

Foto: Agência Petrobras



Foto: Banco de Imagens TN Petróleo



Foto: Banco de Imagens TN Petróleo



Foto: Banco de Imagens TN Petróleo

O outro Brasil do petróleo

por Cassiano Viana

Em terras de Alagoas iniciamos a segunda parte da reportagem sobre as produtoras independentes, fatia que ajuda a construir uma parcela importante da indústria brasileira de petróleo e gás.

Maior produtor de cana-de-açúcar do Nordeste e um dos maiores produtores de açúcar do mundo – 75% do açúcar consumido na Rússia é alagoano –, o estado vem consolidando seu caminho no cenário econômico da região.

Maceió, a capital alagoana, é o grande centro industrial, reunindo empresas dos setores químico, alimentício, metalúrgico e de plásticos. O município conta com um polo cloroquímico, que abriga a maior empresa instalada no estado, a Braskem (exploradora e beneficiadora de sal-gema), e pelo Distrito Industrial Luiz Cavalcante, localizados, respectivamente, nos bairros do Pontal da Barra e Tabuleiro do Martins.

As primeiras descobertas de petróleo no estado datam de 1957: os campos de Tabuleiro dos Martins, na periferia de Maceió, e Jequiá, no município de mesmo nome. Hoje, há em atividade seis campos – cinco em terra e um no mar (campo de Paru), com produção de cerca de 10,1 mil barris de petróleo e 2,5 milhões de m³ diá-

rios de gás. Mesmo com campos terrestres em atividade há quase cinco décadas, a produção continua crescendo.

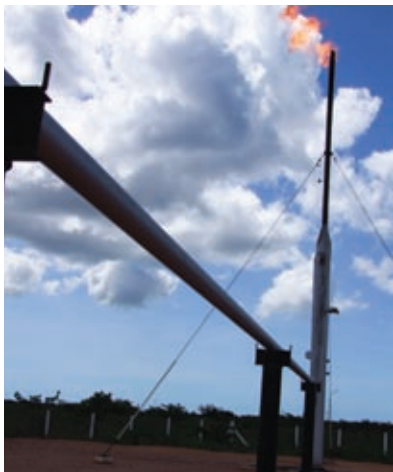
Atualmente, a Unidade de Processamento de Gás Natural de Alagoas (UPGN) abastece Maceió e cidades vizinhas produzindo 150 toneladas diárias de gás de cozinha, o equivalente a 11,5 mil boti-



Calcula-se que pelo menos 50 sondas estejam em operação ou aguardando o momento de entrar em atividade em Mossoró.

Evolução da produção de petróleo / Em barris de petróleo (b)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
RN	28.847.849	28.575.487	29.092.630	27.183.927	24.166.098	22.817.373	22.331.184	21.307.143
SE	12.931.963	13.490.357	13.962.378	14.215.988	14.343.972	15.621.430	17.193.774	16.098.426
ES*	10.121.387	15.799.789	11.685.094	12.283.243	22.861.670	42.159.296	42.240.151	35.957.828
CE	5.035.166	5.415.826	4.981.942	4.388.881	3.808.279	3.765.515	3.486.618	3.299.516
AL	2.723.937	2.775.764	2.673.236	2.758.519	3.097.659	3.023.192	2.247.469	2.341.835



jões de 13 quilos, 1,8 milhão de m³ de gás industrial e 100 mil litros de gasolina natural.

Novos horizontes

É justamente em Tabuleiro dos Martins, pertencente à Bacia Sergipe-Alagoas, que está localizado o campo da Petrosynergy. Com uma produção total de 288,9 boe/d – 279,6 barris diários de óleo

Royalties distribuídos em 2009 e acumulado 2010 (jan/mar)

Estado	2009	Acumulado 2010
RN	140.128.954,63	39.885.536,63
SE	89.558.815,72	28.660.340,50
ES*	144.465.190,47	56.698.691,45
CE	11.102.117,38	3.120.753,71
AL	28.591.267,83	8.584.517,91

*Levar em consideração a produção offshore (dados da produção onshore e offshore).

Fonte: ANP

e 9,3 boe/d de gás, Tabuleiro dos Martins representa a maior produção em terra dos independentes em campos maduros.

A empresa tem, em seu ativo em Alagoas, uma produção de 450 bbl/dia. Adquirido em 2001, e atualmente com cinco poços em atividade, Tabuleiro dos Martins corresponde a 70% da produção da Petrosynergy no estado (que, por sua vez, corresponde a 56% da produção, levando em conside-

ração os ativos na Bahia e no Rio Grande do Norte).

A companhia conta hoje com 20 poços em produção, uma planta com capacidade de processamento de 600 m³/d e uma significativa autonomia nas operações, já que é capaz de garantir desde o escoamento da produção com carretas de 30 m³, o tratamento para especificação de óleo produzido, até testes individuais de poços com tanque fiscal móvel, análise laboratorial para garantia da qualidade e intervenção com sonda e monitoramento dos reservatórios, dentre outros serviços próprios.

“Se não há interesse, obviamente a produção entra em declínio”, diz Sérgio Páez, diretor de operações da Petrosynergy, argentino, ex-Petrobras Energia, contratado há pouco tempo pela companhia. “Começamos a operar com 250 bbl/d e hoje temos 450 bbl/d. Temos

Viabilizando a comercialização do gás

UMA IMPORTANTE parceria está se desenhando entre a Algás – concessionária alagoana de gás natural, tendo como acionistas o estado de Alagoas, a Gaspetro (subsidiária da Petrobras), e a Mitsui Gás e Energia do Brasil – e as produtoras independentes em Alagoas.

