



Rio de Janeiro, 23 de novembro de 2005.

Ao
Dr. Moisés Antonio de Freitas
Corregedor da Controladoria Geral da União
Setor de Autarquias Sul, Quadra 01, Bloco A,
Edifício Darcy Ribeiro
Brasília – DF.

Ass.: 6ª Rodada de Licitações das Bacias Sedimentares

Ref.: Processo nº 00190.005729/2004-14.

Senhor Corregedor,

Através de sua mensagem eletrônica de 09/05/2005, tomamos conhecimento de que essa CGU, após manifestação da ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – houve por bem arquivar o processo instaurado visando questionar a outorga de 945 (novecentos e quarenta e cinco) blocos para a exploração, o desenvolvimento e a produção de petróleo.

Igualmente tomamos conhecimento de que o processo poderia ser desarquivado, caso houvesse evidências que recomendassem essa decisão.

Em continuidade, analisamos as informações constantes no ofício da ANP nº 27/2004-AUD-DG, assinado pelo auditor Antonio Carlos N. de Mattos, que orientou a decisão de vossa senhoria em arquivar o processo.

Em vista de que a argumentação disposta pelo representante da ANP nos pareceu falaciosa, nos ocorreu submetê-la à análise de um reconhecido especialista da indústria do petróleo. A nossa escolha recaiu no geólogo e geofísico João Victor Campos, que elaborou suas ponderações às assertivas apresentadas pelo auditor da ANP.

Assim, anexo estamos remetendo para V.Sa. o original do documento “Ponderações às assertivas do Auditor Antonio Carlos N. de Mattos”, elaborado pelo geólogo João Victor Campos, em outubro de 2005.

Isto posto, solicitamos que V.Sa. considerando as informações que estamos lhe repassando, desarquive o processo.

Estamos disponíveis para os esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Heitor Manoel Pereira
Presidente

Anexos:

1. “Ponderações às assertivas do auditor da ANP Antonio Carlos N. de Mattos”;
a) “Cópia da entrevista do geólogo Colin J. Campbell concedida à revista ‘Veja’, de 05/10/2005”;
2. Cópia do artigo “Descoberta em águas ultraprofundas na Bacia de Santos”, de JV Campos, setembro/2005; e
3. Cópia do artigo “O Brasil e a possibilidade de ocorrências de estruturas de grande porte”, de JV Campos, novembro/2005.



Ponderações às assertivas do auditor da ANP Antonio Carlos N. de Mattos

Introdução:

Estas ponderações, elaboradas por solicitação da Diretoria da Associação dos Engenheiros da Petrobrás – AEPET, pretendem contestar as assertivas constantes no Ofício nº 27/2004 – AUD/DG da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), datado de 02 de dezembro de 2004 que justificaram o arquivamento do processo da CGU-00190.005729/2004-14, no qual a AEPET intercedia sobre a suspensão da 6ª Rodada de Licitações das Bacias Sedimentares organizada pela ANP, em 2004. O comunicado de arquivamento é acompanhado de um ofício daquela Autarquia, expondo as razões que levaram a CGU -Controladoria Geral da União - a optar pelo arquivamento do processo.

Assertivas da ANP:

- “A produção de petróleo no Brasil, que no início da década de 90 chegava a 650 mil barris por dia e hoje ultrapassa um milhão e setecentos mil por dia. Nossa dependência externa que chegava a 80 % na década de 80 e ainda atingia 50 % no início dos anos 90, hoje é da ordem de 10 %”;
- “As licitações são realizadas justamente para atrair novos investimentos em exploração e, assim, o país tenha petróleo capaz de garantir a auto-suficiência. Argumentar que não devemos fazer as licitações é uma espécie de “profecia auto-realizável” não prosseguindo com as licitações não teremos os investimentos e assim não haverá petróleo no futuro.”

Nossas Ponderações:

- A instalação da ANP só se deu em 19 de janeiro de 1998 quando a Petrobrás já produzia cerca de um milhão e duzentos mil bbl/dia;
- É bom lembrar que o tempo entre a descoberta e a entrada em produção de um campo de petróleo leva em média entre três a seis anos;
- A 1ª licitação da ANP só ocorreu em 15 de Junho de 1999 e já estabelecia um prazo de três anos para a fase exploratória, incluindo o primeiro furo pioneiro nos blocos licitados. Isso nos coloca, na melhor das hipóteses, no ano de 2002 e, não consta que alguma companhia concessionária, exceto a Petrobrás, tenha tido êxito até então;
- A partir de 2002 até o início de 2005, as grandes descobertas ocorridas na plataforma continental, se deram em blocos requeridos pela Petrobrás no período de novembro de 1997 a maio de 1998 - em cumprimento à Lei 9.478/97 - nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, em prospectos já previamente delineados àquela altura pela Petrobrás, e que foram alvo de análise por parte da ANP, via Universidade Federal da Bahia (UFBA), para o período referido;
- Exemplos marcantes deste período (2002-2005) é o Campo de Mexilhão (Bloco BS-400), na Bacia de Santos e os Campos de Jubarte, Baleia Franca e Cachalote (BC-60), na Bacia de Campos e Golfinho, na Bacia do Espírito Santo;
- Não se tem ciência de que tenha havido grandes descobertas por outras concessionárias, exceto por um campo pequeno, na Bacia de Santos, Campo de Lagosta (El Paso), pequeno campo de gás, menor e ao lado do Campo de Merluza (este, única descoberta,



pela Pecten, durante a vigência dos contratos de risco). Os campos de Coral, Cavalo Marinho, Estrela do Mar, Tubarão e o próprio Campo de gás de Manatí, embora com sócios brasileiros (Starfish e Queirós Galvão), foram descobertos graças às interpretações feitas pela Petrobrás, que atua como operadora. Aliás, só Cavalo Marinho e Manatí foram descobertos depois dos contratos com a ANP, pois os demais foram “vendidos” depois de descobertos.

