

Fluidos de Reservatórios

Esquemáticamente, os fluidos de reservatórios são três: **óleo, água e gás**.

A interação entre os fluidos é estudada em uma célula PVT, equipamento de laboratório onde se pode misturar ou separar os fluidos em diferentes condições de pressão, volume e temperatura.

01. Óleo

O óleo é uma mistura de hidrocarbonetos líquidos que costuma carregar impurezas como enxofre e metais pesados, poluentes e desvalorizadores do óleo porque exigem refinarias e métodos sofisticados para depurá-los.

De um modo geral, os óleos classificam-se em parafínicos e asfálticos, mistos e aromáticos segundo o resíduo que apresentam após a destilação.

Os **hidrocarbonetos parafínicos** produzem subprodutos com as seguintes propriedades:

- ✓ Gasolina de baixo índice de octanagem;
- ✓ Querosene de alta qualidade;
- ✓ Óleo diesel com boas características de combustão;
- ✓ Óleos lubrificantes de alto índice de viscosidade, elevada estabilidade química e alto ponto de fluidez;
- ✓ Resíduos de refinação com elevada percentagem de parafina;
- ✓ Possuem cadeias retilíneas.

O petróleo do tipo **naftênico** produz subprodutos com as seguintes propriedades principais:

- ✓ Gasolina de alto índice de octanagem;
- ✓ Óleos lubrificantes de baixo resíduo de carbono.
- ✓ Resíduos asfálticos na refinação.
- ✓ Possuem cadeias em forma de anel.

O óleo é dito misto quando possui misturas de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, com propriedades intermediárias, de acordo com maior ou menor percentagem de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos.

Os hidrocarbonetos aromáticos costumam ser um tipo de petróleo raro e produz solventes de excelente qualidade e gasolina de alto índice de octanagem. Não se utiliza este tipo de petróleo para a fabricação de lubrificantes.

Após a seleção do tipo desejável de óleo cru, os mesmos são refinados através de processos que permitem a obtenção de óleos básicos de alta qualidade, livres de impurezas e componentes indesejáveis.

Chegando às refinarias, o petróleo cru é analisado para conhecer-se suas características e definir-se os processos a que será submetido para obter-se determinados subprodutos.

Evidentemente, as refinarias, conhecendo suas limitações, já adquirem petróleos dentro de determinadas especificações. A separação das frações é baseada no ponto de ebulição dos hidrocarbonetos.

Os principais produtos provenientes da refinação são:

- ✓ gás combustível
- ✓ GLP
- ✓ gasolina
- ✓ nafta
- ✓ querosene
- ✓ óleo diesel
- ✓ óleos lubrificantes
- ✓ óleos combustíveis
- ✓ matéria-prima para fabricar asfalto e parafina.

Um outro critério de classificação dos óleos é a densidade (SG ou specific gravity - gravidade específica de um líquido em relação à água). Assim, a densidade de referência é a da água, vale 1. Os óleos teriam então SG variando de 0.76 a 1.0, uma faixa de valores bastante incômoda. Por conveniência, criou-se uma outra medida de densidade chamada de grau API (oAPI), assim definida:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Com essa nova unidade, aquela faixa de variação da densidade foi ampliada, passando para: 55 até 10, por exmplo. Esta escala foi definida pelo Instituto Americano de Petróleo e varia inversamente à densidade, isto é, quanto maior a densidade, menor o grau API.

Segundo a ANP - Agência Nacional do Petróleo, hidrocarbonetos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22o e 30o API são médios, abaixo de 22o API são pesados.

Quanto maior o grau API, maior o valor de mercado.

Quanto mais pesado, mais viscoso o óleo. A viscosidade pode variar de 0.5 centipoise (metade da viscosidade da água) nos condensados, a mais de 100.000 centipoise, nos muito pesados. Óleos aquecidos reduzem drasticamente sua viscosidade. Por essa razão é que se usa injeção de vapor nos reservatórios de óleos pesados.

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para a superfície.

02. Gás

O gás produzido é o resultante da composição de três partes. Uma parte é proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e tem nome de gás livre. A segunda parte é o gás que sai de solução do óleo, isto é, os hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo nas condições do reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para a superfície. A terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água.

O gás natural contém essencialmente hidrocarbonetos gasosos.

Geralmente, 80% do volume é metano (utilizado na indústria de fertilizantes nitrogenados), 10% é eteno (utilizado na petroquímica) e o restante é propano e butano, usados como gás de cozinha, e outros gases mais pesados que, depois de condensados, são incorporados ao óleo para reprocessamento.

O gás natural é inodoro. Por esse motivo acrescenta-se ao gás de cozinha algum composto de enxofre para alertar sobre vazamentos.

Os gases também podem ser classificados pela densidade. Se fosse comparado com a água, que tem peso específico de 1000 kg/m^3 , o gás metano teria apenas $0,716 \text{ kg/m}^3$, caindo em uma faixa muito incômoda de valores. Por isso, toma-se como referência a densidade do ar, que vale 1.

