



OS CONTRATOS DE RISCO NO BRASIL

Remo Mannarino

Engenheiro Eletricista, com especialização em Engenharia Econômica, pela Escola de Engenharia da UFRJ; Engenheiro de Petróleo pela Universidade Federal da Bahia; Mestre em Engenharia de Petróleo pela Louisiana State University, EUA. Atual assistente para assuntos de economia e produção de petróleo da Superintendência dos Contratos de Exploração, da Petrobrás.

A PESQUISA E A LAVRA DE PETRÓLEO

A Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, estabeleceu o monopólio estatal de petróleo no Brasil. A União exerce o monopólio por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A. Dentre as atribuições que lhe conferiu a Lei 2004, figuram a "pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros, existentes no território nacional". A pesquisa e a lavra do petróleo desdobram-se em quatro etapas:

1. Exploração
2. Avaliação
3. Desenvolvimento
4. Produção

A Exploração é a etapa inicial e nela há duas fases: a seleção de áreas potenciais, através dos métodos de superfície (Gravimetria, Magnetometria, Sísmica de Refração, Sísmica de Reflexão, Geoquímica e outros) e o teste das áreas potenciais selecionadas, com a perfuração dos chamados poços pioneiros. A Exploração é onerosa e arriscada. Um poço pioneiro, perfurado no mar numa situação de lâmina de água de 150 m e que alcance a profundidade final de 5.000 m, hoje tão comum na exploração offshore do Brasil, custa em torno de 10 milhões de dólares. Além disso, o risco geológico (isto é, o risco de nada encontrar na área testada) é muito elevado, haja vista que, pelas estatísticas mundiais, de cada cem poços pioneiros perfurados, apenas dez resultam descobridores de petróleo. Vale a seguinte imagem: se 100 em-

presas fossem organizadas, com um capital de algumas dezenas de milhões de dólares, para testar 100 áreas dentro de uma bacia sedimentar de potencialidade normal, ao fim da exploração 90 destas empresas já estariam no vermelho e apenas 10 passariam para a etapa seguinte, a Avaliação.

A avaliação de uma descoberta de petróleo faz-se nas áreas em que o poço pioneiro revelou presença de petróleo. Furam-se, nesta fase, poços de extensão e de delimitação, tomando por base o poço pioneiro que conduziu à descoberta. Tais poços permitem recolher dados sobre o volume, propriedades das rochas contenedoras de petróleo e propriedades dos fluidos presentes na descoberta, isto é, óleo, gás e água. Com estes dados, processa-se um intenso trabalho laboratorial, computacional e de gabinete, que permite caracterizar se a descoberta é comercial ou não. De fato, ao fim do trabalho de avaliação, os técnicos apresentam dois tipos de previsões: previsões de produções de petróleo com o tempo e previsões de despesas necessárias para obter aquelas produções. Um campo será considerado comercial se as receitas obtidas com as produções superarem as despesas necessárias para a obtenção destas produções. Somente o campo que a Avaliação caracterizou como comercial passará à etapa seguinte, o Desenvolvimento. Pelas estatísticas mundiais, apenas 3 das 10 descobertas passam para a fase do Desenvolvimento.

O Desenvolvimento dos Campos Comerciais inicia-se após a caracterização da comercialidade que resulta dos trabalhos de Avaliação. No Desenvolvimento, perfuram-se os poços de produção e constroem-se as instalações de produção, coleta, tratamento, armazenamento, transporte e entrega de petróleo. O Desenvolvimento faz-se a um baixo risco geológico porque, por hipótese, o Campo foi convenientemente avaliado na fase de Avaliação. Porém, os investimentos de Desenvolvimento são muito mais importantes que nas fases de Exploração e Avaliação. O Desenvolvimento de um Campo no mar, na situação de 150 m de lâmina de água e a 100 km da costa, custa em torno de 10.000 dólares por barril por dia de capacidade de produção. Por exemplo, se um campo na situação apontada tiver capacidade e for projetado para produzir 100.000 barris por dia, seu custo deverá alcançar qualquer coisa em torno de 1 bilhão de dólares. . .

