

Avaliação da Formação

01. Conceito

Estudos e Atividades que visam avaliar qualitativamente e quantitativamente o potencial uma jazida petrolífera, ou seja, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas (óleo e gás).

As atividades referentes à Avaliação da Formação são:

- a) Teste de Formação;
- b) Perfilagem.

02. Avaliação de Macro-Estruturas

A avaliação de macro-estruturas é a parte que antecede à perfuração de poços e também à fase da Avaliação da Formação, visto que essa última somente acontece após a perfuração do poço.

A avaliação de macro-estruturas é compreendida principalmente pela:

- a) Geologia de Superfície
- b) Gravimetria
- c) Magnetometria
- d) Sísmica

a) Geologia de Superfície

A geologia de superfície realiza o mapeamento de rochas que afloram na superfície. Através desse mapeamento é possível conhecer e delimitar as bacias sedimentares e identificar estruturas capazes de acumular hidrocarbonetos. Os mapas geológicos, que indicam as áreas potencialmente interessantes, são continuamente construídos e atualizados pelos exploradores. Nestes mapas, as áreas compostas por rochas ígneas e metamórficas são praticamente eliminadas, como também pequenas bacias com espessura sedimentar muito reduzida ou sem estruturas favorável à acumulação.

b) Gravimetria

A gravimetria utiliza a medição dos valores da intensidade do campo magnético na Terra. Os aparelhos utilizados são o magnetômetros, onde a ordem do valor do campo magnético terrestre é da ordem de 50.000 gramas (unidade de medida da intensidade do campo magnético) e as anomalias produzidas pelas estruturas geológicas de interesse são da ordem de 10 gramas. Assim os magnetômetros também devem ser bastante precisos.

Enquanto o valor da gravidade está associado à densidade das rochas de superfície, o valor da intensidade do campo gravitacional está associado à suscetibilidade magnética das rochas. Como as rochas sedimentares apresentam valores baixos de suscetibilidade magnética, os valores das medidas magnéticas estão ligados à presença de rochas intrusivas ou de embasamento.

Através do mapa magnético obtido após as correções devido a outros fatores que influenciam o valor do campo magnético, é possível estimar a profundidade do embasamento, a espessura do pacote sedimentar e fazer estimativas quanto à estrutura geológica da área.

Fisicamente o método gravimétrico baseia-se na Teoria da Gravitação de Newton e na Lei de Coulomb.

c) Magnetometria

A prospecção magnética tem como objetivo medir pequenas variações na intensidade do campo magnético terrestre, consequência da distribuição irregular de rochas em subsuperfície.

Após as devidas correções das medidas de campo as mesmas podem apresentar interpretações ambíguas e devem ser utilizadas em conjunto com outros métodos. O exame cuidadoso destes mapas pode fornecer estimativas da profundidade do embasamento magnético ou espessura dos sedimentos, altos estruturais do embasamento e presença de rochas intrusivas básicas.

A matemática envolvida é mais complexa do que no método gravimétrico devido às variações do vetor magnético da Terra e também porque diferentes instrumentos medem diferentes componentes desse vetor. Enquanto no método gravimétrico o vetor aponta sempre para o centro da Terra, no método magnético o vetor é horizontal no equador e vertical nos pólos magnéticos, que por sua vez não coincidem com os pólos geográficos.

d) Sísmica

Ainda com o objetivo de conhecer informações de subsuperfície, um dos métodos mais empregados na indústria do petróleo é o método sísmico. Este método consiste em analisar a propagação de ondas sísmicas através das rochas de subsuperfície que se deseja conhecer.

As ondas sísmicas podem ter origem natural, como nos terremotos, mas como não podemos aguardar um terremoto para fazer uso do método estas ondas sísmicas são geradas artificialmente através de explosões geradas na superfície. Em levantamentos sísmicos terrestres as explosões são geradas por dinamite e em levantamentos marítimos são geradas por canhões de ar comprimido. Cada uma destas fontes produz ondas características, formando um pulso conhecido, chamado de assinatura da fonte.

Após a emissão da onda, esta passa a se propagar para o interior da terra, voltando para a superfície através do fenômeno da reflexão. A perturbação gerada na superfície no retorno desta onda é captada na superfície por receptores que têm a função de transformar esta perturbação (energia cinética ou de pressão) em sinais elétricos para posterior processamento adequado. Em levantamentos terrestres estes receptores são chamados de **geofones (eletromagnéticos)** e em levantamentos marítimos são chamados de **hidrofonos (piezoelétricos)**.

