



Lista de exercícios

Previsão do comportamento e balanço de material de reservatórios de petróleo e gás

Prof. Jonathan C. Teixeira

1: Um reservatório volumétrico de gás apresenta uma pressão inicial de 3000 psia e temperatura de formação 190°F. Atualmente, apresenta uma produção acumulada de 384 MMscf, e uma pressão média estimada de 2876 psia. Os dados PVTs do gás produzido são: $p_c=671$ psia e $T_c=358^\circ\text{R}$. Determine: (a) o OGIP; (b) o fator volume de formação inicial (B_{gi}); (c) o fator de recuperação atual; (d) a produção prevista e o fator volume de formação de gás ao final da vida útil, considerando que a pressão de abandono de 1177 psia.

2: Um reservatório de gás tem as seguintes características: $A = 3000$ acres, $\bar{h} = 30$ ft, $\phi = 0.15$, $S_{wi} = 0.2$, $N_G = 0.85$, $T = 150^\circ\text{F}$, $p_i = 2600$ psi. A pressão de abandono considerada foi de 400 psia. Com base nos dados calcule: (a) volume original de gás (OGIP); (b) Calcule a produção acumulada de gás quando a pressão do reservatório estiver em 950.0 e 400 psi (c) Qual o fator de recuperação quando a pressão do reservatório for 1000 e 500 psi. (d) Qual o fator de recuperação máximo.

Considere a seguinte composição do gás

Componentes	Composição
Nitrogênio	7.41
Dioxido de Carbono	0.72
Sulfeto de Hidrogênio	0.001
Metano	72.88
Etano	9.97
Propano	5.09
Isobutano	0.72
n-Butano	1.76
n-Pentano	0.99
Hexano	0.46

3: Um reservatório de gás natural, sem impurezas e anormalmente pressurizado, tem temperatura inicial de 237°F, saturação de água conata de 0.23, fator de compressibilidade de 1.44, e propriedades pseudo-reduzidas de 1.5 e 14.35, de temperatura e pressão, respectivamente. Em um período anterior de depletação foram produzido 10510 MMscf, e a pressão média, estimada, do reservatório foi de 7000 psia. No presente momento o reservatório apresenta 5 poços em produção e dados de testes de poços disposto na tabela a seguir:

Poço	$G_p(\text{MMscf})$	Pressão estática (psia)
1	3548.41	4545.03
2	439.50	4356.6
3	11025.45	4135.26
4	5905.44	4202.72
5	7381.20	4484.73

Determine: (a) Pressão inicial do reservatório em psia; (b) densidade do gás; (c) Volume inicial de gás (OGIP), (d) compressibilidade da formação; (e) A deformação acumulada do meio poroso (ϵ)

4: A forma geral da Equação de Balanço de Material pode ser escrita como (veja em anexo as definições dos símbolos usados):

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = N \left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + mB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - (1 + m)B_{oi} \frac{c_r + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} (P - P_i) \right] + (W_I + W_e)B_w + G_I B_g$$

(a) Qual(is) é(são) a(s) consideração(ões) primordial(is) por trás do uso da equação de balanço de material; (b) Quais os mecanismos de produção ou “energias” que estão incluídas na equação? (c) Dada a seguinte geologia do reservatório: “Os principais reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos deltaicos albianos da Formação Maceió, com porosidade variando de 20% a 23% e permeabilidades entre 17 mD e 60 mD, saturados com óleo de 22° a 34° API. O mecanismo primário de produção é a expansão do gás natural em solução, sem atuação do aquífero. Como método de recuperação secundária é realizada, desde 2005, a injeção de água nos seus reservatórios” (ANP, 2023). Qual a expressão do fator de recuperação do óleo para o reservatório, antes e após o ano de 2005? (d) Simplificar a expressão de (c) para os seguintes cenários: (i) $P \geq P_b$; (ii) $P < P_b$ e c_r e c_w desprezíveis. (e) Faça os seguintes esboços para o reservatório em c): (i) Curva típica de GOR vs. Tempo. Explicar em detalhes a curva; (ii) Curva típica de fator de recuperação vs R_p , explicar em detalhes a curva. (f) Reduzir a equação de balanço para o sistema reservatório caracterizado por: (i) O reservatório está originalmente na pressão do ponto de bolha e apresenta capa de gás (ii) A produção consiste em petróleo e gás; (iii) Sem



injeção de fluidos; (iv) Sem aquífero; (g) Faça os seguintes esboços para a expressão final de (f): (i) Uma curva típica para pressão do reservatório vs. tempo para uma grande capa de gás. (ii) Uma curva típica de pressão do reservatório versus tempo para uma pequena capa de gás.

