

**Universidade Federal de Campina Grande – UFCG**  
**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**  
**Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica**

**Trabalho de Conclusão de Curso**  
**(TCC)**

**A Indústria do Petróleo**

**Cleitson Barreto Santiago**  
**Orientador: Leimar de Oliveira**

**Mossoró-RN, janeiro de 2009**



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

## Índice

1. Introdução	04
2. Reservatório de Petróleo	04
2.1 Petróleo	04
2.1.1 Histórico	04
2.1.2 Fase Pré-Comercial	04
2.1.3 Fase comercial	05
2.1.4 Origem do Petróleo	05
2.1.5 Migração e Tropas do Petróleo	07
2.1.6 Rocha Reservatório ou Jazida	07
2.1.7 Exploração do Petróleo	07
3. Perfuração de Poços	09
3.1 Métodos e Equipamentos de Perfuração	09
3.2 Principais Componentes de Uma Sonda de Perfuração	09
3.2.1 Torre	09
3.2.2 Bloco de Coroamento (Crown Blok)	10
3.2.3 Catarina (Traveling block)	11
3.2.4 Gancho	12
3.2.5 Cabeça de Injeção (Swivel)	12
3.2.6 Guincho	13
3.2.7 Mesa Rotativa	13
3.2.8 Kelly	14
3.2.9 Bomba de Lama (Mud Pump)	14
3.2.10 Top Drive	15
3.2.11 Componentes da Coluna de Perfuração	15
3.2.11.1 Comando de Perfuração (Drill Collor)	15
3.2.11.2 Tubo de Perfuração (Drill Pipe)	16
3.2.11.3 Tubo de Perfuração (Heavy Weigh)	16
3.2.11.4 Alargador	17
3.2.11.5 Escariador	18
3.2.11.6 Estabilizadores	18
3.2.11.7 Brocas	18
3.2.12 Fluidos de Perfuração	19
3.2.12.1 Função dos Fluidos de Perfuração	19
3.2.12.2 Características do Fluido de Perfuração	19
3.2.12.3 Propriedades do Fluido de Perfuração	20
3.2.12.3.1 Massa Específica	20
3.2.12.3.2 Reologia e Força Gel	20
3.2.12.3.3 Parâmetros de Filtração	20
3.2.12.3.4 Classificação dos Fluidos de Perfuração	21
4. Revestimento de Poços	21
4.1 Função	22
5. Cimentação	24
5.1 Acessórios de Cimentação	25
5.2 Sequência Operacional de Cimentação	25
6. Perfilagem	26
6.1 Definição e Conceitos	27
6.2 Propriedades Físicas das Rochas	28
6.3 Ambiente de Perfilagem	28

6.4 Equipamento de Perfilagem	29
6.5 Perfis Básicos	30
6.6 Avaliação de Cimentação e seus Perfis Correspondentes	34
6.6.1 Objetivo da Perfilagem Sônica	34
6.6.2 Fatores que Influenciam a Aderência do Cimento	34
6.6.3 Interpretação Qualificativa do perfil CBL/VOL	36
7. Canhoneio	36
7.1 Overbalance	37
7.2 Underbalance	37
7.3 Extreme Overbalance (EOB)	38
7.4 Tipos de Canhoneio	39
8. Cargas Explosivas	42
9. Método de Elevação Artificial	43
9.1 Bombeio Mecânico	43
9.2 tipos de bomba de fundo	46
9.3 limitações mecânicas da UB	47
10. Conclusão	48
11. Referências Bibliográficas	49

## Índice de figuras

Figura 01. Transformação Termoquímica da Matéria Orgânica e a Geração do Petróleo	06
Figura 02. Rocha Reservatório ou Jazida	07
Figura 03. Aquisição de Dados Sísmicos	08
Figura 04. Torre de Perfuração	10
Figura 05. Bloco de Coroamento	10
Figura 06. Catarina	11
Figura 07 e 08. Cabo de Perfuração	11
Figura 09. Swivel	12
Figura 10. Guincho (Drawwork)	13
Figura 11. Mesa Rotativa	14
Figura 12. Kelly	14
Figura 13. Bucha do Kelly	14
Figura 14. Bomba de Lama	15
Figura 15. Top Drive	15
Figura 16. Comando de Perfuração (Drill Color)	16
Figura 17. Tubos de Perfuração	16
Figura 18. Tubo de Perfuração Pesado	17
Figura 19. Alargador	17
Figura 20. Escoriador	18
Figura 21. Estabilizadores	18
Figura 22. Brocas	18
Figura 23. Revestimento	23
Figura 24. Processo de Comentação	26
Figura 25. Ambiente de Perfilagem	29
Figura 26. Funcionamento de Perfil Sônico	35
Figura 27. (EOB)	39
Figura 28. Sistema Through Tubing	40
Figura 29. TCP	41
Figura 30. Cargas Explosivas	43
Figura 31. Superfície	43
Figura 32. Subsuperfície	44
Figura 33. Curso Ascendente	45
Figura 34. Curso Descendente	46

## 1. Introdução

O cenário da economia mundial no segmento Petróleo e Gás vêm se modificando de forma dinâmica, uma vez que a elevada produção desses recursos naturais tem exigido em rápido tempo, ações cada vez mais especializadas, ocasionando significativos avanços científicos e tecnológicos.

Este trabalho tem o objetivo de fornecer, aos interessados em atuar na indústria de Petróleo e Gás, conhecimentos teóricos que irão subsidiar a sua atuação no mercado de trabalho.

## 2. Reservatório de petróleo

### 2.1 Petróleo

**Definição:** petróleo pode ser definido como uma mistura complexa de hidrocarbonetos que se encontra na natureza preenchendo os vazios das rochas porosas, cavernosas ou fendilhadas. Tal mistura pode se apresentar no estado sólido, líquido ou gasoso, dependendo da sua composição de pressão e temperatura sob as quais esteja confinada.

**Hidrocarbonetos :** A parte da química Geral que estuda os hidrocarbonetos é denominada de " Química orgânica", esses compostos são geralmente encontrados nos organismos vivos. Os hidrocarbonetos (carbono + hidrogênio), constituintes da mistura complexa denominada Petróleo.

#### 2.1.1 Histórico

A história do petróleo no mundo abrange três fases distintas :Fase Pré comercial, fase comercial e Fase industrial.

#### 2.1.2 Fase pré comercial

O Antigo testamento faz necessárias ao emprego do uso do betume como está escrito : livro do Gênesis capítulo 6º, versículo 14: "Então Deus disse a Noé: Constrói uma arca de madeiras resinosas. Dividi-la-ás em compartimentos e calafeta-la-ás com betume por fora e por dentro". O petróleo era conhecido mesmo antes de cristo

No Egito, escavações arqueológicas revelaram que as múmias eram envoltas em material semelhante ao linho embebido em asfalto e, em seguida, revestidas de betume.

No Japão, 600 anos A.C. o imperador TEUCHI recebia presente de "terras inflamáveis" e asfaltos. Na Bavária, em 1400 D.C., existia um produto medicinal chamado "óleo de são Quirino" que era petróleo.

Nos estados Unidos, desde 1600, o petróleo era conhecido dos índios que dele faziam uso para curar mazelas, pintarem os corpos e queimar chamas em homenagem aos deuses.

### 2.1.3 Fase Comercial

Teve início depois de janeiro de 1901, quando no campo "spindle Top", Beaumont, Texas, um poço jorrou descontrolado ("blow out") durante nove dias com uma média diária de vários Barris, atingindo um jato a uma altura duas vezes maior que a torre usada na perfuração do poço. Com essa descoberta, o petróleo que vinha sendo usado na iluminação e lubrificação passou a ser industrializado, surgindo a "era dos combustíveis líquidos". Várias companhias se desenvolveram e os processos de perfuração rotativa tiveram um grande incremento.

No Brasil, o interesse pela exploração de minerais oleíferos-minerais que contém óleo teve início em 1858, quando José Barros Pimentel obteve uma concessão para explorar carvão mineral e xisto Betuminoso para fabricar gás de iluminação, as margens do Rio Maraú, na Bahia. A primeira referência ao petróleo ocorreu em 1864, quando o cidadão inglês Thomas Denny Sargent obteve do governo imperial, uma concessão para extrair turfa, petróleo e outros minerais em Ilhéus e Camamu, também na Bahia. A primeira sondagem profunda com esse objetivo realizou-se na localidade de Bofete SP, entre 1892 e 1896. Eugênio Ferreira Camargo, perfurou um oco de 488m de profundidade do poço de bofete foram extraídos dois barris de petróleo e dele jorra, até hoje, água sulfurosa (água mineral).

A Petrobrás foi criada pela lei 2004 de 03/10/53, embora somente em agosto de 1954 tenha tomado as frentes dos trabalhos.

### 2.1.4 Origem do Petróleo

Ainda é assunto de muita controvérsia científica a maneira pela qual o petróleo se formou na natureza. Muitas teorias já foram estabelecidas por evidências de campo ou de laboratório continuam em desacordo as autoridades do assunto.

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

Admitindo um ambiente apropriado, após a incorporação da matéria orgânica ao sedimento, dá-se aumento de carga sedimentar e de temperatura, começando, então, a delinear o processo que passa pelos seguintes estágios evolutivos ou transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo :

**Diagênese** – está na faixa de temperaturas mais baixas, até 65° C, predomina a atividade bacteriana que provoca a reorganização celular e

transforma a matéria orgânica em querogênio. o produto gerado é o metano bioquímico ou biogênico.

**Catagênese** – é o incremento de temperatura, até 165° C, é determinante da quebra das moléculas de querogênio e resulta na geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos.

**Metagênese** – é a continuação do processo, avançado até 210° C, propicia a quebra das moléculas de hidrocarbonetos líquidos e sua transformação em gás leve.

**Metamorfismo** – ultrapassando essas fases, a continuação do incremento de temperatura leva à degradação do hidrocarboneto gerado, deixando como remanescente grafite, gás carbônico e algum resíduo de gás metano.

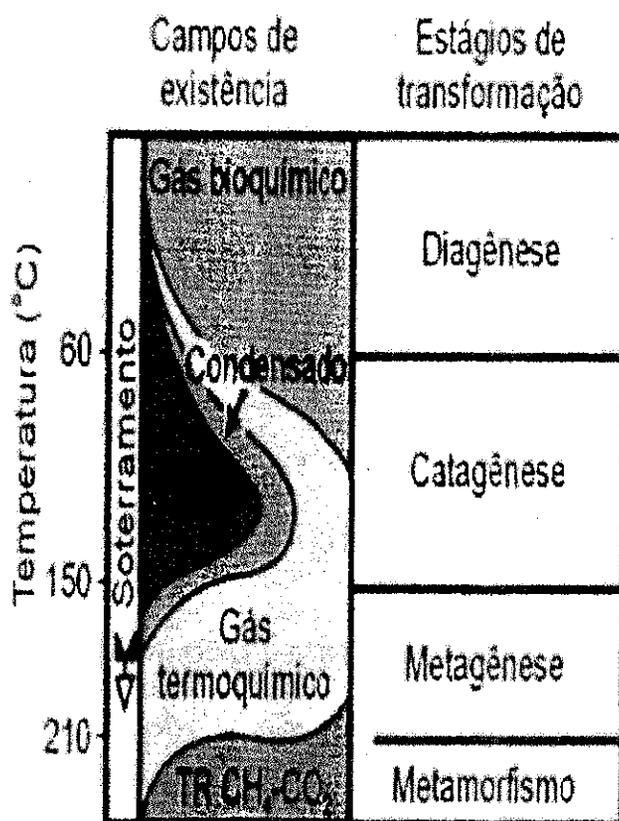


Figura 01 – transformação termoquímica da matéria orgânica e a geração do petróleo.

### 2.1.5 Migração e trapas do petróleo

Com a acumulação do petróleo no subsolo o mesmo tende a subir para a superfície devido a baixa densidade e do peso dos sedimentos sobre o mesmo. Após o processo de geração é necessário que a migração tenha seu caminho interrompido por algum tipo de armadilha geológica ou trapa. A movimentação do petróleo de uma rocha para outra é chamada de migração primária e entre dois reservatórios de migração secundária .

Depois de formado pela ação da natureza, o petróleo não se acumula na rocha em que foi gerado- rocha matriz. Ele migra através de poros das rochas sedimentares, levado pelas pressões do subsolo, até encontrar uma rocha porosa, que seja arqueada ou abobadada e cercada, por cima e pelos lados, de rochas impermeáveis, que o aprisione formando a jazida.

Encontrando esta armadilha, o petróleo está nas condições ideais de vir a ser extraído quando o homem o encontrar.

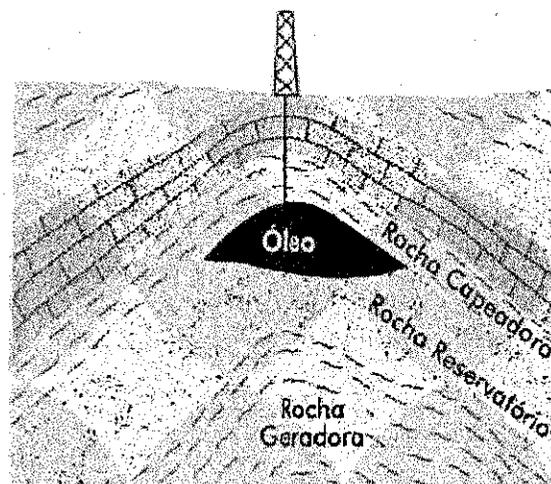


Figura 02 – migração do petróleo

### 2.1.6 Rocha reservatório ou jazida

É a própria rocha sedimentar, geralmente calcário ou arenito, onde o petróleo ocupa os poros, como uma esponja de borracha embebida em água. Jamais vamos encontrar o petróleo formando lagos subterrâneos, como muita gente pensa. Na jazida, encontra-se em geral gás natural – que ocupa as partes mais altas – petróleo e água salgada.

### 2.1.7 Exploração do Petróleo

Compreende três fases : Prospecção, perfuração e avaliação.

**Prospecção** : A moderna exploração do petróleo utiliza grande conjunto de métodos de investigação na procura das áreas onde essas condições básicas possam existir. A geologia de superfície analisa as características das rochas na superfície e pode ajudar a prever o seu comportamento a grandes profundidades. Os métodos geofísicos tentam, através de sofisticados instrumentos, fazer uma radiografia do subsolo, que faz valiosos dados, e permitem a escolha das melhores situações para a existência de um campo petrolífero, tais como :

**Aerofotogrametria** : são câmaras fotográficas especiais montadas sob as asas do avião que registram os afloramentos de camadas rochosas subterrâneas indicando sua direção, inclinação e natureza.

