



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GEOLOGIA**

ROBERTO RIOS PASSOS FILHO

**ARGILOMINERAIS EM RESERVATÓRIOS DE
HIDROCARBONETOS: “POSSIBILIDADE DE DANO DE
FORMAÇÃO”**

Salvador

2019

ROBERTO RIOS PASSOS FILHO

**ARGILOMINERAIS EM RESERVATÓRIOS DE
HIDROCARBONETOS: “POSSIBILIDADE DE DANO DE
FORMAÇÃO”**

Monografia apresentada ao Curso de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador: Prof MSc. Roberto Rosa da Silva

Salvador

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

ROBERTO RIOS PASSOS FILHO

**ARGILOMINERAIS EM RESERVATÓRIOS DE
HIDROCARBONETOS: “POSSIBILIDADE DE DANO DE
FORMAÇÃO”**

Trabalho final de graduação aprovado como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em geologia, Universidade Federal da Bahia, pela seguinte banca examinada:

1º Examinador – Prof. MSc. Roberto Rosa da Silva, UFBA

2º Examinador – Prof. Dr. Carlson Maia Leite, UFBA

3º Examinador – MSc. Edson Souza Medeiros, PETROBRAS S.A.

Salvador, 19 de novembro de 2019

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Rios Passos Filho, Roberto
ARGILOMINERAIS EM RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS:
?POSSIBILIDADE DE DANO DE FORMAÇÃO* / Roberto
Rios Passos Filho. -- Salvador, 2019.
63 f. : il

Orientador: Roberto Rosa da Silva.
TCC (Graduação - Geologia) -- Universidade Federal
da Bahia, IGEO-UFBA, 2019.

1. Argilominerais. 2. Dano de Formação. 3.
Petrografia. I. Rosa da Silva, Roberto. II. Título.

*In memorium de Tereza Passos de Rios
e Celeste Santos da Costa Barreto.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por ter me abençoado com as graças divinas e me ter dado forças para nunca desistir dos meus desejos e missões.

Aos meus pais, Roberto e Selma, por todo apoio não só no período da faculdade, mas de toda uma vida de dedicação, ensinamentos e amor incondicional aos filhos. Sem vocês, nada seria.

A Gabriela Carvalho, minha namorada, amiga para todas as horas, companheira de sala, grupo e trabalho por todas as vezes que se mostrou como minha maior incentivadora e ponto de apoio nesta caminhada.

À minha irmã e companheira Paula, que apesar de todas as brigas, sei que posso contar com ela a qualquer instante.

Aos meus avós Loro, Zoca e Tera por me mostrarem que amor de avó é um dos maiores agrados do mundo.

As minhas tias Cláudia e Maria Helena por todo o amor e carinho só aquelas 2^{as} mães conseguem fornecer.

Ao meu fantástico orientador Roberto Rosa da Silva, minha admiração por ele como pessoa e profissional aumenta a mais a cada dia.

A Petrobrás por dispor o material necessário para a confecção deste trabalho final de graduação.

À Michelle por todo o carinho e cuidado comigo por todos esses anos

A família Carvalho de Jesus por toda a convivência, carinho e cuidados nestes 4 anos.

A “Barretada”, Vasconcelos e Rabelo Cardoso por todo o apoio incondicional que me deram durante a minha vida inteira, em especial a Marcelo, Caio e afilhado Léo por serem os irmãos que a vida me apresentou.

A todos meus amigos de longa data, em especial a Felipe Dalit, Thácio Swami, Ernesto e Guilherme por todo o apoio, amizade e vivência durante este período.

Aos amigos de elétrica, em especial para Fernanda Barata, Lara Figueiredo e Vinicius Pinto por todos esses anos de amizade.

A todos os amigos que a geologia me deu, em especial para Alê, Aya, Sussu, Aznar, Tarcio Álvaro e Denyson, Felipe Falcão, Ana Fábria, Carmen e Eider por todos os campos, conversas, conselhos e boas histórias para contar. Aos veteranos que fizeram parte da minha graduação, em especial a Hernan e Tarsila, que se tornaram grandes amigos e parceiros nesta caminhada

A todos os meus professores, que me ensinaram e contribuíram positivamente para a minha formação. Dentre eles, deixo o meu agradecimento especial para Ernande Melo, Reinaldo Brito, Carlson Leite, Ricardo Fraga, Cícero Paixão, Lucas Alemão, Thiago, Luan Dátolli, Pedro Garcia, Osmário Leite e Flávio Sampaio.

A todos os funcionários da DNPM/ANM por todo o companheirismo, ensinamentos e apoio no período de estágio, em especial para Cláudio, Artur, Carlos Tozona, Nailton, Silas, Paulo Magno, Leidiane, Vânia, Jô, Lígia, Rebeca, Ednaldo e Vivi.

A todos os funcionários da UFBA que trabalham arduamente para manter a instituição, em especial para Caetano e Dera.

Deixo a todos que passaram por minha vida o meu mais sincero obrigado, sem vocês eu não seria quem eu sou hoje

.

RESUMO

Os argilominerais são filossilicatos de alumínio hidratado com granulometria inferior a 2 μm (micras). O diminuto tamanho deste grupo de minerais não reflete a importância e complexidade do mesmo. Dentre a grande variedade de espécies, os mais comuns, e importantes, são a caulinita, clorita, illita e esmectita. O valor do conhecimento acerca deste grupo minerais se reflete diretamente na produção de hidrocarbonetos. O tipo, distribuição, composição e reatividade dos argilominerais pode refletir na produção de hidrocarbonetos devido a sua relação direta com a permo-porosidade da formação. O comprometimento da permo-porosidade da formação está relacionado com o fenômeno conhecido como Dano de Formação. Esse fenômeno é responsável pela redução da produtividade de hidrocarbonetos no reservatório causado pela interação dos fluidos utilizados na construção do poço com a rocha-reservatório. Entender a interface Argilominerais-Dano de Formação é de suma importância para manter e melhorar a produtividade de um poço. Para atingir este objetivo, estudou-se 12 lâminas da Bacia do Recôncavo-Ba em busca de caracterizar os argilominerais presentes. Os argilominerais encontrados foram: i) Caulinita com hábito de *booklets*, lamelar substituindo e expandindo micas; ii) esmectita na forma de argila de infiltração sob a forma de meniscos exibindo textura de encolhimento e iii) cloritas maciças substituindo clastos argilosos, formando franjas circundando poros (*rims pore lining*) e substituindo feldspatos. A presença destes argilominerais está relacionada a possibilidade de Dano de Formação, tais como, respectivamente, migração de finos, inchamento das argilas e precipitação de óxidos de ferro.

Palavras-chave: Argilominerais. Dano de Formação. Caulinita. Clorita. Argila de infiltração.

ABSTRACT

Clay minerals are hydrous aluminum phyllosilicates with a particle size of less than 2 μm (microns). The small size of this group of minerals does not reflect its importance and complexity. Among the great variety of species, the most common, and, important, are kaolinite, chlorite, illite and smectite. The value of knowledge about this group is directly reflected in hydrocarbon production. The type, distribution, composition and reactivity of clay minerals may reflect the hydrocarbon production due to its direct relationship with the formation permeability. The impairment of formation permeability is related to the phenomenon known as Formation Damage. This phenomenon is responsible for the reduction of hydrocarbon productivity in the reservoir caused by the interaction of the fluids used in the construction of the well with reservoir rock. Understanding the interface between clay mineral-Formation Damage is important in maintaining and improving the well productivity. To exemplify this study, 12 thin sections of Recôncavo basin-Ba were studied in order to characterize the present clay minerals. The clay minerals found were: i) Booklets and lamellar kaolinite; ii) meniscus of smectite exhibiting shrinkage texture and iii) chlorites replacing clay clasts forming rims pore lining and replacing feldspars. The presence of these clay minerals is related to the possibility of Formation Damage, such as, respectively, dispersion and migration of fines, clay-swelling and precipitation of iron oxides.

Keywords: Clay minerals. Formation Damage. Kaolinite Chlorite. Infiltrated clay.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Componentes do microscópio de luz transmitida polarizada (Nikon Eclipse 50/Pol; Leica Laborlux 12 Pol).	17
Figura 2.2 - Esquema simplificado do funcionamento de um aparelho de DRX.	18
Figura 2.3 - Esquematização da Lei de Bragg e o padrão de um difratograma.	18
Figura 2.4 - Padrão de resultados da perfilagem de densidade (RHOB), neutrão (NPHI), <i>Gamma-ray</i> (GR) e Resistividade (RILD).	24
Figura 3.1 – Exemplificação das diversas destinações para o uso das argilas.	25
Figura 3.2 - Diagrama esquemático dos tetraedros de SiO ₄ e octaedros de Al ₂ (OH) ₆ /Mg ₃ (OH) ₆ com suas respectivas folhas.	27
Figura 3.3 - Divisão das famílias dos argilominerais baseado em seu tipo, grupo e subgrupo estrutural.	28
Figura 3.4 – Hábitos encontrados nos argilominerais autigênicos do tipo <i>pore-filling</i>	30
Figura 3.5 - Diferentes hábitos dos argilominerais recobrando os grãos.	32
Figura 3.6 - Modelo esquemático da camada estrutural básica de Caulinita e composição mais comum.	34
Figura 3.7 - Resultado padrão de DRX das caulinitas.	35
Figura 3.8 - Modelo esquemático e composição mais comum da camada estrutural básica de Montmorilonita, principal representante desta família.	37
Figura 3.9 - Modelo esquemático e composição mais comum da camada estrutural básica de illita.	39
Figura 3.10 - Resultado padrão de DRX das illitas.	41
Figura 3.11 - Modelo esquemático e composição mais comum da camada estrutural básica de clorita.	42
Figura 3.12 - Resultado padrão das cloritas.	44
Figura 3.13 - Modelo esquemático da estruturação de camadas dos argilominerais interestratificados.	45

LISTA DE IMAGENS

Imagem 2.1 - Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV), LEO EVO 40 XVP, com sistema de microanálise de raios X (Bruker) e criosystem da Gatan.....	20
Imagem 3.1 - Caolinita preenchendo os poros da rocha (pore-filling).	31
Imagem 3.2 - Cutícula de argila (coatings pore-lining) infiltrada formada por illita recobrindo o grão de quartzo do arcabouço.	32
Imagem 3.3 - Ligação entre illita e illita/esmectita entre grãos de quartzo recobertos por cutículas de argila infiltrada.....	33
Imagem 3.4 - Pilhas e alongados "verms" de caulinita preenchendo espaço poroso entre grãos detríticos de quartzo aumentado em 2000x.	36
Imagem 3.5 - Grão recoberto por argila de infiltração de composição esmectítica.....	38
Imagem 3.6 - Desenvolvimento de fibras de illita nas bordas da lamela de argila infiltrada. .	41
Imagem 3.7 - Placas bem desenvolvidas de clorita com morfologia de roseta.....	44

LISTA DE FOTOMICROGRAFIAS

Fotomicrografia 3.1 - Lâmina delgada com nicóis cruzados à direita e nicóis descruzados à esquerda pertencente ao arenito Brent do campo de Lyell (Reino Unido). Esta fotomicrografia mostra um grão de biotita parcialmente convertido em caulinita.	35
Fotomicrografia 3.2 – Ilita autigênica como cimento em flocos finos disperso entre grãos de quartzo detrítal (Q) e calcita (C) e cimento de pirita (P).....	40
Fotomicrografia 3.3 – (A) Clorita autigênica formando aros finos ao redor dos grãos de quartzo. B) Biotita cloritizada preenchimento de poros.	43
Fotomicrografia 5.1 - Caulinita ligando grãos de quartzo do arcabouço da rocha.	53
Fotomicrografia 5.2 - Caulinita preenchendo totalmente a porosidade móldica de um possível grão de feldspato. A antiga forma do grão está circundada pela camada fina de óxidos.	53
Fotomicrografia 5.3 - <i>Booklets</i> de caulinita.	54
Fotomicrografia 5.4 - Caulinita substituindo e expandindo micas.....	54
Fotomicrografia 5.5 - Caulinita precipitada nos poros da formação.....	55
Fotomicrografia 5.6 - Cutículas de argilominerais contínuas e descontínuas formadas por infiltração de argila.....	56
Fotomicrografia 5.7 - Massas preenchendo poros e aprisionando impurezas (material opaco) desidratadas e encolhidas.	56
Fotomicrografia 5.8 - Clorita apresentando hábito de grumos maciços.	57
Fotomicrografia 5.9 - Cloritas na forma de franjas circundando o poro (<i>rims pore lining</i>).	58
Fotomicrografia 5.10 - Cloritas <i>cabbage</i> (repolho).	58
Fotomicrografia 5.11 - Cloritização dos feldspatos dando o aspecto avermelhado devido a entrada de íons ferro no sistema.....	59

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1- Argilominerais e os Danos de Formação causado por eles.....	48
---	----

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1.....	13
CONSIDERAÇÕES GERAIS	13
1.1 INTRODUÇÃO	13
1.2 OBJETIVOS	14
1.2.1 Objetivo Geral	14
1.2.2 Objetivos Específicos.....	14
1.3 MATERIAIS E MÉTODOS	14
1.3.1 Levantamento Bibliográfico	14
1.3.2 Estudos Petrográficos.....	14
CAPÍTULO 2.....	16
MÉTODOS DE CARACTERIZAÇÃO	16
2.1 ANÁLISE PETROGRÁFICA	16
2.2 DIFRATOMETRIA DE RAIOS-X (DRX)	17
2.3 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA (MEV).....	20
2.4 PERFIS RADIOATIVOS	21
2.4.1 Perfis de Raios Gama.....	21
2.4.2 Perfil de Resistividade	21
2.4.3 Perfil de Densidade	22
2.4.4 Perfil de Neutrão	22
CAPÍTULO 3.....	25
ARGILOMINERAIS EM ARENITOS.....	25
3.1 INTRODUÇÃO	25
3.2 DEFINIÇÃO E ESTRUTURA DOS ARGILOMINERAIS	26
3.3 GÊNESE DOS ARGILOMINERAIS.....	28
3.4 FORMA DOS ARGILOMINERAIS	29
3.4.1 Preenchimento de Poros (<i>Pore Filling</i>).....	29
3.4.2 Recobrimento de Grãos (<i>Pore Lining</i>)	31
3.4.3 Ligamento de Grãos (<i>Pore-Bridging</i>).....	33
3.5 GRUPOS DE ARGILOMINERAIS	33
3.5.1 Grupo da Caulinita.....	34
3.5.2 Grupo da Esmectita	36
3.5.3 Grupo da Illita.....	39
3.5.4 Grupo da Clorita	42
3.5.5 Interestratificadas	44

4.1 INTRODUÇÃO	46
4.2 A INFLUÊNCIA DOS ARGILOMINERAIS NO DANO DE FORMAÇÃO	47
4.2.1 Inchamento de Argilas.....	48
4.2.2 Migração e Dispersão de Finos	49
4.2.3 Precipitação de Componentes Secundários do Ferro	50
4.2.4 Microporosidade	50
5.1 RESULTADOS	52
5.1.1 Aspectos Petrográficos.....	52
5.1.1.1 Caulinita.....	52
5.1.1.2 Argila de Infiltração	55
5.1.1.3 Clorita	57
5.2 DISCUSSÕES.....	59
REFERÊNCIAS	61

CAPÍTULO 1

CONSIDERAÇÕES GERAIS

1.1 INTRODUÇÃO

Apesar de pouco difundido no meio acadêmico, os problemas associados com a produção de petróleo ilustram o valor estratégico e prático do conhecimento em argilominerais. Geocientistas e engenheiros de petróleo precisam compreender os argilominerais para desenvolver, manter e administrar os reservatórios de hidrocarbonetos. Os argilominerais podem ser da ordem de 1% de um reservatório, mas eles são os materiais mais reativos em contato com qualquer fluido nos poros da rocha. Para evitar danos à permeabilidade e à porosidade do reservatório, devem-se identificar os argilominerais na rocha-reservatório e analisar as suas características. Os reservatórios danificados pela introdução de fluidos impróprios podem, por vezes, ser recuperados se os argilominerais presentes forem compreendidos (ESLINGER, 1988).

A maioria das formações produtoras de óleo e gás contém argilominerais que foram originalmente depositados durante a sedimentação, ou precipitados diageneticamente dos fluidos que percolam o arcabouço da rocha. Esses argilominerais podem causar perda de permeabilidade por meio de diversos mecanismos. A perda da permeabilidade ou condutividade hidráulica do meio poroso natural da formação petrolífera é normalmente denominada de "dano à formação", na indústria do petróleo (CIVAN, 2000).

Entre os mecanismos causadores de danos, pode-se citar a "migração de finos", deposição de ferro e o inchamento de argilas autigênicas, tema central de estudo deste trabalho. A avaliação, o controle e a prevenção do dano à formação são as tarefas mais importantes a serem executadas para a exploração eficiente dos reservatórios de hidrocarbonetos (CIVAN, 1990). De acordo com Krueger (1986), o reparo de danos à formação é difícil e dispendioso, portanto, o ideal é prevenir o dano.

Sendo assim, a geologia mostra-se como uma importante ferramenta para tal tarefa, conhecer quais os argilominerais presente na rocha-reservatório ajuda-se a identificar e prevenir possíveis danos. Conhecendo o dano e como o mesmo se

origina, técnicas de prevenção e estimativa podem ser aperfeiçoadas (ROSENTHAL, 2005).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Difundir a importância dos estudos de argilominerais na indústria de hidrocarbonetos. Explicar como estes podem causar uma série de feitos prejudiciais nas rochas-reservatórios, denominado na indústria por "dano à formação".

