Plano de Revitalização

Campo de Namorado · Bacia de Campos

Diagnóstico integrado e proposta de EOR por injeção de polímero



SPE USP Student Chapter | Case 01 | Engenharia de Reservatórios | Time 2

Time 2



Danilo Oliveira
Engenharia de Petróleo · USP



Tamires
Engenharia de Petróleo · USP



Samuel
Geologia · USP



João Felipe
Engenharia de Materiasi · USP



Levi
Engenharia de Petróleo · USP

Agenda

01 Resumo Executivo

02 Contextualização

03 Geologia & Estrutura

04 Petrofísica & Fluidos

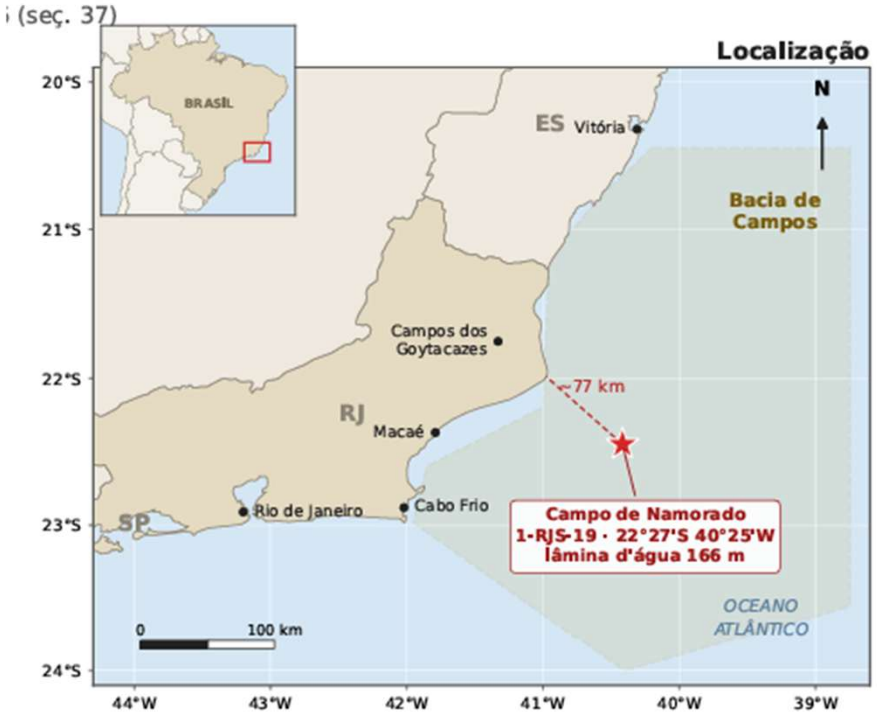
05 Volumetria

06 Engenharia & Produção

07 Perspectivas Futuras



Resumo executivo



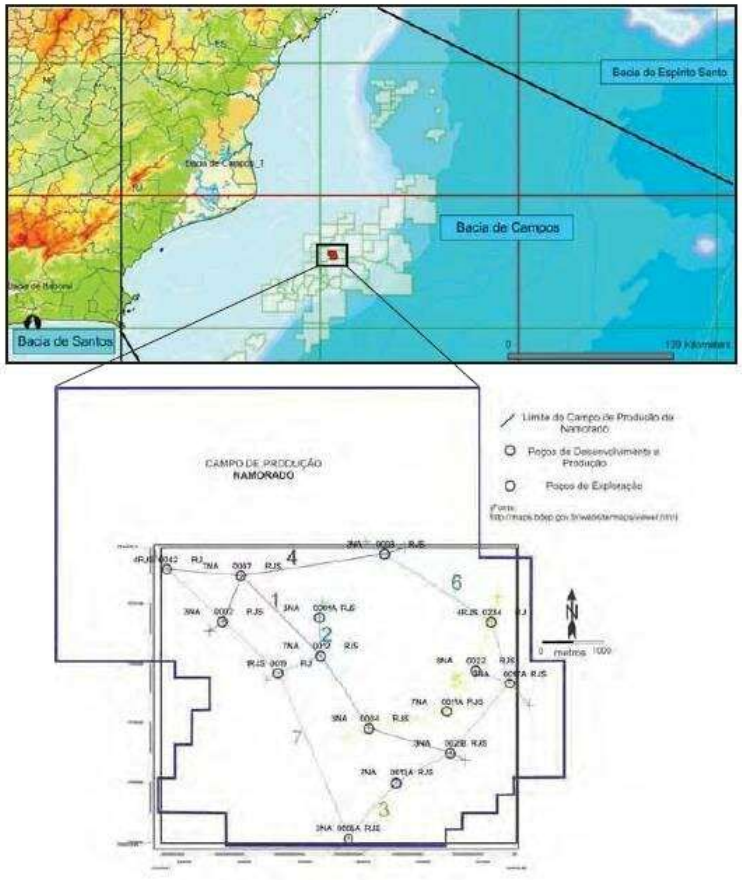
- **Reservatório turbidítico** (Arenito Namorado, Gr. Macaé): ϕ 27,2%, Sw 24,4%, K 385 mD
- **16 poços:** 8 produtores, 4 injetores (five-spot), 3 secos e o pioneiro
- **VOIP determinístico:** 741,8 MMbbl · Np 2007 = 251,0 MMbbl (FR 33,8%)
- **Curva tipo P50:** 4,25 MMbbl/poço (det.) × 4,35 (prob.) em 21 anos
- **Polímero — Proposta A:** +8,94 MMbbl até 2025 (+26,8% sobre a base)

Resultados	Base (sem polímero)	Proposta A (4 inj.)	Proposta B (2 inj.)
Np até 2007 [MMbbl][1]	251,0	251,0	251,0
Produção 2008–2025 [MMbbl]	33,41	42,35	38,42
EUR até 2025 [MMbbl]	284,4	293,3	289,4
VOIP [MMbbl][2]	741,8	741,8	741,8
FR	38,3%	39,5%	39,0%

Mensagem-chave: Polímero nos 4 injetores agrega 8,9 MMbbl até 2025 (+1,2 p.p. de FR), com receita bruta 2,9× o custo do polímero.

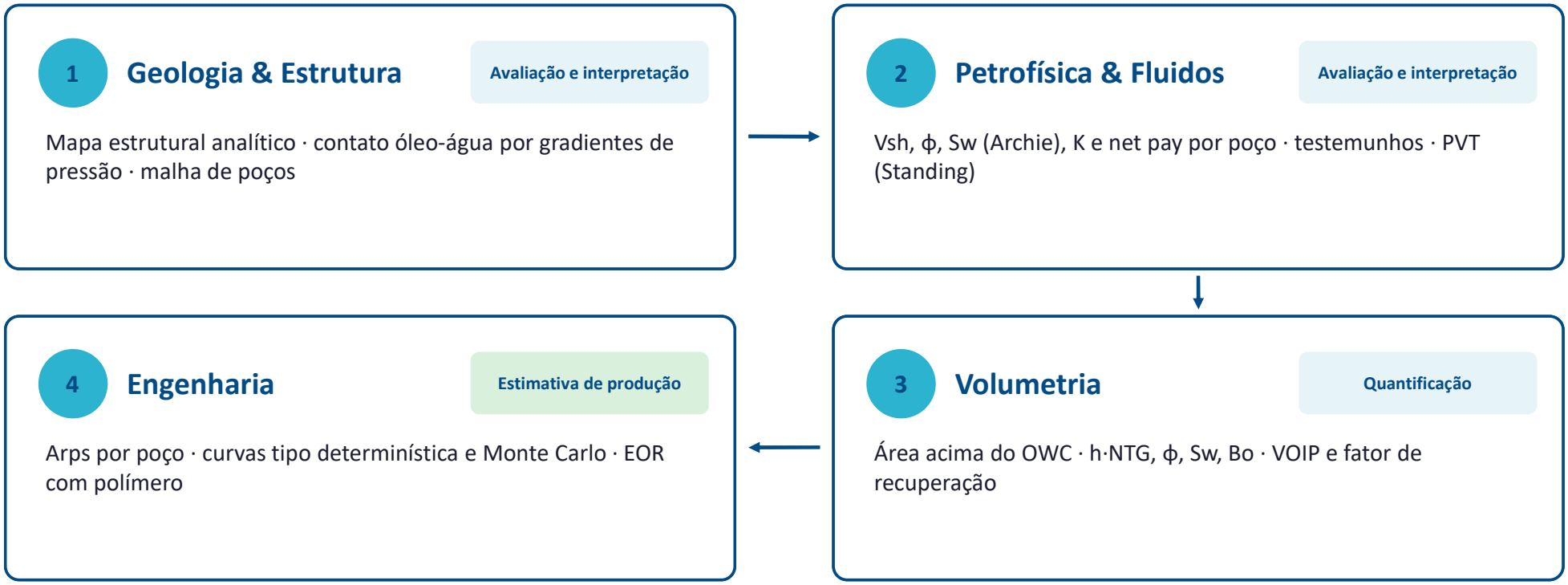
Contextualização

- **Localização:** porção central da Bacia de Campos (RJ), ~80 km da costa; LDA de 166 m no pioneiro
- **Descoberta em 1975** pelo poço 1-RJS-19 (22°27'S, 40°25'W)
- **Reservatório:** Arenito Namorado (Gr. Macaé), Albiano-Cenomaniano, a ~2.500–3.300 m
- **Fluido:** óleo de 28° API e ~1 cP em condição de reservatório
- **Dimensão:** ~20 km² de área e reservas > 250 MMbbl (literatura)
- **"Campo Escola" ANP:** dados públicos e 37 poços com perfis — base ideal para um estudo integrado