A ideia é recolher o gás produzido pelas produtoras independentes – hoje uma quantidade pequena, em geral queimada ou ventilada – e viabilizar a sua comercialização. “Já temos uma instalação dentro do site da Petrosynergy, no Tabuleiro dos Martins, que pode



ser aproveitada. Além disso, temos a BrasilGNC, uma empresa de Sergipe com a experiência e o know how de comprimir o gás no campo de produção e transportá-lo, em uma espécie de gasoduto virtual, para regiões remotas,

sem tubulações e sem acesso fácil ao produto”, explica Antonio Carlos Dória, diretor Técnico Comercial da Algás.

Dados sísmicos comprovam a existência do potencial de gás no estado. Além dos poços já explorados, de gás associado e não associado e campos como o de Jequiá, ainda não explorado, há a possibilidade de novos projetos e aumento da produção.

“Na medida que fomentarmos o gás a regiões que não têm acesso ao gás, novos clientes irão naturalmente surgindo, demandando gás e gerando desenvolvimento”, avalia. “Assim, ganhamos todos, produtoras, distribuidoras, empresas e municípios.”



um horizonte mínimo de mais nove anos, com uma produção que pode ainda ser melhorada”, destaca.

Dentre os projetos estaduais para 2010 estão a reativação de poços, a abertura de novas zonas produtivas e a produção de gás em campos marginais.

“Tratamos aqui o trabalho com a mesma seriedade, com a mesma competência gerencial que uma grande operadora – e, obviamente, com o apoio importantíssimo do grupo Synergy –, mas com um modelo de negócio mais flexível, leve e adequado ao volume de produção”, avalia Páez. “Estamos prontos para, futuramente, quem sabe dentro em breve, termos a possibilidade de adquirirmos novos ativos e aumentar nossos números.”

Segundo o diretor de operações da Petrosynergy, outro grande diferencial da companhia é contar com um sistema de gestão integrado de SMS&Q (Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Qualidade). O da petroleira vai desde o gerenciamento de resíduos aos programas de treinamento, passando pela identificação e avaliação de aspectos e impactos, pelo relacionamento com comunidade e órgãos



Sérgio Páez, diretor de operações da Petrosynergy

oficiais e pelas certificações ISO 14001 e OHSAS 18001.

A produção da Petrosynergy, que em 2009 representou 55% da produção nacional independente, é vendida totalmente para a Petrobras, entregue pela Petrosynergy na estação de recebimento da estatal em Pilar, a 30 km da base de operações, e de lá transportado via dutos até a Refinaria Landulfo Alves, na Bahia. Estrategicamente, a empresa mudou, em maio, a sede que antes era no Rio de Janeiro, para Maceió.

Da cidade para o campo

O ativo de Tabuleiro dos Martins, descoberto em 1957, posto em

SH Acessos

Estruturas tubulares de acesso

Tecnologia e segurança em equipamentos que ajudam você a chegar lá.



Scheffler

LOCAÇÃO, MONTAGEM E VENDA

- Estruturas tubulares convencionais
- Torres modulares de encaixe
- Plataformas de trabalho

Acessos para Montagem e Manutenção Industrial em conformidade com a NR-18.

SH

fôrmas • andaimes • escoramentos

Rio de Janeiro • São Paulo • Minas Gerais
Espírito Santo • Paraná • Rio Grande do Sul
Bahia • Ceará • Pernambuco • Goiás
Distrito Federal • Mato Grosso
Mato Grosso do Sul • Pará

www.sh.com.br
0800 282-2125

Produção onshore Petrobras no Brasil

Óleo (b/d)	Gás (boe/d)	Total (boe/d)
179.255,0	43.084,0	222.339,0

Produção onshore independente no Brasil

Concessionário	Óleo (b/d)	Gás (boe/d)	Total (boe/d)
Petrosynergy	741,0	59,0	800,0
Starfish	228,0	8,0	236,0
W. Petróleo	138,0	5,0	143,0
Recôncavo	129,0	3,0	132,0
Brazalta	125,0	5,0	130,0
Alvorada	64,0	3,0	67,0
Severo & Villares	62,0	-	62,0
Aurizonia	43,0	8,0	51,0
Cheim	46,0	3,0	49,0
Partex	45,0	-	45,0
Koch	14,0	-	14,0
Nord	10,0	-	10,0
Egesa	8,0	-	8,0
Mercury	7,0	-	7,0
Erg	-	7,0	7,0
Odebrecht	6,0	-	6,0
Potióleo	6,0	-	6,0
Silver Marlin	4,0	1,0	5,0
Phoenix	4,0	-	4,0
Panergy	-	3,0	3,0
Orteng	0,5	-	0,5
Delp	0,4	-	0,4
Logos	0,4	-	0,4
Total	1.681,3	105	1.786,3

Fonte: ANP e Banco de Dados da Abpip, janeiro/2010



Foto: Banco de Imagens TN Petróleo

produção durante mais de 30 anos, foi pouco a pouco desativado até ser devolvido pela Petrobras, que utilizava o que hoje é a base da Petrosynergy como uma planta de armazenagem. Em 2001, foi adquirido pela Petrosynergy.

Da base da companhia, a pouco mais de 8 km do Centro de Maceió, é possível visitar alguns poços nas principais vias da cidade. Um deles, dentro de um condomínio residencial classe média alta, fechado, com mais de 130 casas. Para operar no lugar, a Petrosynergy paga, inclusive, o condomínio, como qualquer morador. “É uma forma de operar diferente”, comenta Páez.

“Estamos em contato direto com os órgãos competentes, como a Secretaria de Desenvolvimento Urbano, Ibama etc.”, diz.

