Propriedades dos fluidos
Aula 2

PMI-1712
Engenharia de Reservatórios I

Ricardo Cabral de Azevedo

Departamento de Engenharia
de Minas e de Petróleo
POLI - USP

Sumário da Aula

- Relação com aulas anteriores
- Introdução
- Propriedades dos fluidos
- Exercício 2
- Conclusões
- Referências sobre essa aula

Relação com aulas anteriores

- Engenheiro de reservatórios
- Tópicos de engenharia de reservatórios

Introdução

- Há muitas características diferentes nos fluidos de um reservatório, importantes para classificá-los, como
  - Densidade
  - Viscosidade
  - Composição
  - Compressibilidade
  - Cor
  - Transparência
  - Fator Volume de Formação
- O objetivo dessa aula é relacioná-las e analisá-las

Densidade

- A densidade de um líquido ou de uma mistura líquida pode também ser expressa em graus API (ºAPI), que é uma função hiperbólica da densidade, bastante usada na indústria do petróleo:

$$°API = \frac{141{,}5}{d_{60/60\ °F}} - 131{,}5$$

- Onde $d_{60/60\ ºF}$ é a densidade do óleo medida a 60 ºF, em relação à densidade da água, também a 60 ºF

Densidade

- De acordo com a definição de grau API (ºAPI), mostrada na equação anterior, a água, cuja densidade $d_{60/60\ ºF}$ é igual a 1, apresenta um grau API igual a 10.
- Os óleos presentes em reservatórios de petróleo geralmente são menos densos que a água, com grau API variando entre 20 e 35, mas podem ocorrer casos em que o óleo é mais denso que a água.
- Na Venezuela e no Canadá, por exemplo, podem ser encontrados reservatórios de óleo com graus API tão baixos quanto 8!

Tipos de reservatórios

- Há diferentes tipos de reservatórios, tanto em função das rochas (aula seguinte), como em função dos fluidos
- Para uma classificação em função dos fluidos, deve-se observar
  - Os fluidos presentes e suas quantidades: água, gás e óleo
  - Suas diferentes composições
    - Tamanho dos hidrocarbonetos, presença de contaminantes etc.
    - Houve uma grande evolução histórica na sua análise química
  - Os diferentes comportamentos multifásicos, conforme composição, pressões e temperaturas
  - Facilidade com que o gás e o líquido são transportados (mobilidade): influência das propriedades físicas da rocha

Tipos de reservatórios

- Características dos fluidos para classificação de reservatórios quanto ao comportamento multifásico
  - Diferenças nas proporções entre os estados sólido, líquido e gasoso (comportamento de fases dos fluidos)
- Para conhecê-las, é preciso observar
  - Pressão e temperatura iniciais (P_i e T_i)
  - Pressão e temperatura de produção (superfície)
  - Variação da pressão ao longo do tempo: mudanças de fase
  - Possível variação da temperatura (em recuperação avançada)

