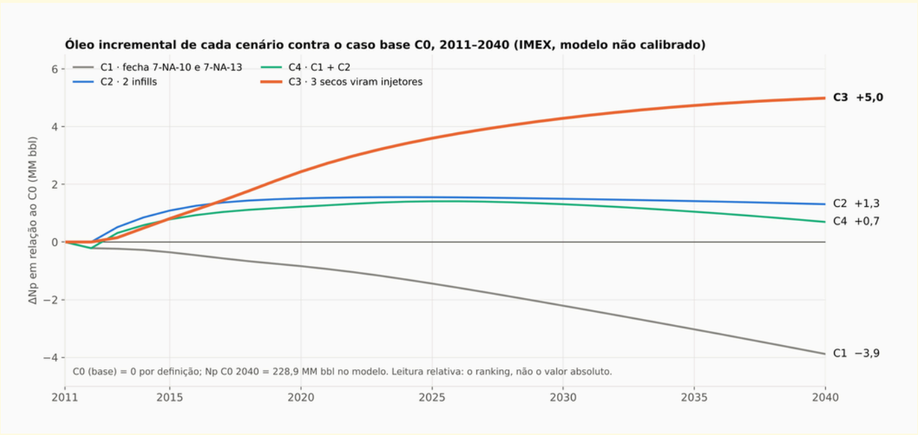
Campo de Namorado

APRESENTAÇÃO – TIME 3

OLIVIER MARTINS MATHEUS DIAS
MAYARA PEREIRA YARLEY TRIGUEIRO
TALITA VENTURA

Cenários

Inicialmente pensamos em quatro cenários para melhorar a produção do campo de Namorado



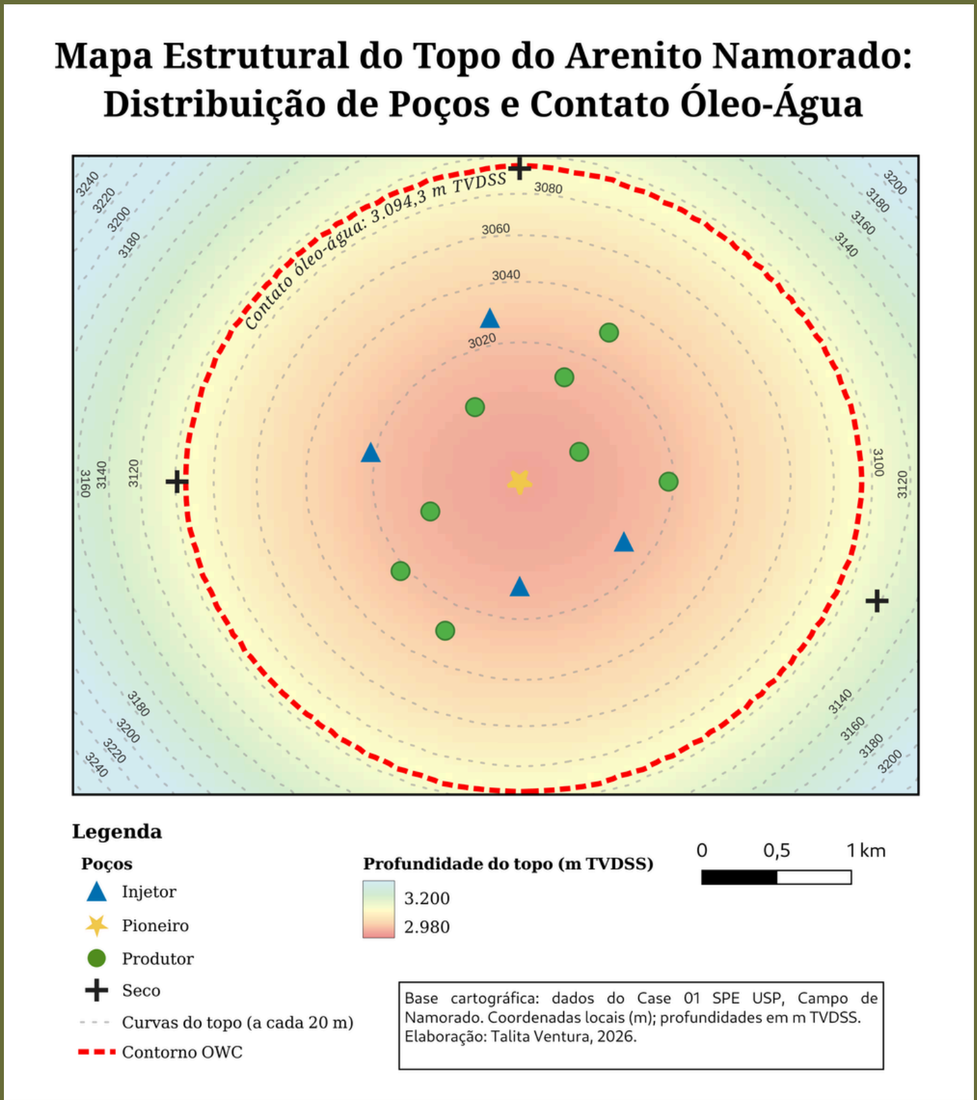
Cenário	O que muda	VPL (US$ MM)
C0 — Base	Mantém 8 produtores e 4 injetores, líquido ≈ 48 mil bbl/d e VRR calibrado no histórico	—
C1 — Gestão de água	Reequilibra a injeção entre os padrões e fecha produtores com BSW > 90% (7-NA-13 e 7-NA-10 terminam junto ao contato)	≈ −29
C2 — Infill	2 a 3 novos produtores em zona φ ≥ 28% e K ≥ 350 mD, a ≥ 500 m de poços existentes e com ≥ 35 m de coluna de óleo acima do OWC	≈ −26
C3 — Periférico	Converte os secos 7-NA-14, 15 e 16 (K 50–90 mD) em injetores na perna de água	≈ +52
C4 — Combinação	C1 + C2 (e C3 se mostrar ganho)	≈ −39

A partir do CMG, identificamos que o C3 (Conversão dos poços secos em injetores) oferece o maior retorno para o campo.

