



PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO

Engenharia de Perfuração

LISTA DE FIGURAS	3
INTRODUÇÃO.....	5
POÇOS DE PETRÓLEO.....	6
ASPECTOS GEOLÓGICOS.....	6
EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO.....	7
Métodos Geofísicos.....	7
Poço Pioneiro	9
Classificação dos Poços.....	9
Projeto do Poço.....	10
MÉTODOS DE PERFURAÇÃO.....	11
HISTÓRICO	11
PERFURAÇÃO A CABO	11
PERFURAÇÃO ROTATIVA.....	12
Sistema de Geração e Transmissão de Energia.....	13
Sistema de Movimentação de Cargas.....	15
Sistema Rotativo	15
Sistema de Circulação.....	16
Sistema de Segurança de Poço.....	17
Sistema de Monitoração da Operação	18
Coluna de Perfuração.....	19
BROCAS DE PERFURAÇÃO.....	21
TIPOS DE BROCAS	21
Brocas de Arraste.....	21
Brocas Tricônicas.....	22
CLASSIFICAÇÃO - IADC	24
ANÁLISE DE CUSTO.....	26
Previsão de Custo Global de um Poço.....	26
FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	27
CLASSIFICAÇÃO BÁSICA DE FLUIDOS	27
TESTES DIAGNÓSTICOS.....	28
ADITIVAÇÃO QUÍMICA.....	30
Agentes Floclulantes.....	30
Agentes Defloclulantes.....	30
Controle de Filtração.....	30
Controle de Perda Circulação.....	30
Controle de Adensamento.....	30
LAMAS À BASE DE ÓLEO.....	31
REOLOGIA E HIDRÁULICA DE PERFURAÇÃO.....	32
ASPECTOS SOBRE REOMETRIA.....	32
MODELOS REOLÓGICOS	33
ASPECTOS SOBRE O FLUXO DE FLUIDOS DURANTE A PERFURAÇÃO.....	33
ASPECTOS SOBRE SEDIMENTAÇÃO E TRANSPORTE DE PARTÍCULAS.....	34
CONTROLE DE POÇO.....	36
CAUSAS DA ERUPÇÃO DO POÇO (KICK).....	36
Pressão de Poros Anormal.....	36

Redução da Pressão Hidrostática da Lama.....	37
MÉTODOS DE CONTROLE.....	37
Método do Sondador.....	38
Método do Engenheiro.....	39
REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO.....	40
TIPOS DO REVESTIMENTO.....	40
OPERAÇÃO DE CIMENTAÇÃO	41
ASPECTOS SOBRE O PROJETO DO REVESTIMENTO DE UM POÇO	41
FRONTEIRA TECNOLÓGICA.....	43
POÇOS DELGADOS (SLIMHOLES).....	43
POÇOS DE GRANDE AFASTAMENTO (EXTENDED REACH WELLS).....	43
POÇOS MULTI-LATERAIS (MULTILATERALS).....	44
PERFURAÇÃO COM FLEXITUBO (COILED TUBING DRILLING - CTD).....	45
PERFURAÇÃO SUB-BALANCEADA (UNDER BALANCED DRILLING - UBD).....	45
REFERÊNCIAS	46

Lista de Figuras

Figura 1.1: Alguns tipos de trapas geológicas...	6
Figura 1.2: Exsudações de óleo...	7
Figura 1.3: Princípio de obtenção de dados sísmicos. ...	8
Figura 1.4: Seção sísmica indicando diferentes litologias e possíveis acumulações de gás natural...	8
Figura 1.5: Cofiguração básica de um poço de petróleo...	10
Figura 2.1: Esquema de uma sonda de perfuração a cabo.	12
Figura 2.2: Esquema geral de uma sonda rotativa ...	13
Figura 2.3: Esquema de um sistema de geração/transmissão mecânico.....	14
Figura 2.4: Esquema de um sistema de geração/transmissão diesel-elétrico.....	14
Figura 2.5: Esquema do sistema de movimentação de cargas.....	15
Figura 2.6: Esquema do sistema rotativo ...	16
Figura 2.7: Esquema do sistema de circulação.....	16
Figura 2.8: Hidrociclone do sistema de separação de sólidos.....	17
Figura 2.9: Esquema de um BOP...	17
Figura 2.10: Detalhe de um preventor anular...	18
Figura 2.11: Detalhe de uma gaveta vazada.....	18
Figura 2.12: Coluna de perfuração durante a operação.....	19
Figura 2.13: Modelo para análise do comportamento mecânico da coluna de perfuração...	20
Figura 2.14: Composição típica de uma coluna de perfuração...	20
Figura 3.1: Alguns tipos de brocas de arraste...	21
Figura 3.2: Detalhes técnicos de brocas de arraste.....	22
Figura 3.3: Broca triconica de dentes consolidados ao cone e de insertos.....	23
Figura 3.4: Ação dos jatos da broca. (Cortesia Reed Tools)...	23
Figura 3.5: Tipos de insertos de brocas tricônicas.(Cortesia Reed Tools) ...	24
Figura 3.6: Detalhe do mancal de deslizamento.(Cortesia Reed Tools) ...	24
Figura 3.7: Tabela de classificação para broca de diamante e PCD...	25

Figura 3.8: Tabela de classificação para broca tricônica...	25
Figura 4.1: Organograma de classificação básica de fluidos de perfuração...	28
Figura 4.2: Boletim API de fluidos de perfuração...	29
Figura 5.1: Modelos reológicos. . .	33
Figura 5.2: Esquema de circulação do fluido de perfuração. . .	34
Figura 5.3: Escoamento anular com partículas sólidas.....	35
Figura 6.1: Blowout em uma sonda marítima.....	36
Figura 6.2: Situações que podem gerar pressões de poros anormais.....	37
Figura 6.3: Esquema de um poço fechado para procedimentos de controle.....	38
Figura 6.4: Curvas de pressão na coluna e anular utilizando-se os dois métodos de controle.	39
Figura 7.1: Exemplos de programas de revestimento.....	40
Figura 7.2: Esquema de uma operação de cimentação primária. . .	41
Figura 7.3: Esquema representativo de um projeto de revestimento.	42
Figura 8.1: Comparação dimensional entre um poço convencional e um delgado... ..	43
Figura 8.2: Ilustração de um poço de grande afastamento... ..	44
Figura 8.3: Configurações básicas de poços multilaterais.....	44
Figura 8.4: Esquema de um sistema de perfuração com flexitubo.....	45
Figura 8.5: Esquema de um BOP rotativo.....	45

Introdução

A engenharia de perfuração ocupa um papel importante na exploração e exploração de um campo de petróleo e/ou gás natural. Dentro do contexto de exploração, a perfuração do poço pioneiro é o único indicador material da ocorrência de hidrocarbonetos dentro da estrutura geológica avaliada e mapeada por geólogos, geofísicos e geoquímicos. A viabilidade comercial da exploração de um campo depende, sensivelmente, das técnicas de perfuração e completação utilizadas, bem como das consequências da interação do poço com a rocha reservatório portadora de hidrocarbonetos.

Dentro deste contexto, pretende-se neste trabalho introdutório: (i) abordar as principais técnicas de perfuração; (ii) descrever os sistemas básicos de uma sonda e respectivos componentes; e (iii) apresentar os problemas inerentes à operação que podem trazer consequências a curto, médio e longo prazo no decorrer da vida do reservatório.

O texto foi organizado em 8 seções básicas, contendo os aspectos técnico-científicos inerentes a cada assunto:

- Poços de Petróleo
- Métodos de Perfuração
- Brocas de Perfuração
- Fluidos de Perfuração
- Reologia e Hidráulica de Perfuração
- Controle de Poço
- Revestimento e Cimentação
- Fronteira Tecnológica

O conteúdo das seções é apresentado de forma sucinta e qualitativa, sugerindo-se ao leitor interessado no assunto, consultar as referências primárias que foram utilizadas na organização deste manuscrito.

Poços de Petróleo

O objetivo básico desta seção é o de situar a perfuração dentro do contexto de exploração de um campo petrolífero, enfatizando-se a sinergia existente entre a geologia, geofísica, geoquímica, engenharia de reservatórios e a própria engenharia de perfuração, no mapeamento e análise comercial do campo.

Aspectos Geológicos

A teoria orgânica da formação do petróleo, que é a mais aceita no meio científico, se baseia na deposição de matéria orgânica (principalmente de origem marinha) juntamente com sedimentos, formando-se as rochas geradoras. Com a ação da pressão e temperatura de sub-superfície, a matéria orgânica se transforma em óleo e gás natural, migrando para formações porosas e permeáveis chamadas de rochas reservatórios.

A segregação gravitacional e a ação das pressões de sub-superfície continuam atuando nos hidrocarbonetos empurrando-os para a superfície, a menos que se encontre uma barreira selante que é uma estrutura geológica denominada trapa. As trapas (Fig. 1.1) são classificadas, de forma geral, em dois grupos:

- Estruturais: Anticlinal, Falha e Domo
- Estratigráficas: Inconformidade e Lenticular

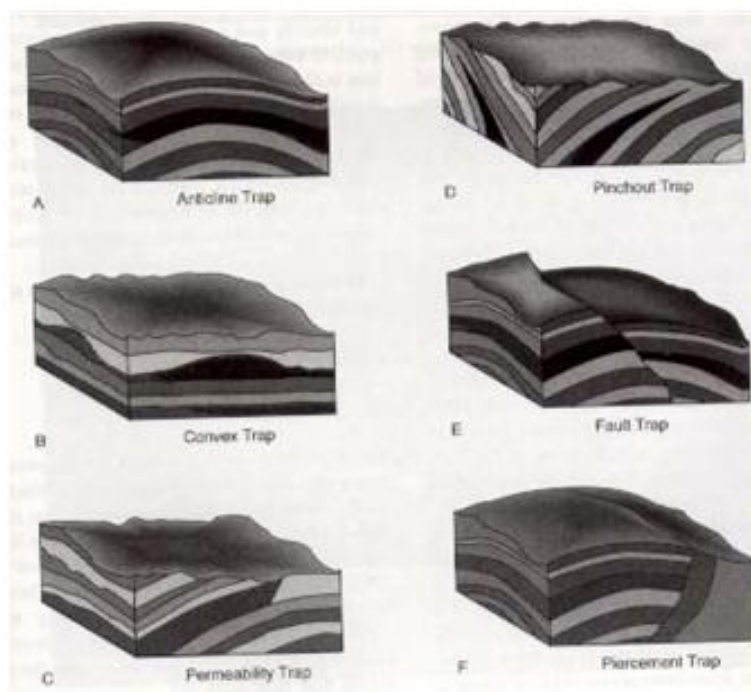


Figura 1.1: Alguns tipos de trapas geológicas.

Exploração de Petróleo

A exploração de petróleo teve uma evolução significativa desde a perfuração do poço de Drake em 1859. As únicas evidências que justificavam, tecnicamente, a perfuração de um poço pioneiro (wild cat) eram as exsudações de óleo ilustradas na Fig. 1.2.

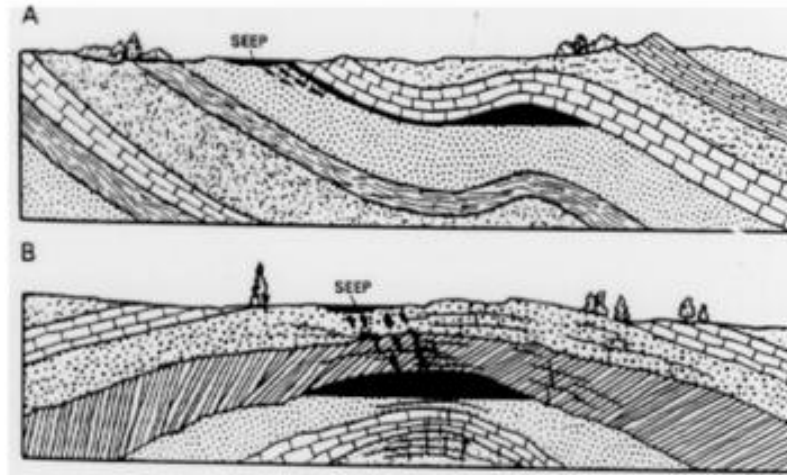


Figura 1.2: Exsudações de óleo.

