

Geociências no Centro de Pesquisas da Petrobras

Geosciences at the Petrobras' Research and Development Center

Edison José Milani | Carla Viviane Araujo | Renato Oscar Kowsmann | Eduardo Borges Rodrigues | Cecília Cunha Lana | Daisy Barbosa Alves | Gerhard Beurlen | Jorge Fiori Fernandes Sobreira | Peter Szatmari | Ramsés Capilla | Justo Camejo Ferreira | Eugênio Vaz dos Santos Neto | Maria José Resende Oliveira | Marco Antonio Schreiner Moraes | Adriano Roessler Viana | Oscar Strohschoen Júnior | José Henrique Gonçalves de Melo

resumo

O presente artigo apresenta uma retrospectiva cronológica da atuação das diversas áreas de Geociências do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras, o Cenpes. Desde sua criação em 1966 e sua instalação definitiva no campus da Universidade Federal do Rio de Janeiro, em 1973, desenvolveram-se no Cenpes trabalhos de investigação em Sedimentologia, Bioestratigrafia, Geofísica, Evolução de Bacias Sedimentares, Geoquímica Orgânica, Geologia Estrutural e Petrofísica, documentados em mais de 50 mil Relatórios e

Comunicações Técnicas. Esta atuação caracterizou-se, desde os primórdios, pela interação com as universidades, nacionais e estrangeiras, e institutos de pesquisa em petróleo, através de projetos em parceria de investigação geocientífica. Em consequência de sua extensa produção técnico-científica, a área de Geociências do Cenpes contribuiu significativamente para a construção de uma extraordinária base de dados geológicos e geofísicos, plenamente integrada ao processo exploratório da Companhia.

Palavras-chave: Cenpes | Geociências | Sedimentologia | Geoquímica | Bioestratigrafia | Geofísica | Geologia Estrutural | Tectônica | Base de Dados | Exploração de Hidrocarbonetos

abstract

This work presents a chronological retrospect of the performance of Petrobras' Research and Development Center (Cenpes) in the various fields of Geosciences. Since its foundation in 1966 and permanent settlement at the campus of Federal University of Rio de Janeiro in 1973, continued research has been carried out at Cenpes on varied branches, including Sedimentology, Biostratigraphy, Geophysics, Evolution of Sedimentary Basins, Organic Geochemistry, Structural Geology, and Petrophysics, as currently recorded in over 50 thousand reports and technical documents. From their very start, geoscientific investigations at Cenpes included close cooperation and joint studies with Brazilian and foreign universities and petroleum research institutions, in the form of several partnership projects. As a result of their extensive technical and scientific production, Cenpes' Geoscience teams have contributed significantly to the building of an impressive geological and geophysical database, which is fully integrated to Petrobras' exploratory processes.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

Keywords: *Cenpes | Geosciences | Sedimentology | Geochemistry | Biostratigraphy | Geophysics | Structural Geology | Tectonics | Database | Hydrocarbon Exploration*

a criação do Centro de Pesquisas da Petrobras

O artigo “Pesquisa Tecnológica na Petrobras – A conquista de um objetivo”, de autoria de Ileana Zander Williams (1967), relata com detalhes e de forma inspiradora como foi concebido o plano para a implantação de um Centro de Pesquisas na Companhia.

Segundo a autora, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (Cenap), criado em 1955 e originário do Conselho Nacional de Petróleo (CNP), teria um “campo de ação alargado e com uma equipe em embrião, decidida a rumar em direção à pesquisa tecnológica”. Para atingir o objetivo de formar e aperfeiçoar profissionais para a indústria do petróleo, durante os dez anos seguintes o Cenap investiu na formação de mão de obra especializada, não suprida pelo sistema educacional do país. Além da formação de um corpo técnico inicial, especializado, o Cenap tinha como ideal “a consagração à pesquisa”.

Começa a germinar então o embrião de um Centro de Pesquisas. Na estruturação inicial do Cenap, foi introduzido o Setor de Análises de Pesquisas, instalado em um prédio recém-construído da Universidade do Brasil, na Praia Vermelha, Rio de Janeiro, dispendo de áreas de oficinas, laboratórios, salas de aulas e escritórios.

Em 1957, novas resoluções redefinem a finalidade e atribuições do Cenap, reorganizado internamente com a criação de seis setores, entre os quais se incluía o Cenap-4, o Setor de Pesquisas. Segundo Williams (1967), desde sua criação, o Cenap-4 “começou a ensaiar os primeiros passos na tentativa de fomentar na Petrobras um estado de espírito favorável à investigação científica, que houvesse de culminar na implantação de um órgão dedicado à pesquisa. (...) Idealizava-se uma organização modelada sobre o Instituto Francês de Petróleo (IFP) e, como subsídio para o Grupo de Trabalho investido nos estudos da matéria, solicitou-se a cooperação daquela entidade”.

Em sequência a essa série de resoluções, foi realizado um levantamento em escala mundial visando à identificação dos principais aspectos relativos à implantação de um Centro de Pesquisas. Um grupo de trabalho foi incumbido dessa tarefa e apresentou um relatório que expôs as diretrizes

mais importantes relativas ao tema Pesquisa. Williams (1967), analisando o relatório, destaca que “a propriedade e sabedoria de suas recomendações foram corroboradas após amplo estudo e discussão da matéria, e anos depois convertidas em decisões. A partir daí recrudesceram os esforços pela efetiva instalação do projetado órgão, provido de todos os recursos financeiros e administrativos adequados ao seu desenvolvimento, tentando-se, inclusive, definir uma área para a construção”.

Nessa etapa, mereceu especial atenção do grupo envolvido no projeto a avaliação de uma série de possíveis localizações para o futuro Centro de Pesquisas.

Em janeiro de 1966, o Cenpes iniciou suas atividades, como “Órgão Central de Pesquisas da Petrobras”, ainda sem meios suficientes para o cumprimento de suas responsabilidades. Assim, as etapas iniciais envolveram a seleção e encomenda de instrumentos laboratoriais analíticos modernos, como colunas de destilação fracionada, cromatógrafos de gás, espectrofotômetro na faixa do ultravioleta e do infravermelho, entre outros. Williams (1967) relata ainda que “a Petrobras, mui sensatamente, resolveu dar ênfase à pesquisa aplicada, através da qual os conhecimentos e técnicas já existentes sofrem adaptação aos processos e condições brasileiros. Assim lançando o laboratório na dianteira dos problemas que a ele se deveriam seguir, começaram os estudos para a compra de unidades-piloto, onde seria empreendido o programa de pesquisa aplicada”.

No artigo de 1967, Williams expõe ainda uma interessante visão sobre a importância da pesquisa tecnológica para a Petrobras e o Brasil:

“A Nação Brasileira, em fase crítica de crescimento, precisa empenhar o máximo de esforços em incorporar às suas atividades o conhecimento científico e tecnológico. Somente a pesquisa pode permitir esta incorporação, em caráter definitivo, ao capital da Nação, e promover a consolidação de conhecimentos, essencial para acompanharmos a dinâmica do processo de evolução da técnica e para lhe adicionarmos a nossa contribuição, alcançando assim posição independente na sociedade das potências industriais. A importância de tal e tal tecnologia não significa a importação implícita de *know-how* correspondente; pelo contrário, unicamente através da pesquisa poderá ser aquele *know-how* assimilado, e só então ampliará ele a aplicação do processo industrial e formará uma

tecnologia brasileira, ajustada em particular com as necessidades do País. É este um dos motivos irrecusáveis por que deve a Petrobras considerar a pesquisa como empreendimento de primeira urgência e insubstituível para o desenvolvimento tecnológico do seu parque industrial.”

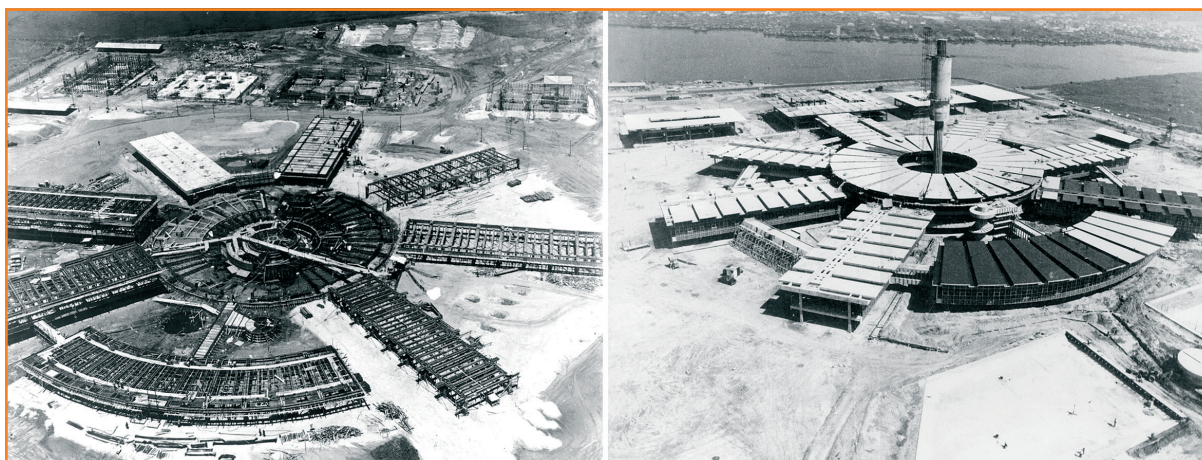
A antecipação de problemas e soluções, a capacidade preditiva e a importância estratégica da pesquisa aplicada são especialmente destacadas pela autora, em um texto atemporal e extremamente atualizado: “Gradativamente, na medida dos recursos de que disponha, financeiros e, principalmente, humanos, o Cenpes promoverá a realização de programas de pesquisa de desenvolvimento e iniciará atividades de pesquisa fundamental. (...) Serão sempre positivos os resultados de uma pesquisa bem conduzida, mesmo quando não se alcancem os objetivos imediatos. No rol dos benefícios indiretos avultam a redução do risco no desenvolvimento de futuros projetos de pesquisa e a abertura de novas perspectivas para o crescimento da Companhia, pelo enriquecimento de experiência e do conhecimento acumulado não só nos documentos e arquivos, mas, sobretudo, nos cérebros de seus técnicos. No caso, por exemplo, da exploração de petróleo, onde os desapontamentos se repetem com relativa frequência, não há, pelo consenso geral, outro caminho senão o dos grandes investimentos em pesquisa e desenvolvimento para a redução dos altos riscos e incertezas inerentes ao empreendimento. Trabalhos de pesquisa científica endereçados à exploração de petróleo, em geofísica, geologia e geoquímica, haverão de facilitar bastante a tarefa de descobrir depósitos de petróleo”.

Por fim, em 1968, a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) reitera a oferta da concessão de uma área da ilha da Cidade Universitária, pelo prazo prorrogável de 50 anos. No contrato, estipulava-se a instalação de um Centro de Pesquisas cujas atividades abrangeriam, além da investigação técnica e científica, a integração com a comunidade acadêmica. Em 14 de março de 1968, o convênio entre as duas instituições foi assinado pelo reitor da UFRJ e pelo presidente da Petrobras. Em seguida, dava-se início aos estudos do Plano Diretor do Cenpes.

Em 1973, o Cenpes – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento - inaugura suas instalações na Ilha do Fundão (fig. 1). Toda a estrutura de pesquisas da Petrobras é transferida da antiga sede, que ocupava na Praia Vermelha, para o novo espaço.

Figura 1
Construção do Cenpes
entre 1971 e 1973 (Banco de
Imagens Petrobras).

Figure 1
Construction of Cenpes
between 1971 and 1973
(Petrobras Image Bank)



as Geociências no Cenpes

estrutura organizacional inicial (1973-1979)

No período 1973-1977, as atividades de Geociências no âmbito do Cenpes ficaram abrigadas no Setor de Exploração (Sexpl) da Divisão de Exploração e Produção (Depro). Em 1978, são constituídos o Setor de Geoquímica (Segeq) e o Setor de Geologia e Geofísica (Segef) dessa mesma Divisão.

trabalhos pioneiros em Geociências no Cenpes

Na década de 1970, destacaram-se alguns trabalhos pioneiros – notadamente nas áreas de Geologia Marinha, Geologia do Recente e Geoquímica Orgânica – que construiriam as bases tecnológicas, instrumentais e o treinamento de equipes para as pesquisas em Exploração e Produção de petróleo que, a partir de então, teriam lugar na Companhia.

Geologia Marinha

O Projeto Remac (Reconhecimento Global da Margem Continental Brasileira), primeiro projeto em Geociências realizado no âmbito do Cenpes, foi criado em 1972 por iniciativa da Comissão Interministerial de Recursos do Mar (CIRM), com o

intuito de ocupar cientificamente o então recém-declarado “mar territorial das 200 milhas”.

Tendo a Petrobras como coordenadora, uma equipe multidisciplinar atuou sinergicamente durante sete anos. Pelo Conselho Nacional de Pesquisas (CNPq) atuaram pesquisadores dos principais centros de Geologia Marinha da época (Ceco/UFRGS, IO/USP, Lagemar/UFRJ, LCM/UFPE e Labomar/UFCE), principalmente por intermédio da participação em embarques.

A primeira fase do projeto consistiu na compilação e consolidação de dados preexistentes, gerados durante expedições patrocinadas pela Diretoria de Hidrografia e Navegação do Ministério da Marinha (DHN) e pelos centros universitários de Geologia Marinha. Tais dados foram consolidados e apresentados no XXVI Congresso Brasileiro de Geologia, em Belém do Pará, em outubro de 1972.

A segunda fase do projeto, denominada *Woods Hole Águas Rasas*, consistiu na coleta de 968 amostras de sedimentos de fundo da plataforma continental brasileira, na aquisição de 34.830km de batimetria, sísmica *sparker* e magnetometria. Um total de 3.000 amostras foi analisado por geólogos do projeto nos laboratórios da Woods Hole Oceanographic Institution (Massachusetts, EUA) quanto a granulometria, teor de carbonato de cálcio, carbono orgânico, nitrogênio e fosfato, composição da assembleia carbonática, dos minerais leves e pesados, argilominerais e do material em suspensão. Os resultados deste trabalho, interpretados na forma de fácies sedimentares regionalizadas (fig. 2), foram publicados por Milliman e Summerhayes (1975) e republicados na coletânea de trabalhos do volume 1 da Série Projeto Remac (1977a).

Em paralelo, foram realizados levantamentos geofísicos em águas profundas e ultraprofundas ao longo da margem continental brasileira, em sucessivos cruzeiros a bordo de navios oceanográficos do Lamont-Doherty Geological Observatory, Woods Hole Oceanographic Institution e do Centre National pour l'Exploitation des Océans (CNEXO, hoje Ifremer – L'Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer). Foram coletados dados de ecobatimetria de 3,5kHz, sísmica de reflexão monocanal, além de magnetometria e gravimetria, interpretados nas instituições estrangeiras por pesquisadores locais e brasileiros. Resultou destas investigações o trabalho clássico de Leyden *et al.* (1976), que identificaram e mapearam a ocorrência de diápiros salinos no Platô de São Paulo e na região conjugada da placa africana (fig. 3). Na margem equatorial, Kumar *et al.* (1976) mapearam as principais feições morfoestruturais, dentre as quais se destaca a Cadeia Norte-Brasileira. Integrando a morfoestrutura da margem continental com dados estratigráficos da Petrobras, foi publicado o magistral trabalho de Ponte e Asmus (1976) sobre as bacias marginais brasileiras, obra que nuclearia a evolução do conhecimento sobre o tema.

Os dados de estratigrafia rasa (ecobatimetria de 3,5kHz) e testemunhos a pistão, coletados durante as campanhas do Lamont-Doherty Geological Observatory, foram também integrados na interpretação dos principais processos de sedimentação atuantes no Quaternário em águas profundas e ultraprofundas da margem continental brasileira, tanto na margem equatorial (Damuth, 1975, 1977) como na margem leste-sudeste (Damuth e Hayes, 1977). Zembruscki e França (1976) publicam o primeiro mapa batimétrico integral da margem continental brasileira (fig. 4).

Em 1974, o Projeto Remac empreendeu um novo levantamento (Remac Águas Rasas), com aquisição de 19.179km de ecobatimetria de 3,5kHz, 14.446km de magnetometria e 4.272km de sísmica de reflexão, além da coleta de 45 testemunhos a pistão (108m de seção) e 270 amostras de fundo. Os sedimentos dos testemunhos foram datados através da curva de variação paleoclimática de foraminíferos planctônicos e, ocasionalmente, com o uso de radiocarbono, visando estabelecer uma cronologia para as fácies sedimentares superficiais da plataforma continental brasileira no sul-sudeste. Estabeleceu-se que grande parte das fácies tidas como relíquias do período glacial do Pleistoceno foi depositada, na verdade, durante a transgressão pós-glacial (Projeto Remac 1977b, volume 2).

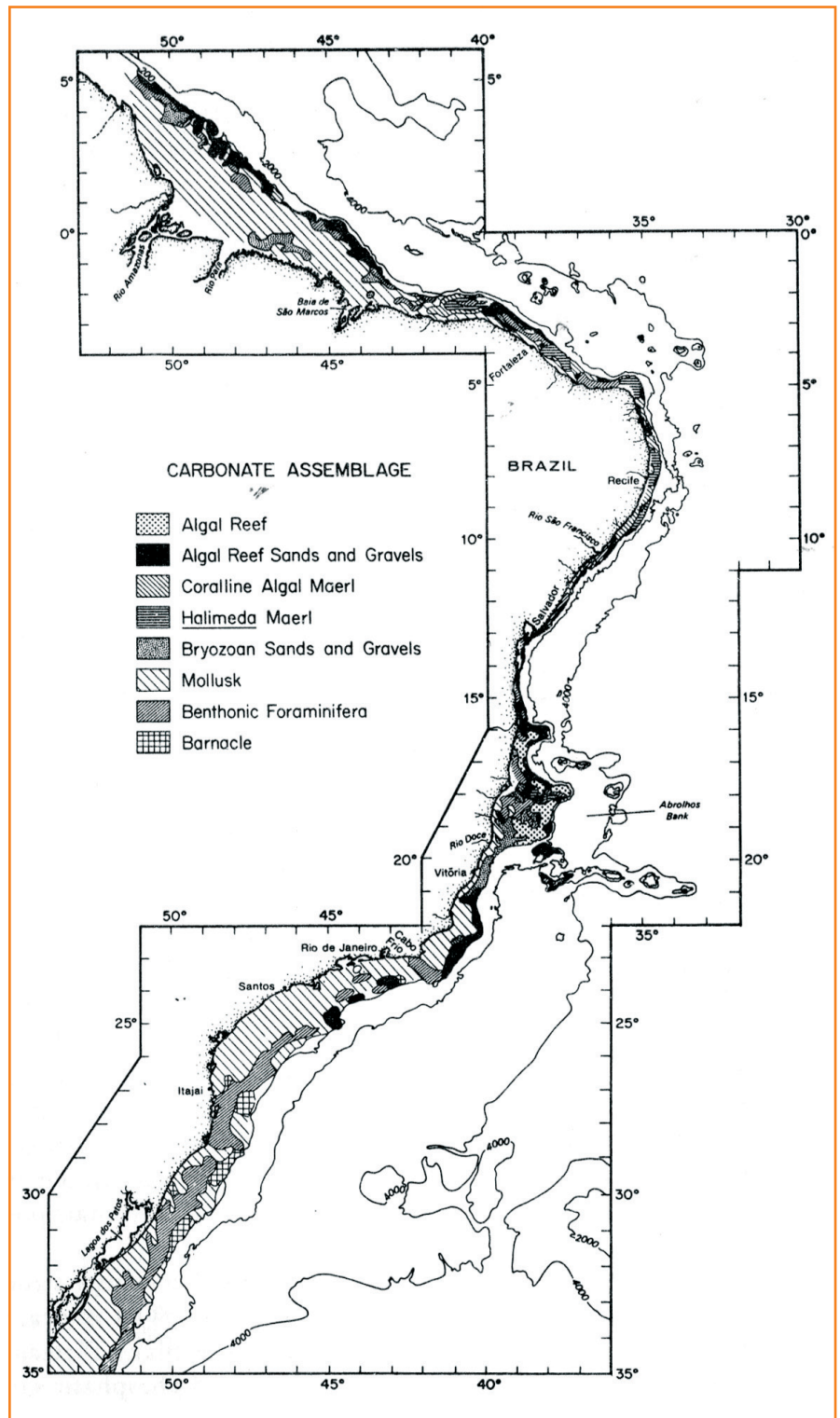


Figura 2 – Mapa das assembleias carbonáticas da plataforma continental brasileira (Milliman e Summerhayes, 1975).

Figure 2 – Map of carbonate rock formations in the Brazilian continental platform (Milliman e Summerhayes, 1975).

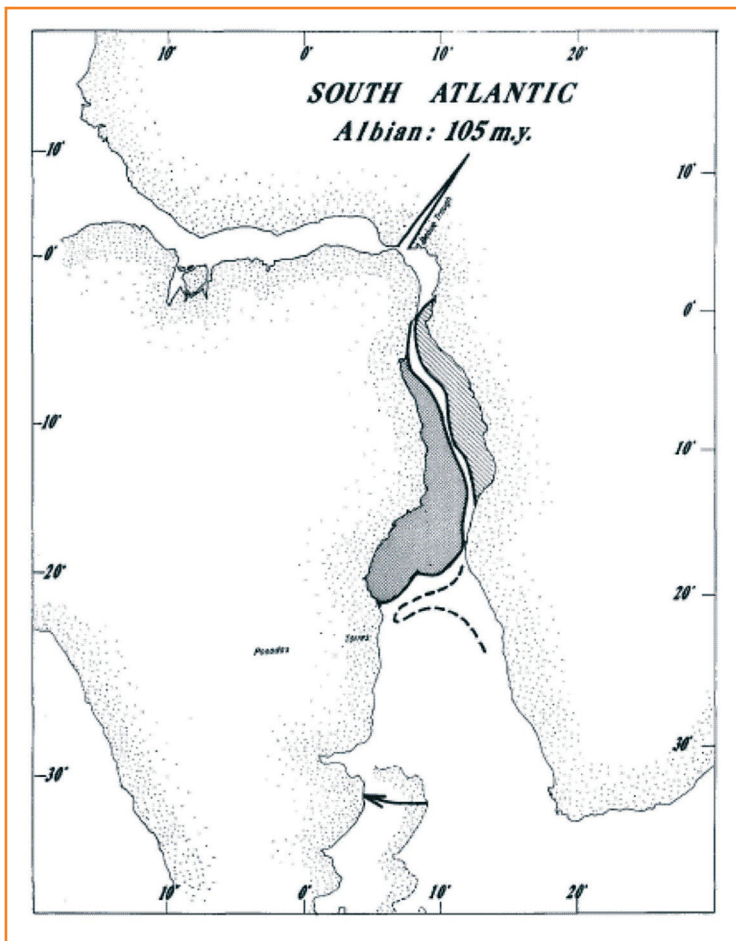


Figura 3 – Mapa com a reconstrução do Atlântico Sul no Albiano, baseado nos limites do sal diapirizado, mapeados por Leyden et al. (1976).

Figure 3 – Map showing reconstruction of the South Atlantic in the Albian period, based on the limits of diapirized salt, mapped by Leyden et al. (1976).

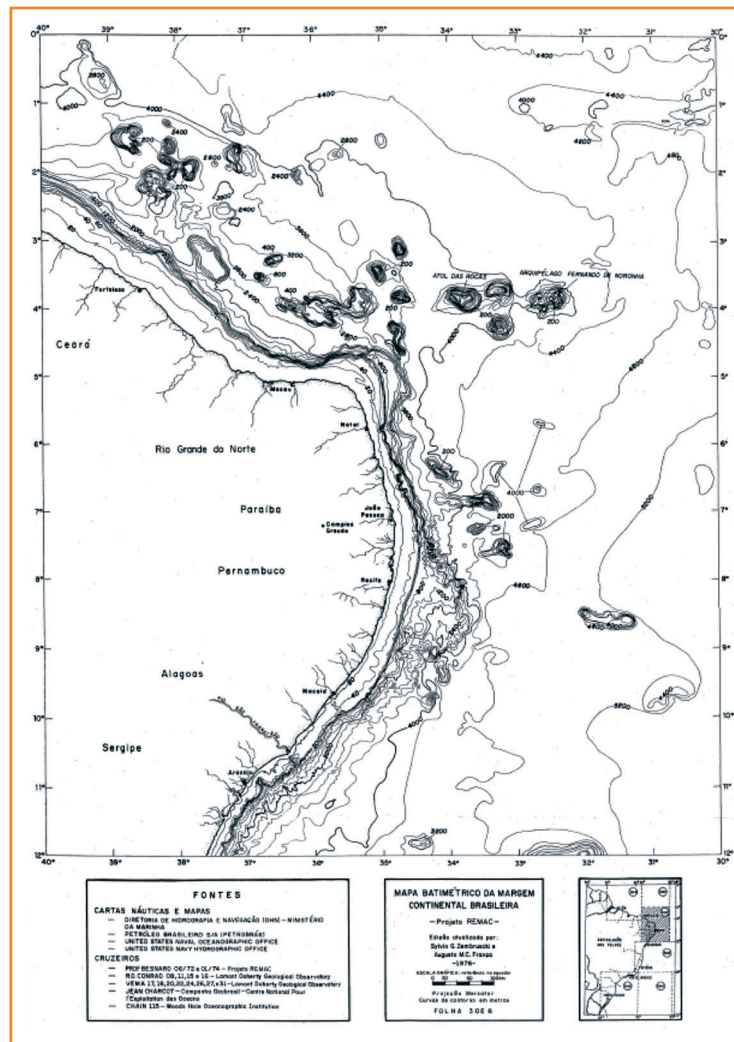


Figura 4 – Parte do mapa batimétrico da margem continental brasileira, publicado por Zembruski e França (1976).

Figure 4 – Part of the batimetric map of the Brazilian continental margin, published by Zembruski and França (1976).

Em 1976, o Projeto Remac empreendeu um cruzeiro de reconhecimento dos platôs marginais do Nordeste, levantando 6.845km de ecobatimetria e sísmica, e efetuando 60 dragagens e 25 testemunhagens. Como resultado, destaca-se a recuperação de rochas de natureza continental nos platôs de Pernambuco e Rio Grande do Norte e de rochas fosfáticas no Platô de Pernambuco, Rio Grande do Norte e no Guyot do Ceará. Os

fosfatos, de paragêneses diversas, ocorrem em calcários plataformais, com implicações importantes sobre as taxas de subsidência e origem destas feições fisiográficas. Os resultados desta campanha foram reportados no volume 3 da Série Projeto Remac (Projeto Remac, 1978). A partir de 1977, a equipe do projeto se dedicou a consolidar os resultados, publicando os volumes de 6 a 11 da Série Projeto Remac (fig. 5).

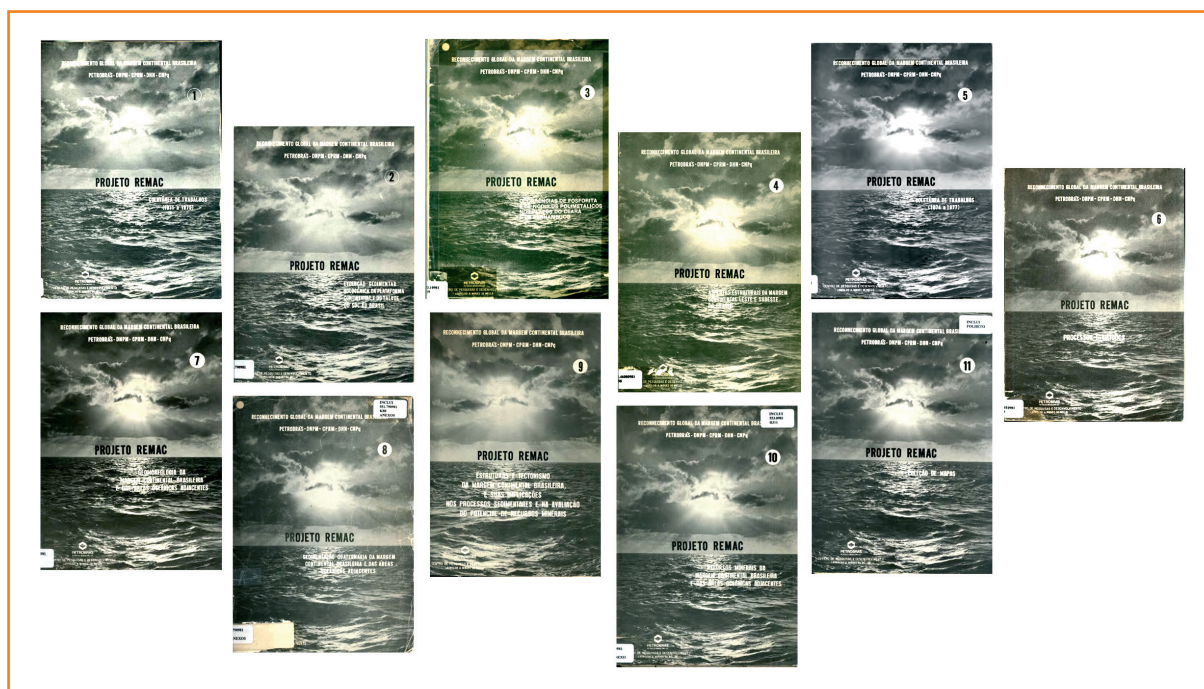


Figura 5
Capa dos volumes da Série
Projeto Remac.

Figure 5
Cover of the volumes from
the Remac Project Series.

Além do acervo de 321.000km de perfis ecobatimétricos e similar volume de dados sísmicos, magnetométricos e gravimétricos, milhares de amostras de fundo e dezenas de testemunhos, o Projeto Remac propiciou o treinamento em Geologia e Geofísica marinha para dezenas de geólogos, tanto por meio de embarques e estágios em instituições nacionais e estrangeiras como em cursos ministrados no país. O retorno da maioria destes técnicos às universidades e instituições de origem e a disponibilização deste imenso acervo de dados propiciaram um longo período de estudos e trabalhos importantes para o conhecimento geológico das bacias brasileiras.

No início da década de 1980, trabalhos efetuados no Cenpes integraram e interpretaram os dados de magnetometria e gravimetria obtidos no Platô de São Paulo e permitiram a determinação dos limites da crosta continental prospectável para hidrocarbonetos. Como suporte às atividades operacionais da Companhia, os mapas de fácies produzidos no âmbito do Projeto Remac nortearam o posicionamento de sondas de petróleo e facilidades de produção na plataforma continental externa da Bacia de Campos e no Nordeste do Brasil. Pode-se afirmar que o conhecimento compilado pelo Projeto Remac ofereceu à Petrobras ingredientes fundamentais para suporte às sucessivas campanhas exploratórias que seriam empreendidas pela Companhia a partir da década de 1970.

a implantação da Geoquímica

As atividades da Geoquímica na Petrobras e no Cenpes começaram no início da década de 1970. Foi o período de prospecção e aquisição das ferramentas utilizadas à época para auxiliar a Exploração, de treinamento de mão de obra especializada, compra de equipamentos e implantação efetiva dos laboratórios. Esta etapa viabilizou a prestação de serviços especializados por meio da avaliação geoquímica de poços exploratórios, bem como da realização rotineira de análises para a caracterização geoquímica de petróleo e gás. Os profissionais pioneiros na área de Geoquímica do Cenpes foram enviados ao exterior (Estados Unidos e França) para receber treinamento especializado, uma vez que não havia essa disciplina estabelecida no país. A partir desta fase inicial, ferramentas de Geoquímica Orgânica foram incorporadas aos projetos de pesquisa exploratória da Companhia, e os resultados práticos desse esforço inicial de implantação de infraestrutura analítica e de treinamento da equipe começam efetivamente a aparecer na década seguinte, quando surgem também diversas publicações específicas sobre os trabalhos da Geoquímica da Petrobras.

O redirecionamento da pesquisa petrolífera das bacias terrestres para as bacias submersas, em especial com as descobertas no litoral nordestino (Campo de Guaricema, Bacia de Sergipe, em 1968),

sinalizou a necessidade de soluções tecnológicas inovadoras (Gaglianone, 1981).

Desde as descobertas *offshore* iniciais da Bacia de Campos, verificou-se, por meio da Geoquímica, que parte significativa do óleo das reservas apresentava alterações composicionais devido à biodegradação (Trindade *et al.*, 1987).

Os dados básicos de maturação térmica, obtidos de rochas mediante técnicas de petrografia

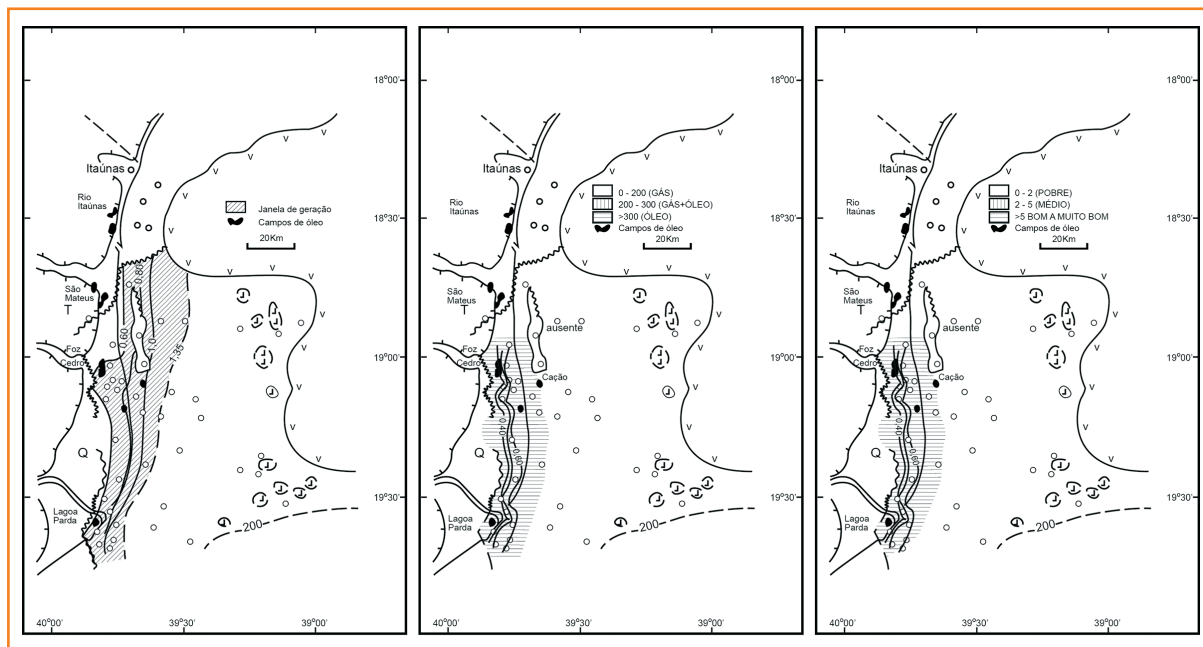
orgânica com ênfase nos estudos de maturação com o emprego das técnicas de reflectância da vitrinite (Ro%) e índice de alteração térmica (IAT), e de potencial gerador (pirolisador Rock-Eval), aprimoraram os conhecimentos sobre as rochas geradoras e permitiram a elaboração dos primeiros mapas de variáveis geoquímicas para as bacias brasileiras (Estrella *et al.*, 1984) (fig. 6).

Figura 6

Mapa de reflectância de vitrinite do Andar Jiquiá: (a) índice de hidrogênio do Andar Jiquiá; (b) potencial gerador do Andar Jiquiá; (c) Bacia do Espírito Santo (Estrella *et al.*, 1984).

Figure 6

Map of vitrinite reflectance from the Andar Jiquiá: (a) Hydrogen index from the Andar Jiquiá; (b) and generation potential from the Andar Jiquiá; (c) Espírito Santo Basin (Estrella *et al.*, 1984).



Na década de 1970, foram também iniciadas as bases para o reconhecimento geoquímico sistemático das bacias sedimentares brasileiras por meio da formação de um acervo de dados sobre a estimativa de potencial petrolífero e caracterização geoquímica de petróleo e gás das bacias em que a Petrobras atua.

Geologia do Recente

Durante a década de 1970, uma equipe de campo de Geologia do Recente foi estabelecida no Cenpes/Depro/Sexplo. Tal grupo era responsável pela implantação do "Programa Modelos de Sedimentação pelo Estudo do Recente", então incluído no Plano Global de Pesquisas da Petrobras. Seus objetivos primordiais eram propiciar um melhor entendimento dos processos sedimentares por meio do estudo da sedimentação do Recente; subsidiar a interpretação dos ambientes deposicionais das

bacias nas quais a Petrobras mantinha atividade exploratória; e facilitar a definição tipológica dos ambientes de deposição, por meio da integração de seus parâmetros físicos.

O Projeto Jacarepaguá (Roncarati e Neves, 1976) pesquisou a geologia dos sedimentos quaternários da Baixada de Jacarepaguá, no Rio de Janeiro, com a finalidade principal de mapear os corpos sedimentares do tipo restinga (ou barreira) e sua associação com a correspondente laguna (ou lagoa litorânea). Isto porque corpos arenosos do tipo restinga eram considerados àquela época como excelentes reservatórios de petróleo em outras bacias, tais como no Golfo do México. (fig. 7). O Projeto Sepetiba (Roncarati e Barrocas, 1978) investigou os processos de sedimentação lagunar na área de Barra de Guaratiba, no Rio de Janeiro, incluindo a Restinga de Marambaia e a Baía de Sepetiba, envolvendo os sedimentos quaternários emersos e submersos da área da Baía de Sepetiba e adjacências.