Além disso, a operadora inaugurou um canal de comunicação com a sociedade, no mínimo, inusitado: um serviço de 0800, pelo qual os moradores podem, gratuitamente, informar qualquer irregularidade ou acontecimento. Um dos maiores usuários do serviço são os proprietários dos terrenos em que estão localizados os poços – estes ligam alertando a operadora quando os mesmos param, por algum motivo, a produção. Afinal, eles são os principais interessados, levando

em consideração os royalties que recebem...

Em seguida, percorremos até Jequiá e Lagoa Pacas 70 km de estrada e mais 10 km de canais em um terreno acidentado, digno de um rally. Um operador contratado pela Petrosynergy percorre de moto, duas vezes por dia, todos os dias, esse mesmo terreno, cobrindo mais de 130 km para monitorar a atividade dos poços da região.

O gás que será produzido em Lagoa Pacas será vendido para a BrasilGNC, distribuidora de gás do mesmo grupo do qual faz parte a Engepet, que fará o transporte por caminhão para Sergipe.

Parceria é fundamental

Há 38 anos no Brasil, a Netzsch pertence ao grupo familiar alemão Erich Netzsch Holding e é a maior filial fora da Alemanha. A empresa é responsável pela produção e comercialização de bombas de cavidades progressivas (BCP) para as Américas (Norte, Central e Sul) e toda a produção está concentrada na Unidade Fabril de Pomerode (SC), onde está localizado também o Centro de Competência em Petróleo do grupo. “Isso quer dizer que o Brasil está produzindo tecnologia para o mundo todo”, diz Marcondes Silva (foto), gerente geral da Netzsch para Alagoas e Rio Grande do Norte.

Com sede na Baviera, além de uma filial na China e da Unidade fabril em Pomerode, a Netzsch possui oito filiais próprias de vendas e serviços, incluindo São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Centro-Oeste e uma filial de exportações para as Américas.

A empresa fornece para quase todas as produtoras independentes do país: Petrosynergy, Petrorecôncavo, Koch, Partex, Starfish, Petrogal, Nord Oil, Severo Vilares, Ral Petróleo, dentre outras.



“Hoje o atendimento do setor de produção independente representa 15% de nosso negócio no país, com uma perspectiva muito grande de crescimento. Torcemos pelo desenvolvimento do setor. É importante para as empresas, sobretudo para as unidades regionais, que dessa forma precisam ser ampliadas para atender a demanda, e, obviamente, para o país, pelo aquecimento natural da economia. E o sucesso desses pioneiros está trazendo investidores não só do Brasil, mas estrangeiros.”

“Contribuir para o sucesso da Petrosynergy é uma forma de contribuir para o desenvolvimento do setor no estado”, avalia Jorge Lucena, diretor Comercial da Qualitex.

Genuinamente nordestina, a Qualitex iniciou suas atividades em 1992 no Polo Cloroquímico de Alagoas,

atendendo clientes locais para ensaios de laboratório industrial, estendendo suas atividades em operações de áreas industriais e meio ambiente. Hoje, a empresa tem contratos nas regiões Norte e Nordeste, prestando serviços laboratoriais, operações industriais e transporte de produtos e resíduos industriais.

“Trabalhamos com a Petrosynergy desde sua criação aqui em Alagoas, em uma parceria bastante sólida. Temos um vínculo entre empresas, um relacionamento íntimo e maduro, objetivo e responsável. Com isso fica fácil atingir os objetivos da companhia”, comenta, acrescentando que o trabalho para a Petrosynergy já rendeu o contato para um bom número de outros trabalhos.

“Em Alagoas, a Petrosynergy é uma empresa âncora. A empresa veio resgatar, de forma moderna, uma parte da história do estado. Muitos clientes chegam a nós pelos resultados de nosso trabalho com a companhia. Qualquer fornecedor esparto na área de marketing busca se relacionar com empresas que fazem parte de cadeias produtivas. Estamos de olho e apostando no crescimento da Petrosynergy”, ensina.

Novas descobertas no Recôncavo

A PETROSYNERGY NOTIFICOU, em março, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a descoberta de óleo no poço 1PSY18BA do bloco REC-T-153, na região de Catu, bacia do Recôncavo. O bloco foi adquirido na Nona Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2008.

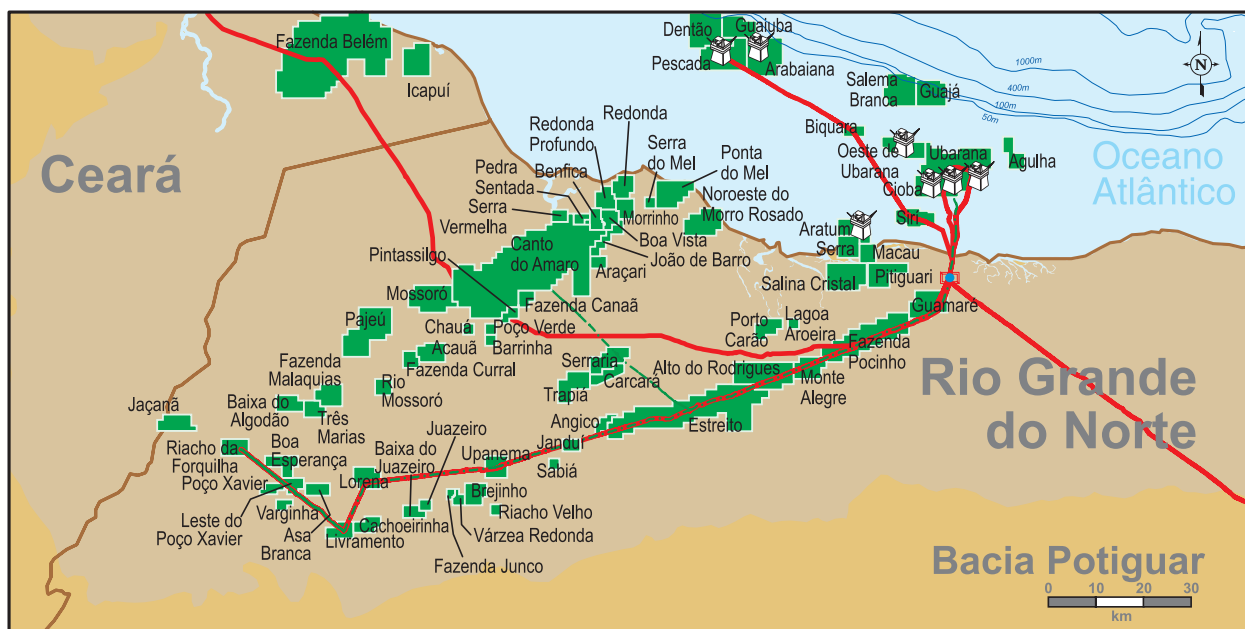
A Petrosynergy possui 12 blocos adquiridos na segunda, terceira, quinta, sexta, sétima e nona Rodada de Li-

