

## **2**

### **Conceitos Básicos Relacionados a Petróleo**

Neste capítulo serão abordados tópicos relacionados com o petróleo como definições e classificações.

#### **2.1.**

##### **Definições de Petróleo**

Segundo Thomas (2001), a nomenclatura petróleo vem do latim *Petra* (pedra) e *oleum* (óleo) e em estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, com densidade inferior à da água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e castanho-escuro.

A composição do petróleo é basicamente uma mistura de hidrocarbonetos (compostos químicos orgânicos), cujo estado físico varia conforme o tamanho das moléculas. No estado gasoso, as moléculas são pequenas e no estado líquido as moléculas são maiores.

Além de hidrocarbonetos, outras substâncias estão presentes na composição do petróleo como o enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais. O petróleo é dividido em duas fases distintas: a fase líquida (óleo) e a fase gasosa (gás). Tem-se ainda a fase mista, que é representado pelo gás dissolvido no óleo.

#### **2.2.**

##### **Classificação do Petróleo**

##### **2.2.1.**

###### **Classificação do Óleo**

A ANP (2000), define o óleo como qualquer hidrocarboneto líquido no seu estado natural.

“Toda mistura de hidrocarbonetos existentes na fase líquida nas condições originais de reservatório e que permanece líquido nas condições normais de pressão e temperatura na superfície, possuindo viscosidade absoluta menor ou igual a 10.000 centipoises, medida nas condições de temperatura original do reservatório e pressão de superfície”.

A classificação é dada em quatro categorias distintas: Petróleo leve, mediano, pesado e extrapesado conforme mostrado no Quadro 1 abaixo.

Quadro 1 – Tipos de Óleo

| Tipo de Óleo | Densidade (20° C/20° C) | API                                   |
|--------------|-------------------------|---------------------------------------|
| Leve         | $\leq 0,87$             | $\geq 31^\circ$                       |
| Mediano      | $0,87 < \rho \leq 0,92$ | $22^\circ \leq \text{API} < 31^\circ$ |
| Pesado       | $0,92 < \rho \leq 1,00$ | $10^\circ \leq \text{API} < 22^\circ$ |
| Extrapesado  | $> 1,00$                | $< 10^\circ$                          |

Fonte: Adaptado de ANP, 2000

O grau API é o sistema de unidades utilizado pela indústria de petróleo para representar a densidade do óleo, que é representada por:

$$API(\text{Grau}) = \frac{141.51}{\text{Densidade}} - 131.50 \quad (1)$$

A densidade de uma substância é a relação entre o peso de um determinado volume de matéria e o peso de igual volume de água, medidos à temperatura de 20° C.

### 2.2.2. Classificação do Gás Natural

A ANP (2000) define gás natural como toda mistura de hidrocarbonetos que permanece em estado gasoso em condições normais atmosféricas quando da sua retirada dos reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo os gases secos, úmidos, residuais e raros.

Os gases podem ser classificados quanto à fase em que se encontram na subsuperfície. Essa classificação pode ser gás livre – gás natural que se encontra na fase gasosa nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório –

e gás em solução – gás natural que se encontra em solução no óleo nas condições originais de pressão e temperatura do reservatório.

Ainda a ANP (2000), o gás pode ser classificado quanto à existência de fases: Gás seco e gás úmido. O gás seco é todo hidrocarboneto ou mistura dele que permanece integralmente na fase gasosa em quaisquer condições, tanto no reservatório quanto na superfície. O gás úmido, ou gás condensado, é todo hidrocarboneto que se encontra originalmente na forma gasosa, e que venha apresentar a formação líquida dependendo das condições do reservatório ou na superfície.

O gás pode ocorrer simultaneamente com o óleo. Quando ele encontra-se dissolvido ou em contato com óleo subjacente saturado de gás, é denominado de gás associado ao óleo. Quando ele é produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás condensado, é denominado gás não associado ao óleo. (ANP, 2000)

### 2.3. Definições Relativas às Ocorrências de Óleo e Gás

Para o melhor entendimento das estimativas de reservas, faz-se necessária a conceituação de alguns termos técnicos relacionados com a exploração de óleo e gás.