**Sismografia** : mede a velocidade e intensidade das ondas de choque que atravessam (refração) ou se refletem (reflexão) nas diferentes camadas de rochas, em diversas profundidades. Estas ondas de choque são provocadas por explosão na superfície e captadas por instrumentos como geofone e o sismógrafo.

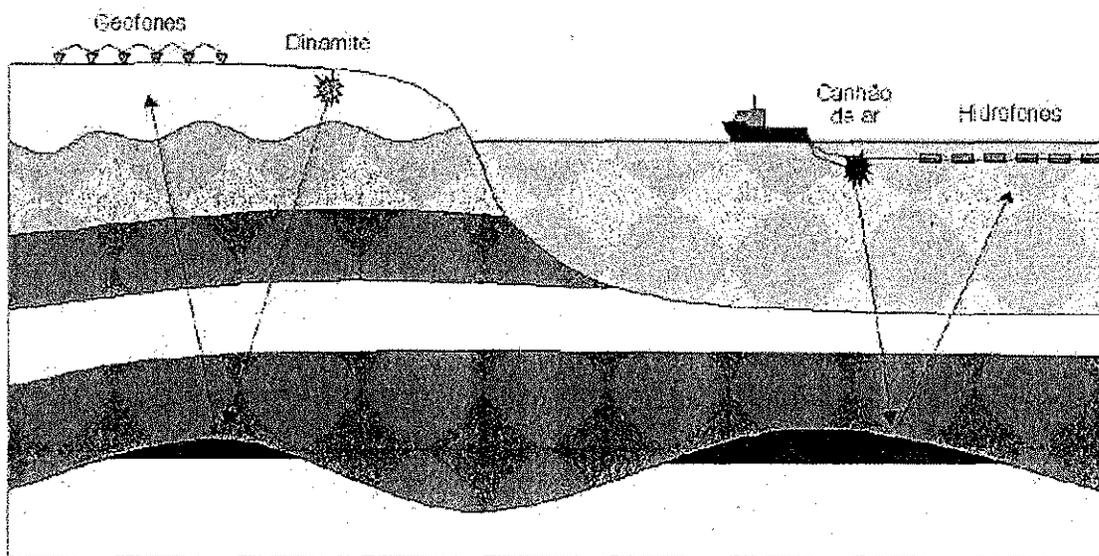


Figura 03 – Aquisição de dados sísmicos

**Gravimetria** : determina as mínimas diferenças de intensidade e de direção que as rochas – de diferentes densidades – causam no campo gravitacional da terra, em um ponto determinado de superfície. O aparelho utilizado é o gravímetro, semelhante ao dinamômetro, empregado para medir forças.

**Magnetometria** : Baseia-se nas variações locais do magnetismo terrestre. Essas variações são causadas pela maior ou menor presença de magnetita ( minério de ferro ) nos diferentes tipos de rocha.

**Perfuração** : Depois de concluídos os estudos que caracterizam a fase de prospecção, inicia-se a prospecção de um poço pioneiro. É a única maneira de se ter a certeza da existência de petróleo. Se a perfuração for positiva, fazem-se estudos de avaliação e de viabilidade econômica de exploração, caso negativo, ela contribui com novos dados para outras perfurações.

**Avaliação** : Encontrar petróleo não é o suficiente. É preciso saber se é uma jazida comercial ou se apenas indícios de petróleo. Começam então os testes de avaliação da descoberta que incluem análises de amostras das rochas, perfis elétricos e testes de formações.

### **3. Perfuração de poços**

#### **3.1 Métodos e equipamentos de perfuração**

De um modo geral, os métodos empregados na perfuração de petróleo classificam-se em dois grupos: método de percussão e método rotativo. Existem muitas modalidades de empregados de tais métodos, porém, nenhum constitui classificação à parte, a não ser o método combinado roto-percussão, de Ross Bossinger, que vem sendo testado desde 1940, o qual apresenta vantagens e garantem um ótimo desenvolvimento.

Qualquer sistema ou método de perfuração deverá apresentar meios essenciais para erodir ou fraturar as rochas, e bem assim escavar ou retirar o material fraturado à proporção que a perfuração progride: deve, também, apresentar também meios de sustentação para as paredes e vedamento do poço contra incursão de água ou gás.

Os poços devem ser perfurados verticais e aprofundados bastante, de maneira a alcançar a zona produtora; devem ter um diâmetro tal que permita a introdução e operação de ferramentas de produção, assim como suficiente capacidade que torne lucrativa a exploração.

A perfuração de um poço, se caracteriza pela aplicação de peso e rotação na broca enquanto circula o fluido de perfuração.

#### **3.2 Principais componentes de uma sonda de perfuração**

##### **3.2.1 Torre**

Todo e qualquer sistema de perfuração requer o uso de algum tipo de torre ou mastro, cuja finalidade é dar meios de se ter um espaço livre vertical que possa permitir a suspensão ou abaixamento da coluna de perfuração.

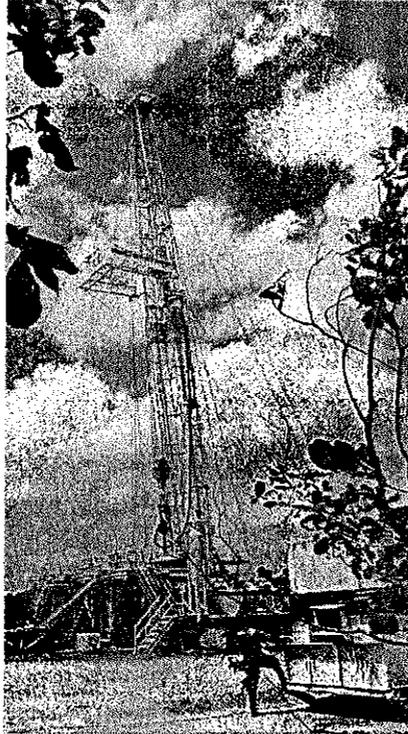


Figura 04 – torre de perfuração

### 3.2.2 Bloco de coroamento (crown block)

Bloco de coroamento – conjunto de polias fixo que fica apoiado na parte superior do mastro/torre por onde passam os cabos de aço (cabo de perfuração)

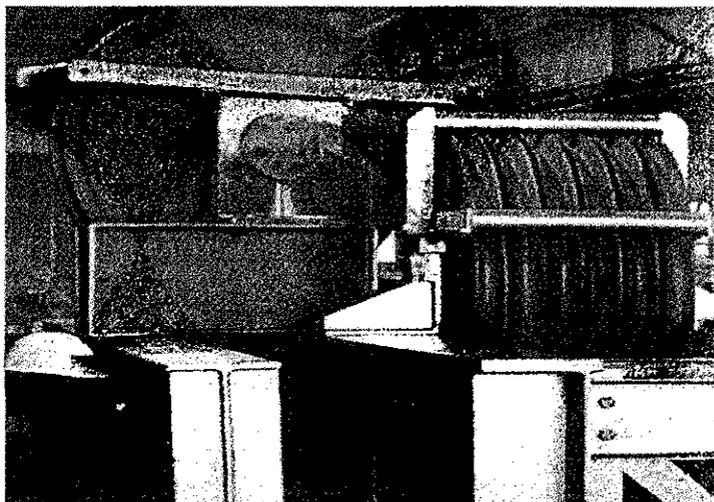


Figura 05 - Bloco de coroamento

### 3.2.3 Catarina (traveling block )

Catarina – conjunto de polias móvel justapostas num pino central; pela movimentação dos cabos passados entre esta e o bloco, a catarina se movimenta ao longo da torre.

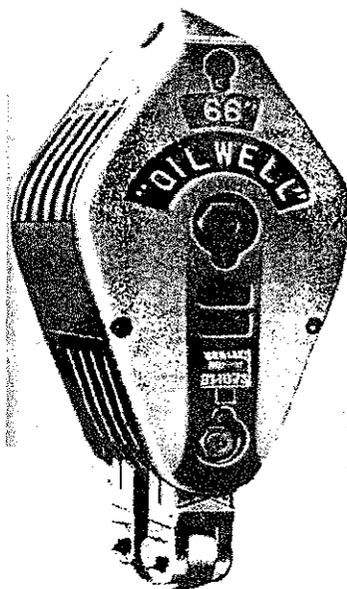


Figura 06 – Catarina

### 3.2.3 Cabo de perfuração

O cabo proveniente do carretel é passado e fixado numa âncora situada próximo à torre, onde se encontra um sensor para medir a tensão no cabo, a qual está relacionada com o peso total sustentado pelo guincho. Daí, ele é passado no sistema bloco-catarina e enrolado e fixado no tambor do guincho

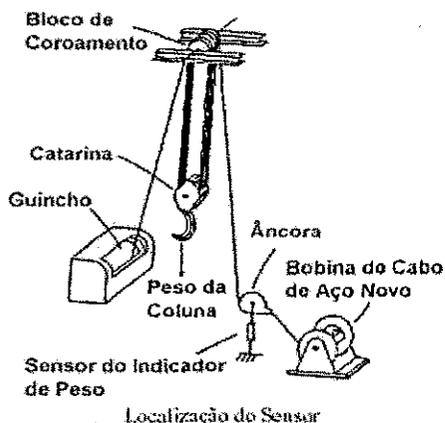


Figura 07

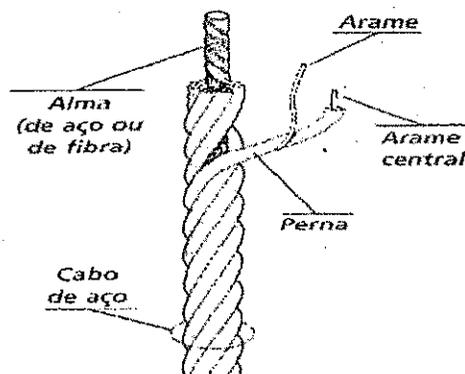


Figura 08

É um cabo de aço trançado em torno de um núcleo ou alma, sendo que cada trança é formada por diversos fios de pequeno diâmetro de aço especial.

### 3.2.4 Gancho

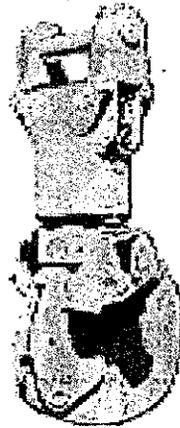


Figura 09 - gancho

O gancho consiste de um corpo cilíndrico que internamente contém um sistema de amortecimento para evitar que os golpes causados na movimentação das cargas se propaguem para a catarina.

### 3.2.5 Cabeça de injeção (Swivel)

É o equipamento de ligação entre os elementos não girantes e os girantes. Fica suspensa pelo gancho através de sua alça, recebendo em sua extremidade inferior a haste quadrada que permanece continuamente ligada à cabeça de injeção

Funções:

- Permitir livre rotação da coluna de perfuração, mesmo durante sua movimentação na vertical
- Suportar a coluna de perfuração por intermédio da haste quadrada
- Possibilitar a passagem do fluido de perfuração para dentro da coluna de perfuração.



Figura 09- Swivel

### 3.2.6 Guincho

O guincho é constituído por :

- Tambor principal - aciona cabo de perfuração
- Tambor auxiliar- movimenta equipamentos leves no poço
- Freios - parar ou retardar movimento de descida no poço
  - Principal - acionamento mecânico por fricção
  - Secundário: acionamento hidráulico ou eletromagnético
- Molinetes - permite tracionar cabos ou cordas
- Embreagens - serve para acoplar e desacoplar os motores do compound.

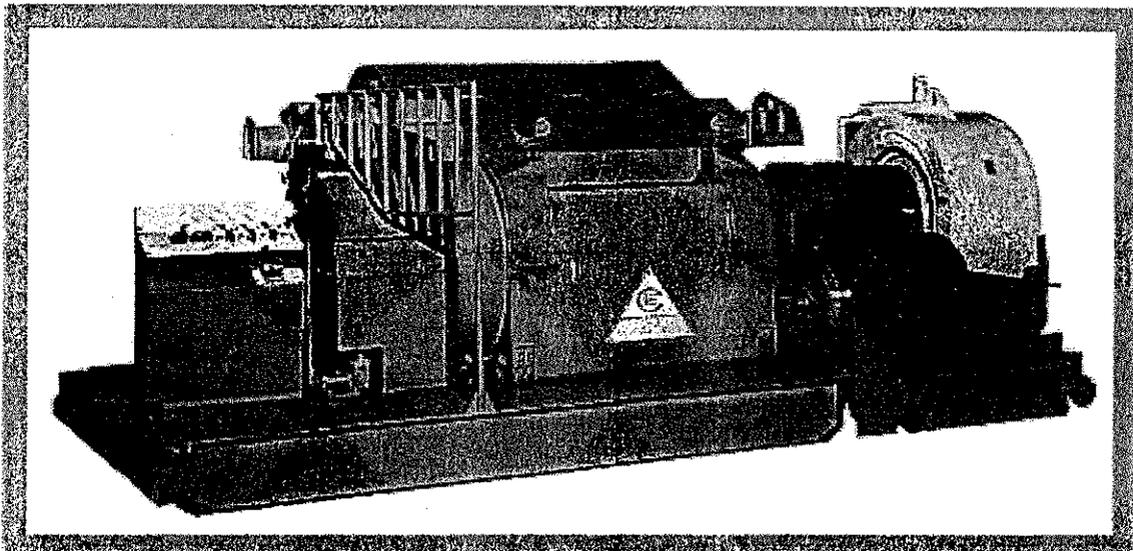


Figura 10 – Guincho ( drawwork)

### 3.2.7 Mesa rotativa

É o dispositivo que se destina, especialmente, a produzir a rotação da coluna de perfuração e, também, suportar a referida coluna durante as manobras, ou os revestimentos durante as descidas, quando se utiliza a mesma para tal operação.

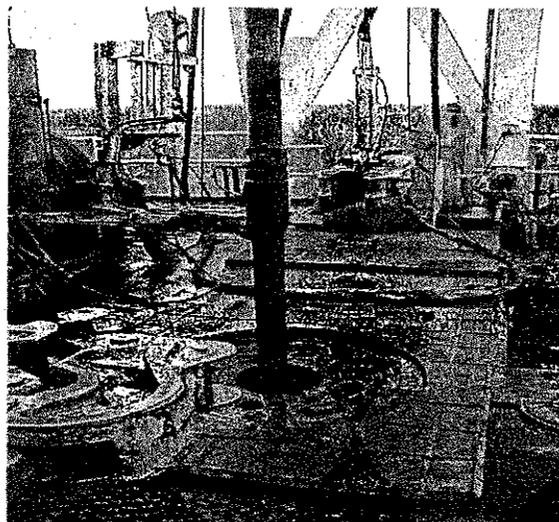


Figura 11- mesa rotativa

### 3.2.8 Kelly

Também chamada de “haste quadrada”, é a parte da coluna que liga a tubulação à cabeça de injeção, e pela qual é transmitida à coluna o movimento de rotação imposto pela mesa. Sua seção pode ser quadrada ou hexagonal comprimento variando entre 9 e 16 m e possui alguns acessórios importantes como : bucha do kelly, upper kelly cock, lower kelly cock e kelly saver sub.