Comportamento de fases dos fluidos

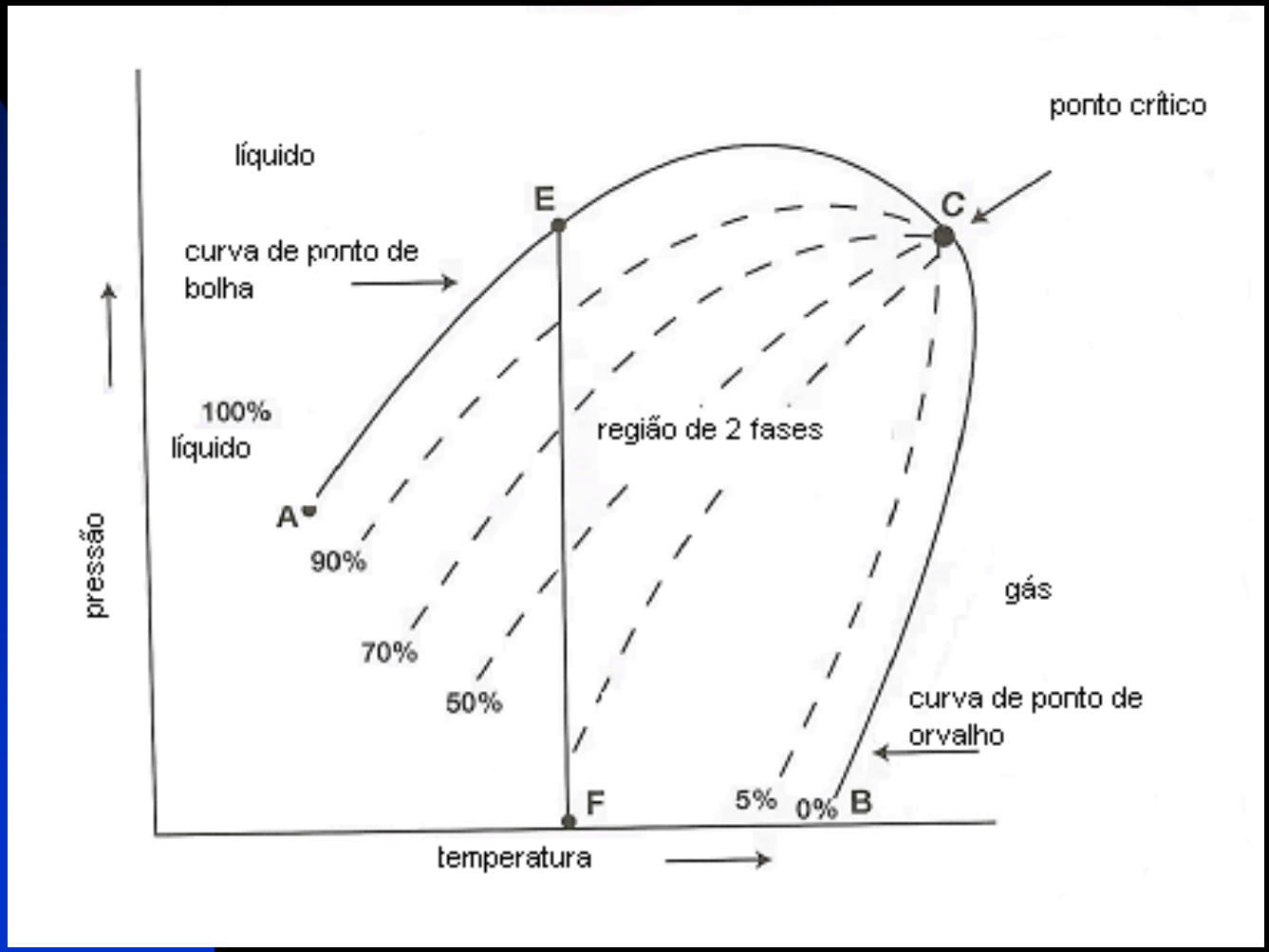
- Determinações experimentais (medições) ou matemáticas (modelagem)
- Visualização e análise: Diagramas de fase
  - Diagrama Pressão X Temperatura (P x T)
  - Diagrama Volume X Pressão (V x P)

Comportamento de fases dos fluidos

- Usos do diagrama Pressão X Temperatura
  - Classificação de reservatórios
  - Descrição do comportamento das fases e dos fluidos

