

Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo

PMI-1841 ENGENHARIA DE PERFURAÇÃO

AULA 5 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Wilson Siguemasa Iramina

São Paulo, agosto de 2016

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

1. Introdução e histórico
2. Especificações e Funções de um fluido de perfuração
3. Propriedades físicas e químicas dos fluidos de perfuração e propriedades de controle
4. Classificação dos fluidos de perfuração
5. Implicações ambientais dos fluidos de perfuração

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

1. HISTÓRICO

- No início uma mistura lamacenta de água e argila era bombeada no furo.

- Os fluidos de perfuração ainda são chamados de lamas, mas os engenheiros agora não dependem mais apenas de água e argila.

- Ao invés disso, eles projetam cuidadosamente compostos e misturas para atender às especificações de perfuração em diversas condições.

- Os fluidos modernos são realmente o sangue vital para os poços de petróleo, sem o qual poços profundos não existiriam.

1. HISTÓRICO

Os registros mais antigos de perfuração de poços datam dos chineses, que deixavam cair uma ferramenta pesada de perfuração para fragmentar a rocha e a eles pode ser creditada o primeiro uso intencional de fluidos no processo de perfuração.

Neste caso o fluido era a água, que amolecia a rocha facilitando a penetração e auxiliando na remoção de pedaços pulverizados de rocha e garantir o corte mais limpo da broca de perfuração.

➢Flauville (1883) - Percebeu que a água era bastante eficiente em levantar e retirar os fragmentos resultantes do corte para fora do poço.

➢ Estava estabelecido o princípio do uso de fluidos móveis para remover os fragmentos. A água podia ser bombeada por dentro das hastes chegando ao fundo e assim carregar os fragmentos e retornando à superfície através do espaço entre a haste e a parede do furo. Este é o procedimento padrão utilizado até hoje.

➢ À medida que os poços vão ficando cada vez mais profundos, os fluidos de perfuração vão se tornando mais importantes, servindo para um grande número de objetivos e resolvendo diversos problemas que variam de local para local.

Histórico

Inicialmente, um fluido de perfuração foi definido como um material empregado para ajudar a ação de ferramentas de corte, portanto, o seu uso é anterior ao surgimento da indústria do petróleo. Segundo BRANTLY (1971), a água foi o primeiro fluido de perfuração a ser utilizado, pois no início do terceiro milênio a.C. no Egito, poços de 20 pés de profundidade foram perfurados em minas por brocas rotatórias controladas manualmente, e a água foi utilizada para remoção de *cuttings* nestes poços. De acordo com Confúcio (600 a.C.), poços foram perfurados na China com salmoura durante o início da dinastia Chou (1122-250 a.C.). Muitos poços de algumas centenas de pés de profundidade, foram perfurados perto da borda do Tibet por salmoura, gás e água. A água foi adicionada a estes poços para ajudar amolecer as rochas e a ajudar na remoção dos cascalhos (*cuttings)* (BRANTLY, 1971, PENNINGTON 1949).

Histórico

A partir da metade do século XIX, começou-se a pensar na lama de perfuração como um auxiliar para remover os *cuttings* gerados, através de sua circulação dentro do poço. BEART na Inglaterra em 1844 e FAUVELLE na França em 1846, independentemente apresentaram um método de perfuração por meio de barras para perfurar girando dentro da cavidade (*rotating hollow drill rods*), ao mesmo tempo que bombeava água através dessas barras para carrear as partículas perfuradas para a superfície.

Este método foi consolidado em 1866 por SWEENEY, com um equipamento de perfuração rotatória, denominado "*stone drill"* mostrado, que se mostrou semelhante em muitos aspectos aos equipamentos utilizados atualmente. Neste mesmo período, iniciou-se a adição de material com propriedades de plasticidade e maleabilidade (como argila, farelo de milho e cimento) para atribuir ao fluido uma nova função: revestir as paredes do poço para estabilizá-lo e reduzir a tendência ao desmoronamento.

Histórico

O desenvolvimento desta nova função, implicou diretamente no controle da pressão, principalmente em poços contendo gás, desenvolvendo-se a utilização de um tipo de lama "carregada" (*laden mud)*,(LEWIS e McMURRAY, 1916, POLLARD e HEGGEM, 1913, HARTH, 1935), que selava mais efetivamente as formações perfuradas em decorrência do aumento de sua densidade, inicialmente com o acréscimo de óxidos metálicos de ferro (Fe_2O_3), e a partir de 1922 com a popularização do uso de barita ($BaCO_3$) (STROUD, 1925).

Conceituação

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

Fluidos de perfuração

- **Definições**

✓A tudo que escoa chamamos fluido, independente da sua utilização e propriedades.

