

## MÉTODO DE ANÁLISE ESTRUTURAL DE PERFIS DE IMAGEM: APLICAÇÕES PARA O CAMPO DE XARÉU NA SUB-BACIA DE MUNDAÚ (BACIA DO CEARÁ, NE DO BRASIL)\*

Alex Francisco ANTUNES<sup>1,2</sup>, Emanuel Ferraz JARDIM DE SÁ<sup>1,3</sup>, Álvaro Augusto Silveira de SOUZA<sup>4</sup>, Francisco Fontes LIMA NETO<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica (PPGG/CCET/UFRN), Campus Universitário, Caixa Postal 1596, CEP 59078-970, Natal/RN

<sup>2</sup> Bolsista ANP/PRH-22 - alex@geologia.ufrn.br

<sup>3</sup> Departamento de Geologia (DG/CCET/UFRN) - PRH-22 - Pesquisador CNPq

<sup>4</sup> PETROBRAS S/A - UN-RN/CE, Natal/RN

<sup>5</sup> PETROBRAS S/A - CENPES, Rio de Janeiro/RN

\* Trabalho realizado com o apoio financeiro do CT-PETRO/FINEP/PETROBRAS

**Resumo** – A porosidade e a permeabilidade em reservatórios petrolíferos são usualmente influenciadas por estruturas em diferentes escalas. A análise detalhada destas estruturas em escala mesoscópica requer a utilização combinada de diferentes técnicas de amostragem de fraturas em poços, tais como a testemunhagem e a perfilagem de imagem. No caso estudado, um reservatório petrolífero fraturado localizado no Campo de Xaréu, na Bacia do Ceará, foi empregada uma técnica de análise detalhada de perfis de imagem, visando a caracterização da distribuição, densidade, espaçamento e orientação do padrão de fraturamento ao longo de um poço horizontal. Os resultados obtidos através da técnica empregada visam otimizar a orientação e o comprimento de novos poços de modo a interceptar o maior número possível de fraturas e, deste modo, aumentar a produtividade de óleo no Campo de Xaréu.

Palavras-Chave: fraturas; poço horizontal; fractais.

**Abstract** – The porosity and permeability in oil reservoirs are usually influenced by structures at different scales. The detailed analysis of these meso-scale structures demands the combined use of different fracture sampling techniques in wells, such as coring and borehole imaging. In the studied case, a fractured oil reservoir located in the Xaréu Oil Field, Ceará Basin, a technique of detailed analysis of borehole images was employed to characterize distribution, density, spacing and orientation of fractures along in a horizontal well. The results obtained by the applied technique allow na optimization of the orientation and length of new wells, increasing oil productivity in the Xareu Oil Field.

Keywords: fractures, horizontal wells, fractals.

## 1. Introdução

O conhecimento da distribuição espacial de fraturas em profundidade, assim como sua gênese, possui uma grande importância econômica, uma vez que as fraturas podem constituir as principais anisotropias de permeabilidade em reservatórios petrolíferos. Todavia a observação *in situ* de fraturas é uma oportunidade extremamente rara, pois são muito poucos os reservatórios aflorantes ou mesmo os que possuam análogos estruturais de superfície. Deste modo, a massa de rocha deformada necessita ser investigada por meio de poços, e a caracterização qualitativa/quantitativa dos sistemas de fraturamento presentes deve ser determinada tão logo quanto possível, já durante a perfuração (o que raramente é o caso), lançando mão de testemunhos e de dados de perfilagem.

A testemunhagem contínua é um processo bastante oneroso e, na maior parte das vezes, apenas intervalos (essencialmente aqueles de interesse econômico) de alguns poços são amostrados. Isto faz com que a caracterização estrutural de um reservatório seja subsidiada através da soma entre diferentes técnicas de obtenção de dados, poucas vezes disponíveis para um mesmo poço ou intervalo de amostragem. Os diferentes tipos de perfilagem vêm conquistando espaço cada vez maior, muitas vezes substituindo os testemunhos. Em consequência, os dados obtidos são significativamente menos detalhados, em comparação àqueles extraídos através dos testemunhos (Genter *et al.* 1995, 1997).

