

# Petróleo & Gás

INPI: 822 617 897 - 16

inside



Roberto Rosa / Banco de Imagens Petrobras

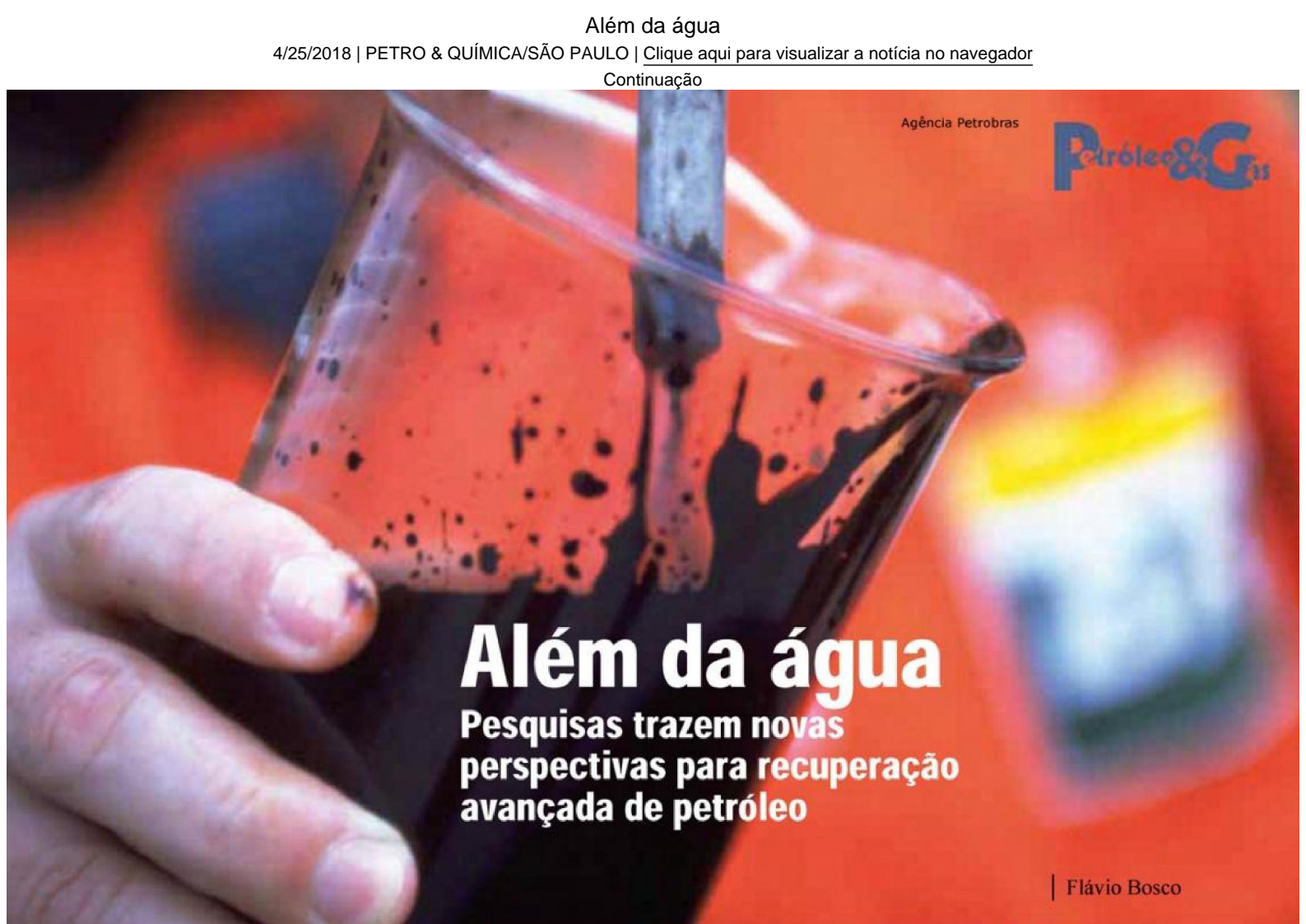
## Recuperação Avançada

Novas perspectivas além da injeção de água

Restauração de poços de petróleo  
submarinos devido a perdas de produção

Aplicação do método de Fetkovich na  
determinação de curvas de IPR futuras





# Além da água

## Pesquisas trazem novas perspectivas para recuperação avançada de petróleo

| Flávio Bosco

**N**a Universidade Federal do Rio Grande do Norte, um grupo de pesquisadores do Departamento de Engenharia Química estuda a injeção de microemulsões e nanoemulsões para aumento da recuperação em campos maduros. A ideia surgiu a partir das pesquisas com surfactantes e sistemas micro e nanoemulsionados – que têm ação superficial e alta capacidade de solubilização. Em laboratório, os testes têm apontado fatores de recuperação de 60% até 100%. Na **Universidade de Campinas**, a pesquisa envolve a injeção de polímeros – que tem como vantagem a antecipação da produção e redução dos volumes de água e solução injetados. A Statoil, parceira da Unicamp na pesquisa, planeja realizar um projeto piloto com essa técnica no campo de Peregrino, na Bacia de Campos.

Técnicas de recuperação avançada – ou recuperação terciária – têm potencial para aumentar o fator de recuperação dos reservatórios além dos percentuais obtidos com a injeção de água. Via de regra, as técnicas de recuperação secundária aumentam de 30% para 50% o volume de petróleo extraído de um campo – em alguns casos extraordinários, a injeção de água ou de gás pode chegar a 60%. As pesquisas mostrarão o real potencial que cada técnica de recuperação avançada terá para estender a vida útil de campos maduros.

A Petrobras adota essas técnicas de recuperação avançada há mais de 30 anos – a empresa já experimentou a injeção de polímeros e surfactantes, métodos microbiológicos, métodos

térmicos e injeção de gás miscível (hidrocarbonetos ou  $\text{CO}_2$ ). A que está em operação a mais tempo e com maior número de casos é a injeção de vapor em campos terrestres.