Terminado o Desenvolvimento, inicia-se a fase da Produção, onde os custos limitam-se normalmente às despesas correntes de funcionamento e é quando se obtêm as receitas necessárias ao reembolso e à remuneração dos investimentos feitos nas fases anteriores de Exploração, Avaliação e Desenvolvimento.

FORMAS DE EXERCER O MONOPÓLIO

A pesquisa e a lavra do petróleo no Brasil representam monopólio da União, com execução atribuída à PETROBRÁS. Portanto, a Exploração, a Avaliação, o Desenvolvimento e a Produção de petróleo são atividades a serem exercidas no Brasil pela PETROBRÁS, em caráter exclusivo.

A Lei 2004, no entanto, não estabelece a forma pela qual a PETROBRÁS deverá exercer o monopólio. Até 9 de outubro de 1975, a PETROBRÁS adotou

exclusivamente a forma da ação direta, sempre subcontratando vários tipos de serviços exploratórios especiais, porém tomando a si todos os encargos relacionados com a Exploração, Avaliação, Desenvolvimento e Produção de petróleo no Brasil. Porém, naquela data a PETROBRÁS recebeu do Governo Brasileiro a determinação de, paralelamente às suas atividades diretas normais, adotar uma modalidade operacional que permitisse a colaboração de empresas de petróleo privadas, sem quebra de regime de monopólio. Entendeu o Governo Brasileiro que a nova modalidade operacional, exercida através de instrumentos contratuais adequados, não implicaria em reduzir ou violar o monopólio, pois se constituiria, de fato, numa modalidade de contratação global dos serviços especiais de Exploração, caracterizando uma execução indireta, realizada no âmbito da Empresa, sob a sua jurisdição e pleno controle. Nas- ciam assim os contratos de risco no Brasil.

O MODELO BRASILEIRO

O modelo brasileiro de contratos de risco, como não podia deixar de ser, foi elaborado em estrita observância daquilo que se estabelece na Lei 2004. De fato, os contratos de risco no Brasil são contratos de serviços mediante os quais uma empresa de petróleo, brasileira ou estrangeira, presta serviços técnicos, operacionais e financeiros, e, em certas circunstâncias, recebe pagamentos pelos serviços prestados.

Convém entrar em detalhes. A PETROBRÁS escolhe certas áreas prospec- táveis das bacias sedimentares brasileiras e as oferece para contratos de risco em licita- ções internacionais. A concorrente que apresentar a melhor oferta é chamada a negociar com a PETROBRÁS e se as negociações chegarem a bom termo, o contra- to é assinado. A contratante — assim se chama a empresa que assina contrato de risco com a PETROBRÁS — executará trabalhos de Exploração na área que lhe coube por contrato, cumprindo um programa mínimo de exploração, no qual deverá des- pender, pelo menos, uma quantia mínima, garantida por uma carta de fiança bancá- ria. Se não houver descoberta comercial de petróleo, a contratante, ao fim do perí- odo exploração (3 anos no mar, e 5 anos em terra), retira-se da área, o contrato se encerra, sem que lhe assista qualquer pagamento, remuneração ou direito, a que tí- tulo for. Nisto consiste o “risco” da contratante...

Se houver descoberta de petróleo, a contratante executará os trabalhos de Avaliação, ainda à sua conta e risco. Caracterizada a comercialidade de uma desco- berta, a contratante efetuará o Desenvolvimento do campo comercial assim desco- berto e avaliado, segundo um plano de desenvolvimento técnica e economicamente otimizado, acordado pelas partes, isto é, emendado e aprovado pela PETROBRÁS.

Terminado o Desenvolvimento, a PETROBRÁS assume as operações de Produção em caráter exclusivo. A contratante já prestou o seu serviço e retira-se da área. A produção dos campos, assim descobertos e desenvolvidos, obedecerá aos cri- térios técnicos que visam à conservação do petróleo, sem nenhuma dissipação de energia ou perda de hidrocarbonetos recuperáveis.

