



Análise reológica de fluidos de perfuração

Marcelo Ribeiro Mendonça Santos

Projeto de Final de Curso

Orientadora:

Prof^a. Verônica Maria de Araújo Calado, D.Sc.

Março de 2012

ANÁLISE REOLÓGICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Marcelo Ribeiro Mendonça Santos

Projeto final em Engenharia Química submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

Ana Lúcia Nazareth da Silva, D.Sc.

Carla Napoli Barbato, D.Sc.

Cleber Couto da Costa, D.Sc.

Orientado por:

Verônica Maria de Araújo Calado, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Março de 2012

Índice

1. Introdução	1
2. Revisão bibliográfica	2
2.1. Fluidos de perfuração.....	2
2.1.1. Definição	2
2.1.2. Histórico	4
2.1.3 Classificação dos Fluidos de Perfuração.....	9
I. Fluidos à base de ar	10
II. Fluidos à base de óleo	10
III. Fluidos à base de água	10
2.2. Gelificação de fluidos de perfuração.....	11
3. Comportamento reológico dos fluidos	13
3.1.1. Reologia.....	13
3.1.2. Tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento	14
3.1.3. Viscosidade.....	15
3.1.4. Fluidos Newtonianos.....	16
3.1.5. Fluidos Não-Newtonianos	18
ii. Fluidos dilatantes:	19
iii. Plástico de Bingham:	19
3.1.6. Estágios da vazão	21
3.2. Propriedades Reológicas	23
3.2.1. Viscosimetria	23
3.2.2. Reometria.....	24
3.2.3. Sistema de medição	26
3.2.3.1. Placas paralelas.....	27
3.2.3.2. Cone-placa.....	28
3.2.3.3. Cilindros concêntricos	29
3.2.4. Região de Viscoelasticidade	30
4. Objetivo	30
5. Análise Experimental.....	30
5.1. Fluidos de perfuração.....	30

5.2. Procedimento experimental	31
5.2.1. Metodologia experimental.....	31
5.2.2. Homogeneização da amostra.....	33
5.3. Análise estatística.....	34
6. Resultados e discussão.....	34
6.1. Efeito da temperatura e pressão	34
6.2. Efeito do tempo de repouso	38
7. Conclusão	40
8. Sugestões	41
9. Referência bibliográficas	41

Tabela de Figuras

Figura 1: Reboco em papel de filtro	3
Figura 2: Diagrama esquemático das principais funções dos fluidos de perfuração (Souza, 2007)	4
Figura 3: Histórico do fluido de perfuração	9
Figura 4: Classificação dos fluidos de perfuração	9
Figura 5: Fluido viscoso entre placas, cisalhado por uma força aplicada na placa superior (Machado, 2002).	15
Figura 6: Reograma (Schramm,2006).....	17
Figura 7: Curva de viscosidade (Schramm,2006).	18
Figura 8: Comportamentos de fluxos independentes do tempo: (1) newtoniano, (2) pseudoplástico, (3) dilatante e (4) plástico de Bingham (Schramm, 2006).	20
Figura 9: Curvas de escoamento de fluidos não newtonianos com propriedades dependentes do tempo de cisalhamento (Schramm, 2006).....	21
Figura 10: Classificação dos fluidos segundo seu comportamento reológico	21
Figura 11: Estágios do fluxo e perfis de velocidades de fluidos de perfuração (Ferraz, 1977)...	23
Figura 12: Geometria placas paralelas com amostra corretamente carregada (Manual ARG2).27	
Figura 13: Geometria cone-palca com amostra corretamente carregada (Manual ARG2).....	28
Figura 14: Geometria cilindros concêntricos com amostra corretamente carregada (Manual ARG2).	29
Figura 15: Cenários experimentais.....	31
Figura 16: Reômetro Hakke Mars	32
Figura 17: Metodologia experimental.....	33
Figura 18: Rampas de cisalhamento antes e após o repouso em diversas temperaturas.....	35
Figura 19: Efeito da temperatura na etapa 3 a 0 PSI.	36
Figura 20: Efeito da temperatura na etapa 3 a 1000 PSI.	36
Figura 21: Efeito da temperatura na etapa 3 a 3000 PSI.	37

Figura 22: Análise estatística do efeito da temperatura na etapa 3.....	38
Figura 23: Rampas de cisalhamento antes e após o repouso.....	39
Figura 24: Efeito do tempo de repouso a 35 °C e 1000 PSI	40

1. Introdução

Perfuração de poços em águas profundas está normalmente associada à uma estreita janela operacional, onde perdas e ganhos são frequentes. Dentre inúmeras funções, os fluidos de perfuração são designados para gelificar quando não estão submetidos à nenhuma força ou tensão, sendo isso necessário para evitar a sedimentação quando a circulação do mesmo é interrompida. Quando a circulação é retomada, faz-se necessário que a pressão da bomba seja maior que a pressão do fluxo normal, já que a força-gel tem que ser rompida. Devido as propriedades tixotrópicas, a viscosidade do gel permanece alta por um momento após o início da circulação. Essa gelificação tem um papel importante, especialmente em águas profundas, onde altas pressões e baixas temperaturas definem o ambiente. O efeito gel pode gerar picos de pressão e causar atraso nos transmissores de pressão, o que afeta diretamente a operação. (Gandelman, 2010)

As propriedades e características desejadas do fluido devem ser mantidas dentro de limites específicos que não comprometam o processo de perfuração em quaisquer situações de pressão e temperatura. As perfurações de poços em lâmina d'água profunda e ultraprofunda apresentam um desafio adicional uma vez que o fluido estará sendo submetido a elevadas variações de pressão e de temperatura durante a sua circulação da superfície até o fundo do poço. A temperatura pode variar, por exemplo, entre a ambiente (na superfície) e 60°C (no fundo do poço), passando por 4°C no fundo do mar. Ainda existem poços cujas temperaturas são anormalmente altas e podem alcançar valores acima de 150°C, e as pressões alcançadas no fundo do poço são da ordem de 10.000 psi. (Monteiro, 2004).

Os efeitos de temperatura e pressão na reologia dos fluidos de perfuração foram estudados em diversos cenários. Artigos propuseram diferentes modelos reológicos com base em resultados experimentais para diversos tipos de fluidos. Contudo, como o cenário de exploração tende a ser desenvolvido em cenário de águas profundas e ultra profundas, os fluidos estarão expostos que temperaturas mais baixas e pressões mais críticas, o que gera uma demanda de estudos, artigos e publicações em novos cenários.

2. Revisão bibliográfica

2.1. Fluidos de perfuração

2.1.1. Definição

A princípio, os fluidos de perfuração eram utilizados como um veículo para remover os detritos gerados durante a perfuração dos poços. Hoje, ele apresenta diversas outras funções.

De acordo com Lummus & Azar (1986), os fluidos de perfuração desempenham cinco principais funções:

- resfriar e lubrificar a broca;
- limpar o fundo do poço dos detritos de perfuração;
- transportar os detritos de perfuração para a superfície;
- estabilizar o poço;
- permitir uma adequada avaliação da formação geológica.

Já Darley & Gray (1988), enumeram sete principais funções dos fluidos:

- transportar os detritos de perfuração e permitir sua separação na superfície;
- resfriar e limpar a broca;
- reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço;
- manter a estabilidade do poço;
- prevenir o escoamento do fluido para o interior das formações;
- formar um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço e
- auxiliar as avaliações sobre os detritos e as formações perfuradas.

Além das funções apresentadas acima, ambos os autores concordam que os fluidos não devem causar danos ao meio ambiente, sobrecarregar o equipamento de perfuração e ser danosos à formação rochosa.

A remoção dos detritos, fragmentos e cascalhos durante a perfuração continua sendo uma das funções mais importantes dos fluidos.

Em virtude do constante contato da broca e da coluna de perfuração durante a perfuração, é gerada uma grande quantidade de calor. Esse calor é dissipado pelo fluido, que ao retornar a superfície, é resfriado. Além disso, o fluido também atua lubrificando a broca, o que diminui o atrito com a formação rochosa. (Lummus & Azar, 1986).

Os fluidos devem ser capazes de produzir o reboco, uma fina membrana de baixa permeabilidade, que visa garantir a estabilidade do poço, evitar a perda de filtrado e consolidar a formação geológica, dificultando o escoamento do fluido para o interior da rocha (Lummus & Azar, 1986). À medida que a fase líquida do fluido penetra nos poros do poço, o reboco é formado e sua espessura varia conforme o fluido cede água às formações geológicas com as quais está em contato. Ao alcançar determinada espessura, é impedida a perda de água por filtração, visto que o poço está impermeabilizado (Ferraz, 1977).

O resultado da invasão da fase líquida do fluido de perfuração em uma formação permeável é o depósito de um fino filme de sólido na superfície da formação, chamado de torta de filtração ou reboco (Figura 1). O controle da propriedade de perda de fluido permite restringir a invasão das formações pelo filtrado e minimizar a espessura do filme de lama formado nas paredes do poço, diminuindo as chances de haver danos às formações (Souza, 2007).



Figura 1: Reboco em papel de filtro

O sucesso da perfuração de poços de petróleo, bem como o seu custo, depende, em grande parte, das propriedades do fluido de perfuração, principalmente quando se trata de poços muito profundos (Barros, 2007).

Na Figura 2, é possível observar o fluxo do fluido desde o bombeamento até o retorno à superfície e suas principais funções.

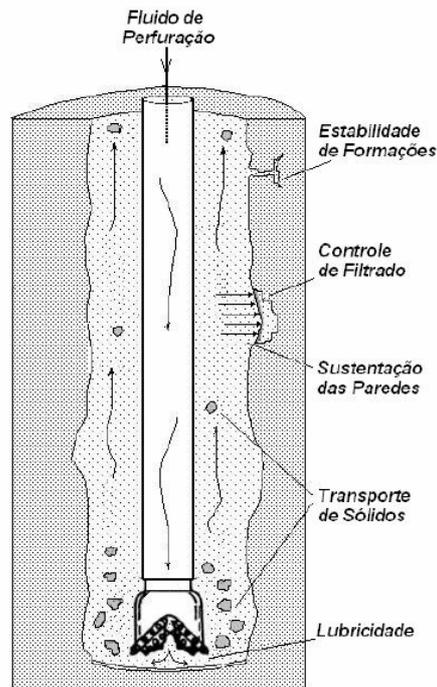


Figura 2: Diagrama esquemático das principais funções dos fluidos de perfuração (Souza, 2007)

2.1.2. Histórico

A água foi o primeiro fluido de perfuração. Segundo Darley & Gray (1988), o uso de fluidos de perfuração antecede a indústria do petróleo, pois desde a antiguidade eram utilizados como material para auxiliar às ferramentas na perfuração de poços com outras finalidades.

No Egito Antigo, um sistema rotativo manual ou trado manual era utilizado na perfuração de poços em pedreiras com mais de 6 m de profundidade. Segundo Brantly (1961 e 1971), conhecedor da história da perfuração, a água era provavelmente usada para remover os detritos em cada poço perfurado.

Em 1844, na Inglaterra, Robert Beart descobriu um método de perfuração baseado em um sistema de hastes giratórias e propôs a circulação de água para transportar o material cortado ou movido pelas ferramentas. Ao mesmo tempo, na França, Fauvelle bombeou água em um poço para remover os detritos da perfuração e trazê-los até a superfície (Darley & Gray, 1988).

Entre os anos de 1860 e 1880, várias patentes norte-americanas indicavam os fluidos de perfuração como veículos para remoção dos detritos (Darley & Gray, 1988).

Em 1887, outra patente, também dos Estados Unidos, de Chapman, propôs que um fluxo de água e certa quantidade de material argiloso removeriam os detritos e em adição formaria uma parede impermeável ao longo do poço perfurado (Darley & Gray, 1988).

Na década de 1890, muitos poços foram perfurados no Texas e na Louisiana utilizando fluidos contendo argilas. Durante este período não se utilizou outro material além da argila, como menciona Brantly, em seu livro *History of Oil Well Drilling*, o qual traz uma revisão sobre o desenvolvimento dos fluidos de perfuração neste período (Darley & Gray, 1988).

A perfuração rotativa teve grande expansão a partir de 1901 com a descoberta do petróleo na Costa do Golfo e na Califórnia nos EUA, contudo, os poços perfurados eram muito instáveis, em virtude da fraca estabilização das formações. Na Costa do Golfo, as argilas, responsáveis pela formação do revestimento do poço, eram incorporadas à água durante a perfuração, uma vez que eram provenientes das formações perfuradas, enquanto que na Califórnia, as argilas eram provenientes de depósitos na superfície, e sendo misturadas à água para formar o fluido antes do início da perfuração, garantiam um melhor revestimento e conseqüente estabilização do poço (Darley & Gray, 1988).

Em maio de 1913, Pollard & Heggen demonstraram que a estabilidade do poço era obtida quando do seu total preenchimento com o fluido de água e material argiloso (Darley & Gray, 1988).