citação de Blocos da ANP. Seis deles no Recôncavo, seis na Bacia Potiguar. Com uma produção diária em torno de 800 barris/dia e um faturamento anual de cerca de R\$ 25 milhões, a Petrosynergy já perfurou 25 poços com o índice de sucesso maior que 60%.

Na Bahia, a companhia possui o campo de Uirapuru, adquirido em 2005 e localizado no município de Catu, com produção total de 108,3 boe/d (42,1 b/d

de óleo, 66,2 boe/d de gás). Ainda em Catu, a Petrosynergy possui o campo de Canário, cuja produção total é de 189,4 boe/d (177,0 b/d de óleo, 12,4 boe/d de gás).

Hoje, a produção desses dois campos corresponde a pouco mais de 35% do que é produzido pela empresa, sendo Canário com 40 m³/dia e Uirapuru, quando os dois poços estão operando, com 6 m³/dia. A produção acumulada nesses dois campos é de 85 mil m³.



Tesouro potiguar

De Maceió até Fortaleza, no Ceará, e de lá para Mossoró, no Rio Grande do Norte, são 250 km de carro. O mesmo trajeto pode ser feito a partir de Natal. No caminho, ainda no Ceará, é possível ver em atividade os vários cavalos de pau do campo de Fazenda Belém, localizado na divisa dos municípios de Aracati e Icapuí, a leste de Fortaleza, um dos maiores na área terrestre, e a fazenda Maysa, grande exportadora de frutas nos anos 1990, uma área de 19,7 mil hectares, entregue em 2003 pelo governo federal a mil famílias de sem-terra no Rio Grande do Norte. Após algumas horas de viagem, surge Mossoró, a segunda maior cidade do estado – mas a primeira em sal e hidrocarbonetos.

O Rio Grande do Norte é o primeiro produtor terrestre e segundo nacional, atrás apenas do Rio de Janeiro, a concentrar a grande maioria da produção nacional, ten-

do sido responsável, em 2003, pela extração de 81,7% do petróleo e de 42,2% do gás natural do país.

A Bacia Potiguar compreende, em suas porções emersas, 22.500 km² e submersas 26.500 km², abrangendo partes dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará. A importância econômica para a região da bacia pode ser medida por uma produção diária em torno de 80 mil barris de petróleo e 3 milhões de m³ de gás natural.

Em solo potiguar está o maior campo terrestre do Brasil, o de Canto do Amaro – a Petrobras prevê investimentos de US\$ 1,46 bilhão no Rio Grande do Norte até 2010, nos segmentos de exploração e produção, gás natural, energia térmica e alternativa, distribuição, segurança e meio ambiente. Também serão aplicados US\$ 1,1 bilhão no desenvolvimento de diversos campos.

São 15 municípios produtores de petróleo e gás natural no Rio

Grande do Norte. Esses municípios são: Alto do Rodrigues, Apodi, Areia Branca, Assu, Caraúbas, Carnaubais, Felipe Guerra, Governador Dix Sept Rosado, Guamaré, Macau, Mossoró, Pendências, Porto do Mangue, Serra do Mel e Upanema.

Estão em produção independente, na Bacia Potiguar, os campos de Cardeal, João de Barro, Araçari, Colibri, Periquito, Carcará, Irerê, Riacho Velho, Rolinha e o POT-T-748, 30% da Starfish, 70% da Petrobras, o maior em produção na região (196,2 boe/d – 194,3 barris diários de óleo e 1,9 boe/d de gás).

Outras empresas com projetos na região são Partex (nos campos de Cardeal e Colibri, em parceria com a Petrobras), UTC/Aurizônia (João de Barro e Periquito), Petrosynergy (Araçari e Irerê), Odebrecht e Koch (Carcará), Genesis (Riacho Velho) e Potióleo (Rolinha).

Sal da terra

Localizado em Mossoró, segundo município mais populoso do estado, distante 275 km da capital, o campo de João de Barro tem produção de 38,8 boe/d (30 barris diários de óleo e 8,8 boe/d de gás). O município entrou para a história por ter um dia enfrentado e derrotado o candidato Lampião e pelo primeiro voto feminino no Brasil.

Localizada numa região de transição entre litoral e sertão a 42 km da costa, entre Natal e Fortaleza, Mossoró é uma das principais cidades do interior nordestino, e hoje vive intenso crescimento econômico e de infraestrutura, considerada uma das cidades de médio porte mais atraente para investimentos no país. O município é o maior produtor em terra de petróleo no país, como também de sal marinho.

Mossoró é o polo petrolífero da região, servindo como sede e base de operações não apenas para as independentes, mas para empresas como Halliburton, Expro, BJ, Weatherford, Schlumberger, San Antonio, Baker Hughes, MI Drilling, Carboflex, dentre outras, devidamente instaladas no município.