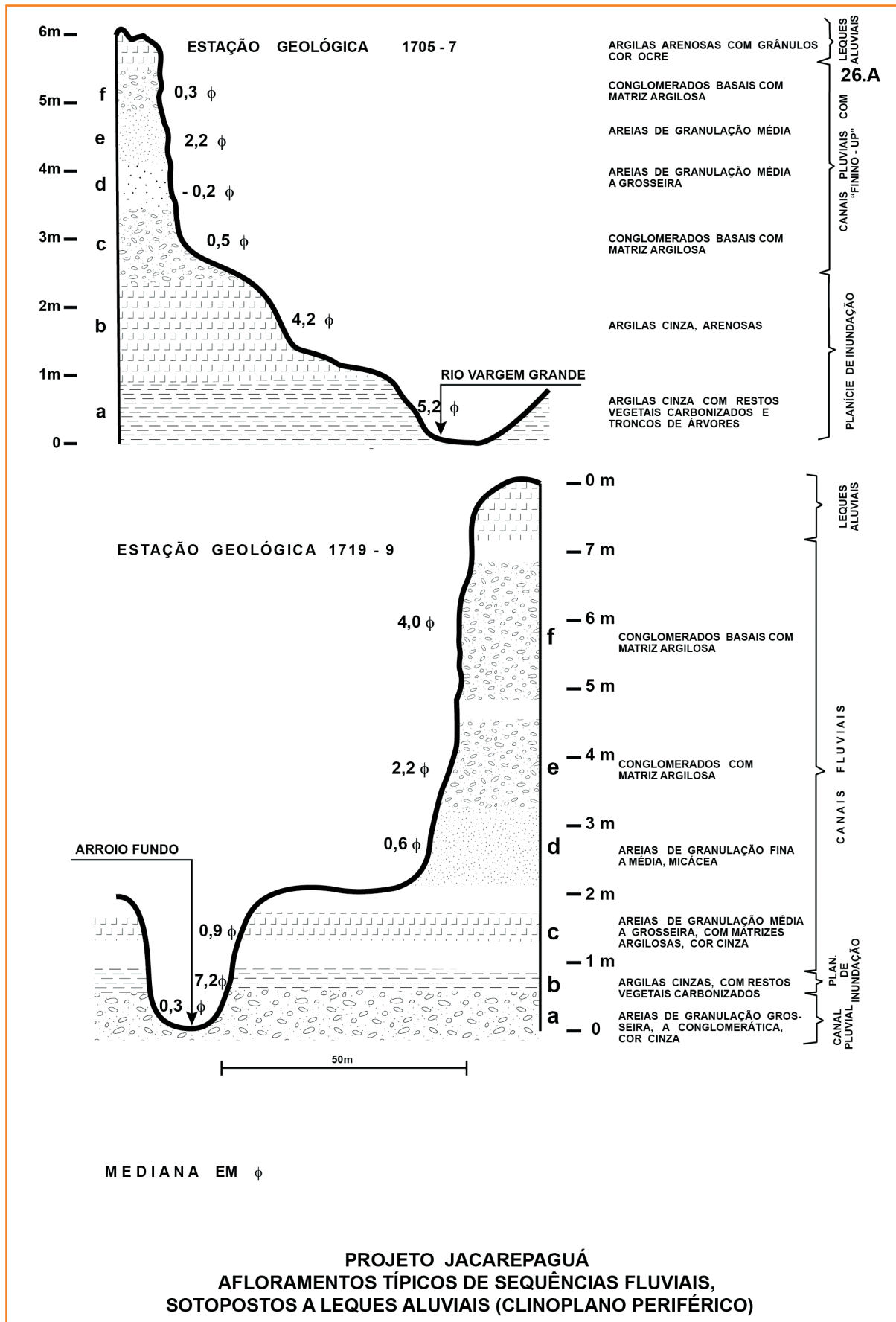


Figura 7
 Figura gerada no Projeto Jacarepaguá.

Figure 7
 Figure generated in the Jacarepaguá Project.

estrutura organizacional na década de 1980

Em 1980, as Geociências do Cenpes individualizam-se com o estabelecimento da Divisão de Exploração (Divex). Quatro ramos compunham essa Divisão: Setor de Geologia (Segel), Setor de Geoquímica (Segeq), Setor de Geofísica (Segef) e Setor de Geologia para Exploração (Segex). Em 1982, este último migra para a Divisão de Exploração (Diplot), e a Divex recebe o Setor de Paleontologia (Sepale) e os processos de análises de rocha (Sedimentologia), vindos do extinto Laboratório da Exploração (Labor), ambos até então situados em prédio alugado no bairro de Botafogo, Rio de Janeiro. Em 1985, já no Cenpes, o Sepale recebe a nova denominação de Setor de Bioestratigrafia e Paleoecologia (Sebipe).

principais atividades e projetos da década de 1980

Geologia Marinha

As atividades de Geologia Marinha pós-Projeto Remac concentraram-se no delta do Amazonas e no cone submarino adjacente. Em 1979, técnicos do Cenpes participaram de um cruzeiro da Universidade de Duke (EUA) para investigar o regime de sedimentação do delta submarino do Amazonas. Foram efetuados perfis de ecobatimetria de 3,5kHz e obtidas 76 amostras de *box-core* das fácies sedimentares do delta. As amostras foram submetidas a análises sedimentológicas e geoquímicas diversas, e também à datação por Pb-210, indicando uma altíssima taxa de deposição (2cm/ano, Kuehl *et al.*, 1982) na frente deltaica. Os perfis de 3,5kHz evidenciaram a progradação da frente deltaica sobre as megadunas de areia – relíquias na plataforma continental externa; estes perfis revelaram ainda a conspícua existência de gás biogênico no delta (Nittrouer *et al.*, 1986). Os resultados deste cruzeiro motivaram a implementação de um grande projeto de estudos integrados de sedimentologia, geoquímica e oceanografia física e química, conhecido como Amassed (Nittrouer *et al.*, 1991), visando ao

estudo dos processos de sedimentação e atuando sob a forma de um consórcio de universidades americanas e brasileiras.

Em 1981, num esforço conjunto entre Petrobras, Lamont-Doherty Geological Observatory, Institute of Oceanographic Sciences do Reino Unido (hoje National Oceanographic Center) e universidades brasileiras, realizou-se um cruzeiro no cone submarino do Amazonas utilizando o sonar Gloria de varredura lateral de grande envergadura (até 30km para cada lado). Esse cruzeiro imageou a drenagem submarina do cone do Amazonas entre 500m e 4.500m de lâmina d'água e revelou, pioneiramente, a existência de canais submarinos fortemente meandantes naquele contexto geológico *offshore* (Damuth *et al.*, 1988). Um dos números do Boletim da American Association of Petroleum Geologists do ano de 1988 mostrou tal imagem do sonar Gloria em sua capa (fig. 8).

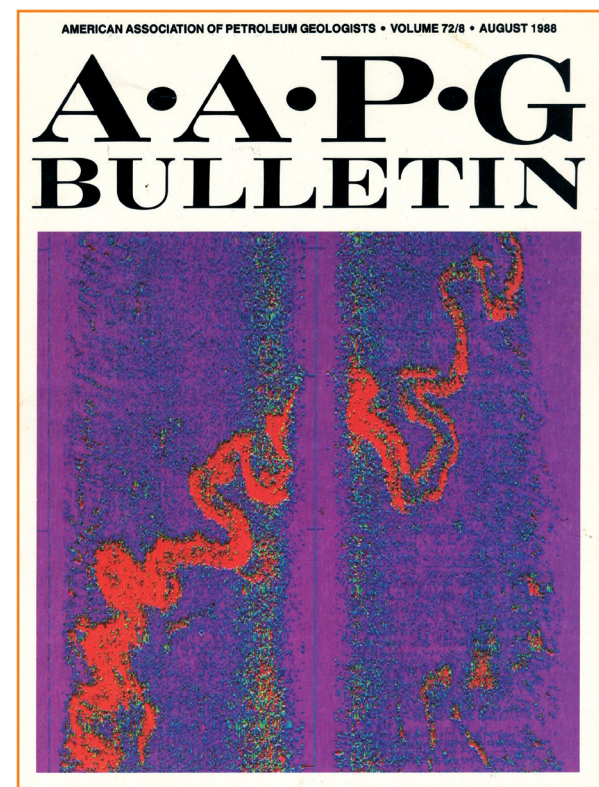


Figura 8 – Capa do AAPG Bulletin (Damuth *et al.*, 1988): imagem de sonar de varredura lateral Gloria com o registro de um canal meandrante no cone do Amazonas.

Figure 8 – Cover of the AAPG Bulletin (Damuth *et al.*, 1988): sonar image of the Gloria lateral sweep registering a meandering canal in the Amazon cone.

Esta descoberta suscitou a realização de outra expedição do Lamont-Doherty Geological Observatory, em 1984, equipado com o recém-criado eco-batímetro multifeixe de casco, capaz de mapear os contornos batimétricos em largas faixas durante uma única passagem do navio. Foram então mapeados os contornos batimétricos dos principais canais da drenagem submarina, investigados sismicamente e testemunhados em suas principais feições morfo-sedimentares. Os testemunhos foram descritos no Lamont-Doherty Geological Observatory por geólogos do Cenpes, e os resultados publicados em conjunto (Flood *et al.*, 1991). A estratigrafia cíclica representativa da construção do cone, revelada nesse estudo e publicada por Manley e Flood (1988), serviu de base para a proposta de executar perfurações com testemunhagem contínua, submetida ao *Ocean Drilling Program* (ODP).

Geoquímica

Nos anos 1980, foram consolidadas as bases da moderna Geoquímica por intermédio da absorção e implantação de técnicas analíticas específicas, como, por exemplo, os sistemas de acoplamento de cromatografia gasosa e espectrometria de massas para estudos de biomarcadores. Estas técnicas começaram a ser usadas para reconhecimento de compostos diagnósticos de origem biológica conhecida, mas que ocorrem no petróleo sob a forma de “esqueletos” químicos. Tais estruturas, mesmo quando modificadas pela diagênese orgânica, ainda apresentam conformação básica original, que permite reconhecer a respectiva origem (Estrella *et al.*, 1984; Rodrigues *et al.*, 1984; Philip e Trindade, 1986) (fig. 9).

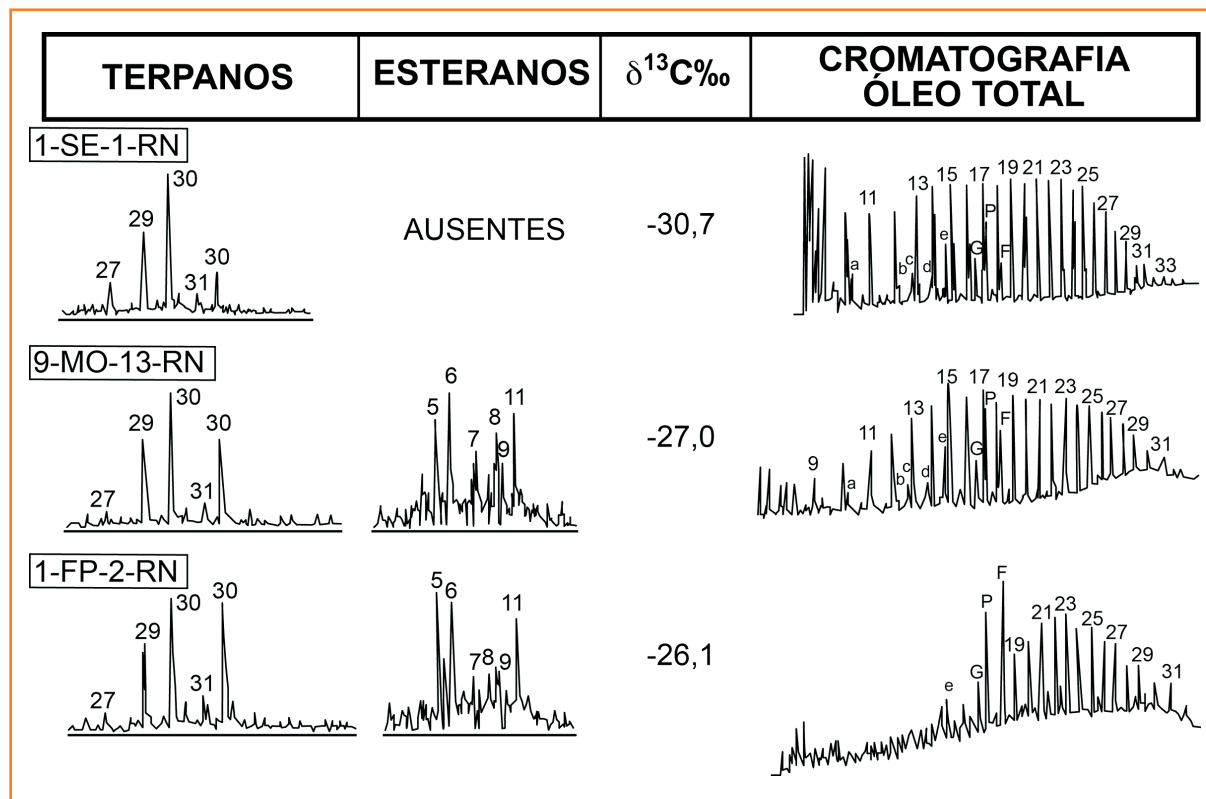


Figura 9 – Perfis de terpanos, esteranos, $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ e cromatografia de óleo total de diferentes tipos de óleo da Baía Potiguar (Rodrigues *et al.*, 1984).

Figure 9 – Profiles of terpene, sterane, $\delta^{13}\text{C}\text{‰}$ and chromatography of total oil of different types from the Potiguar Basin (Rodrigues *et al.*, 1984).

O estudo de biomarcadores permite inferir o paleoambiente deposicional das rochas geradoras através da matéria orgânica fóssil derivada de produtores primários específicos. Desde então, a técnica de biomarcadores é usada na classificação de petróleos e de rochas geradoras.

Nessa década, a classificação geoquímica de petróleos alcançou níveis bastante refinados, discriminando detalhes composicionais mínimos que refletiam nuances de um determinado tipo de rocha geradora e seu respectivo óleo. Assim, foram diferenciados óleos lacustres de água doce, de água salobra, de água salgada, óleos marinhos evaporíticos (associados às geradoras da fase transicional de evolução tectônica das bacias marginais brasileiras, durante o Aptiano), óleos marinhos *stricto sensu* e marinhos deltaicos (com influência significativa de matéria orgânica de origem continental). Uma vez analisado o petróleo, a correspondência com a respectiva geradora se tornou mais segura para os óleos comumente encontrados, deixando de ser indispensável para cada óleo novo descoberto a obtenção de amostras de rocha geradora para se estabelecer a correlação geoquímica. Estava assim consolidada uma classificação genética dos petróleos brasileiros (Mello *et al.*, 1988), ferramenta que ainda hoje é um enorme diferencial competitivo da Petrobras no cenário exploratório nacional.

Nesta fase, a geoquímica de gases também avançou muito com a implantação de métodos para obtenção das razões isotópicas de carbono em metano e etano. Estes dados permitiram o uso das primeiras tabelas de classificação de gases baseadas no nível de evolução térmica e, em alguns casos, no tipo de matéria orgânica (marinha ou terrestre) a partir da qual foi gerado (Takaki e Rodrigues, 1988).

A geoquímica de superfície, identificando e quantificando exsudações de hidrocarbonetos em superfície, foi outra ferramenta que teve importante desenvolvimento neste período. O foco principal de seu uso direcionou-se para suporte aos programas exploratórios de bacias terrestres e submersas, no Brasil e no exterior, onde a Petrobras desenvolvia atividades de E&P (Biassusi *et al.*, 1988). Mais tarde, a mesma ferramenta foi usada para monitoramento de áreas degradadas e sua remediação.

O número crescente de descobertas em bacias da margem continental não impediu a Petrobras de continuar a explorar outras bacias brasileiras com maior risco exploratório, em especial as bacias paleozoicas, que possuem sistemas petrolíferos

complexos, não convencionais. A complexidade, devida em grande parte à intensa atividade magmática, impactava vários ramos do conhecimento e das tecnologias envolvidas na exploração. Em relação à geoquímica, uma das questões cruciais era a necessidade de melhor entender a relação entre o magmatismo e a geração de petróleo. Havia também algumas questões críticas sobre a origem de óleos encontrados em acumulações subcomerciais e indícios, como é o exemplo emblemático da Bacia do Paraná. Por meio de dados de biomarcadores, de isótopos de carbono e de cromatografia gasosa, numa grande quebra de paradigma, foi possível correlacionar o petróleo da Bacia do Paraná aos folhelhos betuminosos da Formação Irati (Cerqueira e Santos Neto, 1986) (fig.10).

As informações derivadas de estudos envolvendo uma detalhada avaliação da maturação, com emprego de reflectância da vitrinite (Ro%) em correlação com o índice de coloração de esporos (ICE) e fluorescência, revelaram que a geração de petróleo na Formação Irati estava relacionada ao calor derivado do magmatismo da bacia (Cerqueira e Santos Neto, 1990).

Em outras bacias sedimentares também foi possível identificar a existência de processos não convencionais de geração de petróleo. Resultados geoquímicos de análises de rochas, petróleo e gás das bacias paleozoicas do Solimões e do Amazonas indicaram que o magmatismo influenciou sobremaneira a geração, acumulação e tipo de petróleo. Os dados geoquímicos e geológicos da Bacia do Parnaíba também corroboram a influência do magmatismo sobre a maturação térmica dos potenciais geradores (Rodrigues, 1995).

Ainda neste período, a Geoquímica participou do esforço da Petrobras para aumentar o entendimento da evolução dos processos orgânicos, em especial da maturação térmica de geradoras, e a sua interação com processos inorgânicos, tais como a diagênese de rochas-reservatório (Anjos *et al.*, 1990). Esta interação tem o potencial de aumentar a porosidade de reservatórios devido à dissolução seletiva de cimentos e grãos, e este foi um marco nos estudos multidisciplinares realizados no Cenpes.

Ocorreram também os primeiros experimentos de simulação da geração de hidrocarbonetos nos laboratórios da Geoquímica utilizando-se amostras de folhelhos imaturos de várias idades. Os hidrocarbonetos recuperados foram usados em pesquisas sobre a evolução da estabilidade

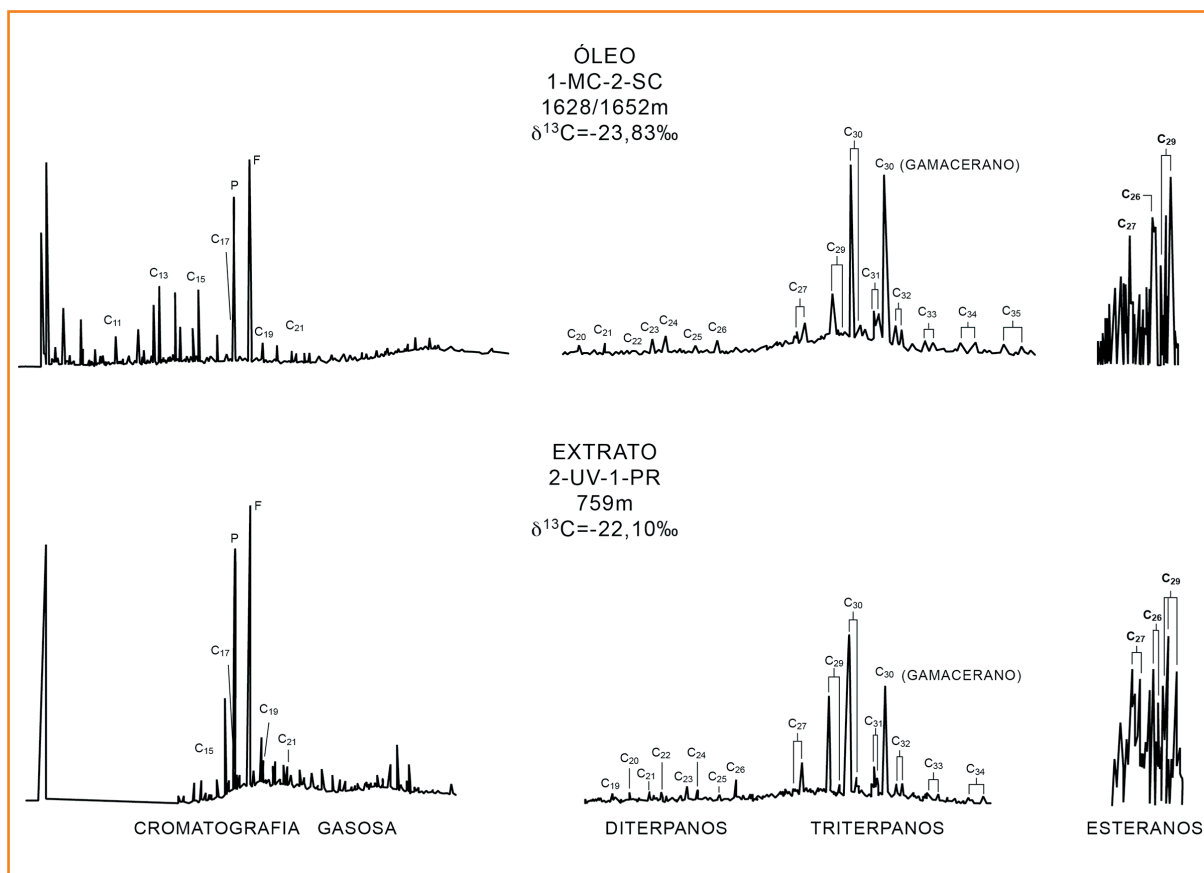


Figura 10
Correlação entre os biomarcadores e $\delta^{13}C$ ‰ do petróleo da Bacia do Paraná e dos betuminosos da Formação Irati.

Figure 10
Correlation between the biomarkers and $\delta^{13}C$ ‰ of oil from the Paraná Basin and from bituminous materials from the Irati Formation.

de biomarcadores e da composição química e isotópica de carbono *versus* evolução térmica (Trigüis e Araujo, 1992).

A internacionalização das atividades da Geoquímica acompanhou as atividades exploratórias da Companhia em seu braço internacional. Este suporte tecnológico à Área Internacional deu experiência sem fronteiras aos técnicos da Geoquímica e trouxe reconhecimento mundial, ombreando os profissionais do Cenpes àqueles mais reconhecidos pela comunidade internacional.

Bioestratigrafia

Desde os primeiros laboratórios em Belém e Ponta Grossa – ainda nos tempos do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) – até os dias atuais, com laboratórios no Cenpes e nas unidades operacionais, a Micropaleontologia e a Bioestratigrafia cresceram juntamente com a Petrobras, e suas histórias se mesclam. Sua contribuição ao sucesso exploratório da Companhia é amplamente reconhecida.

A partir de 1974, as atividades de Paleontologia e Bioestratigrafia de todas as bacias brasileiras

foram centralizadas no Rio de Janeiro, no Setor de Paleontologia (Sepale), sediado em Botafogo. Foi somente em 1981 que o Sepale migrou para o Cenpes e em 1985 recebeu a denominação de Setor de Bioestratigrafia e Paleoeecologia (Sebi-pe), nome que permaneceu até o ano 2000. Os arcabouços biocronoestratigráficos pioneiros das bacias paleozoicas e mesocenozoicas brasileiras, com base em acritarcos e quitinozoários (Lange, 1967a, 1967b), miósporos (Daemon *et al.*, 1967; Daemon e Quadros, 1970; Daemon, 1976; Regali *et al.*, 1974a, 1974b), foraminíferos planctônicos (Noguti e Santos, 1972), nanofósseis calcários (Troelsen e Quadros, 1971) e ostracodes (Viana *et al.*, 1971), foram publicados antes da incorporação da atividade de Bioestratigrafia ao Cenpes, sendo os mesmos aprimorados e refinados nos anos seguintes (da década de 1980 aos dias atuais) pelas novas gerações de bioestratígrafos.

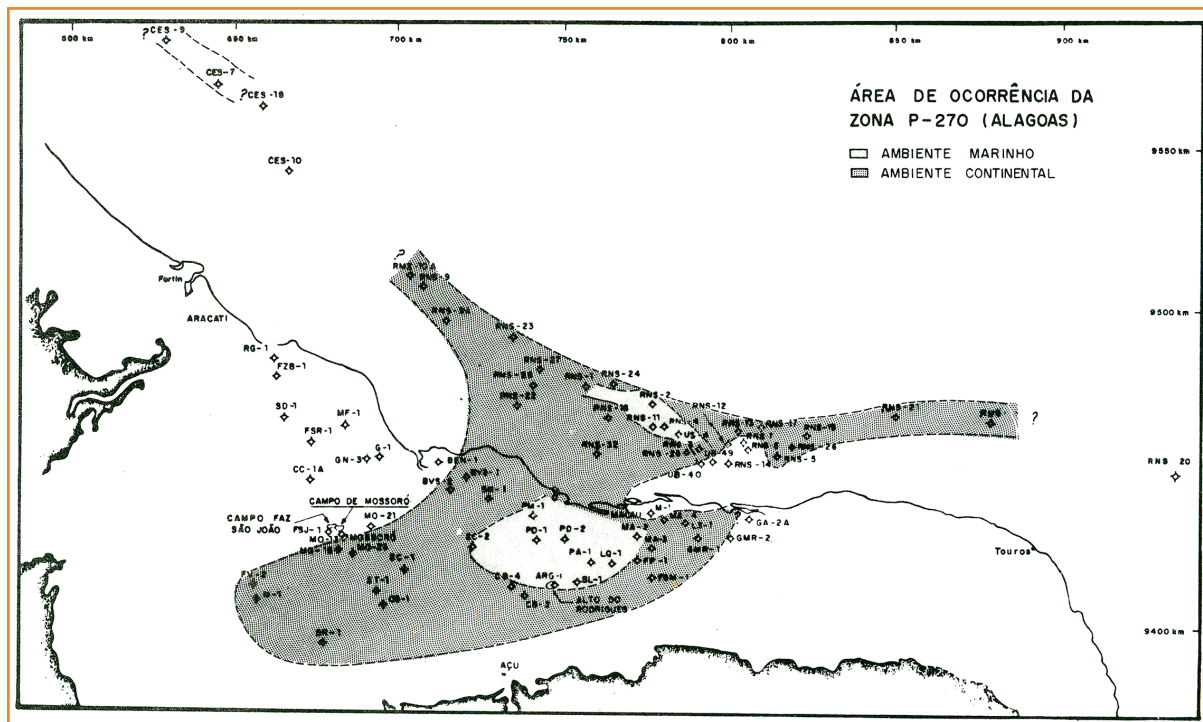
Entre 1980 e 1985, o Setor de Paleontologia (Sepale) se fez presente nas atividades de acompanhamento bioestratigráfico e paleoambiental em todas as bacias da margem continental, desde a plataforma norte até o sul, além de dar apoio às perfurações terrestres nas bacias de Tacutu, Potiguar,

Sergipe-Alagoas, Espírito Santo e Paraná. Também atuou em projetos coordenados pelo Departamento de Exploração (Depex) e desenvolveu outros projetos de interesse do próprio setor, que abrangiam desde a palinoestratigrafia nas bacias de Barreirinhas, Ceará e Potiguar (Regali *et al.*, 1985; Regali e Gonzaga, 1985, fig. 11), estudos de calcisferas na Bacia Potiguar (Dias-Brito, 1985a, 1985b), além de estudos bioestratigráficos pioneiros nas seções cretáceas marinhas das bacias de Santos (Viviers *et al.*, 1986; Viviers, 1987) e Campos (Dias-Brito, 1982;

Azevedo *et al.*, 1987). Nas bacias de Sergipe e do Espírito Santo, participava em projetos para a caracterização de ambientes anóxicos, e, na Bacia de Campos, na avaliação das idades e paleoambientes dos arenitos cretáceos do campo de Namorado. Em colaboração com o Distrito de Exploração da Bahia (Dexba), tomou parte no projeto de caracterização do Marco 15 da Bacia do Recôncavo e, juntamente com o Depex, ajudou na definição estratigráfica dos reservatórios produtores de gás no Campo de Conceição, na Bacia de Tucano Sul (fig. 11).

Figura 11
Mapa de ocorrência da palinozona P-270 (Alagoas), em paleoambientes continentais e marinhos, na Bacia Potiguar (extraído de Regali e Gonzaga, 1985).

Figure 11
Map of the palynozone event P-270 (Alagoas), in continental and marine paleoenvironments, in the Potiguar Basin (taken from Regali and Gonzaga, 1985).



Em 1985, além da mudança de nome, ocorreu importante alteração nas atividades do Sebipe, como reflexo do novo cenário exploratório. Por um lado, a geologia das bacias da margem continental já era mais conhecida, diminuindo a premência por um acompanhamento bioestratigráfico imediato dos poços. Por outro lado, o Sebipe, administrativamente subordinado ao Cenpes desde 1983, estava fisicamente distante das atividades exploratórias. Tudo isso levou a uma gradativa redução das atividades de acompanhamento de poços em favor de maior envolvimento com trabalhos de pesquisa e projetos de médio e longo prazo. Destes, os projetos de Santos, Pará/Maranhão e da Bacia de Sergipe se destacaram pelo ineditismo na interpretação bioestratigráfica

e paleoambiental, com integração bio- e sismo-estratigráfica, análise geo-histórica, métodos biossociológicos na interpretação paleoambiental e seções geológicas em tempo absoluto. Outro estudo de importância fundamental para a estratigrafia foi o da seção rifte e pós-rifte, com a revisão da bioestratigrafia de palinomorfos e ostracodes não marinhos do intervalo Dom João a Alagoas, de idade neojurássica a neoptiana. Também merece destaque a intensificação do estudo bioestratigráfico dos dinoflagelados em bacias marginais brasileiras (Lana e Botelho, 1989), mediante treinamentos de palinólogos do Cenpes em instituições no exterior e no próprio Cenpes, lançando as bases para a operacionalização definitiva dessa ferramenta nos anos 1990.

Na segunda metade dos anos 1980, o acúmulo de novas informações geológicas, oriundas principalmente das bacias da margem continental, evidenciando as particularidades específicas de cada bacia, levou a uma nova reavaliação estratigráfica de todas as bacias da margem brasileira. O Sebipe participou ativamente dessa tarefa, fornecendo a base da escala de tempo e da bioestratigrafia local para cada uma das bacias (Beurlen *et al.*, 1992; Beurlen e Quadros, 1992). Este projeto, que contou com a participação de geólogos e bioestratígrafos de todos os antigos Distritos (atualmente unidades operacionais) da Companhia, fundamentou a cronoestratigrafia das bacias brasileiras que seria apresentada na década de 1990, na publicação clássica das Cartas Estratigráficas (Boletim..., 1994). Também coube ao Sebipe papel de destaque na reativação dos laboratórios distritais no final dos anos 1980, com a contratação e treinamento de novos geólogos/bioestratígrafos para fazer face às novas demandas exploratórias.

Os anos 1980 também viveram a retomada das pesquisas petrolíferas nas bacias paleozoicas, com a participação decisiva da Bioestratigrafia, refinando zoneamentos antigos e desenvolvendo zoneamentos novos baseados em grupos fósseis até então pouco ou não utilizados na Companhia, como fusulinídeos, quitinozoários e conodontes (Quadros, 1982, 1985, 1988). A Bacia do São Francisco também foi alvo de estudos biocronoestratigráficos com a utilização dos acritarcos, revelando sua idade proterozoica (Quadros, 1987; Kiang *et al.*, 1987). Estas novas ferramentas de correlação bioestratigráfica tiveram sua parcela de contribuição nas descobertas que ocorreram desde então.

Tectônica

Em 1982, inicia-se a disciplina de Geologia Estrutural e Tectônica no Curso Avançado em Geologia (Cageo), e este é um marco na implantação deste ramo das Geociências na Companhia. A inclusão foi em grande parte motivada pela descoberta de feições compressivas em Juruá, Bacia do Solimões, evidenciando a importância do tema na exploração de petróleo. Em 1983, o Setor de Geologia do Cenpes (Segel) acolhe a execução de projetos voltados para o entendimento da evolução tectônica de bacias sedimentares, contribuindo de maneira definitiva na inserção dos estudos em

geologia estrutural no fluxograma de análise de bacias da Petrobras. O foco desses projetos era então o mecanismo de rifteamento entre a América do Sul e a África. O primeiro projeto, em 1983, concentrou-se no rifteamento das margens leste brasileira e oeste da África, e o segundo, em 1984, dedicou-se à margem equatorial. Resultaram desses trabalhos diversos conceitos inovadores sobre a evolução das referidas áreas/bacias, colocando a Petrobras em igualdade de condições com as empresas internacionais no tocante à incorporação e aplicação das premissas da moderna tectônica global no entendimento das bacias brasileiras (Sztamari *et al.*, 1985; Chang *et al.*, 1988; Milani *et al.*, 1988). O conceito básico utilizado foi considerar-se a abertura do rifte do Atlântico Sul pela rotação relativa dos dois continentes ao redor de um polo localizado no Nordeste brasileiro, conforme proposto por Rabinowitz e La Brecque (1979), com a América do Sul rotacionando no sentido anti-horário com relação à África. A rotação resultou em movimento transtensional sinistral ao longo da margem atlântica (fig. 12), especialmente notável ao longo dos segmentos de direção NE-SW, como a margem continental de Sergipe-Alagoas, onde se criaram sub-bacias rifte de direção N-S, orientadas num baixo ângulo relativamente ao segmento da margem onde se inserem. O experimento da figura 12 foi realizado com fundo rígido, mostrando formação de falhas normais na Região Nordeste do Brasil e compressão na região do modelo equivalente à margem equatorial brasileira. Formou-se também um lineamento EW dentro da placa sul-americana e uma região distensiva ao sul, mostrando falhas normais que constituiriam o rifte formado entre o Nordeste brasileiro e o Gabão.

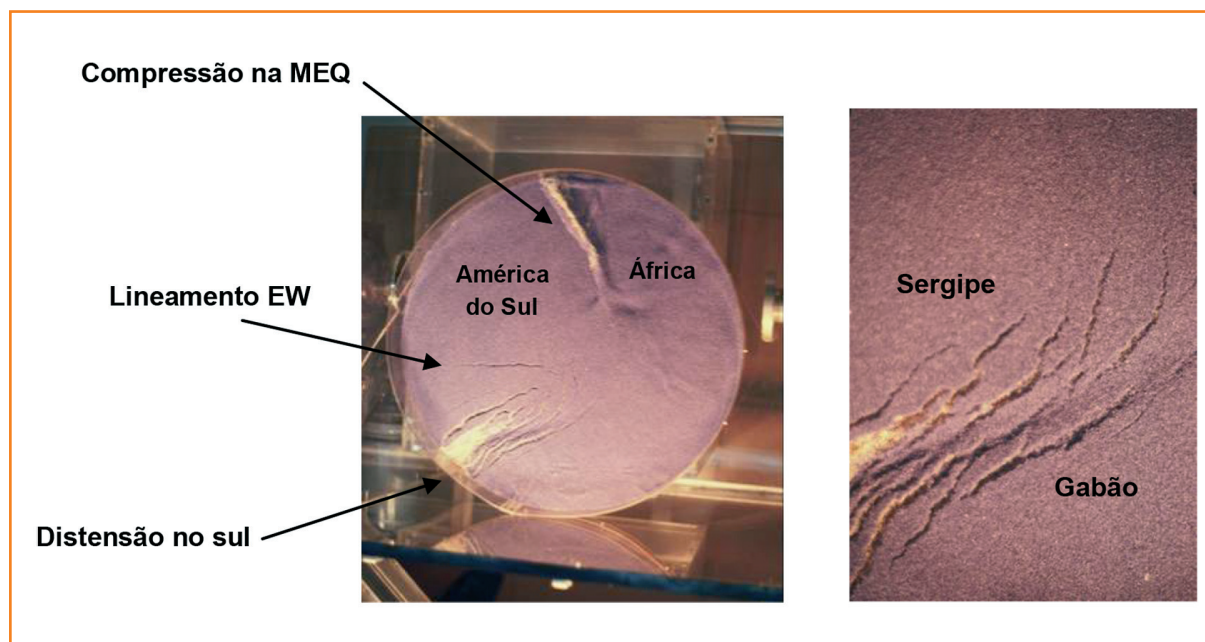
Entre o rifte do Recôncavo-Tucano e a margem continental definiu-se a Microplaca Sergipana (Lana, 1985; Milani, 1985; Françolin e Sztamari, 1987), que rotacionou no sentido anti-horário em relação à América do Sul enquanto participava na rotação horária desta relativamente à África – um movimento diferencial, singular ao longo da margem brasileira, e então decifrado pelas investigações tectônicas. Esse movimento de abertura foi seguido pelo deslocamento da porção norte do continente africano relativamente à margem equatorial do Brasil, por movimento transcorrente ao longo das zonas de fratura de Romanche, Chain e Saint Paul.

Figura 12

Modelo físico realizado por Szatmari e Aires (1987) para estudar estruturas geradas no Nordeste brasileiro através da rotação horária da placa sul-americana: (a) formação de um lineamento EW dentro da placa sul-americana; (b) detalhe da região distensiva, mostrando falhas normais que constituiriam o rifte formado entre o Nordeste brasileiro e o Gabão.