Nossas Conclusões:

- Assim, dizer que atrair novos investimentos, por meio de licitações, para o país vir a atingir a sua auto-suficiência é uma falácia, até mesmo porque a Petrobrás já declarou que levará o Brasil a atingir a sua auto-suficiência na produção de petróleo no início de 2006, com reservas suficientes para 18 anos, mantido um crescimento na demanda de petróleo anual na ordem de 3%.
- Outra falácia: pelo artigo 26 da Lei 9478/97, a concessionária que descobrir petróleo passa a ser sua proprietária, e pelo artigo 60 da mesma Lei, poderá exportá-lo. Por outro lado, estudos conduzidos pela ASPO - The Association for Study for the Peak Oil & Gas - publicados em seu boletim do mês de janeiro de 2005, apontam que se aproxima o terceiro choque do petróleo, em função da demanda superar a oferta desse produto. Nesse cenário, o Observatório da Economia Mundial - OEM - em seu boletim nº 2, 1º semestre de 2005, aponta que haverá uma escalada nos preços internacionais do petróleo. O OEM indica, ainda, que o preço do barril de petróleo, em 2008, estará cotado em cerca de cem dólares, enquanto que superará os trezentos dólares em 2015. Portanto, as licitações, por permitirem que empresas estrangeiras sejam proprietárias do nosso petróleo, podendo até mesmo exportá-lo, compromete a economia e a soberania do país.



Assertivas da ANP:

- “O argumento de que o país não tem potencial para petróleo é contrário à opinião da imensa maioria dos profissionais envolvidos com a indústria do petróleo, inclusive os profissionais da Petrobrás. Soberano é o país que conhece seus recursos e os aplica para o bem-estar de sua população. A Petrobrás e outras empresas não empregariam milhares de geólogos e geofísicos e vultosos recursos se não existisse na empresa a convicção de que o país tem um imenso potencial a explorar”.

Nossas Ponderações:

- A ANP vem liberando o acesso às companhias interessadas em dados geológicos e geofísicos das bacias sedimentares brasileiras - dados esses produzidos ao longo de quarenta e dois anos de monopólio estatal, e que custaram à Petrobrás muitos bilhões de dólares - quer por meio de visitas diretas dos interessados ao Setor de Interpretação (instalado no Edifício-sede da Petrobrás), ou pela compra pura e simples de informações constantes no Banco de Dados de Exploração e de Produção (BDEP);
- Ao se assenhorearem gradativamente das limitações impostas pela geologia adversa da maioria de nossas bacias sedimentares, tem havido desinteresse crescente por parte das companhias concorrentes. Isso fica claramente demonstrado quando se observa o número declinante destas e os valores de bônus pagos entre a 1ª e a 5ª licitações, o que levou a ANP, em nosso entendimento, a incluir na 6ª Rodada áreas nobres, junto àquelas onde a Petrobrás já houvera feito grandes descobertas, como, por exemplo, o bloco CM-61 obtido pelo desmembramento do bloco BC-60 onde a Petrobrás incorporou às suas reservas 2 bilhões de barris. O bloco CM-61 foi arrematado por duas companhias estrangeiras, em consórcio. Esta foi a maneira encontrada pela ANP para atrair novos investidores e livrar-se do embaraço iminente de que houvesse poucas companhias interessadas naquela rodada de licitações;
- Claro que o Brasil têm potencial para se descobrir reservas de petróleo, porém estas são limitadas e não há perspectiva de nos tornarmos uma Arábia Saudita, esta é a opinião da maioria dos profissionais da indústria de petróleo, aí incluídos os atuais e antigos técnicos da Petrobrás. Portanto, nos parece que seria mais adequado que a expressão “imenso potencial à explorar” fosse mais fundamentada;
- O melhor atestado de nossas limitações, em termos práticos, reside no fato de que após 51 anos de exploração a Petrobrás só conseguiu amealhar (até 2004) uma reserva total de 17 bi boer (bilhões de barris de óleo equivalente recuperáveis), segundo a Dra Dilma Rousseff, então Ministra de Minas e Energia, em entrevista televisiva em 2004, ao jornalista Boris Casoy;
- Além destes, segundo estimativas recentes feitas pela Petrobrás, existe uma expectativa potencial de se encontrar outros 11,5 bilhões, o que daria uma reserva de 28,5 bi boer. Some-se à estes os 9,5 bilhões de barris já produzidos e assim verificamos que a reserva total brasileira de todos os tempos gira em torno de 38 bi boer. E isto, considerando os 17 bi boer, anunciada pela ex-ministra Dilma. Há controvérsia sobre esse valor de reservas. O portal da Petrobrás, disponível na Internet, informa que o valor oficial da companhia é de 14,5 bi boer (tanto reservas internas quanto externas). Considerando o consumo interno brasileiro na ordem de 3 milhões de bbl/dia, em 2010, e exportação de 1 milhão bbl/dia, essas reservas se esgotariam em cerca de 18 anos.
- Para efeito de comparação, lembramos que o Campo de Ghawar, na Arábia Saudita, descoberto em 1948, e produzindo desde então, ainda possuía reservas de 70 bi boer em 2003. O Ghawar é o maior campo do mundo (anticlinal: 283 km x 32 km), porém existem muitos outros, no Iraque, Irã, Mar Cáspio, etc., que superam em muito esse “otimístico” potencial brasileiro;



- Vale lembrar também que o México possuía em 1990, 56,37 bi boer e que fruto de políticas de governo mal conduzidas deu prioridade à exportação para obtenção de lucro a curto prazo, em detrimento do interesse nacional de aumentar as reservas. Assim, viu suas reservas caírem vertiginosamente, atingindo o patamar de 12,62 bi boer em 2003, o que representa uma sangria de 43,75 bi boer em apenas 13 anos. As reservas mexicanas no presente colocam o México em 4º lugar, nas Américas, portanto atrás do Brasil.

Nossas Conclusões:

- Este exemplo do México justifica, amplamente, o posicionamento da AEPET, com relação à exportação: levou-se somente 13 anos para se dilapidar 43,75 bi boer, no México, quantos anos serão precisos para dilapidar os possíveis 29 bilhões (ainda por confirmar) da reserva brasileira? Qual será o preço que os brasileiros pagarão no futuro quando nossas reservas estiverem precocemente exauridas por conta de exportações?