Em uma revisão mais completa sobre fluidos de perfuração, Lewis & McMurray, em 1916, definiram fluidos como uma mistura de água com qualquer material argiloso que permanecia em suspensão na água por tempo considerável, e livre de impurezas como areia, cal, detritos de perfuração ou materiais similares. Esta revisão mostrou as propriedades do fluido e seu desempenho, enfatizando a importância econômica do controle dos fluidos de perfuração, e fez com que outros materiais como o cimento e o óxido de ferro (Fe_2O_3) fossem ensaiados em laboratório visando seu uso como agente densificante. Apenas em 1922, iniciou-se o uso de barita para produzir uma lama de alta densidade (Darley & Gray, 1988).

Em 1928, na Califórnia, os problemas relativos à estabilização dos poços foram solucionados com o uso de argilas bentoníticas. Anos mais tarde, tanto a experiência no campo quanto os estudos em laboratório, mostraram que esta argila foi o material mais prático para melhorar a viscosidade e diminuir a perda de fluido pela formação do

reboco, de fluidos à base de água doce. Contudo, na presença de sais a bentonita tornava-se progressivamente menos eficiente e, em água saturada com sais, não apresentava inchamento e contribuía pouco na redução da perda de fluido. Desta forma, quando se desejava um fluido de água salgada de alta viscosidade, misturava-se inicialmente a bentonita à água doce, garantindo assim o seu inchamento e a lama obtida era adicionada à água salgada. Após algum tempo, o fluido tornava-se pouco viscoso e era necessário tratamento adicional (Darley & Gray, 1988).

Em 1937, Cross & Cross, encontraram no sudoeste da Geórgia e no noroeste da Flórida um material constituído principalmente pelo argilomineral atapulgita (paligorsquita), que conferia viscosidade à lama de água salgada.

Embora, esta argila apresentasse melhor capacidade de transporte dos detritos de perfuração que as argilas bentoníticas, os poços eram muitas vezes comprometidos pelo reboco formado nas paredes do poço que não apresentava propriedades desejadas, causando o seu desmoronamento (Darley & Gray, 1988).

Os constantes problemas com o controle do filtrado começaram a ser solucionados em 1939, quando foram introduzidos aos fluidos gomas e amidos naturais. Estes aditivos produziam um reboco de espessura muito fina e de baixa permeabilidade. A disponibilidade e o baixo custo do amido nos Estados Unidos excluíram o uso da goma e o amido tornou-se uma solução econômica para os problemas encontrados em perfurações de formações salinas (Darley & Gray, 1988).

Entre os anos de 1943 e 1957, as lamas de alto pH contendo soda cáustica (NaOH) e tanino (concentrado extraído do tronco de árvores encontradas no nordeste da Argentina e no oeste do Paraguai) foram as mais utilizadas na Costa do Golfo, USA. Esses fluidos, com algumas modificações, são usados até hoje (Darley & Gray, 1988).

As lamas de cal têm sua origem desconhecida, embora Rogers tenha atribuído seu provável início em 1943, no leste do Texas. A partir daí, estas lamas foram largamente utilizadas. No mesmo período, o tanitno, defloculante utilizado até então, era substituído pelo lignosulfonato de cálcio, e o amido, agente redutor de filtrado, era substituído pelo carboximetilcelulose sódico (CMC) (Darley & Gray, 1988).

Enquanto as lamas de cal eram usadas em perfurações na Costa do Golfo, USA, lamas à base de óleo eram reconhecidas como as lamas que conduziam perfurações mais rápidas. Por volta de 1950, as experiências favoráveis de campo com as emulsões de óleo levaram o API (American Petroleum Institute) a investigar este tipo de lama, chegando a conclusão que tanto a emulsão de óleo cru quanto a de óleo refinado

melhoravam o desempenho dos fluidos à base de água através do aumento na taxa de perfuração e da vida útil da broca, bem como, pela redução dos problemas do poço (Darley & Gray, 1988).

Em 1956, foram introduzidas pela Texaco, nos Estados Unidos, lamas com elevada concentração de íons cálcio para perfurar formações de folhelhos. A presença do cálcio garantia a estabilidade dos folhelhos e o controle da alcalinidade no filtrado (Darley & Gray, 1988).

Enquanto as lamas de cal eram utilizadas em perfurações de seções de folhelhos e formações de alta pressão, lamas tratadas com gesso eram introduzidas no oeste do Canadá para perfuração de anidrita. Estes fluidos eram preparados pela adição de sulfato de cálcio à bentonita dispersa em água doce. O amido ou o CMC era adicionado para reduzir o filtrado. Contudo, estas lamas passavam rapidamente do estado sol para o estado gel, e não eram adequadas para este tipo de perfuração. Estes problemas foram solucionados por King e Adolphson (1960), que desenvolveram os lignosulfonatos de ferro, cromo, alumínio e cobre. A primeira lama com gesso e lignosulfonato de cromo foi usada com sucesso em 1956 na Louisiana (Darley & Gray, 1988).

A substituição da bentonita por polímeros tem sido vista como uma prática favorável para perfurações mais rápidas. Uma vantagem adicional do uso de polímeros é a formação de um filme de proteção na superfície dos detritos. Ensaios de laboratório mostraram que as características de cisalhamento de certos polímeros aumentam as taxas de perfuração e ao mesmo tempo fornecem adequada qualidade no corte e transporte dos detritos (Eckel, 1967).

A introdução do polímero XC ou goma xantana foi a maior contribuição para o progresso dos fluidos com baixo teor de sólidos. O polímero XC é produzido pela ação do microrganismo "Xanthomonas campestris" no açúcar contido em um meio apropriado. É um eficiente agente de suspensão tanto em água doce como em água salgada. Esta tolerância por sal fez do polímero XC um dos componentes de grande aplicação em fluidos de perfuração para ambientes ricos em eletrólitos (Darley & Gray, 1988).

Em agosto de 1960 em Los Angeles, foi perfurado o primeiro poço utilizando uma lama de óleo na forma de uma emulsão. Este fluido de perfuração foi preparado com 40,0 % em volume de água emulsificada em óleo refinado (emulsão inversa) (Darley & Gray, 1988).

O desenvolvimento de composições de argilas capazes de formar géis em óleo de maneira similar aos formados por bentonita em água foi a maior contribuição para a tecnologia dos fluidos à base de óleo. Hauser (1950) descobriu que argilas hidrofilicas poderiam ser convertidas a uma condição organofílica pela reação com sais orgânicos de amônio (Darley & Gray, 1988). Jordan et al. (1950), estudaram a reação de bentonitas com sais alifáticos de amina e encontraram que o produto da reação de aminas com doze ou mais átomos de carbono na cadeia incha e forma géis em nitrobenzeno e outros líquidos orgânicos.

Segundo Darley & Gray (1988), em menos de 50 anos a tecnologia dos fluidos de perfuração à base de óleo teve um enorme avanço; no início era utilizado óleo cru para melhorar a produtividade e, após meio século, têm-se composições multifuncionais. Sua aplicação ocorre sob condições de elevadas temperaturas e pressões, formações sensíveis à água, gases corrosivos e sais solúveis em água. Contudo, em oposição a todos estes aspectos favoráveis, os fluidos à base de óleo possuem alto custo inicial e precauções devem ser tomadas para evitar poluição.

Segundo Caenn & Chillingar (1996), os mais novos fluidos de perfuração que vêm sendo desenvolvidos são os fluidos sintéticos. Seu uso é relativamente novo e são aplicados em situações mais severas de perfuração, nas quais são utilizados os fluidos à base de óleo.

Até pouco tempo não se tinha conhecimento a cerca das características químicas e tóxicas dos fluidos sintéticos. Em 1994, o Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE organizou um encontro para discutir esta classe de fluidos, onde estiveram presentes produtores de óleo, representantes de companhias de suprimentos de fluidos de perfuração, do API, entre outros. Deste encontro foram publicados dados comprovando que 79,0 % das amostras analisadas apresentavam níveis de toxicidade aceitáveis (Burke & Veil, 1995).

Ainda segundo Burke & Veil (1995), os fluidos sintéticos apresentam desempenho comparável aos fluidos à base de óleo, sendo aplicados em perfurações com elevadas temperaturas, presença de folhelhos ou sais e quando os fluidos à base de água têm seu desempenho limitado. A evolução dos fluidos de perfuração no Brasil seguiu a tendência mundial. Atualmente, fluidos contendo polímeros e sais são utilizados em algumas fases de perfuração. Os fluidos à base de óleo também continuam sendo utilizados, mas não com a sua formulação original, pois em virtude de restrições

ambientais, a base de óleo diesel foi substituída por bases orgânicas menos tóxicas. Os tradicionais fluidos à base de água e bentonita são utilizados até hoje (Sá, 2001).

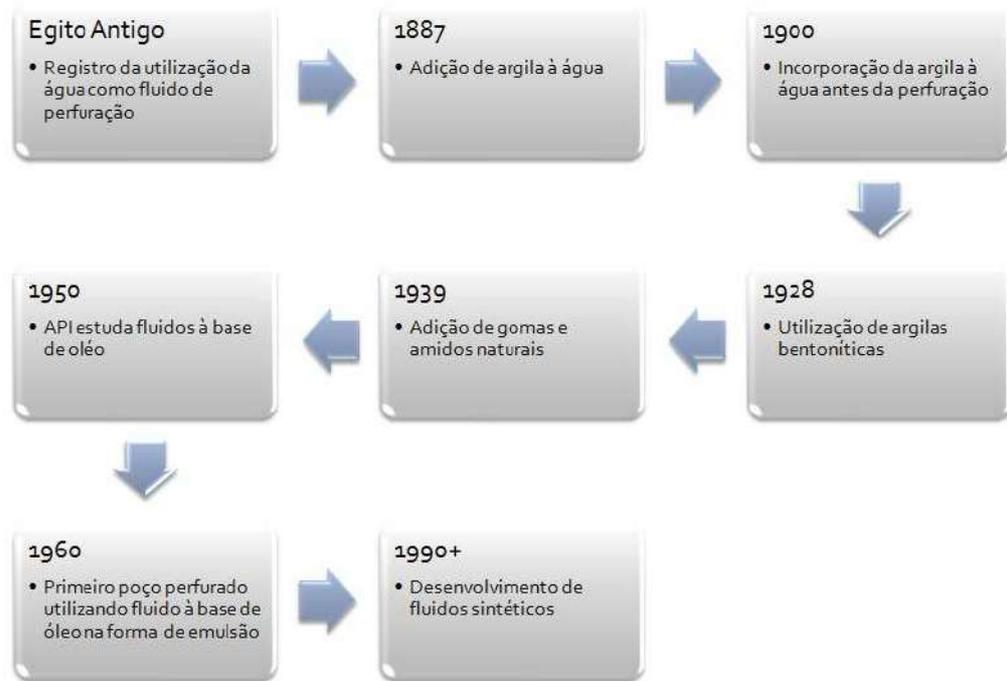


Figura 3: Histórico do fluido de perfuração

2.1.3 Classificação dos Fluidos de Perfuração

A definição e classificação de um fluido de perfuração consideram os componentes dispersantes e dispersos, além dos aditivos químicos empregados na sua composição. Segundo Thomas (2001), o critério de classificação se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante.



Figura 4: Classificação dos fluidos de perfuração

Uma vez que este pode ser a água, uma fase orgânica (ou óleo) ou o ar (ou gases), os fluidos são classificados, primariamente, por:

I. Fluidos à base de ar

Nesta categoria estão incluídas quatro operações básicas: (i) ar seco, na qual ar seco ou gás é injetado no poço a uma velocidade capaz de remover os detritos de perfuração; (ii) perfuração com um fluido composto de agente espumante e ar que se mistura com água da formação geológica e reveste os detritos permitindo sua remoção; (iii) perfuração com uma espuma à base de um surfactante com quantidades de argilas ou polímeros formando um fluido de alta capacidade de transporte, e (iv) fluidos aerados que consistem em uma lama com ar injetado para remover os sólidos perfurados (Anônimo, 2000).

II. Fluidos à base de óleo

Os fluidos à base de óleo são utilizados em situações especiais, incluindo altas temperaturas e pressões, formações geológicas hidratáveis, elevadas profundidades e em formações geológicas salinas (Burke & Veil, 1995).

Segundo Lummus & Azar (1986), os fluidos à base de óleo podem ser subdivididos em duas classes: os verdadeiros fluidos à base de óleo e as emulsões inversas. Os verdadeiros fluidos à base de óleo contêm água em concentração volumétrica a 5,0 %, asfalto oxidado, ácidos orgânicos, álcalis, agentes de estabilização, óleo diesel ou óleo mineral não tóxico. As emulsões inversas podem conter até 50,0 % em volume de água, que é dispersa em óleo através de um emulsificante especial.

III. Fluidos à base de água

Segundo Caenn & Chillingar (1996), os fluidos à base de água são utilizados na maioria das operações de perfuração em todo o mundo. No Golfo do México, por exemplo, mais de 90 % dos poços perfurados usam este tipo de fluido (Burke & Veil, 1995).