Figure 12

Physical model made by Szatmari and Aires (1987) to study structures generated in the Brazilian Northeast through the clockwise rotation of the South American plate: (a) formation of an EW lineament within the South American plate; (b) detail of the distensive region, showing normal faults that constitute the rift formed between the Brazilian Northeast and Gabon.



Em 1984, tornou-se evidente para a Companhia que o treinamento em geologia estrutural e tectônica deveria ser levado para uma plataforma mais abrangente. Foi implantado então o curso de mestrado na Universidade Federal de Ouro Preto, e geólogos foram encaminhados para cursos de pós-graduação no exterior.

Também em 1984, o Cenpes implanta o Laboratório de Modelagem Tectônica, servindo-se de consultoria da Universidade de Rennes, França. Os principais objetivos do Laboratório, na sua instalação, residiam na modelagem dos dois processos básicos das bacias da margem continental brasileira: o rifteamento Eocretáceo e o posterior tectonismo de sal.

Dentre os resultados desse período, destaca-se a concepção de que a contração do pacote de sal numa zona de compressão distal equivalia à sua distensão numa zona paralela e proximal (figs. 13 e 14), tese suportada pela análise de dados sísmicos da Bacia de Santos. Isso contrariava a teoria então vigente de que o sal escapava por simples diapirismo, sem permitir encurtamento das camadas sobrepostas, e resultou em interpretação inédita na literatura de tectônica de sal (Szatmari et al., 1993a; Demercian et al., 1993; Cobbold et al., 1993).

Os experimentos realizados no Laboratório de Tectônica do Cenpes eram solicitados pelos distritos de Exploração e pela Área Internacional (antiga Braspetro), e seus resultados constituíram insumos importantes à compreensão de fenômenos estruturais observados nas diversas bacias em que

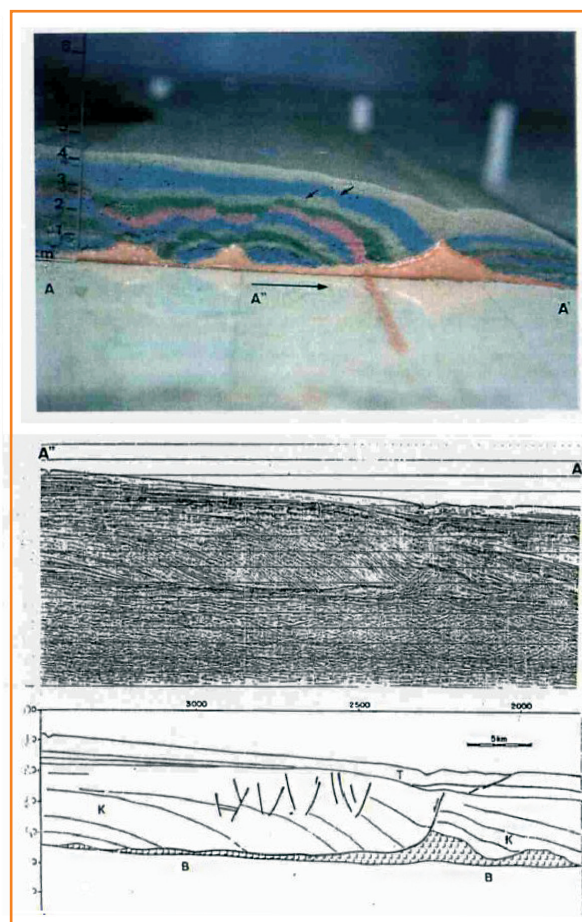


Figura 13 – Modelagem física da falha antitética de Santos (Szatmari et al., 1993b).

Figure 13 – Physical modelling of the Santos antithetical fault (Szatmari et al., 1993b).

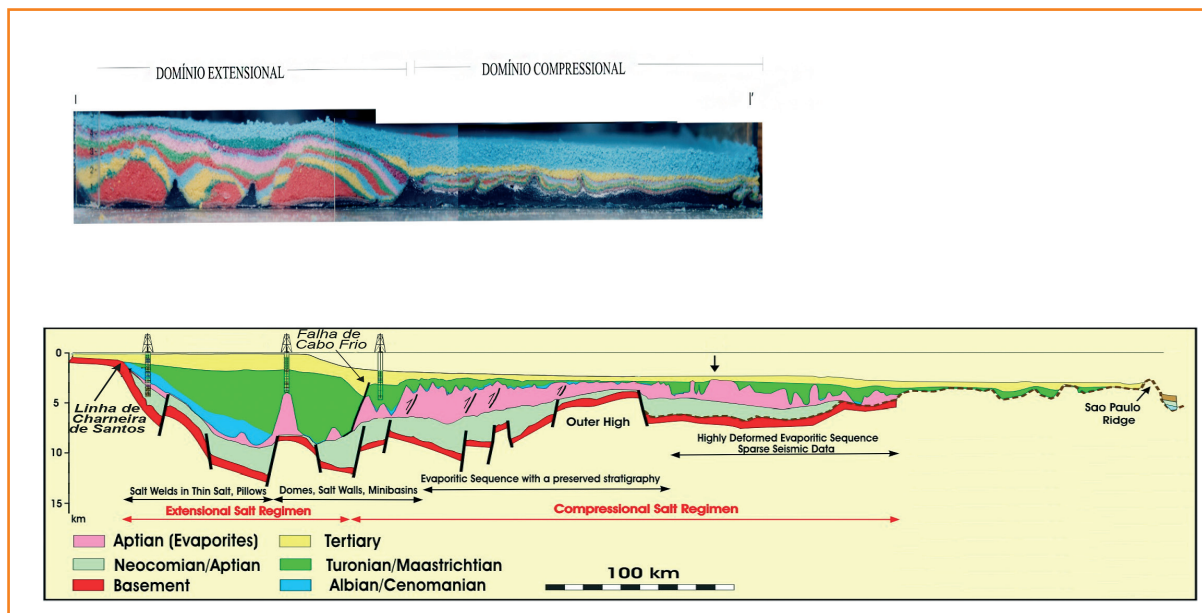


Figura 14
Modelo físico (Pequeno et al., 2002) reproduzindo os dois domínios de sal (extensional e compressional).

Figure 14
Physical model (Pequeno et al., 2002) reproducing the two salt dominions (extensional and compressional).

a Petrobras atuava, fornecendo resultados interessantes e inovadores. Por exemplo, nas montanhas pré-andinas da Bolívia, onde o terreno montanhoso não permitia a obtenção de perfis sísmicos de boa qualidade, a modelagem de empurrões e dobramentos ajudou a orientar a exploração; e também na Bacia de Santos, onde se modelou a interferência do fluxo de sal devido à entrada de sedimentos terrígenos pós-sal de duas direções, oeste e norte. Inúmeros experimentos modelaram o fluxo de sal (fig. 15), que formava duas zonas tectonicamente diferentes, uma de distensão, mais

perto, e uma de compressão, mais longe do continente. Para o melhor entendimento da tectônica de sal nas bacias do Espírito Santo e de Mucuri, nos experimentos de bancada o material análogo do sal fluía para leste, simulando a formação de uma zona de distensão durante o Neocretáceo. Em seguida, adicionava-se material sobre o modelo, simulando o alto de Abrolhos. Na evolução geológica da bacia, esta adição de material corresponde ao efeito de sobrecarga das rochas ígneas (idade paleocênica-eocênica), com a criação de falhas de empurrão por inversão do fluxo de sal.

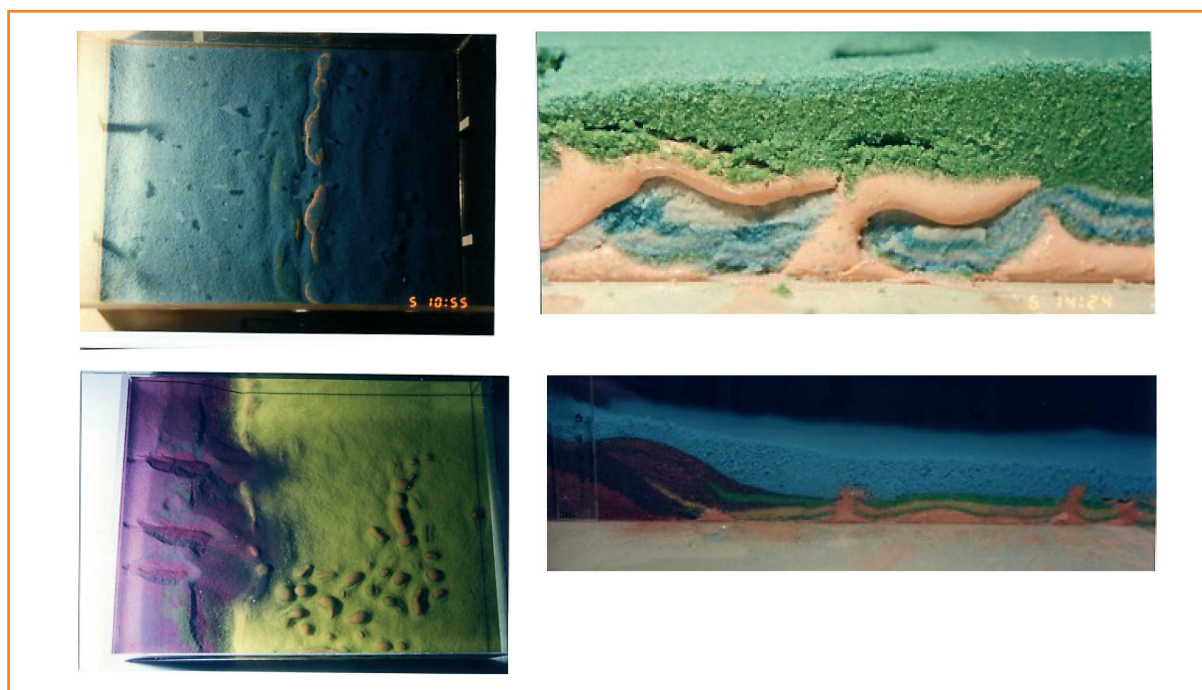


Figura 15
Modelo físico subaquático realizado por Guerra et al. (1995).

Figure 15
Underwater physical model made by Guerra et al. (1995).

Ainda na década de 1980, destacam-se os estudos de tectonofísica, com a introdução da técnica *backstripping*, que possibilitou, por meio da integração de dados de poços e seções sísmicas, traçar as seções crustais das bacias brasileiras e calibrá-las com dados gravimétricos e magnetométricos. Em 1983 e 1984, são realizados trabalhos sobre os perfis de afinamento crustal nas bacias de Campos, Santos, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e da margem equatorial brasileira. A tectonofísica abre caminho para a quantificação dos modelos geológicos e, no final da década de 1980, é disponibilizado o sistema computacional Bass (*Basin Analysis Simulation System*), desenvolvido dentro da Companhia. O Bass foi um programa fundamental para a análise tectônica da subsidência em bacias e de sistemas petrolíferos, mostrando o importante papel que o Setor de Tectônica do Cenpes teria para a Petrobras em relação à quantificação em Geologia de forma geral.

Sedimentologia e Estratigrafia

A história da sedimentologia e estratigrafia no Cenpes recebe grande impulso em 1982, com a transferência do Laboratório de Rocha da Petrobras (Labor) do Depex para o Centro de Pesquisas,

incluindo o grupo de sedimentólogos e petrógrafos que dava suporte às atividades exploratórias. Naquela época, todos os estudos de rocha eram centralizados no Rio, não existindo ainda os laboratórios regionais.

Esta fase é caracterizada por estudos sedimentológicos e petrográficos que atendiam principalmente as demandas dos campos produtores das bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, envolvendo os depósitos siliciclásticos continentais e deltaicos lacustres da fase rifte, assim como as primeiras descobertas em depósitos marinhos profundos da fase marinha na Bacia de Sergipe-Alagoas. Estes estudos já tinham como foco levantamentos quantitativos para embasar modelagens de porosidade e permeabilidade de reservatórios por meio da geoestatística. Em paralelo, eram desenvolvidos estudos de rochas carbonáticas através de projetos, com a participação de consultores estrangeiros, para a caracterização dos reservatórios recém-descobertos dos carbonatos albianos do Campo de Garoupa e das coquinas da Formação Lagoa Feia, na Bacia de Campos (Figura 16). Com a criação da Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios (Diger), em 1983, são desenvolvidos os primeiros projetos multidisciplinares envolvendo as áreas de Geociências e Engenharia de Reservatórios já dentro de premissas de Pesquisa & Desenvolvimento.

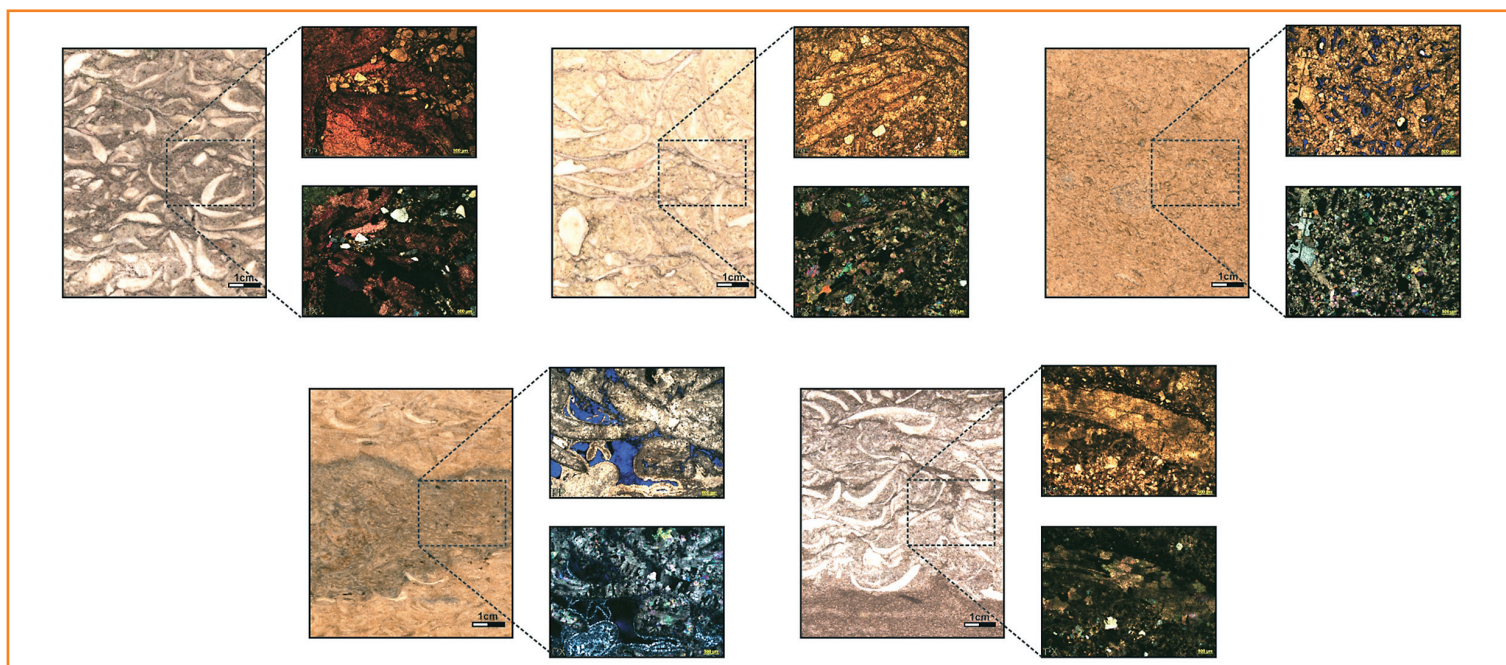


Figura 16 - Exemplos de coquinas da Formação Coqueiros, Grupo Lagoa Feia na Bacia de Campos (fotos cedidas por Eduardo Roemers de Oliveira).

Figure 16 - Coquinas of Coqueiros Formation, Lagoa Feia Group in Campos Basin (obtained from Eduardo Roemers de Oliveira).

A segunda metade dos anos 1980 é caracterizada por um grande esforço na capacitação em petrografia sedimentar de siliciclásticos e de carbonatos, para dar suporte à elaboração de modelos diagenéticos que tivessem impacto direto na produtividade dos reservatórios. Este esforço foi realizado mediante convênios entre a Petrobras e duas universidades brasileiras, para realização de mestrados focados em problemas específicos de campos selecionados pela Empresa. A Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) concentrou os mestrados em petrografia de carbonatos, ao passo que a Universidade Federal de Ouro Preto (Ufop) criou mestrados específicos para petrologia sedimentar e para geologia estrutural com participação de boa parte do contingente do Cenpes. Além disso, a participação de consultores estrangeiros ajudou a consolidar o conhecimento do corpo técnico do Cenpes na identificação do impacto que os fluidos ácidos gerados pela maturação da matéria orgânica, antes mesmo da principal geração de hidrocarbonetos, tinham na criação de porosidade secundária nos reservatórios associados.

Em paralelo, iniciam-se os primeiros passos em busca de afloramentos análogos a reservatórios de águas profundas, por meio do Projeto Análise Geométrica de Reservatórios – Fase I: Turbiditos, em que foram examinados afloramentos brasileiros nas bacias de Itajaí (Santa Catarina), do Recôncavo (Bahia), de Sergipe-Alagoas e de Almada (sul da Bahia). Este projeto gerou, entre outros produtos, uma classificação de tipos de reservatórios turbidíticos que, com modificações, é utilizada até hoje na Companhia (Bruhn, 1988).

Geofísica

Apesar de existirem atividades ligadas à Geofísica desde os anos 1970, a implantação formal dessa disciplina na estrutura do Cenpes se deu em 1978, com a criação do Setor de Geologia e Geofísica (Segef) que, um ano depois, com a separação das duas disciplinas, passaria a chamar-se Setor de Geofísica. As atribuições originais do Segef, de acordo com o documento que o formalizou, incluíam: o aprimoramento de técnicas de conhecimento da geometria dos corpos de rocha; o teste de técnicas capazes de permitir o delineamento das grandes feições morfoestruturais das bacias sedimentares; a melhoria de técnicas de obtenção de dados e de uso do potencial de computação na interpretação

das informações e a realização de pesquisas em gravimetria, magnetometria e eletrorresistividade para investigar o arcabouço tectônico das bacias sedimentares e de áreas adjacentes, bem como o emprego desses métodos em “áreas sem resolução sísmica”.

Estas atribuições, que ilustram o que seriam as prioridades de pesquisa geofísica naquele momento, chamam a atenção para alguns pontos importantes, tais como: a preocupação com a inclusão de métodos geofísicos diversos, não sísmicos; o forte viés de aplicação para a resolução de problemas geológicos, em especial de caráter estrutural e sedimentar; e a preocupação com a melhoria da utilização de recursos de computação no manuseio dos dados. Este forte vínculo com a Geologia é em parte explicado pelo fato de boa parte do trabalho de interpretação de dados geofísicos feito até então ter sido realizada por geólogos, com conhecimento prático no assunto.

Por volta de 1981, o Segef já contava em seus quadros com um pequeno grupo de profissionais que se dedicava preponderantemente aos métodos sísmicos e, secundariamente, a métodos não sísmicos (modelagem gravimétrica), em parte ainda utilizando material produzido no âmbito do projeto Remac. Entre 1983 e 1986, a maioria dos geofísicos do Segef foi transferida para outros órgãos da Companhia, e as atividades de geofísica concentraram-se no Departamento de Exploração (Depex), na sede da Companhia.

A recuperação da identidade da Geofísica no Cenpes veio somente em julho de 1987, quando o Depex e a Superintendência de Pesquisa em Exploração e Produção (Supep) do Cenpes entenderam ser importante fortalecê-la, recriando o Segef. Nessa época, grande parte dos profissionais que concluíam pós-graduação em Geofísica na Universidade Federal da Bahia (UFBA) (criada poucos anos antes, mediante convênio celebrado com a Petrobras) vinha imediatamente trabalhar no Cenpes, colocando em prática o seu aprendizado teórico-acadêmico. A equipe do Segef era então integrada por profissionais com mestrado e doutorado em Geofísica ou Física, além de analistas de sistemas e técnicos em programação computacional, com o reforço de alguns especialistas e professores, contratados em universidades e institutos de pesquisa no Brasil e no exterior. Com a orientação deste grupo, foram traçadas as principais linhas de pesquisa em Geofísica no Cenpes, operacionalizadas com a aquisição de um computador VAX: sísmica

de alta resolução (viabilizada pela compra de um sistema de aquisição sísmica terrestre, com o qual se levantaram algumas linhas experimentais); análise de amplitude/AVO (*amplitude versus offset*) e atributos petrofísicos; física de rochas; perfilagem de poços; eletromagnetismo; sísmica 3C/3D para a caracterização de reservatórios (projeto com a Colorado School of Mines, EUA); e tópicos de processamento sísmico e migração.

No final da década de 1980, iniciam-se as atividades laboratoriais de petrossísmica e física de rochas no Cenpes. Não existia ainda um laboratório de física de rochas, e o primeiro sistema de medidas de propriedades em *plugs* de testemunhos foi montado na própria mesa de trabalho dos geofísicos. O Laboratório de Física de Rochas nasceu juntamente com o de Mecânica de Rochas e, entre 1988 e 1990, ambos se dedicaram ao trabalho de calibração dos módulos elásticos estáticos e dinâmicos para atender às demandas na área de perfuração.

estrutura organizacional na década de 1990

A organização consolidada em 1985 permaneceu válida durante os primeiros anos da década de 1990. Em 1995, é criado o Programa de Fronteiras Exploratórias (Profex). Em 1999, ocorrem algumas alterações: a Divisão de Exploração passa a ser constituída por três setores: Tecnologias em Exploração, Geologia e Geofísica (Setec), Bioestratigrafia e Paleoecologia (Sebipe) e Geoquímica Orgânica e Geologia Ambiental (Segeq).

principais atividades e projetos da década de 1990

Geologia Marinha

Com a descoberta dos campos gigantes de Marlim, Albacora e Roncador em águas profundas da Bacia de Campos, a demanda pelo estudo do leito marinho situado no talude continental passou de um cunho eminentemente científico para uma necessidade empresarial, visando à instalação segura das facilidades de produção no fundo do

mar. Esta necessidade se tornaria ainda mais imperativa na década de 1990, para o cumprimento das exigências de companhias certificadoras e dos órgãos ambientais. Em 1991, foi criada a Gerência de Geologia Marinha, sediada em Macaé e com fundamental suporte do Cenpes nas áreas de sedimentologia e de geotecnia. Tornaram-se rotina na Empresa campanhas de sondagens geotécnicas, norteadas por seções de sísmica 3D, sísmica rasa e imagens de mosaicos de sonar de varredura lateral, realizando furos geminados com testemunhagem contínua e ensaios de penetração (piezocones) para análise da resistência do solo. Estas campanhas eram acionadas a cada nova descoberta, resultando em estudos tanto de *geohazards* como de avaliação geotécnica para análise de fundações e de estabilidade do talude. A necessidade de datar os eventos de instabilidade num ambiente em que as baixas taxas de sedimentação restringem o uso do radiocarbono resultou no desenvolvimento do biozoneamento por foraminíferos planctônicos do Quaternário (Vicalvi, 1997), utilizando o enorme acervo cumulativo de dados adquiridos nos anos 1990. O acervo de dados estratigráficos proporcionados pelas sondagens tem servido ainda para estudos paleoclimáticos e paleoceanográficos do Quaternário efetuados por diversas universidades brasileiras.

Geoquímica

Os anos 1990 foram marcados na Geoquímica por uma intensa campanha de treinamento técnico mediante o desenvolvimento de programas de doutorado no exterior. Vários profissionais concluíram seus cursos em universidades estrangeiras e trouxeram uma capacitação importantíssima que permitiu o desenvolvimento sistemático de pesquisas de ponta, em especial nas áreas de biomarcadores, isótopos estáveis e modelagem geoquímica.

O acúmulo de dados das avaliações geoquímicas de rochas geradoras e dos petróleos associados em todas as bacias sedimentares brasileiras permitiu a obtenção de um avanço significativo nos conhecimentos dos sistemas petrolíferos. Na época, o conceito de sistema petrolífero foi proposto na literatura para avaliar de modo mais preciso a “máquina natural de gerar, acumular e preservar petróleo”. As duas partes principais que compõem os sistemas petrolíferos são caracterizadas pelos subsistemas de “migração e trapeamento” e de “geração de petróleo”. Os dados concernentes a

este último são derivados de análises geoquímicas que ajudam a caracterizar o elemento gerador e os tipos de fluidos (petróleo ou gás). O imenso volume de dados geoquímicos que se acumulava

demandou a construção de um banco de dados para armazená-los e permitir uma recuperação rápida dos resultados, por meio da interface denominada *Infoview* (fig. 17).

Geochemical log of the lacustrine sequence of the Campos Basin



Figura 17 – Perfil geoquímico padrão obtido pela primeira base de dados da Gerência de Geoquímica, denominada *Infoview* (Katz e Mello, 2000).

Figure 17 – Standard geochemical profile obtained through the first Geochemical Department database denominated *Infoview* (Katz and Mello, 2000).

Com a sistematização das informações geoquímicas das bacias brasileiras (Fig. 18, Gonzaga *et al.*, 2000), considerava-se o conceito de sistemas petrolíferos aplicado a exploração.

Nos anos 1990, foram intensificadas as parcerias tecnológicas com universidades brasileiras de reconhecida excelência em áreas de interesse para as atividades exploratórias. Assim, impulsionada pelas grandes descobertas de acumulações petrolíferas de águas profundas na Bacia de Campos, com petróleos apresentando variados níveis de biodegradação, foram implantados projetos de pesquisas multidisciplinares que envolviam não somente a geoquímica, mas também outras ciências indispensáveis para entender a biodegradação, com informações integradas de metagenômica, biocatálise, além da simulação dos processos e mecanismos associados. Estes estudos permitiram estabelecer uma linha de pesquisa existente há mais de 20 anos, e os convênios permitiram também a formação de mão de obra extremamente qualificada para atender parte da demanda originada pelo crescimento econômico do país.

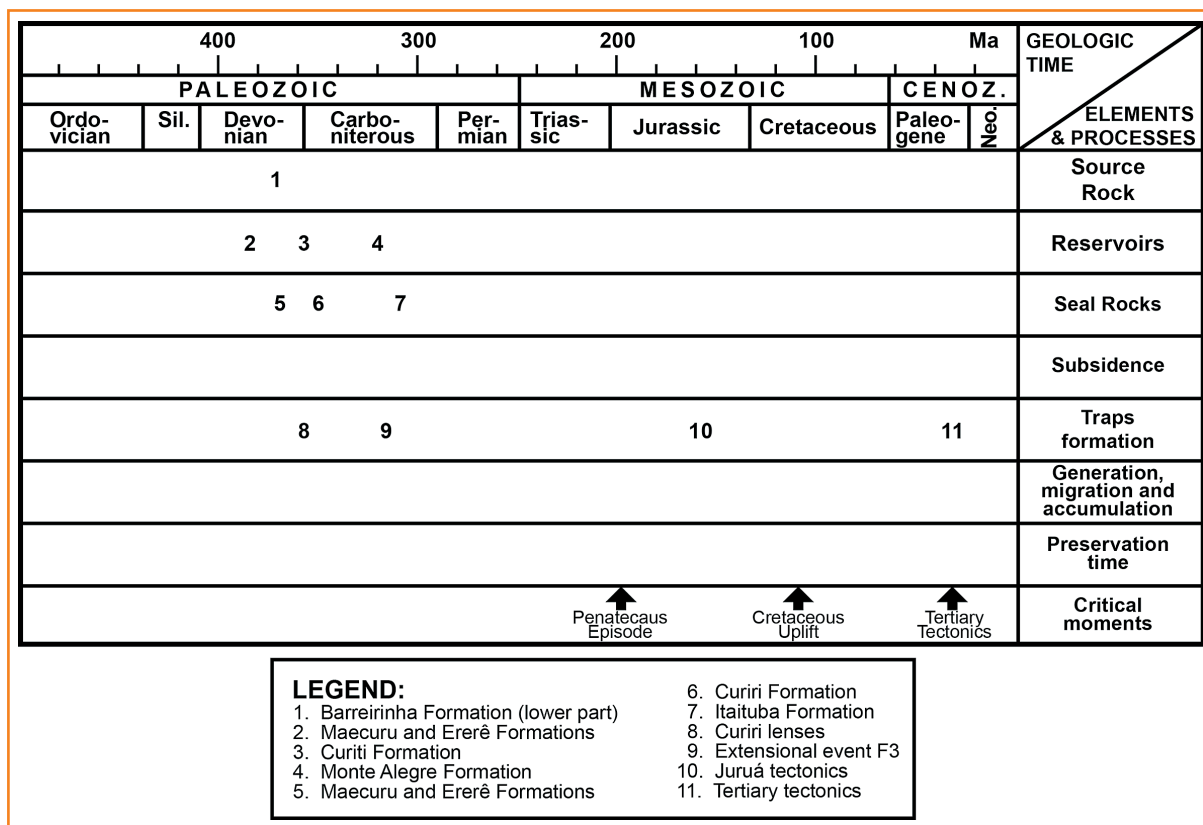
As mesmas tecnologias usadas para identificação da origem de óleos e a existência de um banco de dados extraordinário consolidaram a Geoquímica como o principal agente na identificação da origem de óleos derramados no mar ou em áreas de refinarias.

A multidisciplinaridade dos projetos da Geoquímica evidenciou-se ainda com o uso de dados de sensoriamento remoto para identificação de exsudações nas bacias marginais do Sudeste brasileiro, em suporte à Exploração (Miranda *et al.*, 2000; Miranda *et al.*, 2001; Mello *et al.*, 2001).

Devido à importância da avaliação da maturação térmica da matéria orgânica, a área de petrografia orgânica envidou esforços na utilização de parâmetros de maturação adicionais, como a fluorescência quantitativa, por meio da realização de exercícios de calibração interlaboratoriais, tornando possível a correlação dos parâmetros obtidos da curva espectral entre laboratórios. Tal parâmetro de maturação adicional revelou-se de grande importância para as seções desprovidas de vitrinitas (Araujo *et al.*, 1998).

Figura 18
Quadro de eventos do sistema petrolífero da Bacia do Amazonas (Gonzaga *et al.*, 2000).

Figure 18
Table of oil system events in the Amazon Basin (Gonzaga *et al.*, 2000).



Bioestratigrafia

Os anos 1990 foram marcados pela informatização dos dados e das atividades da Bioestratigrafia, sendo o Sebipe um dos primeiros setores do Cenpes a operar com uma rede funcional de computadores. Deu-se início ao Banco de Imagens de microfósseis, com fotografias e diagnoses de centenas de espécies de foraminíferos, ostracodes, nanofósseis calcários e palinomorfos, utilizado por todos os bioestratígrafos da Companhia. Paralelamente, iniciou-se o arquivamento digital dos dados bioestratigráficos e paleoambientais, desenvolvido pioneiramente por um grupo de geólogos e analistas de sistema do Dexba, em Salvador, Bahia. Esta iniciativa, de extrema importância para os laboratórios das Geociências do Cenpes e de toda a Companhia, deu origem ao atual Sistema de Produtos de Laboratório – Prolab, utilizado rotineiramente e acessado por todos os exploracionistas da Empresa.

Nessa época, o intercâmbio entre o grupo do Sebipe e os paleontólogos dos laboratórios distritais do Depex, reativados no final dos anos 1980, era muito intenso, tendo o Sebipe se tornado referência para todos os procedimentos de micropaleontologia, paleoecologia e bioestratigrafia da Companhia. Vários projetos, de interesse local ou regional (interbacias), foram desenvolvidos em conjunto, como, por exemplo: correlação e refinamento estratigráfico das seções rifte das bacias Potiguar e Recôncavo/Tucano (Guzzo e Milhomem, 1993); integração estratigráfica da seção rifte das bacias do Ceará e Potiguar submersa, e caracterização estratigráfica da bacia emersa do Espírito Santo, na plataforma de Regência. Além dos projetos, os grupos de especialistas em nanofósseis calcários e palinologia do Sebipe promoveram vários *workshops* com os bioestratígrafos dos distritos para o aprimoramento técnico e uniformização de metodologias.

Também na década de 1990, vários geólogos/bioestratígrafos do Sebipe e dos laboratórios distritais foram cursar pós-graduação (mestrado e doutorado) em Estratigrafia, na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), mediante o convênio firmado entre a Petrobras e a Universidade. Retornavam ao Cenpes com sólidas e atualizadas bases em Estratigrafia de Sequências, utilizando-as a partir de então em estudos e projetos integrados, com metodologias tão variadas quanto as análises isotópicas e a sismoestratigrafia.

Em resposta aos desafios da Exploração em direção a *plays* de águas cada vez mais profundas, o Sebipe desenvolveu a bioestratigrafia de dinoflagelados para as bacias da margem sudeste brasileira, definitivamente incorporados às análises bioestratigráficas de rotina (Arai, 1992, 1994; Arai e Botelho, 1996) (fig. 19).

Ainda na década de 1990, importantes revisões de arcabouços bioestratigráficos, elaborados na década de 1970, foram consolidadas, destacando-se a biocronoestratigrafia de nanofósseis calcários do Cretáceo marinho brasileiro (Antunes, 1994, 1996) e do Cenozoico (Richter *et al.*, 1993; Antunes, 1997). Os arcabouços de miósporos das bacias paleozoicas do Amazonas e Parnaíba foram incrementados com os estudos inovadores de Loboziak *et al.* (1991, 1992, 1993, 2000), e a integração dos esquemas zonais (miósporos e microfaunas marinhas) das bacias do Amazonas, Solimões e Parnaíba foi publicada no final desta década (Melo *et al.*, 1999). Em parceria com o laboratório distrital de Macaé, foi desenvolvida metodologia para o controle estratigráfico de reservatórios em poços horizontais, utilizando os nanofósseis calcários em reservatórios eocênicos do campo de Marlim Sul, Bacia de Campos (Antunes *et al.*, 2002).

Figura 19

Proposta de biocronoestratigrafia com base em dinoflagelados para o Cretáceo marinho das bacias da margem sudeste brasileira (quadro extraído da publicação de Arai e Botelho, 1996).

Figure 19

Biocronostratigraphic proposal based on dinoflagellates for the marine Cretaceous period of the Brazilian Southeast margin basins (table extracted from the Arai and Botelho publication, 1996).

Biozona	Cronoestratigrafia	Locus typicus (bacia)	Autor
Dinogymnium spp.	Maastrichtiano superior	Pelotas, Santos, Campos, E. Santo	Arai(1994), Botelho (*)
Xenascus ceratioides	Maastrichtiano médio	Campos	Arai (1994)
Yolkinigymnium spp.	Maastrichtiano inferior	Pelotas e Santos	Botelho et al. (1993)
Odontochitina costata	Campaniano superior	Pelotas, Santos, Campos, E. Santo	Botelho et al. (1993), Arai(1994)
Trichodinium castanea	Campaniano médio	Campos	Arai(1994)
Nelsoniella aceras	Santoniano superior/ Campaniano inferior	Pelotas, Santos e Campos	Botelho et al. (1993), Arai(1994)
Heterosphaeridium difficile	Santoniano inferior ao médio	Campos	Arai(1994)
Conosphaeridium striafoconus	Coniaciano/Santoniano inferior	Santos	Botelho et al. (1996)
Cibroperidinium sp. A	Turoniano superior	Pelotas e Santos	Botelho et al. (1993)
Atopodinium horomense	Turoniano inferior	Campos	Arai(1994)
Cibroperidinium edwardsii	Cenomaniano superior/ Turoniano inferior	Pelotas, Santos, Campos, E. Santo	Botelho et al. (1993), Arai(1994)
Palaeoperidinium cretaceum	Cenomaniano inferior	Campos	Arai(1992)
Litosphaeridium arundum	Vraconiano superior/ Cenomaniano inferior	Pelotas, Santos e Campos	Arai(1992), Botelho et al. (1996)
Gordiacysta coronata	Vraconiano inferior	Campos	Arai(*)
Ovoidium diversum	Albiano médio ao superior	E.Santo	Botelho(1996)
Muderangia cf. pariatia	Albiano inferior	E.Santo	Botelho(1996)

(*) dados não publicados

Tectônica

Novas iniciativas de modelagem física foram implementadas no Setec, incluindo experimentos subaquáticos e o desenvolvimento de polímeros novos como material análogo do sal, diferentes do silicone até então importado. A lâmina d'água sobreposta ao modelo aumentou a densidade e diminuiu a resistência da areia por sobre o silicone, permitindo a formação de domos durante a simulação da deposição de turbiditos (fig. 20).

Iniciam-se os esforços para viabilizar a restauração de seções geológicas no âmbito da Petrobras, que percebe a importância fundamental deste tipo de técnica na validação das interpretações geológicas e geofísicas. Na vertente da quantificação e modelagem numérica aplicada à Geologia, em um convênio firmado com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), em 1991, inicia-se o desenvolvimento dos softwares proprietários Recon, para restauração/balanceamento de seções geológicas, e Tectos, de quantificação da deformação por elementos finitos. A restauração de seções geológicas utilizando o Recon permite a reconstituição da geometria original das camadas antes das deformações

ocorridas ao longo do tempo, tornando-se um importante subsídio ao Depex na avaliação do risco exploratório (Fig. 21).

O programa Tectos, que auxilia na quantificação de resultados em termos de campos de tensões e deformações presentes nos modelos estudados, na previsibilidade de regiões mais fraturadas e na modelagem do comportamento reológico de diversos tipos de materiais geológicos, tem sido utilizado, na Exploração, nos estudos de geologia estrutural de reservatórios, bem como no auxílio à área de Engenharia de Poços.