1.2.2 Objetivos Específicos

Caracterizar através em lâminas petrográficas os argilominerais presentes utilizando basicamente a petrografia óptica a fim de identificar quais os possíveis danos de formação poderia ocorrer na rocha .

1.3 MATERIAIS E MÉTODOS

1.3.1 Levantamento Bibliográfico

Os dados utilizados para o desenvolvimento desta Monografia foram obtidos através de levantamentos bibliográficos. As informações foram adquiridas em publicações através de pesquisa por teses, dissertações, artigos, livros e pesquisas em *sites* especializados em material acadêmico.

1.3.2 Estudos Petrográficos

Neste trabalho buscou-se caracterizar qualitativamente os argilominerais em 12 lâminas petrográficas de amostras doadas ao orientador desta monografia pela Petrobras S.A. Estas lâminas foram analisadas e tiveram os argilominerais, quando presentes, catalogados e descritos basicamente através de análise petrográfica.

Lâmina	Litologia	Granulometria	Composição
RR1	Arenito	Areia fina	92% Quartzo 4% Feldspato 2% caulinita 1%opacos 1% biotita
RR2	Arenito	Areia fina	94% quartzo 3% feldspato 2%caolinita 1%opaco +biotita
RR3	Arenito	Areia média	93% quartzo 3%caulinita 2%micas 1%feldspato 1%opacos+acessórios
RR4	Arenito	Areia fina a média	95% quartzo 2%feldspato 1%mica 1% caulinita 1% opaco
RR5	Arenito	Areia média	93% quartzo 3%caulinita 2%feldspato 1%opacos+dolomita
RR6	Arenito	Areia fina	89% quartzo 5% feldspato 4% esmectita 1% mica 1% opaco
RR7	Arenito	Areia média	91% quartzo 4% esmectita 3%feldspato 1%mica 1% opaco
RR8	Arenito	Areia média	92% quartzo 3% feldspato 2% clorita 1% mica 1% opaco 1% acessórios
RR9	Arenito	Areia fina a média	92% quartzo 3% feldspato 2% clorita 1% mica 1% opaco 1% acessórios
RR10	Arenito	Areia média	93% quartzo 3% feldspato 2%mica 1% opaco
RR11	Arenito	Areia média a grossa	89% quartzo 6% feldspato 3% opaco 2% argilominerais
RR12	Arenito	Areia fina a média	96% quartzo 3% feldspato 1% opacos+acessórios

CAPÍTULO 2

MÉTODOS DE CARACTERIZAÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Neste presente capítulo será discutido os principais métodos de caracterização de argilominerais, tanto em laboratório, quanto na perfilagem. Devido à falta de recursos disponibilizados, não foi possível realizar todas as análises apresentadas neste capítulo.

2.2 ANÁLISE PETROGRÁFICA

O levantamento de dados petrográficos de uma rocha permite a aquisição sobre os aspectos mineralógicos, estruturais e texturais (tamanho, forma, contato entre os minerais, arredondamento, dentre outros). Para tal fim, faz-se o estudo de propriedades óticas dos minerais componentes das rochas e suas interrelações.

Essas propriedades são a cor, pleocroísmo, relevo, clivagem, hábito, inclusões, geminações, ângulo de extinção, sinal ótico, etc. (FUJIMORI, 1979). A principal vantagem do uso de lâminas é que todos os cristais e/ou minerais presentes na seção têm uma mesma espessura conhecida. O que permite determinar uma série de propriedades óticas (NARDY, 2002).

Para alguns tipos especiais de rocha, como rochas com alta porosidade, baixa coerência entre os grãos e/ou minerais e rochas argilosas possuem precauções extras além para a confecção da lâmina petrográfica. De acordo com Fujimori (1979), rochas porosas, como as esperadas em formações-reservatório, é de suma importância que as mesmas sejam impregnadas em Bálsamo de Canadá. Com isso, o bálsamo penetraria nos poros e nas fraturas da rocha e produziria a cimentação e aumentaria a sustentação da rocha, diminuindo a possibilidade de defeitos na lâmina.

Apesar da análise petrográfica ser de suma importância na caracterização de rochas, essa técnica não é infalível na análise de argilominerais. De acordo com Grim (1968), apesar de minerais de argila frequentemente ter aparências distintas que ajudam na sua identificação, há diversos fatores que podem dificultar à sua correta identificação, como a dificuldade na individualização e identificação do cristal do argilomineral e a presença de minerais não-argilosos finos mascarando a presença de argilominerais.

Figura 2.1 - Componentes do microscópio de luz transmitida polarizada (Nikon Eclipse 50/Pol; Leica Laborlux 12 Pol).



Fonte: Raith *et al.* (2014).

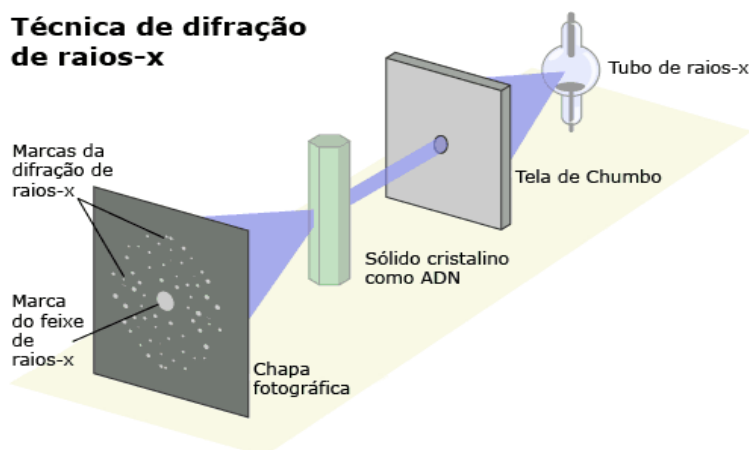
2.2 DIFRATOMETRIA DE RAIOS-X (DRX)

Esta técnica se baseia no fenômeno da difração e espalhamento dos Raios-X ao atingirem um material e, sem perda de energia, mudar a sua trajetória. Percebeu-se que se houver um padrão de obstáculos à passagem das ondas que seja periódico no espaço (grade de difração), ao ser atravessado por um feixe de radiação gera um padrão característico de interferências, cuja forma dependerá diretamente do arranjo da rede de difração (Figura 2.2). Este padrão pode ser impresso em uma chapa fotográfica e ser utilizado para extrair informações sobre como estão organizadas as partículas do objeto analisado (FONSECA, 2014).

A medida dos ângulos de espalhamento é obtida por meio da geometria do aparato onde se mede a distância entre a amostra, filme fotográfico e raios dos círculos registrados sobre o filme fotográfico (LIMA, 2006). Ou seja, a medição é feita

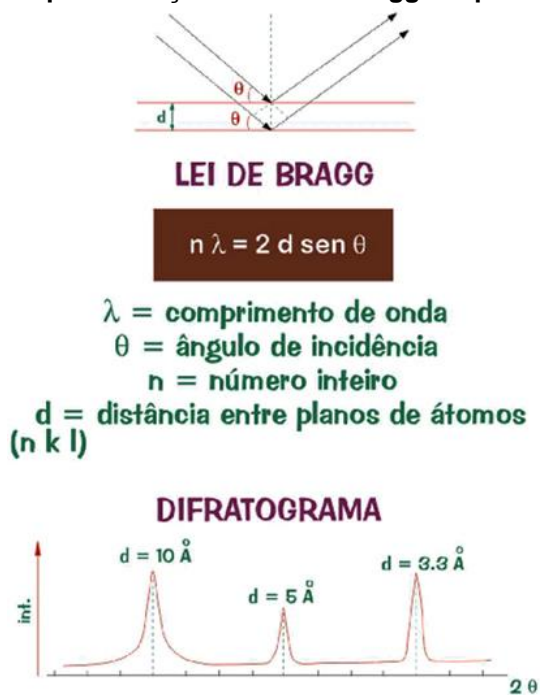
a partir da distância interplanar e da intensidade relativa dos picos nos difratogramas. A partir destas medidas, o ângulo de Bragg, θ , pode ser determinado por $2\theta = \arctan \frac{r}{d}$ (LIMA, 2006) (Figura 2.3).

Figura 2.2 - Esquema simplificado do funcionamento de um aparelho de DRX.



Fonte: Repositório Digital da Saber Ciência¹.

Figura 2.3 - Esquemática da Lei de Bragg e o padrão de um difratograma.



Fonte: Notas de aula, Rosa (2015).

¹ Disponível em: <<https://saber-ciencia.tecnico.ulisboa.pt/artigos/adn-04.php>>. Acesso em maio de 2019.

A identificação dos minerais por esse método se baseia no fato de que cada fase mineral possui a sua própria estrutura cristalina, e o seu respectivo difratograma indica o padrão de difração dos diversos planos estruturais. Estes podem ser comparados com a amostra em questão, quantificando e identificando-a (ROSA, 1991). Entretanto, no caso dos argilominerais estratificados fogem da trivialidade do método, requerendo tratamentos mais avançados.

Em consequência da afirmação anterior, inúmeros autores, utilizando simulações em computador, estabeleceram diversos padrões de difração, de acordo com os teores relativos de cada componente nos sistemas interestratificados. Entre eles, Reynolds (1980) calcularam padrões de reflexões similares às amostras obtidas em amostras naturais, para camadas mistas de illita/esmectita ordenadas e desordenadas. Devido a esses estudos, o DRX é amplamente utilizado em pesquisas relativas à argilominerais. No ramo da exploração e produção de petróleo, o DRX serve para caracterização mineralógica completa da rocha, identificação do tipo de argilomineral e caracterização de incrustações em dutos e impurezas em filtros (IYENGAR, 2000)

2.3 MICROSCOPIA ELETRÔNICA DE VARREDURA (MEV)

Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV) é um dos mais versáteis instrumentos disponíveis para a observação e análise de características microestruturais de objetos sólidos (Imagem 2.1). A principal razão de sua utilidade é a alta resolução que pode ser obtida quando as amostras são observadas. Esta técnica permite alcançar uma resolução melhor que 1 nm (NAGATANI *et al.*, 1987).

Outra característica importante do MEV é a o resultado tridimensional da imagem das amostras, diferentemente das lâminas petrográficas, resultado direto da grande profundidade de campo. A diferença no princípio de funcionamento do MEV para um microscópio ótico, é que o MEV utiliza a resposta da dispersão de um feixe de elétrons que fora bombardeado sobre a superfície da amostra sólida fornecendo informações sobre tamanho, forma, textura e composição da amostra (CHOUDHARY *et al.*, 2017).

Ou seja, o uso do MEV permite visualizar a disposição do argilomineral no poro da rocha. Isso ajudará a entender a mineralogia da argila e seu efeito na porosidade, permeabilidade e outras características do reservatório (JIANG, 2012).

Imagem 2.1 - Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV), LEO EVO 40 XVP, com sistema de microanálise de raios X (Bruker) e criosystem da Gatan.



Fonte: Repositório Digital do LME (UFLN)².

² Disponível em: <<http://prp.ufla.br/labs/microscopiaeletronica/fotos/>>. Acesso em maio de 2019.

2.4 PERFIS RADIOATIVOS

Alguns perfis são utilizados para caracterização do volume de argila em reservatório de hidrocarbonetos, tais como: Perfil de Raio Gama (Gamma-ray), Densidade e Neutrônico. A partir desses perfis, é possível estimar o volume de argila, mas não é possível caracterizar qual a família de argilominerais presente. Sabe-se que a presença de argilominerais no reservatório influencia nos cálculos de volume de hidrocarboneto. Abaixo, esses perfis estão sucintamente explicados.

2.4.1 Perfis de Raios Gama

A perfilagem de raios gama mensura a radioatividade natural das rochas através dos elementos U, Th, e K que emitem radioatividade devido ao seu decaimento. Tal medida é determinada de forma indireta devido ao fato de que os elementos radioativos em geral tendem a se concentrar adsorvidos em argilitos e folhelhos, resultando em uma resposta acentuada no perfil de GR (Figura 2.4). Arenitos psamíticos resultará em resultados “limpos, ou seja, baixos níveis de radioatividade natural. Entretanto, arenitos arcoseanos ou líticos com muitos fragmentos de feldspatos possuem alto nível de atividade radioativa.

Essa técnica é uma ferramenta de uso indispensável durante o processo de perfilagem de poço, sua principal função é a distinção entre litologias que possivelmente podem ser rochas reservatório ou não. Esta ferramenta possibilita a correlação geológica do poço, desde identificação litológica até identificação da existência ou não de discordâncias (BRITTO, 2013).

Em suma, este perfil mostra sua importância na separação de reservatórios argilosos e reservatórios “limpos”. Pois, a argilosidade influenciará no cálculo de volume de hidrocarbonetos na formação. A unidade de medida da ferramenta é dada em grau API.

2.4.2 Perfil de Resistividade

O perfil de resistividade mensura a quantidade de sais dissolvidos na água contida nos poros da rocha, que corresponde à salinidade. De forma que, a resistividade da rocha é diretamente proporcional à resistividade da água de seus poros e inversamente proporcional à porosidade (NERY, 2013).

Em um meio homogêneo, a diferença de potencial aplicada entre os eletrodos de corrente reflete a densidade de corrente e a resistividade, em ohm-metro (Ωm), naquela região (KEAREY *et al.*, 2013)

Os argilominerais presentes interferem na determinação da saturação e da porosidade. Fatores como o volume ocupado, distribuição espacial, o tipo de argilomineral e a salinidade da água são também considerados para os ajustes na modelagem da formação. A permeabilidade é quase sempre controlada por pequenas quantidades de argilominerais no espaço poroso (RODRIGUES, 2015).

2.4.3 Perfil de Densidade

O perfil de densidade é utilizado para medir a densidade eletrônica das rochas, permitindo o cálculo indireto da porosidade das rochas (Figura 2.4). O princípio da ferramenta é dado pela dissipação de raios-gama emitidos por uma fonte radioativa artificial pressionado contra parede do poço (ESLINGER *et al.*, 1988).

A colisão dos raios gama emitidos com a formação causará o espalhamento dos elétrons, se dissipando e sendo detectados por um conjunto pela ferramenta. Quanto maior a quantidade de raios gama dissipados, maior a densidade da formação rochosa, conseqüentemente menos porosa. Logo, quanto menor o número de raios gama dissipados, menor é a densidade, ou seja, a rocha será mais porosa (BRITTO, 2013).

Os fatores que interferem nas leituras dos sensores são: contato do sensor com a parede do poço, argilosidade, o diâmetro do poço, fraturas nas formações, presença de reboco muito espesso e zonas de gás. (BRITTO, 2013).

2.4.4 Perfil de Neutrão

O perfil de neutrão é utilizado para calcular a porosidade das formações baseado concentração de hidrogênio na formação (Figura 2.4). O funcionamento da ferramenta consiste na emissão de nêutrons de alta energia através de uma fonte externa.

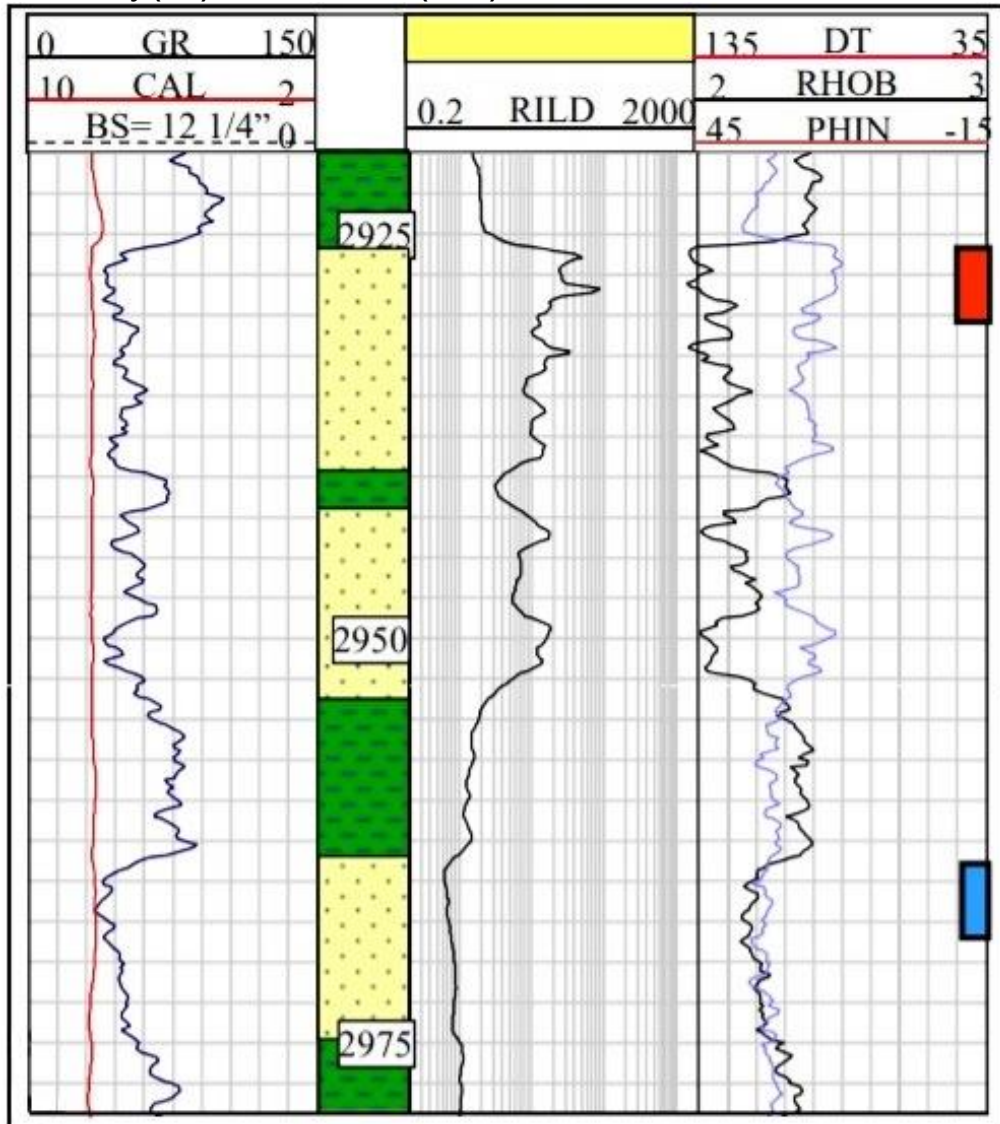
Os nêutrons emitidos se chocam com os núcleos dos átomos da formação e vão perdendo parte de sua energia a cada colisão. A quantidade de energia perdida será proporcional a massa do núcleo com o qual se choca e será maior quando o choque ocorrer com o átomo de hidrogênio, pois este possui uma massa atômica praticamente

igual à do nêutron. Ou seja, a velocidade da perda de energia é proporcional a quantidade de hidrogênio da formação (BRITTO, 2013).