5: Partindo das equações de Darcy para petróleo e gás (despreze a pressão capilar) responda: (a) Deduza uma expressão para GOR (relação gás-óleo) em condições de superfície para um poço que está completado em uma camada horizontal de um reservatório subsaturado. (b) Deduza uma expressão para GOR (relação gás-óleo) na superfície para um poço que perfura uma camada em um reservatório horizontal saturado (despreze a pressão capilar). (c) Esboce uma curva típica de GOR versus tempo para um reservatório de óleo inicialmente subsaturado que é produzido por depleção de pressão. Explique todos os detalhes necessário (ponto de virada subsaturado → saturado). A produção de GOR de um poço é de 1100 (scf/STO) e a razão gás-óleo da solução (R_s) é 100 (scf/STO). Os fatores de volume de formação para petróleo e gás são: $B_o = 2$ e $B_g = 0,005$. (d) Qual é o GOR nas condições do reservatório (cf/rb)? (e) Qual é a fração da GOR da superfície (scf/STO) proveniente do gás livre no reservatório? (f) Qual é a razão de mobilidade do gás-óleo no reservatório?

6: Os seguintes dados PVT's foram medidos para um reservatório volumétrico a uma pressão inicial de 2000 psia (A água conata média = 15 %). Assuma que a compressibilidade da rocha e da água são desprezíveis.

Pressão, psia	B_o , bbl/STB	B_g , res cf/scf	R_s , scf/STB
2000	1.4446		885
1725	1.4509		885
1700	1.4468	0.00141	876
1600	1.4303	0.00151	842
1500	1.4139	0.00162	807

Utilizando os dados do problema pergunta-se: (a) Este reservatório está saturado ou subsaturado? Por quê? (b) Quais são os possíveis mecanismos de produção para este reservatório? Por que? (c) Quando o reservatório está a 1500 psia, a produção acumulada de óleo e de gás são 10.5 MMSTB e 10.8 MMscf, respectivamente. Estime o volume original de óleo (OOIP). (d) Qual é o volume poroso inicial do reservatório?

7: Um reservatório de hidrocarbonetos com uma grande capa de gás tem os seguintes dados de produção e fluidos:

Pressão inicial do reservatório ~ 4630 psi	Pressão atual do reservatório ~ 4531 psi
FVF inicial do óleo: 1,6186 rb/stb	Fator de expansão inicial do gás: 287 scf/cuft
Razão de solubilidade inicial ~ 1164 scf/stb	Fator de expansão gás: 269 scf/cuft
FVF do óleo 1,6015 rb/stb	GOR acumulado produzido: 2189 scf/stb
Razão de solubilidade corrente: 1135 scf/stb	Razão de volume capa de gás/óleo: 0,56
Produção acumulada de Petróleo: 4.003 MMstb	Volume de. Água produzido: 0,045 MMstb
Saturação de água conata 15%	Compressibilidade de formação $3,5 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
STOIIP: 125 MMstb	Compressibilidade da água $3,5 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

Determine: (a) coeficientes de expansão nas várias zonas em MMrb (i.e. E_o, E_g, W_e, E_{fw}); (b) Produção total do reservatório; (c) compressibilidade do óleo, gás e efetivo dos fluidos; (d) volume de gás livre no reservatório; (e) influxo do aquífero; (f) as contribuições percentuais dos vários fluidos (expansões) para produção de hidrocarbonetos; (g) Indique o mecanismo de produção menos e mais dominantes.