RESERVATÓRIO • ARENITO NAMORADO

Geometria do reservatório e distribuição dos poços

Domo estrutural com perna de água e três poços secos



3.094,3 m
OWC (TVDSS)

540 MM STB
OOIP (faixa 475–615)

≈ 14,5 km²
Área fechada

95–100%
Sw nos 3 poços secos

Números da estrutura

- Ápice do topo a 2.980 m TVDSS
- Contato óleo-água a 3.094,3 m: os gradientes de óleo (0,065 kgf/cm² por m) e de água (0,100) se cruzam a 326,1 kgf/cm²
- Coluna de óleo de 114,3 m
- Área fechada de 14,47 km² (o enunciado fala em ~20)
- Secos 7-NA-14, 15 e 16: topo em 3.100–3.125 m e Sw de 95 a 100 %, abaixo do contato
- OOIP: P50 ≈ 540 MM STB, faixa P90–P10 de 475 a 615 (Monte Carlo com T = 75 m)

Mapa elaborado pelo time a partir do caso (paraboloide $2.980 + 22 \cdot x^2 + 28 \cdot y^2$; curvas a cada 20 m).

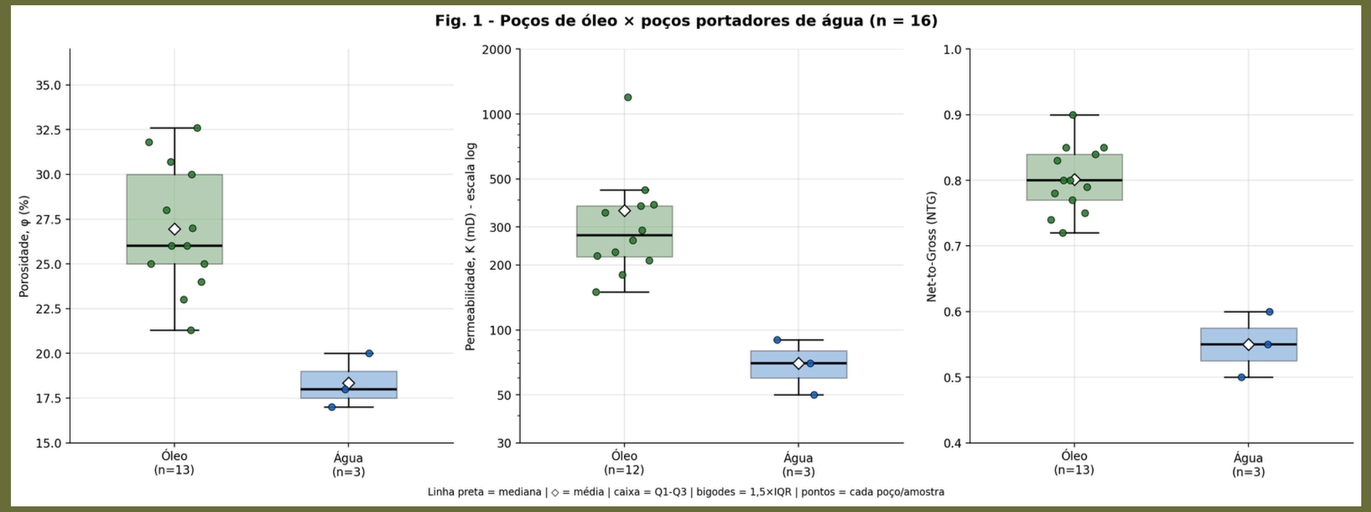
Valores representativos

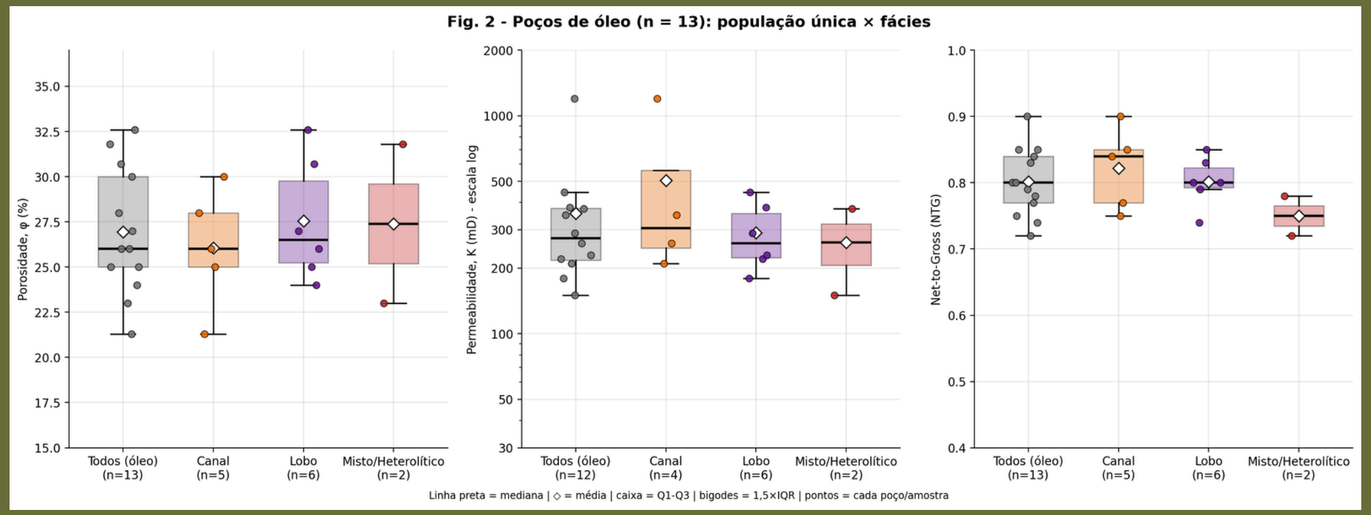
Φ = 25,571 % **NTG = 0,789**
K = 247,128 MD **SW = 26,635 %**

IC 95% POR JACKKNIFE (Θ ± T·SE):
Φ: 23,968 A 27,170
NTG: 0,740 A 0,838
SW: 21,833 A 31,451
K: 184,124 A 318,428

incerteza das propriedades petrofísicas = ± 16%

Poços de óleo e secos diferem em φ, K e NTG (p = 0,0044 para K; ≈ 0,01 para φ e NTG), o que justifica analisá-los separadamente. Entre canal e lobo (poços de óleo) não houve diferença significativa (p = 0,58 a 0,76); por isso o modelo-base usa valores representativos únicos. É uma simplificação, não uma afirmação de que o reservatório é homogêneo: o K varia de 150 a 1200 mD entre poços (Dykstra-Parsons ≈ 0,42, baixa a moderada). Sem o pioneiro, o coeficiente cai para 0,29 (baixa): a maior parte da variabilidade vem de um único poço.