Os fluidos à base de água geralmente consistem de água, em concentrações volumétricas superiores a 90 %, e aditivos especiais como argila, barita, lignosulfonato, lignito, soda caústica, entre outros, introduzidos de acordo com as condições da formação geológica onde o poço está sendo perfurado.

Segundo Ferraz (1977), os fluidos à base de água são constituídos, basicamente, por três componentes: a fase água, que é a fase contínua do fluido e dependendo da localização do poço a ser perfurado e/ou da água disponível esta pode ser água doce, salgada, dura, branda, etc; a fase dos sólidos reativos, constituída por argilas comerciais e folhelhos hidratáveis provenientes das formações geológicas que estão sendo perfuradas, e a fase dos sólidos inertes, constituída por sólidos tais como calcário ou areia. Entre os sólidos inertes há a barita, que é adicionada aos fluidos para aumentar massa específica.

Recentemente, uma nova geração de fluidos de perfuração vem sendo desenvolvida. São os chamados fluidos sintéticos, definidos como fluidos cuja fase líquida contínua é um líquido sintético. Segundo Burke & Veil (1995), os fluidos sintéticos 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. Em uma outra comparação, os autores afirmam que o uso dos fluidos sintéticos reduz o tempo de perfuração quando comparados aos fluidos à base de água, devido ao aumento da lubrificação da broca e, em relação aos fluidos à base de óleo, são menos tóxicos. Como desvantagem pode-se citar seu elevado custo.

2.2. Gelificação de fluidos de perfuração

Quando um fluido permanece em repouso durante certo tempo, ocorre a gelificação do mesmo. Isso ocorre porque a viscosidade aparente aumenta devido à formação de uma estrutura mais organizada das partículas em suspensão que “prende” o líquido entre as partículas. Esse fenômeno chama-se tixotropia ou Força Gel. A tixotropia é um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. Esse efeito, que garante a sustentação dos cascalhos durante as paradas de circulação, é de extrema importância no processo de perfuração. (Thomas, 2011).

A força gel inicial mede a resistência para colocar o fluido em fluxo, enquanto a força gel final, a resistência do fluido para reiniciar o fluxo, quando este fica certo tempo em repouso. A diferença entre elas indica o grau de tixotropia do fluido. Os valores de tixotropia determinados em testes de campo são usualmente denominados como força gel inicial, que seria uma medida de reologia feita no momento exato da parada de circulação e a força gel final, que é a medida feita após um tempo da parada de circulação.

A tendência à gelificação é maior em baixas temperaturas, típicas de águas profundas. Após a formação da estrutura gelificada, a energia requerida para quebrá-la e recomeçar o escoamento do fluido será maior e, conseqüentemente, um pico de pressão será gerado. Desta forma, o fluido gelificado induz picos de pressão quando a bomba é religada, podendo atingir a pressão de fratura da formação, o que traz riscos à operação. (Gandelman, 2007)

Em seus experimentos, Annis (1967), obteve que a força gel aumenta proporcionalmente e indefinidamente com o tempo. Também menciona que o processo de gelificação depende da temperatura.

Os fluidos à base de água e argila possuem comportamento dependente do tempo. Este comportamento é conhecido como tixotropia (Van Olphen, 1977).

Segundo Darley & Gray (1988), o fenômeno de tixotropia foi originalmente definido por Freundlich, em 1935, como uma transformação isotérmica reversível de um sol coloidal para um gel. Os fluidos tixotrópicos apresentam um incremento de viscosidade quando em condições estáticas (em repouso) pela formação do estado gel, e recuperação da fluidez (estado sol), quando submetido a condições dinâmicas (cisalhamento).

A tixotropia é causada pela presença de partículas carregadas eletricamente que encadeiam-se umas às outras, formando uma matriz rígida. Após um período de repouso, o fluido tixotrópico não escoar, a menos que uma tensão, igual ou superior ao limite de escoamento, seja aplicada.

Darley & Gray (1988) ressaltam que a tixotropia não deve ser confundida com viscosidade; a viscosidade efetiva de um plástico de Bingham depende da taxa de cisalhamento, pois a resistência total ao cisalhamento dos componentes estruturais é inversamente proporcional a taxa de cisalhamento, enquanto que a viscosidade de um fluido tixotrópico é dependente do tempo de cisalhamento, além da taxa de cisalhamento, pois a estrutura gel desenvolvida pela atração das partículas coloidais

muda com o tempo, de acordo com o cisalhamento anterior. Por esta razão, os fluidos tixotrópicos são chamados de fluidos com memória.

O efeito tixotrópico no fluido de perfuração é importante para evitar a sedimentação dos detritos gerados durante a operação de perfuração, bem como em situações em que é necessário interromper a circulação do fluido. Nesta situação, o fluido permanece em repouso no poço e deve manter os sólidos em suspensão.

A tixotropia é uma propriedade desejável aos fluidos de perfuração, contudo deve ser cuidadosamente controlada, pois se excessiva, o fluido poderá causar erosão nas paredes do poço em virtude de sua elevada capacidade de carreamento. Desta forma, deve-se ter um controle adequado da reologia do fluido, pois estas características interferem na limpeza e erosão do poço, na suspensão e carreamento de sólidos e principalmente no sucesso da perfuração.

3. Comportamento reológico dos fluidos

3.1.1. Reologia

A reologia é a ciência que estuda o escoamento e a deformação de fluidos. Ela é um ramo da física relacionada com a mecânica dos corpos deformáveis. Neste contexto, considerando que a matéria pode ser classificada como sólida, líquida ou gasosa, a deformação de um sólido pode ser caracterizada por leis que descrevem a alteração de seu volume, tamanho ou forma, enquanto o escoamento de um fluido, líquido ou gás, é caracterizado por leis que descrevem a variação contínua da taxa ou grau de deformação em função das forças ou tensões aplicadas (Machado, 2002).

O comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos seus parâmetros reológicos. Estes são determinados considerando um modelo matemático particular, o qual influencia diretamente no cálculo das perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (Thomas, 2006).

Na indústria do petróleo, os conhecimentos básicos de reologia irão auxiliar na análise do comportamento reológico dos diversos tipos de fluidos empregados nas etapas de perfuração e produção de poços, transporte e refino do petróleo. Entre outras aplicações, a definição dos parâmetros reológicos, por sua vez, permitirá que se estimem as perdas de pressão por fricção, a capacidade de transporte e sustentação de sólidos (Machado, 2002).

3.1.2. Tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento

Grande parte dos estudos reológicos é realizada através da aplicação ou medição da tensão de cisalhamento (τ), que é definida como a componente de tensão que atua na direção paralela a uma dada face do elemento de fluido. A deformação por cisalhamento (γ) possui a mesma direção de τ e ocorre, por exemplo, quando o fluido está entre duas placas paralelas e uma delas se movimenta em relação à outra (Nascimento, 2008).

A Figura 5 mostra duas placas paralelas, infinitas, afastadas por uma distância y . O espaço entre elas está preenchido com um fluido viscoso. Quando uma força é aplicada na placa superior, ela se movimenta a uma velocidade constante em relação à placa inferior. A força aplicada pela placa no fluido será equilibrada por uma força cisalhante produzida pela viscosidade do fluido, desde que não haja deslizamento do fluido nas paredes das placas. A tensão de cisalhamento é a força por unidade de área cisalhante necessária para manter o escoamento do fluido (Equação 1).

A tensão de cisalhamento produz um escoamento viscoso, uma deformação no fluido e um gradiente de velocidade, que é equivalente à taxa de deformação por cisalhamento, também denominada taxa de cisalhamento (Equação 2) (Machado, 2002).

$$\tau = \frac{F}{S} \quad (1)$$

Em que F é a força aplicada na direção do escoamento e S é a área da superfície exposta ao cisalhamento. A dimensão física da tensão de cisalhamento é, portanto, $M.L^{-1}.T^{-2}$. Suas unidades usuais são o N/m^2 ou Pascal (Pa), $dina/cm^2$ e lbf/ft^2 , nos sistemas internacional (SI), CGS e inglês, respectivamente.

$$\dot{\gamma} = \frac{\Delta v}{\Delta y} \quad (2)$$

onde Δv a diferença de velocidade entre duas camadas de fluido adjacentes e Δy a distância entre elas. A dimensão da taxa de cisalhamento é T^{-1} e sua unidade mais comum é s^{-1} .

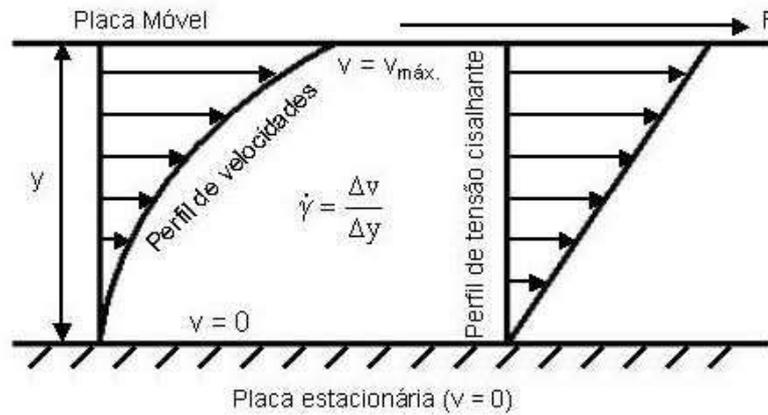


Figura 5: Fluido viscoso entre placas, cisalhado por uma força aplicada na placa superior (Machado, 2002).

3.1.3. Viscosidade

Viscosidade é a medida de resistência oferecida por um certo fluido a uma força de deformação qualquer, ou seja, qualquer força que vise produzir escoamento entre suas camadas.

No escoamento de fluidos, devido à resistência que as moléculas do mesmo oferecem ao seu movimento relativo, há a ação de forças dissipativas. A viscosidade é a propriedade do fluido que caracteriza esse atrito interno e é uma característica individual de cada fluido, ou seja, fluidos com o mesmo peso molecular podem apresentar viscosidades diferentes.

Para os fluidos viscosos ideais, a tensão de cisalhamento é proporcional à taxa de deformação por cisalhamento, em que a constante de proporcionalidade (μ) é, por definição, a viscosidade dinâmica do fluido, conforme explicita a expressão a seguir (Machado, 2002):

$$\tau = \mu \frac{\Delta v}{\Delta y} \quad (3)$$

De acordo com a equação 3, μ é uma viscosidade média em Δy e a curva de v como função de y nem sempre será uma linha reta. A equação 3 fica mais completa usando a definição de derivada, sendo $\dot{\gamma}$, por definição, a taxa de cisalhamento, definida por $\delta v / \delta y$.

$$\tau = \mu \left(\frac{\partial v}{\partial y} \right) = \mu \dot{\gamma} \quad (4)$$

Da equação 4, a viscosidade dinâmica de um fluido pode ser definida como a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa cisalhante.

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (5)$$

A partir da equação 5 resulta que a dimensão física da viscosidade dinâmica é $M.L^{-1}.T^{-1}$. Assim, as unidades decorrentes dessa equação são Pa.s, g/(cm.s) ou dina.s/cm² (poise) e lbf.s/ft², nos sistemas SI, CGS e inglês, respectivamente. Entretanto, a unidade de viscosidade mais empregada no sistema internacional de unidades (SI) é o milipascal.segundo (ou mPa.s), cuja relação com o centipoise (cP) é unitária, ou seja, 1 mPa.s é igual a 1 cP (Machado, 2002).

3.1.4. Fluidos Newtonianos

Os fluidos Newtonianos compõem as classes mais simples dos fluidos. Nesses fluidos, a tensão de cisalhamento é diretamente proporcional a taxa de cisalhamento, conforme pode ser observado na Figura 6.

Newton considerou que a curva equivalente para um fluido ideal seria uma linha reta com início na origem dos eixos. Logo, os fluidos são Newtonianos quando a viscosidade só é influenciada pela temperatura e pressão. Uma única determinação experimental é suficiente para definir o único parâmetro reológico do fluido Newtoniano e sua viscosidade é única e absoluta, pois a razão entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento é constante (Fox, 2006).

Além da Figura 6, pode-se analisar o comportamento de um fluido Newtoniano através da relação entre a viscosidade e a taxa de cisalhamento, também conhecida como “curva de viscosidade” (Figura 7).

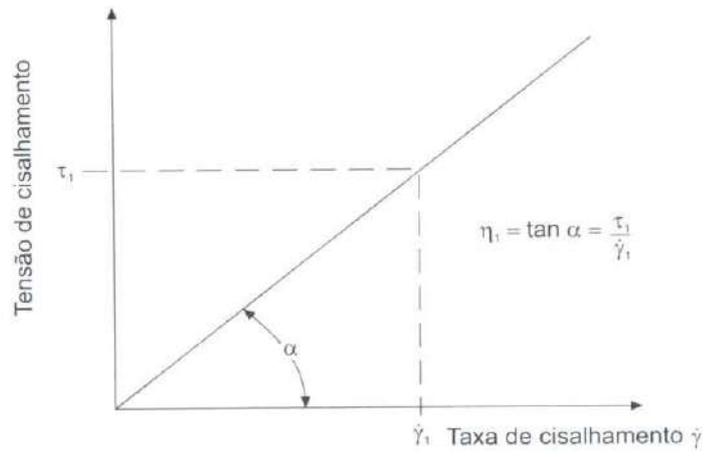


Figura 6: Reograma (Schramm,2006).

