

A INFLUÊNCIA DE CONSTITUENTES DIAGENÉTICOS SOBRE A POROSIDADE DE RESERVATÓRIO SILICICLÁSTICO DA FORMAÇÃO AÇU, CENOMANIANO SUPERIOR DA BACIA POTIGUAR/RN

ROSINEY ARAÚJO MARTINS^{1*}, MARCELA MARQUES VIEIRA²

¹Dra. em Ciência e Engenharia do Petróleo. Profa. /IFRN, CNAT/RN, rosiney.araujo@ifrn.edu.br;

²Dra. em Geociências, Profa. associado II da UFRN, Natal/RN, marcela@geologia.ufrn.br;

Apresentado no
Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC'2017
8 a 11 de agosto de 2017 – Belém-PA, Brasil

RESUMO: Descrições detalhadas de setenta e nove lâminas delgadas em arenitos da Formação Açú (Cenomaniano Superior) da Bacia Potiguar/NE do Brasil, revelaram composição arcossiana e arranjos texturais complexos com abundantes franjas de esmectita cobrindo continuamente constituintes primários, cutículas mecanicamente infiltradas e poros móldicos e intragranulares. Crescimentos epitaxiais de K-feldspato cobrem contínua ou descontinuamente grãos de microclínio e ortoclásio antes de qualquer outra fase. Abundante pseudomatriz da compactação de intraclastos lamosos, concentrados ao longo de planos de estratificação, localmente substituída por calcita macrocristalina e pirita microcristalina e framboidal. Caulinita (livrinhos e vermicular), esmectita microcristalina, minerais de titânio microcristalinos e pirita substituem constituintes primários. Porosidade intergranular predomina sobre a móldica, intragranular e de contração. Os poros são mal conectados devido à presença intergranular de esmectita, crescimentos de K-feldspato, argilas infiltradas e pseudomatriz. Os arenitos foram sujeitos a condições eodiagenéticas próximas à superfície e mesodiagenéticas de soterramento raso. As alterações diagenéticas reduziram a porosidade e permeabilidade deposicionais principalmente pela precipitação de franjas de esmectita, compactação de intraclastos lamosos à pseudomatriz e cimentação por calcita poiquilótópica, caracterizando diferentes petrofácies de reservatório. Esses produtos diagenéticos atuaram como barreiras e desvios ao fluxo de fluido reduzindo qualidade do reservatório.

PALAVRAS-CHAVE: Diagênese, porosidade, Formação Açú, reservatório.

THE INFLUENCE OF DIAGENETIC CONSTITUENTS ON THE SILICYCLASTIC RESERVOIR POROSITY OF THE AÇU FORMATION, UPPER CENOMANIAN FROM THE POTIGUAR BASIN/RN

ABSTRACT: Detailed descriptions of seventy nine thin sections in sandstones of the Açú Formation (Upper Cenomanian) from the Potiguar Basin/NE Brazil, revealed an arcossian composition and complex textural arrays with abundant smectite rims continuously covering primary components, mechanically infiltrated cuticles and moldic and intragrain pores. K-feldspar epitaxial overgrowth covers microcline and orthoclase grains before any other phase. Abundant pseudomatrix due to the compactation of mud intraclasts concentrate along the stratification planes, locally replaced by macrocrystalline calcite and microcrystalline and framboidal pyrite. Kaolinite (booklets and vermicular), microcrystalline smectite, microcrystalline titanium minerals and pyrite replace the primary components. The intergrain porosity prevails over the moldic, intragrain and contraction porosities. The pores are poorly connected due to the presence of intergranular smectite, k-feldspar overgrowth, infiltrated mud and pseudomatrix. The sandstones were subjected to eodiagenetic conditions next to the surface and shallow burial mesodiagenetic conditions. The diagenetic alterations reduced the porosity and the permeability mainly due to the precipitation of smectite fringes, compactation of mud intraclasts onto the pseudomatrix and cementing by poikilotopic calcite characterizing different reservoir petrofacies. These diagenetic products acted as barriers and detours to the flow of fluids thus reducing the quality of the reservoir.

