



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

SISTEMAS PETROLÍFEROS ÍGNEO-SEDIMENTARES

Jaime Fernandes Eiras¹, Joaquim Ribeiro Wanderley Filho²

¹ UFPA/ANP, Rua Augusto Corrêa, 1, Guamá, CEP 66.075-910, Belém, PA,
eiras@ufpa.br

² PETROBRAS/UN-BSOL, Rua Recife, 416, Adrianópolis, CEP 69.057-001, Manaus, AM,
jwand@petrobras.com.br

Resumo – Sistemas petrolíferos ígneo-sedimentares são sistemas mistos nos quais um ou mais elementos essenciais ou processos envolvidos estão relacionados a eventos magmáticos. Vários exemplos mundiais são aqui apresentados para mostrar a importância das rochas ígneas na exploração petrolífera e na ocorrência de petróleo. Cinzas vulcânicas podem ser úteis como marcos regionais na correlação estratigráfica e na datação de rochas sedimentares. Podem também ser bons indicadores de deposição turbidítica nos casos de correntes de turbidez geradas por eventos magmáticos. Diques e soleiras de diabásio e derrames de basalto podem atuar como rochas-reservatório e selantes, na ausência de elementos convencionais, ou formar trapas estruturais ou combinadas para o aprisionamento de petróleo. Podem também fornecer calor extra para a transformação da matéria orgânica em bacias rasas e frias. A porosidade dessas rochas pode ser primária ou secundária, ou os dois tipos combinados. A porosidade primária consiste principalmente em cavidades produzidas pela volatilização de gases durante a erupção e o resfriamento. A porosidade secundária está relacionada aos poros resultantes de alteração hidrotermal, recristalização e dissolução por águas subterrâneas e esforços tectônicos. Inclui poros intercrystalinos formados por cristalização de vários minerais secundários, formação de poros por dissolução e deformações tectônicas. Novas tecnologias em desenvolvimento e produção de campos de petróleo estão incentivando a prospecção de óleo e gás em reservatórios não-convencionais, como é o caso de rochas ígneas, e novas descobertas poderão ocorrer.

Palavras-Chave: sistemas petrolíferos; rochas ígneas; óleo e gás

Abstract – Igneous-sedimentary petroleum systems are mixed systems in which one or more essential elements or processes are related to magmatic events. Many examples worldwide are presented to show the importance of igneous rocks in the exploratory activities, as well as in the petroleum occurrence. Volcanic ash layers are of great importance in stratigraphic correlation and elucidation of structures, particularly when they occur in thick non-fossiliferous strata. They are also good indicators of turbidite deposition where turbidity currents are related to earthquakes generated by magmatic events. Unconventional reservoirs can be created by volcanic eruptions or intrusions, crystallization, reworking, and fracturing. Unaltered igneous rocks can seal vertically and laterally conventional reservoirs due to its excellent cap capacity. Abnormal thermal effect of igneous rocks can compensate the lack of overburden in shallow basins. Structural or combined traps can be formed due to intrusions, such as folded, faulted, and unconformity traps. Porosity can be either primary or secondary, or both. Primary porosity mainly consists of cavities produced by gas volatilization during eruption and cooling. Secondary porosity refers to those pores that result from hydrothermal alteration, recrystallization, and dissolution by groundwater, and tectonic stress. It includes intercrystalline pores formed by crystallization of various secondary minerals, dissolution pores, and tectonic fractures. New technologies of petroleum development and production are encouraging to search for oil and gas within igneous rocks, and new discoveries are expected.

Keywords: petroleum systems, igneous rocks, oil & gas

1. Introdução

Durante muito tempo, a presença de rochas ígneas no interior de bacias sedimentares foi vista somente como um empecilho à ocorrência de petróleo e à pesquisa petrolífera. Dizia-se que as intrusões e extrusões de material magmático nas bacias sedimentares destruíam a matéria orgânica e o petróleo previamente gerado e obliteravam os poros das rochas-reservatório. Alegava-se também que a tectônica distensiva associada ao magmatismo abriria as trapas, causando remobilização e conseqüente perda do petróleo existente.