O caso aqui estudado, o Campo de Xaréu, não foge à regra acima descrita. Assim sendo, a caracterização em meso-escala (escalas com magnitudes da ordem de  $10^{-1}$  a  $10^{-2}$  m) vem sendo realizada através da análise, interpretação e integração de três diferentes técnicas de amostragem de dados estruturais em poços: perfis de mergulho, perfis de imagem e testemunhos de sondagem. Neste trabalho serão mostrados os resultados obtidos através da interpretação dos perfis de imagem do campo estudado.

## 2. Interpretação dos Dados de Perfis de Imagem

A análise de um perfil de imagem do poço 8H disponibilizado pela PETROBRAS (E&P UN-RN/CE) trouxe informações bastante importantes com respeito à atitude do acamamento e à distribuição, densidade e orientação das fraturas no Campo de Xaréu.

O perfil de imagem analisado foi produzido ao longo de uma perna horizontal (poço 8H) construída a partir do poço 5V. A Figura 1 mostra um mapa com a disposição do perfil de imagem no poço 8H. Ao todo, foi possível levantar um montante de 137 atitudes de acamamento e 170 de fraturas, ao longo do comprimento de 315 m do perfil. A seguir, serão mostrados os resultados obtidos através da técnica empregada.

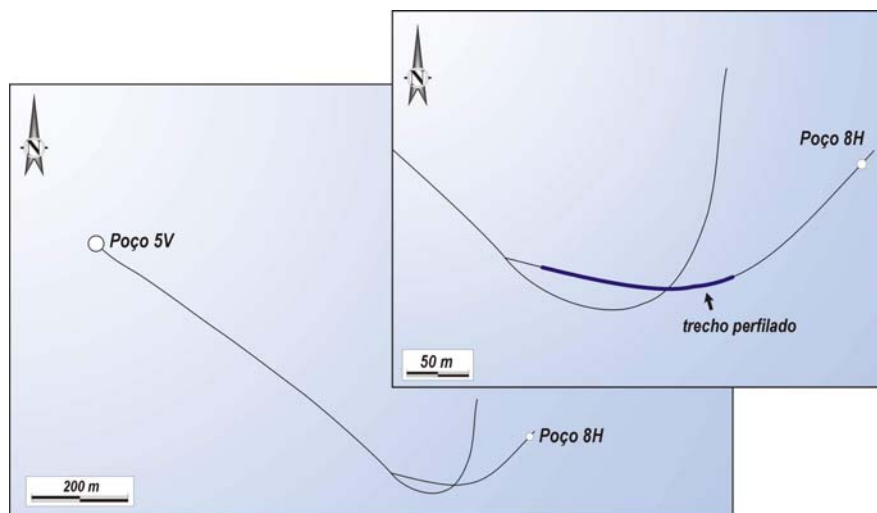


Figura 1: Mapa de localização e disposição do perfil de imagem no poço 8H.

### 2.1. Análise Estrutural

Para a melhor interpretação do perfil de imagem analisado, foi necessária a sua subdivisão em 14 segmentos estruturais menores, como mostrado na Tabela 1, e que levaram em conta pequenas variações locais na direção e inclinação do poço, das camadas atravessadas, e na atitude do acamamento e das fraturas interceptadas.

O trabalho realizado consistiu das seguintes etapas: (i) coleta dos dados; (ii) confecção de diagramas para visualização da distribuição dos dados de acamamento e de fraturamento ao longo do perfil; (iii) subdivisão do trecho perfilado em segmentos estruturais; (iv) confecção de estereogramas para o acamamento e o fraturamento em cada segmento definido; e (v) interpretação dos dados. Os trabalhos de coleta e apresentação dos dados estruturais foram

baseados, em parte, nos trabalhos de Sikorsky (1991) e, para a realização e apresentação da análise estatística dos dados levantados, foi tomado como modelo o trabalho de Gillespie *et al.* (1993).

Tabela 1: Segmentos estruturais definidos para o poço 8H através da interpretação de seu perfil de imagem.

