



CC//infra//Petróleo 01

O OURO NEGRO MUDA DE MÃOS

A AUTOSUFICIÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS E A QUEDA DO PREÇO DO BARRIL EXIGEM NOVAS ESTRATÉGIAS

Q

UANDO o pré-sal foi anunciado, o barril de petróleo superava o valor de 100 dólares. Quase uma década depois, a realidade do setor de óleo e gás mudou drasticamente. O preço no mercado internacional do ouro negro está na casa dos 50 dólares. Diante da guerra entre a Opep e os Estados Unidos, levará um tempo para se aproximar novamente do antigo patamar. Nova perspectiva, novos desafios. O Brasil, um dos 15 maiores produtores do mundo, tende a galgar posição e entrar no *top ten*, além de se tornar um exportador relevante. Enquanto isso, a demanda se concentrará cada vez mais na Ásia, particularmente na China. Para alcançar esse patamar, o País terá antes de superar os percalços da Operação Lava Jato, que atingiu em cheio as maiores empreiteiras, e o endividamento da Petrobras. A tarefa exige maior eficiência da cadeia produtiva e cria a oportunidade para a indústria brasileira ganhar espaço com os investimentos bilionários previstos.

“A Operação Lava Jato apertou o quadro, mas a conjuntura internacional é o grande desafio do setor nos próximos anos”, afirma o advogado João Almeida, do Demarest Advogados.

Estudo dos professores Cleveland Jones e Hernani Chaves, do Instituto Nacional de Óleo e Gás da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, estima em ao menos 176 bilhões de barris os recursos não descobertos e recuperáveis de petróleo e gás na área do pré-sal que abrange os estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo. Haveria campos de 240 milhões de barris a megacampos, com 5,9 bilhões. “O Brasil desponta como um dos maiores produtores futuros de petróleo competitivo no mundo. O custo de extração do pré-sal



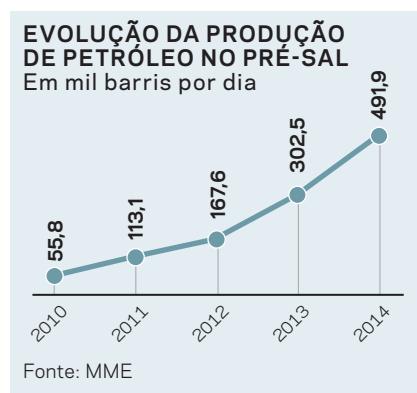
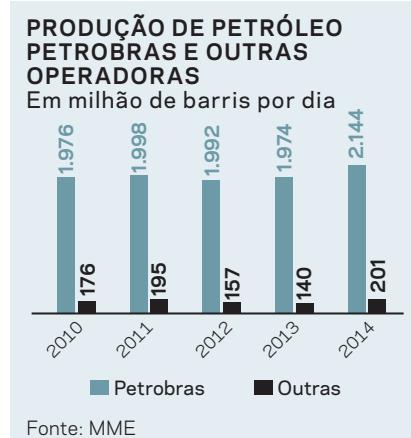
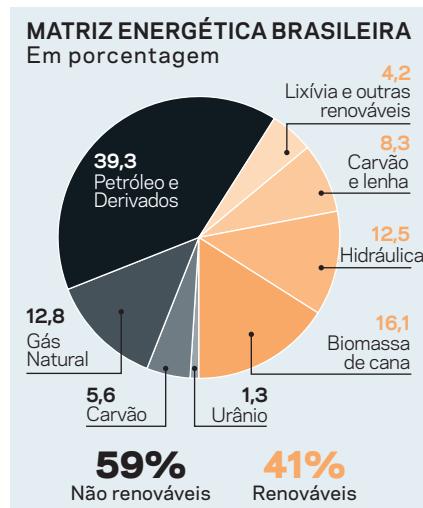
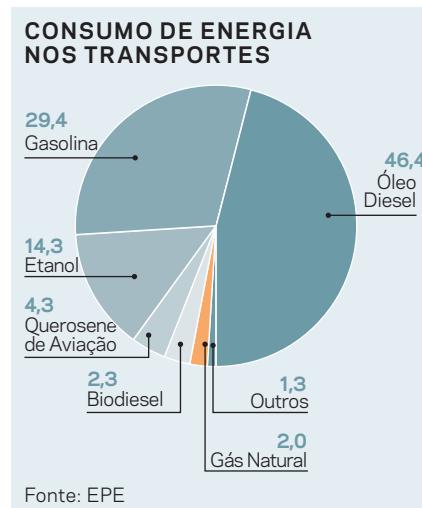
Apresentado por



BR PETROBRAS

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
PÁTRIA EDUCADORA

A energia do Brasil





CC//infra//Petróleo 01

de 9 dólares é similar àquele da Arábia Saudita, mas há um risco de que boa parte possa ficar no subsolo, pois a capacidade de investir na produção terá de ser muito maior que a atual", aponta Jones. As descobertas até agora, estimadas em 40 bilhões de barris, estão incluídas no valor projetado.

