profundidade e g é a aceleração devido à gravidade. A densidade da rocha pode ser obtida de perfis de densidade ou, principalmente, por perfis que estimem a porosidade ϕ . Neste último caso, para se determinar a densidade da rocha, lança-se mão também da equação de Athy:

$$\phi = \phi_0 e^{-cz} \quad (3)$$

onde ϕ_0 é a porosidade superficial e c é o coeficiente de decréscimo da porosi-

dade com a profundidade, e da expressão:

$$\rho = (1 - \phi)\rho_s + \phi\rho_f \quad (4)$$

onde ρ_s é a densidade da parte sólida e ρ_f é a densidade do fluido. A magnitude do σ_h nos regimes de falha normal ou transcorrente é obtida por dados de *leak off* ou, melhor ainda, de *minifrac*, haja vista que $\sigma_h = \sigma_3$. Por sua vez, a magnitude do σ_H é modelada pelo ângulo de abertura dos *breakouts* ω ou, assumindo-se um estado de tensão crítico para a crosta, pode-se determinar uma faixa de variação, ainda que muito ampla, para suas magnitudes (veja Fjaer et al., 2008 e Zoback (2010) para detalhes). Considerando-se o critério de ruptura de Mohr-Coulomb, que pode ser escrito nas formas:

$$\sigma_1^e = \frac{2\sigma_0 \cos \varphi + \sigma_3^e(1 + \sin \varphi)}{1 - \sin \varphi} \quad (5a)$$

$$\sigma_C = \sigma_0 + \sigma_N \tan \varphi \quad (5b)$$

onde σ_0 é a coesão, φ é o ângulo de atrito interno, σ_C é a tensão cisalhante e σ_N é o a tensão normal, supõe-se que o *breakout* se estenderia fisicamente na parede do poço até uma situação limite entre a tensão efetiva tangencial e a resistência ao cisalhamento da rocha, situação em que a propagação do *breakout* entraria em equilíbrio e, assim, cessaria. Neste limite ter-se-ia:

$$\sigma_H = \frac{2(\sigma_0 \cos \omega + p_{fp} - p_f \sin \varphi)}{(1 - \sin \varphi)(1 + 2 \cos \omega)} - \frac{\sigma_h(1 - 2 \cos \omega)}{(1 - \sin \varphi)(1 + 2 \cos \omega)} \quad (6)$$

onde p_{fp} é a pressão do fluido de perfuração. Com a premissa de que a crosta encontra-se em um estado de tensão crítico, pode-se estabelecer limites para a tensões horizontais, em especial para σ_H (Figura 1). Sendo K_h e K_H as razões de tensões horizontais dadas por:

$$K_h = \frac{\sigma_h}{\sigma_V} \text{ e } K_H = \frac{\sigma_H}{\sigma_V} \quad (7),$$

a razão de pressão de fluidos λ escrita como:

$$\lambda = \frac{\rho_f}{\sigma_V} \quad (8)$$

e das equações (1) e (5a) com $\alpha = 1$ e $\sigma_0 = 0$, os limites para as tensões horizontais nos regimes de falha normal, transcorrente e reversa, respectivamente, advêm de:

$$K_h = \left(\frac{1 - \sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \right) (1 - \lambda) + \lambda \quad (9a)$$

$$K_H = \left(\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \right) (1 - \lambda) + \lambda \quad (9b)$$

$$K_H = \left(\frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \right) (1 - \lambda) + \lambda \quad (9c)$$

Dessa forma, as faixas de variação para o σ_H em cada um dos regimes de falha, na mesma ordem, seriam dadas por:

$$\frac{(1 - \sin \varphi) (\sigma_V - \rho_f)}{(1 + \sin \varphi)} + \rho_f \leq \sigma_H \leq \sigma_V \quad (10a)$$

$$\sigma_V \leq \sigma_H \leq \frac{(1 + \sin \varphi) (\sigma_V - \rho_f)}{(1 - \sin \varphi)} + \rho_f \quad (10b)$$

$$\sigma_V \leq \sigma_H \leq \frac{(1 + \sin \varphi) (\sigma_V - \rho_f)}{(1 - \sin \varphi)} + \rho_f \quad (10c)$$

