

Publisher Publicista  
Jean-Paul Prates  
jpprates@pennwell.com.br

Diretoria Editorial Directoría Editorial  
Marcia Fialho editor.ogjla@pennwell.com.br

Diretoria Comercial Directoría Comercial  
Marcia Fialho  
marcia.fialho@pennwell.com.br

Editorias Locais Editorias Locales  
América Central • Argentina • Bolívia • Brasil • Colombia • Ecuador •  
Perú • Trinidad & Tobago/Caribe • Venezuela

Gestão Administrativa e Financeira  
Gestión Administrativa y Financiera  
Rafaela Mesquita Prates rmprates@pennwell.com.br

Gestão de Assinaturas e Circulação  
Gestión de Suscripciones y Circulación  
Anderson Motta anderson@pennwell.com.br

Design Diseño  
Mary Paz Guillén  
marypaz@marypaz.com.br

Envio de Artigos Técnicos  
Envío de Artículos Técnicos  
Qualquer Trabalho técnico ou correspondência para esta revista  
deven ser enviados para o email contato@pennwell.com.br.  
Cualquier trabajo tecnico o correspondencia para esta revista  
deben ser enviados para el email contato@pennwell.com.br.

Parceiros Editoriais Alianzas Editoriales



Contatos Comerciais  
Contactos Comerciales  
América Latina (incl. Brasil)/América Central/Caribe/México  
Marcia Fialho • marcia.fialho@pennwell.com.br • +5521 2533-5703  
Estados Unidos/Canadá  
Charlene Burman • cburman@pennwell.com • 713-963-6274  
Marlene Breedlove • marleneb@pennwell.com • 713-963-6293  
David Davis • davidd@pennwell.com • 713-963-6206  
Bailey Simpson • baileys@pennwell.com • +1 713 963 6286  
França/Bélgica/Espanha/Portugal/Suíça (Sul)/Mónaco/Norte da África  
Francia/Bélgica/España/Portugal/Suiza (Sur)/Mónaco/Norte de África  
Daniel Bernard (Prominter) • danielb@pennwell.com  
+33 01 3071 1224

Inglaterra  
Carole Winstanley • adbiz Media • adbizmedia@btconnect.com  
+44 (0) 1224 791178  
Escandinávia/Holanda/Oriente Médio  
Escandinavia/Holanda/Medio Oriente  
David Betham-Rogers • davidbr@pennwell.com • +33.2.33.282584  
Itália  
Vittorio Rossi Prudente • vrossiprudente@hotmail.com • +39 049 72 3548  
Alemanha/Suíça/Leste Europeu/Dinamarca/Austria/Rússia  
Alemania/Suiza/Europa del Este/Dinamarca/Austria/Rusia  
Andreas Sicking • wilhelms@pennwell.com • +49 0201 77 9861

Japão  
Manami Konishi • manami.konishi@ex-press.jp • +81 3 3556 1575  
Masaki Mori • masakimori@ex-press.jp • +81 3 3556 1575  
Cingapura/Austrália/Ásia-Pacífico  
Singapur/Australia/Asia-Pacifico  
Michael Yee • yfyee@singnet.com.sg • +65 9616 8080

Índia  
Rajan Sharma • Interads Limited • rajan@interadsindia.com  
rajan@interadsindia.com

Nigéria  
Dele Olaoye • q-she@inbox.com • + 234 805 687 2630

Webcasts & Serviços de Mídia Digital  
Webcasts & servicios del medios digitales  
Anderson Motta • anderson@pennwell.com.br • +5521 2533 5703  
Mike Moss • mikem@pennwell.com • +1 713 963 6221  
Guy Bills • guyb@pennwell.com • +1 713 963 6208  
Vendas Publicitárias (Impresso & Online)  
Vendas Publicitarias (Impreso y Online)  
Marcia Fialho • marcia.fialho@pennwell.com.br • +55 21 2533 5703  
Glenda Harp • gendah@pennwell.com • + 1 918 832 9301

www.ogjla.com.br

Produção Producción



Rua da Ajuda, 35 - 13º andar  
Centro - 20040-000 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
(55 21) 2533 5703 - contato@pennwell.com.br  
www.expetro.com.br | www.pennwell.com.br

Corporate Headquarters  
1421 S. Sheridan Rd.  
74112 Tulsa, OK

## SUMÁRIO

## SUMARIO

Foto: Agência Petrobras de Notícias



FPSO Cidade de São Vicente.

### 4 RELATÓRIO ESPECIAL

A crise internacional e a indústria do petróleo na América Latina

### 7 INFORME ESPECIAL

La crisis internacional y la industria de petróleo en América del Sur

### 12 POLÍTICA & MERCADO

Enquanto a nova regulamentação não vem

Petrobras quer produzir 1,8M/b/dia em 2020

### 14 POLÍTICA & MERCADO

Mientras no aparecen las nuevas reglas del sector

Petrobras quiere producir 1,8M/b/dia em el 2020

### 16 OPINIÃO

O pré-sal e os desafios da unitização

### 18 OPINIÓN

El presal y los desafios de la unitización

## Seções

2 Curtas  
20 Agenda

## Secciones

2 Cortas  
20 Agenda

## Glossário de Unidades

l = litro  
m<sup>3</sup> = metro cúbico  
b = barril de petróleo  
t = tonelada métrica  
h = hora; d = dia; a = ano  
Btu = British thermal unit  
M = mil (10<sup>3</sup>)  
MM = milhão (10<sup>6</sup>)  
B = bilhão (10<sup>9</sup>)  
MW = megawatt  
MWh = megawatt hora

## Glosario de Unidades

l = litro  
m<sup>3</sup> = metro cubico  
b = barril de petróleo  
t = tonelada metrica  
h = hora; d = día; a = año  
Btu = British thermal unit  
M = mil (10<sup>3</sup>)  
MM = millón (10<sup>6</sup>)  
B = mil millones (10<sup>9</sup>)  
MW = megawatt  
MWh = megawatt hora

## ProInter

Com o objetivo de fortalecer a cadeia produtiva de petróleo, foi firmada uma parceria estratégica entre a Organização Nacional da Indústria do Petróleo (Onip), Petrobras, Apex-Brasil, Prominp e Federação das Indústrias do Rio de Janeiro (Firjan) denominada ProInter – P&G -Programa de Internacionalização da Cadeia Produtiva de Petróleo e Gás.

O ProInter será voltado para pequenas e médias empresas e terá como foco a inserção da indústria brasileira no mercado internacional. As empresas contarão com o apoio de cursos para capacitação técnica, consultorias especializadas em comércio exterior, participação em feiras internacionais e divulgação de oportunidades de negócios.

## Petrobras/Schlumberger

A Petrobras e a Schlumberger - empresa franco-americana da área de suprimentos em tecnologia e soluções para a indústria de petróleo e gás - assinaram acordo de cooperação tecnológica voltado para pesquisa e desenvolvimento dos reservatórios no pré-sal. Foram negociados quatro projetos de pesquisa: tecnologias eletromagnéticas para melhorias na caracterização de reservatórios profundos; tecnologias de análises de dados sísmicos, também para melhorar a caracterização de reservatórios; tecnologias de ressonância magnética nuclear, destinadas à caracterização de reservatórios complexos; e sensores eletroquímicos de H2S. Além disso, há, ainda, outros seis projetos sendo negociados. O acordo tem duração de três anos, podendo ser renovado por igual período. A Petrobras prevê investir cerca de US\$ 10 milhões nos projetos.

Segundo informações da Petrobras, a carteira de projetos estabelecida a partir do acordo de cooperação tecnológica entre as duas empresas resultará na implantação, em 2010, do centro de pesquisas da Schlumberger no Rio de Janeiro, na Ilha do Fundão. Esse centro fará parte da rede de excelência tecnológica da empresa e será o primeiro implantado no hemisfério sul. A rede de excelência é composta por 13 centros espalhados pelos mais diversos países, tais como Noruega, Estados Unidos, Arábia Saudita, Canadá e Cingapura.

Fonte Agência Petrobras de Notícias

## Rolls-Royce

A Rolls-Royce assegurou um contrato de £38 milhões (US\$ 57 milhões) para o fornecimento de um novo sistema de manuseio de âncoras, capaz de fixar plataformas de petróleo flutuantes a 3.000 metros de profundidade.

O novo sistema, desenvolvido em função do crescimento da exploração de petróleo em águas profundas no Brasil, será aplicado em duas embarcações que vão operar plataformas da Petrobras.

As embarcações estão atualmente sendo construídas pela STX Brasil Offshore e cada uma terá mais de mil toneladas de equipamento Rolls-Royce.

## ProInter

Con el objetivo de fortalecer la cadena productiva de petróleo, la Organización Nacional de la Industria del Petróleo (Onip), Petrobras, , Apex-Brasil, Prominp y la Federación de Industrias del Estado de Rio de Janeiro (Firjan) firmaron una asociación denominada ProInter - P&G -Programa de Internacionalización de la Cadena Productiva de Petróleo y Gas.

El ProInter estará volcado a pequeñas y medianas empresas y tendrá como objetivo central la inserción de la industria brasileña en el mercado internacional. Las empresas contarán con el apoyo de cursos de capacitación técnica, consultorías especializadas en comercio exterior, participación en ferias internacionales y divulgación de oportunidades de negocios.

## Petrobras/Schlumberger

Petrobras y Schlumberger - empresa franco-americana del área de abastecimientos en tecnología y soluciones para la industria del petróleo y gas -firmaron un acuerdo de cooperación tecnológica orientado a la investigación y el desarrollo de reservorios en el presal. Fueron negociados cuatro proyectos de investigación: tecnologías electromagnéticas para mejoras en la caracterización de reservorios profundos; tecnologías de análisis de datos sísmicos, también para mejorar la caracterización de reservorios; tecnologías de resonancia magnética nuclear, destinadas a la caracterización de reservorios complejos; y sensores electroquímicos de H2S. Además de eso, también existen otros seis proyectos que están siendo negociados. El acuerdo tiene una duración de tres años, pudiendo ser posteriormente renovado por otros tres años. Petrobras prevé invertir cerca de US\$10 millones en los proyectos.

Según información divulgada por Petrobras, la cartera de proyectos establecida a partir del acuerdo de cooperación tecnológica entre las dos empresas resultará en la implementación, en 2010, del centro de investigaciones de Schlumberger en Rio de Janeiro, en la Ilha do Fundão. El centro hará parte de la red de excelencia tecnológica de la empresa y será el primero de su tipo establecido en el hemisferio sur. La red de excelencia está compuesta por 13 centros distribuidos entre los más diversos países, tales como Noruega, Estados Unidos, Arabia Saudita, Canadá y Singapur.

Fonte: Agencia Petrobras de Notícias

## Rolls-Royce

Rolls-Royce obtuvo un contrato de £38 millones (US\$ 57 millones) para la provisión de un nuevo sistema de manipulación de anclas, capaz de fijar plataformas de petróleo flotantes a 3.000 metros de profundidad.

El nuevo sistema, desarrollado en función del crecimiento de la exploración de petróleo en aguas profundas en Brasil, será aplicado en dos embarcaciones que van a operar plataformas de Petrobras.

Las embarcaciones están actualmente siendo construidas por STX Brasil Offshore y cada una de ellas contará más de mil toneladas de equipos de Rolls-Royce.

## Locar

A Locar, empresa de locação de máquinas pesadas, investiu cerca de R\$1000 milhões na aquisição de embarcações especializadas (rebocadores, balsas) para operar no segmento de E&P. A empresa pretende dobrar este investimento até 2011 tendo em vista o mercado crescente. Além de E&P, a Locar também pretende prestar serviço de apoio no Comperj, assim como em outros projetos dentro deste segmento. Segundo a empresa, a intenção é aproveitar a alta demanda do mercado de petróleo em alta.

## Westlock Brasil

A Westlock Brasil foi nomeada filial responsável pelos serviços de vendas, marketing e engenharia de aplicação para o território mexicano, conforme orientação da matriz, nos EUA. A decisão foi em função da renovação da equipe da filial brasileira e do crescimento dos negócios em toda América Latina.

## Locar

Locar, empresa de arrendamiento de máquinas pesadas, ha invertido R\$ 100 millones en la adquisición de embarcaciones especializadas (remolcadores, balsas) para operar en el segmento de E&P. Teniendo en vista el mercado creciente, la empresa pretende duplicar esta inversión de aquí al 2011. Además de E&P, Locar también pretende prestar servicios de apoyo en el Comperj, así como en otros proyectos dentro de ese segmento. Según la empresa, la intención es aprovechar la alta demanda del mercado de petróleo en alza.