KEYWORDS: Potiguar Basin, diagenesis, Açú Formation, reservoir quality

INTRODUÇÃO

A diagênese exerce controle na qualidade de reservatórios siliciclásticos influenciando na porosidade e na permeabilidade da rocha e consequentemente no armazenamento e na produção de hidrocarbonetos (Rossi et al., 2001; Al-Ramadan et al., 2005). Os constituintes diagenéticos podem

aumentar, preservar ou destruir a porosidade e a permeabilidade dos reservatórios a partir de um complexo arranjo de parâmetros inter-relacionados (Posamentier & Allen, 1999; Morad et al., 2012).

A Bacia Potiguar apresenta elevado potencial para o desenvolvimento de estudos nessa vertente. Trata-se de uma bacia produtora (*onshore* e *offshore*) de óleo e gás cujos reservatórios responderam pela produção (fevereiro de 2017) de 52.407 bbl/d e 1.196 Mm³/d de petróleo e de gás natural, respectivamente (ANP, 2017). Essa produção foi oriunda de 77 campos, formados no Cenomaniano Superior, tendo-se como principais reservatórios os arenitos da Formação Açú. A bacia aflora quase totalmente no Estado do RN e, subordinadamente, no Estado do Ceará.

Apesar de produzir há décadas, questões relacionadas ao controle da diagênese em propriedades que afetam a qualidade dos reservatórios ainda estão longe de serem elucidadas. Estudos estratigráficos, faciográficos e diagenéticos foram realizados na Formação Açú, porém, de forma isolada sem estabelecer uma ligação com a influência sobre a porosidade e a permeabilidade e, consequentemente, sobre a qualidade do reservatório (Pereira, 1991; Souza, 1998).

Diante do exposto, esse trabalho tem como objetivo avaliar, por meio de dados petrográficos e petrofísicos, a distribuição das alterações diagenéticas em relação às petrofácies do reservatório para otimização da sua produção. O reservatório estudado representa o Cenomaniano Superior da Formação Açú cujos depósitos são denominados informalmente de Unidade de Correlação Açú-4 e Membro Mossoró (Vasconcelos et al., 1994; Silva, 1991).

MATERIAIS E MÉTODOS

A microscopia óptica foi empregada para descrições qualitativa e quantitativa de 79 lâminas delgadas de arenitos representativos de petrofácies de reservatório. As lâminas foram impregnadas a vácuo com resina epóxi azul (para realçar a visualização dos poros), segundo a técnica de Cesero et al. (1989). Os atributos descritos nas lâminas alimentaram as interfaces do *software* Petroledge® (Endepeer, 2011). Utilizou-se microscópio petrográfico de luz polarizada Nikon Optiphot-pol e a versão Acadêmica do Petroledge. Lâminas com cimento carbonático foram tingidas com solução de 0,15% de ácido clorídrico, 1% de ferricianeto de potássio e 0,1% de alizarina (Friedman, 1959; Dickson, 1966) para identificar o tipo de carbonato presente. As lâminas são referentes a 80 (oitenta metros) de testemunhos de sondagem cortados nos intervalos de 296-350,20 m e 279,00-315,20 m perfurados no Município de Governador Dix-Sept Rosado. Os testemunhos foram cedidos pela empresa PARTEX-BRASIL, responsável pela perfuração.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Análises petrográficas revelaram arranjos texturais complexos que relacionam constituintes diagenéticos (K-feldspato, esmectita, caulinita, calcita, hematita, pirita, quartzo, minerais de titânio, pseudomatriz e argila mecanicamente infiltrada), primários (quartzo, feldspatos, micas, intraclastos lamosos, fragmentos carbonosos e minerais pesados) e porosidade (intergranular, intragranular, móldica, de fratura e contração).