O gás tem ainda a capacidade de entrar em solução no óleo e na água, alterando suas propriedades físicas (densidade e viscosidade). O volume incorporado depende da composição, temperatura e pressão do gás e da composição do óleo. Em condições de reservatório, o gás pode reduzir a viscosidade do óleo à metade. Portanto, quando se restringe a produção de gás nos reservatórios de óleo, além de se conservar a energia, ainda se mantém o óleo em boas condições de fluxo.

O preço do gás depende da energia liberada na hora da queima (poder calorífico). Gases que não queimam (nitrogênio, CO_2) ou os venenosos e poluentes (H_2S e SO_2), desvalorizam o gás natural.

03. Água

Além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água em reservatórios. A quantidade de água produzida (expressa pela sua saturação) vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso.

Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos.

A água produzida também pode ter origem em acumulações de água (aquíferos) ou pode ser devida à água injetada em poços que visam aumentar a recuperação de óleo.

A água produzida junto com o óleo e o gás é geralmente salgada, mas pode ser tão doce a ponto de ser utilizada em irrigação. Quando a água é salgada, não tem valor comercial.

Os sais presentes são cloretos (de sódio, cálcio e magnésio) e sulfatos (de bário).

A densidade da água pura vale 1. Quando tem sais dissolvidos pode subir até 1,3.

A pressão de um reservatório é geralmente igual à de uma coluna de água que vai do reservatório até a superfície. Essa pressão hidrostática é chamada de pressão normal.

04. RGO, RAO e BSW

São indicadores das características da vida produtiva de um reservatório.

Os projetos de recuperação secundária que injetam água, cedo ou tarde produzirão quantidades crescentes de água. No início, com pequena produção de água, mede-se o chamado BSW (basic sediments and water) que é a fração de água produzida, comparada com a produção total.

Quando essa fração chega aos 90% de água, a unidade BSW perde precisão. Passa-se a usar a chamada RAO (razão água-óleo), que é a produção de óleo dividida pela produção de água.

A razão limite é dependente de critérios econômicos. Geralmente é de 20 a 25, mas quando o óleo está muito caro, até 40 volumes de água por volume de óleo é aceitável.

A razão gás-óleo (RGO) é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de numerosos componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório.

Fluidos de Reservatórios

Esquemáticamente, os fluidos de reservatórios são três: **óleo, água e gás**.

A interação entre os fluidos é estudada em uma célula PVT, equipamento de laboratório onde se pode misturar ou separar os fluidos em diferentes condições de pressão, volume e temperatura.

01. Óleo

O óleo é uma mistura de hidrocarbonetos líquidos que costuma carregar impurezas como enxofre e metais pesados, poluentes e desvalorizadores do óleo porque exigem refinarias e métodos sofisticados para depurá-los.

De um modo geral, os óleos classificam-se em parafínicos e asfálticos, mistos e aromáticos segundo o resíduo que apresentam após a destilação.

Os **hidrocarbonetos parafínicos** produzem subprodutos com as seguintes propriedades:

- ✓ Gasolina de baixo índice de octanagem;
- ✓ Querosene de alta qualidade;
- ✓ Óleo diesel com boas características de combustão;
- ✓ Óleos lubrificantes de alto índice de viscosidade, elevada estabilidade química e alto ponto de fluidez;
- ✓ Resíduos de refinação com elevada percentagem de parafina;
- ✓ Possuem cadeias retilíneas.

O petróleo do tipo **naftênico** produz subprodutos com as seguintes propriedades principais:

- ✓ Gasolina de alto índice de octanagem;
- ✓ Óleos lubrificantes de baixo resíduo de carbono.
- ✓ Resíduos asfálticos na refinação.
- ✓ Possuem cadeias em forma de anel.

O óleo é dito misto quando possui misturas de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos, com propriedades intermediárias, de acordo com maior ou menor percentagem de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos.

Os hidrocarbonetos aromáticos costumam ser um tipo de petróleo raro e produz solventes de excelente qualidade e gasolina de alto índice de octanagem. Não se utiliza este tipo de petróleo para a fabricação de lubrificantes.

Após a seleção do tipo desejável de óleo cru, os mesmos são refinados através de processos que permitem a obtenção de óleos básicos de alta qualidade, livres de impurezas e componentes indesejáveis.

Chegando às refinarias, o petróleo cru é analisado para conhecer-se suas características e definir-se os processos a que será submetido para obter-se determinados subprodutos.

Evidentemente, as refinarias, conhecendo suas limitações, já adquirem petróleos dentro de determinadas especificações. A separação das frações é baseada no ponto de ebulição dos hidrocarbonetos.

Os principais produtos provenientes da refinação são:

- ✓ gás combustível
- ✓ GLP
- ✓ gasolina
- ✓ nafta
- ✓ querosene
- ✓ óleo diesel
- ✓ óleos lubrificantes
- ✓ óleos combustíveis
- ✓ matéria-prima para fabricar asfalto e parafina.

