

ANÁLISE DE PARÂMETROS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

ANALYSIS OF PARAMETERS OF PETROLEUM WELL DRILLING FLUID

ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO

Lucas Seabra Eccard

Engenheiro de Petróleo. Universidade Iguaçu (UNIG)

Lucas Capita Quarto

Engenheiro de Produção. Universidade Estácio de Sá.

Sonia Maria da Fonseca Souza

Doutoranda em Cognição e Linguagem pela Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF)

João Vitor Capita Quarto

Graduando em Engenharia de Produção pela Universidade Iguaçu (UNIG)

Vyvian França Souza Gomes Muniz

Mestranda em Cognição e Linguagem pela Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF)

Resumo: O desenvolvimento e aprimoramento das técnicas de perfuração têm proporcionado à exploração de hidrocarbonetos em horizontes cada vez mais profundos. O petróleo é a fonte de energia não renovável mais utilizada no mundo e, cada vez mais, necessita-se de aperfeiçoamentos que promovam melhorias aos processos de exploração e produção petrolíferas. Os fluidos de perfuração possuem importância fundamental nas atividades relacionadas ao petróleo. Eles têm as funções, entre outras, de resfriamento e lubrificação da broca de perfuração, a manutenção da estabilidade do poço perfurado, o transporte de partículas da formação cortadas pela broca para a superfície. Com a necessidade de desenvolver fluidos para perfurações em ambientes que apresentem condições de altas temperaturas e elevadas pressões, cenário muito comum em perfurações direcionais, condições estas que geram limitações técnicas e operacionais aos fluidos aquosos, fez-se necessário estudos detalhados das propriedades destes fluidos. A análise do comportamento reológico dos fluidos de perfuração é de fundamental importância para se determinar a melhor composição e o melhor tratamento a ser aplicado nesses fluidos para a realização de tarefas solicitadas no poço perfurado. Neste trabalho, visou-se fazer um levantamento bibliográfico das principais metodologias para a caracterização das propriedades e tecnologias dos fluidos de perfuração, verificar os principais parâmetros que podem vir a melhorar o desempenho desses fluidos, como por exemplo as viscosidades

plástica e aparente, o limite de escoamento, as forças géis e o volume de perda de filtrado.

Palavras-chave: Perfuração, Fluidos de Perfuração, Tecnologias de Fluidos, Análises de Fluidos de Perfuração.

Abstract: The development and enhancement of printing techniques have provided the exploration of hydrocarbons in ever deeper horizons. Oil is a most widely used non renewable energy source in the world, and is increasingly needed to promote advances in oil exploration and production processes. Cargo fluids are essential in oil related activities. They have as function, between other, cooling and lubrication of drill drilling, the maintenance of the sea of the perforated, the transport of particles the corticadas by the drill to the surface. The design should be developed so that perforations in environments with high temperature and high pressure conditions are the most frequent in directional perforations, germinative conditions and aqueous fluids, are necessary for detailed studies of the properties of these fluids. The analysis of the rheological behavior of the fluid fluids is fundamental to determine the best and the best way to work in fluids to perform tasks in deep waters. This work aimed to make a bibliographical survey of the main methods for a characterization of the properties and technologies of the drilling fluids, to verify the main parameters that can improve the performance of the fluids, such as the plastic and apparent viscosities, the limit flow, the forces gels and the filtrate loss volume.

Keywords: Drilling, Drilling Fluids, Fluid Technologies, Drilling Fluids Analysis

Resumen: El desarrollo y la mejora de las impresiones técnicas han proporcionado la exploración de los hidrocarbones en los intervalos de hormigón. El aceite es una sustancia utilizada no reanudable de la fuente de energía en el mundo, y es necesaria para promover la progresión en la exploración y los procesos de producción. La carga fluida es esencial en las actividades relacionadas con la industria. En el caso de que se produzca un cambio en el tamaño de la superficie de la superficie de la superficie, El diseño debe ser desarrollado para que las perforaciones en ambientes con altas temperaturas y condiciones de alta presión son las que más frecuentemente en las directivas de rendimiento, las condiciones gerenciales y los flujos de agua, son necesarios para estudios detallados de las propiedades de estas fluidas. El análisis del comportamiento quirúrgico de los flujos de fluido es fundamental para determinar la mejor y la mejor manera de trabajar en fluidos para realizar tareas en aguas profundas. En el caso de los flujos de fluencia, el límite de viscosidad, el límite de fluencia, el límite de fluencia, el límite de fluencia, , las fuerzas gels y el filtrado de volumen de volumen.

Palabras clave: Perforación, Fluidos de Perforación, Tecnologías de Fluidos, Análisis de Fluidos de Perforación.

1 INTRODUÇÃO

A perfuração de poços para extração de petróleo, junto às demais operações, manobras e atividades realizadas no processo de exploração em geral em águas profundas e ultra profunda, tem proporcionado uma busca constante por novas tecnologias perante a necessidade de soluções para os problemas enfrentados durante a perfuração dos poços de petróleo (SOUZA, 2002).