Os perfis de neutrão representam a quantidade de hidrogênio da formação, o que corresponde ao espaço poroso preenchido por fluidos. O óleo e a água possuem uma quantidade aproximada de hidrogênio por unidade de volume, porém o gás possui baixo índice de hidrogênio, fornecendo ao perfil neutrão uma porosidade mais baixa do que a real (BRITTO, 2013).

Quando se analisa conjuntamente os perfis de densidade e neutrão para reservatórios com argilosidade, é possível perceber a aproximação dessas duas curvas (Figura 2.4).

Figura 2.4 - Padrão de resultados da perfilagem de densidade (RHOB), neutrão (NPHI), Gamma-ray (GR) e Resistividade (RILD).



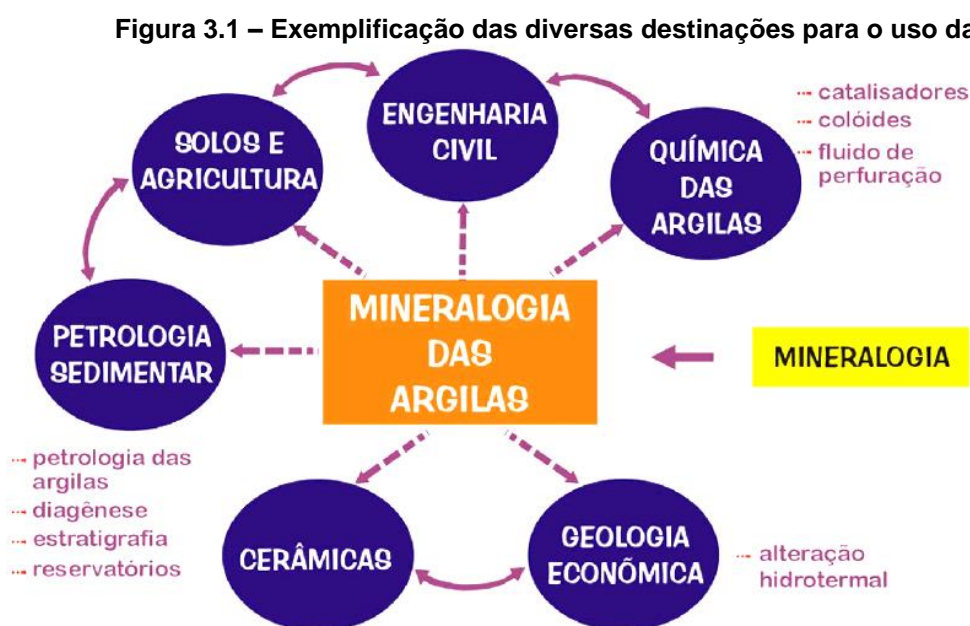
Fonte: Rosa (2015).

CAPÍTULO 3

ARGILOMINERAIS EM ARENITOS

3.1 INTRODUÇÃO

Na maioria das bacias sedimentares, os folhelhos compõem a litologia dominante, e como os argilominerais são os seus principais constituintes, eles correspondem aos minerais mais abundantes na superfície da Terra, à exceção do quartzo (ESLINGER & PEVEAR, 1988). Apesar disso, pouco se aprofunda nos estudos acerca deste grupo de minerais nos cursos de graduação. Na Figura esquemática 3.1 abaixo vê-se a grande gama de áreas de estudos que englobados pelos argilominerais.



Sendo assim, neste presente capítulo será feita uma revisão teórica acerca das características gerais dos argilominerais. Serão abordados tópicos como definição, estrutura química, gênese, forma de ocorrência e apresentar as características sobre as principais famílias desse tipo de mineral sob a ótica da petrografia, MEV e DRX.

3.2 DEFINIÇÃO E ESTRUTURA DOS ARGILOMINERAIS

Os argilominerais são filossilicatos de alumínio hidratado, presentes nas rochas e nos solos em frações granulométricas inferiores a 2 μm (micras). Esses minerais apresentam propriedades físicas peculiares, a depender da espécie: Plasticidade, solvatação, hidratação, troca de íons e alta dureza quando aquecidos a elevadas temperaturas (SOUZA SANTOS, 1989).

A *Association Internationale pour l'Étude des Argiles*, convencionou que a estruturação cristalina dos argilominerais em 4 níveis: (i) folhas (*sheets*); (ii) camadas (*layers*); (iii) intercamadas (*interlayers*); e (iv) unidade estrutural (*unit-structure*).

As folhas são agrupamentos de átomos pertencentes a vários planos atômicos que juntos constituem tetraedros e octaedros. Nas folhas tetraédricas, o cátion fundamental é o Silício (Si^{4+}), ao passo que nas folhas octaédricas destacam-se os Alumínio (Al^{3+}), Magnésio (Mg^{2+}) e Ferro Férrico (Fe^{2+}) e Ferro Ferroso (Fe^{3+}). Ao agrupamento de folhas tetraédricas, somam-se os diversos tipos de camadas: 1:1, 2:1 e 2:1:1.

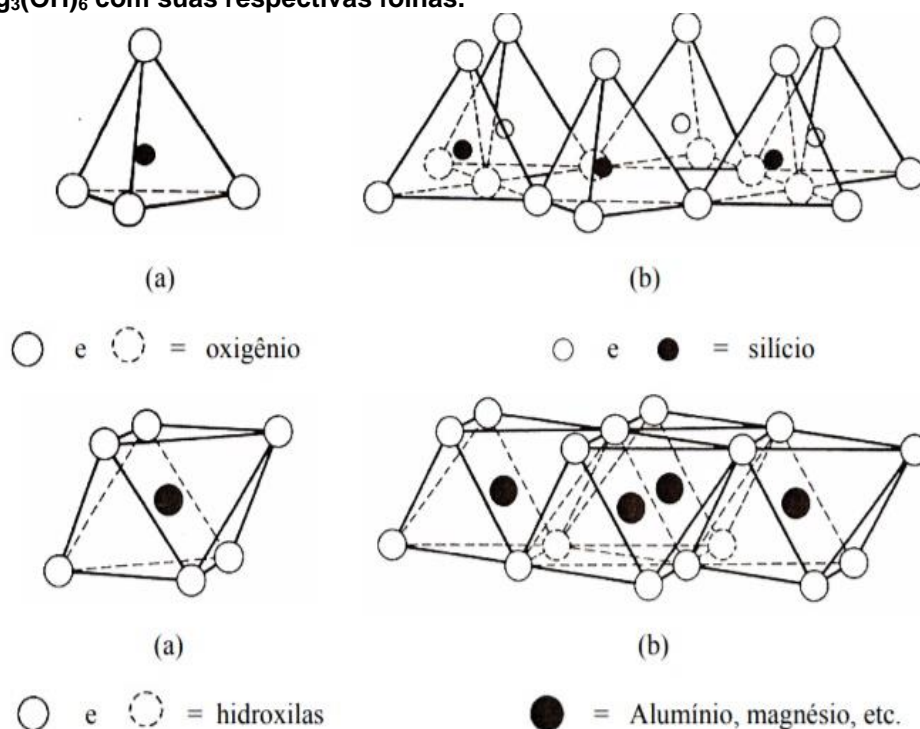
Assim, ao empilhamento de uma folha tetraédrica com uma octaédrica, alia-se a camada 1:1 (ou T-O); a camada 2:1 (ou T-O-T) compõe-se de duas folhas tetraédricas intercaladas por uma octaédrica; já a camada 2:1:1 diferencia-se da 2:1 por dispor de uma folha octaédrica adicional, isolada como material intercamada. Abaixo pode se visualizar o diagrama esquemático dos tetraedros de SiO_4 e octaedros de $\text{Al}_2(\text{OH})_6$ ou $\text{Mg}_3(\text{OH})_6$ com suas respectivas folhas (Figura 3.2).

Diferentemente das folhas, as camadas podem ser neutras eletrostaticamente ou apresentar cargas negativas (ESLINGER & PEVEAR, 1988), resultantes da substituição catiônica tanto nas folhas tetraédricas como nas octaédricas. Nas tetraédricas, pode ocorrer a substituição do Silício por Alumínio, ao passo que nas octaédricas pode ocorrer a substituição de Alumínio⁺³ ou Ferro⁺³ por Magnésio⁺² ou Ferro⁺². Esse excesso de carga negativo gerado é balanceado pela colocação de cátions, como Sódio, Cálcio, Magnésio e Potássio nas intercamadas. Esse fenômeno descrito acima é chamado de Capacidade de Troca Catiônica (CTC) e é atribuído ao desbalanceamento de cargas elétricas dos argilominerais em função destas substituições e quebra de ligações. Altos valores de CTC são encontrados nas argilas do tipo esmectita e vermiculita, enquanto que moderados a baixos valores são verificados na caulinita, clorita e illita. No espaço intercamadas, além de cátions,

podem ser encontradas moléculas de água, complexos hidratados e camadas octaédricas (brucita).

A unidade estrutural corresponde a fórmula química unitária, o que compreende as camadas e o espaço intercamada, diferenciando as espécies uma das outras (Figura 3.3).

Figura 3.2 - Diagrama esquemático dos tetraedros de SiO_4 e octaedros de $\text{Al}_2(\text{OH})_6/\text{Mg}_3(\text{OH})_6$ com suas respectivas folhas.



Fonte: GRIM (1968).

Figura 3.3 - Divisão das famílias dos argilominerais baseado em seu tipo, grupo e subgrupo estrutural.

Tipo Estrutural	Grupo Estrutural	Sub-grupo estrutural	Espécies
2:1	Talco--Pirofilita	Trioctaédrico	Talco
		Dioctaédrico	Pirofilita
	Esmectitas	Trioctaédrico	Saponita
			Hectorita
			Stevensita
		Dioctaédrico	Montmorilonita
			Beidelita
			Nontronita
	Vermiculita	Trioctaédrico	Vermiculita
		Dioctaédrico	Vermiculita
	Micas	Trioctaédrico	Flogopita
			Biotita
		Dioctaédrico	Moscovita
	2:1:1	Cloritas	Trioctaédrico
			Fe- Clorita
Dioctaédrico			Al- clorita
1:1	Caulinita Serpentina	Trioctaédrico	Mg- Serpentina Fe- Serpentina
		Dioctaédrico	Caulinita, dickite Haloisita

Fonte: Rosa (1991).

3.3 GÊNESE DOS ARGILOMINERAIS

Os argilominerais encontrados em arenitos podem ser de origem detrítica ou autigênica. As detríticas, também conhecidas como alogênicas, são originadas fora do ambiente deposicional para onde são transportadas e posteriormente depositadas como matriz, junto aos demais sedimentos. Além disso, podem ser introduzidas nos sedimentos por infiltração e por bioturbação (DICKINSON, 1970).

De acordo com Almon (1977), a composição química do arcabouço tem pouca influência nas interações entre o reservatório e os fluidos de perfuração e completação. Os argilominerais autigênicos são formados após o soterramento dos sedimentos a partir da interação química entre os fluídos de uma bacia sedimentar com o material pré-existente depositado (e.g. feldspatos, piroxênios e anfibólios). Para este tipo de argilomineral, há 3 possíveis gêneses (WILSON e PITTMAN, 1977), sendo estas:

(i) precipitação - elas podem ser precipitadas como cimento nos poros quando houver a concentração de determinados íons acima do seu limite de saturação.

Deve-se considerar que efeitos de pressão e temperatura alteram a solubilidade de um composto em um determinado fluido, condições estas de influência preponderante a grandes profundidades.

(ii) transformação - reação química entre os minerais e o meio ambiente que resulta na formação de novos argilominerais.

(iii) regeneração - quando a argila detrítica interage com a água de formação e reconstitui suas formas cristalinas.

De acordo com Mongahan *et al.* (1959), as argilas diagenéticas são responsáveis pela interação física e química entre o reservatório e os flúidos de perfuração e completação. Sendo assim, o conhecimento acerca da composição e natureza das argilas autigênicas em rochas reservatório é de suma importância para a exploração de hidrocarbonetos.

3.4 FORMA DOS ARGILOMINERAIS

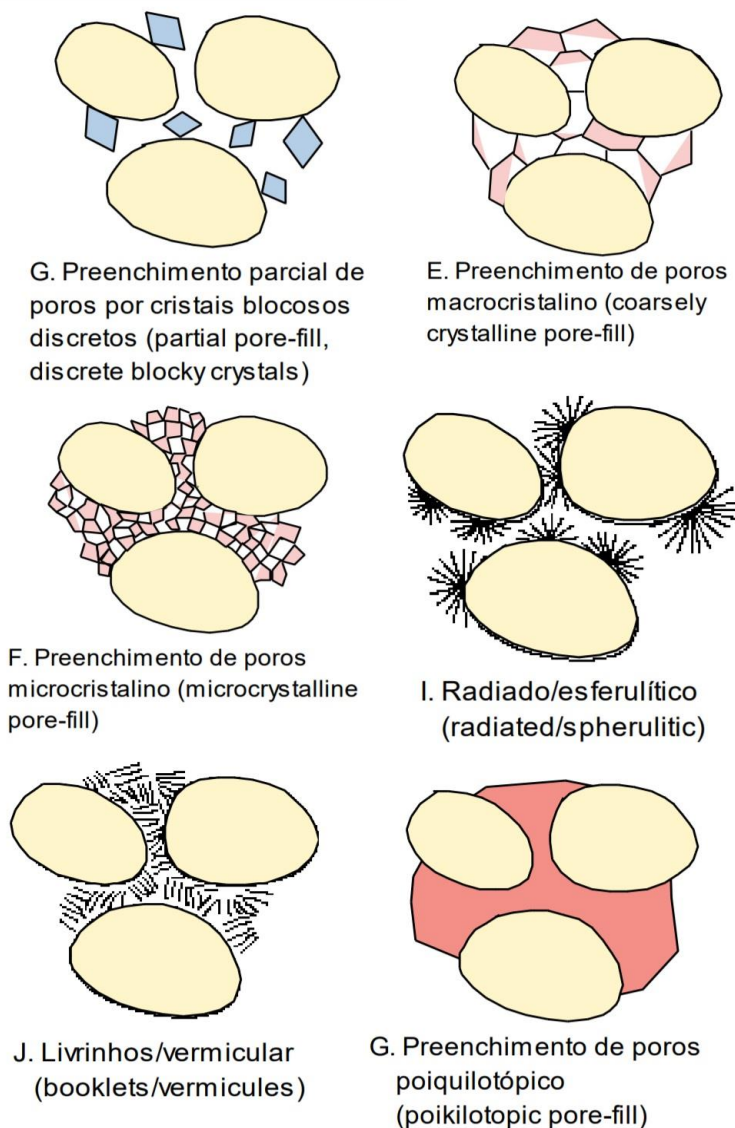
Os argilominerais autigênicos ocorrem no interior dos poros apresentando morfologias peculiares, podendo ser encontrados em 3 principais formas: Preenchendo os poros, recobrando os grãos ou ligando os grãos. Elas podem ser encontradas de forma isolada ou ter duas ou mais simultaneamente.

3.4.1 Preenchimento de Poros (*Pore Filling*)

Este tipo é formado por partículas soltas que podem preencher completamente os poros, contribuindo com a redução da porosidade geral da rocha. Os cristais de argilominerais se apresentam de 4 principais formas, diferenciando-se pelo tamanho do cristal e hábito (Figura 3.4 e Imagem 3.1).

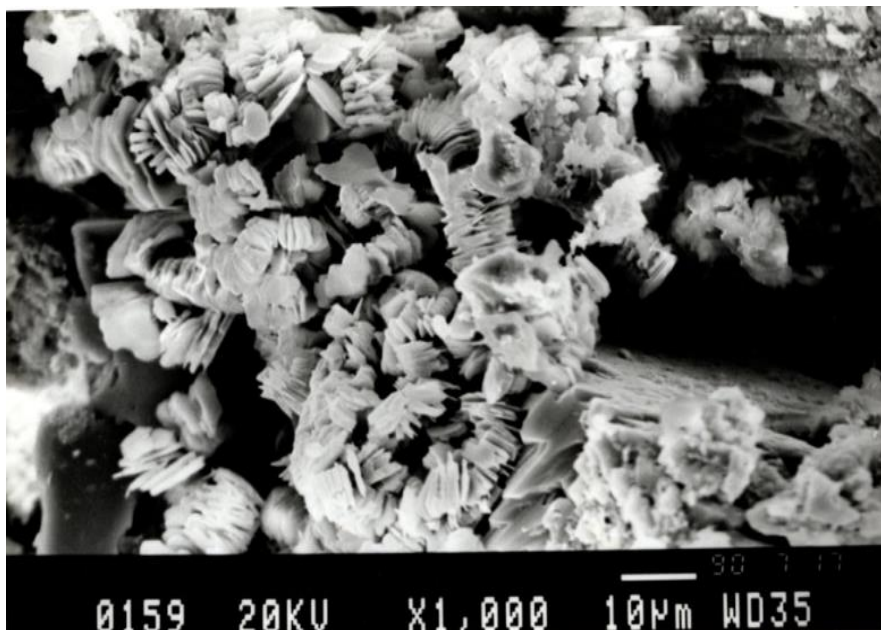
filling.

