

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

**ESTUDO DO FENÔMENO DE PRISÃO DIFERENCIAL E DA ESTABILIDADE
TÉRMICA DE FLUIDOS ARGILOSOS**

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento

Campina Grande
Maio/2013

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

ESTUDO DO FENÔMENO DE PRISÃO DIFERENCIAL E DA ESTABILIDADE
TÉRMICA DE FLUIDOS ARGILOSOS

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento

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

Orientador: Dra. Luciana Viana Amorim

Agência Financiadora: CAPES - REUNI

Campina Grande

Maio/2013

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

N244e Nascimento, Renalle Cristina Alves de Medeiros.
Estudo do fenômeno de prisão diferencial e da estabilidade
térmica de fluidos argilosos / Renalle Cristina Alves de Medeiros
Nascimento. -- Campina Grande, 2013.
138 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Materiais) -
Universidade Federal de Campina Grande, Centro Ciências e
Tecnologia, 2013.

"Orientação: Profa. Dra. Luciana Viana Amorim.

Referências.
1. Fluidos Argilosos. 2. Temperatura. 3. Estabilidade Térmica.
4. Prisão Diferencial
I. Amorim, Luciana Viana. II. Título.

CDU 691.4(043)

**ESTUDO DO FENÔMENO DE PRISÃO DIFERENCIAL E DA ESTABILIDADE
TÉRMICA DE FLUIDOS ARGILOSOS**

Renalle Cristina Alves de Medeiros Nascimento

Tese aprovada em 03 de maio de 2013, pela banca examinadora constituída dos seguintes membros:

Banca Examinadora:



Dr^a. Luciana Viana Amorim
(Orientadora)
UAEM – UFCG



Dr. Hélio de Lucena Lira
(Examinador Interno)
UAEMa – UFCG



Dr. Francisco César C. Nogueira
(Examinador Externo)
UAEM – UFCG



Dr. Antônio Gilson Barbosa de Lima
(Examinador Externo)
UAEM – UFCG



Dr. Flávio Luiz Honorato da Silva
(Examinador Externo)
UAEQ/UFCG

Campina Grande

Maio/2013

*“Descobri como é bom chegar quando se tem paciência.
E para se chegar, onde quer que seja,
aprendi que não é preciso dominar a força, mas a razão.
É preciso, antes de mais nada, querer.”
(Amyr Klink)*

***Dedico este trabalho a meu esposo,
Peterson Nascimento e a meus pais, Ana e Evandro,
por toda dedicação, compreensão e apoio,
e a minha orientadora, Luciana Amorim, por total
ajuda e confiança.***

VITAE DO CANDIDATO

- Engenheira de Materiais pela Universidade Federal de Campina Grande - UFCG (2008).
- Mestre em Ciência e Engenharia de Materiais pela Universidade Federal de Campina Grande - UFCG (2011).

AGRADECIMENTOS

“Ó profundidade das riquezas, tanto da sabedoria, como da ciência de Deus! Quão insondáveis são os seus juízos, e quão inescrutáveis os seus caminhos! Por que quem compreendeu a mente do Senhor? Ou quem foi seu conselheiro? Ou quem lhe deu primeiro a ele, para que lhe seja recompensado? Porque dele e por ele, e para ele, são todas as coisas; glória, pois, a ele eternamente. Amém.”

Rm 11.33-36

Não poderia iniciar meus agradecimentos sem citar aquele que me concedeu o dom da vida e é o responsável por todos os milagres e oportunidades concedidas a mim. A ti, Deus, agradeço por ter guiado o meu caminho, caminho este trilhado desde início com muita dedicação e vontade de vencer.

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. Vocês são meus exemplos de vida, de amor ao próximo e de pessoas batalhadoras.

A meu amado, Peterson Nascimento, pela compreensão da minha ausência em determinados momentos, por ter aceitado e entendido meus erros e acertos com amor e carinho, além de ter concedido sua ajuda em momentos tão necessários e importantes na minha vida. Você é meu exemplo de profissional dedicado.

A minha orientadora e AMIGA, Luciana Amorim, pela oportunidade de trabalhar em tantos projetos ao longo de 7 anos, que foram extremamente úteis para minha formação e conhecimento, pelo apoio, compreensão e preocupação, nos momentos tão difíceis vividos, pelos momentos de descontração, bate-papos, confiança, que resultaram em uma amizade verdadeira acima de tudo. Você é meu exemplo de profissional com ética, dedicação e competência. Obrigado por fazer parte da minha vida, não imaginas o quão grata sou por esta vitória.

À todos os meus amigos, em especial, a Mirele, pelos momentos divertidos, pelos bate papos, e pela força dada a mim nos momentos em que mais precisei de uma verdadeira amiga.

À todos que fazem o grupo de fluidos de perfuração - PEFLAB, especialmente à Anna Carolina, pela grande e excelente ajuda na parte experimental e pelo carinho

tão visível nas suas atitudes e Caline e Raquel, por todo companheirismo, amizade, momentos de descontração e apoio em todos os momentos.

Ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Materiais, professores e funcionários, pela colaboração e organização do curso de doutorado, 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 e ao PEFLAB, pela infra-estrutura cedida para realização deste trabalho.

Às empresas parceiras 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 prof. Carlos José por disponibilizar as instalações físicas do Laboratório de Engenharia Mecânica, em especial à Daniella Bezerra, pela disposição na realização dos ensaios de Calorimetria Exploratória Diferencial.

Ao órgão financiador deste trabalho, a CAPES, agradeço pelo suporte financeiro.

À professora Rosângela Balaban por toda contribuição e sugestões passadas, que foram essenciais para a conclusão deste trabalho.

A banca examinadora, composta pelos professores Hélio de Lucena Lira, Francisco César C. Nogueira, Antônio Gilson Barbosa de Lima e Flávio Luiz Honorato da Silva 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.

ESTUDO DO FENÔMENO DE PRISÃO DIFERENCIAL E DA ESTABILIDADE TÉRMICA DE FLUIDOS ARGILOSOS

RESUMO

Devido aos avanços tecnológicos, as perfurações de poços de petróleo a grandes profundidades são cada vez mais constantes e, como consequência, maiores problemas de perfuração são encontrados. A prisão diferencial, fenômeno que ocorre quando a coluna de perfuração fica presa, sem rotação, impedindo o seu movimento, mas com o fluido de perfuração circulando normalmente, é um dos problemas observados. Outro problema encontrado em perfurações de poços profundos é o intervalo de temperatura. A medida que aumenta a profundidade do poço, a temperatura na parte inferior do poço aumenta, isto acarreta em um efeito negativo no avanço da perfuração de um poço, pois as propriedades dos fluidos são afetadas pela temperatura e o seu comportamento é imprevisível e, de fato, ainda não totalmente compreendido. Desta forma, desenvolver uma formulação que suporte adequadamente ambientes de elevada temperatura e com menores riscos de prisão de tubos é desafiador, principalmente porque pouca atenção é dada ao projeto adequado de fluidos. Assim, este trabalho teve como objetivo geral avaliar a estabilidade térmica e o desempenho de fluidos argilosos sob elevadas temperaturas e condições de prisão diferencial. Para tanto, foram feitos estudos de propriedades reológicas, filtração, pH, densidade, lubricidade e prisão diferencial. Os resultados evidenciaram que: para os fluidos preparados apenas com argila, a concentração de argila e a temperatura são fatores determinantes para alteração das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos, pois estes alteram o grau de floculação e dispersão das argilas e, devido a ausência da característica lubrificante dos fluidos, o fator primordial para redução do risco de prisão diferencial, são as propriedades de filtração (VF, ER e K). Para os fluidos argilosos aditivados com polímeros e lubrificante, os ensaios de DSC não indicam, de forma real, a temperatura de degradação dos fluidos, sendo estes estáveis termicamente a 93°C e, fluidos com característica lubrificante garantem menores riscos de prisão diferencial, pois a lubricidade, neste caso, é o fator de maior influência.

Palavras-chave: Fluidos argilosos, temperatura, estabilidade térmica, prisão diferencial.

STUDY OF THE PHENOMENON OF DIFFERENTIAL STICKING AND THERMAL STABILITY OF FLUIDS WITH CLAY

ABSTRACT

Due to technological advances, the oil wells drilling at great depths are increasingly constant and, consequently, higher drilling problems are encountered. The differential sticking, phenomenon that occurs when the drill string is stuck, without rotation, preventing the movement, but with the drilling fluid circulating normally, it is one of the problems observed. Another problem encountered in drilling deep wells is the temperature range. As the depth of the well increases, the temperature at the underside of the well increases, this causes a negative effect on the progress of drilling well, because the fluid properties are affected by the temperature and its behavior is unpredictable and, in fact, not yet fully understood. Thus, to develop a formulation that adequately support ambient of higher temperatures and lower risks of prison tubes is challenging, mainly because little attention is given to the proper design of fluids. Thus, this study aimed to evaluate the thermal stability and the performance of clay fluids under high temperatures and differential sticking conditions. Therefore, studies were made of rheological properties, filtration, pH, density, lubricity and differential sticking. The results showed that: for fluids prepared only with clay, the clay concentration and temperature are key factors to change of rheological properties and filtration of fluids, because they alter the degree of flocculation and dispersion of clays and, due to the absence of lubricating characteristic of the fluids, the primordial factor in reducing the risk of differential sticking are the filtration of properties (VF, ER, and K). For clay fluids additivated with polymers, lubricant, the DSC tests do not indicate, in a real way, the degradation temperature of the fluids, which are thermally stable at 93°C and, fluids with lubricant characteristics ensure a lower risk of the differential sticking, because the lubricity, in this case, is the most influential factor.

Keywords: Fluids with clay, temperature, thermal stability, differential sticking.

PUBLICAÇÕES

i) Trabalhos Completos em Anais Nacional

- LEAL, C. A., NASCIMENTO, R. C. A. M., AMORIM, L. V. Efeitos do envelhecimento térmico nas propriedades de dispersões de bentonita ativada. In: 20º CONGRESSO BRASILEIRO DE CIÊNCIA E ENGENHARIA DE MATERIAIS, Joinville – SC, Novembro, 2012.

ii) Trabalho Completo em Periódico Nacional

- NASCIMENTO, R. C. A. M., COSTA, A. C. A., AMORIM, L. V. Desempenho de fluidos argilosos envelhecidos termicamente, **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v.7.3, pg. 205–214, 2012.

- LEAL, C. A., NASCIMENTO, R. C. A. M., AMORIM, L. V. Estudo de suspensões de bentonitas sob diferentes condições térmicas, *Cerâmica* 59, pg. 115-123, 2013.

iii) Artigos No Prelo

- NASCIMENTO, R. C. A. M., AMORIM, L. V., MAGALHÃES, J., PEREIRA, E. Degradação térmica de fluidos de perfuração argilosos aditivados com polímeros e lubrificantes, *Revista Matéria*, 2013.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO.....	iii
ABSTRACT	iv
PUBLICAÇÕES.....	v
SUMÁRIO.....	vi
ÍNDICE DE TABELAS	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
SÍMBOLOS E ABREVIATURAS.....	xiv
1. INTRODUÇÃO	2
1.1. Justificativa.....	4
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivo Geral.....	5
1.2.2. Objetivos Específicos	5
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	8
2.1. Fluidos de Perfuração	8
2.2. Fluidos de Perfuração Argilosos.....	10
2.2.1. Mecanismo de inchamento das argilas	13
2.2.1.1. Inchamento cristalino.....	14
2.2.1.2. Inchamento osmótico	15
2.2.2. Permeabilidade das bentonitas	16
2.3. Aditivação dos Fluidos Argilosos.....	17
2.3.1. Goma xantana.....	19
2.3.2. Celulose	20
2.3.3. Ésteres	21
2.4. Estabilidade Térmica dos Fluidos.....	23
2.4.1. Influência da temperatura nos fluidos argilosos.....	25
2.4.2. Estudos relacionados à estabilidade térmica	27
2.5. Prisão Diferencial	31
2.5.1. Influência dos fluidos de perfuração	34
3. MATERIAIS E METODOLOGIA	39
3.1. Materiais.....	39
3.1.1. Aditivos utilizados nos fluidos de perfuração.....	39
3.1.2. Formulação dos fluidos de perfuração	39

3.2. Metodologia.....	42
3.2.1. Calorimetria exploratória diferencial (DSC)	44
3.2.2. Planejamento fatorial.....	44
3.2.3. Preparação dos fluidos de perfuração.....	44
3.2.4. Envelhecimento dos fluidos de perfuração.....	45
3.2.5. Propriedades reológicas.....	46
3.2.6. Propriedades de filtração.....	47
3.2.7. pH e densidade	48
3.2.8. Lubricidade.....	48
3.2.9. Prisão diferencial.....	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO – ETAPA 01	
ESTUDO DE FLUIDOS AQUOSOS ADITIVADOS COM ARGILA.....	52
4.1. Avaliação das propriedades reológicas	52
4.2. Avaliação das propriedades de filtração.....	63
4.3. Avaliação do pH e densidade.....	69
4.4. Avaliação da lubricidade e do coeficiente de prisão diferencial.....	70
4.5. Conclusões parciais	76
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO – ETAPA 02	
ESTUDO DE FLUIDOS AQUOSOS ADITIVADOS COM ARGILA, POLÍMEROS E LUBRIFICANTES	79
5.1. Caracterização dos aditivos utilizados nos fluidos argilosos	79
5.2. Avaliação das propriedades reológicas.....	84
5.3. Avaliação das propriedades de filtração.....	97
5.4. Avaliação do pH e densidade.....	105
5.5. Avaliação da lubricidade e do coeficiente de prisão diferencial.....	108
5.6. Conclusões parciais	117
6. CONCLUSÕES FINAIS.....	120
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	123
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126
ANEXO.....	137

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregados no planejamento fatorial com variável qualitativa da etapa 01	40
Tabela 2 - Matriz de planejamento utilizada na Etapa 01.....	41
Tabela 3 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregado no planejamento fatorial da etapa 02, utilizando Goma xantana.....	41
Tabela 4 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregado no planejamento fatorial da etapa 02, utilizando PAC.....	42
Tabela 5 - Matriz de planejamento utilizada na Etapa 02, utilizando Goma xantana	42
Tabela 6 - Matriz de planejamento utilizada na Etapa 02, utilizando PAC	43
Tabela 7 - Propriedades reológicas dos fluidos argilosos da Etapa 01 à temperatura de 49°C.....	52
Tabela 8 - Análises de variância (ANOVA) das propriedades reológicas VA, VP e FG dos fluidos argilosos da Etapa 01.....	54
Tabela 9 - Análises de variância (ANOVA) da permeabilidade dos fluidos argilosos da Etapa 01.....	64
Tabela 10 - Permeabilidade dos fluidos argilosos da Etapa 01.....	65
Tabela 11 - pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos estudados na Etapa 01.	68
Tabela 12 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos estudados na Etapa 01.....	69
Tabela 13 - Análises de variância (ANOVA) do coeficiente de prisão diferencial dos fluidos argilosos da Etapa 01.....	71
Tabela 14 - Propriedades reológicas dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com Goma xantana.....	86
Tabela 15 - Propriedades reológicas dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com PAC	87
Tabela 16 - Análises de variância (ANOVA) das propriedades reológicas VA e VP dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com Goma xantana.....	92
Tabela 17 - Análises de variância (ANOVA) das propriedades reológicas VA e VP dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com PAC.....	92
Tabela 18 - Volume de filtrado, espessura de reboco e permeabilidade dos fluidos argilosos aditivados com Goma xantana e lubrificante	101

Tabela 19 - Volume de filtrado, espessura de reboco e permeabilidade dos fluidos argilosos aditivados com PAC e lubrificante	102
Tabela 20 - Análises de variância (ANOVA) da permeabilidade dos fluidos argilosos preparados com Goma xantana.....	103
Tabela 21 - Análises de variância (ANOVA) da permeabilidade dos fluidos argilosos preparados com PAC	103
Tabela 22 - pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos aditivados com GX, CMC e lubrificante	106
Tabela 23 - pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos aditivados com PAC, CMC e lubrificante	107
Tabela 24 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com Goma xantana, CMC e lubrificante.....	108
Tabela 25 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com PAC, CMC e lubrificante.....	109
Tabela 26 - Análises de variância (ANOVA) do coeficiente de lubricidade e de prisão diferencial dos fluidos argilosos preparados com Goma xantana da Etapa 02.....	112
Tabela 27 - Análises de variância (ANOVA) do coeficiente de prisão diferencial dos fluidos argilosos preparados com PAC da Etapa 02.....	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- Aspecto de um (a) fluido argiloso e um (b) fluido a base de polímeros	10
Figura 2 - Representação esquemática da (a) folha central octaédrica e da (b) folha de silicato tetraédrica da estrutura da montmorilonita	12
Figura 3 - Hidratação da esmectita cálcica e sódica	13
Figura 4 - Inchamento cristalino	14
Figura 5 - Hidratação dos cátions.....	15
Figura 6 - (a) duas camadas carregadas negativamente com uma nuvem iônica e (b) dupla camada elétrica e íons da água da superfície de argila	16
Figura 7 - Estruturas dos polímeros (a) linear, (b) ramificada e (c) cruzada.....	18
Figura 8 - Estrutura unitária (monômero) do polissacarídeo da Goma xantana.....	19
Figura 9 - (a) estrutura da celulose e (b) estrutura do CMC com grau de substituição igual a 1,0.....	21
Figura 10 - Associações de partículas de argilas	27
Figura 11 - Aprisionamento da coluna de perfuração pelo elevado diferencial de pressão entre a formação e o poço.....	32
Figura 12 - Formação permeável no poço.....	32
Figura 13 - Representação esquemática do aprisionamento da coluna de perfuração por prisão diferencial	33
Figura 15 - Agitadores Hamilton Beach.....	45
Figura 16 - <i>Roller Over</i> Fann Modelo 705 ES	45
Figura 17 - Viscosímetro Fann 35A.....	46
Figura 18 - Filtros-prensa API Fann	47
Figura 19 - Extensômetro	47
Figura 20 – Balança de Lama FANN.....	48
Figura 21 - Lubricímetro <i>OFITE</i>	49
Figura 22 - <i>Differential Sticking Tester</i> Fann e <i>Flat Plate</i>	49
Figura 23 - Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração argilosos ensaiados a temperatura de 49°C.....	52
Figura 24 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para as respostas (a) VA, (b) VP e (c) FG	56

Figura 25 - Superfícies de resposta para a viscosidade aparente fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico	57
Figura 26 - Superfícies de resposta para a viscosidade plástica fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico	59
Figura 27 - Superfícies de resposta para a força gel fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico	60
Figura 28 - Aspecto dos fluidos argilosos com 8,75g de argila (a) FA ₁ (49°C e envelhecimento estático), (b) FA ₅ (49°C e envelhecimento dinâmico), (c) FA ₃ (177°C e envelhecimento estático) e (d) FA ₇ (177°C e envelhecimento dinâmico).....	62
Figura 29 - Aspecto dos fluidos argilosos com 22,4g de argila (a) FA ₂ (49°C e envelhecimento estático), (b) FA ₆ (49°C e envelhecimento dinâmico), (c) FA ₄ (177°C e envelhecimento estático) e (d) FA ₈ (177°C e envelhecimento dinâmico).....	62
Figura 30 - Volume de filtrado (VF _{API}) <i>versus</i> raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com (a) 8,75g/350mL de argila e (b) 22,4g/350mL de argila.....	63
Figura 31 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para a permeabilidade	66
Figura 32 - Superfícies de resposta para a permeabilidade fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico	67
Figura 33 - Representação esquemática da deposição das partículas de argila em um sistema (a) disperso e (b) disperso e floculado	68
Figura 34 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos submetidos ao envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.....	71
Figura 35 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para o coeficiente de prisão diferencial	73
Figura 36 - Superfícies de resposta para o coeficiente de prisão diferencial fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.....	74
Figura 37 - Curvas de DSC dos aditivos (a) Goma xantana, (b) PAC e (c) CMC	80
Figura 38 - Aspecto dos fluidos estudados a (a) temperatura ambiente (FT _{amb}) e envelhecidos a (b) 107°C, (c) 121°C e (d) 177°C	82

Figura 39 - Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração argilosos da Etapa 02 aditivados com Goma xantana e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C	83
Figura 40 - Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração argilosos da Etapa 02 aditivados com PAC e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C.....	84
Figura 41 - Interação das partículas de argila com as moléculas de polímeros quando as partículas de argila estão (a) agregadas e (b) dispersas.....	87
Figura 42 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para as respostas (a) VA e (b) VP dos fluidos preparados com Goma xantana	93
Figura 43 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para as respostas (a) VA e (b) VP dos fluidos preparados com PAC	93
Figura 44 - Superfícies de resposta para a VA fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de Goma xantana e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de Goma xantana e CMC BV no nível (+1)	94
Figura 45 - Superfícies de resposta para a VA fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de PAC e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de PAC e CMC BV no nível (+1).....	95
Figura 46 - Superfícies de resposta para a VP fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de Goma xantana e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de Goma xantana e CMC BV no nível (+1)	97
Figura 47 - Volume de filtrado (VF_{API}) <i>versus</i> raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com Goma xantana e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C	99
Figura 48 - Volume de filtrado (VF_{API}) <i>versus</i> raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com PAC e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C.....	100
Figura 49 - Representação esquemática de um reboco formado por partículas de argila e moléculas de polímeros de cadeia curta e cadeia longa	101
Figura 50 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para a permeabilidade dos fluidos com (a) Goma xantana e (b) PAC.....	104
Figura 51 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com Goma xantana, CMC e lubrificante.....	109

Figura 52 - Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com PAC, CMC e lubrificante.....	110
Figura 53 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para (a) CL e (b) CPD dos fluidos com Goma xantana	114
Figura 54 - Valores preditos <i>versus</i> valores experimentais para (a) CL e (b) CPD dos fluidos com PAC.....	114
Figura 55 - Superfícies de resposta para o CPD fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de PAC e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de PAC e CMC BV no nível (+1)	116

SIMBOLOS E ABREVIACOES

A – concentração de argila
ANOVA - análise de variância
API - *American Petroleum Institute*
BUN - Bentonit União Nordeste
CL – coeficiente de lubrificidade
CMC – carboximetilcelulose
CMC BV – carboximetilcelulose de baixa viscosidade
CPD – coeficiente de prisão diferencial
DSC – *Differential Scanning Calorimetry*
E – tipo de envelhecimento
FC – fator de correção
FG – força gel, N/m²
GX – Goma xantana
K – permeabilidade, mD
LE – limite de escoamento, N/m²
LUB – lubrificante
L3 – leitura do viscosímetro a 3rpm
PAC - celulose polianiônica
PEFLAB - Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração
pH – potencial hidrogeninica
T – temperatura de envelhecimento
VA – viscosidade aparente, cP
VF_{API} – volume de filtrado API, mL
VP – viscosidade plástica, cP
V₀ - volume de filtrado inicial, mL
 ρ - Densidade

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1. INTRODUÇÃO

O processo de perfuração de poços de petróleo se faz importante para o sucesso das operações que constituem a indústria petrolífera. Por isto, as pesquisas neste setor vêm desenvolvendo uma incessante busca por novas tecnologias capazes de otimizar todas as etapas envolvidas na perfuração (Medeiros et al., 2008).

O sucesso da perfuração de um poço depende, dentre outros fatores, das características físico-químicas do fluido de perfuração utilizado, bem como do desempenho das funções requeridas ao fluido. Quanto mais eficiente as funções desempenhadas pelos fluidos, menor o tempo de perfuração.

Segundo Moreno et al. (2007), a minimização do tempo de perfuração tem estimulado o constante desenvolvimento em tecnologia de fluidos de perfuração, principalmente porque, devido aos avanços tecnológicos, perfurações em regiões profundas, que apresentam elevadas temperatura e pressão, e de grande complexidade são cada vez mais comuns.

Paula Júnior (2008) reporta que, dentre as muitas causas que geram tempo perdido na perfuração, a maioria tem relação direta com o fluido de perfuração, em problemas relacionados à estabilidade do poço, perdas de circulação e, principalmente, situações de controle de poço.

Para uma perfuração rápida e segura nestes ambientes, é importante que o fluido mantenha as propriedades desejadas dentro de toda a faixa de temperatura encontrada. No entanto, fluidos argilosos, geralmente empregados nas primeiras fases da perfuração de poços, apresentam uma série de limitações em perfurações nas fases posteriores, onde os poços atingem grandes profundidades e conseqüente, elevadas temperaturas.

Isto ocorre, porque os fluidos argilosos são sensíveis a altas temperaturas e quando expostos por longos períodos formam géis rígidos, podendo comprometer as operações de perfuração. Assim, quando a perfuração se dá em ambientes mais profundos, onde temperaturas mais elevadas (>100°C) são encontradas, os fluidos argilosos podem gelificar. Sob essas condições, há um aumento da viscosidade e o controle de filtração é então comprometido, causando danos não apenas as atividades de perfuração, como também a futura atividade de produção (Kelessidis et al., 2009).

Tanto para os fluidos base água, como para os de base não-aquosa, há relativamente pouca compreensão sobre a mudança do comportamento de fluxo nas

condições de fundo de poço, pela seguinte razão: a reologia do fluido é influenciada por muitos fatores, incluindo temperatura, pressão, cisalhamento, composição e caráter eletroquímico dos componentes e da fase contínua.

A temperatura no interior do poço depende do gradiente geotérmico (Karstad & Aadnoy, 1997) e as propriedades dos fluidos de perfuração podem apresentar grandes diferenças a temperatura ambiente e no interior do poço. Mesmo as temperaturas moderadas podem ter influência significativa nas propriedades reológicas dos fluidos (Larsen, 2007).

Devido ao grande número de variáveis envolvidas, o comportamento de fluidos de perfuração em altas temperaturas, particularmente, os de base aquosa, é imprevisível e, de fato, ainda não é totalmente compreendido. De acordo com Knechtel & Patterson (1956), mesmo diferenças muito pequena na composição dos fluidos podem fazer diferenças consideráveis no comportamento dos mesmos, de modo que é necessário testar cada fluido individualmente, a fim de obter dados confiáveis.

Segundo Reid et al. (2000), a necessidade de conhecer o comportamento dos fluidos e otimizar suas propriedades torna-se aparente quando se considera que as variáveis são conhecidas e podem influenciar um outro tipo de problema bastante comum que é a prisão de tubos.

A prisão de tubos também é um problema frequente com o aumento da profundidade, devido aos maiores problemas de instabilidade de poço e elevadas pressões. 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 na perfuração, pois manobras deverão ser feitas para tentar liberar a coluna, aumentando o tempo de perfuração (Yarim et al., 2007).

A prisão de tubos ocorre quando a coluna de perfuração fica presa dentro do poço, sem movimento, impedindo que a perfuração prossiga de forma eficiente. Dentre os tipos de prisão, destaca-se a prisão diferencial que é causada por um diferencial de pressão, 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).

Nesta categoria, a circulação do fluido é mantida, mas não é possível mover ou girar a tubulação em nenhuma direção (Schlumberger, 1997). Contribuem para este tipo de prisão, o mau dimensionamento dos fluidos de perfuração e a presença de formações permeáveis. Quanto maior o diferencial de pressão entre o poço e a

formação e também a área de contato da coluna com a parede do poço, mais difícil será para liberar os tubos presos.

Práticas comuns para evitar a ocorrência da prisão de coluna consistem em manter a coluna sempre em movimento vertical ou rotativo, reduzir os períodos nos quais a operação de perfuração é interrompida e acelerar a execução das manobras (Tavares, 2006).

O fluido de perfuração, neste caso, também possui um papel fundamental e é o parâmetro mais facilmente ajustável para prevenir ou reduzir o risco de prisão diferencial (Bushnell-Watson & Panesar, 1991). O peso do fluido de perfuração deve ser mantido o mais baixo possível, e as propriedades do fluido, mais particularmente, suas propriedades de filtração (volume de filtrado e o reboco) devem ser ajustadas de forma a proporcionar um reboco de baixa permeabilidade e espessura (Tavares, 2006).

O fenômeno de prisão diferencial, bem como temperaturas elevadas de fundo de poço são alguns dos principais problemas enfrentados em poços de petróleo causando grandes prejuízos técnicos e econômicos. Segundo Santoyo et al. (2001), pouco se sabe sobre as propriedades reais dos fluidos de perfuração frente a diferentes temperaturas, sendo, portanto, de suma importância estudar fluidos sob estas condições.

Desta forma, apesar da alta tecnologia empregada e sucessos obtidos com pesquisas no desenvolvimento e exploração de novos campos, bem como no desenvolvimento de novos fluidos (Santos, 2000), o estudo de fluidos de perfuração que atendam todas as exigências de uma perfuração a condições severas de temperatura e pressão se torna essencial.

1.1. Justificativa

Os fluidos de perfuração argilosos foram um dos primeiros a serem utilizados pela indústria do petróleo e gás e são, ainda hoje, amplamente empregados, pois além do seu caráter ambientalmente correto, apresentam custo muitas vezes inferior aos demais tipos de fluidos. A principal matéria-prima dos fluidos argilosos são as argilas bentoníticas ativadas (argila bentonítica sódica).

O emprego deste tipo de fluido se limita às primeiras fases da perfuração de poços (comumente fases I e II, caracterizadas pelos revestimentos condutor e de superfície, respectivamente), nas quais são geralmente encontradas formações de fácil

perfuração, a exemplo de sedimentos inconsolidados. Com o progresso da perfuração, formações geológicas de difícil perfuração e o aumento da temperatura no poço limitam o uso desse tipo de fluido.

Atualmente, as perfurações de poços de petróleo têm atingido regiões cada vez mais profundas e complexas. Como consequência, os fluidos de perfuração, indispensáveis à operação, são submetidos a condições severas de temperatura e pressão, bem como longos períodos de tempo sem circulação. Além disto, o poço está sujeito a diversos problemas, como o fenômeno de prisão diferencial.

Aliado aos fatores citados e devido ao grande número de variáveis envolvidas durante as operações de perfuração e as rigorosas exigências ambientais, desenvolver fluidos de perfuração ambientalmente corretos, estáveis termicamente e que apresentem menores riscos de prisão diferencial é atualmente um grande desafio. Além disto, ampliar o emprego das argilas bentoníticas ativadas, essencialmente as da região de Boa Vista, PB, é também fator que motiva e justifica o desenvolvimento deste estudo.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo Geral

Avaliar a estabilidade térmica e o desempenho de fluidos argilosos sob elevadas temperaturas e condições de prisão diferencial.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Estudar fluidos de perfuração argilosos visando sua aplicação em: i) poços de alta temperatura e ii) em poços com riscos de prisão diferencial;
- Avaliar a adequação de diversos aditivos poliméricos para o controle reológico e de filtração de fluidos argilosos a altas temperaturas;
- Avaliar a adequação de lubrificante para o controle da lubricidade e do coeficiente de prisão diferencial de fluidos argilosos a altas temperaturas;
- Avaliar a influência do tipo de envelhecimento térmico (estático e dinâmico) nas propriedades reológicas, de filtração, lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos;

- Avaliar as propriedades dos fluidos quando aditivados com os viscosificantes Goma xantana e PAC e
- Avaliar o uso da ferramenta Estatística no estudo de fluidos argilosos submetidos a diferentes condições de envelhecimento, diferentes temperaturas de envelhecimento e aditivações com polímeros e lubrificante.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. Fluidos de Perfuração

O processo de perfuração de poços de petróleo se apresenta como um dos mais complexos e primordiais para o sucesso de toda a cadeia de operações que constitui a indústria de petróleo e gás (Medeiros et al., 2008) e uma das ferramentas utilizadas na perfuração de poços é o fluido de perfuração (Medeiros et al., 2008).

O sucesso da perfuração de um poço de petróleo depende, dentre outros fatores, das características físico-químicas do fluido de perfuração utilizado na operação. Porém, é também importante que, em casos de acidente, tal fluido não afete negativamente o meio ambiente. Por este motivo, a água é utilizada como um dos meios dispersantes na formulação dos fluidos. Os fluidos assim formulados são chamados de fluido de perfuração base água (Medeiros et al., 2008).

A natureza da fase dispersante e dispersa, bem como os componentes básicos e as suas quantidades, definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades (Thomas, 2001).

A seleção do fluido de perfuração envolve a análise de vários fatores como: tipos de formações a serem perfuradas (limites de temperatura, resistência, permeabilidade e pressão nos poros da formação), fluidos contidos nessas formações, qualidade da água disponível, produtos químicos que irão compor o fluido, equipamentos e técnicas a serem utilizados e considerações ambientais e ecológicas (Bourgoyne et al., 1986).

Do ponto de vista da engenharia de poço, os fluidos de perfuração precisam atender a requisitos de desempenho como: taxa de penetração, limpeza do poço e minimização de perda de filtrado. Enquanto que para a engenharia de reservatório, os fluidos precisam controlar a pressão da formação e permitir uma avaliação adequada da zona produtora (Moreno et al., 2009).

Para que os fluidos se tornem eficientes e indispensáveis em um sistema de exploração de óleo e gás, além das funções requeridas aos fluidos, estes também devem cumprir algumas exigências técnicas, como: estabilidade à temperatura, facilidade de bombeamento, tolerância à contaminações, compatibilidade com os materiais perfurados e com o reservatório (Amorim, 2007).

Os fluidos são classificados de acordo com seu constituinte principal e, desta forma, são divididos em três tipos: aquosos, não-aquosos e gás. Os fluidos aquosos são divididos em não-inibidos (fluidos sem tratamento químico), inibidos (fluidos que passam por tratamentos físicos e/ou químicos), fluidos com baixo teor de sólidos e fluidos de alto desempenho. Essas divisões foram definidas em função do desempenho do fluido quando em operação. Os fluidos inibidos, por exemplo, são usados para perfurar rochas com elevado grau de atividade na presença de água doce, enquanto os não-inibidos são utilizados em perfurações de camadas superficiais (Thomas, 2001).

Os fluidos não-aquosos, de base oleosa, apesar de apresentarem excelentes propriedades, como elevado grau de lubricidade e alta estabilidade, alguns óleos, dependendo da cadeia aromática que o compõe, são tóxicos. Como alternativa às restrições ambientais impostas aos fluidos não-aquosos e as limitações de performance dos fluidos à base de água foram desenvolvidos fluidos sintéticos.

Utilizando como fluido base substâncias químicas sintéticas, os fluidos sintéticos são também chamados “pseudo-lamas à base de óleo”, pois na prática as substituem, oferecendo menor toxicidade e produção de menor volume de resíduos de perfuração. Os sintéticos são muito utilizados em áreas marítimas onde é proibido o descarte de cascalho quando se perfura com fluidos não-aquosos. No entanto, sua principal desvantagem está no seu alto custo (Schaffel, 2002).

Os fluidos à base de gás são muito pouco utilizados, recomendando-se seu uso para situações de zonas com grandes perdas de circulação e formações produtoras com pressão muito baixa (Caenn & Chillingar, 1996).

A economicidade também desempenha um papel importante na seleção do fluido (Lopes, 2012). No caso dos fluidos não-aquosos, embora apresentem propriedades únicas que são difíceis de alcançar com os fluidos de base aquosa, o seu uso apresenta algumas desvantagens como: alto custo (o fluido base é normalmente muito mais caro do que a água), tratamento especial (na medida em que fluidos não-aquosos são mais caros, um esforço maior deve ser feito para minimizar a perda desnecessária) e preocupações ambientais (Caenn & Chillingar, 1996).

Recentes mudanças nas legislações ambientais levaram a indústria do petróleo a abandonar a utilização de fluidos de perfuração a base de óleo diesel, apesar do seu excelente desempenho técnico, e os fluidos de base aquosa passaram a ser utilizados (Amorim, 2007).

2.2. Fluidos de Perfuração Argilosos

Nas fases iniciais, perfura-se com fluido base água e argila. Em trechos extensos e de ganho de ângulo, normalmente são utilizados fluidos à base de óleos sintéticos, caracterizados pela boa lubricidade e pouca reatividade com formações argilosas. Já as rochas reservatórios são perfuradas com fluidos *drill-in*, constituídos de soluções poliméricas salinas com agentes tamponadores (obturantes) da formação (Martins, 2004).

Lummus & Azar (1986) reportam que em perfurações simples e pouco profundas, um fluido constituído de água e argila bentonítica é adequado e, em situações de difícil perfuração e/ou grandes profundidades, é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos. A Figura 1 ilustra o aspecto de um fluido argiloso e um fluido aquoso mais elaborado, à base de polímeros.



Figura 1- Aspecto de um (a) fluido argiloso e um (b) fluido a base de polímeros (Amorim, 2010).

Compreender a interação entre a água e a argila e as propriedades que estas resultam, se faz importante para o uso apropriado deste material (Paula Júnior, 2008). Segundo Darley et al. (2011), duas características são essenciais para a estabilidade das dispersões de argila, o movimento Browniano, resultado da movimentação rápida, aleatória e desordenada das partículas de argila na fase dispersa, e o fenômeno de superfície das partículas, que tende a manter em suspensão as partículas de argila, de tal forma que são controladas as propriedades como viscosidade e velocidade de sedimentação. Esse fenômeno ocorre devido às interações eletrostáticas existentes entre elas, provenientes das interações repulsivas das superfícies das partículas.

As argilas apresentam a capacidade de se hidratar na presença de água, resultando em aumento da viscosidade (Lopes, 2012). Esse aumento permite ao fluido de perfuração ter a capacidade de carrear para superfície os detritos gerados para a superfície, especialmente em poços de maior diâmetro, onde a velocidade anular desenvolvida pela bomba é relativamente baixa (Bourgoyne et al., 1986).

Segundo Alderman (1988), os fluidos de perfuração devem ser capazes de manter os detritos em suspensão, bem como possuir baixa viscosidade para que o bombeamento seja eficiente, e acrescenta que essas funções são mais facilmente alcançadas com o uso de dispersões de bentonita. Ainda, segundo este autor, experiências em perfurações nos países produtores de petróleo têm mostrado que a matéria-prima mais importante no preparo de fluidos de perfuração é a bentonita, em virtude de suas excelentes propriedades coloidais e tixotrópicas (Lopes, 2012).

Nos fluidos de perfuração, a argila comercial mais comumente utilizada é a bentonita sódica que se diferencia pela sua capacidade de hidratação, porém a salinidade da água afeta substancialmente a habilidade dela hidratar-se (Teixeira Neto & Teixeira Neto, 2009).

Além de ser usada em muitos fluidos para conferir viscosidade e proporcionar uma alta capacidade de transporte e suspensão dos detritos gerados durante a operação de perfuração, a bentonita também age como controlador de volume de filtrado (Caenn & Chillingar, 1996).

Segundo Grim & Güven (1978), as propriedades da bentonita estão subordinadas ao fato de elas serem compostas por esmectitas, e as propriedades da esmectita, por sua vez, dependem da sua composição química, estrutura atômica e morfologia.

A bentonita é um tipo de argila plástica e coloidal, constituída essencialmente pelo argilomineral montmorilonita pertencente ao grupo das esmectitas, independentemente de sua origem ou ocorrência (Tonnesen et al., 2010). De acordo com Egloffstein (2002), as bentonitas são argilas que apresentam uma grande capacidade de expansão, grande capacidade de troca catiônica e permeabilidade muito baixa.

Bentonitas de boa qualidade geralmente contém 75 a 90% do seu peso de montmorilonitas, que são minerais compostos de três camadas (2:1), sendo uma camada de alumínio (octaédrica) entre duas camadas de silicatos (tetraédricos) e são classificadas de acordo com o cátion trocável predominante (Sousa Santos, 1992). A

Figura 2 ilustra a representação esquemática da folha octaédrica e das folhas tetraédricas de uma montmorilonita.

