

# História de Sucesso

Rejuvenescimento de Fazenda Santa Luzia  
aumenta o FR de 10% para 20% e  
fatura 24 milhões de dólares/ano

O campo de Fazenda Santa Luzia, localizado na Bacia do Espírito Santo terra, contém VOIP de 54,4 MMbbl, área de 10 km<sup>2</sup> e 79 poços com espaçamento de 200 m, dos quais 31 são produtores de óleo entre 21 a 28° API. Os reservatórios (arenitos costeiros/marinhos rasos da Formação São Mateus, Albiano) são confinados, com pouca extensão lateral e intercalados por folhelhos e carbonatos marinhos rasos, e ocorrem entre profundidades de 1600 - 1900 m<sup>(1)</sup>. A produção começou em 1992. Atualmente o FR é de 20% com produção acumulada de 10,7 MMbbl, e produção diária de 630 bbl<sup>(2)</sup>. Esta história de sucesso foi desenvolvida na Petrobras com os trabalhos de E. Bento-Freire e D. Dargan<sup>(1)</sup> mas posteriormente incorporou os avanços aqui apresentados.

## DESAFIO: como reverter o declínio da produção de óleo?

Em 2005, Fazenda Santa Luzia enfrentava um **declínio acentuado na produção de óleo, atingindo seu limite econômico** (300 bbl/d) em 2006. O BSW aumentava significativamente e a injeção de água não impactava a produção. Os últimos poços perfurados **atravessaram “zonas não previstas”, com ou sem hidrocarbonetos**, que não se encaixavam no zoneamento dos reservatórios então estabelecido. A ANP então exigiu um plano de recuperação ou a devolução do campo. **O campo estava prestes a ser abandonado em 2006 se fossem mantidos os conceitos e práticas vigentes no seu gerenciamento** <sup>(1)</sup>.



## SOLUÇÃO: quanto melhor a geologia, melhor o resultado

Nossa abordagem, fundamentada em conceitos atualizados da geologia de reservatórios:

**1ª etapa: O zoneamento e a caracterização do reservatório são alguns dos principais fatores que impactam a produção de petróleo.** Os limites das zonas funcionam como barreiras efetivas que impedem o fluxo vertical de fluidos (zoneamento) e a conectividade lateral dos reservatórios dentro de uma zona (caracterização) determina o fluxo horizontal de fluidos. **A análise estratigráfica e sedimentológica**, baseada nos testemunhos, perfis de poços, dados de produção e dados sísmicos, **desvenda a distribuição espacial e as heterogeneidades dos reservatórios.** A correlação entre os poços, fundamentada na **estratigrafia de seqüências de alta resolução (ESAR)**, **permite reconhecer zonas lavadas devido a produção e zonas com óleo ainda não drenado (target oil).** A utilização de conceitos geológicos atualizados possibilita caracterizar os reservatórios e entender sua conectividade vertical e lateral.

(1) Magalhães *et al.*, 2020. High-resolution sequence stratigraphy applied to reservoir zonation and characterisation, and its impact on production performance—shallow marine, fluvial downstream, and lacustrine carbonate settings. *Earth-Science Reviews*, 210, 1–36. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103325>

(2) Agência Nacional do Petróleo <https://www.gov.br/anp/pt-br>

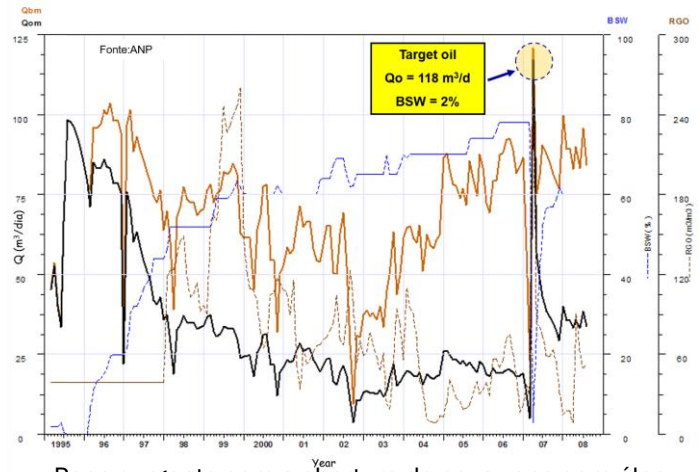
**2ª etapa:** : As intervenções em poços, isolando intervalos saturados em água e abrindo novas zonas com *target oil*, propiciam o aumento considerável na produção do campo.

