



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

ESTUDO GEOMECÂNICO EXPERIMENTAL ACERCA DA SUSCEPTIBILIDADE DE  
ARENITOS AO PROCESSO DE PRODUÇÃO DE AREIA

GILMARA ALEXANDRE FELIPE DA SILVA

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA  
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA “TRABALHO FINAL DE CURSO”

*TEMA VINCULADO AO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS EM  
GEOLOGIA DO PETRÓLEO (CONVÊNIO PRH-ANP/MCT N° 18)*

RIO DE JANEIRO – RJ – BRASIL  
MARÇO DE 2006

ESTUDO GEOMECÂNICO EXPERIMENTAL ACERCA DA SUSCEPTIBILIDADE DE  
ARENITOS AO PROCESSO DE PRODUÇÃO DE AREIA

GILMARA ALEXANDRE FELIPE DA SILVA

MONOGRAFIA SUBMETIDA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO REQUISITO  
OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA “TRABALHO FINAL DE CURSO”.

SETOR: GEOLOGIA DE ENGENHARIA E AMBIENTAL

ORIENTADOR: EMÍLIO VELLOSO BARROSO  
JANAÍNA BARRETO SANTOS

APROVADA POR:

---

Emílio Velloso Barroso, DSc. – UFRJ

---

Janaína Barreto Santos, Msc – UFRJ

---

Eurípes do Amaral Vargas Jr, DSc. – PUC-RIO/ UFRJ

---

José Agnelo Soares, DSc. – UFRJ

#### FICHA CATALOGRÁFICA

Silva, Gilmara Alexandre Felipe.  
Estudo Geomecânico Experimental Acerca da Susceptibilidade de Arenitos ao Processo de Produção de Areia / Gilmara Alexandre Felipe da Silva – Rio de Janeiro, 2006.

xii. 70, f. A4

Monografia (Bacharelado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Instituto de Geociências – Departamento de Geologia, 2006.

Orientadores: Emílio Velloso Barroso  
Janaína Barreto Santos

1.Produção de areia 2.Resistência à tração 3.Saturação relativa água-óleo

- Monografia. I. Barroso, E.V. (Orient.) II. Santos, J.B. (Orient.) III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Departamento de Geologia.

Aos meus pais, Denise e Roberto,  
Meu irmão, Thomaz,  
Minha “má”drasta, Gabriela,  
Meu “irmão”drasto, Leonardo.

## SUMÁRIO

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Lista de diagramas	vii
Lista de equações	viii
Lista de figuras	ix
Lista de gráficos	xi
Lista de tabelas	xii
1 Introdução	1
1.1 Produção de areia	1
1.1.1 O que é produção de areia?	1
1.1.2 Relevância do estudo	2
1.1.3 Problemas decorrentes da produção de areia	3
1.1.4 Mecanismos da produção de areia	4
1.1.5 Medidas de controle da produção de areia	10
1.2 Aspectos que influenciam a resistência dos arenitos	13
1.2.1 Papel dos fluidos	13
1.2.2 A influência da capilaridade na resistência dos arenitos	14
1.2.3 A influência da mineralogia na resistência dos arenitos	16
1.3 Objetivos	16
2 Contexto geológico	18
2.1 Bacia do Paraná	18
2.1.1 Arenito Vila Velha	20
2.1.2 Formação Rio Bonito	21
2.2 Bacia do Recôncavo	22
2.2.1 O petróleo na Bacia do Recôncavo	24
2.2.2 Formação Sergi	27
3 Metodologia	28
3.1 Amostragem	30
3.1.1 Amostragem de campo	30
3.1.2 Amostragem de laboratório	30
3.2 Caracterização mineralógica e textural	31
3.2.1 Petrografia	31
3.2.2 Difração de raios X	34
3.3 Caracterização físico-mecânica	35
3.3.1 Petrofísica	35
3.3.2 Saturação relativa água-óleo	39
3.3.3 Ensaio brasileiro	45
4 Resultados	47
4.1 Petrografia	47
4.2 Difração de raios-X	49
4.3 Petrofísica	51
4.4 Ensaio brasileiro	52
5 Conclusões	55
Referências bibliográficas	57
Anexo I Dados obtidos nos ensaios do arenito Rio Bonito	62
Anexo II Dados obtidos nos ensaios do arenito Vila Velha	65
Anexo III Dados obtidos nos ensaios do arenito Sergi	68

## AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores Emílio e Janaína, por terem me sugerido e me aceito neste projeto, e que acima de tudo tornaram-se meus amigos durante esses 2 anos de convívio.

A todos que estão ou já passaram pelo Laboratório de Mecânica e Tecnologia de Rochas: Melissa, Gilmar, Débora, Fabiana, Alba, Bruno e Thiago.

Aos técnicos do J0: Quintão, Tarcísio, Osório, Fátima e a secretária Lúcia. Ao geólogo Cláudio e sua esposa Jane, que proporcionaram grandes conversas na hora do almoço. Aos funcionários e professores do Departamento de Geologia, que direta ou indiretamente contribuíram para minha formação, e se tornaram imortais na minha memória. Ao Prof. Agnelo por ter me cedido o porosímetro, a Prof. Helena por ter me ajudado nos raios X.

Ao Programa de Formação de Recursos Humanos em Geologia do Petróleo da ANP (PRH-18) pela bolsa de Iniciação Científica, e ao Prof. Leonardo Borghi, sem o qual este trabalho dificilmente teria alcançado seus objetivos.

Por fim, mas não menos importante, a todos da turma de 2000, aqueles que já terminaram (Carol, Cícero, Huaila, Marcelo, Max, Mel, Rafa, Thiago, Vava, Vivi), aqueles que estão terminando (Cauê, Fabi, Fredy, Gordinho, Juju, Leandro, Stutz), aqueles que um dia irão terminar (Afobado, Anselmo, Fabiano, Dani, Marcio, Potó, Pri), e também aqueles que saíram antes mesmo de saber como é boa a Geologia.

RESUMO DA MONOGRAFIA APRESENTADA AO CURSO DE GRADUAÇÃO EM  
GEOLOGIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO  
REQUISITO OBRIGATÓRIO DA DISCIPLINA “TRABALHO FINAL DE CURSO”.

ESTUDO GEOMECÂNICO EXPERIMENTAL ACERCA DA SUSCEPTIBILIDADE DE  
ARENITOS AO PROCESSO DE PRODUÇÃO DE AREIA

GILMARA ALEXANDRE FELIPE DA SILVA

RIO DE JANEIRO, MARÇO DE 2006.

ORIENTADOR: EMÍLIO VELLOSO BARROSO

SETOR: GEOLOGIA DE ENGENHARIA E AMBIENTAL

Durante a fase de produção de petróleo há um crescente aumento na saturação relativa água-óleo na zona produtora do reservatório. Esse aumento está relacionado com a entrada de água existente no próprio reservatório ou devido à injeção de água, realizada para manter elevada a pressão de poros no reservatório. Dessa maneira a função desempenhada pela saturação relativa água-óleo sobre o comportamento geomecânico dos arenitos, em especial a resistência à tração, é de grande importância para a análise da estabilidade de poços e em estudos de problemas de produção de areia. Neste trabalho procurou-se avaliar a contribuição dos parâmetros texturais e da saturação relativa água-óleo, variável e crescente nas vizinhanças dos poços produtores, na resistência à tração de arenitos. Para tal, foi desenvolvido um programa experimental que incluiu a caracterização mineralógica, textural e petrofísica de amostras obtidas de afloramentos da Bacia do Paraná (arenito Vila Velha) e da Bacia do Recôncavo (arenito Sergi). Com base nos dados de porosidade desenvolveu-se um método onde os arenitos são saturados com diferentes razões de saturação água-óleo. A fase experimental se encerrou com a realização de ensaios de tração indireta, seguindo o método brasileiro. Os resultados do estudo mostraram que o arenito Vila Velha não apresentou interferências das diferentes saturações relativas água-óleo em relação à resistência à tração. Já o arenito Sergi quanto à resistência à tração, em função da saturação relativa água-óleo, se mostrou constante. Os resultados mostram que dentre os parâmetros texturais dos arenitos analisados, a cimentação pode explicar alguns comportamentos geomecânicos observados.

Palavra chave: 1.Produção de areia 2.Resistência à tração 3.Saturação relativa água-óleo

**LISTA DE DIAGRAMAS**

Diagrama 3.1	Metodologia aplicada neste trabalho.	29
Diagrama 3.2:	Roteiro para confecção de lâminas delgadas impregnadas (Cesero et al., 1989).	32



**LISTA DE EQUAÇÕES**

Equação	1	Massa específica.	36
Equação	2	Porosidade.	36
Equação	3	Determinação do volume da amostra pelo paquímetro.	36
Equação	4	Determinação do volume de vazios.	36
Equação	5	Relação entre variação de volume e a pressão de um gás ideal em temperatura constante	38
Equação	6	Relação entre duas pressões e a variação de volume	38
Equação	7	Massa da rocha na porcentagem de óleo desejada	43
Equação	8	Massa do óleo	43
Equação	9	Massa da rocha saturada água-óleo	44
Equação	10	Massa da água	44

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Localização de algumas bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo (Gonçalves, 2004).	2
Figura 1.2	Ruptura de tubulação do poço (Gonçalves, 2004).	4
Figura 1.3	Desgaste de “Bean” (Gonçalves, 2004).	4
Figura 1.4	Retração do cimento e descarregamento radial (Dusseault & Santarelli, 1989).	6
Figura 1.5	Fluência durante as atividades de completação (Dusseault & Santarelli, 1989).	6
Figura 1.6	Dano aos arenitos brandos durante o canhoneio (Dusseault & Santarelli, 1989).	7
Figura 1.7	Ruptura por tração deflagrada por forças de percolação, (a) em poço aberto e (b) em cavidade canhoneada, (Dusseault & Santarelli, 1989).	8
Figura 1.8	Instabilidade microscópicas e produção de areia (Dusseault & Santarelli, 1989).	9
Figura 1.9	Diagrama de estabilidade de Morita (1989).	10
Figura 1.10	Obturador de cascalho: “Gravel Pack” (Gonçalves, 2004).	11
Figura 1.11	Consolidação química da formação: FracPac (Gonçalves, 2004).	11
Figura 1.12	Tamponamento dos poros por migração de finos (Gonçalves, 2004).	12
Figura 1.12	Contenção mecânica com utilização de filtros sintético e mecânico (Gonçalves, 2004).	12
Figura 1.14	Pressões capilares (Pinto, 2002).	14
Figura 1.15	Capilaridade entre grãos, forças atuantes e resistivas (Bruno et al., 1996).	15
Figura 2.1	Coluna estratigráfica da bacia do Paraná (extraído do site <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> , jan./2005).	19
Figura 2.2:	Esquema do trato de sistema transgressivo (França et al., 1996).	21
Figura 2.3	Seção geológica NW-SE da bacia do Recôncavo (extraído do site <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> , jan./2005).	23
Figura 2.4	Coluna estratigráfica da bacia do Recôncavo (extraído do site <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> , jan./2005).	24
Figura 2.5:	Campos de óleo e gás na bacia do Recôncavo (modificado de Figueiredo <i>et al.</i> , 1994).	25
Figura 2.6:	Modelo esquemático de migração e acumulação de hidrocarboneto no sistema petrolífero Candeias – Sergi (!). Armadilhas do tipo estrutural (modificado de Figueiredo <i>et al.</i> , 1994).	26
Figura 3.1	(a) corpo de prova do arenito Vila Velha; (b) corpo de prova do arenito Sergi	31
Figura 3.2	Representação gráfica da classificação de arenitos (Pettijohn, 1975).	33
Figura 3.3	Termologia para contato entre os grãos de arenitos (Pettijohn <i>et al.</i> , 1972).	34
Figura 3.4	Esquema geral da câmara de compressão hidrostática do permo-porosímetro. A amostra deve ser submetida à pressão confinante (Pc) mínima de 400psi e máxima de 10000psi.	37

		x
Figura 3.5	Fotografia do UltraPoro-Perm@500.	38
Figura 3.6	Esquema de funcionamento do porosímetro.	39
Figura 3.7	Montagem do corpo de prova sobre os caps (a) e aplicação da membrana termoretrátil ao conjunto (b).	40
Figura 3.8	(a) e (b) caps e espaçador utilizado nos arenitos Vila Velha e Rio Bonito (1 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> de diâmetro); (c) Soprador térmico e membrana termo-retrátil.	40
Figura 3.9	Fotografia da saturação relativa água-óleo	41
Figura 3.10	Projeto da célula de pressão.	42
Figura 3.11	Controlador/ atuador GDS.	42
Figura 3.12	Macaco hidráulico.	43
Figura 3.13	(a) Corpos de prova secados ao ar livre; (b) Medição do corpo de prova na balança digital.	44
Figura 3.14	Saturação do corpo de prova.	45
Figura 3.15	Esquema do mordente.	45
Figura 3.16	Ensaio de tração indireta.	46
Figura 4.1	Cimentação de sílica e poros encontrados nos arenitos	47
Figura 4.2	Imagem de lâmina do arenito Sergi para a análise de densidade de compactação	49

**LISTA DE GRÁFICOS**

Gráfico 4.1	Difratograma de raios-X do arenito Rio Bonito (Barroso, 2002).	50
Gráfico 4.2	Difratograma de raios-X do arenito Vila Velha (Barroso, 2002).	50
Gráfico 4.3	Difratograma de raios-X do arenito Sergi.	51
Gráfico 4.4	Relação porosidade-permeabilidade entre os arenitos Vila Velha e Rio Bonito (Barroso, 2002).	52
Gráfico 4.5	Saturação relativa água-óleo do arenito Rio Bonito X Resistência à tensão (Vasconcelos, 2002).	53
Gráfico 4.6	Saturação relativa água-óleo do arenito Vila Velha X Resistência à tensão.	53
Gráfico 4.7	Saturação relativa água-óleo do arenito Sergi X Resistência à tensão.	54

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 4.1	Comparação entre os arenitos Sergi, Vila Velha e Rio Bonito.	46
Tabela 4.2	Classificação dos arenitos estudados.	47
Tabela 4.3	Dados de densidade de compactação de Kahn para os arenitos	48

# 1 INTRODUÇÃO

O estudo de mecânica de rochas é importante em muitos aspectos relacionados à indústria do petróleo, presentes desde a exploração até a produção, passando pela investigação e caracterização do reservatório, e perfuração dos poços.

Nesta monografia estuda-se especificamente o problema da produção de areia, cujo desenvolvimento se dá na fase produtiva de um poço e pode ter implicações na sua produtividade, na segurança operacional e, até mesmo, no meio ambiente.

## 1.1 PRODUÇÃO DE AREIA

### 1.1.1 O QUE É PRODUÇÃO DE AREIA?

Durante a fase produtiva de um poço de petróleo, muitas vezes há a produção simultânea de partículas sólidas arrancadas da matriz da rocha reservatório. Embora não ocorra exclusivamente em arenitos, este efeito recebe o nome de produção de areia, podendo ser verificado também em carvão e rochas calcárias, sob o termo genérico “produção de sólidos” (Dusseault & Santarelli, 1989). O termo areia é usado para designar o tamanho das partículas produzidas, não obstante sólidos de tamanhos silte e argila também podem ser produzidos simultaneamente.

Este trabalho concentra-se na produção de areia, porque arenitos produzem os tipos de sólidos mais danosos, devido sua porcentagem de quartzo – de propriedade altamente abrasiva.

A produção de sólidos ocorre principalmente em rochas brandas, como arenitos pouco consolidados, mas também pode ocorrer em rochas medianamente resistentes. Diversos modelos baseados em dados de campo, observações

experimentais e simulações numéricas têm sido utilizados no desenvolvimento da previsão da produção de areia.

### 1.1.2 RELEVÂNCIA DO ESTUDO

Dados mostram que setenta por cento das reservas mundiais de óleo e gás estão contidas em reservatórios formados por arenitos onde a produção de areia pode se tornar um problema em alguma época da vida produtiva do campo (Gonçalves, 2004).

Bol *et al.* (1992, apud Santarelli, 1994) estimaram em 500 milhões de dólares por ano, apenas na Europa, os gastos com problemas de instabilidade de poços e produção de areia em poços de petróleo.

No Brasil diversas bacias sedimentares possuem o histórico de produção de areia em algum dos seus poços produtores de óleo ou gás. A Figura 1.1 mostra a localização de algumas bacias sedimentares produtoras de petróleo. Com isso, torna-se cada vez mais evidente, dos pontos de vista técnico, científico e econômico, a relevância das informações geomecânicas para o tema em questão.



Figura 1.1: Localização de algumas bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo (Gonçalves, 2004).

### 1.1.3 PROBLEMAS DECORRENTES DA PRODUÇÃO DE AREIA

Dentre os problemas decorrentes da produção de areia podem-se destacar os seguintes (Dusseault & Santarelli, 1989):

- Colapso da zona produtora e tamponamento do poço.
- Bloqueio parcial das ranhuras do revestimento. Neste caso, a redução da área disponível para o fluxo traz como consequência um aumento da velocidade do fluido. A alta velocidade de transporte das partículas pode causar a erosão do revestimento.
- Abrasão e desgaste de ferramentas, hastes e equipamentos, tanto os internos ao poço como aqueles colocados na plataforma, levando à necessidade de substituição ou reparo dos materiais.
- Problemas ambientais derivados da necessidade de disposição de resíduos impregnados por hidrocarbonetos (Vaziri & Lemoine, 2000).

Quando o fluxo não tem energia para carrear a areia, pode ocorrer entupimento do canhoneio, acarretando a restrição ao fluxo e levando à necessidade de operação de limpeza. Já quando o fluxo tem energia para carrear a areia, ou ocorre um entupimento de equipamentos na superfície, levando a uma operação de limpeza; ou ocorre dano a equipamentos, acarretando problemas de segurança e meio ambiente. Na Figura 1.2 mostra-se um rasgo na tubulação do poço, enquanto que um tipo de dano em equipamento está representado na Figura 1.3.

Entretanto, como aspecto positivo, a produção de areia pode remover o reboco da parede do poço, e também criar bandas de alta porosidade, o que aumenta a produtividade do poço em 10 a 30%, sobretudo em reservatórios contendo óleos pesados (Vaziri & Lemoine, 2000).



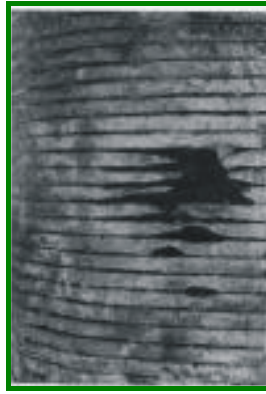


Figura 1.2: Ruptura de tubulação do poço (Gonçalves, 2004).



Figura 1.3: Desgaste de "Bean" (Gonçalves, 2004).

#### 1.1.4 MECANISMOS DA PRODUÇÃO DE AREIA

Barroso (2002) apresentou uma extensa revisão bibliográfica, reproduzida a seguir, sobre os mecanismos de produção de areia, com ênfase nos modelos propostos por Dusseault & Santarelli (1989), que descrevem os principais processos nas diferentes fases de um poço de petróleo, ou seja, perfuração, completação e produção.

Estão descritos na literatura dois mecanismos básicos que levam à produção de areia. No primeiro, as partículas são arrancadas do reservatório por tensões de tração induzidas pelas forças de percolação devidas ao fluxo. A atuação exclusiva deste mecanismo é responsável pela produção de areia em reservatórios de rochas pobremente consolidadas, em geral, arenitos muito brandos. Uma segunda forma de deflagração do processo se dá quando elevadas deformações na rocha-reservatório ocorrem associadas a um significativo incremento de *drawdown* ( $p_f - p_w$ ), onde  $p_f$  é a poropressão na formação e  $p_w$  é a pressão de fluido no poço. O resultado deste mecanismo é a formação de uma região plastificada na vizinhança do poço que,

quando associada ao primeiro mecanismo descrito, torna os grãos do reservatório suscetíveis ao arraste pelo fluido. Este tipo de mecanismo é descrito por Sanfilippo *et al* (1995) para explicar a produção de areia observada em arenitos medianamente resistentes em poços profundos no Mar Adriático.