As etapas de investigação do subsolo através do método sísmico se dá então através de três etapas: **aquisição de dados sísmicos, processamento dos dados adquiridos e interpretação.**

AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS

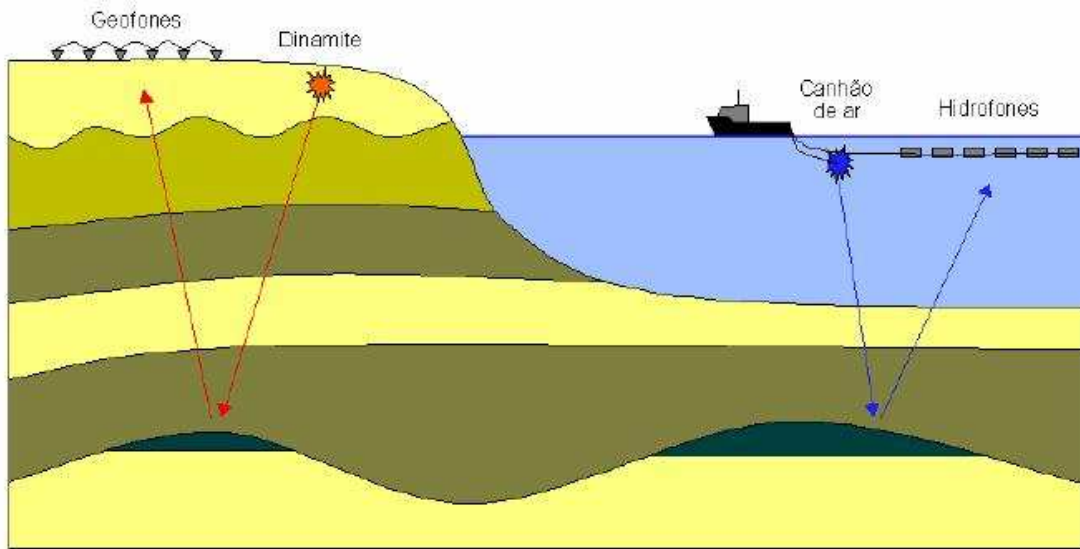
O processo de aquisição dos dados sísmicos é semelhante em terra e no mar, variando os equipamentos utilizados. Como o método é o mesmo, repetindo, geração de uma perturbação na superfície através de fontes de energia e recepção das reflexões desta onda através de receptores, outra mudança será a forma de dispor estes equipamentos. Em terra os geofones são enterrados no chão, enquanto que no mar os hidrofonos são dispostos em cabos sismógrafos e puxados por uma embarcação.

Os receptores são afastados equidistantemente (20 a 50 metros) e o comprimento do cabo sismógrafo pode variar até vários quilômetros (de 5 a 15 quilômetros).

Após ser efetuado o disparo a onda sísmica passa a se propagar no subsolo, ao encontrar uma interface entre dois tipos de rocha parte da onda sofre refração e continua se propagando para o interior do subsolo e parte da onda sofre reflexão passando a retornar para a superfície. As parcelas das ondas que voltam à superfície são captadas pelos receptores, que registram o tempo de chegada da onda e a quantidade de energia retornada. A primeira figura mostra um exemplo de aquisição no mar e em terra.

Após o disparo e registro dos dados, tanto a fonte quanto os receptores são movimentados para frente para que seja realizado novo disparo e novo registro. Após vários e vários disparos toda uma linha na área a ser estudada é coberta, passando a fazer o mesmo processo para outra linha, até que seja coberta toda uma área.

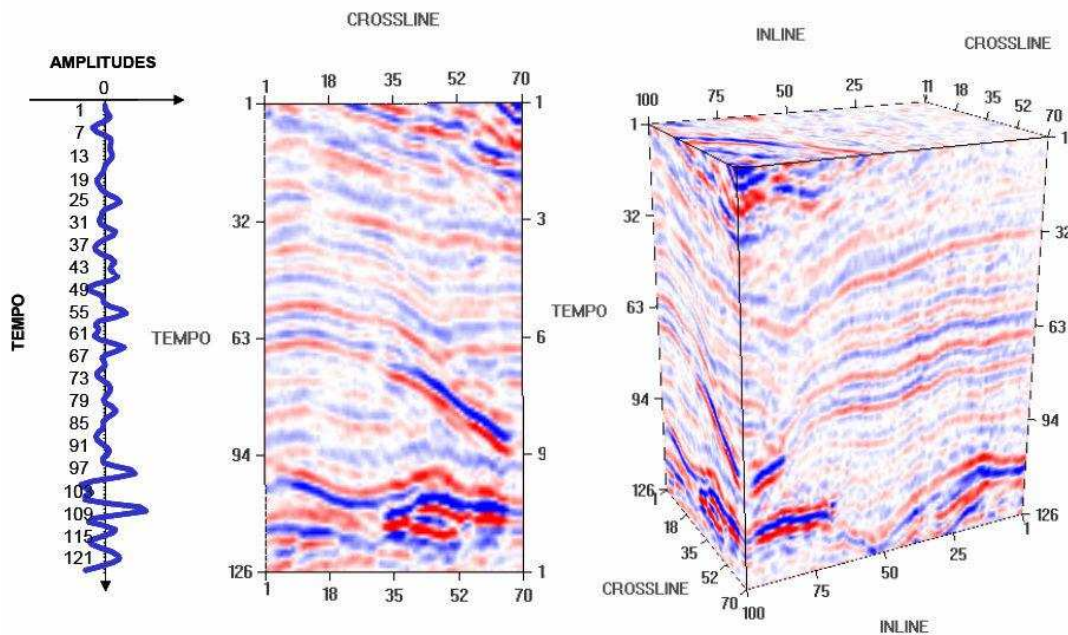
Analisando este processo de aquisição verificamos que um ponto no subsolo é registrado várias vezes por receptores diferentes a medida que a fonte se desloca.



