

Reservatórios no pré-sal e pós-sal

A tecnologia sísmica moderna e as descobertas de petróleo em águas profundas do litoral brasileiro



O Brasil está com um acervo de linhas sísmicas de 2D e 3D sem paralelo no resto do mundo, ultrapassando a marca de 250 mil quilômetros de linhas sísmicas regionais 2D adquiridas na última década. A livraria de dados sísmicos especulativos constitui uma grande base para o processamento geofísico em tempo e profundidade.

Considerando que estamos entrando nesta nova era, com tecnologias contemporâneas de aquisição e processamento sísmico com resolução profunda, o delineamento de reservas em águas profundas será beneficiado pelas experiências anteriores do imageamento sísmico e nos levará a uma maior compreensão dos controles tectônicos e sedimentares dos nossos reservatórios, assim como a descobertas de outras fronteiras exploratórias, tanto nas camadas pós-sal como no pré-sal.

Mas para chegar a esta posição, um longo caminho foi percorrido. A implementação da tecnologia sísmica moderna na margem continental brasileira se deu em decorrência da Portaria 188 (de 18/12/1998), emanada pela atual Agência Nacional do Petróleo, Gás

Roberto Fainstein é Ph.D. em Geofísica, professor e gerente consultor da WesternGeco - INM



Natural e Biocombustíveis (ANP). Desde 1998, os estudos de projetos para a aquisição sísmica especulativa vêm sendo efetuados por meio de companhias de serviço, como a WesternGeco, entre outras.

Tais estudos apontaram para uma aquisição massiva de dados regionais de sísmica 2D ao longo das bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Bahia-Sul. O projeto consistiu em um grid consistente de linhas regionais de mais de 300 km de extensão na direção do mergulho geológico (**Figura 1**). Estas linhas foram espaçadas a cada 4 km e amarradas por abrangentes linhas regionais de direção paralelas ao litoral, passando pelo sopé, talude e plataforma continental. As grandes linhas regionais cobriram desde a batimetria rasa, na cota de 50 m, até águas ultraprofundas, alcançando profundidades de mais de 3.500 m, ultrapassando a fronteira entre crosta continental e crosta oceânica.

Projetos de 2D

Assim que os projetos foram definidos, a ANP os aprovou, praticamente de imediato, em março de 1999. Assim, uma nova era de tecnologia sísmica se iniciou no Brasil. Nos levantamentos regionais de linhas sísmicas 2D houve também uma associação da WesternGeco (Geco-Prakla) com outra companhia geofísica (TGS-Nopec), encarregada da parte de marketing do projeto (**Figura 2**).

Os levantamentos regionais massivos de sísmica 2D introduziram novas tecnologias, como a aquisição de dados com cabos mais longos, atingindo até 8 km de extensão. Em processamento sísmico, a migração após o empilhamento, assim como a migração pré-empilhamento, tanto em tempo (PSTM) como em profundidade (PSDM), foram definidos desde o início como norma. Com os dados obtidos, foram realizados projetos internos de interpretação preliminar dos dados. Estes esforços modernos de aquisição, processamento e interpretação de dados sísmicos no Brasil possibilitaram um imageamento sísmico de alta qualidade de resolução dos principais reservatórios de petróleo na costa leste brasileira.

Desta forma, houve uma melhoria relevante no mapeamento geofísico dos principais reservatórios petrolíferos, incluindo os *turbiditos*, que se encontram acima da camada de sal Aptiano nas seqüências do Terciário e do Cretáceo Superior em águas profundas. Estes estudos possibilitaram também a visualização, em detalhes, de estruturas abaixo do sal na seqüência *sin-ripte*. O mapeamento regional

