

LOMBADA

2012

Análise de Imagens Digitais de Lâminas Delgadas para Interpretação e Validação dos Valores de FZI em Reservatórios
Petrolíferos





Leonor Isabel Lino da Silva Pereira

Licenciada em Engenharia Geológica

**Análise de Imagens Digitais de Lâminas
Delgadas para Interpretação e Validação
dos Valores de FZI em Reservatórios
Petrolíferos**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
Geológica (Georrecursos)

Orientador: Doutor José Carlos Ribeiro Kullberg,
Prof. Associado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da UNL

Júri:

Presidente: Doutor José António de Almeida (DCT- FCT/UNL)
Arguente: Doutor Martim Afonso Ferreira De Sousa Chichorro (DCT- FCT/UNL)
Vogal: Prof. Doutor José Carlos Ribeiro Kulberg (DCT- FCT/UNL)



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2012

Leonor Isabel Lino da Silva Pereira

Licenciada em Engenharia Geológica

**Análise de Imagens Digitais de Lâminas Delgadas para
Interpretação e Validação dos Valores de FZI em
Reservatórios Petrolíferos**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica (Georrecursos)

Orientador: Doutor José Carlos Ribeiro Kullberg

Prof. Associado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da UNL

Setembro 2012

ANÁLISE DE IMAGENS DIGITAIS DE LÂMINAS DELGADAS PARA INTERPRETAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS VALORES DE FZI EM RESERVATÓRIOS PETROLÍFEROS

Copyright em nome de Leonor Isabel Lino da Silva Pereira, da FCT/UNL e da UNL

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

*“O importante não é o que as pessoas
acham de mim, e sim o que Deus sabe a
meu respeito.”*

(Padre Fábio de Melo)

AGRADECIMENTO ESPECIAL

Um agradecimento incondicional a DEUS, meu protector, que me guiou, ajudou, amparou e empurrou para a frente, que me soprou sempre no ouvido o caminho a seguir, que me concedeu a honra de pertencer aos mestres... a DEUS, um Muito Obrigada.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao Prof. Doutor José Carlos Kulberg, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa (FCT-UNL), pelo meu encaminhamento para tese de mestrado, pela sua orientação, por todo o apoio, toda a força e compreensão que me dedicou, mesmo quando eu duvidei e fraquejei, que acreditou sempre em mim.

Ao Prof. Doutor José António de Almeida, FCT-UNL, que deu acesso à realização uma tese de investigação, com o estudo de um caso prático da Industria Petrolífera, cedido pela Partex-Oil and Gas.

À minha querida amiga e colega do Instituto Superior Técnico da Universidade Técnica de Lisboa (IST-UTL), Joana Oliveira, por toda a assistência, apoio, dedicação, e encorajamento que me deu constantemente, não me deixando desistir, prestando um acompanhamento diário dos meus avanços e dando sempre a sua preciosa opinião sobre o desenvolvimento de cada capítulo.

Ao Eng^o António Costa Silva, *Chairman of the Management Commission*, Partex-Oil and Gas, pelos conhecimentos transmitidos durante as suas aulas no IST, pela garantia que me deu de que, uma mulher, mãe, e já depois dos 35 anos, pode trabalhar e integrar uma equipa de exploração petrolífera, em Portugal ou no estrangeiro, e pelo facto de ter confiando em mim, disponibilizando técnicos e suas valências para me ajudarem no desenvolvimento do tema da tese.

Ao Eng.^o Luís Guerreiro, *New Ventures Manager*, Partex- Oil and Gas, agradeço o voto de confiança ao conceder-me o estudo de um caso prático, por ter disponibilizado dados e pessoal técnico para me apoiarem no desenvolvimento da tese, por me ter recebido vezes sem conta para esclarecimento de dúvidas e aconselhamento, por me ter respondido aos emails com dúvidas, mesmo quando estava fora do país e cheio de trabalho.

Ao José Sousa, Geólogo de Reservatórios, Partex Oil and Gas, que me deu todo o apoio no entendimento dos dados fornecidos, e por me receber sempre e estar sempre disponível para o esclarecimento de dúvidas.

Ao Rudy Ferreira, meu Gerente de Exploração, Petrobrás International braspetro B.V.- Sucursal em Portugal, por me ter incentivado, motivado a não desistir, e por ter sempre acreditado em mim.

Ao Prof. Doutor Nuno Pimentel, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, pela sua única mas preciosa opinião técnica na resolução de dúvidas durante o desenvolvimento da tese.

Ao Prof. Doutor Carlos Guimarães, IST-UTL, por me ter recebido e transmitido os seus ensinamentos em análise e tratamento de imagem.

Ao Wagner Maia Cruz, Geólogo Sênior, Petrobrás Internacional no Rio de Janeiro - Brasil, que me sugeriu uma metodologia de análise dos dados, e teve comigo várias conversas técnicas importantes que me ajudaram e encaminharam no desenvolvimento da tese.

Ao Rui Lucena, da NGNS-Ingenious Solutions, Lda. que, sob a supervisão do Prof. Dr. Pedro Vieira do Departamento de Física da FCT/UNL, desenvolveu o algoritmo em MATLAB®, o qual foi a base de cálculo e desenvolvimento do tema da tese.

Aos meus pais, por todo o apoio, carinho e devoção que têm em mim.

E por último, e não menos importante, antes pelo contrário, um agradecimento muito especial à pessoa que mais me inspirou, que mais me deu alento, coragem, força para vingar, à minha filha Mariana, de 4 anos, por todo o tempo e atenção que não lhe dei em prol da tese, o qual não posso deixar de lhe restituir em dobro nos tempos vindouros.

A todos.

RESUMO

A presente tese tem como objectivo testar o potencial da análise de imagens digitais de fotomicrografias a cores de lâminas delgadas na interpretação e validação dos valores do parâmetro empírico *Flow Zone Indicator (FZI)* ou indicador zonal de fluxo.

Para o estudo foram utilizadas 13 amostras de rochas de um reservatório siliciclástico com dados de ensaios de laboratório em *plugs* (porosidade e permeabilidade) e fotografias de lâminas delgadas. Com a permeabilidade e a porosidade dos ensaios foi calculado o *FZI* para cada amostra. O *FZI* atribui características hidráulicas às unidades geológicas com base na permeabilidade e porosidade, que são propriedades petrofísicas das rochas que quantificam a passagem e armazenamento de fluidos.

Seguidamente, e por análise de imagens digitais num algoritmo automático em MATLAB®, cada imagem da lâmina delgada foi separada em quatro componentes ou camadas de informação que somados constituem a imagem original: i) poros; ii) grãos, iii) intercrescimentos; iv) matriz deposicional. No final desta etapa, os resultados obtidos com as componentes foram comparados qualitativamente com os valores de *FZI* calculados com os dados de laboratório, tendo-se tentado arranjar explicações para algumas divergências.

Seguidamente, aplicou-se uma lei de regressão entre a porosidade e a permeabilidade obtidas dos *plugs*. Os melhores resultados foram obtidos com uma função exponencial.

Os resultados obtidos com a análise de imagens em percentagens de área por amostra (poros, grãos, intercrescimentos e matriz deposicional) foram combinados para se obter uma estimativa da porosidade efectiva calculada unicamente a partir da imagem. Em seguida, e como não foi possível estimar a permeabilidade a partir das imagens, estimou-se a permeabilidade por regressão com os valores de porosidade obtidos no MATLAB®. Com o par porosidade MATLAB® e a permeabilidade obtida por regressão recalculou-se o parâmetro *FZI*. No final faz-se a comparação das duas estimativas de *FZI* e sugerem-se novas vias para a exploração do problema para que se possa tentar encontrar uma nova proposta para o cálculo do *FZI* unicamente por análise de imagem.

Palavras-chave: reservatórios siliciclásticos, análise de imagem digital (AID), indicador zonal de fluxo, MATLAB®, porosidade, permeabilidade.

ABSTRACT

The objective of the present thesis is to evaluate the potential of the digital image analysis of colour photomicrographs of thin sections for interpretation and validation of the empirical parameter Flow Zone Indicator (FZI).

Thirteen rock plug samples of the same borehole of a siliciclastic reservoir are taken into account for this study, including plugs experimental measurements of porosity and permeability and colour photomicrographs of thin sections. With both porosity and permeability FZI parameter were computed for each sample. The *FZI* parameter synthesizes hydraulic characteristics of the geological units only based on porosity and permeability, which are both petrophysical properties that quantify flow and storage of fluids within rocks.

In the next step, and using an automatic image analysis procedure in MATLAB®, each thin section photomicrograph was separated in four layers of information: i) pores; ii) grains, iii) intergrowing; iv) depositional matrix. At the end, individual layers of information were qualitatively compared with the *FZI* values calculated from lab data, and several explanations for divergences were mentioned.

A regression law between porosity and permeability lab values was fitted in order to predict permeability values from porosity. An exponential function gets the best results.

The results of the image analysis in fractions of area by sample / photomicrographs in what concerns to pores, grains, intergrowing and depositional matrix were combined in order to estimate the effective porosity only from image data. Further on, and as it was not possible to estimate permeability from images, permeability was estimated by regression with the previous MATLAB® porosity. With the pair of values MATLAB® porosity and permeability by regression, *FZI* is recomputed. Finally, the two *FZI* calculations are computed and compared. At the end of the work, new trends for this issue of calculation of FZI by using only image processing are mentioned.

Key-words: siliciclastic reservoirs, digital image analysis, flow zone indicator (FZI), MATLAB®, porosity, permeability.

ÍNDICE GERAL

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS	5
2.1	Introdução	5
2.2	Características Geométricas dos Sedimentos	7
2.2.1	Forma e arredondamento dos grãos.....	7
2.2.2	Calibração.....	7
2.2.3	Granulometria.....	8
2.2.4	Arranjo dos sedimentos	9
2.2.5	Textura	9
2.3	Processos Diagenéticos que Afectam o Potencial de Reservatório.....	11
2.3.1	Compactação	11
2.3.2	Cimentação.....	12
2.3.3	Recristalização	12
2.3.4	Metassomatose	12
2.4	Propriedades Físicas das Rochas	12
2.4.1	Porosidade	12
2.4.2	Permeabilidade	15
2.4.3	Porosidade vs permeabilidade	17
2.5	Características Sedimentares e Propriedades Físicas	18
2.6	Flow Zone Indicator (FZI) ou Indicador Zonal de Fluxo.....	22
2.6.1	Factores Texturais e Mineralógicos com influencia no FZI.....	25
3.	METODOLOGIA	33
3.1	Separação Manual	34
3.2	Separação em MATLAB®.....	36
3.3	Técnicas de análise digital de imagens de lâminas delgadas	38

3.3.1	Desenvolvimento de um Algoritmo para Subtração e Análise de Imagens Digitais (citado de Cardim, G.P., Silva, E.A. da, Tsuchiya, Ítalo).....	39
3.3.2	Modelo do Tipo Série-paralelo (citado de Gaspari, H.C., Fernandes, C.P., Philippi, P.C. & Rodrigues, C.R.O. (2004)).....	40
3.3.3	Segmentação de Imagens em HSI (Hue) (citado de Gesiki, A.L., Sayeg, I.J., Curti, D.K., Boggiani, P.C. & Giannini, P.C.F. (2009))	41
3.3.4	Análise de Imagem com o Software IMAGO (citado de Fernandes, C.P., Bueno, A.D., Maliska Jr., C.R. & Damiani, M.C. (2002))......	44
3.3.5	Análise de Imagem em MATLAB® (citado de Neves, S.C.M.2001).....	46
4.	CASO DE ESTUDO	49
4.1	Enquadramento Geológico	49
4.2	Caracterização da Formação Anabela (reservatório)	51
4.3	Natureza e Tratamento dos Dados.....	51
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	53
5.1	Resultados do MATLAB®	53
5.2	Análise Qualitativa dos Resultados do MATLAB®	55
5.2.1	Poros.....	55
5.2.2	Grãos	57
5.2.3	Intercrescimentos (esmectite e calcite).....	58
5.2.4	Matriz deposicional	60
5.3	Cálculo do FZI	62
5.4	Comparação dos Resultados de Ambos os Métodos.....	63
5.4.1	Análise da interferência da matriz deposicional.....	65
5.4.2	Análise da interferência dos Intercrescimentos	67
5.4.3	Análise da interferência da textura da rocha	68
5.4.4	Análise da constituição dos intercrescimentos e da matriz	69
5.5	Estimativa do FZI a Partir dos Resultados do MATLAB®	75
6.	CONCLUSÕES.....	81
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Processos sedimentares (fonte: http://fossil.uc.pt/pags/Fig_ambsed.htm , consultado em Jan/2012)	6
Figura 2.2 – Rolamento vs esfericidade dos sedimentos (fonte: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0012825202000685 , consultado em Jan/2012)	7
Figura 2.3 – Calibração (fonte: Pettijohn <i>et al.</i> , 1973).....	8
Figura 2.4 – Classificação de Folk “CAL” (Fonte: Dias, 2004).	10
Figura 2.5 – Classificação de Folk "ASA" (Fonte: Dias, 2004).....	11
Figura 2.6 – Porosidade vs fabric (fonte: Verdin, 2002)	14
Figura 2.7 – Experiência de Darcy (fonte: Vasquez, 2011)	16
Figura 2.8 – Permeabilidade vs porosidade por tipo de rocha e grãos (fonte: Bourbié <i>et al.</i> , 1986).	18
Figura 2.9 – Porosidade vs permeabilidade por classe de calibração do sedimento.	19
Figura 2.10 – Tipos de porosidade, litofácies e dados petrofísicos (fonte: Ebanks <i>et al.</i> , 1993). 19	
Figura 2.11 – Tipos de revestimento dos poros com minerais argilosos (fonte: http://archives.datapages.com/data/specpubs/beaumont/ch09/ch09.htm , consultado em Jan/2012)	20
Figura 2.12 – Imagem de lâmina delgada e imagens de microscopia de varrimento de um arenito poroso com grãos cobertos por franjas espessas e irregulares de esmectite com várias ampliações.....	21
Figura 2.13 – Permeabilidade vs porosidade para argilas (fonte: http://archives.datapages.com/data/specpubs/beaumont/ch09/images/fig61.htm , consultado em Jan/2012, Allen & Unwin, 1985)	21
Figura 2.14 – Tipos de argila detrítica em arenitos. Fonte: Wilson and Pittman, 1977.	22
Figura 2.15 – Representação do FZI em função da saturação de água irreduzível.....	25
Figura 2.16 – Correlação do FZI com a dimensão dos grãos. esq) FZI vs % grãos com diâmetro<100µm; dir) FZI vs % grãos com diâmetro>100µm. Fonte: Svirsky em Dmitry <i>et al.</i> ,(2004)	26
Figura 2.17 –Diâmetro médio do poro vs FZI (à esquerda); Superfície específica vs FZI (à direita). Fonte: Svirsky em Dmitry <i>et al.</i> ,(2004).....	26

Figura 2.18 – Conteúdo total de argila vs <i>FZI</i> (à esquerda); conteúdo total de ilite vs <i>FZI</i> (ao centro); conteúdo total de caulinite vs <i>FZI</i> (à direita). Fonte: Svirsky em Dmitry <i>et al</i> ,(2004)...	27
Figura 2.19 – Fenómeno de expansão das argilas e redução da porosidade (fonte: Civan, 2007).	29
Figura 2.20 – Conteúdo total de quartzo vs <i>FZI</i> (à esquerda); dir) conteúdo total de feldspato vs <i>FZI</i> (à direita). Fonte: Svirsky em Dmitry <i>et al</i> ,(2004).....	30
Figura 3.1 – Critérios de separação manual.	35
Figura 3.2 – Exemplo de processamento em Photoshop® da fotomicrografia 310,99 e separação em 6 camadas de informação.	36
Figura 3.3 – Apresentação do ficheiro criado pelo algoritmo.	38
Figura 3.4 – Separação automática da imagem de partida em camadas de informação.....	38
Figura 3.5 – Representação esquemática do cálculo dos índices de densidade e proximidade de empacotamento de Kahn (1956).	43
Figura 4.1 – Área do caso de estudo. Fonte: Relatório Laboratorial.....	50
Figura 4.2 – Carta estratigráfica da Bacia (fonte: Araripe & Feijó, 1994).....	50
Figura 4.3 – Modelo deposicional conceptual baseado em Allen, 1991.	51
Figura 5.1 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 289_07.....	53
Figura 5.2 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 292_36.	54
Figura 5.3 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 291_57.	56
Figura 5.4 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 279_12.	57
Figura 5.5 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 291_57.....	58
Figura 5.6 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 279_12.	58
Figura 5.7 – Exemplo de processamento da amostra 291_57.	59
Figura 5.8 – Exemplo de processamento da amostra 279_12.	60
Figura 5.9 – Exemplo de processamento da amostra 291_57.	61
Figura 5.10 – Exemplo de processamento da amostra 279_12.	61
Figura 5.11 – Selecção de duas fotomicrografias com a mesma proporção de grãos e poros.....	65
Figura 5.12 – Selecção de duas fotomicrografias para análise do cimento.....	67

Figura 5.13 – Selecção de duas fotomicrografias para determinar a interferência da textura da rocha.....	68
Figura 5.20 – Modelo de correlação da permeabilidade em função da porosidade para os dados dos <i>plugs</i>	76

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 – Dimensão, natureza e tipos de elementos constitutivos (partículas, grãos) de rochas sedimentares detríticas	5
Tabela 2.2 – Porosidade de acordo com as litologias (adaptada de Vasquez, 2011)	14
Tabela 2.3 – Problemas comuns causados pela presença de argila autigénica (adaptado de Civan, 2007).....	28
Tabela 2.4 – Efeitos das propriedades geológicas nas características hidráulicas dos poros, adoptado de SPE-26436, Amaefule <i>et al.</i> (1993) (E - elevado; M - médio; B - baixo).	31
Tabela 4.1 - Nesta tabela constam itens como “Grain size average”, “sorting”, “grãos constituintes”, “esmectite”, “feldspato overgrow”, etc., os quais interferem directamente com os resultados de <i>FZI</i>	52
Tabela 5.1 – Percentagens dos grãos, poros, Intercrescimentos e matriz das lâminas após processamento no MATLAB®.	55
Tabela 5.2 – Caracterização dos poros de cada amostra.	56
Tabela 5.3 – Caracterização dos grãos de cada amostra.	57
Tabela 5.4 – Caracterização da amostra relativa à presença de esmectite e calcite.	59
Tabela 5.5 – Avaliação da presença de matriz.	60
Tabela 5.6 – Classificação qualitativa da porosidade.....	62
Tabela 5.7 – Cálculo do <i>FZI</i> a partir dos dados de porosidade e permeabilidade das amostras.	63
Tabela 5.8 – Descrição petrográfica das amostras.	64
Tabela 5.9 – Análise comparativa entre dados obtidos por AID e análises de laboratório relativos à matriz deposicional e a permeabilidade.....	66
Tabela 5.10 – Análise comparativa entre dados obtidos por AID e análises de laboratório relativos à presença de cimento e a permeabilidade.....	66
Tabela 5.11 – Análise comparativa entre dados obtidos por AID e análises de laboratório relativos à presença de cimento e a permeabilidade.....	67
Tabela 5.12 – Influência da textura da rocha no <i>FZI</i>	68
Tabela 5.15 – Comparação entre metodologias da permeabilidade e porosidade.....	77
Tabela 5.16 – <i>FZI</i> real (<i>plug</i>) e <i>FZI</i> estimado via porosidade MATLAB® e regressão.	79

1. INTRODUÇÃO

Um reservatório de hidrocarbonetos é um sistema constituído por uma armadilha estrutural, uma rocha reservatório e um selo, e por condições de pressão e temperatura que favoreçam a maturação da matéria orgânica. É ainda essencial a conjugação específica destes elementos, de modo a favorecerem a presença e a acumulação de hidrocarbonetos, e finalmente que estes possam ser explorados de forma rentável. Admitindo a presença de um reservatório petrolífero, a caracterização detalhada da rocha reservatório é fundamental para determinar a viabilidade de uma hipotética exploração.

O que define um bom reservatório são principalmente as suas propriedades petrofísicas, para que permitam o armazenamento dos fluidos nos espaços intergranulares e a sua circulação. A porosidade e a permeabilidade da rocha são por isso as propriedades mais importantes e indicam, respectivamente, a presença e a conectividade entre os poros das formações sedimentares. São afectadas principalmente pela natureza, dimensão e geometria dos grãos, sendo que a distribuição e a conectividade dos espaços intergranulares é que quantifica estes parâmetros físicos.

A permeabilidade é medida nos poços onde há recuperação das carotes, o que normalmente representa uma fracção muito baixa da perfuração total. As amostras retiradas dos poços (*cores*), são analisadas por um geólogo que vai definir em que zona da *core* são retirados *plugs* (e a respectiva orientação) para realização de análises laboratoriais detalhadas. O conjunto de *plugs* seleccionados segue para laboratório, onde são feitas lâminas delgadas para análise petrográfica e realizados ensaios laboratoriais, entre os quais a determinação da porosidade e da permeabilidade.

A permeabilidade é a propriedade física da rocha reservatório fundamental para o sucesso de uma exploração. O valor absoluto é medido a partir de *plugs* extraídos de poços amostrados. Se for possível estabelecer uma regressão com a porosidade, é possível estimar a permeabilidade em poços não amostrados a partir de diagrafias seleccionadas e posteriormente elaborar modelos de permeabilidade 3D para todo o reservatório (Almeida, 1999; 2010). A análise laboratorial é todavia uma tecnologia morosa e dispendiosa pelo que estes ensaios são muito limitados.

A porosidade é uma característica petrofísica da rocha, a qual é definida pelo volume de espaços vazios que controlam o volume de fluido que a rocha pode conter. A permeabilidade está, de alguma maneira, relacionada com a porosidade, uma vez que é a capacidade que um meio poroso tem de se fazer atravessar por um fluído, ou seja, a permeabilidade reflecte a conectividade entre os poros.

No entanto, a porosidade e a permeabilidade não são estatisticamente correlacionáveis, pois a porosidade, em linhas gerais, resulta do processo de deposição e acumulação dos sedimentos, os quais, posteriormente, sofrerão um ou mais processos diagenéticos originando a abertura ou colmatção da porosidade e definindo a conectividade entre poros, ou seja a permeabilidade.

Para relacionar a porosidade e a permeabilidade através de correlações estatísticas, Amaefule *et al.* (1993) introduziram um parâmetro empírico designado por *Flow Zone Indicator* (FZI) ou indicador zonal de fluxo. Segundo Amaefule *et al.* (1993), o FZI conjuga os atributos geológicos da textura e da mineralogia na discriminação de fácies com geometria de poros distinta. Ainda segundo Amaefule *et al.* (1993), as variações na geometria dos poros definem a existência de zonas distintas com características de fluxo de fluido similares. A cada uma destas zonas chama-se Unidade Hidráulica ou zona de fluxo, e é definida pelos atributos geológicos de cada camada, tais como a textura, mineralogia, estruturas sedimentares, “*bedding contacts*” e a natureza das barreiras de permeabilidade, propriedades petrofísicas de porosidades, permeabilidade e pressão capilar. “*So, flow units, hydraulic units and speed zones are all expressions with similar meaning.*” (citado de Gomes *et al.*, 2008).

Quanto ao significado geológico do FZI, uma rocha reservatório contendo argila autigénica a revestir, a preencher poros, ou a fazer pontes entre os poros, com granulometria fina e mal calibrada, tende a apresentar elevada área de superfície, elevada tortuosidade e por consequência, baixo valor de FZI. Em contraste, um arenito limpo, sem argilas, de granulometria grosseira e bem calibrado, apresenta baixa área de superfície, baixa tortuosidade e por consequência valor de FZI elevado.

A confirmação e a validação do FZI na identificação de unidades distintas de geometria de poros foi realizada através da combinação das seguintes técnicas (Amaefule *et al.*, 1993):

- Determinação das características mineralógicas e texturais a partir de dados petrográficos (XRD, mineralogia FTIR, SEM);
- *RQI Stree Sensitivity*;
- Caracterização da garganta do poro por injeção de mercúrio e /ou pressão capilar centrífuga.

Segundo Svirsky *et al.* (2004), que validou a técnica do FZI, verifica-se que:

- Rochas com elevados valores de FZI têm elevada fracção de grãos com tamanhos muito semelhantes;
- Se o FZI aumenta, então o diâmetro médio do grão aumenta e a superfície específica da rocha diminui;

- A mineralogia da matriz da rocha controla a geometria do poro e está relacionada com o FZI como, por exemplo, a percentagem de quartzo ou feldspato, os quais produzem efeito nos valores de FZI, sendo que uma elevada presença de quartzo faz aumentar o valor de FZI e a presença de feldspato faz diminuir o valor de FZI;
- Também as diferentes quantidades dos diferentes tipos de argilas presentes na camada interferem nos valores de FZI, ou seja, não há nenhuma relação evidente entre o total de argilas presentes na constituição da rocha e o FZI, mas há uma clara relação entre o FZI e determinado tipo de argilas como, por exemplo, a ilite e caulinite, as quais levam a valores de FZI diferentes, sendo que quanto maior for a quantidade de ilite, menor será o valor de FZI e quanto maior for a quantidade de caulinite, maior será o valor de FZI.

Como conclusão, Svirsky *et al.* (2004), afirma ficar provado que a permeabilidade da rocha reservatório é fundamentalmente controlada pelas características texturais da rocha (tamanho do grão, e calibração), pela mineralogia das argilas presentes e pela cimentação pós-deposicional de calcite ou quartzo. As propriedades da fraturação afectam igualmente a permeabilidade da rocha e a sua qualidade como reservatório (permeabilidade por fractura) (Nelson, 1985).

Neste trabalho propõe-se a validação do FZI através da Análise de Imagem Digital (AID) de fotomicrografias de *plugs*. A Análise de Imagens Digitais (AID) de lâminas delgadas tem como objectivo dar informações expeditas sobre as propriedades petrofísicas. Na AID pretende-se identificar e caracterizar o espaço poro e não poro separado da imagem. Para isso deve ter-se em conta a conectividade entre poros, a geometria e a distribuição dos poros, a geometria dos grãos (dimensão, circularidade, angulosidade, etc.) e a distribuição dos grãos.

Este trabalho foi sugerido pela empresa Partex – Oil & Gas, com o intuito de abreviar o tempo e os custos relacionados com a caracterização de reservatórios, no sentido de mais rapidamente tomarem decisões no campo da exploração. Para a estimativa e validação do FZI foram utilizadas imagens de lâminas delgadas impregnadas de "Azul Ceres" feitas em *plugs* e resultados de laboratório, fornecidos pela empresa.

Após a caracterização das Unidades Hidráulicas num reservatório, o parâmetro empírico FZI pode ser utilizado para prever a permeabilidade a partir de algumas combinações de respostas de diagrfias, quer em poços quer em intervalos não amostrados por *plugs*. A análise *gamma ray*, porosidade do neutrão, densidade e resistividade dos perfis verticais de poços permitem, através de fórmulas matemáticas e regressões, a definição de um modelo matemático que calcula o FZI dos poços ou intervalos não amostrados e estima a respectiva permeabilidade. Os FZI permitem estimar valores de permeabilidade mas, para serem usados com confiança, têm sempre de ser validados pela análise detalhada das lâminas delgadas das rochas reservatório.

2. ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

2.1 Introdução

Através dos processos sedimentares, podem-se formar rochas de origem detrítica, de origem química e de origem biológica.

As rochas de origem detrítica resultam da acumulação de partículas resultantes da alteração das rochas em ambiente supergênico. Podem constituir rochas consolidadas (conglomerados, brechas, arenitos, siltitos ou argilitos) quando as partículas estão ligadas entre si por um cimento, ou podem constituir rochas não consolidadas (balastros areias, silte e argilas) quando se encontram livres, sem um cimento que as ligue.

Os minerais de argila são classificados em três grupos principais (Grim, 1942, 1953; Hughes, 1951): i) grupo da caulinite; ii) grupo da esmectite (ou montmorilonite); e iii) grupo da ilite.

Quando a rocha resulta da precipitação química de carbonato de cálcio ou sílica dissolvidos na água, dão origem a rochas de origem química como o calcário e o sílex.

As rochas de origem biológica resultam da acumulação de restos vegetais ou animais, podendo dar origem, por exemplo, a carvão ou a calcários fossilíferos.

O diâmetro das partículas ou grãos é a característica principal que permite distinguir os vários tipos de rochas sedimentares detríticas (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 – Dimensão, natureza e tipos de elementos constitutivos (partículas, grãos) de rochas sedimentares detríticas

Sedimento	Diâmetro	Rocha detrítica	Natureza dos grãos
Cascalho ou balastro	> 2 mm	Conglomerado ou brecha	Rochas de natureza ígnea, metamórfica ou sedimentar (detrítica ou carbonatada). Cimento argiloso ou carbonatado.
Areia	2 – 0.06 mm	Arenito	Geralmente quartzo e algum feldspato. Cimento argiloso ou carbonatado.
Silte	0.006 – 0.02 mm	Siltito	Composição mineralógica variada
Argila	<0.02 mm	Argilito	Caulinite, esmectite, montmorillonite, ilite, etc.

Após um processo de transporte e deposição dos sedimentos, as rochas podem ser sujeitas a processos diagenéticos, responsáveis pelo soterramento, compactação, cimentação, até um estágio de pressão e temperatura elevadas que poderão, no extremo, provocar a fusão desses

materiais a grandes profundidades (Figura 2.1). Desta forma, os processos diagenéticos são responsáveis pela redução da porosidade e da permeabilidade.

No contexto de rocha reservatório, a compactação pode condicionar o potencial de armazenamento de hidrocarbonetos, reduzindo a porosidade, pelo que idealmente a rocha deve estar num estágio inicial dos processos diagenéticos. Por outro lado, a natureza e tipo de transporte a que o sedimento foi sujeito, pode ter implicações a nível das propriedades físicas da rocha sedimentar, nomeadamente na permeabilidade.

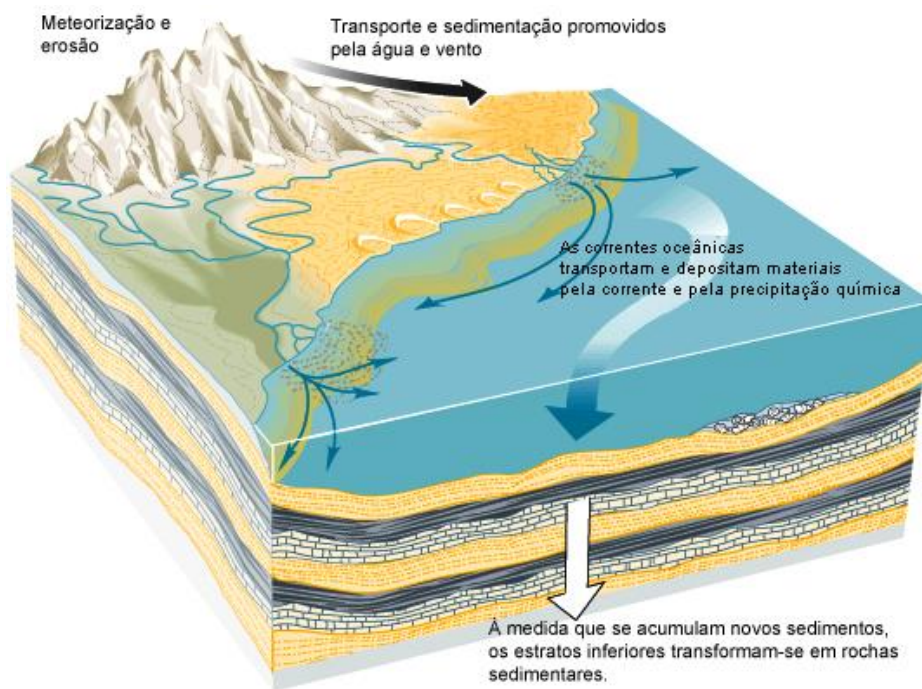


Figura 2.1 – Processos sedimentares (fonte: http://fossil.uc.pt/pags/Fig_ambsed.htm, consultado em Jan/2012)

Para além da diagénese, as propriedades geométricas das partículas constitutivas das rochas detríticas, que afetam o potencial petrolífero da formação sedimentar, são:

- **Forma e arredondamento** dos grãos, ou seja, esfericidade e angulosidade. (ex: se é muito anguloso, anguloso, sub-anguloso, arredondado, redondo ou muito redondo, acicular, achatado ou alongado);
- **Calibração** do conjunto, (ex: **Mal calibrado** – quando os grãos são de tamanhos bem distintos, apresentando grandes variações de tamanho; ex: **Bem calibrado** – quando os grãos são todos do mesmo tamanho - equigranulares);

- **Tamanho dos grãos/granulometria** , (ex: fino/ médio / grosseiro);
- **Arranjo dos cristais ou grãos / Fabric**, (ex: organização segundo estruturas).

2.2 Características Geométricas dos Sedimentos

2.2.1 Forma e arredondamento dos grãos

A forma e o arredondamento das partículas dependem da natureza da rocha que lhe deu origem, bem como da energia de transporte a que foram submetidas até à sua deposição. Assim, as partículas que resultam da erosão, são sujeitas a um enérgico processo de transporte, onde apenas os minerais mais resistentes chegam ao estágio final, acabando por depositarem-se em bacias sedimentares. Durante o processo de transporte, os grãos vão sofrendo um polimento que promove o respectivo arredondamento das arestas até à forma esférica. Os grãos de um sedimento podem ter diversos índices de resistência à abrasão, originando arredondamento diferencial (Figura 2.2).

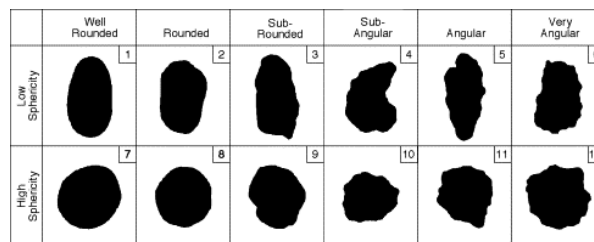


Figura 2.2 – Rolamento vs esfericidade dos sedimentos (fonte: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0012825202000685>, consultado em Jan/2012)

2.2.2 Calibração

A calibração ou selecção (*sorting*) é o processo dinâmico de separação das partículas que ocorre durante o transporte. Reflecte a energia de transporte e deposição. As medidas de selecção traduzem a dispersão de tamanho das partículas de cada lado da mediana. Entre essas medidas cita-se o coeficiente de selecção de Task (1932), obtido pela seguinte equação:

$$S_0 = \sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}$$

com Q_1 e Q_3 os quartis da curva de distribuição. Conforme os valores de S_0 :

- $S_0 = 1-2$ Sedimento bem calibrado (grãos todos do mesmo tamanho);
- $S_0 = 2-4$ Sedimento moderadamente calibrado;
- $S_0 = > 4$ Sedimento mal calibrado (grãos de tamanhos muito diferentes).

Um sedimento bem calibrado possui poucas classes texturais, ao contrário do mal calibrado. No entanto, do ponto de vista dos sistemas petrolíferos, um arenito bem calibrado pode estar associado a um elevado volume de vazios que, neste contexto, pode indicar a existência de um bom reservatório. No caso de um arenito mal calibrado, os grãos pequenos ocupam os espaços intersticiais entre os grandes, diminuindo o potencial da rocha para reservatório (Figura 2.3).

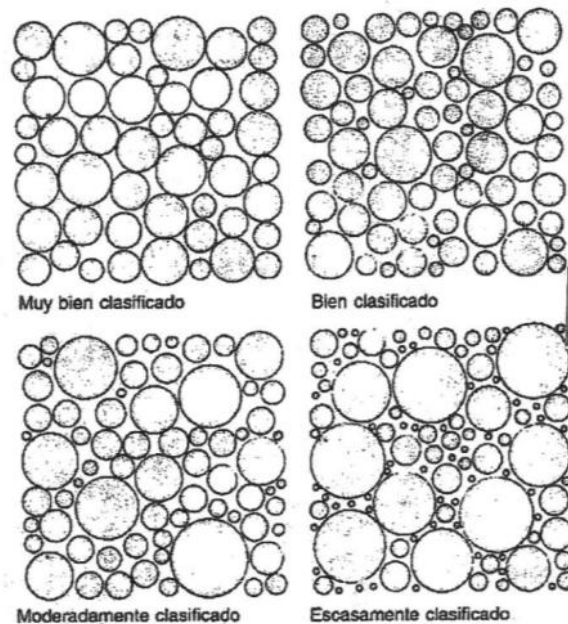


Figura 2.3 – Calibração (fonte: Pettijohn *et al.*, 1973)

2.2.3 Granulometria

O tamanho das partículas de uma rocha detrítica pode ser correlacionado com a energia do meio de transporte dos sedimentos. Com base no nível de energia necessária ao transporte dos sedimentos, podemos caracterizar os ambientes de sedimentação como:

- Ambientes de alta energia – caracterizados por turbulência que não permite que as partículas finas assentem e se acumulem (ex: praias e canais fluviais em troços de montante);

- Ambientes de baixa energia – caracterizados por águas calmas, tranquilas, proporcionando a decantação das argilas e onde se depositam os sedimentos de granulação fina, mal seleccionados (ex: lagunas, pântanos aluviais e zonas abrigadas de praias e canais fluviais em troços de jesunte).

Normalmente, os ambientes de alta energia caracterizam-se por depósitos grosseiros e bem seleccionados e, os depósitos de baixa energia, caracterizam-se por sedimentos finos (argilosos e siltosos) e mal calibrados, quando sujeitos a um fluxo sazonal.

O diâmetro dos clastos tende a reduzir-se no decorrer do transporte por efeito da abrasão. Reduzindo-se a competência do agente de transporte, depositam-se em primeiro lugar os clastos maiores, prosseguindo o transporte do material mais fino.

2.2.4 Arranjo dos sedimentos

Arranjo significa orientação espacial primária dos componentes de um sedimento. Reflecte as condições hidrodinâmicas ou aerodinâmicas vigentes durante a deposição. Os elementos mais utilizados na determinação dos parâmetros de orientação são os alongados ou achatados. Usam-se vários tipos de diagramas para a projecção dos parâmetros do *fabric*, mas o mais usado é o Diagrama em Roseta. O *fabric* é condicionado pelos processos diagenéticos. Quando os elementos do *fabric* se dispõem caoticamente, sem qualquer orientação preferencial, o *fabric* é designado isotrópico; quando tem uma orientação preferencial, diz-se anisotrópico.

No *fabric* anisotrópico, o eixo maior dos elementos tende a dispor-se paralelamente à direcção do fluxo das correntes e a inclinar-se para montante. Dá-se o nome de imbricação à disposição dos elementos alongados de um *fabric* quando os mesmos se inclinam segundo uma direcção preferencial, em ângulo com os restantes sedimentos.

2.2.5 Textura

Considera-se que os sedimentos são fundamentalmente constituídos por quatro classes texturais com propriedades físicas relativamente distintas: cascalho, areia, silte e argila (Dias, 2004). As classes texturais avaliam não só o tamanho do grão, como também a coesão, porosidade e plasticidade.

Os diagramas triangulares permitem a representação das classes texturais cujos vértices correspondem a sedimentos com dimensões de cascalho, areias, siltes ou argilas. A classificação mais comum é a classificação proposta por Folk em 1954 (Dias, 2004).

2. ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

A classificação de Folk baseia-se, essencialmente, num diagrama triangular (Figura 2.4), em que são representados proporcionalmente os conteúdos percentuais em cascalho (>2mm), areia (2mm a 63µm) e "lodo" (<63µm) (corresponde à fracção silte + argila da Tabela 2.1). Para aplicar esta classificação é necessário conhecer duas grandezas: a quantidade percentual de cascalho, utilizando-se as fronteiras de 80%, 30%, 5% e traços (<0,01%); e a razão areia/argila, usando-se as fronteiras proporcionais 9:1, 1:1 e 1:9 (Dias, 2004).

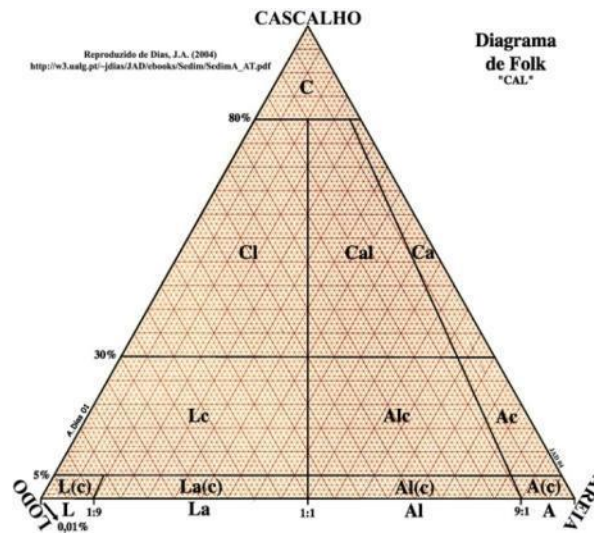


Figura 2.4 – Classificação de Folk "CAL" (Fonte: Dias, 2004).

A classificação dos sedimentos grosseiros é constituída por 15 termos, que na versão portuguesa, têm o significado: C – cascalho; Ca – cascalho arenoso; Cal – cascalho arenolodoso; Cl – cascalho lodoso; L – lodo; Lc – lodo cascalhento; L(c) – lodo ligeiramente cascalhento; La(c) – lodo arenoso ligeiramente cascalhento; La – lodo arenoso; A – areia; Al – areia lodosa; Alc – areia lodo-cascalhenta; Al(c) – areia lodos ligeiramente cascalhenta; Ac – areia cascalhenta; e A(c) – areia ligeiramente cascalhenta.

A classificação dos sedimentos lodosos proposta por Folk "ASA" é baseada no conteúdo percentual em areia (considerando as fronteiras de 10%, 50% e 90%) e na proporção argila/silte (utilizando as fronteiras 2:1 e 1:2) (Figura 2.5).

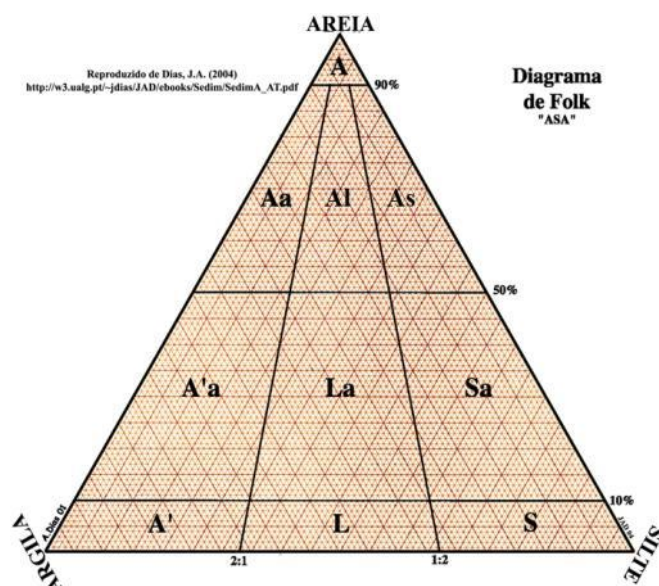


Figura 2.5 – Classificação de Folk "ASA" (Fonte: Dias, 2004)

A classificação dos sedimentos argilosos é constituída por 10 termos, que na versão portuguesa, são os seguintes: A – areia; Aa – areia argilosa; Al – areia lodosa; As – areia siltosa; A'a – argila arenosa; La – lodo arenoso; Sa – Silte arenoso; A' – argila; L – lodo; e S – silte.

2.3 Processos Diagenéticos que Afectam o Potencial de Reservatório

Os processos geodinâmicos internos contribuem para a manutenção dos processos geodinâmicos externos, visto que a actividade tectónica é responsável pela exposição das rochas à meteorização.

Após a deposição dos sedimentos em locais propícios, estes ficam sujeitos a processos físicos-químicos diversos que constituem a diagénese, transformando-se em rochas sedimentares com diferentes graus de evolução. São exemplos de processos diagenéticos a compactação, cimentação, recristalização e metassomatose.

2.3.1 Compactação

A compactação é o resultado da sobreposição dos sedimentos em camadas ou estratos, facto que vai aumentar a pressão a que as camadas inferiores ficam submetidas, levando à redução do volume dos sedimentos, por eliminação de água intersticial, tornando sucessivamente a rocha mais compacta e com menos porosidade.

2.3.2 Cimentação

A cimentação é o resultado da colmatação dos espaços vazios entre os detritos, por substâncias que se encontram dissolvidas ou em suspensão nas águas de circulação, constituindo o cimento de uma rocha.

A cimentação é outro dos processos diagenéticos no qual os sedimentos não consolidados se transformam em rochas sedimentares. O material de cimentação pode ser transportado pela percolação de água através dos poros existentes entre as partículas dos sedimentos. Ao longo do tempo, o cimento vai precipitando sobre os grãos preenchendo os vazios e criando ligações físicas entre as partículas. Os cimentos mais comuns são calcite, sílica e óxido de ferro.

2.3.3 Recristalização

A recristalização dá-se devido ao enterramento progressivo das rochas na crosta, levando os minerais menos estáveis a mudar a sua estrutura, transformando-se em minerais com formas mais estáveis nas novas condições termodinâmicas, resultando num rearranjo dos componentes originais da rocha.

2.3.4 Metassomatose

A metassomatose é o fenómeno de troca de substâncias químicas entre os componentes da rocha e as soluções que circulam através da mesma, mesmo posteriormente à consolidação e cimentação, conduzindo à formação de novos minerais.

2.4 Propriedades Físicas das Rochas

2.4.1 Porosidade

A porosidade é caracterizada pelo volume de espaços vazios (poros) existentes na rocha. Os espaços vazios controlam o volume de fluido que a rocha pode conter.

A capacidade de armazenamento da rocha, porosidade, é controlada pelo tamanho e número de poros, sendo os quatro elementos críticos da geometria do sistema de poros de uma rocha:

- a forma dos poros
- o tamanho do poro e da garganta do poro
- a conectividade dos poros

- a relação poros garganta de poros.

A porosidade é estimada pela relação experimental:

$$\phi = \frac{(V_b - V_s)}{V_b}$$

onde:

ϕ = porosidade

V_b = Volume total da rocha

V_s = Volume ocupado pelos grãos

A porosidade pode ser total, caso a porosidade represente o volume total de poros na rocha ou efectiva, caso se considere apenas a forma como os poros estão ligados. Pode também ser classificada como primária, quando a porosidade da rocha é a porosidade original aquando da deposição dos sedimentos, ou secundária, quando é originada por processos diagenéticos ou de dissolução.

A porosidade depende da natureza, dimensão, calibração, forma, e textura das partículas constituintes da rocha (Figura 2.6). Uma rocha terá melhor porosidade quanto mais arredondados forem os grãos e melhor for a calibração dos seus grãos, assim como o arranjo dos mesmo, sendo o arranjo cúbico o que origina melhor porosidade na rocha, a qual ronda os 47,6%.

2. ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

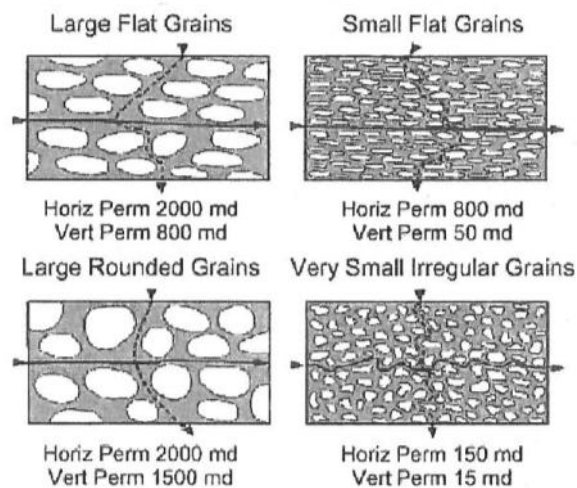


Figura 2.6 – Porosidade vs fabric (fonte: Verdin, 2002)

Na maior parte dos reservatórios a porosidade varia entre 5 e 30%, considerando-se a seguinte classificação conforme a capacidade de armazenamento de fluidos:

- Sem interesse: 0-5%
- Fraca: 5-10%
- Razoável: 10-15%
- Boa: 15-20%
- Muito boa: 20-30%

Alguns autores correlacionam ainda a porosidade com as diferentes litologias (Tabela 2.2).

Tabela 2.2 – Porosidade de acordo com as litologias (adaptada de Vasquez, 2011)

Tipo de rocha	Litologia	Faixa de porosidade (%)
Sedimentar detrítica	Areias não consolidadas	35-45
Sedimentar detrítica	Arenitos “reservatório”	15-35
Sedimentar detrítica	Arenitos compactos	5-15
Sedimentar detrítica	Argilas	0-45
Sedimentar detrítica	Conglomerados	1-15
Sedimentar carbonatada	Carbonatos massivos	5-10
Sedimentar carbonatada	Carbonatos “vuggy”	10-40
Sedimentar carbonatada	Dolomito	10-30
Sedimentar carbonatada	Cré	5-40
Outras	Granitos	<1
Outras	Basaltos	<0.5
Outras	Gnaisses	<2

2.4.2 Permeabilidade

A permeabilidade é a capacidade que um meio tem de se deixar atravessar por fluidos sem provocar alteração na sua estrutura nem deslocações de matéria. Mede-se pela facilidade com que um fluido pode atravessar o espaço poroso e por isso depende muito da maneira como os poros estão interligados (porosidade efectiva) (Amyx, Bass and Whiting, 1960; Dake, 1978).

A permeabilidade é o parâmetro petrofísico que permite quantificar as características hidráulicas da rocha reservatório. A permeabilidade reflecte a conectividade dos poros, ou seja, o espaço de passagem para o fluido. Assim, a permeabilidade depende do diâmetro do canal capilar (“*Pore throat*”) e não apenas do volume poroso. As unidades de medida em que a permeabilidade é expressa são o darcy ou o milidarcy, as quais vêm da equação de Darcy (Figura 2.7):

$$Q = KA \frac{(P_i - P_o)}{\delta \cdot L}$$

onde:

Q = caudal (cm³/s ou m³/s)

P_o = pressão de saída do fluido (dynas/cm² ou Pa)

P_i = pressão de entrada do fluido (dynas/cm² ou Pa)

δ = viscosidade dinâmica do fluido (poise ou Pa.s)

L = comprimento do tubo (cm ou m)

K = permeabilidade da amostra (darcy ou m²)

A = área da amostra (cm² ou m²)

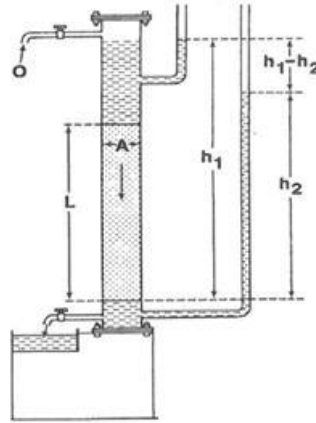


Figura 2.7 – Experiência de Darcy (fonte: Vasquez, 2011)

Embora a unidade de medida da permeabilidade seja o Darcy ($K=1$ Darcy quando a passagem de 1cc de fluído, com viscosidade da água a 20 graus centígrados, através de 1cm^2 da superfície da rocha e pela distancia de 1 cm, tem a duração de 1 segundo, havendo uma quebra de pressão de 14,7 libras por polegada quadrada), usualmente a permeabilidade é expressa em milidarcies ($\text{mD}=0,001$ Darcy), pelo facto de poucas rochas possuírem 1 Darcy (Amyx, Bass and Whiting, 1960; Dake, 1978).

As permeabilidades das rochas reservatório variam normalmente entre 5 e 1000 mD, sendo a avaliação da permeabilidade de uma rocha reservatório classificada como:

- Razoável: 1-10 mD
- Boa: 10-100 mD
- Muito boa: 100-1000 mD

A permeabilidade pode definir-se como absoluta, efectiva ou relativa.

A permeabilidade absoluta (K) é uma característica da formação e pode obter-se a partir de:

- Análise de testes dos poços: são efectuados vários tipos de testes nos poços os quais nos dão indicação da permeabilidade presente na formação (*Pressure build-up, drill steam test, interference tests, pressure falloff, initial potencial test*);
- Medições de laboratório: são medições feitas com base na lei de Darcy, realizadas em *plugs* representativos das carotes;
- Correlações: são utilizadas para casos em que não existem dados de outras fontes, e têm por base correlações e análise de regressão linear.

A permeabilidade efectiva deve-se à existência de dois ou mais fluidos na rocha-reservatório. Assim, a permeabilidade absoluta não é suficiente para medir a facilidade com que determinado fluido se move no meio poroso. Neste caso, denomina-se permeabilidade efectiva a facilidade com que cada fluido se move. Por exemplo, num meio poroso com água e óleo, tem-se a permeabilidade efectiva à água e permeabilidade efectiva ao óleo. As permeabilidades efectivas ao óleo, ao gás e à água designam-se por k_o , k_g e k_w , respectivamente. As permeabilidades efectivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso (Amyx, Bass and Whiting, 1960; Dake, 1978).

A permeabilidade relativa é o quociente entre a permeabilidade efectiva do fluido e a permeabilidade absoluta da rocha. A permeabilidade relativa depende das características de cada formação, dos fluidos presentes e das saturações, e para cada caso específico devem ser determinadas experimentalmente em laboratório, estudando-se o deslocamento do óleo pela água (ou gás) em carotes extraídas da rocha e assumindo-se que as saturações dos fluidos estão uniformemente distribuídas em relação à espessura (Amyx, Bass and Whiting, 1960; Dake, 1978). Assim, pode-se definir:

- Permeabilidade Relativa ao Óleo: $K_{r_o} = K_o / K$
- Permeabilidade Relativa ao Gás: $K_{r_g} = K_g / K$
- Permeabilidade Relativa à Água: $K_{r_w} = K_w / K$

2.4.3 Porosidade vs permeabilidade

Embora não exista uma correlação directa entre a permeabilidade e a porosidade, no caso de formações areníticas que se foram depositando sob condições similares, a permeabilidade, normalmente, aumenta com a porosidade. Esta correlação observa-se quando se representam a permeabilidade vs porosidade em escala logarítmica (Amyx, Bass and Whiting, 1960; Dake, 1978). A permeabilidade depende da porosidade, conectividade entre poros (tamanho e geometria das gargantas dos poros) e da direcção em análise (pode ser afectada por heterogeneidades e propriedades direccionais do meio poroso).

A própria correlação porosidade/permeabilidade depende da composição da rocha, tal como mostram os dois diagramas abaixo (Figura 2.8). A permeabilidade aumenta muito quando a

rocha é constituída por arenitos limpos, de grão grosseiro e diminui drasticamente em presença de argilas.

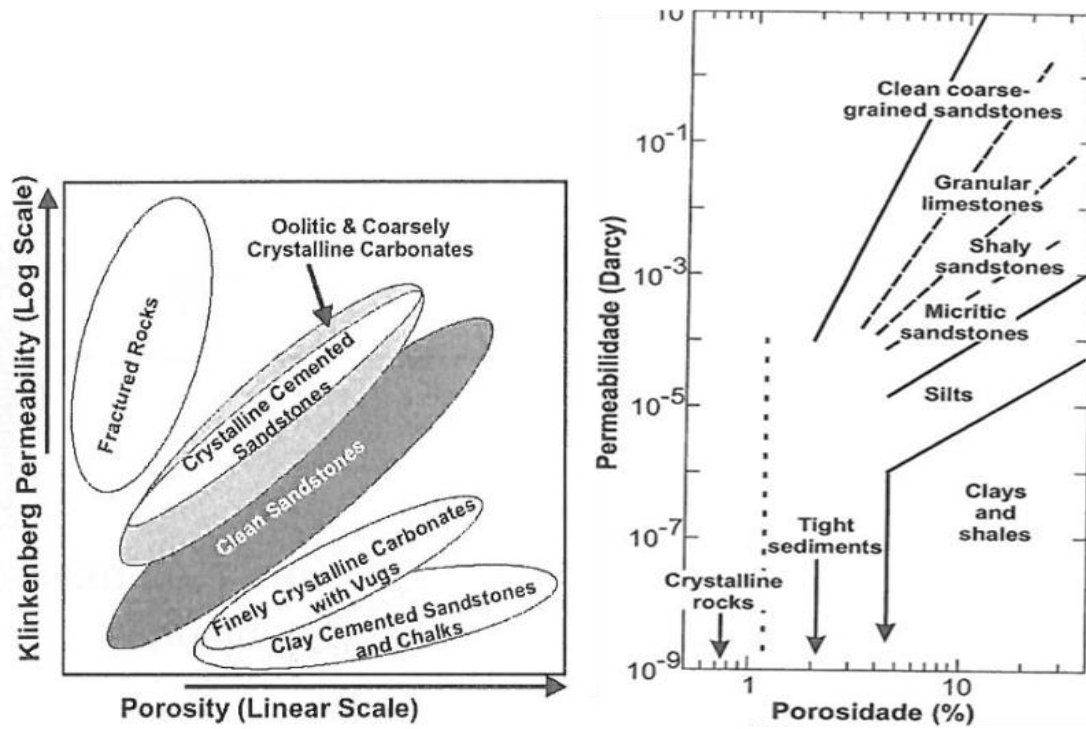


Figura 2.8 – Permeabilidade vs porosidade por tipo de rocha e grãos (fonte: Bourbié *et al.*, 1986).

