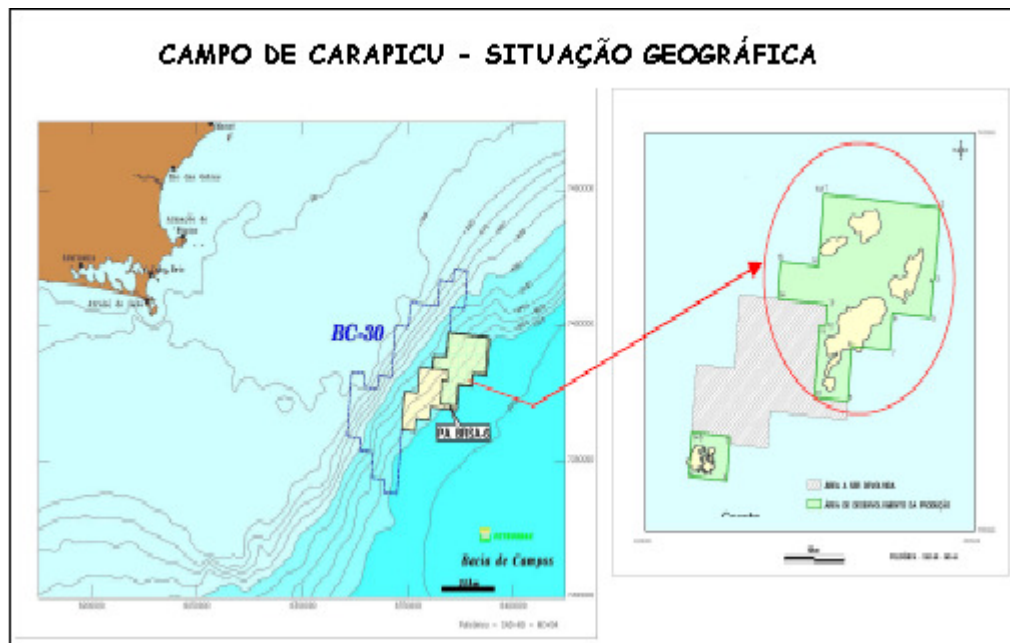


## **SUMÁRIO EXECUTIVO DO CAMPO DE CARAPICU**

### **Contratos de Concessão nºs 48000.003556/97-71**

Em reunião realizada em 16 de julho de 2008, a Diretoria da Agência Nacional do Petróleo - ANP aprovou a Revisão do Plano de Desenvolvimento do Campo de Carapicú.

O campo de Carapicú, que compreende uma área de 383,862 km<sup>2</sup>, está situado na parte sul da Bacia de Campos, em águas de 1.200 a 2.100 metros de profundidade, a 140 km da cidade de Macaé.



### **Histórico:**

Com o objetivo de avaliar um reservatório arenoso, turbidítico, de idade Campaniano/Santoniano da formação Carapebus, foram perfurados, no período de 2000 a 2003, quatro poços exploratórios. Apesar de os estudos geológicos indicarem ser este um reservatório portador de um expressivo volume in-situ, o interesse exploratório decaiu por se tratar de um óleo intensamente biodegradado.

Decidiu-se então perfurar mais um poço exploratório, para investigar objetivos mais profundos, qualificados inicialmente como secundários. Eram eles (1) arenito santoniano da formação Carapebus; (2) coquina aptiana da formação Lagoa Feia; (3) arenito turoniano da formação Carapebus; (4) calcarenito aptiano, formação Macaé; e (5) arenito albiano, formação Macaé, membro Namorado.

O novo poço, porém, não trouxe informações importantes sobre nenhum desses reservatórios. O calcarenito aptiano da formação Macaé, passou a ser considerado como



**Plano de Desenvolvimento aprovado na  
Reunião de Diretoria nº 484 de, 16/06/2008  
Resolução de Diretoria nº 486/2008**

um objetivo viável, por analogia com a ocorrência do mesmo estrato no campo vizinho de Espadarte. O desenvolvimento da produção do calcário Macaé está condicionado, entretanto, a resultados de um projeto piloto de produção, denominado Fase 1. Esta etapa será implementada em 2013.

**Desenvolvimento do campo**

Nesta fase, para aprofundar o conhecimento dos reservatórios serão perfurados três poços verticais exploratórios e um deles será horizontalizado e convertido em produtor para entrar em teste de produção (Fase 1), por um período de doze meses, a partir de 01.01.2013.

A Fase 2, condicionada aos resultados da fase anterior, será implementada em 2016. O pico de produção deverá ocorrer em 2018 no nível de 7.520 m<sup>3</sup>/dia de óleo e 161,2 Mm<sup>3</sup>/d de gás, através de 10 poços horizontais e bombeio centrífugo submerso.

**Sistema de Coleta e Escoamento da Produção**

O sistema de coleta da Fase 1 será feito por uma embarcação com capacidade de processamento de 4.800 m<sup>3</sup>/dia (30.000 bbl/d) de líquido, 4.800 m<sup>3</sup>/dia (30.000 bbl/d) de óleo e 500 M m<sup>3</sup>/d de gás. O armazenamento será em tanques de 48.000 m<sup>3</sup> (300.000 bbl). Haverá apenas um poço produtor de óleo, de mais ou menos 1.500 metros de extensão horizontal. A ANM do poço produtor da Fase1 será conectada verticalmente através de um riser de produção rígido ao FPSO, denominado PIPA-2. A operação será realizada em águas de 1.500 metros de profundidade. O óleo será escoado por transbordo para navios aliviadores, e o gás, totalmente consumido para geração de energia.