

Área de Miranga Leste

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 Miranga Leste foi descoberto em 1970 através do poço pioneiro 4-MGL-1-BA.

Na área de concessão, que abrange 0,9km² e no seu entorno, estão disponíveis 91 km de sísmica 2D, além de 492,9 km² de sísmica 3D.

As principais zonas de interesse têm como fluido principal o óleo, todas na Formação Pojuca, nos Arenitos Azevedo, a cerca de 1340 m de profundidade (poço 4-MGL-1-BA), Cambuqui, a cerca de 1490 m, e Santiago, a cerca de 1750 m de profundidade (poço 3-MGL-2-BA).

O volume in place do campo, estimado pela Petrobras, é de 478 mil barris de óleo, sendo 201 mil no Arenito Azevedo, 208 mil no Arenito Cambuqui e 69 mil no Arenito Santiago.

A produção acumulada da área foi de 56,7 mil barris de óleo, entre 1979 e 1985 e entre 1988 e 1996.

O campo localiza-se no município de Itanagara, a leste do campo de Miranga, operado pela Petrobras, e a cerca de 120km da cidade de Salvador.

Aspectos Geológicos

O campo de Miranga Leste situa-se no baixo de Miranga, a leste do campo de Miranga. A estrutura do campo corresponde a um homoclinal com mergulho de 18° na direção nordeste associado ao flanco do Diápiro de Apraius – Miranga Norte.

Os reservatórios pertencem à Formação Pojuca. A seção produtora corresponde a arenitos finos a muito finos deltaicos, posicionados estratigraficamente entre os marcos 6 e 14 daquela Formação. Neste intervalo ocorrem 3 jazidas com pressões estáticas levemente acima do normal. Os sedimentos são de origem deltaica e o caráter da sedimentação é cíclico, marcada pela presença de marcos elétricos paralelos a linhas de tempo que representam períodos de nível máximo do lago. Os arenitos são depositados em época de nível de lago baixo, originados de lobos deltaicos e extravasamento (crevasse). Os reservatórios são o Arenito Azevedo, no 4-MGL-1-BA, e os Arenitos Cambuqui e Santiago, no 3-MGL-2-BA.

Indícios de Hidrocarbonetos

Poço 4-MGL-1-BA

Foram detectados indícios nas amostras de calha dos seguintes intervalos:

- 996 a 999m: arenito esbranquiçado a levemente esverdeado, muito fino a siltico, quartzoso, com fluorescência amarelo-clara regular e corte provocado, muito fraco;
- 1224 a 1227m: arenito cinza-esbranquiçado a esverdeado, muito fino a siltico, quartzoso, com fluorescência amarelo-clara regular e corte quando triturado, fraco;
- 1263m: arenito cinza-claro, parte esbranquiçado, muito fino a siltico, com fluorescência amarelo-clara regular e corte quase imperceptível a ausente;
- 1335 a 1359m: arenito cinza-esbranquiçado a castanho-claro, muito fino a siltico, com fluorescência amarelo-clara e corte quando triturado, fraco.

Poço 3-MGL-2-BA

Foram detectados indícios nas amostras de calha dos seguintes intervalos:

- 1173 a 1182m: arenito esbranquiçado, fino a muito fino, quartzoso, com fluorescência e corte regulares;
- 1494 a 1515m: arenito branco a esverdeado, quartzoso, muito fino a fino, com fluorescência regular amarelo-pálida e corte provocado regular;
- 1662 a 1671m: arenito esbranquiçado a levemente esverdeado, muito fino a fino, quartzoso, com fluorescência amarelo-esbranquiçada regular a fraca e corte provocado fraco;
- 1728 a 1734m: arenito acastanhado claro, muito fino a siltico, manchado de óleo, com fluorescência acastanhada fraca e corte fraco quando triturado;
- 1749 a 1770m: arenito branco, muito fino a fino, quartzoso, impregnado de hidrocarbonetos e com fluorescência amarelo-brilhante boa e corte imediato castanho.