Um outro critério de classificação dos óleos é a densidade (SG ou specific gravity - gravidade específica de um líquido em relação à água). Assim, a densidade de referência é a da água, vale 1. Os óleos teriam então SG variando de 0.76 a 1.0, uma faixa de valores bastante incômoda. Por conveniência, criou-se uma outra medida de densidade chamada de grau API (oAPI), assim definida:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Com essa nova unidade, aquela faixa de variação da densidade foi ampliada, passando para: 55 até 10, por exmplo. Esta escala foi definida pelo Instituto Americano de Petróleo e varia inversamente à densidade, isto é, quanto maior a densidade, menor o grau API.

Segundo a ANP - Agência Nacional do Petróleo, hidrocarbonetos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22o e 30o API são médios, abaixo de 22o API são pesados.

Quanto maior o grau API, maior o valor de mercado.

Quanto mais pesado, mais viscoso o óleo. A viscosidade pode variar de 0.5 centipoise (metade da viscosidade da água) nos condensados, a mais de 100.000 centipoise, nos muito pesados. Óleos aquecidos reduzem drasticamente sua viscosidade. Por essa razão é que se usa injeção de vapor nos reservatórios de óleos pesados.

O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanece no estado líquido quando a mistura é levada para a superfície.

02. Gás

O gás produzido é o resultante da composição de três partes. Uma parte é proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e tem nome de gás livre. A segunda parte é o gás que sai de solução do óleo, isto é, os hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo nas condições do reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para a superfície. A terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água.

O gás natural contém essencialmente hidrocarbonetos gasosos.

Geralmente, 80% do volume é metano (utilizado na indústria de fertilizantes nitrogenados), 10% é eteno (utilizado na petroquímica) e o restante é propano e butano, usados como gás de cozinha, e outros gases mais pesados que, depois de condensados, são incorporados ao óleo para reprocessamento.

O gás natural é inodoro. Por esse motivo acrescenta-se ao gás de cozinha algum composto de enxofre para alertar sobre vazamentos.

Os gases também podem ser classificados pela densidade. Se fosse comparado com a água, que tem peso específico de 1000 kg/m^3 , o gás metano teria apenas $0,716 \text{ kg/m}^3$, caindo em uma faixa muito incômoda de valores. Por isso, toma-se como referência a densidade do ar, que vale 1.

O gás tem ainda a capacidade de entrar em solução no óleo e na água, alterando suas propriedades físicas (densidade e viscosidade). O volume incorporado depende da composição, temperatura e pressão do gás e da composição do óleo. Em condições de reservatório, o gás pode reduzir a viscosidade do óleo à metade. Portanto, quando se restringe a produção de gás nos reservatórios de óleo, além de se conservar a energia, ainda se mantém o óleo em boas condições de fluxo.

O preço do gás depende da energia liberada na hora da queima (poder calorífico). Gases que não queimam (nitrogênio, CO_2) ou os venenosos e poluentes (H_2S e SO_2), desvalorizam o gás natural.

03. Água

Além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água em reservatórios. A quantidade de água produzida (expressa pela sua saturação) vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso.

Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos.

A água produzida também pode ter origem em acumulações de água (aquíferos) ou pode ser devida à água injetada em poços que visam aumentar a recuperação de óleo.

A água produzida junto com o óleo e o gás é geralmente salgada, mas pode ser tão doce a ponto de ser utilizada em irrigação. Quando a água é salgada, não tem valor comercial.

Os sais presentes são cloretos (de sódio, cálcio e magnésio) e sulfatos (de bário).

A densidade da água pura vale 1. Quando tem sais dissolvidos pode subir até 1,3.

A pressão de um reservatório é geralmente igual à de uma coluna de água que vai do reservatório até a superfície. Essa pressão hidrostática é chamada de pressão normal.

04. RGO, RAO e BSW

São indicadores das características da vida produtiva de um reservatório.

Os projetos de recuperação secundária que injetam água, cedo ou tarde produzirão quantidades crescentes de água. No início, com pequena produção de água, mede-se o chamado BSW (basic sediments and water) que é a fração de água produzida, comparada com a produção total.

Quando essa fração chega aos 90% de água, a unidade BSW perde precisão. Passa-se a usar a chamada RAO (razão água-óleo), que é a produção de óleo dividida pela produção de água.