Com o aprimoramento da Geologia do Petróleo foram iniciadas análises topográficas e geográficas mais apuradas de regiões potencialmente portadoras de hidrocarbonetos. Mapas regionais foram complementados por fotografias aéreas, que foram posteriormente substituídas por imagens de satélite. Essa substituição se deve a questões econômicas e técnicas, já que maiores áreas poderiam ser rastreadas com boa resolução e a um custo por volta de dez vezes inferior.

Métodos Geofísicos

Com a utilização de métodos geofísicos de exploração, a análise topográfica feita por geólogos passou a ser complementada por dados físicos de sub-superfície, aumentando-se a probabilidade de se encontrar hidrocarbonetos em determinadas regiões. Os métodos geofísicos mais utilizados são:

- Magnetometria
- Gravimetria
- Resistividade Elétrica
- Sismologia

Os tres primeiros estão associados ao mapeamento geológico de sub-superfície a partir de medidas de propriedades físicas das rochas: potencial magnético, densidade e resistividade elétrica, respectivamente.

Historicamente, a sismologia foi efetivamente aplicada durante a primeira guerra mundial pelos alemães, para a localização de canhões inimigos através da monitoração da reflexão/refração de ondas de pressão através do solo.

A análise sísmica tomou uma posição de destaque dentro da exploração petrolífera (Fig. 1.3), já que atributos sísmicos tais como reflexão, refração, frequência, fase, amplitude e outros, podem ser correlacionados com várias propriedades de reservatórios, tais como porosidade, zona de interesse, saturação de fluidos e conteúdo litológico.

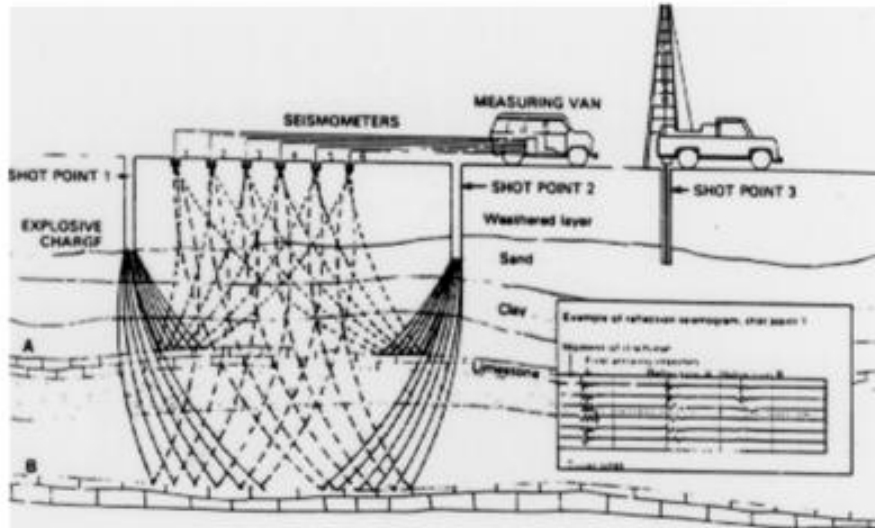


Figura 1.3: Princípio de obtenção de dados sísmicos.

O mapeamento de sub-superfície evoluiu das seções sísmicas 2D (Fig. 1.4) para 3D e, atualmente, adicionou-se o aspecto temporal em mapeamentos 4D.



Figura 1.4: Seção sísmica indicando diferentes litologias e possíveis acumulações de gás natural.

Com a contribuição da Geoquímica, a probabilidade de se localizar um acúmulo de hidrocarbonetos durante a exploração de um campo é aumentada, significativamente. O princípio de atuação de uma avaliação geoquímica consiste na coleta, medida e análise de hidrocarbonetos de acumulações de subsuperfície conhecidas. Cada óleo tem características próprias, refletindo-se sua composição e sua origem. Desta forma a similaridade da assinatura de óleos desconhecidos (acumulações significativas ou não) com óleos de jazidas conhecidas pode definir a origem e, conseqüentemente, auxiliar o desenvolvimento do modelo geológico da área.

Poço Pioneiro

Através da consolidação, processamento e análise dos dados de superfície (geologia) e de subsuperfície (geofísica) verifica-se a possibilidade de se encontrar acúmulos de hidrocarbonetos na área, viabilizando-se a perfuração de um poço pioneiro.

Durante a perfuração desse tipo de poço, uma série de informações são coletadas e registradas, tais como :

- Dados do sistema de monitoração da operação (comentado anteriormente)
- Dados de mud logging (casalhos)
- Informações petrofísicas e litológicas de testemunhos retirados das formações
- Dados de perfilagem (elétrica, radioativa, acústica)
- Resultados de testes de formação (comportamento da pressão no reservatório)

Todos esses dados obtidos durante a perfuração pioneira são combinados com os dados da geologia e da geofísica, resultando-se em um trabalho de sinergia (geologia+geofísica+engenharia de reservatórios+engenharia de perfuração) para a definição do reservatório e para a análise comercial de exploração ou desenvolvimento do campo.

Classificação dos Poços

Neste ponto já se torna necessária a classificação dos vários tipos de poços, de acordo com sua finalidade durante a fase exploratória ou explotatória do campo:

- Exploração
 - Pioneiro
 - Estratigráfico
 - Extensão
 - Pioneiro Adjacente
 - Jazida mais rasa
 - Jazida mais profunda
- Exploração
 - Desenvolvimento
 - Injeção

A classificação desses poços envolve aspectos técnicos tais como profundidade (raso/profundo), percurso (vertical, direcional, horizontal), já a nomenclatura dos poços acrescenta aspectos regionais (terrestre/submarino, sigla do estado e sigla do campo).

Projeto do Poço

Definida a finalidade do poço a ser perfurado, prepara-se o projeto do poço através da definição das etapas ou fases da perfuração, que possuem profundidades e diâmetros diferentes (Fig. 1.5), bem como sua trajetória, no caso de um poço direcional ou horizontal.

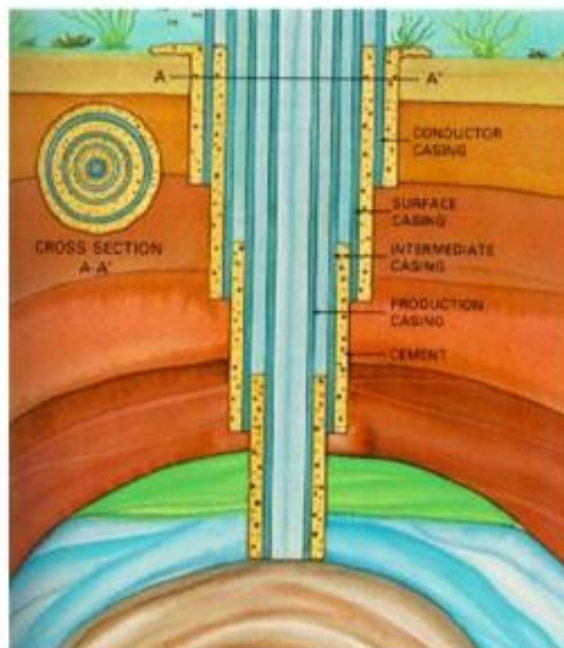


Figura 1.5: Configuração básica de um poço de petróleo.

Métodos de Perfuração

Nesta seção é apresentado um histórico da perfuração e sua evolução tecnológica até os dias atuais, comentando-se os sistemas de uma sonda rotativa terrestre, suas funções e principais componentes.

Histórico

A técnica de perfuração por percussão para extração de água, sal e gás, foi utilizada na China, no período de 1122 a 250 a.C. O sistema se baseava no princípio de alavanca, onde um tronco de madeira era posicionado sobre uma forquilha de madeira cravada no solo. De um lado do tronco amarrava-se uma corda, onde se pendurava a ferramenta de percussão, e do outro aplicava-se a força propulsora humana.

O sistema evoluiu no ocidente para o chamado Spring Pole, onde utilizava-se um tronco de madeira verde também apoiado numa forquilha, porém cravado no solo em uma das extremidades. Na extremidade livre eram amarrados estribos para tração humana, juntamente com a corda e ferramenta de percussão. A vantagem desse sistema sobre o anterior foi a utilização da energia potencial elástica da viga submetida a um carregamento alternado de flexão, durante o processo de percussão da ferramenta no fundo do poço.

Somente em 1829, nos EUA, a força motriz humana foi substituída por uma fonte de energia a vapor, evoluindo-se o princípio de operação para um sistema biela-manivela e balancim. A menos da fonte de energia que evoluiu para motores de combustão interna, o sistema continua sendo aplicado até hoje na construção civil e até em extração mineral. Este sistema também é conhecido por perfuração a cabo, que será descrito a seguir.

O famoso poço do Coronel Drake, foi perfurado a cabo em 1859, próximo a Titusville (Pensilvânia). Sua importância histórica está associada à primeira iniciativa para produção de petróleo (foi o primeiro poço comercial perfurado nos EUA), já que tecnicamente, não foi uma contribuição significativa: os 70 pés de profundidade foram alcançados em 78 dias, uma taxa de penetração média inferior à dos chineses.

Em 1863 surgiu na França o primeiro sistema de perfuração rotativo e, em 1887, foi desenvolvido o sistema de roto-percussão na Alemanha. O sistema rotativo com circulação de fluido durante a operação é originário dos EUA, em 1901, sendo que a utilização de fonte de energia pela sonda, via motor de combustão interna, também teve origem nesse país em 1920.

A revisão histórica contida nesta seção teve como objetivo principal valorizar a evolução técnica dos sistemas, sendo que os aspectos cronológicos e de origem das invenções tem apenas valor de referência para o leitor.

Perfuração a Cabo

Uma sonda de perfuração a cabo consiste, basicamente, em três sistemas, conforme a Fig. 2.1:

- Geração de Energia
- Percussão
- Sub-superfície

Um motor a diesel fornece energia à sonda através de polias/correias que acionam a roda propulsora do balancim. O sistema de balancim confere a ação percussiva da ferramenta no fundo do poço.



Figura 2.1: Esquema de uma sonda de perfuração a cabo.

Uma aspecto limitante desse sistema, é a de limpeza dos detritos gerados no fundo do poço pela ação da broca. A limpeza é feita através da retirada da broca e descida de uma caçamba (tubo equipado com uma válvula de retenção no fundo) que é reciprocada até que se preencha seu interior com a lama formada no poço. O material é descartado na superfície e depois de mais algumas descidas da caçamba, a perfuração é reiniciada.

O princípio de operação provoca baixas taxas de penetração no solo e uma grande limitação de profundidade final, que são requisitos imperativos na análise técnico-econômica da perfuração atualmente.

Perfuração Rotativa

A perfuração rotativa convencional é executada através de sondas (Fig.2.2) compostas por vários componentes, que são organizados em sistemas e subsistemas da seguinte forma:

Sistema de Superfície

- Geração e transmissão de energia
- Movimentação de cargas

- Rotativo
- Circulação
- Segurança de poço
- Monitoração da operação

Sistema de Sub-superfície

- Coluna de perfuração
- Broca

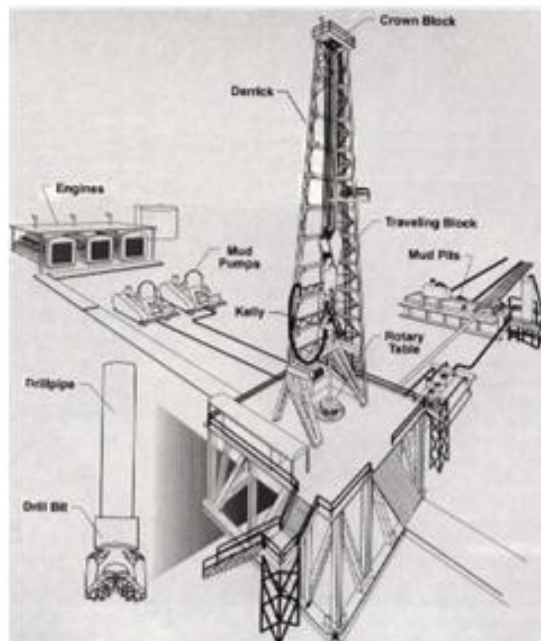


Figura 2.2: Esquema geral de uma sonda rotativa

Sistema de Geração e Transmissão de Energia

Este sistema é responsável pelo suprimento de toda energia consumida na sonda: guincho, bombas de lama, mesa rotativa, iluminação, etc.. A evolução desse sistema, dentro do contexto de sondas rotativas, foi de puramente mecânico ao atual diesel-elétrico.