Durante séculos, o homem vem desenvolvendo novas formas para aprimorar os métodos de perfuração de poços (óleo, gás e água). Alguns relatos referentes à perfuração podem ser encontrados em textos antiquíssimos da Pérsia, Egito e China. Eram métodos bastante eficientes, tendo em vista as condições precárias da época. Com o decorrer dos anos, surgem novos avanços nos campos da engenharia mecânica, civil, química, entre outras, que vão servir como base para o surgimento de métodos mais eficientes e dinâmicos para a perfuração de poços, principalmente os poços de petróleo, que serão abordados neste trabalho. Um exemplo muito ilustrativo desses avanços é o surgimento dos métodos rotacionais de perfuração que conferem uma maior eficiência e rapidez na perfuração. Esse método, tal qual conhecemos atualmente, originou-se no século XIX, tendo seu maior avanço no século passado e atual. A eficiência desse método é devida a muitos fatores importantes, sendo um deles os fluidos de perfuração. Em 1887, foi reconhecida a importância da utilização dos fluidos de perfuração por meio de uma patente concedida ao doutor Chapman, que utilizou argila, grãos e cimento como aditivos para composição do fluido de perfuração, que foi utilizado em um processo de perfuração rotacional. No entanto, verificaram-se problemas de instabilidade, inchamento e colapso do poço, atribuindo-se a esta instabilidade a presença da água (SOUZA, 2002).

A necessidade de melhorar a eficiência desse fluido e a busca de novos componentes para tentar solucionar tais problemas estimulou o pensamento de uma nova composição para os fluidos de perfuração que foram introduzidas, então, em pesquisas que passaram a utilizar o óleo como componente para tais fluidos de perfuração. A partir de meados da década de 40, os primeiros fluidos a base de óleo passaram a estar disponíveis no mercado, sendo sua formulação objeto de pesquisa, realizada pela empresa *Oil Base Drilling Fluid Company* (EUA). Na mesma época, a empresa Halliburton introduziu no

mercado um fluido a base de asfalto e óleo, sendo este resultante de uma reação de óleo origem animal, e hidróxido de sódio e silicato de sódio, que solucionaria os problemas com a instabilidade provocada pela água. Todavia, tal fluido trazia algumas desvantagens, principalmente, em questões ambientais. Como relatado anteriormente, a água era considerada um contaminante mesmo presente em pequenas quantidades, pois não se tinha conhecimento da intrínseca relação 2 folhelho e água, responsável por alterações nas propriedades reológicas dos fluidos de perfuração. Só a partir de meados do século XX, vão surgir fluidos com aditivos poliméricos e eletrólitos capazes de inibir esta interação. Surge, então, a necessidade de se utilizar aditivos emulsificantes mais eficientes, proporcionando, assim, o desenvolvimento de fluidos em que a água passasse a estar presente como um aditivo intrínseco ao fluido, e não mais como um contaminante (SOUZA, 2002).

Na tentativa de evitar maiores danos e prejuízos ao processo de perfuração de um poço, os fluidos de perfuração são selecionados cuidadosamente para atender às necessidades do poço viabilizando sua perfuração. Ao longo dos anos, várias formulações de fluidos de perfuração foram desenvolvidas para atender às diversas condições de subsuperfície. A seleção do melhor fluido para satisfazer as condições de forma antecipada minimizará os custos do poço e reduzirá o risco de catástrofes envolvendo cascalhos, como tubos de perfuração presos, faturamento da formação e perda da circulação induzida por excesso de sólidos no anular do poço (PEREIRA, 2014).

Destacam-se a reologia, viscosidade, forças géis, filtrado, pH, estabilidade elétrica e alcalinidades do fluido como parâmetros fundamentais para formulação e bom funcionamento prático de um fluido de perfuração, associados, por exemplo com informações de teor de água, fase orgânica, tipo de formação a ser perfurada, pressões, temperaturas, assim como massa específica e granulometria de sólidos são essenciais no estudo das tecnologias aplicadas aos fluidos de perfuração (THOMAS, 2004).

O objetivo geral deste trabalho é descrever as principais tecnologias aplicadas aos fluidos de perfuração de poços de petróleo marítimos e terrestres e as vantagens e desvantagens dessas tecnologias em função de diversos fatores que as influenciam.

Desta forma, a partir de um levantamento bibliográfico, é feita uma análise desses fluidos em relação à presença dos aditivos e como eles podem modificar as condições necessárias para que os fluidos se tornem mais atrativos economicamente e seguros ambientalmente (mantendo suas principais características e propriedades, ou seja, as que conferem um desempenho eficaz durante a perfuração do poço). Cada aditivo atua de acordo com sua função específica, por exemplo, é diferente atuação dos aditivos redutores de filtrado, dos inibidores de corrosão, dos que apresentem fortes características gel. Certos aditivos podem também se inter-relacionar, fortalecendo uma função específica sem alterar outras características importantes para o bom funcionamento do mecanismo de uma sonda de perfuração.

2 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para a realização deste trabalho foi uma pesquisa bibliográfica para compor a revisão do Estado da Arte, isto é, levantamento das informações mais atuais sobre as tecnologias aplicadas aos fluidos de perfuração de poços de petróleo nas atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) onshore e offshore.

3 REVISÃO DE LITERATURA

3.1 PERFURAÇÃO DOS POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS

O petróleo é a maior fonte de energia e de matérias primas do planeta e encontra-se na natureza ocupando os vazios de uma rocha porosa chamada rocha reservatório. (ANP, 2010).

Após a constatação da presença de petróleo através de estudos sísmicos, é iniciado o processo de perfuração do poço para a exploração utilizando plataformas móveis denominadas sondas de perfuração.

