SPE STUDENT CHAPTER · CASE 01

Bacia de Campos · Outubro 2026

Reativação e Otimização do Campo de Namorado

Reavaliação Estrutural do Reservatório, Gestão de Pressão via WAG e Drenagem Secundária de Lobos Isolados

Apresentado à Banca Examinadora

Engenharia de Reservatórios & Operações Offshore

TESE DE INVESTIMENTO

Conclusão Estratégica Executiva (Upfront)

A reativação do Campo de Namorado é altamente viável e rentável.

A média global de permeabilidade (400 mD) e porosidade (26%) esconde uma forte heterogeneidade e compartimentação turbidítica. Há mais de **150 MMbbl de óleo móvel remanescente** retido em lobos não varridos.

1. Manutenção de Pressão

Implementação imediata de injeção WAG (Water-Alternating-Gas) para manter pressão acima de P_b e mobilizar óleo residual.

2. Readequação de Malha

Re-completação seletiva e redirecionamento de injeção para os 12 níveis turbidíticos independentes com baixo FR acumulado.

3. Poços Infill Seletivos

Perfuração de poços direcionais direcionados aos compartimentos isolados inferiores (Na-8 a Na-12).

FUNDAMENTOS DO ATIVO

Visão Geral do Reservatório de Namorado

737,3
VOO Reavaliado (MMbbl)

417,1
Produção Acumulada (MMbbl)

56,6%
Fator de Recuperação Global

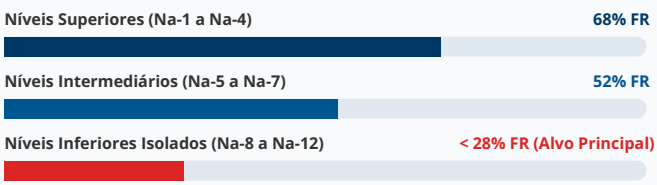
>150
Óleo Móvel Remanescente (MMbbl)



PNA-1 e PNA-2 · Bacia de Campos
Lâmina d'água de 166m · Grupo Macaé (Fm. Outeiro/Namorado)

A Ilusão da Média: Porosidade e Permeabilidade

Fator de Recuperação (FR) Estimado por Nível Turbidítico



Nota do Geofísico: Intercalações de calcilutitos atuam como barreiras verticais de fluxo impermeáveis, isolando os lobos inferiores da varredura dos poços antigos.

Médias Globais Enganam

A permeabilidade média de 400 mD varia na realidade de **12 mD a 1.200 mD** entre os 12 níveis, gerando caminhos preferenciais (thief zones) e canalização de água.

Porosidade Efetiva vs. Total

A média de 26% de porosidade possui variações microssísmicas e diagenéticas locais, exigindo perfis de produção (PLT) atualizados para recalibração dos modelos.

ESTRATÉGIA OPERACIONAL

Dinâmica PVT e Manutenção de Pressão acima de Pb

Comportamento dos Fluidos

- **Grau API:** 28° API (Óleo Médio, boa mobilidade)
- **Pressão de Sat (Pb):** Despressurização histórica aproximou o reservatório de Pb
- **Razão Solubilidade (Rsi):** Liberação de gás em fundo se P < Pb reduz permeabilidade relativa do óleo

Injeção WAG (Water-Alternating-Gas)



A Alternância reduz a razão de mobilidade desfavorável e retarda a conificação.

Q&A ANTICIPATION

Defesa Técnica para a Banca Examinadora

Pergunta Provável da Banca:
"Como justificar novos investimentos capex em um campo maduro com Fator de Recuperação acumulado de 56,6%?"

Resposta Técnica Fundamentada:
O FR de 56,6% é uma **média ponderada global enganosa**. Os níveis turbidíticos superiores (Na-1 a Na-4) foram super-explorados e atingiram FR > 65%, enquanto os reservatórios inferiores (Na-8 a Na-12) permanecem com FR inferior a 30% devido à compartimentação por calcilutitos. O volume remanescente de óleo móvel é de **>150 MMbbl**, perfeitamente atingível por poços infill direcionais com baixo risco geológico.

PLANO DE AÇÃO

Cronograma de Execução e Próximos Passos

1

Fase 1: Dados Críticos

Aquisição obrigatoria de perfis PLT, testes MDT/RFT por nível e reprocessamento sísmico 4D.

2

Fase 2: Re-completação

Isolamento de zonas zangadas (alto BSW) e abertura de canhoneados em intervalos não varridos.

3

Fase 3: Poços Infill

Perfuração de 3 a 5 poços direcionais focados nos lobos isolados inferiores (Na-8 a Na-12).

4

Fase 4: Injeção WAG

Início da alternância água-gás nos injetores readequados para controle de mobilidade.

Obrigado pela Atenção

Estamos prontos para iniciar a sessão de perguntas e respostas com a banca técnica.

Contato: speusp@usp.br

Image Sources



https://saga-advisory.com/assets/country-hero-senegal-CpM4JzPF.jpg

Source: saga-advisory.com