

OPINIÃO

O que o México e o Brasil têm em comum em águas profundas e o que isso significa para o resultado das rodadas de 2018

*Por Magda Chambriard**

INTRODUÇÃO

Os últimos dias 30 e 31 de janeiro de 2018 foram destaque para o setor de petróleo e gás do Brasil e do México. No último dia 30 ocorreu o seminário técnico da 15ª rodada de licitações da ANP. No dia 31 ocorreu a rodada de águas profundas do México. Esses eventos merecem comentários, na medida em que fica a dúvida: são ou não eventos concorrentes?

Em 7 de dezembro de 2017, a PEMEX, estatal mexicana do petróleo (Petróleos Mexicanos), cancelou o processo de licitação do projeto Nobilis-Maximino, no Golfo do México (GOM), devido ao interesse menor que esperado por parte das empresas. O projeto Nobilis-Maximino está localizado perto da fronteira México-EUA, em cerca de 3.000 m de profundidade de água. Presume-se que a área tenha cerca de 500 milhões de barris equivalentes de petróleo (reservas 3P), além de "*upsides*" exploratórios[1]. Não parece, portanto, um projeto grande, para águas ultra-profundas.

Os representantes da Pemex argumentaram que o fraco interesse estaria relacionado aos baixos preços do petróleo no mercado internacional e também aos altos bônus de assinatura e compromissos de investimentos assumidos pelas companhias na 14ª rodada de licitação do Brasil, em 2017[2]. Esse texto pretende comentar esta questão, com base em resultados obtidos desde 2014 até agora, ressaltando os resultados obtidos nos certames no "Triângulo Dourado" (Golfo do México, África Ocidental e Brasil), bem como o "modo brasileiro" de enfrentar o desafio do pré-sal.

RESULTADOS EM ÁGUAS PROFUNDAS

Em 2014, o Brasil, o Oeste da África e as áreas de descobertas de águas profundas do Golfo do México (GOM) dos EUA estavam no topo do

1 Pemex Farmouts; 2017; Nobilis-Maximino; http://www.pemex.com/Documents/2017pemexfarmoutday/6.%20Jose%20Antonio%20Escalera%20-%20Deepwater%20Farmout%20-%20Nobilis%20Maximino.pdf acessado em 12/12/2017.

2 Folha de São Paulo, caderno Mercado, em 26/02/2018.

ranking de descobertas de águas profundas em todo o mundo. Seus resultados lhes renderam a designação de "Triângulo Dourado".

De lá para cá, os preços do petróleo caíram significativamente, atingindo alguma estabilidade recente em torno de US$ 50/barril. Mais recentemente chegaram perto dos US$ 70/bbl.

Nesse período, as empresas de petróleo buscaram se adaptar ao novo patamar de preços, dando prioridade a projetos de baixo risco e ciclo rápido de investimentos, como os existentes em terra, nas áreas de produção não convencional dos EUA, e a projetos de baixo risco e alto prêmio, como alguns poucos em águas profundas. Como dizem os investidores, projetos de ciclo rápido ou de primeiro quartil da carteira de projetos das companhias.

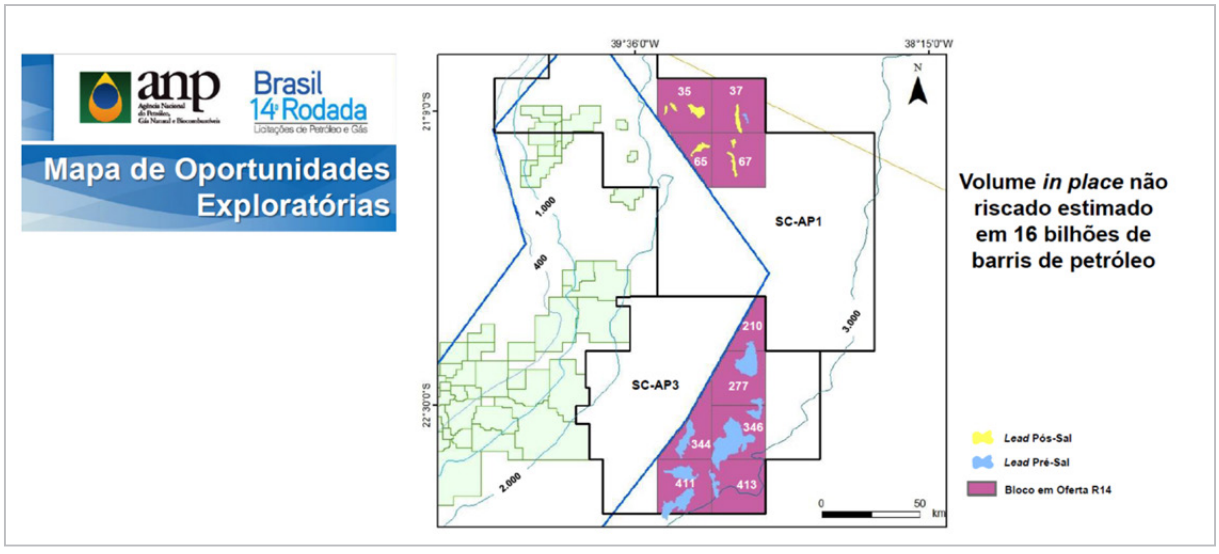
Na busca desse novo equilíbrio, assistiu-se a um baixo interesse em bacias de Novas Fronteiras marítimas. Angola cancelou uma rodada de licitação para as bacias Namibe e Congo[3], já aprovadas pelo Conselho de Administração da Sonangol em 2015. No México, bem como no Brasil, houve um baixo interesse em áreas *offshore* até 2017, com exceção do pré-sal brasileiro.

