2
Comportamento Termodinâmico de Fluidos no Reservatório

2.1
Introdução

Apresenta-se neste capítulo uma breve análise dos princípios básicos do comportamento de fases dos fluidos no reservatório, além de ilustrar o diagrama de fases, classificando os tipos de reservatórios.

2.2
Diagrama de fases pressão – temperatura

O comportamento de qualquer mistura de hidrocarbonetos pode ser representado através de um diagrama de fases[3]. A *figura 2.1* mostra os detalhes de um diagrama de fases de uma mistura. Esses diagramas são essencialmente utilizados para:

- Classificar os reservatórios.
- Classificar naturalmente o sistema de hidrocarbonetos.
- Descrever o comportamento de fases do fluido de reservatório.

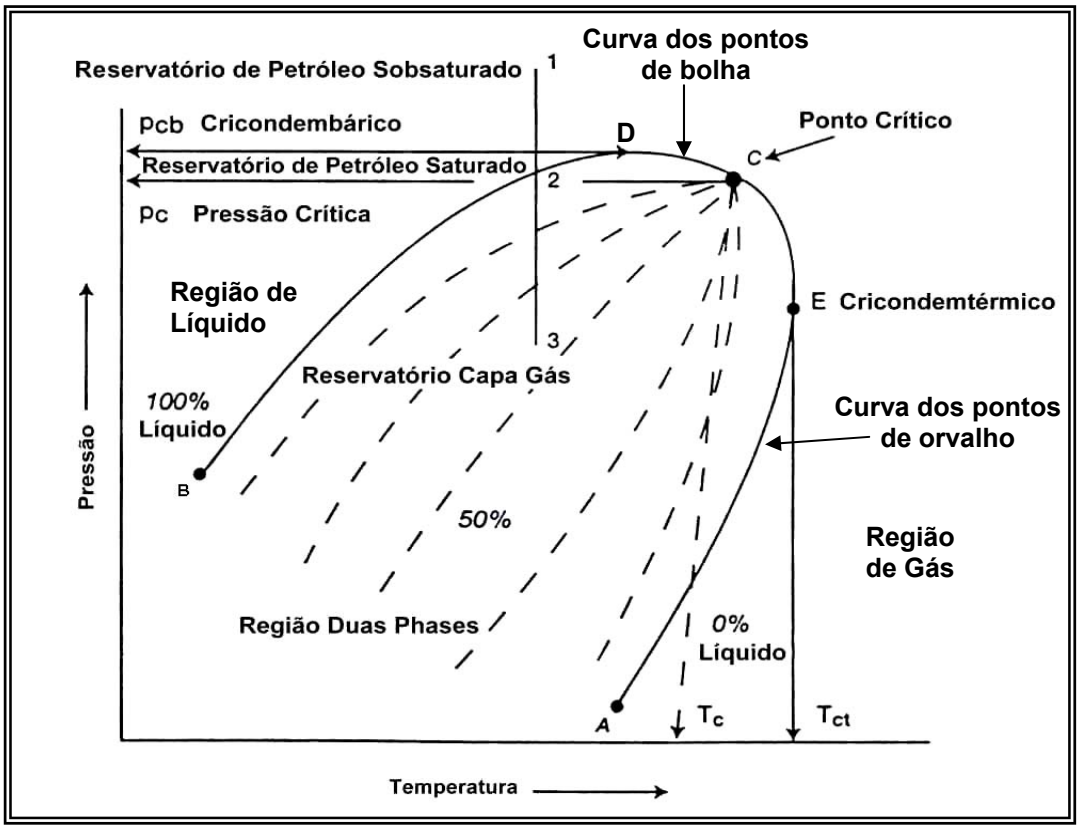

Figura 2.1 Diagrama de fases pressão – temperatura

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

O diagrama de fases tem os seguintes elementos:

2.2.1
Fase envolvente

Resulta da união das curvas do ponto de bolha e do ponto de orvalho (linha BCA), onde o gás e o líquido coexistem em equilíbrio. A envolvente de fases divide o diagrama em três regiões: a primeira, chamada região de líquidos, está situada fora da envolvente de fases e à esquerda da isoterma crítica; a segunda, chamada região de gases, encontra-se fora da envolvente de fases e à direita da isoterma crítica; a última, encerrada pela envolvente de fases, é conhecida como região de duas fases; nessa região, encontram-se todas as combinações de temperatura e pressão onde a mistura de hidrocarbonetos pode permanecer em duas fases em equilíbrio.

2.2.2
Linhas de qualidade

As linhas segmentadas dentro do diagrama de fases são chamadas linhas de qualidade. Elas descrevem as condições de pressão e temperatura para volumes iguais de líquido. Note que as linhas de qualidade convergem no ponto crítico.

2.2.3
Ponto crítico

É aquele no qual a linha dos pontos de bolha e a dos pontos de orvalho se juntam, ou mais propriamente, é o ponto onde as propriedades do líquido e do gás são iguais (ponto C).

2.2.4
Ponto cricondentérmico, T_{ct}

É o ponto de temperatura máxima em que ainda existem duas fases em equilíbrio (ponto E).

2.2.5
Ponto cricondenbárico P_{cb}

É o ponto de pressão máxima em que ainda existem duas fases em equilíbrio (ponto D).

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

2.2.6
Curva ponto de bolha

Define-se como a linha que separa a região de fase líquida da região de duas fases (linha BC).

2.2.7
Curva ponto de orvalho

Define-se como a linha que separa a região de fase vapor da região de duas fases (linha AC).

2.3
Classificação dos reservatórios

Os diferentes tipos de reservatórios podem ser classificados de acordo com a localização da pressão e temperatura iniciais do reservatório com respeito à região de duas fases (gás e petróleo) nos diagramas de fases que relacionam pressão e temperatura. Portanto, os reservatórios podem ser classificados basicamente em dois tipos: reservatórios de petróleo e reservatórios de gás.

2.4
Reservatórios de petróleo

Se a temperatura do reservatório T é menor que a temperatura crítica Tc do fluido do reservatório, o reservatório é classificado como reservatório de petróleo[3]. Dependendo da pressão inicial do reservatório P_1, os reservatórios de petróleo podem ser subclassificados nas seguintes categorias:

2.4.1
Reservatório de petróleo subsaturado

Se a pressão inicial do reservatório P_i, representada na *figura 2.1* pelo ponto 1, é maior que a pressão do ponto de bolha P_b e a temperatura está abaixo da temperatura crítica do fluido do reservatório.