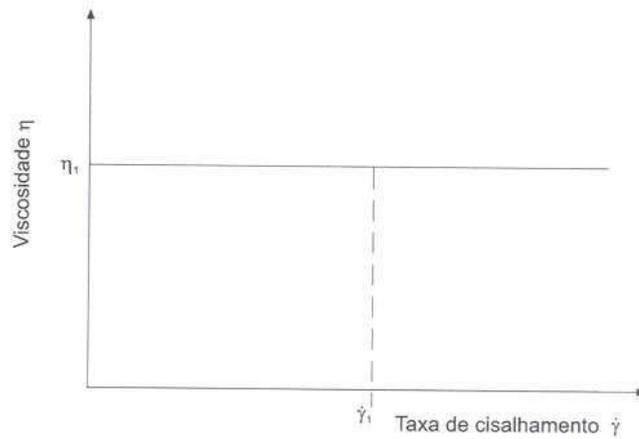


Figura 7: Curva de viscosidade (Schramm,2006).

3.1.5. Fluidos Não-Newtonianos

Todo fluido, cuja relação entre tensão cisalhante e taxa cisalhante não é constante, é denominado de não-newtoniano, considerando ainda a temperatura e pressão constantes e o escoamento laminar. Esses fluidos são classificados conforme o aspecto da curva de fluxo e correlação com alguma equação ou modelo matemático. A viscosidade desses fluidos não é única e varia com a magnitude da taxa de cisalhamento (Machado, 2002)

Os fluidos não-Newtonianos são todos os fluidos nos quais a tensão de cisalhamento não é diretamente proporcional à taxa de cisalhamento, ou seja, a viscosidade varia também com a taxa de cisalhamento, conforme pode ser visto na Figura 8. Os fluidos não-Newtonianos são geralmente classificados como tendo comportamento independente ou dependente do tempo sobre a relação da tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento (Fox, 2006).

Segundo Fox (2006), as relações entre a tensão de cisalhamento e a taxa de cisalhamento para fluidos não newtonianos, com comportamento independente do tempo, podem ser representadas pelo modelo exponencial, que para escoamento unidimensional resulta na Equação 6.

$$\tau_{yx} = k \left(\frac{dv_x}{dy} \right)^n = k \left| \frac{dv_x}{dy} \right|^{n-1} \frac{dv_x}{dy} = \eta \frac{dv_x}{dy} \quad 6)$$

O expoente n é conhecido como índice de comportamento do escoamento e o coeficiente k , índice de consistência. Essa equação se reduz à Lei de Newton para a viscosidade (Eq. 6) para $n = 1$ e $k = \mu$. O termo $\eta = |\dot{\gamma}|^{n-1}$ é referenciado como viscosidade aparente.

A seguir, algumas explicações e definições para o comportamento dos fluidos:

i. Fluidos pseudoplásticos:

Fluidos pseudoplásticos são os que a viscosidade aparente decresce conforme a taxa de cisalhamento cresce ($n < 1$), ou seja, tornam-se mais finos quando sujeitos a tensões cisalhantes. Isso ocorre como consequência do estiramento de macromoléculas (no caso de polímeros fundidos ou em solução), da deformação de gotículas (no caso de emulsões) ou, no caso de suspensões e dispersões, devido à orientação das partículas ou à destruição de agregados. A maioria dos fluidos não-newtonianos enquadra-se nesse grupo.

ii. Fluidos dilatantes:

Fluidos dilarantes são os que a viscosidade aparente cresce conforme a taxa de cisalhamento cresce ($n > 1$), ou seja, torna-se mais espesso quando sujeito a tensão cisalhante e é raramente encontrado. Esse caso pode ocorrer em misturas de partículas em contato íntimo com uma quantidade de líquido suficiente somente para preencher os espaços entre as partículas. Em baixas velocidades de escoamento, a fricção interna na mistura é pequena, com o líquido agindo como lubrificante entre as partículas em movimento. Em velocidades mais elevadas, as partículas se separam e o líquido vai preenchendo o espaço entre elas, aumentando, dessa maneira, a fricção interna, isto é, a viscosidade. A mistura de água e areia é um exemplo de fluido dilatante.

iii. Plástico de Bingham:

Plástico de Bingham, plástico ideal ou fluido com tensão limite de escoamento

é um fluido que se comporta como um sólido até que uma tensão limítrofe, τ_y , seja excedida e, subsequentemente, exibe uma relação linear entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação. Pasta de dentes, lama de perfuração e suspensões de argila são exemplos de substâncias que exibem esse comportamento. O modelo correspondente para a tensão de cisalhamento é:

$$\tau_{yx} = \tau_0 + \eta \frac{dv_x}{dy} \quad 7)$$

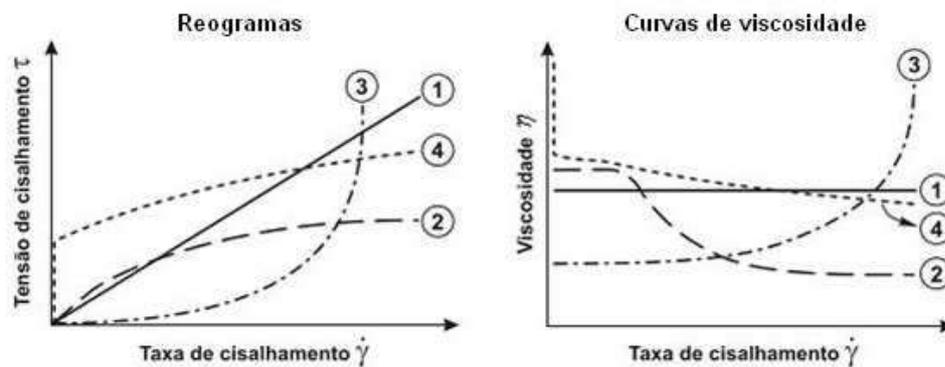


Figura 8: Comportamentos de fluxos independentes do tempo: (1) newtoniano, (2) pseudoplástico, (3) dilatante e (4) plástico de Bingham (Schramm, 2006).

Nos fluidos não-newtonianos, a viscosidade aparente pode ser dependente do tempo, conforme mostrado na Figura 9. Fluidos tixotrópicos mostram um decréscimo em η com o tempo sob uma tensão cisalhante constante, por exemplo, as tintas. Fluidos reopéticos mostram um aumento de η com o tempo.

A taxa de mudança da tensão de cisalhamento aplicado pode também influir na viscosidade de um fluido. Após a deformação, alguns fluidos retornam parcialmente à sua forma original quando livres da tensão aplicada, esses fluidos são denominados viscoelásticos (Fox, 2006).

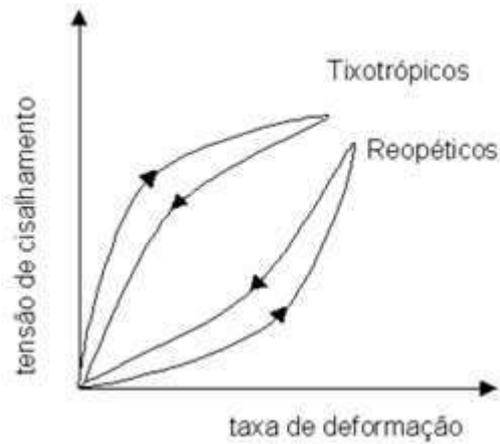


Figura 9: Curvas de escoamento de fluidos não newtonianos com propriedades dependentes do tempo de cisalhamento (Schramm, 2006).

No diagrama de blocos da Figura 10 é mostrada a classificação dos fluidos em função do comportamento reológico.

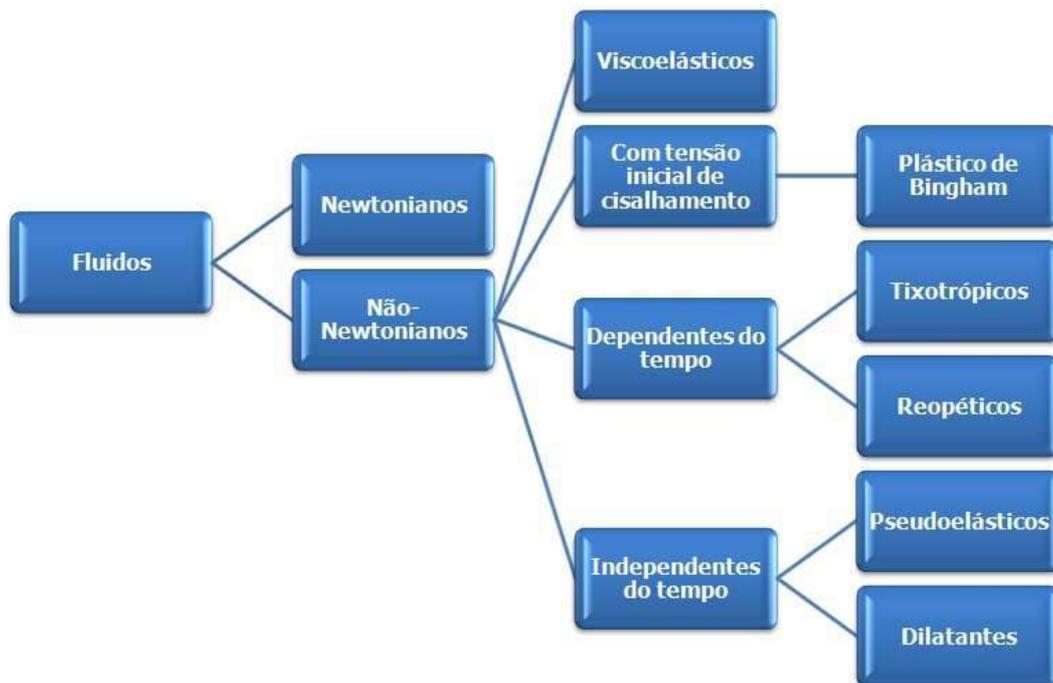


Figura 10: Classificação dos fluidos segundo seu comportamento reológico

3.1.6. Estágios da vazão

A Figura 11 apresenta os vários estágios de fluxo do fluido de perfuração quando do seu retorno à superfície através do espaço anular. O primeiro estágio é

caracterizado pela ausência de fluxo. Nesse ponto, a pressão aplicada ao fluido é insuficiente para se iniciar o escoamento ou para que sejam vencidas as forças físico-químicas do sistema. O valor máximo dessas forças é o valor do limite de escoamento, ou seja, do início do escoamento.

O segundo estágio tem início quando se excede o limite de escoamento e a pressão se torna suficiente para que o fluido inicie seu movimento ascendente entre o tubo de perfuração e a formação geológica, como se estivesse deslocando uma rolha. Por este motivo, esse estágio recebe a denominação de fluxo “rolha” ou fluxo tampão.

O terceiro estágio ocorre quando a pressão aumenta e o fluido começa a se movimentar com maior velocidade, passando do fluxo rolha para um fluxo com faixas de circulação livre, devido à diminuição da tensão de cisalhamento entre as camadas de fluido. A declividade do perfil de velocidade atinge um máximo nas paredes da tubulação e da formação geológica e chega a zero no centro do espaço anular, ou seja, a taxa de cisalhamento é máximo junto às paredes da tubulação e da formação geológica e zero no centro do espaço anular.

À medida que a pressão aumenta, atinge-se o quarto estágio, quando o fluido escoar com maior rapidez, modificando assim o perfil de velocidade, passando de essencialmente achatado para parabólico. Nesse estágio, o escoamento do fluido é completamente laminar. O escoamento do fluido nesse estágio é semelhante ao deslocamento de canudos telescópicos, como apresentado na Figura 10.

Com o aumento da velocidade do fluido, as partículas sólidas movimentam-se aleatoriamente (movimento browniano), fugindo das suas linhas de fluxo paralelas, e o escoamento do fluido passa de completamente laminar para turbulento. Esse é o quinto e último estágio do fluxo do fluido de perfuração.