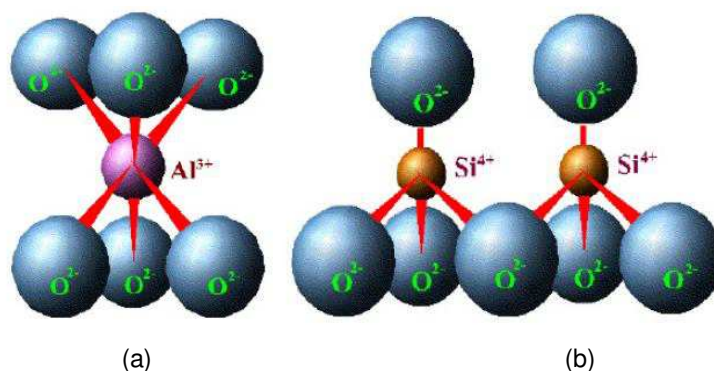


Figura 2 - Representação esquemática da (a) folha central octaédrica e da (b) folha de silicato tetraédrica da estrutura da montmorilonita (Valenzuela Días, 2003).

Para uso industrial, existem dois tipos de argilas bentoníticas: as que não incham em presença de água, que têm o cálcio como cátion interlamelar predominante, e as que incham em presença de água, nas quais o sódio é o cátion interlamelar predominante (Teixeira Neto & Teixeira Neto, 2009).

A presença de meio aquoso entre as camadas pode resultar num diferente tipo de complexo, no qual ao invés de um espaçamento basal definido, há uma contínua distribuição de distâncias interplanares. O espaçamento médio pode aumentar indefinidamente e variar linearmente com o inverso da raiz quadrada da concentração da solução, e a distância entre as camadas será determinada por forças osmóticas. Esse fenômeno de expansão interplanar é denominado de inchamento ou expansão (Oliveira, 2008).

O inchamento de argilas é o resultado da estrutura de camadas dos argilominerais e dos cátions adsorvidos para se atingir o equilíbrio de cargas (Darley et al., 2011).

A expansão das bentonitas cálcicas é consequência da expansão inter-cristalina devido à hidratação dos cátions entre as camadas de silicato (Mendes, 2010). Não se esfoliam em suspensão aquosa e, com isso, o inchamento de suas partículas é pequeno e precipitam rapidamente (Teixeira Neto & Teixeira Neto, 2009).

No caso das bentonitas sódicas, a expansão é consideravelmente maior, uma vez que, além da expansão inter-cristalina, ocorre também a expansão osmótica, que causa a delaminação parcial dos silicatos, aumentando a distância entre eles. Assim,

os silicatos adsorvem água até a completa esfoliação de suas camadas cristalinas em água, proporcionando à bentonita sódica os seus usos tecnológicos característicos e exclusivos, como a sua utilização em fluidos de perfuração.

A Figura 3 mostra a diferença de hidratação da bentonita cálcica e da bentonita sódica.

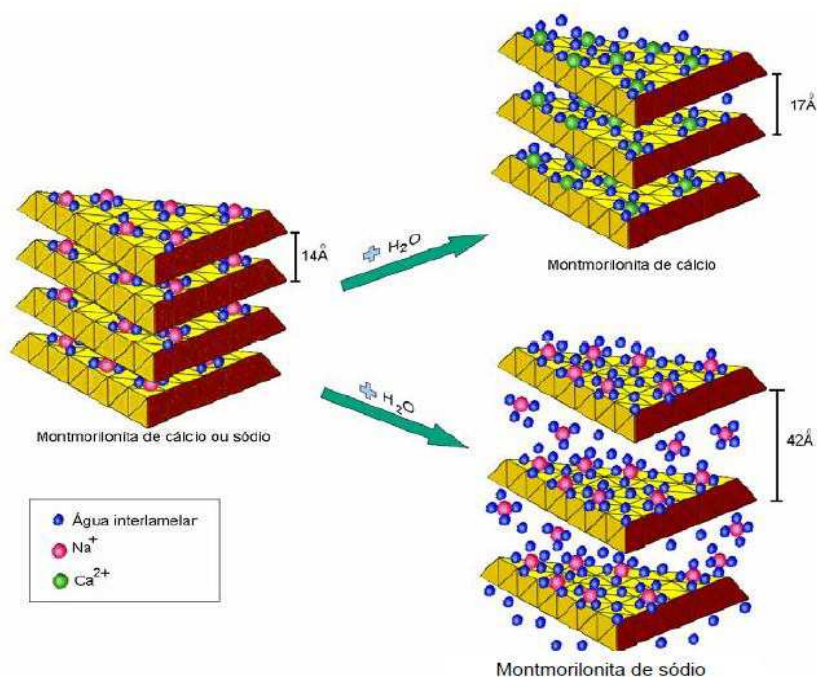


Figura 3 - Hidratação da esmectita cálcica e sódica (Martins, 2007).

2.2.1. Mecanismo de inchamento das argilas

Como mencionado acima, as principais características e propriedades dos argilominerais, relacionadas ao seu comportamento quando submetidos em soluções aquosas, podem ser descritas como inchamento cristalino e osmótico (Amorim, 2007).

De acordo com Darley et al. (2011), duas fases de inchamento podem ser observadas: na argila ainda seca, a água é incorporada na hidratação dos cátions trocáveis; este tipo de inchamento é conhecido como inchamento cristalino. A segunda fase resulta da grande diferença na concentração iônica e, principalmente, na concentração catiônica na superfície das camadas de argila e do meio aquoso e é chamado de inchamento osmótico (Cardoso, 2005).

2.2.1.1. Inchamento cristalino

No argilomineral esmectita, os cátions trocáveis estão localizados na superfície das camadas ou nas folhas da estrutura hexagonal que são formadas pelas folhas tetraédricas. Neste estágio, as camadas de esmectita encontram-se tão próximas que estão praticamente em contato (Cardoso, 2005).

A distância entre as camadas, como mostrada na Figura 4 (a), é de aproximadamente 0,96 nm, sendo a espessura da camada de 0,91nm. As camadas carregadas negativamente são mantidas juntas pelos cátions anexados pela estrutura e pela força de atração de *van der Waals* que atuam nestas pequenas distâncias (Cardoso, 2005).

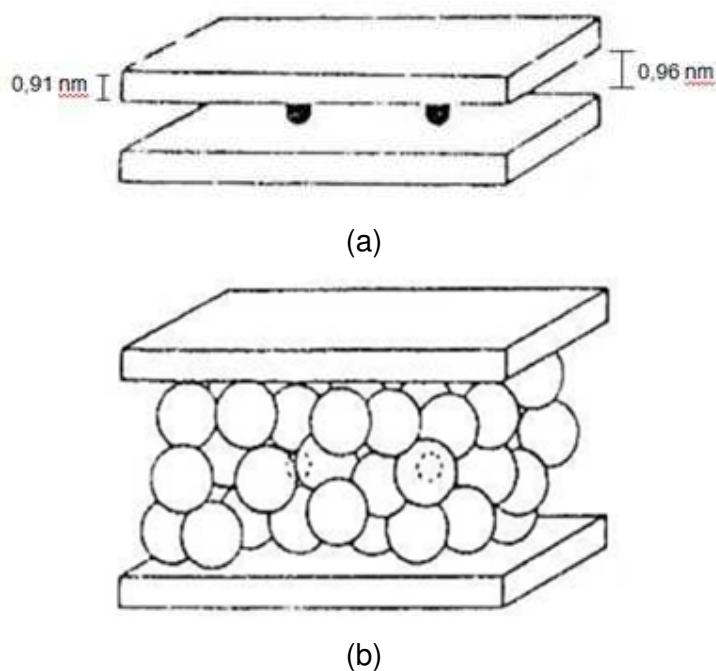


Figura 4 - Inchamento cristalino (Cardoso, 2005).

O inchamento cristalino é controlado pelo balanceamento entre as forças eletrostáticas de atração e repulsão (forças de Coulomb e de *van der Waals*). A magnitude do inchamento cristalino depende da natureza dos cátions trocáveis e da estrutura cristalina do argilomineral expansível (Amorim, 2007).

Após o contato direto com a água, os cátions são hidratados e se ordenam num plano entre as camadas de esmectita. Isto leva a um aumento do espaço entre as

camadas, bem como do próprio volume, que pode duplicar, como visto na Figura 4 (b) (Cardoso, 2005).

A hidratação dos cátions se deve à polaridade das moléculas de água, que mesmo sendo neutras eletricamente, apresentam, entretanto, uma distribuição dipolar de cargas. Existem dois centros positivos e um negativo (Figura 5), e os centros negativos são orientados com respeito aos cátions, enfraquecendo a interação eletrostática entre as camadas negativamente carregadas e seus cátions. Esse tipo de inchamento apresenta acréscimo limitado da distância interplanar.

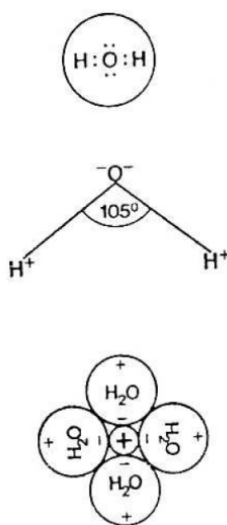


Figura 5 - Hidratação dos cátions (Cardoso, 2005).

2.2.1.2. Inchamento osmótico

Diferente do inchamento cristalino, que atua sobre curtas distâncias (até 1nm), o inchamento osmótico é baseado na repulsão entre a dupla camada elétrica e pode ocasionar distâncias interplanares muito maiores (Cardoso, 2005).

Os aspectos essenciais do inchamento osmótico não são apenas os grandes espaçamentos observados, mas também a natureza diferente das forças atuante entre as camadas (Darley et al., 2011). Essas forças são osmóticas e resultam do balaceamento de forças eletrostáticas, forças de *van der Waals* e pressão osmótica dos íons interplanares. A distância intercâmara não é constante (Amorim, 2007).

Segundo Darley et al. (2011), na esmectita sódica, o inchamento do tipo osmótico pode resultar na completa separação entre as camadas. A razão para o

inchamento osmótico é a grande diferença na concentração entre os íons mantidos próximos à superfície da argila e os íons da água que a argila está em contato (Figura 6).

Na Figura 6 (a), têm-se duas camadas carregadas negativamente e a nuvem de íons. A concentração iônica C_1 entre as camadas é muito maior que a concentração C_2 . Um equilíbrio de concentração só pode ser atingido através da penetração de água no espaço entre as camadas desde que os cátions estejam fixados eletrostaticamente pelas cargas negativas das camadas, uma vez que, próximo à superfície, o potencial negativo é extremamente alto (Figura 6 (b)) (Civan, 2000).

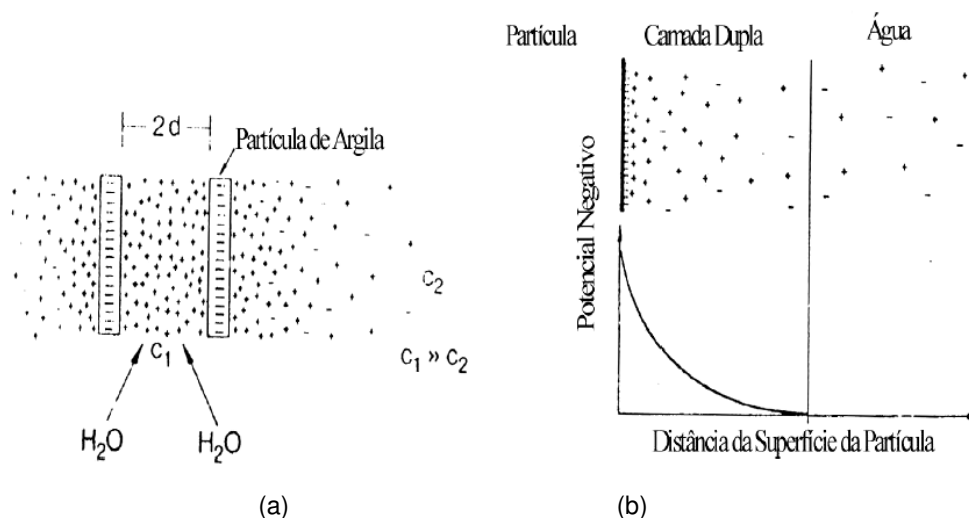


Figura 6 - (a) duas camadas carregadas negativamente com uma nuvem iônica e (b) dupla camada elétrica e íons da água da superfície de argila (Madsen & Vonmoons, 1989)

2.2.2. Permeabilidade das bentonitas

Segundo Egloffstein (2002), a baixa permeabilidade das bentonitas é consequência de três fatores principais. Um deles é a dupla camada difusa envolvendo a partícula de argila; a partícula de argila com carga negativa causa a atração de íons de carga positiva, formando uma dupla camada de cargas ao redor da partícula. A espessura da dupla camada difusa depende da concentração eletrolítica do fluido entre as camadas da argila. Quanto maior a concentração, menor a espessura da dupla camada difusa e maior a condutividade hidráulica.

O segundo fator é a adesão de água nos cristais de montmorilonita. A água de hidratação e a água adsorvida são aderidas as partículas sólidas e apenas uma parte de água ocupando o espaço entre as camadas da bentonita obedece à lei de Darcy.

O terceiro fator é a micro-estrutura das partículas de argila. Devido à delaminação parcial das camadas de silicato, bentonitas sódicas apresentam cristais de tamanhos menores (arranjo coloidal) e uma microestrutura dispersa, mais eficiente comparada às bentonitas cálcicas. Assim, bentonitas sódicas apresentam um menor volume permeável com caminhos de fluxos mais longos, contornando as partículas individuais de argila. Segundo Bouazza (2002), bentonitas sódicas podem expandir de 10 a 20 vezes o seu volume quando hidratadas (Mendes, 2010).

A estrutura mais agregada conferida pela maior atração das argilas na presença de íons cálcio aumenta a permeabilidade da bentonita. Egloffstein (2002) reporta aumentos de 3 a 6 vezes na permeabilidade da bentonita cálcica em relação à sódica (Mendez, 2010)

A distância interlamelar nas bentonitas é maior quando as camadas de argila têm suas cargas compensadas pelo íon sódio, de menor valência, permitindo a penetração de uma maior quantidade de água no espaço entre as camadas. Isso explica porque a capacidade de expansão da bentonita sódica é muito maior do que a do tipo cálcica (Teixeira Neto & Teixeira Neto, 2009).

As bentonitas produzidas no Brasil são cálcicas e o país não tem reservas de bentonitas sódicas. Toda bentonita sódica disponível no país ou é importada ou é produzida a partir da bentonita cálcica, em um processo de beneficiamento (ativação), usando carbonato de sódio (Alves et al., 2008).

2.3. Aditivação dos Fluidos Argilosos

Em grande parte dos sistemas que envolvem fenômenos de superfície ou química coloidal, as interações físicas envolvidas entre os componentes do sistema podem ser de dois tipos: interações eletrostáticas e aquelas agrupadas sob o termo geral de forças de *van der Waals* (Bragança, 2008).

De maneira simplificada, pode-se dizer que as forças eletrostáticas surgem da interação entre átomos ou moléculas carregadas eletricamente por cargas de sinais opostos ou iguais. Trata-se de uma das maiores forças de interação entre átomos e moléculas, com energia de ruptura típica da ordem de 400 kJ.mol^{-1} (Bragança, 2008).

As interações de *van der Waals* podem ser divididas em três tipos: interações dipolo-dipolo, dipolos induzidos e interações de *London-van der Waals*. O terceiro tipo é a força mais fundamental e menos intensa delas em termos absolutos, e também é a

que contribui de maneira mais importante para as interações de *van der Waals* (Bragança, 2008).

A forte adesão entre as partículas de argila e o polímero, ambos contendo excesso de carga negativa, deve-se às interações eletrostáticas criadas pela deposição de íons positivos na interface polímero-argila.

Os polímeros são definidos como moléculas orgânicas com peso molecular acima de 200, contendo várias unidades repetidas (monômeros) e variam na função e em propriedades básicas como estabilidade, carga, etc. Em geral, segundo Caenn & Chillingar (1996), os polímeros podem ser classificados como polímeros naturais, naturais modificados e sintéticos e quanto à sua estrutura em linear, ramificada ou cruzada (Pereira, 2002). A Figura 7 ilustra exemplos das estruturas dos polímeros.

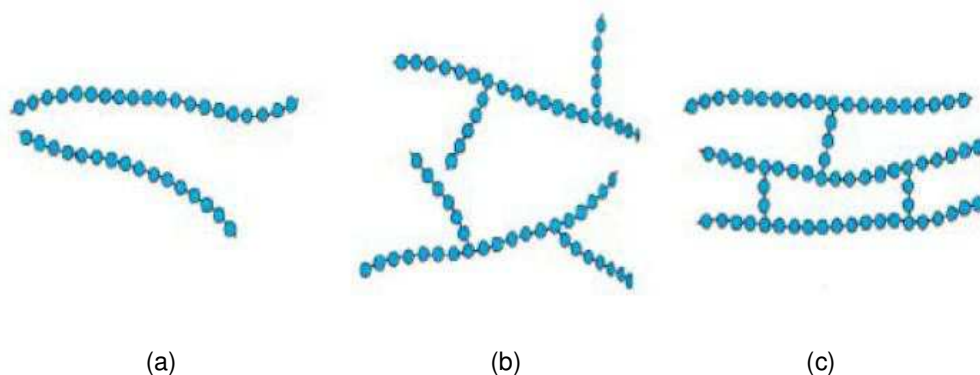


Figura 7 - Estruturas dos polímeros (a) linear, (b) ramificada e (c) cruzada (Pereira, 2002).

Segundo Darley et al. (2011), os polímeros naturais e sintéticos são utilizados em fluidos com baixo teor de sólidos para ajudar a manter a estabilidade do poço e para minimizar a dispersão dos cascalhos nos fluidos de perfuração. Estes polímeros consistem de cadeias longas que ficam adsorvidas na superfície dos cascalhos, protegendo os cascalhos da desintegração. As propriedades viscosas destes polímeros são principalmente devido à interferência mecânica entre as cadeias, e, em geral, não formam estruturas de gel (exceto no caso de um polímero cujas cadeias podem ser reticuladas por ligações químicas).

A grande diversidade de fenômenos observada nas propriedades dos fluidos é atribuível ao tamanho das moléculas. Barnes et al. (1993) citam que o fator principal na determinação da reologia é o comprimento das cadeias poliméricas, muito embora outros fatores também influenciem. Assim, a escolha de um polímero, ou mesmo de uma classe de polímeros destinado a conferir uma dada função ao fluido ou ao

processo está intrinsecamente associada a sua estrutura molecular e ao peso molecular (Silva, 2005).

Desta forma, o uso dos polímeros dependerá das propriedades finais requeridas na perfuração. Esses aditivos atuam diretamente como viscosificantes, redutores de filtrado, inibidores de argilas expansivas, dispersantes, lubrificantes, dentre outros.

Os aditivos utilizados nos fluidos de perfuração podem ser baritina (adensante), fosfatos, taninos, lignossulfonatos (dispersantes), carbonatos (removedores de cálcio e de magnésio), os paraformaldeídos (bactericida), carboximetilcelulose - CMC, amido (controladores de filtrado), gomas (viscosificantes) e outros (Guimarães & Rossi, 2007).

2.3.1. Goma xantana

A Goma xantana é produzida pela ação do microrganismo *Xanthomonas campestris*, possui cadeia ramificada, caráter aniônico e massa molar elevada. A Figura 8 ilustra a estrutura química da Goma xantana.

A introdução da Goma xantana foi a maior contribuição para o progresso dos fluidos com baixo teor de sólidos. É um eficiente agente de suspensão tanto em água doce como em água salgada. Esta tolerância por sal faz deste polímero um dos componentes de grande aplicação em fluidos de perfuração para ambientes ricos em eletrólitos (Darley et al., 2011).

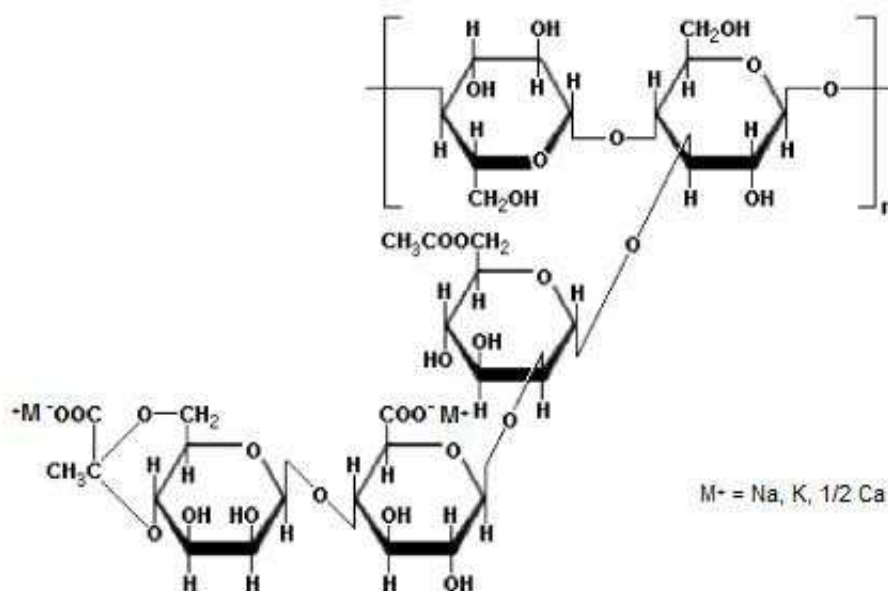


Figura 8 - Estrutura unitária (monômero) do polissacarídeo da Goma xantana (Nery et al., 2008).

Dentre as gomas microbianas, a xantana ocupa lugar de destaque no mercado por apresentar propriedades reológicas bastante distintas e incomuns, tais como alto grau de pseudoplasticidade e elevada viscosidade, mesmo à baixas concentrações. O sucesso da goma é função das vantagens que esta exhibe como espessante, estabilizante, agente de suspensão e floculação nas indústrias alimentícia e petrolífera (Araújo et al., 2005).

A Goma xantana é altamente estável em ampla faixa de pH, sendo afetada apenas com valores de pH superiores a 11 e inferiores a 2,5. Essa estabilidade depende da concentração; quanto maior a concentração, maior a estabilidade da solução. Além disso, a Goma xantana é estável em ampla faixa de temperatura e a viscosidade é pouco afetada na presença de sais (Luvielmo & Scamparini, 2009).

Soluções de Goma xantana são altamente pseudoplásticas, ou seja, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação, mas recuperam rapidamente a viscosidade na remoção da tensão de cisalhamento, logo o fenômeno da histerese não é pronunciado (Rocks, 1971). A associação das cadeias de Goma xantana existe quando em repouso ou em baixas taxas de cisalhamento, sendo estabilizadas pelas ligações de hidrogênio (Cuvelier & Launay, 1986). No cisalhamento, a extensão da agregação é reduzida pelo alinhamento das cadeias, resultando em uma baixa viscosidade (Borges et al., 2008).

2.3.2. Celulose

A celulose é um polímero natural que é insolúvel em água e, para ser um dos aditivos utilizados em fluidos de perfuração, deve ser modificada para Carboximetilcelulose (CMC). Assim, para tornar-se solúvel, é modificado para a forma de polieletrólito. Esta modificação envolve uma alteração da unidade repetitiva do polímero pela introdução do grupo carboximetil aniônico (CH_2COO^-). O CMC é, então, obtido através da reação entre a celulose, o hidróxido de sódio (NaOH), formando a álcali-celulose, e o ácido monocloroacético (ClCH_2COOH) (Amorim, 2003).

De forma geral, o Carboximetilcelulose (CMC) é um polissacarídeo linear derivado da celulose, aniônico e possui grupos carboxilato. Sua função depende do peso molecular. Seu uso inclui o controle de perda de filtrado e o aumento da viscosidade à alta taxa de cisalhamento (Caenn & Chillingar, 1996). Amorim (2003)

reporta ainda que o uso do CMC produz rebocos muito finos capazes de impedir o escoamento do fluido através das formações geológicas que estão perfuradas.

O PAC (celulose polianiônica) é uma celulose modificada para carboxietilcelulose. Apresenta elevada solubilidade e maior eficiência, principalmente, em águas salgadas e tolerância da temperatura (Pereira, 2002). Seu uso é apropriado para todos os tipos de água, água doce, água do mar ou salmoura saturada. As principais funções do PAC são reduzir perdas de filtrado e espessamento.

Conforme reportado por Amorim (2003), a qualidade dos CMCs e dos PACs é função da uniformidade da substituição dos grupos carboxílicos ao longo da cadeia polimérica. Dois CMCs ou dois PACs podem possuir a mesma pureza e idênticos graus de substituição e de polimerização, e apresentarem diferentes comportamentos. Isto se deve a distribuição uniforme dos grupos carboxílicos que confere ao polímero melhor solubilidade e melhor desempenho: se a substituição ocorre apenas no final ou no meio da cadeia, o resultado é um polímero com limitada solubilidade e, conseqüentemente, baixa performance.

A Figura 9 apresenta a estrutura da celulose e a estrutura do CMC com grau de substituição igual a 1,0.

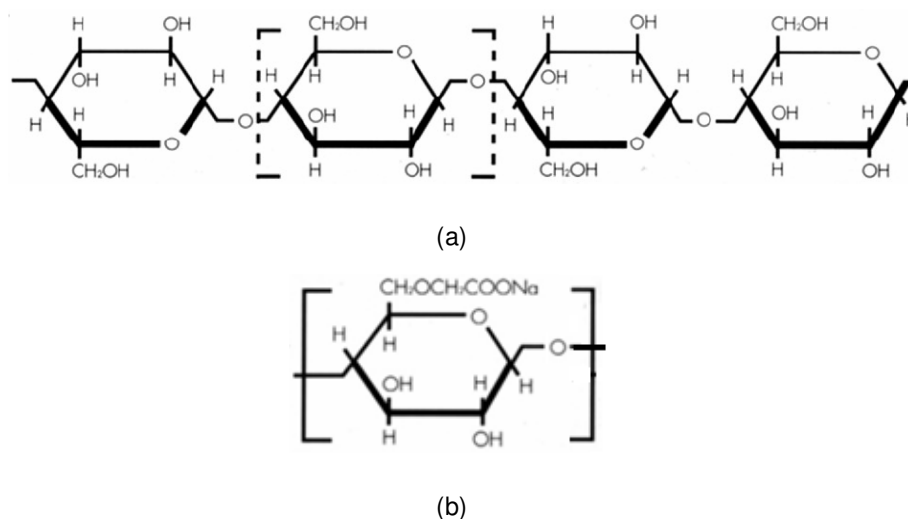


Figura 9 - (a) estrutura da celulose e (b) estrutura do CMC com grau de substituição igual a 1,0 (Amorim, 2003).

2.3.3. Ésteres

Ésteres são compostos orgânicos produzidos através da reação química denominada de esterificação: ácido carboxílico e álcool reagem entre si e os produtos

da reação são éster e água. Existem três classificações para os ésteres. Eles podem se encontrar na forma de essências, óleos ou ceras, dependendo da reação e dos reagentes.

Os lubrificantes são, em sua maioria, derivados do petróleo (óleos minerais) ou produzidos em laboratório (óleos sintéticos), podendo ainda ser constituídos pela mistura de dois ou mais tipos (óleos compostos). Atualmente, estão sendo desenvolvidos lubrificantes de origem animal ou vegetal (óleos graxos), que por sua vez são biodegradáveis e ambientalmente corretos (Medeiros et al., 2008).

Para uso em fluidos de perfuração, os produtos derivados de ésteres são extremamente importantes, pois estes são utilizados como óleo lubrificante. O éster de ácido graxo de cadeia curta e etanol é insolúvel em água e não possui cargas, apenas dipolos.

Estes óleos lubrificantes se fazem importantes, pois quando colocados entre duas superfícies, formam uma película protetora que tem como função principal reduzir o atrito, o desgaste, auxiliar no controle da temperatura, proporcionando a limpeza do equipamento, protegendo contra a corrosão decorrente dos processos de oxidação, podendo também, ser agente de transmissão de força e movimento (Gomes & Oliveira Filho, 2005).

Em trechos de ganho de ângulo e horizontais as propriedades lubrificantes são de extrema importância (Albuquerque, 2006), isto porque os fluidos lubrificantes podem proporcionar uma série de benefícios nas operações de perfuração, como aumento da vida útil da broca, aumento da taxa de perfuração, redução do torque, aumento da estabilidade do poço e auxilia no controle da temperatura (Gomes & Oliveira Filho, 2005).

Segundo Gomes & Oliveira Filho, (2005), a lubricidade é um termo qualitativo que descreve a habilidade de um fluido em evitar a fricção e o desgaste entre superfícies metálicas em movimento relativo a cargas. Quando um fluido não apresenta lubricidade adequada, sua capacidade de diminuir o atrito entre as superfícies em contato é prejudicada.

Os lubrificantes podem atuar por um ou vários mecanismos, dependendo da sua composição química e o estado de dispersão ou solubilidade na base do fluido: podem revestir superfícies metálicas, reduzindo a aderência do aço ao reboco; podem ser incorporados ao reboco e proporcionar um melhor controle da perda de fluidos (resultando em rebocos finos) e podem ser incorporados ao reboco de uma forma que

reduza a sua elasticidade. Porém, os aditivos mais eficazes são aqueles que operam em mais de um dos mecanismos acima (Reid et al., 2000).

Os diversos aditivos empregados no preparo de fluidos apresentam propriedades e características que estão intrinsecamente associadas às condições nas quais estão submetidos, tais como, as condições de salinidade, pH, temperatura e cisalhamento. Essas condições afetam o grau de dispersibilidade, hidratação e viscosificação, além das características mais específicas como tolerância à salinidade e a acidez, capacidade de reticulação e degradabilidade (Silva, 2005).

Assim, é fundamental conhecer as propriedades dos aditivos utilizados no preparo dos fluidos e associá-las as funções e condições de operação (Silva, 2005), uma vez que no cenário exploratório brasileiro e internacional é frequente a perfuração de poços profundos (Paula Júnior, 2008).

O desenvolvimento de perfurações profundas resulta em novos desafios e técnicas mais elaboradas são necessárias, devido às severas condições encontradas nessas profundidades. As condições extremas que existem exigem uma adaptação e um “desenho” particular dos fluidos de perfuração (Larsen, 2007).

2.4. Estabilidade Térmica dos Fluidos

Dentre os desafios encontrados na perfuração de poços profundos, destacam-se as elevadas temperatura e pressão no fundo do poço; a medida que aumenta a profundidade, a temperatura na parte inferior do poço aumenta. Isto ocorre porque o manto terrestre é mais quente do que a crosta e o fluxo de calor é contínuo do centro para a superfície (Larsen, 2007).

O gradiente geotérmico (aumento da temperatura com a profundidade) irá variar dependendo das condições geológicas, tais como a espessura da crosta terrestre, condutividade térmica das rochas e as características geológicas, como vulcões ou zonas de falha. Naturalmente, a temperatura do fluido de perfuração se aproximará do gradiente geotérmico quando o mesmo não está sendo circulado (Karstad & Aadnoy, 1997).

A temperatura do fluido de perfuração dentro do poço pode variar de 0°C a 150°C e é importante que o fluido mantenha as propriedades desejadas dentro de toda a faixa de temperatura encontrada. Dentre as propriedades requeridas aos fluidos,

destacam-se as propriedades reológicas, que dependem fortemente das variações de temperatura e de pressão (Larsen, 2007).

As elevadas temperaturas geram um efeito negativo no avanço da perfuração de um poço. Segundo reportado por Paula Júnior (2008), dentre as muitas causas que geram tempo perdido na perfuração de poços profundos, a maioria tem relação direta com o fluido de perfuração, em problemas relacionados à estabilidade do poço, perdas de circulação e, principalmente, situações de controle de poço. Desta forma, desenvolver uma formulação que suporte adequadamente ambientes de elevada pressão e temperatura é muito desafiador, principalmente porque pouca atenção é dada ao projeto adequado de fluidos (Lopes, 2012).

O adequado planejamento e execução dos fluidos de perfuração desempenham um papel importante na prevenção de eventos adversos e aumenta o sucesso da perfuração com a profundidade (Lopes, 2012). Como a perfuração de poços é inerentemente onerosa, a escolha do fluido de perfuração e dos equipamentos requer uma avaliação cuidadosa para lidar com os desafios da perfuração. Esses desafios incluem temperaturas elevadas e pressões que limitam a seleção de equipamentos de fundo de poço, determinação da pressão de fundo de poço, perda de circulação, baixas taxas de penetração, gases ácidos, conformidade com segurança e regulamentos ambientais (Paula Júnior, 2008).

Basicamente, dois efeitos são observados nos fluidos de perfuração com o aumento da profundidade do poço: o aumento da pressão tende a aumentar a viscosidade, devido a compressibilidade do fluido, enquanto que o aumento da temperatura aumenta o movimento Browniano das partículas dissolvidas no fluido, como consequência, há uma redução na interação molecular ocasionando redução da viscosidade e de outras propriedades reológicas (Darley et al., 2011). No entanto, para um determinado perfil de temperatura e pressão, estes dois efeitos se anulam e a viscosidade e densidade do fluido permanecem uniformes ao longo da profundidade do poço (Iheb, 2007).

Segundo Bartlett (1967), tanto para os fluidos aquosos, como para os não-aquosos, há relativamente pouca compreensão sobre a mudança do comportamento de fluxo nas condições de fundo de poço, pela seguinte razão: a reologia do fluido é influenciada por muitos fatores, incluindo temperatura, pressão, cisalhamento, composição e caráter eletroquímico dos componentes e da fase contínua. Estes efeitos podem ser resumidos como segue:

- **Efeito Físico:** A diminuição da temperatura e aumento da pressão afetam a mobilidade dos sistemas e conduzem a um aumento de viscosidades. O efeito da pressão deverá ser maior nos sistemas à base de óleo, devido à compressibilidade da fase oleosa.
- **Efeito Eletroquímico:** O aumento na temperatura aumenta a atividade iônica de qualquer eletrólito e a solubilidade de qualquer sal presente no fluido. Isto pode alterar o equilíbrio entre as forças de atração e repulsão interpartícula e, assim, o grau de dispersão e floculação dos fluidos.
- **Efeito Químico:** Em temperaturas acima de 94°C (200°F) todos os hidróxidos reagem com os minerais de argila, podendo resultar numa mudança da estrutura e, portanto, também em uma alteração das propriedades reológicas do fluido.

2.4.1. Influência da temperatura nos fluidos argilosos

Como já mencionado, a bentonita é utilizada como aditivo para controlar as propriedades de fluidos de perfuração à base de água, auxiliando no transporte dos cascalhos, gerados pela broca, até a superfície, controlando as pressões de subsuperfície e minimizando as perdas de fluido para as formações permeáveis por meio da formação de um reboco nas paredes do poço. Contudo, quando a perfuração se dá em ambientes mais profundos, onde temperaturas mais elevadas (>100°C) são encontradas, as suspensões de bentonita (fluidos argilosos) podem gelificar. Este efeito ocorre mais frequentemente quando as suspensões ficam expostas a essas temperaturas por longos períodos. Sob essas condições, o controle de filtração é então comprometido, causando danos não apenas as atividades de perfuração, como também a futura atividade de produção (Kelessidis et al., 2009).

No passado, para resolver os problemas causados pela gelificação de fluidos com bentonita, eram utilizados os fluidos não-aquosos. No entanto, devido às restrições ambientais, logística e custos, o uso de fluidos à base de óleo não é mais possível. Assim, de acordo com Clark (1994), os fluidos argilosos são empregados também nestes difíceis ambientes, desde que adequadamente aditivados.

De acordo com Kelly (1961), as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração podem apresentar grandes diferenças à temperatura ambiente e no interior do poço. A temperatura no interior do poço depende do gradiente geotérmico e pode

ser maior do que 260°C. No entanto, temperaturas moderadas podem ter influência significativa nas propriedades reológicas dos fluidos. O fluido no interior do poço pode ser mais grosso ou mais fino do que na superfície, e um aditivo que reduz a viscosidade na superfície pode aumentar a viscosidade do fluido no interior do poço.

O efeito da temperatura sobre as propriedades reológicas de suspensões de bentonita é imprevisível, não é totalmente compreendido e nenhum mecanismo de ação, amplamente aceito, foi proposto. Por outro lado, os autores citam que suspensões de bentonita submetidas a temperaturas acima de 100°C apresentam pequena redução nos valores de viscosidade plástica e grande aumento no limite de escoamento. No entanto, uma vez aditivadas com defloculantes, essas suspensões apresentam redução em ambos os parâmetros reológicos à temperaturas de 177°C (Hiller, 1963).

Também de acordo com diversos autores, a floculação de suspensões de bentonita observada em altas temperaturas pode ser resolvida com a adição de aditivos afinantes, mas muitos destes degradam na mesma faixa de temperatura. Assim, devem ser encontrados aditivos termicamente estáveis. Pesquisas mostraram que a lignina, o amido, a celulose polianiônica, dentre outros, sob certas condições, estabilizam as propriedades reológicas de suspensões de bentonita em altas temperaturas (Luckham & Rossi, 1999).

A floculação de suspensões de argila tem sido referenciada como consequência das associações face-a-aresta e aresta-a-aresta, responsáveis pela estrutura de gel nas suspensões de argilas montmoriloníticas (Luckham & Rossi, 1999).

Segundo Luckham & Rossi (1999), a energia de interação presente nos sistemas floculados dependerá do tipo de associação entre partículas; a associação do tipo face-a-face conduz a flocos largos e espessos, enquanto que as associações do tipo face-a-aresta e aresta-a-aresta, conduzem a estruturas volumosas em três dimensões do tipo castelo-de-cartas. Essas associações estão apresentadas na Figura 10.

Duas outras teorias, citadas em Luckham & Rossi (1999), têm sido propostas para descrever os modelos de interação entre as partículas de argilas montmoriloníticas. A primeira sugere que a estrutura de gel é uma consequência das forças de repulsão causadas pela interação da dupla camada das partículas e a segunda demonstra que as propriedades de gel dessas dispersões são consequência de interações entre as faces das partículas ao longo de sua extensão, formando uma

estrutura do tipo fita. Essa última teoria é baseada no fato de que a área das arestas é pequena, conseqüentemente, a atração eletrostática entre as arestas e as faces é pequena comparada a repulsão entre as duas faces quando duas partículas aproximam-se uma da outra. A associação de partículas determina o comportamento reológico de suspensões de bentonita, sendo de grande importância aos fluidos de perfuração (Amorim, 2003).

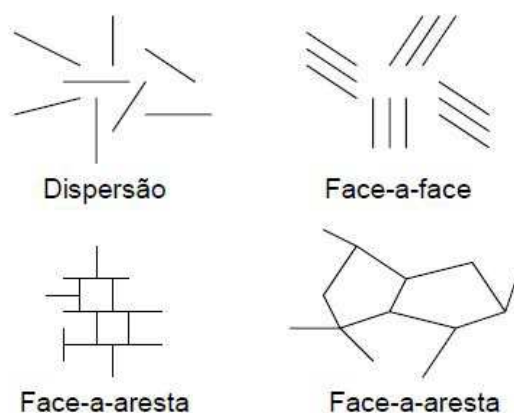


Figura 10 - Associações de partículas de argilas (Amorim, 2003).

Segundo Annis (1967), se a suspensão é totalmente defloculada, a viscosidade plástica e o limite de escoamento diminuem com o aumento da temperatura até 230°C (446°F), enquanto que se a suspensão for floculada, apenas a viscosidade plástica diminui e o limite de escoamento aumenta drasticamente em temperaturas superiores a 190°C (374°F).

Mesmo variações muito pequenas na composição destes fluidos podem fazer diferenças consideráveis no seu comportamento reológico, de modo que é necessário testar cada fluido individualmente, a fim de obter dados confiáveis (Knechtel & Patterson, 1956).

Os fluidos à base de água contendo bentonita podem ser usados nestes difíceis ambientes e vários aditivos são empregados para permitir estabilidade a essas altas temperaturas (Clarck, 1994).

2.4.2. Estudos relacionados à estabilidade térmica

Diversas pesquisas foram realizadas para estudar a reologia de fluidos sob condições de altas pressão e temperatura.

Exner & Craft (1933) realizaram uma investigação dos efeitos da temperatura sobre a viscosidade de alguns fluidos utilizados em perfurações na costa do Golfo. O objetivo deste estudo foi determinar as mudanças relativas na viscosidade aparente dos fluidos com mudanças na temperatura e descobrir outros efeitos físicos devido ao calor. Os autores afirmam que pouca informação foi publicada sobre os efeitos da temperatura na viscosidade do fluido de perfuração. Os resultados experimentais apresentados neste trabalho afirma que o limite de escoamento e a viscosidade diminuem ligeiramente com o aumento da temperatura até 93°C (200°F).

