



Atualizado em 05/05/2015

# SUMÁRIO DAS BACIAS SEDIMENTARES

---

## INTRODUÇÃO

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) divulga, neste documento, as características das bacias sedimentares em estudo para a 13ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural sob o regime de concessão.

Na 13ª Rodada de Licitações serão ofertados blocos com risco exploratório localizados em 22 setores distribuídos em 10 bacias sedimentares brasileiras: Amazonas, Parnaíba, Potiguar (terra), Recôncavo, Sergipe Alagoas (mar), Jacuípe, Camamu Almada, Espírito Santo (mar), Campos e Pelotas.

As bacias e os setores visam atender o interesse do Governo Federal em realizar rodadas de licitação para concessão de blocos em bacias de novas fronteiras tecnológicas ou do conhecimento, em bacias maduras e em bacias de elevado potencial, visando promover o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no país, atrair pequenas e médias empresas e ampliar as reservas nacionais, fixando empresas nacionais e estrangeiras no País, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

## BACIAS SEDIMENTARES

### Bacia do Amazonas (Setor SAM-O)

A Bacia do Amazonas possui um sistema petrolífero ativo e comprovado. Diversas descobertas foram feitas durante a história de exploração e atualmente estão sendo desenvolvidos os campos de Azulão e Japiim.



Atualizado em 05/05/2015

Os arenitos da Formação Monte Alegre, de idade carbonífera, são considerados os principais reservatórios da bacia. A sua distribuição é mais ou menos uniforme por toda a bacia, com espessura variando de 80 metros até o máximo de 140 metros no depocentro.

A exploração de petróleo na Bacia do Amazonas iniciou com os trabalhos do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) e teve grande impulso com a criação da Petrobrás.

Numa primeira fase, de 1953 a 1967, foram perfurados em torno de 53 poços estratigráficos e 58 poços pioneiros. A exploração intensificou-se bastante após a descoberta de petróleo, logo no início desta fase em três poços perfurados a partir de 1953. A descoberta se revelou subcomercial, em virtude da pequena extensão do reservatório. Indicações de gás e óleo foram obtidas em diversos poços.

Numa segunda fase, entre 1971 e 1990, após levantamentos sísmicos sistemáticos, foram perfurados quatro poços estratigráficos e 34 poços pioneiros, dois deles sob regime de contrato de risco, além de cinco poços de extensão. As descobertas significativas de hidrocarbonetos nesta fase ocorreram, em 1985, nos poços Lago Tucunaré e Igarapé Cuia, produtores de gás e óleo, respectivamente.

Uma terceira fase iniciou-se em 1996, ganhando novo impulso graças à descoberta de gás, ocorrida em 1999, no poço Rio Uatumã, situado no bloco BA-3 da Petrobras adquirido na Rodada Zero. Tal descoberta, juntamente com as boas indicações de óleo observadas no poço Lago Itaúba abrem novas perspectivas para a descoberta de uma nova província produtora, em uma bacia de nova fronteira de vastas dimensões.

## **Bacia do Parnaíba (Setores SPN-N e SPN-O)**

A Bacia do Parnaíba situa-se nas regiões Nordeste e Norte do Brasil, abrangendo parte dos estados do Piauí, Maranhão, Tocantins, Pará, Ceará e Bahia, e possui uma área de aproximadamente 668,8 mil km<sup>2</sup>. Separa-se das bacias de Barreirinhas e São Luís, situadas a norte, pelo Arco Ferrer-Urbano Santos e da Bacia do Marajó, a noroeste, pelo Arco de Tocantins. Ao sul, seu limite com a Bacia do São Francisco é definido pelo Arco de São Francisco.



Atualizado em 05/05/2015

As pesquisas geológicas na bacia começaram em 1909, através de atividades direcionadas para a mineração de água e a prospecção de carvão sob a égide do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil. Nesta época foi elaborado o primeiro mapa geológico da bacia.

Contudo, só a partir da década de 50, através do Conselho Nacional do Petróleo – CNP – deu-se a campanha exploratória da bacia voltada para a pesquisa de hidrocarbonetos com mapeamento de superfície e a perfuração de 03 poços no Estado do Maranhão, 1-CL-1-MA (Carolina), 1-VG-1-MA e 1-VG-1R-MA (Vereda Grande), respectivamente em 1951 e 1953.