Sabe-se que diques e soleiras de diabásio e derrames de basalto deterioram a qualidade das seções sísmicas porque causam perda do sinal, formação de múltiplas e divergência esférica, e podem prejudicar a interpretação dos dados pela formação de falsas estruturas devido ao efeito de *pull-up*. Por outro lado, os fatores positivos do magmatismo, em alguns casos, chegam a superar esses problemas.

Vários exemplos mundiais são apresentados neste trabalho para mostrar a importância das rochas ígneas na exploração petrolífera e na ocorrência de petróleo. Nesses exemplos, pelo menos um elemento essencial ou processo está relacionado a eventos magmáticos; por isso, são aqui classificados como sistemas petrolíferos ígneo-sedimentares.

2. Marcos Estratigráficos e Indicadores Depositionais Magmáticos

Em virtude do seu caráter geologicamente isócrono, as cinzas vulcânicas são excelentes marcos estratigráficos. Bentonitas derivadas da alteração de cinzas vulcânicas têm sido identificadas em várias bacias sedimentares brasileiras. Um dos exemplos mais interessantes é o denominado marco “3 dedos” da seção pelítica santoniana da Formação Ubatuba, Bacia de Campos, detalhadamente estudado por Caddah et al. (1994). Essas camadas de origem vulcânica são registradas nos perfis elétricos como 3 picos de baixa resistividade e alta porosidade, com espessura variando de 1 a 2 m, separados entre si por 5 m a 10 m de folhelho marinho. São interestratificados ilita-esmectita (bentonitas) com altos teores de água livre e microporosidade intercrystalina.

Essas camadas bentoníticas ocorrem acima dos reservatórios turbidíticos cretáceos da Formação Carapebus em alguns campos petrolíferos da área sul da Bacia de Campos. Isso sugere que as correntes de turbidez podem ter sido formadas pelos eventos distensivos que favoreceram a extrusão do magma traquítico. Neste caso, as bentonitas também podem ser bons indicadores deposicionais.

3. Rochas-Reservatório Magmáticas

Dependendo do número de vesículas e do grau de diagênese e de fraturamento, derrames de basalto e soleiras de diabásio podem ser bons reservatórios de petróleo. Sistemas petrolíferos contendo rochas-reservatório magmáticas ocorrem em várias partes do mundo.

Rochas-reservatório magmáticas ocorrem nos campos de óleo de Rehetai, Dapingfang e Xinglongtai da Bacia de Liaohe, um *rift* terciário situado na República Popular da China. São campos com boas vazões iniciais de óleo, algumas superiores a 600 bbl/d.

Essa bacia contém cerca de 1.000 metros de derrames de basalto toleítico extrudidos em 4 episódios de atividade vulcânica e 12 fases de erupção. Segundo Chen et al. (1999), vários tipos de reservatórios foram formados como conseqüência da erupção, cristalização e diagênese, resultando em porosidades primária e secundária, constituindo um sistema coexistente tipo poro-fratura, especialmente em áreas deformadas tectonicamente.

A Bacia de Neuquén, situada no oeste da Argentina, também é rica em acumulações de petróleo em rochas ígneas. Na região do Rio Grande, Província de Mendoza, no extremo norte dessa bacia, ocorrem óleo e gás em diabásios intrudidos em dobras anticlinais formadas nos blocos altos de falhas de empurrão. Segundo Schiuma (1988), o óleo e o gás foram remobilizados de arenitos cretáceos, que eram os reservatórios originais, para as fraturas das soleiras de diabásio de idade terciária intrudidas na rocha geradora.

Outra região rica em exemplos de rochas-reservatório magmáticas fica situada nas vizinhanças da área vulcânica de Auca Mahuida, no setor nordeste da Província de Neuquén. Nos campos de Aguada San Roque e Lomas las Yeguas há produção de gás e condensado em diabásios terciários fraturados, intrudidos em folhelhos das Formações Vaca Muerta e Quintuco, geradoras cretáceas. Esses campos produtores se caracterizam pelas altas vazões iniciais.

Na Bacia do Tacutu, na Guiana, houve produção inicial de 409 bbl/d de óleo em basalto atravessado no fundo do poço Karanambo N^o 1. Após a completação, o poço passou a depletar, chegando a produzir, por pistoneio, água salgada e apenas 60 bbl/d. Como o poço foi perfurado sobre um amplo arco regional, acredita-se que situações geológicas mais favoráveis poderiam ser encontradas em zonas mais tectonizadas.