No sistema puramente mecânico (Fig. 2.3) motores a diesel são acoplados entre si e aos demais componentes da sonda através de correntes/correas, correias/polias e engrenagens. O controle do torque aplicado é feito através de conversores de torque e a potência mecânica gerada é distribuída aos equipamentos através de embreagens e uma caixa de marchas chamada compound.

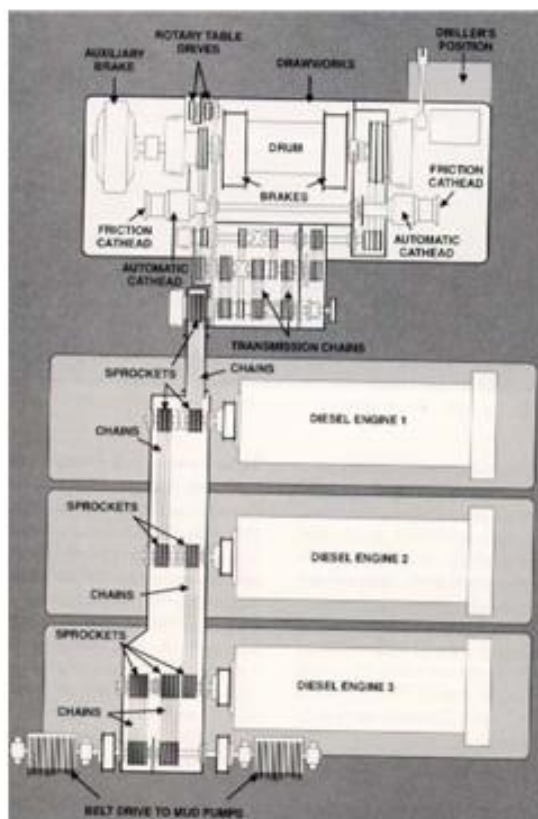


Figura 2.3: Esquema de um sistema de geração/transmissão mecânico.

No sistema diesel-elétrico (Fig. 2.4) existem grupos motor-gerador de corrente contínua ou grupos motorgerador de corrente alternada com unidades de retificação SCR (silicon controlled rectifier). A potencia elétrica é gerenciada por um gabinete de controle e distribuída aos componentes da sonda (bombas, guincho, mesa rotativa), que possuem motores elétricos de corrente contínua independentes

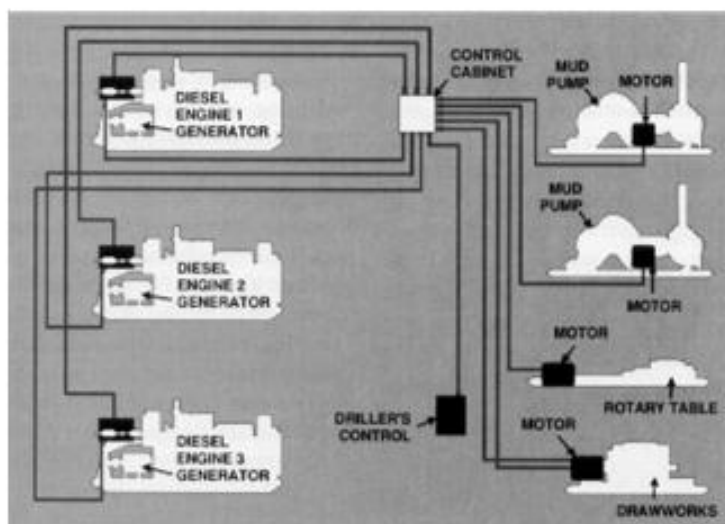


Figura 2.4: Esquema de um sistema de geração/transmissão diesel-elétrico.

O domínio do sistema diesel-elétrico sobre o puramente mecânico (ou de acionamento direto) é comprovado pela maior segurança operacional, maior área disponível no deck da mesa rotativa e maior eficiência mecânica global. A praça de máquinas, onde estão instalados os grupos motor-gerador, fica isolada da área de circulação e trabalho dos operadores, permitindo maior flexibilidade e movimentação da operação e menores riscos humanos.

Sistema de Movimentação de Cargas

Este sistema é responsável pelo levantamento/descida da coluna de perfuração e de revestimento, bem como de objetos variados como ferramenta para conexão de tubos (chave flutuante), de perfuração direcional (sensores), de perfilagem, conjunto de válvulas (preventor de erupções - BOP), entre outras funções.

Os componentes principais podem ser vistos na Fig. 2.5: guincho, bloco de coroamento, catarina (travelling block), cabo de perfuração e gancho.

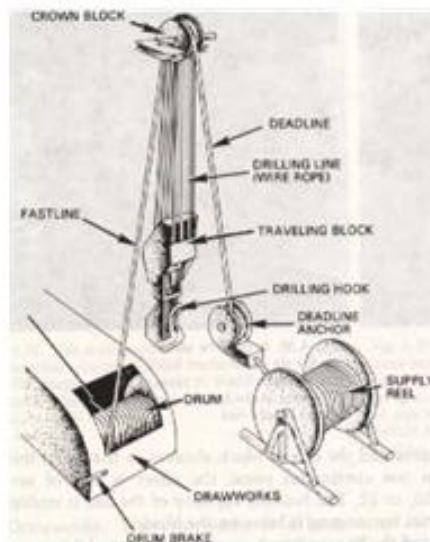


Figura 2.5: Esquema do sistema de movimentação de cargas.

Sistema Rotativo

Este sistema é responsável pela aplicação de torque e rotação à coluna de perfuração, que por sua vez gira a broca na sua extremidade, causando a erosão da formação no fundo do poço.

Seus componentes principais, conforme a Fig. 2.6, são: cabeça de injeção (swivel), kelly (tubo com perfil externo poligonal - quadrado/hexagonal), bucha do kelly, mesa rotativa, válvulas de segurança (kelly cock inferior e superior).

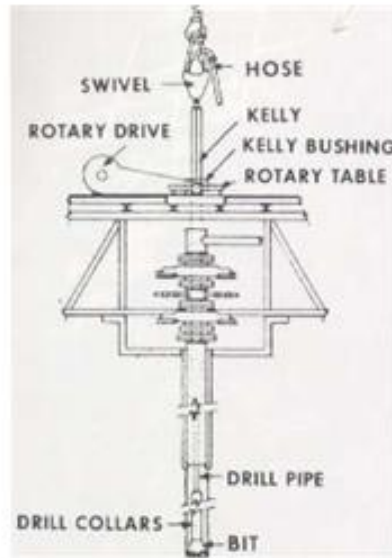


Figura 2.6: Esquema do sistema rotativo

Normalmente, em sondas de perfuração marítimas, o torque/rotação são transmitidos à coluna através de um equipamento chamado top drive. Em alguns casos, particularmente em operações de perfuração direcional, a coluna não gira e a potencia hidráulica do fluido de perfuração é fornecida a um motor de fundo ou turbina, localizados logo acima da broca.

Sistema de Circulação

Este sistema caracteriza todo circuito percorrido pelo fluido de perfuração durante a operação. Segundo a Fig. 2.7, é composto pelos tanques (retorno, decantação e manobra), bombas, e equipamentos para separação líquidos, sólidos e gases. O sistema de separação é composto por peneiras vibratórias, degaseificadores, desaeradores, desiltadores, centrífugas e mud cleaner. A separação é feita de tal forma que se descarte gases e sólidos inertes gerados no fundo do poço, preservando-se os aditivos químicos adicionados à lama de perfuração (por exemplo, o agente adensador, sulfato de bário).

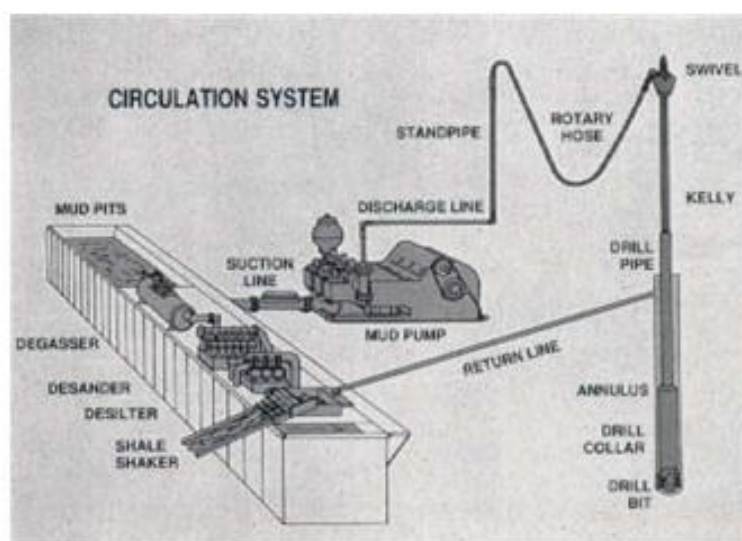


Figura 2.7: Esquema do sistema de circulação.

Os equipamentos de separação, tais como o desaerador e desiltador mostrado na Fig. 2.8, são hidrociclones montados em baterias de seis a doze peças, para garantir uma vazão de circulação/separação adequada às condições operacionais da sonda.

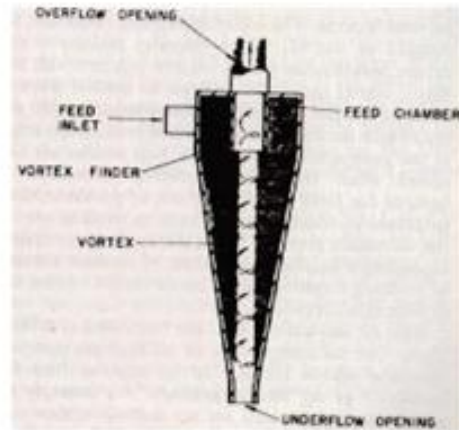


Figura 2.8: Hidrociclone do sistema de separação de sólidos

Sistema de Segurança de Poço

Os aspectos fundamentais de uma operação de perfuração, seja para a finalidade de exploração ou exploração de um campo, estão associados à economia e à segurança da operação. O sistema de segurança de poço é composto por um equipamento preventor de erupções chamado BOP (blow out preventer) e pelo seu conjunto de controle e acionamento. O BOP (Fig. 2.9) é um conjunto de válvulas que fecham o poço caso haja um influxo de fluidos da formação para dentro do poço, podendo gerar perda material e humana.



Figura 2.9: Esquema de um BOP.

O equipamento possui um preventor anular (Fig. 2.10) e tres tipos de válvulas de gaveta: cega (fecha com o tubo de perfuração dentro do poço), cisalhante (fecha e corta a coluna que está dentro do poço) e vazada (fecha o espaço anular existente entre a coluna e o revestimento sem danificar o tubo), de acordo com a Fig. 2.11.

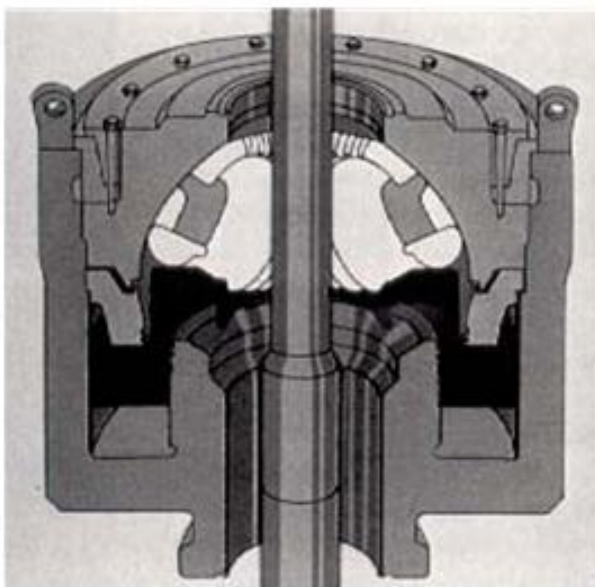


Figura 2.10: Detalhe de um preventor anular.

