

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

TENSÕES TECTÔNICAS E PERMOPOROSIDADE EM AFLORAMENTOS ANÁLOGOS A RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS, BACIA POTIGUAR, BRASIL

AUTORES:

Janusa S. Araújo, Elthon J. R. Medeiros, Marcela M. Vieira, Francisco H. R. Bezerra

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 5º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 5º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 15 a 22 de outubro de 2009, em Fortaleza-CE. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 5ºPDPETRO.

TENSÕES TECTÔNICAS E PERMOPOROSIDADE EM AFLORAMENTOS ANÁLOGOS A RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS, BACIA POTIGUAR, BRASIL

Abstract

Rock permeability is sensitive to the deformation caused by the stresses acting in oil reservoirs. These stresses can be either tectonic, generated mainly by the migration of the lithospheric plates, or lithostatic, caused by the weight of rock layers. Under reservoir conditions, stresses produce anisotropies in the pore spaces. Thus, the recognition of the relation among pore distribution, permeability and stress is important for decisions on planning, development and exploitation of oil reservoirs. The main objective of the present work was to study the relation between tectonic stresses and permoporosity of a reservoir analog in the Açu Formation, Potiguar Basin, Brazil. Oriented plugs were collected, according to the directions of the operating stresses in the basin; these directions were derived from earthquake data (focal mechanism), wells (breakout and anelastic strain recovery - ASR), fault analysis, joints and dissolution structures, in Quaternary rocks less than 1.0 Myr. From these methods, it was concluded that the preferential direction of the maximum horizontal stress (SHmax) in Potiguar Basin ranges from EW to NW. An outcrop analysis led to the identification of seven lithofacies from which the samples were collected to be used in petrophysical and petrographic characterization. In qualitative terms, it was observed that the porosity found in thin sections is predominantly intergranular, followed by the intragranular (mainly in the interior of the feldspars), inter-crystalline (between the calcite crystals), and oversized types. The petrophysical data indicate that there is no significant difference between porosity and permeability values in both stress directions (SHmax and Shmin). Nevertheless, when porosity values obtained from the description of thin sections are analyzed, it is observed that the highest values are found along the direction of maximum stress. A possible explanation for this discrepancy with petrophysical data is the impossibility of pointcounting, in contrast with the porosimeter, in quantifying microporosity present in diagenetic clays. The foregoing data afford no evidence of the influence of tectonic stress over porosity and permeability in the Açu Formation outcrops. Permoporosity anisotropy, if present, may be caused by other factors such as lithofaciology, that is, sedimentary depositional conditions.

Introdução

Vários fatores influenciam o comportamento do fluxo de fluidos em campos petrolíferos e têm grande impacto na viabilização da recuperação de hidrocarbonetos. Entre estes fatores, a permoporosidade da formação é um dos pontos cruciais na exploração de petróleo. O comportamento permeável das rochas é sensível à deformação causada pelas tensões (*stresses*) atuantes em reservatórios. Estas tensões podem ser tectônicas, geradas pela migração das placas litosféricas, ou litostáticas, ocasionadas pelo peso das camadas. Sob condições de reservatório, a tensão produz anisotropias na distribuição espacial dos poros. Assim, o conhecimento da relação entre a distribuição dos poros, permeabilidade e tensão é importante para decisões sobre planejamento, desenvolvimento, completação e exploração de reservatórios petrolíferos. Este conhecimento tem auxiliado a exploração, sobretudo de campos maduros com algum tipo de recuperação suplementar, principalmente devido ao conhecimento das tensões permitirem aperfeiçoar a definição da malha dos poços injetores e produtores de maneira a melhorar a eficiência do varrido e evitar que fraturas induzidas os conectem. Nas últimas décadas, muito tem sido estudado sobre a interação rocha-fluido-tensão. Vários estudos de laboratório foram realizados para quantificar a influência da tensão absoluta sobre a permoporosidade. Em alguns desses estudos, por exemplo, são realizadas simulações em laboratório para analisar as alterações das tensões durante a produção de petróleo. Em contrapartida, outros estudos analisaram a