A perfuração pode ser vertical, quando o horizonte de exploração está exatamente na linha vertical do ponto escolhido para a unidade de perfuração na superfície; horizontal, quando a perfuração é feita na horizontal, geralmente para maior aproveitamento do petróleo, ou direcionais, quando o ponto na

superfície deve ser desviado do ponto ideal para melhor extração do fluido (THOMAS, 2004).

O método mais utilizado para a perfuração de um poço de petróleo é o chamado rotativo, onde o fraturamento da rocha se dá a partir do movimento de rotação e peso exercidos sobre a broca. Este processo gera sedimentos que devem ser retirados do poço com o auxílio dos fluidos de perfuração, a fim de evitar que obstruam o caminho da broca ou o espaço de fluxo. Durante a perfuração faz-se necessário um controle rígido de parâmetros do poço como pressão hidrostática e de formação (pressão de poros), bem como da temperatura e características gerais

da rocha perfurada a fim de prover melhores resultados nos aspectos econômicos, ambientais e principalmente de segurança (THOMAS, 2004).

A coluna de perfuração é descida ou suspensa no poço do início ao fim da perfuração, este movimento denomina-se manobra, também utilizadas para alocação de tubos de revestimento ao final de cada fase perfurada, a fim de promover a estabilidade das paredes do poço, assim como a troca de tubos internos, substituição e manutenção da broca, entre outros (CAENN et al., 2016).

O espaço entre o revestimento e as paredes do poço, chamado anular, deve ser cimentado a fim de evitar o desmoronamento do poço promovendo o isolamento das rochas expostas e evitando assim também o fluxo de fluidos por locais permeáveis, porém não desejados, como por exemplo, atrás do revestimento.

3.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

O fluido de perfuração é composto basicamente de uma base aquosa, ou não aquosa, viscosantes e adensantes (agentes utilizados para conferir peso) injetado no poço a fim de manter a pressão ideal, impedindo que as paredes do poço desmoronem. A lama de perfuração serve, também, para lubrificar e resfriar a broca e deter a subida do gás e do petróleo, em caso de descoberta. Para manter as condições hidrostáticas ideais para a perfuração em cada formação geológica, profundidade e ângulo são utilizados fluidos com diversos aditivos químicos (THOMAS, 2004).

Os fluidos de perfuração são indispensáveis durante as atividades de perfuração, pois desempenham uma série de funções essenciais, que estão diretamente relacionados com suas propriedades físicas e químicas. Dentre as propriedades físicas que merece mais destaque e que são medidas em laboratório podemos destacar: a densidade, os parâmetros reológicos (viscosidade plástica e viscosidade aparente), as forças géis, os parâmetros de filtração e o teor de sólidos.

Algumas outras de menor uso são a resistividade elétrica, o índice de lubricidade e a estabilidade elétrica. Os parâmetros químicos mais significativos e comumente medidos em laboratórios são o PH, o teor de cloreto, o teor de bentonita e as alcalinidades. Outras propriedades químicas são o excesso de cal (determinada nos fluidos trados por cal hidratada), o teor de cálcio e de magnésio, a concentração de ácido sulfídrico (H₂S) e a concentração de potássio testada nos fluidos inibidores por gesso. Segundo Souza (2002), os fluidos são indispensáveis durante as atividades de perfuração, pois desempenham uma série de funções essenciais, dependentes diretamente das suas propriedades físicas, químicas e reológicas, ou seja, densidade, viscosidade, consistência de gel, controle de filtrado e reboco e inibição das argilas hidratáveis (THOMAS, 2004).

A utilização de fluidos de perfuração é um grande desafio para a indústria do petróleo, na busca pelo ponto ótimo entre custo, performance técnica e o atendimento às exigências ambientais. A eficiência da perfuração de um poço depende em grande parte do casamento entre o fluido de perfuração utilizado com as formações perfuradas (CAENN et al., 2016).

Os fluidos de perfuração são misturas de sólidos, líquidos, aditivos químicos e/ou gases. Podem assumir o aspecto de suspensões, emulsões ou dispersões coloidais, dependendo do estado físico de seus componentes (CAENN et al., 2016). Na perfuração dos primeiros poços de petróleo utilizava-se a própria argila da formação misturada à água, formando uma espécie de lama, motivo do fluido também ser denominado lama de perfuração (PEREIRA, 2014).

3.2.1 Funções dos fluidos de perfuração

a) lubrificar e resfriar a broca;

- b) limpar o poço e transportar o cascalho à superfície;
- c) proteger e suportar as paredes do poço;
- d) prevenir a entrada de fluidos da formação para dentro do poço;
- e) trazer à superfície informações a respeito das formações perfuradas;

3.2.2 Sistemas de circulação do fluido de perfuração

Um sistema de fluido de circulação é essencial na construção de poços e consiste em uma série de operações físicas e químicas individuais. Seu objetivo principal é a circulação do fluido no circuito poço-superfície-poço, o que garante o seu reuso contínuo durante a perfuração (CAENN et al., 2016).

Na superfície da unidade marítima de perfuração são conduzidas as operações de tratamento do fluido que retorna do poço. Essencialmente, este processo consiste na retirada de sólidos e, quando necessário, na correção das propriedades físico-químicas do fluido retornado (PEREIRA, 2014).