(Acima exemplos de aquisição de dados sísmicos)

PROCESSAMENTO

Na etapa de processamento dos dados sísmicos busca-se eliminar alguns erros inerentes ao processo e agrupar os dados dos receptores, de forma a obter, para cada ponto em superfície, um registro da amplitude da onda recebida de acordo com o tempo em que esta foi percebida. A este registro dá-se o nome de traço sísmico (figura 1). A junção de vários traços na linha sísmica resulta na linha sísmica (figura 2), e o conjunto de várias linhas sísmica forma o volume sísmico (figura 3). Para a obtenção deste volume sísmico é necessária a realização de sísmica 3D, descrita posteriormente.



Avaliação da Formação - Série Concursos Públicos Curso Prático & Objetivo

Na figura anterior podemos verificar os traços sísmicos (figura 1), a linha sísmica (figura 2) e o volume sísmico (figura 3).

SÍSMICA 3D e SÍSMICA 4D

Da forma como apresentado até agora o levantamento sísmico constava apenas de uma linha de receptores conectados através dos cabos sismógrafos. Este tipo de levantamento é chamado de sísmica 2D.

Na sísmica dita 3D os procedimentos para aquisição dos dados são os mesmos, porém, ao invés de termos apenas uma linha de receptores, temos cinco ou seis, fazendo com que um mesmo ponto, além de ser varrido várias vezes pelo mesmo disparo em um cabo, seja varrido também por outros cabos.

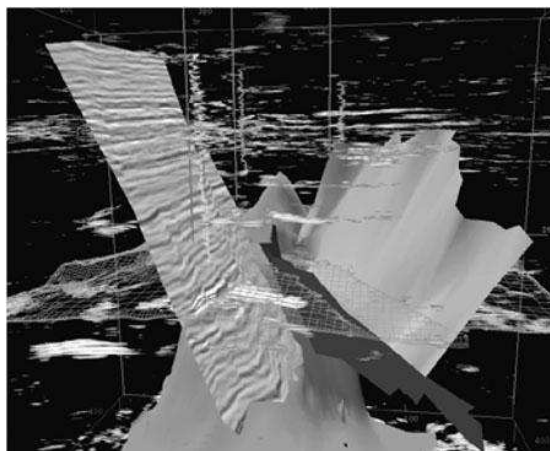
Os levantamentos sísmicos 3D são mais caros que os levantamentos sísmicos 2D, tanto pela quantidade e qualidade dos equipamentos utilizados como pelo processamento mais complexo dos dados obtidos. Em compensação os resultados são bem melhores.

Os levantamentos sísmicos 4D são levantamentos em que a quarta dimensão é representada pelo tempo, ou seja, consta de fazer levantamentos 3D em intervalos regulares de tempo (de 6 a 12 meses). Os levantamentos sísmicos 4D, por serem cada vez melhor calibrados com o passar do tempo, pode fornecer indicações até mesmo sobre a movimentação do óleo produzido em uma área.

INTERPRETAÇÃO

A interpretação dos dados sísmicos processados busca identificar indícios que possibilitem estimar tanto a estrutura geológica da área quanto a ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos.

A figura seguinte temos uma possível interpretação dos dados obtidos com sísmica 3D.



03. Propriedades da Formação

As propriedades da formação consistem nos parâmetros que devem ser levados em consideração no estudo da Avaliação da Formação. Os parâmetros da formação (reservatório) são os seguintes:

a) Crompressibilidade

A Compressibilidade é o quociente entre a variação fracional de volume e a variação de pressão.

$$C = \frac{\Delta V / V}{\Delta P}$$

Variação fracional de volume

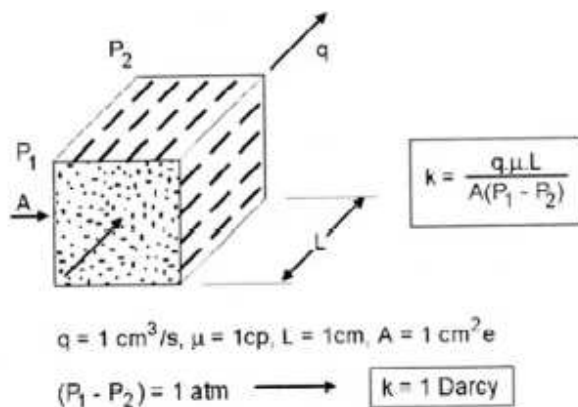
Compressibilidade Efetiva

O volume poroso de um reservatório é uma função de sua pressão interna. Ao ser retirada uma certa quantidade de fluido do interior da rocha, a pressão cai e os poros têm seu volume reduzido. À relação entre esta variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão dá-se o nome de “**compressibilidade efetiva da formação**”.

$$C_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P}$$

b) Permeabilidade (K)

A propriedade da rocha de permitir a passagem de fluido, em maior ou menor vazão por unidade de área.