Informações a respeito do comportamento geomecânico das rochas reservatório são de fundamental importância para a previsão da produção de areia. Dusseault & Santarelli (1989) apresentaram uma extensa discussão acerca das prováveis hipóteses envolvidas no processo de produção de areia. Os autores discorrem sobre aspectos relacionados às operações de perfuração, completação e produção que podem dar origem ou contribuir para a deflagração do processo. Utiliza-se aqui o modelo conceitual apresentado por Dusseault & Santarelli (1989) para ilustrar os prováveis mecanismos envolvidos.

Durante o processo de perfuração, mesmo em arenitos medianamente resistentes, é possível haver destruição da cimentação mineral, que confere coesão aos grãos do arcabouço. Cimentos de composição silicática, os mais frequentes em arenitos, apresentam comportamento frágil e podem romper a deformações tão baixas quanto 0,3%. A destruição do cimento por deformação leva à criação de um material granular de reduzida resistência (Santarelli & Brown, 1989). Se este processo ocorre, a rocha na parede do poço sofre plastificação e torna-se facilmente removível pelo fluido de perfuração.

Na fase de completação o revestimento é assentado e o cimento posicionado entre este e a formação. Com a retração do cimento durante o processo de pega, a tensão radial pode tornar-se muito menor do que aquela que atuava durante a perfuração propiciando, por descarregamento, uma região de material granular (Figura 1.4). Quando o poço é colocado em produção, o fluxo atravessa este material e a produção de areia pode ocorrer.

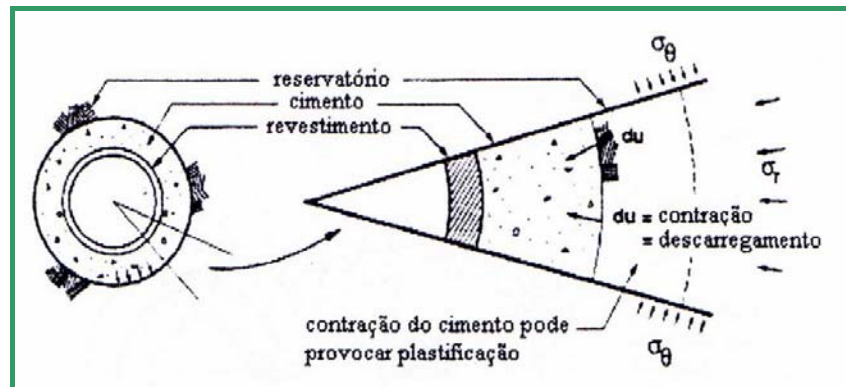


Figura 1.4: Retração do cimento e descarregamento radial (Dusseault & Santarelli, 1989).

Após a cimentação do revestimento os intervalos produtores que atravessam o reservatório são canhoneados. Neste caso a produção de areia ocorre através destas cavidades (Figura 1.5). A estabilidade destas cavidades sob diferentes condições de tensão e forças de percolação de fluido é um aspecto de grande interesse prático que tem sido muito estudado nos últimos anos (Morita *et al.*, 1989; Tronvoll & Fjær, 1994; Bruno *et al.*, 1996; Vaziri *et al.*, 2001).

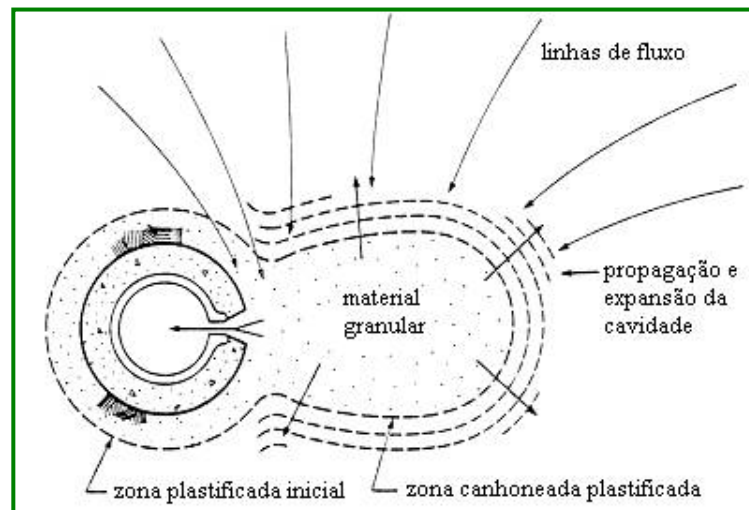


Figura 1.5: Fluência durante as atividades de completação (Dusseault & Santarelli, 1989).

A ação do canhoneio cria uma região onde a cimentação mineral é destruída e muitos grãos encontram-se triturados. No entorno da cavidade uma sucessão de regiões comportam-se de diferentes formas. Mais afastado da cavidade há uma região elástica não afetada pelo canhoneio, uma região elasto-plástica intermediária apresentando um variado grau de dano e uma terceira região, adjacente à cavidade,

onde a rocha está completamente desagregada e as deformações devem se comportar de forma completamente plástica (Figura 1.6).

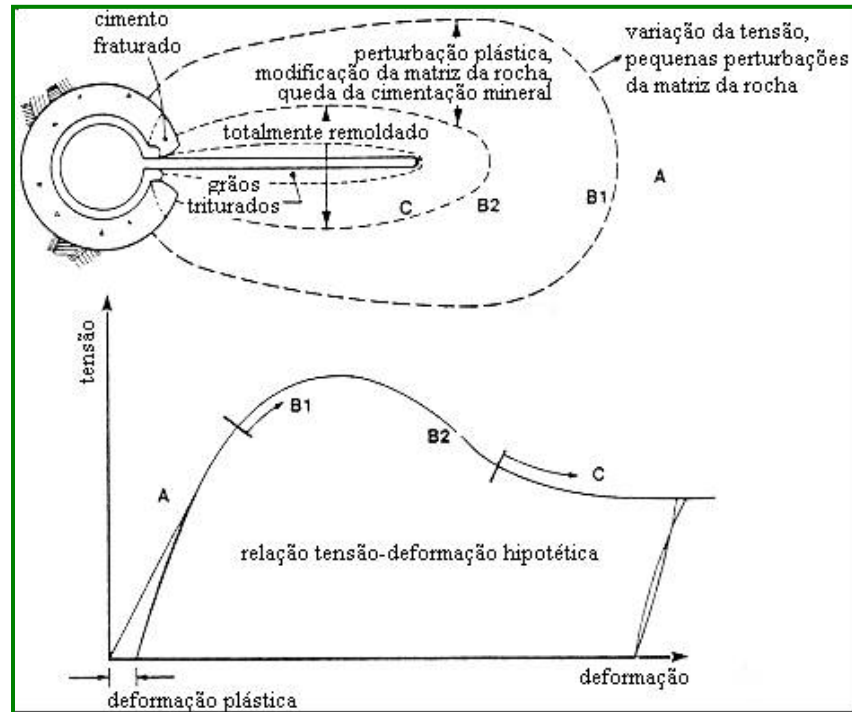


Figura 1.6: Dano aos arenitos brandos durante o canhoneio (Dusseau & Santarelli, 1989).

Além dos efeitos induzidos pelas atividades de perfuração e completação, durante a produção a variação cíclica da poropressão no interior do reservatório, submetido a um campo de tensões desviadoras, pode levar à redução da resistência ao cisalhamento do mesmo. A migração de finos e o tamponamento parcial dos poros reduzem a permeabilidade da formação e acarretam o crescimento da poropressão, levando à ruptura por tração em rochas brandas de baixa resistência (Figura 1.7).

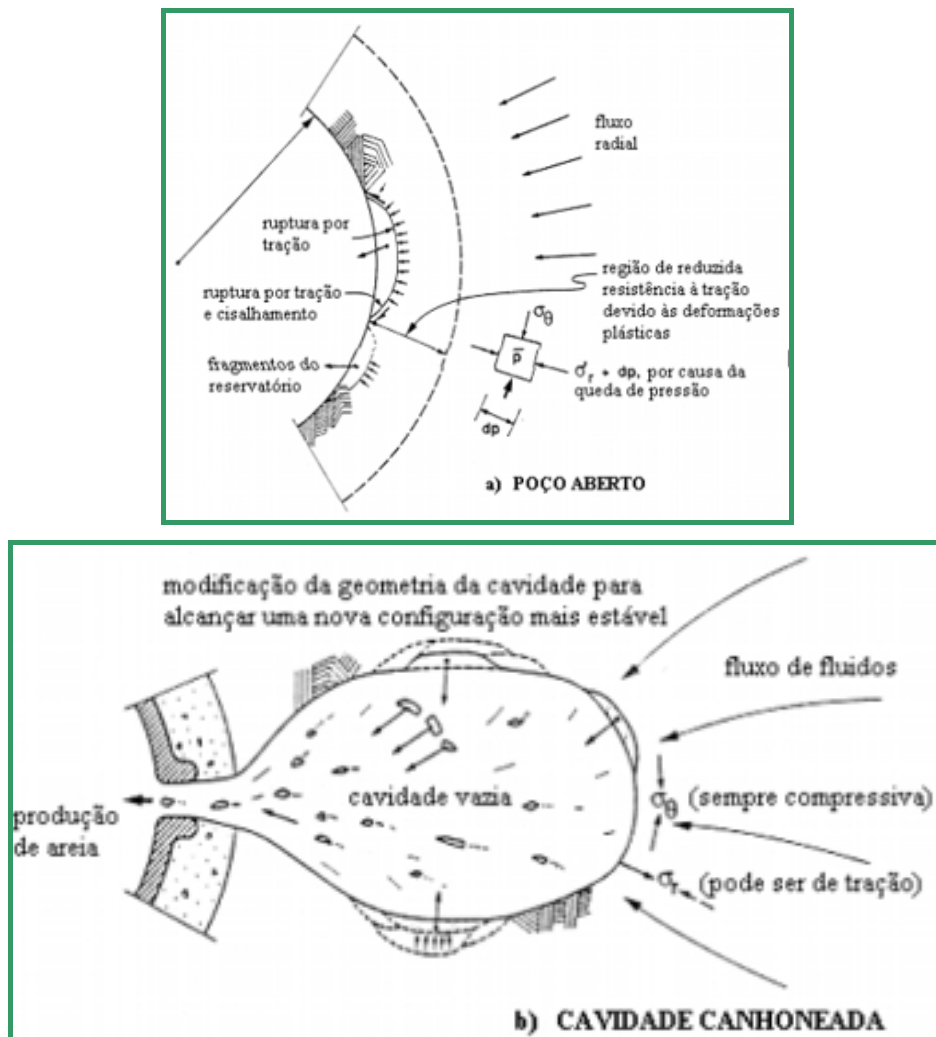


Figura 1. 7: Ruptura por tração deflagrada por forças de percolação, (a) em poço aberto e (b) em cavidade canhoneada, (Dusseault & Santarelli, 1989).

À escala dos grãos o processo de produção de areia pode ser entendido como o resultado da ação de forças de percolação agindo sobre as partículas sólidas adjacentes a alguma superfície livre (e.g. cavidade não obstruída ou um poço não cimentado). A Figura 1.8 ilustra o balanço entre as forças predisponentes e estabilizadoras.

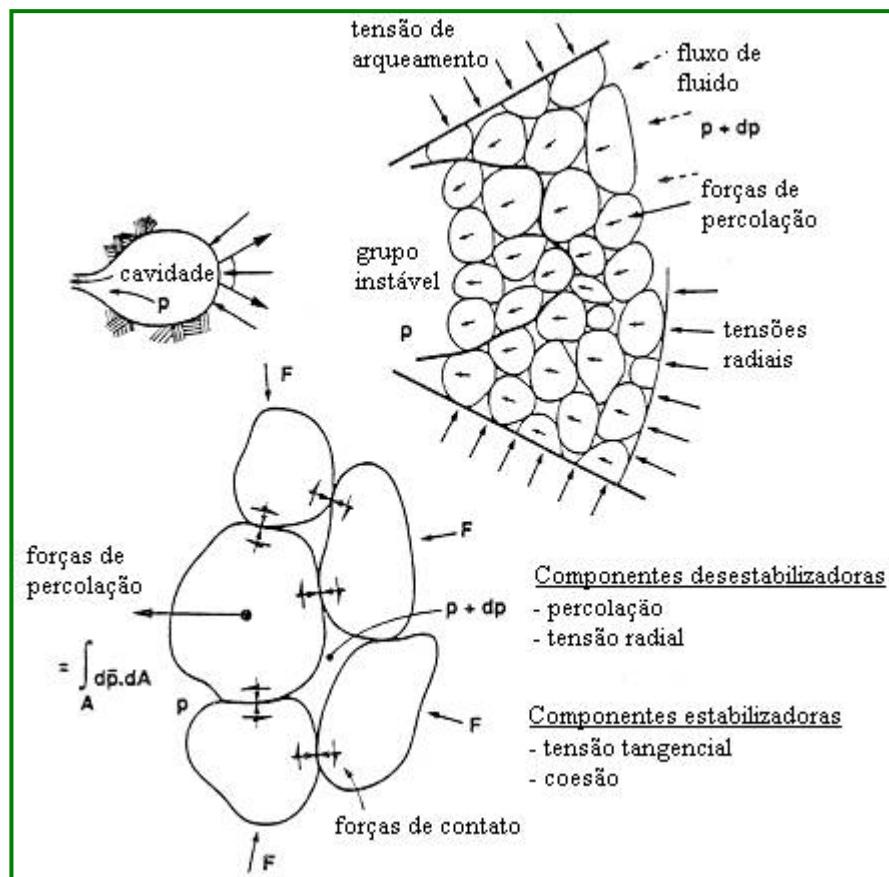


Figura 1.8: Instabilidades microscópicas e produção de areia (Dusseault & Santarelli, 1989).

Morita *et al.* (1989) estudaram a produção de areia a partir de cavidades canhoneadas e propuseram o *drawdown* e o gradiente de poropressão como parâmetros que governam a estabilidade destas cavidades. No diagrama abaixo, apresentado por aqueles autores, podem-se visualizar as condições onde predominam cada um dos mecanismos de ruptura. Para elevados valores de *drawdown*, associados às tensões in situ, predominam rupturas por cisalhamento, enquanto o alto gradiente de poropressão nas vizinhanças das cavidades propicia rupturas por tração. É possível observar também um campo de *drawdown* e gradiente de poropressão relativamente baixos, que definem uma região segura de operação do poço com relação à produção de areia (Figura 1.9).

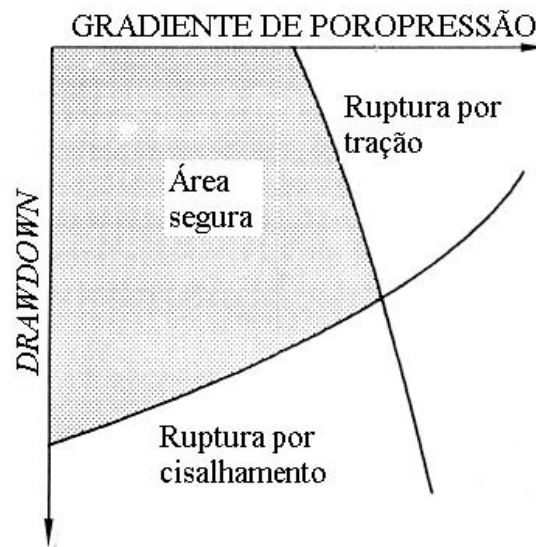


Figura 1.9: Diagrama de estabilidade de Morita et al. (1989).

### 1.1.5 MEDIDAS DE CONTROLE DA PRODUÇÃO DE AREIA

As medidas de controle da produção de areia utilizadas pela indústria petrolífera são:

- Ação sobre os parâmetros de operação, tais como controle das diferenças de pressão entre a formação e o poço (*drawdown*), e a taxa de produção.
- Utilização de obturadores de cascalhos (“gravel pack”). Estes obturadores estão associados à limitação da entrada de areia, funcionando como filtro sólido e granular, ilustrado na Figura 1.10. Porém estes obturadores podem apresentar algumas desvantagens, tais como: reduzir o diâmetro do poço; a distribuição uniforme do cascalho é difícil; sujeito ao tamponamento pela migração de finos e a eventual remoção do cascalho é cara.

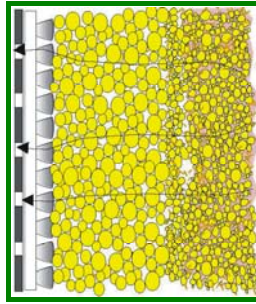


Figura 1.10: Obturador de cascalho: “Gravel Pack” (Gonçalves, 2004).

○ Consolidação química da formação, conhecida como injeção de resina. Porém impõe limitações nas taxas de produção e reduz o potencial de produção do reservatório. A Figura 1.11 ilustra a consolidação química na formação.

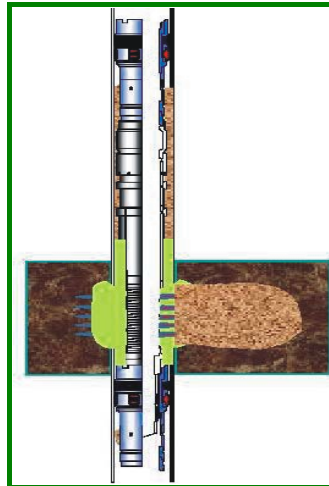


Figura 1.11: Consolidação química da formação: FracPac (Gonçalves, 2004).

○ Contenção mecânica com utilização de revestimento dos tipos ranhuras, telas e filtros sintéticos. Porém, é susceptível à erosão, sujeita ao tamponamento por migração de finos (Figura 1.12) e a remoção é, usualmente, cara. Alguns tipos de filtro sintéticos e mecânicos estão ilustrados na Figura 1.13.



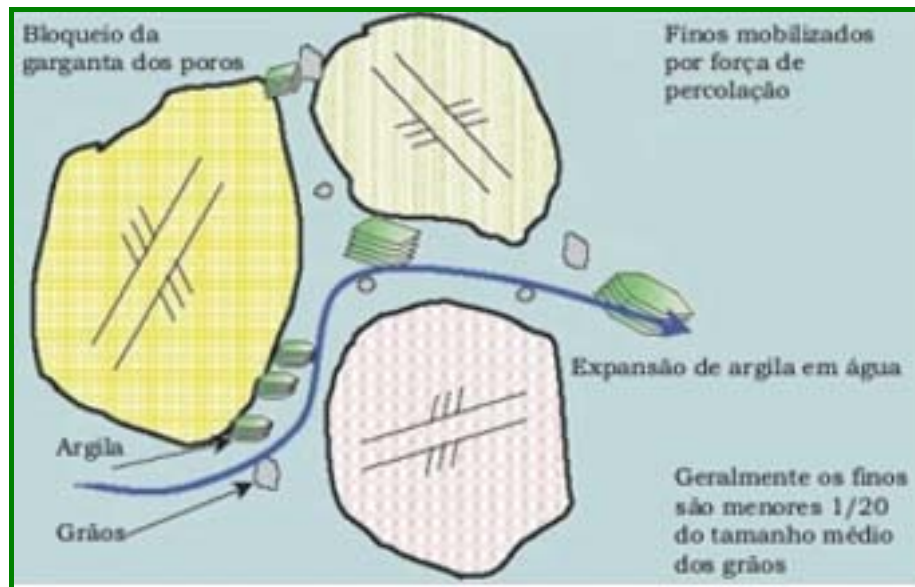


Figura 1.12: Tamponamento dos poros por migração de finos (Gonçalves, 2004).

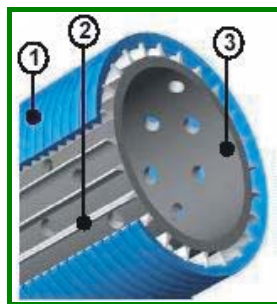


Figura 1.13: Contenção mecânica com utilização de filtros sintético e mecânico (Gonçalves, 2004).

Todas essas medidas de controle de produção de areia acarretam uma diminuição da produtividade dos poços, e um aumento dos gastos das empresas de petróleo, além de difícil manutenção, de modo que controlar a produção de sólidos intervindo sobre os parâmetros de formação apresenta-se muito mais eficaz (Fjaer *et al.*, 1992; Morita & Boyd, 1991; Ramos *et al.*, 1994).