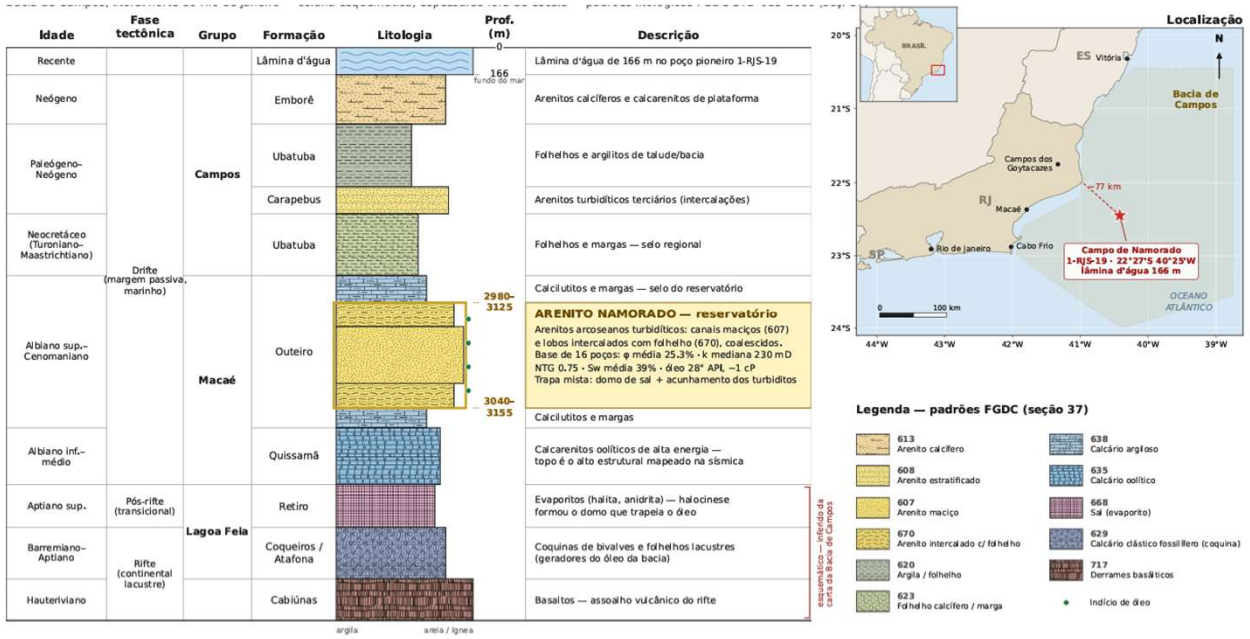
Objetivo final: Integrar G&G, fluidos e histórico de produção em estratégias concretas para aumentar a recuperação do campo maduro.

Workflow integrado



Mensagem-chave: Cada etapa alimenta a seguinte: o contato óleo-água e a petrofísica definem o VOIP, que ancora as curvas tipo e o ganho do polímero.

Contexto geológico



- **Unidade:** Arenito Namorado, Grupo Macaé — Albiano-Cenomaniano
- **Ambiente:** turbidítico, com canais e lobos coalescentes
  - Canais: maior energia, arenitos mais permeáveis
  - Lobos: expansão lateral, arenitos mais finos
- **Trapa:** estrutural-estratigráfica; alto dômico ligado à tectônica de sal
- **Topo do reservatório:** 2.980 a 3.125 m TVDSS nos poços

Mensagem-chave: Sistema de canais e lobos turbidíticos em um alto dômico: a fácies controla a permeabilidade e a estrutura controla o volume.

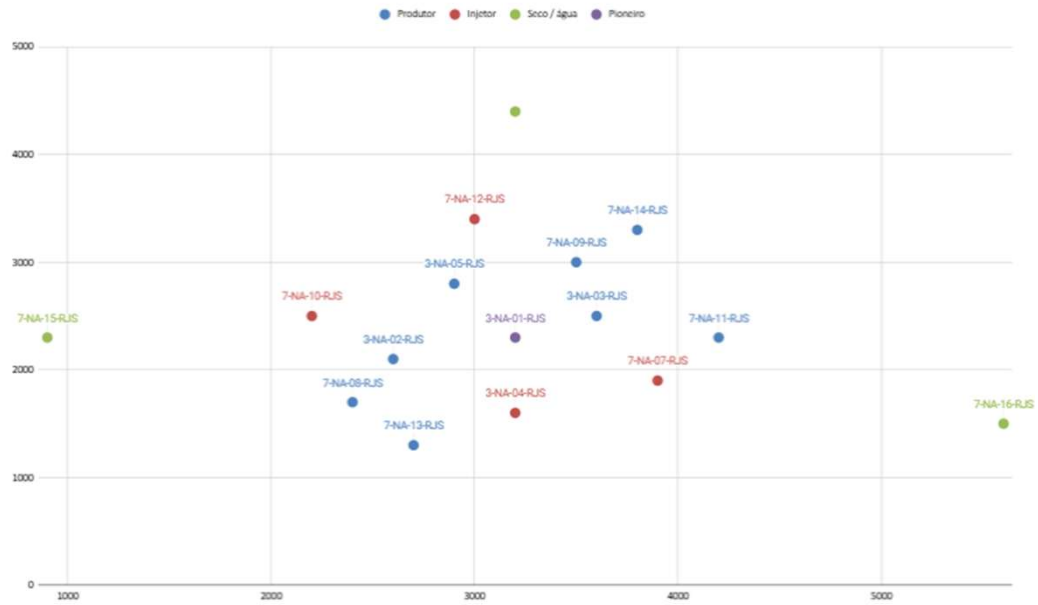
Mapa estrutural do topo do reservatório

Modelo analítico de domo

$$D(x,y) = D_0 + a\cdot((x - x_0)/1000)^2 + b\cdot((y - y_0)/1000)^2$$

Parâmetro	Valor	Significado
x_0 ; y_0	3.200 ; 2.300 m	Ápice = poço pioneiro 1-RJS-19
D_0	2.980 m TVDSS	Profundidade no ápice
a	22 m/km²	Curvatura em X (E-W)
b	28 m/km²	Curvatura em Y (N-S)

- a < b: domo alongado na direção E-W, fechamento mais rápido no sentido N-S
- Poços secos (7-NA-14, 7-NA-15, 7-NA-16) nos flancos, com topo entre 3.100 e 3.125 m



Mensagem-chave: Estrutura dômica simples com ápice no pioneiro: produtores no alto, poços secos nos flancos abaixo do contato.

Grade de profundidade e área acima do contato

Y \ X (m)	0	500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000
0	3.353	3.289	3.235	3.192	3.160	3.139	3.129	3.130	3.142	3.165	3.199	3.245	3.301
500	3.296	3.231	3.177	3.134	3.102	3.082	3.072	3.073	3.085	3.108	3.142	3.187	3.243
1.000	3.253	3.188	3.134	3.091	3.059	3.038	3.028	3.029	3.041	3.065	3.099	3.144	3.200
1.500	3.223	3.158	3.104	3.062	3.030	3.009	2.999	3.000	3.012	3.035	3.069	3.114	3.170
2.000	3.208	3.143	3.089	3.046	3.014	2.993	2.983	2.985	2.997	3.020	3.054	3.099	3.155
2.500	3.206	3.142	3.088	3.045	3.013	2.992	2.982	2.983	2.995	3.018	3.052	3.098	3.154
3.000	3.219	3.154	3.100	3.057	3.025	3.005	2.995	2.996	3.008	3.031	3.065	3.110	3.166
3.500	3.246	3.181	3.127	3.084	3.052	3.031	3.021	3.022	3.034	3.058	3.092	3.137	3.193
4.000	3.286	3.221	3.167	3.125	3.093	3.072	3.062	3.063	3.075	3.098	3.132	3.177	3.233
4.500	3.341	3.276	3.222	3.179	3.147	3.126	3.116	3.118	3.130	3.153	3.187	3.232	3.288

