

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E  
ENGENHARIA DE MATERIAIS**

**ESTUDO DO DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS  
SOB CONDIÇÕES DE PRISÃO DIFERENCIAL**

**Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento**

Dissertação apresentada ao Programa de  
Pós-Graduação em Ciência e Engenharia  
de Materiais como requisito parcial à  
obtenção do título de MESTRE EM  
CIÊNCIA E ENGENHARIA DE  
MATERIAIS

**Orientador: Dr(a). Luciana Viana Amorim**

**Agência Financiadora: CNPq**

**Campina Grande**

**Fevereiro/2011**



FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCEG

**N244e** Nascimento, Renalle Cristina Alves de Medeiros.  
Estudo do desempenho de fluidos de perfuração aquosos  
sob condição de prisão diferencial / Renalle Cristina Alves de  
Medeiros Nascimento. – Campina Grande, 2011.  
110 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de  
Materiais) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro  
de Ciências e Tecnologia.

Referências.

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Dra. Luciana Viana Amorim.

1. Fluidos de Perfuração. 2. Prisão Diferencial. 3.  
Lubricidade. 4. Espessura de Reboco. I. Título.

CDU – 665.6(043)

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA E  
ENGENHARIA DE MATERIAIS**

**ESTUDO DO DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS  
SOB CONDIÇÕES DE PRISÃO DIFERENCIAL**

**Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento**

**Campina Grande  
Fevereiro/2011**

***Dedico este trabalho a meu esposo,  
Peterson Nascimento, por todo amor, compreensão  
e ajuda. A meus pais, pelo apoio e incentivo e  
a minha orientadora, Luciana Amorim, pela força  
e confiança a mim requerida.***

***CURRICULUM VITAE***

Engenheira de Materiais pela Universidade Federal de Campina Grande -  
UFCG (2008).

ESTUDO DO DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS SOB  
CONDIÇÕES DE PRISÃO DIFERENCIAL.

**Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento**

Dissertação Aprovada em 07/02/2011 pela banca examinadora constituída dos  
seguintes membros:

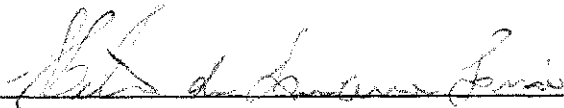


---

Dr<sup>a</sup>. Luciana Viana Amorim

Orientadora

UAEM – UFCG

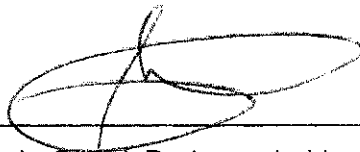


---

Dr. Hélio de Lucena Lira

Examinador Interno

UAEMa – UFCG



---

Dr. Antônio Gilson Barbosa de Lima

Examinador Externo

UAEM - UFCG

## AGRADECIMENTOS

Ao grandioso Deus, por ser a razão da minha existência e a força que me sustenta, pela sua graça e misericórdia e por ter colocado todas as pessoas que passaram na minha vida ao longo de toda caminhada.

Ao meu esposo, Peterson Nascimento, pelo amor, companheirismo, amizade e sabedoria. Não tenho palavras para expressar o que representas na minha vida e o quão importante foste para minha vitória.

Aos meus pais, Evandro e Ana e às minhas irmãs, Rita e Rawenna. Amores incondicionais, que sempre acreditaram na minha capacidade, pela base sólida que sempre me deu força para encarar os desafios que me têm surgido ao longo da minha caminhada. Obrigada a vocês por todo amor, dedicação e por vocês existirem.

À minha querida e especial orientadora, Luciana Amorim, pela dedicada orientação, pelo empenho em oferecer sempre o melhor, pelo incentivo e pelas oportunidades que me ofereceu. Hoje és o meu maior exemplo de profissional, a quem irei sempre me espelhar. Agradeço ainda pela grande amiga/irmã que és, e pela confiança a me concedida.

Ao professor Hélio, pela colaboração inicial da parte experimental do trabalho, pelas sugestões e por também contribuir na minha formação acadêmica.

À todos os meus amigos, em especial as minhas cunhaditas, Patrícia e Priscilla, pelos bons momentos vividos, por me ajudar em oração, por todo apoio e a Kássie, pelo apoio e ensinamentos transmitidos da prática laboratorial, que até hoje é tão útil para execução do meu trabalho.

À todos que fazem o grupo de fluidos de perfuração da UFCG (Lígia, Daniel, Caline, Raquel, Heitor, Marcela, Priscilla e Danielly), em especial a Daniel e Lígia, pela disponibilidade em me ajudar na parte experimental e estarem sempre comigo no laboratório e a Caline e Raquel pelos bons momentos de descontração e ótimas risadas.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, professores e funcionários, pela colaboração e organização do curso de

mestrado, em especial ao Prof. Gelmires e a Márcia, pela presteza em encaminhar os procedimentos necessários ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização, pela infraestrutura cedida para realização deste trabalho.

Às empresas BUN – Bentonit União Nordeste, pelo fornecimento das amostras de argilas bentoníticas e à empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda., pelo fornecimento das amostras dos aditivos, em especial ao Diretor Técnico Eugênio Pereira e ao Químico Juliano Magalhães, pelas informações, sugestões e explicações fornecidas que foram tão úteis para engrandecer este trabalho.

Ao órgão financiador deste trabalho, o CNPq, agradeço pelo suporte financeiro.

A banca examinadora, professores Antônio Gilson Barbosa de Lima e Hélio de Lucena Lira, pela disponibilidade em participar da avaliação deste trabalho.

Enfim à todos aqueles que embora não nomeados, de alguma forma contribuíram positivamente para a realização deste trabalho. Vocês fazem parte da minha história.

Minha eterna gratidão.



## ESTUDO DO DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS SOB CONDIÇÕES DE PRISÃO DIFERENCIAL

### RESUMO

A prisão diferencial é um fenômeno que ocorre quando a coluna de perfuração fica presa, sem rotação, impedindo o seu movimento para cima e para baixo dentro do poço, mas com o fluido de perfuração circulando normalmente. As características do reboco formado, o diferencial de pressão, a deficiência na limpeza e a instabilidade do poço, são alguns dos fatores responsáveis pela prisão de tubos. Diversos estudos afirmam que a formulação do fluido tem influência direta no risco dos incidentes de prisão diferencial. Assim, este trabalho visa avaliar o desempenho de fluidos de perfuração para liberar colunas de perfuração sob condições de prisão diferencial. Para tanto, foram estudados fluidos hidroargilosos, com e sem aditivos poliméricos e lubrificantes, e fluidos poliméricos, antes e após envelhecimento, e avaliados as propriedades reológicas (viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (FG)) e de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboco (ER)), bem como os coeficientes de lubricidade (CL) e de prisão diferencial (CPD). De acordo com os resultados ficou evidenciado, para os fluidos hidroargilosos, que a presença de lubrificantes nos fluidos contribui para um menor coeficiente de prisão diferencial, sendo observada, uma correlação direta, entre a lubricidade e a prisão diferencial. Para os fluidos poliméricos, a ação conjunta da pequena espessura do reboco e do lubrificante utilizado provavelmente contribuiu na redução do risco de prisão diferencial, contudo, não foi observada uma correlação direta entre CL, ER e CPD. Além disto, observou-se que o envelhecimento dos fluidos hidroargilosos e dos poliméricos não ocasionou aumento significativo nos valores de CPD.

**Palavras-chave:** fluidos de perfuração, prisão diferencial, lubricidade, espessura de reboco.

## STUDY ON THE PERFORMANCE OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS UNDER CONDITIONS OF DIFFERENTIAL STICKING

### ABSTRACT

Differential sticking is a phenomenon which occurs when the drill pipe becomes stuck, without rotation, restraining its up and down movements in the well, but with the drilling fluid circulating normally. The features of the cake, the differential pressure, the deficiency on the well cleaning and an unstable well are some of the factors responsible for the imprisoning of the tubes. Various studies affirm that the fluid formulation has direct influence on the risk of differential sticking incidents. Therefore, this work aims to evaluate the performance of the drilling fluids on releasing drill pipes in differential sticking conditions. For this, there were studied clay and water based fluids, with and without polymer additives and lubricants, and polymeric fluids, before and after aging, and evaluated their rheological properties (apparent and plastic viscosities, yield strength and gel force) and filtration properties (filtrate volume and cake thickness), as well as how the lubricity and differential sticking coefficients (CPD). According to the results, it became evident, for the clay and water based fluids, that the presence of a lubricant in the fluids contributes for a smaller differential sticking coefficient, becoming possible to observe a direct relation between the lubricity and differential sticking. For the polymeric fluids, the joint action of the thin cake and the lubricant probably contributed to a reduction of the risk of differential sticking, however, no direct relation was observed between the lubricity coefficient, cake thickness and differential sticking coefficient. Besides that, it was observed that the aging of the clay and water based fluids and the polymeric fluids did not present significant rising in the differential sticking coefficient.

**Keywords:** drilling fluids, differential sticking, lubricity, thickness cake.

## **PUBLICAÇÕES**

### **Trabalhos Completos em Anais Nacional**

- Sarmento, L. R. B.; Lira, D. S.; **Nascimento, R. C. A. M.**; Amorim, L. V., DESEMPENHO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS SOB CONDIÇÕES DE PRISÃO DIFERENCIAL: ESTUDO PRELIMINAR. VII Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande, PIBIC/CNPq/UFCG-2010.

- Sarmento, L. R. B.; Lira, D. S.; **Nascimento, R. C. A. M.**; Amorim, L. V., AVALIAÇÃO DO RISCO DE PRISÃO DIFERENCIAL DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO HIDROARGILOSOS E POLIMÉRICOS. In 19º Congresso Brasileiro de Ciências e Engenharia de Materiais, Campos de Jordão, 2010.

- **Nascimento, R. C. A. M.**, Lira, D. S., Amorim, L. V, Lira, H. L., Pereira, E., FLUIDOS DE PERFURAÇÃO HIDROARGILOSOS E O RISCO DE PRISÃO DIFERENCIAL. In XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas e XVI Encontro Nacional de Perfuradores de Poços, Maranhão, 2010.

### **Trabalho Completo em Periódico Nacional**

- **Nascimento, R. C. A. M.**, Lira, D. S., Amorim, L. V, Lira, H. L., O FENÔMENO DE PRISÃO DIFERENCIAL: UMA REVISÃO DA LITERATURA. Revista Eletrônica de Materiais e Processos-REMAP, ISSN 1809-8797, v.5.2, 76-87, 2010.

### **Artigos No Prelo**

- **Nascimento, R. C. A. M.**, Lira, D. S., Sarmento, L. R. B, Amorim, L. V., INFLUENCE OF AGAIN OF DRILLING FLUIDS ON THE RISK OF

DIFFERENTIAL STICKING, 21st International Congress of Mechanical Engineering, Natal, 2011. No prelo.

- Leite, R. S., **Nascimento, R. C. A. M.**, Amorim, L. V., EVALUATION OF DISPERSANT ADDITIVES IN DRILLING FLUIDS TO CONTROL THE THICKNESS OF THE CAKE AND THE DIFFERENTIAL COEFFICIENT OF PRISON, 21st International Congress of Mechanical Engineering, Natal, 2011. No prelo.

- Leal, C. A., **Nascimento, R. C. A. M.**, Bandeira, H. M. A., Amorim, L. V., PERFORMANCE OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS WITH BENTONIT IN HIGH TEMPERATURES, 21st International Congress of Mechanical Engineering, Natal, 2011. No prelo.

## SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS .....	i
RESUMO .....	iii
ABSTRACT .....	iv
PUBLICAÇÕES .....	v
SUMÁRIO .....	vii
ÍNDICE DE TABELAS.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
SÍMBOLOS E ABREVIATURAS .....	xiv
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 OBJETIVOS.....	3
1.1.1 - Objetivo Geral.....	3
1.1.2 - Objetivos Específicos .....	3
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	5
2.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.....	5
2.1.1 – Operações de Perfuração.....	6
2.1.2 – Problemas Durante a Perfuração de Poços.....	10
2.2 PRISÃO DE TUBOS .....	13
2.1.1 – Prisão Diferencial.....	15
2.1.1.1 – Mecanismo .....	16
2.1.1.2 – Métodos para Liberar Colunas Presas.....	19
2.3 INFLUÊNCIA DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO.....	21
2.3.1 – Volume de Filtrado e Espessura de Reboco.....	21
2.3.2 – Lubricidade .....	25
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	28
3.1 MATERIAIS.....	28
3.1.1 – Fluidos de Hidroargilosos .....	28
3.1.2 – Fluidos Poliméricos.....	31
3.1.3 – Fluidos Envelhecidos.....	31
3.2 MÉTODOS.....	33
3.2.1 – Preparação dos Fluidos de Perfuração.....	34

3.2.2 – Estudo Reológico.....	35
3.2.3 – Coeficiente de Lubricidade .....	37
3.2.4 – Volume de Filtrado API.....	37
3.2.5 – Espessura do Reboco.....	38
3.2.6 – Coeficiente de Prisão Diferencial.....	39
3.2.7 – Volume de Filtrado PD.....	40
3.2.8 – Envelhecimento dos Fluidos de Perfuração.....	40
4. RESULTADOS DOS FLUIDOS HIDROARGILOSOS .....	42
4.1 COMPORTAMENTO REOLÓGICO E DE FILTRAÇÃO .....	42
4.2 ESTUDO DE PRISÃO DIFERENCIAL.....	57
4.3 CONCLUSÕES PARCIAIS .....	70
5. RESULTADOS DOS FLUIDOS POLIMÉRICOS .....	72
5.1 COMPORTAMENTO REOLÓGICO E DE FILTRAÇÃO .....	72
5.2 ESTUDO DE PRISÃO DIFERENCIAL.....	75
5.3 CONCLUSÕES PARCIAIS .....	79
6. RESULTADOS DOS FLUIDOS ENVELHECIDOS .....	80
6.1 FLUIDOS HIDROARGILOSOS.....	80
6.1.1 – Comportamento Reológico e de Filtração.....	80
6.1.2 – Estudo de Prisão Diferencial.....	85
6.2 FLUIDOS POLIMÉRICOS.....	90
6.2.1 – Comportamento Reológico e de Filtração.....	90
6.2.2 – Estudo de Prisão Diferencial.....	94
6.3 CONCLUSÕES PARCIAIS .....	97
7. CONCLUSÕES FINAIS.....	99
8. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	100
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Composições dos fluidos de perfuração hidroargilosos sem e com lubrificantes.....	29
Tabela 2. Composições dos fluidos de perfuração hidroargilosos com polímeros e lubrificantes.....	30
Tabela 3. Composições dos fluidos de perfuração hidroargilosos com dispersantes.....	30
Tabela 4. Composições dos fluidos poliméricos.....	32
Tabela 5. Nomenclatura dos fluidos hidroargilosos que foram submetidos ao envelhecimento.....	32
Tabela 6. Nomenclatura dos fluidos poliméricos que foram submetidos ao envelhecimento.....	33
Tabela 7. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos preparados apenas com argila.....	46
Tabela 8. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes.....	50
Tabela 9. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.....	55
Tabela 10. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.....	63
Tabela 11. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.....	66
Tabela 12. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.....	68
Tabela 13. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos poliméricos.....	73
Tabela 14. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos poliméricos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial..	77

Tabela 15. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes e envelhecidos.....	81
Tabela 16. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes e envelhecidos.....	83
Tabela 17. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes e envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.....	88
Tabela 18. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes e envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.....	88
Tabela 19. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos poliméricos envelhecidos.....	92
Tabela 20. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos poliméricos envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.....	96



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representação da indústria do petróleo.....	6
Figura 2. Principais sistemas de uma sonda de perfuração <i>on-shore</i> .....	7
Figura 3. Fluido de perfuração hidroargiloso.....	9
Figura 4. Fluido de perfuração polimérico.....	9
Figura 5. Desmoronamento das paredes do poço.....	12
Figura 6. Prisão de coluna de perfuração por (a) diferencial de pressão e por prisão mecânica: (b) desmoronamento, (c) má limpeza e (d) inchamento de argila.....	13
Figura 7. Representação esquemática do aprisionamento da coluna de perfuração por prisão diferencial.....	16
Figura 8. Princípio de prisão por diferencial de pressão.....	19
Figura 9. Forças para liberar o tubo preso.....	20
Figura 10. Zona invadida pelo filtrado do fluido de perfuração.....	22
Figura 11. Formação do reboco na parede do poço.....	23
Figura 12. Fluxograma com as etapas experimentais realizados a temperatura ambiente.....	33
Figura 13. Fluxograma com as etapas experimentais realizados com envelhecimento térmico.....	34
Figura 14. Agitadores Hamilton Beach.....	35
Figura 15. Viscosímetro Fann 35A.....	36
Figura 16. Lubricímetro <i>OFITE</i> .....	37
Figura 17. Filtros-prensa API Fann.....	38
Figura 18. Extensômetro.....	39
Figura 19. <i>Differential Sticking Tester</i> Fann e <i>Flat Plate</i> .....	40
Figura 20. <i>Roller Over</i> Fann Modelo 705 ES.....	41
Figura 21. Copo térmico da Fann.....	41
Figura 22. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos (a) sem lubrificantes e (b) com lubrificantes.....	43
Figura 23. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com (a) polímeros e com (b) polímeros e lubrificantes.....	44

Figura 24. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.....	45
Figura 25. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos sem lubrificantes.....	47
Figura 26. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com 2,5% de argila e lubrificantes.....	48
Figura 27. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com 4,86% de argila e lubrificantes.....	49
Figura 28. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com polímeros e sem lubrificantes.....	51
Figura 29. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com goma gel e lubrificantes.....	52
Figura 30. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com celutrol ADS e lubrificantes.....	53
Figura 31. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.....	56
Figura 32. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes.....	58
Figura 33. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros, (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes.....	61
Figura 34. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.....	62
Figura 35. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes no momento em que ocorre a prisão.....	64
Figura 36. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes no momento em que ocorre a prisão.....	67
Figura 37. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes no momento em que ocorre a prisão.....	69

Figura 38. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos poliméricos.....	72
Figura 39. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos poliméricos.....	74
Figura 40. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos poliméricos.....	75
Figura 41. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos poliméricos no momento em que ocorre a prisão diferencial.....	78
Figura 42. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos envelhecidos.....	80
Figura 43. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilos aditivados com lubrificantes e envelhecidos.	82
Figura 44. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos aditivados com polímeros e lubrificantes.....	84
Figura 45. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos envelhecidos (a) aditivados com lubrificantes e (b) aditivados com polímeros e lubrificantes.....	86
Figura 46. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos (a) aditivados com lubrificantes e (b) aditivados com polímeros e lubrificantes no momento em que ocorre a prisão.....	89
Figura 47. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos poliméricos envelhecidos.....	91
Figura 48. Propriedades reológicas (a), de filtração e espessura de reboco (b) dos fluidos poliméricos envelhecidos.....	93
Figura 49. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos poliméricos envelhecidos.....	94
Figura 50. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos no momento em que ocorre a prisão.....	96

## SÍMBOLOS E ABREVIações

- API - *American Petroleum Institute*  
BHA - Conjunto de Fundo do Poço  
BUN – Bentonit União Nordeste  
CL – Coeficiente de Lubricidade  
CMC – Carboximetilcelulose  
CPD – Coeficiente de Prisão Diferencial  
ER – Espessura de Reboco (mm)  
E&P - *Exploration & Production*  
FC – Fator de Correção  
FG – Força Gel ( $N/m^2$ )  
LABDES – Laboratório de Referência em Dessalinização  
LE – Limite de Escoamento ( $N/m^2$ )  
L3 - Leitura no Viscosímetro Fann a 3 rpm  
L6 - Leitura no Viscosímetro Fann a 6 rpm  
L100 - Leitura no Viscosímetro Fann a 100 rpm  
L200 - Leitura no Viscosímetro Fann a 200 rpm  
L300 - Leitura no Viscosímetro Fann a 300 rpm  
L600 - Leitura no Viscosímetro Fann a 600 rpm  
R&M - *Refining & Marketing*  
UFCG - Universidade Federal de Campina Grande  
VA - Viscosidade Aparente (cP)  
VP - Viscosidade Plástica (cP)  
VF - Volume de Filtrado (cP)

## 1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração podem ser definidos como fluidos de circulação utilizados para auxiliar na operação de perfuração de poços de petróleo. Esses devem desempenhar uma série de funções, dentre as quais destaca-se: ser capaz de produzir nas paredes do poço uma membrana fina de baixa permeabilidade, denominada reboco, que é formada pela deposição das partículas de argilas na parede do poço à medida que a fase líquida (água) do fluido penetra nos seus poros. A espessura dessa membrana aumenta enquanto o fluido ceder água às formações geológicas com as quais está em contato, e ao alcançar determinada espessura, tende a impermeabilizar o poço, impedindo a perda de água por filtração (Medeiros, 2009, Ferraz, 1977).

A presença do reboco se faz importante durante as operações de perfuração, pois contribui para consolidar a formação geológica garantindo a estabilidade do poço, para reduzir a perda de filtrado, ou seja, o escoamento da fase contínua do fluido para o interior das formações geológicas (Darley & Gray, 1988) e, ainda, a segurança da perfuração.

A falta de controle da espessura do reboco pode causar diversos problemas durante a perfuração, a exemplo de: invasões excessivas de filtrado nas formações geológicas, desmoronamento de formações hidratáveis, redução do diâmetro do poço, aprisionamentos da coluna de perfuração, danos às formações aquíferas encontradas durante a perfuração e avaliações equivocadas das formações investigadas (Pereira, 2003).

O aprisionamento da coluna de perfuração é um dos problemas mais sérios e mais freqüentes; ocorre quando a coluna fica presa dentro do poço, sem movimento, impedindo que a perfuração prossiga de forma eficiente. Sua ocorrência representa tempo não-produtivo de sonda (Bachelot et al., 2004) e, desta forma, se torna uma das principais causas de aumento de custos, pois manobras deverão ser feitas para tentar liberar a coluna, aumentando o tempo de perfuração. De acordo com alguns autores, problemas de prisão diferencial

são responsáveis por até 61% dos custos totais de um poço, acarretando para a indústria petrolífera um custo superior a 250 milhões de dólares por ano.

Esse tipo de problema é geralmente dividido em duas categorias: a prisão mecânica e a prisão diferencial (Bushnell-Watson & Panesar, 1991). A prisão diferencial é causada por um diferencial de pressão entre a pressão hidrostática do fluido de perfuração e a pressão da formação, ou seja, quando a coluna de fluido de perfuração exerce pressão excessiva na coluna de perfuração sobre o reboco depositado em uma formação permeável (Simon et al. 2005), enquanto que a prisão mecânica é causada pela obstrução ou restrição física e ocorre quando a coluna de perfuração está em movimento e a circulação do fluido fica impedida.

Segundo Santos (2000), os problemas com prisão diferencial, geralmente, estão relacionados a rebocos muito espessos, desta forma, quanto mais espesso o reboco, maior será o coeficiente de prisão diferencial.

Não é possível eliminar todas as condições associadas com a prisão de tubos. Poucos parâmetros de perfuração podem ser alterados para reduzir a probabilidade da ocorrência de prisão diferencial, sendo o fluido de perfuração, o parâmetro mais facilmente ajustado. Contudo, há a possibilidade de reduzir os riscos de prisão diferencial seguindo algumas práticas de perfuração como: reduzir as diferenças de pressão na condição de *overbalance*, mantendo o peso do fluido o mais baixo quanto possível; reduzir a área de contato do tubo com as paredes do poço, usando o comprimento mínimo de comandos necessário para requerer peso sobre a broca; reduzir a espessura de reboco; manter uma taxa de filtração baixa e melhorar a lubricidade do fluido (Anônimo, 2010).

De todas as práticas citadas, em grande parte, envolve as propriedades dos fluidos de perfuração. Desta forma, um método para reduzir estes riscos é conhecer a composição e otimizar as propriedades dos fluidos de perfuração. Variáveis como densidade, teor de sólidos, tipos de fluidos, formulação de fluidos, volume de filtrado e qualidade do reboco (espessura do reboco, resistência e lubricidade do reboco), influenciam de maneira significativa na prisão diferencial e o seu controle poderá garantir o sucesso da perfuração.

Além deste, outra causa para redução do coeficiente de prisão diferencial é a presença de lubrificante, que diminuirá o atrito entre a coluna de perfuração e a superfície do reboco e, conseqüentemente, o torque necessário para iniciar o movimento da coluna.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de fluidos de perfuração para liberar colunas de perfuração sob condições de prisão diferencial.