Parece que os investidores têm realmente procurado projetos de menor risco, aqueles em que as empresas podem vislumbrar menores riscos e possibilidades de crescimento. Elas também parecem pretender não apenas um único projeto, mas uma área na qual possam desenvolver um conjunto de novos negócios (parecem pretender um "pipeline de projetos").

MAIS INFORMAÇÃO / MENOR RISCO

Nos EUA é enorme o interesse das empresas e dos investidores nas áreas não convencionais, onde a imensa quantidade de dados e informações garante menor risco.

Figura 1 – Interpretação ANP das áreas a licitar no pré-sal, setor SC-AP3, em seminário técnico da 14ª rodada.



Fonte – ANP, 2017

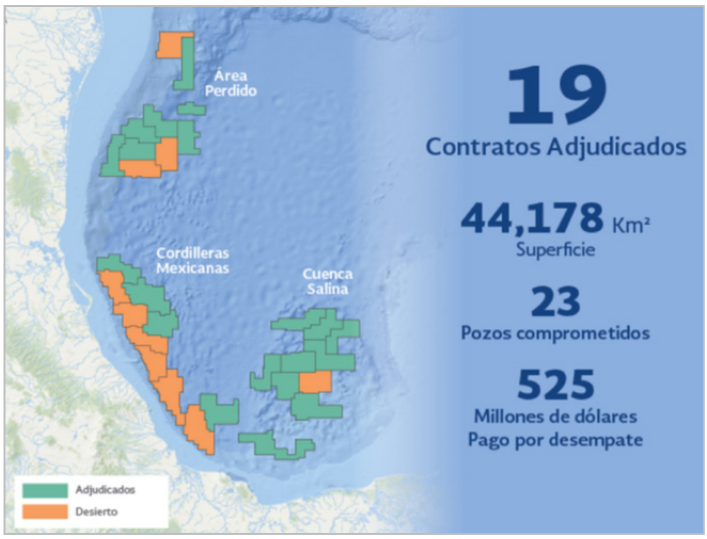
[3] http://www.redeangola.info/bacia-do-namibe-dividida-em-12-blocos/, acessado em 16/02/2018.

No mesmo caminho, o pré-sal brasileiro, que angariou mais de US$ 1 bilhão em 6 blocos da Bacia de Campos, em 2017, e quase US$ 2 bilhões nas 2ª e 3ª rodadas de partilha da produção, também tem um satisfatório conjunto de dados e informações, um conjunto capaz de mitigar riscos e comprovar sua atratividade.

O seminário técnico da 15a rodada de licitações da ANP, ocorrido no último dia 30 de janeiro de 2018, no auditório da Fundação Getúlio Vargas, foi bastante feliz em explicitar a vasta quantidade de dados e informações existentes nas áreas do pré-sal das bacias de Campos e Santos, fora do polígono do pré-sal. Com muita competência, a ANP apresentou suas interpretações acerca de oportunidades exploratórias que certamente vão angariar muita atenção dos investidores.

No mesmo diafasão, no México, esse ano, as águas profundas da rodada 2.4 contaram com o benefício de ofertar blocos, concentrando-os em áreas de maior conhecimento, onde as companhias poderiam adquirir mais de uma área, buscando a formação de um polo de produção. Ora, a existência de mais blocos, em área já mais conhecida, minimiza os riscos geológicos e atrai os investidores atuais. O resultado foi que dos 29 blocos ofertados em 3 bacias sedimentares, 19 foram adquiridos pelas petroleiras. A Shell foi a empresa mais agressiva, adquirindo, sozinha ou em consórcio, 5 blocos na área de "Perdido Fold Belt" e 4 blocos na bacia de Salinas[4].

