

PAULO MICHEL DRUBI DE QUEIROZ PINHEIRO

**TÉCNICAS E FERRAMENTAS UTILIZADAS NA HISTÓRIA DA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

São Paulo
2007

PAULO MICHEL DRUBI DE QUEIROZ PINHEIRO

**TÉCNICAS E FERRAMENTAS UTILIZADAS NA HISTÓRIA DA
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
Departamento de Engenharia de Minas e de
Petróleo da Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Wilson Siguemasa Iramina

São Paulo
2007

RESUMO

Existem relatos de uso de petróleo desde os tempos bíblicos, mas eram apenas exploradas exsudações superficiais. A qualidade do óleo obtida era muito ruim pois as frações leves eram oxidadas pelo contato com o oxigênio da atmosfera e apenas as frações pesadas resistiam.

Com o advento das perfurações para extração de óleo, ainda em subsolo, juntamente com o desenvolvimento do processo de refino do petróleo, as frações leves passaram a ser exploradas e utilizadas como combustível, lubrificantes. A partir daí a indústria do petróleo começou a crescer até tomar as proporções atuais.

Uma das tecnologias que permitiu essa evolução e que hoje permite que extraíamos óleo às profundidades que o fazemos é a da perfuração. Diferentes métodos, como a perfuração direcional, e diferentes tipos de brocas, como as de diamante ou tricônicas, permitem que alcancemos profundidades superiores a 6000 metros.

Neste trabalho mostraremos a evolução dessas tecnologias e das ferramentas utilizadas, bem como as dificuldades encontradas durante esse processo de desenvolvimento tecnológico. Mostraremos também quais são as tecnologias em desenvolvimento no mundo atual.

Palavras-chave:

Petróleo, perfuração, brocas, motores, tecnologias de perfuração, poços.

ABSTRACT

There are reports of petroleum uses since biblical ages, but only the superficial exudations were explored. The obtained petroleum quality was very low because light parts were oxidized due to the contact with the atmospheres oxygen, so only the heavier parts were available.

With the advent of the drilling process to extraction of petroleum while still in underground and with the development of the process of refinement, the light parts could be explored and used as fuel, lubricators. From this moment the oil industry started to grow until become what it is today.

One of the technologies that allowed this evolution and allows ones to extract oil at the depths that we do today is the perforation. Different methods such as directional drilling and different types of bits such as diamond bits, allows us to reach over 6000 meters of depth.

Here we intend to show the evolution process of the technologies and the tools that are used in the well drilling as well the difficulties found during this evolution. We will also show the most up-to-date technologies that are being developed in the world.

Key-words:

Petroleum, perforation, drilling, bits, motors, drilling technologies, wells.

SUMÁRIO

1. Introdução	6
2. Breve Histórico	7
2.1. Perfuração Rotativa	8
2.1.2. Perfuração no Brasil	8
3. Perfuração Rotativa Hoje	9
3.1. Tipos de motores	10
3.1.1. Mesa rotativa	10
3.1.2. <i>Top Drive</i>	11
3.1.3. Motor de fundo	11
3.2. Tipos de brocas	14
3.2.1. Com partes móveis	14
3.2.2. Sem partes móveis	16
3.2.3. Brocas de testemunhagem	18
3.2.4. Principais defeitos	19
3.3. Perfuração direcional	25
3.3.1. Tipos de poços direcionais	27
3.3.2. Poços horizontais	29
3.3.3. Poços multilaterais	30
3.3.4. Poço SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage)	30
3.3.5 Poço de longo alcance	31
3.3.6. Poço com trajetória 3D	31
3.3.7. Operação de desvio	32
3.3.8. Equipamentos de registro direcional	36
3.3.8.1. Equipamentos Magnéticos	36

3.3.8.2. Equipamentos de registro giroscópico	37
3.3.8.3. MLWD (<i>Measure and Logging while drilling</i>)	38
3.4. Perfuração com revestimento (<i>Casing Drilling</i>)	39
3.5. Novas técnicas	40
3.5.1. Perfuração por jato quente supersônico	40
3.5.2. Perfuração por martelo hidráulico (<i>Hydraulic Hammer Drilling</i>)	41
4. Considerações finais	43
5. Bibliografia	44
ANEXO A	46

1. Introdução

Todo o desenvolvimento e crescimento da indústria de petróleo estão atrelados ao desenvolvimento de novas tecnologias que permitam que perfuremos a profundidades maiores. Isso porque o óleo encontrado na superfície é de baixa qualidade e as reservas rasas não são suficientes para suprir a demanda existente.

Ao estudarmos a perfuração de petróleo, as informações sobre as tecnologias atuais e futuras, bem como a história do seu desenvolvimento, são difíceis de serem encontradas. As tecnologias são mantidas em segredo pelas empresas e, por isso, nos livros encontramos apenas técnicas relativamente antigas.

Nesse trabalho, buscaremos informações históricas e atuais sobre o funcionamento das ferramentas e técnicas utilizadas na perfuração de poços de petróleo no mundo. Mostraremos a evolução dessas técnicas e dos equipamentos utilizados.

2. Breve Histórico

Os primeiros registros de uso do petróleo vêm dos tempos bíblicos. Utilizava-se asfalto para assentar tijolos na antiga Babilônia e as embarcações eram calafetadas com betumem pelos fenícios. No Egito o petróleo foi utilizado na pavimentação das estradas, para embalsamar os mortos e para construir as pirâmides. Gregos e romanos também utilizaram o óleo negro, mas para fins bélicos. No Novo Mundo, índios pré-colombianos também utilizavam o óleo como impermeabilizante assim como os Incas e os Maias (THOMAS, 2001).

Apesar de conhecermos o petróleo e seus usos há muito tempo, uma característica em comum a todos esses povos foi a fonte deste óleo. Em nenhum dos casos citados o óleo era retirado do subsolo e sim de exsudações naturais na superfície.

Mesmo nos tempos modernos, quando já sabíamos inclusive que o petróleo poderia ser utilizado como combustível, ele não foi utilizado em larga escala justamente por conta da dependência de uma exsudação natural para poder-se retirar petróleo. Até o óleo de baleia era mais valioso do que o petróleo, devido à relativa facilidade de obtenção.

Em 1859, um grande passo foi dado em direção ao uso em larga escala do petróleo. Edwin Laurentine Drake (1819-1880), um coronel americano nascido em Castleton Corners, Estado de Vermont (EUA) (PRATES, 2007) teve a idéia de perfurar um poço para tentar extrair o petróleo diretamente do subsolo. Cel. Drake utilizou um método percussivo movido a vapor para perfurar seu poço e atingiu apenas 21m de profundidade e produção diária de 2 m³ de óleo (THOMAS, 2001). Apesar de parecer pouco, essa inovação foi o suficiente para obter óleo de melhor qualidade do que aquele que se obtinha no óleo exsudado, pois este fica exposto à oxidação.



Figura 1. Edwin Drake [d] e Peter Wilson [e] em frente à casa de máquinas do primeiro poço.

FONTE: PRATES, 2007.

Concomitantemente a essa inovação tecnológica, o óleo de baleia que até então era largamente utilizado, começou a torna-se mais caro devido à ameaça de extinção do animal e à proibição de sua caça. Descobriu-se também que o petróleo destilado fornecia querosene e outros substitutos para combustíveis. Nesse cenário este último começou a ser utilizado cada vez mais, tomando de vez o lugar dos combustíveis citados. As inovações tecnológicas começaram então a se fazer necessárias e os poços começaram a se tornar cada vez mais profundos, mas ainda perfurados com o método percussivo do Cel. Drake.

2.1. Perfuração Rotativa

A perfuração percussiva utilizada para a exploração do petróleo já era realizada pelos chineses no ano de 1100 a.C. (PEES, 2002) e ainda hoje é utilizada para perfurar poços de água. Uma broca de percussão é uma estaca com um pedaço de metal pesado na ponta. Com um movimento como o de um bate estaca, a broca vai penetrando e abrindo o poço a cada batida. Mas esse processo é muito limitado tanto em profundidade como em rapidez.

Em 1990, no Texas, Anthony Lucas fez um poço utilizando perfuração rotativa ao invés de percussiva e encontrou petróleo a 354m de profundidade (THOMAS, 2001). Esse evento foi um marco na história da perfuração, pois mostrou que havia um método melhor do que a percussão, que era utilizada em todos os poços de petróleo até o momento. A partir daí, gradativamente a perfuração rotacional foi sendo desenvolvida e até hoje é utilizada.

2.1.2. Perfuração no Brasil

O primeiro poço perfurado no Brasil foi feito pelo método rotativo. Muito diferente da tecnologia atual, utilizou-se um trado (PIMENTEL, 1984), ferramenta comum na época. Perfurado apenas em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no município de Bofete, no estado de São Paulo, esse poço produziu apenas 0,5m³ de óleo a uma profundidade de 488m (THOMAS, 2001).

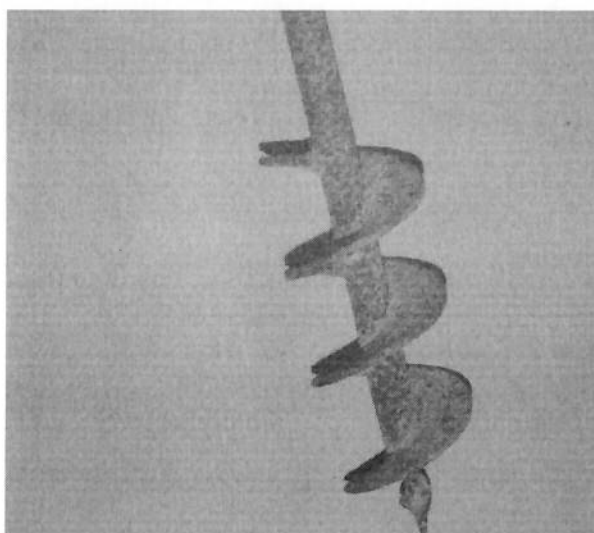


Figura 2. Trado utilizado nos primeiros poços perfurados pelo método rotativo.

FONTE: PIMENTEL, 1984.

3. Perfuração Rotativa Hoje

Atualmente a perfuração rotativa ainda é utilizada. Obviamente muito mais desenvolvida, mas ainda com o mesmo princípio, perfurar utilizando-se da rotação de uma haste, hoje chamada de coluna de perfuração.

As profundidades atingidas também aumentaram muito desde os primeiros poços com não mais do que 500 m até os mais modernos com mais de 10000 m. Este grande salto deve-se a utilização de brocas especiais, melhoria na qualidade do aço e novas técnicas de perfuração, como o revestimento de poços.

O principal problema que inutilizava os primeiros poços era o desmoronamento da parede. Quando uma formação não consolidada era atravessada, suas paredes ruíam, prendendo a coluna de perfuração e inutilizando o poço. Para contornar esse problema começou-se a perfurar o poço em partes e a descer tubos de aço para que, caso as paredes desmoronassem, o tubo suportasse, sem deixar o poço ficar obstruído.

Do poço revestido para o poço atual, as modificações são mínimas, mas fazem muita diferença. Atualmente os poços são perfurados em estágios e revestimentos são descidos para estabilizar as paredes. Quando um revestimento é descido ele é cimentado para haver a sua fixação às paredes da formação. A perfuração é feita com uma coluna de perfuração que é composta de pedaços rosqueáveis com comprimento que vai de 18 a 45 pés (5,49 a 16,50 m) (THOMAS, 2001). Essa coluna pode ser responsável pela transmissão da rotação quando estamos usando uma mesa rotativa ou um *top drive* (ver seção 3.1. Tipos de motores) ou simplesmente uma maneira de fornecer torque à broca (ver seção 3.2 Tipos de brocas). Conforme vamos liberando a coluna que fica presa a um guindaste, ela vai empurrando a broca que vai penetrando na formação. Para manter a broca e a coluna de perfuração refrigeradas e também para carrear os cascalhos gerados para fora do poço, bombeia-se uma lama de perfuração por dentro da coluna de perfuração. Essa lama, ao atingir a broca, sai da coluna e volta pelo espaço anular entre a coluna e o revestimento. Quando atinge a superfície esse fluido é filtrado e reenviado para o poço, mantendo-o limpo.

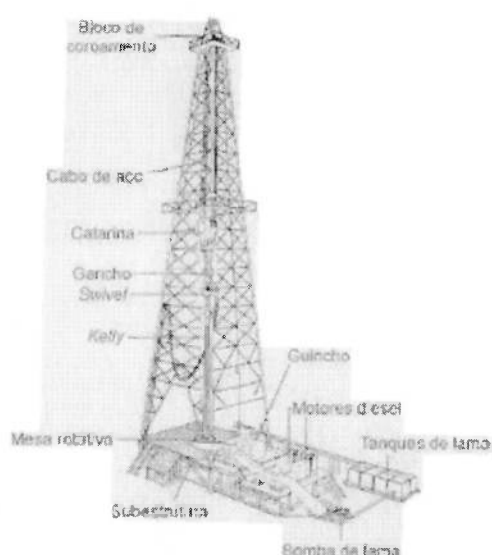


Figura 3. Esquema de uma sonda rotativa.
FONTE: THOMAS, 2001.

Como vemos na figura, o guindaste responsável pelo içamento e abaixamento de todo o peso da coluna é composto de um guincho, em bloco de coroamento, uma Catarina e um gancho. O *Swivel* é um elemento que permite a passagem de lama de perfuração que vem de um tubo fixo para dentro da coluna que está se movendo. O *Kelly* é um tubo quadrado ou hexagonal que se encaixa na mesa rotativa, peça responsável por transmitir movimento à coluna de perfuração. A lama de perfuração fica armazenada nos tanques e a bomba de lama a bombeia para dentro do poço. O motor a diesel é responsável pela energia da sonda.

Uma alternativa para o uso da mesa rotativa é o uso de um motor *top drive*. Esse motor é instalado logo abaixo do gancho da Catarina e é fixado a um trilho. Como fica preso, pode transmitir torque à coluna sem fazer com que os cabos do guindaste torçam com a reação da coluna. Com o motor *top drive* também não há necessidade de utilizarmos o *Kelly*. No anexo A podemos ver figuras específicas dos principais componentes da sonda rotativa.

3.1. Tipos de motores

Como já foi dito, existem elementos em uma sonda de perfuração responsáveis pela transmissão de torque à coluna de perfuração. São eles: a mesa rotativa, o *top drive* e o ainda não mencionado motor de fundo. Os dois primeiros transmitem torque à coluna e essa leva o torque à broca, já o terceiro leva o torque praticamente direto na broca, pois fica na ponta da coluna de perfuração, em sub-superfície.

3.1.1. Mesa rotativa

A mesa rotativa transmite torque à coluna de perfuração em conjunto com o *Kelly*, um tubo quadrado ou hexagonal. Seu funcionamento é simples: a mesa rotativa contém um disco que pode girar livremente. Na borda desse disco existem dentes de engrenagem que se encaixam em um pinhão. Esse pinhão é acoplado a um eixo. Se esse eixo girar, o pinhão transmitirá movimento ao disco da mesa e esse também girará. No centro desse disco, que gira na mesa rotativa, há um furo quadrado ou hexagonal, dependendo do tipo de *Kelly*.