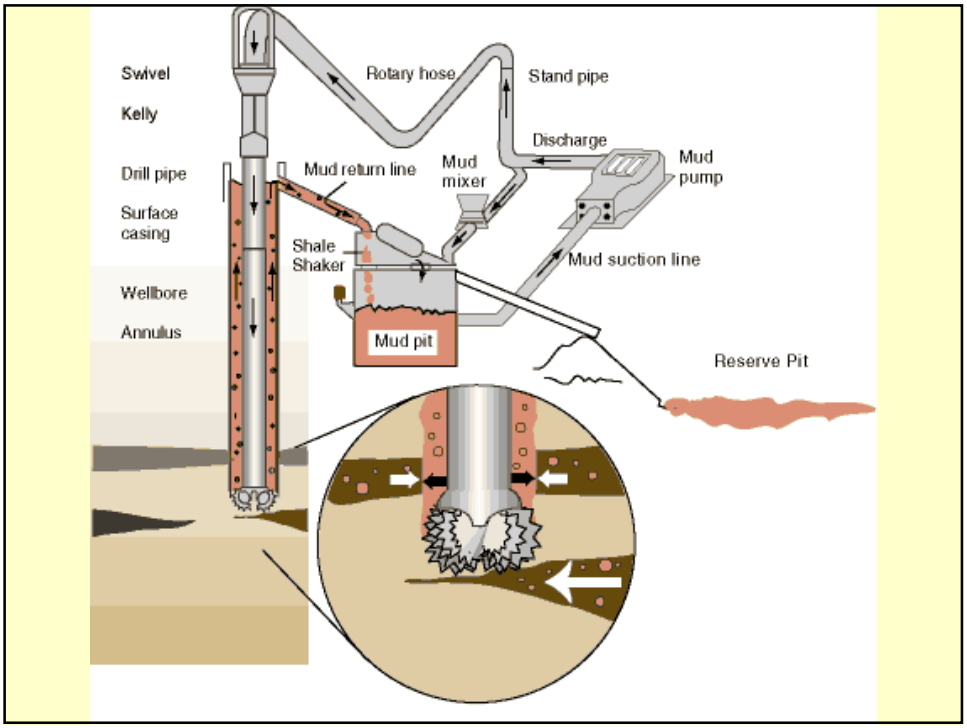
✓Fluido de perfuração é um fluido circulante usado para tornar viável uma operação de perfuração (API, *American Petroleum Institute*,1991).

✓São dispersões complexas de sólidos, líquidos e gases, usualmente constituídas de duas fases: uma dispersante (aquosa ou orgânica) e outra dispersa, cuja complexidade depende da natureza dos produtos dispersos, requisitos e funções necessárias.

2. ESPECIFICAÇÕES E FUNÇÕES DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO

2.1. PRINCIPAIS ESPECIFICAÇÕES DE UM FLUIDO DE PERFURAÇÃO

- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- Ser bombeável;
- Apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação;
- Facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço; e
- Apresentar custo compatível com a operação



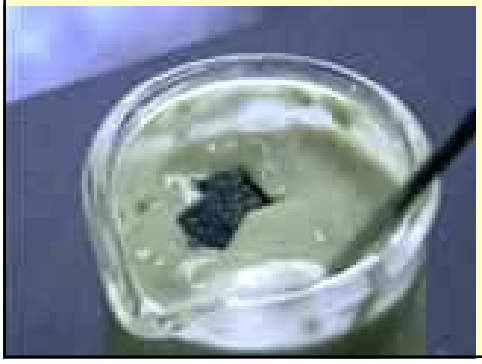
Suspensão

O fluxo do fluido de perfuração indo para baixo da tubulação e subindo pelo furo às vezes cessa, seja por problemas ou então para retirar o equipamento de perfuração para a troca da broca. Quando a perfuração pára, os fragmentos suspensos no fluido podem afundar indo para o fundo do furo e entupindo o equipamento.

Os fluidos de perfuração são projetados para apresentar uma propriedade muito interessante para lidar com este problema. A viscosidade do fluido aumenta à medida que o movimento do fluido se torna mais devagar. Quando o fluido para de se movimentar ele se torna um gel espesso que suspende os fragmentos de rocha e impede que eles vão para o fundo do furo. Quando o fluido reinicia o movimento, ele vai ficando menos espesso até atingir o estado inicial na forma de líquido.



Em repouso, o Visplex é um gel que suporta o peso de um fragmento pequeno



Quando movimentado, o Visplex se torna mais líquido e o fragmento afunda

Controle da pressão

Existe uma crença popular a respeito do petróleo jorrando a partir de uma sonda em direção ao céu enquanto os trabalhadores comemoram a sua descoberta. Na verdade, estes jorros são bastante raros e não são motivos de comemoração uma vez que o objetivo é extrair o petróleo de forma controlada.

O fluido de perfuração (ou lama) é projetado para impedir que tais acidentes ocorram. Isto se dá por meio de uma ação contrária à pressão natural dos fluidos contidos na formação rochosa. Um equilíbrio adequado deve ser obtido pelo fluido de perfuração contra as paredes do furo de modo suficiente a conter a pressão exercida tanto pela formação rochosa como pelo gás ou petróleo e ao mesmo tempo não provocar danos ao poço.

Controle da pressão

Assim, o fluido não deve ser muito pesado, caso contrário pode provocar fraturas na rocha e se perder pelo maciço. A pressão de um líquido depende da sua densidade. Pode-se adicionar agentes ao fluido de perfuração para aumentar a sua densidade e assim aumentar a pressão exercida sobre as paredes do furo. A densidade do líquido pode ser ajustada para atender às condições específicas do poço.

Estabilização da formação rochosa exposta.

Existem duas fases no processo de perfuração.

-Na primeira, a perfuração é feita numa rocha que não contém petróleo. O objetivo é se mover o mais rápido possível para se atingir a rocha que contém o petróleo (reservatório ou pay zone).