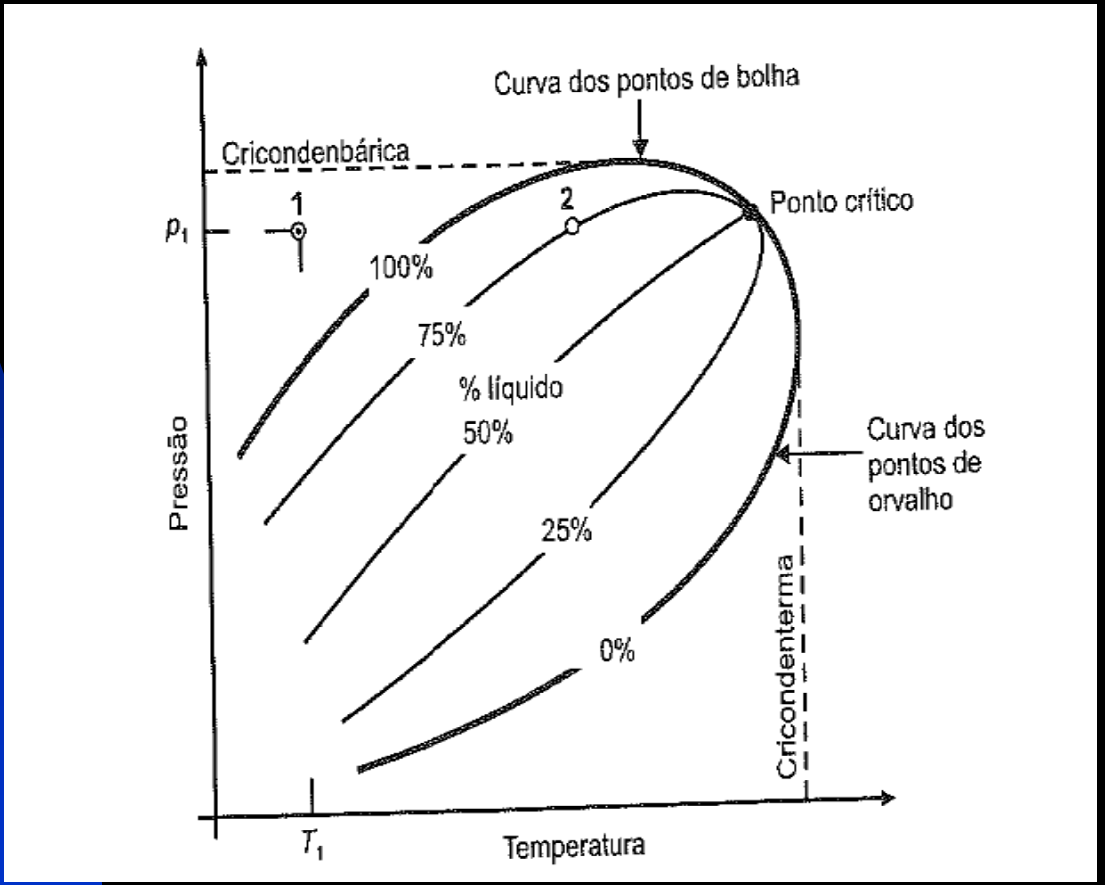
Comportamento de fases dos fluidos

Diagrama Típico



Comportamento de fases dos fluidos

Diagrama Típico



Comportamento de fases dos fluidos

- Parâmetros do diagrama Pressão X Temperatura
  - Temperatura limite de gás (T_l), também chamada de “Cricondenterma”
  - Pressão limite de líquido (P_l), também chamada de “Cricondenbárica”
  - Ponto crítico (T_c, P_c)
  - Curva de ponto de bolha (também chamado de ponto de saturação)
    - Temperatura de ponto de bolha (T_b)
    - Pressão de ponto de bolha, também chamada Pressão de saturação (P_b)
  - Curva de ponto de orvalho (T_o e P_o)

Comportamento de fases dos fluidos

- Parâmetros do diagrama Pressão X Temperatura
  - Envoltória: curva de ponto de bolha + curva de ponto de orvalho
  - Linhas de saturação (também chamadas de “Linhas de Qualidade”): linhas com as %s de saturação

Tipos de reservatórios (em função do Diagrama P x T)