### 1.1.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, foram propostos os seguintes objetivos específicos:

- i) determinar o comportamento reológico (curvas de fluxo, viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel), de filtração (volume de filtrado), espessura de reboco e coeficiente de lubricidade dos fluidos de perfuração à temperatura ambiente e após envelhecimento;
- ii) determinar o coeficiente de prisão diferencial (*differential sticking coefficient*) dos fluidos de perfuração à temperatura ambiente e após envelhecimento e
- iii) avaliar a influência de aditivos lubrificantes e dispersantes, em diversas concentrações, nas propriedades reológicas, de filtração, no coeficiente de lubricidade, na espessura de reboco e no coeficiente de prisão diferencial dos fluidos à temperatura ambiente e após envelhecimento.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho será apresentado em oito capítulos. O primeiro Capítulo refere-se a uma introdução do trabalho, situando o leitor no tema em questão, apresentando os objetivos gerais e específicos. O Capítulo 2 consiste de uma revisão bibliográfica sobre perfuração de poços, enfatizando as operações que são realizadas e os problemas encontrados durante a perfuração. Em seguida, é feita uma descrição do problema da prisão de tubos, destacando os mecanismos e causas de ocorrência de prisão diferencial. Ao final deste Capítulo é apresentado o papel dos fluidos de perfuração na prisão diferencial. O Capítulo 3 descreve os materiais utilizados neste trabalho e os métodos para avaliações das propriedades dos fluidos. No Capítulo 4 são apresentados os resultados e discussões dos fluidos hidroargilosos, avaliando principalmente o efeito do volume de filtrado, da espessura de reboco e da lubricidade sobre o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos. No Capítulo 5 estão apresentados os resultados dos fluidos poliméricos também enfatizando os resultados de prisão diferencial. Os resultados dos fluidos submetidos ao envelhecimento estão apresentados no Capítulo 6. No Capítulo 7 estão apresentadas as conclusões gerais do trabalho e, por fim, no Capítulo 8 são apresentadas as sugestões para trabalhos futuros, seguido das referências bibliográficas utilizadas neste trabalho.



### 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1 PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

O petróleo, formado a partir de processos de decomposição de matérias orgânicas (Barker, 1996), após a sua formação, migra no subsolo, podendo ser acumulado longe do lugar onde foi constituído. Dessa forma, a origem do petróleo compreende desde a combinação dos processos de decomposição da matéria orgânica de origem animal e vegetal, que ocorrem na natureza, até a sua migração e acumulação em rochas reservatório (Barker et al., 1996).

A perfuração é o único método de investigação capaz de confirmar e quantificar de forma direta o potencial da estrutura geológica portadora de hidrocarboneto (óleo ou gás). Para que o petróleo seja explorado do meio onde está armazenado, há a necessidade de um poço de petróleo, que é o elo entre a rocha reservatório e a superfície. Assim, as atividades de exploração de poços se revestem de certa complexidade à medida que são desdobradas em sub-atividades (Vaqueiro, 2006).

A perfuração de poços pode ser tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*). Tecnicamente, a perfuração consiste no conjunto de várias operações e atividades necessário para atravessar as formações geológicas que formam a porção superficial da crosta terrestre, com objetivos pré-determinados, até atingir o objetivo principal que é a prospecção. Nas atividades de perfuração de poços de petróleo utilizam-se sondas de perfuração, que consistem em um conjunto de equipamentos bastante complexos, existindo grande variedade de tipos de sondas que podem ser terrestres ou marítimas, conforme o local de operação (Cardoso, 2005).

prisão da coluna de perfuração conforme metodologia descrita nos itens 3.2.2 a 3.2.7.

O objetivo do envelhecimento é avaliar a estabilidade das propriedades dos fluidos sob elevada temperatura. As propriedades reológicas foram determinadas a temperatura de 49°C (120°F) utilizando um copo térmico do viscosímetro Fann (Figura 21).



Figura 20. Roller Over Fann Modelo 705 ES.



Figura 21. Copo térmico da Fann.

Os ensaios foram realizados no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração do LABDES, da Universidade Federal de Campina Grande UFCG.

Todos os ensaios foram realizados em duplicata e quando um dos valores obtidos diferia da média de 10%, esse foi automaticamente eliminado e o ensaio repetido.

### 4. RESULTADOS DOS FLUIDOS HIDROARGILOSOS

Neste capítulo estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração, espessura de reboco, lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos obtidos na temperatura ambiente.

#### 4.1 COMPORTAMENTO REOLÓGICO E DE FILTRAÇÃO

As propriedades dos fluidos hidroargilosos são bastante influenciadas pelo tipo e concentração de argila. Para uma argila sódica, adequada para fluidos de perfuração, a variação da viscosidade pode ser explicada através das interações eletrostáticas e de massa. Segundo Amorim et al. (2005), essas interações promovem a formação de reticulados mais ou menos rígidos, que retêm as moléculas de água diminuindo assim a quantidade de água livre no sistema, aumentando viscosidade, reduzindo VF e apresentando uma considerável espessura de reboco, que por sua vez, segundo Isambourg et al. (1999), tem grandes influências na prisão diferencial.

Desta forma, para avaliar a influência destes fluidos na prisão diferencial é necessário uma investigação das propriedades reológicas, de filtração e lubricidade, para determinar se o fluido atende a todas as especificações necessárias e exigidas para uma perfuração adequada.

A Figura 22 ilustra as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos com e sem lubrificantes. A Figura 23 apresenta as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes e na Figura 24, estão apresentadas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com tensoativos. Por apresentarem comportamentos semelhantes, constam nas figuras apenas as curvas dos fluidos sem lubrificante, dos fluidos com 5mL de lubrificante e dos fluidos com 0,2g de dispersantes.

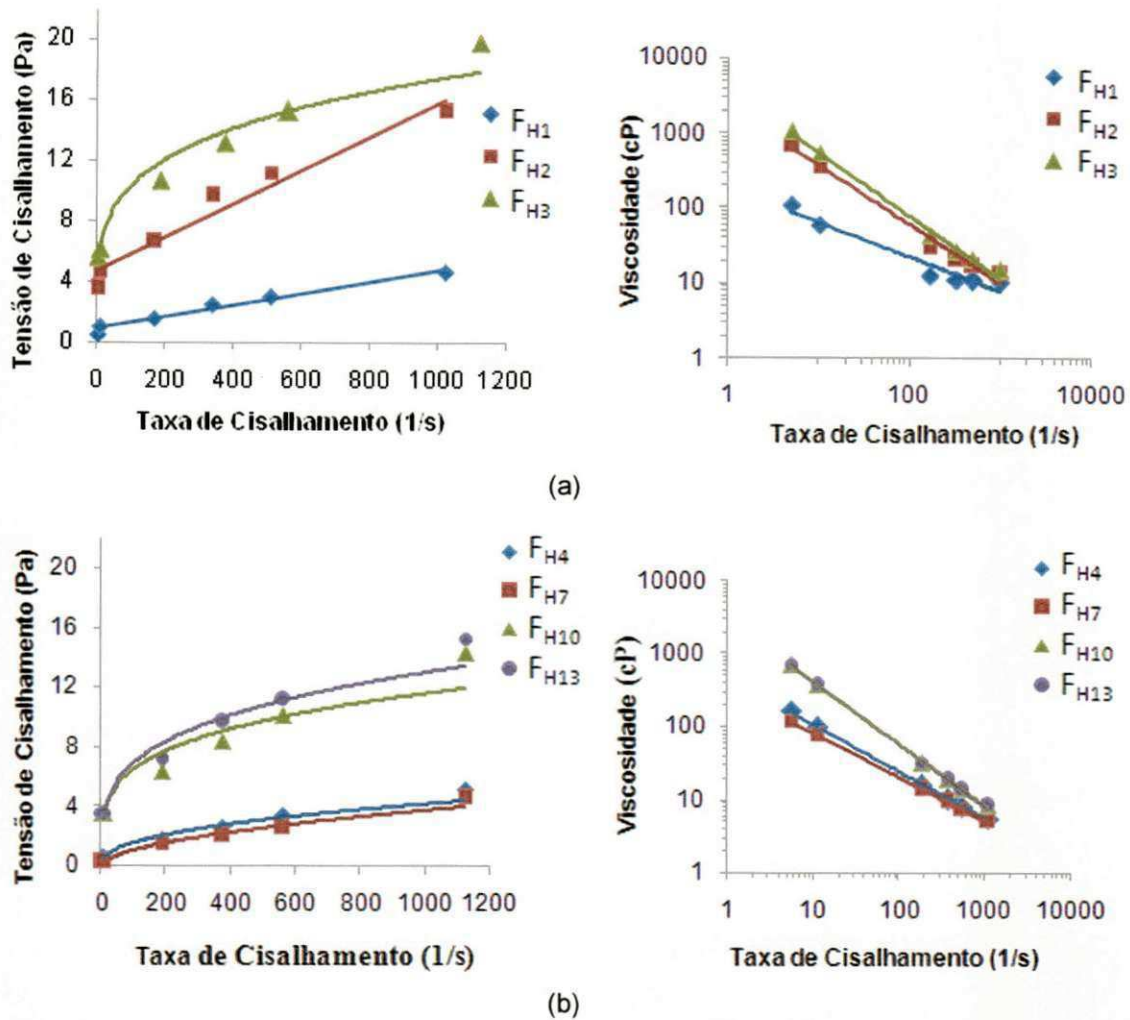


Figura 22. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos (a) sem lubrificantes e (b) com lubrificantes.

O comportamento reológico permite determinar de que modo o fluido fluirá mediante uma variedade de condições, como quando submetidos a diferentes tensões e taxas de cisalhamento (Machado, 2002).

Foi possível observar, na Figura 22, que os fluidos estudados  $F_{H1}$  e  $F_{H2}$ , apresentaram comportamento de fluidos Binghamiano com limite de escoamento, enquanto que todos os outros fluidos (Figura 23 e Figura 24) apresentaram comportamento característico de fluidos pseudoplásticos com limite de escoamento.

A tensão de cisalhamento ( $\tau$ ) é a força por unidade de área aplicada no fluido que se opõe ao fluxo no momento em que o fluido flui, enquanto que a

taxa de cisalhamento ( $\dot{\gamma}$ ) é o progresso proporcional do deslizamento de uma camada de fluido ao longo da camada vizinha (Ferraz, 1977).

Observou-se ainda, na Figura 22, que o aumento da taxa de cisalhamento ocasiona uma redução da viscosidade. Os fluidos  $F_{H3}$  apresentam maior viscosidade quando comparados aos fluidos  $F_{H1}$  e  $F_{H2}$ , isto se deve a maior concentração de argila presente no fluido, fenômeno explicado através das interações eletrostáticas e de massa, conforme mencionado anteriormente.

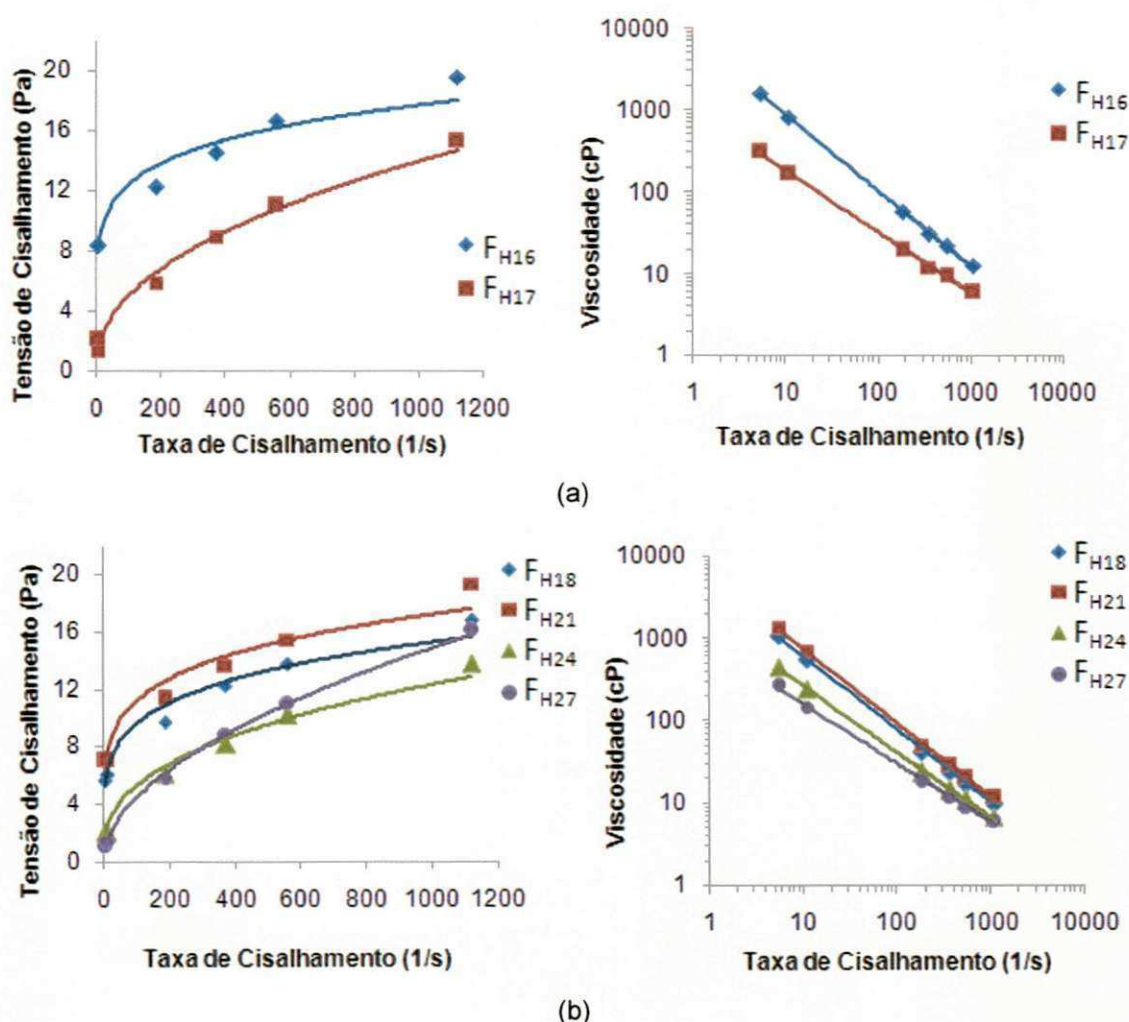


Figura 23. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com (a) polímeros e com (b) polímeros e lubrificantes.

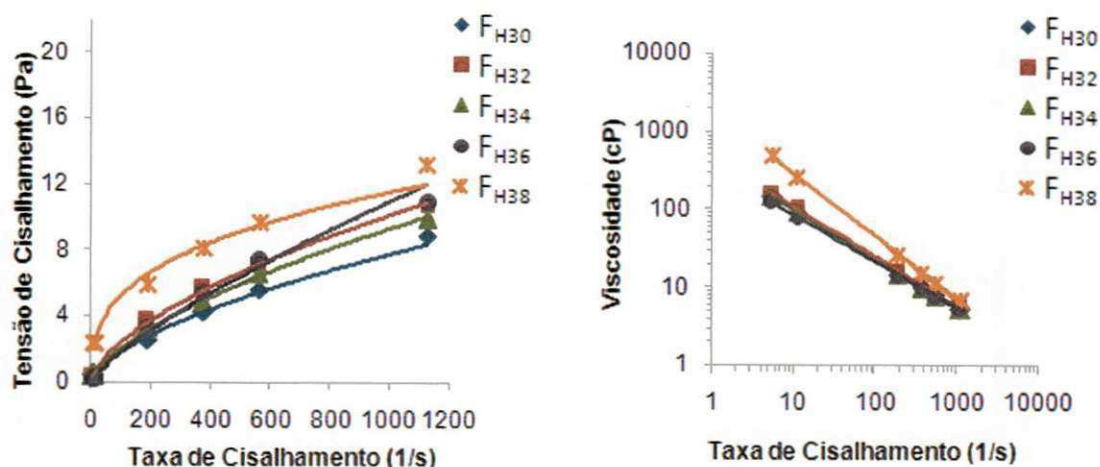


Figura 24. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.

Na Figura 23 observou-se que a viscosidade dos fluidos com a mesma concentração de argila varia de acordo com o polímero utilizado e que o lubrificante estudado tende a agir dispersando as partículas de argila, visto que a viscosidade dos fluidos reduziu com a adição deste aditivo.

Houve uma pequena redução na viscosidade dos fluidos com a adição dos dispersantes (Figura 24), isto porque a concentração de dispersante utilizado foi muito pequena para causar efeitos mais significativos. O dispersante utilizado nos fluidos F<sub>H39</sub> apresentou menores efeitos, sendo, portanto, o dispersante menos eficiente para reduzir as propriedades reológicas.

Os resultados das propriedades reológicas, de filtração e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos com e sem lubrificantes estão apresentados na Tabela 7 e nas Figuras 25, 26 e 27.

Pôde-se observar, por meio dos resultados expostos na Tabela 7 e Figura 26, que os fluidos com 12,5g de argila (F<sub>H1</sub> e F<sub>H4</sub> a F<sub>H9</sub>) apresentaram baixos valores de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (FG). Segundo as especificações da PETROBRAS (1998b) para qualificação de bentonitas ativadas, os fluidos devem apresentar viscosidade aparente (VA) igual ou superior a 15cP,

viscosidade plástica (VP) igual ou maior que 4cP e limite de escoamento (LE) igual ou menor que 1,5xVP.

Tabela 7. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos preparados apenas com argila.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m <sup>2</sup> )	FG (N/m <sup>2</sup> )	VF (mL)	ER (mm)
<b>F<sub>H1</sub></b>	4,5	3,0	3,0	3,0	26,0	1,054
<b>F<sub>H2</sub></b>	15,0	8,0	14,0	<b>10,0</b>	19,4	1,738
<b>F<sub>H3</sub></b>	19,5	9,0	21,0	<b>9,0</b>	18,2	2,185
<b>F<sub>H4</sub></b>	5,0	3,5	3,0	4,0	22,4	0,974
<b>F<sub>H5</sub></b>	5,0	3,5	3,0	<b>3,0</b>	17,4	0,829
<b>F<sub>H6</sub></b>	5,0	4,0	2,0	<b>3,0</b>	14,0	0,593
<b>F<sub>H7</sub></b>	4,5	4,0	1,0	1,0	28,2	1,191
<b>F<sub>H8</sub></b>	4,5	3,0	3,0	<b>1,5</b>	27,6	1,181
<b>F<sub>H9</sub></b>	4,5	3,0	3,0	<b>4,0</b>	26,3	1,232
<b>F<sub>H10</sub></b>	14,0	8,0	12,0	<b>12,0</b>	18,0	1,631
<b>F<sub>H11</sub></b>	16,0	9,0	14,0	<b>9,0</b>	12,6	1,393
<b>F<sub>H12</sub></b>	15,5	9,0	13,0	16,0	10,6	1,412
<b>F<sub>H13</sub></b>	15,0	8,0	14,0	<b>8,0</b>	19,8	1,981
<b>F<sub>H14</sub></b>	14,0	8,0	14,0	<b>8,0</b>	18,4	1,877
<b>F<sub>H15</sub></b>	13,5	8,0	11,0	8,0	17,8	1,602

Observou-se também que a adição do lubrificante não apresentou efeitos significativos nestas propriedades, enquanto que os fluidos com 24,3g de argila (F<sub>H2</sub> e F<sub>H10</sub> a F<sub>H15</sub>, da Figura 27), além de apresentarem propriedades reológicas adequadas, a adição de 5mL do SM Lube, para o fluido F<sub>H10</sub> e a adição de 10mL do Bio Lube para o fluido F<sub>H14</sub> foi suficiente para reduzir os valores de VA, VP, LE, VF e ER.

O fluido que contém maior concentração de argila (fluido F<sub>H3</sub>, com 30,0g de argila), como esperado, apresentou maiores valores de propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco. Como essa concentração é alta e utilizada com menor frequência no campo, o fluido foi utilizado apenas para

tornar possível a análise de diferentes espessuras de reboco no fenômeno de prisão diferencial.

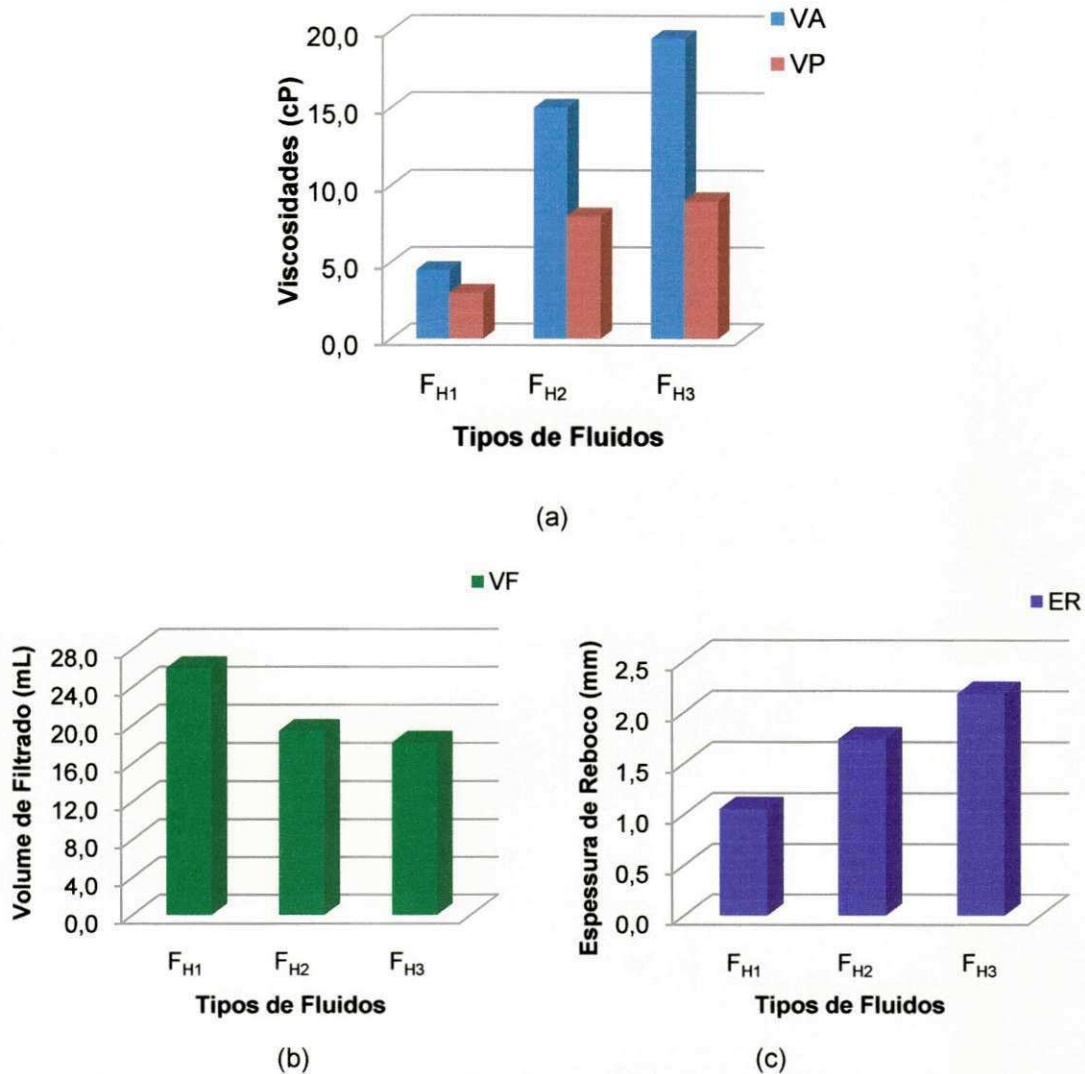


Figura 25. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos sem lubrificantes.

Os lubrificantes estudados têm seu comportamento variável dependendo do meio em que está exposto. Por ser o SM Lube um lubrificante feito à base de óleo vegetal modificado quimicamente para ser solúvel em água, quando é adicionado ao fluido contendo argila bentonítica age como dispersante, neutralizando as cargas presentes nas superfícies das partículas de argila reduzindo os valores de VA, VP, LE, VF e ER.