Em rochas pobremente ou não consolidadas, o controle ativo da produção de sólidos é uma necessidade, entretanto em rochas com cimentação, talvez as medidas de exclusão não sejam necessárias, representando economia e aumento da produtividade. Métodos de controle podem adicionar centenas de milhões de dólares aos custos de completação. Entretanto, se forem necessárias medidas de exclusão e estas não forem empregadas, podem ocorrer, em casos extremos, a perda dos poços devido à obstrução dos mesmos (Vaziri & Lemoine, 2000).

## **1.2 ASPECTOS QUE INFLUENCIAM A RESISTÊNCIA DOS ARENITOS**

Como visto anteriormente, os mecanismos de produção de areia podem envolver esforços de tração e de cisalhamento, portanto a resistência dos arenitos tem ligação direta com os mecanismos de produção de areia. Alguns aspectos que afetam a resistência de arenitos são discutidos a seguir, a saber: o *fabric* e mineralogia da rocha, além do efeito de sucção existente no reservatório, devido a presença de fluidos diferentes (óleo e água).

### **1.2.1 PAPEL DOS FLUIDOS**

Um dos principais mecanismos de produção de óleo é o deslocamento de um fluido por outro, sendo bastante comum o deslocamento de óleo por água, que é chamado mecanismo de influxo de água.

Com a redução da pressão dos fluidos da rocha produtora causada pela produção de óleo, haverá uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Esse influxo de água vai deslocar o óleo para os poços de produção, além de manter a pressão de poros elevada no reservatório. O resultado deste processo é um aumento da saturação relativa de água com relação à de óleo.

Entretanto, evidências de campo indicam que a produção de areia em poços de petróleo tende a aumentar quando o volume de água produzido aumenta. É possível que a resistência da rocha, ou que propriedades de cimentação do material sejam degradadas por altas saturações de água e pelo efeito da fadiga do material. Esse efeito ocorre com o tempo, uma vez que a razão água-óleo elevada em geral está associada a poços com elevado período de produção.

### **1.2.2 A INFLUÊNCIA DA CAPILARIDADE NA RESISTÊNCIA DOS ARENITOS**

Quando dois fluidos imiscíveis estão presentes em um meio poroso, um dos fluidos (o fluido molhante) tenderá a se espalhar pela superfície dos grãos. A pressão capilar é a diferença de pressões entre os fluidos molhante e não molhante e, a altura da ascensão capilar é inversamente proporcional ao tamanho dos poros (Pinto, 2002). A tensão interfacial que mantém os grãos unidos é proporcional a esta diferença de pressão. Quando ocorre uma redução da pressão capilar, devido a um aumento da saturação do fluido molhante, os meniscos entre os grãos são destruídos, reduzindo a força capilar resistente. Na Figura 1.14 (a) ilustra-se um esquema dos fenômenos relacionados à capilaridade; na Figura 1.14 (b) ilustra-se a altura de ascensão e pressão da água num tubo capilar; na Figura 1.14 (c) ilustra-se a tensão capilar em água suspensa e coesão aparente, onde da tensão superficial (T) da água surge uma força (P) que aproxima as partículas.

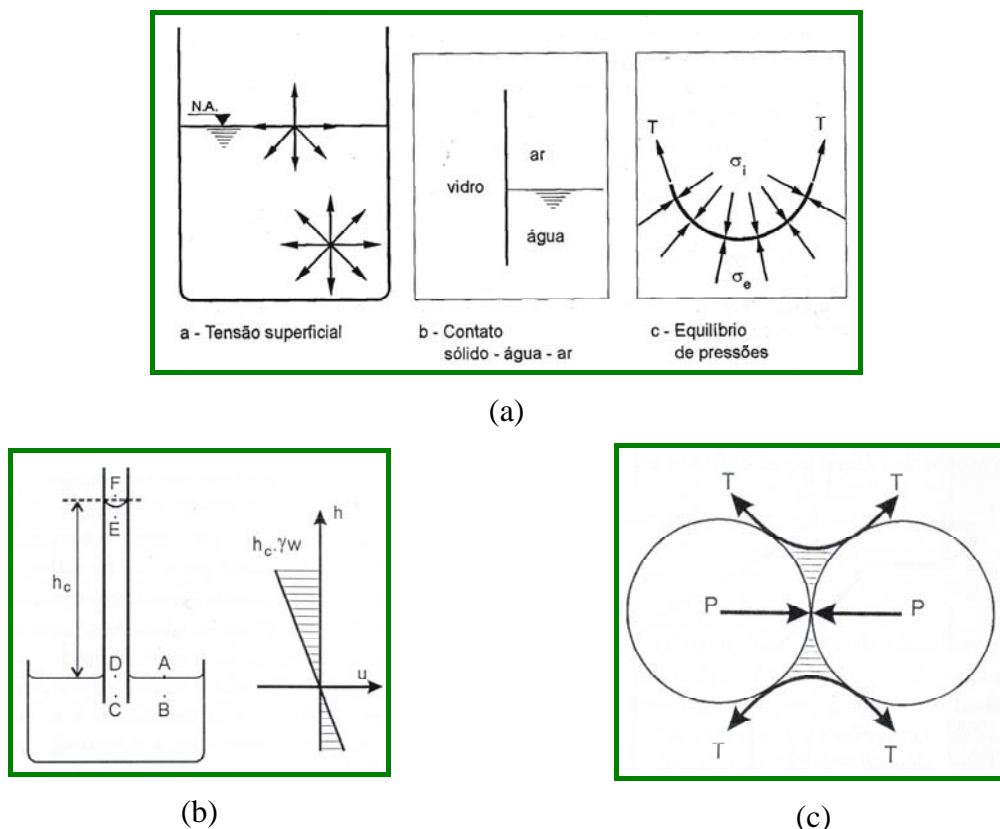


Figura 1.14: Pressões capilares (Pinto, 2002).

Bruno *et al.* (1996), modelando a estabilidade de arcos de areia, consideraram três componentes de forças estabilizadoras dos arcos: cimentação intergranular,

força de atrito entre grãos e a coesão aparente devido à presença de dois fluidos distintos. A Figura 1.15 mostra a força de capilaridade atuante entre os grãos.

Bruno *et al.* (1997), realizaram estudos paramétricos para avaliar a importância das forças capilares na estabilidade de arcos de areia nas vizinhanças de cavidades, e concluíram que as forças capilares, fundamentais para a estabilidade de arcos, decrescem com o aumento de saturação de água.

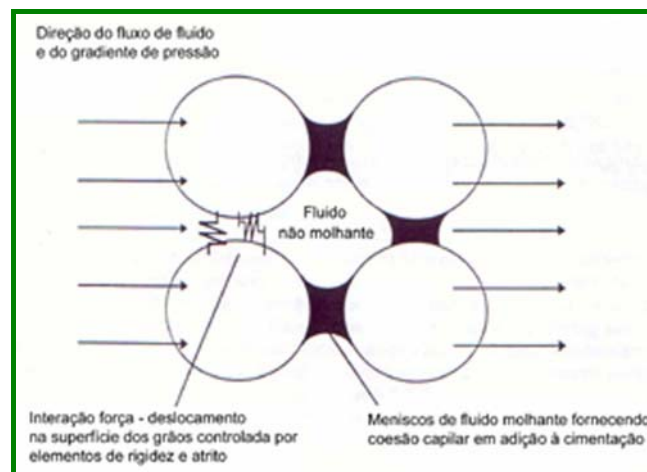


Figura 1.15: Capilaridade entre grãos, forças atuantes e resistivas (Bruno *et al.*, 1996).

É bem conhecido que um aumento da saturação de água promove uma redução de resistência para todos os tipos de rocha. Esse é o efeito das tensões efetivas de Terzaghi. Para folhelhos e arenitos quartzíticos é reportada uma perda de resistência de 50% na compressão simples quando as amostras foram completamente saturadas com água com relação ao seu estado seco (Wu & Tan, 2001). Entretanto, o efeito da água na resistência é variável para diferentes tipos de rochas.

Apesar da importância da saturação água-óleo na previsão da produção de areia, o conhecimento da resistência de arenitos poucos consolidados é ainda pequeno. Dowla *et al.* (1990, apud Wu & Tan, 2001) apresentaram ensaios de laboratório sobre os efeitos da saturação água-óleo nas propriedades mecânicas do arenito Berea. Eles concluíram que a resistência média à compressão simples das amostras saturadas com 100% de óleo era 28% menor que a resistência média das amostras secas, e que as amostras saturadas com 100% de água apresentaram resistência média 56,8% menor que a resistência média das amostras secas.

### **1.2.3A INFLUÊNCIA DA MINERALOGIA (DA FRAÇÃO ARGILA) NA RESISTÊNCIA DOS ARENITOS**

É sabido que argilominerais (ilita, esmectita, ilita/ esmectita) podem se expandir quando entram em contato com a água. Deste modo, é razoável esperar que arenitos que contém mais argilominerais apresentem uma maior redução de resistência devido à saturação de água. Assim sendo, a proporção relativa de quartzo e argilominerais pode controlar essa redução.

Esse efeito químico entre os argilominerais e a água ocorre porque os argilominerais carregam cargas negativas, e que devido a sua polaridade atraem camadas de moléculas de água e cátions que estão presentes na água livre que preenche os poros das rochas, ocorrendo então as trocas catiônicas. Dos argilominerais a esmectita é a que possui maior afinidade com a água, devido a sua grande superfície específica (Wu & Tan, 2001).

## **1.3 OBJETIVOS**

O objetivo principal deste trabalho é avaliar a influência da saturação de fluidos na resistência à tração de diferentes arenitos. Em particular, busca-se caracterizar o papel do meio poroso e da saturação relativa água-óleo, variável e crescente em torno dos poços produtores, na resistência à tração da rocha reservatório. As saturações relativas água-óleo têm relação com as sucções desenvolvidas no meio poroso e a resistência à tração.

Os resultados foram analisados considerando que se espera uma redução da resistência à tração com o aumento da saturação relativa de água, devido a efeitos mineralógicos (presença de minerais expansivos) e capilaridade (redução da sucção).

## 2 CONTEXTO GEOLÓGICO

Neste trabalho os arenitos estudados foram os arenitos Vila Velha e Rio Bonito (ambos da Bacia do Paraná) e o Sergi (Bacia do Recôncavo).

O arenito Vila Velha foi escolhido por apresentar ocorrências sub-comerciais de gás (França *et al.*, 1996) e por apresentar homogeneidade de suas propriedades geomecânicas já comprovada por Barroso (2002).

O arenito Sergi foi escolhido por ser um dos reservatórios mais importantes da Bacia do Recôncavo e também por apresentar histórico de produção de areia.

O arenito Rio Bonito foi incluído nesta pesquisa para comparação de resultados, os quais foram obtidos por Vasconcelos (2002).

### 2.1 BACIA DO PARANÁ

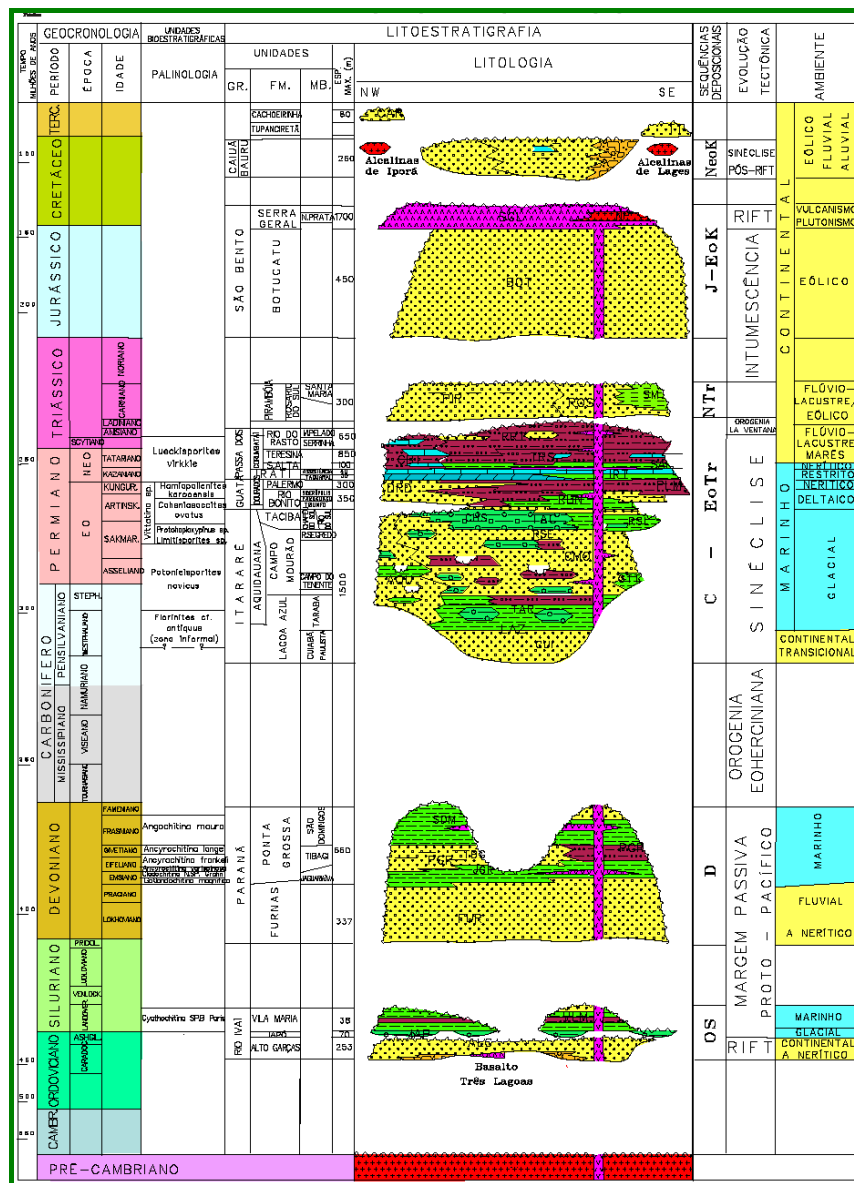
A Bacia do Paraná distribui-se pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás. Sua área total no Brasil é da ordem de 1.100.000km<sup>2</sup>, ocupa também parte dos territórios do Paraguai (100.000km<sup>2</sup>), Uruguai (100.000km<sup>2</sup>) e Argentina (100.000km<sup>2</sup>). A Bacia do Paraná possui uma forma alongada de direção NNE-SSW com cerca de 1750 km de comprimento e 900 km de largura médios (Zalán *et al.*, 1990).

Segundo o sistema classificatório de bacias sedimentares de Klemme (1980, *apud* Figueiredo & Gabaglia, 1986), a Bacia do Paraná foi classificada como uma bacia do Tipo I (interior cratônico). Esse tipo de bacia jaz no interior das áreas cratônicas pré-cambrianas e sua gênese é ainda bastante discutida.

Segundo Milani *et al.* (1995), a estratigrafia da Bacia do Paraná é constituída por seis grandes seqüências deposicionais limitadas por expressivas discordâncias

regionais: ordovício-siluriana, devoniana, carbonífera-eotriássica, neotriássica, jurássica-eocretácea e neocretácea.

A descrição completa sobre a estratigrafia da Bacia do Paraná foge ao escopo desta pesquisa. Nessa monografia trabalhou-se com os arenitos Vila Velha (Grupo Itararé) e Rio Bonito (Grupo Guatá), ambos pertencentes à seqüência carbonífera-eotriássica, depositada em discordância sobre a seqüência devoniana. A coluna estratigráfica da Bacia do Paraná está ilustrada na Figura 2.1.



E.J.MILANI et al., 1993

Figura 2.1 – Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná (extraída do site <http://www.anp.gov.br/jan./2005>).

### 2.1.1 ARENITO VILA VELHA

Os arenitos Vila Velha fazem parte do Grupo Itararé da Bacia do Paraná, e são interpretados como produtos de fluxos gravitacionais de alta a altíssima densidade, emanados da base de geleiras.

O arenito Vila Velha é interpretado como um trato de sistema deposicional, onde representa o predomínio de lobos subaquosos, num contexto de sedimentação periglacial e/ ou glacialmente induzida. A ausência quase que total de matriz síltico-argilosa torna o amalgamento sutil e de difícil distinção, mas produz os melhores reservatórios observados e apresentam ocorrências sub-comerciais de gás (França *et al.*, 1996).

Folhelhos cinza-escuro, finamente laminados, com intercalações de camadas centimétricas de arenito fino a médio com gradação normal, ocorrem intercalados entre lobos arenosos. Esta fácies é produto de deposição de partículas finas por decantação, num ambiente de baixa energia somente alterado por correntes de turbidez episódicas e de baixa densidade, responsáveis pela intercalação de arenitos e geração de seqüências de Bouma incompletas.

Os lobos arenosos de Vila Velha constituem corpos lenticulares, com base plana e topo ligeiramente convexo, espessuras máximas de cerca de 30m e extensão lateral de centenas a mais de mil metros. São facilmente visualizados quando separados por camadas pelíticas. Esses lobos arenosos devem ter iniciado sua sedimentação com a queda do nível do mar e incisão dos canais, caracterizando-se as fácies de sua base com trato de mar baixo. Posteriormente, com subida relativa do nível do mar, iniciou-se, de modo retrogradacional, o preenchimento do canal, que, juntamente com os lobos de Vila Velha, constitui um trato de sistemas transgressivo (França *et al.*, 1996), mostrado na Figura 2.2.



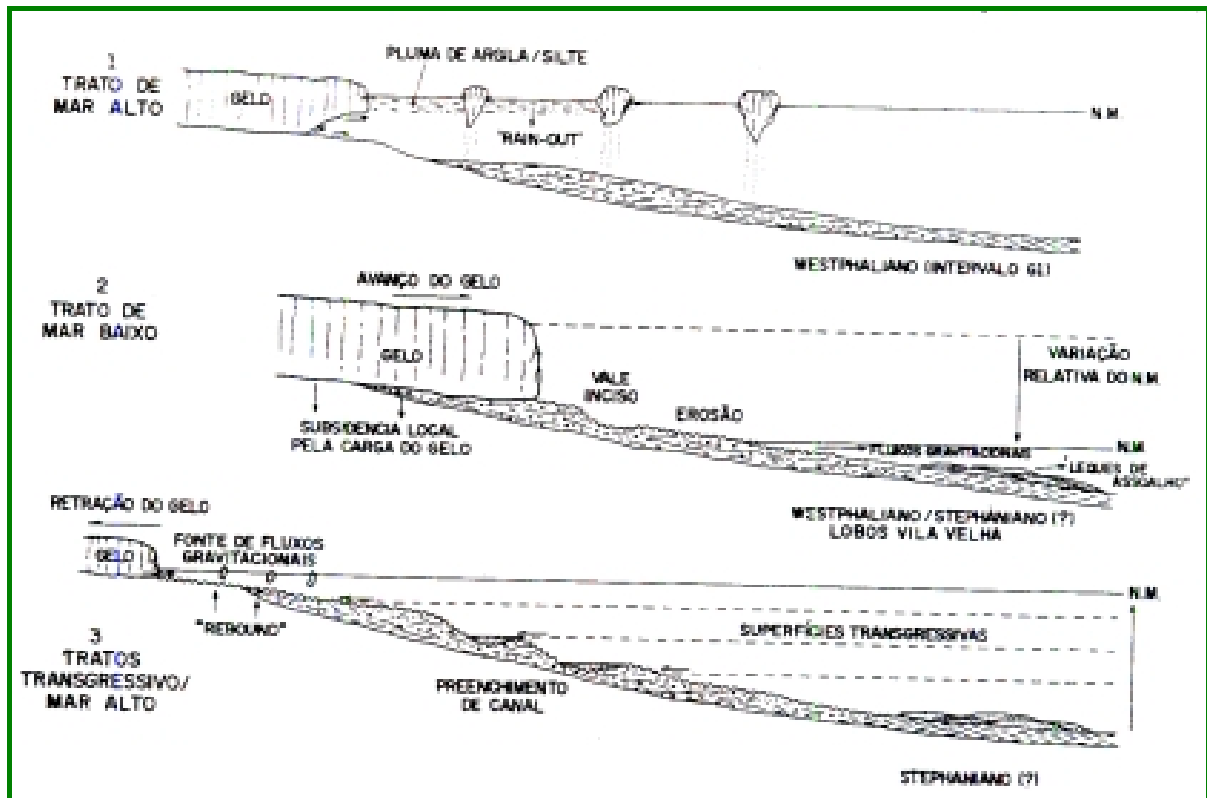


Figura 2.2: Esquema do trato de sistema transgressivo (França et al, 1996).