SEGMENTO	PM <sup>1</sup>	PVR <sup>1</sup>	AZ <sup>2</sup>	S <sub>0</sub> <sup>3</sup>	FRATURAS <sup>3</sup>	$\rho_f$ <sup>4</sup>
I	1760,0 - 1775,0	1455,1 - 1467,4	133° - 116°	21	04	0,27
II	1775,0 - 1796,0	1467,4 - 1482,8	113° - 103°	18	11	0,52
III	1796,0 - 1813,0	1482,8 - 1493,9	102° - 100°	21	06	0,35
IV	1813,0 - 1846,0	1493,9 - 1509,8	100° - 100°	11	16	0,48
V	1846,0 - 1875,0	1509,8 - 1516,0	100° - 102°	05	04	0,14
VI	1875,0 - 1898,0	1516,0 - 1522,1	102° - 098°	15	15	0,65
VII	1898,0 - 1920,0	1522,1 - 1526,7	096° - 090°	07	16	0,73
VIII	1920,0 - 1955,0	1526,7 - 1526,8	088° - 080°	09	25	0,71
IX	1955,0 - 1975,0	1526,8 - 1528,3	077° - 067°	03	13	0,65
X	1975,0 - 1995,0	1528,3 - 1528,3	065° - 058°	04	11	0,55
XI	1995,0 - 2013,0	1528,3 - 1526,0	056° - 049°	04	10	0,56
XII	2013,0 - 2030,0	1526,0 - 1533,0	048° - 045°	04	09	0,53
XIII	2030,0 - 2050,0	1533,0 - 1526,1	045° - 045°	08	14	0,70
XIV	2050,0 - 2130,0	1526,1 - 1529,3	045° - 043°	07	16	0,20
<i>TOTAL</i>				137	170	

(<sup>1</sup>) Intervalos de profundidades medida (PM) e vertical real (PVR) em metros para cada segmento;

(<sup>2</sup>) Intervalos de azimute do poço para cada segmento;

(<sup>3</sup>) Número de dados de acamamento (S<sub>0</sub>) e fraturamento coletados para cada segmento;

(<sup>4</sup>) Densidade média de fraturas por metro para cada segmento.

## 2.2. Acamamento

O perfil de imagem do poço 8H atravessa uma seqüência de folhelhos com intercalações de rochas calcárias (dominantemente calcilitutos), ora de aspecto maciço ora laminada/acamadada, além de brechas e diamictitos.

Por se tratarem de unidades bastante condutivas, devido ao seu alto conteúdo em argilominerais, os folhelhos aparecem tipicamente como camadas de cores que variam do vermelho-escuro ao marrom-escuro. Eventualmente, porções de textura mais maciça são observadas, indicativas de uma maior compactação em certos trechos dos folhelhos. Concreções e nódulos, em geral menos condutivos, também podem ser encontrados.

Os calcilitutos, por seu turno, são bem mais resistivos que os folhelhos, apresentam cores de tonalidades mais fortes, em geral variando do laranja-avermelhado ao branco (muito embora camadas de cores mais escuras também possam ser encontradas). São observadas variações locais de aspecto maciço, acamadado ou laminado, estas últimas mais condutivas, e muitas vezes não facilmente distingüidas dos folhelhos mais resistivos.

As brechas e os diamictitos possuem um comportamento bem mais variável que as demais litologias. No entanto, de um modo geral, caracterizam-se como litologias contendo uma matriz bastante condutiva (rica em argilominerais), exibindo cores de tonalidades escuras, com clastos de tamanhos variados, comumente resistivos. Variações faciológicas locais exibem matriz mais resistiva (provavelmente com cimentação carbonática ou silicosa presente). Em certos aspectos, as brechas e diamictitos mais condutivos são de difícil distinção dos folhelhos concrecionais/nodulares.

O acamamento destas rochas exhibe mergulhos bastante suaves (raramente ultrapassando 25° como mostrado na Figura 2), principalmente para NE, nos segmentos estruturais mais rasos do perfil (I a V - ver Figura 2). A partir do segmento estrutural VI, o acamamento passa a se comportar de maneira mais caótica, exibindo mergulhos para WSW, NW, E, W e N, como observado na Figura 2. Esta grande variação nos sentidos do acamamento a partir do segmento estrutural VI é reflexo de uma maior densidade de fraturas. Maiores detalhes a esse respeito serão tratados nos itens seguintes.