influência de heterogeneidades sedimentares em fluxo de fluidos e recuperação de hidrocarbonetos (Ringrose *et al.*, 1993). Além disso, tem sido cada vez mais comum em laboratório, a utilização de afloramentos análogos para quantificar as propriedades permoporosas e as heterogeneidades sedimentares em reservatórios (Corbet & Jansen, 1992). Alguns desses estudos, tais como Heffer e Lean (1991), chamam a atenção para uma relação entre a direção de máxima compressão e máxima permeabilidade em 80 campos de petróleo. O potencial de utilização desse conhecimento, no entanto, não foi plenamente utilizado em muitas bacias sedimentares e em projetos de engenharia. Estudos que investiguem a relação entre estes parâmetros são de grande importância na gestão de reservatórios. Entretanto, mais estudos quantitativos são necessários para gerar dados estatísticos a respeito da influência das tensões sobre a porosidade e a permeabilidade, em reservatórios petrolíferos. Um caminho tem sido a investigação de dados de afloramentos análogos. A grande vantagem da utilização de análogos é a investigação direta das relações e amostragem de rochas, que permitem contínuas observações em diversas escalas. O principal objetivo deste estudo foi quantificar a possível relação entre a direção da tensão máxima e compressão máxima e as características permoporosas de um reservatório. Para este fim, foram investigados afloramentos da Formação Açu, Bacia Potiguar, Brasil, como análogos a reservatórios petrolíferos. Esta formação constitui uma unidade siliciclástica fluvial da sequência pós-rifte da Bacia Potiguar, capeada por uma plataforma carbonática denominada Formação Jandaíra. O conteúdo fóssilífero indica uma idade albiânica-cenomaniana e turoniana-eocampaniana para as unidades Açu e Jandaíra, respectivamente. A Formação Açu é um dos mais importantes reservatórios de petróleo em terra no Brasil, sendo responsável por cerca de 70% da produção da Bacia Potiguar. Este estudo é um exemplo do papel cada vez mais importante de estudos geológicos em decisões de engenharia voltadas para a exploração de reservatórios petrolíferos.

Metodologia

Determinação dos dados de tensão

Primeiramente, realizou-se uma investigação das tensões tectônicas na Formação Açu, Bacia Potiguar. As investigações das tensões atuais envolveram uma ação integrada de várias metodologias que utilizaram dados de sismos (terremotos), poços, testemunhos e afloramentos.

A primeira linha de investigação para coleta dos dados de tensões atuais incluiu o uso do mecanismo focal de terremotos, os quais mostram o comportamento das tensões em profundidades que variam de 1 a 12 km. A Bacia Potiguar e seu embasamento cristalino adjacente são as regiões que concentram mais dados de tensões derivadas de sismos no Brasil. Os mecanismos focais de, pelo menos, cinco regiões epicentrais em torno da Bacia Potiguar, já publicados em Ferreira *et al.* (1998), foram analisados nesta etapa.

A segunda linha de ação consistiu na determinação das tensões a partir de dados de poços. A orientação e magnitude das tensões no reservatório foram determinadas, utilizando a técnica de medição de testemunho (*Anelastic Strain Recovery* - ASR-3D) e os dados de *breakouts* de poços foram obtidos a partir da identificação das ovalizações que se formaram graças a ruptura por cisalhamento nas paredes dos poços, causadas pela redistribuição de tensões horizontais compressivas. Também foi realizada uma reavaliação dos dados publicados por Lima *et al.* (1997) e de dados disponibilizados pela PETROBRAS.

A terceira linha de ação envolveu a descrição de afloramentos, visando à medição de falhas e inter-relação entre as mesmas, determinação da atitude de juntas e estudo de crescimento mineral em fraturas. Os dados coletados em campo foram tratados no *software Stereonet* a partir do qual foram construídas rosetas, com o objetivo de indicar a direção da tensão horizontal máxima (SHmax) e tensão horizontal mínima (Shmin).