Para a separação de sólidos do fluido de perfuração em unidades marítimas, emprega-se um sistema de separação constituído, basicamente, por peneiras, desareiator, dessiltador e, quando necessário, utiliza-se uma centrífuga (CAENN et al., 2016).

Após a perfuração, o fluido retorna do poço através do espaço anular entre a coluna de perfuração e o revestimento. Antes de chegar aos tanques da unidade marítima, o fluido usado passa por uma bateria de peneiras que têm a função primordial de separá-lo do cascalho agregado durante a perfuração (THOMAS, 2004).

3.2.3 Aditivos dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração sofrem a inclusão de aditivos com o objetivo de desempenharem as mais diversas funções como: adensantes; viscosificantes; dispersantes; defloculantes; agentes utilizados no controle da “perda de fluido”; emulsionantes; biocidas; salmouras; lubrificantes; inibidores de corrosão; liberadores de coluna e controladores de pH (THOMAS, 2004).

3.2.4 Classificação dos fluidos de perfuração

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. O principal critério se baseia no constituinte principal da fase

contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar ou gás (CAENN et al., 2014).

Há novos fluidos de perfuração que vêm ganhando espaço no mercado, são os chamados fluidos sintéticos. As substâncias usadas na formulação destes fluidos incluem ésteres, éteres, polioleofinas, glicóis, glicerinas e glucosídeos. Estes fluidos de base polimérica são de grande importância, porque podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo e serem utilizados em situações em que os fluidos à base de água sofrem limitações (THOMAS, 2004).

3.2.4.1 Fluidos de perfuração a base de água

A grande maioria dos fluidos de perfuração utilizados no mundo é formada por líquidos à base de água. Um fluido de base aquosa é constituído de água e diversos componentes como argilas e colóides orgânicos, que são adicionados para conferir as propriedades viscosas e de filtração necessárias.

O fluido à base de água consiste numa mistura de sólidos, líquidos e aditivos químicos, tendo a água como a fase contínua. O líquido base pode ser a água salgada, água doce ou água salgada saturada (salmoura), dependendo da disponibilidade e das necessidades relativas ao fluido de perfuração (THOMAS, 2004).

Podem ser adicionados também minerais densos (ex. barita) e sólidos provenientes da formação que acabam por se dispersar no fluido. O fluido também contém sais dissolvidos que podem ser tanto proveniente das formações como adicionados por diversos propósitos. Com esses constituintes é possível obter fluidos com propriedades e custo em uma ampla faixa de acordo com a necessidade do projeto (THOMAS, 2004).

Um determinado fluido aquoso pode ter propriedades e constituintes que permitiram enquadrar em mais de uma classificação. Os principais tipos de fluidos à base de água são os fluidos convencionais, fluidos naturais, fluidos dispersos tratados com lignosulfonados, fluidos tratados com cal, fluidos tratados com gesso, fluidos não dispersos tratados com cal e polímeros, fluidos salgados tratados com polímeros, fluidos de base cloreto de potássio (KCl), fluidos isentos de sólidos e os fluidos biopoliméricos (CAENN et al., 2016).

Devido às interações do fluido aquoso com as rochas da formação, os fluidos de perfuração à base de água não conseguiram acompanhar os novos desafios que foram surgindo com a evolução da tecnologia, como a perfuração direcional ou a grandes profundidades. A utilização dos fluidos à base de água nesses empreendimentos pode tornar a perfuração lenta, custosa ou até mesmo impossível, além de gerar uma quantidade maior de resíduos (THOMAS, 2004).

Em operações de perfuração simples e de baixa profundidade um fluido de perfuração à base de água e constituído de argila em baixa concentração é adequado. Porém, em casos complicados de perfuração e/ou elevadas profundidades um fluido mais elaborado, com a introdução de alguns aditivos, para aperfeiçoar o desempenho do fluido, é necessário. A Tabela 1 apresenta alguns tipos de aditivos e suas funções para a formulação do fluido de perfuração (CAENN et al., 2016).

Tabela 1 – Aditivos e suas funções no fluido de perfuração

ADITIVOS	FUNÇÃO
Argila ativada e polímeros	Viscosificantes e gelificantes
Lignosulfonatos e lignitos	Dispersantes e afinantes
Amidos e polímeros	Controladores de filtrado (parte líquida do fluido de perfuração que invade a parede do poço)
Hidróxido de sódio ou de potássio	Alcalinizantes
Sulfato de bário e hematita	Adensantes
Detergente	Remoção de argilominerais nas superfícies metálicas
Ésteres graxos	Lubrificantes
Poliacrilamina, cloreto de sódio ou potássio	Inibidores de hidratação de argilas
Bactericidas	Previnem/reduzem as ações de microorganismos
Antiespumantes	Previnem/reduzem/eliminam a formação de espumas
Mica, fibra raspa de coco etc.	Controladores de perda de circulação

Fonte: (CAENN et al., 2016)

3.2.4.2 Fluidos de perfuração a base de óleo

Os fluidos de perfuração à base de óleo foram desenvolvidos para situações onde os à base de água apresentavam limitações técnicas e operacionais. As lamas à base de óleo são similares em composição às à base de água, exceto pela fase contínua que passa a ser o óleo. A água está presente na lama à base de óleo sob a forma de uma emulsão (THOMAS, 2004).