Lei de Darcy
 $q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta p}{\mu \cdot L}$

q vazão
A Área
 Δp Diferencial de p
 μ Viscosidade
L Comprimento

c) Transmissibilidade

É a capacidade da rocha de transmitir fluido.

Unidade: mD.m/cp

$$T = \frac{K \cdot h}{\mu}$$

h = espessura do reservatório (net pay)

d) Dano / Skin

Perda de carga nas vizinhanças da parede do poço representando uma redução na capacidade produtiva integral do reservatório.

Algumas causas que levam ao Dano / Skin:

- inchamento de argilas pelo filtrado da lama;
- invasão de sólidos da lama nos poros;
- efeito da cimentação;
- migração de finos durante a produção;
- efeito de turbulência em testes de gás.

e) Vazão de Fluidos(q)

Medida da razão do volume de fluido produzido em relação ao tempo. Normalmente representada em m³/dia ou bbl/dia.

- Testes surgentes: medida em superfície;
- Testes não surgentes: medida por diferencial de pressão.

f) Índice de Produtividade (IP)

O índice de produtividade, que caracteriza cada tipo particular de reservatório, é uma relação entre a vazão observada e a queda de pressão (p_e - p_{wf}) na face do horizonte produtor.

$$IP = \frac{q}{(p_e - p_{wf})}$$

Unidade: [m³/d/kg/cm²]
q = vazão[m³/d]
p_e=Pressão Estática [kg/cm²]
p_{wf}=Pressão Estática [kg/cm²]

g) Descontinuidades

São heterogeneidades naturais do reservatório.

Exemplos: Falhas (Selantes ou não-selantes)

h) Volume de Óleo e Extensão da Jazida

A partir da medida sucessiva das pressões estáticas após cada período prolongado de fluxo, normalmente nos testes a poço revestido, é possível estimar a quantidade de óleo e a conformidade da Jazida.

j) Pressão estática (PE)

É a pressão exercida pelo fluido confinado no meio poroso.

Um reservatório é considerado com pressão normal, quando o seu valor é equivalente a uma coluna de água doce da superfície até a medida do registro em frente ao reservatório.

Unidades mais usadas: $[kg/cm^2]$, $[psi]$, bar

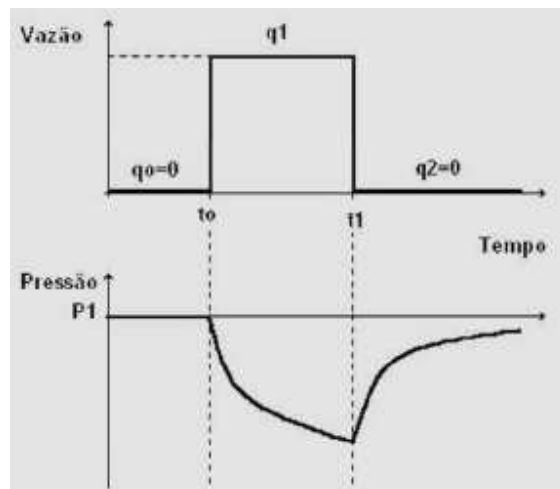
Estimativa de pressão estática normal:

$$PE (Kg/cm^2) = Prof (m) \times 0,1 \text{ kgf/cm}^2/m = Prof (m) \times 1,4223 \text{ psi/m}$$

04. Teste de Formação

Os Testes de Formação correspondem a uma completação provisória do poço com o objetivo de identificar os fluidos, determinar os parâmetros de reservatório associados à produtividade e avaliar a extensão da jazida.

O Teste de Formação consiste em provocar uma alteração na vazão do sistema e medir a variação de pressão correspondente, que será função das características do reservatório. A interpretação da resposta de pressão, associada à variação de vazão, permitirá a obtenção de algumas propriedades do sistema poço-reservatório.



Avaliação da Formação - Série Concursos Públicos
Curso Prático & Objetivo

Os objetivos do Teste de Formação são os seguintes:

- Identificação de Fluidos
- Pressão Estática
- Permeabilidade
- Transmissibilidade
- Dano e Skin
- Vazão de fluidos
- Produtividade
- Descontinuidades (Falhas, Barreiras de Permeabilidade, etc)
- Extensão do Reservatório / Volume de HC

O Teste de Formação consiste basicamente em:

- a) isolar o intervalo a ser testado através de um ou mais obturadores (PACKER);
- b) estabelecer um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço, forçando os fluidos da formação a serem produzidos;
- c) promover, através da válvula de fundo, períodos de fluxo (com medições de vazões de produção na superfície, se for o caso) e de estática;
- d) registrar continuamente as pressões de fundo em função do tempo durante o teste. A análise dos dados coletados durante um teste de pressão possibilita a avaliar o potencial produtivo da formação testada.