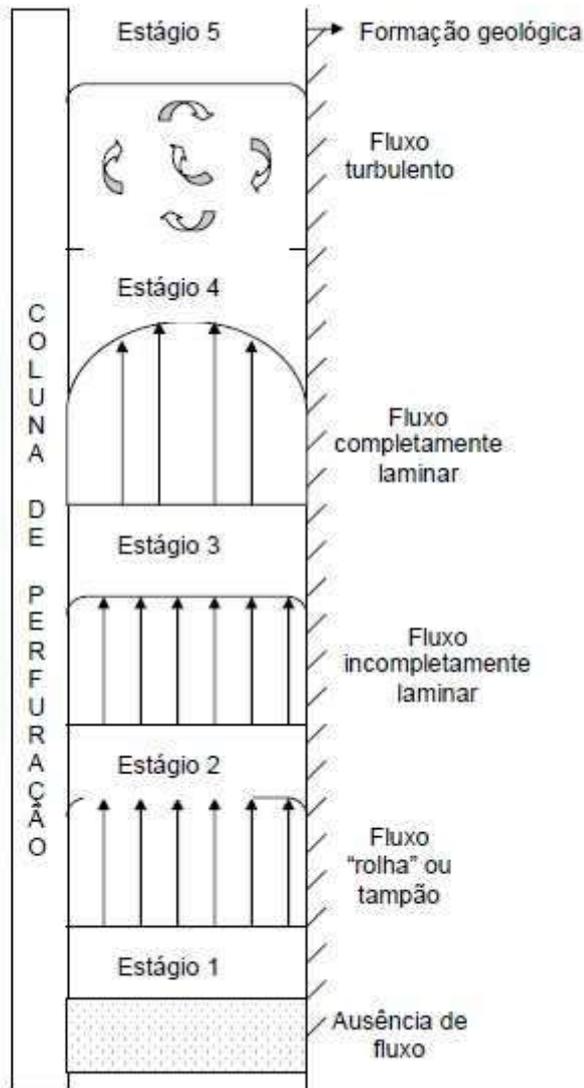


Figura 11: Estágios do fluxo e perfis de velocidades de fluidos de perfuração (Ferraz, 1977)

3.2. Propriedades Reológicas

3.2.1. Viscosimetria

A viscosimetria é considerada um segmento da mecânica dos fluidos que consiste na prática experimental de medir a resposta reológica de fluidos considerados puramente viscosos, onde a componente elástica possa ser desprezada. A medida de certas grandezas físicas, tais como velocidade angular, torque, ângulo de deflexão, tempo, etc., são transformadas em tensão de cisalhamento e taxa de deformação, as quais por sua vez permitem uma correlação com viscosidade. O estudo é efetuado

considerando-se certo modelo para determinação da viscosidade ou de parâmetros viscosos ou por meio da construção e interpretação de curvas de escoamento e de viscosidade (Machado, 2002).

Os viscosímetros são capazes de medir apenas parâmetros viscosos do fluido sob cisalhamento contínuo. Seu projeto é fundamentado em princípios de escoamento permanente laminar através de geometria definidas. O escoamento pode ser em torno de uma esfera; entre placas planas paralelas; entre cilindros coaxiais; através de tubo de seção circular; entre cone e placa circular e entre placar circulares.

A seleção do modelo do viscosímetro deve levar em consideração uma série de fatores, tais como tipo de fluido a ser testado; variáveis a serem controladas; a aplicação de dados; comportamento reológico e custo/benefício.

3.2.2. Reometria

O comportamento viscoelástico demandou o desenvolvimento de modelos mais específicos para caracterizar esses materiais que possuem um comportamento híbrido. Muitos fluidos empregados na indústria do petróleo, tais como fluidos de perfuração e de fraturamento, apresentam componentes elásticos significativos.

Diversos fluidos de perfuração possuem aditivos que lhes conferem esse caráter elástico. Dispersões argilosas e poliméricas e misturas de derivados de petróleo contendo hidrocarbonetos de elevado peso molecular apresentam caráter viscoelástico. Um estiramento das moléculas pode ser verificado quando aplicada uma deformação, causando mudança nos ângulos entre as ligações na cadeia principal, aumentando o estado energético das moléculas. Quando a força é retirada, as moléculas relaxam e retornam a sua conformação inicial em um menor estado de energia.

Para a determinação dos parâmetros reológicos para os modelos viscoelásticos, convém à aplicação de tensões oscilatórias ao invés de constantes, que conduzem a um estado permanente de cisalhamento como ocorre nos viscosímetros.

A investigação do comportamento reológico sob condição de escoamento pleno ou o comportamento viscoelástico de certo fluido é possível através do uso de reômetros. O princípio do projeto é basicamente o mesmo dos viscosímetros, porém implementos mecânicos permitem o movimento oscilatório e o controle da tensão ou da taxa de cisalhamento.

Informações sobre viscosidade e elasticidade em função do tempo de resposta são obtidas pelos reômetros, os quais relacionam a velocidade angular ou frequência com a tensão oscilatória resultante. Os testes são realizados em um vasto intervalo de velocidades ou frequência, evitando a perturbação mecânica das amostras e o rompimento das estruturas internas.

Os testes dinâmicos com reômetro rotativo implicam que, a parte giratória do sensor, placa, cilindro ou cone, não gira continuamente em uma direção, mas movimenta-se alternativamente, descrevendo uma função senoidal com o tempo, alcançando pequenos ângulos de deflexão para a esquerda e para direita. Os sistemas capilares e rotacionais são os mais comuns, sendo este último o mais testado através de pesquisas (Steffe, 1996).

Em testes em regime permanente, uma deformação é aplicada à amostra e a tensão resultante é medida. Quando se realiza um teste oscilatório com um reômetro rotacional, o rotor não está mais girando continuamente em uma direção, mas sendo girado alternadamente, com uma função de tempo senoidal de pequeno ângulo θ , para a direita e para a esquerda. O ângulo de deflexão do rotor é quase sempre pequeno (não mais do que 1°). Sendo assim, amostras de fluidos viscoelásticos e mesmo de sólidos não serão mecanicamente perturbadas e nem suas estruturas internas serão rompidas durante um teste dinâmico (Correia, 2006).

Os ensaios oscilatórios são particularmente úteis para caracterizar a conformação macromolecular e interações intermoleculares em solução. Como citado anteriormente, em um experimento dinâmico ou periódico, uma tensão ou deformação oscilatória senoidal a uma frequência f é aplicada no material e a diferença de fase entre tensão e deformação oscilatórias, bem como a taxa de amplitude, são medidas (Sato, 2005). Nesses ensaios, o módulo de armazenamento (módulo de rigidez dinâmica ou módulo elástico), G' , que indica a parcela equivalente de energia proveniente da tensão aplicada, que é temporariamente armazenada durante o teste, mas que pode ser recuperada posteriormente, é definido por:

$$G' = G^* \cdot \cos\delta = \left(\frac{\tau_{\text{máx}}}{\dot{\gamma}_{\text{máx}}} \right) \cdot \cos\delta \quad 8)$$

O módulo de cisalhamento (módulo de perda ou módulo viscoso), G'' , que indica a parcela de energia que foi utilizada para iniciar o escoamento e transferida irreversivelmente para a forma de calor é definido por:

$$G'' = G^* \cdot \text{sen } \delta = \left(\frac{\tau_{\text{máx}}}{\dot{\gamma}_{\text{máx}}} \right) \cdot \text{sen } \delta \quad 9)$$

Conforme mostra a equação 10, a razão entre G'' e G' é chamada de tangente do ângulo de fase δ , também conhecido como coeficiente de amortecimento, ou seja, é a razão entre a energia dissipada e a energia potencial armazenada por ciclo.

$$\tan \delta = \frac{G''}{G'} \quad 10)$$

G^* é chamado de módulo complexo em cisalhamento, e relaciona a tensão com a deformação em regime oscilatório, podendo também ser definido de outra forma, por uma equação contendo uma parte real e outra imaginária que engloba as suas componentes viscosa e elástica (Equação 11). G^* mede a resistência do material à deformação, e quanto maior seu valor, mais resistente (elástica) é a estrutura.

$$G^* = \frac{\tau_{\text{máx}}}{\dot{\gamma}_{\text{máx}}} = G' + i \cdot G'' \quad 11)$$

Quando uma substância é puramente viscosa, seu ângulo de mudança de fase é 90° e, conseqüentemente seu módulo de armazenamento é zero ($G' = 0$), e o módulo complexo é igual ao módulo de perda, $G^* = G''$. Por outro lado, se a substância é puramente elástica, o ângulo de fase é zero, seu módulo de perda é zero ($G'' = 0$), conseqüentemente, o módulo complexo é igual ao módulo de armazenamento, $G^* = G'$ (Machado, 2002).

3.2.3. Sistema de medição

A escolha da geometria mais apropriada para materiais complexos é um ponto extremamente importante. Na prática, para qualquer fluido, é muito difícil encontrar a geometria que forneça uma taxa de deformação perfeitamente homogênea entre as placas (cones, cilindros, discos). Então, na maioria dos casos, têm-se uma taxa de

deformação heterogênea e os dados reométricos convencionais nos mostram apenas as características médias do escoamento (torque, velocidade de rotação, pressão) nas bordas (Kiryu, 2006).

Antes de selecionar a melhor geometria é importante considerar o objetivo do experimento, a natureza da amostra e as condições sob as quais o experimento será realizado, mas algumas vezes nem todas as respostas para essas questões são conhecidas. Uma boa escolha é necessária para obter a melhor qualidade de dados possíveis.

3.2.3.1. Placas paralelas

Esse sistema é constituído de duas placas paralelas em forma de disco, o qual pode ser visualizado na Figura 12.

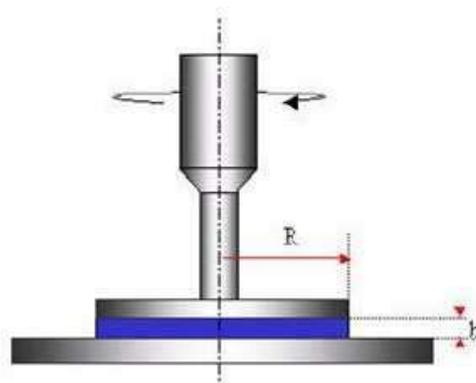


Figura 12: Geometria placas paralelas com amostra corretamente carregada (Manual ARG2).

A geometria de placas paralelas é constituído por duas placas formando um disco e apresentando uma distância, “gap”, uma da outra. Esta distância entre as placas pode ser variada, obtendo assim diferentes taxas de deformação. É aconselhado que essa distância não seja menor que 0,3 mm e maior que 3 mm, visando evitar erros relacionados à natureza da amostra (Schramm, 2006)..

Geralmente, este sistema é utilizado em materiais não-homogêneos, contendo fibras e partículas e sua principal desvantagem é que a taxa de cisalhamento varia ao longo da placa, de zero no centro da placa até o máximo na borda (Manual ARG2).

3.2.3.2. Cone-placa

A geometria de cone e placa consiste em uma placa horizontal e um cone invertido que apresenta o vértice muito próximo ao prato. O ângulo formado entre a superfície do cone e o prato é bastante pequeno e a amostra do fluido localiza-se neste espaço.

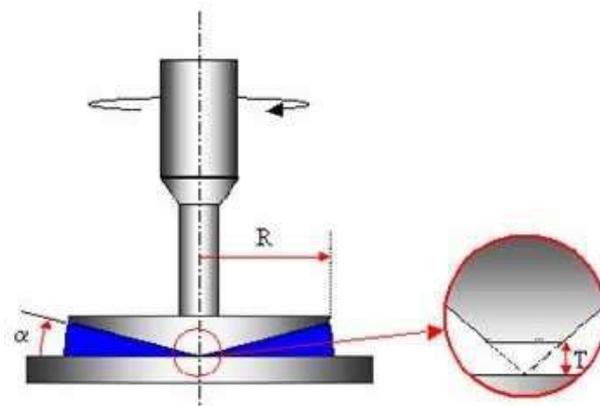


Figura 13: Geometria cone-placa com amostra corretamente carregada (Manual ARG2).

É frequentemente adotado porque a taxa de cisalhamento é uniforme através da amostra. Isso faz com que a geometria seja útil para medir as propriedades não-lineares das amostras, como a viscosidade de fluidos não-newtonianos. A geometria cone e placa, geralmente, é usada para amostras homogêneas de médias a altas viscosidades, ou amostras com tamanhos de partículas da ordem de micra (Manual ARG2).

Entretanto a limitação mais séria desse sistema está relacionada às forças normais (resultantes da resposta elástica das amostras viscoelásticas quando submetidas ao cisalhamento), que são capazes de empurrar a amostra para fora do espaçamento angular e acima da borda do cone, provocando uma divisão da amostra no espaçamento angular e alterando os resultados (Schramm, 2006).

3.2.3.3. Cilindros concêntricos

Na geometria de cilindros concêntricos, tem-se o sistema Searle, no qual o cilindro gira, além de ser utilizado para a medida do torque e o sistema Couette, onde o corpo externo gira e o torque é medido no cilindro interno (Steffe, 1996).

Geralmente é utilizado para amostras de baixa viscosidade ou em amostras que exibem separação de fases sob ação da gravidade (Manual ARG2)..

Os inconvenientes dos cilindros concêntricos são que eles necessitam de maiores volumes de amostra e a presença de efeitos de borda, mas permitem um bom controle de temperatura da amostra testada, devido ao trocador de calor que envolve completamente o cilindro externo (Schramm, 2006).

