

PETROFÍSICA DE AMOSTRAS DE ROCHAS SILICICLÁSTICAS DA FORMAÇÃO FELIZ DESERTO, BACIA DE SERGIPE-ALAGOAS

Lanna Caroline Normando¹; Renan Nicolau Ribeiro da Rocha²; Leyllanne Renalle Batista de Almeida³; José Agnelo Soares⁴

¹Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
lannanormando@gmail.com

²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia –
renanribeiro_rocha@hotmail.com

³Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral
(PPGEPM) - leylla_almeida@hotmail.com

⁴Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia –
agnelosoares@gmail.com

RESUMO

O presente trabalho investiga as propriedades petrofísicas de amostras de rochas siliciclásticas extraídas de afloramentos de diferentes frentes da Pedreira Tatu, localizada no Município de Japoatã, Sergipe, no contexto geológico da Formação Feliz Deserto, Bacia de Sergipe-Alagoas. O trabalho foi realizado em parceria com o Departamento de Geologia da Universidade Federal de Sergipe, responsável pela coleta das amostras e envio das mesmas para análise no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande. As propriedades analisadas são porosidade, densidade de grãos e, por último, as propriedades elastodinâmicas. Os valores de porosidade aqui medidos apresentam-se num intervalo de valores que varia entre 23% e 39%, sendo interpretado como um bom potencial para reservatório siliciclásticos. Observou-se que as amostras apresentam valores de densidade de grão entre 2,63 e 2,67 g/cm³, indicando a presença predominante de sílica. O grau de anisotropia das amostras apresenta valor inferior a 5%.

1. INTRODUÇÃO

A importância de se conhecer as propriedades petrofísicas das rochas é inquestionável. Tornando a petrofísica uma ferramenta fundamental, principalmente por investigar as propriedades que possibilitam determinar porosidade, permeabilidade e saturação fluida em rochas-reservatório, que é de fundamental importância para a caracterização do armazenamento e da transmissão de fluidos na rocha, com a finalidade de gerenciar e prever o desempenho de um reservatório (SOARES, 2011).

Este trabalho realiza a caracterização petrofísica, em escala de bancada, de amostras de rochas siliciclásticas que foram extraídas

de afloramentos de diferentes frentes da Pedreira Tatu, localizada no Município de Japoatã, Sergipe.

1.1 Localização Da Área De Pesquisa

A área em estudo situa-se na Pedreira Tatu, instalada no município de Japoatã, Sergipe, 17 km a noroeste de Aracaju (Figura 1). O município está inserido na Mesorregião do Leste Sergipano e na Microrregião de Japarutuba. Delimita-se ao norte e oeste com o município de São Francisco, ao sul com Malhada dos Bois e a leste com Santana do São Francisco. A maior cidade nos arredores de Japoatã é Propriá, situada 13 km a sudeste.

O acesso principal é feito a partir de Aracaju, pelas rodovias pavimentadas BR-101, e SE-335, num percurso total de 94 Km.

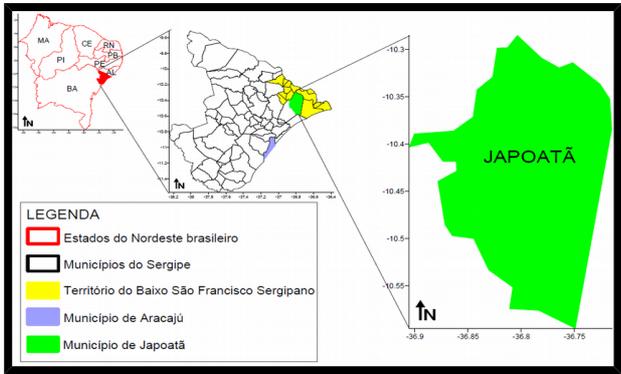


Figura 01: Localização do município de Japoatã. Fonte: Cunha (2010).