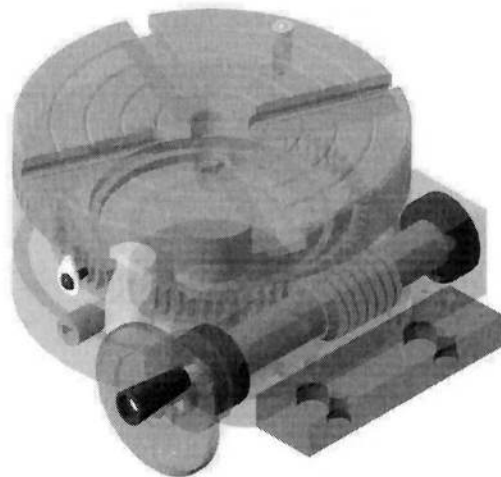


Figura 4. Esquema de uma mesa rotativa, reparar no pinhão e na engrenagem acoplada à parte móvel verde.

FONTE: < www.sherline.com/3700pg.htm >, em out. 2007.

O *Kelly* é um tubo com os formatos já ditos que se encaixam em uma bucha. Essa bucha se encaixa no furo da mesa rotativa e, quando esta última gira, a bucha não só transmite o torque ao *Kelly* como também permite que o mesmo suba ou desça, dependendo do guincho apenas.

Finalmente o *Kelly* é preso ao topo da coluna de perfuração, transmitindo movimento a essa quando ele gira devido ao torque fornecido pela mesa rotativa.

Ver mais figuras no anexo A.

3.1.2. Top Drive

Toda a engenhosidade descrita da mesa rotativa tem um principal motivo. A mesa é presa à plataforma de perfuração da sonda, ou seja, quem suporta a reação da coluna é a plataforma e não o guincho. Uma tentativa de simplificar a transmissão de torque à coluna é a utilização do motor *top drive*, que dispensa a utilização da mesa rotativa, do *Kelly* e de sua bucha, pois esse motor vai preso diretamente ao topo da coluna. O principal problema que aparece é que agora não há uma resistência à reação da coluna, ou seja, os cabos do guincho torceriam. Para solucionar esse problema o motor do tipo *top drive* corre preso a um trilho, que resiste a essas reações.

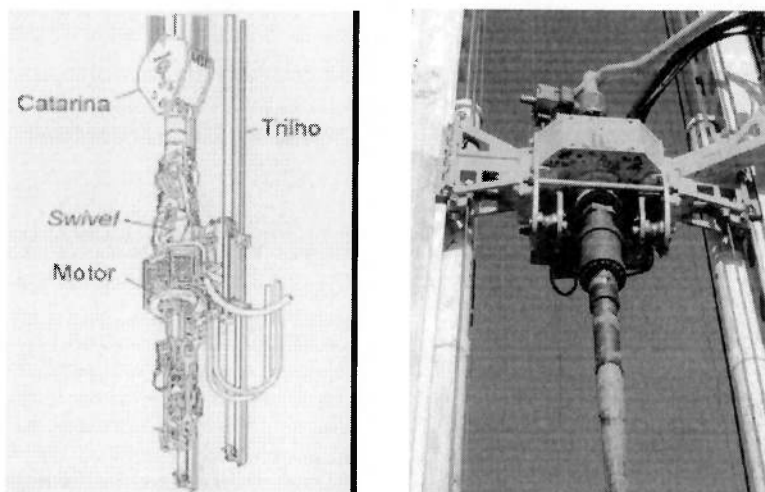


Figura 5. À esquerda um esquema de montagem do *top drive* e à direita outro, mais moderno, com dois trilhos.

FONTES: THOMAS, 2001 e <http://www.foremost.ca/esp_oil_tdrive.php> em out. 2007.

3.1.3. Motor de fundo

Com o aumento das profundidades atingidas e com a idéia dos poços direcionais (ver 3.3 Poços direcionais) a mesa rotativa e o *top drive* começaram a ficar obsoletos. No caso dos poços direcionais discutiremos os problemas mais adiante, então aqui focaremos em um outro problema, o próprio tamanho da coluna de perfuração.

Melhor do que explicar o próximo problema é exemplificá-lo. Imaginemos duas tábuas de madeira, uma curta e outra comprida, as duas presas em uma das extremidades e com seu perfil na vertical. Se tentarmos torcer as duas tábuas, fica fácil de antever que, na

mais comprida, o ângulo formado com a vertical é maior do que na curta, para uma mesma intensidade de força.

O mesmo acontece com a coluna de perfuração que é de aço. Quando ela se torna muito comprida, o comportamento elástico interfere demais. Se conhecermos as rotações por minuto apenas da mesa rotativa ou do *top drive*, não podemos dizer que são as rotações por minuto da broca. O torque demora a chegar ao fundo do poço. Mas esses problemas podem ser sanados com tabelas. Conhecendo o módulo de elasticidade do aço, o comprimento da coluna e as rotações por minuto em superfície, podemos calcular as da broca.

O problema maior acontece quando o atraso na transmissão de torque não ocorre da mesa rotativa para a broca, mas sim no sentido contrário. Imaginemos que por algum motivo a broca prendeu na formação e parou de girar. A coluna de perfuração vai começar a torcer e a percepção do ocorrido, em superfície, vai ocorrer com atraso em relação à prisão. Ocorrerá então um acúmulo de energia na coluna que, quando liberado (broca se soltar), poderá causar danos ao revestimento já instalado, à mesa rotativa, à formação, aos equipamentos de subsuperfície e à broca devido às altas rotações por minuto atingidas, assim como um elástico torcido quando soltamos uma de suas extremidades.

Para contornar esses problemas, desenvolveu-se o motor de fundo. O funcionamento de um motor de fundo é simples. A idéia é aproveitar a energia que a lama leva ao fundo do poço para movimentar um motor instalado no final da coluna de perfuração. Dessa maneira a coluna não mais precisará girar para transmitir o torque até a broca, pois a fonte de movimento está agora próxima a esta última.

Quem desenvolveu o princípio de funcionamento do motor de fundo foi o Professor René Moineau. O funcionamento se baseia numa combinação de geometrias do rotor, parte móvel, e do estator, parte fixa, que junto funcionam como uma bomba ao contrário. Ao invés de bombear fluido, utiliza esse para se movimentar. O fluido de perfuração chega ao motor de fundo com alta pressão e é forçado a seguir um caminho formado pelo rotor (feito de metal) e o estator (feito de elastômero para obter boa vedação). Esse caminho é espiralado, portanto a reação ao movimento do fluido seria fazer o conjunto rotor estator girar ao contrário da lama. Essa reação é aproveitada e utilizada para movimentar a broca¹. A figura a seguir mostra o processo descrito. Mais figuras no anexo A.

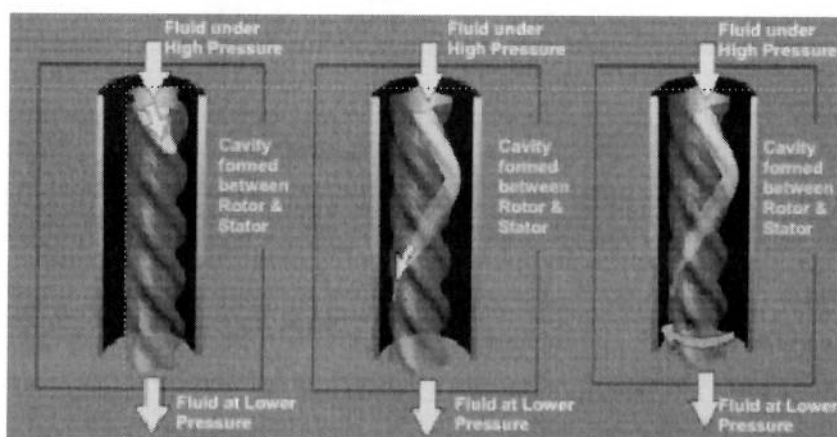


Figura 6. Esquema de funcionamento do motor de fundo.

¹ Informações concedidas pelo Eng. Helton Sávio de Paula, São Paulo, em novembro de 2007.

Depois de passar por esse esquema de estator e rotor, a lama vai seguir, com uma pressão mais baixa é claro, até os jatos da broca normalmente. O movimento gerado por ela é transmitido através de um eixo até a broca. Não há restrições quanto ao tipo de broca a ser utilizada com esse motor.

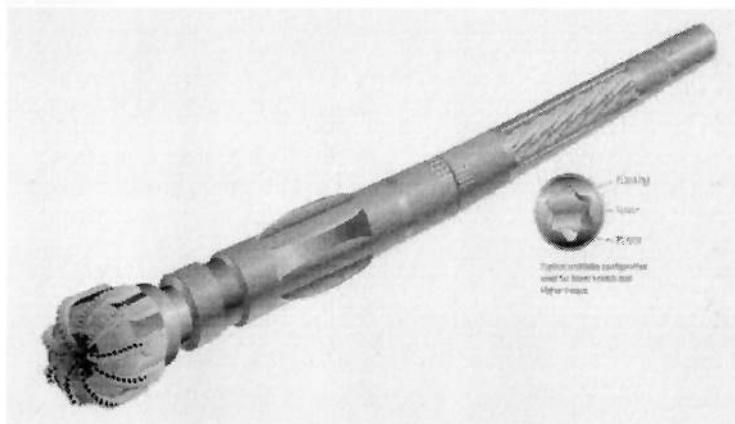


Figura 7. Esquema de montagem do motor de fundo.

FONTE: (Manuel da ferramenta GEO PILOT)

Um cuidado que temos que tomar é com a pressão de saída da lama. Como ela é quem fornece energia ao motor, ela sai com pressão mais baixa, o que precisa ser levado em conta, pois ela ainda precisa carrear os cascalhos até a superfície.

Outro ponto importante é o torque e a velocidade de rotação que desejamos obter. Esses dois fatores estão associados com a geometria do estator e rotor. Quanto mais canais para a lama eles formarem, maior será o torque no final, mas se por outro lado utilizarem-se menos canais obter-se-á maior velocidade. No anexo A podemos ver esquemas de montagem do rotor e estator em corte.

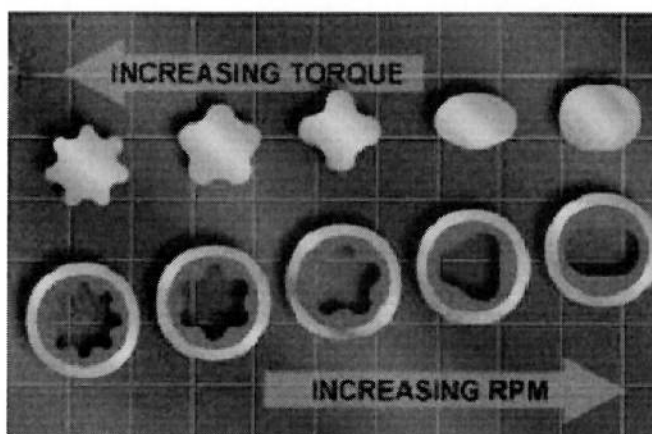


Figura 8. Relação de geometria do rotor e estator com torque e velocidade.

FONTE: (Manuel da ferramenta GEO PILOT)

O motor de fundo é uma das tecnologias mais recentes e está em utilização, mas apenas em poços direcionais, pois seu custo em relação aos outros motores aqui apresentados é maior.

3.2. Tipos de brocas

Não menos importantes do que os motores, as brocas também existem em grande quantidade e sua escolha também depende da utilização prevista. O fator determinante na escolha aqui é a litologia a ser perfurada. Descreveremos nesta seção os tipos de brocas existentes, suas litologias de aplicação e os defeitos comuns. Dividiremos as brocas em dois grupos, com e sem partes móveis.

3.2.1. Com partes móveis

As brocas com partes móveis são assim chamadas porque trabalham fraturando a rocha e não a desgastando. O funcionamento é simples, a parte móvel ou como veremos mais à frente o cone, rola sobre a formação. Esse cone tem protuberâncias, que também descreveremos a seguir, que concentram a tensão fazendo com que a rocha fracture quando sua resistência for ultrapassada.

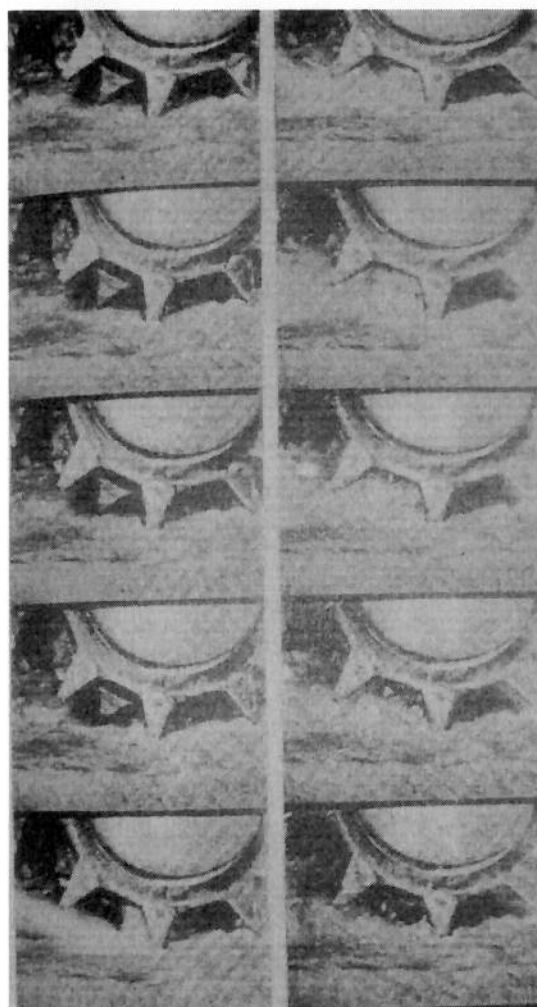


Figura 9. Processo de fratura causado pela broca tricônica.

FONTE: GATLIN, 1960

Como a figura acima mostra, nos quatro primeiros quadros da esquerda, a rocha ainda está resistindo à pressão que a broca está fazendo com seus dentes. No quinto quadro temos o

primeiro instante em que a rocha começa a fratura. Neste momento a tensão que a broca exerce excedeu a máxima suportada pela formação e a rocha se fragmentou. Observamos um fato muito importante para o bom funcionamento desse tipo de broca que é a forma como ocorre essa fratura. Mesmo com uma câmera de alta velocidade não podemos ver com nitidez os fragmentos, pois a fratura ocorre de forma explosiva. Se isso não ocorresse, a eficiência desse tipo de broca seria muito menor.

