

SUMÁRIO EXECUTIVO DO CAMPO DE BIQUARA

Contrato de Concessão nº 48000.003909/97-70

Em reunião realizada em 22 de novembro de 2007, a Diretoria da Agência Nacional do Petróleo - ANP aprovou o Plano de Desenvolvimento do Campo de Biquara.

O campo de Biquara localiza-se a 25 km da costa, próxima à cidade de Macau, em lâmina d'água de 20 m, na plataforma continental do estado do Rio Grande do Norte. A concessão possui área corrigida de 10.648 km².

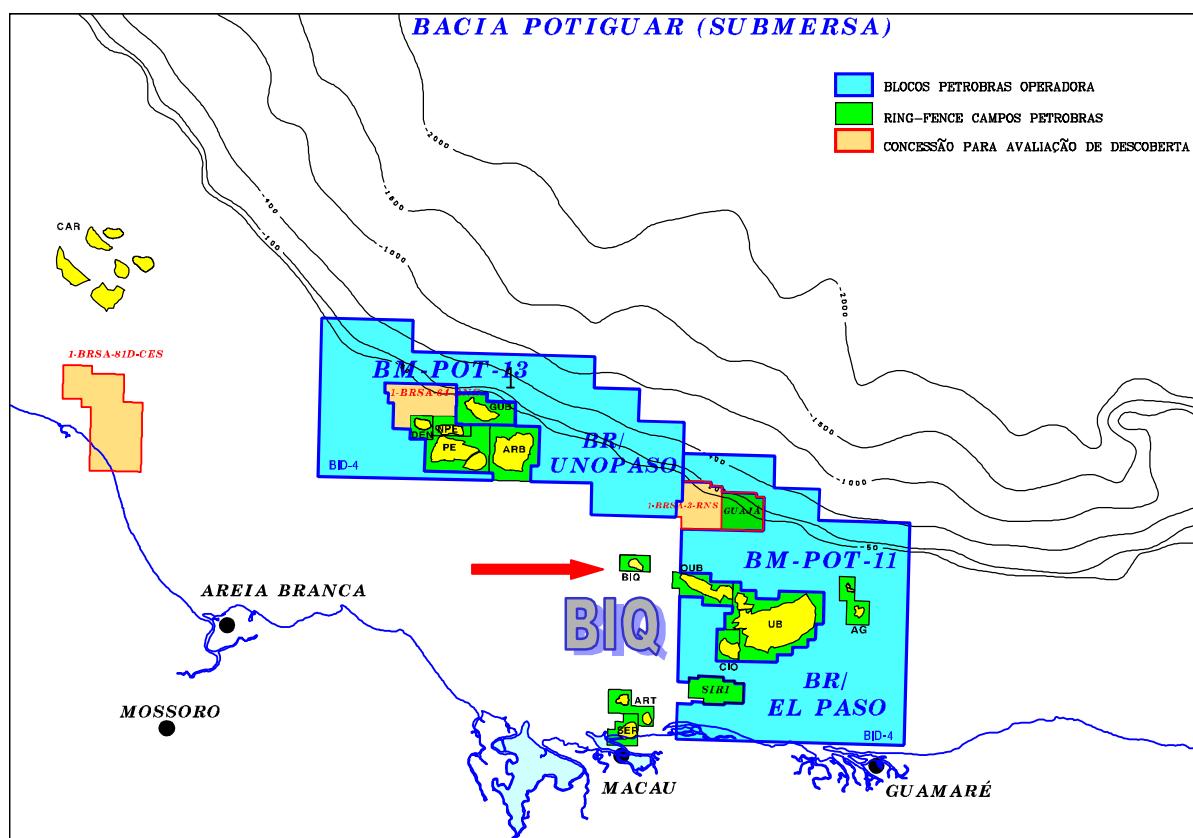


Figura 1: Localização do Campo de Biquara.

O campo de Biquara foi descoberto em 12 de maio de 1992 com a perfuração do poço pioneiro 1-RNS-134, único poço da área, abandonado temporariamente. Apresenta três zonas portadoras de gás e de condensado retrógrado e uma de óleo. Está contido no bloco exploratório BPOT-10, que conta com levantamento sísmico 2D e dois levantamentos sísmicos 3D, que cobrem uma área total de 1036 km². A exploração da jazida deve ocorrer através da plataforma de produção (BIQ-1), tipo *caisson*. Inicialmente, apenas a Zona ALGE (Mb. Upanema/Fm. Alagamar) será colocada em produção.

