

### **3**

## **Fundamentos do Comportamento dos Hidrocarbonetos Fluidos**

### **3.1.**

#### **Reservatórios de Petróleo**

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, que pode ser encontrada nos estados: sólido, líquido, ou gasoso, dependendo das condições de pressão e temperatura à que estão sujeitos. Todo o petróleo existente no subsolo é produzido na forma de líquido ou de gás, sendo geralmente chamado de óleo cru ou gás natural, dependendo do estado da mistura dos hidrocarbonetos.

A composição química do petróleo consiste basicamente de cerca de 11 a 13 % de sua massa, de hidrogênio e 84 a 87 % de carbono, podendo ainda possuir, em menores proporções, átomos de enxofre, nitrogênio e oxigênio. Embora todo petróleo seja constituído basicamente de carbono e hidrogênio, sua constituição molecular difere amplamente.

Quando na composição do petróleo predominam as cadeias carbono menores, ele se apresentará na forma gasosa. Por outro lado, se as maiores são predominantes, ele será um óleo pesado e de alta viscosidade.

Na maioria dos reservatórios, além da presença de hidrocarbonetos, é comum a existência de água. Em muitos reservatórios, é observada a presença de uma zona 100% saturada com água. Esta zona pode ser de extensão limitada, ou de grandes proporções, sendo chamada de aquífero.

### **3.2.**

#### **Conceito Básico de Fases**

Uma fase é definida como uma parte fisicamente distinta e separável do sistema. Dependendo de sua composição e das condições iniciais de pressão e temperatura de um reservatório (P e T), o petróleo pode se encontrar no estado monofásico ou bifásico.

Entretanto, em um reservatório de hidrocarbonetos haverá duas ou três fases durante a sua vida produtiva (óleo, gás e água). As proporções, composição e propriedades físicas das fases presentes, podem mudar conforme ocorre a produção e a pressão é altera.

Quando um reservatório de hidrocarbonetos apresenta uma única fase líquida (todo o gás encontra-se dissolvido na fase óleo), é chamado de reservatório **subsaturado**. Já, quando os hidrocarbonetos se apresentam em duas fases, sendo óleo e gás livre, é chamado de reservatório **saturado**.

O tipo de fluido existente em um reservatório pode ser estimado a partir de um diagrama de fases.

### 3.3. Diagrama de Fases

O diagrama de fases, nada mais é do que um gráfico de pressão vs temperatura, mostrando as condições em que as várias fases de uma substância estarão presentes. Normalmente referimo-nos a este diagrama como: “diagramas P-T”.

Em um sistema de vários componentes, o diagrama P-T irá apresentar um envelope de fases ao invés de uma única linha. O ponto crítico (PC) é representado pelo ponto que separa as curvas de ponto de bolha (“bubble point”) e ponto de orvalho (“dew point”). O ponto crítico é definido como sendo o ponto em que as propriedades do líquido e gás tornam-se idênticas.

De acordo com o diagrama de fases do sistema multicomponentes e as condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, cinco tipos de fluidos diferentes podem ocorrer em um reservatório, conforme abaixo:

- Reservatório de óleo tipo “black-oil”
- Reservatório de óleo volátil
- Reservatório de gás seco
- Reservatório de gás condensado (gás úmido)
- Reservatório de gás condensado retrógrado

