

Área de Lagoa do Doutor

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.

Campo com sensibilidade ambiental. É provável que esteja localizado em uma área considerada sensível pelo IEMA/ES (tal como veredas). Necessita de manifestação do órgão ambiental competente.

Introdução

O campo Lagoa do Doutor, situado na Bacia do Espírito Santo, foi descoberto em 05/07/1984 pelo poço 1-LD-001-ES.

Na área de concessão, que abrange 3,2 Km² e no seu entorno, estão disponíveis 478 Km de sísmica 2D, sendo que destas 19 Km estão dentro do *ring fence*. Além disso, 8 poços foram perfurados neste na Área, sendo que 6 dentro do *ring fence*.

Os reservatórios portadores de hidrocarbonetos são os calcarenitos da Sequência Comboios da Formação Regência.

Os volumes originais *in situ* de óleo e gás, estimados pela Petrobras, são da ordem de 383 mil m³ (2,41 milhões de barris) e 26,8 milhões de m³, respectivamente.

As produções acumuladas de óleo e gás são de 31 mil m³ (195 mil barris) e 4,43 milhões de m³, respectivamente, e as acumulações ocorrem em profundidades superiores a 1.820m.

Aspectos Geológicos

O campo Lagoa do Doutor apresenta duas acumulações localizadas na Sequência Comboios (carbonatos retabalhados da Formação Regência) e está localizado em área bastante falhada. A trapa é do tipo misto, com as acumulações localizadas em 2 blocos altos, de direção NNW-SSE, limitado por falhas lítricas. O fechamento das acumulações é proporcionado por mergulho, nos flancos da superfície arqueada, pelas falhas a oeste, pelo contato óleo/água a -1.793m e pelo limite de ocorrência do calcarenito poroso (diagênese).

O reservatório da Sequência Comboios da Formação Regência, portador de óleo, é constituído por calcarenitos retrabalhados, depositados em ambiente marinho raso (plataformal), durante o Albiano.

Não foi possível confirmar o volume original *in situ* de óleo do campo, em virtude da indisponibilidade do mapa de espessura porosa do reservatório produtor.

Indícios de Hidrocarbonetos

O poço 1-LD-001-ES foi perfurado visando testar uma estrutura arqueada, alongada na direção NS, mapeada ao nível do topo da Formação Regência, condicionada por falha lítrica. Os principais objetivos foram os reservatórios do Formação Regência do Grupo Barra Nova e secundariamente os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca.

O poço atingiu a profundidade final de 1.950m, dentro do Grupo Barra Nova. Indícios de óleo e gás foram identificados no intervalo 1.038m – 1.950m.

O poço 4-LD-2-ES, perfurado a aproximadamente 2,5km a sul de 1-LD-1-ES, é um pioneiro adjacente que visava testar uma estrutura arqueada semelhante ao do descobridor. Os principais objetivos foram os reservatórios carbonáticos do Grupo Barra Nova e, secundariamente, arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca.

Perfurado até a profundidade de 1.930m, em carbonatos da Formação Regência, o poço apresentou indícios de óleo e gás no intervalo de 1.038m – 1.924m.

O poço 7-LD-3-ES visava a produção de óleo e delimitação sul dos carbonatos retrabalhados do Grupo Barra Nova (Seqüência Comboios). Perfurado até a profundidade de 1.951m, este apresentou indícios de óleo e gás abaixo da profundidade de 1.779m

O poço 7-LD-4-ES, com profundidade final de 1.910m, objetivou produzir óleo e delimitar a porção norte dos carbonatos retrabalhados do Grupo Barra Nova. A análise de perfis revelou uma zona de interesse de óleo no intervalo 1.806m – 1.807m. Em virtude da pequena espessura porosa com óleo, o poço foi abandonado.

O poço 7-LD-5-ES, a exemplo do 7-LD-4-ES, teve como finalidade a produção de óleo e delimitação norte dos carbonatos retrabalhados da Formação Regência, tendo atingido a profundidade final de 2.203m. A análise de perfis não revelou zona de interesse.