Com a criação da Petrobras uma nova campanha exploratória se desenvolveu de 1954 a 1966, quando foram realizados novos mapeamentos de superfície, com apoio de fotogeologia, levantamentos gravimétricos e sísmicos, estes de caráter local, e a perfuração de 31 poços exploratórios, a maioria dos quais com pouco apoio sísmico. Uma cobertura gravimétrica terrestre realizada principalmente pela Petrobras acumula cerca de 116,3 mil km<sup>2</sup>.

Na década de 70 a bacia foi objeto de estudo através do Projeto Radam (CPRM) e também pela atuação da CPRM na área.

Uma nova fase exploratória, chamada de período dos contratos de risco, foi iniciada em 1975 se estendendo até 1988, com novos trabalhos sísmicos, levantamentos aeromagnetométricos e a perfuração de 07 poços exploratórios. Assim, a Esso e a Anschutz executaram 888 km de sísmica, efetuaram o levantamento aeromagnetométrico, trabalhos de sensoriamento remoto e perfuraram um poço na região do Arco Ferrer – Urbano Santos.

Os levantamentos sísmicos foram realizados descontinuamente entre 1954 e 1996, totalizando 13.194 km lineares de sísmica 2D. As linhas sísmicas existentes têm distribuição esparsa e densidade extremamente baixa, com modestos 0,02 km/km<sup>2</sup>. Este volume de dados é pequeno em termos absolutos e pouco significativo relativamente à dimensão da bacia.

Um novo e mais recente esforço exploratório na bacia se deu com o advento da ANP, através da oferta de blocos na Nona Rodada de Licitações (2008). Fruto desta licitação, a concessionária OGX perfurou em 2010/2011 três poços no bloco PN-T-68 havendo solicitado e declarado a comercialidade para gás pela primeira vez na bacia, em duas áreas distintas envolvendo as seções carboníferas e devoniana do pacote sedimentar, Formação Poti e Cabeças.



Atualizado em 05/05/2015

Atualmente, a bacia possui 89 poços exploratórios, dos quais 38 são pioneiros, 04 pioneiros adjacentes, 12 estratigráficos, 01 jazida mais rasa, 19 de desenvolvimento, 06 de extensão e 09 especiais. A bacia do Parnaíba possui atualmente três campos de gás, a saber: Gavião Real, Gavião Azul e Gavião Branco.

Os levantamentos sísmicos nestes períodos anteriormente discriminados totalizam cerca de 25,5 mil km (2D) e 294 km<sup>2</sup> (3D). Como levantamentos não-sísmicos, a bacia contempla: magnetometria com aproximadamente 243,9 mil km<sup>2</sup>, 116,3 mil km<sup>2</sup> de gravimetria, grav/mag de 748,6 mil km<sup>2</sup>, gama/mag com 544,4 mil km e geoquímica de superfície com aproximadamente 5.000 amostras em um polígono em torno de 249,3 mil km<sup>2</sup>.

Na última década, por meio de convênio com a Universidade de São Paulo (USP), a ANP promoveu um levantamento aerogravimétrico, aeromagnetométrico e aerogamaespectométrico na bacia do Parnaíba.

Em 2009, sob os auspícios da ANP, foram levantados aproximadamente 1,5 mil km de linhas sísmicas 2D no Estado do Piauí, na região do Lineamento Transbrasiliano. Em 2012, a ANP voltou a levantar dados na Bacia do Parnaíba, num total em torno de 2,6 mil Km de dados sísmicos, associados a dados gravimétricos e magnetométricos.

Buscando aumentar o conhecimento geológico da Bacia do Parnaíba com vistas à ampliação de sua atratividade exploratória, a ANP, no âmbito do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica (PPA), realizou dois levantamentos de dados sísmicos bidimensionais com dados gravimétricos e magnetométricos associados. O primeiro foi localizado no Estado do Piauí, na região do Lineamento Transbrasiliano, totalizando cerca de 1.600 km. O segundo levantamento localiza-se na porção central da bacia, totalizando cerca de 2.625 km.

Atualmente, a Bacia do Parnaíba é a quinta maior produtora de gás natural do Brasil, contribuindo com uma produção diária em torno de 4,7 milhões de m<sup>3</sup>, representando cerca de 5% da produção de gás natural.