Agora que já sabemos o princípio de seu funcionamento fica mais fácil conhecermos os diversos tipos de brocas com partes móveis. Todas as brocas desse tipo têm uma construção similar. Elas possuem um corpo onde são instalados os cones, que são as partes móveis. Esses cones possuem dentes de diferentes tipos que farão pressão na formação quando estiverem rolando sobre ela.

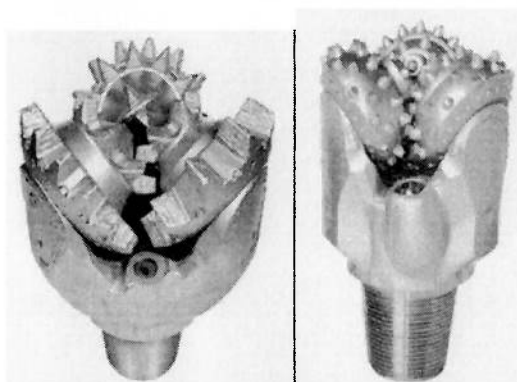


Figura 10. À esquerda uma broca tricônica com dentes de aço e à direita uma com insertos de tungstênio

FONTE: MANSANO, 2004

Na figura acima podemos ver o tipo mais utilizado atualmente, as brocas tricônicas. Elas recebem esse nome pelo simples fato de possuírem três cones. Existem ainda as bicônicas e as tetracônicas, mas esses dois outros tipos não são mais utilizados, pois as tricônicas se mostraram ao longo do tempo muito mais eficazes. As bicônicas tinham poucas estruturas cortantes (ver a seguir) e as tetracônicas eram mais suscetíveis a quebras, pois tinham mais estruturas móveis.

Em uma broca com partes móveis podemos destacar três partes principais, os jatos de lama, as estruturas cortantes e os rolamentos. O jato de lama (orifício visível na foto à esquerda) nada mais é do que a abertura por onde a lama, que vem por dentro da coluna de perfuração, vai sair. Apesar de simples, sua escolha é muito importante, pois a lama deve sair com pressão suficiente para carrear os cascalhos e, em alguns casos (ver seção 3.3 Perfuração direcional), ajudar a desgastar a formação por erosão.

As estruturas cortantes são os dentes que o cone possui. Esses dentes podem ser forjados no próprio cone ou serem colocados após a confecção do mesmo. No primeiro caso, temos as brocas tricônicas com dentes de aço. Os dentes de aço são fresados no próprio cone (figura à esquerda). No segundo, os dentes são chamados de insertos. Esses insertos são de carbureto de tungstênio e são instalados por processo de interferência em orifícios abertos na superfície do cone (figura à direita).

As brocas com dentes de aço são utilizadas em formações mais moles. Devemos reparar que os dentes de aço são grandes e por isso podem penetrar bastante na formação, fraturando-a e penetrando mais rápido. Já as brocas com insertos são utilizadas em formações mais duras e abrasivas, onde o aço se desgastaria rápido demais ou seria simplesmente muito mole para conseguir fraturar a rocha.

Finalmente temos os rolamentos. Para que os cones possam rolar livremente sobre a formação eles precisam destes, que podem ser de três tipos. Podemos utilizar rolamentos com roletes ou esferas não-selados, com roletes ou esferas selados, ou ainda um rolamento com mancal de fricção tipo *journal*.

Os rolamentos não selados, como o nome diz, não possuem lubrificação própria, sendo lubrificados pelo próprio fluido de perfuração. A sua principal vantagem é a simplicidade da construção que diminui seu custo e a chance de falhas, mas sua resistência ao desgaste também é menor. Os rolamentos selados possuem lubrificação própria, independentemente do fluido de perfuração, o que aumenta sua vida útil, mas também aumenta seu custo.

Nas brocas com rolamentos do tipo *journal* os roletes são substituídos por mancais de fricção. Esses mancais são revestidos com metais nobres e possuem um mecanismo selado de lubrificação. São de maior custo ainda, mas são os mais eficazes e o mais importante, apresentam o menor índice de falha.

3.2.2. Sem partes móveis

As brocas sem partes móveis trabalham desgastando as rochas durante a perfuração. Elas são utilizadas em formações muito duras e abrasivas, onde as tricônicas não conseguiriam uma boa taxa de penetração ou simplesmente se desgastariam muito rápido. A inexistência de partes móveis e rolamentos diminui as chances de quebras. Existem três tipos de brocas sem partes móveis, as integrais de lâmina de aço, as de diamantes naturais e as de diamantes artificiais.

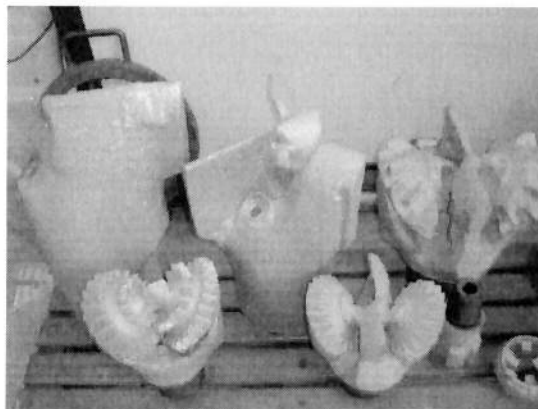


Figura 11. Brocas integrais de lâmina de aço, uma bicôninca e mistas, todas obsoletas.
FONTE: Arquivo pessoal.

As brocas integrais de lâmina de aço, conhecidas também com rabo de peixe (superiores e à esquerda na figura), foram as primeiras a ser utilizadas na perfuração, mas caíram em desuso há muito tempo. Antes das brocas tricônicas elas eram utilizadas em formações macias, mas com o advento das brocas com partes móveis, as de lâmina de aço perderam seu lugar de aplicação. No início utilizou-se até as brocas mistas, com lâminas de

aço e cones juntos (duas da direita na figura), mas essas também caíram em desuso, pois a vida útil das lâminas era muito curta, mesmo quando se utilizava material mais duro em sua construção².

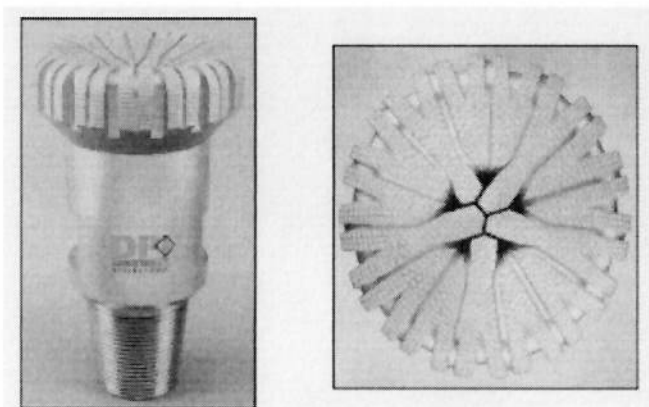


Figura 12. Broca de diamante natural.
FONTE: MANSANO, 2004

As brocas de diamantes naturais aparecerem quando as brocas rabo de peixe começaram a falhar em perfurações de formações duras. Elas passaram a ser utilizadas sempre nesses casos especiais, mesmo quando as brocas tricônicas começaram a substituir as de lâminas de aço, as brocas de diamantes naturais continuaram em uso. É claro que com o passar do tempo e com as melhorias nas tricônicas, como os insertos de dentes de tungstênio, as brocas de diamante natural foram cedendo lugar a elas. Mas atualmente ainda são utilizadas para testemunhagem, pois é preciso preservar o testemunho, e em formações extremamente duras e abrasivas (MANSANO, 2004).

A fabricação desse tipo de broca, com estrutura cortante de diamantes naturais, é feita com uma matriz metálica especial, onde os diamantes industrializados são fixados. Durante a perfuração os diamantes esmerilham a rocha e o fluido de perfuração carrega esse material passando pelos sulcos que existem na broca de dentro para fora (ver sulcos na figura) (MANSANO, 2004).

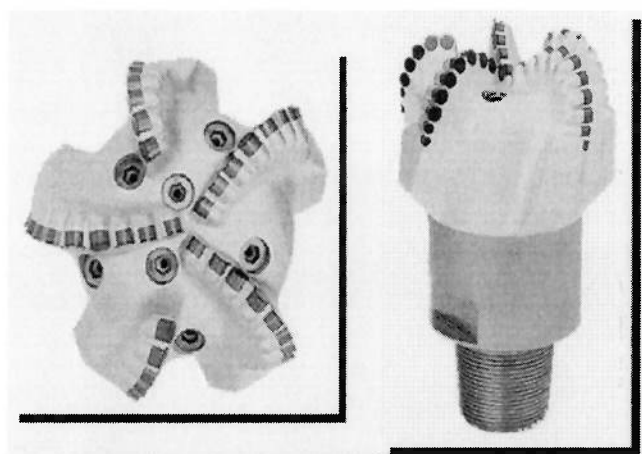


Figura 13. Broca de diamantes sintéticos.
FONTE: MANSANO, 2004

² Informação passada pelo Eng. Dalmo em visita à Petrobrás, Rio de Janeiro, 2006.

No final da década de 70, apareceram os diamantes sintéticos, o chamado PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*). Esses diamantes passaram então a ser utilizados para confecção de estruturas cortantes de brocas. Em formato circular, o diamante é montado sobre bases cilíndricas e então instalado no corpo da broca. Essa base é feita de carbureto de tungstênio, e os diamantes sintéticos são nela fixados com cobalto. Esse tipo de broca perfura por cisalhamento, assim como as de lâminas de aço, mas com a vantagem de serem resistentes o bastante para perfurar formações duras (MANSANO, 2004).

A quantidade de pastilhas com diamante a ser utilizada nesse tipo de broca depende da dureza da formação que desejamos perfurar. Quanto mais dura for a formação, mais pastilhas serão necessárias, mas em menor tamanho. Pastilhas grandes e em menor quantidade são utilizadas para formações menos duras.

Esse tipo de broca foi desenvolvido para trabalhar com altas taxas de penetração e longa vida útil, mas em formações menos duras. O problema com formações extremamente duras, aquelas que só as brocas de diamante perfuravam, é que o calor gerado destruía a ligação entre o diamante e o cobalto. Esse problema foi resolvido com a criação do TSP (*Thermally Stable Polycrystalline*). Essa matéria podia fixar o diamante sem o cobalto, resolvendo então o problema com o PDC.

A principal vantagem dessa broca em relação à de diamantes naturais é a facilidade de alterações no projeto, uma vez que ela é completamente fabricada, incluindo os diamantes.

3.2.3. Brocas de testemunhagem

A testemunhagem é o processo de obtenção de uma amostra real de rocha de subsuperfície, chamado testemunho, com alterações mínimas nas propriedades naturais da rocha (THOMAS, 2001).

Apesar de já termos comentado que atualmente as brocas utilizadas para testemunhagem sejam as de diamante natural, nem sempre foi assim. No início da perfuração com brocas, chegou-se a utilizar brocas de dentes de aço e brocas com partes móveis para a obtenção de testemunhos. O problema é que essas brocas perfuram por cisalhamento e esmagamento, respectivamente, então a qualidade do testemunho sempre era comprometida. Os melhores resultados vieram com as brocas de diamantes e, por isso, hoje eles são as brocas utilizadas em coroas de testemunhagem.

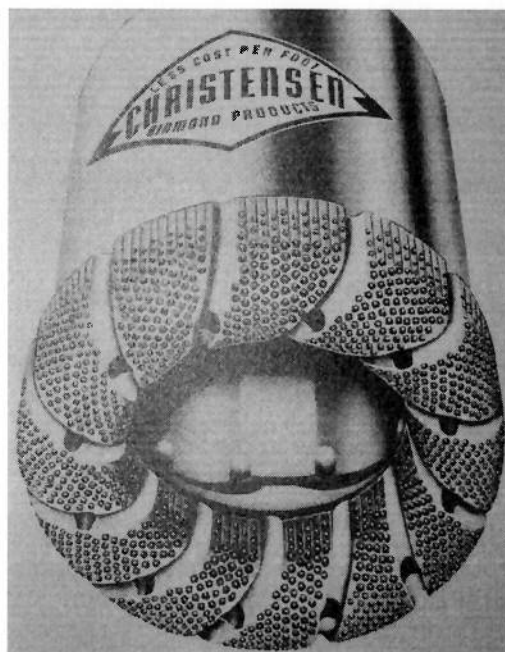


Figura 14. Brocas de testemunhagem de diamante.
FONTE: GATLIN, 1960

3.2.4. Principais defeitos

Um defeito muito comum com as brocas de parte móveis, ou seja, as tricônicas, é a quebra de um cone. Isso pode ocorrer por diversos motivos, os mais comuns são: interferência com outro cone, propagação de trincas, choques, queda ou problemas com hidrogênio.

A interferência com outro cone nada mais é do que o choque de dois cones adjacentes entre si. Esse choque pode ocorrer devido à soltura de um inserto, por exemplo. Essa interferência pode fazer com que um ou mais cones se quebrem em dois ou mais pedaços, sendo que o maior deles continue preso à broca.

A propagação de trincas é um defeito comum em materiais que ficam sujeitos a esforços cíclicos. Durante a fabricação, alguma condição pode ter ocorrido de forma a favorecer a formação de trincas no interior da broca. Quando esta estiver sendo utilizada essa trinca se propaga e acaba por gerar uma falha na broca.

Os choques citados são choques entre a broca e qualquer outro equipamento que possa ficar em seu caminho. Durante sua descida a broca está rápida o bastante para sofrer sérios danos caso colida com algo. E esse problema nos leva a outro. Esse choque pode não ocorrer no caminho da descida, mas sim no fundo do poço. Quando isso ocorre chamamos o problema de queda.

Já o problema com hidrogênio é um pouco mais complexo. Enquanto a broca está perfurando, fica exposta a sulfeto de hidrogênio. Quando um metal absorve o hidrogênio, fato que ocorre com as brocas, ele pode perder ductibilidade. Perdendo sua ductibilidade o material fica muito mais sujeito à fraturas. Os aços de alta dureza são os mais afetados.

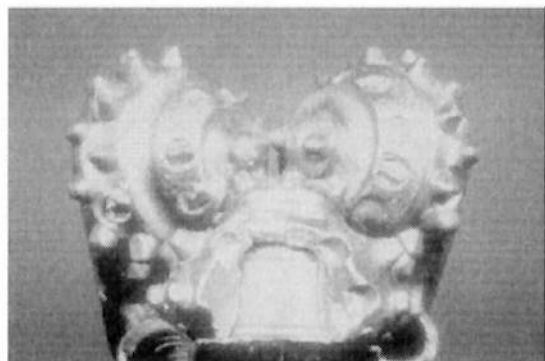


Figura 15. Broca tricônica com um cone quebrado.
FONTE: Manual Sperry Sun

Outro problema que pode ocorrer com as tricônicas é a quebra do dente. Esse problema ocorre com certa frequência e não significa necessariamente que houve algum problema. Algumas quebras de dentes são até esperadas, mas em casos onde muitos dentes quebram ou em casos de aparecimento de dentes quebrados com pouco tempo de uso da broca, algum problema deve ter ocorrido. As causas mais comuns são: falta de um absorvedor de choque, muito peso sobre a broca, velocidade de rotação excessiva ou uso indevido da broca.