Os campos de óleo de Badejo e Linguado, situados na porção sul da Bacia de Campos, produzem óleo a partir de basaltos fraturados da Formação Cabiúnas. Esse tipo de acumulação em rocha-reservatório magmática foi um dos objetivos principais buscados no início da exploração dessa bacia, mas depois ficou em segundo plano em virtude do sucesso que vem sendo obtido com a exploração de reservatórios turbidíticos.

Dois exemplos de campos de petróleo contendo basalto e diabásio como rochas-reservatório são mostrados na Figura 1.

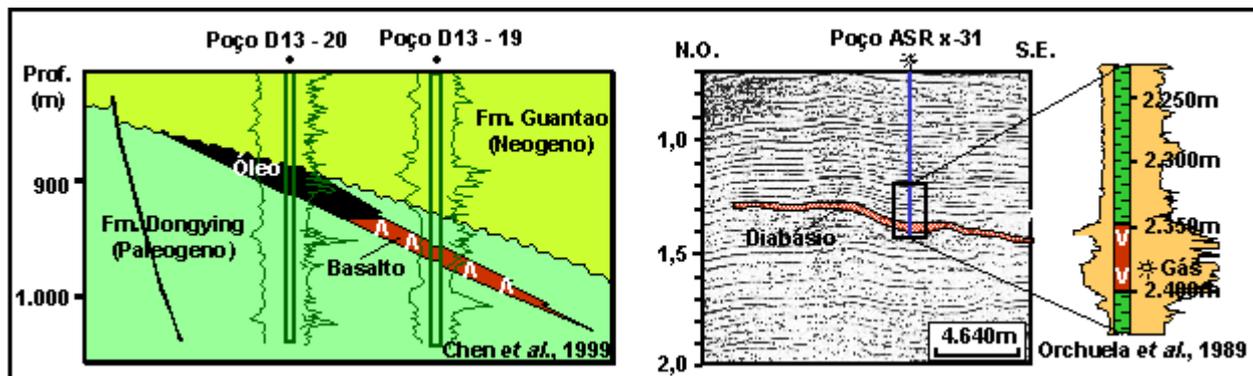


Figura 1. Rochas-reservatório dos campos de Dapingfang, China (à esq.), e Aguada San Roque, Argentina (à dir)

4. Rochas Selantes Magmáticas

Diques e soleiras de diabásio e derrames de basalto podem atuar como rochas selantes efetivas, principalmente quando não-alteradas ou fraturadas. Derrames e soleiras, devido ao caráter concordante com as camadas sedimentares, agem como selos verticais, enquanto que diques ou saltos de soleira atuam como selos laterais.

Derrames basálticos e diques de diabásio ocorrem como selos verticais e laterais, respectivamente, nos campos de óleo e gás de Dapingfang e Huangjindai, Bacia de Liaohe, China. Soleiras de diabásio ocorrem como rochas selantes no campo de gás de Barra Bonita, Bacia do Paraná, e na acumulação de gás evidenciada em perfis de poço da área de Capinzal, Bacia do Parnaíba.

Dois exemplos de acumulações de petróleo seladas por diabásio são apresentados na Figura 2.