### 2.1.2 FORMAÇÃO RIO BONITO

A sedimentação carbonífera-permiana assumiu um caráter transgressivo em função do degelo e conseqüente subida do nível do mar. Essa tendência transgressiva foi momentaneamente interrompida pela progradação de cunhas arenosas da Formação Rio Bonito (França et al., 1996). Tal episódio de reativação de áreas fontes é atribuído por Zalán et al. (1986, 1990) à Orogenia Tardiherciniana na margem ativa do continente. Arenitos associados a leitos de carvão, siltitos e folhelhos, estes localmente carbonosos, formam um contexto clássico de sedimentação deltaica, que adentrou a bacia por seu flanco leste.

## 2.2 BACIA DO RECÔNCAVO

A Bacia do Recôncavo está localizada no Estado da Bahia, ocupando aproximadamente 10.000km<sup>2</sup> e uma profundidade de até 9.500m. É classificada como rift abortado segundo a classificação de Klemme (1980, *apud* Figueiredo & Gabaglia, 1986), ou tipo III segundo Szatmari & Porto (1982 *apud* Figueiredo & Gabaglia, 1986).

Sendo um rift alongado na direção NE-SW preenchido por sedimentos de idade juro-cretáceo, e constituído por um semi-gráben com camadas mergulhando para SE. A Figura 2.3 mostra a seção geológica NW-SE da Bacia do Recôncavo. Limitada a leste pelo alto de Salvador e a oeste pelos altos Canabrava, Boa União e Aporá, e ao sul pelo falhamento da Barra.

A descrição completa sobre a estratigrafia da Bacia do Recôncavo não é foco desta pesquisa. Nessa monografia trabalhou-se com os arenitos Sergi (idade Dom João). A coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo está ilustrada na Figura 2.4.

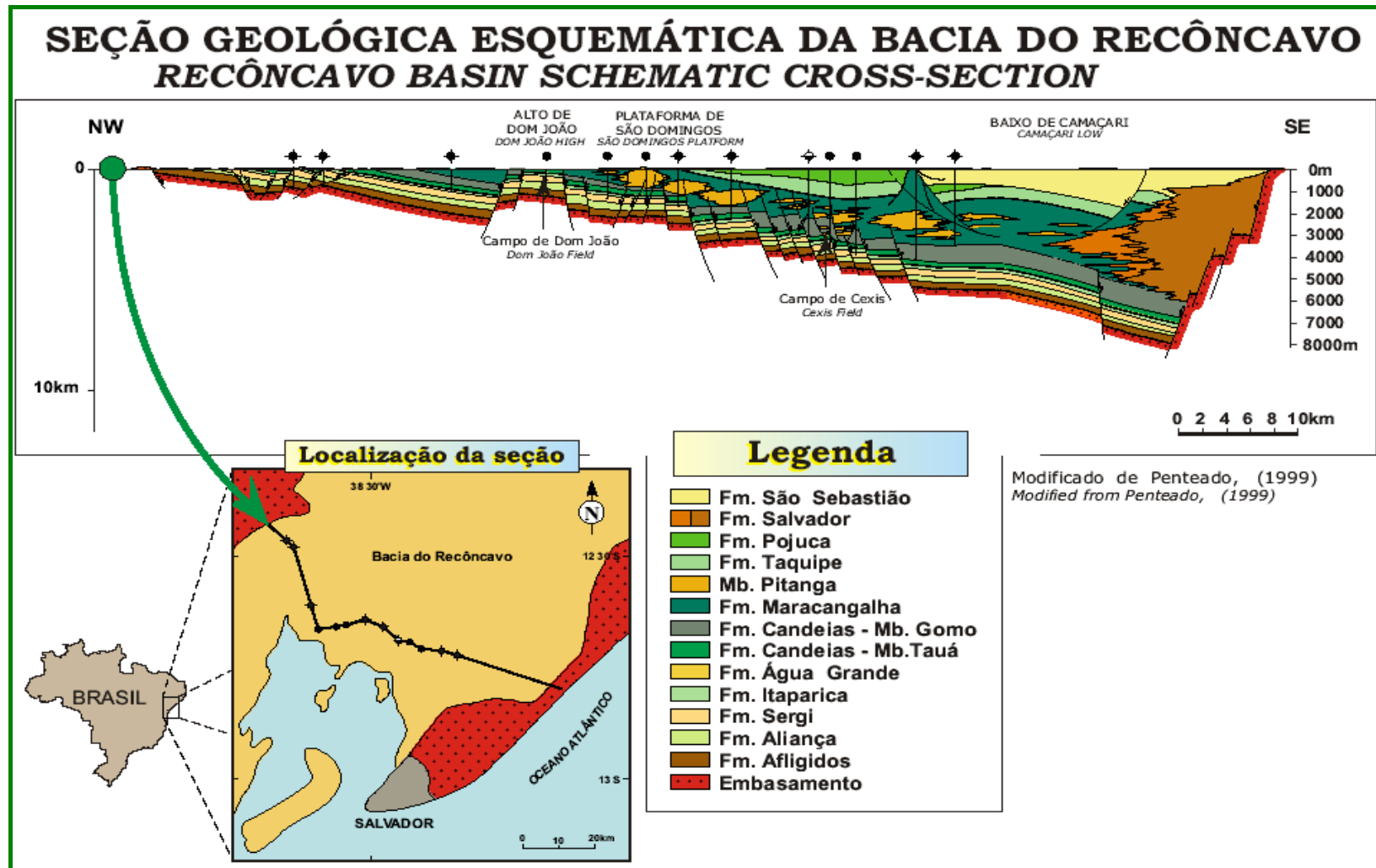
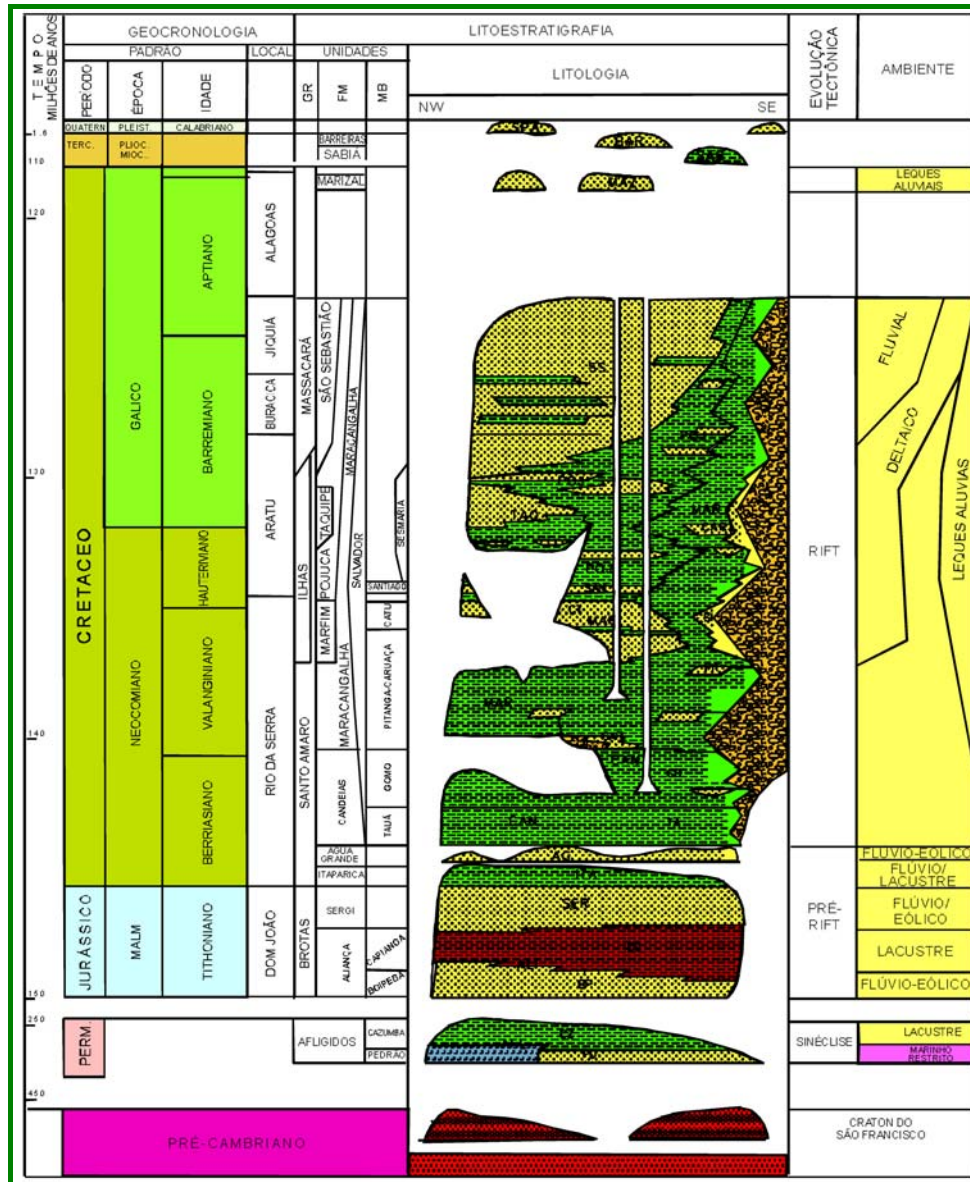


Figura 2.3 – Seção geológica NW-SE da Bacia do Recôncavo (extraído do site <http://www.anp.gov.br>, jan./2005).



J.M.CAIXETA, 1993

Figura 2.4 – Coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo (extraída do site <http://www.anp.gov.br/jan./2005>).

## 2.2.1 O PETRÓLEO DA BACIA DO RECÔNCAVO

A Bacia do Recôncavo foi a pioneira na exploração nacional de petróleo quando, em 1939, perfurou-se o poço 1-L-3-BA, próximo a Lobato, arredores de Salvador, vindo a ser o primeiro produtor de óleo do país (<http://www.anp.gov.br/estat/amario00.htm>, fev./ 2001). Esta descoberta levou ao desenvolvimento de um programa de 15 anos de duração, que objetivou conhecer

melhor a bacia do ponto-de-vista da exploração petrolífera, através de um mapeamento geológico de superfície (Ribeiro, 2002).

A bacia possui seis sistemas petrolíferos provados (Figueiredo *et al.*, 1994; Mello *et al.*, 1994): Candeias – Sergi, Candeias – Água Grande, Candeias – Candeias, Candeias – Maracangalha, Candeias – Marfim e Candeias – Pojuca. Sendo o principal da bacia o Candeias – Sergi.

Em toda a bacia, as principais rochas geradoras são os folhelhos dos membros Tauá e Gomo da Formação Candeias. As zonas de maior maturidade estão localizadas em níveis argilosos na borda da bacia.

Os arenitos da Formação Sergi, juntamente com os arenitos da Formação Água Grande, formam os reservatórios da fase pré-rift, e ambos acumulam 57% do volume de petróleo provado na bacia (429,7 milhões de m<sup>3</sup>, 2.702,8 milhões de bbl), são distribuídos através de 25 campos, dentre os quais Dom João, Candeias, Água Grande e Buracica se salientam (Ribeiro, 2002). Os reservatórios Sergi são os maiores reservatórios deste sistema, contendo 301,8 milhões de m<sup>3</sup> (1.898,34 milhões de bbl). A distribuição dos campos de óleo e gás na bacia do Recôncavo está ilustrada na Figura 2.5.

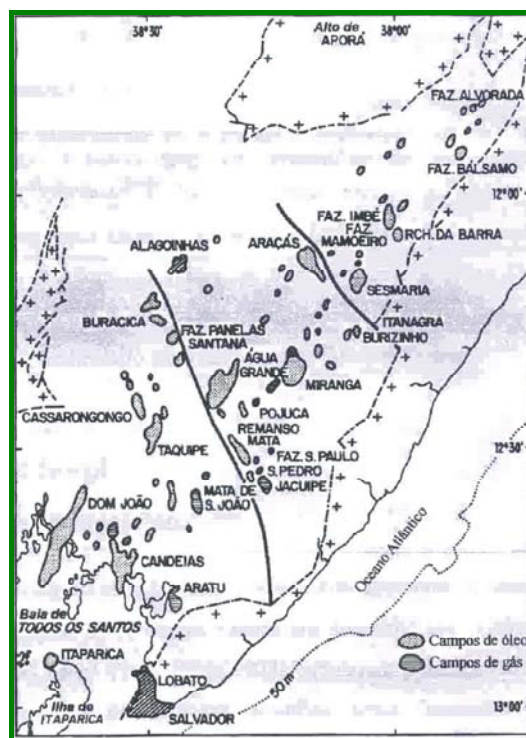


Figura 2.5: Campos de óleo e gás na Bacia do Recôncavo (modificado de Figueiredo *et al.*, 1994).

Estes reservatórios são muito heterogêneos, com porosidade variando de 10% a 25% e a permeabilidade entre 20 e 1.200mD (Figueiredo *et al.*, 1994). Tal heterogeneidade conduz a quedas abruptas de produção, indicando, neste caso, compartimentação. Este comportamento está relacionado a processos pós-deposicionais e eodiagenéticos, podendo destacar a infiltração mecânica de argila que compromete fortemente as características petrofísicas citadas, além de fornecerem respostas errôneas a perfis geofísicos como GR e SP (De Ros, 1987).

A evolução mecânica distensional da Bacia do Recôncavo gerou uma série de *horsts* e grábens (blocos altos e baixos) que elevou os depósitos sedimentares da fase pré-rift a níveis acima daqueles das rochas geradoras (Formação Candeias), desenvolvendo armadilhas estruturais. Na Figura 2.6 está ilustrado um esquema de migração e acumulação de petróleo.

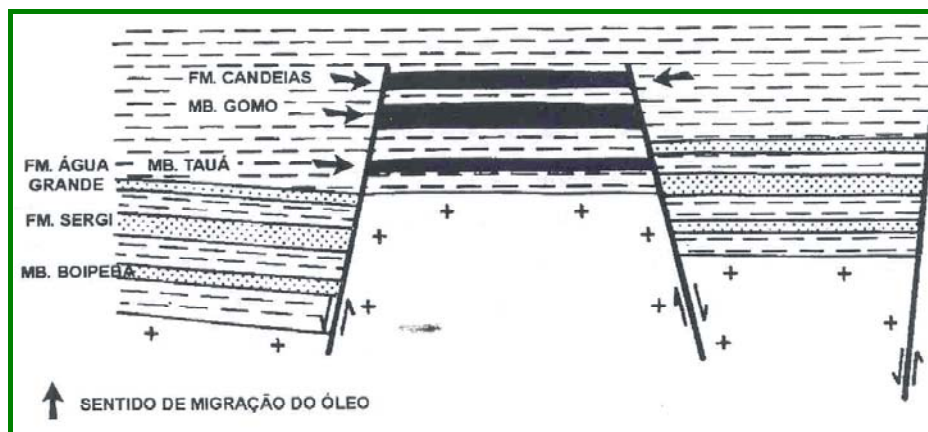


Figura 2.6: Modelo esquemático de migração e acumulação de hidrocarbonetos no sistema petrolífero Candeias – Sergi. Armadilhas do tipo estrutural (modificado de Figueiredo *et al.*, 1994).

Os campos de Água Grande, Buracica e Dom João são exemplos deste sistema. Os dois primeiros estão relacionados à zona de transcorrência de Mata-Catu, segmentados por falhas normais em blocos menores, enquanto o campo de Dom João é composto por um estreito alto estrutural controlado por duas grandes falhas sintéticas.

### 2.2.2 FORMAÇÃO SERGI

Neste trabalho foram utilizados arenitos da Formação Sergi, tendo em vista que são reservatórios importantes da Bacia do Recôncavo. Nessa bacia a Formação Sergi é constituída essencialmente por quartzarenitos com granulometria variada, incluindo-se conglomerados finos e lamitos, e cuja forma é semelhante a um “lençol” com espessamento para SE. Entretanto, segundo descrições de De Ros (1987) realizadas no Campo de Sesmária, a formação apresenta a forma de cunha, cuja espessura diminui para SE e quase ou totalmente desaparece em poços devido ao grande número de falhas da região. Ou seja, possui a forma geral descrita primeiramente, mas as alterações causadas pelo tectonismo foram intensas e geraram particularidades.

Os contatos com as formações Aliança (subjacente) e Itaparica (suprajacente), ambas demarcadas pelo contato arenito com folhelhos, são gradacionais. Cronoestratigraficamente, a Formação Sergi posiciona-se no andar Dom João (Jurássico Superior), inferida a partir de ostracodes não-marinhos encontrados na formação subjacente.

A Formação Sergi é consensualmente interpretada, segundo a literatura, como o registro de um sistema flúvio-eólico, desenvolvido sob condições de clima árido/semi-árido, durante o final do Jurássico. Os paleoambientes relacionados são, principalmente, rios entrelaçados de alta energia, desenvolvidos a partir de leques aluviais, associados aos campos de dunas.

### **3 METODOLOGIA**

A metodologia aplicada neste trabalho constou primeiramente em analisar quais arenitos que seriam estudados e trabalhados. Após esta análise e escolha foi feita a coleta das amostras de arenitos.

Com estes arenitos em laboratório foram realizadas as caracterizações mineralógicas, texturais e físico-mecânicas. Com estes resultados, pôde ser avaliada a susceptibilidade dos arenitos à produção de areia. O diagrama 3.1 ilustra as etapas desta metodologia.



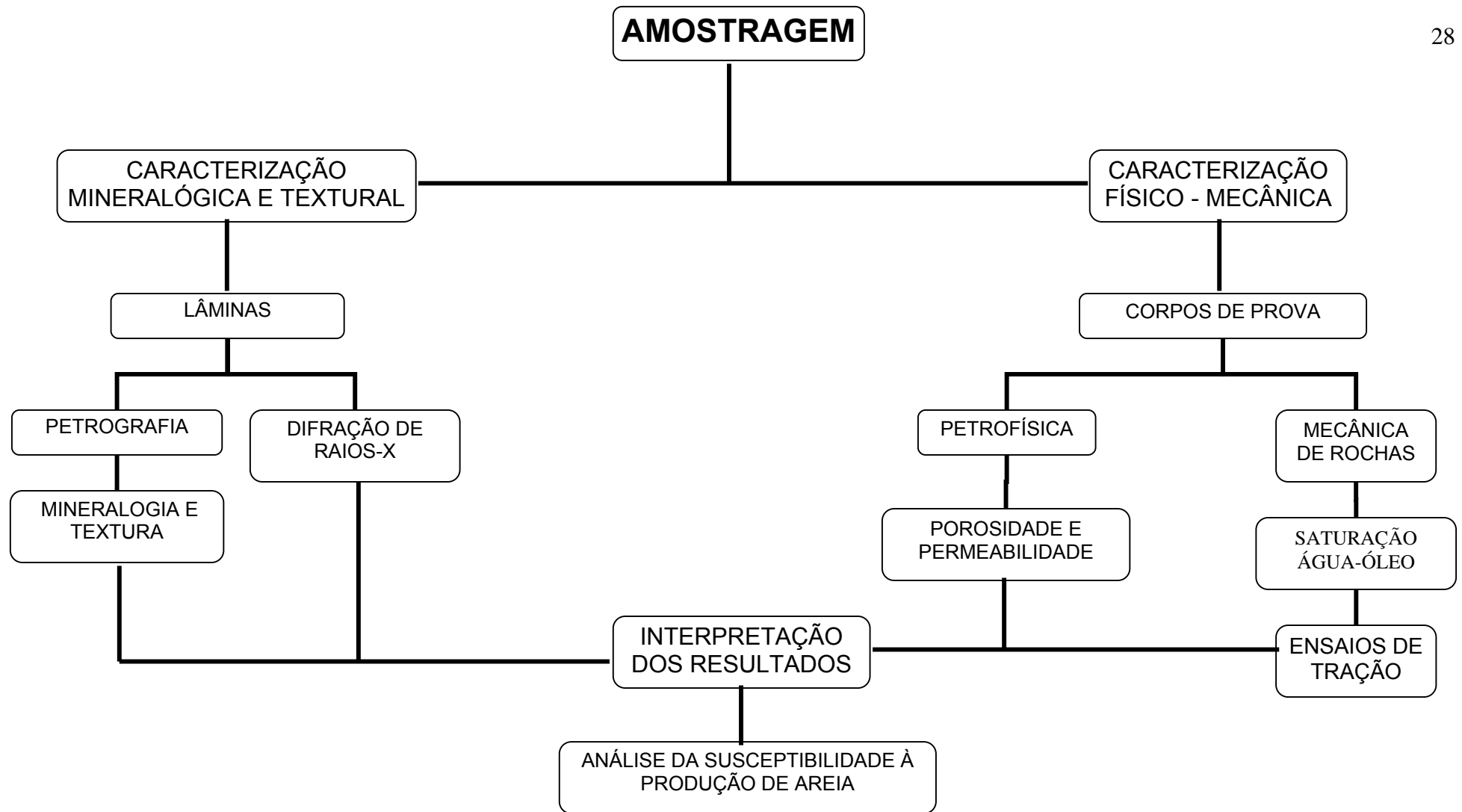


Diagrama 3.1: Metodologia aplicada neste trabalho.

