



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA - CCET

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E ENGENHARIA DE
PETRÓLEO - PPGCEP



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**INFLUÊNCIA DAS TENSÕES TECTÔNICAS NA PERMEABILIDADE
DA FORMAÇÃO AÇU – BACIA POTIGUAR**

JANUSA SOARES DE ARAÚJO

ORIENTADORA:

Marcela Marques Vieira

CO-ORIENTADOR:

Francisco Hilário Rego Bezerra

Natal / RN

Agosto / 2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**INFLUÊNCIA DAS TENSÕES TECTÔNICAS NA PERMEABILIDADE
DA FORMAÇÃO AÇU – BACIA POTIGUAR**

Natal / RN

Agosto / 2008

JANUSA SOARES DE ARAÚJO

**INFLUÊNCIA DAS TENSÕES TECTÔNICAS NA PERMEABILIDADE
DA FORMAÇÃO AÇU – BACIA POTIGUAR**

*Dissertação de mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Ciência e
Engenharia de Petróleo - PPGCEP da
Universidade Federal do Rio Grande do Norte,
pré-requisito parcial para obtenção do título de
mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.*

Aprovado em ____ de _____ de 2008.

Prof. Dra. Marcela Marques Vieira – UFRN
Orientadora

Prof. Dr. Wellington Ferreira da Silva Filho – UFC
Membro externo

Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento – UFRN
Membro interno

ARAÚJO, Janusa Soares – Influência das tensões tectônicas na permeabilidade da Formação Açú – Bacia Potiguar. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural (ERE), Natal-RN, Brasil.

Orientador: Prof. Dra. Marcela Marques Vieira

Co-orientador: Prof. Dr. Francisco Hilário Rego Bezerra

RESUMO

A permeabilidade das rochas é sensível à deformação causada pelas tensões (*stresses*) atuantes em reservatórios. Há um grande número de trabalhos experimentais mostrando que a permeabilidade da rocha é influenciada pelo estado de tensões inicial (época da deposição) e da história de tensões à qual a rocha foi submetida. 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 reconhecimento da relação entre a distribuição dos poros, permeabilidade e tensão é importante para decisões sobre planejamento, desenvolvimento, completação e exploração de reservatórios petrolíferos. A Bacia Potiguar apresenta uma reserva provada de 263 milhões de barris de óleo em terra. Deste total, cerca de 70% ocorrem na Formação Açú, unidade siliciclástica fluvial da seqüência pós-rifte da bacia alvo desse estudo. O objetivo principal do presente trabalho foi estudar a relação entre a tensão tectônica e as características permoporosas do reservatório da Formação Açú, a partir de dados coletados na Bacia Potiguar. *Plugs* orientados segundo as direções das tensões atuantes na bacia foram obtidos a partir de amostras de afloramentos; estas direções foram obtidas a partir de dados sísmológicos (mecanismo focal), poços (*breakout* e *anaelastic strain recovery* - *ASR*), análise de falhas, juntas e estruturas de dissolução de rochas quaternárias. A partir desses métodos de medição, concluiu-se que a direção preferencial da tensão horizontal máxima (S_{Hmax}) na Bacia Potiguar é E-W a NW-SE, aproximadamente paralela à linha da costa. Realizou-se um estudo detalhado em afloramentos, onde foram coletadas as amostras utilizadas na caracterização petrofísica e petrográfica, sendo identificadas sete litofácies distintas através da descrição de seções colunares. Os principais eventos diagenéticos observados foram interpretados como gerados sob condições telodiagenéticas e mesodiagenéticas. Em termos qualitativos, observou-se que a porosidade encontrada nas lâminas delgadas é predominantemente intergranular, seguida dos tipos intragranular (sobretudo no interior dos feldspatos), intercrystalina (entre os cristais de calcita) e agigantada. Com relação à análise quantitativa, os resultados obtidos mostraram que na direção da tensão horizontal máxima (S_{Hmax}) os valores de porosidade foram maiores que na direção da tensão horizontal mínima (S_{Hmin}). Embora estes resultados tenham divergido dos obtidos na caracterização petrofísica, considera-se que este fato se deve a contagem de pontos não possibilitar visualizar a microporosidade. Baseando-se nos resultados obtidos, concluiu-se que o controle das tensões tectônicas sobre a porosidade e permeabilidade não é evidente, apontando para uma maior influência da litofaciologia, ou seja, das condições deposicionais. Estas conclusões podem estar relacionadas com a restrita quantidade de dados disponíveis para análise, bem como pela ausência de dados de subsuperfície que possibilitassem uma maior e melhor comparação dos parâmetros estudados. Apesar disso, a determinação das direções das tensões pode aperfeiçoar significativamente a melhor orientação de poços horizontais em reservatórios maduros, como também a distribuição da malha de poços produtores e injetores, visando uma recuperação suplementar avançada.

Palavras-chave: permeabilidade, reservatório, tensões tectônicas, Formação Açú.

ABSTRACT

Rock permeability is sensitive to the deformation caused by the stresses acting in reservoirs. A great number of experimental works shows that the permeability of a rock is function of the initial state of stresses (at the time of deposition) and of the history of tensions to which the rock was submitted. These stresses can be either tectonic, generated by the migration of the lithospheric plates, or lithostatic, caused by the weight of the rock layers. Under reservoir conditions, stresses produce anisotropies in the pore spaces. Thus, the recognition of the relation between the pore distribution, permeability and stress is important for decisions on planning, development and exploitation of petroliferous reservoir. The Potiguar Basin presents a proven reserve of 263 million oil barrels in land. About 70% of which occur in the Açu Formation, a fluvial siliciclastic unit of the post-rifte sequence. The main objective of the present work was to study the relation between tectonic stresses and permoporosity characteristics of the Açu Formation reservoir. Oriented plugs were collected, according to the directions of the operating stresses in the basin; these directions were obtained from earthquake data (focal mechanism), wells (breakout and anelastic strain recovery - ASR), analysis of faults, joints and dissolution structures in Quaternary rocks. From these methods of measurement, it was concluded that the preferential direction of the maximum horizontal stress (S_{Hmax}) in the Potiguar Basin is E-W to NW, which is approximately parallel to the coast line. A detailed study in outcrops, which included the description of columnar sections, led to the identification of seven distinct lithofacies from which the samples were collected to be used in petrophysical and petrographic characterization. The main observed diagenetic events were interpreted as generated under telodiagenetic and mesodiagenetic conditions. 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 thin-section analysis indicate that the major values of porosity occurs parallel to the maximum horizontal compression (S_{Hmax}); conversely, low values of porosity occurs along the minimum horizontal compression (S_{hmin}). These results may differ from the petrophysics ones because the former were not influenced by microporosity. Taking into account the results, it can be concluded that the control of the tectonic stresses on the porosity and permeability is not evident, pointing to a stronger influence of the lithofaciology, that is, of the depositional conditions. These conclusions can be influenced by the restricted amount of available data for analysis, as well as from the absence of subsurface data that could make it possible comparisons to samples from greater depths. Despite this fact, the determination of the directions of the stresses can significantly improve the orientation of horizontal wells in mature reservoirs, as well as the distribution of the mesh of producing and injector wells, aiming at an advanced supplementary recovery.

Keywords: permeability, reservoir, tectonic stress, Açu Formation

DEDICATÓRIA

Aos meus pais (Sérvulo e Maria de Fátima) pelo amor incondicional que me dedicaram e pela força a mim oferecida para sempre seguir as metas com determinação, e pela luta incansável pelo meu sucesso pessoal e profissional.

AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN pela estrutura oferecida para minha formação profissional.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo – PPGCEP, em especial ao professor e coordenador Wilson da Mata que me aconselhou e incentivou nos momentos difíceis, para que eu não desistisse e continuasse lutando para concluir esse trabalho.

A Capes pela bolsa.

Ao Projeto CTPETRO/CNPq, número 550201/2005-0, Influência das tensões tectônicas na permeabilidade da Formação Açú, Bacia Potiguar: Criação de um banco de dados para uso na modelagem de fluxo de fluidos em reservatórios petrolíferos, pelo financiamento das idas ao campo e das análises petrofísicas.

A Petrobras pelos dados disponibilizados além do incentivo a pesquisa, em especial ao Cláudio Pires e ao Maurício pela atenção e empenho em atender às minhas necessidades.

A minha orientadora, professora, e que hoje posso dizer, amiga Marcela Marques que acreditou em mim, ensinou e confiou no que eu poderia desenvolver com esse trabalho.

Ao meu co-orientador professor Hilário Bezerra pelo incentivo, bom humor, conhecimento, e empenho para que eu aprendesse e apresentasse bons resultados.

Aos professores Tarcilio Viana e Ana Catarina pelos conhecimentos.

Ao professor e amigo Adolfo Puime que mesmo longe me ajudou a enxergar novos horizontes.

Aos meus colegas da geologia: Rafaella, Moacir, Leonardo, Anderson, Bruno, Emanuel em especial, a Neide, Isabelle, Elissandra e ao César que estavam sempre dispostos a ajudar quando eu precisei tirar dúvidas, interpretar os mapas geológicos, descrever lâminas, enfim obrigada pelo apoio.

Aos meus amigos: Adilson, Paula, Sheyla, Helena, Janaína e Michel que mesmo um pouco longe estavam torcendo pelo meu sucesso.

Aos funcionários: Marcondes, Fernando Feitosa, Severino e Viviane pelas informações, agilidade e disposição em ajudar quando solicitados.

As minhas irmãs (Adri e Tati) pelo apoio, incentivo e carinho, por apresentarem-se sempre disponíveis a ajudar e, principalmente por entender nos momentos em que estive ausente.

Aos meus familiares que estavam sempre preocupados e interessados no meu sucesso.

Ao meu amor e companheiro fiel Elthon por tudo: ouvir, entender, aconselhar, ajudar e torcer para que tudo desse certo. Pelas horas em que eu não pude dar a atenção que merecia, mas mesmo assim compreendia e estava sempre ao meu lado.

A Deus por iluminar e me conduzir sempre ao longo dessa caminhada.

ÍNDICE

Capítulo I

1.	Introdução.....	2
1.1.	Justificativa e relevância do trabalho	2
1.2.	Objetivos	3
1.3.	Localização da área de estudo.....	3

Capítulo II

2.	Tensões tectônicas	6
2.1.	Estado de tensões	6
2.1.1.	Tensões efetivas	7
2.1.2.	Critérios de ruptura	8
2.2.	Métodos de medição de tensão	11
2.2.1.	<i>Breakout</i>	12
2.2.2.	<i>Anaelastic Strain Recovery (ASR)</i>	13
2.2.3.	Mecanismo focal	17
2.2.4.	Indicadores geológicos.....	19
2.3.	Tensões em bacias sedimentares brasileiras	20

Capítulo III

3.	Caracterização petrofísica.....	24
3.1.	Porosidade	24
3.2.	Permeabilidade.....	27
3.2.1.	Permeabilidade absoluta	27

3.2.2.	Permeabilidade efetiva.....	28
3.2.3.	Permeabilidade relativa.....	29
3.2.3.1.	Efeito Klinkenberg.....	30
3.2.3.2.	Efeito da reação fluido-rocha.....	30
3.2.3.3.	Efeito da sobrecarga.....	30

Capítulo IV

4.	Bacia Potiguar – Formação Açú.....	32
4.1.	Bacia Potiguar.....	32
4.1.1.	Localização.....	32
4.1.2.	Arcabouço Estrutural.....	32
4.1.3.	Arcabouço Litoestratigráfico.....	33
4.1.4.	Evolução Tectônica Mesozóica da Bacia Potiguar.....	36
4.1.5.	Evolução Tectônica Cenozóica da Bacia Potiguar.....	36
4.1.6.	Magmatismo.....	37
4.2.	Formação Açú.....	37

Capítulo V

5.	Metodologia do trabalho.....	41
5.1.	Descrição do quadro de conhecimento atual da região e das metodologias científicas para a abordagem das questões em estudo.....	41
5.2.	Determinação dos dados de tensão.....	41
5.3.	Caracterização faciológica.....	42
5.4.	Descrição petrográfica quantitativa de lâminas delgadas.....	42
5.5.	Caracterização petrofísica das amostras.....	42

5.6.	Correlação entre os dados de tensões tectônicas e permeabilidade/porosidade da Formação Açu	43
------	---	----

Capítulo VI

6.	Resultados e discussões.....	45
6.1.	Tensões tectônicas na Bacia Potiguar	45
6.1.1.	<i>Breakout</i>	45
6.1.2.	<i>Anaelastic Strain Recovery (ASR)</i>	45
6.1.3.	Mecanismo focal	47
6.1.4.	Indicadores geológicos.....	49
6.2.	Caracterização faciológica	55
6.2.1.	Litofácies.....	55
6.2.1.1.	Litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh).....	55
6.2.1.2.	Litofácies Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgMh)	58
6.2.1.3.	Litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA).....	60
6.2.1.4.	Litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh).....	62
6.2.1.5.	Litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX).....	64
6.2.1.6.	Litofácies Arenito Médio Maciço (ArM).....	65
6.2.1.7.	Litofácies Pelito	67
6.3.	Caracterização petrofísica das amostras	68
6.4.	Correlação entre os dados de tensões tectônicas e permeabilidade/porosidade da Formação Açu	74
6.5.	Caracterização petrográfica das lâminas delgadas.....	77
6.5.1.	Processos diagenéticos	77
6.5.2.	Análise quantitativa das lâminas delgadas.....	82

Capítulo VII

7. Conclusões e recomendações..... 88

Referências bibliográficas 92

Anexos 102

ÍNDICE DE FIGURAS

Capítulo I

Figura 1.1 - Mapa geológico - localização dos pontos dos afloramentos da área de estudo..... 4

Capítulo II

Figura 2.1 - Representação esquemática do modelo de Mohr-Coulomb. 9

Figura 2.2 - Base do critério de ruptura de Mohr-Coulomb..... 10

Figura 2.3 - Ruptura do poço por cisalhamento 11

Figura 2.4 - Ruptura do poço por tração..... 11

Figura 2.5 - Relações entre as fraturas que podem ser vistas no *Electrical Micro Imaging* (EMI) e a orientação das tensões horizontais *in situ*. (S_{Hmax} é a maior tensão horizontal *in situ*; S_{Hmin} é a menor tensão horizontal *in situ*)..... 13

Figura 2.6 - Testemunho removido da formação após descarregamento 16

Figura 2.7 - Esquemática do plano de falha e do plano auxiliar, representando as regiões em que ocorrem compressão e dilatação em relação ao hipocentro..... 18

Figura 2.8 - Representações esquemáticas do plano azimutal de variação da amplitude das ondas-P 19

Figura 2.9 - Exemplo de juntas adiastróficas ou não tectônicas..... 20

Capítulo III

Figura 3.1 - Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não-efetiva 26

Figura 3.2 - Representação do fluxo linear..... 28

Capítulo IV

Figura 4.1 - Mapa geológico da Bacia Potiguar, parte emersa..... 32

Figura 4.2 - Arcabouço tectônico da Bacia Potiguar..... 33

Figura 4.3 - Carta cronoestratigráfica da Bacia Potiguar 39

Capítulo VI

Figura 6.1 - Dados de <i>breakouts</i> na costa brasileira do nordeste (Bacias do Ceará e Potiguar).	46
Figura 6.2 - Dados dos mecanismos focais, <i>breakouts</i> e orientações teóricas de esforços identificados a partir das direções das tensões	48
Figura 6.3 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas de extensão dos terraços aluviais do Rio Açu-Piranhas.	50
Figura 6.4 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas secas nos arenitos da Formação Açu intercalados com o calcário da Formação Jandaíra.....	51
Figura 6.5 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas secas no calcário.	52
Figura 6.6 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas de extensão preenchidas no arenito.	53
Figura 6.7 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas de extensão preenchidas no calcário.....	54
Figura 6.8 - Foto da seção representativa da litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Ponto 1.....	55
Figura 6.9 - Seção colunar representativa da litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Ponto 1; P1C1, P1C2 e P1C3 referem-se às amostras retiradas para análises petrofísicas.....	56
Figura 6. 10 - Bloco de quartzo sub-arredondado (litofácies CgMh; P1C2).....	56
Figura 6.11 - Conglomerado matriz-suportado maciço (litofácies CgMh; P1C3).	57
Figura 6.12 - Estratificação plano-paralela em conglomerado (litofácies CgMh; P1C1).	57
Figura 6.13 - Alternância de estratos cascalhosos e outros mais arenosos (litofácies CgMh; P1C1)	58
Figura 6.14 - Foto da seção representativa da litofácies Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgMh), Ponto 2.	59
Figura 6.15 - Seção colunar representativa da litofácies Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgMh), Ponto 2.	59
Figura 6.16 - Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgMh), P2C6.	60
Figura 6.17 - Foto da seção representativa da litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Ponto 3.....	61

Figura 6.18 - Seção colunar representativa da litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Ponto 3.....	61
Figura 6.19 - Foto da seção representativa da litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Ponto 4.....	62
Figura 6.20 - Seção colunar representativa da litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Ponto 4.....	63
Figura 6.21 - Estratificação plano-paralela em arenito da litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Ponto 4.....	63
Figura 6.22 - Detalhe da estratificação cruzada acanalada, litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX).....	64
Figura 6.23 - <i>Foreset</i> da estratificação cruzada acanalada em afloramento da litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX).....	65
Figura 6.24 - Foto da seção representativa da litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Ponto 5.....	65
Figura 6.25 - Seção colunar representativa da litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Ponto 5.....	66
Figura 6.26 - Juntas (40° AZ / 76° NW) em afloramento da litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Ponto 5.....	67
Figura 6.27 - Argilito da litofácies Pelito (B), sobreposto a arenito da litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX) (C) e sotoposto a depósito aluvionar antigo (A).....	67
Figura 6.28 - Gráfico de dispersão da porosidade <i>versus</i> permeabilidade dos pontos das litofácies dos afloramentos ao longo da Formação Açu na direção de S_{Hmax}	69
Figura 6.29 - Gráfico de dispersão da porosidade <i>versus</i> permeabilidade dos pontos das litofácies dos afloramentos ao longo da Formação Açu na direção perpendicular a S_{Hmax}	70
Figura 6.30 - Gráfico representando as permeabilidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açu, na direção S_{Hmax} (“A”).....	71
Figura 6.31 - Gráfico representando as porosidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açu, na direção S_{Hmax} (“A”).....	72
Figura 6.32 - Gráfico representando as permeabilidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açu, na direção perpendicular a S_{Hmax} (“B”).....	73
Figura 6.33 - Gráfico representando as porosidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açu, na direção perpendicular a S_{Hmax} (“B”).....	74

Figura 6.34 - Gráfico representando uma correlação entre os valores de permeabilidade nas direções “A” e “B”.	75
Figura 6.35 - Gráfico representando uma correlação entre os valores de porosidade nas direções “A” e “B”.	76
Figura 6.36 - Gráfico representando os valores de porosidade <i>versus</i> permeabilidade nas direções “A” e “B”.	77
Figura 6.37 - Cimento ferruginoso (seta) (P//), Ponto 11.....	78
Figura 6.38 - Cutículas de argila mecanicamente infiltrada (AI) tangentes à superfície dos grãos. Polarizadores cruzados (PX), Ponto 8.	79
Figura 6.39 - Cimento de caulinita (K), preenchendo o espaço poroso, após infiltração de argila (AI) (PX), Ponto 9.....	79
Figura 6.40 - Caulinização de muscovita (PX), Ponto 1.	80
Figura 6.41 - Crescimento secundário de feldspato (seta) (PX), Ponto 11.	80
Figura 6.42 - Cimento carbonático ocupando totalmente o espaço poroso (PX), Ponto 1.....	81
Figura 6.43 - Múltiplas gerações de cimento silicoso (calcedônia e opala), preenchendo totalmente o espaço poroso. Polarizadores descruzados (P//), Ponto 10.....	81
Figura 6.44 - Mesma foto anterior (PX).....	82
Figura 6.45 - Valores de porosidade comparados nas direções “A” e “B”.	83
Figura 6.46 - Correlação entre os valores de porosidade nas direções “A” e “B”.	84
Figura 6.47 - Comparação entre os valores de porosidade das litofácies, na direção “A”.....	85
Figura 6.48 - Comparação entre os valores de porosidade das litofácies, na direção “B”.....	85

ÍNDICE DE TABELAS

Capítulo VI

Tabela 6.1 - Resultados dos ensaios utilizando o <i>ASR-3D</i> em corpos de prova do poço 7 ET-670-RN do Campo de Estreito, Bacia Potiguar.....	46
Tabela 6.2 - Resultados das medições de anisotropia de ondas-P em corpos de prova do poço 7 ET-670-RN do Campo de Estreito, Bacia Potiguar.....	47
Tabela 6.3 - Resultados de permeabilidade e porosidade na direção S_{Hmax} da Formação Açú.	68
Tabela 6.4 - Resultados de permeabilidade e porosidade na direção perpendicular a S_{Hmax} da Formação Açú.	70
Tabela 6.5 - Tabela de contagem dos pontos de porosidade a partir de lâminas delgadas, nas direções “A” e “B”.	83

NOMENCLATURAS

A – Área aberta ao fluxo

AI – Argila infiltrada

ArCgMh – Litofácies Arenito Conglomerado Maciço ou com Estratificação Plano Paralela

Arh – Litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano Paralela

ArX – Litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada

ArM – Arenito Médio Maciço

ASR – Anaelastic Strain Recovery

AZ – Azimute

C_0 – Coeficiente de coesão

C – Observador 1

CgAA – Litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo

CgMh – Litofácies Conglomerado Matriz Suportado Maciço com Estratificação Plano Paralela

CR – Linha de orientação Coblenz e Richardson

D – Observador 2

E – Leste

ENE – Leste-nordeste

ESE – Leste-sudeste

H – Localização do hipocentro

L – Comprimento

M – Linha de orientação teórica Meijer

N – Norte

NE – Nordeste

NNE – Norte-nordeste

NNW – Norte-noroeste

NW – Noroeste

P_0 – Pressão de poros

P – Ondas

P// – Polarizadores descruzados

PiCj – Ponto “i” camada “j”

PX – Polarizadores cruzados

q – Vazão

r – Raio sísmico

S – Sul

SE – Sudeste

$S_{Hmax'}$ – Tensão horizontal máxima efetiva

S_{Hmax} – Tensão horizontal máxima total

$S_{hmin'}$ – Tensão horizontal mínima efetiva

S_{hmin} – Tensão horizontal mínima total

SSE – Sul-sudeste

Sv – Tensão vertical total

Sv' – Tensão vertical efetiva

SW – Sudoeste

SSW – Sul-sudoeste

T_0 – Tração

V_p – Volume poroso

V_t – Volume total

V_v – Volume de vazios

T – Eixo de tensão

W – Oeste

WNW – Oeste-noroeste

WSM – World Stress Map

WSW – Oeste-sudoeste

k_o – Permeabilidade efetiva do óleo

k_g – Permeabilidade efetiva do gás

k_{rg} – Permeabilidade relativa ao gás

k_{ro} – Permeabilidade relativa ao óleo

k_{rw} – Permeabilidade relativa à água

k_w – Permeabilidade efetiva da água

σ' – Tensão efetiva

σ_1 – Tensão principal máxima

σ_2 – Tensão principal intermediária

σ_3 – Tensão principal mínima

\emptyset – Porosidade

ΔP – Gradiente hidráulico

Φ – Ângulo de fricção

k – Permeabilidade

μ – Viscosidade

σ – Tensão total

τ – Tensão cisalhante

Capítulo I

Introdução

1. Introdução

1.1. Justificativa e relevância do trabalho

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 permeabilidade 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 permitir 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. Entretanto, a grande maioria dos modelos utilizados neste tipo de problema simplifica excessivamente o comportamento tensão-deformação da rocha, considerando a elasticidade linear.

No Brasil, a relação entre tensão e permeabilidade tem sido pouco explorada em bacias sedimentares. A Bacia Potiguar, por exemplo, apresenta uma reserva provada de mais de 263 milhões de barris de óleo em terra (ANP, 2007). Deste total, cerca de 70% ocorre na Formação Açu. Trata-se de uma das maiores reservas de óleo em terra do Brasil. Entretanto, a relação entre tensão e permeabilidade, na maioria dos casos, não é levada em consideração nas simulações de reservatórios e nas perfurações de poços horizontais. A indústria petrolífera assume que a permeabilidade, independente da tensão, expressa unicamente as condições deposicionais e diagenéticas que atuaram na formação da rocha reservatório.

A Formação Açu, objeto do presente estudo, é uma unidade siliciclástica fluvial da seqüência pós-rifte da Bacia Potiguar, capeada por uma plataforma carbonática denominada de Formação Jandaíra e que recobre uma seqüência de transição da fase rifte, a Formação

Alagamar. O conteúdo fossilífero indica uma idade albiana-cenomaniana e turoniana-eocampaniana para as unidades Açú e Jandaíra, respectivamente.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho foi conhecer o estado de tensões (*stresses*) neotectônicas e sua relação com a permeabilidade de rochas siliciclásticas da Formação Açú. Os objetivos específicos da pesquisa foram os seguintes: (1) investigar as tensões tectônicas nesta formação, a partir de dados de sismos (terremotos), poços, testemunhos e afloramentos; (2) verificar a existência de relações entre estas tensões e dados petrofísicos obtidos na Formação Açú; (3) testar uma metodologia para estudo sistemático de fluxo de fluidos em reservatórios, utilizando dados de tensões.

1.3. Localização da área de estudo

A área selecionada para estudo localiza-se na parte central da Bacia Potiguar onde foram visitados 10 afloramentos na Formação Açú, dos quais foram coletadas 15 amostras para caracterização e análise petrofísica, e 10 amostras para descrição e análise petrográfica. O mapa geológico abaixo (Figura 1.1) mostra a localização dos referidos afloramentos estudados.

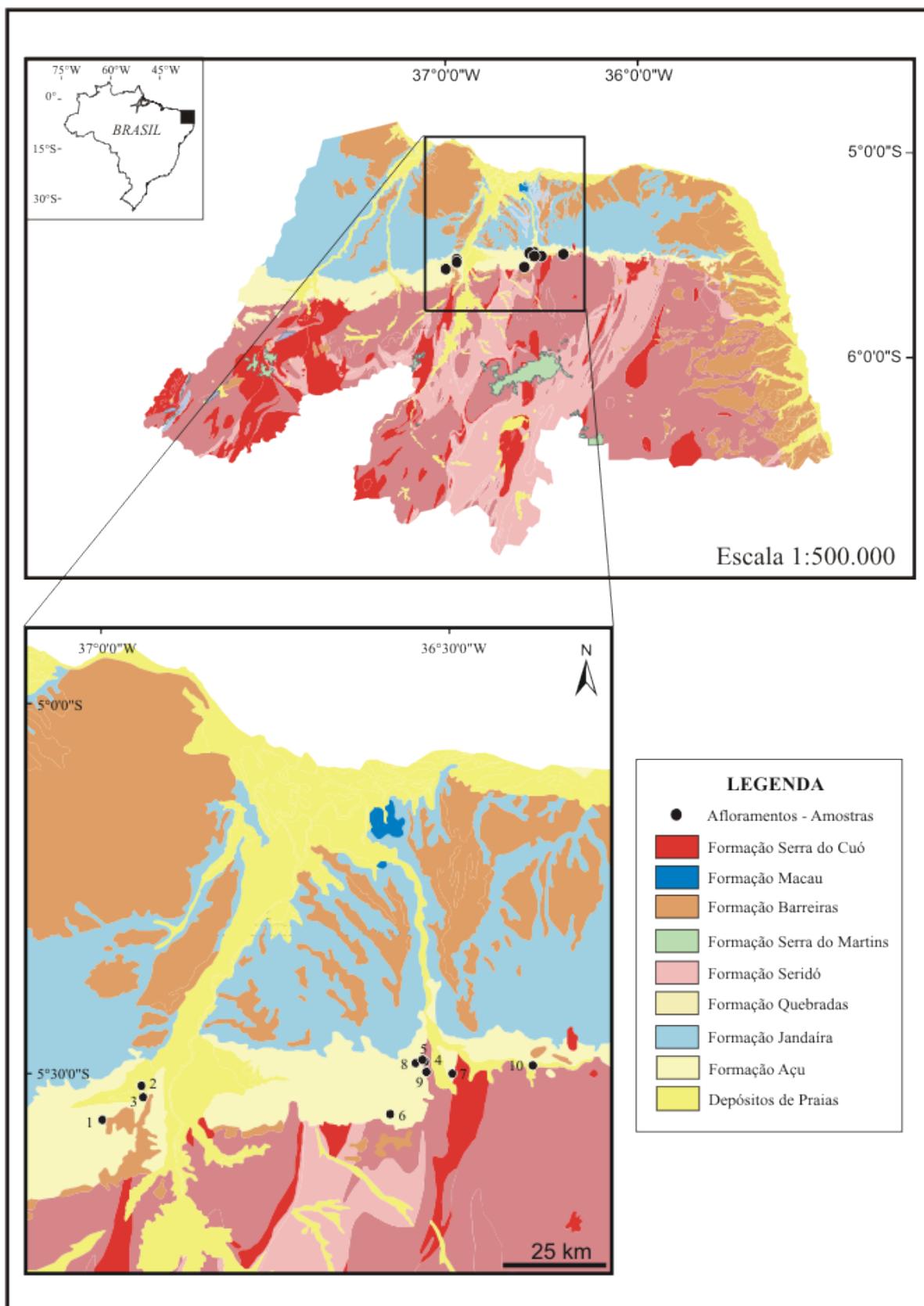


Figura 1.1 - Mapa geológico - localização dos pontos dos afloramentos da área de estudo (modificado de Angelim *et al.*, 2006).