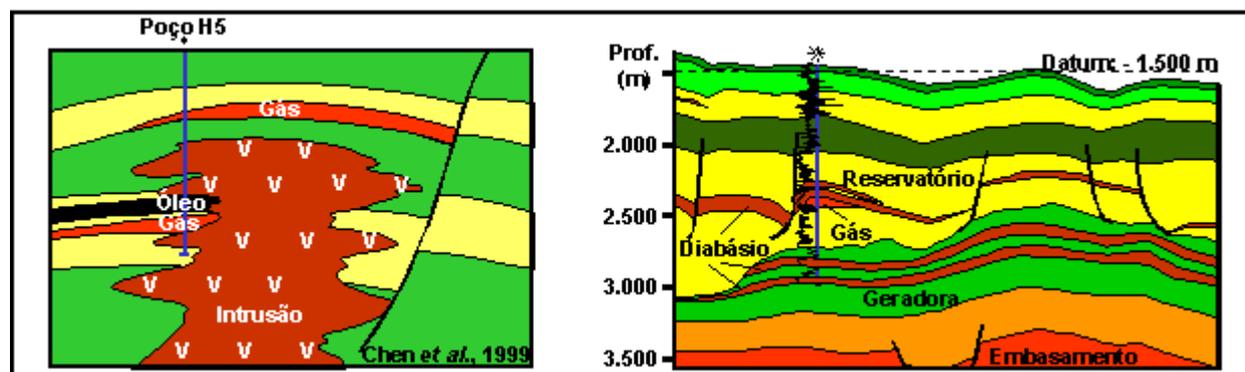


Figura 2. Rochas selantes dos campos de Huangjindai, China (à esq.) e Barra Bonita, Paraná (à dir.)

5. Trapas Formadas por Intrusões Magmáticas

Intrusões de rochas ígneas em bacias sedimentares geram campos de tensão secundários que podem deformar a rocha sedimentar encaixante e gerar trapas para o aprisionamento de petróleo. Conceição et al. (1993) estudaram e classificaram, com base na geometria dos corpos ígneos e nos elementos estruturais presentes na encaixante, as possíveis estruturas induzidas por intrusões magmáticas nas bacias intracratônicas brasileiras. Esses autores definiram 14 estilos estruturais relacionados a diques, soleiras, lacólitos, bismálicos, cunhas e apófises magmáticas, e propuseram um modelo de variação do campo de tensões e de estruturação das encaixantes, no qual as deformações podem ocorrer por escoamento plástico ou por cisalhamento rúptil, dependendo do posicionamento em relação ao corpo intrusivo. O processo responsável por esse tipo de deformação foi denominado “tectônica intrusiva” por esses autores.

No sinclinal de Huantraico, situado nas vizinhanças da área vulcânica de Auca Mahuida, no setor nordeste da Província de Neuquén, Argentina, ocorrem dois bons exemplos de trapas induzidas por intrusões magmáticas. Os campos de Chiuido de la Sierra Negra e El Trapial produzem óleo de arenitos cretáceos estruturados por diques e soleiras de diabásio (lacólitos) de idade terciária e, secundariamente, das próprias intrusivas fraturadas. El Trapial é o segundo maior campo de óleo argentino. Produz atualmente cerca de 55.000 bbl/d e a produção acumulada em 9 anos chega a 130 milhões de barris de óleo. O campo de Chiuido de la Sierra Negra está representado esquematicamente na Figura 3, modificada de Orchueta et al. (1989).

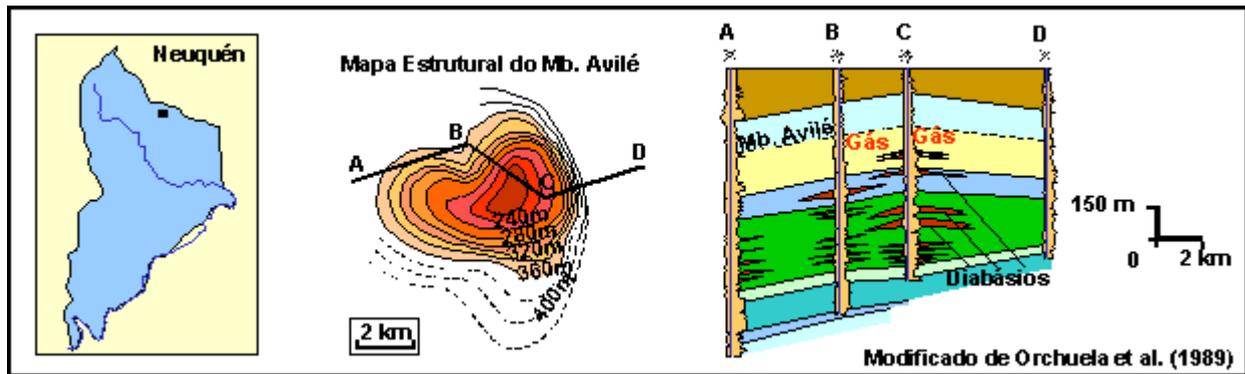


Figura 3. Trapa formada por intrusão no campo de Chiuido de la Sierra Negra, Bacia de Neuquén, Argentina

6. Maturação Causada por Intrusões Magmáticas

O calor emanado de derrames de basalto ou de soleiras de diabásio pode compensar o baixo fluxo térmico em bacias rasas e frias. Sistemas petrolíferos com essas características foram denominados “atípicos” por Magoon e Dow (1994).