Na maioria dos campos, a opção é a injeção de água – que já se provou ser o mais econômico em manter a pressão do reservatório. Essa técnica de recuperação secundária é responsável pelos fatores de recuperação esperados para os campos de Roncador e Marlim, o segundo e o quinto de maior produção do país. Também é utilizada nos principais campos terrestres do país. Canto do Amaro, na Bacia Potiguar, possui mais de mil poços e produz cerca de 15 mil barris por dia – na última década a Petrobras investiu em injeção de água e adensamento da malha do campo. Carmópolis também possui mais de mil poços e produz atualmente 14,5 mil barris por dia. Canto do Amaro produz há 30 anos e Carmópolis desde 1963. No campo de Estreito, também na Bacia Potiguar, a Petrobras adota a injeção de vapor – considerando a área submetida, o fator de recuperação sem esta tecnologia seria de 5 a 10 vezes menor.

Os maiores percentuais de recuperação são encontrados nos campos de Lagoa Parda, na parte terrestre da Bacia do Espírito Santo, que chega a 58,4% com a reinjeção da água produzida, e Namorado, na Bacia de Campos, com 58,8% a partir da injeção de água do mar.

Nem sempre esses processos convencionais apresentam bons resultados. A água ou o gás injetados, além de tentar



manter a pressão do reservatório, empurram o óleo em direção aos poços produtores e ocupam o seu espaço dentro da rocha. Mas em reservatórios de óleo pesado, por exemplo, a água injetada transpassa o óleo e retorna à plataforma. Dependendo das características do campo, a razão água-óleo torna a operação economicamente inviável. Nas técnicas de recuperação avançada, o objetivo é alterar outras propriedades – reduzir a viscosidade do óleo através da injeção de vapor ou aumentar a viscosidade da água com a injeção de polímeros, por exemplo.

O sucesso da aplicação dessas técnicas depende não só do tipo de óleo armazenado, das propriedades do reservatório, ou das interações entre a rocha e os fluidos. A localização do campo – em terra ou em mar – a profundidade, temperatura e a pressão do reservatório também interferem no resultado final.