Capítulo II

Tensões tectônicas

2. Tensões tectônicas

2.1. Estado de tensões

Para que o estado de tensão de um corpo fique perfeitamente determinado, é necessário definir o estado de tensão em todos os pontos desse corpo. Por sua vez, para definir o estado de tensão de determinado ponto, é necessário conhecer as tensões atuantes em todos os planos que passam por esse ponto.

Denomina-se *vetor de tensão principal* aquele vetor de tensão aplicado perpendicularmente a um determinado plano, chamado plano principal de tensão. Neste caso, sobre o plano principal de tensão, as tensões de cisalhamento (*shear stresses*) são iguais a zero. Caso o vetor de tensão apresente um ângulo em relação ao plano, ele não mais corresponde a um vetor de tensão principal e decompõe-se em duas componentes de tensão cisalhante paralelas ao plano.

Para todos os pontos de um corpo de rocha existe um estado de tensão correspondente. A este estado de tensão, em um determinado ponto, dá-se o nome de *campo de tensões* (Means, 1976). O campo de tensões atua sobre um ponto qualquer da crosta da Terra, e pode ser descrito por três vetores perpendiculares entre si: σ_1 , σ_2 e σ_3 , os quais correspondem, respectivamente, às tensões principais máxima, intermediária e mínima.

Visto que tensões de cisalhamento não podem existir na superfície da Terra, assume-se que uma das três tensões principais encontra-se orientada perpendicularmente à superfície e as três, perpendiculares entre si. Deste modo, em regiões de topografia suave, a orientação dos vetores de tensão principal corresponde, aproximadamente, à tensão vertical ou sobrecarga (S_v) e às tensões horizontal máxima (S_{Hmax}) e horizontal mínima (S_{Hmin}) (Hubbert & Willis, 1957; Ervine & Bell, 1987; Bell, 1990). Segundo Santos (1989), do ponto de vista prático, esta aproximação é satisfatória quando trabalhamos em regiões de topografia não muito acentuada, como é o caso das bacias sedimentares.

Para descrever um tensor de tensões, é preciso conhecer a orientação e as magnitudes das três tensões principais. Dado o reconhecimento da importância da influência do estado de tensões sobre várias atividades da indústria do petróleo, alguns métodos vêm sendo utilizados

para estimar-se a direção e as magnitudes das tensões *in situ*. Tais métodos estão baseados na interpretação de fenômenos de deformação. Estas deformações ocorrem por tração ou por compressão, dependendo da concentração de tensões em cada ponto ao redor do poço, e das propriedades geomecânicas das rochas por ele atravessadas.

2.1.1. Tensões efetivas

O princípio da tensão efetiva foi desenvolvido, experimentalmente, para solos saturados por Terzaghi (1923 *apud* Silva, 2001). Entretanto, trabalhos posteriores confirmaram sua validade para materiais rochosos, visto que variações de pressão exercem grande influência sobre a resposta da rocha à tensão aplicada (Goodman, 1989).

O princípio da tensão efetiva diz que a tensão atuando sobre a rocha é igual à tensão total aplicada, menos a pressão de poros. Desta forma, decompõe-se a tensão em uma componente atuante sobre a rocha e uma componente de pressão de poros (Aadnoy, 1996).

$$\sigma' = \sigma - P_0 \quad (2.1)$$

Onde:

σ' – tensão efetiva;

σ – tensão total;

P_0 – pressão de poros.

Os fenômenos de deformação em rochas (compactação, ruptura por tração ou por compressão) ocorrem pela ação das tensões efetivas sobre a rocha. Uma vez que os fluidos presentes nos poros ou nas fraturas das rochas (água ou hidrocarbonetos) tendem a sustentar parte do carregamento aplicado sobre a formação, devem-se utilizar as tensões efetivas para estimarem-se as magnitudes das tensões *in situ* atuando sobre a mesma:

$$S_v' = S_v - P_0 \quad (2.2)$$

$$S_{Hmax}' = S_{Hmax} - P_0 \quad (2.3)$$

$$S_{hmin}' = S_{hmin} - P_0 \quad (2.4)$$

Onde:

S_v' – tensão vertical efetiva;

$S_{H_{\max}'}$ – tensão horizontal máxima efetiva;

$S_{h_{\min}'}$ – tensão horizontal mínima efetiva.

2.1.2. Critérios de ruptura

Para este trabalho, adotou-se a convenção da mecânica das rochas, onde as tensões compressivas são positivas e as tensões trativas são negativas. Sendo assim, os critérios de ruptura adotados foram:

Ruptura por compressão – adotou-se o critério de Mohr-Coulomb, por tratar-se do modelo mais simples para descrever a ruptura por compressão considerando-se um estado plano de deformação na seção de um poço. Este modelo consiste na representação de um envelope de ruptura linear (Figura 2.1) tangente aos círculos de Mohr que representam combinações críticas das tensões principais máxima, σ_1 , e mínima, σ_3 . Tratada em termos de tensões normais e cisalhantes atuantes sobre o plano representado pelo ponto de tangência entre um círculo de Mohr e o envelope de ruptura (Figura 2.1), a resistência ao cisalhamento da rocha é dado por:

$$\tau = C_0 + \sigma \tan \Phi \quad (2.5)$$

Onde:

τ – resistência ao cisalhamento da rocha ou tensão cisalhante;

C_0 – coeficiente de coesão;

σ – tensão compressiva ou tensão normal;

Φ – ângulo de fricção interna.

Ruptura por tração – para romper a rocha e formar uma fratura aberta na parede do poço é preciso que: (i) a menor tensão principal efetiva em algum ponto da parede do poço deve estar no campo trativo ($\sigma_3' < 0$); (ii) neste mesmo ponto, o módulo de menor tensão principal efetiva deve ser capaz de superar a resistência da rocha à tração (T_0) e as tensões principais efetivas redistribuídas ao redor do poço.

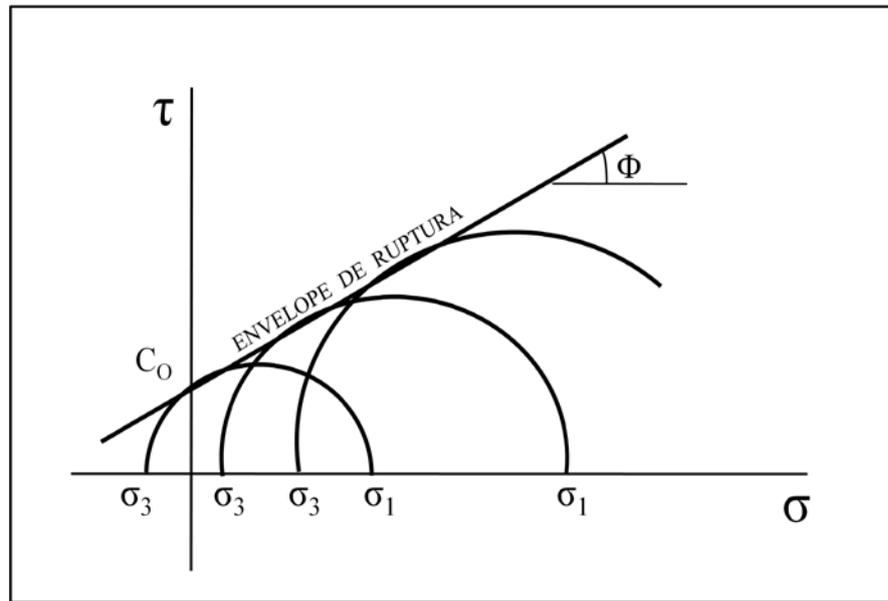


Figura 2.1 - Representação esquemática do modelo de Mohr-Coulomb.

Roegiers e Vandamme (1999) ressaltam que, para a estimativa de reservas, deve-se levar em consideração o aumento da tensão efetiva no campo de petróleo durante a produção do poço, afetando o montante total de hidrocarbonetos recuperáveis. Em relação ao ganho na produção de óleo, estes autores avaliaram um ganho de produção equivalente à aproximadamente 30%, quando o padrão de perfuração foi definido em função da direção mais favorável para o fraturamento.

O conhecimento da orientação da maior tensão horizontal define a direção de propagação da fratura a ser produzida, para a redução da produção de areia. A orientação do canhoneio na direção da tensão horizontal maior também evita o embuchamento prematuro, a geração de fraturas secundárias e o conseqüente dano à formação, com redução do intervalo fraturado.

Além disso, para determinar se a formação é produtora potencial de areia, é necessário determinar se o furo ou o canhoneio serão estáveis durante a vida produtiva do poço. Existem três passos envolvidos nesse processo: determinação das tensões *in situ*; determinação das propriedades mecânicas da rocha e determinação da estabilidade da formação durante a vida produtiva do poço, usando o critério apropriado de falha, por exemplo, o critério de ruptura de Mohr-Coulomb (Figura 2.2).

Morita *et al.* (1989) reportam que um aumento das tensões efetivas pode gerar um aumento do risco de ruptura por cisalhamento. Alguns exemplos deste tipo de ruptura podem ser observados na Figura 2.3. Por outro lado, esse aumento pode reduzir o risco de desenvolvimento da tensão de tração, evitando que ocorra uma ruptura por tração (Figura 2.4), sendo que um decréscimo em poropressão equivale a um aumento de tensão efetiva. Isto significa que o risco quanto à ruptura por cisalhamento aumenta quando o reservatório é depletado. Também, a preservação da pressão do reservatório por injeção pode reduzir a produção de areia.

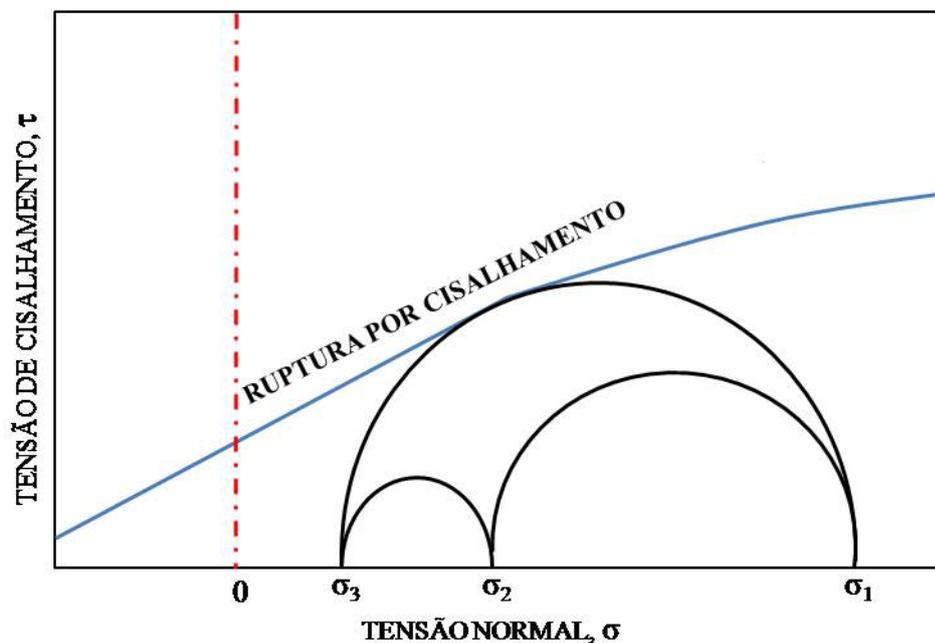


Figura 2.2 - Base do critério de ruptura de Mohr-Coulomb (modificado de Addis *et al.*, 1993).

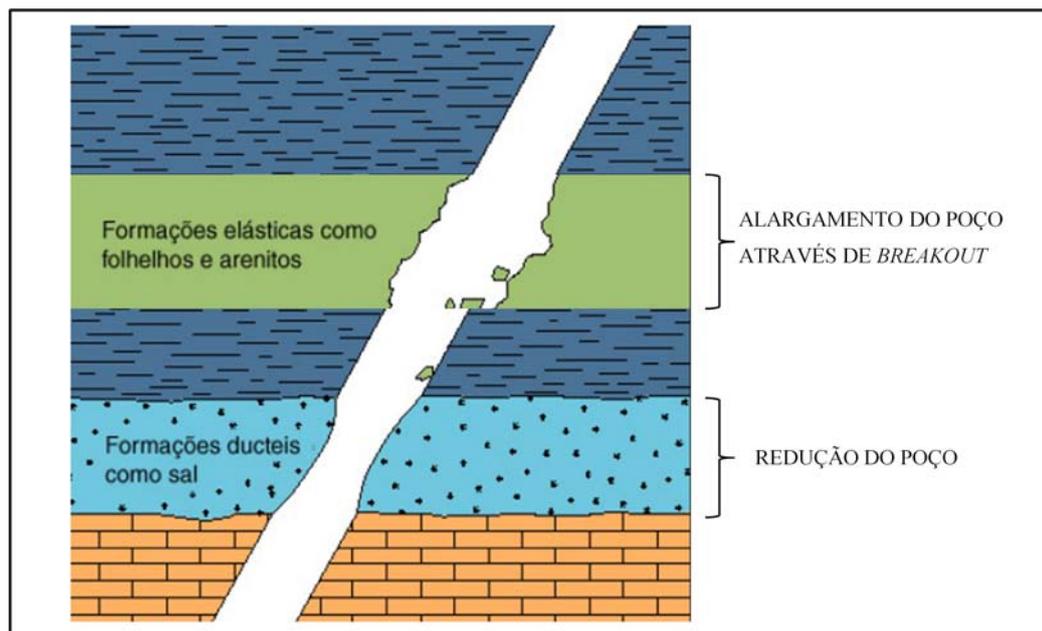


Figura 2.3 - Ruptura do poço por cisalhamento (modificado de Addis *et al.*, 1993).

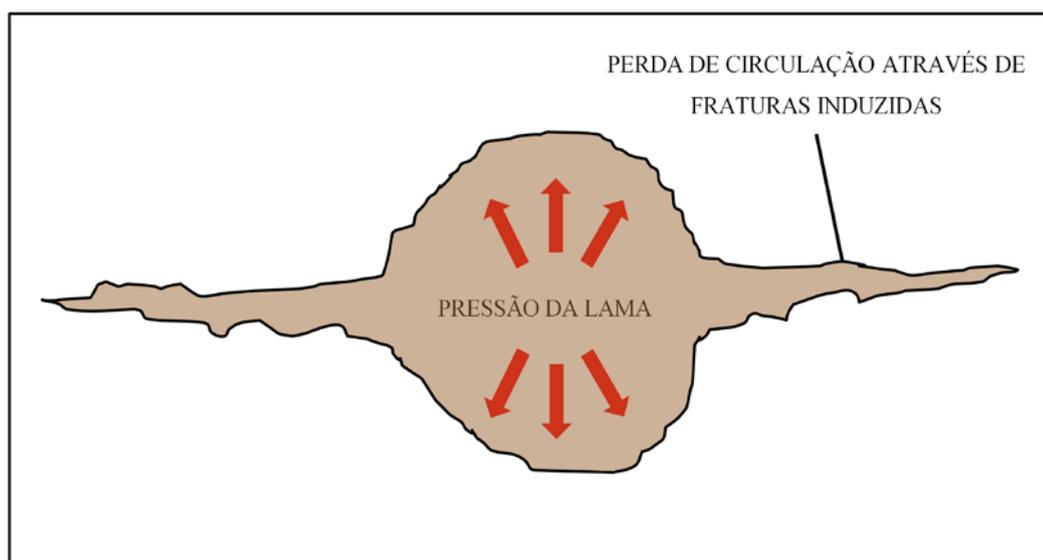


Figura 2.4 - Ruptura do poço por tração (modificado de Addis *et al.*, 1993).

2.2. Métodos de medição de tensão

Na indústria do petróleo são utilizados vários métodos de medição de tensões *in situ*. Entretanto, é preciso observar que tais métodos encontram-se limitados a intervalos de profundidade restritos e as medidas são tomadas na parede do poço. Sendo assim, o analista deve estar atento ao extrapolar valores de magnitude ou de direção de tensões para

profundidades além do intervalo de teste, principalmente quando não existem dados disponíveis de outros poços que possam ser usados para correlação.

Os métodos mais utilizados inferem o campo de tensões a partir de informações geradas durante os trabalhos de perfuração ou perfilagem em poços de petróleo. A orientação das tensões horizontais é determinada, principalmente, através da análise de *breakouts* e da orientação de fraturas hidráulicas induzidas. Serão apresentados, a seguir, os métodos de medição de tensão: *breakout*, *Anelastic Strain Recovery (ASR)*, mecanismo focal e métodos utilizando indicadores geológicos, os quais foram utilizados no presente trabalho.

2.2.1. *Breakout*

Breakouts são ovalizações abruptas do diâmetro nominal de poços de petróleo, persistentemente orientadas e que se estendem por intervalos de até centenas de metros, através de uma única ou de diferentes litologias. São identificados através da diferença entre as medidas de diâmetro do poço, recuperadas a partir dos perfis de mergulho (*dipmeter*) ou a partir de perfis de imagem. Estas ovalizações se formam graças a uma ruptura por cisalhamento nas paredes de um poço, causadas pela redistribuição de tensões horizontais compressivas. Deste modo, fica o maior eixo da seção do poço alinhado segundo a direção da menor tensão horizontal (S_{hmin}), sendo a direção da maior tensão horizontal (S_{Hmax}) dada a 90° da direção dos *breakouts* (Plumb & Hickmann, 1985; Mastin, 1988; Bell, 1990; Zoback, 1992; Lima & Nascimento, 1994; Fejerskov & Bratli, 1998; Lima, 1990) (Figura 2.5).

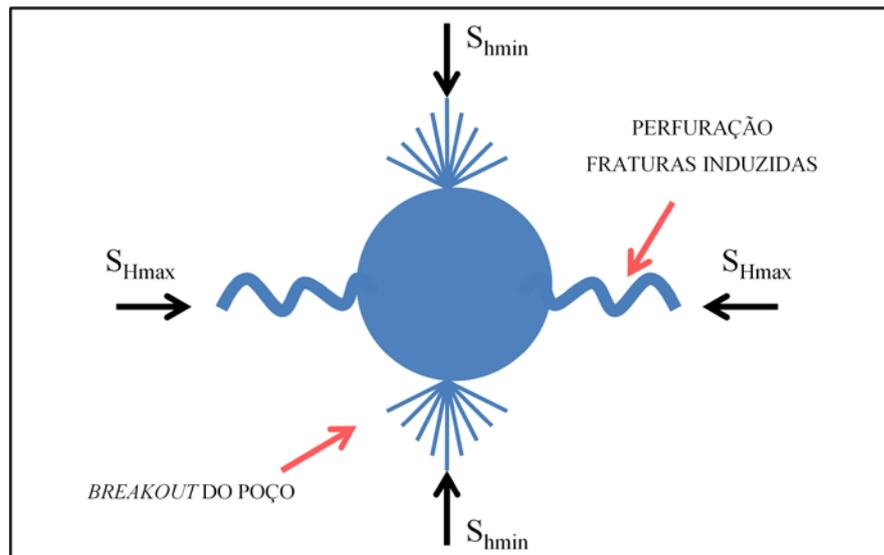


Figura 2.5 - Relações entre as fraturas que podem ser vistas no *Electrical Micro Imaging* (EMI) e a orientação das tensões horizontais *in situ*. (S_{Hmax} é a maior tensão horizontal *in situ*; S_{hmin} é a menor tensão horizontal *in situ*) (modificado de Bloch *et al.*, 2005).

Ovalizações sistematicamente orientadas por intervalos de dezenas ou centenas de metros começaram a ser observadas no final da década de 70. A princípio, tais ovalizações foram atribuídas a interseções do poço com fraturas (juntas) preexistentes (Cox, 1970; Babcock, 1978). Entretanto, diversos estudos subsequentes comprovaram que *breakouts* são deformações induzidas pela redistribuição das tensões horizontais ao redor do poço.

Durante os últimos 20 anos, a utilização da análise de *breakouts* foi grandemente difundida no mapeamento da orientação das tensões horizontais atuantes em bacias sedimentares. Por ocasião da compilação mundial feita no projeto *World Stress Map*, dos 7300 indicadores de tensão catalogados até 1992, 27% eram provenientes de análises de *breakouts* (Zoback, 1992).

2.2.2. Anelastic Strain Recovery (ASR)

O método baseia-se na hipótese de que, quando um testemunho é obtido, instantaneamente ocorre uma relaxação elástica e, a seguir, ocorre uma relaxação anelástica, na proporção do campo de tensões *in situ* a que o testemunho estava submetido, antes da testemunhagem, o qual é função do tempo.

De acordo com Voight (1968), se a rocha for isotrópica e homogênea e tiver um comportamento linearmente viscoelástico, o alívio de deformações ao longo das direções das deformações principais será uniforme no tempo. Além disso, as direções das deformações principais aliviadas, determinadas em um dado intervalo de tempo, correspondem à condição do estado inicial de deformações *in situ*. Da mesma forma, as direções das deformações principais determinadas através das medições das deformações anelásticas recuperadas correspondem às direções das tensões *in situ* principais. Como se supõe que a direção da deformação horizontal máxima seja paralela à direção da tensão máxima, esta também será a direção das fraturas induzidas.

Desta maneira, as orientações das deformações principais determinadas pelo ensaio *ASR* serão alinhadas com as tensões *in situ* principais (El Rabba & Meadows, 1986; Warpinski & Teufel, 1989). Conclui-se, então, que serão registradas maiores deformações na direção da tensão maior.

A determinação do campo de tensões *in situ* pela técnica *ASR* requer as seguintes condições:

- i. testemunho orientado e isento de fraturas naturais;
- ii. furo paralelo a uma das tensões principais;
- iii. deformações anelásticas proporcionais às tensões *in situ* existentes antes da recuperação do testemunho;
- iv. amostras bem consolidadas.

As condições acima descartariam, por exemplo, folhelhos, conglomerados e amostras com intercalações e laminações de diferentes tipos de rocha. Amostras inconsolidadas podem se deformar pela simples pressão do sensor de deslocamento, durante o ensaio de *ASR*, além de não produzirem microfaturas bem definidas. Quando um testemunho for removido de uma rocha, ele tenderá a relaxar e expandir, devido ao alívio da tensão *in situ*. Medições de campo mostram que a abertura e propagação das microfaturas geralmente são compatíveis com as deformações anelásticas recuperadas (*ASR*). A orientação das deformações principais pode ser determinada pelas medições das deformações recuperadas. Desta forma, a orientação das tensões principais também pode ser obtida.

A técnica *Anaelastic Strain Recovery (ASR)* visa determinar o campo de tensões *in situ*, baseando-se nas deformações da rocha resultantes do alívio de tensões que naturalmente ocorre depois da testemunhagem. O alívio de tensões provoca variação da dimensão do testemunho, provavelmente devido à formação e abertura de microfraturas na amostra.

Voight (1968) sugeriu que as tensões principais *in situ* poderiam ser determinadas pelas variações nas dimensões do testemunho de um poço ao longo do tempo. Ele argumentou que existe uma justificativa empírica para a consideração de que toda componente variável das deformações anelásticas recuperáveis sejam proporcionais às deformações recuperáveis totais e, portanto, sejam relacionadas ao estado pré-existente de tensões *in situ*.

No princípio, as orientações das tensões foram determinadas a partir das medições com extensômetros ou medidores de deformações (*strain gages*) colados ao redor do testemunho (Voight, 1968; Jaeger & Cook, 1979). Entretanto, estudos teóricos mostraram que as magnitudes das tensões também poderiam ser determinadas (Blanton, 1983; Blanton & Teufel, 1983; Warpinski & Teufel, 1989).

As deformações recuperadas durante a testemunhagem envolvem instantaneamente tanto uma componente elástica quanto anelástica. Os transdutores são geralmente instalados logo após a testemunhagem e alívio de tensões, e as deformações recuperadas medidas podem ser relacionadas à componente de tensão total que atuava antes do alívio. Se os transdutores forem instalados após o alívio inicial de tensões, parte da componente das deformações anelásticas ainda poderá ser determinada (Figura 2.6).

A recuperação do campo de tensões *in situ* derivado dos testes do *ASR* pode ser confirmada em muitas situações, através de comparações com outros métodos de medições de tensões, como fraturamento hidráulico (Blanton & Teufel, 1983; Teufel, 1983), bem como através de testes de laboratório em arenitos sintéticos (Yassir *et al.*, 1998). Existem também situações nas quais os testes *ASR* não obtiveram sucesso, como o caso de arenitos inconsolidados (Ramos *et al.*, 1994), devido ao período demasiadamente longo entre a retirada do testemunho e o ensaio e à impossibilidade de computar a magnitude das tensões devido à contração do testemunho (Brumley *et al.*, 1994).

Os resultados de ensaio *ASR* de amostras retiradas de um testemunho, após diversos anos de sua recuperação, têm também mostrado curvas *ASR* típicas. Isto leva a diferentes interpretações quanto aos mecanismos físicos: apenas a parte externa do testemunho pode ser envolvida no processo de relaxação, e/ou o processo pode ser significativamente influenciado por paleotensões existentes no testemunho. No entanto, nenhuma destas observações é definitiva, e princípios físicos intrínsecos ao processo do ensaio *ASR* estão ainda em aberto para investigações (Bloch, 1999).

A base teórica mais aceita para o processo de relaxação assume que os grãos de areia se tornam compactados e litificados. A energia armazenada no grão pode variar em diferentes direções, dependendo da magnitude de tensão existente em cada orientação. Quando um estrato rochoso é testemunhado, os grãos de areia esforçam-se para expandir elasticamente, assim que as tensões estejam aliviadas, mas elas são retidas pela ligadura da cimentação. Muitas dessas ligaduras serão eventualmente quebradas, formando uma população de microfraturas que são tipicamente representadas pelo processo de deformação anelástica, onde a maioria das microfraturas é preferencialmente alinhada com o campo de tensões anterior. As medidas das principais deformações da rocha causadas por cada abertura de microfratura podem determinar a direção da tensão principal (Hill *et al.*, 1994).

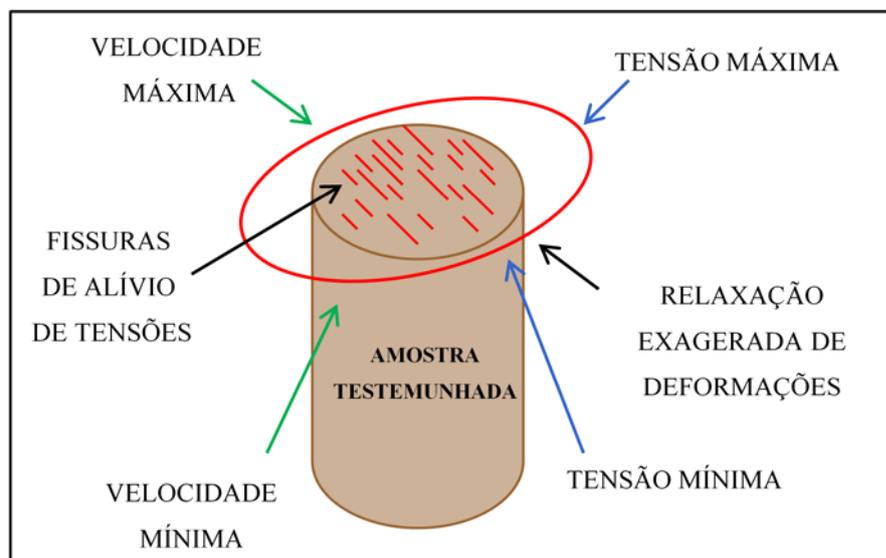


Figura 2.6 - Testemunho removido da formação após descarregamento (modificado de Latif *et al.*, 1997).

2.2.3. Mecanismo focal

Através da análise do que se costuma designar por “primeiros movimentos” registrados nos sismogramas é possível interpretar o tipo de movimento que ocorreu na falha sismogênica.

Considera-se um plano vertical perpendicular ao plano de falha onde ocorreu um sismo cujo hipocentro está localizado no ponto “H”. Quando a região acima da falha se move para cima, produz uma região de compressão à frente e uma região de dilatação atrás. Conjuntamente ao movimento compensatório do bloco inferior que se desloca para baixo (em relação ao plano de falha), o sismo produz duas regiões de compressão e duas regiões de dilatação em torno do hipocentro. Estas quatro regiões estão separadas entre si pelo plano de falha e por um plano auxiliar que passa pelo foco e é normal ao plano principal, ou plano de falha (Figura 2.7).

Se a primeira onda-P que atinge um observador (ou uma estação sísmica) estacionado em “C” provém da região de compressão, o seu efeito é o de elevar o solo e diz-se que o primeiro movimento é para cima. Quando essa primeira onda atinge um observador em “D”, tendo proveniência num setor de dilatação, o seu efeito é o de puxar o solo para baixo. Diz-se, então, que o primeiro movimento é para baixo. As ondas-P são as primeiras a chegar às estações sismográficas. Analisando-se os primeiros movimentos para ver se correspondem a dilatações ou compressões (isto é, se são para cima ou para baixo), numa série de estações distribuídas de modo a garantir, tanto quanto possível, uma boa cobertura azimutal do epicentro, é possível determinar o tipo de sismo e a geometria do plano de falha.