Fluidos e rocha-fluido: mobilidade favorável

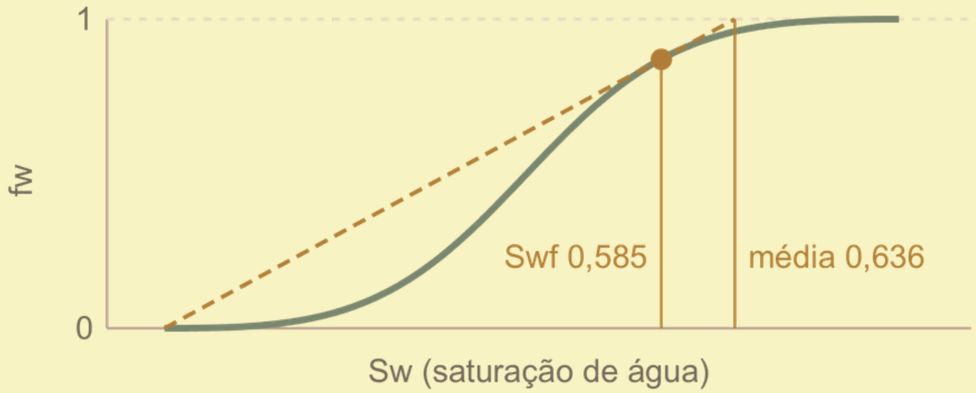
Fluido

Pb 2560 psia
Pi = 4551 psia: subsaturado; manter P acima de Pb

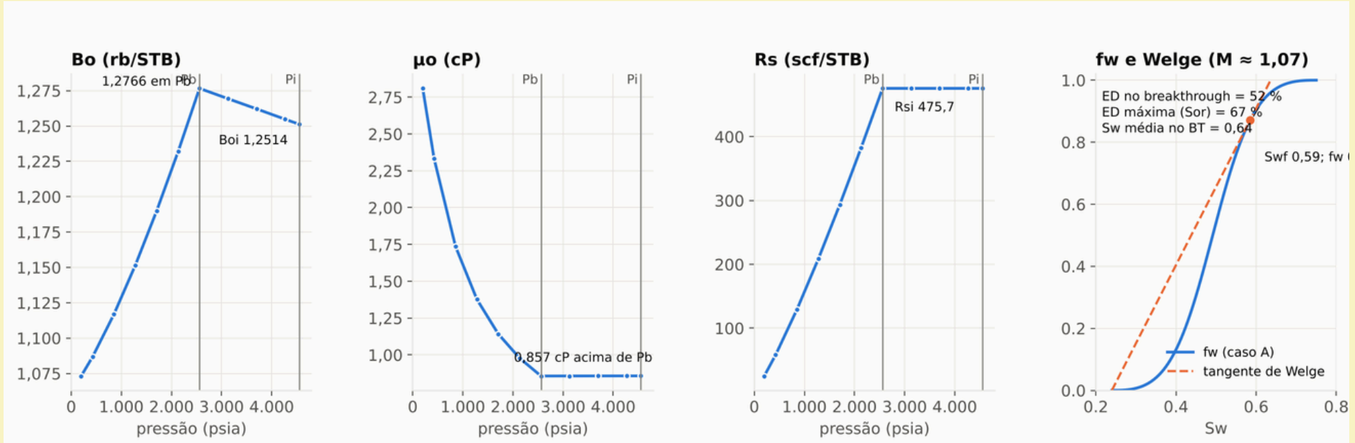
−15,9%
encolhimento do óleo abaixo de Pb; μo sobe 3,3×

≈ 3%
do óleo in place por expansão (Pi→Pb): exige suporte de pressão

Rocha-fluido: M = 1,07



52% do óleo no breakthrough e máximo de **67%** (por Sor)



PVT: relatório do caso (Basededados_CASE01 › PVT_Fluidos). kr: Corey do caso A (Swc 0,24; Sor 0,25; kro 0,85; krw 0,35; expoentes 2,5), μo 0,857 cP, μw 0,33 cP — assumidos, não medidos.