Âmbar = topo acima do contato óleo-água (quanto mais escuro, mais raso) · cinza = abaixo do contato · fonte: aba Mapa_Estrutural P1 (A12:N22)

58 de 130

células de 500 × 500 m acima de −3.095 m

14,5 km²

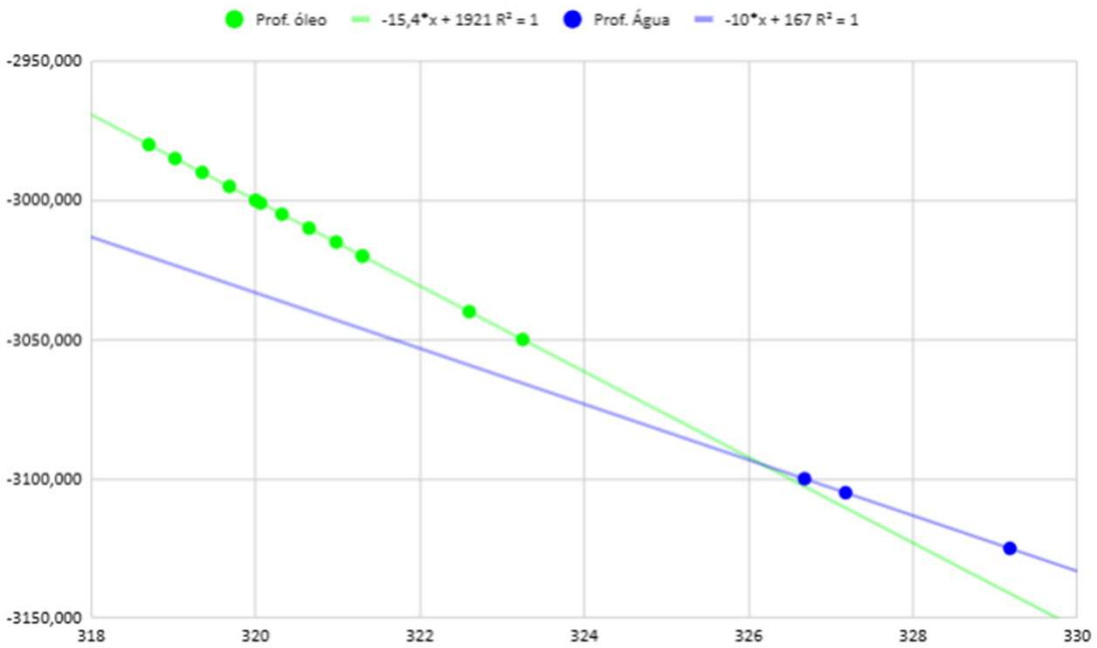
área do reservatório = 3.583 acres

2.980 m

topo no ápice (TVDSS)

Mensagem-chave: A área portadora de óleo (14,5 km²) sai diretamente da grade estrutural cortada no contato — é a principal entrada do VOIP.

Pressões e contato óleo-água



Indicador	Valor
Gradiente de óleo	0,0650 kgf/cm²/m (ρo = 0,65 g/cm³)
Gradiente de água	0,100 kgf/cm²/m (ρw = 1,00 g/cm³)
Contato óleo-água (OWC)	3.094,9 m TVDSS
Pressão no datum (3.000 m)	320,0 kgf/cm² = 4.551 psi
Gradiente térmico	2,80 °C/100 m (~89 °C no reservatório)

- 13 testes em óleo e 3 em água (7-NA-14, 15 e 16) definem as duas retas
- A interseção fixa o OWC usado no corte da grade estrutural

Mensagem-chave: A interseção dos gradientes coloca o contato óleo-água em −3.095 m, base para área, espessura e volumetria.

Malha de poços e status

8
poços produtores (1982–1988)

4
injetores em padrão five-spot (1983–1987)

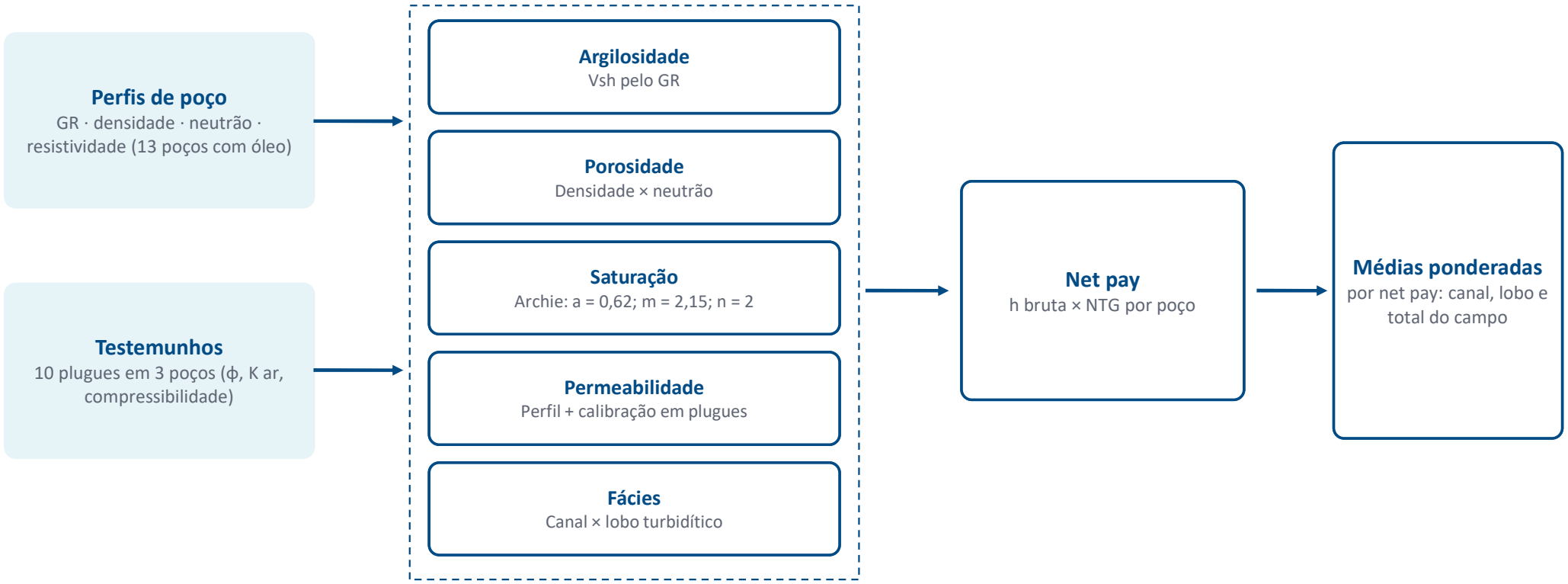
3
poços secos / portadores de água (1988–1989)

1975
pioneiro 1-RJS-19, descobridor

Classe	Poços	Topo (m TVDSS)	Leitura
Produtores	3-NA-01, 3-NA-02, 3-NA-04, 7-NA-07, 7-NA-08, 7-NA-10, 7-NA-12, 7-NA-13	2.985–3.050	Alto estrutural, acima do OWC
Injetores	3-NA-03, 3-NA-05, 7-NA-09, 7-NA-11	2.995–3.020	Manutenção de pressão; candidatos ao polímero
Secos / água	7-NA-14, 7-NA-15, 7-NA-16	3.100–3.125	Flancos, abaixo do contato
Pioneiro	1-RJS-19	2.980	Ápice da estrutura; abandonado

Mensagem-chave: A malha five-spot já instalada permite testar a injeção de polímero sem perfurar novos poços.

Workflow de interpretação petrofísica



Mensagem-chave: Propriedades de perfil, calibradas por testemunhos e ponderadas por net pay, alimentam diretamente a volumetria e o modelo de polímero.