A prioridade é manter a formação rochosa exposta no furo estável e ao mesmo tempo impedir a perda do fluido de perfuração. Ao manter a pressão de perfuração existe a tendência natural do fluido em penetrar a rocha permeável em formação, o que é impedido através de aditivos especiais presentes nos fluidos de perfuração.

O fluido de perfuração pode interagir com a rocha circundante de outras formas. Por exemplo, se a rocha possui sais na sua composição, a água irá dissolver o sal e isto tende a fazer com que as paredes do furo fiquem instáveis. Um fluido à base de óleo pode ser melhor nesta situação.

Estabilização da formação rochosa exposta

Formações rochosas com grandes teores de argila também tendem a ser lavadas pela água. Tais formações necessitam de um fluido inibidor para manter o furo estável e impedir o seu alargamento pela ação da água.

- Após atingir o reservatório, a composição do fluido de perfuração pode ser alterada para evitar o entupimento dos poros da rocha. Manter os poros abertos permite que o fluxo de petróleo ocorra mais livremente para o furo e seja assim levado para a superfície.

Empuxo

Um poço pode ter centenas ou milhares de metros de profundidade. Uma tubulação de aço com este comprimento pode pesar várias toneladas. Imergindo a tubulação no fluido produz um efeito de empuxo, reduzindo o peso da tubulação e resulta em uma redução dos esforços do mecanismo de perfuração.

Lubrificação e Resfriamento

Quando um metal se move contra a rocha gera-se fricção e calor. Os fluidos de perfuração promovem a lubrificação e o resfriamento para manter o processo de se mover ao longo da rocha menos violento e assim estender a vida útil dos da broca. A lubrificação pode ser especialmente importante nas extensões ou em poços horizontais onde a fricção entre o tubo de perfuração, a broca e a superfície da rocha devem ser mantidas ao mínimo possível.

2.2. FUNÇÕES BÁSICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

- Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;

- Exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis (kick) e estabilizar as paredes do poço;

- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca.

Fluidos de perfuração

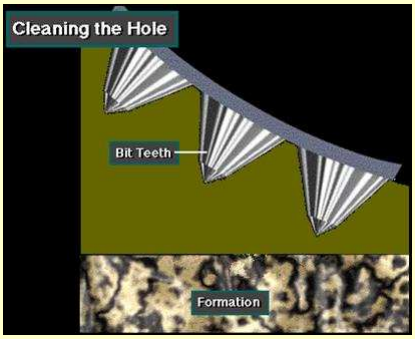
Resfriar, limpar e lubrificar a broca



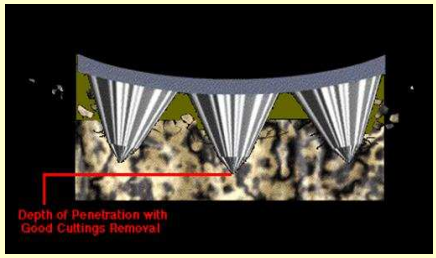
Jatos de fluido que resfriam e limpam a broca.

Fluidos de perfuração

Poço limpo, com detritos removidos

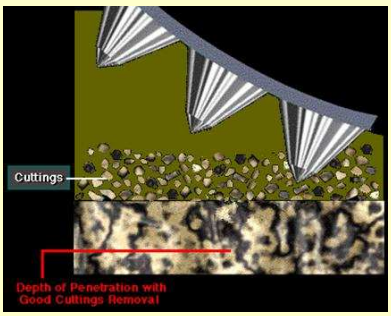


Fonte: Profª Luciana Amorim

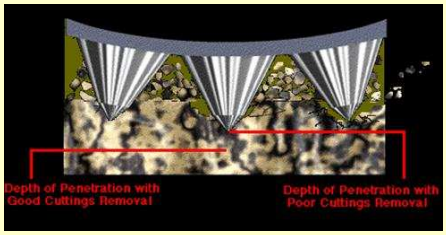


Fluidos de perfuração

Poço com detritos não removidos



Fonte: Profª Luciana Amorim



2.2. FUNÇÕES BÁSICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

- Evitar danos à formação produtora (diminuição da permeabilidade);
- Inibir a reatividade de formações argilosas;
- Minimizar o problema de torque e arraste;
- Garantir segurança operacional e proteção ao meio ambiente

Função	Propriedade	Efeitos
Controle do poço	Peso do fluido	Controle primário do fluxo dos fluidos da formação para o poço
Estabilidade do furo	Quimicamente – inibição do fluido Mecanicamente – peso do fluido	Minimizar a reação da formação. Impedir o desmoronamento ou o colapso do furo
Limpeza do furo	Ponto de escoamento Força-gel Peso do fluido	Suspender e carregar os cascalhos/cavidades e soltá-los na superfície
Transmitir potência à broca	Base fluida da lama	Remover os cascalhos abaixo da face da broca para melhorar a taxa de penetração
Avaliação da formação	Tipo e propriedade do sistema do fluido	Obter e interpretar dados Providenciar alarme quando houver problemas

2.2. FUNÇÕES BÁSICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Para o desempenho destas funções, o fluido de perfuração **NÃO** deve:

- Alterar as propriedades da rocha produtora que impliquem em restrições ao fluxo de hidrocarbonetos;