Os fluidos à base de óleo ganharam destaque, apesar de custarem de 2 a 4 vezes mais do que os de base aquosa. Os fluidos à base de óleo são muito utilizados e indicados para a perfuração marítima (LIMA, 2001).

As vantagens de desempenho na perfuração com lamas à base de óleo em comparação com as de base aquosa são:

- a) compatibilidade com as formações sensíveis à água;
- b) minimização da corrosão;
- c) maior estabilidade térmica e estrutural na perfuração de poços profundos e com altas temperaturas;
- d) melhor lubrificação, facilitando a perfuração de poços direcionais;
- e) reaproveitamento após tratamento adequado; e
- f) em virtude das vantagens acima a perfuração é feita mais rapidamente, proporcionando um aumento das taxas de penetração (ROP).

3.2.4.3 Fluidos de perfuração a base de ar

Para esse tipo de perfuração é utilizado o ar ou gás como fluido principal durante a perfuração. Este é um fluido de baixa densidade e seu uso é recomendado somente em algumas situações. O fluido à base de ar pode ser aplicado em zonas com perda de circulação severas, formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos, formações muito duras como o basalto ou diabásio, regiões com escassez de água e regiões glaciais com espessas camadas de gelo. Quando se utiliza o ar puro ou outro gás

(Nitrogênio) como fluido, deve-se considerar a pouca existência de água nas formações rochosas, pois se trata de uma técnica usualmente empregada para

perfurações de formações rochosas consolidadas, cujo objetivo é aumentar a taxa de penetração (PETROBRAS, 2011).

Outros fluidos de perfuração podem ser empregados para tornar uma perfuração mais eficiente, como é o caso da água dispersa no ar (névoa), sendo que esse método é empregado quando a utilização do ar puro é comprometida pela presença de água nas formações rochosas. Ar puro e névoa são em geral executados em conjunto. A espuma é uma dispersão de gás em líquido e é utilizado quando há necessidade de uma maior eficiência no carreamento dos sólidos, devido à sua alta viscosidade (PETROBRAS, 2011).

O fluido aerado é resultado de uma técnica de injeção de ar, nitrogênio ou gás natural no fluxo contínuo dos fluidos convencionais, sendo utilizado onde ocorre perda por circulação severa (THOMAS, 2004).

3.2.4.4 Fluidos de perfuração sintéticos

São definidos como fluidos cuja fase contínua é um líquido sintético. Estes podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como, serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações.

Os fluidos sintéticos são menos tóxicos que os fluidos de base oleosa, mas possui a desvantagem de um alto custo na fabricação. Eles podem ser à base de éter, éster, parafinas, olefinas, aldeídos ou linear alquil benzeno (CATARINA, 2007). O autor ainda diz que apesar de possuir um alto custo comparado com a base de óleo, é economicamente viável tendo em vista que são biodegradáveis, ou seja, não precisa de tratamento, podendo ser descartado no mar.

3.3 TECNOLOGIAS E PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A determinação das propriedades dos fluidos de perfuração é de fundamental importância no acompanhamento do fluido durante sua aplicação no poço, para definição de tratamento através de teste-piloto, e em trabalho de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações, tanto em sondas como em laboratórios de pesquisa (PETROBRAS, 2011).

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de

fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos (CAENN et al., 2016).

3.3.1 Propriedades físicas

As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), os parâmetros de filtração e o teor de sólidos. Outras propriedades físicas de menor uso são a resistividade elétrica, o índice de lubricidade e a estabilidade elétrica (CAENN et al., 2016).

3.3.1.1 Densidade

A densidade do fluido de perfuração tem que ser tal que a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido evite o influxo de fluido para dentro do poço, ou seja, o ponto inicial de controle de pressão é o controle da densidade do fluido. O peso da coluna de fluido no poço, necessário para balancear a pressão da formação é ponto de referência em que todos os cálculos de controle de pressão são baseados (ANNIS; SMITH, 1996).

Esta é a propriedade do fluido que assegura, através de pressão hidrostática, a estabilidade das paredes do poço e a concentração dos fluidos nas formações. Fisicamente é a massa do fluido por unidade de volume. Usualmente é expressa em lb/gal (PETROBRAS, 2011).

A densidade não é muito afetada pelas condições de poço. Um aumento na temperatura causa uma diminuição na densidade, mas um aumento na pressão causa um aumento na densidade. Estes efeitos opondo-se um ao outro tendem ao equilíbrio (ANNIS; SMITH, 1996).

Quando se está perfurando um poço, em operações de campo, a densidade é uma das propriedades monitoradas frequentemente e aferidas utilizando o equipamento específico chamado balança de lama pressurizada em alguns instantes necessita-se o aumento desta propriedade para estabilizar alguns tipos de formação (ANNIS; SMITH, 1996).

3.3.1.2 Parâmetros reológicos

As propriedades reológicas de um fluido de perfuração são aquelas propriedades que descrevem as características de fluxo de um fluido sob várias

circunstâncias de deformação. Em um sistema de circulação de fluido, o fluxo ocorre em uma variedade de taxas nas canalizações de tamanhos e de formas diferentes.

No interesse de saber ou prever os efeitos deste fluxo é preciso saber o comportamento reológico de fluido nos vários pontos de interesse no sistema de circulação (ANNIS E SMITH, 1996). O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto, considera-se que o fluido é definido como um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de cargas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (CAENN et al, 2016).