Figura 3.4 – Hábitos encontrados nos argilominerais autigênicos do tipo *pore-*



Fonte: De Ros (2006).

Imagem 3.1 - Caolinita preenchendo os poros da rocha (pore-filling).



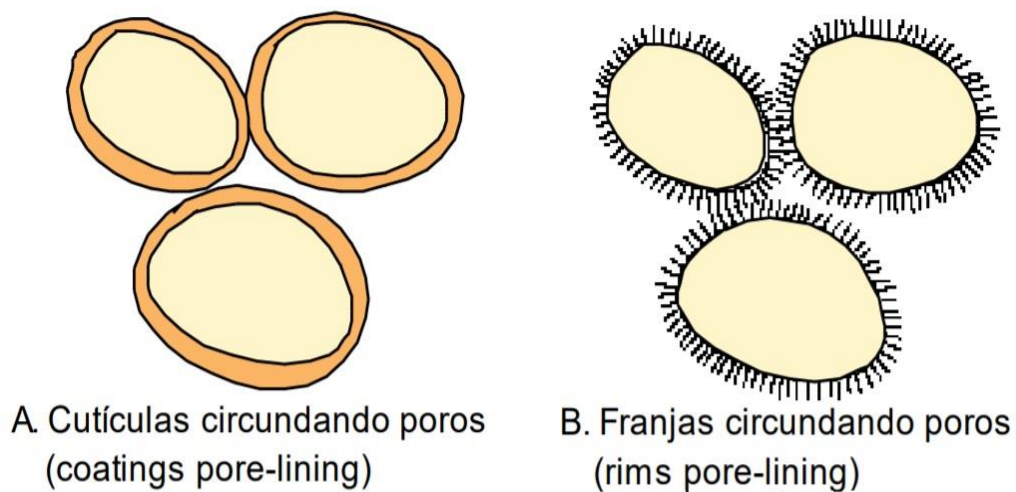
Fonte: Notas de aula Rosa (2015)

3.4.2 Recobrimento de Grãos (*Pore Lining*)

Nesta forma, os argilominerais constituem uma cobertura contínua e fina de argila autigênica na superfície dos grãos (parede dos poros) que consegue agregar os grãos adjacentes.

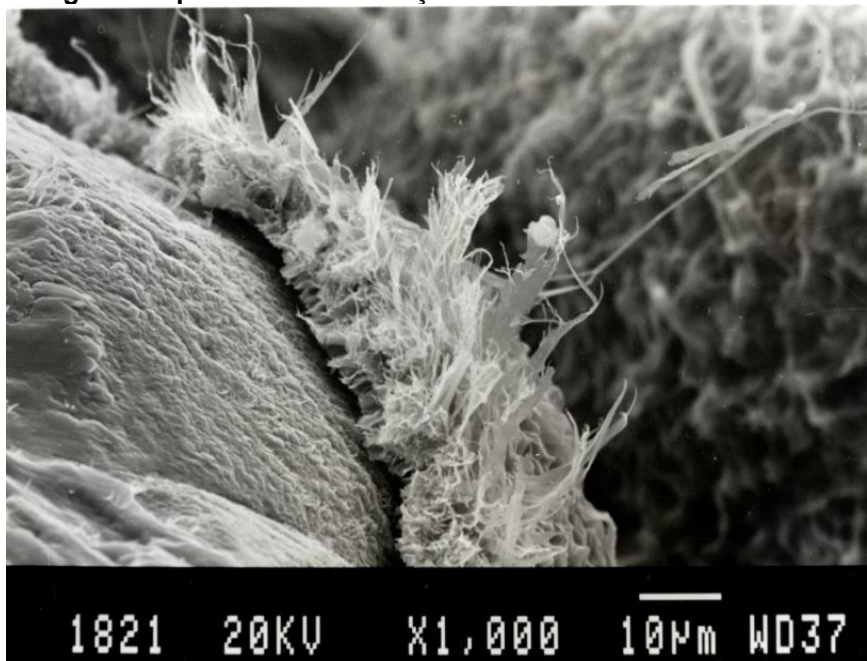
O cristal de argilomineral pode estar orientado paralelamente ou perpendicular à parede do poro. São chamados, respectivamente, de cutículas (*coating*) e franjas (*rims*) (Figura 3.5). Os cristais em que englobam perpendicularmente à superfície da parede do poro geralmente apresentam intercrescimento formando camadas de argilas contínuas contendo uma alta densidade de microporos. Ilita, clorita e montmorillonita são os principais representantes dessa morfologia do cristal (Imagem 3.2).

Figura 3.5 - Diferentes hábitos dos argilominerais recobrindo os grãos.



Fonte: De Ros (2006).

Imagem 3.2 - Cutícula de argila (coatings pore-lining) infiltrada formada por illita recobrindo o grão de quartzo do arcabouço.

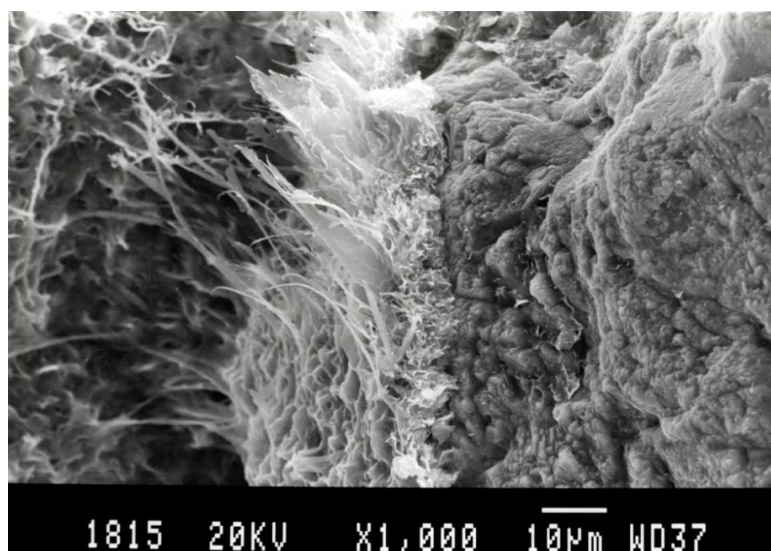


Fonte: Notas de aula Rosa (2015)

3.4.3 Ligamento de Grãos (*Pore-Bridging*)

As argilas nesta forma ligam-se de um grão a outro, podendo bloquear efetivamente as gargantas dos poros (Imagem 3.3). Esse argilominerais desenvolve-se de forma entrecruzados e/ou entrelaçados dentro do sistema de poros, ligando as paredes do poro. Sendo assim, cria-se caminhos de fluxo de fluidos tortuosos e aumenta a microporosidade da rocha. Assim, um arenito pode ter boa porosidade, mas, baixa permeabilidade, devido à presença desta forma de ocorrência. As principais representantes desta forma são Ilita, clorita e montmorilonita.

Imagem 3.3 - Ligação entre ilita e ilita/esmectita entre grãos de quartzo recobertos por cutículas de argila infiltrada.



Fonte: Notas de aula Rosa (2015)

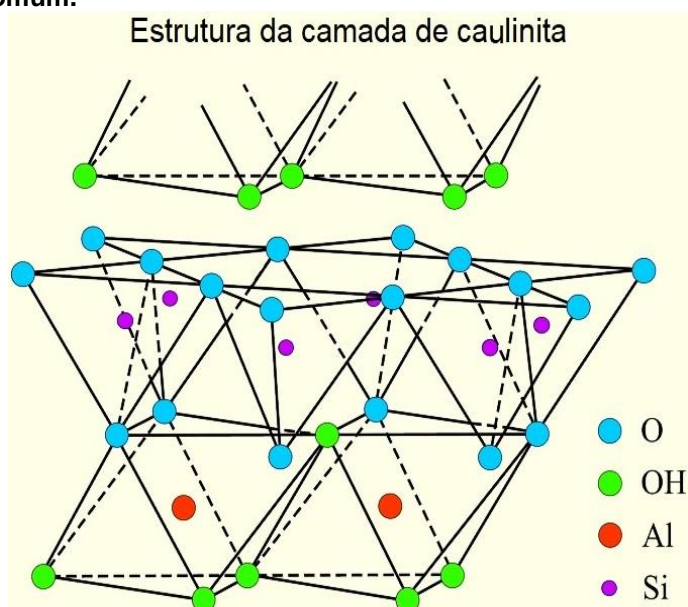
3.5 GRUPOS DE ARGILOMINERAIS

Apesar da grande diversidade de grupos de argilominerais existentes, este tópico fará uma rápida conceituação teórica acerca dos principais grupos, segundo Almon & Davies (1981): clorita, esmectita, caulinita e ilita, além dos interestratificados, já que os mesmos estão mais relacionados aos danos de formação, tema central desta monografia.

3.5.1 Grupo da Caulinita

Os minerais desta família se caracterizam pela estrutura 1:1 (T-O), ou seja, uma camada de uma única folha tetraédrica e uma folha octaédrica (Figura 3.6). Possui como fórmula química básica $Al_2Si_2O_5(OH)_4$. A diquita e a nacrita são os outros representantes deste grupo, diferenciando-se da caulinita pela distância entre as folhas (MURRAY, 2000).

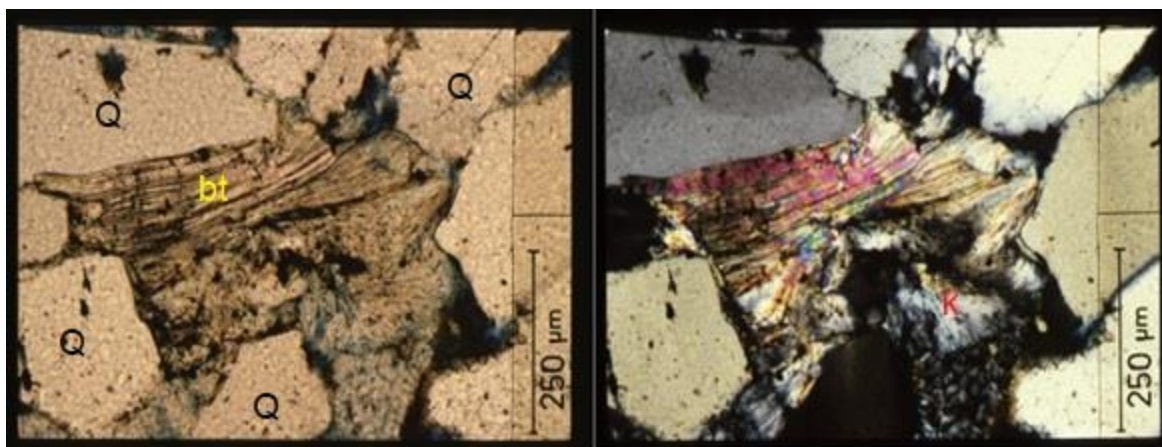
Figura 3.6 - Modelo esquemático da camada estrutural básica de Caulinita e composição mais comum.



Fonte: Modificado de Poppe *et al.* (2015).

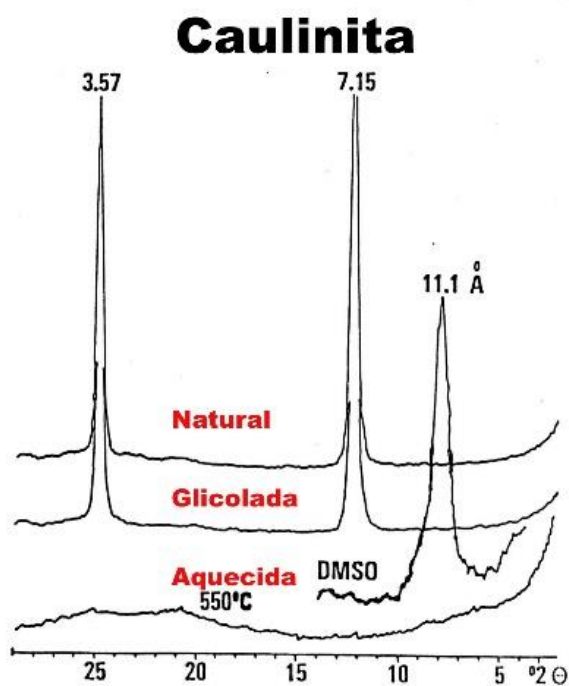
Sua gênese está correlacionada com a dissolução dos grãos de feldspato ou com a transformação de outros minerais argilosos (e.g. montmorilonita). Em geral, ocorrem em arenitos preenchendo os poros e, por vezes, recobrendo grãos. Os cristais deste mineral possuem a forma de pseudo-hexagonos empilhados “formando” livros (booklets) e, mais raramente, ocorre sob a forma de placas sobrepostas e alongadas, formando “*verms*” (Imagem 3.4). Seus cristais, geralmente, são grandes o suficiente para serem reconhecidos em lâmina delgada (Fotomicrografia 3.1). No DRX, os principais picos que caracterizam a caulinita são 3.57, 7.15 e 11.1 Å (Figura 3.7).

Fotomicrografia 3.1 - Lâmina delgada com nicóis cruzados à direita e nicóis descruzados à esquerda pertencente ao arenito Brent do campo de Lyell (Reino Unido). Esta fotomicrografia mostra um grão de biotita (bt) parcialmente convertido em caulinita (k) em contato com grãos de quartzo (Q).



Fonte: Sandia Exploration Consultants³.

Figura 3.7 - Resultado padrão de DRX das caulinitas.



Fonte: Grim (1968).

³ Disponível em: <http://sandia-exploration.com/kaolinite_photos>. Acesso em julho de 2019.

Imagem 3.4 - Pilhas e alongados "verms" de caulinita preenchendo espaço poroso entre grãos detríticos de quartzo aumentado em 2000x.

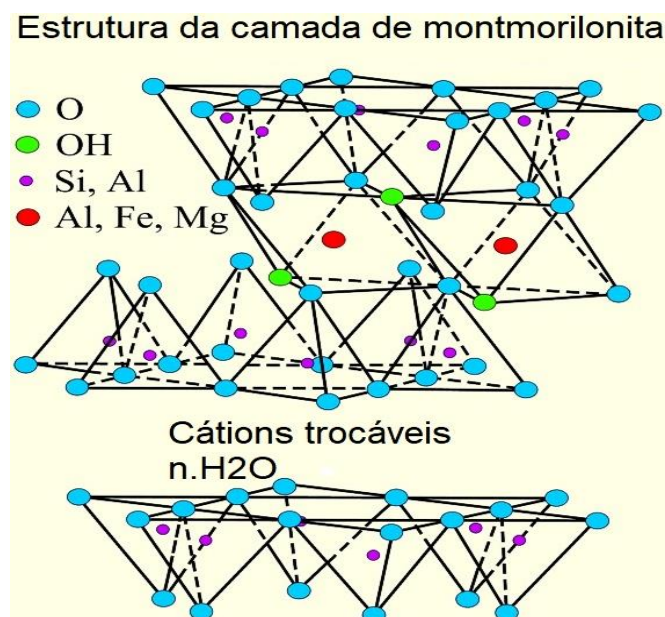


Fonte: Welton (1991).

3.5.2 Grupo da Esmectita

Os minerais do grupo da esmectita se caracterizam por duas folhas tetraédricas de sílica com uma folha octaédrica central e são designadas como um mineral de camada 2:1 (T-O-T) com moléculas de água entre as camadas, como pode ser visto (Figura 3.8). A fórmula teórica é $(OH)_4Si_8Al_4O_{20} \cdot nH_2O$.

Figura 3.8 - Modelo esquemático e composição mais comum da camada estrutural básica de Montmorilonita, principal representante desta família.



Fonte: Modificado de Poppe *et al.* (2015).

A esmectita representa a família de minerais composta por montmorilonita, beidelita, saponita e nontronita, tendo a montmorilonita como principal representante (MEUNIER, 2005). A diferença entre elas é determinada pelo elemento químico que preenche as folhas octaédricas. Caso for preenchido com cálcio, o mineral é a montmorilonita. Se são principalmente preenchidas por alumínio é o beidelita; se for preenchido com magnésio, o mineral é saponita; e se por ferro, o mineral é nontronite. A esmectita mais comum mineral é montmorilonita de cálcio.

