

# Qual a melhor forma de explorar o PRÉ-SAL?

Parafrazeando o presidente Lula, o pré-sal é uma “hipermegajazida” ou um “mar de petróleo”? Dê por onde der, o importante é que está lá e é brasileiro! Aqueles incumbidos de explorar o pré-sal enfrentarão não apenas o desafio financeiro, mas, sobretudo, o tecnológico, da exploração em águas ultraprofundas e em condições geológicas e geofísicas ainda pouco conhecidas.

Uma coisa é saber que há jazidas; outra é viabilizar técnica e economicamente sua exploração e desenvolvimento, ou seja, sua monetização. Qual seria então a melhor solução legal, o modelo ideal para a exploração das novas jazidas, e que contemple os interesses legítimos da nação, sem afastar investimentos?

O fato de o governo afirmar que o risco de exploração no pré-sal é inexistente, sob o argumento de que ali “em se furando tudo dá”, leva o Estado a entender que o explorador está diante de um manancial de riquezas certas e ao alcance das mãos. E, assim, a maior ‘mordida’ do Estado sobre tais receitas se justificaria plenamente.

Contudo, não concordamos com essa opinião. Se, por um lado, o pré-sal traz enormes potencialidades, por outro, nos coloca diante de grandes desafios tecnológicos ligados à exploração em águas tão profundas, com graus elevadíssimos de calor e pressão. Ainda que se presumisse correta a afirmação de que “em se furando tudo dá”, o problema continuaria sendo como ‘furar’, como trazer as riquezas submarinas do ‘berço esplêndido’ em que jazem até a superfície e, mais além, até as refinarias?

Superada a solução técnica, o desenvolvimento de unidades de exploração, em especial navios-sonda (*drillships*) e sistemas submarinos (*sub-sea systems*) aptos à tarefa, ainda resta a pergunta: como levantar os fundos necessários à empreitada?

Fala-se na necessidade de até 40 navios-sonda para explorar o pré-sal, sem incluir toda a miríade de outras unidades *offshore* de suporte, armazenamento e transporte de óleo e gás e ainda os sistemas de oleodutos e gasodutos necessários para a monetização dessas reservas.

Apenas para se ter uma idéia, um navio-sonda hoje custa de US\$ 650 milhões a US\$ 750 milhões e os estaleiros, mesmo os internacionais, não têm hoje capacidade disponível, ainda que no médio-longo prazo, para a construção de mais de um quarto dessa demanda. Já uma diária de afretamento de uma unidade existente gira em torno de US\$ 500 mil/dia. Vê-se, portanto, que estamos diante de tarefa hercúlea, talvez hoje sem paralelo no mundo do petróleo.

**Heller Redo Barros** é advogado especialista em petróleo e gás e indústria *offshore* e sócio do Escritório Bastos-Tigre Advogados.



**Bashir Karim Wakil** é advogado especialista em petróleo e gás e indústria *offshore* e sócio do Escritório Bastos-Tigre Advogados.



Mas, ainda assim, o governo propõe aumentar a 'mordida' por meio de uma mudança no sistema de concessões para exploração de hidrocarbonetos. Analisemos, pois, cada um dos modelos de exploração sugeridos.

- O atual sistema brasileiro, existente desde a entrada em vigor da Lei do Petróleo (Lei 9.478/97), que ditou a abertura do mercado, é caracterizado pela celebração de Contratos de Concessão mediante a realização de licitações de blocos exploratórios organizadas pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, reguladora do setor) com regras equivalentes para a empresa estatal brasileira (Petrobras - NOC), as suas congêneres privadas e as empresas privadas e públicas internacionais (IOCs). De acordo com este modelo, a titularidade sobre os hidrocarbonetos produzidos passa à titularidade do 'concessionário' a partir do momento em que estes são extraídos, sendo que tanto o risco como o sucesso exploratório correm inteiramente por conta do 'concessionário'.

Como contrapartida, o país recebe o chamado *government take*, que aqui é representado pelo: 1) Bônus de Assinatura (Lei 9.478/97 – artigo 45, I – Decreto 2.705/98), devido no ato da assinatura do contrato e correspondente ao valor pago pela empresa vencedora da licitação, sendo o seu valor mínimo fixado em edital; 2) pelos *royalties* (Lei 9.478/97 – artigo 45, II – Decreto



## CONFIABILIDADE : Ciser a opção certa.

Com cinco décadas de atuação, a CISER é líder no mercado de fixadores, nos segmentos em que atua. E agora, toda a confiabilidade e desempenho da marca CISER também está presente em uma linha de produtos para o setor naval e petroquímico.

Os produtos CISER oferecem resistência e segurança, componentes prioritários em grandes estruturas operacionais onde são utilizadas altas temperaturas e altas pressões de serviço.

A Linha ASTM A193 B7 tem sua aplicação em tubulações, vasos de pressão, válvulas, flanges, dutos e outras aplicações.