Figura 16. Broca com dentes quebrados.
FONTE: Manual Sperry Sun

Pode ocorrer também que os dentes simplesmente percam um pedaço, como mostra a figura abaixo. Mas geralmente esses casos acabam evoluindo para um dente quebrado.



Figura 17. Brocas com dentes parcialmente quebrados.
FONTE: Manual Sperry Sun

Ainda com as tricônicas, pode ocorrer o travamento de um ou mais cones. Esse problema ocorre tipicamente com brocas de dentes de aço, que são maiores e facilitam o travamento dos cones por conta de materiais, da própria formação, que ficam presos entre eles. A principal característica que denuncia esse tipo de problema é o desgaste irregular dos cones mesmo com os rolamentos ainda em bom estado.

As causas para esse tipo de problema são a limpeza inadequada do fundo do poço, utilização da broca sem o bombeamento de lama ou perfuração de uma formação muito aderente.

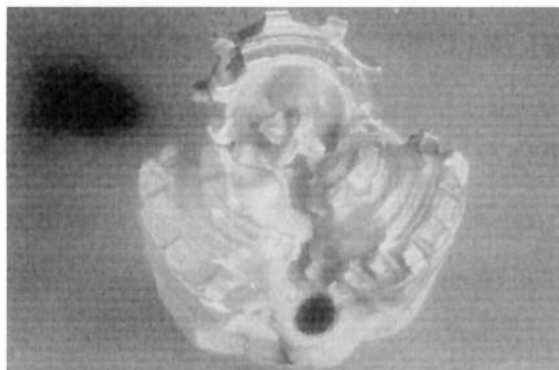


Figura 18. Broca desgastada por causa de cone travado.

FONTE: Manual Sperry Sun

Outro problema que encontramos são rachaduras no cone. Esse seria o começo de um cone que acabou quebrando, então as causas são as mesmas que já foram mencionadas.

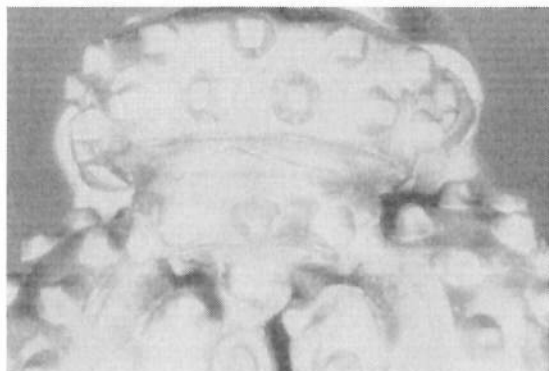


Figura 19. Cone rachado.

FONTE: Manual Sperry Sun

Os cones das brocas podem também sofrer um desgaste excessivo em suas pontas, abrindo um núcleo entre os cones. Esse defeito é chamado nucleação. Antes de qualquer coisa devemos distinguir a nucleação da quebra de um ou dois cones. Quando um cone quebra, ele fica com cantos vivos e a parte quebrada pode ser encontrada no fundo do poço. Já no caso da nucleação, ele tem cantos arredondados e não se encontra o resto dele no fundo do poço. Além disso, todos os cones aparecem desgastados. As causas para esse desgaste excessivo são a escolha errada do tipo de broca, peso demais sobre a mesma, formações abrasivas, erosão do cone por perda de dente ou ainda detritos no fundo do poço.

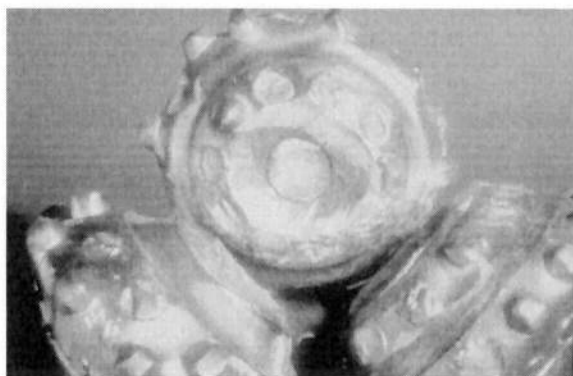


Figura 20. Broca com nucleação.

FONTE: Manual Sperry Sun

Os cones das tricônicas podem ainda sofrer erosão. Percebe-se que ocorreu esse problema quando o cone volta com os inserts mais expostos do que quando era novo, ou seja, quando ocorre perda de material. Esse dente que ficou mais exposto pode vir a quebrar, evoluindo até para uma quebra de cone.

Esse problema pode ser causado por uma formação muito abrasiva que acaba entrando em contato com o cone por algum outro problema, peso demais sobre a broca, cascalhos abrasivos em contato com o cone por má circulação de lama, excesso de fluido de perfuração que ocasiona erosão, fluidos de perfuração abrasivos ou controle de sólidos deficiente.

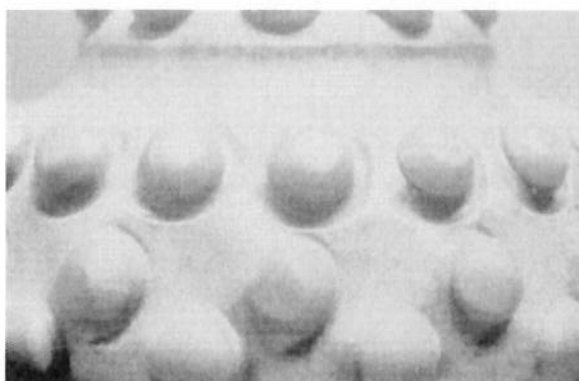


Figura 21. Cone erodido.

FONTE: Manual Sperry Sun

Um problema comum quando se tenta controlar o desvio de um poço é o desgaste excessivo dos dentes de aço. Quando se trabalha com pouco peso sobre a broca e altas rotações por minuto, os dentes deixam de perfurar por compressão e começam a atritar com a formação. Isso causa um desgaste excessivo.



Figura 22. Dente de aço desgastado.
FONTE: Manual Sperry Sun

Não só os cones ou os dentes podem sofrer com desgastes excessivos, mas também o próprio corpo da broca. Detritos no fundo do poço podem causar danos à broca como veremos a seguir.



Figura 23. Broca desgastada por detrito no fundo do poço.
FONTE: Manual Sperry Sun

Os jatos de lama também são danificados por detritos ou por falha na instalação.

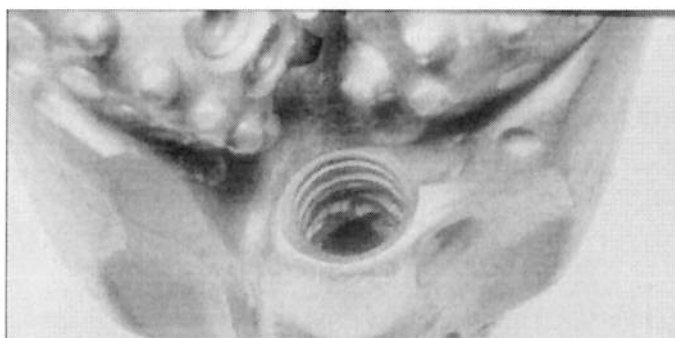


Figura 24. Jato de lama perdido.
FONTE: Manual Sperry Sun

E existem ainda tantos outros defeitos possíveis com brocas móveis. Aqui listamos apenas os principais e mais comuns. Agora, devemos lembrar que temos as brocas sem partes móveis também. Elas apresentam menos problemas por serem mais simples do que as tricônicas, mas ainda assim são defeitos significativos.

Os mais comuns de ocorrer são os problemas com os insertos de tungstênio, que seguram os diamantes sintéticos. Eles podem quebrar parcialmente ou completamente.



Figura 25. Brocas de PDC com insertos quebrados à esquerda e meio e perdido à direita.
FONTE: Manual Sperry Sun

Assim como as tricônicas, as brocas sem partes móveis também podem sofrer avarias em sua estrutura, como é o caso da quebra de uma das lâminas de corte. Uma lâmina é um conjunto de insertos de PDC. Essa quebra pode ser ocasionada por forte choque sofrido pela broca ou torque excessivo.

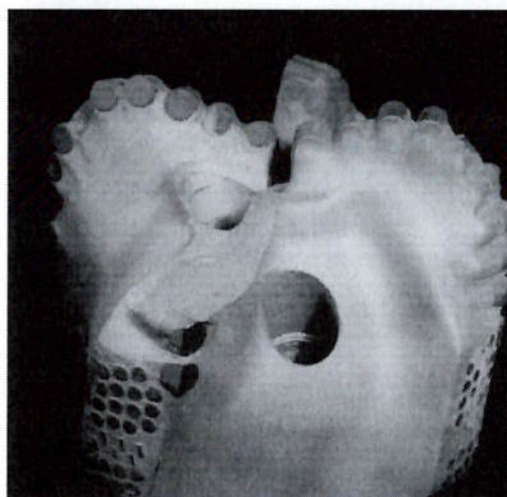


Figura 26. Broca com uma lâmina quebrada.
FONTE: Manual Sperry Sun

Os insertos podem apresentar problemas ainda no próprio diamante sintético que, devido ao calor excessivo, impacto ou integridade própria, pode quebrar.

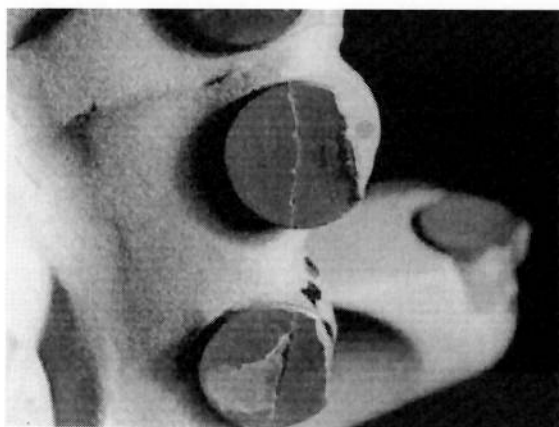


Figura 27. Diamante quebrado.

FONTE: Manual Sperry Sun

Um defeito muito comum em brocas sem parte móveis é o aparecimento de uma falha em anel. Ela ocorre por causa da perda de um dos insertos de PDC ou de diamantes naturais, o que deixa uma área vulnerável e que, com a rotação, passa a desgastar demais os outros insertos dessa região até que todos venham a se perder, formando um anel na broca.

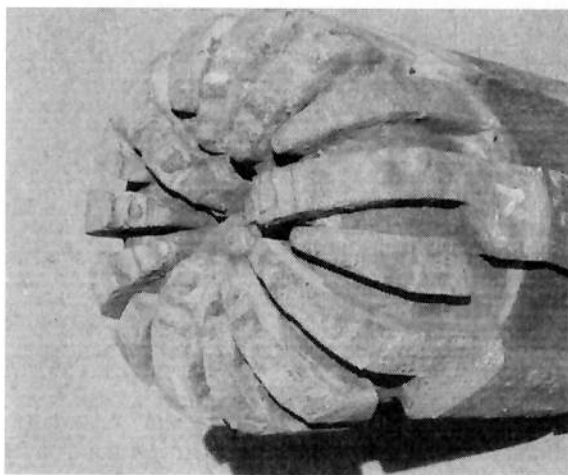


Figura 28. Falha em anel em uma broca de diamante natural.

FONTE: Arquivo pessoal.

3.3. Perfuração direcional

Os primeiros poços perfurados eram verticais, ou pelo menos tentavam ser. Podemos dizer isso porque não existe um poço verdadeiramente vertical. Mesmo quando a intenção é de se perfurar verticalmente, a não uniformidade da composição das formações e da disposição das camadas em relação umas às outras faz com que o poço desvie de sua direção original. Esses poços são chamados de tortuosos (THOMAS, 2001).

Esses desvios, além de levar o poço para longe de seu alvo original, causam problemas também para a coluna de perfuração, que fica sujeita aos esforços cíclicos por conta de sua rotação em trecho com desvio. Outro problema aparece na hora de descer o revestimento, que pode não passar por um trecho com muito desvio.

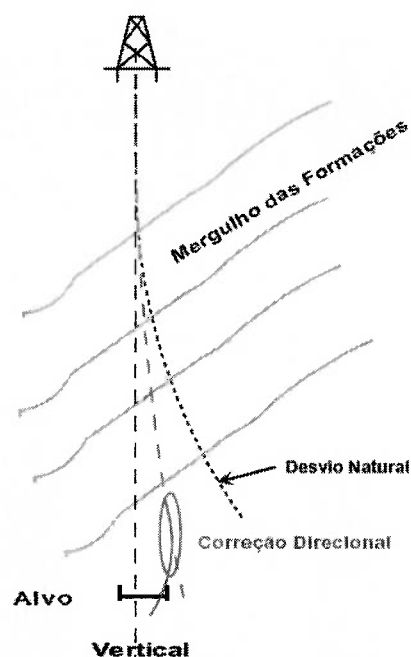


Figura 29. Exemplo de desvio natural de um poço.

FONTE: Manual Sperry Sun

Por conta desses problemas, começou-se a desenvolver tecnologias para corrigir esses desvios e os poços perfurados com essas técnicas passaram a ser chamados de poços direcionais. Essa nomenclatura foi mantida até hoje, mas a definição mudou um pouco.

A perfuração direcional é a técnica de, intencionalmente, desviar a trajetória de um poço da vertical, para atingir objetivos que não se encontram diretamente abaixo de sua localização na superfície (THOMAS, 2001).

Os objetivos que nos levariam a optar por um poço direcional são diversos. Primeiramente poderíamos citar o caso de tentativa de controle de um poço em *blowout* através da perfuração de poços de alívio. Esses poços teriam que sair de um ponto afastado e atingir o poço descontrolado e, por tanto, deveriam ser direcionais.

Outra utilidade seria atingir alvos que estivessem debaixo de cidades, lagos, montanhas ou qualquer coisa que impossibilitasse o acesso direto por cima. Ou ainda poderíamos utilizar essa técnica para desviar o poço de acidentes geológicos como domos salinos e falhas, perfurar vários poços de um mesmo ponto na superfície, desviar poços que tivessem problemas em seus trechos finais como prisão de coluna, perfurar poços horizontais para drenar depósitos muito estreitos, perfurar poços multilaterais ou de grande afastamento lateral.