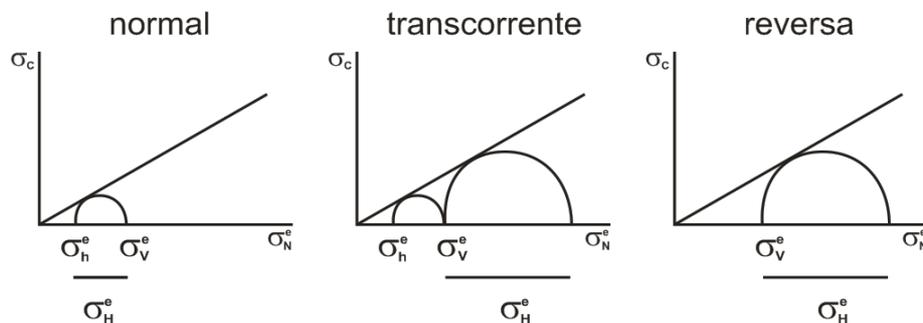


Figura 1 – Diagramas de Mohr com as faixas de variação para σ_H^e nos diversos regimes de falha.

As direções das tensões horizontais são preferencialmente obtidas da análise de perfis de imagem, principalmente dos *breakouts* (direção do σ_h) e também das fraturas tracionais induzidas quando da perfuração (paralelas ao σ_H). Todavia, na ausência de tais feições, a disposição espacial de estruturas neotectônicas e os mecanismos focais de terremotos podem auxiliar na determinação das direções das tensões horizontais.

Por sua vez, a pressão de fluidos em profundidade pode ser estimada de forma imediata por:

$$p_f = \rho_a g z_a + \int_{z_a}^z \rho_f g dz \quad (11)$$

Pode-se ainda se valer de diversas relações propostas na literatura entre p_f e dados obtidos de perfis diversos (veja Zoback, 2010). Uma expressão bastante útil, ainda que deva ser usada com parcimônia, é:

$$p_f = \left[\frac{(\rho - \rho_s) e^{cz}}{\phi_0} + \rho_s \right] g z \quad (12)$$

Adicionalmente, pode-se extrapolar medidas de p_f feitas pontualmente ao longo da profundidade e, mais ainda, usar tais medidas para a calibração de outros métodos.

Por último, as propriedades mecânicas relativas ao comportamento reológico (e.g. módulo de Young E , coeficiente de Poisson ν) e à resistência (e.g. σ_0 , φ) das rochas podem ser estabelecidas por experimentos diretos com amostras em laboratório de mecânica de rochas, por medições por métodos acústicos em laboratório, por perfis acústicos especiais em poços e por inversão de dados sísmicos (veja Fjaer et al. (2008) para uma discussão ampla). Ainda, pode-se valer de diversas correlações empíricas presentes na literatura entre as propriedades mecânicas ou delas em relação a dados de perfis (Chang et al., 2006; Schön, 2015).

2.2. Geo-história por *backstripping*

A análise da geo-história de uma bacia sedimentar passa de forma imprescindível pela técnica do *backstripping*, ou seja, procedimento de descompactação e de análise de subsidência tectônica da bacia (veja Allen e Allen, 2013).

A descompactação sucessiva das camadas sedimentares selecionadas é feita no tempo por:

$$Z_2 - Z_1 = z_2 - z_1 - \left(\frac{\phi_0}{c}\right)(e^{-cz_1} - e^{-cz_2}) + \left(\frac{\phi_0}{c}\right)(e^{-cZ_1} - e^{-cZ_2}) \quad (13)$$

onde Z_1 e Z_2 são as paleopropfundidades equivalentes do topo e da base da camada com profundidades atuais do topo z_1 e da base z_2 . A expressão (13) é uma equação transcendental, e para sua solução há a necessidade de um procedimento numérico iterativo. Ao longo do processo, a porosidade média da camada é computada através de:

$$\phi = \left(\frac{\phi_0}{c}\right)\left(\frac{e^{-cZ_1} - e^{-cZ_2}}{Z_2 - Z_1}\right) \quad (14)$$

A análise de subsidência tectônica dos horizontes de interesse é feita ao se associar o comportamento isostático com a retirada da carga sedimentar, assumindo-se uma bacia preenchida por água. Dessa forma, com a equação (14) tendo importância seminal, a subsidência tectônica Y por uma compensação isostática local (Airy) é dada por:

$$Y = S\left(\frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_a}\right) - \Delta\left(\frac{\rho_a}{\rho_m - \rho_a}\right) + (W - \Delta) \quad (15)$$

onde S é a espessura do pacote sedimentar descompactado, ρ_b é a densidade média do pacote sedimentar descompactado, ρ_m é a densidade do manto, W é a paleobatimetria e Δ é a variação eustática do nível do mar.