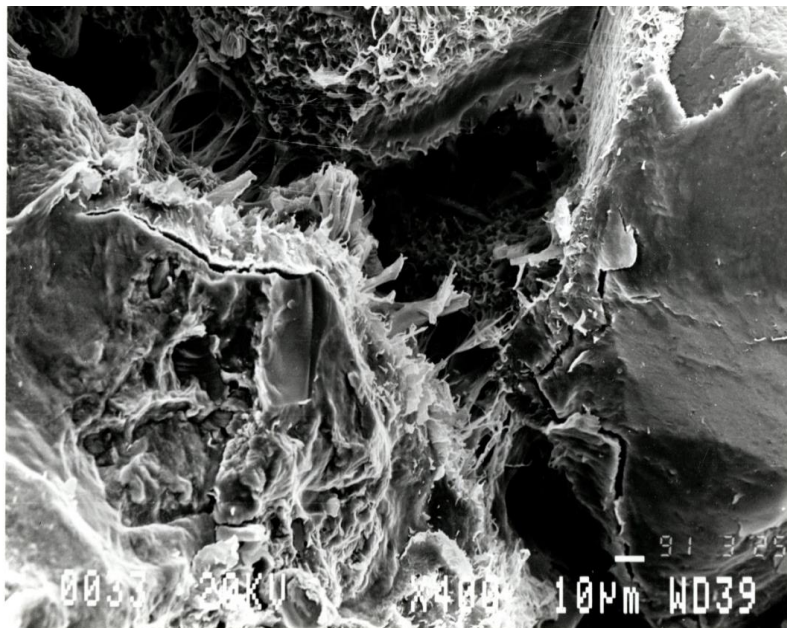
Esta família engloba um grupo inteiro de argilas sensíveis a água, isto é, incháveis. As ligações entre as camadas são relativamente fracas, permitindo a entrada de água entre elas, originando o inchamento. A sensibilidade a água será tanto maior quanto mais sódica for a esmectita.

Os controles sobre os diferentes processos de origem e evolução das esmectitas incluem a mineralogia primária, geoquímica das águas e a permeabilidade dos arenitos, que controla a circulação de fluidos e movimentação de componentes iônicos (MCKINLEY, 2003). Ou seja, as esmectitas podem se desenvolver em arenitos pela alteração de fragmentos líticos, feldspatos e precipitados diretamente pelos fluidos intersticiais. Com o soterramento crescente dos arenitos, o aumento da temperatura

e a geoquímica das águas intersticiais tornam as esmectitas instáveis, levando à sua substituição por ilitas e cloritas ou camadas mistas através da progressão da diagênese (WORDEN & MORAD, 2003).

Segundo Wilson e Pittman (1977), os argilominerais esmectíticos ocorrem na forma de revestimento de poros, por vezes, formam pontes entre grãos. O principal hábito apresentado por esta família é o de “lençol enrugado”, principalmente quando desidratado (Imagem 3.5). Os cristais individuais, contudo, não são observados individualmente. Devido a esse reduzido tamanho, os dados de difração de raios-X são por vezes difíceis de analisar.

Imagem 3.5 - Grão recoberto por argila de infiltração de composição esmectítica.



Fonte: Notas de aula Rosa (2015)

De acordo com Almon & Davies (1981), arenitos ricos em esmectitas são responsáveis por problemas na produção devido a sua extrema sensibilidade a água, quebrando e migrando quando incha e se solta do revestimento de poros. Esta família possui uma elevada razão área superficial/volume, o que leva a aprisionar altas saturações de água irreduzível. Sendo assim, em áreas pouco conhecidas, pode-se abandonar reservatórios com baixas saturações de óleo, dos quais, poderiam produzir apenas óleo (ALMON, 1979). Devido à dificuldade de se encontrar um grão de

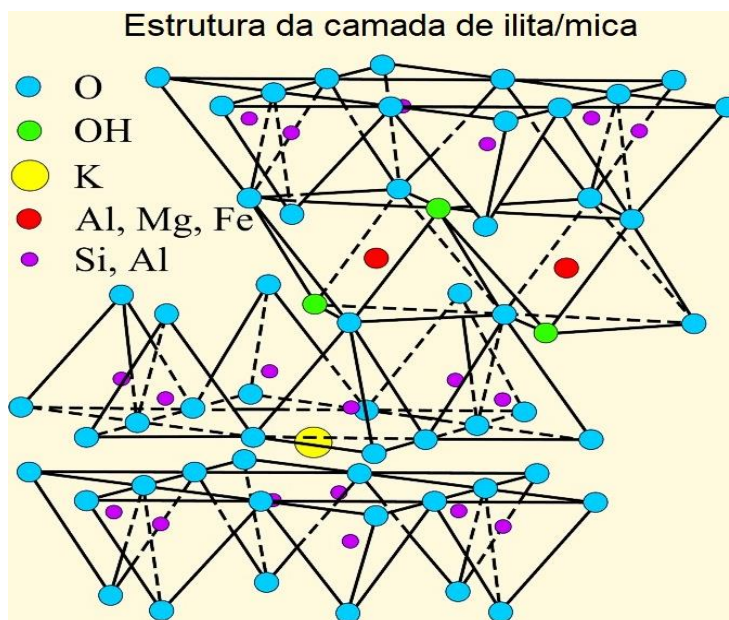
esmectita pura, não foi possível encontrar um padrão utilizado internacionalmente para o resultado de DRX.

3.5.3 Grupo da Ilita

Os minerais do grupo da ilita são aluminossilicatos hidratados potássicos e se caracterizam, por duas folhas tetraédricas de sílica com uma folha octaédrica central e são designadas como um mineral de camada 2:1 (T-O-T) com moléculas de água entre as camadas (Figura 3.9).

A fórmula teórica é $[(K,H_3O)(Al,Mg,Fe)_2(Si,Al)_4O_{10}[(OH)_2,H_2O]]$. Este é o grupo mais frequente nas argilas. As suas estruturas assemelham-se a micas microscópicas, das quais derivam por divisão física e alteração química (FIGUEIREDO, 1986). Além de ter sua gênese relacionada às micas, a ilita pode ser formada a partir da alteração de feldspato, piroxênios e anfibólios com fluidos meteóricos e/ou transformada diageneticamente a partir da alteração da caulinita em fluidos que contém uma elevada taxa de potássio (FIGUEIREDO, 1986).

Figura 3.9 - Modelo esquemático e composição mais comum da camada estrutural básica de ilita.



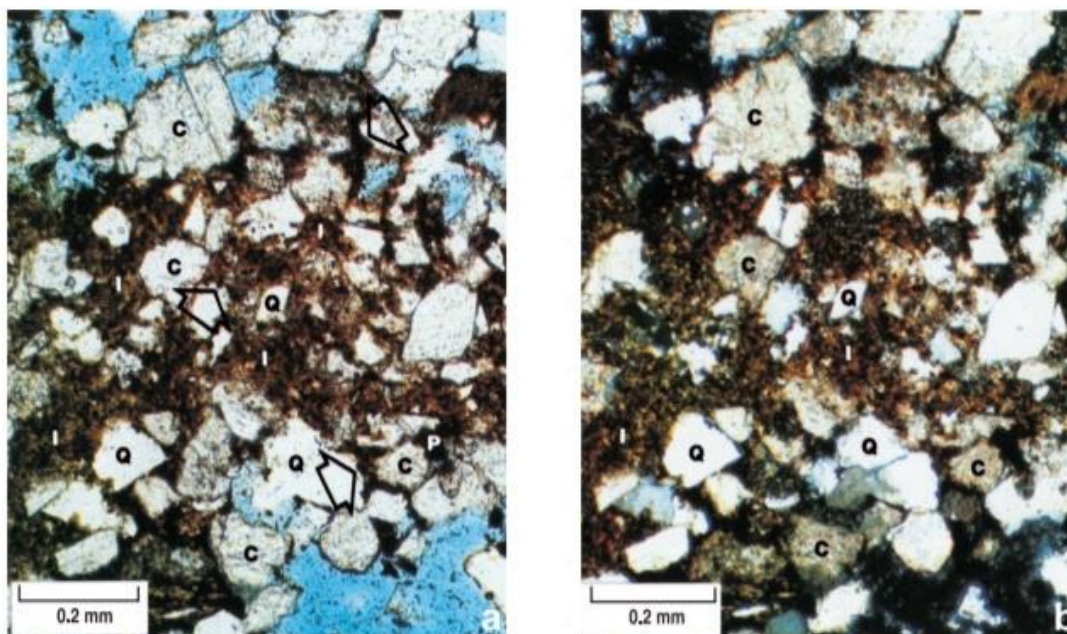
Fonte: Modificado de Poppe *et al.* (2015).

O hábito da illita é o mais delicado de todos os argilominerais, visto que, ocorre principalmente como agregados fibrosos, que preenchem parcialmente poros intergranulares e intragranulares (nos feldspatos dissolvidos) e forma pontes entre os grãos algumas vezes substituindo os fragmentos de rochas vulcânicas e os grãos de feldspato (Fotomicrografia 3.2). Elas podem ocorrer em mais de uma variedade morfológica podendo evoluir durante o crescimento do cristal (WILSON *et al.*, 2014).

A illita é uma argila de alta relação superfície específica/volume, dando a ela uma alta capacidade de reter água irremovível adsorvida.

Sendo assim, a identificação da mesma em uma formação reservatório é de suma importância. Visto que, esse dado se torna um fator essencial para a interpretação dos resultados fornecidos pelos perfis de saturação de água. Por vezes, as fibras de illita podem se quebrar e migrar, tamponando as gargantas dos poros (ALMON & DAVIES, 1981).

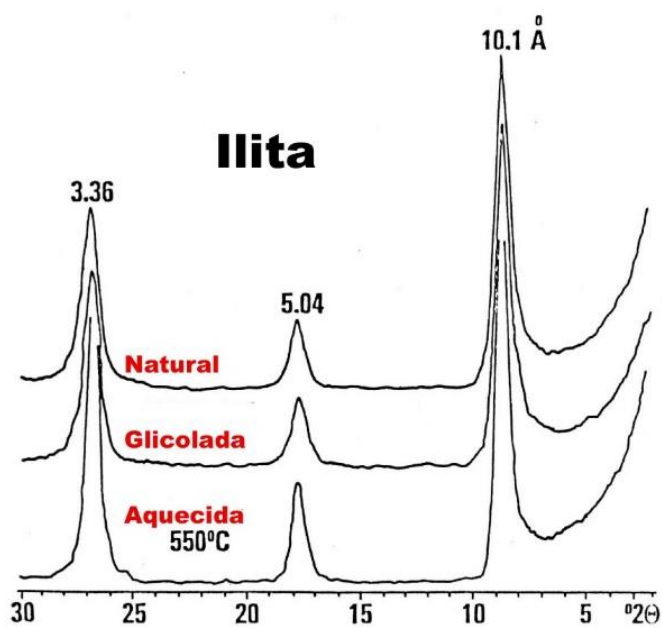
Fotomicrografia 3.2 – Illita autigênica como cimento em flocos finos disperso entre grãos de quartzo detrital (Q) e calcita (C) e cimento de pirita (P).



Fonte: Lorenz (2003).

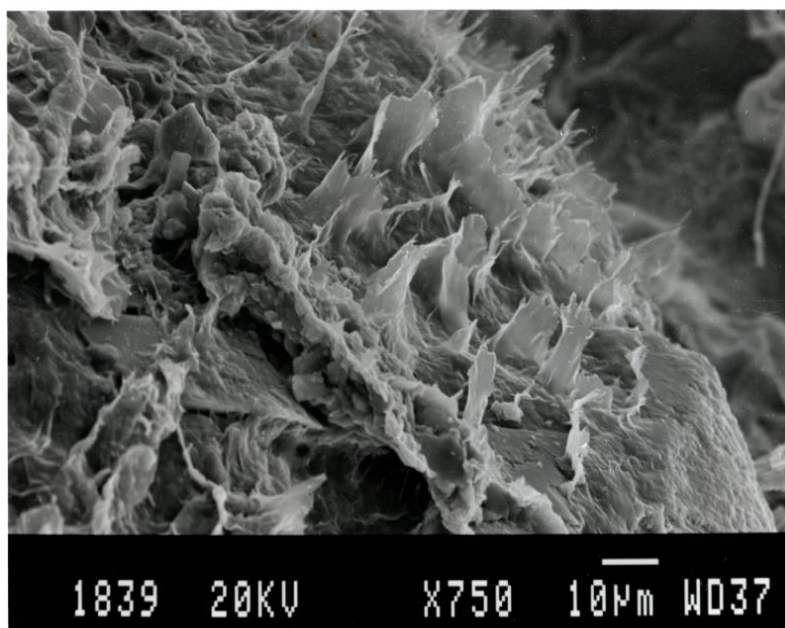
No DRX, os principais picos que caracterizam a illita são 3.36, 5.04 e 10.1 Å (Figura 3.10).

Figura 3.10 - Resultado padrão de DRX das illitas.



Fonte: Grim (1968).

Imagem 3.6 - Desenvolvimento de fibras de illita nas bordas da lamela de argila infiltrada.

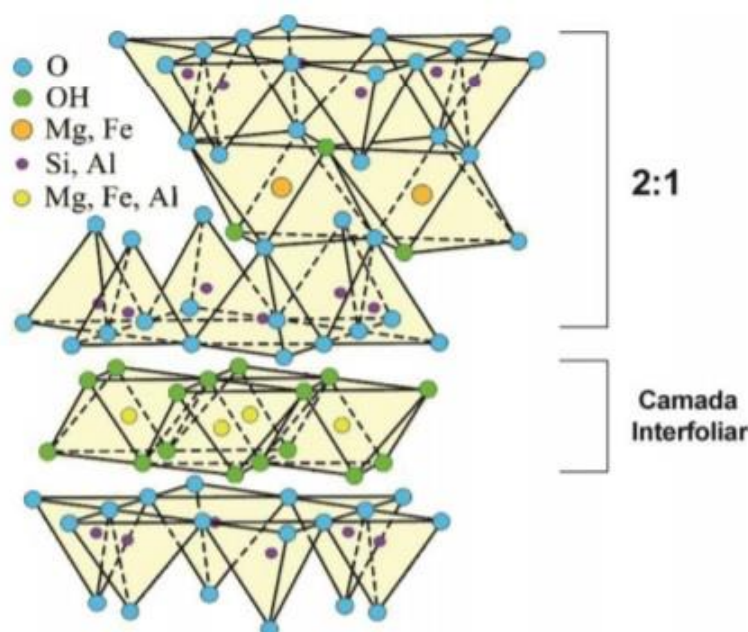


Fonte: Autor.

3.5.4 Grupo da Clorita

Cloritas são aluminossilicatos hidratados cuja estrutura 2:1:1 é caracterizada pela alternância entre folhas octaédricas de MgOH (brucita) e camadas 2:1. As camadas 2:1 são negativamente carregadas e possuem Al e Si nas folhas tetraédricas, e Mg, Fe e/ou Al nas octaédricas (Figura 3.11). Este argilomineral possui como fórmula geral $(\text{Mg, Al, Fe})_{12} [(\text{Si, Al})_8\text{O}_{20}](\text{OH})_{16}$ (WORDEN & MORAD, 2003).

Figura 3.11 - Modelo esquemático e composição mais comum da camada estrutural básica de clorita.

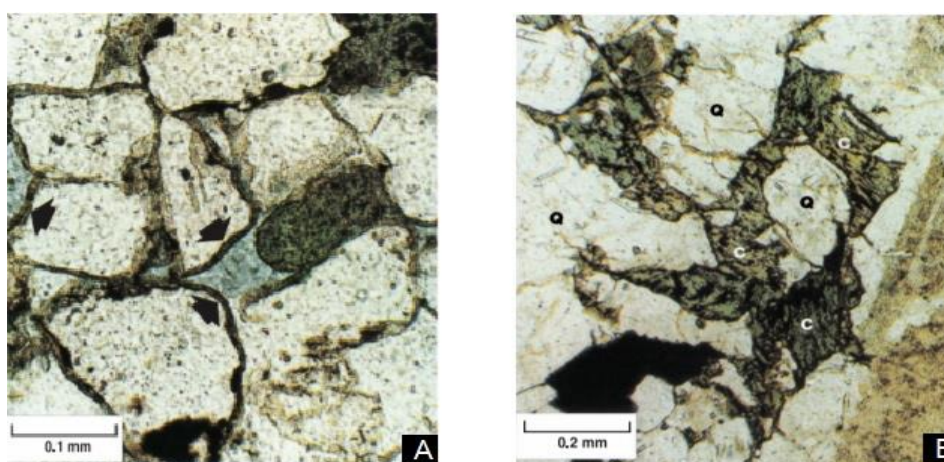


Fonte: Ruppel (2016, modificado de Poppe *et al.*, 2015).

Este mineral possui diversas formas de gênese. Devido a este fato, possui uma ampla variabilidade de hábitos, composições e padrões de distribuição em arenitos. Os principais processos de autigênese da clorita em arenitos são as reações de transformação de argilominerais, dissolução ou substituição de grãos de compostos ferromagnesianos (GAUPP *et al.*, 1993). As cloritas precipitam-se diretamente dos fluidos intersticiais nos poros e ocorre durante a mesodiagênese em arenitos vulcanoclásticos, arenitos siliciclásticos profundos e em arenitos associados a evaporitos e carbonatos. Comumente, o Fe e Mg necessários para esse processo normalmente provêm dos próprios grãos substituídos ou do flúido intersticial.

Segundo Wilson *et al.* (2014), a clorita é observada englobando os grãos detríticos de quartzo, ou seja, ocorre revestindo os poros. Desta forma, a clorita pode inibir o crescimento secundário de quartzo (*overgrowth*). Em lâmina delgada possuem a cor verde-pálido a incolor com hábito placóide (Fotomicrografia 3.3). Nesta forma, este argilomineral também pode se apresentar na forma de cutícula de franja e cutículas caso sua gênese seja substituindo a caulinita e esmectita. Hábitos não convencionais da clorita são rosetas (Imagem 3.7) e repolhos.