## 2.3. Fraturas: Densidade e Distribuição

Ao longo de sua trajetória, o perfil de imagem estudado interceptou um total de 170 fraturas. A quase totalidade delas (165) possui um caráter condutivo, o que denota corresponderem a fraturas abertas que possibilitam a infiltração do fluido condutor empregado durante a perfilagem. As fraturas identificadas, essencialmente aquelas de caráter condutivo, via de regra correspondem a planos bastante delgados, com espessura milimétrica.

O trecho do perfil compreendido entre os segmentos estruturais I a V é caracterizado por uma densidade de fraturas ( $\rho_f$ ) baixa, com valores variando entre 0,14 e 0,52 (média de 0,35). A partir do segmento VI, há um salto de  $\rho_f$  para 0,65, em contraste com valor de 0,14 encontrado para o segmento V (vide Tabela 1). Para os demais segmentos, de VII a XIII, os valores de  $\rho_f$  permanecem compreendidos entre 0,53 e 0,73 (média de 0,63), caindo bruscamente para 0,20 no segmento XIV (Tabela 1). Estas oscilações podem retratar tanto (i) anisotropias naturais na distribuição (e na

orientação) das fraturas interceptadas, como (ii) uma amostragem seletiva das mesmas graças a mudanças na direção e na inclinação do próprio poço. Ao longo do perfil analisado, foi observado que há um aumento progressivo do número de fraturas com a profundidade.

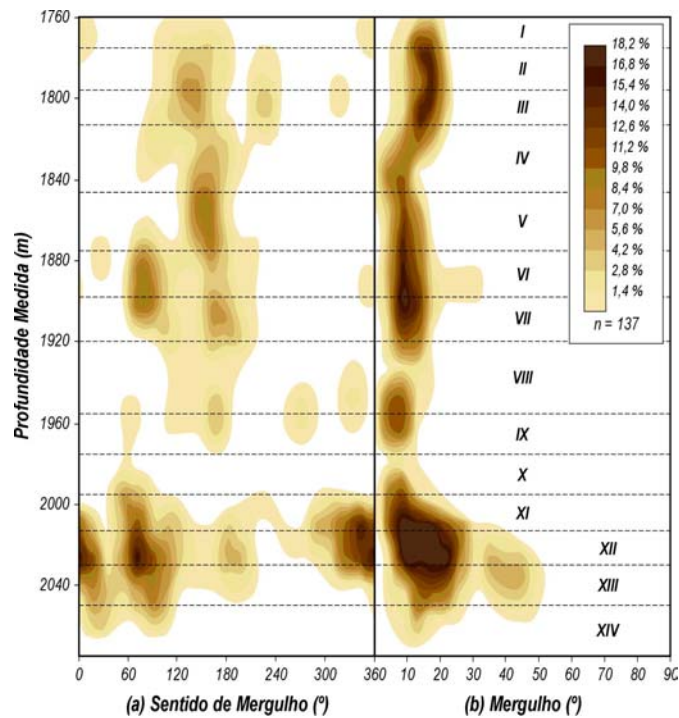


Figura 2: Diagramas (a) sentido de mergulho vs. profundidade medida e (b) mergulho vs. profundidade medida, para os dados de acamamento no poço 8H. Em ambos também são mostradas as subdivisões nos segmentos estruturais. Intervalos de contorno para 1% de área.

#### 2.4. Fraturas: Espaçamento

A utilização de gráficos bilogarámticos confrontando o número cumulativo de fraturas vs. espaçamento é uma ferramenta bastante útil na identificação tanto de distribuições fractais governadas por leis de potências (caso os dados se alinhem segundo linhas retas), como distribuições exponenciais ou logarítmicas (no caso em que constituam linhas curvas - Gillespie *et al.* 1993).

Particularmente para o perfil de imagem estudado, os dados de fraturamento dispõem-se segundo uma curva com concavidade voltada para a origem dos eixos, como visto na Figura 3, o que indica a presença de uma distribuição exponencial. No entanto, é possível também que a curva como um todo, seja subdividida em outros três trechos menores, dois dos quais se comportam de maneira retilínea (dispostas entre os intervalos de 0,05 e 0,8 m, e 0,6 e 3,0 m), cada qual com inclinações distintas, com coeficientes angulares iguais a -3,30 e -1,38, como mostrado pelo traçado das retas de regressão linear. Este arranjo denota, pois, uma distribuição fractal para cada um dos trechos observados na Figura 3a.