2.3. Inversão de Paleotensões por Falhas

A inversão para paleotensões de um modo amplo pode ser feita através da pura análise geométrica de estruturas geológicas, pela geotermobarometria, pelo uso de paleopiezômetros e, mais corriqueiramente, pela inversão de dados de falhas e fraturas. Há vários métodos para se realizar a inversão de paleotensões por falhas, a maioria valendo-se de princípios cinemáticos e muito poucos utilizando condicionantes mecânicos mais amplos (veja Célérier et al. (2012) para uma síntese).

Fundamental é o reconhecimento de indicadores cinemáticos nas falhas, em especial as estrias ou os *slickensides*. Dentre outras, a premissa básica do método é a hipótese de Wallace-Bott, que preconiza que a direção de deslizamento em uma descontinuidade cisalhante é paralela à maior tensão cisalhante que se dispôs na superfície da falha. Nesse sentido, deve-se minimizar o ângulo de desvio entre a direção de deslizamento real e a teórica através do produto escalar:

$$s \cdot \sigma_C^u \leq \varepsilon + 1 \quad (16)$$

onde s é o vetor unitário na direção da estria, σ_C^u é o vetor unitário na direção da maior tensão cisalhante projetada na falha e ε é o erro de aceitação. A determinação das tensões principais que minimizam a equação (16) pode ser feita por métodos gráficos ou por inversão matemática, neste caso por otimização ou por busca. Quando se utiliza a inversão matemática e se impõe um critério de ruptura, por exemplo o critério de Mohr-Coulomb dado pelas equações (5) (Figura 2), pode-se determinar o denominado tensor de tensões reduzido σ_Φ que se adequa melhor aos dados das falhas:

$$\sigma_\Phi = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \Phi & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (17)$$

onde Φ é o parâmetro do tensor de tensões reduzido, valendo:

$$\Phi = \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{\sigma_1 - \sigma_3} \quad (18)$$

Em decorrência, se tem uma quantificação relativa das tensões principais.

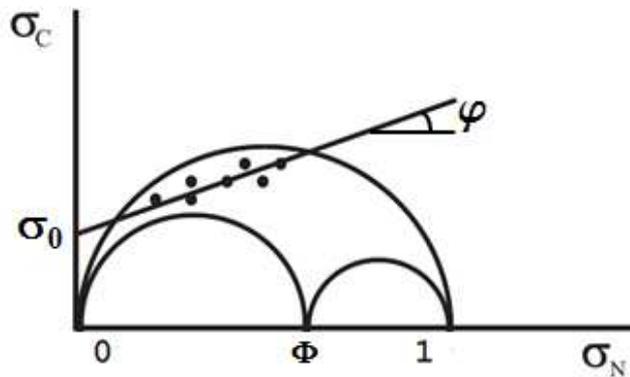


Figura 2 – Melhor ajuste de σ_Φ aos dados de estrias de falhas (pontos) frente ao critério de Mohr-Coulomb.

Em síntese, a inversão de paleotensões de dados de falhas possibilita a obtenção das direções das tensões principais e uma quantificação imediata de seus valores relativos.

3. Metodologia Desenvolvida

A metodologia para determinar as tensões e as propriedades mecânicas em bacias sedimentares ao longo do tempo combina métodos estabelecidos e, particularmente, vale-se fortemente da geomecânica do petróleo. Todavia, de acordo com o que fora exposto anteriormente, fica evidente que muitos procedimentos e tipos de dados apresentados não se encontram disponíveis para o passado geológico de uma bacia. Além do mais, o quadro tectono-sedimentar e de tensões de uma bacia é deveras complexo. Dessa forma, foram desenvolvidos alguns métodos próprios que se baseiam em algumas premissas básicas. Os métodos foram implementados em Matlab, conquanto não se encon-

trem ainda concatenados na forma de um programa estruturado. A Figura 3 sintetiza a metodologia empregada, que será ligeiramente detalhada na sequência.

