

MUDANÇAS NO MARCO REGULATÓRIO E SIMULAÇÕES DE POSSÍVEIS PERDAS DE RECEITAS DE ROYALTIES PARA O ESTADO DO RIO DE JANEIRO: CAMPO DE TUPI NA ÁREA DO PRÉ-SAL

Jose Otávio da Silva¹; Francisco Dourado²; Hernani Aquini Fernandes Chaves³; Jose Mario Coelho⁴; Cleveland M. Jones⁵; Fabiana Adão da Silva⁶

¹ UERJ - DEPARTAMENTO DE ESTRATIGRAFIA E PALEONTOLOGIA; ² UERJ - DRM - DEPARTAMENTO DE RECURSOS MINERAIS-RJ / CIPEG; ³ UERJ - DEPARTAMENTO DE ESTRATIGRAFIA E PALEONTOLOGIA; ⁴ UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO; ⁵ UERJ - DEPARTAMENTO DE ESTRATIGRAFIA E PALEONTOLOGIA; ⁶ UNICARIOCA

RESUMO: Este trabalho tem por objetivo apresentar estudos de simulações utilizando os parâmetros preços, produção e taxa de câmbio e possíveis perdas de receitas de royalties para o Estado do Rio de Janeiro, tendo como amostra o campo de Tupi, na área do pré-sal. O petróleo da camada pré-sal começou a se formar com uma sequência de rochas depositadas no espaço formado pela separação dos continentes americano e africano, que teve início há 150 milhões de anos. Formou-se um grande lago onde foram depositadas as rochas geradoras de petróleo - os rios corriam para esse lago e muita matéria orgânica foi depositada. Com o aumento do lago, começou a entrar água do mar iniciando a deposição de espessa camada de sal, de até 2 km de espessura, sobre a rocha contendo a matéria orgânica que se transformou em hidrocarbonetos (petróleo e gás natural). Áreas do pré-sal são grandes reservatórios de petróleo e gás natural, situados entre 5.000 e 7.000 metros abaixo do nível do mar, com lâminas d'água que podem superar 2.000 metros de profundidade, abaixo de uma camada de sal que, em certas áreas, tem mais de 2 mil metros de espessura. Os recursos de petróleo descobertos abaixo da camada de sal no litoral brasileiro se encontram em uma faixa de cerca de 800 km, de Santa Catarina ao Espírito Santo, em uma área de 112 mil km quadrados. Para atingir as jazidas, entre 5 mil e 7 mil m de profundidade, é preciso perfurar até 2 mil m de sal. Área total da Província: 149.000 km², com áreas já concedidas: 41.772 km² (28%), área concedida c/ participação da Petrobras: 35.739 km² (24%) e Área sem concessão: 107.228 km² (72%). As descobertas e as taxas de sucessos nos últimos 100 anos geraram as reservas atuais do Brasil, perto de 14 bilhões de barris. Na Bacia de Santos e na do Espírito Santo encontram-se as principais descobertas de reservas do Pré-sal: Tupi: 5 a 8 bilhões de barris; Lara: 3 a 4 bilhões de barris; P. Baleias: 1,5 a 2 bilhões de barris. Para a simulação foi escolhido o campo de Tupi por representar as maiores reservas descobertas e avaliadas. No dia 1º de Maio de 2009 foi dado início ao teste de longa duração (TLD) do poço do prospecto de Tupi com o navio-plataforma FPSO BW - cidade de São Vicente. O teste durou dois meses e foi interrompido devido a identificação de um problema em alguns parafusos de fixação da "árvore de natal" do poço. Dois meses depois a previsão é que no último quadrimestre de 2010 comece o Projeto-Piloto de Tupi com previsão de produção de 100 mil barris de óleo equivalente por dia. De acordo com o Plano de Negócios 2009-2013 da Petrobrás, os próximos prospectos a serem desenvolvidos serão Lara e Guará com TLD previstos para 2010/2011 e com produção prevista para iniciar em 2014.

PALAVRAS-CHAVE: SIMULAÇÃO; ROYALTIES; TUPI.