2.5 Características Sedimentares e Propriedades Físicas

Segundo Coalson *et al.* (1990), a textura tem grande influência sobre a permeabilidade, sendo que o tamanho do grão é o que mais afecta, tanto a permeabilidade como a porosidade, tal como ilustrado na Figura 2.9.

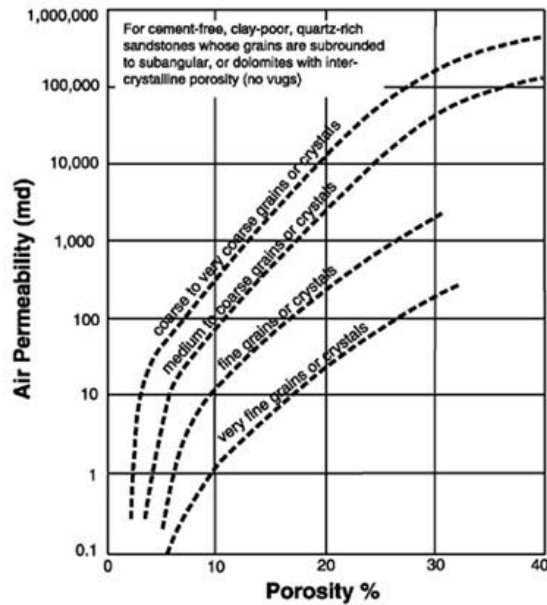


Figura 2.9 – Porosidade vs permeabilidade por classe de calibração do sedimento.

Assim:

- Se o tamanho do grão diminui, a permeabilidade diminui;
- Se aumentar a calibração do grão, aumenta a permeabilidade;
- Se aumentar o arredondamento do grão, aumenta a permeabilidade.

As unidades de fluxo (*flow units*) são definidas com base nalgumas características petrofísicas, tal como referido abaixo (Figura 2.10):

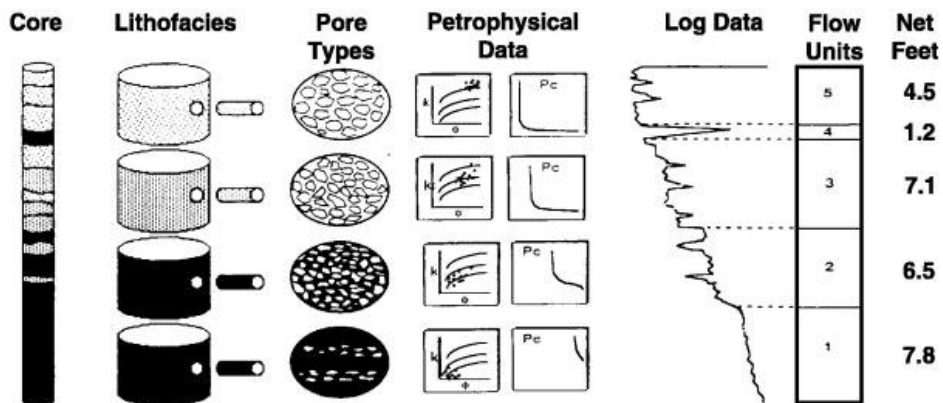


Figura 2.10 – Tipos de porosidade, litofácies e dados petrofísicos (fonte: Ebanks *et al.*, 1993).

Relativamente aos tipos de minerais argilosos vs geometria do poro, segundo Neasham (1977), há minerais argilosos que apenas originam o revestimento dos poros (*pore lining*), o qual diminui ligeiramente a porosidade e a permeabilidade em contraste com o *pore bridging* que

reduz ligeiramente a porosidade mas substancialmente a permeabilidade, tal como se pode ver na Figura 2.11.

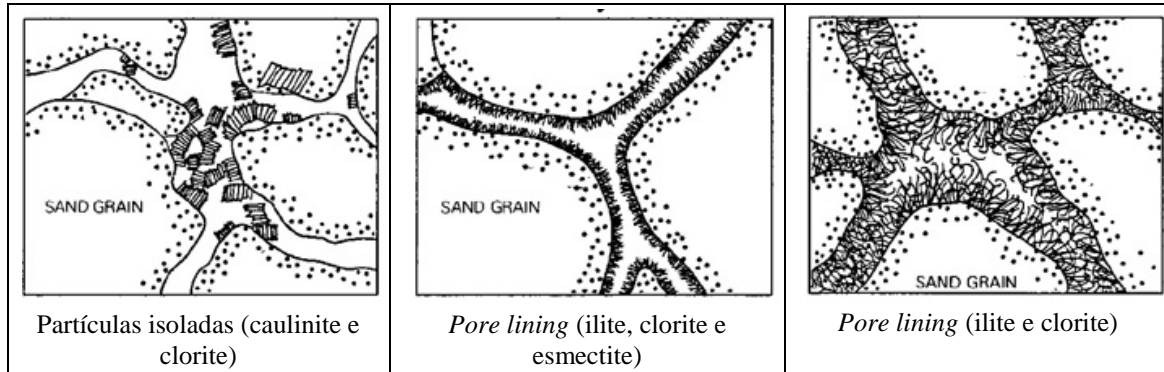
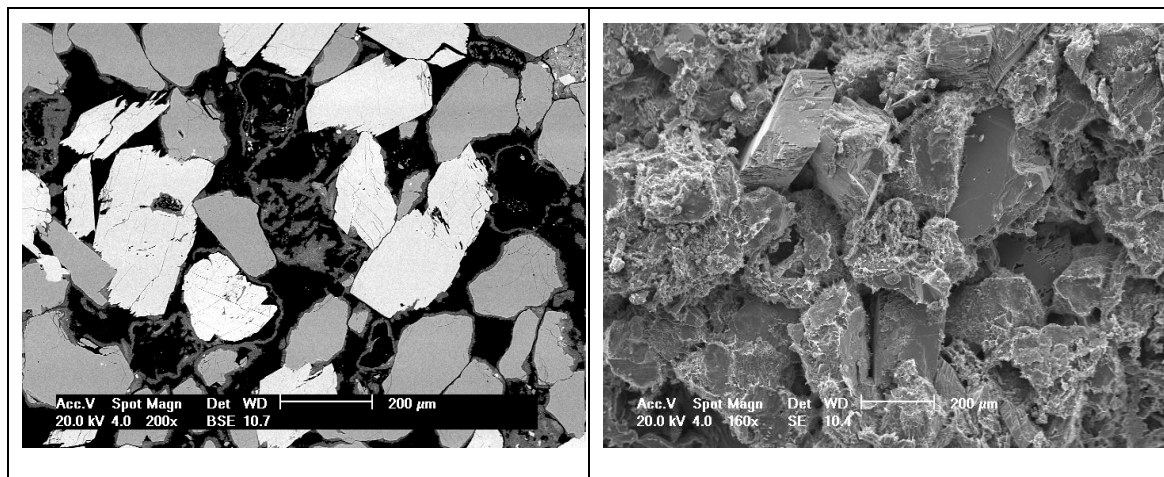


Figura 2.11 – Tipos de revestimento dos poros com minerais argilosos (fonte: <http://archives.datapages.com/data/specpubs/beaumont/ch09/ch09.htm>, consultado em Jan/2012)

Na Figura 2.12 mostram-se três imagens com ampliações diferentes, obtidas por microscopia electrónica de varrimento (SEM), onde é representado um arenito poroso, com grãos cobertos por franjas espessas e irregulares de esmectite (exemplo de *pore lining* conforme Figura 2.11), alguns com crescimentos de feldspato potássico.



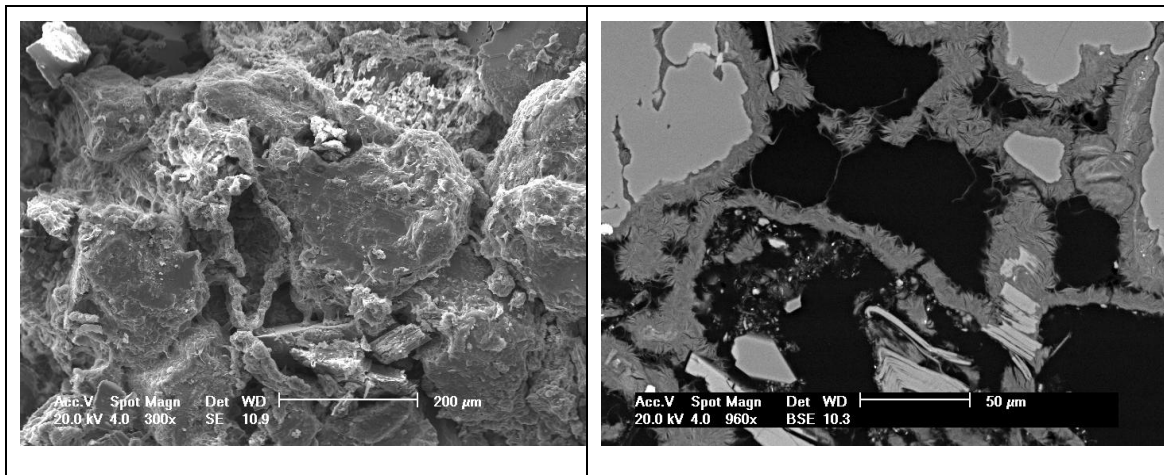


Figura 2.12 – Imagem de lâmina delgada e imagens de microscopia de varrimento de um arenito poroso com grãos cobertos por franjas espessas e irregulares de esmectite com várias ampliações.

O trabalho de Allen *et al.* (1985), refere que minerais de argilas de *pore bridging*, como a ilite, diminuem ligeiramente a porosidade, mas podem destruir por completo a permeabilidade. As partículas isoladas de minerais de argila, como a caulinite, baixam a porosidade e baixam a permeabilidade ligeiramente. Na Figura 2.13 compara-se a relação da porosidade com a permeabilidade com os cimentos de arenitos, a caulinite, a clorite e a ilite.

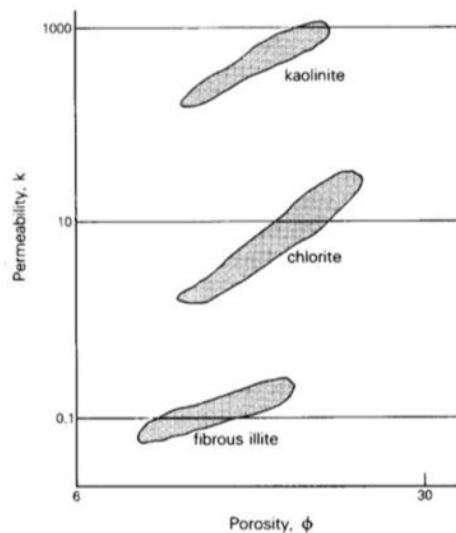


Figura 2.13 – Permeabilidade vs porosidade para argilas (fonte: <http://archives.datapages.com/data/specpubs/beaumont/ch09/images/fig61.htm>, consultado em Jan/2012, Allen & Unwin, 1985)

No que se refere à argila detrítica, esta pode ser parte da matriz ou dos grãos do arenito. Como matriz, a argila detrítica pode inibir a permeabilidade. Como grão constituinte de argila detrítica, e dado que os grãos são dúcteis e sofrem compactação, a permeabilidade é reduzida. Logo, a

percentagem de argila detrítica presente numa rocha determina a sua permeabilidade (Figura 2.14).

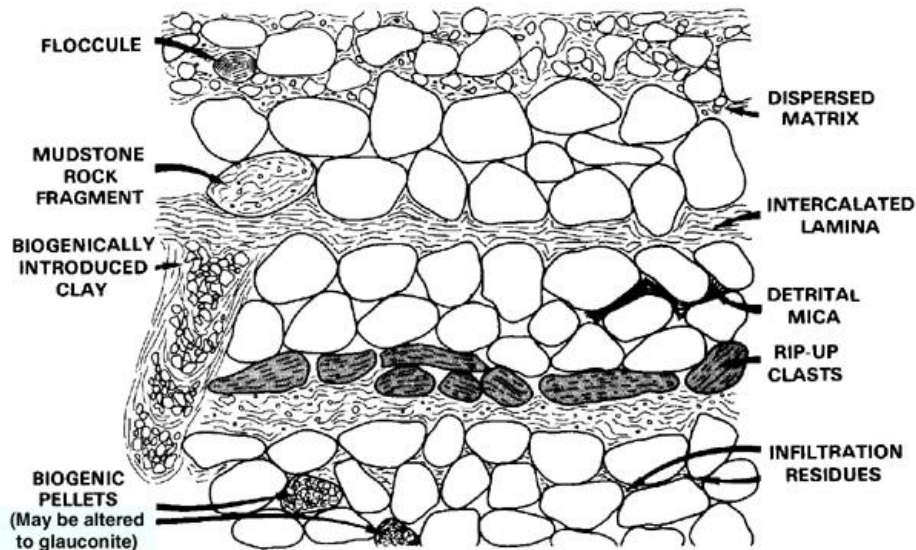


Figura 2.14 – Tipos de argila detrítica em arenitos. Fonte: Wilson and Pittman, 1977.

2.6 Flow Zone Indicator (FZI) ou Indicador Zonal de Fluxo

Amaefule *et al.* (1993) propôs uma metodologia empírica baseada no chamado parâmetro *FZI* (*Flow Zone Indicator* ou Indicador Zonal de Fluxo) que sintetiza as características geológicas da textura e mineralogia na discriminação de fácies com distintas geometrias dos poros. Este parâmetro é baseado na equação de Kozeny-Carmen e no conceito de Raio Hidráulico.

A equação de Kozeny-Carmen permite-nos que, para qualquer unidade hidráulica, o gráfico $\log RQI$ vs ϕ (porosidade) produza uma recta com determinada inclinação e características de cada unidade hidráulica. A intercepção da recta com a ϕ designa o *FZI*, que é único para cada unidade hidráulica

Os dados de entrada na equação são obtidos a partir de dados de poço, de onde, posteriormente à análise dos dados, são determinados valores de porosidade e permeabilidade da formação geológica em estudo. Por fim, o *FZI* é correlacionado com algumas ferramentas de resposta para desenvolver modelos de regressão de modo a prever permeabilidades em zonas não amostradas.

O conceito de raio hidráulico ou raio médio de uma unidade hidráulica (r_{mh}) é a chave para a identificação de unidades hidráulicas e a respectiva porosidade, permeabilidade e pressão capilar.

$$r_{mh} = \frac{\text{Área da seção transversal molhada}}{\text{Perímetro molhado}} = \frac{\text{Volume aberto para o escoamento}}{\text{Área molhada}}$$

Considerando um tubo capilar cilíndrico ou circular de raio r :

$$r_{mh} = \frac{r}{2}$$

Neste conceito de raio médio, Kozeny-Carmen consideram que uma rocha reservatório é composta por um conjunto de tubos capilares e por esse motivo aplicaram a Lei de Poiseuille e Darcy para obter uma relação entre a porosidade e a permeabilidade:

$$K = \frac{\phi_e \cdot r^2}{8\tau^2} = \frac{\phi_e}{2\tau^2} \left(\frac{r}{2}\right)^2 = \frac{\phi_e \cdot r_{mh}^2}{2\tau^2}$$

onde:

ϕ_e = porosidade efectiva

r = raio médio da unidade hidráulica

τ = tortuosidade

K = permeabilidade da amostra

Nesta equação, assume-se que quando a porosidade é efectiva, o tempo de viagem de um elemento fluido num tubo capilar é igual ao tempo num REV (volume representativo de rocha = unidade hidráulica). Pode-se ainda relacionar o r_{mh} (raio médio da unidade hidráulica) com a área por unidade de volume de grãos (S_{gv}) e a porosidade efectiva (ϕ_e):

$$S_{gv} = \frac{2}{r} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = \frac{1}{r_{mh}} \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right)$$

Posto isto, apresenta-se a equação de Kozeny-Carmen:

$$k = \frac{\phi_s^3}{(1 - \phi_s)^2} \left[\frac{1}{F_s \cdot \tau^2 \cdot S_{gv}^2} \right]$$

sendo:

F_s = Factor de forma.

Pode-se ainda definir o parâmetro *RQI* ou *Reservoir Quality Index* (μm^2):

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k_{core}}{\phi_{core}}}$$

E o parâmetro ϕ_z com base na porosidade efectiva (ϕ_s da core):

$$\phi_z = \frac{\phi_s}{1 - \phi_s}$$

Finalmente, a fórmula do parâmetro *FZI* (μm), *Flow Zone Indicator*:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}} = \frac{RQI}{\phi_z}$$

Na fórmula para o cálculo do *FZI* entram valores de F_s = factor de forma; τ = tortuosidade; e S_{gv} = área por unidade de volume, por isso, a determinação dos atributos do poro (*pore-body e pore throat*) e a distribuição dos fluidos são elementos centrais na avaliação deste parâmetro empírico.

2.6.1 *Factores Texturais e Mineralógicos com influencia no FZI*

Segundo Amaefule *et al.*, (1993), o **FZI** leva em consideração os atributos geológicos que controlam o zonamento do reservatório. Ainda segundo este e outros autores, o **FZI** tem uma forte correlação com a saturação irreductível de água (S_{wr})¹ (Fig.2.15), com a superfície específica, tamanho do grão e conteúdo mineralógico da amostra.

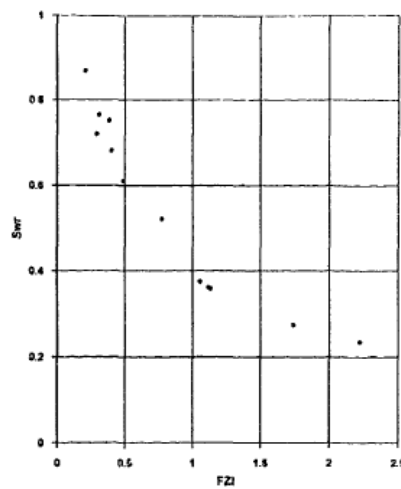


Figura 2.15 – Representação do FZI em função da saturação de água irreductível
(fonte: Amaefule *et al.*, 1993).

¹- Saturação Irreductível de Água corresponde ao volume de água a partir do qual a água já não é móvel.

Segundo Amaefule *et al.*, (1993), as rochas que contêm argilas autigénicas como *pore lining*, *pore filling and pore bridging*, assim como areias finas e mal calibradas, tendem a exibir elevada área de superfície e elevada tortuosidade e, por isso, baixo **FZI**. Por outro lado, as rochas com granularidade grosseira, com areias bem calibradas exibem baixa área de superfície, baixa tortuosidade e elevados valores de **FZI**.

Também segundo Svirsky em Dmitry *et al.*,(2004), o que interfere nos valores de **FZI** é a textura de cada amostra, descrita através da caracterização da dimensão do grão (Figura 2.16), calibração, geometria dos poros e mineralogia, e neste trabalho também se verifica que a fracção de grãos grosseiros aumentam o **FZI**, e a fracção de grãos finos diminui o **FZI**.

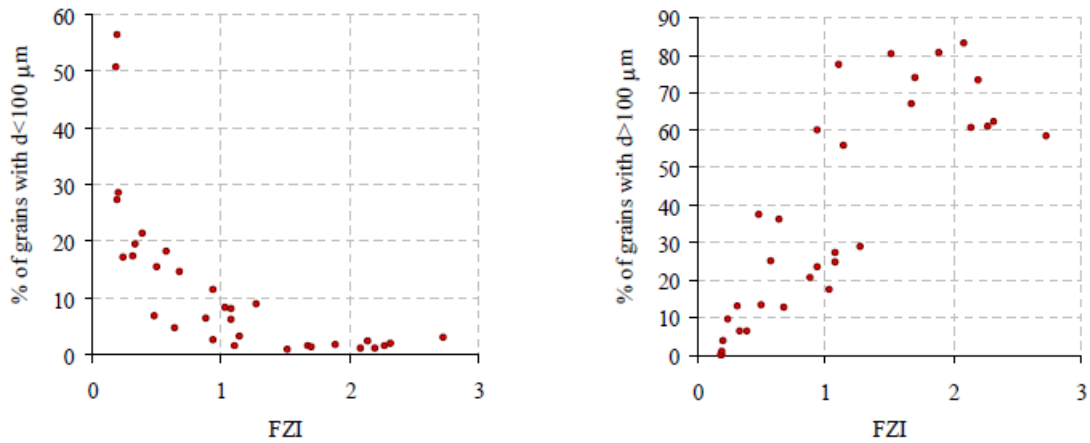


Figura 2.16 – Correlação do *FZI* com a dimensão dos grãos. esq) *FZI* vs % grãos com diâmetro $< 100 \mu\text{m}$; dir) *FZI* vs % grãos com diâmetro $> 100 \mu\text{m}$. Fonte: Svirsky em Dmitry *et al.*, (2004)

Segundo Svirsky em Dmitry *et al.*, (2004), o *FZI* também está relacionado com a geometria do poro e a superfície específica da rocha, neste trabalho também se verifica que o *FZI* aumenta, e a superfície específica da rocha diminui. A geometria do poro também tem muita influência no fluxo do fluido (Figura 2.17).

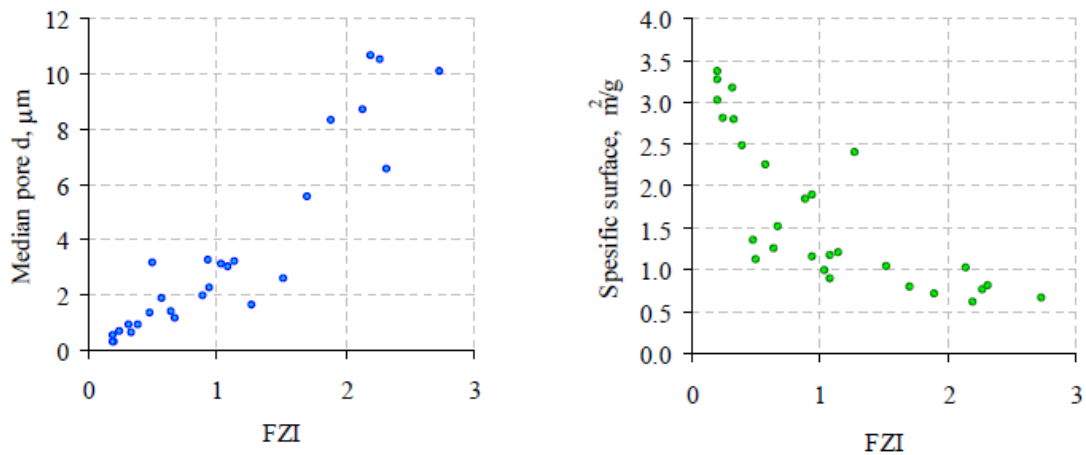


Figura 2.17 – Diâmetro médio do poro vs *FZI* (à esquerda); Superfície específica vs *FZI* (à direita).

Fonte: Svirsky em Dmitry *et al.*, (2004)

O cimento liga os grãos siliciclásticos sendo, por vezes, um mineral secundário que se forma após a deposição e durante o afundimento do arenito. Estes minerais podem ser silicatados ou não-silicatados, tais como a calcite e os óxidos de ferro. Como tipos de cimentos podem ser: cimentos de sílica (quartzo ou minerais de opala); cimentos de calcite (cimento de carbonato de

cálcio); outros (hematite, limonite, feldspatos, anidrite, barite, minerais de argila e minerais do grupo dos zeólitos).

A constituição do cimento e a substituição dos grãos interferem no comportamento hidráulico de cada amostra, obstruindo a passagem do fluido nos poros. Ainda segundo Svirsky *et al.*, 2004, os gráficos da Figura 2.18 demonstram este tipo de comportamento.

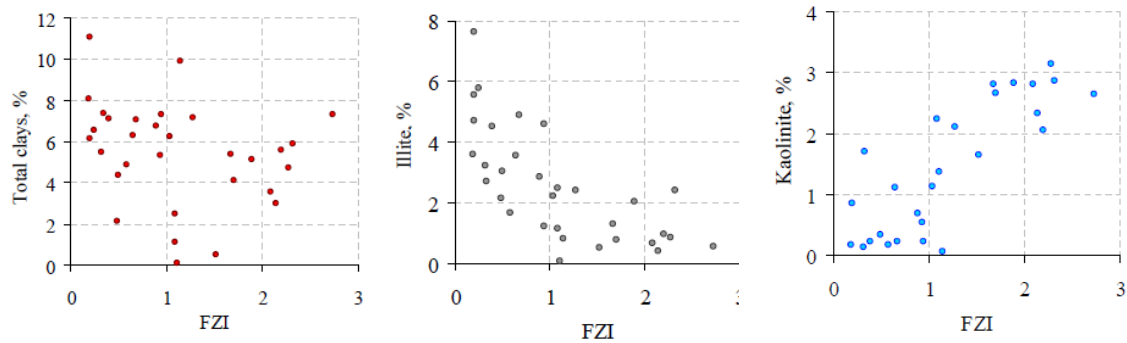


Figura 2.18 – Conteúdo total de argila vs FZI (à esquerda); conteúdo total de ilite vs FZI (ao centro); conteúdo total de caulinite vs FZI (à direita). Fonte: Svirsky em Dmitry *et al.* (2004)

Segundo Amaefule *et al.* (1998), largas quantidades de argila autigénica², argilas de *pore filling* sensíveis às soluções aquosas, como a caulinite, ilite, esmectite, clorite e camadas mistas com minerais de argila, originam destruição de porosidade e, por consequência, da permeabilidade.

² – Minerais Autigénicos: grupos de minerais formados durante o processo sedimentar ou numa fase precoce da diagénese, podendo por isso indicar as condições físico-químicas dos ambientes de deposição.

Segundo Sahimi (1995), o sedimento em reservatórios de superfície podem sofrer quatro tipos de processos diagenéticos:

- Deformação mecânica dos grãos;
- Solução dos minerais dos grãos;
- Alteração dos grãos;
- Precipitação dos minerais de *pore filling*, argilas, cimentos e outros minerais.

A caracterização da composição química das formações que armazenam o petróleo é muito importante. Segundo Bucke & Mankin (1971) e Ezzat (1990), os estudos da composição das formações sedimentares que afloram revelam que estas contêm óxidos, tais como SiO₂, Al₂O₃, FeO, Fe₂O₃, MgO, K₂O, CaO, P₂O₅, MnO, TiO₂, Na₂O e também compostos de Cl. Estes compostos podem fazer parte da constituição química da matriz porosa, a qual pode conter várias espécies de “*swelling and non swelling clays*” (argilas expansivas e não expansivas),

2. ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

algumas detríticas e outras autigénicas. As argilas detríticas formam o esqueleto da matriz porosa e provocam destruição mecânica da formação. As argilas autigénicas estão vagamente ligadas à superfície do poro e provocam a destruição química da formação.

A morfologia e os maiores problemas dos reservatórios relacionados com o tipo de minerais de argila presente na formação, os quais são descritos na Tabela 2.3 segundo Ezzat (1990).

Tabela 2.3 – Problemas comuns causados pela presença de argila autigénica (adaptado de Civan, 2007).

Mineral	Área de superfície (m ² /gm)	Problemas do reservatório
Caulinite	20	Rompe, migra e concentra-se na garganta do poro causando obstrução grave e perda de permeabilidade
Clorite	100	Extremamente sensível às águas ácidas e oxigenadas. Irá precipitar Fe(OH) ₃ gelatinosamente, que não irá passar através das gargantas dos poros.
Ilite	100	Migração de outros finos para as gargantas dos poros. Lixiviação de iões de potássio que dará origem a argila expansiva.
Esmectite	700	Sensível à água. É 100% expansível. Provoca a perda de microporosidade e permeabilidade.
Camadas mistas	100-700	Rompe em pedaços e forma pontes em todos os poros reduzindo a permeabilidade.

A interacção dos minerais de argila com as soluções aquosas é a principal responsável pela colmatação, obstrução de porosidade e por consequência da permeabilidade. Segundo Amaefule *et al.* (1988) existem dois tipos de interacção fluído-rocha nas formações sedimentares:

- Reacção química por contacto do mineral da rocha com um fluido quimicamente reactivo;
- Processo físico causado por taxas de fluxo excessivas e gradientes de pressão.

Amaefule *et al.* (1988) aponta ainda cinco factores principais que condicionam o grau de alterabilidade física-química das formações sedimentares:

- Mineralogia e a composição química - são determinantes para:
 - a dissolução dos minerais;
 - as propriedades expansivas dos minerais;
 - a precipitação de novos minerais.

- Percentagem de minerais química e fisicamente instáveis;
- Tamanho do mineral - é muito importante porque:
 - a sensibilidade físico-química do mineral é proporcional à sua área de superfície;
 - o tamanho do mineral determina a área de superfície por volume das partículas;
- Forma do mineral/hábito cristalino:
 - a morfologia do mineral determina o molde (forma) do grão e, assim, a área de superfície pelo volume;
 - minerais com *platy* folheados, ou formas laminares (*bladed shapes*), como os minerais de argila, têm elevada área de superfície por volume.
- Localização dos minerais - os minerais autigênicos são especialmente susceptíveis à alteração porque estão presentes no espaço poroso como depósitos de *pore lining*, *pore filling* e *pore bridging* e por isso directamente expostos aos fluidos.

Certos minerais do grupo das argilas, podem absorver água e expandem aumentando a dimensão das partículas. De facto, uma formação porosa argilosa, contendo argilas expansivas (*swelling*), podem absorver água, reduzindo a sua porosidade e permeabilidade, como se vê na Figura 2.19.

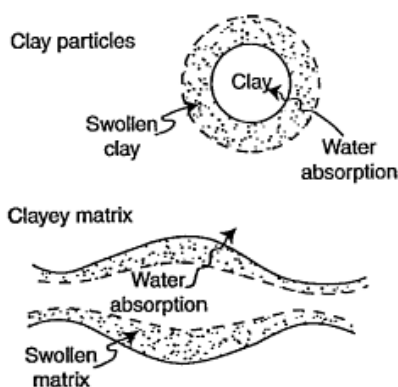


Figura 2.19 – Fenómeno de expansão das argilas e redução da porosidade (fonte: Civan, 2007).

Avan & Knapp (1987) defendem que a taxa de redução da permeabilidade devido ao *swelling* depende da taxa de absorção de água. Também se observou que as rochas com *FZI* mais alto têm elevada fracção de grãos com similares dimensões e por isso são melhor calibrados.

Geralmente, o mineral mais abundante na matriz de uma rocha arenítica é o quartzo pois, comparativamente com o feldspato, é química e fisicamente mais estável. Estas propriedades físicas conferem aos grãos de quartzo resistência aos múltiplos eventos de transporte, sedimentação e compactação, e possibilitam algum grau de arredondamento do grão. No presente caso de estudo, os grãos de quartzo são oriundos de rocha ígneas (sobretudo de rochas plutónicas de natureza félsica), e também são provenientes de rochas areníticas mais antigas que foram recicladas. Logo a seguir ao quartzo, os minerais mais abundante na matriz de um arenito são os feldspatos, os quais podem ser subdivididos em feldspatos alcalinos e plagioclases. Os gráficos da Figura 2.20 mostram que a presença de feldspato diminui o *FZI*, devido ao facto de ser quimicamente instável tendo, por isso, tendência para a dissolução e preenchimento de poros.

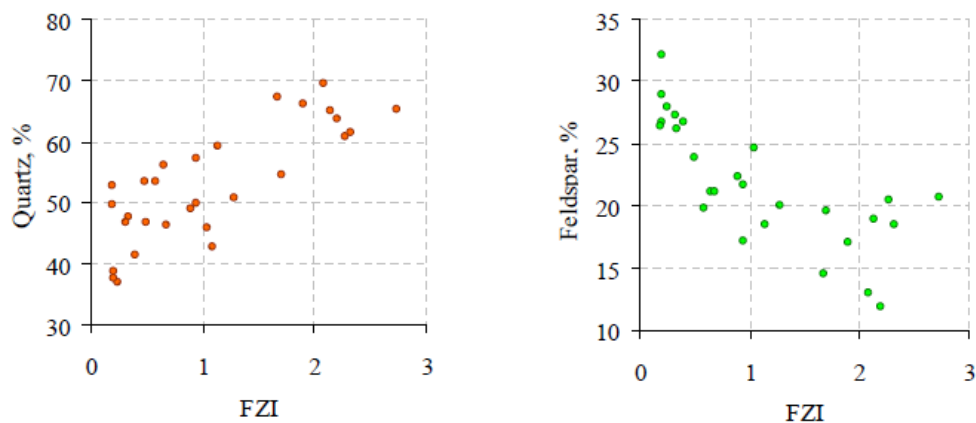


Figura 2.20 – Conteúdo total de quartzo vs *FZI* (à esquerda); dir) conteúdo total de feldspato vs *FZI* (à direita). Fonte: Svirsky em Dmitry *et al.*,(2004)

A matriz é composta por material muito fino, o qual está presente no espaço intersticial dos grãos e poros. Este espaço intersticial pode ser classificado como sendo de natureza arenítica, texturalmente “limpo” com pouca ou nenhuma matriz ou pelo contrário contendo uma significativa quantidade de matriz. O cimento e a substituição de grão, no geral, diminuem o *FZI*. Se este cimento conter caulinite em vez de esmectite, acontece o contrário: o *FZI* aumenta com o aumento da caulinite porque a ilite tem maior superfície específica do que a caulinite, e é mais frágil e pode tapar as gargantas dos poros.

Para terminar, em Amaefule *et al.* (1993) pode-se ver o efeito dos vários atributos geológicos nas variáveis das unidades hidráulicas (Tabela 2.4).

2. ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

Tabela 2.4 – Efeitos das propriedades geológicas nas características hidráulicas dos poros, adoptado de SPE-26436, Amaefule *et al.* (1993) (E - elevado; M - médio; B - baixo).

Atributos geológicos		Efeito qualitativo em					
		F_s	τ	S_{gv}	FZI	S_{wr}	r_{mh}
Textura	Granularidade grosseira	B	B	B	E	B	E
	Granularidade fina	E	E	E	B	E	B
	Granularidade grosseira, bem calibrada	B	B	B	E	B	E
	Granularidade grosseira, mal calibrada	E	E	E	B	E	B
	Granularidade fina, bem calibrada	M	M	M	M	M	M
Mineralogia	Teor elevado de argila: esmectite, ilite e clorite	E	E	E	B	E	B
	Teor elevado de caulinite	M	M	M	M	M	M
	Teor baixo de argila na garganta do poro: esmectite	E	E	E	B	E	B

2. ROCHAS SEDIMENTARES E PROPRIEDADES FÍSICAS DAS ROCHAS

3. METODOLOGIA

Neste estudo pretende-se avaliar a viabilidade da Análise de Imagens Digitais (AID) de lâminas delgadas para a estimar as propriedades petrofísicas das rochas amostradas nas carotes, de forma expedita e mais barata, sem o recurso a análises e ensaios laboratoriais

Para a realização deste estudo, foram utilizados dados e fotografias digitais de lâminas delgadas em 13 *plugs*, ensaios de laboratório, ensaios *in situ* (*logs*) e fotografias de testemunhos de sondagens, ao longo do mesmo furo. Na preparação das lâminas, a impregnação com resina epoxy, de cor azul (o chamado "Azul Ceres"), permite melhor identificar o espaço poroso. As fotografias são imagens coloridas (24bits) em modelo RGB (*Red, Green, Blue*).

Para início do trabalho fez-se uma pesquisa sobre os diferentes programas comerciais utilizados na análise de imagem digital, de que se destacam o Photoshop®, Image Pro-Plus®, ImageJ®, Imago® e MATLAB®. Observou-se que a maioria destes programas faz a AID foto a foto, manualmente, onde a ferramenta de selecção e separação é o olho nú; podem também utilizar-se filtros pré-definidos.

Neste estudo acabou por ser seleccionado o MATLAB® que, com base em algoritmos, pode-se programar uma separação automática dos vários constituintes presentes em cada foto em camadas, de acordo com a gama de cores definida para cada um, tornando a metodologia menos susceptível a erros.

Para validar estes algoritmos entendeu-se necessário fazer a separação dos vários constituintes num outro software de AID, de forma manual, e comparar os resultados. Neste caso, foi usado o Photoshop®. As imagens separadas a olho nú funcionaram como imagens de treino para o desenvolvimento dos algoritmos de separação automática; a vantagem do olho nú é que, para além das semelhanças/diferenças de cores existem nas "fases" identificadas texturas próprias que são difíceis de tratar automaticamente.

A AID de lâminas delgadas serve para a classificação dos tipos de poros e a avaliação das características dos poros e das gargantas dos poros. A partir de um software de AID pretende-se caracterizar propriedades dos sedimentos, como:

- Dimensão média dos grãos;
- Percentagem de grãos na lâmina
- Dimensão média dos poros;
- Área total de poros;

- Distribuição de tamanho de poros.

Para fazer a classificação da porosidade, é fundamental saber o tipo de poro e os processos de sedimentação que levaram à sua formação, pois os processos diagenéticos podem alterar substancialmente a textura original. Estes processos podem implicar: a) dissolução de grãos e da matriz; b) cimentação devido à precipitação de cristais na envolvente dos grãos (em redor dos limites dos grãos); c) substituição de minerais de carbonato por anidrite ou dolomite; d) compactação mecânica devido à sobrecarga litostática fazendo com que grãos individuais se ajustem e penetrem nos grãos adjacentes e na matriz fechando poros e colmatando a conectividade entre eles, destruindo desta forma as características deposicionais primárias. Por conseguinte, os processos pós-deposicionais podem resultar em redução ou aumento do espaço poroso.

A redução da porosidade pelos processos diagenéticos inclui a compactação mecânica, por aumento de contacto entre os grãos, inclui preenchimento de poros e substituição de grãos por anidrite e dolomite, que transgridem as fronteiras dos grãos e as paredes dos poros, e inclui precipitação de cimentos que revestem o perímetro dos grãos, preenchendo o espaço do poro.

Neste trabalho pretende-se apurar o que efectivamente dificulta ou facilita a passagem de fluido pelo que a segmentação teve em conta quatro constituintes litológicos (ou "fases"): poros, grãos, matriz deposicional e intercrescimentos. Esta separação permitiu calcular a fracção mineralógica, e visualizar tanto a geometria dos grãos, como a geometria de poros, assim como a sua distribuição no espaço, e caracterizar a amostra.

3.1 Separação Manual

Como foi referido, o trabalho iniciou-se com um tratamento manual em Photoshop® de três das 13 fotografias de lâminas delgadas. O trabalho iniciou-se pela segmentação das imagens nas diversas componentes de cor, criando camadas independentes para cada elemento/cor a tratar, transformando cada uma dessas camadas em imagens binárias definindo-se, assim, as regiões de poros e não poros. Em cada fotografia foram identificados os constituintes da rocha e a respectiva cor na lâmina delgada (Figura 3.1 e 3.2).

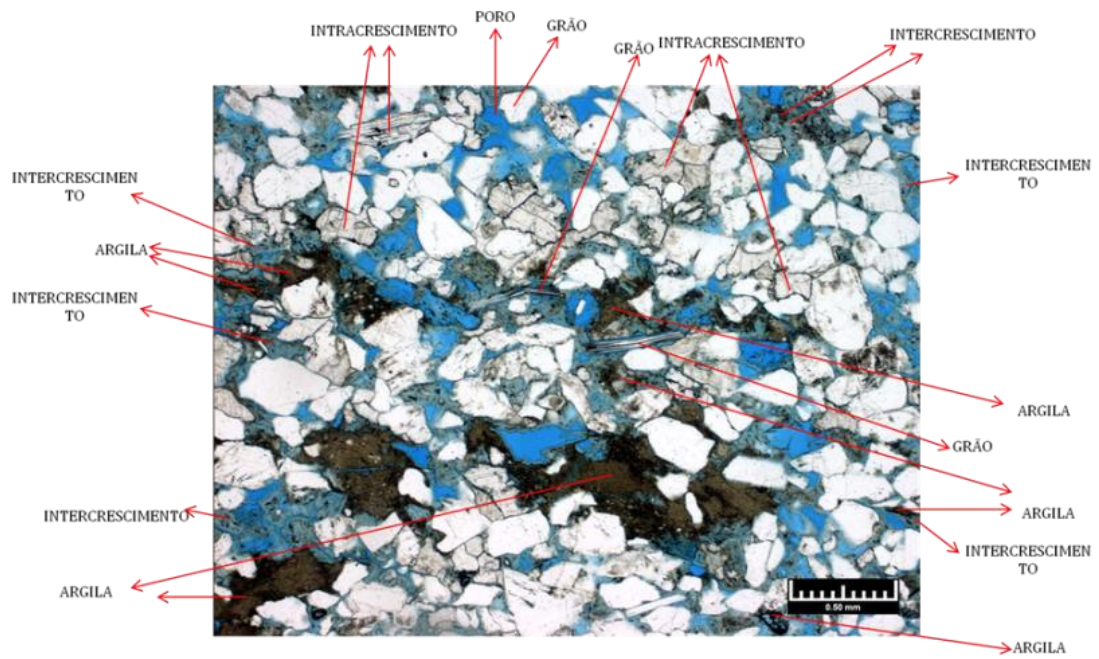
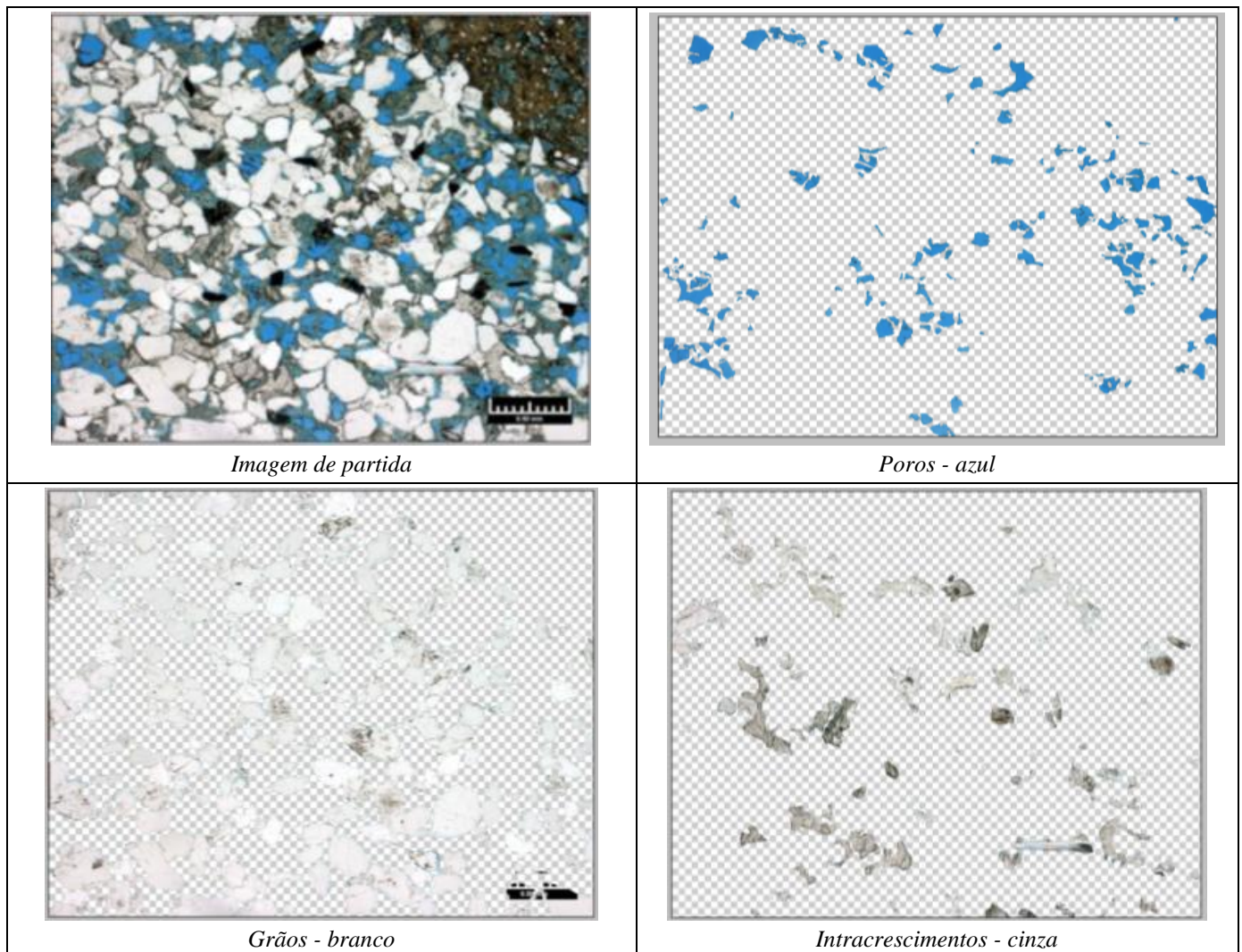


Figura 3.1 – Critérios de separação manual.



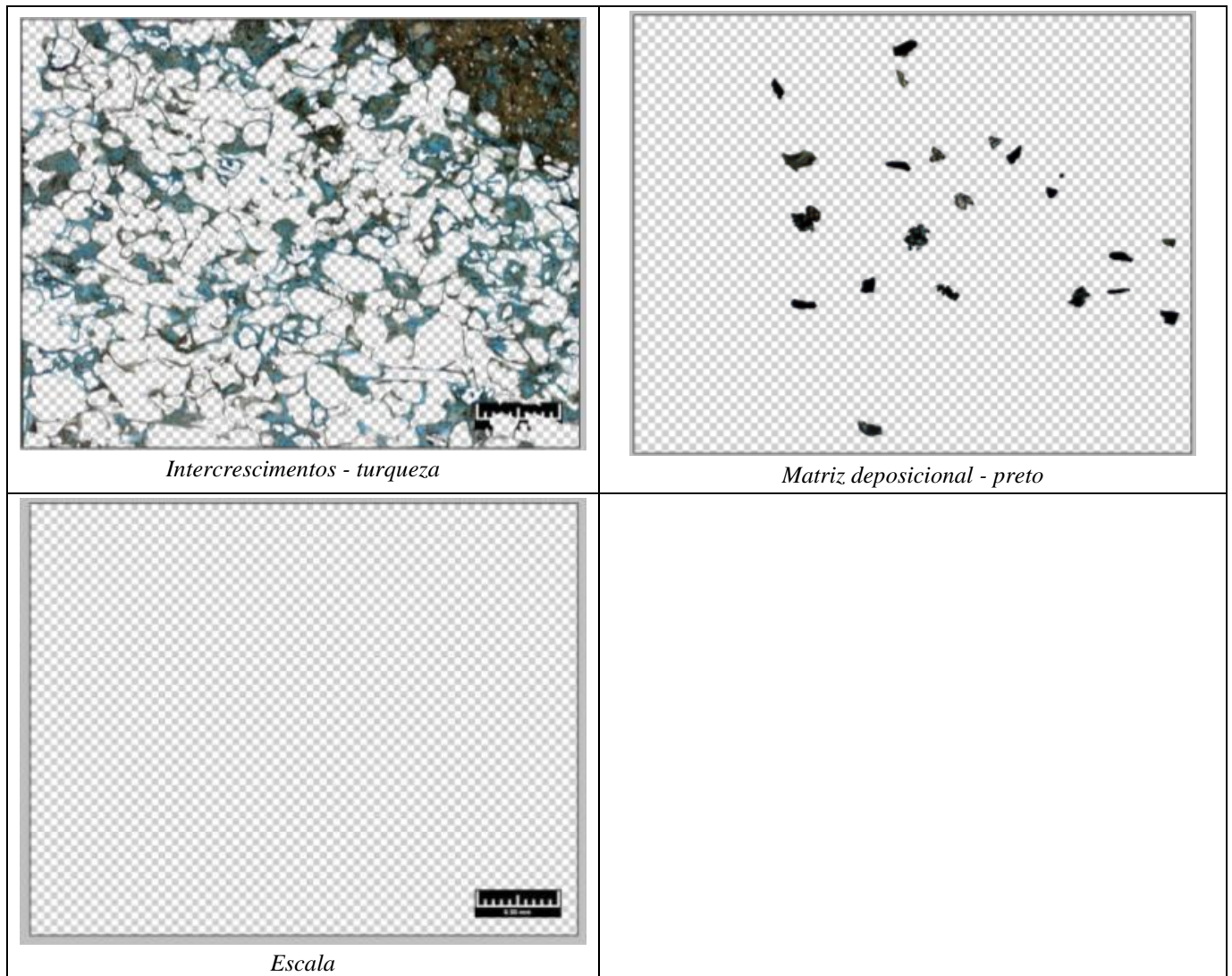


Figura 3.2 – Exemplo de processamento em Photoshop® da fotomicrografia 310,99 e separação em 6 camadas de informação.

3.2 Separação em MATLAB®

Neste trabalho é proposta a segmentação das imagens digitais das lâminas através de algoritmos automáticos desenvolvidos no MATLAB®. Para verificar se a separação automática do MATLAB® funciona correctamente, utilizou-se a separação manual do Photoshop® para comparação.

Um algoritmo automático que funcione correctamente é mais eficaz e fidedigno pelo que, uma vez validado o procedimento, o objectivo é realizar a separação de modo automático para o universo das imagens em estudo. Posteriormente à separação das várias camadas em MATLAB®, é possível aplicar algoritmos de análise de imagens, calculando, por exemplo:

- Fracções (%) em grãos, poros, intercrescimentos, intracrescimentos, matriz e cimento;
- Geometria dos poros, tamanho dos poros e sua distribuição;

- Tamanho, forma e arredondamento dos grãos;
- Calibração da amostra;
- Arranjo dos grãos.

Os algoritmos de segmentação baseiam-se em similaridades: limiarização (*thresholding*), crescimento de regiões (*region growing*), junção e separação (*split & merge*), aglomeração (*clustering*), e em descontinuidades: detecção de pontos, rectas e bordas através de máscaras de convolução. Estas técnicas são discutidas com mais detalhe no capítulo 4.

Dento da vasta gama de cores no conjunto total das amostras, e à semelhança do que se fez na separação manual, cada amostra foi subdividida em quatro camadas de informação: PA (poros), CB (grãos), CL (intercrescimentos) e ST (matriz), com base na relação entre o objecto mineral e a cor do pixel.

Para determinar entre que valores andam os vários tons, por exemplo de azul, fez-se uma aproximação da gama de tons com base na separação manual feita em Photoshop®, a qual vai definir e balizar os limites da gama de cor em cada camada. A separação manual servirá para indicar e validar se o algoritmo está a fazer uma boa classificação.

O algoritmo utilizado no MATLAB® foi programado pelo Eng^o Rui Lucena, da empresa NGNS-Ingenious Solutions, Lda., o qual cedeu um executável do mesmo (cujo interface se mostra na figura 3.3). O executável faz a separação automática das quatro camadas de cor e contabiliza as respectivas percentagens de cada. A subdivisão teve em conta os constituintes atrás referidos. A Figura 3.4 mostra o resultado da separação automática dos pixéis realizada no MATLAB®.

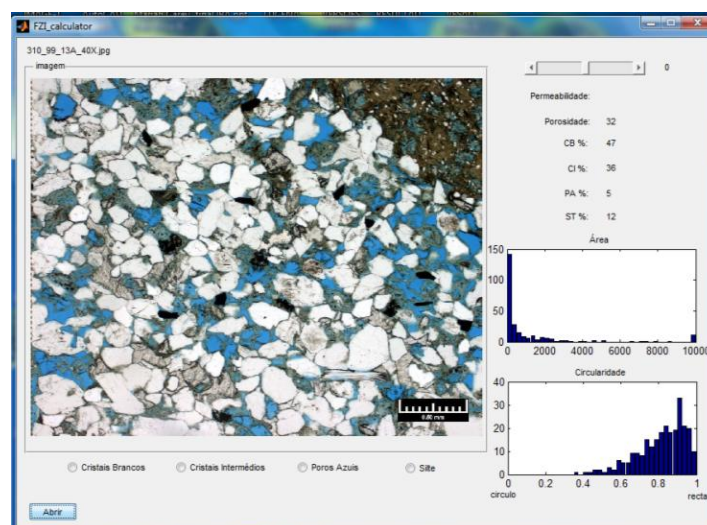


Figura 3.3 – Apresentação do ficheiro criado pelo algoritmo.

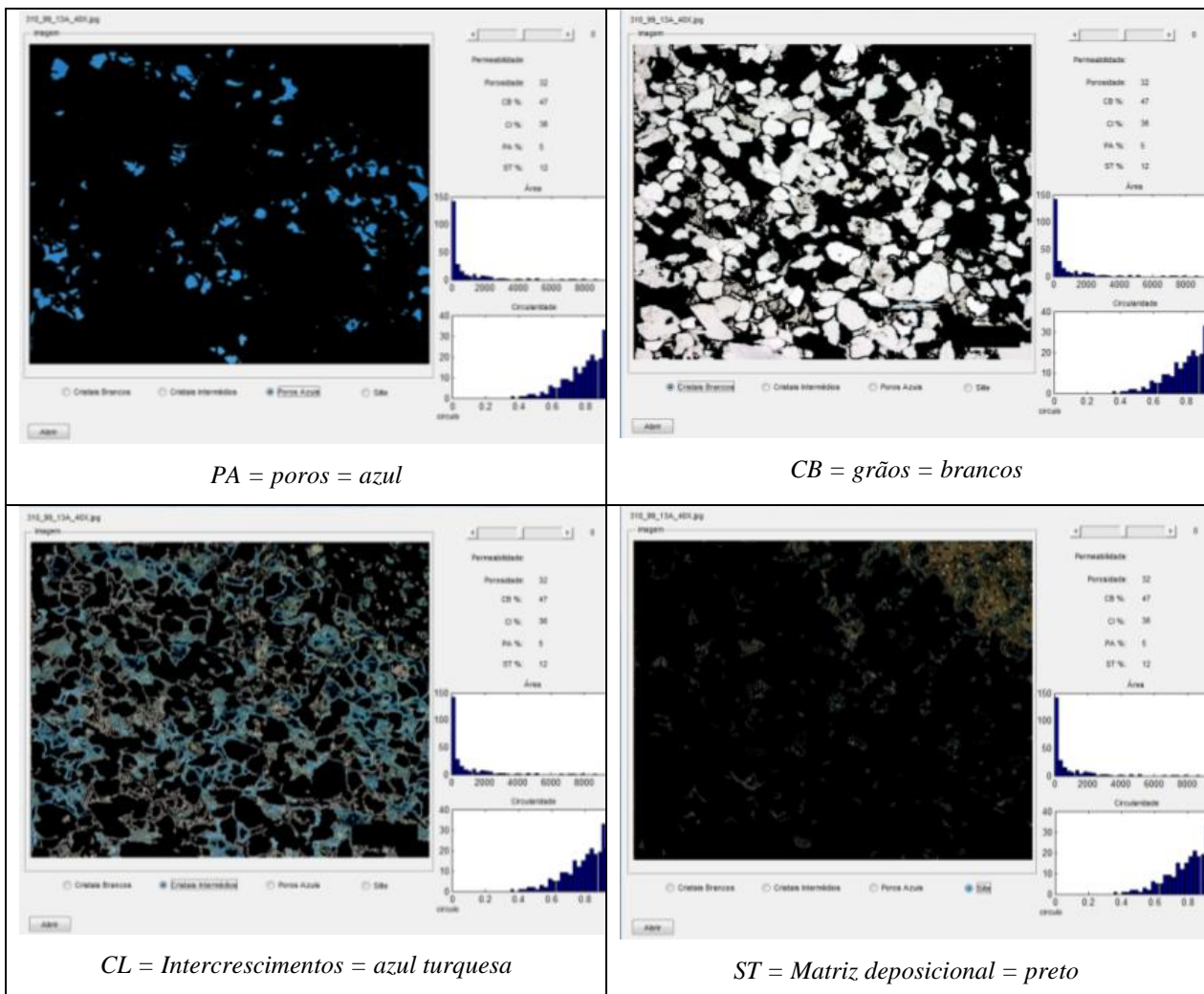


Figura 3.4 – Separação automática da imagem de partida em camadas de informação.

3.3 Técnicas de análise digital de imagens de lâminas delgadas

De acordo com Gesiki *et al.* (2009) a técnica da análise de imagens digitais consiste na obtenção de dados quantitativos de parâmetros tridimensionais a partir de medições pontuais, lineares ou areais de imagens bidimensionais (petruk,1989). Por outro lado, a eficácia deste método para obtenção de dados quantitativos por análise de imagens digitais está associada à escolha da ampliação do microscópio e com a escolha do número de imagens a serem analisadas em cada situação (Gesiki *et al.* (2009).