Uma coluna de teste de formação é composta de um conjunto de ferramentas, escolhido em função do tipo de sonda, das condições mecânicas do poço e dos objetivos do teste. A seguir o resumo esquemático dos principais componentes de uma coluna de teste de formação

a) registrador de pressão externo - constituído de uma unidade de pressão e de uma unidade de registro com o objetivo de registrar continuamente a pressão em função do tempo. O registrador é dito externo por registrar somente a pressão externa à coluna de teste;

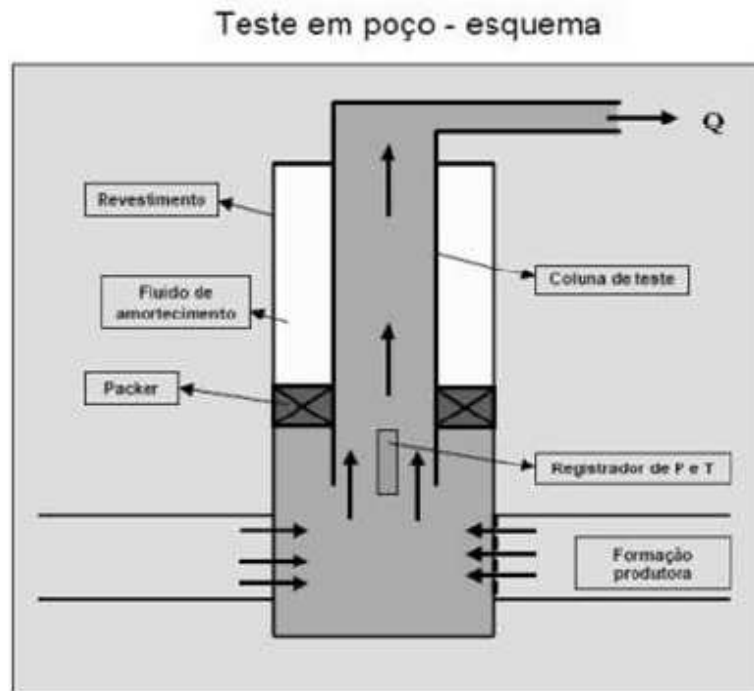
b) tubos de perfuração - permitem a passagem dos fluidos da formação para dentro da tubulação;

c) obturador (Packer) - quando assentado, suas borrachas vedam o espaço anular, isolando a formação da pressão hidrostática do fluido de amortecimento contido no espaço anular;

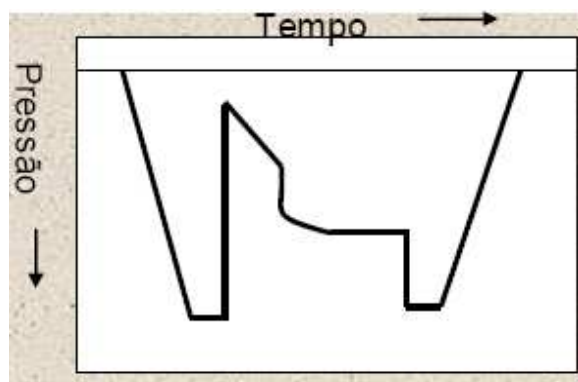
e) registrador de pressão interno - é idêntico ao registrador de pressão externo, contudo localizado no interior da coluna de teste;

f) conjunto de válvulas - operadas na superfície, permitem a abertura ou fechamento da coluna de teste. Durante a descida da coluna a válvula de fundo evita a entrada de fluido na coluna de teste.

g) válvula de circulação reversa - permite a circulação no sentido do espaço do anular para o interior da coluna, permitindo a remoção dos fluidos produzidos durante o teste.

