

# Indefinições no pré-sal

Investidores e empresas aguardam uma definição em relação ao marco regulatório desta grande descoberta.

A decisão do governo quanto à adoção de um novo marco regulatório para a exploração do pré-sal provoca expectativas no mercado do petróleo, o que facilmente se compreende se levarmos em consideração a monstruosa dimensão da descoberta. A área do pré-sal estende-se entre o litoral dos estados do Espírito Santo e Santa Catarina, numa região de cerca de 800 km, ocupando cerca de 112 mil km<sup>2</sup>, dos quais 41 mil km<sup>2</sup> ainda não foram licitados.

As primeiras avaliações técnicas estimavam cerca de cinco bilhões de barris de óleo. Meses depois, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) previu 33 bilhões. Atualmente, pesquisas indicam 100 bilhões de barris. A expectativa é de que o petróleo existente na camada do pré-sal descoberta seja suficiente para colocar o Brasil entre os dez maiores produtores mundiais da matéria-prima.

Na área de maior potencial da camada do pré-sal, no *cluster* da Bacia de Campos, o óleo está aprisionado em reservatórios tipo carbonato microbial sob mais de 2 km de lâmina de água e sob espessa camada de sal.

A primeira área avaliada denomina-se Tupi e está localizada no citado *cluster*. Estima-se que nessa área podem ser produzidos de 5 a 8 bilhões de barris. A segunda área avaliada denomina-se Iara, que fica ao norte e muito próximo à área de Tupi. A estimativa de volume recuperável de petróleo equivalente no prospecto de Iara é 3 a 4 bilhões de barris.

Na Bacia do Espírito Santo, em uma área denominada Parque das Baleias, foram perfurados e testados quatro poços na camada pré-sal. Todos eles apresentaram alta produtividade. Um desses poços, o 1-ESS-103A, já está produzindo 18 mil barris por dia. Esse óleo da camada pré-sal está sendo escoado para a plataforma P-34, instalada no campo de Jubarte.

## Decisão política

A comissão interministerial formada para discutir qual o modelo ideal de exploração desse petróleo vem prometendo divulgar o resultado dos seus estudos desde outubro de 2008, não o tendo ainda feito.

Bruno Dario Werneck é advogado do escritório Bastos-Tigre, Coelho da Rocha e Lopes Advogados.



Heller Redo Barroso é sócio do escritório Bastos-Tigre, Coelho da Rocha e Lopes Advogados.



Recentemente, o ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, afirmou que a comissão interministerial irá apresentar as suas propostas ao presidente Luiz Inácio Lula da Silva até ao fim de junho. Segundo notícias que têm vindo a público, após a decisão do presidente Lula, os projetos de lei contendo as alterações ao atual marco regulatório serão encaminhados ao Congresso Nacional em agosto, com pedido de tramitação em urgência constitucional.

