



Modelagem Analítica da Geração de Bandas de Deformação em Reservatórios Areníticos

Leandro Guedes Carvalho^{*1,2}, Anderson Moraes², Raquel Quadros Velloso¹, Jorge André Braz de Souza², Jorge Campos Junior², ¹ Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, ² Petróleo Brasileiro S.A.

Copyright 2021, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 August 2021.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 17th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Resumo

The permeability prediction is a critical step in the flow of geological modeling and reservoir characterization and is essential for the development of production projects. Sub-seismic structures called deformation bands (BD) can reduce permeability up to six orders of magnitude in relation to the host reservoir sandstone and can thus act as total or partial barriers to the fluid flow.

The present work intends to contribute in the determination of the hydraulic behavior of reservoirs proposing an analytical geomechanical model for BD's prediction in sandstone reservoirs. In practical terms, the objective is to predict whether the conditions a given portion of a siliciclastic hydrocarbon deposit have been reached for the localization of BD or how close it is to a possible generation of this feature in order to suggest an analysis of the permeability reduction. The proposal extends to the computational implementation of the method and its application in a case study of a poorly consolidated sandstone reservoir on the Brazilian continental margin, rich in BD.

The results confirmed the viability of the method by showing that the portion of the analyzed reservoir reached the mechanical conditions for the genesis of BD from the geological age entitled Oligocene (~ 23 to 35 Ma) for the established scenarios.

Introdução

A predição da permeabilidade é uma etapa crítica no fluxograma de caracterização e de modelagem geológica de reservatórios e essencial para o desenvolvimento de projetos de produção de óleo e gás. Uma das principais incertezas no processo de modelagem envolve a determinação do comportamento hidráulico de zonas de falhas, que podem atuar como condutos ou barreiras ao fluxo de fluidos no espaço e no tempo [Rotevatn e Fossen (2011), Tueckmantel *et al.* (2012)].

Alguns fatores contribuem para a dificuldade na caracterização dos reservatórios. Entre eles, destacam-se: a complexa e heterogênea área influenciada por falhas e por estruturas subsísmicas (bandas de deformação e fraturas); a tecnologia utilizada para simulação de fluxo que, por sua complexidade computacional, ainda utiliza malhas grossas com células em torno de 50 metros de espessura, resultando em representações pobres das

falhas; e a dificuldade e custo na obtenção de amostras de rochas em águas profundas para a descrição de suas propriedades mecânicas e petrofísicas.

Por serem subsísmicas, as bandas de deformação (BD) são feições de difícil mapeamento, porém, são comuns em reservatórios siliciclásticos com alta porosidade e podem reduzir consideravelmente a permeabilidade do sistema em relação à permeabilidade da rocha original.

O presente trabalho propõe a elaboração e implementação computacional de um modelo geomecânico analítico para a predição de BD em reservatórios de arenitos porosos. A ferramenta desenvolvida é capaz de auxiliar os profissionais de geo-engenharia em análises de sensibilidade para estimarem qualitativamente o potencial de formação de BD e seus efeitos na qualidade dos reservatórios.

O modelo proposto fundamenta-se nos conhecimentos adquiridos nos últimos anos sobre o impacto das BD na redução de permeabilidade em arenitos, nos fatores que controlam a intensidade de cataclase, na mecânica de geração dessas estruturas, e na teoria do estado crítico da mecânica dos solos, amplamente utilizada no entendimento do desenvolvimento de BD [Ballas *et al.* (2015), Fossen *et al.* (2017)]. Tal abordagem baseia-se também no estudo da geo-história da unidade estratigráfica em questão, com a finalidade de se obter os paleomodelos geomecânicos, indispensáveis para traçar a trajetória de tensões de um ponto ou determinada porção do reservatório desde a deposição até a posição atual.

A proposta se estende na aplicação do método via estudo de caso de um reservatório arenítico de petróleo de uma bacia sedimentar da Margem Continental Brasileira.

Método

As BD são estruturas subsísmicas de deformação, localizadas em uma dimensão finita de rocha, comuns em arenitos porosos e que variam em relação a mecanismos de deformação, geometria e distribuição. Exemplos de afloramentos com BD podem ser visualizados na Figura 1.

