

Perfuração de poços de petróleo: fluidos de perfuração

Matheus Barreto Santos*

Resumo

Na busca incessante pela extração do petróleo da crosta terrestre, o pessoal da engenharia de perfuração necessita alcançar a área onde ele se aloja tomando inúmeros cuidados para não colocar em risco as operações de perfuração, a equipe envolvida e muito menos o meio ambiente. Na intenção de retirada do petróleo da crosta terrestre, enquanto se perfura, um fluido com propriedades especiais conhecido como lama de perfuração é usado. Estes são bombeados da unidade de perfuração até o poço pelo interior de uma coluna de perfuração. Essa unidade de perfuração é o local por onde o fluido circula e é a partir desse sistema que ele é bombeado do tanque de sucção até o poço, retornando pelo espaço entre coluna de perfuração e o poço conhecido como espaço anular, chegando até a peneira vibratória, para a separação dos sólidos extraídos e posteriormente resfriado e tratado, para ser novamente bombeado para o poço. Neste trabalho buscou-se enumerar e identificar as principais propriedades de interesse dos fluidos utilizados no processo de perfuração e suas influências, bem como abordar de maneira sucinta suas técnicas de identificação.

Palavras-chave: Petróleo. Perfuração. Fluido. Propriedades.

Introdução

As formações rochosas a serem atravessadas durante a perfuração de um poço de petróleo poderão conter em seu interior, fluidos com pressões normais como a da água doce (rios e lagos) ou salgada (água do mar). Caso as formações contenham fluidos com pressões abaixo destes valores, elas são chamadas de anormalmente baixas. Caso contrário, são ditas anormalmente altas. Assim sendo, para se atingir às áreas de interesse, onde o petróleo está armazenado na forma de gás/óleo, faz-se necessário a utilização do processo de perfuração que inclui o uso de ferramentas especiais juntamente com um fluido com propriedades também especiais, conhecido na sonda como lama de perfuração. Este fluido que está presente durante todo o processo de perfuração, desempenha inúmeras funções que contribuem para a realização desse objetivo. O processo de perfuração se divide em sistema *onshore* (perfuração na terra) e sistema *offshore* (perfuração no mar). Com o crescente avanço do processo de busca do petróleo no mar conhecido como perfuração *offshore* e em profundidades de lâmina de água cada vez maiores, fluidos com propriedades cada vez mais relevantes estão sendo desenvolvidos e aplicados, objetivando em

especial vencer o diferencial de pressão gerado entre a coluna hidrostática da água do mar e a coluna de rocha onde este elemento de interesse está armazenado, sem gerar danos em especial ao ambiente marinho. A perda de pressão hidrostática do fluido de perfuração em relação à pressão do fluido contido nas formações atravessada implica um fenômeno conhecido pelo pessoal da sonda como *kick* (entrada de fluidos da formação para o poço ao ser perdido a coluna hidrostática do poço) (SEED, 2009, p. 19-20). Um *kick* não combatido com a devida segurança implicará um fenômeno conhecido na perfuração como *blowout*, culminando em perda da sonda, prejuízo ao meio ambiente e perda de vidas.

Portanto o controle das propriedades dos fluidos usados e os cuidados tomados durante o processo de perfuração é de suma importância para que tal operação tenha sucesso.

A responsabilidade pela execução de um processo de perfuração bem-sucedida é assumida na sonda em conjunto pela equipe de engenharia de fluidos e a equipe que dirige as operações de perfuração. A principal responsabilidade da equipe de engenharia de fluidos é garantir que as propriedades do fluido estejam corretas para o objetivo, que é alcançar a área de interesse enquanto se perfura. Esta deve também recomendar, quando necessário, alterações nas práticas de perfuração que ajudem a alcançar o objetivo.

Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração são vistos de diferentes maneiras por diferentes autores. O Instituto Americano de Petróleo (API) considera fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável. Contudo, autores como (THOMAS et al., 2001) consideram os fluidos de perfuração como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Sendo que, do ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Do ponto de vista físico, os fluidos de perfuração assumem

*Técnico em Mecânica pelo IF Fluminense, campus Campos-Centro.

comportamentos de fluidos não newtonianos, ou seja, a relação entre a taxa de cisalhamento e a taxa de deformação não é constante (MACHADO, 2002).