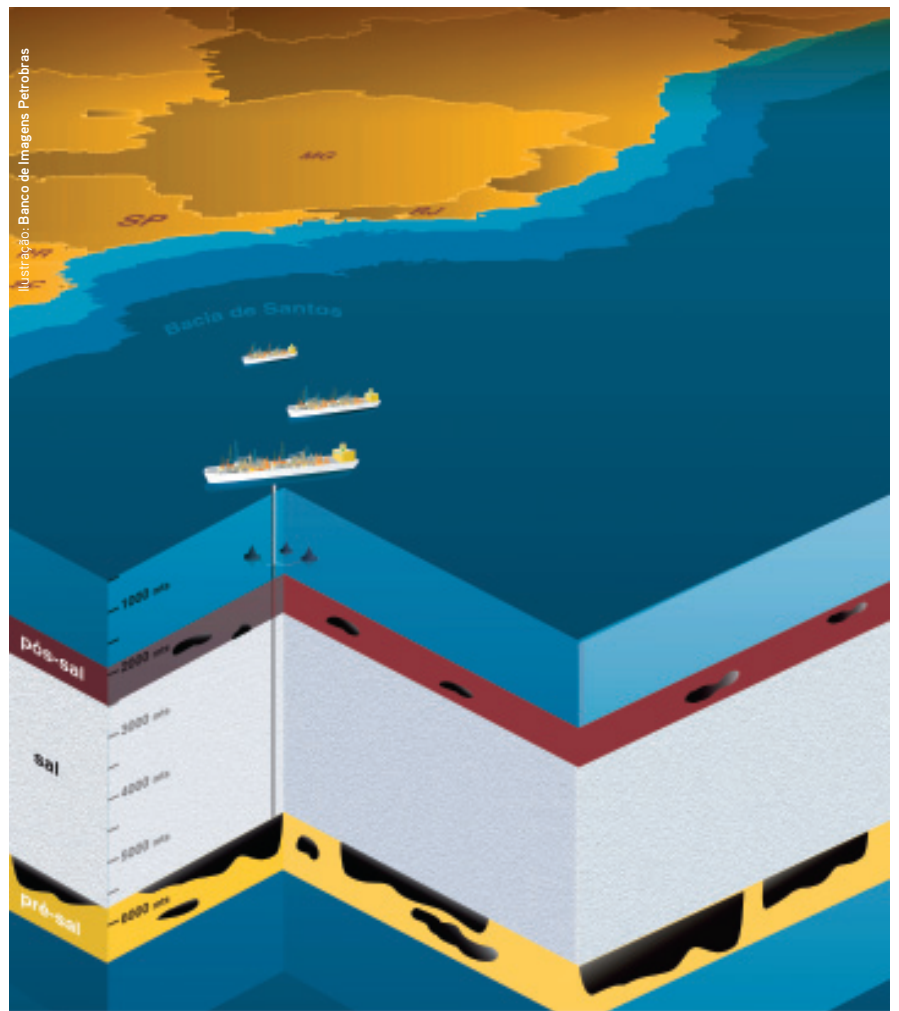
Entretanto, as companhias estrangeiras interessadas em participar da exploração das reservas de petróleo na camada do pré-sal parecem começar a ficar incomodadas com a indefinição do modelo regulatório a ser adotado pelo governo brasileiro. De fato, o conhecimento das 'regras do jogo' é fundamental para a tomada de decisão de investir ou não, ainda mais num negócio que envolve investimentos tão vultosos como a exploração e produção de petróleo e gás natural.

## O atual modelo

O atual sistema brasileiro, estabelecido pela Lei do Petróleo (Lei n. 9.478/97), caracteriza-se pela celebração de Contratos de Concessão mediante a realização de licitações de blocos exploratórios – organizadas pela ANP – com regras equivalentes para a empresa parcialmente estatal brasileira (Petrobras, NOC), as suas congêneres privadas e as empresas privadas e públicas de internacionais (IOCs). Neste regime, a titularidade sobre os hidrocarbonetos extraídos passa para o concessionário 'à cabeça do poço', ou seja, uma vez extraído. Desta forma, tanto o risco como o sucesso exploratório correm inteiramente por conta do concessionário.

A contrapartida estatal para esta exploração é o chamado *government take*. Na atual Lei do Petróleo o *government take* é representado por:

- 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;
- *Royalties* (Lei 9.478/97 – artigo 45, II – Decreto 2.705/98), que são a compensação financeira de-



vida à sociedade, por quem explora o petróleo e gás natural (atualmente, no caso brasileiro, os Concessionários), pelo fato de se apropriarem de um recurso natural precioso, fóssil e não renovável – a sua alíquota varia de campo para campo no intervalo que vai de 5% a 10%, incidindo diretamente sobre a receita bruta e encontrando-se necessariamente prevista no edital de licitação;

- Participação Especial (Lei 9.478/97 – artigo 45, III – Decreto 2.705/98, Portarias ANP 10 e 102/99, 36 e 58/01), que consiste num pagamento a que estão sujeitos todos os campos com 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 taxa é progressiva, variando entre os 10% e os 40% em função do volume de produção e é cobrada sob a forma de incidência trimestral;
- Pagamento pela Ocupação e Retenção da 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.



Foto: Stéferson Faria, Petrobras

### As alternativas

O debate tem sido intenso e as opiniões variadas, e muito se especulado sobre as possíveis mudanças no atual marco regulatório. Como disse o presidente Lula da Silva no dia 1º de maio, durante a cerimônia que marcou a extração do primeiro óleo da camada pré-sal na Bacia de Santos, “não há um país no mundo que tenha encontrado muito petróleo e não tenha mudado a regulação”.