Hiller (1963) e Annis (1967) estudaram os efeitos de temperaturas e pressões elevadas sobre a reologia de fluidos base água, considerando-os ter um comportamento plástico. Annis (1967) investigou as mudanças nas propriedades reológicas do fluido com o tempo e a temperatura de até 149°C (300°F) em viscosímetro com cilindros concêntricos rotacional da Fann. Seus experimentos abrangeram os efeitos da temperatura e do envelhecimento sobre a curva de fluxo (tensão x taxa decisalemento), força gel e viscosidade. O estudo concluiu que alta temperatura provoca a floculação das dispersões de bentonita. Em baixas taxas de cisalhamento foram observadas altas viscosidades e elevada força gel. O autor afirmou ainda que o tratamento adequado do fluido com bentonita, NaOH e lignosulfonato reduz a floculação a uma temperatura elevada.

Combs & Whitemire (1968) realizam experimentos com alta pressão e temperatura em fluidos de emulsão inversa e as variações de viscosidade efetiva foram medidas utilizando um viscosímetro capilar. Associado a este trabalho, Sinha (1970) estudou fluidos não-aquosos e fluidos argilosos. Os resultados evidenciaram que a viscosidade equivalente de fluidos à base de água comparado com fluidos não-aquosos, não são afetadas na mesma medida pelas variações de temperatura e pressão e no caso de fluidos à base de água, a temperatura é uma variável dominante.

Alderman et al. (1988) realizaram experimentos com fluidos aquosos para estudar a reologia em temperaturas de até 130°C (266°F) e elevadas pressões. Os autores concluíram que a viscosidade, a elevado cisalhamento, diminui com o aumento da temperatura de uma maneira semelhante para todos os fluidos de perfuração examinados e aumenta com a pressão a uma extensão que depende da densidade do fluido. A tensão de cisalhamento é essencialmente independente da pressão e fracamente dependente da temperatura.

Ali (1990) escreveu mais tarde uma tese a partir de uma investigação de laboratório sobre o efeito da temperatura elevada (254°C ou 490°F) e tempo de envelhecimento de 30 dias sobre as propriedades dos fluidos à base de água utilizando um viscosímetro HPHT Fann 70, um forno de rolos Baroid (envelhecimento dinâmico) e água destilada como fase contínua. Os resultados mostraram uma diminuição na viscosidade, no limite de escoamento e na força gel com o aumento da temperatura para todos os valores de tempo de envelhecimento e aumento com o tempo de envelhecimento. Os efeitos do envelhecimento tendem a diminuir com aumento do tempo de envelhecimento.

Shokoya et al. (1997) realizaram um estudo sobre a reologia e corrosão de fluido base água em condições simuladas de fundo de poço. Os testes foram conduzidos em condições que simulam o fluxo, temperatura e pressão encontrados durante operações de perfuração. Foi observado que as viscosidades plástica e efetiva dos fluidos de perfuração diminuem com o aumento da temperatura e do tempo de exposição nas condições de fundo de poço. As taxas de corrosão são mais baixas com o pH ligeiramente alcalino e maior na faixa de pH ligeiramente ácido. O fluido de perfuração geralmente ataca os limites de grão das amostras de aço.

Salimi et al. (2000) realizaram uma pesquisa sobre o comportamento reológico de polímero hidratado em fluidos de perfuração à base de água em altas temperaturas e pressões que simularam as verdadeiras condições de trabalho em um poço profundo. O desempenho desses polímeros como modificador reológico em sistemas de perfuração foi então investigada utilizando um viscosímetro Fann 50C comercial. Ao medir a curva de fluxo em pressões de até 500 psi e temperaturas até 149°C (300°F), verificou-se que a temperatura tem efeito prejudicial sobre as propriedades reológicas dos fluidos, enquanto o efeito da pressão sobre estas propriedades foi pouco significativo (especialmente a uma pressão acima de 300 psi).

Fitzgerald et al. (2000) avaliaram os desafios, o comportamento e a importância dos fluidos de perfuração na perfuração de poços à temperatura da ordem de 200°C (392°F) e pressão de 15.900 psi e concluíram que o fluido deve apresentar reologia suficiente para evitar decantação de cascalho ou barita sem proporcionar densidade de circulação (ECD – *Equivalent Circulation Density*) elevada que possa exceder o gradiente de fratura das formações; a estrutura gel do fluido tem que ser adequada para suportar a barita durante períodos estáticos, mas sem provocar pressões excessivas durante o reinício da circulação, de modo a não fraturar as formações mais

fracas e o fluido de perfuração deve manter-se estável mesmo após longos períodos sem circulação (maior que 100 horas, como ocorre durante a perfilagem).

Osman & Aggour (2003) realizaram um experimento para determinar as mudanças na densidade do fluido com a pressão e temperatura através de um modelo recém-desenvolvido chamado de Redes Neurais Artificiais (RNA). Medições experimentais disponíveis de fluidos base água e base óleo a pressões que variaram de 0 a 1400 psi e temperaturas até 204°C (400°F) foram usados para desenvolver e testar o modelo RNA. Com o conhecimento do tipo de fluido de perfuração (à base de água ou à base de óleo) e a densidade em condições padrão (0psi e 70°F), o modelo desenvolvido fornece previsões da densidade a qualquer temperatura e pressão (dentro das faixas estudadas) com um erro percentual absoluto médio de 0,367, um erro quadrático de 0,0056 e um coeficiente de correlação de 0,9998.

Pavel (2008) publicou um artigo intitulado "*High-Pressure/High-Temperature Operations: Aqueous Drilling Fluid Contends with HP/HT Wells*". Nesse artigo foi apresentado um novo fluido de perfuração à base de água desenvolvido especificamente para lidar com os desafios específicos de poços HPHT em ecossistemas sensíveis. O autor afirmou que a gelificação a alta temperatura é um problema primordial com fluidos aquosos mesmo em aplicações de rotina, mas é ampliada consideravelmente em poços profundos. Foram observados elevados valores de propriedades reológicas. Para este trabalho, as temperaturas finais estudadas foram 250°C (482°F), 230°C (446°F), e 210°C (410°F).

Kelessidis et al. (2008) estudaram a adição de lignita em suspensões argilosas expostas a elevada temperatura e avaliaram o efeito da gelificação e controle do parâmetro de filtração. As suspensões de bentonita foram envelhecidas a 177°C por 16 horas. Os resultados mostraram que o envelhecimento térmico aumenta consideravelmente o limite de escoamento e as propriedades de filtração, resultando em um aumento de cerca de 80% a partir do valor das amostras hidratadas sem envelhecimento. A adição de lignita promoveu uma estabilidade das suspensões através dos baixos valores de limite de escoamento, bem como das propriedades de filtração.

A prática geral de muitos estudos é medir características de fluxo de um fluido sob condições ambiente e extrapolam estas medidas para as condições de fundo de poço. Isto exige um modelo de confiança de como a reologia do fluido muda com o

ciclo de variações de temperatura, pressão e de cisalhamento que ele experimenta durante a circulação no interior do poço (Iheb, 2007).

2.5. Prisão Diferencial

Perfurar um poço de óleo ou gás exige o uso de uma coluna de perfuração composta por tubos (tubos de perfuração, tubos pesados e comandos) e acessórios, a exemplo de estabilizadores. Essa coluna transmite o torque, fornecido na superfície, necessário para girar a broca e fornece o peso sobre a broca necessário para perfurar a formação geológica (Paiaman & Al-Anazi, 2008). No entanto, na indústria de perfuração de poços de petróleo um dos problemas mais sérios e mais frequentes é a prisão de tubos, que ocorre quando a coluna de perfuração 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 na perfuração, pois manobras deverão ser feitas para tentar liberar a coluna, aumentando o tempo de perfuração (Yarim et al., 2007). Esses problemas acarretam para a indústria petrolífera um custo superior a 250 milhões de dólares por ano (Santos, 2000).

Segundo Bushnell-Watson & Panesar (1991), problemas de tubulações presas são geralmente divididos em duas categorias: a prisão mecânica e a prisão diferencial. 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. Os fatores que contribuem para a prisão mecânica são: má limpeza do poço, geometria do poço, acúmulo de cascalhos no espaço anular (Schlumberger, 1997), desmorações das paredes dos poços e sedimentação de partículas grandes carregadas pelo fluido (Monaghan & Annis, 1962).

A prisão diferencial é causada por um diferencial de pressão que ocorre 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). A Figura 11 ilustra o aprisionamento da coluna de perfuração causado pelo diferencial de pressão entre a formação e o poço. Nesta categoria, a circulação do fluido é mantida, mas não é possível mover ou girar a tubulação em nenhuma direção (Schlumberger,

2010). Contribuem para este tipo de prisão o mau dimensionamento dos fluidos de perfuração e a presença de formações permeáveis (Figura 12).

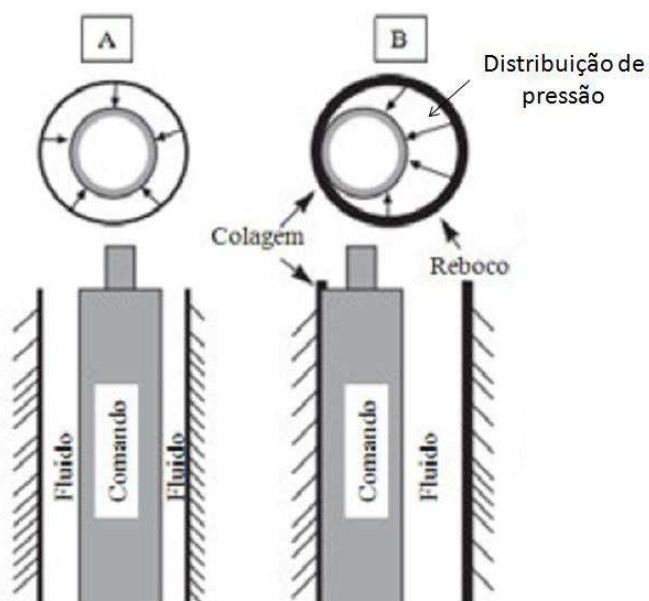


Figura 11 - Aprisionamento da coluna de perfuração pelo elevado diferencial de pressão entre a formação e o poço (Anônimo, 2010).

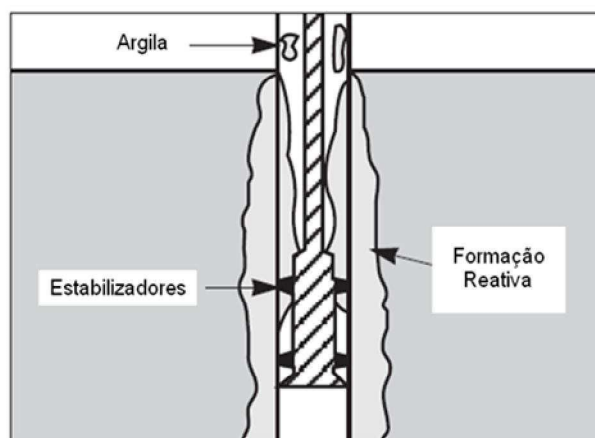


Figura 12 - Formação permeável no poço (Anônimo, 2010).

Por ser a prisão diferencial indesejável e, quando presente, gerar grandes prejuízos técnicos e econômicos, a exemplo da suspensão das atividades da sonda ou até mesmo o abandono do poço (Souza et al., 2003), é indispensável entender os mecanismos de ocorrência desse fenômeno.

Para que a prisão diferencial ocorra duas condições devem existir: (i) a pressão hidrostática do fluido deve exceder a pressão da formação e (ii) a presença de formações permeáveis. A combinação dessas duas condições resulta em perda de fluido para a formação e a deposição do reboco. A Figura 13 ilustra o mecanismo de prisão por diferencial de pressão, no qual estão presentes estas condições (Isambourg et al., 1999).

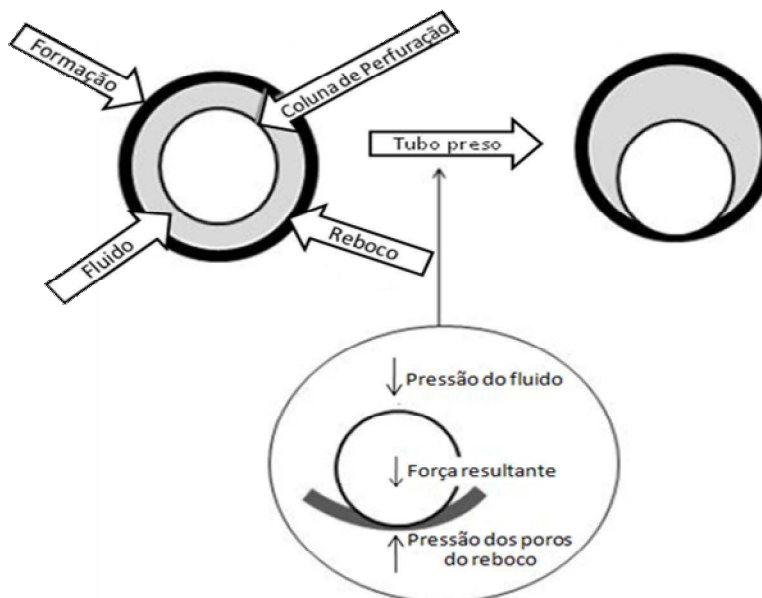


Figura 13 - Representação esquemática do aprisionamento da coluna de perfuração por prisão diferencial (Isambourg et al., 1999).

A intensidade da prisão é proporcional ao diferencial de pressão entre o poço e a formação, e também à área de contato da coluna com a parede do poço. Práticas comuns para evitar a ocorrência da prisão de coluna consistem em manter a coluna sempre em movimento vertical ou rotativo, evitar longos períodos de parada da perfuração e acelerar a execução das manobras (Tavares, 2006).

A utilização de comandos de perfuração espiralados é uma ação no sentido de minimizar a ocorrência da prisão. A presença de sulcos helicoidais nos comandos reduz a área de contato com a parede do poço e cria espaço para que as pressões possam ser balanceadas e para que os sólidos possam fluir (Tavares, 2006).

O fluido de perfuração possui um papel fundamental na prevenção desse tipo de incidente e é o parâmetro mais facilmente ajustável para reduzir o risco de prisão diferencial (Bushnell-Watson & Panesar, 1991). O peso do fluido de perfuração deve

ser mantido o mais baixo possível, e as propriedades do fluido, mais particularmente, suas propriedades de filtração (volume de filtrado e o reboco) devem ser ajustadas de forma a proporcionar um reboco firme (Tavares, 2006).

2.5.1. Influência dos fluidos de perfuração

Não há dúvidas de que a prisão diferencial é um fenômeno real e que sua severidade depende da magnitude da diferença de pressão entre a pressão da formação e do fluido de perfuração, da área de contato e do atrito entre a coluna de perfuração e o reboco (Monaghan & Annis, 1962).

Reid et al. (1996) citam que as propriedades do reboco (espessura, resistência ao cisalhamento e lubricidade) são os parâmetros mais importantes na redução de prisão diferencial. No entanto, essas propriedades são influenciadas por uma combinação de variáveis, como: condição de *overbalance*, teor de sólidos do fluido (alto e baixo teor de sólidos), tipo e composição do fluido e volume de filtrado.

Não é possível eliminar todas as condições associadas com a prisão de tubos. 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).

Todas as práticas citadas, em sua maioria, envolvem as propriedades dos fluidos de perfuração. Desta forma, a formulação do fluido torna-se uma ferramenta imprescindível na redução ao risco de ter prisão diferencial.

O peso do fluido necessário para controlar o poço é determinado pela maior pressão de formação dentro do poço; conseqüentemente, a magnitude do diferencial de pressão contra as pressões normais da formação não pode ser reduzido, no entanto, a área de contato pode ser minimizada de diversas maneiras (controle da espessura de reboco, uso de estabilizadores e comandos espiralados), mas há limitações práticas que previnem a redução da área de contato de ser uma solução completa para o problema (Monaghan & Annis, 1962). Os fluidos de perfuração são essencialmente sólidos em suspensão. Em geral, a quantidade relativa do sólido

presente nos fluidos pode ser controlada dentro dos limites de densidade requeridos, pois o aumento do teor de sólidos gera um aumento da pressão hidrostática do fluido, causando um significativo *overbalance*, bem como o aumento da densidade gera um aumento no coeficiente de prisão diferencial.

Este efeito foi observado em estudos realizados por Monaghan & Annis (1962), nos quais o aumento no teor de barita conduziu a acréscimos no coeficiente de prisão diferencial de fluidos.

Estudos realizados por Hunter & Adams (1978) evidenciaram que embora os fluidos salinos apresentem menores perdas por filtração, apresentam elevado coeficiente de prisão diferencial.

Bushnell-Watson & Panesar (1991) observaram que a força para liberar o tubo preso é maior com o fluido de maior densidade, e justificaram esse aumento devido ao tipo de fluido utilizado. Foram realizados ensaios com fluidos salinos e os autores observaram que esse tipo de fluido apresenta baixa tendência de colagem, contudo, a adição de sólidos ativos de perfuração conduziu as mais altas forças para liberar a coluna presa.

Isamburg et al. (1999) observaram, em seus estudos, o mesmo comportamento descrito por Bushnell-Watson & Panesar (1991). Contudo, associaram este aumento à permeabilidade do reboco e não ao tipo de fluido. Com isso, concluíram que o fluido mais denso forma um reboco de menor permeabilidade e, assim, com menor pressão de poros, necessitando de uma maior força para liberar o tubo.

Isamburg et al. (1999) ressaltam que o aumento do teor de sólidos, reduz a água livre no fluido, diminuindo o teor de água do reboco (porosidade), aumentando, conseqüentemente, a taxa de pressão dos poros do reboco e, portanto, aumenta a força necessária para liberar o tubo.

Um reboco espesso reduz efetivamente o diâmetro do poço e aumenta a área de contato entre o tubo e a parede do poço, aumentando a tendência de ocorrer prisão. A área de contato entre o poço e o tubo pode ser diminuída por meio da redução da espessura de reboco que, por sua vez, pode ser reduzida pela diminuição da taxa de filtração e teor de sólidos presentes.

O tempo de filtração é bastante significativo, pois quanto maior o tempo de filtração, maior a espessura do reboco. Ambos os fatores resultam em uma área de contato do tubo com o reboco cada vez maior (Reid et al., 2000).

Reduzindo as perdas por filtração dos fluidos, geralmente fica subtendido que a probabilidade de ter prisão diferencial é reduzida. No entanto, nem todos os fluidos com aditivos redutores de filtrado produzem uma relação direta entre volume de filtrado API (*American Petroleum Institute*) e tendência de prisão. Por exemplo, a adição de carboximetilcelulose (CMC) em um fluido com argila melhora o volume de filtrado, mas não tem efeito no coeficiente de prisão diferencial (Bushnell-Watson & Panesar, 1991).

Segundo Courteile & Zurdo (1985), controlar e reduzir o volume de filtrado tem consequência direta na espessura do reboco; de maneira geral, menores volumes de filtrado conduzem a rebocos menos espessos. Desta forma, deve haver uma penetração mínima do tubo de perfuração no reboco antes que uma mudança significativa da pressão na interface tubo/reboco possa ocorrer. Portanto, se o reboco for bastante fino, a prisão poderá ser evitada.

Muitos estudos mostram que a adição de determinados lubrificantes em fluidos base água reduz o risco de prisão diferencial. No entanto, pode haver ainda a prisão de tubos, mas a força necessária para liberá-lo será bastante reduzida. Krol (1984) constatou que em fluidos aquosos, alguns lubrificantes comerciais disponíveis são tão eficazes como o diesel e óleos minerais, e observou também que a força necessária para liberar o tubo preso aumentou com a densidade do fluido e que uma maior concentração de sólidos exige uma maior dosagem de lubrificante. Sob condições dinâmicas e estáticas, maiores dosagens de lubrificantes também foram exigidas. Segundo o autor, esse comportamento deve-se ao cisalhamento no sistema dinâmico produzido por partículas de tamanhos reduzidos, que por apresentarem maior área de superfície, exigem uma maior quantidade de lubrificante.

Bushnell-Watson & Panesar (1991) também estudaram o efeito de lubrificantes em fluidos com teores mais elevados de sólidos. Tanto em fluidos aquosos quanto em fluidos oleosos, o uso de um lubrificante afetou significativamente a maneira como o tubo foi 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.

Nascimento (2011) estudou os efeitos da adição de aditivos poliméricos, lubrificantes e dispersantes nos fluidos de perfuração para controle da lubricidade e reboco dos fluidos visando a redução dos riscos de prisão diferencial. Os resultados evidenciaram que a presença de lubrificantes nos fluidos contribuiu para um menor coeficiente de prisão diferencial, sendo observada uma correlação direta entre a

lubricidade e a prisão diferencial. Não foi observada uma correlação entre a espessura de reboco e a prisão diferencial, muito embora, menores valores de espessura de reboco contribuam para um menor contato da coluna de perfuração e a parede do poço, reduzindo, assim, o risco de prisão diferencial.

Os lubrificantes podem atuar por um ou vários mecanismos, dependendo da sua composição química e o estado de dispersão ou volubilidade na base do fluido: podem revestir superfícies metálicas, reduzindo a aderência do aço ao reboco; podem ser incorporados ao reboco e proporcionar um melhor controle da perda de fluidos (resultando em rebocos finos) e podem ser incorporados ao reboco de uma forma que reduza a sua elasticidade. Porém, os aditivos mais eficazes são aqueles que operam em mais de um dos mecanismos acima (Reid et al., 1996).

O potencial de prisão também varia muito com o tipo de fluido, se base água, base óleo ou sintético, bem como com a formulação utilizada. Segundo Reid et al. (2000), os fluidos base óleo apresentam um menor coeficiente de prisão quando comparado com o de fluidos base água. Essa constatação deve-se as características lubrificantes desse tipo de fluido.

O estado de defloculação das partículas de argila, no caso de fluidos argilosos, a presença de inibidores de inchamento de folhelhos e a escolha de polímeros utilizados como redutores de filtrado são apenas algumas das variáveis que impactam a tendência de prisão. Assim, a capacidade de determinar diretamente as propriedades de prisão diferencial das diferentes formulações dos fluidos torna-se um poderoso auxílio quando do projeto de perfuração, para o qual deverão ser selecionados os tipos de fluidos mais adequados para cada fase do poço, visando o sucesso da operação.

Diante do exposto, ao utilizar fluidos que atendem todas as exigências da perfuração, apresentando características adequadas, o risco de prisão diferencial torna-se bastante reduzido.

Além disso, como a perfuração de um poço de petróleo se constitui de grandes desafios e riscos operacionais, ambientais e econômicos, todos esses riscos aumentam consideravelmente em perfurações profundas, com elevada pressão e temperatura. Diante desse cenário, a viabilidade técnica e econômica da perfuração de um poço em áreas com elevada temperatura e pressão fica necessariamente atrelada a uma análise criteriosa sob o aspecto de segurança de poços e desenvolvimento adequado da perfuração (Paula Júnior, 2008).

CAPÍTULO 3

MATERIAIS E METODOLOGIA

3. MATERIAIS E METODOLOGIA

3.1. Materiais

3.1.1. Aditivos utilizados nos fluidos de perfuração

Foram estudados fluidos argilosos preparados com uma amostra de argila bentonítica sódica e fluidos argilosos com aditivos poliméricos e lubrificantes.

A argila bentonítica estudada, comercialmente conhecida por Brasgel PA, proveniente das jazidas de Boa Vista – PB, é amplamente utilizada em fluidos de perfuração como agente viscosificante, tixotrópico e formador de reboco pela indústria do petróleo.

Os aditivos poliméricos estudados foram: uma amostra de carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV), uma amostra de celulose polianiônica (PAC) e uma amostra de Goma xantana (GX).

O agente lubrificante estudado é um aditivo à base de éster ácido de cadeia curta e etanol, biodegradável e insolúvel em água.

As amostras de aditivos para produção dos fluidos de perfuração foram gentilmente fornecidas pelas Empresas parceiras do Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (PEFLAB): System Mud Indústria e Comércio Ltda. e Bentonit União Nordeste – BUN.

3.1.2. Formulação dos fluidos de perfuração

As formulações dos fluidos de perfuração estudadas foram definidas com base em estudos anteriores (Nascimento, 2011), bem como em ensaios preliminares, realizados no PEFLAB, utilizando a argila em concentrações variando entre 2,5% (8,75g de argila/350mL de água) e 6,4% (22,4g de argila/350mL de água).

As concentrações dos aditivos poliméricos e do lubrificante foram definidas a partir de recomendações da Empresa fornecedora, da revisão da literatura e de estudos desenvolvidos por Nascimento (2011) e, a formulação dos fluidos foi definida a partir de uma matriz de planejamento e a regressão dos dados experimentais foi realizada utilizando o software Statistica, versão 5.0.

O estudo foi dividido em 02 etapas. A seguir serão apresentadas as etapas com as variáveis utilizadas em cada planejamento e o objetivo de cada uma delas.

- ETAPA 01

A primeira etapa tem por objetivo avaliar a influência do tipo de envelhecimento (estático ou dinâmico) a que os fluidos de perfuração foram submetidos, da temperatura de envelhecimento e da concentração de argila. A partir deste estudo, foi selecionado o tipo de envelhecimento, que de acordo com os resultados das propriedades dos fluidos, resultou em uma condição mais severa e, assim, representará as condições de fundo de poço, bem como as concentrações de argila a serem utilizadas na etapa subsequente.

Para esta etapa, foi utilizado um planejamento fatorial, com variável qualitativa de 2 níveis (-1 e +1), para verificação das influências das variáveis de entrada: concentração de argila, temperatura e tipo de envelhecimento sobre as propriedades dos fluidos argilosos. Os experimentos foram realizados aleatoriamente e em duplicata.

A Tabela 1 apresenta os valores codificados e reais das variáveis de entrada que foram empregados no planejamento fatorial e a Tabela 2 apresenta a matriz de planejamento utilizada nesta etapa.

Tabela 1 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregados no planejamento fatorial com variável qualitativa da etapa 01.

Variáveis	Níveis codificados e reais	
	-1	+1
Concentração de argila (g/350mL)	8,75	22,4
Temperatura (°C)	38,0	177,0
Tipo de envelhecimento*	D	E

* D = dinâmico / E = estático

- ETAPA 02

Esta etapa tem por objetivo avaliar a influência do tipo e teor de aditivos poliméricos e lubrificantes nas propriedades dos fluidos argilosos submetidos a diferentes temperaturas. Para tanto, foi definido um planejamento fatorial com 4 variáveis de entrada (variáveis dependentes): temperatura, teor de Goma xantana, teor de carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV) e teor de lubrificante. Sendo assim, foi utilizado um planejamento fatorial do tipo 2^4 com 3 pontos centrais, totalizando 19 corridas experimentais. Com base nos resultados alcançados na Etapa 01 apresentados no Capítulo 4, a concentração de argila foi fixada em 17,0g/350mL e o tipo de envelhecimento escolhido foi o envelhecimento dinâmico.

Tabela 2 - Matriz de planejamento utilizada na Etapa 01.

Fluidos	Argila (g/350mL)	Temperatura (°C)	Tipo de Envelhecimento *
FA ₁	- 1 (8,75)	-1 (38)	-1 (E)
FA ₂	+1 (22,4)	-1 (38)	-1 (E)
FA ₃	- 1 (8,75)	+1 (177)	-1 (E)
FA ₄	+1 (22,4)	+1 (177)	-1 (E)
FA ₅	- 1 (8,75)	-1 (38)	+1 (D)
FA ₆	+1 (22,4)	-1 (38)	+1 (D)
FA ₇	- 1 (8,75)	+1 (177)	+1 (D)
FA ₈	+1 (22,4)	+1 (177)	+1 (D)
FA ₉	- 1 (8,75)	-1 (38)	-1 (E)
FA ₁₀	+1 (22,4)	-1 (38)	-1 (E)
FA ₁₁	- 1 (8,75)	+1 (177)	-1 (E)
FA ₁₂	+1 (22,4)	+1 (177)	-1 (E)
FA ₁₃	- 1 (8,75)	-1 (38)	+1 (D)
FA ₁₄	+1 (22,4)	-1 (38)	+1 (D)
FA ₁₅	- 1 (8,75)	+1 (177)	+1 (D)
FA ₁₆	+1 (22,4)	+1 (177)	+1 (D)

* E- envelhecimento estático e D- envelhecimento dinâmico

Este planejamento também foi utilizado, substituindo a Goma xantana por PAC e, desta forma, as variáveis de entrada foram: temperatura, teor de PAC, teor de CMC BV e teor de lubrificante.

As Tabelas 3 e 4 apresentam os valores codificados e reais das variáveis de entrada que foram empregadas nos planejamentos fatoriais para os fluidos aditivados com polímeros e lubrificantes e as Tabelas 5 e 6 apresentam as matrizes de planejamento utilizadas na Etapa 02.

Tabela 3 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregado no planejamento fatorial da etapa 02, utilizando Goma xantana.

Variáveis	Níveis codificados e reais		
	-1	0	+1
Temperatura de Envelhecimento (°C)	49,0	71,0	93,0
Concentração de Goma xantana (g/350mL)	0,59	0,825	1,06
Concentração de CMC BV (g/350mL)	0,50	0,75	1,00
Concentração de Lubrificante (mL/350mL)	3,50	7,00	10,50

Tabela 4 - Valores codificados e reais das variáveis de entrada empregado no planejamento fatorial da etapa 02, utilizando PAC.

Variáveis	Níveis codificados e reais		
	-1	0	+1
Temperatura de Envelhecimento (°C)	49,0	71,0	93,0
Concentração de PAC (g/350mL)	0,59	0,825	1,06
Concentração de CMC BV (g/350ml)	0,50	0,75	1,00
Concentração de Lubrificante (mL/350mL)	3,50	7,00	10,50

As temperaturas, mínima e máxima, foram definidas a partir dos ensaios de Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC) descritos no item 3.2.1 e de ensaios preliminares.

Tabela 5 - Matriz de planejamento utilizada na Etapa 02, utilizando Goma xantana.

Fluidos	Temperatura (°C)	Goma Xantana (g/350mL)	CMC BV (g/350mL)	Lubrificante (mL/350mL)
FB ₁	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FB ₂	+1 (93,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FB ₃	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FB ₄	+1 (93,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FB ₅	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FB ₆	+1 (93,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FB ₇	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FB ₈	+1 (93,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FB ₉	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FB ₁₀	+1 (93,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FB ₁₁	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FB ₁₂	+1 (93,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FB ₁₃	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FB ₁₄	+1 (93,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FB ₁₅	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FB ₁₆	+1 (93,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FB ₁₇	0 (71,0)	0 (0,825)	0 (0,75)	0 (7,0)
FB ₁₈	0 (71,0)	0 (0,825)	0 (0,75)	0 (7,0)
FB ₁₉	0 (71,0)	0 (0,825)	0 (0,75)	0 (7,0)

3.2. Metodologia

Para o desenvolvimento dos estudos experimentais deste trabalho, foram utilizadas as seguintes etapas de acordo com o fluxograma apresentado na Figura 14.

Tabela 6 - Matriz de planejamento utilizada na Etapa 02, utilizando PAC.

Fluidos	Temperatura (°C)	PAC (g/350mL)	CMC BV (g/350mL)	Lubrificante (mL/350mL)
FC ₁	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FC ₂	+1 (93,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FC ₃	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FC ₄	+1 (93,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	-1 (3,5)
FC ₅	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FC ₆	+1 (93,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FC ₇	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FC ₈	+1 (93,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	-1 (3,5)
FC ₉	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FC ₁₀	+1 (93,0)	-1 (0,59)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FC ₁₁	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FC ₁₂	+1 (93,0)	+1 (1,06)	-1 (0,5)	+1 (10,5)
FC ₁₃	- 1 (49,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FC ₁₄	+1 (93,0)	-1 (0,59)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FC ₁₅	- 1 (49,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FC ₁₆	+1 (93,0)	+1 (1,06)	+1 (1,0)	+1 (10,5)
FC ₁₇	0 (71,0)	0 (0,825)	0 (0,75)	0 (7,0)
FC ₁₈	0 (71,0)	0 (0,825)	0 (0,75)	0 (7,0)
FC ₁₉	0 (71,0)	0 (0,825)	0 (0,75)	0 (7,0)

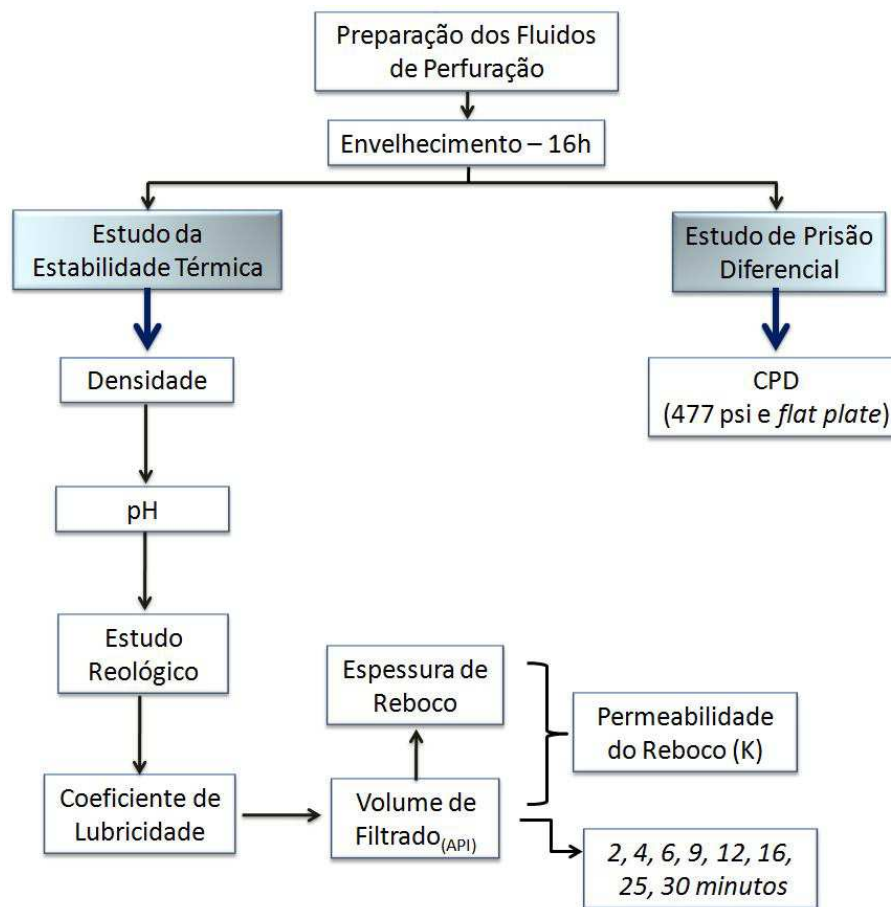


Figura 14 – Fluxograma com as etapas experimentais do estudo.

3.2.1. Calorimetria exploratória diferencial (DSC)

A caracterização dos aditivos foi realizada por meio de ensaios de Calorimetria Exploratória Diferencial (DSC), com o auxílio do equipamento da *Shimadzu DSC-50* em atmosfera de ar, com o objetivo de se determinar as temperaturas de decomposição dos aditivos. Foram utilizadas aproximadamente 3,0mg de amostra em uma faixa de temperatura de 25 a 350°C com uma taxa de aquecimento de 10°C/min.

A Calorimetria Exploratória Diferencial mede a diferença de energia fornecida à substância e um material de referência (termicamente estável), em função da temperatura, enquanto a substância e o material de referência são submetidos a uma programação controlada de temperatura. No caso da DSC com fluxo de calor, a amostra e o material de referência são colocados em cápsulas idênticas, localizadas sobre o disco termoelétrico e aquecidas por uma única fonte de calor. As curvas DSC obtidas nesse sistema mostram picos ascendentes que caracterizam eventos exotérmicos, enquanto os descendentes eventos endotérmicos (Matos & Machado, 2004).

3.2.2. Planejamento fatorial

Para o desenvolvimento deste projeto foram utilizados planejamentos fatoriais visando avaliar a influência das variáveis de entrada (temperatura, tipo de aditivos e concentrações dos aditivos) sobre as propriedades dos fluidos de perfuração.

O planejamento fatorial foi utilizado neste trabalho visando o desenvolvimento de pesquisas com base em princípios estatísticos e de forma a se obter o máximo de informações realizando o menor número possível de experimentos. A matriz de planejamento foi feita de acordo com os níveis reais e codificados das Tabelas 1, 3 e 4.

3.2.3. Preparação dos fluidos de perfuração

Para a preparação dos fluidos, a argila foi adicionada à água deionizada sob agitação constante a uma velocidade de 13.000rpm em agitador *Hamilton Beach*, modelo 936 (Figura 15).



Figura 15 - Agitadores Hamilton Beach.

3.2.4. Envelhecimento dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração foram submetidos ao envelhecimento durante 16h a temperaturas pré-determinadas, em câmara de envelhecimento (*Roller Oven*) da Fann (Figura 16) com o objetivo de avaliar a estabilidade das suas propriedades sob condições de temperatura.



Figura 16 - *Roller Oven* Fann Modelo 705 ES.

Na primeira etapa, os fluidos tiveram suas propriedades reológicas, de filtração, de lubrificidade e de prisão diferencial determinadas após o envelhecimento em duas condições: estático e dinâmico. Na condição de envelhecimento estático, o fluido, acondicionado numa célula de inox, fica em repouso na câmara de envelhecimento por 16h à temperatura pré-determinada, enquanto que na condição dinâmico, o fluido, acondicionado numa célula de aço inox, rola sobre rolos contidos na câmara de envelhecimento durante 16h à temperatura pré-determinada.

O envelhecimento térmico simula o ambiente que o fluido encontra quando da perfuração de poços de alta temperatura.

3.2.5. Propriedades reológicas

Para o estudo de fluidos de perfuração, é indispensável o estudo reológico para avaliar a sua capacidade de carreamento dos cascalhos formados durante a perfuração da rocha. Assim, foram determinadas as variáveis: L_3 (leitura do viscosímetro à 3rpm), viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE) e forças gel inicial (G_i) e gel final (G_f) dos fluidos de perfuração em viscosímetro Fann 35A, com base na norma API (2005). Foram também obtidas as curvas de fluxo dos fluidos estudados, utilizando as seis (06) velocidades (3, 6, 100, 200, 300 e 600rpm) do viscosímetro Fann 35A (Figura 17).



Figura 17 - Viscosímetro Fann 35A.

As viscosidades aparente (VA) e plástica (VP), limite de escoamento (LE) e força gel (FG) foram calculados utilizando as equações abaixo.

- Viscosidade aparente (VA):

$$VA = \frac{L_{600}}{2} \text{ (cP)} \quad (1)$$

- Viscosidade plástica (VP):

$$VP = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad (2)$$

- Limite de escoamento (LE):

$$LE = L_{300} - VP \text{ (N/m}^2\text{)} \quad (3)$$

- Força Gel (FG):

$$FG = G_f - G_i \text{ (N/m}^2\text{)} \quad (4)$$

3.2.6. Propriedades de filtração

Foram utilizados filtros-prensa Fann (Figura 18) para determinação do volume de filtrado. Os fluidos foram submetidos a uma pressão de 100psi por 30min a temperatura ambiente, segundo a norma API (2005).



Figura 18 - Filtros-prensa API Fann.

Foi avaliada ainda a relação entre o volume de filtrado e o tempo de filtração, a fim de considerar os efeitos iniciais decorridos da preparação do ensaio, ou seja, foi determinado o *spurt loss* (V_0), volume de filtrado inicial. Para esta determinação foram medidos o volume de filtrado nos tempos de 2, 4, 6, 9, 12, 16, 20, 25 e 30min e traçado o gráfico volume de filtrado *versus* tempo de filtração.

Para determinar a espessura de reboco foi adotada uma metodologia desenvolvida por Farias (2005) com base na norma API 13B-1 (2003). Com o auxílio de extensômetro (Figura 19), foram feitas 5 leituras de espessura de reboco em diferentes pontos do reboco. Após obtenção das medidas, foi feita uma média aritmética das cinco determinações.