O fluido de perfuração, também chamado de lama de perfuração é o elemento vital no controle do poço perfurado. Durante todo o processo, um sistema incluindo tanques de armazenamento de fluidos de alta capacidade, bombas de lama de alta vazão, coluna de perfuração e broca, sistemas de limpeza de fluidos entre outros, atuam em um circuito contínuo na intenção de manter a integridade das formações geológicas atravessadas, a segurança do pessoal de perfuração e a integridade do meio ambiente. A Figura 1 mostra uma representação esquemática de um sistema de perfuração convencional.

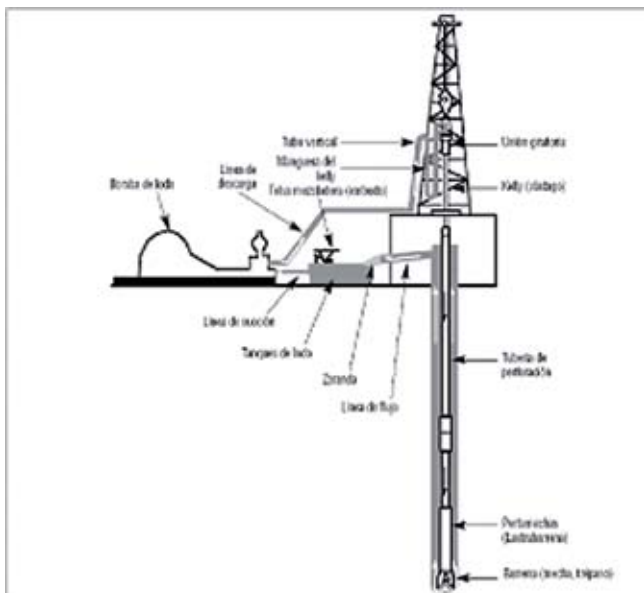


Figura 1 - Representação esquemática de um sistema de perfuração

Funções dos Fluidos

Entre as muitas funções do fluido de perfuração, pode-se destacar:

- Transmitir energia hidráulica às ferramentas de perfuração.
- Controlar a corrosão das ferramentas de perfuração.
- Carrear os cascalhos para a superfície.
- Manter os cascalhos em suspensão numa parada de circulação.
- Vedar formações permeáveis.
- Exercer pressão hidrostática para equilibrar o poço.
- Fornecer informações sobre o fundo do poço.
- Contribuir para a sustentação das paredes do poço.

- Aliviar o peso da coluna de perfuração (flutuação).
- Minimizar o impacto ambiental.

Classificação dos Fluidos

Os fluidos de perfuração são comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esses componentes podem ser: água, óleo ou gás. Quando o componente principal da fase contínua é água, é dito que ele é à base de água, e quando é óleo, o fluido é à base de óleo. Os fluidos à base de gás incluem aqueles em que o gás é a fase contínua (gás seco), e aqueles em que o gás é a fase descontínua, como em espumas e espumas compactas. A presença de ambos os líquidos (óleo e água) juntos resulta em uma emulsão, formada por meio de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina se o óleo está emulsionado na água (emulsão direta) ou se a água está emulsionada no óleo (emulsão inversa) (SERRA, 2003).

A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físico-químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle de suas propriedades (THOMAS, 2001).

Os fluidos à base de água apresentam baixo custo em relação aos fluidos à base de óleo e sintéticos, mas apresentam a desvantagem de causar danos a formações rochosas sensíveis ou simplesmente não serem adequados em função da elevada capacidade de encharcar as formações.

Os fluidos de alta performance, utilizados comercialmente, têm características excelentes no combate aos fatores negativos que fluidos base água exercem na formação e nas propriedades comumente necessárias para uma boa operação de perfuração.

Os fluidos de perfuração devem ser especificados, de acordo com o trabalho a ser efetuado, considerando-se as condições geológicas, de forma a garantir uma perfuração ágil e segura.

Composição dos Fluidos básicos

A seguir são mostrados alguns exemplos de composição de fluidos.

Fluido à base água (água é a fase contínua).