Discutem-se, fundamentalmente, três grandes mudanças:

Em primeiro lugar, o aumento do atual *government take* (mantendo-se o modelo de concessão das reservas). Essa participação seria ampliada por meio do aumento da cobrança dos *royalties* e das participações especiais, criando-se alíquotas específicas sobre campos de alto potencial de produção.

O principal argumento a favor desta alternativa está no aumento da receita do Estado com a exploração do petróleo. A cobrança de *royalties*, participações especiais e outras taxações serviriam como compensação ao governo por abrir mão de receita futura em prol da obtenção de ganhos no presente.

Esta manutenção do sistema de concessões atual, ainda que pareça ser uma hipótese completamente fora das cogitações do governo, não nos parece de todo irrazoável, na medida que tem funcionado muito bem desde 1997 até aos dias de hoje e não se vislumbram sinais de que isso possa mudar agora. Espelho disso é o fato de o Brasil ter recentemente descoberto estas megajazidas em fronteiras que qual-

quer outro país consideraria intransponíveis, mas também o fato de a Petrobras ser hoje uma empresa muito respeitada internacionalmente, tendo mesmo figurado, em 2007, entre as 20 empresas mundiais que maiores lucros apresentaram.

No entanto, vários são os fatores que jogam contra este sistema. A encabeçar a lista, está desde logo o fato de o risco exploratório no pré-sal ser mínimo do ponto de vista geológico (certeza quase absoluta de que se encontrarão jazidas carboníferas), mas altíssimo do ponto de vista do desafio tecnológico e financeiro. Estamos falando na exploração em profundidades e condições de temperatura e pressão inéditas no mundo, e, por conseguinte de investimentos assombrosos em pesquisa, desenvolvimento de tecnologia, e início de operações em terras (ou mares) incógnitos.

### Partilha é outra opção

Também está na mesa de discussão a mudança do modelo de contrato adotado pelo Brasil, passando-se de Concessão para Partilha da Produção – alternativa esta defendida, além do mais, por Haroldo Lima, diretor-geral da ANP, José Sérgio Gabrielli, presidente da Petrobras e Edison Lobão, ministro de Minas e Energia.

O modelo de Partilha da Produção dita que o Estado, por intermédio da sua NOC (*National Oil Company*) tenha uma participação assegurada em todos os blocos. Em geral, o risco exploratório é inteiramente da parte contratada que, só em caso de sucesso, poderá receber de volta o seu investimento sob a forma de parte da produção, que de resto dividirá com o Estado (por intermédio da NOC).

Tipicamente, este sistema é composto de:

- *Royalties*, que são a compensação financeira devida à sociedade, por quem explora os hidrocarbonetos (atualmente, no caso brasileiro, os Concessionários), pelo fato de se apropriarem de um recurso natural precioso, fóssil e não renovável, pertencente à sociedade;
- *Cost recovery* (ou *cost oil*) que representa o direito da contratada (a IOC ou International Oil Company) recuperar o seu investimento antes de ser efetuada a partilha da produção, sendo que em geral o Estado fixa um teto para o montante que pode ser recuperado desta forma;
- *Profit oil split* (ou *profit oil*), que representa as receitas oriundas do empreendimento, depois de subtraídos os *royalties* e o *cost recovery*. O montante obtido é então dividido entre a NOC e a IOC, em percentagens previamente estabe-

lecidas, e cada parte torna-se proprietária da parte do *profit oil* que lhe coube.

- Taxas que vão incidir direta e indiretamente sobre o *profit oil*.

A grande diferença entre a concessão e a partilha de produção é que, no primeiro caso, a produção pertence às empresas, que repassam ao governo *royalties* e impostos. Já na partilha a produção pertence ao Estado, que remunera as empresas a título de cobertura de custos e participação nos lucros. Na prática, apesar de vários países adotarem modelos com esse mesmo nome, como por exemplo a China, Rússia, Angola, Colômbia e Índia, cada um deles tem suas particularidades.

Mais importante que a opção genérica pela partilha são os detalhes dos contratos, como saber se **1)** haverá ou não limite de custo de produção para ressarcir as empresas; **2)** se o governo vai ou não ressarcir todos os custos no início da produção, antes de obter lucros; **3)** se haverá ou não uma escala progressiva para a divisão dos lucros, na qual a participação da empresa privada é menor na medida que a produção é maior. Conforme a resposta para cada um desses itens, podemos ter um modelo diferente.