Os constituintes diagenéticos desenvolvem texturas e relações paragenéticas complexas com grãos detríticos e poros. Representam produtos de processos diagenéticos responsáveis pela deformação de grãos dúcteis (intraclastos, micas e em fragmentos metamórficos); cimentação (crescimentos de K-feldspato, esmectita e carbonato); infiltração de argila (cutículas e agregados microcristalinos). A dissolução de constituintes primários instáveis promove a geração de porosidades intragranular e móldica. É comum a substituição desses constituintes por calcita e esmectita. Outros constituintes diagenéticos são caulinita, hematita, minerais de titânio e pirita.

O K-feldspato ocorre essencialmente como crescimentos epitaxiais contínuos e descontínuos cobrindo parte dos grãos de microclina e ortoclásio (Figura 1A). Estão presentes em todas as lâminas descritas, mostram comportamento óptico diferente dos grãos e exibem superfícies límpidas e incolores (polarizadores paralelos) além de extinção uniforme, ausência de inclusões, alterações e maclamentos com os polarizadores cruzados. São contínuos e nos limites com os grãos detríticos não há vestígios de quaisquer outros produtos diagenéticos. Ocorrem ainda como diminutos cristais prismáticos que substituem parcialmente constituintes primários e alguns poros móldicos.

A esmectita é o argilomineral mais comum nos arenitos e ocorre como franjas, agregados microcristalinos e cutículas que preenchem parte do espaço intergranular e intragranular. As franjas são mais abundantes e espessas nos arenitos mais grossos, e predominam como coberturas

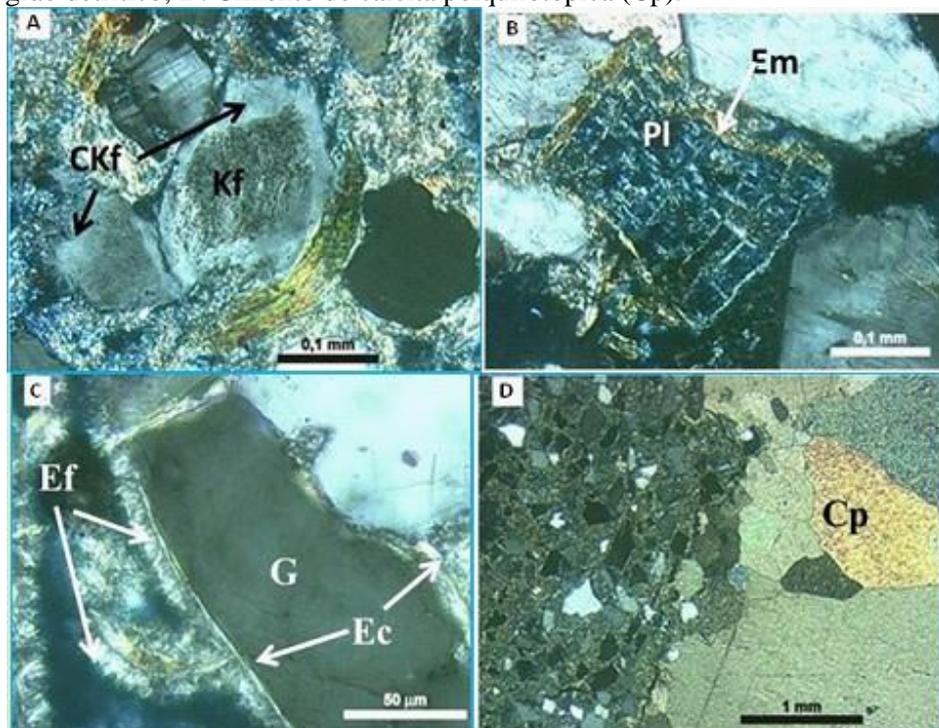
descontínuas precipitadas diretamente sobre as superfícies dos grãos detríticos. Subordinadamente, as franjas recobrem cutículas de argila mecanicamente infiltrada (esmectita) e poros móldicos, caracterizando coberturas duplas, com morfologias perpendicular e tangencial à superfície dos grãos.