Segundo Alexandre Szklo, professor de planejamento energético da Coppe, centro de pesquisa ligado à Universidade Federal do Rio de Janeiro, os preços atuais lançam nuvens sobre as projeções de exploração do pré-sal. Em 2012, uma simulação da universidade apontou que a exploração na camada era viável a 55 dólares. Agora o valor estaria entre 40 e 45 dólares. A queda é reflexo da alta produtividade dos poços, que têm produzido 40 mil barris por dia, acima dos 25 mil anteriores, e da queda de demanda, que tem desacelerado o custo de afretamento e a produção de sondas e plataformas. "Se o preço se mantiver por longuissimo tempo nessa faixa, acende-se um sinal vermelho. O Brasil tem grandes reservas, mas o que conta não é ter estoque, é ter ritmo de produção para viabilizá-lo. Esse é o desafio."

Atualmente, apenas nos campos com contratos assinados e licitados, há cerca de 30 bilhões de barris recuperáveis. Simulações da Coppe estimam que o excedente de exportação em 2025 tenderia a alcançar 1,5 milhão de barris por dia, com a capacidade atual de refino estagnada em 2,5 milhões de barris processados diariamente, por causa da recente intenção da Petrobras de reduzir os investimentos na área. O País exportou cerca de 500 mil barris por dia no ano passado. "O grande desafio de chegar a esses 1,5 milhão de barris em 2025 é a 'unitização' dos campos licitados."

A unitização é prevista pela legislação brasileira e consiste na definição de quanto do petróleo cada concessionária tem direito em caso de reservas que ultrapassam várias áreas de concessão.

“O BRASIL TEM GRANDES RESERVAS, MAS O QUE CONTA NÃO É TER ESTOQUE”, DIZ SZKLO, DA COPPE



Partilha vs. concessão

Anova conjuntura internacional dos preços do petróleo e a crise na Petrobras têm levado governadores, deputados e senadores a se movimentar no Congresso e no Senado para alterar a legislação do pré-sal, aprovada no fim de 2010, depois de 15 meses de discussões. A atual lei de regime de partilha, criada por causa do alto índice de sucesso de exploração na camada (75%), o triplo da média internacional, estabeleceu a estatal brasileira como operadora única de todos os campos licitados e a obrigou a deter ao menos 30% dos consórcios.

O Brasil utiliza dois modelos de exploração: o de concessão e o de partilha. O primeiro é adotado quando há grande risco exploratório. Neste caso,