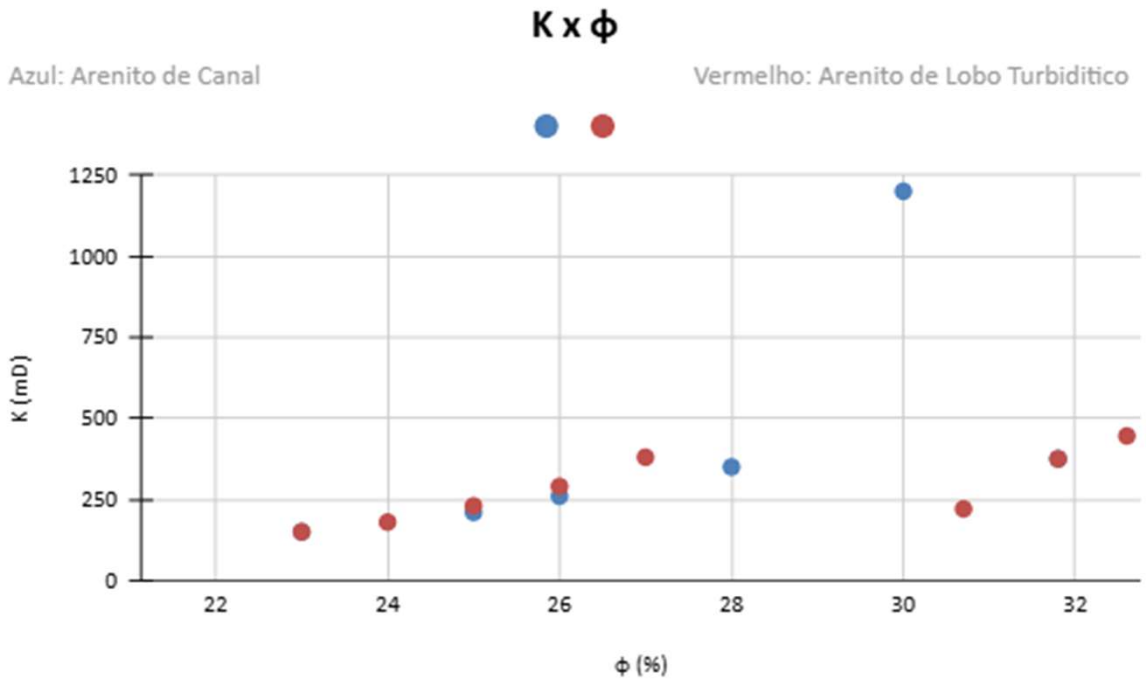
Petrofísica por poço

Poço	Tipo	h bruta (m)	NTG	Net pay (m)	ϕ (%)	Sw (%)	K (mD)	Fácies interpretada
1-RJS-19	Pioneiro	100	0,85	85,0	30,0	20	1.200	Arenito de canal, alta qualidade
3-NA-01	Produtor	55	0,80	44,0	30,7	25	221	Arenito de lobo turbidítico
3-NA-02	Produtor	60	0,85	51,0	32,6	22	446	Arenito de lobo turbidítico
3-NA-03	Injetor	55	0,77	42,4	26,0	28	260	Arenito de canal (injetor)
3-NA-04	Produtor	55	0,78	42,9	31,8	27	375	Arenito de canal/lobo
3-NA-05	Injetor	55	0,74	40,7	25,0	30	230	Arenito de lobo (injetor)
7-NA-07	Produtor	72	0,90	64,8	21,3	14	n.d.	Arenito de canal
7-NA-08	Produtor	55	0,83	45,6	27,0	24	380	Arenito de lobo
7-NA-09	Injetor	53	0,75	39,8	25,0	30	210	Arenito de canal distal (injetor)
7-NA-10	Produtor	50	0,80	40,0	26,0	26	290	Arenito de lobo
7-NA-11	Injetor	55	0,84	46,2	28,0	23	350	Arenito de canal (injetor)
7-NA-12	Produtor	50	0,79	39,5	24,0	29	180	Arenito de lobo distal
7-NA-13	Produtor	45	0,72	32,4	23,0	33	150	Arenito heterolítico

Poços secos fora da tabela: 7-NA-14, 7-NA-15, 7-NA-16 (Sw ≥ 95%). K do 7-NA-07 não disponível no perfil. Fonte: Perfilagem_Petrofisica (B5:M17).

Mensagem-chave: Arenitos de canal concentram a melhor permeabilidade (448 mD vs 294 mD nos lobos), com ϕ estável entre 21% e 33%.

Relação porosidade × permeabilidade



275 mD

K mediana (perfis)

0,42

Dykstra-Parsons (V_DP)

- Tendência log-linear: K cresce com ϕ; 1-RJS-19 é o extremo (1.200 mD, ϕ 30%)
- σ ln K = 0,54 → heterogeneidade moderada (V_DP = 1 − e^−σ)
- A dispersão vertical de K é a variável que governa o ganho do polímero no modelo de camadas

Mensagem-chave: Heterogeneidade moderada (V_DP = 0,42) cria canais preferenciais para a água — exatamente o problema que o polímero corrige.

Testemunhos × perfis

Poço	Amostra	Prof. (m)	ϕ (%)	K ar (mD)	c (10^{-6} psi^{-1})
3-NA-01	1V	3.005,2	31,2	253	3,21
3-NA-01	2H	3.011,8	31,4	257	3,92
3-NA-01	3H	3.014,0	28,3	147	2,04
3-NA-01	3V	3.014,0	31,9	226	2,71
3-NA-02	4V	3.041,5	34,5	880	excluída[1]
3-NA-02	5H	3.047,9	31,3	272	5,78
3-NA-02	6V	3.048,7	32,1	185	3,43
3-NA-04	7H	3.087,8	35,8	631	4,08
3-NA-04	8H	3.092,3	30,0	289	0,98
3-NA-04	8V	3.092,3	29,6	205	4,96

Comparação de fontes

Fonte	ϕ média	K média
Perfis (campo, ponderado)	27,2%	385 mD
Testemunhos (10 plugues)	31,3%	274 mD
Literatura (ampla)	~26%	~400 mD

$3{,}46 \times 10^{-6}$ psi^{-1}

compressibilidade média da formação (testemunhos)

[1] *Amostra 4V do 3-NA-02 excluída da média de compressibilidade (problema de laboratório). Fonte: Testemunhos_Nucleos P1 e Contexto_e_Fontes.*

Mensagem-chave: Testemunhos confirmam alta porosidade; os perfis são conservadores em ϕ (−4 p.p.) e mais otimistas em K que os plugues.

Propriedades médias por fácies

Fácies	h bruta (m)	Vsh (%)	NTG	ϕ (%)	Sw (%)	So (%)	K (mD)
Canal	62,1	15,7	0,82	26,7	23,4	76,6	448
Lobo	53,1	16,9	0,79	27,8	26,6	73,4	294
Campo (total)	58,5	15,8	0,81	27,2	24,4	75,6	385

Exemplo de Archie — 7-NA-07

Intervalo	h (m)	ϕD (%)	ϕN (%)	Rt (ohm·m)	Sw (%)
Intervalo 3 (principal)	58	22,3	20,4	54,6	13,9
Intervalo 5	14	16,1	19,8	64,0	20,0

27,2%

porosidade média ponderada por net pay

24,4%

saturação de água média (Swi do modelo)

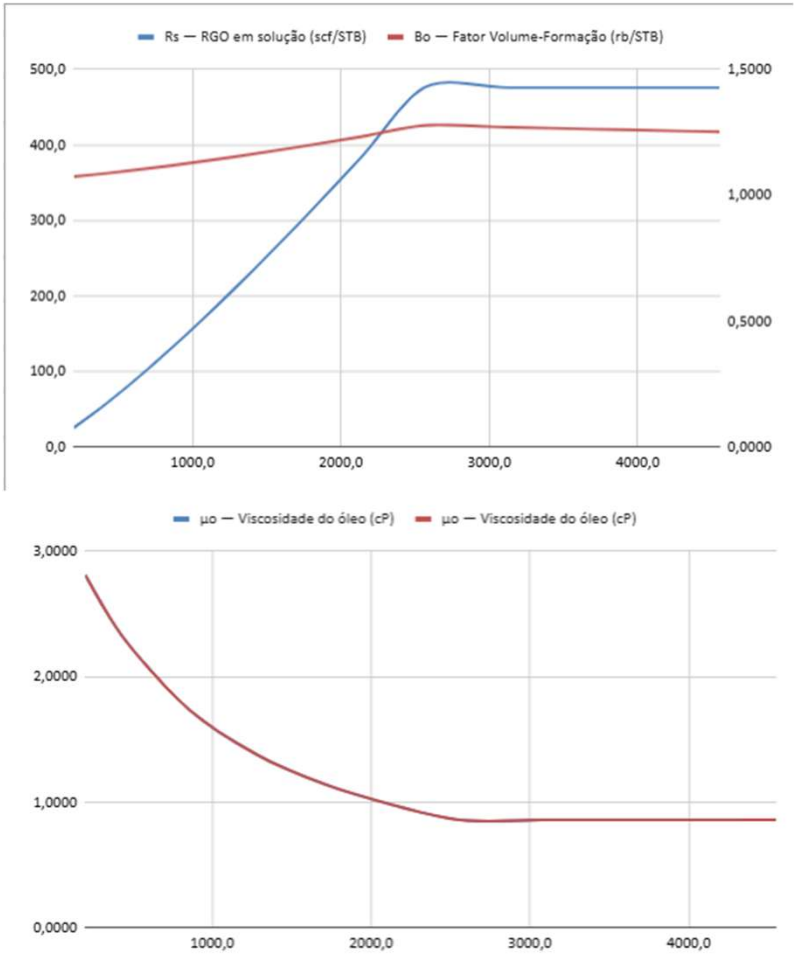
0,81

net-to-gross médio

Mensagem-chave: Canais têm ϕ ligeiramente menor, mas K 50% maior que os lobos: a conectividade vem dos canais, o volume está distribuído nas duas fácies.