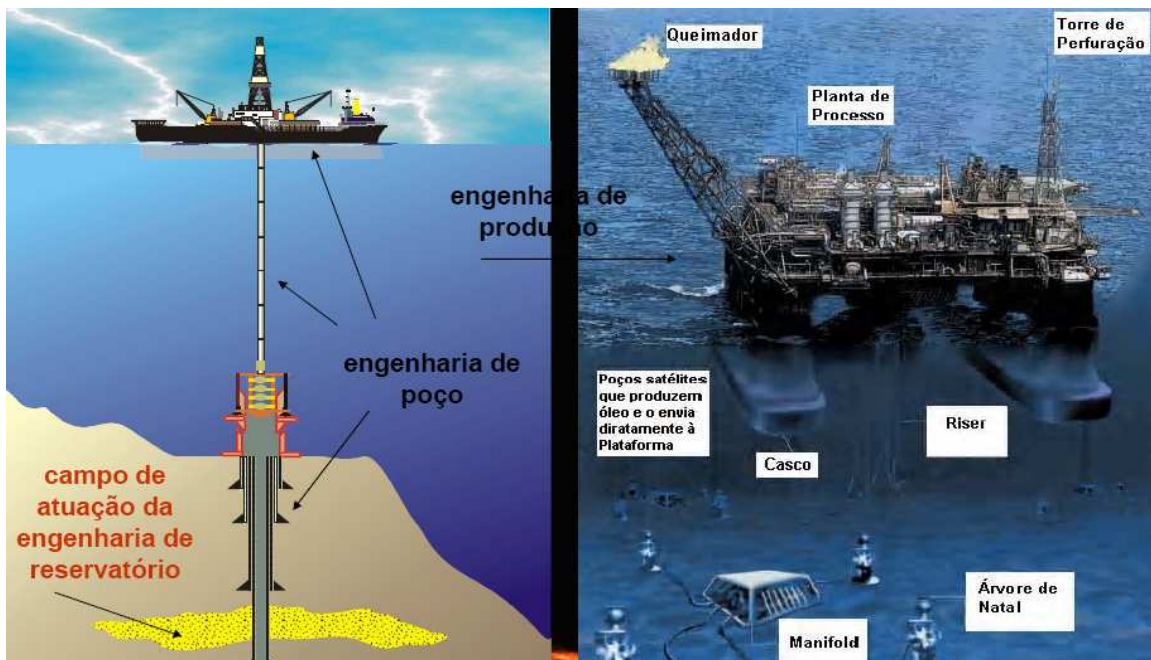
A razão limite é dependente de critérios econômicos. Geralmente é de 20 a 25, mas quando o óleo está muito caro, até 40 volumes de água por volume de óleo é aceitável.

A razão gás-óleo (RGO) é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de numerosos componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório.

Reservatório

01. Qual a meta principal dos engenheiros de reservatório?

Resposta: propor de um plano de desenvolvimento de um campo de petróleo de modo a maximizar sua recuperação econômica.



Objetivos da Engenharia de Reservatório:

- Conhecer o fluido contido no reservatório (viscosidade, composição da mistura, densidade...);
- Conhecer as propriedades da rocha-reservatório (porosidade, permeabilidade, capilaridade, saturação...);
- Desenvolver um modelo teórico do reservatório que traduza o comportamento passado e possibilite a previsão futura deste reservatório (baseando-se no histórico de produção utilizando-se de modernos simuladores de fluxo...);
- Estudar e conhecer os mecanismo de produção do reservatório (gás em solução, capa de gás, influxo de água, mecanismo combinado, segregação gravitacional...)
- Gerenciar o reservatório
- Estudar e propor método de recuperação secundária e/ ou avançada de petróleo (recuperação com injeção de água, injeção de gás, recuperação térmica com vapor, combustão “in situ”, com ação de polímeros...)

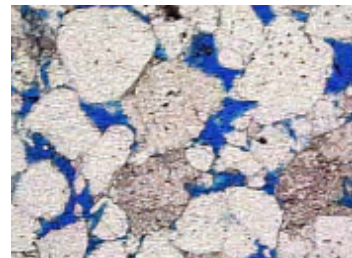
g) Estudar o comportamento do fluido no interior da rocha reservatório (como se comporta a pressão do reservatório durante a produção do fluido nele contido...).

02. Características dos Reservatórios

02.1. Porosidade Absoluta(ϕ)

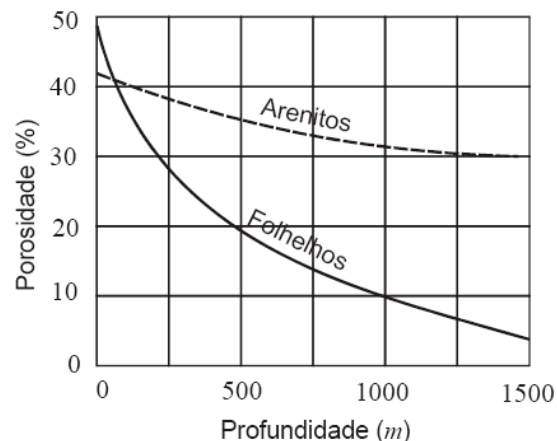
Porosidade absoluta - é a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma; Porosidade efetiva - é a relação entre os espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma.

$$\phi = \frac{V_{\text{vazios}}}{V_{\text{total}}}$$



(Observe nas figuras acima a porosidade das rochas)

Sob do ponto de vista da engenharia de reservatórios, qual a porosidade de interesse para efeito de estudo de movimento dos fluidos?



02.2. Compressibilidade

A porosidade das rochas sedimentares é função do grau de compactação das mesmas, e as forças de compactação são funções da máxima profundidade em que a rocha já se encontrou. A compressibilidade influi nas seguintes compressibilidades:

- a) Compressibilidade da rocha matriz
- b) Compressibilidade dos poros
- c) Compressibilidade total da rocha

02.3. Saturação dos Fluidos do Reservatório (S_f)

Saturação de um determinado fluido em um meio poroso, como sendo a fração ou a porcentagem do volume de poros ocupado pelo fluido.