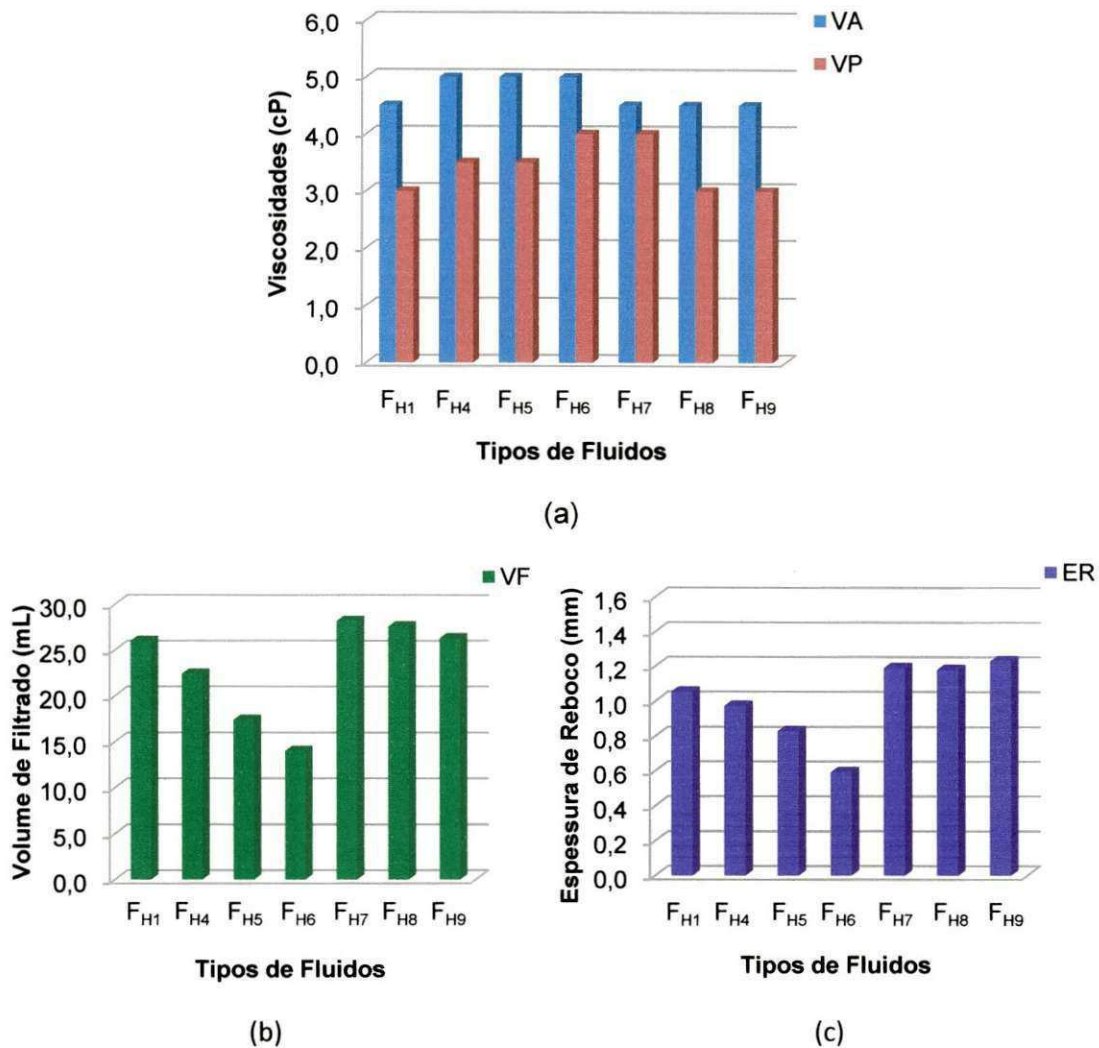
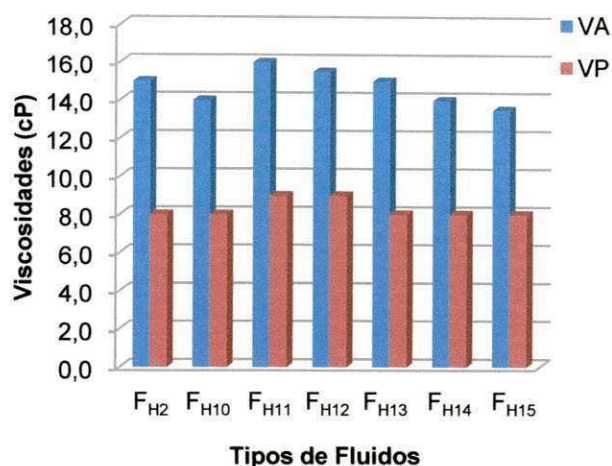
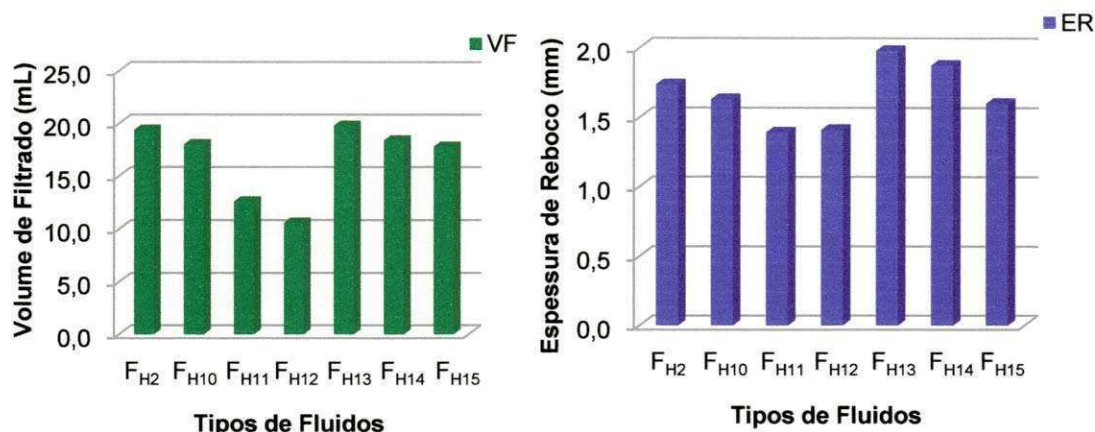


Figura 26. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com 2,5% de argila e lubrificantes.

Para os fluidos aditivados com 10,0mL de SM Lube, observou-se comportamento inverso e este se deve, muito provavelmente, ao fato do teor de 10,0mL ser suficiente para atingir a sua concentração micelar crítica (c.m.c.). Já para os fluidos aditivados com Bio Lube, é necessário um maior teor para reduzir suas propriedades reológicas e de filtração. Justifica-se esse resultado porque o Bio Lube é um lubrificante que apresenta uma molécula maior que a do SM Lube.



(a)



(b)

(c)

Figura 27. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com 4,86% de argila e lubrificantes.

Alguns umectantes podem agir como dispersantes e segundo Pires (2002) apud Farias et al. (2006), os umectantes são moléculas que possuem na sua estrutura duas regiões de polaridade opostas: uma polar (ou hidrofílica) com afinidade pela água e outra apolar (ou hidrofóbica) com afinidade por outros solutos, fazendo com que a tensão superficial entre superfícies (água/óleo, água/sólido, água/ar, etc.) seja reduzida. As moléculas de umectantes podem atrair ou repelir as partículas de argila e penetrar entre as camadas, podendo assim aumentar ou diminuir a estabilidade do sistema. A adição de umectantes à água tende a saturar todas as interfaces, de modo que a partir de uma concentração denominada concentração micelar crítica (c.m.c.)

há a saturação do meio e a formação de micelas, ocorrendo variações bruscas nas propriedades físico-químicas da solução.

Para as propriedades de filtração, verificou-se uma redução no VF e na ER dos fluidos após aditivação com o lubrificante e o aumento em seu teor. Esse comportamento se deve também à ação dispersante dos lubrificantes estudados. É importante ressaltar que o aumento da concentração do lubrificante resultou numa diminuição considerável da espessura do reboco, de 1,631mm a 1,393mm, para os fluidos F<sub>H10</sub> com 5,0mL de SM Lube e F<sub>H11</sub> com 10,0mL de SM Lube, respectivamente. De maneira similar, o volume de filtrado caiu de 18,0mL (fluido F<sub>H10</sub>) para 12,6mL (fluido F<sub>H11</sub>). A presença do Bio Lube não resultou em alterações nas propriedades de filtração e reboco dos fluidos.

Na Tabela 8 e nas Figuras 28, 29 e 30 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes.

Tabela 8. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m <sup>2</sup> )	FG (N/m <sup>2</sup> )	VF (mL)	ER (mm)
F <sub>H16</sub>	19,3	6,5	25,5	4,5	14,0	1,172
F <sub>H17</sub>	15,0	8,5	13,0	11,0	12,0	1,470
F <sub>H18</sub>	16,5	6,0	21,0	9,0	14,0	1,181
F <sub>H19</sub>	14,0	6,0	13,0	5,0	12,0	0,876
F <sub>H20</sub>	15,0	9,0	12,0	4,0	9,0	1,344
F <sub>H21</sub>	19,0	8,0	22,5	1,8	14,0	1,157
F <sub>H22</sub>	15,8	10,0	11,5	10,5	12,3	1,378
F <sub>H23</sub>	17,8	8,0	19,0	6,0	12,3	1,096
F <sub>H24</sub>	13,5	7,0	13,0	6,5	12,5	1,053
F <sub>H25</sub>	15,3	8,0	14,5	12,0	10,2	0,868
F <sub>H26</sub>	15,0	7,5	15,0	11,0	9,4	1,197
F <sub>H27</sub>	15,8	10,0	11,5	30,0	12,0	1,417
F <sub>H28</sub>	19,0	6,5	24,0	33,5	12,3	0,914
F <sub>H29</sub>	14,0	10,0	8,0	16,0	13,0	1,044

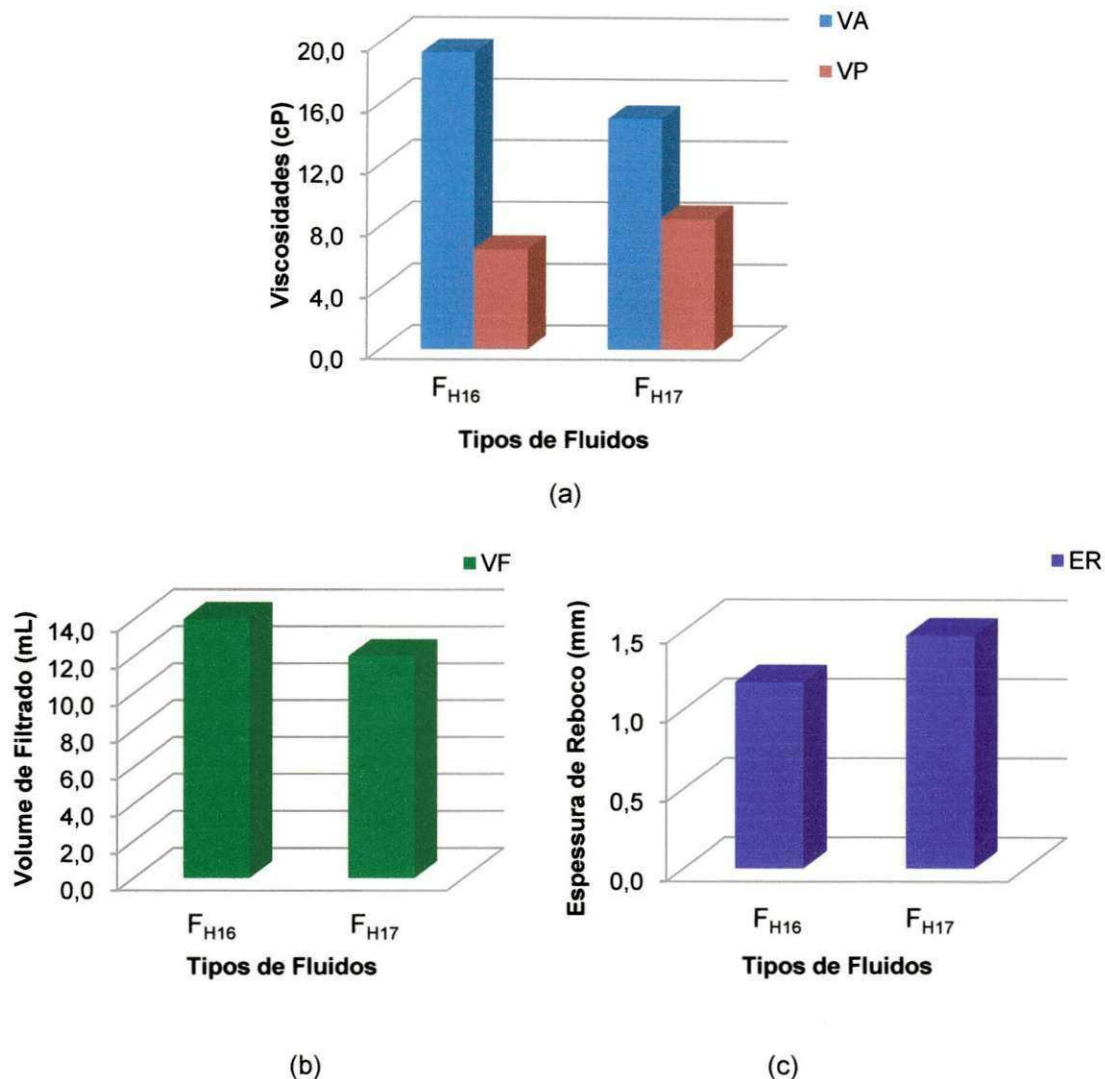


Figura 28. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com polímeros e sem lubrificantes.

Os fluidos hidroargilosos preparados com 12,5g de argila foram aditivados com polímeros com a finalidade de melhorar suas propriedades reológicas e de filtração. Essa possibilidade deve-se ao fato de que as partículas de argila possuem cargas que permitem a interação destas com os polímeros presentes nos fluidos. Desta forma, através dos resultados expostos na Tabela 8 e na Figura 28 é possível afirmar que a presença de aditivos poliméricos melhorou de maneira significativa as propriedades reológicas dos fluidos.

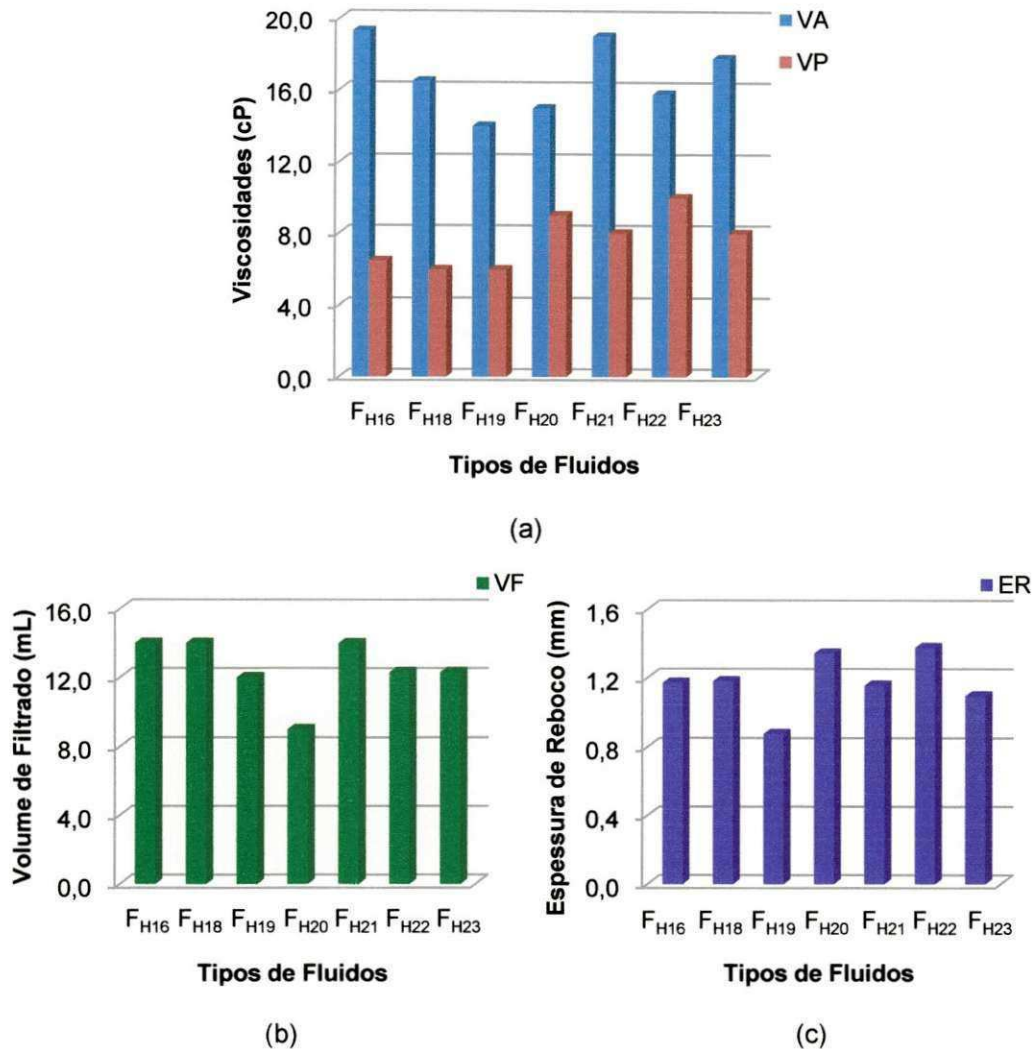


Figura 29. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com goma gel e lubrificantes.

A VA para os fluidos F<sub>H16</sub> e F<sub>H17</sub>, que tem em sua formulação 12,5g de argila com 0,08g de Goma Gel e 0,08g de Celutrol ADS, respectivamente, conforme Tabela 8, apresentaram valores de 19,3 e 15,0cP. Em ambos os fluidos, a adição dos polímeros resultou em um aumento significativo na VA comparado ao fluido F<sub>H1</sub>, que contém em sua composição apenas 12,5g de argila, cuja VA é de 4,5cP.

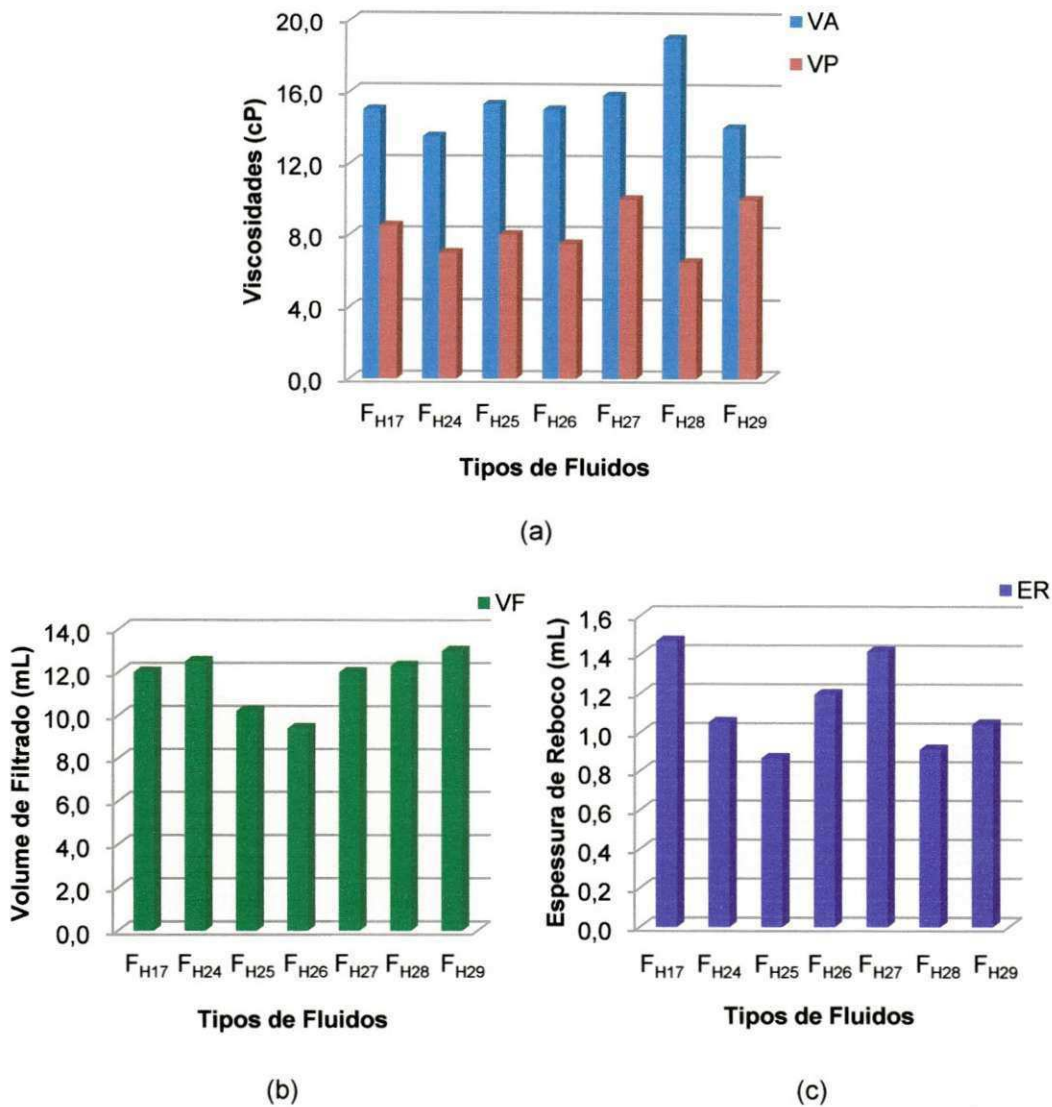


Figura 30. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com celutrol ADS e lubrificantes.

Observou-se que os fluidos F<sub>H18</sub> a F<sub>H23</sub>, em sua maioria, apresentaram valores de VA, VP, LE e VF superiores aos dos fluidos F<sub>H24</sub> a F<sub>H29</sub>, e isto é característico do tipo de polímero utilizado; para os fluidos F<sub>H18</sub> a F<sub>H23</sub>, o polímero tem função viscosificante, enquanto que os fluidos F<sub>H24</sub> a F<sub>H29</sub>, o polímero atua como redutor de filtrado. Esse comportamento está discutido detalhadamente em Amorim (2003) e Barbosa (2006).

Embora o lubrificante tenha sido adicionado ao fluido com a função de torná-los lubrificantes, é importante observar que a sua adição alterou, embora

de forma sutil, as suas propriedades reológicas, e que em maiores concentrações, resultou em uma diminuição da VA, conforme observado nos fluidos  $F_{H18}$  a  $F_{H23}$  e  $F_{H24}$  e  $F_{H29}$ . Esse comportamento foi expressivo quando da adição do SM Lube. Esse efeito deve-se à interação da argila com o lubrificante, que age como dispersante, blindando as cargas de superfície da argila, reduzindo assim a viscosidade (Amorim, 2003).

Ainda de acordo com a Tabela 8 e com as Figuras 29 e 30, verificou-se que dentre os fluidos aditivados com polímeros e lubrificantes os que apresentaram maiores valores de espessura de reboco foram os fluidos  $F_{H17}$ ,  $F_{H22}$  e  $F_{H27}$ . Segundo Ferraz (1977), o reboco é formado pela deposição das partículas de argila nas paredes do poço durante a perda de água para as formações, ou seja, quanto maior o volume de filtrado mais espesso será o reboco. De modo geral, a ER está diretamente relacionada com o VF, isto porque um fluido com uma maior quantidade de água livre ao ser submetido a uma determinada pressão resultará em um maior VF, conseqüentemente, o reboco obtido apresentará maior espessura.

Bushnell-Watson & Panesar (1991) observaram que nem todos os estudos apresentam uma relação direta entre volume de filtrado API e coeficiente de prisão diferencial. Por exemplo, a adição de CMC em um fluido com argila melhora o volume de filtrado, mas não tem efeito no coeficiente de prisão diferencial. Contudo, com a redução do VF geralmente ocorre a diminuição da espessura do reboco e, como conseqüência, haverá uma penetração mínima do tubo de perfuração, assim se o reboco for bastante fino, a prisão pode ser evitada.

Na Tabela 9 e na Figura 31 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.

Comparando os resultados dos fluidos contendo apenas 24,3g de argila ( $F_{H2}$ ) com os resultados dos aditivados com dispersantes, apresentados na Tabela 9 e na Figura 27, foi possível observar que a adição dos dispersantes promoveu uma redução nas propriedades reológicas e de filtração dos fluidos,

com exceção dos fluidos  $F_{H37}$  que apresentaram VP superiores e dos  $F_{H38}$  que resultaram em maiores valores de LE.

Tabela 9. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.

Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/m <sup>2</sup> )	FG(N/m <sup>2</sup> )	VF(mL)	ER(mm)
$F_{H2}$	15,0	8,0	14,0	10,0	19,4	1,738
$F_{H30}$	8,8	6,5	4,5	7,0	17,9	1,104
$F_{H31}$	8,3	6,0	4,5	6,3	18,0	1,147
$F_{H32}$	10,5	7,3	6,5	7,0	17,0	1,135
$F_{H33}$	7,3	5,5	3,5	5,0	15,8	0,973
$F_{H34}$	9,8	6,5	6,5	7,5	17,5	1,367
$F_{H35}$	8,8	6,3	5,0	6,0	18,8	1,349
$F_{H36}$	10,8	7,0	7,5	8,0	18,6	1,227
$F_{H37}$	13,0	10,0	6,0	5,0	16,5	1,010
$F_{H38}$	13,0	7,0	12,0	9,0	19,4	1,676
$F_{H39}$	13,5	5,0	17,0	10,0	20,0	1,999

Os fluidos  $F_{H30}$  e  $F_{H31}$  apresentaram reduções mais significativas nas propriedades reológicas quando comparados com os demais fluidos. Este comportamento deve-se provavelmente à ação conjunta do agente dispersante Hexa (polifosfato de sódio) com o tensoativo T (alquilbenzenosulfonato aniônico), constituintes do aditivo presente nestes fluidos. Esses resultados podem ser confirmados quando comparados com os fluidos  $F_{H34}$  e  $F_{H35}$  aditivados apenas com o agente dispersante (polifosfato de sódio) e os fluidos  $F_{H36}$  e  $F_{H37}$  aditivados com o tensoativo (alquilbenzenosulfonato aniônico).

Os dispersantes são substâncias que têm como principal função reduzir a atração entre as partículas de argila tornando-as dispersas no meio líquido, com conseqüente redução na viscosidade e no limite de escoamento. Exemplos de dispersantes são os lignosulfonatos, os lignitos e vários fosfatos (Farias, 2005). Já os tensoativos são substâncias que apresentam moléculas anfifílicas, isto é, possuem na mesma estrutura duas regiões de polaridade opostas: uma polar (hidrofílica) conhecida por cabeça do tensoativo, com



afinidade pela água e outra apolar (hidrofóbica) conhecida como cauda do tensoativo, com afinidade por outros solutos. Neste caso, os tensoativos irão ligar as partículas de argila e as moléculas de água que compõem os fluidos de perfuração hidroargilosos.