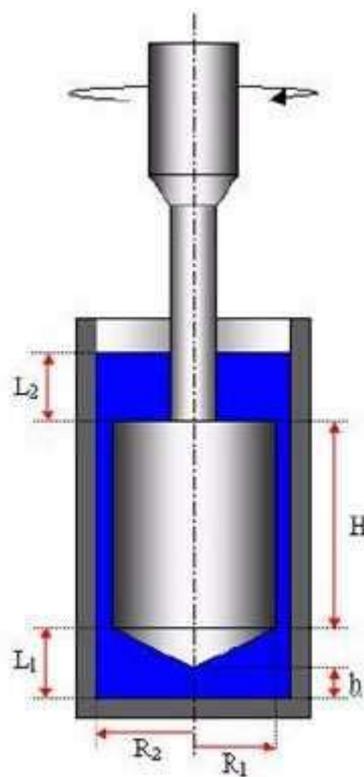


Figura 14: Geometria cilindros concêntricos com amostra corretamente carregada (Manual ARG2).

3.2.4. Região de Viscoelasticidade

Durante a segunda metade do século XIX, cientistas começaram a notar que certos materiais mostravam dependência com o tempo em suas respostas elásticas. Atualmente, conhecemos essa resposta como viscoelasticidade (Ochoa, 2006).

A palavra viscoelasticidade significa a existência simultânea de propriedades elásticas e viscosas num material. Todos os materiais são viscoelásticos, isto é, em todos os materiais, ambas as propriedades viscosa e elástica coexistem. A resposta particular de uma amostra em um dado experimento depende da escala de tempo do experimento em relação ao tempo natural do material. Então, se o experimento é relativamente lento, a amostra será mais viscosa do que elástica; entretanto, se o experimento é relativamente rápido a amostra será mais elástica do que viscosa. Numa escala de tempo intermediária, uma resposta misturada (viscoelástica) é observada (Ochoa, 2006).

4. Objetivo

O presente trabalho propõe avaliar a aplicação de diversos ensaios reológicos para representar a gelificação dos fluidos nas condições do fundo do mar (baixas temperaturas e altas pressões). Uma vez estabelecidos os procedimentos, avaliar a gelificação de sistema de fluido em diferentes tempos de parada (representando conexões, manobras curtas e completas). Com isso espera-se obter uma melhor compreensão desse fenômeno para desenvolver uma metodologia a ser usada em campo para impedir o aparecimento de picos de pressão excessivamente grandes na retomada da circulação, evitando assim riscos operacionais.

5. Análise Experimental

5.1. Fluidos de perfuração

O fluido de perfuração à base de óleo utilizado no presente trabalho foi preparado e fornecido pelo setor de fluidos de perfuração do CENPES (Petrobras). A sua formulação está descrita na Tabela 1.

Tabela 1: Composição do fluido analisado

Nome do produto	Quantidade	Função
N-Parafina	0,57 lb/bbl	Fase contínua
Ez Mul	9 lb/bbl	Emulsificante
Cal hidratada	5 lb/bbl	Controle de pH
Sol. saturada de NaCl	0,39 lb/ bbl	Fase Aquosa
Ecotrol	1 lb/bbl	Controlador de filtrado
Argila organofílica	2 lb/bbl	Viscosificante
Nova Mod	1 lb/bbl	Modificador reológico
Baritina	até 9,5 lb/Gal	Adensante

5.2. Procedimento experimental

5.2.1. Metodologia experimental

O comportamento reológico do fluido foi determinado por meio de ensaios em reômetro rotacional, modelo RheoStress 600 da Hakke Mars (Figura 14), utilizando a geometria cone-placa com diâmetro de 60mm e ângulo de cone de 2°, em três diferentes temperaturas (25, 35 e 50°C), três pressões (0, 1000 e 3000 psi) e três tempos de repouso (10, 20 e 30 minutos) (Figura 15). Utilizando a mesma metodologia que Gandelman *et al* (2006), as etapas de circulação, parada e retomada de circulação do fluido de perfuração foram simuladas, reproduzindo uma situação real da perfuração.

A geometria cone-placa foi escolhida exatamente por apresentar uma taxa de cisalhamento uniforme através de toda a superfície, o que garante um bom resultado de propriedades viscosas de fluidos não-newtonianos.

Variação Temperatura e pressão		
T(°C)	P (PSI)	Repouso (min)
25	0	
35	1000	10
50	3000	

Variação tempo de repouso		
T(°C)	P (PSI)	Repouso (min)
		10
35	1000	20
		30

Figura 15: Cenários experimentais



Figura 16: Reômetro Hakke Mars

O ensaio consistiu de 4 etapas, descritas brevemente a seguir:

1) A primeira etapa consistiu na quebra das possíveis estruturas de gel e determinação dos parâmetros reológicos do fluido antes da gelificação. O fluido foi submetido a rampa de cisalhamento de 0 de 100 s^{-1} por 10 minutos.

2) Em seguida, a amostra ficou em repouso por 10 minutos. Essa etapa corresponde ao processo de gelificação do fluido, correspondendo na realidade ao momento após a parada do funcionamento da bomba de circulação de fluido.

3) Após isso, cisalhou-se a amostra a uma taxa de $5,0 \text{ s}^{-1}$. Essa etapa tem como objetivo observar o pico de pressão do rompimento do gel.

4) Por fim, o fluido foi novamente submetido a uma rampa de taxa de cisalhamento idêntica à da primeira etapa (0 de 100 s^{-1} por 10 minutos.). Essa última

etapa teve como objetivo a comparação da reologia do fluido antes e após a gelificação. Não é esperada, em princípio, nenhuma diferença entre as curvas antes e depois da parada, devido as propriedades tixotrópicas do fluido.

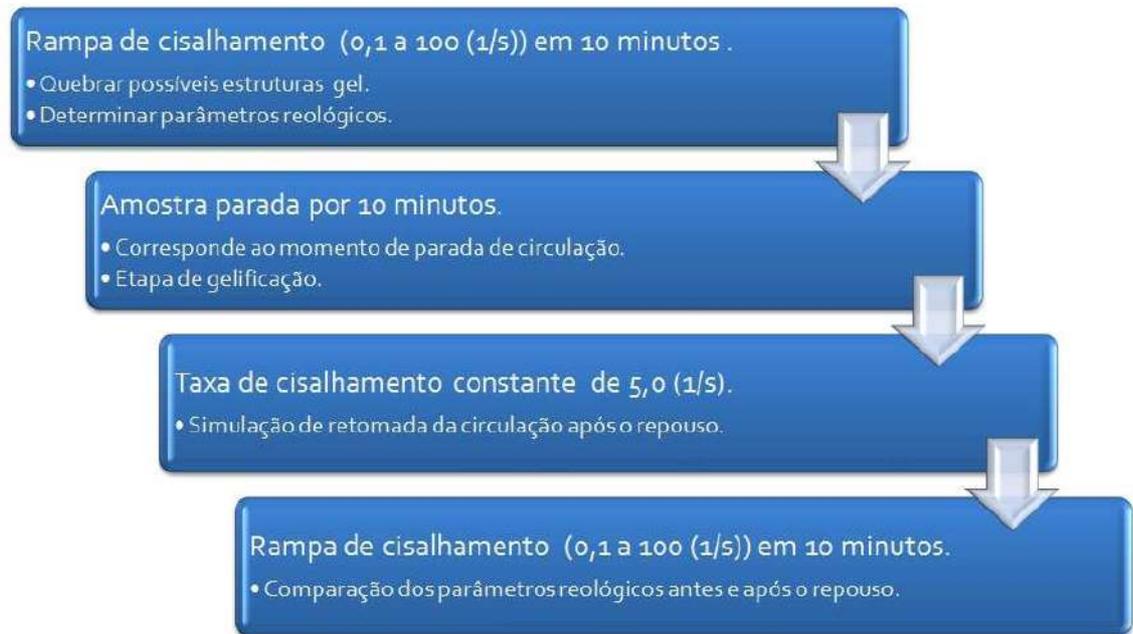


Figura 17: Metodologia experimental

5.2.2. Homogeneização da amostra

Para garantir a homogeneização da amostra, foi adotado o seguinte procedimento:

- 1) Agitou-se manualmente a amostra contida dentro de um frasco por 1 minuto.
- 2) Foram transferidos aproximadamente 125 mL de amostra para um bequer de 150mL.
- 3) Com um agitador, a amostra foi homogeneizada a uma velocidade de 12000 rpm, durante 15 minutos.
- 4) Ao término da agitação, transferiu-se um volume de 5 mL da amostra para o reômetro com o objetivo de proceder as análises.

5.3. Análise estatística

Os dados obtidos foram avaliados estatisticamente pela análise de variância (ANOVA), usando o programa STATISTICA 7.0, cujo objetivo é saber se diferentes níveis das variáveis independentes afetam a variável dependente. Ou seja, a análise de variância no presente trabalho procurou avaliar a influência da temperatura e da pressão na viscosidade da amostra, considerando um nível de significância de 5%.

6. Resultados e discussão

Para explicar a influência da temperatura e do tempo de repouso na viscosidade aparente do fluido de perfuração analisado, os resultados serão apresentados em dois subitens (6.1 e 6.2).

6.1. Efeito da temperatura e pressão

A Figura 18 mostra a variação da viscosidade com a taxa de deformação antes e após a gelificação (comparação entre as etapas 1 e 4). Observa-se que a viscosidade aparente decresce com a taxa de deformação. Ou seja, com o aumento da taxa de cisalhamento, as partículas alinham-se na direção do fluxo, isto é, paralelamente à força que o sustenta. Com isso, o fluido de perfuração do presente trabalho pode ser caracterizado como newtoniano até a taxa de 0,8 (1/s) e com o aumento da taxa, é observado o comportamento típico de um fluido pseudoplástico.

Vê-se uma repetitividade bastante satisfatória das curvas, o que indica que o fluido recuperou suas propriedades após o repouso (Etapa 2). O mesmo comportamento foi observado em todas as temperaturas.

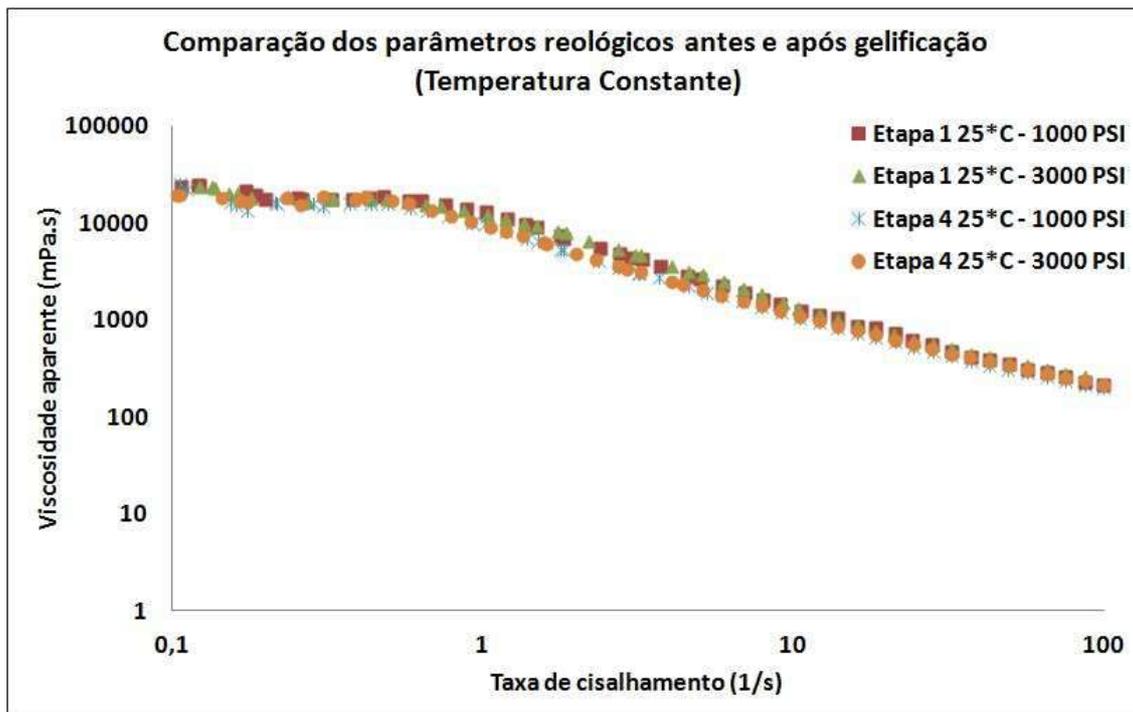


Figura 18: Rampas de cisalhamento antes e após o repouso em diversas temperaturas.

Após os dez minutos de repouso da etapa 2, para ocorrer a quebra do fluido gelificado, é necessário uma energia extra, fazendo assim o fluido se movimentar novamente. Em uma perfuração real, essa energia se traduz em um pico de pressão no interior do poço, ocasionado pelo pico de viscosidade do fluido. Essa energia é evidenciada pelo pico de tensão inicial observado em todas as temperaturas.

Comparando as Figuras 19, 20 e 21, é possível observar que a Figura 16, apresenta um comportamento divergente dos outros. Enquanto nas pressões de 1000 PSI e 3000 PSI, o pico de pressão observado é significativamente maior nos experimentos realizados em menores temperaturas, à pressão de 0 PSI, ela apresenta o comportamento inverso. Esses testes foram repetidos no laboratório, chegando-se à conclusão que o gel formado nesse caso é tão frágil, que ficou abaixo do limite do reômetro, visto que não é razoável afirmar que não houve gelificação.