Figura 1

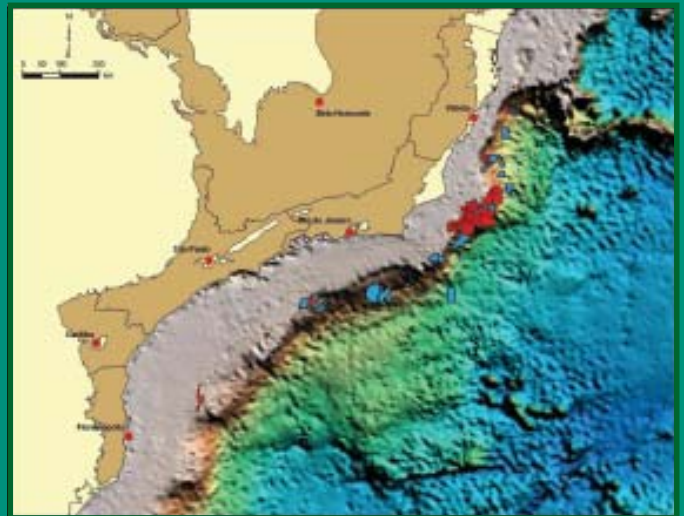
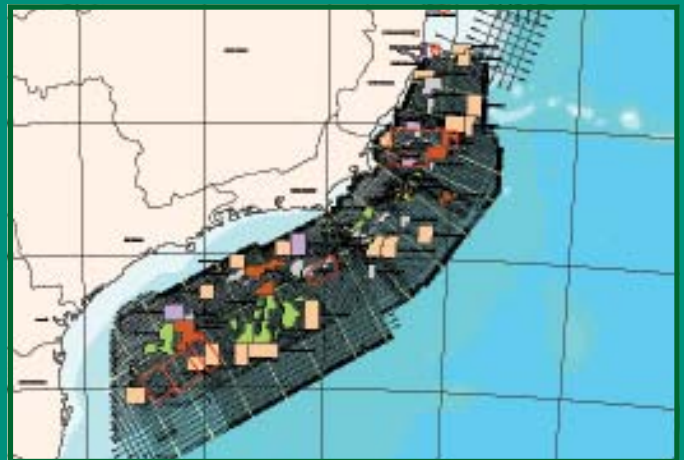


Figura 2



revelou estruturas halocinéticas e grandes espessuras de camadas pré-sal que ainda não tinham sido imageadas adequadamente em levantamentos sísmicos anteriores.

A aquisição massiva de dados de 2D foi iniciada por meio de quatro navios da Geco-Prakla (Fainstein, 1999), hoje denominada WesternGeco, coletando dados regionais em toda a plataforma continental, inclusive nas bacias litorâneas do Nordeste e Norte do Brasil. A importância destes levantamentos sísmicos pioneiros, feitos com a melhor tecnologia, se deve ao fato de as linhas sísmicas regionais abrangerem de forma minuciosa toda a plataforma continental e atingirem o limite crustal.

Havia também uma diferença fundamental em relação a todos os levantamentos prévios, com exceção de algumas linhas sísmicas de resolução profunda adquiridas e processadas pela Petrobras, em trabalhos pioneiros realizados na década de 1990