A região hoje vivencia um grande movimento de sondas. Calcula-



se que, no momento, pelo menos 50 delas estejam em operação ou aguardando o momento de entrar em atividade. A própria Petrobras já sinalizou novos investimentos na bacia.

Com mais de 40 anos de serviços prestados para o setor (sobretudo na montagem e construção industrial e de plataformas como a PRA-1 e a P-53), a UTC Engenharia entrou no segmento de exploração e produção na Nona Rodada de Licitações da ANP realizada em 2008, quando adquiriu um bloco na bacia do Rio do Peixe (RIOP-T-20).

“Identificamos a necessidade de ter volume e uma diversidade para tornar o negócio mais atrativo; a partir de então a UTC passou a avaliar outras áreas, buscando a viabilidade do empreendimento através da diversidade”, conta Julio Cezar Alves Duarte (foto), Líder Operacional de Óleo e Gás

da UTC. “Foi quando se ofereceu, em 2009, a compra dos ativos da Aurizônia, Quantra e Potióleo na Bacia Potiguar. A UTC adquiriu a maioria dos blocos, se tornando operadora de sete deles, seis na Potiguar e um na Rio do Peixe.”

As atividades em Mossoró foram iniciadas oficialmente em novembro de 2009, quando foram executadas intervenções em blocos que estavam parados e melhorias nas locações. “Temos uma campanha de sete perfurações e cinco completações para 2010 visando aumentar a produtividade. Até dezembro de 2010, queremos atingir de 300 a 500 barris/dia. Esta é uma previsão conservadora”, afirma.

Hoje, a produção da UTC está em torno de 80 a 100 barris/dia. A produção de todos os campos é escoada para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos de Guamaré (UTPF), a 282 km de Mossoró. “Estamos enviando de dez a 12 carretas de 30 m³ de petróleo por mês”, informa.

TLD

“Estamos também fazendo intervenções em blocos já em atividade para a melhoria de produção. Em meados de novembro, após uma intervenção de fraturamento hidráulico, tivemos uma nova descoberta no Bloco 565, onde já existia um poço perfurado”, destaca Julio Cezar.

Ele explica que a empresa está na etapa de consolidação da infraestrutura e energização da área. “Iniciamos, em abril, o TLD (Teste de Longa Duração). O poço de óleo (leve) e gás vai permanecer uns quatro a cinco meses sob observação, para estudarmos o comportamento do reservatório para em seguida declarar comercialidade.”

Com uma tradição no segmento de montagem industrial, o forte

Busca de alternativas

A ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA de Produtores Independentes de Petróleo (Abpip) tem promovido, em Mossoró, desde dezembro de 2009, reuniões operacionais semanais com associados e empresas fornecedoras de produtos e serviços que atuam na região.

“Com isso estamos conseguindo prazos, qualidade e trabalhos dentro da expectativa de cada empresa e, por exemplo, valores de diárias de sonda e preço de óleo diesel com preços diferenciados. Esse trabalho de redução de custos está sendo fundamental na Bacia Potiguar”, avalia Julio Duarte, da UTC.

O sucesso das reuniões é tanto que já há até fila de espera de empresas para participar das reuniões para apresentação de produtos novos e negociar condições diferenciadas de fornecimento, por exemplo.

Também é fruto dessas reuniões um treinamento em perfilagem, teste e cimentação de poços, realizado pela Abpip em parceria com a Halliburton, em março, em Mossoró. “Temos tido ótimos resultados. Estamos agora montando um calendário de treinamentos para o ano.”

da companhia, a UTC enxergou a oportunidade (a partir da aquisição dos ativos e absorção da mão de obra das três empresas), para além da produção de petróleo, de prestar serviços para outras operadoras. "Enquanto amadurecemos o negócio de óleo e gás, prestamos serviços de *build up*, obras civis, locação de equipamentos, montagem eletromecânica, laboratório (análise de BSW, API e água) para diversas empresas independentes da região", explica Duarte.

"A expectativa é estarmos, em breve, prestando serviço para todas as empresas independentes, e outras que trabalham no segmento nas bacias Potiguar e Rio do Peixe, visando diminuir e diluir custos e viabilizar o empreendimento de óleo e gás", diz. "Com isso, o custo barril se torna melhor, mais atrativo."

"Não tivemos nenhuma dificuldade em agregar o conhecimento da UTC de prestação de serviços para terceiros utilizando a mão de obra e expertise existentes. Pelo contrário, está sendo mais fácil", avalia. E a empresa não para de crescer. "Antes eram 18 funcionários, hoje somos 42."

Sobre o projeto em Rio do Peixe, Duarte conta que já foram concluídos os trabalhos de sísmica e iniciado o processo de licenciamento ambiental. "A sísmica foi concluída no último mês de fevereiro com tecnologia em 2D (duas dimensões), cobrindo mais de 125 mil km de área. Acreditamos que a perfuração se dará entre setembro e outubro de 2010", destaca. Essa será a primeira perfuração da Bacia do Rio do Peixe.

O bloco RIOP-T-20 fica localizado entre os municípios de Santa Helena e Triunfo, no sertão paraibano, distante quase 500 km de João Pessoa. A base da UTC no projeto será no município de Cajazeiras, na Paraíba.



"Já foram encontrados indícios de óleo na região. Essa é uma bacia de formação muito parecida com a Potiguar. Análises geoquímicas indicam que o óleo é de boa qualidade, com cerca de 30° API e semelhante aos produzidos nas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas", explica. "As perspectivas são boas."