Agregados microcristalinos e franjas de esmectita substituem constituintes primários sujeitos à dissolução (Figura 1B). É o principal constituinte argiloso da pseudomatriz gerada pela compactação de intraclastos lamosos também esmectíticos. A infiltração mecânica de esmectita resulta na formação de cutículas e agregados microcristalinos que preenchem parte do espaço intergranular. As cutículas são mais expressivas nos arenitos mais grossos, apresentam espessura variada, cobrem constituintes primários (Figura 1C) e diagenéticos e revestem poros. Os agregados microcristalinos de esmectita estão caoticamente distribuídos em porosidade intergranular.

A pseudomatriz é comum na maioria das amostras estudadas, ocupando espaço intergranular. Apresenta-se como massas irregulares distribuídas de forma heterogênea entre os grãos mais rígidos do arcabouço e como massas contínuas realçando planos de estratificações e laminações. À luz natural, apresenta coloração amarronzada e, sob nicóis cruzados exibe textura microcristalina. Localmente é substituída por calcita macrocristalina, pirita e hematita. A contração localizada da pseudomatriz é responsável pela geração de parte da porosidade secundária intersticial.

A calcita predomina com hábito poiquilótópico (Figura 1D) sobre o macrocristalino. A calcita poiquilótópica preenche o espaço intergranular, engolfando constituintes primários e a macrocristalina substitui parcial ou totalmente constituintes primários, principalmente feldspatos e intraclastos lamosos, e diagenéticos (pseudomatriz). Drusas de calcita preenchem poros gerados por estruturas biogênicas, como marcas de raízes, em fácies de paleossolos. Quando tingida com solução de alizarina e ferricianeto adquire cor vermelha típica de calcita pura.

Figura 1 – Fotomicrografias com nicóis cruzados. A. Crescimento autigênico de K-feldspato (CKf) ao redor de grãos de K-feldspato (Kf) detrítico; B. Agregados microcristalinos de esmectita (Em) substituindo grão detrítico de plagioclásio (Pl); C. Esmectita em cutículas (Ec) e em franjas (Ef) recobrindo grão detrítico; D. Cimento de calcita poiquilótópica (Cp).



Constituintes diagenéticos menos expressivos são caulinita, pirita, minerais de titânio e hematita. A caulinita ocorre como agregados vermiculares e “livrinhos”, substituindo grãos detríticos sujeitos à dissolução, principalmente de plagioclásio.

A combinação de atributos posicionais, diagenéticos e do sistema poroso permitiu a delimitação de três petrofácies de reservatório denominadas de (1) arcósios com franjas de esmectita (A_{fesm}); (2) arcósios com pseudomatriz (A_{psm}) e (3) arcósios com pseudomatriz e cimento carbonático ($A_{psm/calc}$), considerando-se a granulometria, estrutura, porosidade e principal processo diagenético de controle da qualidade do reservatório (De Ros & Goldberg, 2007).

A análise modal das lâminas descritas revelou que, nos arenitos estudados, o volume intergranular médio é 34,4% (min = 17,7%; e máx = 46,3%), sendo parte desse volume correspondente à porosidade intersticial. O volume poroso dos arenitos apresenta média de 17,1 % com valores mínimos e máximos iguais a 5,0% e 34%, respectivamente. Diferentes tipos de poros foram identificados nesse volume representativos de porosidades intergranular, intragranular, móldica, de contração e por fraturamento.

No volume intergranular ocorrem porosidades geradas durante a deposição dos sedimentos (primária) e posterior ao soterramento, resultantes da dissolução, contração e fraturamento de constituintes primários (grãos detríticos, intraclastos lamosos e matriz) e diagenéticos (pseudomatriz).