## **3.1 AMOSTRAGEM**

### **3.1.1 AMOSTRAGEM DE CAMPO**

A fase inicial da pesquisa constou da aquisição de amostras de afloramentos de três arenitos distintos. As amostras foram adquiridas em blocos de dimensões de aproximadamente 30x30x20cm. Nesta pesquisa os arenitos amostrados em afloramento são os arenitos Rio Bonito e Vila Velha (ambos da Bacia do Paraná) e Sergi (Bacia do Recôncavo).

Esse procedimento de aquisição de amostras de afloramento pode ser justificado pelos altos custos de amostras de testemunhos, em geral, de propriedade das companhias de petróleo, e a pequena disponibilidade das mesmas para testes destrutivos.

### **3.1.2 AMOSTRAGEM DE LABORATÓRIO**

Os blocos dos arenitos foram levados para o Laboratório de Preparação de Amostras, do setor de Geologia de Engenharia e Ambiental do Departamento de Geologia da UFRJ. Neste laboratório foram preparados corpos de prova cilíndricos, em formas de plugues, de dimensões pré-determinadas, onde a altura é a metade do diâmetro. Os corpos de provas dos arenitos Rio Bonito e Vila Velha possuíam altura de 2cm e o diâmetro de 4cm, aproximadamente, ilustrado na Figura 3.1(a). Já os corpos de prova do arenito Sergi possuíam a altura de 1,25cm e diâmetro de 2,5cm, aproximadamente, conforme ilustrado na Figura 3.1(b).

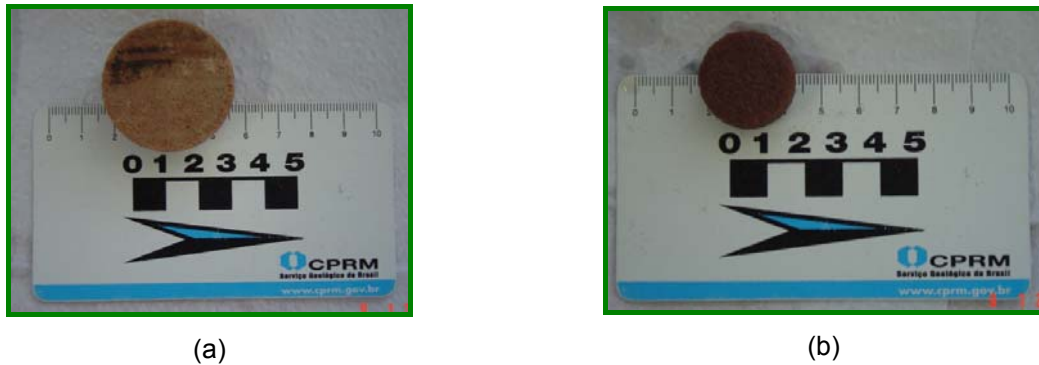


Figura 3.1: (a) corpo de prova do arenito Vila Velha; (b) corpo de prova do arenito Sergi.

## 3.2 CARACTERIZAÇÃO MINERALÓGICA E TEXTURAL

Após a fase de coleta de amostras foi realizada a diagnose dos arenitos em lâminas petrográficas, para avaliar a mineralogia das rochas e quantificar suas texturas. Através da difração de raios-X os minerais presentes na fração granulométrica argila foram identificados.

### 3.2.1 PETROGRAFIA

As lâminas delgadas foram impregnadas com resina acrílica de polimerização lenta (Araldite), para manter a integridade das amostras, e corante de cor azul (Azul de Oracet B), para realçar o espaço poroso. A impregnação das rochas foi feita sob vácuo e com resina colorida, segundo a metodologia proposta por Cesero *et al.* (1989), mostrada no Diagrama 3.2.

As lâminas foram preparadas no Laboratório de Preparação de Lâminas, do Departamento de Geologia da UFRJ.

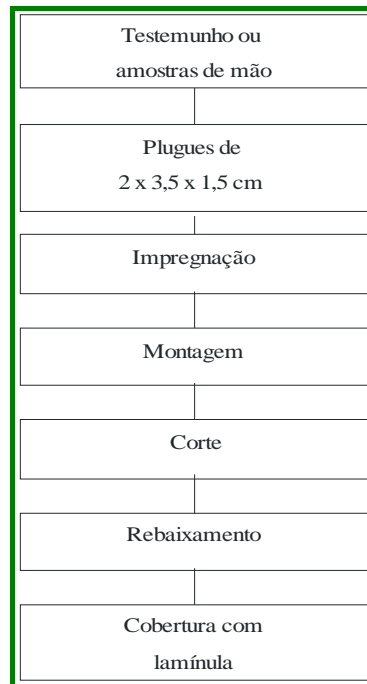


Diagrama 3.2: Roteiro para confecção de lâminas delgadas impregnadas (Cesero et al., 1989).

Nestas lâminas foram determinados parâmetros texturais considerados relevantes para a compreensão da resistência à tração, tanto aqueles relacionados à matéria mineral (arranjo entre os grãos, o teor de cimento, a identificação de matriz), quanto o aspecto relacionado ao meio poroso (quantificação de porosidade).

Os parâmetros texturais foram feitos através de um contador de pontos, acoplado ao microscópio, onde foram analisadas a composição mineralógica e classificação dos arenitos. Para o arenito Vila Velha foram feitos um total de 400 pontos para cada lâmina, e para o arenito Sergi 350 pontos.

A análise dos arenitos e sedimentos recentes mostra que rochas são formadas por fragmentos da classe areia, os quais são compostos em sua grande maioria por quartzo, feldspatos e fragmentos de rocha. Para representá-la graficamente, Pettijohn (1975) fez uso de dois diagramas ternários, um para arenitos com percentual de matriz inferior a 15% e outro para arenitos com percentuais superiores a este valor. A Figura 3.2 mostra a representação gráfica da classificação de arenitos.

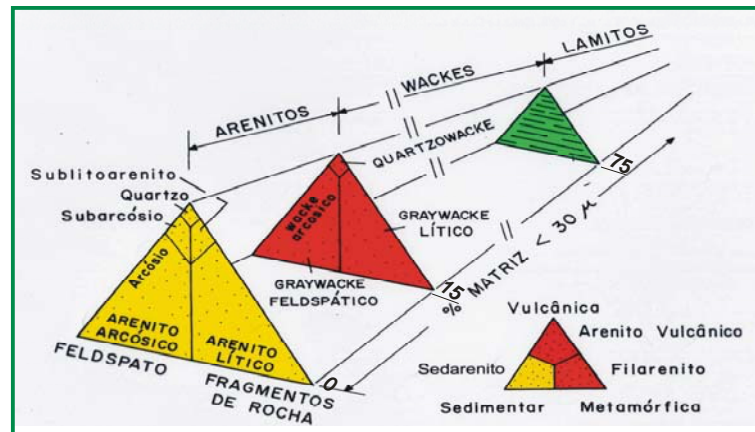


Figura 3.2: Representação gráfica da classificação de arenitos (Pettijohn, 1975).

Outro estudo também importante para a caracterização dos arenitos é o estudo do empacotamento dos grãos. Tanto o volume como o tamanho individual dos poros é afetado pelo empacotamento, com reflexos diretos sobre a porosidade, a massa específica e a permeabilidade da rocha. É evidente a influência destes aspectos sobre o comportamento geomecânico de arenitos, como por exemplo, na dilatância durante o cisalhamento, na anisotropia de resistência e de deformabilidade e na permeabilidade.

O empacotamento pode ser definido como o arranjo espacial entre os grãos, para o qual contribuem variadas propriedades, incluindo o tamanho, a forma, a orientação e a seleção dos grãos.

Embora os contatos entre os grãos durante a deposição do sedimento sejam basicamente tangenciais, estes são significativamente modificados por processos diagenéticos. Diversos autores propuseram índices para quantificação do empacotamento. Kahn (1956, *apud* Pettijohn, 1975) propôs a densidade de empacotamento ou densidade de compactação, que é a relação entre a soma de todos os comprimentos dos grãos, medidos em uma linha em seção delgada, pelo comprimento total da própria linha. A Figura 3.3 mostra a terminologia para o contato entre os grãos de arenitos.

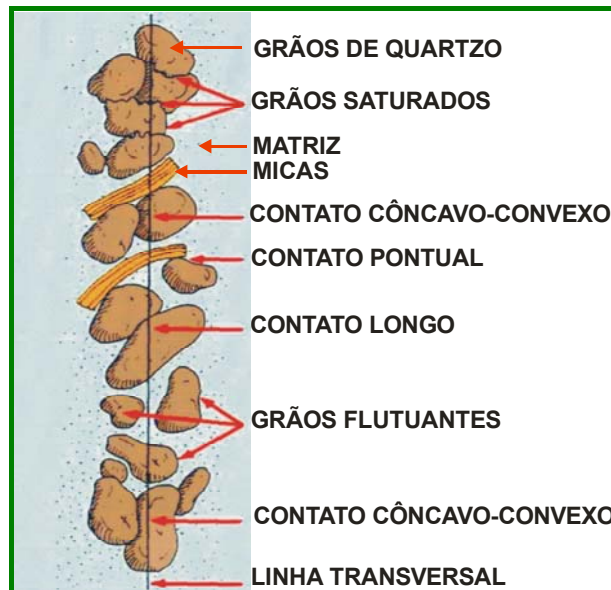


Figura 3.3: Terminologia para o contato entre os grãos de arenitos (Pettijohn et al., 1975).

### 3.2.2 DIFRAÇÃO DE RAIOS X

Para caracterização e qualificação dos argilominerais presentes nos arenitos foi utilizado o método de difração de raios X.

A difração de raios X foi executada no aparelho Rigaku-Termoflex no Laboratório de Difração de Raios X, do Setor de Geologia de Engenharia e Ambiental do Departamento de Geologia da UFRJ, com contador proporcional, velocidade de 1°/min, “scan” de 4, velocidade do papel de 40 mm/mim e T.C. de 0,5.

As amostras de rocha foram pulverizadas em moinho, procedendo-se à sedimentação e coleta por pipetagem da fração argila produzida artificialmente por moagem da rocha. Da amostra seca foi pesada uma alíquota de 50g em becher de polietileno, acrescentando-se 5mL de NaOH a 1N (defloculante) e 200ml de água destilada. A diluição da amostra foi feita por agitação com o auxílio de um bastão de vidro. Em seguida, a solução foi posta em repouso por 24 horas. Depois desse período, a amostra foi novamente agitada e transferida para a coqueteleira, onde ficou entre 5 a 10 min, sendo depois, peneirada em malha 0,53mm (270 mesh) para se obter granulometria silte-argila. A parte retirada pela peneira (fração de areia) foi posta em um becher de vidro e guardada.

As frações silte e argila foram separadas em proveta graduada de 1.000 ml, com água destilada. As frações ficaram separadas depois de um repouso de 24 horas, o silte ficou na parte inferior da proveta, enquanto a argila na parte superior. A fração argila foi retirada por sucção até 20ml da porção superior da proveta e transferida para um tubo da centrífuga, onde foi acrescentado HCl a 1N, usado como catalisador, a fim de agitar a deposição das argilas. As amostras foram centrifugadas (HIMAC-CR21, da HITACHI) à rotação de 15rpm. O sobrenadante foi jogado fora e a amostra lavada com água destilada, agitando-se com bastão de vidro.

As lâminas foram preparadas pelo método do esfregaço para evidenciar o plano basal dos argilominerais. As amostras da fração argila foram estudadas em estado natural, saturadas com magnésio e glicoladas e, por último, saturadas com potássio e aquecidas a 525°C durante 4 horas.

### **3.3 CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-MECÂNICA**

Nesta etapa foram determinados parâmetros petrofísicos básicos, como porosidade e a massa específica, através da medida por paquímetro e saturação (ISRM, 1981), além do uso de um porosímetro à gás.

Os dados de porosidade serviram para calcular o volume de vazios das amostras e orientar a injeção de óleo e água para a obtenção das saturações relativas desejadas. Após a saturação relativa água-óleo os corpos de prova foram ensaiados em tração usando a técnica da compressão diametral (método brasileiro – ISRM, 1981).

#### **3.3.1 PETROFÍSICA**

Por definição a massa específica ( $\rho$ ) e a porosidade ( $\eta$ ) podem ser escritas conforme as equações 1 e 2, respectivamente. Diversas são as técnicas para a determinação dessas propriedades. Para o arenito Vila Velha usou-se o paquímetro,

para a medição do volume total da amostra, e saturação, para a estimativa do volume de vazios (ISRM, 1981). A vantagem da utilização dessa técnica é o seu baixo custo, no entanto só é adequada quando as amostras de rochas não se desagregam quando submersas em água.

$$\rho(g/cm^3) = \frac{M_{seca}}{V} \quad (1)$$

$$\eta(\%) = \frac{V_v}{V} \cdot 100 \quad (2)$$

Após a determinação do volume total ( $V$ ) e da massa da amostra seca ( $M_{seca}$ ), ela foi colocada em dessecador (com aplicação de vácuo) para a saturação em água, determinando assim a massa da amostra saturada ( $M_{sat}$ ). Para a determinação da massa submersa, a amostra foi colocada submersa em uma cesta suspensa na balança.

O volume total ( $V$ ) que aparece nas equações 1 e 2 é calculado (equação 3) a partir das medidas do diâmetro ( $d$ ) e altura ( $h$ ) dos corpos de prova, ambas realizadas com paquímetro.

$$V = h \cdot d^2 \cdot \frac{\pi}{4} \quad (3)$$

Resta ainda a determinação do volume de vazios ( $V_v$ ), que foi calculado após a saturação da amostra pela equação 4:

$$V_v = \frac{M_{sat} - M_{seca}}{\rho_w} \quad (4)$$

A porosidade do arenito Sergi foi medida em um permo-porosímetro a gás (UltraPoro-Perm® 500), no Laboratório de Petrofísica do Setor de Geologia de



Engenharia e Ambiental do Departamento de Geologia da UFRJ. É uma combinação de um instrumento de mediação de permeabilidade, um medidor de volume de poros e uma câmara simples de compressão hidrostática. Portanto, as medidas de volume de poros e permeabilidade são obtidas separadamente em equipamentos independentes, mas com uso da mesma câmara de amostras (Cupertino, 2005). A Figura 3.4 está ilustrando um esquema geral do permo-porosímetro.

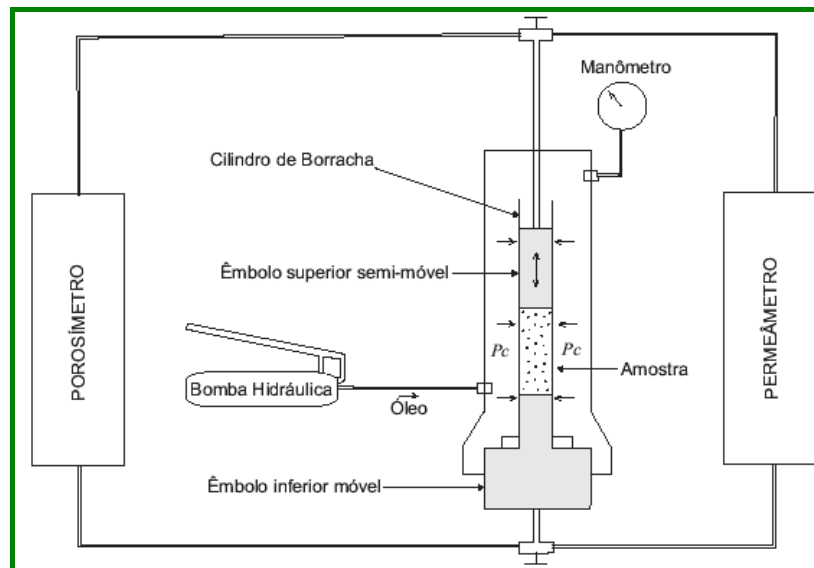


Figura 3.4: Esquema geral da câmara de compressão hidrostática do permo-porosímetro. A amostra pode ser submetida à pressão confinante ( $P_c$ ) mínima de 400psi e máxima de 10000psi (Cupertino, 2005).

A câmara de compressão apresenta um cilindro de borracha interno de aproximadamente 1 polegada, dentro do qual a amostra é inserida, limitada por dois êmbolos de aço, móveis e adaptáveis ao comprimento da amostra. Este cilindro de borracha está inserido dentro de um vaso de pressão de até 10000psi. Porém, durante o ensaio para a medição de porosidade, a amostra precisa estar submetida a uma pressão confinante mínima de 400psi. Esta pressão mínima é exigida, pois se deve eliminar o espaço entre a amostra e a parede do cilindro de borracha, evitando a passagem de gás neste contato e restringindo-a apenas ao interior da amostra (Cupertino, 2005). A figura 3.5 apresenta uma visão geral do equipamento.



Figura 3.5: Fotografia do UltraPoro-Perm®500 (Cupertino, 2005).

O equipamento de porosidade é baseado na lei de Boyle-Mariotte, uma das leis fundamentais dos gases, que relaciona a variação de volume e a pressão de um gás ideal em temperaturas constantes (Cupertino, 2005).

$$PV = cte \quad P_i V_i = P_f V_f \quad (5)$$

O porosímetro apresenta uma câmara de gás de volume constante  $V_1$ , onde o gás Nitrogênio é injetado e armazenado a uma pressão  $P_1$ . Esta câmara de gás está ligada à câmara de compressão da amostra. No momento em que a válvula de ligação da câmara de gás com a câmara de compressão é aberta, e o gás Nitrogênio é liberado isotermicamente para penetrar na amostra, ocorre uma variação de volume  $\Delta V$  e uma nova pressão  $P_2$  é medida (Cupertino, 2005).

$$P_1 V_1 = P_2 (V_1 + \Delta V) \quad (6)$$

Onde  $\Delta V$  é o volume de gás na amostra, ou em outras palavras, o volume de espaços porosos na amostra. A Figura 3.6 ilustra o esquema de funcionamento do porosímetro.

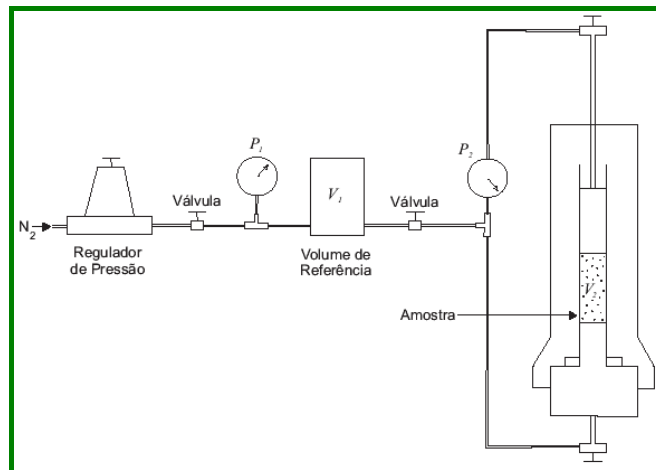


Figura 3.6: Esquema de funcionamento do porosímetro (Cupertino, 2006).