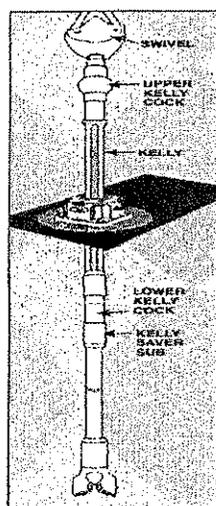


Figura 12- kelly

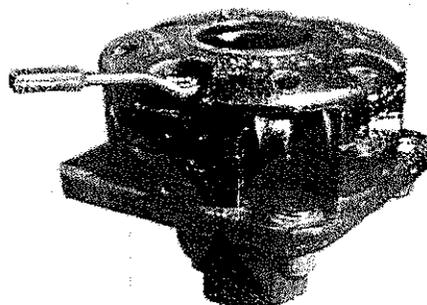


Figura 13 – bucha do kelly

### 3.2.9 Bombas de lama (Mud Pump)

Em um equipamento de perfuração, as bombas são os elementos que realizam a função mais importante do sistema; devem fornecer um volume conveniente de fluido, seja qual for a pressão necessária para elevar até à superfície os detritos removidos pela broca, manter um equilíbrio de pressões dentro do poço, ou, no caso das brocas a jato, promover o efeito hidráulico para seu funcionamento e eficiência.

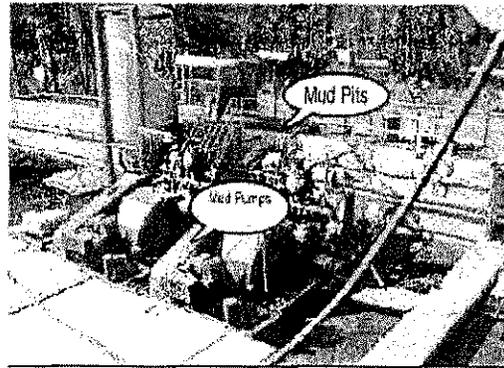


Figura -14 bomba de lama

### 3.2.10 Top drive

É um método caro, porém muito eficiente. A perfuração é feita por um motor potente instalado no topo da coluna de perfuração (TOP DRIVE) elimina o uso da mesa rotativa e do kelly. O sistema permite perfurar poços de três em três tubos, ao invés de um em um quando a mesa rotativa é utilizada. Este sistema permite também que a retirada ou descida da coluna de perfuração, seja feita tanto com rotação como com circulação de fluido de perfuração pelo seu interior. Isto é extremamente importante em poços de alta inclinação ou horizontal.

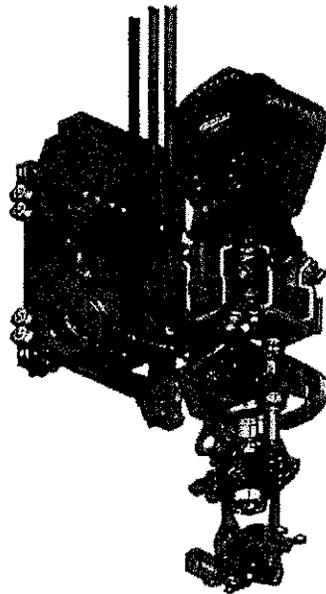


Figura 15 – top drive

### 3.2.11 Componentes da coluna de perfuração

#### 3.2.11.1 Comando de perfuração (drill collar)

Na perfuração temos uma grande quantidade de energia na broca para cortar as diversas formações rochosas. Esta energia, em forma de rotação é transferida às rochas para promover sua ruptura e desagregação em forma de pequenas lascas ou cascalhos, que são carregados até a superfície pelo fluido de perfuração. A coluna de perfuração é responsável direta por todo esse processo e consta dos principais componentes : comandos, tubos pesados, e tubos de perfuração.

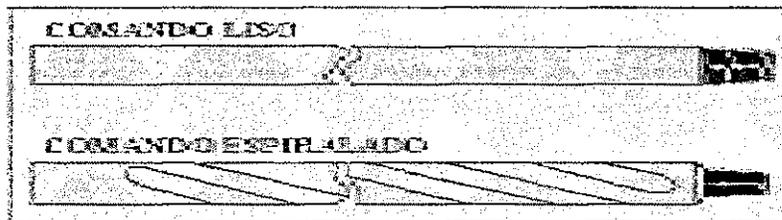


Figura 16 - comando de perfuração (drill collar)

Comandos são elementos tubulares fabricados por aço forjado, usinado e que possuem alto peso linear devido a grande espessura de parede. Suas principais funções são fornecer peso sobre a broca e fornecer rigidez a coluna, permitindo melhor trajetória do poço. Externamente os comandos podem ser lisos ou espiralados, sendo normalizados pelo API.

### 3.2.11.2 tubo de perfuração (drill pipe)



Figura 17- tubos de perfuração

### 3.2.11.3 tubo de perfuração pesado (heavy weigh)

Tubos pesados são elementos de peso intermediário entre os tubos de perfuração e os comandos. Sua principal função, além de transmitir torque e permitir a passagem do fluido, é fazer uma transição mais gradual de rigidez entre os tubos de perfuração e os comandos.

#### Vantagens:

- 1- Diminui a quebra de tubos nas zonas de transição de comando para tubos de perfuração.
- 2- Aumenta a eficiência e a capacidade de sondas de pequeno porte, pela sua maior facilidade de manuseio em relação aos comandos.
- 3- Nos poços direcionais diminui o torque e o arraste em vista sua menor área de contato com as paredes do poço
- 4- Reduz o tempo de manobra

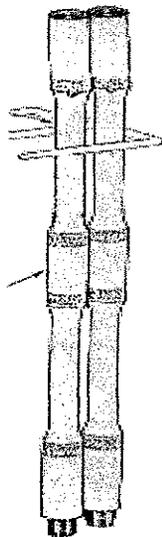


Figura 18- tubo de perfuração pesado

#### 3.2.11.4 Alargador

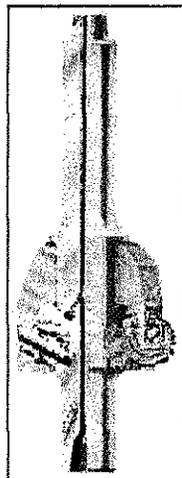


Figura 19- alargador

### 3.2.11.5 Escariador



Figura 20 – Escariador

### 3.2.11.6 Estabilizadores

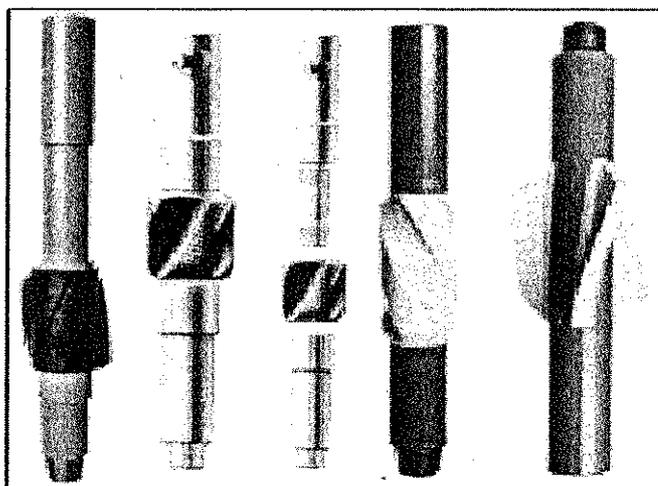


Figura 21- Estabilizadores

### 3.2.11.7 Brocas

Na extremidade inferior da coluna de perfuração é onde fica essa ferramenta cortante que promove a perfuração das rochas. Seu trabalho varia desde a fácil penetração nas rochas brandas, até o difficilimo esmagamento das rochas duras.

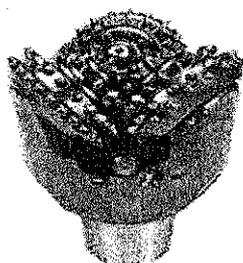


Figura 22 – broca

## **3.2.12 Fluidos de Perfuração**

### **3.2.12.1 Função dos fluidos de perfuração**

Uma das funções do fluido de perfuração é limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca levando-os até a superfície.

Analisando ainda este processo rotativo de perfuração, vemos que durante o esmerilhamento da rocha parte da energia dissipada pela broca é convertida em calor. Caso seja utilizada a mesa rotativa ou o top drive para levar a transmitir rotação à broca, esta dissipação de energia ocorre ainda em toda a extensão da coluna de perfuração devido ao seu atrito e arraste nas paredes do poço. Para minimizar este efeito, outra função dos fluidos de perfuração é resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração.

Lembrando que os fluidos presentes nos poros das rochas atravessadas estão sob alta pressão, chamadas de pressão de poros, e que ao perfurarmos o poço criamos um caminho entre estas rochas e a superfície, temos que a tendência destes fluidos presentes nas rochas é de se deslocarem para dentro do poço e migrarem para a superfície. Esta situação só não irá ocorrer caso a pressão dentro do poço seja superior à pressão de poros, e esta é outra função dos fluidos de perfuração. Assim os fluidos de perfuração têm a função de exercer uma pressão hidrostática em frente às rochas perfuradas de forma a evitar o fluxo de fluidos indesejáveis para dentro do poço e evitando o desmoronamento de suas paredes.

Chamamos de kick o fluxo indesejável de fluido para dentro do poço. Quando este fluxo de fluidos ocorre de forma descontrolada chamamos de blowout.

### **3.2.12.2 Características do fluido de perfuração**

O fluido de perfuração é comumente chamado, na indústria do petróleo, de lama de perfuração. E ela possui as seguintes características :

- 1- Ser bombeável;
- 2- Possuir capacidade de manter os cascalhos em suspensão mesmo quando o bombeamento for suspenso;
- 3- Estabilizar as paredes do poço;
- 4- Não causar danos às rochas produtoras;
- 5- Apresentar massa específica suficiente;
- 6- Não causar corrosão aos equipamentos;
- 7- Permitir a separação e a interpretação dos cascalhos retornados à superfície.

### **3.2.12.3 Propriedades do fluido de perfuração**

Há várias propriedades de fluidos de perfuração importantes para perfuração de poços, no nosso estudo destacaremos : massa específica, reologia e força gel, parâmetros de filtração.

#### **3.2.12.3.1 massa específica**

A massa específica é importante para impedir a ocorrência de fluxo indesejado de fluidos para dentro do poço. A massa específica do fluido de perfuração é definida como sendo a massa do fluido por unidade de volume, geralmente expressa em lb/gal. Seu valor deve estar dentro de certo intervalo, sendo o menor valor determinado pela pressão de poros esperada, impedindo assim a ocorrência de kicks.

O maior valor para massa específica do fluido de perfuração também é definido em função das propriedades das formações a serem atravessadas. Neste caso a pressão que vai limitar o valor da massa específica é a pressão de fratura da formação. A pressão de fratura é definida como sendo a pressão que causa o rompimento da rocha, fraturando-a.

Desta forma ao calcularmos o peso do fluido que iremos utilizar, consideramos que seu valor deverá ser alto o suficiente para impedir a ocorrência de kicks, porém deve ficar abaixo do valor que causa a fratura da formação.

Quando se deseja aumentar o peso de um fluido de perfuração utiliza-se baritina, uma argila de elevada massa específica. Quando se deseja diminuir o peso, dilui-se o fluido de perfuração adicionando mais a fase líquida.

#### **3.2.12.3.2 Reologia e força gel**

A reologia de um fluido está relacionada com seu comportamento quando em repouso e movimentação. Quando o fluido estiver em movimento, é interessante que ele apresente a menor resistência ao fluxo possível, para que possamos exigir menos das nossas bombas, semelhantes à água do nosso exemplo. Porém, quando o fluido estiver parado, é interessante que ele apresente a maior resistência ao fluxo possível para que os cascalhos que ele carrega permaneçam em suspensão e não se depositem sobre a broca e ao redor da coluna de perfuração. Desta forma, os parâmetros reológicos do fluido de perfuração devem permitir que ele se comporte como o esperado. Assim, os fluidos de perfuração são ditos tixotrópicos, ou seja, se liquefazem quando em movimento e retornam ao estado quase rígido quando em repouso, sendo este parâmetro relacionado com a força gel.

Para aumentar ou diminuir a viscosidade de um fluido de perfuração utiliza-se um aditivo chamado bentonita (um tipo de argila). Caso deseje diminuir o seu valor utiliza-se aditivos que absorvem as partículas de bentonita equilibrando o fluido.

#### **3.2.12.3.3 Parâmetros de filtração**

Devido ao diferencial positivo de pressão utilizado na perfuração no sentido poço – formação, e também devido à diferença de concentração de

determinados sais, há constante processo de filtração de fluido para o interior das formações.

Os sólidos em suspensão presentes no fluido de perfuração, de acordo com seus diâmetros, terminam por não conseguir entrar na formação, formando uma fina camada de sólido na parede do poço, chamada de reboco.

A formação do reboco diminui a velocidade desta filtração, contribuindo também para a estabilidade das paredes do poço.

Com relação à parcela líquida do fluido de perfuração que penetra na formação, chamada de filtrado, esta pode causar danos à formação, diminuindo a sua permeabilidade, obstruindo os seus poros e alterando a sua capacidade de produção. Caso a formação seja sensível à este filtrado, pode haver o fenômeno de inchamento dos folhelhos hidratáveis, causando redução do diâmetro do poço (cáliper) e podendo causar até mesmo prisão da coluna de perfuração, o que gera perda de tempo e em caso extremo a perda do poço.

Desta forma, os parâmetros da filtração devem ser controlados, e há testes específicos para determinar seus valores e o comportamento do fluido quanto à filtração.

#### **3.2.12.4 Classificação dos fluidos de perfuração**

Os fluidos de perfuração são compostos por uma fase líquida (dispersante) e uma fase sólida (disperso). A classificação de um fluido de perfuração é feita de acordo com o tipo de fase líquida, assim, de uma forma geral temos fluidos base água ou fluidos base óleo.