Estojos ASTM A194 2H - apontados, gravados e fornecidos montados com porcas ASTM A563 2H.

Comprimento e revestimento sob consulta.



Barras B7: dimensões de 1 a 3 metros.

Consulte-nos também sobre as linhas de produtos INOX 304 e 316 através do e-mail: [b7@ciser.com.br](mailto:b7@ciser.com.br)

Bitolas de barras e estojos: 3/8" até 2".

LÍDER EM  
FIXADORES

**CISER**  
Parafusos e Porcas  
[www.ciser.com.br](http://www.ciser.com.br)

## A combinação perfeita: Resistência Mecânica e Flexibilidade.



# Armaflex®

Só quem é sinônimo de isolamento térmico há 50 anos é capaz de oferecer as soluções mais resistentes e flexíveis, específicas para equipamentos e instalações de geometrias complexas, como plataformas de petróleo, indústrias química e naval.

Entre em contato pelo telefone (55.11) 3541.2002, para obter as especificações técnicas mais adequadas para sua empresa ou projeto.



**armacell**  
engineered foams  
[www.armacell.com.br](http://www.armacell.com.br)



2.705/98), que representam a compensação financeira devida à sociedade, pelos concessionários das explorações de petróleo e gás natural, pelo fato de se apropriarem de recurso natural precioso, fóssil e não renovável, pertencente à própria sociedade – a sua alíquota varia de campo para campo no intervalo de 5% a 10%, incidindo diretamente sobre a receita bruta e encontrando-se necessariamente prevista no edital de licitação – e duas outras formas. A terceira delas é a chamada 3) Participação Especial (Lei 9.478/97 – artigo 45, III – Decreto 2.705/98, Portarias ANP 10 e 102/99, 36 e 58/01), um pagamento a que estão sujeitos os campos com um grande volume de produção ou grande rentabilidade, sendo que neste caso a base de cálculo deixa de ser a receita bruta e a incidência passa a recair sobre o lucro. Esta é cobrada sob a forma de incidência trimestral de taxas progressivas entre 10% e 40% em função do volume de produção. A quarta e última forma de participação governamental é o 4) Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área (Lei 9.478/97 – artigo 45, IV – Decreto 2.705/98), sendo o seu valor fixado em reais por quilômetro quadrado e dependendo da fase em que se encontra a concessão.

- Vislumbrando alterações na regulamentação petrolífera brasileira, o sistema que a Petrobras vem sugerindo como ideal é o de Production Sharing Agreements. Com este sistema, a estatal não perderia a sua hegemonia, uma vez que o modelo dita que o Estado, por intermédio

da sua NOC, tenha uma participação (em geral 50%) assegurada em todos os blocos. No entanto, o risco exploratório é inteiramente da parte contratada que, em caso de sucesso exploratório, receberá uma parte da produção, dividida com o Estado.

Tipicamente, este sistema é composto de alguns pontos essenciais: 1) *royalties*, tal como supra explanados; 2) *cost recovery* (ou *cost oil*), que representa o direito de a contratada (IOC) recuperar o seu investimento antes de ser efetuada a partilha da produção. Em geral, o Estado fixa um cap para o montante que pode ser recuperado desta forma; 3) *profit oil split* (ou *profit oil*), representando as receitas oriundas do empreendimento, depois de subtraídos os *royalties* e o *cost recovery*. O montante obtido será então dividido, em percentagens predefinidas, entre NOC e a contratada, que por fim se torna proprietária dessa parte da produção. Sobre esse montante, vão então incidir as 4) taxas. Este sistema de exploração é típico dos países em vias de desenvolvimento e que dispõem de recursos financeiros e tecnologia reduzidos.

- Finalmente, o sistema que mais 'apoiantes' (e polêmica) tem reunido nos últimos tempos (incluindo um adepto de peso, consubstanciado na figura do ministro de Minas e Energia, Edison Lobão) é o da criação de uma nova empresa de capital inteiramente público que, com fundos da União, celebraria Contratos de Serviços com terceiros para exploração no pré-sal, um pouco à imagem do que acontece em países como a No-

ruega e o Irã. Desta forma, o contratado receberia uma remuneração por um serviço prestado e não deteria a titularidade sobre os hidrocarbonetos, sendo que o risco de exploração correria inteiramente por conta do Estado contratante.

Esta nova empresa contribuiria apenas com financiamento e experiência, necessitando assim de um curto leque de empregados e uma estrutura relativamente reduzida e tendo por principal objetivo valorizar ao máximo o portfólio de licenças do país. Ademais – e à imagem do que acontece na Noruega –, seria criado um fundo soberano para o qual se reverteria parte dos lucros provenientes do petróleo. Este fundo serviria para garantir o legado à população vindoura, numa época em que o petróleo começasse a escassear.