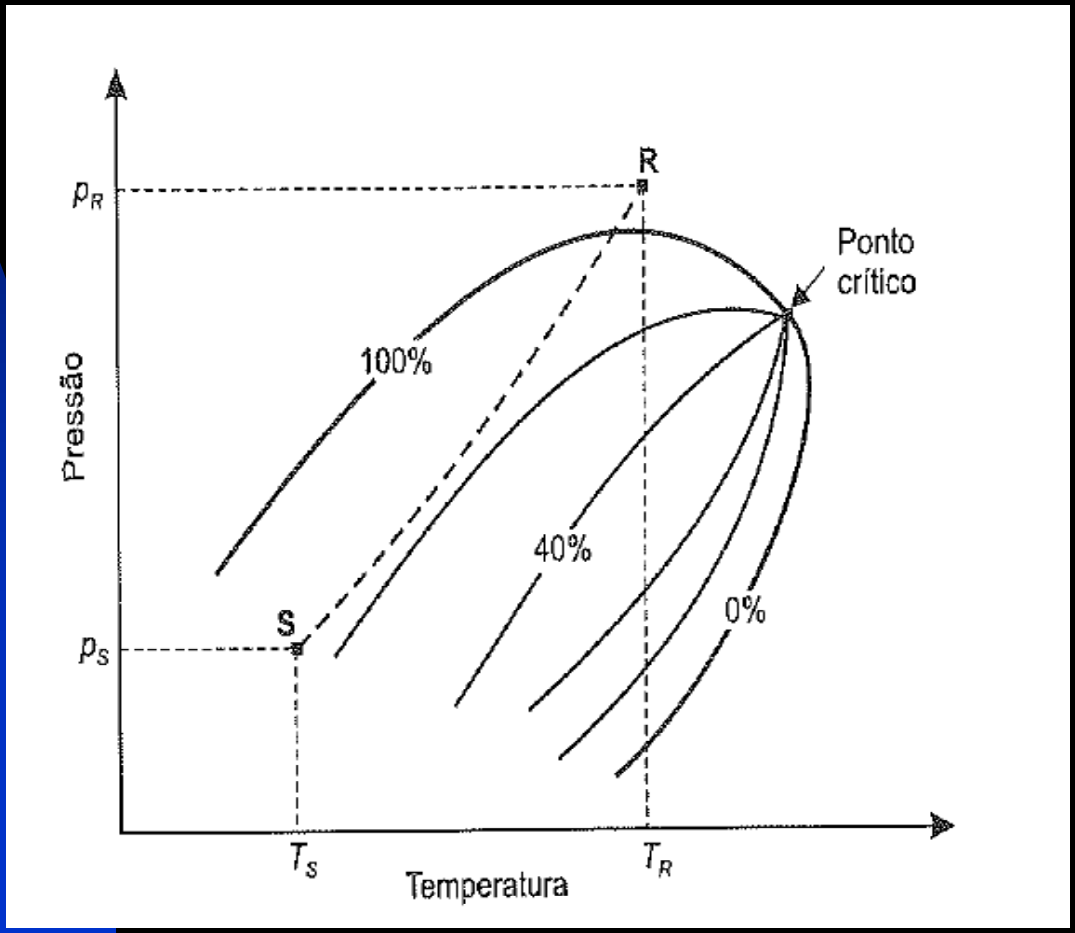
- de óleo: temperatura menor que a crítica
  - Insaturado (ou Subsaturado): $P_i > P_b$
  - Saturado: $P_i = P_b$
  - Com capa de gás ou bifásico: $P_i < P_b$
- de gás: temperatura maior que a crítica
  - Gás-condensado crítico: $T \sim T_c$
  - Gás-condensado retrógrado: $T_c < T < T_l$
  - Gás úmido: $T > T_l$
  - Gás seco: $T >> T_l$ (permanece sempre como gás)

Tipos de óleo

- Baseados em propriedades físicas, composição, razão gás-óleo, aparência e diagramas V x P
  - Baixa variação volumétrica (ou Baixa contração): linhas de saturação próximas à curva de ponto de orvalho; curva V x P suave; boa separação; preto
  - Comum: linhas de saturação com espaçamento semelhante; curva V x P ~ linha reta; marrom a verde escuro
  - Alta variação volumétrica (também chamado de Volátil, ou de Alta contração): linhas de saturação próximas à curva de ponto de bolha; curva V x P acentuada; má separação; verde a laranja
  - Crítico: T ~ Tc; queda de volume acentuada próximo ao ponto de bolha (pois libera grande quantidade de gás sob leve queda de pressão)