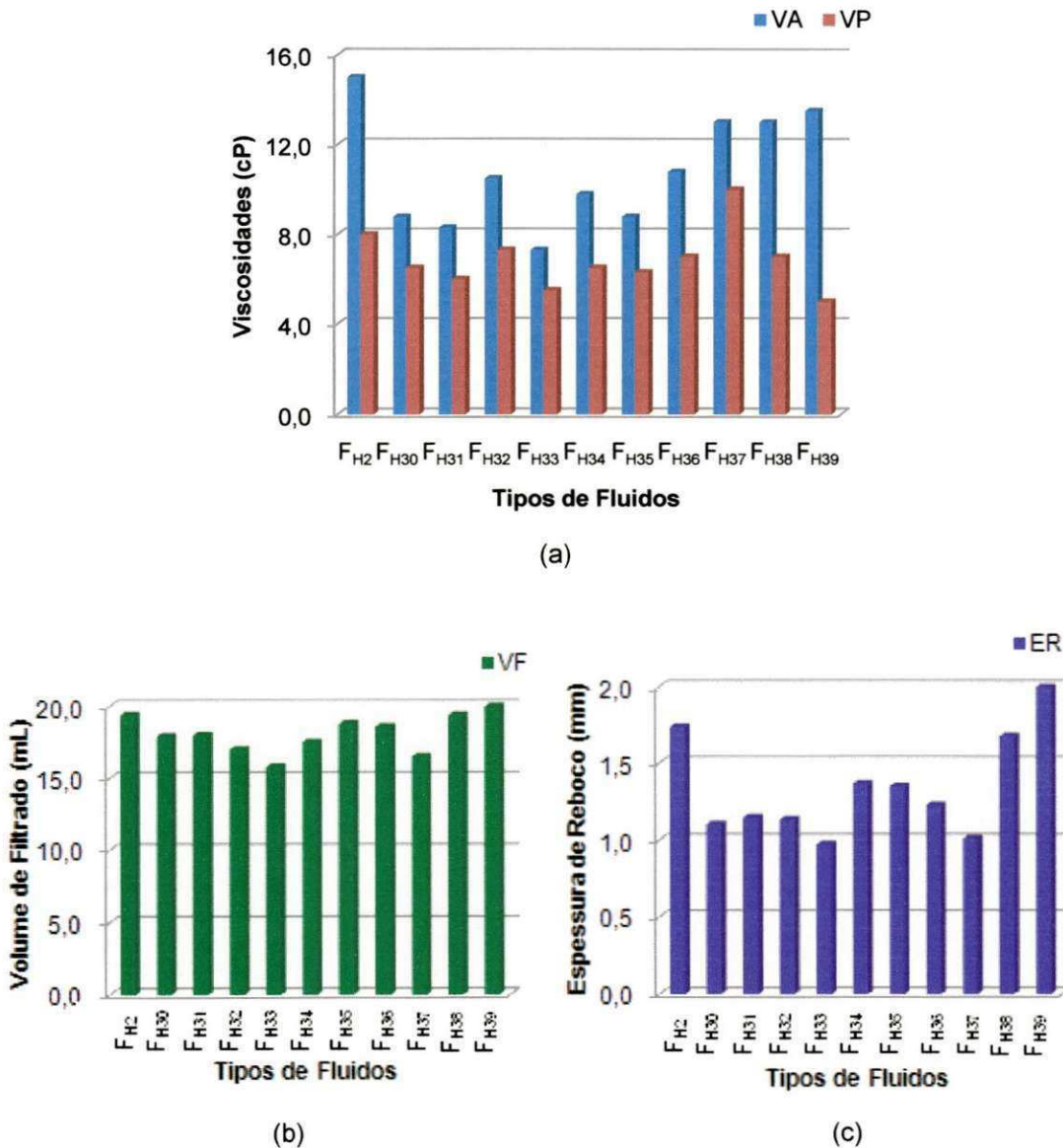


Figura 31. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.

Ainda de acordo com a Tabela 9 e a Figura 31, observou-se que para os fluidos aditivados apenas com o tensoativo T (F<sub>H36</sub> e F<sub>H37</sub>) e os aditivados com

Easy Manutenção ( $F_{H38}$  e  $F_{H39}$ ), o aumento da concentração do dispersante, promoveu um efeito inverso, ou seja, houve um aumento das propriedades reológicas e de filtração.

Não foram observados efeitos significativos no volume de filtrado (VF), no entanto, a presença destes aditivos reduziu a espessura de reboco (ER). Segundo Farias (2006), é esperada uma maior influência na espessura do reboco formado, visto que quanto mais dispersas e hidratadas estão as partículas de argilas no sistema, menor a quantidade de água livre e, portanto, menor a espessura do reboco. Os fluidos  $F_{H33}$  foram os que apresentaram menores resultados de ER (0,973mm), seguidos pelos fluidos  $F_{H37}$  que apresentaram uma ER da ordem de 1,010mm.

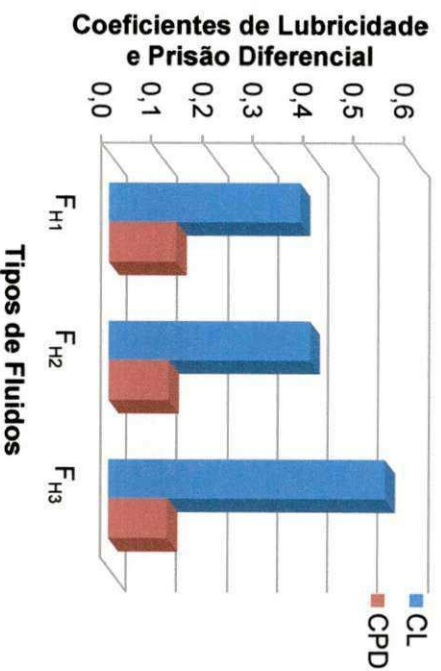
Segundo Oliveira et al. (2000), as moléculas do tensoativo se ligam às arestas das partículas de argila carregadas positivamente por interações eletrostáticas fazendo com que haja a repulsão entre as mesmas e, com isso, sejam dispersas no reboco, reduzindo a sua espessura.

## 4.2 ESTUDO DE PRISÃO DIFERENCIAL

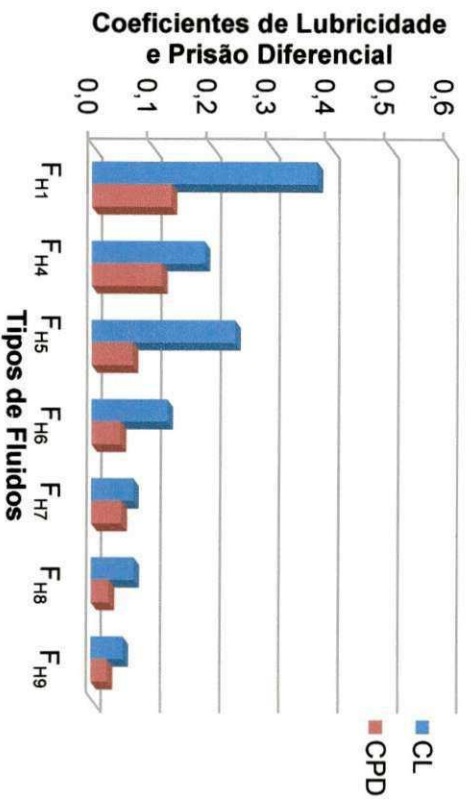
### Lubricidade vs. Prisão Diferencial

Na Figura 32 estão ilustrados os resultados de coeficiente de lubricidade e coeficiente de prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos.

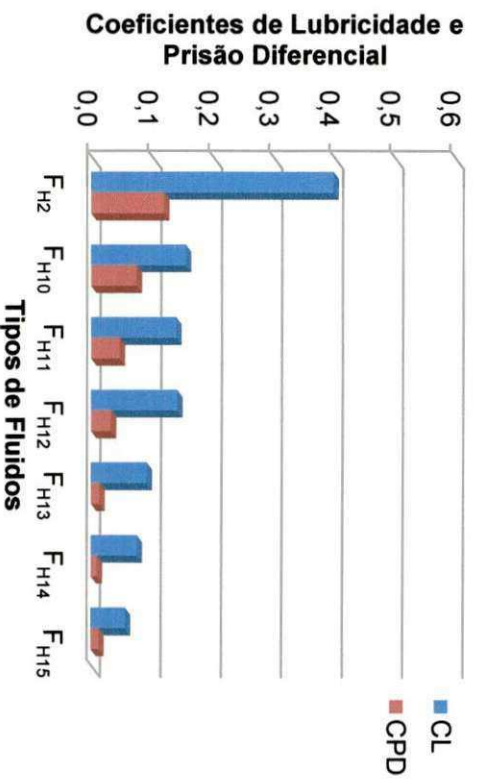
Quanto ao coeficiente de lubricidade, observou-se, através da Figura 32, que a adição de lubrificante promoveu uma redução esperada, visto que o lubrificante tem a ação de formar uma película protetora entre duas superfícies, reduzindo o atrito e o desgaste. Além disto, os lubrificantes auxiliam no controle da temperatura, proporcionam a limpeza do equipamento, protegendo-o contra a corrosão decorrente dos processos de oxidação, podendo ainda, atuarem como agente de transmissão de força e movimento (Gomes & Filho, 2005).



(a)



(b)



(c)

Figura 32. Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes.

Por ser a argila abrasiva, o aumento do seu teor contribui para um maior atrito entre as partículas de argila e a superfície do equipamento, causando uma menor lubrificidade. Por isto, os fluidos  $F_{H1}$ ,  $F_{H2}$  e  $F_{H3}$ , que não contém lubrificante, apresentaram os maiores valores de coeficiente de lubrificidade, sendo o fluido  $F_{H3}$ , com a maior concentração de argila, o que apresentou maiores resultados (0,55), conforme ilustrado na Figura 32a.

Não foi observado o mesmo comportamento para o coeficiente de prisão diferencial. O aumento da concentração de argila bentonítica nos fluidos não alterou o CPD; os fluidos  $F_{H1}$  (12,5g de argila) apresentaram valores de 0,134, os  $F_{H2}$  (24,3g de argila), valores de 0,120 e os fluidos  $F_{H3}$  (30,0g de argila), valores de 0,118, estes resultados provavelmente ocorreu devido a sensibilidade do equipamento em medir espessuras do reboco variadas com diferentes áreas de formação.

Foi possível verificar ainda que os fluidos  $F_{H7}$  a  $F_{H9}$  e  $F_{H13}$  a  $F_{H15}$  aditivados com o lubrificante Bio Lube apresentaram valores de CL excelentes, uma vez que de acordo com Nascimento & Amorim (2010), os fluidos, para terem lubrificidade adequada, devem apresentar CL da ordem de 0,1, valor comumente encontrado em fluidos de perfuração base óleo (tomado como padrão) ou em fluidos aditivados com agentes lubrificantes (Darley & Gray, 1988). Observou-se também que o aumento da concentração dos lubrificantes nos fluidos pouco alterou o CL dos mesmos, sendo suficiente o teor de 5mL para oferecer um CL adequado.

Quanto ao coeficiente de prisão diferencial, comportamento semelhante foi observado. A presença do lubrificante e o aumento em sua concentração reduzem os valores de CPD, sendo o Bio Lube o lubrificante que se mostrou mais eficaz. Provavelmente, o lubrificante formou uma película na superfície do *flat plate*, reduzindo o atrito entre o reboco e a superfície do *flat plate*, facilitando o deslizamento do mesmo no reboco. Assim, como consequência, tem-se a redução da força necessária para liberar o equipamento aderido ao reboco.

Segundo Bushnell-Watson & Panesar (1991), tanto em fluidos base água quanto em fluidos base óleo, o uso de um lubrificante afeta

significativamente a maneira pela qual a tubulação é liberada. Na ausência do lubrificante, a tubulação é liberada na interface reboco/formação, enquanto que com a presença de lubrificante, a tubulação é liberada na interface tubo/reboco, reduzindo assim riscos durante a perfuração.

Diante destes resultados, sugere-se uma correlação direta entre lubricidade e prisão diferencial, de tal forma que menores valores de CL resulta em menores valores de CPD.

A Figura 33 ilustra os resultados dos coeficientes de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos de perfuração hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes.

Observou-se na Figura 33 que os fluidos preparados com argila e aditivados com polímeros ( $F_{H16}$  e  $F_{H17}$ ) não contribuem para a melhoria da lubricidade e prisão diferencial de fluidos aquosos. Observou-se que a adição de polímeros aos fluidos hidroargilosos promoveu um aumento do CPD; para os fluidos  $F_{H16}$  e  $F_{H17}$  (com argila e polímeros), os resultados obtidos foram de aproximadamente 0,177; enquanto que para os fluidos  $F_{H1}$  foi de 0,134.

A presença do SM Lube nos fluidos aditivados com Celutrol ADS ( $F_{H24}$ ,  $F_{H25}$  e  $F_{H26}$ ), ocasionou os melhores resultados, visto que o CL reduziu de 0,39 ( $F_{H17}$ ) para 0,07 ( $F_{H24}$ ) e 0,06 ( $F_{H25}$ ). Enquanto que o Bio Lube apresentou uma melhor eficiência de ação nos fluidos aditivados com Goma Gel, cujo CL foi de 0,09 (fluidos  $F_{H22}$ ) e 0,06 (fluidos  $F_{H23}$ ).

Assim como observado para os fluidos contendo argila e lubrificante, o teor de 5mL de lubrificante é suficiente para garantir a redução do risco de ocorrer uma prisão de coluna. No entanto, é válido destacar, que em todos os fluidos, com exceção do  $F_{H28}$ , o aumento da concentração de lubrificante para 10mL e 15mL promove uma redução contínua do CPD, o que leva a afirmar que com o aumento da concentração do lubrificante, menor será o risco de se ter tubos presos.

O fluido de perfuração, neste caso, com menor CPD foi o  $F_{H23}$ , aditivado com Bio Lube, aditivo este, considerado ambientalmente correto, biodegradável e não tóxico.

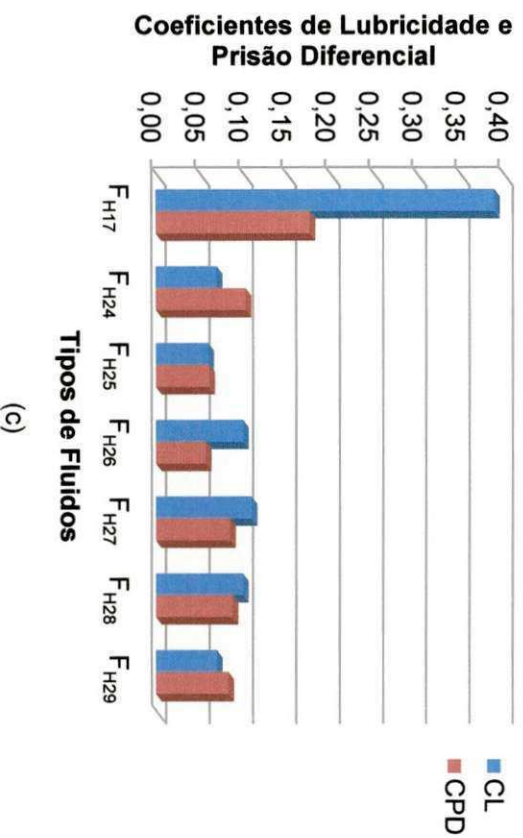
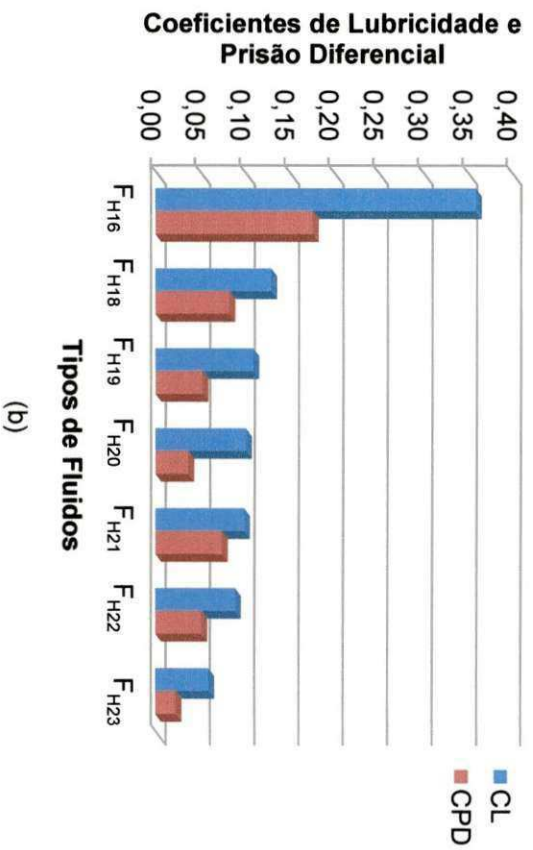
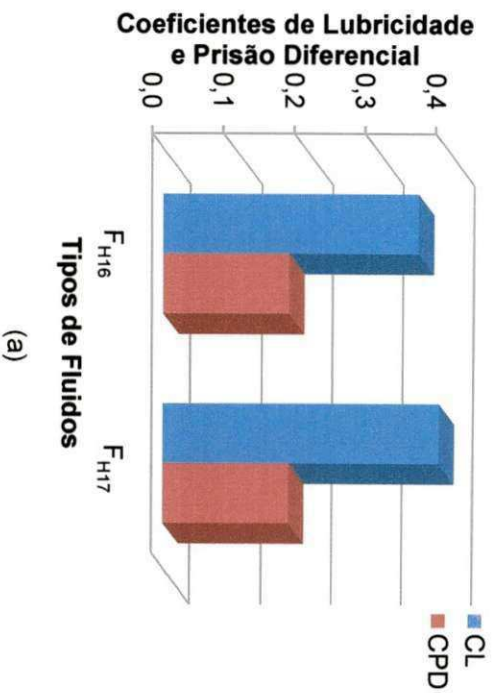


Figura 33. Coeficiente de Lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroarqiliosos aditivados com polímeros, (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes.

Os fluidos aditivados com polímeros e lubrificantes que apresentaram valores de CL menores ou iguais a 0,1 foram os  $F_{H20}$ ,  $F_{H21}$ ,  $F_{H22}$ ,  $F_{H23}$ ,  $F_{H24}$ ,  $F_{H25}$ ,  $F_{H26}$  e  $F_{H28}$ .

Como o Bio Lube não possui cargas elétricas e é imiscível em água, forma micelas no fluido e ao entrar em contato com superfícies metálicas desprende-se, aderindo às superfícies do equipamento, lubrificando-as. De forma diferente, o mecanismo de ação do SM Lube se dá entre as partículas de argila propriamente dita e a superfície do equipamento.

Na Figura 34 estão apresentados os resultados do coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.

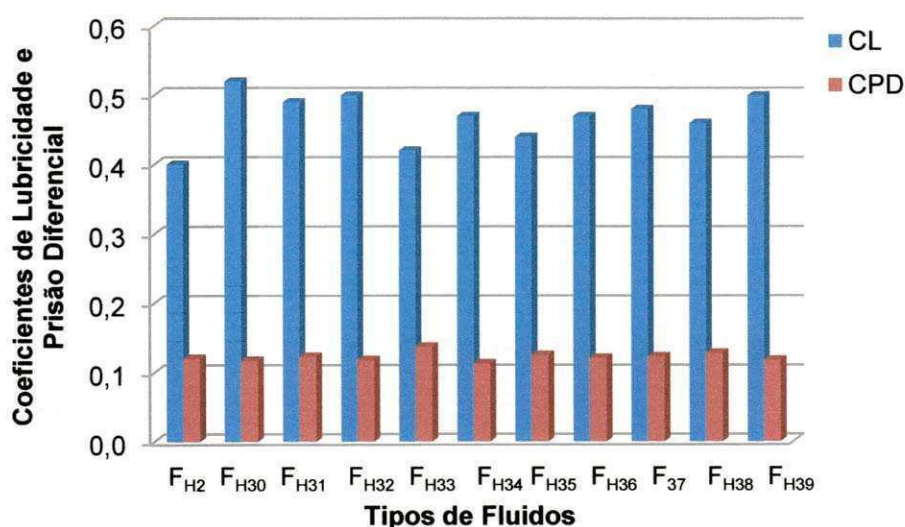


Figura 34. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes.

Foi possível observar que os CL dos fluidos estudados variaram entre 0,42 para os fluidos  $F_{H33}$  e 0,52 para os fluidos  $F_{H30}$ . De acordo com esses resultados, pode-se observar que o CL não apresentou grandes variações com a adição de dispersantes aos fluidos, embora estes tenham apresentado valores superiores aos fluidos contendo apenas argila ( $F_{H2}$ , CL = 0,40). Esses valores são próximos ao CL de fluidos preparados com 4,3% (21,5g) de bentonita (0,44), divulgados por Darley & Gray (1988).

Os fluidos que não são lubrificantes, ou seja, não apresentam baixos valores de coeficiente de lubricidade, além de apresentarem problemas de corrosão dos equipamentos, impedem a formação de uma película protetora que diminui o atrito entre as formações e a coluna de perfuração, conseqüentemente, maior o risco de ocorrência de prisão diferencial. Esse comportamento pôde ser observado através dos resultados obtidos com os fluidos hidroargilosos apresentados na Figura 34.

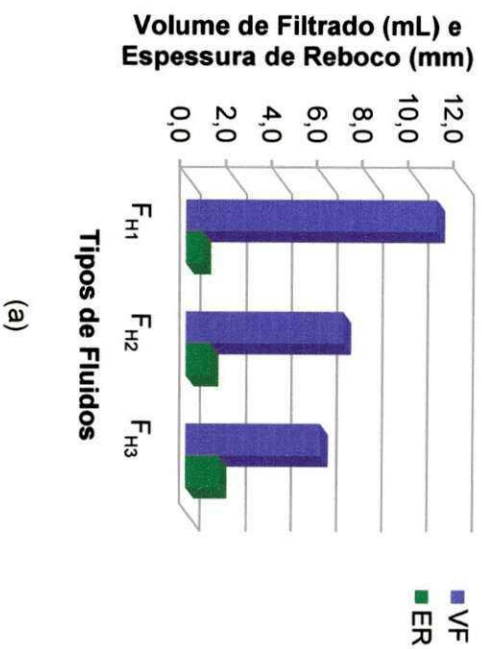
#### Espessura de Reboco vs. Prisão Diferencial

Na Tabela 10 e na Figura 35 encontram-se os valores do volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos com e sem lubrificantes no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

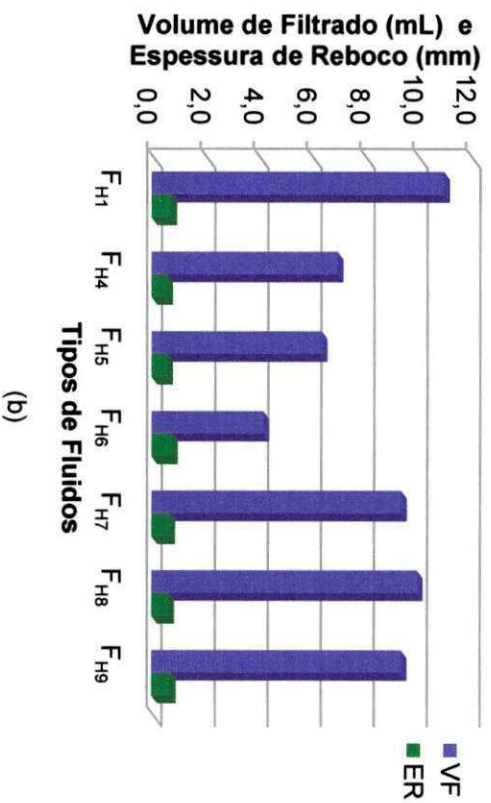
Tabela 10. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

<b>Fluidos</b>	<b>VF<sub>PD</sub> (mL)</b>	<b>ER<sub>PD</sub>(mm)</b>	<b>CPD</b>
<b>F<sub>H1</sub></b>	11,0	0,726	0,134
<b>F<sub>H2</sub></b>	6,9	1,055	0,120
<b>F<sub>H3</sub></b>	5,9	1,420	0,118
<b>F<sub>H4</sub></b>	7,0	0,572	0,069
<b>F<sub>H5</sub></b>	6,4	0,575	0,049
<b>F<sub>H6</sub></b>	4,2	0,757	0,051
<b>F<sub>H7</sub></b>	9,4	0,667	0,030
<b>F<sub>H8</sub></b>	10,0	0,631	0,027
<b>F<sub>H9</sub></b>	9,4	0,695	0,004
<b>F<sub>H10</sub></b>	5,2	1,054	0,075
<b>F<sub>H11</sub></b>	4,2	0,906	0,047
<b>F<sub>H12</sub></b>	3,6	0,993	0,033
<b>F<sub>H13</sub></b>	6,5	1,170	0,014
<b>F<sub>H14</sub></b>	6,4	1,147	0,010
<b>F<sub>H15</sub></b>	5,8	1,025	0,013

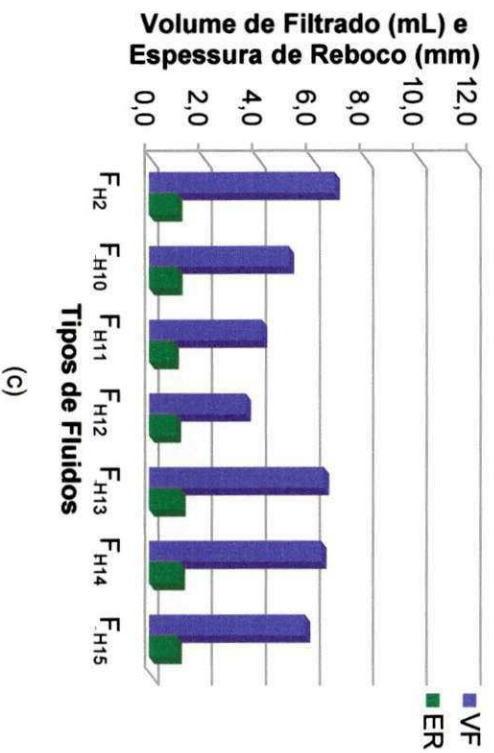




(a)



(b)



(c)

Figura 35. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes no momento em que ocorre a prisão.