Assertivas da ANP:

- “Apenas 3 % da área prospectável para petróleo no Brasil estão em concessão. Cerca de 50% para a Petrobrás e outros 50% para outras quatro dezenas de companhias muitas delas brasileiras, como ... “
- “Nosso país é extremamente privilegiado em matéria de área sedimentar. Estudo da COPPE encomendado pela ANP mostrou que são 29 bacias com interesse para petróleo, abrindo cerca de 6,4 milhões de Km², comum a grande extensão no mar ...”.

Nossas Ponderações:

- Discordamos quando se assevera que “somente 3% da área prospectável para petróleo estão em concessão no Brasil”. Vale dizer: estes 3% representam o que foi aproveitado de todas as áreas oferecidas em 6 licitações, as quais devem somar algumas centenas de milhares de Km². Portanto, é mais um atestado da pouca atratividade que nossas bacias sedimentares ensejam, com ressalvas para as bacias marítimas da costa leste;
- A Lei 9.478/97 determinou que a Petrobrás deveria submeter à ANP seu programa de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo. Os dados foram entregues pela Petrobrás ao MME, em outubro de 1997, na forma de 391 relatórios, correspondendo às seguintes aplicações: 133 para áreas de exploração, 52 para áreas em desenvolvimento e 206 relativas a áreas em produção. As 133 áreas ou blocos de exploração estão distribuídas por 21 das 29 bacias sedimentares terrestres e marítimas, aquelas em que a Petrobrás distinguiu, dentre as 29, como tendo as melhores características para portarem hidrocarbonetos (HC);
- A área sedimentar brasileira corresponde a 6.436.000 km², dos quais somente 663.750 km² (ou 10,3%) são ocupados pelos 133 blocos. Distribuídos nestes blocos, a Petrobrás apresentou 246 prospectos (propostas de locações pioneiras) que foram preparados, criteriosamente, para serem requeridos pela empresa;
- Da análise destes blocos o Ministério das Minas e Energia – MME – mandou que se retirasse das propostas a frase: “deve-se ceder à Petrobrás conforme requerido” por simplesmente “trata-se de um prospecto exploratório”, o que vem a provar que de há muito já se urdia, no governo, uma maneira de obter dados relevantes da Petrobrás, levando-a à escolher e expor o que de mais promissor havia, fruto do monopólio de 42 anos e de um notável acervo de informações geológicas e geofísicas, coligidas durante todo esse tempo;
- Durante as seis licitações já realizadas pela ANP, muitos desses blocos tiveram suas áreas originais modificadas ou amputadas, para serem cedidas e postas em licitação. Portanto, na realidade, a área sedimentar tratada desde o início era de 10,3% e se ela foi dividida e cedida pela ANP para as licitações é esta que deve ser considerada como ponto de partida e não 3%. Hoje, seguramente, é bem maior, com a inclusão de outras áreas marítimas, já que as perspectivas das bacias terrestres são diminutas e limitadas;
- Vale também lembrar que para os Contratos de Risco (1975-1988), a Petrobrás reteve apenas 16% de toda a área sedimentar brasileira, liberando 84% para as companhias qualificadas (35 das maiores e mais experientes empresas internacionais e mais a Pauli-Petro). O insucesso dos Contratos de Risco, que duraram 13 anos e que lograram uma única descoberta comercial (Pecten), o pequeno Campo de gás de Merluza, no litoral paulista, levaram o presidente da Shell-Brasil, em entrevista ao Jornal do Comércio, no Rio de Janeiro, em Janeiro de 1995, a profetizar “que não interessavam à Shell, por exemplo, negócios nos moldes dos contratos de risco assinados pelo governo com várias empresas na década de 70”;
- Deduz-se que se aqui aportassem novamente, viriam certamente com outros interesses, mais precisamente o de participarem na produção, refino e exportação do óleo. Na



exploração, preferem associar-se à Petrobrás. Durante a vigência dos Contratos de Risco, os 84% das áreas sedimentares postos em licitação foram divididos e subdivididos em áreas menores ou “blocos”, oferecidos com todas as informações geológicas e geofísicas até então coletadas pela Petrobrás;

- Assim, as empresas internacionais tiveram acesso às valiosas informações, as quais foram analisadas pelo melhor de seus quadros técnicos e, desta maneira, tomaram pleno conhecimento da nossa geologia e da potencialidade do nosso território. Em função deste contexto e do atual, fica difícil acreditar que essas companhias voltem algum dia à investir em exploração no Brasil, em áreas outras senão aquelas onde os melhores resultados foram obtidos pela Petrobrás até agora;
- Realmente, “o país é privilegiado em matéria de área sedimentar”, porém, quantidade não significa qualidade no que diz respeito ao conteúdo de hidrocarboneto. Dos 6.436.000 km², cerca de 1 milhão e meio de km² estão na plataforma continental entre a linha da costa e a cota batimétrica de -3.000 m. O restante, em terra, é ocupada pelas bacias de idades paleozóica (Amazonas, Solimões, Acre, Paraná e Parnaíba) e proterozóica (São Francisco e Parecis), além de outras bem menores (Recôncavo, Potiguar, Tacutú (rift abortado), estas cretácicas e ainda outras sem interesse exploratório tais como Bananal, Pantanal, Taubaté, etc;
- O geólogo H.D. Klemme, em 1971, classificou as bacias sedimentares segundo a ordem de grandeza das reservas de petróleo, em oito tipos principais. Dentro desse contexto, o geólogo brasileiro Francisco Celso Ponte et alii, em 1978, situou as bacias brasileiras, considerando as bacias paleozóicas do Amazonas, Paraná e Parnaíba no Grupo I (< 1%) e as bacias do Solimões e Acre, no Grupo II (25%). A Bacia do Acre, embora apareça nos mapas com uma grande área, esta se refere à cobertura Cretáceo-Terciária com cerca de 300.000 à 350.000 km² enquanto que a bacia paleozóica, subjacente à esta, tem área estimada entre 35.000 à 45.000 km². Onze poços já foram perfurados nesta bacia, sem resultados positivos e não constatarem rochas geradoras de real potencial;
- A contribuição das proterozóicas (gás) é até agora nihil. A contribuição das principais bacias paleozóicas brasileiras - as quais juntas ocupam cerca de 3 milhões de Km² - após 51 anos de exploração, estão representadas pelas acumulações de Juruá (reserva de gás = aprox. 40x10⁹ m³) e Urucu (reserva total de óleo/condensado = 23,9 Mm³), na Bacia do Solimões, e os campos de Azulão e Japiim, dos quais não se tem notícias de há muito, na Bacia do Amazonas, o que comprova o seu pouco interesse comercial;
- Na Bacia do Paraná, ocorrências de gás em Cuiabá Paulista, Barra Bonita e Mato Rico, e mais recentemente pela El Paso, também não resultaram em ocorrências comerciais. Vale mencionar ainda que estas bacias, além das perspectivas geológicas reduzidas, ainda representam um desafio muito grande no que diz respeito à prospecção sísmica, por apresentarem obstáculos de uma geologia adversa caracterizada pela presença de uma espessa camada superficial de basalto, a qual chega à atingir espessuras de 2.000 m, recobrando quase que totalmente (75%) a Bacia do Paraná, que tem 1.122.400 km²; soleiras de diabásio, em diversos níveis estratigráficos (Amazonas, 500.000 km² e Solimões, 387.000 km²) e alta complexidade estrutural nas bacias do Acre (tectônica Andina; ausência de gerador) e Parnaíba (intrusões, etc). Pelo exposto, verifica-se que o geólogo Celso Ponte acertou na inserção das bacias paleozóicas brasileiras na classificação proposta por Klemme, com exceção talvez para a Bacia do Acre, a qual situa-se no Grupo I (Klemme);
- É nossa opinião que a análise acima justifica o desinteresse demonstrado pelas companhias participantes das licitações, com conhecimento de causa, no que diz respeito às bacias terrestres. Aliás, também acreditamos que a ANP comunga desta crença, senão como explicar a oferta de somente dois ou três pequenos blocos, que não foram arrematados na 6ª licitação, em bacias terrestres paleozóicas, “com a imensidão de suas