Figura 3

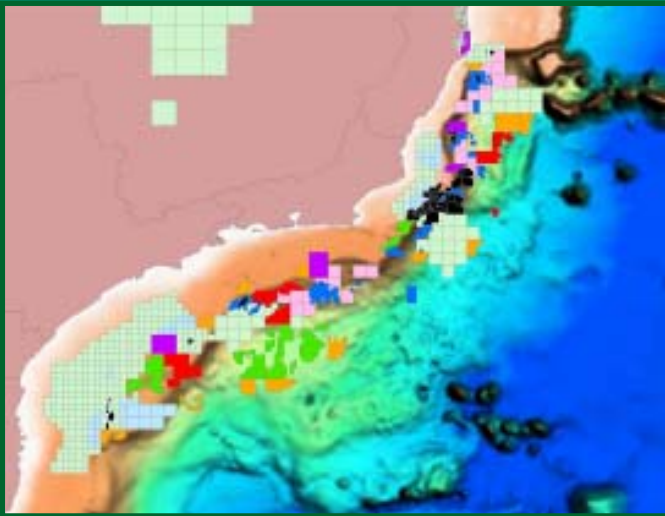


Figura 4

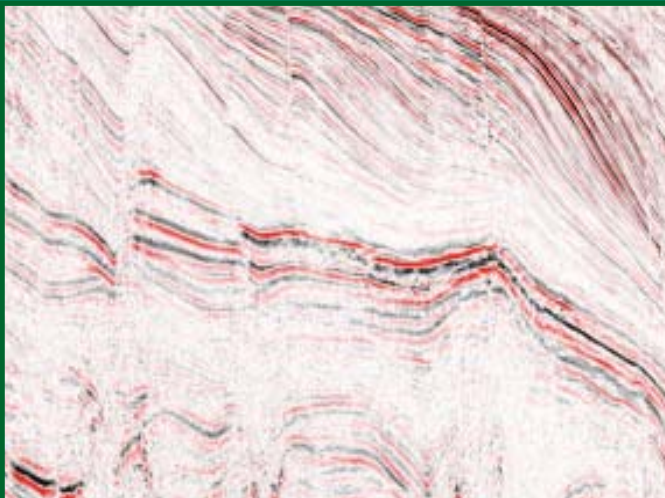
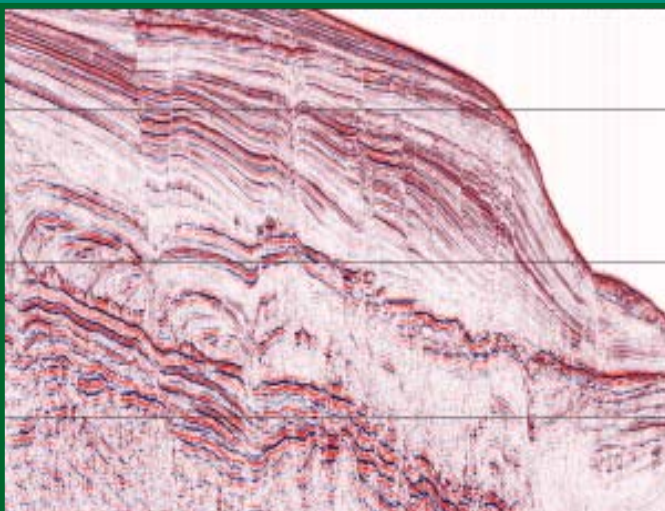


Figura 5



(Mohriak & Latgé, 1991). A aquisição de dados foi feita com cabos longos de 8 km de extensão, o que permitiu um processamento sísmico adequado (PSTM/PSDM) das partes mais profundas das bacias sedimentares, possibilitando a visualização da seqüência pré-sal e de estruturas crustais profundas.

3D no Brasil

Depois da finalização do projeto de sísmica 2D, o risco especulativo foi focalizado para a melhor área exploratória, em função do menor risco. Foi então executado um projeto de sísmica 3D, realizado pelo mais moderno navio de sísmica do mundo, o M/V Geco-Eagle. As áreas escolhidas foram a Bacia de Campos Norte, abrangendo os blocos BC-4, BC-7, BC-9, BC-10, BC-60 e BMC-5 (**Figura 3**) e também a parte norte da Bacia de Santos.

Os levantamentos modernos de sísmica 3D introduziram novas tecnologias, como a aquisição de dados com cabos mais longos, atingindo até 6 a 8 km de extensão.

Em processamento sísmico, a migração após o empilhamento, assim como a migração pré-empilhamento, tanto em tempo (PSTM) como em profundidade (PSDM), também mostraram em detalhe a geometria do *sin-rifte* e as várias estruturas correspondentes a altos do embasamento, possíveis focos de migração de petróleo, assim como a extensa e complexa estratigrafia, que abrange blocos rotacionados e seqüências pré-sal pouco falhas, caracterizadas como bacias sag. Os levantamentos regionais de sísmica 3D foram adquiridos com estampa de *foot-print* mais larga, e se tornaram também uma norma na costa brasileira e levaram a importantes descobertas na Bacia Norte de Campos/Espírito Santo Sul nos últimos quatro anos, particularmente na área do antigo bloco BC-60, onde se descobriram os campos de petróleo no assim chamado Parque das Baleias (Jubarte, Cachalote e Baleia Franca).

Os investimentos em águas profundas requerem grande precisão na definição de projetos devido ao grande risco econômico. Assim, em função do elevado investimento *up-front*, o processo de definição e escolha de projetos de 3D foram realizados levando em conta o risco geológico do investimento.

Novos prospectos em águas profundas

A interpretação sísmica dos dados massivos especulativos resultou em mapas modernos que salientaram a estrutura e a estratigrafia das bacias do Sudeste brasileiro. Assim, a interpretação por

meio de imagens de alta resolução sísmica delineou as feições estruturais e estratigráficas das três mega-seqüências sedimentares: a mega-seqüência *sin-rifte*, com depósitos lacustres abaixo do sal aptiano; a mega-seqüência transicional, que inclui evaporitos (carbonatos, sulfatos, cloretos) e rochas siliciclásticas e carbonáticas depositadas em ambiente marinho raso a transicional; e a mega-seqüência marinha aberta pós-sal, que consiste de uma plataforma carbonática rasa que é sucedida por sedimentos de águas profundas, incluindo depósitos de arenitos e folhelhos que formam uma seqüência plataforma-talude-bacia.