O poço 3-LD-6-ES visou testar a extensão nordeste do reservatório produtor no campo. Os principais objetivos foram os reservatórios carbonáticos do Grupo Barra Nova e, secundariamente, os arenitos turbidíticos da Formação Urucutuca. Perfurado até a profundidade de 2.106m, o poço não apresentou indícios significativos e a análise de perfis não identificou zonas de interesse para hidrocarbonetos. Em vista dos resultados obtidos, o poço foi abandonado.

O poço 4-LD-7-ES foi perfurado com a finalidade de testar uma estrutura mapeada ao nível do topo do Grupo Barra Nova, em um alinhamento de falhas lítricas situado a leste do *trend* das acumulações descobertas pelos poços 1-LD-1 e 4-LD-2-ES. Os objetivos principais foram os carbonatos da Formação Regência e, secundariamente, os arenitos da Formação Urucutuca e os da Formação Mariricu/Membro Mucuri.

O poço foi perfurado até a profundidade de 2.750m, sem a definição de zonas de interesse pela análise de perfis

O poço 7-LD-8-ES teve como finalidade a produção de óleo e delimitação dos reservatórios carbonáticos da Formação Regência, presentes no 4-LD-2-ES, na porção nordeste do campo. Não foram observados indícios em amostras de calha e a análise de perfis não indicou zonas de interesse para hidrocarbonetos. Em virtude dos resultados obtidos, o poço foi abandonado.

Petrofísica

O reservatório apresenta uma pressão original estimada de 184kgf/cm² e pressão de saturação estimada de 114kgf/cm², estando originalmente subsaturado. O mecanismo inicial de produção estimado é gás em solução. O fluido principal é óleo de 24°API.

As características de permeabilidade, viscosidade e espessura definem o reservatório como de baixa transmissibilidade, cerca de 45mD.m/cP.

A interpretação de perfis levou aos seguintes valores para as propriedades físicas dos reservatórios:

Reservatório	Dados Gerais						Rochas		
	Prof. (m) (n. mar)	Fluido		Pi (kgf/cm ²)	Temp. (°C)	Espessura HC (m)	φ (%)	k (mD)	Sw (%)
		Tipo	% VOIS						
Comboios	1.820	Óleo	100	184,0	70	9	17	50	30

Fluidos

A principais características dos fluidos são as seguintes:

Reservatório	Óleo					Gás			
	Psat (kgf/cm ²)	Rs (m ³ /m ³)	°API	μ (cP @ °C)	Bo (m ³ /m ³)	γ _g (ar=1)	P.Cal. (kcal/m ³)	Bg (m ³ /m ³)	
Comboios	114,0*	40,0	24	10,0	70	1,100	0,700	9.400	0,015

* obtido por correlação

Testes Realizados

Poço 1-LD-001-ES

Foram realizados 7 testes de formação, 1 a poço aberto e 6 a poço revestido (2 TFRs e 4 TPs). O TF-01 (1.793m – 1.809m) revelou intervalo de ótima transmissibilidade, portador de óleo de 22 °API. O teste foi interrompido devido a problemas na MFE.

O TFR-01 (1.844m – 1.847m) recuperou 6,3bbl de óleo e 6,9bbl de água de formação. O teste foi conclusivo, identificando um intervalo de baixa transmissibilidade, portador de óleo de 19 °API e água salgada.

No TFR-02, realizado no intervalo de 1.796m a 1.799m, o poço produziu 4,2m³ de óleo, por intermitência, em 7 horas. O teste foi conclusivo indicando intervalo de baixa transmissibilidade, portador de óleo de 24 °API a 60°F.

O TP-01, realizado no intervalo de 1.796m – 1.799m, produziu por intermitência 14 bbl de óleo, em uma hora. Os TP-2 e TP-3 não recuperaram fluido de formação.

O teste de produção TP-04, realizado no intervalo 1.796m – 1.799m, após estimulação ácida, passou a produzir por surgência, com vazão de óleo de 86 m³/d (Pc = 1.500psi, abertura de 16/64"). Foi observada queda na pressão no reservatório de aproximadamente 7kgf/cm², para uma produção acumulada de 400m³ de óleo.