1.2 Bacia Sergipe-Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas possui uma grande complexidade estrutural devido à existência de diversas fraturas ao longo de toda a bacia, tornando-se uma das mais complexas bacias da costa leste brasileira, tendo sido considerada como uma bacia escola para estudo dos processos tectono-estratigráficos associados com a evolução da margem continental brasileira (NOGUEIRA et al., 2003; CUNHA, 2010). Está limitada a nordeste com a Bacia Pernambuco-Paraíba, pelo Alto de Maragogi e a sudeste com a Bacia do Jacuípe, pelo sistema de falhas Vaza-Barris. A localização da bacia Sergipe-Alagoas é apresentada na figura 2:

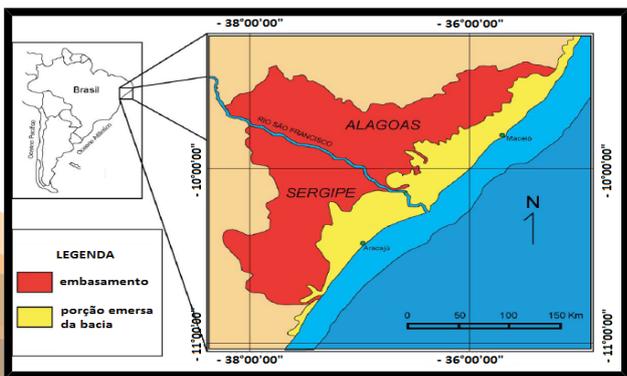


Figura 02: Localização da Bacia Sergipe-Alagoas. Fonte: Cunha (2010).

1.2.1 Estratigrafia

O pacote sedimentar que compõe a Bacia em estudo pode ser dividido em quatro megassequências separadas, principalmente, por mudanças nítidas na sedimentação e no estilo tectônico associado, em função da evolução tectono-sedimentar resultante da separação continental e da formação do Atlântico Sul. A primeira sequência, nomeada sequência pré-rifte, foi depositada sob condições intracratônicas. A segunda, sequência rifte, caracterizada tectonicamente pelo evento que deu origem à separação das placas continentais, Sul-Americana e Africana. A terceira, sequência transicional, constituída por sedimentos que marcam o surgimento do Atlântico Sul. A quarta e última, a sequência pós-rifte, foi desenvolvida do Albiano ao Santoniano, sob condições de mar aberto (SANTOS, 2008).

A fase rifte foi preenchida por um sistema alúvio-flúvio-deltáico representado pelas formações Rio Pitanga, Penedo, Morro do Chaves, Barra de Itiúba e Feliz Deserto.

1.2.2 Formação Feliz Deserto

Os limites do estágio rifte da Bacia Sergipe-Alagoas são motivo de controvérsia entre os autores. Schaller (1969) reconheceu-a pela primeira vez como unidade litoestratigráfica individualizada, denominando os sedimentos de membro Barra de Itiúba da Formação Japoatã. Campos Neto *et al.* (2007) consideram a porção inferior da Formação Barra de Itiúba como uma nova unidade estratigráfica, passando a denomina-la de Formação Feliz Deserto.

1.3 Propr www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br



1.3.1 Densidade dos grãos

A densidade dos grãos (ρ_g) é obtida pela razão entre a massa dos grãos (mg) e o volume dos grãos (Vg). A massa dos grãos é obtida durante a pesagem das amostras, visto que estas estão secas e o peso corresponde apenas aos grãos da rocha.

1.3.2 Densidade Total

A densidade total considera não apenas o volume dos grãos, mas também o volume dos poros, englobando assim o volume total da amostra.

1.3.3 Porosidade

A porosidade (Φ) é a propriedade que define o espaço disponível para o armazenamento dos fluidos. O volume de vazios presentes nas rochas é representado pela porosidade, ou seja, é a porcentagem de espaços vazios em relação ao volume total da rocha.

1.3.4 Propriedades Elásticas

Quando uma força é aplicada a um material o resultado é uma deformação, fazendo que suas partículas sejam deslocadas das suas posições originais. Em muitas situações, os deslocamentos são reversíveis, ou seja, quando a força é removida as partículas voltam às suas posições originais e, por isso, não resulta em nenhuma deformação permanente do material (MIRANDA et al., 2012). Este tipo de comportamento é denominado elástico. Caso este limite seja ultrapassado, o material admite outro tipo de comportamento, resultando em uma deformação permanente, chamado comportamento plástico. E ainda, caso esta tensão ultrapasse a tensão de ruptura do material, resultará na quebra do corpo.

