

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Considerações sobre modelos diagenéticos associados a discordâncias e sua aplicação na exploração de Hidrocarbonetos na Sub-Bacia de Sergipe

AUTORES:

Antônio Jorge Vasconcellos Garcia e Liana Matos Rocha

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Sergipe- UFS

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

CONSIDERAÇÕES SOBRE MODELOS DIAGENÉTICOS ASSOCIADOS À DISCORDÂNCIAS E SUA APLICAÇÃO NA EXPLORAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NA SUB-BACIA DE SERGIPE

Abstract

The Sergipe- Alagoas basin has an important role in the history of oil exploration in Brazil, having his first commercial discovery in 1957, thus constituting an important mature basins of continental margin Brazilian oil fields producing on land and at sea. Focus on deep reservoirs, whether or not the pre-salt, is the target of interest in this basin. Studies were conducted to better understand each geological context responsible presence of significant amounts of porosity to great depths. This work summarises observations made about the Serraria Formation (Garcia, et al, 1990), resulting in a predictive analytics focused exploration of hydrocarbons, having regard to the evolutionary models.

On the basis of the cases studied, two basic models of increment and/or preservation of porosity in deep reservoirs can be recognized: Model Caioba and Model Robalo, the first containing reservoirs subjected to a regime of infiltrating meteoric associated direct to exposure similar to that proposed by Bijorlykke and collaborators (1988, 1989) for shells Jurassic North Sea. The second model depends in the first instance, the preservation of porosity, offered by the early occupation of the oil reservoirs.

Introdução

A Bacia Sergipe-Alagoas (Figura 1) está situada na margem continental do nordeste do Brasil, englobando os estados de Sergipe e Alagoas com porções terrestres e marítimas. Dispõe-se de forma alongada com orientação NE-SW, com cerca de 350 km de extensão e 35 km de largura média em terra, apresentando uma área total de aproximadamente 44.370 km², sendo 12.620 km² na porção terrestre.

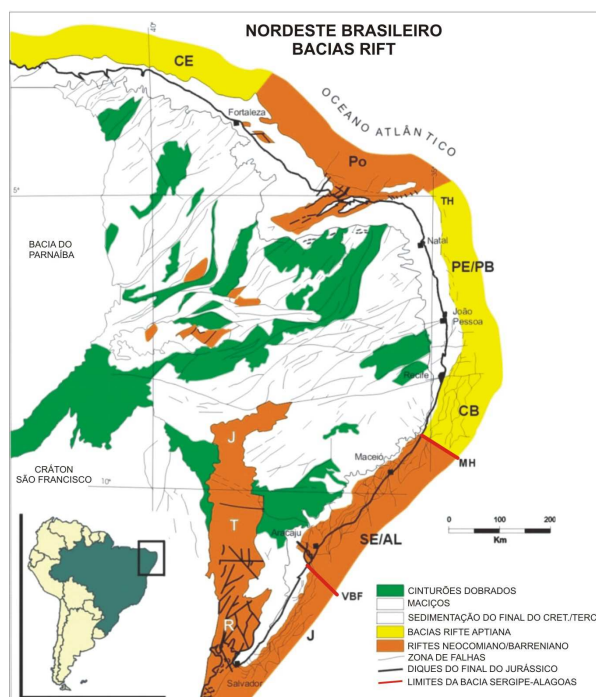


Figura1. Mapa de localização e contexto geológico onde se insere a Bacia Sergipe-Alagoas. (Darros de Matos, 1999)

A bacia Sergipe-Alagoas, uma das mais antigas em exploração no Brasil, iniciou suas primeiras atividades exploratórias na década de 30. A primeira descoberta comercial de petróleo ocorreu em 1957 através do poço TM-1-AL, desde então vem se desenvolvendo de forma continuada até o presente. Trata-se de uma bacia madura do ponto de vista exploratório que produz em média $1.647.641\text{m}^3$ e $2.690.635\text{m}^3$ de gás e petróleo por ano respectivamente (Numa série histórica de 2000-2008), mas, que apresenta ainda um potencial remanescente para extração de hidrocarbonetos, tanto em campos terrestres, como marítimos (Figura 2), onde são registradas características geológicas favoráveis para o processo geração, migração e de acumulação tanto de petróleo como de gás.