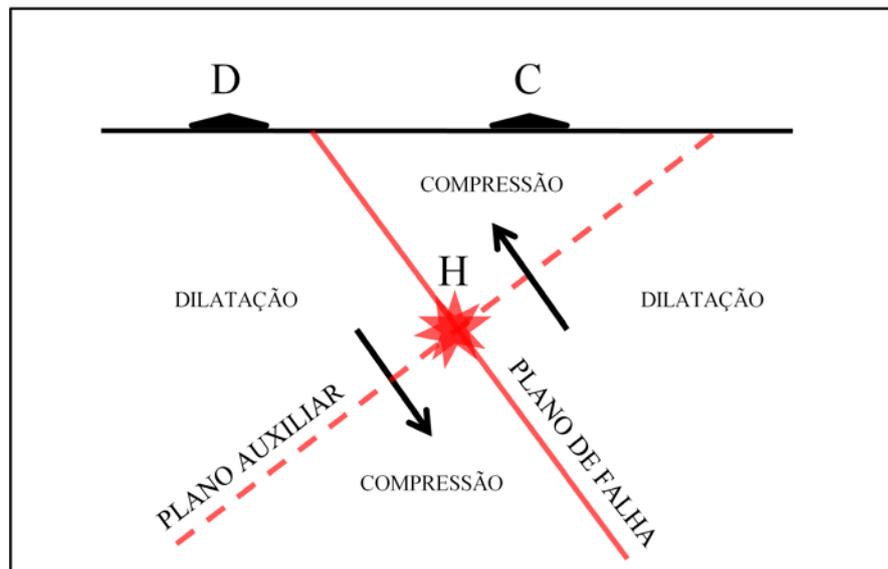


Figura 2.7 - Esquemática do plano de falha e do plano auxiliar, representando as regiões em que ocorrem compressão e dilatação em relação ao hipocentro (modificado de Campanha, 2008).

A amplitude das ondas sísmicas decresce com a distância à fonte devido ao amortecimento das vibrações e ao fato de a mesma energia se dispersar por um volume progressivamente maior. Contudo, a amplitude detectada numa dada estação depende também do ângulo com que o raio sísmico partiu da fonte. Este fator geométrico pode ser calculado a partir de um modelo para o mecanismo da fonte. No caso das ondas-P, a representação da sua amplitude em função do ângulo entre o raio sísmico “ r ” e o plano da falha produz o padrão de radiação representado na Figura 2.8. Note-se que a amplitude máxima das ondas-P acontece a 45° do plano de falha. As direções de amplitude máxima dos campos de compressão e dilatação definem, respectivamente, os eixos de tensão, “T”, e de compressão, “P”. Geometricamente, “P” e “T” são as bissetrizes dos ângulos entre o plano de falha e o plano auxiliar. As orientações destes eixos e, por consequência, as dos planos de falha e auxiliar podem ser obtidos mesmo para sismos muito distantes via análise dos primeiros movimentos. Esta análise é designada *solução do mecanismo focal*.

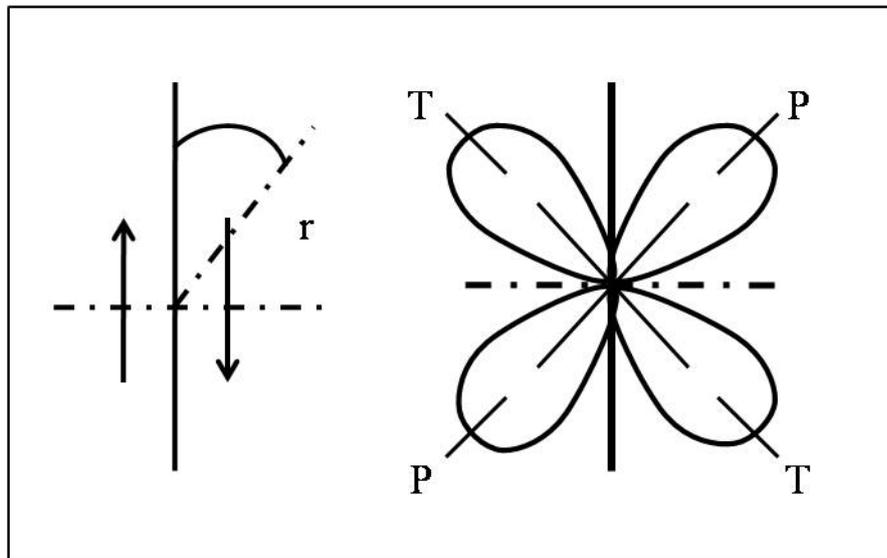


Figura 2.8 - Representações esquemáticas do plano azimutal de variação da amplitude das ondas-P (modificado de Campanha, 2008).

2.2.4. Indicadores geológicos

As rochas estão confinadas por tensões que permitem definir a melhor orientação e localização de poços para tornar mais eficientes operações como perfuração, completção e produção.

As juntas são fraturas extensionais naturais cuja origem pode estar ligada tanto a processos/esforços adiastróficos (ou primários), ou seja, não tectônicos (juntas de resfriamento, dijunção colunar no basalto, *mud cracks*), quanto diastróficos (ou secundários), isto é, juntas de origem tectônica, provenientes de uma estruturação regional (Figura 2.9). As juntas representam um dos melhores marcadores de tensões, pois se propagam em um plano paralelo aos vetores das tensões máxima e intermediária, e perpendicular ao de menor tensão.

O estudo de estruturas rasas vem se tornando uma importante ferramenta na análise das bacias sedimentares por caracterizar eficazmente os pulsos tectônicos geradores de estruturas acumuladoras de hidrocarbonetos em profundidade. Este tipo de estudo tem aplicação direta na identificação da atividade neotectônica, e pode fornecer considerável ajuda no estudo de reativações de estruturas geradas durante a formação de bacias da margem passiva brasileira, como a Bacia Potiguar.

Indicadores geológicos, como por exemplo, fraturas, falhas e zonas de cisalhamento, descritos em testemunhos ou em afloramentos e por meio de critérios próprios, orientam na localização das direções das tensões principais. A descrição de falhas em perfil sísmico também auxilia na determinação destas direções.



Figura 2.9 - Exemplo de juntas adiastróficas ou não tectônicas (Santos, 1990).

2.3. Tensões em bacias sedimentares brasileiras

No Brasil, análises de *breakouts* identificaram tendências regionais de orientação de S_{Hmax} em diversas bacias (Lima *et al.*, 1997; Lima & Nascimento, 1994; Lima Neto, 1998): NW-SE, nas bacias Potiguar e Barreirinhas; E-W, na Bacia de Alagoas; NNE-SSW, nas bacias de Sergipe e do Recôncavo; N-S, nas bacias de Bahia Sul, Camamu e Almada; NW-SE, para a Bacia do Médio Amazonas. Para as demais bacias, a dispersão observada nos dados não permitiu a definição de médias regionais. Para a Bacia Potiguar, mecanismos focais disponíveis indicam a mesma tendência regional para S_{Hmax} (Ferreira *et al.*, 1998).

O *World Stress Map* - WSM (Zoback *et al.*, 1989) mostrou que as tensões litosféricas são paralelas às direções de movimento das placas tectônicas. Segundo o WSM, a grande maioria das regiões intraplacas, incluindo o Brasil, está sob tensão compressiva. Dentro deste contexto, as bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo estão igualmente sob um regime compressivo (Lima *et al.*, 1997).

Dados de *breakouts* das bacias brasileiras (Lima *et al.*, 1997), aliados aos dados de mecanismo focal apresentados por Assumpção (1992, 1998) e Ferreira *et al.* (1998), aumentaram significativamente o conhecimento dos sistemas de tensões nestas bacias. A análise de *breakouts* de 541 poços de bacias brasileiras indicou a existência de *trends* regionais de S_{Hmax} , o que demonstra a existência de tensões horizontais desiguais. Assumpção (1992) e Ferreira *et al.* (1998) concluíram que regimes de tensões transcorrentes predominam na margem Nordeste, enquanto regimes compressoriais ocorrem na margem Sudeste do Brasil. Apesar da grande importância do conhecimento das tensões de uma bacia sedimentar demonstrados acima, tal conhecimento é ainda incipiente nas bacias brasileiras.

A predominância da compressão horizontal na região continental intraplaca sul-americana (em grande parte dominada pelo território brasileiro), sugerida pela compilação do WSM e confirmada à luz dos novos conhecimentos relativos ao campo de tensões, é corroborada pelos primeiros resultados da geodésia espacial de alta resolução: 09 das 10 linhas de base do sistema francês DORIS, disponíveis para a América do Sul, mostram expressivos encurtamentos, os quais, na região intraplaca, entre Kourou (Guina Francesa) e Cachoeira Paulista (Vale do Paraíba), atinge quase 1,0 cm/ano (Lima Neto, 1999).

De fato, a compilação dos dados de magnitude disponíveis (testes de absorção; fraturamentos hidráulicos) sugere que, na maior parte das bacias brasileiras, S_{Hmax} seja a maior das tensões principais (Lima Neto e Beneduzi, 1998), à exceção de regiões onde os efeitos da borda livre do talude, associados ou não a desacoplamentos induzidos por halocinese, induzam esforços distensivos.

Bacias da porção setentrional do Nordeste do Brasil têm uma relativa abundância de dados de tensões, mas ainda estão num estágio preliminar para efeito de estudos detalhados de migração e acúmulo de óleo. As observações de tensões em bacias do Nordeste brasileiro, fornecidas por *breakouts* de poços e mecanismos focais de terremotos estão em desacordo com modelos numéricos (Coblentz & Richardson, 1996), sugerindo que distúrbios locais do campo de tensões são significativos (Lima *et al.*, 1997).

Mesmo em áreas onde estudos de tensões têm sido desenvolvidos, como na Bacia Potiguar (Lima *et al.*, 1997), seu entendimento é ainda preliminar. Na Bacia Potiguar, dados de *breakouts* e mecanismos focais indicam que o S_{Hmax} é paralelo à costa (Lima *et al.*, 1997,

Ferreira *et al.*, 1998). Tais fatos têm importantes implicações na permeabilidade e na migração do óleo dentro do campo, que pode sofrer desvios de rotas diferentes daqueles previstos pela orientação de tensões regionais.

Capítulo III
Caracterização petrofísica

3. Caracterização petrofísica

O conhecimento das propriedades das rochas que formam o reservatório de petróleo é de fundamental importância para o estudo de um reservatório. As quantidades de fluidos existentes no meio poroso, a distribuição desses fluidos nas rochas, a capacidade de os mesmos se moverem, as quantidades de fluidos que podem ser retiradas e outras características são determinadas a partir dessas propriedades (Rosa *et al.*, 2006). Dentre estas, destacam-se as seguintes: porosidade, compressibilidade, permeabilidade e molhabilidade. Para esse trabalho, serão estudadas especificamente a porosidade e a permeabilidade.

3.1. Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas, na engenharia de reservatórios, já que ela mede a capacidade de armazenamento de fluidos. A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, ou seja:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad (3.1)$$

Onde:

ϕ - porosidade;

V_v - volume de vazios;

V_t - volume total.

O volume de vazios é normalmente denominado volume poroso da rocha e representado pelo símbolo V_v .

Quanto mais porosa a rocha, mais fluido a mesma irá conter em seu interior. A porosidade depende da forma, arranjo e tamanho dos grãos, além do grau de cimentação. Devido à cimentação, alguns poros podem ficar totalmente isolados. A partir daí, a porosidade classifica-se como:

i. Porosidade primária

No caso das rochas sedimentares, é aquela que essas rochas apresentam no momento da deposição de seus grãos, ou antes de sofrer diagênese.

ii. Porosidade secundária

É originada posteriormente à formação da rocha como consequência de fenômenos tectônicos, diaclasamento, processos diagenéticos, ação dissolvente das águas, etc.

iii. Porosidade absoluta

Razão entre o volume de todos os poros, interconectados ou não, e o volume total da rocha.

iv. Porosidade efetiva

Razão entre o volume de poros interconectados e o volume total da rocha.

Para a engenharia de reservatório, o parâmetro realmente importante é a porosidade efetiva, pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha, já que os poros isolados não estão acessíveis para a produção de fluidos.

A diferença entre as porosidades total e efetiva revela a quantidade de poros isolados, obtendo-se a microporosidade ou a porosidade não-efetiva (Figura 3.1).

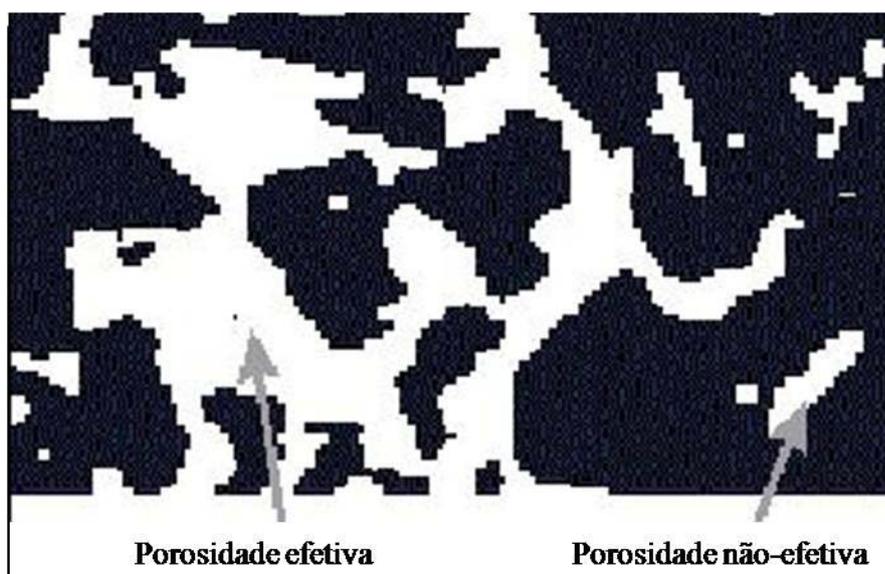


Figura 3.1 - Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não-efetiva (Gaspari, 2003).

A porosidade pode ser obtida através de experimentos realizados pelas análises petrofísicas ou através de métodos visuais a partir de lâminas delgadas. Os métodos visuais são realizados através da contagem de pontos, utilizando microscópio óptico, e através da análise de imagens digitais. Neste último caso, a porosidade é obtida diretamente utilizando-se as imagens binárias, nas quais são contados os pixels de cor branca que representam os poros. O valor obtido é dividido pela área total da imagem chegando-se à porosidade. Desta forma, é obtida a porosidade efetiva do meio poroso, pois, quando a rocha é impregnada com resina azul apenas os poros conectados são preenchidos. Além disso, os microporos não são visíveis ao microscópio óptico. Como, normalmente, trabalha-se com um conjunto de imagens para cada lâmina, a porosidade é estimada fazendo-se uma média aritmética dos valores obtidos para cada imagem do conjunto.

São vários os experimentos existentes para a determinação da porosidade. Os métodos básicos para medição de porosidade são: (a) diretos, nos quais as medidas são feitas a partir de corpos de prova (*plugs* ou testemunhos) ou de seções delgadas observadas ao microscópio petrográfico; (b) indiretos nos quais a resposta da medição se dá através de ondas sonoras (perfilagem).

Vale ressaltar que, embora em menor frequência, o petróleo também pode ser encontrado em rochas ígneas e metamórficas fraturadas (Thomas *et al.*, 2001). Na verdade, a

condição fundamental para que uma rocha contenha óleo, gás ou qualquer outro fluido é que ela disponha de espaços vazios para alojar esses fluidos.

3.2. Permeabilidade

Uma rocha é considerada rocha reservatório quando, além de conter uma quantidade apreciável de poros e de hidrocarbonetos, permite o fluxo de fluidos através dela. A medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos é chamada permeabilidade. Mesmo que uma rocha contenha uma quantidade apreciável de poros dentro dos quais existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável, não há a garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela.

Os fluidos percorrem o que se poderia chamar de “canais porosos”. Quanto mais cheios de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no seu interior. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos. A permeabilidade pode ser absoluta, efetiva e relativa.

3.2.1. Permeabilidade absoluta

Quando existe apenas um único fluido saturando a rocha, esta propriedade recebe o nome de “permeabilidade absoluta”. A permeabilidade tem por símbolo a letra “ k ”, e a sua unidade de medida mais utilizada é o Darcy, em homenagem ao engenheiro francês Henry D’Arcy (1803-1858), que formulou a equação de deslocamento de fluidos em meios porosos.

A Figura 3.2 representa o fluxo de um fluido através de um meio poroso linear. O fluido tem viscosidade “ μ ” e o meio poroso tem comprimento “ L ” e seção reta (área aberta ao fluxo) “ A ”. Segundo a Lei de Darcy, a vazão “ q ” através do meio poroso é diretamente proporcional à área aberta ao fluxo, ao gradiente hidráulico ($P_2 - P_1$) e inversamente proporcional ao comprimento e à viscosidade.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (3.2)$$

Portanto:

$$q = \frac{kA(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad (3.3)$$

Por definição, um Darcy é a permeabilidade de uma rocha na qual um gradiente de pressão de 1atm/cm promove a vazão de 1 cm³/s de um fluido de viscosidade 1 centipoise através de 1 cm² de área aberta ao fluxo. Como o Darcy (D) é uma unidade muito grande, usa-se mais comumente o submúltiplo “mildarcy”, cujo símbolo é “mD”.

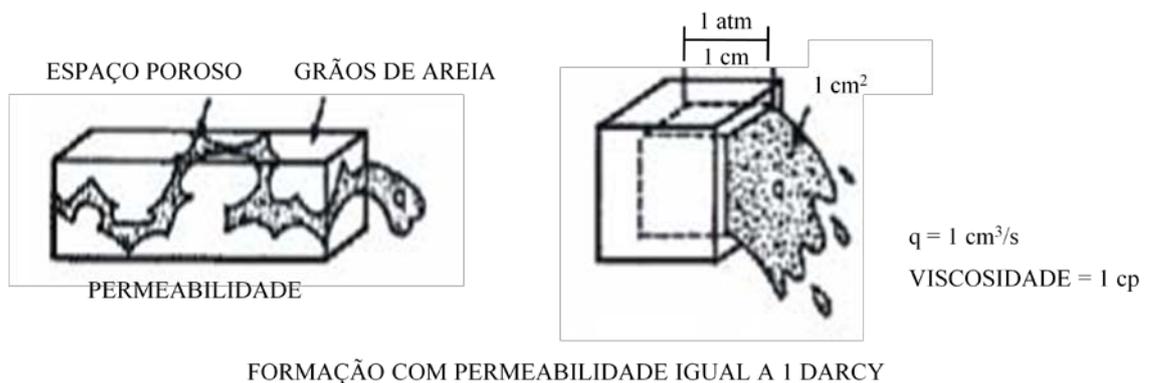


Figura 3.2 - Representação do fluxo linear (Allen & Roberts, 1997).

3.2.2. Permeabilidade efetiva

Uma rocha reservatório contém sempre dois ou mais fluidos, de modo que a permeabilidade absoluta não é suficiente para se medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso. No caso da existência de mais de um fluido, a facilidade com que cada um se move é chamada “permeabilidade efetiva” ao fluido considerado. Por exemplo, se em um meio poroso estão fluindo água e óleo, tem-se permeabilidade efetiva a água e permeabilidade efetiva ao óleo. O símbolo de permeabilidade efetiva é a letra “k” com o subscrito correspondente ao fluido em questão. Assim, as permeabilidades efetivas ao óleo,

ao gás e à água têm por símbolo k_o , k_g e k_w , respectivamente. As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada valor de permeabilidade efetiva àquele fluido.

3.2.3. Permeabilidade relativa

Nos estudos de reservatórios, costumam-se utilizar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização. Normalizar os dados de permeabilidade nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhida como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de “permeabilidade relativa”.

O valor de permeabilidade mais utilizado como base é a permeabilidade absoluta. Assim, pode-se definir:

i. **Permeabilidade Relativa ao Óleo:**

$$K_{ro} = \frac{K_o}{k} \quad (3.4)$$

ii. **Permeabilidade Relativa ao Gás:**

$$K_{rg} = \frac{K_g}{k} \quad (3.5)$$

iii. **Permeabilidade Relativa à Água:**

$$K_{rw} = \frac{K_w}{k} \quad (3.6)$$

As medidas de permeabilidade em meios isotrópicos podem ser feitas em amostras cilíndricas (*plugs*) podendo ocorrer escoamentos horizontais e verticais. Normalmente, a determinação experimental da permeabilidade absoluta é feita através da circulação de ar pelo meio poroso. Os valores obtidos podem ser sobreestimados em relação aos valores de permeabilidade para líquidos, sendo utilizada uma correção (*efeito de Klinkenberg*) para o

valor de permeabilidade obtido pela injeção de ar. Alguns fatores podem alterar o valor da permeabilidade medida, dentre eles podemos citar:

3.2.3.1. Efeito Klinkenberg

As medições de permeabilidade realizadas em laboratório usando como fluido um gás resultam em valores maiores que os reais devido ao escorregamento do gás nas paredes do meio poroso, o que não ocorre com os líquidos. Esse fenômeno de escorregamento do gás, conhecido como *efeito Klinkenberg*, proporciona uma vazão maior e, conseqüentemente uma maior permeabilidade calculada neste tipo de teste. À medida que a pressão média do gás aumenta, este tende a ter um comportamento semelhante ao de um líquido, e a permeabilidade calculada diminui até um limite em que para uma pressão hipoteticamente infinita o gás se transformaria em um líquido e a permeabilidade assim medida seria igual à absoluta (Rosa *et al.*, 2006).

3.2.3.2. Efeito da reação fluido-rocha

Este fenômeno ocorre comumente quando o meio poroso contém argila hidratável e a permeabilidade é medida com a água de salinidade menor que a da formação.

3.2.3.3. Efeito da sobrecarga

Como era de se esperar, a remoção da amostra da formação, com conseqüente alívio de sobrecarga (peso das camadas superiores), acarreta alterações na rocha e na permeabilidade.

Capítulo IV

Bacia Potiguar – Formação Açú

4. Bacia Potiguar – Formação Açú

4.1. Bacia Potiguar

4.1.1. Localização

A Bacia Potiguar está localizada no extremo nordeste brasileiro, estando inclusa nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, entre cerca de 35° e 38° de longitude oeste e 4°50' de latitude sul. Segundo Bertani *et al.* (1990), a Bacia Potiguar abrange uma área de aproximadamente 48.000 km², com cerca de 21.500 km², em sua parte emersa, e com 26.500 km², em sua porção submersa (plataforma e talude continentais). (Figura 4.1). A Bacia Potiguar limita-se, a noroeste pela Bacia do Ceará (Alto de Fortaleza); a leste, com a Bacia de Pernambuco-Paraíba (pelo Alto de Touros); e a sul, com as rochas do embasamento pré-cambriano.

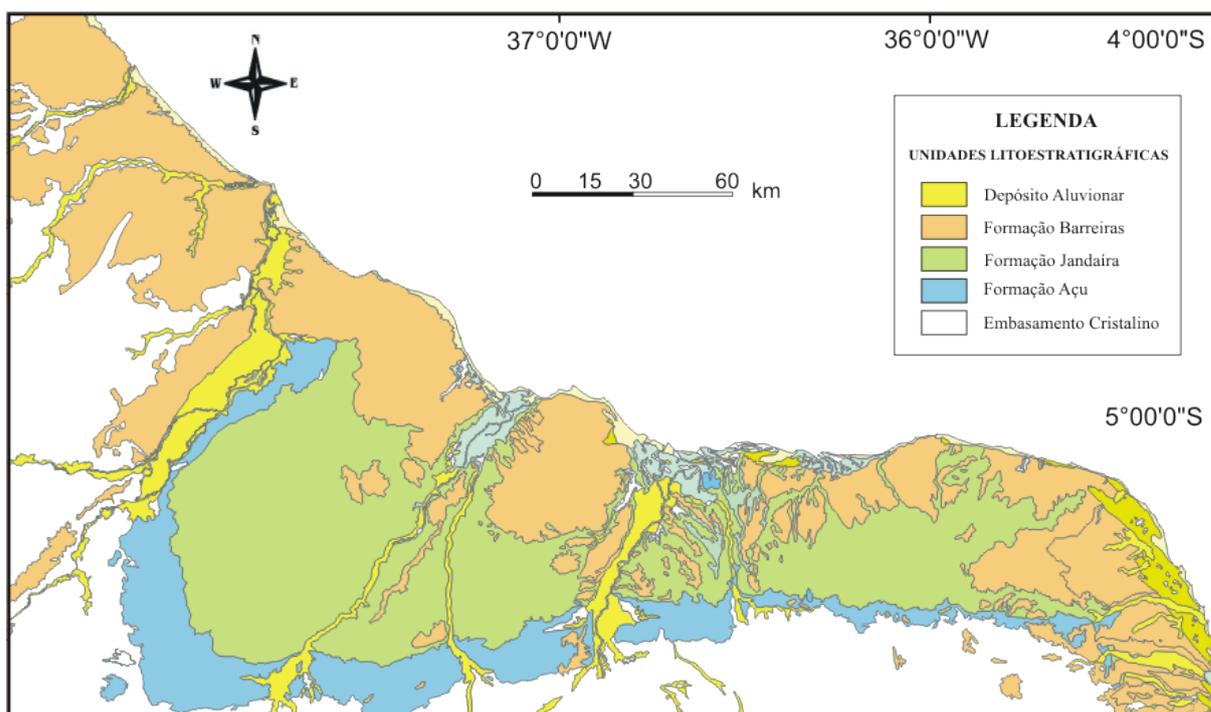


Figura 4.1- Mapa geológico da Bacia Potiguar, parte emersa (modificado de Santos *et al.*, 1994).

4.1.2. Arcabouço Estrutural

Quatro feições morfo-estruturais (grabens, altos internos, plataformas rasas do embasamento e talude) predominam no arcabouço estrutural da Bacia Potiguar, estando estas

feições relacionadas com os grandes eventos de estiramento crustal (rifte) e da fase de deriva continental que afetaram a bacia (Matos, 1992) (Figura 4.2).

Segundo Matos (1992), o rifte Potiguar foi implantado sobre rochas do embasamento cristalino, aproveitando seu *trend* predominante de direção NE-SW, durante o Eocretáceo, sendo a Falha de Carnaubais a principal falha do rifte. Segundo Hackspacher e Oliveira (1984), a Falha de Carnaubais está associada a uma possível reativação da Zona de Cisalhamento de Portalegre de idade Brasileira.

Além das estruturas de direção NE-SW presentes na bacia, são observadas outras importantes estruturas de direção NW-SE, interpretadas por Hackspacher *et al.* (1985) como produto de reativações pós-campanianas. Matos (1992) interpretou estas estruturas como sendo falhas de transferência durante a fase rifte inicial. Cremonini *et al.* (1996) caracterizaram este padrão de falhamentos NW-SE e NE-SW, na porção submersa da bacia, como sendo o produto de superposição de fases de rifteamento.

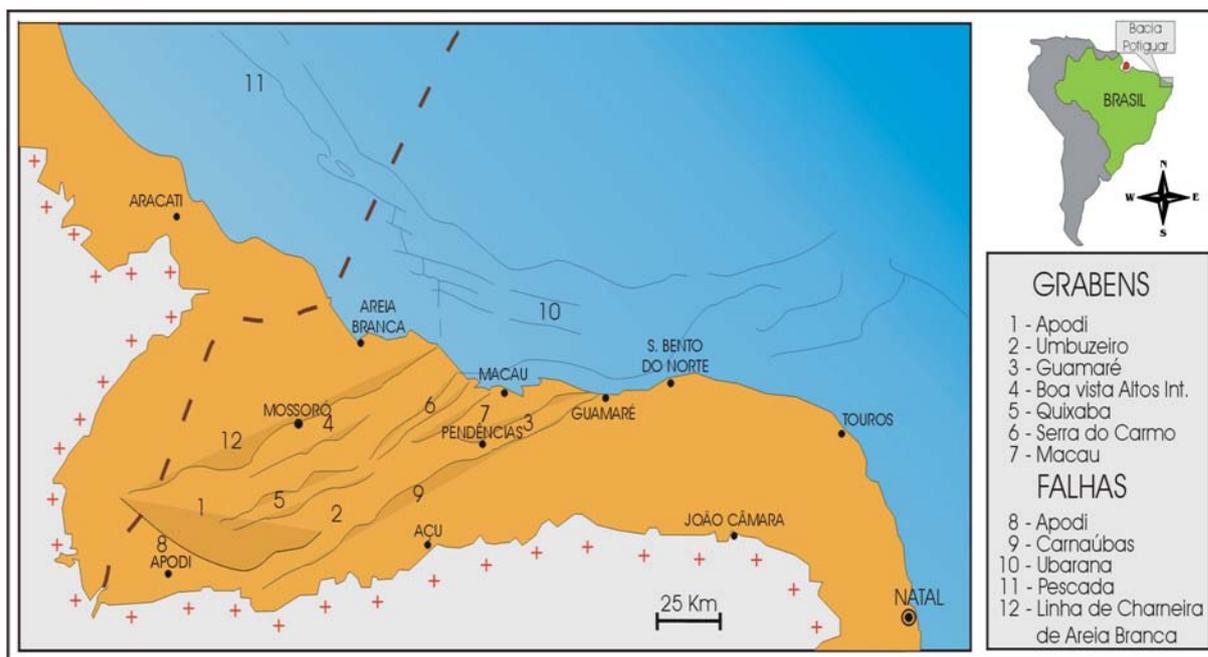


Figura 4.2 - Arcabouço tectônico da Bacia Potiguar (simplificado de Matos, 1992).