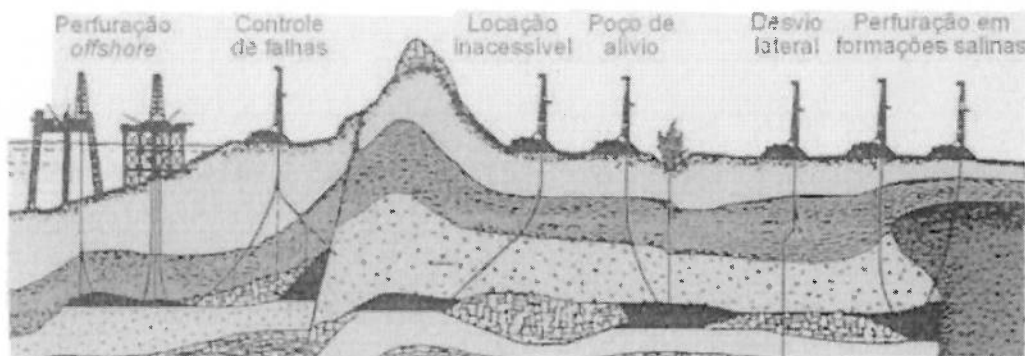


Figura 30. Diversos exemplos de poços direcionais.

FONTE: THOMAS, 2001

Um poço direcional é caracterizado pela profundidade do ponto de desvio ou KOP (*kick-off point*), o afastamento horizontal em relação a sua origem, a direção do alvo, a profundidade final do poço e a inclinação do trecho reto inclinado.

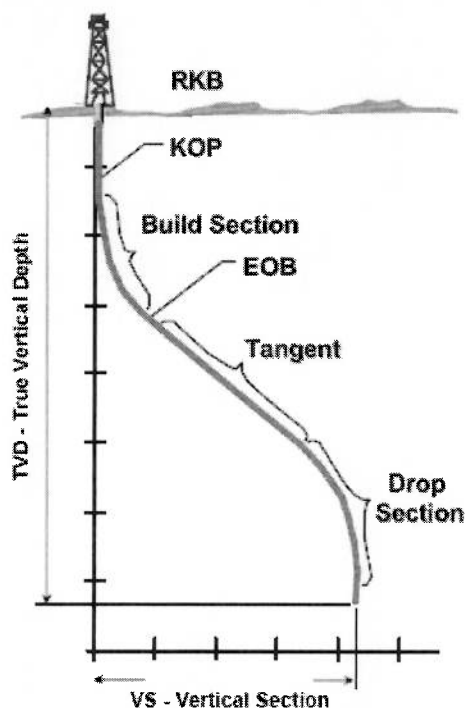


Figura 31. Principais elementos de um poço direcional.

FONTE: Manual Sperry Sun

3.3.1. Tipos de poços direcionais

Existem quatro perfis básicos de poços direcionais, sendo que um deles é recente e alguns autores ainda não o consideram em suas obras. Temos o poço tipo I ou B&H (*build and hold*), o poço tipo II ou poço em S, o poço tipo III ou poço em J e finalmente o mais recente poço de seção negativa ou UC (*under cut*).

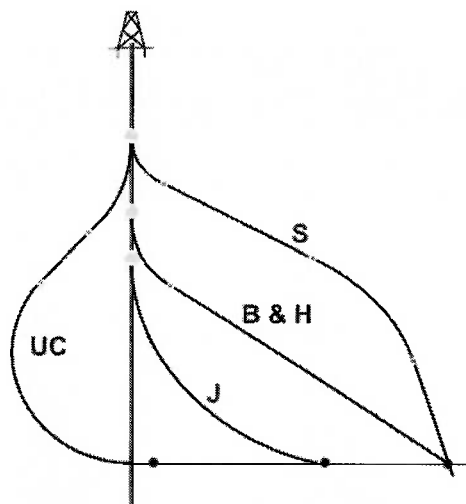


Figura 32. Principais perfis de poços direcionais.
FONTE: Manual Sperry Sun

O poço tipo I ou B&H deve ser escolhido quando o afastamento horizontal é grande em relação à profundidade do poço e o KOP deve ser feito próximo à superfície. Caracteriza-se por ter um trecho de crescimento de inclinação (*build-up*), com taxa constante, e terminar com um trecho de inclinação constante (*slant*), passando pelo centro do alvo. É comumente utilizado devido à relativa facilidade de implementação, pois o KOP próximo à superfície facilita no momento de orientar a ferramenta defletora, que será explicada mais adiante, possibilitando economia no tempo de manobra e no custo final do poço.

O poço tipo II ou poço em S pode ser escolhido sempre que o afastamento lateral for pequeno em relação à profundidade final do poço e o KOP deve ser feito próximo à superfície. É preferido em substituição de um poço do tipo I que, quando calculado, resulte em baixa inclinação final e, portanto, de difícil controle direcional. Caracteriza-se por ter, depois do *build-up* e da inclinação constante, um intervalo de perda de inclinação a taxa constante (*drop-off*) até atingir a vertical novamente.

Como desvantagens, esse tipo de poço apresenta um alto desgaste de coluna de perfuração e de revestimento e aumento da possibilidade de formação de chavetas nas regiões com inclinação, o que aumenta as chances de ocorrer prisão de coluna. No ponto de vista econômico pode implicar no uso de mais revestimentos para cobrir o trecho em *drop-off*.

O poço tipo III ou poço em J é muito semelhante ao poço tipo I, mas com o KOP mais profundo. Por conta disso, sua característica é de terminar em fase de *build-up*, sem o trecho em inclinação constante. São utilizados mais como uma forma de reutilizar poços verticais secos. Como o KOP é profundo, pode ser necessária a utilização de ferramentas especiais na orientação da ferramenta defletora.

O poço de seção negativa ou poço UC é uma tecnologia recente e mais cara. Sua característica é um KOP próximo à superfície e depois um *drop-off* constante, sem trecho de inclinação constante. Esse *drop-off* continua até que o poço fique horizontal (ver seção 2.3.2. Poço horizontais). Sua utilização só é cogitada em casos especiais, quando o alvo está abaixo do ponto de partida, o poço deve ser horizontal e a sua origem não pode ser mudada. Suas perfuração envolve muito desgaste de coluna devido ao atrito com a formação.

Para todos esses poços as taxas de *build-up* praticadas mais comumente são em torno de $2,5^\circ/30\text{m}$, que resulta em um raio de curvatura de 688m (Manual Sperry Sun), mas ela pode variar entre $1^\circ/30\text{m}$ até $5^\circ/30\text{m}$. As taxas menores poupam o equipamento enquanto as maiores só devem ser utilizadas em situações onde seja imperativo que o raio de curvatura seja pequeno. Para um projeto a taxa de *drop-off* é geralmente menor do que a taxa de *build-up* escolhida.

3.3.2. Poços horizontais

Atualmente há um tipo especial de poço direcional que está sendo muito utilizado, o poço horizontal. Esse tipo de poço possibilita um aumento grande na produtividade e na recuperação final de um reservatório. A grande diferença desse tipo de poço para os demais é que ele tem um trecho reto horizontal perfurado dentro da formação produtora. Assim a sua área de drenagem é consideravelmente maior e o poço pode produzir a uma vazão muito maior do que a de um poço comum sem danificar a formação.

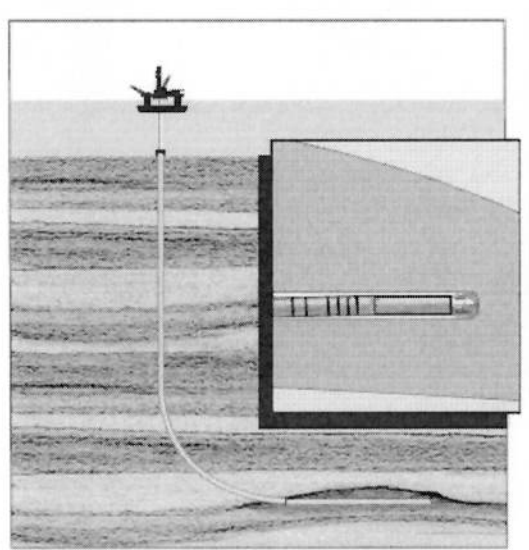


Figura 33. Poço horizontal.
FONTE: Material Halliburton.

Na perfuração de poços horizontais praticam-se raios de curvatura muito menores do que em poços direcionais comuns. A figura a seguir mostra esses raios de curvatura.

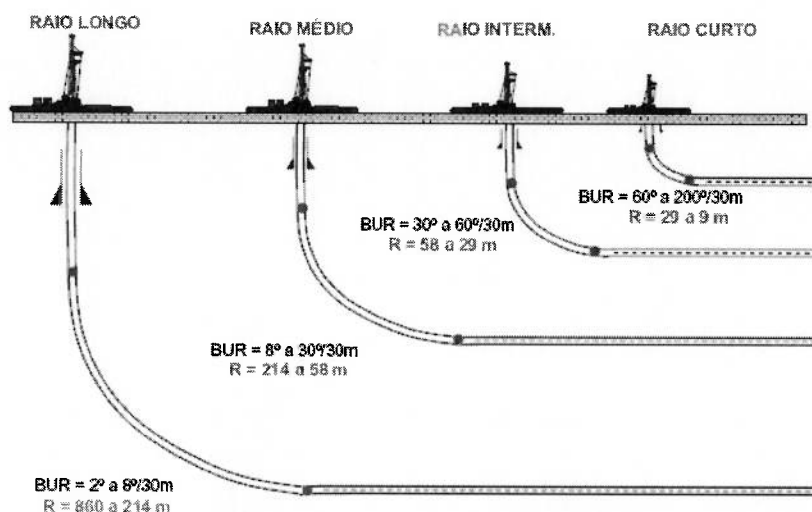


Figura 34. Raios de poços horizontais.
FONTE: Material Halliburton.

3.3.3. Poços multilaterais

Esse tipo nada mais é do que diversos poços perfurados a partir de um mesmo. Essa técnica gera um ganho econômico, pois podemos utilizar um único poço para drenar diferentes reservatórios.

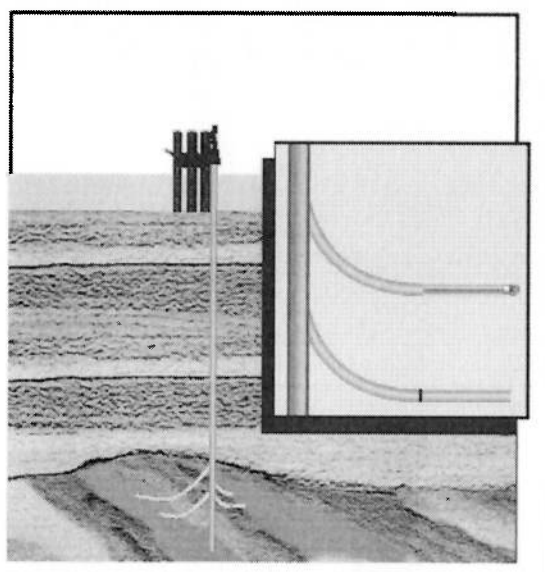


Figura 35. Poço multilateral.
FONTE: Material Halliburton.

3.3.4. Poço SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage)

Esse tipo de poço foi desenvolvido para drenagem de reservatórios longos e com óleo muito viscoso. Na verdade perfuram-se dois poços sendo que o espaçamento entre eles deve ser constante, sempre com um acima do outro. Quando perfurados, o poço superior servirá para injetar vapor no reservatório, tornando o óleo menos viscoso e facilitando sua

movimentação. Já o poço inferior será o de produção. Nessa técnica o poço superior é perfurado com base nas informações da perfuração do inferior.

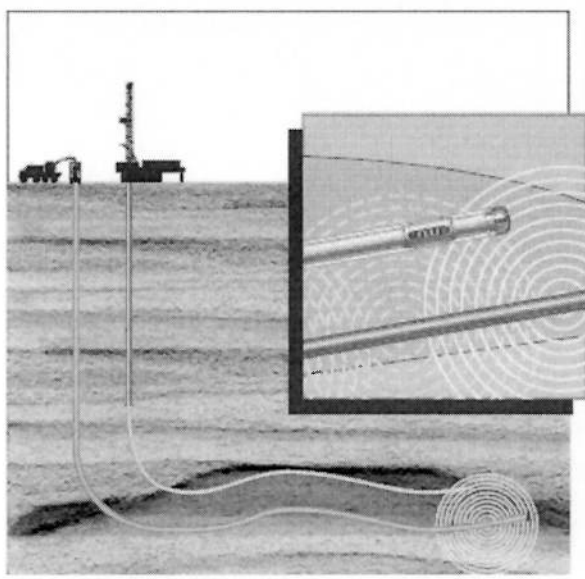


Figura 36. Poço do tipo SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage).
FONTE: Material Halliburton.

3.3.5 Poço de longo alcance

Considera-se um poço de longo afastamento aquele onde a distância base/objetivo é pelo menos duas vezes maior do que a distância do KOP à profundidade do alvo. Costumam ser projetados com raio de curvatura grande para minimizar os efeitos do torque e do arrete na coluna de perfuração. São poços que exigem cuidados especiais no que diz respeito à limpeza e dimensionamento da coluna.

3.3.6. Poço com trajetória 3D

São poços projetados quando a direção requerida para entrar e atravessar a zona produtora não coincide com a direção base/alvo. Assim, além do ganho de inclinação, precisamos alterar a direção do poço. Todos os cuidados e considerações relevantes para os poços de longo alcance valem aqui também.

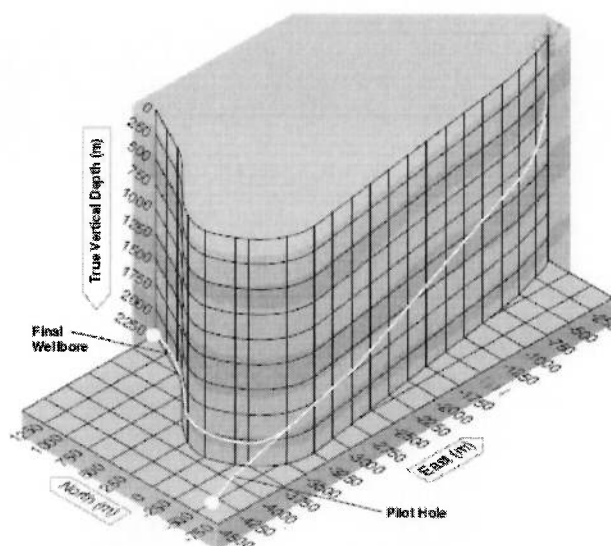


Figura 37. Poço 3D.
FONTE: Material Halliburton.

3.3.7. Operação de desvio

Vamos relembrar que o que possibilitou o desenvolvimento dos poços direcionais foi o motor de fundo. Para fazer um poço direcional precisamos apontar a broca na direção que desejamos que ela perfure. Mas com a coluna girando não temos esse controle. Com o motor de fundo podemos fazer isso já que a coluna está parada.

Para alterarmos a direção em que a broca aponta temos algumas possibilidades: uma delas é forçar a broca com alguma ferramenta e outra seria apontar a broca na direção desejada. Diferenciaremos bem esses dois métodos logo a seguir, mas antes vamos descrever as primeiras técnicas utilizadas para direcionarmos um poço.