Além da modelagem física, o Setec destacou-se pelas atividades relacionadas aos estudos de petrologia ígnea/metamórfica e geocronologia, com forte apoio científico ao Depex (Alves, 1990; Conceição, 1992; Mizusaki, 1992); de sensoriamento remoto, que se ocupou principalmente da integração digital utilizando como ferramenta o Sistema de Informações Geográficas (GIS); de neotectônica, com a introdução, na Petrobras, de tecnologia para a análise de *breakouts* e o estabelecimento de importantes contatos com cientistas que elaboraram o *World Stress Map*; e, finalmente, de geomecânica, com principais aplicações na área de reservatórios.

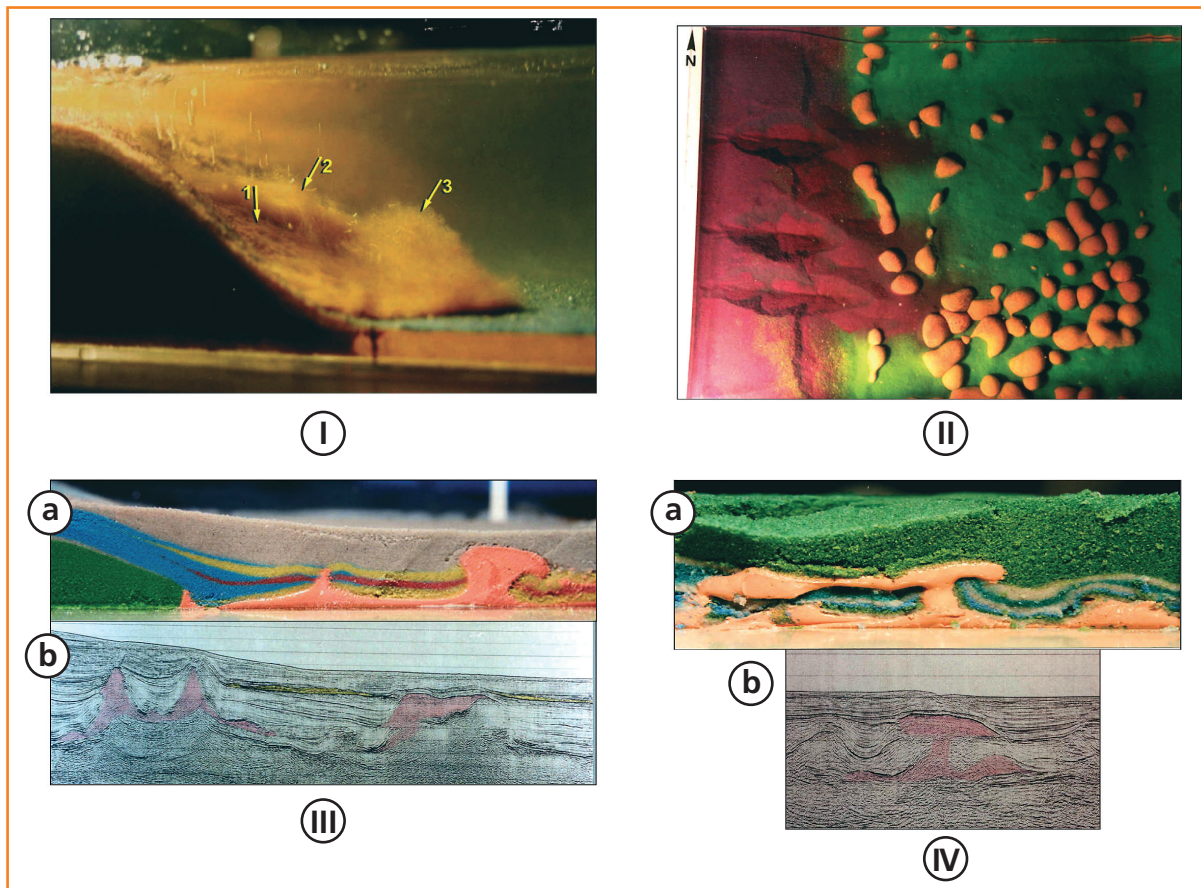


Figura 20
 Modelagem subaquática de turbiditos e diapirismo de sal. I – Corrente de turbidez (modelado por jato de água saindo de um canudo) erode areia da plataforma e transporta-a para água profunda. Setas 1, 2, 3 mostram fases diferentes da suspensão. II – Os correntes cortam canais na plataforma. O peso da areia transferida para a água profunda causa diápiros de silicone perfurarem a primeira camada de areia. III – Ao se depositarem novas camadas de areia, os diápiros crescem (a) como na Bacia de Campos (b). IV – Os topos de alguns diápiros derramam e se unem formando toldos, *canopies* (a) como na Bacia de Santos (b).

Figure 20
 Underwater modelling of salt turbidites and diapirisms I – Turbidity current (modelled by water jet from a straw) erodes sand from the platform and carries it to deep water. Arrows 1, 2, 3 show different phases of the suspension. II – The currents cut channels in the platform. The weight of the sand transferred to the deep water causes diapirs of silicone to perforate the first layer of sand. III – When further layers of sand are deposited, the diapirs grow (a) as in the Campos Basin (b). IV – The peaks of some diapirs spill and unite forming awnings, *canopies* (a) as in the Santos Basin (b).

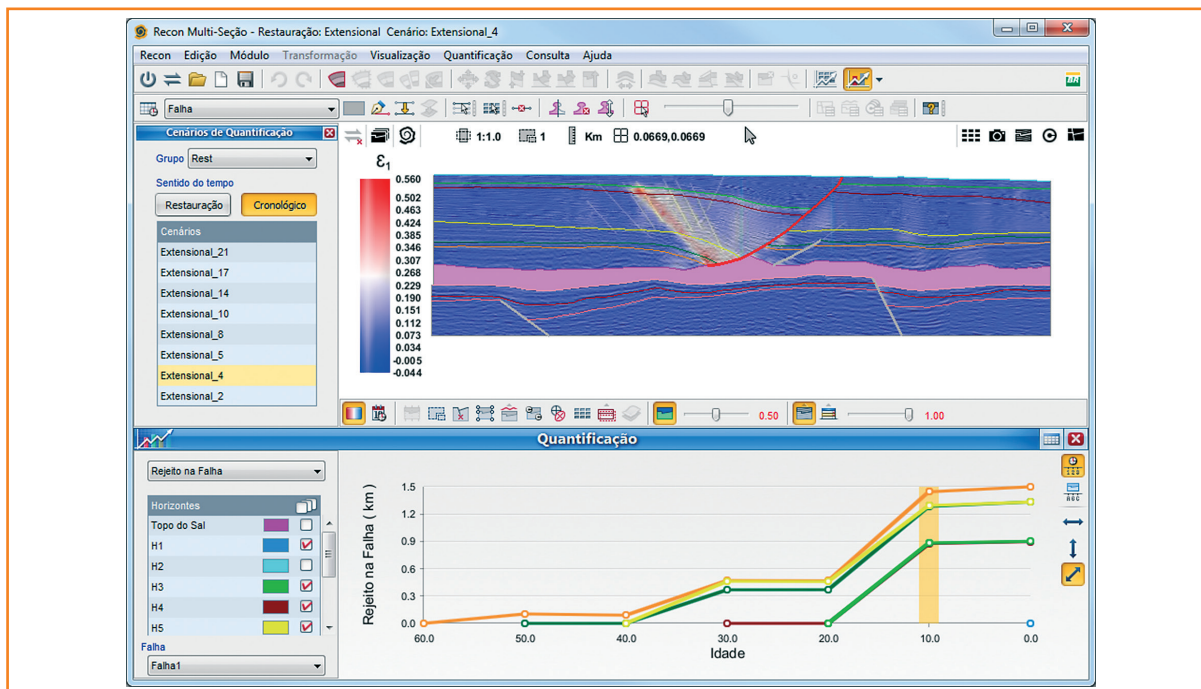


Figura 21 - Imagem de tela da versão 8.3.2 do RECON com restauração de falha listrica apoiada sobre camada de sal e quantificação do rejeito na falha ao longo do tempo geológico.

Figure 21 – Screen Image of version 8.3.2 of RECON with restoration of the listric fault supported on a layer of salt and quantification of the reject in the fault throughout geological time.

A modelagem quantitativa de bacias, iniciada na década de 1980, com os estudos de tectono-física, ganha força nesta década de 1990. Outros desenvolvimentos de *softwares* se iniciam, como, por exemplo, os aplicativos de simulação numérica de intrusões ígneas, de análise de *breakouts* e de inversão de tensão pelo método de Angelier, todos eles desenvolvidos internamente. A Petrobras começa a participar de projetos multiclientes, coordenados por importantes universidades/instituições estrangeiras e com a participação conjunta de outras grandes companhias de petróleo. O acesso aos resultados destes projetos possibilitou, entre outras vantagens, o uso/aplicação de *softwares* de vanguarda no estudo do potencial selante de falhas.

Sedimentologia e Estratigrafia

O início dos anos 1990 é marcado pela consolidação dos esforços realizados na década anterior e o Projeto Modelagem Diagenética e Qualidade dos Reservatórios da Formação Pendência, Bacia Potiguar é um bom exemplo disso (Anjos *et al.*, 1991). Finalizado em 1991, este projeto pioneiro, de caráter multidisciplinar, elaborou um modelo diagenético preditivo, definindo os parâmetros controladores da qualidade de reservatório para a Formação Pendência, em escala regional. Simulou ainda a evolução da matéria orgânica e processos de geração de porosidade durante a história de subsidência térmica da bacia, o que forneceu subsídios à estratégia exploratória da Bacia Potiguar. Representa um marco por promover um grande avanço no estudo da diagênese e implantar novas metodologias e técnicas analíticas utilizadas no Cenpes a partir de então.

As descobertas dos reservatórios profundos nas bacias de Santos, Potiguar e Sergipe-Alagoas exigiram que o Cenpes, no início dos anos 1990, liderasse vários estudos detalhados para identificação dos processos diagenéticos controladores da permoporosidade. Estes estudos contribuíram significativamente para o desenvolvimento da petrografia sedimentar e a compreensão da história de soterramento nas bacias brasileiras, sendo cruciais para o desenvolvimento dos campos. Dentre estes estudos, destacam-se os realizados nos carbonatos albianos do campo de Merluza da Bacia de Santos, nas formações Serraria e Barra de Itiúba (Bacia de Sergipe-Alagoas) e na Formação Pendência da Bacia Potiguar.

Ainda nessa época, o desenvolvimento de técnicas para amostragem e estudo dos arenitos inconsolidados dos depósitos de águas profundas de idade terciária, da Bacia de Campos, permitiu subsidiar a modelagem tridimensional e as estratégias de produção para estes campos. Destacam-se aqui os estudos deposicionais e diagenéticos dos reservatórios marinhos profundos dos campos de Albacora e Marlim, entre outros (Moraes *et al.*, 2000). Estes estudos embasaram não só as primeiras propostas de modelos deposicionais para turbiditos como também a elaboração de metodologias para testemunhagem e caracterização de reservatórios.

É também característico desta fase o primeiro projeto bilateral com o Instituto Francês de Petróleo (IFP), que buscou a caracterização e interpretação de afloramentos de águas profundas no Arenito Annot, sul da França, que mais tarde foi transformado em projeto multicliente, com a adesão de várias companhias. Nessa mesma época, a Petrobras se associou ao projeto multicliente *Genetic Units*, desenvolvido pela Universidade Heriot-Watt, de Edimburgo, Escócia. As informações obtidas nesses projetos foram internamente utilizadas no Projeto Análogos (Moraes *et al.*, 2000), pelo qual foram gerados o primeiro banco de dados e gráficos relacionais dos atributos dimensionais dos depósitos de águas profundas.

No contexto dos carbonatos, o Programa de Recuperação Avançada de Petróleo 7 (Pravap 7) representou um avanço significativo no conhecimento e caracterização dos reservatórios albianos de baixa permeabilidade dos campos de Bonito e Enchova. Os resultados permitiram elaborar uma melhor estratégia de exploração destes campos, subsidiando ainda a realização, com sucesso, do primeiro poço horizontal naquela jazida, o 7-BO-13H-RJS.

Nesse período é iniciado o desenvolvimento do *software* AnaSeTe (Análise Sequencial de Testemunhos), que se tornou um programa corporativo e que permite fazer correlação rocha-perfil integrando todos os dados relacionados ao poço, desde perfis de poço até os dados de rocha, incluindo fotos e resultados de análises laboratoriais. A importância deste programa vai muito além do fato de ser um banco de dados. Sem similar no mercado, foi desenvolvido exclusivamente para a Petrobras, o que permitiu a padronização das descrições de rocha e o tratamento dos dados de poço, representando um marco nos estudos de sedimentologia e estratigrafia na Empresa (fig. 22).

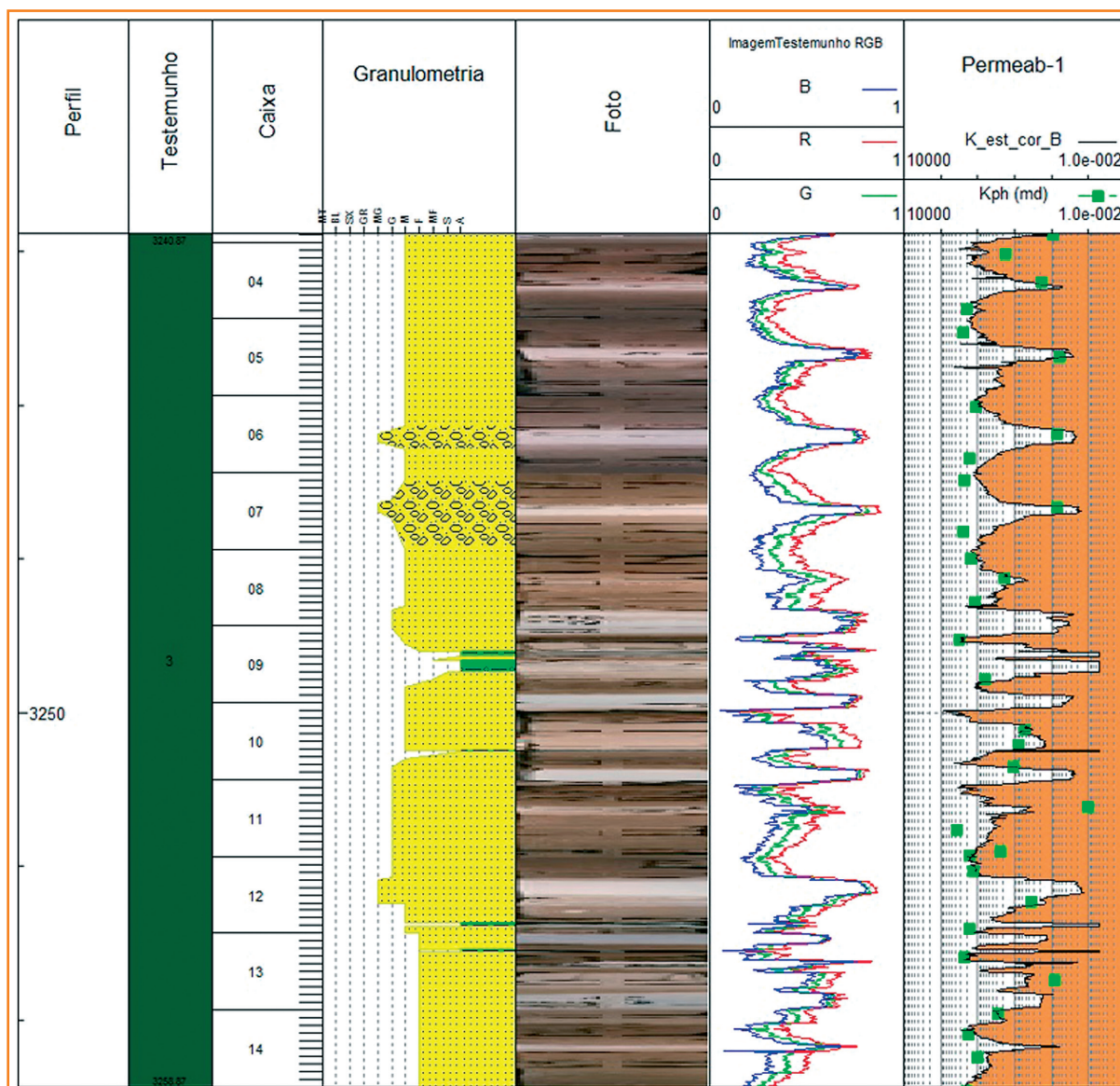


Figura 22
Exemplo de descrição de parte de um testemunho no programa corporativo AnaSeTe.

Figure 22
Example of the description of part of a log in the corporate program AnaSeTe.

A segunda metade dos anos 1990 é marcada por projetos de integração geológica e caracterização de reservatórios dos vários campos gigantes de águas profundas da Bacia de Campos. Destacam-se os estudos de integração de sedimentologia e estratigrafia para suporte à modelagem geológica 3D dos campos de Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Albacora, Barracuda e Caratinga.

A partir de 1995, vários profissionais do Cenpes iniciaram um trabalho conjunto com a Divisão de Ensino da Companhia – hoje Universidade Petrobras (UP) – no sentido de criar cursos de campo voltados para sedimentologia, sistemas

deposicionais e estratigrafia de alta resolução, que revolucionaram a metodologia de trabalho dos profissionais de geociências, principalmente nos ativos de produção da Empresa. Os cursos de campo “Turbiditos do Vale do Itajaí” e “Estratigrafia de Sequências da Chapada Diamantina” foram pioneiros na utilização de uma metodologia em que o aluno aprende a construir um modelo deposicional e estratigráfico, indo muito além de simples visitas a afloramentos tradicionais. Esta parceria, que prossegue até hoje, tem permitido a difusão e a evolução do conhecimento destas disciplinas focadas em sistemas deposicionais siliciclásticos

e carbonáticos, com grande reconhecimento do corpo técnico e gerencial. Esse processo continuou incorporando outras áreas de estudo nos anos 2000, como na Bacia de Neuquén (Argentina), na Bacia de Talara (Peru) e na Bacia de Salta (Argentina), se consolidando como um treinamento fundamental para o desenvolvimento dos engenheiros de ativos e profissionais de Geociências da Empresa. Além disso, o tradicional envolvimento de vários profissionais da área de Geociências do Cenpes em cursos de formação e de especialização da UP se torna ainda mais intenso, atendendo a um dos principais objetivos do Centro de Pesquisas: a difusão do conhecimento.

Em 1998, um importante estudo diagenético conseguiu definir as causas das grandes perdas de fluido de perfuração na porção intermediária da Formação Macaé nos campos de Badejo, Linguado, Trilha e Pampo. A partir deste estudo, novas técnicas de perfuração foram desenvolvidas para contornar o problema.

Geofísica

Em meados de 1993, o Segef deixa o status de setor de primeira linha, sendo reincorporado à Divex. Mantém, na essência, suas linhas de atuação principais, acrescidas de algumas outras, como é o caso de investigações com o método *Ground Penetrating Radar* (GPR), baseado em ondas eletromagnéticas de altas frequências, que conheceu ali suas aplicações pioneiras no Brasil. Outro método não sísmico investigado nessa época foi o magneto-telúrico. Nesses primeiros anos da década de 1990, todo o centro de processamento geofísico do Cenpes foi renovado com um sistema mais moderno, baseado em estações de trabalho Unix e *software* Promax. Nessa época, foi também consolidada a área de Física de Rochas do Cenpes, sob a forma de um laboratório para medições de propriedades físicas de amostras de rochas coletadas em poços, constituindo-se num centro de prestação de serviços técnicos especializados às áreas de negócio da Companhia.

Os últimos anos da década de 1990 e os primeiros anos do século XXI foram caracterizados pela fusão estrutural da Geofísica com outras áreas de Geociências de Exploração do Cenpes e também por seguidas reestruturações organizacionais, que procuravam adaptar a área de Exploração a um cenário de rápidas mudanças no ambiente externo.

Por volta de 1995, foi realizado o primeiro projeto de Tomografia Sísmica Interpoços da Petrobras e tiveram início os desenvolvimentos em Modelagem Sísmica Numérica por diferenças finitas (primeiro 2D, e depois, 3D), acústica e elástica, tanto marinha como terrestre com topografia, incluindo aplicações pioneiras sobre dados reais. Estas iniciativas levariam, algum tempo depois, à aquisição do primeiro *cluster* de computadores para fins de processamento paralelo.

No período 1997-1998, destaques da Geofísica incluem o desenvolvimento de algoritmos de modelagem sísmica numérica inclusive com a integração Tectônica-Geofísica, e estudos de AVO. A primeira sala de visualização 3D do Cenpes, estruturada nessa época, contou com grande contribuição da Geofísica.

Em 1997, a Geofísica passou a figurar também na estrutura de outra divisão da Supep, a Divisão de Geologia e Engenharia de Reservatórios, por intermédio do Setor de Geologia e Geofísica de Rochas-Reservatório. As várias mudanças organizacionais ocorridas em 1997 devem ser entendidas no contexto de mudanças externas importantes: em agosto desse ano, as atividades de E&P da Petrobras, aí incluído o Cenpes, passaram a ser orientadas pela nova ordem estabelecida com a flexibilização do monopólio estatal do petróleo, instituída por lei. A atividade exploratória passava a ocorrer em blocos licitados pela recém-criada Agência Nacional do Petróleo (ANP), incluindo a possibilidade de trabalho em parceria com outras companhias de petróleo, essencialmente estrangeiras.

Já no final da década de 1990, a necessidade de recursos computacionais cada vez mais robustos, para fazer frente às demandas dos novos algoritmos desenvolvidos no próprio Cenpes, conduziria ao desenvolvimento dos primeiros *clusters* de computadores da Petrobras, sobretudo para a modelagem numérica e imageamento sísmico de áreas crescentemente complexas e desafiadoras. Estes agrupamentos de várias unidades de processamento e memória em uma única "máquina virtual", além das vantagens de flexibilidade e escalabilidade, permitiriam lançar mão do processamento em paralelo, essencial na otimização e busca por maior eficiência de processos tipicamente onerosos em termos de custo computacional.

Foi na década de 1990 que se iniciaram as medidas de variação dos módulos elásticos sob diferentes condições de saturação, pressão efetiva

e temperatura, de forma a simular as mudanças de propriedades do reservatório em função da produção, além da construção de equipamentos que permitiram o aumento da capacidade de medidas. Mais tarde, tais dados subsidiariam a estimativa dos efeitos da produção na resposta sísmica de levantamentos 4D. Paralelamente, o Laboratório de Física de Rochas já realizava medidas de velocidades compressoriais e cisalhantes em diferentes frequências, possibilitando a calibração de perfis, a integração com dados sísmicos, a calibração sísmica-poço, a correlação de propriedades sísmicas e petrossísmicas e a realização de modelagens teóricas (numéricas e analíticas) e empíricas em diferentes cenários. Estes estudos subsidiaram e ainda subsidiam análises de variação de amplitude com afastamento (*Amplitude versus Offset – AVO*), determinantes na definição de *plays* exploratórios, e as análises de viabilidade técnica de monitoramento sísmico, ou sísmica 4D, em reservatórios. A catalogação sistemática das análises laboratoriais ao longo do tempo permitiu solidificar uma base de dados com milhares de registros sobre propriedades de rocha de grande parte das bacias sedimentares brasileiras. Trata-se de um acervo ímpar voltado para estudos sísmicos na exploração e produção.

estrutura organizacional nos anos 2000

Em 2000, são eliminadas as “divisões” e “setores” da estrutura da Petrobras, então substituídas pelas “gerências”. Particularmente no que tange ao relacionamento com o E&P, é constituída a Gerência Geral de Pesquisa e Desenvolvimento em Exploração e Produção (PDEP) no Cenpes, abrangendo as seguintes gerências com atuação em Geociências: Tecnologia de Rochas (TRO), Tecnologia de Exploração (TE), Geologia e Geofísica (TEGG), Geoquímica (GEOQ) e Bioestratigrafia e Paleoecologia Aplicada (BPA). Já em 2002, as áreas de Exploração são desmembradas do PDEP e vão constituir a Gerência Geral de Exploração (PDEXP). Aliada às gerências já existentes, surge então a Gerência de Modelagem de Bacias (GMB). Este quadro permaneceria até o início de 2005, quando aparecem o Programa Tecnológico de Modelagem de Bacias (Promob), com a extinção da gerência de mesmo nome; as gerências de Geologia Estrutural e Geotectônica (Geotec), Sedimentologia e Petrologia (GSEP), Geofísica (Geof), Geoquímica (Geoq) e Bioestratigrafia e Paleoecologia (BPA).

principais atividades e projetos dos anos 2000

Um aspecto em particular começa, em 2006, a caracterizar a atuação da Petrobras, por intermédio do Cenpes, no que diz respeito à sua interação com as universidades e institutos de pesquisa no Brasil: a implantação das Redes Temáticas. O modelo de redes surgiu da necessidade da Petrobras de realizar investimentos obrigatórios nas instituições de ciência e tecnologia nacionais, no âmbito da nova lei do petróleo vigente no país desde 1997. Uma análise detalhada da atuação da Companhia em redes temáticas com as ICTs do Brasil foi apresentada no *Boletim de Geociências da Petrobras* (2012).

Geoquímica

A chegada do século XXI trouxe o desenvolvimento de novas ferramentas da Geoquímica, que a tornaram mais específica e permitiram maior acurácia nas modelagens da geração de petróleo. Dentre estas tecnologias, podem ser citadas as medidas isotópicas em compostos individuais de hidrocarbonetos gasosos, quantificação dos diamantoides e cálculos mais precisos de variáveis de cinética química indispensáveis à obtenção de modelagens mais próximas das condições naturais.

Projetos de cinética de rochas geradoras e petróleos permitiram a obtenção de uma cinética de craqueamento dos asfaltenos de óleos para testar sua utilização como substituto da cinética de rochas geradoras. Foi desenvolvido um modelo de craqueamento primário e secundário, com descrição de classes de compostos do tipo PVT, visando calibrar a composição e as propriedades do petróleo (densidade, grau API, RGO, Psat). Nesta mesma iniciativa, e com base em ensaios de hidropirólise, foi possível observar a evolução da reflectância da vitrinite. O modelo cinético obtido, a partir desses experimentos, descreve a tendência de alteração da reflectância de vitrinite em resposta ao aumento da temperatura de forma não linear, caracterizada por fases de incremento lento e fases de incremento rápido, diferentemente do comportamento descrito tradicionalmente na literatura (Penteado *et al.*, 2010).

O aumento da complexidade e abrangência das modelagens de bacias demandou a busca por dados geoquímicos cada vez mais refinados para as suas calibrações. Para cobrir esta necessidade, foram desenvolvidas pesquisas integradas, visando visitar e detalhar as principais ferramentas de evolução térmica, bem como usar novas técnicas de análise. Além dos dados de séries naturais, também foram incorporados ao estudo os dados de experimentos para simular a evolução térmica de geradoras e de seus produtos. Assim, foi desenvolvido o projeto Geotermômetros Orgânicos, cujos trabalhos focalizaram principalmente o aprimoramento de protocolos analíticos para análises quantitativas de biomarcadores, a dedução da cinética de biomarcadores, sua integração com séries naturais e aplicação correspondente em modelagens de bacias, a caracterização ótica e a mensuração da evolução térmica de amostras hidropirolisadas.

Outros avanços analíticos obtidos nesse período estão relacionados ao estudo de inclusões fluidas. Estas inclusões possuem quantidades mínimas de hidrocarbonetos, que se encontram encerradas em estruturas microscópicas sob a forma de bolhas. Elas são encontradas principalmente nos cimentos e grãos de rochas-reservatório. Devido ao seu isolamento, as cargas de hidrocarbonetos podem ser preservadas com sua "assinatura" geoquímica original e podem estar livres de biodegradação. Assim, os dados geoquímicos deste modo obtidos fornecem valiosas informações sobre os sistemas petrolíferos. Dentre os resultados que podem ser obtidos e cujas técnicas foram implantadas nesse período destacam-se: a microtermometria (estima temperatura e pressão mínimas nas quais ocorreu o aprisionamento do fluido); a frequência das inclusões de óleo em rochas carbonáticas (FOI); a frequência das inclusões de óleo em grãos de rochas siliciclásticas (GOI), sendo que ambas permitem a inferência de paleocontatos óleo/água e constatar se a amostra apresenta um número mínimo de inclusões para análises de biomarcadores; e o espectro das inclusões de óleo (SOI, onde se estima o grau API do óleo). Os resultados são muito importantes para a calibração de modelagens geoquímicas, em especial da evolução da temperatura ao longo do tempo geológico.

Nesse período, muitos dos campos petrolíferos da Bacia de Campos atingiram um estágio de maturidade em termos de curva de produção. Diante disso, a Geoquímica foi demandada para uma importante contribuição, focada na área de

reservatórios, visando aumentar e otimizar a produção pela aplicação de técnicas de recuperação secundária, como, por exemplo, em Barracuda, Caratinga, Congro e Espadarte. As bacias do Espírito Santo, Potiguar e de Sergipe-Alagoas também tiveram campos avaliados. O Golfo do México foi estudado para a caracterização detalhada e a correlação de fluidos em diferentes reservatórios do Campo de Cascade. Igualmente importante foi a contribuição das técnicas de geoquímica usadas para ajudar no aprimoramento e controle dos raios de produção em campos com vários intervalos completados para produção.

A Geoquímica teve um papel importante junto à Exploração no suporte tecnológico dado aos trabalhos de modelagem de sistemas petrolíferos, especialmente com o avanço dos conhecimentos sobre o balanço de massas composicional de petróleo, cujo início se deu com teses de doutorado sobre a Bacia do Recôncavo (Coutinho, 2008).

As técnicas de geoquímica de superfície foram aprimoradas, e sua evolução permitiu acessar não somente a prospecção de petróleo, mas também o risco geológico na estabilidade de taludes, produzido por gases em sedimentos. Possibilitou ainda o monitoramento de exsudações e vazamentos e a caracterização geoquímica de hidratos de metano em bacias submersas.

O suporte técnico à Exploração com o uso de dados de sensoriamento remoto continuou, de modo mais extensivo e abrangente. Havia a necessidade de hierarquização ágil dos blocos exploratórios oferecidos em licitação, para que a Petrobras se posicionasse sobre novas aquisições. Essa demanda foi suprida com levantamentos de imagens de satélite para a identificação de exsudações de petróleo em toda a margem continental do Brasil, cobrindo desde a Foz do Amazonas até a Bacia de Pelotas. A área internacional também demandou pesquisas do mesmo tipo, que foram realizadas em áreas de bacias emersas e submersas do Iêmen, Somália e Angola.

A multidisciplinaridade dos projetos desenvolvidos na Geoquímica, internamente ou com a colaboração de entidades externas, permitiu a obtenção de dados analíticos de técnicas não convencionais, como, por exemplo, resultados isotópicos de gases nobres. A utilização de gases nobres como ferramenta para interpretação de processos e da origem de gases naturais em sistemas petrolíferos foi iniciada mediante parcerias tecnológicas com o Departamento de Geoquímica do Instituto

Francês do Petróleo (IFP). Durante mais de dez anos, as bacias brasileiras emersas e submersas tiveram amostras representativas de gás coletadas e analisadas, e os resultados seriam consolidados na década seguinte, de 2010.

Com estes e outros resultados, surgiu a necessidade de criar um programa de armazenamento de dados mais flexível. Assim, foi desenvolvido um novo programa e o banco de dados Geoqwin, sucedâneo do Infovew, necessário para tornar mais ágil a armazenagem, pesquisa e recuperação de dados.

Bioestratigrafia

Já nos anos 2000, atuando de forma integrada com os bioestratígrafos dos laboratórios das unidades operacionais da Companhia, a agora Gerência de Bioestratigrafia e Paleoecologia Aplicada (BPA) desenvolveu uma série de atividades para enfrentar os novos desafios exploratórios, partindo para análises de poços de águas cada vez mais profundas. Revisaram-se todos os zoneamentos bioestratigráficos, correlacionando-os com a bioestratigrafia global e a escala de tempo geológico padrão, editadas por Gradstein *et al.*, 2004 (Beurlen *et al.*, 2001, 2007). O desenvolvimento do arcabouço bioestratigráfico das bacias Ceará e Potiguar (margem equatorial), com base em dinoflagelados (Lana e Roesner, 2002), efetivou definitivamente o uso desta metodologia na seção cretácea marinha das bacias brasileiras (Arai e Lana, 2004). Novos zoneamentos de palinóforos (miósporos, quitinozoários e acritarcos) e microfauas marinhas foram propostos para as bacias do Amazonas, Solimões e Parnaíba (Playford e Dino, 2000, Loboziak *et al.*, 2000, Le Hérisse *et al.*, 2001, Grahn *et al.*, 2001, Melo e Loboziak, 2003, Grahn e Melo 2005, Grahn, 2005), permitindo correlações internacionais seguras para o Paleozoico da América do Sul, América do Norte, Europa e Norte da África. Proveu-se assim o exploracionista com melhores ferramentas de correlação intra- e interbacias, facilitando, ao mesmo tempo, a correlação com os resultados das companhias estrangeiras, parceiras ou não da Petrobras na atividade exploratória.

Introduziram-se técnicas inovadoras, tais como a cicloestratigrafia, na correlação de detalhe em reservatórios da Bacia de Campos e na seção marinha turoniana da Bacia de Sergipe (Cunha e Koutsoukos, 2001), e o monitoramento bioestratigráfico remoto de poços em perfuração, para

agilizar a disponibilização da informação estratigráfica e a realização de operações especiais (por exemplo, testemunhagens de intervalos de interesse como rochas-reservatório).

Ainda nos anos 2000, destaca-se a incorporação à Gerência de Bioestratigrafia das atividades do grupo de estratigrafia química do PDEXP, com um significativo aprimoramento de técnicas de datação relativa por meio de isótopos de oxigênio, carbono e estrôncio, assim como das análises químicas de elementos maiores, menores e traços, de diversas seções sedimentares de bacias brasileiras, não marinhas a marinhas. O incipiente grupo de estratigrafia química evoluiu para um grupo de técnicos altamente qualificados, formados em cursos de especialização, mestrados e doutorados. Após as primeiras pesquisas e projetos experimentais em campos produtores, como, por exemplo, na parte sul do campo de Canto do Amaro (UN-RNCE) e nos campos de Massapé (UN-BA), Jubarte (UN-ES) e Marlim (UN-BC), a equipe de estratigrafia química passou a atender a demandas muito específicas, solicitadas pela área de Reservatórios (E&P-ENGP/RR/GR). Tais demandas resultaram na elaboração de uma estratigrafia de alta resolução das sequências carbonáticas da seção pré-sal, provendo correlações em rochas sem resposta geofísica (seções com baixa resolução sísmica) e micropaleontológica (escassez dos microfósseis tradicionalmente empregados na seção pré-sal, como ostracodes e palinóforos), que seria formalizada nos primeiros anos da década de 2010. Além de dar continuidade à correlação de alta resolução do pré-sal, principalmente nas bacias de Santos e Campos, a estratigrafia química atuou na correlação estratigráfica de poços no Pré-Cambriano das bacias de Parecis e de São Francisco.

Nos anos 2000, a equipe de bioestratígrafos da BPA retomou os estudos bioestratigráficos e paleoecológicos na seção carbonática a mista pós-sal, importante produtora de óleo e gás nas bacias do Sudeste brasileiro (bacias de Santos, Campos e Espírito Santo). Diferentemente dos poços da década de 1970 e início de 1980, perfurados em contextos de águas rasas e amostrando fácies carbonáticas rasas, de alta energia, os poços perfurados na década de 2000, em águas profundas a ultraprofundas, forneceram amostras de rochas depositadas em contextos paleoambientais mais profundos e de baixa energia. Neste sentido, microfósseis planctônicos com significativo valor cronostratigráfico, passíveis de serem correlacionados com elementos de datações globais, começaram a

ser recuperados, permitindo estudos taxonômicos muito mais refinados e uma importante revisão e refinamento do arcabouço biocronoestratigráfico da seção carbonática presente acima do sal, nas bacias do Sudeste brasileiro. Esta revisão foi possível graças à análise conjunta e integrada das assembleias de foraminíferos planctônicos, nanofósseis calcários, dinoflagelados e de microbiofácies (estudo de todos os microfósseis calcários presentes em lâminas delgadas de rochas carbonáticas), devidamente calibrada com as curvas isotópicas (C e O) globais e de poços de bacias brasileiras.

Tectônica

Nos anos 2000, mantém-se fortemente na área de Tectônica do Cenpes a tendência dos estudos de quantificação em Geologia, com a continuidade do desenvolvimento dos *softwares* Recon e Tectos, iniciados na década de 1990. No final dos anos 2000, o Recon passa a possibilitar a análise de diversas seções geológicas em conjunto, passando-se a denominar Recon MS (Multisseção), sendo então incorporado ao Sistema Integrado de Geologia e Geofísica (Sigeo), sistema de aplicativos de integração e interpretação exploratória da área de E&P da Empresa. O Tectos, aplicado inicialmente a modelos bidimensionais, passa a ser desenvolvido também em ambiente 3D.

