

# A Extração do petróleo da camada pré-Sal brasileira: desafios e oportunidades

Antonio Cláudio de França Corrêa

## Resumo

Uma grande reserva petrolífera foi descoberta na plataforma continental brasileira. Tal reserva se encontra em rochas carbonáticas situadas a grande profundidade e em lâminas d'água superiores a 2 km de espessura. Este artigo descreve o processo de deposição das rochas do pré-sal, seu preenchimento com petróleo e gás natural, e desafios e oportunidades para a extração do petróleo de tais rochas. Devido à natural heterogeneidade dos carbonatos, é necessário grande investimento na caracterização das jazidas descobertas para a maximização da produção futura, e no desenvolvimento de novas tecnologias para redução de custo de perfuração de poços, pesquisa de novos materiais resistentes à corrosão por fluidos agressivos, e na logística de transporte de passageiros e materiais.

**Palavras-chave:** Pré-sal. Óleo. Gás. Petróleo. Rochas carbonáticas. Plataforma Continental Brasileira.

## Petroleum Extraction from the Brazilian Pre-salt Layer: Challenges and Opportunities

### Abstract

A huge oil reserve has been found in the Brazilian continental platform. Such petroleum is located in deeply buried carbonate rocks in water depths beyond 2 km. This paper describes the pre-salt rocks deposition process, the reservoirs filling with oil and gas, and discusses the challenges and opportunities for oil extraction from these rocks. Due to the natural heterogeneity of carbonate rocks large investments are required in reservoir characterization for maximizing future production, in new technologies for drilling costs reduction, in the development of new materials resistant to corrosion by aggressive fluids, and in the logistic of personnel and materials transports.

**Keywords:** Pre-salt. Gas. Oil. Petroleum. Carbonate rocks. Brazilian Continental platform.

No ano de 2006, um poço exploratório perfurado a pouco mais de 200 km do litoral do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de cerca de 2.000 metros, atravessou uma espessa sequência de evaporitos, isto é, rochas formadas por deposição de sal, e atingiu uma camada de rochas carbonáticas impregnada com óleo. A partir daí, novas acumulações nestes carbonatos de idade geológica aptiana, depositadas há cerca de 120 milhões de anos, foram encontradas, incluindo o Brasil no rol dos países detentores de grandes reservas petrolíferas e com potencial para transformar-se, também, em um dos maiores produtores do mundo. A história geológica das acumulações do pré-sal e suas características, e os desafios encontrados na extração do petróleo são o tema deste artigo.

Inicialmente, sob uma visão holística dos processos físicos e químicos existentes no interior do nosso planeta, vamos procurar entender o processo de formação das acumulações petrolíferas do pré-sal brasileiro.

O interior da Terra é formado por um núcleo interno sólido, composto por 90% de ferro, níquel e traços de outros elementos, com raio de 1.215 km e temperaturas estimadas acima de 5.000<sup>o</sup> C. Envolvendo este núcleo rígido há um núcleo externo líquido, com composição similar, raio externo de 3.480 km e temperaturas acima de 3.200<sup>o</sup> C, e cuja rotação do metal líquido produz o campo magnético da Terra. A temperatura diminui à medida que se afasta do interior do planeta, indicando que a Terra está constantemente perdendo calor. Este resfriamento é a causa dos movimentos que ocorrem na parte externa da Terra e que são tão importantes para a exploração petrolífera.

Envolvendo o núcleo líquido, há o manto e a crosta, com raio de cerca 6.370 km. A crosta é sólida, com espessura variando entre 7 km (crosta oceânica) e 35 km (crosta continental). A crosta continental é menos densa (2,7 g/cm<sup>3</sup>) do que a crosta oceânica (3,0 g/cm<sup>3</sup>), sendo que a elevação média dos continentes é de 800 metros acima do nível do mar. A litosfera, parte superior do manto com cerca de 100 km de espessura, é sólida e quebradiça. Portanto, a parte sólida exterior da Terra constitui-se apenas de uma delgada casca quando comparada com as dimensões do planeta.