O mesmo autor refere que a imagem microscópica da lâmina delgada pode ser traduzida numa imagem colorida ou numa imagem em tons de cinza, em que cada pixel possui, individualmente, valores específicos dos seus componentes ópticos. Uma imagem de níveis de cinza possui cores que variam do preto ao branco, em 256 níveis diferentes. A imagem colorida, por sua vez, possui uma gama mais complexa de componentes ópticos, representada pelo

espectro de cores primárias (componentes RGB), as quais combinadas representam 16 milhões de cores diferentes, e pelos atributos de matriz, saturação e intensidade de imagem, denominados componentes HSI.

Os componentes RGB referem-se à composição da cor pela adição dos elementos espectrais primários vermelho (Red), verde (Green) e azul (Blue). A matriz (Hue) representa a cor propriamente dita, tendo por referência o espectro de cores primárias; a saturação (saturation) está relacionada com o grau de diluição da cor pura pela luz branca; a intensidade (intensity) é um atributo não directamente ligado à cor, mas sim ao brilho, sendo proporcional à soma dos componentes RGB (Crabtree et al., 1984) (*idem, ibidem*).

Em síntese, a análise de imagens utiliza o contraste dos componentes ópticos de uma imagem digital para definir critérios de selecção destes componentes, com o objectivo de quantificá-los, num processo denominado segmentação. Por sua vez, a segmentação é o processo de subdivisão de uma imagem nos seus componentes ópticos (Gonzalez & Woods, 2008) e transformação da mesma numa imagem binária, através da qual a quantificação é mais simples.

3.3.1 *Desenvolvimento de um Algoritmo para Subtracção e Análise de Imagens Digitais (citado de Cardim, G.P., Silva, E.A. da, Tsuchiya, Ítalo)*

Esta técnica de processamento digital de imagem tem por base a realização de operações aritméticas e comparações entre os valores de brilho, ou tons de cinza, dos pixels de uma ou mais imagens.

No caso da subtracção, a imagem resultante será composta pelo resultado da subtracção dos valores de brilho das imagens originais. Para isto, é criado um algoritmo computacional que, através de técnicas de processamento digital de imagem, realiza a subtracção entre duas imagens digitais e efectua a análise do resultado de forma a descobrir e visualizar as suas diferenças.

O programa computacional utiliza métodos pixel a pixel para fazer uma análise minuciosa sobre as imagens através de comparações de valor de brilho, ou tons de cinza, presente nos pixels de coordenadas idênticas em ambas as imagens.

A subtracção das 2 imagens resulta na criação de uma 3ª imagem onde os pixels possuem valor de brilho igual ao valor de subtracção dos tons de cinza presentes entre elas, desde que as 2 imagens tenham a mesma dimensão. Esta 3ª imagem, resultante da subtracção, deverá possuir valor de brilho igual a zero em todas as coordenadas dos seus pixel.

3.3.2 *Modelo do Tipo Série-paralelo (citado de Gaspari, H.C., Fernandes, C.P., Philippi, P.C. & Rodrigues, C.R.O. (2004))*

Esta técnica tem por base a análise de imagens digitais aliada à análise microscópica das lâminas delgadas. Esta técnica possibilita a estimação, através de métodos computacionais, dos valores de permeabilidade intrínseca da rocha reservatório.

O modelo do tipo série – paralelo necessita da distribuição de tamanho dos poros da rocha para fornecer o valor da permeabilidade. Este método trabalha directamente com as informações retiradas das imagens bidimensionais (2-D).

A técnica tem por base a estimativa das propriedades petrofísicas utilizando a análise de imagens digitais, coloridas (24bits), em modelo RGB (Red, Green e Blue) conseguidas a partir das lâminas petrográficas.

Em primeiro lugar segmentam-se todas as imagens coloridas definindo imagens binárias com 2 regiões: poros e sólidos. O modelo do tipo série-paralelo relaciona a permeabilidade intrínseca com a distribuição de tamanho dos poros do material. O modelo considera uma amostra de material poroso, no formato de um cilindro, onde a microestrutura do material é, estatisticamente, homogénea e isotrópica. Faz-se em seguida um corte numa secção da amostra, obtendo-se 2 faces expostas, com as respectivas distribuições dos poros. A técnica considera uma coluna de material poroso com uma série de sobreposições aleatórias destas 2 faces (Fernandes et al., 2003). Supõe também que os poros de uma dada classe interagem com os poros de todas as classes, sendo que, nesse processo de interacção entre poros, se assume que o menor poro é o responsável pela resistência ao escoamento.

Este modelo é traduzido pela equação seguinte, na qual o dado de entrada é a distribuição de tamanho dos poros:

$$k = \sum_{i=1}^n \phi_i \cdot \frac{r_i^2}{8} \cdot P_i \cdot (P_i + 2 \cdot \sum_{j=i+1}^n P_j)$$

Sendo:

K = permeabilidade intrínseca

r_i = raio de poro de classe i

ϕ_i = porosidade de classe i

N = numero de classes

P_i = probabilidade de interacção entre os poros

A probabilidade (P_i) de interacção entre os poros é avaliada com base no número de poros. Considerando-se poros cilíndricos, a probabilidade de um poro de classe i será dada pela equação seguinte:

$$P_i = \frac{\frac{\phi_i}{r_i^2}}{\sum_{j=1}^n \frac{\phi_j}{r_j^2}}$$

É um modelo muito simples, o qual permite uma estimativa rápida da permeabilidade, que é obtida a partir da solução de uma equação cujo dado de entrada, a função distribuição de tamanho dos poros, é obtido através de abertura morfológica (Corter e Chermant, 1989). A função distribuição de tamanho dos poros é medida nas imagens 2-D e o resultado referente a uma determinada lâmina é obtido a partir de uma média aritmética da distribuição de tamanho dos poros de todas as imagens obtidas para a lâmina em questão.

3.3.3 Segmentação de Imagens em HSI (Hue) (citado de Gesiki, A.L., Sayeg, I.J., Curti, D.K., Boggiani, P.C. & Giannini, P.C.F. (2009))

Esta técnica faz a análise de imagem a partir da limiarização dos histogramas dos componentes HSI (matriz, saturação e intensidade) da imagem colorida, tendo em vista o contraste dos componentes ópticos da imagem microscópica. Neste caso, pretende-se quantificar parâmetros físicos como a porosidade e a compactação.

Nesta técnica, volta-se a fazer a segmentação da imagem, ou seja, subdivide-se a imagem nos seus componentes ópticos e transformamo-la numa imagem binária. Esta segmentação da imagem é feita pela limiarização (thresholding) de histogramas, em que se estipulam os limites máximo e mínimo (limiares) de determinado componente da imagem.

Segundo Gesicki, Ana Lúcia D., et al. (2009), por outro lado, os histogramas de imagens representam a distribuição de frequência de detecção do componente óptico segundo uma escala linear, que varia de zero a 255, sendo que a intensidade zero representa a percepção do preto ao olho humano e a intensidade 255 representa o branco.

Considerando que a amostra de rocha foi impregnada com resina epoxy azul, a qual preencheu todos os poros (espaços vazios) da amostra, na visualização da lâmina delgada desta amostra, a

percepção pelo olho humano, da cor azul, poderá situar-se, por exemplo, num intervalo de 128 a 141 da escala de matriz.

Segundo Gesiki et al. (2009), assim, tanto a quantificação do espaço poroso, quanto a determinação dos índices de empacotamento, baseiam-se na segmentação dos componentes ópticos, poros e não poros, através de histogramas de matriz, uma vez que este componente óptico mostrou distribuição bi-modal nitida em quase todas as lâminas examinadas.

As lâminas delgadas são fotografadas digitalmente e as suas imagens tratadas e analisadas num computador com o auxílio do programa Leica Qwin 550. A porosidade é determinada através da rotina de análise de imagem adaptada do banco de rotinas do programa Leica Qwin 550 e validada por uma equipa do laboratório de petrografia sedimentar.

Segundo Gesiki et al. (2009), para a porosidade, faz-se a medição da área do binário editado, que corresponde à área dos poros da área processada. Depois, os valores percentuais de cada imagem são armazenados em folha excel e adopta-se como valor de porosidade da lâmina a média aritmética da população de dados de todas as imagens processadas. Por fim, armazena-se a imagem binária em formato *.tif.

Segundo Gesiki et al. (2009), no empacotamento, a sua determinação faz-se através de outra rotina de análise de imagem específica, desenvolvida pela mesma equipa de laboratório de petrologia sedimentar, para determinação dos índices de densidade e proximidade de empacotamento, proposto por Kahn (1956). Faz-se o processamento da imagem, já corrigida, com detecção dos pixels correspondentes à rede mineralógica (não poros), utilizando segmentação do histograma de matriz (Hue). Em seguida faz-se a correcção automática da imagem binária gerada na etapa anterior, seguida da etapa de edição manual, para ressaltar o comprimento dos grãos ao longo das transversais X (horizontal) e Y (vertical). Em seguida, executa-se a medição do binário editado anteriormente, no qual o parâmetro “intercept H” corresponde ao comprimento dos grãos na transversal Y e o parâmetro “intercept V” corresponde ao comprimento total dos grãos na transversal X.

Estes dados são copiados para uma folha excel para o cálculo do índice de densidade (IPkd) de empacotamento de Kahn (1956). Procede-se ao armazenamento da imagem colorida e do binário no formato tif. Por fim, faz-se a contagem manual dos contactos entre os grãos ao longo das transversais X e Y. Estes valores são transferidos para a folha excel para o cálculo do Índice de proximidade (IPkd) de empacotamento de Kahn (1956).

Segundo Gesiki et al. (2009), para se obter uma análise de porosidade representativa da secção, estipulou-se, com base nos critérios estabelecidos por Ehrlich et al. (1991), em 10 o número mínimo de imagens a serem fotografadas por secção, com recomendação de 25 a 30 imagens

como número ideal. Para análise de empacotamento, foi estipulado um mínimo de 10 imagens por fragmento.

A porosidade de uma rocha sedimentar pode ser primária ou secundária consoante o tipo de espaço vazio que apresenta entre grãos.

Segundo Gesiki et al. (2009), o empacotamento diz respeito ao arranjo dos grãos entre si, dentro de uma rede mineralógica mais fechada ou mais aberta. Este arranjo entre os grãos é tridimensional e varia, teoricamente, entre o empacotamento ou arranjo cúbico, que é o tipo de empacotamento mais aberto, com uma porosidade teórica de 47%, e o empacotamento ou arranjo romboédrico, que é o mais fechado, com uma porosidade teórica de 26% .

O Índice de Densidade de empacotamento (IPkd) foi definido como a razão entre o comprimento dos grãos do arcabouço ao longo desta transversal e o comprimento total da mesma, expressos em percentagem (Figura 3.5):

$$\text{IPkd} = \frac{g_1 + g_2 + \dots + g_9}{\text{Comprimento total da transversal}}$$

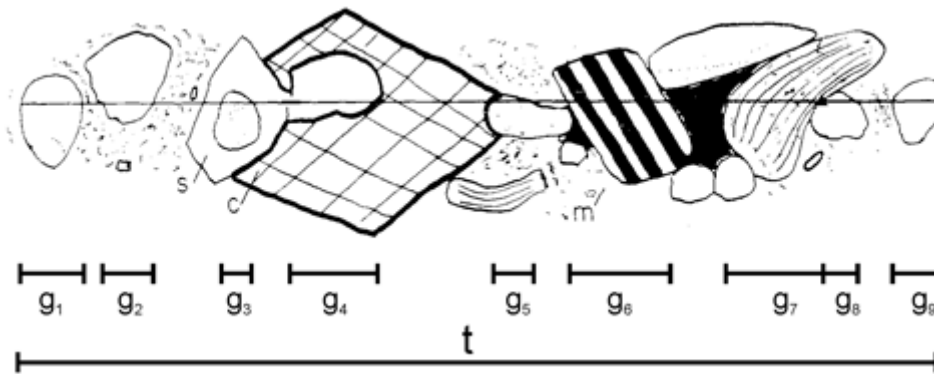


Figura 3.5 – Representação esquemática do cálculo dos índices de densidade e proximidade de empacotamento de Kahn (1956).

O Índice de Proximidade de empacotamento (IPkp), resulta da razão entre a soma do número de contactos entre grãos, ao longo de uma transversal, e o número total de grãos interceptados por ela, sendo o valor expresso em percentagem.

$$\text{IPkp} = \frac{\text{n}^\circ \text{ de contactos grão a grão}}{\text{n}^\circ \text{ de grãos interceptados}}$$

Quanto maiores forem os valores percentuais dos índices de empacotamento de Kahn (1956), mais fechado se encontra o arcabouço da rocha.

3.3.4 *Análise de Imagem com o Software IMAGO (citado de Fernandes, C.P., Bueno, A.D., Maliska Jr., C.R. & Damiani, M.C. (2002)).*

Esta técnica tem por base um software, IMAGO, que permite a modelagem de meios porosos e a simulação de fluxo nestes modelos, através de utilização de ferramentas de processamento e análise de imagens digitais.

De entre as várias técnicas de análise de imagem existentes, estas podem ser subdivididas em dois grandes grupos:

- Reconhecimento de padrões, com o objectivo de identificar formas, comparando-as com formas conhecidas;
- Quantificação das imagens, com o objectivo de uma análise quantitativa da morfologia e da topologia de estruturas.

Segundo Fernandes et al. (2002), o software IMAGO, actua com base na quantificação das imagens, criando métodos para descrever quantitativamente imagens, principalmente de microestruturas, obtidas por microscópio óptico e/ou electrónico. Assim, o IMAGO é uma ferramenta computacional que contempla o processamento e análise de imagens (2-D e 3-D), sendo que as suas funcionalidades de modelagem e reconstrução 3-D permitem a quantificação de propriedades físicas de amostras de materiais de várias áreas, inclusive da área geológica.

Segundo Fernandes et al. (2002), sabendo que o processo de binarização consiste na definição da área a ser analisada e da área a ser desprezada, obtém-se as fases poros (vazios) e sólidos (minerais), sendo os poros pintados de branco e os sólidos pintados de preto. O software IMAGO apresenta 2 modos de segmentação para imagens coloridas:

- O que trabalha com modelo RGB (Red, Green e Blue);
- O que trabalha com modelo HSI (Hue, Saturation e Intensity).

No modelo HSI, a informação de cor é armazenada no componente H, enquanto que os componentes S e I guardam informação sobre a saturação e a intensidade. Esta binarização pode ser feita de maneira automática ou manual, sendo a última (manual) mais utilizada devido ao facto de permitir um melhor ajuste na determinação dos limites para a individualização das fases.

Segundo Fernandes et al. (2002), este processo manual de binarização é essencialmente visual, e baseia-se na cor para discriminar as áreas de interesse, no caso, os poros.

Após a binarização, inicia-se a estimativa das propriedades petrofísicas das rochas, tais como a porosidade, permeabilidade absoluta, características de pressão capilar, curvas de permeabilidade relativa e parâmetros eléctricos.

Segundo Fernandes et al. (2002), sendo a porosidade, a propriedade que representa o espaço disponível para o armazenamento dos hidrocarbonetos, considere-se V_t = Volume Total da Rocha, e V_p = Volume Total de poros dessa amostra, e defina-se porosidade como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Por outro lado, a porosidade é subdividida em porosidade efectiva a qual compreende apenas os espaços vazios conectados e porosidade total, a qual compreende a totalidade de espaços vazios conectados e não conectados.

A porosidade pode ser determinada por vários métodos, entre eles, através de métodos visuais a partir de lâminas delgadas, os quais são, realizados através da contagem de pontos, utilizando microscópio óptico, e através de análise de imagens digitais.

Segundo Fernandes et al. (2002), no caso de análise de imagens digitais, a porosidade é obtida directamente utilizando-se as imagens binárias, nas quais são contados os pixels de cor branca que representam os poros. O valor obtido é dividido pela área total da imagem chegando-se à porosidade. Assim, é obtida a porosidade efectiva do meio poroso, uma vez que, quando a rocha é impregnada com resina azul, apenas os poros conectados são preenchidos.

Sabendo que, os microporos não são visíveis ao microscópio óptico, e sabendo que a resina azul apenas preenche poros conectados, então toda a área em azul da lâmina delgada corresponderá à porosidade efectiva.

Segundo Fernandes et al. (2002), a permeabilidade define-se como a capacidade que um meio tem de conduzir fluidos. Na análise de imagens digitais, as estimativas de permeabilidade podem ser feitas utilizando-se directamente os dados obtidos das imagens em 2 dimensões (2-D) através do modelo do tipo série-paralelo, desta vez, utilizando no IMAGO, a equação para a obtenção de permeabilidade proposta por Philippi, 2000:

$$k = \sum_{i=1}^n \phi_i \cdot \frac{r_i^2}{8} \cdot \phi \cdot (P_i + 2 \cdot \sum_{j=i+1}^n P_j) \Rightarrow P_j = \frac{\frac{\phi_i}{r_i^2}}{\sum_{j=1}^n \frac{\phi_j}{r_j^2}}$$

Dentro do IMAGO, seleciona-se um meio poroso reconstruído, pede-se para calcular a permeabilidade intrínseca e deve-se fornecer o número de iterações e o average sample, os quais devem rondar, respectivamente, 10.000 passos com average sample de 100.

Segundo Fernandes et al. (2002), o software irá dar-nos os valores de permeabilidade intrínseca para cada iteração e exibirá um gráfico que mostra a evolução da simulação colocando os valores da permeabilidade em função do número de iterações e as informações da curva gerada armazenadas num arquivo.

3.3.5 *Análise de Imagem em MATLAB® (citado de Neves, S.C.M.2001)*

Esta técnica de análise de imagem em MatLab tem por base a segmentação das imagens digitais através de algoritmos desenvolvidos no próprio software. A base desta análise AID é o pixel. Embora se esteja a tratar de objectos minerais, a AID apenas reconhece pixels, e muitas vezes, objectos diferentes aparecem com a mesma cor de pixel, o que limita o método.

Os algoritmos desenvolvidos baseiam-se em similaridades: limiarização (thresholding), crescimento de regiões (Region Growing), junção e separação (Split& Merge), aglomeração (Clustering), e em descontinuidades: detecção de pontos, rectas e bordas através de máscaras de convolução. Estas técnicas são descritas abaixo.

3.3.5.1 *Limiarização (thresholding) (citado de Neves, S.C.M. 2001)*

Matematicamente, a operação de limiarização pode ser descrita como uma técnica de processamento de imagens na qual uma imagem de entrada $f(x, y)$ de N níveis de cinza produz à saída uma imagem $g(x, y)$, chamada de imagem limiarizada, cujo o número de níveis de cinza é menor que N . Normalmente, $g(x, y)$ apresenta 2 (dois) níveis de cinza, sendo

$$g(x, y) = \begin{cases} 0, & \text{se } f(x, y) > T \\ 1, & \text{se } f(x, y) < T \end{cases}$$

onde os pixels rotulados com 1 correspondem aos objectos e os pixels rotulados com 0 correspondem ao fundo e T é um valor de tom de cinza predefinido denominado limiar. Neste caso tem-se a limiarização simples. Caso se tenha dois limiares tem-se a limiarização múltipla, que admite dois limiares $T1$ e $T2$, e é definida por:

$$g(x, y) = \begin{cases} 1, & \text{se } T1 < f(x,y) < T2 \\ 0, & \text{nos demais.} \end{cases}$$

3.3.5.2 *Aglomeraco (Clustering)* (citado de Neves, S.C.M.2001)

O conceito de segmentao por aglomerao refere-se ao agrupamento de um dado conjunto de objectos em subconjuntos de acordo com as propriedades de cada objecto, no entanto é computacionalmente intenso. Essa técnica actua sobre um espaço denominado espaço de atributos, que representa um espaço de dimensão elevada no qual cada ponto da imagem é representado por um vector de atributos. Atributo é o nome que se d  a uma medida feita sobre a imagem tais como tamanho de objectos na imagem, desvio padrão, componentes de um sistema de cores (RGB, HSB, etc) e outros.

O vector de atributos é dado por $\mathbf{x}=[x_1, x_2, \dots, x_n]^T$, onde n representa a dimensão do espaço de atributos e x_i   o valor do i -ésimo atributo de numa dada localizao do pixel. Um espaço de atributos é um sistema cartesiano em que cada eixo representa um atributo diferente. A técnica abordada é dividida em dois estágios onde primeiro são computados os vetores de atributos e segundo é determinado o número ótimo de aglomerados, segundo um critério de proximidade dos centros de aglomerao.

O algoritmo usado para isso tenta, primeiramente, aglomerar todos os M vetores em torno de 2 centros (que podem ser escolhidos ao acaso dentre os M vetores), segundo a distância do vector ao centro mais próximo dele. Após isso, o número de centros vai aumentando de 1 e um fator de qualidade b vai sendo computado a cada iterao até que ele atinja um valor máximo, que igual a 1 (que fornecer  o número K  timo de aglomerados). A cada próxima etapa, o centro do novo aglomerado a ser criado será o ponto que possui a maior distância ao centro do aglomerado, dentre os aglomerados actuais.

3.3.5.3 *Crescimento de Regiões (Region Growing)* (citado de Neves e Pelaes, 2001)

O crescimento de regiões é um procedimento que agrupa pixels ou sub-regiões em regiões maiores.

A mais simples das abordagens é a agregao de pixels, a qual começa com um conjunto de pontos “sementes”, e desses crescem regiões pela juno de cada ponto semente aqueles pixels vizinhos que têm propriedades similares (tais como nível de cinza, textura, cor).

Os operadores simples, i.e., baseados apenas num critério de vizinhança, podem conduzir a resultados fracos, pois uma região A pode ligar-se a uma outra região B devido apenas a diferença existente entre um ponto da borda da região A e seu vizinho na região B . A abordagem utilizada aqui foi introduzida primeiramente por Brice e Fenema (referência em Neves e Pelaes, 2001), que desenvolveram um conjunto de regras simples de crescimento.

Segundo Neves e Pelaes, 2001, na primeira etapa do processo, pares de pontos vizinhos são ligados para formar um conjunto, que os autores chamaram de regiões atômicas, se eles têm o mesmo valor de cinza. Em outras palavras, se eles têm a mesma intensidade e são 4-conectados, então eles irão formando regiões conexas;

Segundo Neves e Pelaes, 2001, na segunda etapa, que eles chamaram de heurística da fagocitose, regiões maiores devem absorver as regiões menores segundo o seguinte critério: Sejam P_1 e P_2 os comprimentos das bordas de duas regiões R_1 e R_2 , respectivamente. Seja $|I|$ o comprimento da fronteira I entre R_1 e R_2 . Seja $|W|$ o comprimento das partes “fracas” da fronteira, i.e., o comprimento de WI onde a diferença absoluta entre os níveis de cinza de R_1 e R_2 através da fronteira é menor do que 1.

As técnicas baseadas em regiões podem ser aplicadas a imagens de múltiplo espectros ou imagem em cores, obtendo também um resultado satisfatório.

Segundo Neves e Pelaes, 2001, pode-se, finalmente, notar que não existe um método universal de segmentar uma imagem, para cada caso uma técnica mostra-se mais eficiente que outra e a cada dia uma nova técnica pode ser implementada sendo este um campo ainda aberto para a pesquisa.

4. CASO DE ESTUDO

4.1 Enquadramento Geológico

O alvo de estudo compreende rochas detríticas do cretácico que preencheram uma bacia sedimentar formada aquando da separação dos continentes sul-americano e africano. A tectónica distensiva deu origem à formação de depressões (grabens) controladas por acidentes tectónicos marginais. Essas depressões foram sucessivamente preenchidas por materiais sedimentares provenientes de rochas continentais. As formações do Cretácico assentaram em discordância sobre formações pré-câmblicas.

Ao longo do período Cretácico, a bacia foi sofrendo subsidência, fazendo com que se depositassem espessas camadas de formações sedimentares, com alternância de períodos transgressivos e regressivos.

A partir do Albiano (Cretácico) iniciou-se a deposição da sequência fluvio-deltaica transgressiva com sedimentação siliciclástica referenciada como Formação de Anabela.

Segundo o relatório laboratorial fornecido pela PARTEX, a Formação de Anabela é caracterizada por arenitos finos a grosseiros, intercalados com margas, argilitos e siltitos, sobrepostos discordantemente sobre a Formação Alagomar ou directamente sobre o soco (pré-Câmbrico) como aconteceu nas zonas mais elevadas da bacia.

Posteriormente, deu-se a subsidência e afundimento dos sistemas fluviais dando origem, durante a fase de deriva continental (a partir do Cretácico médio), à implantação de uma ampla plataforma carbonatada a qual se designa por Formação Juliana (Figura 4.1).

A estrutura interna da bacia compreende altos estruturais, ao longo dos quais se encontram posicionados dois poços, um deles do caso de estudo.

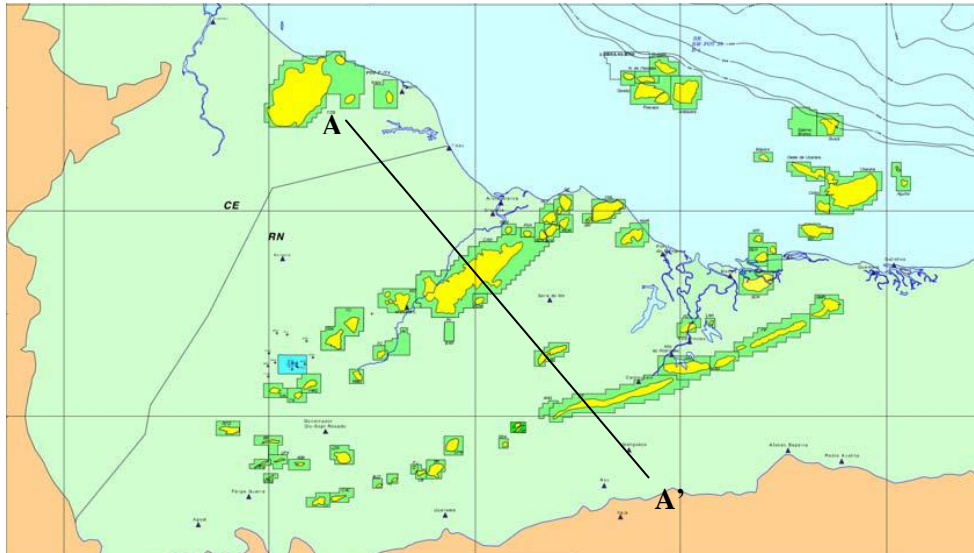


Figura 4.1 – Área do caso de estudo. Fonte: Relatório Laboratorial

Foi construída uma coluna estratigráfica da Bacia em estudo, a qual foi confirmada durante a perfuração dos poços, que inclui a Formação de Anabela, sobreposta na maioria dos casos, directamente sobre o soco e subjacente à Formação Juliana que aflora em toda a região (Figura 4.2).

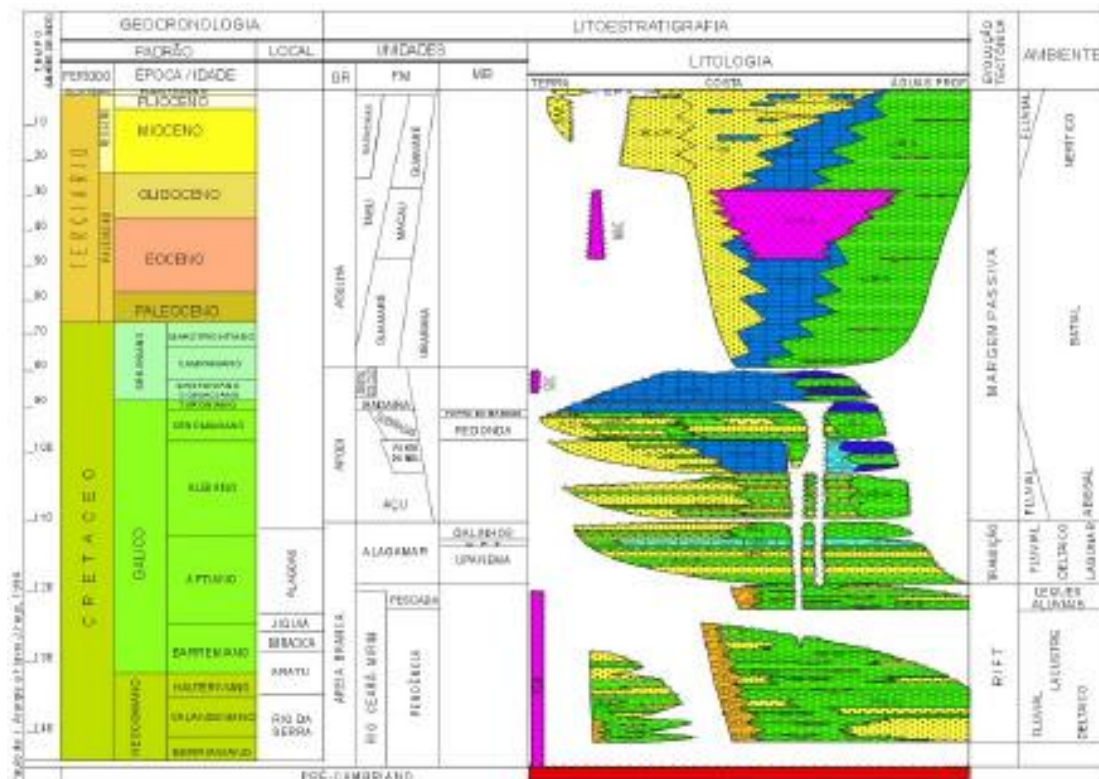


Figura 4.2 – Carta estratigráfica da Bacia (fonte: Araripe & Feijó, 1994)

4.2 Caracterização da Formação Anabela (reservatório)

A Formação Anabela é subdividida em quatro unidades informais, denominadas da base para o topo Anabela1 a Anabela4, representando respectivamente um sistema fluvial entrelaçado (Anabela1 e Anabela2) e/ou meandriforme para o topo (Anabela3), passando no Anabela4 a litoral estuarino com possível desenvolvimento de barras arenosas, cortadas por canais de maré com lagunas na retaguarda (Vasconcelos *et al.*, 1990), desenvolvendo-se a colmatação progressiva da bacia (Figura 4.3). As 13 amostras são provenientes das unidades reservatório, que por sua vez são provenientes da Formação Anabela 2 e 3.



Figura 4.3 – Modelo deposicional conceptual baseado em Allen, 1991.

Os reservatórios principais da zona em estudo posicionam-se na base do Anabela3/topo do Anabela2, sendo as características do reservatório um pouco melhores pois as areias apresentam-se mais maduras, isto é, com menor percentagem de argila.

4.3 Natureza e Tratamento dos Dados

Realizou-se a análise petrográfica quantitativa das lâminas delgadas de 13 amostras de arenitos Anabela. O relatório referente à análise petrográfica das 13 amostras de arenitos Anabela (*off-shore*) pode ser consultado no Anexo 2. A tabela 4.1 sintetiza todos os dados fornecidos para o desenvolvimento deste trabalho.

4. CASO DE ESTUDO

	Amostras - Poço A30														
Prof.(m)	279.12	280.7	282.43	289.07	290.07	291.57	291.91	292.36	303.07	304.46	309.6	310.99	312.53	Fonte dos dados:	
Nome da Rocha	Arcose	Arkose	Arkose	Muddy Arkose	Arcose	Muddy Arkose	Arcose	Arcose	Arcose	Arcose	Arcose	Arcose	Arcose	Análise Laboratorial de Litologia	
Litofácies	AF	AF	AF	AF	AF	AM	AM	AM	AMF	AMF	AMFb	AF	AF	Análise Laboratorial de Litologia	
Argiliosidade	10	10	20	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	Análise Laboratorial de Litologia	
Cimento	0	0	10	20	0	30	0	0	20	10	40	10	10	Análise Laboratorial de Litologia	
Indícios de HC	90	90	20	60	40	50	100	60	30	40	0	30	40	Análise Laboratorial de Litologia	
Grain Density (g/cc)	2.53	2.52	2.51	2.52	2.52	2.54	2.55	2.56	2.52	2.51	2.49	2.52	2.49	Análise Laboratorial de Litologia	
Grain Size Average	0.18	0.21	0.22	0.31	0.21	0.15	0.3	0.35	0.18	0.18	0.34	0.26	0.22	Análise Laboratorial de Litologia	
Grain Size Average (µm)	180	210	220	310	210	150	300	350	180	180	340	260	220	Análise Laboratorial de Litologia	
FZI=RQI/Øz	1.80115	1.32816	1.0556	1.67209	1.38232	2.85871	2.45441	1.3991	0.46943	0.63175	0.14965	0.60659	1.19201	Ensaaios de Laboratório	
Grain Size Range	0,05-0,42	0,05-0,4	0,05-0,8	<0,01-0,63	0,04-0,6	<0,01-0,55	<0,03-0,72	0,03-2,30	0,04-0,45	0,04-0,31	0,05-5,60	0,04-5,2	0,04-0,62	Análise Laboratorial de Litologia	
Porosidade	32.37	32.39	28.16	30.33	24.31	30.14	31.24	33.8	28.92	28.61	11.16	16.71	22.47	Ensaaios de Plugues	
Permeabilidade	244	133	48.9	163	48.6	465	394	21.83	10.7	18.6	0.04	2.51	27.2	Ensaaios de Plugues	
Fabric	Massive;Rare Clay Laminations	Faint Laminations	Massive with Clay Laminations	Massive	Massive	Massive;Rare Clay Laminations	Faint Laminations	Massive	Faint Laminations	Massive;Rare Clay Laminations	Faint Laminations	Massive	Discontinuous Clay Laminations	Análise Laboratorial de Litologia	
Sorting	Moderately Well	Moderate	Moderate	Very Poor	Moderate	Very Poor	Moderate	Moderately Well	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Moderately Well	Análise Laboratorial de Litologia	
- Grãos Constituintes:															
Quartzo	14.66	17.66	18	26.33	21.66	37.34	25.67	28.33	27.67	20.67	30.33	21.33	24.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Feldspato:															
K-Feldspato	23.67	20.67	19.33	26.33	17.67	23.67	15	18.67	19.33	22.33	19.67	22.33	24.33	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Weathering Rind	1.33	1.33	2.33	0.33	2.67	0.33	3	2	3.67	3.33	3.67	3.67	3.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Fragmentos Liticos:															
Plutonic/granitic	2.33	2.67	2	2.33	2.67	2.33	1.67	3.33	2.33	1.67	1	1.33	0.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Mudstone	3.33	2	2.67	4.33	4.67	0	4.33	4.33	5.33	5	6.33	7.33	6	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Matrix deposicional	1	0.67	0.67	12.67	0.33	19.33	0.33	0.67	0	4.67	0.33	0	2.33		
Cimentação de substituição:															
Caulinite (argila)	1.67	1	2.67	0.67	1.67	0	1	1.33	0.33	0	0	0.33	0	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Esmeclite (argila)	3	3.33	2.33	1.33	1.67	0	1	2	2.33	2.67	3.33	4.33	4	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Clorite	0.67	0.67	1.67	2.33	2	0.33	0.67	1	0.67	1	1.67	1	0.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Feldspato Overgrow	6	6.67	6.33	1.67	5.33	0.67	6	3.67	3.33	3.67	3	3.33	3.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Calcite	1	1	1.33	0.67	1.67	0.33	2	1.33	1	3	4.67	6.33	3.33	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Porosidade:															
Intergranular	19.67	17.67	15.33	1.33	9.67	0.33	14.67	10.67	9.67	8.67	7.33	8.67	7.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Intragranular e grão móldico	14.67	16	15.67	0.67	16.33	1.67	16	15.67	13.33	13.67	9.33	10.33	11.67	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Microscopica	2.67	3.33	4	14.67	4.33	8.33	2.67	3	3.33	3.67	4.67	4	4	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Outros															
Outros	4.33	5.33	5.67	4.34	7.66	5.34	5.99	4	7.68	5.98	4.67	5.69	3.32	Análise Modal da Lâmina Delgada	
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	Análise Modal da Lâmina Delgada	

Tabela 4.1 - Nesta tabela constam itens como “Grain size average”, “sorting”, “grãos constituintes”, “esmeclite”, “feldspato overgrow”, etc., os quais interferem directamente com os resultados de *FZI*.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Resultados do MATLAB®

Como referido anteriormente, a separação das camadas foi realizada em MATLAB® através de um algoritmo automático. Daí resultou na separação automática das imagens em quatro camadas de cor, tendo sido contabilizadas as respectivas percentagens. A título de exemplo, as figuras 5.1 e 5.2 mostram os resultados obtidos para as imagens 289_07 e 292_36.

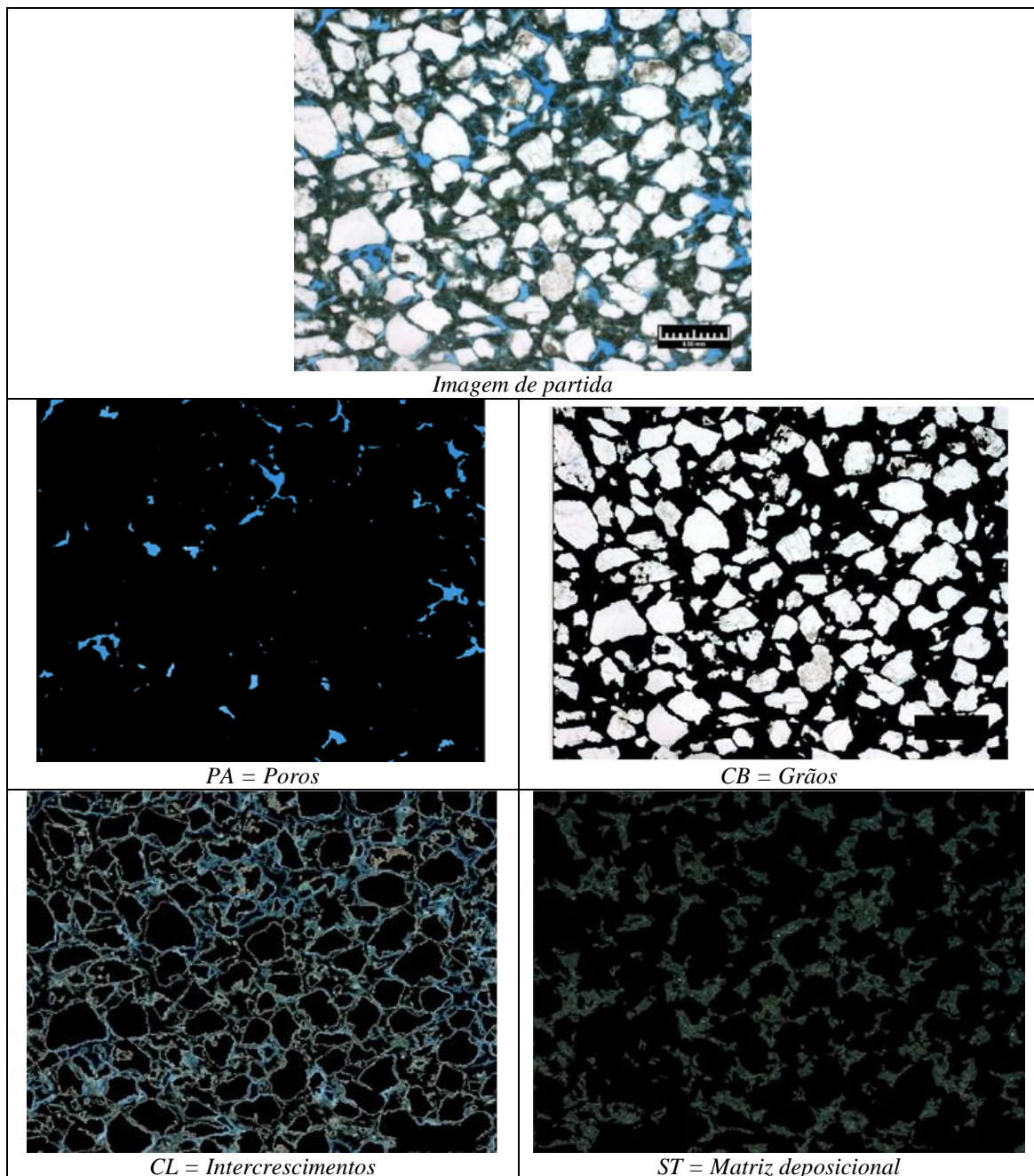


Figura 5.1 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 289_07.

Na separação tiveram de ser agragadas algumas camadas, como por exemplo, a camada de intracrescimentos, definida na separação manual, por motivos funcionais de programação, teve de ser absorvida na camada dos grãos, como se pode observar na figura 5.2.

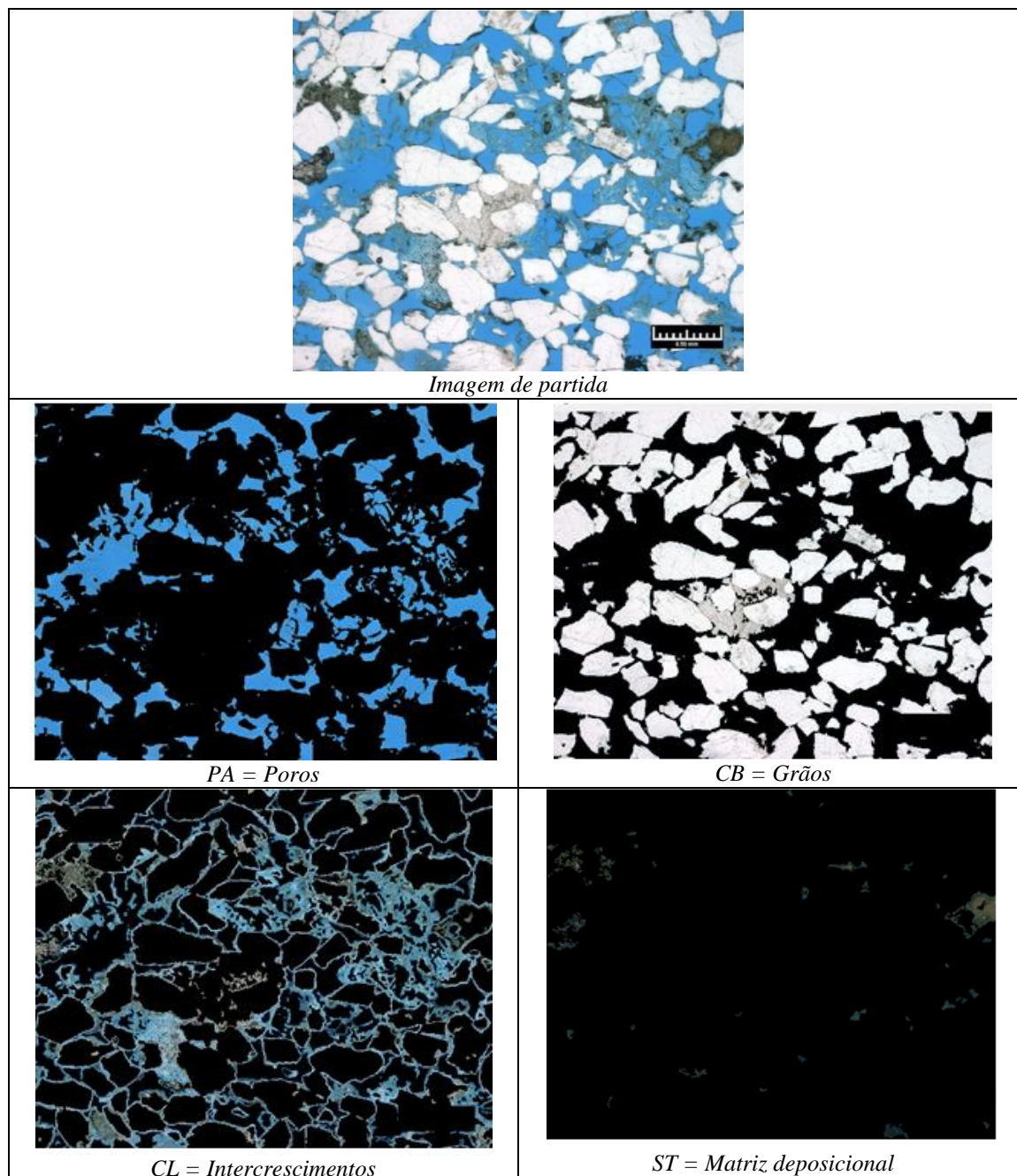


Figura 5.2 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 292_36.

A tabela 5.1 lista as percentagens de cada camada (grãos, poros, intercrescimento e matriz) que resulta da separação automática. Todas as quantidades em percentagem foram determinadas com as ferramentas do MATLAB®.

Tabela 5.1 – Percentagens dos grãos, poros, Intercrescimentos e matriz das lâminas após processamento no MATLAB®.

Fotomicrografia	Grãos (%) CB	Poros (%) PA	Intercrescimentos (%) CL	Matriz (%) ST	Total
279_12	44	15	27	14	100
280_07	44	17	28	11	100
282_43	45	12	33	10	100
289_07	45	3	32	20	100
290_07	44	6	34	16	100
291_57	47	2	34	17	100
291_91	44	16	35	5	100
292_36	48	21	29	2	100
303_07	47	11	33	8	100
304_46	38	12	32	18	100
309_60	54	8	31	7	100
310_99	47	5	36	12	100
312_53	48	5	35	12	100

5.2 Análise Qualitativa dos Resultados do MATLAB®

Pode-se definir visual e qualitativamente alguns parâmetros de análise para cada amostra e respectiva camada, tais como são apresentados seguidamente.

5.2.1 Poros

A tabela 5.2 detalha as características dos poros de cada amostra. O diâmetro médio do poro e os restantes itens foram determinados qualitativamente (ver exemplos das figuras 5.3 e 5.4).

Tabela 5.2 – Caracterização dos poros de cada amostra.

Fotomicrografia	Quantidade (%)	Diâmetro médio	Conectados ?	Abundantes/dispersos
279_12	15	M	Sim	Abundantes
280_07	17	G	Sim	Abundantes
282_43	12	P	Sim	Abundantes
289_07	3	P	Não	Isolados
290_07	6	G	Não	Alguns e dispersos
291_57	2	P	Não	Alguns e dispersos
291_91	16	G	Sim	Abundantes
292_36	21	G	Sim	Muito abundantes
303_07	11	P	Sim	Abundantes
304_46	12	P	Sim	Abundantes
309_60	8	M	Médio	Médio
310_99	5	P	Não	Poucos
312_53	5	M	Não	Poucos e dispersos

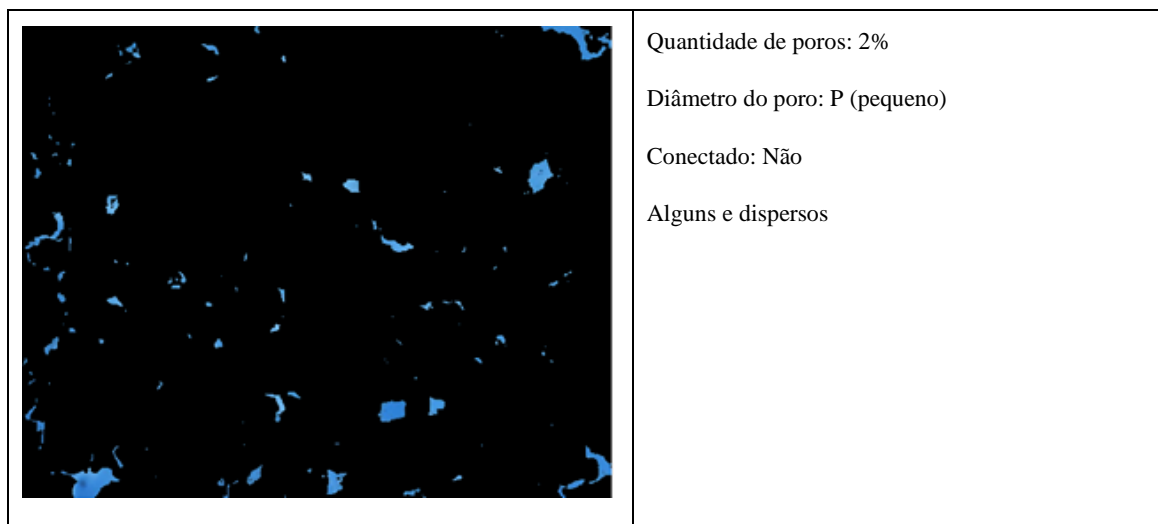


Figura 5.3 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 291_57.

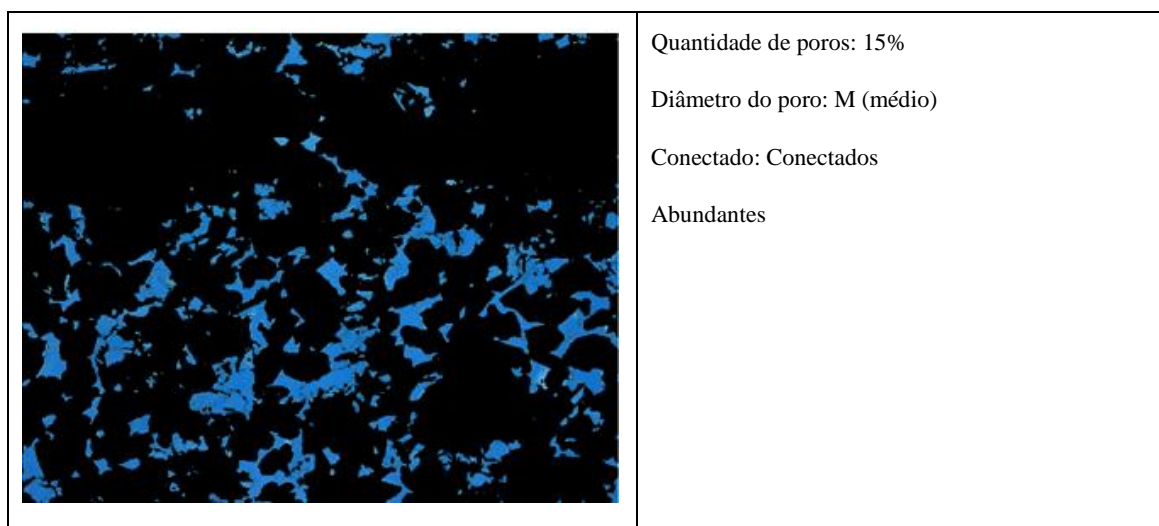


Figura 5.4 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 279_12.

5.2.2 Grãos

Foi atribuída uma classificação à geometria do grão, com base no arredondamento/esfericidade: AR=arredondado; AG=anguloso, e com base no seu maior e menor alongamento AL (ver tabela 5.3). O diâmetro médio do grão e os restantes itens foram determinados qualitativamente (ver exemplos das figuras 5.5 e 5.6).

Tabela 5.3 – Caracterização dos grãos de cada amostra.

Fotomicrografia	Quantidade (%)	Geometria	Diâmetro médio	Calibração/sorting
279_12	44	AR+AL	M	MW
280_07	44	AR+AL	M	M
282_43	45	AR	M	M
289_07	45	AR	G	VP
290_07	44	AL	G	M
291_57	47	AR	G	VP
291_91	44	AR	G	M
292_36	48	AL	G	MW
303_07	47	AR	P	M
304_46	38	AR	P	M
309_60	54	AG	G	M
310_99	47	AR	M	M
312_53	48	AG	G	MW

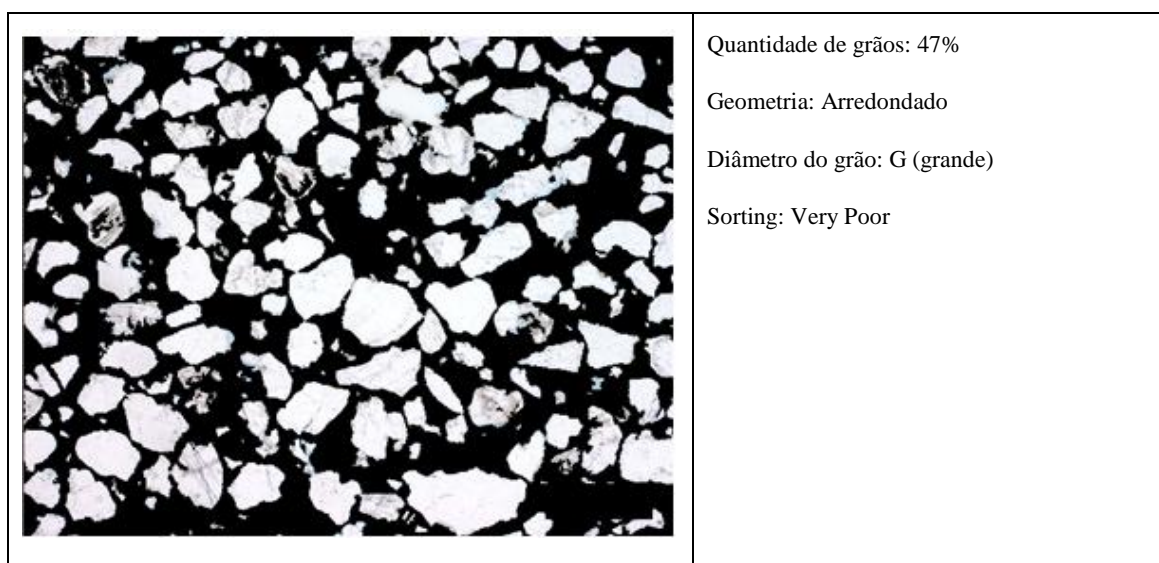


Figura 5.5 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 291_57.

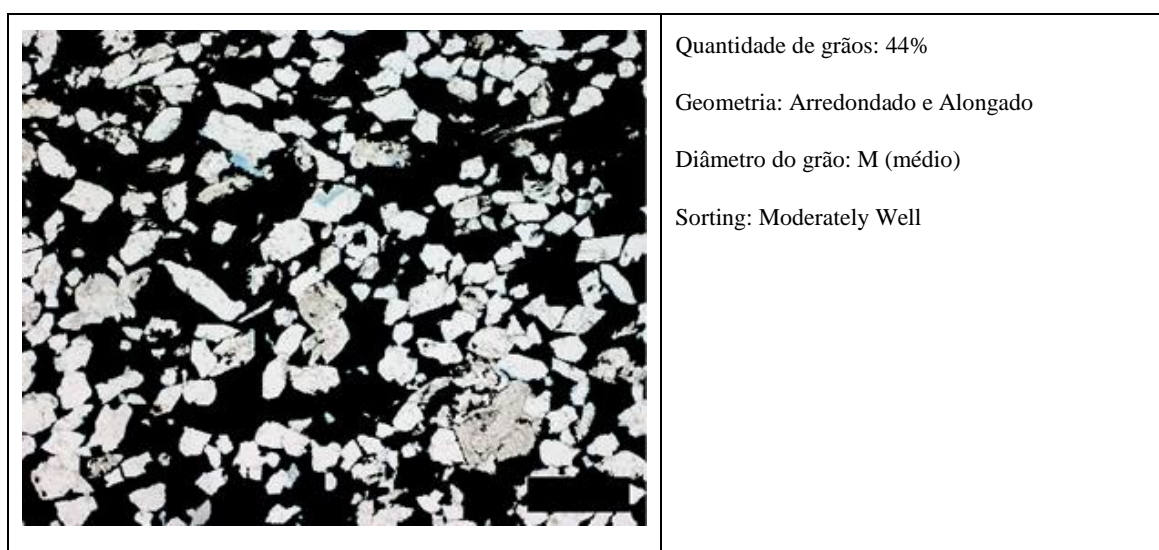


Figura 5.6 – Exemplo de processamento automático da imagem da amostra 279_12.

5.2.3 Intercrescimentos (*esmectite e calcite*)

CL representa a percentagem de franjas de esmectite presente em cada amostra. No entanto, esta fase (camada), não estará bem definida, devido às limitações do próprio software que, como só distingue a cor do pixel, não terá definido bem esta fase, atribuindo valores de CL às amostras 289_07 e 291_57, que visualmente não é detectável.

Porque visualmente se percebem vários crescimentos de calcite, a qual diminui a permeabilidade uma vez que interrompe a conectividade entre os poros, também se atribuiu uma classificação qualitativa, considerando a sua presença por cada amostra: nada, pouca, muita.

Tabela 5.4 – Caracterização da amostra relativa à presença de esmectite e calcite.