Indicadores geoquímicos analisados por Chen et al. (1999) em amostras de rochas da Bacia de Liaohe, China, indicam que a maturação da matéria orgânica desse *rift* terciário se deu por influência do efeito térmico dos inúmeros derrames de basalto presentes na área.

Baseado nos resultados de análises geoquímicas feitas em amostras de folhelhos ricos em matéria orgânica da área do Rio Grande, Bacia de Neuquén, Schiuma (1988) concluiu que o efeito térmico das intrusivas sobre a maturação da matéria orgânica atinge, para baixo, uma distância igual à espessura do corpo intrusivo e, para cima, o dobro dessa espessura.

O estudo das auréolas de metamorfismo pode ser útil no entendimento da extensão do efeito térmico das intrusivas sobre a matéria orgânica. Alves e Rodrigues (2002) estudaram o efeito térmico de intrusões ígneas nos folhelhos devonianos da Bacia do Amazonas sobre os minerais e a matéria orgânica contidos nas rochas encaixantes. Concluíram que a extensão desse fenômeno depende de diversos fatores: mineralogia das rochas encaixantes, espessura e temperatura da intrusiva, profundidade em que se deu a intrusão, composição dos fluidos disponíveis, entre outros.

Segundo esses autores, o calor emanado das intrusões ígneas causa vaporização da água contida nos poros das encaixantes, com conseqüente desidratação e decarbonização, com diminuição progressiva dos teores de carbono orgânico e dos minerais expansivos a medida em que se afasta da fonte ígnea. Com o afastamento, ocorre também uma transformação gradativa de minerais que atuam como termômetro geológico, o que levou Alves e Rodrigues (2002) a concluir que o efeito é equivalente à espessura dos corpos intrusivos. No entanto, esse efeito pode ser potencializado no caso de intrusões múltiplas.

O exemplo brasileiro mais marcante dessa relação magmatismo-petróleo é o caso da Bacia do Solimões, onde hoje a Petrobras produz diariamente cerca de 57.000 barris de óleo e 6 milhões de metros cúbicos de gás. O resultado de uma modelagem geoquímica feita recentemente por Bender et al. (2001) confirmou que a transformação da matéria orgânica em óleo e gás ocorreu devido ao efeito térmico do diabásio triássico Penatecaua. O tipo de fluido presente nos reservatórios, se óleo ou gás, depende da espessura e da distância do corpo intrusivo mais inferior em relação às rochas geradora e reservatório, conforme apresentado esquematicamente na Figura 4, adaptada de Eiras (1998). O volume *in place* de óleo equivalente nessa bacia é de quase 900 milhões de barris. Este exemplo talvez seja um caso único no mundo de quantidades tão grandes de petróleo formadas por efeito térmico de rochas magmáticas.