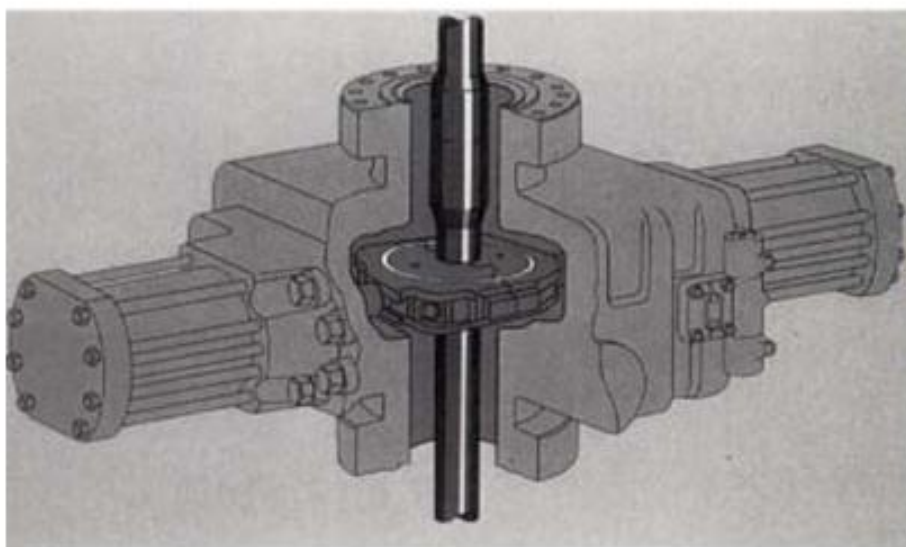


Figura 2.11: Detalhe de uma gaveta vazada.

Sistema de Monitoração da Operação

Este sistema monitora e registra vários parâmetros relevantes da operação, tais como:

- Profundidade
- Taxa de penetração

- Peso suspenso no gancho
- Rotação e torque na mesa rotativa
- Vazão e pressão na bomba
- Densidade e temperatura da lama
- Pressão na linha de retorno
- Volume total de lama

Além desses dados auxiliarem o sondador a detectar problemas e anomalias durante a operação, os registros são feitos em cartas que poderão ser utilizadas no projeto de novos poços, bem como servir de base para geólogos, engenheiros e pessoal da supervisão do campo.

Existem outros dados, obtidos pelo grupo de mud logging, vinculados à análise dos cascalhos gerados no fundo do poço, que fornecem informações importantes tanto em relação aos hidrocarbonetos presentes na formação produtora, quanto à origem geológica da rocha reservatório.

Coluna de Perfuração

A coluna de perfuração transmite torque/rotação da mesa rotativa ou top drive à broca, servindo de conduíte para circulação do fluido de perfuração até o fundo do poço. Este elemento está sujeito a vários esforços dinâmicos (Fig. 2.12), tais como flexão, torção, força normal e força cortante, sendo que sua rigidez estrutural bem como as forças de reação resultantes da interação entre a coluna e a formação são responsáveis pela trajetória do poço (Fig. 2.13).

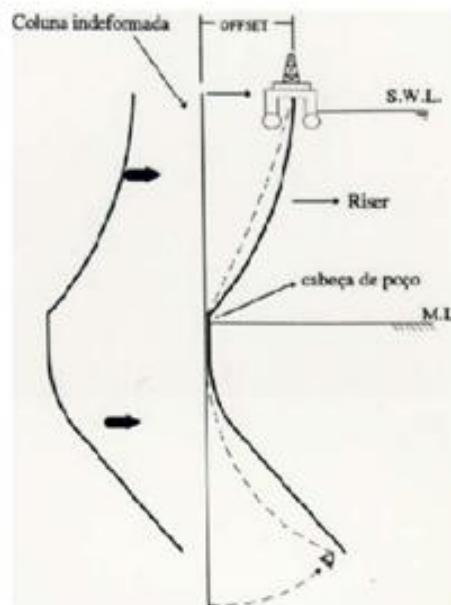


Figura 2.12: Coluna de perfuração durante a operação.

A coluna de perfuração é o sistema de sub-superfície composto pelos tubos de perfuração (drill pipe), heavy weight drill pipe, e comandos (drill collars). Os comandos são tubos de parede grossa instalados logo acima da broca para aplicar peso sobre a broca e garantir que não haja flambagem da parte inferior

da coluna submetida à compressão. Os tubos intermediários (heavy weight) são conectados entre os tubos de perfuração e os comandos, de forma a se garantir uma transição mais amena em termos de rigidez estrutural.

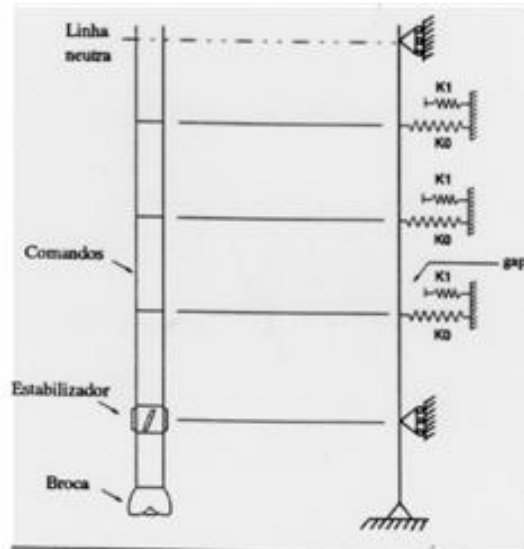


Figura 2.13: Modelo para análise do comportamento mecânico da coluna de perfuração.

Além dos elementos tubulares mencionados, a coluna possui uma série de equipamentos adicionais que permitem a conexão dos diferentes componentes (substitutos - subs), absorção de vibrações (shock sub), estabilizadores, escareadores (reamers), alargadores (under reamers) e ferramentas de monitoração da perfuração direcional. Uma composição típica de uma coluna de perfuração pode ser observada na Fig. 2.14.

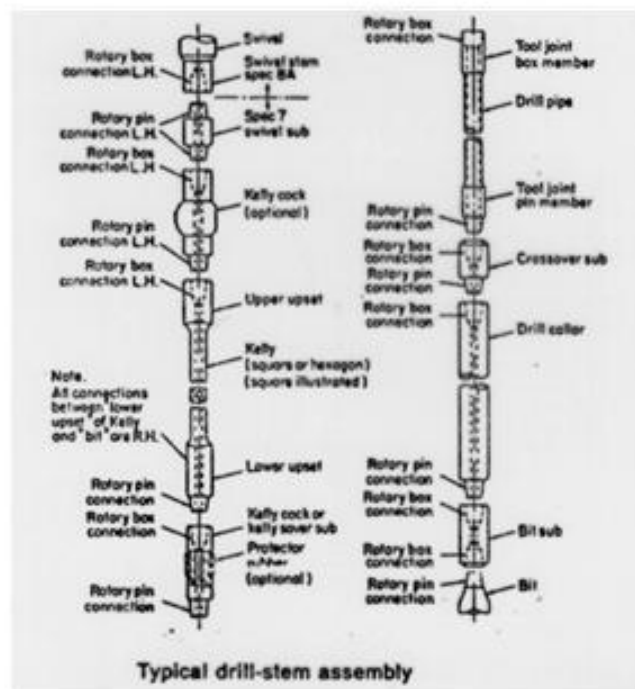


Figura 2.14: Composição típica de uma coluna de perfuração.

Brocas de Perfuração

A broca de perfuração é a ferramenta mais básica utilizada pelo engenheiro de perfuração, sendo sua seleção e definição das condições de operação uma tarefa corriqueira dentro da sonda. Existe uma grande variedade de brocas no mercado, sendo importante o conhecimento dos princípios de ação/funcionamento da ferramenta, bem como de seus componentes.

Tipos de Brocas

As brocas são classificadas, basicamente, em dois tipos:

- Brocas de Arraste (Drag Bits)
 - Lâmina
 - Diamante Natural
 - PCD (Polycrystalline Diamond Compact)
- Brocas Tricônicas

Brocas de Arraste

Esse tipo de broca se caracteriza por um corpo consolidado, sem partes girantes, cuja estrutura cortante pode ser de aço, carbureto de tungstênio, diamante natural ou diamante sintético. (Fig. 3.1).



Figura 3.1: Alguns tipos de brocas de arraste.

A característica fundamental desse tipo de broca é sua interação dente/formação: ocorre uma raspagem do fundo do poço acompanhada da ação da força normal devido ao peso-sobre-broca.

As brocas de lâmina ou rabo de peixe caíram em desuso, face à sua vida curta devido ao desgaste e sua baixa eficiência em formações mais profundas.

As brocas de diamantes naturais apresentam um campo de aplicação mais amplo, particularmente em formações duras/abrasivas. Este tipo de broca possui parâmetros de projeto que, praticamente, ditam seu desempenho para determinado tipo de formação (Fig. 3.2):

③ Forma da coroa

③ Tamanho e densidade/distribuição dos diamantes sobre a coroa ③

Caminho de fluxo de fluido e cascalhos gerados

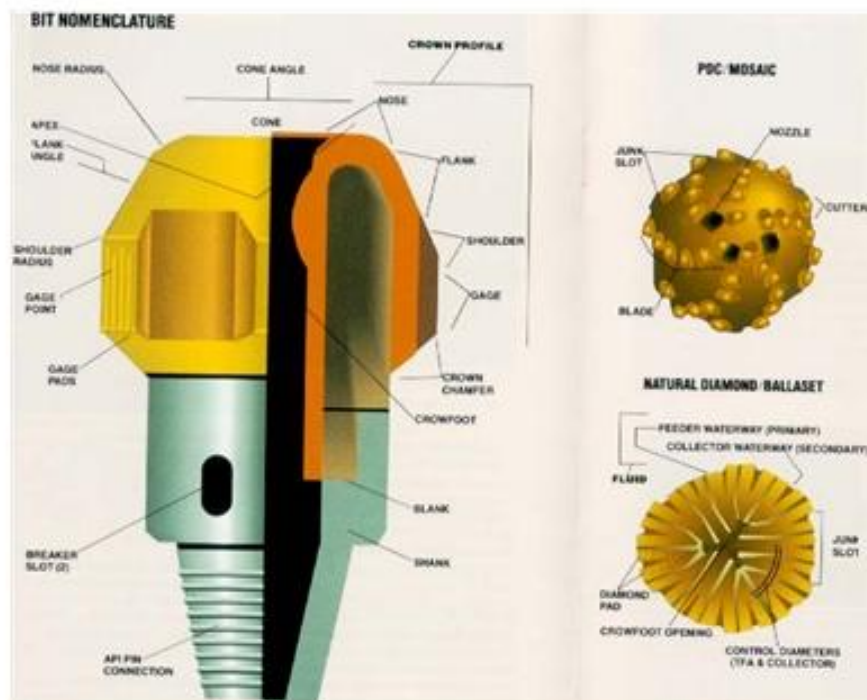


Figura 3.2: Detalhes técnicos de brocas de arraste.

Nas brocas PCD, o elemento cortante consiste em uma pastilha composta por uma camada fina de cristais de diamante (0.5mm) fixada a um substrato de carbureto de tungstenio (3mm de espessura) a altas temperaturas. Essa pastilha é fixada a um cilindro de carbureto de tungstenio de mesmo diâmetro, que compõe o elemento cortante que será cravado na coroa da broca.

Brocas Tricônicas

As tricônicas possuem cones girantes fixos ao corpo da broca, permitindo-se uma ação de força normal de impacto e também de raspagem. O segundo efeito se acentua quanto maior for o desalinhamento dos eixos de simetria dos cones em relação ao eixo axial do corpo da broca, chamado de cone offset.



Figura 3.3: Broca triconica de dentes consolidados ao cone e de insertos.

Um aspecto importante nesse tipo de broca é sua auto-limpeza, facilitada pelo encaixe dos dentes dos cones devido à rotação e também devido ao direcionamento dos jatos da broca (Fig. 3.4)



Figura 3.4: Ação dos jatos da broca. (Cortesia Reed Tools)

Os elementos cortantes podem ser dentes consolidados aos cones ou insertos de carbureto de tungstenio, cravados nos cones de forma análoga à da broca PCD. O formato dos insertos (Fig. 3.5) depende das características mecânicas das formações a serem perfuradas, tais como: resistência mecânica, dureza, tenacidade, rigidez e ductilidade.



