

Área de Bela Vista

Aviso importante

A utilização desses dados e informações é de responsabilidade exclusiva de cada usuário, não podendo ser imputada à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis a responsabilidade pela sua fidedignidade, utilização e/ou interpretação.

Parte das informações foi extraída de relatórios fornecidos pela Petrobras.

Introdução

O Campo de Bela Vista está situado na Bacia do Recôncavo, a 180 km a norte da cidade de Salvador, no município de Esplanada, Bahia. Foi descoberto em 24/06/1984 pelo poço 1-BLV-1-BA, colocado em produção em 31/07/1984 e fechado em 1996.

As produções acumuladas de óleo e gás são de 165 mil barris e 2,35 milhões de m³, respectivamente. O fluido principal é óleo leve de 34 °API.

A área do bloco devolvido é de 2,1 km², onde foram realizados 3,5 km de linhas sísmicas 2D e perfurados 6 poços. Os reservatórios portadores de hidrocarboneto são os arenitos do Membro Gomo da Formação Candeias e as formações Água Grande, Itaparica e Sergi. As acumulações ocorrem a profundidades superiores a 1.250 m. Os volumes originais in situ de óleo e gás, estimados pela Petrobras, são da ordem de 9,7 milhões de barris e 63,4 milhões de m³, respectivamente.

Aspectos Geológicos

O campo de Bela Vista apresenta 4 acumulações, a principal está localizada na Formação Candeias/Membro Gomo e as secundárias, localizadas nas formações Água Grande, Itaparica e Sergi.

A acumulação principal de óleo do campo encontra-se nos arenitos turbidíticos do Membro Gomo, Formação Candeias, depositados em ambiente lacustre, no Andar Rio da Serra (Eocretáceo). O trapecamento é puramente estratigráfico e o fechamento das acumulações é proporcionado pela seção argilosa do Membro Gomo. A área da acumulação, estimada a partir do mapa de isópaca porosa com óleo da Formação Candeias, versão de dezembro de 1986, é de aproximadamente 1,5 km². A acumulação encontra-se restrita às áreas dos poços 7-BLV-4-BA e 7-BLV-5-BA. Os arenitos apresentam-se intercalados com poucas camadas de folhelhos, definindo um reservatório relativamente homogêneo, com poucas intercalações de fácies não-reservatórios.

Interpretações recentes indicam que os reservatórios turbidíticos do Membro Gomo são do tipo lobos confinados, depositados em calhas estruturais, de direção NE-SW, desenvolvidas por falhas sin-deposicionais. Areias provenientes da borda leste da bacia, transportadas por correntes de turbidez, foram depositadas nessas calhas.

A acumulação de óleo na Formação Água Grande tem uma forma arqueada, com mergulho para sudeste, ocupando uma área da ordem de 0,5 a 0,6 km². O seu trapeamento tem controle nitidamente estrutural. A acumulação, a noroeste, é limitada por uma falha NE-SW com mergulho para noroeste, a sudoeste, por uma falha de direção NW-SE com mergulho para sudoeste e a nordeste, por falha de direção NW-SE com mergulho para nordeste. A sudeste, o limite da acumulação é estabelecido por mergulho, no contato definido a -1.492 m, na base do reservatório produtor no 3-BLV-2-BA.

A acumulação de óleo nos arenitos fluviais lacustrinos da Formação Itaparica, de idade Cretáceo Inferior, Andar Rio da Serra, tem características de trapeamento e fechamento semelhantes à da Formação Água Grande.

A acumulação de óleo na Formação Sergi, tem características de trapeamento e fechamento semelhantes a das formações Itaparica e Água Grande. As características desta acumulação não foram determinadas, pois não foi possível obter mapas e seções referentes a esta unidade. Os arenitos siliciclásticos, pertencentes à fase pré-rifte, foram depositados em ambiente fluvial, no Jurássico (Andar Dom João).

Amostras de rocha extraídas dos poços

Poço 3-BLV-3-BA

No poço 3-BLV-3-BA, os perfis mostram um corpo arenoso muito bem caracterizado no intervalo 1.490 a 1.495 m, entretanto, com apenas 1,8 m porosos com porosidade de 10 % e saturação de água de 23 % (parâmetros obtidos a partir do Programa de Interpretação de Perfis Logcalc - março de 1993).

Em calha ocorreram fragmentos de arenito branco a acastanhado, granulação fina a média, parte manchados de óleo castanho claro, com fluorescência esparsa amarela clara e corte provocado, imediato, radial.

Testes realizados

Poço 1-BLV-1-BA

No poço 1-BLV-1-BA dois corpos turbidíticos do Membro Gomo foram avaliados através de dois testes de formação (TF) a poço aberto.

No TF nº 1 realizado no intervalo 1.238 a 1.250 m ocorreu surgência de gás no 2º fluxo, com recuperação de 0,63 m³ de lama cortada por óleo e gás. O intervalo revelou ser portador de óleo e ter baixa permeabilidade.

No TF nº 2, no intervalo 1.382 a 1.402 m, também houve surgência de gás no 2º fluxo, com recuperação de 0,34 m³ de lama cortada por óleo e gás e 0,22 m³ de óleo (24 °API). A sua vazão de teste foi estimada em 2,8 m³/d e permeabilidade média em 0,53 mD.