Denomina-se **Bacia Sedimentar** a depressão na crosta terrestre onde há o acúmulo de rochas sedimentares que possam ser portadoras de óleo e gás, seja ele associado ou não. **Bloco** é uma parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma imaginário cujas arestas verticais possuem profundidade indefinida e cujas arestas horizontais são definidas pelas coordenadas geográficas nos vértices, formando um polígono, onde se desenvolvem atividades de exploração e produção de óleo e gás natural. **Campo** é a área produtora de óleo e gás, que contenha um ou mais reservatórios, cujas profundidades variam, e que contenham instalações e equipamentos destinados à produção. O **Reservatório** é uma configuração geológica que possui propriedades específicas e, que armazena óleo e/ou gás, associados ou não. A **rocha-reservatório** é caracterizada pelo corpo de rochas permo-porosas, estratigraficamente definidas (separadas em camadas bem divididas) e correlacionável. A **Jazida** é o reservatório que já foi identificado e

com possibilidades de ser colocado em produção. **Zona** é a camada ou conjunto de camadas correlacionáveis dentro de uma mesma unidade estratigráfica, que contenham óleo, gás ou água. (ANP, 2000)

A Figura 1 ilustra alguns termos técnicos relacionados com a exploração de óleo e gás.

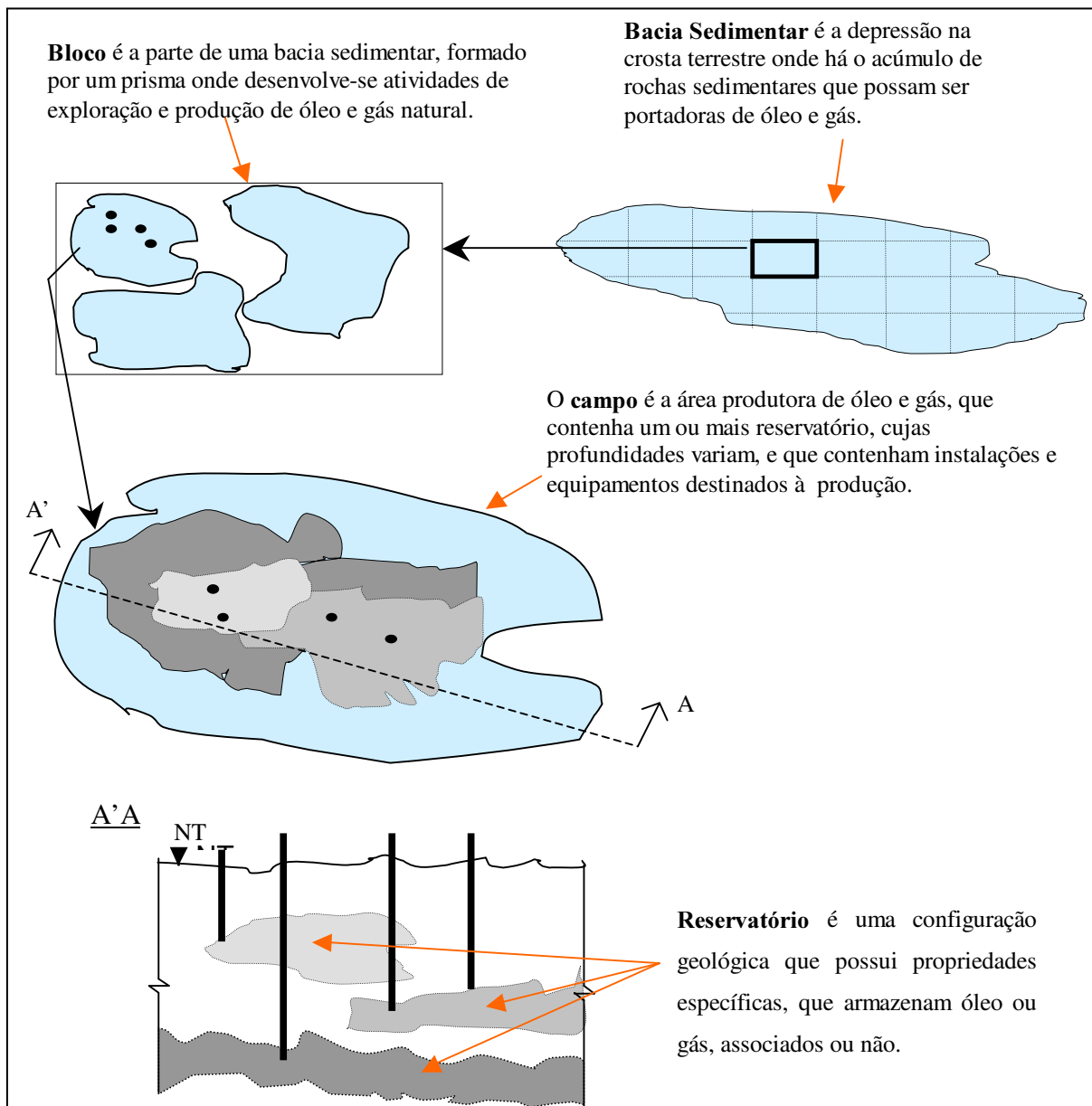


Figura 1 – Da bacia sedimentar ao reservatório

O **volume *in situ*** é o volume de óleo ou gás natural estimados em uma determinada data, que estão contidos em reservatórios descobertos ou de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos (ANP, 2000). O

**Volume *in situ* original** é o Volume *in situ* de um reservatório antes de qualquer produção de óleo ou gás natural.

O volume *in situ* pode ser classificado segundo a comprovação da sua existência. Essa classificação pode ser volume *in situ* descoberto ou não descoberto. O **volume *in situ* descoberto** é o volume *in situ* cuja existência foi comprovada pela perfuração de poços e avaliado por meio de testes de formação ou de reservatórios que possam ser avaliados por correlações de perfis ou pela análise de testemunhos em reservatórios vizinhos e/ou geologicamente análogos. O **volume *in situ* não descoberto** é o volume *in situ* que se estima existir em acumulações não descobertas de bacias que ainda não produzem, ou em áreas inexploradas de bacias produtoras, inferidas com base em critérios geológicos e estatísticos quando avaliados. (ANP, 2000)