4.1.3. Arcabouço Litoestratigráfico

Segundo Souza (1982), o preenchimento sedimentar desta bacia está relacionado com as diferentes fases de sua evolução tectônica, sendo a Formação Pendência associada à fase

rifte; a Formação Alagamar à fase transicional; e as formações Açú, Ponta do Mel, Jandaíra, Ubarana, Tibau e Guamaré relacionadas à fase drifte.

Araripe e Feijó (1994) sugeriram uma nova organização litoestratigráfica para a bacia, subdividindo as seqüências sedimentares em três grupos: Areia Branca, Apodi e Agulha. Compõem ainda, nessa proposta, as rochas vulcânicas, individualizadas nas formações Rio Ceará-Mirim, Serra do Cuó e Macau (Figura 4.3).

O Grupo Areia Branca, que engloba as formações Pendência, Pescada e Alagamar, é caracterizado por conteúdo essencialmente clástico.

A Formação Pendência (Souza, 1982) é representada por rochas siliciclásticas e carbonáticas, interpretadas como um sistema flúvio-deltaico-lacustre que repousam discordantemente sobre o embasamento cristalino. Nas seqüências mais basais desta formação, predomina uma sedimentação lacustre com fluxos gravitacionais de arenitos e conglomerados, de leques e de fandeltas, gerados na margem falhada e na margem flexural. Já nas seqüências mais superiores, a sedimentação é predominantemente flúvio-deltaica, ficando a sedimentação lacustre reduzida a trechos isolados na bacia.

A Formação Pescada definida por Araripe e Feijó (1994) refere-se à cunha clástica sin-tectônica, reconhecida, inicialmente, na região do campo produtor de “Pescada”. É representada por conglomerados e arenitos, depositados em um sistema de leques aluviais, cuja atividade está geneticamente relacionada ao final da fase rifte na bacia.

Souza (1982) caracterizou a Formação Alagamar como uma formação subdividida no Membro Upanema, Camada Ponta do Tubarão (CPT), Membro Galinhos e Membro Aracati. Araripe e Feijó (1994) incluíram o Membro Aracati na Formação Açú e definiram a Formação Alagamar como sendo composta por arenitos e lamitos interpretados como de origem flúvio-deltaico (Membro Upanema) e transicional (Membro Galinhos), separados por um intervalo de folhelhos pretos e calcilitos ostracoidais, de ambiente transicional (Camada Ponta do Tubarão).

O Grupo Apodi é representado pelas formações Açú, Jandaíra, Quebradas e Ponta do Mel (Araripe & Feijó, 1994).

A Formação Açu é representada por uma seqüência de rochas siliciclásticas variando desde conglomerados a argilitos, constituindo a porção continental da Seqüência Transgressiva Albo-Cenomaniana (Bertani *et al.*, 1990).

A Formação Ponta do Mel foi introduzida na carta estratigráfica da Bacia Potiguar por Tibana e Terra (1981) e é constituída por calcarenitos oolíticos, calcilitos e dolomitos intercalados por folhelhos de idade Eoalbiana a Mesoalbiana. Seus litótipos encontram-se recobertos discordantemente pela Formação Quebradas (Araripe & Feijó, 1994).

A Formação Jandaíra foi proposta por Sampaio e Schaller (1968) para designar rochas carbonáticas que ocorrem sobrepostas de forma concordante, à Formação Açu ou à Formação Quebradas. Esta formação encontra-se parcialmente recoberta, na porção emersa da bacia, pelas rochas siliciclásticas da Formação Barreiras e, na porção submersa pelas rochas das formações Ubarana, Tibau e Guamaré, interdigitando-se, lateralmente, com a parte inferior da Formação Ubarana (Araripe & Feijó, 1994). A Formação Jandaíra é composta por *mudstones* a *grainstones*, bioclásticos e intraclásticos, com eventuais intercalações de folhelhos, margas e evaporitos, depositados em sistemas de planície de maré.

Esta formação constitui uma seqüência marinha transgressiva carbonática Turoniana a Eocampaniana. A seqüência marinha transgressiva Jandaíra compõe a fase drifte (Bertani *et al.*, 1990), registrando o final de um pulso de subida do nível do mar. Esse registro imprimiu à sedimentação condições marinhas cada vez mais profundas.

A Formação Jandaíra representa a maior exposição de rochas carbonáticas não alteradas do Brasil, e é também reconhecida pela diversidade de seu conteúdo fossilífero. Esta formação encontra-se intensamente erodida e carstificada, em sua porção aflorante, sob a forma de um platô, com mergulho suave para nordeste, no sentido do Oceano Atlântico Sul.

O Grupo Agulha foi proposto por Araripe e Feijó (1994), sendo composto, da base para o topo, pelas formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras, de composições siliciclásticas e carbonáticas de alta e baixa energia.

A Formação Ubarana é composta por folhelhos e argilitos, intercalados por arenitos grossos a muito finos, siltitos e calcarenitos finos, em depósitos de talude e bacia, de idade Albiana até o recente (Araripe & Feijó, 1994).

A Formação Guamaré (Souza, 1982) constitui uma seqüência carbonática interposta lateralmente aos pelitos Ubarana e aos arenitos Tibau. A Formação Tibau é composta por arenitos grossos e representa sistemas de leques costeiros implantados na bacia a partir do Neocampaniano até o recente (Araripe & Feijó, 1994).

As rochas da Formação Barreiras ocorrem recobrando indistintamente rochas ígneas e metamórficas do Pré-Cambriano e rochas sedimentares do Grupo Apodi, constituindo depósitos siliciclásticos diversos (conglomerados, arenitos e pelitos subordinados) de sistemas fluviais (predominantes) e transicionais (estuários e leques costeiros). A idade da Formação Barreiras ainda é motivo de debate, embora sua correlação aos sedimentos do Grupo Agulha seja a mais aceita (Souza, 1982; Araripe & Feijó 1994).

4.1.4. Evolução Tectônica Mesozóica da Bacia Potiguar

O preenchimento sedimentar da Bacia Potiguar está intimamente relacionado com a abertura do Oceano Atlântico Sul, e pode ser dividido em três diferentes fases de evolução tectônica: a fase rifte, na qual foram depositadas as formações Pendência e Pescada; a fase transicional, constituída pela Formação Alagamar; e a fase constituída pelas seqüências flúvio-marinhas transgressivas (formações Açú, Ponta do Mel, Quebradas e Jandaíra) e regressivas (formações Ubarana, Guamaré, Tibau e Barreiras), e caracterizadas por deriva continental, ou drifte.

4.1.5. Evolução Tectônica Cenozóica da Bacia Potiguar

Bezerra *et al.* (2001) reconheceram a origem e reativações de diversos falhamentos durante o Cenozóico. A literatura disponível discute a existência de dois eventos que marcaram a transição do Mesozóico para o Cenozóico, e é representativo para a evolução tectono-sedimentar Cenozóica: o Magmatismo Serra do Cuó e o soergimento da Bacia Potiguar, no Mesocampaniano, ambos ainda no final da Era Mesozóica.

No Cenozóico, o tectonismo atuante apresenta menor expressividade regional, não determinando o surgimento de riftes e bacias sedimentares, como ocorreu durante o Mesozóico. Contudo, na Bacia Potiguar, durante o Cenozóico, ocorreram eventos como a reativação de importantes falhamentos (Sistemas de Falhas de Carnaubais e Afonso Bezerra), dobramentos com grande comprimento de onda e eixos orientados na direção N-S, resultantes de esforços compressivos E-W que afetaram essa bacia no Paleógeno (Cremonini, 1993), e reativações tectônicas associadas a intrusões básicas relacionadas com a Formação Macau (Costa Neto, 1985).

4.1.6. Magmatismo

Araripe e Feijó (1994) individualizaram três eventos magmáticos, representados em três formações: Rio Ceará Mirim, Serra do Cuó e Macau.

A Formação Rio Ceará Mirim é representada por diques de diabásio toleíticos com forte orientação E-W, apresentando idades entre 120 e 140 Ma. Segundo Oliveira (1993), este evento magmático pode estar relacionado à formação do rifte Potiguar.

A Formação Serra do Cuó é representada por diques de diabásio com tendência alcalina, com idade de aproximadamente 53 Ma.

A Formação Macau corresponde aos derrames de olivina-basalto que ocorrem intercalados às rochas das formações Tibau, Guamaré e Ubarana. Também formam as intrusões do Pico do Cabugi e de Pedro Avelino. Estes derrames foram datados por Mizusaki (1987), apresentando idade variando entre 29 e 45 Ma.

4.2. Formação Açú

A Formação Açú é constituída por sedimentos siliciclásticos, com predominância de arenitos e lamitos, que formam uma seqüência estratigráfica da ordem de centenas de metros de espessura, com padrão de granodecrescência ascendente. Esta deposição está relacionada a um evento transgressivo que culmina com os carbonatos de plataforma da Formação Jandaíra.

Os sistemas deposicionais interpretados para as rochas que compreendem a Formação Açu, correspondem a depósitos de leques aluviais na base, seguindo-se sistemas fluviais entrelaçado e meandrante, constituindo a maior parte da formação, e de complexos estuarinos e litorâneos no seu topo (Castro & Barrocas, 1981).

A Formação Açu possui, em média, uma faixa aflorante de 15 km de largura, ao longo da borda da bacia, recobrando o embasamento cristalino com espessura de até 200 m. Porém, na região submersa da bacia, sua espessura atinge cerca de 1000 m. Nesta unidade litoestratigráfica, encontram-se os principais reservatórios de hidrocarbonetos da Bacia Potiguar, além de constituir um importante aquífero da região Nordeste.

Vasconcelos *et al.* (1990) compartimentaram a Formação Açu em quatro unidades estratigráficas operacionais (denominadas de unidades Açu-1 a Açu-4), identificáveis em perfis de poços e rastreáveis por correlação ao longo de toda a porção emersa da bacia. A unidade Açu-1 representa depósitos de leques aluviais. As unidades Açu-2 e Açu-3 correspondem aos grandes ciclos fluviais da Formação Açu, apresentando padrão de granodecrescência ascendente. A base da unidade Açu-3 é caracterizada por uma reativação do sistema fluvial. A unidade Açu 4 é constituída por depósitos de origem estuarina.

A unidade Açu-3, alvo do presente trabalho, é representada por depósitos de origem fluvial, do tipo entrelaçado, que gradam para depósitos correspondentes a sistema fluvial meandrante grosso. Lanzarini (1995) adotou o modelo “meandrante de granulometria grossa” para os depósitos fluviais da Formação Açu, com base em dados de poços testemunhados e de três afloramentos representativos da unidade Açu-3.

A unidade Açu-3 foi uma das primeiras unidades estratigráficas estudadas no Brasil, visando à caracterização da variabilidade e parâmetros do sistema fluvial, onde são destacados os trabalhos de Becker *et al.* (1992), Lanzarini (1995), e Barton *et al.* (1995), sendo estes estudos executados nos afloramentos dos kms 98 e 99 da BR-304. Destaca-se, igualmente, o trabalho de parametrização de canais fluviais, realizado a partir de um modelo detalhado de subsuperfície, proposto por Poletto (1996), e a partir de afloramentos (Menezes, 2002).

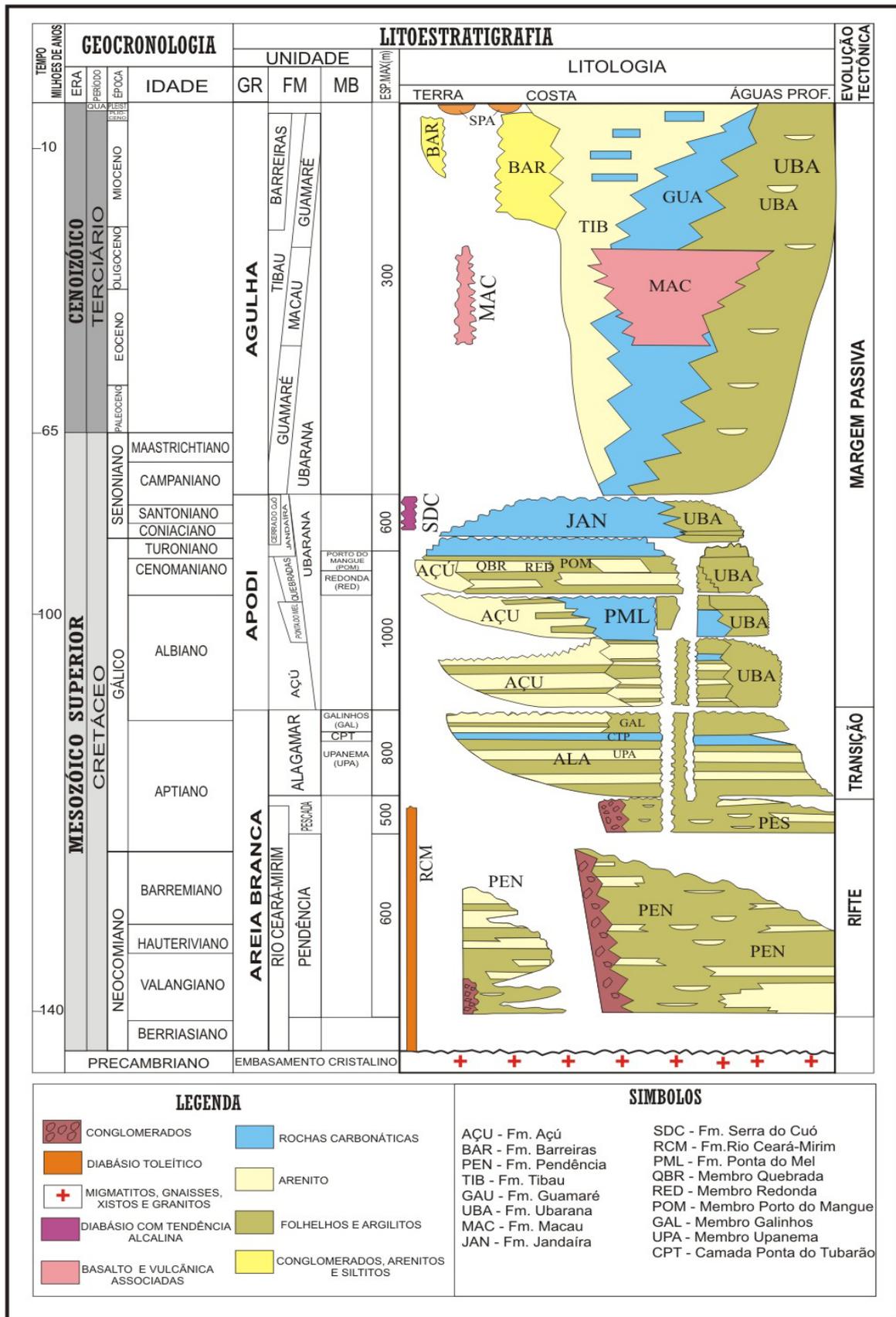


Figura 4.3 - Carta cronoestratigráfica da Bacia Potiguar (modificada de Araripe & Feijó, 1994).

Capítulo V

Metodologia do trabalho

5. Metodologia do trabalho

Nesse capítulo será descrito, de maneira resumida, como foram realizadas as etapas e quais os métodos utilizados para o desenvolvimento desse trabalho.

5.1. Descrição do quadro de conhecimento atual da região e das metodologias científicas para a abordagem das questões em estudo

A pesquisa bibliográfica se deu por meio de algumas dissertações, teses, relatórios técnicos e artigos publicados sobre tensões tectônicas e permeabilidade, além de livros da área de petróleo.

5.2. Determinação dos dados de tensão

Foi realizada 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 das tensões 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 para coleta dos dados de tensões atuais consistiu na determinação das mesmas a partir de dados de poços. A orientação e magnitude das tensões no reservatório, alvo deste estudo foram determinadas, utilizando a técnica de medição de testemunho (*Anelastic Strain Recovery - ASR-3D*). Também foi realizada uma reavaliação dos dados publicados por Lima *et al.* (1997) e dos dados disponibilizados pela Petrobras.

A terceira linha de ação para determinação de tensões atuais envolveu a descrição de afloramentos de unidades tanto formadas no período Cretáceo, quanto unidades afetadas por algum evento geológico como: intemperismo; medição de falhas e inter-relação entre as mesmas; determinação da atitude de juntas; estudo de crescimento mineral em fraturas; e indicadores de direção de S_{Hmax} e S_{hmin} .

Após o conhecimento do estado das tensões e sua magnitude na Formação Açú, na parte *onshore* da Bacia Potiguar, os dados foram integrados de forma a permitir uma análise da possível geração de distúrbios no sistema de tensões obtidos; comparação do sistema de tensões do reservatório com tensões regionais obtidas por mecanismo focal (Assumpção, 1992; Ferreira *et al.*, 1998) *breakouts* (Lima *et al.*, 1997; Lima Neto, 1998), *ASR* e indicadores geológicos.

5.3. 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.

5.4. 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 S_{Hmax} e a outra, na direção perpendicular a esta. Além de permitir a identificação mais detalhada dos constituintes das rochas descritas e suas relações texturais, esta etapa propiciou a identificação dos eventos diagenéticos que as afetaram, e uma melhor caracterização do espaço poroso presente, através da impregnação por resina plástica azul.

5.5. 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*). É um equipamento composto por um gabinete central, com manômetros para leituras de pressões, válvulas para operação e controle de fluxos de gás, vácuo, e mudanças de pressões para análise, reguladores de pressão, tubos visores com escalas para leitura de pressões aplicadas, e 02 câmaras (*hassler*) para confinamento de amostras de 1" e 1 1/2", além de uma saída com mangueira para adaptação de orifícios que medem a vazão da amostra analisada. Trabalha com gás nitrogênio para análise de amostras e confinamento das mesmas na câmara *hassler*, necessitando também de vácuo para liberar a amostra do *hassler* após a despressurização do mesmo. As amostras, por serem bastante friáveis, foram encapsuladas com papel níquel, teflon e telas de aço inox. Estas análises foram realizadas no laboratório OMNI Laboratórios do Brasil – Ltda, Rio de Janeiro.

5.6. Correlação entre os dados de tensões tectônicas e permeabilidade/porosidade da Formação Açú

Esta etapa consistiu na integração de todos os dados obtidos no trabalho e outros retirados da literatura para reconhecimento de possíveis relações entre tensão tectônica, porosidade e permeabilidade. Com isso, foi possível a elaboração de recomendações para trabalhos futuros, visando uma melhor análise considerando esses parâmetros.

Capítulo VI
Resultados e discussões

6. Resultados e discussões

6.1. Tensões tectônicas na Bacia Potiguar

6.1.1. *Breakout*

Diversos trabalhos têm sido realizados sobre a caracterização das tensões na Bacia Potiguar emersa e em seu embasamento. 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 (Figura 6.1). 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.

Estes autores, assim como Assumpção (1992), concordam que a tensão horizontal máxima (S_{Hmax}) tem direção E-W a NW-SE, aproximadamente paralela à linha da costa nesta região. Entretanto, há grandes distúrbios próximos às estruturas como a falha de Carnaubais, considerada ativa (Bezerra, 1998).

Tais fatos têm importantes implicações na permeabilidade e na migração do óleo dentro do campo, que pode sofrer desvios de rotas diferentes daqueles previstos pela orientação de tensões regionais.

6.1.2. *Anaelastic Strain Recovery (ASR)*

No trabalho pioneiro realizado em 1995, em um poço do Campo de Estreito com as técnicas de medição das deformações anelásticas residuais (*Anaelastic Strain Recovery - ASR*) e de medidas de anisotropia da onda acústica cisalhante foi verificado que a máxima tensão horizontal tinha uma orientação média de N75°W (Soares *et al.*, 1997).

A Tabela 6.1 apresenta os resultados dos ensaios feitos com o equipamento *ASR-3D*, considerando-se uma análise simplificada (dados autorizados pela Petrobras).

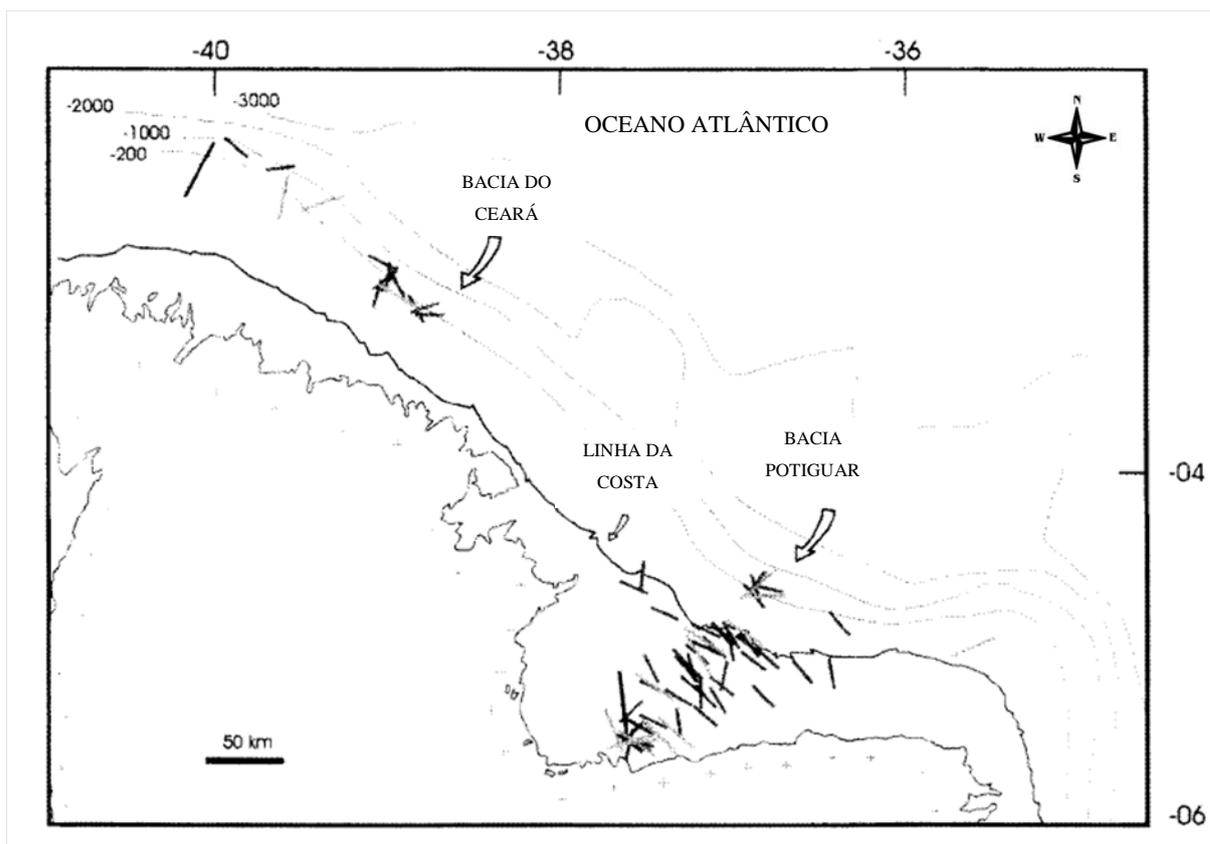


Figura 6.1 - Dados de *breakouts* na costa brasileira do nordeste (Bacias do Ceará e Potiguar) (Lima *et al.*, 1997).

Amostras	Azimutes obtidos com <i>ASR-3D</i>	
	S_{Hmax}	S_{Hmin}
1	$103.5^{\circ} \pm 3.5^{\circ}$	$13.5^{\circ} \pm 3.5^{\circ}$
2	$136^{\circ} \pm 1^{\circ}$	$46^{\circ} \pm 1^{\circ}$

Tabela 6.1 - Resultados dos ensaios utilizando o *ASR-3D* em corpos de prova do poço 7 ET-670-RN do Campo de Estreito, Bacia Potiguar.

Os dados acima mencionados foram comparados com os resultados de medição de anisotropias de ondas-P, considerando também uma análise simplificada.

Pode-se notar a coincidência dos dois métodos para os resultados obtidos (Tabela 6.2). A medição de anisotropias de ondas-P foi realizada para os mesmos corpos de prova utilizados no teste com o equipamento *ASR-3D*.

Amostras	Azimutes obtidos por anisotropia de ondas-P	
	S_{Hmax}	S_{hmin}
1	$107^\circ \pm 5^\circ$	$17^\circ \pm 5^\circ$
2	$129^\circ \pm 5^\circ$	$39^\circ \pm 5^\circ$

Tabela 6.2 - Resultados das medições de anisotropia de ondas-P em corpos de prova do poço 7 ET-670-RN do Campo de Estreito, Bacia Potiguar.

6.1.3. Mecanismo focal

Na coletânea dos mecanismos focais do nordeste brasileiro apresentada por Ferreira (1997), observa-se que, nas localidades de João Câmara, na barragem Armando Ribeiro Gonçalves, Augusto Severo e Tabuleiro Grande, as tensões horizontais máximas estão alinhadas na direção NEE-SWW, enquanto próximo à borda sul da Bacia Potiguar, as direções são $N81^\circ W$, $N85^\circ W$, $N77^\circ W$ e $N68^\circ W$.

Na Figura 6.2 tem-se a direção das tensões que foram obtidas dos dados de *breakout* dentro de um raio de $0,4^\circ$. As espessuras diferentes das barras indicam níveis de significado para a existência de uma orientação preferencial, de acordo com o teste de Rayleigh. As linhas curtas com um ciclo indicam os mecanismos focais de S_{Hmax} representados pelas esferas (Ferreira *et al.*, 1998). As linhas M e CR são orientações teóricas de S_{Hmax} dos modelos de Meijer (1995) e Coblenz e Richardson (1996), respectivamente.

A orientação das tensões tectônicas (S_{Hmax}) demonstraram a concordância dos dados da sismologia com os resultados da análise de ovalizações de poços (*breakout*) e indicações da atividade geológica recente. A atuação de um campo NW, em boa parte da área prospectável da Bacia Potiguar, é sugerida pelos dados apresentados por Lima *et al.* (1997) e reforçada pelas informações de Lima e Nascimento (1994).

A maioria dos dados de *breakout* disponíveis da bacia (Lima & Nascimento, 1994; Lima *et al.*, 1997) aponta para uma tensão horizontal máxima – S_{Hmax} – fortemente orientada

para NW. Este campo de tensões é compatível com o definido pelo mecanismo focal dos sismos, a oeste da borda da Bacia Potiguar, já em área de embasamento.

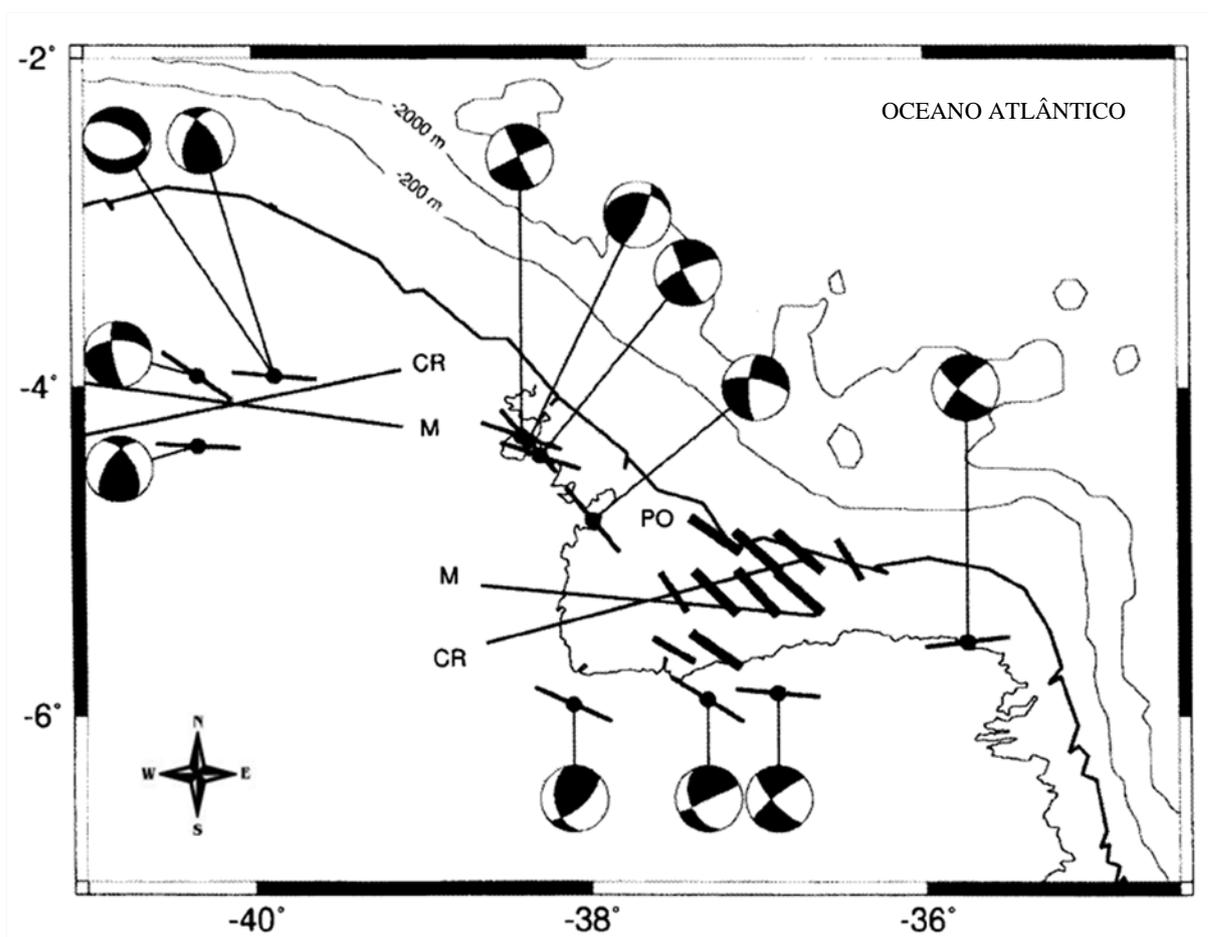


Figura 6.2 - Dados dos mecanismos focais, *breakouts* e orientações teóricas de esforços identificados a partir das direções das tensões. (Lima *et al.*, 1997; Ferreira *et al.*, 1998).