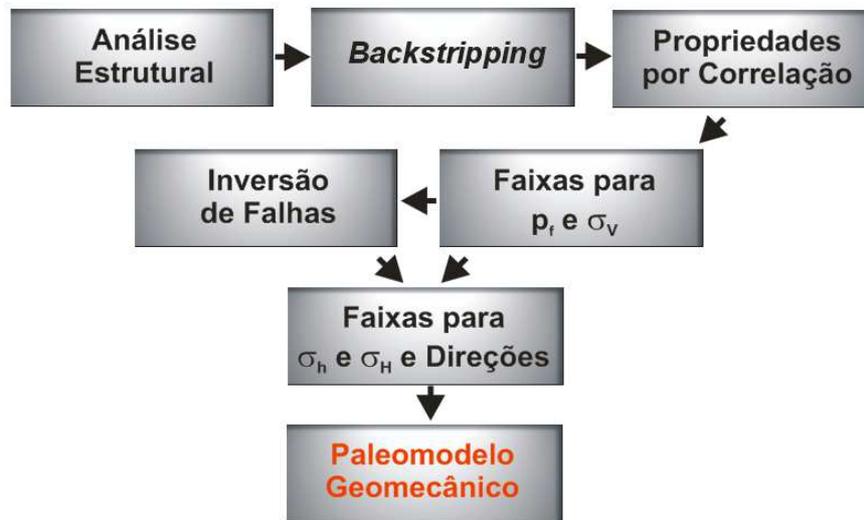


Figura 3 – Metodologia para a obtenção do paleomodelo geomecânico.

Inicialmente, deve-se fazer uma análise estrutural tradicional da área em estudo, onde, evidentemente, as seções sísmicas são de relevância ímpar. Pode-se, assim, identificar e selecionar os principais horizontes-chave e os regimes de falha ao longo da história da bacia, bem como mapear as falhas que serão utilizadas na inversão de paleotensões. Adicionalmente, técnicas de balanceamento estrutural, de modelagem física por materiais análogos e de modelagem mecânica por métodos numéricos auxiliam em muito na interpretação estrutural de uma bacia sedimentar.

A geo-história por *backstripping* é conduzida nas principais camadas selecionadas, e as propriedades utilizados para tal podem ser obtidos para cada rocha, em primeira instância, na literatura (e.g. Hantschel e Kauerauf, 2009). De fundamental importância é a determinação das porosidades e das densidades das unidades ao longo do tempo, equações (14) e (4). Preferencialmente, devem ser incorporados dados de paleobatimetria. Ainda, a determinação da subsidência tectônica dos horizontes pode auxiliar na caracterização dos regimes de falha e do vigor da tectônica ao longo do tempo.

As propriedades mecânicas ao longo do tempo são obtidas por correlações estabelecidas e próprias, principalmente em função das porosidades e das densidades. A título de exemplo, o ângulo de atrito interno (em graus) é computado por:

$$\varphi = k_1 + k_2 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\phi_0}{\phi}\right)}{c}} \quad (19)$$

onde k_1 e k_2 são constantes dependentes da rocha.

De posse das paleoprosfundidades, da porosidades e das densidades provenientes da geo-história, pode-se calcular as paleotensões verticais. Para se calcular as paleotensões efetivas deve-se estimar as paleopressões de fluidos. Em face à provável ausência de dados oriundos de outras técnicas (*e.g.* inclusões fluidas, evolução estrutural de veios e sills), pode-se tão somente assumir pressões de fluidos normais ou se valer, por exemplo, de condições atuais análogas de algumas bacias. Em especial, Swarbrick e Lahann (2016) quantificaram dados para o acoplamento entre p_f , σ_v e pressões de fratura (*i.e.* σ_3) para várias bacias em diversos regimes de falha, mostrando forte consistência nos resultados e sugerindo que a partir de aproximadamente 3.000 m abaixo do nível do mar instauram-se pressões de fluidos anormais.