Com isso, pode-se concluir que a gelificação é muito mais intensa em baixas temperaturas e esse fenômeno perde efeito à medida que a temperatura aumenta. Ou seja, quanto menor a temperatura, maior o grau de gelificação e maior será o pico de pressão necessário para fazer o fluido escoar.

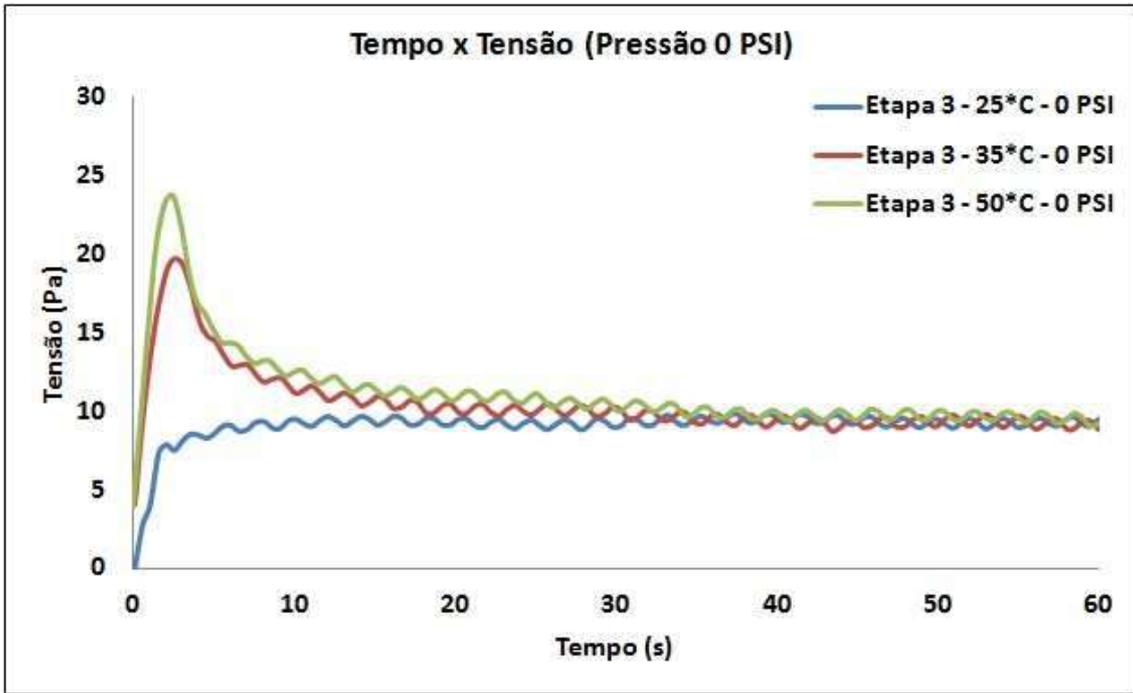


Figura 19: Efeito da temperatura na etapa 3 a 0 PSI.

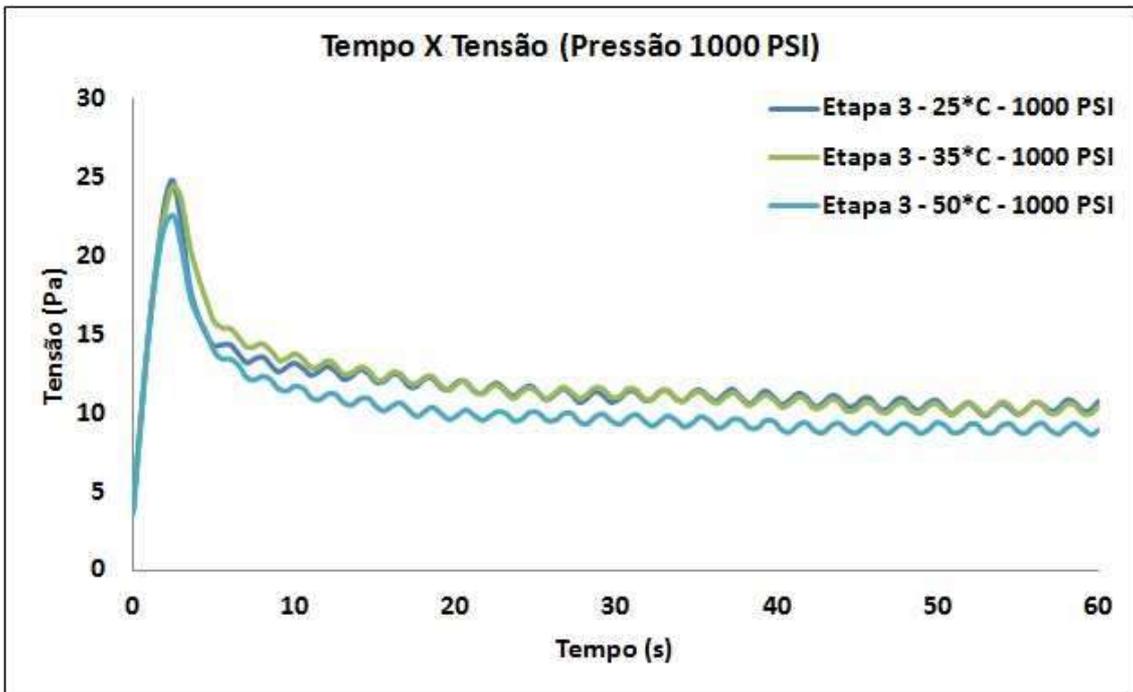


Figura 20: Efeito da temperatura na etapa 3 a 1000 PSI.

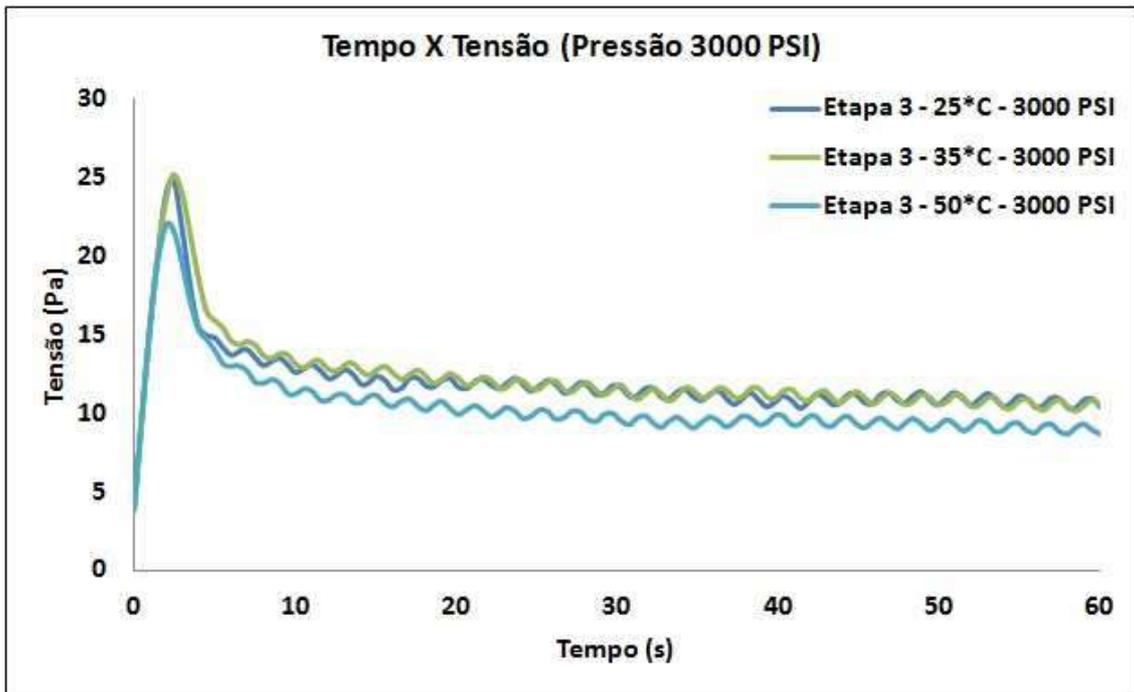


Figura 21: Efeito da temperatura na etapa 3 a 3000 PSI.

Usando o teste LSD (Least Significant Difference) para a etapa 3, em $t = 50s$, verificou-se que a tensão não apresentou diferença estatisticamente significativa (nível de significância igual ou maior que 5%) somente para as temperaturas de 25 e 35°C a 3.000 PSI (Figura 22). Vale ressaltar que devido ao erro de leitura do reômetro, o resultado do ensaio feito a 25°C a 0 PSI deve ser ignorado.

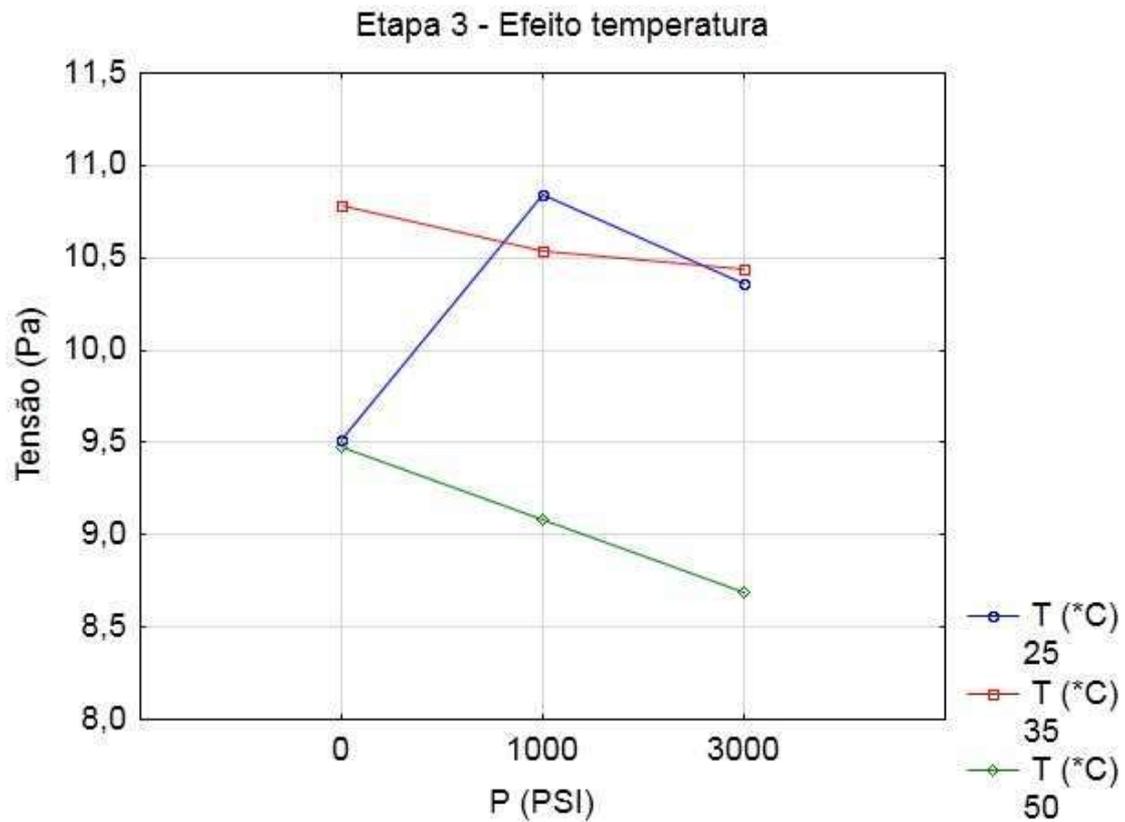


Figura 22: Análise estatística do efeito da temperatura na etapa 3

6.2. Efeito do tempo de repouso

De modo a verificar a influência do tempo de repouso na viscosidade, três tempos de repouso foram analisados. Com isso, a Figura 23 mostra a variação da viscosidade com a taxa de deformação antes e após a gelificação (comparação entre as etapas 1 e 4). Como também foi observado na Figura 18, a viscosidade aparente decresce com a taxa de deformação.

Aqui também se vê uma repetitividade bastante satisfatória das curvas, o que indica que o fluido recuperou suas propriedades após o repouso (etapa 2). Assim, o fluido apresentou o mesmo tipo de comportamento em função da taxa de cisalhamento, independente do tempo de repouso a que foi submetido.