Boi 1,2514: abaixo de Pb o óleo encolhe 15,9 % e libera gás

Welge: 52 % no breakthrough, 67 % no máximo. Ressalva: kr e μw assumidos

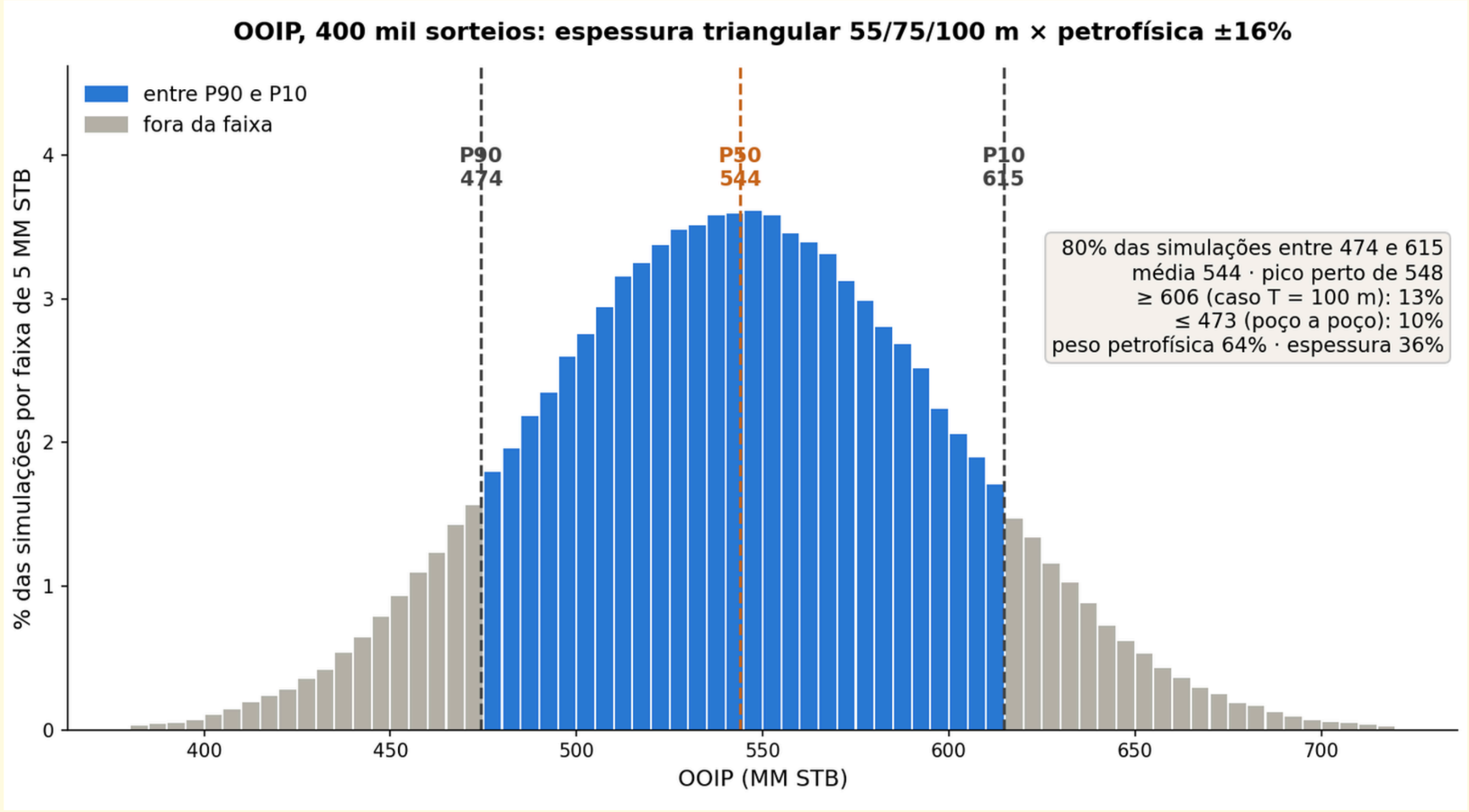
M ≈ 1,07: água e óleo com mobilidade parecida; polímero não se justifica

OOIP P50 ≈ 540 P90–P10 (475–615)

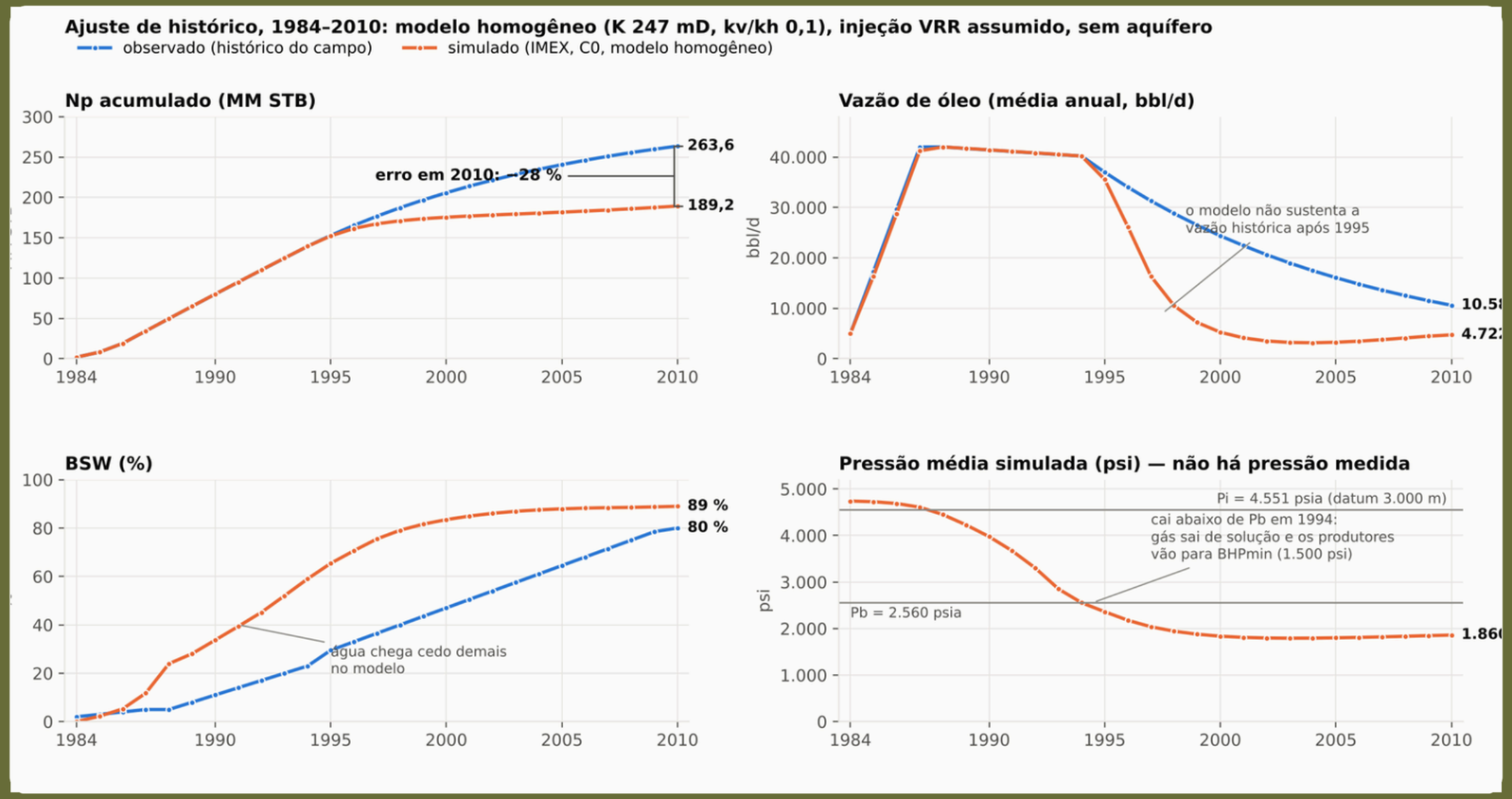
MONTE CARLO (400.000)

OOIP médio: 544.4 | P90: 474.4 | P50: 544.0 | P10: 614.8
Peso da petrofísica: 63.9% | Peso da espessura: 36.1%.