Ao contrário do que ocorre no domínio do embasamento cristalino, o registro de estruturas frágeis, em terrenos sedimentares, pode ser bastante sutil e, na maioria das vezes, encontra-se encoberto pelo manto de intemperismo, que comumente encobre os afloramentos. Estruturas frágeis pouco expressivas ocorrem principalmente no interior do continente, onde as tensões intraplacas não excedem a resistência limite das rochas, em um contexto de baixo gradiente geotérmico (Menezes, 1999).

Nas bacias de margem continental passiva, as evidências de deformação em rochas sedimentares são mais realçadas, tendo em vista os efeitos das tensões locais (associadas à sobrecarga de sedimentos sobre a plataforma) e/ou regionais (derivadas da expansão do assoalho oceânico). Em regiões interioranas, a caracterização deformacional nesse tipo de

rocha também é prejudicada pela escassez de indicadores cinemáticos e/ou cronológicos, dificultando a caracterização de campos de tensões locais ou até mesmo a atuação do campo regional, bem como a definição da idade em que estes campos atuaram (Menezes, 1999).

6.1.4. Indicadores geológicos

Com relação aos indicadores geológicos, as juntas (fraturas extensionais) representam um dos melhores marcadores das tensões em campo, pois se propagam em um plano paralelo aos vetores das tensões máxima e intermediária, e perpendiculares ao de menor tensão.

Os dados coletados em campo foram tratados no software *Stereonet* onde são construídas rosetas indicando a direção do vetor da tensão máxima horizontal da região.

A análise das rosetas mostrou direções predominantes N45°W, N68°W e N78°E. As juntas nos arenitos não mostraram a uniformização quase geral das direções como ocorrido nas rochas carbonáticas. A direção predominante das juntas foi E-W, N50°E, N67°E, N35°W e N20°W.

As juntas mapeadas na área foram classificadas como fraturas extensionais verticais com densidades moderadas a baixas. Os dados coletados foram utilizados para plotagem em diagramas de rosetas para as juntas dos terraços do Rio Açu-Piranhas, arenito e calcário.

A seguir serão apresentadas, nos diagramas de rosetas, as direções das tensões com relação às juntas extensionais mencionadas anteriormente.

i. Juntas nos terraços fluviais do Rio Açu-Piranhas

Apresentam uma heterogeneidade quanto à direção de fraturamento, no entanto, é observada uma direção preferencialmente N280°-340°W e outra, secundária, N10°-30°E (Figura 6.3).

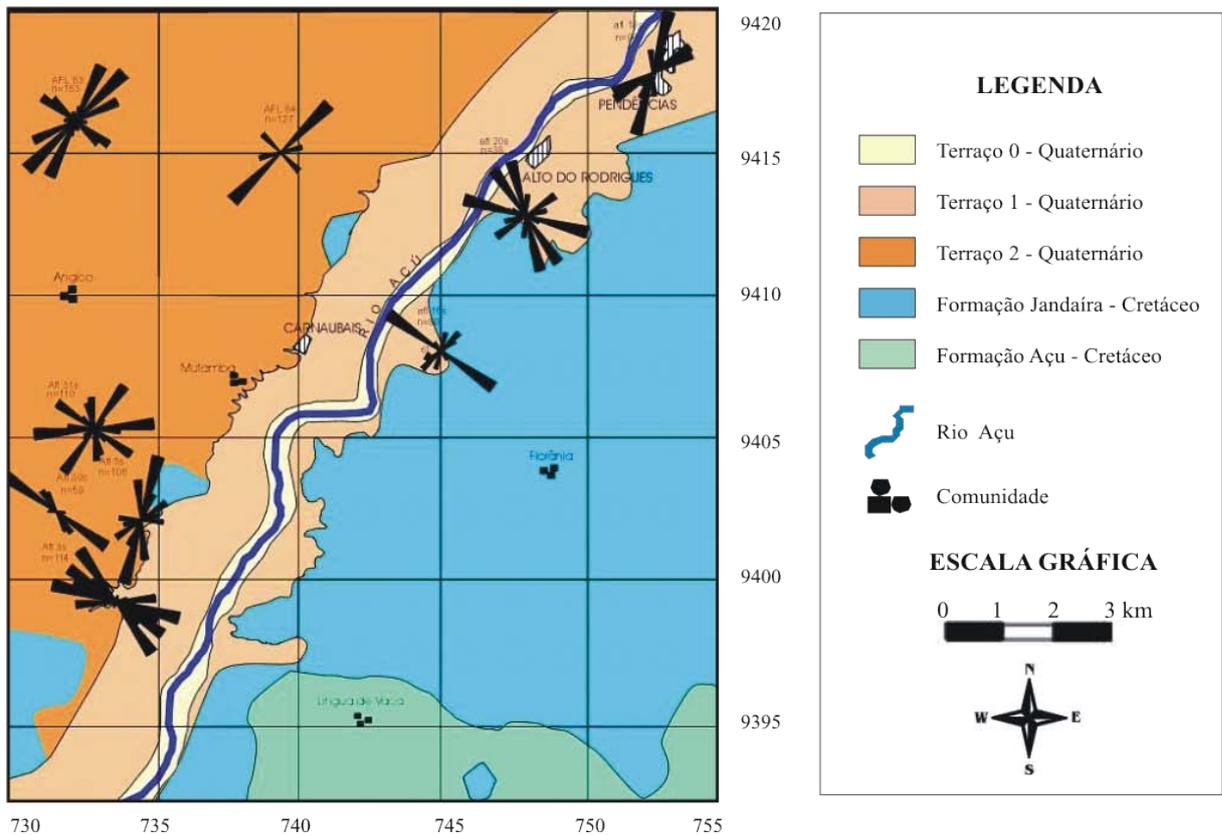


Figura 6.3 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas de extensão dos terraços aluviais do Rio Açu-Piranhas.

ii. Juntas secas nos arenitos

As juntas nos arenitos não mostraram a uniformização quase geral das direções como ocorrido nas rochas carbonáticas. A direção predominante das juntas foi E-W, N50°E, N67°E, N35°W e N20°W. A heterogeneidade no alinhamento das juntas pode ter sido provocada pela resposta diferenciada dos mesmos às tensões ou pela provável interferência da zona no campo de tensões. Pode-se ainda pensar que esta zona representa o local de mudança da direção E-W para NW-SE da tensão horizontal máxima que, segundo as observações anteriormente citadas, segue a linha de costa. Apesar de uma aparente anisotropia das juntas extensionais secas em alguns afloramentos analisados, é possível observar uma direção preferencial nítida, em N10°-70°E. Todavia, subordinadamente, nota-se um *trend* NW, incipiente, em N275°-300°W (Figura 6.4).

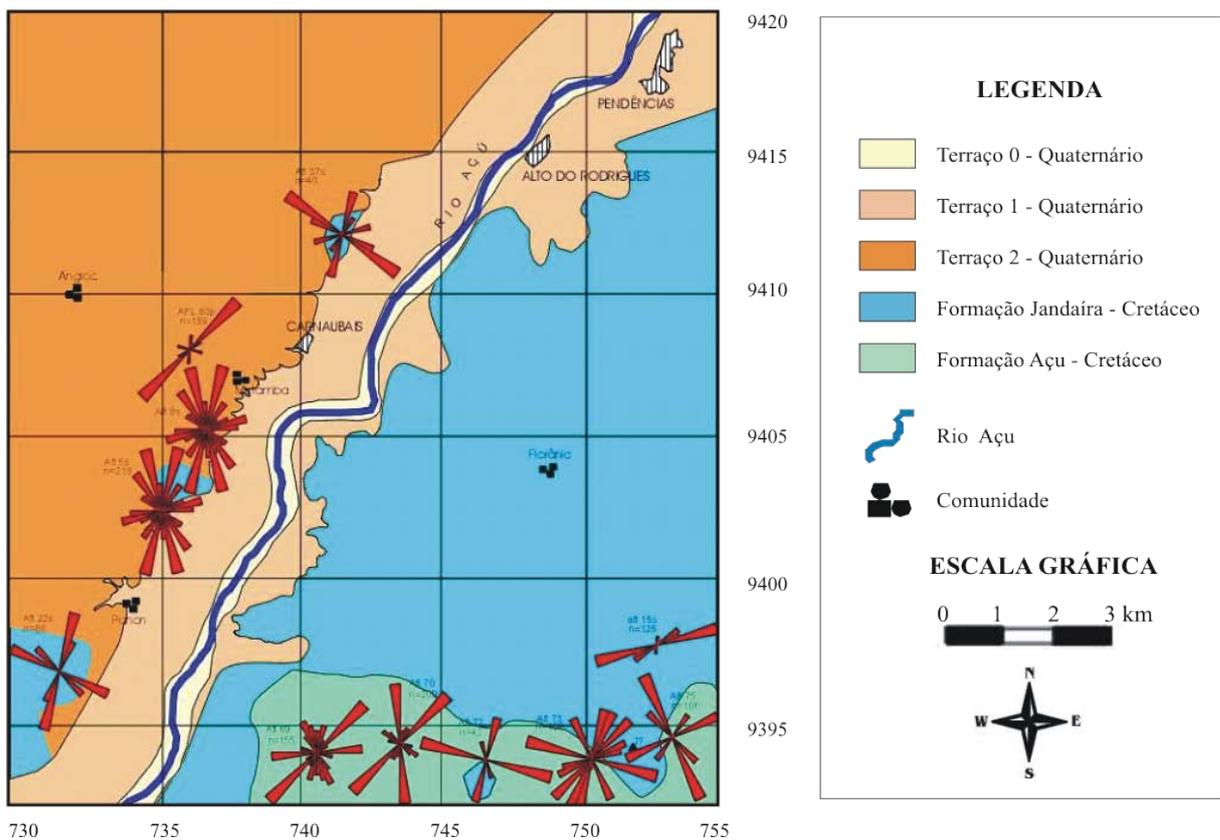


Figura 6.4 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas secas nos arenitos da Formação Açú intercalados com o calcário da Formação Jandaíra.

iii. Juntas secas no calcário

A análise das juntas nas rochas carbonáticas foi feita diferenciando-se aquelas com preenchimento das sem preenchimento. As juntas extensionais, no calcário, apresentam um *trend* expressivo NE, o qual estaria variando entre N10°-50°E. É possível notar a ocorrência de uma direção importante NS. (Figura 6.5).

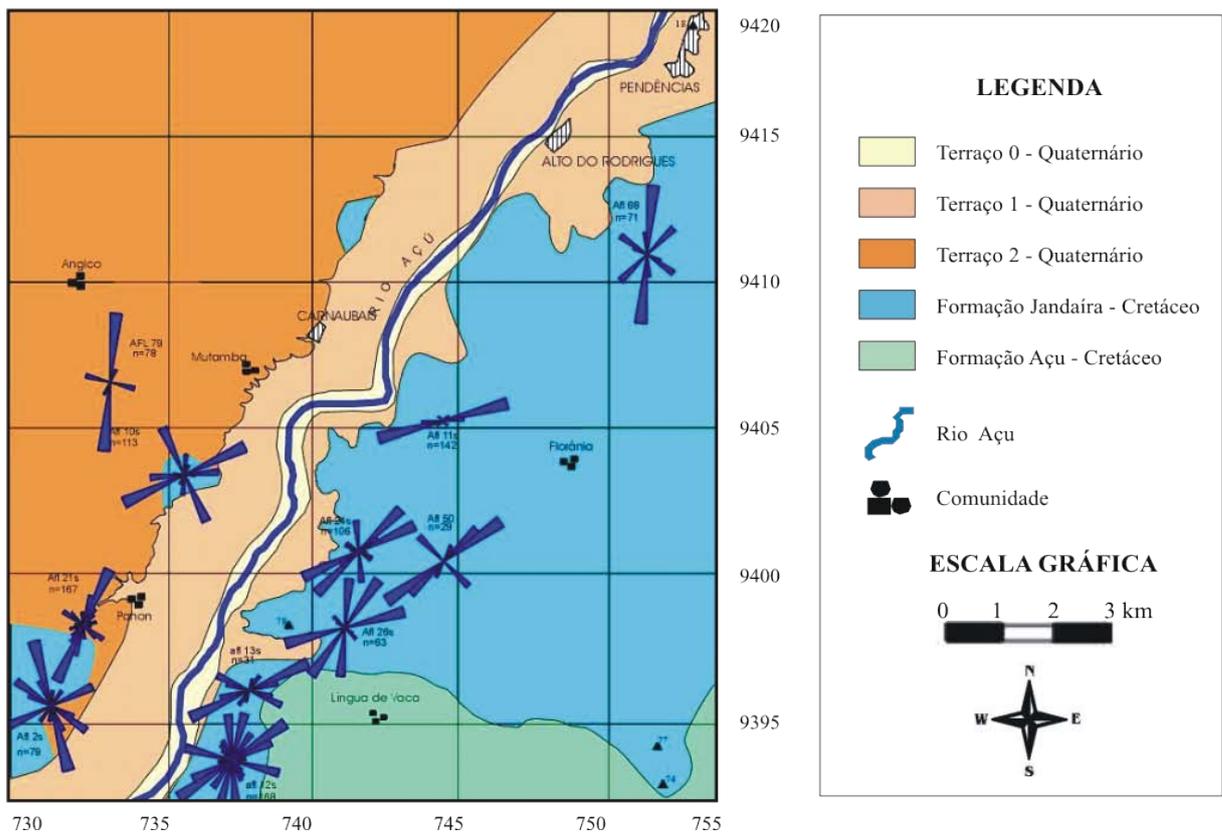


Figura 6.5 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas secas no calcário.

iv. **Juntas preenchidas por CaCO_3 e FeO nos arenitos**

A direção preferencial obtida com os diagramas de rosetas seguiu um *trend* preferencial NNE e um secundário WNW (Figura 6.6).

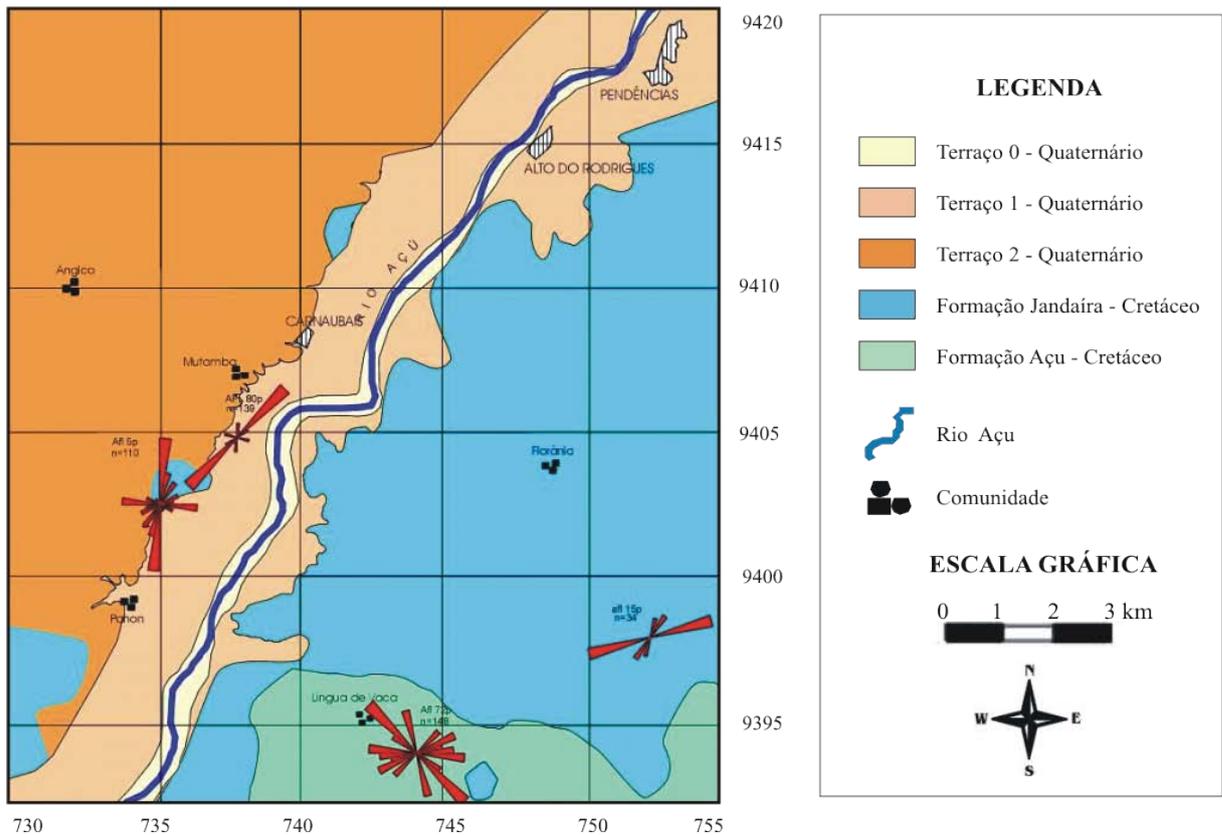


Figura 6.6 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas de extensão preenchidas no arenito.

v. Juntas preenchidas por calcita no calcário

Neste caso, o sistema de fraturamento extensional assume uma direção predominantemente NW, em torno de $N300^{\circ}$ - 340° W, e secundariamente NE. Observa-se, ainda, um terceiro *trend* NS, nas proximidades dos calcários com os terraços; tal fato também é observado quando analisadas as fraturas secas, nesta mesma litologia (Figura 6.7).

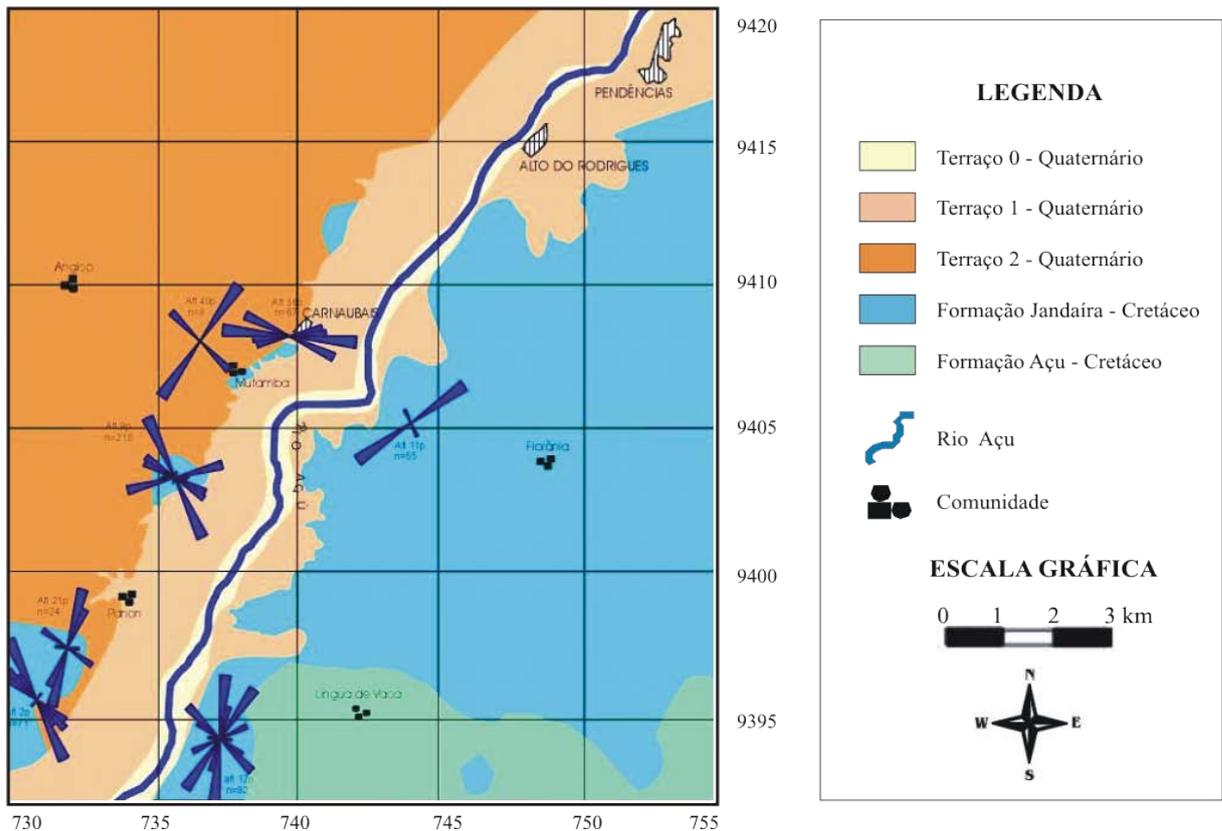


Figura 6.7 - Mapa de rosetas representando as direções das juntas de extensão preenchidas no calcário.

Foi verificado que na área a leste da calha do Rio Açú e a sul do alinhamento dos poços do Campo de Estreito da Bacia Potiguar, a direção predominante das juntas (pós-campanianas) nos calcários da Formação Jandaíra é bastante coerente com o azimute da tensão horizontal máxima encontrado pelas análises de *breakouts* de poços na região central da Bacia Potiguar.

Isto também foi observado em 30% das juntas mapeadas nos arenitos, na possível área do traço da zona de falha que aparentemente controla o campo de petróleo. Nos outros afloramentos de arenitos, a heterogeneidade no alinhamento das juntas pode ser provocada pela resposta diferenciada dos mesmos às tensões ou pela provável interferência da zona de falha à influência no campo de tensões.

Pode-se ainda pensar que esta zona representa o local de mudança da direção E-W para NW-SE da tensão horizontal máxima que, segundo as observações anteriormente citadas, segue a linha da costa.

6.2. Caracterização faciológica

6.2.1. Litofácies

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.

6.2.1.1. Litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh)

Esta litofácies (Figuras 6.8 e 6.9) caracteriza-se por uma matriz constituída de arenito muito grosso de composição subarcosiana a arcossiana na qual se encontram dispersos grânulos predominantemente subarredondados e quartzosos (quartzo policristalino, principalmente), seixos e blocos de até 10 cm de comprimento (comprimento médio = 1,0 cm, Figura 6.10); subordinadamente ocorrem seixos angulosos de feldspato e, mais raramente, seixos angulosos de rochas metamórficas (gnaiesses, xistos). A seleção varia de pobre a muito pobre. Apresenta-se maciça (Figura 6.11) ou com estratificação plano-paralela (Figura 6.12) evidenciada pela alternância de estratos conglomeráticos (seixosos) e arenosos (Figura 6.13).



Figura 6.8 - Foto da seção representativa da litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Ponto 1.

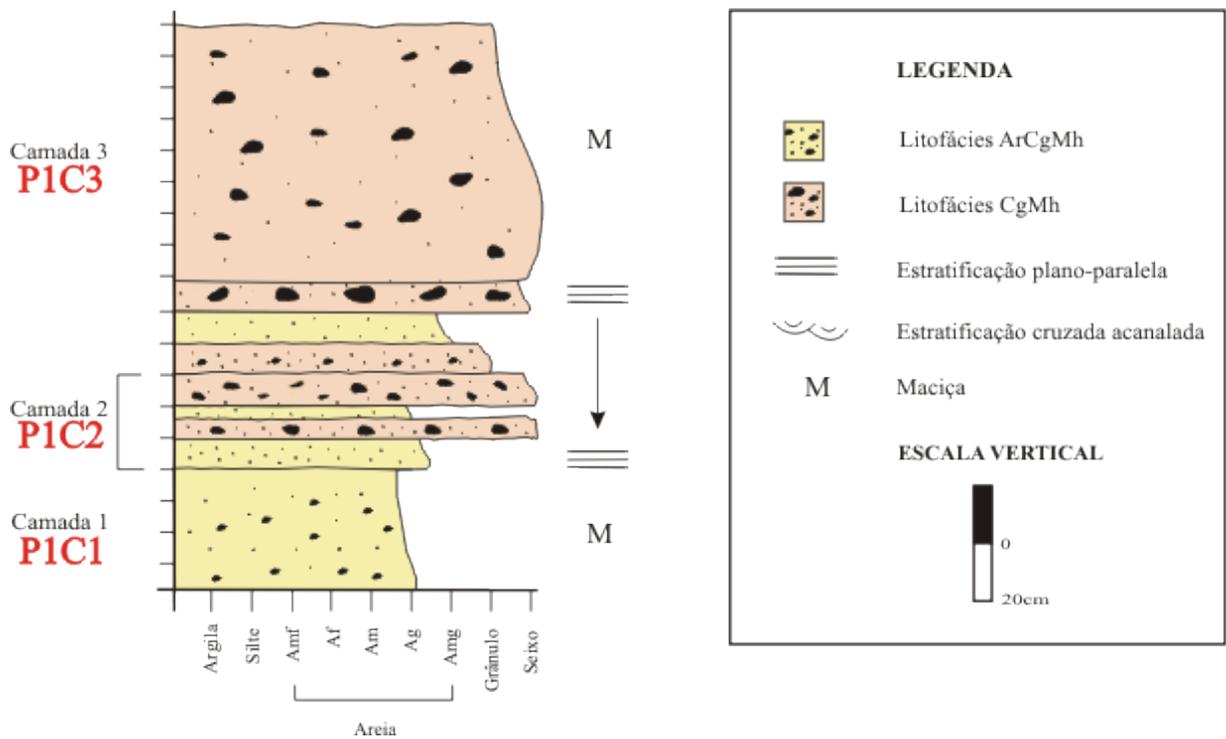


Figura 6.9 - Seção colunar representativa da litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Ponto 1; P1C1, P1C2 e P1C3 referem-se às amostras retiradas para análises petrofísicas.



Figura 6.10 - Bloco de quartzo sub-arredondado (litofácies CgMh; P1C2).



Figura 6.11 - Conglomerado matriz-suportado maciço (litofácies CgMh; P1C3).



Figura 6.12 - Estratificação plano-paralela em conglomerado (litofácies CgMh; P1C1).



Figura 6.13 - Alternância de estratos cascalhosos e outros mais arenosos (litofácies CgMh; P1C1) .

6.1.1.2. Litofácies Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgMh)

Constitui um arenito médio a muito grosso conglomerático (grânulos arredondados, seixos e blocos predominantemente subarredondados, quartzosos, de até 8,0 cm, com comprimento médio de 1,0 cm) (Figura 6.16), de composição subarcosiana a arcossiana. Evidências de alteração (oxidação, caulinição) resultam em colorações avermelhadas e esbranquiçadas (Figura 6.15). Localmente, encontra-se fraturado; observa-se que, quando próxima às fraturas, a litofácies adquire cores esbranquiçadas (Figuras 6.14).



Figura 6.16 - Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgMh), P2C6.

6.1.1.3. Litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA)

Caracteriza-se por possuir uma matriz constituída, predominantemente, de arenito muito grosso de composição subarcosiana a arcossiana, com seixos de até 2,5 cm de comprimento (comprimento médio de 1,5 cm), predominantemente subarredondados e quartzosos (quartzo policristalino, principalmente); subordinadamente ocorrem seixos angulosos de feldspato (Figuras 6.17 e 6.18). Trata-se de um conglomerado matriz-suportado de seleção variando de pobre a muito pobre. Apresenta estratificação com alto ângulo de mergulho dos estratos.



Figura 6.17 - Foto da seção representativa da litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Ponto 3.