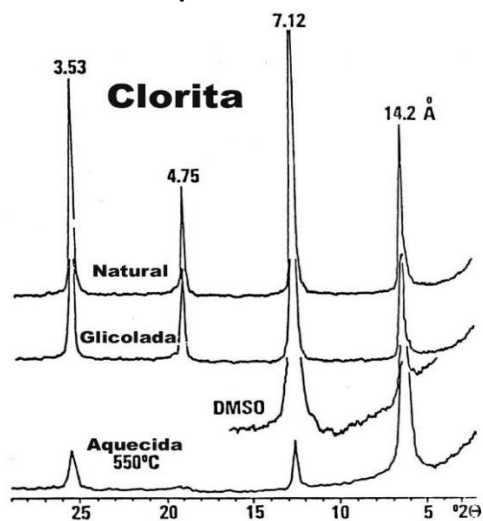
Fotomicrografia 3.3 – (A) Clorita autigênica formando cutículas ao redor dos grãos de quartzo (setas). B) Biotita cloritizada preenchimento de poros.



Fonte: Lorenz (2003).

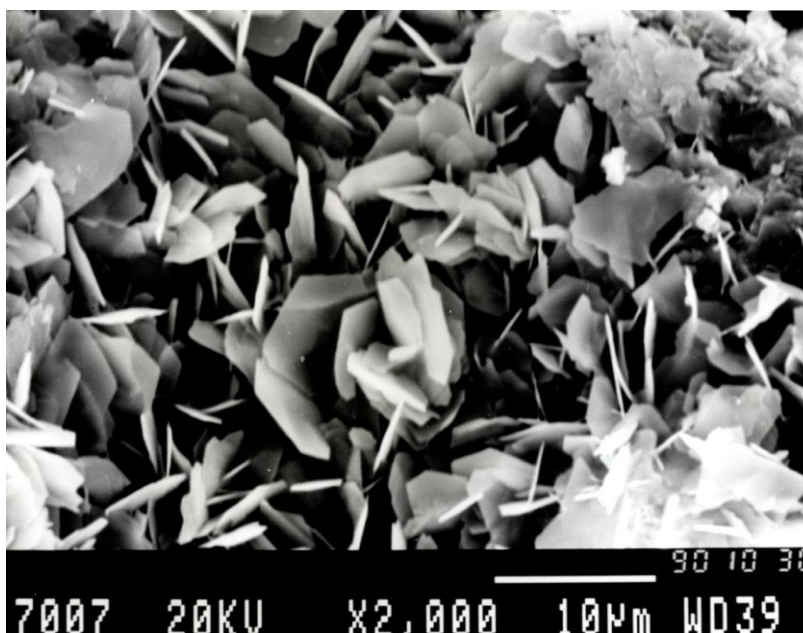
Sob o DRX, os principais picos que caracterizam a clorita são 3.53, 4.75 e 7.12 e 14.2 Å (Figura 3.12).

Figura 3.12 - Resultado padrão das cloritas.



Fonte: Grim (1968).

Imagem 3.7 - Placas bem desenvolvidas de clorita com morfologia de roseta.



Fonte: Autor.

3.5.5 Interestratificadas

Os argilominerais interestratificados são filossilicatos em que há 2 ou mais tipos de camadas “misturadas” sem que haja a dominância de um cristal (Figura 3.13). Camadas mistas resultam dos fatos de que a ligação é forte dentro das camadas

individuais, mas fraca entre camadas, e diferentes tipos de camadas têm configurações quase idênticas de oxigênios tetraédricos que limitam suas superfícies externas, portanto podem se encaixar relativamente bem. As argilas de camadas mistas são comuns na natureza.

Figura 3.13 - Modelo esquemático da estruturação de camadas dos argilominerais interestratificados.



Fonte: Modificado de Poppe *et al.* (2015).

Apesar de não existir um consenso universal para nomear os interestratificados, sua classificação é baseada nos seguintes pontos: (i) os tipos de camadas envolvidas; (ii) a % volumétrica de cada camada e (iii) o arranjo de empilhamento, ou sequência vertical, da camada de componentes.

Nos interestratificados, os problemas são diretamente relacionados com os tipos de minerais presentes. Especialmente quando esmectitas estão presentes na camada mista, por sua alta sensibilidade a fluidos incompatíveis, elas podem atuar como zonas de fraqueza, permitindo a migração de finos.

CAPÍTULO 4

ARGILOMINERAIS E DANO DE FORMAÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo será discutido o conceito de dano de formação, os diferentes tipos de mecanismo em que há a direta influência dos argilominerais na produção e possíveis medidas mitigadoras relacionado a cada família dos principais grupos de argilominerais em rochas reservatórios.

De acordo com Civan (2000), dano de formação é um termo genérico que se refere ao comprometimento na permeabilidade das formações armazenadoras de hidrocarbonetos através de processos adversos. Esta condição geralmente é causada pelos fluidos do poço durante a perfuração, completação e operações de produção (FAERGESTAD, 2016).

O dano de formação pode ocorrer no intervalo de poucos centímetros da interface do poço, como é possível que adentrar por metros a formação produtora. O mesmo pode ocorrer causado pela migração e posterior bloqueio da permeabilidade, quanto pela alteração química dos fluidos da rocha provocado pela interação com o fluido de perfuração (FAERGESTAD, 2016).

Há 4 principais categorias de mecanismos que podem provocar o dano na formação - (i) mecânico, (ii) químico, (iii) biológico e (iv) termal - descritos sucintamente, com base em Faergestad (2016):

- (i) mecânico: Danos causados pela interação não-química entre a interação do equipamento/fluidos com a formação reservatório. Dentre eles, pode-se citar a migração de finos, dano de perfuração e arrasto de sólidos externos;
- (ii) químico: Este tipo de dano ocorre devido a interação química de fatores externos com fatores internos da rocha. Podem ser subdividas em interação rocha-fluido, fluido-fluido e alteração da “molhabilidade” da zona invadida. Dentre eles, pode-se citar a inchamento e defloculação de argilas e dissolução da formação;

- (iii) biológico: Ocorre quando bactérias e nutrientes são introduzidos na formação. Este tipo de dano ocorre quando há a introdução de bactérias via operações com fluidos a base de água. Os danos causados por esta categoria são corrosão do equipamento, aumento da toxicidade e obstrução dos poros devido a secreção de polímeros;
- (iv) termal: Ocorre em operações de alta temperatura, como injeção de calor e combustão in-situ. Apesar de serem operações de estimulação da produção, estes procedimentos podem resultar em consequências reversas àquelas que planejadas. O aumento de temperatura pode provocar a degradação termal do óleo e/ou dissolução e transformação mineral que se encontravam em fases não-reativas para fases reativas.

As consequências do dano de formação são as reduções na produtividade de hidrocarbonetos do reservatório e de operações não-econômicas (Civan, 2000). Portanto, estes estudos possibilitam um melhor controle sobre as adversidades que o reservatório poderá apresentar.

4.2 A INFLUÊNCIA DOS ARGILOMINERAIS NO DANO DE FORMAÇÃO

O tipo, distribuição, composição e reatividade dos argilominerais influenciam diretamente na produção de hidrocarbonetos. Geralmente, a presença deles causa a perda de permeabilidade geral da formação devido ao inchamento e/ou migração deste tipo de mineral (ESLINGER & PEVEAR, 1988).

Os argilominerais podem afetar em todas as etapas de um poço – perfuração, completação, produção e estimulação -, tendo como “principal atuação” na produção. Este fato se observa devido à variedade de mecanismos que influenciam a estabilidade e integridade desta classe de minerais.

Civan (2000), resume na Figura 4.1 a classificação e ordem dos mecanismos de dano de formação. Em vermelho, estão destacados os que possuem relação direta com argilominerais.

Dentre os tipos mais comuns de danos de formação relacionado a argilominerais, esta monografia se concentrará nos mais comuns: Inchamento das argilas esmectíticas, a migração e dispersão de finos, precipitação de componentes secundários do ferro e microporosidade. Cada uma das famílias de argilominerais discutidas no Capítulo 3 representa um ou mais tipos de dano de formação. Estes mecanismos serão descritos nos próximos tópicos deste capítulo. No Quadro 4.1, traduzida a partir da sintetização de Civan (2000), apresenta-se os maiores problemas que a presença dos argilominerais pode causar num reservatório. Importante ressaltar a relação da área superficial específica (ASE) com a sensibilidade dos minerais que segundo Amaefule *et al.* (1988) são diretamente proporcionais. Ou seja, quanto maior a sua ASE, maior será a sensibilidade do mineral.

Quadro 4.1- Argilominerais e os Danos de Formação causado por eles.

Mineral	Área superficial m ² /gm	Principal problema
Caulinita	20	Quebramento, dispersão e tamponamento da garganta do poro.
Clorita	100	Sensível a ácidos e água oxigenada. Precipita Fe(OH) ₃ tamponando a garganta do poro.
Ilita	100	Conecta a garganta dos poros e a lixiviação do K ⁺ deixa a estrutura expansível
Esmectita	700	Inchável
Intraestratificadas	100-700	Quebramento reduz a permeabilidade

Fonte: Autor traduzido de Civan (2000).

4.2.1 Inchamento de Argilas

Como citado no capítulo anterior, algumas argilas possuem a capacidade de adsorver água entre suas camadas e inchar muitas vezes o seu volume original. Esta capacidade deve-se ao fato de que a estrutura das camadas deste argilomineral ser

deficiente de cargas positivas. Os principais representantes desta classe é a família das esmectitas

A distância entre duas camadas na estrutura dependerá da natureza do cátion trocável, composição da argila e da solução flúida em que o mineral se encontra. Zhou (1995), explica que o inchaço ocorre quando os argilominerais são expostos a soluções aquosas contendo grandes quantidades de cátions bivalentes, multivalentes ou de sódio (Na^+). Esses fenômenos criam forças repulsivas para separar as camadas de argila entre si, causando o inchamento das argilas e posteriormente diminuindo a permoporosidade da formação.

Segundo Civan (2000), o dano por inchamento das argilas pode ser evitado pela manutenção de altas concentrações de K^+ na solução aquosa. Nessas condições, os argilominerais se mantêm estáveis devido ao diminuto tamanho do íon K^+ não haverá crescimento, mantendo assim, as camadas juntas.

4.2.2 Migração e Dispersão de Finos

A migração de finos pode ocorrer devido processos mecânicos e/ou químicos. O processo mecânico ocorre quando se excede a velocidade crítica de fluxo e ocorre a dispersão do material fino que anteriormente preenchia o poro. O processo químico ocorre quando há interação com fluidos incompatíveis e desestabilização na estrutura da argila, tornando-as livres para migrar.

Segundo Wilson *et al.* (2014), a dispersão de minerais argilosos se relaciona com sua estrutura, composição, hábito e gênese, onde os minerais argilosos de maior interesse em relação a migração de finos são os formados em diagênese.

O principal representante deste dano de formação é a caulinita devido a fraca ligação entre elas e os grãos do arcabouço. As altas velocidades do fluxo combinado com a fraca atração entre as plaquetas (*booklets*) entre si acarretam na migração e tamponamento de gargantas de poros (ALMON & DAVIES, 1981). Apesar de acontecer em menor escala, ilitas e esmectitas também estão susceptíveis à mobilidade e dispersão.

É importante ressaltar que a migração de finos não ocorre apenas com argilominerais, de acordo com Azevedo (2005) os finos são quaisquer partículas sólidas que se encontram presente no meio poroso da rocha, como micas, quartzo ou outro de granulometria fina. De acordo com Eslinger & Pevear (1988), a migração de

argila e outros materiais finos é o fator principal na queda de permeabilidade da formação, mesmo em rochas com argilominerais incháveis.

Para reduzir o este efeito, Haskin (1976) recomenda que devem ser evitadas altas vazões de produção e o uso de estabilizadores de argila. Neste caso, Thomas e Crowe (1981) recomenda o uso de ácido fluobórico devido ao fato de o mesmo fundir os argilominerais entre si e diminuindo a sensibilidade das esmectitas.

4.2.3 Precipitação de Componentes Secundários do Ferro

A acidificação é usada nos poços produtores de hidrocarbonetos a fim estimular a produção do poço. Este método emprega o uso de uma solução ácida para dissolver os minerais da formação, removendo o dano à formação e assim recuperar a permeabilidade da rocha (PEREIRA, 2016). O ácido usado em arenitos é uma combinação de HCl e HF com o intuito de dissolver argilas, carbonatos, feldspatos ou quartzo (ESLINGER & PEVEAR, 1988). Entretanto, o desconhecimento acerca da mineralogia da rocha reservatório pode fazer com que o resultado da acidificação não seja satisfatório.

Argilominerais como esmectita, glauconita e principalmente clorita são abundantes em alguns arenitos e extremamente solúveis em HCl + HF (*mud acid*). Segundo Eslinger & Pevear (1988), o contato com os ácidos liberam o conteúdo de ferro das cloritas férricas que precipita na forma de um gel composto por $\text{Fe}(\text{OH})_3$, obstruindo a conectividade entre os poros da formação.

Para melhor aproveitamento da acidificação o conhecimento acerca da mineralogia da formação é o fator mais importante a ser considerado na seleção do fluido. Devido à grande área superficial dos argilominerais, boa parte do *mud acid* reage rapidamente para gerar uma mistura complexa de compostos. Assim, para evitar este problema, recomenda-se uma pré-lavagem de HCl utilizando ácido orgânico ou adição de EDTA (quelante) junto ao *mud acid* [Crowe (1985) e (Pereira, 2016)].

4.2.4 Microporosidade

Segundo Choquette & Pray (1970), a microporosidade é formada por poros de tamanho médio abaixo de $62,5 \mu\text{m}$ e tende a ser associada geralmente à presença de argilas autigênicas na superfície dos grãos.

De acordo com Almon & Davies (1981), a esmectita e illita promovem a formação grandes volumes de microporosidade. Guven *et al.* (1980), descreve que as pontes de illita entre os grãos (*pore-bridging*) podem reduzir a permeabilidade dos reservatórios. Na presença de água doce, as fibras de illita tendem a se soldar, reduzindo ainda mais a permeabilidade.

Como método de mitigação para este possível dano de formação, recomenda-se o uso de soluções com K^+ pois o mesmo se fixa à superfície da camada de illita, conferindo estabilidade às suas unidades estruturais. Dito isso, apesar de uma alta densidade de cargas negativas em sua periferia, continuará com uma baixa capacidade de troca catiônica.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 RESULTADOS

Neste capítulo será apresentado a identificação dos argilominerais em 12 lâminas da Bacia do Recôncavo-Ba. Essas lâminas não são identificadas quanto ao campo produtor, formação, número do poço e profundidade da lâmina por motivos de sigilo industrial.

5.1.1 Aspectos Petrográficos

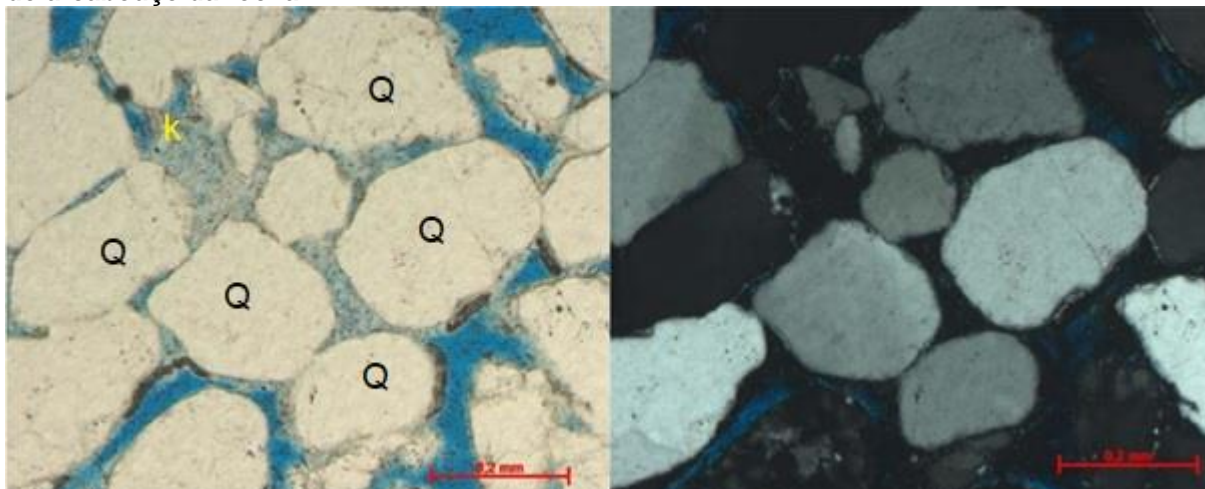
Neste tópico será apresentado as principais características petrográficas dos argilominerais encontrados. Após análise e catalogação das 12 lâminas, das quais 10 continham conteúdo argiloso, destaca-se que a caulinita foi o argilomineral encontrado com maior frequência, seguido por argilas de infiltração e clorita. A formação destes minerais pode ser resultado da interação rocha-fluido, de modo que a composição do arcabouço terá influência direta para o tipo do mineral diagenético formado. Nas lâminas analisadas, eles possuem a gênese por precipitação mineral no espaço intergranular e substituição dos grãos mais instáveis do arcabouço.

5.1.1.1 Caulinita

A caulinita é o argilomineral mais comum nas lâminas analisadas, foi encontrado em 05 das 10 lâminas. Este argilomineral apresenta-se na cor verde-claro, relevo baixo a médio, baixa birrefringência e com pleocroísmo ausente nos cristais catalogados.