Cálculo do OOIP disponível em A-3



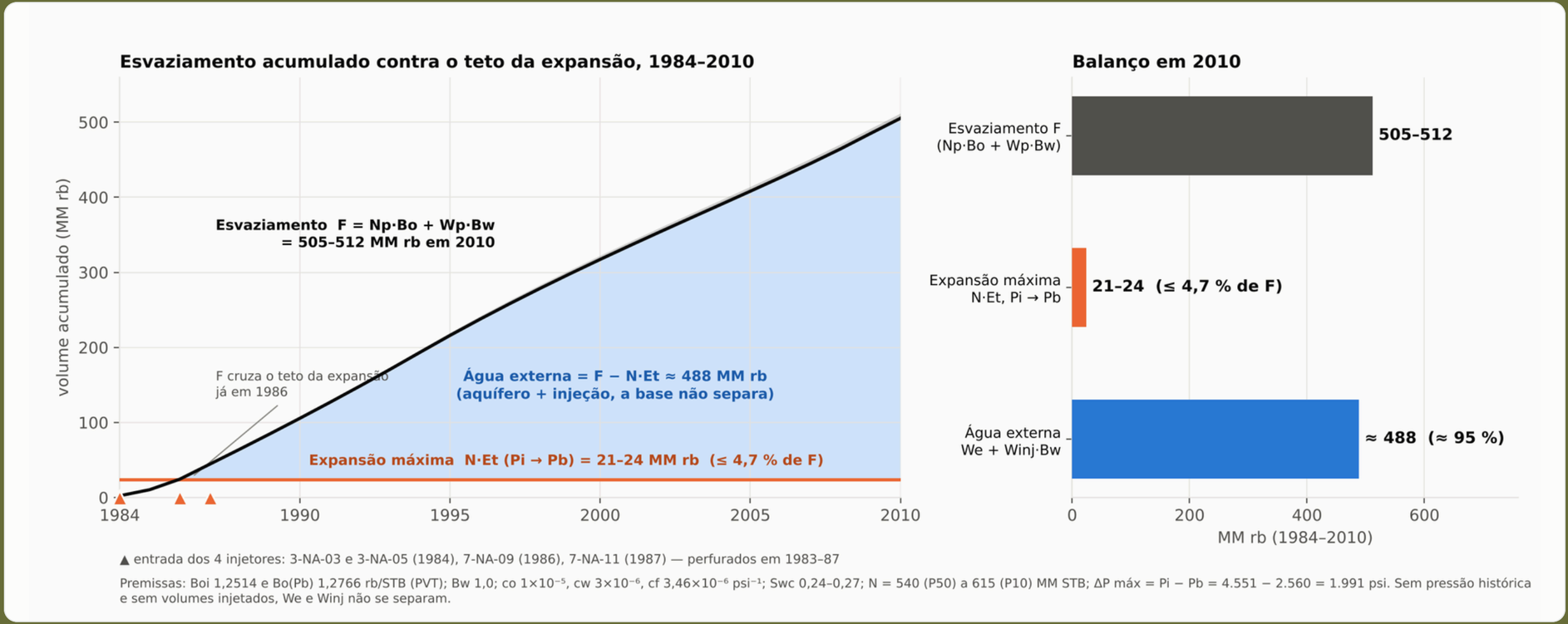
Ajuste de histórico: Np 2010 de 189 contra 263,6 MM bbl (−28 %), por um mecanismo conhecido



1. Até 1994 o modelo reproduz o Np: a vazão de óleo é imposta pelo histórico
2. A água chega cedo demais: BSW de 59 % em 1994 contra 23 % no campo
3. O esvaziamento do modelo dispara (112 mil rb/d em 1995) e a injeção fixa não acompanha
4. A pressão cruza Pb em 1994; os produtores vão para BHPmin e a vazão despenca

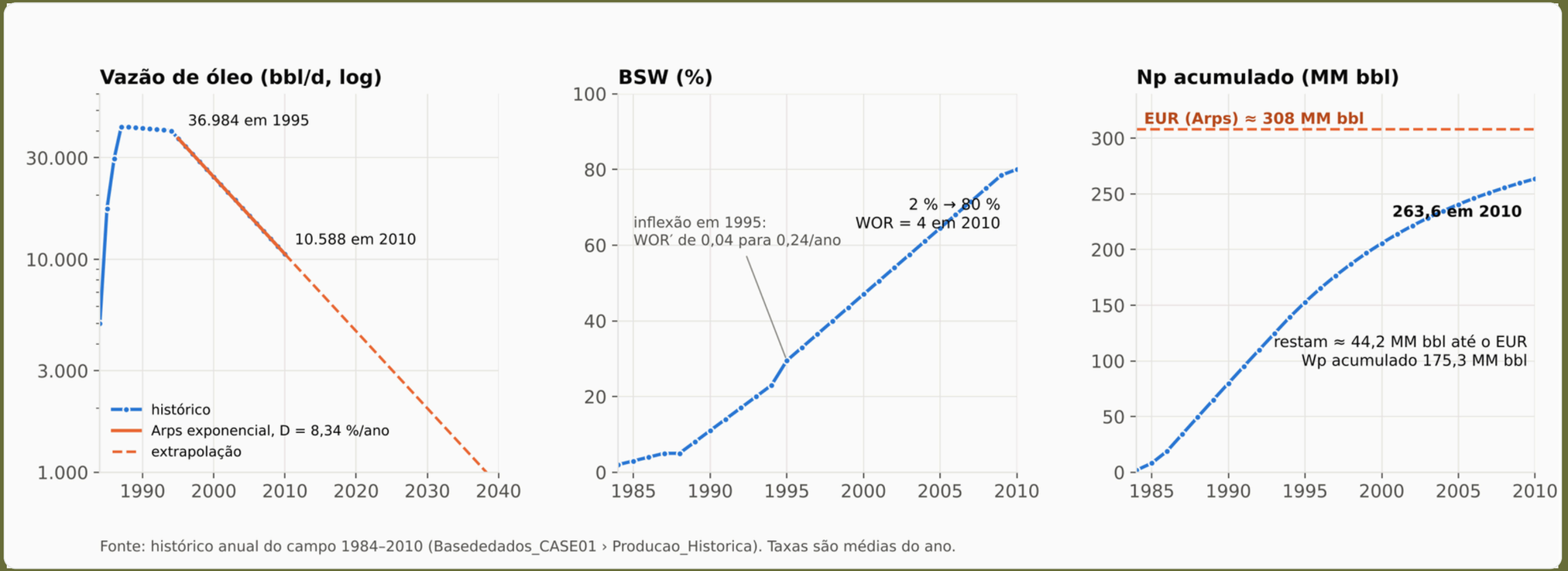
Uso do modelo: ordenar cenários (Δ contra o C0), não prever volume absoluto. O viés favorece cenários com suporte de pressão, inclusive o C3.