## **Bacia Potiguar (Setores SPOT-T2, SPOT-T3, SPOT-T4 e SPOT-T5)**

A Bacia Potiguar situa-se no extremo nordeste da margem continental brasileira, incluindo uma parte emersa e outra submersa. Encontra-se distribuída em sua maior parte no



Atualizado em 05/05/2015

Estado do Rio Grande do Norte e parcialmente no Estado do Ceará. Geologicamente limita-se a leste com a Bacia de Pernambuco-Paraíba, pelo Alto de Touros; a noroeste com a bacia do Ceará, pelo Alto de Fortaleza; e ao sul, com rochas pré-cambrianas do embasamento cristalino.

Os primeiros estudos geológicos na Bacia Potiguar foram realizados a partir de 1945, através de mapeamento de superfície, gravimetria e magnetometria. A partir desse estudo foram perfurados dois poços na parte emersa da bacia em 1956, os quais revelaram fracos indícios de hidrocarbonetos. Em razão desses resultados, a porção emersa da bacia foi temporariamente descartada para novos esforços exploratórios. As atividades exploratórias foram retomadas na década de 70, inicialmente com aquisição sísmica marítima em 1971 e, posteriormente, com aquisição sísmica terrestre em 1974. Desse esforço resultaram as descobertas dos campos de Ubarana (1973) e de Agulha (1975), ambas na plataforma continental.

Na parte emersa da bacia dois eventos posteriores a estas descobertas marítimas mudaram significativamente o panorama exploratório. Assim, as descobertas dos campos de Mossoró (1979) e Fazenda Belém (1980) desencadearam uma intensa campanha exploratória, com destaque para o período 1981-1988. Como resultado destas atividades foram descobertas dezenas de campos petrolíferos, muitos dos quais, alinhados no Sistema de Falhas de Carnaubais, como os campos de Alto do Rodrigues, Estreito, Fazenda Pocinho e Guamaré, além dos de Serraria, Lorena, Upanema, Canto do Amaro (o maior de todos), em outras partes da bacia.

Na parte imersa foram descobertos os campos de Pescada e Arabaiana (gás) e Aratum (óleo), além de outros menores. Todo este esforço anteriormente mencionado deve-se à Petrobras, porém, durante a década de 70, quatro campos de óleo foram descobertos por empresas sob contrato de risco.

Atualmente, a Bacia do Potiguar é a quarta maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil, contribuindo com uma produção diária em torno de 66,9 mil boe, provenientes de 86 campos de produção.



Atualizado em 05/05/2015

## **Bacia do Recôncavo (Setores SREC-T1, SREC-T2, SREC-T3 e SREC-T4)**

A Bacia do Recôncavo está localizada na Região Nordeste, parte emersa do Estado da Bahia, ao norte da cidade de Salvador, ocupando área em torno de 10,3 mil km<sup>2</sup>, sendo 9,6 mil km<sup>2</sup> em terra e 702 km<sup>2</sup> em águas interiores (Baía de Todos os Santos). Está separada da Bacia de Tucano, ao norte, pelo Alto de Aporá, e da Bacia de Camamu, ao sul, por uma zona de transferência E-W (Falha da Barra).

Limita-se a leste e oeste por afloramentos pré-cambrianos, através dos sistemas de falhas de Salvador e Maragogipe, respectivamente.

O conhecimento que hoje se detém acerca da evolução tectono-sedimentar da bacia deve-se aos esforços exploratórios empreendidos ao longo dos últimos 70 anos, consolidados por mais de 6.000 poços perfurados (sendo aproximadamente 1.200 exploratórios). As atividades de prospecção se iniciaram em 1937 sob a condução do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). A primeira descoberta significativa de óleo data de 1939, em poço perfurado no distrito de Lobato, nas imediações da cidade de Salvador e considerado como o marco inicial da indústria petrolífera nacional.

A primeira fase exploratória, sob a égide do CNP, se estendeu até 1954 e consolidou importantes descobertas como os Campos de Candeias (1941), Aratu e Itaparica (1942), Dom João (1947) e Água Grande (1952). A partir daí e estendendo-se até 1997 a condução de toda a exploração e produção da bacia passou a ser monopólio transferido para a Petrobras, quando cerca de uma centena de novas acumulações foram incorporadas às descobertas anteriormente citadas. Nesta fase cabe mencionar, principalmente, a consolidação dos campos de Buracica, Miranga, Araçás, Taquipe, Fazenda Imbé e, na última fase Petrobrás, Fazenda Alvorada, Rio do Bu, Fazenda Bálsamo e Riacho da Barra, dentre outros.

Com a quebra do monopólio e implantação da ANP, foram realizadas algumas descobertas, além da incorporação de pequenas acumulações estabelecidas pela Petrobras.