**Recurso** é o volume *in situ* de óleo ou gás natural que é potencialmente recuperável a partir de uma determinada data. **Recurso original** é aquele que pode ser obtido como resultado da produção de um reservatório a partir das suas condições originais (condições em que o reservatório se encontra antes da intervenção humana), ou seja, é o volume de óleo ou gás natural obtido de um reservatório até o abandono da produção. (ANP, 2000)

Os recursos podem ser classificados quanto à comprovação de sua existência. Essa classificação é dada em recursos descobertos e não descobertos.

Os **recursos descobertos** são os volumes *in situ* descobertos que podem ser recuperados a partir de uma determinada data. **Recursos não descobertos** são os volumes *in situ* não descobertos que se estima ser possível recuperar a partir de uma determinada data. (ANP, 2000)

**Produção acumulada** é o volume de fluido produzido dos reservatórios até uma determinada data. A **recuperação** é o processo de extração de óleo e/ou gás natural por meio de poços produtores, na qual se utiliza a energia do próprio reservatório ou por meio de adição de energia de poços injetores. Essa energia adicionada pode ser a injeção de água, gás ou vapor em casos de reservatórios de óleo pesado. **Fator de recuperação atual** é a razão entre a produção acumulada de óleo ou gás natural de um determinado reservatório e o seu volume *in situ* original. **Fator de recuperação final** é a razão entre os recursos originais de óleo ou gás natural de um determinado reservatório e o seu volume *in situ* original. (ANP, 2000)

**Potencial recuperável** é definido como os recursos descobertos que são recuperáveis, mas ainda não produtíveis a uma data específica devido a fatores econômicos, políticos, ambientais ou tecnológicos. (Zainul et al., 1997)

Potencial Recuperável pode incluir:

- Acumulações que estão sendo mantidas em estoque tais como campos marginais, campos abandonados, campos sob disputa ou reservatórios com dados não conclusivos;
- Acumulações que podem vir a ser recuperáveis em um futuro próximo ou no curto prazo, sob condições de previsão atuais, entretanto, novos trabalhos de estimativa serão necessários antes de quantificar como total recuperável;
- Acumulações em que não há planos para desenvolvimento em futuro próximo ou no curto prazo, devido a julgamentos que as consideraram não comerciais sob condições previstas baseados no tamanho, localização, necessidade de tecnologia ou econômicos.