A quantidade de cataclase envolvida na deformação determina, em grande parte, como as BD afetam o fluxo de fluido. Cataclase pode ser definida como uma deformação tectônica acompanhada da trituração ou cominuição generalizada dos grãos. Muitas vezes pode originar até outro tipo de rocha, como o gouge de falha. Normalmente, quanto mais intenso for esse processo uma maior redução de permeabilidade se verifica. A cominuição dos grãos é geralmente facilitada por grãos grossos e bem selecionados, por alta porosidade (geralmente maior que 15%) e por soterramentos elevados (geralmente maiores que 500 a 1000 m) no momento da plastificação.

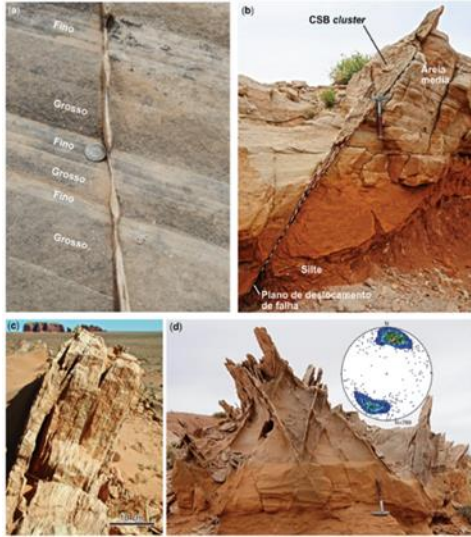


Figura 1 - Exemplos de bandas de deformação. Adaptado de Fossen et al., 2017.

Além do processo de cataclase, o desenvolvimento das BD envolve outros mecanismos em microescala como o esmagamento, fraturamento, atrito, rotação e deslizamento dos grãos, além de dissolução e cimentação (Fossen et al., 2017).

Muitos estudiosos classificaram as BD sob diferentes critérios: intensidade de cataclase, fluxo granular, presença de membrana de filossilicatos, dissolução e cimentação, deslocamento e pela cinemática (Figura 2) (e.g. Aydin, 1978; Antonellini et al., 1994; Fossen et al., 2007; Ballas et al., 2015 e Fossen et al., 2017).

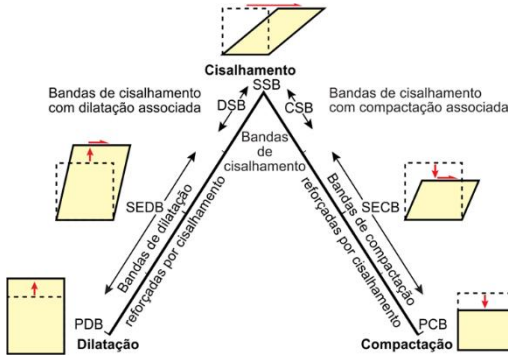


Figura 2 - Espectro cinemático de BD entre os end-members compactação, cisalhamento e dilatação. [Adaptado de Fossen et al. (2017)].

O objetivo do trabalho é prever se em uma determinada porção de um reservatório siliciclástico de hidrocarboneto foram atingidas condições para a formação de BD ou quão próximo se está de uma possível geração dessa feição a fim de se sugerir uma análise da redução de permeabilidade.

Em termos práticos, objetiva-se traçar a trajetória de tensões atuantes em uma porção do reservatório durante a formação e história de soterramento da bacia sedimentar na qual ele pertence. Para isso, é necessário: (i) o modelo geomecânico 1D atual a partir de dados do poço na

profundidade alvo do estudo; (ii) as paleotensões pela geo-história, por *backstripping*, e pela inversão de descontinuidades, metodologia apresentada por Moraes (2018); (iii) as propriedades petrofísicas e mecânicas da rocha reservatório ao longo do tempo; (iv) a implementação de um simulador analítico com a envoltória do *Modified Cam Clay Model* (MCCM) e o caminho das tensões no tempo geológico.

O modelo proposto é representado pela Figura 3.

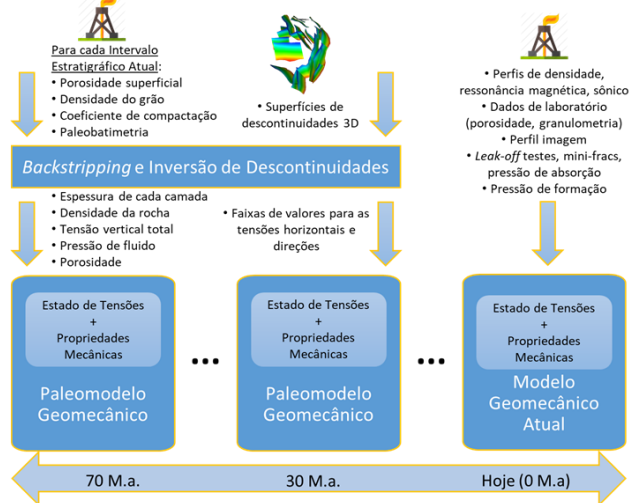


Figura 3 - Representação conceitual da metodologia.

