

# **O POTENCIAL PETROLÍFERO DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS**

## **ALÉM DO PRÉ-SAL**

**Pedro Victor Zalán**

ZAG Consultoria em Exploração de Petróleo Ltda

O anúncio feito pelo Ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, de que a 11ª rodada da ANP de licitação de blocos exploratórios de petróleo e gás estava finalmente confirmada para Maio de 2013 me encheu tanto de alegria e alívio que resolvi dar uma forcinha para o processo. Decidi escrever um artigo sobre a potencialidade petrolífera das áreas sedimentares brasileiras fora da chamada “picanha azul”, polígono famoso com área de 149.000 km<sup>2</sup> que delimita o tão decantado pré-sal nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo. Tentarei passar a mensagem de que o potencial brasileiro para hidrocarbonetos vai além do sistema petrolífero chamado de pré-sal destas bacias. É possível que em nenhuma outra bacia encontremos sistemas petrolíferos tão ricos quanto este, mas, com uma alta probabilidade, encontraremos ao longo das próximas décadas sistemas petrolíferos diversos significativamente ricos em óleo e gás. O público-alvo deste texto serão os tomadores de decisões de companhias que atuam direta e indiretamente no setor petróleo, os políticos que preparam leis e influenciam o destino de verbas nesta área, os profissionais que atuam no mercado financeiro, responsáveis pelo aconselhamento de investidores e fundos de investimentos, e os profissionais de imprensa de um modo geral, responsáveis pela correta redação e transmissão de notícias do setor. Aos meus colegas geólogos e geofísicos das companhias petrolíferas, os exploracionistas, eu não tenho nada a ensinar ou acrescentar. Tudo que aqui relatarei é do mais amplo e notório conhecimento destes profissionais especializados em descobrir o petróleo nas entranhas das bacias sedimentares. Mas, para aqueles que não detêm este conhecimento específico, espero que este apanhado de conceitos e idéias, fruto de 34 anos de vida profissional em uma das cinco maiores e mais importantes companhias de petróleo do mundo, a Petrobras, seja útil e que contribua para uma homogeneização de conhecimentos de toda a sociedade brasileira.

Este artigo terá duas características. Ele será otimista e apresentará um linguajar técnico. Otimista? Ah, não... Lá vem outra pessoa da área de petróleo prometer que serão descobertos dezenas de bilhões de barris de óleo, centenas de trilhões de pés cúbicos de gás e que em alguns poucos anos a produção resultante destas descobertas será da ordem de milhões de barris de óleo por dia.....Não! Eu falei otimista, não falei vanglorioso ou ufanista. Todo exploracionista é um otimista nato. Aliás, tem que ser, senão ele jamais prosperará nesta profissão. O otimismo a que me refiro é que nós geólogos sempre tiramos partido do que não conhecemos sobre a geologia de uma bacia. É exatamente neste desconhecimento, nestas lacunas do saber, que podem estar as futuras grandes descobertas. E o desconhecimento que temos sobre algumas de nossas bacias sedimentares é imenso. O otimismo a que me refiro é a