Figura 3.5: Tipos de insertos de brocas tricônicas.(Cortesia Reed Tools)

As brocas tricônicas podem possuir tres tipos de elementos girantes, que são responsáveis pela sua vida útil, capacidade de carga e custo:

③ Rolamentos de Esferas/Rolletes, Abertos/Selados, Com/Sem Auto Compensação ③

Mancais de Deslizamento (Fig. 3.6)



Figura 3.6: Detalhe do mancal de deslizamento.(Cortesia Reed Tools)

Classificação - IADC

A International Association of Drilling Contractors (IADC) utiliza, basicamente, um código de tres dígitos para caracterizar determinada broca:

1. Série: Associada ao tipo de broca (PCD/Diamante, perfuração/testemunhagem, Tricônicas) bem como a características da formação, tais como: dureza, resistência à compressão e abrasividade
2. Tipo:: Associado ao grau de dureza dentro de uma determinada série
3. Característica: Associada a detalhes de projeto (tipo de rolamento, tipo de coroa, tipo de barrilete na testemunhagem, etc.)

Desta maneira permite-se aos fabricantes de brocas divulgar seus modelos, fazendo-se a correspondência direta com o código da IADC (Figs.3.7 e 3.8).

MANUFACTURER: NL HYCALOG

FORMATION	IADC SERIES NUMBER	BIT DESIGN FEATURES									
		STEP TYPE 1	LONG TAPER 2	SHORT TAPER 3	MIN TAPER 4	DOWNHOLE MOTOR 5	SEI TRACK 6	DR. BASE 7	CORE EJECTOR 8	OTHER 9	
SOFT	D1	0	SAFETI, SAFI, JETPAE			TURBOPAE					
		1									
		2	901			MSIT					
		3	901			MSIT 901T ST		9015	901CE	204 BE CNTR	
MEDIUM SOFT	D2	0	SAFETI, SAFI, JETPAE			TURBOPAE					
		1	901 MS1 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE	204	
		2	901 MS1 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE	204	
		3	901 MS1 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE	204	
MEDIUM	D3	0	901 MS1 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE	204	
		1	901 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE 730CE	204	
		2	901 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE 730CE	204	
		3	901 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE 730CE	204	
MEDIUM HARD	D4	0	901 730			MSIT 901 730T ST		9015	901CE 730CE	204	
		1	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	
		2	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	
		3	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	
HARD	D5	0	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	
		1	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	
		2	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	
		3	901 730		525 501	MSIT 901 730T ST		9015	730CE	204	

Figura 3.7: Tabela de classificação para broca de diamante e PCD.

MANUFACTURER: REED ROCK BIT CO.

SERIES	FORMATIONS	TYPE 15	FEATURES									
			STANDARD BEARING (1)	ROLLER BEARING (2)	ROLLER BEARING (3)	ROLLER BEARING (4)	ROLLER BEARING (5)	ROLLER BEARING (6)	ROLLER BEARING (7)	ROLLER BEARING (8)	ROLLER BEARING (9)	OTHER (10)
1	SOFT FORMATIONS WITH LOW COMPRESSIVE STRENGTH AND HIGH DRILLABILITY	1	Y10				S11					Y11-JO
		2	Y12			Y12T	S12		FP12			
		3	Y15			Y15T/Y15G	S15		FP15			
		4										
2	MEDIUM TO MEDIUM HARD FORMATIONS WITH HIGH COMPRESSIVE STRENGTH	1	Y21			Y21G	S21		FP21			
		2	Y22					S22G				
		3										
		4										
3	HARD SEMI-ABRASIVE AND ABRASIVE FORMATIONS	1	Y31			Y31G		S31G		FP31G		Y31-RAP
		2										
		3										
		4										
4	SOFT FORMATIONS WITH LOW COMPRESSIVE STRENGTH AND HIGH DRILLABILITY	1										
		2										
		3										
		4										
5	SOFT TO MEDIUM FORMATIONS WITH LOW COMPRESSIVE STRENGTH	1										
		2					S52			HP51, FP51A		
		3					S53			HP51, FP52		
		4								HP51, FP53		
6	MEDIUM HARD FORMATIONS WITH HIGH COMPRESSIVE STRENGTH	1								HP51, FP54		
		2	Y61-JA		Y61		S62			HP51, FP55		
		3	Y63-JA		Y63		S63			HP51, FP56		
		4					S64			HP51, FP57		
7	HARD SEMI-ABRASIVE AND ABRASIVE FORMATIONS	1								HP51, FP58		
		2			Y72		S72			HP51, FP59		
		3	Y73-JA		Y73		S74			HP51, FP60		Y73-RAP
		4								HP51, FP61		
8	EXTREMELY HARD & ABRASIVE FORMATIONS	1										
		2										
		3	Y83-JA		Y83		S83			FP83		
		4										

Figura 3.8: Tabela de classificação para broca tricônica.

Análise de Custo

A análise da eficiência de uma corrida de broca é feita utilizando-se a seguinte fórmula básica de custo:

$$C = \frac{c_b + c_s (t_b + t_c + t_m)}{\Delta D}$$

sendo: C=custo da perfuração por unidade de profundidade; c_b =custo da broca; c_s =custo operacional da sonda (leasing); t_b =tempo de broca furando; t_c =tempo de broca parada; t_m =tempo de manobra; ΔD =profundidade perfurada.

Como pode-se observar na expressão apresentada, o desempenho da broca propriamente dito (associado a sua taxa de penetração: dD/dt) pode não ser o fator decisivo na avaliação da eficiência global da perfuração. É importante observar que na fórmula utilizada não foi incluído nenhum aspecto sobre risco da operação, tal como problemas associados a estabilidade de poço, erupções (kicks), desvio direcional, prisão de coluna, entre outros. Dessa maneira, é fundamental que o engenheiro adote bom senso e experiência na utilização da expressão.

Previsão de Custo Global de um Poço

O grupo de engenharia de perfuração é frequentemente cobrado sobre a previsão de custos de um poço em determinada área. Pode se tratar de uma mera estimativa do custo de um poço em determinado bloco posto em oferta/licitação, assim como pode se tratar da formalização de uma proposta de perfuração de um novo poço em um bloco no qual a operadora obteve concessão de exploração.

O custo de perfuração depende, basicamente, da locação e profundidade do poço. A locação reflete custos associados à preparação da área do poço, à logística da operação (movimentação da sonda para a locação, transporte de material/equipamentos/pessoal de/para a área) e à operação propriamente dita. Já a profundidade reflete em custos associados aos parâmetros considerados pela fórmula anterior, mais aspectos inerentes ao revestimento/cimentação, à perfilagem, à avaliação de formação, à completação e aos problemas mencionados.

O American Petroleum Institute (API) publica, anualmente, um boletim sobre custos de perfuração de poços de várias profundidades, em determinadas áreas dos EUA. Foi constatado que o custo cresce exponencialmente com a profundidade.

Fluidos de Perfuração

As funções básicas dos fluidos de perfuração podem ser listadas a seguir:

1. Limpar os fragmentos de rochas (cascalhos) gerados no fundo do poço e transportá-los até a superfície para descarte
2. Exercer pressão hidrostática suficiente para que não haja influxo de fluidos de formação para dentro do poço
3. Manter o poço aberto até que o revestimento seja descido e cimentado
4. Criar um reboco na parede do poço de forma que se minimize a invasão de filtrado para a formação, evitando-se seu dano
5. Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca

Em termos de requisitos básicos, os fluidos não devem:

- ③ Causar efeitos adversos às formações perfuradas em termos mecânicos e/ou petrofísicos
- ③ Provocar a corrosão de equipamentos e componentes de superfície e de sub-superfície

Desta forma, o critério de seleção do fluido a ser aplicado em dada operação deve levar em consideração:

- ③ Tipo de formação a ser perfurada
- ③ Faixa de temperatura, resistência mecânica, permeabilidade e pressão de poros da formação ③

Aspectos ambientais/ecológicos

Pode-se, então, caracterizar o objetivo básico do engenheiro: escolher um fluido de perfuração que execute suas funções básicas, atendendo-se seus requisitos, com o menor custo.

Classificação Básica de Fluidos

Os fluidos de perfuração podem ser classificados da seguinte forma, segundo organograma da Fig. 4.1:

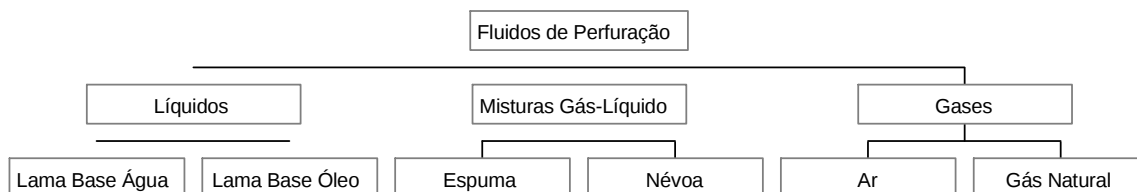


Figura 4.1: Organograma de classificação básica de fluidos de perfuração.

A composição qualitativa de uma lama é a seguinte:

- ③ Fase líquida (água e/ou óleo)
- ③ Sólidos ativos de baixa densidade (no caso de lamas base água) ③
- Sólidos inativos de baixa densidade
- ③ Sólidos de alta densidade
- ③ Aditivos químicos

Testes Diagnósticos

De forma a se verificar se a lama de perfuração está executando as funções necessárias, são realizados, sistematicamente, testes diagnósticos em amostras que retornam do poço. O registro das propriedades da lama é feito no formulário API (Fig.4.2).

Os equipamentos utilizados na sonda para a realização desses testes e determinação das propriedades da lama são os seguintes:

- ③ Balança: densidade
- ③ Funil Marsh: consistencia do fluido
- ③ Viscosímetro rotacional: parâmetros reológicos básicos ③

Filtro prensa: características de filtração do fluido

- ③ Filtro prensa HPHT (alta pressão/alta temperatura): simulação de condições próximas às de fundo de poço
- ③ Medidor de pH
- ③ Peneira 200 mesh
- ③ Kit de titulação: $[\text{OH}^-]$ - alcalinidade, $[\text{Ca}^{++}]$ - dureza da água, $[\text{Cl}^-]$ - salinidade ③

Retorta: fração volumétrica de sólidos, óleo e água

- ③ Adsorção de azul de metileno: capacidade de troca de cátions das argilas presentes

[illegible]

Figura 4.2: Boletim API de fluidos de perfuração.

A partir dos testes diagnósticos, é verificada a correção que deve ser feita na lama e, através de testes piloto, são realizados vários tratamentos em amostras de pequeno volume, de forma a se garantir o atendimento técnico das especificações ao menor custo. A partir dos resultados dos testes piloto, implementa-se o tratamento no sistema de circulação real, preocupando-se com a representatividade das condições de laboratório em relação ao caso real.

Aditivação Química

A lama de perfuração é uma espécie de coquetel composto pela fase líquida, bentonita e diversos aditivos químicos que possuem funções específicas no desempenho global do fluido de perfuração. A preparação inicial e a futura correção de problemas da lama é um trabalho técnico cuidadoso, face às variações ambientais existentes (pressão/temperatura na superfície/fundo do poço) e às possíveis interações entre aditivos/fluido/formação e consequentes efeitos colaterais de determinado tratamento.

Agentes Floculantes

Esses agentes são responsáveis pelo aumento da capacidade de carreamento de cascalhos pelo fluido e também da sustentação de partículas durante os períodos em que as bombas de lama estiverem desligadas. O efeito de polímeros como goma xantana, HEC (hidroxi etil celulose) e CMC (carboxi metil celulose) são muito utilizados para o aumento do limite de escoamento e tensão de gel do fluido.

Agentes Defloculantes

Esses agentes são utilizados para o afinamento da lama, ou seja, uma ação contrária ao caso anterior. Os aditivos utilizados são os fosfatos, taninos, ligninas e ligno-sulfonatos.

Controle de Filtração

O fluxo de filtrado da lama para dentro da formação pode causar danos que repercutirão, negativamente, nos testes de avaliação e mesmo na produtividade do poço.

Esse controle é feito através do acréscimo de amido, poli-acrilatos e também CMC.

Controle de Perda Circulação

A perda de circulação é a entrada descontrolada de lama para dentro da formação, devido à presença de arenitos altamente permeáveis, fraturas naturais/induzidas e mesmo cavernas (formações carbonáticas).

O reparo desse tipo de problema é feito através da adição de material lamelar (celofane), fibroso (pó de cerra, palha de arroz) e granular (plástico) à lama.

Controle de Adensamento

O controle do adensamento da lama é de fundamental importância na manutenção da pressão hidrostática superior à pressão de poros da formação (overbalance).