## Westlock Brasil

Westlock Brasil ha sido nombrada responsable por los servicios de ventas, marketing e ingeniería de aplicación para el territorio mexicano, conforme la orientación de la matriz, ubicada en los EUA. La decisión fue tomada en función de la renovación del equipo de la filial brasileña, así como del crecimiento de los negocios en toda América Latina.

# OIL & GAS JOURNAL LATINOAMERICANA



Este é o décimo-quarto ano da edição latinoamericana da mais importante publicação internacional da indústria do petróleo: o Oil & Gas Journal.

A Oil & Gas Journal Latinoamericana, sua edição continental, é bimestral e editada em espanhol e português, com cobertura exclusivamente voltada para o mercado latino-americano. É editada, produzida e distribuída a partir do Brasil para mais de 10.000 assinantes dos quais 80% domiciliados na região e 20% na América do Norte (gerentes e diretores encarregados das operações na América Latina).

A Oil & Gas Journal Latinoamericana é o veículo ideal para as empresas que desejam se comunicar com a América Latina, com foco e sem perder abrangência.

Para saber as oportunidades especiais para veicular anúncios nas próximas edições da OGJLA:

Márcia Fialho - (55 21) 2533 5703 - 92408198 - 81532309, marcia.fialho@pennwell.com.br ou pennwell@pennwell.com.br



## A crise internacional e a indústria de petróleo na América do Sul

Peter Howard Wertheim

eventual colapso no fornecimento de energia nos próximos 15 anos.

“Precisamos de um consumo mais racional e eficiente da energia, mas temos que ser conscientes de que em matéria de desenvolvimento energético em cinco anos vamos começar a sofrer como consequência do que não fizemos hoje. Devemos

avançar, de maneira conjunta, na definição da agenda energética da região para os próximos anos,” enfatizou o brasileiro Milton Costa Filho, presidente do diretório da Arpel.

Analistas acreditam que o setor de energia na América do Sul ainda pode sofrer grandes mudanças e que é difícil prever como o processo de integração será afetado pela crise global.

Um dos fatores que complicam as análises, além das crises e gargalos locais, é a influência de fatores externos, como a maior demanda de países de fora da região competindo por recursos. O outro fator que ainda pode mudar o cenário atual é a descoberta de novas reservas de petróleo no Brasil.

### Venezuela: estatização e exportação

Na Venezuela a estatal Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) continua engessada, com seus recursos mais voltados para financiar a agenda do programa de expansão da influência do Presidente Hugo Chávez do que para expandir operações.

A PDVSA é a maior companhia de petróleo da América Latina e a maior exportadora do produto no hemisfério ocidental. A Venezuela, além de ser um membro fundador, é o quinto maior produtor integrado à Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

A Faixa do Orinoco, na Venezuela, é considerada como uma das maiores reservas do planeta, estimada pela Agência Internacional de Energia (EIA) em 1,3 trilhões de barris de petróleo extra-pesado. A PDVSA afirma que encerrou 2008 com reservas provadas de 172 bilhões de barris.

Mesmo assim, a média da produção de petróleo caiu de 2,76 milhões de barris diários em janeiro de 2007 para 2,36 milhões em 2008, segundo a EIA. Os números oficiais venezuelanos para 2008

são mais elevados: entre 2,9 milhões e 3,2 milhões de barris por dia.

Alguns analistas estimam que em 2009 a produção venezuelana poderá ser inferior a 2 milhões de barris/dia, o que seria o nível mais baixo em 20 anos.

Outros consideram que o valor das exportações ficou reduzido, pelo menos em mais de 50% no primeiro trimestre deste ano, em relação ao mesmo período de 2008, devido à queda no preço do produto. Esse ano a empresa ainda não divulgou seus dados estatísticos comerciais.

Em 2007, na Faixa do Orinoco, o governo já havia decretado um sistema misto entre a estatal PDVSA e as empresas estrangeiras privadas, sendo que o Estado passou a ser detentor de pelo menos 60% das ações. A decisão levou as gigantes Exxon Mobil e ConocoPhillips a abandonar as atividades no país.

Além disso, analistas estimam que a produção de petróleo do país diminuiu recentemente, devido à retirada de equipamentos de empresas prestadoras de serviço, como consequência da estatização do setor.

Desde 2008 Chávez decretou a nacionalização parcial ou total, com indenização, sobre bens e serviços que por mais de duas décadas estiveram sob controle de empresas estrangeiras e privadas em diversas regiões do país.

A agência de notícias *Bloomberg* estima, sem citar fontes, que a produção pode ter caído até 8,4% em abril, em relação ao mesmo mês de 2008. Ou seja, além de receber menos pelo petróleo que exporta, a Venezuela pode estar exportando menos.

Segundo o Ministro de Energia e Petróleo, Rafael Ramírez, após a aprovação da Lei de Descentralização “85% das atividades ligadas ao setor dos hidrocarbonetos até então em mãos de empresas que terceirizavam o serviço, passaram para o controle do Estado”.

O ministro se referia a 300 lanchas, 30 rebocadores, 39 terminais e 5 diques de estaleiros, somando uma expropriação parcial ou total de 60 empresas que utilizavam estes bens. Segundo o ministro, todas as companhias serão indenizadas.

Ao menos 8,000 operários a serviço de empresas privadas passaram a ser funcionários da PDVSA, o que reverte para a economia uma fração anual de US\$ 700 milhões.

Outro exemplo de nacionalização da indústria petrolífera ocorreu no Lago de

Maracaibo, na região Oeste do país, onde atuava, entre outras estrangeiras, a norte-americana Williams Companies. A empresa possuía três instalações de compressão de gás na Venezuela com um valor estimado em mais de US\$ 324 milhões.

Mesmo desestimuladas, pelo menos 19 empresas, incluindo algumas *majors*, demonstraram interesse em participar do projeto Carabobo que, com investimentos entre US\$ 25 e US\$30 milhões poderia produzir um excedente de 800,000 barris/dia.

O efeito da crise na Venezuela é muito forte porque o petróleo responde por entre 90% e 95% das exportações do país e por mais de 50% das receitas do Estado venezuelano.

### Negócio da China

A Petrobras, por outro lado, teve um de seus melhores anos em 2008. Na era do crescimento, o presidente da Petrobras, José Sérgio Gabrielli, afirma que a empresa deverá se tornar uma das cinco maiores petrolíferas do mundo até 2020 se cumprir com o plano estratégico de investir US\$ 174,4 bilhões para ampliar a produção de petróleo e gás.

Para financiar parte desse plano ambicioso a Petrobras recentemente obteve um empréstimo de US\$10 bilhões junto ao Banco de Desenvolvimento da China. “O empréstimo será usado para financiar os investimentos, incluindo a compra de bens e serviços de empresas chinesas”, disse em nota a Petrobras.

No total, 13 acordos cobrindo áreas científicas, espaciais, legais e relativas a portos e produtos agrícolas foram assinados pelo Presidente Luiz Inácio Lula da Silva e pelo Presidente chinês, Hu Jintao durante visita de Lula a China.

A área brasileira do pré-sal é a fronteira mais promissora para o mercado de petróleo fora da Opep, afirmou a AIE em um relatório mensal divulgado recentemente. Segundo a agência, as descobertas no pré-sal vêm se provando como as maiores dos últimos 30 anos.

Durante a comemoração do primeiro óleo do teste de longa duração em Tupi, João Antonio de Moraes, coordenador geral da Federação Única de Petroleiros (FUP) afirmou em seu discurso que as reservas no pré-sal poderiam somar de 80 a 100 bilhões de barris.

Prudentemente, a Petrobras constantemente afirma que ainda faltam

muita exploração e pesquisas geológicas para fazer tais afirmações.

Moraes se referiu a toda a extensão da formação geológica abaixo da camada de sal que está sendo explorada e que se estende por 800km desde o litoral de Santa Catarina até o do Espírito Santo com uma largura média de 200km. Só a mega reserva de Tupi tem um volume estimado entre 5 e 8 bilhões de barris.

### “Obama quer importar petróleo do Brasil”

Na edição do dia 9 de março, o jornal espanhol *El País* informou que a administração do presidente norte-americano Barack Obama já deixou clara sua vontade de aumentar consideravelmente as importações do petróleo brasileiro. “Washington vê as reservas do pré-sal como uma salvação para sua dependência da Venezuela”, afirmaram fontes do jornal em Brasília.

O Brasil e os Estados Unidos (EUA) têm mantido contatos informais com intenção de fechar, no futuro, um acordo comercial para elevar o fluxo de importação de petróleo e derivados brasileiros. Os EUA consomem mais de 20 milhões de barris/dia e produzem apenas 8,5 milhões.

**HELIPORTUGAL**  
SINCE 1982

DO YOU NEED OFFSHORE SUPPORT?  
HELIPORTUGAL GIVES YOU  
THE RIGHT SOLUTION,  
THE RIGHT HELICOPTERS,  
THE RIGHT SERVICE,  
THE RIGHT SAFETY,  
AT THE RIGHT PRICE.

#### Our Fleet in 2009:

6 x Dauphin AS365N  
3 x Dauphin AS365N1  
3 x Dauphin AS365N3 (new)  
3 x AW139 (new)

Please enquire for availability:

Tel: +351 21 448 91 13  
Fax: +351 21 448 91 18  
E-mail: [pedro.silveira@sil.pt](mailto:pedro.silveira@sil.pt)  
Web: [www.heliportugal.pt](http://www.heliportugal.pt)

**HELIPORTUGAL**  
SINCE 1982





Se concretizado um acordo comercial, algo que hoje parece muito provável e depende unicamente do Brasil, diz o El País, a consequência direta seria o deslocamento da Venezuela do mercado de energia norte-americano.

“Agora, mais do que nunca, estamos no radar dos norte-americanos, já que existe uma certa preocupação com alguns setores deste governo com o que acontece nesta zona de produção petrolífera”, disse uma fonte próxima ao presidente Lula, segundo o jornal. E isso seria uma reação as frequentes ameaças que os EUA recebem da Venezuela devido a dependência do petróleo exportado pelo país, afirma o El País.

Analistas americanos também apontam para a importância de diminuir a excessiva dependência americana do petróleo oriundo do Oriente Médio, uma região politicamente instável.

Mesmo descontadas as descobertas mais recentes, que ainda estão em fase de pesquisa, a Petrobras estima que sua produção de óleo cru passará dos atuais 1,85 milhão diários para 2,81 milhões em 2015.

Considerando que para 2015 ano a demanda local está estimada em 2,3 milhões de barris diários, o País terá cerca de 500 mil barris excedentes para exportar.

### Novos investimentos para o gás

Em futuro próximo as novas descobertas de gás permitirão ao Brasil reduzir significativamente sua dependência do gás natural fornecido pela **Bolívia**, onde a falta de investimentos também preocupa.

O governo boliviano já admitiu que a produção de gás do país chegou ao máximo, em virtude da falta de novos investimentos depois da nacionalização do petróleo decretada pelo presidente Evo Morales em 2006.

A petrolífera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) é a segunda maior produtora de gás natural na América do Sul depois da PDVSA.

Recentemente a YPFB informou que firmou acordos com 13 empresas do ramo, entre elas duas unidades da Petrobras, para aumentar a produção de gás natural em 3,68 milhões de m<sup>3</sup> diários, dos 41 milhões atuais para 44,68 milhões de m<sup>3</sup> por dia até o final do ano.

As empresas que assinaram os acordos são Petrobras Bolívia, Petrobras Energía, Repsol YPF, YPFB-Andina, YPFB-Chaco, BG Bolívia, Total E&P, Mapetrol, Orca, Canadian, Plus Petrol, Vintage e Don Wong.

O presidente da YPFB, Carlos Villegas, explicou que os acordos com estas petrolíferas cobrem três âmbitos: a entrega, o procedimento de pagamentos e a reprogramação dos planos de desenvolvimento.

“Os três acordos estão orientados a garantir o aumento da produção”, explicou o presidente da estatal em declarações publicadas no jornal boliviano *La Razón*. Villegas também afirmou que o contrato prevê sanções para as empresas que não cumprirem com as quantidades estipuladas de entrega.