Nas operações de perfuração, o controle das propriedades reológicas tem uma importância fundamental, pois essas propriedades são responsáveis pela remoção dos cascalhos perfurados e, ainda, influenciam no progresso da perfuração do poço no que se refere à taxa de penetração. No campo, as propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são: viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento (ponto onde começa o fenômeno de escoamento) e força gel. Os fluidos de perfuração são geralmente compostos de uma fase fluida contínua em que sólidos estão dispersos (CAENN et al., 2016).

A viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Esta fricção pode ser causada por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida. Para aplicação de campo, a viscosidade plástica é considerada como um guia de controle de sólidos, se a viscosidade plástica aumenta, o volume percentual de sólidos aumenta, ou se o volume percentual permanece constante, o tamanho das partículas sólidas diminui.

Diminuindo o tamanho das partículas aumenta a área superficial das partículas que aumenta a fricção das mesmas dentro do fluido. Esta propriedade pode ser aumentada pelo aumento da concentração dos sólidos ou pela diminuição da área superficial. E pode ser diminuída pela redução da concentração dos sólidos, pela diluição ou pela separação mecânica (CAENN et al., 2016).

A viscosidade aparente é medida através do cisalhamento constante e em um único ponto, expressa em unidades de Poise (Pa.s) ou centipoise

(mPa.s). Utilizada na leitura de fluidos pseudo-plásticos. O limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar um fluido em movimento. É um indicador das forças de atração entre as partículas quando o fluido de perfuração está em movimento. Ele pode ser diminuído com afinantes ou, reduzindo o teor de sólidos. A adição de sólidos, a quebra de sólidos em pedaços menores, a introdução de contaminantes, inadequado tratamento químico e a instabilidade à temperatura pode aumentar o limite de escoamento. As diferentes viscosidades do fluido de perfuração podem ser medidas através do viscosímetro (THOMAS, 2004).

3.3.1.3 Forças Geís

Alguns fluidos de perfuração são tixotrópicos, isto é, adquirem um estado de semirrígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica certo tempo em repouso (CAENN et al., 2016).

A diferença entre as forças gel inicial – aquela medida de reologia realizada no campo no momento exato da parada de circulação – e as forças gel final – referente à medida feita após um tempo da parada de circulação – indica o grau de tixotropia do fluido.

O fluido de perfuração é projetado para gelificar gradativamente quando não há cisalhamento aplicado sobre ele. A esta propriedade dá-se o nome de tixotropia, a qual é definida como um decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando um escoamento é aplicado a uma amostra que tenha estado previamente em repouso e a subsequente recuperação da viscosidade no tempo quando o escoamento é descontinuado. Quando o escoamento é então reiniciado, o gel é quebrado e picos de pressão são observados, os quais podem ser suficientes para comprometer a estabilidade do poço ou até fraturar a formação nas imediações do poço. A tixotropia se caracteriza como um fenômeno isotérmico e reversível. A Figura 1 mostra, esquematicamente, o processo de tixotropia.

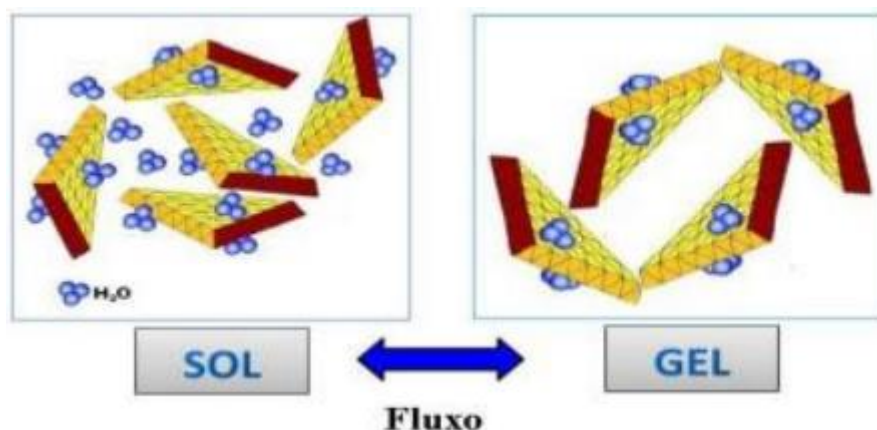


Figura 1 – Representação esquemática do fenômeno de tixotropia
Fonte: (ANNIS; SMITH, 1996)

3.3.1.4 Parâmetro de filtração

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as 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 (THOMAS, 2004).

A invasão de filtrado na formação pode causar um número de dificuldades em analisar o poço. Se a invasão do filtrado é grande, pode transportar todos os líquidos do poço para a formação antes que este seja recuperado. O filtrado pode, também, reagir quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações e mudar as características de permeabilidade do poço.

Os elevados valores de volume de filtrado indicam invasão excessiva de filtrado nas formações geológicas. Como consequência pode ocorrer diversos problemas: desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação de rebocos muito espessos. Além disto, filtrados

elevados contribuem fortemente para o processo de prisão diferencial da coluna de perfuração (FARIAS, 2005).