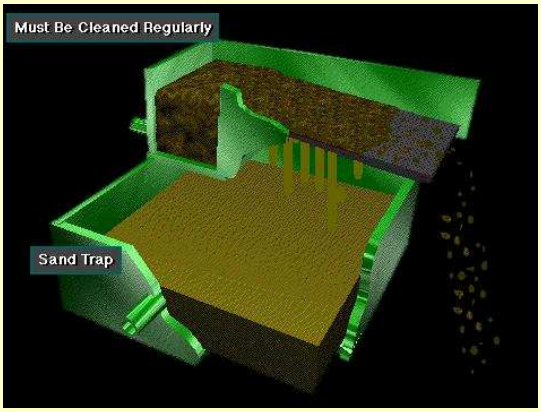
- Causar corrosão aos equipamentos de perfuração com que tem contato.

Fluidos de perfuração

Permitir a separação dos detritos na superfície

• O fluido não pode impedir que os detritos sejam descarregados com facilidade na superfície.

• Após ser limpo, o fluido volta ao poço.



O fluido deve ser limpo regularmente.

Fluidos de perfuração

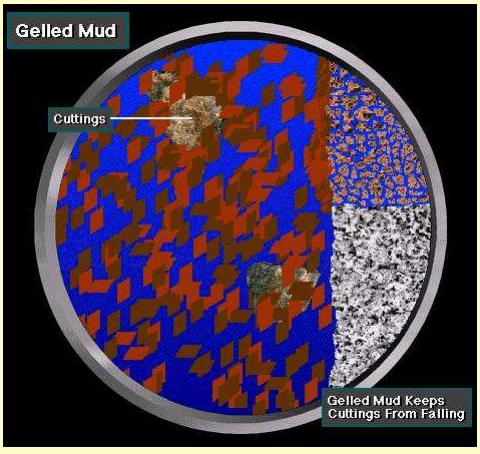
Manter os detritos em suspensão

• Os fluidos possuem a função de sustentação estática dos detritos de perfuração.

TIXOTROPIA

• Em repouso o fluido gelifica e mantém os detritos em suspensão.

• Ao iniciar o bombeamento, o gel se quebra e começa a fluir transportando os detritos à superfície.



Fonte: Profª Luciana Amorim

Fluidos de perfuração

Permitir uma adequada avaliação da formação geológica

• O fluido não deve contaminar ou contaminar o mínimo possível os detritos



Fonte: Profª Luciana Amorim

3. PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E PROPRIEDADES DE CONTROLE

3.1. Físicas – genéricas e medidas em qualquer tipo de fluido

Densidade (massa específica)

Limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pelas duas pressões das formações expostas:

· pressão dos poros (pressão atuante no fluido que se encontra no espaço poroso da rocha) – limite mínimo; e

· pressão de fratura (valor de pressão para o qual a rocha se rompe)

Quando se deseja aumentar a densidade de um certo fluido, adiciona-se geralmente a baritina, $BaSO_4$ (d=4,25 contra a média de 2,60 das rochas), por outro lado usa-se água (1,00) ou óleo diesel (0,82) para reduzir a densidade.

Parâmetros reológicos

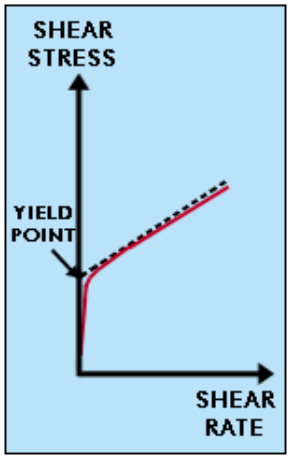
Controlam o comportamento do fluxo de um fluido. Considera-se que um fluido segue um modelo reológico e os parâmetros influem diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos.

Modelos Reológicos

Modelo Newtoniano $\tau = \mu \gamma$

Modelo de Bingham $\tau = \mu_p (\gamma + \tau_L)$

Modelo de Potência $\tau = K \gamma^n$



BINGHAM FLUIDS

Bingham or plastic fluids do not behave like true fluids. Deformation (shear rate) is not proportional initially to the force (shear stress) which is applied. Such fluids show an initial resistance to movement when force is applied and tend to move only after a certain amount of stress is applied.

Parâmetros reológicos

Modelo newtoniano: água, gases, etc.

Ao modelo de Bingham estão associados o limite de escoamento e a viscosidade plástica.

Ao modelo de potência se associam os índices de consistência (K) e o índice de comportamento do fluxo (n).

Os fluidos de perfuração seguem basicamente o modelo de potência.

Para aumentar a viscosidade de lamas à base de água usa-se bentonita, argila montmorilonítica, que é o principal elemento constituinte deste tipo de lama. Pode-se usar polímeros orgânicos, substâncias aniônicas de elevado peso molecular, que viscosificam o meio aquoso e floculam as partículas de argila.

Parâmetros reológicos

Para diminuir a viscosidade são usadas substâncias que se adsorvem às partículas de argila equilibrando as valências livres, diminuindo portanto o limite de escoamento. Tais substâncias são conhecidas como afinantes e as principais são lignossulfonatos, lignito e tanino.