Interesse na região

Há outras empresas, nacionais e estrangeiras, que também apostam nessas fronteiras exploratórias fora do eixo das três maiores bacias produtoras. Na Bacia Potiguar, a Partex possui 50% de participação nos blocos POT-9, POT-513, POT-514, POT-557, POT-558 e POT-559. Sua parceira nesses blocos é a Petrobras. No entanto, a Partex é operadora em todos os blocos, menos o POT-9.

Já a Starfish possui três blocos (POT-T-748, POT-T-749 e POT-T-794), arrematados na Sétima Rodada.

Em abril de 2009, o consórcio BT-POT-55, formado pela Starfish Oil & Gas S/A operadora, em parceria com a Petrobras, anunciou a descoberta de petróleo no bloco POT-T-748, na parte sudeste da Bacia Potiguar, no bloco baixo da Falha de Carnaubais.

Em março do mesmo ano, a Petrogal declarou a comercialidade do bloco POT-T-440, na Bacia Potiguar, posteriormente batizado de Urutau. A Petrogal tem como sócia na área a Petrobras, que possui participação de 50% no bloco.

Descoberta do petróleo

A HISTÓRIA DA ATIVIDADE petrolífera no estado começa em 1943, quando moradores do município de Grossos registraram o afloramento de uma substância escura que "queimava como querosene", numa constatação óbvia que se tratava de petróleo. Em 1956, tiveram início as primeiras sondagens por parte da Petrobras. Embora ficasse constatada a existência de petróleo e gás natural, os estudos concluíram pela sua inviabilidade econômica.

O primeiro poço perfurado da Bacia Potiguar Terrestre (o G-1-RN) foi em Ganga, no município de Grossos, em 1956. Na Bacia Potiguar Marítima, o primeiro poço foi o RNS-1, em Ubarana, costa de Macau (RN), em 1973. Os dois deram sinais da existência de óleo e gás, porém em quantidade não comercial.

Em 1966, a prefeitura de Mossoró contratou uma firma para abrir um poço de água que acabou jorrando petróleo. Vinte anos depois, quando alguns estados já produziam petróleo com sucesso, foi descoberto o campo marítimo de Ubarana, em Macau.

Foi durante a 'crise do petróleo' que, em 1974, chegou a primeira plataforma continental na costa de Macau. Em 1975 o poço marítimo RNS-3 já estava produzindo, com direito a visita do presidente da República, Geisel, e o seu ministro das Minas e Energias.

Em 1979, quando a Companhia de Pesquisas de Recursos Minerais perfurava poços de água para o abastecimento das piscinas térmicas do hotel Thermas, em Mossoró, apareceu petróleo novamente, desta vez em maior quantidade. O poço MO-13 originou o campo de Mossoró, em 1979. No início de 1980 foi perfurado com sucesso o poço Mossoró-14, o primeiro poço terrestre comercialmente viável do Rio Grande do Norte.

As perfurações de poços terrestres foram intensificadas no início da década de 1980, nos municípios de Macau, Areia Branca, Alto do Rodrigues e Mossoró.

Em 1994, o Rio Grande do Norte atingiu a marca de segundo maior produtor de petróleo do Brasil; o primeiro em produção terrestre. ■

Independentes estimulam o crescimento regional

As petroleiras independentes surgiram no cenário brasileiro a partir da abertura do mercado, em 1998, com o advento do regime de concessão.

Por estímulo do governo, empresas nacionais e estrangeiras – cujo foco de atuação é exclusivamente a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural – foram atraídas para atuar no Brasil e são hoje concessionárias de blocos terrestres e marítimos.

Ao longo da última década, os independentes vêm funcionando como indutores do crescimento, muitas vezes em municípios com poucas oportunidades de geração de renda. Em vez de importar de outros estados ou das capitais suas demandas, como fazem as grandes companhias, o produtor independente compra localmente, movimentando economias regionais. Além disso, as petroleiras de pequeno e médio porte liberam as maiores para atuar em reservas mais estratégicas, como a do pré-sal. Trata-se de um processo de diversificação e de dinamização da indústria brasileira de petróleo.

A ausência de estímulo à atividade, no entanto, tem retraído as chances desse grupo de empresas. Com reservas limitadas e poucas perspectivas de ampliá-las, as independentes estão impossibilitadas de implementar logística própria ou consorciada de tratamento, escoamento e comercialização de hidrocarboneto, o que compromete o sucesso financeiro do negócio. Nos leilões de concessão promovidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), as possibilidades de ofertas são de bacias maduras, já excessivamente exploradas, além de áreas de nova fronteira, que extrapolam a atual capacidade de atuação das independentes.

A solução do problema passa pela adoção de uma política efetiva de incentivo a essa indústria, incluindo: novo modelo de contrato de concessão para áreas terrestres, adequado às peculiaridades deste segmento; regulamentação da infraestrutura de dutos terrestres para o escoamento da produção; criação de incentivos fiscais; acesso ao crédito facilitado; melhoria das condições de comercialização do petróleo e do gás produzidos; harmonização do licenciamento ambiental entre os estados; e adequação das exigências de conteúdo local.

Apenas a iniciativa política permitirá que áreas cujas reservas condizem com o perfil do segmento independente sejam repassadas da Petrobras para as petroleiras de menor porte, seja via contratação das independentes como operadoras pela estatal, seja pela liberação direta dessas áreas para que sejam leiloadas pela agência reguladora.

A discussão de um novo marco regulatório para a indústria de petróleo e gás no Congresso tem favorecido o debate sobre o futuro do segmento independente. A expectativa é de que a sociedade, por meio dos parlamentares e do Executivo, atente para a capacidade de geração de riqueza inerente à atividade. O sucesso desses empreendedores depende da existência de um ambiente regulatório favorável e de políticas de governo que garantam os investimentos. ■



Oswaldo Pedrosa é presidente da Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo (Abpip).