A área de Biquara ocorre associada a um sistema de falhas transcorrentes dextrais, compartimentada por falhas de direção NE, que geraram vários blocos isolados e que, por sua vez, condicionam as acumulações de gás e condensado da área. No bloco principal, ocorrem todas as zonas portadoras de hidrocarbonetos do campo: as Zonas E2, F, PS-120 e PS-140.

Os principais geradores de hidrocarbonetos são os folhelhos dos Membros Upanema e Camadas Ponta do Tubarão (CPT), da Formação Alagamar, e a Formação Pendência. Os reservatórios portadores de óleo e de gás ocorrem nas Formações Alagamar, Açu e Pescada. Os folhelhos do Membro Upanema e os calcilutitos das CPT são os principais capeadores. O gás e o condensado produzidos são classificados como mistos, resultantes da evolução térmica da associação de óleos marinhos evaporíticos gerados pelos folhelhos e margas das CPT e Membro Galinhos da Formação Alagamar, com óleos gerados a partir de folhelhos lacustres de água doce do Membro Upanema e da Formação Pendência. A migração até os reservatórios deu-se por contato direto destes com o gerador e também pelas falhas e fraturas que interceptam a seção estratigráfica da área.

Os mecanismos de produção serão por expansão de líquidos, expansão de rocha e influxo de água. O campo contém quatro reservatórios principais, portadores de gás e condensado, denominados zonas ALG-E2, ALG-F, PS-120 e PS-140. A identificação de gás nas zonas ALG-E2, ALG-F e PS-120 foi feita a partir de testes de formação e perfis. Para a zona PS-140 foi utilizada a correlação das feições de perfis com as feições avaliadas através de testes de formação na zona PS-120.

O poço está localizado na plataforma PBIQ-1, de modo que a coleta da produção é feita através de linha rígida aérea de 4", diretamente da árvore de natal seca para o duto de exportação.

A plataforma PBIQ-1 é do tipo *caisson*, posicionada em lâmina d'água de 17 metros, abriga apenas a árvore de natal seca do poço, um vaso separador de pequenas dimensões e as interligações com o duto que escoará a produção.

O processamento da produção será realizado no Pólo de Guamaré, conjuntamente com a produção dos campos de Pescada e Arabiana. O fluxo proveniente do poço segue para o duto que escoará a produção através do gasoduto existente, que atende a área do campo de Pescada.

O sistema de escoamento sofre inspeções e manutenções preventivas e corretivas. O duto possui proteção catódica. Os sistemas produtivos são periodicamente inspecionados e seu resultado orienta as ações a serem tomadas para manutenção da integridade dos equipamentos. A superfície interna dos dutos é verificada através de *pigs* instrumentados.

O sistema de produção possui um programa de gerenciamento de risco que satisfaz os aspectos relevantes relacionados à segurança operacional e preservação ambiental (Gestão do SMS), estruturado na identificação, planejamento, controle, monitoramento, ação corretiva, auditoria e análise crítica, fundamentados nas NBR ISO 14001 e BS 8800. O sistema de levantamento de perigos e análise de riscos, procedimentos de operação, inspeções e manutenções são padronizados - Sistema de Padronização de E&P (SINPEP).

A concessionária possui planos de emergência individual (PEI) - CONAMA 293/01 - plano de contingência e planos de emergência específicos para vários tipos de situações de forma padronizada.

Foram apresentadas diretrizes para inspeção, o Sistema Próprio de Inspeção de Equipamentos (SPIE) em conformidade com a NR-13 e de manutenção, o Sistema de Gerenciamento de Manutenção (SGM). Foi referida a existência de procedimentos de segurança operacional para manuseio de substâncias tóxicas e perigosas, através de padrões estabelecidos contemplados para vários níveis de atuação. Além de indicar ações para garantir a preservação da saúde e minimizar a exposição dos trabalhadores às substâncias tóxicas, através do Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA).

As áreas de classificação especial foram classificadas com base em padrões internacionais (API e IEC). Essas áreas são identificadas nas Plantas de Classificação de Áreas para Instalação de Equipamentos Elétricos, sendo estes equipamentos instalados baseados nas normas técnicas da ABNT.

Verificações das condições para a instalação de equipamentos submarinos e unidades de produção no fundo marinho, além de estudos de impacto ambiental das atividades submarinas foram apresentados.

Na perfuração de poços foram utilizados fluidos à base de água. Está previsto, ao lado da verificação da estabilidade do fundo, o mapeamento de formações de corais, que podem estar presentes nesta região em águas rasas.

O projeto do sistema de produção já considera a adoção do padrão de retirada completa. O abandono dos poços seguirá a regulamentação específica. Está previsto provisionamento de recursos para desativação de instalações e abandono dos campos.