Forças géis (inicial e final)

Propriedades tixotrópicas (estado semi-rígido quando em repouso e fluido quando em movimento). A força gel é um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial em colocar o fluido em fluxo e a final mede a resistência para reiniciar o fluxo a partir de um estado de repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido

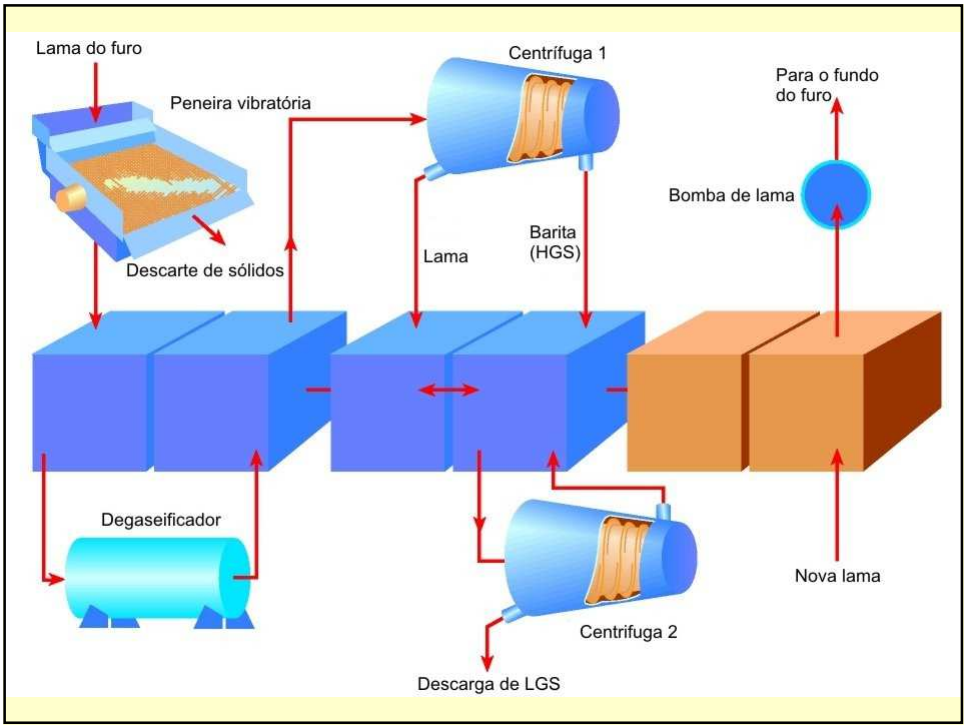
Parâmetros de filtração (filtrado)

Capacidade em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca, fundamental para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do poço para a formação, conhecido como filtração. Para isso é essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado invade, a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração.

Teor de sólidos

Deve ser mantido o mínimo possível e controlado com rigor, pois o seu aumento implica aumento de várias outras propriedades como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática,prisão da coluna e redução da taxa de penetração. O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo (inibir química ou fisicamente o fluido para evitar a dispersão de sólidos perfurados) ou corretivo (através de equipamentos extratores de sólidos como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido).

Outros (menores): resistividade elétrica, índice de lubricidade e estabilidade elétrica



3.2. Propriedades Químicas

- **pH**

O pH deve ser mantido no intervalo de alcalino baixo (7 a 10) cujo objetivo principal é reduzir a taxa de corrosão dos equipamentos e evitar a dispersão das formações argilosas.

Teores de cloreto e de bentonita

Salinidade – usado principalmente para se identificar o teor salino da água de preparo do fluido, controlar a salinidade de fluidos inibidos com sal, identificar influxis de água salgada e identificar a perfuração de uma rocha ou domo salino.

Bentonita – através de uma análise volumétrica por adsorção (azul de metileno MBT) pode-se verificar a quantidade de sólidos ativos ou bentoníticos no fluido de perfuração, onde se mede a capacidade de troca de cátions (CTC) das argilas e sólidos ativos presentes.

- **Alcalinidade**

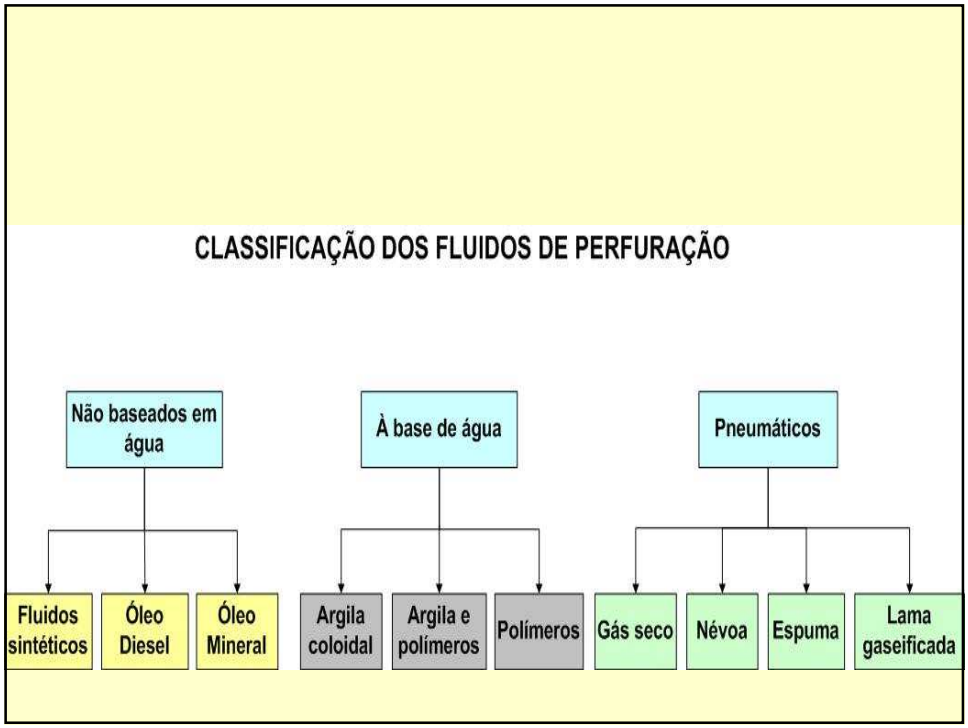
A determinação das alcalinidades por métodos diretos de titulação volumétricas de neutralização considera as espécies carbonatos e bicarbonatos dissovidos no fluido, além dos íons hidroxilas dissolvidos e não dissolvidos. São determinados a alcalinidade parcial do filtrado, alcalinidade da lama e alcalinidade do total filtrado.