Como argumento para a adoção dos contratos de Partilha de Produção no Brasil, ressalta-se a necessidade de o Estado ter um maior controle sobre a produção e capacidade de fazer os 'ajustes finos', caso haja problemas de atendimento à demanda interna. Além disso, o Governo alega que os riscos de exploração na camada do pré-sal são muito baixos, além do enorme potencial de produção que guardam essas reservas. Já extenuamos a nossa posição contrária, de que os riscos geológicos talvez sejam baixos, mas os riscos tecnológicos e financeiros são altíssimos.

No entanto, em nosso entender, o mesmo que aqui se disse no âmbito da manutenção das atuais concessões, se dirá agora a propósito da mudança para um sistema de partilha de produção: ao garantir à Petrobras uma participação em todos os blocos, o Estado estaria, é óbvio, beneficiando indiretamente os seus acionistas privados.

### A petroleira do pré-sal

A terceira alternativa seria a criação de um 'braço da União' para gerenciar a exploração e as receitas do pré-sal, ou seja, uma empresa totalmente estatal para administrar os contratos das gigantes reservas, tal como é também defendido por Haroldo Lima, diretor-geral da ANP, e pelo minis-

tro Lobão. A este propósito muito se tem citado o exemplo norueguês, pelo que vale a pena analisar a sua estrutura e funcionamento.

Como no Brasil, a Noruega adota o modelo de concessões exploratórias, que garante a empresas ou consórcios o direito de explorar e produzir o petróleo encontrado em blocos cedidos pelo governo. Esta exploração e produção é, no entanto, compensada com uma carga tributária que chega a atingir 78%.

A maior diferença entre o sistema brasileiro e o norueguês é que no país nórdico não há leilões de petróleo. O escritório responsável pelas concessões simplesmente avalia as propostas das empresas interessadas e escolhe o concessionário de acordo com vários critérios tais como *expertise* técnica, capacidade financeira, conhecimento geológico, experiência prévia na Noruega ou em bacias similares, além de outros.

Também existe na Noruega uma empresa controlada pelo governo, mas com capital negociado em bolsas, a StatoilHydro. Tal como a Petrobras, a StatoilHydro participa das concorrências por áreas exploratórias e associa-se a companhias privadas e estrangeiras. Ela é hoje responsável por cerca de 70% da produção local de petróleo e tem forte atuação internacional, inclusive no Brasil.

Mas o aspecto que mais encanta o governo brasileiro no sistema norueguês é a sua companhia 100% estatal, a Petoro, criada em 2001, que representa os interesses do governo no setor. De fato, compreende-se por que a Petoro é considerada pelo governo brasileiro o melhor exemplo a ser seguido no setor de petróleo. Esta empresa garantiu ao governo de seu país, apenas em 2008, uma receita de US\$ 22 bilhões, o que equivale a uma vez e meia o lucro da Petrobras no período (do qual apenas um máximo de 8% chega ao governo por meio de dividendos). Toda a receita é destinada ao fundo soberano *Government Pension Fund – Global*, mais conhecido por *The Petroleum Fund* para onde também vão os impostos sobre a produção de petróleo e a fatia do governo nos lucros da empresa mista StatoilHydro.

A Petoro entra como sócia não operacional em projetos considerados importantes pelo governo norueguês tendo, no ano passado, integrado seis dos 48 consórcios agraciados com novas licenças exploratórias no país. A empresa tem hoje participação em 90 concessões, que representam 1/4 da produção norueguesa de petróleo e gás. Tem ainda fatias em oleodutos, gasodutos, um terminal de petróleo e vários terminais de gás natural.

Apesar de toda a sua importância e volume de negócios, a Petoro é, no entanto, surpreendentemente pequena, já que a lei que a criou determina que tenha no máximo 60 empregados. O seu orçamento e plano de negócios são ainda obrigatoriamente aprovados pelo Parlamento.

Face ao evidente sucesso da Petoro, a criação no Brasil de uma estatal semelhante parece uma boa opção, já que assim se ultrapassaria o referido problema de a Petrobras ser uma empresa de capital aberto e possuir, entre seus acionistas, capital nacional e internacional. Com a 'Petrossal', como vem sendo chamada a pretensa nova estatal, o Estado controlaria melhor os gigantescos recursos do pré-sal.