Figura 2 – Áreas ofertadas e adjudicadas na licitação 2.4, em águas profundas do México



Fonte – ANP, 2017

Dito isso, seria real a afirmação de que os altos compromissos assumidos pelo Brasil, por poucas empresas, seriam a razão para menor interesse no Golfo do México mexicano? Me parece que não. Parece que há mais coisas entre "esse céu e essa terra", e que merece destaque o "modo brasileiro" de valorizar o pré-sal e acelerar sua produção. Como o Brasil fez isso?

4 https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/r24_reporte_ganadores.pdf, acessado em 16/02/2018.

O ESFORÇO PARA AUMENTAR O VALOR DO PRÉ-SAL BRASILEIRO

De 2006 a 2008, as atividades exploratórias, realizadas em algumas áreas do pré-sal, levaram o Brasil a compreender seu alto potencial nas áreas concedidas. Era preciso, no entanto, valorizar as áreas ainda não contratadas, em que se acreditava haver potencial igual ou até maior, no horizonte do pré-sal.

Para aumentar o valor do novo horizonte geológico, as autoridades públicas assumiram o papel de estudar a área, incentivando a aquisição de novas sísmicas 3D e, até mesmo, alocando verba de pesquisa e desenvolvimento (P & D) para perfurar poços estratigráficos[5]. A consequência buscada seria o aumento do conhecimento, até que a redução dos riscos fosse capaz de atrair novos investimentos. Deu certo! O resultado da iniciativa foi, dentre outros, duas novas descobertas gigantes: uma na área informalmente denominada Franco e outra na informalmente denominada Libra (essas áreas foram declaradas comerciais e se tornaram os campos gigantes de Búzios e Mero, respectivamente). Com tais descobertas, o Brasil já poderia mostrar ao mundo o alto potencial do pré-sal e o seu baixo risco.

Parece, portanto, que o esforço trouxe os resultados desejados. A licitação de Libra, em 2013, resultou em R$ 15 bilhões em bônus de assinatura e em uma estimativa, à época, de mais de R$ 600 bilhões de retorno para a União ao longo da vida produtiva do futuro campo.

No caso da 14ª rodada de licitação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bicombustíveis (ANP), os resultados foram fracos, bastante parecidos com os da 13ª rodada, no que disse respeito às Novas Fronteiras, porém muito bons no que se referiu ao pré-sal[6]. Do montante total de R$ 3,843 bilhões, foram oferecidos R$ 3,592 bilhões (mais de US $ 1 bilhão) a apenas 6 (dentre os 287) dos blocos incluídos no processo de licitação. Os 6 blocos do pré-sal foram os que a ANP incentivou novos levantamentos sísmicos 3D, apresentando, em diversos eventos e seminários técnicos, o potencial da área.

As áreas licitadas na segunda e terceira rodadas do pré-sal mereceram o mesmo processo. Um bom exemplo foi a área do Alto de Cabo Frio, por muito tempo considerada "fria, como o próprio nome dizia", segundo importantes geólogos, e que, a partir de levantamento sísmico 3D, específico para o pré-sal, incentivado pela ANP, resultou no maior bônus de assinatura das rodadas do pré-sal em 2017.

Isso porque, no momento da rodada de licitação, não haviam dúvidas sobre o potencial e baixo risco dessas áreas. Bons dados e informações em quantidades razoáveis garantiam o baixo risco e o porte do negócio. Em resumo, as empresas não tinham dúvidas de que o alto potencial de pré-sal poderia permitir que os projetos dessa área competissem por um lugar no 1° quartil dos seus portifólios de projetos.

No mesmo passo, não há dúvida de que é de alto potencial da parcela mexicana do GOM. Segundo

5 Aprovado em 2006 pela ANP, o Plano Plurianual de Geologia e Geofísica busca agregar novos dados e informações as bacias sedimentares brasileiras. Ele abrange a coleta de dados gravimétricos e magnetométricos, geoquímicos, sísmicos e até mesmo a perfuração de poços estratigráficos. http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/plano-plurianual-de-estudos-de-geologia-e-geofisica, acessado em 06/02/2018.