Poço 4-LD-2-ES,

Foram realizados três testes de formação, sendo dois a poço revestido e um a poço aberto. O teste TF-01, intervalo 1.829m – 1.839m, recuperou 9m³ de óleo, em intervalo de boa permeabilidade, provavelmente surgente, portador de óleo de 25 °API a 60°F. O teste foi falho por problemas de assentamento dos obturadores.

O TFR-01, realizado no intervalo 1.862m – 1.881m, indicou intervalo de baixa transmissibilidade e foi inconclusivo quanto ao fluido da formação.

O TFR-02 (1.824m – 1.830m) revelou o intervalo como portador de óleo de 24 °API a 60°F, com ótima permeabilidade, boa produtividade e inconclusivo quanto a depleção.

Dois testes de produção foram realizados. O teste TP-01, no intervalo 1.862m – 1.881m, recuperou durante o pistoneio, após lavagem ácida, fluido de completação, ácido e água. O intervalo caracteriza-se pela baixa transmissibilidade, sendo portador de água.

O TP-02 (1.824m – 1.830m) revelou intervalo portador de óleo, com boa transmissibilidade, elevado IP e sem depleção, em relação ao TFR-02, tendo produzido 100m³ de óleo.

Poço 7-LD-3-ES

O teste de formação realizado no intervalo 1.790m – 1.804m foi conclusivo, indicando intervalo de boa permeabilidade portador de óleo de 22 °API a 60°F e água, tendo recuperado 8m³ de óleo, cortado por gás.

Poço 7-LD-5-ES

O teste de formação TF-01, realizado no intervalo 1.913m – 1.925m, indicou intervalo de baixa transmissibilidade, portador de água. Em virtude dos resultados obtidos, o poço foi abandonado.

Poço 4-LD-7-ES

Dois testes de formação a poço aberto foram realizados. O teste TF-01 (2.160m – 2.170m), em carbonatos da Formação Regência, indicou intervalo de baixa transmissibilidade, portador de água salgada e óleo. O TF-02 (2.392m – 2.398m), em arenitos da Formação São Mateus, revelou intervalo portador de água salgada e óleo. Considerando os resultados obtidos, o poço foi abandonado.

Histórico de Produção

O campo, cujo fluido principal é o óleo, foi descoberto em 05/07/1984, e teve efetiva produção no período entre 1984 a 1988. As produções diárias de óleo e gás, referidas a março de 1998, são nulas. A produção acumulada, até julho de 1988, totalizou aproximadamente 31 mil m³ (195 mil barris) de óleo e 4,43 milhões de m³ de gás; não há injeções acumuladas de gás ou água. Não há produção prevista devido à condição de abandono do campo.

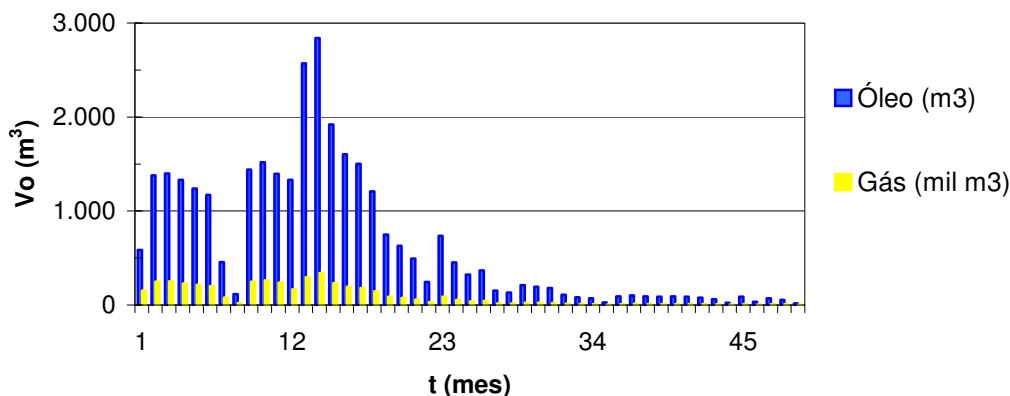
O campo possui 8 poços perfurados – 3 poços pioneiros, o descobridor 1-LD-01-ES e os poços 4-LD-02-ES e 4-LD-07-ES, 1 de delimitação, 3-LD-06-ES, e 4 de desenvolvimento, o 7-LD-03-ES, 7-LD-04-ES, 7-LD-05-ES e 7-LD-08-ES. Destes, apenas 3 são produtores – LD-1, LD-2 e LD-3, os demais são secos.