A porosidade intergranular primária foi mais bem preservada em arenitos da petrofácies A_{fesm} onde atinge 14,3% confirmando o maior potencial para armazenamento de hidrocarbonetos. A porosidade primária foi parcialmente reduzida pelo rearranjo e rotação de grãos rígidos do arcabouço, registrado por empacotamento heterogêneo, relacionado aos efeitos do soterramento.

A petrofácies A_{psm} é caracterizada pela presença de grãos dúcteis, sujeitos a diferentes níveis de deformação com destaque para a formação de pseudomatriz, principal constituinte diagenético responsável pela diminuição da porosidade deposicional.

Nos arcósios da petrofácies $A_{psm/calc}$ porosidade primária chega a ser totalmente destruída pela cimentação por calcita e geração de pseudomatriz.

Os constituintes diagenéticos responsáveis pela redução do espaço intergranular primário são as franjas e cutículas de esmectita, pseudomatriz, manchas de calcita poiquilótópica e crescimentos secundários de feldspato potássico (crescimentos de quartzo são insignificantes). A precipitação de franjas de esmectita em gargantas de poros diminui a conexão entre os mesmos.

CONCLUSÕES

Os arenitos foram submetidos a processos de autigênese (cimentação), dissolução, compactação e infiltração mecânica de argila que afetaram a qualidade do reservatório. A cimentação por crescimentos secundários de K-feldspato, calcita poiquilótópica e franjas de esmectita foram os principais responsáveis pela deterioração da porosidade e permeabilidade, devido à redução do espaço intergranular e a obliteração da garganta de poros.

A dissolução de grãos do arcabouço, principalmente plagioclásio, foi o principal processo de geração de porosidade secundária intragranular e móldica, porém, a substituição por esmectita, caulinita e calcita macrocristalina preencheu parte desses poros. A presença de argila mecanicamente infiltrada (esmectita) como cutículas contínuas e descontínuas sobre superfícies de grãos primários são indicativas de formação em zona freática durante eventos de inundação. A compactação foi outro importante processo diagenético que reduziu a qualidade do reservatório a partir da compactação de intraclastos lamosos a pseudomatriz.

A sequência temporal e espacial do desenvolvimento desses processos está relacionada a modificações típicas do regime da eodiagênese e, subordinadamente, da mesodiagênese rasa. Essas modificações predominam como processos ocorridos logo após a deposição, ainda em condições superficiais. A evolução das alterações eodiagenéticas ocorreu sob influência de condições climáticas áridas e úmidas sugeridas pela formação de esmectita e caulinita diagenéticas.

A cimentação e a compactação exerceram papéis importantes na redução do espaço intergranular cujos produtos atuam como desvios e barreiras diagenéticas ao fluxo de fluidos, geradoras de heterogeneidades no reservatório. Essas heterogeneidades limitam as petrofácies de reservatório. A compactação de intraclastos lamosos à pseudomatriz reduziu significativamente o volume intergranular e a efetividade dos poros nas petrofácies A_{psm} e $A_{psm/calc}$.

A porosidade secundária gerada por dissolução parcial (intragranular) e total (móldica) de grãos detríticos é a mais comum nos arenitos, como resultado da dissolução de plagioclásio e minerais pesados instáveis. A dissolução de plagioclásio é responsável pela maior parte das porosidades

intragranular e móldica presente nos arenitos. Localmente, ocorreu precipitação de feldspato potássico autigênico, em porosidade móldica.

A análise qualitativa dos efeitos da compactação e cimentação sugere que ambas foram importantes na redução do espaço intergranular primário. Percebe-se que, nos arenitos mais grossos a compactação foi menos intensa haja vista a melhor preservação de intraclastos lamosos, com menor geração de pseudomatriz, porém, a cimentação por franjas de esmectita teve maior impacto na obliteração de gargantas de poros o que reduziu a permeabilidade. Nos arenitos mais finos a compactação de intraclastos e formação de pseudomatriz foram os principais mecanismos de redução da porosidade primária. Soma-se ainda uma significativa cimentação por calcita em algumas fácies desses arenitos, o que os caracteriza como fácies de reservatórios marginal e selantes.