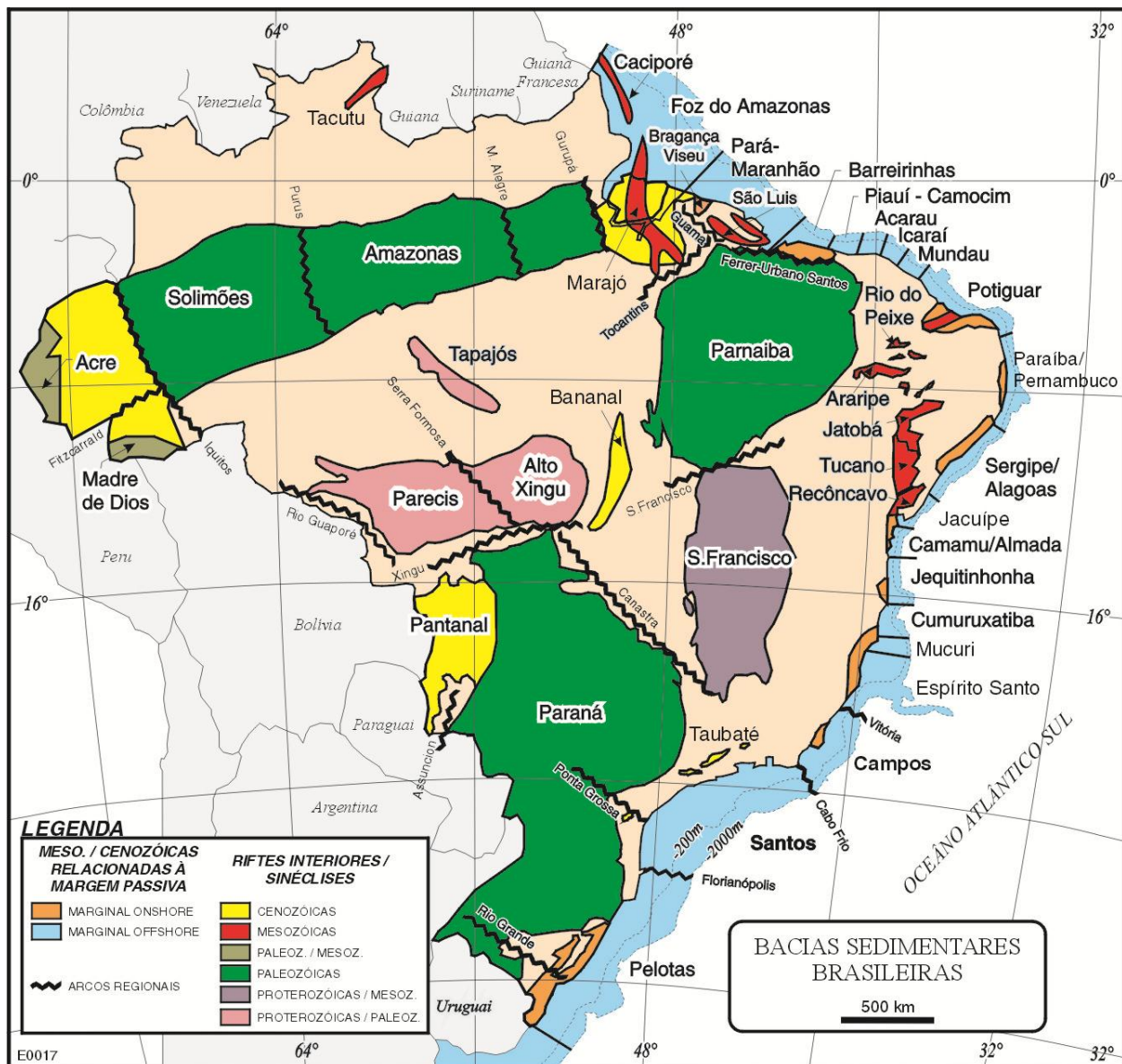


Figura 1 – Mapa de localização das bacias sedimentares brasileiras, seus tipos genéticos e suas idades (de Zalán, 2004, *in* Evolução da Obra de Fernando Flávio Marques de Almeida, Beca Produções Culturais Ltda., São Paulo, p. 595-612).

persistência de sempre se aprender com os fracassos (poços secos) e com este aprendizado insistir em novas idéias de como e onde o petróleo pode estar escondido em subsuperfície. O otimismo a que me refiro é enxergar além do potencial do pré-sal, é não se acomodar com a descoberta e compreensão deste maravilhoso sistema petrolífero e já sair à procura de novos sistemas petrolíferos cheios de óleo e gás para manter a futura produção do país na casa dos 4 milhões de barris por dia, adiante das 4 décadas em que o pré-sal imperará no setor petróleo do Brasil. O artigo terá uma natureza técnica porque eu insistirei na difusão de termos que a sociedade de um modo geral terá que aceitar e passar a reconhecer por força da influência que

