



INFORME INFRA-ESTRUTURA

ÁREA DE PROJETOS DE INFRA-ESTRUTURA

DEZEMBRO/99

Nº 41

EVOLUÇÃO RECENTE DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

Passados apenas quatro anos da flexibilização do monopólio do petróleo no Brasil¹, o setor encontra-se hoje em adiantado estágio de transformação que o levará, a curto prazo, a um mercado concorrencial. Os avanços da nova regulamentação, a realização da primeira rodada de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo, o anúncio da segunda rodada de licitações, a gradual liberação de preços² e a possibilidade de importações de petróleo e seus derivados, a chegada do gás natural importado e a nova estratégia de investimentos da Petrobras são exemplos marcantes dessas mudanças.

No que diz respeito à regulamentação, a passagem para um mercado concorrencial de uma indústria estratégica, tal qual a do petróleo, demanda a criação de uma legislação específica não restritiva, mas que regule todas as atividades dessa indústria. Neste sentido, o governo vem criando um arcabouço legal que busca acomodar os interesses, por vezes conflitantes, dos diversos agentes. Ao contrário do ambiente anterior, quando o monopólio da União era exercido por uma empresa estatal, essa nova regulação objetiva a progressiva eliminação das barreiras à entrada de novos agentes na indústria, tais como: subsídios a produtos, tabelamento de preços, não existência do livre acesso a dutos e gasodutos, etc.

Em 1999, merece destaque a regulamentação das regras disciplinadoras do exercício das diversas atividades da cadeia produtiva de petróleo e gás natural, definida pela Agência Nacional do Petróleo – ANP. Conforme se observa no quadro a seguir, à exceção da exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural e da distribuição de gás natural, sujeitos ao regime de concessão com licitação, as demais atividades dependem apenas de autorizações da ANP, obtidas por meio de procedimentos simplificados.

Outro importante avanço na regulamentação foi o estabelecimento de um Plano de Contas (Portaria ANP nº 11, de 13.01.99) a ser seguido pelos concessionários de exploração

Atividade	Petróleo	Gás Natural	GLP, Gasolinas, Naftas, Querosenes, Óleo Diesel, Gasóleos, Óleos Combustíveis
Exploração	Concessão	Concessão	–
Produção	Concessão	Concessão	Autorização
Transporte	Autorização	Autorização	Autorização
Refino	Autorização	Autorização	–
Importação	Autorização	Autorização	Autorização
Exportação	Autorização	Autorização	Autorização
Distribuição	–	Concessão dos Estados	Autorização

e produção de petróleo e gás natural, que servirá como instrumento para fiscalização pela ANP dos gastos relativos aos planos ou programas de exploração, desenvolvimento e produção aprovados nos contratos de concessão, decorrentes das licitações de blocos para E&P.

Ainda no primeiro semestre de 1999, a ANP promoveu a Primeira Rodada de Licitações³, realizada no Rio de Janeiro nos dias 15 e 16 de junho de 1999. Nesse leilão, foram ofertados 27 blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, dos quais 24 localizados em bacias marítimas. Do total de blocos licitados, foram arrematados 12 blocos marítimos. A receita total dos leilões com o bônus de assinatura foi de R\$ 321.655.955,00. Dessa arrecadação, à ANP coube R\$ 41 milhões e ao Tesouro Nacional o restante. O resultado da primeira licitação (*vide* encarte) mostrou que onze novos agentes irão atuar no segmento do *upstream*: a italiana Agip, a YPF da Argentina, as norte-americanas Texaco, Esso, Amerada Hess e Kerr McGee e Unocal, a anglo-holandesa Shell e as inglesas BP e British Borneo.

Atualmente, a ANP prepara a Segunda Rodada de Licitações, prevista para o 2º trimestre de 2000, para a qual já anunciou diversas simplificações, especialmente para as áreas de menor porte. Nesta rodada serão ofertados 23 blocos (*vide* encarte), dos quais 13 localizados no mar (*offshore*) e 10 em terra

¹Em novembro de 1995, a Emenda Constitucional N°9 flexibilizou o monopólio do petróleo. A Lei nº 9.478, conhecida como Lei do Petróleo, editada em 6.8.97, regulamentou essa Emenda.