áreas”?

- Quanto às bacias marítimas com cerca de um milhão e meio de quilômetros quadrados e pela importância que ocupam no cenário petrolífero brasileiro, vale expor o seguinte:
 - As bacias da margem continental brasileira, formaram-se como resultado da ruptura do supercontinente Gondwana e a abertura do Oceano Atlântico Sul, um processo que começou no Jurássico Superior. A abertura foi síncrona com o *rifting* e a separação como se fora um zíper, abrindo-se do sul para o norte.
 - A atividade tectônica mudou-se então para a área que se formou na Margem Equatorial Brasileira, e a separação entre a África e o Brasil foi completada (comunicação com o Atlântico Norte), terminando no final do Aptiano. Esta mudança, em termos de atividade tectônica, é muito importante, porque ajuda a explicar os diferentes estilos tectônicos presentes na área da costa leste – Pelotas à Sergipe-Alagoas e na área nordeste – Potiguar à Foz do Amazonas. Enquanto que a primeira área é caracterizada por movimentação tectônica extensional, com importância crítica da halocinese, a arquitetura estrutural ao longo da costa nordeste, foi fortemente afetada pela tectônica de transcorrência;
 - Como resultado, as bacias da Margem Equatorial apresentam grande complexidade estrutural (Potiguar, Ceará e Piauí) resultante da superposição dos sistemas de falhamentos pré-existentes com os da transcorrência, resultando em estruturas complexas formadas por blocos falhados e de reduzidas dimensões (exp. campos de Ubarana, Xaréu, Agulha). As do Pará/Maranhão (somente 2 ocorrências, PAS-9 e PAS-11) e Foz do Amazonas (Campo de Pirapema, gás biogênico, pequeno) embora possuindo estruturas de grande porte, pecam principalmente pela ausência de rochas geradoras, enquanto que as da Margem da Costa Leste (extensional) deram lugar aos turbiditos, de pequeno à grande porte, estes os principais reservatórios da plataforma continental brasileira associados à estruturação decorrente da halocinese, elemento crítico na área, e que não se verifica na Margem Equatorial pela ausência quase que completa do sal;
 - Assim, o que resta mesmo, em termos de volumes consideráveis à descobrir, reside na Margem da Costa Leste, principalmente e até agora na tríade formada pelas bacias marítimas de Santos, Campos e Espírito Santo, onde ocorreram as grandes descobertas a partir de 1974/1975 (1-RJS-9A) e singularmente aumentadas no período 1999–2005, graças as perfurações realizadas em estruturas previamente delineadas pela Petrobrás, constantes dos blocos por ela requeridos em 1997-1998, nessas bacias. Onde então os pretensos investimentos externos contribuíram ?
- Contrário ao que afirma, nossas bacias são bastante conhecidas, principalmente em suas limitações senão, tudo que foi dito acima estaria prejudicado, e a ANP estaria denegrindo a imagem de proficiência do corpo técnico da Petrobrás, de todos os tempos, que ela tão eloqüentemente elogia em seu ofício;
- Esta condição relegamos aos leigos e/ou ignorantes em geologia de petróleo, que acreditamos não ser o caso presente. Lembramos que a Petrobrás em 42 anos sob a égide do monopólio passou pelo crivo de três grandes escrutínios por parte de técnicos alienígenas: 6 anos da gestão Walter Link (1954-1961), 13 anos de Contratos de Risco (1975-1988), e 5 anos com o Mini-Risco (1983-1988, Bacia Potiguar). A gestão Link, não encontrou nada; Contratos de Risco, somente um pequeno campo de gás no litoral



paulista, pela Pecten, o qual sobrevive até hoje, graças à um contrato firmado com a Petrobrás, que assumiu como operadora. O chamado Mini-Risco, na Bacia Potiguar, no mesmo período do Risco (1983-1988), foi iniciativa do então ministro (MME) César Cals, na tentativa de privilegiar companhias de pequeno porte principalmente as nacionais, conseguiu duas descobertas também de pequeno porte (Campo de Ponta do Mel e Noroeste do Morro do Rosário) e assim mesmo, graças ao concurso de dois consultores, um geólogo e um geofísico aposentados, egressos da Petrobrás. Os maiores campos descobertos no Mini-Risco, Campo de Canto do Amaro e Estreito, foram sucessos da Petrobrás, sem precisar de levantamento 3D, ou investimento externo.;