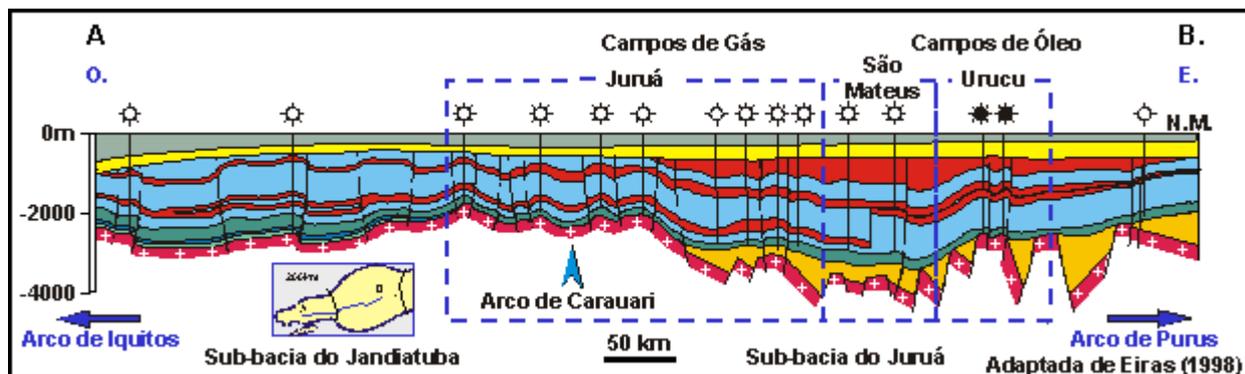


Figura 4. Distribuição dos campos de óleo e gás da Bacia do Solimões em função da proximidade da soleira inferior

7. Porosidade e Permeabilidade de Rochas Magmáticas

Uma das dificuldades do estudo de sistemas petrolíferos com rochas-reservatório magmáticas é a heterogeneidade das propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade. A efetividade permoporosa das rochas magmáticas como reservatório depende do modo de ocorrência e do grau de diagênese e de fraturamento a que foram submetidos esses corpos ígneos.

Mizusaki (1989), baseada em artigo de Moore (1965), ressaltou que a presença de vesículas centimétricas e numerosas caracteriza basaltos formados por vulcanismo subaéreo; vesículas com pequeno diâmetro e pouco numerosas evidenciam basaltos de derrames subaquosos rasos; enquanto que a ausência de vesículas em basaltos indica vulcanismo marinho profundo. As vesículas ocorrem principalmente na base e no topo dos derrames. Podem estar total ou parcialmente preenchidas por minerais secundários.

Mizusaki (1989) estudou amostras de testemunhos cortados em poços que atravessaram o basalto Macau da Bacia Potiguar e chegou à conclusão que o complexo vulcânico Macau é composto por rochas ígneo-básicas (basaltos e diabásios associados) e vulcanoclásticas (autoclástica e hidroclástica). Com base em critérios petrográficos e petrológicos, essas rochas foram agrupadas em três fácies: de lava, de brecha e de hialoclastitos. Os basaltos apresentam localmente porosidade móldica resultante da dissolução de cristais de olivina ou piroxênio e fraturas subverticais descontínuas, abertas, com as paredes preenchidas por minerais secundários, não se constituindo bom reservatório. Entre as vulcanoclásticas, a fácies hialoclastito é a mais interessante, pois apresenta porosidade móldica resultante da dissolução dos grânulos de vidro, cujo valor obtido em laboratório foi 28%.

Gomes e Fernandes (1995) também estudaram os hialoclastitos da Formação Macau e identificaram seis eventos diagenéticos distintos. Segundo esses autores, a dissolução de carbonatos, último evento que atuou sobre essas rochas, foi provavelmente o responsável pela porosidade secundária tipos intergranular e móldica, cujos valores chegam a atingir 20% em lâminas delgadas.

Segundo Chen et al. (1999), a porosidade primária dos basaltos da Bacia de Liaohe, China, consiste em cavidades formadas pela volatilização dos gases durante os processos de erupção e resfriamento do magma. Os valores de porosidade nesse tipo de reservatório, em algumas camadas, variam de 10% a 30%, mas podem atingir 40% a 50% do total da rocha. Esses poros estão intercomunicados, algumas vezes preenchidos por minerais secundários, e variam de 0,5 mm a 5,0 mm em diâmetro.

Ainda de acordo com esses autores, a porosidade secundária é resultante de alteração hidrotermal, dissolução por águas subterrâneas e fraturamento tectônico. Pode ser intercrystalina, de dissolução (móldica) e de fratura. Os valores de porosidade secundária, obtidos em testemunhos de poço, variam de 20,3% a 24,9%.

De acordo com Schiuma (1988), as porosidades dos diabásios da região do Rio Grande, Bacia de Neuquén, medidas em testemunhos e perfis de poços, são baixas, geralmente menores que 6%. Quanto à permeabilidade, esse autor citou um valor de 321 mD obtido em teste de formação. Os melhores dados de vazão foram obtidos em áreas que sofreram alterações hidrotermais. Esse autor estima um potencial de 4,5 milhões de m³ de petróleo para as acumulações do Rio Grande.