²O artigo 69 da Lei do Petróleo diz que até 6.8.2000, os preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural estarão liberados.

³Os procedimentos a serem adotados nesta rodada de licitações foram objeto da Portaria ANP nº 9, de 12.01.99.

(onshore). Dos 13 blocos offshore, seis estão localizados em águas rasas: três na Bacia de Campos, um na Bacia de Santos (onde foi recentemente descoberto um campo gigante de petróleo), um na Bacia de Camamu-Almada e um na Bacia do Pará-Maranhão. Os sete blocos restantes se localizam em águas profundas: quatro na Bacia de Santos, um na de Campos e dois na de Sergipe-Alagoas.

PETROBRAS

Em outubro de 1999, ajustada ao cenário de abertura do setor, a Petrobras divulgou seu

programa estratégico para os próximos anos, onde apresenta o objetivo de transformar-se em empresa integrada de energia, com atuação internacional. A empresa pretende, até 2005, duplicar sua produção de petróleo e aumentar em 50% o refino de óleo bruto. Para viabilizar essas metas, serão investidos, nos próximos cinco anos, US\$ 32,9 bilhões, dos quais US\$ 28,3 bilhões no País e US\$ 4,6 bilhões (14%) no exterior. Segundo a Petrobras, 70% dos recursos serão obtidos através de recursos próprios ou financiamentos convencionais e 30% na modalidade de *project finance*.

PARCERIAS DA PETROBRAS ASSINADAS

Posição em dezembro de 1999

Bloco	Bacia	Participações (%)	Investimento (US\$ milhões)	Data da Assinatura
Áreas de Exploração				
BES-3	Espírito Santo	Petrobras (35,0%), YPF (30,966%)*, Santa Fé (19,084%), Norbay (9,75%), Petroserv (3,25%), Sotep (1,95%)	20,0	20.10.98
BCAM-2	Camamu/BA	Petrobras (40%), Coastal (40%)*, Unocal (10%), Ipiranga (10%)	10,4	24.10.98
BTUC-1	Tucano/SE	Petrobras (35%), Perez Companc (65%)*	12,4	07.11.98
BPOT-2	Potiguar	Petrobras (40%), Santa Fé (38,56%)*, YPF (19,64%), Sotep (1,8%)	10,6	19.12.98
BS-2	Santos	Petrobras (40%), Amerada Hess (32%)*, British Borneo (20%), Odebrecht (8%)	41,0	06.02.99
BC-8	Campos	Petrobras (40%), Amerada Hess (32%)*, British Borneo (20%), Odebrecht (8%)	31,0	06.02.99
BSEAL-3	Sergipe	Petrobras (30%), Sipetrol (40%)*, Tecpetrol (30%)	24,0	10.03.99
BSEAL-4	Sergipe	Petrobras (70%), Pennzenergy (30%)*	20,0	10.03.99
BPOT-3	Potiguar	Petrobras (30%), Sipetrol (30%), Tecpetrol (40%)*	6,5	10.03.99
BP-1	Pelotas	Petrobras (50,0%), Exxon (50,0%)*	25,0	02.07.99
BFZ-1	Foz do Amazonas	Petrobras (40,0%), Exxon (60,0%)*	31,0	02.07.99
BC-4	Campos	Petrobras (42,5%), Texaco (42,5%)*, Nissho Iwai/Inpex (12,75%), Odebrecht (2,25%)	42,5	08.07.99
BS-1	Santos	Petrobras (40,0%), Kerr McGee (40,0%)*, Esso (20,0%)	50,0	13.07.99
BC-10	Campos	Petrobras (35,0%), Shell (35,0%)*, Esso (15,0%), Mobil (15,0%)	140,0	20.07.99
BES-2	Espírito Santo	Petrobras (35,0%), Mobil (35,5%)*, Unocal (30,0%)	55,0	20.07.99
BC-2	Campos	Petrobras (35,0%), Elf (35,0%)*, Enterprise (15,0%), Shell (15,0%)	108,0	28.07.99
BC-9	Campos	Petrobras (35,0%), Unocal (35,0%)*, YPF (10,0%), Japex/Marubeni (20,0%)	40,0	30.07.99
BFZ-2	Foz do Amazonas	Petrobras (30,0%), BP (35,0%)*, Esso (20,0%), Elf (15,0%)	50,0	06.12.99
BS-4	Santos	Petrobras (40,0%), Shell (40,0%)*, Texaco (20,0%)	50,0	16.12.99
Áreas de Desenvolvimento da Produção				
BAS-97	Camamu/BA	Petrobras (40%), Coastal (40%)*, Unocal (10%), Ipiranga (10%)	87,0	24.10.98
Frade	Campos	Petrobras (42,5%), Texaco (42,5%)*, Nissho Iwai (12,75%), Odebrecht (2,25%)	1.542,5	08.07.99
Áreas de Produção				
SES-107D	Sergipe	Petrobras (25%), Union Pacific Resources (67,5%)*, TDC Engineering (7,5%)	70,8	15.12.98
Caraúna	Potiguar	Petrobras (20%), Santa Fé (51,41%)*, YPF (26,19%), Sotep (2,4%)	230,0	19.12.98
TOTAL	-	-	2.697,7	-