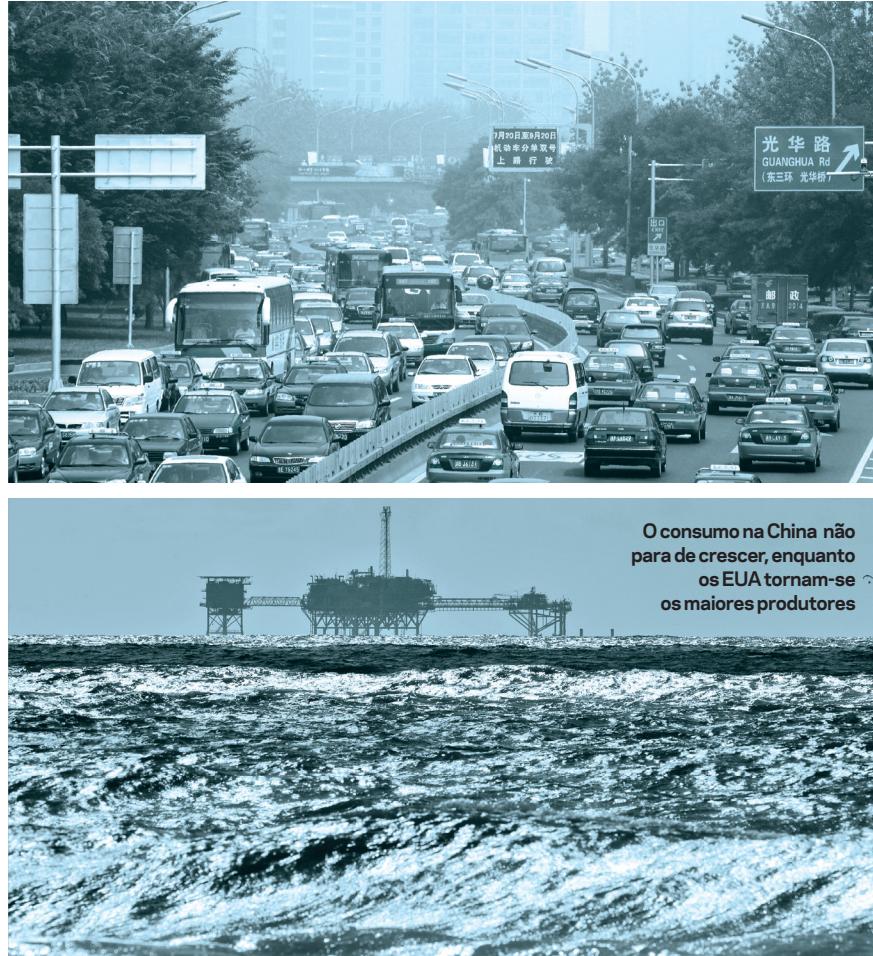
Apresentado por



Atualmente, há 20 processos em negociação. Um exemplo é a área de Carcará, na Bacia de Santos, onde a Petrobras é operadora e sócia majoritária. O espaço por onde a reserva de óleo extrapola o atual contrato deve ser incluído em um leilão futuramente. No caso dos campos do pré-sal, existem poços que foram concedidos pela Lei nº 9.478 de 1997, outros pelo regime de partilha e pelas regras de licitação dos campos do pré-sal em 2010. "Um caso de unitização levou mais de um ano para ser resolvido. Isso pode trazer atrasos para a expansão da produção brasileira, porque são mega-campos e envolvem regimes tributários diversos", afirma Szklo.

Sócio de auditoria do Centro de Energia da E&Y, Roberto Santos acredita que o momento atual tem reduzido o interesse de investidores, mas a província continua no radar no médio e longo prazo em um contexto de queda dos preços. "Há uma mudança de paradigma da Organização dos Países Exportadores de Petróleo, por conta de os Estados Unidos terem se transformado no maior produtor de petróleo do mundo, pela primeira vez, desde 1975, e em consequência do menor ritmo

VAHID SALEMI/AP, GREG BAKER/JAP E STEVE NESIUS/REUTERS/LATINSTOCK



O consumo na China não para de crescer, enquanto os EUA tornam-se os maiores produtores

o óleo retirado pertence à empresa que o extraí e a União recebe taxas e royalties referentes. Já na área do pré-sal, ao contrário, o risco é baixo. Em outras palavras: a possibilidade de encontrar petróleo é maior, o que justifica o sistema de partilha. A empresa vencedora da licitação é aquela que oferta a maior parcela de óleo à União. Por lei, a Petrobras é a operadora única nessa modalidade.

No momento, dois projetos de lei que alteram a regulação tramitam nas Casas. Com a frágil base

partidária da presidente Dilma Rousseff, ambos, em teoria, poderiam ser votados nas duas Casas e aprovados neste ano. Na Câmara, o projeto de lei do deputado Mendonça Filho, do DEM de Pernambuco, prevê o fim da preferência à estatal e a retomada do modelo anterior de concessões tanto nas áreas do pré-sal quanto naquelas além desses limites. Por pressão dos governos do Rio de Janeiro e Espírito Santo, o projeto deve ser discutido em regime de urgência, o que o levaria à votação, sem

necessidade de ser debatido em nenhuma comissão. Sua aprovação se daria por maioria simples. No Senado, está em discussão um projeto do senador tucano José Serra, que também trata da flexibilização das regras de exclusividade da Petrobras. Para o deputado e o senador, as mudanças são necessárias por conta dos problemas de caixa da estatal, que, dizem, comprometem os futuros investimentos no pré-sal. Já os governadores estão preocupados com a queda na arrecadação, caso a

petroleira reduza o ritmo de exploração.