Fotomicrografia	Franjas de esmectite (%)	Presença	Calcite
279_12	27	Média	Pouca
280_07	28	Pouca	Nada
282_43	33	Muita	Pouca
289_07	32	Nada	Nada
290_07	34	Pouca	Pouca
291_57	34	Nada	Nada
291_91	35	Pouca	Pouca
292_36	29	Média	Pouca
303_07	33	Muita	Pouca
304_46	32	Média	Pouca
309_60	31	Muita	Muita
310_99	36	Muita	Muita
312_53	35	Média	Muita

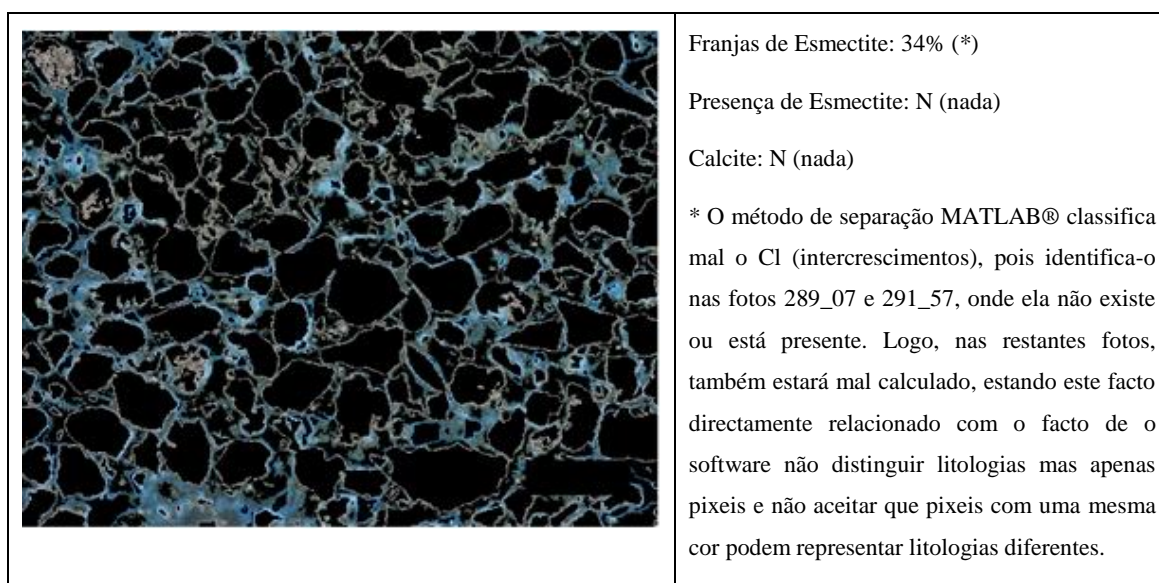


Figura 5.7 – Exemplo de processamento da amostra 291_57.

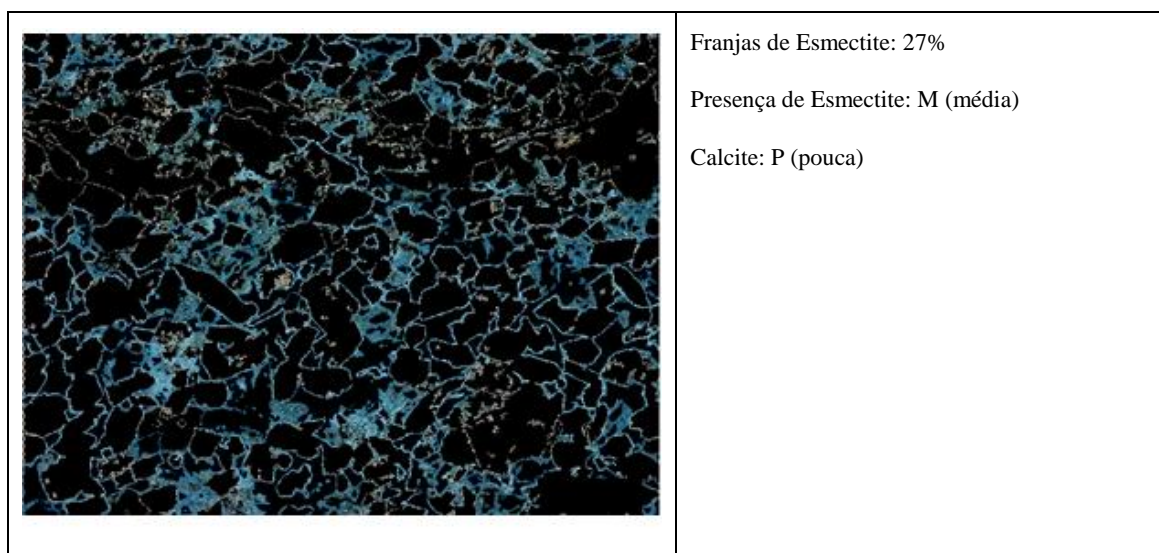


Figura 5.8 – Exemplo de processamento da amostra 279_12.

5.2.4 *Matriz deposicional*

A matriz deposicional pode favorecer a passagem do fluido, ao gerar corredores de passagem, ou de conectividade, entre os poros. Para esta componente estabeleceu-se também, visualmente, a quantidade relativa de presença: muita, média, pouca, nada ou laminada e se, dependendo da amostra, funciona ou não como corredor de passagem ao fluido.

Tabela 5.5 – Avaliação da presença de matriz.

Fotomicrografia	Quantidade (%)	Presença
279_12	14	Laminada
280_07	11	Média
282_43	10	Média
289_07	20	Muita
290_07	16	Pouca
291_57	17	Muita
291_91	5	Pouca
292_36	2	Nada
303_07	8	Nada
304_46	18	Laminada
309_60	7	Muito pouca
310_99	12	Nada
312_53	12	Muito pouca

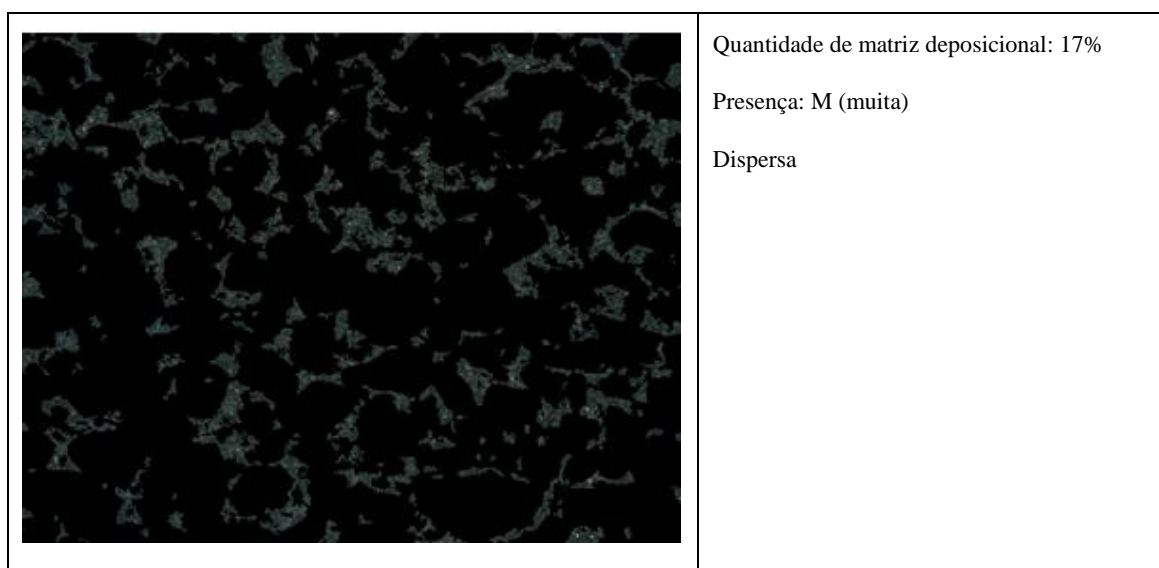


Figura 5.9 – Exemplo de processamento da amostra 291_57.

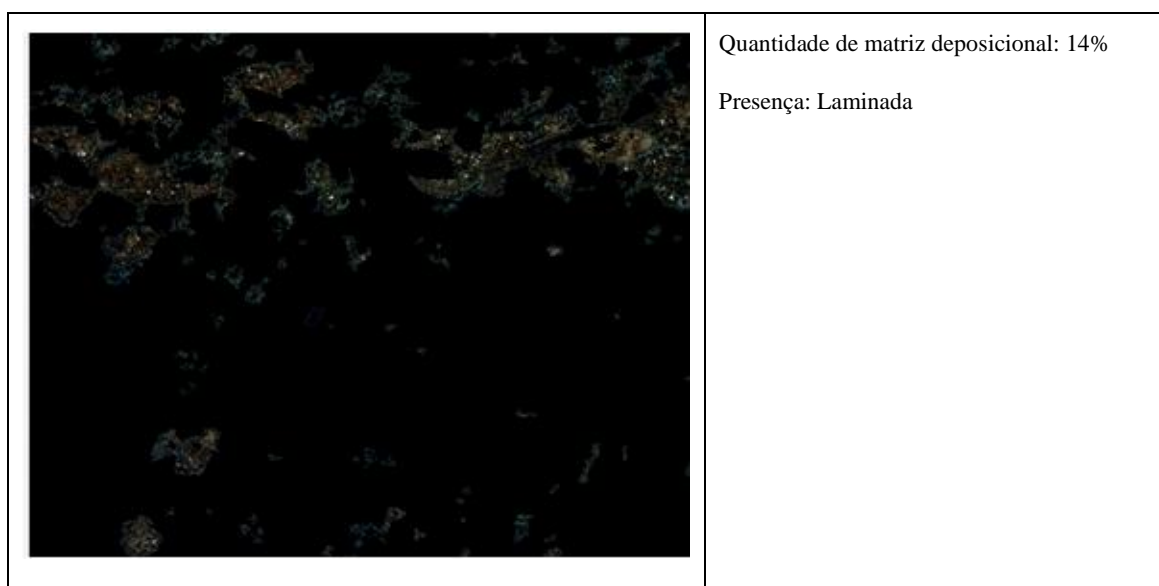


Figura 5.10 – Exemplo de processamento da amostra 279_12.

Tendo por base a observação visual de todas as amostras, considerou-se que a fase PA era a determinante para gerar grupos de amostras. Assim, as 13 amostras foram agrupadas em cinco classes, tendo por base a camada poros (PA) (Tabela 5.6).

Tabela 5.6 – Classificação qualitativa da porosidade.

Classe	Classes de poros (PA)	%	Nº amostra
1	Muito poroso	21%-17%	291_91 /292_36
2	Poroso	17%-13%	279_12 /280_70
3	Moderadamente poroso	13%-9%	304_46 /282_43 /303_07
4	Pouco poroso	9%-5%	310_99 /312_53 /290_07 /309_60
5	Raramente poroso	5%-0%	289_07 /291_57

5.3 Cálculo do FZI

Para o cálculo do **FZI**, com base na Fórmula de Kozeny-Carmen (Capítulo 2), os dados de entrada foram retirados do relatório laboratorial dos serviços técnicos, que são os dados experimentais ensaiados nos *plugs*. A escolha dos dados para a fórmula do **FZI** teve por base três pontos, potencialmente penalizadores dos resultados finais:

- Os dados dos *logs* não existiam para as três primeiras amostras e as profundidades dos *logs* não eram as mesmas das fotomicrografias;
- Os dados dos *logs* não são tão fiáveis como os das cores, pois existem muitos factores que interferem nos resultados, introduzindo incerteza nos resultados obtidos (por exemplo: lama de perfuração infiltrada, profundidade exacta medida pelo sondador, etc.);
- Os dados experimentais obtidos nos *plugs* em laboratório, são controlados e registados imediatamente, não havendo grande margem para erro. Todavia os *plugs* são elementos de análise muito mais pequenos e restritos do que os *logs*, e considera-se um *plug* como representativo de um afloramento inteiro.

Concretamente, para o cálculo do **FZI** foram utilizados os valores de porosidade e permeabilidade obtidos nos ensaios laboratoriais realizados nos *plugs* e cujos resultados são apresentados por amostra na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 – Cálculo do *FZI* a partir dos dados de porosidade e permeabilidade das amostras.

Amostra	<i>K</i> (mD)	ϕ_e	$\phi_z = \phi_e / (1 - \phi_e)$	$RQI = 0,0314\sqrt{K/\phi_e}$	$FZI = RQI/\phi_z$
279_12	244	0,3237	0,47863	0,86209	1,80115
280_70	133	0,3239	0,47907	0,63628	1,32816
282_43	48,9	0,2816	0,39198	0,41378	1,05560
289_07	163	0,3033	0,43534	0,72793	1,67209
290_07	48,6	0,2431	0,32118	0,44397	1,38232
291_57	465	0,3014	0,43143	1,23334	2,85871
291_91	394	0,3124	0,45433	1,11512	2,45441
292_36	33,8	0,2183	0,27926	0,39072	1,39910
303_07	10,7	0,2892	0,40687	0,19100	0,46943
304_46	18,6	0,2861	0,40076	0,25318	0,63175
309_60	0,04	0,1116	0,12562	0,01880	0,14965
310_99	2,51	0,1671	0,20062	0,12170	0,60659
312_53	27,2	0,2247	0,28982	0,34547	1,19201

5.4 Comparação dos Resultados de Ambos os Métodos

Quando se comparam os valores de *FZI* obtido com os dados de porosidade e permeabilidade das amostras em laboratório com os dados da AID da microfotografia, nomeadamente da percentagem de PA (poros) não se observa grande coerência. Por exemplo, a amostra 291_57 apresenta um PA de 2%, ou seja, apenas 2% da amostra é poro, mas tem o *FZI* mais elevado igual a 2,858. Conclui-se que, pelo menos nalguns casos, a AID da microfotografia não valida o parâmetro *FZI* calculado pela fórmula de Kozeny-Carmen.

Algumas hipóteses que explicam esta discordância podem ser sugeridas:

1. Poderá ter existido, eventualmente, uma troca das profundidades das amostras, isto é, a amostra não corresponder à profundidade real;
2. Poderia, uma vez que se tratam de amostras com espessuras milimétricas ou mesmo inferior, ter apanhado uma facies interna sem continuidade lateral, não representativa da facies total;
3. Poderia ainda tratar-se de uma amostra invadida por um material desconhecido, que preenche os poros, não os deixando tapados completamente e até conferindo conectividade entre eles.
4. Por razões metodológicas e do software estar-se a separar completamente o contributo de cada fase para a estimação do *FZI*. Eventualmente, por exemplo, parte da fase "crescimentos intersticiais" podem contribuir para a porosidade e permeabilidade da

amostra. Para isso era necessário que a aplicação feita através do MATHLAB® permitisse a produção de imagens pela junção de diferentes *layers* (fases). Em momento adiantado de escrita desta tese o mesmo foi entregue, sem a possibilidade de se efectuarem intensivamente novas iterações.

Para decidir por uma das hipóteses, foi necessário analisar com mais pormenor os resultados dos ensaios de porosidade e permeabilidade realizados nos *plugs*, dado serem os ensaios reais e fidedignos. Verificou-se que, tanto a porosidade como a permeabilidade destas amostras (289_07 e 291_57), eram muito elevadas e justificavam os bons valores de *FZI*. A hipótese três foi assim a preferida.

Segundo Svirsky *et al.* (2004), as propriedades petrofísicas são controladas pelos processos deposicional e diagenético sendo que, no processo deposicional, o que controla as propriedades petrofísicas são a dimensão do grão e a selecção ou calibração e, no processo diagenético, o que controla as propriedades petrofísicas são o cimento e a argila. Ainda, segundo Svirsky *et al.* (2004), o que diminui directamente o valor de *FZI* é:

- A quantidade de grãos com dimensão <100µm;
- Diâmetro médio do poro ser pequeno;
- Ter grande superfície específica;
- O tipo de constituição do cimento e substituição do grão, pouca caulinite e muita ilite;
- A constituição da matriz da rocha, quartzo e feldspato, sendo que a presença de feldspato provoca a diminuição do *FZI*, devido ao facto de, por dissolução, originar o preenchimento dos poros.

Para analisar esta questão sintetizaram-se os dados da descrição petrográfica das amostras em termos de quantidade de cimento (%) e matriz deposicional (%) que se apresenta na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Descrição petrográfica das amostras.

Descrição Petrográfica	279_12	280_07	282_43	289_07	290_07	291_57	291_91	292_36	303_07	304_46	309_60	310_99	312_53
Diametro dos grãos	0,18	0,21	0,22	0,31	0,21	0,15	0,3	0,35	0,18	0,18	0,34	0,26	0,22
Range diametro dos grãos	0,05-0,42	0,05-0,4	0,05-0,8	<0,01-0,63	0,04-0,6	<0,01-0,55	<0,03-0,72	0,03-2,30	0,04-0,45	0,04-0,31	0,05-5,60	0,04-5,2	0,04-0,62
Sorting	Moderately Well	Moderate	Moderate	Very Poor	Moderate	Very Poor	Moderate	Moderately Well	Moderate	Moderate	Moderate	Moderate	Moderately Well
Matriz deposicional	1	0,67	0,67	12,67	0,33	19,33	0,33	0,67	0	4,67	0,33	0	2,33
Cimentação de substituição:	12,34	12,67	14,33	6,67	12,34	1,33	10,67	9,33	7,66	10,34	12,67	15,32	11,67
Caulinite (argila)	1,67	1	2,67	0,67	1,67	0	1	1,33	0,33	0	0	0,33	0
Esmectite (argila)	3	3,33	2,33	1,33	1,67	0	1	2	2,33	2,67	3,33	4,33	4
Clorite	0,67	0,67	1,67	2,33	2	0,33	0,67	1	0,67	1	1,67	1	0,67
Feldspato Overgrow	6	6,67	6,33	1,67	5,33	0,67	6	3,67	3,33	3,67	3	3,33	3,67
Calcite	1	1	1,33	0,67	1,67	0,33	2	1,33	1	3	4,67	6,33	3,33

Voltando à questão das amostras 289_07 e 291_57, as quais, visualmente, através da AID, não apresentavam porosidade, mas eram com melhores resultados no *FZI*, sendo por isso consideradas representativas dos melhores reservatórios. Por esta razão não poderiam ser descartadas.

Avançou-se, então, para a análise e determinação do que seria o constituinte preto que na imagem digital estava a preencher todos os poros, mas que ainda assim favorecia a permeabilidade e originava um excelente reservatório.

5.4.1 Análise da interferência da matriz deposicional

Com base nos resultados obtidos em MATLAB®, seleccionaram-se duas fotomicrografias (Fotos 289_07 e 310_99) com a mesma proporção de grãos vs poros (Figura 5.11) e nos resultados da AID. São duas amostras com quantidade ou percentagem de poros e grãos muito semelhantes, mas com valores de *FZI* muito diferentes.

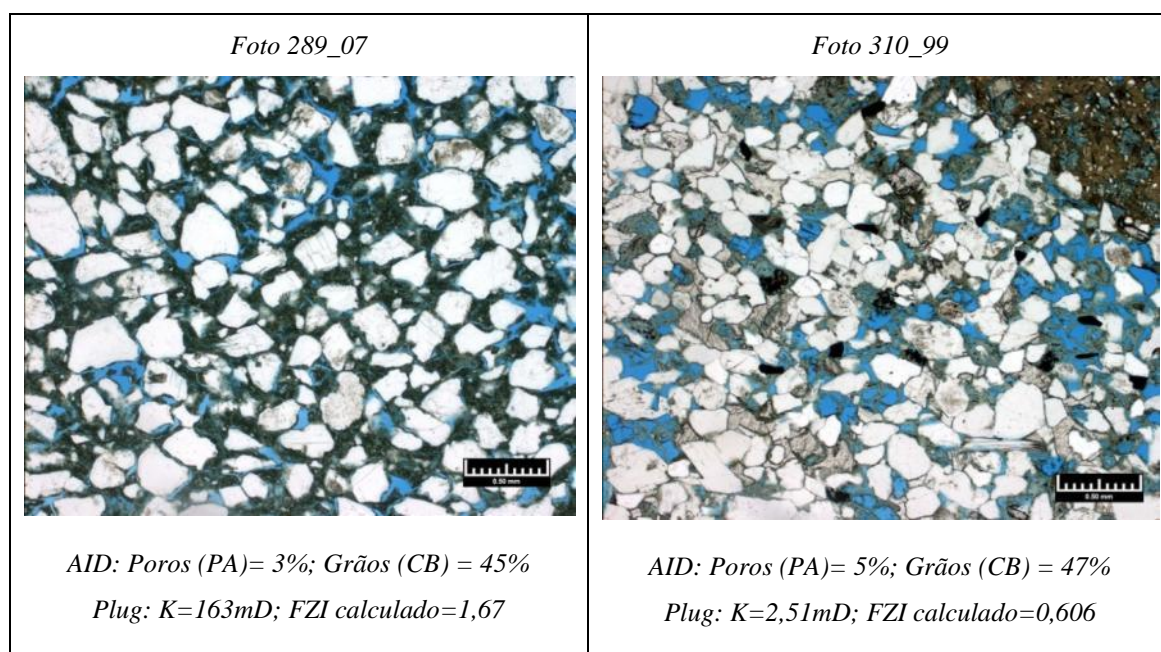


Figura 5.11 – Selecção de duas fotomicrografias com a mesma proporção de grãos e poros.

Para estas duas amostras, verifica-se que embora tenham quantidades de poros, não-poros e grãos semelhantes, a permeabilidade da amostra 289_07 ($K=163\text{mD}$) é muito superior à da amostra 310_99 ($K=2,51\text{mD}$), ou seja, cerca de 65 vezes maior. A primeira conclusão que se

pode tirar é que o constituinte de cor preta suposta matriz deposicional, confere porosidade e permeabilidade à amostra 289_07.

Avançou-se para uma análise com base na comparação directa entre os dados de *AID* e os dados de laboratório (Tabela 5.9).

Tabela 5.9 – Análise comparativa entre dados obtidos por *AID* e análises de laboratório relativos à matriz deposicional e a permeabilidade.

Amostra		289_07	310_99
Poros (PA)	<i>AID</i>	3%	5%
	<i>Plug</i>	0,3033%	0,167%
Matriz deposicional (ST)	<i>AID</i>	20%	12%
	Análise petrográfica	12,67%	0%
Permeabilidade (K)	<i>Plug</i>	163 mD	2,51 mD

Esta comparação mostra que não é a matriz deposicional que está a diminuir a permeabilidade da amostra 310_99 e, conseqüentemente, a reduzir o valor de *FZI*, mas que, até pelo contrario, é esta matriz que está a conferir porosidade e permeabilidade à amostra 289_07, matriz essa que está a preencher todos os poros. Daqui se conclui que, se esta matriz confere permeabilidade, não poderá ser argilosa. Analisou-se então o efeito da presença de intercrescimento nas amostras conforme a Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Análise comparativa entre dados obtidos por *AID* e análises de laboratório relativos à presença de cimento e a permeabilidade.

Amostra		289_07	310_99
Poros (PA)	<i>AID</i>	3%	5%
	<i>Plug</i>	0,3033	0,167
Grãos (CB)	<i>AID</i>	45%	47%
Permeabilidade (K)	<i>Plug</i>	163 mD	2,51 mD
Intercrescimento (CL)	<i>AID</i>	0%	36%
	Análise petrográfica	7,67%	16,98%

Conclui-se que, efectivamente, a presença de cimento diminui drasticamente a permeabilidade da amostra 310_99. Portanto, nesta primeira análise, conclui-se que o intercrescimento está a diminuir a permeabilidade e a matriz deposicional está a facilitar a permeabilidade.

5.4.2 Análise da interferência dos Intercrescimentos

Avançou-se para uma análise da interferência dos intercimentos. Compararam-se as amostras 289_07 e 292_36. Visualmente são amostras muito diferentes, sendo que a amostra 292_36 tem muitos poros abertos (azuis) e a amostra 289_07 praticamente não tem poros abertos. Mesmo assim, a amostra 292_36 tem *FZI* e permeabilidade muito mais baixos do que a amostra 289_07, a qual através da AID (Figura 5.12) não evidencia ter porosidade aberta.

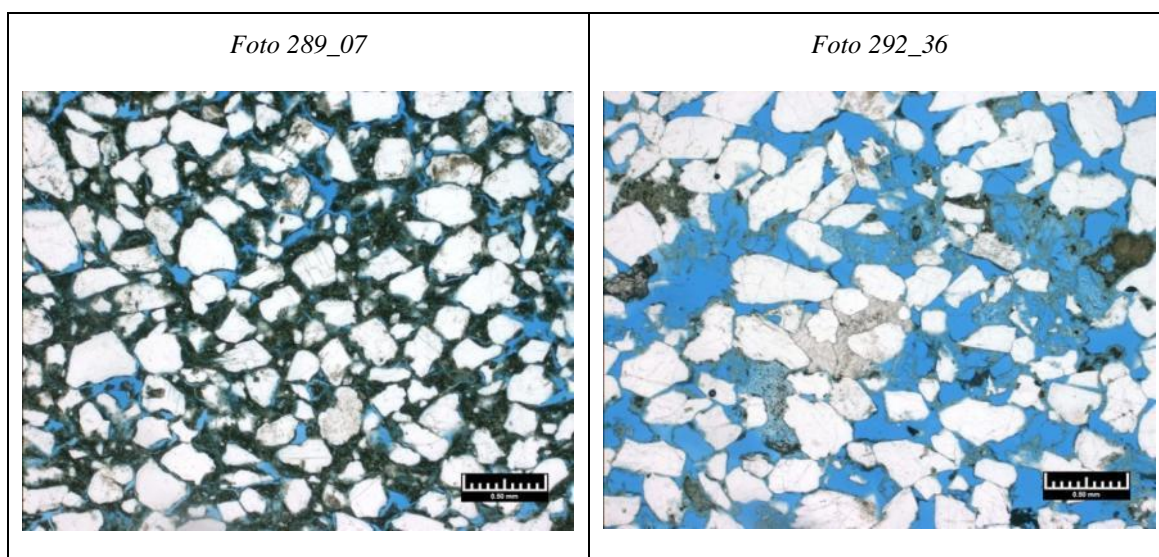


Figura 5.12 – Seleção de duas fotomicrografias para análise do cimento.

Tabela 5.11 – Análise comparativa entre dados obtidos por AID e análises de laboratório relativos à presença de cimento e a permeabilidade.

Amostra		289_07	292_36
Poros (PA)	AID	3%	21%
	Plug	0,3033	0,21
<i>FZI</i>	Plug	1,67	1,399
Permeabilidade (K)	Plug	163 mD	33,8 mD
Intercrescimentos (CL)	AID	0%	29%
	Análise petrográfica	7,67%	10,65%

Neste caso, ambas as amostras têm valores de *FZI* da mesma ordem de grandeza, embora visualmente as imagens sejam muito diferentes. A amostra 292_36 apresenta elevada porosidade e baixa permeabilidade, pelo que pode concluir-se que é são os intercimentos

que está a tapar a conexão entre os poros. Já a análise da amostra 289_07, permite concluir que é a matriz deposicional que está a conferir permeabilidade.

5.4.3 Análise da interferência da textura da rocha

Avançou-se para uma análise da interferência da textura da rocha. À semelhança do que foi feito para os intercrescimentos, analisou-se a interferência da textura da rocha (tamanho e forma do grão) para provar que também interfere com a permeabilidade. Compararam-se dois pares de amostras 282_43 vs 290_07 (Figura 5.13) (Tabela 5.12).

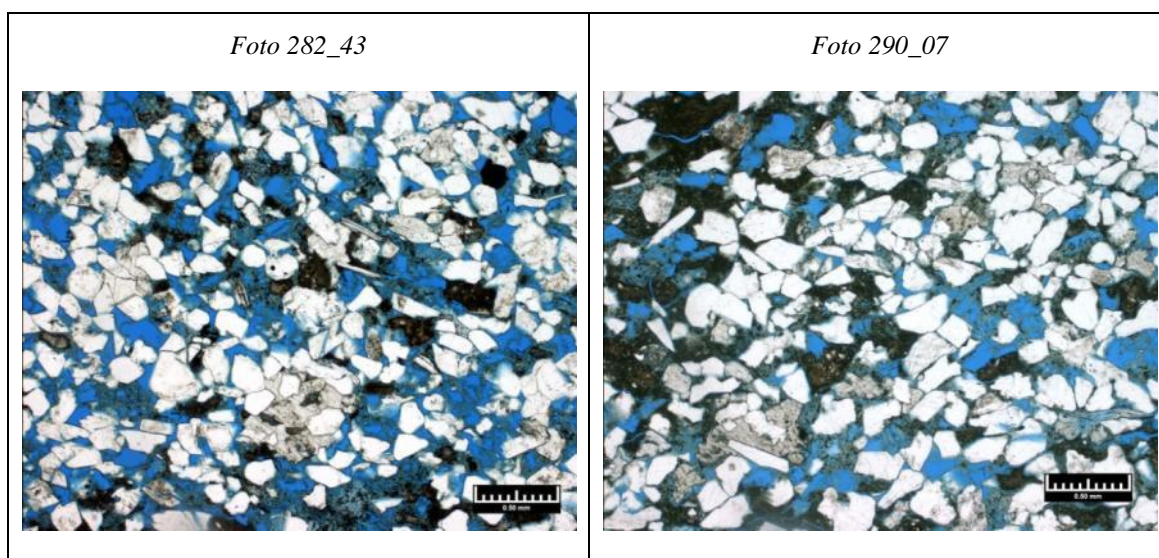


Figura 5.13 – Selecção de duas fotomicrografias para determinar a interferência da textura da rocha

Tabela 5.12 – Influência da textura da rocha no *FZI*

Amostra		282_43	290_07
Poros (PA)	<i>AID</i>	12%	6%
	<i>Plug</i>	0,28	0,24
Não poros	<i>AID</i>	88%	94%
<i>FZI</i>	<i>Plug</i>	1,05	1,38
Permeabilidade (K)	<i>Plug</i>	48,9 mD	48,6 mD
Matriz deposicional (ST)	<i>AID</i>	10%	16%
	Análise petrográfica	0,67	0,33
Intercrescimentos(CL)	<i>AID</i>	33	34
	Análise petrográfica	16,66	13,67
Dimensão média do grão (mm)		0,22	0,21
Intervalo da dimensão dos grãos (mm)		0,05-0,8mm	0,04-0,6mm
Distribuição do grão		maior nº de grãos pequenos	maior nº de grãos médios

Neste teste verificou-se que, em termos de resultados laboratoriais (análise petrográfica e ensaio de permeabilidade/porosidade em *plugs*), as duas amostras comportam-se de forma igual (ϕ_s , K e matriz deposicional praticamente iguais). Os intercrescimentos variam, embora pouco. Estes, associados à porosidade, que também varia um pouco, estão a interferir no valor de FZI . Mas não só, aqui vê-se nitidamente que o tamanho, forma e selecção das amostras interferem na permeabilidade.

5.4.4 *Análise da constituição dos intercrescimentos e da matriz*

Avançou-se para uma análise da constituição dos intercrescimentos (Tabela 5.13). Para além do total de cimento ser menor na amostra 290_07, também é menor o total dos minerais argilosos que mais reduzem a permeabilidade.

Tabela 5.3 – Natureza dos intercrescimetos identificada por AID.

Parâmetro	282_43	290_07
Intercrescimentos	16,66	13,67
Kaolinite (aumenta a K)	2,67	1,67
Esmectite (reduz a K)	2,33	1,67
Clorite (indiferente à K)	1,67	2,00
sub-total	6,67	5,34
Feldspato <i>overgrowths</i>	6,33	5,33
Calcite	1,33	1,67
FZI	1,05	1,38

Seria bom, abordar o facto de o *framework* (grãos de constituição), também interferir na permeabilidade da amostra. Portanto, do ponto de vista de uma análise qualitativa, os intercrescimentos reduzem drasticamente a permeabilidade, assim como a sua constituição intrínseca e, no caso destas arcoses, a matriz deposicional não é de argila, tendendo a ser mais siltítica, facto que confere microporosidade que acaba por conectar e interligar todos os outros poros, implicando um significativo aumento de permeabilidade.

Como conclusão, as esmectites cristalizaram como franjas que recobrem continuamente os grãos e como agregados microcristalinos em forma de franjas e cutículas que substituem alguns dos grãos mais instáveis, como alguns minerais pesados e feldspatos (fonte: relatório de laboratório).

Neste caso de estudo em concreto, a matriz deposicional aumenta o *FZI*, logo não é, certamente, de argila. O cimento e substituição de grão, no geral, diminuem o *FZI*, mas em alguns casos até nem diminui. Isto é explicado pelos diferentes tipos de constituintes do cimento. Se se fizer esmectite/*FZI*, verifica-se que a esmectite origina um rendilhado entre os poros que tapa por completo a conectividade entre eles, reduzindo drasticamente a permeabilidade (K), e por sua vez o *FZI*.

Nos dados do caso de estudo, a rocha é uma arcose (arenito arcósico), devido à elevada percentagem de feldspato presente. No entanto, o quartzo é o mineral mais abundante, como na maioria dos arenitos, e o feldspato é o segundo mais abundante, constituindo pelo menos 20% a 25% da rocha. O cimento, especialmente o cimento de sílica, é raro enquanto que os litoclastos finos de rocha são abundantes. A matriz é inferior a 15% e inclui minerais de argila, caulinite, mica e óxidos de ferro.

Para a análise que se segue foi adicionado mais um procedimento em MATLAB® que permite somar camadas de informação e ir de encontro ao que se pretende explicar, ou seja, que é a matriz (ST) que favorece a passagem do fluído e que são os intercrescimentos (CL) que interrompem a conectividade entre os poros e reduz a porosidade efectiva (Figura 5.14). Seleccionaram-se as mesmas amostras 289_07 e 292_036 para demonstrar que a matriz atribui porosidade efectiva, facilitando a passagem do fluido (Figura 5.15) (Figura 5.16).

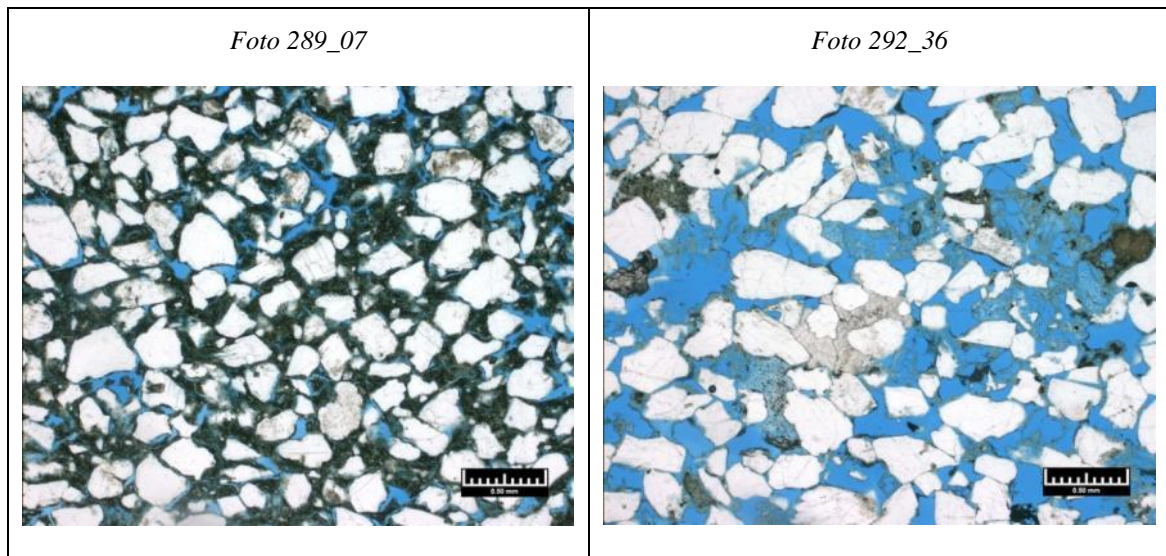


Figura 5.14 – Seleção de duas fotomicrografias para demonstrar que a matriz (ST) atribui porosidade efectiva, facilitando a passagem do fluido.

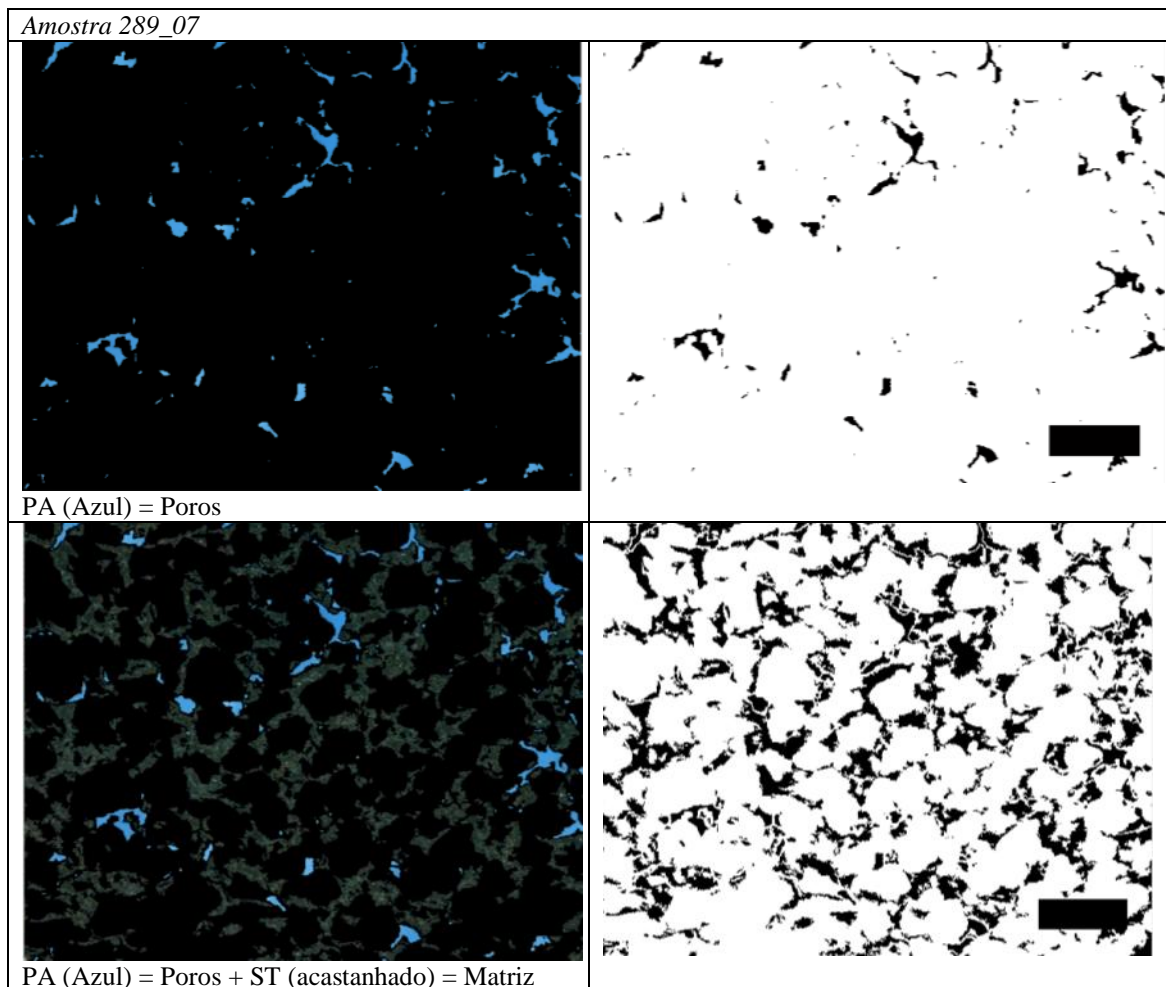


Figura 5.15 – Reprocessamento da imagem 289_07: soma dos poros e da matriz.

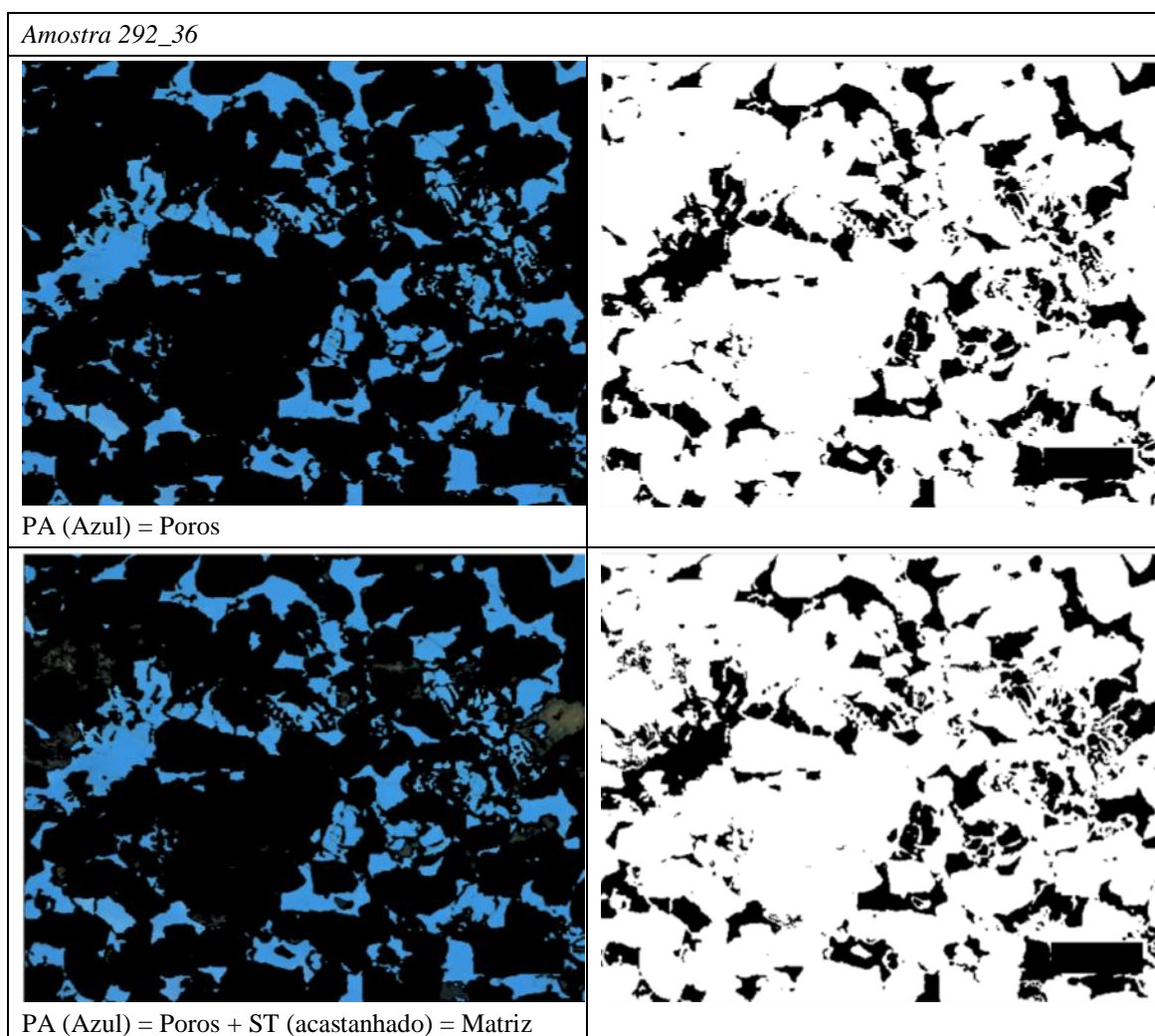


Figura 5.16 – Reprocessamento da imagem 292_36: soma dos poros e da matriz.

Selecionaram-se então as amostras 291_91 e 292_036 para demonstrar que os intercrescimentos (CL) reduzem a porosidade efectiva, dificultando a passagem do fluido (Figura 5.17) (Figura 5.18).

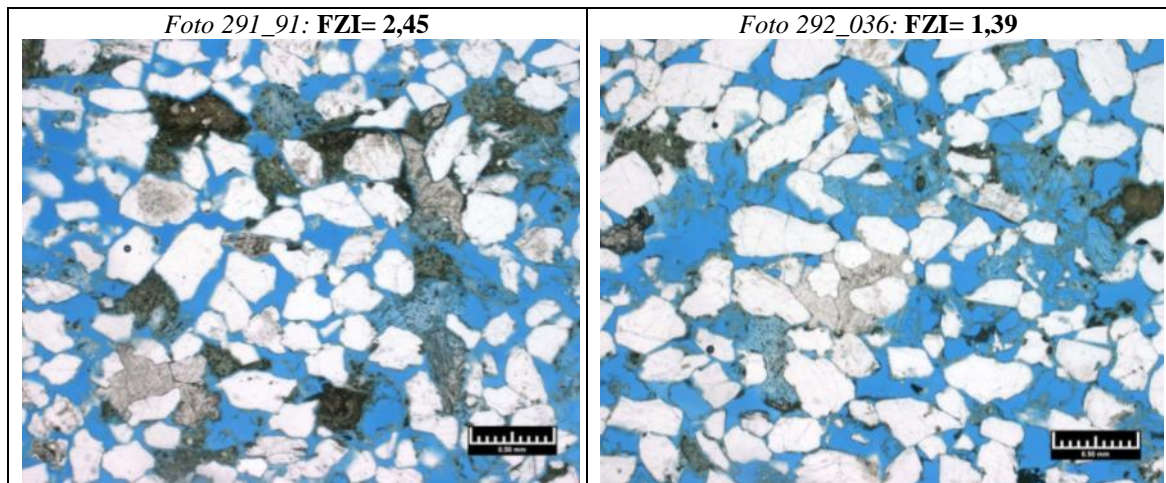


Figura 5.17 – Selecção de duas fotomicrografias para demonstrar que o cimento (CL) reduz a porosidade efectiva, dificultando a passagem do fluido.

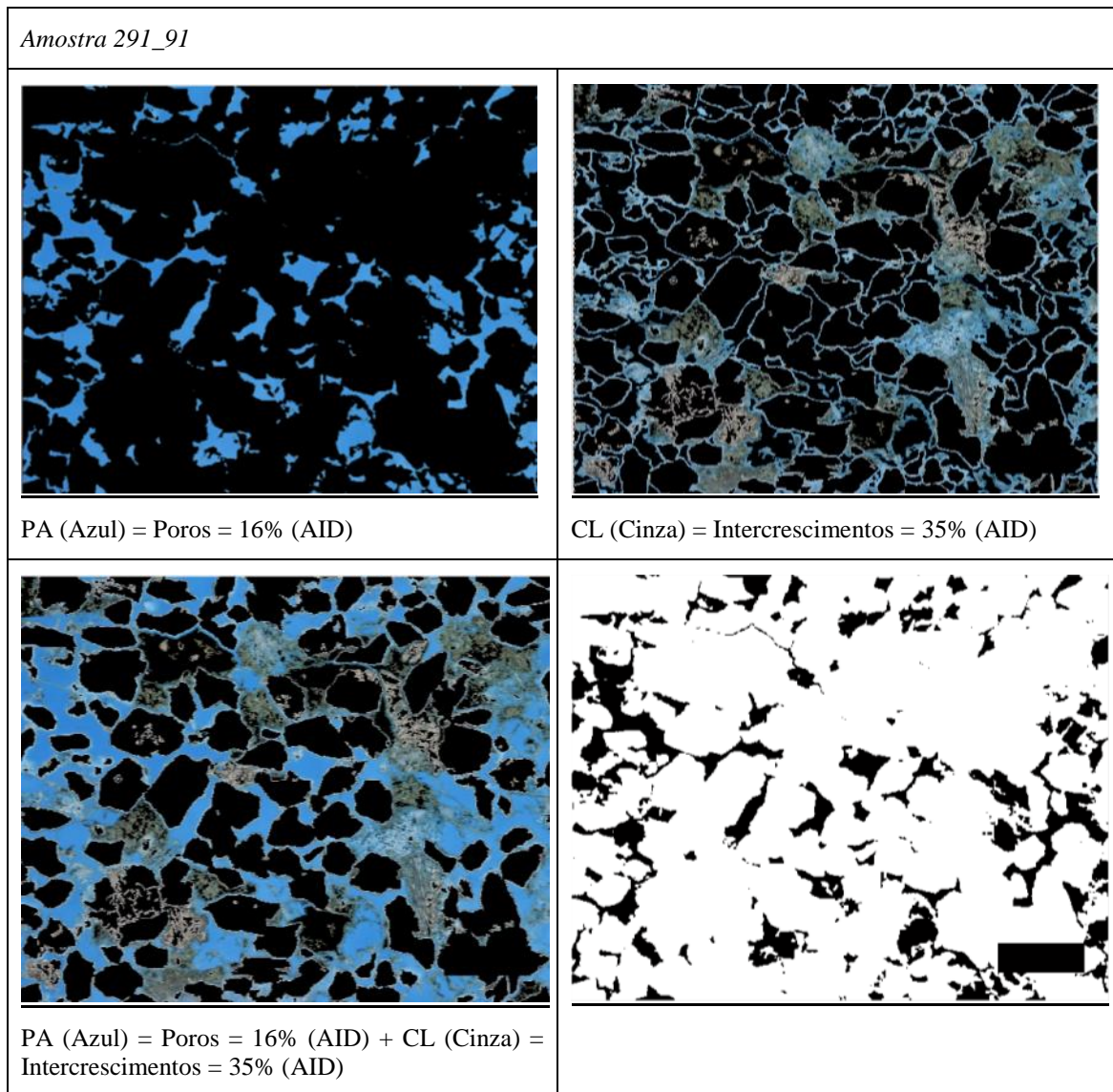


Figura 5.18 – Poros e intercrescimentos da amostra 291_91.

Verifica-se que os poros nesta amostra são de dimensão média a grande, sem subdivisões do seu diâmetro total por intercrescimentos de esmectite, permitindo uma boa passagem do fluido pelo facto de os canais capilares serem de bom tamanho. Esta amostra tem $FZI=2,45$, para uma porosidade de 16% e 35% de esmectite.

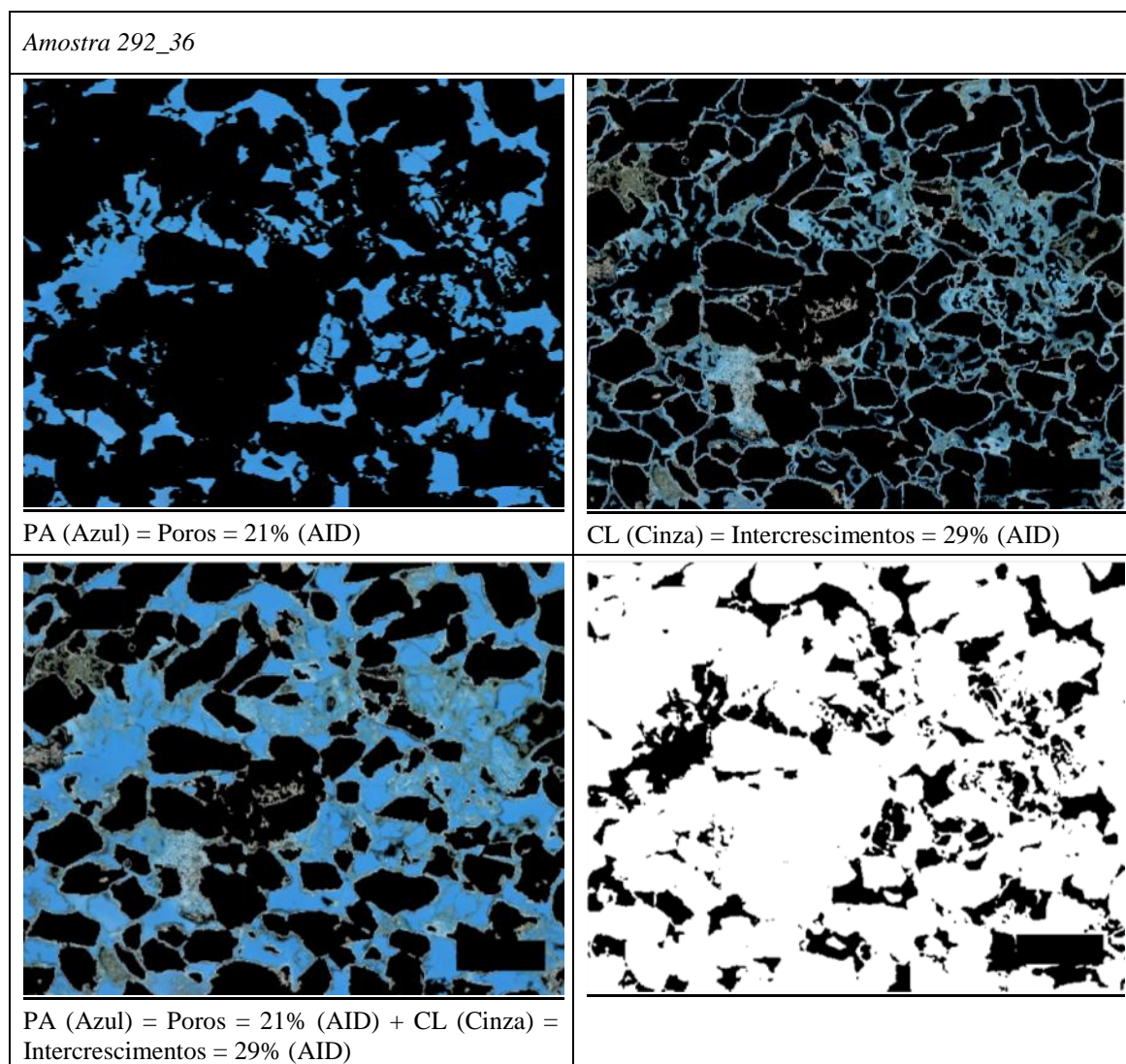


Figura 5.19 – Poros e intercrescimentos da amostra 292_36.

Nesta comparação verifica-se que os poros nesta amostra são de dimensão média a grande, mas com muitas subdivisões no seu interior, originadas por intercrescimentos de esmectite que vêm reduzir ou mesmo tapar a conectividade dos poros, não permitindo a boa passagem do fluido pelo facto de os canais capilares serem de diâmetro reduzido. Esta amostra tem um $FZI=1,39$, para uma porosidade de 21% e 29% de esmectite.

Desta comparação retiram-se as seguintes conclusões:

- A percentagem de CL é mal determinada pelo MATLAB®, a percentagem de CL determinada por AID na amostra 291_91 deveria ser inferior;
- Visualmente, o “rendilhado” de esmectite é muito superior e melhor distribuído pela amostra 292_36, daí a redução drástica do valor de *FZI*;
- A percentagem de poros (PA), na amostra 292_36 é de 21% contra 16% na amostra 291_91, mas são poros não conectados e interrompidos pelos intercrescimentos de esmectite, o que provoca a diminuição do *FZI*;
- Se se analisar a permeabilidade da amostra 291_91, $K=394$ e a permeabilidade da amostra 292_36, $K=21,83$, consegue-se concluir que é, de facto, o “rendilhado” de esmectite dentro e entre os poros que reduz e/ou obstrui a passagem de fluído.

5.5 Estimativa do *FZI* a Partir dos Resultados do MATLAB®

Para a análise quantitativa gerou-se uma estimativa dos valores de *FZI* para cada amostra com base nos resultados obtidos pelo MATLAB® e compararam-se com os resultados anteriormente apresentados da equação de Kozeny-Carmen.

Em primeiro lugar estabeleceu-se um modelo de correlação entre a porosidade e a permeabilidade obtida através dos ensaios de laboratório. A função que melhor se ajusta aos resultados é do tipo exponencial, tendo-se obtido o R^2 de 0,78. Este modelo que define a permeabilidade em função da porosidade está indicado na Figura 5.20.

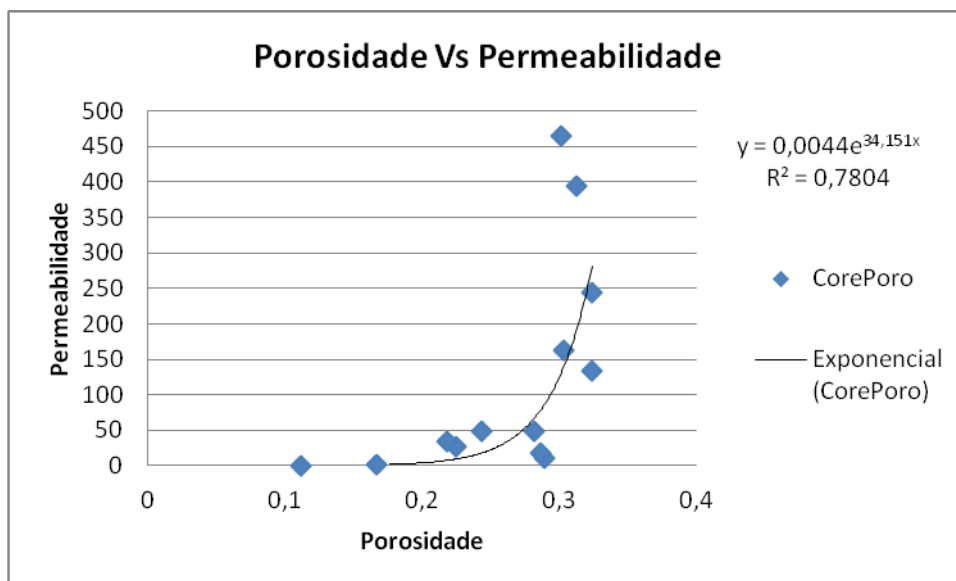


Figura 5.14 – Modelo de correlação da permeabilidade em função da porosidade para os dados dos *plugs*.