A Bolívia tem sua maior fonte de divisas no gás natural e a situação por enquanto continua estável porque recentemente o Brasil aumentou a demanda de gás boliviano para cerca de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia, enquanto que a Argentina continuará importando um mínimo de 4 milhões de m<sup>3</sup>/dia até o final do ano.

### A expansão como solução

Outro país da região que depende igualmente de um único produto e foi muito afetado pela crise global foi o **Equador**,

onde o petróleo responde por 50% do total das exportações e as vendas externas caíram 37% neste primeiro trimestre.

Ecopetrol, a maior companhia da **Colômbia**, e que concentra mais de 60% da produção de petróleo do país, com 447,000 barris/dia em média, agora também tem atividades de prospecção e produção de hidrocarbonetos no Brasil e no Peru.

A companhia colombiana está participando em projetos nas bacias de Campos, Santos e Pará-Maranhão, em conjunto com empresas como a Petrobras, a Vale e a Petrogal. Recentemente assinou um acordo de participação de 50% no bloco BM-C-29 com a americana Anadarko.

A concessão está localizada em águas rasas da Bacia de Campos em profundidades de água entre 30m e 100m, tem uma área de 179 km<sup>2</sup> e se encontra em fase de prospecção.

A maior empresa da América Latina em vendas é a Petróleos Mexicanos (Pemex). No entanto, o ano passado não foi muito bom para a estatal do **México**. A Pemex registrou um prejuízo de US\$ 7,16 bilhões em 2008, uma perda seis vezes superior à sofrida em 2007. A queda do peso em relação ao dólar gerou um prejuízo de US\$ 7,55 bilhões somente no quarto trimestre.

Um dos grandes problemas enfrentados pela Pemex é a escassez de recursos para investimentos na expansão de suas operações, já que a estatal exerce um monopólio rígido, o que restringe o interesse de empresas privadas e internacionais de investir em exploração, produção e novas tecnologias.

Esta situação tem causado declínio de reservas de petróleo e diminuição no volume de produção no México.

Na **Nicarágua**, no final do ano passado, a companhia canadense Nothwoods Resources anunciou a descoberta de uma jazida de 438 milhões de barris de petróleo em San Bartolo, no município de San Rafael del Sur.

Segundo um comunicado da empresa, noticiado pelo jornal *Nuevo Diálogo*, as pesquisas realizadas “devem ser medidas com precisão através de provas geofísicas e geotérmicas, para que possam ser assumidas do ponto de vista econômico”.

A companhia Northwoods realiza explorações tanto em terra firme como no mar, na zona do Oceano Pacífico, onde desde 2004 tem a concessão de uma zona costeira com 3.423km<sup>2</sup>.

## La crisis internacional y la industria de petróleo en América del Sur

Peter Howard Wertheim

En 2008, bajo el impacto de la crisis mundial, las ventas de las 50 mayores compañías abiertas de América Latina retrocedieron un 6,29%. De acuerdo a un estudio de la empresa de consultoría Económica, la facturación líquida combinada de esas compañías disminuyó a US\$ 506.310 millones, en comparación con los 540.290 millones registrados en 2007.

Como cinco empresas de petróleo y gas concentran el 24,3% (US\$ 123.270 millones) del total de la facturación de las 50 mayores empresas, este sector fue considerado como el más representativo. Lo cierto es que en 2008 la industria petrolífera registró un aumento del 0,99% en las ventas con relación al año 2007.

Las empresas brasileñas respondieron por el 56,5% del universo investigado y, en realidad, sin Petrobras – que concentró el 74,67% de la facturación del sector - las industrias de petróleo y gas habrían pasado de la primera ubicación a la octava posición.

Con relación a las 50 mayores compañías de América Latina, Petrobras respondió, en 2008, por el 18,18% del total de la facturación, lo que representa un 0,36% más que en 2007. Considerando el total de la facturación de las empresas brasileñas incluidas en la investigación, en 2008 Petrobras respondió por el 32,2%.

Para evaluar la situación del sector frente a la crisis internacional, se reunieron a fines de abril, en Punta del Este, Uruguay, casi 30 compañías de petróleo y gas de América Latina y del

Caribe, que representan más del 90% de las operaciones del sector en la región.

Durante la conferencia, organizada por la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en América

Latina y el Caribe (Arpel), las empresas les pidieron a los gobiernos de la región que mantengan las inversiones en el sector, a fin de evitar un eventual colapso en la provisión de

energía durante los próximos 15 años.

“Necesitamos un consumo de energía más racional y eficiente, pero tenemos que ser conscientes de que en materia de desarrollo energético, en cinco años vamos a comenzar a sufrir como consecuencia de los que no hagamos hoy. Debemos avanzar, de manera conjunta, en la definición de la agenda energética de la región de los próximos años” enfatizó el brasileño Milton Costa Filho, presidente del directorio de Arpel.

Los analistas creen que el sector de energía en América del Sur todavía puede sufrir grandes cambios y que es difícil prever de qué manera el proceso de integración se verá afectado por la crisis global.

Uno de los factores que complican los análisis, más allá de las crisis y obstáculos locales, es la influencia de factores externos, tales como la mayor demanda de países de fuera de la región que compiten por recursos. Otro de los factores que todavía puede cambiar el escenario actual es el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo en Brasil.

### Venezuela: estatización y exportación

En Venezuela, la compañía estatal Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) continúa estancada. Sus recursos se encuentran más orientados al financiamiento de la agenda del programa de expansión de la influencia del Presidente Hugo Chávez que a la expansión de las operaciones.

PDVSA es la mayor compañía de petróleo de América Latina y la mayor exportadora de ese producto en el hemisferio occidental. Venezuela,

además de ser un miembro fundador de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), es también el quinto mayor productor de esa organización.

La Faja del Orinoco, en Venezuela, está considerada como una de las mayores reservas del planeta, y según cálculos de la Agencia Internacional de Energía (EIA), la misma posee 1,3 billones de barriles de petróleo extra pesado. PDVSA afirma que concluyó el año 2008 con reservas probadas de 172.000 millones de barriles.

Aún así, según la EIA, el promedio de producción de petróleo cayó de 2,76 millones de barriles diarios en enero de 2007 a 2,36 millones en 2008. Los números oficiales provistos por Venezuela correspondientes a 2008 son más elevados: entre 2,9 millones y 3,2 millones de barriles por día.

Algunos analistas calculan que en 2009, la producción venezolana podría llegar a ser inferior a los 2 millones de barriles al día, lo que correspondería al nivel más bajo de los últimos 20 años.

Otros consideran que el valor de las exportaciones se ha reducido, por lo menos por un valor superior al 50% durante el primer trimestre de este año, con relación al mismo período de 2008, en función del declive en el precio del producto. Este año, la empresa todavía no ha divulgado sus datos estadísticos comerciales.

En 2007, el gobierno ya había decretado un sistema mixto entre la estatal PDVSA y las empresas extranjeras privadas en la Faja del Orinoco, siendo que el Estado pasó a ser el detentor de por lo menos el 60% de las acciones. La decisión condujo a las gigantes Exxon Mobil y ConocoPhillips a abandonar sus actividades en el país. Además de eso, los analistas evalúan que la producción de petróleo de Venezuela ha disminuido recientemente, debido al retiro de equipos que las empresas prestadoras de servicios han estado realizando, como consecuencia de la estatización del sector.

Desde 2008, Chávez ha venido decretando la nacionalización parcial o total, con indemnización, de bienes y servicios que por más de dos décadas estuvieron bajo control de empresas extranjeras y privadas en diversas regiones del país.



Foto: Agencia Petrobras de Notícias



La agencia de noticias Bloomberg calcula, sin citar fuentes, que la producción podría haber caído en hasta un 8,4%, con relación al mismo mes de 2008. O sea, además de recibir menos por el petróleo que exporta, Venezuela podría estar exportando menos.

Según el Ministro de Energía y Petróleo, Rafael Ramírez, después de la aprobación de la Ley de Descentralización, “el 85% de las actividades ligadas al sector de los hidrocarburos – que hasta ese momento se encontraban en manos de empresas que tercerizaban el servicio – pasaron al control del Estado”.

El ministro se refería a 300 lanchas, 30 remolcadores, 39 terminales y 5 diques de astilleros, lo que corresponde a una expropiación parcial o total de 60 empresas que utilizaban esos bienes. Según el ministro, todas las compañías serán indemnizadas.

Al menos 8.000 operarios al servicio de empresas privadas pasaron a ser funcionarios de PDVSA. Todo esto le permitirá a la empresa estatal hacerse con una cantidad anual de US\$ 700 millones.

Otro ejemplo de nacionalización de la industria petrolífera tuvo lugar en el Lago de Maracaibo, situado en la región Oeste del país, en el que actuaba, entre otras empresas extranjeras, la norteamericana William Companies. La empresa poseía tres instalaciones de compresión de gas en Venezuela, con un valor estimado de más de US\$ 324 millones.

A pesar de estar desestimuladas, por lo menos 19 empresas, incluyendo algunas majors, han demostrado interés en participar del proyecto Carabobo que, con inversiones de entre los US\$ 25 y los US\$ 30 millones, podría producir un excedente de 800.000 barriles/día.

El efecto de la crisis en Venezuela es muy fuerte porque el petróleo responde por entre el 90% y el 95% de las exportaciones del país, y por más del 50% de los ingresos del Estado venezolano.

### Negocio de China

Para Petrobras, por otro lado, el 2008 fue uno de sus mejores años. En la era del crecimiento, el presidente de Petrobras, José Sérgio Gabrielli,

afirma que la empresa está a camino de convertirse en una de las cinco mayores petrolíferas del mundo, lo que podría ocurrir en el 2020, siempre y cuando se cumpla con el plan estratégico de invertir US\$ 174.400 millones para ampliar la producción de petróleo y gas.

Para financiar parte de ese ambicioso plan, Petrobras obtuvo recientemente un préstamo de US\$ 10.000 millones del Banco de Desarrollo de China. “El préstamo será utilizado para financiar las inversiones, incluyendo la compra de bienes y servicios de empresas chinas”, mencionó Petrobras mediante un comunicado.

El Presidente Luiz Inácio Lula da Silva y el Presidente Chino, Hu Jintao firmaron un total de 13 acuerdos que cubren áreas científicas, espaciales, legales y relativas a puertos y productos agrícolas, durante una visita que el brasileño realizó a China.

En un informe mensual divulgado recientemente, la AIE afirmó que el área brasileña del presal es la frontera más promisoría para el mercado de petróleo fuera de la Opep. Según la agencia, los descubrimientos en el presal han demostrado ser los mayores de los últimos 30 años.

Durante el festejo del primer petróleo de la prueba de larga duración realizada en Tupi, João Antonio de Moraes, coordinador general de la Federación Única de Petroleros (FUP) afirmó en su discurso que las reservas del presal podrían alcanzar entre los 80.000 y los 100.000 millones de barriles.

Con prudencia, Petrobras afirma a todo momento que todavía es necesario realizar mucha exploración, además de investigaciones geológicas, para poder hacer tales afirmaciones.

Moraes se refiere a toda la extensión de la formación geológica por debajo de la capa de la sal que está siendo explorada y que se extiende por 800km desde el litoral de Santa Catarina hasta el de Espírito Santo, con un ancho promedio de 200km. La mega reserva de Tupi, por sí sola, tiene un volumen estimado de entre los 5.000 y los 8.000 millones de barriles.

### “Obama quiere importar petróleo de Brasil”

En la edición del día 9 de marzo, el diario español El País informó que la administración del presidente norteamericano Barack Obama ya ha dejado clara su voluntad de aumentar considerablemente las importaciones de petróleo brasileño. “Washington ve las reservas del presal como una salvación para su dependencia de Venezuela”, afirman fuentes del diario en Brasilia.

Brasil y Estados Unidos (EUA) han mantenido contactos informales con la intención de cerrar, en el futuro, un acuerdo comercial para elevar el flujo de importación de petróleo y derivados brasileños. Los EUA consumen más de 20 millones de barriles/día y producen apenas 8,5 millones.

En el caso concretizarse un acuerdo comercial, algo que hoy parece muy probable y depende únicamente de Brasil, dice El País, la consecuencia directa sería el desplazamiento de Venezuela del mercado de energía norteamericano.

