

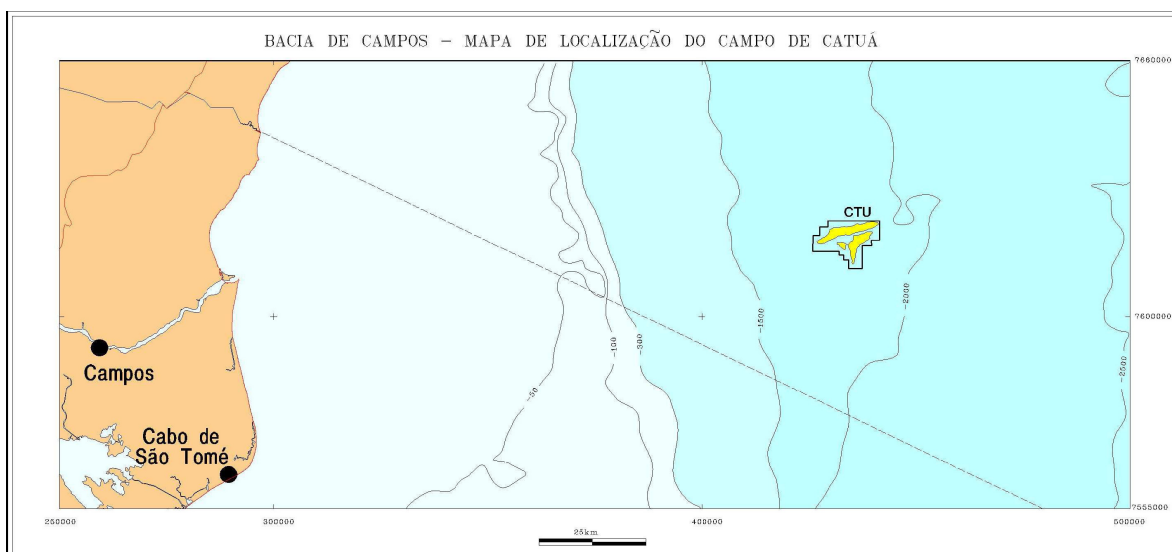


**Plano de Desenvolvimento aprovado na  
Reunião de Diretoria nº 489 20/08/2008,  
Resolução de Diretoria nº 563/2008**

**SUMÁRIO EXECUTIVO EXTERNO DO CAMPO DE CATUÁ**  
**Contrato de Concessão nº 48000.003560/97-49**

Em reunião realizada em 20 de agosto de 2008, a Diretoria da Agência Nacional do Petróleo - ANP aprovou o Plano de Desenvolvimento do Campo de Catuá.

O Campo de Catuá localiza-se na costa do Espírito Santo (Norte da Bacia de Campos), a 128 km de Ubu no Município de Anchieta, no Estado de Espírito Santo. O campo situa-se no antigo Bloco Exploratório BC-60 (BID 0), ocupa uma área de 112,637 km<sup>2</sup>, lâmina d'água de aproximadamente 1850 m e cotas batimétricas entre 1700 e 1950 m. A figura abaixo mostra a localização do campo.



O campo foi descoberto em agosto de 2003, através da perfuração do poço pioneiro 1-BRSA-233-ESS, posteriormente perfurou-se mais 3 poços (3-BRSA-353-ESS, em 2005, 3-BRSA-394-ESS e 4-BRSA-408-ESS, ambos em 2006), motivando assim, em dezembro de 2006, a declaração de comercialidade do campo.

Na área do Campo de Catuá, as rochas geradoras são caracterizadas por folhelhos calcíferos e calcilitos da Fm. Macaé/Mb. Quissamã, de idade Albiana, depositados em ambiente marinho nerítico a batial superior, da fase *drifte* da Bacia de Campos. O arcabouço estrutural da área é formado por domos e mini-bacias, além de zonas transcorrentes e de transferência.



**Plano de Desenvolvimento aprovado na  
Reunião de Diretoria nº 489 20/08/2008,  
Resolução de Diretoria nº 563/2008**

Atualmente existem 4 poços perfurados no campo: 1 pioneiro (1-BRSA-233-ESS), 2 de extensão (3-BRSA-353-ESS, 3-BRSA-394-ESS) e 1 pioneiro adjacente (4-BRSA-408-ESS), todos verticais.

Inicialmente prevê-se produzir durante 6 meses (2009-2010) através de um projeto piloto, o projeto definitivo será implementado posteriormente em 2015-2033.

A coleta da produção inicialmente (Sistema Piloto) será efetuada por uma coluna denominada de *Drill Piper Riser*, posteriormente, os poços satélites produtores e injetores serão interligados a um FPSO, ancorado em lâmina d'água de 1850m, através de dutos flexíveis e umbilicais de controles.

No Sistema Definitivo prevê-se usar um FPSO, a ser construído com capacidade de processar e tratar 8000m<sup>3</sup>/d de líquido, comprimir 1 MM m<sup>3</sup>/d de gás, estocar de 63600m<sup>3</sup> de óleo e injetar de 4800 m<sup>3</sup>/d de água.

O óleo produzido no Sistema Definitivo será armazenado na FPSO, periodicamente transferido para navios aliviadores, pelo sistema *in tandem*, e transportado para terminais terrestres; o gás possivelmente será escoado para o PLEM de Jubarte, através dutos de 10" com aproximadamente 60 km de extensão e dela será enviado para UTG, no sul do ES.