A PETROBRÁS, ao fim de cada trimestre, efetuará o pagamento à Contratante das seguintes prestações (em dólares, se a empresa for estrangeira e em cruzeiros, se nacional):

- uma prestação para amortização das despesas de Exploração e Avaliação, sem juros acrescidos;
- uma prestação para as despesas de Desenvolvimento, acrescidas de juros calculados com uma taxa efetiva anual contratual (esta taxa é sempre menor ou igual ao Prime Rate do Bank of America, acrescido de 1 ponto percentual anual);
- uma prestação de remuneração, calculada através da fórmula

$$R = (Q_1 X_1 + Q_2 X_2 + Q_3 X_3) P.$$

Q_1 — parte da produção trimestral entre 0 e 600.000 m³

Q_2 — parte da produção trimestral entre 600.000 e 1.200.000 m³

Q_3 — parte da produção trimestral acima de 1.200.000 m³

P — preço internacional do petróleo, corrigido para levar em conta as diferenças de frete e qualidade, trimestralmente estabelecido pela PETROBRÁS;

X_1, X_2, X_3 — frações negociadas em cada contrato.

Os pagamentos à contratante ficam porém condicionados à disponibilidade de receitas líquidas geradas pelo próprio campo descoberto e desenvolvido pela contratante. Isto merece uma explicação. Ao fim do Trimestre, a PETROBRÁS apura as receitas brutas obtidas através da produção do campo considerado e destas receitas brutas deduz os chamados encargos de produção (custos diretos de operação e de seguros, "overhead", de 15% sobre os custos diretos, e indenização sobre a lavra, devida aos governos estaduais e municipais ou ao Conselho Nacional do Petróleo), sendo a diferença a receita líquida do trimestre. Os pagamentos efetuados à contratante não ultrapassarão, em nenhuma hipótese, a receita líquida do trimestre, sendo contratualmente certo que a PETROBRÁS não lançará mão de recursos externos ao projeto para fazer face aos compromissos por ele acarretados.

Os pagamentos a empresas estrangeiras serão efetuados em dólares, através de remessas para bancos no exterior, indicados pela contratante. Ao efetuar tais remessas, a PETROBRÁS desconta o imposto de renda legal que se aplica sobre a remuneração e os juros remetidos.

Conforme se viu, todos os pagamentos são em dinheiro e nunca em espécie. Porém, há um dispositivo contratual que dá à contratante o direito de comprar óleo do campo por ela descoberto e desenvolvido, no trimestre subsequente ao dos pagamentos recebidos, até o limite do pagamento de remuneração por ela recebido. Este será total ou parcialmente suspenso se houver uma crise no abastecimento de petróleo no Brasil reconhecida por ato do Governo Brasileiro.

Outros aspectos interessantes do Contrato de Risco no Brasil são:

- todas as informações obtidas pela contratante, todos os seus ativos e o petróleo descoberto pertencem à PETROBRÁS;
- aplicam-se exclusivamente as leis brasileiras, sendo o "forum" o da Cidade do Rio de Janeiro, excluindo-se todos os demais; o idioma do contrato é o português;
- proteção à mão-de-obra e à indústria nacional;
- proteção ao meio ambiente;
- a contratante se obriga à confidencialidade total sobre todas as informações obtidas em decorrência de suas atividades contratuais.

O QUE O CONTRATO DE RISCO BRASILEIRO NÃO É

O modelo brasileiro de contrato de risco tem muitos aspectos originais e tem sido, muitas vezes, elogiado por sua objetividade, simplicidade e clareza. Várias missões estrangeiras (como as da China Continental e da Nigéria) têm procurado a PETROBRÁS para se inteirar dos seus detalhes. Muitos contratos de outros países têm aparecido com soluções que foram primeiramente elaboradas dentro da PETROBRÁS. Nas reuniões dos organismos internacionais, como a ARPEL e a OLADE, o modelo brasileiro de contratos de risco é apontado como um modelo eficiente e eqânime, que reflete o avanço contratual e tecnológico da PETROBRÁS.

Muita gente boa combate os contratos de risco da PETROBRÁS porque desconhece o seu caráter de contrato de serviço. Muito vagamente pensam em qualquer coisa como "concessão", ou "production sharin", ou "joint venture". Vamos aclarar também estes pontos?

Não é "Concessão"...