Ahora más que nunca estamos en el radar de los norteamericanos, ya que existe una cierta preocupación en algunos sectores de ese gobierno por lo que sucede en esta zona de producción petrolífera”, apunta una fuente próxima al presidente Lula, de acuerdo a El País. Y eso sería una reacción frente a las frecuentes amenazas que los EUA reciben de Venezuela debido a la dependencia del petróleo exportado por el país, afirma el diario español.

Algunos analistas americanos también señalan la importancia de disminuir la excesiva dependencia norteamericana del petróleo originado en el Medio Oriente, una región políticamente inestable.

Incluso sin contar con los descubrimientos más recientes, que aún están en fase de investigación, Petrobras calcula que en 2015 su producción de petróleo crudo pasará de los actuales 1,85 millones diarios a 2,81 millones.

Si se considera que para el año 2015 la demanda local alcanzará los 2,3 millones de barriles diarios, según cálculos actuales, Brasil tendría en este caso cerca de 500 mil barriles excedentes para exportar.

### Nuevas inversiones para el gas

En un futuro próximo, los nuevos descubrimientos de gas le permitirán a Brasil reducir significativamente su dependencia del gas natural provisto por Bolivia, en donde la falta de inversiones también preocupa.

El gobierno boliviano ya ha admitido que la producción de gas del país ha llegado al máximo, en virtud de la falta de nuevas inversiones luego de la nacionalización del petróleo decretada por el presidente Evo Morales, en 2006.

La petrolífera estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es la segunda mayor productora de gas natural de América del Sur, después de PDVSA.

YPFB informó recientemente que ha firmado acuerdos con 13 empresas del ramo, entre ellas dos unidades de Petrobras, con el objetivo de aumentar la producción de gas natural en 3,68 millones de m<sup>3</sup> diarios, de los actuales 41 millones a 44,68 millones de m<sup>3</sup> por día hasta el final de este año.

Las empresas que firmaron los acuerdos son Petrobras Bolivia, Petrobras Energía, Repsol YPF, YPFB-Andina, YPFB-Chaco, BG Bolivia, Total E&P, Mapetrol, Orca, Canadian, Plus Petrol, Vintage y Don Wong.

El presidente de YPFB, Carlos Villegas, explicó que los acuerdos con estas petrolíferas cubren tres ámbitos: la entrega, el procedimiento de pagos y la reprogramación de los planes de desarrollo.

“Los tres acuerdos están orientados a garantizar el aumento de la producción”, explicó el presidente de la compañía estatal en declaraciones públicas realizadas al diario boliviano La Razón.

Villegas también afirmó que el contrato prevé sanciones para las empresas que no cumplan con las cantidades de entrega estipuladas.

La mayor fuente de divisas de Bolivia es el gas natural, y la situación, por el momento, continúa estable porque Brasil aumentó recientemente la demanda de gas boliviano a cerca de 30 millones de m<sup>3</sup>/día, mientras que Argentina continuará importando un mínimo de 4 millones de m<sup>3</sup>/día hasta el final de este año.

### La expansión como solución

Otra de las naciones de la región que depende también de un único producto y que se ha visto muy afectada por la crisis global es Ecuador, país en donde el petróleo responde por el 50% del total de las exportaciones. Las ventas externas, en este caso, cayeron un 37% durante este primer trimestre.

Ecopetrol, la mayor compañía de Colombia, y que concentra más del 60% de la producción de petróleo del país, con 447.000 barriles/día en promedio, ahora también tiene actividades de prospección y producción de hidrocarburos en Brasil y en Perú.

La compañía colombiana está participando en proyectos en las cuencas de Campos, Santos y Pará-Marahão, en conjunto con empresas como Petrobras, Vale y Petrogal. Recientemente, firmó un acuerdo de participación del 50% en el bloque BM-C-29 con la norteamericana Anadarko.

La concesión está localizada en aguas llanas de la Cuenca de Campos, a profundidades de agua de entre los 30 y los 100 metros; posee un área de 179km<sup>2</sup> y se encuentra en fase de prospección.

La mayor empresa de América Latina con relación a las ventas es Petróleos Mexicanos (Pemex). Sin embargo, el año pasado no fue demasiado bueno para la compañía estatal de México. Pemex registró perjuicios por un valor de US\$ 7.160 millones en 2008, una pérdida seis veces superior a la sufrida en 2007. Tan sólo en el cuarto trimestre, la caída del peso con relación al dólar generó una pérdida de US\$ 7.550 millones.

Uno de los grandes problemas enfrentados por Pemex es la escasez de recursos para inversiones en la expansión de sus operaciones, debido a que la compañía estatal ejerce un rígido monopolio. Esto último restringe el interés de empresas privadas e internacionales por invertir en exploración, producción y nuevas tecnologías.

Esta situación ha causado en México un declive en las reservas de petróleo, así como una disminución en el volumen de producción.

A fines del año pasado, en Nicaragua, la compañía canadiense Northwoods Resources anunció el descubrimiento de un yacimiento de 438 millones de barriles de petróleo en San Bartolo, en el municipio de San Rafael del Sur.

Según un comunicado de la empresa, aparecido en el periódico Nuevo Diario, las investigaciones realizadas “deben ser medidas con precisión a través de pruebas geofísicas y geotérmicas, para que puedan ser asumidas desde el punto de vista económico”.

La compañía Northwoods realiza exploraciones tanto en tierra firme como en el mar, en la zona del Océano Pacífico, en donde tiene desde 2004 la concesión de una zona costera de 3.423km<sup>2</sup>.

## Invista na segurança de suas informações



[www.datapetro.com.br](http://www.datapetro.com.br)

DATAPETRO  
Consultoria e Suporte em  
Tecnologia da Informação (TI)

Tel: 55 21 2532 5033  
email:suporte@datapetro.com.br



# Nossos clientes optam por equipamentos modernos

O Grupo VBM é uma empresa de engenharia que consiste de quatro fábricas de brocas de perfuração: Volgaburmash (Samara), Uralburmash (Verkhnie Sergi, na região de Sverdlov), a fábrica de brocas de Drogobcheskyi (Drogobych, na Ucrânia) e a fábrica de brocas de Sarapul (Sarapul, na Udmurtia). Cerca de 40% da produção da holding são exportados para fora da Rússia. Durante as décadas de existência, as fábricas receberam mais de 350 patentes para ferramentas de brocas de perfuração e sua tecnologia de produção – dentre outras coisas, a fábrica de Volgaburmash adotou

mais de 1.500 inovações em seu ciclo de produção. As normas de alta qualidade, em vigor em todas as fábricas da holding, garantem a competição dos produtos da empresa em condições de igualdade com fabricantes de broca reconhecidos no ocidente. Apesar da situação econômica global, a holding do Grupo VBM investe em produção e desenvolve novas tecnologias. Grandes investimentos são feitos na aquisição de equipamentos de ponta para a produção de brocas de perfuração em conformidade com as normas russas e internacionais mais rigorosas.

## Entrevista com Mamedov Sergey Valerievich, Presidente da Diretoria do Grupo VBM

**Rep.: O Grupo VBM possui uma característica que lhe é particular. Apenas quatro fábricas produzem toda a gama de brocas necessárias às empresas de perfuração, onde quer que decidam realizar a perfuração e em qualquer clima.**

S. M.: Isso é verdade. Atualmente nossas fábricas produzem mais de 1.000 tamanhos nominais de brocas de corte do tipo cônico, com diâmetros de 76 a 711,2 mm, incluindo brocas de alta velocidade (até 600 rpm), velocidade média (até 300 rpm) e baixa velocidade (de 30 a 180 rpm), com mancais de deslizamento ou mancais de contato de rolamento do tipo aberto ou preenchido com óleo, com purga lateral, central ou combinada, para a ruptura de materiais abrasivos que variam de altamente macios a altamente sólidos. Também fabricamos brocas PDC com remoção através de água ou lama, para a perfuração de poços de petróleo e gás verticais, desviados e horizontais em estratos abrasivos. Nossa empresa

coopera com os melhores fabricantes ocidentais de cortadores PDC, garantindo, assim, que nossas brocas de perfuração sejam equipadas com peças de alta qualidade.

**Rep.: Hoje em dia muitas das empresas de petróleo que lideram o setor tratam da questão do aperfeiçoamento das tecnologias de perfuração. Na sua opinião, quais são as vantagens da perfuração PDC?**

S. M.: O uso das brocas PDC abre novas oportunidades para a perfuração de poços, melhorando o indicador de performance do processo de perfuração. As principais vantagens das brocas PDC são a confiabilidade estrutural, a alta velocidade de corte de rochas e a maior durabilidade do cortador. Além disso, a alta capacidade de direcionamento das brocas PDC em projetos de perfuração e poços dimensionalmente nivelados e estáveis economiza tempo ao mesmo tempo em que melhora a qualidade da perfuração.

Todas essas vantagens, aliadas a equipamentos de perfuração e gestão de mão-de-obra modernos, garantem uma produção altamente eficaz em termos de custos, possibilitando a mudança para a perfuração de poços de nível industrial. Outro fator significativo é a redução do período de construção de um poço, que acarreta uma queda acentuada e rápida nos custos de manutenção de infraestrutura industrial e menores impactos ambientais. Isso, como você pode ver, é uma grande vantagem na abordagem moderna para a organização do processo de perfuração.

**Rep.: Qual é a sua opinião a respeito dos equipamentos técnicos de empreiteiras de perfuração do ponto de vista da exposição a tecnologias de ponta?**

S. M.: Tendo em vista a demanda pela nossa produção e graças ao contato permanente com nossos consumidores, eu posso certamente afirmar que nossas empresas de



Instalações da holding do Grupo VBM dotadas de equipamentos modernos



Brocas de perfuração dentadas do tipo cônico produzidas pelo Grupo VBM



Brocas de perfuração dentadas do tipo cônico em forno para tratamento termoquímico

perfuração têm uma reação muito sensível a quaisquer desenvolvimentos na tecnologia de perfuração. Além disso, se tais desenvolvimentos considerarem, ao mesmo tempo, tanto a economia de material quanto de tempo, que garantimos pela qualidade da nossa produção, nossos clientes se manifestarão a favor de equipamentos de perfuração modernos em suas encomendas.

**Rep.: Tratemos agora da questão da qualidade de sua produção. Todas as suas fábricas possuem certificação de qualidade ISO 9001, que não é comum na Rússia.**

S. M.: Damos muita atenção à questão da qualidade da produção. De fato, o controle de danos após um acidente num poço devido a uma broca de baixa qualidade envolve custos centenas, se não milhares de vezes mais altos do que a broca defeituosa propriamente dita. Queremos assumir total responsabilidade pela qualidade da

nossa produção. Com isso em mente, desenvolvemos e implantamos um sistema de gestão de qualidade que atende a norma 9001 da ISO e a Q1 da API. A eficiência da aplicação de nosso sistema de gestão da qualidade à produção de brocas de corte do tipo cônico e brocas PDC é comprovada pela auditoria anual realizada pelos especialistas da API.

**Rep.: Você acha difícil atender a essas normas rigorosas?**

S. M.: Certamente, levando-se em consideração certas particularidades tradicionais da indústria russa, no início não foi nada simples. Contudo, agora é difícil imaginar que havia uma época em que operávamos de modo diferente. Devido ao nosso desejo de termos vantagem competitiva no mercado global e de sermos o mais útil possível aos nossos clientes, existe a necessidade de exercer controle constante sobre a qualidade e de enviar esforços contínuos visando à expansão de nossa linha de produtos.

**Rep.: Como vocês abordam seus clientes em potencial?**

S. M.: Embora as linhas de produção do Grupo VBM possam fabricar dezenas de milhares de brocas de perfuração, também podemos produzir ferramentas de brocas feitas sob medida de acordo com as especificações do cliente, podemos projetar e fabricar uma broca para um determinado poço e ambiente de perfuração. A customização não afeta o preço de nossa produção e uma broca fabricada sob encomenda não custa mais caro, mas sua taxa de performance aumenta vertiginosamente. Somos capazes de atender aos pedidos mais exigentes de empresas de perfuração, produzindo brocas a serem usadas em qualquer clima.