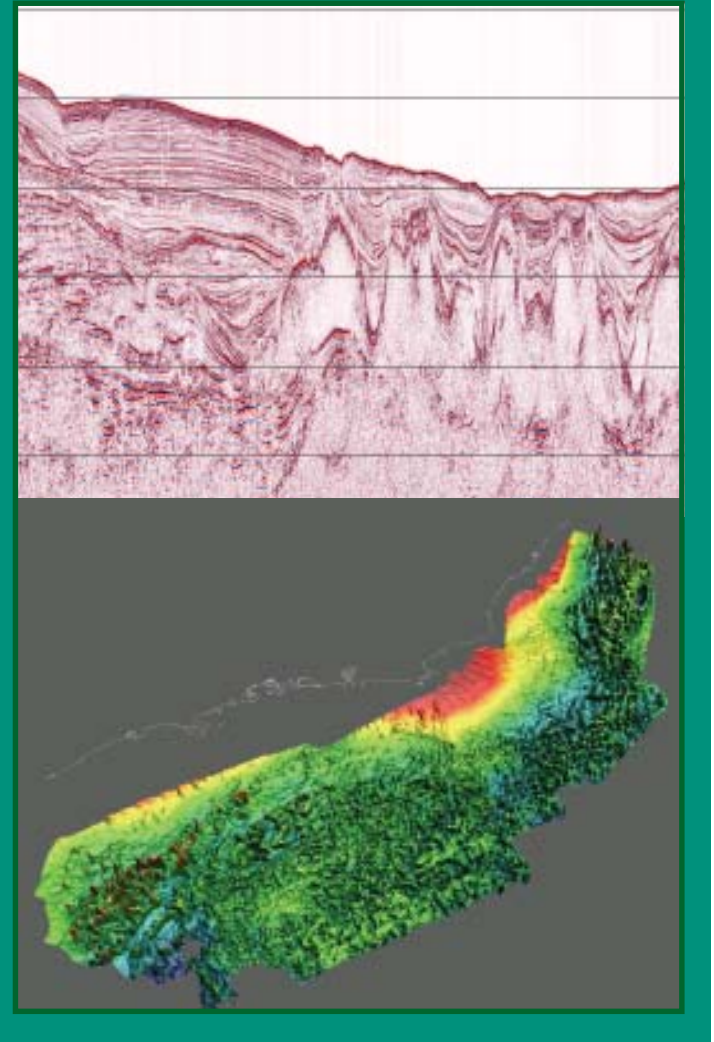
Nestas camadas pós-sal estão localizados os reservatórios de *turbiditos*, cujas idades variam desde o Terciário (Mioceno, Oligoceno, Eoceno) até o Cretáceo Superior (Maastrichiano, Campaniano, Santoniano, Coniaciano, Cenomaniano). Abaixo do sal, o imageamento sísmico mostrou com grande precisão a estrutura do *sin-rifte*, que contém as principais rochas geradoras da bacia, e também rochas reservatórios, incluindo estratos siliciclásticos e carbonáticos na bacia sag, e coquinas nos blocos basculados (**Figuras 4 e 5**).

A interpretação das linhas especulativas de sísmica 2D e o mapeamento regional da plataforma, talude e sopé das províncias de águas profundas das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo delinearam também, com grande precisão, as geometrias das minibacias salíferas em águas ultraprofundas. As rochas reservatórios em águas profundas são em grande maioria *turbiditos* terciários com boa porosidade (>20%) e alta permeabilidade (> 500 mD).

O importante nestes prospectos é a compreensão das trajetórias de migração de petróleo desde a rocha geradora até a rocha reservatório. Falhamentos comunicando as seqüências do pós-sal com as seqüências do pré-sal são de grande importância já que evidenciam as janelas de sal através das quais a migração é possível (Guardado *et al.*, 1989). Também a definição do selo regional é importante na caracterização de cada prospecto.