Os estudos quantitativos de tectonofísica e modelagem de sistemas petrolíferos, originados com o *Basin Analysis Simulation System* (Bass) nos anos 1980, irão culminar, em 2000, com o início do desenvolvimento de um aplicativo mais robusto, o Simulador 3D de bacias da Petrobras (SimBR). Analistas de sistemas do Cenpes estiveram por seis meses no Centro de Pesquisas da IBM Thomas Watson Research Center (Nova York, EUA), onde foi gerado um protótipo do simulador, utilizando modernas técnicas de desenvolvimento de *softwares*, que foram aplicadas à modelagem térmica da Bacia do Recôncavo.

A ideia de um simulador de bacias é a representação computacional dos elementos (rocha geradora, reservatório, selo e trapa) e dos processos (compactação, deformação, pressão, geração, migração, acumulação de petróleo, biodegradação) necessários à formação de uma jazida de petróleo ao longo do tempo geológico. Na simulação, a geometria e as propriedades físicas são variáveis, enquanto várias equações

diferenciais não lineares são resolvidas de forma acoplada, sendo, por isto, considerado um sistema computacional de alta complexidade.

O objetivo principal do projeto SimBR foi desenvolver um simulador com diferenciais tecnológicos que suprissem lacunas não atendidas pelos simuladores comerciais, como, por exemplo, a utilização de malhas não estruturadas para representar melhor as geometrias geológicas complexas (falhas lítricas, *pinch-outs*, domos de sal) e a movimentação do sal integrada ao simulador de fluidos. Com o sucesso da missão nos EUA, a Petrobras decidiu investir no projeto, buscando novos parceiros junto a empresas e universidades brasileiras especializadas no desenvolvimento de *softwares*. Em janeiro de 2002, a primeira versão do simulador unidimensional foi liberada para produção e integrada aos sistemas de integração de dados do E&P.

Sedimentologia e Estratigrafia

No ano de 2000, a Petrobras se associou ao projeto multiciente *Slope and Basin Consortium*, cujo foco principal era a Formação Brushy Canyon, do Oeste do Texas (EUA). Durante muito tempo, este foi o principal projeto gerador de conceitos e parâmetros sedimentológicos e estratigráficos para as empresas de petróleo envolvidas. Paralelamente, associou-se ao Projeto Pab, desenvolvido pelo Instituto Francês do Petróleo, com foco na Formação Pab do Paquistão (depósitos turbidíticos neocretáceos, do talude à bacia). Em 2001, o projeto interno denominado "Heterogeneidades Críticas" não apenas deu continuidade à disponibilização de dados dimensionais, mas também gerou um conjunto de propriedades efetivas para a utilização em modelagem de reservatórios baseada na simulação de fluxo em modelos de alta resolução, construídos com base em dados de afloramentos.

O início dos anos 2000 foi caracterizado por forte ênfase em modelagem diagenética numérica e predição de qualidade de reservatório. Nesse período, algumas iniciativas foram planejadas pelo Cenpes sob a forma de programas de capacitação no exterior. Em paralelo, o Cenpes se associa ao projeto multiciente *Touchstone*, que reúne mais de 20 companhias afiliadas. O código numérico derivado deste projeto já foi aplicado com sucesso na predição de qualidade de reservatório para vários prospectos nas bacias de Santos, Espírito Santo, Recôncavo e Amazonas/Solimões.

Em paralelo, tem início uma série de projetos de estudos de proveniência de arenitos em escala regional, na Bacia de Santos e em várias bacias da margem equatorial brasileira, como Amazonas, Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Jequitinhonha e Sergipe-Alagoas, além do Cone do Amazonas. Estes estudos trouxeram resultados robustos em termos de rotas de distribuição de sedimentos para estas bacias e respectivas qualidades dos reservatórios presentes.

Em 2001, termina o primeiro projeto multidisciplinar que, com base no modelo deposicional e estratigráfico de detalhe, elabora e testa o modelo de simulação do Arenito Namorado no Campo de Namorado, Bacia de Campos. O pioneirismo deste trabalho residiu exatamente em reunir todos os profissionais e etapas envolvidas na construção de um modelo de simulação, iniciando pelas disciplinas básicas, como sedimentologia, petrografia, bioestratigrafia, estratigrafia de alta resolução, sísmica de detalhe, e culminando com a utilização de programas de modelagem de última geração.

Ainda em 2001, o Programa para Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap-2) coroa todo o esforço feito no final dos anos 1990 no sentido de gerar modelos diagenéticos. O projeto, que estudou as concreções calcíticas do Arenito Namorado do Campo de Albacora (Bacia de Campos), permitiu o desenvolvimento de uma metodologia para a criação de modelos diagenéticos geoestatísticos 3-D de pequenas dimensões, com as respectivas propriedades petrofísicas, que poderiam ser transferidos e incorporados ao modelo de simulação de fluxo em escala de campo.

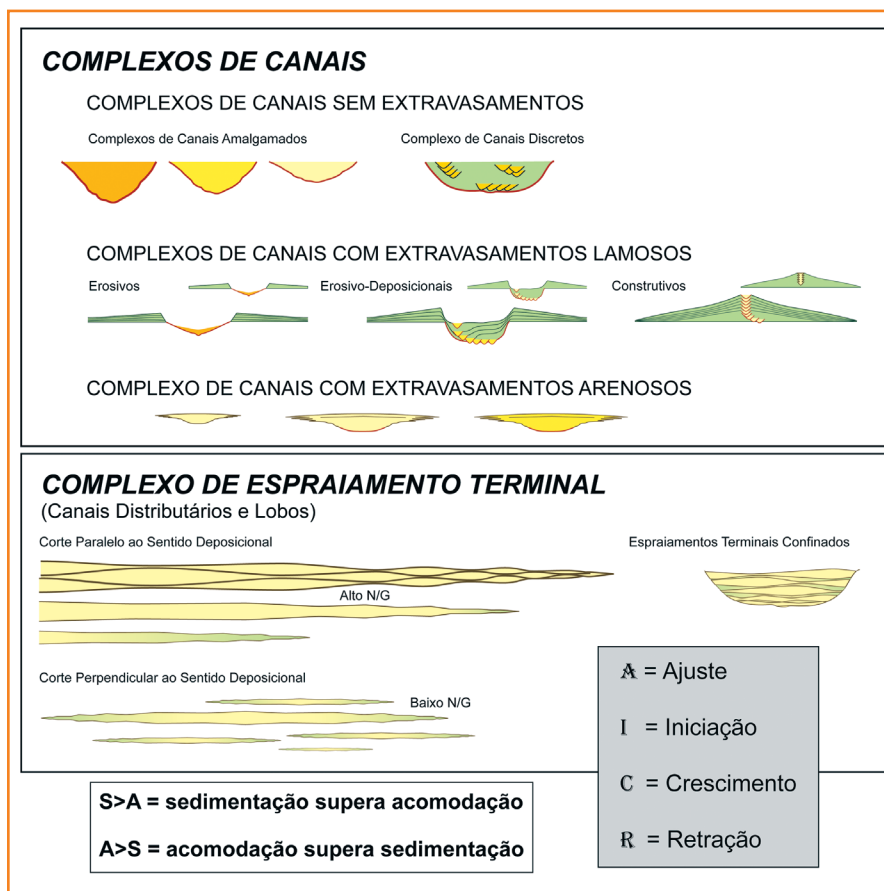
O envolvimento do Cenpes com a área internacional passa a ser mais estreito nessa década. Em 2001, acontece a modelagem estratigráfica do Campo de Guando, na Colômbia, que permitiu redefinir a estratégia de exploração. Em 2003, em face da demanda de novas fronteiras exploratórias para turbiditos, os estudos se voltaram para o Oeste da África, na costa da Nigéria e Angola, áreas recém-adquiridas segundo o plano de expansão internacional da Petrobras então vigente. Os estudos de detalhe de rocha e geometrias sísmicas de canais sinuosos de complexos turbidíticos geraram modelos sedimentológicos-estratigráficos com a definição de elementos arquiteturais de alta resolução para subsidiar a estratégia de exploração das novas áreas. Em 2005, uma equipe de especialistas do Cenpes é convocada para a realização da modelagem do campo de Cascade, no Golfo do México (EUA), por

meio do estudo sedimentar e estratigráfico, além da análise do caráter selante de falhas.

Na segunda metade dos anos 2000, os estudos de afloramentos na Petrobras e nas demais empresas de petróleo foram dominados pelo Projeto *Slope*, desenvolvido pela Universidade de Liverpool, cujo foco são os depósitos de águas profundas da Bacia do Karoo, na África do Sul. Além desse, são considerados importantes os seguintes projetos multiclientes a que a Petrobras foi e/ou está associada, com foco em sedimentação de águas profundas: LASR (Universidade do Texas), *Slopes* (Universidade de Aberdeen), SPPODS (Universidade de Stanford), RioMar (Universidade do Texas), *Lobes* (Universidade de Liverpool), além do projeto bilateral *Deep-Water Sinuous Channels*, desenvolvido com o IFP. Os dados e o conhecimento gerado por esses projetos foram consolidados nos projetos internos "Heterogeneidades Deposicionais" e "Modelos Deposicionais Integrados", nos quais um conjunto de tipos de reservatórios de águas profundas foi definido e enquadrado em um modelo evolutivo que combina a posição no perfil deposicional com a localização nos ciclos de variação do nível do mar (Fig. 23).

Figura 23
Representação dos padrões arquiteturais para sistemas deposicionais de águas profundas desconfinados e confinados cujas modificações no tempo e no espaço representam ciclos da variação de energia do sistema (cortesia de Empinotti, Oliveira e Moraes).

Figure 23
Representation of architectural patterns for confined and unconfined deepwater depositional systems, whose modifications over time and space represent cycles of variation of energy in the system (courtesy of Empinotti, Oliveira e Moraes).



Em 2005, o projeto que estudou os arenitos turbidíticos do campo de Roncador (Bacia de Campos) elaborou um novo modelo estratigráfico, com base em bioestratigrafia e conceitos de estratigrafia de seqüências de alta resolução. Este novo modelo, onde foram definidos novos horizontes importantes para o modelo de fluxo do reservatório, deu subsídios a alterações significativas na estratégia de produção daquela jazida.

Ainda em 2005, é criado o Sistema de Análise de Geometrias e Arquitetura (Saga), que disponibiliza para toda a comunidade de Geociências da Empresa os resultados dos projetos multiclientes dedicados ao estudo e quantificação de afloramentos de sistemas deposicionais de águas profundas. O sistema evoluiu a partir de pesquisas realizadas no Cenpes na área de caracterização de modelagem de sistemas deposicionais de águas profundas, como classificação de elementos deposicionais turbidíticos, estudos de acunhamentos estratigráficos e modelos de evolução estratigráfica para sistemas de águas profundas. Para a área de Reservatórios foi disponibilizado um banco de dados paramétricos de elementos arquiteturais que subsidia a modelagem tridimensional de reservatórios.

A necessidade de produzir as reservas de gás na Bacia de Santos levou, em 2005, à criação do projeto metodológico para estudo e avaliação do potencial selante das rochas capeadoras, no sentido de orientar a estratégia de exploração. O projeto mostrou a importância deste tipo de controle e levou a Petrobras a se associar ao projeto multicliente *Caprock*, conduzido pelas universidades de Newcastle (Inglaterra), Heriot Watt (Escócia) e Cardiff (País de Gales) no sentido de manter a Petrobras atualizada nesta disciplina.

Em 2006, foi realizado o projeto Norte da Bacia de Santos, que reuniu todo o conhecimento de diagênese, sedimentologia e estratigrafia, visando caracterizar regionalmente a qualidade dos reservatórios siliciclásticos campanianos, santonianos e albianos daquele setor da bacia, o qual forneceu importantes subsídios para a estratégia exploratória.

Um estudo de caráter regional, feito em 2007, realizou a integração desde a região da plataforma continental até a bacia profunda envolvendo

os depósitos marinhos de idade oligocênica e miocênica na Bacia de Campos. O trabalho abrangeu os campos produtores de Barracuda, Caratinga, Marlim Sul, Voador, Moreia, Marlim, Marlim Leste, Albacora e Albacora Leste, utilizando dados de sísmica 2D e 3D, dados de poços, testemunhos e amostras de calha, mostrando a migração dos depocentros durante a evolução da bacia, nas várias seqüências deposicionais interpretadas. Pela primeira vez foi feita uma integração deposicional neste intervalo estratigráfico, individualizando para cada seqüência identificada um sistema deposicional completo de plataforma-talude-bacia (Fig. 24).

Em meados de 2006, chegam ao Cenpes as primeiras amostras laterais do poço descobridor de Tupi, atual Campo de Lula, na seção pré-sal da Bacia de Santos. A princípio, tudo era absolutamente novo, não existia nenhum conhecimento robusto dentro ou fora da Empresa a respeito das rochas encontradas no intervalo abaixo da espessa camada de sal, que se revelava então como a grande fronteira exploratória das bacias marginais do Sudeste brasileiro. O conhecimento foi evoluindo com o trabalho de descrição das amostras para dar suporte aos poços exploratórios.

Em meados de 2008, com o auxílio de centenas de amostras laterais e dos primeiros testemunhos em novos poços, foi proposto o primeiro modelo deposicional com distribuição areal de fácies. Em 2009, foi realizado um trabalho integrado entre a Exploração e o Cenpes, utilizando todos os dados disponíveis naquele momento. O objetivo era um reestudo das fácies e associações de fácies num contexto estratigráfico regional, com um arcabouço sísmico regional, onde foram feitas correlações estratigráficas das bacias de Santos e Campos, resultando num catálogo de fácies carbonáticas e associação de fácies.

Em 2010, por intermédio de um projeto patrocinado pelo Programa de Fronteiras Exploratórias (Profex), é apresentado um modelo deposicional e diagenético integrado para a seção pré-sal do Sudeste. Em paralelo, foi elaborada a primeira proposta de classificação de fácies carbonáticas englobando as rochas do pré-sal (Terra *et al.*, 2010), com intensa colaboração das equipes do Cenpes.

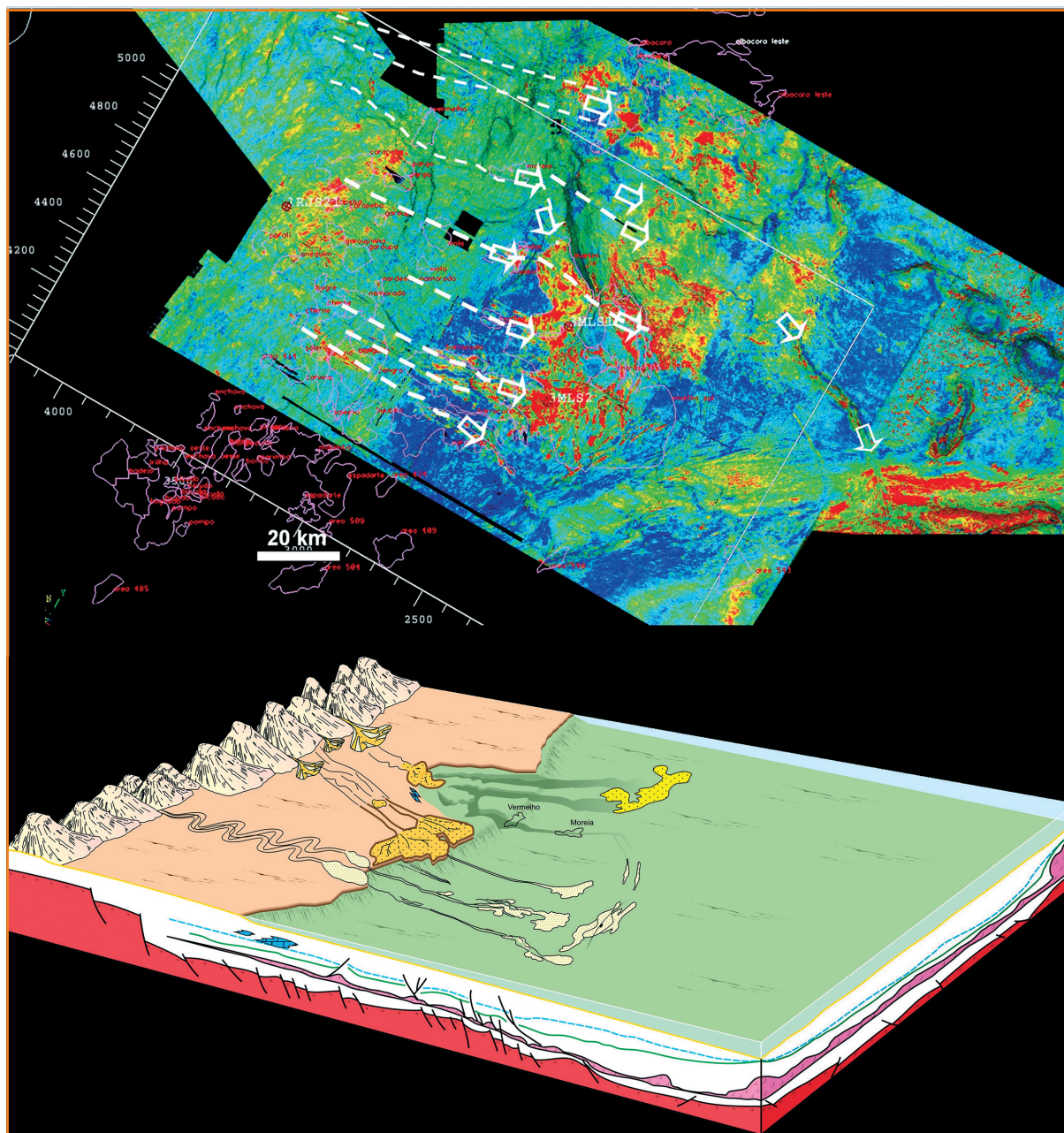


Figura 24
 Mapa de anomalia de amplitude dos reservatórios do oligoceno da Bacia de Campos (as setas mostram as zonas de transferência de sedimentos para a bacia) e blocodiagrama com o modelo deposicional da Sequência estratigráfica 2, com os campos de Barracuda e Marlim Sul.

Figure 24
 Map of the amplitude anomaly in the oligo-miocene reservoirs in the Campos Basin (the arrows show the sediment transfer zones to the basin) and block diagram with the depositional model of the stratigraphic sequence 2, with the Barracuda and Marlim Sul fields.

Geofísica

No final dos anos 1990, a necessidade crescente de processamento paralelizado, por exigência de processos de consumo cada vez mais intensivo em termos de tempo de máquina – como a modelagem sísmica e a migração pré-empilhamento, que também começava a ser investigada na Geofísica – conduziu ao desenvolvimento do *cluster* de computadores do Cenpes. A validação deste conceito se deu em 1999 com o primeiro protótipo,

o Sismos 1, composto por apenas duas máquinas, ao qual se seguiu o Sismos 2, com oito máquinas, instalado em 2000 (fig. 25). Ainda no final de 2000, foi inaugurado o primeiro *cluster* de computadores propriamente dito, constituído por 72 computadores com processador Pentium 3, o Sismos 3, fisicamente localizado no Cenpes (fig. 25). Deste último derivaram-se as versões Beowulf 1 e o Sismos 4, este já desativado. Ainda em operação estão outros dois *clusters*, um HP (2007) e um Bull (2010).



Figura 25 – Diferentes versões do cluster de computadores do Cenpes: (a) o Sismos 2, com oito máquinas em paralelo (em 2000); (b) o Sismos 3, com 72 máquinas em paralelo (final de 2000), então instalado numa sala do Cenpes.

Figure 25 – Different versions of the cluster of Cenpes computers: (a) Sismos 2, with eight parallel computers (in 2000); (b) Sismos 3, with 72 parallel computers (end of 2000), installed in a room in Cenpes then.

A partir de 2003, a retomada dos concursos públicos pela Petrobras – interrompidos na década de 1990 – para o recrutamento de novos profissionais, incluindo geofísicos, possibilitou certo aumento dos profissionais da equipe, o que permitiria uma intensificação do trabalho.

Iniciativas pioneiras contaram com forte envolvimento da Geofísica do Cenpes e incluíram a implementação de novas tecnologias geofísicas, tais como os primeiros levantamentos sísmicos Quatro Componentes (4C) da Petrobras, adquiridos com cabos de fundo oceânico (*Ocean Bottom Cables – OBC*) nas bacias de Campos e Santos – nos anos 2004/2005, ainda com caráter de teste tecnológico – e o primeiro levantamento sísmico de poço do tipo VSP-3D da Petrobras, no Campo de Canto do Amaro, Bacia Potiguar, consolidadas nos anos seguintes. Estas iniciativas estavam vinculadas ao programa tecnológico Pravap, por meio do subprograma Pravap-19, dedicado a tecnologias de caracterização e monitoramento geofísico de reservatórios. A sísmica multicomponente, mais especificamente na sua modalidade marítima (sísmica 4C), vinha sendo objeto de pesquisa e acompanhamento tecnológico pela Geofísica do Cenpes desde 1999, mediante projetos internos e a adesão a diferentes consórcios internacionais multiclientes de pesquisa, destacando-se o “ERCH 4D/4C Consortium”, um *joint industry project* responsável pela implementação e teste do primeiro

sistema de monitoramento sísmico 4D/4C do globo, no Campo de Teal South, em águas rasas do Golfo do México. A partir dos primeiros anos do século XXI, iniciou-se uma campanha de levantamentos sísmicos 4C no Brasil, em áreas-problema próprias e criteriosamente escolhidas em bases técnicas. O processo de seleção de áreas para o teste pioneiro da tecnologia 4C, junto às áreas de negócios, foi coordenado pelo Cenpes, que também coordenou o grupo de trabalho responsável pela descrição das especificações técnicas para o levantamento, elaboradas pela primeira vez na Petrobras. Hoje, ambas as tecnologias (sísmica multicomponente e sísmica de poço 3D), implementadas pela Geofísica do Cenpes, encontram-se em plena utilização pela área de negócios da Companhia e pelos ativos de produção.

Em 2005, a maior parte da atividade geofísica no Cenpes foi concentrada na nova gerência (Geof) e passou a reunir pesquisas em imageamento sísmico, modelagem sísmica e atividades laboratoriais de petrossísmica e física de rochas. Em meados da década de 2000, foram desenvolvidos diversos projetos focados em imageamento com emprego de migração reversa no tempo, *Reverse Time Migration (RTM)*, que proporcionou grandes melhorias nas imagens em áreas geologicamente complexas. Tem início ainda a implementação da técnica de inversão de refletividades *Wave Analog Common Depth Point (WCDP)*. No segmento

de modelagem, os geofísicos desta nova gerência se dedicaram à representação da ondulatória por meio da resolução numérica da equação completa da onda. Foram realizados diversos projetos abordando as formulações acústicas, elástica, poroelástica e viscoelástica, com a meta de se obter a mais perfeita representação numérica do fenômeno da propagação de ondas no meio rochoso.

A partir de 2005, as áreas de Geofísica no Cenpes se firmam como áreas de pesquisa aplicada em tópicos que incluem, mas não se limitam, a modelagem numérica e o imageamento sísmico e, em menor grau, a prestação de serviços técnicos para as áreas de negócio da Companhia, especialmente em medições laboratoriais de propriedades de física de rochas.

A partir de 2006, com as descobertas do polo pré-sal da Bacia de Santos, novos desafios se apresentam para a Geofísica, especialmente no que se refere ao imageamento sísmico de estruturas geologicamente complexas e à integração sinérgica entre métodos sísmicos e não sísmicos, tais como os eletromagnéticos. As atividades laboratoriais de petrossísmica e física de rochas no Cenpes se intensificam, dedicadas à calibração rocha-perfil-sísmica, suporte para análises de AVO, medidas de VP, Vs e anisotropia. O conhecimento das propriedades obtidas em laboratório, juntamente com o conhecimento adquirido na calibração rocha-perfil-sísmica, foram muito importantes para a confecção de modelos e modelagens sísmicos cada vez mais realísticos.

estrutura organizacional nos anos 2010

No ano de 2010, o Cenpes iniciou o planejamento de sua reestruturação, em face da franca expansão da nova fronteira do conhecimento, o pré-sal. De forma alinhada às áreas de Negócio e em função de suas especificidades e da complexidade das atividades em andamento, estabeleceram-se as gerências Gerais de Geociências (PDGEO), que sucede o PDEXP, e de Geoengenharia e Engenharia de Poços (PDGP). Foi implantada no PDGEO, em 2011, uma Gerência de Integração Rocha-Perfil-Sísmica, a partir do desmembramento da agora extinta Gerência de Sedimentologia e Petrologia (GSEP). Desta forma, são estabelecidas as gerências de Integração Rocha-Perfil-Sísmica (IRPS) e de Sedimentologia e Estratigrafia (GSE).

principais atividades e projetos a partir de 2010

Geoquímica

Na presente década, continuaram a ser desenvolvidos e implantados métodos analíticos na Geoquímica que continuam contribuindo para a redução do risco exploratório. Assim, foram disponibilizadas a partir de 2010 as análises isotópicas de enxofre em sulfatos e sulfetos, e implantadas metodologias para recuperar de forma segura e confiável o H_2S como precipitado na forma de Ag_2S . A oferta de análises de $\delta^{34}S$ de H_2S supriu, na sincronia adequada, a solução tecnológica indicada para subsidiar os modelos preditivos do risco H_2S em reservatórios de acumulações profundas do pré-sal, em especial na Bacia de Santos, uma vez que a razão isotópica de enxofre é crucial na identificação da origem daquele gás.

A ferramenta de gases nobres para interpretação da origem de gases naturais em sistemas petrolíferos foi consolidada na presente década. A interpretação integrada dos dados isotópicos de gases nobres e de carbono e hidrogênio em hidrocarbonetos, suportada pelo arcabouço geológico, permitiu a compreensão mais apurada dos processos de migração secundária, perda parcial das jazidas, entrada de água meteórica nos aquíferos (reservatórios), previsão do tipo de hidrocarbonetos em jazidas mais profundas e, sobretudo, a identificação da origem de não hidrocarbonetos. Assim, quando na Bacia de Santos foram descobertas jazidas com quantidades muito significativas de CO_2 , o uso de gases nobres permitiu identificar prontamente, de modo inequívoco, a origem mantélica deste gás. Esta é a informação básica para qualquer estudo para modelagem e predição do risco CO_2 .

Outra notável inovação nos recursos analíticos da Geoquímica foi a implantação de análises de biomarcadores e de isótopos de carbono na fração C_1-C_4 de inclusões fluidas. Assim, amostras com quantidades muito pequenas de hidrocarbonetos podem ser caracterizadas geoquimicamente quanto à sua origem, evolução térmica e estado de preservação, possibilitando a reconstrução *pari passu* da história de migração e preenchimento de trapas.

As pesquisas sobre modelagens geoquímicas continuaram com o desenvolvimento de programas de inversão de parâmetros cinéticos de biomarcadores, o que trouxe um aprimoramento significativo nas modelagens de sistemas petrolíferos realizadas na Companhia.

O apoio ao monitoramento das exsudações, por meio de sensoriamento remoto, foi estendido às áreas ultraprofundas do pré-sal na região dos blocos que contêm os campos de Lula, Cernambi e Sapinhoá.

Bioestratigrafia

Os primeiros anos da década de 2010 tiveram como destaque a conclusão das pesquisas de datações isotópicas e palinológicas dos sedimentos proterozoicos da Bacia dos Parecis e das zonas produtoras no pré-sal dos campos de Lula e Cernambi, na Bacia de Santos. Em ambos os casos, as novas datações levaram a uma revisão estratigráfica com significativos reflexos nos modelos dos sistemas petrolíferos. Foi formalizada ainda a nomenclatura das unidades quimioestratigráficas da seção pré-sal (Jiquiá a Alagoas) da Bacia de Santos, visando uniformizar os dados e facilitar as correlações entre diferentes áreas já estudadas pela quimioestratigrafia.

No início desta década, entre 2012 e 2013, foram divulgados aos exploracionistas da Companhia, em eventos e relatórios internos, os resultados de dois importantes projetos desenvolvidos ao longo da década de 2000: a bioestratigrafia de alta resolução da seção carbonática pré-sal na Bacia de Santos, de idade Alagoas, utilizando o método de ostracodes, e a revisão bioestratigráfica dos sedimentos carbonáticos acima do sal nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, tradicionalmente interpretados como de idade albiana (Dias-Brito, 1982, 1995, 2000; Azevedo, 2004). Neste segundo projeto, a integração dos dados de foraminíferos planctônicos, dinoflagelados, miósporos, nanofósseis calcários e de microbiofácies gerou um novo modelo cronoestratigráfico, cujo impacto na evolução paleogeográfica destas bacias e na modelagem de sistemas petrolíferos ainda deve ser testado e avaliado pelo E&P. Este novo modelo corrobora interpretações cronoestratigráficas já clássicas da Bacia de Sergipe, suportadas pelos estudos da seção carbonática acima dos evaporitos aptianos

(Membro Ibura da Formação Muribeca), envolvendo amonoides (Beurlen, 1960) e a integração foraminíferos planctônicos/ amonoides (Koutsoukos, 1992; Koutsoukos e Bengtson, 1993).

Simultaneamente às análises biocronoestratigráficas de dezenas de poços exploratórios e explotatórios, e com o acompanhamento em tempo real de poços em perfuração (no Brasil e na costa oeste africana), continuam em andamento na gerência vários projetos de suporte à Exploração e Produção. Merecem destaque os estudos para melhor caracterização estratigráfica do andar Alagoas (seções não marinha, evaporítica a marinha) no Nordeste brasileiro, desenvolvidos em projetos internos e com a Unisinos, por meio de análises integradas de foraminíferos, dinoflagelados, miósporos, nanofósseis calcários, ostracodes e microbiofácies, correlacionadas com a estratigrafia de isótopos e a magnetoestratigrafia (intensidade magnética, para correlação com curva global). O estudo do andar Alagoas inclui a reanálise de poços-chave, antigos, e de poços mais recentes das bacias de Sergipe-Alagoas, com expressivas seções testemunhadas de idade Alagoas (seções pré-sal Ibura e pós-sal Ibura). Paralelamente, está em andamento importante revisão biocronoestratigráfica da seção cretácea marinha das bacias da margem equatorial, propiciada pela perfuração de diversos poços em águas profundas e ultraprofundas das bacias Potiguar e Ceará.

Ainda neste início de década, a BPA investiu na tecnologia de microscopia confocal (CLSM – *Confocal Laser Scanning Microscopy*), com a instalação de um moderno equipamento Zeiss e capacitação de seu corpo técnico com cursos específicos nesta metodologia, já incorporada à rotina da equipe de Palinologia. Os equipamentos CLSM, que utilizam fontes de emissão *laser*, luz transmitida, refletida e fluorescência, foram desenvolvidos para aumentar a resolução da imagem microscópica, possibilitando a aquisição de imagens tridimensionais (3D) de elementos que possuam fluorescência, como tecidos vegetais, células, microfósseis orgânicos (a partir de lâminas palinológicas convencionais), etc. (fig. 26). Este refinado imageamento permite a visualização de detalhes morfológicos não visíveis em luz transmitida e, assim, maior precisão na identificação taxonômica dos palinomorfos, etapa fundamental à elaboração de arcabouços bioestratigráficos refinados e confiáveis.

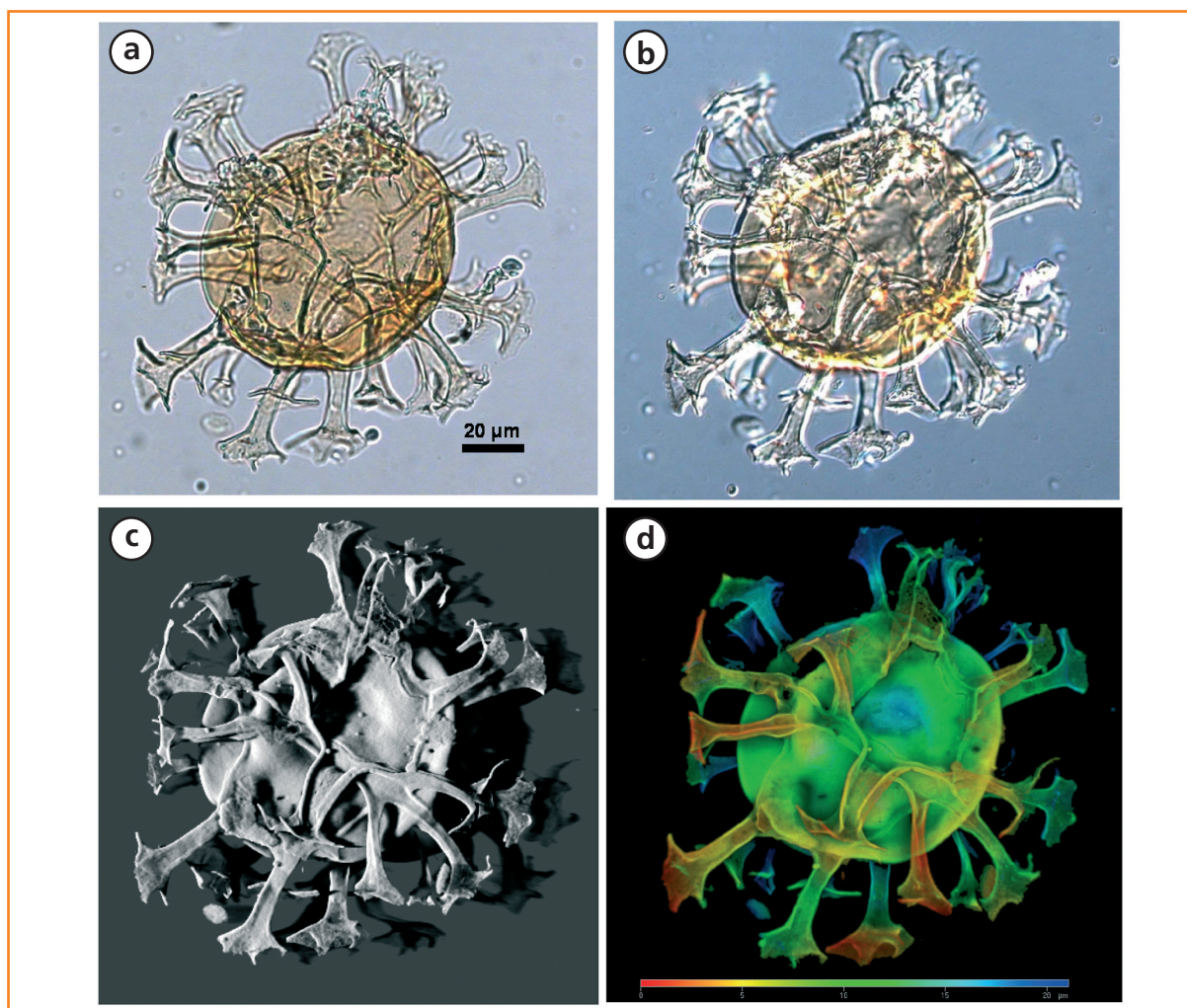


Figura 26
Imagens de um cisto fóssil de dinoflagelado (*Spiniferites pseudofurcatus*): (a) fotografia em microscopia ótica sem contraste de fase; (b) fotografia em microscopia ótica com contraste de fase; (c) imagem 3D obtida no microscópio confocal em modo *Shadow* (sombra); (d) imagem 3D obtida no microscópio confocal em modo *Transparency Depth Coding*, que diferencia profundidades em cores.

Figure 26
Images of a fossil cyst of dinoflagellate (*Spiniferites pseudofurcatus*): (a) photograph in optic microscopy without phase contrast; (b) photograph in optic microscopy with phase contrast; (c) 3D image obtained in confocal microscopy in *Shadow* mode; (d) 3D image obtained in confocal microscopy in *Transparency Depth Coding* mode, which differentiates depths in colors.

Tectônica

Em 2010, o Simulador 3D de Bacias da Petrobras (SimBR) passa a ser vinculado ao Programa de Modelagem de Bacias (Promob), e as simulações passam a ser integradas ao Simulador de Processo Estratigráfico (StratBR), da Petrobras. Continuam a ser realizados testes com dados reais junto à linha de produção da Petrobras, e implementadas novas funcionalidades no simulador, como, por exemplo, o fluxo de fluidos pelo método de invasão por percolação (*invasion percolation*).

O desenvolvimento dos *softwares* destinados à quantificação da deformação contínua, e o Recon encontra-se totalmente operacional e integrado aos processos do E&P. O Tectos passa a ter uma linha de desenvolvimento direcionada a processos litosféricos, abrangendo camadas de diferentes contrastes reológicos, a grandes profundidades.

Destacam-se ainda, na área da Geologia Estrutural, os estudos na área de estratigrafia mecânica

e diagênese estrutural, com diversas aplicações no E&P, como, por exemplo, no campo de Iara (Bacia de Santos), Marizeiro (Bacia Potiguar) e na Bacia do Pará-Maranhão.

Em fevereiro de 2012, é reinaugurado no Cenpes o Laboratório de Modelagem Física de Processos Geológicos (Laboratório Peter Szatmari), com instalações mais amplas e equipamentos modernos, objetivando a modelagem de processos tectônicos acoplados a outros processos geológicos, como os sedimentares e magmáticos.

Ainda em 2012, os estudos de petrologia de rochas ígneas, que estavam vinculados à Gerência de Sedimentologia e Estratigrafia nos anos 2000, passam a ser conduzidos pela Gerência de Geologia Estrutural e Geotectônica, e um grupo de profissionais foi constituído para este fim. Tais estudos, associados à Geocronologia, permitirão o melhor entendimento dos processos magmáticos das bacias brasileiras e suas implicações geodinâmicas nos sistemas petrolíferos.