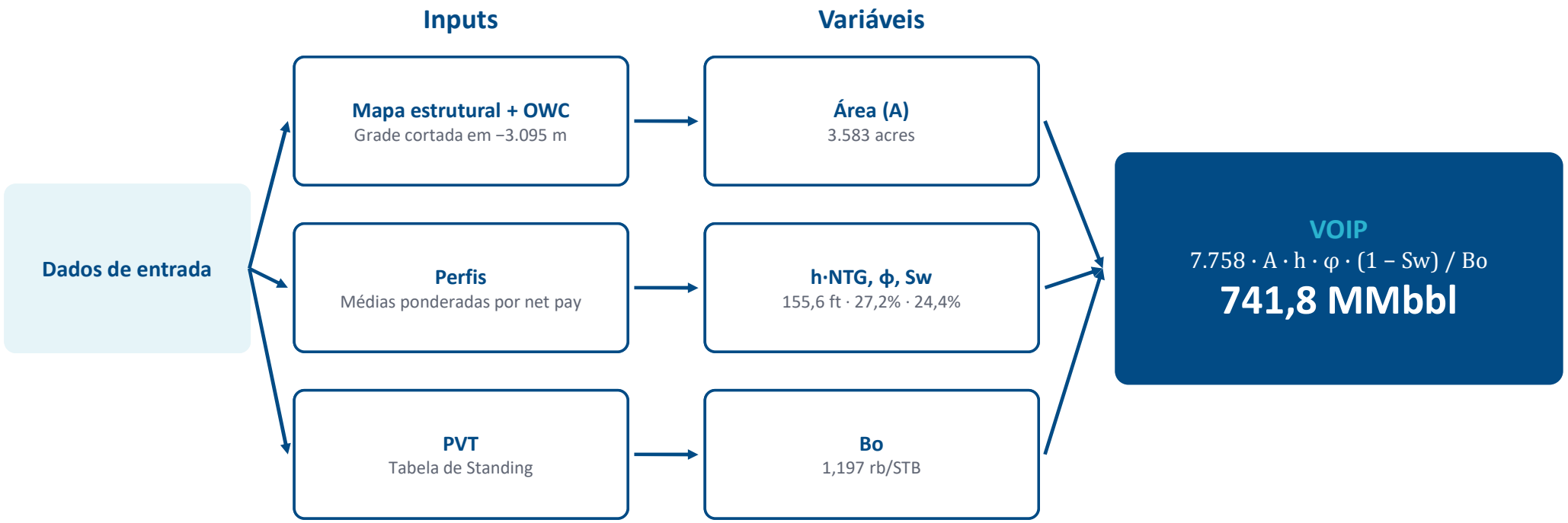
Fluidos e PVT

Propriedade	Valor
Grau API	28°
Densidade do gás (γg)	0,75
Temperatura do reservatório	194 °F
Pressão de bolha (Pb)	2.560 psia
Pressão inicial (Pi)	4.551 psia
RGO de saturação (Rsb)	476 scf/STB
Bo no ponto de bolha	1,277 rb/STB
µo no ponto de bolha	0,86 cP
µo morto	3,35 cP



Mensagem-chave: Óleo subsaturado (Pi − Pb ≈ 1.991 psi) e pouco viscoso (µo ≈ 0,86 cP): a razão de mobilidade com água já é favorável (M = 0,72).

Volumetria — fluxograma de cálculo



Mensagem-chave: Cálculo determinístico rastreável: cada variável do VOIP aponta para uma aba da base de dados do time.

Parâmetros volumétricos e VOIP

Parâmetro	Valor	Origem
Área acima do OWC (A)	3.583 acres (14,5 km²)	Mapa_Estrutural P1 — 58 células ≤ 3.095 m
Espessura porosa (h·NTG)	155,6 ft (47,4 m)	h bruta média × NTG médio (Perfilagem)
Porosidade (ϕ)	27,2%	Média ponderada por net pay
Saturação de água (Sw)	24,4%	Média ponderada por net pay
Fator volume-formação (Bo)	1,197 rb/STB	Média da tabela PVT (14–320 kgf/cm²)
Contato óleo-água	3.095 m TVDSS	Gradientes de pressão

VOIP (determinístico)

741,8

milhões de barris

Sensibilidade a Bo: usando Bo na pressão inicial (1,251 rb/STB) em vez da média da tabela, o VOIP cai para 710 MMbbl (−4,3%).

Mensagem-chave: VOIP de 742 MMbbl: a área (14,5 km²) e o Bo adotado são as alavancas que mais movem o número.

Recuperação e controle de qualidade

33,8%
FR atual (Np 2007 = 251 MMbbl)

41,6%
FR final por qo × Np (EUR 308 MMbbl)

38,3%
FR em 2025 — base sem polímero

39,5%
FR em 2025 — com polímero (A)

Indicador	Time 2	Literatura / referência	Leitura
Área do campo	14,5 km²	~20 km²	Área do time 27% menor — principal incerteza
Porosidade	27,2%	~26% (plugues: 31,3%)	Consistente
Permeabilidade	385 mD	~400 mD (plugues: 274 mD)	Consistente
Recuperação final	308 MMbbl	> 250 MMbbl	Consistente com reservas publicadas

VOIP probabilístico (P90/P50/P10) previsto no checklist ainda não foi calculado na planilha — ver Perspectivas Futuras.

Mensagem-chave: Volumetria coerente com a literatura; o campo já recuperou um terço do VOIP e o declínio aponta para ~42% sem novas ações.

Engenharia: workflow



Histórico do campo
Plateau, declínio, BSW e qo × Np (1984–2010)

Ajuste de Arps por poço
Exponencial, hiperbólico e harmônico (2005–2007)

Curvas tipo
Percentis determinísticos × Monte Carlo (2.000 iterações)

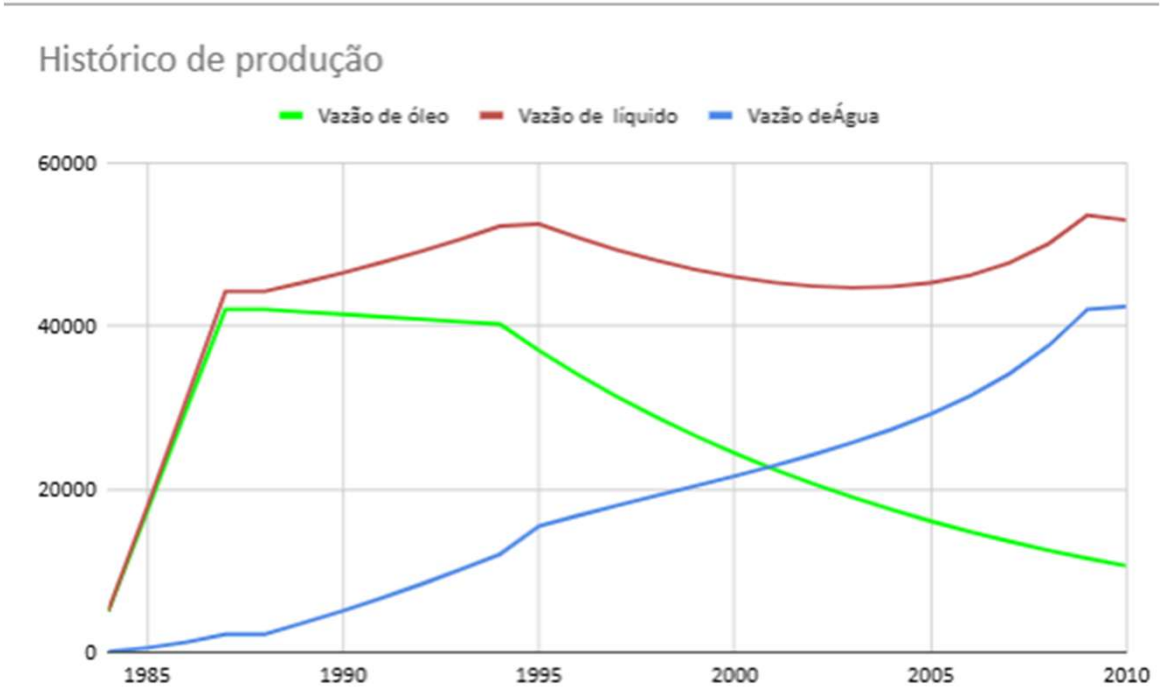
Espacialização
Peso $1/d^2$ por par injetor-produtor

EOR com polímero
Buckley-Leverett + camadas de Dykstra-Parsons

Curvas tipo | **Estratégia de produção**

Mensagem-chave: Do histórico às curvas tipo e, delas, ao ganho por poço com polímero — o mesmo encadeamento usado em planos de desenvolvimento reais.