O gerente de Soluções Tecnológicas da Halliburton, Mauro Nunes, adverte que todas as informações sobre o comportamento do reservatório ou do campo precisam ser coletadas – e através de várias técnicas, qualquer alteração para melhorar a produção, aumentar o fator de recuperação e reduzir os custos operacionais podem ser alcançadas. “O método de recuperação terciária é necessário na maior parte dos reservatórios, mas, por vezes, para melhorar a eficiência e o deslocamento do varrido, pode ser economicamente inviável”.

Algumas técnicas foram desenvolvidas para contornar o problema. A Prevent Production of Unwanted Fluids - AICD tem por objetivo melhorar o desempenho e eficiência da completação através do equilíbrio da vazão de água e da produção do poço, e a Offshore Water Treatment Applications - Sea-Wave trabalha com o processo de eletrocoagulação e flotação induzida para quebrar as emulsões de óleo e água de modo a obter os parâmetros para descarte. “Para a gestão apropriada do reservatório, quando a manutenção da pressão é necessária e heterogeneidade e permeabilidade estão presentes, a tecnologia de Completação Inteligente - CI pode fazer a distribuição adequada de líquido injetado (água, gás ou ambos) nas respectivas zonas de interesse”.

Este processo pode ser extremamente desafiador caso se deseje a distribuição da quantidade adequada de água em cada zona, evitando que uma quantidade significativa de óleo possa ser deixada no reservatório. “Um perfil adequado de injeção e melhor eficiência de varredura são os principais desafios ao tentar alcançar fatores de recuperação razoáveis, com a existência de estruturas de alta permeabilidade, como fissuras, fraturas e zonas erodidas-out, o que tende a diminuir a eficiência de varredura de qualquer operação de injeção de água, gás ou polímero”.

No Brasil, essa tecnologia de Completação Inteligente já foi aplicada em mais de 50 poços. As técnicas de AICD e Seawave têm menos casos – a primeira foi aplicada em quatro poços, enquanto a Seawave tem sete unidades em trabalho. Nunes também destaca a Digital Oilfield – que integra dados de várias fontes em uma única plataforma – que implantada pela primeira vez na Bacia de Campos e hoje já conta com dez iniciativas. “O objetivo é, holisticamente, aumentar a efi-

ciência operacional, a produção e o fator de recuperação, com foco sempre no controle de custos”.

### Um novo campo em cada ponto percentual

Os campos maduros representam cerca de 40% da produção da Petrobras. Aumentar um ponto percentual o fator de recuperação em todos eles equivale a descobrir um campo de petróleo offshore de grande porte. No entanto, esta não é uma tarefa trivial. A escolha da técnica mais adequada ao reservatório demanda um grande esforço de pesquisa tecnológica e de gestão.

Na costa da Noruega a Statoil conseguiu elevar para mais de 60% o fator de recuperação nos campos de Statfjord e Oseberg. Algumas das técnicas utilizadas incluem poços avançados (multilaterais) e *infill*, satélites submarinos, sísmica 4D e injeção de água e gás. Em 30 anos, Statfjord já produziu 4,7 bilhões de barris de petróleo – entre 2012 e 2015, sua produção média aumentou, e o campo tem produção esperada até 2025; 1% de melhoria na recuperação representa mais de 60 milhões de barris de óleo equivalente.

Em comparação com os campos noruegueses, os campos brasileiros são bem mais novos – a estratégia, nesse caso, é manter o foco em Improved Oil Recovery - IOR, ou recuperação melhorada. “Muito do aumento de recuperação vem de técnicas relacionadas a perfuração, completação de poço e também do gerenciamento do reservatório (recuperação secundária). Técnicas de perfuração, como poços multilaterais, *infill* e poços de alcance estendido (ERW), bem como operações de perfuração customizadas e uso da injeção (água / gás) desempenham um papel crucial na obtenção de óleo adicional”, afirma a gerente de reservatório da Statoil, Maria Clara Costa.