* operadora

GÁS NATURAL

Em julho de 1999, com a entrada em operação comercial da primeira etapa do gasoduto Bolívia-Brasil, teve início a importação de gás natural no País. Desde então, São Paulo

vem recebendo, em média, 2,2 milhões de metros cúbicos diários. No ano 2000, a conclusão do segundo trecho possibilitará a chegada do gás boliviano a todos os estados do Sul.

Ainda para o próximo ano, a Argentina deverá disponibilizar gás para as usinas termelétricas de Cuiabá (Enron), de 480 MW, e de Uruguiana (AES), de 600 MW. Para que o gás alcance Cuiabá está sendo construído um ramal de 626 km de extensão, derivado do gasoduto Bolívia-Brasil, na altura da cidade boliviana de Río Grande. Para alimentar a UTE Uruguiana, a Transportadora de Gas del Mercosur (TGM) – consórcio formado pela Techint, TransCanada Pipelines, a argentina CGC, a norte-americana CMS Energy e a Petronas, da Malásia – começou em agosto deste ano a construção de um gasoduto, com 437 km de extensão, entre a cidade de Paraná, na Província de Entre Ríos (Argentina), e Uruguiana.

Com o objetivo de se conectar com o Bolívia-Brasil em Porto Alegre, e dessa forma permitir o fechamento de um anel de gasodutos entre Argentina, Bolívia e Brasil, a Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB⁴ deu início em outubro/99 à construção do gasoduto que irá ligar Uruguiana à Região Metropolitana de Porto Alegre (615 km e 24”), com uma capacidade de transporte de 15 milhões de metros cúbicos por dia. Desse total, 2,8 milhões correspondem ao suprimento à UTE Uruguiana. A estimativa é que o gasoduto esteja concluído no final de 2001.

Com a consolidação no Brasil de uma rede de gasodutos envolvendo vários agentes, tornou-se fundamental para racionalizar os investimentos e a operação desse sistema a regulamentação do livre acesso. Nesse sentido, a ANP editou, em 26.11.98, a Portaria nº 169, que trata do assunto. Além disso, em 21.10.99, a Petrobras, ainda a principal empresa de transporte de gás natural no País, fez a divulgação da primeira oferta de capacidade de seus gasodutos, conforme determina o artigo 4º da referida Portaria⁵.

PREÇOS

No caso dos preços dos derivados e do gás natural de produção nacional, a transição de um sistema de preços administrados para o de preços livres, por sua complexidade, talvez seja a matéria de mais difícil condução. Essa complexidade pode ser percebida ao se retomar alguns conceitos adotados anteriormente à Lei do Petróleo, quando os preços dos derivados eram fortemente administrados pelo governo.