O esforço exploratório desenvolvido até os dias atuais resultou em levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de aproximadamente 13,5 mil



Atualizado em 05/05/2015

km de sísmica 2D e de 3,5 mil km<sup>2</sup> de sísmica 3D e na perfuração de, aproximadamente, 6.531 poços, sendo 1.216 exploratórios.

Até o momento foram descobertos em torno de 71 campos de petróleo e 21 campos de gás. Já foram produzidos cerca de 1,6 bilhão de barris de petróleo e 69,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás. As reservas provadas atuais são na ordem de 221,8 milhões de barris de petróleo e 5,4 bilhões de m<sup>3</sup> de gás.

Atualmente, a Bacia do Recôncavo é a sexta maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil, contribuindo com uma produção diária em torno de 58,2 mil boe, provenientes de 78 campos de produção.

## **Bacia de Sergipe-Alagoas (Setores SSEAL-AP1 e SSEAL-AP2)**

A Bacia de Sergipe-Alagoas está situada na margem continental da região nordeste do Brasil, abrangendo parte dos estados de Sergipe e Alagoas. Em mapa, tem forma alongada na direção NE com 350 km de extensão e 35 km de largura média em terra. Apresenta área total em torno de 44,3 mil km<sup>2</sup>, sendo 31,7 mil km<sup>2</sup> em mar até a cota batimétrica de 3.000 m e 12,6 mil km<sup>2</sup> na porção terrestre. Limita-se a norte com a Bacia de Pernambuco-Paraíba pelo Alto de Maragogi e ao sul com a Bacia de Jacuípe, pela Plataforma de Estância, na porção emersa; pelo sistema de falhas do Vaza-Barris, na porção oceânica. O limite oeste, com o embasamento cristalino precambriano, é marcado por sistemas de falhas distensionais e estruturas associadas.

As atividades de exploração na bacia de Sergipe-Alagoas iniciaram-se em 1935, com levantamentos geofísicos e perfuração do poço 2-AL-1, por intermédio do Conselho Nacional do Petróleo. As primeiras sondagens tiveram lugar na região norte do estado de Alagoas, com a primeira descoberta comercial de petróleo ocorrendo em 1957, através do poço TM-1-AL. Em 1963 foi descoberto o Campo de Carmópolis, na parte terrestre da sub-bacia de Sergipe.

A maioria das descobertas aconteceu nos anos 60, na sub-bacia de Sergipe. Ainda nesta sub-bacia, a exploração na plataforma continental teve início no final da década de 60, quando ocorreu a primeira descoberta comercial de óleo em toda a margem continental



**Brasil**  
**13ª Rodada**  
Licitações de Petróleo e Gás



Atualizado em 05/05/2015

brasileira, através da perfuração do pioneiro 1-SES-1A, com a posterior consolidação do Campo de Guaricema.

Até hoje foram perfurados em torno de 5 mil poços sendo aproximadamente 1 mil poços exploratórios, 4 mil poços de desenvolvimento. A bacia é coberta por levantamentos sísmicos de reflexão, consistindo em cerca de 38,7 mil km de linhas 2D terrestres e 55,1 mil km de linhas 2D marítimas, além de 1 mil km<sup>2</sup> de sísmica 3D terrestre e 8,2 mil km<sup>2</sup> de sísmica 3D marítimas.

As reservas totais de hidrocarbonetos na Bacia de Sergipe- Alagoas são da ordem de 410 milhões de bbl de petróleo e 10 bilhões de m<sup>3</sup> de gás.

A inclusão da Bacia de Sergipe-Alagoas (mar), que não figura nas licitações da ANP desde 2004, se mostra bastante oportuna em razão das recentes descobertas anunciadas pela Petrobras nos blocos oriundos da 6ª Rodada de Licitações.

A Bacia de Sergipe-Alagoas tem trazido resultados importantes ao mercado. Desde 2010, diversas descobertas foram anunciadas nas concessões dos blocos BM SEAL-4, BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11, com alto índice de sucesso.

Sete planos de avaliação submetidos pela Petrobras, entre eles, Moita Bonita, Barra e Farfan estão em andamento. Trata-se de seis acumulações em arenitos turbidíticos do Eocretáceo e uma nos reservatórios aptianos da Formação. Muribeca.

Atualmente, esta bacia contribui com uma produção diária em torno de 67,5 mil boe, provenientes de 32 campos de produção.