Imediatamente abaixo da litosfera, até uma profundidade de 660 km, há uma camada do manto superior, a astenosfera, formada por rochas parcialmente fundidas e sobre a qual boiam a litosfera e a crosta. Finalmente, entre o manto superior e o núcleo externo, há o manto inferior, formado por rochas muito quentes e submetidas a elevadas pressões, porém capazes de se movimentar ao longo do tempo geológico. Tal movimento é responsável pelo resfriamento gradual do planeta, uma vez que o material mais quente sobe, enquanto o mais frio desce, produzindo as correntes de convecção que deslocam a litosfera e a crosta. A elevação das rochas mais quentes provoca a quebra e a separação da crosta nas chamadas placas tectônicas. Há cerca de 140 milhões de anos, tal fenômeno deu origem à separação entre a América do Sul e a África, iniciando-se pelo extremo sul e rasgando o continente original em direção à linha do Equador. A abertura deu origem ao Oceano Atlântico e durou cerca de 40 milhões de anos até atingir o que hoje é o Estado do Rio Grande do Norte. A elevação do material líquido do manto para a superfície e seu resfriamento provocam a constante formação de crosta oceânica e causa a separação dos

continentes, os quais hoje se distanciam a uma velocidade de 2 cm por ano. No caso da separação entre a África e a América do Sul, as placas são divergentes e formam o que se denomina de margem passiva. Já em uma margem ativa, onde a crosta oceânica é consumida, como na costa oeste da América do Sul, há um constante atrito entre a placa oceânica descendente e a crosta subjacente, causando grande compressão, formação de cadeias de montanhas e inúmeros grandes terremotos. Portanto, nosso planeta é dinâmico e os movimentos que ocorreram no passado continuam na atualidade.

O entendimento dos fenômenos causadores do início da separação continental ainda é controverso, porém se aceita que o movimento dos fluidos quentes advindos do manto é responsável pelo estiramento e adelgaçamento da litosfera e da crosta. O posterior resfriamento do material do manto amalgamando-se com a litosfera aumenta sua densidade e causa a subsidência térmica, provocando afundamentos, falhas e depressões na crosta, dando origem à formação de lagos e mares rasos. Essas depressões foram supridas com sedimentos e matéria orgânica advindos das vizinhanças mais elevadas, que, num estágio posterior, foram responsáveis pela geração do petróleo hoje encontrado. Há cerca de 120 milhões de anos, na idade geológica denominada aptiana, ocorreu nas margens do lago formado no leste do Brasil, em águas calmas, a deposição de uma extensa plataforma de carbonatos, de origem microbial, a qual se estende de Santa Catarina ao Espírito Santo. Evidências da formação desses carbonatos podem ser vistas atualmente na Lagoa Salgada, situada no Norte do Estado do Rio de Janeiro. Estes carbonatos constituem os reservatórios da denominada camada pré-sal.

À medida que a crosta oceânica foi sendo construída, esta foi esfriando, tornando-se mais densa e afundando, dando origem ao período denominado subsidência térmica. Neste período, elevações e recuos do nível do oceano, adjacente aos lagos, permitiu a formação de ciclos de alimentação e evaporação de água salgada, formando as rochas salinas ou evaporitos logo acima dos carbonatos microbiais. Daí a denominação camada pré-sal para os tais carbonatos, uma vez que estes foram formados anteriormente aos evaporitos. As rochas evaporíticas são excelentes selos, impedindo que o petróleo acumulado no carbonato abaixo deles ascenda à superfície, formando as grandes acumulações ora encontradas.

Os carbonatos são rochas quebradiças ou rúpteis e que, sujeitas às tensões decorrentes de sua subsidência e dos movimentos da placa tectônica, formam fraturas e/ou fissuras. Como será visto, esta característica possui grandes implicações na maneira como o petróleo residente nessas rochas deve ser extraído.