Até então a estrutura de preços era regulada pela Lei 4.452/64 e Decreto-Lei 61/66 e tinha por objetivo: (i) permitir a cobertura dos custos de produção/distribuição/comercialização e remunerar todos os agentes econômicos

da cadeia produtiva (refinadores, distribuidores e revendedores); (ii) garantir a equalização dos preços no País; e (iii) gerar arrecadação fiscal.

O conceito subjacente a essa estruturação de preços se apoiava na apuração, pelos refinadores, do custo médio de processamento de um barril de petróleo⁶, levando em conta seus custos, despesas e remuneração do capital. Esta receita unitária, denominada Valor Médio de Realização (VMR), deveria garantir a rentabilidade das refinarias. A partir do VMR, o governo determinava, para cada derivado, o preço de realização (PR) da venda das refinarias às distribuidoras, observadas as orientações de política econômica e social, tais como o estabelecimento de subsídios cruzados. Para se chegar ao preço de venda de cada derivado ao consumidor final, adicionava-se ao preço de realização do derivado o Imposto Único sobre Lubrificantes e Combustíveis Líquidos e Gasosos (extinto na Constituição de 1988), os custos de distribuição e revenda⁷ e outros custos⁸ definidos em atos legais específicos.

Essa política de determinação de preços passou a sofrer, especialmente na década de 80, os efeitos adversos dos sucessivos planos de estabilização, afastando o “VMR recebido” pelas refinarias do “VMR real”⁹. Tal defasagem era contabilizada em uma conta específica (Conta Petróleo, Derivados e Álcool¹⁰), gerida pelo extinto Departamento Nacional de Combustíveis – DNC. O desequilíbrio se prolongou até a promulgação da Lei do Petróleo, quando ficou estabelecido que a Secretaria do Tesouro Nacional procederá ao levantamento de todos os créditos e débitos entre a União e a Petrobras, abrangendo as diversas contas de obrigações recíprocas e subsídios, inclusive as relativas à denominada Conta Petróleo, Derivados e Álcool. O saldo desse encontro de contas, em 30.09.99, girava em torno de R\$ 2 bilhões, em que o Tesouro Nacional era devedor e a Petrobras credora. A Lei previa ainda que esse saldo deva ser liquidado até agosto de 2000, uma vez que a partir de então os preços de todos os derivados estarão livres.

Durante a transição para um regime concorrencial, a política de reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural permanecerá sob responsabilidade conjunta do Ministério da Fazenda e do Ministério das Minas e Energia. Esse processo de mudanças na política de preços teve início em 27 de julho de 1998, quando o Governo Federal¹¹ aprovou a liberação do preço do petróleo bruto de origem nacional e a definição de nova sistemática para os preços

⁴O consórcio TSB é formado pelas empresas: Ipiranga, Gaspetro, Techint, Tecgás, CGC, Nova Gás, YPF do Brasil e Total.

⁵Dos quatro sistemas da Petrobras: (i) Espírito Santo; (ii) Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco; (iii) Sergipe e Bahia, e (iv) Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo, somente o do Espírito Santo possui capacidade disponível para oferecer ao livre acesso de terceiros.

⁶Isto equivale ao custo de produção de um “derivado médio” teórico a partir de um barril de petróleo.

⁷Os custos da distribuição e revenda incluem despesas gerais, remuneração do capital e movimentação do produto por vias internas.

⁸Dentre esses custos destacam-se os de frete de cabotagem e os das parcelas destinadas a financiar diversos programas do governo na área energética.

⁹O “VMR real” é o valor resultante da apropriação dos custos de produção, das despesas e da remuneração do capital, conforme estabelecido na legislação. O “VMR recebido” é o valor efetivamente praticado com autorização do Governo.

¹⁰A Conta Petróleo, Álcool e Derivados é um registro contábil de Receitas e Despesas (subsídio ao álcool, fretes) presentes na estrutura de preço dos derivados.