Mecânica da gênese de bandas de deformação

Uma abordagem largamente aplicada para o entendimento da nucleação de BD em rocha porosa é a teoria do estado crítico, que fornece uma estrutura para descrever o comportamento inelástico de compactação e dilatância. Essa teoria é representada, no diagrama $p \times q$ (tensão média x tensão diferencial), por uma envoltória limite de plastificação composta pela linha de estado crítico (CSL) e um *cap* (semi-elipse). A CSL separa os regimes de compressão e dilatância na superfície de plastificação (Figura 4) [Borja, 2013].

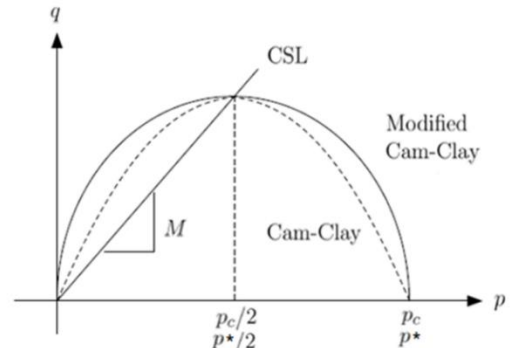


Figura 4 - Critérios de plastificação Cam Clay e Cam Clay Modificado no espaço $p \times q$. [Adaptado de Borja (2013)].

Os modelos tipo *cap* são derivados da aplicação dos conceitos da mecânica dos solos aos processos de deformação inelástica observados em rochas porosas [Schultz e Siddharthan (2005)]. O trabalho original para fluxo em solos ricos em argila foi proposto por Roscoe e

Schofield (1963) e nomeado *Cam Clay Model* (CCM) devido ao local donde foi retirado o material para os experimentos – Rio Cam, em Cambridge, Inglaterra. Posteriormente, foi modificado por Roscoe e Burland (1968), evoluindo para o *Modified Cam Clay Model* (MCCM) e se tornando o modelo do estado crítico mais amplamente utilizado.

Uma informação indispensável na modelagem da gênese de uma BD é a pressão de colapso (P^*), pressão efetiva na qual ocorre compactação com ausência de cisalhamento ($q = 0$). Essa pressão crítica estabelece o limite elástico máximo para a tensão média efetiva em uma envoltória tipo *cap*. Fisicamente, representa o início de colapso do meio poroso com o esmagamento e o fraturamento em escala de grão.

Zhang *et al.* (1990b) mostraram que, para compactação hidrostática, existe um estado de tensão crítico correspondente à pressão de colapso (P^*) que é controlado principalmente pela porosidade e pelo tamanho dos grãos. Portanto, este valor poderia ser dimensionado aproximadamente com o produto do tamanho do grão R pela porosidade Φ , ou seja:

$$P^* \propto (\Phi R)^{-1.5} \quad (1)$$

Essa relação empírica, proveniente de um ajuste por regressão não linear, pode ser melhor entendida pelo diagrama mostrado na Figura 5.

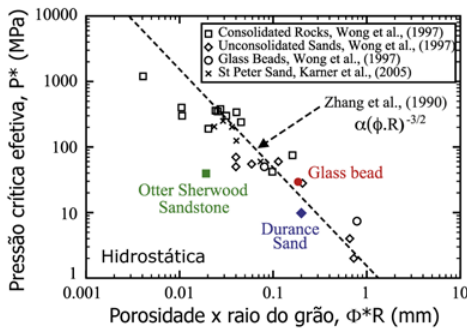


Figura 5 - Pressões de colapso do grão (P^*) reportados por Wong *et al.* (1997) somados a três arenitos distintos. [Adaptado de Nguyen *et al.* (2014)].

Uma compilação dos dados de arenitos inconsolidados (Tabela 1) dos artigos de Wong *et al.* (1997) e Nguyen *et al.* (2014) é usada nessa modelagem para inferir o fator de proporcionalidade da equação 1.

Tabela 1 - Compilação de dados experimentais de pressão crítica efetiva sob carga hidrostática (P^*) de Wong *et al.* (1997) e Nguyen *et al.* (2014).