### 3.3.2 SATURAÇÃO RELATIVA ÁGUA-ÓLEO

Na fase de saturação água-óleo utilizou-se da metodologia proposta por Vasconcelos (2002), como já dita anteriormente. As amostras foram saturadas inicialmente por óleo e, gradualmente, com percentuais crescentes de água. As razões óleo-água foram de 100:0; 95:5; 90:10; 85:15; e 80:20, aproximadamente.

Para as amostras do arenito Vila Velha foram preparados 4 corpos de prova para cada valor de saturação relativa água-óleo. Já para o arenito Sergi, foram preparados 5 corpos de prova. A diferença de corpos de prova entre um arenito e outro se deve a disponibilidade de material.

Os corpos de provas do arenito Vila Velha passaram por um processo inicial de saturação completa de óleo (OB-9, Unipar) sob pressão de vácuo. Após essa saturação, nas extremidades do corpo de prova foram colocados *caps* e um espaçador, e o conjunto foi envolvido por uma membrana de borracha termorretrátil, como mostrado na Figura 3.7.



Figura 3.7: Montagem do corpo de prova sobre os caps (a) e aplicação da membrana termoretrátil ao conjunto (b).

Os caps e o espaçador utilizados são apropriados para ajuste na célula e a membrana de borracha termoretrátil utilizada foi da marca Raychen, com retração até 25 mm. A retração da membrana e sua adesão ao corpo de prova é feita utilizando-se um soprador térmico de 1800W que atinge temperaturas de até 600°C, como mostrado na Figura 3.8.

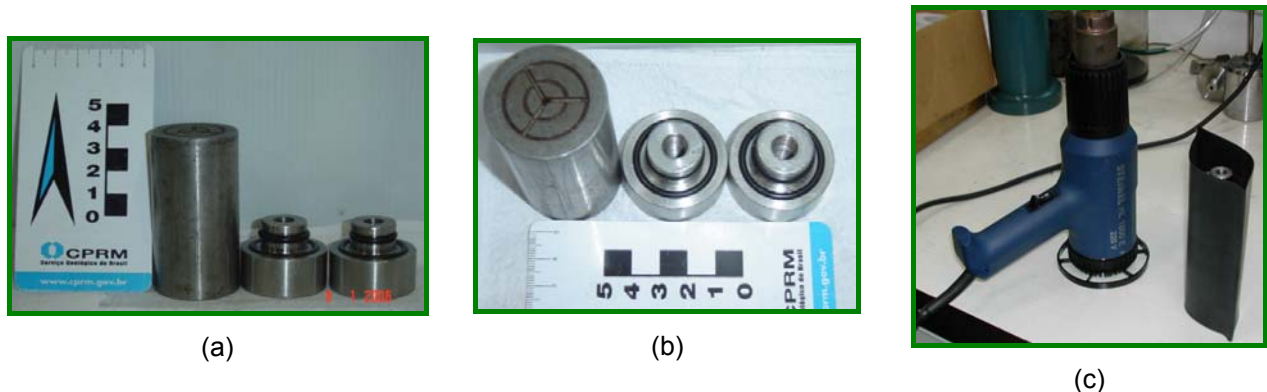


Figura 3.8: (a) e (b) caps e espaçador utilizado nos arenitos Vila Velha e Rio Bonito ( $1\frac{1}{2}$  de diâmetro); (c) Soprador térmico e membrana termo-retrátil.

Após essa preparação, o corpo de prova foi posicionado no interior da célula de pressão. Em seguida, preencheu-se a câmara com óleo hidráulico e colocou-se o êmbolo superior. Após a colocação do êmbolo, é aplicada uma pressão confinante (1MPa) pelo macaco hidráulico, e uma tensão axial (2MPa) pelo atuador GDS, para que a membrana fique perfeitamente aderida ao corpo de prova e o espaço entre eles não se torne um caminho preferencial de fluido. Os valores das pressões foram adotados de acordo com a geometria da célula, e de modo a evitar grandes tensões desviadoras. Em seguida é realizada a injeção de água na parte superior da célula

com uma bomba de vazão constante Milipore e, simultaneamente, o óleo é deslocado pela parte inferior da célula. O controle da entrada de água na amostra foi feito através de uma bureta graduada, ligada à saída de fluidos da célula, na qual se mediu o volume de óleo deslocado do corpo de prova, como mostrado na Figura 3.9. O volume de óleo que sai da amostra na parte inferior é igual à quantidade de água que entra na parte superior da célula.



*Figura 3.9: Esquema da saturação relativa água-óleo.*

A bomba de vazão constante Milipore possui a capacidade de vazão de até 9,9ml/ min. Nos ensaios de injeção de água dos corpos de prova do arenito Vila Velha, a bomba de vazão constante Milipore foi operada a 1,5 ml/ min.

A célula de pressão foi desenvolvida especialmente para ensaios de produção de areia, pois é capaz de aplicar pressões axial e confinante diferenciada (ensaio triaxial) com circulação de fluido simultânea pela amostra. O esquema da célula está ilustrado na Figura 3.10. As pressões máximas que podem ser aplicadas são: 30MPa de pressão confinante e 20MPa de tensão axial, aplicando a força máxima

de 25 t ao corpo de prova. O curso do pistão inferior é de 25 mm. Esta célula não possui instrumentação para controle de deformação da amostra (Santos, 2004).

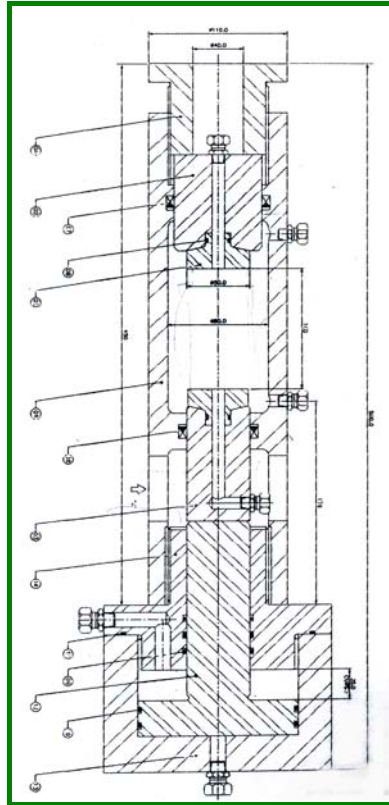


Figura 3.10: Projeto da célula de pressão (Santos, 2004).

O aparelho GDS é um controlador e atuador digital hidráulico utilizado para aplicar e controlar precisamente medidas de pressão e volume, ilustrado na Figura 3.11. Ele está sendo amplamente empregado em ensaios em laboratório da mecânica dos solos e rochas. O GDS utilizado possui a capacidade máxima de pressão igual a 64MPa e capacidade volumétrica de 200 cm<sup>3</sup> (Santos, 2004).



Figura 3.11: Controlador/ atuador GDS (Santos, 2004).

O macaco hidráulico trata-se de um atuador manual da marca ENERPAC com capacidade máxima igual a 10000psi, esse equipamento é mostrado na figura 3.12.



Figura 3.12: Macaco hidráulico (Vasconcelos, 2002).

Com a técnica de saturação descrita acima os corpos de prova do arenito Sergi, por ser pouco resistente, se rompiam com as aplicações das pressões axial e confinante na célula, e quando estas pressões não eram aplicadas, o fluido percolava entre a membrana e o corpo de prova, não sendo possível à realização dos ensaios. Por isso foi proposta uma nova metodologia para a saturação relativa água-óleo do arenito Sergi.

A primeira fase da metodologia consiste em colocar todos os corpos de prova em saturação completa de óleo (OB-9, Unipar). Após essa saturação, esses corpos de prova são pesados em uma balança digital e colocados para secar ao ar livre. Os corpos de prova são pesados constantemente até que se atinja a saturação de óleo desejada. A saturação final de óleo é determinada através de:

$$\text{Massa da rocha na porcentagem de óleo desejada} = \text{Massa da rocha seca} + \text{Massa do óleo.} \quad (7)$$

Onde a massa do óleo é:

$$M_o = \rho_o \cdot \eta \cdot S_o \cdot V \quad (8)$$

Onde  $S_o$  é a saturação de óleo desejada,  $\eta$  é a porosidade e  $V$  é o volume da rocha. A massa específica do óleo ( $\rho_o$ ) é de  $0,856 \text{ g/ cm}^3$ . Na Figura 3.13 estão mostrados os corpos de provas secando e depois sendo pesados na balança.

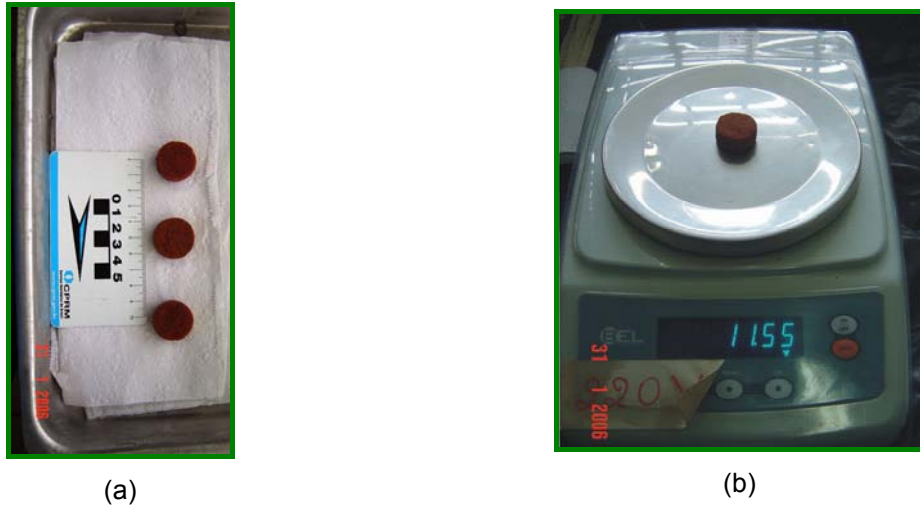


Figura 3.13: (a) Corpos de prova secados ao ar livre; (b) Medição do corpo de prova na balança digital.

Depois de alcançada a saturação de óleo desejada, os corpos de prova são colocados num dessecador a vácuo, onde se promove a entrada de água destilada na amostra. Esses corpos de provas são pesados constantemente até que se atinja a saturação de água desejada. Essa saturação de água é determinada através de:

Massa da rocha saturada água-óleo = Massa da rocha saturada na porcentagem de óleo desejada + Massa da água (9)

Onde a massa de água é:

$$M_w = \rho_w \cdot \eta \cdot V \cdot S_w \quad (10)$$

Onde  $S_w$  é a saturação de água desejada,  $\eta$  é a porosidade e  $V$  é o volume da rocha. A massa específica da água destilada ( $\rho_w$ ) é de  $0,9925$ . Na Figura 3.14 mostra-se a saturação do corpo de prova no dessecador a vácuo.





Figura 3.14: Saturação do corpo de prova.

### 3.3.3 ENSAIO BRASILEIRO

Após as saturações utilizou-se o método brasileiro de compressão diametral, segundo recomendações da ISRM (1981) para a ruptura dos corpos de prova.

Os corpos de prova são colocados num mordente com dimensões estabelecidas de acordo com as dimensões do corpo de prova, ISRM (1981). O esquema do mordente está representado na Figura 3.15. Depois é levado para prensa servo-controlada onde é feito o ensaio de tração indireta, mostrado na Figura 3.16.

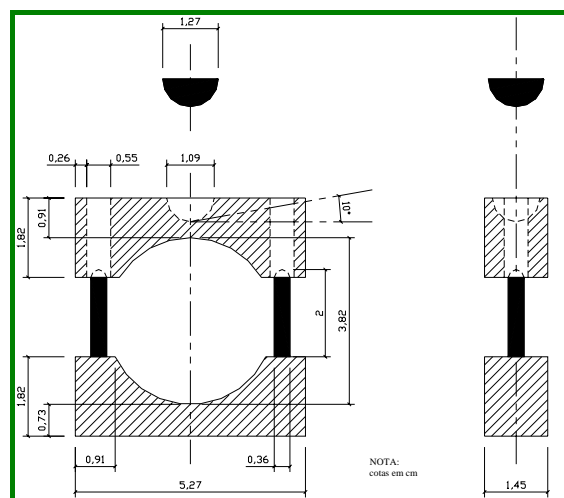


Figura 3.15: Esquema do mordente usado para ensaio de tração. Dimensões utilizadas para o arenito Sergi, ISRM (1981).

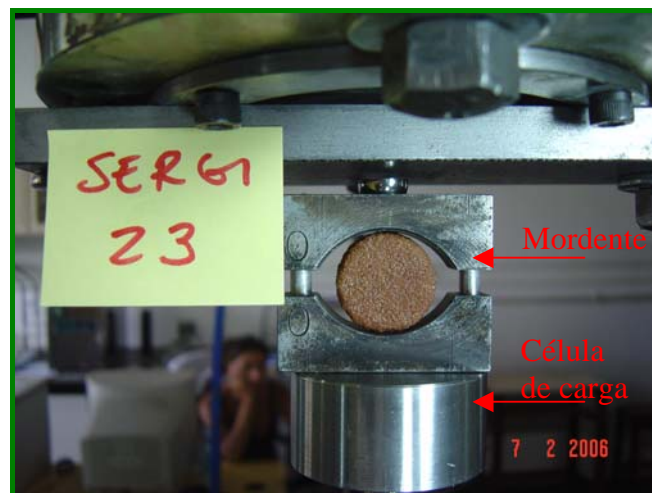


Figura 3.16: Ensaio de tração indireta.

As taxas de carregamento utilizadas nos arenitos foram: 0,4mm/min para o arenito Rio Bonito (Vasconcelos, 2002), 12kN/min para o arenito Vila Velha; 24 kg/min para o arenito Sergi. A ruptura para todos os arenitos ocorreu entre 15 a 30 segundos, de acordo com a recomendação ISRM (1981) para o ensaio brasileiro.

## 4 RESULTADOS

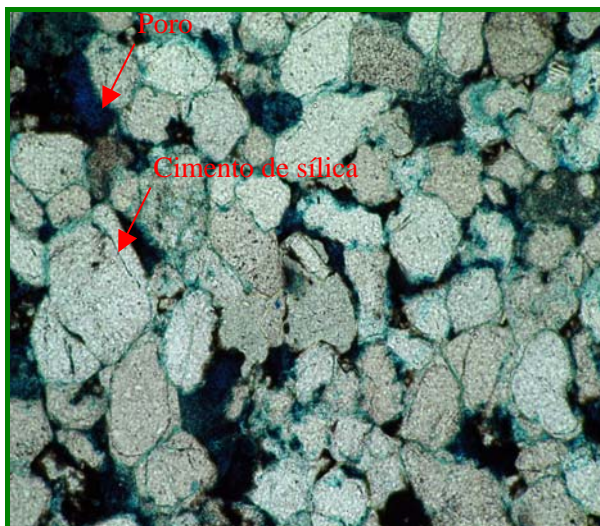
### 4.1 PETROGRAFIA

Os dados apresentados na Tabela 4.1 são referentes aos estudos petrográficos dos arenitos. Foram estudadas 3 lâminas para o arenito Vila Velha e 2 lâminas para o arenito Sergi. Nessas lâminas foram determinados o teor de cimento, a porosidade média e a porcentagem de matriz, sendo que a matriz encontrada foi determinada apenas por difração de raios X e não por um contador de pontos. A Figura 4.1 ilustra a cimentação de sílica e os poros encontrados nos arenitos.

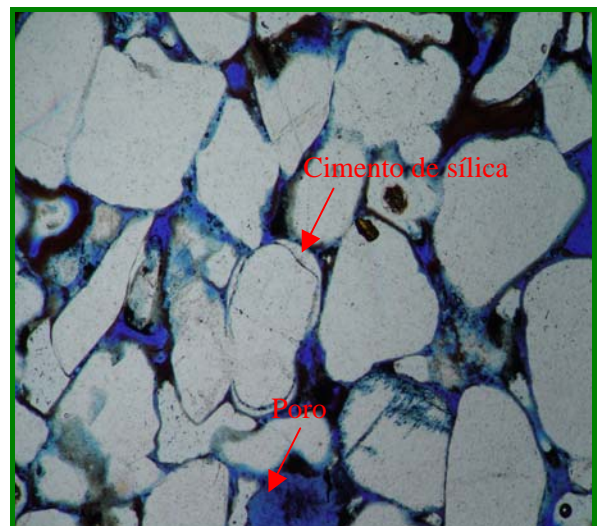
	RIO BONITO (Barroso, 2002)	VILA VELHA	SERGI
Cimento	Sílica $\approx$ 0,5%	Sílica e ferro $\approx$ 13,1%	Ferro $\approx$ 6,0%
Matriz	Argilominerais expansivos	Caulinita (N.C.)	Caulinita (N.C.)
Porosidade	22,4%	18,6%	32,62%

*N.C.: não computado.*

Tabela 4.1: Comparação entre os arenitos Sergi, Vila Velha e Rio Bonito.



(a) Arenito Vila Velha



(b) Arenito Sergi

Figura 4.1: Cimentação de sílica e poros encontrados nos arenitos

Ainda na análise petrográfica das lâminas foi determinado o arranjo entre os grãos para os arenitos Vila Velha e Sergi. Vasconcelos (2002) não possui esses dados do arenito Rio Bonito.

O arenito Vila Velha apresentou uma granulometria variando de muito fina a fina, uma textura granular com grãos xenomórficos e bem selecionados (supermatura). Segundo a classificação de Powers (1982), os grãos de quartzo são bem arredondados e com esfericidade alta. Os grãos possuem contatos tangenciais, suturados e raramente pontuais. O arenito não possui de matriz. Há ocorrência de cimentações de sílica e outra, sendo a mais provável de ferro. Os poros encontrados são intergranulares e localmente intragranulares. Como minerais acessórios são encontrados zircão e turmalina.

O arenito Sergi apresentou uma granulometria variando de muito fina a fina, uma textura granular com grãos variando de hipidiomórfico a xenomórfico e mal selecionados. Segundo a classificação de Powers (1982), os grãos de quartzo são subangulares e com esfericidade alta, os feldspatos são arredondados e de esfericidade baixa. Os contatos são suturados, tangenciais e raramente pontuais. O arenito não apresenta de matriz. A cimentação predominantemente é de ferro, e a cimentação de sílica é quase ausente. Os poros encontrados são intergranulares, intragranulares e móldicos. Como minerais acessórios são encontrados zircão e turmalina. Os fragmentos de rochas encontrados são: quartzo policristalino, fragmentos de outras rochas e chert.

O resultado da proporção de quartzo, fragmentos de rocha e feldspato presentes nos arenitos está apresentado na Tabela 4.2. Sendo que para esta classificação deve-se recalculer para 100% os percentuais quartzos, feldspatos e fragmentos de rochas encontrados na contagem de pontos.

