Gestão:

Reunião de Acompanhamento
e Avaliação - RAA 2026

Modelagem e gestão do cone de água em reservatórios de petróleo

Pamponet, Henrique Souza[1]; Romero, Oldrich Joel[2]
[1]Bolsista do PRH 53/Ufes, Engenharia de Petróleo/Ufes, São Mateus – ES; henrique.pamponet@edu.ufes.br
[2]Docente, Engenharia de Petróleo/Ufes, São Mateus – ES; oldrich.romero@ufes.br

1. INTRODUÇÃO

A produção excessiva de água é um dos principais desafios do gerenciamento de reservatórios: reduz a produtividade, aumenta os custos de elevação, tratamento e descarte e compromete a recuperação de óleo. Estima-se que as operadoras produzam, em média, três barris de água para cada barril de óleo, com gastos superiores a US$ 40 bilhões por ano no manuseio do excesso de água (Bailey et al., 2000).

Entre as causas mais comuns está o cone de água, que é a deformação ascendente do contato óleo–água (OWC) em direção ao intervalo produtor. Ocorre quando a vazão excede o limite crítico e as forças viscosas, associadas ao diferencial de pressão, passam a dominar as forças gravitacionais que estabilizam o contato (Muskat; Wyckoff, 1935; Chierici; Ciucci; Pizzi, 1964). A chegada da água ao poço, o *breakthrough*, eleva o corte de água e antecipa o limite econômico da razão água–óleo (Bailey et al., 2000).

Objetivo: avaliar como a completação (vertical ou horizontal) e a distância inicial ao OWC modificam o tempo de *breakthrough*, a evolução do corte de água e a produção acumulada de óleo, identificando a configuração que posterga a conificação sem perda produtiva.

- Comparar poços verticais e horizontais com três completações.
- Isolar o efeito da posição do poço, mantendo constantes rocha, fluidos, aquífero e vazão.
- Estabelecer critério comparativo para escolher trajetória e profundidade.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo físico

Reservatório radial de óleo com **aquífero de fundo**, espessura de 100 ft, raio de 4.000 ft, topo a 6.000 ft e OWC a 6.100 ft (Fig. 1). Porosidade uniforme, permeabilidade horizontal heterogênea e anisotropia vertical (kv/kh ≈ 0,10) (Tabela 1). O poço produtor ocupa o centro do domínio e opera sob vazão total de líquido (LRAT) constante, de 640 STB/d.

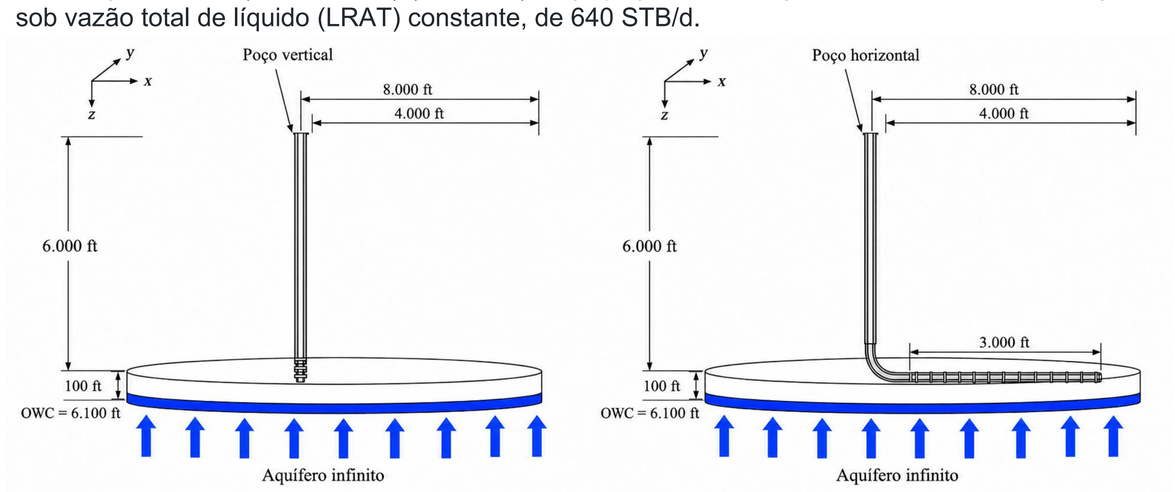


Figura 1 – Esquema do reservatório e das completações vertical e horizontal.