O primeiro e mais simples método utilizado para direcional uma broca foi o *whipstock* em poço aberto. O *whipstock* é uma cunha de aço com extremidade em forma de ponta e uma ranhura côncava que serve para guiar a broca, que nesse momento é menor do que a broca de perfuração, em direção à parede do poço. Essa ferramenta é anexada à coluna de perfuração através de um pino de cisalhamento que é quebrado quando a orientação for feita dentro do poço e a ferramenta estiver assentada no fundo do poço. Depois que um *rat hole* de aproximadamente 6 m for perfurado com essa broca menor, a coluna deve ser trocada e um alargador é descido para alargar o *rat hole*. Finalmente uma coluna de *build up* é descida para se obter mais alguma inclinação.

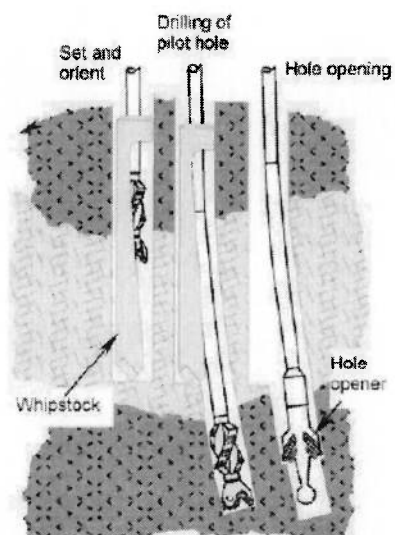


Figura 38. Seqüência de abertura do poço com *Whipstock*.
FONTE: Material Halliburton.

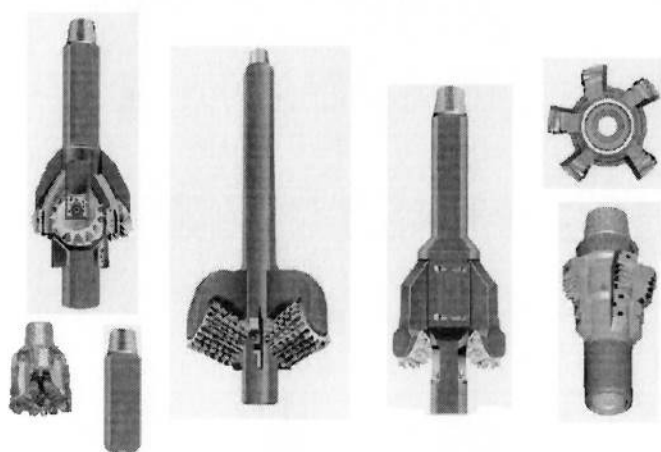


Figura 39. Diversos modelos de alargadores.
FONTE: Material Halliburton.



Figura 40. Alargador no *rat hole*.
FONTE: Material Halliburton.

Durante muito tempo esse foi o único método de se conseguir um poço direcional, mas atualmente o método é raramente utilizado devido ao grande tempo necessário e a dificuldades operacionais. Atualmente os desvios são feitos com uma evolução do *whipstock* que é a *window milling* que trabalha com poço revestido. O funcionamento é semelhante, com a grande diferença que agora o poço já está revestido.

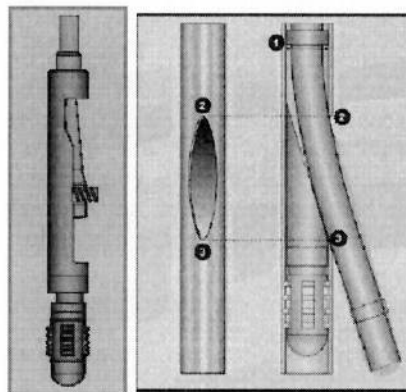


Figura 41. Nova tecnologia em desvio de poços.
FONTE: Material Halliburton.

Um outro método de desvio é o jateamento. Quando a formação é muito mole podemos usar esse método com brocas tricônicas. O método consiste em instalar um ou dois jatos maior do que o terceiro. Quando a coluna de perfuração atinge o KOP, paramos a rotação e os jatos maiores são orientados na direção que desejamos desviar o poço. Circulamos então a lama, sem rotacionar a broca. A erosão lateral provocada pela energia hidráulica da lama faz com que a coluna de perfuração deslize no poço recém perfurado pelo fluido. Após 1 ou 2 metros terem sido perfurados dessa maneira, a coluna é girada para perfurar um trecho de 6 a 7 metros onde é efetuado um registro direcional para avaliar o último trecho jateado. Caso seja necessário o processo pode ser repetido até se obter a configuração desejada. O sucesso do emprego dessa técnica depende muito da litologia da formação e a limitação é que o KOP deve ser raso.

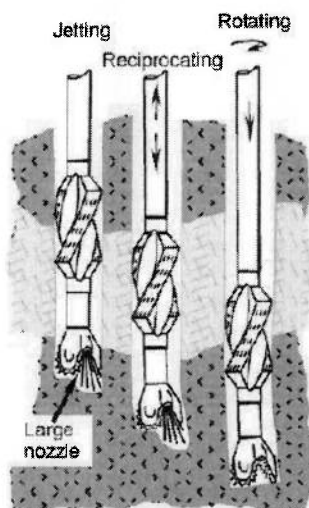


Figura 42. Sequência de abertura do poço com jateamento.
FONTE: Material Halliburton.

Utilizando o motor de fundo há ainda outras maneiras de desviarmos o poço. Atualmente as melhorias visam eliminar o uso de ferramentas que não possam ser carregadas com a própria coluna de perfuração. Nesse modelo temos um método de perfuração diferente. É o método RSS (*Rotary Steerable System*) que é uma ferramenta que fica conectada diretamente acima da broca. Esse método tem duas maneiras de ser implementado.

A primeira maneira é a chamada *push the bit*, onde a broca é empurrada contra a formação para desviar o poço. Um atuador hidráulico fica na coluna logo acima dela e, quando desejamos desviar o poço, ele empurra a parede contrária à direção almejada. Assim, por reação, a broca se dirige à direção desejada. Essa é uma tecnologia mais antiga, hoje já temos a evolução dela que é uma tecnologia chamada *point the bit*. Ao invés de empurrarmos a broca na direção desejada, apenas a apontamos. Isso é possível graças a um sistema de discos excêntricos por onde passa o eixo da broca. Girando esses anéis, podemos flexionar o eixo do motor, fazendo com que a broca aponte para uma direção. Esse método permite raios muito menores e poços com qualidade superior como vemos a seguir.

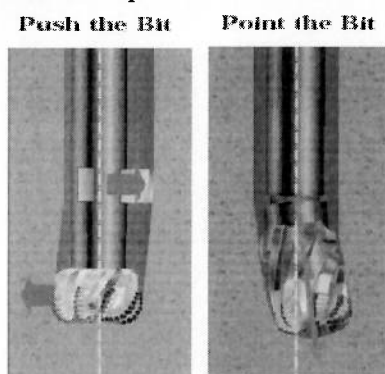


Figura 43. Métodos de desvio com motor de fundo.
FONTE: Material Halliburton.

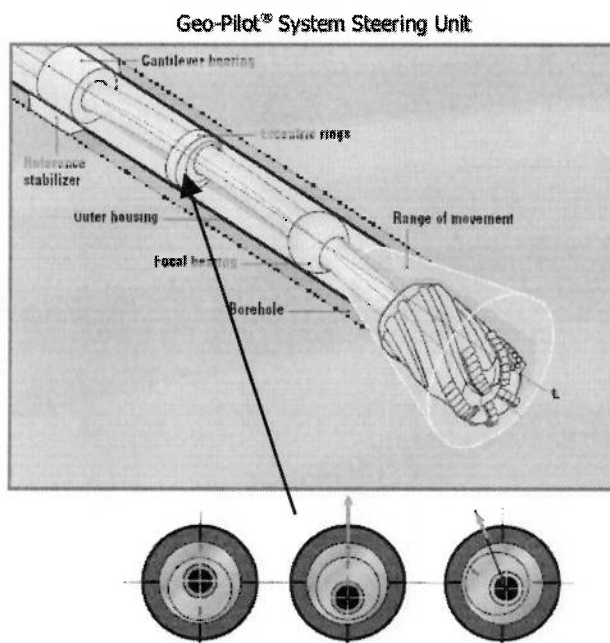


Figura 44. Sistema de perfuração com motor de fundo da Halliburton.
FONTE: Material Halliburton.

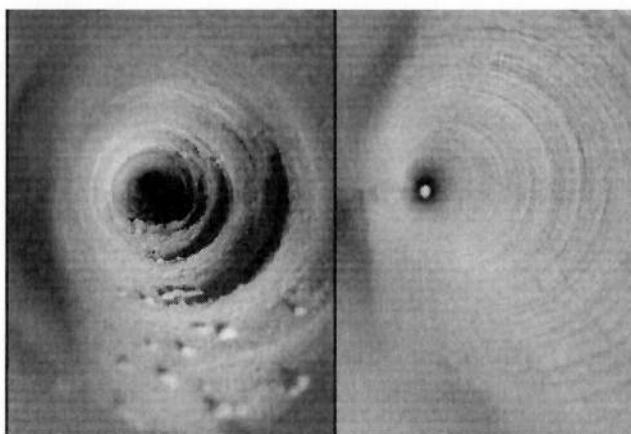


Figura 45. À esquerda um poço perfurado com *push the bit* e à direita um com *point the bit*.
FONTE: Material Halliburton.

Finalmente podemos fazer o controle direcional com BHA (*Bottom Hole Assembly*), que é uma parte da coluna de perfuração que afeta a trajetória da broca e conseqüentemente do poço. O princípio de funcionamento é bem parecido com o *push the bit*, mas os atuadores não são hidráulicos e vão fixos na coluna de perfuração, produzindo um desvio constante ao longo da perfuração.

3.3.8. Equipamentos de registro direcional

Ao fazermos um poço direcional, precisamos ter um registro das posições que a broca está assumindo a fim de controlar seu caminho, afinal temos um alvo para atingir. Quanto mais precisas forem essas informações, melhor será a qualidade do poço e maior será a chance dele ser bem sucedido.

Existem diversos equipamentos para fazermos esse controle direcional, e podemos classificá-los como equipamentos de registro simples, múltiplos ou contínuos (Material Halliburton). Outra maneira de classificação é quanto à referência que o aparelho usa. Como esses aparelhos trabalham em subsuperfície eles podem ser giroscópicos ou magnéticos (Material Halliburton).

A primeira classificação só diz respeito à quantidade de leitura que serão feitas. Caso seja uma única leitura, chamaremos de registro simples. Diversas leituras são registros múltiplos e, nos equipamentos mais modernos, podemos ter leituras constantes ou contínuas.

As principais informações contidas em um registro direcional são a inclinação e direção do poço. Informações adicionais como a orientação da face da ferramenta, temperatura de fundo de poço, existência de interferência magnética e outras mais também podem ser obtidas.

3.3.8.1. Equipamentos Magnéticos

Como o nome nos induz a pensar, um equipamento magnético basicamente utiliza o campo magnético da Terra para registrar a direção que a broca se desloca. Mas somente a direção não é informação suficiente para sabermos por exemplo, quão inclinado está esse poço. Assim, um esquema com uma câmera fotográfica conectada a um cronômetro, um pêndulo, uma escala de inclinação e uma bússola é montado com a figura mostra.

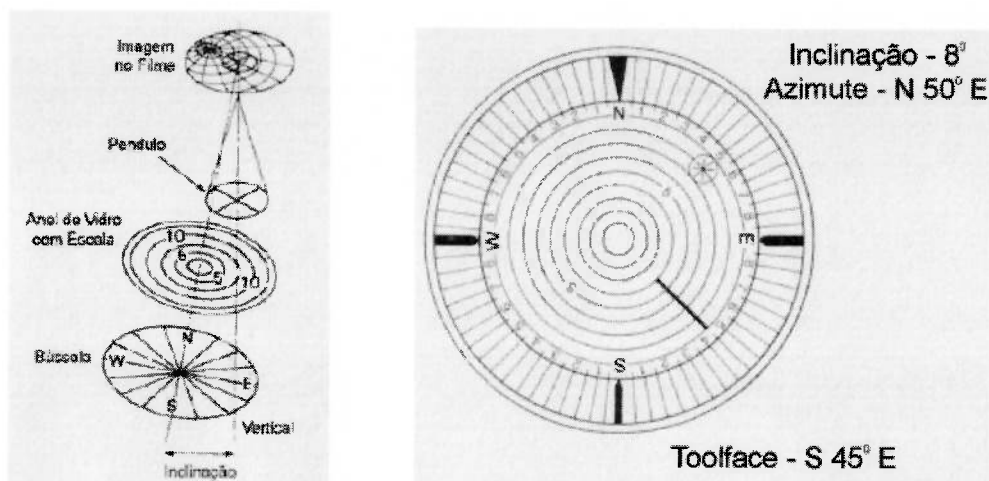


Figura 46. Esquema de uma ferramenta à esquerda e registro mostrado pela câmera à direita.
FONTE: Material Halliburton.

Como sabemos, o pêndulo fica sempre na vertical. Ele contém uma mira que nos mostra quão inclinada a ferramenta está pois logo abaixo dele está uma escala de inclinação. Essa escala é de vidro, assim a bússola que fica abaixo dela também fica visível. Dessa maneira uma foto mostra a inclinação e a direção da ferramenta, como podemos ver à direita da figura.

Todo esse conjunto pode ser descido dentro da coluna de perfuração a cabo ou ainda pode ser lançado para depois ser recuperado. O cronômetro determina o intervalo entre as fotos que serão tiradas e com isso teremos um registro direcional ao longo do poço e em intervalos de tempo constantes.

O principal problema desse equipamento é que a coluna de perfuração gera campo magnético. Assim a leitura da bússola fica alterada. Para resolver esse problema, comandos, que são as primeiras partes da coluna de perfuração, com permeabilidade magnética baixa foram criados. Esses comandos são chamados de *Monel* ou *K-monel*. Assim, enquanto dentro deles, o equipamento de registro só sofrerá influência do campo magnético da Terra.

3.3.8.2. Equipamentos de registro giroscópico

Mesmo com os comandos especiais, algumas vezes não podemos nos livrar da interferência magnética de algumas fontes como o próprio revestimento, poços adjacentes, jazidas de minerais ferroso. Para solucionar esse problema, criaram-se os equipamentos com giroscópios.

Um giroscópio nada mais é do que um disco pesado girando a alta velocidade. Sabemos que pelo princípio da inércia, se tentarmos mudar a sua direção, ele oferecerá uma reação, tentando ficar na direção inicial. Na construção do giroscópio ele tem liberdade para se mover em qualquer direção, ou seja, mesmo que a estrutura que o contém mude de direção, ele não se moverá, por inércia.