Os materiais utilizados nessa tarefa apresentam as seguintes razões de peso específico (aqui chamado de RPE) em relação à água:

- ③ Baritina (BaSO_4): RPE~4.2
- ③ Hematita (Fe_2O_3): $4.5 < \text{RPE} < 5.1$
- ③ Galena (PbS): RPE~7.5

A adição de hematita e galena é feita em situações extremas de adensamento, devido a problemas associados ao desgaste de componentes do sistema de circulação.

No caso da baritina, ocorre normalmente um aumento na viscosidade aparente da lama, devido à absorção da água da lama pelo aditivo.

Lamas à Base de Óleo

Nas lamas à base de óleo, a composição é, aproximadamente, 50% de diesel e 30% de água. Esse tipo de lama possui vantagens, desvantagens e aplicações específicas que são apresentadas a seguir.

Vantagens:

- ③ Bom comportamento reológico até temperaturas da ordem de 250° C ③

Caráter inibidor nato

- ③ Efetiva contra qualquer tipo de corrosão
- ③ Boa lubrificação
- ③ Baixa densidade

Desvantagens:

- ③ Alto custo inicial
- ③ Limitações ambientais severas
- ③ Dificil detecção de kicks devido à solubilidade do gás no óleo diesel

Aplicações:

- ③ Formações HPHT (a alta temperatura e pressão) ③

Zonas/domos de sal

- ③ Formações reativas a água
- ③ Controle de corrosão
- ③ Poços direcionais (alto torque/arraste - torque/drag)
- ③ Prevenção/liberação de coluna presa por diferencial de pressão
- ③ Formações com baixa resistencia mecanica e baixa pressão de poros

Atualmente, esse tipo de fluido de perfuração está sendo substituído por fluidos sintéticos (a base de polímeros organicos/bio-degradáveis)

Reologia e Hidráulica de Perfuração

A Mecânica dos Fluidos é de fundamental importância para o engenheiro de perfuração para o endereçamento de problemas relacionados a:

1. Condição estática do poço (bombas desligadas e coluna parada)
2. Condição dinâmica de operação (fluido circulante e coluna girando)
3. Operação de manobra (coluna descendo/subindo dentro do poço)
4. Operação de cimentação do revestimento
5. Capacidade de carregamento e sustentação de partículas de rochas resultantes da ação da broca na formação

A primeira situação é de grande interesse em situações de controle de poço, que serão abordadas mais adiante. Já as quatro situações seguintes sofrem um impacto significativo devido ao comportamento não-Newtoniano da maioria dos fluidos de perfuração, justificando-se uma abordagem de aspectos associados à reologia desses fluidos.

Aspectos sobre Reometria

Reologia é a ciência que estuda a deformação e o escoamento da matéria. Essa ciência envolve o estudo de materiais cujo comportamento pode ser modelado dentro de dois extremos: puramente elásticos (Lei de Hooke) e puramente viscosos (Lei de Newton da viscosidade).

Dessa maneira, o ponto alto de materiais reologicamente complexos é a apresentação de dois comportamentos, dependendo-se da solicitação imposta, caracterizando-se os materiais visco-elásticos. Exemplos típicos desse tipo de material dentro da Engenharia de Petróleo são os fluidos de fraturamento (géis a base de HPG - hidróxi propil guar) utilizados em operações de estimulação de poços e fluidos de perfuração com aditivos poliméricos (goma xantana, CMC, HEC).

O objetivo básico da Reometria é a utilização de aparatos experimentais que permitam levantar os parâmetros das equações reológicas de estado que governam o comportamento do material submetido ao escoamento e deformação. Essas equações de estado apresentam a relação existente entre o tensor de desvio de tensão e o tensor deformação, caracterizando-se a lei constitutiva do material que será utilizada nas equações governantes do movimento/escoamento e deformação do material.

Para a análise dos escoamentos de interesse na perfuração, estabelece-se a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação (gradiente de velocidade do fluxo):

$$\tau = f(\dot{\epsilon})$$

Os reômetros mais utilizados, atualmente, para essa caracterização e respectivos princípios de operação, são:

- ③ Capilar: medidas de queda de pressão e vazão através de um tubo capilar

- ③ Rotacional: medida de rotação e torque em várias configurações de sensores (placa-placa, cone-placa, cone-cone e cilindros concêntricos)

Modelos Reológicos

O fluidos de perfuração apresentam, geralmente, comportamento não-Newtoniano, ou seja, a relação entre a tensão e a taxa de deformação não é linear, apresentando-se uma viscosidade aparente (dependente da taxa de deformação imposta).

Os modelos comumente utilizados na Engenharia de Petróleo são puramente viscosos, com um, dois ou tres parâmetros, conforme a Fig. 5.1.

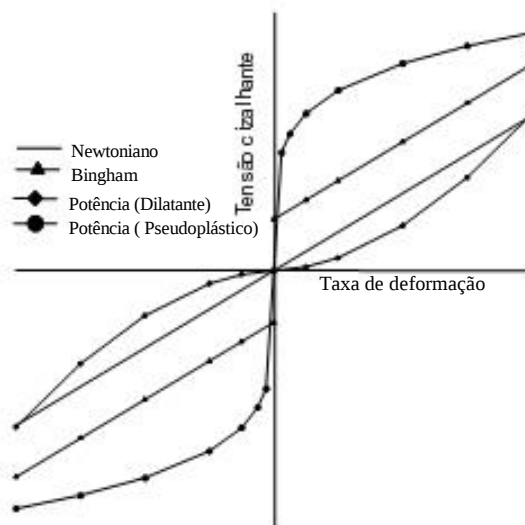


Figura 5.1: Modelos reológicos.

Aspectos sobre o Fluxo de Fluidos durante a Perfuração

Observando-se o sistema de circulação da sonda mostrado na Fig. 5.2, verifica-se que o fluido percorre geometrias tubulares, anulares e através de bocais (jatos da broca).

Devido a aspectos de dimensionamento, segurança e eficiência do sistema de circulação, é importante se conhecer a pressão e perfil de velocidades em cada ponto do circuito. Desta forma, torna-se necessário a modelagem/entendimento do escoamento através do circuito, considerando-se aspectos relativos a regimes de fluxo, reologia do fluido, condições de operação (geometria do sistema, vazão nas bombas, rotação da coluna, taxa de penetração) e condições ambientais (temperatura, pressão).

O escoamento através de tubos cilíndricos (interior da coluna de perfuração, kelly, mangueiras da superfície) é bem entendido na literatura, tanto em termos de modelagem matemática para previsão de perdas de carga e perfis de velocidade (escoamento monofásico laminar e turbulento) quanto em termos de medidas experimentais em laboratório.

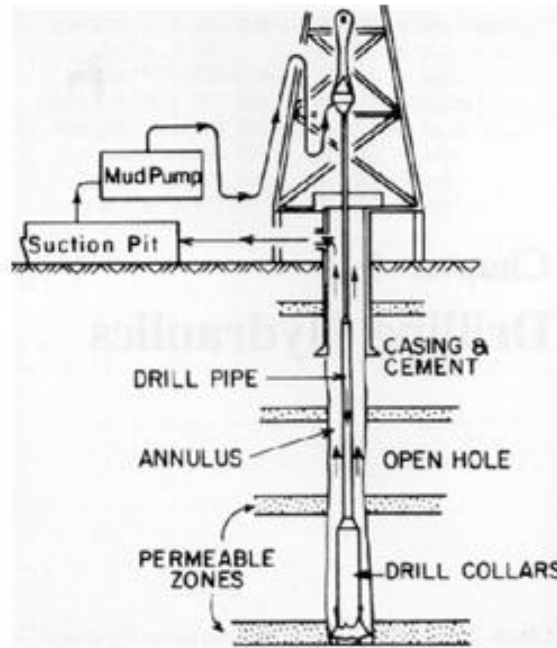


Figura 5.2: Esquema de circulação do fluido de perfuração.

Um problema que ainda permanece em estudos, é o escoamento através do espaço anular existente entre a coluna de perfuração e o poço (aberto/revestido). Apesar de haver várias contribuições relevantes na literatura, tanto em termos de modelagem matemática quanto em termos de análise experimental, existem ainda limitações no entendimento pleno do escoamento anular durante a operação. Alguns pontos importantes na abordagem desse escoamento, que dificultam sensivelmente a análise, podem ser listados a seguir:

- ③ Comportamento dinâmico da coluna dentro de um poço preenchido com fluido de perfuração ③

Regime de fluxo (laminar, turbulento, existencia de vórtices)

- ③ Excentricidade anular

- ③ Reologia do fluido

- ③ Transferencia de calor no sistema

Aspectos sobre Sedimentação e Transporte de Partículas

Durante a operação de perfuração, o fluido escoar no anular transportando/carreando os fragmentos de rocha gerados no fundo do poço pela ação da broca sobre a formação (Fig. 5.3). Quando um novo tubo ou mesmo uma junta (tres tubos) é adicionada à coluna, devido ao avanço da perfuração, as bombas são desligadas, temporariamente, e as partículas sólidas que estavam sendo transportadas para superfície pelo fluido podem sedimentar. Esta sedimentação pode trazer problemas sérios, tal como a prisão da coluna.

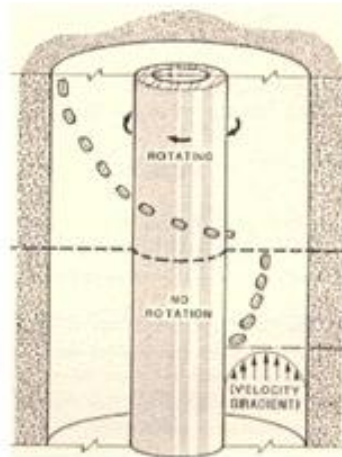


Figura5.3: Escoamento anular com partículas sólidas.

A primeira situação (dinâmica) é governada pela velocidade média do fluido (vazão das bombas), velocidade de rotação da coluna, taxa de penetração, densidade (fluido e partícula), reologia do fluido e aspectos geométricos (tamanho e forma das partículas, bem como diâmetro da coluna e do poço).

Já a segunda situação (estática) é governada pela reologia do fluido, particularmente sua tensão de gel, e pela densidade (fluido e partícula).

As situações apresentadas são complicadas na perfuração de poços direcionais e horizontais, já que a distância vertical de sedimentação diminui à medida que a inclinação do poço aumenta, reduzindo-se ao diâmetro do poço na situação horizontal. A sedimentação dos fragmentos de rocha no lado baixo do poço resulta na formação de um leito de cascalhos, que se movimenta ao longo do comprimento do poço, em função do escoamento do fluido de perfuração.

Controle de Poço

A erupção (kick) é a entrada de fluidos da formação (água, óleo ou gás) para dentro do poço. Se o influxo é descontrolado, trata-se de um blowout, que pode incorrer em perdas materiais e humanas significativas, como é ilustrado na Fig. 6.1.



Figura 6.1: Blowout em uma sonda marítima.

A condição básica para que a erupção ocorra é que a pressão de poros da formação ultrapasse a pressão hidrostática no fundo do poço

Causas da Erupção do Poço (Kick)

Considerando-se a condição básica de ocorrência de um kick mencionada, pode-se apontar dois cenários distintos:

1. Pressão de poros anormalmente alta para a profundidade do poço
2. Redução da pressão hidrostática no fundo do poço (mudança de uma situação de overbalance para uma de underbalance)

Pressão de Poros Anormal

Considera-se uma pressão de poros normal como sendo igual à pressão hidrostática de uma coluna de água a igual profundidade. Para se monitorar esse parâmetro, normalmente utiliza-se o gradiente de pressão de poros, que é o peso específico do fluido expresso em unidades de campo (Psi/pé). Desta forma, estabelece-se as faixas de gradiente de pressão de poros (Gp):

- ③ Normal: $0.434 < Gp < 0.465$ [Psi/pé] que corresponde à faixa de peso específico entre a água doce e a salgada
- ③ Anormal: $Gp > 0.465$ e $Gp < 0.434$

Deste ponto em diante, nos referiremos a pressão de poros anormal, como sendo $G_p > 0.465 \text{ Psi/pé}$.

Algumas situações típicas de se encontrar pressão de poros anormal a uma dada profundidade, estão associadas à migração de fluidos de formações mais profundas para formações mais rasas. Isso pode ter sido gerado por fatores geológicos ou técnicos, como pode ser observado na Fig. 6.2.