Acima da camada salina, a qual, na Bacia de Santos, possui cerca de 2 km de espessura, houve a deposição de rochas mais recentes, arenitos e folhelhos, que são constituídas respectivamente por areia e argila e formam o que se denomina camada pós-sal. Atualmente, na Bacia de Santos, a base do sal (topo do reservatório) encontra-se entre 5 e 6 mil metros de profundidade, em águas profundas, com lâminas d'água de 2 a 3 mil metros. Um fato interessante é que, em águas profundas, a temperatura no fundo do oceano é de 4 graus centígrados. Como a camada de sal é excelente condutora térmica, dificultando a

acumulação de calor abaixo dela, então a temperatura no reservatório é baixa para a sua profundidade, de cerca de 60 graus centígrados. Isto faz com que o petróleo esteja, em sua maioria, na forma líquida na Bacia de Santos.

A elevação do magma durante a abertura dos continentes produziu uma série de efeitos tectônicos, com a ascensão de fluidos hidrotermais, tais como o dióxido de carbono, o qual é extremamente corrosivo e dissolve os carbonatos. Como o sal é impermeável também ao CO<sub>2</sub>, este se acumulou em alguns dos reservatórios do pré-sal, dissolvendo parcialmente a rocha e melhorando as condições permoporosas dos carbonatos. Assim, carbonatos onde tenha havido a circulação pregressa de fluidos hidrotermais, através do sistema de fraturas, possuem grande produtividade. Interessante notar que, nas condições atuais de baixa temperatura e a alta pressão encontrada no pré-sal, o CO<sub>2</sub> encontra-se em fase líquida, denominada supercrítica. Nesta condição, ele se mistura completamente com o óleo no reservatório.

Inicialmente, as rochas em subssuperfície encontram-se com seus interstícios saturados com água. Este é o caso, inclusive, das rochas geradoras, formadas por argilas e por matéria orgânica intersticial. À medida que estas rochas foram soterradas e submetidas ao contínuo acúmulo de sedimentos aportados ao lago, a pressão e a temperatura a que estiveram submetidas eram sempre crescentes, compactando-as, expulsando a água intersticial e reduzindo sua porosidade. A partir de certa pressão e temperatura, a matéria orgânica se decompõe, gerando óleo ou gás, num processo denominado catagênese. Estes fluidos, então, escaparam da rocha geradora e, por diferença de densidades em relação à água residente, se elevaram através do sistema poroso, tentando alcançar a superfície. Porém, a barreira impermeável de sal impediu sua ascensão e favoreceu a acumulação nos reservatórios da camada pré-sal. Tal acumulação se dá pela expulsão da água originalmente existente no reservatório, formando uma capa de hidrocarbonetos sobrejacente ao aquífero preexistente. Dependendo do tipo de fluido e das condições de pressão e temperatura, a região de hidrocarbonetos sofre uma posterior segregação gravitacional, com a formação de uma capa de gás no topo, uma zona de óleo intermediária e um aquífero subjacente.

Na Bacia de Campos, como a cobertura da camada de sal é pouco espessa, o petróleo ascendente escapou através de janelas ou aberturas no sal e se acumulou em rochas superiores, de idade geológica mais recente, dando origem a diversos campos petrolíferos, incluindo alguns gigantes.

Ao atingir a superfície, devido ao processo de extração, o petróleo se separa em duas fases: uma, líquida, contendo preferencialmente uma mistura de hidrocarbonetos pesados e com maiores cadeias carbônicas, e outra, gasosa, contendo uma mistura de hidrocarbonetos mais leves e voláteis. Na superfície, em condições de pressão atmosférica e temperatura ambiente, o petróleo do pré-sal divide-se em pouco mais de 200 volumes de gás para cada volume de líquido, valor este que, no jargão da indústria, denomina-se razão gás-óleo. Em termos energéticos, um volume de líquido contém a mesma energia calorífica da encontrada em 1.000 volumes de gás hidrocarboneto. Assim, podemos concluir

que o cerca de 20% da energia dos reservatórios do pré-sal é encontrada na forma de gás natural, indicando a importância econômica que esta matéria prima terá no futuro.