Após o conhecimento do estado das tensões e sua magnitude na Formação Açu (porção *onshore* da Bacia Potiguar), os dados foram integrados de forma a permitir uma análise da possível geração de distúrbios no sistema de tensões obtido e comparação do sistema de tensões do reservatório

com as tensões regionais obtidas por mecanismo focal (Assumpção, 1992; Ferreira *et al.*, 1998) *breakouts* (Lima *et al.*, 1997; Lima Neto, 1998), ASR e indicadores geológicos.

Caracterização faciológica

Nesta etapa, foram descritas seções colunares a partir das quais as rochas foram agrupadas em sete litofácies, levando-se em consideração a textura (granulometria, seleção, arredondamento) e a natureza das estruturas (sedimentares e tectônicas) presentes.

Caracterização petrofísica das amostras

Consistiu no estudo das características permoporosas da Formação Açú. As propriedades permoporosas das rochas da Formação Açú foram estudadas em amostras obtidas a partir de afloramentos. Tais estudos permitiram investigar as possíveis relações entre permeabilidade, porosidade e atuação do campo de tensão. As análises de permeabilidade foram realizadas em um permeabilímetro (*micropermeameter*). Estas análises foram realizadas no laboratório OMNI Laboratórios do Brasil – Ltda, Rio de Janeiro.

Descrição petrográfica quantitativa de lâminas delgadas

Foram confeccionados 10 pares de lâminas delgadas obtidas a partir de amostras de afloramentos. Cada par inclui uma lâmina confeccionada na direção da tensão horizontal máxima (SHmax) e a outra, na direção perpendicular a esta (Shmin). Nesta etapa, foi realizada contagem de pontos nas seções delgadas (200 pontos, em média) computados em planilhas do *software* Microsoft Office Excel, permitindo a definição de valores mais precisos da porcentagem da porosidade, como também dos constituintes das rochas descritas, propiciando a identificação dos eventos diagenéticos que afetaram cada litofácies definida.

Correlação entre os dados de tensão tectônica e as características permoporosas da Formação Açú, Bacia Potiguar

Esta etapa consistiu na integração de todos os dados obtidos no estudo e outros retirados da literatura para reconhecimento de possíveis relações entre tensão tectônica, porosidade e permeabilidade, em reservatórios petrolíferos.

Resultados e Discussão

Campo de tensão regional

De acordo com o *World Stress Map* – WSW (Zoback *et al.*, 1989), a maioria das bacias intraplacas está sob compressão, incluindo as bacias sedimentares brasileiras. Na Bacia Potiguar, Lima *et al.* (1997) e Ferreira *et al.* (1998) utilizaram dados de *breakout* e mecanismo focal, respectivamente, para determinar a orientação do atual campo de tensão. Lima *et al.* (1997) verificaram, por meio de análises de *breakouts* de poços, que a tensão horizontal máxima, na parte central desta bacia, tem direção NW-SE. Lima Neto (1999), realizando análises de testes de absorção, fraturamentos hidráulicos e *breakouts* de poços, também constatou este regime transcorrente e um regime de falhamento reverso nas respectivas porções profunda e rasa da bacia. Ferreira *et al.* (1998) mostraram que a maioria dos dados de mecanismo focal é caracterizada por um regime de tensão antiderrapante, onde as máximas e mínimas compressões horizontais são horizontais. Os dados de mecanismos focais mostram orientações de tensão consistentes e magnitudes relativas importantes, confirmando os dados já obtidos por Lima *et al.* (1997).