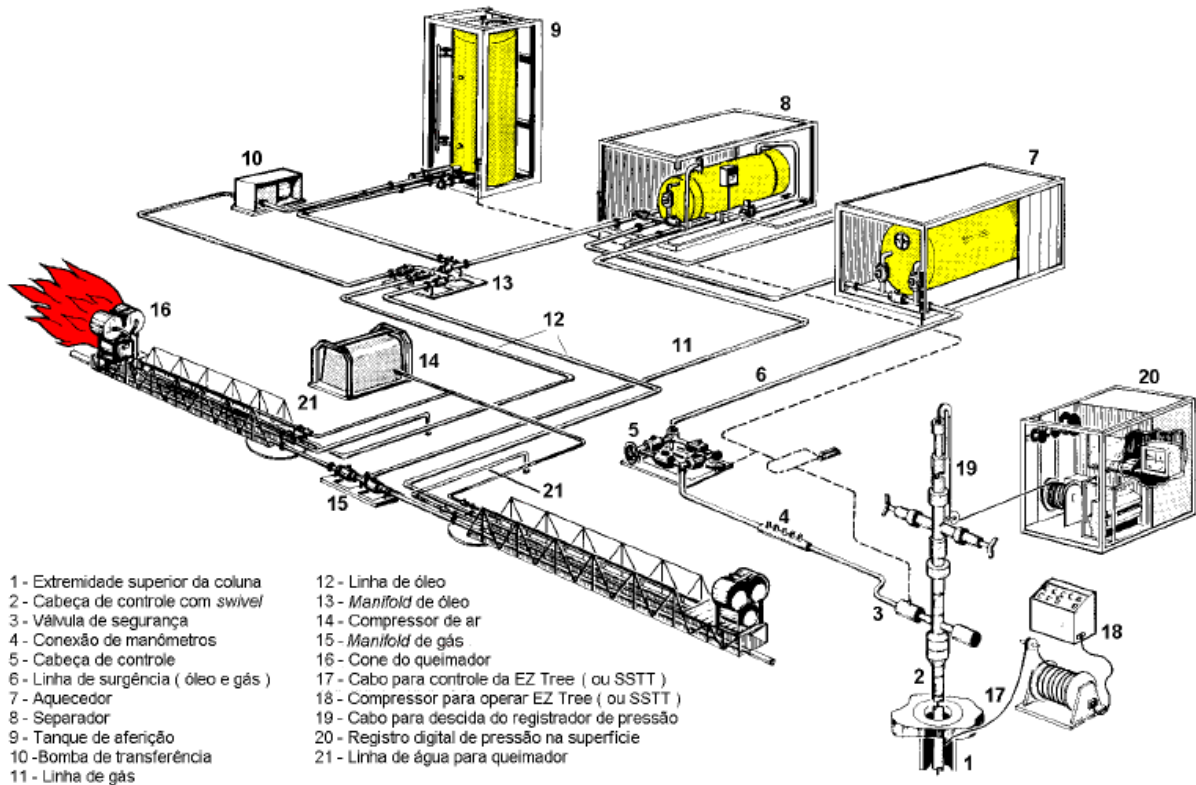


(Acima, o esquema de um poço em Teste de Formação)

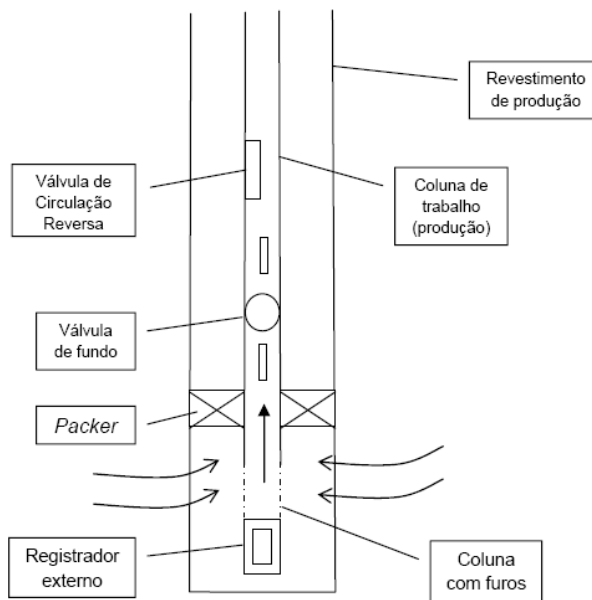


(Carta de pressão x tempo, principal método de avaliação do Teste de Formação)

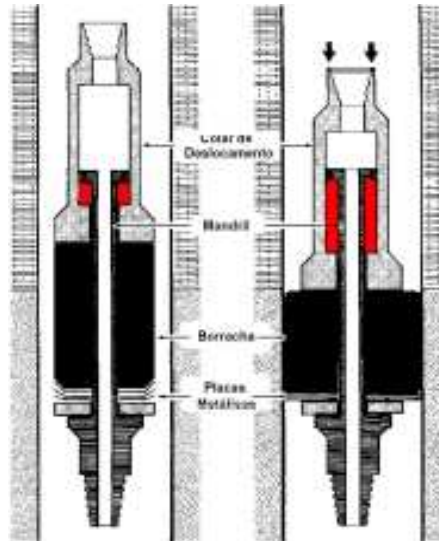
Avaliação da Formação - Série Concursos Públicos
Curso Prático & Objetivo



(Acima os equipamentos de superfície utilizados no Teste de Formação)



(Acima o esquema dos principais equipamentos de subsuperfície)



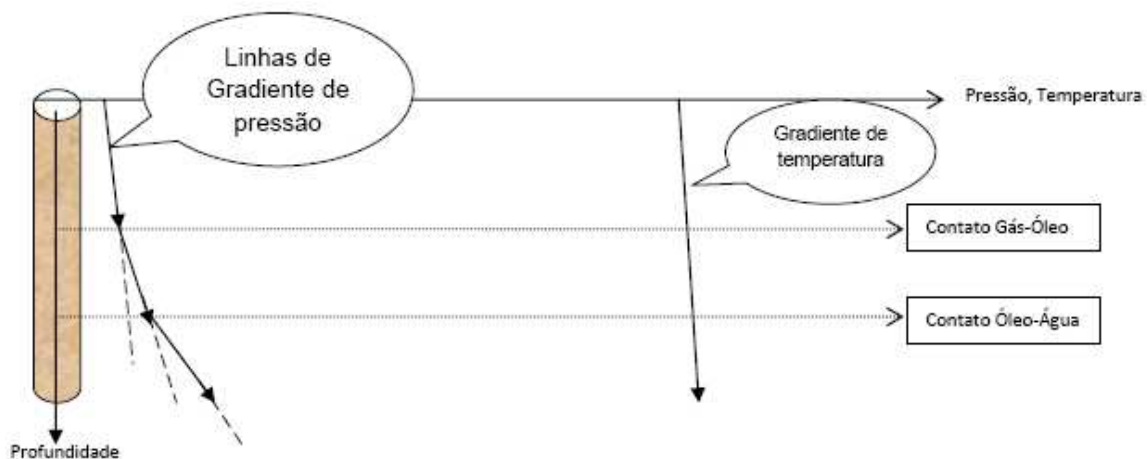
(Acima a figura de um Packer desasentado e asentado)