Observou-se as mesmas variações encontradas para o  $VF_{API}$  e ER dos fluidos  $F_{H1}$ ,  $F_{H2}$  e  $F_{H3}$ , ou seja, com o aumento da concentração de argila há uma diminuição do VF e um aumento da ER. Como mencionado anteriormente, a maior concentração de argila no meio proporciona uma maior intensidade eletrostática e de massa entre as partículas, diminuindo a quantidade de água livre no sistema, reduzindo o VF.

Ainda de acordo com a Tabela 10 e com a Figura 35 é possível observar que as variações existentes entre os fluidos, relacionadas à espessura de reboco, não são as mesmas encontradas para o coeficiente de prisão diferencial; a menor  $ER_{PD}$  obtida foi para o fluido  $F_{H4}$  (0,572 mm), enquanto que o menor CPD foi para o fluido  $F_{H9}$  (0,004).

Os fluidos aditivados com o lubrificante Bio Lube ( $F_{H7}$ ,  $F_{H8}$ ,  $F_{H9}$ ,  $F_{H13}$ ,  $F_{H14}$  e  $F_{H15}$ ) apresentaram menores valores de CPD, tanto para os fluidos preparados com 12,5g de argila como para os fluidos com 24,3g. Não se pode afirmar que há uma relação entre  $ER_{PD}$  e CPD; este fenômeno pode ser explicado através das propriedades do reboco, que são fortemente influenciadas por uma combinação de variáveis, tais como: teor de sólidos do fluido (alto e baixo teor de sólidos), tipo de fluido, composição específica do fluido e volume de filtrado.

Embora o reboco dependa de todos os fatores citados acima, avaliar a eficiência da espessura é essencial, pois um reboco espesso reduz efetivamente o diâmetro do poço e aumenta a área de contato entre o tubo de perfuração e o reboco, em casos de colagem. Isto contribui para um aumento do risco de se ter tubos presos (Reid et al., 1996). Estudos feitos por Isambourg et al. (1999) também confirmam que a espessura do reboco tem influência na prisão diferencial, uma vez que aumenta a área de contato tubo/reboco.

Os valores de VF e ER no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes estão ilustrados na Tabela 11 e na Figura 36.

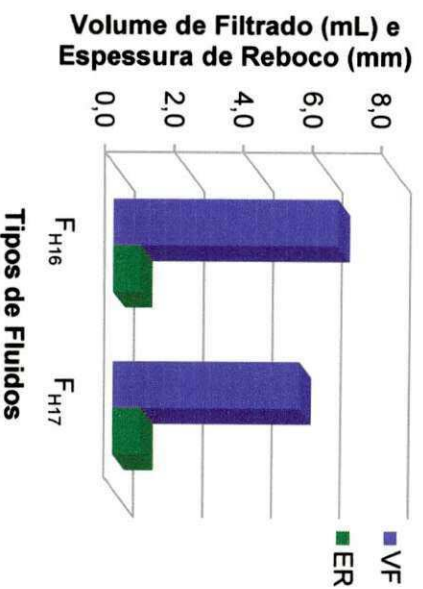
Tabela 11. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

<b>Fluidos</b>	<b>VF<sub>PD</sub> (mL)</b>	<b>ER<sub>PD</sub> (mm)</b>	<b>CPD</b>
<b>F<sub>H16</sub></b>	<b>6,5</b>	<b>0,777</b>	<b>0,177</b>
<b>F<sub>H17</sub></b>	<b>5,4</b>	<b>0,815</b>	<b>0,177</b>
<b>F<sub>H18</sub></b>	<b>4,8</b>	<b>0,575</b>	<b>0,083</b>
<b>F<sub>H19</sub></b>	<b>4,7</b>	<b>0,559</b>	<b>0,053</b>
<b>F<sub>H20</sub></b>	<b>3,6</b>	<b>0,878</b>	<b>0,037</b>
<b>F<sub>H21</sub></b>	<b>5,2</b>	<b>0,609</b>	<b>0,075</b>
<b>F<sub>H22</sub></b>	<b>6,8</b>	<b>0,679</b>	<b>0,052</b>
<b>F<sub>H23</sub></b>	<b>6,4</b>	<b>0,598</b>	<b>0,023</b>
<b>F<sub>H24</sub></b>	<b>5,0</b>	<b>0,798</b>	<b>0,103</b>
<b>F<sub>H25</sub></b>	<b>3,4</b>	<b>0,761</b>	<b>0,061</b>
<b>F<sub>H26</sub></b>	<b>3,8</b>	<b>1,128</b>	<b>0,057</b>
<b>F<sub>H27</sub></b>	<b>6,0</b>	<b>0,866</b>	<b>0,085</b>
<b>F<sub>H28</sub></b>	<b>5,8</b>	<b>0,888</b>	<b>0,088</b>
<b>F<sub>H29</sub></b>	<b>5,5</b>	<b>0,870</b>	<b>0,083</b>

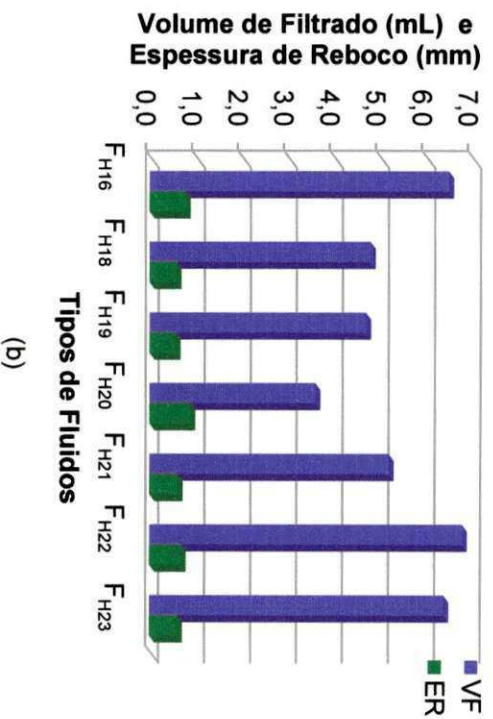
Os fluidos aditivados com o polímero viscosificante (F<sub>H18</sub> a F<sub>H23</sub>) apresentaram valores de ER<sub>PD</sub> e CPD inferiores aos dos fluidos aditivados com o polímero redutor de filtrado (F<sub>H24</sub> a F<sub>H29</sub>).

Neste trabalho, verificou-se, na maioria dos fluidos, que a adição de lubrificantes promoveu a redução da espessura do reboco e do coeficiente de prisão diferencial. Como consequência, menor será a força necessária para liberar o tubo preso ao reboco. Assim como nos fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes, também foi observado que não existe uma correlação entre a ER<sub>PD</sub> e CPD. Os fluidos F<sub>H18</sub>, cuja ER<sub>PD</sub> foi de 0,575mm, apresentou CPD da ordem de 0,083, enquanto que os fluidos F<sub>H26</sub>, com ER<sub>PD</sub> de 1,128mm, apresentaram CPD de 0,057.

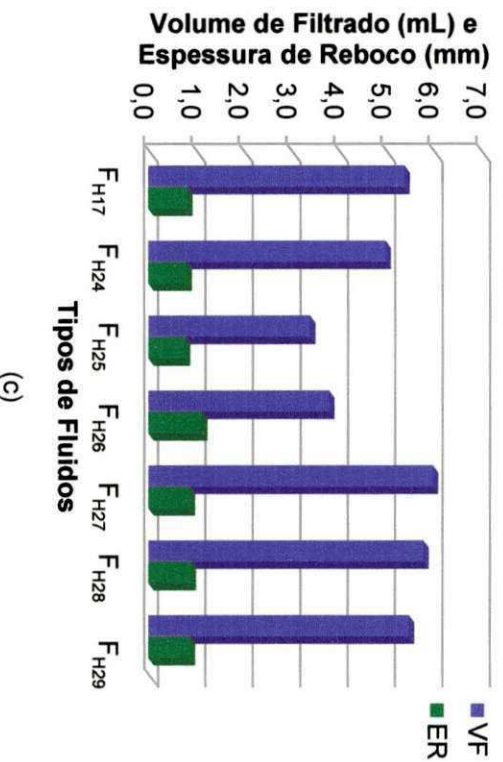
Os lubrificantes foram eficientes em reduzir o CL e CPD. Observou-se que a eficiência de cada lubrificante é dependente da concentração de argila, visto que para um mesmo lubrificante, seu mecanismo de ação varia de acordo com a concentração de argila.



(a)



(b)



(c)

Figura 36. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroarreglosos aditivados com polimeros (a) sem lubrificantes e (b) e (c) com lubrificantes no momento em que ocorre a prisão.

A força necessária para liberar tubos presos por prisão diferencial deve superar a adesão do tubo ao reboco e a pressão exercida pelo fluido. Diversos estudos foram realizados visando avaliar a relação entre a espessura do reboco, suas propriedades e o risco de prisão diferencial, contudo, não há uma relação clara entre essas variáveis (Santos, 2000).

Reid et al. (1996) afirmam que a prisão diferencial ocorre quando uma parte da coluna de perfuração, revestimento ou ferramenta de medição adere ao reboco e é mantido por uma pressão hidrostática do fluido que excede a pressão de formação.

Na Tabela 12 e Figura 37 estão apresentados os valores de  $VF_{PD}$  e  $ER_{PD}$  dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

Tabela 12. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

<b>Fluidos</b>	<b><math>VF_{PD}</math> (mL)</b>	<b><math>ER_{PD}</math> (mm)</b>	<b>CPD</b>
<b>F<sub>H2</sub></b>	6,9	1,055	0,120
<b>F<sub>H30</sub></b>	5,9	1,190	0,117
<b>F<sub>H31</sub></b>	6,1	1,034	0,123
<b>F<sub>H32</sub></b>	5,6	1,277	0,118
<b>F<sub>H33</sub></b>	5,6	1,059	0,137
<b>F<sub>H34</sub></b>	6,0	1,193	0,113
<b>F<sub>H35</sub></b>	6,7	1,223	0,125
<b>F<sub>H36</sub></b>	6,0	1,121	0,121
<b>F<sub>H37</sub></b>	5,7	0,844	0,123
<b>F<sub>H38</sub></b>	6,9	1,242	0,128
<b>F<sub>H39</sub></b>	7,1	1,242	0,118

Os teores de dispersantes utilizados não resultaram em influências significativas no  $VF_{PD}$ , na  $ER_{PD}$  e o CPD, muito provavelmente em virtude da pequena espessura do reboco formado com o fluido preparado com 24,3g de argila, bem como das baixas concentrações dos dispersantes.

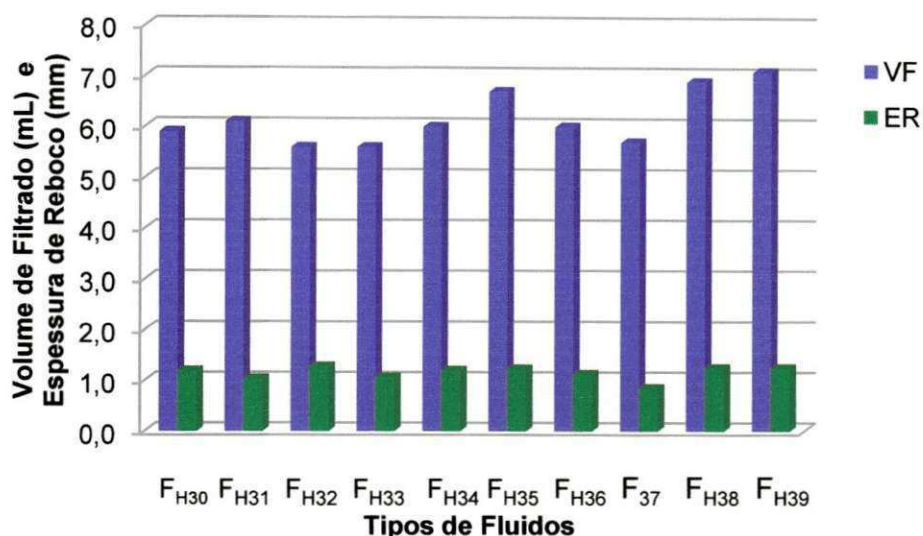


Figura 37. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com dispersantes no momento em que ocorre a prisão.

Foram estudados dispersantes químicos (Hexa T e Easy Manutenção) e poliméricos (SM Thim 1000) cujo mecanismo de ação sobre o reboco é corretiva, ou seja, diminuem rebocos muito espessos através da dispersão das partículas de argila na face exposta da camada do reboco de forma semelhante à ação decapante de um ácido sobre uma chapa metálica. Contudo, mantém a característica de impermeabilidade do reboco, não removendo-o totalmente ou tornando-o mais permeável pela elevação da taxa de filtração. A eficiência da sua ação depende do poder de umectação e da reatividade de cada produto. O poder de umectação facilita a penetração do dispersante no reboco, atingindo rapidamente os colóides imersos, neutralizando-os, e a reatividade oferece mais cargas para uma maior neutralização e, conseqüente, capacidade de redução do reboco (Farias, 2005; Pereira, 2003).

Os fluidos aditivados com o dispersante polimérico SM Thim (F<sub>H32</sub> e F<sub>H33</sub>) obtiveram menores valores de VF, no entanto, a concentração utilizada não foi suficiente para reduzir a ER. Provavelmente, maiores teores resultariam em um efeito mais significativo.

O mecanismo mais provável que contribui para prisão do tubo é o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. Este atrito é bastante

influenciado pela pressão *overbalance* (pressão do fluido de perfuração maior que a pressão das formações, gerando um desequilíbrio de pressão). Assim, quanto maior for a pressão *overbalance*, maior o atrito (Santos, 2000). Neste caso, o fluido lubrificante torna-se indispensável durante a perfuração de poços de petróleo.

### 4.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

De acordo com os resultados obtidos para os fluidos hidroargilosos foi possível concluir que:

- os fluidos preparados com 24,3g e com 30,0g de argila apresentaram propriedades reológicas e de filtração adequadas;
- a adição dos lubrificantes SM Lube e Bio Lube, bem como o aumento da sua concentração, não alterou de forma significativa os valores de VA, VP, LE e FG, no entanto, houve uma redução do VF e ER;
- os lubrificantes SM Lube e Bio Lube agiram de forma positiva melhorando os coeficientes de lubricidade e de prisão diferencial dos fluidos com 12,5g e 24,3g, sendo o Bio Lube o que apresentou melhor desempenho;
- o aumento na concentração dos lubrificantes não apresentou mudanças significativas no coeficiente de lubricidade, sendo a quantidade de 5mL suficiente para garantir um bom desempenho aos fluidos;
- os polímeros Goma Gel e Celutrol ADS agiram como modificadores reológicos, adequando as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos com 12,5g de argila, contudo não apresentaram influências nos coeficientes de lubricidade e prisão diferencial;
- o lubrificante SM Lube têm efeito dispersante, reduzindo os valores de VA, VP e LE dos fluidos contendo argila e polímero (Goma Gel);
- os lubrificantes, quando adicionados aos fluidos com argila (12,5g) e polímeros, também foram eficientes na redução dos coeficientes de lubricidade e de prisão diferencial;

- os teores dos dispersantes estudados não alteraram de forma significativa as propriedades reológicas, de filtração, espessura de reboco, lubricidade e prisão diferencial dos fluidos;
- dentre os fluidos estudados, os preparados com argila (24,3g) e dispersantes apresentaram maior tendência ao fenômeno de prisão diferencial e
- os fluidos com menores e, portanto, melhores resultados de prisão diferencial foram os preparados com 12,5g de argila e aditivados com Goma Gel e lubrificantes.



## 5. RESULTADOS DOS FLUIDOS POLIMÉRICOS

Neste capítulo estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração, espessura de reboco, lubricidade e prisão diferencial dos fluidos poliméricos preparados na temperatura ambiente.

### 5.1 COMPORTAMENTO REOLÓGICO E DE FILTRAÇÃO

Na Figura 38 estão ilustradas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos poliméricos.

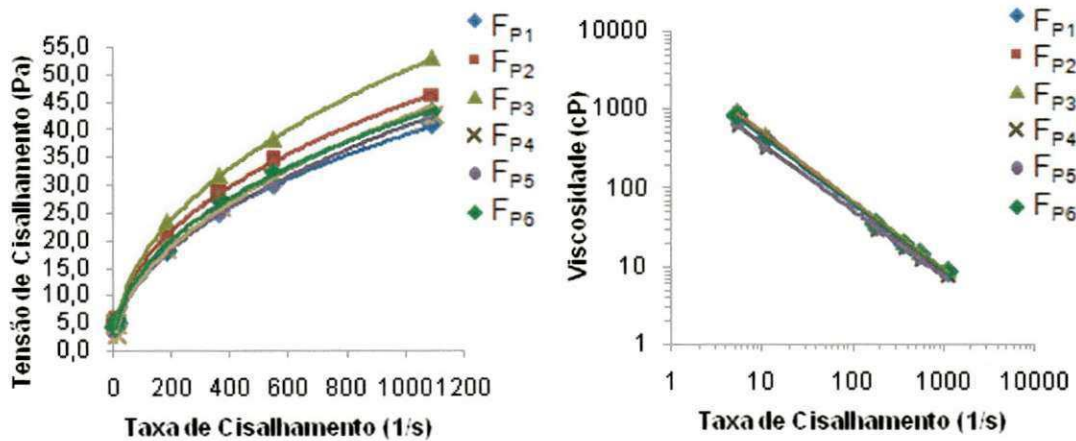


Figura 38. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos poliméricos

Todos os fluidos estudados apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos com limite de escoamento. Este tipo de comportamento é comum nos fluidos de perfuração, devido a presença de aditivos poliméricos e tem como característica a diminuição da viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento.

O LE é o parâmetro indicador da tensão mínima para o início da deformação do fluido. Na Figura 38, observou-se que todos os fluidos poliméricos apresentam valores de limite de escoamento inferiores quando comparados com os fluidos hidroargilosos.

Na Tabela 13 e na Figura 39 estão apresentados os valores das propriedades reológicas, de filtração e espessura do reboco dos fluidos poliméricos.

Tabela 13. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos poliméricos.

Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/m <sup>2</sup> )	FG (N/m <sup>2</sup> )	VF(mL)	ER(mm)
<b>F<sub>P1</sub></b>	40,3	21,0	38,5	1,0	9,0	0,763
<b>F<sub>P2</sub></b>	45,0	23,0	45,0	<b>1,0</b>	8,2	0,797
<b>F<sub>P3</sub></b>	52,0	29,0	46,0	<b>2,0</b>	<b>7,4</b>	0,876
F <sub>P4</sub>	41,0	23,0	39,0	1,0	8,0	0,837
<b>F<sub>P5</sub></b>	42,0	22,0	40,0	<b>2,0</b>	8,8	0,732
<b>F<sub>P6</sub></b>	42,5	21,0	43,0	<b>1,0</b>	7,0	0,795

Observou-se que a adição de lubrificante e o aumento do seu teor resultaram em um aumento da VA, VP e LE para os fluidos F<sub>P1</sub>, F<sub>P2</sub> e F<sub>P3</sub>. O fluido F<sub>P1</sub>, sem lubrificante, apresentou VA de 40,3cP, enquanto que o fluido F<sub>P3</sub>, com 1,0% de lubrificante, apresentou VA de 52cP. O mesmo comportamento pôde ser observado com os valores de VP e de LE. Praticamente não houve variação da força gel (FG), estando todos os fluidos com valores próximos a 1,0N/m<sup>2</sup>. Para os fluidos F<sub>P4</sub>, F<sub>P5</sub> e F<sub>P6</sub>, não foram observados grandes variações das propriedades reológicas.

Os altos valores de viscosidade apresentados pelos fluidos poliméricos quando comparados com fluidos hidroargilosos deve-se à utilização do aditivo Goma Gel, um biopolímero atóxico e biodegradável que tem como substância ativa a goma xantana, um heteropolissacarídeo natural de alto peso molecular. Por possuir característica aniônica, a molécula da goma xantana é composta por unidades de glucose, manose e ácido glucurônico, capaz de formar um gel aniônico, ser estável em pH ácido e atuar como agente suspensor, estabilizante e de consistência para emulsões (Pharmaspecial, 2005).

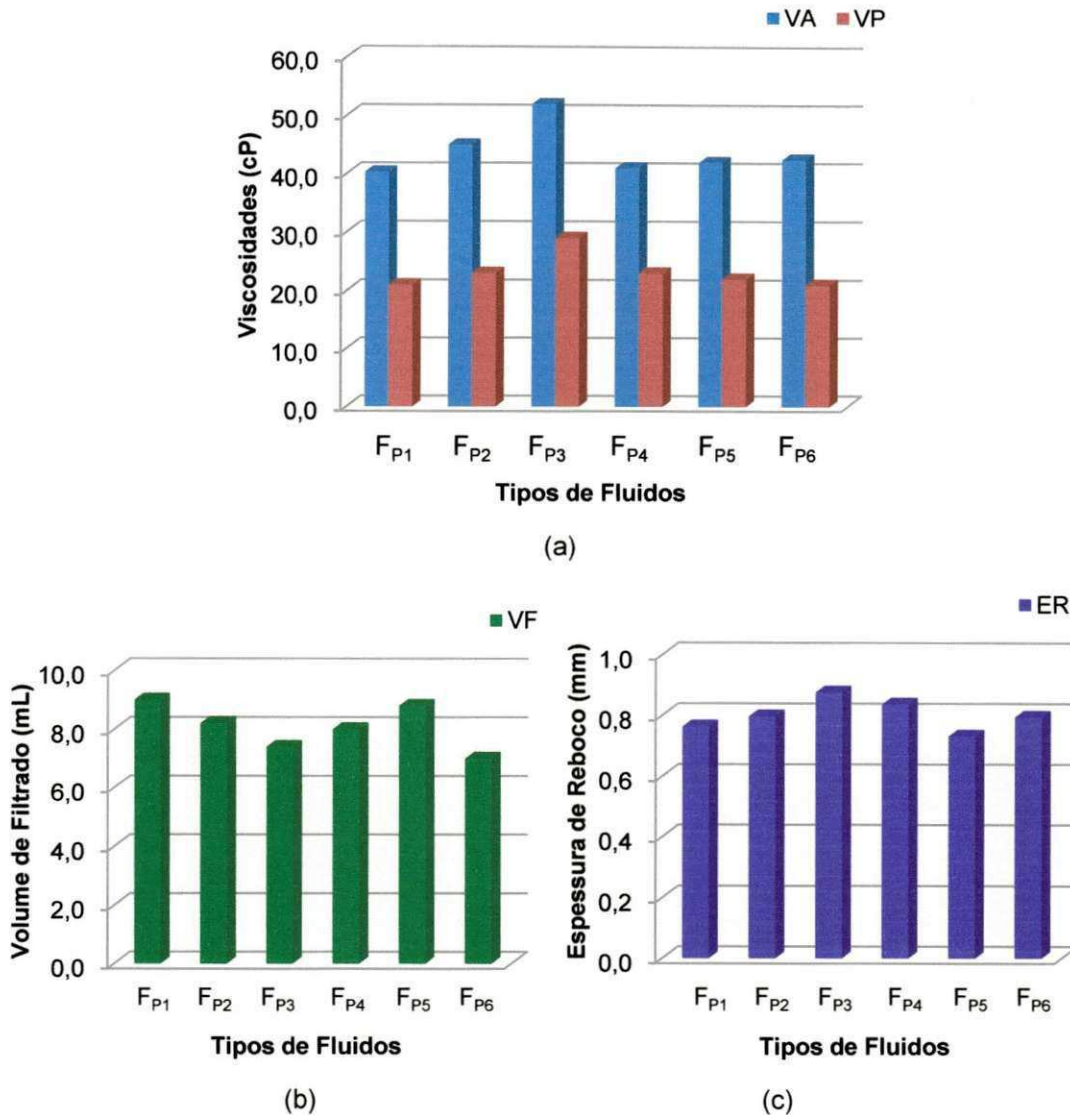


Figura 39. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos poliméricos.

Alguns polímeros naturais modificados ou sintéticos também podem conferir viscosidade aos fluidos. Segundo Nery & Macari (2005), os polímeros modificados possuem cargas elétricas periféricas, que quando imersos em água e solubilizados, formam uma estrutura de rede microscópica capaz de gerar modificações na viscosidade e ainda serem condutores elétricos, isto é, com características similares às argilas.

Houve uma pequena redução do volume de filtrado (VF) e da espessura do reboco (ER) com a adição e o aumento da concentração do lubrificante. O

volume de filtrado para os fluidos  $F_{P1}$  e  $F_{P4}$ , sem lubrificantes, foi 9,0 e 8,0mL, enquanto que para os fluidos com 1,0% de lubrificante ( $F_{P3}$  e  $F_{P6}$ ), o volume de filtrado reduziu para 7,4 e 7,0mL.