Energia natural pequena: 95 % do esvaziamento foi reposto por água externa



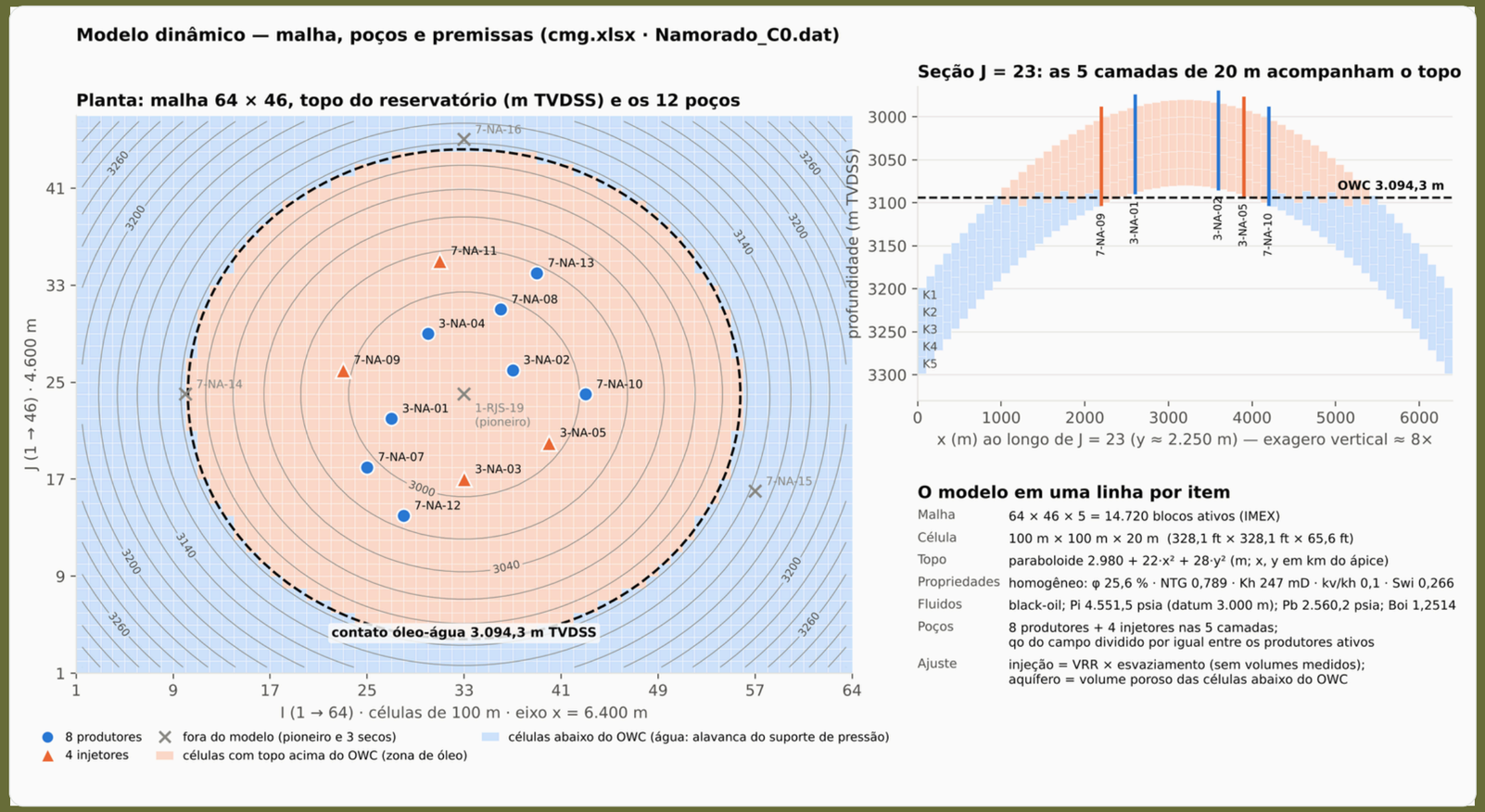
F = Np·Bo + Wp·Bw = 505–512 MM rb; N·Et (Pi → Pb) no máximo 21 MM rb, 4,7 % de F; água externa ≈ 488 MM rb, com 4 injetores perfurados en
tre 1983 e 1987. **Ressalva**: a base não separa aquífero de injeção; We + Winj é um termo só.

Campo maduro: 263,6 MM bbl produzidos, BSW de 80 % e declínio de 8,3 % ao ano



Arps exponencial de 1995 a 2010: D = 8,34 % ao ano, qo de 36.984 para 10.588 bbl/d, EUR ≈ 308 MM bbl e restam ≈ 44,2 MM bbl. Wp de 175,3 MM bbl e WOR 4 em 2010. Detalhe útil: a derivada do WOR pula de 0,04 para 0,24 por ano em 1995.