39 bld.7, Leningradskoe highway,  
Moscow, 125212, Russia  
Tel: +7 495 642 -08-07  
Fax: +7 495 642 05 46  
e-mail: info@vbm.ru  
www.vbmbits.com



uma nova legislação estabelecendo acordos de produção compartilhada para contratos de E&P no pré-sal e a afirmação de que a Petrobras deve manter um papel de liderança no setor, trouxe

insegurança aos investidores. O Ministério de Minas e Energia assegurou que a comissão interministerial vai apresentar ao Congresso o rascunho da proposta do governo para uma nova legislação em meados de junho. No entanto, a partir do segundo semestre a nação entra em clima de campanha para as eleições presidenciais de 2010, ao mesmo tempo em que uma comissão parlamentar de inquérito (CPI) investiga a Petrobras. Tudo isso leva a crer que as decisões sobre a nova legislação vão se arrastar por um bom tempo ainda, ponderam os analistas. Garman calcula que poderá demorar dois anos.

“A imprecisão e a instabilidade de regras, bem como o não cumprimento de contratos, operam no sentido nefasto de levar para a esfera do Judiciário as questões que deveriam ser resolvidas no campo econômico. O tempo estimado de resolução desses conflitos certamente é considerado como um custo adicional pelo investidor, o que afeta toda a cadeia produtiva,” advertiu o Senador.

Mesmo assim, grandes empresas como a Norse Energy, Shell e Anadarko apresentaram os resultados positivos



Luciana Rachid, gerente executiva da Petrobras

de suas experiências de exploração e desenvolvimento através do emprego de novas tecnologias. Os executivos comentaram tendências e alternativas para enfrentar os desafios encontrados na perfuração de poços em suas concessões nas águas ultra-profundas da costa brasileira.

O presidente do BNDES, Luciano Coutinho, veio assegurar que a crise global não afetará os projetos e que não faltarão recursos financeiros para o investimento nacional e estrangeiro no País. O Ibama e a Agência Brasileira para o Desenvolvimento Industrial (ABDI) também apresentaram argumentos em defesa da tese de desenvolvimento acelerado no setor.

O Ministério de Minas e Energia estima que a participação do gás natural na matriz energética brasileira vai crescer de 9.3% em 2007 para 15.5% até 2030. Por conta disso, a gerente executiva da Petrobras, Luciana B. F. Rachid apresentou planos para assegurar a flexibilidade de suprimento e consolidar o uso dos terminais de GNL na costa brasileira.

Segundo a executiva, o gás descoberto no pré-sal, a 300 km da costa, poderá ser liquefeito em navios do tipo FLNG, que além de facilitar o transporte do produto para os terminais de GNL na costa vai permitir a exportação do excedente de produção a outros mercados.

Já as pequenas empresas representadas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Óleo e Gás (ABPIP), na esperança de conquistar um lugar ao sol nas bacias terrestres do nordeste brasileiro com a exploração dos campos maduros, apresentaram suas reivindicações. A oportunidade pode surgir na medida em que a Petrobras aumente seus investimentos no pré-sal e volte a disponibilizar as áreas maduras para pequenos investidores.

Como resultado de dez rodadas de licitações foram assinados 795 contratos, dos quais 356 para blocos localizados em bacias terrestres. Destes, 147 foram assinados com a Petrobras ou parcerias com algumas das 37 brasileiras independentes em atividade no setor.

Embora essas pequenas empresas sejam responsáveis por 33 das 77

declarações de comercialidade, a produção nas bacias maduras representa menos de 1% do total do petróleo produzido no país, informou Renato Darros de Matos, vice-presidente da ABPIP e diretor de E&P da Aurizonia.

O problema é que os preços de equipamentos e serviços para o

desenvolvimento da produção são definidos por parâmetros adequados as grandes empresas, exigindo um grande esforço de criatividade e inovação por parte das pequenas, explicou Marcelo Magalhães, CEO da Petrorecôncavo, considerada um exemplo de sucesso entre as independentes.

Mesmo que alguns dos questionamentos apresentados pelos participantes dos debates tenham ficado sem respostas, todos tiveram a oportunidade de ter um ‘insight’ de como o setor está enfrentando os desafios para a realização do enorme potencial de oportunidades na cadeia produtiva do setor.

## Enquanto a nova regulamentação não vem

Dayse Abrantes

Terrapinn Inc. organizou o Oil&Gas Outlook Brazil 2009, uma oportunidade para discutir e esclarecer parâmetros para a realização de negócios, parcerias e investimentos no setor de óleo e gás no Brasil. O encontro entre empresários, analistas e representantes do setor financeiro aconteceu em maio no Rio de Janeiro.

Desde o início do evento, conduzido por Bob Fryklund que é vice-presidente do centro de pesquisa da Cambridge Energy Research Association (CERA), os participantes manifestaram as preocupações de empresas privadas e de investidores nacionais e estrangeiros com o futuro do setor.

Os temas mais debatidos foram: a suspensão dos leilões na área do pré-sal, a criação de mais uma regulamentação especial para o setor, unitização, formação de mão-de-obra especializada e o acesso de pequenas empresas independentes, nacionais e estrangeiras, a novas áreas de exploração e produção.

O Senador Delcídio do Amaral (PT/Mato Grosso do Sul), que é engenheiro e já ocupou cargos de direção em empresas petrolíferas nacionais (Petrobras) e internacionais (Shell), defendeu o estabelecimento de regras simples e claras para a exploração do petróleo das reservas do pré-sal.

Segundo o Senador, devido a uma legislação clara e estável e à segurança jurídica dada aos investidores estatais e privados no Brasil, o volume de petróleo produzido no país cresceu quase 80% entre 1998 e 2007.

No entanto, para Christopher Garman, diretor da Eurásia Group na América Latina, a intenção do governo de criar

## Petrobras quer produzir 1.8M/b/dia em 2020

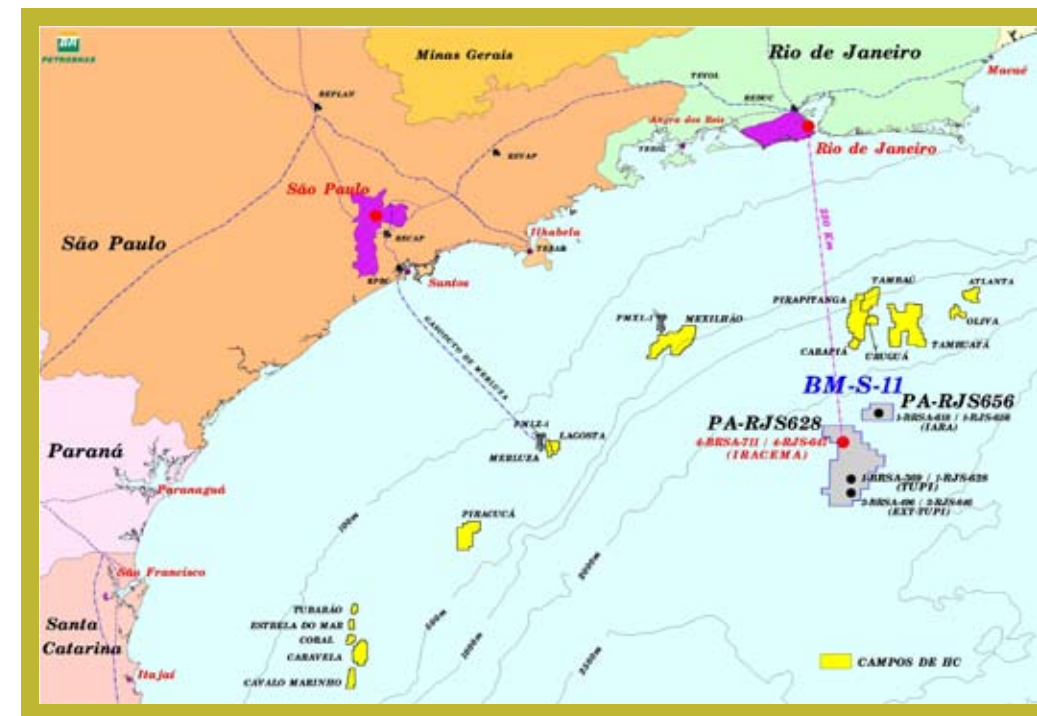
O presidente da empresa, José Sérgio Gabrielli, informou durante entrevista na TV Cultura, que a Petrobras possui atualmente 60% de uma área total de 112 mil Km<sup>2</sup>, para exploração de petróleo, incluindo pré-sal, uma área segundo ele, correspondente ao Golfo do México americano. Acrescentou que o Plano de investimento da empresa de US\$174 bilhões envolve o desenvolvimento dessa área nos próximos cinco anos e um horizonte de produção até 2020. Até 2013 ele prevê a produção de 220M/b/dia atingindo 1,8MM/b/dia até 2020.

Apesar de alguns contratemplos por conta de uma CPI, a Petrobras segue cumprindo seu Plano estratégico. A empresa informou que a perfuração de mais um poço na área de Tupi reforça as estimativas do potencial de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural recuperável nos reservatórios do pré-sal daquela área, em águas ultraprofundas da Bacia de Santos. O poço ainda encontra-se em perfuração, na busca de objetivos mais profundos.

Segundo a empresa o novo poço fica a uma distância de 33km, a noroeste da perfuração pioneira 1-RJS-628. Será denominado 4-BRSA-711-RJS (4-RJS-647) e foi confirmada a presença de reservatórios de boa qualidade e de petróleo semelhantes ao poço pioneiro de Tupi, o que reforça as estimativas iniciais para a área.

Informalmente conhecido como Iracema, este terceiro poço está localizado na área do Plano de Avaliação de Tupi, em águas onde a profundidade é de 2.210 metros, a cerca de 250km da costa do Rio de Janeiro.

No início de maio, começou a produção de óleo no Polo Pré-Sal da



Bacia de Santos. Foi o 1º óleo a ser retirado do poço de Tupi. A produção do 1º óleo do pré-sal foi feita a partir do FPSO BW Cidade de São Vicente, que operará no Teste de Longa Duração (TLD) de Tupi. Ele tem capacidade para processar diariamente 30 mil barris de petróleo e ficará ancorado em águas ultraprofundas (2.140m de profundidade).

### Mais Gás

Os dois Terminais de Regaseificação em construção no Rio de Janeiro e no Ceará Já estão operando. Em Pecém, no Ceará foi inaugurado o primeiro terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) do País e é parte de um projeto inédito no mundo. O terminal dá início a atuação da Petrobras como

agente no mercado internacional de Gás Natural Liquefeito (GNL).

No Rio de Janeiro foram concluídas as obras do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), da Baía de Guanabara, cujo projeto exigiu investimentos de R\$ 819 milhões em sua construção. O terminal, inaugurado pelo presidente Lula, com a presença da ministra da Casa Civil, Dilma Rousseff, e do ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, é o segundo terminal do país e possui capacidade de regaseificar 14MM/m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Segundo a empresa, essa produção corresponde a 90% do gás demandado pelo mercado térmico em 2008, e representa a metade das importações da Bolívia.



volumen de petróleo producido en el país creció casi un 80% entre 1998 y 2007.

Sin embargo, para Christopher Garman, director de Eurasia Group en América Latina, la intención del gobierno de crear una nueva legislación que establece acuerdos de producción

compartida para contratos de E&P en el presal, así como la afirmación de que Petrobras debe mantener un papel de liderazgo en el sector, ha generado inseguridad en los inversores.

El Ministro de Minas y Energía ha asegurado que a mediados de junio la comisión interministerial va a presentar al Congreso el borrador de la propuesta de gobierno relativa a la nueva legislación. Sin embargo, a partir del segundo semestre, la nación entrará en clima de campaña, en función de la proximidad de las elecciones presidenciales de 2010, al mismo tiempo en que una comisión parlamentaria de investigación (CPI) está investigando a Petrobras. Todo esto lleva a creer, calculan los analistas, que las decisiones sobre la nueva legislación todavía van a prolongarse durante un tiempo considerable. Garman calcula que podría tardar dos años.

“La imprecisión y la inestabilidad de las reglas, así como el incumplimiento de los contratos, operan en el sentido nefasto de llevar a la esfera del Poder Judicial las cuestiones que deberían ser resueltas en el campo económico. El tiempo estimado de resolución de esos conflictos es indudablemente considerado por el inversor como un costo adicional, lo que afecta toda la cadena productiva”, advirtió el Senador.

Aún así, grandes empresas como Norse Energy, Shell y Anadarko presentaron los resultados positivos de sus experiencias de exploración y desarrollo a través del empleo de nuevas tecnologías. Los ejecutivos comentaron tendencias y alternativas para enfrentar los desafíos encontrados en la perforación de pozos en sus concesiones en aguas ultraprofundas de la costa brasileña.