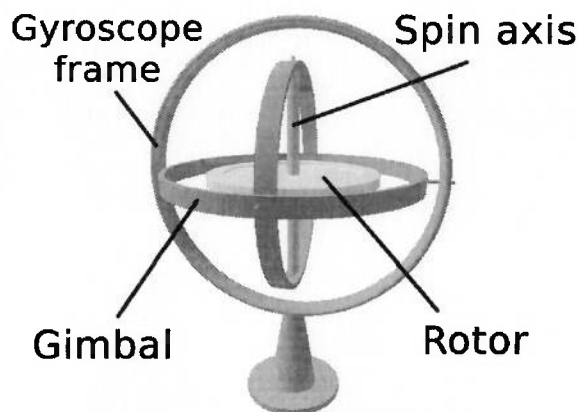


Figura 47. Giroscópio.

FONTE: <<http://www.soygik.com/2007/07/page/2/>>, em nov. 2007.

Dessa maneira, um giroscópio orientado em uma certa direção a manterá enquanto seu rotor estiver girando. Essa característica possibilitou então medidas de direção mesmo em locais com interferência magnética. Bastou montar uma bússola sobre um giroscópio e orientá-lo em superfície. Equipamentos com giroscópio sequer precisam do comando com baixa permeabilidade magnética.

3.3.8.3. MLWD (*Measure and Logging while drilling*)

Os dois equipamentos apresentados anteriormente foram muito engenhosos para seus momentos de utilização, mas com os avanços tecnológicos tornaram-se ultrapassados, principalmente por serem de múltiplos registros e não contínuos.

Atualmente temos equipamentos de medição contínua que enviam e recebem dados em tempo real e podem fazer muito mais tipos de medições do que seus antecessores. Existem equipamentos que fazem as medidas de direção e inclinação, chamados de MWD, sigla que traduzida significa medição enquanto perfurando, e equipamentos que fazem medidas de características das formações atravessadas, os LWD, ou perfilagem enquanto perfurando.

Esses equipamentos não precisam ser recuperados para termos as informações medidas. Eles se comunicam com a superfície através de pulsos de pressão na lama ou através de ondas magnéticas de baixa frequência ou ainda, os mais modernos, a cabo.

Os aparelhos que usam os pulsos de pressão contém dispositivos que podem permitir ou não a passagem de fluido de perfuração do interior da coluna para fora. Assim, controlando a abertura e fechamento desses dispositivos pode-se criar pulsos de pressão que transportam a informação codificada.

Já os aparelhos que utilizam o campo magnético de baixa frequência geram essas ondas e uma antena em superfície a capta. As principais vantagens são a velocidade de transmissão de dados e a capacidade de comunicação mesmo sem circulação de fluido na coluna. A maior desvantagem é que esse campo magnético não consegue atravessar grandes lâminas d'água, então só pode ser utilizado em sondas terrestres.

E a última tecnologia disponível é a comunicação a cabo. Esse tipo de comunicação pode ser usado com ou sem motor de fundo. Os cabos correm por dentro da parede da coluna

de perfuração e, nos acoplamentos, formam anéis que ficam expostos. Quando duas seções são conectadas, esses anéis fazem a conexão entre as duas seções da coluna.

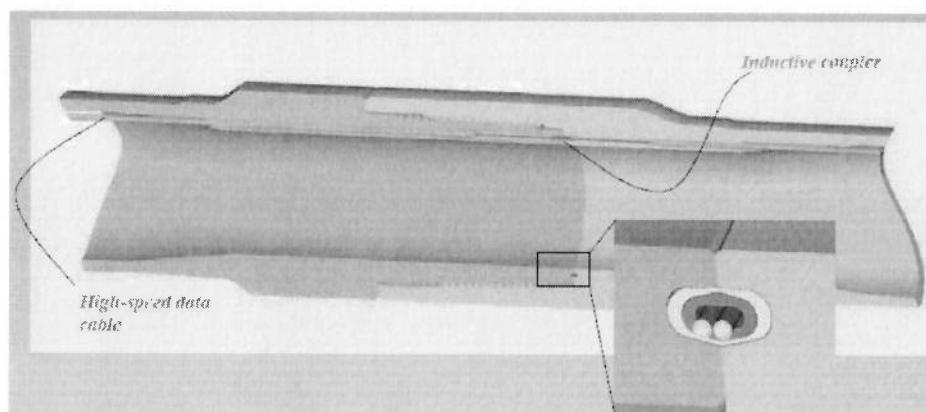


Figura 48. Duas seções de colunas conectadas com o cabo embutido. No detalhe os anéis de conexão.

FONTE: Manual da Halliburton.

A grande vantagem dessa coluna de perfuração com o cabo embutido é que, mesmo em sondas marítimas, a transmissão de dados pode ser feita de forma contínua e em alta velocidade, até 1 megabite por segundo (Manual da Halliburton).

3.4. Perfuração com revestimento (*Casing Drilling*)

A técnica de perfuração com revestimento consiste em perfurar e revestir um poço simultaneamente. A idéia aqui é usar o revestimento como coluna de perfuração. A principal vantagem que essa técnica oferece é a possibilidade de se perfurar ultrapassando zonas instáveis, seja por instabilidade da parede ou por perda de circulação. Além disso melhora a eficiência da perfuração pois não é preciso fazer muitas manobras já que, uma vez perfurada uma seção, o revestimento já está colocado.

Como o revestimento é utilizado como coluna de perfuração, o elemento cortante deve ser conectado a ele. Das três empresas que fazem esse tipo de perfuração, a Tesco desenvolveu um método que permite que uma composição de fundo (BHA – *Bottom Hole Assembly*) seja conectada ou até trocada por uma operação a cabo (*Wireline*). As outras duas, Weatherford e Baker, usam uma técnica mais simples que não permite a recuperação do BHA. A Weatherford utiliza elementos cortantes que se abrem na próxima fase da perfuração, permitindo a passagem da coluna. A Baker utiliza uma broca que é destruída na próxima fase de perfuração (Boletim Eletrônico, Biblioteca Virtual).

O que une todos esses métodos é a necessidade de um motor *top drive* para imprimir rotação ao revestimento. A técnica da Tesco é mais versátil pois podemos recuperar o BHA, mas é muito complexa. As utilizadas pela Weatherford e pela Baker são mais simples, mas apresentam limitação de profundidade já que não é possível trocar o elemento cortante e não podem ser utilizadas em poços direcionais por não terem BHA.

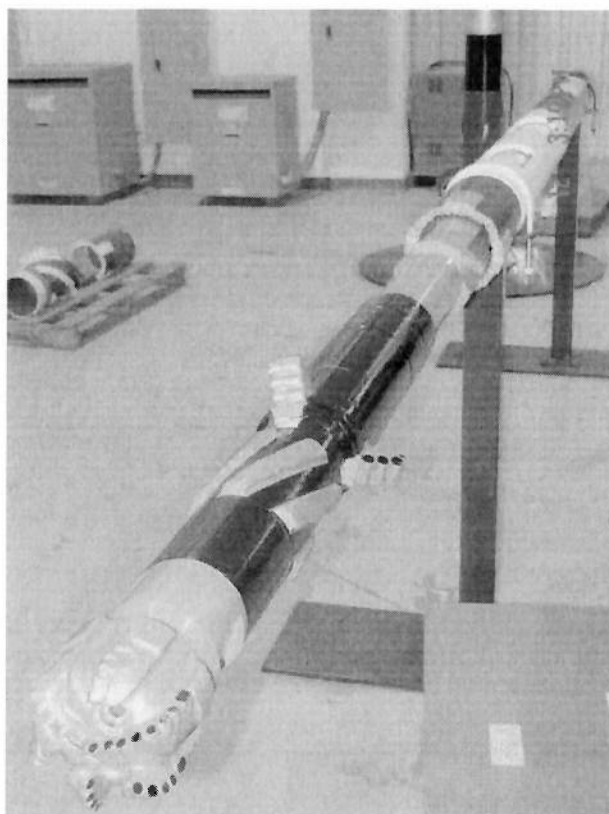


Figura 49. Coluna utilizada pela Tesco incluindo a broca piloto, estabilizador, alargador e revestimento.

FONTE: Boletim eletrônico, biblioteca virtual.

3.5. Novas técnicas

Como já pudemos perceber, novas técnicas aparecem constantemente. Seja para substituir ou seja para complementar uma antiga. Isso ocorre porque as reservas encontradas estão cada vez mais profundas e, por isso, cada vez menos viáveis. Busca-se então o desenvolvimento de técnicas novas para baratear o custo e viabilizar novas perfurações. Nesta parte do trabalho mostraremos as inovações tecnológicas que estão sendo propostas no mundo hoje.

As pesquisas nesse ramo buscam boas taxas de penetração em rochas mais resistentes e dispositivos de perfuração com menor desgaste e manutenção, permitindo o alcance de maiores profundidades sem a necessidade de trocas do dispositivo perfurador por períodos maiores (VIEGAS, 2004).

3.5.1. Perfuração por jato quente supersônico

Esse método consiste em apontar um jato de gás quente supersônico para a superfície de uma rocha. Assim tensões térmicas seriam criadas e a rocha fraturaria em pequenos estilhaços, retirando a camada superficial da mesma. O processo então se repetiria com a superfície recém-exposta e a perfuração ocorreria. (VIEGAS, 2004) Esse método de perfuração tem maior eficiência em rochas duras. Nelas, a taxa de penetração do método é maior do que aquelas obtidas pelos métodos convencionais.

O aquecimento da superfície da rocha, que é a base desse método, poderia ser feita através de um laser, mas os detritos criados se acumulariam na superfície da rocha, diminuindo a eficiência da perfuração. Por esse motivo, um fluxo de gás quente supersônico, gerado por combustão, é a melhor opção pois, além de aquecer a superfície da rocha, já carrega os detritos criados.

Foi constatado por Rauenzahn (1986) que fluxos de calor da ordem de 1 a 10 MW/m² seriam necessários para o desencadeamento deste processo de perfuração. Tais fluxos de calor poderiam ser obtidos facilmente com a queima de misturas de propano, gás natural com oxigênio ou com ar, onde suas temperaturas de combustão se encontram na faixa de 2500 a 3000 K, tornando o processo viável. Além disso, estudos em campo demonstraram que, para o método por descamação térmica, a elevação dos custos de perfuração com a profundidade ocorre linearmente, consistindo em um importante fator para seu desenvolvimento, afinal as técnicas atuais aumentam com taxas maiores (VIEGAS, 2004).

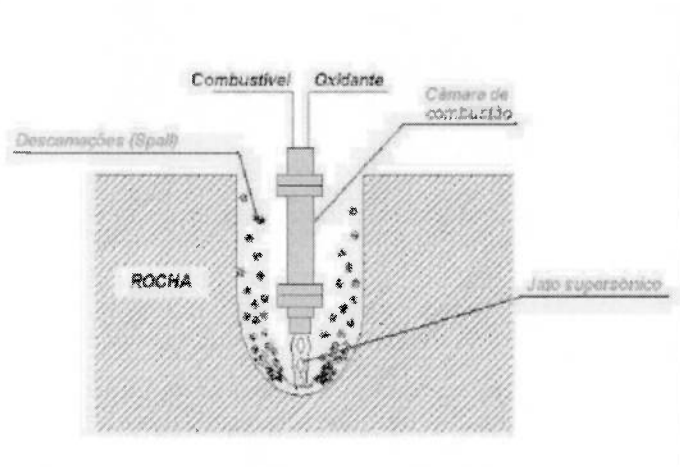


Figura 50. Processo de Perfuração por Jato Supersônico Quente.
FONTE: VIEGAS, 2004 - Adaptada de WIKINSON e TESTER, 1992.

3.5.2. Perfuração por martelo hidráulico (*Hydraulic Hammer Drilling*)

Como já dissemos neste trabalho, a perfuração por percussão foi considerada, há muito tempo, um dos melhores métodos para perfurar rochas duras. Infelizmente a eficiência da maioria dessas perfurações era muito baixa. As únicas exceções eram os poços rasos.

O método caiu em desuso com a perfuração rotativa, mas não foi esquecido. Os russos continuaram com pesquisas e testes e desenvolveram uma nova geração de perfurações percussivas que eram até cinco vezes mais eficientes do que as suas antecessoras. Esses resultados foram obtidos em formações duras e em profundidades superiores a 2000 m. (Journal of Energy Resources Technology, 2000)

Os bons resultados impulsionaram as pesquisas e hoje as perspectivas do método há tanto tempo abandonado são boas. Pesquisas recentes mostram que há possibilidade de aumentar ainda mais a eficiência do processo e os Estados Unidos também já estão pesquisando e conduzindo testes. Futuramente o método pode voltar a ser empregado.

O princípio de funcionamento deste método ainda é o mesmo, golpear sucessivamente a formação com uma broca, perfurando assim um poço. Para realizar esse movimento

percussivo, um sistema hidráulico é utilizado e é aqui que encontramos a principal diferença entre o método do Cel. Drake e o moderno.

O sistema hidráulico do poço Drake ficava na superfície e golpeava uma haste que transmitia a energia para a broca. Para atingirmos profundidades superiores a 2000 m, como os russos atingiram, esse sistema precisou ser levado para subsuperfície, afinal uma haste de 2000 m é nitidamente inviável.

Para criar o movimento percussivo utiliza-se um pistão de ação dupla (PUCHALA, 1997) conectado à broca. Assim, dependendo de qual câmara pressurizarmos, a haste conectada à broca sobe ou desce. Pressurizando alternadamente as câmaras, obtemos o movimento cíclico desejado.

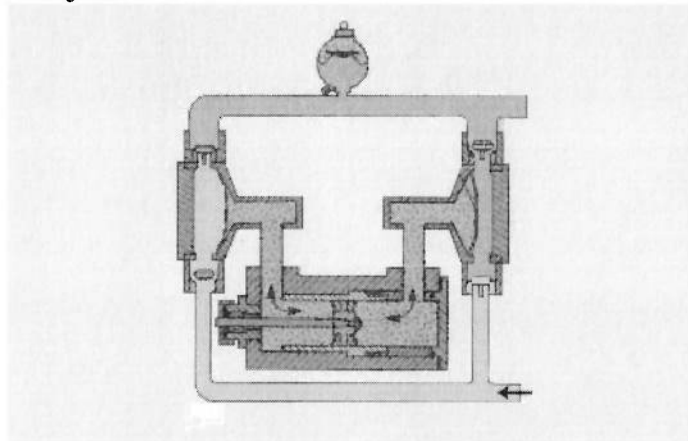


Figura 51. Pistão de ação dupla.

FONTE: <http://www.esco.com.br/produtos_wirth.asp>, em nov. 2007.

4. Considerações finais

Neste trabalho conseguimos agrupar informações de livros, catálogos e manuais de ferramentas utilizadas atualmente na indústria do petróleo, permitindo assim um entendimento melhor das tecnologias empregadas hoje e também das ainda em desenvolvimento.

Com a leitura de um único material é muito difícil conseguir uma visão geral da perfuração, pois as informações sobre as tecnologias são muito difíceis de encontrar já que as empresas as mantêm em sigilo.