A utilização da inversão de paleotensões por falhas, embora opcional ou limitada pela disponibilidade de dados, é deveras importante para se restringir as direções e as magnitudes das paleotensões horizontais no tempo. Tal inversão na indústria do petróleo esbarra na quase total ausência de dados de estrias. Em decorrência, foi desenvolvido um procedimento próprio por condicionantes e premissas da geomecânica do petróleo e através de análise estatística rudimentar. O método foi confrontado e calibrado valendo-se de dez conjuntos de dados de descontinuidades com estrias da literatura ou cedidos por colegas (Moraes e Riccomini, 2014). Trabalha-se inclusive com o reposicionamento das falhas em função da rotação e da compactação na bacia, procedimento estranhamente pouco utilizado na grande maioria dos métodos já estabelecidos. Basicamente, busca-se o melhor ajuste dos dados tão somente de atitude das falhas e fraturas para a expressão (16) frente a critérios de rup-

tura adequados, levando à determinação das direções das tensões horizontais e de Φ . Na sequência, de posse de σ_V , de σ_0 , de φ e do regime de falha obtidos anteriormente, pode-se calcular as magnitudes de σ_h e σ_H pelas equações (5a) e (18). Em outras palavras, pode-se obter os paleotensores de tensão completos.

Utilizando-se somente a geo-história por *backstripping* e procedimentos intrínsecos da geomecânica do petróleo, pode-se definir faixas de variação para σ_h e σ_H através das expressões (9) e (10) supondo-se que se tenha estado de tensão crítico. Contudo, como discutido anteriormente, encontram-se faixas muito amplas, embora pouco mais restritas em função do estabelecimento de paleopropriedades mecânicas de resistência. Com o intuito de se restringir a faixa de variação de K_h e K_H , fez-se uma compilação desses valores em quase meia centena de bacias brasileiras em diversos regimes de falha, obtendo-se valores tais que:

$$0,5 \leq K_h \leq 1,03 \quad (20a)$$

$$0,75 \leq K_H \leq 1,42 \quad (20b)$$

4. Aplicações da Metodologia Desenvolvida

A seguir são apresentadas duas aplicações ilustrativas da metodologia desenvolvida.

4.1 Bacia Green River, Wyoming, Estados Unidos

Os dados e informações fundamentais para se realizar a modelagem foram retirados de Wilkins (2007). A Bacia Green River contempla depósitos do Cretáceo Superior que sofreram inversão no Paleoceno. O horizonte alvo do estudo para se determinar o paleomodelo geomecânico foi a base do reservatório arenítico de gás Frontier, que se encontra hoje por volta de 2.700 m na

porção estudada. Combinou-se a inversão de paleotensões por falhas e a geo-história por *backstripping*, com condicionantes geomecânicos em ambos. Da análise estrutural e da geo-história, tem-se um regime de falha normal quando da deposição do reservatório Frontier e sua base se encontrava por volta de 693 m. Assumiu-se uma p_f normal para tal profundidade. A Figura 4 sintetiza os resultados obtidos para o modelo paleogeomecânico. São dispostas as faixas de variação para as magnitudes de σ_h e σ_H (azul escuro), para a direção do σ_H (azul claro) e para σ_0 e φ (verde). A faixa de variação da direção do σ_H ficou muito ampla em função dos poucos dados de falhas disponíveis. As propriedades de resistência da rocha obtidas por correlação da porosidade oriunda da geo-história por *backstripping* e as determinadas por inversão dos dados de falhas mostraram-se muito similares.