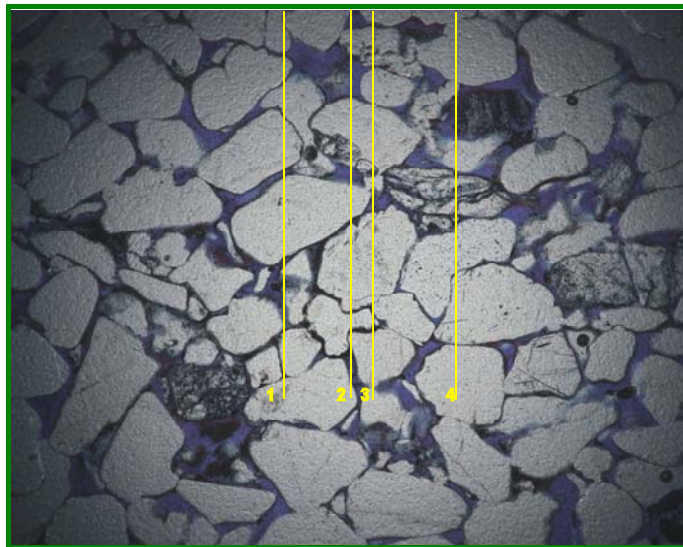
ELEMENTOS	RIO BONITO (Barroso, 2002)	VILA VELHA	SERGI
Quartzo	85,5%	91,5	80,9
Feldspato	12,97%	(N.O)	7,8
Fragmentos de rocha	1,83%	8,5	11,3
Classificação (Pettijohn, 1975)	Subarcóseo	Sublitoarenito	Subarcóseo
<i>N.O.: não observado.</i>			

*Tabela 4.2: Classificação dos arenitos estudados (Pettijohn, 1975).*

Em relação à densidade de compactação foram tomadas cinco a dez linhas de medidas por imagem analisada. Na Tabela 4.3 são apresentados os valores médios da densidade de compactação, e na Figura 4.2 está ilustrado um exemplo das imagens analisadas.

ARENITOS	MÉDIA (%)
Rio Bonito (Barroso, 2002)	64,14
Vila Velha	70,74
Sergi	76,32

*Tabela 4.3: Dados da densidade de compactação de Kahn para os arenitos.*



*Figura 4.2: Imagem de lâmina do arenito Sergi para a análise de densidade de compactação.*

## 4.2 DIFRAÇÃO DE RAIOS X

Na caracterização de argilominerais, o Rio Bonito apresentou a presença de caulinita e interestratificados de illita-esmectita (Barroso, 2002), como mostra o Gráfico 4.1. Enquanto que no Vila Velha (Barroso, 2002) e Sergi foi notado a presença de caulinita e illita, como mostram os Gráficos 4.2 e 4.3, respectivamente.

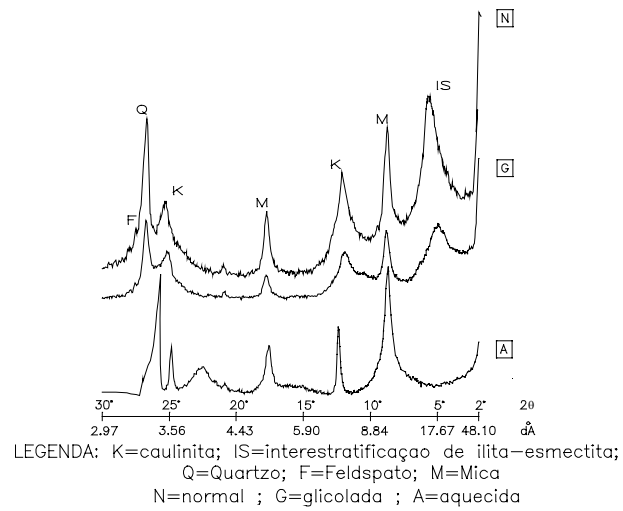


Gráfico 4.1: Difratoograma de raios X do arenito Rio Bonito (Barroso, 2002).

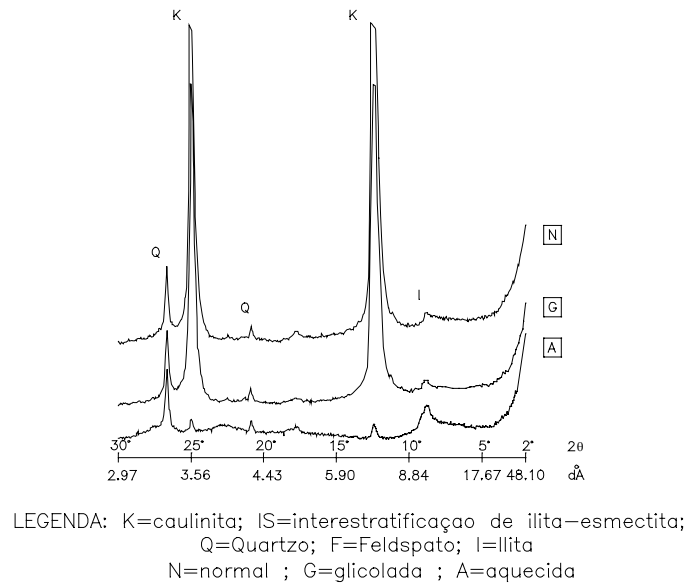


Gráfico 4.2: Difratoograma de raios X do arenito Vila Velha (Barroso, 2002).

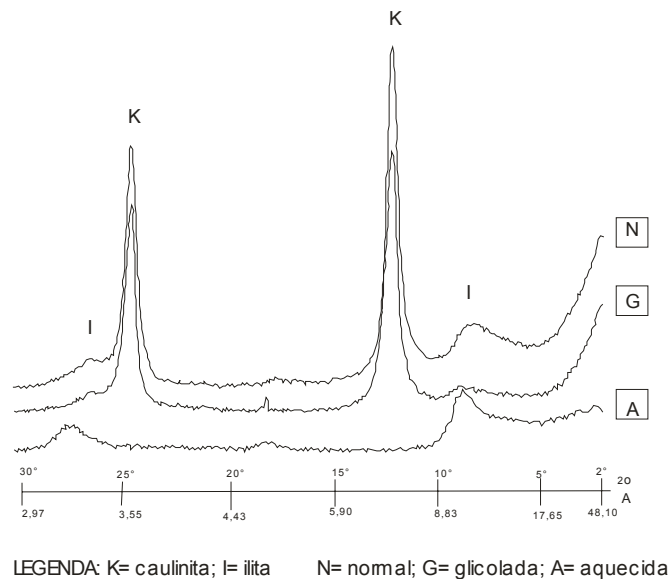


Gráfico 4.3: Difratoograma de raios X do arenito Sergi.

A presença de minerais expansivos (ilita-esmectita) no arenito Rio Bonito explica as dificuldades para a saturação dessas rochas em água, uma vez que frequentemente apresentavam problemas de desagregação (Barroso, 2002).

### 4.3 PETROFÍSICA

Os resultados das alturas, dos diâmetros, das massas específicas e das porosidades encontrados para cada corpo de prova dos arenitos estão indicados nos anexos. No anexo I estão os resultados do arenito Rio Bonito (Vasconcelos, 2002); no anexo II estão os resultados do arenito Vila Velha; no anexo III estão os resultados do arenito Sergi.

Na relação porosidade-permeabilidade intrínseca, o arenito Vila Velha é muito mais homogêneo quando se consideram essas propriedades, estreitamente ligadas ao meio poroso. Por outro lado é evidente a heterogeneidade do arenito Rio Bonito, que pode ser dividido em três grupos distintos conforme a relação porosidade-permeabilidade, mostrada no Gráfico 4.4 (Barroso, 2002). Como os corpos de prova do arenito Sergi possuíam um diâmetro de 1" e sua altura é a metade desse

diâmetro, essa altura não foi adequada para a realização da medição de sua permeabilidade ao ar, portanto não foi obtida a relação porosidade-permeabilidade.

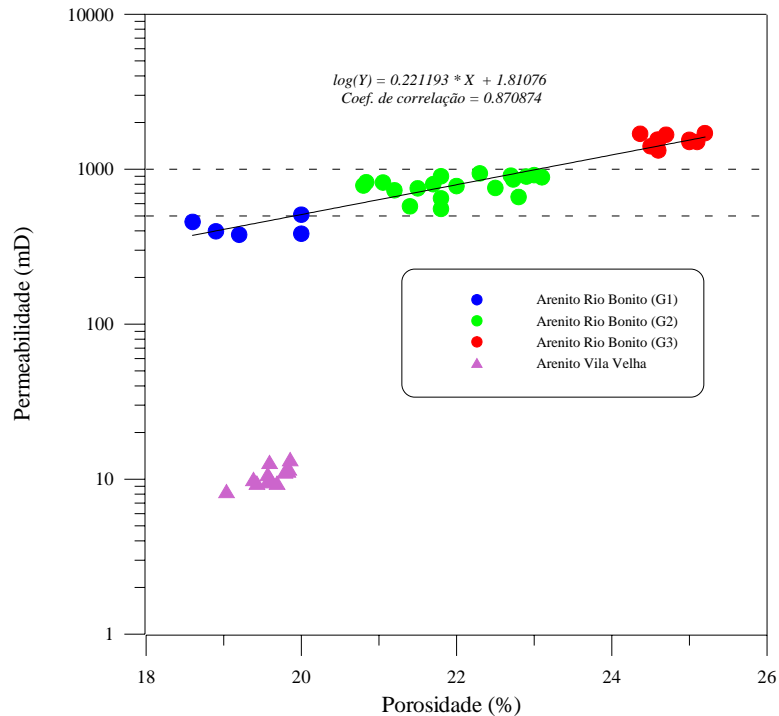


Gráfico 4.4: Relação porosidade-permeabilidade entre os arenitos Vila Velha e Rio Bonito (Barroso, 2002).

#### 4.4 ENSAIO BRASILEIRO

Em relação à resistência à tração em função da saturação, o arenito Rio Bonito se mostrou não linear, ocorrendo um aumento da resistência à tração para saturação relativa de água-óleo até 5%, sendo que a partir desse valor foi observada a redução da resistência à tração para saturação relativa água-óleo até 10% (Vasconcelos, 2002). Saturações relativa água-óleo superiores a 10% não tiveram efeito sobre a resistência, que se manteve constante. As baixas saturações relativas água-óleo apresentam um acréscimo de resistência, que parece evidenciar um efeito de coesão aparente dada pela capilaridade que deve ocorrer devido à presença de dois fluidos distintos nas amostras, mostrado no Gráfico 4.5.



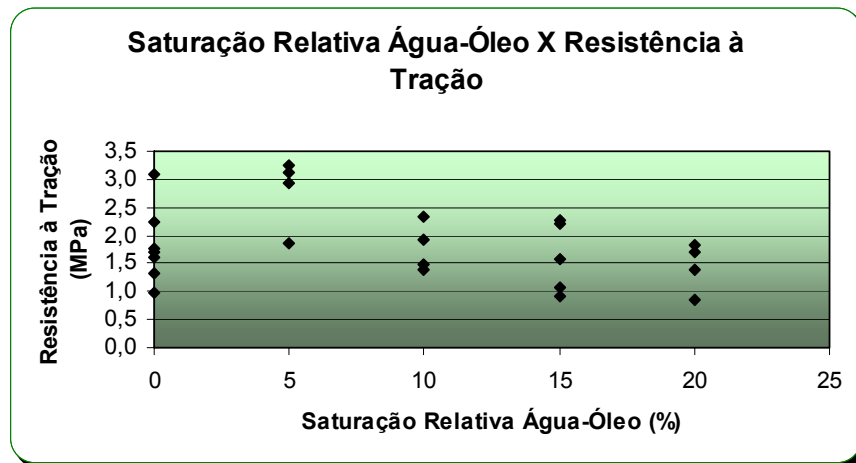


Gráfico 4.5: Saturação relativa água-óleo do arenito Rio Bonito X Resistência à Tração (Vasconcelos, 2002).

O arenito Vila Velha não apresentou interferências das diferentes saturações relativas água-óleo em relação à resistência à tração, como mostrado no Gráfico 4.6. Este fato pode estar ligado à alta porcentagem da cimentação encontrada nas amostras, o que inibe a manifestação do efeito de capilaridade.

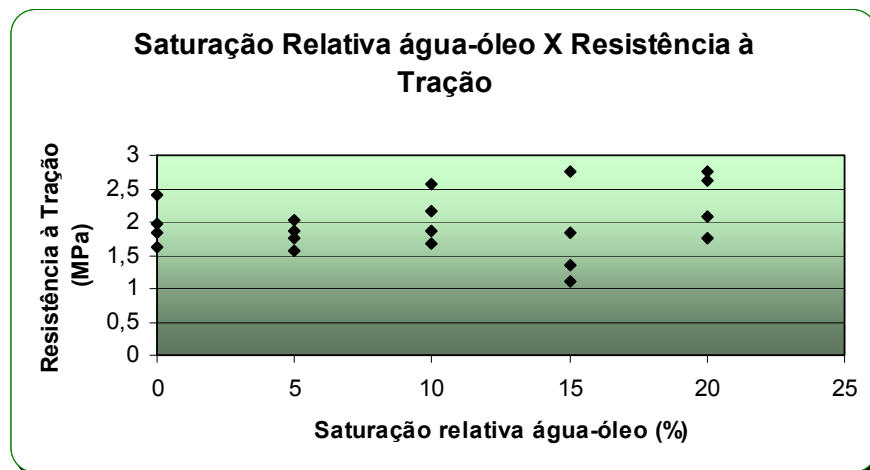


Gráfico 4.6: Saturação relativa água-óleo do arenito Vila Velha X Resistência à Tração.

No arenito Sergi a resistência à tração em função da saturação relativa água-óleo se mostrou constante, sendo que apresentou uma baixa resistência à tração para todos os valores de saturação relativa água-óleo.

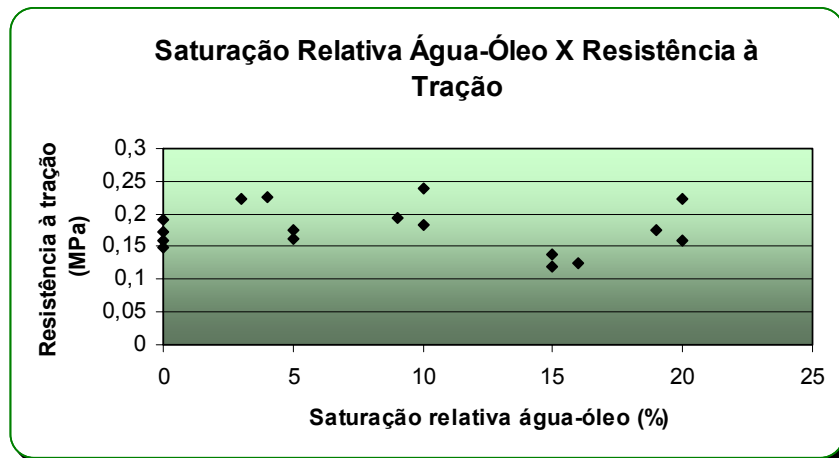


Gráfico 4.7: Saturação relativa água-óleo do arenito Sergi X Resistência à Tração.

## 5 CONCLUSÕES

Os resultados mostram que dentre os parâmetros texturais de arenitos que foram analisados, a cimentação pode explicar alguns comportamentos geomecânicos observados. As formas das distribuições de pontos experimentais nos gráficos de resistência à tração dos arenitos Vila Velha e Sergi não mostram clara influência da saturação relativa água-óleo. Os valores de resistência mais elevados, uma ordem de grandeza em relação ao arenito Sergi, observados no arenito Vila Velha estão relacionados à cimentação.

Observa-se uma marcante diferença no comportamento geomecânico, ilustrados nos gráficos 4.5 a 4.7, dos arenitos Vila Velha e Sergi quando comparados ao do arenito Rio Bonito, estudado por Vasconcelos (2002). Conclui-se que, para este último arenito, o aumento da saturação de água parece ter efeito na queda da resistência à tração para valores de saturação água-óleo superiores a 5%.

A mineralogia é de fundamental importância. A presença de uma matriz argilosa, com presença de minerais expansivos parece promover uma queda de resistência à tração com o acréscimo da saturação de água. Para o arenito Rio Bonito é provável que a presença de argilominerais expansivos tenha contribuído para a redução da resistência à tração com o aumento da saturação da água (Vasconcelos, 2002). Apesar da grande heterogeneidade do arenito Rio Bonito, parece haver alguma influência da capilaridade na resistência dos arenitos ensaiados.

Os dados apresentados nessa pesquisa sugerem que, para diferentes arenitos, a produção de areia, se ocorrer, terá início sob diferentes condições. Considerando os arenitos estudados como hipotéticos reservatórios, poder-se-ia supor que o Vila Velha é o que apresenta as condições intrínsecas menos favoráveis ao desenvolvimento do processo de produção de areia, dada sua elevada resistência à tração e ao fato de não ser afetado pelas saturações relativas água-óleo. Já o arenito Rio Bonito é aquele que estaria em posição intermediária de susceptibilidade em relação ao processo de produção de areia, uma vez que apresenta reduções da resistência à tração depois do início da produção de óleo e entrada de água no reservatório, correspondentes às saturações relativas de água da ordem de 5%.

Deve-se ressaltar que a partir dessas concentrações poderia se esperar a produção de areia, embora não se possa estabelecer o seu início, pois o processo também depende dos parâmetros de produção (vazão, produtividade, entre outros). O Sergi é aquele que apresenta maiores riscos intrínsecos à produção. Seus valores de resistência extremamente baixos (provavelmente um arenito brando) fazem supor que o controle da produção de areia deva ocorrer desde o início da operação do poço.

Os resultados dessa pesquisa apontam como sendo promissoras as iniciativas de utilização de informações geológicas, disponíveis nas companhias petrolíferas desde a fase de exploração, como mais uma ferramenta disponível e auxiliar para o estudo, análise e controle da produção de areia.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BARROSO, E.V. 2002. *Avaliação de um modelo elastoplástico para estudos de processos de produção de areia em rochas produtoras de petróleo*. PUC-RIO, 204p. (Tese de Doutorado)
- BRUNO, M.S.; BOVBREG, C.A. & MEYER, R.R. 1996. *Some influences of saturation and fluid flow on sand production: laboratory and discrete element model investigation*. In: Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings ... SPE, Denver, USA. pp: 447-461.
- BRUNO, M.S.; DORFMANN, A. & ROTHENBUR, L. 1997. *Micromechanical modeling of sand production and arching effects around a cavity*. Int. J. Rock Mech. & Min. Sci. 34:3-4, paper n°068.
- CESERO, P.; MAURO, L.M.; DE ROS, L.F. 1989. *Técnica de preparação de lâminas petrográficas e molde de poros na PETROBRAS*. Bol. Geoc. PETROBRAS, n.3, pp: 105-116.
- CUPERTINO, D.F. 2005. *Caracterização de propriedades do meio poroso em solo arenoso através de permo-porosímetro a gás*. Departamento de Geologia da UFRJ, 67p. (Monografia)
- DE ROS, L.F. 1987. *Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmaria, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Ouro Preto, UFOP. 107p. (Dissertação de Mestrado)
- DUSSEAULT, M.B. & SANTARELLI, F.J. 1989. *A conceptual model for massive solids production in poorly – consolidated sandstones*. In: Rock at Great Depth, Maury & Fourmaintraux (eds); Balkema, Rotterdam. pp: 789-797.