a indústria petrolífera tem e terá por muitas décadas no nosso dia-a-dia. Por exemplo, os reservatórios de hidrocarbonetos são normalmente rochas como arenitos ou carbonatos, às vezes folhelhos ou rochas vulcânicas. Todos já sabem que os reservatórios do pré-sal são um tipo de carbonato denominado de microlitos (por terem sido depositados por micróbios). Suas idades são informações importantes e têm que ser reconhecidas. Ora, se toda criança sabe que dinossauros viveram no período Jurássico, que foram extintos pelo impacto de um cometa no final do período Cretáceo e que houve uma Idade do Gelo bem recentemente, no Pleistoceno, por que profissionais cultos não saberão, por exemplo, que o sal e os reservatórios carbonáticos do famoso pré-sal da Petrobras são do Aptiano? Os termos pré-sal e pós-sal já dão uma idéia relativa da idade dos reservatórios (mais velhos ou mais novos que o sal), mas, hoje em dia, já temos que ser mais específicos que isto. Eu tenho certeza que os analistas de investimentos sabem que a OGX produz óleo de carbonatos do Albiano na Bacia de Campos e que brevemente produzirá gás de arenitos do Carbonífero da Bacia do Parnaíba. Não é necessário se saber em números que idade estes termos geológicos representam, mas todos têm que reconhecer que estes termos representam idades geológicas.

Serão aqui analisados o potencial de recursos convencionais das bacias marítimas (*offshore*) e terrestres (*onshore*) e o potencial dos recursos de hidrocarbonetos não-convencionais das bacias terrestres. A primeira dúvida que poderá afligir os leitores é “*o que não é pré-sal é sempre pós-sal*”? A grosso modo, sim, nas bacias marítimas que contêm o sal Aptiano. *E quais são estas bacias?* De Sul para Norte, Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada, Camamu, Jacuípe, Sergipe-Alagoas, Pernambuco-Paraíba (ver mapa das bacias brasileiras). Mas, até agora, apenas nas Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo o sistema petrolífero pré-sal mostrou-se extremamente rico em óleo e gás. *Em qualquer bacia que exista sal haverá um pré-sal e um pós-sal?* Sim, em termos de rocha e tempo relativo, sim; mas a implicação de riqueza petrolífera só se aplica para o pré-sal de Santos, Campos e Espírito Santo. O pré-sal da Bacia do Solimões nada tem a ver geologicamente com o pré-sal da Bacia de Santos. E há bacias onde não há sal, como por exemplo, a Bacia de Pelotas e as bacias da margem equatorial. Nestas bacias os termos pré-sal e pós-sal não têm nenhum sentido. Neste trabalho tentaremos analisar o potencial de recursos petrolíferos convencionais das bacias que não possuem o sistema petrolífero pré-sal de Santos, Campos e Espírito Santo.

### **BACIAS MARÍTIMAS (OFFSHORE)**

Neste universo, despontam imediatamente as **bacias da margem equatorial** (Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas, que não possuem o sal Aptiano). Porquê? Por que nos últimos cinco anos, diversas descobertas de campos de óleo, gás e condensado foram feitas nas águas profundas de Gana, do outro lado do Oceano Atlântico Equatorial. Cerca de 15 acumulações de óleo leve foram descobertas em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior. Destes, o campo de Jubilee é o mais notável, com reservas estimadas em cerca de 1 bilhão de barris de óleo e 1 TCF de gás. A implicação direta é que as Bacias de Barreirinhas e Pará-Maranhão que são as bacias homólogas (irmãs gêmeas geológicas, univetelinas partidas) apresentam uma grande probabilidade de conterem o mesmo sistema petrolífero bem sucedido do Cretáceo Superior em suas águas profundas. Para estimular ainda mais a excitação dos exploracionistas, descobriu-se, na Guiana Francesa, a 50 km da fronteira marítima com o

Amapá, o campo de Zaedyus, com estimativas iniciais de cerca de 800 milhões de barris de óleo recuperáveis, oriundos do mesmo sistema petrolífero do Cretáceo Superior. Imediatamente, a Bacia da Foz do Amazonas, sua vizinha e muito maior, passou a ser considerada como potencialmente portadora da mesma riqueza. Em suma, a imensa faixa marítima de águas profundas (acima de 600 m de lâmina d'água) em frente aos estados do Amapá, Pará, Maranhão e Piauí encontra-se hoje entre as áreas mais cobiçadas pela indústria petrolífera mundial. Paralelamente a isto, a Petrobras anunciou a descoberta de Pecém nas águas ultra-profundas (acima de 1800 m de lâmina d'água) do Ceará. Embora não tenham sido revelados maiores detalhes referentes a esta descoberta, exploracionistas experientes consideram-na de grande impacto para todas as águas profundas das bacias marítimas do Ceará e Potiguar, em sistema petrolífero diferente daquele bem sucedido em Gana. E é exatamente nesta margem equatorial que a ANP colocará 87 blocos em licitação nesta próxima 11ª rodada. É absolutamente previsível antecipar que várias associações de grandes e médias companhias petrolíferas competirão ferozmente por alguns destes blocos, com bônus de assinaturas que certamente estarão na casa das dezenas de milhões de reais, e, muito provavelmente, centenas de milhões de reais. A probabilidade de haver numerosas descobertas de óleo leve e gás nas águas profundas da margem equatorial, ainda nesta década, é muito, muito alta. E nada disto é pré-sal....