¹¹Portarias Interministeriais MF/MME N°s 3, 4 e 5 de 27.07.98.

de realização das refinarias. Nessa ocasião, constituiu-se para cada derivado a denominada Parcela de Preço Específica (PPE) destinada a assegurar a progressiva extinção da Conta Petróleo. A PPE consiste na diferença entre o preço de faturamento (PFAT)¹² e o preço de realização (PR), ou seja:

$$PFAT_n = PR_n + PPE_n, \text{ onde } n = \text{mês } n$$

Quando a PPE é negativa tem-se que o preço de faturamento do derivado é menor que seu preço de realização, o que significa "subsídio" àquele produto. No caso contrário, a PPE funciona como um "imposto" sobre vendas. Quando considerado o conjunto de todos os derivados, se o somatório das PPEs positivas for maior que o das PPEs negativas o saldo da Conta Petróleo decresce. De modo simplificado significa dizer que:

$$SCP_n = SCP_{n-1} - \sum_i PPE_{in} - O_n$$

onde:

SCP_n – saldo da Conta Petróleo no final do mês n;

SCP_{n-1} – saldo da Conta Petróleo no final do mês n-1;

PPE_{in} – PPE do produto i no mês n;

O_n – outros encargos¹³ do mês n.

O quadro ao lado apresenta a situação atual dos preços dos derivados de petróleo, destacando-se em que fase da cadeia de produção ainda encontram-se administrados pelo governo.

Em relação ao gás natural, vale lembrar que, por concorrer com o óleo combustível, a política de preços adotada desde o início de sua comercialização no País esteve sempre atrelada à do óleo. Assim é que, a Portaria Interministerial MF/MME Nº 155, de 23.06.99, redefiniu em 86,22%¹⁴ a relação entre o preço máximo de venda do gás natural de produção nacional para fins combustíveis às concessionárias de distribuição de gás canalizado e o preço máximo de faturamento nas refinarias produtoras do óleo combustível OCA1. No caso do gás natural importado da Bolívia essa relação é de 97,72%.

Ocorre que em maio/99 teve início uma nova política de preços para os óleos combustíveis, o que trouxe reflexo direto na definição

do preço do gás natural produzido internamente. Essa nova regra de preços prevê uma atualização mensal com base na variação média das cotações do óleo combustível no mercado internacional e do dólar americano.

No período maio-outubro/99, se respeitada a relação entre o preço do óleo e o do gás, o abatimento dos reajustes no preço do gás comprometeriam sua competitividade. Assim, os impactos dessa política sobre o preço do gás natural obrigaram o governo federal a proceder a ajustes, na forma de descontos e congelamentos por períodos pré-definidos, buscando garantir uma transição equilibrada para o sistema de preços liberados.

Após a última revisão dos preços do gás natural, realizada em outubro/99, estes permanecem congelados e estima-se que no início do próximo ano seja anunciada uma política definitiva que vigore até a completa desregulamentação, prevista para o segundo semestre de 2000.

Ainda em relação ao gás natural, há que se registrar a diferenciação de preços determinada pelo Ministério das Minas e Energia para as usinas termoeletricas que venham a entrar em operação até 2003, a ser praticado pelas distribuidoras em suprimentos firmados por prazos superiores a 20 anos.

Estágio Atual da Regulação dos Preços dos Derivados de Petróleo

Posição em dezembro/99

Derivado	Preço cobrado pelas Refinarias aos Distribuidores (1)	Preço cobrado pelos Distribuidores aos Postos Revendedores	Preço cobrado pelos Postos Revendedores aos Consumidores
Óleo Diesel	Tabelado	Liberado	Tabelado
Gasolina/Álcool	Tabelado	Liberado	Liberado
GLP	Tabelado	Tabelado (2)	Tabelado (2)
Óleo Combustível (OCA1, OCA2, OCB1, OCB2)	Tabelado	Liberado	Liberado
Óleo Combustível (outros)	Tabelado	Liberado	Liberado
Querosene de Aviação	Tabelado	Liberado	Liberado
Nafta (3)	Tabelado	–	–

(1) Preço máximo de faturamento nas refinarias produtoras (2) Os preços aos Postos Revendedores e Consumidores Finais estão livres no Sul e no Sudeste (3) Derivado vendido diretamente aos consumidores industriais

Equipe Responsável: AI/Geset 1

Edna Maria B. Gama Coutinho – **Gerente**
 Antonio Claret Silva Gomes – **Engenheiro**
 Eliada A. S. Teixeira Faria – **Economista**
 Heloísa Helena de Oliveira Fernandes – **Contadora**
 Internet: <http://www.bndes.gov.br>

¹²Excluídos PIS/PASEP e COFINS.