Poço 3-BLV-2-BA

Em teste a poço aberto (1.572 a 1.587 m) houve recuperação de 0,5 m³ de lama cortada por óleo e gás e 0,002 m³ de óleo puro, revelando intervalo portador de óleo, com baixa permeabilidade.

Poço 3-BLV-3-BA

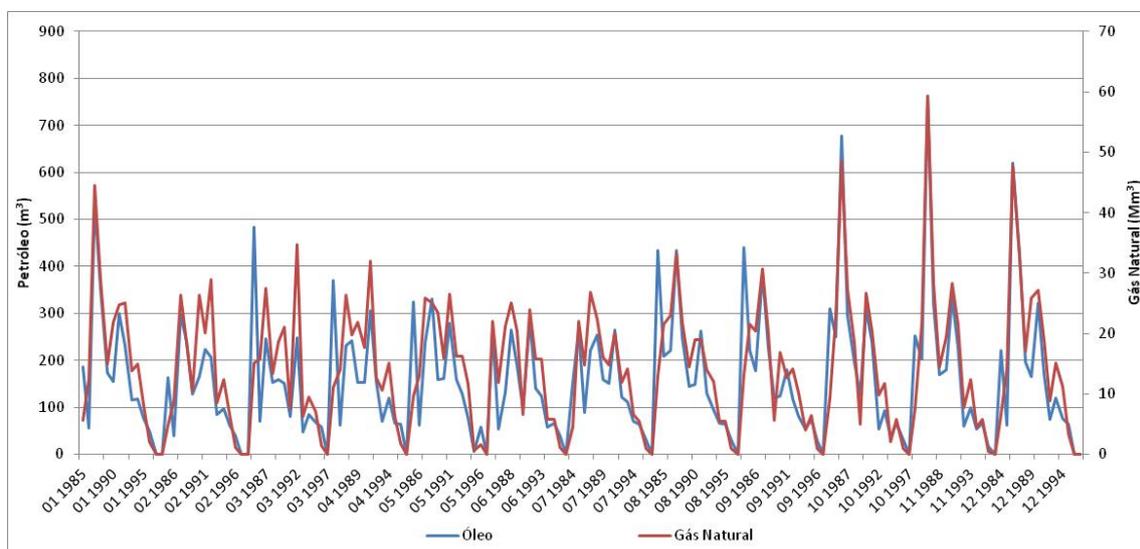
O intervalo 1.490 a 1.495 m foi avaliado através do TF nº 1 (1.490 a 1.503 m) com recuperação de 0,66 m³ de lama cortada de óleo e 0,015 m³ de óleo (leve de 38 °API). O teste foi conclusivo em intervalo com baixa permeabilidade (curvas de pressão estática em S).

Poço 7-BLV-4-BA

O poço tinha como objetivo principal os reservatórios das formações Água Grande e Itaparica. Secundariamente, visava reservatórios do Membro Gomo. Testes de formação a poço revestido revelaram produção de óleo de reservatórios do Membro Gomo, tornando-se o poço descobridor de nova jazida.

Histórico de Produção

O campo, cujo fluido principal é o óleo, foi descoberto em junho de 1984, e teve efetiva produção no período entre 1984 e 1996. A produção acumulada, até dezembro de 1997, totalizou aproximadamente 165 mil barris de óleo e 2,35 milhões m³ de gás. Não há injeções acumuladas de gás ou água. O mecanismo inicial de produção é expansão de líquidos, seguida por gás em solução. O fluido principal é óleo leve de 34 °API.



Aspectos de Completação

Intervenções no poço 3-BLV-2-BA

Nesse poço, o Arenito C1 da Formação Itaparica apresentou, em teste de formação a poço revestido, melhores características de produção, sendo completado para produção de óleo. Em setembro de 1990, o Arenito C1 encontrava-se bastante depletado, Decidiu-se canhonear o Água Grande no intervalo 1.449 a 1.455 m. Pistoneado, produziu 15 barris (2,4 m³) de petróleo em 2 ½ horas. Após o fraturamento do Água Grande e novo fraturamento do Arenito C1, o poço foi colocado em produção conjunta, não seletiva, de ambas as zonas.

Intervenções no poço 3-BLV-2-BA

Os reservatórios Água Grande foram canhoneados e fraturados no intervalo 1.572 a 1.580 m, entrando em produção em março de 1985 por bombeio mecânico, com uma vazão inicial de 30 m³/d.

Intervenções no poço 7-BLV-4-BA

O poço é produtor de óleo dos intervalos 1.377 a 1.382 m e 1.455 a 1.468 m. Ambos intervalos foram fraturados, sendo o inferior também estimulado por acidificação. Entrou em produção no segundo semestre de 1986, equipado com bombeio mecânico. A sua vazão inicial foi de 9 m³/d.

Intervenções no poço 7-BLV-5-BA

Foi equipado com bombeio mecânico para produção de óleo do intervalo 1.481 a 1.507 m (3,1 m permeáveis, porosidade de 12 % e saturação de água de 27 %), com vazão inicial de 8 m³/d.

Aspectos Fisiográficos

O campo está localizado em área de fácil acesso, na zona de tabuleiros do rio Inhambupe, com uma topografia de pequenas colinas com topos planos com reflorestamentos de pinus como substituto da vegetação original. Houve uma modificação das formas de relevo causados pelos cortes e aterros nas pequenas elevações, onde situam-se as bases dos poços.