Figura 19 - Extensômetro.

A permeabilidade do reboco é o melhor parâmetro para avaliar o comportamento filtrante de um fluido e foi determinada por meio da Equação 5 (Darley et al., 2011).

Para isto, os valores da espessura de reboco e do filtrado obtidos no filtro-prensa foram indispensáveis para determinação.

$$K = VF_{API} \cdot ER \cdot \mu \cdot 8,95 \times 10^{-5} \quad (\text{ver anexo}) \quad (5)$$

Sendo:

K = permeabilidade do reboco, em mD

VF_{API} = volume de filtrado, em cm^3

ER = espessura do reboco, em mm

μ = viscosidade da fase líquida do fluido, em cP

3.2.7 pH e densidade

O pH foi obtido em pHmetro digital Gehaka modelo PG 1000 e a densidade dos fluidos foi determinada em balança de lama modelo 204 Fann de acordo com a norma API (2005).



Figura 20 – Balança de Lama FANN.

3.2.8. Lubricidade

O coeficiente de lubricidade dos fluidos foi determinado em lubricímetro OFITE (Figura 21) de acordo com a metodologia do fabricante, que consiste em agitar o fluido por 5min em agitador mecânico *Hamilton Beach*, modelo 936, na velocidade de 13.000rpm. Em seguida, com o fluido no recipiente do equipamento, com torque inicial zero e velocidade de 60rpm, aplica-se lentamente uma força de 150lbf (equivalente a uma pressão de 5.000 a 10.000psi) durante 5min, e então efetua-se a leitura do torque exercido pelo fluido. Com a leitura obtida pelo torque da água, calcula-se o fator de correção (FC), de acordo com a Equação (6) e o coeficiente de lubricidade (CL) de acordo com a Equação (7).

$$FC = \frac{34,0}{Leitura_{\text{água}}} \quad (6)$$

$$CL = \frac{FC \times Leitura_{\text{obtida}}}{100} \quad (7)$$



Figura 21 - Lubricímetro OFITE.

3.2.9. Prisão diferencial

Os ensaios para determinação do coeficiente de prisão diferencial (CPD) foram realizados em equipamento *Differential Sticking Tester* da marca Fann com a ferramenta de torque *flat plate* (prato plano).



Figura 22 - *Differential Sticking Tester* Fann e *Flat Plate*.

Foi seguida a metodologia sugerida pela fabricante, na qual os fluidos foram agitados durante 5min em agitador mecânico da marca *Hamilton-Beach*, modelo 936, e então transferidos para o interior da célula do equipamento. Em seguida, foram submetidos a uma pressão de aproximadamente 477,5psi (3.292kPa), durante 10min,

para que ocorra a formação do reboco. Após esse período, utilizando-se de uma alavanca, o *flat plate* foi baixado e mantido nesta posição por 2min. Após esse período, aguarda-se mais 10min e então são efetuadas seis leituras (com intervalos de 30s entre uma leitura e outra) de torque com auxílio de um torquímetro acoplado ao *flat plate*. O torque lido representa a força necessária para movimentar o *flat plate*. Com os valores de torque foi calculado o coeficiente de tendência de prisão diferencial de acordo com a Equação (8):

$$CPD = \frac{T_m}{1000} \quad (8)$$

Sendo,

CPD o coeficiente de tendência de prisão e T_m a média aritmética das medidas de torque.

A etapa experimental deste projeto foi desenvolvida no Laboratório de Pesquisa em Fluidos de Perfuração (PEFLAB) instalado no Laboratório de Pesquisas do LABDES/CCT/UFCG.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS E DISCUSSÃO - PARTE I

ESTUDO DE FLUIDOS AQUOSOS ADITIVADOS COM ARGILA

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO - PARTE I - ESTUDO DE FLUIDOS AQUOSOS ADITIVADOS COM ARGILA

Neste capítulo estão apresentados os resultados das propriedades reológicas, de filtração, densidade, pH, lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos referentes à Etapa 01 que tem por objetivo avaliar a influência do tipo de envelhecimento (estático ou dinâmico), da temperatura de envelhecimento e da concentração de argila sobre as propriedades em estudo.

4.1. Avaliação das propriedades reológicas

Através das curvas de fluxo dos fluidos argilosos apresentados na Figura 23, basicamente dois comportamentos foram observados: o primeiro, aumento da tensão de cisalhamento com o aumento da taxa de cisalhamento e o segundo, para um mesmo teor de argila, diminuição da tensão de cisalhamento com o aumento da temperatura de envelhecimento.

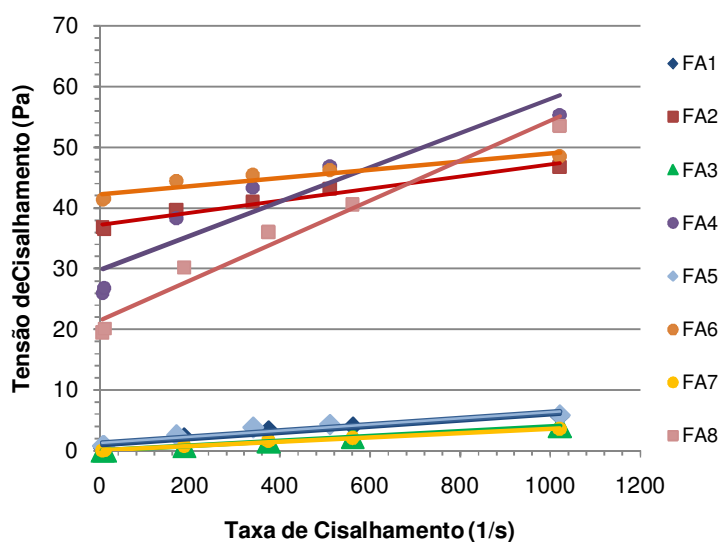


Figura 23 - Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração argilosos ensaiados a temperatura de 49°C.

No primeiro, observou-se que todos os fluidos estudados apresentaram comportamento Binghamiano. O comportamento Binghamiano se caracteriza como um comportamento não-Newtoniano, no qual a curva de fluxo apresenta uma tensão limite,

ou seja, o fluxo só ocorre após vencida uma determinada tensão limite para o cisalhamento, a partir daí o fluido passa a se comportar linearmente quanto à variação da tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento.

Os fluidos de comportamento Binghamiano normalmente têm, em repouso, uma estrutura tridimensional de rigidez suficiente para resistir a algumas tensões até a tensão limite. Se a tensão limite é excedida, a estrutura se desintegra e o sistema se comporta como um fluido Newtoniano.

No segundo, a temperatura imposta ao sistema promove uma redução da camada de solvatação na superfície das partículas de argila, aproximando as partículas uma das outras. As forças atrativas, agora predominantes, promovem uma diminuição do estado de dispersão com interações face-a-aresta. Estas interações associadas ao aumento da temperatura conduz o sistema água-argila a um estado de agregação e floculação, resultando em baixos valores de propriedades reológicas.

As propriedades reológicas estudadas estão apresentadas na Tabela 7 e apenas as propriedades (VA, VP e FG) com maior influência da temperatura foram tratadas estatisticamente.

Tabela 7 - Propriedades reológicas dos fluidos argilosos da Etapa 01 à temperatura de 49°C.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	FG (N/m²)	L3
FA₁	5,5	3,0	5,0	6,5	1,0
FA₂	45,8	7,0	77,5	13,0	72,0
FA₃	4,0	3,5	1,0	0,5	0,0
FA₄	54,3	16,5	75,5	89,5	51,0
FA₅	5,8	3,0	5,5	6,5	1,5
FA₆	47,5	4,5	86,0	17,0	81,0
FA₇	3,5	3,0	1,0	0,0	0,0
FA₈	52,5	25,5	54,0	102,5	38,0

Para os fluidos com baixos teores de argila (FA₁, FA₃, FA₅ e FA₇) foi observado que o aumento da temperatura de envelhecimento promoveu uma pequena redução nos valores de todas as propriedades, tanto para os fluidos submetidos ao envelhecimento estático quanto para os submetidos ao envelhecimento dinâmico. Com

o aumento da temperatura as partículas de argila se aproximaram, ocasionando a floculação e agregação do sistema.

Para os fluidos com altos teores de argila (FA_2 , FA_4 , FA_6 e FA_8), para ambos os tipos de envelhecimento, o aumento da temperatura promoveu um aumento nos parâmetros VA, VP e FG e comportamento inverso foi observado para o LE e o L3. Como já mencionado, a temperatura promove uma redução do estado de dispersão das partículas de argila, no entanto, devido à elevada concentração de argila, maiores interações elétricas e de massa entre as partículas são observadas, resultando em aumento das viscosidades e força gel.

Segundo Vidal et al. (2007), como o limite de escoamento definido da forma clássica ($LE = L_{600} - L_{300}$) nem sempre representa o limite de escoamento real do fluido, utiliza-se a leitura a 3 rotações por minuto (L_3) e os géis inicial e final como um forte indicativo da capacidade que o fluido apresenta para garantir uma limpeza eficaz do poço e também de permitir uma boa sustentação dos cascalhos em caso de paradas no bombeio (Machado, 2002).

Os resultados revelaram que os fluidos FA_2 , FA_4 , FA_6 e FA_8 apresentaram parâmetros reológicos superiores aos FA_1 , FA_3 , FA_5 e FA_7 . Os valores de VA e VP indicam que os fluidos FA_4 e FA_8 necessitarão de uma maior potência para acionamento da bomba de lama em relação aos demais e os valores de LE e L3 sugerem uma maior capacidade de sustentação de cascalhos por parte dos fluidos FA_2 e FA_6 .

As equações 9, 10 e 11 apresentam o modelo matemático empírico, codificado, com os seus respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 8 apresenta os resultados da ANOVA (análise de variância) para as respostas VA, VP e FG.

Os valores em negrito das equações são os parâmetros estatisticamente significativos. Os modelos foram obtidos a partir da regressão linear dos dados experimentais, utilizando o software Statistica, versão 5.0.

$$- VA \text{ (cP)} = \mathbf{27,38} \pm \mathbf{0,96} + (\mathbf{22,69A} \pm \mathbf{0,96}) + (1,25T \pm 0,96) - (0,06 E \pm 0,96) + (\mathbf{2,19A.T} \pm \mathbf{0,96}) + (0,00A.E \pm 0,96) - (0,56T.E \pm 0,96) \quad (9)$$

$$- VP \text{ (cP)} = \mathbf{8,25} \pm \mathbf{0,69} + (\mathbf{5,13A} \pm \mathbf{0,69}) + (\mathbf{3,88T} \pm \mathbf{0,69}) + (0,75 E \pm 0,69) + (\mathbf{3,75A.T} \pm \mathbf{0,69}) + (0,88A.E \pm 0,69) + (1,38T.E \pm 0,69) \quad (10)$$

$$- FG (N/m^2) = 29,44 \pm 2,19 + (26,06A \pm 2,19) + (18,69T \pm 2,19) + (2,06E \pm 2,19) + (21,81A.T \pm 2,19) + (2,19A.E \pm 2,19) + (1,06T.E \pm 2,19) \quad (11)$$

A análise dos efeitos principais (A, T e E) e a interação entre eles (A.T, A.E e T.E) para a viscosidade aparente (VA) indicou que a concentração de argila (A) e a interação entre a concentração de argila e a temperatura (A.T) têm influência estatisticamente significativa nas variáveis estudadas. A temperatura e o tipo de envelhecimento não alteram de forma significativa os resultados desta propriedade, para o nível de confiança de 95%.

Para a viscosidade plástica (VP) e a força gel (FG), observou-se que a concentração de argila (A), a temperatura (T) e a interação entre a concentração de argila e a temperatura (A.T) têm efeito nas propriedades avaliadas, sendo estatisticamente significativa, ao nível de 95% de confiança. Os demais efeitos não influenciaram os resultados de VP e FG.

Tabela 8 - Análises de variância (ANOVA) das propriedades reológicas VA, VP e FG dos fluidos argilosos da Etapa 01.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
VA (cP)	98,43	0,992	27,9
VP (cP)	93,23	0,966	5,6
FG (N/m ²)	97,21	0,986	15,5

Verificou-se que o ajuste do modelo foi satisfatório, com coeficientes de correlação de 0,992, 0,966 e 0,986 e percentagens de variância explicada de 98,43%, 93,23% e 97,21% para VA, VP e FG, respectivamente.

O teste F também mostrou que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado} para todas as repostas (VA, VP e FG) foi superior a 5, com 95% de confiança, o que mostra que os modelos foram bem ajustados, sendo estes estatisticamente significativos e preditivos (Barros Neto, 2001).

Através das Figuras 24(a), (b) e (c), pode-se observar uma boa concordância dos resultados obtidos com os valores preditos.

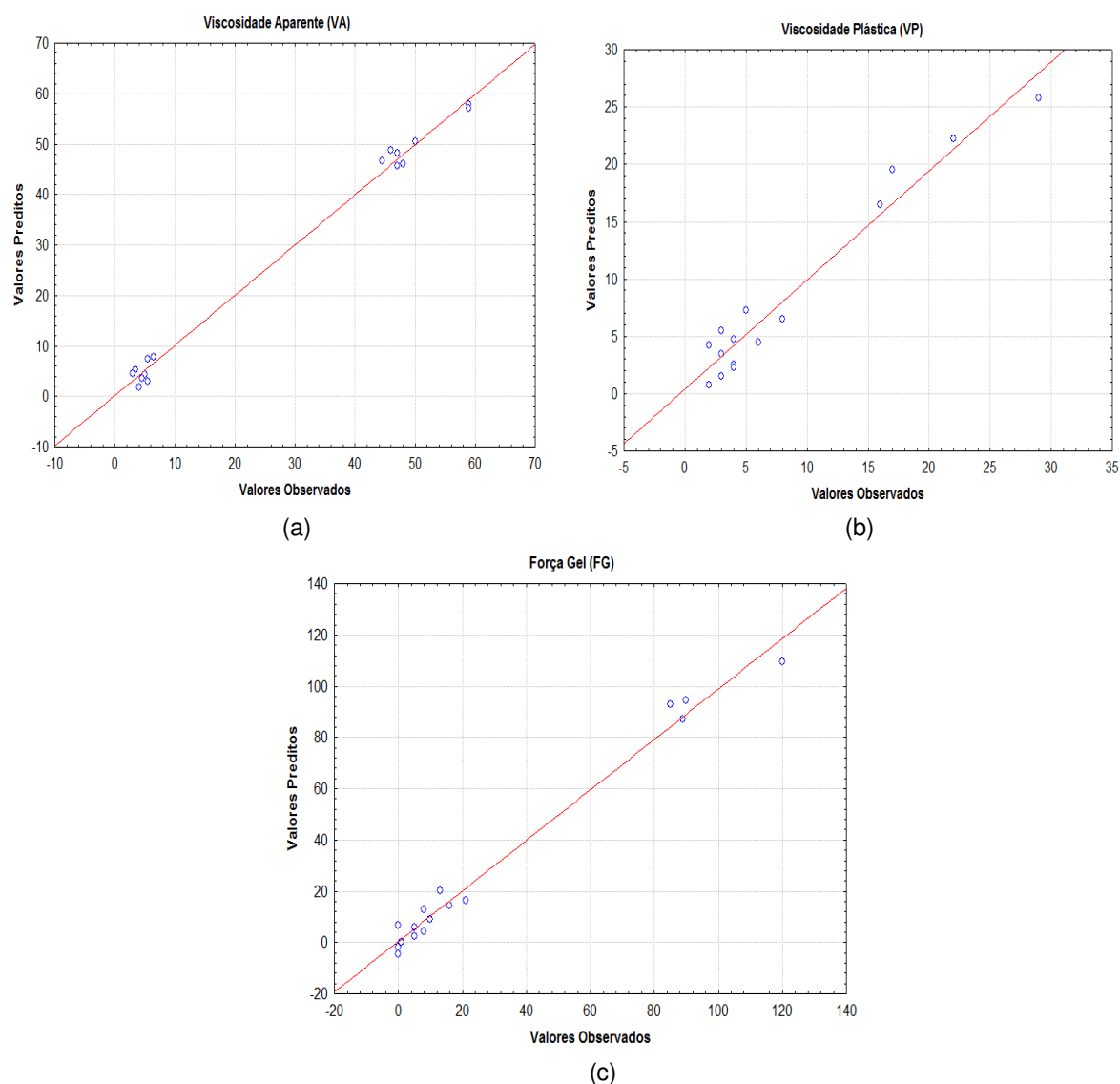


Figura 24 - Valores preditos *versus* valores experimentais para as respostas (a) VA, (b) VP e (c) FG.

Considerando que o modelo linear foi válido para as variáveis respostas VA, VP e FG, o mesmo foi usado para gerar as superfícies de resposta, apresentados nas Figuras 25, 26 e 27.

Pode-se observar que a VA é fortemente influenciada pelo aumento da concentração de argila. Como esperado, maiores valores de VA foram observados com o aumento do teor de argila. Esse comportamento deve-se à maior intensidade das interações elétricas e de massa entre partículas predominantes com o aumento desta variável de entrada (concentração de argila) (Amorim et al., 2005). Os altos valores de VA, obtidos principalmente para os fluidos submetidos à temperaturas de

envelhecimento mais elevadas e com maiores concentrações de argila, caracterizam o estado de gelificação do fluido.

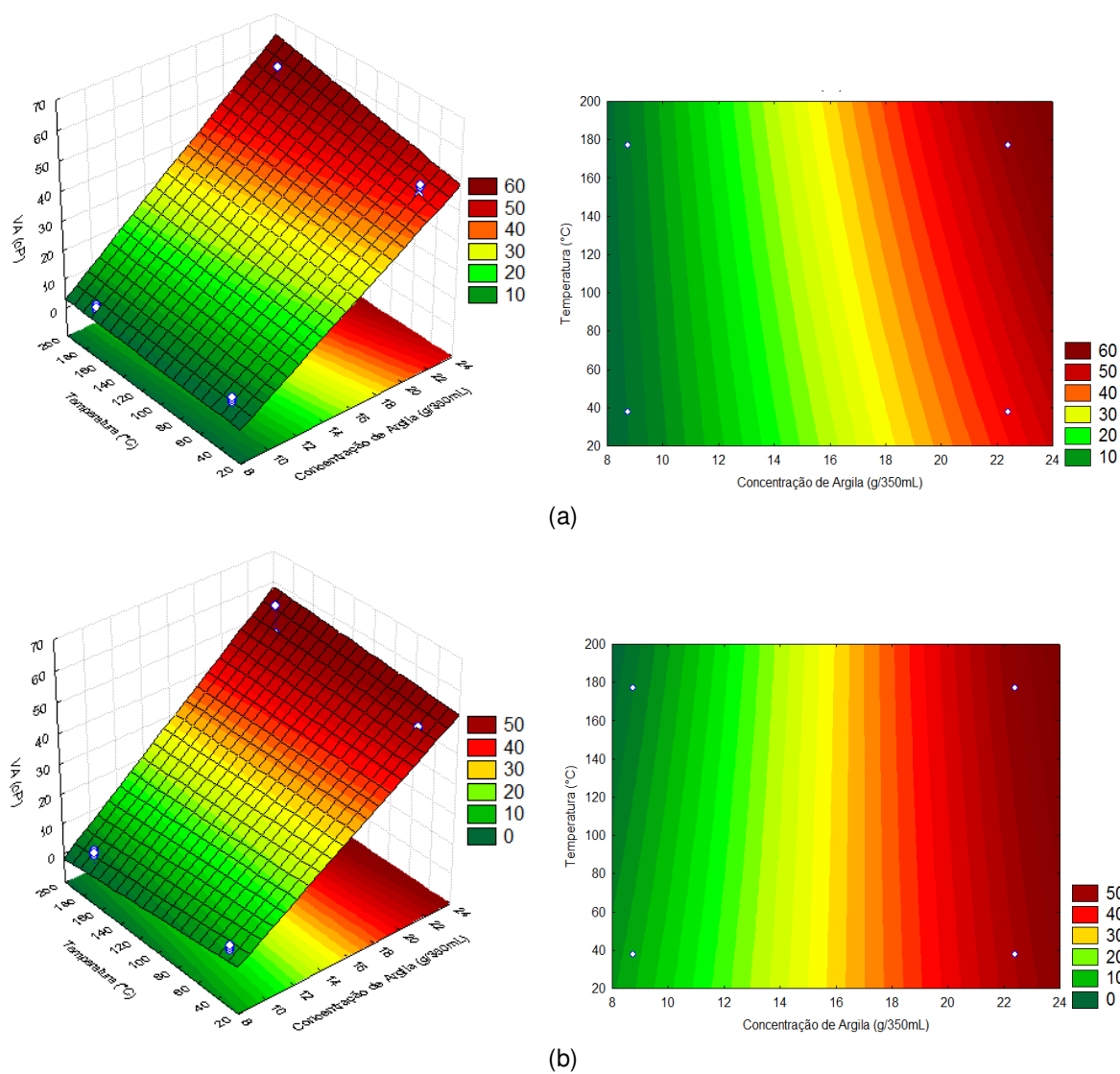


Figura 25 - Superfícies de resposta para a viscosidade aparente fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

Foi observado, através da análise estatística, que a temperatura não influencia de forma estatisticamente significativa; esta afirmação pode ser comprovada pelas superfícies apresentadas na Figura 25. O aumento da temperatura conduziu a uma leve alteração nos valores de VA e, por isto, não contribuiu estatisticamente para o aumento ou redução desta propriedade. Para um mesmo teor de argila, o aumento da temperatura promoveu uma pequena redução desta propriedade, resultado confirmado por meio dos valores pontuais apresentados na Tabela 7.

Com o auxílio da Equação 9, observou-se ainda, através da Figura 25, que o tipo de envelhecimento (E) contribui de forma a reduzir os valores de VA. Assim, o aumento do nível -1 (correspondente ao envelhecimento estático) para o nível +1 (correspondente ao envelhecimento dinâmico) promoveu uma redução nos valores de VA. Essa redução é considerada muito pequena e, por isto, não têm influência estatística.

Os fluidos FA₄ e FA₈, que diferem apenas no tipo de envelhecimento, apresentaram os maiores valores de VA, 54,3cP para os fluidos FA₄ e 52,5cP para os fluidos FA₈.

Mesmo submetidos a temperaturas variando de 38°C a 177°C, os fluidos com menores concentrações de argila apresentaram valores muito baixos de viscosidade. Para os fluidos com baixas concentrações de argila, o aumento da temperatura aumenta o movimento Browniano das partículas dispersas no fluido, como consequência, há uma redução na interação molecular ocasionando redução da viscosidade e de outras propriedades reológicas.

De acordo com alguns projetos de poços de empresas petrolíferas, as melhores condições para viscosidade aparente encontram-se na faixa de concentração de argila entre 17 a 22g/350mL. Para concentrações superiores a 22g/350mL, os fluidos começam a apresentar valores de viscosidade muito elevados, como consequência, maiores estados de gelificação.

O comportamento reológico das suspensões argilosas depende da concentração de partículas de argila, do pH da suspensão, da presença de íons na suspensão (principalmente eletrólitos) e da temperatura. Vários estudos realizados indicam que o efeito da temperatura sobre as propriedades reológicas de fluidos argilosos é imprevisível e nenhum mecanismo de ação proposto é amplamente aceito (Kelessidis et al., 2005).

Quanto a VP (Figuras 26(a) e 26(b)), definida como uma variável dependente da interação dos sólidos presentes e/ou uma medida da fricção resultante do choque de uma partícula com outra, os fluidos FA₄ e FA₈, com maiores concentrações de argila, apresentaram valores de 16,5cP e 25,5cP, respectivamente.

Foi possível observar por meio da Figura 26 (a), que em baixa concentração de argila, o aumento da temperatura resultou em diminuição no valor de VP. Essa redução foi de apenas 0,5cP, de acordo com a Tabela 7, o que não representa uma alteração significativa. Assim, considerou-se que tanto os fluidos envelhecidos estaticamente

como os dinamicamente, apresentaram o mesmo comportamento. Muito embora, em se tratando de análise estatística, essa variação foi suficiente para resultar em um comportamento diferente dos observados com os fluidos envelhecidos em condições de envelhecimento dinâmico.

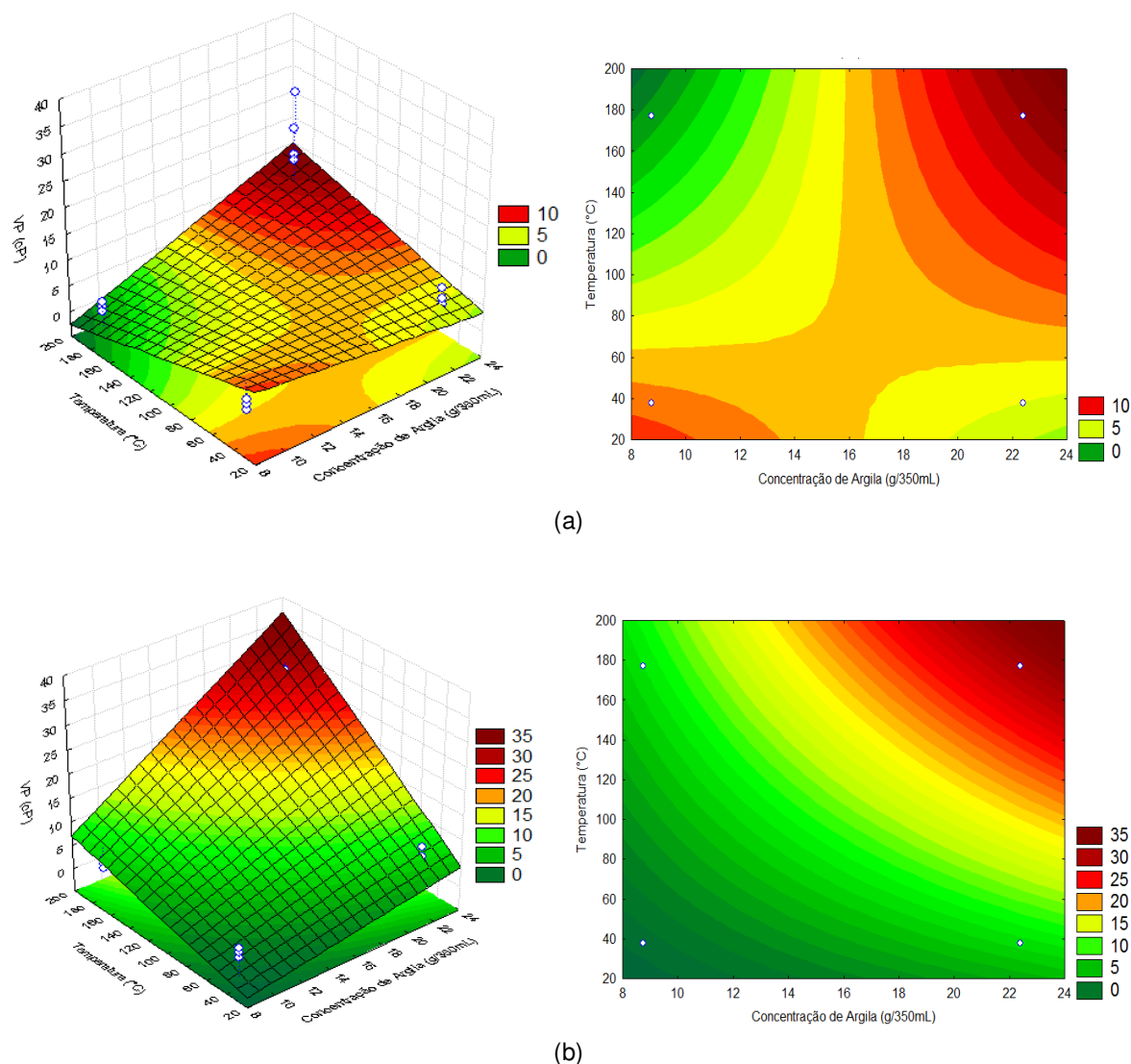


Figura 26 - Superfícies de resposta para a viscosidade plástica fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

De forma geral, o aumento da temperatura para os fluidos com baixa concentração de argila praticamente não promove alteração da VP, enquanto que nos fluidos com elevada concentração de argila, há um aumento expressivo desta propriedade com o aumento da temperatura. Para os fluidos com alto teor de argila, a

mudança do nível -1 para +1 dos efeitos principais (T e E) e as interações (A.T, A.E e T.E) contribuem para o aumento da VP.

Assim, ainda de acordo com a Figura 26, foi possível observar, para ambos os tipos de envelhecimento, que os maiores valores de VP foram obtidos em elevada concentração de argila associada à elevada temperatura. Os maiores valores de VP foram obtidos para os fluidos sob envelhecimento dinâmico.

Comportamento semelhante à VP foi observado para a FG, apresentado nas Figuras 27(a) e 27(b).

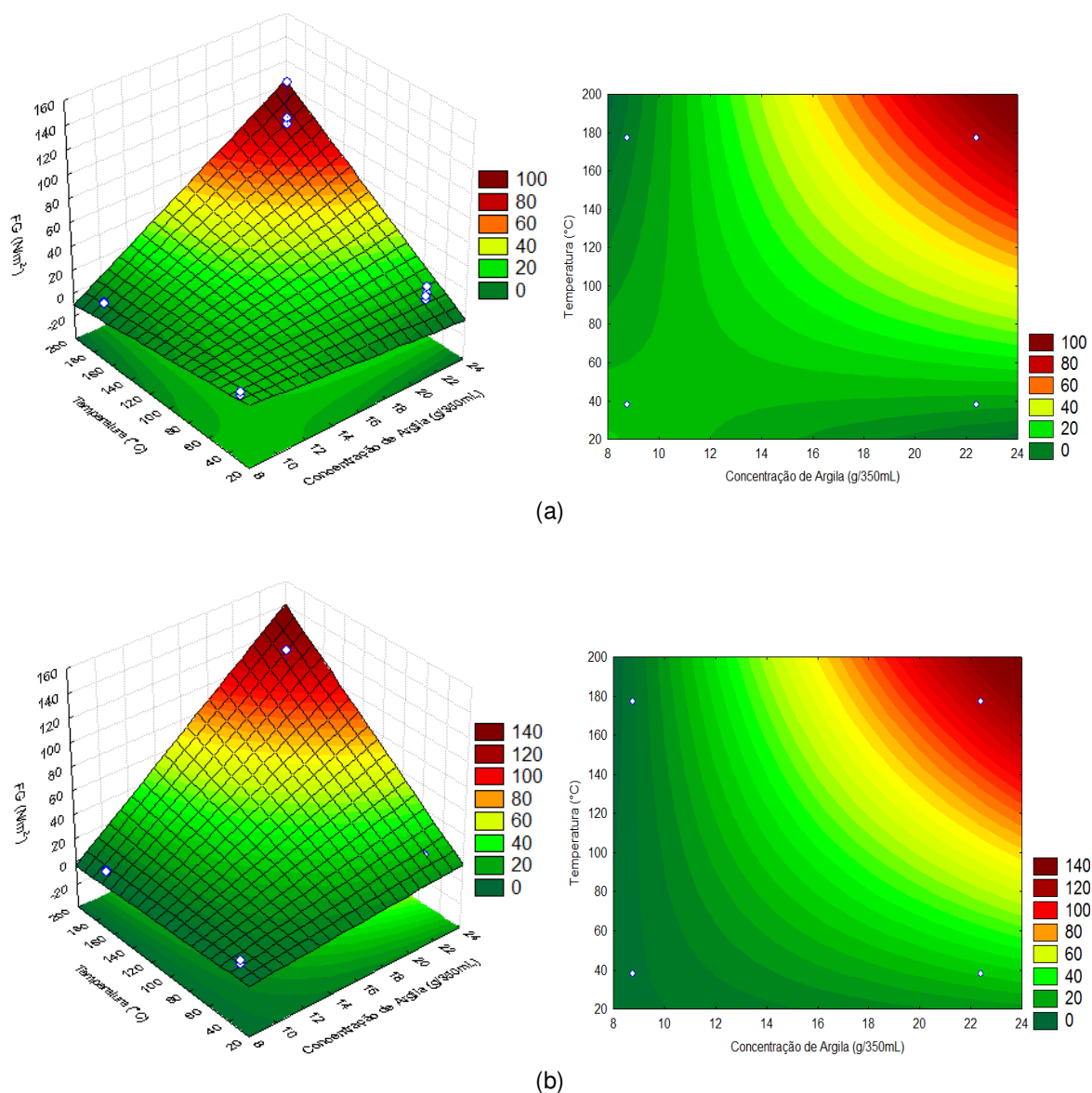


Figura 27 - Superfícies de resposta para a força gel fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

A variável temperatura é um parâmetro que tem influência na FG, apresentando valores bem superiores aos observados à baixas temperaturas de envelhecimento. Além disso, o aumento da concentração de argila associado ao aumento da temperatura resultou em maiores valores de FG. Como já mencionado, a temperatura promove uma redução da camada de solvatação na superfície das partículas de argila, aproximando as partículas uma das outras. As forças atrativas promovem uma diminuição do estado de dispersão com associações entre partículas face-a-aresta, contribuindo assim, para o aumento da FG.

A gelificação, propriedade fundamental em fluidos de perfuração, ocorre quando o fluido está em repouso e evita que sólidos que vinham sendo transportados sedimentem quando a bomba é desligada (Gandelman et al., 2006).

Entretanto, após a formação da estrutura gelificada, a energia requerida para quebrá-la e recomeçar o escoamento do fluido será maior (Bjørkevoll et al., 2003) e, conseqüentemente, um pico de pressão será gerado. Desta forma, o fluido gelificado induz picos de pressão quando a bomba é religada, podendo atingir a pressão de fratura da formação, o que traz riscos à operação (Gandelman et al., 2006). Por outro lado, fluidos com baixo gel não são capazes de manter os detritos em suspensão quando ocorre uma parada na perfuração, isso leva a uma série de problemas, como a prisão de tubos. Por isto, o controle da gelificação dos fluidos para evitar possíveis problemas às operações de perfuração se faz importante.

Concentrações superiores a 22g/350mL apresentam valores de viscosidade muito elevados, como consequência, maiores estados de gelificação. Estes resultados se tornam mais expressivos com o aumento da temperatura e confirmam que a temperatura é um dos parâmetros que governam os valores de gel. Além destes, o tempo de repouso, rotação da coluna e vazão de bombeio também influenciam esta propriedade.

Pequenas variações nas propriedades reológicas foram observadas quando os fluidos foram submetidos a diferentes condições de envelhecimento. No entanto, de forma geral, o grau de floculação dos fluidos aumenta quando os mesmos são envelhecidos dinamicamente.

As Figuras 28 e 29 ilustram fotos dos fluidos argilosos preparados com 8,75g e 22,4g de argila, respectivamente.

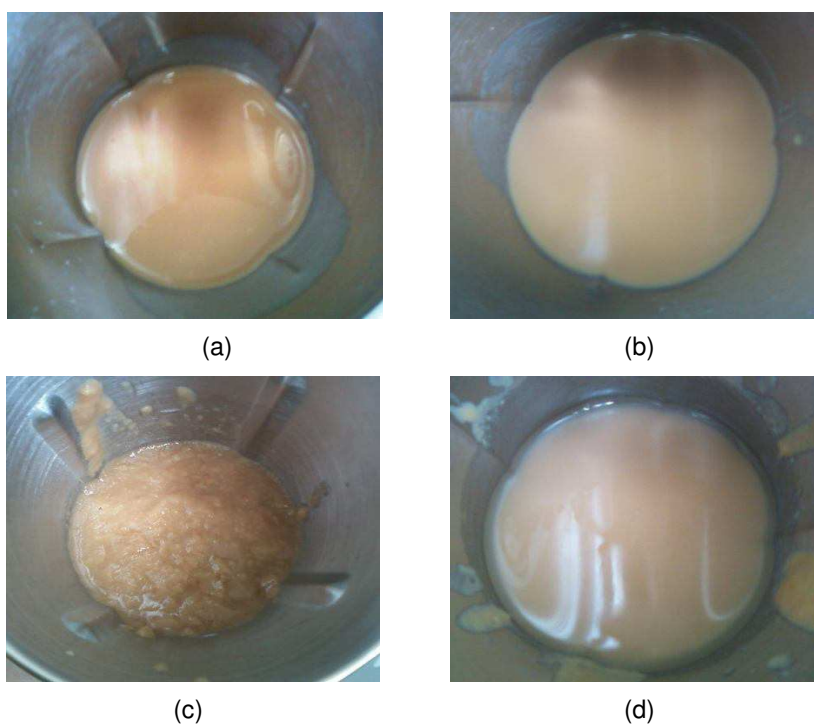


Figura 28 - Aspecto dos fluidos argilosos com 8,75g de argila (a) FA₁ (49°C e envelhecimento estático), (b) FA₅ (49°C e envelhecimento dinâmico), (c) FA₃ (177°C e envelhecimento estático) e (d) FA₇ (177°C e envelhecimento dinâmico).

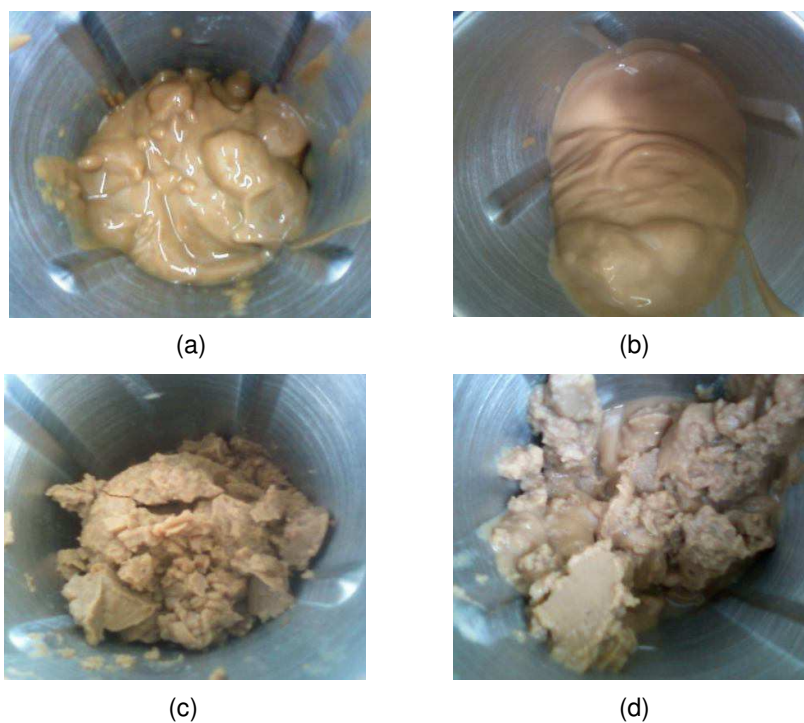


Figura 29 - Aspecto dos fluidos argilosos com 22,4g de argila (a) FA₂ (49°C e envelhecimento estático), (b) FA₆ (49°C e envelhecimento dinâmico), (c) FA₄ (177°C e envelhecimento estático) e (d) FA₈ (177°C e envelhecimento dinâmico).

4.2. Avaliação das propriedades de filtração

Na Figura 30 está apresentada a relação entre os valores de volume de filtrado (VF_{API}) e a raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos estudados.