2.4.2
Reservatório de petróleo saturado

Quando a pressão inicial do reservatório atinge o ponto de bolha do fluido do reservatório, como mostrado na *figura 2.1*, ponto 2, o reservatório é chamado reservatório saturado de petróleo.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

2.4.3
Reservatório de capa de gás

Se a pressão inicial do reservatório é menor que a pressão no ponto de bolha do fluido do reservatório, como indicado no ponto 3 *da figura 2.1*, o reservatório é denominado de capa de gás ou reservatório de duas fases, que contém uma zona de líquido ou de petróleo com uma zona ou capa de gás na parte superior.

Em geral o petróleo é normalmente classificado nos seguintes tipos:

- Petróleo negro
- Petróleo de baixo encolhimento
- Petróleo de alto encolhimento (volátil)
- Petróleo próximo ao ponto crítico

- *Petróleo negro*, um diagrama de fase pressão – temperatura para petróleo negro é mostrada na *figura 2.2*, na qual deve-se notar que as linhas de qualidade são aproximadamente eqüidistantes e caracterizam este diagrama de fase de petróleo negro. Seguindo a trajetória da redução da pressão indicada pela linha vertical EF na *figura 2.2*, a curva de líquido encolhido, como mostrado na *figura 2.3*, prepara-se traçando o percentual de volume líquido como uma função da pressão. A curva do líquido encolhido aproxima-se da linha reta, exceto à pressões muito baixas. Quando o petróleo negro é produzido, normalmente gera uma relação gás – petróleo entre 200 – 700 scf/STB e a densidade do petróleo de 15 – 40 °API. No tanque de armazenamento o petróleo normalmente é de cor marrom a verde escuro.
- *Petróleo de baixo encolhimento,* um diagrama de fase pressão – temperatura para petróleo de baixo encolhimento é mostrado na *figura 2.4*. O diagrama é caracterizado pelas linhas de qualidade que estão espaçadas estreitamente perto da curva do ponto de orvalho. A curva de encolhimento de líquido mostra-se na *figura 2.5*; esta figura nos mostra as características de encolhimentos dessa categoria de petróleo. As outras propriedades desse tipo de petróleo são:

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

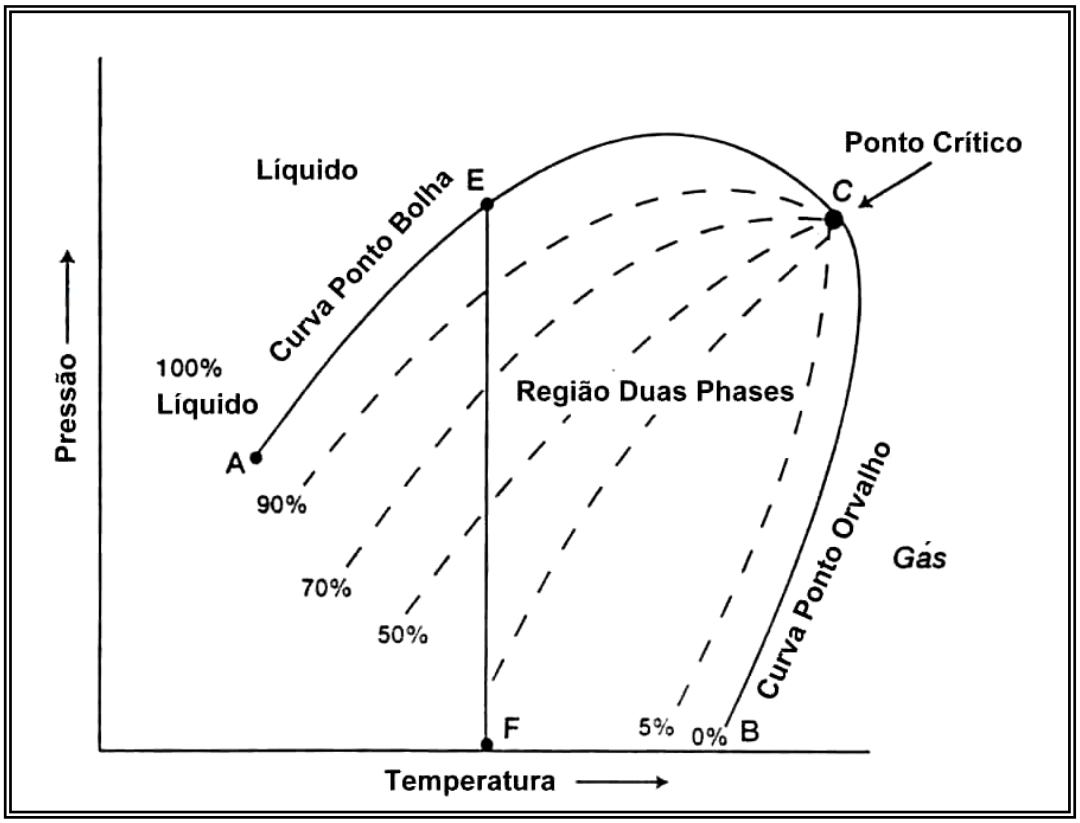

Figura 2.2 Típico diagrama P-T para petróleo negro

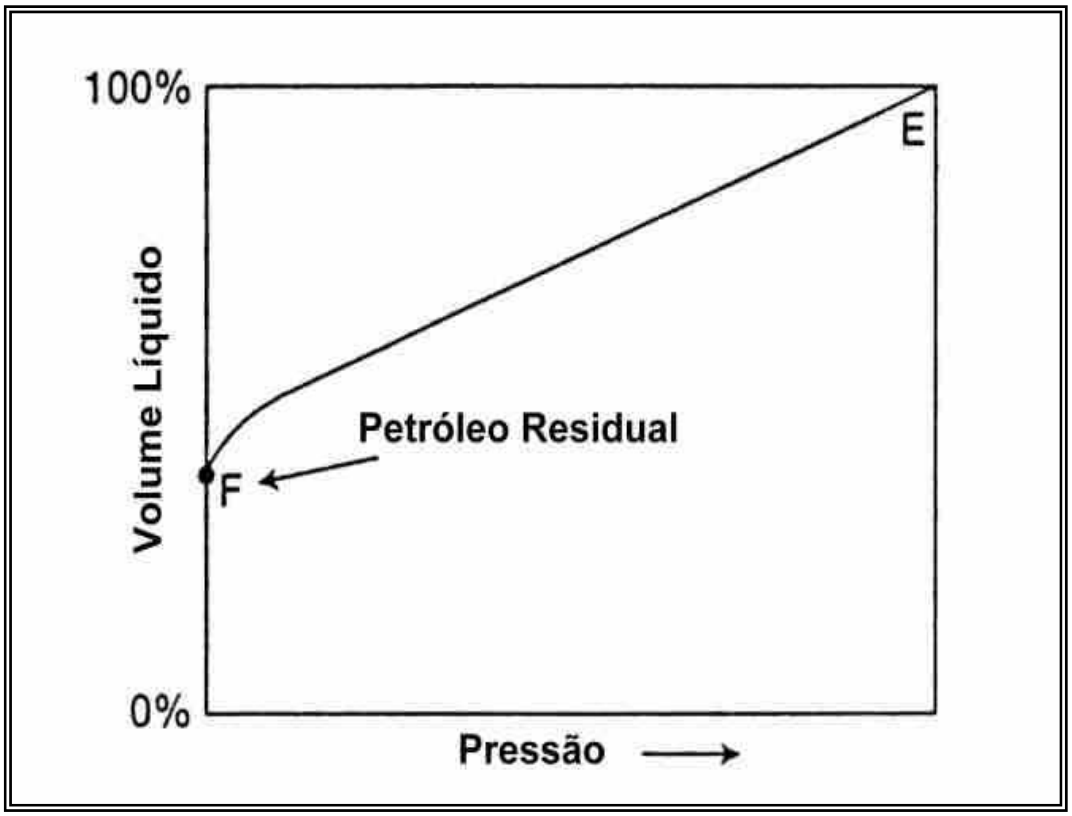

Figura 2.3 Curva de encolhimento líquido para petróleo negro

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

- Fator volume da formação de petróleo menor que 1,2 bbl/STB
- Relação Gás – Petróleo menor que 200 scf/STB
- Densidade do petróleo menor que 35 ºAPI
- Coloração negra
- Recuperação substancial de líquido em condições de separação, como indicado pelo ponto G sobre 85% da linha de qualidade da *figura 2.4*

- *Petróleo Volátil;* o diagrama de fase para petróleo volátil (alto encolhimento) é dado na *figura 2.6*. Observe que as linhas de qualidade estão juntas e estreitas perto do ponto de bolha, e mais amplamente espaçadas a baixas pressões. Esse tipo de petróleo é normalmente caracterizado por um alto encolhimento de líquido imediatamente abaixo do ponto de bolha, como mostrado na *figura 2.7*. Outras propriedades características desse petróleo compreendem:
  - Fator volume da formação menor que 2 bbl/STB
  - Relação Gás – Petróleo entre 2000 – 3200 scf/STB
  - Densidade do petróleo entre 4,5 – 55 ºAPI
  - Baixa recuperação de líquido em condições de separador, como indicado no ponto G na *figura 2.6*
  - Cor verde a laranja.
- *Petróleo próximo ao ponto crítico*, se a temperatura do reservatório T está próxima à temperatura T_C do sistema de hidrocarbonetos, como mostrado na *figura 2.8*. A mistura de hidrocarbonetos é identificada como petróleo próximo ao ponto crítico. Pelo fato de que todas as linhas de qualidade convergem ao ponto crítico, uma queda de pressão isotérmica (como mostrado na linha vertical EF na *figura 2.8*) pode encolher o petróleo de 100% do volume de poro de hidrocarbonetos no ponto de bolha a 55% ou menos a uma pressão de 10 – 50 psi abaixo do ponto de bolha. O comportamento característico de encolhimento do petróleo próximo ao ponto crítico é mostrado na *figura 2.9*. Esse petróleo é caracterizado por um maior GOR, de mais de 3000 scf/STB, com um fator volume de 2.0 bbl/STB ou mais alto. As composições desse tipo de petróleo são normalmente caracterizadas por 12.5 a 20 mol% de heptano-plus, 35% ou mais de etano até hexano e o resto metano.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