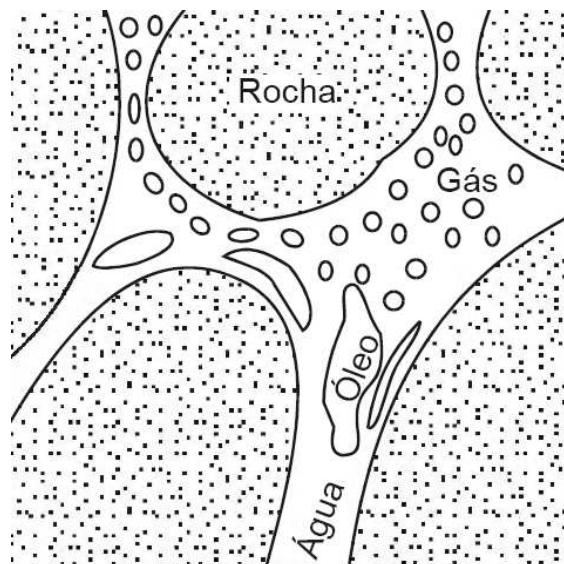
$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

S_o = saturação do óleo

S_w = saturação da água

S_g = saturação do gás

$$S_o + S_w + S_g = 1$$



(Fluidos da Formação - óleo, água e gás)

Métodos de determinação da saturação dos fluídos do reservatório:

a) Métodos Diretos

Ocorre através de **amostragem**.

b) Métodos Indiretos

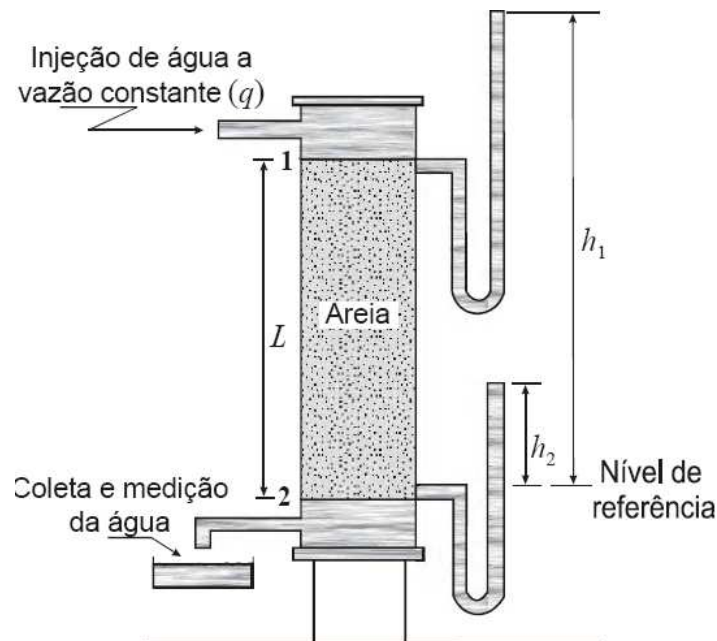
Ocorre através de **perfis elétricos, pressão capilar**.

Os problemas na amostragem ocorrem na **retirada do testemunho, trajeto entre o poço e o LAB** e com o **filtrado da lama de perfuração**.

02.4. Permeabilidade Absoluta (K)

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. Em outras palavras, a permeabilidade é uma medida da condutividade de fluidos em um material.

Abaixo um exemplo prático para a determinação da permeabilidade:

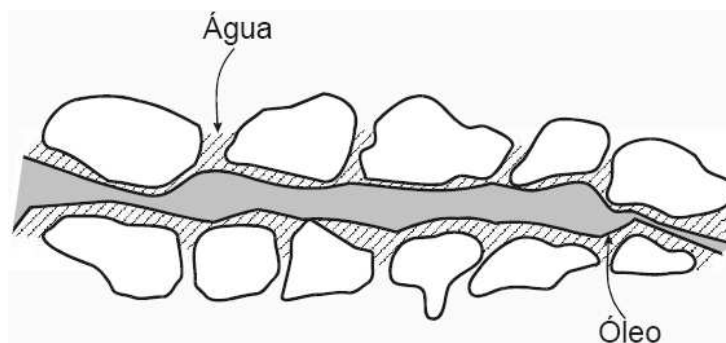


$$q = KA \frac{h_1 - h_2}{L} \Rightarrow K \text{ proporcional } \frac{\gamma}{\mu} \Rightarrow q = \frac{kA\Delta p}{\mu L}$$

(Lei de Darcy)