ID	Material	Referência	Raio do Grão - R (mm)	Φ	P^* (Mpa)	$K_c = P^*/(\Phi^* R)^{-1.5}$	$\Phi^* R$
Arenitos inconsolidados							
1	Angular coarse sand	Lee and Farhoomand [1967]	1,400	0,520	2,000	1,242	0,728
2	Subrounded coarse	Lee and Farhoomand [1967]	1,400	0,470	4,000	2,135	0,658
3	Ottawa sand	Lambe and Whitman [1969]	0,550	0,375	28,000	2,623	0,206
4	Ottawa sand (200 μ C)	Dewars and Hajash [1995]	0,100	0,400	50,000	0,400	0,040
5	Ottawa sand	Zoback [1975]	0,190	0,310	55,000	0,786	0,059
6	Coarse sand	Talwani <i>et al.</i> [1973]	0,325	0,350	60,000	2,302	0,114
7	Ottawa sand (150 μ C)	Dewars and Hajash [1995]	0,100	0,400	70,000	0,560	0,040
8	Durance Sand	Nguyen <i>et al.</i> [2014]	0,060	0,390	9,800	0,035	0,023
9	Otter Sherwood sandstone	Nguyen <i>et al.</i> [2014]	0,060	0,530	39,500	0,110	0,020

Paleotensões por Inversão de Descontinuidades

A observação de algumas propriedades cinemáticas de descontinuidades como azimute, mergulho e estrias de

planos de falhas fornece insumos para a interpretação e análise de paleotensões. Quando se tem dados de um conjunto de descontinuidades, é possível estimar a orientação das tensões principais (σ_1 , σ_2 e σ_3). O método de paleotensões se apoia em algumas premissas: um agrupamento de falhas é formado pelo mesmo estado de tensões, as rochas são razoavelmente homogêneas, as deformações são relativamente baixas e as estruturas não sofreram rotações significantes desde sua gênese [Fossen (2011)].

Uma outra suposição bastante conhecida e essencial para a inversão de descontinuidades é a hipótese de Wallace-Bott [sintetizada de Wallace (1951) e Bott (1959)]. Esta afirma 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 pelo produto escalar

$$s \cdot \sigma_c^u \leq \epsilon + 1 \quad (2)$$

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.

Backstripping

A mecânica da geração de BD remete ao conhecimento do passado geológico para modelar a trajetória das tensões que atuaram na rocha reservatório. Para isso, são necessárias informações pretéritas dos estados de tensões e propriedades das rochas, ou seja, o paleomodelo geomecânico [Moraes (2018)].

De uma forma sintética o método de *Backstripping* trata-se da descompactação sequencial das camadas estratigráficas atuais prevendo como elas estariam em diferentes tempos no passado, separando a influência do carregamento dos sedimentos subjacentes e a influência da tectônica na subsidência do embasamento (Allen e Allen, 2005).

Essa técnica é utilizada no modelo proposto para estimar a tensão vertical total, a pressão de poros hidrostática e a porosidade com suas derivações em diferentes tempos geológicos, permitindo a aplicação da teoria do estado crítico pelo modelo de deformação inelástica MCCM, inferindo-se o potencial de nucleação de BD.

Estudo de Caso

Muitos reservatórios descobertos no *offshore* do Mar do Norte, Golfo do México, Brasil e Angola são compostos por arenitos pouco consolidados que são mais propensos à compactação [Nguyen *et al.* (2014)]. Levando-se em conta essa informação, escolheu-se então, para uma prova de conceito, um reservatório arenítico pouco consolidado da margem continental brasileira. Para o estudo foram utilizados os dados de perfuração e de análises de laboratório de um dos poços produtores, denominado poço A. Esse poço é conhecido por apresentar feições interpretadas como BD em testemunhos e perfil imagem (Figura 6).

Para a validação do modelo de predição de BD foi selecionada a profundidade de 3.355,00 metros.

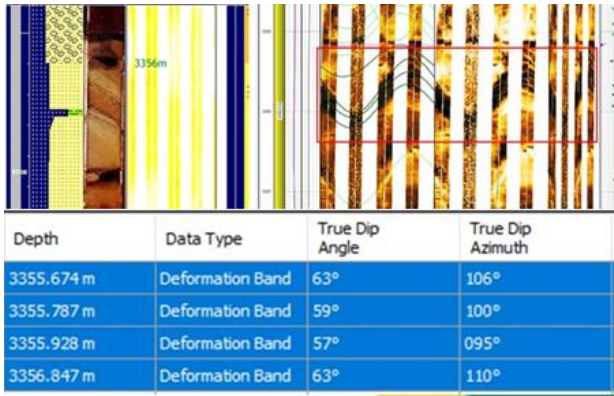


Figura 6 - Interpretação de BD em perfil imagem do poço A e suas atitudes.