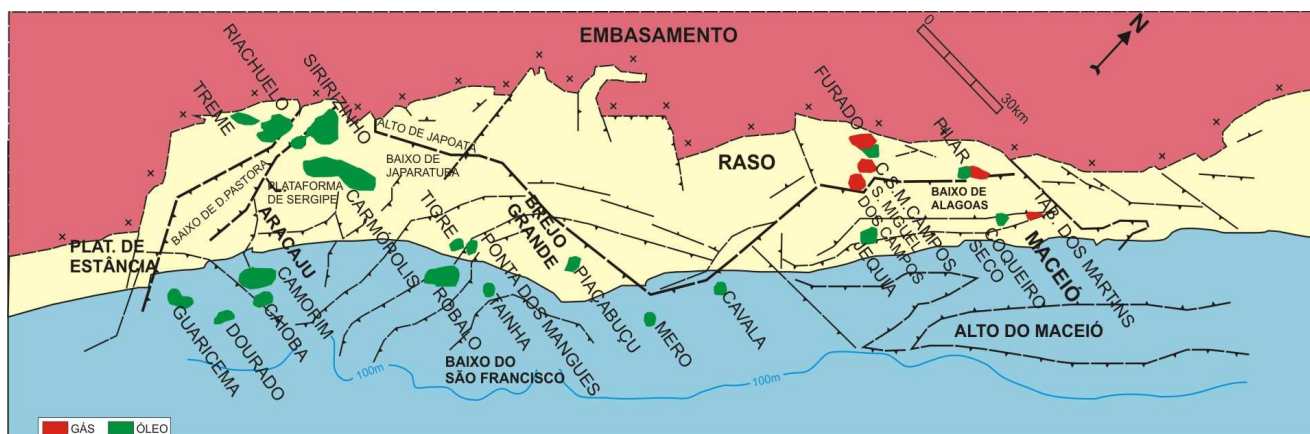


Figura 2. Localização dos principais campos de petróleo na Bacia Sergipe-Alagoas e suas relações com o arcabouço estrutural. (Modificado de Schlumberger, 1985)

Modelos exploratórios inovadores sempre resultam em novos ciclos exploracionistas. Mais recentemente novos estudos e integração de dados apontam para uma volta ao modelo rifte e, principalmente, aquilo que se passou a denominar de modelo do pré-sal, tendo em conta a relação deste elemento selante (as camadas de sal), tanto com o aprisionamento de hidrocarbonetos abaixo da mesma, como em seu papel como favorecedor dos caminhos de migração para o óleo dentro dos diferentes sistemas petrolíferos da bacia, quando sofre halocinese (Chiossi, 2005, Souza Lima, 2008).

A despeito da visão encorajada destacada por Aquino e Lana (1990), onde a complexidade geológica da bacia Sergipe-Alagoas é apontada não apenas como geradora de dificuldades exploratórias, mas também de uma série de situações possivelmente atrativas, os prospectos estruturais profundos em alguns baixos da bacia e as águas profundas da bacia ainda aguardam um incentivador exploratório na região. Tantos os reservatórios profundos, sejam eles pré-sal ou não, como as águas profundas da bacia, ainda permanecem aguardando pela “criatividade dos intérpretes” os quais, juntamente com a capacitação tecnológica são apontadas por estes autores como necessidades importantes para a realização de “investigações sistemáticas” envolvendo os diferentes contextos geológicos a serem priorizados.

Reservatórios Profundos

No final dos anos 80 início dos 90, a indústria do petróleo no Brasil discutia amplamente as possibilidades de reservatórios profundos nas bacias petrolíferas. Estudos foram realizados visando entender melhor cada contexto geológico verificado como responsável pela presença de valores significativos de porosidade a grandes profundidades. Na bacia Sergipe-Alagoas, por exemplo, sondagem no offshore raso em Sergipe apontou valores de cerca de 20% de porosidade a aproximadamente 4200 m de profundidade.

Uma importante observação decorrente dos estudos sobre a Formação Serraria realizados no final dos anos 80 início dos anos 90 (Garcia, et al, 1990), resultou em uma análise preditiva voltada a exploração de hidrocarbonetos, tendo em conta os modelos evolutivos envolvendo fases de exposição subárea/ação de fluidos meteóricos gerando condições favoráveis de porosidade secundária nos reservatórios da bacia. Estes estudos integraram além de aspectos litofaciológicos ligados as condições deposicionais da unidade alvo, a história de soterramento e a evolução diagenética resultante. Desta maneira foi possível reconhecer alguns importantes fatores responsáveis pelas melhores porosidades exibidas pelos reservatórios do campo de Caioba e em outras localidades inseridas em domínios diagenéticos favoráveis, definidos com mais detalhe em Garcia (1992).