- Também, querer atribuir o número de descobertas e a produção de petróleo, em função do número de poços perfurados, vale dizer, que os 22.000 poços perfurados no Brasil, até hoje, com pequenas exceções, foram cercados de todo o suporte, tanto geológico como geofísico, e aprovados por um colegiado formado por esses profissionais que constituíram e constituem o notável corpo técnico da Petrobrás, o qual até os dirigentes da ANP reconhecem como tal. Significante é lembrar que o Índice de Sucesso é que deve ser preponderante e não o número de furos;
- No caso brasileiro, os 22.000 poços permitiram a descoberta de 400 campos de óleo/gás, sendo que só na Bacia de Campos foram perfurados 10% deste total (2.200 poços até 2004) e o índice de sucesso ali alcançado é de 43%, que é significativamente elevado, quando comparado no contexto mundial.
- Seria interessante verificar o índice de sucesso alcançado nos Estados Unidos, com seus 4 milhões de furos, mesmo levando-se em conta a prodigalidade das ocorrências ali havidas. Aliás, a tendência de comparar e/ou citar os Estados Unidos como referência leva-nos à comentar:
 - Os Estados Unidos são o berço da indústria do petróleo, onde surgiu a maior parte do conhecimento relativo à geologia do petróleo e onde mais se desenvolveu as técnicas e os métodos utilizados na sua exploração, e o agente motor disto foi a ocorrência generalizada de óleo e gás no seu território. Quem observar um mapa mostrando a distribuição dos campos pelo país, verificará quão dispersa é essa ocorrência. Também, em relação aos volumes, o país se iguala às regiões mais prolíficas do mundo, sendo suas reservas distribuídas em diversos tipos de bacias, algumas das mais generosas na escala mundial. É de se observar que não ocorre produção na sua costa atlântica, diferentemente do Brasil. Quase a totalidade da produção é em terra, com exceção apenas do Golfo do México (Caribe).
 - O consumo de petróleo nos Estados Unidos no 1º trimestre de 2005 foi na ordem de 20,63 milhões boer/dia respondendo por cerca de 24% do consumo mundial ao importar cerca de 12,09 milhões boer/dia.
 - Assim, considerando que suas reservas são na ordem de 31 bilhões boer, mantido o nível atual de importação, elas estarão exauridas em cerca de 7 anos.
 - A frequência e distribuição dos campos atestam a manifesta vocação petrolífera da maior parte da área sedimentar terrestre daquela nação. É importante refletir-se sobre o fato de que a parcela mais expressiva dos volumes foi descoberta na primeira metade do século XX, sem o concurso dos grandes aprimoramentos científico-tecnológicos de que passou a dispor a indústria de exploração do petróleo, a partir de 1950.
 - Dos cerca de 4 milhões de poços perfurados nos EEUU, estes o foram em função do seu enorme potencial. A quantidade do esforço mantém clara relação



com as possibilidades de sucesso e, no caso americano, estas foram sempre elevadas. Além disto, não se dispunha de sistemas de alta precisão no século XIX e início do XX como a 3D de hoje, que diminui a probabilidade de se furar poços secos.

- No caso brasileiro, na grande maioria das áreas não se obteve êxito, mesmo depois de razoável nível de atividades e, portanto, não se poderia insistir no mesmo nível indefinidamente. Em nossa escala de possibilidades, sempre que ocorreu um êxito, e não precisou ser grande, houve intensificação dos trabalhos.
- A história da exploração mostra que alto nível de atividade é provocado pela ocorrência de descobertas e não o oposto. Isto não significa, todavia, que devido às mais recentes descobertas na tríade das bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, ou outras quaisquer bacias, justifiquem um desarrazoado acréscimo no nível das perfurações, sem o devido suporte geológico/geofísico.

Nossas Conclusões:

- Parece-nos que as informações de tantos milhares ou milhões de poços perfurados no Canadá e nos EEUU só servem para suscitar nos leigos ou ignorantes as premissas de que “o negócio é furar”. Ai pode conduzir ao erro da tentativa de mudar-se a diretoria de exploração da Petrobrás, trocando-se um geólogo por um engenheiro de perfuração, o que se contrapõe ao bom senso e às nossas ponderações.
- Realmente, “para descobrir é preciso perfurar”, só a broca atesta ou não a presença de petróleo, mas para reduzir as chances de insucesso é que se faz necessário o suporte geológico/geofísico adequado, como a Petrobrás sempre praticou.
- Hoje as técnicas modernas permitem uma precisão maior na detecção de trapas capazes de portarem hidrocarbonetos. Não se fura tantos poços como no passado. A indústria de petróleo americana tem mais de 150 anos. A do Brasil cerca de 50 anos.

Assertivas da ANP:

- “É importante citar que o volume de dados sísmicos 3D adquiridos de 1998 a 2004, supera em mais de 300 % as aquisições de dados de 1998. Outro dado importante a ser lembrado é que desde 1998, 92 % dos dados sísmicos 2D e x 81 % dos dados sísmicos 3D foram levantados por empresas de aquisição de dados, sob regime não-exclusivo (*spec surveys*). Estes dados são vendidos, pelas empresas que os adquiriram, à todas as empresas interessadas em investir em exploração”.

Nossas Ponderações

- Todas as descobertas, grandes ou pequenas, acima mencionadas, ocorreram em áreas há muito levantadas e interpretadas pela Petrobrás, antes de 1998, e praticamente todas em 2D, em grau de detalhe a semi-detalhe (espaçamento entre as linhas de 250m a 500 m) enquanto que o espaçamento para 3D é de 100 à 200 m. Isto significa que com 3D as áreas levantadas são muito menores do que com 2D, embora com maior densidade de linhas. Acredita-se, no entanto, que a grande cobertura com 2-D e 3-D dos levantamentos não-exclusivos nas áreas ocupadas pelas três principais bacias da Costa Leste, tenha contribuído para uma melhor compreensão da geologia e visualização de novas estruturas de menor porte ou trapas com controle estratigráfico de difícil detecção, como aquelas que soem acontecer em areias do Cretáceo Superior.
- Neste aspecto, os dados ainda não foram oficialmente divulgados, porém têm-se notícias de que descobertas ocorreram em Santos, gás no Bloco BS-4 (Shell), óleo em Campos no BC-10 (Shell e Exxon), BC-2 (Total) e BC-20 Chevron & Texaco);
- Estas foram operadoras, embora com participação da Petrobrás. Os campos podem



chegar a mais de 2.0 bilhões de óleo *in place*. cerca de 50% explotáveis(?). Estes serão muito provavelmente exportados; pois a Petrobrás alcançará a auto-suficiência em 2006.