O modelo geomecânico atual foi elaborado a partir do fluxo de trabalho amplamente utilizado na indústria do petróleo usando o software Siggeo3. A tensão vertical total foi obtida pelo somatório dos pesos das camadas sobrepostas ao elemento de rocha na profundidade alvo, incluindo a lâmina d'água. A tensão horizontal mínima foi estimada a partir de dados de teste de Absorção (LOT) realizado no poço A. O ângulo de abertura de quatro *breakouts* interpretados de perfil imagem foram utilizados para o cálculo da tensão horizontal máxima pelo método do Zoback (2010), que por sua vez foi validada pelo Polígono de Tensões. Adotou-se pressão de poros hidrostática e as propriedades físicas ângulo de atrito interno (ϕ) e UCS foram estimadas a partir de correlações empíricas por litologia. Um resumo do modelo geomecânico 1D na profundidade 3.355,00 m é descrito na Tabela 2. Pode-se observar nesse modelo que as magnitudes das tensões totais são similares, se aproximando de um regime hidrostático.

Tabela 2 - Modelo geomecânico 1D atual na profundidade 3.355,22 m.

PROF. (m)	σ_v (MPa)	P_p (MPa)	peso lama (MPa)	σ_H (MPa)	σ_H (MPa)	UCS (MPa)	ϕ (°)	ϕ (%)
3355,22	48,32	33,54	34,53	44,32	45,420	14,75	30,51	29

Geo-história

Com o propósito de contar o passado geológico do reservatório adotou-se uma modelagem *forward* 1D por *Backstripping*, lançando mão do conhecimento presente pela análise dos dados do poço A e de correlações empíricas de análogos disponíveis na literatura. Com essa técnica obtém-se a densidade média da coluna de rocha e a porosidade da unidade estratigráfica alvo do estudo em cada tempo geológico. Com essas informações é possível estimar também a tensão vertical e a pressão de poros, tomada como hidrostática, nos diferentes tempos. A maior incerteza nesse fluxo de trabalho é a magnitude das tensões horizontais, onde o método de inversão de descontinuidades dá a sua contribuição, restringindo ou limitando os possíveis regimes de tensões, podendo também definir uma faixa de magnitudes para o ângulo de atrito interno e direção da tensão horizontal máxima.

Diante da grande incerteza relacionada ao regime de falhamento nos diferentes tempos geológicos a técnica de inversão de descontinuidades (de fraturas, de falhas) para

tensões foi utilizada em algumas falhas (Figura 7), mapeadas por interpretação sísmica e localizada nas proximidades do poço A, com a finalidade de estabelecer ou restringir os possíveis regimes de tensões. Porém, devido à inexistência de dados de estrias foi adotada a abordagem de Moraes e Riccomini (2014), uma alternativa ao método tradicional.

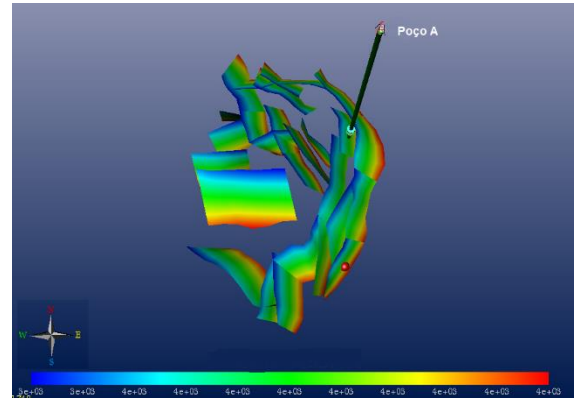


Figura 7 - Superfícies de falhas próximas ao poço A utilizadas para a inversão de descontinuidades.

A aplicação do método de inversão nas falhas mostrou que entre 30 a 60 Ma o regime de falha era normal, as magnitudes das tensões horizontais tinham pouca diferença e o ângulo de atrito interno ficava na faixa de 12° a 21°. O método não conseguiu uma direção única para o σ_H , possivelmente resultante da atuação de um estado de tensão aproximadamente isotrópico (i.e sem direção definida). De acordo com estas informações, elaborou-se alguns cenários para as tensões horizontais e regimes de falhamento por unidade estratigráfica, descritos na Tabela 3.