As histórias de soterramento diferenciadas, mais ou menos rápidas, associadas ou não com subida de blocos e exposição dos intervalos potencialmente reservatórios, foram reconhecidos como alguns dos fatores relevantes para potencializar porosidades significativas em reservatórios na região investigada. A possibilidade de que tais fatores se repitam em outras áreas, particularmente na área da plataforma continental da bacia, pode ser verificada na análise semi-regional deste intervalo e confere às unidades abaixo das discordâncias, potencial de abrigar reservatórios profundos prospectáveis. (Figura 3).

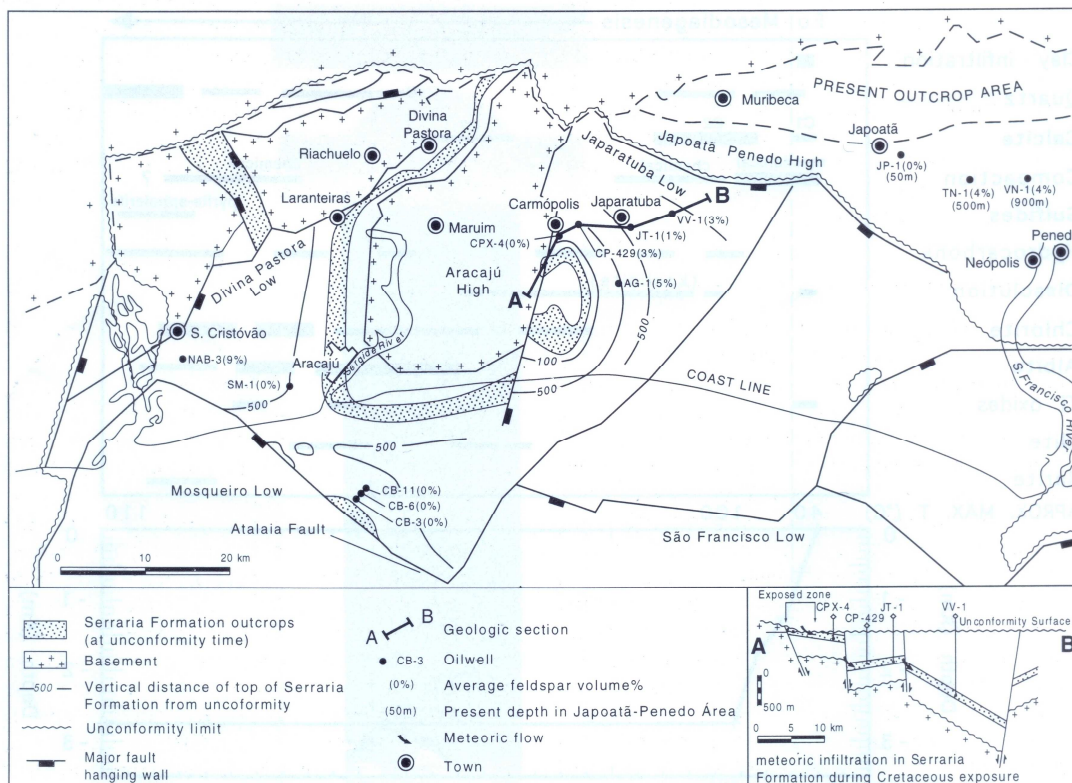


Figura 3. Mapa paleogeológico representando o tempo de exposição dos reservatórios pré-rift, submetidos à infiltração meteórica (telodiagênese) antes de nova fase de subsidência que os levam as profundidades atuais. (Modificado de Garcia, 1992).

Com base nos casos estudados, dois modelos básicos de incremento e/ou preservação de porosidade em condições de reservatórios profundos podem ser reconhecidos (Garcia et al., 1990). As condições de cada modelo podem ocorrer combinadas, com conseqüente somatório de sua eficiência.