Os diabásios fraturados que atuam como rocha-reservatório nos campos de Aguada San Roque e Lomas las Yeguas, Bacia de Neuquén, embora intrudidos na própria rocha geradoras, produzem com altas vazões iniciais, cujas médias ficam em torno de 500.000 m³/d de gás e 100 m³/d de condensado, segundo valores reportados por Orchuela et al. (1989).

O basalto Apoteri, rocha-reservatório da Bacia do Tacutu, faz parte de uma seqüência de cerca de 1.500 m de derrames toleíticos, que constitui o substrato vulcano-sedimentar desse *rift* mesozóico. Berrangé e Dearley (1975) estudaram detalhadamente esses derrames em superfície e observaram a presença de vesículas esféricas e elipsoidais, com diâmetro entre 0,1 cm e 1,0 cm, amplamente distribuídas, podendo localmente perfazer até 10% da rocha. Segundo esses autores, os derrames são entrecortados por um sistema poligonal de juntas verticais, interligadas por fendas secundárias de pequeno espaçamento. A presença de fraturas primárias conectando vesículas pode contribuir no aumento da permeabilidade.

O basalto Cabiúnas, produtor de óleo nos campos de Badejo e Linguado, Bacia de Campos, foi detalhadamente estudado por Mizusaki (1986), que observou, em testemunhos de poço, que o óleo de Badejo ocorre em zonas vesiculadas, em microporos presentes na matriz vítrea e em fraturas inclinadas, cujas paredes estão recobertas por cristais euédricos de calcita com até 1 cm de diâmetro.

8. Desenvolvimento e Produção de Campos com Rochas-Reservatório Magmáticas

Em virtude da heterogeneidade e complexidade das rochas-reservatório magmática, Schiuma (1988) sugeriu alguns procedimentos no desenvolvimento e produção desses campos:

1. Na fase de desenvolvimento: perfurar poços com lama contendo baixo teor em sólidos, para evitar tamponamento das fraturas e dano profundo; usar lama com densificantes solúveis em ácido clorídrico, capazes de serem removidos por acidificação; identificar as zonas mais fraturadas e falhadas através de dados sísmicos e de perfis de poço; fazer estimulação em todas as intrusões com HCl a 20% para eliminar os possíveis danos de perfuração e o cimento carbonático; adicionar ao HCl 0,5 m³ de anidrido carbônico (CO₂) líquido por m³ de ácido para retardar o

processo e atuar mais profundamente nas fraturas; não efetuar fraturamento artificial porque as fraturas induzidas não são efetivas para conectar fraturas geológicas; elaborar seções estruturais reconstituídas para entender melhor a história geológica do campo.

2. Na fase de produção: como este tipo de reservatório se caracteriza por altas vazões iniciais, fortes declinações e cones de gás ou água, a produção deve ser feita sob rigoroso controle. No caso do gás, manter a razão gás-óleo o mais baixo possível, evitando que a segregação gravitacional do gás seja muito violenta nas fraturas. No caso da água, a produção deve ser intermitente. Se possível, fazer simulações para avaliar a vazão crítica para fluxo laminar para que o avanço da água seja uniforme, sem formação de cone.

9. Conclusões

A análise dos sistemas petrolíferos ígneos-sedimentares presentes em algumas bacias produtoras e em outras com acumulações subcomerciais de óleo e gás no mundo mostra que as rochas ígneas podem ser favoráveis à ocorrência de petróleo. Elas podem ser úteis como marcos estratigráficos e indicadores de sedimentação turbidítica, como é o caso de camadas de bentonita derivada de cinzas vulcânicas. Podem também atuar como reservatórios e selantes efetivos no armazenamento e aprisionamento de petróleo, na ausência de elementos convencionais. Podem ainda contribuir como fonte extra de calor para geração de petróleo em bacias rasas e frias. As porosidades e permeabilidades dependem do número de vesículas, da intensidade do microfraturamento e do grau de dissolução do constituinte que preenche as vesículas e fraturas. Avanços tecnológicos em desenvolvimento e produção de campos de petróleo estão incentivando a prospecção de óleo e gás em reservatórios não-convencionais, como é o caso de rochas ígneas, e vêm ajudando em novas descobertas.