6 A ANP mapeou e mostrou em seminários técnicos importante oportunidade no pré-sal, na Bacia de Campos, fora do polígono do pré-sal. Esses blocos foram licitados na 14 rodada, sob regime de concessão.

a *US Energy Information Administration Facts for 2016*, a porção americana do Golfo produz 1,6 milhão de barris por dia de petróleo[7]. E ainda hoje são bons seus resultados exploratórios[8]. Não há porque a porção mexicana ser muito diferente. No entanto, também não há dúvida de que, na porção mexicana, ainda não há tantos dados e informações disponíveis, como existem no Brasil e no GOM dos EUA.

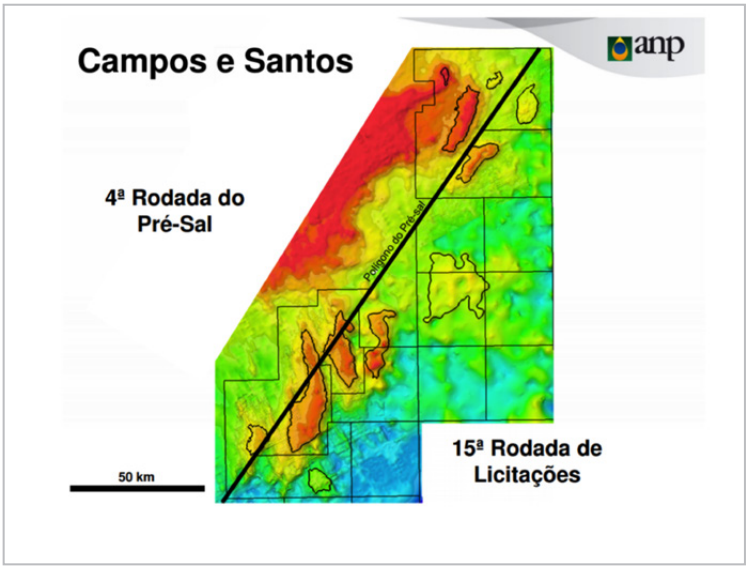
Se isso se confirmar como um motivo importante, o enorme potencial do GOM mexicano deve aparecer em breve. É apenas uma questão de tempo para se adquiram bons dados e informações, com a qualidade necessária para o mapeamento de horizontes sub-sal, por exemplo, e para que as autoridades mexicanas estudem e identifiquem grandes oportunidades para colocar no mercado.

No caso do Brasil, foram necessários 7 anos entre a primeira descoberta no pré-sal[9] e a 1ª rodada de pré-sal, que ofereceu a área de Libra.

Vamos esperar pelo México! Isso certamente acontecerá!

Enquanto isso, a ANP prossegue com seu cronograma de rodadas de licitações, seus estudos, e persiste com seu Plano Plurianual de Geologia e Geofísica. Atualmente a agência discute a perfuração do poço 2-ANP-7-PI, na bacia sedimentar da Parnaíba, estado do Piauí[10].

Figura 3 – Interpretação ANP das áreas a licitar no pré-sal[11], fora do polígono, em seminário técnico da 15ª rodada e 4ª do pré-sal. Áreas provavelmente unitizáveis com áreas a licitar no pré-sal



7 https://www.eia.gov/special/gulf_of_mexico/data.php, acessado em 16/02/2018.

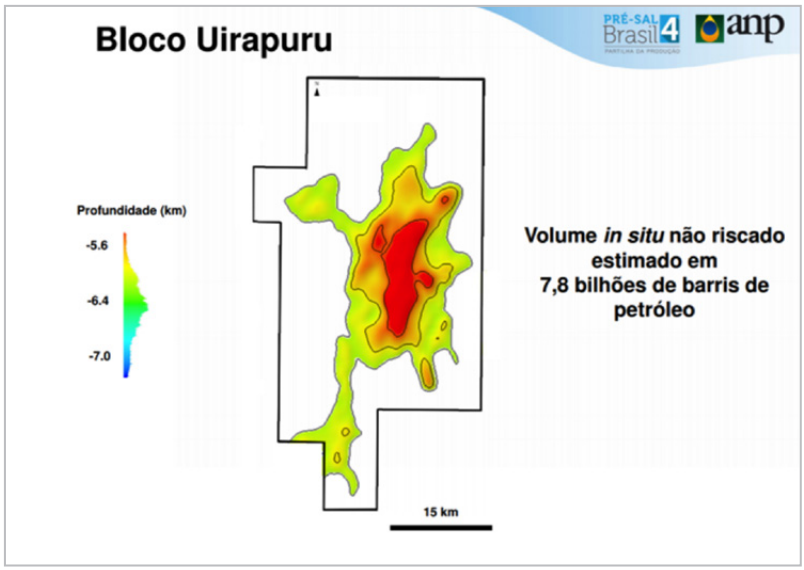
8 Ainda esse ano, foi anunciada uma importante descoberta da Chevron no Golfo do México americano: Ballymore, no trend de Norphlet, nas águas profundas do golfo.