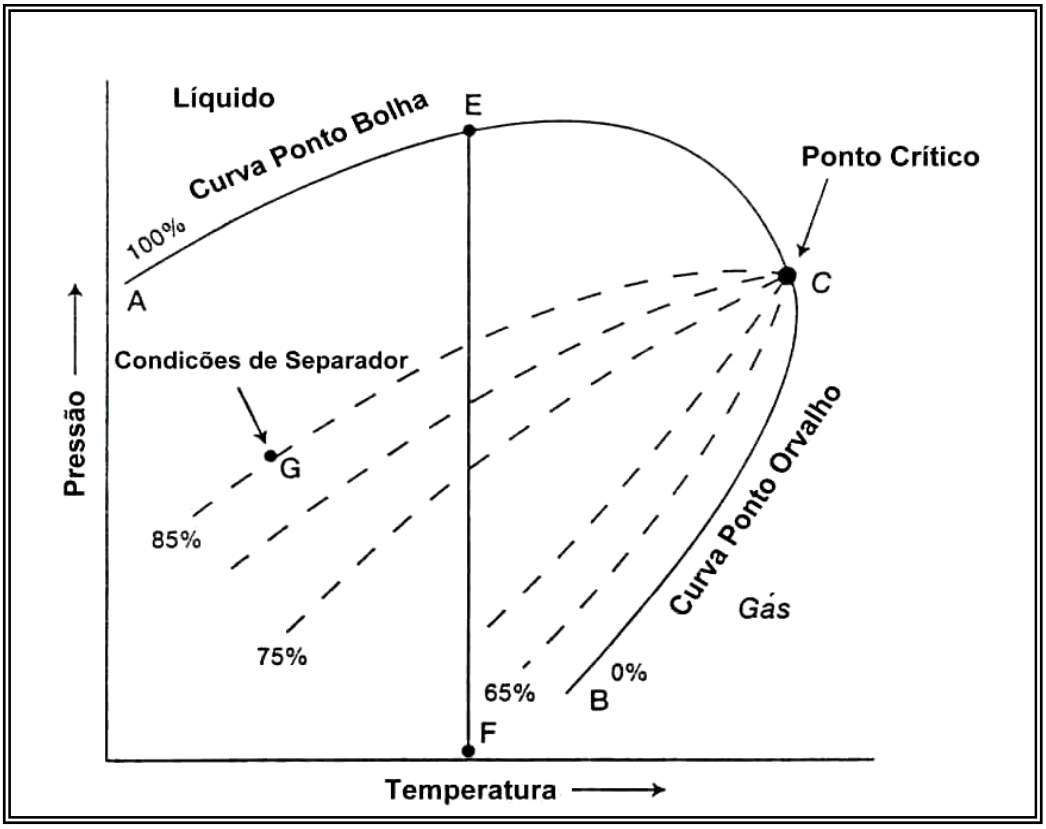

Figura 2.4 Típico diagrama P-T para petróleo de baixo encolhimento

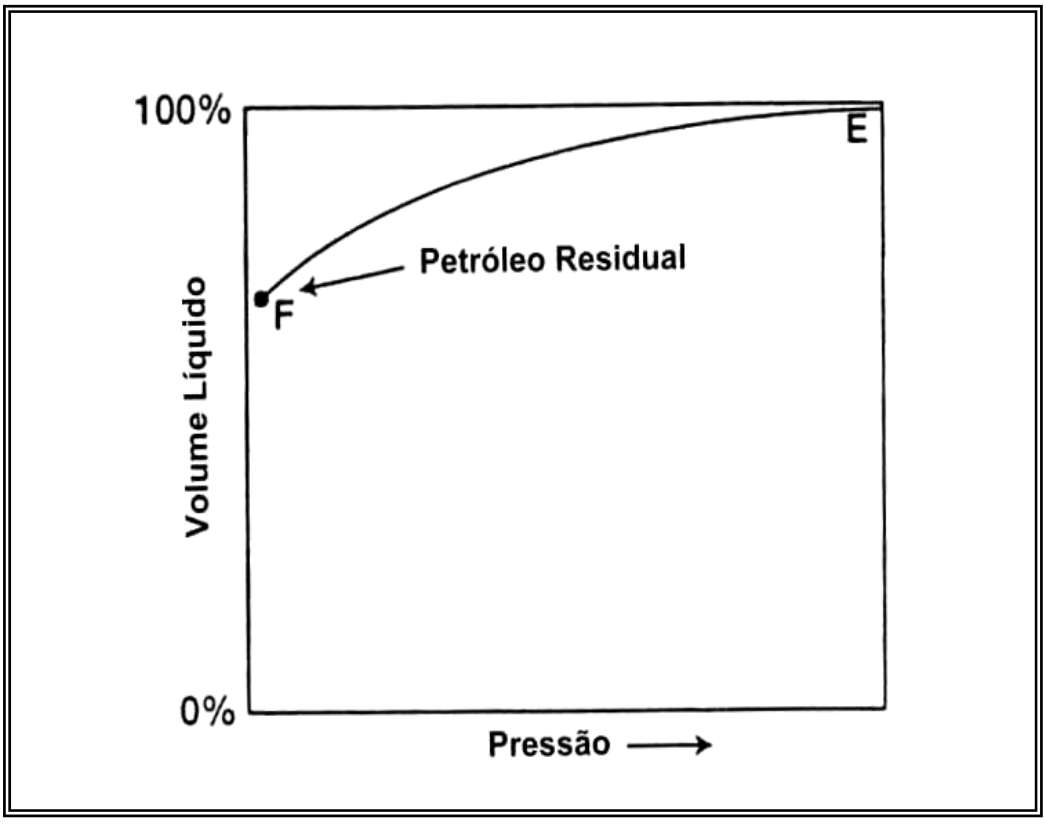

Figura 2.5 Curva para baixo encolhimento de petróleo

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

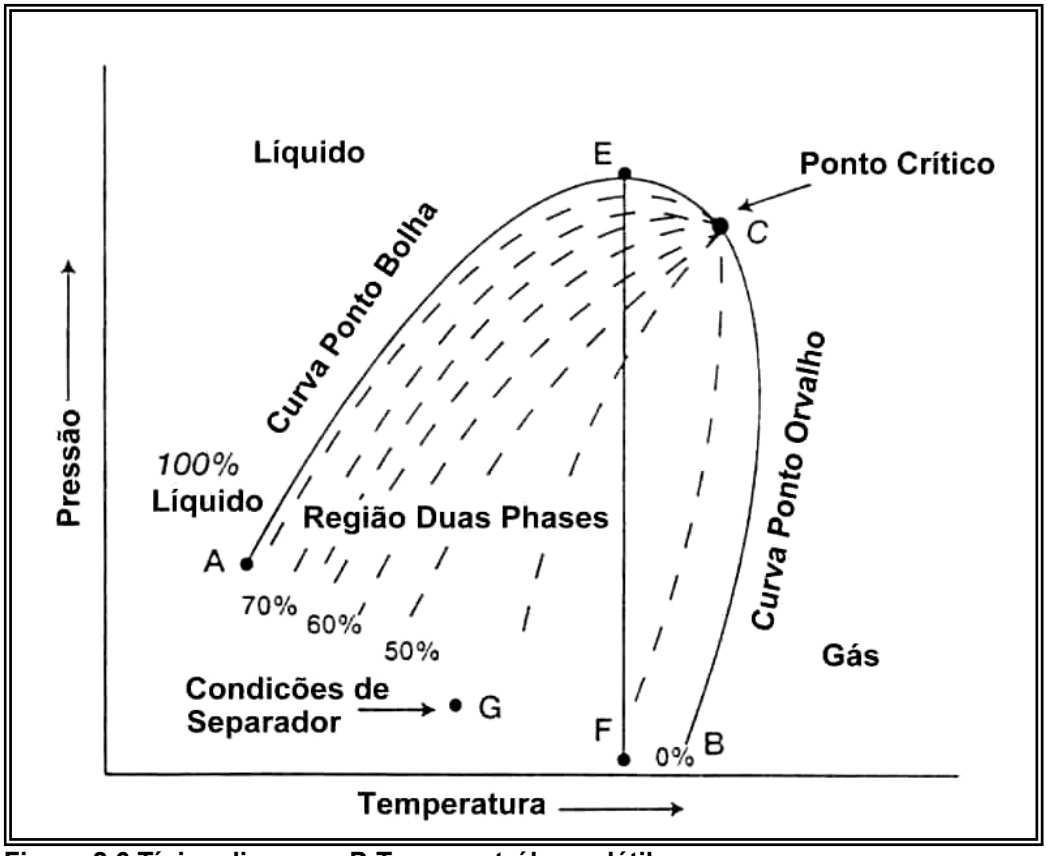

Figura 2.6 Típico diagrama P-T para petróleo volátil

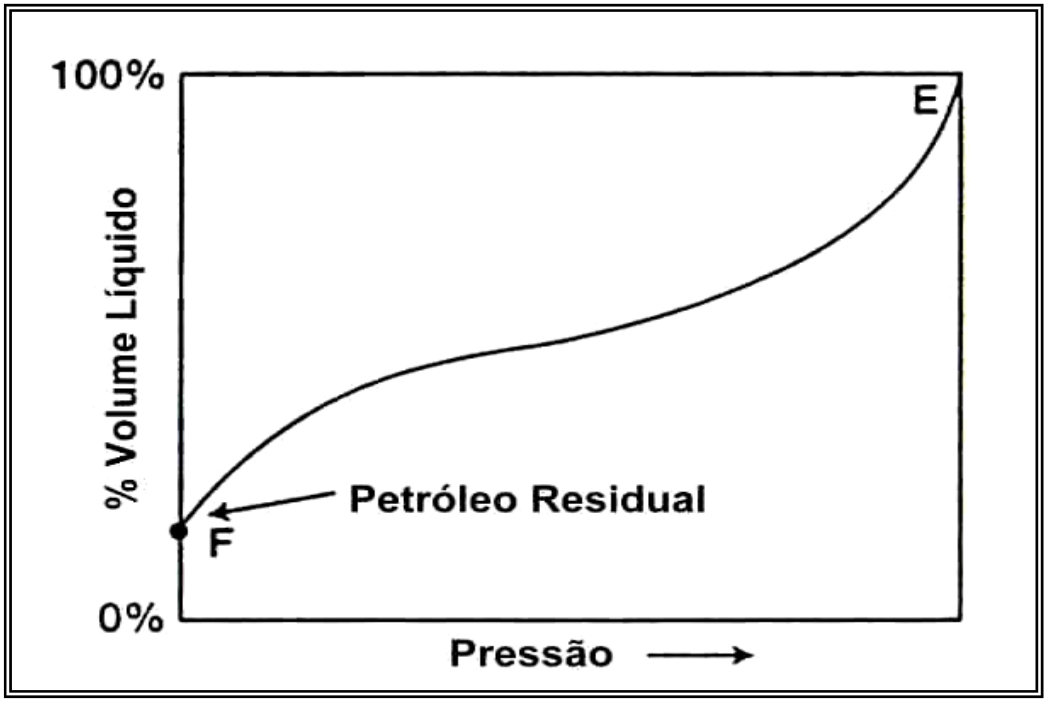

Figura 2.7 Curva de encolhimento de líquido para petróleo volátil

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

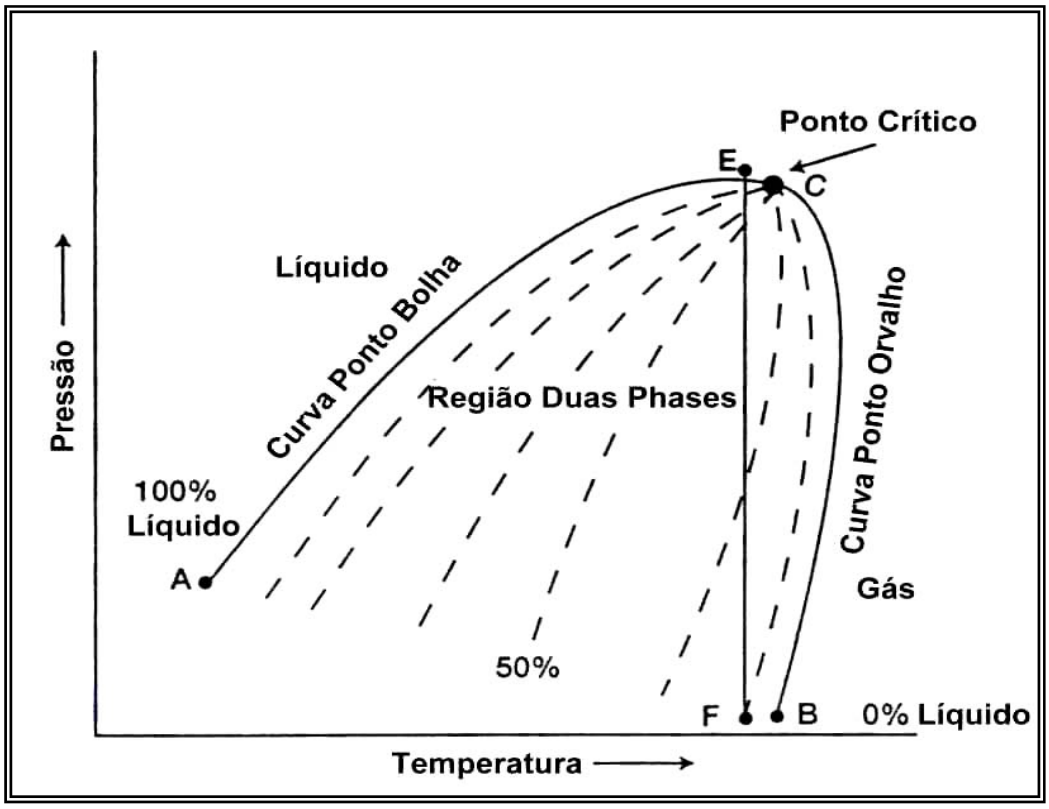

Figura 2.8 Diagrama de fase esquemático para petróleo próximo ao ponto crítico

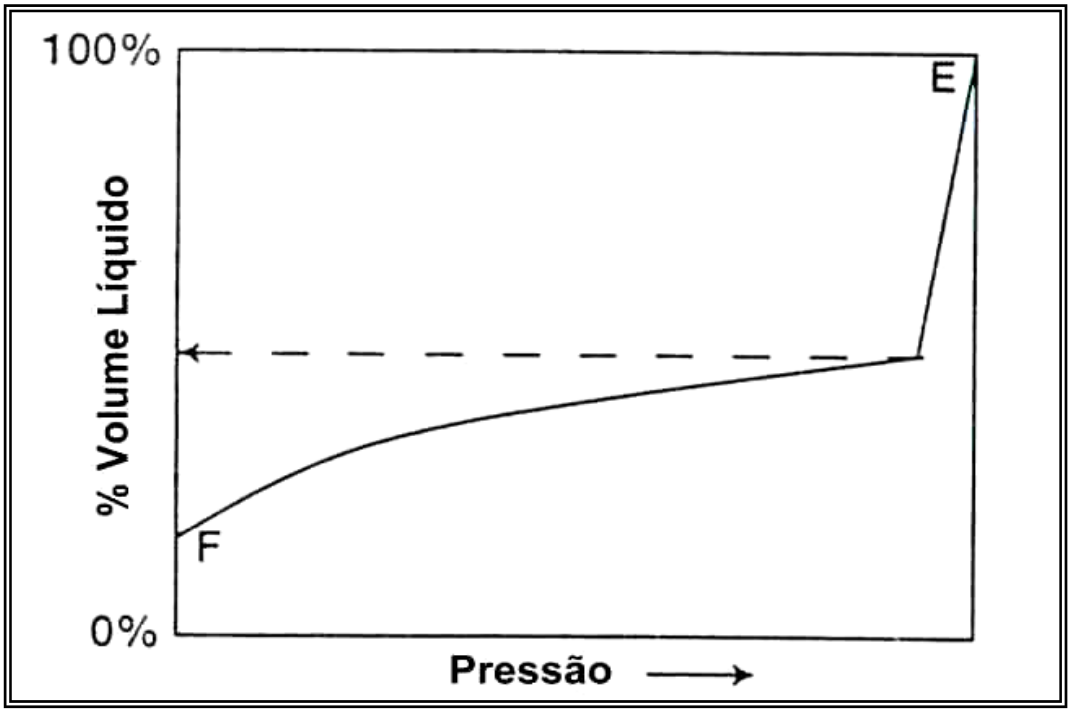

Figura 2.9 Curva típica de encolhimento de líquido para petróleo próximo ao ponto crítico

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

2.5
Reservatórios de gás