Durante o processo de migração e acumulação do petróleo, este se misturou completamente com o CO<sub>2</sub> existente em subsuperfície. Em alguns reservatórios da camada pré-sal, o teor de CO<sub>2</sub> no fluido do reservatório pode ser bastante elevado. Quando extraído juntamente com o petróleo, ao atingir a superfície, o CO<sub>2</sub> gaseifica-se totalmente e se mistura com os hidrocarbonetos mais voláteis, constituindo o gás natural, o qual deve ser tratado para retirada do CO<sub>2</sub>. Isto é absolutamente necessário, visto que o transporte do gás por meio de gasodutos deve ser virtualmente isento de CO<sub>2</sub>, devido à sua alta corrosividade, exigindo a utilização de custosos materiais na construção das tubulações submarinas. Como o CO<sub>2</sub> não deve ser ventilado na atmosfera, uma opção para seu uso é a reinjeção no reservatório. Em geral, tal injeção é feita conjuntamente com a água, num processo denominado WAG (“water alternating gas”), e que objetiva aumentar a recuperação do petróleo devido à miscibilidade existente entre o CO<sub>2</sub> e o óleo no reservatório. Entretanto, este é um grande desafio, pois, com o tempo, o CO<sub>2</sub> voltará aos poços produtores em concentrações mais elevadas, reduzindo a capacidade de processamento das plataformas e, conseqüentemente, a produção de óleo.

Os carbonatos microbiais (microbiolitos) do pré-sal são rochas formadas primordialmente por carbonato de cálcio e são de origem orgânica, com boa porosidade nas regiões das colônias de bactérias e com material retrabalhado e bastante compactado, formado originalmente por uma espécie de lama carbonática, nas regiões entre as colônias. Isto dá uma ideia de quão heterogênea é a qualidade do material original (matriz) dos reservatórios. Como já foi dito, devido à sua elevada rigidez, os carbonatos são facilmente quebrados e a ocorrência de fraturas e fissuras permite a circulação de água meteórica ou de fluidos hidrotermais, criando uma porosidade secundária e aumentando a capacidade de transporte de fluidos (permeabilidade) dessas rochas. Em geral, cerca de 1 a 2% do óleo do reservatório reside nesta rede de fraturas e dissoluções. Isto faz com que a produção inicial dos poços perfurados nesses reservatórios seja extremamente elevada. Porém, a quantidade de óleo existente nas fraturas descomprime-se rapidamente, fazendo com que gradativamente a matriz passe a alimentar a rede de fraturas, responsável pelo transporte de petróleo para os poços. Daí que a permeabilidade da matriz controla a produtividade tardia, a qual é consideravelmente menor do que a original.

À medida que os carbonatos fraturados são depletados, ou seja, têm sua pressão ou energia reduzidas devido à produção, há uma tendência natural da água do aquífero a ascender através da rede de fraturas e atingir os poços produtores. Quando isto acontece, a produção de óleo e gás é reduzida, podendo-se chegar a uma situação que a produção se torna tecnicamente inviável ou antieconômica. No Brasil, os poços em carbonatos começam a produzir água quando o volume de óleo produzido atinge cerca de 1 a 2% do volume original “in place”. Isto tem resultado em reduzidos fatores finais de recuperação do petróleo em carbonatos, ou seja, abaixo de 10%.

O desafio para se aumentar o fator de recuperação é fazer com que a água, seja ela proveniente do aquífero ou de injeção, penetre na matriz, expulsando o óleo ali residente, e deixe de circular na rede de fraturas. Isto é particularmente difícil, uma vez que os carbonatos são molhados preferencialmente pelo óleo, ou seja, o óleo adere às paredes dos poros e cria uma barreira capilar para a entrada da água na rocha matriz. Isto exige que a água no sistema de fraturas esteja a uma pressão maior do que o óleo residente na matriz, o que não é trivial, uma vez que, com a pressão elevada, a água circula pelas fraturas em direção aos poços produtores.