Outra bacia marítima cuja área de águas profundas está sofrendo um tremendo *upgrade* em seu potencial petrolífero é a Bacia de Sergipe-Alagoas. De maneira gradual, silenciosa e competente, a Petrobras está abrindo uma nova fronteira exploratória com grande sucesso. Após a descoberta do campo de Piranema, o qual já se encontra em produção desde 2007, um campo gigante de gás, condensado e óleo foi anunciado (acumulação de Barra) e sua avaliação está sendo bem sucedida. Recentemente, mais uma descoberta de características similares foi anunciada pela Petrobras, Moita Bonita. Consolida-se assim um sistema petrolífero pós-sal (sim, pois a bacia possui o sal Aptiano) de gás, condensado e óleo em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior, semelhante ao que já era conhecido nas águas profundas da Guiné Equatorial, sua bacia homóloga no Oeste da África. A reboque deste sucesso da bacia de Sergipe-Alagoas, ficam as menos conhecidas bacias de Jacuípe (a sul) e Pernambuco-Paraíba, a norte. Ambas possuem geologias semelhantes e, conseqüentemente, é justo extrapolar para elas um potencial petrolífero significativo. A probabilidade de haver mais algumas descobertas significativas de óleo leve e gás nestas três bacias, ainda nesta década, é alta; desde que, naturalmente, seus blocos sejam licitados.

A bacia do Espírito Santo já é atualmente a segunda maior produtora de petróleo do Brasil. Além disso, depois de Santos e Campos, é a bacia que tem apresentado o maior número de descobertas significativas, notadamente nas águas profundas de seu pós-sal, nos últimos dez anos. Depois do Complexo de Golfinho, que já se encontra em produção declinante, descobertas de gás e óleo como Canapu, Carapu, Camarupim, Tot, Indra, Cocada, Pé-de-Moleque, Quindim, Malombe e Grana Padano têm demonstrado o grande potencial petrolífero desta bacia. Todas as descobertas são em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior e Cenozóico. A geologia das águas profundas e ultra-profundas desta bacia é extremamente complexa, semelhante em alguns aspectos às do Golfo do México e de Angola. As acumulações

são geralmente pequenas, mas numerosas e próximas umas das outras, permitindo assim o aproveitamento comercial das mesmas. Neste aspecto, a experiência internacional da Petrobras nestes países foi de grande importância no sucesso comercial da bacia do Espírito Santo. E descobertas semelhantes deverão continuar a ser feitas nos próximos cinco anos.

Apresentadas as bacias marítimas de maior potencial, passamos a analisar as bacias com um potencial mais desconhecido. As bacias de Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada e Camamu compõem o que se chama de bacias da Bahia Sul. Muito embora já haja produção de gás no campo de Manati, em Camamu, e várias outras descobertas sub-comerciais tenham sido anunciadas ao longo de 3 décadas de exploração, não houve ainda uma descoberta de impacto que pudesse caracterizar uma província petrolífera emergente. Entretanto, diz a lógica geológica que, em qualquer bacia que apresente a quantidade de indícios e descobertas sub-comerciais que estas bacias apresentam, as possibilidades de ocorrer uma ou mais descobertas comerciais brevemente são grandes. Consideramos ser questão de tempo a descoberta de sistemas petrolíferos produtores de hidrocarbonetos nestas bacias. O que falta aos exploracionistas é descobrir qual é o *play* geológico (ou carbonatos pré-sal, ou carbonatos albianos, ou turbiditos do Cretáceo Superior, ou um outro ainda desconhecido) que funcione com sucesso. Uma vez detectado o rabo do elefante rapidamente se descobre o resto do animal. Lembra-se aqui a necessidade de o IBAMA rever sua decisão de proibir permanentemente a exploração de petróleo na promissora bacia de Cumuruxatiba.