Se a temperatura do reservatório é maior que a temperatura crítica do fluido do hidrocarboneto, o reservatório é considerado um reservatório de gás[3]. Reservatórios que produzem gás natural podem ser classificados essencialmente em quatro categorias. São elas:

2.5.1
Reservatórios de condensação retrógrada de gás

Se a temperatura do reservatório T está entre a temperatura crítica T_C e cricondentérmica T_{ct} do fluido do reservatório, o reservatório é classificado como reservatório de condensação retrógrada. O fluido existe como um gás nas condições iniciais (pressão e temperatura) do reservatório, como indica o ponto 1 na *figura 2.10*. Quando ingressa no poço e começa a subir para a superfície, a pressão e temperatura diminuem e haverá presença de duas fases.

À medida que o fluido vai sendo produzido, a pressão no interior do reservatório diminui, enquanto a temperatura permanece constante; em algum momento o sistema irá se encontrar no ponto 2 sobre a curva do orvalho. Teoricamente, nesse instante aparecerá a primeira gota de líquido.

A certa altura da vida produtiva da formação, começa a ocorrer uma condensação de certos componentes da mistura, ou seja, uma parte do gás se liquefaz, ponto 3.

Com o prosseguimento da produção, a pressão continua a cair, fazendo com que o gás que já em estado líquido volte ao estado gasoso, ponto 4. Com a diminuição da pressão, todo o gás liquefeito eventualmente voltará ao seu estado inicial.

O ponto de interesse da questão é o fato de uma redução de pressão causar a condensação do gás, quando o esperado é que reduções de pressão causem vaporizações de líquidos.

Observe que o fenômeno retrógrado acontece no interior da rocha reservatório. O reservatório de gás retrógrado também é conhecido como reservatório de gás condensado.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