Além da viscosidade aparente e viscosidade plástica, determina-se ainda o volume de filtrado. A determinação do volume de filtrado permite extrair conclusões sobre a qualidade coloidal da argila; quanto maior a proporção de partículas coloidais, menor a porcentagem de água livre no sistema e, conseqüentemente, menor a perda de filtrado (SOUZA, 2002). O volume de filtrado que ultrapassa a parede do poço (reboco) é realizado através do ensaio de volume de filtrado feita em filtro prensa (PEREIRA, 2010).

3.3.1.5 Teor de sólidos

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica no aumento de várias outras propriedades, tais 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 (CAENN et al., 2016).

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores conforme figura 10 ou diluir o fluido (THOMAS, 2004).

As partículas sólidas podem ser convenientemente divididas em três grupos, de acordo com o tamanho: coloides, que conferem propriedades de filtração e viscosidade; silte e barita (algumas vezes chamados "sólidos inertes"), que fornecem densidade; areia, indesejável devido às suas características abrasivas. A atividade da fração coloidal deriva fundamentalmente do tamanho muito pequeno de partícula (e conseqüente área elevada) em relação ao seu peso. A Tabela 2 demonstra a classificação dos sólidos quanto ao tamanho (PEREIRA, 2010).

Tabela 2 – Classificação de Sólidos Quanto ao Tamanho

DENOMINAÇÃO	FAIXA DE TAMANHO (μm)	TIPOS DE PARTÍCULAS
Cascalho	Maior que 2000	Sólidos de perfuração, cascalhos, pedras
Areia	74 a 2000	Areia, sólidos de perfuração
Fluido	2 a 74	Barita, silte, sólidos de perfuração finos
Colóides	Menor que 2	Bentonita, argila, sólidos de perfuração ultrafinos

Fonte: (PEREIRA, 2010)

O controle de sólidos pode ser realizado através do equipamento chamado de retorta a qual fornece os percentuais de água e sólidos existentes no fluido, lidos diretamente numa proveta de 10 ml.

3.3.2 Propriedades químicas

As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade. Outras propriedades químicas são o excesso de cal (determinada nos fluidos tratados por cal hidratada), o teor de cálcio e de magnésio, a concentração de H_2S e a concentração de potássio (testada nos fluidos inibidos por gesso) (CAENN et al., 2016).

3.3.2.1 Concentração Hidrogeniônia - pH

A acidez ou alcalinidade relativa de um fluido é convenientemente expressa como pH. Definido como o logaritmo negativo (na base 10) da concentração de íons hidrogênio, unidades de pH diminuem com o aumento da acidez por um fator de 10 (CAENN et al, 2016).

O controle ótimo de alguns sistemas de lama baseia-se no pH, assim como na detecção e no tratamento de alguns contaminantes. A lama produzida com bentonita e água doce, por exemplo, terá um pH 8 a 9. Contaminação por cimento elevará o pH para 10 a 11, e o tratamento com um polifosfato ácido trará o pH de volta para 8 ou 9. Outras razões para controlar o pH incluem a manutenção das lamas tratadas com cal, a mitigação da corrosão e a utilização eficaz de afinantes.

3.3.2.2 Teor de cloretos ou salinidade

A partir da análise volumétrica de precipitação feita por titulação dos íons cloretos, é possível fazer o teste de salinidade de um fluido, podendo ser expressa em mg/l cloretos, mg/l de NaCl equivalente ou PPM de NaCl equivalente. As determinações de campo do teor salino são um parâmetro importante na medição da água de preparo do fluido, no controle à salinidade de fluidos inibidos com sal, na identificação de influxos de água salgada e na identificação da perfuração de uma rocha ou domo salino (THOMAS, 2004).

3.3.2.3 Teor de bentonita

A bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água doce, sendo adicionada para desempenhar uma ou várias das seguintes funções: aumentar a capacidade de limpeza do poço, reduzir as infiltrações nas formações permeáveis, formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco), promover estabilidade do poço e evitar ou controlar a perda de circulação. As quantidades de argila adicionadas ao fluido variam de acordo com as formulações a serem perfuradas (SOUZA, 2002).

A bentonita é usada em muitos fluidos para conferir viscosidade e controlar o volume de filtrado. Sua presença também proporciona ao fluido alta capacidade de transporte e suspensão dos detritos gerados durante a operação de perfuração (CAENN et al., 2016). Sabe-se que a bentonita cálcica possui menor grau de inchamento do que a bentonita sódica, que pode inchar em até 25 vezes o seu volume inicial.

3.3.2.4 Alcalinidade

O pH fornece, por diferença, a alcalinidade de uma solução. Em fluidos de perfuração, tal alcalinidade, percebida pela capacidade de reação com ácidos, é devido ao sistema carbonato-bicarbonato, além das bases. Uma forma de quantificar esta alcalinidade é fazer a titulação com ácido sulfúrico em meio contendo um indicador apropriado. Para a água incolor, os indicadores são: fenolftaleína e metilorange, mas se a água estiver corada, devido à presença de lignossulfonato, por exemplo, deve-se utilizar o azul de bromofenol em lugar do metilorange, em último caso, deve-se utilizar o vermelho de metila no lugar do metilorange (PEREIRA, 2010).