No campo de Peregrino, na Bacia de Campos, a Statoil já adotou algumas das técnicas de IOR utilizadas na Noruega – três poços multi-laterais - MLT foram completados e estão em produção, dispositivos de controle de fluxo (ICD/AICD) estão sendo usados em vários poços, e desde 2014 a injeção de água nas camadas de reservatório de óleo tem um projeto piloto em funcionamento. A aquisição de dados sísmicos de banda larga está sendo utilizada para melhorar o planejamento de poços, previsão de ocorrência de reservatório e geosteering. Em Peregrino foi perfurado o mais longo poço de alcance estendido do Brasil, com um afastamento horizontal de 8.080 metros. “Há uma gama de possibilidades para explorar técnicas de IOR no país. Algumas das particularidades de cada campo podem não ser aplicáveis a outros, mas em geral as técnicas podem ser adaptadas para cada reservatório ou instalação”, ressalta Maria Clara.

O Centro de Pesquisa da Statoil no Brasil mantém parcerias com a **Unicamp** e com a PUC-Rio em cinco projetos que têm como objeto de pesquisa o uso a injeção de polímeros e o desempenho de bombas centrífugas (elétricas) submersíveis na presença de emulsões.

“As principais vantagens associadas a um bom projeto de injeção de polímeros referem-se especialmente à antecipação da produção e redução dos volumes de água/solução polimé-





rica injetados e produzidos”, explica a professora Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno, do Departamento de Engenharia do Petróleo da **Unicamp**.

A injeção de polímeros para a recuperação de petróleo é aplicada principalmente na China e no Canadá. No Brasil, além de Peregrino, experiências já foram realizadas nos campos de Canto do Amaro, Carmópolis, Buracica, Frade e Papa-Terra.

O grupo de pesquisa coordenado pela professora Rosângela desenvolve dois projetos: Métodos de recuperação de campos em águas profundas - injeção de polímero e Modelagem de reservatório para injeção de polímeros - simulação de pequena escala. O primeiro é voltado à caracterização do processo em laboratório – as propriedades da rocha de teste e dos fluidos de reservatório são analisadas e o fluido a ser injetado é projetado para que a razão de viscosidade alvo seja obtida. O estudo dos fenômenos associados ao escoamento de polímero através do meio poroso subsidia o time de modelagem do segundo projeto, que busca representar os fenômenos físicos associados à esse método de recuperação avançada.

### Nanotecnologia

Uma grande esperança para aumentar o fator de recuperação reside na nanotecnologia. Isso porque é nas redes de poros de escala nanométrica que reside uma quantidade significativa do petróleo.

No Laboratório de Nanoespectroscopia da UFMG, os pesquisadores irão utilizar a nanotecnologia para aumentar o volume de produção dos campos de petróleo – a Universidade fechou um convênio com a IBM Brasil, que já desenvolve estudos de nanociência e nanotecnologia e modelos computacionais focados na interação de materiais líquidos e sólidos. “Dentro desta colaboração, os pesquisadores da IBM e da UFMG vão desenvolver e aplicar em conjunto novos métodos de investigação experimental que envolvem instrumentação avançada científica, dispositivos integrados e técnicas de medição altamente sensíveis. Esta combinação permite investigar pela primeira vez, os processos físicos e químicos fundamentais que determinam como os líquidos são ligados a superfícies sólidas em nanoescala”, conta o gerente de pesquisa na área de Ciência & Tecnologia para Aplicações Industriais do Laboratório de Pesquisa da IBM Brasil, Mathias Steiner.

Um dos projetos de pesquisa da IBM, relacionado a interação da superfície com líquidos, já enfatizou a importância da abordagem da neurociência na recuperação de petróleo – no início do ano a empresa teve concedida uma patente nos EUA. Esse conhecimento se junta agora à experiência em instrumentação científica do Laboratório de Nanoespectroscopia para construção de equipamentos e métodos que viabilizem a pesquisa por novos materiais, conceitos de dispositivos e métodos de medição em nanoescala. Em última análise, a indústria irá se beneficiar desta pesquisa por meio de novas tecnologias de simulação e materiais funcionais que permitam estratégias específicas para extrair mais petróleo de cada reservatório.