Para a obtenção das características desejadas para os fluidos de perfuração adicionam-se a esta fase dispersante os aditivos sólidos ou líquidos. Estes aditivos sólidos constituem a fase dispersa.

### **4 Revestimento de poços**

Durante a perfuração de poços atravessamos várias formações, e como vimos no item anterior, o fluido de perfuração deve ser dimensionado de acordo com as características das formações que ele entra em contato. Assim, pode ocorrer que um fluido dimensionado para as formações perfuradas não atenda os requisitos de uma nova zona a ser perfurada, e não possa ser modificado em função das zonas já atravessadas.

Em situações como esta, é necessário proteger as formações já atravessadas para que o fluido possa ser modificado e ao mais entre em contato com elas. Para atingirmos este objetivo fazemos o que se chama de revestir o poço.

Os tubos de revestimento são tubos de aço especial, de diâmetro variando comumente entre 30" e 5 ½", com comprimento de cerca de 9 a 10 metros e espessura da parede variando entre ¼" e 1". Estes tubos podem ser constados uns aos outros através de roscas, soldas ou encaixe, sendo estas duas últimas conexões mais comuns em tubos de maior diâmetro. É a conexão destes tubos que formará a coluna de revestimento necessária para revestir o

poço perfurado, sendo a quantidade de tubos utilizados variando de acordo com o comprimento final da coluna de revestimento a ser descida.

Após a descida da coluna de revestimento, uma nova etapa é necessária para que seja garantido o isolamento das formações a serem protegidas. Esta etapa é a cimentação, e conta de preencher o espaço anular coluna de revestimento – poço aberto com pasta de cimento, que após endurecido formará uma barreira, juntamente com o revestimento, protegendo o trecho perfurado.

Depois de revestido e cimentado a parte do poço cujas formações devem ser protegidas, podemos voltar a perfurar utilizando o ovo fluido dimensionado, por exemplo. Caso tenhamos que novamente proteger as novas formações expostas, revestimos e cimentamos a parte que perfuramos. Assim prosseguimos até a profundidade de interesse.

Uma coluna de revestimento é constituída de diversos tubos de aço unidos por conectores ou luvas especiais, descidos num poço de petróleo, com a função básica de sustentar as formações formadas pela broca.

#### **4.1 Função :**

- Evitar desmoronamento do poço;
- Evitar contaminação de aquíferos;
- Confinar a produção no interior do poço;
- Controlar pressões no poço;
- Permitir instalação dos equipamentos de superfície;
- Isolar intervalos portadores de fluidos diferentes.

Como sempre descemos uma broca no interior do revestimento anteriormente descidos, temos que um poço é perfurado em vários diâmetros, e vários revestimentos são descidos. A estes vários diâmetros que perfuramos chamamos de fase.

Com relação à suas características, os revestimentos devem prioritariamente suportar os esforços atuantes, ser resistente a corrosão e à abrasão e ter dimensões compatíveis com critérios técnicos e econômicos.

Notem que ao final da perfuração do poço, este será composto por diversas colunas de revestimento, e isto será o poço. Ou seja, os revestimentos devem ser bem dimensionados, pois eles constituirão o acesso da superfície ao reservatório, sendo fixos e definitivos em toda a vida do poço. A figura mostra um esquema de um poço perfurado, mostrando o diâmetro e a profundidade do poço aberto e o diâmetro e a profundidade do revestimento descido. Neste caso temos uma lâmina de água de 1120 metros.

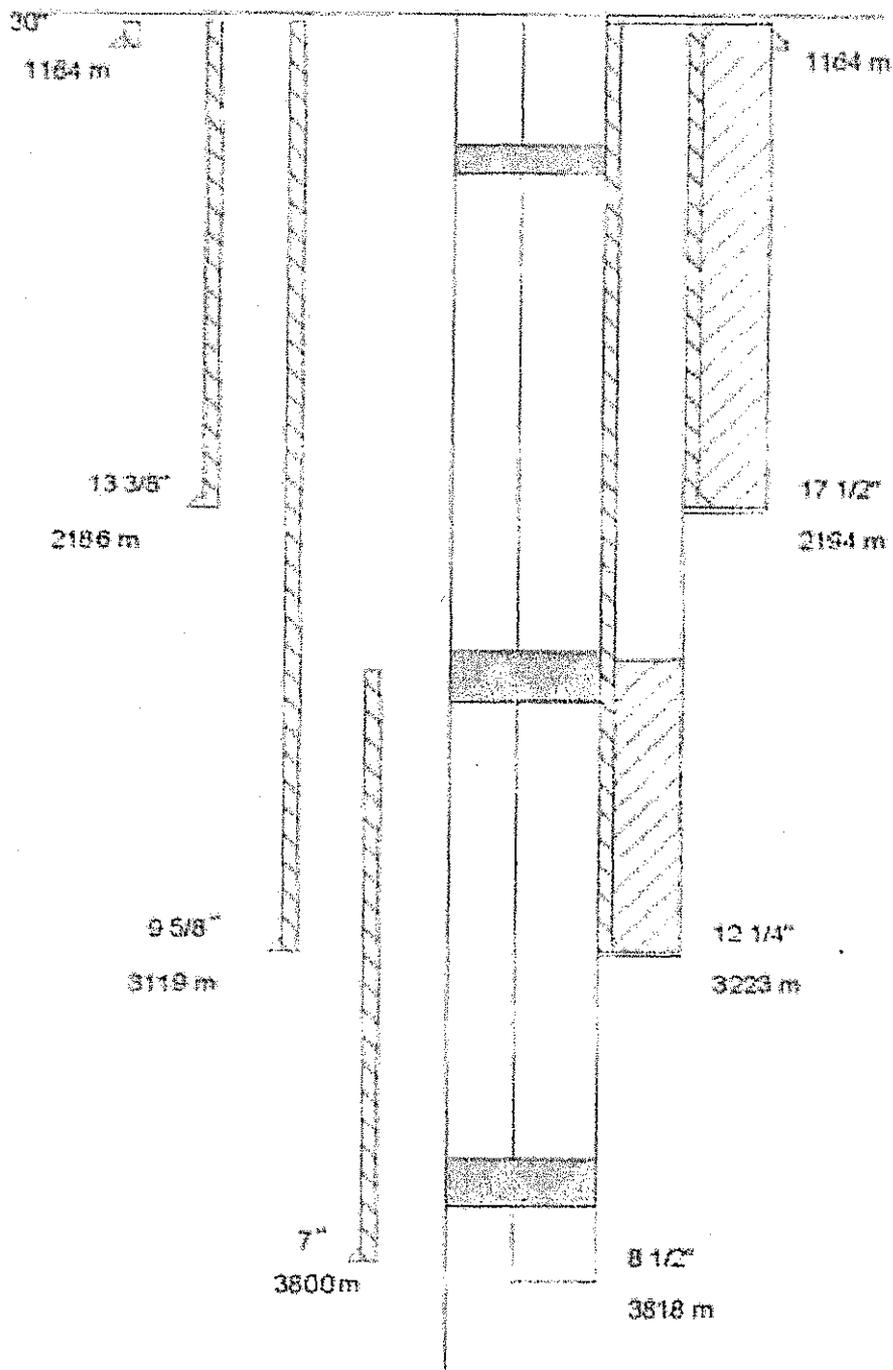


Figura 23 – revestimento

Considerando a ordem de descida da coluna de revestimento, e sua função, podemos classificar os revestimentos em quatro tipos : condutor, de superfície, intermediário e de produção.

O revestimento condutor é o primeiro revestimento descido no poço, sua função é conter os sedimentos de superfície. Desta forma, sua profundidade de assentamento é cerca de 20 a 50 metros, e seu diâmetro varia entre 30" e 13 3/8". Em terra, este o revestimento condutor é geralmente cravado no solo, e no mar é assentado por jateamento.

O revestimento de superfície, seguinte ao revestimento condutor, tem comprimento variando entre 100 e 700 metros, é o revestimento seguinte ao condutor e tem a função de conter as formações inconsolidadas, proteger aquíferos, e servir como sustentação para os demais revestimentos descidos no poço, conforme veremos na parte de completação. Este revestimento deve ser cimentado até a superfície e seus diâmetros variam entre 20" e 9 5/8".

O revestimento de produção aquele que faz a ligação da superfície até as formações portadoras de hidrocarbonetos, permitindo que o poço produza de forma segura após equipado na fase de produção. Sua profundidade de assentamento varia de acordo com a profundidade da zona produtora, e seus diâmetros típicos estão entre 9 5/8" e 5 1/2".

O revestimento intermediário é descido sempre que é necessário proteger alguma zona intermediária, seja por condições de pressão, presença de fluidos agressivos, necessidade de modificação do fluido de perfuração, entre outras condições. Este revestimento é descido, portanto, entre o revestimento de superfície e o revestimento de produção, podendo nem mesmo existir caso tais condições descritas não ocorram. Seus diâmetros variam entre 13 5/8" e 7".

No caso do esquema da figura-20 temos o seguinte esquema de revestimento :

Tabela - 01

Esquema de revestimento		
Tipo	Profundidade (m)	diâmetro
condutor	1164	30"
superfície	2186	13 3/8"
intermediário	3119	9 5/8"
Produção	3800	7"

## 5 Cimentação

A cimentação do revestimento descido é necessária para que haja o isolamento entre o espaço anular poço aberto – revestimento de forma a garantir a proteção desejada para as formações e impedir o deslocamento de fluidos por este espaço.

A cimentação consta de bombeio de uma pasta de cimento pela própria coluna de revestimento, sendo esta deslocada para o espaço anular até a altura desejada. Depois de pega do cimento(endurecimento) já se pode iniciar a perfuração de uma nova fase, caso seja necessária.

O cimento utilizado na indústria do petróleo é o cimento Portland, semelhante ao utilizado na construção civil, porém com características especiais para a finalidade desejada, ambiente em que será utilizado e solicitações à que será submetido. A este cimento, durante a fabricação da pasta que será bombeada para o poço, são adicionados aditivos com finalidades específicas, como aceleradores ou retardadores de pega, adensantes, dispersantes ou controladores de filtrado.

Em relação aos aspectos operacionais, apesar do cimento ser bombeado diretamente através da coluna de revestimento, deve ser tomado alguns

cuidados no sentido de evitar a contaminação da pasta de cimento por fluido de perfuração, presente no poço após a descida da coluna de revestimento, e garantir o preenchimento prioritariamente do espaço anular coluna de revestimento – poço aberto, deixando o mínimo necessário de cimento dentro da coluna de revestimento. Para que estes objetivos sejam atingidos, utilizam-se alguns acessórios na coluna de revestimento para auxiliar a cimentação.

Desta forma analisaremos primeiramente estes acessórios e posteriormente veremos como se processa a cimentação de um poço.

### **5.1 Acessórios de cimentação**

Para nosso estudo, os principais acessórios utilizados na cimentação são : sapata, colar, e tampões. Veremos brevemente a função de cada um destes Acessórios, localizando-os na coluna de revestimento, e em seguida citaremos Outros acessórios utilizados.

A sapata é colocada na extremidade da coluna de revestimento, semelhante a posição da broca na coluna de perfuração. Sua função é servir de guia para o revestimento que será descido, absorvendo os choques provenientes desta descida. A sapata é feita geralmente de material menos resistente, pois será cortada durante a perfuração da fase seguinte. Esta sapata pode possuir uma válvula de retenção cuja função é impedir o fluxo de fluidos no sentido ascendente.

O colar é posicionado cerca de dois tubos acima da sapata e tem função de reter os tampões que serão deslocados durante o bombeio da pasta de cimento. Assim como a sapata, pode possuir uma válvula que impede o fluxo no sentido ascendente, sendo chamado de colar flutuante.

Os tampões são cilindros de borracha com o diâmetro igual à coluna de revestimento descida. Durante a cimentação utilizam-se dois tampões : o tampão de fundo( vazado em seu interior, mas fechado na parte superior e inferior) e o tampão de topo ( rígido em toda sua extensão)

Os demais acessórios são centralizadores de revestimento, arranhadores para remover o reboco e obturadores externos de revestimento, utilizados quando se deseja fazer uma cimentação em vários estágios.

### **5.2 Sequência operacional da cimentação**

A sequência operacional de uma cimentação primária consiste basicamente do bombeio de fluidos (colchões e pasta de cimento) e de tampões. Vejamos resumidamente e simplificada como se processa :

1. Bombeia-se inicialmente um volume de fluido com o objetivo de limpar o revestimento e auxiliar na remoção do reboco melhorando a aderência do cimento. Este volume de fluido chama-se colchão de lavagem.
2. Após o bombeio de colchão de lavagem lança-se o tampão de fundo.
3. Bombeia-se em seguida a pasta de cimento, com volume calculado para revestir o espaço anular revestimento – poço aberto até a altura desejada.
4. Lança-se em seguida o tampão de topo.

5. Desloca-se este tampão, e conseqüentemente a pasta de cimento, o tampão de topo e o colchão de lavagem, com o fluido de deslocamento, que pode ser fluido de perfuração.

Analisando a disposição destes fluidos na coluna, teremos a situação apresentada na figura - 24, onde termos de baixo para cima : sapata guia (guide shoe), centralizadores (centralizer), colar flutuante ( float collar), tampão de fundo (bottom plug), pasta de cimento ( cement slurry), tampão de topo (top plug), fluido de deslocamento (displacement fluid).

Assim a pasta de cimento é deslocada entre os tampões até o tampão de fundo topar no colar. O acréscimo de pressão rompe a parte superior e inferior deste tampão permitindo a passagem de pasta de cimento, que passa a se deslocar para o anular até a chegada do tampão de topo. Quando este topar do tampão de fundo, há o acréscimo da pressão na bomba, indicando o final da operação. Neste momento, a pasta bombeada se deslocou para o anular e o interior do revestimento está praticamente cheio de fluido de perfuração.

Basta agora apenas aguardar o endurecimento do cimento para prosseguir as operações.

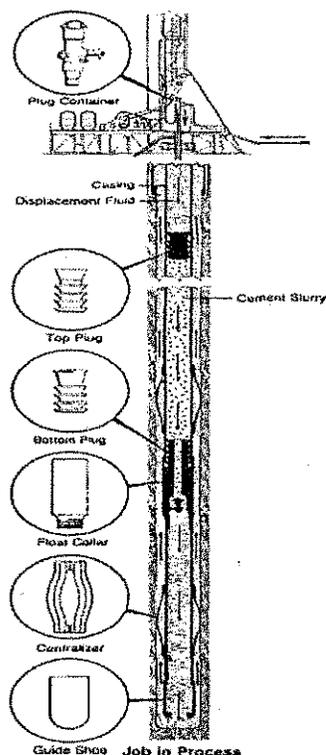


Figura – 24 processo de cimentação.