2. METODOLOGIA

2.1. Preparação das Amostras

Para a obtenção das propriedades desejadas, foram realizados ensaios de densidade de grãos e porosidade e de propriedades elastodinâmicas, que demandaram a

preparação de amostras, além de pesagem e medição das dimensões das mesmas. Na preparação, as amostras são submetidas a quatro etapas básicas antes de serem submetidas à análise, cujos objetivos são:

- Corte: manter a forma e tamanho adequados da amostra para a retirada do plugue;
- Plugagem: Retirada do plugue cilíndrico com diâmetro de uma polegada e meia;
- Desbaste: Retificação das extremidades dos plugues para assegurar faces planas e perfeitamente paralelas.
- Secagem: Retirada de toda a humidade presente na amostra, onde esta fica submetida a uma temperatura de 80° C, durante 24 horas na estufa.

Após a secagem é realizada a pesagem e a medição das dimensões dos plugues, informações necessárias para o ensaio de densidade dos grãos e porosidade.

2.2 Ensaios de Densidade de Grãos

Na realização dos ensaios de densidade de grãos e de porosidade utiliza-se o equipamento Ultra-Poro/Perm 500 (Figura 3), de fabricação da CORELAB INSTRUMENTS. Este equipamento se baseia no método da porosimetria por expansão gasosa, ele dispõe de um copo matriz, que mede o volume de grãos do plugue. Obtendo-se o volume dos grãos, facilmente é encontrada a densidade dos grãos, visto que é uma relação entre a massa e o volume, anteriormente conhecidos. Finalizando o ensaio calcula-se a porosidade, que é a relação entre o volume de poros e o volume total da amostra.



Figura 3. Equipamento Ultra-Poro/Perm 500.
Fonte: Do Autor.

2.3 Ensaios Elastodinâmicos

O objetivo dos ensaios elastodinâmicos é medir a velocidade de propagação das ondas P, S1 e S2. A realização destes ensaios é feita utilizando o equipamento Autolab 500®, fabricado pela New England Research (Figura 4). O processo baseia-se na medição do tempo de trânsito da transmissão direta de ondas elásticas que percorrem a amostra ao longo do seu comprimento axial.

A amostra deve ficar estável a esta pressão por no mínimo 5 minutos, quando se captura a primeira onda, sendo que o tempo para estabilização varia com o tipo de amostra. Após a primeira onda ser capturada, as demais ondas com pressão de 35, 30, 25, 20, 15, 10 e 5 MPa, são capturadas quando as mesmas permanecerem estáveis por no mínimo 3 minutos.

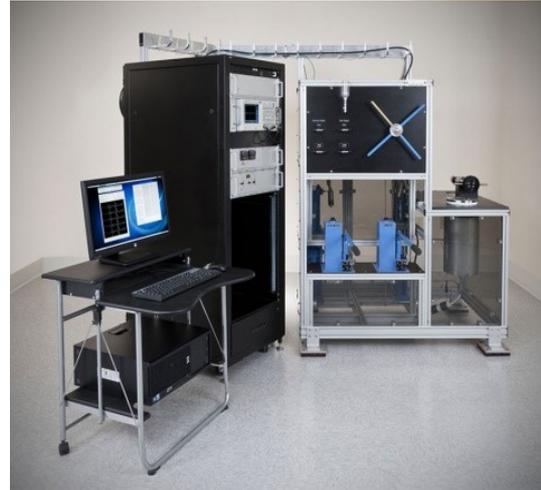


Figura 4. AutoLab 500®. Fonte: Do autor.