¹³Ressarcimentos a terceiros, ressarcimentos à Petrobras e encargos de mútuos.

¹⁴Para o gás natural utilizado como combustível automotivo o preço máximo do gás natural para as distribuidoras não poderá ultrapassar 97,16% do óleo combustível OCA1. Quando para fins petroquímicos, esse percentual é de 65,53%.

~~09 FEB 2000~~

09 FEB 2000

1. COPED

Centro de Pesquisas
e Dados

**PRIMEIRA LICITAÇÃO DA ANP – JUNHO/1999
BLOCOS PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
RESULTADOS**

Bacia/Bloco	Vencedor	Compromisso com Fornecedor Local (%)		Valor (R\$)	Ágio (%)
		Exploração	Desenvolvimento		
Campos / BMC – 3	Petrobrás (40,0%)*, Agip Oil do Brasil S.A. (40,0%) e YPF S.A. (20,0%)	25	20	6.121.123	2.348
Campos / BMC – 5	Texaco Brasil S.A. (100,0%)*	50	35	6.056.966	2.323
Campos / BMC – 6	Petrobrás (100,0%)*	50	60	5.032.437	2.860
Santos / BMS – 4	Agip Oil do Brasil S.A. (100,0%)*	25	20	134.162.101	53.565
Santos / BMS – 3	Amerada Hess Limitada (45,0%)*, Kerr McGee do Brasil Ltda (30,0%) e Petrobrás (25,0%)	5	20	18.165.365	7.166
Santos / BMS – 2	Texaco Brasil S.A. (100,0%)*	50	35	28.263.463	11.205
Potiguar / BMPOT – 2	s/ concorrente	–	–	–	–
Espírito Santo / BMES -1	Esso Brasileira de Petróleo Ltda (100,0%)*	5	15	19.226.900	*7.591
Camamu Almada / BMCAL -2	s/ concorrente	–	–	–	–
Camamu Almada / BMCAL -1	Petrobrás (50,0%)* e YPF S.A. (50,0%)	5	20	824.327	230
Paraná / BTPR -1	s/ concorrente	–	–	–	–
Paraná / BTPR -3	s/ concorrente	–	–	–	–
Campos / BMC – 4	Agip Oil do Brasil S.A. (55,0%)* e YPF S.A. (45,0%)	10	20	51.000.128	20.300
Paraná / BTPR -2	s/ concorrente	–	–	–	–
Potiguar / BMPOT – 1	Agip Oil do Brasil S.A. (100,0%)*	10	20	8.000.601	3.100
Santos / BMS – 5	s/ concorrente	–	–	–	–
Espírito Santo / BMES -2	Unocal Latin American Ventures Ltd (40,5%)*, Texaco Brasil S.A. (32,0%) e YPF S.A. (27,5%)	50	35	31.742.736	12.597
Camamu Almada / BMCAL -3	s/ concorrente	–	–	–	–
Foz do Amazonas / BMFZA – 1	BP Exploration Operating Company (30,0%)*, Esso Brasileira de Petróleo Ltda. (25,0%), Petrobrás (20,0%), Shell Brasil S.A. (12,5%) e British Borneo Oil & Gas plc (12,5%)	20	20	13.060.490	5.124
Santos / BMS – 6	s/ concorrente	–	–	–	–
Campos / BMC – 2	s/ concorrente	–	–	–	–
Cumuruxatiba / BMCUM – 1	s/ concorrente	–	–	–	–
Santos / BMS – 1	s/ concorrente	–	–	–	–
Espírito Santo / BMES -3	s/ concorrente	–	–	–	–
Campos / BMC – 1	s/ concorrente	–	–	–	–
Espírito Santo / BMES -4	s/ concorrente	–	–	–	–
Cumuruxatiba / BMCUM – 2	s/ concorrente	–	–	–	–