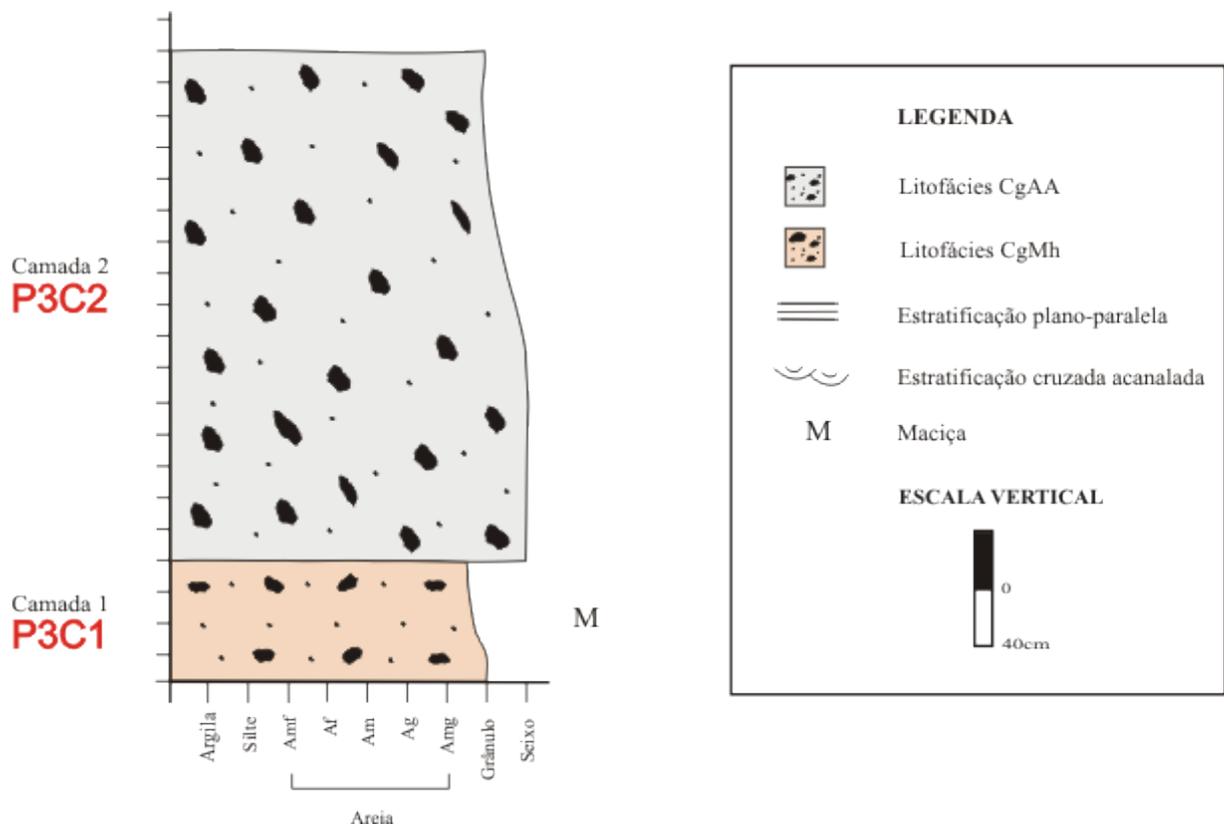


Figura 6.18 - Seção colunar representativa da litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Ponto 3.

6.1.1.4. Litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh)

Caracterizada por um arenito fino a médio bem a muito bem selecionado (Figura 6.21), com estratificação plano-paralela (Figuras 6.19 e 6.20). Possui cor avermelhada com pontos esbranquiçados, provavelmente indicando presença de feldspatos com variados graus de alteração.



Figura 6.19 - Foto da seção representativa da litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Ponto 4.

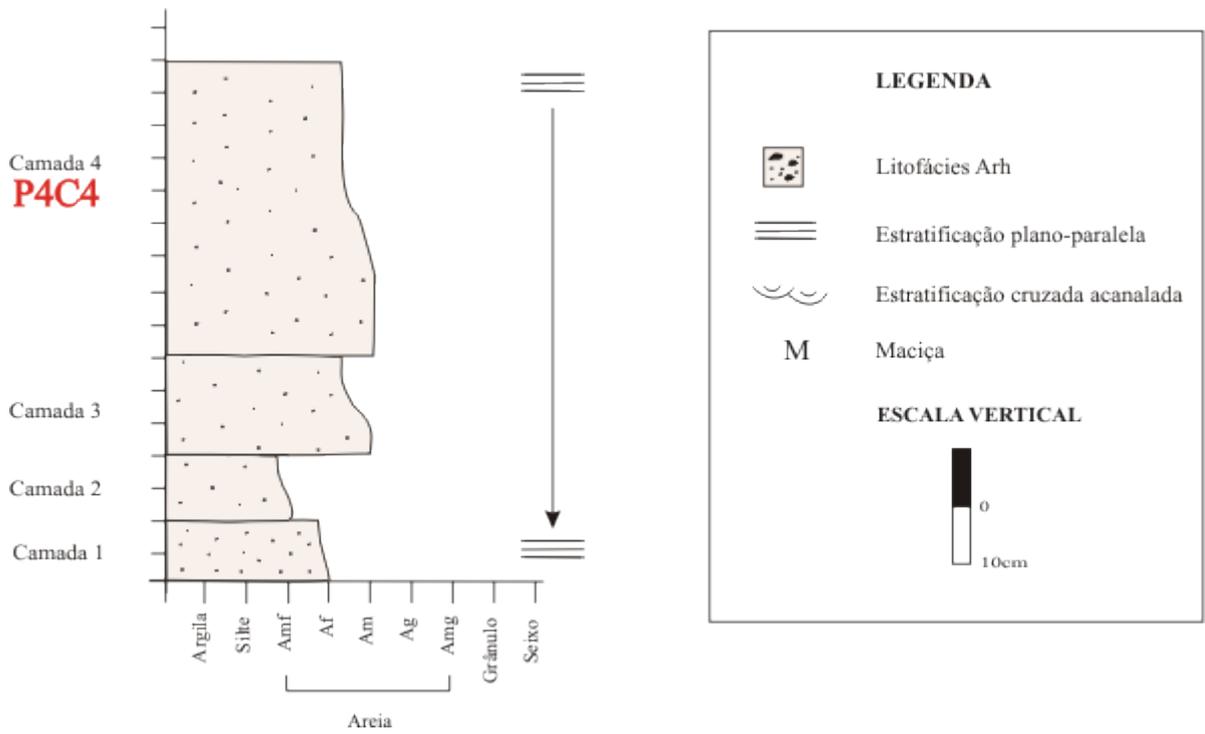


Figura 6.20 - Seção colunar representativa da litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Ponto 4.



Figura 6.21 - Estratificação plano-paralela em arenito da litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Ponto 4.

6.1.1.5. Litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX)

Esta litofácies caracteriza-se por um arenito médio a muito grosso com grânulos e seixos dispersos, com tamanho máximo de 2,5 cm e tamanho médio de 0,8 cm, predominantemente quartzosos. A seleção varia de moderada a pobre e a cor predominantemente avermelhada. Apresenta estratificação cruzada acanalada (Figuras 6.22 e 6.23).



Figura 6.22 - Detalhe da estratificação cruzada acanalada, litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX).



Figura 6.23 - Foreset da estratificação cruzada acanalada em afloramento da litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX).

6.1.1.6. Litofácies Arenito Médio Maciço (ArM)

Caracteriza-se por ser um arenito médio com seleção variando de boa a muito boa, apresenta cores avermelhadas (Figuras 6.24 e 6.25) e há presença de juntas. Observa-se a presença de cores esbranquiçadas em uma estreita faixa adjacente às fraturas, em contraste com o restante da rocha no qual predominam tons mais avermelhados (Figura 6.26).

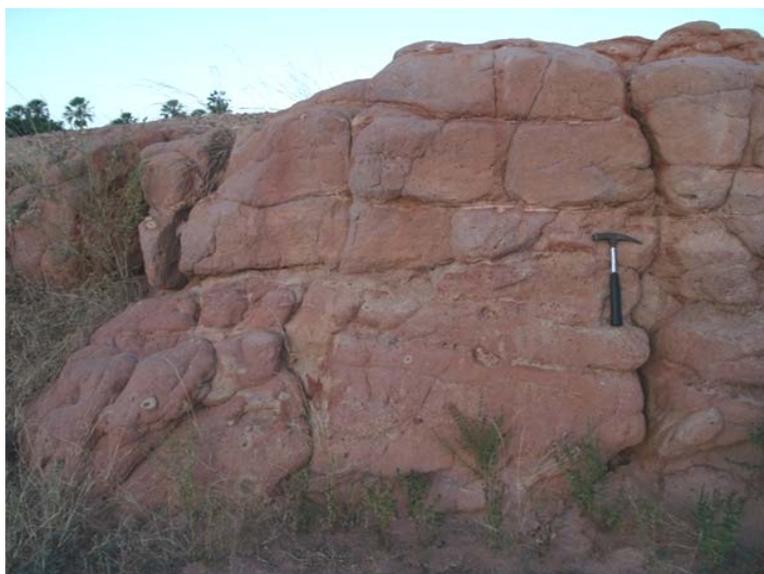


Figura 6.24 - Foto da seção representativa da litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Ponto 5.

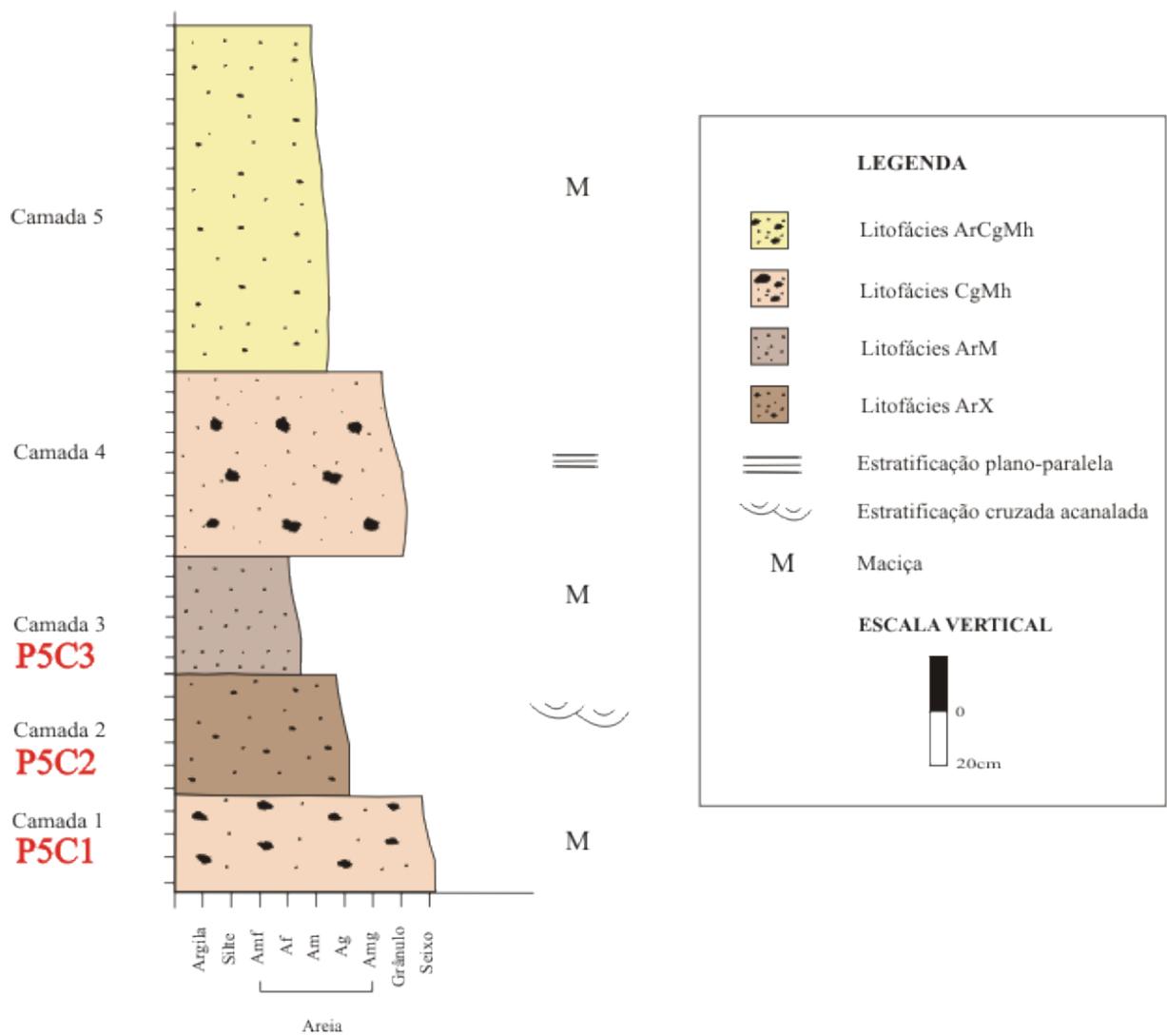


Figura 6.25 - Seção colunar representativa da litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Ponto 5.



Figura 6.26 - Juntas (40° AZ / 76° NW) em afloramento da litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Ponto 5.

6.1.1.7. Litofácies Pelito

Inclui as rochas detríticas cujos componentes principais são das frações de argila e silte. Os principais pelitos identificados nas seções colunares descritas são argilitos, com pouca ou nenhuma estratificação (Figura 6.27).



Figura 6.27 - Argilite da litofácies Pelito (B), sobreposto a arenito da litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX) (C) e sotoposto a depósito aluvionar antigo (A).

6.3. Caracterização petrofísica das amostras

Com relação à caracterização petrofísica das amostras de superfície (afloramentos), foram realizadas análises de permeabilidade e porosidade no sentido preferencial das tensões tectônicas da Formação Açu, e na direção perpendicular a esta, com intuito de fazer uma comparação entre os valores obtidos.

Os resultados apresentados na Tabela 6.3, correspondem aos valores de permeabilidade e porosidade obtidos na direção preferencial das tensões tectônicas da Formação Açu, Bacia Potiguar. A letra “A” utilizada na tabela indica a orientação NW-SE da tensão horizontal máxima (S_{Hmax}).

A permeabilidade aponta valores variando de 89 a 3060 mD e porosidade entre 19,3 e 31,1%. Os maiores valores de permeabilidade (entre 1970 e 3060 mD) foram identificados na litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX), Ponto 5, e os menores valores (89 e 141 mD) foram obtidos nas litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA) e litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Pontos 3 e 6, respectivamente.

Número da Amostra	Identificação dos pontos	Litofácies	Orientação	Permeabilidade		Porosidade %
				ao Ar	Klinkenberg	800 psi
1	P1C1	CgMh	A	1270	1220	26,5
2	P1C2	CgMh	A	1270	1210	21,1
3	P1C3	CgMh	A	2150	2070	20,6
4	P2C6	ArCgMh	A	2390	2300	24,6
5	P3C1	CgAA	A	141	127	19,3
6	P3C2	CgAA	A	523	490	19,4
7	P4C4	Arh	A	2110	2030	28,6
8	P5C1	ArX	A	2710	2620	24,8
9	P5C2	ArX	A	1970	1900	24,2
10	P5C3	ArX	A	3060	2960	26,9
11	P6C1	ArM	A	1660	1590	29,2
12	P6C2	ArM	A	89	79	26,6
13	P6C3	ArM	A	1400	1340	31,1

Tabela 6.3 - Resultados de permeabilidade e porosidade na direção S_{Hmax} da Formação Açu.

A partir desses dados foram confeccionados gráficos de dispersão da permeabilidade *versus* porosidade com o objetivo de melhor visualizar os resultados. A Figura 6.28 mostra um desses gráficos com elevado grau de dispersão.

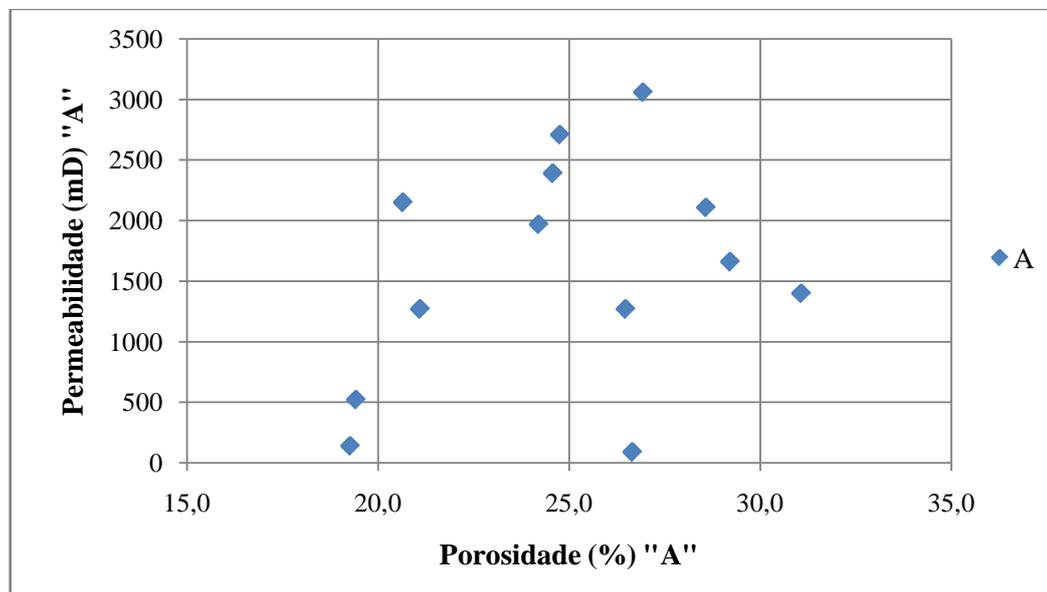


Figura 6.28 - Gráfico de dispersão da porosidade *versus* permeabilidade dos pontos das litofácies dos afloramentos ao longo da Formação Açú na direção de S_{Hmax} .

Por outro lado, os resultados da Tabela 6.4 correspondem aos valores de permeabilidade e porosidade obtidos na direção perpendicular ao sentido de maior tensão tectônica, ou seja, o sentido de menor atuação das tensões tectônicas da Formação Açú. A letra "B" utilizada na tabela indica esta orientação (perpendicular/ S_{Hmax}).

Neste caso, os valores de permeabilidade variaram de 27 a 4210 mD e a porosidade, entre 15,9 e 30,2%. Os maiores valores de permeabilidade 4210 e 2860 mD foram obtidos nas litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh) e litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX), Pontos 1 e 5, respectivamente. E os menores valores de permeabilidade (27 e 108 mD) foram identificados na litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA) e litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), Pontos 3 e 6, respectivamente.

Número da Amostra	Identificação dos pontos	Litofácies	Orientação	Permeabilidade		Porosidade %
				ao Ar	Klinkenberg	800 psi
1	P1C1	CgMh	B	1600	1530	27,1
2	P1C2	CgMh	B	4210	4090	27,6
3	P1C3	CgMh	B	1490	1430	21,5
4	P2C6	ArCgMh	B	1650	1580	24,4
5	P3C1	CgAA	B	27	22	15,9
6	P3C2	CgAA	B	1200	1140	19,7
7	P4C4	Arh	B	1440	1380	29,1
8	P5C1	ArX	B	2860	2760	24,5
9	P5C2	ArX	B	2480	2390	25,7
10	P5C3	ArX	B	1480	1420	25,3
11	P6C1	ArM	B	2830	2730	29,4
12	P6C2	ArM	B	992	943	30,2
13	P6C3	ArM	B	108	96	25,6

Tabela 6.4 - Resultados de permeabilidade e porosidade na direção perpendicular a S_{Hmax} da Formação Açu.

A Figura 6.29 mostra um gráfico, também com elevado grau de dispersão, entre os resultados.

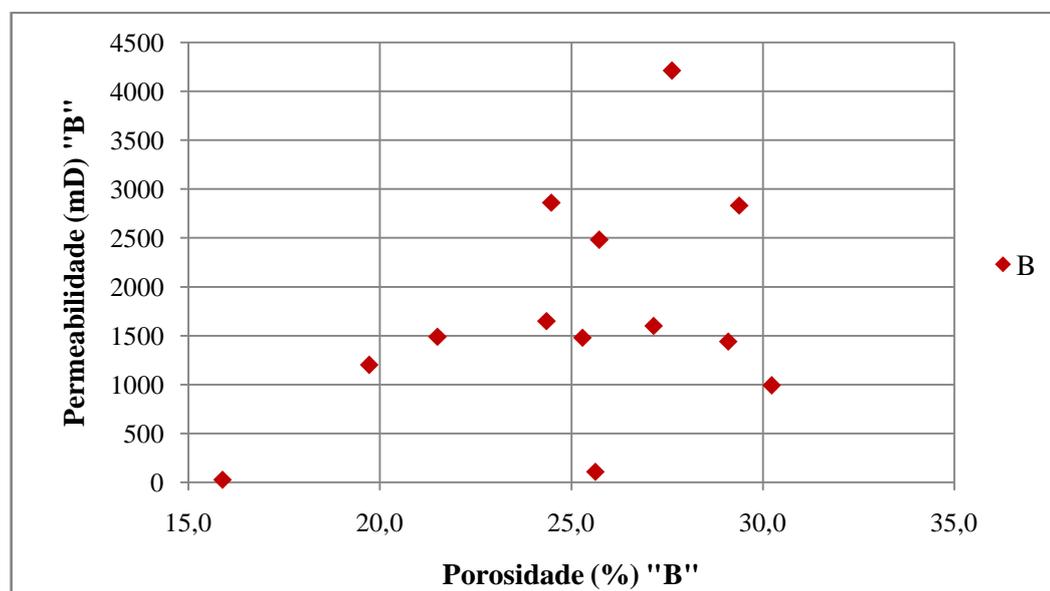


Figura 6.29 - Gráfico de dispersão da porosidade *versus* permeabilidade dos pontos das litofácies dos afloramentos ao longo da Formação Açu na direção perpendicular a S_{Hmax} .

Visando uma melhor análise das possíveis relações entre as litofácies e a petrofísica, foram confeccionados gráficos de permeabilidade e porosidade separadamente, para cada uma delas.

A Figura 6.30 mostra um gráfico com a variação de permeabilidade entre as litofácies, na direção S_{Hmax} ("A"). Observa-se que os maiores valores de permeabilidade encontram-se na litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX), os valores intermediários na litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh) e os menores valores na litofácies Arenito Médio Maciço (ArM).

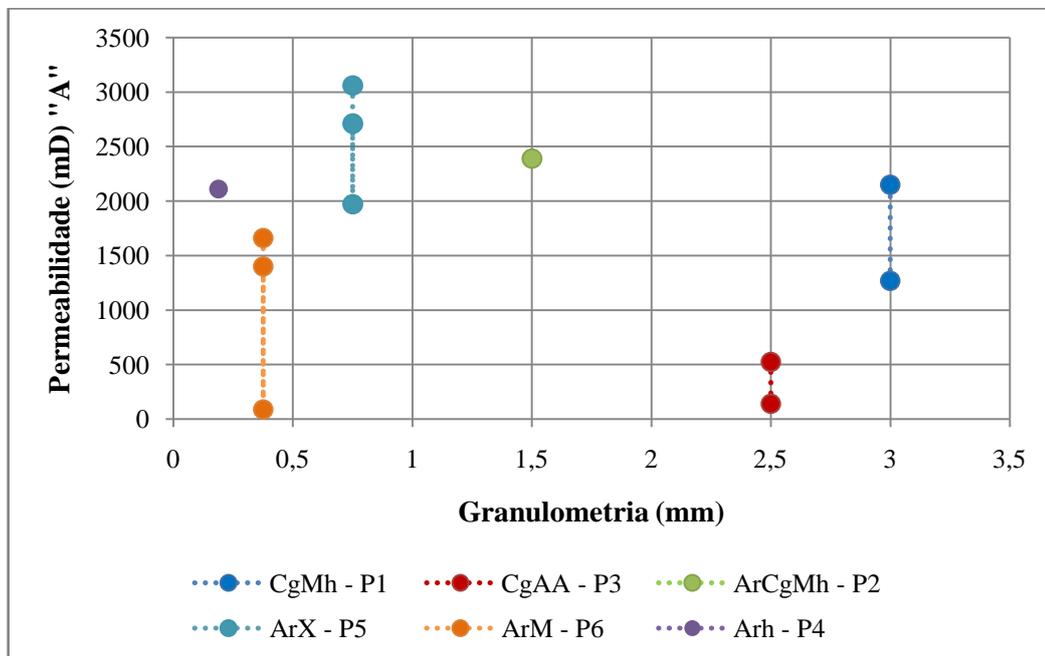


Figura 6.30 - Gráfico representando as permeabilidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açú, na direção S_{Hmax} ("A").

A Figura 6.31 mostra um gráfico com a variação de porosidade entre as litofácies, na direção "A". Observa-se que a litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA) é a única que não se encontra dentro do intervalo de porosidade entre 21 e 31%. As demais litofácies encontram-se dentro desse intervalo.

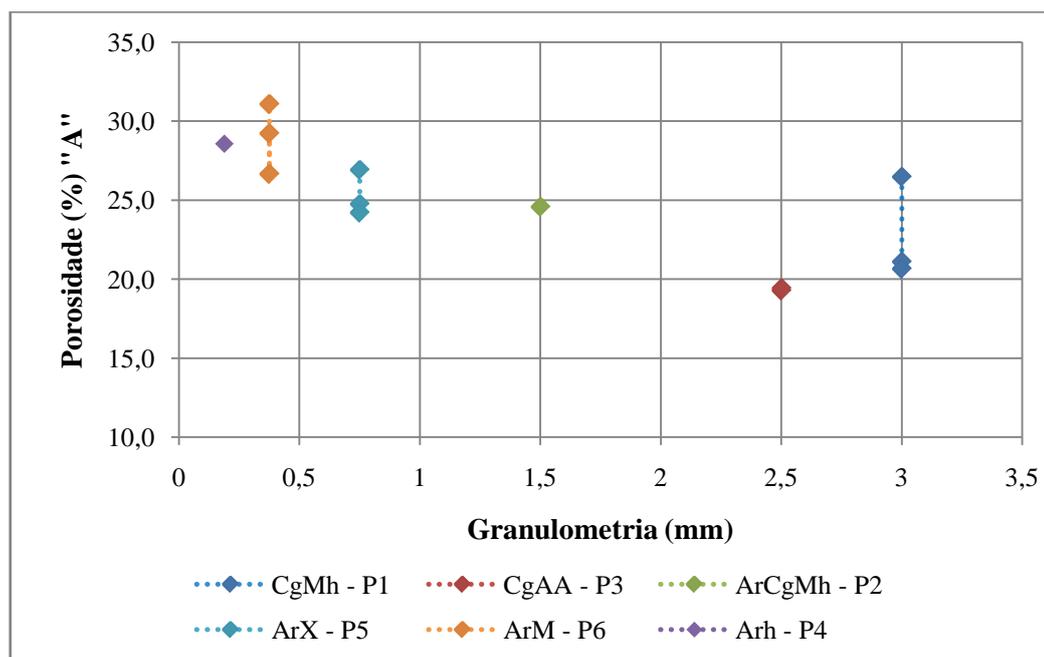


Figura 6.31 - Gráfico representando as porosidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açú, na direção S_{Hmax} ("A").

A Figura 6.32 mostra um gráfico com a variação de permeabilidade entre as litofácies, na direção perpendicular a S_{Hmax} ("B"). Observa-se que as litofácies apresentam valores bastante dispersos, sem correlação entre si. O maior valor de permeabilidade é identificado na litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), 4210 mD (Ponto 1), e o menor valor de permeabilidade encontra-se na litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), 27 mD (Ponto 3).

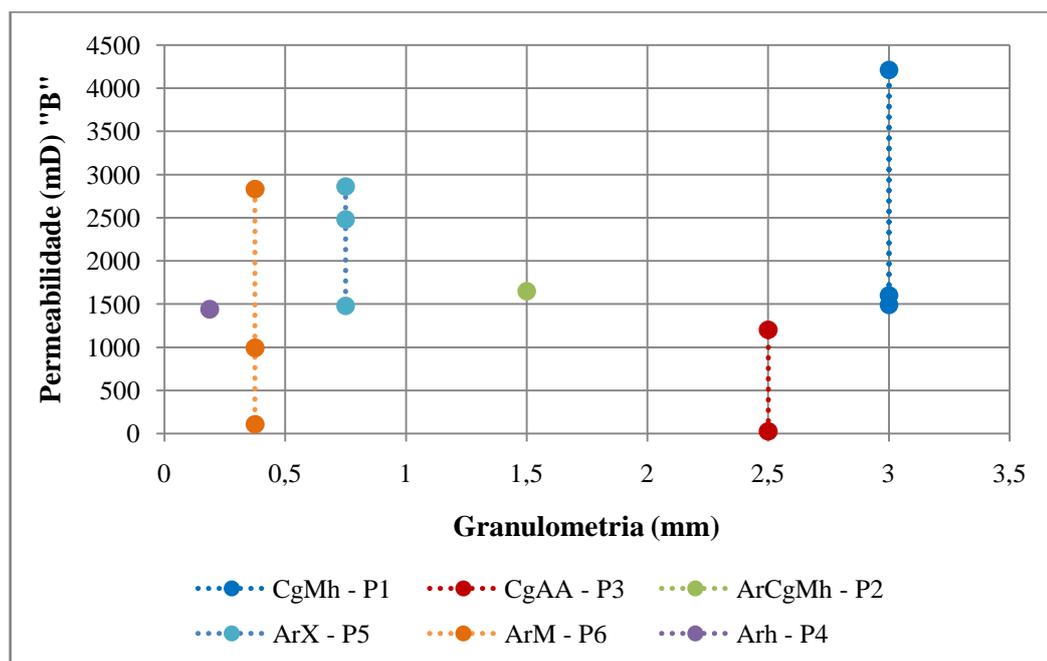


Figura 6.32 - Gráfico representando as permeabilidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açú, na direção perpendicular a S_{Hmax} ("B").

A Figura 6.33 mostra um gráfico com a variação de porosidade entre as litofácies, na direção "B". Observa-se que as litofácies apresentam valores de porosidade bem próximos, num intervalo entre 21 e 31%. O maior valor de porosidade é identificado na litofácies Arenito Médio Maciço (ArM), 30,2% (Ponto 6). O menor valor de porosidade encontra-se na litofácies Arenito Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), 15,9% (Ponto 3).