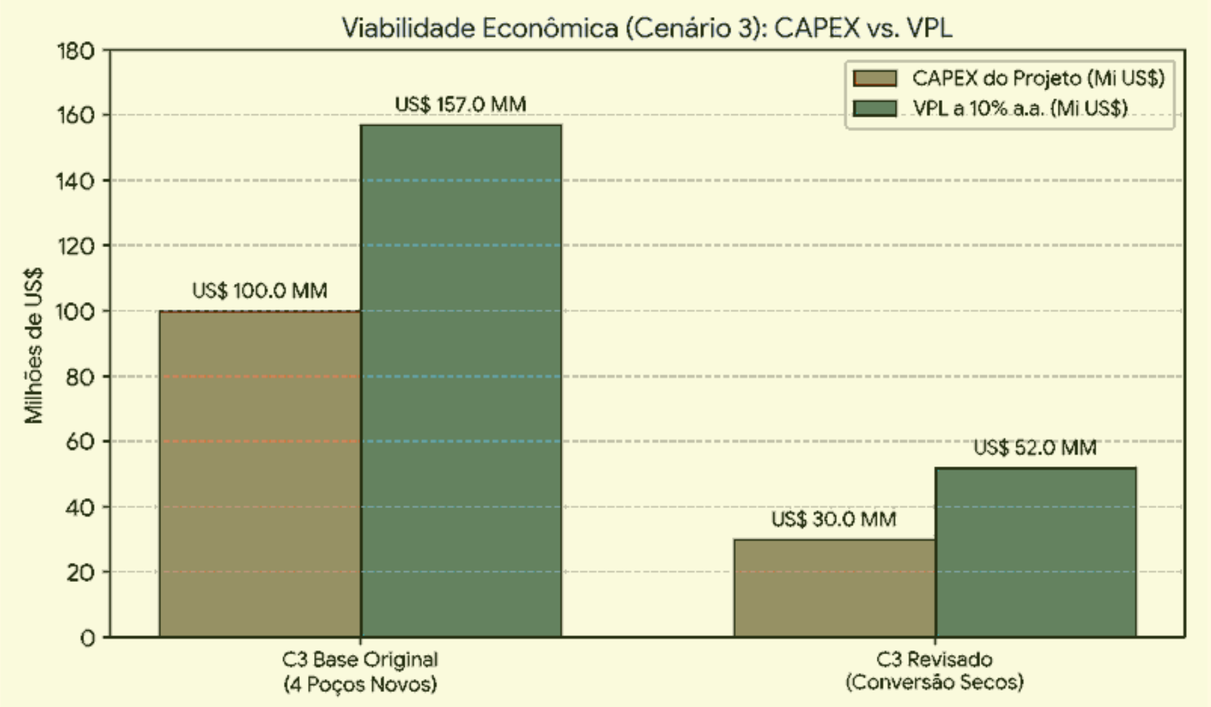
Modelo dinâmico: malha 64 × 46 × 5, 12 poços e propriedades homogêneas



O modelo em cinco linhas

- 14.720 blocos de 100 × 100 × 20 m (IMEX, óleo preto)
- Homogêneo: φ 25,6 %, NTG 0,789, K 247 mD, kv/kh 0,1
- 8 produtores e 4 injetores, completados nas 5 camadas; vazão do campo dividida por igual
- Injeção histórica = 0,9 × esvaziamento, sem volumes medidos
- Aquífero = células abaixo do OWC; influxo zero na rodada

Recomendamos um piloto de injeção periférica nos poços secos, com gatilho para expandir



Cenário	O que muda	Produção 2011–2040 (MM bbl)	Δ vs C0	Δ água (MM bbl)	CAPEX (US$ MM)	VPL (US$ MM)
C0	Base	39,7	—	—	—	—
C1	Fecha 7NA10 e 7NA13 com BSW > 90%	35,8	−3,9	−89,8	10	≈ −29
C2	2 infills	41	1,3	0,7	≈ 66,5	≈ −26
C3	3 secos viram injetores	44,7	5	38,4	30	≈ +52
C4	C1 + C2	40,4	0,7	−65,7	≈ 66,5	≈ −39

Premissas do VPL : Brent US$ 100/bbl; OPEX US$ 15/bbl; tributos 40%; conversão de seco em injetor US$ 30 MM.

Plano e decisão: converter um seco, medir e só então expandir

Gatilhos para expandir

- ΔNp ≥ 2,5 MM bbl no modelo recalibrado (com conversão de US$ 30 MM, premissa)
- Injetividade confirmada abaixo da pressão de fratura, com fall-off
- Pressão média do reservatório ≤ 4.551 psia (sem superpressão)
- Injeção limitada ao esvaziamento (VRR ≈ 1)

Dados a adquirir no piloto

- PLT/ILT nos injetores e produtores vizinhos
- Traçador para medir a conexão injetor–produtor
- Monitoramento de pressão (o dado que falta ao balanço)
- Análise iônica da água de formação e da injetada
- μw a 194 °F, molhabilidade (Amott/USBM) e kr em testemunho

Piloto sugerido: 7-NA-14

A melhor rocha dos três secos: 90 mD, φ 20 %, NTG 0,60, 40 m de espessura bruta, na perna de água a oeste do domo.

Sugestão para o time decidir; 7-NA-15 (70 mD) e 7-NA-16 (50 mD, 5 m) só entram se o piloto passar nos gatilhos.

Escala e EOR: inibidor sim, polímero não

Escala: tratar antes de injetar mais

- **$BaSO_4$ alto, $SrSO_4$ moderado:** só precipita na mistura
- **Recomendação:** inibidor por squeeze nos produtores
- **Baixo sulfato** se o Ba^{2+} vier alto e a injeção for ampliada
- **NORM e souring:** o Ra^{2+} coprecipita na barita e o sulfato injetado alimenta BRS e gera H_2S

Polímero não entra

- **M ≈ 1,07 e μo 0,86 cP:** a mobilidade já é favorável
- **Dobrar μw** rende +4 p.p. no breakthrough (52,1 → 56,3%)
- **194 °F e água salina:** HPAM perde viscosidade, Ca^{2+}, Mg^{2+} e Ba^{2+} contraem o polímero
- **Maturidade:** BSW de 80% e 48,8%% do OOIP já recuperado, custo e logística offshore

O que medir e a decisão que cada ensaio muda

Análise iônica (formação e injetada)