Para a Associação dos Engenheiros da Petrobras, o operador tem mais influência sobre a taxa de produção em relação aos demais consorciados. Manter a estatal como operadora única possibilitaria maior controle social e menor risco de exploração predatória dos campos do pré-sal, caso sejam leiloados. A extração sem controle prejudicaria a recuperação total de petróleo e comprometeria os resultados econômicos de médio e longo prazo.



CC//infra//Petróleo 01

de crescimento da China, que responde por 15% do consumo mundial."

A conjuntura geopolítica tem sido drasticamente alterada. Do lado da oferta, 2014 marcou uma inflexão. Segundo o anuário da British Petroleum publicado recentemente, pela primeira vez a Arábia Saudita e a Rússia foram desbancadas da liderança mundial de produção de petróleo pelos EUA. A exploração de gás não convencional provocou uma revolução na economia americana e mudou a formação de preços no mercado mundial.

O acesso aos hidrocarbonetos em formações rochosas fez a produção de petróleo norte-americana pular de 5 milhões de barris por dia em 2008 para quase 12 milhões seis anos depois. Em 2007, antes do início da crise econômica mundial, os Estados Unidos registravam déficit em contas correntes de 5% do PIB, metade provocada pelas importações de petróleo. Sete anos depois, a história é outra: as importações representam apenas 1% do PIB, cuja produção interna atende a 90% da demanda de energia.

Além de melhorar as contas externas, a exploração de gás não convencional tem atraído diversas indústrias para os EUA, de olho no preço do gás, que chega ao consumidor a 4 dólares o milhão de BTUs, enquanto no Brasil as indústrias chegam a pagar mais de três vezes esse valor. Teme-se uma reorganização planetária dos investimentos na cadeia química e petroquímica, que poderá fincar bandeiras cada vez mais sólidas na América do Norte. A produção de etileno está em 27 milhões de toneladas nos Estados Unidos e deve ter um acréscimo de 11 milhões nos próximos cinco anos. No Brasil, a produção está em 4 milhões de toneladas.

Há preocupação dos industriais brasileiros de que os EUA se tornem um grande exportador do gás extraído de fontes não convencionais. Em maio, o presidente americano, Barack Obama, deu um sinal nessa direção, ao liberar um investimento

O PREÇO DO BARRIL, ESTIMA-SE, VAI OSCILAR ENTRE 60 E 75 DÓLARES NO INÍCIO DE 2016

de 10 bilhões de dólares de uma unidade no Texas projetada para exportar para a Ásia. A decisão levou em conta os benefícios de exportar o insumo.

A revolução energética norte-americana causou um triplo efeito: houve aumento da oferta do insumo, o que mudou estruturalmente a formação de preços nos próximos anos; a Arábia Saudita, fiel da balança em termos de oferta, mudou sua postura e se preocupa mais com sua participação no mercado; e a China tornou-se o maior importador.

No ano passado, a China cresceu 7,4% e pode se contentar com 6% em 2015. "Aquela sobredemanda no mercado, que ocorreu em boa parte da década passada e início desta, deve deixar de existir, com a aterrissagem suave da economia chinesa", diz José de Sá, sócio da consultoria Bain & Company. Nas suas estimativas, o preço dificilmente voltará à casa dos 100 dólares o barril, embora deva oscilar entre 60 e 75 dólares no primeiro semestre do próximo ano.

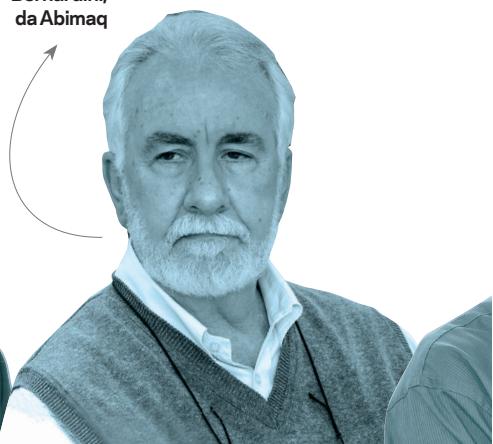
Santos, da E&Y, acredita que nos próximos dois anos as cotações dificilmente vão superar os 60 dólares, seja pelo menor ritmo da China, seja pelo acréscimo de oferta. Os olhares estarão sobre o Irã, que responde por 4% do mercado mundial. Alguns compradores de petróleo

GLADSTONE CAMPOS, ALF RIBEIRO/FUTURA PRESS, COPPE/UFRJ E PAULA MONTE

Santos,
da E&Y



Bernardini,
da Abimaq





Apresentado por



BR PETROBRAS



iraniano discutem o fim da sanção à compra de produtos do país, o que poderá elevar gradualmente a oferta do insumo e evitar pressões de alta do preço. Embora existam pressões para reduzir a emissão de gases de efeito estufa, a demanda por petróleo continuará em alta. Em 2035, estima a Agência Internacional de Energia, o produto, somado ao gás natural e ao carvão, comporá 75% das fontes consumidas no planeta.