Já a gigantesca bacia de Pelotas é mais problemática. Ela é uma bacia de margem vulcânica. Embora não possua o sal Aptiano, as correlações geológicas com a vizinha bacia de Santos permitem especular que a seção de mesma idade do pré-sal de Santos seja praticamente toda composta de rochas vulcânicas. Em sendo assim, a probabilidade de ocorrência de grandes volumes de petróleo seria bastante reduzida. Mas, ressalta-se aqui que o conhecimento atual da bacia permite apenas uma especulação. Mais dados e mais perfurações poderiam mudar este cenário. Caso a dominância de rochas vulcânicas fosse confirmada, restaria a seção equivalente ao pós-sal da Bacia de Santos, que é significativamente espessa mas geologicamente pouco perturbada (característica ruim para a ocorrência de hidrocarbonetos). A bacia de Pelotas situa-se hoje em dia na categoria de grande fronteira exploratória, região de altíssimo risco e prêmio desconhecido. Talvez seu maior trunfo seja justamente o que ainda não conhecemos dela. Uma equipe de exploracionistas com uma idéia revolucionária na área da geologia de petróleo poderá, eventualmente, levar uma companhia a descobertas de impacto global numa bacia com as dimensões da bacia de Pelotas. Aparentemente, foi isto que levou várias companhias multinacionais (BP, BG, Total, Tullow) a adquirir todos os blocos vizinhos a Pelotas na margem continental uruguaia, em recente licitação realizada com grande sucesso.

### **BACIAS TERRESTRES (ONSHORE)**

As bacias terrestres brasileiras podem ser divididas em tres grupos: as gigantescas bacias de idade Paleozóica (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná), as gigantescas bacias do São Francisco e do Parecis de idade Précambriana e as diminutas bacias terrestres de idade Cretácica (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo), meras continuações em terra

de bacias marítimas muito maiores, mas, muitas vezes, mais importantes que estas em termos de produção petrolífera.

As bacias Paleozóicas sempre alimentaram o sonho das grandes descobertas petrolíferas no Brasil. A bacia do Amazonas, na década de 50, foi a primeira a apresentar resultados que foram precipitadamente comparados aos de bacias de mesma idade e grande produtividade nos Estados Unidos. Posteriormente, o sonho de uma estatal estadual, a Paulipetro, foi construída e destruída sem resultados em cima da bacia do Paraná entre as décadas de 70 e 80. Até que, finalmente, entre 1978 e 1985, a Petrobras concretizou o sonho de uma bacia paleozóica com reservas e produção significativas com as descobertas de gás e óleo leve nas áreas de Juruá e Urucu. Pouca gente se apercebeu que nos últimos 10 anos a bacia do Solimões foi frequentemente a segunda unidade de toda a Petrobras em termos de produção de barris de óleo equivalente, superando grandes unidades produtoras como a bacia Potiguar, o Recôncavo, o Espírito Santo, a Argentina e a Bolívia. A Petrobras viria ainda a descobrir duas pequenas acumulações comerciais de gás na bacia do Amazonas, e duas acumulações sub-comerciais de gás, uma na bacia do Paraná e outra na do Parnaíba. Posteriormente, próximo a esta última, verificaram-se duas descobertas comerciais da OGX.

Os problemas principais destas bacias, notadamente Paraná, Parnaíba e Amazonas, são as dimensões gigantescas, uma geologia complexa dominada por derrames de rochas vulcânicas basálticas na superfície, intrusões de rochas ígneas chamadas de diabásios em profundidade e uma deficiência no imageamento sísmico de sua subsuperfície derivada desta geologia complexa. A falta de dados geológicos e geofísicos nestas bacias é crônica. Só para se ter uma idéia da grandiosidade desta ausência de dados, a bacia do Paraná, que tem 1.000.000 km<sup>2</sup>, equivale em área a cerca de 100 bacias do Recôncavo. Com cerca de 150 poços perfurados nesta bacia paleozóica, teríamos o equivalente a apenas dois poços exploratórios na Bacia do Recôncavo. O que poder-se-ia ter descoberto na bacia do Recôncavo (hoje com mais de 1000 poços perfurados) com apenas dois poços? Na Bacia do Parnaíba esta relação é pior ainda, temos o equivalente a apenas um poço na bacia do Recôncavo. Mesmo assim, após uma campanha bem orquestrada pela ANP de aquisição de dados geofísicos e de licitação de blocos, e de uma campanha exploratória baseada em sísmica 3D, a OGX conseguiu descobrir duas acumulações comerciais de gás na bacia do Parnaíba. Estes novos dados obtidos demonstraram que, ao contrário do dogma geológico predominante de que a geologia destas imensas bacias fosse simples e monótona, a estrutura em sub-superfície mostrou-se altamente complexa e extremamente variável através de pequenas áreas. Considera-se que para uma exploração efetiva nestas bacias a utilização de sísmica 3D seja indispensável. A existência de numerosas ocorrências de hidrocarbonetos na superfície e sub-superfície destas bacias aponta para uma razoável probabilidade de descobertas mais significativas. A ANP tem efetuado um esforço consistente e louvável de aquisição de dados geofísicos nestas três grandes bacias e que, certamente, resultará em um maior interesse por parte das companhias de petróleo, licitações de blocos bem sucedidas (já agora no Bid 11 para o Parnaíba), uma maior atividade exploratória e, conseqüentemente, em descobertas comerciais nas próximas duas décadas.