Perfil hoje é só estimado

Molhabilidade e μw a 194 °F

M real: confirma ou reabre o polímero

kr medida em amostras de rochas

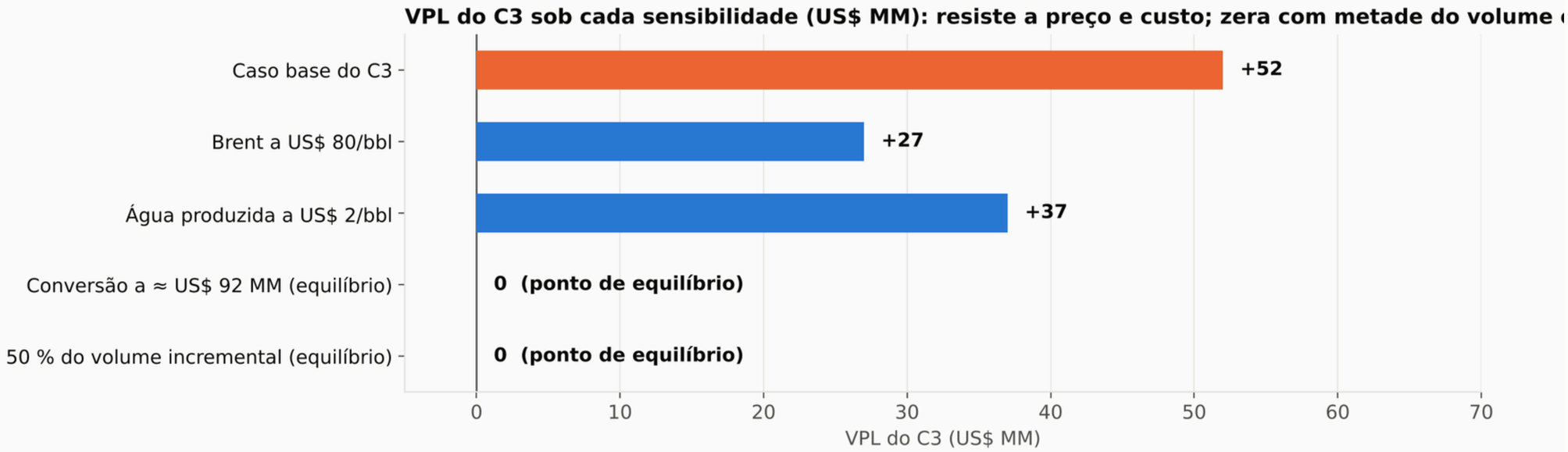
Substitui as curvas de Corey assumidas no CMG

Riscos e mitigações: o piloto resolve os dois primeiros antes de qualquer expansão

Risco	Evidência	Mitigação
Injetividade e dano	Secos com 50 a 90 mD; água com sólidos, O_2 e bactérias degrada rocha de baixa K	Piloto com teste de injetividade e fall-off; tratar a água antes de ampliar
Superpressão	No C3 o modelo chega a ~5.570 psi em 2040, com injeção fixa de 64 mil bbl/d	Limitar a injeção ao esvaziamento (VRR ≈ 1); parte do ganho por pressão do modelo não se realiza
Escala	$BaSO_4$ alto se a injeção usar água do mar (≈ 2.700 mg/L de sulfato); $SrSO_4$ moderado	Inibidor por squeeze nos produtores; água de baixo sulfato se o bário confirmar
Calibração	Erro de −28 % no Np de 2010; o viés favorece cenários com suporte de pressão	Recalibrar kr, zoneamento, aquífero e VRR; refazer o ranking antes de expandir
Espessura e OOIP	Faixa de 475 a 615 MM STB; nenhum poço de óleo no flanco; 8 de 13 espessuras “Estimadas”	Mapa de espessura e poço de delimitação no flanco; incerteza de ±16 % na petrofísica

Apêndice A1: Premissas economicas.

O VPL do C3 resiste a preço e custo; zera com metade do volume ou o triplo do CAPEX



Números do roteiro do time. O gatilho do piloto, ΔNp ≥ 2,5 MM bbl, é exatamente o ponto de equilíbrio de volume.

Mesmo que a recalibração corte o ganho pela metade, para 2,5 MM bbl, o C3 ainda se paga. Por isso 2,5 MM bbl no modelo recalibrado é o gatilho do piloto: abaixo disso, a expansão não acontece por desenho.

Apêndice A2: PVT, kr de Corey e premissas

PVT do óleo a 194 °F

Correlações de Standing (Rs e Bo) e Beggs-Robinson (μo), calibradas nos pontos medidos; compressibilidade constante acima de Pb.

Pb = 2560 psia; Pi = 4551 psia (subsaturado).

Rs = 475,7 scf/STB acima de Pb; Boi = 1,2514 e Bob = 1,2766 rb/STB.

μo = 0,8574 cP em Pi e 0,8564 em Pb; sobe a 2,81 cP em 199 psia (3,3×).

Abaixo de Pb o Bo cai 15,9% e o gás se expande ≈15× (Bg de 0,001085 a 0,016112 rb/scf).

Corey e Welge

Calibrado: Swc = 0,24 (petrofísica de 13 poços).

Assumidos: Sor = 0,25; kro máx = 0,85; krw máx = 0,35; no = nw = 2,5; μw = 0,33 cP.

M = (krw máx / μw) / (kro máx / μo) = 1,07; cenários B e C: 1,38 e 0,72. Sensibilidade a μw (0,30 / 0,33 / 0,40 cP): M = 1,18 / 1,07 / 0,88.

Welge 1D (Swi = Swc, sem gravidade nem capilaridade): Swf = 0,585; Sw média = 0,636; 52,1% do óleo no breakthrough e 67,1% no máximo.

A molhabilidade não consta na base: kr e μw precisam de ensaio.

Tudo isso é correlação ou premissa: kr, μw e molhabilidade precisam de ensaio antes de qualquer decisão de investimento.

Apêndice A3: Cálculo de OOIP

1) Coluna de óleo no ápice

Hc = 3094,3 – 2980 = 114,3 m

2) Constante geométrica e área fechada

K = π · 10^6 / √(22 × 28) = 126.578 m^2 por metro de profundidade

Área = K · Hc = 126.578 × 114,3 = 14,47 km^2

3) Volume bruto de rocha (GRV)

GRV = K · T · (Hc – T/2) = 126.578 × 75 × (114,3 – 37,5) = 126.578 × 75 × 76,8

GRV = 729.089.280 m^3

4) Volume líquido de rocha

729.089.280 × 0,789 = 575.251.442 m^3

5) Volume de poros

575.251.442 × 0,25571 = 147.097.546 m^3

6) Volume de óleo no reservatório

147.097.546 × 0,73365 = 107.918.115 m^3

7) Conversão para barris

107.918.115 × 6,28981 = 678.784.438 bbl (condições de reservatório)

8) Conversão para condições de superfície

OOIP = 678.784.438 / 1,2514 = 542,4 MM STB, que adotamos como P50 ≈ 540 MM STB

Faixa de intervalo

P90 475 | P50 540 | P10 615 MM STB.

A faixa de intervalo foi obtida por simulação de Monte Carlo com 400.000 sorteios. A espessura variou de forma triangular (55, 75 e 100 m) e a incerteza petrofísica (±16%) como distribuição normal.