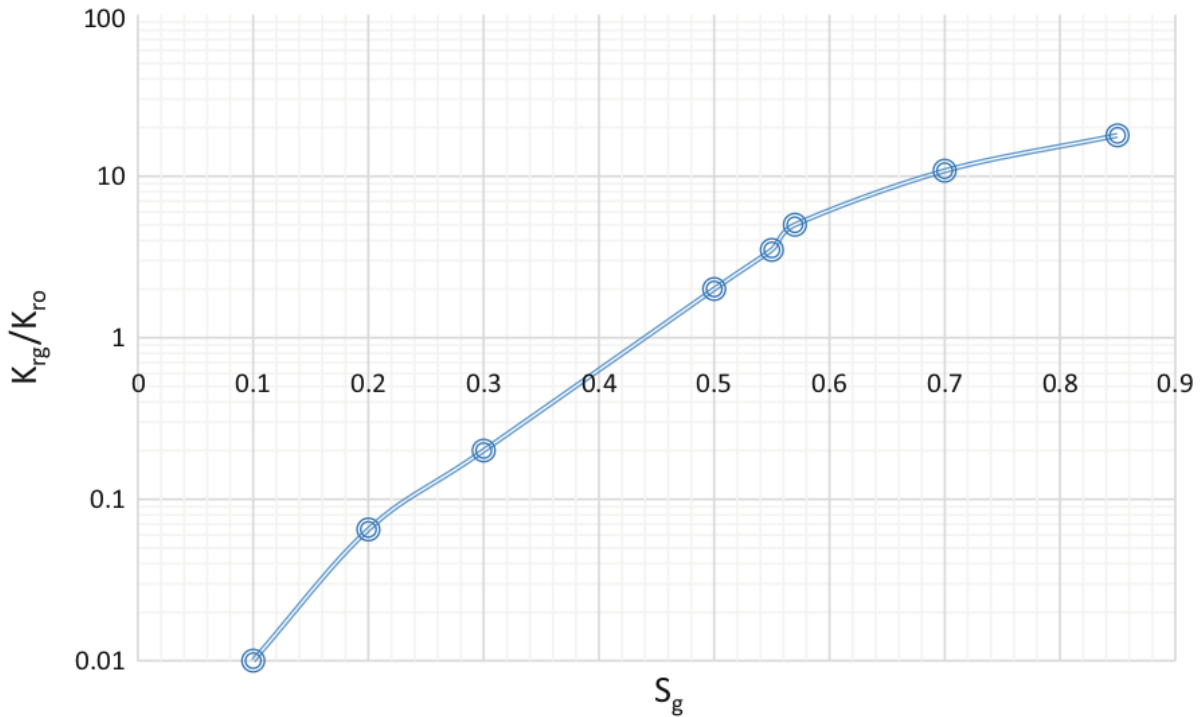
8. Um reservatório volumétrico de óleo apresenta as seguintes características:

Propriedade	valor	unidade
pressão inicial do reservatório	3200	psia
Ponto de bolha	3200	psia
STOIIP	9 655 344	STB
saturação de água conata	23	%
Temperatura do reservatório	220	°F

Não há influxo de água, e não há injeção de fluidos no reservatório. Os dados PVT são dados a seguir:

Pressão (psia)	B_o (bbl res./ STB)	R_s (scf/STB)	B_g (bbl/scf)	Vis. Óleo (cp)	Vis. Gás (cp)
3200	1.3859	1180	0.001383	0.84239	0.0238
2870	1.3784	1120	0.001618	0.89239	0.0233
2510	1.3603	1030	0.001840	0.93160	0.0231

A curva de permeabilidade relativa é



Calcule a produção cumulativa de petróleo e gás a 2.870 psia usando o método de Turner e Muskat (para o método de Turner usar como critério de convergência de erro relativo e/ou absoluto inferior a 5%)

Definição dos símbolos

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w = N \left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) - (1 + m) B_{oi} \frac{c_r + c_w S_{wi}}{1 - S_{wi}} (P - P_i) \right] + (W_l + W_e) B_w + G_l B_g$$

Simbolo	Definição
B_g	Fator volume de formação do gás (cf/scf)
B_{gi}	Fator volume de formação inicial do óleo (cf/scf)
B_o	Fator volume de formação do óleo (RB/STO)
B_{oi}	Fator volume de formação inicial do óleo (rb/STO)
B_w	Fator volume de formação da água (rb/STO)
c_r	Compressibilidade da formação/rocha (1/psia)
c_w	Compressibilidade da água da formação (1/psia)
FVF	Fator volume de formação
G_l	Volume acumulado de gás injetado (scf)
m	Tamanho inicial da capa de gás (cf/rb)
N	Original Oil in place (volume original de óleo), STO
N_p	Volume acumulado de óleo produzido (STO)
P	Pressão média do reservatório, psia
P_i	Pressão média inicial do reservatório, psia



R_p	Razão acumulada de gás-óleo produzido (scf/STO)
R_s	Razão de solubilidade gás-óleo (scf/STO)
R_{si}	Razão de solubilidade inicial de gás-óleo (scf/STO)
S_{wi}	Saturação de água inicial (conata)
W_p	Volume acumulado de água produzida (STO)
W_I	Volume acumulado de água injetada (STO)
W_e	Influxo de água acumulado (STO)

Referências

ANP, 2023. Plano de Desenvolvimento Aprovado Resolução de Diretoria nº 0303/2022, de 15/06/2022. Acessado em: 17/07/2023. url: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd/tabuleiro-martins.pdf>