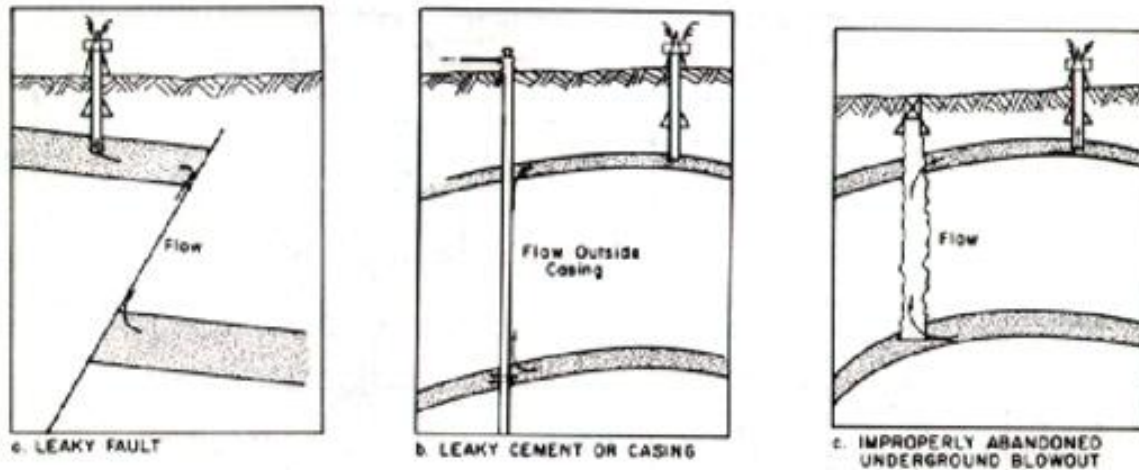


Figura 6.2: Situações que podem gerar pressões de poros anormais.

Redução da Pressão Hidrostática da Lama

Essa redução pode ocorrer nas seguintes situações:

1. Diminuição da coluna de fluido, devido a uma perda de circulação ou completação indevida do poço durante a manobra
2. Diminuição da densidade do fluido de perfuração, devido ao corte da lama por gás, contaminação da lama por água ou óleo
3. Cimentação inadequada
4. Pistoneio durante a manobra ou devido ao encerramento da broca

Métodos de Controle

Existem alguns indícios de kicks que podem levar a uma situação de emergência, tais como: ③

Aumento no volume dos tanques de lama

- ③ Aumento da vazão de retorno
- ③ Fluxo de fluido com as bombas desligadas
- ③ Aumento brusco da taxa de penetração

Constatada a erupção a partir do procedimento chamado flow check (desligamento das bombas com observação da existência de fluxo na linha de retorno do anular), inicia-se o procedimento de controle com o fechamento do BOP. A partir do esquema mostrado na Fig. 6.3, o kick é circulado para fora do poço e as condições normais de operação são restabelecidas com a lama de perfuração nova (densidade superior à da lama velha ou original, que não conseguiu exercer pressão hidrostática suficiente para evitar a invasão do fluido da formação).

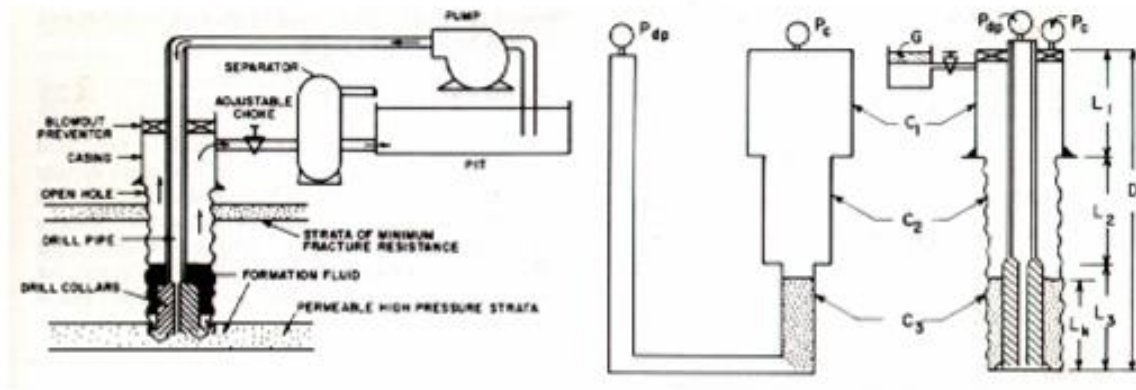


Figura 6.3: Esquema de um poço fechado para procedimentos de controle.

Durante o procedimento de controle, existem duas preocupações básicas:

1. Manutenção da pressão no fundo do poço superior à pressão de poros
2. Não ultrapassar a pressão de fratura da formação mais fraca (à profundidade da sapata do último revestimento) e também a pressão admissível do BOP e do revestimento

De acordo com a Fig. 6.3, a partir dos valores de pressão de fechamento na coluna e no revestimento (P_{dp} e P_c , respectivamente) bem como do volume de ganho nos tanque (G), determina-se:

- ③ Pressão de poros da formação
- ③ Densidade e consequente identificação do fluido invasor (gás, óleo ou água)
- ③ Acréscimo de densidade necessário na lama, para que seja restabelecida a condição normal de operação

A partir desse ponto, inicia-se o procedimento de controle do poço, utilizando-se um método adequado para a situação em que ocorreu a erupção. Caso a broca esteja no fundo do poço, pode ser utilizado um dos dois métodos mais usuais de controle, que são comentados a seguir.

Método do Sondador

Esse método se baseia na circulação do kick para fora do poço, utilizando-se a lama velha, seguindo-se com a circulação da lama nova para restabelecimento da operação.

Método do Engenheiro

Esse método se baseia na preparação da lama nova, seguindo-se com a circulação do kick para fora do poço com essa lama nova.

A comparação qualitativa do nível de pressões atingido na coluna e no revestimento durante a utilização da cada um dos métodos pode ser observada na Fig. 6.4.

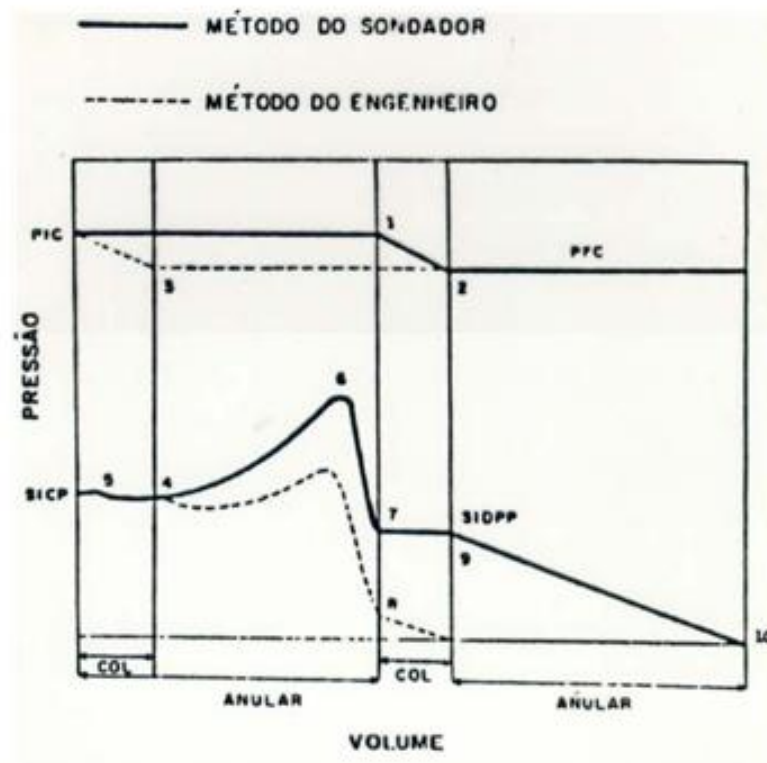


Figura 6.4: Curvas de pressão na coluna e anular utilizando-se os dois métodos de controle.

Revestimento e Cimentação

O revestimento do poço tem uma função importante tanto durante a perfuração das várias fases de um poço, quanto durante a vida produtiva de um poço de desenvolvimento.

De forma análoga à coluna de perfuração, a coluna de revestimento é composta por tubos de aço conectados entre si, sendo cimentada dentro do poço, de forma a exercer as seguintes funções:

- ③ Evitar o colapso do poço durante a perfuração
- ③ Isolar, hidráulicamente, os fluidos do poço da formação e dos fluidos existentes dentro de seus poros
- ③ Minimizar o dano à formação devido ao fluido de perfuração e, de forma recíproca, proteger o interior do poço da exposição a ambientes hostis de sub-superfície (H_2S , sal,)
- ③ Proteger aquíferos de abastecimento contra contaminação pelos fluidos do poço (regulamentado pelo governo)
- ③ Isolar zonas problemáticas associadas a pressões anormais, perda de circulação, argilas reativas e formações salinas
- ③ Fornecer um conduíte de alta resistência para a circulação do fluido invasor, durante uma operação de controle de poço

Tipos do Revestimento

Como já foi comentado anteriormente, o poço é perfurado em fases ou etapas, sendo que cada fase está associada a uma profundidade e a um diâmetro. A Fig. 7.1 apresenta alguns exemplos de programas de revestimento, destacando-se as dimensões de interesse do revestimento condutor, de superfície, intermediário e de produção, bem como o liner de produção e o de perfuração.

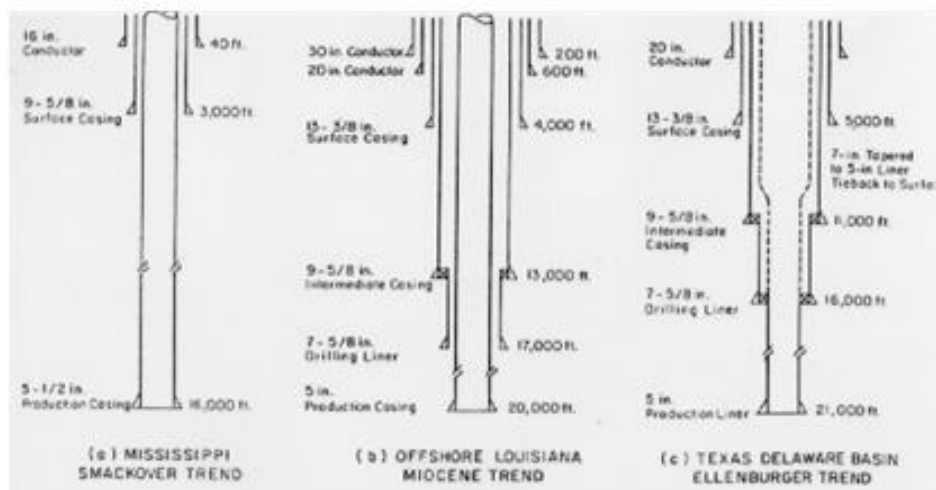


Figura 7.1: Exemplos de programas de revestimento.

Operação de Cimentação

Existem várias técnicas de cimentação, dependendo-se da situação do poço. Na Fig. 7.2 é esquematizada uma cimentação primária:

7.2 é

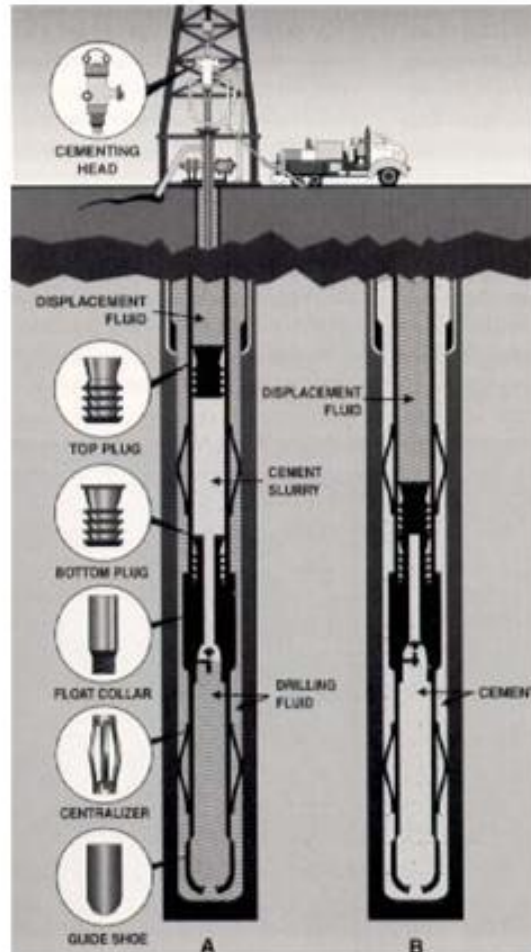


Figura 7.2: Esquema de uma operação de cimentação primária.