- FIGUEIREDO, A.M.F. & RAJA GABAGLIA, G.P. 1986. *Evolução dos conceitos acerca das classificações das bacias sedimentares*. In: RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J. (eds) *Evolução de Bacias Sedimentares*. Rio de Janeiro, PETROBRAS, p. 31-48.
- FIGUEIREDO, A.M.F.; BRAGA, J.A.E; ZABALAGA, L.C.; OLIVEIRA, J.J.; AGUIAR, G.A.; SILVA, O.B.; MATO, L.F.; DANIEL, L.M.F; MAGNAVITA, L.P.; BRUHN, C.H.L. 1994. *Recôncavo basin, Brazil: a prolific intracontinental rift basin*. In: S.M. Landon (eds) *interior rift basins*. Tulsa, AAPG, p.157-203. (Memoir 59)
- FJÆR, E.; HOLT, R.M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A.M. & RISNES, R. 1992. *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier. 338p.
- FRANÇA, A.B.; WINTER, W.R. & ASSINE, M.L. 1996. *Arenitos Lapa-Vila Velha: um modelo de trato de sistemas subaquosos canal-lobos sob influência glacial, Grupo Itararé (C-P), Bacia do Paraná*. Rev. Bras. Geoc., 26(1): 43-56, Março.
- GONÇALVES, C.J. de C. 2004. *Desenvolvimento de metodologia de testes para avaliação da interação folhelho-fluido de perfuração*. Exame de Qualificação ao Doutorado, Departamento de Geologia da UFRJ.
- ISRM. 1981. *Rock characterization, testing and monitoring – suggested methods*. Ed. E.T. Brown. Pergamon Press, 211p.
- KAHN, J.S. 1956. *The analysis and distrution of the properties of packing in sand size sedimntes; 1. On the measurement of packing on sandstones*. Journal of Geology. Vol. 64, pp: 385-395.
- MELLO, M.R; KOUTSOUKOS, E.A.M.; MOHRIAK, W.U.; BACOCOLI, G. 1994. *Selecte Petroleum Systems in Brazil*. In L.B Magoon & W.G.Dow (ed.). *The Petroleum System – From Source to Trap*. Tulsa, AAPG, pp 499-512. (Memoir 60)

- MILANI, E.J.; ASSINE, M.L. & SOARES, P.C, Daemon, R.F. 1995. *A seqüência ordovício-siluriana da Bacia do Paraná*. Bol. Geoc. PETROBRAS. 9: 301-320
- MORITA, N.; WHITFILL, D.L; FEIDDE, O.P; LOVIK, T.H. 1989. Parametric study of sand production prediction: analytical approach. In: Production Engineering. Proceedings...SPE. pp. 25-34
- MORITA, N. & BOYD, P.A. 1991. *Typical sand production problems: case studies and strategies for sand control*. In: 66<sup>th</sup> Annual and Technical Conference of Soc. Pet. Eng. Dallas, USA. pp: 801-812.
- PETTIJOHN, F.J. 1975. *Sedimentary Rocks*. Harper & Row Pub., New York. 628p.
- PINTO, C.S. 2002. *Curso básico de mecânica dos solos*. São Paulo, Brasil. Volume único. 247p.
- POWERS, M.C. 1982. *Comparison chart for estimating roundness and sphericity*. AGI DATA SHEET 18, American Geological Institute.
- RAMOS, G.G; KATAHARA, K.W.; GRAY, J.D. & KNOX, D.J.W. 1994. *Sand production in vertical and horizontal wells in a friable sandstone formation, North Sea*. In: EUROCK' 94, Rock Mechanics in Petroleum Engineering Delft, Netherlands. pp: 309-315.
- RIBEIRO, M.T. 2002. *Fácies sedimentares e arquitetura deposicional da formação Sergi (Jurássico Superior), Bacia do Recôncavo*. Departamento de Geologia da UFRJ, 96p. (Monografia)
- SANFILIPPO, F.; RIPA, G.; BRIGNOLI, M.; SANTARELLI, F.J. 1995. Economic management of sand production by a methodology validated on an extensive database of field data. In: 70<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, USA.

- SANTARELLI, F.J. 1994. *Rock mechanics of deep formations: a technico-economical overview*. In: EUROCK' 94, Rock Mechanics in Petroleum Engineering. Delft, Netherlands. pp: 3-12.
- SANTARELLI, F.J. & BROWN, E.T. 1989. Failure of three sedimentary rocks in triaxial and hollow cylinder compression tests. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci & Geomech. Abstr.* Vol: 26, pp: 401-413.
- SANTOS, J.B. 2004. *Estudos experimentais dos mecanismos de produção de areia empregando tomografia computadorizada de raios x*. Departamento de Engenharia Civil, PUC-RIO. 142 p. (Dissertação de Mestrado)
- THOMAS, J.E. 2001. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. RJ. In: PETROBRAS, 2001. 271p.
- TRONVOLL, J. & FJÆR, E. 1994. Experimental study of sand production from perforation cavities. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci & Geomech. Abstr.* Vol: 31, n. 5, pp: 393-410.
- VASCONCELOS, V.K. 2002. *Um estudo experimental de influências da saturação relativa à água na produção de areia em problemas de engenharia de petróleo*. Departamento de Geologia da UFRJ, 56p. (Dissertação de Mestrado)
- VAZIRI, H.H. & LEMOINE, L. 2000. *Strong support for significant productivity boost through sand productions*. In: Pacific Rock 2000 (eds). Girard, Liebman, Breeds & Doe. pp: 295-302.
- VAZIRI, H.H.; PALMER, I.; LEMOINE, E.; ISLAM, R. 2001. Influence of perforations and inhomogeneity on the mode and magnitude of sand production. In: Rock Mechanics in National Interest. Proceedings ... ISRM. pp: 19-26.



VIANA, C.F.; GAMA JUNIOR, E.G.; SIMÕES, I.A.; MOURA, J.A.; FONSECA, J.R.; ALVES, R.J. 1971. *Revisão estratigráfica da Bacia Recôncavo/ Tucano*. Bol. Téc. PETROBRAS, 14: 157-192.

WU, B. & TAN, C.P. 2001. *Effect of water-cut on sandstone strength and implications in sand production prediction*. In: Rock Mechanics in the National Interest. Pp: 27-34.

ZALÁN, P.V.; CONCEIÇÃO, J.C.J.; WOLFF, S.; ASTOLFI, M.A.; VIEIRA, I.S.; APPI, V.T.; NETO, E.V.S.; CERQUEIRA, J.R.; ZANOTTO, O.A. & PAUMER, M.L. 1986. *Análise da Bacia do Paraná*. Rio de Janeiro PETROBRAS. Rel. Interno.

ZALÁN, P.V.; WOLFF, S.; ASTOLFI, M.A.; VIEIRA, I.S.; CONCEIÇÃO, J.C.J.; NETO, E.V.S. & MARQUES, A. 1990. *The Paraná basin, Brazil*. In: LEIGHTON KOLATA, OLTZ & EIDEL (eds.), Interior cratonic basins. AAPG, Memoir 51, p. 681-708.

**ANEXO I**

**Dados obtidos nos ensaios do arenito Rio Bonito (Vasconcelos, 2002)**

<b>Amostra</b>	<b>Diâmetro (cm)</b>	<b>Altura (cm)</b>	<b>M seca (g)</b>	<b>Vv (cm³)</b>	<b>V (cm³)</b>	<b>η (%)</b>	<b>ρ (g/cm³)</b>
<b>RB645</b>	3,74	1,94	7,26	14,08	581,69	18,4	2,54
<b>RB646</b>	3,72	1,89	7,03	13,29	515,64	26,6	2,53
<b>RB647</b>	3,74	1,95	7,29	14,22	593,78	18,2	2,53
<b>RB648</b>	3,75	1,92	7,20	13,82	562,56	18,4	2,55
<b>RB649</b>	3,74	1,94	7,26	14,08	581,69	20,1	2,55
<b>RB650</b>	3,74	1,93	7,22	13,93	569,79	18,4	2,54
<b>RB651</b>	3,73	1,91	7,12	13,61	542,16	23,7	2,55
<b>RB652</b>	3,73	1,91	7,12	13,61	542,16	22,5	2,54
<b>RB653</b>	3,73	1,94	7,24	14,04	577,04	22	2,54
<b>RB654</b>	3,73	1,96	7,31	14,33	601,20	19,7	2,54
<b>RB655</b>	3,74	1,94	7,26	14,08	581,69	21,5	2,54
<b>RB656</b>	3,75	1,92	7,20	13,82	562,56	19,5	2,54
<b>RB657</b>	3,73	1,88	7,01	13,18	508,89	25,4	2,54
<b>RB658</b>	3,74	1,9	7,11	13,50	535,18	21,1	2,54
<b>RB659</b>	3,73	1,86	6,94	12,90	487,58	25,6	2,54
<b>RB660</b>	3,73	1,8	6,71	12,09	427,65	23,9	2,53
<b>RB661</b>	3,72	1,9	7,07	13,43	526,64	25,4	2,54
<b>RB662</b>	3,74	1,9	7,11	13,50	535,18	19,4	2,54
<b>RB663</b>	3,74	1,94	7,26	14,08	581,69	19,2	2,53
<b>RB664</b>	3,73	1,9	7,09	13,47	530,90	22,2	2,54
<b>RB665</b>	3,72	1,88	6,99	13,15	504,81	25,9	2,54
<b>RB666</b>	3,74	1,91	7,14	13,64	546,53	19,4	2,55
<b>RB667</b>	3,74	1,92	7,18	13,79	558,07	20,5	2,55
<b>RB668</b>	3,73	1,91	7,12	13,61	542,16	20,3	2,54

$$\sigma(\text{tensão}) : 0,636 \cdot \frac{\text{força}}{\text{altura} \cdot \text{diâmetro}}$$

<b>AMOSTRA</b>	<b>SATURAÇÃO ÓLEO</b>	<b>FORÇA (N)</b>	<b><math>\sigma</math> (MPa)</b>
RB653	100	1944,76	1,7
RB655	100	3537,44	3,1
RB658	100	2489,62	2,2
RB660	100	1710,04	1,6
RB646	100	1072,97	1,0
RB668	100	1978,28	1,8
RB657	100	1466,95	1,3
RB647	95	3587,74	3,1
RB648	95	3671,56	3,2
RB649	95	3336,26	2,9
RB666	95	2095,64	1,9
RB650	90	2640,51	2,3
RB654	90	2221,38	1,9
RB663	90	1584,31	1,4
RB651	90	1676,51	1,5
RB661	85	1198,71	1,1
RB667	85	2506,39	2,2
RB652	85	1039,44	0,9
RB645	85	2590,21	2,3
RB659	85	1726,81	1,6
RB656	80	2087,26	1,8
RB662	80	1911,23	1,7
RB664	80	1559,16	1,4
RB665	80	947,23	0,9

**ANEXO II****Dados obtidos nos ensaios do arenito Vila Velha**

Amostra	Diâmetro (cm)	Altura (cm)	M seca (g)	M sat (g)	M sub (g)	Vv (cm <sup>3</sup> )	V (paq)	V (arq)	η-paq (%)	η-arq (%)	ρ-paq/seca (g/cm <sup>3</sup> )	ρ-paq/sat (g/cm <sup>3</sup> )	ρ-arq/seca (g/cm <sup>3</sup> )	ρ-arq/sat (g/cm <sup>3</sup> )
VV_1A	3,80	1,96	45,7	49,87	28,02	4,17	22,22	21,85	18,77	19,08	2,06	10,96	2,09	2,28
VV_1B	3,78	1,98	45,9	49,81	27,86	3,91	22,22	21,95	17,60	17,81	2,07	11,74	2,09	2,27
VV_2A	3,81	1,93	44,83	48,63	27,29	3,8	21,92	21,34	17,33	17,81	2,04	11,80	2,10	2,28
VV_2B	3,80	1,90	43,71	47,56	26,77	3,85	21,56	20,79	17,86	18,52	2,03	11,35	2,10	2,29
VV_3A	3,78	1,67	37,62	41,09	22,96	3,47	18,71	18,13	18,55	19,14	2,01	10,84	2,08	2,27
VV_3B	3,79	2,00	45,33	49,5	27,61	4,17	22,46	21,89	18,57	19,05	2,02	10,87	2,07	2,26
VV_4A	3,80	1,95	45	48,91	27,28	3,91	22,08	21,63	17,71	18,08	2,04	11,51	2,08	2,26
VV_4B	3,81	2,04	47,19	51,56	28,67	4,37	23,15	22,89	18,88	19,09	2,04	10,80	2,06	2,25
VV_5A	3,78	1,91	43,3	47,16	26,46	3,86	21,41	20,70	18,03	18,65	2,02	11,22	2,09	2,28
VV_5B	3,79	1,91	43,39	47,3	26,35	3,91	21,46	20,95	18,22	18,66	2,02	11,10	2,07	2,26
VV_6A	3,78	2,04	46,35	50,39	28,22	4,04	22,82	22,17	17,70	18,22	2,03	11,47	2,09	2,27
VV_6B	3,78	1,92	43,78	47,62	26,79	3,84	21,50	20,83	17,86	18,43	2,04	11,40	2,10	2,29
VV_7A	3,78	2,00	45,64	50,06	28,05	4,42	22,44	22,01	19,69	20,08	2,03	10,33	2,07	2,27
VV_7B	3,78	1,92	44,17	48,04	27,05	3,87	21,51	20,99	17,99	18,44	2,05	11,41	2,10	2,29
VV_8A	3,74	1,85	41,41	45,04	25,08	3,63	20,31	19,96	17,87	18,19	2,04	11,41	2,07	2,26
VV_8B	3,81	1,92	45,5	48,42	27,08	2,92	21,86	21,34	13,36	13,68	2,08	15,58	2,13	2,27
VV_9A	3,78	1,90	43,48	47,25	26,62	3,77	21,39	20,63	17,63	18,27	2,03	11,53	2,11	2,29
VV_9B	3,79	1,82	42,26	45,83	25,76	3,57	20,50	20,07	17,41	17,79	2,06	11,84	2,11	2,28
VV_10A	3,78	1,92	44,09	47,85	26,84	3,76	21,50	21,01	17,49	17,90	2,05	11,73	2,10	2,28
VV_10B	3,99	1,95	45,13	48,96	27,36	3,83	24,37	21,60	15,72	17,73	1,85	11,78	2,09	2,27
VV_11A	3,77	1,94	44,36	48,21	26,99	3,85	21,62	21,22	17,81	18,14	2,05	11,52	2,09	2,27
VV_11B	3,78	1,85	42,32	46,03	25,71	3,71	20,69	20,32	17,93	18,26	2,04	11,41	2,08	2,27
VV_12	3,78	1,82	41,75	45,64	25,44	3,89	20,40	20,20	19,07	19,26	2,05	10,73	2,07	2,26
VV_14A	3,78	1,89	43,49	47,02	26,51	3,53	21,25	20,51	16,61	17,21	2,05	12,32	2,12	2,29
VV_14B	3,79	1,81	41,3	44,88	25,26	3,58	20,36	19,62	17,58	18,25	2,03	11,54	2,10	2,29
VV_15A	3,78	2,01	44,98	49,81	27,41	4,83	22,45	22,40	21,51	21,56	2,00	9,31	2,01	2,22
VV_15B	3,78	2,01	45,45	49,61	27,72	4,16	22,60	21,89	18,41	19,00	2,01	10,93	2,08	2,27
VV_17A	3,78	1,95	44,17	48,25	26,95	4,08	21,82	21,30	18,70	19,15	2,02	10,83	2,07	2,27
VV_17B	3,77	1,85	41,49	45,25	25,18	3,76	20,65	20,07	18,21	18,73	2,01	11,03	2,07	2,25

$$\sigma(\text{tensão}) : 0,636 \cdot \frac{\text{força}}{\text{altura} \cdot \text{diâmetro}}$$

AMOSTRA	SATURAÇÃO ÓLEO	FORÇA (N)	$\sigma$ (MPa)
VV_17A	100	2139	1,85
VV_6B	100	2229	1,96
VV_17B	100	1774	1,62
VV_9B	100	2603	2,4
VV_12	95	2021	1,87
VV_11B	95	1927	1,76
VV_7B	95	2318	2,03
VV_10A	95	1787	1,57
VV_3A	90	1842	1,86
VV_14B	90	2313	2,15
VV_5B	90	1909	1,68
VV_9A	90	2894	2,56
VV_4B	85	2224	1,83
VV_15B	85	1332	1,11
VV_5A	85	1537	1,36
VV_2A	85	3174	2,75
VV_1A	80	2046	1,75
VV_6A	80	2523	2,09
VV_3B	80	3107	2,61
VV_10B	80	3362	2,75

**ANEXO III****Dados obtidos nos ensaios do arenito Sergi**



AMOSTRA	Diâmetro (cm)	Altura (cm)	M seca (g)	Vv (cm <sup>3</sup> )	V (cm <sup>3</sup> )	η (%)	ρ - (g/cm <sup>3</sup> )
SER01	2,541	1,195	10,02	2,06	6,06	34,00	1,65
SER02	2,565	1,2	10,34	2,08	6,20	33,53	1,67
SER03	2,54	1,2	10,18	2,06	6,08	33,94	1,67
SER04	2,57	1,273	10,74	2,20	6,60	33,28	1,63
SER05	2,548	1,252	10,27	2,15	6,38	33,68	1,61
SER06	2,56	1,26	10,11	2,17	6,49	33,47	1,56
SER07	2,563	1,211	10,59	1,98	6,25	31,70	1,69
SER08	2,489	1,273	10,08	2,16	6,19	34,91	1,63
SER09	2,5	1,25	10,34	2,31	6,14	37,57	1,69
SER10	2,56	1,26	10,9	2,21	6,49	34,06	1,68
SER11	2,556	1,366	11,79	2,36	7,01	33,68	1,68
SER12	2,5	1,212	10,05	1,94	5,95	32,57	1,69
SER13	2,57	1,24	10,11	2,07	6,43	32,25	1,57
SER14	2,472	1,261	9,42	2,10	6,05	34,69	1,56
SER15	2,58	1,261	10,17	2,16	6,59	32,83	1,54
SER16	2,561	1,3	10,86	2,16	6,70	32,21	1,62
SER17	2,55	1,198	9,88	1,99	6,12	32,53	1,61
SER18	2,53	1,268	10,16	2,05	6,37	32,13	1,59
SER19	2,564	1,231	10,25	2,06	6,36	32,36	1,61
SER20	2,558	1,258	10,47	2,53	6,47	39,09	1,62
SER21	2,525	1,26	10,27	2,03	6,31	32,22	1,63
SER22	2,55	1,23	9,82	2,04	6,28	32,47	1,56
SER23	2,505	1,242	10,28	1,96	6,12	32,02	1,68
SER24	2,56	1,28	10,35	2,08	6,59	31,57	1,57
SER25	2,522	1,235	10,05	1,99	6,17	32,23	1,63
SER26	2,515	1,268	10,41	1,96	6,30	31,13	1,65
SER27	2,555	1,237	10,35	2,09	6,34	32,98	1,63
SER28	2,498	1,313	10,53	2,07	6,43	32,20	1,64
SER29	2,563	1,226	10,32	2,04	6,33	32,22	1,63
SER30	2,566	1,279	10,91	2,27	6,61	34,39	1,65
SER31	2,5	1,246	9,95	2,02	6,12	32,96	1,63
SER32	2,566	1,26	10,56	2,06	6,52	31,62	1,62
SER33	2,55	1,365	10,37	2,01	6,97	28,88	1,49
SER34	2,561	1,346	11,19	2,36	6,93	34,01	1,61
SER35	2,545	1,258	10,17	2,20	6,40	34,34	1,59
SER36	2,557	1,263	10,7	2,04	6,49	31,49	1,65
SER37	2,529	1,279	10,71	1,97	6,42	30,64	1,67
SER38	2,523	1,32	10,7	2,30	6,60	34,84	1,62
SER39	2,522	1,289	10,83	2,18	6,44	33,85	1,68
SER40	2,543	1,26	10,37	2,02	6,40	31,64	1,62
SER41	2,54	1,195	9,74	1,95	6,06	32,20	1,61
SER42	2,549	1,28	10,55	2,12	6,53	32,50	1,62
SER43	2,565	1,238	10,43	2,03	6,40	31,79	1,63
SER44	2,578	1,28	10,96	2,15	6,68	32,15	1,64
SER45	2,579	1,266	10,84	2,09	6,61	31,60	1,64
SER46	2,574	1,283	11,2	2,10	6,68	31,52	1,68
SER47	2,53	1,271	10,57	2,02	6,39	31,68	1,65

$$\sigma(\text{tensão}) : 0,636 \cdot \frac{\text{força}}{\text{altura} \cdot \text{diâmetro}}$$

AMOSTRA	SATURAÇÃO O ÓLEO	FORÇA (N)	$\sigma$ (MPa)
SER07	0	7,471	0,15
SER11	0	13,599	0,248
SER12	0	7,586	0,159
SER15	0	8,888	0,172
SER40	0	9,677	0,192
SER47	0	14,637	0,289
SER19	3	8,73	0,223
SER21	4	11,31	0,226
SER34	5	8,83	0,176
SER46	5	11,58	0,163
SER26	8	9,68	0,127
SER27	9	6,33	0,193
SER31	10	8,89	0,182
SER36	10	12,156	0,239
SER23	15	6,10	0,139
SER32	15	7,085	0,12
SER39	16	6,15	0,125
SER04	17	11,51	0,11
SER17	18	7,616	0,152
SER35	19	8,85	0,176
SER42	20	7,798	0,224
SER28	20	5,698	0,159