- 80% Água com diferentes salinidades (Ex: KCl, inibidor de argilas - folhelhos)
- 6% óleo diesel (com o objetivo de lubricidade).
- 3% Sólidos ativos (afetados pela presença de

água) de baixo peso específico (viscosificantes).

- 5% Sólidos inativos de baixo peso específico - sólidos perfurados (aumentam viscosidade e densidade)
- 6% Sólidos de alto peso específico – adensantes (Ex: hematita e baritina).

Fluido à base óleo (óleo é a fase contínua).

- 54% óleo diesel
- 4% CaCl₂ ou NaCl - inibidor de argilas
- 30% água
- 3% Sólidos de baixo peso específico - aditivos do fluido
- 9% Sólidos de alto peso específico

Propriedades Físico-químicas básicas dos Fluidos

Densidade

A massa específica, ou densidade absoluta, é a massa por unidade de volume do fluido, expressa conforme equação, a seguir:

$$d = m/V$$

Onde,

d é a densidade,

m é a massa específica,

V é o volume.

O peso específico do fluido é o peso por unidade de volume. Na sonda de perfuração, o peso do fluido é comumente chamado de “*peso da lama*” e é o responsável pela pressão hidrostática no interior do poço. Para aumentar a densidade de um fluido, usam-se aditivos como a *Baritina* ou mineral similar. O peso da lama na sonda é regularmente verificado pelo profissional chamado “*torrista*”. A queda do peso da lama pode trazer como principal problema a queda da pressão hidrostática no poço, podendo colocá-lo em “*kick*” (entrada de fluido da formação para o poço devido à queda da pressão hidrostática da lama).

Do ponto de vista da prática de perfuração, um poço deve estar com um leve *overbalance*, ou seja, a pressão hidrostática da lama levemente superior a pressão da formação, porque durante a perfuração, operações de retirada da coluna conhecida como *manobra* poderá gerar uma queda de pressão por arraste do fluido junto às paredes do tubo deslocado; conhecida como *surge* ou *swab*.

O peso da lama pode ser expresso por uma das equações, a seguir:

$$\rho = P/V \quad \therefore \rho = m.g/V \quad \therefore \rho = d.g$$

Onde,

ρ é o peso específico,

P é o peso,

V é o volume,

m é a massa,

d é a densidade,

g é a gravidade.

As formações ditas normais possuem peso específico entre os valores da água doce (água dos rios e lagos) e da água salgada (água salgada dos mares).

$$8,34 \text{ lbf/Gal} < \text{formação normal} \leq 9,0 \text{ lbf/Gal}$$

Viscosidade

A viscosidade de um fluido é caracterizada por sua resistência ao fluxo, ou movimento relativo de quaisquer de suas partes devido ao atrito interno entre elas. A viscosidade é uma propriedade reológica do fluido de perfuração que tem efeito importante sobre a limpeza do poço. Em geral maiores viscosidades implicam melhor transporte de cascalhos cortados para a superfície (M-I&SWACO, 2001, cap. 2, p.2).

A viscosidade de um fluido pode ser alterada por aditivos argilosos como a bentonita, a qual reduz consideravelmente o atrito entre o fluido e as paredes dos tubos de perfuração.

Além da argila bentonítica, são comumente empregados na composição dos fluidos de perfuração aditivos com o objetivo de melhorar ou controlar suas propriedades. Dentre os aditivos mais comuns e rotineiramente utilizados em fluidos como viscosificante e redutor de filtrado, destaca-se o carboximetilcelulose (CMC), polímero natural derivado da celulose. Seu uso reduz as perdas por filtração, que é a absorção da parte líquida do fluido de perfuração para formação, produzindo rebocos muito finos, ou seja, revestimento das paredes do poço, denominado pelo pessoal da sonda como *bolo de lama*, que adere às paredes da formação, sendo capazes de impedir o escoamento do fluido através das formações geológicas que estão sendo perfuradas.