Novos desafios à regulação a sobrevivência dos independentes

O surgimento dos produtores independentes no Brasil tem sido festejado pelos que sabem da importância desse segmento para o desenvolvimento do país, a exemplo do que acontece na pujante indústria petrolífera dos Estados Unidos e Canadá, alicerçada na dinâmica gerada por esses independentes.

Nos Estados Unidos, ao lado de megaempresas, existem em torno de 23 mil outras de capital médio ou pequeno. Essas empresas, isoladamente, tiram pouco óleo, mas, em conjunto, contribuem com 40% da produção americana e empregam 300 mil trabalhadores, tendo elevado significado econômico e social.*

Essa nova perspectiva foi inaugurada oficialmente a partir da Sétima Rodada de Licitações da ANP, quando foram incluídas áreas contendo antigos campos de petróleo e gás natural que haviam sido abandonados e devolvidos pela Petrobras por razões econômicas.

No entanto, o dilema das empresas independentes ainda persiste. As dificuldades evidenciam-se de diversas formas, exigindo novo posicionamento por parte da Autoridade Reguladora e de entidades governamentais de todos os níveis, para evitar a falência de um modelo que apresenta sinais preocupantes. Um problema que tem sido enfrentado é a venda da produção – com a presença de um único comprador, bem como problemas logísticos de escoamento da mesma. A complexidade e o custo do sistema de certificação do conteúdo local também representam obstáculos de difícil transposição pelas empresas desse porte. A ausência de um cronograma de rodadas de licitação e a falta de áreas atrativas em oferta têm um efeito ainda mais perverso para tais investidores, que acreditaram na proposta da ANP quando foram atraídas para o setor.

O Direito do Petróleo se mostra dinâmico e complexo, e o compromisso regulatório precisa afinar-se às mutações necessárias à solução dos impasses que ora se apresentam e podem ameaçar a sobrevivência do segmento. Note-se que já vínhamos defendendo que, mesmo no âmbito da legislação em vigor, há espaço para se buscar soluções flexíveis e compatíveis com o interesse público primário. Na hipótese, este significa oportunidade de desenvolvimento regional, geração de empregos, difusão de conhecimento, arrecadação

*LIMA, Haroldo. Caminhos do petróleo no Brasil: a VII rodada. *Revista teórica, Política e de Informação*. Disponível em: www.vermelho.org.br. Acesso em 25 de abril de 2007.

Marilda Rosado é professora adjunta de Direito Internacional e Direito do Petróleo na Faculdade de Direito da Uerj; coordenadora e professora de cursos jurídicos do IBP; sócia do escritório Doria, Jacobina, Rosado e Gondinho Advogados Associados. Colaboraram neste artigo a advogada mestranda **Juliana Lima**, e a estagiária **Bruna**, ambas do referido escritório.



de tributos, implantação de infraestrutura para serviços, fomento à fabricação de equipamentos brasileiros e outros.

A atividade interpretativa poderia se lastrear na edição de novas resoluções específicas da ANP, fundamentadas em notas técnicas e na realização de audiências públicas, quando a participação da sociedade e dos setores regulados resguardariam a legitimidade desse processo de flexibilização.

Comentem-se ainda as dificuldades de obtenção de acesso às linhas de financiamento para os pequenos investidores. Na maior parte dos casos não tem sido atingido um retorno que remunere a atividade, em vista dos vultosos dispêndios com a viabilização da produção do petróleo em pequena escala.

Outro ponto crucial do marco regulatório da produção em áreas inativas com acumulações marginais que ainda requer aprimoramentos é o modelo do contrato de concessão. O atual modelo precisa de ajustes em função das especificidades desse novo nicho de atividades.

Algumas das emendas apresentadas aos projetos de lei no Congresso procuram sanar pelo



Foto: Banco de Imagens TN Petróleo

menos um dos aspectos acima apontados, que é o da disponibilidade de novas áreas. Espera-se que o Congresso Nacional se sensibilize com os importantes dados e informações que foram apresentados como subsídio aos pleitos, e se permita a continuidade e crescente consistência do que pode representar um sucesso diferenciado e sustentável de nossa indústria. ■



FLUKE®

Use apenas uma mão e um único toque para calibrar pressão

Torne simples um trabalho complicado com apenas um botão. O novo Fluke 719 possui bomba elétrica embutida e por isso transforma a calibração de pressão em uma operação simples e rápida com uma só mão.

Fluke. *Mantendo o seu mundo funcionando®.*

www.fluke.com.br
email: info@fluke.com.br
tel: (11) 3759-7600

**Esqueça como usar
uma bomba manual**

**Visite também www.fluke.com.br
para mais informações técnicas do
novo Fluke 719**

Campos marginais

De acordo com o Fundo Monetário Internacional (FMI), a economia brasileira é hoje a nona maior do mundo. Nosso Produto Interno Bruto (PIB), medido pela Paridade do Poder de Compra, foi de US\$ 2,01 trilhões, em 2009, o equivalente a 2,88% do PIB mundial neste ano, colocando o país em posição de destaque no cenário mundial.

Autossuficiência obtida no setor de petróleo, juntamente com a descoberta e o pretendido desenvolvimento do pré-sal, possivelmente colocarão o país no ranking dos dez mais em termos de reservas mundiais.

No entanto, a renda per capita do país demonstra o grande desnível social existente e aponta para a necessidade de importante e continuado trabalho de fomento da economia nacional, em prol do interesse público e da melhoria da qualidade de vida no país, principalmente em regiões carentes, como várias regiões do Nordeste brasileiro e o interior do estado do Espírito Santo.

Neste cenário, a indústria do petróleo tem importante papel a cumprir, tanto na geração de riqueza como na de empregos. Com essa geração de empregos o país será capaz de incorporar ao mercado de trabalho milhares de profissionais, de várias formações.