Sedimentologia e Estratigrafia

Em 2010, teve início um projeto com o objetivo específico de buscar afloramentos análogos às rochas do pré-sal. Foram definidas duas áreas, uma na região de Salta, Nordeste da Argentina, e outra no Centro-Oeste da Namíbia, onde foram levantados dados quantitativos das fácies semelhantes às aquelas encontradas no pré-sal das bacias brasileiras. Estes dados foram integrados e interpretados à luz da estratigrafia de sequências, gerando modelos deposicionais e dados paramétricos que subsidiam modelos tridimensionais para a simulação de produção e injeção de reservatórios. Estas informações foram alimentadas no sistema Saga e estão disponíveis para toda a comunidade de Geociências da Empresa.

Atualmente, quatro grandes projetos de pesquisa estão sendo conduzidos no Cenpes com o objetivo de melhor conhecer as rochas do pré-sal. O primeiro deles visa estudar e modelar a diagênese dos carbonatos desta província e determinar seus principais controles, ao passo que o segundo tem o objetivo de identificar a gênese destas rochas. A compreensão dos processos deposicionais, sejam bióticos ou abióticos (químicos) dessas rochas, e seu retrabalhamento, o entendimento de sua diagênese e o estudo do intervalo mais inferior do pré-sal (correspondente ao andar Jiquiá), ainda muito pouco conhecido, mas que tem se mostrado muito promissor em termos de volumes de petróleo que aloja, constituem linhas de investigação onde o Cenpes/PDGeo aporta fortes recursos nos anos presentes.

Graças a estas várias iniciativas, o conhecimento das rochas do pré-sal tem evoluído, bem como a aplicação e o desenvolvimento de novas técnicas de análise laboratorial que tornam a Petrobras uma referência mundial no estudo e no entendimento de rochas desta natureza.

Geofísica

Em 2010, a Geof participou ativamente da implementação do piloto do primeiro sistema de monitoramento sísmico permanente da Petrobras, no Campo de Miranga, Bacia do Recôncavo, que vinha sendo discutido e preparado desde 2006. Esta participação foi destacada como um dos fatos relevantes do Cenpes naquele ano. Este sistema permanece disponível, no campo, para a realização de novos levantamentos sísmicos sempre que houver demandas neste sentido.

A Geofísica do Cenpes tem diversificado o espectro de clientes internos, contribuindo hoje de maneira relevante não somente para a área da Exploração da sede e unidades operacionais, mas também para as áreas de Reservatório, Internacional e de Engenharia, entre outras, com atuação inclusive em programas tecnológicos, como o Programa Tecnológico de Gestão das Emissões de CO₂ (ProCO₂), demonstrando o alcance tecnológico e técnico que as aplicações em geofísica podem ter para diferentes segmentos da cadeia industrial do petróleo.

Os desenvolvimentos de representação do fenômeno da propagação de ondas sísmicas sobre um modelo de propriedades constituiu importante embrião para uma nova etapa, a inversão de dados sísmicos. A modelagem, também chamada de problema direto, almeja obter o dado sísmico a partir do modelo de propriedades das rochas e da lei que rege a propagação de ondas mecânicas. Contudo, na atividade exploratória pretende-se resolver o chamado problema inverso, que consiste em obter as propriedades das rochas a partir dos dados sísmicos. Assim, no início dos anos 2010, tiveram início os trabalhos de inversão tomográfica e inversão do campo de ondas completo (*Full Wavefield Inversion – FWI*), somente possíveis em função das pesquisas e domínio de técnicas angariadas na década anterior.

Em 2011, o Laboratório de Física de Rochas viria a ser desmembrado da Gerência de Geofísica, passando a fazer parte da recém-criada Gerência de Integração Rocha-Perfil-Sísmica (IRPS).

atividade de Integração Rocha-Perfil-Sísmica (Gerência IRPS)

A criação da Gerência de Integração Rocha-Perfil-Sísmica, no ano de 2011, tem sua origem nas discussões técnicas realizadas entre o E&P-EXP e o PDGeo/Cenpes acerca do desenvolvimento da disciplina de Física de Rochas, em especial no tocante à estruturação de um grupo especializado e capaz de manejar e incorporar aos prospectos exploratórios os recentes avanços em processamento, calibração e interpretação de atributos sísmicos. Por seus recursos laboratoriais e perfil de profissionais, o Laboratório de Física de Rochas da Gerência de Geofísica do Cenpes foi considerado o local mais apropriado para seu início, muito embora fosse

também reconhecido que sua atuação deveria ser ampliada em alguns temas, sobretudo no que diz respeito aos estudos de inversões, perfis e petrofísica. Neste contexto, aparecem as primeiras propostas de criação de uma gerência de Física de Rochas, com atribuições laboratoriais, de modelagens computacionais e intensa integração com os grupos de métodos não sísmicos, perfis, petrofísica, avaliação de formações, caracterização de reservatórios e rocha.

Nessa época, estava em curso a grande campanha para exploração e desenvolvimento da área do pré-sal, revelando rochas extremamente complexas, inéditas para o contexto petrolífero brasileiro e formadas em contexto geológico ainda não completamente decifrado. Esta atividade intensificou as discussões em torno das tecnologias disponíveis na Petrobras e sua capacidade de oferecer soluções aos desafios de prospecção, caracterização e desenvolvimento das novas áreas. As discussões perpassaram todas as áreas técnicas de E&P; em Geociências, os temas relacionados a física de rochas, interação rocha-fluido e integração de escalas foram destacados. Mais que isso, a caracterização detalhada de rochas reascende como entendimento imperioso para quase todas as modelagens, desde sísmica até engenharia de poços, e não apenas como necessidade para os modelos conceituais geológicos e de sedimentologia. Assuntos como mineralogia, petrografia e descrição computacional de espaços porosos (*digital rock*) entram novamente em voga, e os olhos da comunidade técnica de E&P se voltam aos laboratórios do Cenpes.

Na nova Gerência de Integração Rocha Perfil Sísmica (IRPS), os recursos laboratoriais e humanos seriam direcionados à caracterização quantitativa de rochas: mineralogia, petrografia, microtomografia, petrofísica, perfis, ressonância magnética nuclear e física de rochas. Seu perfil profissional seria multidisciplinar, composto por geólogos, geofísicos, engenheiros, químicos e analistas de sistemas. Sua missão principal é reunir recursos e promover um ambiente favorável para o desenvolvimento integrado das disciplinas de Geociências nas suas múltiplas técnicas e escalas de trabalho. Entre suas metas estava a formatação de uma carteira de projetos em que todo e cada projeto, a despeito de seu objetivo principal, tivesse a contribuição, em maior ou menor grau, das demais disciplinas da sua própria estrutura, além da articulação forte com as demais gerências do Cenpes e do E&P que atuam em Geociências e Geoengenharia.

programas tecnológicos da Exploração: Profex e Promob

Programa Tecnológico para Ampliação das Fronteiras Exploratórias (Profex)

O Profex surgiu por deliberação do Comitê Tecnológico Estratégico de Exploração e Produção (Comep) em reunião extraordinária realizada em abril de 1995. Tinha como proposta de atuação “orientar seus esforços para desenvolver e disponibilizar tecnologias que pudessem conduzir à redução do risco exploratório e à apropriação de novas reservas de hidrocarbonetos”, enfocando atividades nos seguintes temas: predição da acumulação de hidrocarbonetos em corpos turbidíticos; reexploração de áreas produtoras; viabilização de descobertas de acumulações de hidrocarbonetos em horizontes profundos e quantificação do potencial gaseífero brasileiro.

Seis desafios tecnológicos foram identificados e priorizados para nortear a atuação do novo programa:

- 1) Viabilização da perfuração e exploração de hidrocarbonetos em horizontes profundos, em condições de altas temperaturas e pressões e/ou abaixo da camada de sal;
- 2) Aumento da resolução sísmica: imageamento, calibração e detecção direta;
- 3) Predição da ocorrência, da qualidade e produtividade de reservatórios: águas profundas, turbiditos e horizontes profundos;
- 4) Estudos de sistemas petrolíferos: rotas de migração, preenchimento de trapas, preservação, biodegradação e controle tectônico;
- 5) Viabilização da exploração e exploração de acumulações de óleos pesados em campos *offshore*;
- 6) Desenvolvimento de sistemas para análise de risco exploratório e análise *post-mortem*.

Estes desafios condicionaram a elaboração de uma carteira de projetos preliminar, com sete grandes projetos sistêmicos que refletiam o esforço tecnológico que a Petrobras deveria realizar a fim de superar tais desafios, num prazo de três anos. Essa carteira foi detalhada e complementada em 27 projetos específicos, indicados na reunião do Comitê Tecnológico Operacional (CTO) de 1996.

No ano de 2000, ao completar cinco anos de existência, o Profex finalizou a quase totalidade dos projetos de P&D constantes em sua carteira. Em consequência, iniciou um novo ciclo de escolha de temas prioritários para o período a seguir,

2001 a 2006. Este novo processo, a exemplo dos anteriores, se iniciou orientado pelas diretrizes estratégicas e fatores tecnológicos a elas associados, definidas em reunião do Comep e em consonância com o Plano Estratégico da Companhia. Os Fatores Tecnológicos que definiram o campo de atuação do programa a partir daquela data foram:

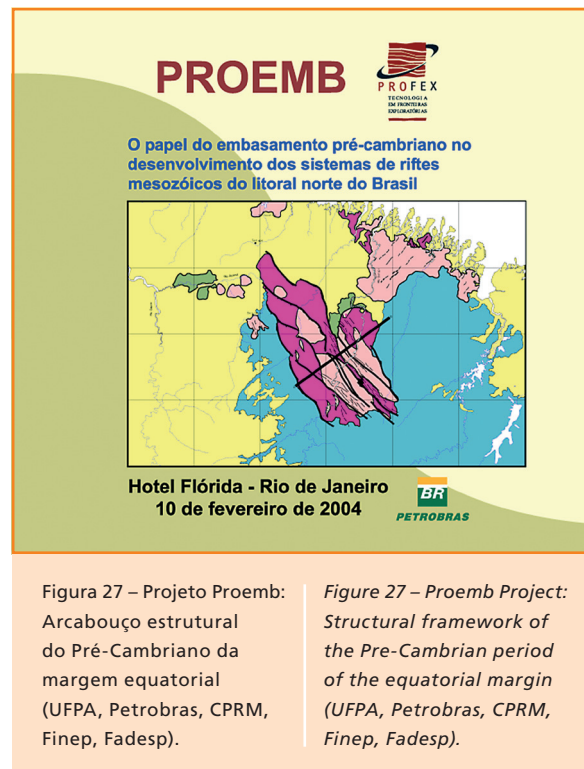
- 1) Caracterização de sistemas petrolíferos;
- 2) Técnicas avançadas de sísmica;
- 3) Técnicas avançadas de caracterização de reservatórios;
- 4) Perfuração e completação;
- 5) Tecnologias de produção, armazenamento e distribuição de gás;
- 6) Modelagem quantitativa e tratamento das incertezas geológicas de sistemas petrolíferos.

Com base nestas informações, as áreas nacional e internacional da Empresa definiram os seus desafios para o quinquênio, orientando assim o processo de definição dos temas a serem trabalhados pelo Profex. Como novidade neste ciclo, foram incluídas nas discussões do CTO da Exploração a avaliação e a aprovação dos projetos a serem propostos e executados no âmbito do Programa CTPETRO, que consistiam em projetos cofinanciados pelos órgãos Capes e Finep. Essa modalidade envolvia apenas projetos externos realizados com instituições de ciência e tecnologia nacionais (universidades e institutos tecnológicos).

Nesta revisão da carteira, foram definidos 13 projetos sistêmicos, com coordenação compartilhada entre técnicos da Exploração e do Cenpes, desdobrados em 41 projetos internos e 25 externos:

- 1) Sistemas siliciclásticos de águas profundas e ultraprofundas;
- 2) Área-fonte, predição da ocorrência e qualidade de reservatórios;
- 3) Imageamento sísmico e metodologias de inversão;
- 4) Migração, trapeamento e predição da qualidade do óleo;
- 5) Caracterização de geradores marinhos;
- 6) Poço e avaliação de horizontes geológicos;
- 7) Controles tectônicos de *trends* de ocorrência de HC;
- 8) Geocronologia do Eocretáceo;
- 9) Modelagem tridimensional de bacias;
- 10) Calibração sísmica e DHI;
- 11) Métodos e sistemas de suporte às decisões exploratórias;
- 12) Metodologias para detecção direta de hidrocarbonetos;
- 13) Rochas selantes.

Em paralelo, iniciou-se a participação em diferentes projetos multiclientes com entidades como: Instituto Francês do Petróleo (IFP), Universidade de Newcastle, Universidade de Houston, Universidade de Stanford, Universidade de Syracuse e Universidade de Miami. Deste período, destacam-se os projetos: “Evolter – Evolução tectônica da margem sudeste brasileira”; “Cronoboro – Distribuição dos sedimentos cenozoicos nas bacias PE-PB, RN e CE”; “Simulação de geração e expulsão de petróleo através de hidropirólise”; “Desenvolvimento da exploração de horizontes profundos através da perfuração de grandes espessuras de sal”; “Proemb – Arcabouço estrutural do Pré-Cambriano da margem equatorial” (fig. 27): “Paleoclima – Estudo paleoclimático do Cretáceo” e “Genopetro – Estudo da biodegradação em reservatórios através da Genômica”.



Entre outras ações, foi dado início ao Núcleo de Estudos de Correntes de Densidade (Necod) no Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH) da UFRGS, com o intuito de se desenvolver no Brasil um centro de pesquisas voltado para a modelagem física de processos da sedimentação em águas profundas, como modelo análogo para reservatórios turbidíticos (fig. 28), e efetuados estudos de caracterização petrofísica de folhelhos, antecipando a tendência de exploração de folhelhos como rocha geradora e reservatório de hidrocarbonetos.

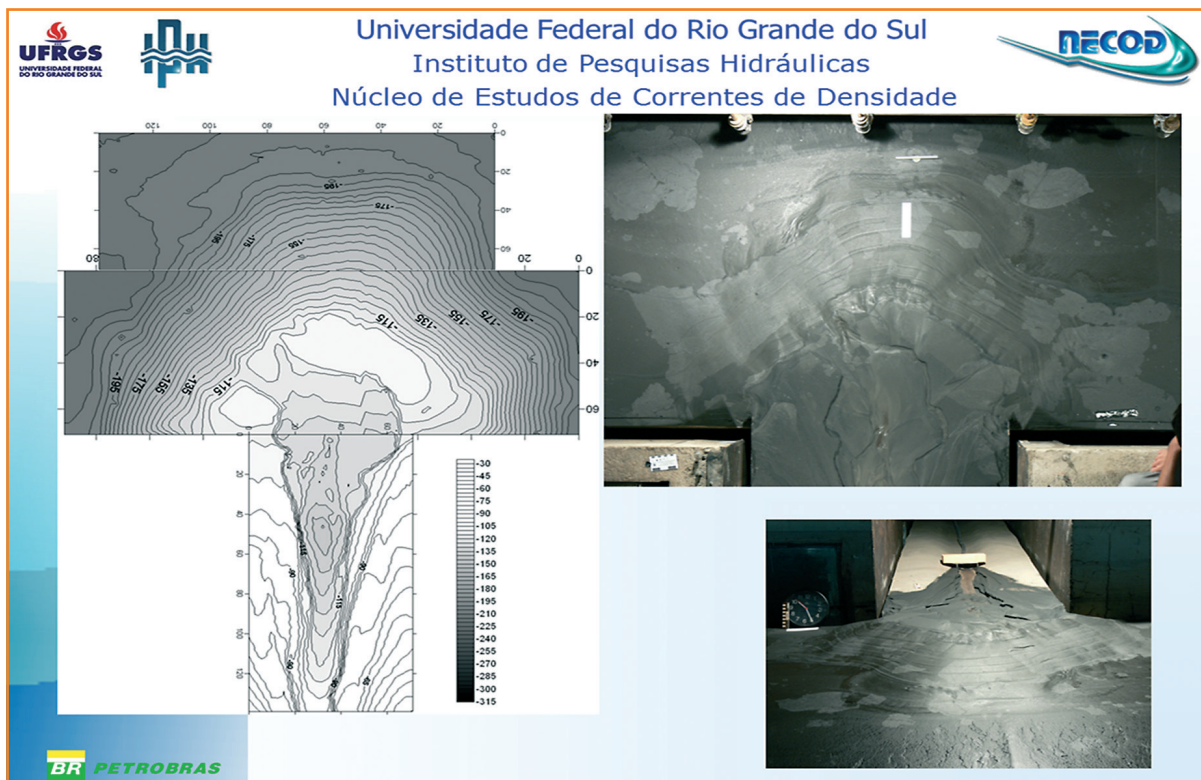


Figura 28
Ensaio de fluxo gravitacional subaquoso de sedimentos (correntes de densidade) desenvolvido no Neced/IPH/UFRGS.

Figure 28
Underwater gravitational flow test for sediments (density currents) developed in Neced/IPH/UFRGS.

Por ocasião do Congresso Internacional de Geologia no Rio de Janeiro, em 2000, o Profex promoveu um *workshop* internacional sobre turbiditos, reunindo as maiores expressões da comunidade científica internacional, assim como geocientistas das principais empresas de petróleo que transitavam no tema. Este evento deu origem à publicação de um livro, *Deep-water sedimentation: technological challenges for the next millenium* (2000), editado pela ABGP e pela Petrobras.

Em 2004, o Profex patrocinou a realização do primeiro *workshop* de Riftes e Margens Continentais, trazendo ao Brasil uma série de cientistas internacionais que atuavam com foco no tema, para discussões com técnicos da Petrobras.

A partir de 2005, os projetos sistêmicos foram redefinidos, com base numa ampla discussão com a Exploração. Passam a se caracterizar então como uma importante ferramenta de apoio à Exploração, tendo por objetivo ampliar o conhecimento geológico nas bacias de fronteira exploratória, para auxiliar na tomada de decisão de investimentos exploratórios. Foram definidos quatro projetos sistêmicos prioritários:

- 1) Riftes;
- 2) Paleozoico;
- 3) Hidratos de gás;
- 4) Sistemas petrolíferos hiperprofundos.

Estes projetos sistêmicos estavam alinhados com as estratégias de negócio de aumentar produção e reservas, firmando seus objetivos, em médio e longo prazo, contribuir para a descoberta de novas províncias petrolíferas, na reexploração de províncias maduras, e capacitar a Petrobras na exploração de acumulações naturais de hidratos de gás.

A gestão do Profex a partir de então buscou o estabelecimento de parcerias com instituições de ciência e tecnologia nacionais e internacionais. Nestas parcerias, destaca-se o projeto de "Revisão da estratigrafia e do potencial das bacias paleozoicas do Amazonas e do Parnaíba", efetuado pela empresa britânica Neflex em associação com técnicos da Petrobras, o qual apontou estimativas de potencial de hidrocarbonetos ainda por descobrir naquelas bacias. Num primeiro momento, foram efetuados estudos de campo com enfoque na calibração tectono-estratigráfica destas duas bacias, a partir de cooperação entre a Petrobras e universidades brasileiras. Posteriormente, os estudos se estenderam para as bacias do Paraná e Parecis, com a utilização de técnicas geofísicas e estratigráficas modernas (levantamentos magneto-telúricos, com integração de dados de gravimetria, magnetometria e calibração com dados de rocha), gerando uma nova visão do arcabouço tectono-estratigráfico destas bacias.

Na segunda metade de 2000, foi efetuado o mapeamento integrado do embasamento, seção rifte e *sag* das bacias da margem leste e sudeste, permitindo uma visão integrada da margem. Esta ação foi complementada com a incorporação de dados não proprietários de sísmica de reflexão profunda, levantados ao longo da margem continental brasileira. Estes dados, com mais de 18 segundos de imagem sísmica processada, permitiram obter uma visão inédita da arquitetura crustal da margem. Para subsidiar este conhecimento, foram promovidos dois novos *workshops* de Riftes e Margens Continentais, com a participação de especialistas no desenvolvimento de novos conceitos em margens tipo rifte. A inserção desta nova cultura no meio geocientífico da Petrobras promoveu uma mudança no olhar sobre a margem brasileira, permitindo identificar feições associadas a estiramento da crosta, ascensão do manto sublitosférico e modificação da topografia da margem ao longo destes processos. As ideias desenvolvidas no projeto, então denominado “Projeto Margem Atlântica”, foram comparadas com exemplos de campo (Alpes, Pirineus, *Basin and Range*), solidificando uma nova cultura na Petrobras e impactando o meio científico internacional, com a concessão à Petrobras do prêmio de melhor trabalho apresentado na AAPG de 2009 (Zalán *et al.*, 2009). O projeto envolveu um grande número de profissionais da Exploração e do Cenpes, tendo sido iniciado pela margem sudeste e estendido posteriormente para o restante da margem brasileira (fig. 29).

Figura 29

Comparação entre seção sísmica profunda da margem sudeste brasileira e afloramento de margem do Mesozoico nos Alpes Centrais, onde são observados remanescentes de uma margem hiperestirada com exumação de crosta inferior e manto sublitosférico na culminação do processo de rifteamento e rompimento crustal.

Figure 29

Comparison of the deep seismic section of the Brazilian Southeast margin with the outcropping of the Mesozoic margin of the Central Alps, where remains of a hyperstretched margin can be seen with exhumation of lower crust and sub-lithospheric mantle in the culmination of the rifting and crustal break-up process.



A necessidade de calibrar os dados de reflexão com valores de densidade e velocidade levou ao desenvolvimento de projetos com o Instituto Francês de Pesquisas do Mar (Ifremer). A aquisição, tratamento e interpretação de dados de refração na Bacia de Santos trouxeram informações que levaram a ajustes no modelo gerado em 2009, com significativo impacto no entendimento da distribuição de calor e fluidos na margem sudeste. As pesquisas de refração prosseguiram na margem equatorial e em breve o projeto será também efetuado na margem leste.

Projetos de estudos tectônicos da margem, em afloramentos e modelagem numérica integrada, foram iniciados com a Universidade de Strasbourg (França) e de Austin (Estados Unidos), colocando a Petrobras em posição de destaque internacional no conhecimento de margens profundas e no entendimento do potencial de ocorrência de sistemas petrolíferos em contextos de margem hiperprofunda.

A caracterização de dois tipos de margens rifte, ricas e pobres em magma, já constatadas há tempos ao longo da costa brasileira, induziu a uma comparação entre elas no que concerne ao seu processo evolutivo, caracterização tectono-estratigráfica e potencial exploratório. Nossas grandes descobertas até hoje foram realizadas em margens pobres em magma, sendo que margens como as das bacias de Pelotas e Jacuípe eram pouco conhecidas. Os novos dados geofísicos trouxeram uma nova visão, porém faltava ainda o estudo de uma margem aflorante. Com esse intuito, foi elaborada uma missão de reconhecimento do potencial da margem oeste da Groenlândia, como análoga exposta da Bacia de Pelotas. A missão, realizada em julho de 2011, evidenciou enorme semelhança entre as duas margens e trouxe informações que permitiram melhor calibração dos modelos e expectativas exploratórias para esse tipo de margem. Um projeto de pesquisa (Projeto Volcabasin) foi iniciado para avaliar o potencial da sequência vulcanoclástica, desenvolvida nos prismas de *Seaward Dipping Reflectors (SDR)*, para constituir reservatórios de hidrocarbonetos (fig. 30).

A busca da previsão de ocorrência de reservatórios em águas hiperprofundas continuou por meio de simulações físicas desenvolvidas no Necod/IPH (UFRGS), que tentavam identificar e quantificar os mecanismos de transferência de areias para águas hiperprofundas, fosse mediante movimentos de massa do talude e borda de plataforma, fosse mediante descargas fluviais de grande intensidade.

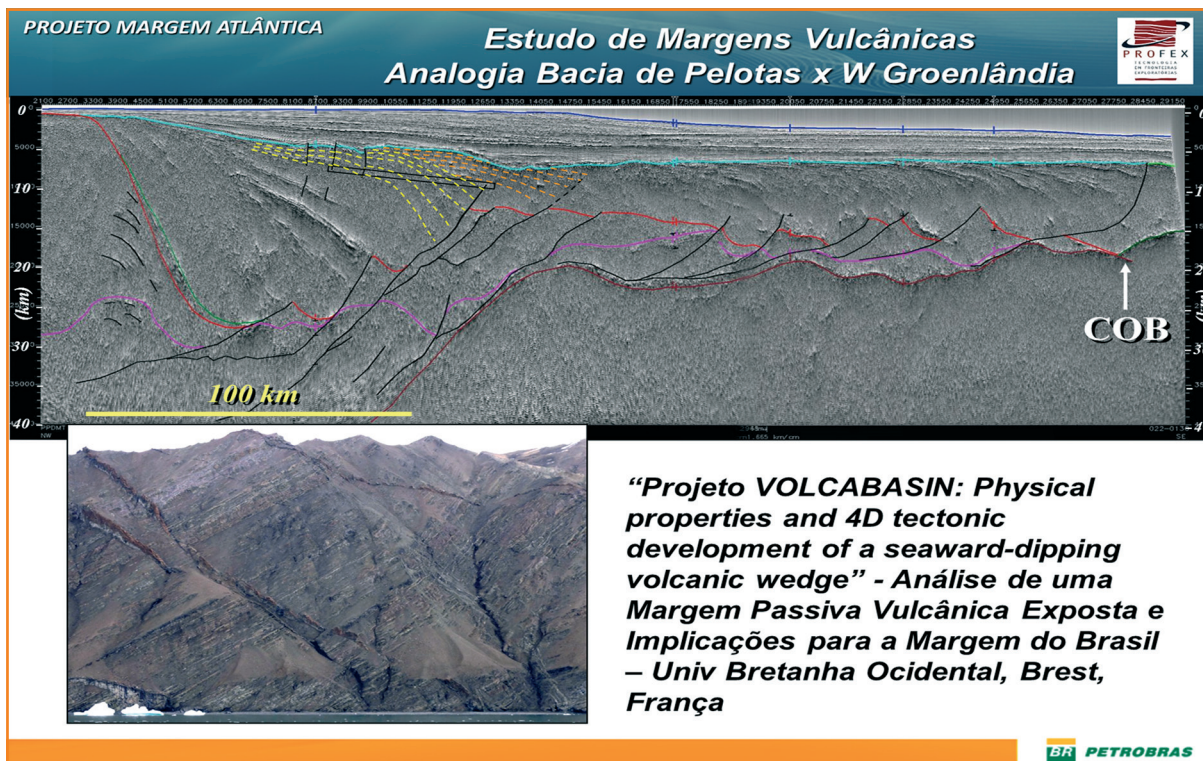


Figura 30
Seção sísmica interpretada ao largo da Bacia de Pelotas (sísmica GXT reprocessada com técnica TecVA), com evidência de ocorrência de Seaward Dipping Reflectors (SDRs) e foto de prisma vulcano-sedimentar de um conjunto de SDRs da margem oeste da Groenlândia.

Figure 30
Seismic section interpreted from the Pelotas Basin (GXT seismic image reprocessed using TecVA technique), with evidence of the occurrence of Seaward Dipping Reflectors (SDRs) and photo of sedimentary volcano prism of a set of SDRs of the west coast of Greenland.

Os estudos na margem brasileira contemplaram também o sistema petrolífero não convencional associado a hidratos de gás. Um grande estudo segue em curso no Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono (Cepac), da PUC-RS. Pela primeira vez, foi recuperado hidrato natural de gás no solo marinho brasileiro, comprovando a existência deste recurso em grande quantidade em nossa margem (fig. 31). O Projeto Conegas busca identificar e caracterizar a ocorrência deste recurso, tendo como área-alvo o Cone de Rio Grande, no Sul da Bacia de Pelotas. O objetivo é dimensionar a distribuição dos hidratos naturais de gás e sintetizar mecanismos de sua ocorrência e dissolução em laboratório, de modo a capacitar a Petrobras a investigar mecanismos de produção deste potencial recurso energético.

Em 2010, motivada pelo enorme sucesso que a exploração de gás de folhelho vinha obtendo nos Estados Unidos e pela posição privilegiada de ativos da Petrobras na Argentina, na Bacia de Neuquén, a área internacional solicitou ao Profex a criação de um projeto para estudar este sistema petrolífero não convencional, de modo a capacitar tecnologicamente a Companhia para enfrentar essa potencial oportunidade exploratória, seja em



Figura 31 – Recuperação de amostra de gás em testemunho a pistão obtido no Projeto Conegas, em área de ocorrência de Bottom Simulating Reflector (BSR), artefato sísmico que sugere presença de hidrato de gás, evidenciado na linha sísmica, na porção inferior esquerda da imagem. No canto inferior direito, imagem do hidrato queimando em laboratório do navio oceanográfico.

Figure 31 – Recuperation of a sample of gas from plunger core obtained in the Conegas Project, in an area where a Bottom Simulating Reflector (BSR) occurred, a seismic artefact that suggests the presence of gas hydrates evidenced in the seismic line in the lower left portion of the image. In the lower right corner there is the image of burned hydrate in the laboratory of the oceanographic ship.

bacias internacionais, seja em bacias brasileiras. O objetivo deste projeto, em andamento, é prover a Companhia de um *workflow* integrado Exploração-Produção, utilizando como laboratório de campo os ativos exploratórios operados pela Petrobras na Bacia de Neuquén e tendo como alvo de investigação os folhelhos da Formação Vaca Muerta.

A atuação integrada de pesquisadores nacionais e internacionais nos projetos desenvolvidos no âmbito do Profex tem permitido um rico intercâmbio técnico-científico, do qual não apenas a Companhia e seus profissionais se beneficiam, mas com impacto fortemente positivo também no aumento da capacitação de nossas universidades, de seus pesquisadores e na formação de uma nova geração de geocientistas com grande integração com as práticas da indústria e treinada em colaboração com alguns dos melhores pesquisadores do mundo.

Programa Tecnológico de Modelagem de Bacias (Promob)

O Programa Tecnológico de Modelagem de Bacias (Promob) foi criado em julho de 2005, atendendo a uma diretriz do Comitê Estratégico da Exploração e Produção em 2004. Seus objetivos iniciais foram:

- 1) Desenvolver, aprimorar e testar métodos de simulação física e numérica de processos geológicos em bacias sedimentares, sua parametrização e gestão de dados específicos para cada bacia onde a Petrobras atue, visando disponibilizar tecnologias para otimizar o processo exploratório e viabilizar a incorporação de reservas de petróleo;
- 2) Consolidar e disponibilizar o conhecimento geológico através da elaboração de modelos geológicos 3D parametrizados das bacias sedimentares, visando à efetiva conversão de conhecimentos tácitos e explícitos.

Desde seu início, o conjunto de interesses do programa era bastante extenso, englobado em sete projetos sistêmicos que abrigavam projetos de P&D específicos:

- 1) Modelagem sedimentar e estratigráfica física e numérica;
- 2) Tecnologias de tectônica e sedimentação, balanço de massa e proveniência sedimentar;
- 3) Tecnologias para modelagem diagenética e predição de qualidade de reservatório;

- 4) Tecnologias para customização de simulação de bacias;
- 5) Parametrização de dados para modelagens (padronização, aquisição e montagem de bancos de dados específicos);
- 6) Tecnologias de gestão e incertezas de dados geológicos para modelagem de bacias;
- 7) Outros estudos (por exemplo: modelagens paleogeográficas e paleoclimáticas).

Passados oito anos, o Promob continua seguindo as diretrizes gerais da sua criação, que podem ser resumidas na missão atual: desenvolver e aplicar modelos físicos e numéricos dos processos geológicos relevantes para a exploração de petróleo.

As linhas de pesquisa atuais do Promob permanecem coerentes com a carteira de projetos sistêmicos iniciais e incluem:

- 1) Modelagem de sistemas petrolíferos;
- 2) Modelagem de processos tectônicos;
- 3) Modelagem de processos sedimentares;
- 4) Modelagem da diagênese e da qualidade de reservatórios;
- 5) Modelagem e integração de dados geológicos.

A modelagem de sistemas petrolíferos inclui: a continuação de desenvolvimento do SimBR (programa de modelagem de sistemas petrolíferos da Petrobras); desenvolvimento de módulos computacionais específicos que possam ser utilizados em diferentes sistemas (e não somente no SimBR); e aquisição de parâmetros físicos e químicos de suporte à modelagem.

O SimBR, iniciado antes da criação do Promob, já está operacional, com funcionalidades específicas para as necessidades da Companhia, como, por exemplo, a restauração da camada de sal ao longo do tempo geológico. Estão em desenvolvimento outras funcionalidades, que incluem a previsão da composição do petróleo e de sua migração no meio poroso.

Já os módulos computacionais específicos incluem, por exemplo, programas para aplicações em tectonofísica (subsidência tectônica, fluxo de calor) e para modelagem de cinética de geração composicional de óleos e gases, a partir de ensaios de laboratório. No caso das aplicações de cinética, a maturação da matéria orgânica e o processo de sua transformação em óleo e gás são simulados em laboratórios (do Cenpes e da UFRGS) e depois convertidos para o tempo geológico com modelagem computacional.

As atividades de aquisição de parâmetros para a modelagem envolvem hoje, principalmente, a determinação de parâmetros térmicos (por exemplo, condutividade térmica, calor específico, entre outros), parâmetros cinéticos para geração de petróleo e craqueamento de óleo e geotermômetros orgânicos (reflectância da vitrinita, biomarcadores, isótopos de carbono) e inorgânicos (traços de fissão de apatita, U-Th/He). No caso de parâmetros térmicos, estão sendo estudadas as rochas do embasamento do Nordeste brasileiro, assim como as variações de fluxo térmico na mesma área, em projetos desenvolvidos pela UFBA e UFRN. Estas determinações geram mapas e modelos que depois são extrapolados para as áreas subjacentes às bacias sedimentares, contribuindo para melhor estimativa da história térmica utilizada na modelagem de sistemas petrolíferos.

A modelagem física e numérica de processos tectônicos é provavelmente a área de modelagem mais avançada nas Geociências. A modelagem física de processos tectônicos, realizada atualmente no Laboratório de Modelagem Física de Processos Geológicos do Cenpes, tem colaboração com várias universidades, destacando-se no Brasil a UFRN, e na França a Universidade de Rennes. Os planos atuais do Promob são incluir a modelagem de sedimentação, tectono-sedimentação, de migração e acumulação de hidrocarbonetos, mantendo e ampliando a colaboração com instituições de pesquisa do Brasil e do exterior.

Além da modelagem física, modelos numéricos computacionais também são largamente utilizados nos estudos de geologia estrutural e tectônica. O Promob desenvolve três projetos de modelagem numérica de processos tectônicos. O primeiro projeto é executado em parceria com a UFRJ e a USP, e envolve a modelagem termomecânica da litosfera. Seu objetivo é simular a evolução termomecânica de margens passivas, para a quantificação das variações da estrutura térmica, do fluxo de calor, da subsidência regional e da sedimentação de forma acoplada a modelos flexurais da litosfera. O segundo projeto, denominado "Modelagem Direta da Litosfera", é desenvolvido com a PUC-RJ. Seu principal foco é simular o comportamento mecânico e a deformação da litosfera e da porção superior do manto astenosférico durante o processo de ruptura continental, respeitando as propriedades físicas (reologia) dos materiais nas condições geológicas de tempo, pressão e temperatura. Esta

abordagem vai permitir um entendimento e uma representação muito mais adequados dos principais elementos tectônicos das bacias sedimentares e suas adjacências. O terceiro projeto, desenvolvido em colaboração com a USP, envolve a construção e a aplicação de um modelo numérico que acopla os processos de tectonismo, erosão e sedimentação. Estes fenômenos não ocorrem isoladamente, já que a retirada de carga de um local (erosão de uma área-fonte) e sua acumulação em outro (deposição de sedimentos, possíveis reservatórios) alteram a magnitude da resposta aos processos tectônicos de soerguimento e subsidência em uma bacia e suas adjacências.

Os projetos conduzidos pelo Promob representam a fronteira científica e tecnológica em termos de modelagem física e numérica dos processos tectônicos, tendo conseguido representar de forma realística tanto a evolução da margem continental brasileira, em escala de placas tectônicas, como os principais padrões de deformação da sequência sedimentar, tais como as deformações produzidas pela movimentação do sal e os principais falhamentos das bacias brasileiras.

A linha de modelagem de processos sedimentares é desenvolvida com a utilização de modelos tanto físicos como numéricos. Os projetos de modelagem física têm sido executados principalmente em colaboração com o Neced/IPH (UFRGS), centro equipado com tanques de variadas dimensões, incluindo um tanque com dezenas de metros quadrados e fundo móvel, operado por computador. Os projetos desenvolvidos no Neced incluem: estudo da estrutura e natureza das correntes de densidade; estudos da morfologia de lobos turbidíticos; estudos da transferência de areia para a bacia profunda e da reologia de correntes de densidade e fluxos de detritos.

Quanto à modelagem numérica, duas abordagens têm sido utilizadas. A primeira é a modelagem estratigráfica, relativa a uma escala mais regional, em que a geração de espaço (por tectônica mais variação eustática), suprimento e processos de transporte de sedimentos determinam o padrão de distribuição dos sedimentos na bacia e a evolução das sequências estratigráficas. Para a distribuição de sedimentos, os modelos mais simples usam algoritmos de difusão e advecção. Na versão atual de modelagem estratigráfica do Promob, que se denomina StratBR, é utilizada a solução das equações de Navier-Stokes, que representam o

processo de forma mais realista. O desenvolvimento dos programas de modelagem estratigráfica do Promob tem contado com a colaboração de várias universidades e empresas, com destaque para a PUC-RJ. A modelagem estratigráfica está sendo aplicada atualmente na previsão da distribuição de arenitos reservatório e folhelhos geradores na margem equatorial brasileira.