El presidente del Banco de Desarrollo Económico y Social (BNDES), Luciano Coutinho, aseguró que la crisis global no afectará los proyectos y que no faltarán recursos financieros para la inversión nacional y extranjera en el País. El Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales (Ibama) y la Agencia Brasileña para el Desarrollo Industrial (ABDI) también presentaron argumentos en defensa de la tesis acerca del desarrollo acelerado del sector.

El Ministro de Minas y Energía calcula que la participación del gas natural en la matriz energética brasileña crecerá de un 9,3% en 2007 a un 15,5% para el 2030. Debido a ello, la gerente ejecutiva de Petrobras, Luciana B. F. Rachid presentó planes para asegurar la flexibilidad del abastecimiento y consolidar el uso de las terminales de GNL en la costa brasileña.

Según la ejecutiva, el gas descubierto en el presal, a 300 km de la costa, podrá ser licuado en buques de tipo FLNG, que además de facilitar el transporte del producto hacia las terminales de GL situadas en la costa, va a permitir la exportación del excedente de producción hacia otros mercados.

Las pequeñas empresas, por su parte, representadas por la Asociación Brasileña de Productores Independientes de Petróleo y Gas (ABPIP), presentaron sus reivindicaciones, con la esperanza de conquistar un lugar al sol en las cuencas terrestres del nordeste brasileño mediante la exploración de los campos maduros. La oportunidad puede surgir en la medida en que Petrobras aumente sus inversiones en el presal y vuelva a hacer disponibles las áreas maduras para los pequeños inversores.

Como resultado de las diez rondas que se llevaron a cabo, fueron firmados 795 contratos, de los cuales 356 pertenecen a bloques localizados en cuencas terrestres. De estos últimos 356, 147 se firmaron con Petrobras o en asociación con algunas de las 37 empresas brasileñas independientes que actúan en el sector.

A pesar de que esas pequeñas empresas son responsables por 33 de las 77 declaraciones de comercialidad, la producción en las cuencas maduras representa menos del 1% del total del petróleo producido en el país, de acuerdo

a lo informado por Renato Darros de Matos, vicepresidente de ABPIP y director de E&P de Aurizonia.

El problema es que los precios de equipos y servicios necesarios para el desarrollo de la producción están definidos por parámetros adecuados a las grandes

empresas, lo que exige un gran esfuerzo de creatividad e innovación por parte de las pequeñas compañías, según explicó Marcelo Magalhães, CEO de Petroreconcavo, empresa considerada un ejemplo de éxito entre las compañías independientes.

Más allá de que algunos

cuestionamientos presentados por los participantes hayan quedado sin respuestas, todos tuvieron la oportunidad de ofrecer un ‘insight’ acerca de cómo el sector está enfrentando los desafíos para la realización del enorme potencial de oportunidades en la cadena productiva del sector.

## Mientras no aparecen las nuevas reglas del sector

Dayse Abrantes

Terrapinn Inc. organizó Oil&Gas Outlook Brazil 2009, una oportunidad para discutir y esclarecer parámetros para la realización de negocios, asociaciones e inversiones en el sector de petróleo y gas en Brasil. El encuentro, al que asistieron empresarios, analistas y representantes del sector financiero, tuvo lugar en mayo, en Río de Janeiro.

Desde el inicio del evento, el cual estuvo bajo la conducción de Bob Fryklund, vicepresidente del centro de investigaciones de la Cambridge Energy Research Association (CERA), los participantes manifestaron las inquietudes que las empresas privadas y los inversores nacionales y extranjeros tienen con respecto al futuro del sector.

Los temas más debatidos fueron: la suspensión de subastas en el área del presal, la creación de un marco regulatorio especial para el sector, la unitización, la capacitación de mano de obra especializada y el acceso de pequeñas empresas independientes, nacionales y extranjeras, a las nuevas áreas de exploración y producción.

El Senador Delcídio do Amaral (PT/Mato Grosso do Sul), que es ingeniero y ya ha ocupado cargos directivos en empresas petrolíferas nacionales (Petrobras) e internacionales (Shell), defendió la creación de reglas sencillas y claras para la exploración del petróleo de las reservas del presal.

De acuerdo con el Senador, en función de una legislación clara y estable y gracias a la seguridad jurídica otorgada a los inversores estatales y privados en Brasil, el

## Petrobras quiere producir 1,8M/b/día en el 2020

El presidente de la empresa, José Sérgio Gabrielli, informó, en una entrevista transmitida por el canal TV Cultura, que Petrobras posee actualmente el 60% de un área total de 112 mil Km<sup>2</sup>, para exploración de petróleo, incluyendo el presal. Según él, se trata de un área equivalente a la del Golfo de México americano. Gabrielli agregó que el Plan de Inversiones de la empresa, de US\$ 174.000 millones, incluye el desarrollo de esa área durante los próximos cinco años, así como un horizonte de producción para el 2020. Hasta el 2013, Gabrielli prevé una producción de 220M/b/día, alcanzando 1.800MM/b/día para el 2020.

A pesar de algunos contratiempos derivados del establecimiento de una Comisión Parlamentaria de Investigación (CPI), Petrobras sigue cumpliendo con las metas establecidas en su Plan Estratégico. La empresa informó que la perforación de otro pozo más en el área de Tupi refuerza

los cálculos sobre el potencial de 5.000 a 8.000 millones de petróleo liviano y gas natural recuperable en los reservorios del presal de esa área, en aguas ultraprofundas de la Cuenca de Santos. El pozo todavía se encuentra en fase de perforación, en búsqueda de objetivos más profundos.

Según la empresa, el nuevo pozo está situado a una distancia de 33km al noroeste de la perforación pionera 1- RJS-628. Se lo denominará 4-BRSA-711-RJS (4-RJS-647) y ya ha sido confirmada la presencia de reservorios de buena calidad y de petróleo semejantes a los del pozo pionero de Tupi, lo que refuerza los cálculos iniciales relativos a esa área.

Conocido informalmente como Iracema, este tercer pozo está situado en el área del Plan de Evaluación de Tupi, en aguas en las cuales la profundidad es de 2.210 metros, a cerca de 250km de la costa de Río de Janeiro.

A comienzos de mayo comenzó la producción de petróleo en el Polo Presal de la Cuenca de Santos. Fue el 1º petróleo obtenido del pozo de Tupi. La producción del 1º petróleo del presal fue realizada a partir de la FPSO BW Cidade de São Vicente, que operará en la Prueba de Larga Duración (TLD, según sus siglas en portugués) de Tupi. La FPSO tiene una capacidad para procesar diariamente 30 mil barriles de petróleo y permanecerá anclada en aguas ultraprofundas (2.140m de profundidad).

### Más Gas

Las dos Terminales de Regasificación en construcción en los estados de Río de Janeiro y Ceará ya están operando. Fue inaugurada en Pecém, Ceará, la primera terminal de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) del País, la cual es parte de un proyecto inédito en el mundo. La terminal da inicio a la actuación de Petrobras como agente en el mercado internacional de Gas Natural Licuado (GNL).

En el estado de Río de Janeiro, fueron concluidas las obras de la Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), de la Bahía de Guanabara, cuyo proyecto requirió inversiones de R\$ 819 millones para su construcción. La terminal fue inaugurada por el presidente Lula, y contó con la presencia de la jefa de gabinete, Dilma Roussef, y del ministro de Minas y Energía, Edison Lobão. Se trata de la segunda terminal del país y posee una capacidad para regasificar 14MM/m<sup>3</sup>/día de gas natural. Según la empresa, esa producción corresponde al 90% del gas demandado por el mercado térmico en 2008, y representa la mitad de las importaciones de ese producto provenientes de Bolivia.



Presidente Lula e José Sérgio Gabrielli no Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara

Foto: Agência Petrobras de Notícias



## O pré-sal e os desafios da unitização

Luiz Antonio Maia Espínola de Lemos e  
Felipe Rodrigues Caldas Feres

Com o desenvolvimento e a entrada em produção de blocos petrolíferos adjacentes com diferentes concessionários, a indústria brasileira tem visto os primeiros processos de unitização de jazidas, ou conforme denominação utilizada pela Lei do Petróleo, os primeiros acordos para individualização da produção (“AIP”).

A unitização tem importância fundamental para, em face do interesse público, unificar operações de exploração de uma jazida comum que seriam realizadas sob diferentes concessões. Com isso, a produção em escala não-predatória é favorecida, perfurações desnecessárias são evitadas, custos de infra-estrutura são reduzidos e o impacto ao meio ambiente é minimizado.

Em tempos de ampla divulgação e debate sobre as grandes perspectivas das reservas do pré-sal que, se algumas previsões forem confirmadas, podem conter algo em torno de 100 bilhões de barris de óleo equivalentes, distribuídos ao longo de uma faixa de aproximadamente 800 quilômetros de extensão entre o litoral dos estados do Espírito Santo e Santa Catarina, a questão da unitização torna-se essencial para que essa riqueza seja explorada de uma maneira racional e eficiente.

Muito se escuta de importantes agentes do mercado que estas reservas, por sua grande dimensão, certamente se estendem por vários blocos já concedidos e até mesmo por áreas ainda não outorgadas pelo Poder Público. Desse modo, inevitavelmente, muitos outros processos

de unitização serão levados a cabo e, como aconteceu na abertura do mercado de exploração e produção em 1997, os agentes

brasileiros serão forçados, em um curto espaço de tempo, a conhecer, negociar e dominar contratos bastante específicos.

Neste artigo, são brevemente comentadas algumas

das questões que o mercado vem debatendo no âmbito de negociação e elaboração de acordos para individualização da produção e que se tornarão ainda mais relevantes em face das possíveis grandes descobertas na área do pré-sal.

A primeira questão a ser enfrentada é o papel do agente regulador, a ANP, quando uma jazida comum se estende entre um bloco concedido e uma área ainda em mãos do Poder Público.

Entre as atribuições da ANP, na função de órgão regulador de toda a cadeia produtiva dos hidrocarbonetos, desde o *up* até o *downstream*, estão incluídas a implementação da política nacional de hidrocarbonetos, a promoção das licitações para outorga de blocos de *E&P* e, mais particularmente, a fiscalização do cumprimento dos contratos de concessão.

Quanto aos AIPs, a Lei do Petróleo prevê o conceito da liberdade contratual entre as partes, estabelecendo que a ANP não deve interferir nas negociações comerciais e técnicas, mas atuar tão-somente como árbitro caso as partes não cheguem a um acordo sobre os termos do contrato.

O Contrato de Concessão da 9ª Rodada, por sua vez, estabelece que a ANP analisará e aprovará o plano de avaliação ou desenvolvimento comum, com base no qual a agência determinará os termos do AIP no que se refere às obrigações relacionadas aos contratos de concessão aplicáveis, como o conteúdo local, e às participações governamentais. Nesse sentido, a ANP possui o dever de verificar se a distribuição de volumes de hidrocarbonetos em cada bloco adjacente está de acordo com a avaliação técnica da jazida e segundo as melhores práticas da indústria do petróleo.

Quando a jazida comum se estende através de uma concessão e uma área

adjacente não outorgada, o Contrato de Concessão prevê que a ANP deve atuar como se parte contratante fosse, negociando o acordo com os concessionários interessados. Neste caso, ainda que na prática não haja exemplos, pode-se vislumbrar um potencial conflito de interesses da ANP e uma distorção de suas atribuições legais como agência reguladora.

Afinal, são as empresa petrolíferas que têm como objeto a exploração e produção de hidrocarbonetos, possuindo a experiência técnico-operacional necessária para determinar e realizar a avaliação da jazida comum, a contratação dos equipamentos e serviços e, por fim, a comercialização do produto explorado. Tais experiências e conhecimentos são refletidos nos termos do AIP, e a ANP tem o dever legal de assegurar que o acordo esteja em conformidade com os direitos e obrigações das partes nos respectivos contratos de concessão e com o plano de avaliação por ela aprovado, e que não conflite com as melhores práticas da indústria e com a legislação vigente no Brasil.

Além disso, a ANP, ainda que atue como parte do AIP, não é expressamente autorizada a produzir e comercializar hidrocarbonetos, ficando evidente que a jazida poderá não ser explorada da maneira mais eficiente e racional se a parcela que cabe à União tiver que permanecer no reservatório.