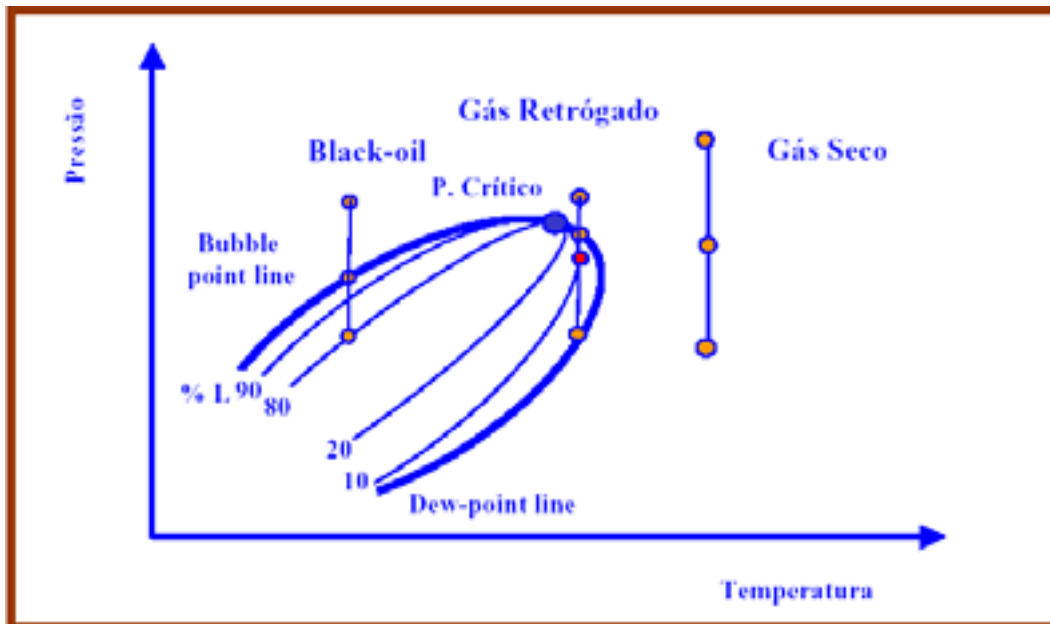


Figura 18- Diagrama de Fases – Pressão versus Temperatura, fonte: [4]

O comportamento de um fluido de reservatório durante a produção é determinado pela forma do seu diagrama de fases e pela posição do seu ponto crítico. O termo retrógrado é usado porque normalmente associa-se um fenômeno de vaporização, com uma expansão isotérmica, ao invés de condensação. Os reservatórios de óleo podem ainda estar saturados (com capa de gás) ou subsaturados.

### 3.4. Tipos de Reservatórios

#### 3.4.1. Reservatório de Óleo Tipo “Black-oil”

Este tipo de classificação abrange uma grande variedade de óleos, caracterizados por possuírem um grau de encolhimento pequeno, densidade menor que 45 °API, razão gás-óleo inicial (**R<sub>si</sub>**) inferior a 400 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> e fator volume-formação (**B<sub>o</sub>**) inferior a 2.0 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Não são necessariamente pretos e são também conhecidos pela denominação de óleos comuns ou de baixo encolhimento.

No estudo com simuladores, utiliza-se a modelagem denominada de “black-oil”, obtendo-se resultados bastante representativos da realidade.

### **3.4.2. Reservatório de Óleo Volátil**

Nesta classificação estão os reservatórios com óleos que contem alto teor de hidrocarbonetos intermediários ( $C_2-C_6$ ) e pouco de pesados. O diagrama de fases é bem diferente do que o anterior já que a temperatura crítica é menor e próxima a do reservatório. Uma pequena queda de pressão implica na saída de muito gás de solução. Os óleos ditos voláteis apresentam baixa viscosidade, coloração clara, densidade entre 36 e 50 °API, com alto teor de gás dissolvido e alto encolhimento.

Os métodos convencionais de modelagem (simulação e balanço de materiais) não são adequados para esses óleos já que o gás produzido é bastante rico e libera grandes volumes de condensado no separador. Necessita ser estudado através de simuladores composicionais.

### **3.4.3. Reservatório de Gás Retrógrado**

O diagrama de fases representativo deste tipo fluido é menor do que o de um óleo e o ponto crítico é deslocado para a esquerda do envelope. Inicialmente o gás retrógrado apresenta-se totalmente no estado de vapor, no reservatório. À medida que a pressão vai sendo reduzida, líquido vai se formando e sendo depositado em reservatório. Normalmente este líquido não escoará e, portanto, não será produzido. A deposição da fase líquida, acarreta problemas para a produção, diminuindo a permeabilidade relativa ao gás.

### **3.4.4. Reservatório de Gás Seco**

Em reservatórios de gás seco, não ocorre formação de líquido em condições de reservatório, nem em condições do separador. Todas as situações de pressão e temperatura encontram-se fora do envelope de fases.

Os reservatórios de gás seco podem ser modelados através de uma abordagem simples, com a aplicação da equação do gás real e correlações para cálculo do fator de compressibilidade ( $Z$ ).

### 3.4.5. Reservatório de Gás Úmido

Nos reservatórios que se enquadram nesta classificação, não ocorre a formação de líquido em condições de reservatório, mas sim em condições do separador. Nas condições iniciais de pressão e temperatura do reservatório, o gás encontra-se à direita do envelope de fases e mantém-se assim até o ponto de abandono. O ponto de pressão e temperatura do separador encontra-se dentro do envelope de fases.

### 3.5. Propriedades dos Fluidos

Na maioria dos reservatórios de hidrocarbonetos, as propriedades dos fluidos diferem consideravelmente daquelas encontradas nas condições de “stock tank” ou de superfície. Para o gerenciamento apropriado de um reservatório, não é suficiente somente o conhecimento das propriedades físicas do fluido ou nível do reservatório, mas também o processo pelo qual o fluido é submetido em sua trajetória entre o reservatório e as condições de superfície. O termo PVT (pressão-volume-temperatura) é usado para descrever o conjunto de medições que devem ser feitas para determinar a mudança do volume com a variação da pressão e temperatura.