### Start up

## Software para processamento de dados adquiridos através de Ocean Bottom Nodes

A crescente atividade de aquisição de dados sísmicos por meio da técnica conhecida como Ocean Bottom Nodes motivou a Petrec, uma spin off da Coppe/UFRJ, desenvolver um software para o processamento desse tipo de dados. “Como não havia um



*Josias (de camisa listrada): software já foi validado com dados do campo de Atlantis*

software comercial para o processamento desses conjuntos de dados, a Petrec submeteu uma proposta à Finep, no âmbito do edital de Subvenção Econômica, e atualmente a empresa possui um software de processamento de dados de Nodes. Nossas expectativas em relação ao mercado estavam corretas, pois a Petrobras adquiriu dados dessa natureza no Campo de Lula e, de acordo com o que a empresa tem sinalizado, em breve, Libra realizará este tipo de levantamento no Brasil”, comenta o diretor executivo da Petrec, Josias Silva.

Além de softwares de processamento sísmico, estudo de iluminação, controle de qualidade de dados sísmicos, atributos para realce de estruturas geológicas, tem em seu portfólio o Rock Lab – uma multiplataforma para gestão, visualização e análise de rochas e dados geofísicos. Também está desenvolvendo a atividade de aerogeofísica. Entre seus clientes estão a BGP e a Sinochem – para quem a Petrec está prestando serviços de caracterização de reservatórios carbonáticos (offshore) e não convencionais (onshore).

Os sensores nodes possuem elevada fidelidade vetorial, o que aumenta a capacidade de registrar os campos de ondas compressoriais e de cisalhamento – dados que podem ser usados conjuntamente para identificar o conteúdo de fluido da rocha. Com esses sensores são obtidas informações valiosas sobre a litologia e a saturação do reservatório. Além disso, o Nodes é capaz de atuar em águas profundas e ultra profundas para aumentar a eficiência de levantamento sísmicos 4D para monitoramento de reservatório.

O software desenvolvido pela Petrec é responsável pelo controle de qualidade da aquisição e o processamento dos dados através da técnica Reverse Time Migration - RTM. Soluções já disponíveis no mercado utilizam diferentes técnicas de processamento, como Phase Shift Plus Interpolation - PSPI. O trabalho teve início em 2011, relativo a fase de migração (RTM) e vem sendo aperfeiçoado para incluir outras etapas do processamento. Josias conta que o projeto foi desenvolvido com o intuito de otimizar o tempo entre a aquisição e o processamento dos dados, utilizando a metodologia de processamento Fast Track. A Geonunes e a Coppe foram parceiras desse desenvolvimento. O software já foi validado com dados reais adquiridos no campo de Atlantis, no Golfo do México, e está pronto para ser utilizado comercialmente.



Stéferson Faria

**Nome**  
Armando Cavanha Filho  
**Cargo**  
Professor da Fundação Getúlio Vargas – FGV

## Análise Adequando perfis

Fatores como o recente reduzido preço internacional do petróleo, a difícil situação econômica e política momentânea do país, os problemas de gestão e o forte endividamento da Petrobras pressionam para ajustes no sistema atual de Óleo e Gás (O&G) no Brasil.

Os regimes correntes acabaram se tornando um desafio em se gerenciar de forma completa e inteligível. Concessões, Partilha de Produção, Cessão Onerosa 1, Cessão Onerosa 2 e a própria criação da PPSA, adicionados a obrigação de a Petrobras participar com 30% nos investimentos e ser operadora única do pré-sal, geraram um desequilíbrio nos negócios de O&G brasileiro.

O governo vem retomando ações pontuais incentivadoras, visando dinamizar as atividades de O&G.

Os campos que se encontram nos limites da economicidade para a Petrobras, por seu tamanho e custos de estrutura, podem ser muito atrativos para empresas com perfis menores e com maior agilidade. Quase duas dezenas de campos no Nordeste compõem este conjunto que, se vendidos, gerariam caixa adicional para ajudar no complexo tema de alto endividamento de curto e médio prazos da empresa. Para os compradores, pode ser uma entrada singela e promissora para voos mais altos após o domínio completo do conhecimento e gestão desta cadeia de valor de ativos de O&G. Por vezes, o somatório possível de produção destes campos pode significar apenas um poço em pré-sal – 5, 10 ou 20 mil barris por dia. Mas para quem tem custos de estrutura reduzidos, podem ser altamente rentáveis. E, com isto, o país poderia continuar gerando empregos, fabricação local, serviços especializados, além

de recolhimento de impostos e movimentação financeira. Além de óleo, há também capacidade de produção de gás, o que tem elevado valor regional, incluindo consumo industrial, energia elétrica, etc. Esta venda de Campos terrestres da Petrobras pode ser um início de quebra de paradigma industrial no país.