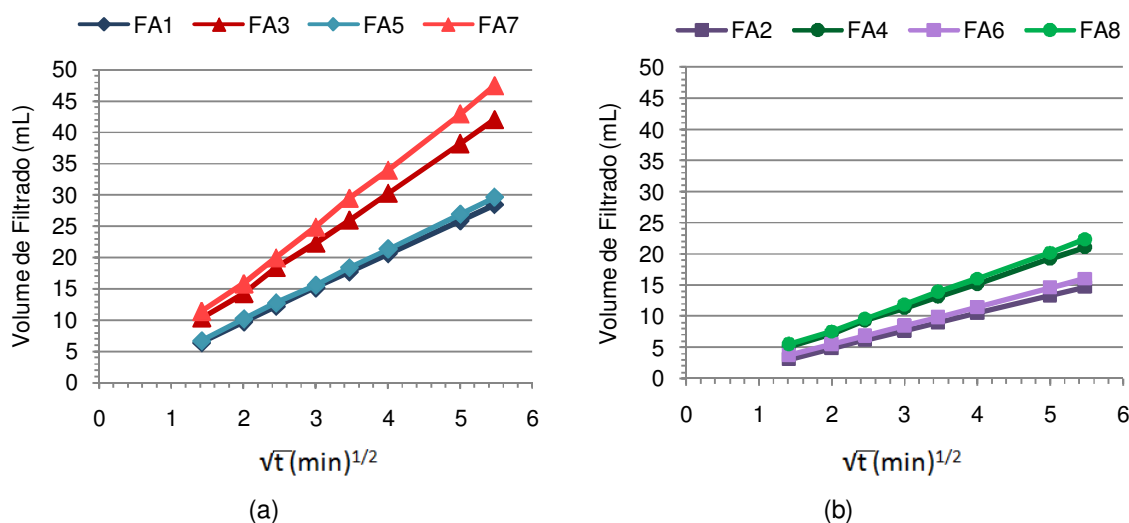


Figura 30 - Volume de filtrado (VF_{API}) versus raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com (a) 8,75g/350mL de argila e (b) 22,4g/350mL de argila.

O efeito da temperatura também foi observado nas propriedades de filtração dos fluidos, pois os mesmos apresentaram maiores valores de VF com o aumento da temperatura de envelhecimento. A Figura 30 foi utilizada para considerar os efeitos iniciais da filtração que simulam as fases que ocorrem numa filtração.

De acordo com Bourgoyne et al. (1986), a filtração ocorre em duas fases. A primeira, denominada de filtração inicial, reúne dois estágios: o primeiro, conhecido por *surge loss* é definido pela invasão de partículas sólidas no meio poroso, com a formação de um reboco interno, sem, no entanto, ocorrer deposição de sólidos sobre a superfície porosa; o segundo, conhecido por *transition loss* se inicia com o depósito de partículas sólidas sobre a superfície porosa e se encerra no momento em que o reboco se torna uniforme, isto é, no momento em que a influência do depósito de partículas sobre o processo de filtração passa a ser negligenciável. A segunda e última fase de filtração, denominada de filtração propriamente dita, é reconhecida a partir do momento em que o volume acumulado de filtrado varia linearmente com a raiz quadrada do intervalo de tempo e o gradiente de pressão, através do reboco, se torna essencialmente constante.

A partir do gráfico obtido na Figura 30, calculou-se o ponto de intersecção com o eixo y (eixo das ordenadas, VF) de cada fluido estudado. A intersecção no eixo y para cada fluido correspondeu aos seguintes resultados: FA₁ (-1,114mL); FA₂ (-0,867mL); FA₃ (-1,156mL); FA₄ (-0,494mL), FA₅ (-1,136mL); FA₆ (-0,540mL); FA₇ (-1,796mL) e FA₈ (-0,558mL). Todos os valores encontrados foram negativos, isto significa que os poros do papel de filtro fecharam quase que instantaneamente quando da aplicação da pressão. Diante disto, o segundo estágio da primeira fase, o *transition loss*, iniciou logo após a aplicação da pressão. Este estágio se encerrou aproximadamente no tempo de 4min, visto que, a partir deste tempo, o volume de filtrado passou a variar linearmente com a raiz quadrada do tempo de filtração.

Os fluidos que apresentaram maiores variações de volume de filtrado foram: FA₇ (8,75g, 177°C, D), FA₃ (8,75g, 177°C, E), FA₅ (8,75g, 49°C, D), FA₁ (8,75g, 49°C, E), FA₈ (22,4g, 177°C, D), FA₄ (22,4g, 177°C, E), FA₆ (22,4g, 49°C, D), FA₂ (22,4g, 49°C, E).

Os fluidos com baixa concentração de argila (FA₁, FA₃, FA₅ e FA₇) apresentaram maiores valores de VF, devido a maior quantidade de água livre no sistema. Para a mesma concentração de argila, o aumento da temperatura promoveu um aumento do VF, assim como para os fluidos envelhecidos sob condição dinâmica.

Embora os fluidos com elevada concentração de argila tenham apresentado as menores perdas por filtração, esses apresentaram elevado VF, quando comparados com dados de alguns projetos de poços de empresas petrolíferas. Os elevados valores de VF observados para todos os fluidos indicam que mesmo os fluidos estando no estado de gelificação, a água presente ou uma parcela da água presente encontra-se livre e não presa nos reticulados, conforme a teoria de Stefan (1966), gerando grandes perdas por filtração.

A variação das propriedades de filtração dos fluidos de perfuração deve-se ao equilíbrio eletroquímico. Mudanças na temperatura também podem afetar o equilíbrio eletroquímico que regula o grau de floculação e agregação das suspensões, alterando a permeabilidade do reboco e, conseqüentemente, os volumes de filtrado (Darley et al., 2011).

Em ambas as condições de envelhecimento, o aumento da concentração de argila resultou em um efeito positivo no VF quando o seu valor passou do nível -1 (8,75g/350mL) para o nível +1 (22,4g/350mL).

A Equação 12 apresenta o modelo matemático empírico, codificado, com os seus respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 9 apresenta as análises de variância para a permeabilidade (K) dos fluidos argilosos.

$$- K \text{ (mD)} = \mathbf{5,57 \times 10^{-3}} \pm \mathbf{1,5 \times 10^{-4}} + (0,06 \times 10^{-3} A \pm 1,5 \times 10^{-4}) + \mathbf{(2,29 \times 10^{-3} T \pm 1,5 \times 10^{-4})} + \mathbf{(0,57 \times 10^{-3} E \pm 1,5 \times 10^{-4})} - \mathbf{(0,38 \times 10^{-3} A.T \pm 1,5 \times 10^{-4})} - (0,13 \times 10^{-3} A.E \pm 1,5 \times 10^{-4}) + \mathbf{(0,58 \times 10^{-3} T.E \pm 1,5 \times 10^{-4})} \quad (12)$$

Os valores em negrito das equações são os parâmetros estatisticamente significativos. A análise dos efeitos principais (A, T e E) e a interação entre eles (A.T, A.E e T.E) para a permeabilidade indicaram que apenas a concentração de argila (A) e a interação entre a concentração de argila e tipo de envelhecimento (A.E) não tem influência estatisticamente significativa na variável estudada.

Tabela 9 - Análises de variância (ANOVA) da permeabilidade dos fluidos argilosos da Etapa 01.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
K (mD)	96,47	0,982	12,17

Por meio da análise de variância (ANOVA) foi observado que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado} apresentou valor superior a 5, obtendo-se assim modelos matemáticos estatisticamente significativos e preditivos.

A análise de significância estatística mostrou que o coeficiente de correlação e a percentagem de variância explicada do resultado experimental para K dos fluidos preparados de acordo com o planejamento foram satisfatórios, com 0,982 e 96,47%, respectivamente. Deste modo, pode-se dizer que os modelos matemáticos apresentados na Tabela 9 têm mais de 96,47% das variações obtidas explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança.

A Figura 31 ilustra os valores preditos (modelo empírico, Equação 12) *versus* os valores experimentais para a permeabilidade.

Pode-se observar que os valores experimentais apresentaram uma boa concordância dos resultados obtidos com os valores preditos.

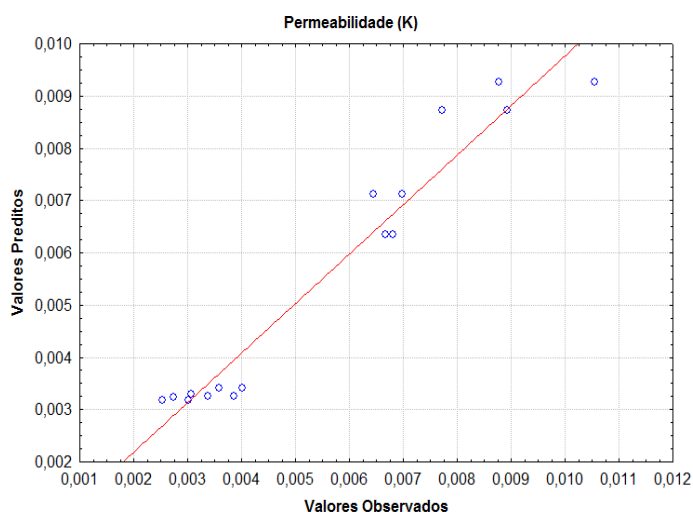


Figura 31 - Valores preditos *versus* valores experimentais para a permeabilidade.

Como o modelo linear foi válido, o mesmo foi usado para modelar matematicamente os valores obtidos para a permeabilidade e assim, gerar as superfícies de resposta apresentadas nas Figuras 32 (a) e (b). Na Tabela 10 estão apresentados os resultados pontuais de volume de filtrado API coletado em 30 min (VF_{API}), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (K).

Tabela 10 - Volume de filtrado, espessura de reboco e permeabilidade dos fluidos argilosos da Etapa 01.

Fluidos	VF_{API} (mL)	ER (mm)	K (mD)
FA ₁	28,5	1,143	$2,90 \times 10^{-3}$
FA ₂	14,8	2,740	$3,62 \times 10^{-3}$
FA ₃	42,1	1,783	$6,71 \times 10^{-3}$
FA ₄	21,1	3,576	$6,75 \times 10^{-3}$
FA ₅	29,7	1,045	$2,78 \times 10^{-3}$
FA ₆	16,1	2,654	$3,81 \times 10^{-3}$
FA ₇	47,5	2,272	$9,67 \times 10^{-3}$
FA ₈	22,3	4,171	$8,32 \times 10^{-3}$

De acordo com a Equação 5, a permeabilidade é função direta do volume de filtrado obtido, da espessura de reboco e da viscosidade da fase dispersa. A viscosidade da fase líquida foi considerada como sendo igual a 1cP a 25°C.

Comportamentos diferentes foram observados para ambos os tipos de envelhecimento. No envelhecimento estático, menores e, portanto, melhores valores de K foram obtidos quando da redução dos valores da interação entre a concentração de argila e a temperatura. Enquanto que para o envelhecimento dinâmico, a temperatura

foi o fator fundamental para mudanças na permeabilidade. Menores valores de K foram obtidos com baixa temperatura independente da concentração de argila.

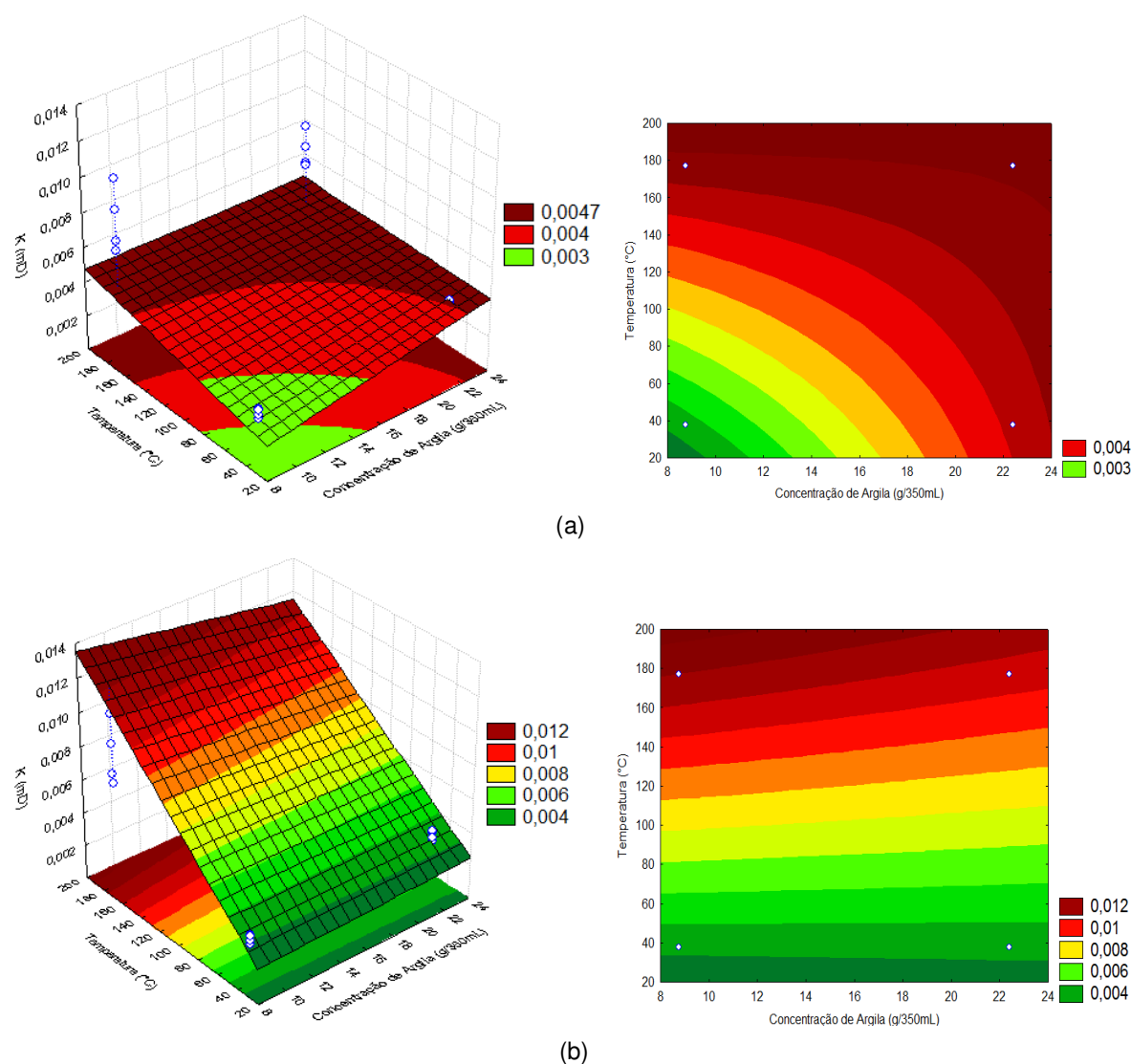


Figura 32- Superfícies de resposta para a permeabilidade fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

Menores permeabilidades foram alcançadas com os fluidos envelhecidos a baixa temperatura. A permeabilidade do reboco é influenciada pelo tamanho, forma e natureza das partículas coloidais existentes no sistema. Além disso, a permeabilidade é afetada pelas mudanças no equilíbrio eletroquímico que governa o grau de floculação e agregação das partículas de argila.

Nos fluidos envelhecidos a baixa temperatura, não foi observado um estado de gelificação expressivo, desta forma, as partículas estão predominantemente dispersas

e, ao se depositarem na superfície porosa do papel de filtro, ficam distribuídas uniformemente de forma a manter uma permeabilidade baixa. A razão para este comportamento é que a bentonita é composta essencialmente por partículas planares e plásticas de montmorilonita que tendem a se alinhar paralelamente à superfície do meio poroso com a pressão, conforme ilustrado na Figura 33 (a).

Nos fluidos envelhecidos à elevadas temperaturas, tem-se um sistema disperso e floculado. Neste sistema, as partículas de argila estão muito próximas umas das outras, devido às interações eletrostáticas e de massa, e ao se depositarem na superfície porosa do papel de filtro são distribuídas de forma não uniforme, apresentando elevada quantidade de vazios entre as partículas, e assim, uma permeabilidade alta, conforme ilustrado na Figura 33 (b).

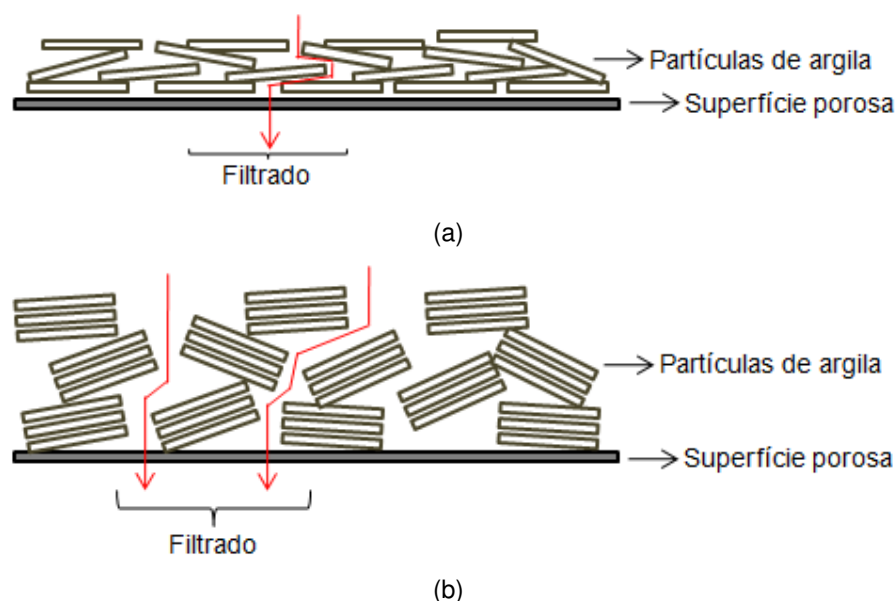


Figura 33 - Representação esquemática da deposição das partículas de argila em um sistema (a) disperso e (b) disperso e floculado.

A floculação das partículas em um sistema disperso é um tipo de associação onde predomina forças atrativas relativamente fortes. Esta estrutura persiste no reboco até certo grau de limitação, causando um considerável aumento da permeabilidade. Se o grau de floculação aumenta, as forças de interação entre as partículas também aumentam, tornando a estrutura mais forte e mais resistente a pressão (Lomba, 2010).

Os fluidos com baixa concentração de argila (de menores permeabilidades) apresentaram baixos valores de ER e elevados valores de VF. Embora a espessura de reboco esteja relacionada à perda de fase líquida, esta relação varia para cada fluido, porque o valor da relação volume de filtrado/volume de reboco depende da concentração de sólidos no fluido e da quantidade de água retida no reboco. Assim, o volume de filtrado decresce com o acréscimo da concentração de sólidos, enquanto que o volume de reboco aumenta.

4.3. Avaliação do pH e densidade

Na Tabela 11 estão apresentados os valores pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos estudados.

Tabela 11 - pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos estudados na Etapa 01.

Fluidos	pH	ρ (g/cm³)
FA₁	9,4	1,018
FA₂	9,4	1,023
FA₃	9,2	1,013
FA₄	9,2	0,988
FA₅	9,2	1,013
FA₆	9,2	1,023
FA₇	8,4	1,010
FA₈	8,5	1,035

Sabe-se que o pH é fator influente nas propriedades relacionadas ao desempenho do fluido a partir de valores acima de 10. Observou-se que o pH dos fluidos argilosos apresentou caráter básico, com valor próximo a 9,0, desejável para os fluidos de perfuração, pois evitam problemas de corrosão dos equipamentos. No entanto, mesmo não alterando o caráter básico do sistema, o aumento da temperatura de envelhecimento resultou numa leve redução do pH. O pH dos fluidos reduziu aproximadamente 0,2 (dos fluidos FA₁ para FA₃ e dos fluidos FA₂ para FA₄), 0,8 (dos fluidos FA₅ para FA₇) e 0,7 (dos fluidos FA₆ para FA₈).

No que diz respeito à densidade (ρ) dos fluidos produzidos, os resultados não foram influenciados notadamente por nenhuma das variáveis (concentração de argila e temperatura). A densidade dos fluidos foi da ordem de 1,000 g/cm³. A densidade é um

parâmetro importante no controle da pressão do poço e interfere diretamente na pressão hidrostática exercida pelo fluido.

Os limites de variação da densidade dos fluidos para perfurar uma determinada fase são definidos pelo limite mínimo da pressão de poros (pressão atuante nos fluidos que se encontram no espaço poroso da rocha) e pelo limite máximo da pressão de fratura (valor de pressão para o qual a rocha se rompe) das formações expostas (Silva, 2003).

4.4. Avaliação da lubricidade e prisão diferencial

Na Tabela 12 e Figura 34 estão apresentados os valores de coeficiente de lubricidade (CL) e prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos.

Tabela 12 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos estudados na Etapa 01.

Fluidos	CL	CPD
FA₁	0,51	0,139
FA₂	0,48	0,081
FA₃	0,51	0,150
FA₄	0,50	0,041
FA₅	0,59	0,137
FA₆	0,66	0,069
FA₇	0,52	0,104
FA₈	0,60	0,032

É possível observar que os CL dos fluidos estudados variaram entre 0,48 para os fluidos FA₂ e 0,66 para os fluidos FA₆. De acordo com esses resultados, pode-se observar que o CL não apresenta variações significativas com o aumento da concentração de argila nem com o aumento da temperatura. Esses valores são próximos ao CL (0,44) de fluidos preparados com 4,3 % de bentonita, divulgados por Darley et al. (2011). As maiores variações de CL com o aumento da concentração de argila foi observado para os fluidos envelhecidos na condição dinâmica.

Os fluidos submetidos ao envelhecimento dinâmico apresentaram CL em torno de 0,60 enquanto que os fluidos submetidos as condições de envelhecimento estático apresentaram CL de 0,50. Os fluidos argilosos não apresentam boa capacidade de lubrificação, sendo assim, necessário o uso de lubrificantes para reduzir o atrito.

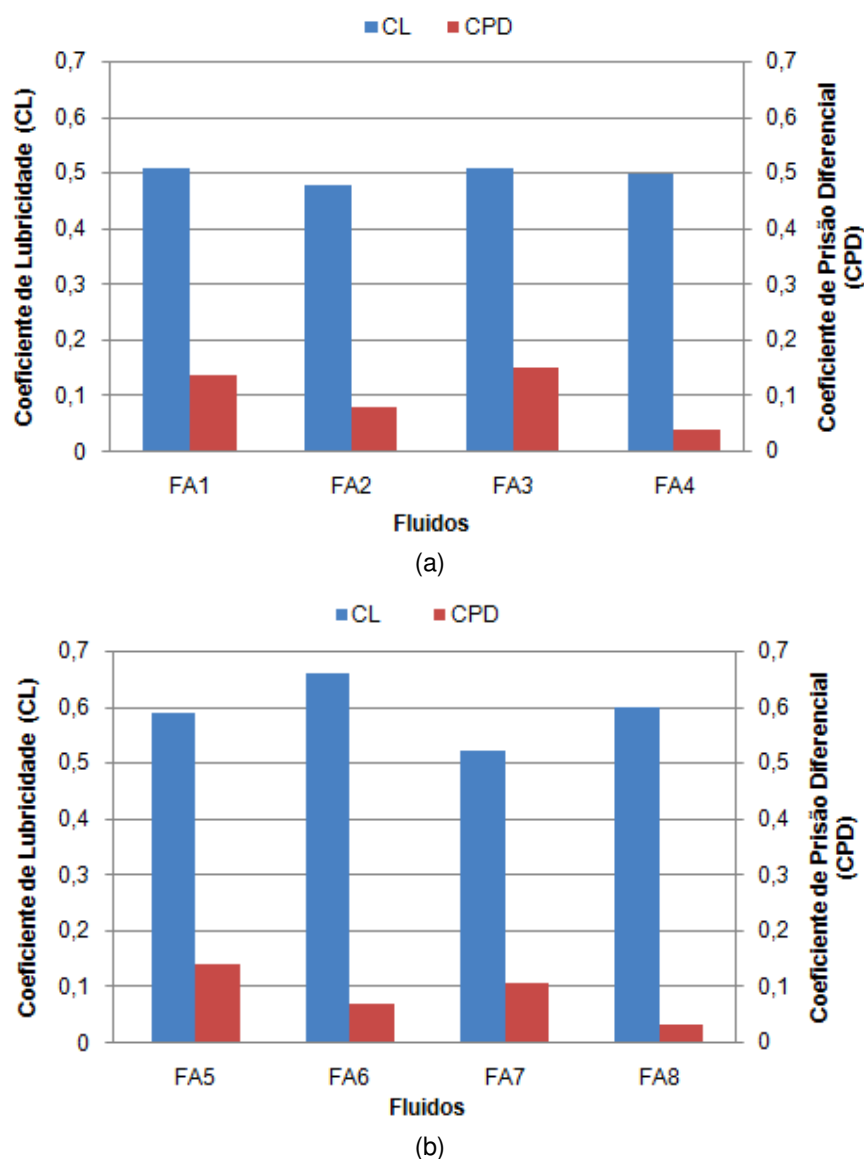


Figura 34 - Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos submetidos ao envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

De acordo com a literatura, fluidos com lubrificidade adequada devem apresentar valores de CL da ordem de 0,1, valor comumente encontrado em fluidos de perfuração base óleo ou em fluidos aditivados com agentes lubrificantes. Desta forma, fica evidente que as argilas não contribuem para a melhoria da lubrificidade de fluidos aquosos, e que o CL independe da concentração de bentonita no fluido. Para melhorar a lubrificidade de fluidos argilosos, há a necessidade da adição de aditivos lubrificantes.

Pode-se observar ainda que não há uma correlação entre o CL e o CPD dos fluidos argilosos estudados. É de se esperar que maior lubrificidade resulte em menor CPD, no entanto, para os fluidos em estudo, sem a presença de lubrificantes, essa

correlação não foi observada. Essa não correlação, provavelmente, deve-se a falta de lubrificante nos fluidos, uma vez que, além deste fator, a prisão diferencial também é dependente de outros fatores como perda de fluido para a formação e espessura de reboco. Esses outros fatores se tornam mais pronunciados na ausência de um fluido não lubrificante, como no caso em questão. Os fluidos envelhecidos na condição dinâmica foram os que apresentaram aumento mais perceptível.

A Equação 13 apresenta o modelo matemático codificado com os respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 13 apresenta as análises de variância (ANOVA) para o coeficiente de prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos.

$$- \text{CPD} = 0,094 \pm 0,006 - (0,038A \pm 0,006) - (0,012T \pm 0,006) - (0,008E \pm 0,006) - (0,007A.T \pm 0,006) + (0,003A.E \pm 0,006) - (0,005T.E \pm 0,006) \quad (13)$$

Tabela 13 - Análises de variância (ANOVA) do coeficiente de prisão diferencial dos fluidos argilosos da Etapa 01.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
CPD	86,38	0,929	2,82

Por meio dos modelos matemáticos codificados, a análise dos efeitos principais e a interação das variáveis para o CPD indicou que apenas a concentração de argila tem efeito na variável estudada. Os demais efeitos (temperatura de envelhecimento, tipo de envelhecimento e as interações) não apresentaram influência significativa sobre as propriedades estudadas. De forma geral, a concentração de argila (A), a temperatura (T), o envelhecimento (E), a interação entre a concentração de argila e temperatura (A.T) e a interação entre temperatura e tipo de envelhecimento (T.E) contribuem para a redução do CPD.

Através da análise de variância (ANOVA) foi observado que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado}, para todas a resposta (CPD), apresentou valor superior a 1, obtendo-se assim modelos matemáticos estatisticamente significativos.

Para o caso em questão, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para CPD dos fluidos preparados de acordo com o planejamento foram satisfatórios, superiores a 0,929 e 86,38%, respectivamente. Estes parâmetros quantificam a qualidade do ajustamento, variando de 0%, para nenhum ajuste, a 100%,

para um ajuste de alta qualidade. Deste modo, pode-se dizer que os modelos matemáticos apresentados na Tabela 13 têm um bom ajuste e mais de 86,38% das variações obtidas são explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança.

A partir da Figura 35, que ilustra os valores preditos (modelo empírico, Equação 13) *versus* os valores experimentais para o CPD, pode-se observar uma boa concordância dos resultados obtidos com os valores preditos.

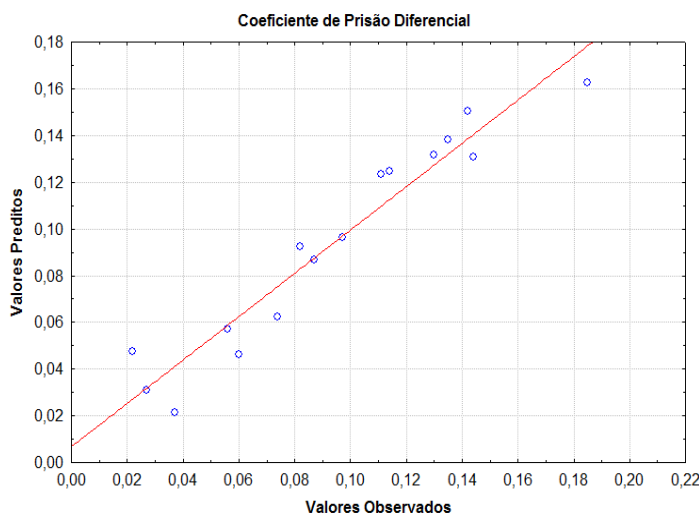


Figura 35 - Valores preditos *versus* valores experimentais para o coeficiente de prisão diferencial.

As Figuras 36 (a) e (b) apresentam as superfícies de respostas para o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos envelhecidos sob condições estática e dinâmica da Etapa 01.

Estatisticamente, comportamentos distintos foram observados para os fluidos submetidos às diferentes condições de envelhecimento. No envelhecimento estático, o aumento da concentração de argila favoreceu a redução do CPD, quando passou do nível -1 (8,75g) para o nível +1 (22,4g). Os fluidos FA₄ apresentaram menores resultados, 0,041.

No envelhecimento dinâmico, o aumento da temperatura e da concentração de argila promoveu um efeito positivo no CPD quando passou do nível -1 (8,75g/49°C) para o nível +1 (22,4g/177°C). Os fluidos FA₈ apresentaram menores resultados, cerca de 0,032.

Para o envelhecimento estático, fluidos com concentração de argila superior a 18g/350mL apresentaram valores de CPD inferiores a 0,010 e para o envelhecimento

dinâmico, concentrações de argila superiores a 16g/350mL são obtidos valores de CPD inferiores a 0,10.

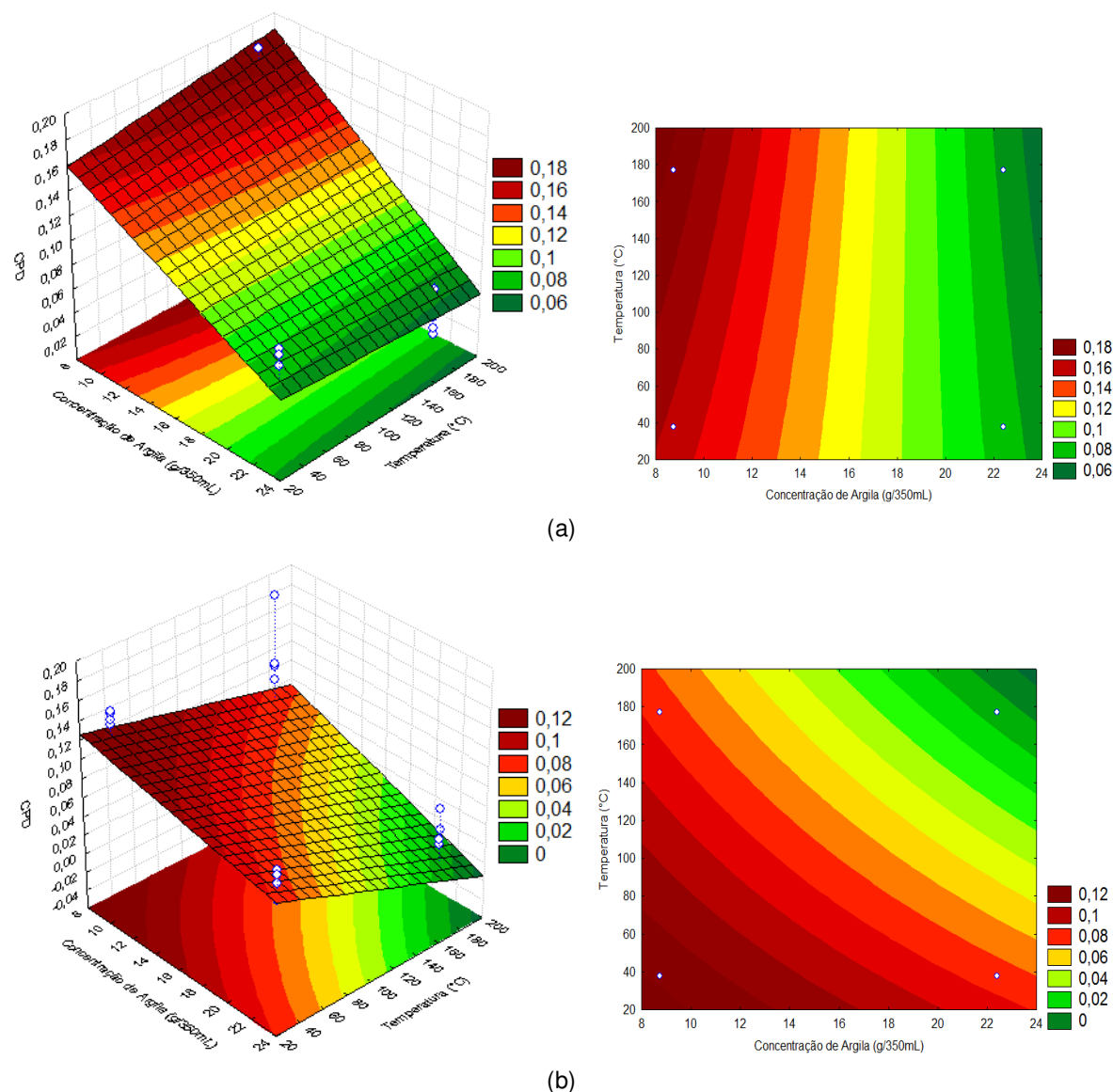


Figura 36 - Superfícies de resposta para o coeficiente de prisão diferencial fixando o tipo de envelhecimento (a) estático e (b) dinâmico.

A concentração de argila tem bastante influencia no volume de filtrado e no reboco formado. Com o acréscimo da concentração de sólidos, o volume de filtrado diminui enquanto que o reboco aumenta. É sabido que o reboco é influenciado por uma combinação de variáveis como teor de sólidos, tipo de fluido e volume de filtrado, além disso, em casos práticos, o reboco influencia na prisão de tubos por reduzir o diâmetro efetivo do poço, aumentando assim a área de contato entre o tubo de perfuração e o

reboco (Reid et al., 1996). Mas, esse favorecimento de prisão, não significa que maior será a força necessária para desprender o tubo de perfuração do reboco formado. Como observado nos ensaios de prisão, menores valores de CPD foram obtidos com maiores concentração de argila. Assim, pode-se afirmar que, embora o reboco elevado facilite a prisão, isto não significa que maior será a força necessária para liberar o tubo preso.

Por fim, e não menos importante, fluidos com excelentes propriedades lubrificantes tendem a conferir menores riscos de prisão, devido ao menor atrito gerado pelos equipamentos de perfuração e a formação, por isto, há uma busca incessante para se obter fluidos com lubricidade adequada e ambientalmente corretos.

Desta forma, para fluidos não lubrificantes, o controle do reboco se faz importante para reduzir o risco de se ter prisão, enquanto que fluidos lubrificantes contribuem para se ter menores riscos de prisão e assim, menor a força necessária para desprender o tubo.

De forma geral, não foram observadas variações significativas quando os fluidos foram submetidos a diferentes condições de envelhecimento. No entanto, a análise pontual evidenciou que menores valores de CPD foram alcançados para os fluidos envelhecidos sob condição dinâmico, assim como melhores propriedades reológicas e de filtração foram obtidos com a mesma condição de envelhecimento. Desta forma, foi selecionado o envelhecimento dinâmico para ser utilizado nas próximas etapas deste projeto.

Concentrações muito baixas de argila ocasionaram valores muito baixos de VA e VP e valores muito elevados de VF, enquanto que concentrações elevadas de argila resultaram em elevado estado de floculação com valores muito elevados de VA e VP. Sendo assim, será utilizada a concentração de 17,0 de argila/350mL de água para serem aditivadas com polímeros e lubrificantes e dispersantes e lubrificantes, respectivamente.

O fenômeno de prisão diferencial, bem como temperaturas elevadas de fundo de poço são alguns dos principais problemas enfrentados em poços de petróleo causando grandes prejuízos técnicos e econômicos. Segundo Santoyo et al. (2001), pouco se sabe sobre as propriedades reais dos fluidos de perfuração frente a diferentes temperaturas. Sendo, portanto, de suma importância estudar fluidos sob estas condições.

Além disso, devido ao grande número de variáveis envolvidas, o comportamento dos fluidos de perfuração em altas temperaturas, particularmente os fluidos base água, a exemplo das dispersões de bentonitas sódicas, é imprevisível. Variações muito pequenas na composição destes fluidos podem fazer diferenças consideráveis no seu comportamento reológico, de modo que é necessário testar cada fluido individualmente, a fim de obter dados confiáveis.

4.5. Conclusões Parciais

De acordo com os resultados obtidos, concluiu-se que:

- houve uma boa concordância de todos os valores obtidos das propriedades estudadas com os valores preditos, resultando em modelos matemáticos com mais de 85% das variações explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança,
- a concentração de argila influencia de maneira estatisticamente significativa as propriedades VA, VP, FG e CPD;
- a interação concentração de argila e temperatura de envelhecimento influencia de maneira estatisticamente significativa as propriedades VA, VP, FG e K;
- a temperatura promove um estado de gelificação dos fluidos quando submetidos a elevadas temperaturas, sendo, portanto, responsável pelos elevados valores de propriedades reológicas e de filtração;
- rebocos menos permeáveis são obtidos com fluidos envelhecidos à baixas temperaturas e submetidos a condição de envelhecimento estático;
- o coeficiente de lubricidade, o pH e a densidade não foram alteradas, de forma expressiva, pela concentração de argila, temperatura e tipo de envelhecimento;
- o tipo de envelhecimento não influenciou estatisticamente as propriedades estudadas, no entanto, o envelhecimento dinâmico resultou em menores valores de CPD e
- o aumento da concentração de argila associado ao aumento da temperatura resultou em menores e, portanto, melhores CPDs.

De forma geral, a concentração de argila é o parâmetro que apresentou maior influência sobre as propriedades dos fluidos e o tipo de envelhecimento não contribuiu de forma estatisticamente significativa para as propriedades dos fluidos argilosos. Portanto, duas variáveis deste planejamento foram fixadas nos planejamentos das

etapas subsequentes: a concentração de argila e o tipo de envelhecimento. A concentração de argila selecionada foi 17g/350mL de água e o tipo de envelhecimento térmico selecionado foi o envelhecimento sob condição dinâmico.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS E DISCUSSÃO - PARTE II
ESTUDO DE FLUIDOS AQUOSOS ADITIVADOS COM ARGILA,
POLÍMEROS E LUBRIFICANTE

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO - PARTE II - ESTUDO DE FLUIDOS AQUOSOS ADITIVADOS COM ARGILA, POLÍMEROS E LUBRIFICANTE

Neste capítulo estão apresentados os resultados da caracterização dos aditivos utilizados nos fluidos argilosos, das propriedades reológicas, de filtração, densidade, pH, lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos referentes à Etapa 02, que tem por objetivo avaliar a estabilidade térmica e a influência dos fluidos argilosos aditivados com polímeros e lubrificantes na prisão diferencial.

Foram feitos dois estudos com base no planejamento mostrado nas Tabelas 5 e 6 (item 3.1.2). O primeiro planejamento utiliza a Goma xantana como viscosificante, enquanto que o segundo planejamento utiliza o PAC. A concentração de argila foi fixada em 17,0g/350mL (com base nos resultados alcançados na Etapa 01 apresentados no Capítulo 4), e as variáveis de entrada (variáveis dependentes) utilizadas foram: temperatura, teor de Goma xantana ou teor de PAC, teor de carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV) e teor de lubrificante.

5.1. Caracterização dos aditivos utilizados nos fluidos argilosos

O conhecimento das propriedades térmicas dos materiais é decisivo para a utilização de uma grande variedade de polímeros, seja para fabricação, processamento, etc. Através de modernos métodos de medições termoanalíticas, questões nos campos de desenvolvimento de produto, segurança da qualidade, análise de falhas e otimização de processo poderão ser respondidas (Anônimo, 2012). A análise térmica é definida como grupo de técnicas por meio das quais uma propriedade física de uma substância e/ou de seus produtos de reação é medida em função da temperatura e/ou tempo, enquanto essa substância é submetida a um programa controlado de temperatura (Matos & Machado, 2004).