Em futuro próximo, a exploração em águas profundas e ultraprofundas estará condicionada à melhoria do imageamento sísmico de alta resolução, com maior utilização de processamentos PSTM e PSDM, para compreensão detalhada das estruturas, tipo casco de tartaruga, das minibacias nas grandes muralhas de sal, e das estruturas das camadas *sin-rifte* abaixo do sal (**Figuras 6 e 7**; Fainstein & Jamieson, 2002; Fainstein *et al.*, 2003).

Figura 6



Reservatórios de pós-sal e pré-sal

Desde as grandes descobertas dos campos gigantes de Albacora e Marlim, em 1984 e 1985, têm-se uma noção do grande potencial petrolífero em águas profundas na Bacia de Campos. Ao final da década de 1990, houve uma diminuição no número de grandes descobertas, com a exceção do campo de Roncador em 1997 (Rangel *et al.*, 1998). Os reservatórios *turbidíticos* destes campos de petróleo e gás encontram-se na mega-seqüência marinha, em camadas pós-sal. No Cretáceo Inferior, na parte do pré-sal, junto à discordância de separação dos continentes, a Formação Lagoa Feia, de idade Aptiana, é a principal rocha geradora da costa leste brasileira. Reservatórios de coquinas de idade Barremiano foram também encontrados em águas rasas na Bacia de Campos, mas em função do pequeno volume dessas descobertas, as acumulações não resultaram em produção comercial.

Figura 7

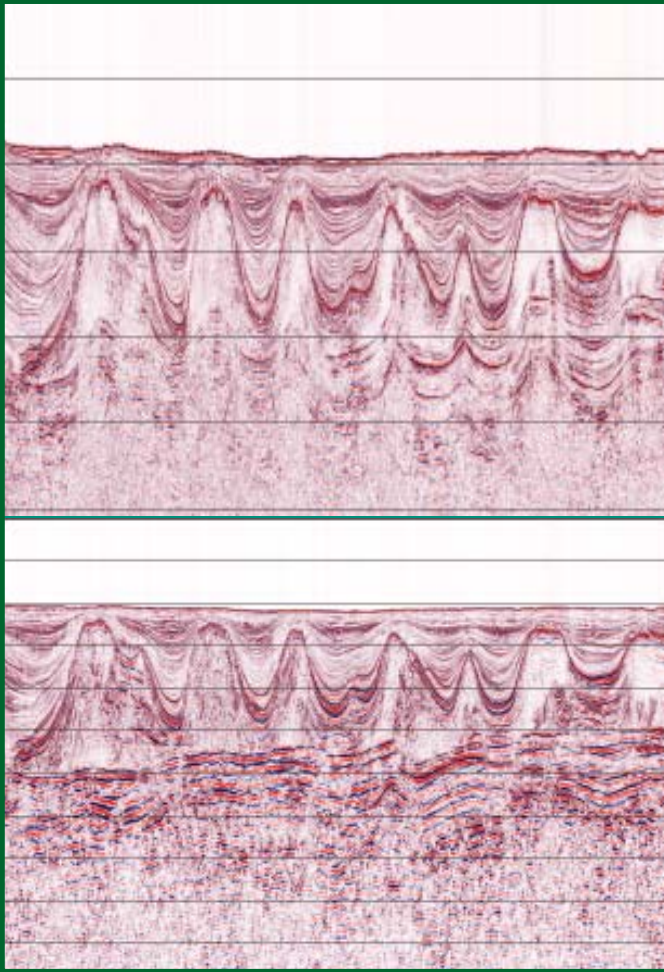
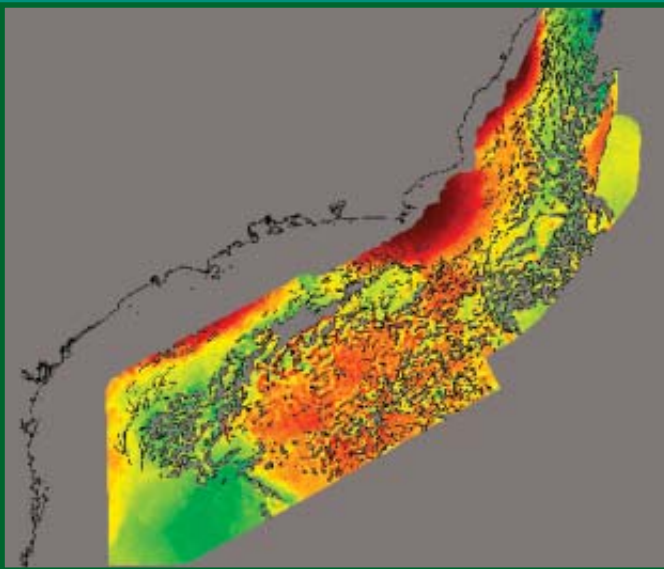