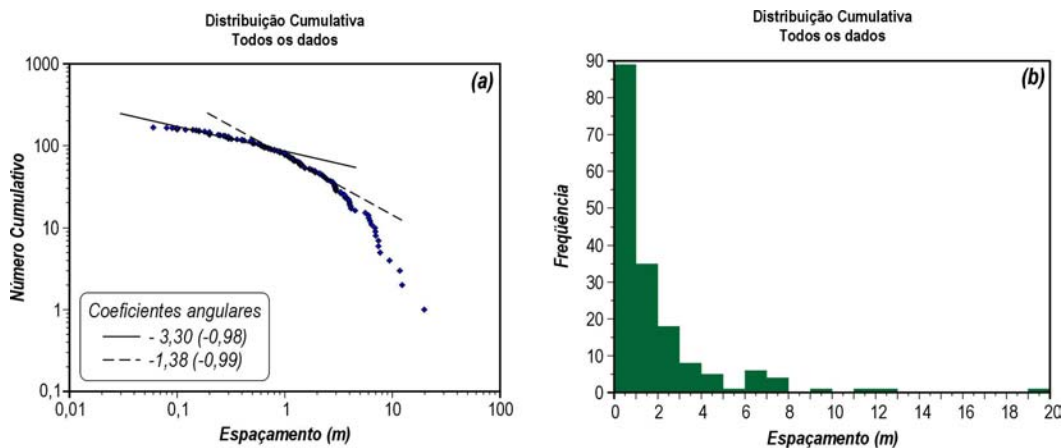


Figura 3: (a) Curvas de populações de espaçamento para as fraturas interceptadas pelo poço 8H. Os números entre parênteses indicam os coeficientes de regressão linear; (b) histogramas de populações de espaçamento

para as fraturas interceptadas pelo poço 8H.

A maior parte das fraturas possui espaçamento igual ou inferior a 1,0 m (Figura 3b), dentre as quais 63 estão espaçadas entre si de menos que 0,5 m. Uma quantidade muito pouco expressiva de fraturas (15) está espaçada a mais que 5,0 m (Figura 3b).

## 2.5. Fraturas: Orientação

De uma maneira geral, do segmento I ao VI, as fraturas distribuem-se de modo relativamente caótico, estando subdivididas entre várias populações de direções NNE/N-S/NNW, ENE (principal) e ESE (Figura 4). A partir do segmento VII as fraturas passam a assumir direções mais constantes: de NNE a NNW (com alguns máximos com direção ENE) entre os segmentos VII e X, culminando em NW (com oscilações para NNW) a partir do segmento XI (Figura 4). Os mergulhos dos planos de fraturamento variam de moderados a elevados (Figura 4), particularmente no segmento VIII, que exibe uma alta concentração de fraturas.