Fonte: ANP

* operadora

SEGUNDA LICITAÇÃO DA ANP – 2º TRIMESTRE DE 2000
BLOCOS PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

1. Amazonas – Bloco BTAM-1 Área plana (km ²) 10.011,7 Área corrigida (km ²) 9.994 Perímetro (km) 499	2. CamposBloco BMC-7 Área plana (km ²) 1.958,6 Área corrigida (km ²) 1.918,6 Perímetro (km) 202,60
3. Campos – Bloco BMC-8 Área corrigida (km ²) 1.598,9 Área plana (km ²) 1.565,2 Perímetro (km) 203,626	4. Campos Bloco BMC-9 Área plana (km ²) 1.193,6 Área corrigida (km ²) 1.166,5 Perímetro (km) 1.75,5
5. Campos – Bloco BMC-10 Área plana (km ²) 2.430,4 Área corrigida (km ²) 2.364,7 Perímetro (km) 197,359	6. Camamu-Almada – Bloco BMCAL-4 Área plana (km ²) 869,3 Área corrigida (km ²) 841,4 Perímetro (km) 134,4
7. Paraná – Bloco BTPR-4 Área plana (km ²) 5.703 Área corrigida (km ²) 5.701 Perímetro (km) 395,5	8. Pará-Maranhão – Bloco BMPAMA-1 Área plana (km ²) 3.642,7 Área corrigida (km ²) 3.590,1 Perímetro (km) 274,831
9. Potiguar – Bloco BTPOT-3 Área plana (km ²) 174,8 Área corrigida (km ²) 167,3 Perímetro (km) 112,0	10. Potiguar – Bloco BTPOT-4 Área plana (km ²) 490,6 Área corrigida (km ²) 470,9 Perímetro (km) 143,1
11. Recôncavo – Bloco BTREC-1 Área plana (km ²) 287,4 Área corrigida (km ²) 276,9 Perímetro (km) 98,8	12. Recôncavo – Bloco BTREC-2 Área plana (km ²) 191,2 Área corrigida (km ²) 184,5 Perímetro (km) 65,4
13. Recôncavo – Bloco BTREC-3 Área plana (km ²) 179,8 Área corrigida (km ²) 173,6 Perímetro (km) 101,1	14. Sergipe-Alagoas – Bloco BTSEAL-1 Área plana (km ²) 1.314,9 Área corrigida (km ²) 1.260,6 Perímetro (km) 315,71
15. Sergipe-Alagoas – Bloco BTSEAL-2 Área plana (km ²) 1.090,677 Área corrigida (km ²) 1.040,484 Perímetro (km) 257,066	16. Sergipe-Alagoas – Bloco BTSEAL-3 Área plana (km ²) 1.004,945 Área corrigida (km ²) 957,391 Perímetro (km) 231,042
17. Sergipe-Alagoas – Bloco BMSEAL-4 Área plana (km ²) 2.367,018 Área corrigida (km ²) 2.265,376 Perímetro (km) 224,817	18. Sergipe-Alagoas – Bloco BMSEAL-5 Área plana (km ²) 1.125,276 Área corrigida (km ²) 1.072,485 Perímetro (km) 192,524
19. Santos – Bloco BMS-7 Área plana (km ²) 6.642,2 Área corrigida (km ²) 6.591,5 Perímetro (km) 327,1	20. Santos – Bloco BMS-8 Área plana (km ²) 4.923,4 Área corrigida (km ²) 4.864,4 Perímetro (km) 281,4
21. Santos – Bloco BMS-9 Área plana (km ²) 3.815,7 Área corrigida (km ²) 3.763,5 Perímetro (km) 247,1	22. Santos – Bloco BMS-10 Área plana (km ²) 3.833 Área corrigida (km ²) 3.780,1 Perímetro (km) 247,7
23. Santos – Bloco BMS-11 Área plana (km ²) 5.311,5 Área corrigida (km ²) 5.229,6 Perímetro (km) 294,6	

Fonte: ANP