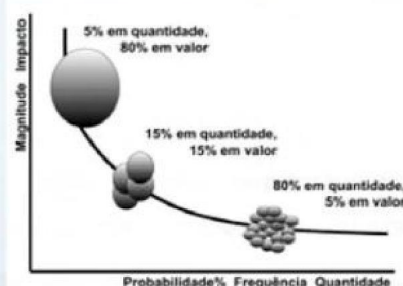
Também, neste esforço para a retomada de atividades em O&G no país, foi editada a Resolução Nº 2, de 3/3/2016, que autoriza a ANP a prorrogar os prazos de vigência dos Contratos de Concessão firmados por ocasião da Rodada Zero, em 1998. Estas renovações asseguram novos estudos e compromissos de novos investimentos, para um prazo máximo de vinte e sete anos.

Esta resolução também propõe a prorrogação da vigência do regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural – Repetro (Decreto nº 6.759, de 5/2/2009), sistema de suspensão de impostos federais para topside e subsea, nem tão simples de se entender e operacionalizar, e que convive com impasses de impostos estaduais há décadas. Mas é relatado por operadores e fornecedores como atrativo, desonerando a fase de investimento sem receita, alargando a quantidade de viabilidade de Campos nem sempre inicialmente viáveis.

O CNPE autorizou a ANP, por meio da Resolução nº 01/2015, 09.06.2015, a realizar a 13ª Rodada de Licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural e de áreas inativas com acumulações marginais, separadas em duas etapas, sendo a primeira relativa a blocos exploratórios e a segunda relativa a áreas inativas com acumulações marginais.

O objetivo é ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, oferecendo oportunidades a pequenas e médias empresas, dinamizando parte da indústria de O&G local. A multiplicidade de operadores, de tamanhos e capacidades diversas, faz com que a distribuição (lognormal) de tamanho e frequência de

campos seja integralmente atendida, maximizando o valor para o Estado. A curva Lognormal representa a distribuição equilibrada da natureza em que grandes acumulações são de aparecimento menos frequente, enquanto pequenas acumulações são de alta frequência. É razoável se pensar que grandes empresas procurem grandes acumulações, pois são riscos e investimentos maiores. Enquanto as pequenas empresas se detêm em acumulações menores, em maiores quantidades, com riscos e investimentos menores também.



A 13ª rodada de licitações de blocos exploratórios, realizada em 2015, teve oferecidos 266 blocos, em 22 setores de 10 bacias sedimentares, sendo 37 foram arrematados. A Petrobras não fez ofertas. Não importa muito a estatística de resultados, mas sim a frequência e a oferta, a sinalização de que o país deseja conceder áreas para trabalho, quer a indústria funcionando e gerando emprego, investimentos e lucros.

E, por fim, o Governo Federal emitiu, em 18/01/2016, o Decreto nº 8.637 que institui o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor). O Decreto visa aprimorar a política de Conteúdo Local do setor de óleo e gás. O objetivo é discutir mecanismos de desoneração do custo de produção e na atratividade do investimento no setor.

O Pedefor tem como objetivo o incentivo aos fornecedores da cadeia do petróleo e gás no País, a partir da valorização pela política de conteúdo local de um percentual de conteúdo local superior ao efetivamente existente para os bens, serviços e sistemas de caráter estratégico.

Os dois pontos mais relevantes desta ação são a contabilidade adicional de conteúdo local para itens de bens e serviços exportados e a adição de conteúdo local aos módulos e unidades que tenham tido engenharia básica no país.

É bem verdade que estas iniciativas, apesar de importantes e boas, são atenuantes temporais. Há um modelo conceitual geral que necessita ser repensado. Não se pode criar regimes e empresas estatais a qualquer momento, gerar incertezas a investidores, mudar regras ao longo dos negócios. Regra firmes, simples e estáveis atraem capital de risco em maior quantidade em qualquer lugar do mundo.