## **Bacia de Jacuípe (Setor SJA-AP)**

A Bacia de Jacuípe está posicionada na margem continental leste brasileira, no litoral setentrional do Estado da Bahia. Está limitada a norte pela bacia de Sergipe-Alagoas, a sul pela Bacia de Camamu-Almada e a oeste pela Bacia do Recôncavo. A bacia é estritamente marítima e apresenta uma geometria triangular com área de aproximadamente 23 mil km<sup>2</sup> até cota batimétrica de 4.000 m. A bacia é considerada de nova fronteira exploratória em razão do baixo conhecimento geológico e da falta de um sistema petrolífero comprovado.





Atualizado em 05/05/2015

Os primeiros esforços exploratórios na Bacia de Jacuípe se iniciaram na década de 1970 com aquisições sísmicas 2D concentradas em regiões com cotas batimétricas ao redor de 1.000 m.

Durante a década de 1980 o interesse na aquisição de dados na bacia aumentou consideravelmente. No ano de 1980 foi perfurado o único poço da bacia, no sul da plataforma de Jacuípe, sem registro de indícios de hidrocarbonetos. Nessa década os levantamentos sísmicos 2D se intensificaram e atingiram locais com lâminas d'água próximas a 3.000 m. Ainda nesse período tiveram início os levantamentos gravimétricos e magnetométricos na bacia.

Durante a década de 1990, em contrapartida, a aquisição de dados foi reduzida a um levantamento sísmico 2D adquirido no norte da bacia, próximo ao limite com a Bacia de Sergipe-Alagoas.

A partir dos anos 2000 foram realizados levantamentos gravimétricos e magnetométricos associados às aquisições sísmicas marinhas. Ademais, foram realizados dois levantamentos sísmicos especulativos. O primeiro em 2000 realizado na porção noroeste da bacia. O segundo foi em 2009 e apresentou cobertura regional da bacia e atingiu lâminas d'águas próximas a 4.000 m. Ainda em 2009 a ANP, por meio do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica, conduziu um levantamento geoquímico de superfície. Foram coletadas cerca de 2.000 amostras de solo e gás provenientes de sedimentos do subsolo marinho da bacia, entre as cotas batimétricas de 100 m e 3.000 m. Por meio deste levantamento foi constatada a presença de microexsudações em uma faixa paralela à costa, com indicações de hidrocarbonetos de origem termogênica.

A expectativa é de que o avanço da exploração na região indique oportunidades exploratórias em arenitos turbidíticos, a exemplo das recentes descobertas na sub-bacia de Sergipe.

## **Bacia de Camamu-Almada (Setores SCAL-AP1 e SCAL-AP2)**



Atualizado em 05/05/2015

A Bacia de Camamu-Almada situa-se na porção centro-sul do litoral do Estado da Bahia, entre as cidades de Salvador e Ilhéus, abrangendo uma pequena parte terrestre, a planície costeira e avançando através da plataforma, talude e sopé continental.

Limita-se ao sul com a Bacia de Jequitinhonha através do Alto de Olivença e a norte, limita-se com as bacias de Jacuípe e Recôncavo, através das falhas da Barra e Salvador, respectivamente. A área total da bacia referida à cota batimétrica de 3.000 m, é em torno de 21,3 mil km<sup>2</sup>, dos quais, 2,5 mil km<sup>2</sup> em terra.

Nos primórdios da exploração costumava-se dividir esta bacia como se fossem duas, Camamu e Almada, o que terminou sendo erradicada por não haver suporte geológico para esta pretensa divisão. O que se manteve até os dias de hoje são apenas referências geográficas de certa utilidade prática e que, eventualmente, se traduz como área de Camamu e área de Almada.

A bacia teve fluxos exploratórios não contínuos. As atividades exploratórias tiveram início na área de Camamu e remontam a época anterior à criação da Petrobras (1953), resumindo-se na perfuração de poços estratigráficos rasos, em terra, concentrados na Ilha de Itaparica e nos arredores da Baía de Camamu. Na área de Almada perfurou-se um poço em meados dos anos 60.

Na década de 60 a Petrobras empreendeu um esforço exploratório na área de Camamu que redundou nas descobertas dos campos de Jiribatuba (óleo) e Morro do Barro (gás), ambos em terra. No mar, as atividades iniciaram-se na década de 70, e no final dos anos 80 e década de 90 duas descobertas foram estabelecidas, 1-BAS-64 (Campo de Pinaúna com óleo) e 1-BAS-97 (Campo de Sardinha com gás/óleo).