Além de informações obtidas em fontes convencionais de pesquisa, há muita informação que foi adquirida informalmente, em conversas com engenheiros da área. Elas foram muito valiosas justamente pela dificuldade de se encontrar informações atuais.

Sendo assim considero que os objetivos foram atendidos e que o entendimento das técnicas de perfuração antigas, atuais e futuras, puderam ser obtidos com a leitura deste trabalho, bem como o entendimento do funcionamento das ferramentas utilizadas no processo de perfuração de um poço.

5. Bibliografia

PRATES, J. **Visitando o Coronel Drake. Titusville, Pensilvânia.** In: O GLOBO ONLINE BLOGS, São Paulo. 2007. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/blogs/petroleo/post.asp?cod_post=76144>. Acesso em: 17 nov. 2007

PEES, S. T. **Oil History.** Estados Unidos. 2002. Disponível em: <<http://www.petroleumhistory.org/OilHistory/OHindex.html>>. Acesso em: 25 nov. 2007

Hydraulic Hammer Drilling Technology: Developments and Capabilities. Journal of Energy Resources Technology, United States, mar. 2000. v. 122, issue 1, pp. 1-7.

Casing Drilling: um método alternativo de perfuração. In: BIBLIOTECA VIRTUAL DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO. Campinas. Disponível em: <<http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE64/destaque.htm>>. Acesso em: 9 out. 2007

Usando Diamantes na Perfuração de Poços de Petróleo. 2005. Disponível em: <<http://www.seed.slb.com/pt/scictr/watch/diamonds/drillbits.htm>>. Acesso em 9 out. 2007

ASME. **Oil and Gas Well Drilling and Servicing eTool.** Washington. 2007. Disponível em: <http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/maintenance_activities.html#content> Acesso em nov. 2007

RAMSEY, M. **Oilfield Glossary.** Estados Unidos. 2007. Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=364>>. Acesso em nov. 2007.

Sperry-sun Career Development Department. Skill Builder. **Directional Drilling: Drill Bit Dull Grading and Evaluation.** Student Material. Document number SBDD9816A. Junho 1997

Sperry-sun Career Development Department. Skill Builder. **Hole Openers / Bullnose.** Student Material. 2004

Sperry Drill. Apêndice B. **Technical Information Handbook.** Segunda edição, 324.

MANSANO R. B. **Engenharia de Perfuração e Completação em Poços de Petróleo.** Florianópolis: UFSC, agosto de 2004. 48 p.

GAMALEIRA, A. C. **Perfuração Direcional.** Rio de Janeiro.

AUGUSTO, C.; AZEVEDO, F.; LEITE, G.; ACCIOLY, J.; CRESPO, L. **Directional Drilling – Mud Motors.**

VIEGAS, F. L. **Perfuração de Rochas por Jato Supersônico Quente**. São José dos Campos: INEP, 2004. 145 p.

RAUENZAHN, R. M. **Análisis of rock mechanics and gas dynamics of flamejet thermal spallation drilling**. 1986. 583 p. Thesis (Doctor os Philosophy) – Institute of Technology, Massachusetts. 1986.

WILKINSON, M. A.; TESTER, J. W. **Computacional modeling of the gas-phase transport phenomena during flame-jet thermal spallation drilling**. International Journal of Heat Mass Transfer, v. 36, n. 14, p. 3459-3475, 1993.

WILKINSON, M. A.; TESTER, J. W. **Experimental measurements of surface temperatures during flame-jet induced thermal spallation**. Rock Mechanics and Rock Engineering, v. 26, n. 1, p. 29-62, 1993.

PUCHALA, R. J. **Double Piston in-the-hole Hydraulic Hammer Drill**. Patent Number: 5647445. USA. 15 de julho de 1997. Registrada: 22 de novembro de 1995.

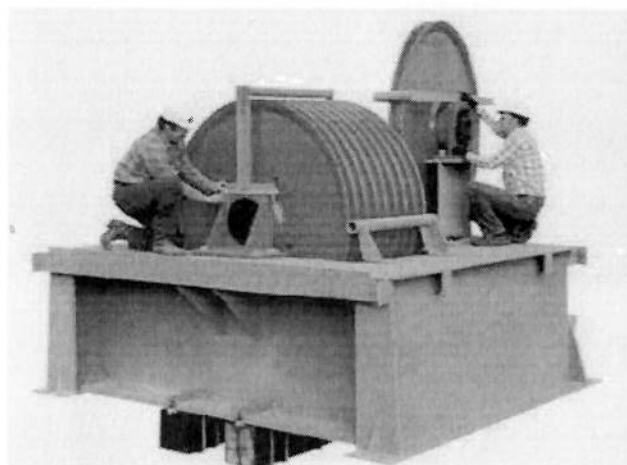
THOMAS, J. E.; **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência Ltda., 2001. 271 p.

BRADLEY, H. B.; **Petroleum Engineering Handbook**. Richardson, TX, U.S.A., 1987. 1823 p.

GATLIN, C.; **Petroleum Engineering – Drilling and Well Completions**. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, 1960. 341 p.

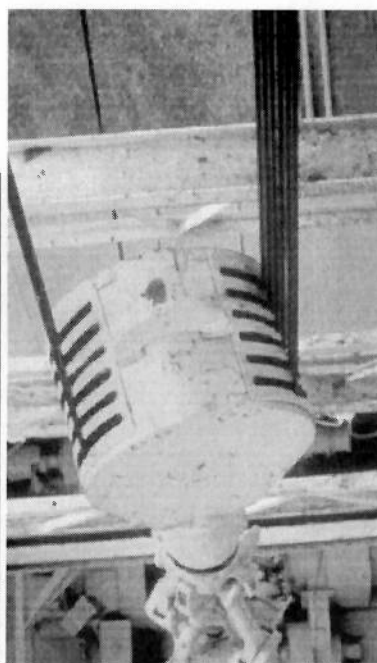
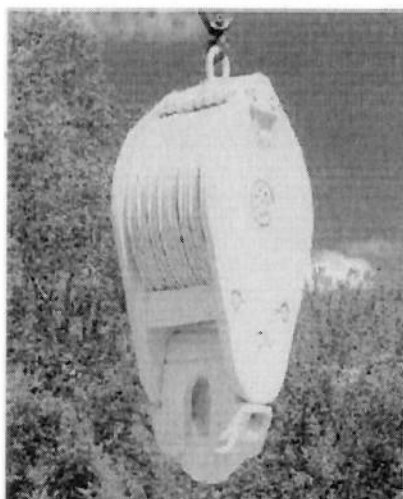
PIMENTEL, P.; **Afinal, que descobriu o petróleo do Brasil? Das tentativas de Allport no século passado às convicções científicas de Ignácio Bastos**. Rio de Janeiro, 1984. 238 p.

ANEXO A



Bloco de coroamento.

FONTE: <<http://www.lcm-wci.com/blocks.shtml>>, em nov. 2007.



Catarina.

FONTE: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=364>>, em nov. 2007.



Gancho (HOOK) à esquerda e à direita Catarina unida ao gancho.
 FONTE: <<http://www.oilfieldproducts.biz/>>, em nov. 2007.

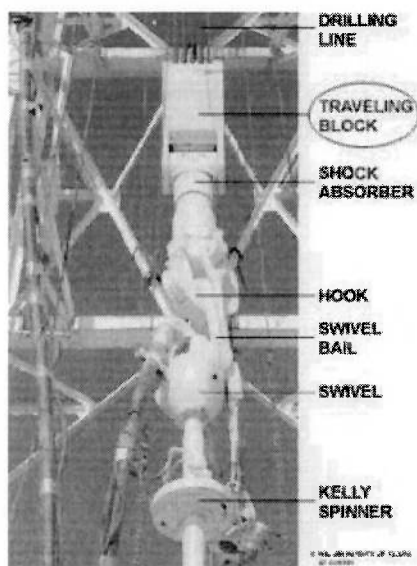


Mesa Rotativa à esquerda e à direita mesa com respectiva bucha do Kelly.
 FONTE: <<http://www.ectool.com/product.php?pid=49>>, em nov. 2007.

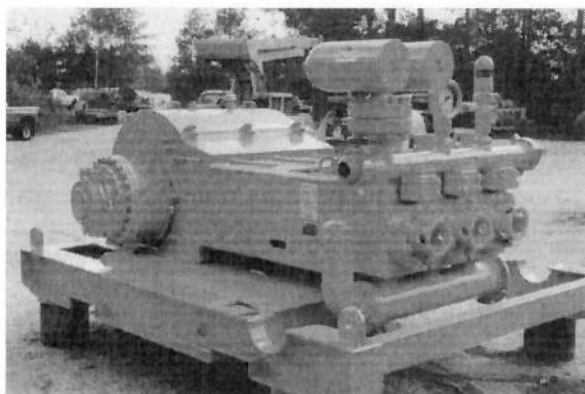


Swivel.

FONTE: <http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/drilling_ahead.html>,
 em nov. 2007.



Conjunto montado.



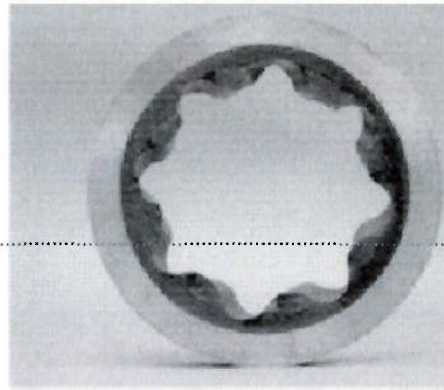
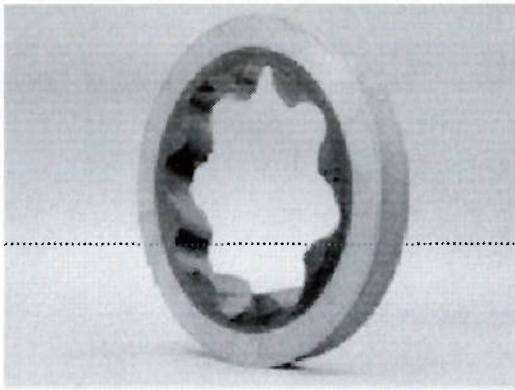
Bomba de Lama Triplex.

FONTE: <http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/drilling_ahead.html>, em nov. 2007.



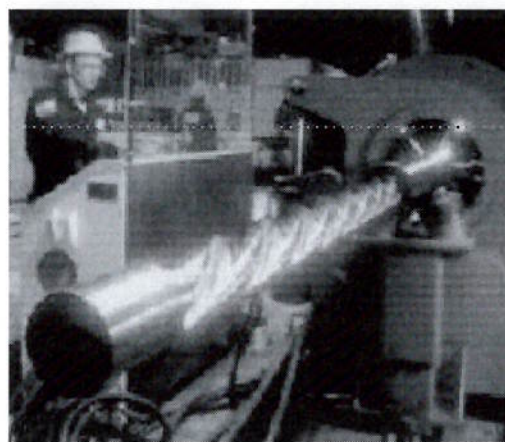
Lama de perfuração.

FONTE: <http://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/drilling_ahead.html>, em nov. 2007.

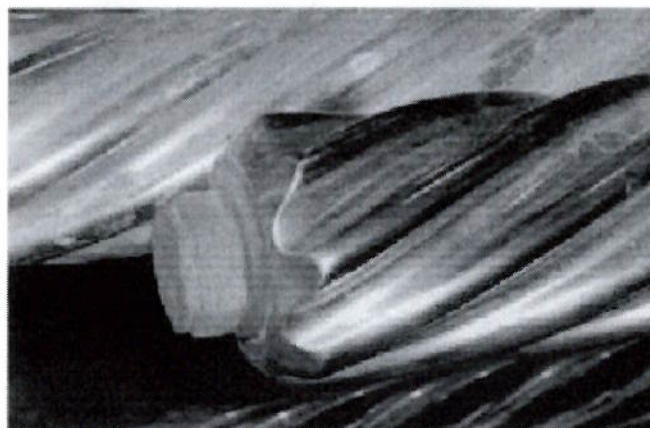


CCor

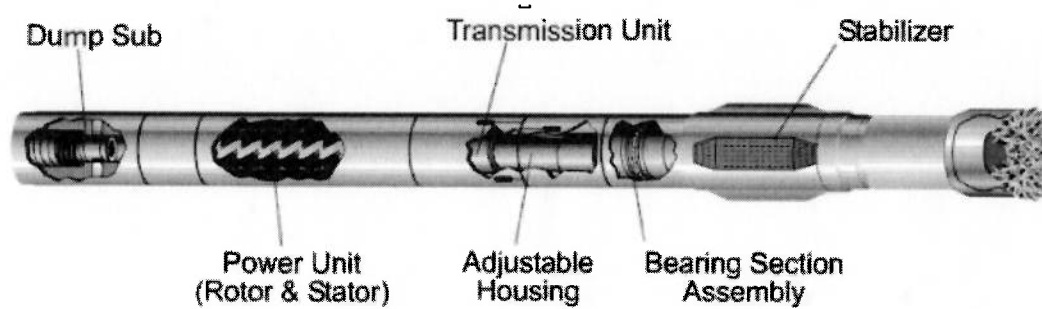
te de um estator de motor de fundo.
FONTE: Apresentação da Halliburton.



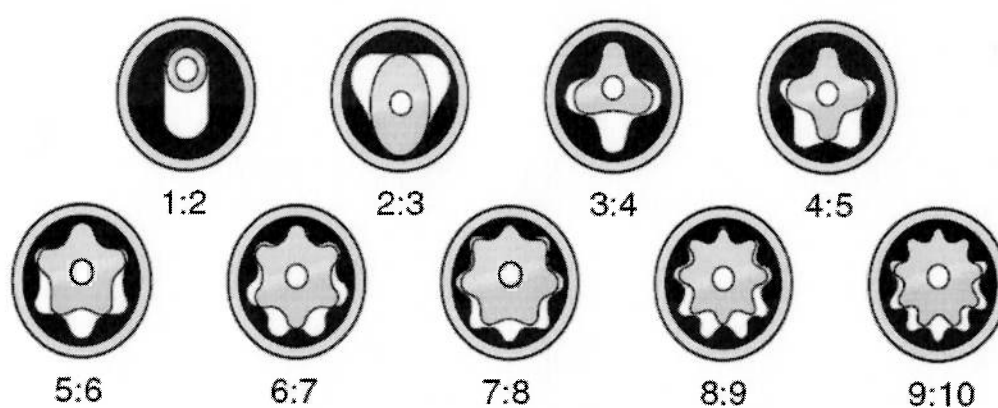
Estator de um motor de fundo sendo forjado.
FONTE: Apresentação da Halliburton.



Rotor já forjado, em detalhe o encaixe de fixação.
FONTE: Apresentação da Halliburton.



Motor de fundo completo.
FONTE: Manual da Halliburton.



Diversas combinações possíveis de rotor com estator (em corte).
FONTE: Manual da Halliburton.