Cada um dos sistemas sobre os quais tecemos breves análises tem, obviamente, vantagens e desvantagens, quando analisado em face da realidade brasileira.

A manutenção do sistema de concessões atual, ainda que pareça desde já apartada pelo governo, não nos parece de todo irrazoável, na medida que funcionou muito bem de 1997 até os dias de hoje e não há sinais de que esse padrão fosse mudar agora. Espelho disso mesmo é não apenas o fato de o Brasil ter recentemente descoberto estas megajazidas, em fronteiras que qualquer outro país consideraria intransponíveis, mas também a Petrobras figurar entre as 20 empresas mundiais que maiores lucros apresentaram em 2007.

No entanto, vários são os fatores que jogam contra este sistema. A encabeçar a lista, está o fato de não haver risco exploratório no pré-sal, o que apartaria a necessidade de o país mitigar o risco de exploração nestas áreas (razão pela qual são licitadas as áreas de exploração). Além disso, atualmente 60% do capital da Petrobras se encontram nas mãos de empresas privadas, circunstância que, de alguma forma, deixa a União pouco à vontade para lhe entregar a exploração das suas maiores reservas de petróleo.

Chegou, inclusive, a se falar em a União recomprar as participações privadas na estatal, mas depressa se verificou a grande dificuldade que essa operação traria. Daí a partida para a descoberta de outras soluções.

Este é, de resto, o mesmo problema que, em nosso entender, reveste a opção pela migração para um sistema de Production Sharing Agreement, na medida que, ao garantir à Petrobras uma participação em todos os blocos, o Estado estaria deliberadamente beneficiando uma empresa de capital misto e, por conseguinte, os investidores privados desta.

A opção pela criação de uma nova estatal pode parecer a melhor opção. No entanto, vários critérios têm de ser aferidos, principalmente no longo prazo. O Brasil acabou de ser reconhecido como *investment grade*, título há tanto aguardado e que facilitará muito o crescimento do investimento estrangeiro no país.

Acontece que um dos pontos que as agências de *rating* internacional mais consideram para atribuição de grau é exatamente a estabilidade política e legislativa de um país. Uma virada de tal forma brusca no regime petrolífero brasileiro poderia determinar o *downgrade* do país e, por conseguinte, o afastamento de investidores.

E não só pelo *downgrade* se afastariam os investidores. As empresas que investem no Brasil, principalmente petrolíferas, têm os seus olhos postos no pré-sal. O fato de uma licitação (a Oitava Rodada) já ter sido cancelada e outra adiada (a Décima), sem prazo de realização à vista, aliado a uma grande mudança na legislação, poderia acabar com a já reduzida confiança das IOCs neste país e no seu governo.

Parece-nos, portanto, que a melhor solução seria a manutenção do atual sistema de concessões, sem alterações no regime de *royalties*, pois, se no pré-sal “em se furando tudo dá” (será?), haverá ainda o inédito risco tecnológico e o hercúleo esforço financeiro, ambos inéditos no país.

O que preocupa não é o ‘se’, é o ‘como’. Vale o risco de manchar a imagem apenas recentemente obtida de “país com estabilidade regulatória”? E nos equipararmos a países que recentemente experienciaram a debandada de investidores e investimentos, no petróleo e alhures, por conta de ‘guinadas regulatórias’? ■



14  
Anos

**A EMBRATECNO empresa certificada ISO 9001:2000, vem há mais de 14 anos prestando serviços em todos os ramos da engenharia aplicada, executando Inspeções nas áreas de mecânica, caldeiraria, elétrica, instrumentação, estruturas metálicas, válvulas, plástico reforçado com fibra de vidro e materiais diversos, bem como Diligenciamos nessas áreas e Avaliações Técnicas de Empresas. Possui ainda estrutura e capacitação para executar serviços de apoio à área de Suprimentos, tais como Compras Técnicas para Projetos, Compras de Manutenção, Fornecimento de Mão de Obra para Compras e demais serviços correlatos. Atua em empreendimentos das grandes empresas de Engenharia e Construção do Brasil, bem como em projetos de empresas da América do Sul. Possui profissionais treinados para execução de trabalhos no exterior, assim como empresa parceira com sede nas principais capitais do mundo.**

**EMBRATECNO CONSULTORIA SERVIÇOS TÉCNICOS E SUPRIMENTOS S/S LTDA**  
Largo 1 de Maio, 224 - Ermelino Matarazzo - São Paulo - SP - CEP: 03806-080 (Sede Própria)  
Fones / Fax: (11) 2546-6275 / 2546-4099 / 2541-0970 / 2541-8200 / 2541-8252 / (11) 2214-8966 / 8967/5581-8469 / 5078-6309  
E-mail: [embratecno@embratecno.com.br](mailto:embratecno@embratecno.com.br) / Site: [www.embratecno.com.br](http://www.embratecno.com.br)