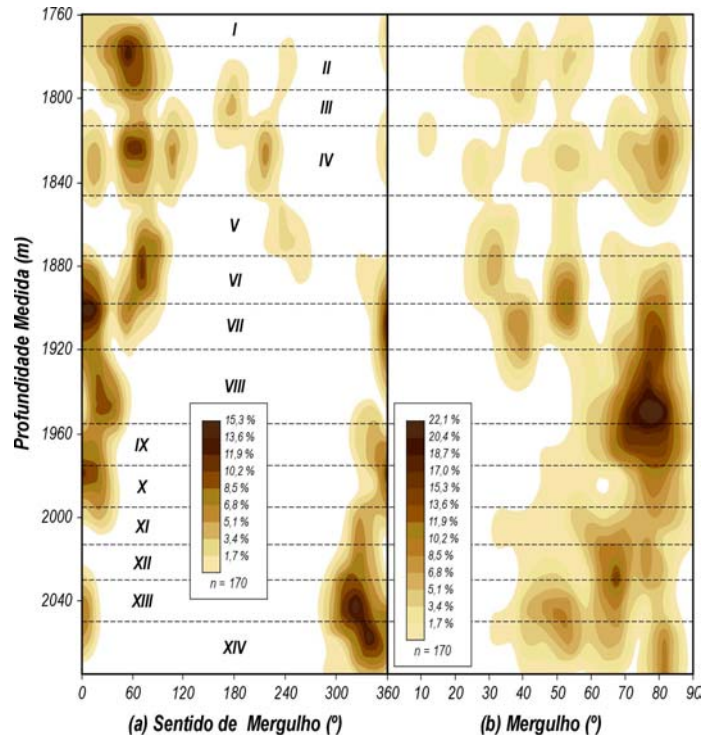


Figura 4: Diagramas (a) sentido de mergulho vs. profundidade medida e (b) mergulho vs. profundidade medida para os dados de fraturamento no poço 8H. Em ambos também são mostradas as subdivisões nos segmentos estruturais. Intervalos de contorno para 1% de área.

À proporção que há um avanço no caminho do poço, do topo para a base do mesmo, pode ser observado que as fraturas interceptadas exibem uma tendência geral de variarem gradualmente sua orientação no sentido anti-horário, notadamente a partir do segmento VII: de início, as fraturas exibem direção ENE (principalmente), passando a NE, N-S, NNW e finalmente chegando a NW. Tais variações podem ser explicadas de modo análogo àquelas que foram atribuídas às oscilações de densidade de fraturas, ou seja, (i) distribuição anisotrópica natural ou (ii) amostragem seletiva. Não por coincidência, o próprio poço também mostra direção variável (Figura 1 e Tabela 1): dos segmentos I a VI ele possui direção SE a ESE; direção aproximadamente E-W no segmento VII; ENE nos segmentos VIII e IX; e finalmente NE do segmento X ao XIV. Isto demonstra que há uma tendência do poço perfurado interceptar preferencialmente aquelas fraturas que se dispõem em ângulos elevados com sua direção, isto é, a hipótese (ii) de uma amostragem seletiva parece ser a mais plausível, muito embora a hipótese (i) não possa ser inteiramente desconsiderada.

## 3. Considerações Finais

A técnica de análise estrutural empregada no perfil de imagem do poço 8H mostrou-se bastante útil, trazendo informações importantes quanto à distribuição e orientação das fraturas no Campo de Xaréu. Tais informações são cruciais para a exploração de petróleo no referido campo, pois o fraturamento é o principal condicionante de sua permeabilidade.

Os resultados obtidos permitem otimizar a orientação de novos poços horizontais e de pernas de poços multi-laterais, permitindo determinar as melhores direções de interceptação de fraturas, de modo a aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos no Campo de Xaréu. Trabalhos futuros, mais detalhados, permitirão estimar o comprimento ótimo de novos poços.

#### 4. Agradecimentos

Os autores agradecem à Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS - UN RN/CE) pela gentil permissão ao acesso aos testemunhos de sondagem utilizados neste trabalho, à Agência Nacional do Petróleo (ANP) pela concessão de bolsas de estudo, e à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e à PETROBRAS através do projeto “Caracterização Geomecânica de Reservatórios Heterogêneos para Aumento do Fator de Recuperação através da Perfuração de Poços Multi-Laterais” (CT-PETRO/FINEP/PETROBRAS), pelo financiamento das pesquisas.

#### 5. Referências

- GENTER, A., TRAINÉAU, H., DEZAYES, C., ELSASS, P., LEDESERT, B., MEUNIER, A., VILLEMIN, T. Fracture analysis and reservoir characterization of the granitic basement in the HDR Soultz project (France). *Geotherm. Sci. Tech.*, v. 4, p. 189-214, 1995.
- GENTER, A., CASTAING, C., DEZAYES, C., TENZER, H., TRAINÉAU, H., VILLEMIN, T. Comparative analysis of direct (core) and indirect (borehole imaging tools) collection of fracture data in the Hot Dry Rock Soultz reservoir (France). *J. Geophys. Res.*, v. 102, p. 15419-15431, 1997.
- GILLESPIE, P. A., HOWARD, C. B., WALSH, J. J., WATERSON, J. Measurement and characterisation of spatial distributions of fractures. *Tectonophysics*, v. 226, p. 113-141, 1993.
- SIKORSKY, R. I. A diagram for interpreting orientation data for planar features in core. *J. Struct. Geol.*, v. 13, n. 9, p. 1085-1089, 1991.