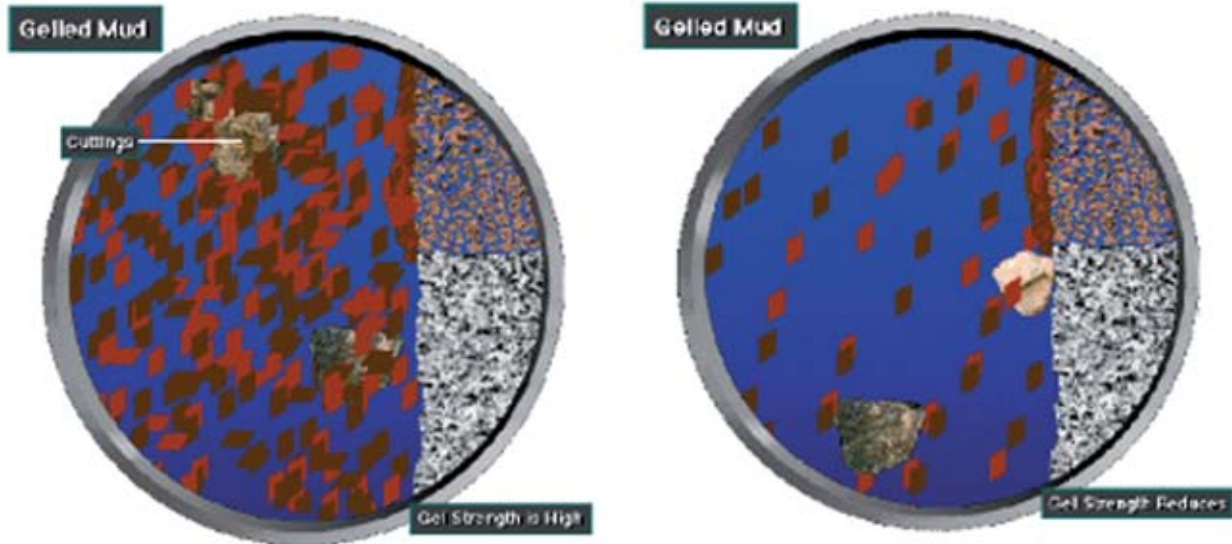
A maioria dos fluidos de perfuração são tixotrópicos, ou seja, géis sob condições de repouso. Essa característica permite ao fluido de perfuração a capacidade de, quando interrompido o bombeio, produzir no fluido um estado semigelatinoso que possibilita aos cascalhos cortados pela broca permanecerem suspensos,

impedindo a decantação deles sobre a broca, o que ocasionaria a prisão da coluna de perfuração conhecida pelo pessoal da sonda como *pistoneio mecânico*.

A força gel é um parâmetro de natureza reológica, que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas (VITAL, 2005).

As Figuras 2 e 3, a seguir, mostram respectivamente o efeito da força gel com a interrupção do bombeio e a movimentação do fluido pelo reinício da pressão de bomba.

Observa-se que com o reinício do bombeio, a força gel é quebrada, e os cascalhos que estavam em suspensão começam a se movimentar no sentido da pressão de bombeio.



Figuras 2 e Figura 3 - Efeito da força gel com a interrupção do bombeio e a movimentação do fluido pelo reinício da pressão de bomba.

A Figura 4 mostra a tensão cisalhante atuante no fluido em função de sua taxa de deformação. A inclinação da reta representa a viscosidade plástica do fluido.



Figura 4 - Representação gráfica da viscosidade plástica

Acidez e Alcalinidade

A acidez e a alcalinidade indicam o potencial hidrogeniônico (pH) do fluido. A escala de pH varia de 0 a 14. Quando um fluido tem pH igual a 7, ele é chamado de neutro (lama neutra); pH menor que 7 (lama ácida) e pH maior que 7 (lama alcalina). Em geral usa-se na perfuração lama alcalina (pH

igual ou maior que 9). Para se reduzir a acidez de um fluido ou lama de perfuração adiciona-se soda cáustica ou hidróxido de sódio. A soda cáustica é um dos produtos mais perigosos manuseado pelo pessoal na sonda, pois durante sua diluição podem ocorrer respingos, que poderão atingir e queimar o profissional que a estiver manuseando.

Quando o fluido de perfuração está com característica ácida, torna-se um problema para as ferramentas que estão no poço, pois o fluido estando com característica ácida, poderá em especial causar corrosão das ferramentas de perfuração que estão no poço (como por exemplo, nos *drill pipes*; comandos; broca e outros). Já quando o fluido possui característica alcalina, este fenômeno de corrosão se torna menos agressivo.