A partir da AID não se conseguem determinar valores de permeabilidade, pelo que foi necessário calcular a porosidade através da AID em MATLAB® e aplicar o modelo definido na figura acima (Figura 5.20). A porosidade foi calculada através dos resultados do MATLAB® utilizando a seguinte ponderação obtida com base na proporção relativa de cada um dos atributos:

$$\phi = \frac{PA + 0,2CL}{CB + 0,8CL}$$

onde:

ϕ = porosidade via MATLAB®

PA = % de poros na imagem

CB = % de grãos na imagem

$CL + ST$ = % de intercrescimentos e matriz deposicional na imagem

O cálculo da permeabilidade foi feito utilizando a equação de regressão do modelo, onde os valores porosidade são substituídos pelos obtidos com a AID (Tabela 5.15).

Tabela 5.13 – Comparação entre metodologias da permeabilidade e porosidade

Amostra	Porosidade via MATLAB®	Porosidade do plug	Permeabilidade via regressão MATLAB® (mD)	Permeabilidade do plug (mD)
309_60	0,17	0,11	1,66	0,04
303_07	0,24	0,29	18,16	10,70
310_99	0,14	0,17	0,55	2,51
304_46	0,28	0,29	74,18	18,60
282_43	0,27	0,28	43,02	48,90
312_53	0,17	0,22	1,38	27,20
280_70	0,35	0,32	631,73	133,00
290_07	0,19	0,24	3,24	48,60
292_36	0,38	0,22	1983,74	33,80
289_07	0,16	0,30	1,04	163,00
279_12	0,31	0,32	167,86	244,00
291_91	0,32	0,31	239,11	394,00
291_57	0,13	0,30	0,37	465,00

A figura 5.21 mostra os valores de porosidade do plug vs porosidade calculada via MATLAB®. Comparando a porosidade obtida no laboratório com a porosidade calculada no conjunto das 13 amostras (Tabela 5.15), verificou-se que apenas três amostras (292_36, 289_07 e 291_57) apresentam valores com diferença superior a 0,1 (10%). Os coeficientes de correlação de Pearson com as 13 amostras é de 0,409, mas se forem excluídas as três amostras referidas sobe para 0,870 que é indicador de uma correlação excelente.

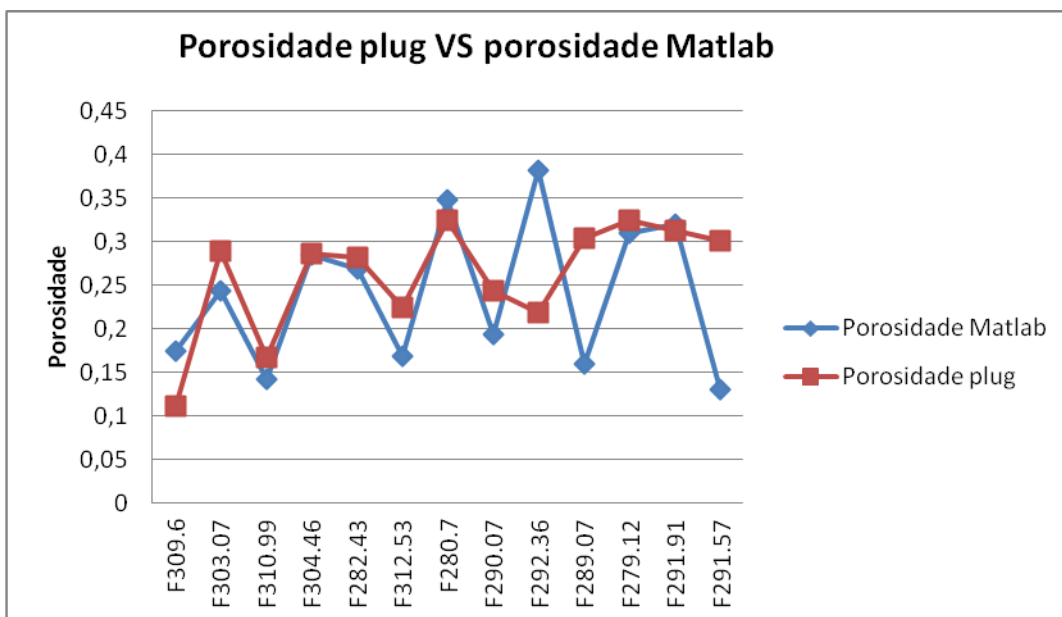


Figura 5.21 – Comparação das porosidades obtidas pelo plug e pelo MATLAB®

A figura 5.22 mostra os valores de permeabilidade do *plug* vs permeabilidade calculada por regressão dos dados do MATLAB®. Relativamente à permeabilidade, a diferença entre os valores estimados e observados é maior do que no caso da porosidade; todavia observa-se uma tendência de variação com o mesmo padrão (quando um aumenta o outro também aumenta). Refira-se que os valores de permeabilidade são obtidos por uma regressão com a porosidade pelo que seguem a tendência que resulta do comportamento da porosidade mais a regressão exponencial.

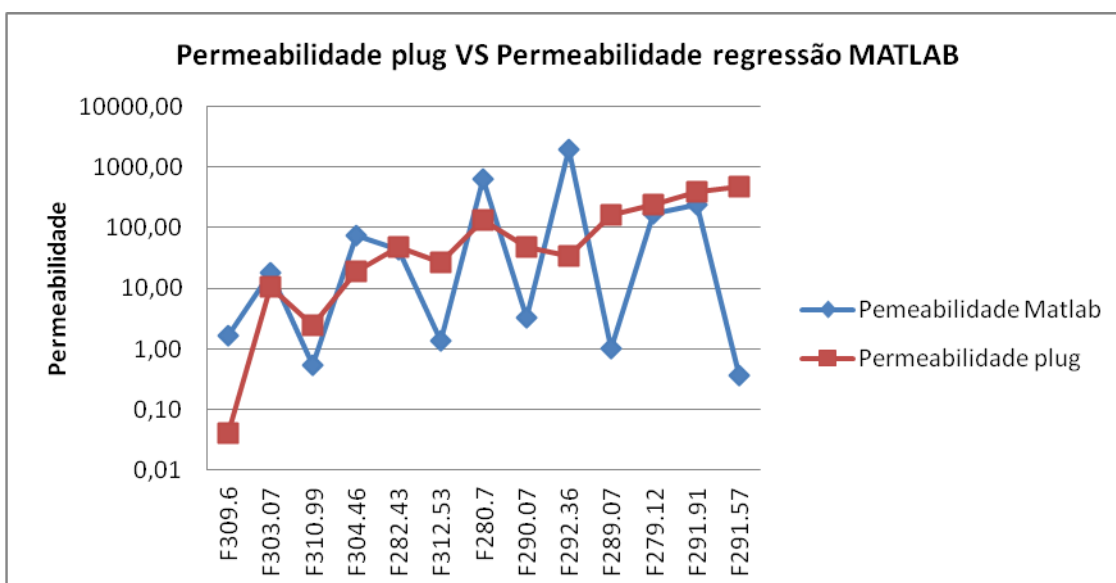


Figura 5.22 – Comparação das permeabilidades obtidas pelo *plug* e por regressão com os dados do MATLAB®

Para o cálculo do *FZI* foi necessário calcular o *RQI* e o ϕ_z , onde é necessária a porosidade efectiva ϕ_e e a permeabilidade (*K*) como dados de entrada.

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}, \text{ com } RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \text{ e } \phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e}$$

Desta forma obtiveram-se os resultados da Tabela 5.16. A figura 5.23 mostra os valores do *FZI* obtidos pelos *plugs* (análises de laboratório) e os obtidos por regressão dos dados do MATLAB®.

Tabela 5.14 – *FZI* real (*plug*) e *FZI* estimado via porosidade MATLAB® e regressão.

Amostra	<i>plug</i>			MATLAB®		
	ϕ_z	RQI	FZI	ϕ_z	RQI	FZI
309_60	0,13	0,02	0,15	0,14	0,03	0,24
303_07	0,41	0,19	0,47	0,69	0,03	0,05
310_99	0,20	0,12	0,61	0,25	0,05	0,22
304_46	0,40	0,25	0,63	0,67	0,04	0,06
282_43	0,39	0,41	1,06	0,64	0,05	0,08
312_53	0,29	0,35	1,19	0,41	0,06	0,16
280_70	0,48	0,64	1,33	0,92	0,05	0,06
290_07	0,32	0,44	1,38	0,47	0,07	0,14
292_36	0,28	0,39	1,40	0,39	0,07	0,18
289_07	0,44	0,73	1,67	0,77	0,06	0,08
279_12	0,48	0,86	1,80	0,92	0,06	0,07
291_91	0,45	1,12	2,45	0,83	0,07	0,09
291_57	0,43	1,23	2,86	0,76	0,08	0,11

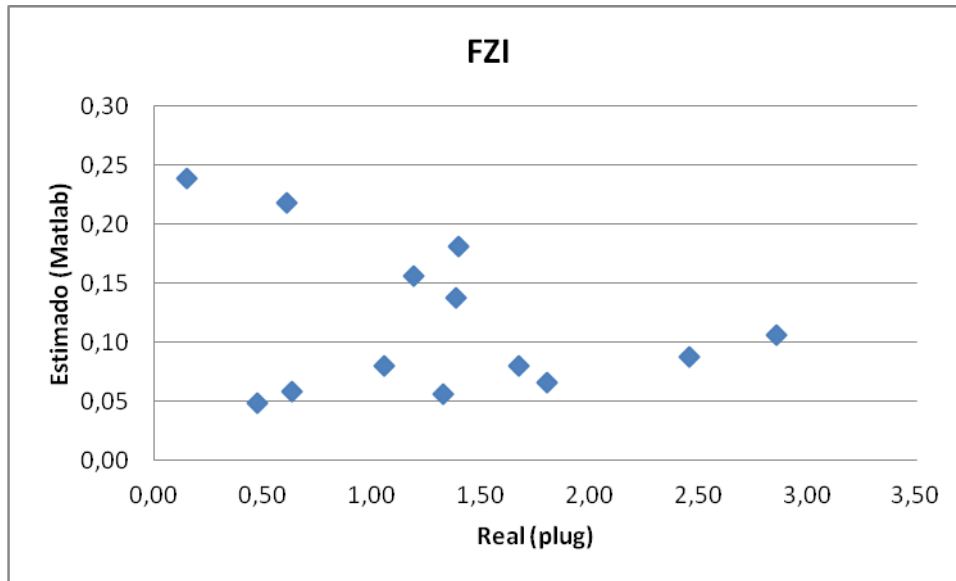


Figura 5.23 – Diagrama de dispersão dos valores do *FZI* dos *plugs* vs valores do *FZI* obtidos por regressão do MATLAB®.

Como se pode verificar pela Figura 5.23, a correlação ente os valores estimados e os observados é fraca ou ausente, isso pode dever-se a vários tipos de erro, ou simplesmente a factores não considerados por este cálculo.

Como a correlação do modelo é boa mas não é excelente ($R^2=0,78$), há outros factores que interferem na estimação permeabilidade, para além da porosidade, que não foram tidos em conta no modelo como, por exemplo:

- Assumir que a lâmina é representativa do core, assim como a fotomicrografia é representativa da lâmina delgada;
- O core é mais heterogéneo do que a lâmina delgada e do que a fotomicrografia;
- A análise da lâmina é a 2D e a análise da core é a 3D;
- Limitações da AID, pois só identifica objectos com base na cor do pixel, e quando existem vários objectos, litologicamente diferentes, mas com a mesma cor, não são separados e aparecem juntos.
- O método de separação MATLAB® classifica mal o CI (intercrescimentos), pois identifica-o nas fotos 289_07 e 291_57, onde ela não existe ou está presente. Logo, nas restantes fotos, também estará mal calculado, estando este facto directamente relacionado com o facto do software não distinguir litologias mas apenas pixéis e não aceitar que pixéis com uma mesma cor podem representar litologias diferentes.

6. CONCLUSÕES

A AID utilizada no presente trabalho, de validação e interpretação do FZI, permitiu a inferência da porosidade a partir das lâminas delgadas e a comparação com a porosidade obtida através de ensaios laboratoriais realizados em *plugs*. Com os valores obtidos pelos dois métodos, AID e ensaios laboratoriais, foi feita uma análise qualitativa comparativa dos respectivos valores de FZI calculados com as duas porosidades.

Para a estimativa do FZI, a partir dos resultados obtidos em MATLAB®, foi necessário estimar os valores da permeabilidade para cada amostra, por outra via que não a AID que não se revelou eficaz para o estudo da permeabilidade. Estabeleceu-se então um modelo de correlação entre a porosidade e a permeabilidade através da lei da regressão obtida com os dados de laboratório. Observou-se que os valores entre a permeabilidade obtida nos *plugs* e a permeabilidade obtida por regressão têm diferenças significativas, facto que não pode ser desprezado na análise dos FZI.

A análise qualitativa permitiu definir atributos para uma classificação feita de forma visual de acordo com a percentagem de poros, grãos, matriz e intercrescimentos. Permitiu verificar a influência directa destes factores no FZI. Desta forma, um FZI elevado pode estar associado a elevada percentagem de poros, elevada dimensão do grão, boa calibração, natureza silicatada da matriz e ausência de intercrescimentos.

Segundo Svirsky *et al.*, 2004, e também neste trabalho, verifica-se que a composição mineralógica da rocha controla a geometria do poro e influencia o FZI, isto é, a fracção de quartzo aumenta o FZI porque o quartzo é um mineral quimicamente estável, mantendo a sua geometria e não reduz o poro, e a fracção de feldspatos diminui o FZI, pois não é estável, há dissolução e origina grãos muito finos que vão preencher e tapar os poros.

As discrepâncias observadas nas duas porosidades (laboratório e AID) podem também estar relacionadas com a gama de cores definidas para cada propriedade, por exemplo, as cores negras (cinzentos ou azuis), podem ser facilmente confundidas como intercrescimentos em vez de matriz ou poro, e isso altera directamente a porosidade obtida por AID. No entanto, este problema pode ser resolvido alterando a gama de cores definidas para cada fase, num novo executável em MATLAB®.

Na comparação das metodologias, conclui-se que o que afecta o FZI é principalmente a natureza da matriz deposicional quando se consideram amostras com texturas idênticas. Ou seja, em algumas amostras, verificou-se que a matriz negra, constituída, neste caso, por materiais

predominantemente siltíticos, aumenta o FZI, em oposição a intercrescimentos ou matriz argilosa.

A aplicação do FZI passa por uma análise detalhada das carotes e das lâminas delgadas para se poderem usar esses valores no cálculo do parâmetro FZI e posteriormente na construção dos modelos de permeabilidade para a caracterização de reservatórios (Costa e Silva *et al.*, 1993; Almeida, 1999). Outro aspecto que será importante de verificar, o qual não foi dada oportunidade na elaboração deste trabalho, são as lâminas delgadas originais. Não temos a certeza da classificação dos constituintes das amostras estar correcta.

A utilização da AID para fazer a análise de validação da técnica de FZI, não é suficiente, já que apenas nos dá a morfologia do grão, facto que é insuficiente para suportar os valores obtidos de FZI, pois os diferentes constituintes mineralógicos interferem no comportamento hidráulico de cada camada, alterando os valores de FZI, tal como é referido também por Svirsky em Dmitry *et al.* (2004). De acordo com os resultados apresentados, a AID só por si não substitui completamente a análise em laboratório (ensaios experimentais de porosidade e permeabilidade em *plugs*) recomendando-se todavia que se desenvolvam estudos adicionais de análise da tortuosidade do espaço vazio e dos estrangulamentos com a AID em futuros trabalhos.

Em síntese, o presente estudo permitiu verificar que: i) a matriz deposicional revelou ter muita influência no *FZI* do que o esperado; ii) a matriz deposicional contribui para a permeabilidade e é constituída essencialmente por material silicioso e siltítico; iii) o *FZI* observado está mais dependente da permeabilidade do que da porosidade.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al-Ajmi, F.A. & Holditch, S.A. (2000) - Permeability estimation using hydraulic flow units in a central Arabia reservoir, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1–4 October 2000, SPE 63254.

Alam, M. M., Fabricius, I.L. & Prasad, M. (2011) - Permeability prediction in chalks. *AAPG Bulletin*, 95(11), 1991-2014.

Allen, G. P. (1991) - Sedimentary processes and facies in the Gironde estuary: a recent model for macrotidal estuarine systems. In: D. G. Smith, G. E. Reinson, B. A. Zaitlin And R. A. Rahmani (eds.), *Clastic Tidal sedimentology. Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 16*, 29-40.

Almeida, J. A. (1999) - *Use of geostatistical models to improve reservoir description and flow simulation in heterogeneous oil fields*. Tese de Doutorado, IST-UTL, 163p.

Almeida, J. A. (2010) - Stochastic simulation methods for characterization of lithoclasses in carbonate reservoirs. *Earth Science Reviews*, 101(3-4), 250-270.

Amaefule, J.O., Kersey, D.G., Marshald, D.M., Powele, J.D., Valencia, L.E. & Keelan, D.K. (1988) - Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data. Annual Technical Conference and Exhibition, 2-5 October 1988, Houston, Texas SPE 18167, 1-30.

Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D.G. & Keelan, D.K., (1993) - Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Tex., 3-6 October 1993, SPE 26436, 1-16.

Amyx, J. W., Bass Jr., D. M. & Whiting, R. L. (1960) - *Petroleum Reservoir Engineering-Physical Properties*. Mc Graw Hill Classic Textbook Reissue. Estados Unidos.

Bagheri, A. M. & Beiranvand, B. (2006). Characterization of reservoir rock types in a heterogeneous clastic and carbonate reservoir. *Journal of Sciences*, University of Tehran, 32, 2, 29–38.

Araripe, P. T. & Feijó, F. (1994) - Bacia Potiguar. *Boletim de Geociências da Petrobras*, 8(1), 127-141.

Baroni, M. A., Teixeira, S. R., Dixon, J. B. & White, G. N. (2006) - Aplicação de programa de análise de imagens na interpretação de fotomicrografias de alta resolução de argilominerais. *Cerâmica*, 52(2), 179-184.

- Bourbié, T., Coussy, O. & Zinsner, B. (1986) - *Acoustic of Porous Media*. Editions Technip, 339 p.
- Cardim, G.P., Silva, E.A. da, Tsuchiya, Ítalo (s.a.) - Desenvolvimento de Algoritmos para Subtração e Análise de Imagens. <http://scholar.google.com.br/citations?user=--L3M50AAAAJ&hl=pt-BR> (consultado em Abril de 2013).
- Civan, F. (2007) - *Reservoir Formation Damage*, Gulf Professional Publishing, 2nd edition, 1136p.
- Coalson, E.B., Hartmann, D.J., & Thomas, J.B. (1990) - *Applied Petrophysics in Exploration and Exploitation*, notes from short course sponsored by Univ. Colo-Denver-
- Coster, M. & Chermant, J. L. (1989) - *Precis d'Analyse d'Images*. Presses du CNRS, Paris.
- Crabtree Jr S., Ehrlich R. & Prince C. (1984) - Evaluation of strategies for segmentation of blue-dyed pores in thin sections of reservoir rocks. *Computer Vision, Graphics, and Image Processing*, 28, 1-18.
- Cuddy, S. J. (2000) - Lithofacies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(4), 319-325.
- Dake, L. P. (1978) - *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier, 437 Op.
- Dias, J. A. (2004) - *A análise sedimentar e o conhecimento dos sistemas marinhos*. 84 p. http://w3.ualg.pt/~jdias/JAD/eb_Sediment.html (consultado em Abril de 2013).
- d'Windt, A. (2007) - Reservoir zonation and permeability estimation: a Bayesian approach. SPWLA 48th Annual Logging Symposium, June 3-6, 12p.
- Ebanks Jr., W. J., Scheihing, M. H. & Atkinson C.D. (1993) - Flow units for reservoir characterization. In: Morton-Thompson D., Woods A.M. (eds.) *Development geology reference manual*. *Am. Ass. Petr. Geol.*, 282-285.
- Ehrlich R., Crabtree S. ., Horkowitz K. O. & Horkowitz J. P. (1991) - Petrography and reservoir physics I: Objective classification of reservoir porosity. *Am. Ass. Petr. Geol. Bull.*, 75(10), 1547-1562.
- Elgagah, S. A., Tiab, D. & Osisanya, S. O. (1998) - Improved Reservoir Description of Shaly Sands Using Conventional Well Log-Derived Data for Flow Units Identification. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*, 25-27 March, Midland, Texas, USA, SPE 39803, 427-440.
- Fernandes, C. P., Bueno, A. D., Maliska Jr., C. R. & Damiani, M. C. (2002) - Escoamento de Flúidos em Estruturas Porosas. *Relatório Técnico do LMPT*, Florianópolis, Brasil, 27 p.

- Funk, J. J., Siddiqui, S., Al-Sardi, A. & Haque, M. A. (1999) - Multi-Scale flow zone determinations. *Int. Symp. Proceed., Society of Core Analysts*, SCA-9959, 11 p.
- Gaspari, H. C., Fernandes, C. P., Philippi, P. C. & Rodrigues, C. R. O. (2004) - Determinação computacional da permeabilidade de rochas reservatório, *Anais do III Congresso Nacional De Engenharia Mecânica*, 8 p.
- Gaspari, H. C. (2006) - *Caracterização de microestruturas porosas a partir da análise de imagens digitais: permeabilidade intrínseca e factor de formação*. Dissertação de Mestrado, Dep. Eng.^a Mecânica, UFSC, Florianópolis, Brasil, 94 p.
- Gesiki, A. L., Sayeg, I. J., Curti, D. K., Boggiani, P. C. & Giannini, P. C. F. (2009) - Determinação quantitativa de parâmetros texturais de arenitos eólicos através de análise de imagens digitais de secções delgadas. *Revista Brasileira de Geociências*, 39(2), 267-275.
- Gomes, J. S., Ribeiro, M. T., Strohmenger, C. J., Negahban, S. & Kalam, M. Z. (2008) - Carbonate reservoir rock typing the link between geology and SCAL. *SPE*, 118284, 14 p.
- Gonzalez, R. C. & Woods, R. E. (2008) - *Digital Image Processing*, Prentice Hall, 3^a ed., Upper Saddle River, NJ.
- Grim, R. E. & Rowland, R. A. (1942) - Differential thermal analysis of clay minerals and other hydrous materials. Part 1. *American Mineralogist*, 27(11), 746-760.
- Grim, R. E. & Rowland, R. A. (1942) - Differential thermal analysis of clay minerals and other hydrous materials. Part 2. *American Mineralogist*, 27(12), 801-818.
- Guerreiro, L., Almeida, J. A. & Soares, A. (1998) - Permeability Simulation in Poor Sampling Conditions. *Proceedings of the 8th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, SPE paper 49451.
- Kadkhodaie-Illkhchi, A. & Amini, A. (2009) - A fuzzy logic approach to estimating hydraulic flow units from well log data: a case study from the Ahwaz oilfield, south Iran. *Journal of Petroleum Geology*, 32, 67-78.
- Kahn J. S. (1956) - The analysis and distribution of the properties of packing in sand-size sediments. *Jour. Geology*, 64, 385-395.
- Neasham, J. W. (1977) - The morphology of dispersed clay in sandstone reservoir and its effect on sandstone shaliness, pore space, and fluid flow properties: *Proceeding of The SPE Annual Meeting*, 9-12October, SPE paper 6858.
- Nelson, R. A. (1985) – *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Publishing Company Book Division.

Neves, S. C. M, & Pelaes, E. G. (2001) - Estudo e Implementação de Técnicas de segmentação de Imagens. *Revista Virtual de Iniciação Acadêmica da UFPA*, Brasil, 1(2) 1-11.

North, F. K. (1985) - *Petroleum Geology*. Allen & Unwin, London, 607 p.

Perez, H. H. & Datta-Gupta, A. (2003) - The role of electrofacies, litofacies, and hydraulic units in permeability prediction from well logs: A comparative analysis using classification trees. *Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, SPE paper 84301.

Silva, A. C., Pereira, H.G., Soares, A., Almeida, J. A. & Guterres, A. (1993) – A new approach for permeability classes simulation in undersampled oil reservoirs. In: A. Soares (ed), *Geostatistics Troia'92*, *Kluwer Academic Publishers*, Dordrecht, 1: 339-350.

Silva, A. C., Soares, A., Almeida, J. A., Ramos, L. & Carvalho, J. (1997) - A multi-step approach for modelling oil reservoir lithologies and petrophysical attributes based on the integration of geostatistics and geology, In E.Y. Baafi and N.A. Schofield editors, *Geostatistics Wollongong'96*, *Kluwer Academic Publishers*, Dordrecht, 1: 327-338.

Svirsky, D., Ryazanov, A., Pankov, M., Yukos, E. P., Patrick, W. M., Corbett, Heriot-Watt U., Posysoev, A., Tomsk Polytechnic U. (2004) - Hydraulic flow units resolve reservoir description challenges in a Siberian oil field. *Asia Pacific Conf. on Inte. Mod. for Asset Manag.*, Kuala Lumpur, Malaysia, SPE paper 87056.

Torres, H. A., Aguayo, H. C., Leal, M. M., Monjaras, J. B., Pacheco, E. & Matínez, E. (2010) - Anisotropic and Petrophysics of a Gas Reservoir in a Horizontal Well with a High-Angle Pilot Well; Burgos Basin, México. *AAPG International Conference and Exhibition*, Rio de Janeiro, Brasil.

Vasconcelos, E. P., Lima Neto, F. F. & Roos, S. (1990) - Unidades de correlação da Formação Anabela. In: *Anais Congresso Brasileiro de Geologia*, Natal, 36, 227-240.

Vasquez, G. F. (2011) - Conceitos Iniciais de Física de Rochas para Calibração Rocha-Perfil-Sísmica- Módulo I, Universidade Petrobras, Rio de Janeiro, Brasil.

Verdin, C.T. (2000) - Petrophysics Course Notes.

Wilson, M. D. & Pittman, E. D. (1977) - Authigenic Clays in Sandstones- Recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis. *Journal of Sedimentary Research*, 47(1), 3-31.

Webgrafia

http://prope.unesp.br/xxi_cic/27_34514247898.pdf, Cardim, G. P.; da Silva, E. A. & Tsuchiya, I.. Desenvolvimento de Algoritmo para Subtração e Análise de Imagens Digitais.

ANEXOS

ANEXO 1 – Camadas de informação separadas em MATLAB®

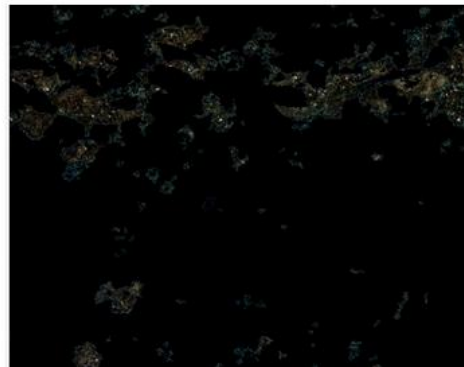
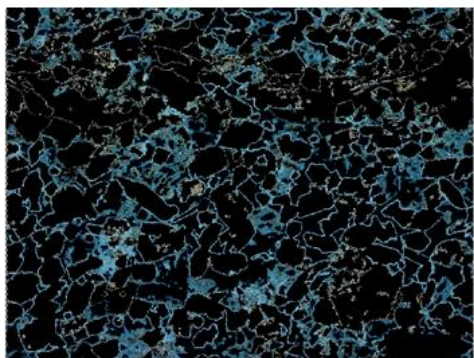
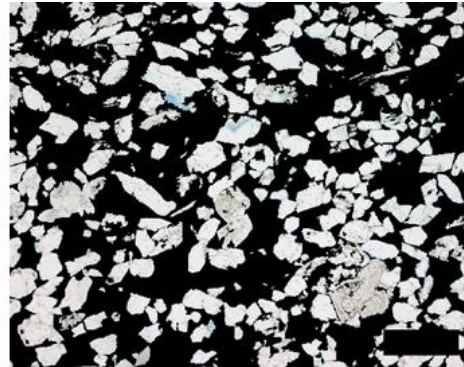
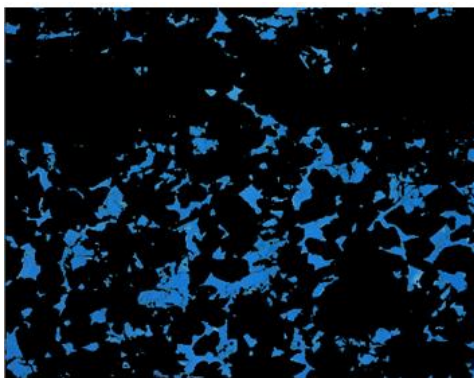
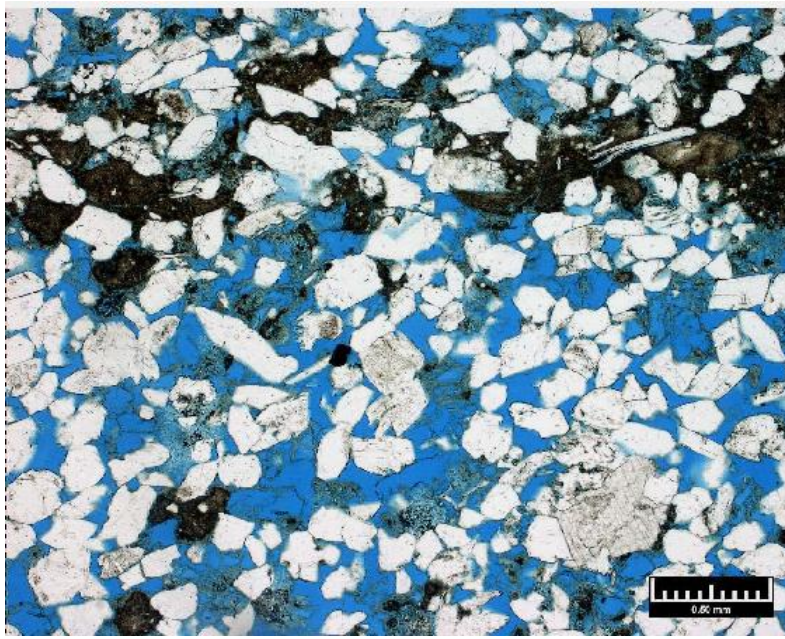
ANEXO 2 – Análise e descrição petrográfica

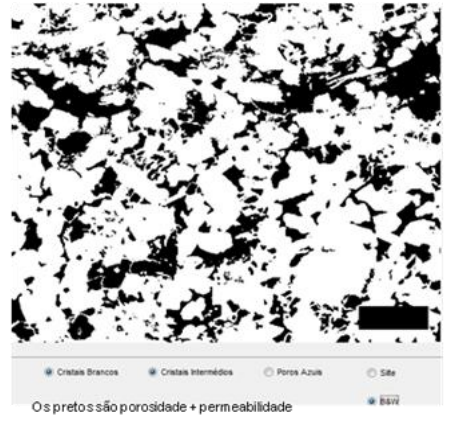
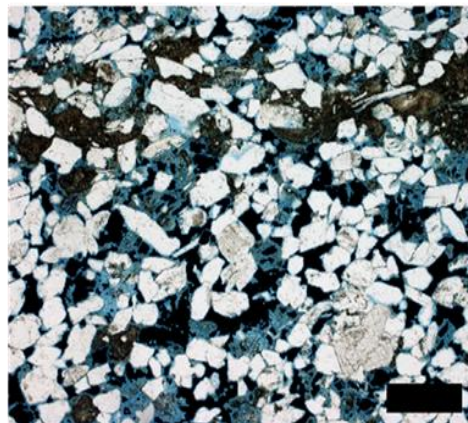
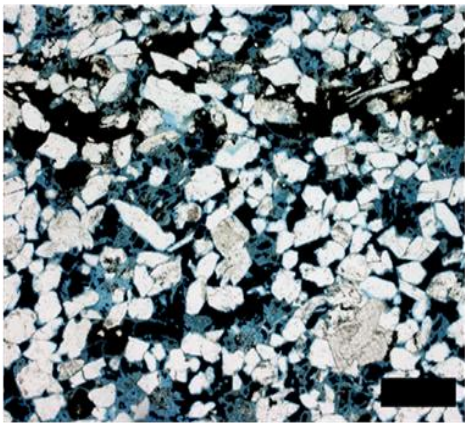
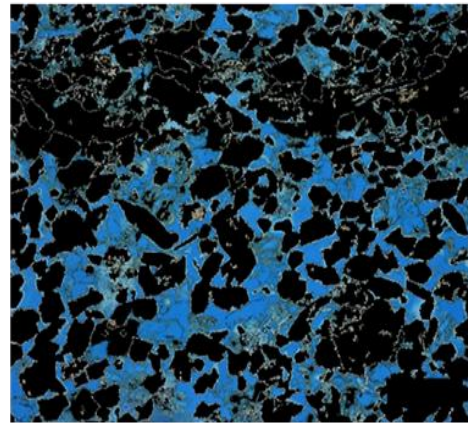
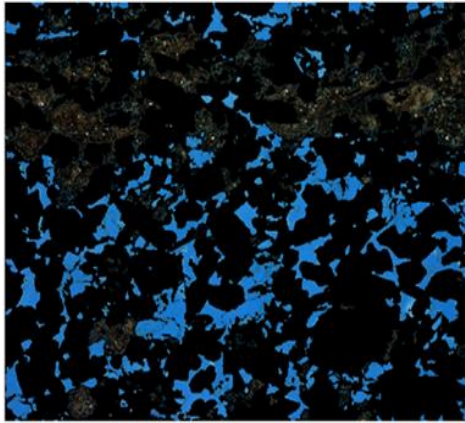
ANEXO 3 – Análise sequencial de testemunhos

ANEXO 1

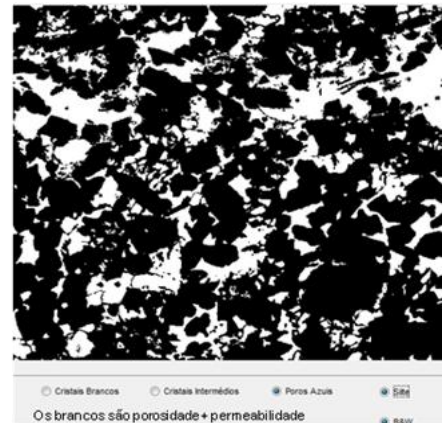
Layers separadas em MatLab

Amostra: 279

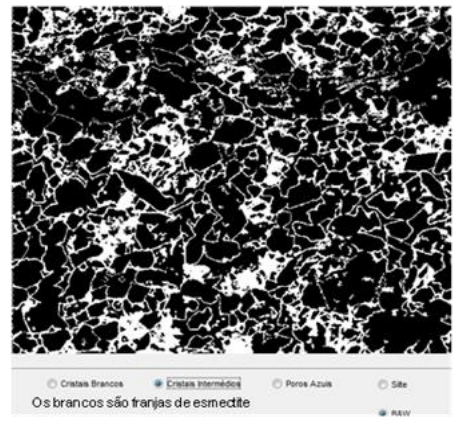




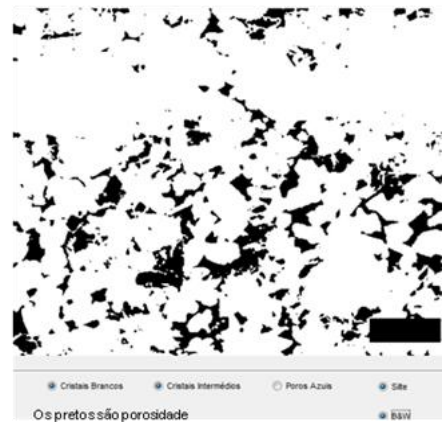
Os pretos são porosidade + permeabilidade



Os brancos são porosidade + permeabilidade

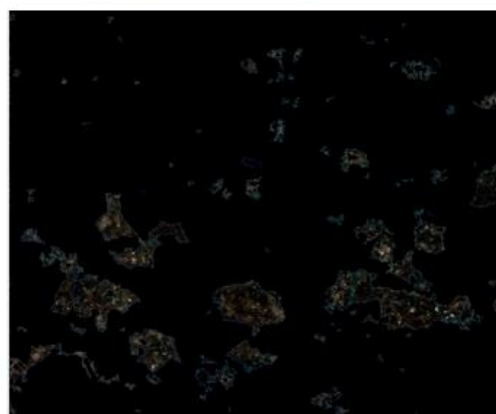
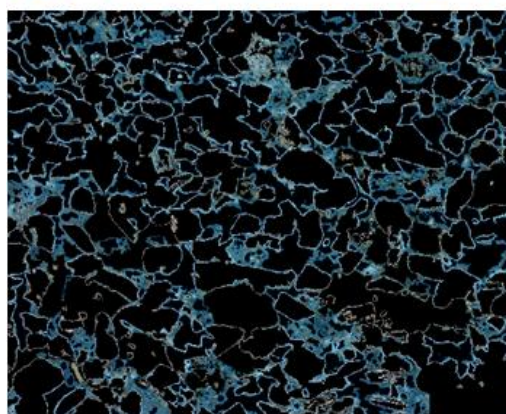
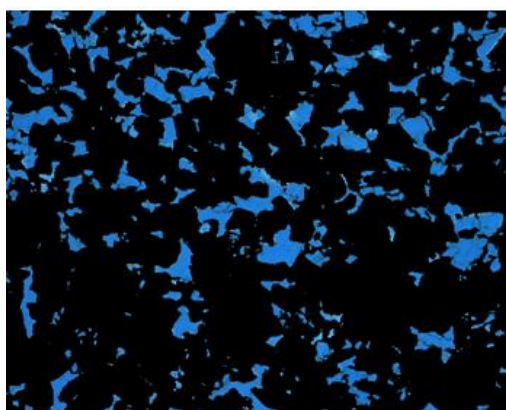
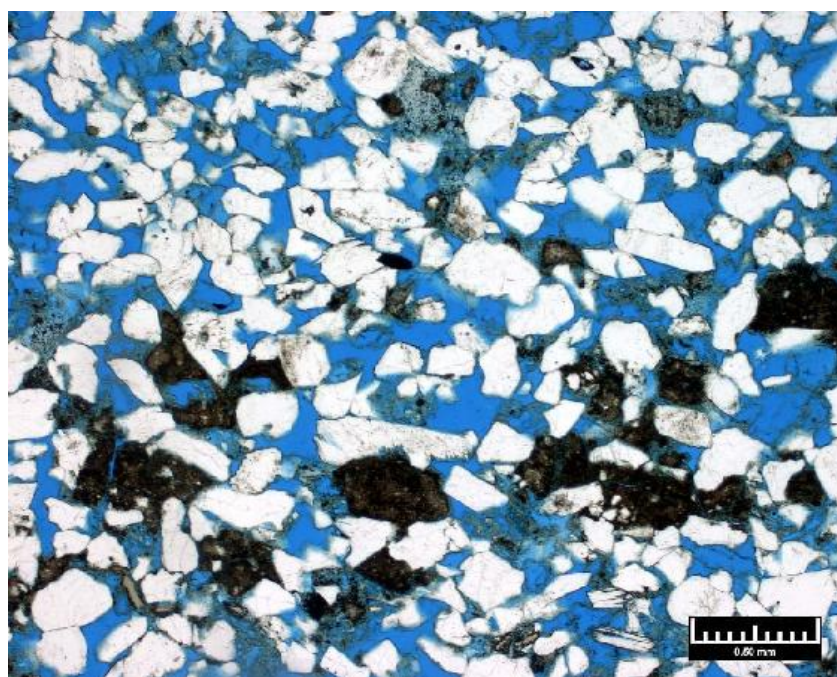


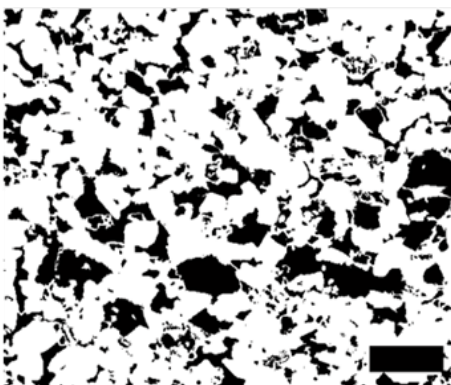
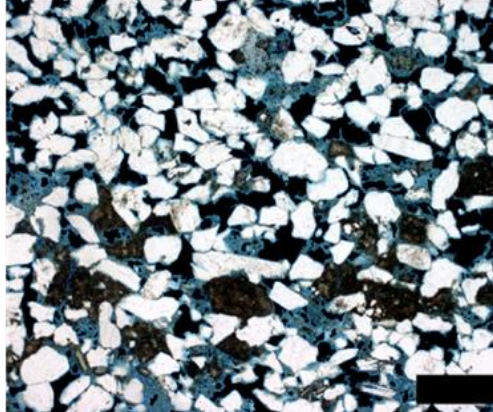
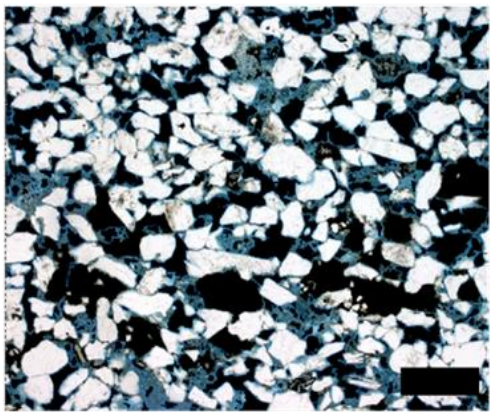
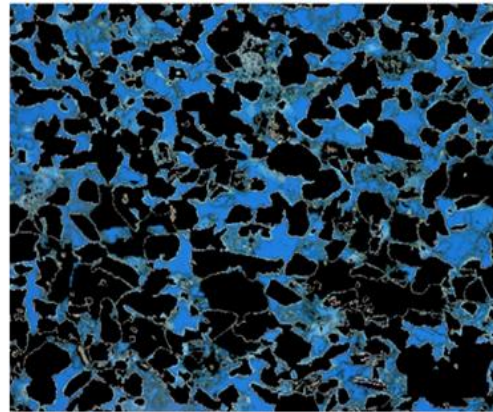
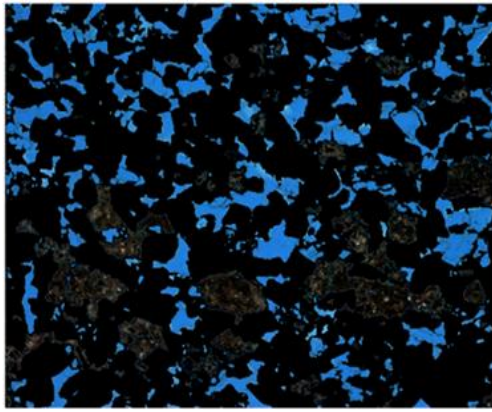
Os brancos são franjas de esmectite



Os pretos são porosidade

Amostra: 280_70

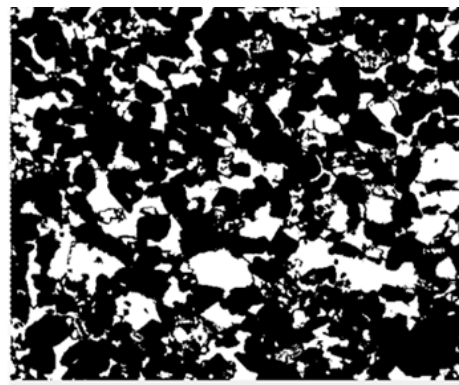




Cristais Brancos
 Cristais Intermediados
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade

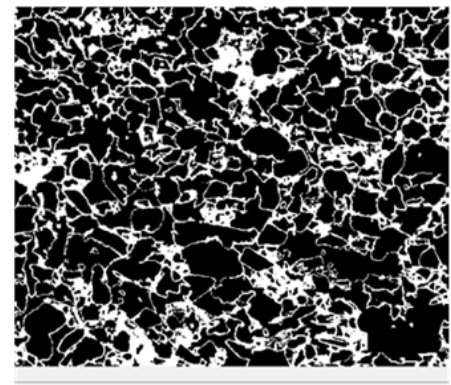
BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediados
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

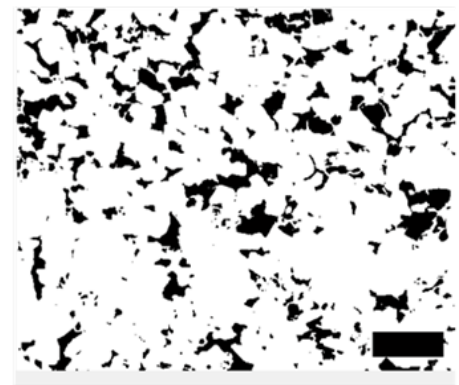
BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediados
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

BSW

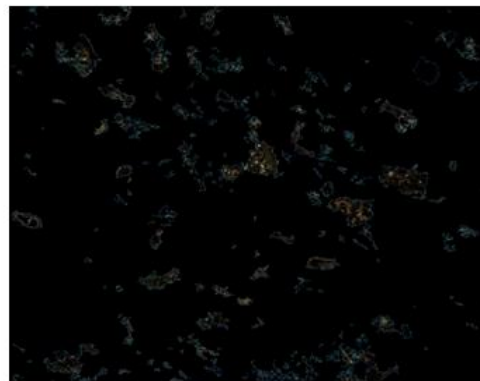
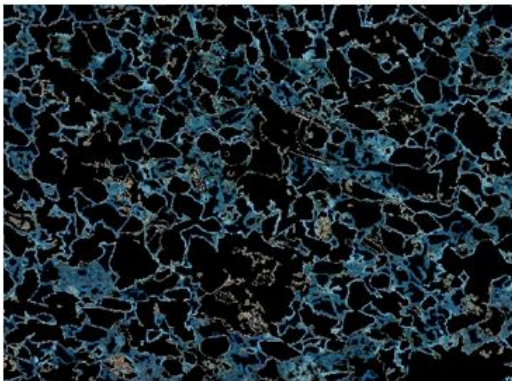
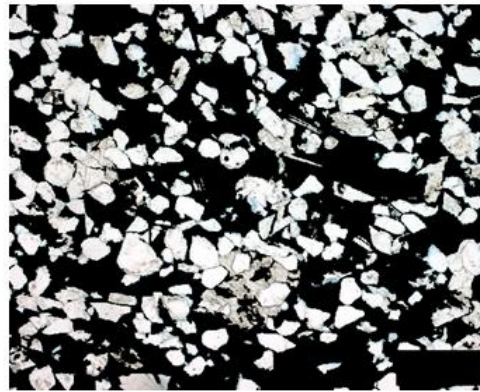
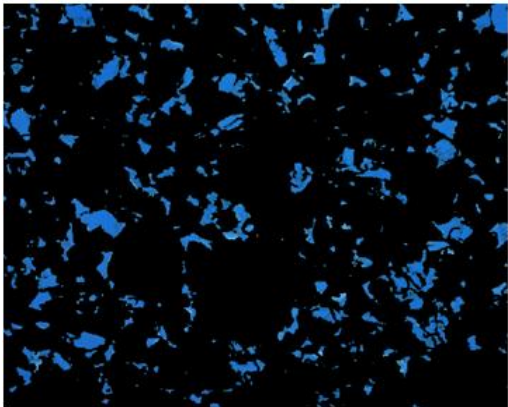
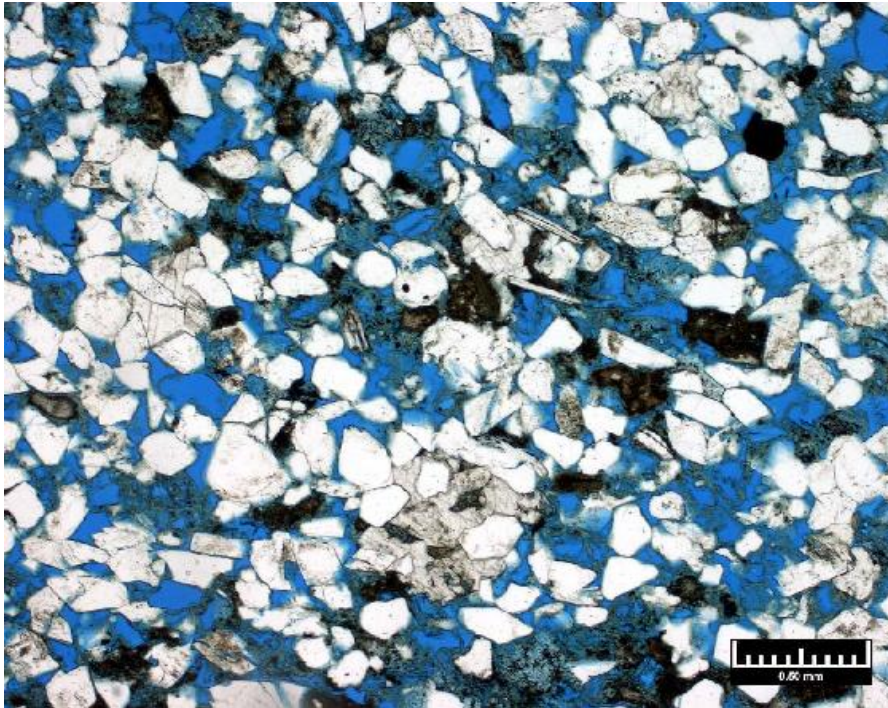


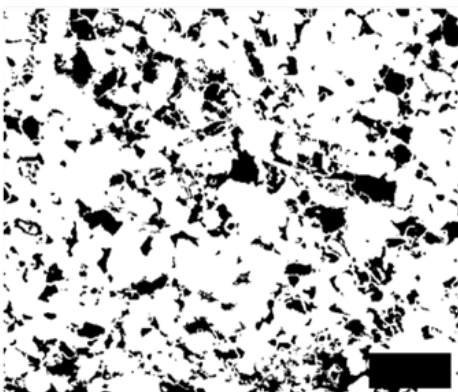
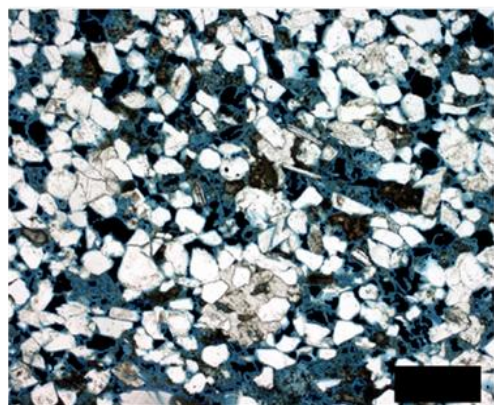
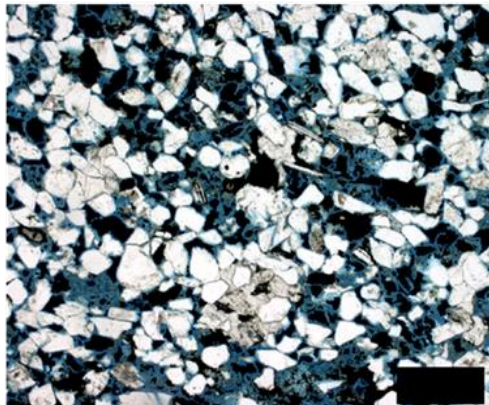
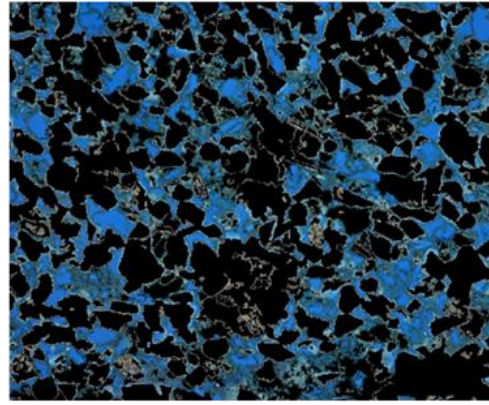
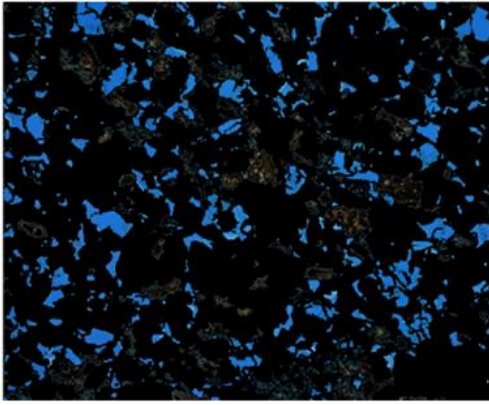
Cristais Brancos
 Cristais Intermediados
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

BSW

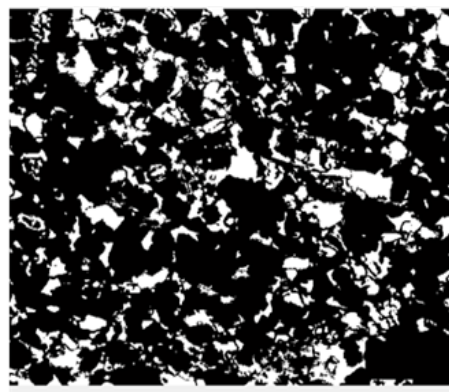
Amostra: 282_43





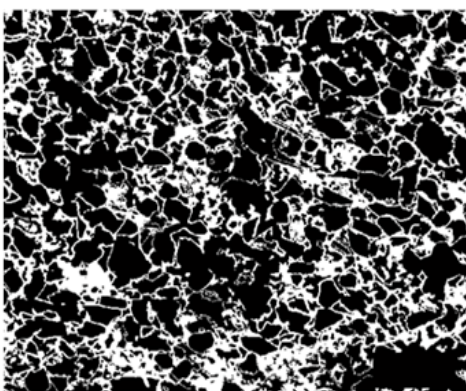
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade



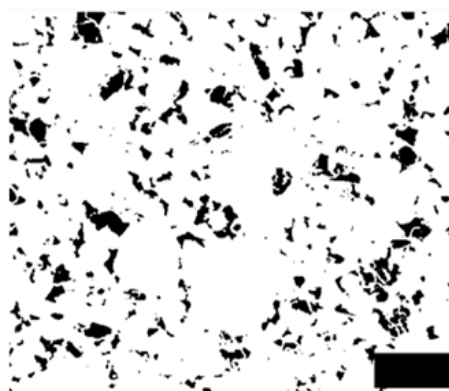
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

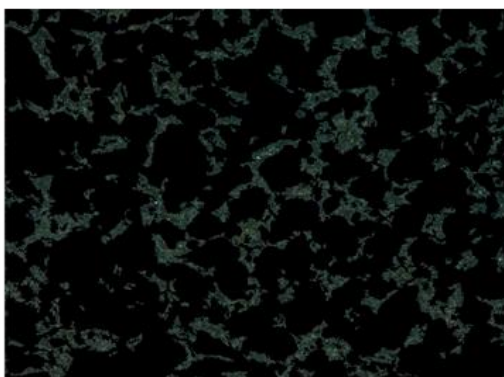
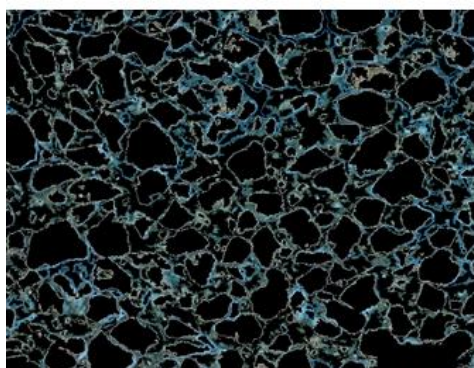
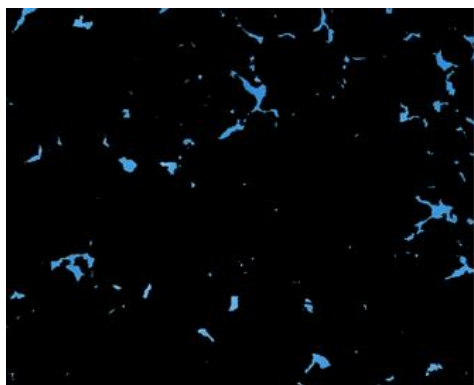
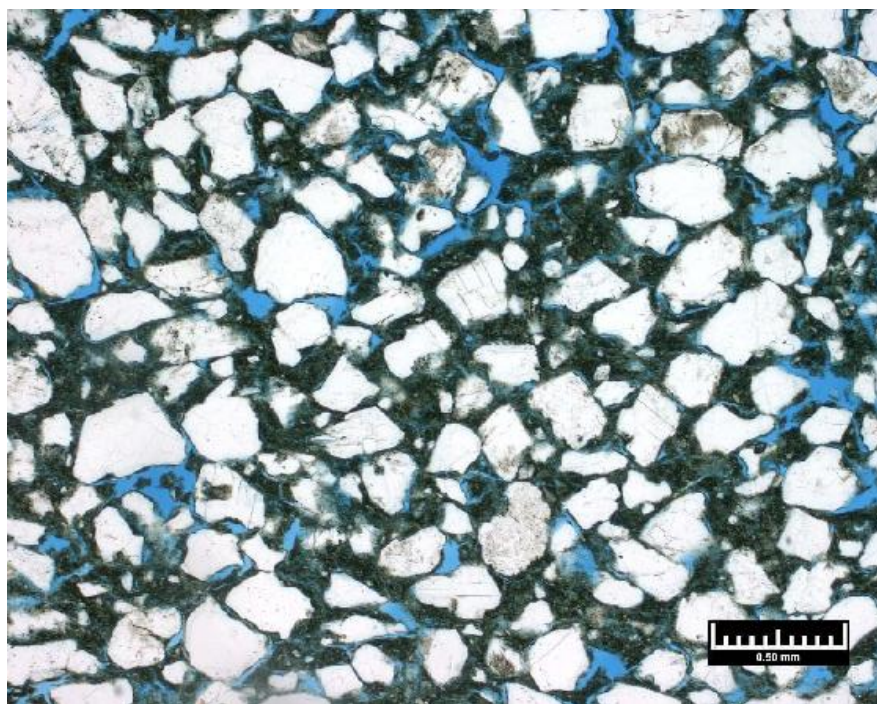
Os brancos são franjas de esmectite