O campo de tensão *in situ* na parte central na Bacia Potiguar, Brasil

Análise de tensão *in situ* corresponde à determinação da tensão em escala de reservatório e exige o exame aprofundado de todos os dados disponíveis. Na parte central da Bacia Potiguar, vários métodos de determinação da tensão foram utilizados para identificação do campo de tensão. Dentre eles estão incluídos: *anaelastic strain recovery*, cisalhamento e anisotropias de ondas acústicas. Estes métodos são consistentes com os dados de mecanismo focal e *breakout* e indicam que a tensão horizontal máxima (SHmax), coincide localmente com σ_1 , e é orientada para NW. A Tabela 1 e a Figura 1 resumem a orientação de SHmax para cada método de determinação da tensão. A média de orientação de SHmax apresenta-se consistente à orientação NW (75° a 85°), em escala regional, local, e em profundidade.

Tabela 1 - Orientação de SHmax a partir de vários métodos de determinação de tensão, na Bacia Potiguar e no entorno do embasamento cristalino.

Método	Fonte	Orientação da SHmax
Mecanismo focal	Ferreira et al. (1998)	N81°E
Mecanismo focal	Ferreira et al. (1998)	N85°W
Mecanismo focal	Ferreira et al. (1998)	N77°W
Mecanismo focal	Ferreira et al. (1998)	N68°W
Anaelastic strain recovery (ASR)	Dillon et al. (1995); Siqueira et al. (1996)	N77°W
Anaelastic strain recovery (ASR)	Soares et al. (1997)	N75°W

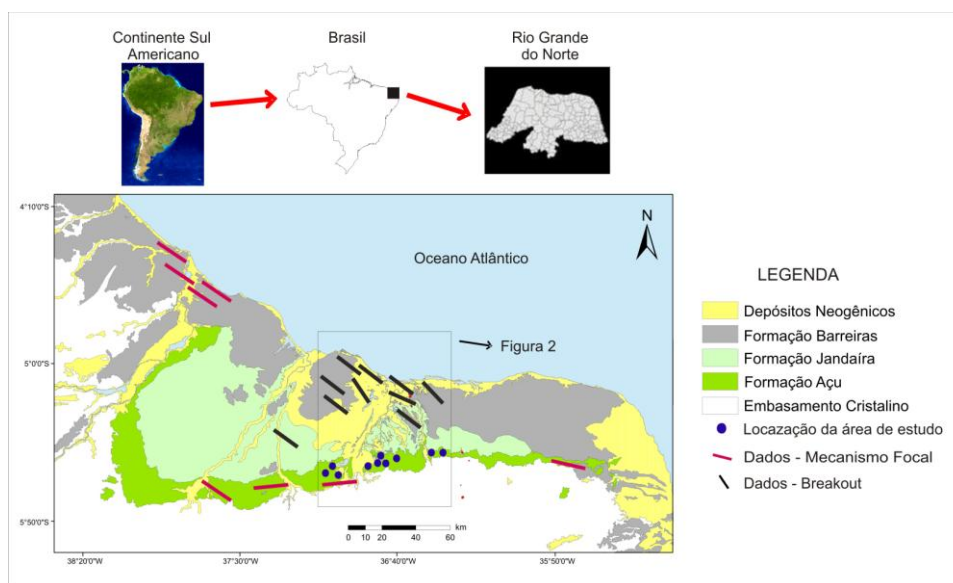


Figura 1 – Mapa Geológico e de localização de área de estudo. Os pontos azuis correspondem à localização dos afloramentos estudados.

Além dos métodos citados acima, foram utilizados dados de juntas extensionais naturais em sedimentos aluviais, rochas do Quaternário (inferior a 1,0 Ma) e do Cretáceo (145,5 a 65,5 Ma) para restringir a orientação do campo de tensão atual. Estas juntas extensionais representam o plano de compressão máxima que engloba (σ_1/σ_2) e é ortogonal a σ_3 que representa o plano de compressão mínimo. Juntas de sedimentos aluviais são as que melhor correspondem ao campo de tensão atual. Assim foram utilizados diagramas de rosetas para mostrar as orientações dessas juntas em diversos afloramentos (Figura 2). Dois conjuntos de juntas, em sedimentos aluviais, são observados ao longo do Rio Assu: o primeiro tem uma direção preferencial NW, sendo neste caso, o plano de máxima compressão (σ_1/σ_2), localizado nos pontos 4, 5 e 6 (Figura 2) e paralelo à SHmax determinada por outros métodos citados acima. O segundo conjunto tem uma direção preferencial NE e corresponde a

30% das juntas que ocorrem ao longo da linha da costa. Essas juntas podem ser associadas com os distúrbios do campo de tensão, relacionados com a falha de Carnaubais que controla reservatórios de petróleo na Formação Açu.