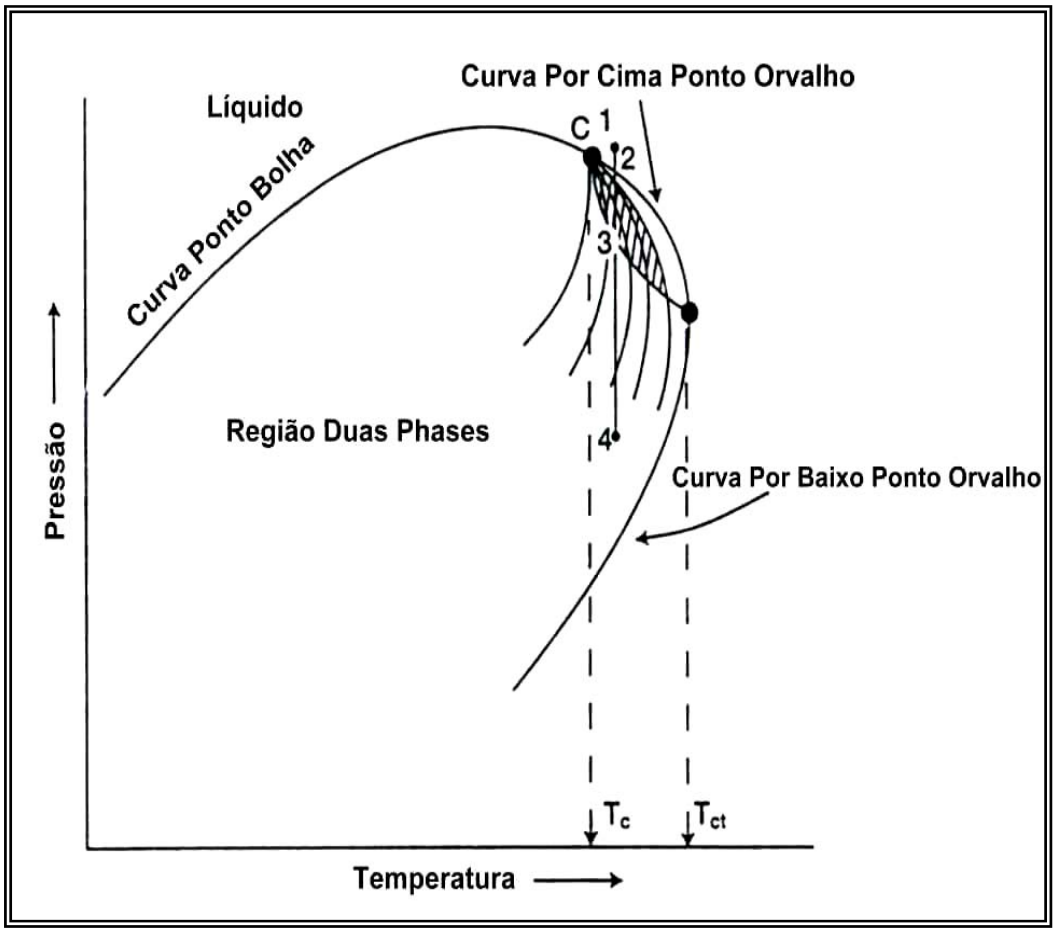

Figura 2.10 Diagrama de fase mostrando as regiões de condensação retrógrada

2.5.2
Reservatórios de gás condensado próximo ao ponto crítico

Se a temperatura do reservatório está próxima da temperatura crítica, como mostrado na *figura 2.11*, a mistura de hidrocarboneto é classificada como reservatório de gás condensado próximo ao ponto crítico. O comportamento volumétrico dessa categoria de gás natural é descrito através do declínio isotérmico da pressão, como mostrado na linha vertical 1 – 3 na *figura 2.11*. Todas as linhas de qualidade convergem ao ponto crítico, um aumento de líquido rápido ocorrerá imediatamente abaixo do ponto de orvalho conforme a pressão é reduzida no ponto 2. Tal comportamento pode ser justificado pelo fato de que várias linhas de qualidade são cruzadas muito rapidamente pela redução isotérmica da pressão.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

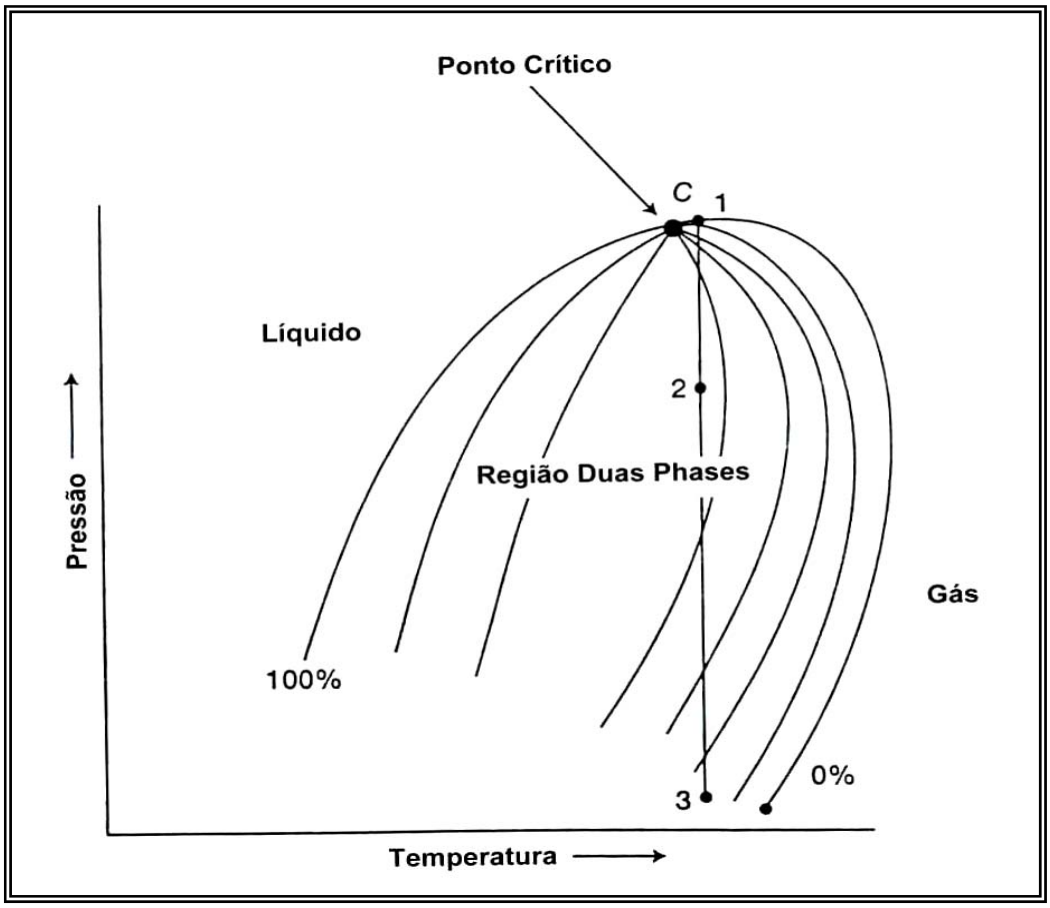

Figura 2.11 Típico diagrama de fase para um reservatório de gás condensado próximo ao ponto crítico

2.5.3 Reservatório de gás úmido

O diagrama de fase correspondente a um reservatório de gás úmido é apresentado na *figura 2.12*, onde observa-se que a temperatura do reservatório é maior que a cricondentérmica da mistura; por tal motivo, nunca haverá duas fases no reservatório, mas somente a fase gasosa. O reservatório é esgotado isotermicamente ao longo da linha vertical A – B.

Na *figura 2.12*, o ponto A, que representa as condições iniciais do reservatório (pressão e temperatura), vai se deslocando verticalmente durante a vida produtiva, à medida que são extraídos os hidrocarbonetos e a pressão declina isotermicamente até uma posição como a do ponto B.