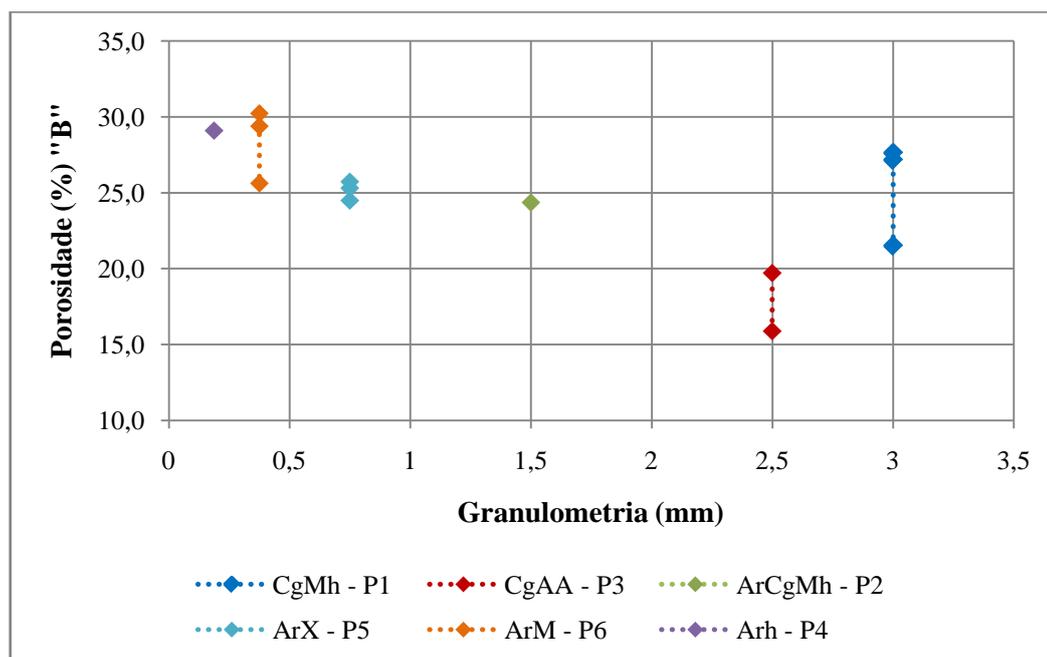


Figura 6.33 - Gráfico representando as porosidades por litofácies dos afloramentos da Formação Açú, na direção perpendicular a S_{Hmax} ("B").

6.4. Correlação entre os dados de tensões tectônicas e permeabilidade/porosidade da Formação Açú

A correlação entre os dados de tensões tectônicas com os dados petrofísicos (porosidade e permeabilidade) foram realizados com o objetivo de observar a influência das direções das tensões tectônicas no fluxo de fluidos do reservatório da Formação Açú da Bacia Potiguar.

A Figura 6.34 apresenta um gráfico correlacionando os valores de permeabilidade nas direções "A" e "B", e a Figura 6.35 apresenta um gráfico correlacionando os valores de porosidade nestas mesmas direções.

O coeficiente de correlação mede até que ponto duas variáveis de medida "variam juntas", isto é, se os valores altos de uma variável tendem a ser associados aos valores altos da outra (correlação positiva), se os valores baixos de uma variável tendem a ser associados aos valores altos da outra (correlação negativa), ou se os valores das duas variáveis tendem a não estar relacionados (correlação próxima de zero).

A Figura 6.34 apresenta valores de permeabilidade bastante diferentes quando comparamos as duas direções sendo o coeficiente de correlação igual a 0,357, enquanto que a Figura 6.35 apresenta valores de porosidade bem próximos nas duas direções (“A” e “B”), sendo o coeficiente de correlação igual a 0,728. Como para os valores de permeabilidade o valor da correlação foi próximo de zero, há uma tendência dos mesmos não estarem correlacionados. Por outro lado, para a porosidade, o valor do coeficiente de correlação foi próximo de 1,0, sendo boa a correlação dos valores nas duas direções comparadas.

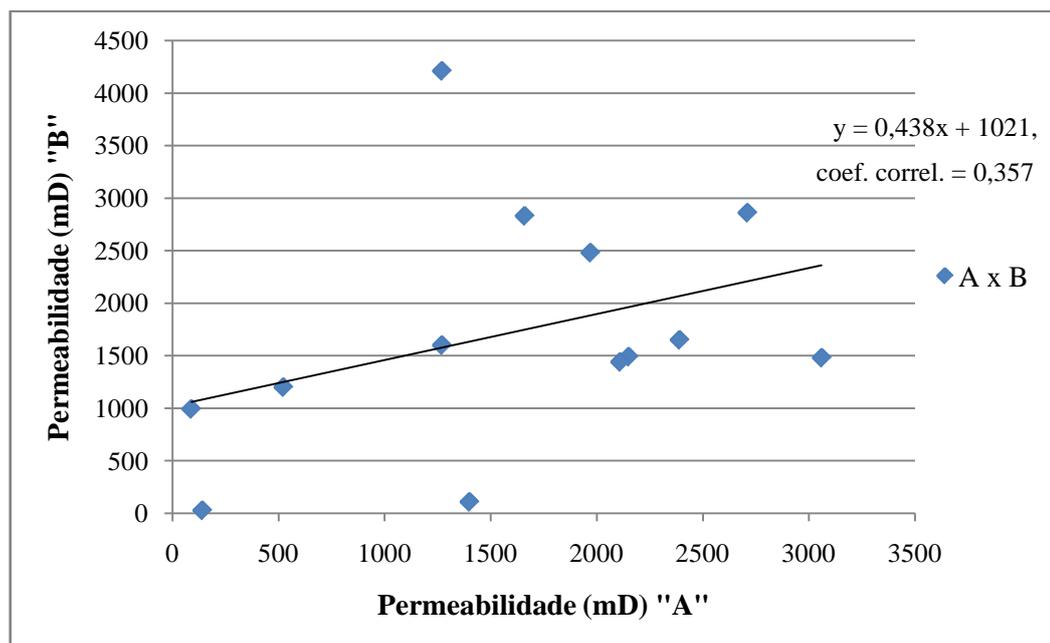


Figura 6.34 - Gráfico representando uma correlação entre os valores de permeabilidade nas direções “A” e “B”.

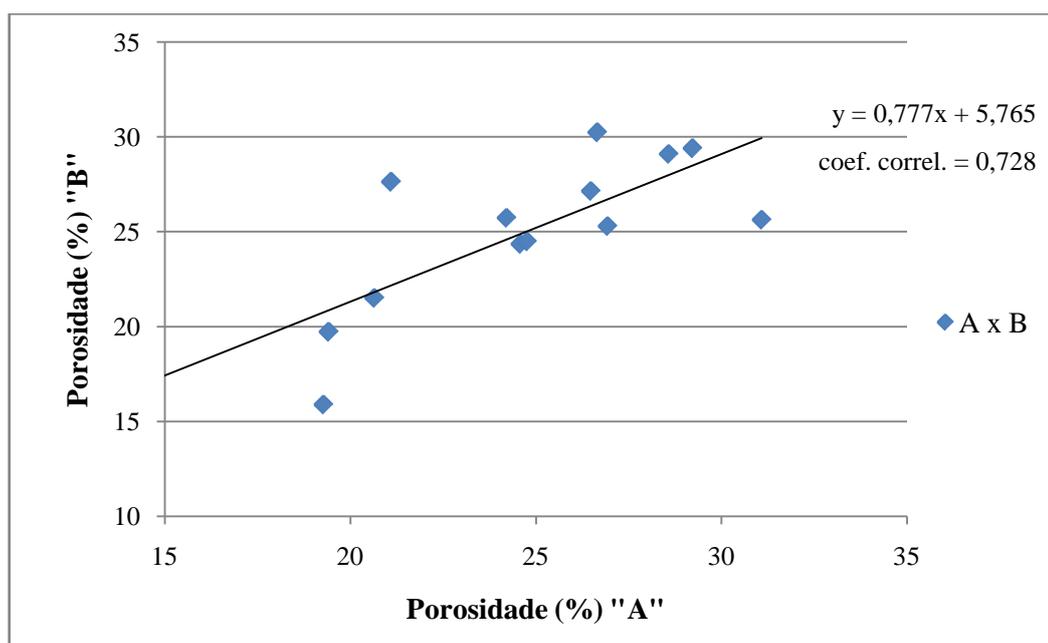


Figura 6.35 - Gráfico representando uma correlação entre os valores de porosidade nas direções "A" e "B".

A Figura 6.36 mostra um gráfico correlacionando os valores de permeabilidade *versus* porosidade nas direções "A" e "B". 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.

Analisando os resultados obtidos nas litofácies e comparando estes com os resultados das tensões tectônicas, observa-se que o controle sobre a permeabilidade e porosidade é aparentemente mais litofaciológico que tectônico.

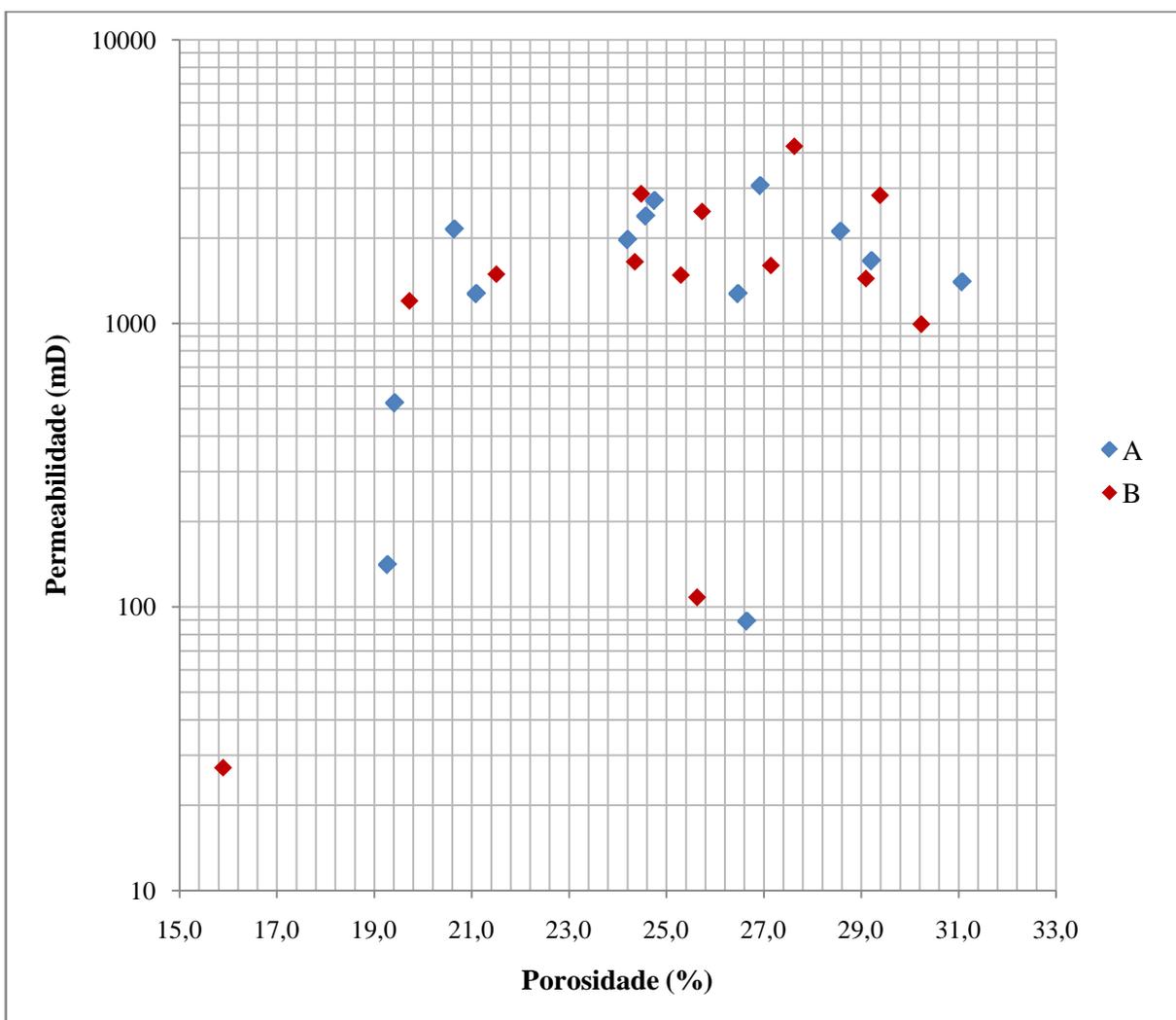


Figura 6.36 - Gráfico representando os valores de porosidade *versus* permeabilidade nas direções “A” e “B”.

6.5. Caracterização petrográfica das lâminas delgadas

6.5.1. Processos diagenéticos

Os seguintes processos diagenéticos, identificados nas lâminas delgadas descritas, foram interpretados como gerados sob condições telodiagenéticas, isto é, reexposição às condições superficiais: (a) Precipitação de óxidos de ferro sob a forma de cutículas e, mais raramente, meniscos (Figura 6.37); (b) Argila mecanicamente infiltrada, sob a forma de cutículas (Figura 6.38) e agregados maciços dispersos; (c) Caulinita abundante, como agregados disseminados preenchendo os poros (Figura 6.39) e em substituição às micas, promovendo a expansão das mesmas (Figura 6.40); (d) Presença de poros agigantados

provavelmente relacionada à dissolução de cimentos mesodiagenéticos (carbonatos, principalmente) e/ou grãos substituídos pelos mesmos. As razões pelas quais estas feições foram interpretadas como telodiagenéticas baseiam-se, sobretudo, em suas relações com constituintes reconhecidamente mesodiagenéticos, isto é, gerados sob condições de soterramento efetivo (crescimentos sintaxiais de feldspato e quartzo, principalmente), os quais são comumente recobertos pelos mesmos (Figura 6.41), e no contexto geral de fases associadas. Outro cimento interpretado como mesodiagenético é o carbonático (Figura 6.42), mais especificamente calcita, assim identificada pelo tingimento com alizarina e ferrocianeto de potássio.

Múltiplas gerações de cimento silicoso, sobretudo calcedônia e opala (Figuras 6.43 e 6.44), foram identificadas em lâminas confeccionadas a partir de amostras coletadas no Ponto 10, associado à presença de uma falha.

Em termos qualitativos, observou-se que a porosidade encontrada nas lâminas é predominantemente intergranular, seguida dos tipos intragranular (sobretudo no interior dos feldspatos), intercrystalina (entre os cristais de calcita) e agigantada.

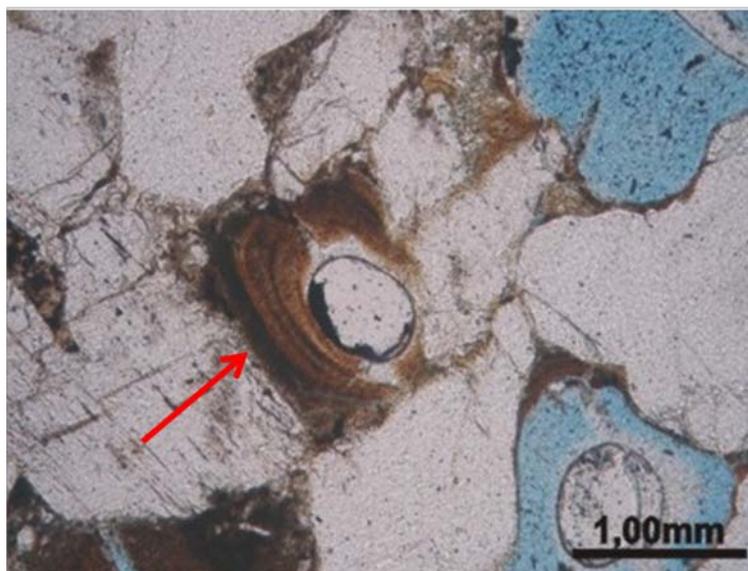


Figura 6.37 - Cimento ferruginoso (seta) (P//), Ponto 11.

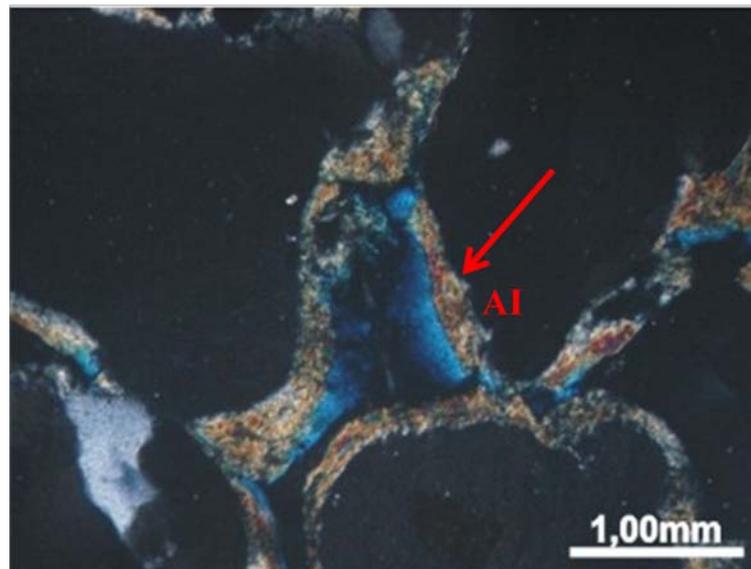


Figura 6.38 - Cutículas de argila mecanicamente infiltrada (AI) tangentes à superfície dos grãos.
Polarizadores cruzados (PX), Ponto 8.

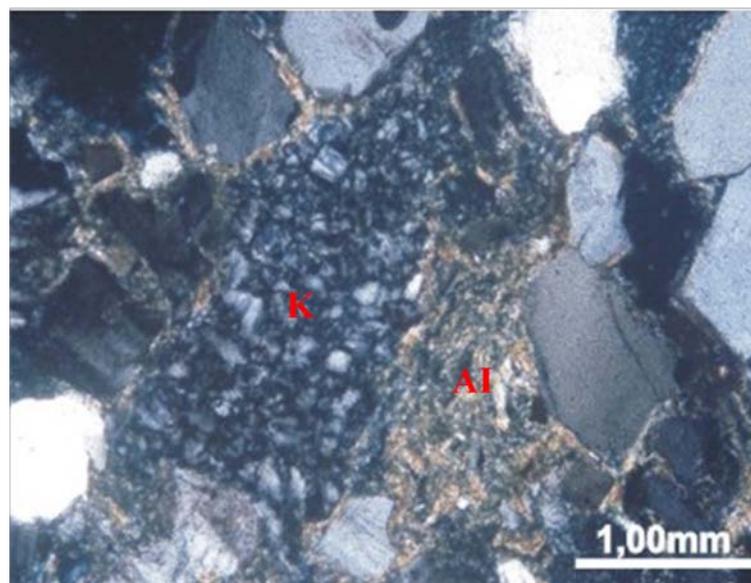


Figura 6.39 - Cimento de caulinita (K), preenchendo o espaço poroso, após infiltração de argila (AI)
(PX), Ponto 9.

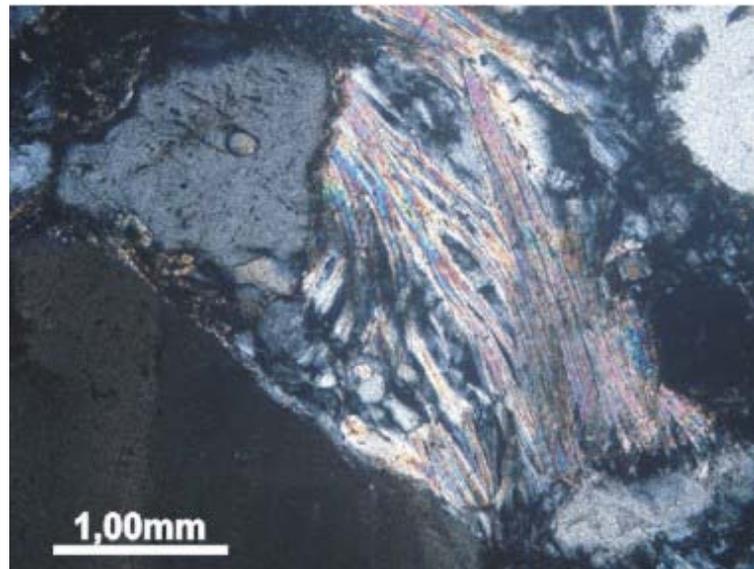


Figura 6.40 - Caulinização de muscovita (PX), Ponto 1.

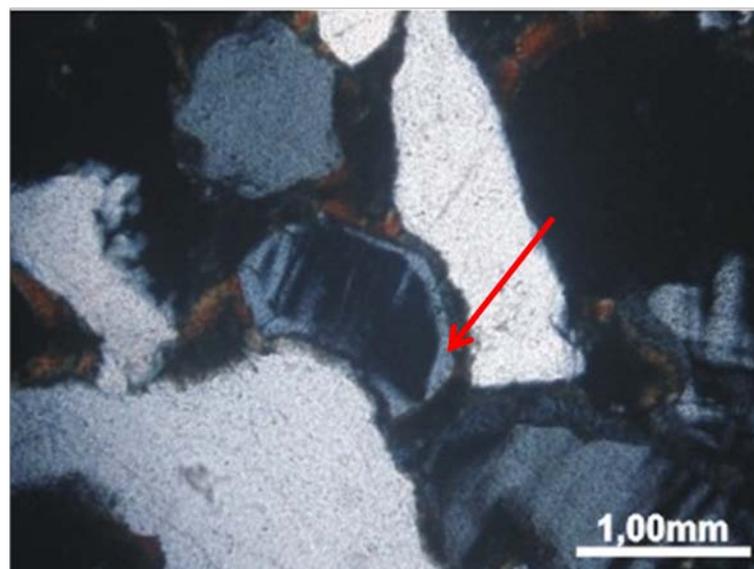


Figura 6.41 - Crescimento secundário de feldspato (seta) (PX), Ponto 11.

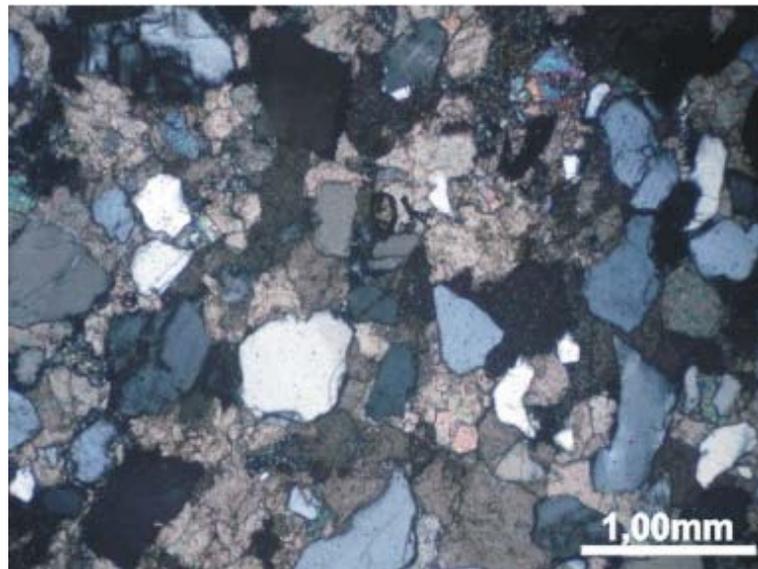


Figura 6.42 - Cimento carbonático ocupando totalmente o espaço poroso (PX), Ponto 1.

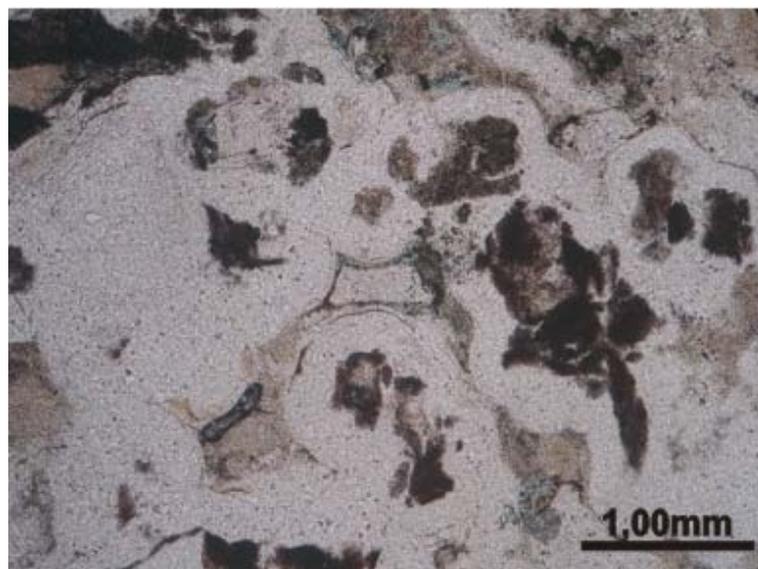


Figura 6.43 - Múltiplas gerações de cimento silicoso (calcedônia e opala), preenchendo totalmente o espaço poroso. Polarizadores descruzados (P//), Ponto 10.

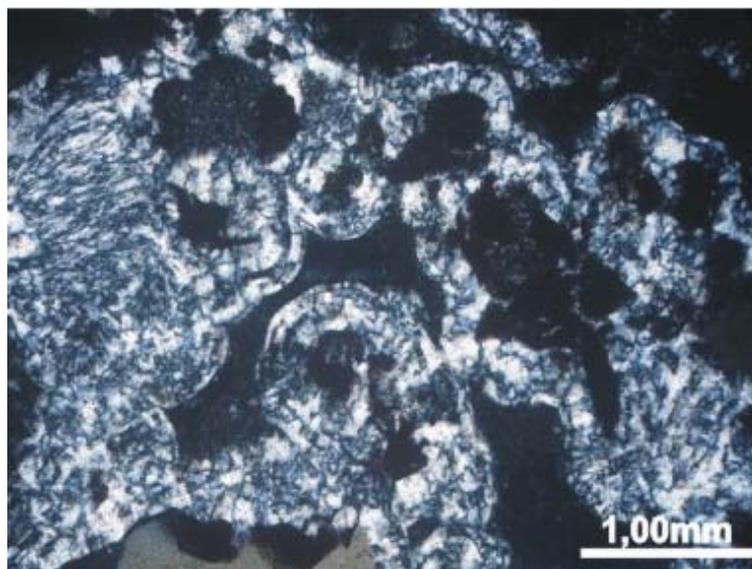


Figura 6.44 - Mesma foto anterior (PX).

6.5.2. Análise quantitativa das lâminas delgadas

Esta etapa foi realizada através da contagem de pontos nas seções delgadas. Foram contados, em média, 200 pontos, distribuídos em 3 (três) travessias, computados em planilhas do *software Microsoft Office Excel*, permitindo a definição de valores mais precisos da porcentagem da porosidade, como também dos constituintes deposicionais e diagenéticos para cada litofácies definida.

A partir dos dados obtidos, foram confeccionados gráficos de porosidade para as duas direções estudadas (“A” e “B”) e gráficos de porosidade comparando os valores encontrados nas seguintes litofácies: Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh) e Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX) com o intuito de melhor visualizar os resultados.

A Tabela 6.5 apresenta a porcentagem de porosidade a partir da contagem desses pontos. Para melhor visualizá-los, a Figura 6.45 apresenta uma comparação entre os valores de porosidade nas duas direções “A” e “B”. Observa-se que a direção “A” apresenta valores maiores que os valores da direção “B”.

Número da Amostra	Litofácies	Porosidade (A) %	Porosidade (B) %
7	CgMh	28,0	7,2
7	CgMh	13,9	4,2
7	CgMh	13,0	11,3
9	CgAA	14,3	12,6
9	CgAA	8,9	8,6
10	Arh	0,0	0,0
11	ArX	2,0	2,5
11	ArX	1,0	1,0

Tabela 6.5 - Tabela de contagem dos pontos de porosidade a partir de lâminas delgadas, nas direções “A” e “B”.

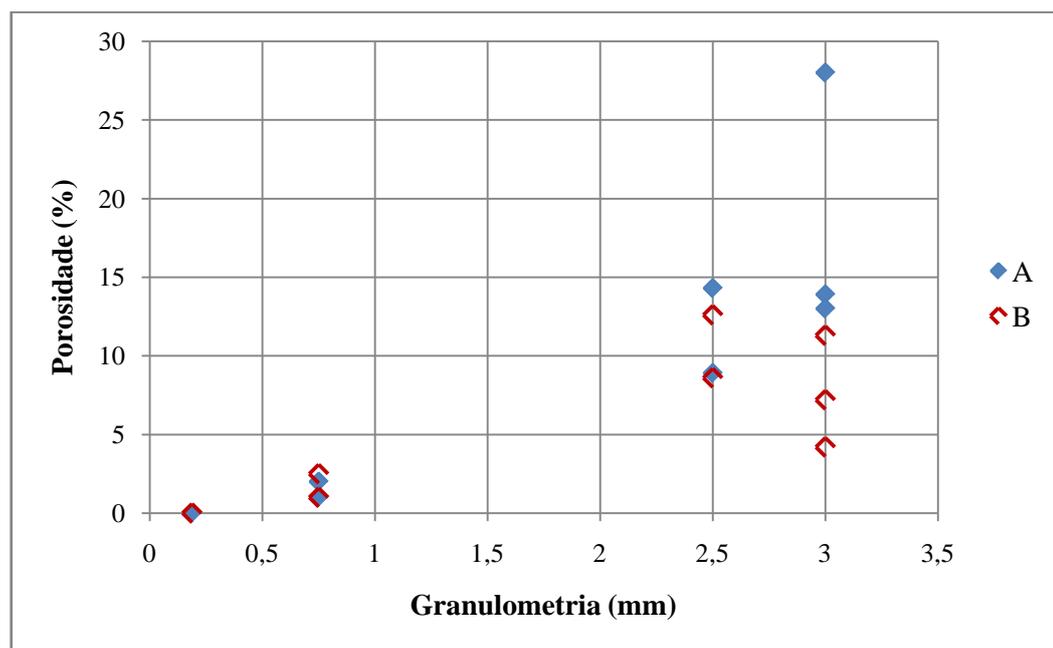


Figura 6.45 - Valores de porosidade comparados nas direções “A” e “B”.