## 6 Perfilagem

Uma perfilagem é realizada com objetivo principal de fornecer um registro contínuo, expedito e confiável das propriedades físicas das rochas atravessadas pelo poço. Analisados tais registros, definem-se atributos

fundamentais para caracterização da potencialidade de uma acumulação de hidrocarbonetos.

É fundamental se ter mente que avaliação de formações inicia-se nos primeiros metros de perfuração de um poço, sendo necessário identificar os vários tipos litológicos atravessados pela broca, localizar os reservatórios mais promissores e avaliar a comercialidade das ocorrências de hidrocarbonetos.

A perfilagem é um dos passos da avaliação de formação. Trabalha-se com dados indiretos resultantes da interação de vários fatores físicos, mecânicos, químicos e físico-químicos da rocha, fluido de perfuração e da própria ferramenta de perfilagem.

Em uma perfilagem obtém-se uma grande quantidade de registros que deverão ser processados para definir as verdadeiras propriedades de um reservatório. A cada dia surgem novas ferramentas no mercado que prometem melhor caracterizar os reservatórios os reservatórios portadores de hidrocarbonetos ou não, da forma mais realista possível, mas a relatividade dos seus registros deve ser sempre considerada.

Novas fórmulas, técnicas de aquisição, processamento e interpretação são aplicadas aos novos dados. É de fundamental importância a correlação dos perfis com a rocha, uma vez que somente a integração de dados de amostras de calhas, amostras laterais e testemunhos esclarecem de fato as propriedades físicas de um reservatório e os fatores que influenciam na aquisição de um perfil.

Este trabalho deve ser contínuo e aplicado de forma a definir parâmetros para um determinado reservatório, podendo ser decisivo para a avaliação de uma zona produtora de hidrocarbonetos.

## 6.1 definição e conceitos

É necessário definir alguns parâmetros e conceitos utilizados pelo analista de perfis para avaliação de um intervalo de interesse, pois diferem um pouco daqueles conhecidos em sedimentologia e petrografia.

**Reservatório** - Alvo principal de uma perfilagem e se refere a qualquer rocha capaz de acumular hidrocarbonetos. Seus componentes básicos, matriz, poros e argila, definem propriedades como porosidade e permeabilidade e, assim como o tipo de matriz, o tipo de fluido presente nos poros e o grau de argilosidade da rocha-reservatório, influenciam as leituras de todos perfis.

**Matriz** - Para um intérprete de perfis é todo material sólido da rocha, incluindo arcabouço(grãos), cimento e matriz propriamente dita (argila)

**Poros** - Todo espaço existente na rocha preenchido por fluido (água, óleo ou gás ).

**Argila** - Tem importância fundamental na qualidade de um reservatório. Ocorre principalmente disseminada. As argilas tendem a obliterar os poros, diminuindo sensivelmente a porosidade e a permeabilidade das rochas.

**Porosidade** - Razão entre volume de espaços vazios e volume total da rocha. A porosidade lida pelos perfis é a porosidade total da rocha.

**Permeabilidade** – É a capacidade da rocha de permitir a passagem de fluido por seus poros interconectados.

## 6.2 Propriedades físicas das rochas

As propriedades físicas das rochas mais importantes na avaliação de perfis são as propriedades elétricas, radioativas e acústicas. Somente as propriedades elétricas serão apresentadas.

### Resistividade

É a propriedade física de uma determinada substância de impedir a circulação de corrente elétrica. O inverso da resistividade é a condutividade elétrica. A unidade de resistividade é ohm.m.

O princípio de resistividade é fundamental para a identificação de hidrocarbonetos em perfis, já que os mesmos são maus condutores, registrando resistividades elevadas. A água salgada, devido aos íons de  $\text{Na}^+$  e  $\text{Cl}^-$  dissolvidos, é boa condutora, resultando baixas resistividades em perfis. Assim, uma rocha saturada com óleo apresentada uma resistividade muito mais elevada do que outra, de igual natureza e idêntica porosidade, mas saturada por água salgada.

## 6.3 Ambiente de perfilagem

Durante a perfuração de um poço há uma constante interação entre o fluido de perfuração e as rochas atravessadas pelo poço. Esta interação é responsável, muitas vezes, por respostas em perfis diferentes do esperado. Assim, se faz necessária uma constante preocupação com o tipo de fluido utilizado para a perfuração de um poço e a interação entre fluido e ferramenta de perfilagem. A utilização de um determinado fluido pode limitar o uso de uma ferramenta ou mesmo comprometer as condições mecânicas do poço.

Uma das principais funções do fluido de perfuração é evitar a produção de fluidos das rochas perfuradas. Por isso, o fluido de perfuração é geralmente elaborado com argila e outros componentes químicos em suspensão na água, com densidade apropriada, produzindo uma pressão hidrostática maior que a pressão estática da formação. Como resultado deste diferencial de pressão, haverá a invasão da fração líquida do fluido de perfuração (filtrado de lama) nos intervalos permoporosos, em direção ao meio de menor pressão. Esta filtração provoca, após determinado tempo, a formação do reboco, que é uma camada constituída pelos componentes sólidos da lama ( argila, barita, etc), com espessura variando de milímetros a pouco centímetros, que impede a continuidade da invasão. A profundidade da invasão é diretamente proporcional ao diferencial de pressão e as mobilidades dos fluidos da formação e do filtrado e inversamente proporcional à porosidade da rocha.

As leituras dos diferentes tipos de perfis são afetadas pelo reboco e pela zona invadida, conforme o raio de investigação das ferramentas. O esquema apresentado na figura 25 mostra simplificada o que ocorre em uma rocha porosa quando em contato com o fluido de perfuração.

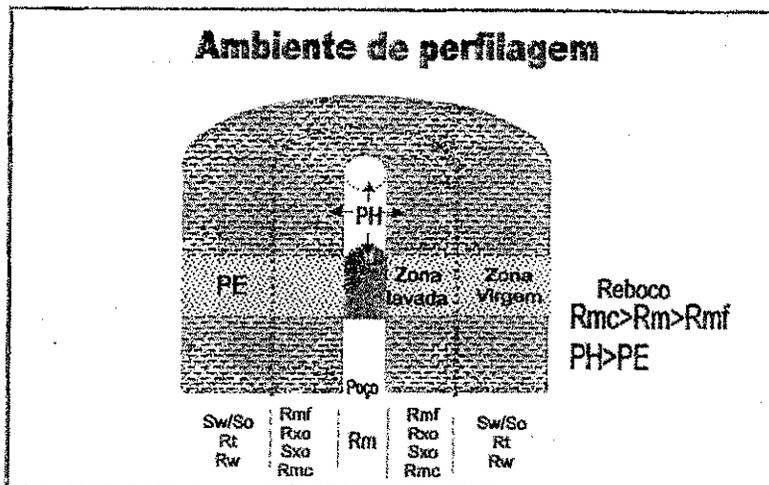


Figura 4 – Ambiente de perfilagem, sendo  $Rm$  = resistividade da lama,  $Rmf$  = resistividade do filtrado da lama,  $Rmc$  = resistividade do reboco,  $Rxo$  = resistividade da zona lavada,  $Sxo$  = saturação de água da zona lavada,  $Sw$  = saturação de água,  $So$  = saturação de óleo,  $Rt$  = resistividade da zona virgem e  $Rw$  = resistividade da água da formação.

Figura-25 Ambiente de perfilagem

A interação que ocorre entre uma rocha e o fluido de perfuração deve ser bem compreendida, pois o raio de investigação das ferramentas é limitado, sendo as leituras influenciadas por esta interação. Horizontalmente pode-se dividir o ambiente de perfilagem em três principais zonas de influência.

**Poço** – área limitada ao diâmetro perfurado, onde atua a pressão hidrostática (PH) e onde se forma o reboco que se desenvolve nas paredes das rochas porosas.

**Zona lavada** – zona invadida pelo filtrado da lama. O diâmetro da zona lavada é diretamente proporcional à permeabilidade e inversamente proporcional à porosidade. É necessário considerar o tempo de exposição do reservatório ao fluido e a diferença entre as pressões hidrostática e estática da rocha.

**Zona Virgem** – zona livre do fenômeno de invasão, que mantém as características originais da rocha. Nesta zona atua a pressão estática (PE) que é a pressão da formação.

Considera-se também uma Zona de transição, contendo uma mistura de filtrado e fluido da formação.

#### 6.4 Equipamento de perfilagem

Para a realização de perfilagens de poços são utilizados basicamente dois tipos de unidades de aquisição :

- Unidade móvel – todos os equipamentos são instalados em um caminhão que desloca-se para a locação onde foi perfurado o poço e realiza a aquisição dos dados. É utilizada em poços terrestres
- Cabine fixa – os equipamentos estão instalados em uma cabine ou unidade que é transportada para a locação por helicóptero ou via

marítima. É utilizada nas perfurações off-shore e nas áreas remotas (Bacia do Amazonas/Solimões ).

## 6.5 Perfis básicos

### Perfis raios gama- GR

A ferramenta de raios gama mede a radioatividade natural das formações, com base no decaimento dos átomos entre isótopos, acompanhada por emissão de partículas  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  e geração de calor.

O perfil GR é básico e indispensável em qualquer programa de perfilagem de poço exploratório. Em rochas sedimentares, a curva de raios gama reflete o conteúdo argiloso da rocha, pois os elementos radioativos tendem a se concentrar em minerais argilosos e por conseguinte, em folhelhos. As formações "limpas", arenitos quartzosos por exemplo, têm um nível radioativo baixo. Arenitos feldspáticos, no entanto, apresentam alto índice radioativo. Os raios gama podem ser entendidos como ondas eletromagnéticas de alta energia (0,1 e 10MeV) emitidas por elementos radioativos tais como  $^{40}\text{K}$ ,  $^{232}\text{U}$  e  $^{238}\text{Th}$ , responsáveis por quase toda radiação gama da terra.

#### Aplicações:

- Identificação litológica;
- Correlação geológica;
- Correlação para intervenção e completação de um poço;
- Estimativa de argilosidade tanto qualitativamente quanto quantitativamente;
- Análise sedimentológica, inferências sobre ambientes deposicionais;
- Identificação de discordâncias geológicas.

### Perfis de resistividade

Os perfis de resistividade são fundamentais na avaliação de formações, pois possuem as seguintes aplicações :

- Determinação da resistividade da formação (Rt);
- Identificação de zonas portadoras de hidrocarbonetos e contatos entre fluidos;
- Cálculo de saturação de água.

## Perfis de porosidade

### Sônico – BCS/BHC

O perfil sônico é um dos mais utilizados na pesquisa de hidrocarbonetos. A ferramenta determina o tempo que uma onda sonora compressional necessita para percorrer a distância de 1 pé na formação, sendo denominado tempo de trânsito ( $\Delta t$ ), cuja unidade é  $\mu\text{sec}/\text{ft}$ .

O perfil sônico apresenta as seguintes aplicações:

- Determinar a porosidade da formação investigada;
- Checar seção sísmica e correlação com outros poços;
- Identificar fraturas, associado a outros perfis.

### Princípio

A ferramenta emite uma onda sonora que viaja pela formação e é detectada pelos receptores. O que se mede é o tempo decorrido entre a emissão da onda e a detecção do primeiro sinal, que é denominado de tempo de trânsito ou  $\Delta t$ .

As ferramentas BHC (BoreHole Compensated) / BCS (Borehole Compensated Sonic) funcionam com dois transmissores e quatro receptores arranjados em pares, sendo dois receptores para cada transmissor. Os transmissores são ativados alternadamente e as leituras de  $\Delta t$  são feitas em pares de receptores também alternados, sendo computada uma média das leituras ponto a ponto, automaticamente, visando eliminar problemas como irregularidades do poço e inclinação da ferramenta. O próprio software utilizado fornece o que se denomina de tempo de trânsito integrado (TTI), ficando registrado no lado esquerdo do track 2 em milissegundos, permitindo calcular a velocidade de propagação da onda na rocha, diretamente do perfil, em qualquer profundidade.

O tempo de trânsito ( $\Delta t$ ) é função da litologia e da porosidade, podendo-se obter indiretamente a porosidade total da rocha por meio da fórmula de Wille (experimental).

O perfil sônico é muito afetado pela argilosidade, pois a presença de argila nos poros da rocha aumenta o valor do  $\Delta t$ , fazendo com que a porosidade calculada seja maior do que a real.

### Efeitos que afetam as leituras do tempo de trânsito

- **Saltos de ciclo** – Ocorre quando os receptores não conseguiram detectar a primeira chegada devido à baixa amplitude da mesma. Assim, será registrada a segunda ou terceira frente de onda e o  $\Delta t$  será maior que o real. Os saltos de ciclo são comuns em poços com cáliper excessivo, zonas fraturadas e portadoras de gás;

- **Ruídos** – Qualquer sinal detectado pelo receptor que chega antes daquele emitido pelo transmissor, produzindo um  $\Delta t$  menor do que o real. Tal problema ocorre devido à alta velocidade da perfilação ou pelo atrito dos centralizadores com as paredes do poço;
- **Diâmetro do poço** – em poços com diâmetro maior que 24" é impraticável a utilização do sônico.
- **Litologia** – tipo de matriz.

## Perfis radioativos

### Perfil de densidade ( lithodensity tool – LDT )

A ferramenta determina dois atributos fundamentais de uma rocha reservatório:

Densidade (pb) e índice de absorção fotoelétrico (Pe). Também fornece o calíper de poço e a correção de densidade ( $\Delta p$ ).

### Princípios

A ferramenta emite raios gama através de uma fonte radiativa ( $^{60}\text{Co}$  ou  $^{137}\text{Cs}$ ) colocada em um patim que é pressionado contra a parede do poço. A colisão destes raios gama com os átomos da formação produz dois tipos de interação : efeito compton e efeito fotoelétrico. Ou seja, a ferramenta determina a densidade da rocha(pb) através da intensidade dos raios gama "dissipados" pelo efeito Compton, que é medida a uma distância fixa da fonte. Assim, em formações densas, poucos raios gama são detectados, visto que o número de colisões é alto e os raios gama perdem energia em cada colisão, até serem absorvidos sob o efeito fotoelétrico. Em formações com baixa densidade poucas colisões acontecem ,menor energia é perdida e, conseqüentemente, maior número de raios gama é detectado. Na realidade, a ferramenta mede a densidade eletrônica da formação que, na maioria das rochas, é igual a densidade (pb).