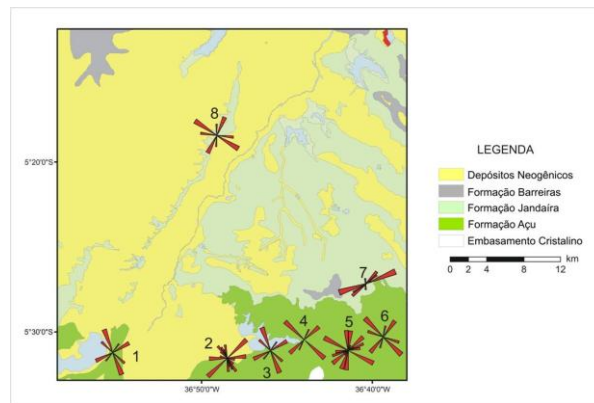


Figura 2 – Diagrama de rosetas representando as juntas secas em arenitos intercalados com as rochas carbonáticas da Formação Jandaíra.

Caracterização faciológica

Tomando-se como base as seções colunares descritas, as rochas identificadas foram agrupadas em sete litofácies, levando-se em consideração a textura (granulometria, seleção, arredondamento) e a natureza das estruturas (sedimentares e tectônicas) presentes. São elas: Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (Figura 3); Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela; Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo; Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Figura 4); Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (Figura 5); Arenito Médio Maciço (Figura 6) e Pelito.

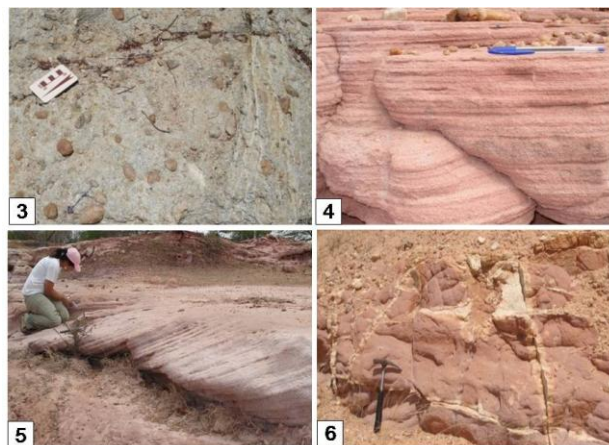


Figura 3 – Conglomerado maciço; Figura 4 – Detalhe da litofácies arenito fino a médio com estratificação plano-paralela; Figura 5 – Estratificação cruzada acanalada presente em arenito médio a muito grosso; Figura 6 – Fraturas presentes em afloramentos da litofácies arenito médio maciço.

Correlação entre os dados de tensão tectônica e as características permoporosas do reservatório da Formação Açu

A correlação entre os dados de tensões tectônicas com os dados petrofísicos (porosidade e permeabilidade) foi realizada com o objetivo de observar a influência das direções das tensões tectônicas no fluxo de fluidos do reservatório da Formação Açu da Bacia Potiguar. A Figura 7 mostra um gráfico correlacionando os valores de permeabilidade *versus* porosidade nas direções “A” e “B” (A – SHmax e B – Shmin). Os valores nas duas direções apresentam-se bastante próximos, não sendo possível afirmar que ocorre um aumento significativo nos valores de permeabilidade no sentido de maior tensão no reservatório.