Contudo, a descoberta mais importante ocorreu mais recentemente no bloco BCAM-40, através do poço 1-BRSA-14-BAS (1-BAS-128), perfurado pelo consórcio Queiroz Galvão, Petrobras e Petroserv, que descobriu uma importante acumulação de gás em arenitos da Fm. Sergi (Campo de Manati, Camarão e Camarão Norte), cuja comercialidade foi declarada em 2002.

O potencial petrolífero comprovado na sub-bacia de Camamu mostra-se também promissor na sub-bacia de Almada em razão da similaridade geológica destes compartimentos.



Cabe ressaltar que o limite entre estas regiões é geográfico, não tendo qualquer limite geológico comprovado.

Atualmente, a Bacia de Camamu é a quarta maior produtora de gás natural do Brasil, contribuindo com uma produção diária em torno de 5,8 milhões de m<sup>3</sup>, representando cerca de 6,1% da produção de gás natural, provenientes de três campos de produção.

### **Bacia do Espírito Santo (SES-AP1 e SES-AP2)**

A Bacia do Espírito Santo, juntamente com a de Mucuri, localiza-se na margem continental brasileira, estendendo-se desde o sul do Estado da Bahia até o centro-sul do Estado do Espírito Santo. Apresenta uma área em torno de 193,9 mil km<sup>2</sup>, dos quais 176,9 mil km<sup>2</sup> se encontram em mar até a cota batimétrica de 3.000m e 17 mil km<sup>2</sup> em terra. Ao Sul, o Alto de Vitória define o limite com a Bacia de Campos. O limite norte, com a Bacia de Cumuruxatiba, coincide aproximadamente com o limite norte do Complexo Vulcânico de Abrolhos.

As bacias do Espírito Santo e de Mucuri apresentam um histórico exploratório que remonta à década de 50, com os primeiros levantamentos sísmicos na porção terrestre. O primeiro poço da bacia do Espírito Santo foi perfurado em 1959, pela Petrobras, nas proximidades da cidade de Conceição da Barra (poço stratigráfico 2-CBST-1-ES). Na plataforma continental, as atividades exploratórias iniciaram-se também nos anos 50, por meio de levantamentos sísmicos e gravimétricos. Em 1969 ocorreu a primeira descoberta comercial da bacia (campo de São Mateus), com a perfuração do poço 1-SM-1-ES.

Em águas rasas, a exploração também teve início na década de 50, com levantamentos sísmicos e gravimétricos, prosseguindo com a perfuração do primeiro poço pioneiro na plataforma continental brasileira (1-ESS-1-ES, 1968).

Impulsionada por este fato, teve início a primeira campanha sistemática de exploração na bacia, que se estenderia por toda a década de 1970. Tal campanha foi marcada por um



ritmo bastante regular, com a perfuração aproximada de 11 poços por ano (em média) entre 1971 e 1979. Esse esforço resultou na descoberta do campo de Fazenda Cedro, em 1972 (Biasussi *et. al.*, 1990). Nesse período também foi descoberto o primeiro campo situado na plataforma continental da bacia (Caçã, em 1977). Em 1978, a descoberta do campo de Lagoa Parda inaugura uma nova etapa nos esforços exploratórios, com uma atenção maior para os trabalhos de avaliação e desenvolvimento dos campos descobertos até então.

A década de 1980 caracterizou-se por um *boom* nos trabalhos de exploração, que atingiram o seu pico nos anos de 1981 e 1982, com a perfuração de 70 poços exploratórios. Como resultado, foram descobertos sete campos na porção terrestre, com um índice de sucesso exploratório de 18,5 %. Em 1988, foram descobertos três campos, destacando-se o de Cangoá (gás e condensado), na porção marítima, pelo poço 1-ESS-67-ES.

A partir de 1989, a exploração da bacia entrou em um processo de estagnação, evidenciado pela quantidade de poços exploratórios perfurados (cinco a sete poços por ano). Esta fase perdurou até 1997, ano da flexibilização e abertura do mercado do petróleo via da Lei nº 9.478/97, cujos efeitos práticos, no entanto, só seriam sentidos a partir de 1999. Mesmo assim, obteve-se uma média de um campo descoberto por ano neste período, entre eles o de Peroá (gás e condensado), em 1996, na plataforma continental, por meio do poço 1-ESS-77-ES. Em 1999, foi descoberto o primeiro campo na região de águas profundas (Canapu), próximo ao extremo sul da bacia.