Tabela 1 – Parâmetros físicos, petrofísicos e operacionais do modelo

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Geometria	Radial	**Raio**	4.000 ft
Espessura	100 ft	**Topo / OWC**	6.000 / 6.100 ft
Porosidade	0,164	**NTG**	1,0
kx = ky	710–1.000 mD	**kz**	71–100 mD
kv/kh	≈ 0,10	**Pressão inicial**	5.000 psi
Aquífero	Fundo; carga constante	**Índice J**	200 STB/d/psi
Pressão do aquífero	5.039 psi	**Vazão (LRAT)**	640 STB/d
Período	2026–2066 (14.610 d)	**Condição**	LRAT constante

2.2 MODELO MATEMÁTICO

Escoamento bifásico de fluidos imiscíveis e levemente compressíveis em meio poroso 3D, combina conservação de massa e lei de Darcy, com efeitos de permeabilidade relativa, viscosidade, pressão e gravidade.

$$\partial/\partial t\,(\varphi\, S\alpha / B\alpha) + \nabla\cdot(v\alpha / B\alpha) = q\alpha / Vb \quad (1)$$

$$v\alpha = -K\,(kr\alpha / \mu\alpha)\,[\nabla p\alpha - \rho\alpha\, g\, \nabla z] \quad (2)$$

$$So + Sw = 1;\;\; po - pw = Pc,ow \quad (3)$$

$$dWe/dt = J\,(pa - p);\;\; WCT = qw\,/(qo + qw) \quad (4)$$

φ: porosidade; S: saturação; B: fator volume-formação; v: velocidade de Darcy; q: fonte/sumidouro; Vb: volume do bloco; K: tensor de permeabilidade; kr: permeabilidade relativa; μ: viscosidade; p: pressão; ρ: massa específica; Pc: pressão capilar; J: índice do aquífero; We: influxo acumulado; WCT: corte de água. A mobilidade krα/μα controla o escoamento e o tensor K incorpora a anisotropia vertical.

2.3 MODELO NUMÉRICO

O modelo foi construído no Petrel e executado no ECLIPSE 100, no Laboratório de Simulação Numérica (LABSIM)/Ceunes/Ufes. O domínio foi discretizado em 98 × 98 × 100 células (960.400 blocos; 762.800 ativos), com formulação *black-oil* óleo–água (Fig. 2). O ECLIPSE aplica diferenças finitas totalmente implícitas: a cada passo monta as equações de conservação de todas as células e resolve o sistema não linear até atender aos critérios de convergência e de balanço de massa. O influxo é calculado por Qa = J·Δp. Foram simulados seis casos — poço vertical (V) e horizontal (H, ≈ 3.000 ft laterais) em 6.020, 6.060 e 6.080 ft, a 80, 40 e 20 ft do OWC —, todos sob LRAT de 640 STB/d durante 40 anos.

Etapas: pré-processamento (Petrel), processamento (ECLIPSE) e pós-processamento dos resultados. *Breakthrough*: WCT ≥ 1%.

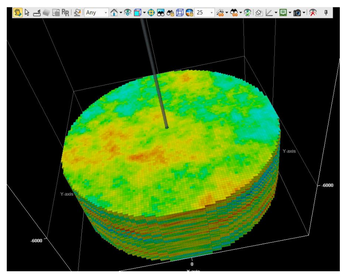


Figura 2 – Modelo 3D no Petrel, permeabilidade verfical.