Outros: excesso de cal, teor de cálcio e de magnésio, concentração de H_2S e concentração de potássio.

4. CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Feita em função da sua composição sendo que o critério principal baseia-se no constituinte principal da fase contínua ou dispersante.

- Fluidos à base de água
- Fluidos à base de óleo
- Fluidos à base de ar ou gás



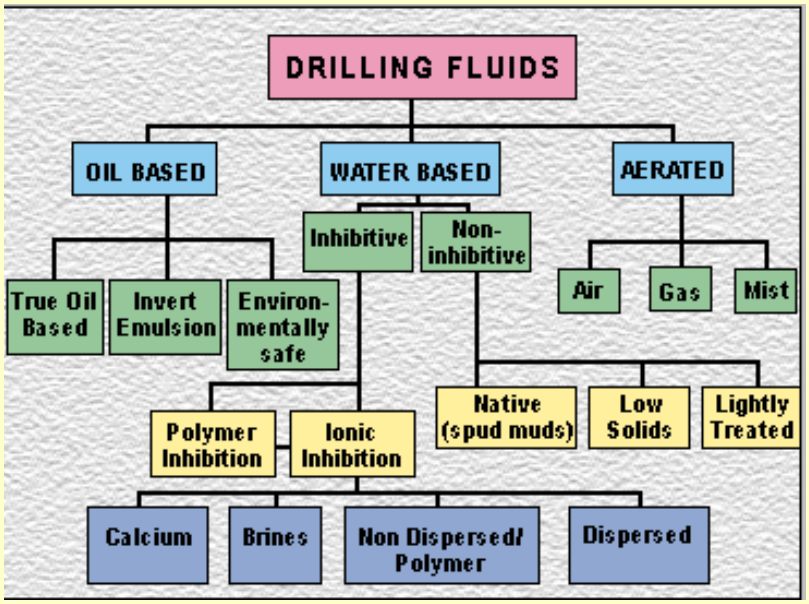


Tabela 1.5.1 – Classificação dos fluidos de perfuração de acordo com o componente principal constituindo a fase contínua. (Adaptado de GRAY, DARLEY e ROGERS, 1980, capítulo 1)

Gás	Água	Óleo
Gás Seco: ar, gás natural, gás de exaustão, gás de combustão. *Mistura*[4]*:* gotículas de água ou lama carreadas na corrente de ar. *Espuma:* bolhas de ar circundadas por um filme de água contendo um surfactante[5] estabilizante da espuma.	*Água doce* *Solução*: verdadeira[6] e coloidal[7] Sólidos em solução com água incluem: 1.Sais como cloreto de sódio, cloreto de cálcio 2.Surfactantes como detergentes, floculantes, colóides orgânicos 3.Colóides orgânicos como, polímeros acrílicos e de celulose *Emulsão*[8]*:* um líquido mantido em pequenas gotículas na água por um agente emulsificante, como óleo diesel e um filme estabilizante de surfactante.	*Óleo*: diesel ou crú *Lama de óleo*: uma lama de perfuração estável a base de óleo contem: 1-Agentes emulsificantes 2-Agentes em suspensão 3-Agentes para controlar a filtração Contém *cuttings* das formações perfuradas Pode conter barita para aumentar a densidade

4.1. FLUIDOS À BASE DE ÁGUA

- Por definição, considera-se principalmente a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido.

- Sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas em função da proporção e interação dos componentes básicos.

- Água – principal fase contínua e principal componente, pode ser doce (salinidade < 1000 ppm NaCl equivalente), salgada (salinidade > 1000 ppm NaCl equivalente) ou dura (sais de cálcio e magnésio dissolvidos)

- Principal função da água: prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros que controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados de modo a conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço.

Fluidos à base de água

- Principal função da água: prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros que controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados de modo a conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço.

- Fatores a serem considerados na água de preparo: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipos de formações geológicas a serem perfuradas, produtos químicos que irão compor o fluido e equipamentos e técnicas a serem utilizados na avaliação das formações.