O poço LD-1 operou de 07/1984 a 04/1986, sendo fechado devido a alta produção de água. O poço LD-2 operou de 07/1985 a 02/1987, sendo fechado pelo mesmo motivo que o LD-1. O poço LD-3 operou de 06/1985 a 07/1988, sendo fechado também devido à alta vazão de água.

O LD-2 foi desequipado em 04/1988, enquanto o LD-1 e o LD-3 foram desequipados em 09/1988. Em 07/1989, apenas os poços LD-5, LD-6, LD-7 e LD-8

foram liberados para arrasamento; nessa ocasião, o LD-4 estava visado para reentrada a fim de se avaliar intervalos marcados como possíveis portadores de hidrocarbonetos. No campo existem cabeças de produção em 5 poços e toda estrutura de produção já foi retirada do campo, incluindo-se tanques, linhas de surgência e eletrificação.

Lagoa Doutor



Aspectos de Completação e Condições de Mecânicas Atuais

Consta como não disponível o esquema de abandono para os poços deste campo.

O poço 1-LD-001-ES foi perfurado até uma profundidade final aproximada de 1.950m, estando a sapata do último revestimento de 5 ½" a uma profundidade de 1.949m. O poço foi canhoneado em vários pontos entre 1.815m e 1.840m, para fins de testes e produção. O poço recebeu tamponamentos com BPP em duas profundidades, 1.842m e 1.805m. Não consta informação de tamponamento definitivo do poço.

O poço 1-LD-002-ES foi perfurado até uma profundidade final aproximada de 1.930m, estando a sapata do último revestimento de 5 ½" a uma profundidade de 1.925m. O poço foi canhoneado em vários pontos entre 1.824m e 1.864m, para fins de testes. O poço recebeu tampão de cimento com o topo do cimento em 1.850m e a base em 1.882m. Não consta informação de tamponamento definitivo do poço.

O poço 1-LD-003-ES foi perfurado até uma profundidade final de 1.951m, estando a sapata do último revestimento de 5 ½" a uma profundidade de 1.950m. O poço foi canhoneado entre 1.788m e 1.791m, para fins de testes e produção. Não consta informação de tamponamento do poço.

O poço 1-LD-004-ES foi perfurado até uma profundidade final aproximada de 1.911m. O abandono do poço foi recomendado com os seguintes tampões: 1.700m – 1.900m, 1.350m – 1.500m, 1.123m – 1.170m.

O poço 1-LD-005-ES foi perfurado até uma profundidade final de 2200m. O abandono do poço foi recomendado com os seguintes tampões: 1.725m – 1.850m e 980m – 1.125m (julho de 1986).

O poço 1-LD-006-ES foi perfurado até uma profundidade final de 2.106m.

O poço 1-LD-007-ES foi perfurado até uma profundidade final de 2.750m.

O poço 1-LD-008-ES foi perfurado até uma profundidade final de 1.910m. O abandono do poço foi recomendado, classificado como seco, com tampões de cimento do fundo até 1.750m e na superfície (setembro de 1989).

Aspectos Fisiográficos

O Campo Lagoa do Doutor está situado na Bacia do Espírito Santo, na Foz do Rio Doce, em área atendida por malha viária existente. A área é de acesso relativamente fácil, e topografia relativamente plana, a cerca de 40 km da sede da Petrobras no município de Linhares, na região de Povoação. Houve poucas modificações no terreno devido à atividade exploratória.

O impacto ambiental se restringe, principalmente, às proximidades do poço, devido a algum desmatamento e descaracterização da vegetação pela atividade de exploração. Existe a necessidade de quebra e retirada das placas de cimento na bases dos poços, e descompactação das bases dos poços.