A diferença dos valores de VF e ER entre os fluidos  $F_{P1}$  a  $F_{P3}$ , com 15g de selante, e os fluidos  $F_{P4}$  a  $F_{P6}$  com 20g de selante, não foi tão significativa, no entanto, o aumento do teor deste aditivo, contribui para uma diminuição das propriedades de filtração e espessura de reboco.

## 5.2 ESTUDO DE PRISÃO DIFERENCIAL

### Lubricidade vs. Prisão Diferencial

A Figura 40 é composta pelos resultados do coeficiente de lubricidade e coeficiente de prisão diferencial dos fluidos poliméricos.

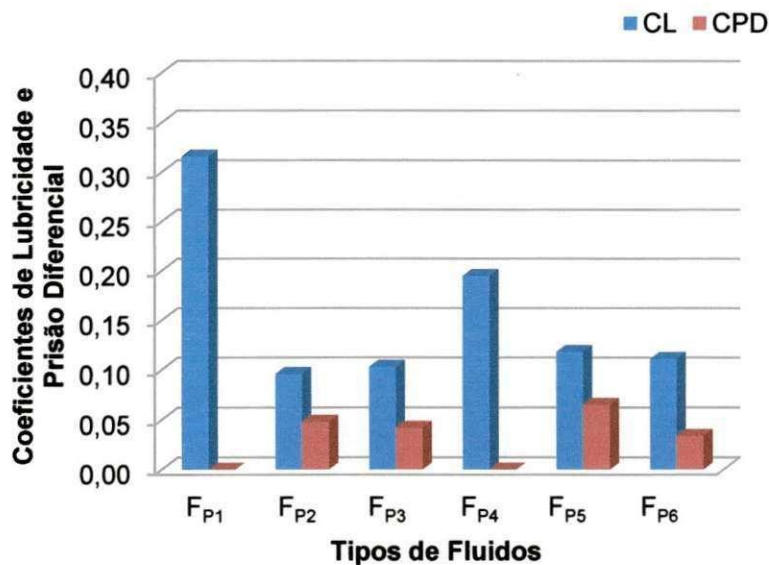


Figura 40. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos poliméricos

Através da Figura 40 observou-se que com o aumento da concentração do lubrificante nos fluidos poliméricos ocorreu a diminuição de CL e que os fluidos  $F_{P2}$ ,  $F_{P3}$  e  $F_{P6}$  apresentaram valores de CL próximos a 0,1. Os fluidos com menores e, portanto, melhores resultados de lubricidade foram os  $F_{P2}$ , com CL de 0,096.

Assim como confirmado por Vidal et al. (2007), a adição do lubrificante nos fluidos poliméricos base água é capaz de resultar em excelentes coeficientes de lubricidade quando comparados aos fluidos base óleo, que são tidos como bons lubrificantes e bastante utilizados em perfurações com trechos de ganho de ângulo, onde a lubricidade é um fator fundamental.

O lubrificante estudado (SM Lube) forma um filme sobre as superfícies capaz de interações mais fortes com os fluidos que os óleos comuns proporcionando menores valores de CL. A utilização deste aditivo previne a oxidação das peças metálicas, aumenta a velocidade de penetração, prolonga a vida útil das brocas e é compatível com ampla gama de aditivos de perfuração, além disso, não afeta de forma negativa as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos.

Os resultados de prisão diferencial apresentados na Figura 40 e na Tabela 13 mostram que os fluidos poliméricos na ausência de lubrificante ( $F_{P1}$ , e  $F_{P4}$ ) não resultaram em prisão. No entanto, de acordo com Magalhães (2010) no campo é freqüente a ocorrência de prisão de tubos por diferencial de pressão quando do uso de fluidos poliméricos.

Para os fluidos aditivados com 0,5% e 1,0% de lubrificante foi observada a colagem do *flat plate* durante os ensaios de prisão diferencial, com valores de CPD de 0,048 ( $F_{P2}$ ) e 0,065 ( $F_{P5}$ ) e de 0,042 ( $F_{P3}$ ) e 0,034 ( $F_{P6}$ ), respectivamente. O aumento no teor do lubrificante reduziu o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos poliméricos.

Houve prisão nos fluidos com 0,5% de lubrificante e o aumento deste teor promoveu uma redução do coeficiente de prisão diferencial. Isto foi observado para todos os fluidos que apresentaram em sua composição os teores de 0,5 e 1,0% de lubrificante.

As preocupações com o meio ambiente constituem uma força impulsionadora por trás da pesquisa e desenvolvimento dos fluidos de perfuração. Assim, um dos principais desafios dos fluidos de perfuração é atender as exigências ambientais, desenvolvendo formulações não tóxicas. Diante disto, é imprescindível destacar os resultados de CL e CPD dos fluidos estudados, que apresentam em sua composição lubrificantes à base de éster.

Segundo Argillier & Audibert (1996), lubrificantes à base de éster são ambientalmente corretos, totalmente biodegradáveis e não tóxicos.

### Espessura de Reboco vs. Prisão Diferencial

Na Tabela 14 e na Figura 41 estão apresentados os resultados do volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos poliméricos no momento em que ocorre a prisão diferencial.

Tabela 14. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos poliméricos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

Fluidos	VF <sub>PD</sub>	ER <sub>PD</sub>	CPD
F <sub>P1</sub>	3,8	0,483	---
F <sub>P2</sub>	3,8	0,396	0,048
F <sub>P3</sub>	4,0	0,524	0,042
F <sub>P4</sub>	3,4	0,416	---
F <sub>P5</sub>	3,4	0,416	0,065
F <sub>P6</sub>	3,6	0,499	0,034

Observou-se que o volume de filtrado e a espessura de reboco de todos os fluidos poliméricos foram inferiores aos dos fluidos hidroargilosos. Isto deve-se ao tipo de reboco formado pelos fluidos poliméricos que é, provavelmente, menos impermeável que o dos hidroargilosos.

Segundo Nery & Macari (2005), o reboco produzido pelos fluidos com bentonita ou o filme dos fluidos poliméricos diferem entre si no que diz respeito ao formato, tamanho e capacidade de hidratação das partículas envolvidas no processo. Os rebocos dos fluidos hidroargilosos são mais espessos (da ordem de alguns milímetros) que os filmes poliméricos. Quanto maior a perda de água para as camadas da formação, maior a filtração, mais espesso o reboco.

Uma propriedade altamente desejável nos fluidos de perfuração é a de impermeabilização das paredes do poço (pela deposição do reboco), o que resulta em uma menor invasão de filtrado para as camadas geológicas, pois uma invasão muito profunda do filtrado irá prejudicar não somente as

operações após a perfuração como a perfilagem, mas também causar problemas durante a perfuração, como a prisão de tubos (Nery & Macari, 2005).

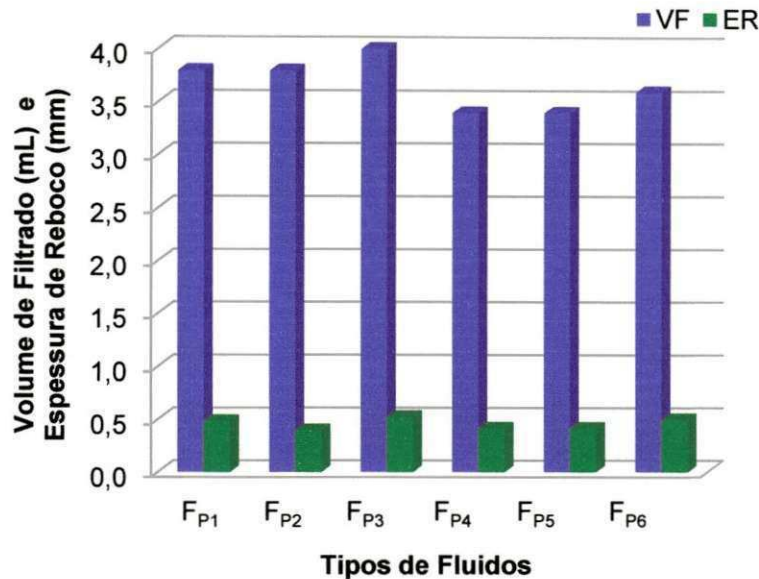


Figura 41. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos poliméricos no momento em que ocorre a prisão diferencial.

Parâmetros como baixos teores de sólidos são indispensáveis nas formulações dos fluidos, visto que a pressão hidrostática pode aumentar se o teor de sólidos do fluido for muito alto. O teor de sólidos deve ser mantido no mínimo possível, pois dele dependem as propriedades do fluido como densidade, viscosidade e força gel. Um aumento deste, por sua vez, provocará maior probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura da formação, devido ao incremento das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração (Chipindu, 2010).

Assim, a otimização dos fluidos de perfuração é uma ótima alternativa para diminuir os riscos de prisão diferencial que ocorrem durante as operações de perfurações.

### 5.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

De acordo com os resultados obtidos para os fluidos poliméricos, foi possível concluir que:

- a adição do lubrificante SM Lube aos fluidos resultou em um aumento das suas propriedades reológicas;
- o aumento do teor de selante aos fluidos provocou uma diminuição das propriedades de filtração (volume de filtrado e espessura de reboco), contudo não tem efeito nos coeficientes de lubricidade e de prisão diferencial;
- o lubrificante estudado (SM Lube), bem como o aumento em sua concentração, reduziram o coeficiente de lubricidade dos fluidos, contudo, não influenciaram o coeficiente de prisão diferencial;
- os fluidos sem lubrificantes não apresentaram o fenômeno de prisão diferencial e
- os baixos valores de espessura do reboco dos fluidos poliméricos somados à ação do lubrificante, provavelmente, contribuíram para os baixos coeficientes de prisão diferencial, embora não tenha sido observada uma correlação direta entre as variáveis CL, ER e CPD.



## 6. RESULTADOS DOS FLUIDOS ENVELHECIDOS

### 6.1 FLUIDOS HIDROARGILOSOS

Perfurações a elevadas profundidades, a altas temperatura e pressão somente são alcançadas devido ao avanço tecnológico que permite atingir regiões de grande complexidade. Por ser os fluidos de perfuração responsáveis por uma série de funções durante as operações de perfuração, as suas propriedades devem ser analisadas a altas temperaturas de forma a obter fluidos resistentes termicamente.

#### 6.1.1 Comportamento Reológico e de Filtração

Na Figura 42 estão ilustradas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos envelhecidos  $F_{H10e}$ ,  $F_{H13e}$ ,  $F_{H18e}$  e  $F_{H21e}$ , visto que todos os fluidos após envelhecimento apresentaram comportamento semelhante.

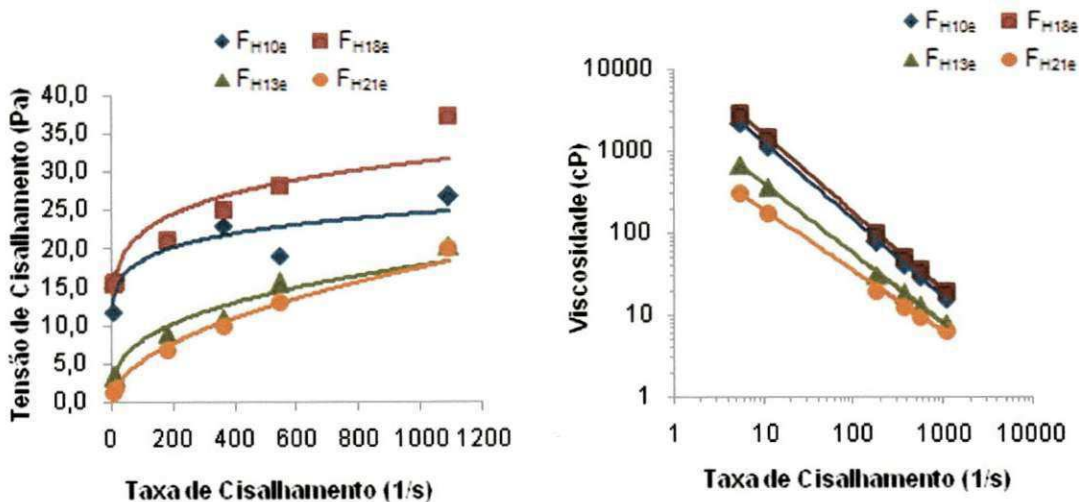


Figura 42. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos hidroargilosos envelhecidos.

De acordo com a Figura 42, pôde-se observar que o envelhecimento dos fluidos não alterou tal comportamento, apresentando, portanto, comportamento de fluidos pseudoplásticos.

Fluidos hidroargilosos apresentam comportamento de fluidos não-newtonianos denominados de plásticos de Bingham (Kelessidis et al., 2005). No entanto, ao adicionar aditivos como polímeros, lubrificantes, dentre outros, estes passam a apresentar comportamento de fluidos pseudoplásticos, conforme observado em estudos realizados por Medeiros (2009).

É importante observar, que os fluidos  $F_{H10e}$  e  $F_{H13e}$ , que apresentam em sua composição 24,3g de argila, apresentaram viscosidades superiores aos fluidos aditivados com 12,5g de argila e polímeros ( $F_{H18e}$  e  $F_{H21e}$ ). Provavelmente, a maior concentração de argila nos fluidos  $F_{H10e}$  e  $F_{H13e}$  foi o fator determinante para esse aumento, visto que estes na temperatura ambiente apresentaram valores de viscosidades bem próximos.

Os resultados das propriedades reológicas, de filtração e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos estão apresentados nas Tabelas 15 e 16 e nas Figuras 43 e 44.

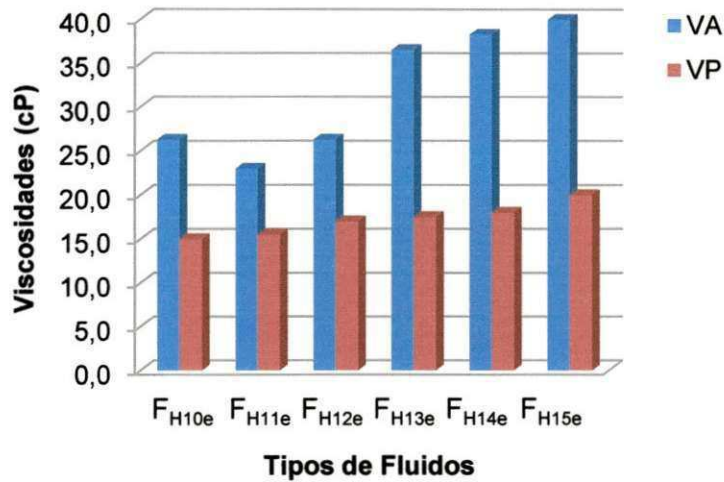
Tabela 15. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes e envelhecidos.

Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/m <sup>2</sup> )	FG(N/m <sup>2</sup> )	VF(mL)	ER(mm)
$F_{H10}$	14,0	8,0	12,0	12,0	18,0	1,631
$F_{H10e}$	26,3	15,0	42,5	4,0	25,6	5,039
$F_{H11}$	16,0	9,0	14,0	9,0	12,6	1,393
$F_{H11e}$	23,0	15,5	15,0	1,5	20,4	4,574
$F_{H12}$	15,5	9,0	13,0	16,0	10,6	1,412
$F_{H12e}$	26,3	17,0	18,5	3,0	18,0	4,217
$F_{H13}$	15,0	8,0	14,0	8,0	19,8	1,981
$F_{H13e}$	36,5	17,5	38,0	13,0	24,5	3,605
$F_{H14}$	14,0	8,0	14,0	8,0	18,4	1,877
$F_{H14e}$	38,3	18,0	40,5	12,0	21,9	3,386
$F_{H15}$	13,5	8,0	11,0	8,0	17,8	1,602
$F_{H15e}$	40,0	20,0	40,0	12,0	22,4	3,611

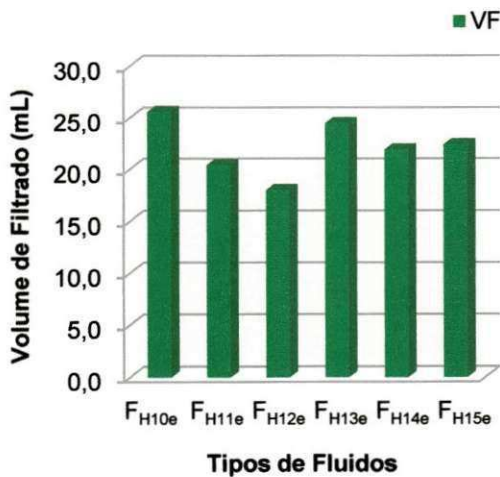
De acordo com as Tabelas 15 e 16 e com as Figuras 43 e 44, pode-se confirmar o comportamento observado na Figura 42. Os fluidos contendo argila

e lubrificantes ( $F_{H10e}$  a  $F_{H15e}$ ) resultaram em maiores propriedades reológicas quando comparadas com os fluidos contendo argila, polímeros e lubrificantes ( $F_{H18e}$  a  $F_{H23e}$ ). Os fluidos  $F_{H13e}$  a  $F_{H15e}$  apresentaram os maiores valores de FG.

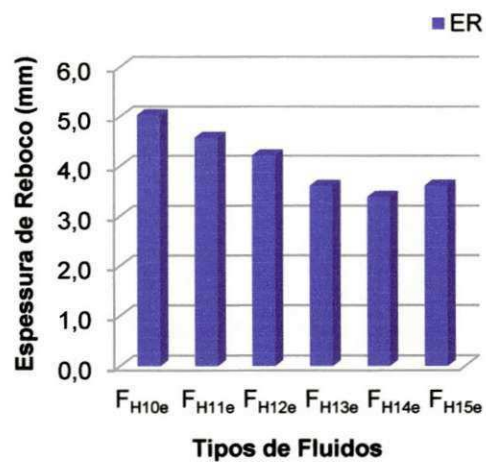
O aumento da viscosidade dos fluidos após envelhecimento ocorre devido o processo de gelificação das argilas (Santoyo et al., 2001).



(a)



(b)



(c)

Figura 43. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes e envelhecidos.

O aditivo utilizado nos fluidos  $F_{H18e}$  a  $F_{H23e}$  é um polímero cuja matéria ativa é a goma xantana que se dispersa facilmente em meio aquoso, formando um gel com elevada viscosidade (mesmo em baixas concentrações). Esse

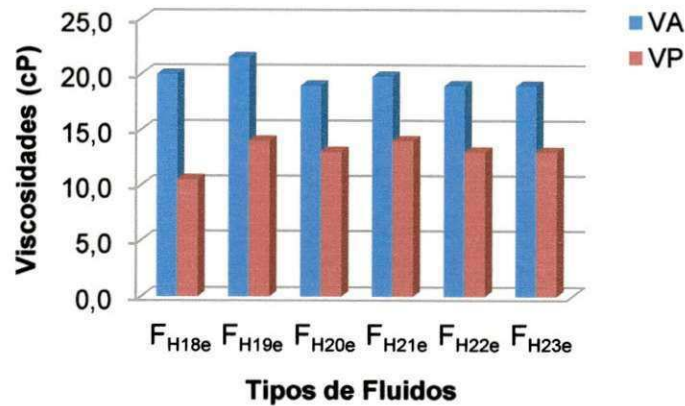
polímero, apresenta grande resistência ao aquecimento e cisalhamento, por isto, embora as propriedades dos fluidos envelhecidos ( $F_{H18e}$  a  $F_{H23e}$ ) tenham sido superiores aos fluidos na temperatura ambiente ( $F_{H18}$  a  $F_{H23}$ ), não apresentaram um aumento tão significativo como o observado nos fluidos hidroargilosos aditivados apenas com lubrificantes.

Tabela 16. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes e envelhecidos.

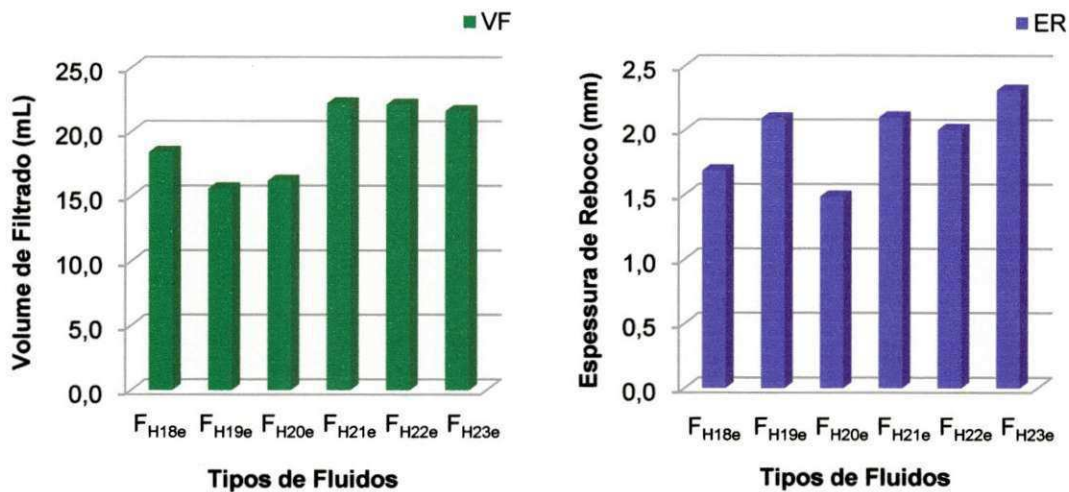
Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/m <sup>2</sup> )	FG(N/m <sup>2</sup> )	VF(mL)	ER(mm)
$F_{H18}$	16,5	6,0	21,0	9,0	14,0	1,181
$F_{H18e}$	20,0	10,5	20,0	5,0	18,4	1,686
$F_{H19}$	14,0	6,0	13,0	5,0	12,0	0,876
$F_{H19e}$	21,5	14,0	15,0	3,0	15,6	2,091
$F_{H20}$	15,0	9,0	12,0	4,0	9,0	1,344
$F_{H20e}$	19,0	13,0	12,0	2,0	16,2	1,486
$F_{H21}$	19,0	8,0	22,5	1,8	14,0	1,157
$F_{H21e}$	19,8	14,0	11,5	5,0	22,2	2,101
$F_{H22}$	15,8	10,0	11,5	10,5	12,3	1,378
$F_{H22e}$	19,0	13,0	12,0	3,0	22,1	2,005
$F_{H23}$	17,8	8,0	19,0	6,0	12,3	1,096
$F_{H23e}$	19,0	13,0	12,0	1,0	21,6	2,313

Os fluidos  $F_{H18e}$  a  $F_{H23e}$  apresentaram bom desempenho a temperatura de 94°C (200°F), condição dos ensaios de envelhecimento deste trabalho. Pôde-se observar, na Tabela 16 e na Figura 44, que o aumento do teor de lubrificante nos fluidos não resultou em reduções das propriedades reológicas, como observado na temperatura ambiente.

Satoyo et al. (2001) afirmam que a viscosidade dos fluidos diminui com aumento da temperatura até um determinado tempo de exposição; após esse período, há um aumento da viscosidade devido o processo de gelificação, ocasionado pelo processo de degradação térmica na estrutura química do fluido.



(a)



(b)

(c)

Figura 44. (a) Propriedades reológicas, (b) de filtração e (c) espessura de reboco dos fluidos hidroargilos envelhecidos aditivados com polímeros e lubrificantes.

As propriedades de filtração (VF), bem como a espessura de reboco (ER) também resultaram em variações ocasionadas pelo envelhecimento. Foi observado um aumento significativo dessas propriedades. O VF dos fluidos F<sub>H11</sub> antes do envelhecimento foi de 12,6mL e, após o envelhecimento aumentou para 20,4mL (F<sub>H11e</sub>). Para os fluidos aditivados com polímeros e lubrificantes, o VF foi de 9,0mL (F<sub>H20</sub>) e após o envelhecimento houve um aumento para valores próximos a 16,2mL (F<sub>H20e</sub>). O mesmo foi observado para a ER; para os fluidos F<sub>H10</sub>, sem envelhecimento, a espessura de reboco foi de 1,631mm e após o envelhecimento (F<sub>H10e</sub>), aumentou para 5,039mm.

Para os fluidos com polímeros e lubrificantes, o aumento da ER foi cerca de 1,215mm. Os fluidos  $F_{H19}$ , apresentaram valores de ER próximos a 0,876mm. Com o envelhecimento, houve um acréscimo para 2,091mm ( $F_{H19e}$ ).

O comportamento reológico das suspensões depende da concentração de partículas de argila, do pH da suspensão, da presença de íons na suspensão (principalmente eletrólitos) e da temperatura. Em temperaturas próximas a 120°C (250°F) e em condições de alta salinidade, as suspensões de bentonita apresentam viscosidades bastante elevadas. Vários estudos realizados indicam que o efeito da temperatura sobre as propriedades reológicas de fluidos hidroargilosos é imprevisível, e nenhum mecanismo de ação proposto é amplamente aceito (Kelessidis et al., 2005).

No passado, para resolver os problemas causados pela gelificação de fluidos com bentonita, eram utilizados os fluidos de base oleosa. No entanto, devido às restrições ambientais, logística e custos, o uso de fluidos à base de óleo (até mesmo os mais recentes, cujas formulações têm sua base sintética) não é mais possível. Assim, de acordo com Clark (1994), os fluidos hidroargilosos são empregados também nestes difíceis ambientes, desde que adequadamente aditivados.