Ao fim da realização do ensaio, é feito o procedimento de picagem, que é a marcação dos tempos de chegada das ondas P, S1 e S2. Após esse procedimento, é gerado um relatório contendo informações das velocidades elásticas, o módulo de Young e o coeficiente de Poisson.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Figura 5 apresenta a relação da densidade de grãos com a porosidade para as 18 amostras de arenitos finos e médios estudadas. Observa-se que os valores são substancialmente próximos aos esperados para amostras de arenitos, cuja densidade de grãos (ρ_G) está em torno de 2.65 g/cm³. Esta propriedade é indicativa da composição mineral das amostras. Algumas amostras apresentaram valores de densidade de grãos acima do esperado, possivelmente devido a um maior teor de carbonatos. Observa-se ainda que algumas amostras apresentaram valores abaixo do esperado, devido à sílica presente em sua composição. Os valores obtidos para porosidade das amostras variam entre 23% e 39%, o que as caracteriza como excelentes rochas-reservatório.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

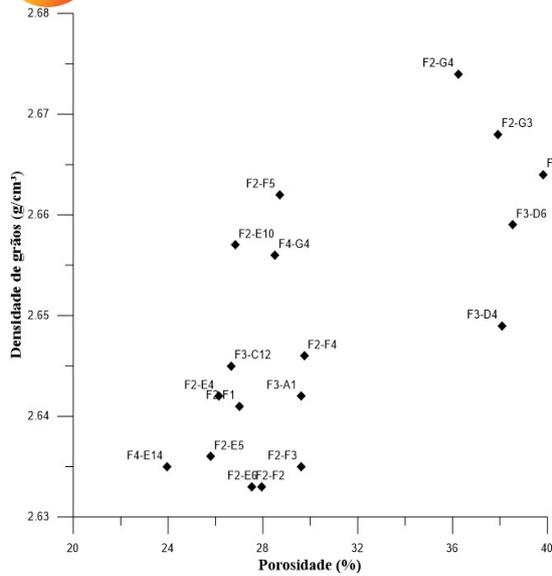


Figura 5: Relação entre a densidade de grãos e a porosidade.

A Figura 6 apresenta a relação entre a densidade total das amostras e a porosidade. Nota-se uma relação linear inversamente proporcional, com pouca dispersão, o que permite determinar uma função linear de regressão entre ambas as variáveis. Esse comportamento é esperado, pois a maior quantidade de vazios na rocha (maior porosidade) implica uma menor massa de grãos para um mesmo volume de amostra, ou seja, uma menor densidade total.

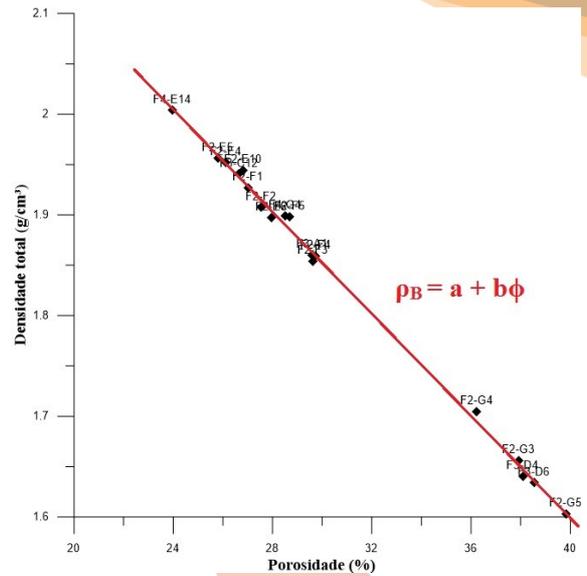


Figura 6: Relação entre a densidade total e a porosidade.

A Figura 7 apresenta a relação entre a velocidade da onda compressional P e a porosidade, a uma pressão confinante de 40 MPa. Nota-se uma relação aproximadamente linear e inversamente proporcional entre as variáveis. Esta relação é esperada, pois a presença de vazios causa uma atenuação na velocidade de propagação de ondas elásticas. Observa-se dispersão nesta relação, que pode ser atribuída a fatores como tamanho, arranjo e contato dos grãos, e até à composição mineralógica das amostras.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

