



Desafios Tecnológicos e de Engenharia associados ao Desenvolvimento do *Offshore* Profundo – O Caso do Pré-Sal Brasileiro

Antonio Carlos Capeleiro Pinto

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

Av. República do Chile, 330, Torre Leste, 29º andar, Centro – Rio de Janeiro, RJ, Brasil –
CEP 20.031-170

e-mail: accpinto@petrobras.com.br, web: <http://www.petrobras.com.br/ri>

Resumo:

Reservatórios em rochas carbonáticas contêm uma parcela expressiva das reservas mundiais de petróleo. O desenvolvimento destes recursos, entretanto, apresenta vários desafios, principalmente associados à típica complexidade deste tipo de meio poroso, expressa em variações de permeabilidade e de reatividade da rocha com os fluidos produzidos e injetados. Os reservatórios do pré-sal, localizados em águas ultraprofundas (1.900 a 2.400 m), na Bacia de Santos, região sudeste do Brasil, não são exceção à regra: de textura muito complexa e heterogênea, estes carbonatos de origem microbial mostram intensas variações de suas propriedades petrofísicas.

Entre os desafios para o desenvolvimento podemos citar: a caracterização e previsibilidade dos reservatórios, o desempenho dos métodos de recuperação; a garantia de escoamento em águas ultraprofundas, a redução de custos na perfuração de poços e sistemas submarinos, a operação da planta de processamento de gás e vários outros. Um aspecto importante é que a recuperação do petróleo do pré-sal deverá ser feita considerando a injeção de água, injeção de gás e também o método de injeção alternada de água e gás (WAG), este último em aplicação pioneira em poços satélites em águas profundas.

As incertezas envolvidas levaram à proposta de desenvolvimento em fases, de sorte a incorporar gradualmente as lições aprendidas e gerar caixa simultaneamente à implantação dos projetos. Esta abordagem é uma tradição bem sucedida da Petrobras no desenvolvimento de seus campos em águas profundas.



Este trabalho apresenta o modelo adotado para desenvolver as áreas do pré-sal, abordando: o processo de aquisição de informações para redução das incertezas; o conceito de desenvolvimento em fases; os resultados dos testes de longa duração e do Piloto de produção no Campo de Lula; aspectos da infraestrutura para o escoamento do óleo e do gás e os principais desafios tecnológicos e oportunidades associadas.

O Campo de Lula é utilizado como exemplo para descrever os desafios e oportunidades do desenvolvimento das áreas do pré-sal da Bacia de Santos. Descoberto em 2006, o Campo de Lula pertence ao consórcio BM-S-11 (Petrobras, operadora, com 65%, BG E&P Brasil com 25% e Petrogal Brasil com 10%) e foi considerado o primeiro campo supergigante do Brasil, com um volume recuperável total de 8,3 bilhões de barris de óleo equivalente. Após a realização de um teste de longa duração entre maio de 2009 e dezembro de 2010 e completados dois anos de operação do Piloto, os resultados mostram o acerto da estratégia de avaliação dinâmica do reservatório antes da implantação dos sistemas definitivos. A produção neste período revelou informações essenciais sobre a caracterização geológica e a conectividade hidráulica no reservatório, construção de poços com geometria especial, potencial de dano à formação, escoamento do óleo, sistemas submarinos e planta de processamento. A produção do Piloto de Lula permitiu investigar uma área extensa, e não foram detectadas barreiras ao fluxo. O desempenho da planta de processamento, com a separação do CO₂ do gás produzido e reinjeção no reservatório também tem sido bem sucedida. A produção atual do Piloto de Lula está em torno de 93 mil barris por dia, com quatro poços produtores e um poço injetor de gás. A injeção de água inicia-se em outubro de 2012.

Por fim, são apresentados os investimentos previstos para a implantação dos sistemas de produção, as perspectivas de crescimento da produção e reservas de óleo e gás, bem como o impacto desta nova fronteira sobre a indústria brasileira de bens e serviços.

Palavras chave: águas profundas, Brasil, pré-sal, Bacia de Santos, Petrobras



Nota Biográfica

Antonio é formado em Engenharia Elétrica pelo Instituto Militar de Engenharia (IME), mestre em Engenharia de Petróleo pela UNICAMP e MBA em Gestão Empresarial pela COPPE-UFRJ. Possui 30 anos de experiência na indústria do petróleo, na Petrobras. Coordenou a área de reservatórios do Campo de Marlim, em águas profundas na Bacia de Campos. Implantou o Programa Tecnológico de Óleos Pesados *Offshore* da Petrobras (PROPEs). Gerenciou a área de Reservatórios do Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES). Desde 2008 é gerente de Concepção de Projetos do Pré-Sal. Em 2008 recebeu o prêmio de profissional do ano – excelência técnica – concedido pela Seção Brasil do SPE (*Society of Petroleum Engineers*). Possui mais de 40 trabalhos técnicos apresentados em Congressos.