Outra abordagem de modelagem sedimentar é a modelagem de correntes. Nesse caso, as correntes turbulentas, sua carga, os processos de erosão, transporte e deposição são modelados de forma explícita. Essa linha é mais recente e envolve pesquisas inteiramente inovadoras, sendo desenvolvida em colaboração com o Núcleo de Computação de Alto Desempenho (Nacad, da Coppe/UFRJ), com a PUC-RS e a Universidade de Santa Barbara (EUA). O foco principal são as correntes de densidade, que formam os depósitos de turbiditos, importantes reservatórios nas bacias brasileiras, mas seus algoritmos podem ser aplicados para modelagem de outros tipos de correntes (fluviais, plumas hipo- e hiperpicnais, correntes de fundo, entre outras). Estes modelos já foram aplicados nos estudos da distribuição de areias nas regiões de águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, uma importante fronteira exploratória da costa leste brasileira.

A modelagem da diagênese e da qualidade de reservatórios objetiva maior utilização de modelos geoquímicos para o entendimento e quantificação das transformações que as rochas sedimentares sofrem durante o soterramento. O resultado é o aumento da capacidade preditiva dos modelos de previsão de qualidade de reservatórios, por meio da melhor caracterização e quantificação dos processos geológicos envolvidos. Hoje, tais modelos são eminentemente empíricos, ou seja, baseados em correlações estatísticas em áreas já perfuradas. Cabe lembrar que a compactação, a cimentação e a dissolução são os principais fatores controladores da qualidade das rochas-reservatório e podem variar significativamente de uma área para outra. Os modelos geoquímicos da diagênese incluem modelos de reações, com definição das condições termoquímicas, balanços de massa e trajetória das reações. Além disso, os mais avançados sistemas incluem os modelos de transporte reativo, que consideram também a movimentação dos fluidos nas bacias. Um sistema avançado de modelagem diagenética, incluindo o módulo de transporte reativo, está sendo desenvolvido pelo Promob em

cooperação com a UFRGS, em projeto que envolve os institutos de informática, geociências e matemática, e já foi aplicado para o melhor entendimento e previsão da qualidade de reservatórios de águas profundas na Bacia do Espírito Santo.

O Promob se dedica também, em termos de linhas de pesquisa, à formatação dos dados gerados pelos projetos do Cenpes e das universidades brasileiras, visando à sua adequada integração ao banco de dados da Petrobras. Além disso, a grande quantidade de informações atualmente disponível e continuamente gerada pelos estudos de rochas, análises de laboratório e modelagens numéricas exige a utilização cada vez mais intensa de técnicas avançadas de busca e organização de dados (por exemplo, tecnologia *big data*), também investigadas no âmbito do Promob.

O uso cada vez mais intenso de simulação computacional na modelagem de processos geológicos é uma tendência atual muito marcante nas Geociências. Neste contexto, as simulações tectônicas e a simulação de sistemas petrolíferos já produzem resultados bastante satisfatórios. A modelagem da diagênese e a da qualidade de reservatórios estão avançando significativamente, e as modelagens estratigráficas e de correntes, principalmente se integradas com a perspectiva de modelar a dinâmica de sistemas deposicionais, representam talvez o maior desafio para o futuro.

Apesar das dificuldades, restam poucas dúvidas de que esse é o caminho mais promissor para tornar a geologia sedimentar uma ciência que funcione mais por análise do que por analogia, o que é essencial para que uma área do conhecimento humano possa de fato ser considerada uma ciência.

considerações finais

A Pesquisa e Desenvolvimento no âmbito das corporações traz em si alguns ingredientes que a diferenciam das demais vertentes de atuação empresarial. Atividades eminentemente operacionais, sobre as quais normalmente se assenta o fluxo de caixa de uma empresa, têm seu risco de execução mensurável, e o retorno sobre os investimentos é um de seus principais indicadores de desempenho. Por seu turno, a atuação em Pesquisa e Desenvolvimento no âmbito de uma Companhia que a utiliza para criar um produto inovador ou para desenvolver

um conceito que possa agregar valor a um de seus processos se caracteriza por incorporar, muitas vezes, o desconhecido à sua rotina de trabalho. Em tal ambiente, em que não há pleno controle das variáveis envolvidas num projeto e a incerteza das entregas é um ingrediente comum, eventuais frustrações acerca dos resultados alcançados em relação à expectativa inicial compõem o contexto. A receita do sucesso parece estar na persistência dos investimentos, alicerçada numa perspectiva racional de resultados alcançáveis diante de necessidades concretas.

Mas é fato que resultados de pesquisas e seus consequentes avanços tecnológicos podem causar verdadeiras revoluções e trazer enormes ganhos financeiros aos detentores de seus direitos comerciais, com impactos até no modo de viver da sociedade: *wi fi*, *tactel*, aspirina e *microchips* de silício, entre uma infinidade de outros casos, são exemplos de inovações saídas de bancadas de pesquisa e plenamente incorporadas ao dia a dia das populações em escala global.

Na indústria do petróleo, a Pesquisa e Desenvolvimento se faz de maneira dirigida, uma vez que as questões a resolver são conhecidas, e se domina grande parte das técnicas empregadas em sua solução. Mas essas características não subtraem o valor e o potencial impacto que resultados de projetos de Pesquisa Aplicada podem trazer às atividades operacionais e ao desempenho dos negócios das empresas petrolíferas e das companhias de serviço que atuam nessa área. Como exemplo, observem-se os vultosos investimentos em pesquisa realizados pelas companhias provedoras de serviços de perfilagem de poços, que mantêm centros de tecnologia na base de seu processo de inovação aplicada ao negócio; é a única forma de sobreviver em tal nicho altamente competitivo do mercado.

A Pesquisa e Desenvolvimento na área de Geociências tem algumas particularidades, em especial no que se refere aos seus resultados, materializados sob a forma de um “conhecimento consolidado” entregue aos demandantes (“clientes”) de determinado projeto. Os relatórios e comunicações técnicas, produtos dos estudos e análises aplicadas sobre conjuntos de amostras, encerram conceitos que, muito tipicamente, resultam de processos e rotinas analíticas laboratoriais, seguidas de integração de dados baseados em um “racional interpretativo” indutor de conclusões, estas suportadas pelo estado da arte técnico-científico de uma disciplina em particular.

A atividade de Pesquisa e Desenvolvimento em Geociências na Petrobras remonta aos anos

1970, com a instalação do Setor de Geoquímica no Cenpes. De lá até hoje, desenvolveram-se no Centro de Pesquisas trabalhos de investigação em Sedimentologia, Bioestratigrafia, Geofísica, Evolução de Bacias Sedimentares, Geoquímica Orgânica, Geologia Estrutural e Petrofísica, documentados em mais de 14 mil Relatórios e Comunicações Técnicas arquivados no acervo bibliográfico da Companhia ou entregues sob a forma de *softwares*, além de alimentarem os bancos de dados específicos de cada disciplina.

Atualmente, a Gerência Geral de Pesquisa e Desenvolvimento em Geociências do Cenpes é responsável pela execução de uma carteira de cerca de uma centena de projetos, além do atendimento de uma crescente demanda por resultados laboratoriais e diagnósticos interpretativos de curto prazo (Assistência Técnica e Pronto Atendimento), necessidades estas relacionadas às operações de poços do E&P. Aliás, é no âmbito do E&P, inseridos no *workflow* de geólogos e geofísicos da interpretação exploratória, da avaliação de poços e da geologia e engenharia de reservatórios, que os resultados gerados pelo Cenpes/PDGEO efetivamente se manifestam e mostram sua importância, criando um importante diferencial para a Petrobras.

Igualmente digno de menção é o papel desempenhado pelos profissionais da área de Geociências do Cenpes na construção e consolidação do conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras. Atuando em investigações de Geologia de Campo; manuseando e analisando centenas de milhares de amostras provenientes tanto de afloramentos quanto de poços; articulando projetos com universidades e institutos de pesquisa nacionais e estrangeiros; ministrando cursos internos e externos à Companhia, num amplo espectro de atuação, a equipe de geólogos e geofísicos do PDGEO é reconhecida pelos relevantes serviços prestados à Geologia do Brasil.

referências bibliográficas

ALVES, D. B. **Influência dos tratamentos de dispersão de amostra na análise dos argilominerais por difração de raios X:** aplicação nos folhelhos cretáceos do flanco noroeste da Bacia da Foz da Amazonas. 1990. 437 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1990.

- ANJOS, S. M. C.; SOMBRA, C. L.; DE ROS, L. F.; SOUZA, R. S.; SANTOS NETO, E. V.; WAICK, R. N. Patterns and processes of diagenesis in cretaceous rift sequence of Potiguar Basin northeastern Brazil. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, Tulsa, v. 74, n. 5, p. 599, 1990.
- ANJOS, S. M. C.; SOMBRA, C. L.; SOUZA, R. S.; SANTOS NETO, E. V.; RODRIGUES, C. R. O.; WAICK, R. N.; SOUTO FILHO, J. D.; DE ROS, L. F.; SURDAM, R. C.; HEASLER, H. P. **Patterns and processes of diagenesis in cretaceous rift sequence of Potiguar Basin northeastern**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIGER. SEGEX, 1992. 75 f. Relatório interno (RT 1184/91).
- ANTUNES, R. L. Biozonas de nanofósseis do cretáceo marinho da margem continental brasileira. In: SIMPÓSIO SOBRE O CRETÁCEO DO BRASIL, 3., 1994, Rio Claro. **Boletim...** Rio Claro: UNESP, 1994, p. 3-7.
- ANTUNES, R. L. Biozonas de nanofósseis do cretáceo da margem continental brasileira: problemas e possíveis soluções. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 10, n.1-4, p.19-42., jan./dez. 1996.
- ANTUNES, R. L. **Introdução ao estudo dos nanofósseis calcários**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1997, 115 p., il. (Instituto de Geociências – UFRJ, Série Didática)
- ANTUNES, R. L.; COSTA, S. O.; STROHSCHOEN JR., O.; CORA, C. A. G.; CUNHA, A. A. S.; CRUZ, W. M.; ESPERANCA, M. L. T. **Biosteering na perfuração de poços horizontais nos reservatórios Enchova do Campo de Marlim Sul, Bacia de Campos**: relatório final. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEP. BPA, 2002. 120 f. Relatório interno (RT BPA 008/02; Projeto 600668).
- ARAI, M. Dinoflagellates from the middle cretaceous in the offshore Campos Basin, southeastern Brazil. In: SIMPÓSIO SOBRE AS BACIAS CRETÁCIAS BRASILEIRAS, 2., 1992, Rio Claro. **Resumos Expandidos...** Rio Claro: UNESP, 1992, p. 27-29.
- ARAI, M. Dinoflagelados do cretáceo superior (Turoniano - Maastrichtiano) da Bacia de Campos, plataforma continental do sudeste brasileiro. In: SIMPÓSIO SOBRE O CRETÁCEO DO BRASIL, 3., 1994, Rio Claro. **Boletim...** Rio Claro: UNESP, 1994, p.59-61.
- ARAI, M.; BOTELHO NETO, J. Biostratigraphy of the marine cretaceous from Brazilian southern and southeastern marginal basins, based on fossil dinoflagellates. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 39.,1996, Salvador. **[Anais] Geologia e sociedade**. Salvador: Sociedade Brasileira de Geologia, 1996. v. 7. p. 408-410.
- ARAI, M.; LANA, C. C. Histórico do estudo de dinoflagelados fósseis no Brasil: sua relação com a evolução da exploração petrolífera no Cretáceo das bacias da margem continental. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 1, p. 175-189, nov. 2003/maio 2004.
- ARAUJO, C. V; VIETH-REDEMANN, A. ; PRA-DIER, B., KALKREUTH, W.; GOMEZ BORREGO, A., GURBA, L., A, HAGEMANN, H.; HUFNAGEL, W.; KOCH, M.; KUILI, J.; LAGGOUN-DEFARGE, F.; LO, H.; NEWMAN, J.; SPANIC, D.; SUAREZ-RUIZ, I.; THOMPSON-RIZER, C. ICCP Interlaboratory exercise on the application of micro spectral fluorescence measurements as maturity parameters. **Revista Latino-Americana de Geoquímica Orgânica**, v. 4, p. 41-49, 1998.
- ASMUS, H. E. (Ed.). **Estruturas e tectonismo da margem continental brasileira, e suas implicações nos processos sedimentares e na avaliação do potencial de recursos minerais: relatório final**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP, 1981. 269 p. (Série Projeto Remac, 9).
- AZEVEDO, R. L. M.; GOMIDE, J., VIVIERS, M. C.; HASHIMOTO, A. T. Bioestratigrafia do cretáceo marinho da Bacia de Campos, Brasil. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 17, n. 2, p.147-153, jun.1987.
- AZEVEDO, R. L. M. Paleoceanografia e a evolução do Atlântico Sul no Albiano. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 231-249, 2004.
- BEURLIN, K. Die Kreide im Küstenbereich von Sergipe bis Paraíba do Norte (Brasilien). **Zeitschrift der Deutschen Geologischen Gesellschaft**, Germany, v. 112, p. 378-384, 1960.
- BEURLIN, G.; RICHTER, A. J.; CUNHA, A. A. S.; TELLES JR., A. C. S.; MARTINIS, E.; FERREIRA, E. P.; MOURA, J. A.; GOMIDE, J.; VIVIERS, M. C.; ARAI, M.; UESUGUI, N.; NASCIMENTO, N. L.; AZEVEDO,

- R. L. M.; DINO, R.; ANTUNES, R. L.; SHIMABUKURO, S.; ABREU, W. S. **Bioestratigrafia das bacias mesozóicas-cenozóicas brasileiras**: texto explicativo das cartas bioestratigráficas. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SEBIPE, 1992. 2 v. Relatório interno (Projeto 01-01-89; projeto 01-02-50).
- BEURLEN, G.; QUADROS, L. P. **Bioestratigrafia das bacias paleozóicas brasileiras**: texto explicativo das cartas bioestratigráficas – versão 01.90. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SEBIPE, 1992. 38 f. Relatório interno (Projeto 01-01-89; Projeto 01-02-50).
- BEURLEN, G.; CUNHA, A. A. S.; FERREIRA, E. P.; MILHOMEM, P. S. **Geocronologia das unidades crono e bioestratigráficas do cretáceo brasileiro**: 2. relatório parcial. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEP. BPA, 2001. 25 f. Relatório interno (RT BPA 006/01; Projeto 600695).
- BIASSUSI, A. S.; SILVA, P. C. R.; SANTOS, R. C. R.; BABINSKI, N. A. Geoquímica de Superfície na Borda Oeste da plataforma de Regência – Bacia do Espírito Santo, Brasil. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE GEOQUÍMICA ORGÂNICA, 1., 1988. Rio de Janeiro. **Resumos...** Rio de Janeiro, 1988. p. 52.
- BOLETIM DE GEOCIÊNCIAS DA PETROBRAS. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES, v. 8, n. 1, jan./mar. 1994. 249 p.
- BOLETIM DE GEOCIÊNCIAS DA PETROBRAS. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES, v. 20, n. 1/2, nov. 2011/nov. 2012. 249p.
- BRUHN, C. H. L.; MORAES, M. A. S. Turbiditos brasileiros: caracterização geométrica e faciológica. In.: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 35., 1988, Belém. **Anais...** Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, 1988. p. 824-838.
- CERQUEIRA, J. R.; SANTOS NETO, E. V. Papel das intrusões de diabásio no processo de geração de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná. In.: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO “ÓLEO E GÁS CRUZANDO FRONTEIRA”, 1., 1986, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, IBP, 1986. Brasil, TT-no. 73.
- CERQUEIRA, J. R.; SANTOS NETO, E. V. Caracterização geoquímica da rochas geradoras de petróleo da formação Irati e dos óleos a ela relacionados, Bacia do Paraná. In.: CONGRESSO LATINOAMERICANO DE GEOQUÍMICA ORGÂNICA, 2., 1990., Venezuela. **Anais...** Venezuela, 1990. p. 26.
- CHANG, H. K.; KOSWMANN, R.O.; FIGUEIREDO, A. M. F. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins, **Episodes**, [Ottawa], v. 11, n. 3, p. 194-202, Sep. 1988.
- CHAVES, H. A. F. (Ed.). **Geomorfologia da margem continental brasileira e das áreas oceânicas adjacentes**: relatório final. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP, 1979. 177 p. (Série Projeto Remac, 7).
- CHAVES, H. A. F. (Ed.). **Processos e métodos**: relatório final. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. SINTEP, 1983, 113 p. (Série Projeto Remac, 6).
- COBBOLD, P. R.; ROSSELLO, E. A.; SZATMARI, P.; DEMERCIAN, L. S.; COELHO, D. **Physical models of synsedimentary fold-and-thrust belts above salt layers**. 1993. Trabalho apresentado ao AAPG Hedberg Research Conference on Salt Tectonics, Bath, England, Sept. 13-17, 1993.
- COLETÂNEA de trabalhos 1971 a 1975. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP, 1977 (Série Projeto Remac, 1-11).
- CONCEIÇÃO, J. C. J. **Estilos estruturais associados a intrusões ígneas em rochas sedimentares**. 1992. 169 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1992.
- COUTINHO, L. F. C. **Análise do balanço material do petróleo em uma região em fase de exploração matura**: Bacia do Recôncavo, Brasil. 2008 431 f. Dissertação (Mestrado) – Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia, Programa de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2008.
- CUNHA, A. A. S.; KOUTSOUKOS, E. A. M. Orbital cyclicity in a Turonian sequence of the Cotinguiba Formation, Sergipe Basin, NE Brazil. **Cretaceous research**, London, v. 22, n. 5 p. 529-548, Oct. 2001.
- DAEMON, R. F. Correlação bioestratigráfica entre os sedimentos do Siluriano, Devoniano e Carbonífero Inferior das bacias do Amazonas, Parnaíba e Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 29., 1976, Ouro Preto. **Anais...** São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1976, v. 2, p. 189-194.

- DAEMON, R. F.; QUADROS, L. P. Bioestratigrafia do Neopaleozóico da Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 24., 1970, Brasília. **Anais**. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1970, p. 359-412.
- DAEMON, R. F.; QUADROS, L. P.; SILVA, L. C. Devonian palynology and biostratigraphy of the Paraná Basin. In: Bigarella, J. J. (Ed.). **Problems in Brazilian Devonian geology**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 1967, p. 99-131. (Boletim Paranaense de Geociências, 21/22.)
- DAMUTH, J. E. Late Quaternary sedimentation in the western Equatorial Atlantic. **Geological Society of America Bulletin**, [Boulder], v. 88, p.695-710, 1977.
- DAMUTH, J. E. Echo character of the western Equatorial Atlantic floor and its relationship to the dispersal and distribution of terrigenous sediments. **Marine Geology**, Amsterdam, v. 18, p. 17-45, 1975.
- DAMUTH, J. E.; HAYES, D. E. Echo character of the East Brazilian continental margin and its relationship to sedimentary processes. **Marine Geology**, Amsterdam, v. 24, p. 73-95, 1977.
- DAMUTH, J. E.; FLOOD, R. D.; KOWSMANN, R. O.; BELDERSON, R. H.; GORINI, M. A. Anatomy and growth pattern of Amazon deep-sea fan as revealed by long-range side-scan sonar (GLORIA) and high-resolution seismic studies, **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, Tulsa, v. 72, n. 8, p. 885-911, 1988.
- DEMERCIAN, L. S.; SZATMARI, P.; COBBOLD, P. R. Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos basins, offshore Brazil, **Tectonophysics**, Amsterdam, v. 228, n. 3, p. 393-433. 1993.
- DIAS-BRITO, D. **Calcisferas e microfácies em rochas carbonáticas pelágicas mesocretáceas**. 1995. 3. v. Tese (Doutorado) - Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1995.
- DIAS-BRITO, D. Calcisphaerulidae do Albiano da Bacia de Campos, Rio de Janeiro, Brasil: investigações taxonômicas, biocronoestratigráficas e paleoambientais. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 8., 1985a, Rio de Janeiro. **Resumos das Comunicações**. Brasília, DF: Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional da Produção Mineral, p.295-306 (Geologia, 27; Paleontologia e Estratigrafia, 2).
- DIAS-BRITO, D. Calcisphaerulidae e microfósseis associados da formação Ponta do Mel – Bacia Potiguar, Brasil: considerações paleoecológicas e biocronoestratigráficas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 8., 1985b, Rio de Janeiro. **Resumos das Comunicações**. Brasília, DF: Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional da Produção Mineral, p. 307-314.
- DIAS-BRITO, D. Evolução paleoecológica da Bacia de Campos durante a deposição dos calcilutitos, marga e folhelhos da Formação Macaé (Albiano e Cenomaniano?). **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 25 n. 2, p. 84-97, 1982.
- DIAS-BRITO, D. Global stratigraphy, palaeobiogeography and palaeoecology of albian-maastrichtian pithonellid calcispheres: impact on tethys configuration. **Cretaceous Research**, London, v. 21, n. 2-3, p. 315-349. 2000.
- ESTRELLA, G. O.; MELLO, M. R.; GAGLIANONE, P. C.; AZEVEDO, R. L. M.; TSUBONE, K.; BRUNING, I. M. R. A.; ROSSETTI, E.; CONCHA, F. J. M. The Espírito Santo Basin (Brazil) source rock characterization and petroleum habitat. In: DEMAISON, Gerard; MURRIS, Roelof J. (Eds.) **Petroleum geochemistry and basin evaluation** Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 1984. (American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 35).
- EVOLUÇÃO sedimentar holocênica da plataforma continental e do talude do sul do Brasil. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP, 1977. 96 p. (Série Projeto Remac, 2).
- FLOOD, R. D.; MANLEY, P. L.; KOWSMANN, R. O.; APPI, C. J.; PIRMEZ, C. Seismic facies and late quaternary growth of the Amazon submarine fan. In: WEIMER, Paul; LINK, Martin H. (Eds.) **Seismic facies and sedimentary processes of submarine fans and turbidite systems**. New York: Springer-Verlag, 1991. p. 415-433. (Frontiers in Sedimentary Geology).
- FRANÇOLIN, J. B. L.; SZATMARI, P. Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 17, n. 2, p. 196-207, 1987.

- GAGLIANONE, P. C. **Primary migration in the Guariacema area Sergipe Alagoas, Basin, Brazil**: final report. Rio de Janeiro: Petrobras, Cenpes, 1981. 33 p.
- GONZAGA, F. G.; GONÇALVES, F. T. T.; COUTINHO, L. F. C. Petroleum geology of the Amazonas Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. In: AAPG/ABPG HEDBERG RESEARCH SYMPOSIUM, 1997, Rio de Janeiro. **Petroleum Systems of South Atlantic Margins**. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2000. p. 159-178. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 73).
- GRADSTEIN, F. M.; OGG, J. G.; SMITH, A. G. **A geologic time scale** 2004. New York: Cambridge University Press, 2014. 590 p.
- GRAHN, Y. Devonian chitinozoan biozones of western Gondwana. **Acta Geologica Polonica**, Warszawa, v. 55, n. 3, p. 211-227, 2005.
- GRAHN, Y.; LOBOZIAK, S.; MELO, J. H. G. Integrated miospore-chitinozoan biozonation of the Parnaíba Basin and its correlation with Petrobras (Müller, 1962) Silurian – Lower Carboniferous palynozones. In: MELO, J. H. G.; TERRA, G. J. S. (Eds.). **Correlação de Sequências Paleozóicas Sul-Americanas**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2001, p. 81-89. (Ciência-Técnica-Petróleo, Seção: Exploração de Petróleo, 20).
- GRAHN, Y.; MELO, J. H. G. Middle and Late Devonian Chitinozoa and biostratigraphy of the Parnaíba and Jatobá basins, northeastern Brazil. **Palaeontographica**, Abt. B, Palaeophytologie, Stuttgart, v. 272, n. 1-6, p. 1-50, il., 2005.
- GUERRA, M. C. M.; PEQUENO, M. A.; SZATMARI, P.; PORSCHE, E. **Modelagem subaquática**: um importante avanço na tectônica experimental. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SETEC, 1995. 16 f. Relatório interno (CT SETEC 014/95).
- GUZZO, J. V. P.; MILHOMEM, P. S. Correlação bioestratigráfica entre o cretáceo inferior não marinho das Bacias do Recôncavo/Tucano e Potiguar com base em ostracodes. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 13., 1993, São Leopoldo, **Boletim de Resumos**. São Leopoldo: SBP, 1993. p.178.
- INTERNATIONAL GEOLOGICAL CONGRESS, 31., 2000, Rio de Janeiro. **Deep-water sedimentation**: technological challenges for the next millennium. [Rio de Janeiro]: Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo, Petrobras, 2000.
- KATZ, B. J.; MELLO, M. R. Petroleum systems of South Atlantic marginal basins - an overview. In: AAPG/ABPG HEDBERG RESEARCH SYMPOSIUM, 1997, Rio de Janeiro, **Petroleum systems of South Atlantic margins**.Tulsa, AAPG, 2000, p. 1-13. (AAPG Memoir, 73).
- KIANG, C. H.; MIRANDA, F. P.; PIAZZA, H. D.; FREITAS, E. L.; CASTRO, J. C.; BABINKI, N. A., QUADROS, L. P.; GONÇALVES, A.; MELLO, U.; GUAZELLI, W. Bacia do São Francisco, Pré-Cambriano brasileiro com hidrocarbonetos. Rio de Janeiro, **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.1, n. 2, 1987, p. 235-239.
- KOUTSOUKOS, E. A. M.; Late aptian to maastrihtian foraminiferal biogeography and palaeoceanography of the Sergipe Basin, Brazil. **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, Amsterdam, v. 92, n. 3-4, p. 295-324, 1992. Special Issue.
- KOUTSOUKOS, E. A. M.; BENGTON, P. Towards an integrated biostratigraphy of the upper aptian-maastrihtian of the Sergipe Basin, Brazil. **Documents des Laboratoires de Géologie**. Lyon, n. 125, p. 241-262, 1993.
- KOWSMANN, R. O, COSTA, M. O. A. **Sedimentação quaternária da margem continental brasileira e das áreas oceânicas adjacentes**: relatório final. Rio de Janeiro, PETROBRAS. CENPES. DINTEP, 1979. 55 p. (Série Projeto Remac, 8).
- KUEHL, S. A.; NITTRouer, C. A.; DEMASTER, D. J. Modern sediment accumulation and strata formation on the Amazon Continental shelf. Amsterdam, **Marine Geology**, v. 49, n. 3-4, p. 279-300, 1982.
- KUMAR, N.; BRYAN, G.; GORINI, M.; CARVALHO, J. Evolution of the continental-margin off Northern Brazil: sediment distribution and hydrocarbon potential. **Anais Academia Brasileira Ciências**, Rio de Janeiro, v. 48, p.131-143, 1976. (Suplemento).
- LANA, M. C. **Rifteamento na Bacia de Sergipe-Alagoas, Brasil**. 1985. 124 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais, 1985.

- LANA, C. C.; BOTELHO NETO J. Evidências de provincialismo entre os dinoflagelados peridinóides do cretáceo superior-paleogeno das Bacias de Santos e Potiguar, Brasil. In: ANAIS DO CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 11., 1989, Curitiba. **Anais...** Curitiba, 1989. p. 353-371.
- LANA, C. C.; ROESNER, E. H. Biocronoestratigrafia de dinoflagelados da seção cretácea marinha das Bacias do Ceará e Potiguar, margem Equatorial Brasileira. In: SIMPÓSIO SOBRE O CRETÁCEO DO BRASIL, 6., 2002. São Pedro, SP, **Boletim**. Rio Claro, UNESP, 2002. p. 239-245.
- LANGE, F. W. Subdivisão bioestratigráfica e revisão da coluna siluro-devoniana da Bacia do Baixo Amazonas. In: SIMPÓSIO SOBRE A BIOTA AMAZÔNICA, 1., 1966, Belém. **Atas**. Belém: Conselho Nacional do Petróleo, 1967a, v. 1, p. 215-236.
- LANGE, F. W. Biostratigraphic subdivision and correlation of the Devonian in the Paraná Basin. In: Bigarella, J.J. (Ed.). **Problems in Brazilian Devonian geology**. Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 1967b, p. 63-98. (Boletim Paranaense de Geociências, 21/22.)
- LE HÉRISSE, A.; MELO, J.H.G.; QUADROS, L.P.; GRAHN, Y.; STEEMANS, P. Palynological characterization and dating of the Tanguá Formation, Serra Grande Group, northern Brazil. In: MELO, J.H.G.; TERRA, G.J.S. (Eds.). **Correlação de Sequências Paleozóicas Sul-Americanas**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, p. 25-41, 2001. (Ciência-Técnica-Petróleo, Seção: Exploração de Petróleo, 20.)
- LEYDEN, R.; ASMUS, H.; ZEMBRUSCKI, S.; BRYAN, G. 1976. South Atlantic diapiric structures. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, Tulsa, v. 60, n. 2, p. 196-212, 2 Feb. 1976.
- LOBOZIAK, S.; STREEL, M.; CAPUTO, M. V.; MELO, J. H. G. Evidence of West European defined miospore zones in the uppermost Devonian and Lower Carboniferous of the Amazonas Basin (Brazil). **Geobios**, Lyon, v. 24, n. 1, p. 5-11, 1991.
- LOBOZIAK, S.; STREEL, M.; CAPUTO, M. V.; MELO, J. H. G. Middle Devonian to Lower Carboniferous miospore stratigraphy of the central Parnaíba Basin (Brazil). **Annales de la Société Géologique de Belgique**, Liège, v. 115, n. 1, p. 215-226, 1992.
- LOBOZIAK, S.; STREEL, M.; CAPUTO, M. V.; MELO, J. H. G. Middle Devonian to Lower Carboniferous miospores from selected boreholes in Amazonas and Parnaíba Basins (Brazil): additional data, synthesis, and correlation. **Documents des Laboratoires de Géologie de Lyon**, Lyon, n. 125, p. 277-89, 1993.
- LOBOZIAK, S.; MELO, J. H. G.; STREEL, M. Latest Devonian and Early Carboniferous palynostratigraphy of northern Brazil and North Africa - a proposed integration of Western European and Gondwanan miospore biozonations. **Bulletin du Centre de Recherches Elf Exploration Production**, Pau, v. 22, n. 2, p. 241-259, 2000.
- MANLEY, P. L.; FLOOD, R. D. Cyclic sediment deposition within the Amazon deep-sea fan. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, Tulsa, v. 72, n. 8, p. 912-925. 1988.
- MELLO, M. R.; GAGLIANONE, P. C.; BRASSEL, S. C.; MAXWELL, J. R. Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils. **Marine and Petroleum Geology**, Guildford, v. 5, n. 3, p. 205-221. Aug.1988.
- MELLO, M. R.; MOSMANN, R.; SILVA, S. R. P.; MACIEL, R. R.; MIRANDA, F. P. Foz do Amazonas area: the last frontier for elephant hydrocarbon accumulations in the South Atlantic **American Association of Petroleum Geologists**, Tulsa, v. 74, p. 403-414, 2001. (American Association of Petroleum Geologists. Memoir, 74).
- MELO, J. H. G.; LOBOZIAK, S. Devonian – Early Carboniferous miospore biostratigraphy of the Amazon Basin, Northern Brazil. **Review of Palaeobotany and Palynology**, Amsterdam, v. 124, n. 3-4, p. 131-202, 2003.
- MELO, J. H. G.; LOBOZIAK, S.; STREEL, M. Latest Devonian to early Late Carboniferous biostratigraphy of northern Brazil: an update. **Bulletin du Centre de Recherches Elf Exploration Production**, Pau, v. 22, n. 1, p. 13-33, 1999.
- MILANI, E. J. **Aspectos da evolução tectônica das Bacias do Recôncavo e Tucano Sul, Bahia, Brasil**. 1985, 131 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Ouro Preto, Minas Gerais, 1985.

- MILANI, E. J.; LANA, M. C.; SZATMARI, P. Mesozoic rift basins around the northeast Brazilian microplate (Recôncavo – Tucano - Jatobá, Sergipe-Alagoas). In: MANSPEIZER, W. (Ed.). **Triassic-Jurassic continental rifting continental breakup and the origin of the Atlantic ocean and passive margins**, Amsterdam: Elsevier, 1988. p. 833-858. Part. B (Developments in Geotectonics, 22).
- MILLIMAN, John D. (Ed.); SUMMERHAYES, Colin P. (Ed.). **Upper continental margin sedimentation off Brazil**. Stuttgart: E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, 1975. (Contributions to sedimentology, 4).
- MIRANDA, F. P.; REQUEJO, A.; BENTZ, C. M.; PENTEADO, H. L. B.; FRANÇOLIN, J. B.; BEISL, C. H.; SANT'ANNA, M. V. Integrated use of oil seep detection techniques to assess exploration risk in deep-water frontier areas of Santos Basin. In: INTERNATIONAL GEOLOGICAL CONGRESS, 31., 2000, Rio de Janeiro. **Abstracts...** Rio de Janeiro, 2000.
- MIRANDA, F. P.; LANDAU, L.; BENTZ, C. M.; BEISL, C. H.; PEDROSO, E. C. Seepage slick detection in the Brazilian continental margin using RADAR-SAT-1 data. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON OFFSHORE MECHANICS AND MECHANICS AND ARTIC ENGINEERING, 20., 2001, Rio de Janeiro. **Conference...** New York: American Society of Mechanical Engineers, 2001. v. 5. p. 275-281. OMAE2001/OSU-5161.
- MIZUSAKI, A. M. P. **Comportamento do RB e SR em sedimentos recentes**: implicações na datação radiométrica de rochas sedimentares. 1992. 140 f. Tese (Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.
- MORAES, M. A. S.; ARIENTI, L. M.; PARAÍZO, P. L. B.; MUNDIM, E. C. **Acunhamentos estratégicos em turbiditos**: relatório final. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEXP. TRO, 2004. Relatório interno (Projeto 601144).
- MORAES, M. A. S.; BLASKOVSKI, P. R.; ALMEIDA, M. S. **Parametrização de sistemas turbidíticos análogos**: relatório final. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIGER. SEGRES, 2000. 96 f. Relatório interno (Projeto 600074).
- NITTROUER, C. A.; KUEHL, S. A.; DEMASTER, D. J.; KOWSMANN, R. O. The deltaic nature of the Amazon shelf sedimentation. **Geological Society of America Bulletin**, [Bolder, CO], v. 97, p. 444-458. 1986.
- NITTROUER, C. A.; DEMASTER, D. J.; FIGUEIREDO, A. G.; RINE, J. M.; 1991. Amassed: an interdisciplinary investigation of a complex coastal environment. **Oceanography**, [Washington D.C.] v. 4, n. 1, p.3-7, 1991.
- NOGUTI, I.; SANTOS, J. F. Zoneamento preliminar por foraminíferos planctônicos do aptiano ao mioceno na plataforma continental do Brasil. **Boletim Técnico. Petrobras**, v. 15, n. 3, p. 265-283. jul./set. 1972.
- OCORRÊNCIAS de fosforita e de nódulos polimetálicos nos platôs do Ceará e de Pernambuco: importância dos nódulos polimetálicos. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP, 1978. 54 p. (Série Projeto Remac, 3).
- PEQUENO, M. A.; GUERRA, M. C. M.; SZATMARI, P. **Modelagem física do padrão de interferência de estrutura de sal gerado por aporte sedimentar perpendicular**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. PDEP. TEGG, 2002. 16 f. Relatório interno (CT TEGG 024/02).
- PENTEADO, H. L. B.; ARAUJO, C. V.; TRINDADE, L. A. F.; ARAÚJO, L. M.; RANGEL, M. D. Avanços recentes da geoquímica orgânica e sua contribuição para a compreensão dos sistemas petrolíferos brasileiros. In: CONGRESSO DE GEOQUÍMICA DOS PAÍSES DE LÍNGUA PORTUGUESA, 10., E A SEMANA DE GEOQUÍMICA, 16., Porto, Portugal, 2010.
- PHILIP, R. P., TRINDADE, L. A. F. **Report on geochemical analysis of oil and source rocks from the Campos basin, Brazil**. Oklahoma: University of Oklahoma, 1986.
- PLAYFORD, G.; DINO, R. Palynostratigraphy of upper Palaeozoic strata (Tapajós Group), Amazonas Basin, Brazil: Part Two. **Palaeontographica Abt. B, Palaeophytologie**, Stuttgart, v. 255, n. 4-6, p. 87-145, il., 2000.
- PONTE, F. C.; ASMUS, H. E. The Brazilian marginal basins: current state of knowledge. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CONTINENTAL MARGINS OF ATLANTIC TYPE, 48., 1976, São Paulo, Brasil **Proceedings...** [Rio de Janeiro]: Anais Academia Brasileira Ciências, 1976, p. 215-239. (Suplemento).