Segundo Satoyo et al. (2001), do ponto de vista técnico e econômico, a perfuração de poços de elevadas temperaturas tem sido identificada como um dos principais problemas a ser resolvido, devido ao pouco conhecimento das propriedades reais dos fluidos de perfuração frente a diferentes temperaturas. A análise dos efeitos de transferência de calor no fundo do poço é feito através dos perfis de temperatura, que são obtidos pelas propriedades de transporte e termofísicas do fluido.

### 6.1.2 Estudo de Prisão Diferencial

#### Lubricidade vs. Prisão Diferencial

Na Figura 45 estão ilustrados os resultados dos coeficientes de lubricidade e de prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos após envelhecimento.

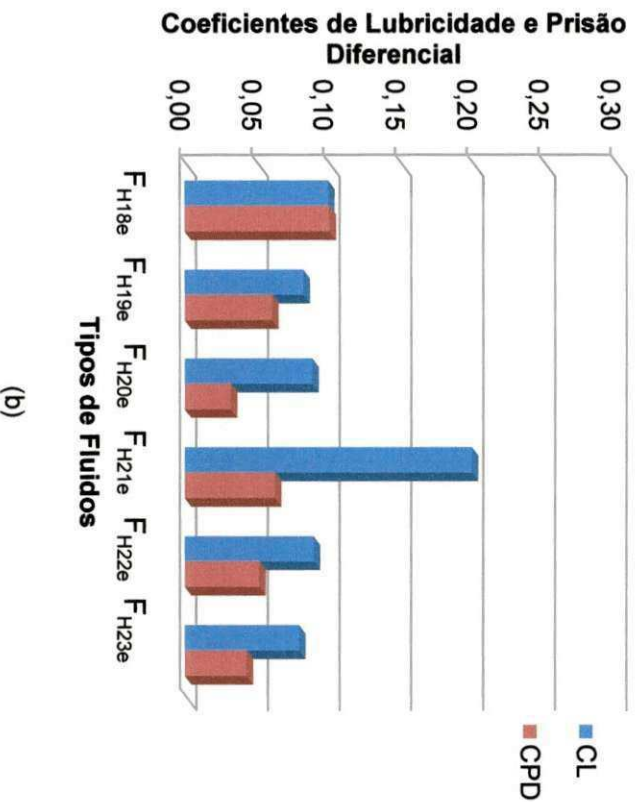
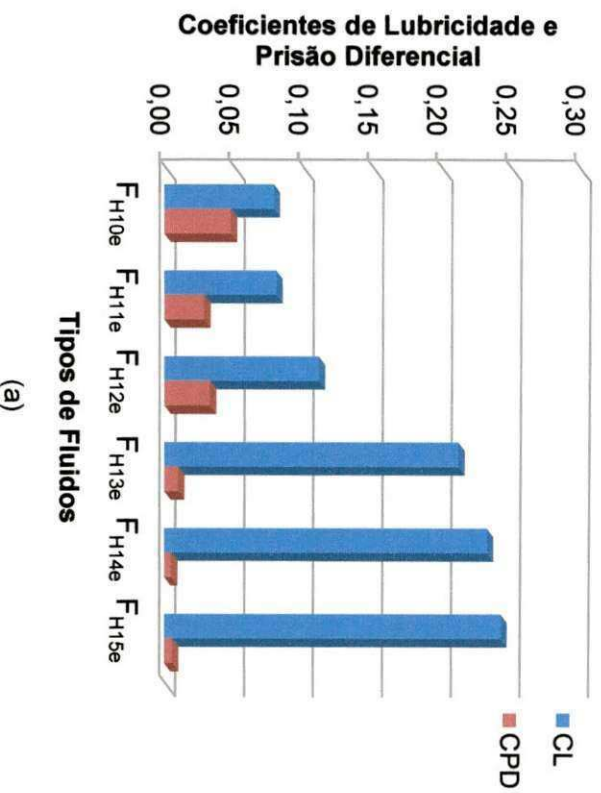


Figura 45. Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos envelhecidos (a) aditivados com lubrificantes e (b) aditivados com polímeros e lubrificantes.

De acordo com a Figura 45 foi possível observar que os fluidos aditivados com o Bio Lube ( $F_{H13e}$  a  $F_{H15e}$  e  $F_{H21e}$  a  $F_{H23e}$ ) apresentaram valores de coeficiente de lubrificidade superiores aos dos fluidos aditivados com SM Lube ( $F_{H10e}$  a  $F_{H13e}$  e  $F_{H18e}$  a  $F_{H20e}$ ), resultado oposto ao observado nos fluidos a temperatura ambiente. Provavelmente, durante o envelhecimento, por ser o

Bio Lube um éster à base de óleo vegetal, este tenha hidrolisado perdendo sua capacidade de lubrificação.

Os fluidos aditivados com o SM Lube, apresentaram melhores resultados de CL. Esse aditivo é um produto à base de óleo vegetal, quimicamente modificado para ser solúvel e, por isto, capaz de resistir a temperaturas mais elevadas.

Os fluidos  $F_{H10e}$  (aditivados com 1,0% de SM Lube) apresentaram os menores valores de CL (0,079), enquanto que os fluidos aditivados com 3,0% de Bio Lube ( $F_{H15e}$ ) apresentaram CL de 0,244.

Para os fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes, os denominados de  $F_{H23e}$  apresentaram os menores valores de CL, da ordem de 0,080, e os denominados de  $F_{H21e}$ , os maiores resultados, próximos a 0,200.

Ainda na Figura 45, observou-se em relação ao CPD, que os fluidos aditivados com Bio Lube apresentaram os melhores resultados, comportamento inverso ao observado para o CL. O Bio Lube, provavelmente, aderiu ao reboco, lubrificando-o. Um vez lubrificado, o atrito gerado pelo contato com o *flat plate* é menor, gerando menores valores de CPD. Como o CL é medido entre duas peças metálicas (bloco e anel), esse efeito não é observado.

De acordo com Magalhães (2010), o mecanismo de ação dos lubrificantes depende se o sistema encontra-se em repouso ou em movimento. Com isto e considerando que para a determinação do CPD o sistema permanece em repouso por um determinado tempo antes de movimentar a alavanca para a obtenção do torque e para determinação do CL o sistema encontra-se em movimento contínuo, o Bio Lube pode ser considerado mais eficiente, para o sistema em repouso.

#### Espessura de Reboco vs. Prisão Diferencial

Nas Tabelas 17 e 18 e na Figura 46 encontram-se os valores do volume de filtrado ( $VF_{PD}$ ) e espessura de reboco ( $ER_{PD}$ ) dos fluidos hidroargilosos envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.



Tabela 17. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com lubrificantes e envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

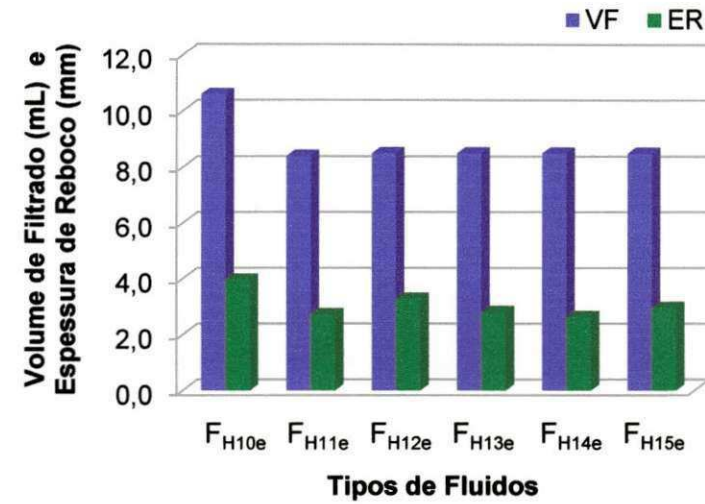
<b>Fluidos</b>	<b>VF<sub>PD</sub> (mL)</b>	<b>ER<sub>PD</sub> (mm)</b>	<b>CPD</b>
<b>F<sub>H10</sub></b>	5,2	1,054	0,075
<b>F<sub>H10e</sub></b>	10,6	3,961	0,048
<b>F<sub>H11</sub></b>	4,2	0,906	0,047
<b>F<sub>H11e</sub></b>	8,4	2,719	0,029
<b>F<sub>H12</sub></b>	3,6	0,993	0,033
<b>F<sub>H12e</sub></b>	8,5	3,273	0,033
<b>F<sub>H13</sub></b>	6,5	1,170	0,014
<b>F<sub>H13e</sub></b>	8,5	2,805	0,010
<b>F<sub>H14</sub></b>	6,4	1,147	0,010
<b>F<sub>H14e</sub></b>	8,5	2,625	0,005
<b>F<sub>H15</sub></b>	5,8	1,025	0,013
<b>F<sub>H15e</sub></b>	8,5	2,948	0,058

Tabela 18. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos hidroargilosos aditivados com polímeros e lubrificantes e envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

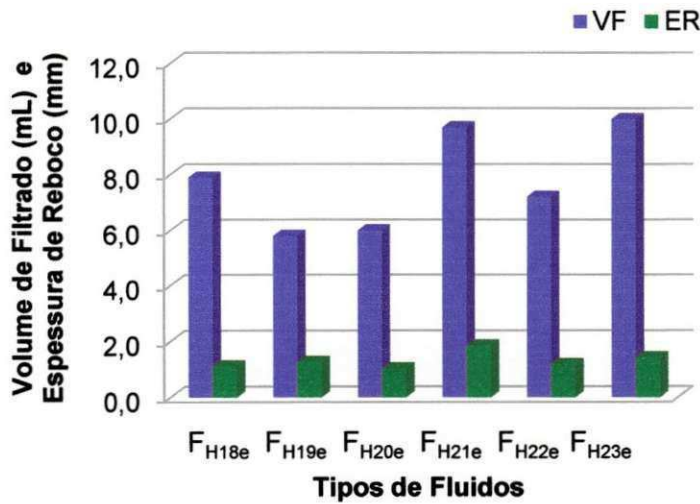
<b>Fluidos</b>	<b>VF<sub>PD</sub> (mL)</b>	<b>ER<sub>PD</sub> (mm)</b>	<b>CPD</b>
<b>F<sub>H18</sub></b>	4,8	0,575	0,083
<b>F<sub>H18e</sub></b>	7,9	1,113	0,101
<b>F<sub>H19</sub></b>	4,7	0,559	0,053
<b>F<sub>H19e</sub></b>	5,8	1,264	0,061
<b>F<sub>H20</sub></b>	3,6	0,878	0,037
<b>F<sub>H20e</sub></b>	6,0	1,033	0,032
<b>F<sub>H21</sub></b>	5,2	0,609	0,075
<b>F<sub>H21e</sub></b>	9,7	1,841	0,063
<b>F<sub>H22</sub></b>	6,8	0,679	0,052
<b>F<sub>H22e</sub></b>	7,2	1,178	0,052
<b>F<sub>H23</sub></b>	6,4	0,598	0,023
<b>F<sub>H23e</sub></b>	10,0	1,419	0,043

Foi possível observar através da Tabela 17 e da Figura 37 que o elevado volume de filtrado, bem como a elevada espessura de reboco dos fluidos

envelhecidos não resultaram em alterações significativas de CPD, quando comparados com os mesmos fluidos sem envelhecimento. Este resultado, portanto, confirma que não existe uma correlação entre a espessura de reboco e o CPD. Assim, o efeito da lubricidade nos fluidos é o parâmetro mais significativo na redução do risco de prisão diferencial.



(a)



(b)

Figura 46. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos (a) aditivados com lubrificantes e (b) aditivados com polímeros e lubrificantes no momento em que ocorre a prisão.

Assim com observado para o  $VF_{API}$ , o envelhecimento térmico resultou em aumento do  $VF_{PD}$  e da  $ER_{PD}$ , no entanto, observou-se uma redução do

CPD, como observado nos fluidos cujos resultados estão apresentados na Tabela 16, com exceção dos fluidos  $F_{H15e}$ . Houve um aumento do  $VF_{PD}$  de 5,4mL e da  $ER_{PD}$  de 2,907mm e uma redução do CPD de 0,027 para os fluidos  $F_{H10e}$ , passando a apresentar valores próximos a 10,6mL ( $VF_{PD}$ ), 3,961mm ( $ER_{PD}$ ) e 0,048 (CPD).

O processo de gelificação das dispersões de bentonita e a falta do controle de filtração que ocasiona um reboco espesso, causam danos não apenas nas atividades de perfuração, como também na futura atividade de produção (Kelessides et al., 2009). A elevada ER obtida é um fator relevante e deve ser analisado, pois problemas como redução do diâmetro interno do poço, pode acarretar em prisão da coluna.

Para os fluidos aditivados com polímeros e lubrificantes, apresentados na Tabela 18, o aumento do  $VF_{PD}$  e  $ER_{PD}$ , ocasionado pelo envelhecimento, não foi tão significativo quando comparado com o observado para os fluidos aditivados com lubrificante (Tabela 16). Os fluidos  $F_{H20e}$ , com menores valores de CPD, da ordem de 0,032, apresentaram  $VF_{PD}$  e  $ER_{PD}$  próximos a 6,0mL e 1,033mm, respectivamente.

A má limpeza é um problema que afeta muitos poços que atravessam formações argilosas e hidratáveis, de arenito inconsolidados ou fraturados, podendo em casos severos, causar prisões (Chipindu, 2010).

Diante disto, embora não tenha sido observada uma correlação entre ER e prisão diferencial, um reboco espesso pode gerar problemas de prisão mecânica e/ou de prisão diferencial da coluna, o que restringe ou impede que a perfuração prossiga de forma adequada.

## 6.2 FLUIDOS POLIMÉRICOS

### 6.2.1 Comportamento Reológico e de Filtração

Na Figura 47 estão apresentadas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos poliméricos submetidos ao envelhecimento.

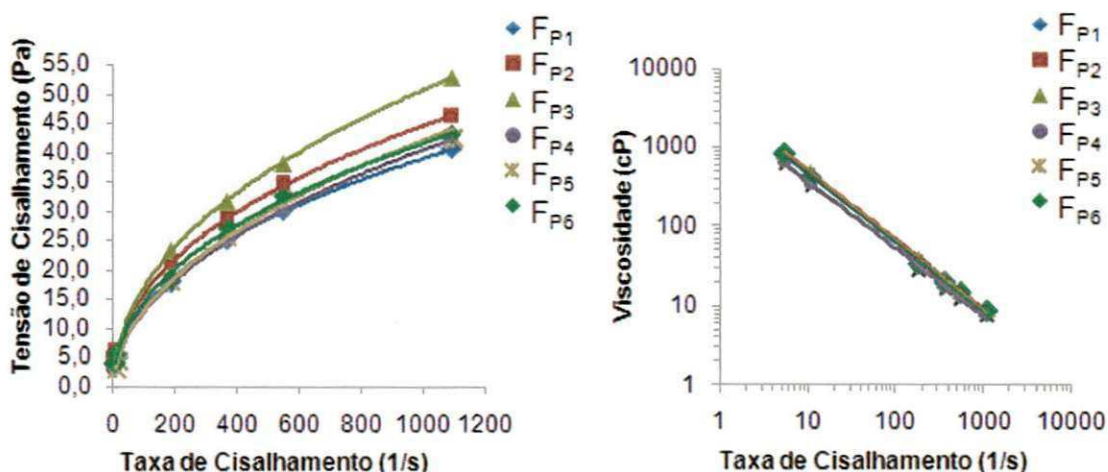


Figura 47. Curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos poliméricos envelhecidos

Pôde-se observar que todos os fluidos apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos com limite de escoamento. Esses fluidos apresentaram valores de viscosidade pouco inferiores aos apresentados pelos fluidos poliméricos sem envelhecimento.

Este tipo de comportamento pode ser causado por diversos fatores, dentre os quais as características físicas das partículas, como: área superficial, formato e dimensões; tipo de interação entre as partículas, atração ou repulsão; a concentração; peso molecular e conformação de moléculas dispersas presentes no meio líquido.

A presença de aglomerados relativamente fracos na suspensão, originados pela atuação de forças de interação atrativas entre partículas, pode ser considerada a principal causa do fenômeno de pseudoplasticidade. Com a aplicação de taxas de cisalhamento, esses aglomerados se rompem gradativamente, liberando a água aprisionada em seu interior, que passa a contribuir para o afastamento das partículas. Como resultado, há uma redução da viscosidade aparente da suspensão ou do fluido com o aumento da taxa de cisalhamento (Oliveira et al., 2000 ; Farias, 2009).

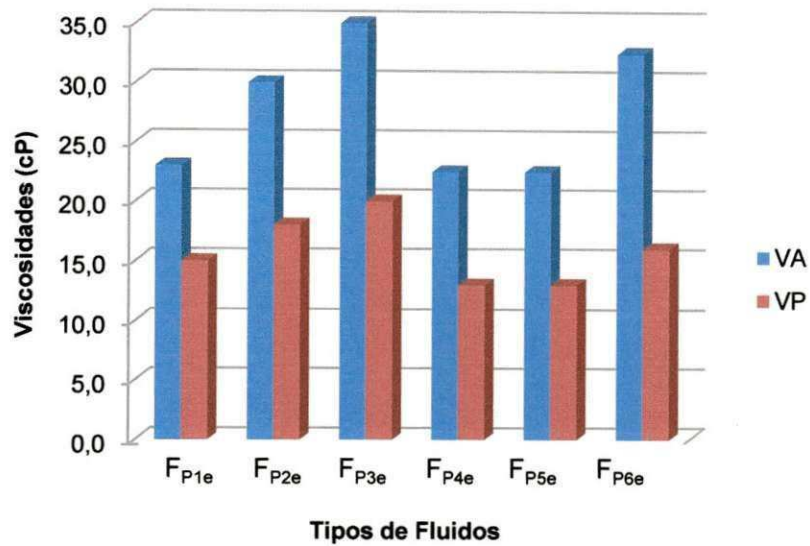
A Tabela 19 e a Figuras 48 apresentam os resultados das propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos poliméricos submetidos ao envelhecimento.

Tabela 19. Propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos poliméricos envelhecidos.

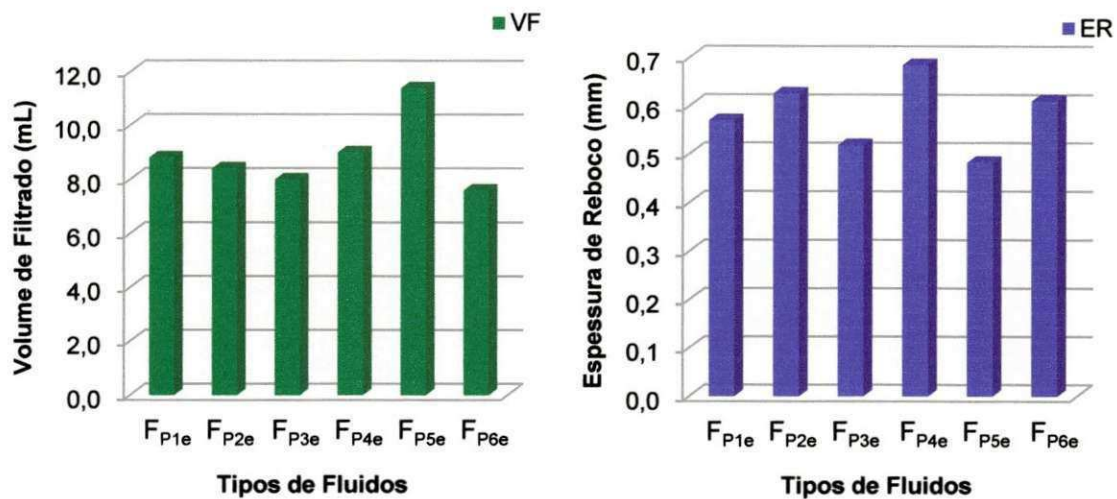
Fluidos	VA(cP)	VP(cP)	LE(N/ m <sup>2</sup> )	FG(N/ m <sup>2</sup> )	VF(mL)	ER(mm)
F <sub>P1</sub>	40,3	21,0	38,5	1,0	9,0	0,763
F <sub>P1e</sub>	23,0	15,0	16,0	0,0	8,8	0,570
F <sub>P2</sub>	45,0	23,0	45,0	1,0	8,2	0,797
F <sub>P2e</sub>	30,0	18,0	24,0	0,0	8,4	0,626
F <sub>P3</sub>	52,0	29,0	46,0	2,0	7,4	0,876
F <sub>P3e</sub>	35,0	20,0	30,0	3,0	8,0	0,519
F <sub>P4</sub>	41,0	23,0	39,0	1,0	8,0	0,837
F <sub>P4e</sub>	22,5	13,0	19,0	0,0	9,0	0,685
F <sub>P5</sub>	42,0	22,0	40,0	2,0	8,8	0,732
F <sub>P5e</sub>	22,5	13,0	19,0	1,0	11,4	0,483
F <sub>P6</sub>	42,5	21,0	43,0	1,0	7,0	0,795
F <sub>P6e</sub>	32,5	16,0	33,0	2,0	7,6	0,611

A redução das viscosidades dos fluidos deve-se a uma maior mobilidade da água perante a camada de solvatação dos polímeros (viscosificante e redutor de filtrado), já que o aquecimento pode promover um rearranjo das estruturas moleculares dos polímeros de modo a minimizar a energia de solvatação, possivelmente destruindo as ligações de hidrogênio existentes e formando uma pequena camada de solvatação das moléculas de água livres, diminuindo a interação polímero-polímero e, conseqüentemente, diminuindo a viscosidade (Farias, 2009).

Por serem os fluidos poliméricos mais resistentes a elevadas temperaturas, esses são mais utilizados em condições extremas. A Goma Gel, aditivo viscosificante e formador de gel, resiste à temperaturas superiores a 93°C (200°F) e por isso, não foi observado grandes variações da FG. A força gel é um parâmetro de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação eletrostática entre partículas dispersas (Thomas, 2001).



(a)



(b)

Figura 48. Propriedades reológicas (a), de filtração e espessura de reboco (b) dos fluidos poliméricos envelhecidos.

De acordo com a Tabela 19 e com a Figura 48, os fluidos F<sub>P4e</sub> e F<sub>P5e</sub> apresentaram menores valores de VA, VP e LE, igual a 22,5cP, 15cP e 19N/m<sup>2</sup>, respectivamente e maiores valores de VF, 9,0 mL e 11,4 mL, respectivamente.

Menores valores de VF foram obtidos para os fluidos que apresentam em sua composição maior teor de selante e lubrificante (fluidos F<sub>P6e</sub>).

## 6.2.2 Estudo de Prisão Diferencial

### Lubricidade vs. Prisão Diferencial

A Figura 49 ilustra os resultados dos coeficientes de lubricidade e de prisão diferencial dos fluidos poliméricos submetidos ao envelhecimento.

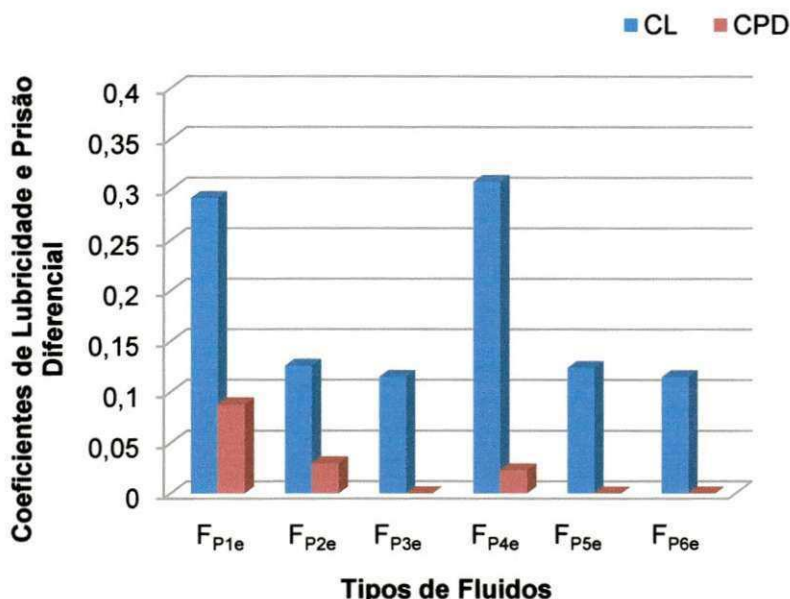


Figura 49. Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos poliméricos envelhecidos.

De acordo com a Figura 49, observou-se que os fluidos poliméricos resistem à temperaturas próximas a 93°C (200°F), pois os valores de CL e CPD apresentaram variações pouco significativas. Os fluidos submetidos ao envelhecimento apresentaram valores de CL de 0,126 (FP2e) e de 0,115 (FP3e), enquanto que os mesmos fluidos sem envelhecimento, apresentaram valores de 0,096 (FP2) e 0,103 (FP3). Quanto ao CPD, os fluidos FP2, que apresentaram valores de 0,048, com o envelhecimento apresentaram valores de 0,03 (FP2e). Os fluidos FP3 apresentaram CPD de 0,042 antes do envelhecimento e após o envelhecimento não foi observado o fenômeno de prisão.