O ajuste entre os modelos (estático, numérico e geomecânico) é fundamental para a representação mais realista da distribuição das fácies e de suas propriedades petrofísicas em modelos geocelulares 3D (1). Isso permite uma estimativa mais confiável do VOIP e reservas, e o gerenciamento eficaz do reservatório.

O ajuste da produção simulada com os dados históricos permite uma previsão de produção confiável. E o estudo geomecânico estabelece os limites operacionais (pressão mínima e máxima dos reservatórios - depleção devido a produção ou aumento da pressão devido a injeção) para evitar problemas ambientais ou outros que afetam a produção.

**3ª etapa:** O adensamento de malha é necessário se a extensão lateral dos reservatórios for menor do que o espaçamento entre os poços. O estudo através da **Estratigrafia de Sequências de Alta Resolução** realizado no passo 1 é determinante nesta etapa.

**4ª etapa:** A injeção de água deve ser avaliada após o estudo. O esquema de injeção depende da caracterização (conectividade lateral e vertical) dos reservatórios.



Poço surgente com a abertura de nova zona com óleo.

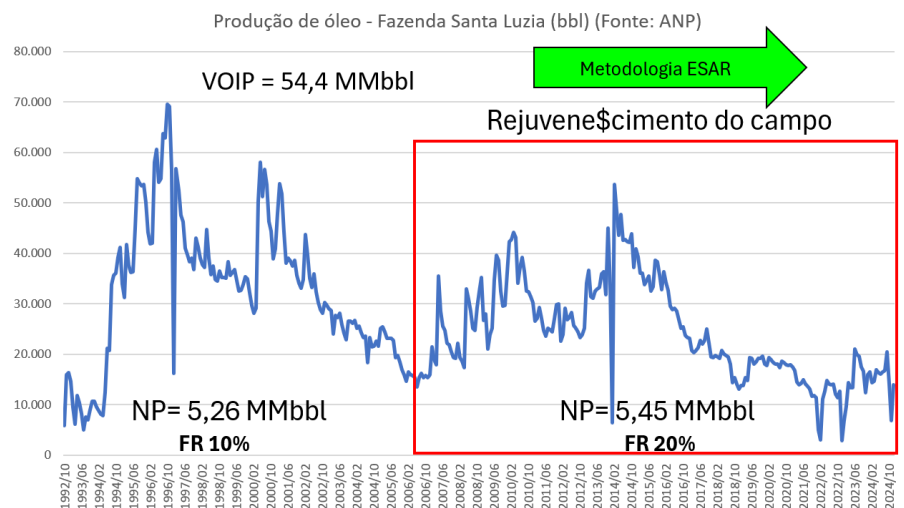
## VALOR: rejuvenescimento do campo

Nossa abordagem estabeleceu um novo modelo geológico, um novo zoneamento e o entendimento da conectividade dos reservatórios. Com uma representação adequada da geologia e o ajuste entre os modelos 3D geológico, de fluidos e geomecânico, os seguintes resultados foram obtidos:

➤ O novo zoneamento sustentou diversas intervenções em poços e o adensamento da malha, o que aumentou a produção de óleo e diminuiu a produção de água.

➤ A maioria dos novos intervalos abertos produziu óleo por surgência, embora com rápido declínio.

➤ Ao final de 2024, o campo apresentou 10,71 MMbbl de produção acumulada de óleo, mais que o dobro da produção do campo até 2006. A nossa abordagem permitiu elevar o FR de óleo do campo de 10% para 20% sem injeção de água. O ganho de produção entre 2006 e 2024 foi de 5,45 MMbbl, equivalente a um faturamento médio de 435 milhões de dólares ou 24 milhões de dólares a cada ano.



**Vamos repetir esse caso de sucesso!**

Parceria