Tabela 3 - Cenários para as tensões horizontais e regimes de falhamento.

Cronoestratigrafia	Regime de Falha	Cenários				Estruturas Formadas
		1 $K_H K_h$	2 $K_H K_h$	3 $K_H K_h$	4 $K_H K_h$	
Soterramento Final	n	0,94 0,91	0,94 0,92	0,95 0,93	0,98 0,95	-
Oligoceno Superior	n, r ou t	0,8 0,8	0,85 0,85	1,2 0,95	1,3 1,1	BD
Oligoceno Médio/Inferior	n	0,8 0,8	0,85 0,85	0,9 0,9	0,95 0,95	falhas normais
Eoceno	n	0,8 0,8	0,85 0,85	0,9 0,9	0,95 0,95	falhas normais
Paleoceno	n	0,8 0,8	0,85 0,85	0,9 0,9	0,95 0,95	falhas normais
Maastrichtiano - Res 1	n	0,8 0,8	0,85 0,85	0,9 0,9	0,95 0,95	-
Maastrichtiano - Res 2	n	0,98 0,98	0,99 0,99	1 1	1 1	-

Pressão de Colapso (P^*)

Inferiu-se a magnitude da pressão de colapso pela eq. 1, dependente da porosidade e do raio do grão, o que torna viável a estimativa também para os tempos pretéritos. Como essa relação exige um fator de proporcionalidade (k_p), aplicou-se primeiramente uma regressão linear em todos os dados da Tabela 1. Porém, a reta de tendência não obteve uma boa correlação com os dados ($R^2 = 0,2281$). Sendo assim, experimentou-se outras duas regressões distintas, uma sem os arenitos 3 e 6 da Tabela 1 (Figura 8A), que resultou na relação $K_p = 1,9647 * (\Phi R) + 0,3125$, com valores resultantes variando entre 0,384 e 1,191; e uma outra regressão, sem os arenitos 1 e 2 da Tabela 1 (Figura 8B), que resultou na relação $K_p = 14,834 * (\Phi R) - 0,0903$, com magnitudes resultantes oscilando entre 0,447 e 6,54.

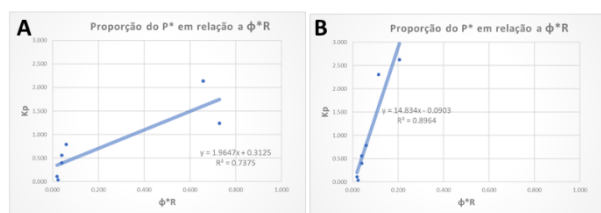


Figura 8 - Regressão linear para o fator de proporcionalidade (K_p) para estimativa da pressão de colapso (P^*).

Resultados

Para a simulação definiu-se cenários com a variação dos parâmetros K_p , K_H , K_h e R (raio do grão). Como o fator $K_p = 14,834 * (\Phi R) - 0,0903$ apresentou o valor máximo (6,54) bem acima do valor máximo de K_p da Tabela 1 (2,623) e resultou em magnitudes de P^* na faixa entre 21,89 MPa e 64,83 MPa, o que não é suficiente para a localização de uma BD com algum componente de compactação, decidiu-se mostrar somente os resultados referentes ao fator de proporcionalidade $K_p = 1,9647 * (\Phi R) + 0,3125$, que possibilita a nucleação de BD.

As superfícies de *cap* formadas a partir dos raios do grão 0,250 mm e 0,125 mm também ficaram distantes dos estados de tensões nos diferentes tempos geológicos. Como se sabe que há BD, possivelmente os tamanhos dos raios de hoje em dia não correspondem necessariamente ao passado supondo que a eq. (1) esteja de fato correta. Para uma melhor visualização dos resultados, decidiu-se eliminar esses cenários dos resultados finais.