Para os testes de rotinas, são avaliados os seguintes tipos de alcalinidade presente em um fluido: alcalinidade parcial do filtrado, alcalinidade da lama e alcalinidade total do filtrado. Os testes de rotina podem ser registrados de três maneiras distintas:

1. Alcalinidade parcial do filtrado (Pf), usando a fenolftaleína como indicador, como volume de uma solução tituladora de ácido sulfúrico N/50, em cm³;
2. Alcalinidade parcial do fluido (Pm), usando a fenolftaleína como indicador, como volume de uma solução tituladora de ácido sulfúrico N/50, em cm³;
3. Alcalinidade total do filtrado (Mf), usando o metilorange, como volume de uma solução tituladora de ácido sulfúrico N/50, em cm³.

4 QUESTÕES AMBIENTAIS

As questões ambientais estão ganhando cada vez mais importância no mundo contemporâneo, não são apenas os problemas com vazamento de óleo que estão preocupando os órgãos ambientais responsáveis; outra questão de grande importância é quando nos referimos ao descarte dos fluidos usados em perfuração de poços de petróleo.

Como visto anteriormente os fluidos de perfuração são misturas compostas por uma fase contínua ou dispersante (água ou óleo) e aditivos químicos responsáveis pela alteração das propriedades do fluido. Na sua maioria, esses aditivos não são biodegradáveis, além do que são substâncias de bioacumulação.

Com isso, nota-se que é de fundamental importância a apresentação de um relatório de controle de toxicidade, para que assim possam ser tomadas as medidas cabíveis para o descarte desses fluidos, sem que ocorra a contaminação do meio ou cause intoxicação individual ou coletiva durante o manuseio dos mesmos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho foi realizado a partir de análises bibliográficas e buscas em sites, onde foram feitos levantamentos sobre aplicação de fluidos. O trabalho partiu de uma base conceitual bastante sólida e coesa, onde foram abordadas e analisadas as diferentes propriedades dos fluidos, e como as mesmas podem interferir no desempenho dos fluidos durante a perfuração. Deve-se levar em consideração a aplicabilidade de novas tecnologias, devido às novas reservas de petróleo o do pré-sal. Assim, não apenas novos equipamentos serão essenciais para aprimorar as perfurações, mas haverá a necessidade de novos fluidos de perfuração e aditivos como peças fundamentais para o sucesso das operações. Logo, os estudos desses fluidos e seus aditivos serão de grande importância para o mercado exploratório da indústria petrolífera. Uma perfuração de um poço de petróleo otimizada envolve a seleção das condições de operação que exigirão menor despesa para atingir a profundidade desejada, sem sacrificar os requisitos de segurança do pessoal, a proteção ambiental, as informações adequadas sobre as formações perfuradas e a produtividade.

A perfuração bem-sucedida de um poço de petróleo e seu custo dependem amplamente das propriedades do fluido de perfuração. O custo do fluido de perfuração em si é relativamente baixo, entretanto a escolha do fluido adequado e a manutenção das propriedades certas durante a perfuração influenciam profundamente os custos totais do poço uma vez que o fluido de perfuração afeta a avaliação da formação e a subsequente produtividade do poço. Muitos são os parâmetros a serem avaliados para perfurar até a profundidade total planejada inicialmente e atingir o objetivo final depende da taxa de penetração da broca, da prevenção de atrasos causados pelo desmoronamento de folhelhos, por tubos de perfuração presos, por perdas de circulação e outros tantos motivos, todos os quais influenciados pelas

propriedades do fluido de perfuração e um sistema de controle de sólidos eficiente.

REFERÊNCIAS

ANNIS R. M.; SMITH V. M. **Drilling Fluids Technology. Revised Edition Exxon Company U.S.A.**, 1996.

ANP- **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Rio de Janeiro, 2010.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, GRAY, R. **Fluidos de Perfuração e Completação.** 6. Ed. – Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

CATARINA, A. **Perfuração de poços.** Material didático, Apresentação em slides (50), 2007.

FARIAS, K. V. **Influencia de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos.** Novembro 2005. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal da Paraíba. Campina Grande, Paraíba.

LIMA, H. R. P. **Fundamentos de Perfuração.** Apostila do curso de formação de engenheiros de petróleo da Petrobras, Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos NorteNordeste, Salvador : 2001, cap. I, II e 9, p. 1-14 e 159-166.

PEREIRA, ALEXANDRE Z. I. **Acidificação de Formações.** Rio de Janeiro: Petrobras, 2010.

PEREIRA, A. F. C. **Problemas de estabilização de poços petrolíferos: as questões críticas no onshore e no offshore.** 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas). Universidade Técnica de Lisboa. 67 p. 2014.

PETROBRAS. **Manual de Fluidos.** 1. ed. Rio de Janeiro: Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A., 2011.

SOUZA, P. J. B.; LIMA, V. L. **Avaliação das técnicas de disposição de rejeitos da perfuração terrestre de poços de petróleo.** Monografia (Curso de Especialização em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais na Indústria). 2002. Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, Salvador. 38 p. Disponível em:
www.teclim.ufba.br/site/material_online/monografias/mono_souza_e_lima.pdf
Acesso em: 02 mar. 2018.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREA C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A.; CARVALHO, R. S. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2a Ed. Editora: INTERCIÊNCIA. Rio de Janeiro, 2004. Acesso em: 20 fev. 2018. UFPR. Apostila de Perfuração. Disponível

em:www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/engenheiro_do_petroleo/perfuracoes.pdf cesso em: 25. Abr. 2018.