Outra grande dúvida que fica é: a ANP, como parte do AIP, deverá também ser parte do *Unitization and Unit Operating Agreement* – contrato que estabelece os detalhes dos direitos e obrigações das partes no dia-a-dia das operações e que atualmente não é reconhecido pela agência – e participar das decisões acerca da contratação de equipamentos e serviços e da elaboração dos orçamentos periódicos? Parece-nos inconveniente e inoportuna tamanha interferência de um órgão regulador na atividade operacional como entidade interessada.

O Contrato de Concessão prevê um possível remédio para essa situação curiosa, estabelecendo que a ANP poderá, a qualquer momento, licitar tal área não concedida, mas o novo concessionário deverá aderir ao AIP conforme negociado e firmado pela

agência. Mesmo neste caso, não faria muito sentido uma parte aderir a um contrato de natureza privada e comutativa, cujas principais condições dependem de amplo debate técnico pelos interessados, que tenha sido firmado e negociado por uma agência reguladora que não possui as características necessárias para esse fim. Para se ter idéia da complexidade destes acordos, a negociação de um AIP comum demora cerca de 2 anos, sendo que na prática internacional negociações realizadas por mais de 5 anos não são incomuns.

Neste contexto, o debate em torno da nova regulamentação e modelo jurídico-regulatório para as atividades de *E&P* do pré-sal deveriam levar em conta tal problemática e vislumbrar uma possível solução. A ANP deveria se ater às suas atribuições como agência reguladora, sendo que qualquer tentativa de atuação como negociador e parte do AIP poderá causar um atraso na assinatura de um instrumento já extremamente complexo e de difícil negociação. Isso poderá gerar prejuízos para as empresas concessionárias e para o próprio país, que demorará a ver as valiosas receitas do pré-sal entrarem nos cofres públicos.

Outra questão que já vem sendo debatida pela indústria e crescerá de importância com a futura entrada em produção e provável unitização das jazidas do pré-sal é a adoção do conceito do prisma vertical pela Lei do Petróleo e contratos de concessão.

De acordo com este conceito, o bloco petrolífero (é importante esclarecer que um contrato de concessão pode agregar mais de um bloco, caso as mesmas empresas os tenham arrematado), definido horizontal e superficialmente por coordenadas geográficas de seus vértices, é formado por um prisma vertical de profundidade indeterminada que pode conter um ou mais reservatórios de hidrocarbonetos a profundidades variáveis. Assim, os concessionários de um bloco têm o direito de explorar todas as jazidas encontradas dentro de tal extensão geográfica projetada na superfície, independentemente da profundidade em que sejam encontradas.

Num processo de unitização, a grande controvérsia é se a utilização

deste conceito faria com que o campo unitizado também contemplasse todo o seu prisma vertical. Deste modo, as jazidas afetas a uma só concessão, mas localizadas dentro do prisma vertical desse campo criado por força da unitização, deveriam ser incluído no AIP.

Tendo em vista a possível dimensão do pré-sal, tal discussão é de extrema importância, pois pouco se sabe sobre o real tamanho dessas reservas e sobre os depósitos de hidrocarbonetos situados ao redor das atuais descobertas na área. É importante lembrar que há pouco tempo não se conhecia o real potencial do pré-sal.

A Lei do Petróleo determina que o objeto da unitização são os campos que se estendam por blocos vizinhos. Já “campo” na Lei do Petróleo é definido como a “área produtora de petróleo e gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção”. O Contrato de Concessão da 9ª Rodada estabelece que o objeto da unitização é a “jazida” comum, sendo certo que a Lei do Petróleo define jazida como o reservatório possível de ser posto em produção.

Através da interpretação de tais dispositivos contratuais e legais, e a partir da análise da prática de unitização mundial, somos da opinião de que o objeto da unitização é, de fato, a jazida que se estende por dois ou mais blocos com concessionários distintos. O campo unitizado, por sua vez, é projeção em superfície de tal jazida, constituindo-se como a área geográfica comum a blocos adjacentes, delimitada para contemplar as instalações e equipamentos utilizados na exploração.

Assim, ainda que de fato o conceito do prisma vertical seja admitido pela Lei do Petróleo para a área de concessão originalmente outorgada, o campo criado para unitização - e, logo, o direito das partes do AIP – deve se restringir à sua respectiva jazida comum. Por outro lado, todas e quaisquer jazidas, independentemente da profundidade em que se encontrarem, que se estendam por mais de um bloco com diferentes concessionários, devem ser objeto de acordo deste tipo.

Por fim, registra-se que os dois pontos mencionados acima já são



Luiz Antônio Lemos

suficientemente complexos e de difícil resolução no processo de unitização de jazidas entre blocos com o mesmo regime jurídico-regulatório; no nosso caso, a concessão. Por enquanto, somente podemos cogitar o quanto estas discussões serão agravadas e quantas outras novas surgirão caso o Governo decida adotar um modelo jurídico-regulatório completamente diferente para os futuros blocos do pré-sal. Como os contratos de concessão vigentes para área do pré-sal deverão ser respeitados pelo Governo e considerando que a maior parte dessas áreas ainda não foi outorgada, não seria nenhum absurdo pensar que teremos que enfrentar este pesadelo jurídico, comercial e técnico caso realmente seja implementado um novo regime jurídico-regulatório.

Luiz Antonio Maia Espínola de Lemos  
Sócio responsável pela área de Gás e Petróleo  
de TozziniFreire Advogados  
llemos@tozzinifreire.com.br

Felipe Rodrigues Caldas Feres  
Advogado na área de Gás e Petróleo  
de TozziniFreire Advogados  
fcf@tozzinifreire.com.br



## El presal y los desafíos de la unitización

Luiz Antonio Maia Espínola de Lemos  
Felipe Rodrigues Caldas Feres

A partir del desarrollo y la entrada en producción de bloques petrolíferos adyacentes y con diferentes concesionarios, la industria brasileña ha empezado a ver los primeros procesos de unitización de yacimientos, o, de acuerdo a la denominación utilizada por la Ley del Petróleo, los primeros acuerdos para individualización de la producción (“AIP”).

La unitización posee una importancia fundamental para, de cara al interés público, unificar operaciones de explotación de un yacimiento común que se realizan bajo diferentes concesiones. Con ello, se favorece la producción a escala no predatoria, evitándose asimismo la realización de perforaciones innecesarias. También se reducen los costos de infraestructura y se minimiza el impacto sobre el medioambiente.

En un momento en el que se están divulgando y debatiendo las grandes perspectivas de las reservas del área del presal que, en el caso de confirmarse algunas previsiones, podrían contener aproximadamente 100.000 millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos a lo largo de una faja de cerca de 800 kilómetros de extensión entre el litoral de los estados de Espírito Santo y Santa Catarina, la cuestión de la unitización se torna esencial para que esa riqueza pueda ser explotada de una manera racional y eficiente.

Se oye hablar a importantes agentes del mercado acerca del hecho de que esas reservas, en función de su gran extensión, se extienden ciertamente a lo largo de varios bloques ya otorgados, e

incluso a lo largo de algunas áreas aún no concedidas por el Poder Público. De este modo, resulta inevitable que se lleven a cabo muchos otros procesos de unitización y, al igual que ocurrió con el proceso de apertura del mercado de exploración y producción en 1997, los agentes brasileños se verán forzados, en un corto período de tiempo, a conocer, negociar y dominar contratos bastante específicos.

En este artículo serán comentadas brevemente algunas de las cuestiones que el mercado viene debatiendo en el ámbito de la negociación y elaboración de acuerdos para individualización de la producción, y que inclusive van a tornarse más relevantes frente a los posibles grandes descubrimientos en el área del presal.

La primera cuestión a enfrentarse es el papel que debe desempeñar el agente regulador, la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), en el caso de que un yacimiento se extienda entre un bloque concedido y un área en manos del Poder Público.

Entre las atribuciones de la ANP, en su función de órgano regulador de toda la cadena productiva de los hidrocarburos, desde el *up* hasta o *downstream*, se incluye la implementación de la política nacional de hidrocarburos, la promoción de las licitaciones de concesión de los bloques de *E&P* y, más particularmente, la fiscalización del cumplimiento de los contratos de concesión.

Con respecto a los AIPs, la Ley del Petróleo prevé el concepto de libertad contractual entre las partes, y establece que la ANP no debe interferir en las negociaciones comerciales y técnicas, sino que debe circunscribirse a actuar como árbitro en aquellos casos en que las partes no alcancen un acuerdo sobre los términos del contrato.

El Contrato de Concesión de la 9ª Ronda, por su parte, establece que la ANP analizará y aprobará el plan de evaluación o de desarrollo común, con base en el cual la agencia determinará los términos del AIP en lo que se refiere a las obligaciones relacionadas con los contratos de concesión aplicables, como el contenido local, y con las

participaciones gubernamentales. En ese sentido, la ANP posee el deber de verificar si la distribución de volúmenes de hidrocarburos en cada bloque adyacente está de acuerdo con la evaluación técnica del yacimiento y cumple con las mejores prácticas de la industria del petróleo.

En aquellos casos en los que el yacimiento común se extiende a través de una concesión y un área adyacente no otorgada, el Contrato de Concesión prevé que la ANP deberá actuar como si fuera una parte contratante, negociando el acuerdo con los concesionarios interesados. En este caso, si bien en la práctica no existen ejemplos, es posible distinguir un potencial conflicto de intereses de la ANP, así como una distorsión de sus atribuciones legales como agencia reguladora.

Después de todo, son las empresas petrolíferas las que tienen como objeto la exploración y producción de hidrocarburos, ya que poseen la experiencia técnico-operativa necesaria para determinar y realizar la evaluación del yacimiento común, la contratación de los equipos y servicios y, finalmente, la comercialización del producto explotado. Tales experiencias y conocimientos están reflejados en los términos del AIP, y la ANP tiene el deber legal de asegurar que el acuerdo esté en conformidad con los derechos y obligaciones de las partes en los respectivos contratos de concesión y con el plan de evaluación por ella aprobado. También debe asegurar que el acuerdo no entre en conflicto con las mejores prácticas de la industria y con la legislación vigente en Brasil.

Además de eso, la ANP, si bien puede participar como parte en el AIP, no está autorizada expresamente a producir y comercializar hidrocarburos, lo que torna evidente que el yacimiento podría no ser explotado de la manera más eficiente y racional si la parcela que le toca al Estado tuviera que permanecer en el reservorio.

Otra gran duda que permanece es: ¿Deberá también la ANP, como parte del AIP, ser parte del *Unitization and Unit Operating Agreement* – contrato que establece los detalles de los derechos y obligaciones de las partes en el día a día de las operaciones y que

actualmente no ha sido reconocido por la agencia – y participar de las decisiones acerca de la contratación de equipos y servicios, así como de la elaboración de los presupuestos periódicos? Nos parece inconveniente e inoportuna tal interferencia sobre la actividad operativa por parte de un órgano regulador que actúa como entidad interesada.

El Contrato de Concesión prevé un posible remedio para esa curiosa situación, al establecer que la ANP podrá, en cualquier momento, licitar dicha área no concedida. Aún así, en este caso, el nuevo concesionario deberá adherir al AIP de acuerdo a lo que haya sido negociado y firmado por la agencia. Incluso en esta situación, no tendría mucho sentido que una parte adhiriera a un contrato de naturaleza privada y conmutativa, cuyas principales condiciones dependen de un amplio debate técnico entre los interesados, que haya sido firmado y negociado por una agencia reguladora que no posee las características necesarias para ese fin. Para tener una idea de la complejidad de estos acuerdos, la negociación de un AIP común tarda cerca de 2 años, aún cuando en la práctica internacional no son raras las negociaciones que se extienden durante más de 5 años.

En este contexto, el debate en torno de la nueva regulación y sobre el modelo jurídico-regulatorio para las actividades de *E&P* del presal deberían tener en cuenta dicha problemática y vislumbrar una posible solución. La ANP debería atenerse a sus atribuciones como agencia reguladora, siendo que cualquier tentativa de actuación en calidad de negociador y parte del AIP podría causar un atraso en la firma de un instrumento que ya de por sí es extremadamente complejo y conlleva una negociación difícil. Esto podría ocasionar perjuicios para las empresas concesionarias y para el propio país, que en ese caso tardaría en ver el ingreso de las valiosas ganancias del presal a los cofres públicos.

Otra cuestión que ya viene siendo debatida por la industria y que va a crecer en importancia a partir de la futura entrada en producción y probable unitización de los yacimientos del presal es la adopción del concepto de prisma vertical por parte de la Ley del Petróleo y de los contratos de concesión.