A partir das curvas de DSC (Figura 37) dos polímeros utilizados no preparo dos fluidos de perfuração da Etapa 02, foi possível observar que a Goma xantana, o PAC e a carboximetilcelulose (CMC) apresentaram comportamentos semelhantes quando submetidos às mesmas condições de temperatura. Na Figura 37(a) observaram-se dois eventos, um pico endotérmico e outro exotérmico. O primeiro evento variou entre

25 - 150°C, e apresentou um pico endotérmico a 86°C, referente a perda de água adsorvida, devido a umidade do polímero. O segundo evento, com pico exotérmico, teve início a 250°C e refere-se à degradação do material.

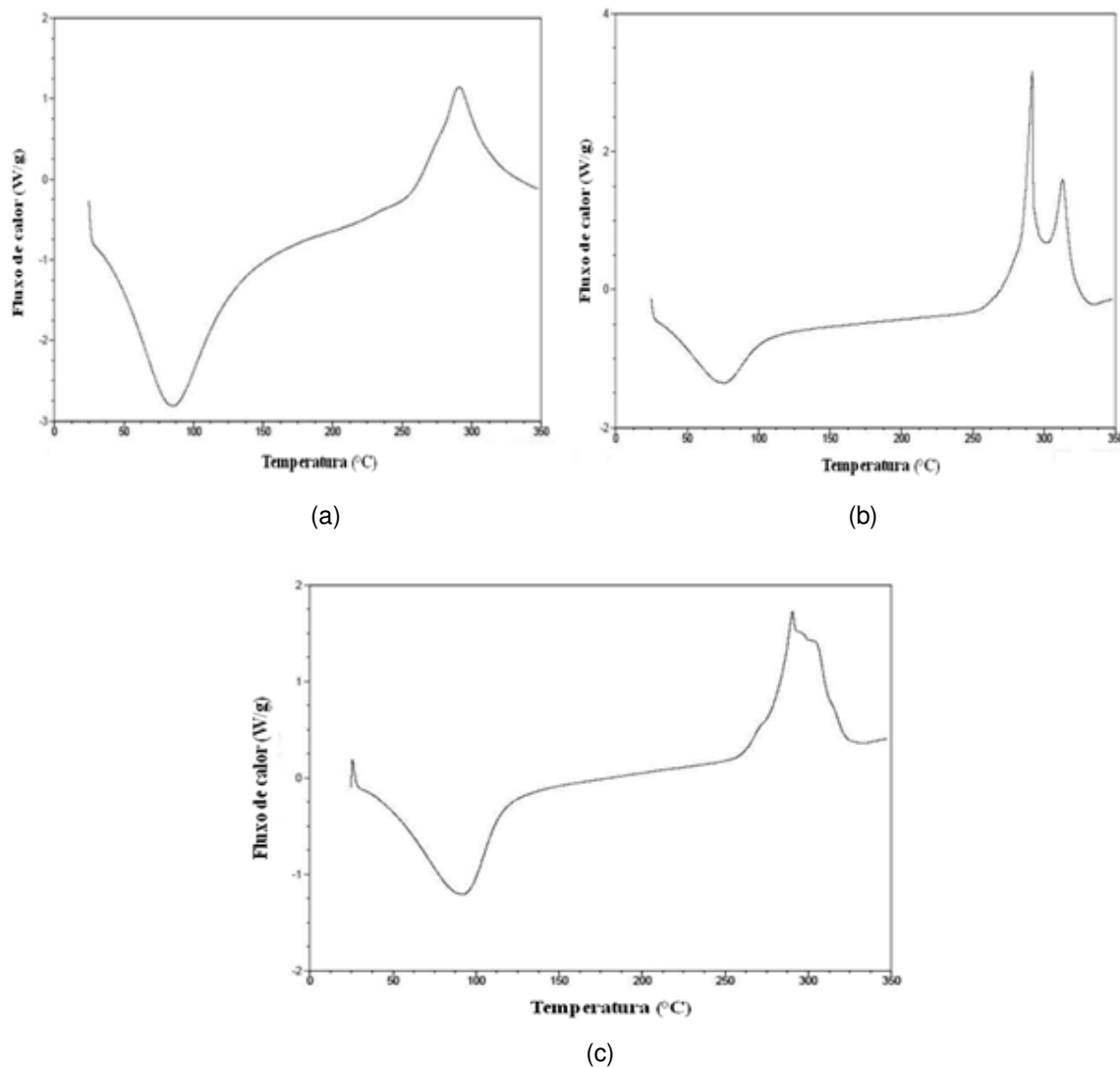


Figura 37 - Curvas de DSC dos aditivos (a) Goma xantana, (b) PAC e (c) CMC.

Villetti et al. (2002) realizaram estudos de DSC a temperaturas acima de 300°C e observaram ainda um pico entre 400 – 550°C referente a carbonização da Goma xantana e a 750°C, foi observado presença de resíduo, ou seja, material inorgânico. O valor de resíduo observado na Goma xantana é devido à presença de íons Na^+ na sua estrutura que podem formar diferentes compostos inorgânicos durante o processo de degradação (Soares et al., 2005).

Foram observados comportamentos semelhantes para as curvas de DSC do

PAC e da CMC, isto aconteceu porque ambos os polímeros são produzidos a partir da mesma matéria-prima, a celulose, embora seus processos de fabricação sejam diferentes. Nas Figuras 37(b) e 37(c) também foram observados dois eventos, o primeiro endotérmico e o segundo exotérmico. O primeiro evento teve pico em 76°C (PAC) e em 92°C (CMC). O início do pico em aproximadamente 27°C, para ambas as curvas PAC e CMC, pode estar associado com a evaporação de água residual absorvida na amostra e o fim do pico em 120° e 125°C, respectivamente, corresponde ao início das modificações na cadeia polimérica (diferença nas fases cristalina e amorfa). O segundo evento com pico exotérmico, que teve início em aproximadamente 250°C para ambas as curvas, correspondente a degradação do material, relacionada com as primeiras modificações das cadeias poliméricas devido às reações de despolimerização e da decomposição térmica, resultando na formação de produtos voláteis de baixa massa molecular (H_2O , CO , CO_2 , NH_3 e CH_4). Segundo reportado por Franco (2009), outro evento ainda pode ser observado e está relacionado à degradação oxidativa devido à carbonização do material analisado.

Quanto ao lubrificante estudado, segundo dados fornecidos pelo fabricante, o mesmo apresenta uma temperatura de degradação superior a 200°C. O lubrificante estudado é um éster à base de óleo vegetal, imiscível em água, forma gotículas no fluido e ao entrar em contato com superfícies metálicas, adere a estas superfícies apresentando um grande poder de lubrificação (Magalhães, 2012).

Os resultados de degradação dos aditivos mostraram que os aditivos estudados (Goma xantana, PAC e CMC) e os dados do lubrificante apresentaram temperatura de degradação superior a 200°C.

É importante ressaltar que algumas pesquisas utilizam o método de DSC para determinar a temperatura de degradação dos aditivos, no entanto, para sistemas em solução, como os fluidos de perfuração, esta determinação não expressa o comportamento real do aditivo sob temperatura, visto que, o ensaio é realizado com o polímero em pó, enquanto que nos fluidos, os aditivos encontram-se em solução.

Estudos preliminares mostraram que os fluidos argilosos aditivados com Goma xantana, CMC e lubrificante se degradaram a temperaturas inferiores a 200°C, conforme ilustrado na Figura 38. Essa degradação foi mais pronunciada nos fluidos envelhecidos a 177°C, temperatura máxima de estudo na Etapa 01, embora, sinais de degradação tenham sido observados a temperaturas inferiores.

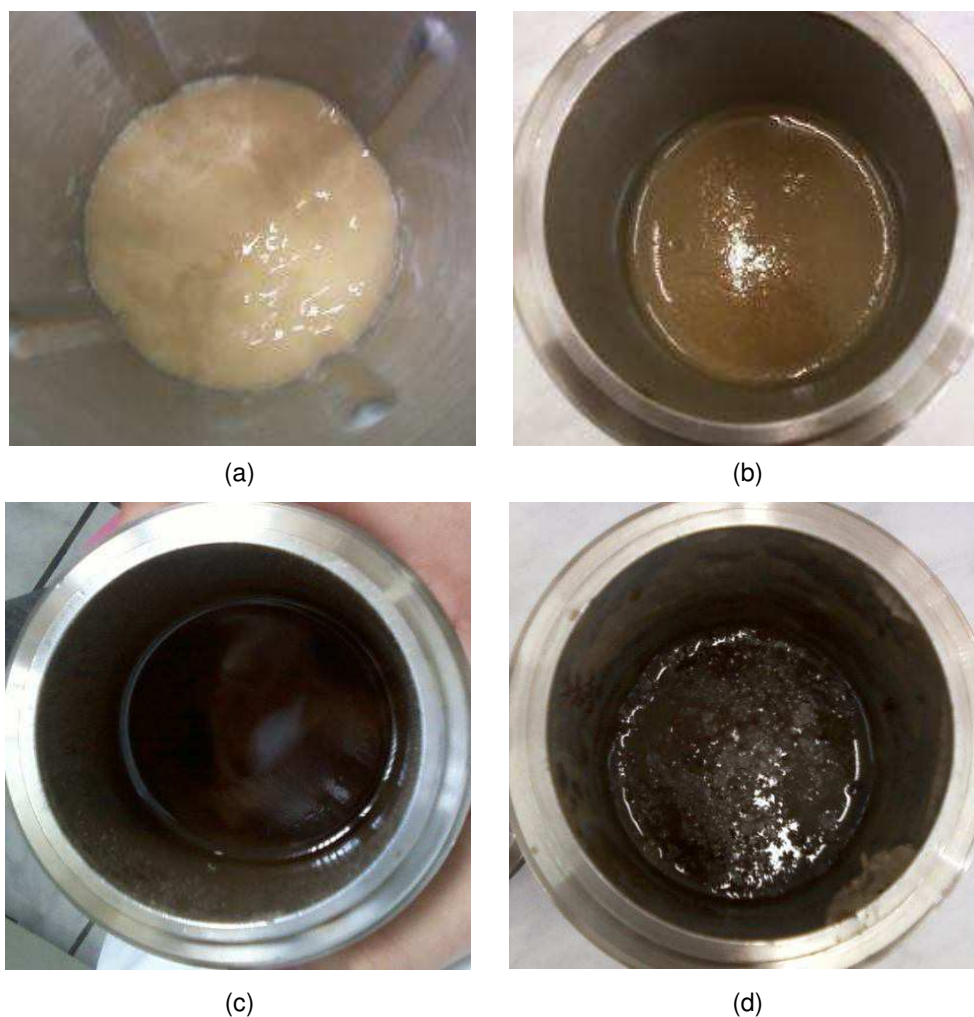


Figura 38 - Aspecto dos fluidos estudados a (a) temperatura ambiente (FT_{amb}) e envelhecidos a (b) 107°C, (c) 121°C e (d) 177°C.

Os diferentes comportamentos referentes à degradação térmica dos aditivos isolados e em pó e dos fluidos (aditivos em conjunto e em solução) podem ser justificados com base nos seguintes fatores: (i) quando dos ensaios de DSC para o conhecimento da estabilidade térmica dos aditivos, os mesmos, na forma não hidratada, permanecem na temperatura de degradação durante um curto intervalo de tempo, visto que a taxa de aquecimento é de 10°C/min. Além disso, ao atingir a temperatura de degradação, que é de 200°C, até a temperatura máxima de ensaio que é 300°C, o tempo percorrido é de apenas 10min e (ii) quando do envelhecimento dos fluidos no equipamento *Roller Oven*, embora a temperatura máxima de ensaio (177°C) seja atingida em um período de 3h, os fluidos permanecem nesta temperatura por um intervalo de 16h, o que parece ser decisivo para a degradação parcial ou total dos

componentes do fluido e do próprio fluido de perfuração. Somado a este fator, os aditivos encontram-se na forma hidratada, o que favorece o processo de degradação em temperaturas mais baixas. Por este motivo, a temperatura máxima de ensaio desta etapa, foi fixada em 93°C.

5.2. Avaliação das propriedades reológicas

As Figuras 39 e 40 apresentam as curvas de fluxo dos fluidos argilosos da Etapa 02. Pode-se observar, de forma geral, que a tensão de cisalhamento aumenta, não linearmente, com o aumento da taxa de cisalhamento.

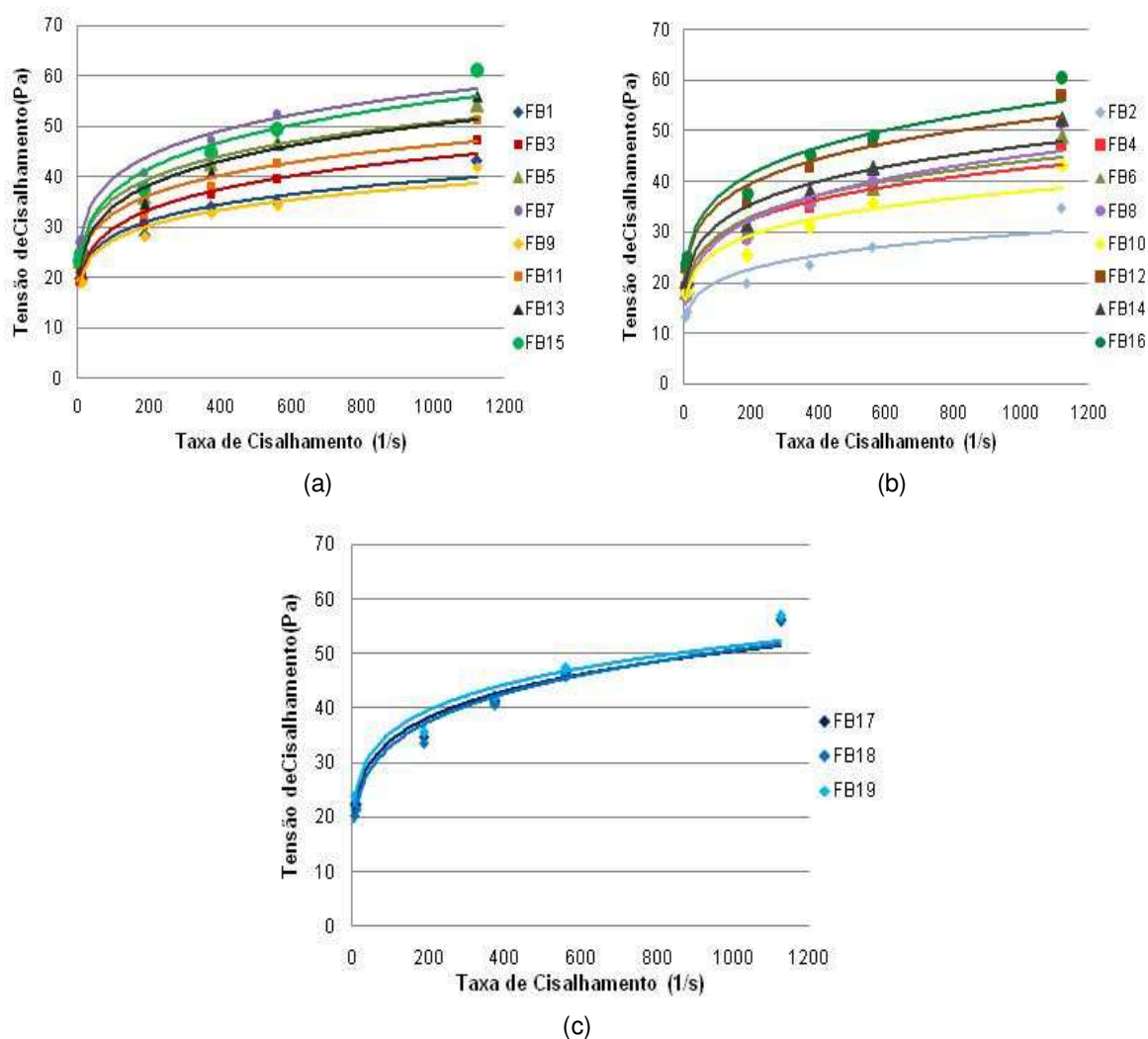


Figura 39 - Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração argilosos da Etapa 02 aditivados com Goma xantana e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C.

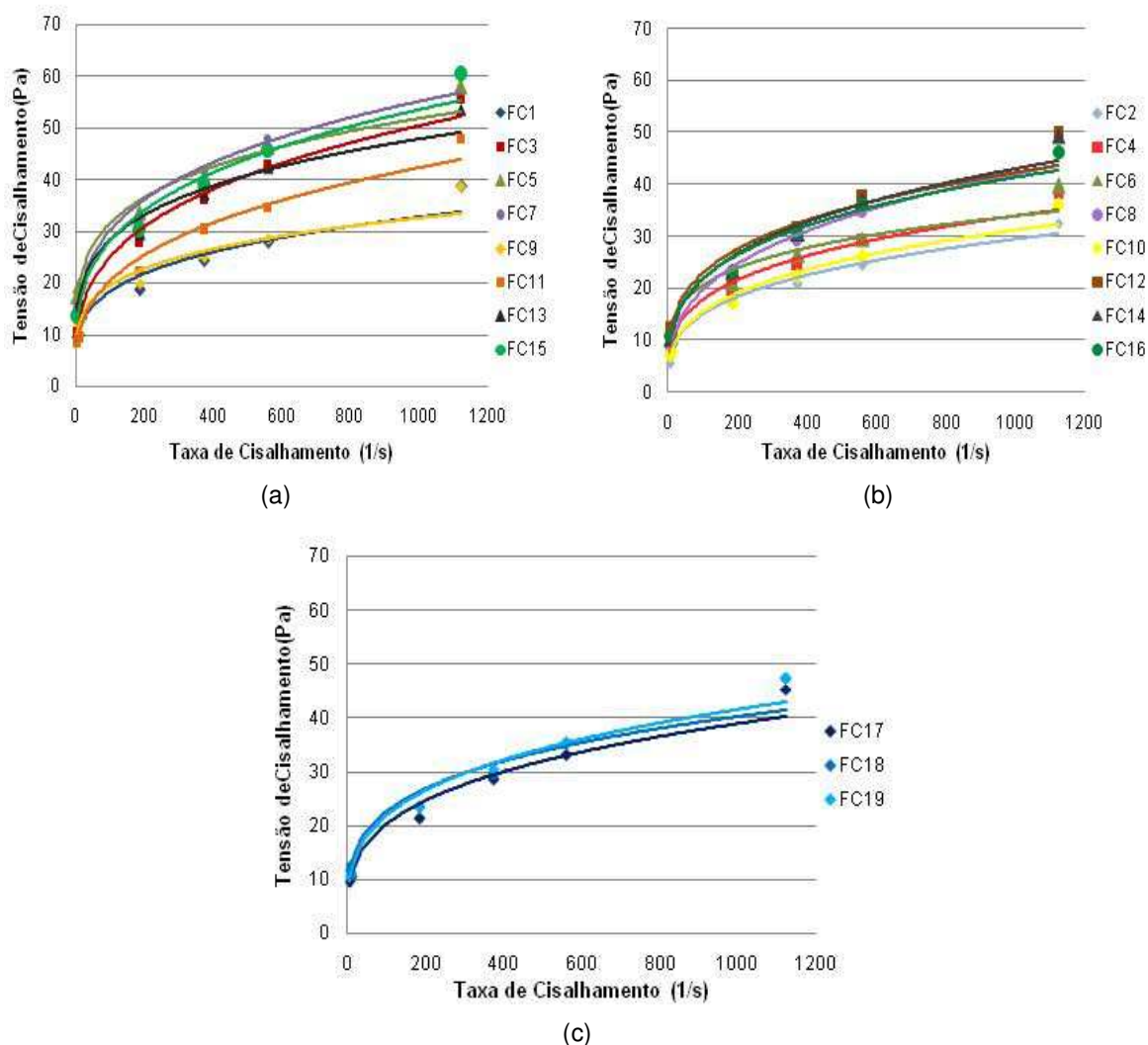


Figura 40 - Curvas de fluxo dos fluidos de perfuração argilosos da Etapa 02 aditivados com PAC e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C.

Nas Figuras 39(a) e (b) percebeu-se que, a uma dada taxa de cisalhamento, os fluidos submetidos a maior temperatura praticamente não apresentaram redução da tensão de cisalhamento, enquanto que nos fluidos preparados com PAC (Figuras 40 (a) e (b)), foi observada uma redução na tensão de cisalhamento com o aumento da temperatura.

Para os fluidos submetidos a mesma temperatura de envelhecimento, tanto na Figura 39(a) quanto na Figura 40(b), os com maior teor de Goma xantana, CMC e lubrificante apresentaram maiores valores de tensão de cisalhamento. Para os fluidos com PAC, envelhecidos a baixa temperatura, os fluidos com maior teor de PAC, CMC e lubrificante apresentaram maiores valores de tensão de cisalhamento e, os

envelhecidos a alta temperatura, os com maior teor de PAC e lubrificante e menor teor de CMC BV apresentaram valores superiores de tensão de cisalhamento.

Através das Figuras 39(c) e 40(c), pode-se perceber ainda uma boa reprodutibilidade dos fluidos, visto que os fluidos de mesma composição FB₁₇, FB₁₈ e FB₁₉ com Goma xantana e FC₁₇, FC₁₈ e FC₁₉ com PAC, apresentaram comportamentos semelhantes.

O comportamento dos fluidos observado nas Figuras 39 e 40 são característicos de fluidos pseudoplásticos com limite de escoamento (modelo Herschell-Buckley). Este modelo é considerado o mais completo, uma vez que a sua equação engloba três parâmetros: T_0 , denominado de limite de escoamento real, K_c , denominado de índice de consistência que indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento e n_c , denominado de índice de comportamento e indica, fisicamente, o afastamento do fluido do modelo Newtoniano, ou seja, se o seu valor se aproxima de um, então o fluido está próximo do comportamento Newtoniano (Duarte, 2004).

Segundo Machado (2002), o modelo de Herschell-Buckley representa adequadamente as dispersões de argila com polímeros, empregadas amplamente na indústria do petróleo como fluidos de perfuração. Um ponto importante deste modelo durante a perfuração é a capacidade do fluido de carrear os cascalhos gerados para a superfície, mantendo-os em suspensão durante as paradas de circulação.

Por este motivo, a pseudoplasticidade dos fluidos é imprescindível para limpeza do poço, uma vez que à baixas taxas de cisalhamento, a viscosidade deve ser alta para que os cascalhos possam permanecer em suspensão durante o fluxo, já que a velocidade de bombeamento é baixa. Por outro lado, à altas taxas de cisalhamento, a própria velocidade de circulação é responsável pelo carregamento dos cascalhos. Segundo Almeida & Silva (2010), o bombeamento de um fluido de alta viscosidade é dificultado quando se opera a altas taxas de cisalhamento, sendo, portanto, a melhor condição de trabalho aquela na qual o fluido apresenta baixa viscosidade e é circulado a altas taxas de cisalhamento.

O comportamento pseudoplástico observado nos fluidos estudados pode ser explicado pela mudança na conformação das cadeias dos polímeros com o aumento do gradiente de velocidade. Estas cadeias tendem a se alinhar paralelamente à direção do fluxo, diminuindo a resistência ao escoamento.

Os produtos que se comportam como fluidos pseudoplásticos tendem a apresentar um comportamento Newtoniano, quando submetidos a grandes gradientes

de velocidade, provocado pelo alinhamento molecular. Por outro lado, sob baixas taxas de deformação, a distribuição casual das partículas, também, induz a esse tipo de comportamento. Vale salientar, que polímeros com cadeias longas e com ramificações apresentam maior resistência ao escoamento e ao alinhamento molecular. Além disso, as interações intermoleculares também dificultam a linearização do polímero.

As propriedades reológicas dos fluidos estudados estão apresentadas nas Tabelas 14 e 15 e apenas as propriedades VA e VP foram tratados estatisticamente.

Tabela 14 - Propriedades reológicas dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com Goma xantana.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m²)	FG (N/m²)	L3
FB₁	42,5	16,0	53,0	10,0	39,0
FB₂	34,0	15,0	38,0	51,0	26,0
FB₃	46,5	15,0	63,0	8,0	38,0
FB₄	46,5	17,0	59,0	52,0	38,0
FB₅	53,5	15,0	77,0	11,0	46,0
FB₆	48,0	20,0	56,0	57,0	36,0
FB₇	60,0	17,0	86,0	10,0	53,0
FB₈	50,5	22,0	57,0	53,0	34,0
FB₉	41,0	15,0	52,0	13,0	38,0
FB₁₀	42,5	15,0	55,0	58,0	35,0
FB₁₁	50,5	17,0	67,0	3,0	44,0
FB₁₂	56,0	18,0	76,0	61,0	45,0
FB₁₃	55,0	19,0	72,0	18,0	43,0
FB₁₄	51,5	19,0	65,0	47,0	40,0
FB₁₅	60,0	23,0	74,0	27,0	46,0
FB₁₆	59,5	23,0	73,0	65,0	46,0
FB₁₇	55,0	19,0	72,0	21,0	44,0
FB₁₈	55,5	21,0	69,0	22,0	40,0
FB₁₉	56,0	19,0	74,0	22,0	47,0

Mudanças nas propriedades reológicas foram observadas com a variação das concentrações dos aditivos, bem como com a temperatura. Os fluidos aditivados com polímeros e lubrificante apresentaram valores reológicos mais elevados quando comparados com os fluidos preparados apenas com argila, apresentados no Capítulo 4, com a mesma concentração de argila. Este resultado era esperado, uma vez que, as moléculas dos polímeros tendem a interagir com as cargas presentes na superfície da argila, mantendo as partículas de argila em suspensão (Figura 41), bem como a

presença de polímeros em meio aquoso favorece o inchamento das moléculas, viscosificando o sistema. Esse inchamento é resultado do processo de solvatação das moléculas de água nas cadeias dos polímeros.

Tabela 15 - Propriedades reológicas dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com PAC.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	FG (N/m ²)	L3
FC ₁	38,0	21,0	34,0	29,0	19,0
FC ₂	32,0	16,0	32,0	50,0	11,0
FC ₃	54,5	25,0	59,0	31,0	21,0
FC ₄	37,5	17,0	41,0	41,0	16,0
FC ₅	57,0	23,0	68,0	30,0	34,0
FC ₆	39,0	20,0	38,0	47,0	24,0
FC ₇	60,0	26,0	68,0	38,0	30,0
FC ₈	48,0	28,0	40,0	32,0	16,0
FC ₉	38,0	20,0	36,0	29,0	24,0
FC ₁₀	35,5	20,0	31,0	33,0	14,0
FC ₁₁	47,0	26,0	42,0	24,0	17,0
FC ₁₂	49,0	24,0	50,0	30,0	23,0
FC ₁₃	52,5	22,0	61,0	34,0	30,0
FC ₁₄	48,5	25,0	47,0	40,0	20,0
FC ₁₅	59,5	29,0	61,0	40,0	27,0
FC ₁₆	45,5	20,0	51,0	30,0	21,0
FC ₁₇	44,5	24,0	41,0	38,0	19,0
FC ₁₈	46,5	24,0	45,0	41,0	23,0
FC ₁₉	46,5	23,0	47,0	37,0	21,0

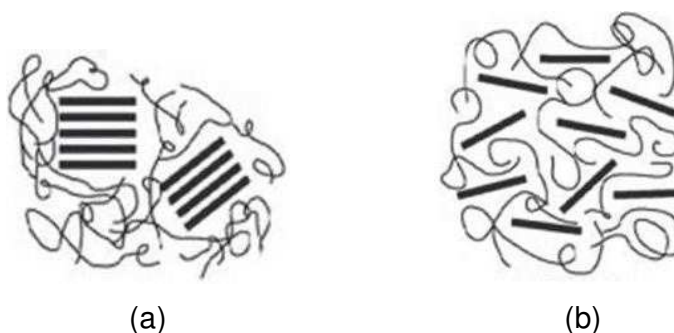


Figura 41 - Interação das partículas de argila com as moléculas de polímeros quando as partículas de argila estão (a) agregadas e (b) dispersas.

As interações das partículas de argila com as moléculas do polímero variam de acordo com o estado de floculação e agregação das partículas de argila. Considerando

o meio aquoso, as interações podem ser exemplificadas como ilustrado na Figura 41. No primeiro caso, as partículas de argila encontram-se agregadas, mas a interação com as moléculas do polímero não permitem a precipitação das mesmas, mantendo-as em suspensão e conseqüentemente, viscosificando o sistema. No segundo caso, como as partículas de argila estão totalmente dispersas, há uma maior interação com as moléculas dos polímeros, devido a maior densidade de cargas disponíveis, mantendo-as totalmente em suspensão e com maior volume hidrodinâmico, o que também resulta em maior viscosidade.

Para os fluidos submetidos a mesma temperatura de envelhecimento, a variação das propriedades reológicas ocorreu pela variação da concentração dos aditivos. O aumento da concentração dos aditivos, tanto para a Goma xantana, como para o CMC e o lubrificante, promoveram um aumento das propriedades em estudo.

Para os fluidos preparados com a mesma concentração de aditivos, a temperatura de envelhecimento foi o fator chave para mudanças nas propriedades reológicas. O aumento da temperatura promoveu uma redução nos parâmetros VA, LE e L3, um pequeno aumento na VP e um aumento expressivo na FG.

Os fluidos da Tabela 14 apresentaram valores de VA variando entre 34,0cP (FB₂) e 60,0cP (FB₁₅), VP variando de 15,0cP (FB₂, FB₃, FB₅, FB₉, FB₁₀) a 23,0cP (FB₁₅ e FB₁₆), o LE variou de 38,0N/m² (FB₂) a 86,0N/m² (FB₇), a FG apresentou valores que variaram entre 30,0N/m² (FB₁₁) a 65,0N/m² (FB₁₆) e o L3, de 26,0 (FB₂) a 47,0 (FB₁₉).

O mesmo comportamento foi observado para os fluidos da Tabela 15 preparados com PAC, CMC e lubrificante. Embora, de uma forma geral, menores valores reológicos foram observados para estes fluidos.

Os fluidos da Tabela 15 apresentaram valores de VA variando entre 32,0cP (FC₂) e 60,0cP (FC₇), VP variando de 16,0cP (FC₂) a 29,0cP (FC₁₅), o LE variou de 31,0N/m² (FC₁₀) a 68,0N/m² (FC₇), FG apresentou valores que variaram entre 24,0N/m² (FC₁₁) a 50,0N/m² (FC₂) e o L3, de 11,0 (FC₂) a 30,0 (FC₂ e FC₁₃).

A viscosidade é uma propriedade associada à resistência que o fluido oferece a deformação por cisalhamento. De outra maneira, pode-se dizer que a viscosidade corresponde ao atrito interno nos fluidos devido basicamente a interações intermoleculares, sendo em geral função da temperatura.

O aumento da viscosidade dos fluidos aditivados com polímeros deve-se à dispersão e conseqüente hidratação das cadeias poliméricas em meio aquoso (hidratação do polímero). Neste caso, o polímero possui maior volume hidrodinâmico, e

consequentemente, maior a interação com as moléculas do solvente implicando em maior viscosidade da solução. Além do volume hidrodinâmico, deve-se levar em consideração o elevado volume de ramificações presente na estrutura molecular da Goma xantana, bem como a repulsão eletrostática dos grupos carboxilatos que tende a manter afastadas as moléculas do polímero.

A hidratação do polímero ocorre após a dispersão do mesmo no meio líquido. Através da interação de moléculas de água com as moléculas do polímero, ocorre um aumento do volume hidrodinâmico das moléculas, expandindo-as. Em seguida, tem-se o inchamento.

Os maiores valores reológicos foram observados para os fluidos preparados com a Goma xantana, em comparação aos fluidos preparados com PAC. Como mencionado, o elevado volume da ramificação em sua estrutura e a repulsão eletrostática dos grupos carboxilatos, tende a manter afastadas as moléculas de Goma xantana. Além disto, o comportamento reológico e a propriedade viscosificante da Goma xantana estão relacionados com a associação das cadeias poliméricas em solução através da formação de ligação de hidrogênio intermolecular com as moléculas de água. A principal característica da Goma xantana é produzir soluções com alta viscosidade mesmo em baixas concentrações (Khan et al., 2003).

O PAC, obtido do processamento da celulose, apresenta menor volume de ramificação, favorecendo a menor distância entre as moléculas. A característica viscosificante do PAC deve-se principalmente ao seu elevado peso molecular. Além de ser inerte, forma um hidrocolóide que pode ser responsável pelos excelentes valores de força gel (Anônimo, 2013).

Como já mencionado, a temperatura apresentou bastante influência nas propriedades reológicas. Em meio aquoso, a transferência de quantidade de movimento devido à atividade molecular é pequena em comparação com a força de coesão entre as moléculas. Por isso, a tensão de cisalhamento (τ) e a viscosidade (μ) dependem principalmente da ordem de grandeza destas forças de coesão que tendem a manter as moléculas adjacentes em uma posição fixa, resistindo, portanto, ao movimento (Félix et al. 2007). Com o aumento da temperatura, tem-se o aumento do movimento Browniano e redução das forças de coesão com conseqüente redução das interações eletrostáticas. Como resultado, tem-se a redução da viscosidade.

Outro fator a ser levado em consideração na redução das propriedades reológicas (VA, VP, LE e L3) com a temperatura é a redução do volume hidrodinâmico

proveniente da minimização da energia de solvatação. A temperatura imposta ao sistema promove um rearranjo das estruturas moleculares resultante da minimização da energia de solvatação, aproximando as moléculas umas das outras, reduzindo o seu volume hidrodinâmico e, conseqüentemente, reduzindo a viscosidade. Esse comportamento também foi observado por Farias (2009) e Leal & Amorim (2012).

Além destes fatores, a temperatura elevada favorece a hidrólise. A hidrólise, por exemplo, em polissacarídeos (ramificação da Goma xantana), pode promover a quebra da ligação glicosídica (C-O), com ruptura da cadeia principal do polímero e redução da sua massa molar. Essa quebra promove a redução do tamanho da cadeia polimérica e o volume hidrodinâmico com conseqüente redução da viscosidade

Observou-se ainda, nas Tabelas 14 e 15, que o aumento da temperatura reduziu os valores das propriedades reológicas, mas efeito inverso foi observado para a FG. As propriedades de FG são influenciadas pelas forças atrativas entre as partículas e o tempo em que fluido permanece em condições estáticas (Silva Neto, 2002). Sendo assim, apesar da menor interação polímero-polímero com o aumento da temperatura, o fluido, quando submetido à condição estática (repouso), forma uma estrutura rígida gelificada que induz a uma maior energia para quebrar a estrutura formada e recomeçar o escoamento do fluido.

Apesar dos fluidos estudados apresentarem comportamentos inversos de FG e LE quando do aumento da temperatura de envelhecimento, as propriedades da FG estão relacionadas com o limite de escoamento, tendo em vista que estas medidas são influenciadas pelas forças atrativas entre as partículas. O que difere a força gel do limite de escoamento é que além das forças atrativas quando um fluxo é iniciado, a FG depende também do tempo em que o fluido de perfuração permanece em repouso.

O LE corresponde ao ponto no qual o corpo torna-se permanentemente deformado quando submetido a um esforço suficientemente grande. Abaixo do LE, o corpo é elástico e acima dele se torna plástico (*Drilling Fluid Engineering Manual*, 1998).

Uma vez que os valores de LE e L3 são um forte indicativo da capacidade de carregamento de cascalhos, pode-se afirmar que o aumento da temperatura favorece a maior capacidade de carregamento, visto que foi observado redução dos valores de LE e L3. Os fluidos FB₂ e FC₂ apresentaram os menores valores quando comparados aos demais fluidos. Os valores de LE para os fluidos com Goma xantana e PAC foi de 38,0 e 32,0N/m² e de L3 de 26,0 e 11,0, respectivamente.

As Equações 14 e 15 apresentam o modelo matemático empírico, codificado, com os seus respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão dos fluidos estudados com o viscosificante Goma xantana. Os modelos foram obtidos a partir da regressão linear dos dados experimentais, utilizando o software Statistica, versão 5.0.

$$- VA (cP) = \mathbf{50,74 \pm 0,82} - (1,28T \pm 0,90) + (\mathbf{3,84GX \pm 0,90}) + (\mathbf{4,91CMC \pm 0,90}) + (\mathbf{2,15LUB \pm 0,90}) + (0,71 T.GX \pm 0,90) - (1,09T.CMC \pm 0,90) + (1,66T.LUB \pm 0,90) - (1,09GX.CMC \pm 0,90) + (0,66 GX.LUB \pm 0,90) - (0,41 CMC.LUB \pm 0,90) \quad (14)$$

$$- VP(cP) = \mathbf{18,16 \pm 0,35} + (0,75T \pm 0,38) + (\mathbf{1,13GX \pm 0,38}) + (\mathbf{1,88CMC \pm 0,38}) + (0,75LUB \pm 0,38) + (0,25T.GX \pm 0,38) + (0,50T.CMC \pm 0,38) - (0,63T.LUB \pm 0,38) + (0,38GX.CMC \pm 0,38) + (0,50GX.LUB \pm 0,38) + (0,50CMC.LUB \pm 0,38) \quad (15)$$

A análise dos efeitos principais (T, GX, CMC e LUB) e a interação entre eles (T.GX, T.CMC, T.LUB, GX.CMC, GX.LUB e CMC.LUB) para a viscosidade aparente indicou que a concentração de Goma xantana (GX), de carboximetilcelulose (CMC) e Lubrificante (LUB) têm influência estatisticamente significativa nas variáveis estudadas. As interações entre os efeitos principais não alteram de forma significativa os resultados desta propriedade, embora essas interações contribuam para o aumento ou redução da VA. Esta contribuição pode ser observada pelos sinais – e + dos coeficientes da equação. Assim, quando o sinal é negativo, o parâmetro contribui para reduzir tal propriedade e quando é positivo, contribui no aumento da propriedade em questão.

Para a viscosidade plástica, observou-se que apenas a concentração de Goma xantana (GX) e de carboximetilcelulose (CMC) têm efeito nas propriedades avaliadas, sendo estatisticamente significativa, ao nível de 95% de confiança. Os demais efeitos não influenciaram os resultados de VP.

As Equações 16 e 17 apresentam o modelo matemático empírico, codificado, com os seus respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão dos fluidos estudados com o viscosificante PAC. Os valores em negrito das equações são os parâmetros estatisticamente significativos.

$$- VA (cP) = \mathbf{46,26 \pm 0,71} - (\mathbf{4,47T \pm 0,78}) + (\mathbf{3,78PAC \pm 0,78}) + (\mathbf{4,91CMC \pm 0,78}) + (0,59LUB \pm 0,78) - (0,66T.PAC \pm 0,78) - (1,53T.CMC \pm 0,78) + (\mathbf{2,16T.LUB \pm 0,78}) - (1,78PAC.CMC \pm 0,78) - (0,47PAC.LUB \pm 0,78) - (0,34CMC.LUB \pm 0,78) \quad (16)$$

$$- VP (cP) = 22,9 \pm 0,67 - (1,38T \pm 0,73) + (1,75PAC \pm 0,73) + (1,50CMC \pm 0,73) + (0,63LUB \pm 0,73) - (0,75T.PAC \pm 0,73) + (0,50T.CMC \pm 0,73) + (0,38T.LUB \pm 0,73) - (1,23PAC.CMC \pm 0,73) - (0,25PAC.LUB \pm 0,73) - (0,75CMC.LUB \pm 0,73) \quad (17)$$

Comportamentos diferentes foram observados para os fluidos preparados com PAC quando comparados aos fluidos com Goma xantana. Na VA, além dos efeitos principais (T, PAC, CMC), a interação (T.LUB) contribui de forma estatisticamente significativa. O aumento do nível -1 para +1 de PAC, CMC, LUB e T.LUB promove um aumento da VA, enquanto que os demais efeitos contribuem para redução desta propriedade.

Quanto a VP, apenas o teor de PAC contribuiu para uma alteração estatisticamente significativa desta propriedade, ao nível de 95% de confiança.