Entretanto, o grande marco exploratório desse período ocorreu em 2003, com a descoberta de cinco campos, sendo dois em terra e três na região de águas profundas. Nesse ano, o índice de sucesso atingiu 41%, um recorde na história da bacia. Os campos de água profunda, descobertos nesse ano, reúnem atualmente a maior parte das reservas provadas da bacia. Além dele, os campos de Camarupim (condensado) e Carapó (gás não associado), localizados nos arredores de Golfinho, contribuíram significativamente para a agregação de novas reservas de óleo leve e gás, colocando definitivamente a bacia no restrito grupo das maiores produtoras de hidrocarbonetos do Brasil e confirmando as expectativas em relação ao potencial exploratório offshore.

A região de águas profundas é fortemente influenciada pela ocorrência de movimentação nas camadas de sal. O potencial exploratório esperado é diretamente



Atualizado em 05/05/2015

relacionado à ocorrência destas estruturas salinas, a exemplo de prolíficos campos descobertos no Golfo do México.

Atualmente, a Bacia do Espírito Santo é a quinta maior produtora de petróleo e gás natural do Brasil, contribuindo com uma produção diária em torno de 61,3 mil boe, provenientes de 40 campos de produção.

### **Bacia de Campos (Setor SC-AR3)**

A Bacia de Campos, situada no litoral dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, limita-se a sul pelo Alto de Cabo Frio, que a separa da Bacia de Santos e a norte pelo Alto de Vitória, que constitui o limite com a Bacia do Espírito Santo.

Abrange uma área total em torno de 102 mil km<sup>2</sup>, sendo 6,5 mil km<sup>2</sup> em terra e 95,5 mil km<sup>2</sup> em mar até a cota batimétrica de 3.000m.

A pequena faixa terrestre desta bacia, onde foi perfurado o poço estratigráfico 2-CST-1-RJ é destituída de interesse para petróleo por abrigar uma sequência clástica continental sem maiores atratividades.

A exploração no mar iniciou-se, em 1968, através aquisição e processamento sísmicos seguidos pela perfuração do primeiro poço em 1971. A primeira descoberta se deu três anos depois, em 1974, através do poço 1-RJS-9A estabelecendo o Campo de Garoupa em calcários albianos. O prosseguimento das atividades na área redundou num grande sucesso exploratório consolidando a bacia na excepcional qualificação de Elevado Potencial, embora coexistam até hoje, áreas de Nova Fronteira tecnológica associadas a grandes profundidades de objetivos potenciais.

As atividades exploratórias na bacia anteriores a 1968 foram pouco expressivas, consistindo em levantamento gravimétrico em 1958 e a perfuração do poço terrestre 2- CST-1-RJ (Cabo de São Tomé), concluído em 20 de agosto de 1958. A partir de 1968, levantamentos sísmicos ao nível de detalhe foram patrocinados pela Petrobrás em zonas de águas rasas, até a profundidade de 400m.



Atualizado em 05/05/2015

A interpretação desses dados consolidou um programa de perfuração para a avaliação do potencial da bacia iniciado em 1971 e coroado com a primeira descoberta de óleo comercial em 1974 pelo 1-RJS-9A (Campo de Garoupa).

A bacia hoje conta com uma expressiva malha sísmica bastante enriquecida com linhas sísmicas especulativas, *Spec Surveys*, realizados por companhias de serviços geofísicos a partir da abertura do setor petrolífero e que se encontram disponíveis às companhias de petróleo interessadas.

As reservas totais para esta bacia são estimadas em 13,4 bilhões de barris de petróleo e 160 bilhões de m<sup>3</sup> de gás.

Estabelecida como a maior bacia produtora do país atualmente, a Bacia de Campos responde pela produção diária de 1,914 milhões de boe, sendo aproximadamente 1,7 milhões de barris de petróleo e 29,9 milhões de m<sup>3</sup> dia. Essa produção é originada de 47 campos e corresponde a cerca de 71% da produção nacional de óleo e 31,4% da produção nacional de gás.

Embora densamente explorada, a Bacia de Campos ainda se mostra altamente promissora e com boas perspectivas exploratórias que podem resultar em novas descobertas de petróleo e/ou gás natural. Merece destaque as oportunidades exploratórias na seção pós-sal, que podem seguir os modelos exploratórios vigentes (acumulações em arenitos turbidíticos do Cretáceo e Terciário), ou ainda em novos modelos ainda não testados, fruto do aumento do conhecimento e do avanço tecnológico.