1 GEOMETRIA grid, horizontes, camadas	**2 PETROFÍSICA** PORO, NTG, PERMX/Y/Z	**3 FLUIDO** PVT black-oil
4 INICIALIZAÇÃO p = 5.000 psi; OWC 6.100 ft	**5 ROCHA–FLUIDO** saturação, kr e Pc	**6 AQUÍFERO** carga constante; J = 200
7 POÇOS trajetórias e completações	**8 ESTRATÉGIA** LRAT 640 STB/d; 40 anos	**9 SIMULAÇÃO** ECLIPSE → WCT, Np, t_bt

3. RESULTADOS

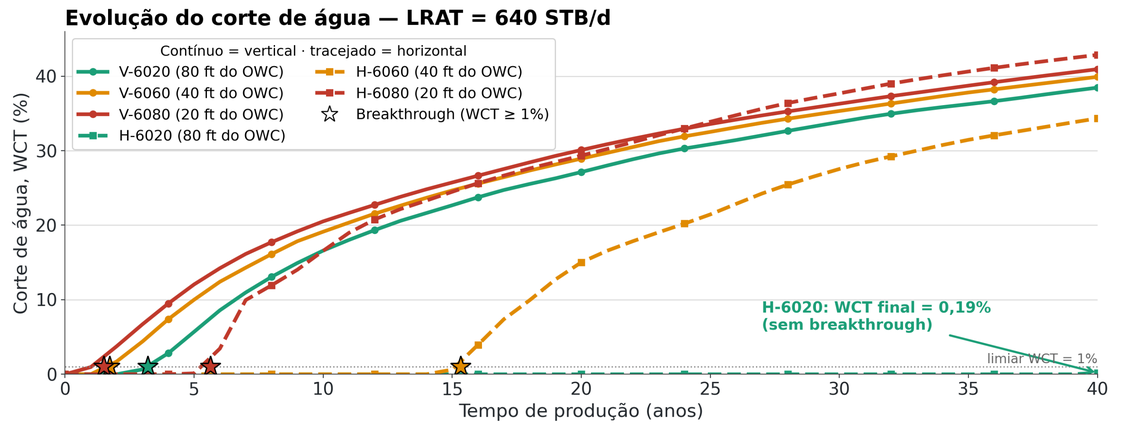


Figura 3 – Evolução do corte de água dos seis casos.

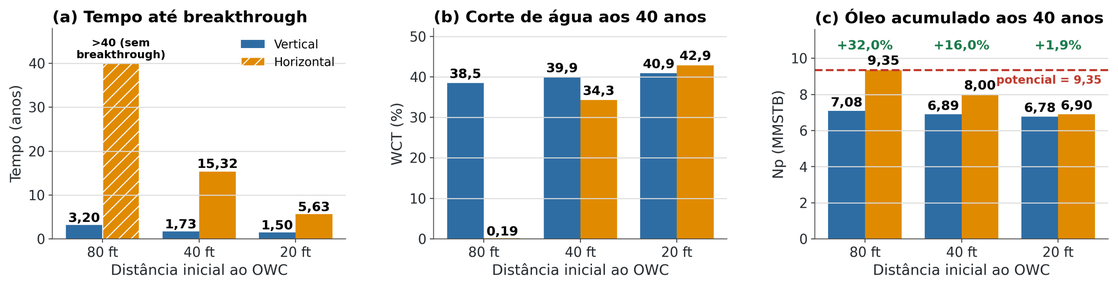


Figura 4 – Indicadores aos 40 anos: (a) breakthrough; (b) WCT; (c) produção acumulada de óleo (Np), com ganho dos horizontais sobre os verticais. Potencial = 640 STB/d × 14.610 d.