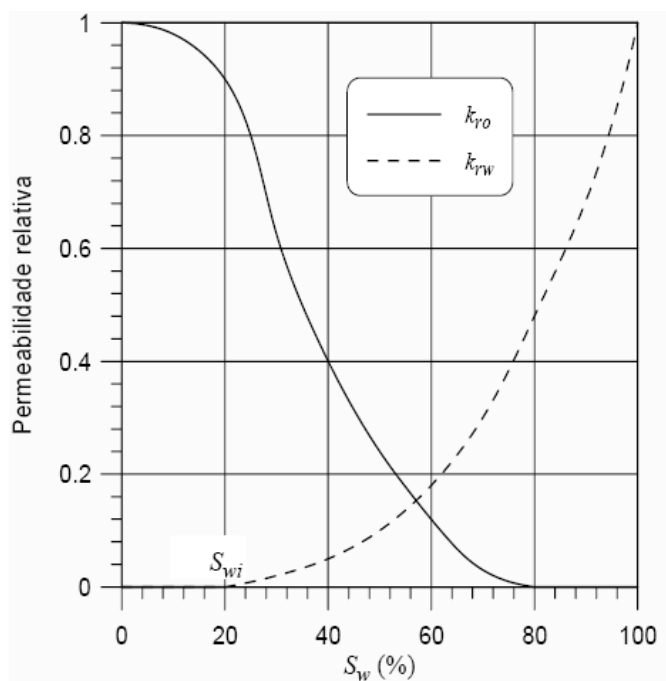
02.5. Permeabilidade Efetiva

A capacidade de transmissão de um fluido que satura 100% de um meio poroso é definida como sendo a permeabilidade absoluta ou simplesmente a permeabilidade do meio. No caso em que dois ou mais fluidos saturam o meio poroso, a capacidade de transmissão de um desses fluidos chama-se *permeabilidade efetiva* do meio poroso ao fluido considerado.



02.6. Permeabilidade Relativa (K_{ro} , K_{rw} e K_{rg})

A permeabilidade relativa do óleo (K_{ro}), água (K_{rw}) ou gás (K_{rg}) é o quociente entre a permeabilidade efetiva e a permeabilidade absoluta (k) do meio em que encontra-se o fluido.



(Acima gráfico representativo da permeabilidade relativa)

Imagine que o meio poroso esteja inicialmente 100% saturado com água (fluido que molha) e que o experimento consista em aumentar gradativamente a saturação de óleo (fluido que não molha). Temos as seguintes definições de acordo com as saturações.

Quando o óleo começa a fluir e sua saturação é chamada de saturação crítica (Soc).

Quando a saturação de água diminuir a um valor tal em que ela pára de fluir, sua saturação é chamada de saturação irreduzível de água (Swi), e conseqüentemente, suas permeabilidades efetiva e relativa são nulas.

Imagine agora o processo inverso do descrito anteriormente. Inicialmente o meio está 100% saturado com óleo, quando então a permeabilidade relativa ao óleo é igual a 1 ou 100%, e a saturação de água é aumentada gradativamente.

A máxima saturação pendular é a saturação irreduzível de água (Swi);

Quando a saturação de óleo vai decrescendo até atingir a chamada saturação de óleo residual (Sor) o óleo deixar de fluir

03. Mecanismo de Produção do Reservatório

Os mecanismos de produção do reservatório são:

Mecanismo de gás em solução;
Mecanismo de capa de gás;
Mecanismo de influxo de água;
Mecanismo combinado.

Para uma perfeita compreensão dos mecanismos de produção precisaremos saber alguns termos usuais em reservatório:

RGO (razão gás/óleo) - quociente entre as vazões instantâneas de gás e de óleo, medidas em condições-padrão;

RAO (razão água/óleo) - quociente entre as vazões instantâneas de água e de óleo, medidas em condições-padrão;

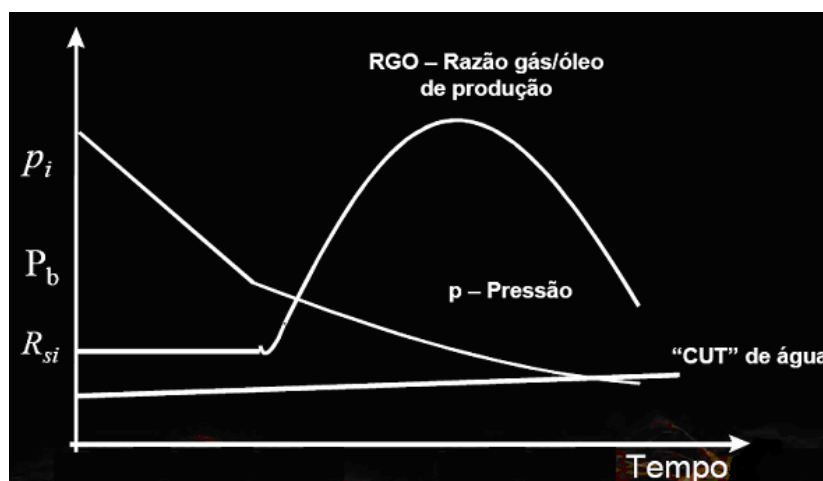
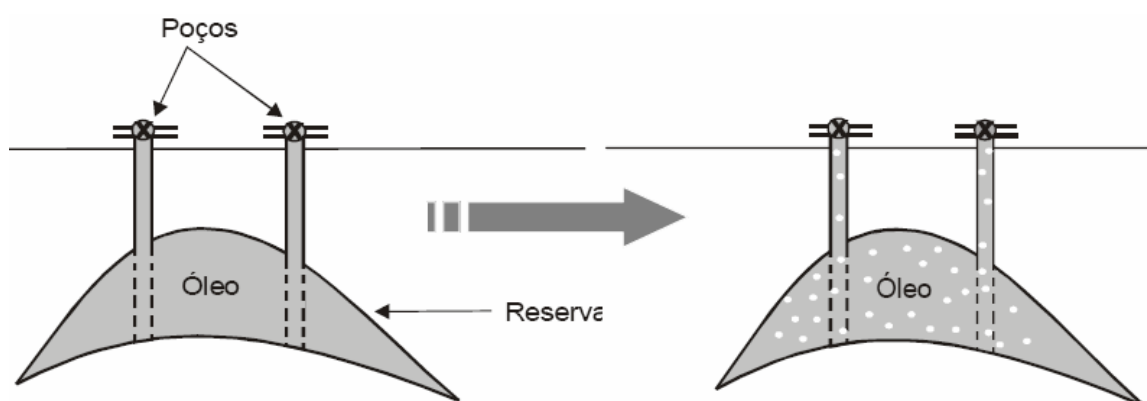
Corte de Água (“cut”) - fração ou porcentagem definida pelo quociente entre as vazões instantâneas de água e de líquidos (óleo + água), medidas em condições-padrão.