As heterogeneidades geradas na diagênese afetaram a qualidade das petrofácies do reservatório em estudo porque atuam como barreiras ao fluxo implicando na inviabilidade de sua produção.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Luiz Fernando de Ros (UFRGS) pelas contribuições e correções do texto.

REFERÊNCIAS

- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2017. Disponível em: http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim_de_fevereiro-2017.pdf. Acesso em: 21 de abril de 2017.
- Al-Ramadan, K.; Morad, S.; Proust, J. N.; Al-Aasm, I. S. Distribution of diagenetic alterations within the sequence stratigraphic framework of shoreface siliciclastic deposits: evidence from Jurassic deposits of ne France. *Journal of Sedimentary Research*, v. 75, p. 943–959. 2005.
- Cesero, P.; Mauro, L. M.; De Ros, L. F. Técnicas de preparação de lâminas petrográficas e de moldes de poros na petrobrás. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, n.3, p.105-116, 1989.
- De Ros, L. F.; Goldberg, K. Reservoir petrofacies: a tool for quality characterization and prediction. *AAPG Annual Convention and Exhibition*, v.1, n.4, p. 1-6, 2007
- Dickson, J. A. D. Carbonate identification and genesis as revealed by staining. *Journal of Sedimentary Petrology*, v.36, n.2, p. 491-505, June, 1966.
- Endeeper. Guia do usuário para o sistema petroledge. Porto Alegre: Centro de Empreendimentos em Informática. 2011. 1 CD-ROM.
- Friedman, G. M. Identification of carbonate minerals by staining methods. *Journal of Sedimentary Petrology*, v.29, n.1, p.87-97, 1959.
- Morad, S.; Ketzer, J. M.; De Ros, L. F. Linking diagenesis to sequence stratigraphy: an integrated tool for understanding and predicting reservoir quality distribution. In: Morad, S.; Ketzer, J. M.; De Ros, L. F. *Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy*. IAS Special Publication 45. Chichester, UK: International Association of Sedimentologists. Wiley-Blackwell, p.1-36. 2012.
- Pereira, C. A. F. Petrologia e diagênese dos arenitos da unidade açu – 4 da formação açu (ksup) ao longo da linha charneira de areia branca, bacia potiguar, rio grande do norte. Ouro Preto: UFOP, 1991. 209f. Dissertação (Mestrado em Geologia).
- Posamentier, H. W; Allen, G. P. 1999, *Siliciclastic sequence stratigraphy—concepts and applications*: SEPM, 1999, n. 7, 216p.
- Rossi, C.; Marfil, R.; Ramseyer, K.; Permanyer, A. Facies-related diagenesis and multiphase siderite cementation and dissolution in the reservoir sandstones of the khatatba formation, gypt's western desert.: *Journal of Sedimentary Research*, v.71, p.459-472, 2001.
- Silva, A. O. Fácies, paleoambientes e análise estratigráfica do Membro Mossoró (mesocenomaniano/eo-turoniano) da formação açu na área do campo de redonda, Bacia Potiguar emersa, rio grande do norte. Ouro Preto: UFOP, 1991. 177f. Dissertação (Mestrado em Geologia).
- Souza, S. M. Atualização da litoestratigrafia da bacia potiguar. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 32, 1982, Salvador. Anais... SBG/Núcleo Bahia-Sergipe. 1982. v.5, p.2392-2406.
- Vasconcelos, E. P.; Ross, S.; Lima Neto, F. F. Unidades de correlação da formação açu. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 36, 1990, Natal/RN. Anais...Natal: SBG/Núcleo Nordeste, 1990. V.1, p.227-240.