Figura 8



Iniciou-se uma nova fase de grandes descobertas a partir do ano 2003, em parte com base na interpretação dos dados sísmicos especulativos de 2D e de 3D do projeto Brasil 99/2000. As novas tecnologias sísmicas contribuíram enormemente para as descobertas efetuadas na parte norte da Bacia de Campos, particularmente na região do Complexo das Baleias (campos de Jubarte, Cachalote, Baleia Franca), todos dentro de um projeto especulativo de 3D, efetuado nos anos de 1999 e 2000. As linhas regionais de sísmica 2D do projeto acima citado deram contribuição fundamental para várias outras grandes descobertas no Espírito Santo, destacando-se o campo de Golfinho, como também em descobertas na parte sul da Bacia de Campos.

Na Bacia de Santos, várias descobertas foram efetuadas com os novos dados de sísmica 2D e 3D, destacando como o exemplo mais singular na sequência pós-sal, o campo de Mexilhão, em reservatórios cretácicos controlados pela Falha de Cabo Frio, próximo da região do vazio albiano (Mohriak *et al.*, 1995). As várias descobertas nas partes central e sul da bacia (e.g. Cavalo Marinho), foram efetuadas após mapeamento dos dados especulativos de sísmica 3D com processamento PSTM e de PSDM, evidenciando também o potencial da secção do *sin-rifte* (Figura 8).

O mapeamento geofísico regional em tempo e em profundidade da grande barreira de sal (Fainstein *et al.*, 2001; Fainstein *et al.*, 2003; Fainstein & Souza Filho, 2005; Fainstein & Krueger, 2005) contribui com uma série de novos mapas regionais em toda a extensão das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo (Figura 9).

Desenvolvimento do Campo de Tupi e da nova descoberta (Júpiter)

Desde que o mapeamento sísmico regional foi efetuado (Fainstein & Jamieson, 2002; Fainstein *et al.*, 2003), tem-se conhecimento do grande alto estrutural na parte central da Bacia de Santos. Graças ao processamento em profundidade (PSDM), identificou-se uma grande espessura sedimentar pré-sal na parte superior da mega-sequência *sin-rifte*.

Entretanto, a litologia das camadas da mega-sequência *sin-rifte* nesta parte da bacia era ainda desconhecida (Fainstein & Gorky, 2002), assim como a própria fácies dos evaporitos, que na sísmica apareciam estratificados (Cobbold *et al.*, 1995; Modica & Brush, 2004; Mohriak *et al.*, 2004). Assim, a perfuração do primeiro poço do campo de Tupi foi naturalmente de grande risco exploratório, mas cujo

resultado, com a descoberta de óleo leve, premiou este grande esforço tecnológico da Petrobras. A segunda descoberta, o campo de Júpiter, foi de um campo de gás e condensado.

O reservatório de microbiolita, de idade Aptiana, é essencialmente um carbonato e, portanto, de características bem diferentes da grande maioria dos reservatórios do pós-sal. Também se deve ressaltar o fato de que a lâmina de água e o espesso pacote de sal, com baixas densidades e alta condutividade térmica, resultaram em pressão hidrostática, temperatura dos reservatórios e maturação geradora adequada a grandes profundidades em sub-superfície, com o sistema petrolífero encontrando-se ainda dentro da janela de geração de petróleo líquido (**Figura 10**).

As tecnologias para o desenvolvimento de campos de petróleo abaixo da camada de sal autóctone representam também uma nova fronteira tecnológica. Provavelmente, o desenvolvimento deverá ser feito através de poços verticais acoplados com multilaterais, já que não existirá a possibilidade de poços com grande segmentação horizontal.

Reservas em águas profundas

Naturalmente, os oceanos cobrem a maior parte da superfície do planeta. Entretanto, a parte prospectiva de novas jazidas de petróleo nas bacias do Atlântico Sul está limitada somente às faixas litorâneas, ou seja, aproximadamente até o limite das 200 milhas. O provável limite geológico para a exploração da seqüência pré-sal em águas ultraprofundas encontra-se no limiar da fronteira entre crosta continental e crosta oceânica, onde, abaixo do sal, observam-se os refletores de *seaward dipping* de formação da crosta proto-oceânica (**Figura 11**).