A concessão é uma forma de contratação que prevaleceu de 1901 a 1935. Por ela, a companhia privada (geralmente estrangeira) recebia uma área e nela executava trabalhos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, sempre à sua conta e risco, com as seguintes características:

- a) a estrangeira era dona de todos os ativos, inclusive do petróleo produzido;
- b) a remuneração paga aos governos era baixa, sempre inferior a 20% do lucro líquido (sob a forma de "royalties" ou aluguel das áreas efetivamente ocupadas dentro da concessão);
- c) as áreas dadas em concessão eram muito extensas, abrangendo, às vezes, a quase totalidade do país;
- d) os tempos das concessões eram muito longos, qualquer coisa entre 75 e 100 anos;

- e) o excessivo poder político e econômico das estrangeiras no país produtor era invariavelmente utilizado como arma de corrupção contra os interesses nacionais.

Os contratos de concessão foram assinados entre 1901 e 1935 (Venezuela, México, Oriente Médio) e eram, na verdade, contratos outorgados pelos respectivos governos, pois não havia nestes países legislação específica para o petróleo. A partir de 1940, os termos destes contratos começaram a ser renegociados, num processo dinâmico em que as contratantes iam cedendo sucessivas parcelas das suas vantagens iniciais, até a total nacionalização das concessões (Venezuela, Iraque, Irã, etc.).

Os contratos de concessão não são mais utilizados, havendo ainda algumas reminiscências no próprio Oriente Médio e na América Latina, com termos renegociados e diametralmente opostos aos dos contratos originais. Na América Latina ainda subsistem na Argentina (concessões insignificantes), Guatemala, Nicarágua e Trinidad y Tobago.

Agora que já sabe o que é um contrato de concessão, o leitor é convidado a compará-lo com a forma contratual vigente no Brasil. E verá que não existe semelhança nenhuma entre o modelo brasileiro e a concessão...

Não Seria Então um Contrato de "Production Sharing"?

O contrato de "production sharing", também chamado de contrato indonésio ou contrato peruano, é adotado por muitos países, como a Indonésia, o Peru, o Equador, Guatemala, El Salvador, Bolívia, Uruguai e outros.

Por este tipo de contrato, a contratante, como na concessão, opera, à sua conta e risco, a exploração, a avaliação, o desenvolvimento e a produção. Há, porém, uma dupla diferença:

- a) os ativos pertencem ao país produtor e não à contratante;
- b) a produção de petróleo é dividida entre o país produtor e a contratante, segundo proporções estabelecidas no contrato. Por exemplo, nos contratos peruanos, 50% cabem ao Peru (através da PETROPERU) e 50% cabem à contratante, cujo imposto é pago pela PETROPERU. Na Indonésia, a contratante retira o petróleo correspondente às suas despesas e o saldo é dividido, de maneira que 65% caibam à PERTAMINA (estatal indonésia) e 35% à contratante, a qual pagará o correspondente imposto sobre a renda.

Como exercício, o leitor atento deverá comparar o contrato de "production sharing" e o modelo brasileiro, anotando e divulgando as principais diferenças.

Seria, Afinal, uma "Joint-Venture"?

Não. O contrato de "joint-venture" é um tipo de contrato em que a estrangeira se associa com uma empresa local, em geral estatal, para juntas efetuarem os

trabalhos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo. Os investimentos e a participação no petróleo produzido se fazem segundo proporções estabelecidas no contrato. Em 1957, a AGIP (estatal italiana) e a NIOC (estatal iraniense) assinaram um contrato de "joint-venture", com 50% para cada parte nos investimentos necessários. O produto era dividido de maneira que 75% dos benefícios seriam da NIOC e 25%, da estatal italiana.

O leitor já percebeu também que o modelo brasileiro não é uma "joint-venture"...

Outros Tipos de Contratos de Serviço

Vimos que o modelo brasileiro de contrato de risco não é concessão, "production sharing" ou "joint-venture". É, antes, um contrato de serviço.

Há outros tipos de contratos de serviço, com cláusula de risco, diferentes do tipo brasileiro, cada país procurando modelos compatíveis com a respectiva legislação petrolífera. Nos contratos de serviço do Iraque, a contratante executa a exploração, a avaliação, o desenvolvimento e, em princípio, também a produção; a contratante será reembolsada das suas despesas em caso de descoberta comercial, além de ter, como remuneração, o direito de adquirir uma parcela do petróleo produzido a preços favorecidos. Nos contratos de serviço argentinos, a contratante opera todas as fases, desde a exploração até a produção, cujo produto é vendido integralmente ao governo argentino, a um preço estabelecido no contrato. Esses tipos de contrato não correspondem, também, em essência, ao modelo brasileiro.