As Tabelas 16 e 17 apresentam os resultados da ANOVA (análise de variância) para as respostas VA e VP, dos fluidos aditivados com Goma xantana e PAC, respectivamente.

Tabela 16 - Análises de variância (ANOVA) das propriedades reológicas VA e VP dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com Goma xantana.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
VA (cP)	88,86	0,943	1,90
VP (cP)	86,22	0,928	1,50

Tabela 17 - Análises de variância (ANOVA) das propriedades reológicas VA e VP dos fluidos argilosos da Etapa 02 aditivados com PAC.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
VA (cP)	93,52	0,967	3,45
VP (cP)	68,32	0,827	0,52

Verificou-se que o ajuste do modelo foi satisfatório, com coeficientes de correlação de 0,943 e 0,928 (Tabela 16) e 0,967 e 0,827 (Tabela 17) e percentagens de variância explicada de 88,86% (Tabela 16) e 93,52% (Tabela 17) para VA e 86,22% (Tabela 16) para VP.

O baixo valor de percentagem de variância explicada para VP dos fluidos aditivados com PAC, deve-se as variações estatisticamente significativas observadas no modelo matemático, o qual apenas a concentração de PAC influencia de forma estatisticamente significativa.

O teste F também mostrou que a razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} para todas as respostas (VA e VP) com 95% de confiança, foi superior a 1,5 (fluidos com Goma xantana) e superior a 3,45 para VA dos fluidos com PAC, o que mostra que o modelo foi bem ajustado, sendo este estatisticamente significativo (Barros Neto, 2001).

As Figuras 42 e 43 ilustram os valores preditos (modelos empíricos, Equações 14, 15, 16 e 17) *versus* os valores experimentais para VA e VP dos fluidos preparados com GX e PAC, respectivamente.

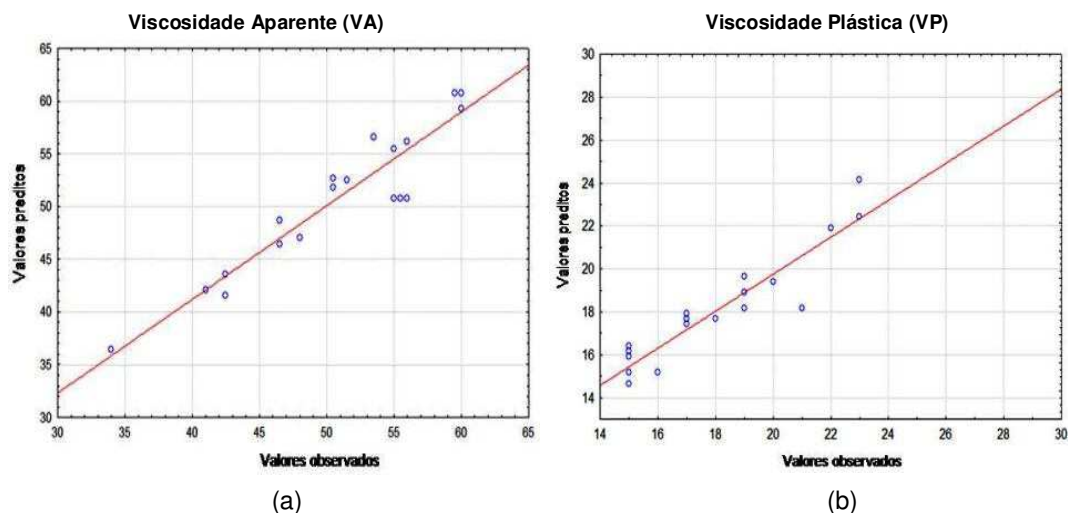


Figura 42 - Valores preditos *versus* valores experimentais para as respostas (a) VA e (b) VP dos fluidos preparados com Goma xantana.

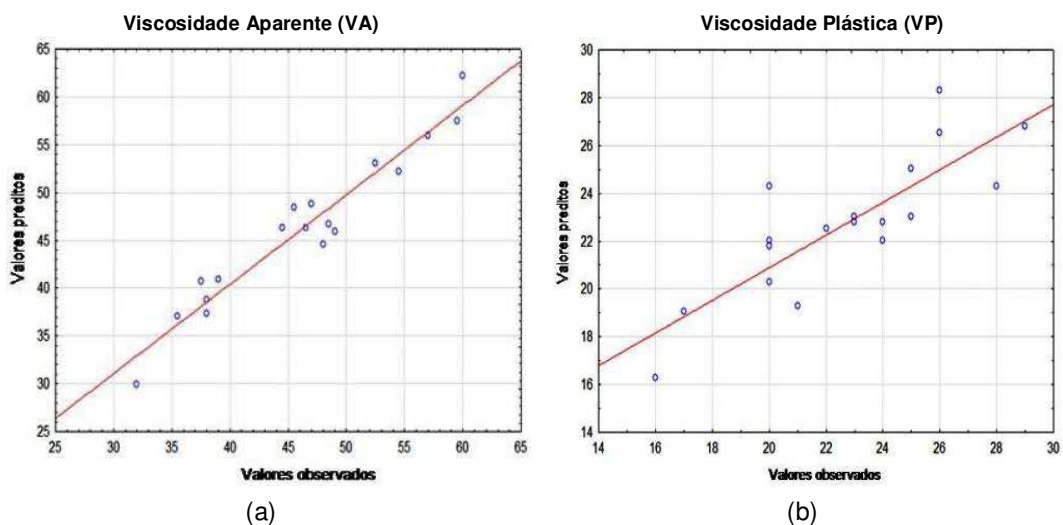


Figura 43 - Valores preditos *versus* valores experimentais para as respostas (a) VA e (b) VP dos fluidos preparados com PAC.

Pode-se observar através das Figuras 42 e 43 uma pequena variação dos resultados obtidos com os valores preditos entre os limites impostos pelos erros experimentais.

Essas variações devem-se aos valores de percentagem de variação explicada e o coeficiente de correlação observada nas Tabelas 16 e 17. Os resultados de VP dos fluidos preparados com PAC, que apresentaram menores valores de percentagem de variação explicada, foram os que resultaram em maiores discrepâncias entre os valores obtidos e preditos, conforme ilustrado na Figura 43(b).

Considerando que o modelo linear foi válido para as variáveis respostas VA e VP, dos fluidos preparados com Goma xantana, e VA, para os fluidos preparados com PAC o mesmo foi usado para gerar as superfícies de resposta. Nas Figuras 44 e 45 estão apresentadas as superfícies de respostas para VA dos fluidos aditivados com Goma xantana e PAC, respectivamente.

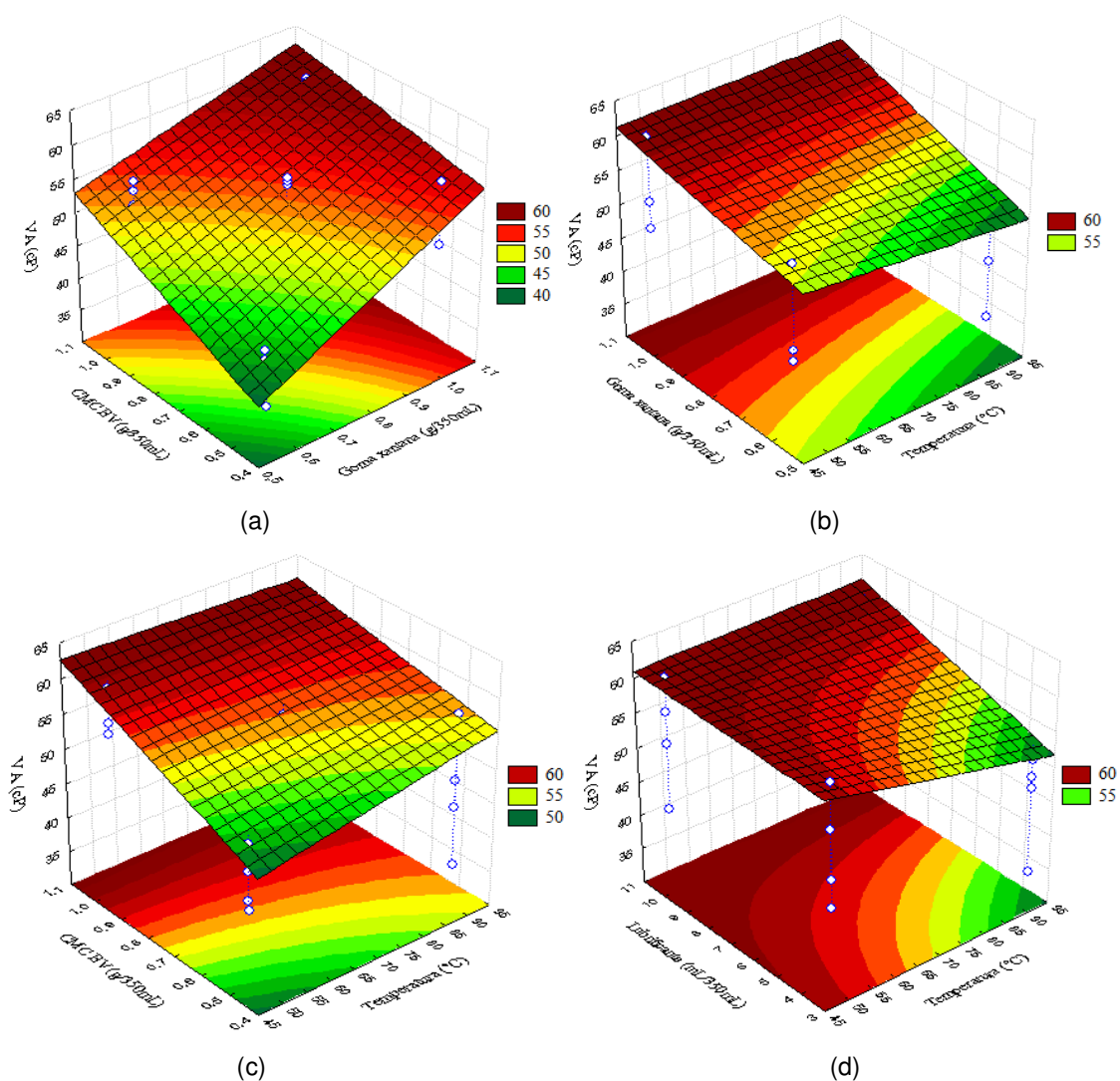


Figura 44 - Superfícies de resposta para a VA fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de Goma xantana e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de Goma xantana e CMC BV no nível (+1).

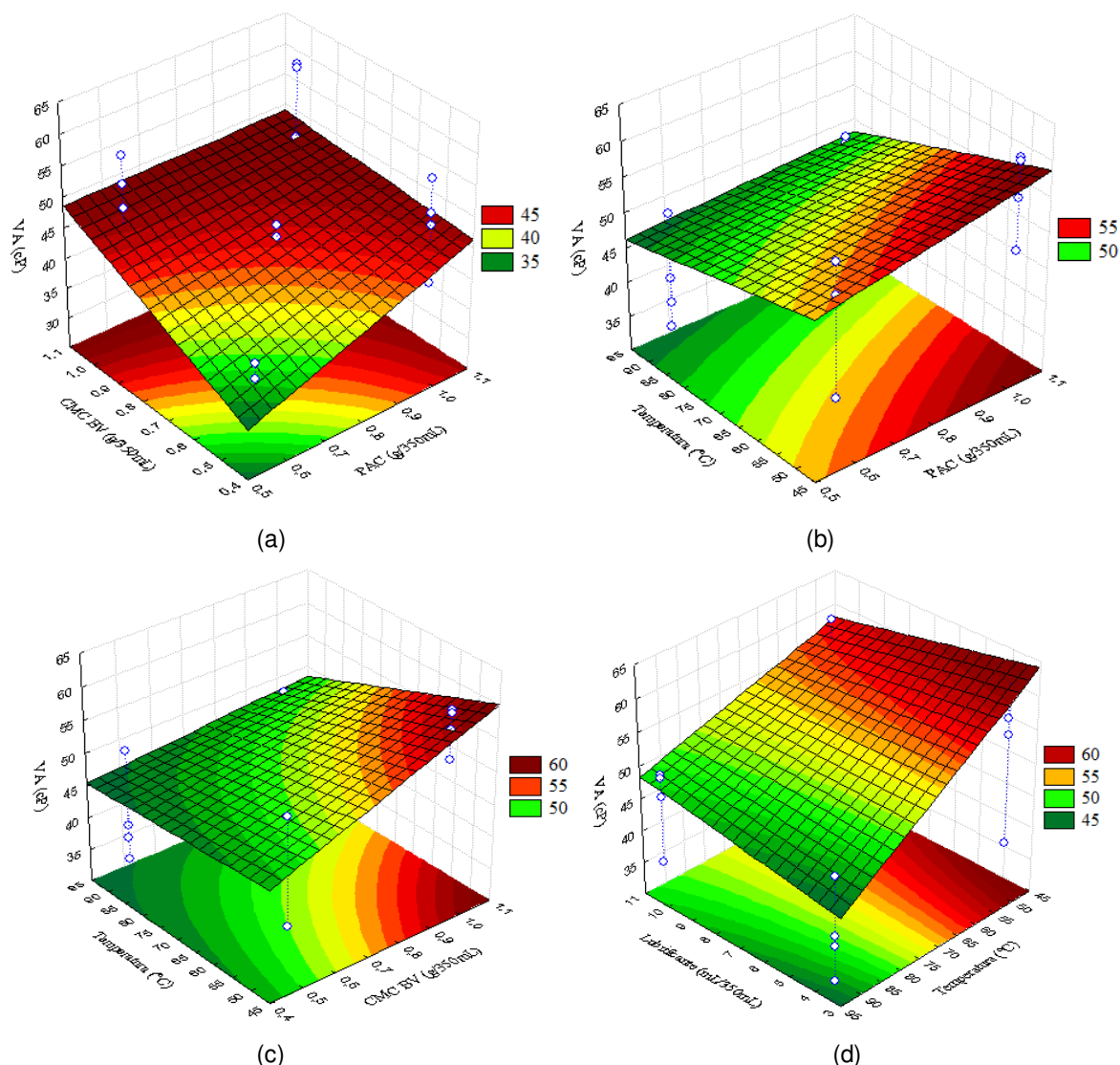


Figura 45 - Superfícies de resposta para a VA fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de PAC e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de PAC e CMC BV no nível (+1).

Comportamentos diferentes foram observados para as superfícies de resposta apresentadas na Figura 44. Na Figura 44(a), maiores valores de VA foram observados quando do aumento do teor de Goma xantana associado ao aumento de CMC. Na Figura 44(b), a temperatura de envelhecimento apresentou pouca influência na VA, sendo o teor de Goma xantana, o fator que mais fortemente contribuiu para maiores valores de VA. O aumento da temperatura de envelhecimento contribuiu para uma leve redução da VA. Comportamento inverso foi observado na Figura 44(c), quando o aumento da temperatura de envelhecimento contribuiu levemente para o aumento da

VA, bem como a concentração de CMC. O lubrificante também foi um parâmetro que contribuiu para maiores valores de VA, conforme observado na Figura 44(d).

Assim, de forma geral, pode-se observar que o parâmetro de maior influência na variação de VA para os fluidos aditivados com Goma xantana, CMC e Lubrificante, foi a concentração dos aditivos. O que leva a afirmar que, para esta propriedade, os fluidos são resistentes as temperaturas em estudo, visto que as alterações desta variável (temperatura) apresentaram pouca influência nos valores de VA. Os dados se confirmam com os valores pontuais apresentados na Tabela 14, na qual os maiores valores de VA foram observados para os fluidos FB₇ e FB₁₅ submetidos a menor temperatura de envelhecimento.

Para os fluidos preparados com PAC, comportamentos semelhantes ao apresentado pelos fluidos preparados com Goma xantana foram observados. Na Figura 45(a), o aumento do teor de PAC associado ao aumento de CMC conduziu a maiores valores de VA.

As Figuras 45(b), (c) e (d) mostram a influência da temperatura de envelhecimento com os aditivos utilizados no preparo dos fluidos. Para todas as superfícies foi possível observar que a temperatura de envelhecimento apresentou maior influência na redução da VA quando comparados com os fluidos preparados com Goma xantana. O aumento da temperatura de envelhecimento contribuiu para reduzir VA. Maiores valores de VA foram observados quando do aumento da concentração dos aditivos (PAC (Figura 45(b)), CMC (Figura 45(c)) e Lubrificante (Figura 45(d))) associado a menor temperatura de envelhecimento.

Para as superfícies mostradas na Figura 46(a) maiores valores de VP foram observados com o aumento da concentração de Goma xantana e CMC.

Esses valores são esperados, visto que a VP é uma medida da resistência interna para fluir um fluido, como resultado da interação dos sólidos presentes em um fluido de perfuração. Assim, quanto maior a concentração de aditivos presentes no fluido, maior será a VP (Silva Neto, 2002).

Para os fluidos preparados com Goma xantana (Figura 46) pode-se observar que os fluidos são mais resistentes à temperatura de envelhecimento, pois pequenas variações de VP foram observadas com a temperatura de envelhecimento, sendo a concentração dos aditivos o fator que mais contribuiu para aumento da VP.

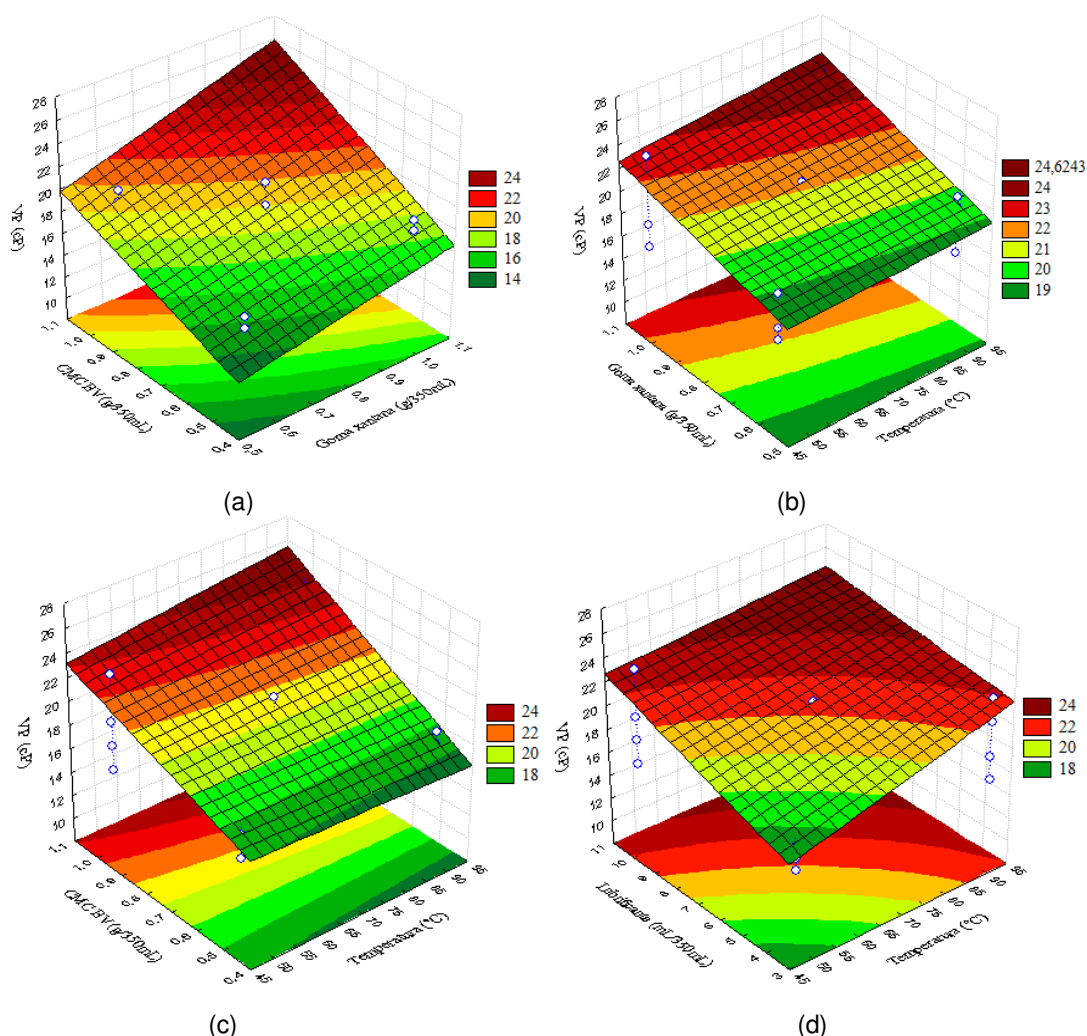


Figura 46 - Superfícies de resposta para a VP fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de Goma xantana e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de Goma xantana e CMC BV no nível (+1).

Nos fluidos preparados com PAC há uma tendência de que maiores valores de VP sejam obtidos com o aumento das concentrações dos aditivos a baixa temperatura de envelhecimento, com exceção do lubrificante, cuja tendência é a redução da VP com aumento do teor de lubrificante, provavelmente o lubrificante atua reduzindo o atrito entre as moléculas presente nos fluidos e, com isso, menor a resistência para o fluido fluir.

5.3. Avaliação das propriedades de filtração

Nas Figuras 47 e 48 estão apresentadas as relações entre os valores de volume de filtrado (VF_{API}) e a raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos aditivados com polímeros e lubrificante.

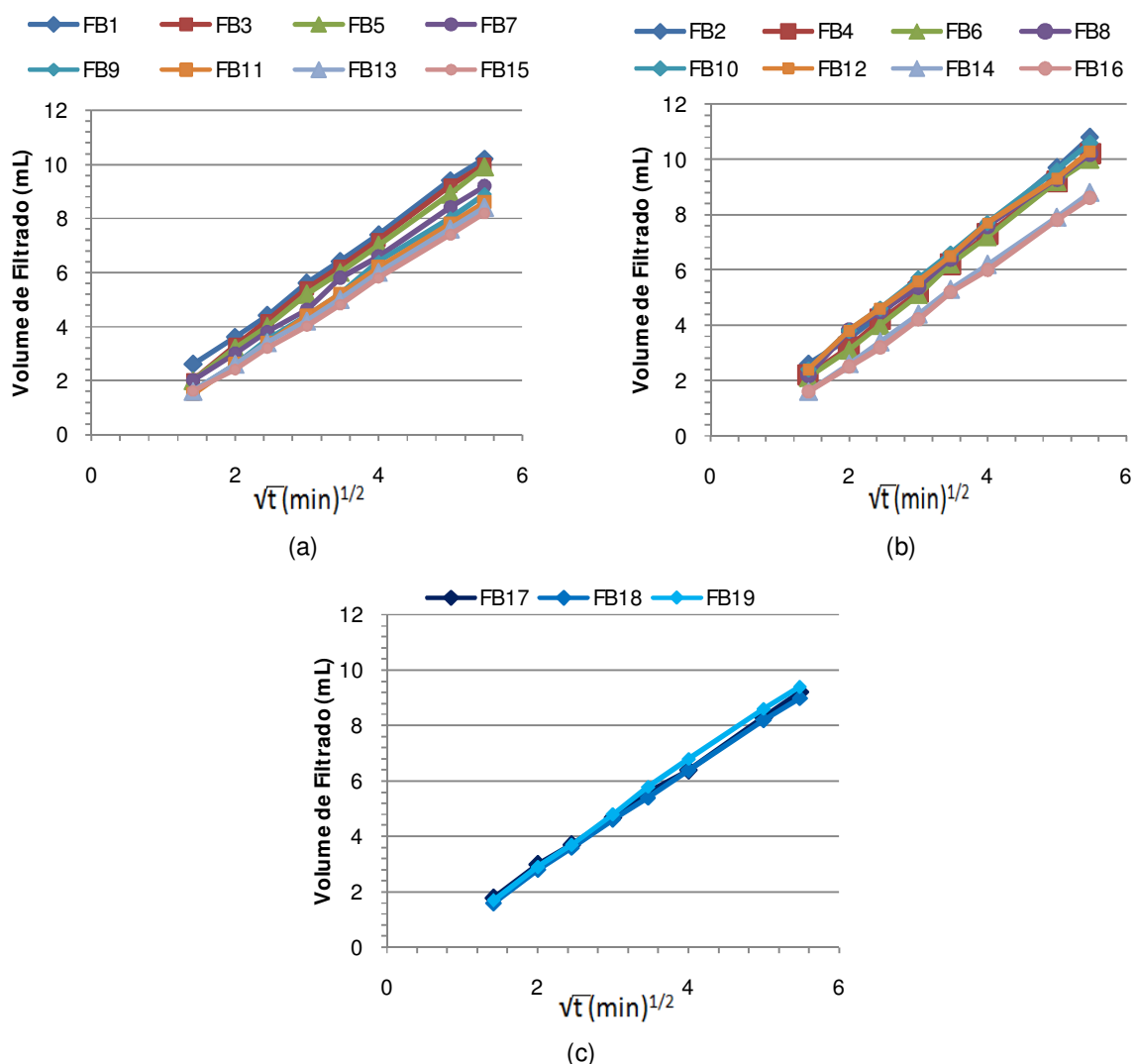


Figura 47 - Volume de filtrado (VF_{API}) versus raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com Goma xantana e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C.

Pode-se observar na Figura 47 que o aumento da temperatura apresentou pouca influência no volume de filtrado dos fluidos estudados, enquanto que os fluidos com PAC, mostrados na Figura 48, foram os que apresentaram variações mais perceptíveis de VF, no entanto, essa variação não é suficiente para comprometer o fluido durante a perfuração de um poço.

Os fluidos que apresentaram menores valores de VF no tempo de 30min foram os fluidos FC₁₃ e FC₁₄ com VF_{API} de 8,0mL e o fluido FB₁₅ com VF_{API} de 8,2mL e os com maiores valores foram os fluidos FB₂ e FC₂, com VF_{API} de 10,8 e 11,8mL, respectivamente.

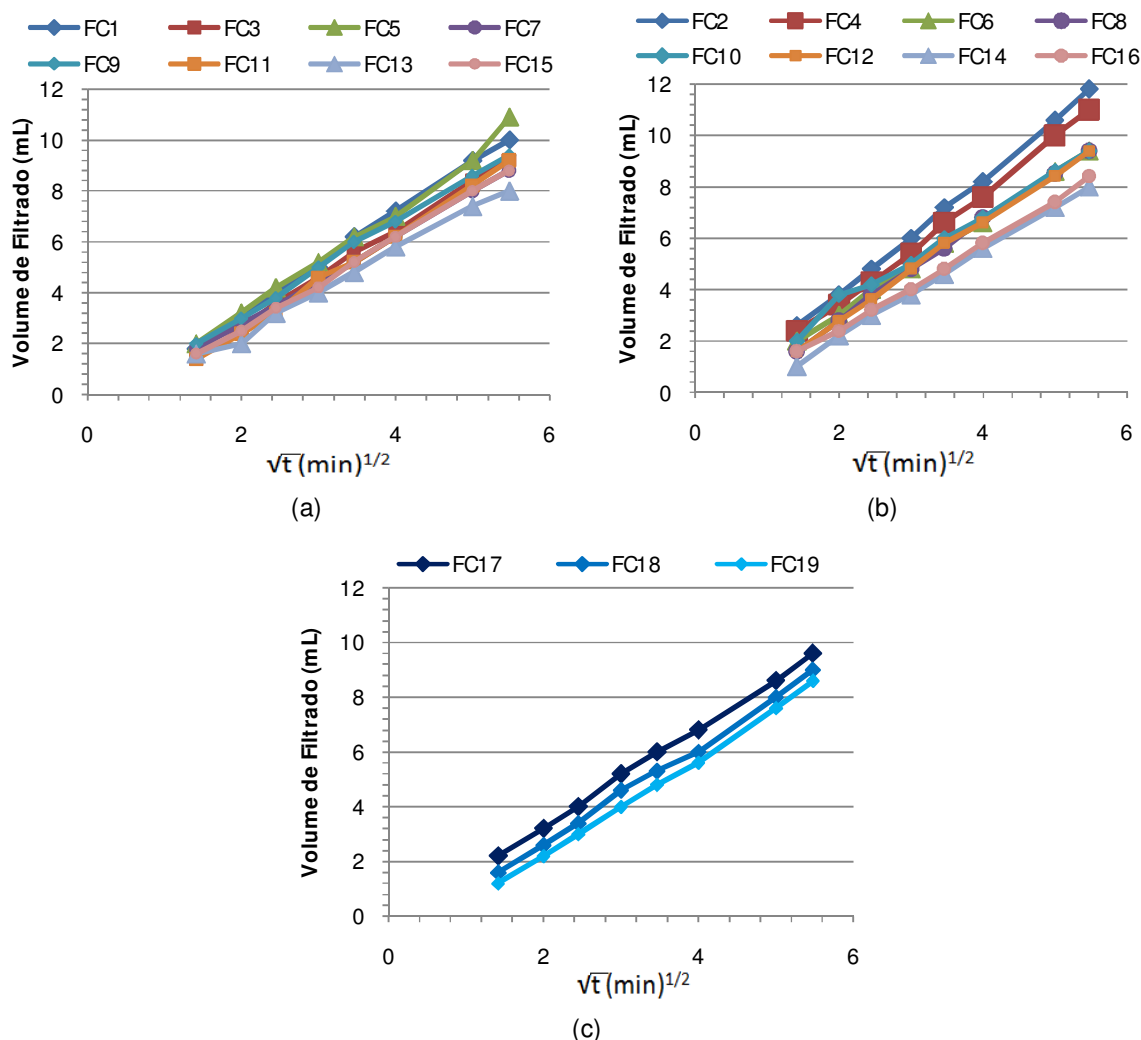


Figura 48 - Volume de filtrado ($V_{F_{API}}$) versus raiz quadrada do tempo de filtração dos fluidos argilosos preparados com PAC e envelhecidos a (a) 49°C, (b) 93°C e (c) 71°C.

Ainda de acordo com as Figuras 47(c) e 48(c), observou-se que os resultados apresentaram uma boa reprodutibilidade, visto que os fluidos de mesma composição FB_{17} , FB_{18} e FB_{19} , para os preparados com Goma xantana e os fluidos FC_{17} , FC_{18} e FC_{19} , para os preparados com PAC apresentaram valores próximos um do outro.

Observou-se ainda que o volume de filtrado variou linearmente com a raiz quadrada do tempo de filtração. Os fluidos que apresentaram maiores variações de volume de filtrado foram: FB_3 (49,0°C; 1,06g de GX; 0,5g de CMC; 3,5mL de LUB) e FC_8 (93,0°C; 0,59g de PAC; 0,5 de CMC; 3,5mL de LUB).

O ponto de intersecção com o eixo das ordenadas, eixo correspondente ao volume de filtrado, de cada fluido estudado foi obtido a partir dos gráficos apresentados nas Figuras 47 e 48. Para todos os fluidos, a intersecção no eixo y correspondeu a

valores negativos de VF, e, como já mencionado, isto significa que os poros do papel de filtro fecharam quase que instantaneamente quando da aplicação da pressão.

O aumento da concentração dos aditivos promoveu uma redução do VF, com exceção da Goma xantana que não apresentou alteração nos valores de VF com o aumento da concentração.

Os fluidos argilosos aditivados com polímeros tendem a apresentar melhor comportamento reológico e menor perda por filtração. Isto acontece, porque no meio aquoso, o polímero se expande devido à hidratação das cadeias poliméricas, diminuindo a água livre presente no sistema, como consequência tem-se o aumento da viscosidade e redução no VF. Esse fenômeno torna-se mais pronunciado quando da presença de argila bentonítica no fluido. O polímero interage com a argila, devido à formação da camada de solvatação entre as cargas negativas do polímero e as cargas positivas presentes nas arestas das partículas de argila.

O tamanho da cadeia polimérica e a adsorção na superfície também contribuem na redução do VF. Polímeros com baixo peso molecular contribuem substancialmente na redução das perdas por filtrado, pois favorecem a formação de rebocos menos permeáveis, com menor tamanho de poros. Além disso, por serem os polímeros amostras polidispersas, ou seja, possuir cadeias moleculares de vários tamanhos, há uma maior distribuição de tamanho de poros no reboco, visto que, as moléculas menores tendem a entrar nos poros maiores do reboco formado e da superfície porosa, reduzindo a permeabilidade do reboco.

O CMC de baixo peso molecular atua como redutor de filtrado por apresentar em sua estrutura cadeia curta. Já o PAC e a GX não auxiliam no controle de filtração porque formam um reboco com elevada porosidade. Isto ocorre devido o PAC ser um polímero de elevado peso molecular e a GX, por além de ter elevado peso molecular, apresentam em sua estrutura elevado volume de ramificação.

Diante disto, a ação combinada entre as partículas de argila, o polímero de cadeia longa (PAC ou GX) e o polímero de cadeia curta (CMC de baixo peso molecular) favorece a formação de um reboco impermeável no processo de tamponamento dos vários tamanhos e formatos de poros da formação, como visto na ilustração apresentada na Figura 49.

Apesar dos fluidos apresentarem algumas variações nos valores de VF com as mudanças na sua composição e na temperatura de envelhecimento, a maior parte dos fluidos apresentou valores de VF próximos aos valores de fluidos citados em alguns

projetos de poços, de empresas petrolíferas, que se encontram numa faixa entre 6,0 a 10,0mL.

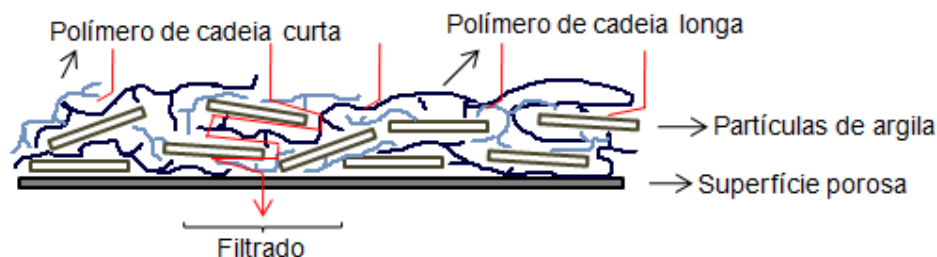


Figura 49 - Representação esquemática de um reboco formado por partículas de argila e moléculas de polímeros de cadeia curta e cadeia longa.

Nas Tabelas 18 e 19 estão apresentados os resultados pontuais de volume de filtrado (VF), espessura de reboco (ER) e permeabilidade (K) dos fluidos preparados com GX e PAC, respectivamente.

Tabela 18 - Volume de filtrado, espessura de reboco e permeabilidade dos fluidos argilosos aditivados com Goma xantana e lubrificante.

Fluidos	VF _{API} (mL)	ER (mm)	K (mD)
FB ₁	10,2	1,136	1,04x10 ⁻³
FB ₂	10,8	1,548	1,50x10 ⁻³
FB ₃	10,0	1,394	1,25x10 ⁻³
FB ₄	10,2	1,774	1,62x10 ⁻³
FB ₅	9,9	1,552	1,38x10 ⁻³
FB ₆	10,0	1,632	1,46x10 ⁻³
FB ₇	9,2	1,687	1,39x10 ⁻³
FB ₈	10,2	1,545	1,41x10 ⁻³
FB ₉	8,9	1,432	1,14x10 ⁻³
FB ₁₀	10,6	1,484	1,41x10 ⁻³
FB ₁₁	8,6	1,597	1,23x10 ⁻³
FB ₁₂	10,3	1,529	1,41x10 ⁻³
FB ₁₃	8,4	1,242	9,34x10 ⁻⁴
FB ₁₄	8,8	1,642	1,29x10 ⁻³
FB ₁₅	8,2	1,242	9,12x10 ⁻⁴
FB ₁₆	8,6	1,870	1,44x10 ⁻³
FB ₁₇	9,2	1,553	1,28x10 ⁻³
FB ₁₈	9,0	1,262	1,02x10 ⁻³
FB ₁₉	9,4	1,443	1,21x10 ⁻³

Os fluidos que apresentam em sua composição a Goma xantana, apresentaram menores valores de permeabilidade quando comparados com os fluidos que

apresentam em sua composição o PAC. No entanto, comportamentos semelhantes foram observados para ambos os fluidos tanto com Goma xantana quanto com PAC.

Tabela 19 - Volume de filtrado, espessura de reboco e permeabilidade dos fluidos argilosos aditivados com PAC e lubrificante.

Fluidos	VF_{API} (mL)	ER (mm)	K (mD)
FC₁	10,0	1,860	1,66 x10 ⁻³
FC₂	11,8	1,890	2,00 x10 ⁻³
FC₃	9,2	1,520	1,25 x10 ⁻³
FC₄	11,0	1,934	1,90 x10 ⁻³
FC₅	10,9	1,952	1,90 x10 ⁻³
FC₆	9,4	1,848	1,55 x10 ⁻³
FC₇	8,8	1,896	1,49 x10 ⁻³
FC₈	9,4	1,871	1,57 x10 ⁻³
FC₉	9,4	1,893	1,59 x10 ⁻³
FC₁₀	9,4	1,681	1,41 x10 ⁻³
FC₁₁	9,2	1,991	1,64 x10 ⁻³
FC₁₂	9,4	1,859	1,56 x10 ⁻³
FC₁₃	8,0	1,675	1,20 x10 ⁻³
FC₁₄	8,0	1,921	1,38 x10 ⁻³
FC₁₅	8,8	1,954	1,54 x10 ⁻³
FC₁₆	8,4	1,919	1,44 x10 ⁻³
FC₁₇	9,6	2,030	1,74 x10 ⁻³
FC₁₈	9,0	2,288	1,84 x10 ⁻³
FC₁₉	8,6	1,788	1,38 x10 ⁻³

O aumento da temperatura resultou em aumento da permeabilidade, sendo esse aumento proveniente do aumento no VF e na ER dos fluidos, visto que, de acordo com a Equação 5, a permeabilidade dos fluidos é função direta do volume de filtrado obtido e da espessura de reboco.

De acordo com os resultados preliminares e dados da literatura, os aditivos poliméricos são estáveis à temperatura máxima de envelhecimento estudada, 93°C, e provavelmente mudanças na interação entre polímero-polímero e polímero-argila e de como estão conformados no fluido resultaram em maiores valores das propriedades de filtração.

Uma vez que o aumento da temperatura diminui a energia de solvatação, há uma redução do volume hidrodinâmico das moléculas, aumentando a quantidade de água livre no sistema e assim, aumentando o VF.

As equações 18 e 19 apresentam o modelo matemático empírico, codificado de 2ª ordem, com os seus respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e as Tabelas 20 e 21 apresentam as análises de variância para a permeabilidade (K) dos fluidos argilosos aditivados com polímeros e lubrificante.

$$\begin{aligned}
 - K(mD) = & \mathbf{12,79 \times 10^{-4} \pm 3,5 \times 10^{-5}} + (\mathbf{1,42 \times 10^{-4} T \pm 3,8 \times 10^{-5}}) + (0,32 \times 10^{-4} GX \pm 3,8 \times 10^{-5}) - \\
 & (0,23 \times 10^{-4} CMC \pm 3,8 \times 10^{-5}) - (0,79 \times 10^{-4} LUB \pm 3,8 \times 10^{-5}) - (0,04 \times 10^{-4} T.GX \pm 3,8 \times 10^{-5}) - \\
 & (0,18 \times 10^{-4} T.CMC \pm 3,8 \times 10^{-5}) + (0,25 \times 10^{-4} T.LUB \pm 3,8 \times 10^{-5}) - (0,21 \times 10^{-4} GX.CMC \pm \\
 & 3,8 \times 10^{-5}) - (0,05 \times 10^{-4} GX.LUB \pm 3,8 \times 10^{-5}) - (0,53 \times 10^{-4} CMC.LUB \pm 3,8 \times 10^{-5}) \quad (18)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 - K(mD) = & \mathbf{1,58 \times 10^{-3} \pm 0,49 \times 10^{-4}} + (0,34 \times 10^{-4} T \pm 0,54 \times 10^{-4}) - (0,18 \times 10^{-4} PAC \pm 0,54 \times 10^{-4}) \\
 & - (0,59 \times 10^{-4} CMC \pm 0,54 \times 10^{-4}) - (0,99 \times 10^{-4} LUB \pm 0,54 \times 10^{-4}) + (0,36 \times 10^{-4} T.PAC \pm \\
 & 0,54 \times 10^{-4}) - (0,57 \times 10^{-4} T.CMC \pm 0,54 \times 10^{-4}) - (0,56 \times 10^{-4} T.LUB \pm 0,54 \times 10^{-4}) + (0,20 \times 10^{-4} \\
 & PAC.CMC \pm 0,54 \times 10^{-4}) + (0,94 \times 10^{-4} PAC.LUB \pm 0,54 \times 10^{-4}) - (0,23 \times 10^{-4} CMC.LUB \pm \\
 & 0,54 \times 10^{-4}) \quad (19)
 \end{aligned}$$

Os valores em negrito das equações são os parâmetros estatisticamente significativos. Os modelos foram obtidos a partir da regressão linear dos dados experimentais, utilizando o software Statistica, versão 5.0.