9 A primeira descoberta do pré-sal foi a área de Tupi, agora denominada campo de Lula, atualmente o campo mais produtivo do Brasil.

10 Para quem não se deu conta, a Bacia do Parnaíba, também considerada "seca" por muitos anos, foi a pioneira nos investimentos de geologia e geofísica da ANP, e hoje produz cerca de 5 milhões de m3 por dia de gás. E o poço 2-ANP-6-MT, perfurado na bacia do Parecis, estado do Mato Grosso, perfurou 200 m de coluna com gás, em reservatórios muito fechados. Resultado importantíssimo para uma bacia de 400.000 km2, praticamente virgem de informações.

11 http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Palestras/Seminario_tecnico_R15_P4/Portugues/00_Areas_em_Oferta_R15_LP4_Portugues.pdf

Figura 4 – Exemplo de interpretação ANP de área a licitar na 4ª rodada do pré-sal[12].



AS RODADAS DE LICITAÇÃO DA ANP DE 2018

A contar com as áreas de pré-sal em oferta, na 15ª rodada de licitações da ANP, nas bacias de Campos e Santos[13], e também com as áreas a serem ofertadas na 4ª rodada de partilha de produção, o Brasil deverá repetir o bom resultado conquistado em 2017. Isso porque não há dúvidas de que há boa quantidade de dados e informações para mostrar às empresas que esses projetos do pré-sal são dignos de pertencerem ao 1º quartil de suas carteiras de projetos. E também porque é fácil de ver que eles estão situados em área onde há oportunidades suficientes para garantir-lhes um importante futuro "cluster" de produção.

Vamos aguardar o repetido sucesso do pré-sal e o resultado das rodadas como um todo. Quem sabe até lá se abra espaço para investidores mais agressivos que assumam maiores riscos exploratórios e aproveitem as oportunidades disponibilizadas em outras áreas, como as de Novas Fronteiras? Quem não se lembra que áreas hoje disputadas no pré-sal já foram recusadas pelas empresas em rodadas anteriores[14]?

12 http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/Palestras/Seminario_tecnico_R15_P4/Portugues/P02_Seminario_Tecnico_P4_Santos_Portugues.pdf
13 http://brazilrounds.anp.gov.br/arquivos/Round15/Mapas/R15_SC-AP5.pdf
14 Áreas do pré-sal ofertadas na 6ª rodada de licitações da ANP não contaram com NENHUMA oferta.



Magda Chambriard é Mestre em Engenharia Química pela COPPE/UFRJ e Engenheira Civil pela UFRJ, se especializou em engenharia de reservatórios e avaliação de formações e posteriormente em produção de petróleo e gás, na hoje denominada Universidade Petrobras. Fez diversos cursos, além dos relativos a produção de óleo e gás, dentre os quais Desenvolvimento de Gestão em Engenharia de Produção, Negociação de Contratos de Exploração e Produção, Qualificação em Negociação na Indústria do Petróleo, Gerenciamento de Riscos, Contabilidade, Gestão, Liderança, desenvolvimento para Conselho de Administração.

Iniciou sua carreira na Petrobras, em 1980, atuando sempre na área de produção, onde acumulou conhecimentos sobre todas as áreas em produção no Brasil. Foi cedida à ANP, para assumir assessoria da diretoria de Exploração e Produção em 2002, quando atuava como consultora de negócios de E&P, na área de Novos Negócios de E&P da Petrobras.

Na ANP, logo após assumir a assessoria, assumiu também as superintendências de exploração e a de definição de blocos, com vistas a rodadas de licitação. Foi responsável pela implantação do Plano Plurianual de Geologia e Geofísica da ANP, que resultou na coleta de dados essenciais para o sucesso das licitações em bacias sedimentares de novas fronteiras.

Assumiu a Diretoria da ANP em 2008 e a Diretoria Geral em 2012, tendo liderado a criação da Superintendência de Segurança e Meio Ambiente, Superintendência de Tecnologia da Informação, os trabalhos relativos aos estudos e elaboração dos contratos e editais, além dos estudos técnicos que culminaram na primeira licitação do pré-sal, além das licitações tradicionais sob regime de concessão. Foi responsável pelas áreas de Auditoria, Corregedoria, Procuradoria, Promoção de Licitações, Abastecimento, Fiscalização da Distribuição e Revenda de Combustíveis, Recursos Humanos, Administrativa-Financeira, Relações Governamentais além das relativas a Exploração e Produção.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.