9. Referências

- ALVES, D. B., RODRIGUES, R. Influência das intrusões ígneas nos folhelhos devonianos da Bacia do Amazonas. In: Simpósio sobre vulcanismo e ambientes associados, 2, Belém : SBG, nov, 2002.
- BENDER, A. A., EIRAS, J. F., WANDERLEY FILHO, J. R., BARBOSA FILHO, C. M. Quantificação 3D da evolução termal da Bacia do Solimões e suas implicações petrolíferas. In: Simpósio de Geologia da Amazônia, 7, Belém : SBG, nov, 2001.
- BERRANGÉ, J. P., DEARLEY, R. The Apoteri volcanic formation – tholeiitic flows in the North Savannas Graben of Guyana and Brazil. *Geologische Rundschau*, 64, p. 883-899, 1975.
- CADDAH, L. F. G., ALVES, D. B., HANASHIRO, M., MIZUSAKI, A. M. P. Caracterização e origem do marco “3-Dedos” (Santoniano) da Bacia de Campos. *Bol. Geoc. Petr.*, v. 8, n. 2/4, p. 315-334, 1994.
- CHEN, Z., YAN, H., LI, J., ZHANG, G., ZHANG, Z., LIU, B. *Relationship between tertiary volcanic rocks and hydrocarbons in the Liaohé Basin, People’s Republic of China*. *Am. Assoc. Petr. Geol.*, v. 83, n. 6, p. 1004-1014, 1999.
- CONCEIÇÃO, J. C. J., ZALÁN, P. V., DAYAN, H. Deformações em rochas sedimentares induzidas por intrusões magmáticas: classificação e mecanismos de intrusão. *Bol. Geoc. Petr.*, v. 7, n. 1/4, p. 57-91, 1993.
- EIRAS, J. F. *Geology and petroleum system of the Solimões Basin, Brazil*. In: 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil : AAPG/ABGP, nov., 1998.
- EIRAS, J. F., KINOSHITA, E. M. Geologia e perspectivas petrolíferas da Bacia do Tacutu. In: RAJA GABAGLIA, G. P., MILANI, E. J. (eds.). *Origem e evolução de bacias sedimentares*, Rio de Janeiro : Petrobras, p. 197-220, 1990.
- EIRAS, J. F., WANDERLEY FILHO, J. R. Ocorrências de petróleo relacionadas a rochas magmáticas fanerozóicas. In: Simpósio sobre vulcanismo e ambientes associados, 2, Belém : SBG, nov, 2002.
- FIGUEIREDO, A. M. F., MARTINS, C. C. 20 anos de exploração da Bacia de Campos e o sucesso nas águas profundas. *Bol. Geoc. Petr.*, v. 4, n. 1, p. 105-123, 1990.
- GOMES, N. S., FERNANDES, S. M. Contribuição à petrologia e diagênese dos hialoclastitos da Formação Macau, Bacia Potiguar, RN, Brasil. *Bol. Geoc. Petr.*, v. 9, n. 2/4, p. 223-236, 1995.
- MAGOON, L. B., DOW, W. G. The petroleum system. In: MAGOON, L. B., DOW, W. G. (eds.). *The petroleum system – from source to trap*. *Am. Assoc. Petr. Geol. Memoir* 60, p. 3-24, 1994.
- MIZUSAKI, A. M. P. Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Campos – caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. UFRJ, 104 p., 1986. (Dissertação de Mestrado).
- MIZUSAKI, A. M. P. A Formação Macau na porção submersa da Bacia Potiguar. *Bol. Geoc. Petr.*, v. 3, n. 3, p. 191-200, 1989.
- ORCHUELA, I. A., ARTEAGA, M., PALADE, S. E. Reservorios en rocas ígneas de yacimientos gaseíferos en Cuenca Neuquina. *BIP*, p. 114-124, 1989.
- ROISENBERG, A., MIZUSAKI, A. M. P., BORBA, A. W. Reservatórios não-convencionais de hidrocarbonetos – exemplos em rochas vulcânicas. In: Simpósio sobre vulcanismo e ambientes associados, 2, Belém : SBG, nov, 2002.
- SCHIUMA, M. F. Reservorios de hidrocarburos en rocas ígneas fracturadas. *BIP*, p. 35-45, 1988.