Após a simulação (Figura 9), pode-se listar algumas considerações:

- (i) na primeira fase do Maastrichtiano (~70 Ma), devido, talvez, à extensa lâmina d'água (1.610 m), a magnitude da P_p (16,91 MPa) se aproxima da σ_v (17,83 MPa) resultando em um regime praticamente hidrostático;
- (ii) na segunda fase do Maastrichtiano (~65 Ma) quanto maior a tensão diferencial, mais o estado de tensões se aproxima ou ultrapassa o limite para plastificação por dilatação, conforme o esquema conceitual de Schultz e Siddharthan (2005);
- (iii) no Paleoceno (~60 Ma) percebe-se uma tendência de diminuição da tensão diferencial e aumento da tensão média, o que torna a porção do reservatório mecanicamente mais estável, i.e., mais distante de uma deformação inelástica, com exceção do cenário $K_H = K_h = 0,8$ que se encontra acima da CSL;
- (iv) no Eoceno (~50 Ma) vê-se uma aproximação maior do *cap* para grãos mais grossos ($R = 1$ mm), podendo-se até afirmar que se a P_p fosse um pouco menor seria possível a nucleação de uma BD com um forte componente de compactação. Porém, no cenário $K_H = K_h = 0,8$ o estado de tensões continua acima da CSL;
- (v) no Oligoceno Médio/Inferior (~35 Ma) observa-se o mesmo comportamento da idade anterior. Entretanto, para o cenário ($K_H = 0,8$, $K_h = 0,8$) o estado de tensões ultrapassa o limite de plastificação dúctil para o *cap*

de $R = 1$ mm, o que caracterizaria uma CSB (banda de cisalhamento com compactação associada);

- (vi) no Oligoceno Superior (~25 Ma) vê-se uma alta probabilidade da localização das BD vistas no testemunho do poço A (Figura 6) na profundidade aproximada de 3.355,00 m. Em todos os cenários o caminho das tensões resultam em deformações *hardening* para o *cap* de $R = 1$ mm, sendo que nos cenários de regimes transcorrente e reverso a trajetória de tensões também ultrapassa o *cap* de $R = 0,5$ mm;
- (vii) no tempo atual (0 Ma) tem-se a situação mais provável para a nucleação de BD com forte grau de compactação para ambos os *caps* ($R = 1$ mm e $R = 0,5$ mm).

Conclusões

Os resultados confirmaram a aplicabilidade prática da metodologia. De acordo com o que foi postulado, observa-se uma probabilidade crescente da formação das BD visualizadas em testemunho do Poço A a partir do Oligoceno (~ 23 a 35 Ma). Nesse período, as feições seriam localizadas nos cenários de regime de falhamento transcorrente e reverso em grãos de raios 1 mm e 0,5 mm e em cenários de regime de falha normal em grãos de raio 1 mm. Um regime transcorrente ou reverso aumentaria o potencial da nucleação de BD nessa idade geológica. O tempo presente reafirma as condições para a gênese dessas estruturas, porém, em regime normal.

A maior dificuldade na modelagem se deu na definição da pressão efetiva crítica de colapso (P^*). Na falta de ensaios hidrostáticos, a relação de Zhang *et al.* (1990b) possibilitou a inferência da P^* nos diferentes tempos geológicos via porosidade e raio do grão. Contudo, observou-se que essa relação empírica não encerra a magnitude de P^* , pois há uma grande variação no fator de proporcionalidade devido as diferenças composicionais dos arenitos e da existência restrita de resultados de ensaios hidrostáticos na literatura.

Agradecimentos

À Petrobras e à PUC-Rio por apoiarem essa pesquisa.

Referências

- Allen, P.A.; Allen, J.R. **Basin Analysis: Principles and Applications**. 2ª ed., Blackwell Publishing (2005), p. 351, 359-366.
- Antonellini, M.A.; Aydin, A.; Pollard, D.D. **Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah**. Journal of Structural Geology, 16 (1994) 941–959, 1994.
- Aydin, A. **Small faults formed as deformation bands in sandstones**. Pure and Applied Geophysics (1978), 116: 913-930.
- Ballas, G.; Fossen, H.; Soliva, R. **Factors controlling permeability of cataclastic deformation bands and faults in porous sandstone reservoirs**. Journal of Structural Geology 76 (2015) 1-21.
- Borja, R.I. **Plasticity Modeling & Computation**. 1ª ed., Springer (2013), p. 122.