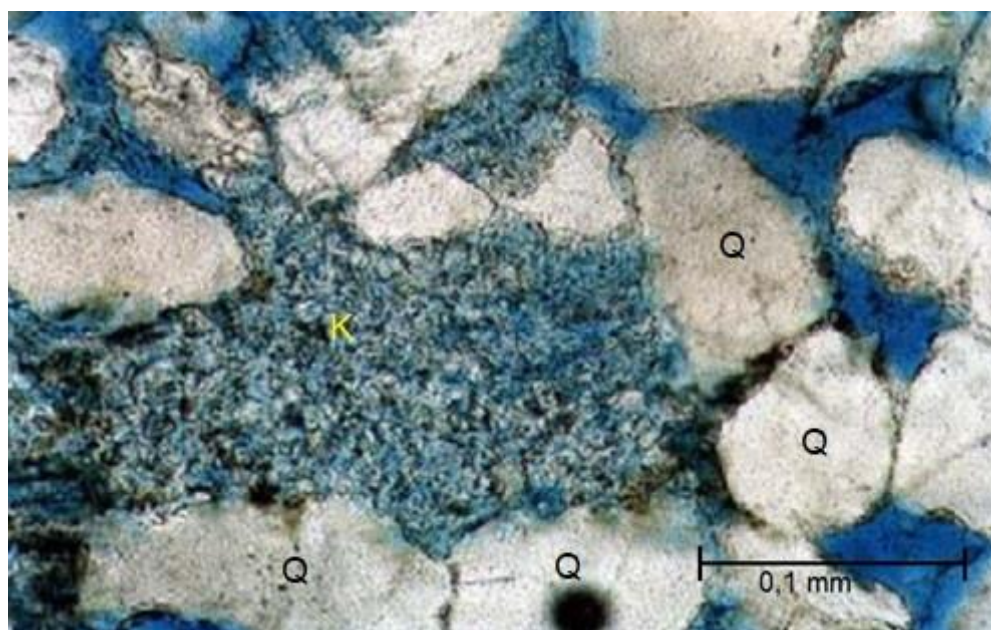
Encontra-se na forma de cimento preenchendo, principalmente, os poros (*pore-filling*) intergranulares, podendo preencher a totalidade dos poros, resultando no ligamento entre grãos (*pore-bridging*) (Fotomicrografia 5.1), por vezes aparece como preenchendo porosidade móldica (Fotomicrografia 5.2).

Fotomicrografia 5.1 – Lâmina RR1 Caulinita (k) ligando grãos de quartzo (q) do arcabouço da rocha.



Fonte: Autor.

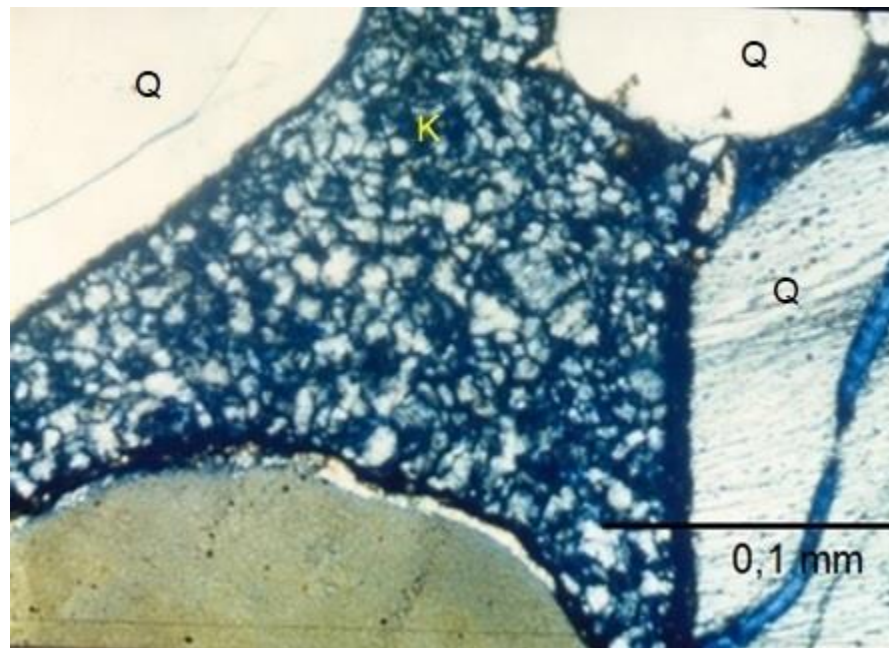
Fotomicrografia 5.2 – Lâmina RR2 Caulinita (k) preenchendo totalmente a porosidade móldica de um possível grão de feldspato. A antiga forma do grão está circundada pela camada fina de óxidos.



Fonte: Autor.

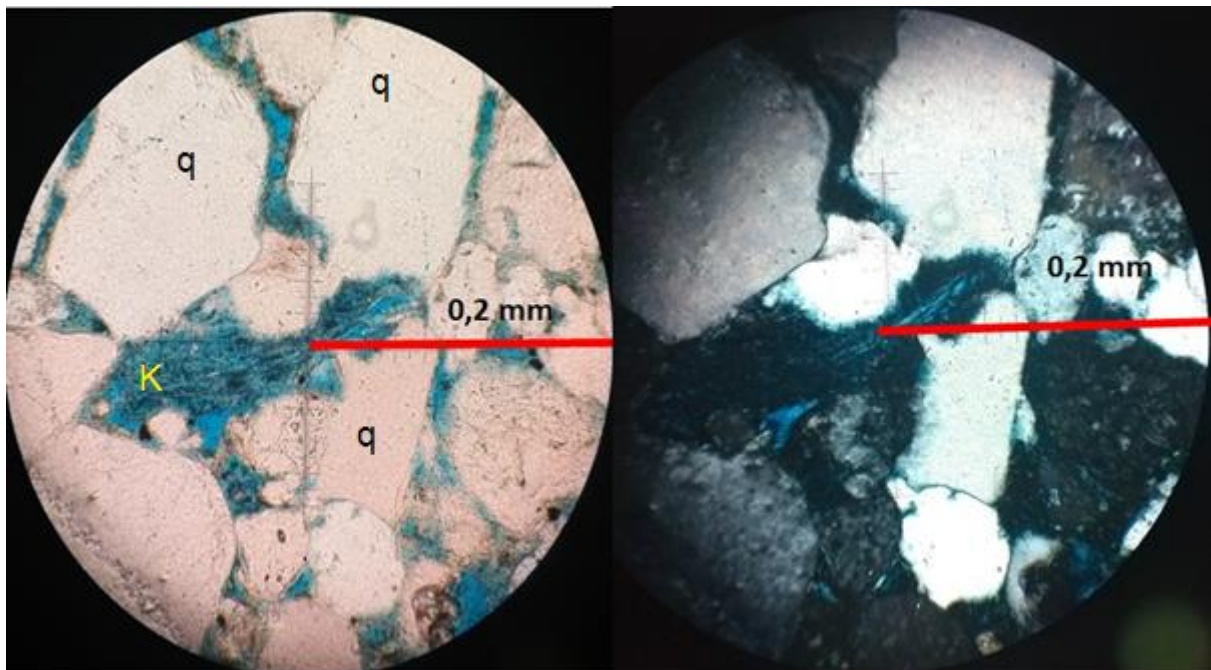
O principal hábito encontrado foi o de *booklets*, por vezes podendo ver os cristais de forma individual (Fotomicrografia 5.3). Também foi encontrado com hábito lamelar substituindo e expandindo micas (Fotomicrografia 5.4), fragmentos de argila e feldspatos (Fotomicrografia 5.2).

Fotomicrografia 5.3 - Lâmina RR2 *Booklets* de caulinita (K).



Fonte: Autor.

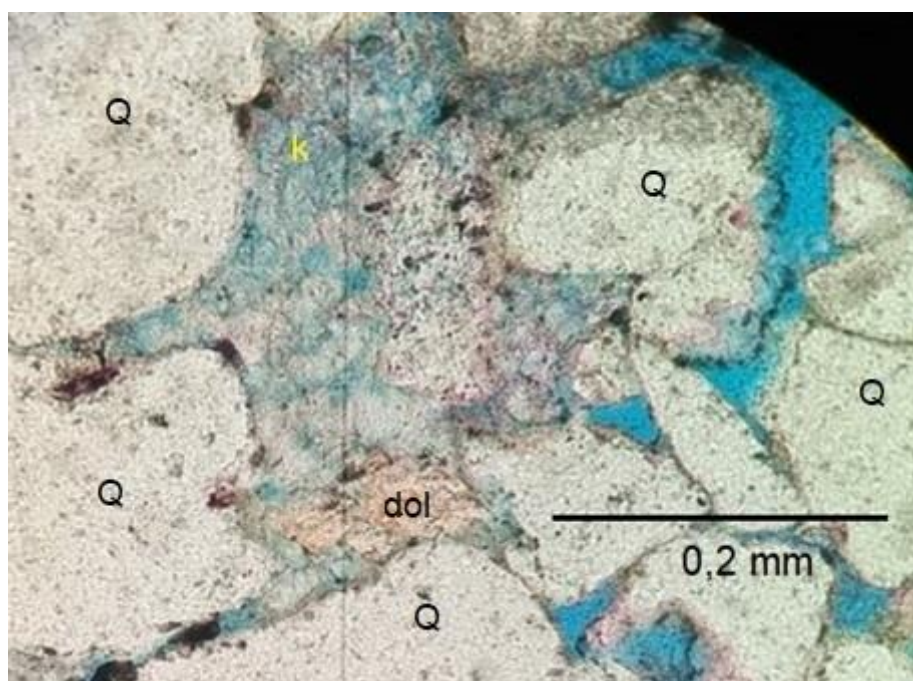
Fotomicrografia 5.4 – Lâmina RR3 Caulinita (K) substituindo e expandindo micas.



Fonte: Autor.

A dissolução de feldspatos libera uma quantidade significativa de cátions (Si^{4+} , Al^{3+} , K^+ , Na^+ e Ca^{2+}) para a água de formação presente nos poros. O Al^{3+} e Si^{4+} livres e uma baixa razão $[\text{Fe}^{2+}, \text{Mg}^{2+}, \text{Ca}^{2+}, \text{K}^{2+},]/[\text{H}^+]$ promovem a precipitação de caulinita (AlSiOH) que pode ser observada em escala de lâmina (Fotomicrografia 5.5). Condição esta que ocorre devido à percolação de água meteórica durante a eodiagênese (Bjørlykke, 1981; Morad *et al.*, 1990).

Fotomicrografia 5.5 – Lâmina RR5 Caulinita (k) precipitada nos poros da formação do arenito.

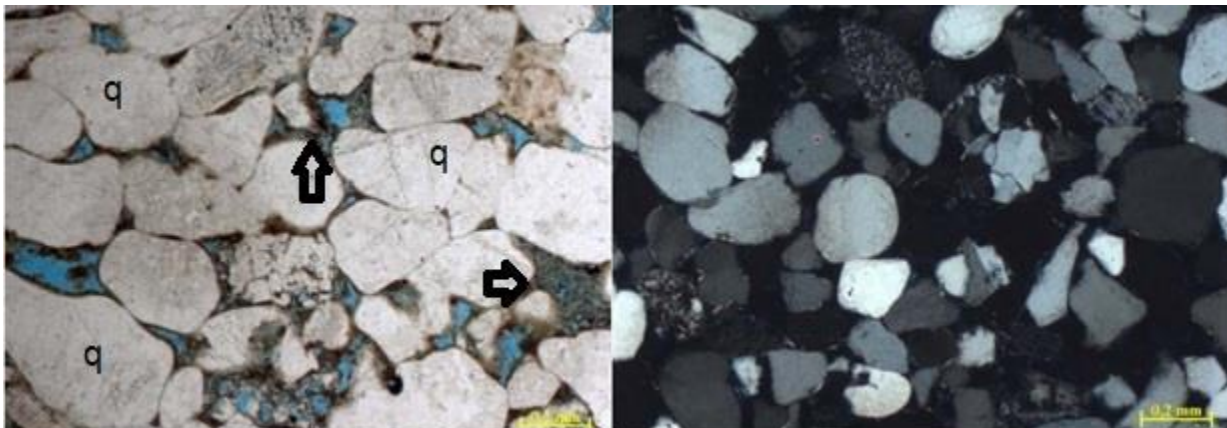


Fonte: Autor.

5.1.1.2 Argila de Infiltração

Em 2 lâminas examinadas apresentam conteúdo de argilominerais mecanicamente infiltrados. A infiltração de argila observada em lâmina ocorre, em sua maioria, como um revestimento do grão sob a forma de cutículas contínuas ou descontínuas (Fotomicrografia 5.6), apresentando espessuras variadas. Estas cutículas se apresentam na cor amarelo-esverdeado, por vezes verde e relevo baixo.

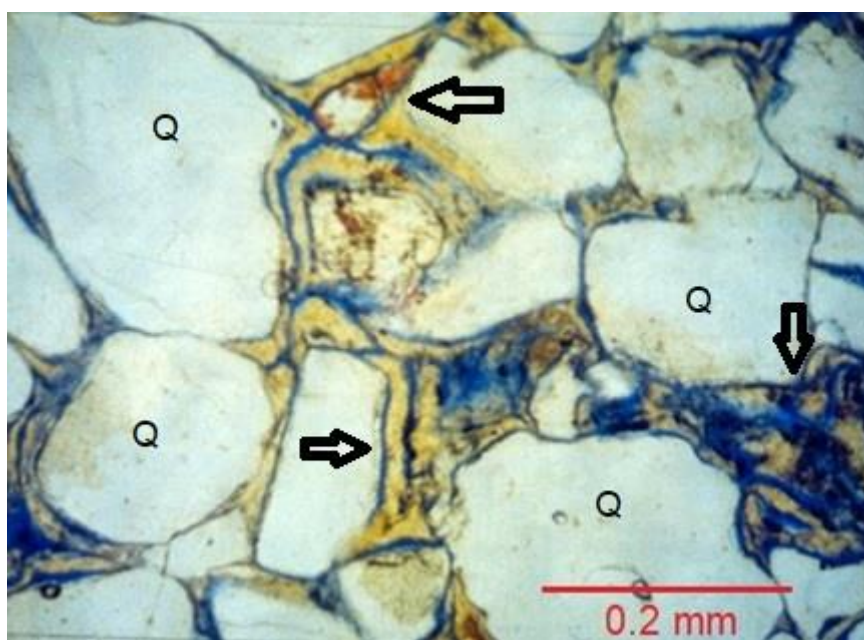
Fotomicrografia 5.6 - Lâmina RR6 Cutículas de argilominerais (seta) contínuas e descontínuas formadas por infiltração de argila.



Fonte: Autor.

Pode também ser encontrada como massa preenchendo poros e aprisionar impurezas. Além de exibirem argilas infiltradas sob a forma de meniscos, exibem textura de encolhimento (*shrinkage*) (Fotomicrografia 5.7).

Fotomicrografia 5.7 - Lâmina RR7 Massas preenchendo poros e aprisionando impurezas (material opaco) desidratadas e encolhidas.



Fonte: Autor/Notas de Aula Rosa (2015).

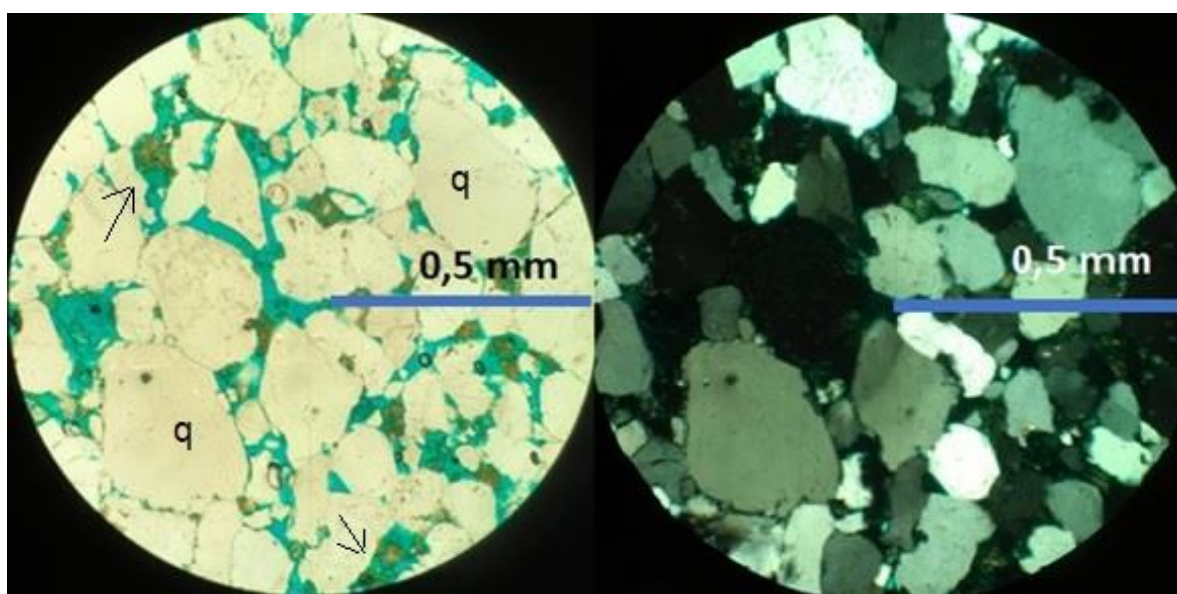
As argilas infiltradas reduzem localmente o espaço poroso da rocha e, conseqüentemente, inibem parcialmente o desenvolvimento de fases diagenéticas posteriores. O encolhimento é resultado da desidratação no material argiloso e posteriormente ocorre a contração diagenética.

A possível gênese destes argilominerais provém da infiltração nos espaços porosos destes arenitos, após terem sido transportados inundações e enxurradas episódicas. Em áreas com clima árido, a drenagem e lixiviação dos cátions básicos (Ca, Mg) é pequena. Estes elementos tendem a se acumular nos perfis de alteração e em condições favoráveis (pH, concentração de Ca e Mg) propiciam a formação de esmectitas (FitzPatrick, 1980), justificando as observações petrográficas.