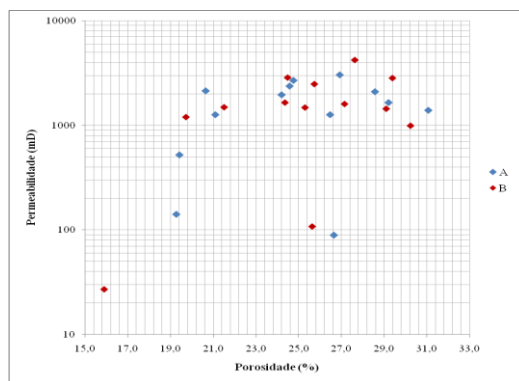


Figura 7 – Porosidade versus permeabilidade nas direções “A” (tensão horizontal máxima) e “B” (tensão horizontal mínima).

Caracterização petrográfica

A partir dos dados obtidos em lâminas delgadas, foi confeccionado um gráfico de porosidade (Figura 8) para as duas direções estudadas (“A” e “B”). O resultado da análise mostrou que os maiores valores foram encontrados na direção “A” (SHmax), quando comparado à direção “B” (Shmin).

Estes resultados diferem dos obtidos através da caracterização petrofísica. Uma possível explicação para este fato reside da contagem não possibilitar que se quantifique a microporosidade presente nos constituintes diagenéticos argilosos - Cutículas de argila mecanicamente infiltrada (Figura 9) e Cimento de caulinita (K), preenchendo o espaço poroso, após infiltração de argila (AI) (Figura 10) - ao contrário do ensaio de laboratório realizado com porosímetro. Neste caso, é possível obter-se a porcentagem volumétrica (%vol) de todos os tipos de porosidade, inclusive a microporosidade.

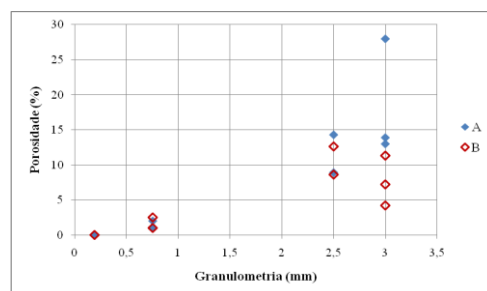


Figura 8 – Valores de porosidade comparados nas direções “A” e “B”, obtidos a partir da caracterização petrográfica.

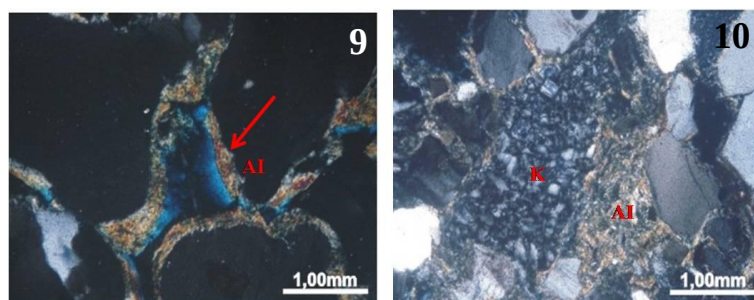


Figura 9 – Argila mecanicamente infiltrada (AI), preenchendo o espaço poroso; Figura 10 – Cimento de caulinita (K), preenchendo o espaço poroso, após infiltração de argila (AI).

Conclusões

A partir dos métodos de medição de tensão tectônica – breakout, ASR, mecanismo focal e os indicadores geológicos (juntas e falhas) conclui-se que a direção preferencial da tensão horizontal

máxima (SHmax) na Bacia Potiguar é E-W a NW-SE, aproximadamente paralela à linha da costa nesta região.

Os gráficos gerados a partir dos dados de caracterização petrofísica mostraram que não há uma diferença significativa entre os resultados obtidos para as duas direções comparadas (SHmax e Shmin). Ocorreu uma divergência entre esses resultados e os obtidos através da caracterização petrográfica. Uma possível explicação para este fato reside no fato de a contagem de pontos não possibilitar que se quantifique a microporosidade, ao contrário do ensaio de laboratório realizado com porosímetro.