A porosidade é obtida a partir da densidade pela seguinte fórmula :

### Fatores que afetam as leituras do LDT

- **Zona de gás** – podem afetar leituras de pb, aumentando a porosidade lida. Efetuando-se correções adequadas aplicando-se a equação de Gaymard;
- **Argilas** – tendem a baixar as leituras de pb, embora seja o perfil menos influenciado pela argilosidade;
- **Diâmetro do poço e rugosidade;**
- **Fraturas;**

- **Reboco** – depende da espessura e da composição. O LDT tem um patim que raspa a formação e tende a remover parte do reboco;
- **Baritina** – substância química da lama que possui alta capacidade de captura de raios gama.

### Aplicações

- Determinação da densidade da rocha;
- Determinação da porosidade (é o melhor perfil de porosidade);
- Identificação de zonas de gás em conjunto com o perfil Neutrão;
- Avaliação de arenitos argilosos;
- Litologia e correlação;
- Interpretação de litologias complexas, através da análise de curvas de Pe;
- Identificação de minerais pesados;
- Medidas de densidades em formações com baixa porosidade, com precisão de 0,01 g/cc num intervalo de 2,0 a 3,0 g/cc.

### Perfil neutrão (compensated nêutron Logging – CNL)

Ferramenta utilizada para determinar a porosidade, com base na quantidade de hidrogênio existente numa rocha reservatório. É utilizada, principalmente, na identificação de zonas de gás e, secundariamente, para análise litológica e correlação.

A ferramenta mede a quantidade de nêutrons termiais, que é inversamente proporcional à concentração de hidrogênio na rocha. Se a concentração de hidrogênio próxima a fonte for alta, a maioria dos neutros serão retardados e capturados. Caso contrário, os neutros viajarão mais longe antes de serem aprisionados. Como a distância da fonte ao detector é fixa, uma maior leitura de neutros termiais corresponderá a uma menor concentração de hidrogênio na formação.

### Fatores que afetam as leituras da ferramenta CNL

- Os perfis neutrônicos respondem a quantidade de hidrogênio presente na formação, o que corresponde ao espaço poroso preenchido por líquidos em formações “limpas” (não argilosas), uma vez que o óleo e a água possuem a mesma quantidade de hidrogênio por volume. Quando existe gás no reservatório, o perfil neutrão fornecerá uma porosidade mais baixa do que a real (alta concentração de nêutrons no detector), refletindo uma baixa concentração de hidrogênio. Fatores como argilosidade e profundidade da zona invadida mascaram esse efeito;
- As porosidades lidas são confiáveis somente em formações limpa, pois o CNL é muito influenciado pela argilosidade, uma vez que folhelhos e argilas possuem muita água estrutural;

## Aplicações

- Avaliação de porosidade;
- Indicação de argilosidade;
- Detecção de gás;
- Identificação de litologias;
- Correlação;
- Aquisição também a poço revestido.

### 6.6 Avaliação da cimentação e seus perfis correspondentes

A avaliação de cimentação ocorre após a instalação dos equipamentos de segurança e o posterior condicionamento do revestimento de produção/liner. Avaliar a cimentação consiste em checar se os inúmeros objetivos propostos para esta operação foram alcançados. Nas cimentações primárias, a pasta posicionada no espaço anular entre a parede do poço e o revestimento descido em cada fase de perfuração tem vários objetivos além de suportar o peso dos tubos. Por exemplo, no revestimento condutor, o objetivo é impedir a circulação de fluidos de perfuração e uma possível corrosão de aços. No de superfície, o cimento visa proteger horizontes superficiais de água e suportar equipamentos e colunas a serem descidos posteriormente. No revestimento intermediário, o objetivo é isolar/proteger formações instáveis geologicamente, portadoras de fluidos corrosivos, com pressão anormal e/ou com perda de circulação. No revestimento de produção, o objetivo principal do cimento é promover a vedação hidráulica eficiente e permanente entre os diversos intervalos produtores, impedindo a migração de fluidos.

Existem diversos métodos para a avaliação da qualidade de uma cimentação. Vamos tratar especificamente das técnicas de avaliação de cimentação mediante perfis sônicos. Este é o método mais utilizado e que permite efetivamente avaliar a qualidade da cimentação e a possibilidade de migração de fluidos.

#### 6.6.1 Objetivo da perfilagem sônica

A perfilagem sônica a poço revestido tem como objetivos principais: inferir a existência ou não de intercomunicações entre os intervalos de interesse, analisar o grau de isolamento entre as zonas de gás, óleo e água, e verificar a aderência do cimento ao revestimento e à formação.

#### 6.6.2 Fatores que influenciam a aderência do cimento

Os principais fatores relacionados às falhas de aderência nas interfaces entre revestimento, cimento e formação, são:

- **Rugosidade da parede externa do tubo:** A aderência mecânica e hidráulica é grandemente afetada em função do tipo de acabamento ou rugosidade da parede externa do revestimento. Quanto maior a rugosidade, maior a aderência.

- **Filme de lama e canalizações na interface:** A correta remoção da lama de perfuração é apontada como o fator mais importante para se evitar o fluxo de fluidos entre os diferentes horizontes permeáveis.
- **Tipo de fluido no anular:** A aderência sofre alteração em função do tipo de fluido que molha a superfície do tubo.

### Microanular

Pequenos canais provocados pela expansão ou contração do revestimento. Variações de pressão e temperatura podem induzir a deformações no revestimento, que modificam as tensões no cimento e nas interfaces, possibilitando a quebra de aderência e o espaçamento de um pequeno espaço entre o revestimento e o cimento, chamado de microanular. Devido a redução parcial ou total da aderência na interface, o microanular interfere no perfil sônico, induzindo a uma interpretação equivocada.

### Perfil sônico

A ferramenta usada na obtenção do perfil sônico, CBL/VDL, é composta basicamente por um transmissor, dois receptores acústicos com transdutores, um cabo condutor e um aparelho de medição (unidade de processamento). Os receptores ficam localizados normalmente um a 3 pés e outro a 5 pés do transmissor. O conjunto também requer um número adequado de centralizadores de forma que a seção que contém o transmissor e receptores permaneça perfeitamente centralizada no revestimento durante a perfilagem.

O transmissor recebe pelo cabo condutor a energia elétrica e a converte em energia mecânica, emitindo repetidamente pulsos curtos de energia acústica (10 a 60 pulsos por segundo) com duração de cerca de 50 microsegundos cada.

O pulso sonoro emitido faz vibrar o meio fluido no qual o transmissor está imerso, criando uma frente de onda aproximadamente esférica que se propaga em todas as direções. Quando encontra o revestimento, a energia acústica é refratada segundo a Lei de Snell, tomando diferentes caminhos até chegar ao receptor. Uma parcela desta energia se propaga segundo um ângulo de incidência crítico, viajando pelo revestimento. Outra parcela é refletida e se propaga diretamente pelo fluido no interior do poço, e parte é refratada para o anular (cimento) e formação.

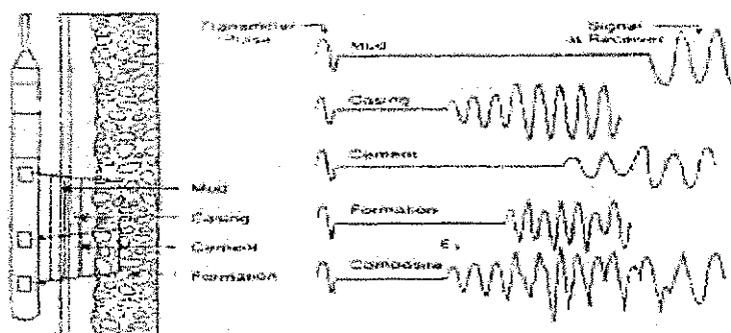


Figura 26 – funcionamento do perfil sônico

### **6.6.3 Interpretação qualitativa do perfil CBL/VDL**

#### **Curva de Tempo de Trânsito**

A interpretação do perfil CBL/VDL deve sempre começar pela análise da curva de TT.

O TT é usado primeiramente para verificar se a sonda de perfilagem está centralizada, que é uma condição absolutamente essencial para validar o perfil. Isto é feito comparando-se o TT registrado em revestimento livre, não afetado por formações rápidas, com os valores calculados e/ou tabelados. Desvios maiores que 4 microsegundos indicam descentralização, tornando o perfil inválido.

#### **Revestimento livre**

1. CBL: Altas amplitudes e tempo de trânsito constante. Nas luvas do revestimento, a amplitude decresce e o TT aumenta.
2. VDL: Fortes sinais do revestimento e das luvas (efeito chevron).

#### **Boa aderência entre revestimento, cimento e formação**

1. CBL: Baixas amplitudes, com possibilidade de alongamentos e saltos de ciclono TT. Formações rápidas podem causar alterações na amplitude, TT e no VDL.
2. VDL: Fortes sinais da formação e sinais fracos do revestimento.

#### **Microanular em revestimento bem cimentado**

1. CBL: Amplitude alta ou moderada.
2. VDL: Forte sinal do revestimento e forte sinal da formação.

#### **Boa aderência entre revestimento e cimento/Aderência ruim entre cimento e formação/Formação lenta**

1. CBL: Baixas leituras de amplitude.
2. VDL: Sinais fracos do revestimento.

#### **Formação Rápida**

1. CBL: Amplitudes altas e instáveis.

## **7 Canhoneio**

Dentre as técnicas para a perfuração desse canal de comunicação poço / formação, a mais comumente utilizada é conhecida como canhoneio, *gun perforation* ou *jet perforation*<sup>1</sup>. Ela se refere à perfuração do revestimento, do cimento e da formação através de cargas explosivas.

O processo convencional de canhoneio é baseado fundamentalmente no emprego de cargas explosivas montadas em série em um suporte metálico e introduzidas em uma peça tubular (também conhecida como canhão), responsável pelo isolamento entre o explosivo e o poço. O canhão é então descido no poço, tensionado por um cabo elétrico, que por sua vez conduz um pulso acionador das cargas.

Dentre as vantagens oferecidas pelo método de canhoneio, destacam-se:

- capacidade de viabilizar a produção de fluido de formações em poços que encontram-se já revestidos, agregando mais estabilidade à completação;
- seletividade na produção, devido aos diversos níveis da formação onde ocorrem os disparos do canhão (mais detalhado a seguir).

Quanto ao sistema de classificação do canhoneio, este se dá em função da pressão exercida junto à formação. O processo pode ser caracterizado como *Overbalance*, *Underbalance* ou ainda *Extreme Overbalance*.

### 7.1 Overbalance

O método de Overbalance baseia-se numa pressão positiva do poço em relação à formação, exercida pelo fluido presente no poço (fluido de completação).

Devido a esse diferencial de pressão, logo após o canhoneio ocorre uma invasão do fluido de completação dentro da área canhoneada, contaminando as imediações do poço. Isto representa perigo para a completação, pois caso haja uma incompatibilidade entre o fluido e as argilas da formação, então pode-se provocar um dano.

Além disso, outro problema que ocorre no processo de Overbalance é a compactação dos detritos da explosão nos poros da formação. Este fenômeno é chamado tamponamento, e vem a dificultar o fluxo de fluido da formação em direção ao poço, implicando em queda de produtividade.

### 7.2 Underbalance

O método de Underbalance, como o próprio nome já sugere, tem como mecanismo principal o inverso do Overbalance. Isto significa que agora a pressão exercida é no sentido da formação para o poço.

Este método busca solucionar as deficiências apresentadas pelo Overbalance. O diferencial contrário de pressão passa a ser, neste novo caso, favorável à limpeza dos detritos do canhoneio imediatamente após a explosão, prevenindo assim o tamponamento. Outra vantagem é que, se o fluxo tende a ser da formação para o poço, então também não deve haver contaminação da formação pelo fluido do poço.

Em geral o Underbalance é preferível ao Overbalance, devido à limpeza dos detritos da explosão, o que desobstrui as vias para escoamento do fluido da formação. Porém, algumas pesquisas indicam que, para reservatórios de

gás altamente pressurizados, o canhoneio com Overbalance pode obter melhores resultados que aquele com Underbalance.

### 7.3 Extreme Overbalance (EOB)

Este método é uma variação do primeiro apresentado (Overbalance), e se baseia numa altíssima pressão no sentido do poço para a formação.

Os principais objetivos do EOB são basicamente limpar os túneis dos canhoneados dos resíduos sólidos ou depositados, resultantes do disparo das cargas, e criar fraturas de pequena penetração e alta condutividade que ultrapassem a região danificada pelo fluido de perfuração e pelo próprio canhoneio, ampliando o raio de drenagem do poço.

Para a efetivação dessas metas, dois processos são combinados:

- o grande excesso de pressão e a ação do fluxo de fluido e gás pelos canhoneados, no momento do disparo das cargas, asseguram a completa remoção de quaisquer resíduos que possam bloquear a entrada dos canhoneados, forçando-os para o fundo dos túneis (estudos mostram que apenas a porção intermediária do túnel de canhoneio está apta a contribuir com o fluxo de fluidos, no caso do canhoneio convencional);
- a alta pressão no poço, resulta em ruptura abrupta da formação, criando fraturas radiais, de pequena penetração, a partir do túnel canhoneado, cuja extensão ultrapassa a zona danificada pelo fluido de perfuração e pelo próprio canhoneio do poço.

A elevada pressão no EOB é produzida por aplicação direta na cabeça do poço (como se pode observar na figura a seguir). Os fluidos utilizados no poço são o fluido de completação e N<sub>2</sub> (gás).