Fator de recuperação - fração ou porcentagem do volume original de hidrocarbonetos (medido em condições-padrão) recuperada durante a vida produtiva de um reservatório de petróleo.

03.1. Mecanismos de Gás em Solução

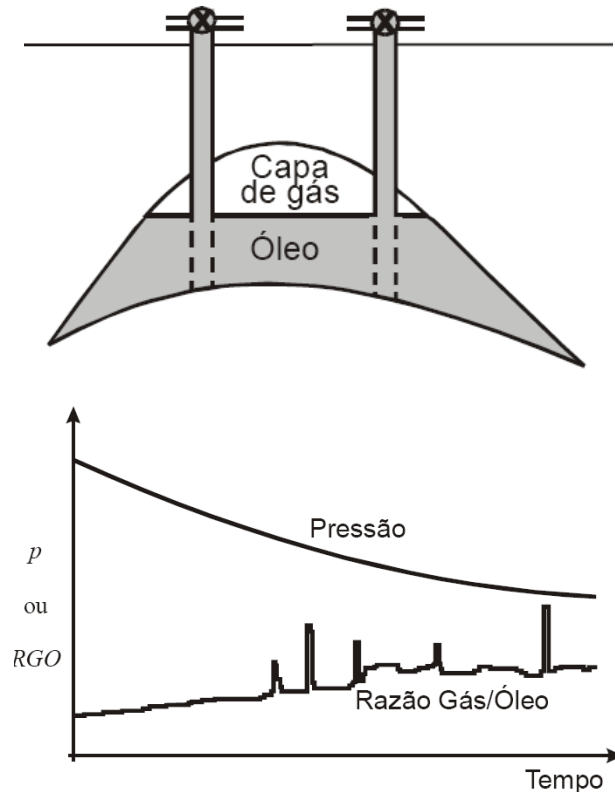
A produção de fluidos provoca redução na pressão, que por sua vez, além de proporcionar a vaporização de mais componentes leves, acarreta a expansão dos fluidos.

Como o gás é muito mais expansível que o líquido, é basicamente devido à sua expansão que vai acontecer o deslocamento do líquido para fora do meio poroso. Então, o mecanismo é exatamente esse: a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai saindo de solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado.



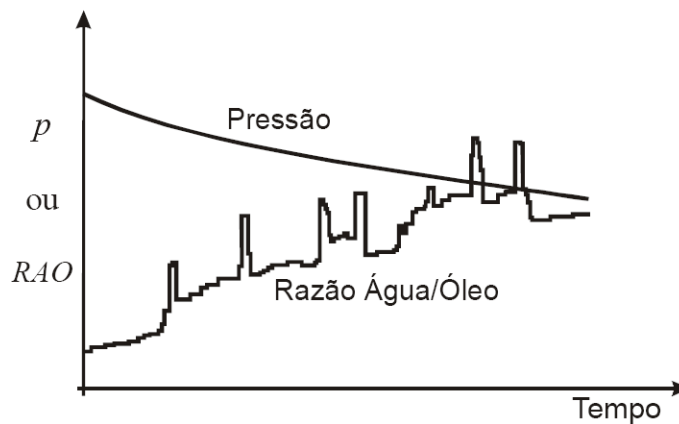
03.2. Mecanismo Capa de Gás

A zona de líquido é colocada em produção, enquanto a zona de gás é preservada, já que a principal fonte de energia para a produção está no gás da capa. O mecanismo funciona da seguinte maneira: a zona de óleo é colocada em produção, o que acarreta uma redução na sua pressão devida à retirada de fluido. Essa queda de pressão se transmite para a capa de gás, que se expande penetrando gradativamente na zona de óleo. O gás da capa vai ocupando espaços que anteriormente eram ocupados pelo óleo.