O controle das tensões tectônicas sobre a porosidade e permeabilidade aponta para uma maior influência da litofaciologia, isto é, das condições deposicionais.

Agradecimentos

Os autores agradecem à PETROBRAS, pela cessão dos dados utilizados neste trabalho; à ANP; ao projeto CTPETRO/CNPq, pelo financiamento das idas ao campo e das análises petrofísicas; à CAPES pela bolsa concedida; ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo (PPGCEP) e a Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

Referências Bibliográficas

- ASSUMPÇÃO, M. The regional intraplate stress field in south America. *Journal Geophysical Research*, 97: 11889-11903, 1992.
- CORBETT, P. W. M.; JANSEN, J. L. An application of prople permeability to prediction of two phase flow performance (Lower Brent Group, North sea). *Marine and Petroleum Geology*, 10, 335-346, 1992.
- DILLON, L.; SOARES, J. A.; VASQUEZ, G. Determinação da direção das componentes principais de tensão horizontal por anisotropia de velocidade da onda P – Aplicação no campo de estreito, Comunicação técnica, novembro, 1995.
- FERREIRA, J. M.; OLIVEIRA R. T.; TAKEYA, M. K. & ASSUMPÇÃO, M. Superposition of local and regional stresses in northeast Brazil: evidence from focal mechanisms around the Potiguar marginal basin. *Geophysical Journal International*, 134: 341-355, 1998.
- HEFFER, K. J. & LEAN, J. C. Earth stress orientation - a control on, and guide to flooding directionality in a majority of reservoirs. In: LINVILLE, B. (Ed.), *International Reservoir Characterisation Technical Conference*, Tulsa / Okla, vol. III, 800-822, 1991.
- LIMA, C. C.; NASCIMENTO, E. & ASSUMPÇÃO, M. Stress orientation in brazilian sedimentary basins from breakout analysis: Implications for force models in the south American plate. *Geophysical Journal International*, 130 (1): 112-124, 1997.
- LIMA NETO, F. F. Um exemplo da interferência mecânica de uma interfase fraca na distribuição na distribuição regional de esforços tectônicos: o campo de tensões da Bacia Potiguar; Nordeste Brasileiro. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 320 p., Ouro Preto, 1998.
- RINGROSE, P. S., SORBIE, K. S., CORBETT, P. W. M. E JANSEN, J. L. Immiscible flow behaviour in laminated and cross-bedded sandstones. *Journal of Petrology and Science Engineering*, 9, 103-124, 1993.
- SIQUEIRA, C. A. M; SOARES, A. C.; FREITAS, S. M. S. Determinação do estado de tensões do poço 7-ET-670-RN, utilizando o equipamento ASR-3D, PETROBRAS/CENPES, Relatório parcial, janeiro, 1996.
- SOARES, J. A.; DILLON, L. D.; VASQUEZ, G. F.; BASTOS, A. C.; LIRA, J. E. Anisotropia de velocidades em meios TI: Modelagens teórica e experimental. In: SBGF, Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, 5, São Paulo. Resumos expandidos: 272-275, 1997.
- ZOBACK, M. L.; ZOBACK, M. D.; ADAMS, J.; ASSUMPÇÃO, M.; BELL, S.; BERGMAN, P.; BLÜMLING, P.; BRERETON, N. R.; DENHAM, D.; DING, J.; FUCHS, K.; GAY, N.; GREGERSEN, H. K.; GUPTA, H. K.; GVISHIANI, A.; JACOB, K.; KLEIN, R.; KNOLL, P.; MAGEE, M.; MERCIER, J. L.; RAJENDRAN, K.; STEPHANSSON, O.; SUAREZ, G.; SUTER, M.; UDIAS, A.; XU, Z. H.; ZHIZHIN, M. Global patterns of tectonic stress. *Nature*, 341: 291-298, 1989.