O Foco dos estudos para a 13ª Rodada de Licitações da ANP será a porção de águas rasas da Bacia de Campos, contudo, eventualmente outras áreas que demonstrem potenciais poderão ser avaliadas, desde que se localizem fora do polígono do Pré-sal.

## **Bacia de Pelotas (Setores SP-AR4, SP-AP4 e SP-AUP4)**

A Bacia Sedimentar de Pelotas localiza-se no extremo sul da margem continental brasileira, e sua porção submersa ocupa, até o limite territorial de 200 milhas náuticas, área em torno de 346,8 mil km<sup>2</sup>. Em território brasileiro, a bacia se estende desde o Alto de



Florianópolis, limite geológico com a Bacia de Santos, até a fronteira com o Uruguai. No país vizinho, a bacia prossegue até o Alto de Polônio, que a separa da Bacia de Punta Del Este.

As atividades exploratórias realizadas na Bacia de Pelotas podem ser divididas em quatro ciclos. O primeiro pulso exploratório na Bacia de Pelotas ocorreu nas décadas de 1950 e 60. Nesse período, a Petrobras perfurou 8 poços na porção emersa, localizados com base em levantamentos gravimétricos e que não constataram indícios de hidrocarbonetos.

Na década de 1970 ocorreu outro pulso, com a execução dos primeiros levantamentos sísmicos na região da plataforma continental. O estudo dos dados provenientes desses levantamentos orientou a locação de 7 poços na porção de águas rasas, sendo um estratigráfico e os demais pioneiros. Em nenhuma das perfurações foram identificados indícios consistentes de hidrocarbonetos.

Um novo pulso exploratório ocorreu na década de 1990, com novas aquisições sísmicas e 5 poços perfurados entre 1995 e 2001, sem a constatação de indícios significativos de hidrocarbonetos.

Apesar da ausência de descobertas comerciais na bacia, o esforço exploratório resultou em considerável volume de dados geológico-geofísicos.

A Bacia de Punta del Este foi colocada em oferta em 2009 no certame licitatório nominado "Ronda Uruguay 2009", que objetivava a exploração e produção de petróleo e gás natural em blocos da plataforma continental daquele país. Nessa oportunidade, todos os blocos colocados em oferta foram arrematados, tendo inclusive, atraído companhias de grande porte (Petrobras, Tullow Oil, Total, British Petroleum, British Gas, YPF, Murphy Oil, CEPSA, ExxonMobil, Shell, entre outras).

A Bacia de Pelotas, contígua à Bacia de Punta del Este, não figura nas licitações da ANP desde 2006, quando foram ofertados alguns blocos exploratórios na região do cone do Rio Grande.

Estudos de modelagem geoquímica sugerem que a região do Cone do Rio Grande teria baixa prospectividade em razão das grandes espessuras de folhelho, combinado com o estágio avançado de maturação, final da janela de gás. Entretanto, esses mesmos estudos sugerem que a região posicionada imediatamente a frente do cone teria prospectividade para acumulação de óleo leve. Essa região possui maior similaridade geológica com a Bacia de



**Brasil**  
**13ª Rodada**  
Licitações de Petróleo e Gás



Atualizado em 05/05/2015

Punta del Este, onde as companhias petrolíferas estariam buscando por acumulações em reservatórios turbidíticos do Cretáceo e do Paleógeno.

## INFORMAÇÕES ADICIONAIS

- i) Os setores em estudo para a 13ª Rodada, os blocos e campos sob concessão, assim como outras feições sobre dados disponíveis, tais como poços, levantamentos sísmicos 2D e 3D entre outras, em formato "shapefile", podem ser recuperados acessando o BDEP Web Maps por meio do *link* <http://www.bdep.gov.br/>
- ii) O Boletim mensal com os dados desagregados da produção de petróleo e gás natural do Brasil, contendo as informações sobre estados produtores, bacias, campos e poços produtores, pode ser acessado por meio do *link* <http://www.anp.gov.br/?pg=74894&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1429902603884>
- iii) Os dados de reservas nacionais, recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data em diante, podem ser acessados por meio do *link* <http://www.anp.gov.br/?pg=74777&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1430426275995>
- iv) O Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, contendo os projetos concluídos e em andamento, assim como o planejamento dos investimentos, pode ser acessado por meio do *link* <http://www.anp.gov.br/?pg=75140&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&142990280906>.