Aspectos sobre o Projeto do Revestimento de um Poço

O projeto do revestimento do poço é definido, primordialmente, pelo diâmetro interno do revestimento de produção. Desta forma, a definição dos diâmetros e profundidades das sapatas é feita do objetivo (alvo) para a superfície.

De forma análoga ao gradiente de pressão de poros da formação, define-se o gradiente de fratura da formação que pode ser estimado durante a fase de projeto do poço (correlações envolvendo o estado de tensões in situ e a pressão de poros) e, posteriormente, verificado através do chamado leakoff test..

Através da Fig. 7.3 pode-se observar a relação existente entre profundidade da sapata - gradiente de pressão de poros - gradiente de fratura. Vale ressaltar que a pressão hidrostática da lama no fundo do

poço, deve-se situar sempre dentro da faixa de pressão de poros e pressão de fratura àquela profundidade, considerando-se uma margem de kick e uma margem de manobra da ordem de 0.5 lbm/gal.

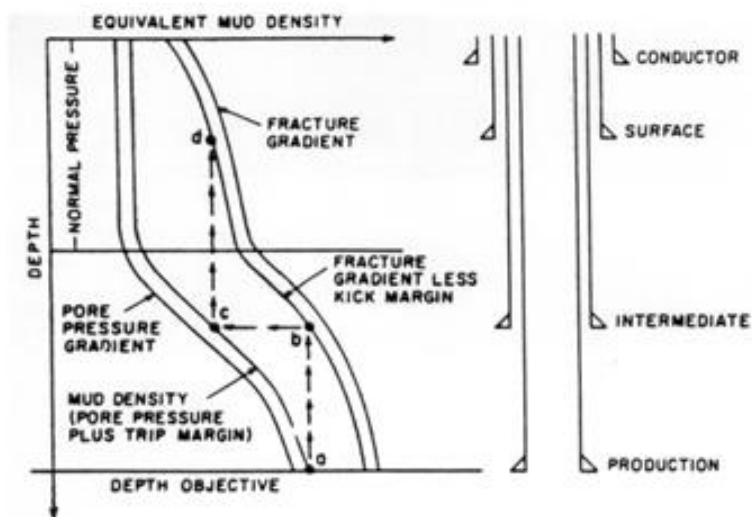


Figura 7.3: Esquema representativo de um projeto de revestimento.

Fronteira Tecnológica

O objetivo principal desta seção é apresentar tópicos que vem sendo desenvolvidos pela indústria e centros de pesquisa da área petrolífera e divulgados na literatura, recentemente.

A idéia é apresentar os assuntos para discussão em aula, sobre a viabilidade de aplicação das tecnologias no atual cenário de exploração/exploração do Brasil e do mundo.

Nas seções seguintes, o material não foi apresentado de forma convencional, já que a maioria dos tópicos estão em fase de desenvolvimento e ainda abertos para contribuições. Algum tipo de referência é sugerido na seção, de forma que o leitor interessado dê início a sua pesquisa bibliográfica no assunto.

Poços Delgados (Slimholes)

Referência: Ribeiro, P.R.: "Finite Element Modeling of Annular Flows with Application to Slim Hole Drilling Hydraulics," Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 1993.

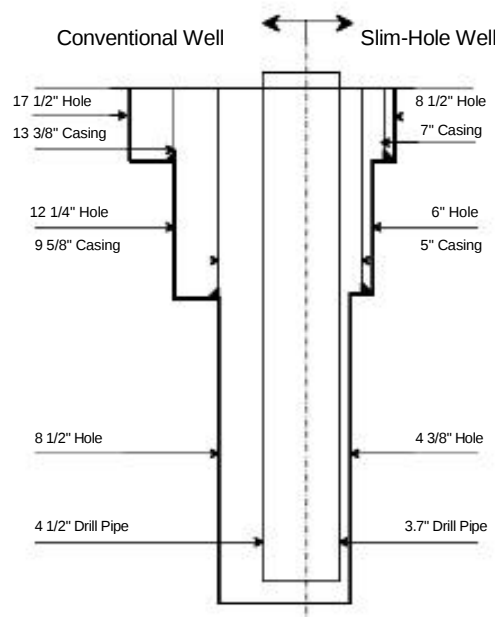


Figura 8.1: Comparação dimensional entre um poço convencional e um delgado

Poços de Grande Afastamento (Extended Reach Wells)

Referência: Mueller, M.D., Quintana, J.M., and M.J. Bunyak: "Extended Reach Drilling From Platform Irene," SPEDE (June 1991), 138.

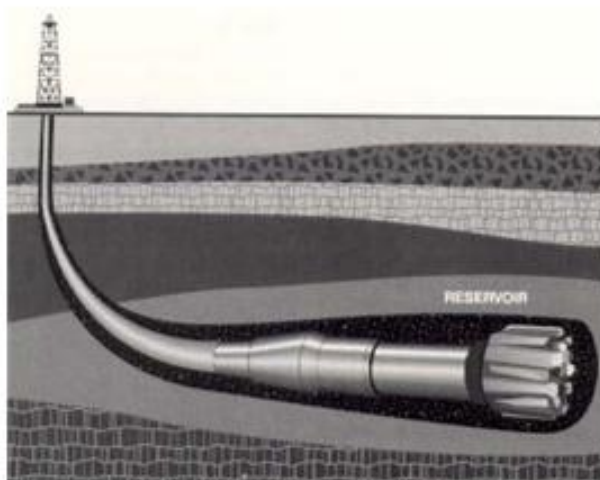


Figura 8.2: Ilustração de um poço de grande afastamento.

Poços Multi-laterais (Multilaterals)

Referência: Journal of Petroleum Technology, July, 1999

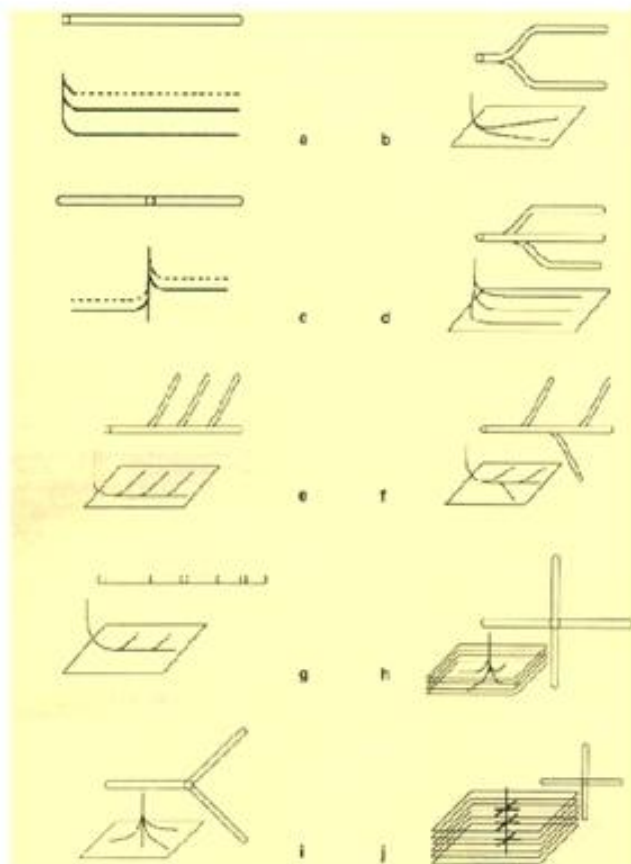


Figura 8.3: Configurações básicas de poços multilaterais.

Perfuração com Flexitubo (Coiled Tubing Drilling - CTD)

Referência: Journal of Petroleum Technology, June, 1997

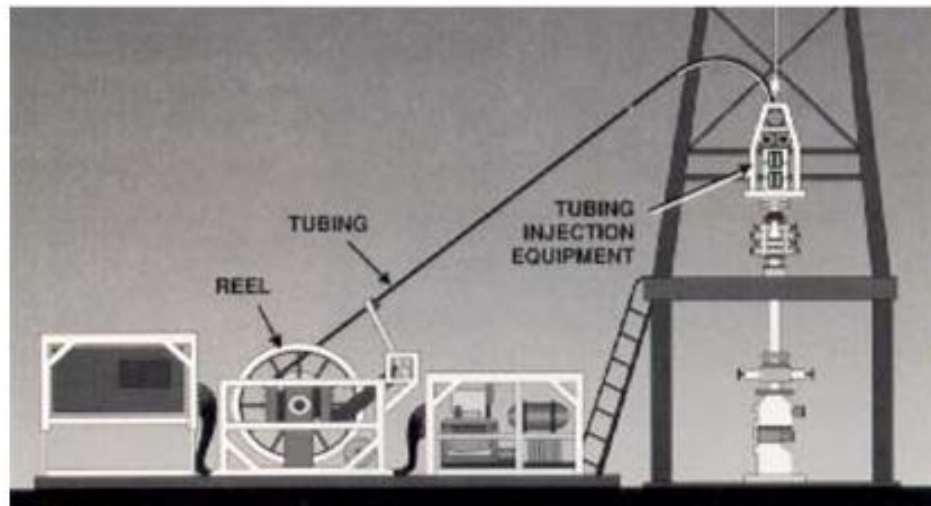


Figura 8.4: Esquema de um sistema de perfuração com flexitubo

Perfuração Sub-balanceada (Under Balanced Drilling - UBD)

- Referência: Bennion, D.B., Thomas, F.B., Bietz, R.F., and D.W. Bennion: "Underbalanced Drilling, Praises and Perils," paper SPE 35242 of the proceedings of the SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conf., Midland (TX), Mar. 27-29, 1996.

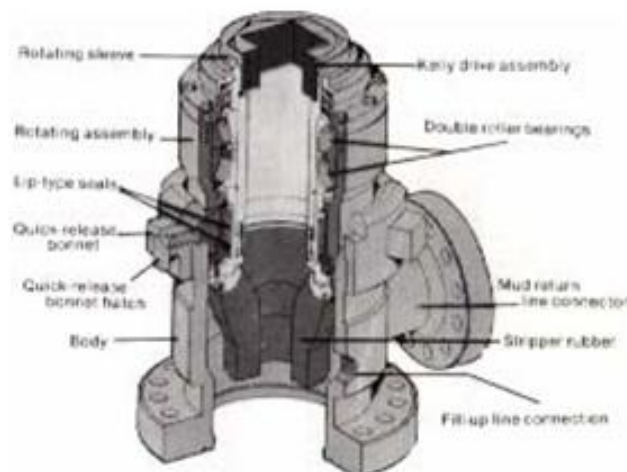


Figura 8.5: Esquema de um BOP rotativo.

Referências

1. Bourgoyne, A.T., M.E. Chenevert, K. Milheim, and F.S. Young: Applied Drilling Engineering, SPE Textbook Series, Richardson, Texas (1986).
2. Economides, J.E., L.T. Watters, and S. Dunn-Norman: Petroleum Well Construction, John Wiley & Sons, 1998.
3. Baker, R.: A Primer of Oilwell Drilling, 4th ed., Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, 1979.
4. Baker, R.: A Primer of Offshore Operations, 2nd ed., Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, 1985.
5. Fundamentals of Petroleum, 3rd ed., edited by Mildred Gerding, Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, 1986.
6. Drilling Technology: The Key to Successful Exploration and Production, J. of Petroleum Technology (SPE), pp. 44-51, Sept. 1999.
7. Lima, H.R.P.: Fundamentos de Perfuração, Apostila SEDES/CEN-NOR - Petrobras.
8. Széliga, E.O e I.M. Ferreira: Controle de Erupção, Apostila SEDES/CEN-NOR - Petrobras.
9. Almeida, A. C.: Manual de Perfuração, Petrobras, 1977.
10. Costa, F.S.M.: Modelagem do Comportamento Mecânico de Comandos Desbalanceados pelo Método de Elementos Finitos, dissertação de mestrado do Departamento de Engenharia de Petróleo, UNICAMP, Campinas (SP), 1996.
11. Bird, R.B., R.C. Armstrong, and O. Hassager: Dynamics of Polymeric Liquids, John Wiley & Sons, 1987.