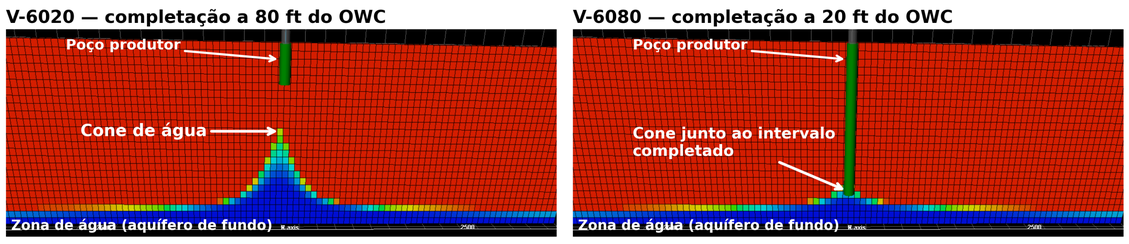


Figura 5 – Distribuição de Sw em vista lateral: cone de água se formando sob o poço.

3.1 Poços verticais

Os três verticais conificaram cedo: o *breakthrough* ocorreu em 3,20, 1,73 e 1,50 anos (80, 40 e 20 ft do OWC) e o WCT chegou a 38,5%, 39,9% e 40,9%, com Np de 7,085, 6,894 e 6,776 MMSTB. A distância ao contato altera sobretudo quando a água chega; a diferença de WCT final é de apenas ≈ 2,5 p.p., sugerindo que 640 STB/d excede a vazão crítica nas três posições.

3.2 Poços horizontais

H-6020 não apresentou *breakthrough* (WCT final de 0,19%) e produziu 9,350 MMSTB, praticamente o potencial de 640 STB/d. H-6060 atrasou a água para 15,32 anos (+16,0% de Np sobre V-6060) e H-6080, a apenas 20 ft, para 5,63 anos, com ganho de só 1,9% e WCT final (42,9%) acima de V-6080. A trajetória horizontal distribui o drawdown ao longo da seção produtora, mas seu benefício encolhe ao se aproximar do contato.

4. CONCLUSÕES

a) Distância ao OWC é o parâmetro dominante do tempo de *breakthrough* nas duas geometrias (verticais: 3,20 → 1,50 anos; horizontais: > 40 → 5,63 anos);
b) Geometria horizontal só é decisiva com bom afastamento: ganhos de Np de +32,0%, +16,0% e +1,9% a 80, 40 e 20 ft;
c) Melhor configuração é H-6020: sem *breakthrough* em 40 anos, WCT de 0,19% e 9,350 MMSTB.
d) A 20 ft do contato a horizontal apenas posterga, não elimina, o cone. Recomenda-se avaliar vazão crítica e retorno econômico (*Good water*) nos próximos passos.

REFERÊNCIAS

BAILEY, B. et al. Water control. Oilfield Review, 2000.
CHAPERON, I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations. SPE 15377, 1986.
CHIERICI, G. L.; CIUCCI, G. M.; PIZZI, G. A systematic study of water coning by potentiometric models. J. Pet. Technol., 1964.
ELPHICK, J.; SERIGHT, R. A classification of water problem types. In: Reservoir Conformance Conf., 3., Houston, 1997.
ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. Basic applied reservoir simulation. ichardson: SPE, 2001.
MUSKAT, M.; WYCKOFF, R. D. An approximate theory of water coning in oil production. Trans. AIME, 1935.
OKON, A. N.; APPAH, D.; AKPABIO, J. U. Water coning prediction review and control. J. Sci. Res. Reports, v. 14, 2017.
RECHAM, R.; OSISANYA, S. O.; TOUAMI, M. Effects of water coning on vertical and horizontal wells. CIPC, Calgary, 2000.

AGRADECIMENTOS

Ao PRH-ANP gestão Fapesp (Processo Fapesp n° 2025/02613-7) e ao Eng. Guilherme Cosme Viganô / BW Energy.