As bacias do São Francisco e Parecis sofrem de uma discriminação de origem geológica, qual seja, a da idade de suas rochas, Précambrianas. Rochas destas idades (mais velhas que 560

milhões de anos) são mundialmente muito pobres em reservas de petróleo. Entretanto, exsudações de gás em superfície e indícios de gás em alguns poços, ativaram e mantêm a esperança de descobertas de campos de gás. Principalmente, na bacia do São Francisco, esta esperança resultou na venda total de blocos oferecidos durante a Sétima Rodada e, depois, na Décima Rodada da ANP. Hoje em dia, esta é a única bacia brasileira que tem a totalidade de seus blocos adjudicados. As perfurações realizadas pela Orteng e pela Petra têm confirmado a ocorrência de gás em sub-superfície, mas, a declaração da comercialidade das mesmas ainda demandará mais pesquisa e mais investimento. Aqui também, a ANP tem realizado um louvável esforço de fomento à exploração através da aquisição de dados geofísicos de caráter regional. Na bacia do Parecis, por exemplo, suas linhas sísmicas confirmaram a existência de um tipo de deformação até agora não conhecida em bacias sedimentares brasileiras, ou seja, faixas de dobramentos e cavalgamentos de grande porte. Faixas dobradas de pequeno porte eram conhecidas na bacia do São Francisco e nas águas ultra-profundas da margem equatorial. Entretanto, o porte das estruturas detectadas nas linhas da ANP, e confirmadas nas linhas da Petrobras, revelam possibilidades de fechamentos estruturais da ordem de centenas de quilômetros quadrados. Em qualquer bacia de idade mais nova que o Précambriano este fato teria enorme impacto no *upgrade* de seu potencial petrolífero. As duas bacias Pré-cambrianas constituem áreas de novas fronteiras, de alto risco exploratório e prêmio desconhecido. A probabilidade de descobertas comerciais de gás convencional na bacia do São Francisco, nos próximos cinco anos, é de média a pequena. Para a bacia do Parecis, com os dados atuais conhecidos, esta probabilidade ainda é pequena. Entretanto, a exploração de petróleo avança através da contínua aquisição de dados geológicos e geofísicos seguida da constante reinterpretação dos mesmos e reavaliação do potencial estimado. E isto, a ANP e as companhias que operam nesta bacia estão exemplarmente realizando.

As pequenas bacias terrestres de Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo (de idade Cretácica) já cumpriram o seu papel de bacias-escola para o aprendizado exploratório da Petrobras e de bacias pioneiras que sustentaram a produção nacional de óleo e gás nas 4 primeiras décadas de existência da companhia. Atualmente, todas podem ser consideradas como bacias maduras a super-maduras, com a maior parte de seu potencial petrolífero esgotado no que concerne ao interesse de grandes companhias de petróleo. Logicamente, elas se prestam ainda a recuperações secundárias e terciárias de campos maduros e, eventualmente, pequenas descobertas de acumulações que passaram despercebidas do rigoroso crivo exploratório da Petrobras. Hoje em dia, estas bacias devem ser olhadas como as bacias-piloto e bacias-escola das pequenas e nascentes companhias brasileiras de petróleo, que se desenvolverão e se firmarão com acumulações da ordem de centenas de milhares de barris de óleo de reservas e produções na casa de dezenas a centenas, raramente poucos milhares, de barris diários de óleo ou óleo equivalente. Estas empresas serão as sementes das futuras empresas médias e grandes de uma indústria petrolífera genuinamente nacional, muito mais ampla e diversificada que a atual. O potencial petrolífero destas bacias é inquestionável, tanto que já foi descoberto e praticamente esgotado. Existe potencial indubitável para descobertas convencionais de óleo e gás, mas as probabilidades de elas serem significativas é pequena. Portanto, é mister deixar que companhias de porte compatível corram tal risco e para isto há