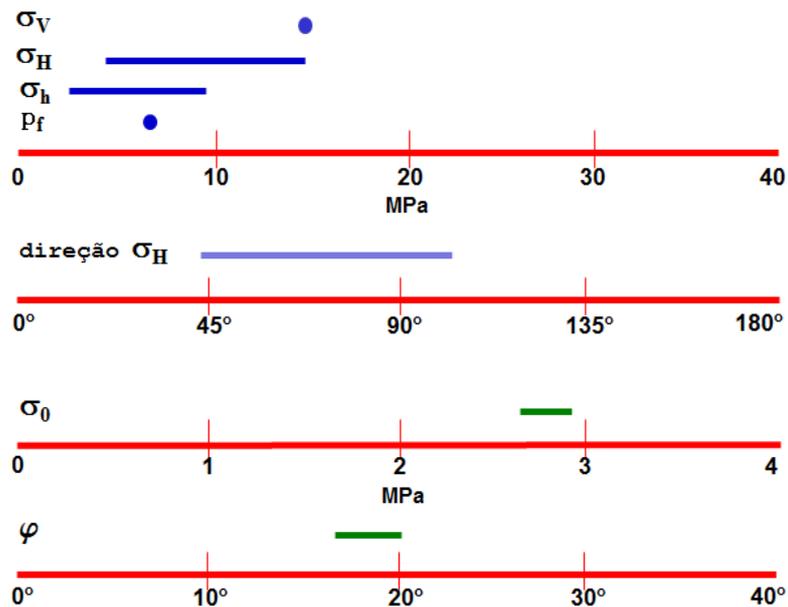


Figura 4 – Paleomodelo geomecânico da base do reservatório Frontier.

5. Considerações Finais

Do que fora exposto, vê-se que é factível se fazer estimativas de paleotensões e de algumas paleopropriedades mecânicas das rochas em bacias sedimentares ao longo do tempo. Em outras palavras, parafraseando a geomecânica do petróleo, é possível se fazer uma paleogeomecânica do petróleo. Todavia, deve-se enfatizar que o caráter fortemente determinístico do método, como o de quaisquer outros em geociências, é deveras prejudicado pelas incertezas envolvidas nos procedimentos adotados. Dessa forma, é sugestivo que quaisquer aplicações nesta linha sejam acompanhadas de análises possibilísticas e de sensibilidade aos parâmetros utilizados.

Referências Bibliográficas

- Allen, P.A. e Allen, J.R. 2013. Basin analysis. Principles and applications to petroleum play assessment. Wiley-Blackwell, Oxford.
- Anderson, E.M. 1905. The dynamics of faulting. Trans. Edinburgh Geol. Soc., 8:387-402.
- Célérier, B.; Etchecopar, A.; Bergerat, F.; Vergely, P.; Arthaud, F.; Laurent, P. 2012. Inferring stress from faulting: from early concepts to inverse methods. Tectonophysics, 581:206-219.
- Chang, C.; Zoback, M.D.; Khaksar, A. 2006. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. J. Pet. Sci. Eng., 51:224-237.
- Fjaer, E.; Holt, R.M.; Horsrud, P.; Raaen, A.M.; Risnes, R. 2008. Petroleum related rock mechanics. Elsevier, Amsterdã.
- Goodman, R.E. 1989. Introduction to rock mechanics. John Wiley and Sons,

Nova Iorque.

Hantschel, T. e Kauerauf, A.I. 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer, Berlim.

Jaeger, J.C.; Cook, N.G.W.; Zimmerman, R.W. 2007. Fundamentals of rocks mechanics. Blackwell, Oxford.

Lisle, R.J.; Orife, O.; Arlegui, L.; Liesa, C.; Srivastava, D.C. 2006. Favoured states of palaeostress in the Earth's crust: evidence from fault-slip data. *J. Struc. Geol.*, 28:1051-1066.

Moraes, A. e Riccomini, C. 2014. Inversão de paleotensões em bacias sedimentares utilizando condicionantes da geomecânica aplicada à indústria do petróleo. 47^o Cong. Bras. Geol., Salvador, PAP15206.

Moraes, A. 2016. Mecânica do contínuo para a geologia estrutural. PerSe, São Paulo.

Schön, J.H. 2015. Physical properties of rocks. Fundamentals and principles of petrophysics. Elsevier, Amsterdã.

Swarbrick, R.E. e Lahann, R.W. 2016. Estimating pore fluid pressure-stress coupling. *Marine Pet. Geol.*, 78:562-474.

Wilkins, S.J. 2007. Fracture intensity from geomechanical models: application to the Blue Forest 3D survey, Green River Basin, Wyoming, USA. In Jolley, S.J.; Barr, D.; Walsh, J.J.; Knipe, R.J., editores, Structurally complex reservoirs, vol. 292 de *Geol. Soc. Spec. Pub.*, 137-157. The Geological Society of London, Londres.

Zoback, M.D. 2010. Reservoir geomechanics. Cambridge University Press, Cambridge.