MODELO CAIOBA: O primeiro modelo de evolução de reservatórios profundos, informalmente denominado de Modelo Caioba, é similar ao proposto por Bijorlykke e colaboradores (1988, 1989) para reservatórios Jurássicos do Mar do Norte. Particularmente semelhante ao Modelo Caioba, situações de infiltração direta de fluidos meteóricos nos reservatórios são registradas no Arenito Sherwood. O condicionamento básico do Modelo Caioba é de que, nos blocos mais elevados e basculados

durante o tectonismo e soerguimento geral ao final do estágio rifte, os reservatórios estudados deste campo foram submetidos a um regime meteórico por ação de infiltração direta devido à exposição dos arenitos. A ação solvente da água meteórica, infiltrada a partir de superfícies de discordância e/ou ao longo de zonas de falhas, propiciou considerável incremento da porosidade por dissolução de grãos de feldspato e cimentos carbonáticos. Essa porosidade ampliada possui excelente potencial de preservação na nova fase de subsidência que se seguiu, particularmente em diversos blocos que permaneceram a profundidades rasas até o Terciário, sendo só então mais profundamente soterrados.

Um exame mais detalhado das áreas de subafloramento da Formação Serraria ao longo da discordância e das histórias de soterramento individuais dos blocos da parte ocidental da bacia permite a localização de setores onde ocorram as condições básicas para produção de resultados semelhantes aos do Modelo Caioba. (Figura 4a)

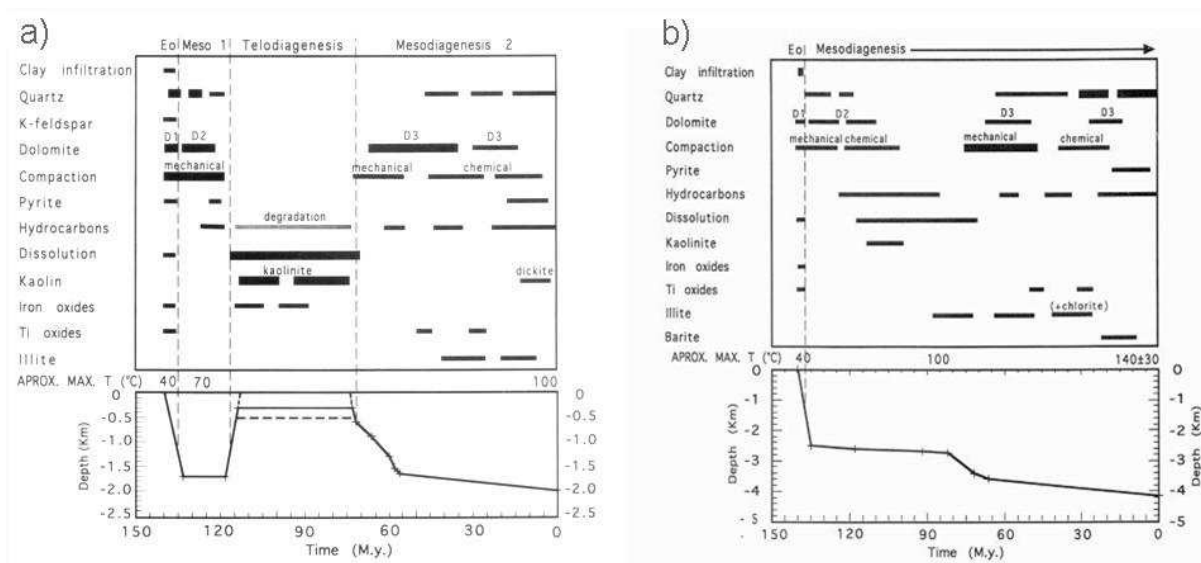


Figura 4. a) História de soterramento na região do Domínio Caioba. b) História de soterramento na região do Domínio Robalo (Garcia, 1992).

MODELO ROBALO: O segundo modelo de desenvolvimento de reservatórios profundos que emerge daquele estudo, denominado de Modelo Robalo, depende em primeira instância, da preservação de porosidade, propiciada pela ocupação precoce dos reservatórios por hidrocarbonetos. Estas condições devem ter ocorrido basicamente nos blocos mais orientais, que sofreram acelerada subsidência durante o estágio rift (Figura 4b), onde houve condições de geração, migração e saturação dos reservatórios antes que ocorresse substancial redução de porosidade. A preservação pode ser auxiliada por fatores de inibição da cimentação ou da compactação, ou mesmo ampliada por processos de geração de porosidade secundária, o que pode ocorrer com a infiltração de água meteórica através de falhamentos abertos seccionados pela discordância (modelo semelhante ao Arenito Brent no Mar do Norte), ou ainda relacionados aos solventes orgânicos provenientes de folhelhos geradores localizados nos blocos rebaixados dos falhamentos. O processo de preservação de porosidade pela ocupação precoce por hidrocarbonetos pode ser extremamente eficiente, desde que o fechamento da estrutura, persistam durante toda a história de soterramento posterior.