Os resultados evidenciaram ainda a elevada eficiência do SM Lube na capacidade de lubrificação dos fluidos. Os fluidos sem lubrificantes apresentaram valores de CL de 0,292, para os fluidos FP1e, e 0,308, para os

fluidos  $F_{P4e}$ , enquanto que para os fluidos com 1,0% de lubrificante, o coeficiente de lubricidade reduziu a valores próximos a 0,115 para os fluidos  $F_{P3e}$  e  $F_{P6e}$ . O coeficiente de lubricidade obtido apresentou valores bem próximos aos fluidos de base oleosa, tidos como bons lubrificantes e utilizados em perfurações com trechos de ganho de ângulo. Segundo Vidal et al. (2007), os fluidos base óleo apresentam CL em torno de 0,110.

O lubrificante estudado (SM Lube) forma um filme sobre as superfícies metálicas capaz de interações mais fortes que os óleos comuns, proporcionando menores valores de coeficiente de lubricidade. Por ser um produto à base de óleo vegetal tratado quimicamente, é capaz de resistir a temperaturas mais altas e assim não degradar facilmente.

Praticamente todos os fluidos com lubrificante, com exceção dos  $F_{P2e}$ , não prenderam, confirmando o forte poder destes fluidos em reduzir o risco de tal problema ocorrer. Como dito anteriormente, tanto em fluidos aquosos quanto nos oleosos, o uso do lubrificante afeta significativamente a maneira como o tubo é liberado. Na ausência do lubrificante, o tubo é liberado na interface reboco/formação, enquanto que com a presença de lubrificante, é liberado na interface tubo/reboco, reduzindo assim riscos durante a perfuração (Bushnell-Watson & Panesar, 1991).

### Espessura de Reboco vs. Prisão Diferencial

A Tabela 20 e a Figura 50 apresentam os resultados do volume de filtrado ( $VF_{PD}$ ), espessura de reboco ( $ER_{PD}$ ) e coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos poliméricos submetidos ao envelhecimento no momento em que ocorre a prisão.

Os lubrificantes podem atuar revestindo as superfícies metálicas, reduzindo a aderência do aço ao reboco, serem incorporados ao reboco e proporcionar um melhor controle da perda de fluidos (resultando em rebocos finos). Porém, os aditivos mais eficazes são aqueles que operam em mais de um dos mecanismos acima (Reid et al., 2000).



Tabela 20. Volume de filtrado e espessura do reboco dos fluidos poliméricos envelhecidos no momento em que ocorre a simulação da prisão diferencial.

Fluidos	VF <sub>PD</sub> (mL)	ER <sub>PD</sub> (mm)	CPD
F <sub>P1</sub>	3,8	0,483	---
F <sub>P1e</sub>	4,0	0,388	0,088
F <sub>P2</sub>	3,8	0,396	0,048
F <sub>P2e</sub>	3,2	0,305	0,030
F <sub>P3</sub>	4,0	0,524	0,042
F <sub>P3e</sub>	2,6	0,412	---
F <sub>P4</sub>	3,4	0,416	---
F <sub>P4e</sub>	3,5	0,548	0,023
F <sub>P5</sub>	3,4	0,416	0,065
F <sub>P5e</sub>	3,0	0,260	---
F <sub>P6</sub>	3,6	0,499	0,034
F <sub>P6e</sub>	3,2	0,386	---

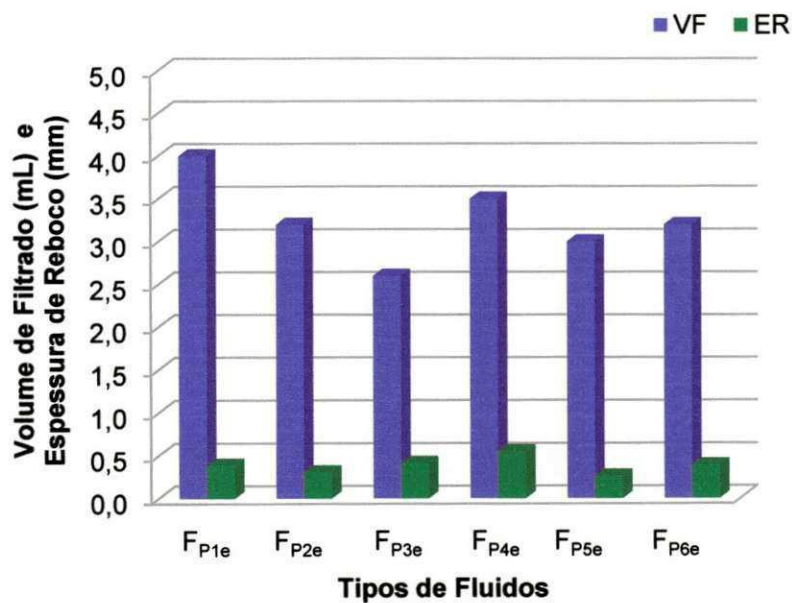


Figura 50. Volume de filtrado e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos no momento em que ocorre a prisão

Reid et al. (2000) citam que as propriedades do reboco (espessura, resistência ao cisalhamento e lubricidade) são os parâmetros mais importantes na redução de prisão diferencial. Além disso, em seus estudos não foi observada uma correlação entre a ER e o risco de PD. No entanto, a ação conjunta de um reboco fino e lubrificado ainda continua sendo um dos fatores primordiais para uma perfuração eficiente, sem danos ou prejuízos econômicos.

Por ser a perfuração de um poço de petróleo uma operação bastante complexa, sempre estará sujeita a ocorrência de uma série de anormalidades. Essas complicações são altamente indesejáveis e causam muitos prejuízos, dentre os quais destacam-se: a contratação de tempo adicional de sonda, o atraso no cronograma de execução do projeto, e não raramente a perda do poço (Tavares, 2006). Desta forma, é essencial conhecer a composição e otimizar as propriedades dos fluidos de perfuração de modo a minimizar os riscos de ser ter tubos presos por diferencial de pressão.

### **6.3 CONCLUSÕES PARCIAIS**

De acordo com os resultados obtidos para os fluidos hidroargilosos e poliméricos submetidos ao envelhecimento, foi possível concluir que:

- o envelhecimento térmico não alterou o comportamento pseudoplástico dos fluidos estudados;
- o aumento das propriedades reológicas, de filtração e espessura de reboco dos fluidos hidroargilosos envelhecidos deve-se ao processo de gelificação que ocorre com as dispersões de argila;
- o envelhecimento não provocou alterações significativas nas propriedades dos fluidos poliméricos, sendo, portanto, esses mais resistentes ao envelhecimento do que os fluidos hidroargilosos;
- os lubrificantes apresentaram comportamento inverso quando do envelhecimento dos fluidos hidroargilosos em relação ao coeficiente de lubricidade, ou seja, após envelhecimento o lubrificante SM Lube conferiu aos

fluidos melhores coeficientes de lubricidade. No entanto, melhores coeficientes de prisão diferencial foram alcançados com o Bio Lube e - dentre os fluidos envelhecidos, os poliméricos apresentaram melhores resultados de lubricidade e de prisão diferencial.

### 7. CONCLUSÕES FINAIS

Com o objetivo de avaliar o desempenho de fluidos de perfuração para liberar colunas de perfuração sob condições de prisão diferencial, conclui-se que:

- o estudo das propriedades reológicas e de filtração a temperatura ambiente e após envelhecimento dos fluidos de perfuração é essencial para avaliar o seu desempenho, uma vez que esses são considerados elementos essenciais nas operações de perfuração de poços de petróleo e contribuem de forma decisiva para a ocorrência ou não do fenômeno de prisão diferencial;
- a adição de lubrificantes aos fluidos hidroargilosos e aos poliméricos se constitui um dos principais fatores para a melhoria do coeficiente de lubricidade e para a redução do risco de prisão diferencial.
- Efeitos mais significativos de redução dos coeficientes de lubricidade e prisão diferencial, foram observados para os fluidos hidroargilosos, sendo os fluidos  $F_{H9}$ , com 12,5g de argila e aditivados com 15mL de Bio Lube, os que apresentaram as maiores reduções, de aproximadamente 85% para o coeficiente de lubricidade e 97% para o coeficiente de prisão diferencial;
- os fluidos poliméricos apresentam menor tendência ao risco de prisão diferencial quando comparados com os fluidos hidroargilosos;
- o envelhecimento dos fluidos hidroargilosos promove a gelificação do sistema, no entanto, não altera suas propriedades de lubricidade e de prisão diferencial;
- dentre os fluidos estudados, os hidroargilosos denominados de  $F_{H20e}$ ,  $F_{H22e}$  e  $F_{H23e}$  e os poliméricos denominados de  $F_{P1e}$ ,  $F_{P3e}$  e  $F_{P6e}$ , apresentaram melhor desempenho, com menores perdas das suas propriedades reológicas, de filtração, lubricidade e prisão diferencial após envelhecimento e
- provavelmente, não existe uma correlação direta entre a espessura de reboco, o coeficiente de lubricidade e o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos estudados. Entretanto, a lubricidade é o parâmetro mais significante na redução do risco de prisão diferencial.

### 8. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Abaixo estão listadas algumas sugestões para a continuação dos estudos sobre prisão diferencial.

1. Determinar o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos com diferentes tempos de filtração, obtendo assim diferentes espessuras de reboco para um mesmo fluido.
2. Avaliar as características do reboco por meio de microscopia eletrônica de varredura (MEV);
3. Avaliar a influência dos dispersantes em maiores concentrações na espessura do reboco e no coeficiente de prisão diferencial dos fluidos hidroargilosos.
4. Avaliar a eficiência dos aditivos dispersantes quando submetidos ao envelhecimento, de modo a determinar a sua influência na redução da espessura de reboco bem como no coeficiente de prisão diferencial.
5. Estudar a permeabilidade do reboco formado a partir de fluidos de perfuração hidroargilosos frente a diferentes meios permeáveis (porosidades diferentes).
6. Avaliar a influência da permeabilidade do reboco no coeficiente de prisão diferencial visando a redução dos riscos de prisão diferencial.

## Referências Bibliográficas

---

- ALDRED, W.; PLUMB, D.; BRADFORD, I; COOK, J; GHOLKAR, V; COUSINS, L; MINTON, R; FULLER, J; GORAYA, S; TUCKER, D. Managing drilling risk. **Oilfield Review**, Summer, Texas, USA. 1999.
  
- AMORIM, L.V. **Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo**. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos). Centro de Ciências e Tecnologia. UFCG. Campina Grande. PB.
  
- AMORIM, L. V.; GOMES, C. M.; SILVA, F. L. H.; LIRA, H. L.; FERREIRA, H. C. Estudo reológico de fluidos de perfuração à base de água: influência do teor de sólidos, velocidade e tempo de agitação. **Águas Subterrâneas**. V.19, n. 1. 2005. p. 75 – 85.
  
- AMORIM, L. V.; PEREIRA, M. S.; FERREIRA, H.C. Fluidos hidroargilosos: comportamento reológico, de filtração e lubricidade. In: **18° Rio Oil e Gas Expo and Conference**, Rio de Janeiro, RJ, 2008.
  
- AMORIM, L. V., contatos pessoais. 2010.
  
- ANÔNIMO. **Stuck pipe**, Chapter 15, Revision No: A-0 / Revision Date: 03-31-98, pg. 15.1 a 15.24. Disponível em: <http://www.scribd.com/doc/17232761/Stuck-Pipe>>. Acesso em: 08 de agosto de 2010.
  
- ANÔNIMO. **Treinamento de técnicos de operação – MFP, Módulo III- noções de perfuração**. Disponível em: <http://www.scribd.com/doc/2569264/MODULO-III-NOCOES-DE-PERFURACAO>>, acesso em: 24 de outubro de 2010a.

- API. **Norma API recommended practice 13B-1**, novembro. 2003.
  
- ARGILLIER, J.F.; AUDIBERT, A. **Development of a new non-polluting ester based lubricant for water based muds: laboratory and field tests results**, Institut Francais Du Petrole & Janssen, M. & Demoulin, A., Fina Research S.A., 1996.
  
- BACHELOT, A.; RICAUD, J.; ARQUEY, G. Preventing differential sticking and mud losses in highly depleted sands. **AADE-04-DF-HO-27**. 2004.
  
- BARBOSA, M. I. R. Bentonitas aditivadas com polímeros para aplicação em fluidos de perfuração. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Materiais). Centro de Ciências e Tecnologia. UFCG. Campina Grande. PB.
  
- BARKER, C.; KIRK, R. E.; OTHMER, D. F. **Encyclopedia of chemical technology**. vol. 18. 4<sup>a</sup> ed.. New York: John Wiley & Sons. 1996. p. 346-352.
  
- BRADLEY, W.B.; JARMAN, D.; PLOTT, R.S.; SHOFIELD, T.R.; AUFLICK, R.A.; COCKING, D. A task force approach to reducing stuck pipe costs, **SPE paper 21999**. Proc., IADC/SPE Drilling Conference. 1991. Amsterdam /Netherland.
  
- BUSHNELL-WATSON, Y.M.; PANESAR S. S. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud propertie. **SPE 22549**. 1991.
  
- CAERNN, R.; CHILLINGAR, G. V. Drilling fluids: state of the art. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. June, 14, 221-230, 1996.
  
- CARDOSO, C. L. **Petróleo do poço ao posto**. Editora Qualitymark; 1<sup>o</sup> edição; Rio de Janeiro. 2005. V. 4.4. p. 31.

- CARDOSO JÚNIOR, J. V. L. **Diagnóstico de problemas em poços direcionais durante as manobras**. 1992. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Centro de Ciências e Tecnologia. Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. Campinas. SP.
- CERQUEIRA, J. P. **A metodologia de análise e solução de problemas**. Equipe Grifo. 2ª. ed. Editora Afiliada. 1997, São Paulo. SP.
- CHIPINDU, N. S. C. **Pós-análise em problemas de perfuração de poços marítimos de desenvolvimento**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. Universidade estadual de Campinas – UNICAMP. SP
- CLARK, R.K. Impact of environmental regulations on drilling fluid technology. **Journal of Petroleum Technology**. V.46, p. 804–809. 1994.
- COELHO, B. S.; COUTO, P.; GANDELMAN, R. A.; MARTINS, A. L. Análise de torque em colunas de perfuração de poços direcionais e sua influência no monitoramento da limpeza dos poços. **In: III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços (ENAHPE)**. Campos do Jordão. SP. 2009.
- COURTEILLE, J. M.; ZURDO, C. A new approach to differential sticking. **SPE 14244**. SPE Annual Technical Conference. Las Vegas. 1985.
- DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**, Fifth Edition, Gulf Publishing Company. Houston. Texas. 1988.
- DZLALOWSKI, A.; MAHAJAN, S. Lubricity and wear of shale: effects of drilling fluids and mechanical parameters, **SPE/IADC 25730**, 1993.
- FARIAS, K. V. **Influência do umectante aniônico na reologia e espessura**



**de reboco de fluidos hidroargilosos.** 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Campina Grande. PB.

- FARIAS, K. V.; AMORIM L. V.; FERREIRA, H. C.; PEREIRA, E. Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos, **Revista Cerâmica**, vol. 52. 2006. p.306-312.

- FARIAS, K. V. **Uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo.** 2009. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos). Centro de Ciências e Tecnologia, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG. Campina Grande. PB.

- FELIX, T. F.; ARRUDA, J. T.; MEDEIROS, A. C. R.; GARCIA, R. B. Fluidos de perfuração à base de água: avaliação da lubrificidade e controle de inchamento de argilas. In: **III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços.** Campos do Jordão – SP. 2009.

- FERRAZ, A.I. **Manual de engenharia dos fluidos de perfuração,** Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

- GOMES, H.O.; FILHO, J.F.O. Metodologia de avaliação da lubrificidade de óleo diesel. In: **Encontro para a Qualidade de Laboratórios.** São Paulo. Junho. 2005.

- GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formação otimizada e ambientalmente correta. In: **4º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás – PDPETRO.** Campinas. SP. 2007.

- HALIBURTON. **North sea compliant spotting fluid with fast-acting QUIK-FREE® technology for oil- and water-based mud systems.** Baroid fluid services. disponível em: [http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Data\\_Sheets/web/Sales\\_Data\\_Sheets/H06176.pdf](http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Data_Sheets/web/Sales_Data_Sheets/H06176.pdf). Acessado em: 2010.
- HUNTER, D.; ADAMS, N. Laboratory and field data indicate water base drilling fluids that resist differential-pressure pipe sticking, **OTC 3239**, Annual Otc in Houston, TX. 1978.
- FREUDENRICH, C. **Como funciona a perfuração de petróleo.** Traduzido por HowStuffWorks Brasil. Disponível em: <http://ciencia.hsw.uol.com.br/perfuracao-de-petroleo5.htm>, acessado em: 05 de janeiro de 2011.
- ISAMBOURG, P.; OTTESEN, S.; BENAÏSSA, S; MARTI, J. Down-hole simulation cell for measurement of lubricity and differential pressure sticking. **SPE/IADC 52816**. March. 1999.
- KELESSIDIS, V.C.; MIHALAKIS, A.; TSAMANTAKI, C. Rheology and rheological parameter determination of bentonite–water and bentonite–lignite–water mixtures at low and high temperatures. In: **7<sup>th</sup> World Congress of Chemical Engineering**. July 10-14, Glasgow, 2005.
- KELESSIDIS, V. C.; TSAMANTAKI, C.; PASADAKIS, N.; REPOUSKOU, E.; HAMILAKI, E. Permeability, porosity and surface characteristics of filter cakes from water-bentonit suspensios. **WIT Transactions on Engineering Sciences**. v. 56, 2007.
- KROL, D.A. Additives cut differential pressure sticking in drillpipe, **Oil & Gas Journal Technology**. pg. 55-59. 1984.
- LIMA, Heitor R. P. **Fundamentos de perfuração.** Apostila do curso de formação de engenheiros de petróleo da Petrobras, Centro de

Desenvolvimento de Recursos Humanos Norte Nordeste, Salvador: 2001, cap. I e II. p. 1-166 .

- LUMMUS, J.L.; AZAR, J.J. **Drilling fluids optimization a practical field approach**. PennWell Publishing Company. Tulsa. Oklahoma. 1986.

- MACHADO, J. C. V., **Reologia e escoamento de fluidos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro. 2002.

MAGALHÃES, J. contatos pessoais. 2010.

- MEDEIROS, R. C. A.; AMORIM, L. V.; SANTANA, L. N. L., Influência da concentração de argila na lubricidade de fluidos de perfuração base água. In: **XVII Congresso Brasileiro de Engenharia Química**. 2008. Recife. PE.

- MEDEIROS, R. C. A. **Estudo do coeficiente de lubricidade de fluidos de perfuração à base de água**. Monografia apresentada ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo /PRH-25 da UFCG. Campina Grande, PB. 2009.

- MIURA, K.; GUILHERME, I. R.; MOROOKA, C. K.; MENDES, J. R. P. Processing technical daily reports in offshore petroleum engineering – an experience. **Journal Advance Computational Intelligence and Intelligent Informatics**. vol. 7. nº2. 2003.

- MONAGHAN, P.H.; ANNIS, M.R. Differential pressure sticking – laboratory studies of friction between steel and mud filter cake. **SPE/IADC 151 PA**. 1962.

- MORENO, R. B.Z.L.; BONET, E. J.; WALDMANN, A.T.A. Invasão de fluidos de perfuração em reservatórios de óleo. In: **III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços**. Campos do Jordão – SP. 2009.

- NASCIMENTO, R. C. A. M.; AMORIM, L. V. Desenvolvimento de fluidos aquosos com bentonita para perfuração de poços de petróleo *onshore*. **Cerâmica** 56. 2010. p. 179-187.
- NERY, G. G.; MACARI, R. Os fluidos de perfuração usados na indústria da água subterrânea e sua influência sobre os perfis geofísicos de princípio elétrico. **Águas Subterrâneas**, v. 19, n.1, p. 49-60. 2005.
- OLIVEIRA, I.R.; STUDART, A.R.; PILEGGI, R.G.; PANDOLFELLI, V.C. **Dispersão e empacotamento de partículas**, Fazenda Arte Editorial, São Paulo, SP, Cap. 3, 2000.
- PAIAMAN, A. M.; AL-ANAZI, B. D. **Using nanoparticles to decrease differential pipe sticking and its feasibility in Iranian oil fields**. Oil and Gas Business. Disponível em: < <http://www.ogbus.ru/eng/>>. Acesso em: 2008.
- PEREIRA, E. **Uso de inibidores de argilas como solução de problemas em sondagens**, Disponível em: <[http://www.systemmud.com.br/index.php?PG=literatura&sub=literatura\\_home&artigo=lit\\_006](http://www.systemmud.com.br/index.php?PG=literatura&sub=literatura_home&artigo=lit_006)>, acesso em: 20 de abril de 2010.
- PETROBRAS. **Argila aditivada para fluido de perfuração à base de água na exploração e produção de petróleo**. Método. N -2605. 1998.
- PHARMASPECIAL, Pharmaspecial especialidades químicas e farmacêuticas Ltda. **Literatura goma xantana**, disponível em: <[HTTP://www.pharmaspecial.com.br/imagens/literaturas%5CLit\\_GOMA\\_XANTANA.pdf](http://www.pharmaspecial.com.br/imagens/literaturas%5CLit_GOMA_XANTANA.pdf)>. Acesso em: 06 de novembro de 2008.
- PIRES, A. R. P. **Síntese e propriedades de soluções de tensoativos catiônicos derivados de (3-Dimetilaminopropil)amidas de ácidos**

**carboxílicos**. 2002. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. São Paulo. SP.

- REID, P.I.; MEETEN, G.H.; WAY, P.W. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties. **IADC/SPE 35100**. 1996.

- REID, P.I.; MEETEN, G.H.; WAY, P.W.; CLARK, P.; CHAMBERS, B.D.; GILMOUR, A.; SANDERS, M. W. Differential-sticking mechanisms and a simple wellsite test for monitoring and optimizing drilling mud properties, **SPE 64114**, SPE Drilling & Completion. June. 2000.

- SANTOS, H. Differentially Stuck Pipe: Early Diagnostic and Solution. **SPE/IADC 59127**. February. 2000.

- SANTOYO, E.; SANTOYO-GUITIÉRREZ, S.; GARCIA, A., ESPINOSA, G., MOYA, S.L., Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells. **Applied Thermal Engineering**. v. 21. 2001. pg. 283 a 302.

- SCHAFFEL, S. B., **A Questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no brasil**. 2002. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético), COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro- UFRJ, Rio de Janeiro. RJ.

- SCHLUMBERGER, Disponível em: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=differential20sticking>, acesso em 21 de maio de 2010.

- SERRA, A. C. S. **A influência de aditivos de lamas de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos**. 2003. Dissertação (Mestrado em Ciência em Engenharia Civil). Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE/UFRJ/CENPES/PETROBRAS. Rio de Janeiro. RJ.

- SIMON, K.; GAURINA-MEDIMUREC, N.; PASIC, B. Drilling fluids differential sticking tendency. Rudarsko-geološko-naftni zbornik. **UDC 622.244.442**. Vol. 17. Pag. 31-35. Zagreb. 2005.
- SILVA, I, S. F., MAGALHÃES, J. M.; RABELO, G. F. **Perfuração de poços**, Petrocom Acesso em: <[http://www.cbctc.puc-rio.br/Introenge/Conte%C3%BAAdo/projeto24\\_20051/Turma\\_Petroleo.ppt](http://www.cbctc.puc-rio.br/Introenge/Conte%C3%BAAdo/projeto24_20051/Turma_Petroleo.ppt)>, acesso em: 20 de abril de 2010.
- SKALLE, P.; AAMODT, A.; SVEEN, J. Case-based reasoning, a method for gaining experience and giving advise on how to avoid and how to free stuck drill strings. **IADC Middle East Drilling Conference**, Dubai, Novembro, 1998.
- SOUSA, P. J. B.; LIMA, V. L. **Avaliação das técnicas de disposição de rejeitos de perfuração terrestre de poços de petróleo**. 2002. Monografia (Especialização em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais na Indústria). Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia. Salvador. Bahia.
- SOUZA, D. A. F.; ELIAS, R. N.; ALVES, J. L. D.; LANDAU, L.; COUTINHO, A. L. G. A.; LOMBA, R. F. T.; MARTINS, A. L. **Modelagem computacional da prisão diferencial da coluna de perfuração em poços não convencionais**. SOFTEC. Disponível em: <<http://www.nacad.ufrj.br/~rnelias/papers/softec2003.pdf>>. 2003.
- TARAZONA, V. M. C. **Escoamento de um líquido pseudoplástico em espaço anular com excentricidade variável**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica). PUC-Rio. RJ.
- TAVARES, R. M. **Interpretação e análise de dados de perfuração em poços de petróleo**. 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo). Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. Campinas. SP.

- THOMAS, J.E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro. 2001.
  
- VAQUEIRO, R. L. C. **Avaliação do potencial de contaminação de aquíferos porosos a partir da perfuração de poços de petróleo utilizando fluido n-Parafina**. 2006. Dissertação (Mestrado em Recursos Minerais e Hidrogeologia) Universidade de São Paulo. Instituto de geociências. São Paulo. SP.
  
- VIDAL, E. L. F.; FÉLIX, T. F.; GARCIA, R. B.; COSTA, M.; GIRÃO, J. H. S. Aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de argila em fluidos de perfuração à base de água. In: **4º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás - PDPETRO**. Campinas. SP. 2007.
  
- YARIM, G.; UCHYTIL, R.; MAY, R.; TREJO, A.; CHURCH, P. Stuck pipe prevention – a proactive solution to an old problem. **Paper SPE/IADC 109914**, 2007.