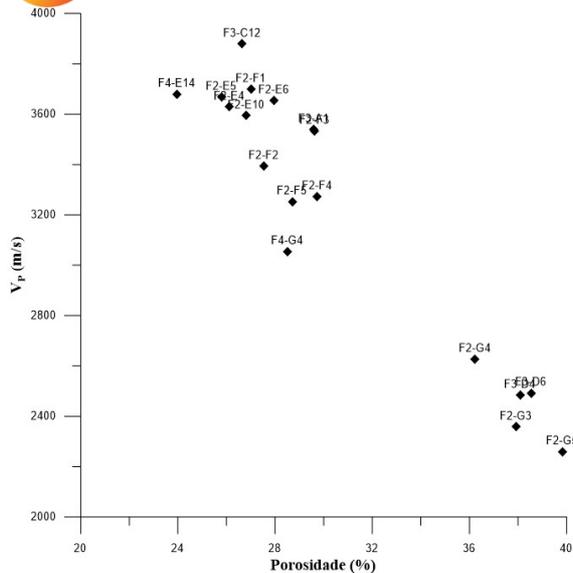


Figura 7: Relação entre a velocidade da onda P e a porosidade, a uma pressão confinante de 40 MPa.

As Figuras 8 e 9 apresentam, respectivamente, as relações entre as velocidades das ondas S1 e S2 com a porosidade. De maneira geral, observa-se que a velocidade de propagação das ondas cisalhantes diminui com o aumento da porosidade, assim como ocorre no caso da onda compressional P. No entanto, observou-se comportamento anômalo para as amostras F3 – D4 e F3 – D6 que possuem alta porosidade apresentaram altos valores de propagação de ondas S1 e S2. Isto pode ter ocorrido por conta da ocorrência de tipos distintos de arranjo e contato de grãos.

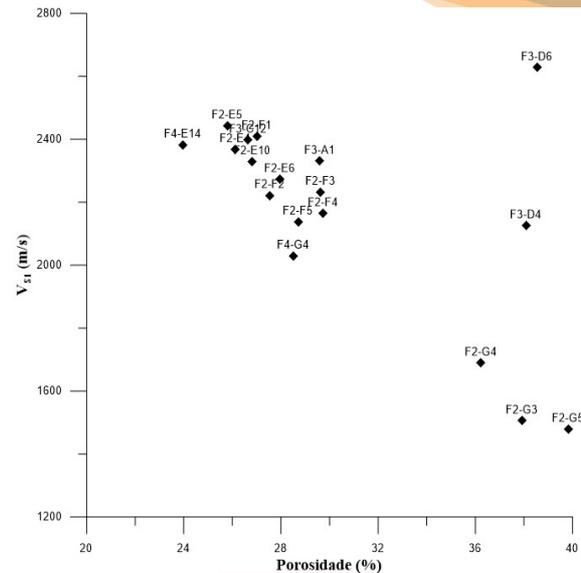


Figura 8: Relação entre a velocidade da onda S1 e a porosidade, a uma pressão confinante de 40 Mpa.

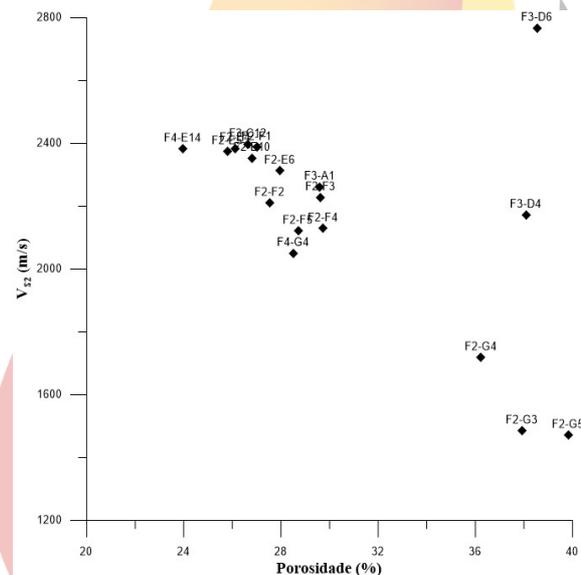


Figura 9: Relação entre a velocidade da onda S2 e a porosidade, para uma pressão confinante de 40 Mpa.