Os blocos profundos na área da plataforma continental mais oriental da bacia mostram bom potencial para a prospecção de reservatórios com aplicação do Modelo Robalo, desde que sua história de soterramento e sua evolução estrutural sejam convenientemente detalhadas. Mesmo reservatórios de gás a profundidades substancialmente elevadas poderiam ser previstos com a aplicação deste modelo de forma mais sistemática.

O outro fator destacado no estudo realizado e já apontado por Bruhn *et al.* (1988), para o desenvolvimento de porosidade nos reservatórios dos campos ocidentais, qual seja, em associação com dois geradores de idades e posições estruturais diversas. Esta dualidade de potenciais geradores parece ser muito importante para a prospecção de reservatórios profundos nesta região da bacia. Isto, basicamente, porque os reservatórios associados a geradores rifte continentais (formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco) e a geradores transicionais da Formação Muribeca possuem o potencial de receberem o óleo continental gerado mais profundamente logo após a ampliação de porosidade propiciada por solventes liberados dos folhelhos transicionais. Os reservatórios estudados tiveram, provavelmente, sua porosidade incrementada por este processo durante sua segunda fase de soterramento.

Em domínios diagenéticos sem associação com fases de soerguimento, observa-se uma história de soterramento rápido logo após a sedimentação dos reservatórios do intervalo pré-rifte da bacia (2500 m em 20 Ma), acompanhada de uma geração de hidrocarbonetos de origem continental desde o Andar Jiquiá. Sob tais condições poderia ser esperada uma situação de preservação da porosidade por entrada precoce de óleo, semelhantemente ao registrado no Modelo Robalo. Todavia tais situações não foram reconhecidas no material estudado de forma tão notável como descritas para o domínio diagenético associado a soerguimentos (Modelo Caioba). Tal fato pode ser significativo da importância da infiltração meteórica no domínio distal e não verificado no domínio diagenético associado ao setor proximal.

Reservatórios Rasos

Em termos de expectativas de reservatórios rasos com óleo nos intervalos basais situados na seção pré-rifte, dois domínios parecem mais favoráveis: o primeiro é o domínio onde se verifica o Modelo Caioba, em virtude das já reconhecidas condições privilegiadas de porosidade decorrentes da ação telodiagenética, bem como em virtude de tratar-se de um domínio diagenético dotado de dois geradores.

Entretanto, nas localidades rasas da bacia, onde se registra o modelo diagenético relacionado ao Modelo Caioba, a baixa geração relativa ao óleo de origem continental leva a situações onde algumas estruturas contém apenas óleo continental trapeado no topo das estruturas, enquanto outras contém somente óleo marinho.

O óleo esperado nos reservatórios Serraria nos setores mais rasos, portanto, deve ser prioritariamente de origem continental ou misturado.

O outro setor indicado para reservatórios rasos com a presença de domínio diagenético favorável é o setor intermediário em subsuperfície (Figura 2). O setor de subsuperfície é favorecido em virtude de sua proximidade física aos geradores marinhos maduros.

No domínio diagenético associado ao setor denominado proximal as condições são basicamente dependentes do volume de óleo produzido pelo único gerador da área, continental.

Considerações Finais

Do ponto de vista exploratório os reservatórios terrígenos da Bacia Sergipe-Alagoas podem ser sumariamente discutidos sob dois pontos de vista, em termos dos seus contextos sob o foco de Análise de Sistemas Petrolíferos. Em cada um dos setores da bacia, a primeira avaliação passa por se analisar o significado do tipo e potencial de geração bem como, pela história de soterramento envolvendo exposição subárea dos intervalos potencialmente reservatórios e geração de porosidade por telodiagênese (Garcia,1992).

Neste sentido, dois conjuntos de reservatórios são considerados: 1. Os Reservatórios Pré-Sal e 2. Os Reservatórios Pós-Sal. Para os Reservatórios Pré-sal os aportes de óleo dos geradores continental e marinho ocorrem vinculados as histórias de soterramento em diferentes setores da bacia,

onde ambos podem ser encontrados maduros, a depender das profundidades e temperaturas máximas atingidas em cada fase de soterramento. Acumulações de algum modo significativas podem estar presentes em setores da bacia onde os selos superpostos (sal, por exemplo) possam ter inviabilizado a ascensão de hidrocarbonetos para os níveis superiores de reservatórios.