- Estranha-se que até agora tanto a ANP como a Petrobrás não tenham divulgado tais fatos. Provavelmente, por instrução do governo, aguardam o momento político adequado para assim o fazerem;

Nossas Conclusões:

- Graças à concessão dos levantamentos não-exclusivos patrocinada pela ANP, aliada ao conhecimento adquirido através do acesso quer ao Edifício Sede da Petrobrás (área de Interpretação), quer através do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), permitiu às companhias como a Schlumberger (francesa) e Westerngeco (americana), produzirem os mais completos relatórios técnicos (*basin studies*), de que se tem notícia, sobre as principais bacias petrolíferas brasileiras, Santos, Campos e Espírito Santo, como pode ser encontrado na Internet, a um custo proibitivo.
- Vale lembrar que 50% das verbas destinadas às universidades para treinamento estão sendo gastos com técnicos contratados pela ANP para decifrar os dados e vendê-los para empresas privadas.



Assertivas da ANP:

- “Deve-se considerar também que nunca será possível manter no país todo o petróleo produzido e não importar, a menos que sejam feitos imensos investimentos no parque de refino do país, o que não é indicado economicamente”.

Nossas Ponderações

- Esta assertiva refere-se, provavelmente, à ocorrência de óleo pesado (óleo biodegradado) na Bacia de Campos, cujo grande volume até agora encontrado aliado ao preço atual do barril de petróleo (US\$ 70,00/bbl) justificam plenamente o “imenso investimento” em refinação. Aliás, a Petrobrás divulgou em meados de agosto seu “Plano de Negócios 2006-2010” do qual extrairmos:
 - O volume de processamento de óleo nacional nas refinarias aumentará de 74% para 91% até 2010;
 - A Petrobrás planeja investir no setor de refinação no Brasil o equivalente a US\$ 11,2 bilhões, o que corresponderá a cerca de 21% de todos os seus investimentos até 2010, com destaques para a refinaria petroquímica no Estado do Rio de Janeiro e uma refinaria no Estado de Pernambuco, em associação com a PDVESA – Estatal Venezuelana;
 - A capacidade instalada da Petrobrás no período 1997-2004 evoluiu de 1.812 milhão bdo para 2.114 milhão bdo;
 - A Petrobrás aumentou a sua capacidade de refino, através da ampliação das refinarias existentes. Essa ampliação foi direcionada ao processamento de óleo pesado. Além disto tem ocorrido descobertas de óleo leve, que pode ser misturado ao óleo pesado gerando melhor adequação às condições de processamento nas instalações existentes.
- Existe crença generalizada de que é este óleo pesado que está sendo exportado, com a justificativa de não se dispor de refinarias capazes de processá-lo. No entanto, a Shell vem exportando cerca de 60.000 bbl/dia do Campo de Bijupirá/Salema, que é óleo leve de boa qualidade.

Nossas Conclusões:

- Além do mais, sugerimos fortemente a leitura da entrevista concedida pelo renomado geólogo Colin J. Campbell, autoridade mundial, à revista Veja, de 5/10/2005, que no caso particular do Brasil recomenda, entre outros, **“Se eu fosse o governo brasileiro, estudaria a possibilidade de estocar a maior parte da produção nacional atual em vez de exportar o excedente.”** Cópia da matéria segue como anexo a.

Rio de Janeiro, 25 de outubro de 2005.

João Victor Campos
Geólogo e Geofísico
CREA / PA 371-D.

Anexos:

1 “As evoluções da produção e do consumo nacionais de petróleo para o período de 1990 a 2005 (previsão)”;

2 “Cópia da entrevista do geólogo Colin J. Campbell concedida à revista ‘Veja’, de 05/10/2005”;



Descoberta em águas ultraprofundas na Bacia de Santos

João Victor Campos

Exploracionista

O *Jornal do Brasil*, no dia 6 de setembro de 2005, publicou com grande destaque, em seu caderno “Economia & Negócios”, sob o título “Achado histórico no fundo do mar”, a descoberta de um novo campo de petróleo pela Petrobrás na Bacia de Santos,. O poço descobridor, situado em lâmina d’água ultraprofunda, encontrou excelentes indícios de hidrocarbonetos a 6 mil metros de profundidade, ainda não convenientemente testados. Por sua vez, o *GloboOnline*, na seção Petróleo & Gás, de 12 de agosto p.p., publicou nota na qual, entre outras, atribui a conquista graças à aquisição de dados sísmicos 3-D, obtidos através dos levantamentos sísmicos não-exclusivos (spec surveys) autorizados pela ANP.

A bem da verdade e antes que este fato auspicioso, embora ainda não avaliado, sirva para atrair mais investidores à 7ª Licitação da ANP, prevista para outubro próximo, vale comentar:

A possível descoberta deu-se no Bloco BS-300, requerido pela Petrobrás em 1997 para exploração direta, em cumprimento a Lei 9.478/97, promulgada em 6 de Agosto de 1997, a qual determinou que a empresa deveria submeter à ANP seu programa de exploração, desenvolvimento e produção. No citado bloco, a Petrobrás apresentou um prospecto na sua parte sudoeste, visando testar um proeminente alto estrutural, com área de 1.060 km², interpretado como seção *rift* (pré-sal). A malha sísmica existente na época era de reconhecimento e compreendia apenas 235 km de linhas 2-D. Assim mesmo, o grande porte da estrutura permitiu sua detecção em malha aberta. A perfuração permitiria também obter informações sobre a(s) rocha(s) geradora(s) ainda não amostrada(s) na bacia. A análise econômica, feita na época (1997), já indicava a possibilidade de se encontrar expressivos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos.

A exploração do Bloco BS-300 era uma proposta ousada, tanto em termos de lâmina d’água (acima de 2.000 m) como pela oportunidade de se conhecer convenientemente a seção *rift* da bacia, após atravessar quase 2.000 m de seção evaporítica. Era uma nova fronteira exploratória. A perfuração de um poço nestas condições era também um grande desafio tecnológico. Exigiram estudos e revestimentos especiais, fatores que contribuíram na demora em se iniciar a perfuração.