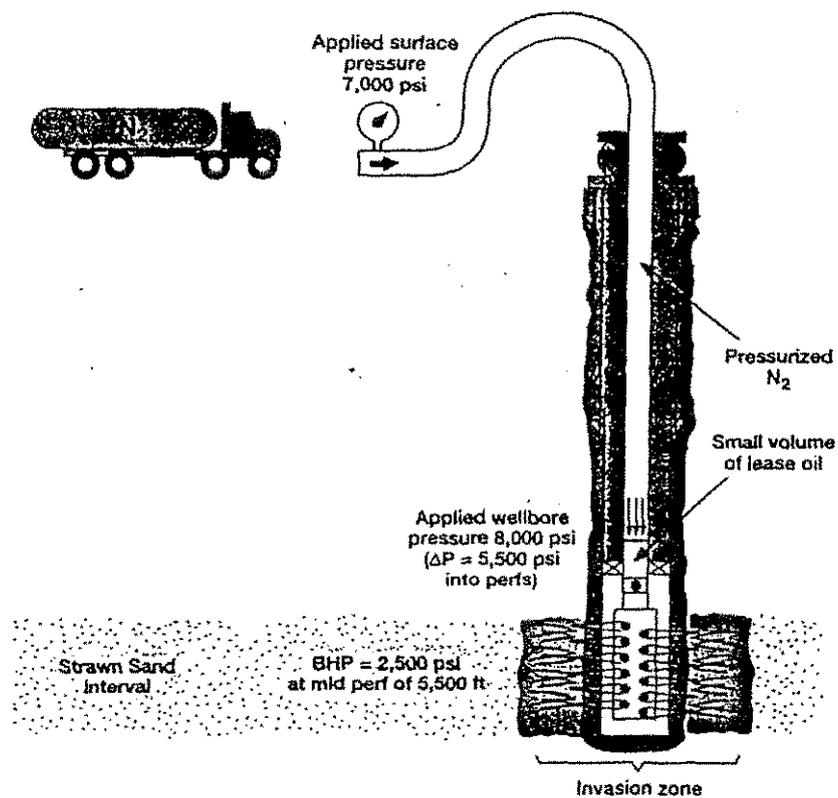


Figura -27 (EOB)

#### 7.4 Tipos de Canhoneio

Como reflexo de constantes pesquisas e inovações na busca por melhora de produtividade, diferentes tipos de canhoneio foram surgindo ao longo do tempo, dentre os quais:

- Convencional;
- Through Tubing;
- TCP (Tubing-conveyed Perforation);
- Outros (Tubing Puncher, Jet Cutter...).

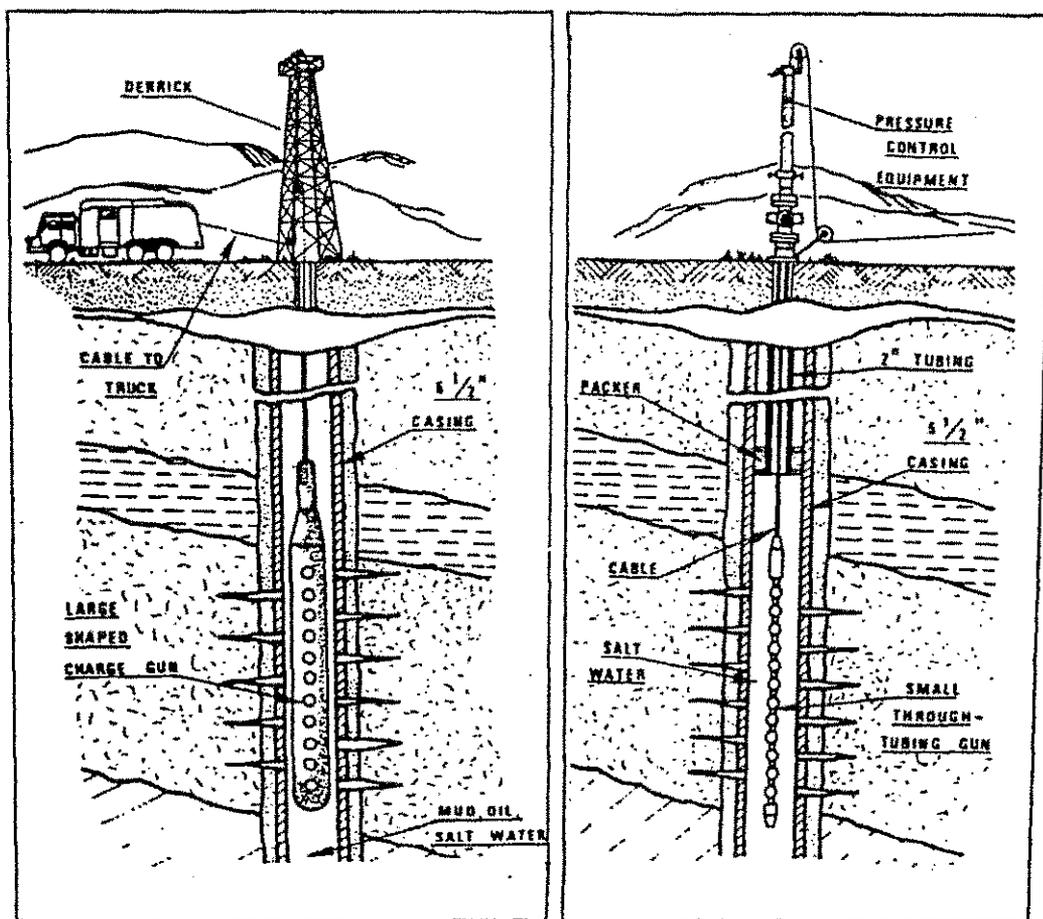


Figura -28 sistema through tubing

O sistema de Through Tubing consiste no canhoneio do revestimento em um intervalo abaixo da extremidade da coluna, com o uso de cargas unidirecionais, e necessita que a coluna seja gabaritada para dar suporte à estrutura (packer e subs).

Já o TCP - Tubing-conveyed Perforation , apresentado pela primeira vez em 1972, acopla um canhão de grande diâmetro (até 7") e um "obturador" (*packer actuated vent assembly*) à coluna de produção, que por sua vez é descida no poço totalmente equipada e instalada no cabeçal com a árvore de natal. Ele também fora desenvolvido para atender ao Underbalance.

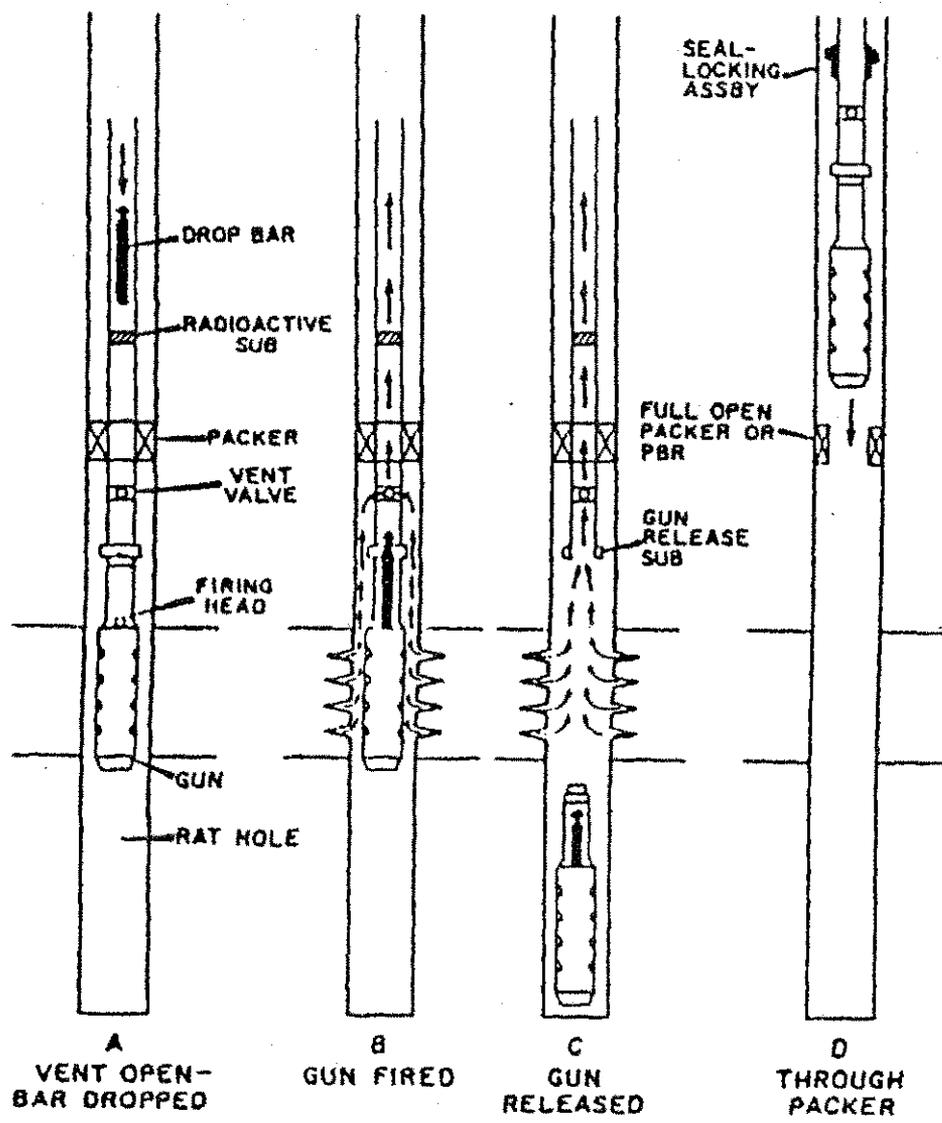


Figura - 29 TCP

O canhão pode ser disparado de forma hidráulica (através de pressão na cabeça do poço), elétrica (com um conector a cabo) ou mecânica. Neste último caso o acionamento se dá com o lançamento de uma barra de impacto no interior da coluna (vide figura a seguir). Após o disparo o canhão é desconectado e abandonado temporariamente no fundo do poço, enquanto se processa a produção do fluido da formação (como se pode perceber pela figura a seguir, o packer isola hermeticamente o poço enquanto a liberação do canhão possibilita o fluxo do fluido de produção rumo à superfície). Uma vez aberto o packer, torna-se possível conectar de novo o canhão e trazê-lo de volta à superfície.

## 8 Cargas explosivas

Os métodos pioneiros de canhoneio utilizavam como carga balas de munição (*gun perforation*); com o advento da tecnologia empregada, surgiu o canhoneio à jato com cargas moldadas (*jet perforation*), de maior penetração e menor risco de destruição da formação. Alguns problemas no uso destes dois tipos de carga podem ser aqui apresentados:

### Cargas à bala

- A penetração decresce quando a resistência à penetração do revestimento e da formação aumentam;
- Ocorre esmagamento e compactação dos grãos de areia ao redor do túnel;
- A matriz da formação acaba sendo obstruída (plugueamento) com partículas finas de areia quebrada e sólidos do fluido de perfuração.

### Cargas à jato

- Os túneis sofrem plugueamento, sendo preenchidos por uma “cenoura”, formada por resíduos sólidos da detonação do explosivo, restos do metal do *liner* e outras partículas existentes na lama ou fluido no poço quando do momento do disparo;
- Sofre plugueamento também a matriz da formação com partículas finas de resíduos da detonação, partículas finas de areia quebrada e fluido de perfuração;
- Ocorre um esmagamento e compactação dos grãos de areia ao redor do túnel e plugueamento do túnel com areia da formação.

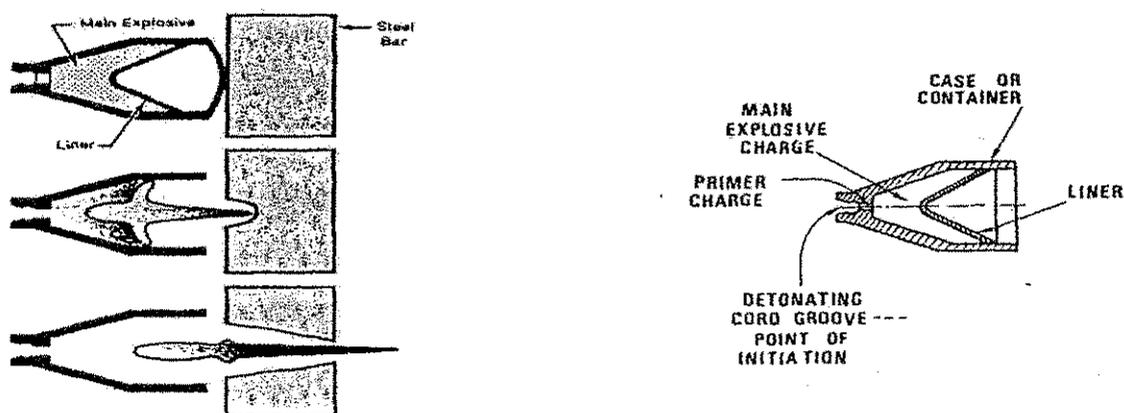


Figura – 30 cargas explosivas

Uma carga moldada para canhoneio à jato é constituída por um invólucro externo, uma carga principal de alto explosivo, uma carga iniciadora e um *liner*.

O invólucro externo é um vaso de contenção projetado para suportar as forças de detonação da carga durante a formação do jato.

A carga principal de explosivo deve ser compatível com a temperatura da operação. O explosivo é prensado mecanicamente no interior do invólucro externo pelo cone metálico. Quanto mais homogênea a distribuição da mistura de explosivos sob o cone metálico e uniforme sua espessura, melhor a formação do jato e maior a penetração.

O iniciador realiza a ligação entre o cordão detonante e a carga principal de explosivo. É geralmente composto do mesmo material explosivo da carga principal, mas com maior sensibilidade devido ao menor tamanho da partícula.

O *liner*, revestimento cônico metálico, ou ainda simplesmente cone, é colapsado sob a força de detonação da carga principal, contribuindo assim para a formação do jato.

## 9 Método de elevação artificial

### 9.1 Bombeio Mecânico

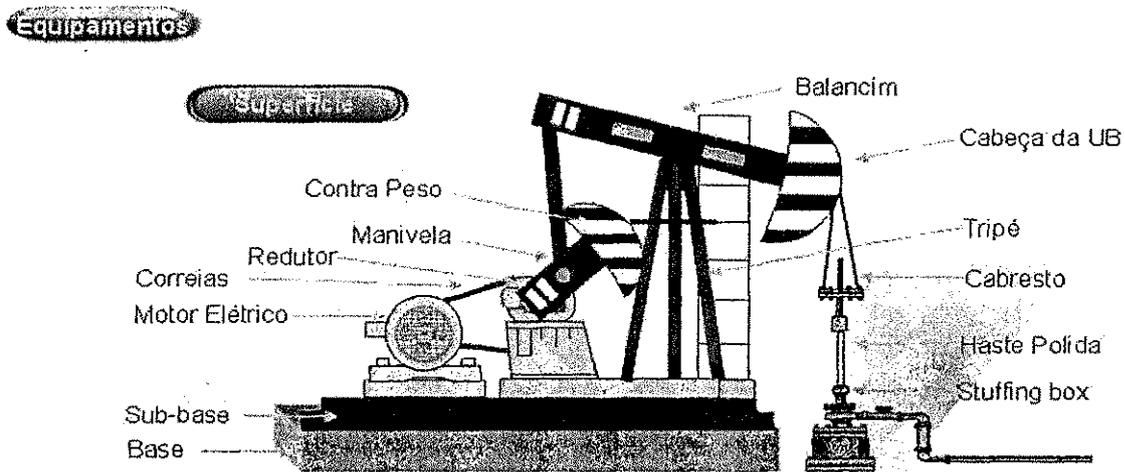


Figura – 31 superfície

No bombeamento mecânico a energia adicional para elevação do fluido produzido é transmitida para a subsuperfície através do movimento alternativo de uma coluna de hastes que aciona uma bomba de fundo

O movimento alternativo do pistão no interior da camisa, juntamente com a operação das válvulas da bomba possibilitam a transmissão de energia mecânica para o fluido na forma de um acréscimo de pressão. O fluido a baixa

pressão está presente na sucção da bomba, enquanto que o fluido a alta pressão está presente na descarga da bomba.