5.1.1.3 Clorita

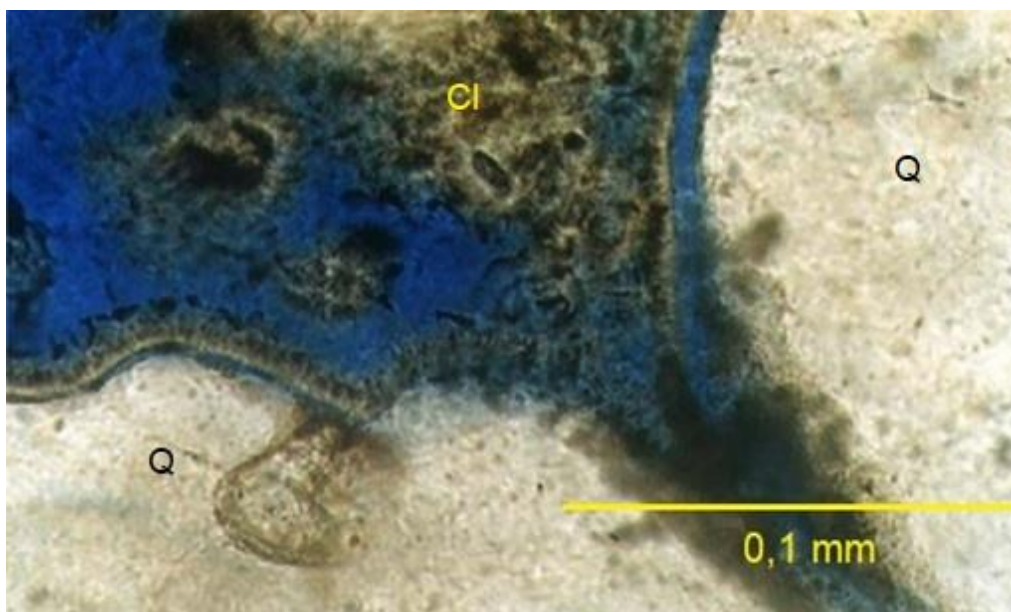
A clorita foi encontrada em 3 lâminas petrográficas. Elas se apresentam na cor verde, com relevo médio e birrefringência baixa, sem apresentar alterações para outros argilominerais. O principal hábito observado é maciço (Fotomicrografia 5.8) provindo de clastos argilosos cloritizados, apresenta-se também na forma de franjas circundando o poro (*rims pore lining*) perpendicularmente ao grão (Fotomicrografia 5.9), e repolhos (Fotomicrografia 5.10).

Fotomicrografia 5.8 – Lâmina RR8 Clorita (setas) apresentando hábito de grumos maciços.



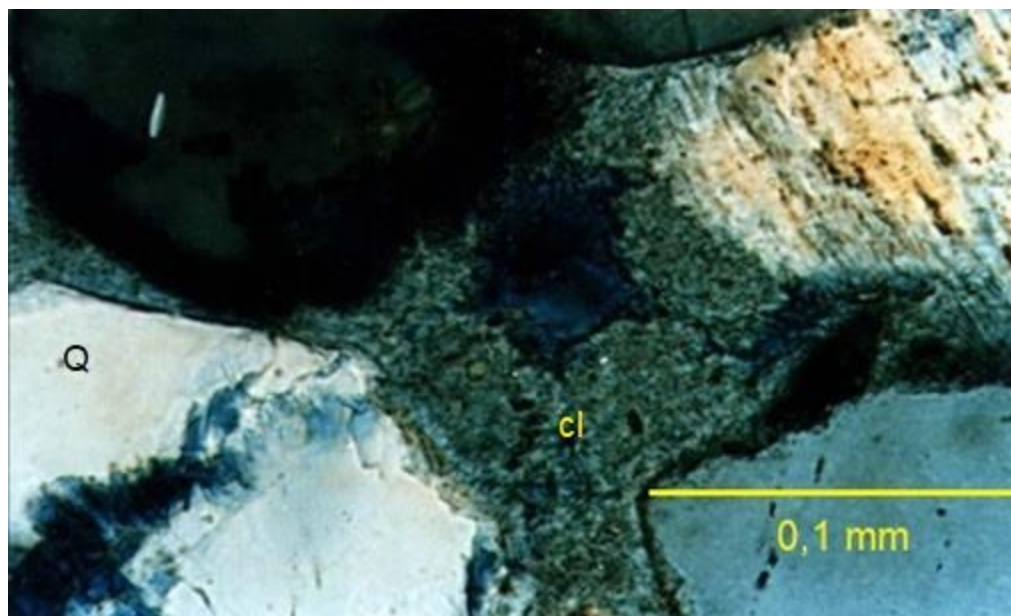
Fonte: Autor.

Fotomicrografia 5.9 – Lâmina RR9 Cloritas (cl) na forma de franjas circundando o poro (*rims pore lining*).



Fonte: Autor/Notas de Aula Rosa (2015).

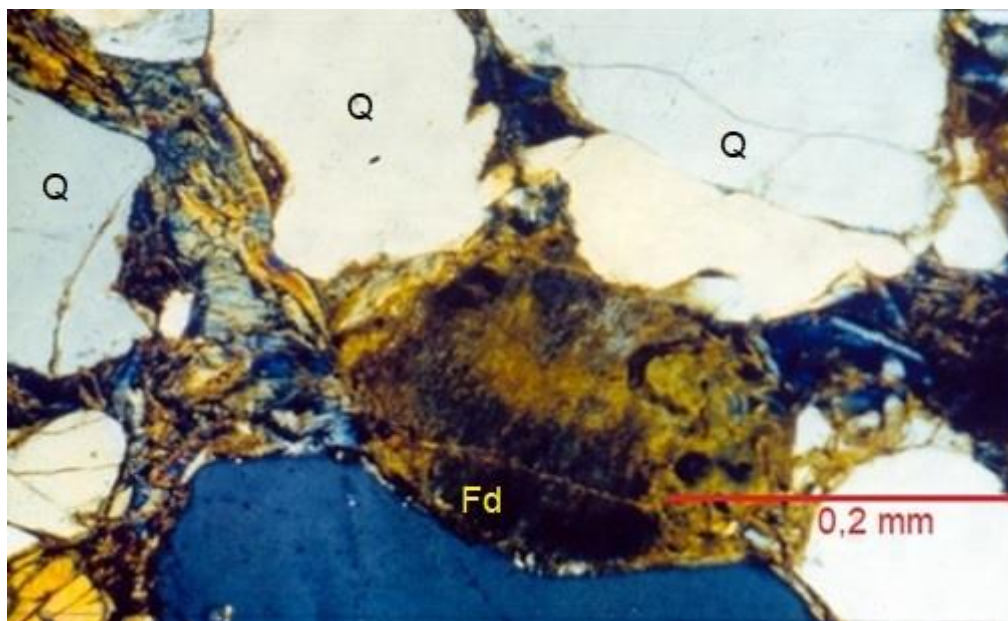
Fotomicrografia 5.10 – Lâmina RR9 Cloritas (cl) cabbage (repolho).



Fonte: Autor/Notas de Aula Rosa (2015).

Outra forma de aparição deste argilomineral foi por cloritização de feldspatos (Fotomicrografia 5.11).

Fotomicrografia 5.11 - Lâmina RR12 Cloritização dos feldspatos (Fd) dando o aspecto avermelhado devido a entrada de íons ferro no sistema.



Fonte: Autor/Notas de Aula Rosa (2015).

A cloritização do feldspato ocorre, segundo Morad & Aldahan (1987) pelo fornecimento de Si^{+4} e Al^{+3} dos próprios feldspatos, enquanto os cátions Mg^{+2} e Fe^{+2} foram derivados de silicatos ferromagnesianos e dos óxidos de Fe-Ti (provavelmente cedidos pelos minerais opacos da lâmina).

5.2 DISCUSSÕES

Os argilominerais constatados com base na petrografia ótica das lâminas descritas foram caulinita, esmectita e clorita, segundo ordem de ocorrência. A presença desses argilominerais, conforme descrito no item 4.2, está relacionado com

a possibilidade de danos de formação, tais como, respectivamente, migração de finos, inchamento das argilas e precipitação de óxidos de ferro.

A necessidade de reconhecer e quantificar os constituintes das rochas é de suma importância para os processos de recuperação e produção. A alta reatividade das argilas com a adição de produtos químicos que alteram o meio pode colocar em risco a produção. Portanto, estes estudos possibilitam um melhor controle sobre as adversidades que o reservatório poderá apresentar. Dito isso, para o aumento do fator recuperação de um campo precisamos reconhecer as características dos minerais que compõem o arcabouço do reservatório e como eles podem afeta-lo. Visto que, o primeiro passo para a prevenção de um dano, é conhece-lo e entender como o mesmo pode ocorrer.

REFERÊNCIAS

ALMON, W.R., 1977 – **Sandstone diagêneses as a fator in stimulation design.** Proceedings of 24th Annual Southwest Petroleum Short Course, Lubbock, Texas.

ALMON, W.R., 1979 – **A geologic appreciation of shaly sands.** 20th Annual Log Symposium, Soc. Prof. Well Log Analyst, paper ww, 14p.

ALMON, W.R. & DAVIES, D. K., 1981. – **Formation damage and the Crystal chemistry of clays, in F.J. Longstaffe, ed.,** Short Course in Clays and Resource Geologist: Min. Assoc. of. Canada, p. 81-103.

AMAEFULE, J. O., KERSEY, D. G., NORMAN, D. L., & SHANNON, P. M., **"Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies,"** CIM Paper No. 88-39-65, Proceedings of the 39th Annual Technical Meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, Calgary, Alberta, June 12-16, 1988, 16 p.

AZEVEDO, F.D.S. – **Estudo experimental da influência de tensões na permeabilidade de rochas produtoras de petróleo.** 2005. 134f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil), Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.

BJORLYKKE, K., and Nyustein, J.P., 1981. – **Late Precambrian tillites of South Norway,** in Hambrey, M. J., and Harland, W.B., eds., Earth's pre-Pleistocene glacial record: Cambridge, United Kingdom, Cambridge University Press, p. 624-628.

BRITTO, E. C., 2013 – **Rochas evaporíticas e sua caracterização através de perfis em poços de petróleo.** Monografia (Graduação em Geologia). Universidade Federal da Bahia. Salvador.

BRUHNS, W.& RAMDOHR. **Petrografia.** México: Union Tipográfica Editorial Hispano Americana, 1964.

CHOQUETTE, P.W., AND PRAY, L.C., 1970, **Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates:** AAPG Bulletin, v. 54, p. 207-250.

CIVAN, E., **A Generalized Model for Formation Damage by Rock-Fluid Interactions and Particulate Processes,** SPE Paper 21183, Proceedings of the SPE 1990 Latin American Petroleum Engineering Conference, October 14-19, 1990, Rio de Janeiro, Brazil, 11 p.

CIVAN, F., **Reservoir formation damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation.** Gulf Publishing Company Houston, Texas 2000.

DICKINSON, W.R., 1970 **Interpreting detrital modes of graywackes and arkoses.** Jour. Sed. Pet., v. 40, p. 695-707.

DE ROS. L.F., 2006. **Notas de aulas. Petrografia sedimentar.** Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Rio Grande do Sul

ESLINGER, E. AND PEAVER, D., 1988. **Clay Minerals for Petroleum Geologists and Engineers.** SEPM Short Course Notes n° 22, ix + 405 pp. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa.

FAERSGESTAD, I. 2016. **Formation Damage.** The defining series, Oilfield Review 2016.

FITZPATRICK, E.A., 1980. **Soils: their formation, classification and distribution.** Longman: New York

FONSECA FILHO, H. D. & LOPES, G. A. C., 2014. **Avanços em caracterização de amostras sólidas cristalinas através de Difractometria de Raios-X.** Periódicos Unifap. Macapá, v.3 n. 1, p. 31-45, jan.-jun. 2013.

FUJIMORI, S., FERREIRA, Y. A. **Introdução ao uso do microscópio petrográfico.** Centro Editorial e Didático da TFBA, Salvador, Bahia, 1979, p. 204

GAUPP R., MATFER A., PLATT J., RAMSEYER K. & WALZEBUCK J. (1993) **Diagenesis and fluid evolution of deeply buried Permian (Rotliegende) Gas Reservoirs, Northwest Germany.** Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 77, 1111-1128.

GRIM, R.E., 1968 – **Clay mineralogy**, 2nd Ed., McGraw-Hill Book Company, New York, p. 596.

GUVEN, N. HOWER, W.E. & DAVIES, D.K., 1980 – **Nature of authigenic illites in sandstone reservoirs.** Jour. Sed. Pet., 50,0p. 761-766.

HASKIN, C.A., 1976 – **A review of aluminum-hidroxy treatments.** SPE paper 5962, presented at the Symp. On Formation Damage Control, Houston, Texas.

IYENGAR, S.S. **Petroleum Exploration and Production.** In: Chung F.H. & Smith D. K. Industrial Applications of X-Ray Diffraction. New York: Marcel Dekker, 2000, p. 193-205, 2000

JIANG S (2012). **Clay minerals from the perspective of oil and gas exploration.** In: Valaskova M, Martynkova GS, editors. Clay Minerals in Nature - Their characterization, Modification and Application. 1st ed. Rijeka, Croatia: InTech, pp. 21-38.

KEAREY P., BROOKS M., Hill I. 2009. **Geofísica de Exploração.** Oficina de Textos, São Paulo, 438 p.

KRUEGER, R. F., 1986. **An overview of formation damage and well productivity in oilfield operations**, J. Petroleum Technology, Feb. 1986, pp. 131–152

LIMA, S. C., 2006. **Estudo da técnica de difração de raios-x**. Trabalho final de Graduação em Física. Universidade Estadual de Feira de Santana. Feira de Santana. 69p.

MEUNIER, A. 2005. **Clays**. Berlim: Springer. 472p.

MCKINLEY, J.M.; WORDEN, R.H.; RUFFEL, A.H.. 2003 **Smectite in sandstone: a review of the controls on occurrence and behavior during diagenesis**. In: R.H. WORDEN & S. MORAD (eds.) Clay mineral Cements in Sandstones, IAS Special Publication 34, p. 109-128.

MONAGHAN, P. H., SXLATHIEL, R. E., & MORGAN, B. E. (1959) **Laboratory studies of formation damage in sands containing clays**: Jour. Petrol. Tech. 11, 209-15.

MORAD S. & ALDAHAN A.A. 1987. **Diagenetic replacement of feldspars by quartz in sandstones**. Journal of Sedimentary Petrology, 57(3):488-493.

MURRAY H. H. 2000. **Traditional and new applications for kaolin, smectite, and palygorskite: a general overview**. Apl. Clay Sci., 17: 207-221

NAGATANI, T.; SAITO S.; SATO, M.; YAMADA, M. **Development of an ultra high resolution scanning electron microscope by means of a field emission source and in-lens system**. Scanning Microscopy. v.11, 901-909, 1987.

NARDY, A. J. R.; MACHADO, F. B. **Mineralogia Óptica Cristalina**. Universidade Estadual Paulista, UNESP - São Paulo, 2002, p.11-20.

NERY G.G. & SCHINO J.P. 2013. **Perfilagem geofísica**. In: Giampá C.E. & Gonçalves V.G. (ed.) Águas Subterrâneas e Poços Tubulares Profundos. Oficina de Textos, São Paulo. 496 p.

PEREIRA, F. S., 2016. **Comparação de tratamento de incrustação através de acidificação**. Trabalho de conclusão de curso. Graduação em Engenharia de Petróleo. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro.

RAITH, M. M., RAASE, P. & REINHARDT, J. 2014. **GUIA PARA MICROSCOPIA DE MINERAIS EM LÂMINAS DELGADAS**. Traduzido por Maria do Carmo Gastal & Márcia Elisa Gomes. 126p.

RODRIGUES, B. S. O., 2015. **Interpretação básica de perfis geofísicos de poços utilizando linguagem Fortran 95 e software livres**. Trabalho de conclusão de curso. Graduação em Geofísica. Universidade Federal da Bahia. Salvador.

ROSA, R. S., 1991. **Evolução diagenética dos argilominerais nos folhelhos da bacia Tucano, Brasil**. Dissertação. Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Geologia), Universidade Federal de Ouro Preto. 152p.

ROSA, R. S., 2015. **Notas de aula, Sedimentologia I-A GEO047**. Universidade Federal da Bahia.

SOUZA SANTOS, P. **Tecnologia de Argilas – Fundamentos**. 2ª Edição, Edgar Blucher, São Paulo, 1989, 314p.

THOMAS, R.L. & CROWE, C. W., 1981. **Matrix treatment employs new acid system for stimulation and control of fines migration in sandstone formations**. Jour. Pet. Tech., August, p. 1491 – 1500.

WILSON, M.D. & PITTMAN, E.D., 1977 - **Authigenic clays in sandstones: recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis**. Jour. Sed. Pet., v. 47, nº 1, p. 3 – 31.

M.J. WILSON, L. WILSON, PATEY, I. **The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: a critical review with some new insights**. Clay Minerals. 49 (2014) p. 147-164.

WORDEN, R.H. & MORAD, S. 2003. **Clay mineral Cements in Sandstones**, IAS Special Publication 34, p. 109-128.

Z. ZHOU, W. GUNTER, R. JONASSON, **Controlling formation damage using clay stabilizers: a review**, in: Annual Technical Meeting, 1995.