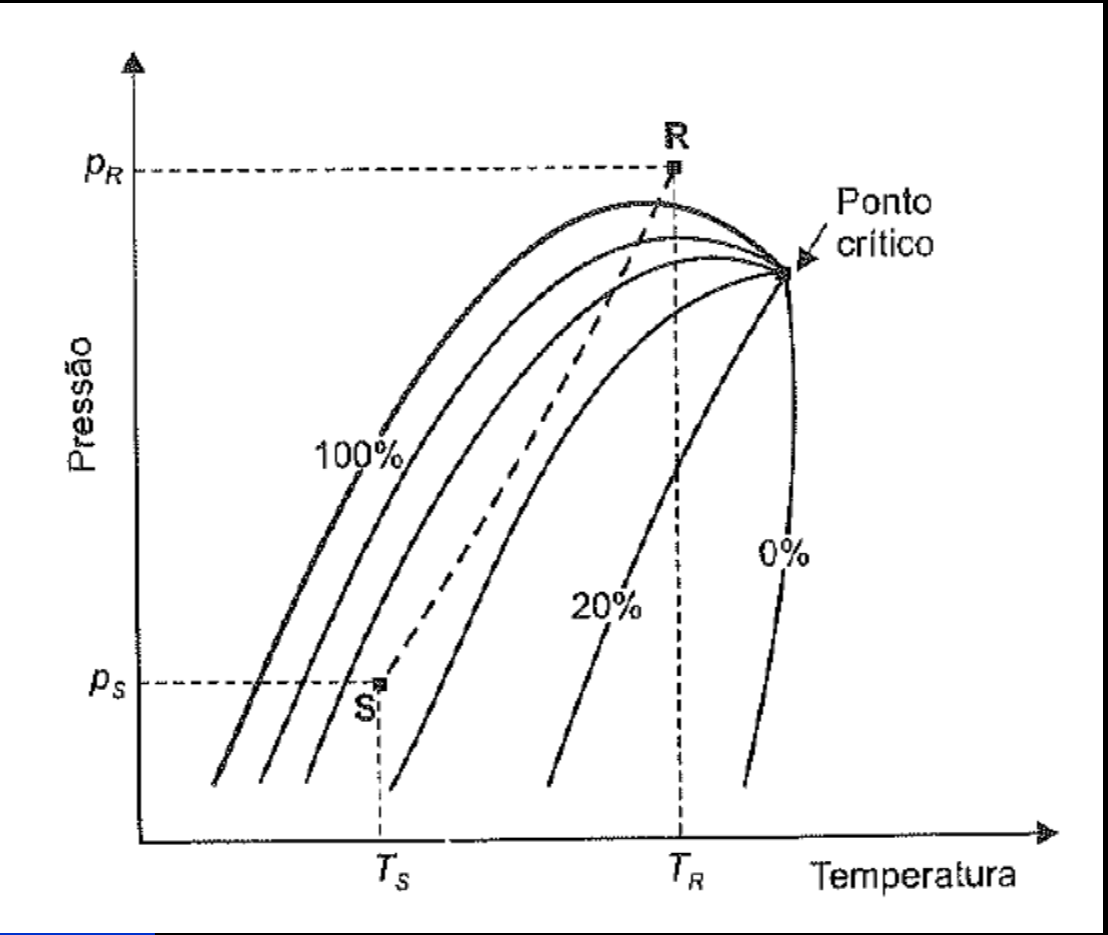
Tipos de óleo

- Baixa variação volumétrica



Tipos de óleo

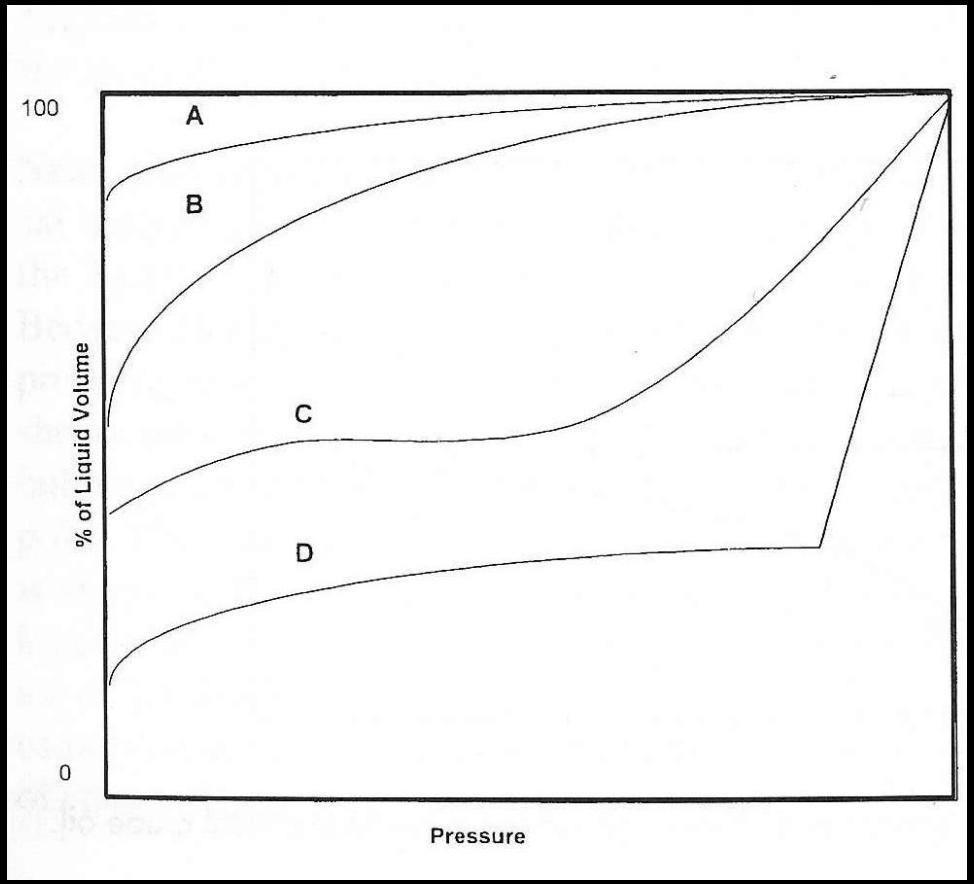
- Alta variação volumétrica



Tipos de óleo

Curvas V x P

- A: Baixa variação volumétrica (baixo encolhimento)
- B: Comum
- C: Alta variação volumétrica (alto encolhimento)
- D: Crítico



Tipos de gás

- Gás-condensado crítico (pode ser considerado um caso particular de Gás retrógrado)
  - Condensa rapidamente com a queda da pressão sob pressões mais altas

Tipos de gás

- Gás-condensado retrógrado
  - Condensa com a queda da pressão sob pressões mais altas
  - Transparente a levemente colorido

Tipos de gás

- Gás úmido (às vezes chamado de gás-condensado)
  - Parte do gás pode condensar na superfície: possibilidade de se extrair óleo dele
  - Transparente
- Gás seco
  - O único líquido é a água
- Mas essa classificação depende também do processo de separação (exemplo: um Gás seco pode passar a se chamar Gás úmido quando e onde for viável produzir óleo a partir dele)

Tipos de fluidos por composição inicial

- Por meio da composição de um fluido de um reservatório, pode-se obter informações sobre seu valor, sobre a melhor forma de extraí-lo e sobre o reservatório como um todo
- A densidade, por exemplo, é muito importante para sua valoração (relação com grau API)
- A viscosidade e a compressibilidade são muito importantes para se estudar as formas de sua extração

Tipos de fluidos por composição inicial

- A densidade relativa e as massas moleculares (ou médias, por frações do fluido) estão entre as primeiras e mais básicas informações a serem obtidas dos fluidos

Tipos de fluidos por composição inicial

- Componentes do fluido com peso maior têm maior efeito nas características do fluido como um todo
- No entanto estas são normalmente frações indefinidas de petróleo (e de menor valor)
  - Frações pesadas: C_{7+} (mais difíceis de se medir)
- Formas de se obter informação
  - Análises de destilação
  - Cromatografia

Fator Volume de Formação

- Muito importante para estimativas de reservas (a ser visto em aulas seguintes)
  - Volume no reservatório / Volume na superfície

Principais propriedades em análises PVT

- Pressão crítica (P_c)
- Temperatura crítica (T_c)
- Volume crítico (V_c)
- Fator de compressibilidade crítica (Z_c)
- Fator acêntrico (w ou T)
- Massa molecular (M)

Principais propriedades em análises PVT

- Fator acêntrico (*w* ou *T*)
  - Constante específica de cada substância que reflete a geometria e a polaridade da molécula
  - Preferível usar símbolo *w* para não confundir com temperatura!