05. Principais Tipos de Teste de Formação

05.1. RFT (Repeat Formation Tester)

É um teste de coleta de pressões na subsuperfície, executado durante a operação de Perfuração, ao término da última fase, antes da descida do revestimento (operação a poço aberto). Consiste na descida de um cabo com uma ferramenta de pequeno raio de investigação em sua extremidade, que através de válvulas e câmaras, coleta amostras de fluido para a superfície e registra dados de pressão estática da formação a diferentes profundidades.

O gradiente de pressão (Pressão x Profundidade) do poço é determinado, e a partir daí os contatos entre os fluidos podem ser estimados (contatos gás-óleo e óleo-água):



05.2. TF (Teste de Formação a Poço Aberto)

Realizado a poço aberto durante a perfuração antes da descida do revestimento de produção, ou durante a completação de um poço aberto à formação.

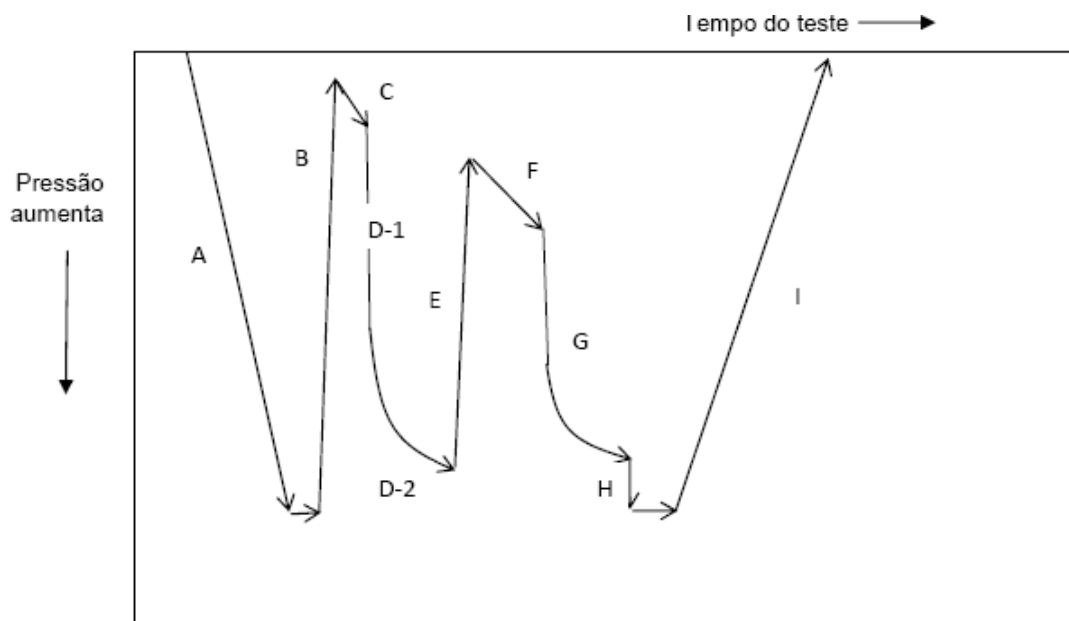
É semelhante ao Teste de Formação a Poço Revestido (TFR), em sua estrutura e etapas. Devido à circulação reversa, sua aplicação não é recomendada pelas normas de segurança em zonas de perda de circulação, com risco de desmoronamento do poço e perdas materiais.

05.3. TFR (Teste de Formação a Poço Revestido)

Teste realizado a poço revestido que deve estar conectado à formação para fluxo. O teste consiste de duas etapas: um Período de Fluxo, onde há chegada de fluídos na superfície, e outro período de fechamento de válvula, chamado de Período de Estática, ou de Crescimento de Pressão, onde o reservatório alimenta e pressuriza os fluidos no fundo do poço.

06. Análise das Cartas de Pressão x Tempo

As cartas de pressão x tempo são as principais ferramentas no Teste de Formação. É através dessas cartas que ocorre principalmente as características de **permeabilidade** e **produtividade** do reservatório. A carta a seguir representa as pressões gravadas pelo Registrador Externo (RE), equipamento instalado na extremidade inferior da coluna.



Avaliação da Formação - Série Concursos Públicos Curso Prático & Objetivo

Quando a coluna desce, a Válvula de Fundo (VF) está fechada, de modo que nenhum fluido sobe pela coluna acima desta válvula. O Registrado Externo (RE) vai indicando a pressão hidrostática do fluido que se encontra dentro do poço à medida que a coluna desce (trecho A), e o gráfico mostra esse crescimento gradual.