A Figura 6.46 apresenta a correlação entre os valores de porosidade encontrados nas duas direções comparadas. O coeficiente de correlação foi 0,611.

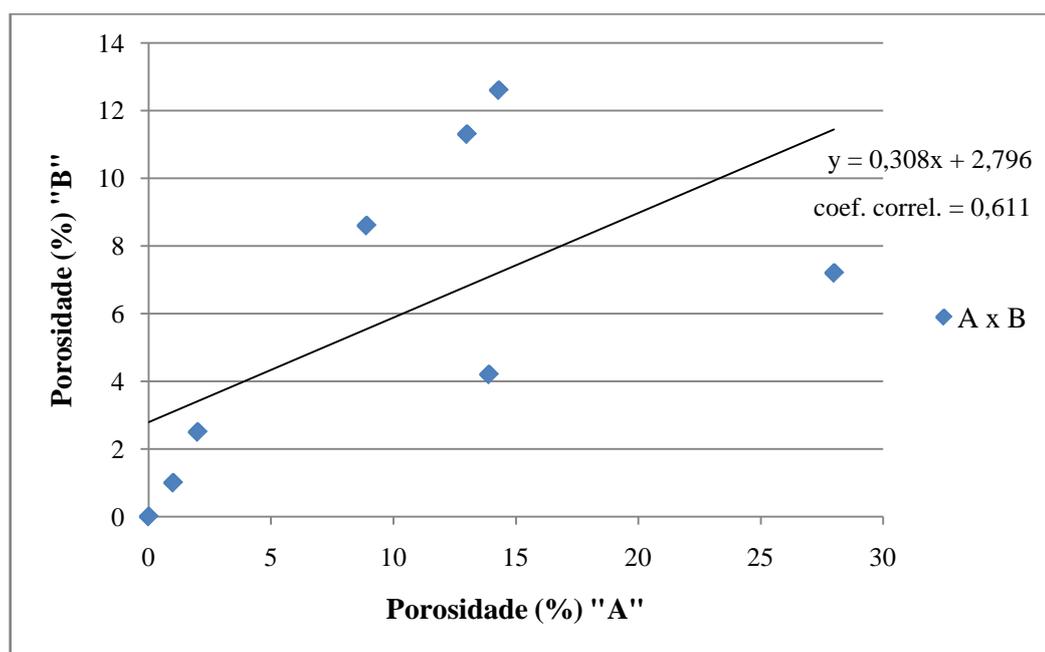


Figura 6.46 - Correlação entre os valores de porosidade nas direções "A" e "B".

As Figuras 6.47 e 6.48 apresentam os valores de porosidade quando comparadas as seguintes litofácies: Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh) e Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX).

Observa-se que na direção "A" a litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh) foi a que apresentou o maior valor de porosidade (28%). Por outro lado, com relação à direção "B", o maior valor encontrado foi na litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA) (12,6%).

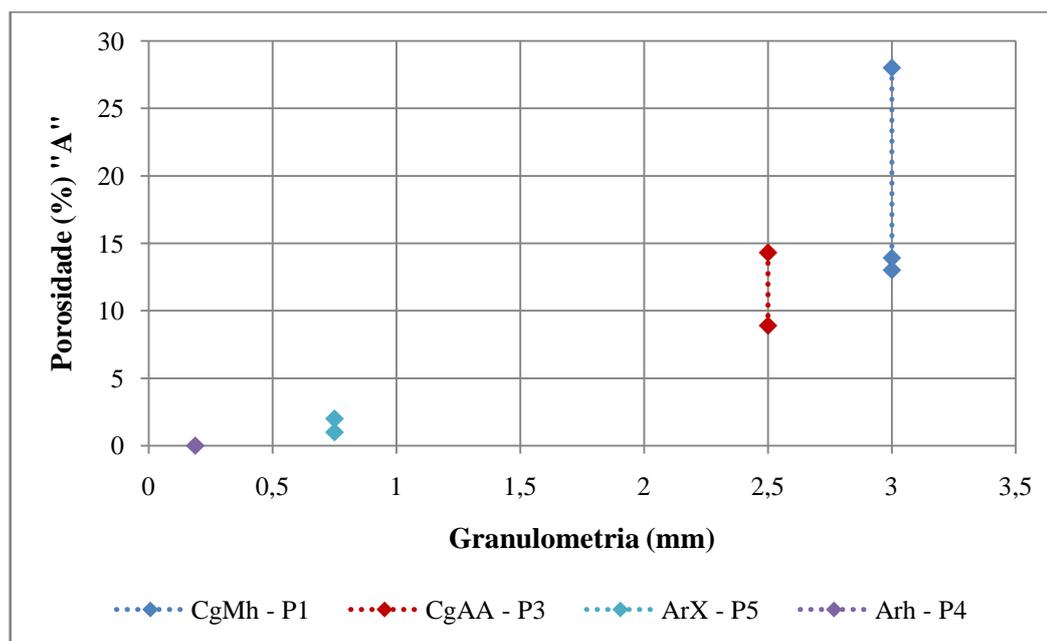


Figura 6.47 - Comparação entre os valores de porosidade das litofácies, na direção "A".

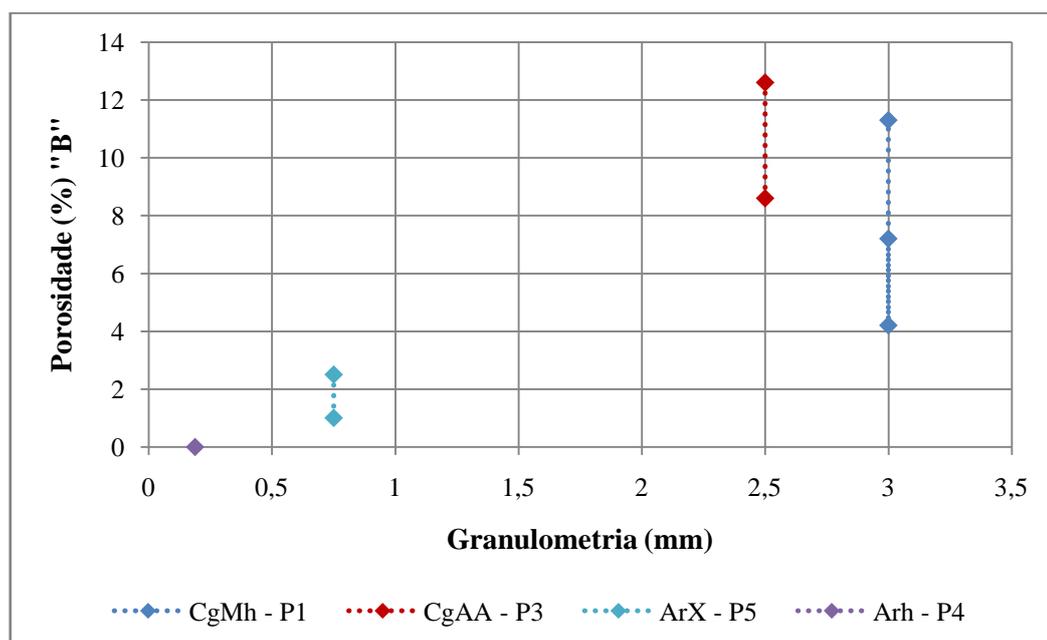


Figura 6.48 - Comparação entre os valores de porosidade das litofácies, na direção "B".

O resultado da análise mostrou que os maiores valores foram encontrados na direção "A" (S_{Hmax}), quando comparado à direção "B".

Estes resultados diferem dos obtidos através da caracterização petrofísica. Uma possível explicação para este fato reside da contagem não possibilitar que se visualize a

microporosidade presente nos constituintes diagenéticos argilosos (caulinita, cutículas de argila mecanicamente infiltrada, por exemplo), 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.

Para melhor interpretar estes resultados seria necessária uma análise mais detalhada dos mesmos para conclusões mais consistentes sobre as diferenças encontradas nos dois métodos utilizados para esse estudo.

Capítulo VII

Conclusões e recomendações

7. Conclusões e recomendações

Com a realização desse trabalho foi possível analisar a influência das tensões tectônicas na permeabilidade da Formação Açu, levando-se em consideração o estudo desses dois parâmetros.

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 (S_{Hmax}) na Bacia Potiguar é E-W a NW-SE, aproximadamente paralela à linha da costa nesta região.

Realizou-se um estudo detalhado em afloramentos onde foram coletadas as amostras utilizadas na caracterização petrofísica e petrográfica, sendo identificadas sete litofácies distintas através da descrição das seções colunares das mesmas: Litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh), Litofácies Arenito Conglomerático Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (ArCgh), Litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA), Litofácies Arenito Fino a Médio com Estratificação Plano-Paralela (Arh), Litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (ArX), Litofácies Arenito Médio Maciço (ArM) e Litofácies Pelito.

Foram gerados diversos gráficos das caracterizações petrofísicas por litofácies nas direções “A” e “B”, ou seja, direção de tensão horizontal máxima (S_{Hmax}) e tensão horizontal mínima (S_{Hmin}), respectivamente. Os resultados mostraram que a litofácies Arenito Médio a Muito Grosso com Estratificação Cruzada Acanalada (Arx) apresentou o maior valor de permeabilidade (3060 mD) e a litofácies Arenito Médio Maciço (ArM) foi a de menor valor (89 mD). Com relação aos valores de porosidade, a litofácies Arenito Médio Maciço (ArM) apresentou o maior valor (31,1%) e a litofácies Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA) o menor valor (19,3%), na direção “A”.

Por outro lado, na direção “B”, constatou-se que os valores maiores de permeabilidade foram encontrados na litofácies Conglomerado Matriz-Suportado Maciço ou com Estratificação Plano-Paralela (CgMh) (4210 mD) e a de menor valor foi a litofácies

Conglomerado com Estratificação de Alto Ângulo (CgAA) (27 mD). Com relação aos resultados de porosidade, a distribuição dos valores é semelhante aos obtidos na direção “A”.

Conclui-se também que não houve diferenças significativas entre as direções “A” e “B” analisadas com relação às tensões tectônicas e as permeabilidades encontradas nos afloramentos da Formação Açú da Bacia Potiguar. Os resultados de porosidade são bem semelhantes entre si, como também nas direções comparadas.

Os principais eventos diagenéticos observados foram interpretados como gerados sob condições telodiagenéticas e mesodiagenéticas. Em termos qualitativos, observou-se que a porosidade encontrada nas lâminas é predominantemente intergranular, seguida dos tipos intragranular (sobretudo no interior dos feldspatos), intercrystalina (entre os cristais de calcita) e agigantada.

Com relação à análise quantitativa das lâminas delgadas, os resultados obtidos mostraram que na direção da tensão horizontal máxima (S_{Hmax}) os valores de porosidade foram maiores que na direção da tensão horizontal mínima (S_{Hmin}). Ocorreu uma divergência desses resultados quando se compara os mesmos com os obtidos através da caracterização petrofísica. Uma possível explicação para este fato reside da contagem não possibilitar que se visualize a microporosidade, ao contrário do ensaio de laboratório realizado com porosímetro. Neste caso, é possível obter-se a porosidade volumétrica de todos os tipos de porosidade, inclusive a microporosidade.

Baseando-se nos dados obtidos, observa-se que o controle das tensões tectônicas sobre a porosidade e a permeabilidade não é evidente, apontando para uma maior influência da litofaciologia, isto é, das condições deposicionais e diagenéticas. Estudos mais detalhados dos processos diagenéticos são necessários para identificar melhor as possíveis relações entre os mesmos e a porosidade.

Estas conclusões podem estar relacionadas com a restrita quantidade de dados disponíveis para análise, bem como pela ausência de dados de subsuperfície que possibilitassem uma maior e melhor comparação dos parâmetros estudados.

Apesar disso, a determinação das direções das tensões pode aperfeiçoar significativamente a melhor orientação de poços horizontais em reservatórios maduros, como também a distribuição da malha de poços produtores e injetores visando uma recuperação suplementar mais avançada.

Portanto, recomenda-se, para trabalhos futuros, um incremento no número de amostras analisadas para obtenção de resultados mais consistentes, assim como a comparação dos dados de afloramentos com dados de subsuperfície.

Referências bibliográficas

Referências bibliográficas

AADNOY, B. S. Modern well design. Eds. Rogaland University Center, Stavanger, Norway, 1996.

ADDIS, T.; BOULTER, D.; LAST, N.; PLUMB, D.; ROCA-CAMISA, L. The quest for borehole stability in the Cuisiana field, Colombia, april/july1993, Schlumberger, disponível em www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors93/0493/p33_43.pdf, acessado em 15 de novembro de 2007.

ALLEN T. O. & ROBERTS A. P. Production operations well completions workover and stimulation. Oil and gas consultant international. Tulsa. Oklahoma. 1, 1-45., 4 ed., 1997.

ANGELIM, L. A. A.; MEDEIROS, V. C.; NESI, J. R. Programa Geologia do Brasil - PGB. Projeto mapa geológico e de recursos minerais do estado do Rio Grande do Norte. Mapa geológico do estado do Rio Grande do Norte. Escala 1:500.000. Recife: CPRM/FAPERNA, 2006.

ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO E DO GÁS NATURAL, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, Rio de Janeiro, 2007.

ARARIPE, P. T. & FEIJÓ, F. J. Bacia Potiguar. Boletim de Geociências da PETROBRAS, 8 (1): 127-141, 1994.

ASSUMPCÃO, M. The regional intraplate stress field in south America. Journal Geophysical Research, 97: 11889-11903, 1992.

ASSUMPCÃO, M. Seismicity and stress in the Brazilian passive margin. Bull. Seismological Society American, 88 (1): 160-196, 1998.

BABCOK E. A. Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs. AAPG Bull., 62: 1111-1126, 1978.

BARTON, M.; ANGLE, E; YEH, J; CARRASCO, B. N. Characterization of heterogeneity style and permeability structure in fluvial reservoirs. Bureau of Economic Geology. The University of Texas at Austin. Relatório final, 42 p., 1995.

BECKER, M. R.; CARRASCO, B. N.; SOCORRO, M. & FARIAS, P. R. C. Estudos de afloramentos para modelagem geológica e geoestatística do reservatório fluvial da Formação Açu, Bacia Potiguar. *In*: Seminário de Geologia de Desenvolvimento e Reservatório, 5, Rio de Janeiro. Atas... Rio de Janeiro, PETROBRAS/DEPEX-CENPES, 1992.

BELL, J. S. Investigating stress regimes in sedimentary basins using information from oil industry wireline logs and drilling records. In geological applications of wireline geological society special publication. Eds.: A. Hurst, M. A. Lovell, and A. C. Morton, p. 305-325, 1990.

BERTANI, R. T.; COSTA, I. G.; MATOS, R. D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar. Origem e evolução de bacias sedimentares. PETROBRAS, 1990.

BEZERRA, F. H. R.; AMARO, V. E.; VITA-FINZI, C.; SAADI, A. Pliocene-quaternary faultcontrol of sedimentation and coastal plainmorphology in NE Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, 14: p. 61–75, 2001.

BEZERRA, F. H. R. Neotectonics in northeastern Brazil. 208f. (Ph.D. thesis): London, University of London, 1998.

BLANTON, T. L. The relation between recovery deformation and *in situ* stress magnitudes. SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium, SPE 11624, 213 - 218, Denver, Colorado, USA, 14-16 March, 1983.

BLANTON, T. L.; TEUFEL, L. W. A field test of the strain recovery method of stress determination in devonian shale. SPE Eastern Regional Meeting, SPE 12304, 71-76, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 9-11, November, 1983.

BLOCH, M.; FREITAS, S. M. S.; SOCORRO, M.; SOARES, J. A.; BACELAR, C. J. L. *In situ* stress determination based upon borehole imaging and rock-sample analyses: a

comparison among anelastic strain recovery (ASR), acoustic velocity, and acoustic tomography, SPE 94919, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-23, June 2005.

BLOCH, M. *In situ* stress determination in porous formation, Ph.D. Dissertation, The University of Oklahoma, Norman/OK, USA, 1999.

BRUMLEY, J.; CHRISTIANSEM, C.; JORGESON, L.N. *In situ* stress field determination and formation characterization – Offshore Catar Case History. *SPE / ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference*, SPE 28143, 905-919, Delft, Netherlands, 29-31 August, 1994.

CAMPANHA, G., Notas de Aula sobre mecanismo focal – Neotectônica, Departamento de Geofísica, USP, 2008.

CASTRO, J. C. & BARROCAS, S. L. S. Roteiro de campo: fácies da Formação Açú, Bacia Potiguar. Rio de Janeiro, 1992. Atas..., Rio de Janeiro, PETROBRAS/CENPES. 30p. (Relatório interno 673-2256), 1981.

COBLENTZ, D. D. & RICHARDSON, R. M. Analysis of the south American intraplate stress field. *J. Geophys. Res.*, 101:08643-8657, 1996.

COSTA NETO, L. X. G. Geologia da área entre Macauzinho e Boa Vista (Sul de Macau-RN). Relatório de Graduação. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Geologia, 61 p., Natal, 1985.

COX, J. W. The high resolution dipmeter reveals borehole and formation characteristics. *Trans. SP WLA, Annu. Logging Symp.*, 11th, 1-25, 1970.

CREMONINI, O. A. Caracterização Estrutural e Evolução da Área de Ubarana, Porção Submersa da Bacia Potiguar, Brasil. Dissertação de Mestrado – Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto, 136 p., Ouro Preto, 1993.

CREMONINI, O. A.; GOULART, J. P. M.; SOARES, U. M. O rifte potiguar: novos dados e implicações tectônicas. *In: UNEP, Simpósio sobre o Cretáceo do Brasil, 4, Rio Claro, Boletim...*, p. 89-93, 1996.

EL RABBA, A. W. M.; MEADOWS, D. L. Laboratory and field application of the strain relaxation method. SPE California Regional Meeting, SPE 15072, 259-272, Oakland, CA, USA, 2-4 April, 1986.

ERVINE, W. B. & BELL, J. S. Subsurface in-situ stress magnitudes from oil well drilling records: An example from the venture area, offshore eastern Canada. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 1987.

FEJERSKOV, M. & BRATLI, R. Can dipmeter logs be used to identify in-situ stress directions in the north sea. SPE/ISRM Eurock 98, SPE/ISRM 47237, p. 151-160, 1998.

FERREIRA, J. M. Sismicidade e esforços no nordeste do Brasil. Instituto Astronômico e Geofísico. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 126 p., São Paulo, 1997.

FERREIRA, J. M.; OLIVEIRA R. T.; TAKEYA, M. K. & ASSUMPCÃO, 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.

GASPARI, H. C. Obtenção de propriedades petrofísicas a partir de imagens petrográficas. Relatório de estágio profissional em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Mecânica, 23 p., 2003.

GOODMAN, R. E. Introduction to rock mechanics. Eds.: Wiley, J. & Sons, seconds edition, 561 p., 1989.

HACKSPACHER, P. C. & OLIVEIRA, D. C. A evolução estrutural das zonas de cisalhamento Portalegre e Santa Mônica – RN. *In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia*, 33, Rio de Janeiro, Anais..., v.6, p. 1679-1692, 1984.

HACKSPACHER, P. C.; CORSINO, A. R.; SRIVASTAVA, N. K.; TIRIBA, V. F. A Falha de Afonso Bezerra como evidencia de significativo tectonismo frágil NW_SE, na Bacia Potiguar emersa – RN. Boletim UFRN/CCET/DG, v.10, p.33-44, 1985.

HILL, R. E.; PETERSON, R. E.; WARPINSKI, N. R.; TEUFEL, L. W.; ASLAKSON, J. K. Techniques for determining subsurface stress direction and assessing hydraulic fracture azimuth, SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, SPE 29192, 305-320, Charleston, West Virginia, USA, 8-10 November, 1994.

HUBBERT, M. K. & WILLIS, D.G. Mechanics of hydraulic fracturing. American Institut of Mining Eng. Petroleum Transactions, 210: 153-168, 1957.

JAEGER, J. C. & COOK, N. G. W. Fundamentals of rock mechanics, 3 ed. Great Britain, Chapman & Hall, 1979.

LANZARINI, W. L. Modelos e simulações de fácies e seqüências sedimentares fluviais e eólicas de reservatórios petrolíferos. Tese de Doutorado em modelos deposicionais e geomatemáticos de sistemas fluviais e eólicos, Universidade Estadual de São Paulo, 205 p., São Paulo, 1995.

LATIF, A. A.; SUNGUR, D.; STOCKDEN, I.; MINH, C. C.; AKBAR, M.; NURMI, R.; STANDEN, E.; KUCHUK, F.; SALERI, N. G.; CASSELL, B. The value of variation, 1997, disponível em www.oilfield.slb.com/content/services/resources/mewr/mewr18.asp, acessado em 22 de setembro de 2007.

LIMA, C. C. Expressions topographiques et structurales de L'Etat de compression generalized au Sein de la Plaque Sud – Americaine. Tese de Doutorado, Université de Rennes 1, 370 p., Rennes, 1990.

LIMA, C. C. & NASCIMENTO, E. M. Determinação das direções de tensão máxima horizontal (S_{Hmax}) nas bacias sedimentares brasileiras através da analise de breakouts. Comunicação técnica SETEC 007/94, 33 p., 1994.

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.

LIMA NETO, F. F. O Regime atual de tensões nas bacias sedimentares. *In: Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos, VII, Lençóis, BA, SBG-BA. Anais... Bahia, seção 4, p. 25-28, 1999.*

LIMA NETO, F. F. & BENEDUZI, C. Using leakoff tests and acoustic logging to estimate *in situ* stresses at deep Waters – Campos Basin. AAPG International Conference, Rio de Janeiro, Nov. 8-11, 1998.

MASTIN, L. Effect of borehole deviation on *breakout* orientations. *Journal of Geophysical Research* 93: 9187-9195, 1988.

MATOS, R. M. D. The northeast brasilian rift system. *Tectonics*, v.11, n.4, p.766-791, 1992.

MEANS, W. D. Stress and strain. Basic concepts of continuum mechanics for geologists. New York, Springer – Verlag, 339 p., 1976

MEIJER, P. T. Dynamics of active continental margins: the Andes and the Aegean region, *PhD thesis*, Utrecht University, the Netherlands, 1995.

MENEZES, L. Caracterização faciológica e parametrização de análogos a reservatórios petrolíferos fluviais da Formação Açu (Unidade Açu-3) Bacia Potiguar. Relatório de Graduação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Geologia, Natal, 2002.

MENEZES, M. R. F. Estudos sedimentológicos e contexto estrutural da Formação Serra do Martins, nos platôs de Portalegre, Martins e Santana/RN. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Geologia, Natal, 1999.

MIZUSAKI, A. M. P. A. Formação Macau, Bacia Potiguar. Rio de Janeiro, PETROBRAS, Relatório interno, 1987.

MORITA, N.; WHITFILL, D. L.; FEDDE, O. P.; LEVIK, T. H. Parametric study of sand-production prediction: Analytical Approach. 62nd SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 16990, Dallas, Texas, USA, 1989.

OLIVEIRA, D. C. O papel do enxame de diques rio Ceará-Mirim na evolução tectônica do nordeste oriental (Brasil): implicações na formação do Rifte Potiguar. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Ouro Preto, 172 p., Ouro Preto, 1993.

PLUMB, R. A. & HICKMANN, S. H. Stress-induced borehole elongation: A comparison between the four – arm dipmeter and the borehole televiewer in the auburn geothermal well. Journal of Geophysical Research, 90: 5513-5521, 1985.

POLETTI, C. A. Modelagem geológica orientada a objetos e simulação estocástica da geometria de reservatórios fluviais. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 141 p., Campinas, 1996.

RAMOS, G.; KATAHARA, K.; KECK, R.; BAZTLE, M. *In situ* predictions and measurements in an unconsolidated sandstone formation, the lower frio, east Texas. Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference held in Delft, p. 361-368, The Netherlands, 29-31 August, 1994.

ROEGIERS, J. C.; VANDAMME, L. Rock Mechanics for the Petroleum Engineer, unpublished, 1999.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.

SAMPAIO, A. V.; SCHALLER, H. Introdução à estratigrafia cretácea da Bacia Potiguar. Boletim técnico PETROBRAS, Rio de Janeiro, 11 (1): 19-44, jan/mar. 1968.

SANTOS H. M. R. Estimativa dos gradientes de colapso e fratura. *In*: ROCHA L. A. S. NAVAES M. L. (eds), Pressões das Formações. Apostila do curso de reciclagem em Engenharia de Perfuração. PETROBRAS/CEN-NOR. Salvador, 334 p., 1990.

SANTOS, H. M. R. Análise de estabilidade de poços inclinados. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica, 197 p., Rio de Janeiro, 1989.

SANTOS, M. E. C. M. & CASSAB, R. C. T.; BRITO, I. M.; CARVALHO, M. S. S.; CARVALHO, I. S.; DINO, R.; DUARTE, L.; FERNANDES, A. C. S.; HASHIMOTO, A.; UESUGUI, N.; VIVIERS, M. C. WANDERLEY, M. D. The Potiguar Basin. *In*: BEURLIN, K., CAMPOS, D. A., VIVIERS, M. C. Stratigraphic range of cretaceous mega and microfossils of Brazil. Rio de Janeiro, UFRJ, p. 273-310, 1994.

SILVA, A. T. Um estudo da influência do estado de tensões *in situ* sobre a estabilidade de poços. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Geologia, 105 p., Rio de Janeiro, 2001.

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.

SOUZA, S.M. Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar. *In*: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 32, Salvador. Anais..., v. 5, p. 2392-2406.1, 1982.

TEUFEL, L. W. Determination of *in situ* stress from anelastic strain recovery measurements of oriented core, SPE/DOE low permeability gas reservoirs symposium, SPE 11649, 419- 427, Denver, Colorado, USA, 14-16 March, 1983.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; FILHO, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E.

S.; GOUVEA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S.; BARRAGAM, R. V. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2º ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TIBANA, P.; TERRA, G. J. S. Seqüências carbonáticas do cretáceo na Bacia Potiguar. Boletim técnico PETROBRAS, 24 (3): 74-183, 1981.

VASCONCELOS, E. P.; LIMA NETO, F. F.; ROOS, S. Unidades de correlação da Formação Açú. *In*: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 36, Natal. Anais..., v.1, p. 227-240, 1990.

VOIGHT, B. Determination of the Virgin state of stress in the vicinity of a borehole from measurements of a partial anelastic strain tensor in drill cores. *Felsmechanik u. Ingenieurgeologie*, v.6, p. 201-215, 1968.

WARPINSKI, N. R.; TEUFEL, L. W. *In situ* stresses in low-permeability, Nonmarine Rocks. *Journal of Petroleum Technology*, SPE 16402, v. 41, n.4, p. 405-414, 1989.

YASSIR, N.; WANG, D. F.; DAVIES, P. J. An experimental analysis of anelastic strains recovery of synthetic sandstone subjected to polyaxial stresses. SPE /ISRM Eurock'98, SPE 47238, p. 161-170, Trondheim, Norway, 8-10 July, 1998.

ZOBACK, M. L. Well bore breakouts and in situ stress. *Journal of Geophysical Research*, 97: 11.703-11.728, 1992.

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.; MÜLLER, B. C.; PAQUIN, C.; 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.

Anexos

Este anexo apresenta a tabela dos pontos dos afloramentos visitados com suas respectivas coordenadas geográficas (Latitude e Longitude) e as amostras coletadas para caracterização petrofísica e petrográfica.

Pontos (Afloramentos)	Latitude	Longitude	Amostras	Tipo de caracterização
1	-5° 33' 47.44''	-36° 59' 54.16''	P1C1 P1C2 P1C3	Petrofísica
2	-5° 31' 1.40''	-36° 56' 31.40''	P2C6	Petrofísica
3	-5° 31' 53.80''	-36° 56' 21.40''	P3C1 P3C2	Petrofísica
4	-5° 29' 11.55''	-36° 32' 9.24''	P4C4	Petrofísica
5	-5° 29' 1.72''	-36° 32' 6.42''	P5C1 P5C2 P5C3	Petrofísica
6	-5° 33' 20.02''	-36° 35' 8.0''	P6C1 P6C2 P6C3	Petrofísica
7	-5° 30' 1.59''	-36° 29' 47.49''	P7	Petrográfica
8	-5° 28' 55.01''	-36° 32' 20.35''	P8	Petrográfica
9	-5° 29' 54.01''	-36° 31' 59.97''	P9	Petrográfica
10	-5° 29' 19.54''	-36° 22' 50.45''	P10/P11	Petrográfica

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)