Petrofísica

A interpretação de perfis levou aos seguintes valores para as propriedades físicas dos reservatórios, todos eles com óleo:

Intervalo (m)	Espessura porosa (m)	Porosidade (%)
1336-1343	5	26
1489-1493	4,5	17,5
1747-1754	3	19

Fluidos

Existem no campo três análises de PVT, duas no 3-MGL-2-BA e uma no 4-MGL-1-BA, segundo tabela abaixo:

Poço	MGL-1	MGL-2	MGL-2
Intervalo (m)	1336-1343	1747-1753	1489-1493
Profundidade da amostragem (m)	1250	1710	1350
Temperatura (°C)	60	79	71,1
Pressão de saturação (kgf/cm ²)	85,8	101,95	104,9
Grau API	35,3	36,9	35,4

Densidade do gás em solução	0,925	0,870	0,815
Razão de solubilidade na P_{sat}	45,25	60	49,92
Fator volume de formação de óleo na P_{sat}	1,1826	1,243	1,186
Viscosidade na P_{sat} (cP)	5,36	1,465	3,69
Peso específico na P_{sat} (g/cm ³)	0,752	0,727	0,756

Testes Realizados

Poço 4-MGL-1-BA

Foram realizados 2 testes de formação a poço aberto e 1 a poço revestido:

- TF-01: realizado no intervalo de 1221,20 a 1240,70m:
 - 1º Fluxo (30 minutos) apresentou sopro imediato fraquíssimo de ar, extinto aos 5 minutos. Foi seguido de estática de 60 minutos;
 - 2º Fluxo (60 minutos) teve sopro ausente. Foi seguido de estática de 120 minutos.
 Recuperou 0,06m³ de lama.

- TF-02: realizado no intervalo de 1338,92 a 1349,50m:
 - 1º Fluxo (30 minutos) apresentou sopro imediato de ar muito forte, com gás na superfície aos 5 minutos, queimando com chama de 5,0m, decrescendo a 0,5m ao final do período. Foi seguido de estática de 60 minutos;
 - 2º Fluxo (60 minutos) apresentou sopro forte a moderado, com gás queimando com chama de cerca de 0,5 a 1,5m. Foi seguido de estática de 120 minutos.
 Recuperou 5,24m³ (33 barris) de óleo em 90 minutos, com pressões estáticas inicial e final de 141,86kgf/cm², permeabilidade interpretada de 15mD e sem dano interpretado.

- TFR-01: realizado no intervalo de 1336,0 a 1343,0m:
 - 1º Fluxo (60 minutos) apresentou sopro fraco de ar, passando a médio e forte, com gás na superfície aos 15 minutos Foi seguido de estática de 240 minutos;
 - 2º Fluxo (240 minutos) apresentou sopro médio de gás, com surgência após 2 horas. Foi seguido de estática de 540 minutos.
 Recuperou 10,5bbl de óleo em 2 horas. A pressão estática inicial foi de 143,15kgf/cm² e a final de 142,57kgf/cm², ambas medidas a 1325,69m.

Poço 3-MGL-2-BA

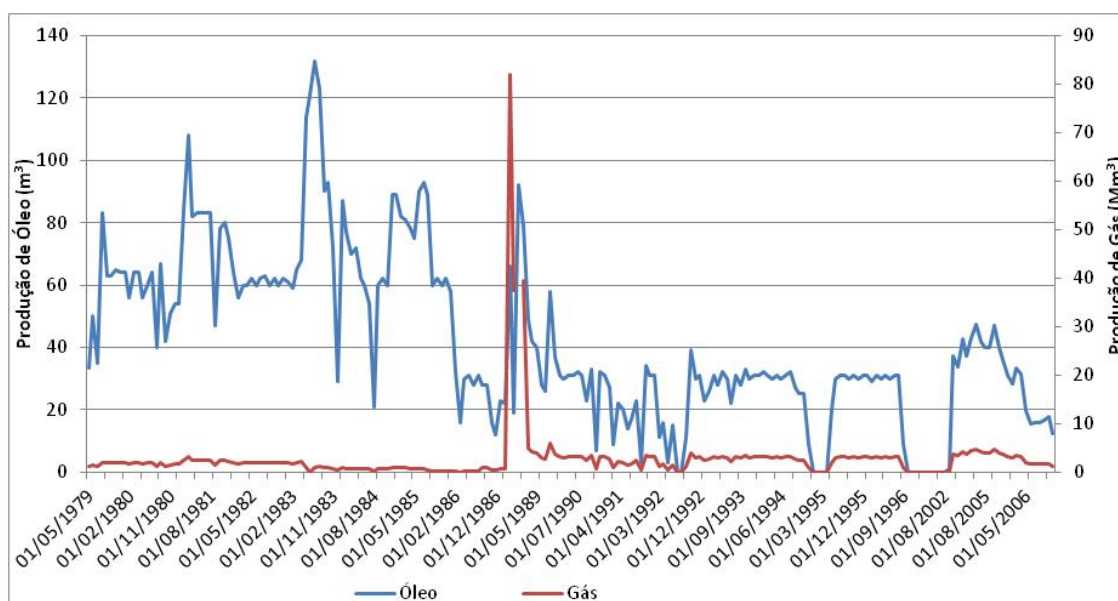
Foram realizados 3 testes de formação a poço revestido e 1 teste de produção:

- TFR-01: realizado no intervalo de 1751,5 a 1753,5m:
 - 1º Fluxo (30 minutos) apresentou sopro forte de gás, na superfície aos 17 minutos. Foi seguido de estática de 180 minutos;
 - 2º Fluxo (240 minutos) apresentou surgência imediata, intermitente ao final do período. Foi seguido de estática de 720 minutos.
 Recuperou 1053m de óleo e 162m de água salgada na coluna, além de 0,3m³ em 30 minutos na superfície. A pressão estática inicial extrapolada foi de 198,27kgf/cm² e a final de 194,68kgf/cm². A permeabilidade interpretada foi de 259mD e o dano de 4,7. A vazão de teste foi de 16m³/d (100 barris por dia).

- TFR-02: realizado no intervalo de 1747,0 a 1748,0m, apresentou sopro forte de gás com surgência de óleo aos 10 minutos do primeiro fluxo, produzindo 10 barris em 20 minutos. No segundo fluxo, surgiu aos 5 minutos produzindo 184 barris em 4 horas. A pressão estática inicial extrapolada foi de 191,52 e a final foi de 180,88kgf/cm², com permeabilidade interpretada de 171mD e vazão de teste de 175m³/d (1100 barris por dia).
- TFR-03: realizado no intervalo de 1489,0 a 1493,0m, produziu 27 barris de óleo e água de completação. A pressão estática final extrapolada foi de 155,52kgf/cm², com permeabilidade interpretada de 103mD e vazão de teste de 69m³/d (434 barris por dia).
- TP-01: realizado no intervalo de 1747,0 a 1753,5m, consistiu de um fluxo de 48 horas seguido por uma estática de 17 horas. Produziu nas últimas 23 horas de teste, com abertura de 24/64", a uma vazão média de 18m³/d (113 barris por dia) de líquido e 8314m³/d de gás.

Histórico de Produção

O campo começou a produzir em maio de 1979, através do poço 4-MGL-1-BA, que produziu até agosto de 1985. O poço 3-MGL-2-BA produziu pelo Arenito Santiago entre agosto de 1979 e agosto de 1980, e entre outubro de 1988 e novembro de 2006. O Arenito Cambuqui produziu entre setembro de 1980 e fevereiro de 1987.



Aspectos de Completação

Poço 4-MGL-1-BA

O poço atingiu 1886,0m de profundidade, com revestimento de superfície de 10 3/4" com sapata assentada a 200,3m de profundidade e cimentado até a superfície; e revestimento de produção de 5 1/2" com sapata assentada a 1390,0m e cimentado até 1250m, e em outro estágio entre 600 e 699,8m.

Foi canhoneado nos intervalos entre 1336 e 1338m e entre 1340 e 1434m. Estes canhoneios encontram-se vedados.

Poço 3-MGL-2-BA

O poço atingiu 1977,0m de profundidade, com revestimento de superfície de 10 3/4" com sapata assentada a 151,20m de profundidade e cimentado até a superfície; e revestimento de produção de 5 1/2" com sapata assentada a 1780,0m e cimentado até 1200m; e em outros estágios, entre 580 e 676,2m.

Foi canhoneado nos intervalos entre 1751,5 e 1753,5m, 1747 a 1749m, e entre 1489,4 e 1493,0m. Todos os canhoneados encontram-se abertos.

Em 2002 e 2004, foram realizadas intervenções para recolocar o poço em produção.

Condições Mecânicas Atuais do Poço

Poço 4-MGL-1-BA

O poço possui tampões de cimento entre 1205 e 1355m e entre 120 e 180m.

Poço 3-MGL-2-BA

O poço encontra-se com coluna de produção e hastes de bombeio, com a bomba a 1744m.

Aspectos Fisiográficos

Ambos os poços localizam-se próximos à estrada de cascalho que segue para o campo de Miranga Norte, com bom acesso. Há rede elétrica em ambas as locações.

O poço 4-MGL-1-BA encontra-se com base de concreto e ante-poço aberto, sem isolamento. Há montes de terra acumulados na área da base. A vegetação no entorno é de capoeira rala, pastagem nativa e resquícios de mata nativa. Há uma lagoa a 300m e rede elétrica nas proximidades. A ocupação humana mais próxima fica a cerca de 500m.

O poço 3-MGL-2-BA encontra-se em área cercada e com portão de acesso. Há cabeça de produção com dutos para escoamento. A vegetação no entorno é de capoeira rala, pastagem nativa e artificial, com resquícios de mata nativa. Há um córrego a 100m da base e a ocupação humana mais próxima fica a cerca de 300m.