Histórico de produção do campo

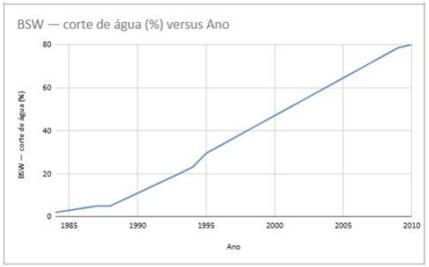


42 mil
bbl/d de pico (1987–88)

8,0%
declínio anual (1995–2010)

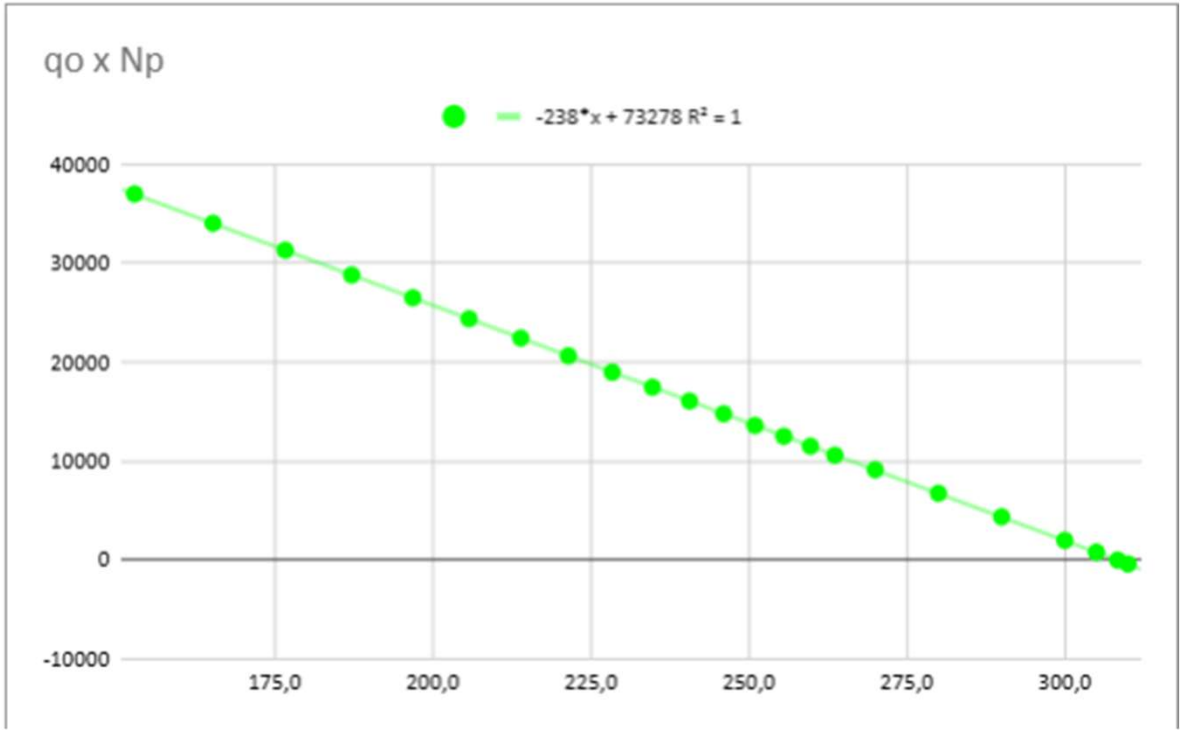
71,5%
BSW em 2007

251
MMbbl acumulados até 2007

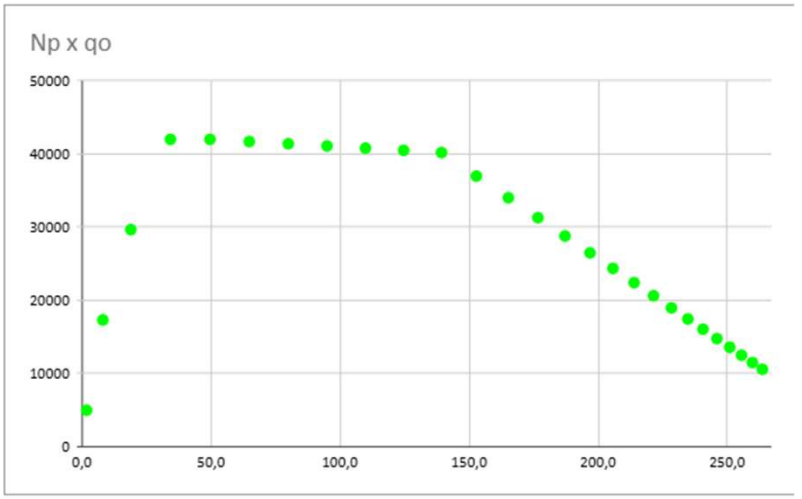


Mensagem-chave: Campo maduro: plateau de 42 mil bbl/d até 1994, declínio de ~8% a.a. e BSW acima de 70% — a água já domina o fluxo.

Análise de potencial: qo × Np



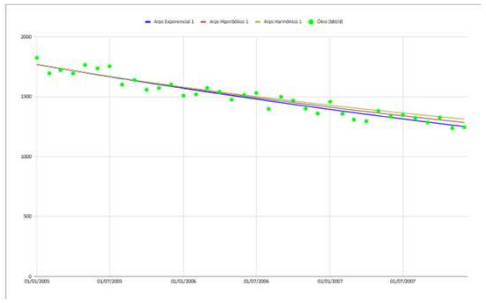
- **Declínio linear** $q = q_i - D \cdot Np$ ajustado a partir de 1995
- **Extrapolação:** qo = 0 em Np = 308,4 MMbbl
- **Remanescente:** 57,4 MMbbl após 2007
- **FR final:** 41,6% do VOIP

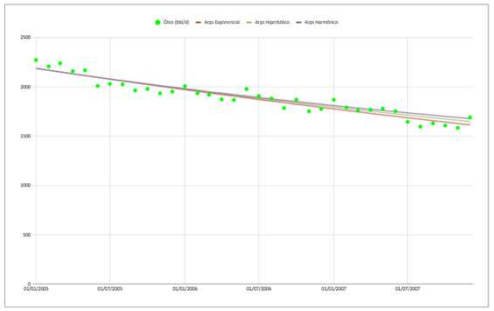


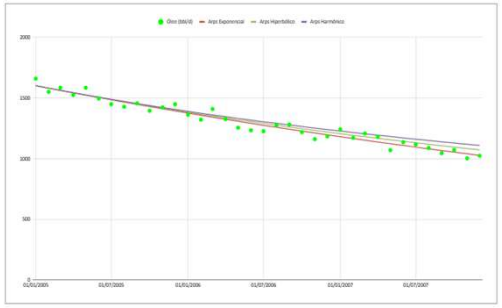
Mensagem-chave: Mantida a tendência atual, o campo recupera mais 57 MMbbl — o polímero precisa ser avaliado contra essa linha de base.

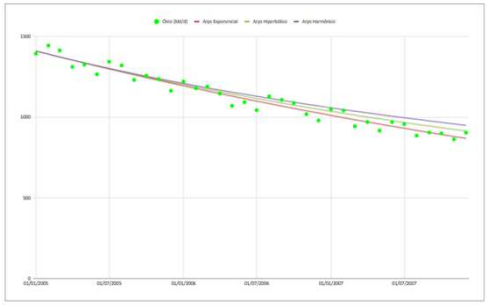
Ajuste de Arps por poço (2005–2007)

Poço	D_i (1/mês)	q_i (bbl/d)	R^2 exp.	R^2 hip.	R^2 harm.	Melhor ajuste
3-NA-01	0,0099	1.769	0,927	0,917	0,891	Exp.
3-NA-02	0,0087	2.188	0,911	0,904	0,884	Exp.
7-NA-07	0,0127	1.602	0,954	0,939	0,900	Exp.
7-NA-10	0,0139	1.410	0,956	0,938	0,895	Exp.