Já na 2ª Rodada de Licitações da ANP, no ano de 2000, o Bloco BM-S-10, resultante da divisão do Bloco BS-300 em blocos menores (tinha originalmente uma área de 4.185 km²) foi arrematado pela Petrobrás (50%) em parceria com a BG (25%) e Chevron (25%). Hoje, após a saída da Chevron, a composição ficou com a Petrobrás (65%, operadora), BG (25%) e Partex (10%). Foi então no Bloco BM-S-10 que viria a ser perfurado o poço RJS-617-DO, que pode ter descoberto uma grande jazida de óleo e/ou gás.

É imperioso ressaltar que o mérito, uma vez comprovada a descoberta, deve ser totalmente creditado à Petrobrás, pois a apresentação do prospecto foi fruto da interpretação do seu corpo técnico antes da criação da ANP e, por conseguinte, antes dos levantamentos não-exclusivos.



A possibilidade de ocorrência de estruturas petrolíferas de grande porte no Brasil

João Victor Campos

Exploracionista

Os maiores campos de petróleo do mundo estão situados em estruturas anticlinais, na área - ou nas proximidades - da colisão de placas tectônicas convergentes. Após a colisão, as forças convergentes que impulsionam as placas continuam a agir, exercendo compressão, por dezenas ou mesmo centenas de milhões de anos, constituindo o fator fundamental na formação das estruturas anticlinais. Isto não implica, todavia, em dizer que todas as estruturas anticlinais resultem necessariamente desse tipo de esforço. Muitas derivam do tectonismo diastrófico, ou seja, daquele presente no embasamento. Altos estruturais no embasamento, de qualquer magnitude, formados após a deposição das camadas sedimentares subjacentes, ocasionam o dobramento dessas camadas, constituindo anticlinais, que também podem ser formadas por compactação diferencial concomitante com o soerguimento do alto. Estes últimos são os tipos mais comumente presentes nas bacias terrestres brasileiras.

No Oriente Médio, a colisão entre as placas convergentes continentais Arábica e Eurasiana, tem expressão na superfície na extensa cadeia das montanhas Zagros, que bordeja a fronteira Irã-Iraque e se estende para o norte até a área do Mar Cáspio e, para o sul, penetra na Arábia Saudita. Já dentro do Golfo Pérsico-Arábico, essa anomalia deu lugar a formação (por compressão) de inúmeras grandes estruturas anticlinais, num lado e no outro da interface de colisão das placas, ou seja, em ambos os lados das montanhas Zagros.

Mais de 60% das reservas mundiais de petróleo encontram-se dentro e aglomeradas ao redor do Golfo Pérsico-Arábico. De acordo com dados publicados na revista Oil and Gas Journal, somente a Arábia Saudita, com 261,9 bboer, abrange 25% desse total, seguindo-se o Iraque com 11%, e o Kuwait, Emirados Árabes e o Irã, com 9% cada. Na Arábia Saudita, com mais de 1.000 poços perfurados, que, resultaram na descoberta de cerca de 80 campos de petróleo, a grande maioria em anticlinais, encontram-se os dois maiores campos de óleo do mundo: Ghawar, em terra, e Safaniya no mar (Golfo Pérsico-Arábico). O Campo de Ghawar é uma extensa estrutura anticlinal, cujo eixo maior atinge 283 km e o menor 32 km, o que lhe dá a fantástica área de 9.056 km² (quase a área da Bacia do Recôncavo). Descoberto em 1948, em 2003 ainda possuía uma reserva de 70 bboer. O Campo de Safaniya, outro anticlinal, tem reservas estimadas em 35 bboer. Muitos outros exemplos de campos gigantes em anticlinais, ocorrem nos países acima mencionados. Vale mencionar ainda o Campo de Majnoon, descoberto pela Braspetro no Iraque, em 1974-1975, na área de Bássora e próximo à fronteira Irã-Iraque, que se situa dentro deste contexto e tem reservas estimadas em 25 bboer (?). Até recentemente, foi considerado o maior campo do mundo descoberto nos últimos 50 anos.

Dentro do enfoque da tectônica de placas, o Brasil se situa na Placa Sulamericana, divergente, isto é, que se separou por distensão (*rifting*), da Placa Africana há 135 milhões de anos, no Jurássico Superior. A abertura do Oceano Atlântico Sul se deu de sul para norte, até a altura da Bacia de Sergipe-Alagoas e daí, por transcorrência, até a Bacia da Foz do Amazonas, completando-se a separação no final do Aptiano, quando houve a comunicação com o Atlântico Norte. Isto quer dizer que não tivemos forças compressivas atuantes no lado oriental da Placa Sulamericana.

A tectônica compressiva ocorre do outro lado do continente, onde a Placa Sulamericana (continental), que se move para oeste, colide com a Placa de Nazca (oceânica), que se move



para leste, no Oceano Pacífico, dando origem à Cordilheira dos Andes. Neste processo de encontro de placas convergentes oceânica-continental, a Placa de Nazca é subduzida, isto é, mergulha abaixo da Placa Sulamericana, sucumbindo para o interior da Terra, onde se desintegra. É de se esperar, por conseguinte, que estruturas anticlinais compressivas ocorram no lado ocidental da América do Sul, nas bacias sedimentares dos países limítrofes desta margem (interface convergente).

No Brasil, algumas evidências de esforços compressionais foram observados em linhas sísmicas obtidas nas bacias do Acre (Cretáceo-Paleozóica), mais próxima da tectônica andina, e na Bacia do São Francisco (Proterozóica), nesta última por eventos ocorridos há mais de 600 milhões de anos e, por conseguinte, de difícil reconstituição.

Nas bacias do Amazonas e Solimões observam-se numerosas e pequenas estruturas anticlinais e/ou dômicas agregadas a falhas verticais reversas, tal como ocorre nos campos de Juruá (gás) e Urucu (óleo/condensado), na Bacia do Solimões e nos campos de Azulão e Japiim (há muito sem notícias, ainda em avaliação ?), na Bacia do Amazonas. Segundo o geofísico brasileiro Fabiano Sayão Lobato, PhD, residente nos EEUU, tais estruturas, “foram formadas pela interação de dobramentos em diferentes direções, provocados por falhas transcorrentes ao longo dos eixos da bacia amazônica e falhas transcorrentes a eles conjugadas.” Este trabalho de Sayão Lobato, Exploração para hidrocarbonetos na Bacia Amazônica, foi publicado em edição especial, pela Revista Brasil Mineral, no ano de 2000.