Principais propriedades em análises PVT

- Fórmula aproximada (Katz-Firoozabadi)
  - Correlação das propriedades obtidas com o número de átomos da molécula de HC correspondente
  - Mais útil quando para se analisar componentes específicos do petróleo
- Prop = $a_1 + a_2\, n + a_3\, n^2 + a_4\, n^3 + a_5/n$
  - **Prop**: propriedade (pode ser M, T_c, P_c, T_b, w, γ ou V_c)
  - **n**: número de átomos de carbono na molécula
  - $a_{1\text{-}5}$: coeficientes

Principais propriedades em análises PVT

Propriedades

Coeficientes

θ	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
M	–131.11375	24.96156	–0.34079022	2.4941184×10^{-3}	468.32575
T_c, °R	915.53747	41.421337	–0.7586859	5.8675351×10^{-3}	-1.3028779×10^{3}
P_c, psia	275.56275	–12.522269	0.29926384	$-2.8452129 \times 10^{-3}$	1.7117226×10^{-3}
T_b, °R	434.38878	50.125279	–0.9097293	7.0280657×10^{-3}	–601.85651
T ou w	–0.50862704	8.700211×10^{-2}	$-1.8484814 \times 10^{-3}$	1.4663890×10^{-5}	1.8518106
γ	0.86714949	3.4143408×10^{-3}	-2.839627×10^{-5}	2.4943308×10^{-8}	–1.1627984
V_c, ft^3/lb	5.223458×10^{-2}	$7.87091369 \times 10^{-4}$	$-1.9324432 \times 10^{-5}$	1.7547264×10^{-7}	4.4017952×10^{-2}

Principais propriedades em análises PVT

- Equação de Riazi e Daubert (1987), mais útil para se analisar as frações indefinidas do petróleo
- Prop = a M^b γ^c EXP(d M + e γ + f M γ)
  - **Prop**: propriedade (T_c, P_c, V_c, T_b)
  - **a-f**: constantes
  - ***γ***: densidade relativa
  - **M**: massa molecular
  - **T_c, P_c e V_c**: temperatura, pressão e volume críticos
  - **T_b**: temperatura de ebulição

Principais propriedades em análises PVT

θ	a	b	c	d	e	f
T_c, °R	544.4	0.2998	1.0555	-1.3478×10^{-4}	–0.61641	0.0
P_c, psia	4.5203×10^4	–0.8063	1.6015	-1.8078×10^{-3}	–0.3084	0.0
V_c ft³/lb	1.206×10^{-2}	0.20378	–1.3036	-2.657×10^{-3}	0.5287	2.6012×10^{-3}
T_b, °R	6.77857	0.401673	–1.58262	3.77409×10^{-3}	2.984036	-4.25288×10^{-3}

Principais propriedades em análises PVT

- Fator Acêntrico (w ou T)
  - Equação de Edmister (1958):

$$w = \frac{3*\log(P_c/14{,}70)}{7*(\frac{T_c}{T_b}-1)} - 1$$

- Fator de compressibilidade crítica (Z_c)
  - $Z_c = P_c\ V_c\ M / (R\ T_c)$
  - R: constante universal = 10,73 psi ft^3/(lb mol ºR)

Method	Year	z_c
Haugen	1959	$z_c = 1/(1.28\ \omega + 3.41)$
Reid, Prausnitz, and Sherwood	1977	$z_c = 0.291 - 0.080\ \omega$
Salerno, et al.	1985	$z_c = 0.291 - 0.080\ \omega - 0.016\ \omega^2$
Nath	1985	$z_c = 0.2918 - 0.0928\ w$

Exercício 2

- Estimar as propriedades críticas e o fator acêntrico da fração C_{7+}, para uma massa molecular de 150 e densidade relativa de 0,78.
- Prazo de entrega: conforme combinado em sala

Conclusões

- Considerações finais

Referências sobre essa aula

- AHMED, T. *Reservoir Engineering Handbook*, 2nd ed. Gulf Professional Publishing, Boston, 2001.
- COSSÉ, R. *Basics of Reservoir Engineering*, Gulf Publishing Company, Houston, 1993.
- FANCHI, J.R. *Principles of Applied Reservoir Simulation*, Gulf Publishing Company, Houston, 1997.
- ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006. (livro-texto)
- SCHLUMBERGER. *Oilfield Glossary*. Disponível em <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>
- THOMAS, J.E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

Sumário da aula

- Relação com aulas anteriores
- Introdução
- Propriedades dos fluidos
- Exercício 2
- Conclusões
- Referências sobre essa aula

Próxima Aula

- Propriedades das rochas