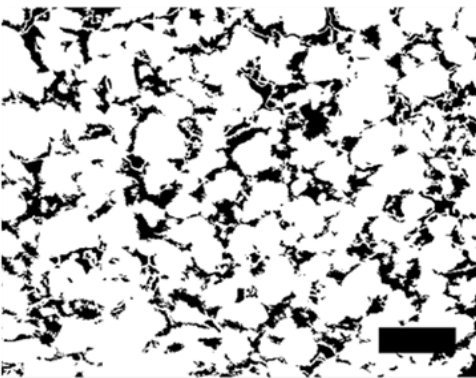
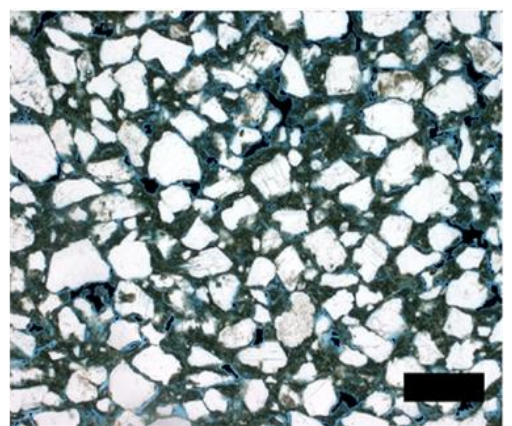
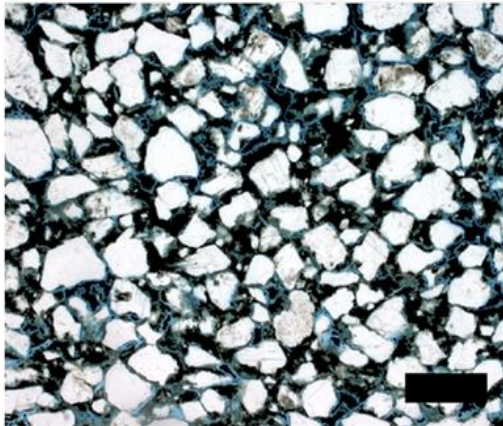
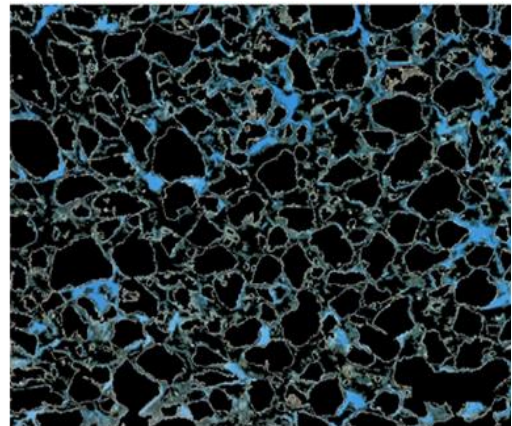
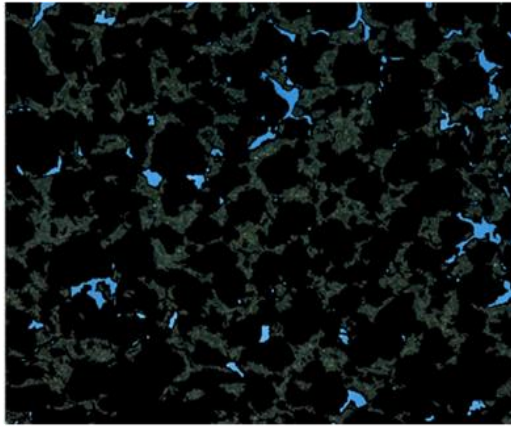


Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

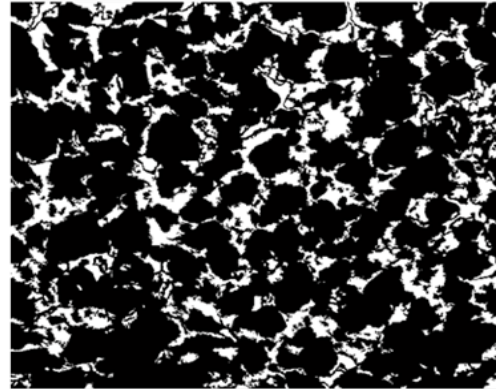
Os pretos são porosidade

Amostra: 289_07

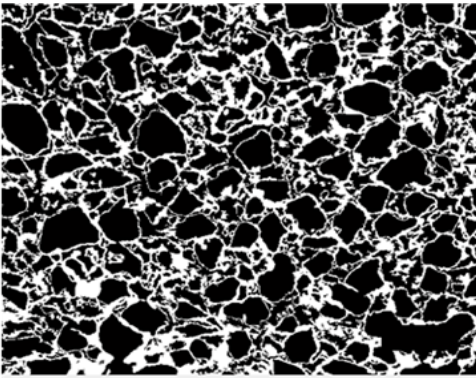




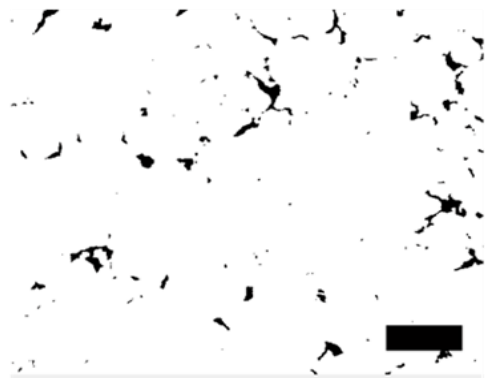
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os pretos são porosidade + permeabilidade B&W



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os brancos são porosidade + permeabilidade B&W

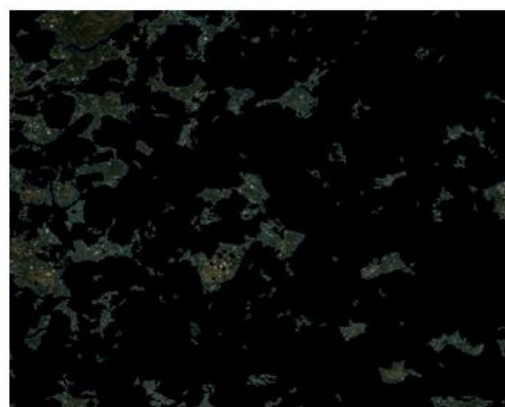
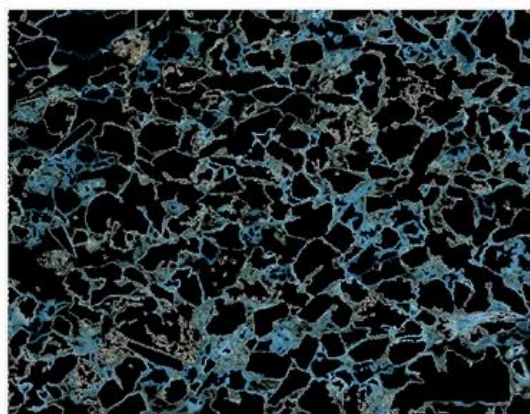
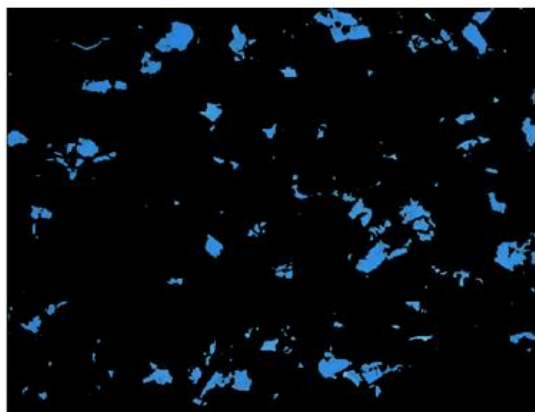
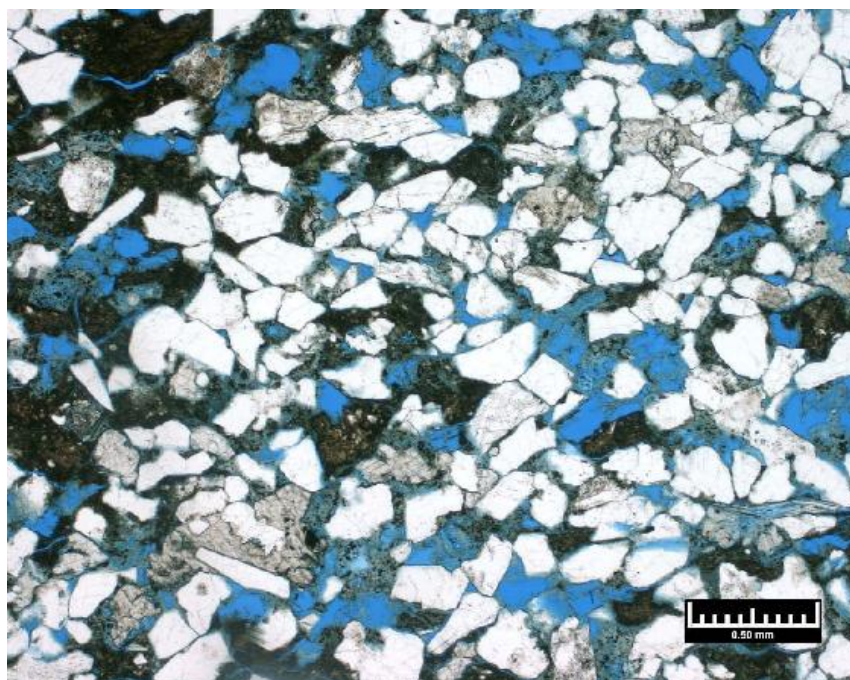


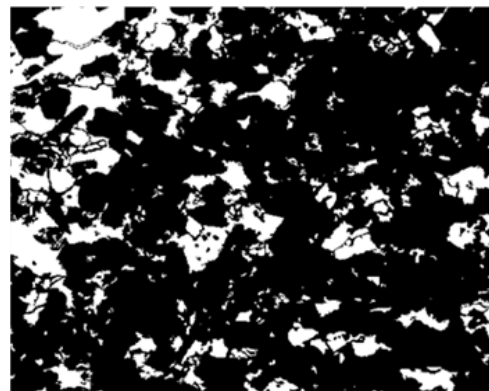
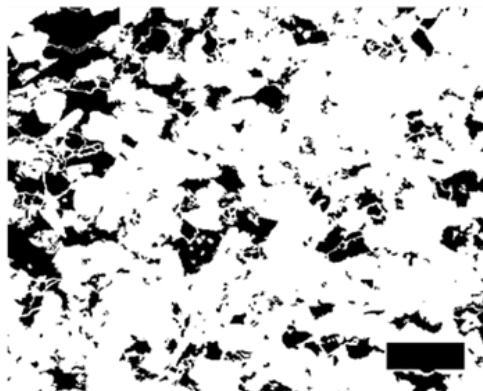
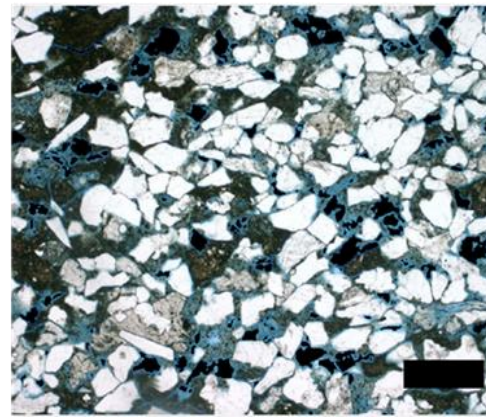
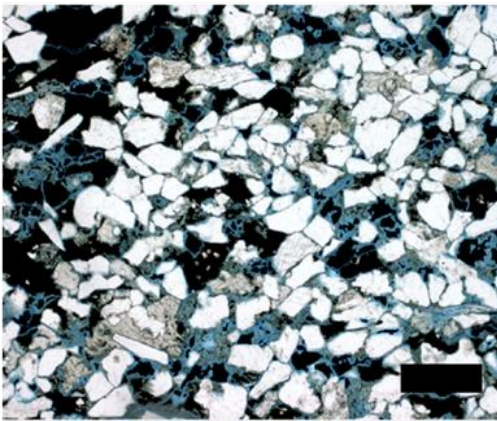
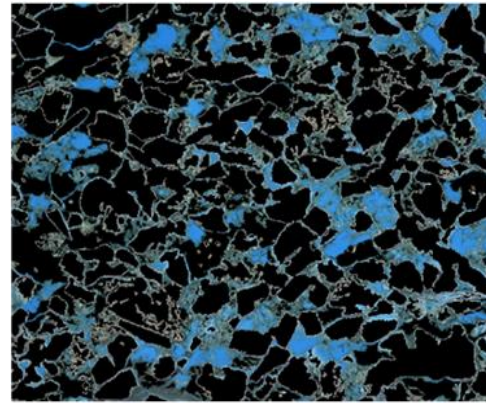
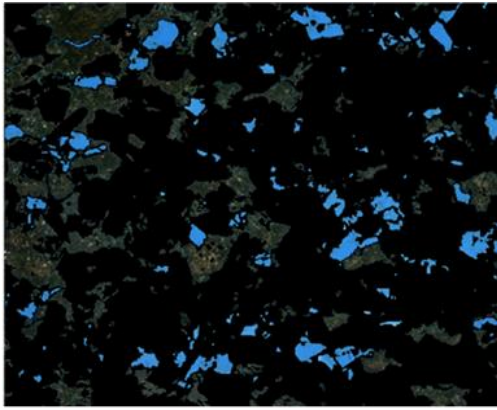
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os brancos são franjas de esmedite B&W



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os pretos são porosidade B&W

Amostra: 290_07





Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

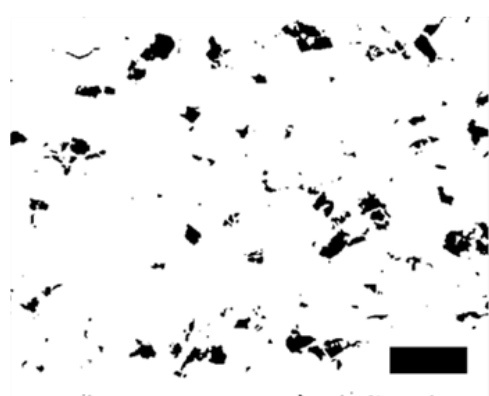
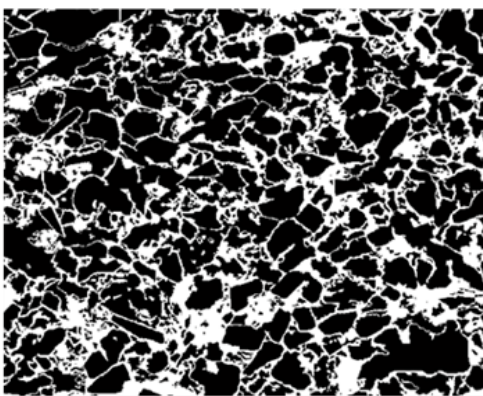
Os pretos são porosidade + permeabilidade

B&W

Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

B&W



Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

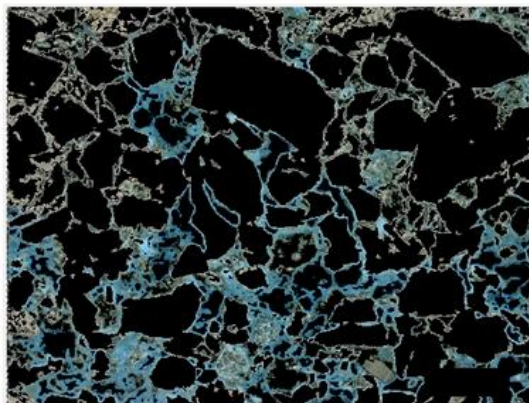
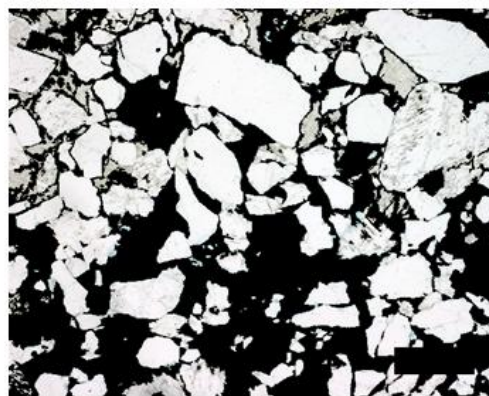
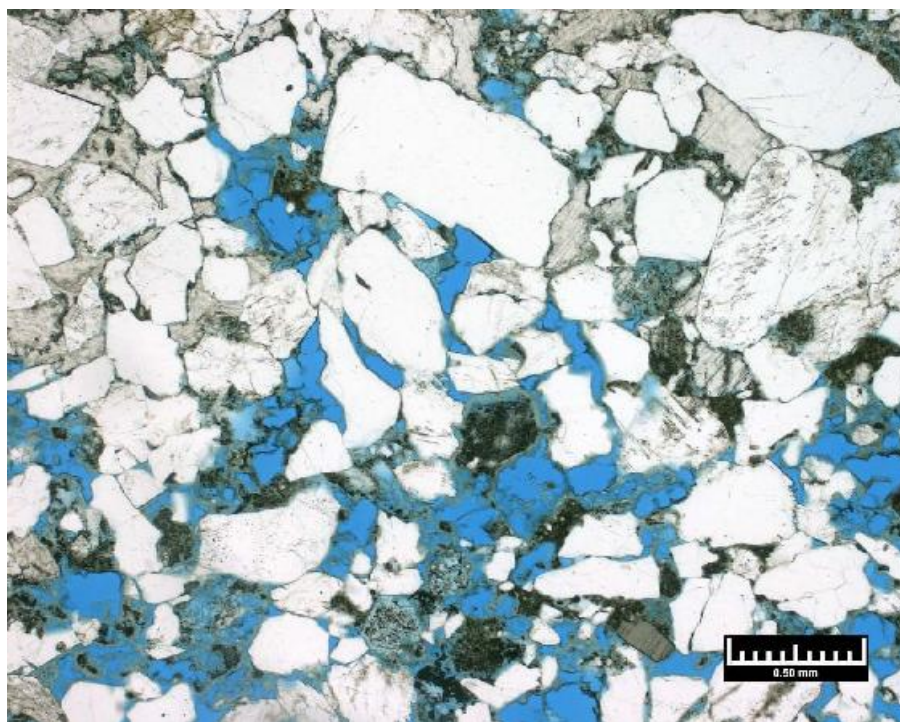
B&W

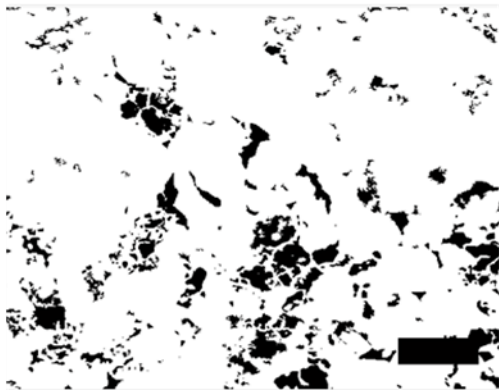
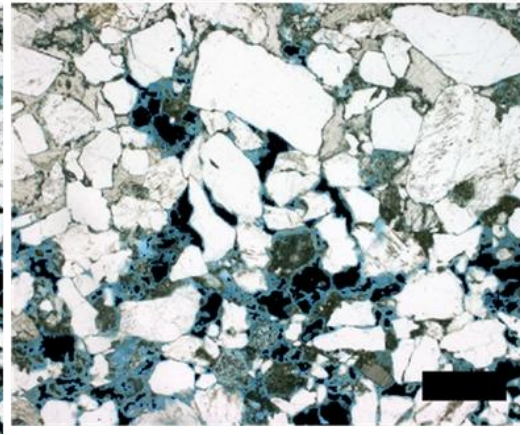
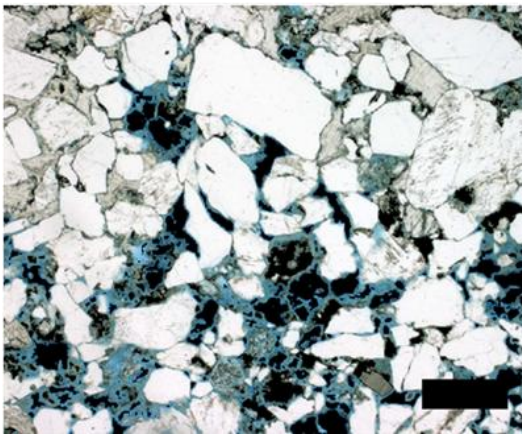
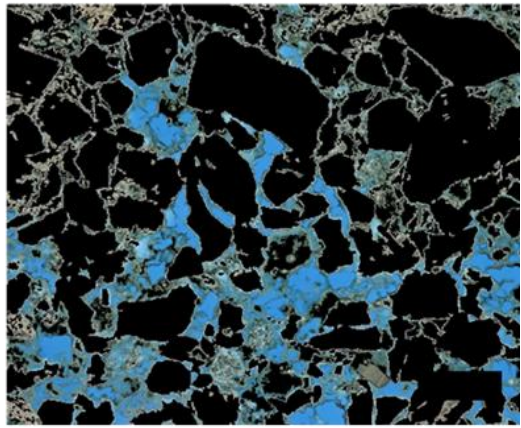
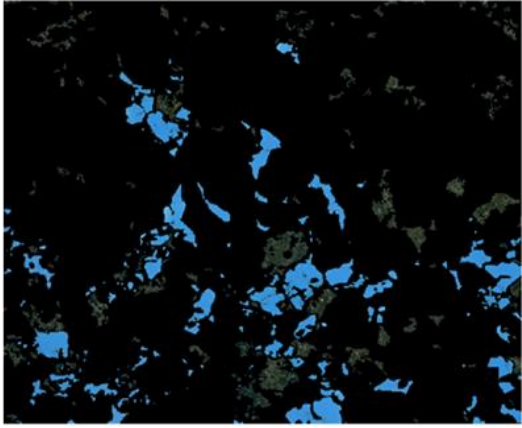
Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

B&W

Amostra: 290_87

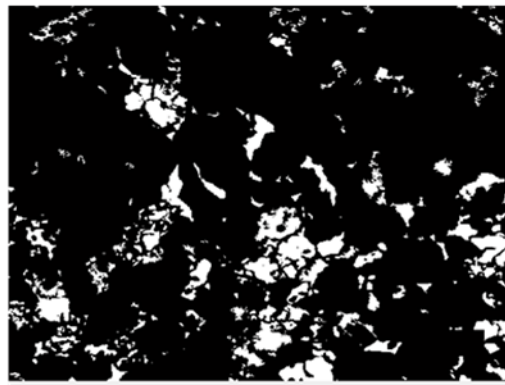




Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade

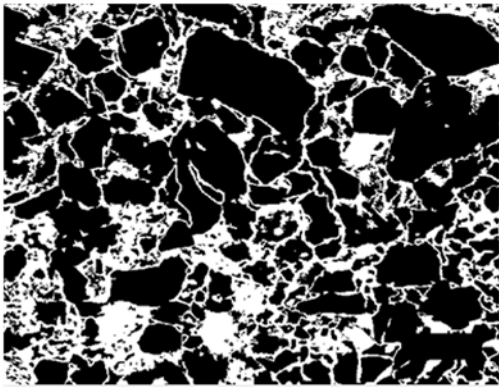
B&W



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

B&W



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

Os brancos são franjas de esmedite

B&W

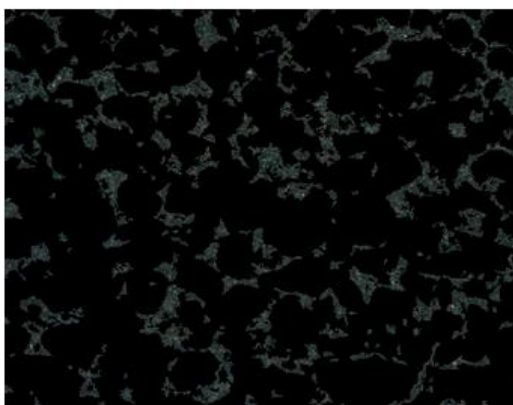
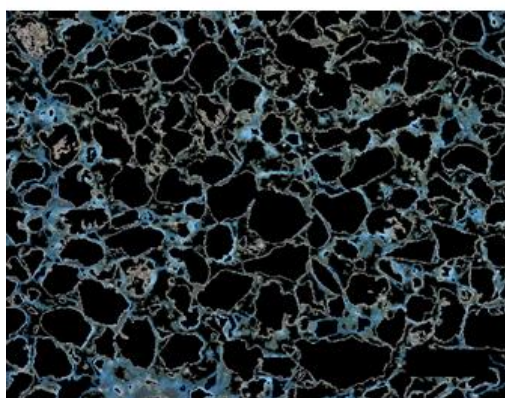
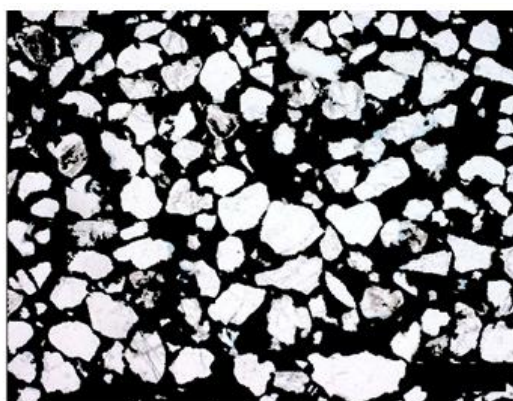
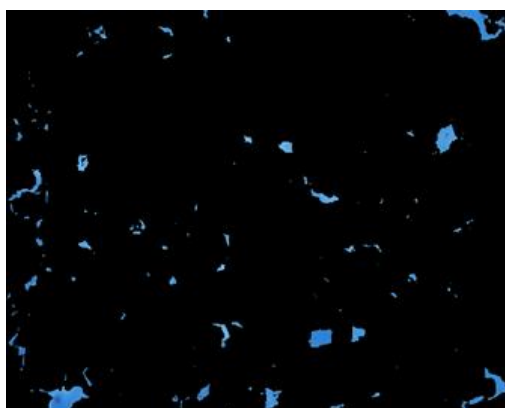
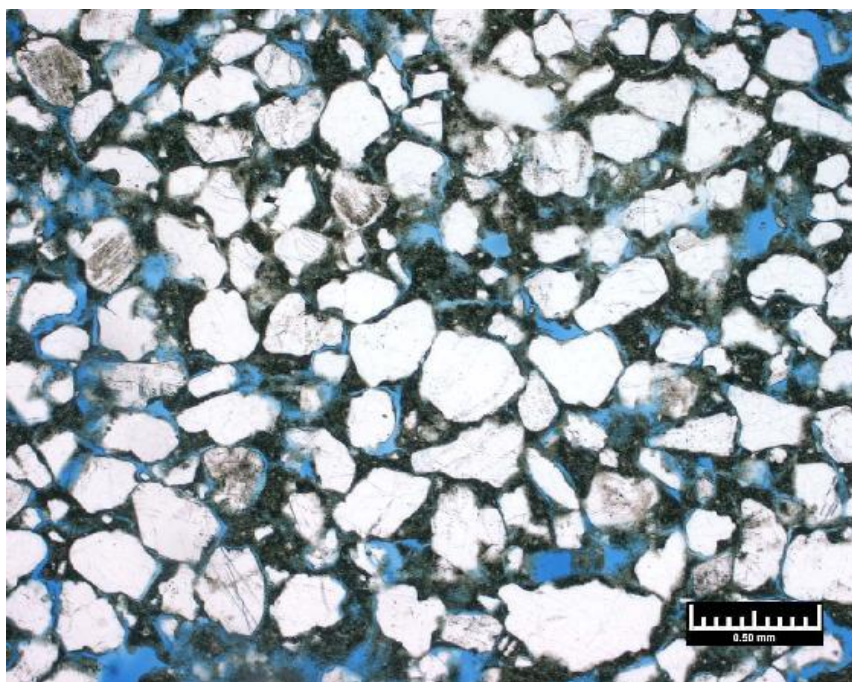


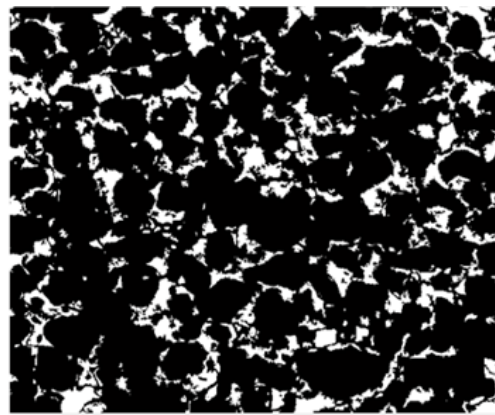
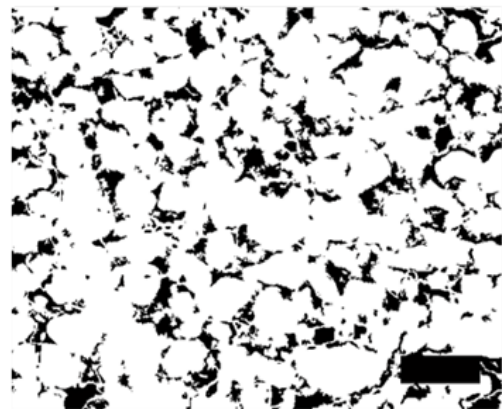
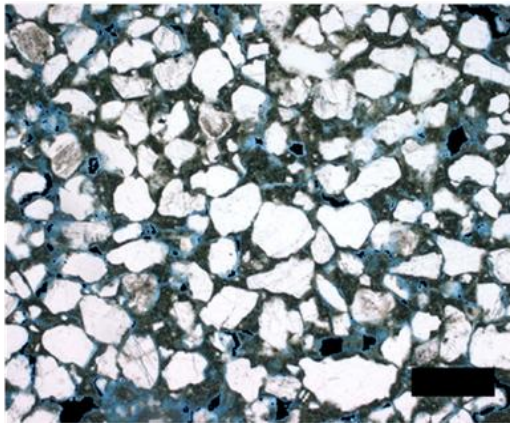
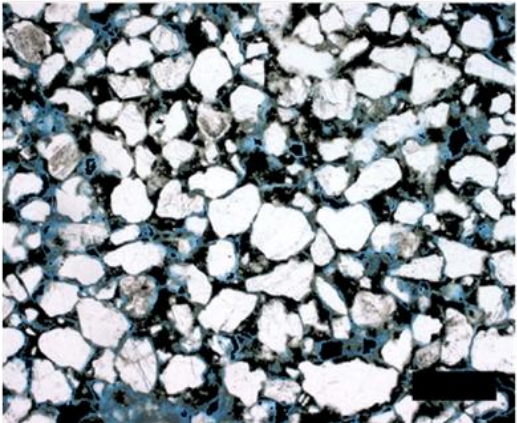
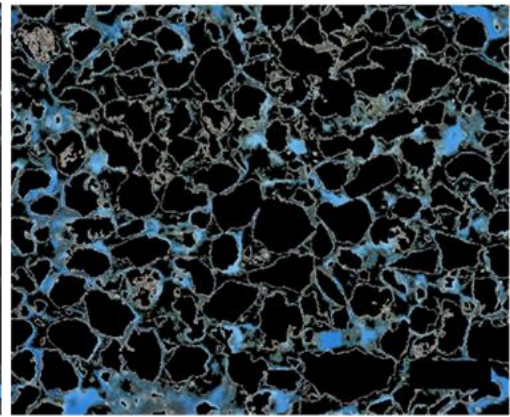
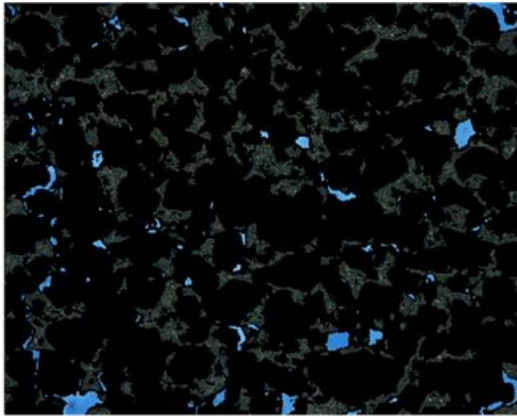
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site

Os pretos são porosidade

B&W

Amostra: 291_57





Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

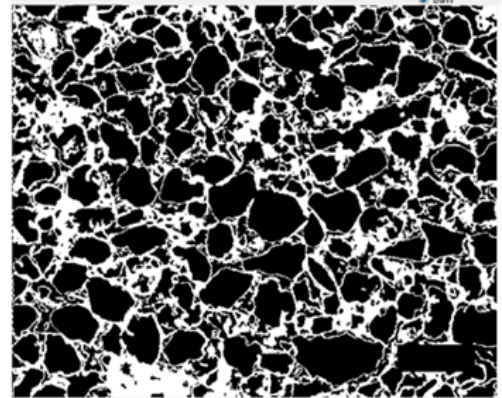
Os pretos são porosidade + permeabilidade

B&W

Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

B&W



Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

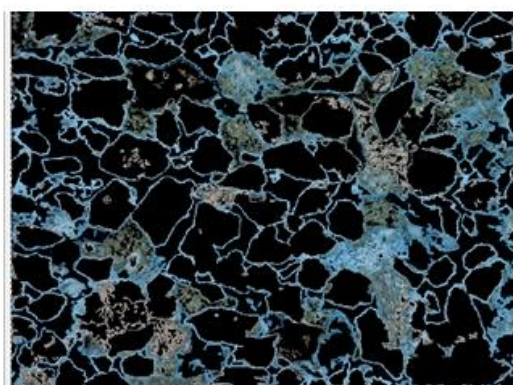
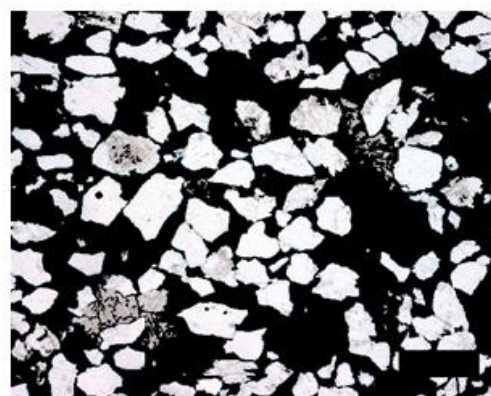
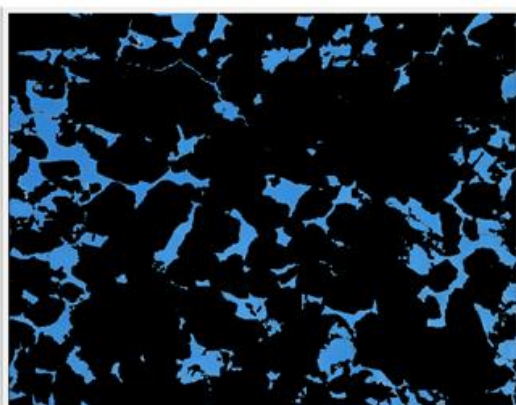
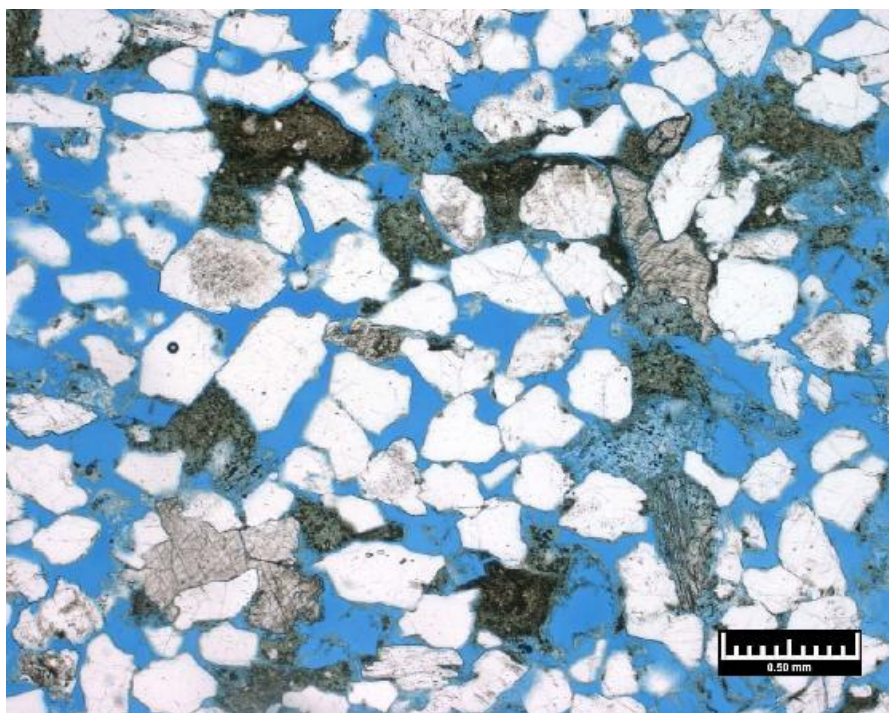
B&W

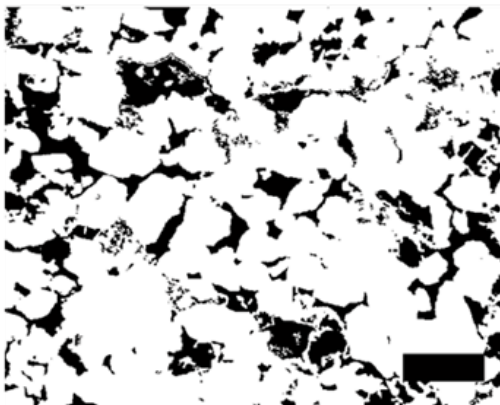
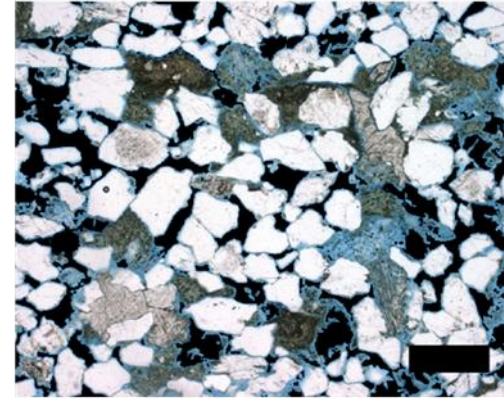
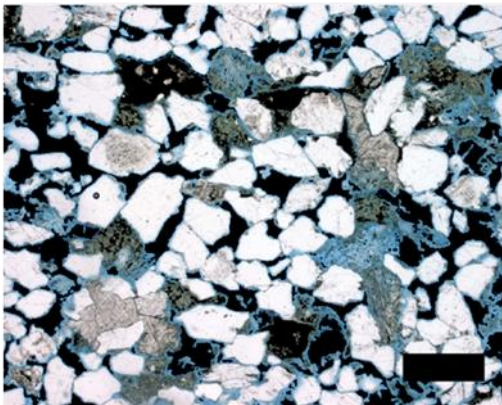
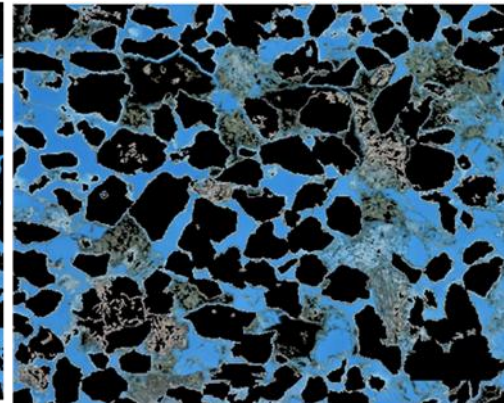
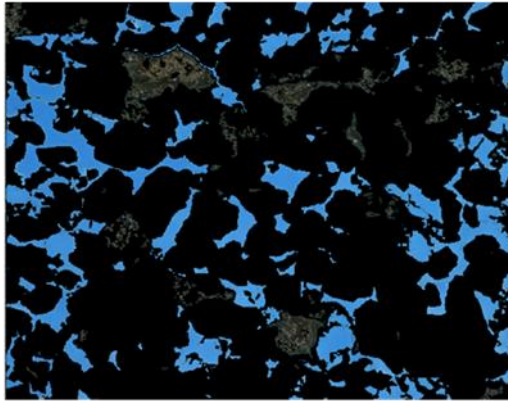
Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

B&W

Amostra: 291_91

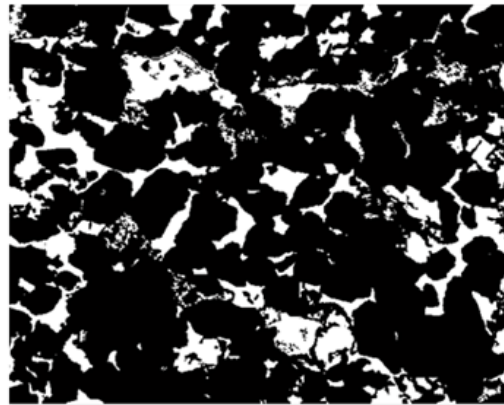




Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade

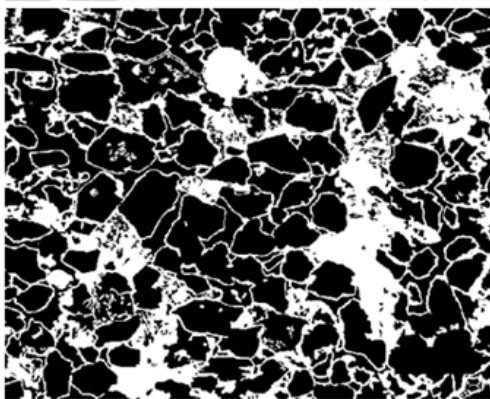
BSV



Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

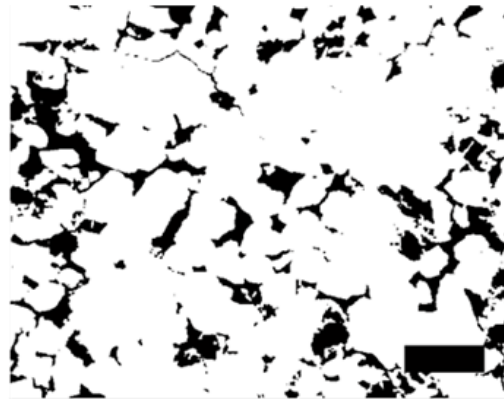
BSV



Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

BSV

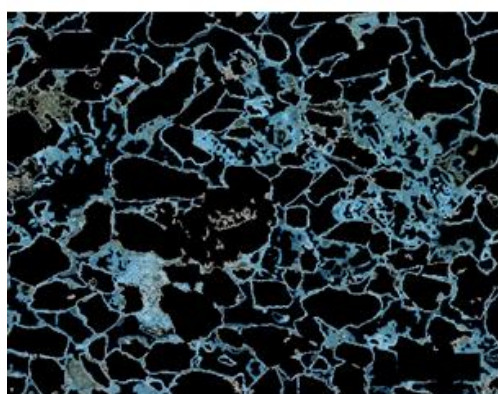
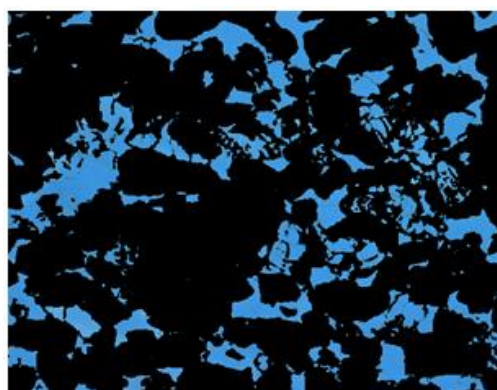
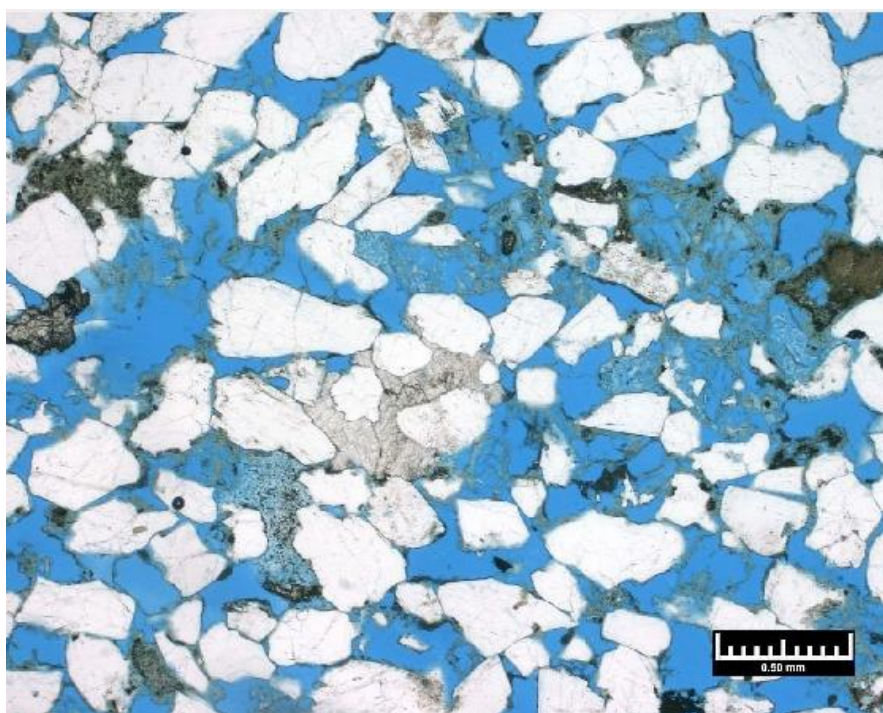


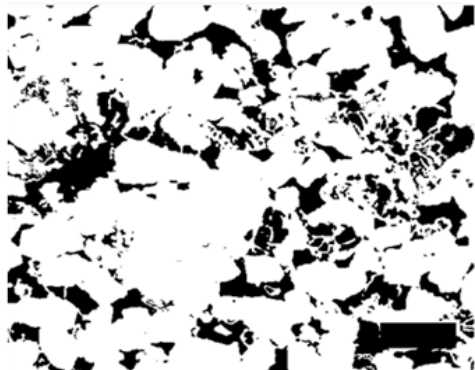
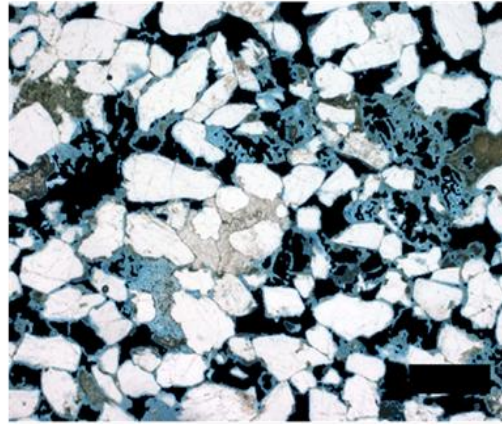
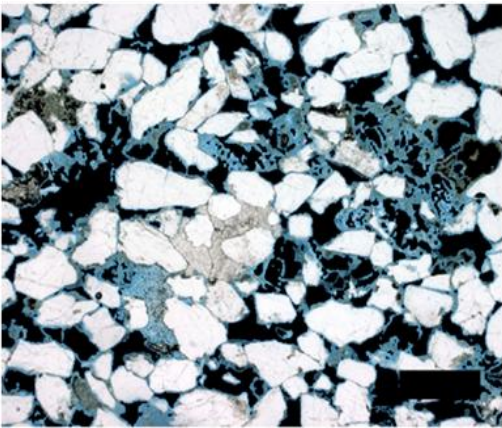
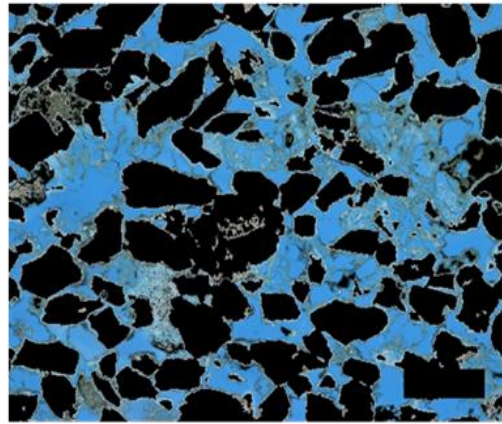
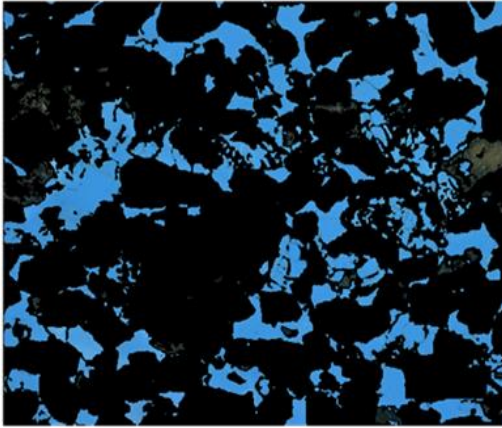
Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

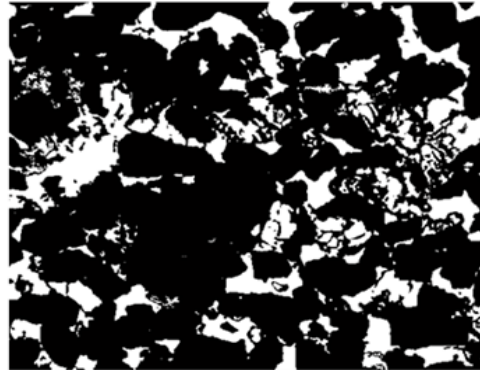
BSV

Amostra: 292_36

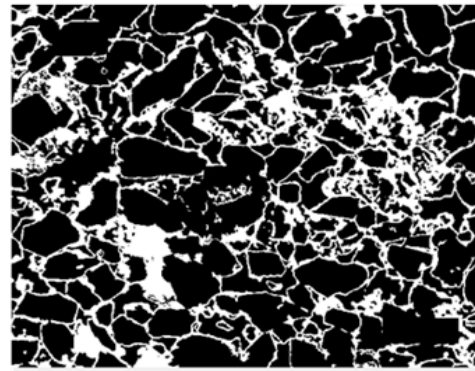




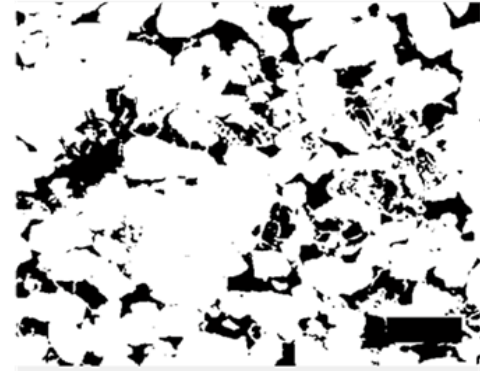
Cristais Brancos Cristais Intermediós Poros Azuis Site
Os pretos são porosidade + permeabilidade B&W



Cristais Brancos Cristais Intermediós Poros Azuis Site
Os brancos são porosidade + permeabilidade B&W

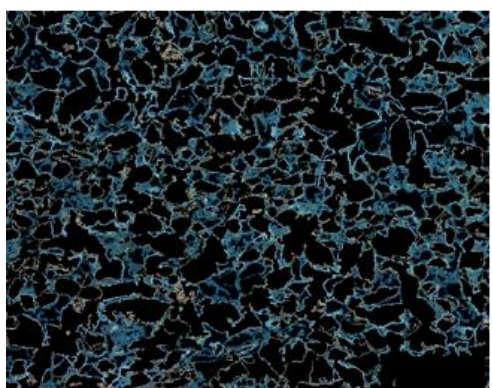
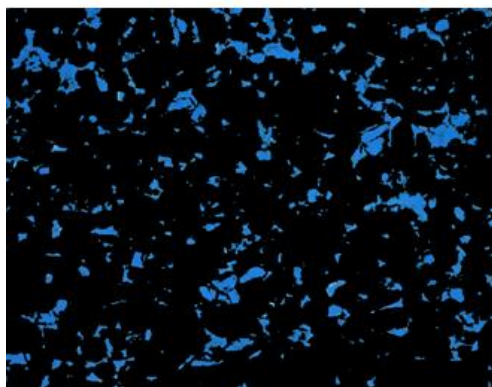
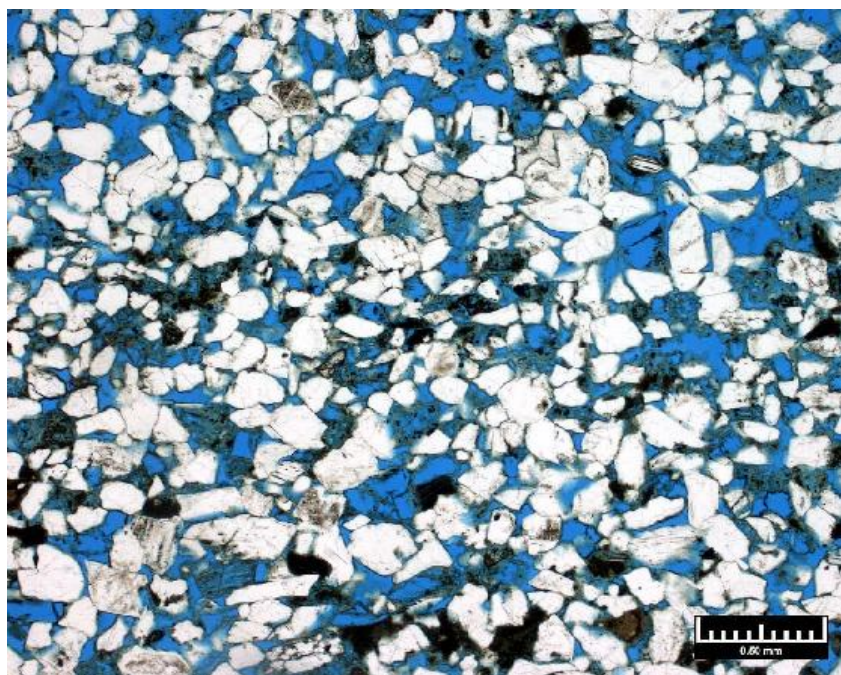


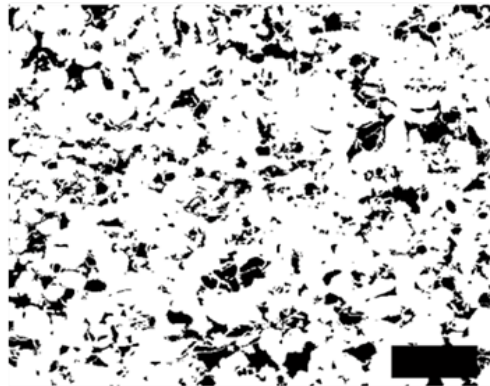
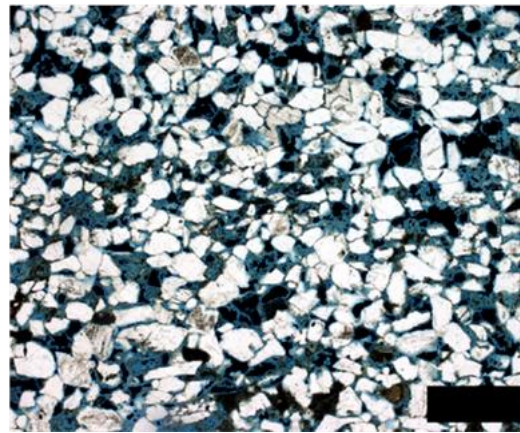
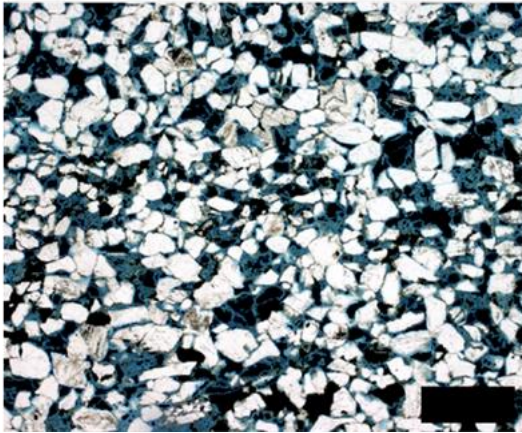
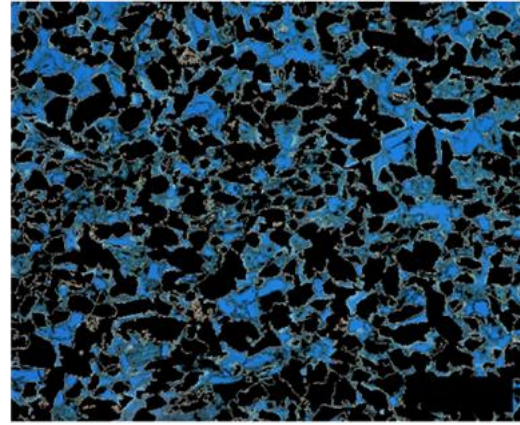
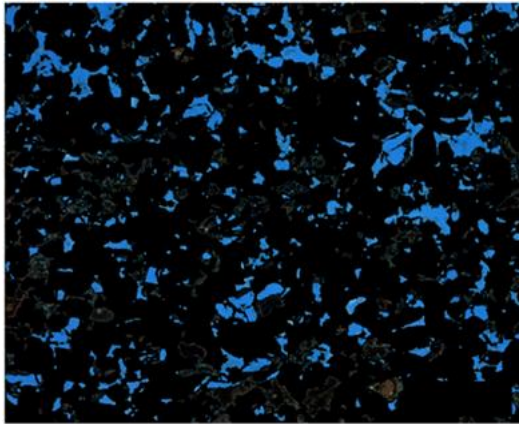
Cristais Brancos Cristais Intermediós Poros Azuis Site
Os brancos são franjas de esmedite B&W