O maior campo de óleo das bacias terrestres brasileiras é o Campo de Carmópolis, descoberto em 1963, na Bacia de Sergipe-Alagoas, sem nenhuma influência de esforços compressionais.

A exploração efetiva da plataforma continental brasileira só se concretizou em 1968, isto é, 14 anos após a implantação da Petrobrás, em maio de 1954, como consequência da fraca resposta obtida na exploração em terra. Naquela época (1954) o Brasil produzia cerca de 3% de suas necessidades diárias de petróleo. Em 1968 esta relação era de 30%.

A descoberta do Campo de Garoupa, no final de 1974, através do poço 1-RJS-9A, na Bacia de Campos, em lâmina d’água de 100 metros, marca o início das grandes descobertas no Brasil. A partir deste evento, em águas rasas, desencadeou-se uma grande atividade exploratória na plataforma continental brasileira, vindo a concentrar-se mais recentemente nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, em lâminas d’água profundas (>200m) e ultraprofundas (>1.500m), principalmente na Bacia de Campos onde os resultados obtidos contribuem, hoje em dia, com 90% das necessidades diárias da demanda de óleo, que é de 2,2 milhões de b/d. O primeiro campo gigante descoberto na plataforma foi o Campo de Albacora, em 1985, em lâmina d’água superior a 200 metros.

Os principais reservatórios da bacia de Campos são os turbiditos, um depósito sedimentar que consiste, tipicamente, de areia, siltito, e argila que colapsaram em forma de “avalanche”, como resultado, principalmente, da erosão provocada por correntes marinhas agindo ao longo dos taludes que margeiam a plataforma continental. Esta massa de sedimentos, cuja densidade supera aquela da água que a cerca, é chamada corrente de turbidez. O depósito sedimentar resultante é o turbidito. Os turbiditos podem atingir dezenas de metros de espessura, com intercalações arenosas constituindo excelentes reservatórios de petróleo. A sua estruturação deveu-se à halocinese (movimentação do sal), ocasionada pelo basculamento da bacia.

A Petrobrás é hoje a líder mundial na tecnologia de perfuração em águas profundas e ultraprofundas e, também, na exploração das reservas petrolíferas contidas em turbiditos.



A seguir, a lista dos maiores campos brasileiros de óleo e/ou gás:

Bacia Potiguar:

Canto do Amaro
Fazenda Belém
Estreito
Ubarana (mar)

Bacia de Sergipe-Alagoas:

Carmópolis
Pilar
Guaricema (mar)

Bacia do Recôncavo:

Candeias
D. João (terra+mar)

Bacia do Espírito Santo:

Golfinho (mar)

Bacia de Campos (mar):

Marlim Sul
Marlim Leste
Marlim
Roncador
Albacora
Albacora Leste
Espadarte
Jubarte

Bacia de Santos (mar):

Mexilhão
Merluza

Observação: É de se notar que nenhuma área ocupada por estes campos, individualmente, é superior a 1.000 km². Entretanto, se considerarmos os três campos que compõem o “Complexo de Marlim” como um todo, podemos chegar a uma área em torno de 1.500 km² e uma reserva conjunta que atinge cerca de 6,2 bboer. Individualmente, o maior campo brasileiro em área é o Marlim Sul, com cerca de 885 km² (*ring fence*) e, o maior em reserva é o Campo de Roncador, com 3,15 bboer. Estes valores de reservas se referem aos volumes originais recuperáveis; hoje, com a produção continuada, são evidentemente menores.

Deve-se enfatizar, por oportuno, que atualmente, está em andamento a perfuração de um poço em águas ultraprofundas (2.000m), na Bacia de Santos, operado pela Petrobrás em associação com duas outras companhias estrangeiras, que objetiva testar a seção pré-sal (*rift*), recoberta por uma seção evaporítica de 2.000m de espessura. A estrutura foi delineada pela Petrobrás nos anos 90, sendo formada por um proeminente alto estrutural, com área fechada estimada em 1.060 km², que poderá vir a se tornar, em caso de sucesso, no maior campo em área e quiçá em reserva, descoberto no Brasil.

Conclusões:

Não se deve esperar que ocorra alguma “área de bonanza” nas bacias sedimentares brasileiras. Os levantamentos não-exclusivos na plataforma continental descortinaram cerca de 400 novas oportunidades exploratórias, cuja contribuição, em termos de reserva, seria de aproximadamente 11,5 bilhões de barris de petróleo.

Deve-se considerar ainda as possibilidades representadas pelas bacias paleozóicas, com suas grandes áreas ainda pouco exploradas, em decorrência principalmente dos entraves à prospecção sísmica decorrentes de condições geológicas adversas e fatores logísticos restritivos à exploração, como áreas de florestas presentes nas mesmas.



A madura bacia de Illinois, nos Estados Unidos, descoberta em 1886 é uma bacia paleozóica intracratônica de subsidência lenta à semelhança da Bacia do Paraná, no Brasil. Até 1990, cerca de 4 bilhões de barris de óleo e 4 trilhões de pés cúbicos de gás natural associado já haviam sido produzidos daquela bacia. Os volumes de petróleo estão contidos em grandes estruturas anticlinais, em trapas com importantes componentes estratigráficos. Também, ali ocorrem trapas combinadas estratigráficas – falhas, porosidade diagenética e *pinch-outs*. A bacia de Illinois tem uma área de 155.000 km², enquanto a bacia do Paraná tem cerca de 1.120.000 km², quase 10 vezes mais. A bacia de Illinois foi classificada por Klemme no Grupo I, ou seja, aquelas que contribuem com menos de 1% no contexto mundial de produção de petróleo. A bacia do Paraná foi inserida nesse contexto também no Grupo I de Klemme (Ponte et alii, 1978); o mesmo conceito se aplica às bacias do Parnaíba e Amazonas.

Em termos de Brasil, precisamos saber quanto representa “menos de 1%” de contribuição.