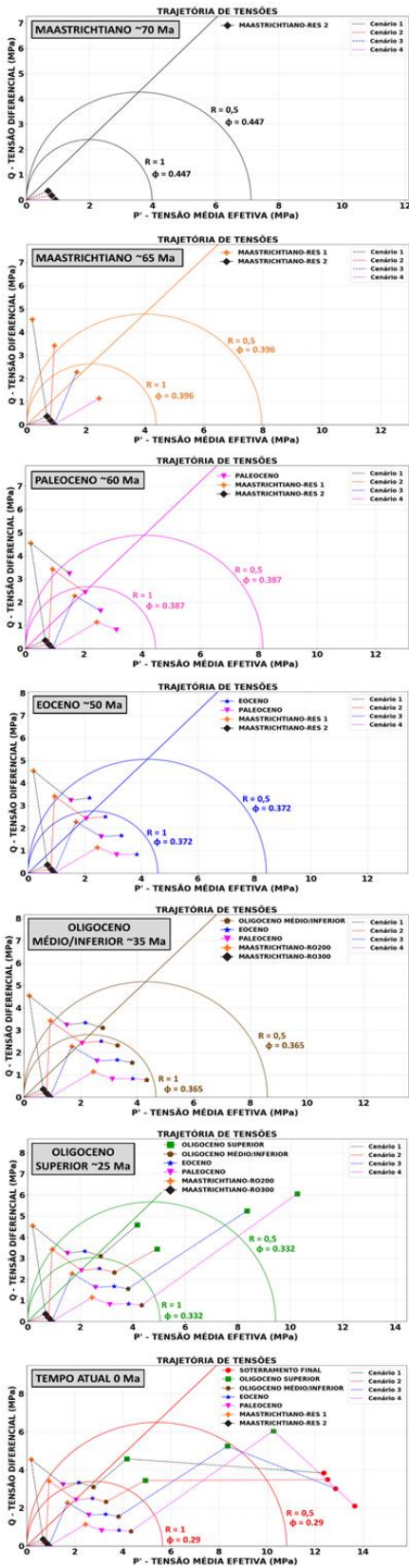


Figura 9 - Resultados das simulações.

Bott, M. **The mechanics of oblique slip faulting.** Geological Magazine (1959), 96:109-117.

Fossen, H.; Schultz, R.A.; Shipton, Z.K.; Mair, K. **Deformation bands in sandstone: a review.** Journal of the Geological Society (2007) 164 (4), 755–769.

Fossen, H.; Soliva, R.; Ballas, G.; Trzaskos, B.; Cavalcante, C.; Schultz, R.A. **A review of deformation bands in reservoir sandstones: geometries, mechanisms and distribution.** Geological Society, London, Special Publications, 459 (2017) 9-33.

Fossen H. **Structural Geology.** 2ª ed., Cambridge University Press (2011), p. 192-196.

Moraes, A.; Riccomini, C. **Inversão de paleotensões em bacias sedimentares utilizando condicionantes da geomecânica aplicada à indústria do petróleo.** 47º Congresso Brasileiro Geologia (2014), Salvador PAP15206.

Moraes, A. **Estimativa de Paleomodelos Geomecânicos em Bacias Sedimentares.** I Simpósio de Geologia (2018), Petrobras.

Nguyen, V.H.; Gland, N.; Dautriat, J.; David, C.; Wassermann, J.; Guélard, J. **Compaction, permeability evolution and stress path effects in unconsolidated sand and weakly consolidated sandstone.** International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 67 (2014) 226–239.

Roscoe, K.H., Burland, J.B. **On the generalized stress-strain behaviour of ‘wet’ clay.** In: Engineering Plasticity. Cambridge University Press (1968), p. 535–609.

Roscoe, K.H.; Schofield, A.N.; Thurairajah, A. **Yielding of clays in states wetter than critical.** Géotechnique 13 (1963), 211–240.

Rotevatn, A; Fossen, H. **Simulating the effect of subseismic fault tails and process zones in a siliciclastic reservoir analogue: Implications for aquifer support and trap definition.** Marine and Petroleum Geology 28 (2011) 1648-1662.

Schultz, R.A.; Siddharthan, R. **A general framework for the occurrence and faulting of deformation bands in porous granular rocks.** Tectonophysics 411 (2005) 1–18.

Tueckmantel, C.; Fisher Q.J.; Grattoni C.A.; Aplin, A.C. **Single-and two-phase fluid flow properties of cataclastic fault rocks in porous sandstone.** Marine and Petroleum Geology 29 (2012) 129-142.

Wallace, R. **Geometry of shearing stress and relation to faulting.** The Journal of Geology (1951), 59:118-130.

Wong, T.; David, C.; Zhu, W. **The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstones: Mechanical deformation.** Journal of Geophysical Research 102 (B2) (1997) 3009-3025.

Zhang, J.; Wong, T.; Davis, D.M. **Micromechanics of Pressure-Induced Grain Crushing in Porous Rocks.** Journal of Geophysical Research, 95 (B1) (1990) 341-352.

Zoback, M.D. **Reservoir Geomechanics.** 2ª ed., Cambridge University Press (2010), p. 222-223.