Fluidos à base de água

- Os produtos químicos adicionados aos fluidos podem ser:

a) alcalinizantes e controladores de pH (soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada);

b) dispersantes (lignossulfonato, tanino, lignito e fosfatos);

c) redutores de filtrado como o amido;

d) floculantes (soda cáustica, cal e cloreto de sódio);

e) polímeros de uso geral para viscosificar, desflocular ou reduzir filtrado;

Fluidos à base de água

- Os produtos químicos adicionados aos fluidos podem ser:

f) surfactantes para emulsificar e reduzir a tensão superficial;

g) removedores de cálcio e magnésio (carbonato e bicarbonato de sódio);

h) inibidores de formações ativas (cloreto de potássio, sódio e cálcio);

i) bactericidas (paraformaldeído, compostos organoclorados, soda cáustica e cal);

j) outros mais específicos como anticorrosivos, traçadores químicos, e antiespumantes.

Fluidos à base de água

- Fluidos não-inibidos são empregados na perfuração das camadas rochosas superficiais, composta na maioria das vezes de sedimentos inconsolidados. Esta etapa termina com a descida do revestimento de superfície e uma vez que as rochas superficiais são praticamente inertes ao contato com água doce, dispensa-se o tratamento químico ao fluido nesta fase.

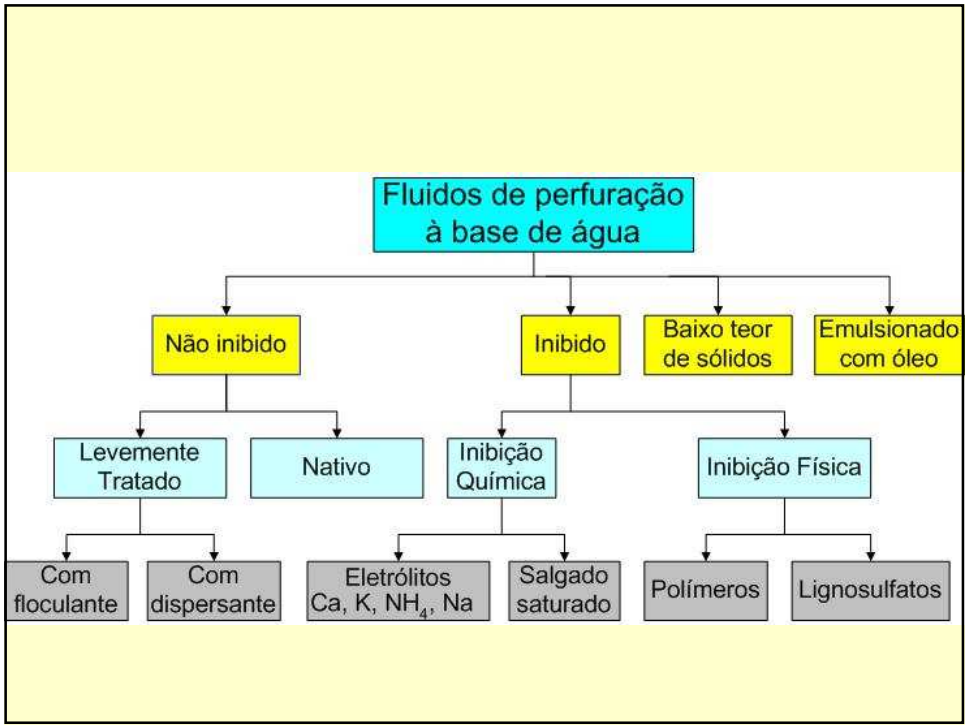
- Fluidos inibidos são programados para perfurar rochas de elevado grau de atividade na presença de água doce. Uma rocha é dita ativa quando interage quimicamente com a água, tornando-se plástica, expansível, dispersível ou até mesmo solúvel. Nestes fluidos são adicionados produtos químicos (inibidores) como eletrólitos e/ou polímeros, que têm a propriedade de retardar ou diminuir estes efeitos.

Fluidos à base de água

Os inibidores físicos são adsorvidos sobre a superfície dos materiais das rochas e impedem o contato direto com a água. Outros como a cal, cloretos de potássio, sódio e de cálcio, conferem uma inibição química porque reduzem a atividade química da água e podem reagir com a rocha, alterando-lhe a composição. Exemplo: ao se perfurar uma rocha salina, sabe-se que esta possui elevado grau de solubilidade, por isso emprega-se um fluido saturado com NaCl como meio dispersante e assim a solubilidade fica reduzida.

Fluidos à base de água

- Fluidos à base de água com baixo teor de sólidos e os emulsionados com óleo são programados para situações especiais, onde os primeiros são usados para aumentar a taxa de penetração da broca, reduzindo o custo total da perfuração, e os segundos têm o objetivo principal de reduzir a densidade do sistema para evitar que ocorram perdas de circulação em zonas de baixa pressão de poros ou baixa pressão de fratura.



4.2. FLUIDOS À BASE DE ÓLEO

- Chamados assim pois neste caso a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos.

- Pequenas gotículas de água ou de solução aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo propriamente dita (teor de água < 10%) ou emulsão inversa (teor de água de 10% a 45%).

- Devido ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor freqüência do que os fluidos à base de água.