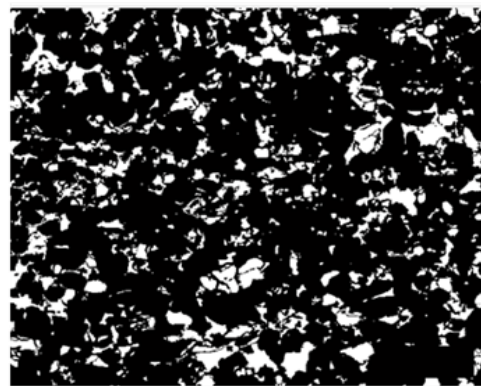
Cristais Brancos Cristais Intermediós Poros Azuis Site
Os pretos são porosidade B&W

Amostra: 303_07

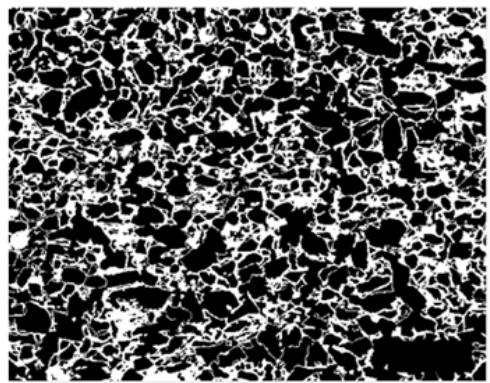




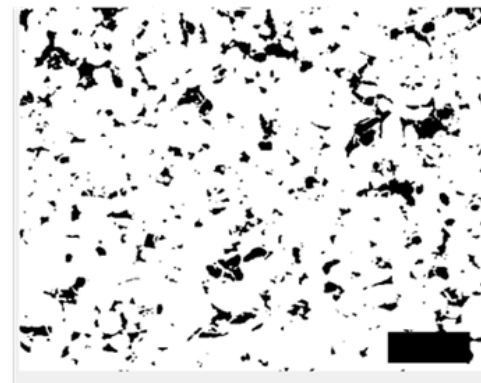
Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site
 Os pretos são porosidade + permeabilidade
 BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site
 Os brancos são porosidade + permeabilidade
 BSW

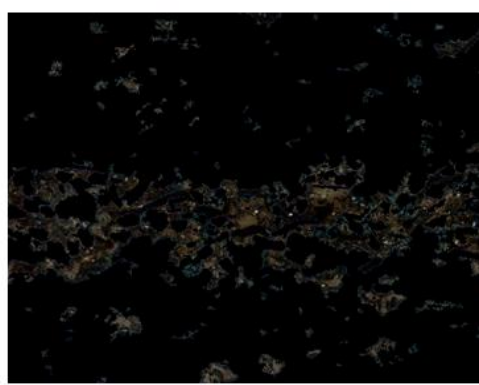
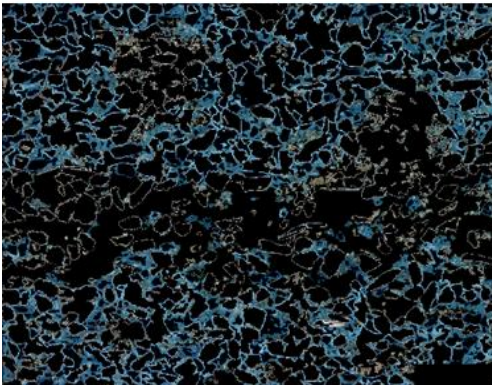
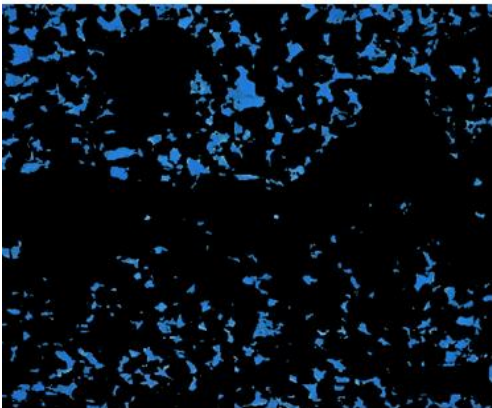
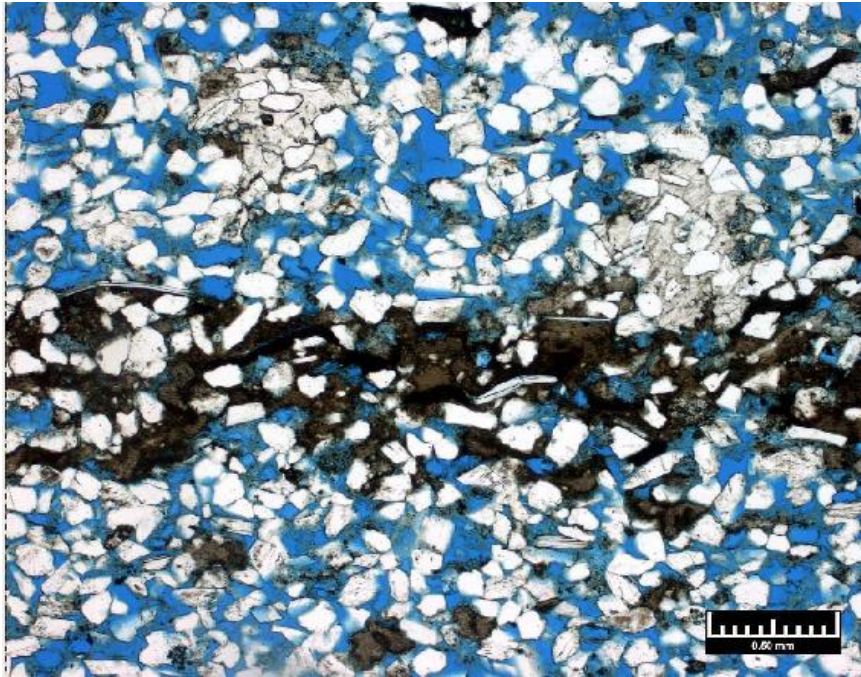


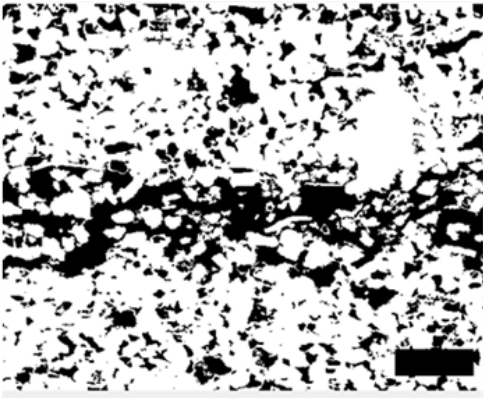
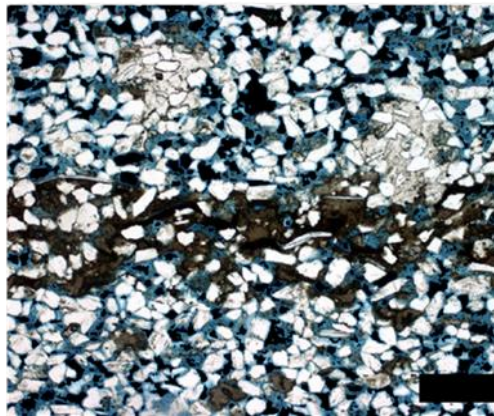
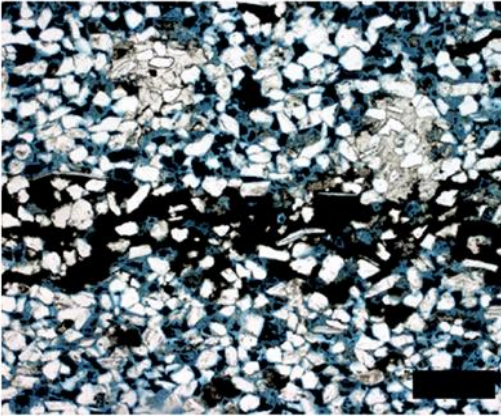
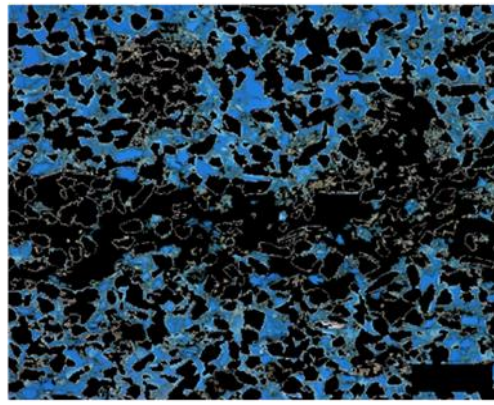
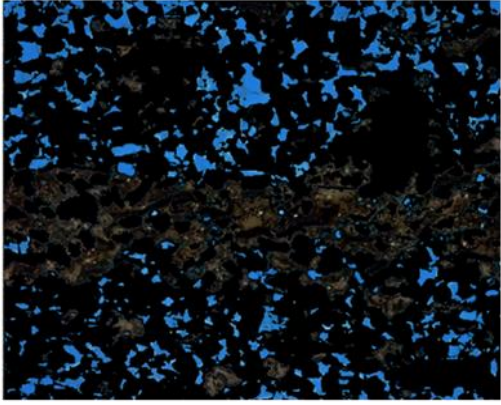
Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site
 Os brancos são franjas de esmectite
 BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediários
 Poros Azuis
 Site
 Os pretos são porosidade
 BSW

Amostra: 304_46

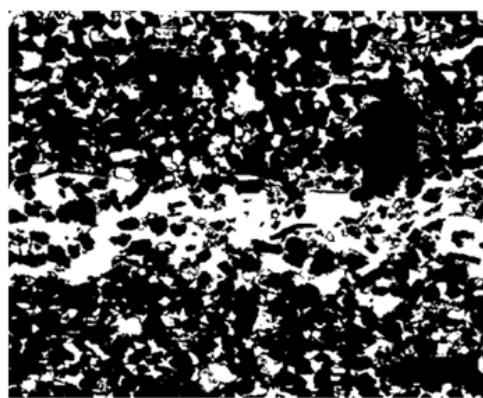




Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade

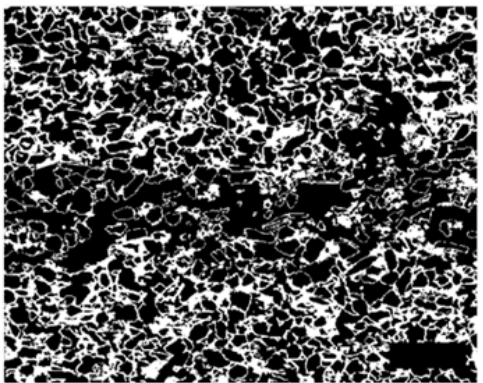
B&W



Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

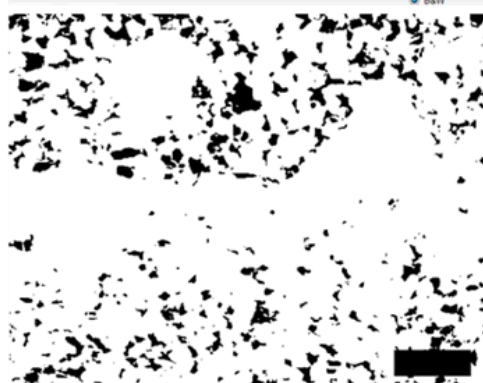
B&W



Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

B&W

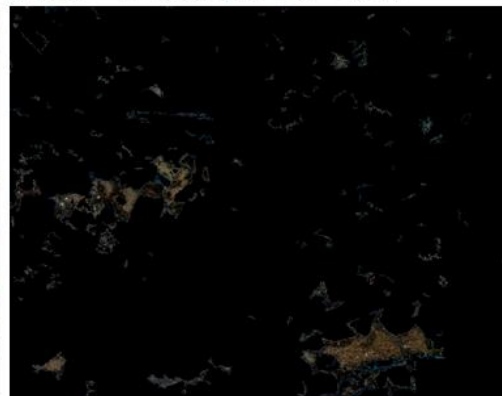
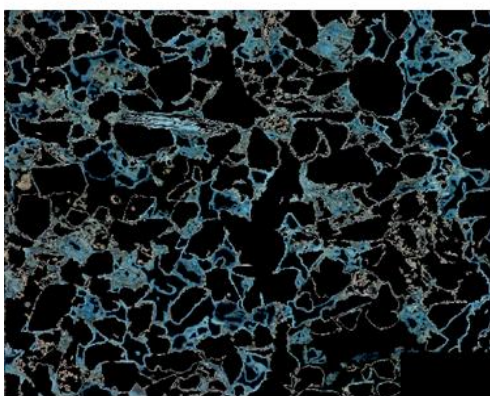
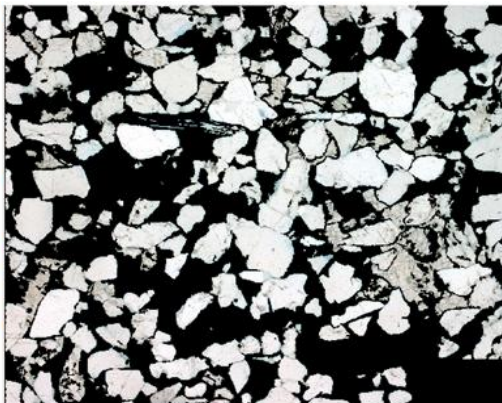
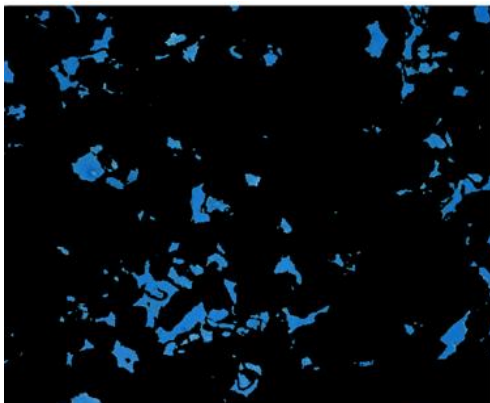
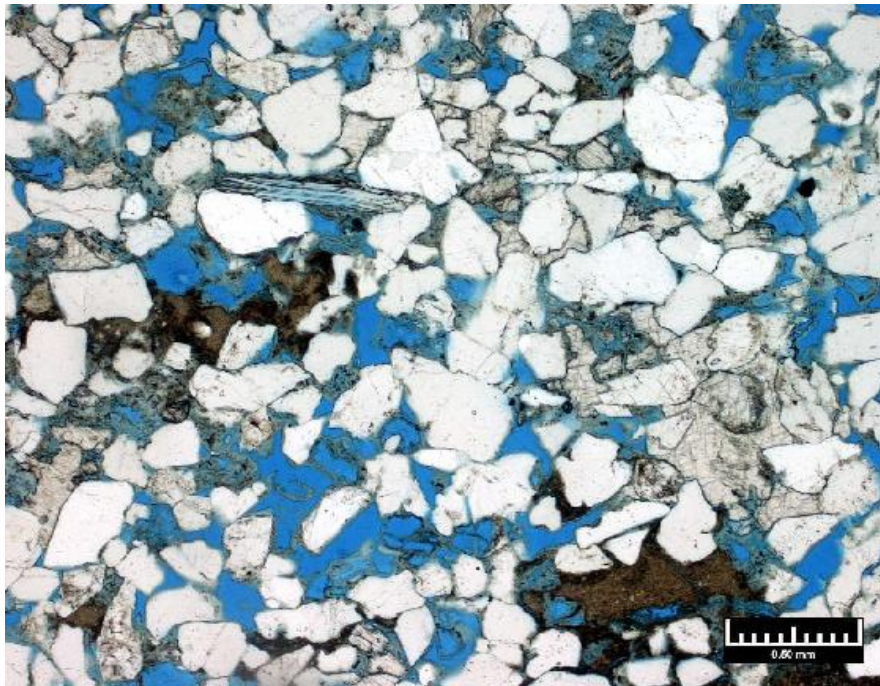


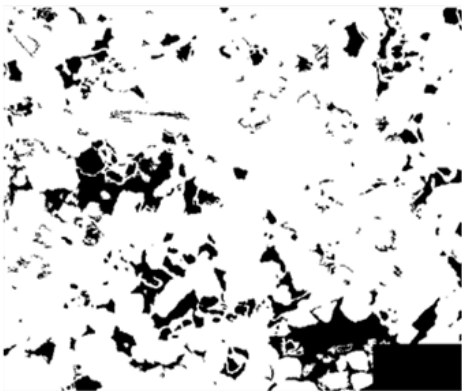
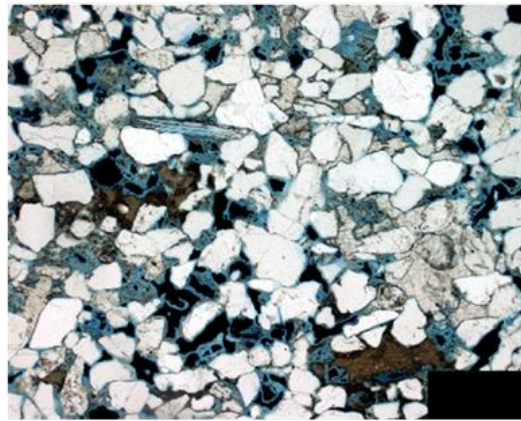
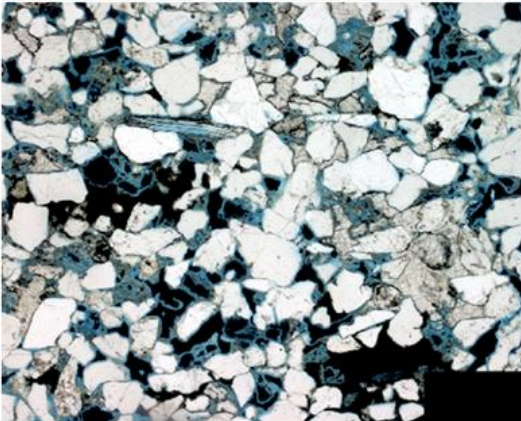
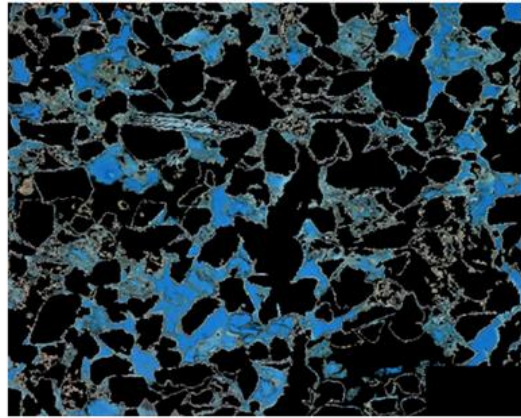
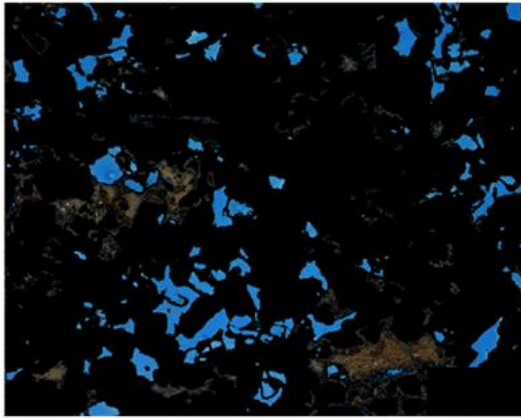
Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

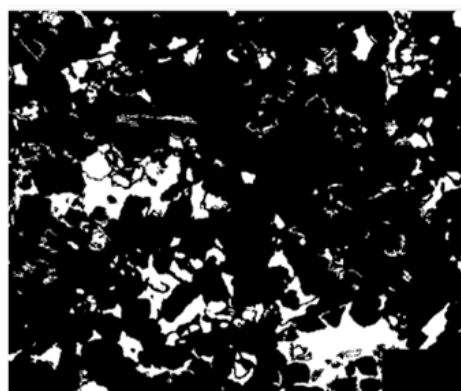
B&W

Amostra: 309

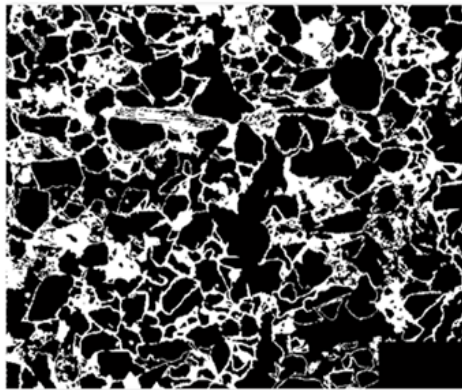




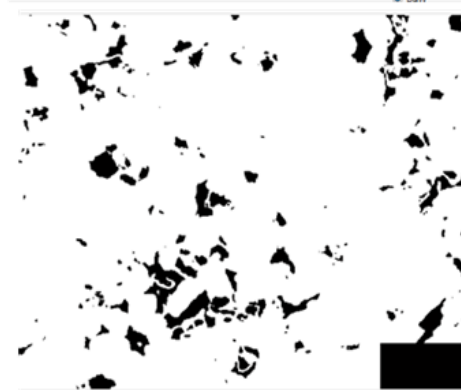
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os pretos são porosidade + permeabilidade BSW



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os brancos são porosidade + permeabilidade BSW

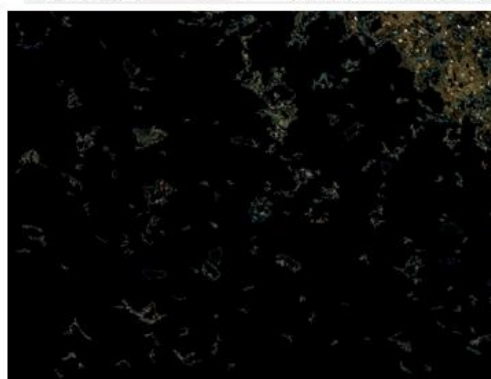
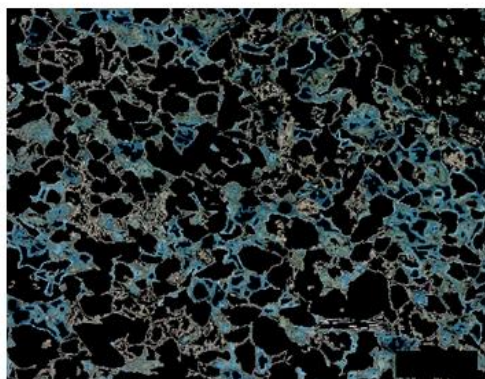
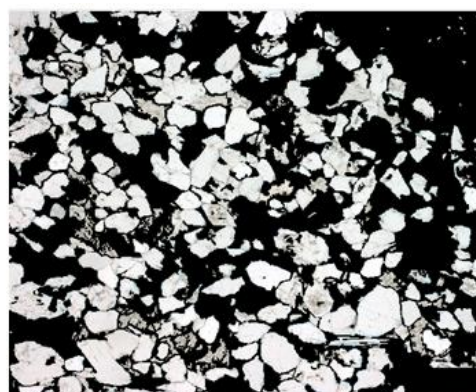
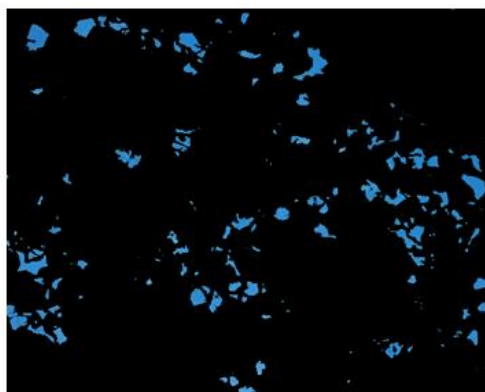
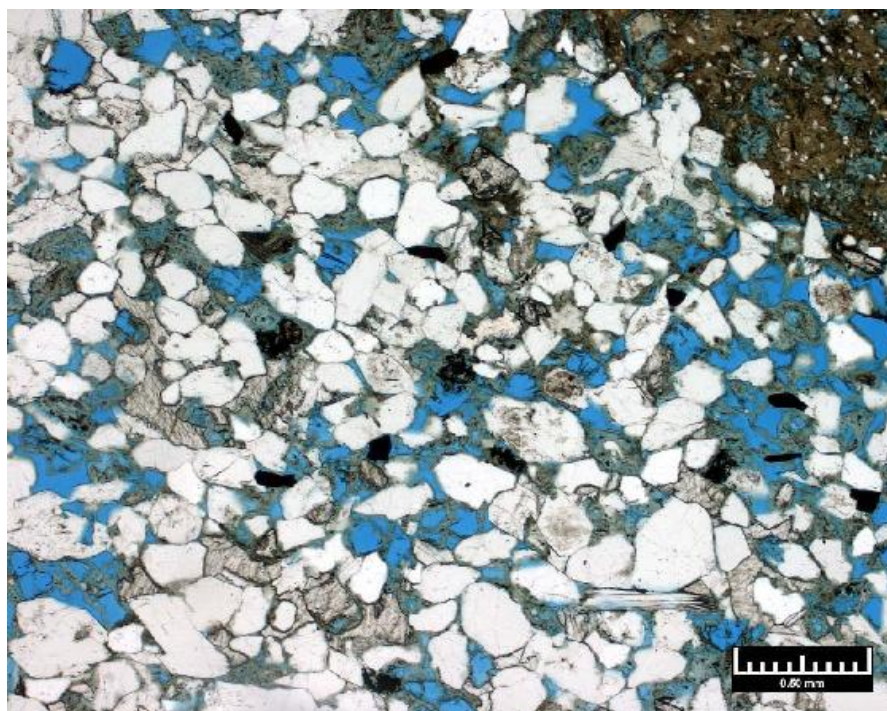


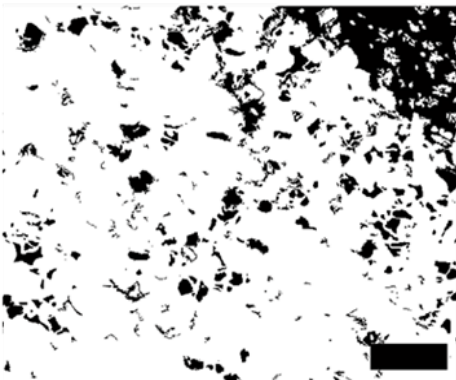
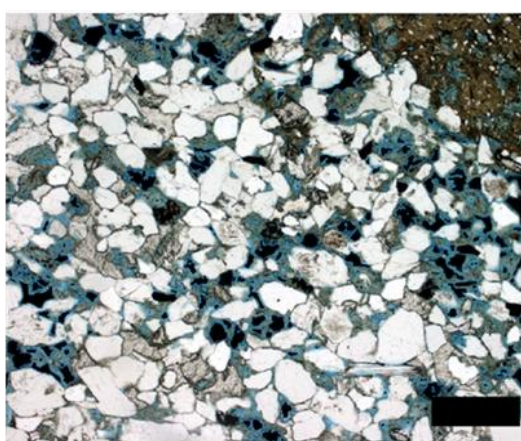
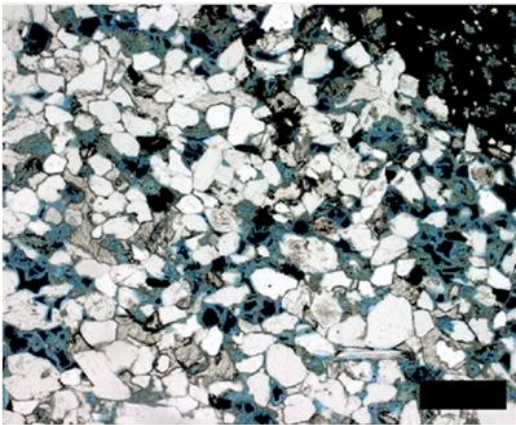
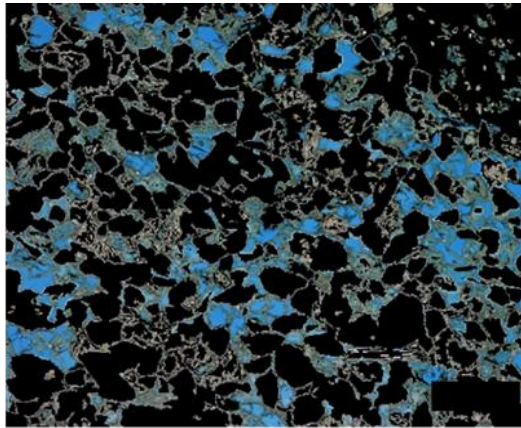
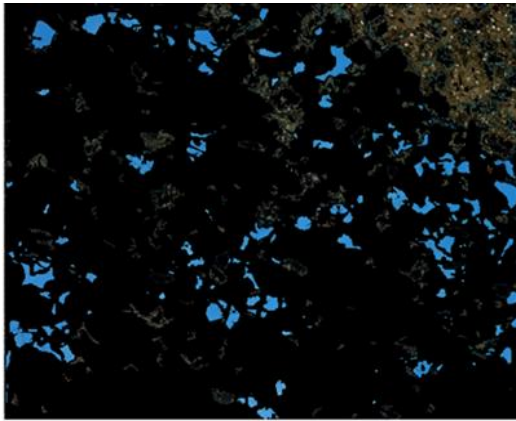
Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os brancos são franjas de esmectite BSW



Cristais Brancos Cristais Intermedios Poros Azuis Site
Os pretos são porosidade BSW

Amostra: 310_99

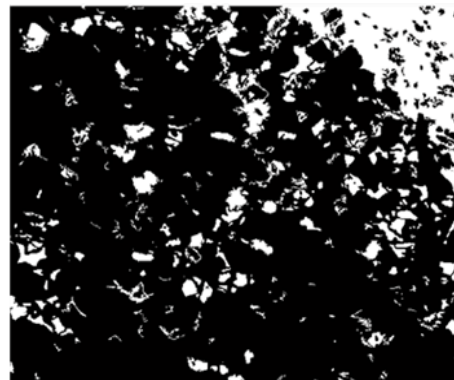




Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade

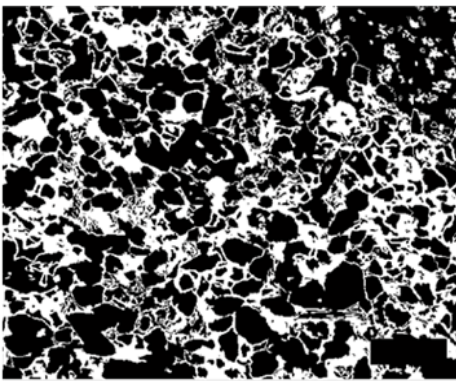
B&W



Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

B&W



Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

B&W

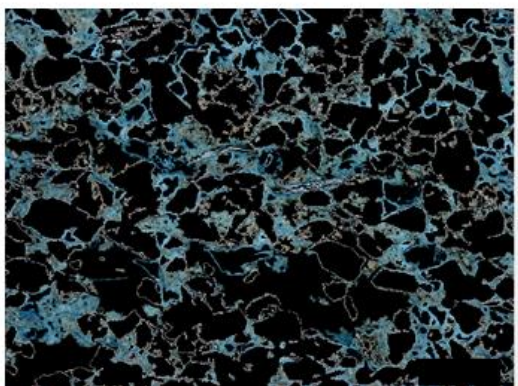
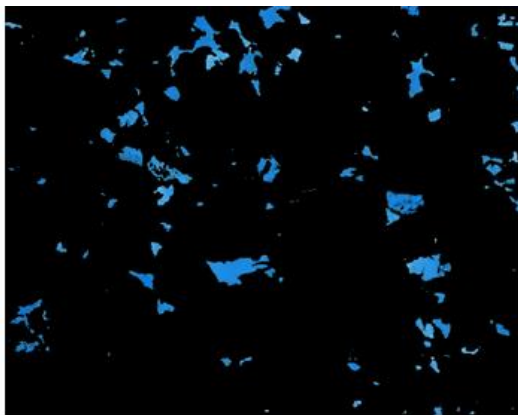
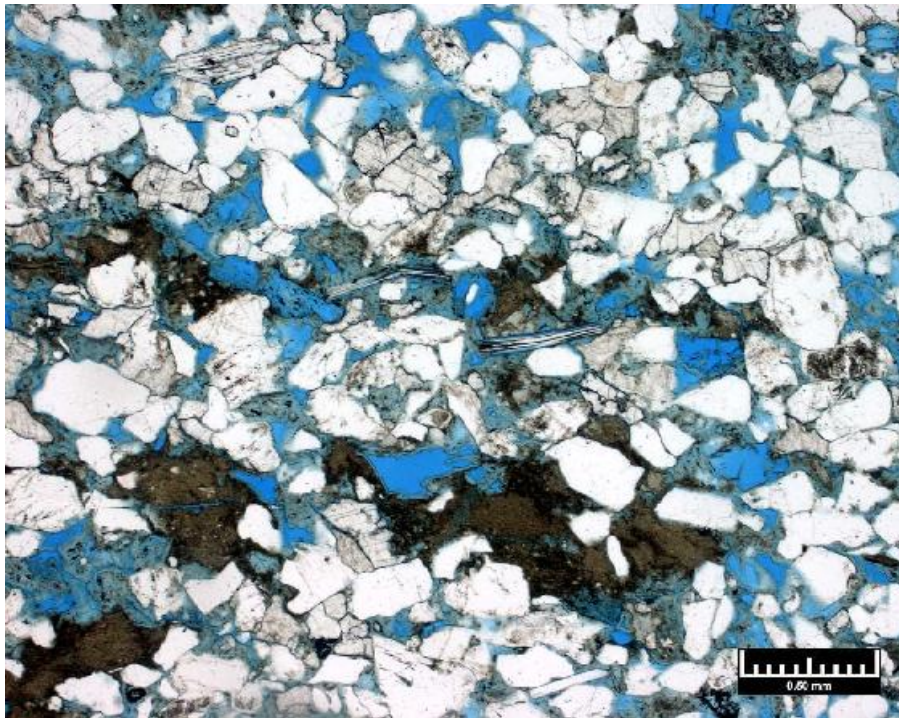


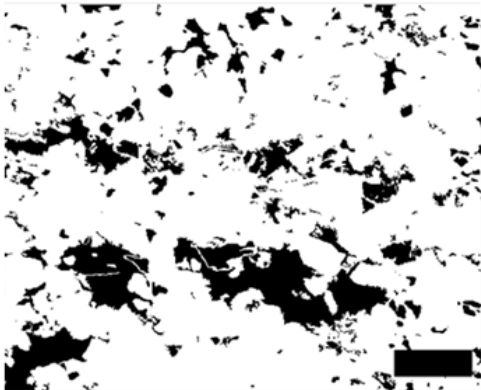
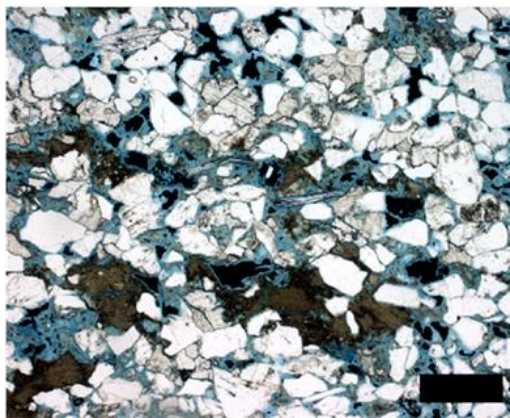
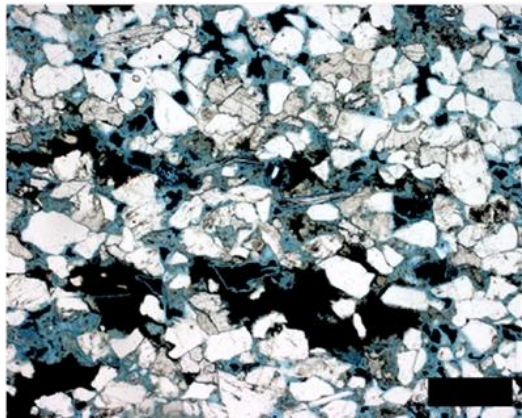
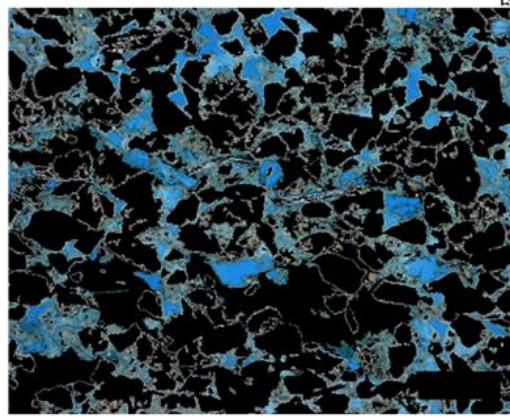
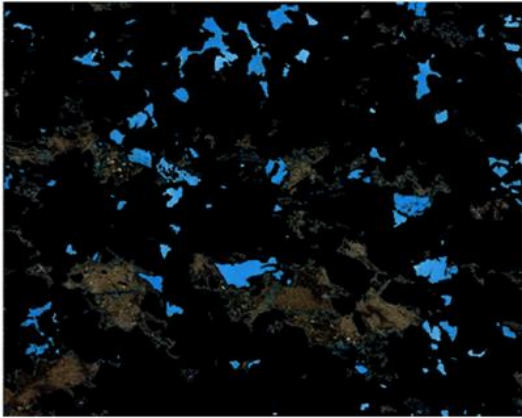
Cristais Brancos
 Cristais Intermedios
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

B&W

Amostra: 312_53

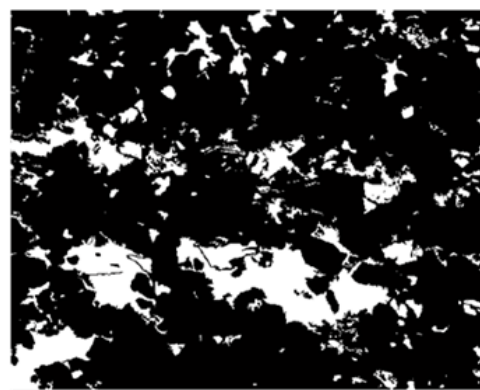




Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade + permeabilidade

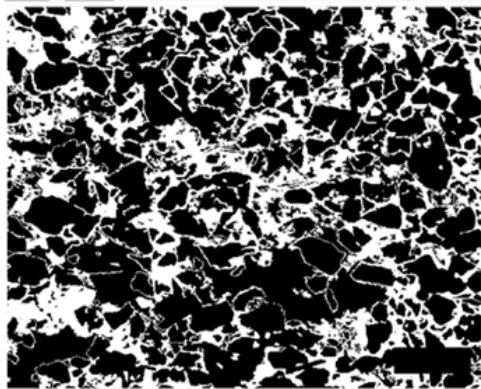
BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são porosidade + permeabilidade

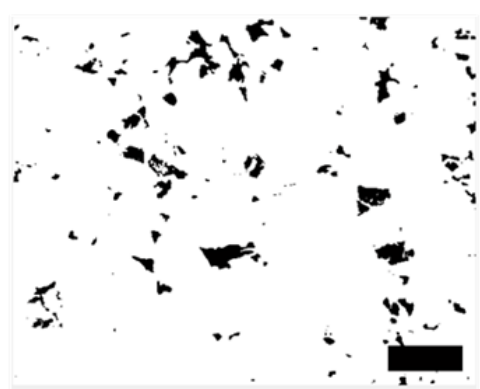
BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os brancos são franjas de esmectite

BSW



Cristais Brancos
 Cristais Intermediós
 Poros Azuis
 Site

Os pretos são porosidade

BSW

ANEXO 2

ANÁLISE E DESCRIÇÃO PETROGRÁFICA

(Fonte: Relatório de Laboratório)

Análise Petrográfica

A análise petrográfica foi realizada por um laboratório contratado, é feita com base em lâminas delgadas das amostras seleccionadas e consiste numa análise petrográfica quantitativa e qualitativa das mesmas. É feita, também uma descrição petrográfica detalhada e uma interpretação petrogenética através de análise modal pela contagem de 300 pontos por lâmina, incluindo descrição da textura, composição detrítica, composição e sequência diagenética, tipos de poros, classificação e interpretação de proveniência e ambientes diagenéticos.

Análise Petrográfica – Poço A30

Introdução

Realizou-se a análise petrográfica quantitativa das lâminas delgadas de 14 amostras de arenitos Anabela. O relatório desta análise sumariza as principais observações e interpretações do estudo petrográfico das 14 amostras de arenitos Anabela, Off-Shore.

FOTOMICROGRAFIAS

Fotomicrografia – Amostra 279,12 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 244,0 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 32,4%

Nome da rocha: Arcose

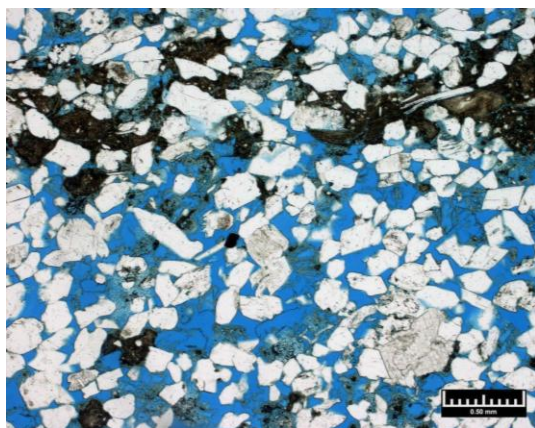
Fabric Sedimentar : Maciço com raras laminações de argila

Tamanho médio do grão: 0,18mm

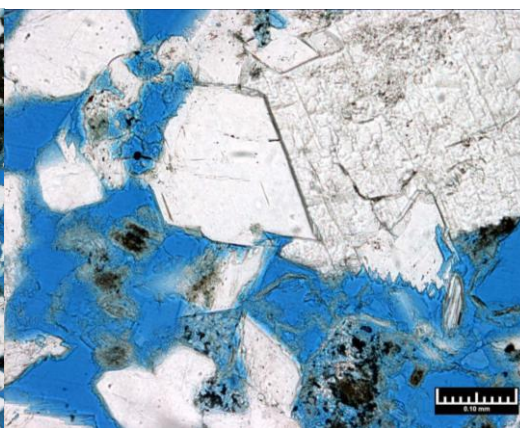
Variação do tamanho médio do grão: 0,05 – 0,42 mm

Calibração : moderadamente bem calibrado

a)



b)



- a) Quartzo detrítico em abundância e feldspato potássico comum; poros intergranulares e poros intragranulares com grãos no seu interior, parcial ou completamente lixiviados; laminações de argila compactadas e deformadas; Moscovite detrítica, biotite; pequenas áreas de cimento de calcite e novos grãos neoformados.
- b) AMPLIAÇÃO - Poros intergranulares, poros intragranulares e poros móldicos revestidos por argila autigénica; crescimento de cimento de feldspato e pequena quantidade de pirite microcristalina neoformada; preenchimento do poros com cimento de calcite exibindo grãos fantasmas.

Fotomicrografia – Amostra 280,70 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 133,0 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 32,4%

Nome da rocha: Arcose

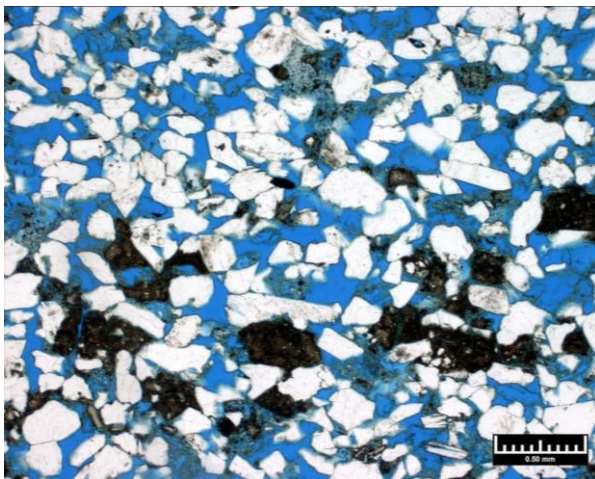
Fabric Sedimentar : fraca laminação

Tamanho médio do grão: 0,21mm

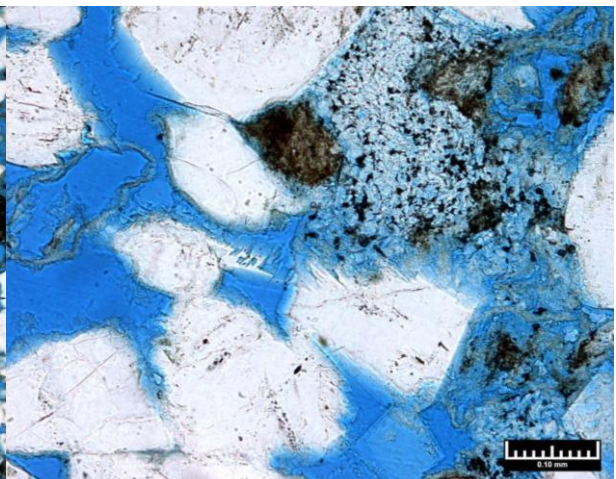
Variação do tamanho médio do grão: 0,05 – 0,40 mm

Calibração : moderada

a)



b)



- a) Abundante porosidade intragranular, com grãos de feldspato parcialmente lixiviados, poros móldicos e porosidade intergranular; quantidades iguais de quartzo detrítico e feldspato potássico; menor quantidade de fragmentos líticos, incluindo metaquartzitos e fragmentos e argilas compactadas (xistos); baixo volume de cimento e compactação mínima de sedimentos a qual resulta numa elevada porosidade e permeabilidade.

- b) **AMPLIAÇÃO** - Microporos associados a fragmentos líticos parcialmente dissolvidos e alterados; esmectite autigénica e linhas de argila nos poros intergranulares; crostas de meteorização com argila autigénica marcam a localização de grãos completamente dissolvidos e grãos parcialmente dissolvidos; cimento feldspático autigénico, com cristais prismáticos alongados, que cresce sobre o feldspato potássico detrítico.

Fotomicrografia – Amostra 282,43 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 48,90 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 28,2%

Nome da rocha: Arcose

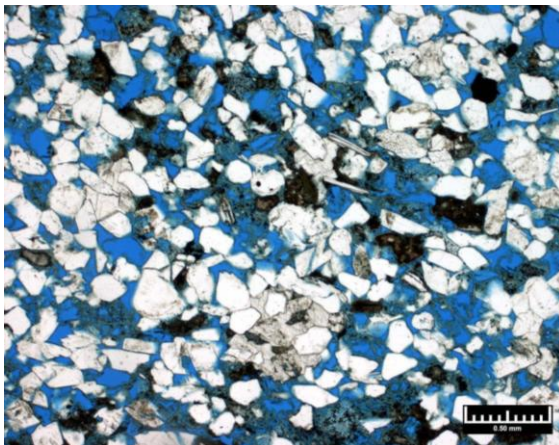
Fabric Sedimentar : Maciço com raras laminações de argila

Tamanho médio do grão: 0,22mm

Variação do tamanho médio do grão: 0,05 – 0,80 mm

Calibração : moderada

a)



b)



- a) Combinação de cimento de calcite, compactação de grãos líticos de argilas (mudstones lithic grains) e laminações de argila, cimento de feldspato e argila neoformada (autigénica) nos poros diminuindo a porosidade e permeabilidade; quartzo detrítico, feldspato potássico e fragmentos líticos argilosos; poros intergranulares, poros intragranulares, poros móldicos com grãos dissolvidos.
- b) **AMPLIAÇÃO** - Pequenas quantidades de cimento de calcite e caulinite autigénica (neoformada) no preenchimento de poros; grãos de feldspato potássico parcialmente lixiviados; a maioria são poros intergranulares e os poros secundários são de parcialmente a completamente preenchidos por argila neoformada (autigénica); clastos

argilosos variavelmente deformados e compactados, grãos de biotite e grãos de moscovite.

Fotomicrografia – Amostra 289,07 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 163,00 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 30,3%

Nome da rocha: Arcose argilosa

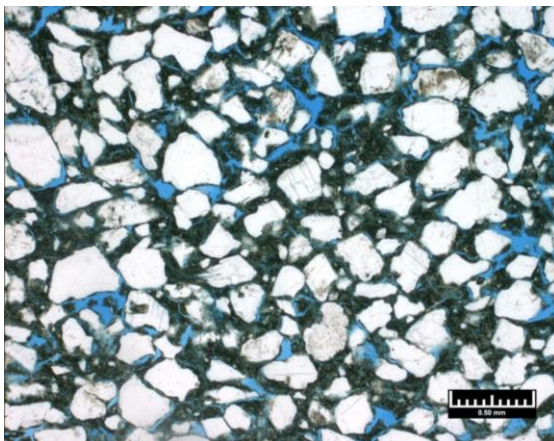
Fabric Sedimentar : Maciço

Tamanho médio do grão: 0,31mm

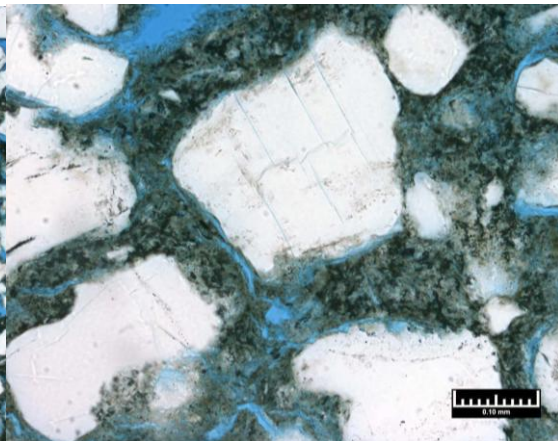
Varição do tamanho médio do grão: <0,01 – 0,62 mm

Calibração : muito pobre

a)



b)



a) Quartzo detrítico muito mal calibrado (sortido) e feldspato com fragmentos líticos menores; matriz de argila ou zonas com invasão de filtrados da lama de perfuração.

b) AMPLIAÇÃO - A maioria dos poros intergranulares estão parcial a completamente preenchidos por filtrados de lama de perfuração ou matriz argilosa; contornos dos grãos estão ligeiramente corroídos sugerindo uma eventual dissolução do cimento de carbonato anterior; grãos de feldspato detrítico e fragmentos líticos de granito.

Fotomicrografia – Amostra 290,07 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 48,6 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 24,3%

Nome da rocha: Arcose

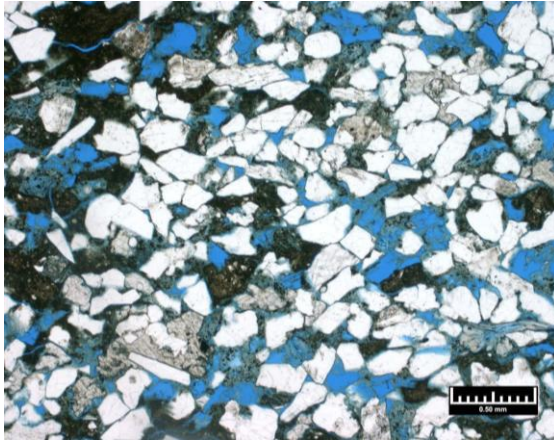
Fabric Sedimentar : Maciço

Tamanho médio do grão: 0,21mm

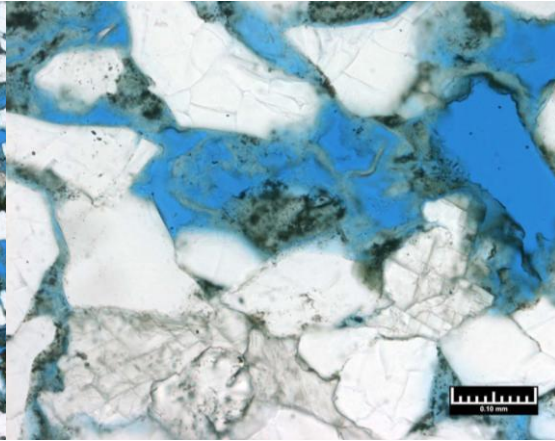
Variação do tamanho médio do grão: 0,04 – 0,60 mm

Calibração : moderada

a)



b)



a) Quartzo detrítico moderadamente calibrado e grãos de feldspato com pequenas quantidades de fragmentos líticos argila compactados e moscovite; manchas pequenas de cimento de calcite espática e substituição de grãos; poros intergranulares, intragranulares e poros móldicos.

b) AMPLIAÇÃO - Cimento de calcite; a maioria são poros intergranulares e os poros secundários estão parcial a completamente preenchidos por argila autigénica (neoformada); crostas de meteorização marcam os limites exteriores de grãos dissolvidos.

Fotomicrografia – Amostra 290,87 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 363,00 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 24,0%

Nome da rocha: Arcose argilosa

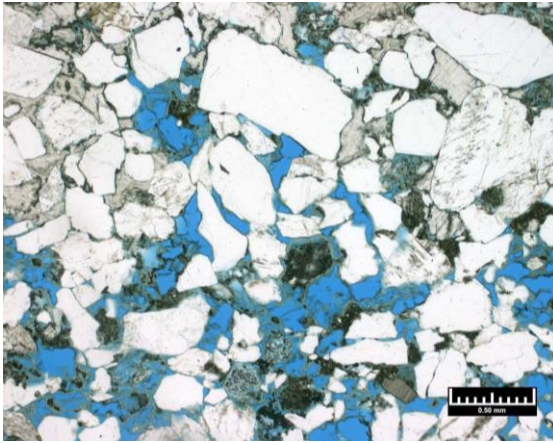
Fabric Sedimentar : fraca laminação

Tamanho médio do grão: 0,32mm

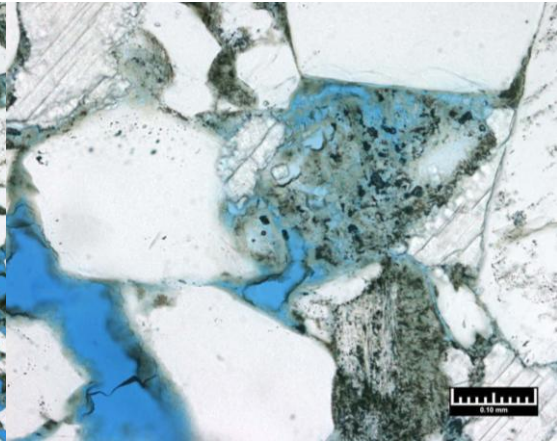
Variação do tamanho médio do grão: <0,05 – 1,04 mm

Calibração : pobre

a)



b)



- a) Nota: contagem de pontos realizada na parte da amostra não cimentada por calcite. Quartzo detrítico mal calibrado, feldspato e fragmentos líticos; poros intragranulares por grãos parcial a completamente dissolvidos e poros intergranulares; cimento de calcite e substituição dos grãos origina porosidade e permeabilidade reduzida.
- b) AMPLIAÇÃO - A maioria dos poros intergranulares estão preenchidos por argila autigénica (neoformada) e alguns têm possível traço ou mancha de óleo; feldspato detrítico altamente alterado e grãos líticos contribuem para a microporosidade; ligação de grãos feita por cimento de calcite e cimento de feldspato.