RECAPITULANDO...

Recapitemos. O nosso contrato é, como já vimos, um contrato de serviço, com cláusula de risco, feito em obediência ao regime de monopólio, estabelecido pela Lei nº 2004. Convém recordar:

- A exploração, avaliação e desenvolvimento são efetuados e financiados pela contratante de risco;
- A produção é conduzida pela PETROBRÁS;
- Os pagamentos à contratante são devidos apenas em caso de produção comercial e até o limite da receita líquida do campo de petróleo por ela descoberto e desenvolvido; tais pagamentos são efetuados em dólares, de maneira a reembolsar a contratante dos seus gastos, auditados e aprovados pela PETROBRÁS, além de remunerá-la com uma quantia em dólares proporcional à produção alcançada;
- Todos os dados técnicos, os ativos e o petróleo pertencem à PETROBRÁS.

Para maiores detalhes, releia o capítulo intitulado de "O Modelo Brasileiro"...

CONTRATOS ASSINADOS

Dissemos que a contratação de áreas é feita mediante licitação internacional, ficando a área com a contratante que oferecer as melhores condições para a PETROBRÁS.

Até agora, fevereiro de 1980, a PETROBRÁS promoveu 3 licitações internacionais de áreas, de que resultou a assinatura de 49 contratos de risco, 32 com empresas estrangeiras e 17 com o consórcio IPT/CESP, da administração indireta do Governo de São Paulo.

RESULTADOS OBTIDOS

Após dois anos do início das atividades operacionais, as Contratantes de Risco apresentam o seguinte resultado: foram levantados e processados 52.450 km de linhas sísmicas a um custo aproximado de US\$ 20,625 milhões e perfurados 27 poços sendo 15 na Bacia de Santos (4 pela British Petroleum, 5 pela Pennzoil, 3 pelos grupos Pecten/Marathon/Union/Enserch, Pecten/Shell/Marathon e Pecten/Chevron/Marathon e 3 pela Esso) e 12 na Bacia da Fôz do Amazonas (5 pela Esso, 3 pela Shell, 2 pelo grupo Elf/Agip/Canam/Norcen, 1 pela Hispanoil e 1 pelo grupo Cities/Union).

Os poços concluídos totalizaram 113.793 metros perfurados, com custo global da ordem de US\$ 282,5 milhões.

Vários poços (BP, Pennzoil, Esso e os Grupos Pecten) deram indícios de óleo ou gás, sem interesse comercial. Os resultados mais significativos, até o momento, foram obtidos pela British Petroleum, no poço 1-SPS-9, que, embora não comercial, revelou pela primeira vez condições de geração de hidrocarbonetos na Bacia de Santos; pela Esso, cujo poço 1-SPS-6 fluiu óleo até a superfície, em vazão subcomercial; e pelo grupo Pecten/Chevron/Marathon, no poço 1-SCS-6, que em teste de formação recuperou óleo muito leve e gás, ainda de característica subcomercial devido ao reduzido volume de petróleo existente em reservatório a mais de 5.000 m de profundidade.

Embora o objetivo dos contratos de risco seja prioritariamente a descoberta de novos campos comerciais de petróleo, o resultado negativo das Contratantes de Risco é capitalizado positivamente pela PETROBRÁS, pois áreas importantes estão sendo avaliadas, sem interferir nas prioridades do Departamento de Exploração e sem nenhum ônus para a PETROBRÁS ou para o Brasil. O Brasil e a PETROBRÁS economizaram todos os investimentos efetuados pelas contratantes na avaliação, agora, de áreas que teriam de ser avaliadas diretamente pelo Departamento de Exploração no seu quadro de prioridades. Economizou também as milhares de horas de trabalho interpretativo técnico e operacional ditado pela experiência de companhias tradicionais na exploração de petróleo. Subsidiariamente, a PETROBRÁS já recebeu cerca de vinte milhões de dólares, a título de taxa de participação nas licitações e bônus contratual.