### Jogo sem regras

No entanto, para além das mais do que evidentes diferenças entre as realidades dos dois países e mentalidade dos seus povos, em nossa opinião, vários critérios têm que 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 a 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 *downgrade* do país e, por conseguinte, o afastamento dos investidores.

O fato de uma licitação (a Oitava Rodada) já ter sido cancelada e outra adiada (a Décima) no Brasil, aliada a uma mudança de legislação, poderia afetar a confiança neste país e no seu governo. Lembramos que o mercado reagiu mal quando o Conselho Nacional de Política Energética, por meio da Resolução n. 6, de 8 de novembro de 2007, determinou a retirada de 41 blocos da Nona Rodada de Licitações, todos com potencial de produção na camada do pré-sal.

Em suma, embora as últimas notícias que têm vindo a público apontem para a quase certeza da escolha de um regime misto de exploração (partilha de produção para novos contratos no pré-sal e manutenção do regime de concessão para áreas de potencial menor, em terra ou no mar, fora do pré-sal, além dos contratos atuais), bem como para a criação de uma nova estatal vinculada ao Ministério de Minas e Energia, continuamos a acreditar que "não se mexe em time que está ganhando".

Embora seja bastante improvável, parece-nos que a melhor opção seria a manutenção do atual

sistema de concessões, que tão bem tem funcionado desde a sua criação em 1997, não se alterando nem mesmo o valor dos *royalties*, pelo menos nos primeiros dez anos de exploração do pré-sal, tendo em conta o inédito risco tecnológico e o hercúleo esforço financeiro necessários para a sua exploração, que por vezes parecem ser esquecidos. Repetimos: a Petrobras pode jurar que no pré-sal "em se furando tudo dá", mas a questão que permanece sem resposta é como furar a profundidades e condições geológicas inéditas, e a que custo.

### Aspectos financeiros

O mesmo se dirá no aspecto financeiro. A Petrobras divulgou a intenção de contratar, até o ano de 2017, 40 navios-sonda e plataformas de perfuração semi-submersíveis para operação em águas profundas e ultraprofundas. As 12 primeiras seriam obtidas por meio de licitação internacional, com recebimento até 2012. Esses navios atenderiam à necessidade de curto prazo da empresa, enquanto a indústria nacional se prepara. Entre 2013 e 2017, as demais 28 unidades seriam construídas no Brasil e operadas por empresas brasileiras.

A Petrobras divulgou ainda a intenção de atingir uma produção, na camada pré-sal, de 1,2 milhão de barris de petróleo por dia até 2017. Para isso, a sua diretoria executiva aprovou a contratação de dez novas unidades de produção de petróleo do tipo FPSO a serem instaladas na Bacia de Santos. Registre-se que, atualmente, o Brasil refina 1,89 milhão de barris de petróleo por dia.

As duas primeiras plataformas serão afretadas de terceiros, terão alto índice de conteúdo nacional e serão destinadas aos projetos piloto de desenvolvimento. A capacidade de produção diária de cada unidade será de 100 mil barris de petróleo e 5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. As demais oito unidades de produção serão de propriedade da Petrobras e terão capacidade máxima de produção diária de 120 mil barris de petróleo e 5 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

Elas serão fabricadas em série, iniciando com a construção dos cascos no dique-seco do Estaleiro Rio Grande, no Rio Grande do Sul, alugado pela Petrobras pelo período de dez anos. Os módulos de produção, a serem instalados sobre os cascos, serão definidos futuramente, após a implantação dos projetos piloto e da realização dos testes de longa duração. As dez unidades deverão operar em águas ultraprofundas, entre 2.400 m e 3.000 m, e se destinam ao início da implantação do sistema de produção definitivo na camada pré-sal da Bacia de Santos.

## Investimentos vultuosos

Os custos não foram divulgados oficialmente. No entanto, segundo o presidente da Petrobras, um sistema completo, incluindo poços, gasodutos, equipamentos diversos, além da própria plataforma, com capacidade de processar 150 mil barris diários de petróleo no *cluster* da Bacia de Santos pode custar até US\$ 7 bilhões. Segundo estimativas do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), instituído pelo Governo Federal por meio do Decreto 4.925, de 19 de dezembro de 2003, no pico da demanda serão necessários 110 mil profissionais para atender o setor petrolífero em razão da exploração da camada pré-sal.