A Figura 10 relaciona a razão entre as velocidades das ondas S1 e S2 com a porosidade. Esta relação indica o grau de anisotropia das amostras. Sabido que uma amostra é

www.conepetro.com.br
(83) 3322.3222
contato@conepetro.com.br

razão V_{S1}/V_{S2} é igual a um, observa-se um grau de anisotropia inferior a 5%.

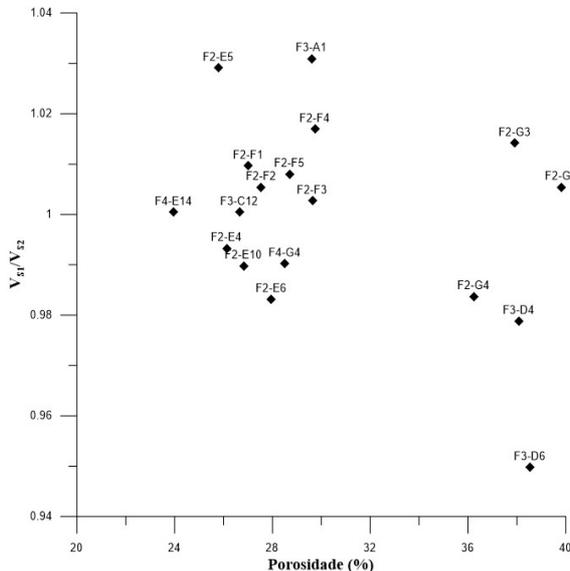


Figura 10: Relação entre a razão V_{S1}/V_{S2} e a porosidade, para uma pressão confinante de 40 MPa.

4. CONCLUSÕES

As amostras apresentaram valores de porosidade entre 23% e 39%, caracterizando potenciais reservatórios de hidrocarbonetos, se associados a valores consideráveis de permeabilidade.

A densidade de grãos das amostras se situa no intervalo de 2,63 e 2,67 g/cm³ indicando a presença predominante de sílica.

Há uma excelente correlação linear entre a densidade total e a porosidade das amostras, o que torna a estimativa da porosidade muito simples e direta a partir do conhecimento do volume e da massa de uma dada amostra.

No que diz respeito à velocidade de propagação de ondas elásticas (P, S1 e S2), observa-se uma correlação aproximadamente linear e inversa com a porosidade.

O grau de anisotropia das amostras apresenta valor inferior a 5%.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAMPOS NETO, O. P. A.; SOUZA-LIMA, W.; CRUZ, F. E. G. (2007). **Bacia de Sergipe-Alagoas**. Rio de Janeiro: Petrobras. v.15. p. 405-415.

CUNHA, T. R. (2010). **Evolução estratigráfica dos depósitos fluviais e deltaicos das Formações Serraria e Feliz Deserto da seção Jurássico Superior-Neocomiano da Bacia de Sergipe-Alagoas, Propriá-SE**. Porto Alegre. 120 p. Monografia – Graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

MIRANDA, J. M.; LUIS, J. F.; COSTA, P. T.; SANTOS, F. M. (2012). **Notas de aula**. Fundamentos de Geofísica - Sismologia. Disponível em: http://www.iag.usp.br/~marcelo/agg232info/Apostilas%20do%20monitor/Fund_Geofisica4.pdf. Acesso em: 11 mar. 2015.

NOGUEIRA, M. S.; LEMOS, V. B.; TERRA, G. J. S. (2003). **As “coquinas” do membro Morro do Chaves, cretáceo inferior da Bacia de Alagoas, e seu potencial para reservatório de petróleo**. 2º Congresso

SANTOS, P. R. S. (2008). **Palinoestratigrafia do Turoniano na área de Laranjeiras, Bacia de Sergipe-Alagoas: inferências paleoambientais e paleoclimáticas**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 16, n. 1, p. 121-138, nov. 2007/ maio. 2008.

SOARES, J. A. (2011). Propriedades Físicas das Rochas. **Boletim SBGF**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, n.1, 2011.