Pelos próximos 20 anos, afirma Sá, é difícil imaginar um mundo no qual o petróleo exerça um papel secundário, opinião compartilhada por Szklo. As economias emergentes são altamente dependentes de combustíveis fósseis. No Brasil, responsável por 3% do consumo de derivados no planeta, metade da demanda energética vem do setor de transportes (as rodovias transportam 60% dos produtos). Já a matriz energética chinesa é baseada em carvão, levado por ferrovias, que usam muito diesel. O país ainda tem grande demanda de petroquímicos, por causa da construção civil e dos bens de consumo.

Diante do novo contexto, o cenário para o Brasil pode ser promissor. Segundo um relatório da BP divulgado em fevereiro, a produção de energia do País em

relação ao consumo subirá dos atuais 89% para 111% em 2035, o que nos transformará de importador em exportador até 2020. Projeção da Agência Internacional do Petróleo indica que daqui a cinco anos o Brasil poderá ser, ao lado dos Estados Unidos, o maior novo ofertante de petróleo do mercado fora das economias reunidas na Opep.

Para se confirmar, esse cenário dependerá do fortalecimento da Petrobras e da cadeia produtiva. A riqueza do petróleo pode contribuir para agregar valor à indústria. Usar os recursos do pré-sal de forma estratégica seria uma forma de reindustrializar a nação e ampliar o valor agregado da produção de óleo. Ou seja, em vez de exportar óleo cru, o Brasil poderia vender ao exterior produtos químicos. No início da década de 1990, quando o então presidente Fernando Collor abriu a economia aos produtos importados, a indústria química nacional atendia 95% da demanda interna. Passadas duas décadas e meia, nota-se o avanço internacional: 36% do consumo nacional é hoje atendido por importados e mais de 500 linhas de produtos foram fechadas.

“O pré-sal poderia ser um trunfo para alterar essa dinâmica e elevar o valor agregado do petróleo produzido

no Brasil”, afirma Fátima Giovanna Coviello Ferreira, diretora de Economia e Estatística da Associação Brasileira da Indústria Química. Uma das sugestões é usar a parcela da União do petróleo a ser produzido na área do pré-sal. Em 2030, essa porção deve somar 600 mil barris por dia. Uma parte poderia ser usada para fomentar o mercado, por meio de licitações a interessados no refino ou através de parcerias público-privadas que visassem a produção de petroquímicos básicos.

As regras de conteúdo local também são outro ponto em discussão. Ao contrário da energia eólica, onde a política funciona bem, no petróleo o modelo enseja críticas. “Há as regras, mas não há amparo ao setor produtivo, não há uma política industrial, como foi feito na Coreia do Sul, que selecionou algumas áreas prioritárias e deu foco tanto ao mercado externo quanto na competitividade para exportar. Aqui temos uma agenda muito modesta”, afirma Sá. “A demanda que iremos criar com esses projetos de petróleo será suprida por nós ou compraremos máquinas da China e plataformas da Coreia do Sul?”, pergunta Fernando Sarti, professor do Instituto de Economia da Unicamp.

Para a Abimaq, a principal falha do programa está no fato de o motor da demanda dos investimentos da Petrobras ter sido orientado pelas empreiteiras, que não têm engenharia ou indústria mecânica. As construtoras, depois de ganhar a concorrência, tinham interesse em comprar o mais barato possível em vez de desenvolver a produção no País. “O valor agregado é, por definição, nacional e inclui salários, encargos sociais, impostos, juros, energia elétrica, custos de venda, lucro. Isso perfaz 50% de conteúdo nacional, e se o limite é 60%, basta comprar no País o equivalente a 10 pontos percentuais para cumprir a exigência”, reclama Mario Bernardini, diretor da associação. A sorte é que ainda há tempo de corrigir as falhas do modelo. •