Os Reservatórios Pós-sal, por sua vez, por se encontrarem posicionados relativamente distantes estratigraficamente dos geradores, situados abaixo do Sal, só são acessíveis por percolações associadas a rotas de migração associadas a falhamentos (blocos basculados), situação que favorece a justaposição de litologias permo-porosas e gerador. Portanto podem-se sugerir pelo menos duas novas estratégias exploratórias para a bacia Sergipe: 1. A que tem como alvo os reservatórios Pré-sal e 2. Aquelas que tem como objetivo os reservatórios Pós-sal.

O direcionamento voltado a Recuperação Melhorada de Campos Maduros de petróleo e o Foco Exploratório para setores ainda sem descobertas, localizados entre áreas de produção madura, predominantemente em áreas terrestre, encontra-se mais diretamente relacionado aos intervalos reservatório Pré-sal, com um ou dois gerados presentes.

A exploração de reservatórios profundos que estejam estes situados abaixo ou acima do sal, parece requerer uma re-análise fatores controladores anteriormente referidos. Novas perspectivas só poderão ser consideradas a partir de novas idéias que venham a ser testadas e confrontadas com os resultados a serem obtidos.

Referências Bibliográficas

AQUINO, G. S. DE & LANA, M. DA C., 1990. Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: o “Estado da Arte”. Bol. Geociências Petrobras, vol. 4, n. 1, p. 75-89

DARROS DE MATOS, R. M. 1999. History of the northeast Brazilian rift system: kinematic implications for the break-up between Brazil and West Africa. In: Cameron, N. R., Bate, R. H. & Clure, v. S. (eds) The Oil and Gas Habitats of the South Atlantic. Geological Society, London, Special Publications, 153, 55-73.

BIJORLYKKE, K., MO, A. & PALM, E., 1988. Modelling of thermal convection in sedimentary basins and its relevance to diagenetic reactions. Mar. Petrol. Geol., 5, 338-351.

BIJORLYKKE, K., RAMM, M., M & SAIGAL, G.C., 1989. Sandstone diagenesis and porosity modification during basin evolution. Geol. Rundsch., 78, 243-268.

BRUHN, C.H.L., CAINELLI, C. & MATOS, R.M.D., 1988. Habitat do petróleo e fronteiras exploratórias nos rifts brasileiros. Bol. Geocien. PETROBRÁS, 2, 217-253

CHIOSSI, D.S.N., 2005. Sequências deposicionais de 3ª ordem em riftes continentais: um modelo de tratos de sistemas para grábens assimétricos aplicado ao Cretáceo Inferior da Bacia de Sergipe-Alagoas. Bol. Geoci. PETROBRÁS, Rio de Janeiro, v. 13, n.12, p.181-203.

GARCIA, A.J.V., DE ROS, L.F., SOUZA, R.S. & BRUHN, C.H.L., 1990. Potencial de reservatórios profundos na Formação Serraria, Bacia de Sergipe-Alagoas. Bol. Geocien. PETROBRÁS, 4, 467-488 (in Portuguese with a summary in English).

GARCIA, A. J. V. 1992. Estratigrafia, sedimentação e diagênese dos arenitos da Formação Serraria, Cretáceo Inferior da Bacia de Sergipe-Alagoas, Nordeste do Brasil. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS. Porto Alegre, Brasil.

GARCIA, A. J. V.; MORAD, S.; DEROS, L. F.; LAASM, 1998. Paleogeographic, paleoclimatic and burial-history controls on the diagenetic evolution of reservoir sandstones: evidence from the lower Cretaceous Serraria sandstones in Sergipe- Alagoas Basin, NE Brazil.. In: Morad, S. (ed.). (Org.). Carbonate Diageneseis in Sandstones. 26 ed. Oxford: IAS Publication, v. 1, p. 107-140.

SCLUMBERGER, 1985. Avaliação de Formações no Brasil. WEC Brasil. Sociedade Comercial Brasileira de Pesquisas de Subsolo pelo Método “Schlumberger” Ltda. 550 p.

SOUSA LIMA, W., 2008. Sequências Evaporíticas da Bacia Sergipe-Alagoas. In: Mohriak, W.; Szatmari, P. & Anjos, S. M. C., 2008. Sal, Geologia e Tectônica. Exemplos nas Bacias Brasileiras. Beca/Petrobras. p. 230-249.