Como se vê, o desafio não é tão simples quanto quer fazer crer o Governo Federal. Portanto, se não se quiser arriscar um fiasco, o sistema de exploração deve privilegiar o mais possível os investidores. Para isso achamos que o mais aconselhável é não mudar as atuais regras do jogo, ou seja, não mexer no atual sistema de concessões, nem sequer aumentar as alíquotas de *royalties*, bônus e participações.

Do contrário o *smart money* da indústria do petróleo vai para outros cantos do planeta, notadamente as costas oeste e leste da África, para não falar dos campos *onshore* no Congo, Tanzânia, Uganda, Cabinda, etc. O risco político nesses países assusta menos que o risco tecnológico e financeiro do pré-sal.

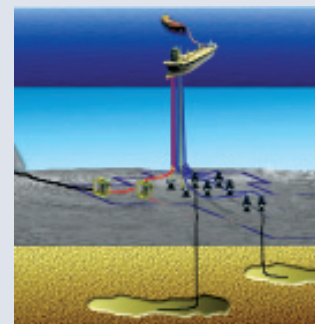
Aliás, o próprio dinheiro da Petrobras pode ir parar nas áreas externas às franjas do pré-sal, afinal de contas a empresa tem obrigações inarredáveis com projetos em curso, e o acionista privado, que não se deve curvar às vontades do acionista público, exigirá retorno sobre o investimento, e não uma aventura exploratória em um momento em que além do ponto de interrogação tecnológico a empresa enfrenta um gigantesco ponto de interrogação financeiro.

Não custa lembrar que, depois da conta do pré-sal, vem a conta dos ambiciosos projetos da área de refino e petroquímica, seguidos daqueles da área de gás e energia. Dizer que todo dinheiro da Petrobras vai para o pré-sal é de um simplismo inaceitável. Basta ver o plano estratégico da Petrobras para 2009-2012.

A Petrobras está longe de ser o poço sem fundo de dinheiro de outrora, e ficaria muito agradecida se não visse a exploração do pré-sal mais onerada do que a exploração em suas demais áreas de atua-

## Riscos e desafios

Na realidade, os riscos e desafios tecnológicos são muito grandes e difíceis de ultrapassar, em várias áreas.



### Na perfuração de poços:

- Desvio do poço na zona do sal;
- Fraturamento hidráulico em poços horizontais;
- Emprego de materiais resistentes a CO<sub>2</sub>;
- Viabilidade técnica de mecanismos de recuperação secundária;
- Construção de poços de grande extensão.

### Na engenharia submarina:

- Qualificação de risers para lâminas de água de 2.200 m, considerando a presença de CO<sub>2</sub> e altas pressões;
- Emprego de *risers towers* e *risers* de aço em catenária tipo *lazy wave*;
- Qualificação de linhas com isolamento térmico para lâminas de água de 2.200 m;
- Linhas de alta pressão para injeção de gás.

### Para garantir o escoamento da produção:

- Prevenção da formação de hidratos;
- Controle da deposição de parafinas;
- Controle de *scaling*;
- Obtenção de adequadas temperaturas ao longo das linhas.

Destaque-se, finalmente, que a presença de grande volume de gás associado no *cluster* implicará também importantes desafios, entre eles:

- Materiais para lidar com correntes de gás com alta concentração de CO<sub>2</sub>;
- Gasodutos de 18 polegadas de diâmetro a serem lançados em lâmina de água de 2.200 m;
- Distância da costa de cerca de 300 km;
- Possível emprego de gás natural liquefeito e gás natural comprimido;
- Utilização de tecnologia de conversão de gás em líquido.

ção. Em se mantendo o atual regime, sem alteração ou, quem sabe, com redução de alíquotas, a Petrobras e a indústria agradeceriam. Aliás, o país agradeceria. Podemos estar discutindo a viabilização do pré-sal, mas de que adianta ter o petróleo e o gás se não se consegue viabilizar projetos que os tragam às bombas de gasolina.

Aparte do que venha a ser decidido, o certo é que ninguém vai aceitar 'jogar o jogo' sem primeiro saber as suas regras. ■