4.2. FLUIDOS À BASE DE ÓLEO

Principais características:

- grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;
- baixíssima taxa de corrosão;
- propriedades controláveis acima de 350 º F, até 500 º F (177º C a 260º C;
- grau de lubricidade elevado;
- amplo intervalo de variação de densidade: de 0,89 a 2,4;
- baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

Fluidos à base de óleo

Em função destas características, os fluidos à base de óleo têm apresentado excelentes resultados na perfuração dos seguintes poços:
- poços HPHT (alta pressão e alta temperatura);
- formações de folhelhos argilosos e plásticos;
- formações salinas de halita, silvita, carnalita, etc.;
- formações de arenitos produtores danificáveis por fluidos à base de água;
- poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento;
- formações com baixa pressão de poros ou de fratura.

Fluidos à base de óleo

Desvantagens:

- dificuldade na detecção de gás no poço devido a sua solubilidade na fase contínua;
- menores taxas de penetração;
- maiores graus de poluição;
- menor número de perfis que podem ser executados;
- dificuldade no combate à perda de circulação;
- maior custo inicial.

Progressos em novas pesquisas com óleos minerais e sintéticos, menos poluentes que o óleo diesel, têm levados a novos sistemas mais eficientes.

4.3. FLUIDOS À BASE DE AR OU GÁS

A perfuração a ar ou a gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás, como todo ou parte, é usado como fluido circulante na perfuração rotativa.

Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como o basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo.

A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, tendo aplicação limitada a formações que não produzam elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos. Esta técnica pode ser aplicada em formações duras, estáveis ou fissuradas, onde o objetivo é aumentar a taxa de penetração.

Função	Ação	Tipo de aditivo
Surfactantes (agentes ativantes de superfície)	Reduzir a tensão interfacial (força de contração devido a diferenças fisico-químicas entre as superfícies em contato (água/óleo, água/sólidos, água/ar. etc.),	Dependendo das superfícies envolvidas os aditivos podem agir como: emulsificantes ou de-emulsificantes, floculantes ou defloculantes e umidificantes.
Emulsificantes (tensoativos)	Criar uma mistura heterogênea (emulsão) de dois fluidos insolúveis. Dependendo do aditivo usado a emulsão pode ser catiônica (carga positiva), aniônica (carga negativa) ou não aniônica (neutra).	Ácidos graxos e aminas em lamas a base de óleo e sabões e ácidos orgânicos em lamas a base de água
Floculantes	Promover o agrupamento das partículas coloidais em supensão formando flocos e com isso aumentar a viscosidade, para melhorar a limpeza do poço.	Salmouras, cal hidratada, sulfato de cálcio hidratado, polímeros a base de acrilamida e tetrafosfato
Dispersantes ou defloculantes	Reduzir a atração (floculação) entre as partículas de argila, e com isso diminuir a viscosidde e a e percentagem de sólidos na lama, diminuindo extensão de formação de gel e melhorando a capacidade de bombeamento da lama.	Vários polifosfatos, lignita, materiais lignosulfonatos.

Função	Ação	Tipo de aditivo
Lubrificantes	Reduzir o coeficiente de fricção dos fluidos de perfuração com o decréscimo do arraste.	Óleos, líquidos sintéticos, grafite, surfactantes, glicóis e glicerina
Inibidores do inchamento de folhelhos	Reduzir a hidratação de folhelhos para previnir o alargamento excessivo do poço e o levantamento ou desabamento enquanto folhelhos sensíveis à água estão sendo perfurado.s	Fontes de cálcio solúvel e potássio, assim como sais orgânicos.
Agentes estabilizadores de temperatura	Aumentar a estabilidade reológica e de filtração de fluidos de perfuração expostos a altas temperaturas.	Polímeros acrílicos, polímeros sulfonados e copolímeros,
Redutores do filtrado	Diminuir a perda do fluido, uma medida da tendência da fase líquida da lama de perfuração da passar através da torta de filtração dentro da formação.	Argilas de bentonita e lignita, CMC (carboximetil celulose), poliacrilato e goma pré-gelatinizada
Controle do pH	Controlar o grau de acidez ou alcalinidade do fluido.	Soda cáustica, cal, bicarbonato de sódio e outros ácidos comuns
Bactericida	Prevenir a degradação bacterial de aditivos orgânicos como amido e goma xanthan.	-
Redutores de cálcio	Reduzir o cálcio na água do mar, tratar a contaminação por cimento e sobrepor os efeitos de contaminação da anidrita e *gypsum*, ambas formas do sulfato de cálcio.	Soda cáustica, bicarbonato de sódio
Inibidores de corrosão	Controlar a o pH para impedir a corrosão da broca, através da neutralização de gases ácidos de risco.	Produtos químicos a base de amina e fosfato
Viscosificadores	Aumentar a viscosidade para melhorar a limpeza do poço e suspensão de sólidos.	Bentonita, Carboximetilcelulose, argilas de atapulgita
Espessantes (Materiais que adicionam peso)	Controlar as pressões de formação, por possuírem alta gravidade específica (densidade).	Barita, compostos de chumbo, óxidos de ferro, carbonatos de cálcio e compostos similares possuindo alta densidade
Agentes para desobstrução do tubo de perfuração (pipe-freeing agents)	Reduzir a fricção e aumentar a lubrificação em áreas onde o tubo de perfuração está mais sujeito a emperrar	Detergentes, sabões, óleos, surfactantes.