De acuerdo con este concepto, el bloque petrolífero (es importante aclarar que un contrato de concesión puede agregar más de un bloque, en el caso de que las mismas empresas se los hayan adjudicado), el cual está definido horizontal y superficialmente por coordenadas geográficas de sus vértices, está formado por un prisma vertical de profundidad indeterminada que puede contener uno o más reservorios de hidrocarburos a profundidades variables. Así, los concesionarios de un bloque tienen derecho a explotar todos los yacimientos encontrados dentro de dicha extensión geográfica proyectada en la superficie, independientemente de la profundidad en la que estos hayan sido encontrados.

En un proceso de unitización, la gran controversia es si la utilización de este concepto hace que el campo unitizado también pase a contemplar todo su prisma vertical. De este modo, los yacimientos afectados a una única concesión, pero localizados dentro del prisma vertical de ese campo creado como consecuencia de la unitización, deberían ser incluidos en el AIP.

Teniendo en vista la posible dimensión del presal, dicha discusión es de extrema importancia, pues poco se sabe sobre el verdadero tamaño de esas reservas y sobre los depósitos de hidrocarburos situados alrededor de los actuales descubrimientos en el área. Es importante recordar que hasta hace poco tiempo no se conocía el real potencial del presal.

La Ley del Petróleo determina que el objeto de la unitización son los campos que se extienden a lo largo de bloques vecinos. Ahora bien, “campo”, de acuerdo a la Ley del Petróleo, se define como el “área productora de petróleo y gas natural, a partir de un reservorio continuo o de más de un reservorio, a profundidades variables, abarcando instalaciones y equipos destinados a la producción”. El Contrato de Concesión de la 9ª Ronda establece que el objeto de la unitización es el “yacimiento” común, partiendo del principio de que la Ley del Petróleo define al yacimiento como el reservorio pasible de ser puesto en producción.

A través de la interpretación de dichos dispositivos contractuales y legales, y a partir del análisis de la práctica mundial de unitización, sostenemos la opinión de que

el objeto de la unitización es, de hecho, el yacimiento que se extiende a lo largo de dos o más bloques de concesionarios diferentes. El campo unitizado, por su parte, es proyección en superficie de dicho yacimiento, constituyéndose como el área geográfica común a los bloques adyacentes, delimitada para contemplar las instalaciones y equipos utilizados en la explotación.

Así, a pesar de que de hecho el concepto de prisma vertical haya sido admitido por la Ley del Petróleo para el área de concesión originalmente otorgada, el campo creado para unitización – y, luego, el derecho de las partes del AIP – debe restringirse a su respectivo yacimiento común. Por otro lado, todos y cualquier yacimiento, independientemente de la profundidad en que estos se encuentren, que se extiendan a lo largo de más de un bloque con diferentes concesionarios, deben ser objeto de acuerdo de este tipo.

Finalmente, debemos decir que los dos puntos mencionados arriba ya son lo suficientemente complejos y de difícil resolución en el proceso de unitización de yacimientos entre bloques con el mismo régimen jurídico-regulatorio; en nuestro caso, la concesión. Por ahora, solamente podemos hacer conjeturas acerca de cuánto podrían agravarse estas discusiones y cuántas otras nuevas discusiones podrían surgir en el caso de que el Gobierno decidiera adoptar un modelo jurídico-regulatorio completamente diferente para los futuros bloques del presal. Como los contratos de concesión vigentes para el área del presal deberán ser respetados por el Gobierno y considerando que la mayor parte de esas áreas todavía no ha sido otorgada, no sería absurdo pensar que podríamos llegar a enfrentar esa pesadilla jurídica, comercial y técnica en el caso de que fuera realmente implementado un nuevo régimen jurídico-regulatorio.

Luiz Antonio Maia Espínola de Lemos  
Socio responsable por el área de Gas y Petróleo  
de TozziniFreire Abogados  
llemos@tozzinifreire.com.br

Felipe Rodrigues Caldas Feres  
Abogado del área de Gas y Petróleo  
de TozziniFreire Abogados  
fcf@tozzinifreire.com.br



## JUNHO/JUNIO 2009

Brasil Offshore  
16 - 19, Macaé - RJ  
E-mail: contato@brasiloffshore.com



Moscow International Oil & Gas Exhibition (MIOGE) & Russian Petroleum & Gas Congress  
23 - 26, Moscow, Russia  
Email: oilgas@ite-exhibitions.com

Direito e Negócios do Petróleo  
Jun 29 - 1 Jul, Rio de Janeiro, RJ  
cursos@ibp.org.br

Latam Mining Congress 2009  
29 - 1 Julho, Biltmore - FL  
www.terrapiinn.com

19º Congresso Mundial de Petróleo  
29 - 3 Julho, Madri - Espanha  
www.19wpc.com

Ambiental Expo 2009 — 1ª Feira Internacional de Soluções para Saneamento e Meio Ambiente  
30 - 2 Julho, São Paulo - SP  
www.ambientalexpo.com.br

## JULHO/JULIO 2009

Oil Sands and Heavy Oil Technologies Conference & Exhibition  
14 - 16, Calgary - Canada  
www.oilsandstechnologies.com

Waterpower XVI  
27-30, Washington, EUA  
Spokane Convention Center, Spokane  
http://www.waterpowerconference.com

## AGOSTO/AGOSTO 2009

Jungle Energy Conference & Expo - Nature & Future  
3 - 5, Manaus, Floresta Amazônica - Brasil  
atendimento@viex-americas.com.br

VIII Simpase - Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos  
09 - 14, Rio de Janeiro, RJ  
http://www.cigre.org.br

Energy Summit  
11 - 13, Rio de Janeiro - RJ  
www.energysummit.com.br

5<sup>th</sup> International Symposium on Hydrotreating / Hydrocracking Technologies  
16 - 10, Washington DC - EUA  
www.acs.org/meeting

Navalshore 2009 - VI Feira e Conferência da Indústria Naval e Offshore  
19 - 21, Rio de Janeiro - RJ  
www.navalshore.com.br

XI Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica e EXPOGEF 2009  
24 - 28, Salvador, BA  
congresso.sbgf.org.br/indexENG.asp

Compressão de Gases e Bombeio de Produtos em Sistemas Industriais  
25 a 28, Fortaleza, CE  
cursos@ibp.org.br

## SETEMBRO/SEPTIEMBRE 2009

OGMT Noth America  
1-3, New Orleans - AL  
www.ogmtna.com

Biodiesel Congress  
1 - 3, Novotel Center Norte, São Paulo, Brazil  
www.biodieselcongress.com.br

Offshore Europe Oil & Gas Conference & Exhibition  
8 - 11, Aberdeen, Reino Unido  
http://www.offshore-europe.co.uk/

10<sup>th</sup> Expo. Logística Rio e XV Fórum Internacional de Logística  
14-16, Rio de Janeiro, RJ  
www.ilos.com.br // www.expologistica.com.br

Congresso para Geração de Energia e Negócios no Nordeste  
21 - 22, Natal - RN - Brasil  
www.iqpc.com

Operadores de Bases e Terminais de Distribuição de Petróleo  
21 - 23, Macaé, RJ  
cursos@ibp.org.br

Rio Pipeline Conference & Exposition 2009  
22 - 24, Rio de Janeiro, RJ, Brasil  
http://www.ibp.org.br

Unconventional Gas International Conference & Exhibition  
29 - Out 1, Fort Worth, TX - EUA  
www.unconvenalgas.net

## OUTUBRO/OCTUBRE 2009

24<sup>th</sup> World Gas Conference & Exhibition  
5 - 9, Buenos Aires - Argentina  
rpercival@wgc2009.com  
www.wgc2009.com

Derrames de Óleo no Mar: Aspectos Preventivos e Corretivos  
5 - 9, São Paulo, SP  
cursos@cetesbnet.sp.gov.br



Kazakhstan International Oil & Gas Exhibition & Conference  
6 - 9, Almaty, Kazakhstan  
Email: oilgas@ite-exhibitions.com

Feigas - Feira Industrial do Gás  
06 - 08, São Paulo, SP  
http://www.feigas.com.br

Renewable Energy World Asia 2009  
7-9, Bangkok, Thailand  
http://www.renewableenergyworld-asia.com

Offshore Europe Oil & Gas Conference & Exhibition  
8 - 11, Aberdeen, Reino Unido  
http://www.offshore-europe.co.uk/

Proteção Catódica em Plataformas, Equipamentos e Dutos Submarinos (Abraco)  
19 - 21, São Paulo, SP  
e-mail: cursos@ibp.org.br

Feira Brasil Petróleo, Gás e Biodiesel  
20 - 23, São Paulo - SP  
comercial@multifeirascongressos.com.br  
http://www.feippetro.com

Offshore Middle East Conference & Exhibition  
27-29, Manama - Bahrain  
www.offshoremiddleeast.com

## NOVEMBRO/NOVIEMBRE 2009

Deep Offshore Technology International Conference and Exhibition  
3-5, Monte Carlo, Monaco  
http://www.deepoffshoretechnology.com

16<sup>th</sup> África Oil Week 2009  
2 - 6, Cape Town - África do Sul  
www.petro21.com

Deepwater Operations Conference & Exhibition  
10-12, Moody Gardens Hotel & Convention Center, Galveston, TX, EUA  
http://www.deepwateroperations.com

## JANEIRO/ENERO 2009

Oil & Gas Maintenance Technology Conference & Exhibition Co-located with Pipeline Rehabilitation and Maintenance  
18-20, Manama, Bahrain  
http://www.oilandgasmaintenance.com

©2006 Oil & Gas Journal Latinoamericana | Pennwell Brasil - Grupo Expetro. Todos os direitos reservados. Proibida a reprodução total ou parcial. A publicação não se responsabiliza por perdas ou danos originados pelo conteúdo de anúncios ou mensagens publicitárias incluídos na revista. As opiniões expressas nos artigos refletem exclusivamente o ponto de vista de seus autores. Oil & Gas Journal Latinoamericana é publicada 6 vezes por ano. Para assegurar recebimento, mantenha sua Ficha de Assinante atualizada: www.pennwell.com.br. No caso de assinantes cujo endereço de entrega se localize na América do Sul, Central, Caribe, México, EUA continental ou Canadá ("Região Principal"), haverá isenção do preço a depender da aprovação da Ficha de Assinatura. No caso de assinantes cujo endereço de entrega não se localize na Região Principal, o preço da assinatura controlada (Ficha de Assinatura aprovada) será de US\$ 35,00 (6 edições). Se desejar fazer a Assinatura Plena (independente de aprovação do perfil do assinante) o preço, para a Região Principal, será de US\$ 22,00 (Brasil), US\$ 35,00 (outros na Região Principal) e, para o resto do mundo, de US\$ 55,00. Assinaturas para formato eletrônico (PDF) Integral, incluindo publicidade, são gratuitas. Oil & Gas Journal Latinoamericana e OJLA são marcas registradas de Pennwell Corporation.

©2006 Oil & Gas Journal Latinoamericana | Pennwell Brasil - Grupo Expetro. Todos los derechos reservados. Prohibida la reproducción total o parcial. La publicación no se hace responsable por daños o perjuicios originados en el contenido de anuncios o mensajes publicitarios incluidos en esta revista. Las opiniones expresadas en los artículos reflejan exclusivamente el punto de vista de sus autores. Oil & Gas Journal Latinoamericana se publica 6 veces al año. Para recibir, mantenga su Tarjeta de Suscripción actualizada: www.pennwell.com.br. Suscriptores con dirección de entrega en América del Sur, Central, Caribe, México, E.E.U.U continental y Canadá ("Región Principal"), tendrán exención del precio a depender de la aprobación de la Tarjeta de Suscripción calificada. En el caso de suscriptores con dirección de entrega no localizada en la Región Principal, el precio de la suscripción controlada (con Tarjeta de Suscripción aprobada) será de US\$ 35,00 (6 ediciones). Si desear, puede hacer la suscripción standard (independiente de la aprobación del perfil del suscriptor), el precio para la Región Principal será US\$ 22,00 (Brasil), US\$ 35,00 (otros en la Región Principal) y, para el resto del mundo, US\$ 55,00. Suscripciones para archivo electrónico (PDF) integral, incluso publicidad, son gratis. Oil & Gas Journal Latinoamericana y OJLA son marcas registradas de Pennwell Corporation.