Salinidade

A salinidade mede a concentração de sais no fluido e é avaliada pelo teste de cloretos. Um teor de sal alto na lama normalmente é um indicativo de que uma formação portadora de sal foi encontrada durante a perfuração. A salinidade interfere consideravelmente na leitura dos perfis sônicos do poço a serem obtidos pelo pessoal da engenharia de poços, ao tentarem localizar as formações

de interesse. Implica ainda problemas como aprisionamento da coluna de perfuração devido à grande plasticidade oriunda das formações salinas. Alto teor de sal na lama implica ainda aumento da corrosão das ferramentas de perfuração. Entre outros fatores, os citados acima têm sido os principais problemas nas operações de perfuração no pré-sal no Brasil.

Metodologia

A seguir, serão discutidos de maneira sucinta as metodologias usadas para avaliar algumas propriedades básicas dos fluidos de perfuração e os equipamentos usados pela engenharia de fluidos neste processo de avaliação.

➤ Densidade

Para verificação do peso da lama, o profissional da sonda conhecido como *torrista* usa uma balança de lama como mostrado na Figura 5. Ele recolhe uma amostra da lama nas peneiras do sistema de perfuração e a coloca no recipiente cilíndrico da balança e desloca o contrapeso até que a haste fique alinhada horizontalmente, para que se possa então ler o valor coincidente do contrapeso.

A principal unidade de peso da lama usada na sonda é: *lbf/gal* ou *ppg*.

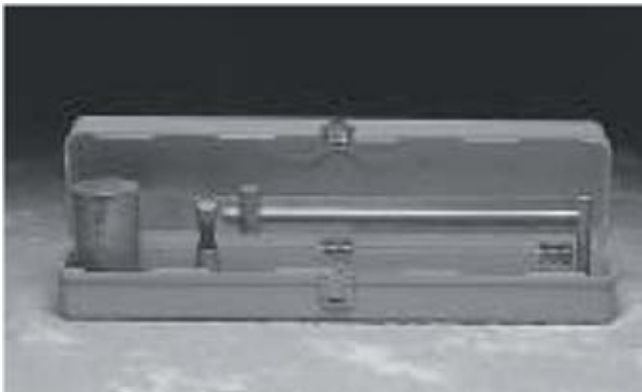


Figura 5 - Balança de lama

➤ Viscosidade

A maneira mais comum de avaliação da viscosidade sonda é feita utilizando o funil Marsh. Uma amostra da lama correspondente a ¼ de litro é colocada no funil e é registrado então com um cronômetro o tempo que ela leva para vazar pelo utensílio. Quanto maior o tempo para vazar pelo funil, maior a viscosidade da lama. Quando se deseja avaliar a viscosidade com maior precisão científica, o químico utiliza o viscosímetro Fann-G, no qual uma amostra é colocada sob pressão dentro de um recipiente do viscosímetro e é

avaliado o tempo que o filtrado (parte líquida da lama) leva para passar pelo filtro do recipiente do viscosímetro Fann-G. As Figuras 6 e 7, a seguir, mostram respectivamente o viscosímetro Marsh muito usado pelo pessoal da sonda para verificar a viscosidade, também conhecido por eles como viscosidade Marsh ou viscosidade de funil e o viscosímetro Fann- G mais utilizado pela engenharia de fluidos da sonda.



Figura 6 - Viscosímetro Marsh



Figura 7 - Viscosímetro Fann-G

Acidez e Alcalinidade

A avaliação do pH de um fluido pelo químico é feita com um equipamentos especial chamado *PHmetro*. Ele consiste em um eletrodo acoplado a um potenciômetro (aparelho medidor de diferença de potencial). O medidor de pH é um milivoltímetro com uma escala que converte o valor de potencial do eletrodo em unidades de pH.

A leitura do aparelho é feita em função da leitura dos milivolts que o eletrodo gera quando é submerso na amostra de lama coletada. Assim, esses milivolts são convertidos para uma escala de pH.