Fotomicrografia – Amostra 291,57 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 465,00 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 30,1%

Nome da rocha: Arcose argilosa

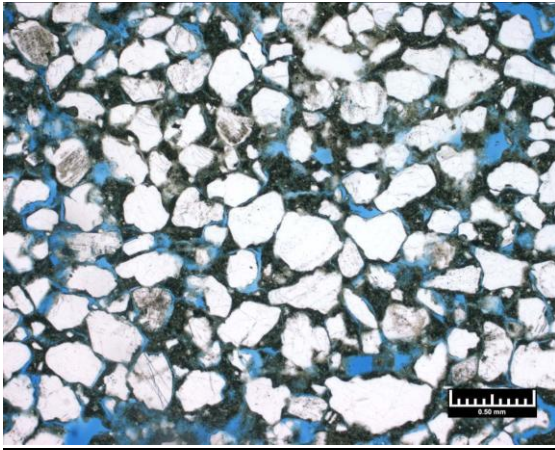
Fabric Sedimentar : Maciço com raras laminações argilosas

Tamanho médio do grão: 0,15mm

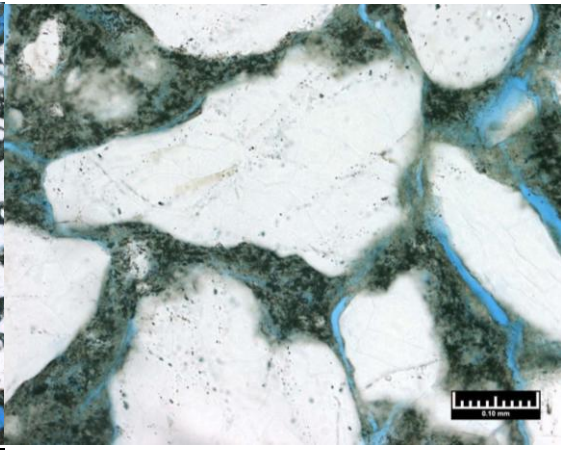
Varição do tamanho médio do grão: <0,01 – 0,55 mm

Calibração : muito pobre

a)



b)



- a) Arcose argilosa muito mal calibrada, com abundante matriz argilosa; grãos detríticos, do tamanho de areia, incluem quartzo, feldspato potássico e metaquartzitos; crescimentos de feldspato autigénico em grãos de microclina ligeiramente alterados.
- b) AMPLIAÇÃO - A maioria das áreas de poros intergranulares contém argila e possível pirite microcristalina (opaca); pequenas quantidades de crescimentos de cimento de feldspato.

Fotomicrografia – Amostra 291,91 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 394,00 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 31,2%

Nome da rocha: Arcose

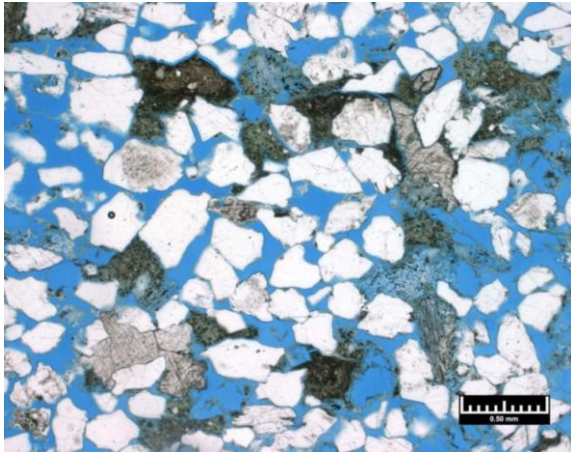
Fabric Sedimentar : fraca laminação

Tamanho médio do grão: 0,30mm

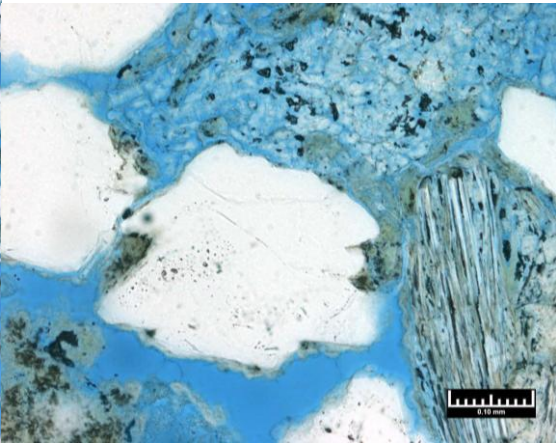
Varição do tamanho médio do grão: 0,03 – 0,72 mm

Calibração : moderada

a)



b)



- a) Quantidades iguais de quartzo detrítico e feldspato potássico com fragmentos líticos; compactação de fragmentos de argila (mudstone) origina pseudomatrix; sistema de poros consiste maioritariamente em poros intergranulares, intragranulares e poros móldicos; menor quantidade de microporosidade associada a grãos alterados e lixiviados.
- b) AMPLIAÇÃO - Grãos altamente alterados, substituídos por caulinite autigénica microporosa; grãos de xisto alterado; revestimento descontínuo dos grãos por argila autigénica. Poros intergranulares e intragranulares dentro de grãos parcialmente dissolvidos.

Fotomicrografia – Amostra 292,36 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 33,8 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 21,8%

Nome da rocha: Arcose

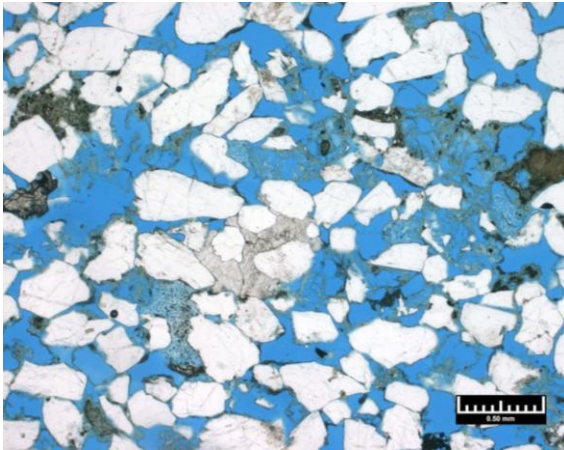
Fabric Sedimentar : maciço

Tamanho médio do grão: 0,35mm

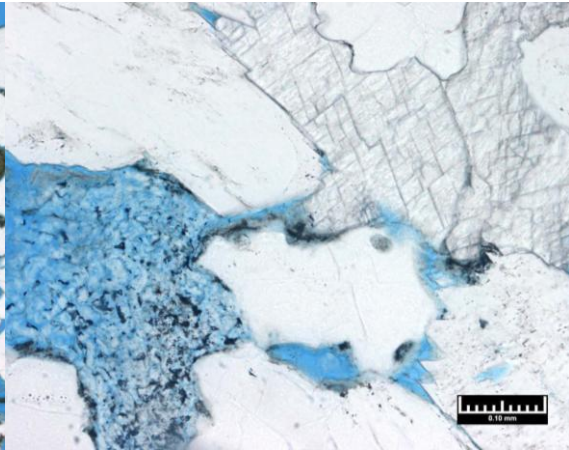
Variação do tamanho médio do grão: 0,03 – 2,30 mm

Calibração : moderadamente pobre

a)



b)



- a) Pequenos pedaços de cimento de calcite que, localmente, ligam grãos de areia. Grãos detríticos, predominantemente de quartzo e feldspato potássico, com quantidades menores de fragmentos líticos argilosos. Poros intergranulares, mais poros secundários intragranulares e poros resultantes de grãos parcial ou completamente alterados/lixiviados. Caulinite autigénica resultante da alteração *in situ* de grãos instáveis.
- b) AMPLIAÇÃO - Caulinite autigénica microporosa resultante da alteração de grãos instáveis. Área localizada de cimento de calcite e substituição de grão. Menor quantidade de cimento de sobrecrescimentos de feldspato (*feldspar overgrows*) e alguns traços de pirite autigénica microcristalina.

Fotomicrografia – Amostra 303,07 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 10,7 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 28,9%

Nome da rocha: Arcose

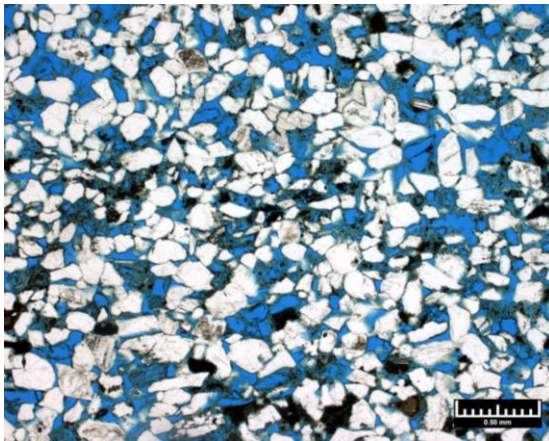
Fabric Sedimentar : fraca laminação

Tamanho médio do grão: 0,18mm

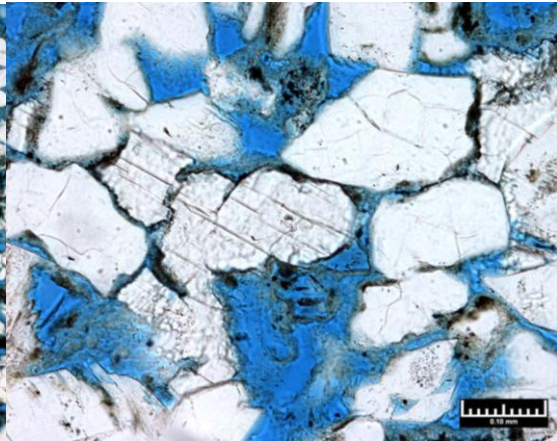
Variação do tamanho médio do grão: 0,04 – 0,45 mm

Calibração : moderada

a)



b)



- a) Quantidades iguais de quartzo e feldspato potássico, com menor quantidade de fragmentos líticos que incluem metaquartzitos e grãos de mudstone. Cimento de sobrecrescimentos de feldspato num grão de microclina subjacente. Poros secundários formados por grãos parcial ou completamente lixiviados.
- b) AMPLIAÇÃO - Cimento de calcite aparentemente corroído sugerindo que foi parcialmente dissolvido. A maioria dos poros intergranulares são revestidos com argila autigénica e conectados por estreitas gargantas de poros. Contem poros secundários de grãos móldicos. Menor quantidade de cimento de sobrecrescimento de feldspato.

Fotomicrografia – Amostra 304,46 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 18,6 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 28,6%

Nome da rocha: Arcose

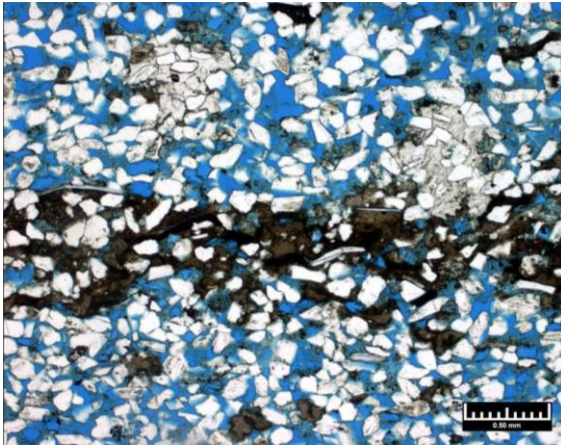
Fabric Sedimentar : maciço com raras laminações argilosas

Tamanho médio do grão: 0,18mm

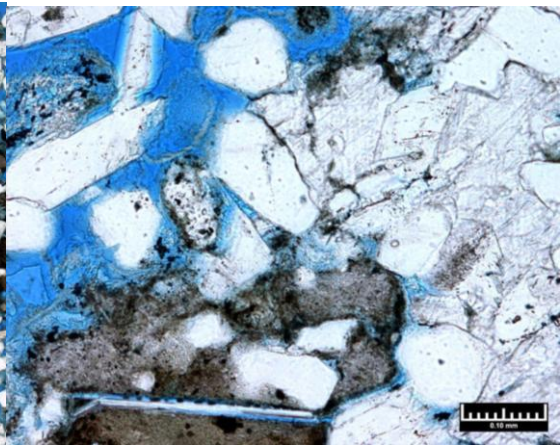
Variação do tamanho médio do grão: 0,04 – 0,31 mm

Calibração : moderada

a)



b)



- a) Laminações de argila variavelmente compactada que contêm uma concentração de moscovite detrítica. Pequenas manchas de cimento de calcite localmente envolvendo os grãos detríticos de areia. Clastos de mudstone vaiavelmente compactados e deformados. A porosidade consiste largamente em porosidade secundária de poros intragranulares
- b) AMPLIAÇÃO – Crostas ou capas de meteorização que marcam o contorno de um grão dissolvido. Estão presentes também fragmentos líticos microporosos. Traços de sobrecrecimentos de feldspato. Clastos de pelitos siltíticos deformados e compactados envolvendo grãos de moscovite. Pequenas áreas de cimento de calcite e substituição de grão formada depois da formação do cimento de sobrecrecimentos de feldspato.

Fotomicrografia – Amostra 309,60 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 0,038 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 11,2%

Nome da rocha: Arcose

Fabric Sedimentar : fraca laminação

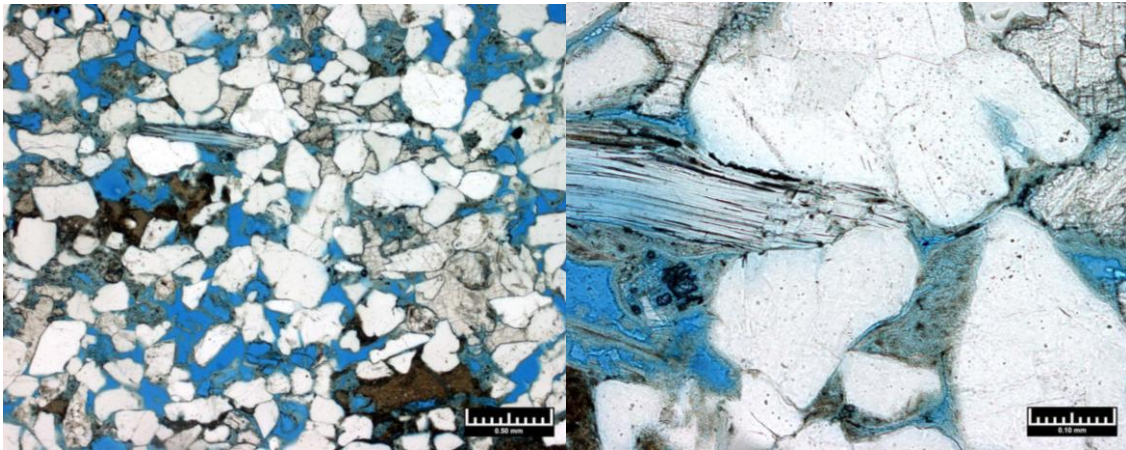
Tamanho médio do grão: 0,34mm

Variação do tamanho médio do grão: 0,05 – 5,60 mm

Calibração : moderada

a)

b)



- a) Compactação e defomação de grandes grãos litícos de mudstone originando pseudomatiz que oclui poros intergranulares locais. Abundante quartzo detrítico e feldspato potássico com menor quantidade de fragmentos litícos e mica. Poros secundários intragranulares e poros de grãos móldicos em combinação com poros intergranulares que são o tipo predominante de poros. Áreas localizadas de cimento de calcite e substituição de grãos e cimento de sobrecrecimento de feldspato a ligar os grãos detríticos.
- b) Mica de moscovite ligeiramente flexurada e fracturada. Grãos detríticos altamente alterados e parcialmente dissolvidos resultam em porosidade secundária. Cimento de calcite e argila autigénica envolvendo os poros.

Fotomicrografia – Amostra 310,99 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 2,51 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 16,7%

Nome da rocha: Arcose

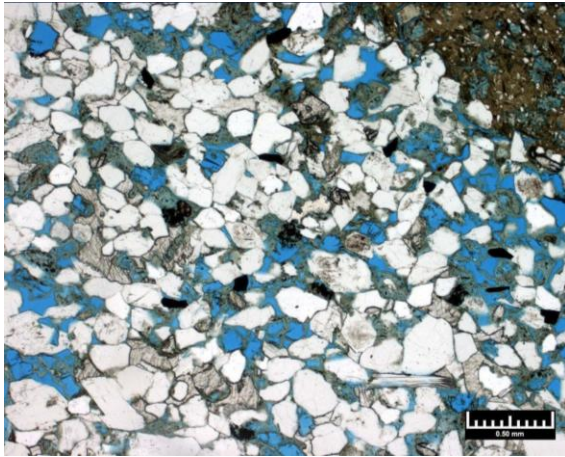
Fabric Sedimentar : maciço

Tamanho médio do grão: 0,26mm

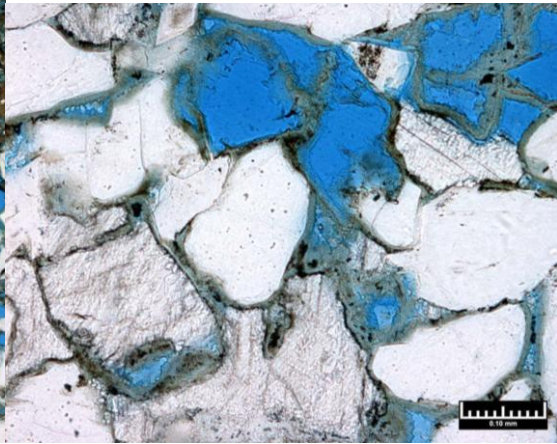
Variação do tamanho médio do grão: 0,04 – 5,20 mm

Calibração : moderada

a)



b)



- a) Parte de um grande clasto de mudstone siltoso. Grãos detríticos constituídos predominantemente por quartzo e feldspato potássico, e menor quantidade de clastos de mudstone e mica de moscovite. Poros secundários intragranulares são comuns dentro de grãos parcialmente lixiviados e poros de grãos móldicos em grãos completamente dissolvidos com menor quantidade de poros intergranulares. Pequenas manchas de cimento de calcite.
- b) AMPLIAÇÃO - Poros intergranulares e capas de meteorização que delineiam poros secundários são revestidos por argila autigénica de esmectite. Calcite parcialmente dissolvida e grãos substituindo calcite e preenchimento de poros por cimento de calcite.

Fotomicrografia – Amostra 312,53 m

Permeabilidade medida (Laboratório) : 27,2 mD

Porosidade medida (Laboratório – a 800psi) : 22,5%

Nome da rocha: Arcose

Fabric Sedimentar : laminações argilosas descontinuas

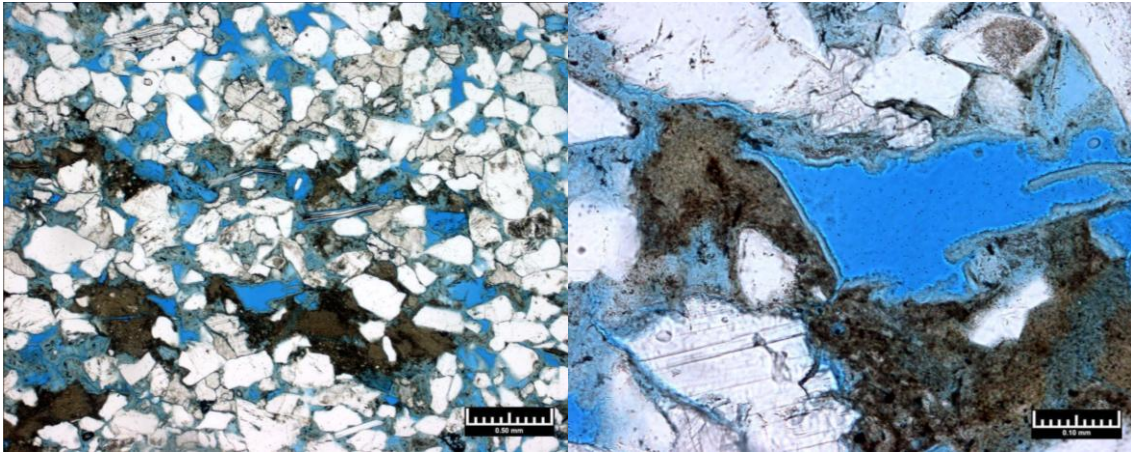
Tamanho médio do grão: 0,22mm

Variação do tamanho médio do grão: 0,04 – 0,62 mm

Calibração : moderadamente bem calibrado

a)

b)



- a) Pseudomatrix (ou seja, compactação e deformação de grandes grãos líticos de mudstone) que, localmente, inclui poros intergranulares. Áreas localizadas de cimento de calcite e substituição de grãos juntamente com cimento de sobrecrescimentos de feldspato ligando os grãos detríticos. Mica de moscovite ligeiramente flexurada e fracturada que sugerem compactação mínima mecânica do sedimento.
- b) Argila autigénica formando os poros que parecem ser de composição esmectítica e/ou clorítica. Microporos associados com grãos líticos argilosos compactados e a grãos detríticos, instáveis lixiviados. Áreas localizadas de cimento de calcite e cimento de sobrecrescimento de feldspato.

Resultados da descrição qualitativa

a) Fabric Sedimentar e Textura

O tamanho do grão, a calibração e o volume de matriz detrítica, estão directamente relacionados com os processos deposicionais e seus ambientes deposicionais associados. As amostras de arenito, com a melhor qualidade de reservatório foram, provavelmente, depositados em fácies de alta energia (por exemplo, fácies de canal) onde o tamanho do grão é grosseiro e a calibração do tamanho do grão é a melhor.

À escala de uma secção fina, estes sedimentos têm, tipicamente, um fabric com massiva a fraco laminado, com algumas laminações finas de argila confinadas e contínuas, ou descontínuas. Estas laminações parecem ter sido um pouco interrompidas por compactação burial (enterro). A maioria das partículas detríticas destes arenitos têm uma forma subarredondada a subangular.

O tamanho médio do grão nas amostras de arenitos varia de arenito de grão fino (0,13mm) a arenito de grão médio (0,35mm), e a calibração varia de muito pobre a moderadamente bem calibrado. A quantidade de argila deposicional varia de ausente (0%) a 19,33%. A maioria das amostras são areias limpas, reflectindo uma alta energia de deposição.

b) Componentes detríticos

- Quartzo
- Feldspato
- Fragmentos líticos

c) Matriz argilosa

Matriz de argila consiste em argila deposicional que ocorre como lâminas finas na maioria das amostras. Em geral, a lâmina de argila é compactada e deformada durante o afundimento. Algumas destas laminações são descontínuas à escala de uma secção fina.

d) Cimentos

- Cimento de feldspato

O crescimento de cimento de feldspato é, geralmente, o tipo de cimento mais comum na totalidade do conjunto de amostras, formando crescimentos sintaxiais bem desenvolvidos, por vezes coalescentes. Estes crescimentos têm, normalmente, uma aparência irregular, onde vários cristais a crescerem paralelamente uns aos outros a partir do mesmo grão de feldspato detrítico anfitrião, ou como projecções finas dentro dos grãos de feldspato parcialmente lixiviados. Noutros casos, o cimento de feldspato forma bordos contínuos ou formas ao longo dos contactos dos grãos. Os crescimentos estendem-se para os poros abertos, crescendo em direcção ao centro de vazios intergranulares, mas raramente fecha completamente os poros intergranulares.

Além disso, os cristais de feldspato autigênicos ocorrem numa forma de pseudo-romboédrica e geralmente estão suportados pela matriz.

Com base em critérios petrográficos, acredita-se que o crescimento do cimento de feldspato corresponde a um cimento diagenético precoce. Além disso, o cimento feldspato potássio e o feldspato potássio detrítico bem preservado, é comum em arenitos depositados nos estágios iniciais de rifte, onde a água dos poros, que migra através dos arenitos, pode conter uma alta

concentração de K^+ que é derivado dos depósitos de evaporitos subjacentes. (Wilkinson et al, 2001)

- Cimento de calcite

O cimento de calcite ocorre em quantidades inferiores, pequenas, na maioria dos arenitos.

Cimento de calcite ocorre em pequenas quantidades na maioria dos arenitos. Uma amostra de secção fina (290,87 m) contém cimento de calcite poikiloblástica bem desenvolvida em metade da secção fina, e pequenas manchas de calcite poikiloblástica na metade restante. Onde ocorre o cimento de calcite, este, comumente substitui grãos (feldspato potássico e plagioclase). O cimento de calcite, em geral, parece ter-se formado após o crescimento do cimento de feldspato.

Pirite secundária ocorre em várias formas. Massas microcristalina de pirite podem apresentar uma morfologia framboidal que se origina a partir da actividade de bactérias redutoras de sulfato no sedimento. Além disso, a alteração de detritos carbonatados, muitas vezes resulta numa parcial a completa substituição por pirite, e alguns fragmentos líticos (por exemplo, fragmentos de argilito) contêm cristais de pirite secundário.

- Cimento de quartzo

Crescimento de cimento de quartzo é muito raro, e pouco desenvolvido onde presente, neste conjunto de amostras de arenito.

e) Minerais de argila

- Esmectite

A argila de esmectite forma revestimentos finos sobre o poro, e contornos (bordaduras) de grãos nas amostras dos arenitos de Anabela. A alteração diagenética dos resultados de minerais detríticos instáveis na formação de caulinite autigénica, a qual ocorre como cristais pseudo-hexagonais. Estes cristais têm aproximadamente 10 a 15 microns de diâmetro e, normalmente, formam-se a partir da alteração *in situ* do feldspato de potássio ou formam-se em vazios abertos. Esta caulinite autigénica é microporosa e geralmente cresce além do limite original do grão alterado, invadindo o espaço poroso circundante.

- Clorite

A clorite autigênica, ocorre em menor quantidade e foi detectada em algumas lâminas delgadas. Geralmente ocorre como argila de revestimento do grão, de uma forma descontínua, e apresenta um arranjo típico.

Composição detrítica e proveniência

Quartzo – Quartz é o tipo de grão mais abundante em sete das quatorze amostras de arenito. O quartzo detrítico consiste predominantemente em quartzo monocristalino, com quantidades menores de quartzo policristalino. Os grãos são tipicamente subarredondados a subangulares. Porém alguns grãos têm uma forma angular.

Feldspato – Feldspato potássico (microclina e ortoclase) são constituintes muito comum desses arenitos, e constituem o tipo de grão mais comum nas restantes sete amostras. Feldspato perítico e micrográfico raros e grãos de granito micrográfico sugerem que uma fonte de sedimentos inclui a erosão de origem plutônicas / pegmatíticas. Grãos de plagioclase estão geralmente ausentes, variando de raros a grãos altamente alterados em apenas algumas amostras. Plagioclase é mais suscetível a alteração e dissolução do que a ortoclase ou microclina, em qualquer condições climáticas (James et al, 1981). Portanto, não é incomum encontrar apenas vestígios de plagioclase nestes arenitos altamente alterados.

Os grãos de feldspato ortoclase e microclina variam de frescos e inalterados a muito alterados. Alguns mostram evidência de dissolução parcial que dá origem a uma porosidade secundária intragranular e microporosidade ou a uma menor substituição do grão por calcite.

Fragmentos Líticos – Uma variedade de fragmentos líticos são grãos detríticos comuns nas amostras de arenito.

- Grãos ígneos plutônicos incluem fragmentos policristalino que consistindo em feldspato potássio com quartzo e / ou mica. Estes grãos são geralmente areias de grão médio, devido ao caráter cristalino grosseiro dos componentes minerais. Os cristais de feldspato nos grãos são algumas vezes alterados e parcialmente dissolvidos, resultando numa porosidade secundária dentro do fragmentos líticos.
- Fragmentos de Metaquartzito incluem cristais de quartzo policristalino com cristais alongados a cristais distorcidos ou massas policristalinas de cristais subédricos com uma

ampla gama de tamanhos individuais de cristais. Para efeitos de classificação de rocha (Folk, 1980), metaquartzito está incluído na categoria de quartzo.

- Fragmentos de rochas metamórficas xistentas também são comuns, e são constituídos por quantidades iguais de quartzo e mica (moscovite geralmente mais comum do que biotite). Devido ao facto dos grãos xistentos conterem micas dúcteis, estes são geralmente deformados durante o afundimento dos sedimentos.
- Fragmentos de Xistos (mudstone) são comuns em muitos dos arenitos. Os clastos de xisto são frequentemente siltíticos ou piritosos. A maioria dos fragmentos xistosos são relativamente macios e dúcteis quando depositados, e foram facilmente deformados durante o afundimento precoce, resultando numa pseudomatriz. Os grãos de xisto deformados, preenchendo os poros nas suas proximidades e nas gargantas dos poros, reduzem assim, localmente, a permeabilidade.

Porosidade

A porosidade primária, a intergranular, representa os espaços originais dos poros entre os grãos detríticos. Durante o afundimento, os grãos não-dúcteis, (por exemplo, quartzo, feldspato, metaquartzito), são rodados e reorganizados, resultando num maior grau de empacotamento do grão e menor porosidade intergranular. Os grãos dúcteis (por exemplo, o xisto clastos, mica) deformam-se e compactam durante o afundimento, resultando na perda de locais de porosidade intergranular. Os arenitos com a melhor calibração granulométrica, menor volume de grãos dúcteis, e com a menor quantidade de matriz de argila, tendem a ter as melhores características para reservatório. Por outro lado, os arenitos mal calibrados, arenitos de grão mais grosseiro com abundantes clastos de xisto têm uma porosidade intergranular mal preservada.

A porosidade secundária, de poros intragranulares, resulta a partir da dissolução parcial de um conjunto de grãos instáveis (feldspato, fragmentos líticos de feldspato rolado e outros grãos líticos instáveis). Moldes de grãos representam a completa dissolução destes grãos, e são comumente designados como *oversized*, poros ociosos, cercados por uma capa de meteorização altamente alterada e/ou um anel de argila autigénica.

Estes poros moldicos são frequentemente associados a feldspato dissolvido e a fragmentos líticos de feldspato rolado ou fragmentos líticos de argila.

Restos de grãos, capas de meteorização, ou poros *oversized* fornecem evidências da dissolução de grãos e sugerem que a dissolução ocorreu posteriormente à compactação por afundimento. Além disso, grãos de micas dispersas também criam poros intragranulares.

A quantidade total de microporosidade nas amostras é pequena, no entanto, contribui para uma significativa proporção significativa do volume total de poros em algumas amostras. Os microporos estão associados a feldspatos alterados e parcialmente dissolvidos, fragmentos de rocha granítica, fragmentos de rochas xistosas, micas dispersas, matriz detrítica argilosa, clastos de xisto, e revestimento de poros ou revestimentos de grãos de argila autigénica (incluindo revestimento do poro por argila esmectítica, revestimento do grão por clorite e substituição do grão por caulinite).

Na maioria das amostras, a porosidade secundária por dissolução é o tipo predominante de poros, com menor ou igual quantidade de poros intergranulares. Por causa da diagénese extensa envolvendo a dissolução de grãos e a precipitação mineral, há uma considerável proporção de microporos na maioria das amostras.

Porosidade secundária por dissolução (incluindo poros móldicos de grãos) são o tipo mais comum de poros em arenitos da Formação Anabela, que variam de 0,7% para 18,0% (em volume a partir da análise modal). A porosidade secundária intragranular é complementada por quantidades iguais ou inferiores de porosidade intergranular (0,3% para 19,7% em volume a partir da análise modal). A microporosidade (2,7% para 14,7%, em volume a partir da análise modal) está associada ao fecho de poros por caulinite, revestimento de poros por argila ilítica autigénica e a grãos detríticos lixiviados.

Podemos observar que, de uma maneira geral, os valores de porosidade obtidos a partir da análise modal de uma lâmina delgada e os valores obtidos a partir da análise do *plug*, mostram uma boa concordância deste estudo. Constatamos que, na maioria das amostras, os valores de porosidade obtidos por análise de lâmina delgada são um pouco superiores aos valores de porosidade obtidos por análise do *plug*. Este facto deve-se, eventualmente, ao facto de se arrancarem grãos “moles” durante o processo de preparação da lâmina delgada, onde há perda de minerais de argila expansíveis durante a limpeza e preparação da amostra, e / ou diferenças sistemáticas entre os dois métodos. Por outro lado, a análise de lâminas delgadas representa uma medida bidimensional, enquanto que a análise de *plug* representa uma medida tridimensional da porosidade. Como tal, as lâminas delgadas representam uma fatia fina do *plug* (30 microns), que pode ser heterogênea em relação à cimentação (Ex: amostra 290,87m) e conter estruturas sedimentares (ex: estratificação cruzada) que podem alterar o carácter do sistema de poros.

Qualidade do Reservatório

A qualidade geral do reservatório das amostras de arenito obtida a partir dos intervalos amostrados da Formação Anabela, no poço A30 é estimada de boa a excelente. Apenas duas das amostras examinadas neste estudo têm qualidade reservatório pobres (289,07 m e 291,57 m), devido à presença abundante de material de matriz. No entanto, isto pode dever-se a contaminação das amostras por lama de perfuração. Se assim fôr, essas amostras também apresentariam uma boa a excelente qualidade de reservatório.

Uma grande parte da amostra de 290,87 m contém, de uma forma generalizada, cimento de calcite bastante penetrativo. Dependendo da distribuição e extensão de cimento de calcite no intervalo amostrado, a qualidade dos arenitos reservatório nas proximidades desta profundidade pode ser questionável. Assim, seria fundamental descrição detalhada do *plug* para determinar a extensão do penetrante cimento de calcite neste intervalo.

Influência mineralógica na resposta de diagrfias

Trata-se dos efeitos que a mineralogia pode ter na resposta das diagrfias e os tipos de porosidade associada.

Diagrfias realizadas:

- **Resistividade:** Supressão da resistividade, devido à presença de microporos e argilas autigénicas hidratadas, é susceptível de ser elevada, devido à distribuição generalizada de bordos (contornos) de revestimento de grãos por argila autigénica, bem como a abundância dos remanescentes bordos (contornos) de argila autigénica que esboça os poros móldicos dos grãos lixiviados.

- **Densidade:** Há pequenas quantidades de minerais de alta densidade (incluindo dolomite, siderite, pirite, óxidos de ferro / titânio e minerais acessórios pesados) nos arenitos (3% a 7% por análise de lâminas delgadas, 1% a 6% por análise de difração raio-X em duas amostras). No entanto, existem quantidades significativas de minerais com valores de densidade do grão menor que a do quartzo (2,65 g / cc), incluindo ortoclase, microclina, crescimento de cimento de feldspato, argila autigénica e fragmentos líticos de granito. Os valores de densidade do grão, medidos a partir do *plug* variam de 2,49 gm / cc a 2,56 gm / cc. Os valores de densidade do grão calculados a partir de medições nos pontos de contagem, são comparáveis com os valores medidos (dadas as incertezas dos tipos de minerais de argila e volumes). O valores calculados

variam de 2,55 gm / cc a 2,61 gm / cc, confirmando a generalidade dos valores de baixa densidade do grão neste conjunto de amostras.

Portanto, os valores de densidade do grão medidos a partir dos resultados de análise do *plug* devem ser usados para calibrar os cálculos da diagrafia de densidade.

Nota: Se o revestimento dos poros por minerais de argila autigénica for de argila esmectítica, um valor exacto de densidade do grão a partir de *plugs* pode ser difícil de alcançar devido à rápida embebição de água após a secagem em estufa antes da análise do *plug*.

- **Gamma Ray:** a diagrafia de Gamma-ray responde as isótopos radioativos. A ilite e camadas mistas de ilite / esmectite, são detectadas por raios gama, mas a clorite e a caulinite não serão detectadas devido à falta de potássio radioativo nessas argilas. A abundância de grãos de feldspato potássio nos arenitos indica que eles vão aumentar fortemente a resposta de raios gama, indicando erroneamente uma litologia "xistenta". Mesmo em amostras que contém argila, pode ocorrer como argila dentro de clastos de xisto, argila dentro de grãos alterados líticos ou de feldspato ou restos de grãos remanescente, argila autigénica a revestir os grãos e/ou matriz de argila deposicional.

- **Neutrão:** a diagrafia de Neutrão pode responder a conteúdos de hidrogênio, especialmente a fluídos de poros, mas também detecta a existência de hidrogênio em minerais hidratados como a esmectite ou camadas mistas de ilite / esmectite, ou água irreduzível associados a microporos em minerais de argila (por exemplo, caulinite microporosa), grãos parcialmente dissolvidos, e / ou anéis de argila em redor dos poros móldicos.

Sensibilidades das formações

- **Migração de Finos**

O tamanho da garganta dos poros apresenta-se muito variável, com grandes gargantas dos poros resultantes de um carácter de compactação pobre dos sedimentos, e pequenas gargantas de poros resultantes da presença de uma significativa quantidade de poros revestidos e poros preenchidos por argila autigénica. Como resultado, as gargantas dos poros são geralmente suscetíveis ao entupimento por migração fina, mesmo nas areias limpas.

Além disso, a maioria das amostras contém um volume significativo de finos móveis, incluindo silte e argila fracamente ligados, argilas autigénicas, e feldspato autigénico ou cristais de pirite, que podem ser desalojadas e migrar durante a produção de hidrocarbonetos.

Portanto, material de possível migração de finos, inclui caulinite fracamente ligada, os detritos remanescentes que resultaram da dissolução secundária dos grãos, argila autigênica, e cristais de feldspato autigênico. É como se a migração de finos ocorresse como o resultado de altas taxas de fluxo, mudanças significativas nas taxas de fluxo, ou incompatibilidade química dos fluidos usados na perfuração.

Estes componentes finos, em geral, compreendem apenas um volume significativo de sedimentos e estão em locais críticos do sistema de poros, e não parecem representar um problema de migração de finos.

• **Sensibilidade do ácido**

Sensibilidade ao ácido, associada mesmo a pequenas quantidades de minerais carbonados, devem ser considerados quando for considerado um tratamento ácido. Análise de lâminas delgadas mostra que a quantidade total de minerais de carbonados, geralmente, varia de 0,67% para 6,33%, o que inclui substituição de grãos e cimentos. Além disso, uma quantidade da amostra 290,87 contém cimento de calcite generalizado, sugerindo que outras porções do reservatório podem ter consideravelmente mais calcite do que o relatado neste estudo.

• **Sensibilidade da argila**

A presença provável de esmectite autigênica e / ou camadas mistas de ilite/esmectite, como revestimento de poros e revestimentos de grãos por argila, sugere que esta formação é sensível à água. A exposição à água pode originar danos na formação por dilatação das argilas e consequente perda de permeabilidade. Esta formação é especialmente sensível à água, porque essas argilas altamente expansíveis estão em contato direto com o sistema de poros.

ANEXO 3
ANÁLISE SEQUENCIAL DE TESTEMUNHOS

(Fonte: Relatório de Laboratório)

Análise Sequencial – Poço A30

Introdução

A análise sequencial foi realizada por um laboratório contratado, e tem por base uma testemunhagem. O objectivo da testemunhagem é amostrar a formações geológicas que se querem analisar pormenorizadamente.

No caso do Poço A30, o que se pretendeu foi amostrar continuamente os arenitos reservatório, portadores de hidrocarbonetos.

Fotografia do Conjunto sob luz branca e ultravioleta (UV)

Os testemunhos foram fotografados, inteiros e serrados, sob luz branca e sob luz ultravioleta, para registo das características texturais, estruturas sedimentares e indícios de hidrocarbonetos dos testemunhos. Nas fotos com luz UV a forte coloração lilás é característica da ausência de indícios de hidrocarbonetos, enquanto que as colorações castanhas e amarelas são indicativas da presença de hidrocarboneto



Testemunho 1 – Caixas 1 a 5 – 279,0 a 284,0 m – Luz Branca



Testemunho 1 – Caixas 1 a 5 – 279,0 a 284,0 m – Luz UV

Fotografia do testemunho 1 do poço A30



Testemunho 1 – Caixas 6 a 9 – 284,0 a 287,08 m – Luz Branca



Testemunho 1 – Caixas 6 a 9 – 284,0 a 287,08 m – Luz UV

Fotografia do testemunho 1 do poço A30



Testemunho 2 – Caixas 1 a 5 – 288,0 a 293,0 m – Luz Branca



Testemunho 2 – Caixas 1 a 5 – 288,0 a 293,0 m – Luz UV

Fotografia do testemunho 2 do poço A30



Testemunho 2 – Caixas 6 a 10 – 293,0 a 297,20 m – Luz Branca



Testemunho 3 – Caixas 1 a 5 – 297,20 a 302,20 m – Luz Branca

Fotografia do testemunho 2 e 3 do poço A30

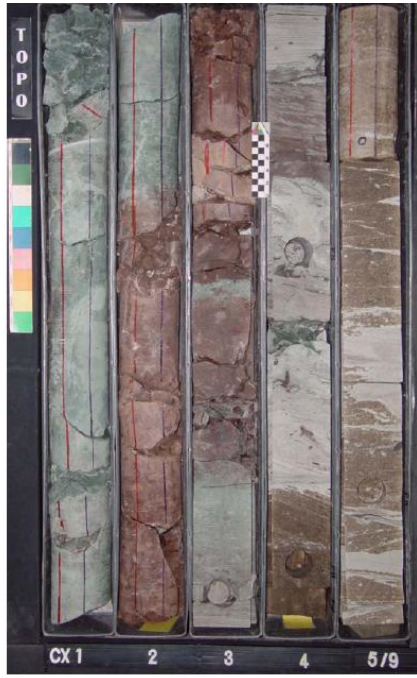


Testemunho 3 – Caixas 6 a 9 – 302,20 a 305,69 m – Luz Branca

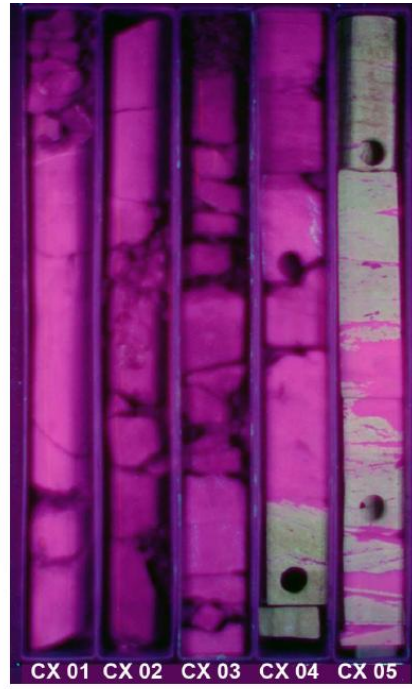


Testemunho 3 – Caixas 6 a 9 – 302,20 a 305,69 m – Luz UV

Fotografia do testemunho 3 do poço A30

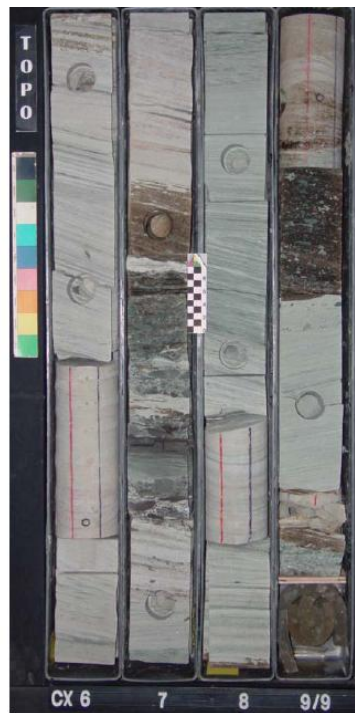


Testemunho 4 – Caixas 1 a 5 – 306,20 a 311,20 m – Luz Branca

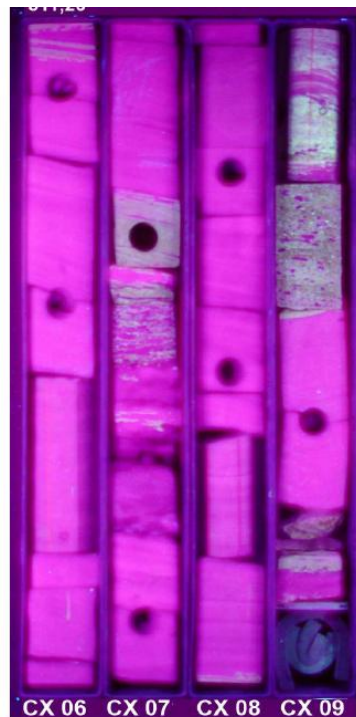


Testemunho 4 – Caixas 1 a 5 – 306,20 a 311,20 m – Luz UV

Fotografia do testemunho 4 do poço A30



Testemunho 4 – Caixas 6 a 9 – 311,20 a 314,86 m – Luz Branca



Testemunho 4 – Caixas 6 a 9 – 311,20 a 314,86 m – Luz UV

Fotografia do testemunho 4 do poço A30

Planilha de Amostragem Plugs

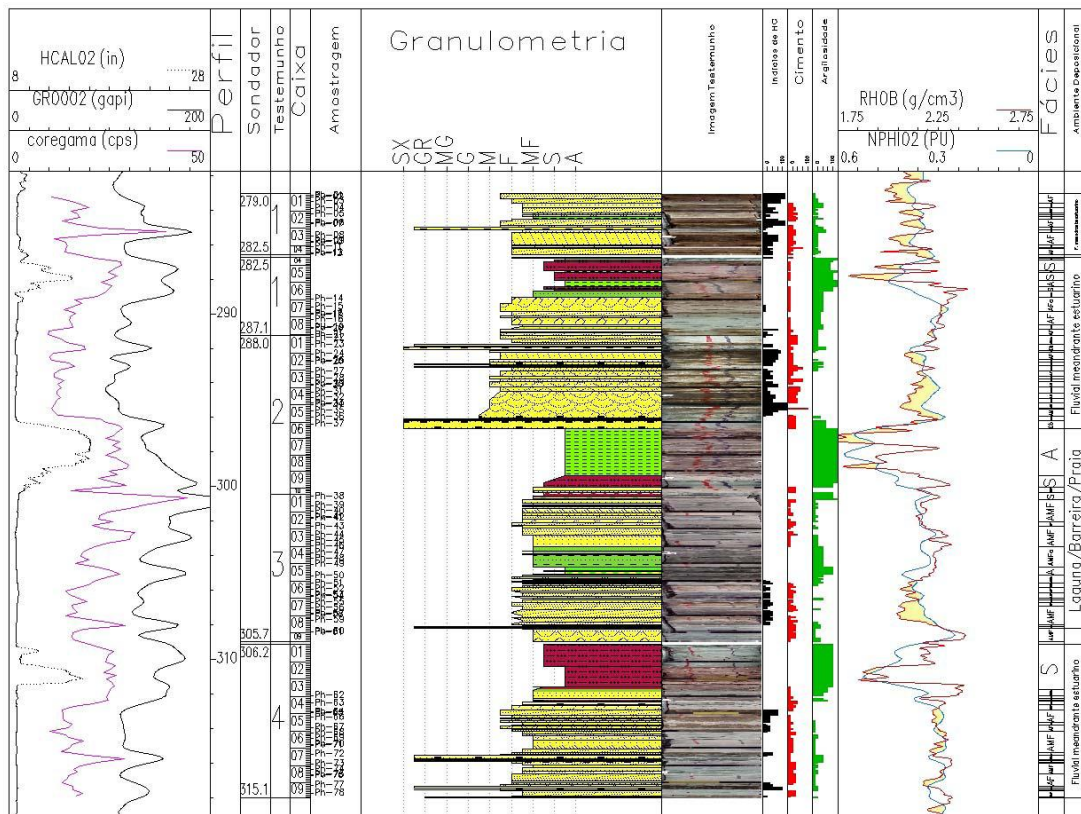
Análises experimentais dos Plugs- Poço A30

DADOS DO POÇO				ANÁLISES											Observações
PLUG	N.#	CX	PROF.	Pluque H/V	Por.	Perm.	DRX	MEV	LAM	CAL	GRN	WC	Sw	Fluido	
1	1	1	279,12	H	X	X			X				X	N ₂	
2	1	1	279,20	V	X	X							X	N ₂	
3	1	1	279,44	H	X	X			X				X	N ₂	
4	1	1	279,85	H	X	X							X	N ₂	
5	1	2	280,20	H	X	X								N ₂	
6	1	2	280,70	H	X	X			X				X	N ₂	
7	1	2	280,75	V	X	X							X	N ₂	
8	1	3	281,45	H	-	-									Perdido por Rachadura
9	1	3	281,75	H	X	X							X	N ₂	
10	1	3	281,80	V	X	X							X	N ₂	
11	1	4	282,08	H	X	X							X	N ₂	
12	1	4	282,43	H	X	X			X				X	N ₂	
13	1	4	282,48	V	X	X							X	N ₂	
14	1	6	284,95	H	X	X								N ₂	
15	1	7	285,40	H	X	X							X	N ₂	
16	1	7	285,80	H	X	X								KCl	
17	1	7	285,85	V	X	X								KCl	
18	1	8	286,14	H	X	X								KCl	
19	1	8	286,60	H	X	X								KCl	
20	1	8	286,66	V	X	X								KCl	
21	1	9	287,03	H	X	X			X				X	N ₂	
22	2	1	288,10	H	X	X								KCl	
23	2	1	288,52	H	X	X								N ₂	
24	2	2	289,07	H	X	X			X				X	N ₂	
25	2	2	289,45	H	X	X							X	N ₂	
26	2	2	289,50	V	X	X								N ₂	
27	2	3	290,07	H	X	X			X				X	N ₂	
28	2	3	290,47	H	X	X								N ₂	
29	2	3	290,80	H	X	X								N ₂	
30	2	3	290,87	V	X	X			X				X	N ₂	
31	2	4	291,25	H	X	X								N ₂	
32	2	4	291,57	H	X	X			X				X	N ₂	
33	2	4	291,91	H	X	X			X				X	N ₂	
34	2	4	291,97	V	X	X								N ₂	
35	2	5	292,36	H	X	X			X				X	N ₂	
36	2	5	292,70	H	X	X								KCl	
37	2	6	293,10	H	X	X								KCl	

Seções de testemunhos enviadas para serem plugadas nos Laboratórios OMNI do Brasil Ltda.

Descrição Textural e Sedimentologia

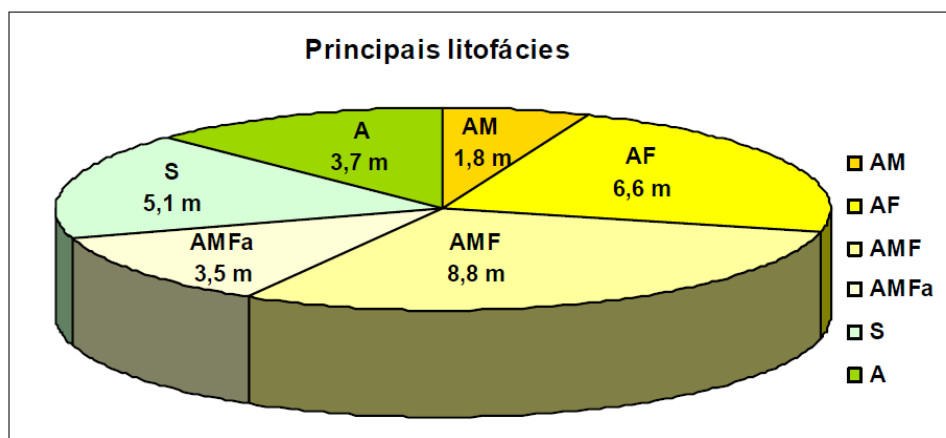
Descrição ao nível das características litológicas, texturais e estruturas sedimentares presentes nas amostras para criar um perfil de reservatório, integrando os dados de rocha aos de perfis e ajustando em profundidade, com base no coregama, a posição das amostras colectadas, granulometria, estruturas sedimentares, indícios de hidrocarbonetos, teor de cimento e argila, litofácies e paleoambiente deposicional, além dos dados de petrofísica básica e saturação de fluídos. (figura abaixo)



Perfil de descrição de testemunhos n°s 1 a 4 do Poço 3.

Litofácies

Foram identificadas 6 (seis) litofácies principais, caracterizadas com base na litologia, granulometria, estruturas sedimentares e expressão na coluna sedimentar amostrada superior a 5% do total recuperado. (Fig 16)



Litofácies predominantes nos testemunhos do Poço 3.

AM – ARENITO MÉDIO – castanho-claro a escuro (com óleo), em parte cinza-esbranquiçado (cimento calcífero) ou esverdeado (argiloso), seleção moderada a regular, subarredondado a subangular, quartzoso, micáceo. A estratificação cruzada predominante é do tipo acanalada. A porosidade aparente é boa a regular, mas também pode ser fechada, devido a, localmente, apresentar intensa cimentação calcítica e/ou dolomítica. O contacto basal desta litofácies é erosivo, e quando se desenvolve sob argilitos, apresenta-se rica em bolas pelíticas, milimétricas a centimétricas.

AF – ARENITO FINO - castanho claro a escuro (com óleo), também cinza-esbranquiçado (cimento carbonático), quartzoso, micáceo, seleção moderada a boa. Por vezes ocorre argiloso, com coloração branca acinzentada, esverdeada ou avermelhada devido à oxidação. A porosidade aparente é regular a boa. A estratificação mais comum é a cruzada de baixo ângulo a tangencial, eventualmente laminação clinoascendente crítica a subcrítica, com *flaser*, *mud-couplets* ou *drapes* argilosos/micáceos, raramente convoluta ou maciço. A depender da posição estratigráfica ocorre com bioturbação fraca a intensa, com *arenicolites*, *palaeophycus*, *skolithos*.

AMF/AMFa – ARENITO MUITO FINO – cinza-claro, verde-claro ou avermelhado, quando oxidado, em parte castanho-claro (com óleo), quartzoso, micáceo, geralmente argiloso, com seleção regular a pobre, também esbranquiçado devido a manchas de cimento calcítico/dolomítico. A porosidade aparente é regular a fechada, devido a argilosidade e cimentação. As estruturas sedimentares mais comuns são a estratificação cruzada de baixo ângulo, plano-paralela incipiente, indistinta, ou convoluta. Também são comuns laminação clinoascendente crítica a subcrítica, *flaser*, *mud-couplet* e *drape* argiloso/micáceo. A bioturbação varia de moderada a intensa, com *arenicolites*, *palaeophycus*, *skolithos* e *teichicnus*,

podendo destruir completamente as estruturas primárias. Apresenta-se comumente sem indícios de hidrocarbonetos.

S - SILTITO castanho-avermelhado/esverdeado, arenoso ou argiloso, micáceo, com *slikensides*, duro, aspecto maciço, muito bioturbado, deformado ou fraturado. Grada verticalmente para argilito.

A – ARGILITO castanho-avermelhado/esverdeado, com *slikensides* e presença ocasional de níveis de caliche. Localmente cinza-escuro a preto, carbonoso, piritoso, com “linsen” e lâminas de arenito bioturbado. Ocorre em camadas decimétricas a métricas, constituindo, em conjunto com siltito, barreiras ao fluxo vertical e compartimentando lateralmente os corpos de arenito reservatório.

Com base na avaliação da presença dos indícios de hidrocarbonetos, conclui-se que as litofácies AM e AF são as que têm melhores características permoporosas. Contudo, a litofácies predominante no intervalo total recuperado é o arenito muito fino (AMF), que tem condição inferior para reservatório. A figura acima mostra o percentual das principais litofácies identificadas, considerando-se apenas aquelas com mais de 5% do intervalo total recuperado (>1,7m).

Características do reservatório (Poço – A30)

Com base no modelo deposicional meandrante com influência de maré, infere-se que a geometria externa dos reservatórios é caracterizada por corpos arenosos com moderada persistência lateral e baixa conectividade vertical.

A geometria interna dos corpos de arenito reflete as características peculiares ao ambiente fluvio-estuarino influenciado por marés, com heterogeneidades na escala de poço (lâminas, bolas e microbolas pelíticas) e anisotropia ao fluxo nos corpos de arenito potencialmente reservatório, em função da diminuição da granulometria e aumento de argilosidade para o topo.

Conclusões

- Dentre as litofácies identificadas, AM e AF têm as melhores características permoporosas, sendo que a litofácies AMF concorre como reservatório marginal;
- Os principais reservatórios são depósitos basais de barras fluvio-estuarinas formadas pelas litofácies AM e AF, sob influência de maré, encaixados em depósitos de planície fluvio-estuarina/laguna;
- Ocorrem dois ciclos deposicionais canalizados separados por um pacote areno-pelítico, que representa um afogamento do estuário, formando uma laguna;
- A geometria dos reservatórios é caracterizada por corpos arenosos com moderada persistência lateral e baixa conectividade vertical;
- As principais heterogeneidades são intercalações de arenito argiloso e camadas pelíticas, níveis com concentração de bolas pelíticas;
- Existe um forte controle da granulometria e da argilosidade na impregnação de hidrocarbonetos. A saturação de óleo é maior no terço inferior dos ciclos de fluviais, enquanto os depósitos de topo de barra e abandono de canal estão saturados com água;
- A cimentação carbonática/dolomítica ocorre como manchas (concreções) ou ao longo dos planos de laminação/estratificação, sendo esta mais prejudicial à permeabilidade do reservatório;
- Macroscopicamente, a argila aparece como importante elemento redutor da permoporosidade do reservatório, ocorrendo na forma de argila infiltrada, microbolas pelíticas esmagadas e adicionada por bioturbação.