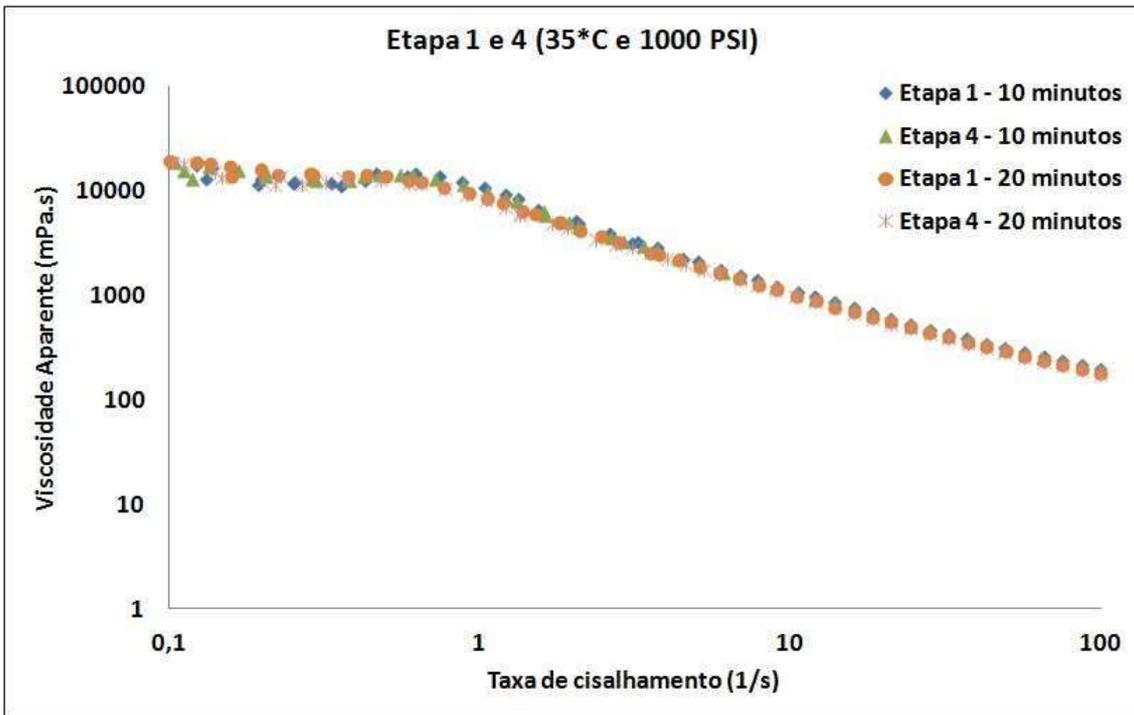


Figura 23: Rampas de cisalhamento antes e após o repouso.

Observando a Figura 24, é possível notar que todas as curvas apresentaram o mesmo comportamento. À medida que o tempo de repouso aumenta, é necessário uma maior tensão para romper a Força Gel. Isso significa que altos tempos de repouso, ocasionam uma gelificação mais intensa, ou seja, quanto maior o tempo de parada da bomba, maior a intensidade de gelificação e maior será o pico de pressão necessário para fazer o fluido escoar/recircular, o que pode gerar picos de fraturas e dano à operação.

Vale ressaltar que a gelificação, apesar de progressiva, não é uniforme, ou seja, ela é intensa nos primeiros minutos e diminui a com o aumento do tempo.

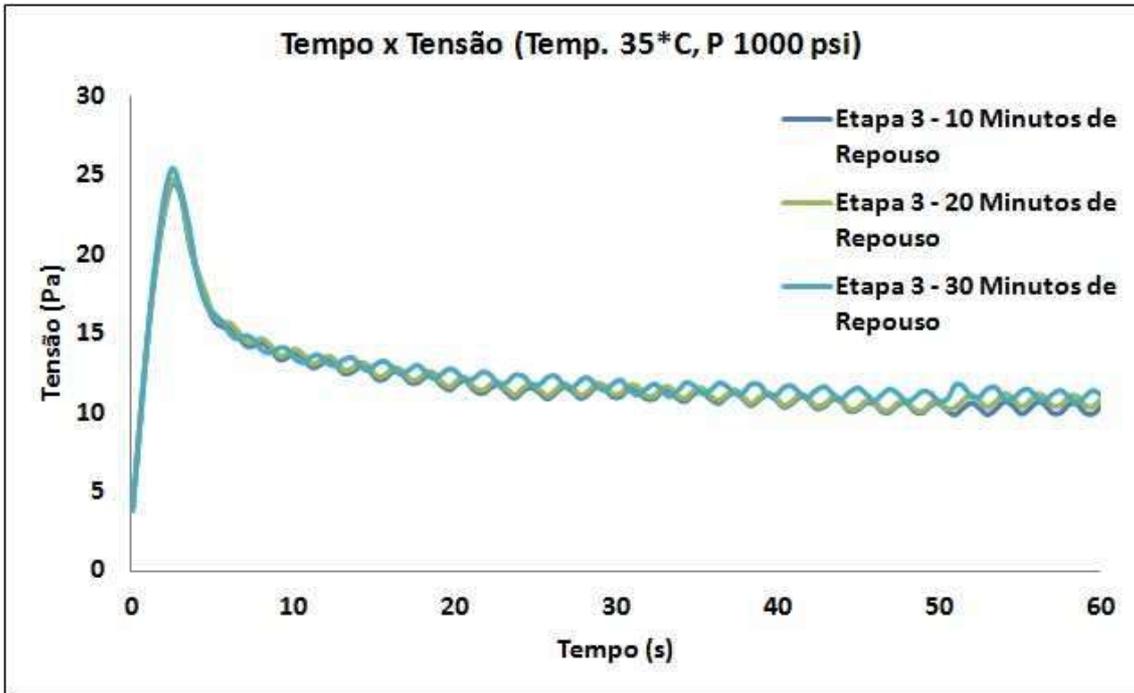


Figura 24: Efeito do tempo de repouso a 35 °C e 1000 PSI

7. Conclusão

Os picos de tensão, após o início da recirculação, aumentaram com a diminuição da temperatura para as pressões de 1000 e 3000 PSI. Logo, isso implica que, em situações reais, maior será o pico de pressão observado quanto menor for a temperatura, o que requer mais cautela na operação, visto que isso maximiza os riscos de fratura ou danos quando a bomba for religada para recircular o fluido. Isso sugere que, em uma perfuração real, o pico de pressão sentido no fundo do poço quando se reinicia a circulação deve-se predominantemente à quebra do gel no riser.

Assim como variando a temperatura, variando o tempo de repouso, pode-se observar que sua diminuição afeta também a etapa de recirculação. Quanto maior o tempo de parada da bomba, maior a tendência de gelificação, o que demanda uma maior pressão de recirculação.

Foi obtida uma boa repetitividade das curvas de viscosidade versus taxa de cisalhamento antes e após a gelificação, indicando que o fluido recupera suas propriedades após o repouso.

8. Sugestões

- i. Estudar a influência da composição da amostra no fenômeno de gelificação.
- ii. Estudar a influência do tempo de repouso em menores intervalos de tempo.
- iii. À partir dos resultados, propor um modelo para prever o pico de pressão na retomada de circulação.

9. Referência bibliográficas

- Alderman, N.J. Gavignet, A. Guillot, D. and Maitland, G.C.: “High-Temperature, High-Pressure Rheology of Water-Based Muds,” paper SPE 18035 presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 2-5 October.
- Amorim, L.V., Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo; Tese de Doutorado; 2003; Universidade Federal de Campina Grande.
- Annis, M.R.; High-temperature flow properties of water-base drilling fluids; Journal of Petroleum Technology; p.1076; 1967.
- Anônimo, Classifications of Fluids Systems, World Oil, June, p. 87 -90, 2000.
- Barros, A.O.; Estabelecimento de Correlações estrutura propriedades de acetais para fluidos de perfuração; p. 4-12; Dissertação de Mestrado; 2007; Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Bernhard, R.R.: Rheological Properties Of High-Temperature Drilling Fluids; Submitted to the Graduate Faculty Of Texas Tech University in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master Of Science, Dezembro 1981

- Brantly, J. E., History of Oil Well Drilling, Gulf Publishing Company, Houston, 1971.
- Brantly, J. E., History of Petroleum Engineering, Carter, D.V., Ed. Boyd Printing Co. Dallas, 1961.
- Burke, C.J. & Veil, J.A., Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses, Oil & Gas Journal 27, 59-64 (1995).
- Caenn, R., Chillingar, G.V.; Drilling fluids: State of the art; Journal of Petroleum Science and Engineering; v.14; p.221; 1995.
- Correia, D.Z.; Estudo de misturas poliméricas para recuperação de petróleo; p87-88; Tese de Doutorado; 2006; Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Darley, H.C.H. & Gray, G.R., Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.
- De Wolf, R.C., Coffin, G.B., and Byrd, R.V.: "Effects of Temperature and Pressure on Rheology of less Toxic Oil Muds," paper SPE 11892 presented at the 1983 Offshore Europe Conference, Aberdeen, 6-9 September.
- Eckel, J.R., Microbit Studies of the Effect of Fluid Properties and Hydraulics on Drilling Rate, Journal of Petroleum Technology April, (1967).
- Feitosa, F.P.; Gelificação de fluidos de perfuração em poços de lâmina profunda de água; Projeto Final de Curso; 2009; Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Ferraz, A.I., Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração, Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, Inc. Houston, Texas, 1977.
- Fox, R.W., McDonald, A.T.; *In*: Introdução à Mecânica dos Fluidos; p.23-28; 6ª Edição; LTC; 2006.

- Gandelman, R.A., Leal, R.A.F, Gonçalves, J.T., Petrobras, Aragão, A.F.L., Lomba, R.F.; Martins, A.L.; Study on Gelation and Freezing Phenomena of Synthetic Drilling Fluids in Ultra Deep Water Environments; SPE/IADC Drilling Conference; Amsterdam; 2007.
- Growcock, F., Harvey, T.; Drilling Fluids Processing Handbook; Chapter 2
- Karstad, E. and Aadnoy, B.: “Density Behavior of Drilling Fluids during High Pressure High Temperature Drilling Operations,” paper SPE 47806 presented at the 1998 SPE Drilling Technology Conference, Jakarta, Indonesia, 7-8 September.
- Kiryu, H.S.; Investigação reológica e análise mecânica de compósitos não-newtonianos; p. 176-177; Dissertação de Mestrado; 2006; Universidade Estadual Paulista.
- Lummus, J.L. & Azar, J.J., Drilling Fluids Optimization A Practical Field Approach, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.
- Machado, J.C.M.; *In: Reologia e escoamento de fluidos*; p. 1-100; 2ªEdição; Interciência; 2002.
- Mahto, V., Sharma, V.P.: “Rheological study of a water based oil well drilling fluid” *Journal of Petroleum Science and Engineering* (March 2004) 123-128
- McMordie, W.C., Bennet, R.B., and Bland, R.G., “The Effect of Temperature and Pressure on the Viscosity of Oil-Base Muds,” *Journal of Petroleum Technology* (July 1975) 884-886.
- M-I LLC, Drilling Fluids Engineering Manual, Houston, TX, 2002.

- Monteiro, V.A.R., Martins, A.L., Brandão, E.M., Mello, E.M.C.; Estudo das propriedades reológicas de fluidos de perfuração de poços em águas profundas; Anais do II Encontro Brasileiro de Reologia; p.57; 2004.
- Nascimento, C.R.; Reologia e reometria aplicada ao estudo de polpas minerais; p. 9-28; v.12; Série Rochas e Minerais Industriais; CETEM/MCT; Rio de Janeiro; 2008.
- Negrão, C.O.R., Franco, A.T., Oliveira, G.M., Martins, A.L., Gandelman, R.A., e Da Rocha, L.L.V.; Pressure Transmission In Gelled Drilling Fluids in Deepwater Environments; SPE/IADC Drilling Conference; New Orleans; 2010.
- Ochoa, M.V.; Analysis of drilling fluid rheology and tool joint effect to reduce errors in hydraulics calculations; p.12; Dissertação de Mestrado; Texas A&M University; EUA; 2006.
- Santoyo, E., Santoyo-Gutiérrez, S., Garcia, A., Espinosa, G., Moya, S.L.: Rheological Property measurement of drilling fluids used in geothermal wells; Applied Thermal Engineering, 1999.
- Sato, A.C.K.; Influência do tamanho de partículas no comportamento reológico da polpa de jabuticaba; p.44; Dissertação de Mestrado; 2005; Universidade Estadual de Campinas.
- Schramm, G.; *In*: Reologia e Reometria – Fundamentos teóricos e práticos; p.25-29; 2ªEdição; Artliber; 2006.
- Slawomirski, M.R.: Rheological Behavior of Oil Well Drilling Fluids; Int. J. Rock Mech. Min. Sci. & Geomech. Abstr. Vol. 12, pp. 115-123, 1975.
- Souza, C.E.C.; Ensaio sobre os mecanismos de ação de aditivos poliméricos em fluidos de perfuração; p. 6-10; Tese de Doutorado; 2007; Universidade Federal do Rio de Janeiro.

- Steffe, J. F.; Rheological methos in food process engineering. 2, ed, USA; Freeman press, p. 418. 1996.
- Thomas, J.E.; *In*: Fundamentos de Engenharia de Petróleo, p. 80-87; 2ªEdição; Interciência; 2001.
- Van Olphen, H., An Introduction to Clay Colloid Chemistry, Second Edition, Interscience, New York, 1977.