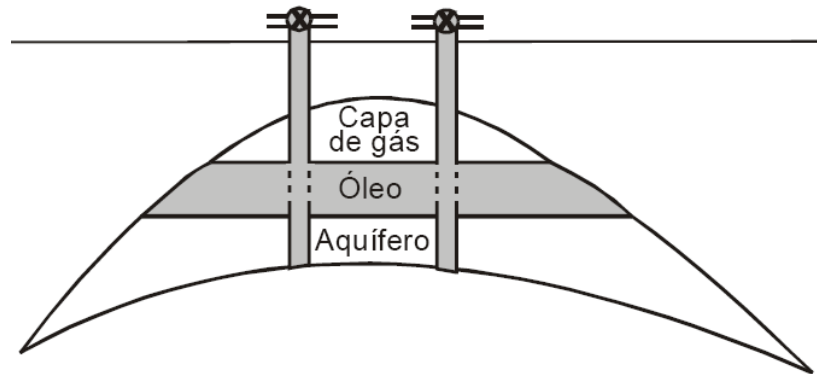
03.3. Mecanismo de Influxo de Água

O mecanismo se manifesta da seguinte maneira: a redução da pressão do reservatório, causada pela produção de hidrocarbonetos, após um certo tempo é transmitida e se faz sentir no aquífero, que responde a essa queda de pressão através da expansão da água nele contida e da redução de seu volume poroso. Há, portanto uma invasão da zona de óleo pelo volume de água excedente. Essa invasão, que recebe o nome de influxo de água, vai, além de manter a pressão elevada na zona de óleo, deslocar este fluido para os poços de produção.



03.4. Mecanismo Combinado

Trata-se da combinação dos três meios anteriormente mencionados.



04. Fluxo em Meio Poroso

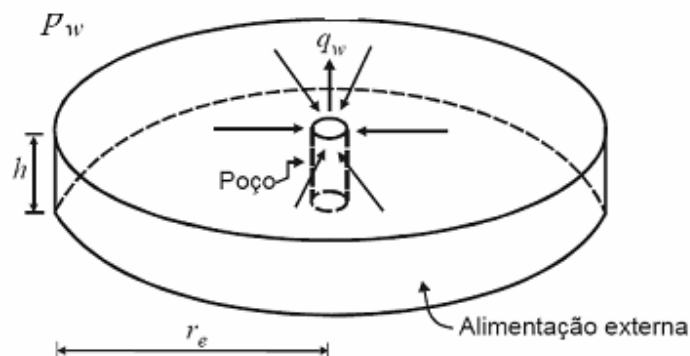
Dentre as diversas informações a serem obtidas a respeito de uma acumulação de petróleo após a sua descoberta, a quantidade de hidrocarbonetos que se pode retirar dessa jazida e o tempo em que essa produção se efetuará são, sem qualquer dúvida, das mais importantes.

O conhecimento das leis que regem o movimento dos fluidos nos meios porosos é fundamental para a obtenção dessas informações. O ramo da engenharia de reservatórios que trata da maneira como os fluidos se movimentam em um meio poroso recebe o nome de fluxo de fluidos em meios porosos.

Vazão no Poço:

$$q_w = \frac{2\pi kh}{\mu B_o \ln(r_e / r_w)} \Delta p$$

Índice de Produtividade:



(Acima o esquema de um reservatório)

onde:

q_w = vazão do reservatório
 r_e = raio externo do reservatório
 P_w = pressão do reservatório
 h = profundidade do reservatório

Exemplo

Calcule a vazão (q_w) de um reservatório perfeitamente radial com estas características?

Permeabilidade efetiva ao óleo = 0,1 Darcy
Espessura do reservatório = 200 cm
Razão r_e/r_w = 2,718
Viscosidade do óleo = 3,0 cp
Fator volume formação = 1,2
Pressão externa = 22 atm
Pressão interna = 18 atm

Resolução:

$$q_w = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,1 \cdot 200}{3 \cdot 1,2 \cdot 1} (4) = 0,140 \text{ m}^3 / s$$

Equação da Difusividade Hidráulica

Equação que relaciona o comportamento da pressão no interior do reservatório ao tempo, que é função da porosidade da rocha, viscosidade do fluido, compressibilidade total do sistema e da permeabilidade relativa ao fluido em consideração.

A equação da difusividade hidráulica, como é utilizada na engenharia de reservatórios, é obtida a partir da associação de três equações básicas: a equação da continuidade, que é uma equação de conservação de massa, a lei de Darcy, que é uma equação de transporte de massa, e uma equação de estado que tanto pode ser uma lei dos gases como a equação da compressibilidade para o caso de líquidos.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k_r} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Condições Simplificadoras em Meio Poroso

- a) Meio poroso homogêneo e isotrópico;
- b) Fluxo estritamente horizontal e isotérmico;
- c) Poço penetrando totalmente a formação;

- d) Permeabilidade constante;
- e) Pequenos gradientes de pressão;
- f) Fluido e rocha c/compressibilidade pequena e constante;
- g) Forças gravitacionais desprezíveis;
- h) Fluidos e rochas não reagem entre si.