Na indústria do petróleo foram convencionadas como referência para a medição dos volumes produzidos em superfície (**condições padrão**):

Temperatura : 60 °F ..... 15.6 °C  
 Pressão : 14.7 psi ..... 1.033 kgf/cm<sup>2</sup>

O volume equivalente a um barril padrão ou “standard” de líquido é:

$$1 \text{ bbl} = 5.615 \text{ ft}^3 = 0.159 \text{ m}^3$$

### 3.5.1. Definições Básicas

- **Fator Volume Formação do Gás (Bg):** É o volume ocupado em condições de pressão e temperatura do reservatório, por uma unidade de volume de gás em condições padrão.
- **Fator Volume Formação do Óleo (Bo):** É o volume ocupado em condições de pressão e temperatura do reservatório, por uma unidade de volume de óleo medida em condições de tanque (padrão), mais o gás nele dissolvido em condições de reservatório.
- **Razão de Solubilidade do Gás no Óleo (Rs):** É o volume de gás medido em condições padrão, que se dissolve, em condições de pressão e temperatura do reservatório, em uma unidade de volume de óleo medida em condições padrão.
- **Fator Volume Formação Total (Bt):** É o volume ocupado em condições de pressão e temperatura do reservatório por uma unidade de volume de óleo, medida em condições padrão, mais o gás que nela se dissolve à pressão de saturação.

$$B_t = B_o + B_g(R_{s_i} - R_s) \quad (1)$$

- **Viscosidade ( $\mu$ ):** É a medida da resistência à deformação dos fluidos em movimento. A ação da viscosidade representa uma forma de atrito interno, exercendo-se entre partículas que se deslocam com velocidades diferentes. A viscosidade é uma propriedade termodinâmica, ou seja, dependente de temperatura e pressão.
- **Densidade e massa específica (d e  $\rho$ ):** Tradicionalmente a indústria do petróleo expressa a densidade do óleo através do grau API. Neste sistema, a água possui densidade igual a 10 °API. A relação entre a

densidade e o °API, tendo a massa específica da água como referência, é expressa abaixo:

$$d_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (2)$$

A densidade calculada pela fórmula acima expressa a razão entre a massa específica do óleo, em condições de superfície, dividida pela da água que por convenção também é referida à superfície. Frequentemente, na prática, necessita-se calcular a massa específica do óleo em condições de reservatório. Neste caso, é necessário efetuar algumas correções para considerar o gás que se encontra dissolvido no óleo, bem como a expansão que o óleo sofre em reservatório.

Balanço de massa:

$$m_o = m_{o_{std}} + m_{g_{std}} \quad @ \text{ P e T} \quad (3)$$

$m_o$  = massa do óleo na temperatura e pressão do reservatório

$m_{o_{std}}$  = massa do óleo nas condições de tanque ou “standard”

$m_{g_{std}}$  = massa do gás dissolvido no óleo, nas condições “standard”

$$\rho_o V_o = \rho_{o_{std}} V_{o_{std}} + (\rho_{g_{std}} V_{g_{std}})_{dissolvido} \quad (4)$$

$\rho_o$  = massa do específica do óleo na temperatura e pressão do reservatório

$V_o$  = volume do óleo na temperatura e pressão do reservatório

$\rho_{o_{std}}$  = massa do específica do óleo nas condições de tanque ou “standard”

$V_{o_{std}}$  = volume do óleo nas condições de tanque ou “standard”

$\rho_{g_{std}}$  = massa do específica do gás dissolvido nas condições “standard”

$V_{g_{std}}$  = volume do gás dissolvido nas condições “standard”

Dividindo-se pelo volume do óleo nas condições “standard”:

$$\frac{\rho_o V_o}{V_{o_{std}}} = \rho_{o_{std}} + \frac{\rho_{g_{std}} V_{g_{std}}}{V_{o_{std}}} \quad (5)$$

**Como:**

$$B_o = \frac{V_o}{V_{o_{std}}} \quad \text{e} \quad R_s = \frac{V_{g_{std}}}{V_{o_{std}}} \quad (6)$$

Tem-se:

$$\rho_o = \frac{\rho_{o_{std}} + \rho_{g_{std}} R_s}{B_o} \text{ ou } \rho_o = \frac{d_o \rho_{w_{std}} + d_{g_{dissolvido}} \rho_{ar_{std}} R_s}{B_o} \quad (7)$$

Onde:

$$\rho_{g_{std}} = d_g \rho_{ar_{std}} \text{ e } \rho_{ar_{std}} = 0,00122 \text{ g/cm}^3 \text{ ou } 0,0763 \text{ lb/pe}^3$$