Em carbonatos com grande espessura, como é o caso do nosso pré-sal, é possível tirar proveito da força gravitacional para aumentar o fator de recuperação por deslocamento por água. Esta tecnologia foi desenvolvida pela empresa Saudi-Aramco e tem sido empregada nos campos da Arábia Saudita, particularmente no campo de Ghawar, que, com 65 anos de existência, produz diariamente e de maneira controlada a impressionante quantia de 5 milhões de barris de óleo. O método consiste na perfuração de poços especiais, denominados de máximo contato com o reservatório (MRC, “maximum reservoir contact”). Tais poços são construídos perfurando-se um poço central horizontal, e, a partir deste, várias ramificações laterais também horizontais, na forma de uma espinha de peixe. Os poços produtores são perfurados no topo do reservatório, pouco abaixo da base do sal. Os injetores de água, quando necessários para manutenção da pressão do reservatório, são perfurados na parte inferior do reservatório, logo acima do contato óleo-água. Os árabes apregoam que, com este método, conseguem chegar a 70% de recuperação do petróleo original “in place”.

A agregação de novas tecnologias é de extrema importância para a maximização da extração do petróleo do pré-sal. Só para se ter uma ideia, no poço descobridor, em 2006, foi utilizada pela primeira vez uma ferramenta de investigação de reservatório baseada no princípio da ressonância magnética, a qual permitiu identificar a presença de óleo móvel no interior do carbonato de baixa permeabilidade. Até então, haviam sido perfurados no carbonato do pré-sal vários poços com características semelhantes ao descobridor e que haviam sido abandonados devido à baixa porosidade e à falta de indícios de hidrocarbonetos. De posse da informação sobre o óleo móvel, voltou-se a um poço no litoral do Espírito Santo, o qual foi então testado e colocado em produção, tendo produzido um volume acumulado de cerca de 10 milhões de barris de óleo até sua desativação em 2011.

Dentre as tecnologias que se fazem necessárias para a produção de petróleo em jazidas carbonáticas, estão a de instrumentos de caracterização de reservatório, necessária para se mapear a qualidade do reservatório e a rede de fraturas naturais e dissoluções, visando a melhor locação para cada novo poço. Dado que os poços são muito caros, é fundamental que eles tenham a maior produtividade possível, e a identificação de onde perfurá-los é crucial para seu sucesso.

O avanço na tecnologia de materiais também permitirá o desenvolvimento de equipamentos e tubulações mais resistentes à corrosão por um preço mais acessível, uma vez que a construção dos poços requer cerca da metade do capital empregado para o desenvolvimento de um campo de petróleo marítimo.

Outro grande desafio é o da logística de movimentação de pessoal e cargas, uma vez que os principais campos petrolíferos do pré-sal estão localizados a distâncias de cerca de 300 km do litoral, fazendo com que os custos envolvidos neste item sejam bastante elevados. Investimentos em portos e terminais aeroviários para transporte de carga e passageiros serão de grande importância e necessidade para a exploração do pré-sal.

Finalmente, dada a grande extensão das jazidas, a velocidade de extração deve ser calibrada em função de objetivos estratégicos do país, uma vez que os volumes previstos para serem produzidos serão representativos quando comparados com a produção mundial, podendo inclusive afetar o preço global do petróleo futuro, considerando-se ainda o rápido desenvolvimento econômico de fontes alternativas de energia.

## **Referências**

FERRO, Fernando e TEIXEIRA, Paulo (Relatores): Os Desafios do Pré-Sal, Câmara dos Deputados, Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica, Brasília, 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil, Gaffney, Cline & Associates, Rio de Janeiro, 2010.

PETROBRAS MAGAZINE. “Um desafio atrás do outro”, Edição 56, Rio de Janeiro, 2009.

**Recebido em 30 de setembro de 2013.  
Aprovado em 08 de novembro de 2013.**