que se realizar frequentemente as licitações de campos maduros e blocos exploratórios (como agora no Bid 11).

### **RECURSOS NÃO-CONVENCIONAIS DAS BACIAS TERRESTRES**

O que são recursos petrolíferos não-convencionais? A grosso modo são produções de óleo e gás a partir de rochas que tradicionalmente não seriam consideradas como rochas reservatórios capazes de expelir volumes comerciais destes hidrocarbonetos. Acumulações convencionais produzem óleo e gás a partir de rochas porosas e permeáveis tais como arenitos e carbonatos. Acumulações não-convencionais produzem volumes significativos de gás a partir de arenitos fechados e não permeáveis (*tight gas sandstones*), óleo e gás a partir de rochas finas como folhelhos (*shale oil* e *shale gas*), gás a partir de carvão mineral (*coal-bed methane*), ou óleo e gás a partir de arenitos e carbonatos fechados, mas extremamente fraturados (*fractured reservoirs*). Mas, como isto é possível? Convencionalmente e tradicionalmente, produções comerciais a partir de tais rochas não era possível até há alguns anos atrás. Mas, o avanço de tecnologias especiais tais como a perfuração abundante e multi direcional de poços horizontais, o fraturamento hidráulico das rochas fechadas, a sintetização de fluidos complexos que auxiliam na abertura e na manutenção das fraturas e o barateamento destas técnicas promoveram uma reviravolta na indústria petrolífera dos Estados Unidos. E eu enfatizo, nos Estados Unidos! Lá, devido a grandes produtividades de óleo e gás a partir de folhelhos, o país tornou-se autossuficiente em gás e diminuiu consideravelmente a importação de óleo. A despeito do que se anuncia febrilmente e erroneamente na imprensa leiga e especializada, em nenhum outro país do mundo, produções a partir de recursos não-convencionais foram reportadas. Ao contrário, em alguns países como a Inglaterra e a França tais produções foram proibidas, devido aos problemas ambientais reportados nos Estados Unidos. O que existe hoje em dia é uma tremenda pressão e *marketing* por parte das companhias de serviço detentoras do *know-how* destas tecnologias especiais para venderem seus serviços fora dos Estados Unidos. Igualmente, as companhias operadoras de E&P tentam obter posições privilegiadas em países onde as condições geológicas e operacionais dos Estados Unidos possam se repetir. O problema é que as condições geológicas dificilmente se repetem de bacia para bacia. Elas podem ser piores (como na Hungria e na Polônia) ou até ser melhores (como é o caso da Argentina e da China) do que as conhecidas nas bacias norte-americanas. O que definitivamente não se repete em nenhum país do mundo são as condições operacionais e de infra-estrutura existentes nos Estados Unidos. Para que estes recursos não-convencionais sejam comerciais necessita-se de uma malha de gasodutos, ferrovias e rodovias de tal monta que apenas nos Estados Unidos pode ser encontrada. Necessita-se de um mercado estabelecido e acostumado ao consumo de gás. Enfim, o casamento de condições geológicas, operacionais e de infra-estrutura tão favorável como o que aconteceu nos Estados Unidos, dificilmente se repetirá em um futuro próximo em qualquer outro país.