A energia requerida da formação é somente a necessária para o transporte dos fluidos desde o interior da formação até a sucção da bomba de fundo.

Dentre os métodos de elevação artificial, o mais usado no mundo inteiro é o bombeamento mecânico. Estima-se que mais de 80 % de todos os poços de petróleo do mundo são equipados com este método de elevação. No Brasil, a estatística mundial se repete, ou seja, aproximadamente 80 % dos poços produtores são equipados com bombeamento mecânico alternativo.

O bombeamento mecânico também é o mais antigo método de elevação, havendo indícios de sua utilização pelos chineses há mais 3.000 anos, para produção de água.

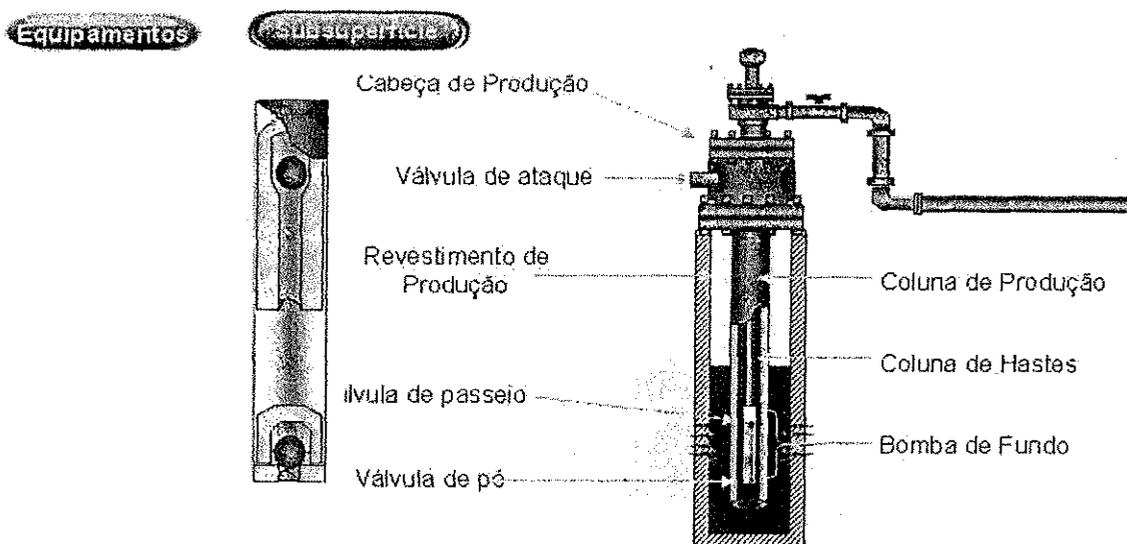


Figura – 32 subsuperfície

### Bomba de fundo

A bomba de fundo utilizada no sistema de bombeamento mecânico é uma bomba alternativa de simples efeito, composta basicamente de pistão, camisa e válvulas de passeio e de pé.

Ambos, camisa e pistão de uma bomba de fundo são simples tubos produzidos com as tolerâncias permitidas nos diâmetros interno e externo muito próximas. O diâmetro interno da camisa é exatamente o diâmetro nominal da bomba. O diâmetro externo do pistão é o diâmetro da camisa menos uma folga muito pequena, da ordem de milésimos de polegada.

### Princípio de funcionamento

As válvulas da bomba de fundo são constituídas de sede e esfera e funcionam por pressão. Assim, se a pressão abaixo da esfera for maior que a pressão acima desta, a válvula abrirá. Se a pressão abaixo da esfera for inferior à pressão acima dela, a válvula fechará.

As pressões na bomba variam em função do deslocamento do pistão. Quando o pistão sobe, comprime o fluido acima da válvula de passeio, ao mesmo tempo em que expande a câmara entre as válvulas. A pressão maior acima da válvula de passeio do que abaixo desta faz com que ela feche. A pressão entre as válvulas continua a cair até que seja menor que a pressão na sucção. Quando isto ocorre, a válvula de pé abre e permanece aberta até o final do curso ascendente

No curso descendente as posições invertem, pois o deslocamento do pistão para baixo acarretará o aumento da pressão na região entre as válvulas, o que causará o fechamento da válvula de pé e a abertura da válvula de passeio.

Durante o ciclo de bombeio o pistão se desloca de um ponto morto inferior, onde está o mais próximo possível da válvula de pé, até um ponto morto superior, onde está o mais distante possível. A distância entre estes dois pontos é denominada curso do pistão ( $S_p$ ). A distância mínima entre as válvulas, estando o pistão em repouso é denominada espaço morto. Na prática, em poços com pouco ou nenhum gás associado, é usual deixar este valor em aproximadamente 30 cm.

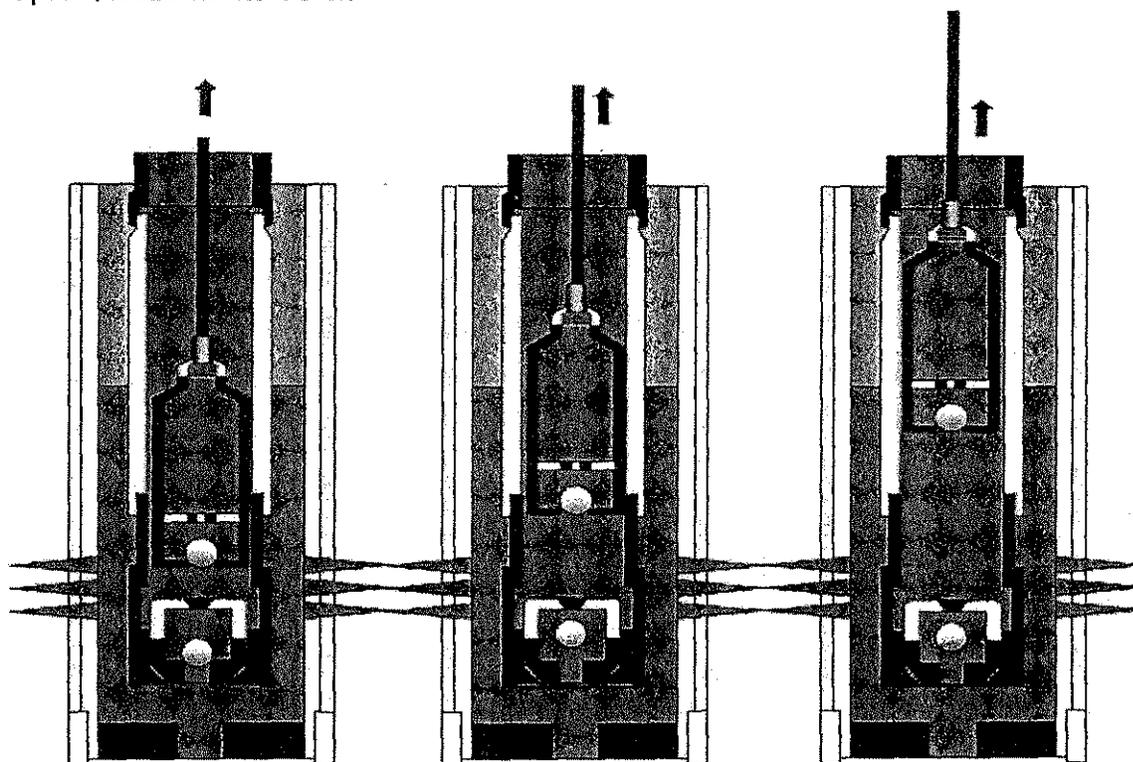


Figura – 33 curso ascendente

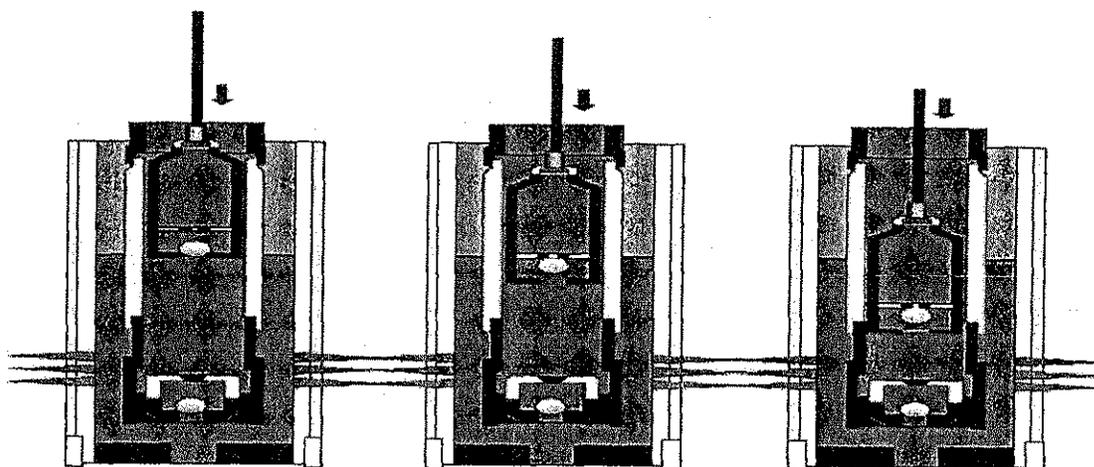


Figura – 34 curso descendente

## 9.2 Tipos de bomba de fundo

As bombas de fundo podem ser classificadas em dois grandes grupos: *tubulares* e *insertáveis*.

Bomba tubular é aquela cuja camisa é enroscada diretamente na coluna de produção. É o tipo de bomba é mais simples e robusto, e apresenta a maior capacidade de bombeamento para um dado diâmetro de tubulação. Geralmente utilizam-se dois niples de extensão, com diâmetro intermediário entre o diâmetro interno da coluna de produção e o diâmetro interno da camisa. O superior facilita o encamisamento do pistão e o inferior é útil para acúmulo de detritos.

A válvula de pé é instalada num niple de assentamento abaixo do niple de extensão inferior e é removível. Para isto, basta descer o pistão até que o pescador, instalado na sua extremidade alcance a válvula de pé. Em seguida, gira-se a coluna de hastes, enroscando o pescador na rosca da válvula de pé. Concluída esta operação, pode-se manobrar a coluna de hastes para acessar o pistão e a válvula de pé na superfície.

A manobra da coluna de hastes permite apenas a troca do pistão e da válvula de pé. Caso haja danos (por abrasão ou corrosão, por exemplo) no pistão, provavelmente haverá necessidade de substituir também a camisa. Para troca completa da bomba de fundo é necessário manobrar toda a coluna de produção, sendo esta a sua principal limitação.

A bomba insertável é solidária à coluna de hastes. A coluna de produção deve ser descida com um niple de assentamento instalado na profundidade onde será instalada a bomba. A bomba completa é descida posteriormente na extremidade da coluna de hastes. Uma vez atingida a profundidade do niple de assentamento, o mecanismo de assentamento deverá travar a bomba naquela posição e isolar o espaço entre a bomba e o tubo.

Sua principal vantagem é poder ser completamente substituída através de uma simples manobra da coluna de hastes. Esta vantagem pode ser considerável pois em poços rasos a substituição da bomba pode ser feita sem sonda e em poços mais profundos pode haver uma economia considerável pela eliminação da manobra da coluna de produção.

Como o diâmetro externo da bomba insertável está limitado ao diâmetro interno do tubo, a sua capacidade de bombeamento é menor que a da bomba tubular para uma mesma coluna de produção, sendo esta a sua principal limitação.

### **9.3 Limitações mecânicas da UB**

As unidades de bombeamento são projetadas para operarem em certa faixa de esforços e fornecer determinados cursos. Os principais limites de projeto são:

- Capacidade estrutural: é a carga máxima que pode ser erguida pela UB
- Capacidade de torque: é o torque máximo que pode ser exigido do eixo de saída do redutor, quando em operação.
- Curso máximo: é o curso máximo disponível na unidade.
- Freqüência de bombeamento máxima: é a freqüência máxima de bombeamento a que deve ser submetido o equipamento. Em geral este valor é de 20 cpm.
- Freqüência de bombeamento mínima: é o limite mínimo de freqüência que garante uma boa lubrificação interna do redutor. Normalmente é 6 cpm.

## 10. conclusão

Esse trabalho teve como objetivo avaliar as condições citadas no mesmo, ou seja, mostrar de maneira simplificada e otimizada todo o processo de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Para cada etapa do processo foi possível tirar conclusões claras e precisas. A elaboração de fotos e vídeos, na apresentação do trabalho, foi com intuito de assimilar melhor as etapas do processo.

O trabalho de fim de curso é uma experiência fundamental para a vida profissional do aluno, pois é necessário uma integração dos conhecimentos adquiridos, durante os cinco anos de curso, com temas relacionados ao mercado de trabalho ( a área da indústria ).

## 11 Referências Bibliográficas

ALBU, A.; RIBEIRO, L. M. Estimativa de Reservas de Hidrocarbonetos, Petrobras, Rio de Janeiro, 1987.

CAMPOS, C. W. M. A Exploração de Petróleo no Brasil, 2º Congresso Brasileiro de Petróleo, Rio de Janeiro, 1982.

GARCIA, J. E. L. A Completação de Poços no Mar, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1997.

JUSTICE, J. H.; VASSILIOU, A. A.; SINGH, S.; LOGEL, J. D.; HANSEN, P. A.; HALL, B. R.; HUTT, P. R.; SOLANKI, J.J. Acoustic tomography for monitoring enhanced oil recovery, Society of Exploration Geophysicists, the Leading Edge, V-8, 1989.

LIMA, H. R. P. Fundamentos de Perfuração, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1992

NETTLETON, L. L. Elementary Gravity And Magnetism for Geologists and Seismologists, Society of Exploration Geophysicists, Monograph Series nº 1, 1971.

PAULA, J. L.; GARCIA, J. E. L.; CALDAS, P. Equipamentos de Superfície, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1989.

ROSA, A. J. Equação de Balanço de Materiais, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1985.

SERRA, K. V.; SANTOS, F. A. Bombeio Mecânico, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1989.

VICENTE, R.; RODRIGUES, V. F.; GARCIA, J. E. L.; PAULA, J. L. Operações com Cimento na Completação, Petrobras/Serec/Cen-Nor, Salvador, 1995.