Quando a coluna chega na profundidade programada, o Packer é assentado no revestimento de produção e a VF é aberta¹. Neste instante, o fluido da formação pressurizado entra em contato com a pressão atmosférica e ocorre um fluxo rápido para a superfície (trecho B). Este é o primeiro Período de Fluxo. À medida que o fluido sobe no poço a pressão hidrostática deste atuando no fundo vai aumentando (rampa C) e sendo registrado.

Após um certo intervalo de tempo - onde são coletados os fluidos na superfície e a vazão é medida corretamente, a VF é fechada e há um aumento abrupto da pressão no fundo do poço devido a parada no escoamento e o término do contato com a pressão baixa da superfície (D-1, no gráfico). O aumento de pressão prossegue de forma mais lenta à medida que a energia do reservatório vai comprimindo os fluidos no fundo do poço, abaixo do packer (D-2). O trecho D onde não há fluxo é chamado de Período de Estática ou de Crescimento de Pressão.

Quando a pressão estacionar em um determinado valor², abre-se novamente a VF para o 2º Período de Fluxo, onde as vazões na superfície são medidas e mais fluido é coletado. A rampa F representa o aumento da pressão devido à coluna hidrostática de fluido produzido. O trecho G mostra o Segundo Período de Estática, após a VF ser fechada. Em geral, após o segundo ciclo de testes, dá-se por concluída a avaliação e o packer é desassentado, causando um aumento na pressão registrada pelo RE devido à comunicação com o peso do fluido acima do anular (batente H).

A próxima etapa consiste em retirar do poço a coluna de trabalho. É necessário limpar o tubo dos fluidos dentro da coluna acima da VF para que estes não sejam transbordados na superfície sujando o ambiente. Para isso, entra em ação o mecanismo de abertura da Válvula de Circulação Reversa³, que permite o contato do anular (fluido de completação, mais limpo) com o interior do poço (hidrocarbonetos), limpando a coluna e expulsando os fluidos para a superfície.

² Esse valor pode ser semelhante à pressão inicial do reservatório (caso o teste seja de curta duração) ou inferior – no caso de testes de longa duração ou caso o reservatório seja pequeno (depletivo).

³ Há várias formas de romper a Válvula de circulação reversa, a destacar:
- Por pressurização do fluido da coluna, que rompe um diafragma e conecta o tubo-anular;
- Pela queda de uma barra de aço que quebra os pinos que sustentam a estrutura de interface;
- Por pressurização do anular, que, quando chega a uma determinada pressão, vence a contrapressão da válvula inicialmente fechada (por meio de um sistema de câmara de nitrogênio, semelhante a uma válvula de gás lift) e comunica o tubo com seu anular.

Os tubos vão sendo retirados do poço e a pressão registrada vai caindo a medida que o RF chega na superfície (trecho final I). Com as informações advindas do teste, é possível

dimensionar o IP (Índice de Produtividade do Poço), que define o quanto a formação é capaz de oferecer em termos de vazão, para uma determinada diferença de pressão entre a pressão do reservatório (P_r) e a pressão de fluxo no fundo do poço (PWF):

$$IP = \frac{Q}{(P_r - P_{WF})} \quad \frac{[bbl / dia]}{[Psi]}$$

07. Perfilagem de Produção

A perfilagem de produção é feita através de perfis corridos após a descida do revestimento de produção e completação inicial do poço, visando determinar a efetividade de uma completação ou as condições de produtividade (ou injetividade) de um poço.

07.1. Production Logging Toll (PLT)

A ferramenta PLT de perfilagem possui os seguintes perfis:

a) Continous Flowmeter

O objetivo principal deste perfil é definir a contribuição de cada intervalo aberto do poço na vazão total de produção (ou de injeção).

b) Gradiomanômetro

Perfil que registra a densidade da mistura de fluido dentro do poço em função da profundidade, através da medição de pressão em dois pontos distintos, afastados de dois pés. Sua resolução é de cerca de $0,01 \text{ g/cm}^3$.

c) Perfil de Densidade

O perfil de densidade apresenta a densidade do fluido que passa por dentro da própria ferramenta através de um sistema radioativo semelhante ao dos perfis que medem a densidade da formação a poço aberto.

d) Hidrolog

Para fluxos trifásicos, o uso simultâneo do flowmeter e de medidores de densidade do fluido não é capaz de informar a contribuição e percentagem de cada fluido em cada intervalo.

e) Perfil de Temperatura

É utilizado para registrar a temperatura do fluido do poço. O estudo de anomalias de temperatura pode fornecer diversas indicações, tais como: intervalos produzindo ou recebendo fluidos, localização de vazamentos, topo do cimento, altura de fraturas, etc.

07.2. Thermal Decay Log (TDT)

O TDT é utilizado para traçar um perfil qualitativo das saturações dos fluidos existentes no reservatório. Em outras palavras, determina os contatos óleo-gás e óleo-água.

Referências

THOMAS, José Eduardo (org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**.
Editora Interciência : Petrobras, Rio de Janeiro, 2001.