Quando se menciona petróleo e gás no Brasil, associa-se de imediato à exploração de petróleo em águas profundas no Sudeste, ao pré-sal e à atuação das grandes companhias de petróleo – Petrobras à frente, a companhia estatal brasileira, que até 1998 desempenhou papel de detentora do monopólio da exploração e produção de petróleo.

A produção de petróleo no Brasil, porém, foi iniciada em 1939 no estado da Bahia, em bacia terrestre. Sobre o primeiro campo de petróleo do Brasil (o campo de Lobato, descoberto no Recôncavo Baiano e atualmente exaurido), encontra-se a comunidade de Lobato, extremamente carente, para a qual a riqueza gerada nas imediações durante décadas não resultou em progresso.

Em situações similares encontram-se populações de áreas do Brasil nas proximidades das quatro bacias terrestres que, até o início da década de 1990, contribuíram com a maior parte do petróleo produzido no país (Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo e Potiguar).

Ao mesmo tempo, hoje, dos mais de 350 campos de petróleo e gás existentes no Brasil, dez respondem por 75% da produção e estão localizados na Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro. Dos cerca de 13 bilhões de barris de reservas provadas



Magda Chambriard é diretora da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

de petróleo do Brasil, mais da metade desses 350 campos contribuem com menos de 0,6%. Se considerarmos o pré-sal, essa contribuição poderá se tornar da ordem de 0,1%.

Atenta à necessidade de atuação mais focalizada, sobretudo nas bacias terrestres, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), no cumprimento das suas atribuições de regulamentação e fomento da indústria, e em prol do interesse público, deflagrou um processo de incentivo à implantação da pequena e média empresa independente de petróleo e gás no Brasil, visando à sua atuação nessas bacias, que já não são o objetivo principal das grandes companhias integradas de petróleo, mas que ainda podem significar geração de riqueza e incorporação ao mercado de trabalho de boa parte das populações locais.

A atuação da ANP em prol da pequena empresa petrolífera abrangeu a licitação de pequenos campos de petróleo, com vistas à sua reabilitação, e à licitação de áreas em bacias maduras.

Foram cinco as licitações da ANP de áreas em bacias maduras e duas as de pequenos campos ditos "marginais". Todas essas licitações foram aprovadas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com o objetivo de gerar oportunidades para a pequena e média empresa petrolífera no Brasil.

Essa ação resultou no surgimento de 37 novas empresas brasileiras, de pequeno e médio porte, localizadas principalmente no Nordeste e no Espírito Santo, em terra. Essas empresas chegaram a produzir, em 2008, cerca de 1.800 barris de petróleo por dia. E chegaram a gerar mais de 1.500 empregos diretos e indiretos. Atualmente elas produzem cerca de 1.500 barris por dia.

Assim, a grande questão que se apresenta é: qual o papel da pequena empresa petrolífera no Brasil e como poderemos destacar sua complementaridade à atuação das grandes empresas petrolíferas, em especial à da Petrobras, no momento em que nossa estatal deverá despender enormes esforços no pré-sal?

É nesse contexto que, dentre as emendas aprovadas na Câmara dos Deputados, foi proposta, como emenda ao Projeto de Lei do Contrato de Partilha, o Artigo 53, que prevê políticas e medidas específicas para o aumento da participação da pequena e média empresa. Ela representa a primeira oportunidade de dar suporte legal a uma política industrial em favor dos produtores independentes de óleo e gás. Tal argumento é previsto no Artigo

70 da Constituição Federal, que menciona um tratamento diferenciado para as empresas de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras.

A oportunidade de aprovar os Projetos de Lei em discussão no Congresso permite avançar em três frentes: 1) no pré-sal, nas reservas gigantes e onde o risco geológico é muito reduzido; 2) nas demais áreas, com potencial de descobertas convencionais e, portanto, com maior risco geológico; 3) nas menores reservas, em áreas específicas de baixo risco, destinadas às pequenas e médias empresas. Desta maneira, o Estado terá respaldo legal para, na exploração e produção de óleo e gás, regular do macro ao micro, em conformidade com as particularidades de três segmentos distintos de atividade. São três metas interdependentes: primeiro, assegurar a continuidade do crescimento econômico do setor; segundo, aumentar o conhecimento geológico e as descobertas em todas as bacias sedimentares do território nacional; e, terceiro, incentivar o ingresso de novos atores, com a maior participação do empresariado nacional.

A ANP entende que é possível gerar condições para que existam mais de 500 pequenas e médias empresas no Brasil, da aquisição de dados geofísicos à operação e manutenção de poços. Existe pelo menos uma centena de pequenos campos no Brasil e parte deles poderia servir de amparo para as novas empresas nacionais de petróleo.

A nova província petrolífera será considerável para a modernização do país e para a diminuição do risco Brasil. No entanto, todo esse movimento acontecerá com mais ênfase na região Sudeste, a mais rica do país. São necessários investimentos nas demais áreas, visto que cerca de 93% das bacias sedimentares podem ser tecnicamente caracterizadas como de nova fronteira exploratória. A ANP vem atuando nesse sentido, ao colocar em prática um planejamento estratégico denominado Plano Plurianual (PPA) de Geologia e Geofísica, que pretende organizar e otimizar esforços para pesquisa de novas áreas produtoras de hidrocarbonetos.

Destinar os pequenos campos à operação de empresas menores em nada comprometeria a continuidade do crescimento da produção nacional de petróleo. A revitalização de campos desativados não é apenas uma questão econômica. Promover projetos dessa natureza é dar prioridade às políticas sociais. Em um Brasil que cresce e que explora suas imensas bacias, existe espaço para todos. O maior desafio é realizá-lo, em prol da sociedade. ■