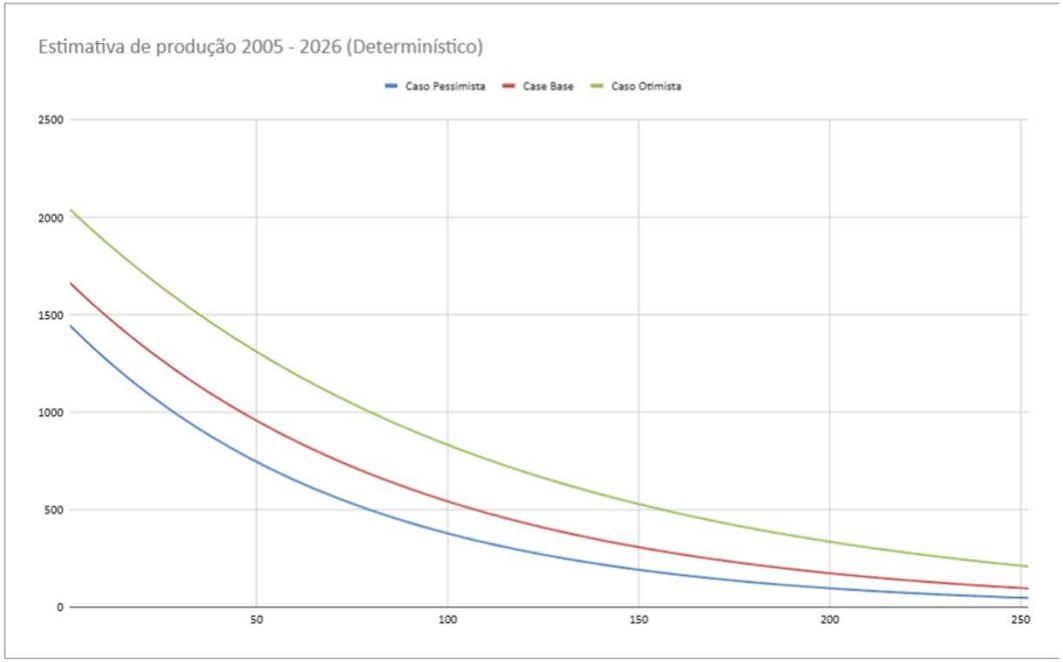
- 36 meses de produção mensal por poço (jan/2005–dez/2007)
- Hiperbólico testado com b = 0,5; o exponencial vence em todos os poços
- D_i entre 0,87% e 1,39% ao mês

Mensagem-chave: O declínio exponencial descreve os quatro poços monitorados (R^2 0,91–0,96) e vira a base das curvas tipo.

Curvas tipo — abordagem determinística

- **Método:** percentis diretos dos D_i e q_i dos 4 poços ajustados
- **Combinação:** P90 = D_i alto + q_i baixo; P10 = D_i baixo + q_i alto
- **Horizonte:** 252 meses (2005–2026), $q = q_i \cdot e^{(-D_i \cdot t)}$

Percentil	D_i (1/mês)	q_i (bbl/d)	Np 21 anos (MMbbl/poço)	vs P50
P90 — conservador	0,0135	1.468	3,17	−25%
P50 — base	0,0113	1.685	4,25	—
P10 — otimista	0,0091	2.062	6,19	+46%



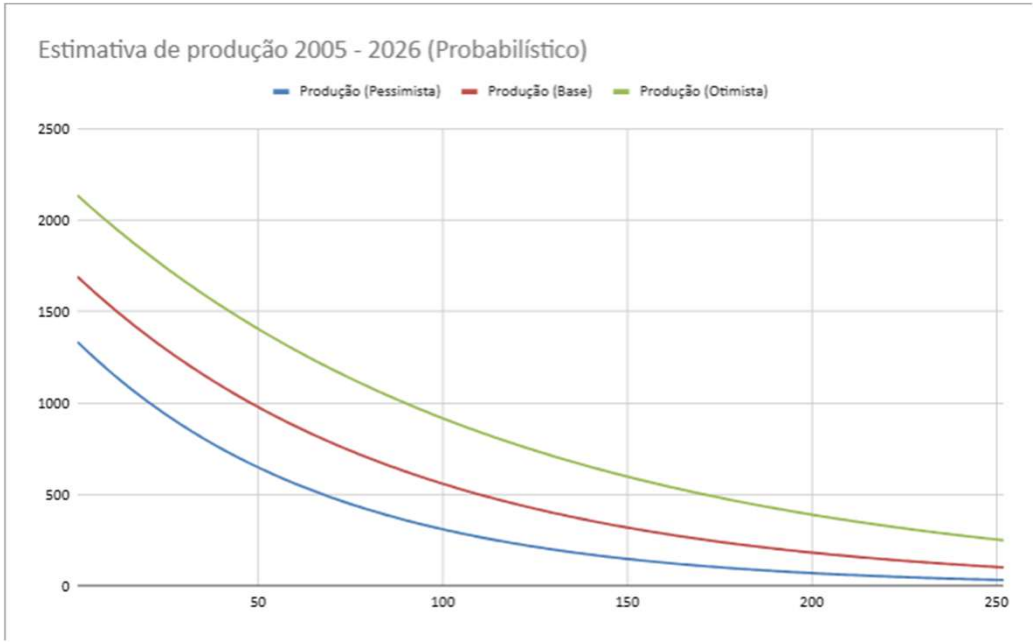
Mensagem-chave: Determinístico: P50 de 4,25 MMbbl por poço em 21 anos, com faixa P90–P10 de 3,2 a 6,2 MMbbl.

Curvas tipo — abordagem probabilística

Percentil	D_i (1/mês)	q_i (bbl/d)	Np 21 anos (MMbbl/poço)
P90 — conservador	0,0147	1.355	2,71
P50 — base	0,0112	1.711	4,35
P10 — otimista	0,0085	2.154	6,75

Monte Carlo	Valor
μ ; σ ln q_i	7,45 ; 0,185
μ ; σ ln D_i	−4,50 ; 0,217
ρ (q_i, D_i)	−0,962
Iterações	2.000 · 252 meses

Np direto (2.000 it.)	MMbbl
P90	2,68
P50	4,40
P10	6,73
Média	4,56

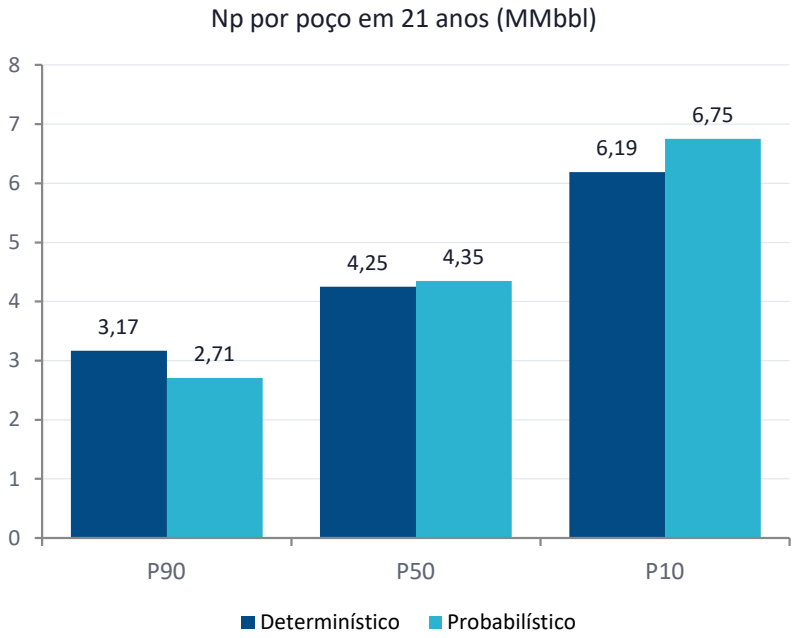


Mensagem-chave: Probabilístico: P50 de 4,35 MMbbl por poço; a correlação forte e negativa entre q_i e D_i (ρ = −0,96) estreita os extremos físicos.

Determinístico × probabilístico

Percentil	D_i det.	q_i det.	Np det.	D_i prob.	q_i prob.	Np prob.	Δ Np
P90	0,0135	1.468	3,17	0,0147	1.355	2,71	−14,6%
P50	0,0113	1.685	4,25	0,0112	1.711	4,35	+2,5%
P10	0,0091	2.062	6,19	0,0085	2.154	6,75	+9,1%
P10 / P90			1,95×			2,49×	

- P50 praticamente coincide (4,25 × 4,35 MMbbl)
- Monte Carlo abre a faixa: P90 15% abaixo e P10 9% acima do determinístico
- Com só 4 poços, o determinístico subestima a incerteza da curva tipo



Mensagem-chave: Recomendação: usar o P50 (≈4,3 MMbbl/poço) como caso base e o intervalo probabilístico P90–P10 para comunicar risco.