Outra maneira de verificar se a lama está com característica ácida ou básica é usar o papel de tornassol. O papel de tornassol é um papel indicador embebido com uma tintura orgânica que muda de cor na presença de ácidos e de bases. O papel de Tornassol vermelho é utilizado para se determinar se uma solução é básica ($\text{pH} > 7$). Colocando-se uma gota de uma solução básica sobre o papel de tornassol vermelho, ou mergulhando-o na substância, ele irá mudar de cor para azul. Diametralmente oposto, o papel de tornassol azul é o indicado para se determinar se uma solução é ou não ácida. Procedendo de maneira análoga, ele irá mudar da cor azul para a cor vermelha. As Figuras 8 e 9 mostram respectivamente um pHmetro e o papel de tornassol.



Figura 8 - pHmetro



Figura 9 - Papel de tornassol

➤ Salinidade

A verificação da salinidade da lama é avaliada pela engenharia de fluidos, por meio da adição, a uma amostra de lama, de substâncias químicas como brometo de potássio e uma solução indicadora, como o nitrato de prata, que informarão a sua concentração. A mudança da cor da lama de amarelo para uma cor tijolo ao ser adicionado à solução indicadora, informará o teor de sal encontrado nela. As Figuras 10 e 11, a seguir, mostram respectivamente uma perfuração atingindo uma formação com sal e um teste de cloreto executado pelo químico.

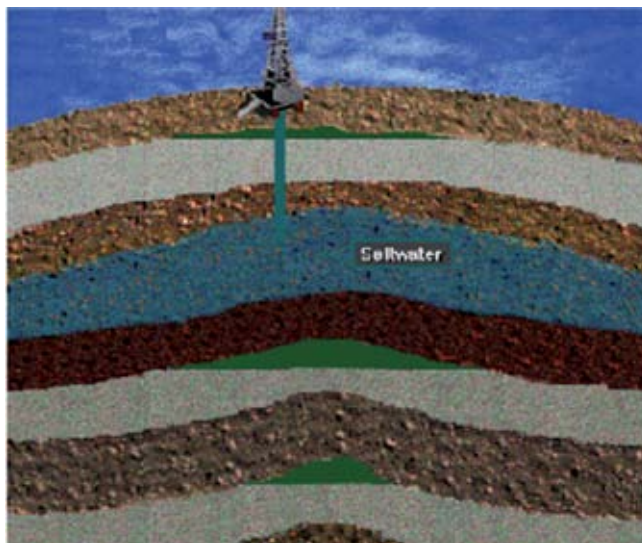


Figura 10 - Formação de sal atravessada



Figura 11 - Teste de cloreto

Conclusão

Do exposto, pode-se concluir que:

- ✓ A densidade do fluido é a principal responsável por manter a pressão hidrostática do poço contra a formação, impedindo a entrada de fluidos da formação para o poço. Sua queda em relação à pressão da formação implicaria uma condição de *kick*, sendo então necessária, do ponto de vista prático, uma leve condição de *overbalance*.
- ✓ A baritina é um dos principais elementos usados para esse objetivo.
- ✓ A viscosidade do fluido de perfuração tem efeito importante sobre a limpeza do poço.
- ✓ A força gel tem importância crucial na sustentação dos cascalhos cortados com a parada do bombeamento, impedindo o enceramento da broca.
- ✓ O controle do pH do fluido de perfuração é de suma importância na prevenção de corrosão das ferramentas de perfuração.
- ✓ O controle da salinidade do fluido é um parâmetro a ser monitorado para que o controle da corrosão das ferramentas e a leitura de perfis do poço possam ser bem-sucedidos.

Referências

- MACHADO, J.C.V. Reologia e escoamento de fluidos. Rio de Janeiro: Interciência, 2002. 257 p.
- M- I. Drilling Fluids Engineering Manual, 2001. Cap. 2, p 1-12.
- SEED. Manual de Treinamento em Controle de Poço, 2009. 150 p.
- SERRA, A.C.S. A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos. Rio de Janeiro: Tese (Doutorado) - UFRJ, 2003. 163p.
- THOMAS J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2001. 271p.
- VIDAL, E. L. F. Avaliação da resistência térmica de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal. Monografia (Graduação) - UFRN, 2006.