Quando os fluidos levados à superfície entram na região de duas fases, geram relações gás – petróleo entre 60.000 a 100.000 scf/STB, com densidade do óleo acima de 60 ºAPI.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

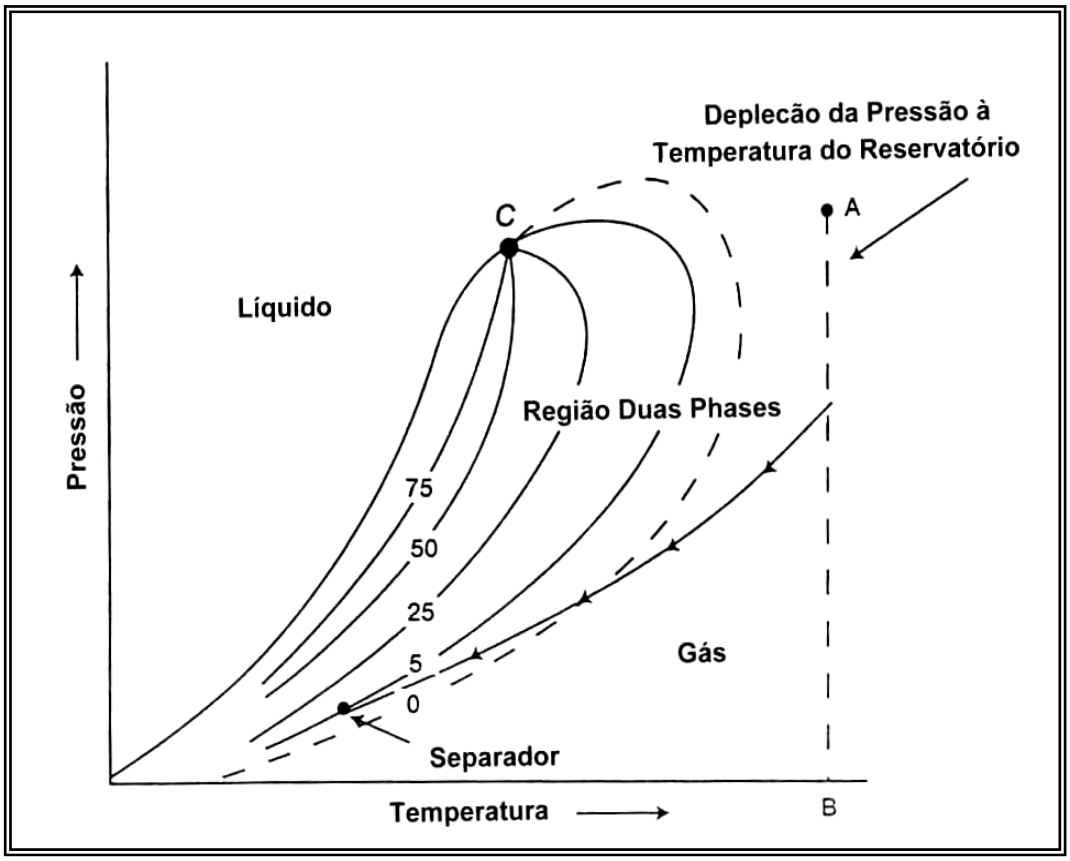

Figura 2.12 Diagrama de fase para gás úmido

2.5.4
Reservatório de gás seco

O último tipo de reservatório analisado é conhecido como reservatório de gás seco, cujo diagrama de fase apresenta-se na *figura 2.13*. Em condições de reservatório, o gás contém principalmente metano, com pequenas quantidades de etano, propano e gases mais pesados; nas condições da superfície, o gás entra na região de duas fases durante a explotação do reservatório, portanto, está sempre na região de estado gasoso. Teoricamente, os reservatórios de gás seco não produzem líquido na superfície, mas a diferença entre gás seco e úmido é arbitrária e geralmente um sistema de hidrocarbonetos que produz com relações gás – petróleo acima de 100.000 scf/STB é considerado de gás seco.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA

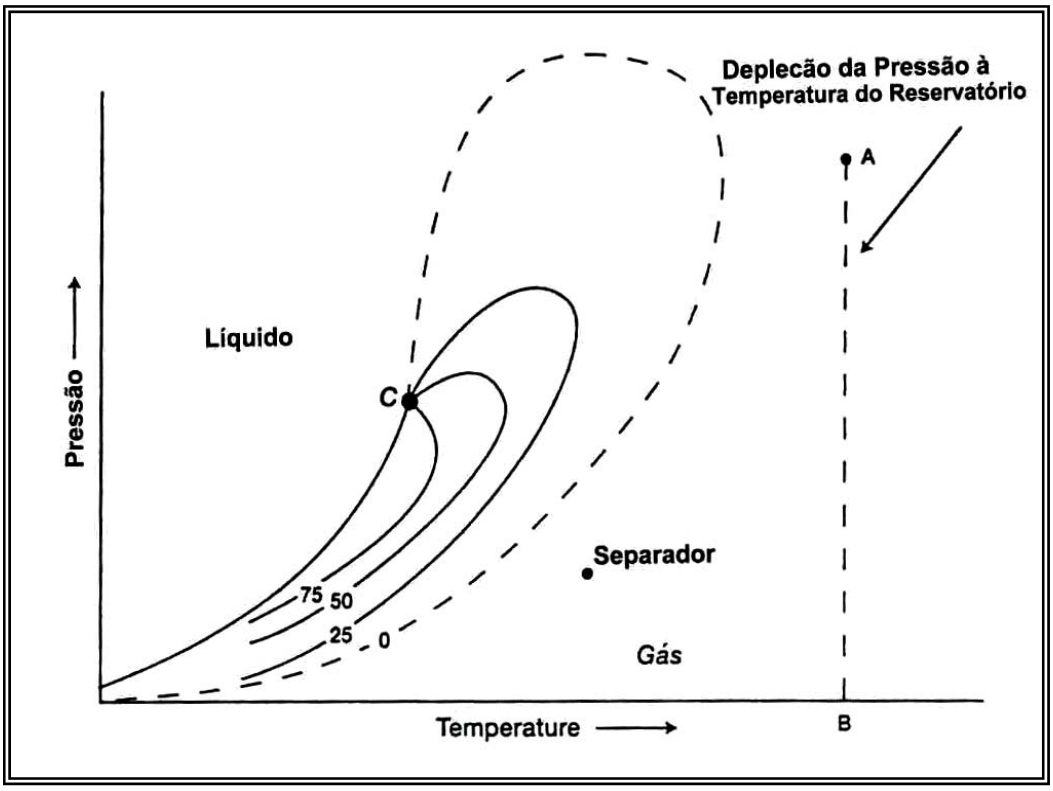

Figura 2.13 Diagrama de fase para gás seco

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 0115617/CA