O impacto da injeção de polímero

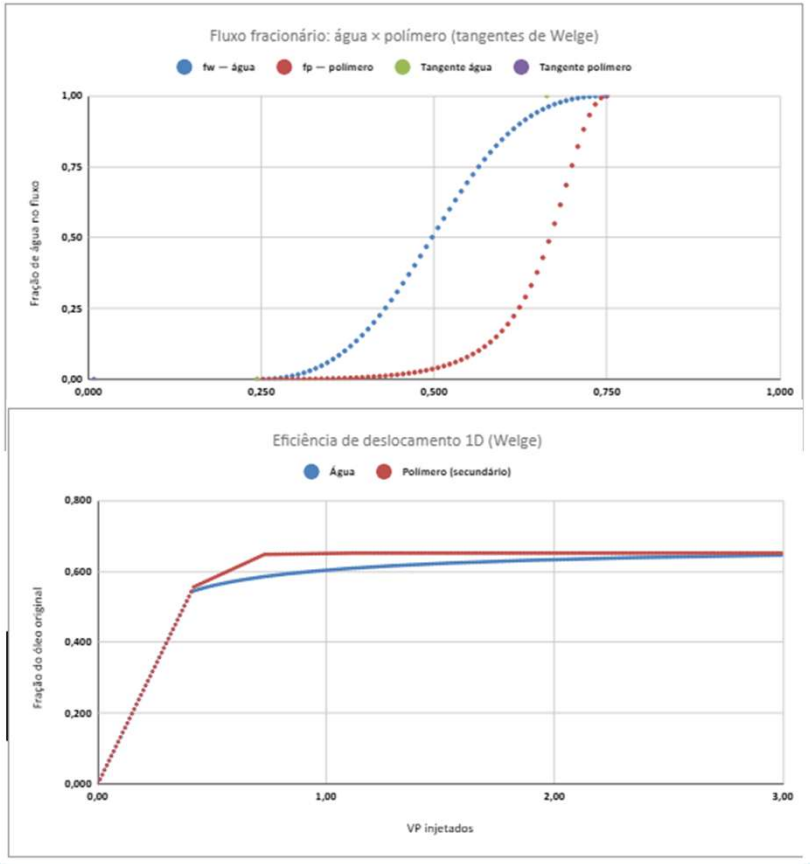
Premissa	Valor
Polímero	HPAM sulfonada (AM/ATBS)
Concentração	1.500 ppm
μ efetiva no reservatório	4,24 cP
RRF · adsorção · IPV	2 · 30 μg/g · 0,15
Banco de polímero	0,15 VP (10 anos, 2008–2017)
Swi · Sor	0,24 · 0,25

0,72 → 0,037

razão de mobilidade água → polímero

0,66 → 0,75

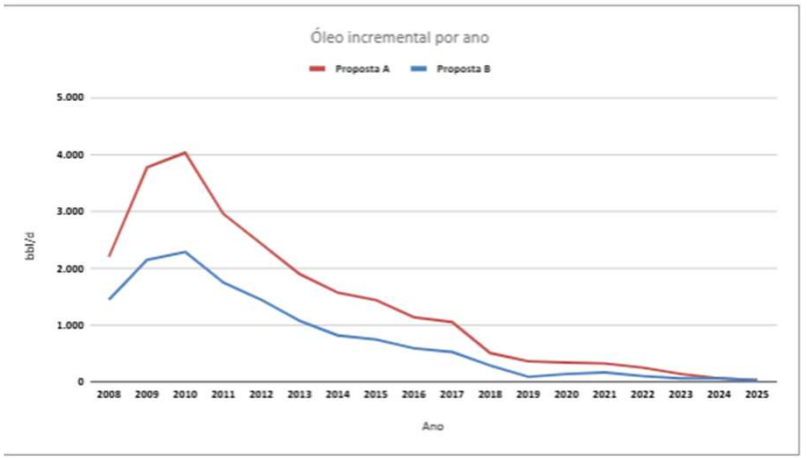
Sw média atrás da frente



Mensagem-chave: Com M da água já < 1, o ganho vem do controle de perfil nas camadas heterogêneas (V_DP 0,42) e de um banco de óleo mais saturado.

Espacialização do ganho e cenários de injeção

Produtor	Base (MMbbl)	Incr. A	Ganho A	Incr. B	Ganho B	Injetor principal
3-NA-01	3,35	0,83	24,9%	0,36	10,8%	7-NA-09
3-NA-02	4,74	1,30	27,3%	0,60	12,7%	3-NA-05
3-NA-04	5,31	1,36	25,6%	0,76	14,3%	7-NA-11
7-NA-07	2,27	0,67	29,5%	0,32	14,1%	3-NA-03
7-NA-08	5,31	1,43	27,0%	0,92	17,2%	7-NA-11
7-NA-10	1,78	0,44	24,4%	0,12	6,8%	3-NA-05
7-NA-12	5,31	1,30	24,5%	0,87	16,4%	3-NA-03
7-NA-13	5,31	1,61	30,4%	1,06	19,9%	7-NA-11
Total	33,41	8,94	26,8%	5,02	15,0%	—



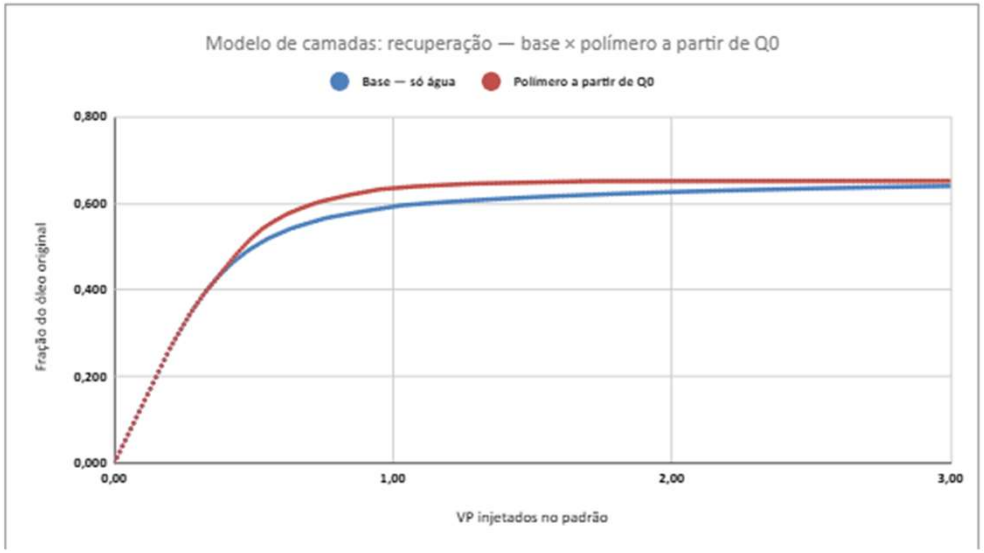
- **Proposta A:** polímero nos 4 injetores (3-NA-03, 3-NA-05, 7-NA-09, 7-NA-11)
- **Proposta B:** apenas 3-NA-03 (sul) e 7-NA-11 (norte)

Mensagem-chave: Os produtores próximos ao 7-NA-11 (7-NA-13, 7-NA-08, 3-NA-04) concentram o ganho: é o injetor de maior alavancagem nos dois cenários.

Resultados

Indicador (2008–2025)	Proposta A (4 inj.)	Proposta B (2 inj.)
Óleo incremental [MMbbl]	8,94	5,02
Ganho sobre a base	26,8%	15,0%
Ganho em FR [p.p. do VOIP]	1,21	0,68
Polímero injetado [t]	44.504	22.252
Consumo [kg/bbl incremental]	4,98	4,44
Custo do polímero [MMUSD]	155,8	77,9
Receita bruta incremental [MMUSD]	447,1	250,8
Receita / custo do polímero	2,87×	3,22×
Custo do polímero por bbl [USD]	17,4	15,5

Premissas econômicas: óleo a 50 USD/bbl e polímero a 3,5 USD/kg. Receita bruta sem impostos, OPEX e tratamento de água.



Mensagem-chave: A maximiza volume (+8,9 MMbbl); B rende mais por kg de polímero. Proposta: piloto B no 7-NA-11 e 3-NA-03 e expansão para A conforme a resposta.

Perspectivas futuras

G&G

- VOIP probabilístico (P90/P50/P10) com incerteza em área, OWC, ϕ e Sw
- Reconciliar a área do mapa (14,5 km²) com os ~20 km² da literatura
- Carta estratigráfica e K do 7-NA-07 para fechar a petrofísica

Engenharia

- Curvas de permeabilidade relativa do campo (hoje premissas de literatura)
- Simulação de fluxo para validar Buckley-Leverett + camadas
- Análise econômica completa (VPL, CAPEX, OPEX, tributos) dos cenários A e B
- Piloto de polímero com monitoramento de BSW nos produtores





OBRIGADO

Time 2 · SPE USP Case 01 — Campo de Namorado