Entretanto, qual a perspectiva destas novas grandes descobertas no cenário mundial de petróleo? Hoje, somente três províncias de águas profundas apresentam produção significativa de petróleo: Brasil, Golfo do México, e Oeste da África. Os reservatórios sub-sal no Brasil e Oeste Africano são encontrados em camadas abaixo de sal autóctone, enquanto no Golfo do México ocorrem grandes acumulações abaixo de sal alóctone (Mohriak *et al.*, 2004).

As reservas provadas brasileiras poderão mais que dobrar com os reservatórios do pré-sal, lidando substancialmente em escala mundial as reservas somadas de todas as demais descobertas em águas profundas. Entretanto, para que o desenvolvimento destas reservas represente na íntegra seu valor econômico no longo prazo, o preço do petróleo terá que se manter dentro do patamar atual. Por

Figura 9

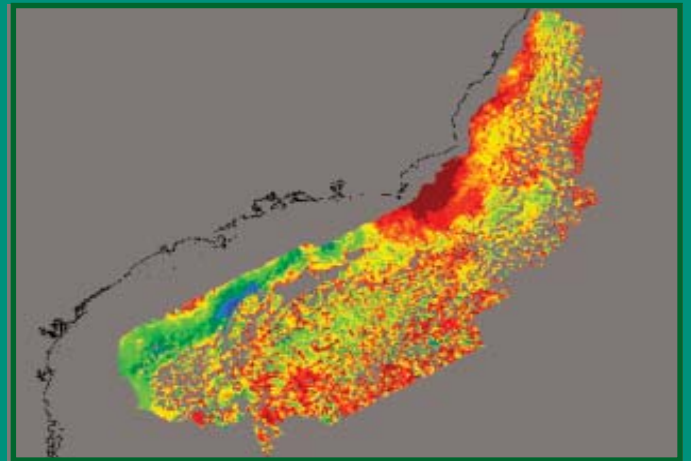


Figura 10

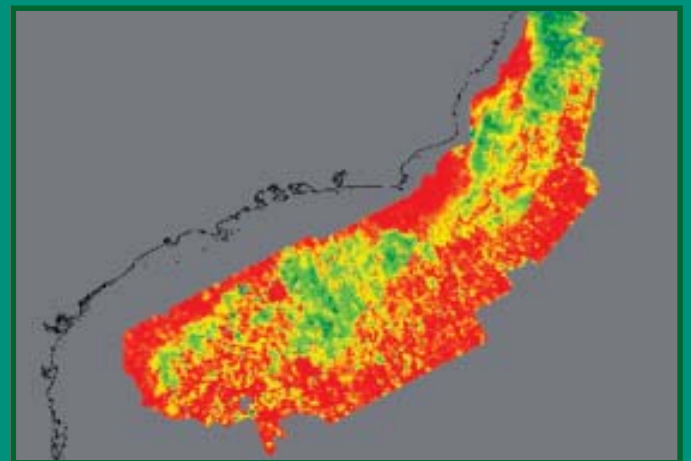
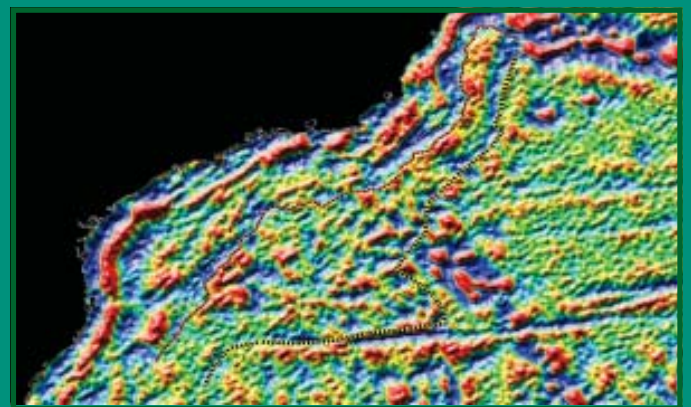


Figura 11



outro lado, o custo dos projetos de sísmica especulativa continua paradoxalmente ínfimo em relação ao grande benefício pela visualização adequada da estratigrafia e estruturação das camadas mais profundas nas regiões de fronteiras exploratórias.