No Brasil, muito se fala no potencial do *shale gas* das bacias Paleozóicas. Descartam-se imediatamente para este propósito as bacias do Solimões e Amazonas pela suas localizações remotas. A prospecção e produção de *shale gas* requerem civilização próxima. Restam, portanto, as bacias do Parnaíba e Paraná. Infelizmente, os folhelhos destas bacias possuem teores de carbono orgânico muito inferiores aos dos folhelhos de mesma idade norte-



americanos. Além disto, seus processos de maturação também são não-convencionais, a partir do aquecimento por intrusões de diabásio (e não por subsidência e soterramento normais, como na maioria das bacias sedimentares do mundo). Isto fragmenta em muito os chamados *sweet spots* (áreas com maiores concentrações de gás nos folhelhos) tornando-os pequenos, separados e difíceis de predizer. Os poços nestas bacias brasileiras custam na ordem de dezenas de milhões de dólares. Nos Estados Unidos poços em bacias homólogas custam menos que 10 milhões de dólares. E há que se perfurar dezenas a centenas de poços para se esgotar um único *sweet spot*, tendo em vista que as produções de poços individuais são pequenas e de curta duração. Além disso, no Brasil, não há nenhuma malha de gasodutos razoavelmente densa em cima das bacias paleozóicas. Nas áreas superficiais das bacias Paleozóicas, não há mercado estabelecido e fiel para gás. Para as bacias de idade Proterozóica, a pesquisa de *shale gas* é revestida de um risco ainda maior, já que geologicamente, as chances de se encontrar folhelhos com alto teor de matéria orgânica são menores ainda do que nas Paleozóicas. Para estas, fica a esperança de produzir gás a partir de *fractured reservoirs*, reservatórios em arenitos e carbonatos fechados mas que possuam quantidades comerciais de gás em sua rede de fraturas. É neste recurso não-convencional que a maioria das companhias operadoras na bacia do São Francisco deverá concentrar suas futuras atividades.

Restam, então, as tradicionais e pequenas bacias terrestres de idade Cretácica (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo). Nestas, sim, os folhelhos possuem teores altos de matéria orgânica, suas maturações foram atingidas por processos geológicos convencionais, os *sweet spots* devem ser densos e concentrados, fáceis de se predizer e, na superfície, existe certamente uma malha de gasodutos típica de qualquer bacia produtora de óleo e gás madura. Principalmente, nas bacias do Recôncavo e Potiguar. Conseqüentemente, o mercado para gás nestas regiões também é melhor estabelecido do que em outras regiões não petroleiras. Surge, portanto, uma possibilidade de reavivamento destas bacias aparentemente esgotadas: a exploração não só de *shale gas*, mas também de *shale oil*. Para isto, tecnologia específica, grandes somas de recursos financeiros e um extremo cuidado ambiental são necessários. Pequenas firmas de petróleo dificilmente terão estas capacidades. Tem-se assim um nicho para que companhias médias a grandes, detentoras destas características, possam voltar a atuar nas bacias terrestres marginais brasileiras. Ou então, surge a chance para que grupos de investidores e companhias de serviço atuem junto a empresas pequenas nacionais que possuam um corpo técnico já montado, financiando-as e equipando-as tecnologicamente para estes desafios.

### **UM LEMBRETE.....**

E, por último, nunca esqueçam que a maneira correta de se anunciar potenciais, recursos, reservas e estimativas de produções petrolíferas é sempre através de intervalos de números associados às probabilidades de aqueles números ocorrerem. O mundo geológico é um mundo probabilístico, não determinístico. Portanto, neste universo, números nada significam se não estiverem associados à probabilidade de eles ocorrerem. Engenheiros, economistas e empresários são treinados para serem precisos e têm a falsa impressão de viverem em um mundo determinístico. Frequentemente, anunciam números únicos para certas grandezas sem associá-los ao risco e comparam números de grandezas em faixas de incertezas completamente

distintas. Potenciais não podem ser comparados com recursos, recursos não podem ser comparados com reservas. Cada um tem um grau de incerteza quanto à sua existência associado. Estas grandezas não podem ser comparadas, muito menos somadas. Dentro da mesma categoria de incerteza (potencial, recurso e reserva) números só poderão ser somados se tiverem sido previamente ponderados pelos seus riscos associados. Em suma, quando o leitor se deparar com notícias de volumes de hidrocarbonetos, indague sempre em que faixa de incerteza de sua ocorrência se situa aquele número e qual a probabilidade de aquele número ocorrer dentro daquela faixa. Desta maneira, o investidor que possui o dinheiro e que certamente sabe muito bem o risco que está disposto a assumir terá uma melhor noção se deve ou não investir no empreendimento anunciado. Assim, evitar-se-ão eventuais desapontamentos e/ou cobranças por expectativas não alcançadas.