- PROJETO Remac: coleção de mapas. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP,1979 (Série Projeto Remac, 11).
- QUADROS, L. P. Distribuição bioestratigráfica dos Chitinozoa e Acritarchae na Bacia do Amazonas. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, Rio de Janeiro, v. 57, n. 1, p. 142 -1433. 1985.
- QUADROS, L. P. **Distribuição bioestratigráfica dos Chitinozoa e Acritarchae na bacia do Parnaíba**. Rio de Janeiro, PETROBRAS, 1982, 76 p., il. (Ciência-Técnica-Petróleo, Seção: Exploração de Petróleo, n. 12.)
- QUADROS L. P. Ocorrência de Acritarchae (micro-fósseis marinhos) em sedimentos do pré-Cambriano na área de Januária, MG, Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 1, n. 2, p. 239. 1987.
- QUADROS, L. P. Zoneamento bioestratigráfico do Paleozóico Inferior e Médio (seção marinha) da Bacia do Solimões. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p. 95-109, 1988.
- RABINOWITZ, P. D., LA BRECQUE, J. The Mesozoic South Atlantic Ocean and the evolution of its continental margins. **Journal of Geophysical Research, Solid Earth**, Washington, v. 84, p. 5973-6002, 1979.
- RAGAGNIN, G. M.; MORAES, M. A. S. Seismic morphology and connectivity of deepwater reservoirs. In.: EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS AND ENGINEERS CONFERENCE AND EXHIBITION, 68., 2006, Vienna. **Extended abstracts & exhibitors' catalogue**. Houten: European Association of Geoscientists and Engineers, 2006. 12 p.
- RECURSOS minerais da margem continental brasileira e das áreas oceânicas adjacentes: relatório final. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DINTEP,1979. 112 p. (Série Projeto Remac, 10).
- REGALI, M. S. P.; UESUGUI, N.; SANTOS, A. S. Palinologia dos sedimentos meso-cenozóicos do Brasil.(I). **Boletim Técnico Petrobras**, v. 17, n. 3, p.177-191, jul./set. 1974a.
- REGALI, M. S. P.; UESUGUI, N.; SANTOS, A. S. Palinologia dos sedimentos meso-cenozóicos do Brasil.(II). **Boletim Técnico Petrobras**, v. 17, n. 4, p. 263-301, out./dez. 1974b.
- REGALI, M. S. P.; GONZAGA, S. M. Palinocronoes-tratigrafia da Bacia Potiguar – Rio Grande do Norte, Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 8., 1983, Rio de Janeiro. **Coletâneas de Trabalhos Paleontológicos**. Brasília: Departamento Nacional da Produção Mineral, 1985. p. 443-460. (Série Geologia, 27; Seção Paleontologia e Estratigrafia, 2).
- REGALI, M. S. P.; UESUGUI, N.; LIMA, E. C. Palinocronoes-tratigrafia e paleoambiente da Bacia de Barreirinhas – Maranhão, Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 8., 1983, Rio de Janeiro. **Coletâneas de Trabalhos Paleontológicos**. Brasília: Departamento Nacional da Produção Mineral, 1985. p. 461-470. (Série Geologia, 27; Seção Paleontologia e Estratigrafia, 2).
- RICHTER, A. J.; GOMIDE, J.; SHIMABUKURO, S.; ANTUNES, R. L. **Bioestratigrafia dos nanofósseis cenozoicos da margem continental brasileira (relatório de projeto)**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SEBIPE, 1993. 45 f. Relatório interno (Projeto 01-02-30).
- RODRIGUES, R. A **Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba**. 1995. 225 p .Tese (Doutorado). Instituto de Geociências - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1995.
- RODRIGUES, R.; AQUINO NETO, F. R.; CARDOSO, J. N. Indicadores geoquímicos moleculares (biomarcadores) aplicados à exploração do petróleo. In: **Geoquímica do Petróleo**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SEGEQ, 1984. p.157-190.
- RONCARATI, H.; BARROCAS, S. L. S. **Projeto Sepetiba**: estudo geológico preliminar dos sedimentos recentes superficiais da Baía de Sepetiba municípios do Rio de Janeiro-Itaguaí e Mangaratiba-RJ. Relatório preliminar. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX, 1978. 35 f. Relatório interno.
- RONCARATI, H.; NEVES, L. E. **Projeto Jacarepaguá**: estudo geológico preliminar dos sedimentos recentes superficiais da baixada de Jacarepaguá, município do Rio de Janeiro, RJ. Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES, 1976. 89 f. Relatório Interno.

- SZATMARI, P.; AIRES, J. R. **Alguns experimentos com modelagem física de processos tectônicos:** Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX, 1987. 39 f. Relatório interno.
- SZATMARI, P.; DEMERCIAN, L. S.; PEQUENO, M. A.; GUERRA, M. C. M., CONCEIÇÃO, J. C. J.; COBBOLD, P. R. **Origin, development and salt tectonics of the South Atlantic salt basin, Brazil.** 1993. Trabalho apresentado ao AAPG Hedberg Research Conference on Salt Tectonics, Bath, England, Sept. 13-17, 1993a.
- SZATMARI, P.; GUERRA, M. C. M.; PEQUENO, M. A. **Modelagem física da falha antitética de Santos.** Rio de Janeiro: PETROBRAS. CENPES. DIVEX. SETEC, 1993b. 10 f. Relatório Interno (CT SETEC 022/93).
- SZATMARI, P., MILANI, E. J., LANA, M. C., CONCEIÇÃO, J. C. J., LOBO, A. P. How south atlantic rifting affects Brazilian oil reserves distribution. **Oil & Gas Journal**, Tulsa, v.83, n.1, p. 107-113, Jan. 1985.
- TAKAKI, T.; RODRIGUES, R. Caracterização genética dos gases naturais das bacias sedimentares brasileiras. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE GEOQUÍMICA ORGÂNICA, 1., 1988, Rio de Janeiro. **Resumos...** [Rio de Janeiro], 1988, p. 9.
- TERRA, G. J. S.; SPADINI, A. R.; FRANÇA, A. L.; SOMBRA, C. L.; ZAMBONATO, E. E.; JUSCHAKS, L. C. S.; ARIENTI, L. M.; ERTHAL, M. M.; BLAETH, M.; FRANCO, M. P.; MATSUDA, N. S.; SILVA, N. G. C.; MORETTI JR., P. A.; D'AVILA, R. S. F.; SOUZA, R. S.; TONIETTO, S. N.; ANJOS, S. M. C.; CAMPINHO, V. S.; WINTER, W. R. Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 18, n. 1, p. 9-29, nov. 2009/maio 2010.
- TROESEN, J. C.; QUADROS, L. P. Distribuição bioestratigráfica dos nanofósseis em sedimentos marinhos (aptiano-mioceno) do Brasil. In: SIMPOSIO BRASILEIRO DE PALEONTOLOGIA, 1., 1970, Rio de Janeiro. **Anais Academia Brasileira Ciências**. Rio de Janeiro, v.43, p. 577-609. 1971.
- TRIGÜIS, J. A.; ARAÚJO, C. V. Caracterização da evolução térmica em bacias sedimentares: história de soterramento versus hidropirólise. In: LATIN AMERICAN CONGRESS ON ORGANIC GEOCHEMISTRY, 3., 1992, Manaus. **Abstracts...** Manaus, 1992. p. 100.
- TRINDADE L. A. F., CARMINATTI, M.; PHILP, R. P. Evidências geoquímicas de migração de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOQUÍMICA, 1., 1987, Porto Alegre Anais, **Anais...** Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geoquímica, 1987. p. 343-361.
- VIANA, C. F.; GAMA, JR, E. G.; SIMÃO, L. A.; MOURA, J. A.; FONSECA, J. R.; ALVES, R. J. 1971. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. **Boletim Técnico Petrobras**, Rio de Janeiro, v.14, n.3-4, p.157-192. Jul./dez.1971.
- VICALVI, M. A. Zoneamento bioestratigráfico e paleoclimático dos sedimentos do quaternário superior do talude da Bacia de Campos, RJ, Brasil. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.11, n.1-2, p. 132-165, jan./dez. 1997.
- VIVIERS, M. C. Foraminíferos planctônicos do cretáceo médio da Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 17, n. 2, p.154-161. 1987
- VIVIERS, M. C.; UESUGUI, N.; RICHTER, A. J.; PRAÇA, U. M.; HASHIMOTO, A. T.; ANTUNES, R. L.; HERTER, G.G.. Biostratigraphy and Paleocological Evolution of the Santos Basin. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, v. 58, n. 1, 172-173, 1986.
- WILLIAMS, Ileana Zander. Pesquisa tecnológica na Petrobras - a conquista de um objetivo. **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 10, n. 1, p. 85-98, jan./mar. 1967.
- ZALÁN, P. V.; SEVERINO, M. C; MAGNAVITA, L.; MOHRIAK, WEBSTER; GONTIJO, R.; VIANA, A. R; SZATMARI, P. Stretching and thinning of the upper lithosphere and continental-oceanic crustal transition in southeastern Brazil. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2009, Rio de Janeiro. **[Conferência...]** Rio de Janeiro, 2009.
- ZEMBRUSCKI, S. G.; FRANÇA, A. M. Mapa batimétrico da margem continental brasileira. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 19, n. 3, p. 157-162, jul./set.1976.

expanded abstract

Petrobras Research and Development Center - Cenpes - began its activities in 1966 as Petrobras' "central research department". It was equipped with analytical laboratory facilities which were to support applied research well adapted for the peculiar processes and conditions in Brazil. In 1973, Cenpes was moved to the campus of Federal University of Rio de Janeiro along with Petrobras' entire research infrastructure. Ever since, research on Sedimentology, Biostratigraphy, Geophysics, Sedimentary Basins Evolution, Organic Geochemistry, Structural Geology, and Petrophysics has been carried out at Cenpes, as currently recorded in over 14,000 reports and technical documents.

In the 1970s, pioneering work in Marine Geology, Recent Geology, and Organic Geochemistry provided the technological and instrumental basis, along with personnel training, for research in exploration and oil production. Particularly relevant at that time was the contribution of Marine Geology to the Remac Project (Global Recognition of the Brazilian Continental Margin), then devised to scientifically occupy Brazil's newly declared Exclusive Economic Zone (200 nautical mile territorial sea). Comprehensive studies performed at Cenpes permitted the accurate delimitation of oil prospective continental crust and guided the positioning of exploratory and production wells along the eastern continental shelf of Brazil. Main achievements of Cenpes' Geochemistry staff at that time included personnel training, the purchase of equipment, and the construction of laboratories for routine analysis and geochemical characterization of oil and gas. Results of these early efforts were issued in the 1980s as a number of technical publications on oil biodegradation, maturation, and source rock potential of several geological sections in Brazilian sedimentary basins, which would allow estimating the petroleum potential of sedimentary basins of interest for Petrobras.

In the 1980s, post-Remac Project activities of Cenpes' Marine Geology team focused on the Amazon delta and adjacent submarine cone. The bases of modern geochemistry were set with the adoption of analytical techniques for biomarker studies, used ever since routinely in the classification of oils and source rocks. The pioneer bio-chronostratigraphic schemes of Brazilian Paleozoic,

Mesozoic, and Cenozoic basins, based on planktonic foraminifera, calcareous nannofossils, ostracods, and palynomorphs, were published long before the 1980s, thus preceding the formal incorporation of Biostratigraphy to Cenpes routine activities in 1981. In the 1980s, Biostratigraphy provided the grounds for the chronostratigraphy of Brazilian basins, which was to be presented in the classic 1994 (Stratigraphic Charts) issue of *Boletim de Geociências da Petrobras*. Projects conducted in the 1980s by Cenpes' Structural Geology and Tectonics group focused on the rifting of eastern Brazilian and West African margins and Brazilian equatorial margin. The Tectonophysics team introduced quantification techniques in geological modeling, and by the late 1980s the computer system Bass (Basin Analysis Simulation System), developed by Petrobras, became available. In the fields of Sedimentology and Stratigraphy, this decade witnessed sedimentological and petrographic studies, mainly in support to the exploitation of producing fields in the Reconcavo and Sergipe-Alagoas basins. The search for outcropping analogues of deep water reservoirs began in the second half of the decade through the Project "Geometric Reservoir Analysis - Phase I: Turbidites." This originated a turbidite reservoir classification system which, with some modifications, is still in use at Petrobras. In the late 1980s laboratory activities of petro-seismic and rock physics also began at Cenpes.

During the 1990s, the Marine Geology group contributed to the installation of production facilities in the giant deep-water fields of the Campos Basin through geohazards studies and geotechnical assessment for analysis of foundations and slope stability. In turn, the Geochemistry team carried out systematic research on biomarkers, stable isotopes, and geochemical modeling. The concept of petroleum systems was then developed by oil industry researchers, and data provided by geochemical analyses helped characterize the source elements and the types of fluids in Brazilian petroleum systems. Technologies used to identify the origin of oils and the extensive database assembled during this decade have consolidated Cenpes' Geochemistry team as Petrobras leading agent in identifying the source of oil spills. Remote sensing data was then first used to identify seeps in marginal basins of southeastern Brazil. Biostratigraphy activities in the 1990s were marked by data computerization, and the resulting systems would later originate the

current Laboratory Products System - Prolab, routinely used and accessed by all Petrobras explorationists. Dinoflagellates were definitely incorporated as a routine tool for the biostratigraphic analyses of the southeastern Brazilian marginal basins. In respect of the Tectonics group, it is worth mentioning the early efforts in quantification and numerical modeling applied to geology, which enabled the restoration of geological sections through the development of proprietary softwares Recon and Tectos. In the fields of Sedimentology and Stratigraphy, the 1990s are marked by a breakthrough in the study of diagenetic permeability-controlling processes and the development of predictive diagenetic models. Depositional and diagenetic studies of deep marine reservoirs in the Campos Basin laid the foundation for the first proposal of depositional models for turbidites. A milestone in this decade was the early development of the AnaSeTe (Sequential Core Analysis) software, which integrates all data related to the wells, from electric and lithological logs to rock characterization and laboratory data.

In the 1990s, rock physics was consolidated as a routine tool at Cenpes' Geophysics management, generating a database with thousands of records on rock properties from Brazilian basins, which are essential for seismic surveys in exploration and production. The results of these studies enabled Amplitude versus Offset – AVO analyses, crucial for the definition of exploration plays, and 4D seismic in reservoirs. Developments in seismic numerical modeling, initiated by the mid-90s, would lead to the acquisition of the first cluster of computers for parallel processing purposes, essential for modeling and seismic imaging of complex and challenging areas.

The onset the twenty-first century brought the development of new tools that made Geochemistry studies even more detailed and imparted greater accuracy to oil generation modeling. Among these technologies one could highlight the quantification of diamondoids, more accurate calculations of chemical kinetics variables needed for modeling closer to natural conditions, and the study of fluid inclusions. The Biostratigraphy group was engaged in a series of studies to meet the new exploratory challenges, analyzing samples from deeper water wells. The development of biostratigraphic schemes for the Ceará and Potiguar basins (equatorial margin), based on dinoflagellates, consolidated this methodology for marine Cretaceous sections of the

Brazilian basins. Improved biozonal schemes based on palynomorphs (miospores, chitinozoans, and acritarchs) and marine microfaunas were proposed for the Solimões, Amazonas, and Parnaíba basins, allowing reliable correlation of Paleozoic zonal schemes defined in South and North America, Europe, and North Africa. In the 2000s, the activities of the Chemical Stratigraphy group were incorporated into Biostratigraphy. In this decade, quantification studies in geology are still important at Cenpes' Tectonics management, with the continued development of the Recon and Tectos softwares. Quantitative studies of Tectonophysics and modeling of petroleum systems, originated with the Bass software in the 1980s, will culminate in 2000 with the early development of a more robust application, the 3D Petrobras basins simulator (SimBR).

In the early 2000s, the Sedimentology and Stratigraphy group placed strong emphasis on numerical diagenetic modeling and prediction of reservoir quality. In mid-2006, Cenpes received the first well samples from the newly discovered Lula field, in the pre-salt section of Santos Basin. By the end of the same decade, the first proposal of carbonate facies classification encompassing pre-salt rocks was published with intensive collaboration of Cenpes experts. From 2006 on, additional oil findings in the pre-salt section of the Santos Basin have posed new challenges to the Geophysics group, involving especially seismic imaging of complex geological structures and the synergistic integration of seismic and non-seismic methods.

For Cenpes Geoscience teams, the years 2010 are mainly characterized by the continued expansion of Brazil's new frontiers of geological knowledge - the pre-salt. In Geochemistry, noble gases tool is consolidated for interpretation of the origin of natural gas in petroleum systems, allowing the ready identification of very significant amounts of mantle-originated CO₂ in the pre-salt reservoirs of the Santos Basin. Another remarkable innovation was the introduction of biomarker and carbon isotope analyses of fluid inclusions, allowing one to infer the origin, thermal history, the reconstruction of the migration pathway, and trap fill history based on very minor amounts of hydrocarbons. The support of remote sensing to monitoring of hydrocarbon exudation was extended to ultra-deep areas of the pre-salt fields of the Santos Basin. In the field of Biostratigraphy, major achievements included the refined dating of Santos Basin's pre-salt sections

with ostracods and the chemostratigraphic correlation of production areas. Stratigraphic studies now in progress aim at the improved characterization of the Alagoas stage in northeastern Brazil involving the integrated analysis of diverse microfossil groups, isotope stratigraphy, and magnetostratigraphy. Early in the decade, Cenpes Biostratigraphy team invested in confocal microscopy technology for more precise taxonomic identification of paly-nomorphs, an essential tool in the development of refined and reliable biostratigraphic schemes. As concerns the Structural Geology and Geotectonics group, new applications of SimBR simulator were made available, and Cenpes' Laboratory of Physics Modeling of Geological Processes (Laboratory Peter Szatmari) was inaugurated in 2012 to carry out improved modeling of tectonic processes, now coupled with sedimentary and magmatic processes. Igneous rock petrology studies coupled with geochronology are being performed in order to better understand magmatic processes of the Brazilian basins and their geodynamic implications for petroleum systems. The Sedimentology group investigates outcrop analogues of the pre-salt rocks, and the results obtained provide 3D models for simulating reservoir production and injection. Important projects aim to investigate and model carbonate diagenetic controls of the pre-salt province, as well as to identify the origin of these rocks. The lines of research are focused on understanding carbonate depositional processes (both biotic and abiotic), carbonate reworking and diagenesis, and the study of the lowest pre-salt section (Jiquiá stage), which has proved most promising in respect of its oil reserves. In 2010, the Geophysics group took active part in the pilot phase of Petrobras' first permanent seismic monitoring system, located in the Miranga field, Reconcavo Basin. Studies initiated in early 2010 focus on tomographic inversion and full wavefield inversion (FWI), the latter aiming to infer rock properties from seismic data, the so-called inverse problem. In 2011, the laboratorial staff for integrated Rock-Profile-Seismic studies was created in order to better understand the unprecedented and complex geological and petroleum context of pre-salt strata. Its tasks involve quantitative characterization of rocks (mineralogy, petrography, microtomography, petrophysics, profiles, nuclear magnetic resonance, and rock physics), development of computational modeling, and intensive integration with non-seismic methods.

Created in the 1990s, the Profex (Technological Program for Expansion of Exploratory Frontiers) management has been investing in technologies for incorporation of new hydrocarbon reserves and the reduction of exploratory risk. Its performance is guided by technological challenges identified at different stages of the exploration process. Its extensive portfolio of projects include the results of important research projects conducted jointly with universities and companies, both Brazilian and foreign: "Evolter - tectonic evolution of the southeastern Brazilian margin"; "Cronoboro - Distribution of Cenozoic sediments in PE-PB, RN, and CE basins"; "Simulation of oil generation and expulsion through hydrous pyrolysis"; "Proemb - Precambrian Structural Framework of the equatorial margin"; "Revision of the stratigraphy and petroleum potential of Amazonas and Parnaíba Paleozoic basins" and "Atlantic Margin Project". Furthermore, Profex has promoted important technical and scientific meetings congregating leading members of the international scientific community as well as geoscientists from major oil companies, which resulted in key publications on the subjects 'Turbidites' and 'Rift and Continental Margins'. Several projects are in progress in the 2010s, including "Conegas Project", aiming to identify, characterize, and measure natural gas hydrate occurrences in the southern part of Pelotas Basin, aiming at future potential exploitation of this energy resource. The integrated participation of Brazilian and foreign researchers in Profex projects has promoted a significant upgrade in the technological capacitation of Brazilian universities and its researchers, as well as the formation of new generations of geoscientists fully integrated with industry practices, in whose training took part some of the best researchers in the world.

The Basin Modeling Technology Program (Promob) was created in 2005 with the following purposes: (1) develop, improve, and test methods for physical and numerical simulation of geological processes in sedimentary basins; (2) provide technologies to improve the exploration process and enable the incorporation of new oil reserves; and (3) consolidate and provide geological knowledge through the development of 3D geological models of sedimentary basins. In the years 2010, Promob still adheres to the general guidelines of its creation, which are summarized in its current mission: to develop and apply physical and numerical models of relevant geological processes for oil exploration.

autores



Edison José Milani

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerente Geral

ejmilani@petrobras.com.br

Edison José Milani graduou-se em Geologia em 1977 pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e ingressou na Petrobras em fevereiro de 1978. Nos 37 anos de Companhia, atuou em Geologia de Poço, Pesquisa e Desenvolvimento e Interpretação Exploratória, e respondeu por funções gerenciais. Possui mestrado pela Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP) em 1985 e doutorado pela UFRGS em 1997. É Gerente Geral de P&D em Geociências no Cenpes desde 2008.



Renato Oscar Kowsmann

Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Sedimentologia e Estratigrafia

kowsmann@petrobras.com.br

Renato Oscar Kowsmann é graduado em Geologia pela UFRJ em 1969. Recebeu o MSc. em Oceanografia Geológica pela Oregon State University em 1973. Como geólogo da CPRM, participou do Projeto REMAC, abordado no artigo, de 1973 a 1979. Em 1980 ingressou na Petrobras através do CENPES, onde trabalha até hoje como Consultor Senior em Geologia Marinha. De 1980 a 1990 dedicou-se à tectonofísica, estudando a origem e evolução das bacias marginais brasileiras. De 1990 até o presente, com a migração da exploração para águas profundas e ultraprofundas, trabalha na análise de geohazards do talude continental das bacias brasileiras.



Carla Viviane Araújo

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Geoquímica

carla@petrobras.com.br

Carla Viviane Araújo possui mestrado em Geociências pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), em 1990. É consultora sênior no Cenpes. Tem experiência na área de Geociências, com ênfase em Geoquímica, atuando principalmente nos seguintes temas: geoquímica orgânica, petrografia orgânica, carvão e palinofácies.



Eduardo Borges Rodrigues

Geólogo

eduborges@gmail.com

Eduardo Borges Rodrigues ingressou na Petrobras em fevereiro de 1977 e trabalhou em geologia de subsuperfície na Bacia de Sergipe-Alagoas. Em 1981, já no CENPES, iniciou os trabalhos em sedimentologia e estratigrafia. Após o mestrado na Universidade Federal de Ouro Preto em 1985, se dedicou durante as décadas de 1980 e 1990 ao estudo integrado de sedimentologia e estratigrafia de rochas turbidíticas para dar suporte aos modelos geológicos dos campos da Bacia de Campos. Ainda na década de 1990 iniciou as atividades docentes com cursos de estratigrafia e foi um dos responsáveis pela criação de 5 cursos de geologia de campo no Brasil e exterior com foco em estratigrafia de alta resolução através da Universidade Corporativa. Em paralelo realizou estudos em campos de petróleo nas bacias Potiguar, Recôncavo e Solimões além de levantar dados quantitativos em afloramentos nas bacias de Salta (Argentina) e Nama (Namíbia) para alimentar base de dados que embasasse a modelagem geológica para campos do Pré-Sal.



Cecília Cunha Lana

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)

P&D em Geociências

Gerência de Bioestratigrafia e
Paleoecologia

lane@petrobras.com.br

Cecília Cunha Lana graduou-se em Geologia em 1985 pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e cursou a especialização em Geologia e Geofísica Marinha no Laboratório de Geologia Marinha da UFF (Lagemar), em 1986. Ingressou na Petrobras em 1987 atuando na área de Biocronoestratigrafia, especializando-se no método Palinologia. Após dois anos de treinamento no Cenpes transferiu-se para Natal-RN, onde atuou na área de Sedimentologia e Estratigrafia em 1989 e foi responsável pelo laboratório por cinco anos. Obteve o título de Mestre em Geociências/Estratigrafia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), em 1996. Retornou ao Cenpes, atuando principalmente na Bioestratigrafia/Palinologia das bacias marginais brasileiras.



Daisy Barbosa Alves

Centro de Pesquisas da Petrobras
(Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Sedimentologia e Petrologia

daisy@petrobras.com.br

Daisy Barbosa Alves é geóloga e consultora sênior especializada em mineralogia de argilominerais, difratometria de raios X e diagênese de folhelhos. Graduiu-se Bacharel em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 1977. Ingressou na Petrobras em 1978 para atuar como pesquisadora no Cenpes, onde está lotada até hoje. Em 1990, obteve o título de Doutora em ciências pela UFRJ. Ao longo destes anos, registrou inovações analíticas desenvolvidas no âmbito da Companhia e atuou nas seguintes áreas: geoquímica orgânica, geologia de reservatório, estratigrafia, tectônica, modelagem de bacias, tecnologia de rochas e sedimentologia e petrologia. Participou como docente em diversos cursos de formação na Petrobras e, a convite, nas seguintes universidades brasileiras: UFOP, USU, UFRJ, UFRGS, UERJ, UFF e UNISINOS. Desde 1994, é sócia honorária de El Museo Regional Malargüe (Argentina). Em 2000, recebeu menção honrosa outorgada pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, e, em 2002, o prêmio Cenpes de Excelência em Resultados – categoria especial. Em 2005, foi eleita para o Conselho Diretor da Association International pour l'Étude des Argiles (AIPEA), órgão internacional regulador dos estudos e aplicações de argilominerais.



Gerhard Beurlen

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Bioestratigrafia e
Paleoecologia

gbeurlen@petrobras.com.br

Gerhard Beurlen graduou-se em Geologia na Escola de Geologia da CAGE, hoje da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 1964. Em 1965 ingressou no Laboratório de Paleontologia da Petrobras em Maceió. De 1966 a 1969, estudou os moluscos brasileiros, principalmente amonóides, das bacias Potiguar e de Sergipe, o que resultou em algumas das raras publicações modernas sobre amonóides cretáceos brasileiros. A distribuição estratigráfica dos amonóides e o mapeamento bioestratigráfico da porção emersa da bacia de Sergipe foram sua maior realização neste período. Em Salvador se dedicou ao estudo dos foraminíferos planctônicos do Cretáceo e do Terciário e ao estudo da ecologia e paleoecologia dos foraminíferos bentônicos. Em 1974, retornou ao Rio de Janeiro, no Laboratório Central da Petrobras, e mais tarde no Cenpes, onde desenvolveu técnicas de correlação numérica, integrando paleoecologia com bioestratigrafia e os novos métodos estratigráficos, como análise geo-histórica e sismoestratigrafia.



Jorge Fiori Fernandes Sobreira

Centro de Pesquisas da Petrobras
(Cenpes)
Gerência de Geofísica

fiori@petrobras.com.br

Jorge Fiori Fernandes Sobreira, é graduado em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) em 1985, e é Mestre em Ciências. Foi admitido como Geofísico na Petrobras em 1987. Desde então vem trabalhando em áreas que vão desde a aquisição sísmica até a interpretação exploratória. É pesquisador do Cenpes, dedicando-se à investigação de novas tecnologias geofísicas para o segmento de E&P.



Peter Szatmari

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Geologia Estrutural e
Geotectônica

szatmari@petrobras.com.br

Peter Szatmari é geólogo e graduou-se em Geologia pela Universidade de Eotvos, na Hungria. Obteve o doutorado na Universidade de Edimburgo, na Grã-Bretanha, com o tema evaporitos, e o pós-doutorado em Princeton, nos Estados Unidos, onde foi visiting fellow no staff de professores. Também fez estágio no Lamont Doherty Earth Observatory, Universidade de Colúmbia, Nova Iorque, em plena época do nascimento da Teoria da Tectônica de Placas. Desde 1973 está no Brasil, inicialmente como consultor da Petrobras. Nesta condição, ministrou cursos e liderou equipes de trabalho que realizaram importantes descobertas de depósitos de sais de potássio e óleo nas bacias de Sergipe-Alagoas e Amazonas. Em 1980, ingressou no quadro de pesquisadores do Cenpes, onde ainda atua. Além de coordenar vários grupos de estudo, ministrou cursos sobre geologia estrutural, tectônica, geotectônica e geologia do sal. Nas universidades Federal Fluminense, do Rio Grande do Sul e de Ouro Preto atuou como docente e orientador de inúmeros mestres e doutores. A contribuição de Peter Szatmari à Geologia Estrutural e Tectônica soma mais de 200 trabalhos. Também efetuou importantes estudos sobre a distribuição de metais presentes no petróleo, comparando-os com as rochas do manto, condritos, crosta e água do mar. Recebeu o Prêmio Medalha de Ouro “José Bonifácio de Andrada e Silva” da Sociedade Brasileira de Geologia em 2012.



Ramsés Capilla

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Geoquímica

capilla@petrobras.com.br

Ramsés Capilla graduado em Geologia pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ) em 1989. Mestre e Doutor, ambos em Geologia na área de Sistemas Depositionais e Estratigrafia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), nos anos de 1995 e 2002. Ingressou na Petrobras em 2000, onde atuou até 2001 nas áreas de Acompanhamento Geológico de Poços. Desenvolve pesquisas de Geoquímica do Petróleo e coordena a Rede Temática de Geoquímica da Petrobras. É professor das disciplinas de Sistemas Petrolíferos e Geoquímica do Petróleo na Universidade Petrobras (UP) e Geologia, Paleontologia e Biologia Marinha na Universidade Castelo Branco (UCB). Tesoureiro da Associação Latino-Americana de Geoquímica Orgânica (Alago), nos anos de 2006 a 2014. Atuou também como membro da Diretoria Executiva da Sociedade Brasileira de Geoquímica (SBGq), no biênio de 2007 a 2009.



Justo Camejo Ferreira

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Geoquímica

justo@petrobras.com.br

Justo Camejo Ferreira formou-se como engenheiro Agrônomo e ingressou na Petrobras em 1960. Trabalhou na Bahia, nas áreas de Geologia de Poço e de Interpretação. Participou dos testes de produção do poço de Guaricema, em Sergipe, o primeiro a produzir petróleo no mar. Em 1974 foi nomeado chefe do setor de Exploração do Cenpes. Desde 2008, atua como pesquisador na área de Geoquímica e presta consultoria interna em questões de meio ambiente.



Eugênio Vaz dos Santos Neto

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerência de Geoquímica

eugenioneto@petrobras.com.br

Eugenio Vaz dos Santos Neto graduou-se em Geologia pela Universidade do Estado de São Paulo (UNESP). Admitido na Petrobras em fevereiro de 1981, trabalhou como geólogo de poço nas bacias de Campos e do Espírito Santo. Em 1982 foi admitido no corpo docente permanente do Setor de Ensino da Bahia, e depois no Setor de Ensino do Rio. Em 1984 foi transferido para o Setor de Geoquímica, hoje Gerência de Geoquímica, onde vem desenvolvendo trabalhos de suporte tecnológico ao E&P e pesquisas relacionadas à aplicação da geoquímica orgânica na caracterização de sistemas petrolíferos. Em agosto de 1993 concluiu o seu mestrado no Departamento de Geologia da UFRJ, estudando o relacionamento entre as condições paleoambientais da Formação Irati e o seu potencial de geração de hidrocarbonetos. Em dezembro de 1996 completou seu doutorado pela Universidade de Indiana, EUA, onde desenvolveu pesquisas sobre os ambientes deposicionais das formações Alagamar e Pendência e características geoquímicas correlatas nos óleos delas derivados, usando principalmente isótopos estáveis de carbono em compostos individuais e de hidrogênio. Atualmente, trabalha em pesquisas relacionadas à geoquímica de gases, aos isótopos estáveis de C e H em compostos individuais, e aos processos biogeoquímicos em reservatórios



Maria José Resende Oliveira

E&P Avaliação Exploratória,
Desenvolvimento da Produção e Gestão
de Investimento de Libra
Exploração e Competências Técnicas
Gerência de Geologia

mjoliveira@petrobras.com.br

Maria José Resende Oliveira Graduada em Geologia pela UFMG em 1987. Mestrado em Geologia pela UFOP em 1991, na área de concentração em Geologia Estrutural. Trabalhou na CPRM em atividades de mapeamento geológico, de 1994 a 2001. Ministrou disciplinas de Geologia e Geomorfologia nos cursos de Geografia do Unicentro Newton Paiva e PUC-Minas, de 1999-2001. Em 2001, ingressou no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES) na Gerência de Tecnologias Aplicadas à Geologia e Geofísica (TEGG). Exerceu o cargo de gerente de Geologia Estrutural e Geotectônica (CENPES/PDGEO/GEOTEC) de 2009 a meados de 2014. Desde agosto de 2014, integra a equipe do E&P-LIBRA/EXPCT/GEO, onde é consultora.

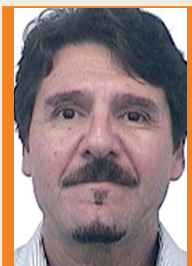


Marco Antonio Schreiner Moraes

Centro de Pesquisas da Petrobras
(Cenpes)
Gerência de Sedimentologia e Petrologia

masmoraes@petrobras.com.br

Marco Antônio Schreiner Moraes é consultor sênior lotado na Gerência de Sedimentologia e Petrologia (GSEP) do Cenpes, tendo se formado pelo Convênio Petrobras/Universidade Federal da Bahia (UFBA), em 1980. Obteve mestrado em Geologia de Reservatórios pela Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP) em 1985, e doutorado pela Universidade do Wyoming, nos Estados Unidos, em 1991. Iniciou sua carreira na Petrobras em 1981, no Distrito de Exploração da Bahia. No final de 1982 transferiu-se para o Setor de Ensino do Rio de Janeiro e, em 1987, para o Cenpes. De 1994 a 1999 foi gerente do Setor de Geologia e Geofísica de Reservatórios. Desde 1999 têm coordenado vários projetos e ministrado cursos voltados para a caracterização da arquitetura e geometria de reservatórios. É também representante da Petrobras em diversos projetos multiclientes de estudos de afloramentos análogos.



Adriano Roessler Viana

E&P Avaliação Exploratória,
Desenvolvimento da Produção e Gestão
de Investimento de Libra
Exploração e Competências Técnicas
Gerência de Geologia

aviana@petrobras.com.br

Adriano Roessler Viana possui graduação em Geologia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), em 1982 e doutorado em Geologia Marinha, pela Université de Bordeaux I, em 1998. É geólogo da Petróleo Brasileiro S/A desde 1986, após ter sido pesquisador do Centro de Estudos Costeiros e Oceânicos da UFRGS de 1983 a 1986. Tem experiência na área de Geociências, com ênfase em Sedimentologia, Geologia Marinha e Análise de Bacias Sedimentares, atuando principalmente nos seguintes temas: sedimentologia, contornitos, turbiditos, bacias marginais brasileiras, correntes de fundo, estratigrafia de alta resolução, paleoceanografia, modelização física de fluxos gravitacionais subaquosos, interpretação exploratória de hidrocarbonetos e geotectônica de margens continentais. Foi o geólogo intérprete responsável pela locação Tupi, poço descobridor do Pré-Sal na Bacia de Santos, na margem brasileira. É considerado Ocean Expert pela UNESCO, participou da Operação Antártica IV e de diversas missões geológicas e geofísicas nas margens do Atlântico Sul e Norte. Foi membro dos projetos UNESCO IGCP 432 (Contourites, Bottom Currents and Paleocirculation) e 464 (Continental Shelves during the Last Glacial Cycle: Knowledge and Applications) e membro proponente dos projetos IGCP 619 (Contourites: processes and products) e 628 (The Gondwana Map Project).



Oscar Strohschoen Júnior

Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerente de Bioestratigrafia e
Paleoecologia

oscarrij@petrobras.com.br

Oscar Strohschoen Júnior graduou-se em Geologia na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), em 1982. Trabalhou no Centro de Estudos Costeiros, Limnológicos e Marinhos (Ceclimar) de 1983 a 1986, com foco em estudos sedimentológicos nas lagunas costeiras do Rio Grande do Sul. Ingressou na Petrobras em 1986, tendo trabalhado em acompanhamento de poços no Desud (Bacia de Campos) até o início de 1988, quando foi transferido para o Laboratório de Rochas (Gelab) da mesma Unidade. Após treinamento em foraminíferos no Cenpes (1988) iniciou a atividade de bioestratígrafo, ainda no laboratório, onde permaneceu lotado até 1999, quando foi transferido para o Cenpes. Entre 1991 e 1993 cursou mestrado em Estratigrafia na UFRGS, área de concentração em Micropaleontologia, foco no estudo de foraminíferos do Cretáceo Superior. No Cenpes exerceu as atividades de Bioestratigrafia (foraminíferos) em poços das bacias da margem sul e sudeste. Em 2006 foi designado gerente da Gerência de Bioestratigrafia e Paleoecologia (BPA), atividade que exerce até o momento.



José Henrique Gonçalves de Melo
Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes)
P&D em Geociências
Gerente de Bioestratigrafia e
Paleoecologia

jhmelo@petrobras.com.br

José Henrique Gonçalves de Melo possui graduação em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), em 1978. É Mestre (1984) e Doutor (2002) em Geologia pela mesma instituição. É pesquisador junto à Gerência de Bioestratigrafia e Paleoecologia Aplicadas do Cenpes, atuando principalmente nos temas: palinologia e bioestratigrafia do Paleozóico, com participação no Grupo de Pesquisa CNPq “Bioestratigrafia e Paleoecologia”, coordenado por pesquisadores da UFRGS.