Este é o grande desafio!

Referências

Cobbold, P.R., Szatmari, P., Demercian, L.S., Coelho, D. & Rossello, E.A., 1995, Seismic experimental evidence for thin-skinned horizontal shortening by convergent radial gliding on evaporites, deep-water Santos Basin. In: M.P.A. Jackson, R.G. Robert, & S. Snelson (eds.), Salt tectonics: a global perspective. AAPG Memoir 65, p. 305 – 321.

Fainstein, R. 1999, Brazil Expands Exploration of its twenty Offshore Sedimentary Basins, Pennwell Offshore Magazine, October, p. 56-62.

_____, & Jamieson, G.A. 2001, Seismic Interpretation Report - Brazil 99/2000; WesternGeco Unpublished Report.

_____, & Gorky, J. 2002, Sub-salt could be sweet, Petroleum Economist, October issue, p. 23-24..

_____, Jamieson, G., Hannan, A., Eiles, N., Krueger, A. & Schelander, D. 2001. Offshore Brazil Santos Basin exploration potential from recently acquired seismic data. 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, p. 52-55.

_____, Jamieson, G.A., Biles, N., Hannan, A., Shelander, D. & Krueger, A. C.V.A. 2003, Time-Depth Converted Interpretation of Regional Seismic Maps, Offshore Southeast Brazil, Society of Exploration Geophysicists Annual International Meeting, Dallas.

_____, R. & Souza Filho, R.G. 2005, Offshore Brazil 2005 – Regional Update & Future Exploration, Abstract CD, Presented at the 75th Annual Meeting of the Society of Exploration Geophysicists, Houston

_____, R. & Krueger, A. 2005, Salt tectonics comparisons near there continent-ocean boundary escarpments. In: Post, P. J., Rosen, N. C., Olson, D.L., Palmes, S.L., Lyons, K.T. & Newton, G.B. (eds.), GCSSEPM 25th Annual Bob F. Perkins Research Conference: Petroleum Systems of Divergent Continental Margin Basins, Abstracts CD, p. 510-540.

Guardado, L.R., Gamboa, L.A.P. & Luchesi, C.F. 1989, Petroleum geology of the Campos Basin, a model for a producing Atlantic-type basin. In: J. D. Edwards & P.A. Santogrossi (eds), Divergent/Passive Margin Basins. Am. Assoc. Pet. Geol. Mem., 48: 3-79.

Modica, C.J. & Brush, E.R. 2004, Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. AAPG Bulletin, v. 88, p. 923-946.

Mohriak, W. U. & Latgé, M. A. L. 1991, Deep Seismic Survey of Brazilian Passive Margin Basins: The Southeastern Region. 2º Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, Resumos Expandidos, Salvador (BA), v. II, p. 621 - 626.

_____, Macedo, J.M., Castellani, R.T., Rangel, H.D., Barros, A.Z.N., Latgé, M.A.L., Ricci, J.A., Misuzaki, A.M.P., Szatmari, P., Demercian, L.S., Rizzo, J.G. & Aires, J.R. 1995. Salt tectonics and structural styles in the deep-water province of the Cabo Frio region, Rio de Janeiro, Brazil. In: M.P.A. Jackson, D.G. Roberts, & S. Snelson (eds.), Salt tectonics: a global perspective. AAPG Memoir 65, p. 273-304.

_____, Fernandez, B. & Biassussi, A.S. 2004. Salt tectonics domains and structural provinces: analogies between the South Atlantic and the Gulf of México. In: P. J. Post, D. L. Olson, K.T.Lyons, S.L. Palmes, P.F.Harrison & N.C. Rosen (eds.), Salt-sediment interactions and hydrocarbon prospectivity: concepts, applications, and case studies for the 21st century. 24th Annual GCSSEPM Foundation, Bob F. Perkins Research Conference, December 5-8, 2004, Houston, Texas, USA, CD ROM p. 551 – 587.

Rangel, H.D., P.R. Santos, & C.M.S.P. Quintães, 1998, Roncador Field, a New Giant in Campos Basin, Brazil: Offshore Technology Conference, OTC 8876, Houston, p.579-587.



www.tnprojettossociais.com.br