Tabela 20 - Análises de variância (ANOVA) da permeabilidade dos fluidos argilosos preparados com Goma xantana.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
K (mD)	73,44	0,857	0,66

Tabela 21 - Análises de variância (ANOVA) da permeabilidade dos fluidos argilosos preparados com PAC.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
K (mD)	58,17	0,763	0,33

Para os fluidos preparados com Goma xantana, observou-se que a análise dos efeitos principais (T, GX, CMC e LUB) e a interação entre eles (T.GX, T.CMC, T.LUB, GX.CMC, GX.LUB e CMC.LUB) para as permeabilidades(K) indicaram que apenas a temperatura de envelhecimento (T) tem influência estatisticamente significativa na variável estudada, ao nível de 95% de confiança.

Para os fluidos preparados com PAC, observou-se que a análise dos efeitos principais (T, PAC, CMC e LUB) e a interação entre eles (T.PAC, T.CMC, T.LUB, PAC.CMC, PAC.LUB e CMC.LUB) para as permeabilidades (K) indicaram que nenhum dos efeitos tem influência estatisticamente significativa na variável estudada.

Pequenas variações foram observadas para a permeabilidade e, provavelmente, isto foi o fator principal para que os resultados não tenham apresentado influência estatística.

Verificou-se que o ajuste do modelo não foi satisfatório para os fluidos preparados com GX, com coeficiente de correlação de 0,857 e percentagem de variância explicada de 73,44%. Para os resultados dos fluidos preparados com PAC, o coeficiente de correlação foi de 0,763 e a percentagem de variância explicada foi de 58,17%.

O teste F também mostrou que a razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} para a reposta (K) foi 0,66 para os fluidos com GX, com 95% de confiança. Para os fluidos com PAC, a razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} para K também foi inferior a 1, com 95% de confiança, necessitando de ajuste.

Pode-se observar através da Figura 50 que não houve uma boa concordância dos resultados obtidos com os valores preditos entre os limites impostos pelos erros experimentais. Estes resultados são consequência dos baixos valores de coeficiente de correlação, percentagem de variação explicada e o teste F observado nas Tabelas 20 e 21.

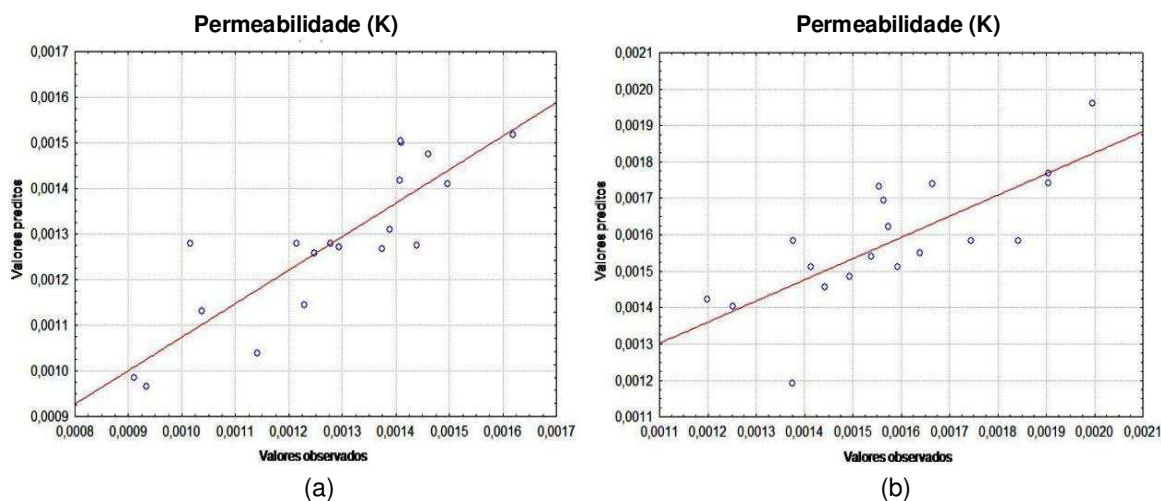


Figura 50 - Valores preditos *versus* valores experimentais para a permeabilidade dos fluidos com (a) Goma xantana e (b) PAC.

Como o resultado do teste F apresentou valores menores que 1 para a variável dependente, permeabilidade, as superfícies de respostas de ambos os fluidos (fluidos aditivados com Goma xantana e fluidos aditivados com PAC) não foram traçadas, uma vez que a análise das superfícies pode não resultar em dados não confiáveis.

Assim, pode-se dizer que tanto para os fluidos preparados com Goma Xantana, como para os fluidos preparados com PAC, há uma tendência de que menores valores de K são obtidos quando do uso de maiores concentrações de CMC BV associado à baixa concentração de Goma xantana. Isto ocorre uma vez que os polímeros, principalmente o CMC BV, de cadeia curta favorecem à formação de um reboco com menor permeabilidade. As cadeias curtas do CMC, com aplicação da pressão, são conformadas entre os vazios existentes pelas interações com os polímeros de cadeia longa reduzindo os vazios existentes no reboco e, conseqüentemente, em menores valores de VF.

A Goma xantana não tem influência na permeabilidade, sendo apenas a temperatura de envelhecimento o fator principal na redução da permeabilidade e, há uma tendência de se ter menores valores de K quando os fluidos são envelhecidos a temperaturas baixas e com maiores concentrações de CMC e lubrificante.

Assim, o CMC BV tende a ser o fator de maior influência na permeabilidade, visto que menores valores de permeabilidade tendem a ser alcançados quando da presença, e conseqüente, aumento da concentração deste aditivo.

5.4. Avaliação do pH e densidade

Através da Tabela 22, observou-se que o pH dos fluidos apresentou caráter básico, com valor variando entre 8,1 e 9,0.

Estes valores são essenciais no que diz respeito a problemas nos equipamentos de perfuração, pois fluidos com pH básico evitam problemas de corrosão dos equipamentos e mantém estáveis as propriedades dos fluidos. Embora todos os fluidos tenham apresentado caráter básico, o aumento da temperatura de envelhecimento resultou numa leve redução do pH.

É importante ressaltar que o pH tem influência nas propriedades reológicas dos fluidos, de forma que melhores resultados são obtidos com valores de pH na faixa de 7 a 9. Nesta condição, os polímeros tendem a apresentar maior volume hidrodinâmico e, conseqüentemente, maior viscosidade. Isto acontece porque o aumento do pH

favorece a hidrólise, tornando os polímeros mais aniônicos, aumentando as interações eletrostáticas.

Tabela 22 - pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos aditivados com GX, CMC e lubrificante.

Fluidos	pH	ρ (g/cm ³)
FB ₁	8,7	0,950
FB ₂	8,8	1,025
FB ₃	8,7	0,990
FB ₄	8,2	1,025
FB ₅	8,8	1,100
FB ₆	8,3	1,025
FB ₇	9,0	1,020
FB ₈	8,0	1,025
FB ₉	8,9	1,020
FB ₁₀	8,2	1,020
FB ₁₁	8,8	1,020
FB ₁₂	8,1	1,020
FB ₁₃	8,9	1,015
FB ₁₄	8,2	1,020
FB ₁₅	8,8	1,015
FB ₁₆	8,2	1,020
FB ₁₇	8,8	0,980
FB ₁₈	8,8	0,950
FB ₁₉	8,8	1,020

Para soluções com pH ácido, menor que 7, e muito básico, maior que 9, condições inversas são observadas, o volume hidrodinâmico diminui, ou seja, o novelo diminui e com isso, a viscosidade é reduzida.

Para a densidade (ρ) dos fluidos, os resultados evidenciaram que não houve variação influente com a alteração das concentrações dos aditivos utilizados nos fluidos e com as mudanças na temperatura de envelhecimento.

A densidade dos fluidos foi da ordem de 1,000g/cm³, sendo o menor valor observado para os fluidos FB₁ e FB₁₈, da ordem de 0,950g/cm³ e o maior valor para os fluidos FB₂, FB₄, FB₆ e FB₈, 1,025g/cm³.

Para os fluidos que apresentam em sua composição o PAC (Tabela 23), o pH dos fluidos variou de 8,4 (fluido FC₁₄) a 9,7 (fluido FC₃).

Tabela 23 - pH e densidade (ρ) dos fluidos argilosos aditivados com PAC, CMC e lubrificante.

Fluidos	pH	ρ (g/cm³)
FC₁	9,6	1,030
FC₂	8,8	1,025
FC₃	9,7	1,030
FC₄	8,7	1,025
FC₅	9,5	1,020
FC₆	8,7	1,025
FC₇	9,7	1,025
FC₈	8,6	1,030
FC₉	9,3	1,020
FC₁₀	8,5	1,025
FC₁₁	9,4	1,020
FC₁₂	8,5	1,025
FC₁₃	9,2	1,020
FC₁₄	8,4	1,020
FC₁₅	9,2	1,020
FC₁₆	8,4	1,020
FC₁₇	8,9	1,020
FC₁₈	8,9	1,010
FC₁₉	8,9	1,025

A maior redução de pH com o aumento da temperatura de envelhecimento foi de 0,98 (do fluido FC₃ para FC₄). O principal objetivo de manter o potencial hidrogeniônico, ou seja, o pH dos fluidos de perfuração no intervalo de 7 a 10 é para evitar problemas de corrosão dos equipamentos e dispersão das formações argilosas (Félix et al., 2007).

Como dito anteriormente, a eficiência viscosificante dos fluidos começa a reduzir com valores de pH maior que 9,0. Diante disto, os valores de pH associados ao menor volume de ramificação e menor massa molar do PAC, resultaram em viscosidade um pouco inferior aos dos fluidos com Goma xantana.

A densidade de todos os fluidos se manteve próximo a 1,000g/cm³. Não foi observada alteração significativa na densidade com a variação da temperatura e concentração dos aditivos.

É através da medida de densidade que se conhece o peso do fluido e quanto de pressão esse fluido pode exercer na formação durante a perfuração. É o peso do fluido, ou seja, a pressão que ele exerce na formação, que impedirá que fluidos indesejados

migrem para o interior do poço, fator esse de suma importância na segurança da formação, pois impede a ocorrência de *kicks* e *blowouts*.

Além disso, auxilia no controle de prisão de tubos, uma vez que o diferencial de pressão entre o interior do poço e a formação deve ser pequeno; a pressão exercida pelo fluido (interior do poço) deve ser maior que a pressão exercida pela formação (fluidos no interior da formação), pois é esse diferencial que impede a migração de fluidos indesejados da formação para o interior do poço e para a superfície (Félix et al., 2007).

5.5. Avaliação da lubricidade e prisão diferencial

Nas Tabelas 24 e 25 e Figuras 51 e 52 estão apresentados os valores de coeficiente de lubricidade (CL) e prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos aditivados com polímeros e lubrificante.

Tabela 24 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com Goma xantana, CMC e lubrificante.

Fluidos	CL	CPD
FB₁	0,046	0,102
FB₂	0,055	0,053
FB₃	0,052	0,108
FB₄	0,059	0,054
FB₅	0,056	0,082
FB₆	0,064	0,053
FB₇	0,060	0,085
FB₈	0,062	0,050
FB₉	0,061	0,033
FB₁₀	0,060	0,020
FB₁₁	0,060	0,042
FB₁₂	0,058	0,042
FB₁₃	0,042	0,049
FB₁₄	0,066	0,020
FB₁₅	0,050	0,045
FB₁₆	0,067	0,038
FB₁₇	0,059	0,033
FB₁₈	0,054	0,038
FB₁₉	0,062	0,038

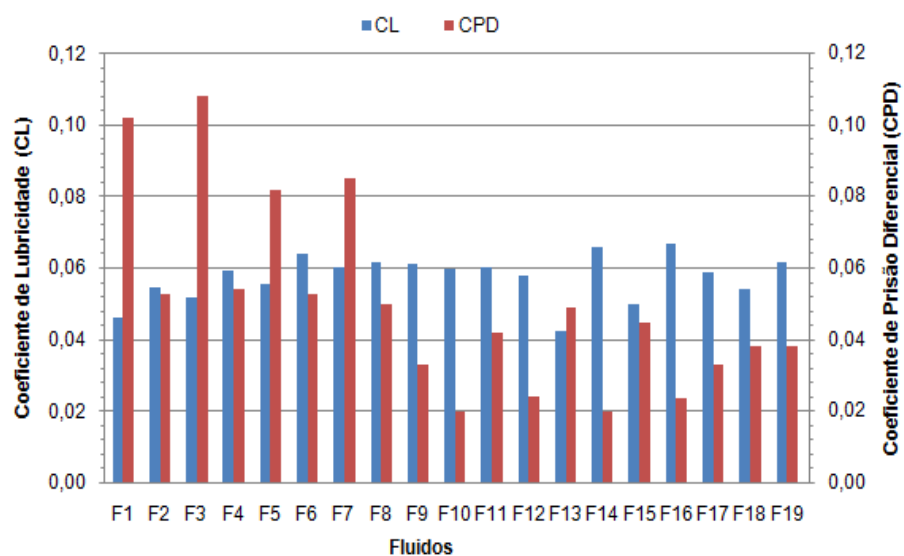


Figura 51 - Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com Goma xantana, CMC e lubrificante.

Tabela 25 - Coeficiente de lubrificidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com PAC, CMC e lubrificante.

Fluidos	CL	CPD
FC ₁	0,164	0,081
FC ₂	0,132	0,048
FC ₃	0,215	0,043
FC ₄	0,131	0,050
FC ₅	0,172	0,065
FC ₆	0,152	0,058
FC ₇	0,269	0,060
FC ₈	0,139	0,056
FC ₉	0,113	0,043
FC ₁₀	0,122	0,033
FC ₁₁	0,113	0,025
FC ₁₂	0,123	0,028
FC ₁₃	0,081	0,038
FC ₁₄	0,108	0,028
FC ₁₅	0,080	0,026
FC ₁₆	0,109	0,028
FC ₁₇	0,177	0,043
FC ₁₈	0,087	0,050
FC ₁₉	0,147	0,048

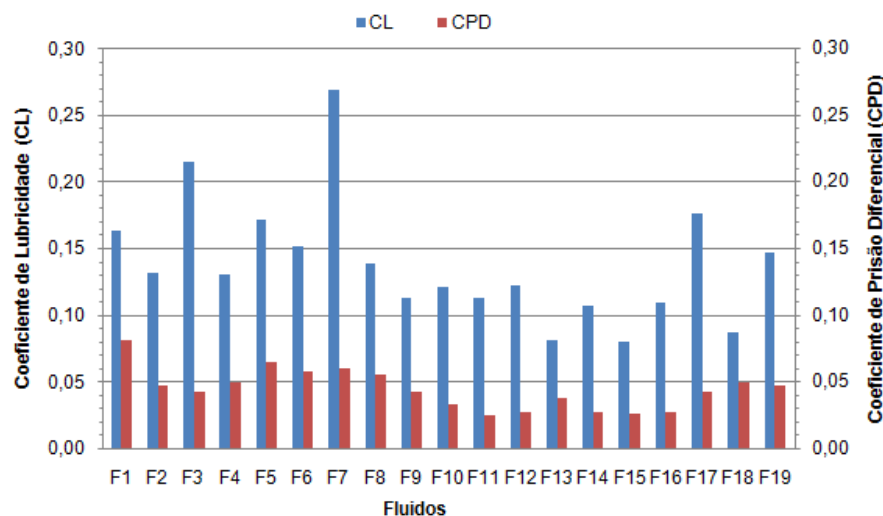


Figura 52 - Coeficiente de lubricidade e prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com PAC, CMC e lubrificante.

Os valores de CL reduziram com a adição do lubrificante aos fluidos, confirmando a eficiência do aditivo estudado. Esse resultado pode ser evidenciado quando comparado com o resultado dos fluidos apenas com argila, apresentados do Capítulo 4.

Excelentes valores de CL foram obtidos com os fluidos estudados: próximos a 0,06 para os fluidos com Goma xantana e 0,13 para os fluidos com PAC. Esses valores evidenciam que apesar de ser o mesmo lubrificante utilizado, a composição do fluido interfere nos resultados obtidos para o CL, provavelmente, no estado de dispersão do lubrificante no sistema.

O aumento da concentração de lubrificante não promoveu conseguinte redução de CL para os fluidos com Goma xantana, sendo, portanto, o teor de 3,5mL, correspondente à concentração de 1%, suficiente para promover adequada lubricidade ao fluido. Enquanto que para os fluidos com PAC, o aumento da concentração de lubrificante, para todas as composições estudadas, promoveu redução nos valores de CL.

Para os fluidos FB₁ e FB₉, por exemplo, com o aumento da concentração do lubrificante (de 3,5 para 10,5mL/350mL de água), observou-se valores de CL de 0,046 e 0,061, respectivamente. E para os fluidos FC₁ e FC₉, que variam apenas na concentração de lubrificante, os valores de CL foram de 0,164 e 0,113, respectivamente.

Quanto ao coeficiente de prisão diferencial (CPD), pode-se observar uma relação direta entre o lubrificante e o coeficiente de prisão diferencial, visto que, a presença do lubrificante, assim como nos valores de CL, resultou em menores valores de CPD, tanto para os fluidos com Goma xantana, quanto para os fluidos com PAC. Além disso, o aumento do teor de lubrificante e o aumento da temperatura contribuíram para obtenção de menores valores de CPD.

De acordo com a Tabela 24 e Figura 51, os menores valores de CPD foram obtidos para os fluidos FB₁₀ (93°C; 0,59g de GX; 0,5g de CMC e 10,5g de LUB) e FB₁₄ (93°C; 0,59g de GX; 1,0g de CMC e 10,5g de LUB), com valores de 0,020.

Os menores valores de CPD observados na Tabela 25 e Figura 52 foram obtidos com os fluidos FC₁₁(93°C; 1,06g de PAC; 0,5g de CMC e 10,5g de LUB) e FC₁₅(93°C; 1,06g de GX; 1,0g de CMC e 10,5g de LUB), cujos valores foram de 0,025 e 0,026, respectivamente.

Segundo Reid et al. (2000), o potencial de prisão varia muito com o tipo de fluido, se base água, base óleo ou sintético, bem como com a formulação utilizada. Os fluidos base óleo apresentam menores coeficientes de prisão quando comparados com os de fluidos base água. Essa constatação deve-se as características lubrificantes desse tipo de fluido.

No caso dos fluidos à base de água, o estado de deflocação das partículas de argila, a presença de inibidores de inchamento de folhelhos e a escolha de polímeros utilizados como redutores de filtrado são apenas algumas das variáveis que impactam a tendência de prisão. No entanto, quando da adição de lubrificantes nos fluidos, o fator primordial na redução do risco de prisão diferencial é a característica lubrificante dos fluidos. Para os fluidos em estudo, os fluidos com Goma xantana apresentaram melhores características lubrificantes (menor CL) e conseqüentemente, menores riscos de prisão diferencial.

Muitos estudos mostram que a adição de determinados lubrificantes em fluidos base água reduz o risco de prisão diferencial, no entanto, pode haver ainda a prisão de tubos, mas a força necessária para liberá-lo será bastante reduzida (Reid et al., 2000; Reid et al., 1996; Bushnell-Watson & Panesar, 1991; Krol, 1984).

As Equações 20 e 21 apresentam o modelo matemático codificado com os respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 26 apresenta as análises de variância (ANOVA) para o coeficiente de lubricidade (CL) e prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos preparados com GX, CMC e LUB.

$$\begin{aligned}
 - \text{CL} = & \mathbf{0,0576 \pm 0,0012} + (\mathbf{0,0040T \pm 0,0013}) + (0,0012\text{GX} \pm 0,0013) + (0,0009\text{CMC} \pm \\
 & 0,0013) + (0,0007\text{LUB} \pm 0,0013) - (0,0010\text{T.GX} \pm 0,0013) + (0,0024\text{T. CMC} \pm 0,0013) + \\
 & (0,0007\text{T.LUB} \pm 0,0013) + (0,0002\text{GX.CMC} \pm 0,0013) - (0,0005\text{GX.LUB} \pm 0,0013) - \\
 & (0,0028\text{CMC.LUB} \pm 0,0013)
 \end{aligned} \tag{20}$$

$$\begin{aligned}
 - \text{CPD} = & \mathbf{0,073 \pm 0,011} + (0,012\text{T} \pm 0,012) + (\mathbf{0,028GX \pm 0,012}) - (0,020\text{CMC} \pm 0,012) + \\
 & (0,006\text{LUB} \pm 0,012) + (0,027\text{T.GX} \pm 0,012) + (0,001\text{T. CMC} \pm 0,012) + (\mathbf{0,032T.LUB} \pm \\
 & \mathbf{0,012}) - (0,002 \text{GX.CMC} \pm 0,012) + (\mathbf{0,027 GX.LUB} \pm \mathbf{0,012}) + (0,004 \text{CMC.LUB} \pm \\
 & 0,012)
 \end{aligned} \tag{21}$$

Os valores em negrito das equações são os parâmetros estatisticamente significativos. A análise dos efeitos principais (T, GX, CMC e LUB) e a interação entre eles (T.GX, T.CMC, T.LUB, GX.CMC GX.LUB e CMC.LUB) para o CL indicaram que apenas a temperatura (T) tem influência estatisticamente significativa na variável estudada. Já para o CPD, o teor de Goma xantana, as interações T.LUB e GX.LUB apresentaram influência estatisticamente significativa, ao nível de 95% de confiança.

Tabela 26 - Análises de variância (ANOVA) dos coeficientes de lubricidade e de prisão diferencial dos fluidos argilosos preparados com Goma xantana da Etapa 02.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
CL	70,63	0,840	0,57
CPD	76,46	0,874	0,76

Por meio da análise de variância (ANOVA), tanto para o CL quanto para o CPD, observou-se que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado} apresentou valor inferior a 5. A análise de significância estatística mostrou que o coeficiente de correlação e a percentagem de variância explicada do resultado experimental para CL e CPD dos fluidos preparados de acordo com o planejamento não foram satisfatórios, com 0,840 e 70,63% e 0,874 e 76,46%, respectivamente. Deste modo, pode-se dizer que os modelos matemáticos apresentados nas Equações 20 e 21 têm mais de 0,840 e 0,874% das variações obtidas explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança.

As equações 22 e 23 apresentam o modelo matemático codificado com os respectivos parâmetros estatísticos e desvios padrão e a Tabela 27 apresenta as análises de variância (ANOVA) para o coeficiente de lubricidade (CL) e prisão diferencial (CPD) dos fluidos argilosos preparados com PAC, CMC e LUB.

$$\begin{aligned}
 - \text{CL} = & \mathbf{13,56 \times 10^{-2} \pm 7,74 \times 10^{-3}} - (1,21 \times 10^{-2} T \pm 8,44 \times 10^{-3}) + (0,85 \times 10^{-2} \text{PAC} \pm 8,44 \times 10^{-3}) - \\
 & (0,02 \times 10^{-2} \text{CMC} \pm 8,44 \times 10^{-3}) - \mathbf{(3,27 \times 10^{-2} \text{LUB} \pm 8,44 \times 10^{-3})} - (0,99 \times 10^{-2} T \cdot \text{PAC} \pm 8,44 \times 10^{-3}) \\
 & + (0,01 \times 10^{-2} T \cdot \text{CMC} \pm 8,44 \times 10^{-3}) + \mathbf{(2,12 \times 10^{-2} T \cdot \text{LUB} \pm 8,44 \times 10^{-3})} + (0,21 \times 10^{-2} \\
 & \text{PAC} \cdot \text{CMC} \pm 8,44 \times 10^{-3}) - (0,83 \times 10^{-2} \text{PAC} \cdot \text{LUB} \pm 8,44 \times 10^{-3}) - (1,14 \times 10^{-2} \text{CMC} \cdot \text{LUB} \pm \\
 & 8,44 \times 10^{-3})
 \end{aligned} \tag{22}$$

$$\begin{aligned}
 - \text{CPD} = & \mathbf{0,045 \pm 0,13 \times 10^{-2}} - (0,003 T \pm 0,15 \times 10^{-2}) - \mathbf{(0,005 \text{PAC} \pm 0,15 \times 10^{-2})} + \\
 & (0,000 \text{CMC} \pm 0,15 \times 10^{-2}) - \mathbf{(0,013 \text{LUB} \pm 0,15 \times 10^{-2})} + \mathbf{(0,004 T \cdot \text{PAC} \pm 0,15 \times 10^{-2})} + \\
 & (0,001 T \cdot \text{CMC} \pm 0,15 \times 10^{-2}) + (0,001 T \cdot \text{LUB} \pm 0,15 \times 10^{-2}) + (0,003 \text{PAC} \cdot \text{CMC} \pm 0,15 \times 10^{-2}) \\
 & + (0,000 \text{PAC} \cdot \text{LUB} \pm 0,012) - (0,002 \text{CMC} \cdot \text{LUB} \pm 0,15 \times 10^{-2})
 \end{aligned} \tag{23}$$

Tabela 27 - Análises de variância (ANOVA) do coeficiente de prisão diferencial dos fluidos argilosos preparados com PAC da Etapa 02.

Respostas	% Variação explicada	Coefficiente de correlação	F _{calculado} /F _{tabelado}
CL	78,17	0,884	0,85
CPD	93,40	0,966	3,38

Por meio dos modelos matemáticos codificados, a análise dos efeitos principais e a interação das variáveis para o CL e o CPD observou-se que o teor de lubrificante e a interação temperatura/lubrificante têm efeito na variável estudada, CL. Para o CPD, indicou que o teor de PAC, o teor de lubrificante e a interação temperatura/PAC têm efeito estatisticamente significativo na variável em estudo. Os demais efeitos não apresentaram influência significativa sobre as propriedades estudadas.

Através da análise de variância (ANOVA) foi observado que a razão entre o F_{calculado} e o F_{tabelado}, apresentou valor inferior a 1, para a resposta CL e superior a 1, para o CPD. Isto indica que para o CPD, os modelos matemáticos são estatisticamente significativos.

Para o caso em questão, a análise de significância estatística mostrou que os coeficientes de correlação e os coeficientes de variação explicada dos resultados experimentais para CL e CPD dos fluidos preparados de acordo com o planejamento foram satisfatórios, superiores a 0,884 e 0,966 e, 93,40%, respectivamente. Estes parâmetros quantificam a qualidade do ajustamento, variando de 0%, para um ajuste deficitário, a 100%, para um ajuste de alta qualidade. Deste modo, pode-se dizer que os modelos matemáticos apresentados na Tabela 27 têm um bom ajuste e mais de

78,17% das variações obtidas são explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança.

A partir das Figuras 53 e 54, observou-se uma pequena variação dos resultados com a linha de tendência.

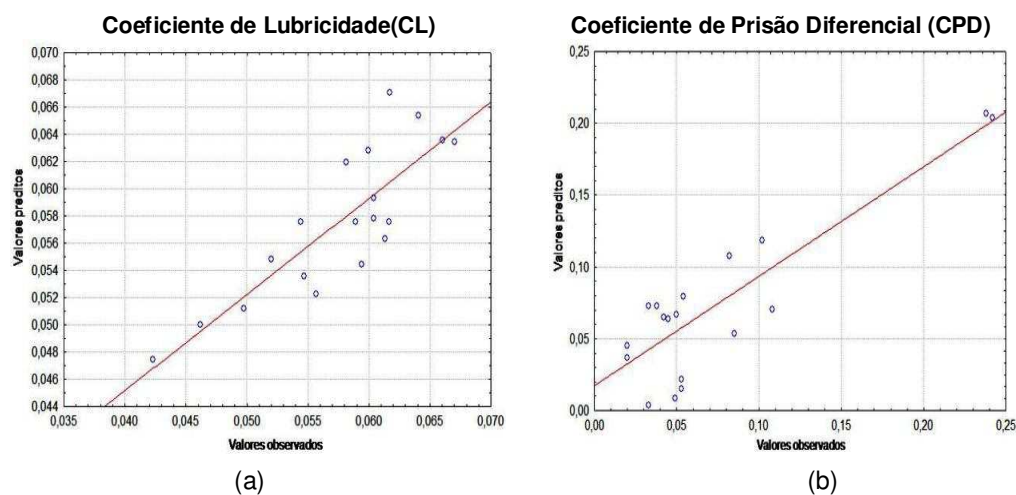


Figura 53 - Valores preditos *versus* valores experimentais para (a) CL e (b) CPD dos fluidos com Goma xantana.

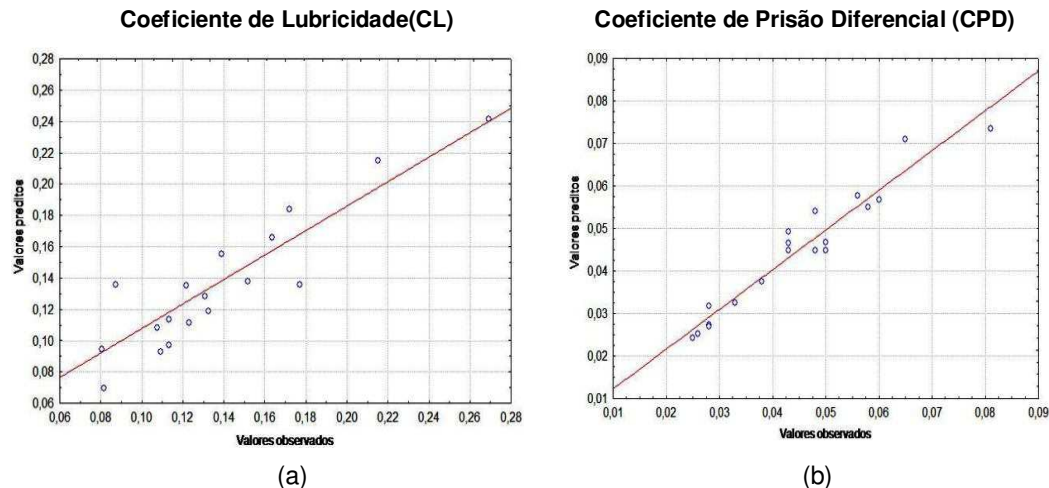


Figura 54 - Valores preditos *versus* valores experimentais para (a) CL e (b) CPD dos fluidos com PAC.

A Figura 54(b) apresentou valores próximos entre os limites impostos pelos erros experimentais, como esperado, visto que os resultados de coeficiente de correlação e variação explicada dos resultados experimentais foram mais próximos de 1 e 100%.

Assim como nos resultados experimentais tratados para a permeabilidade, a razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} do CL e CPD dos fluidos preparados com Goma

xantana e para o CL dos fluidos preparados com PAC foi inferior a 1, resultando em modelos matemáticos não significativos. Apenas para o CPD dos fluidos preparados com PAC, cuja razão entre o $F_{\text{calculado}}$ e o F_{tabelado} foi maior que 1, as superfícies de respostas foram traçadas.

De forma geral, para os fluidos preparados com Goma xantana, há uma tendência dos fluidos apresentarem menores valores de CL, quando maiores concentração de lubrificante estão presentes no fluido. A Goma xantana não influencia para redução de tal propriedade e a temperatura de envelhecimento também contribui para menores valores de CL. Provavelmente, isto ocorre porque o lubrificante estudado é imiscível em água, forma micelas no fluido. O aumento da temperatura de envelhecimento favorece a aderência das gotículas de lubrificante na superfície metálica da célula no qual o fluido está contido. Isto ocasiona maiores perdas de lubrificante quando o fluido é transferido para o recipiente de ensaio.

A característica lubrificante é uma importante propriedade para os fluidos de perfuração, visto que uma boa lubrificação promove uma alta eficiência na perfuração e diminui o desgaste da broca de perfuração.

Já para os fluidos aditivados com PAC, há uma tendência dos fluidos apresentarem menores valores de CL, quando submetidos a menores temperaturas de envelhecimento associadas a menores concentrações de PAC.

A Figura 55 apresenta as superfícies de respostas para o coeficiente de prisão diferencial dos fluidos que contem em sua composição PAC.

Para os fluidos que contem PAC em sua composição, observou-se na Figura 55(a) que maiores valores de CPD ocorrem quando da interação da menor temperatura de envelhecimento com menor teor de PAC e com a interação maior temperatura de envelhecimento e maior teor de PAC.

A formulação do fluido é uma ferramenta imprescindível na redução ao risco de prisão diferencial. Neste caso, para os fluidos formulados com PAC, observou-se na Figura 55(b) que a menor temperatura de envelhecimento associado a menor concentração de PAC ocasiona maiores valores de CPD.

Conforme observado na Figura 55(c), maiores valores de CPD foram alcançados quando os fluidos foram preparados com maior teor de CMC e envelhecidos com a maior temperatura de envelhecimento.

Na Figura 55(d), a temperatura de envelhecimento não apresentou influência nos valores de CPD, sendo, portanto, o teor de lubrificante o fator de maior influência para redução desta propriedade.

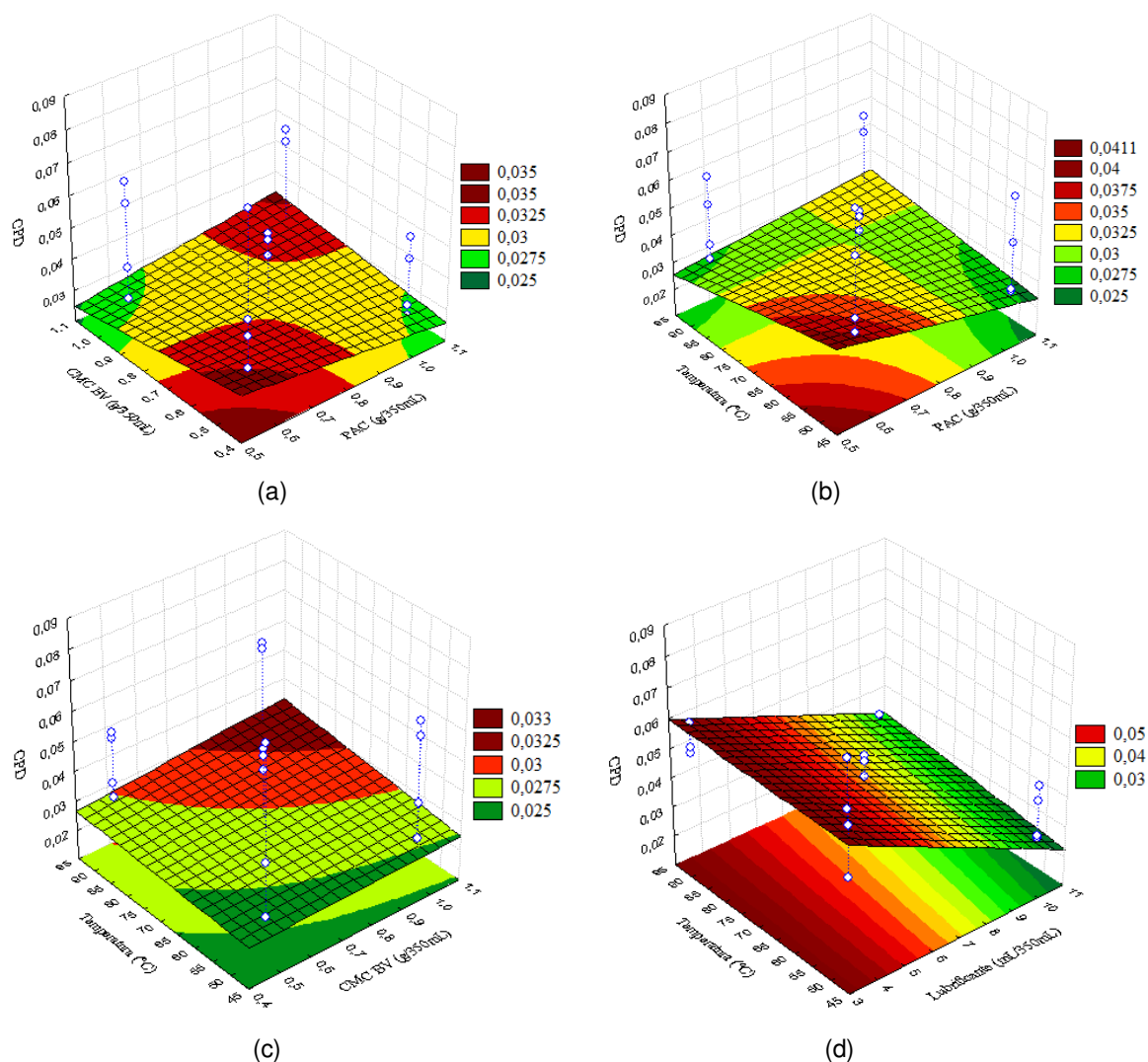


Figura 55 - Superfícies de resposta para o CPD fixando (a) a temperatura e a concentração de lubrificante no nível (+1), (b) a concentração do CMC BV e do lubrificante no nível (+1), (c) a concentração de PAC e do lubrificante no nível (+1) e (d) a concentração de PAC e CMC BV no nível (+1).

Quanto ao CPD dos fluidos aditivados com Goma xantana, há uma tendência de comportamento diferente ao observado com os fluidos contendo PAC. Neste caso, menores valores de CPD tendem a ser encontrados quando da utilização de fluidos aditivados com menores teores de Goma xantana. Assim como observado no CL, quanto menor a temperatura de envelhecimento menor o CPD. Menores valores de

CPD ocorrem quando da interação entre menor temperatura de envelhecimento e menor teor de GX ou de lubrificante.

Sabe-se que o tempo de filtração é bastante significativo para a prisão, pois quanto maior o tempo de filtração, maior a espessura do reboco. Ambos os fatores resultam em uma área de contato do tubo com o reboco cada vez maior (Reid et al., 2000). Reduzindo as perdas por filtração dos fluidos, geralmente fica subtendido que a probabilidade de ter prisão diferencial é reduzida. No entanto, nem todos os fluidos com aditivos redutores de filtrado produzem uma relação direta entre volume de filtrado API (*American Petroleum Institute*) e tendência de prisão. Por exemplo, a adição de carboximetilcelulose (CMC) em um fluido com argila melhora o volume de filtrado, mas não tem efeito no coeficiente de prisão diferencial (Bushnell-Watson e Panesar, 1991).

A presença do lubrificante e o aumento em sua concentração reduzem os valores de CPD. Isto ocorreu, provavelmente, porque 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.

Os lubrificantes podem atuar por um ou vários mecanismos, dependendo da sua composição química, do estado de dispersão e solubilidade no fluido: podem revestir superfícies metálicas, reduzindo a aderência do aço ao reboco; podem ser incorporados ao reboco e proporcionar um melhor controle da perda de fluidos (resultando em rebocos finos) e podem ser incorporados ao reboco de uma forma que reduza a sua elasticidade. Porém, os aditivos mais eficazes são aqueles que operam em mais de um dos mecanismos acima (Reid et al., 2000).

O uso de lubrificante no fluido 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).

5.6. Conclusões Parciais

De acordo com os resultados obtidos, concluiu-se que:

- os aditivos utilizados na formulação dos fluidos apresentaram temperatura de degradação superior a 200°C;
- todos os fluidos estudados apresentaram comportamento de fluidos pseudoplásticos com limite de escoamento;
- o uso de polímeros e lubrificantes resultou em melhores propriedades reológicas, de filtração, lubricidade e prisão diferencial dos fluidos;
- a temperatura de envelhecimento foi o fator predominante para mudanças em todas as propriedades estudadas;
- a temperatura de envelhecimento e a concentração dos polímeros afetaram as propriedades reológicas e de filtração dos fluidos;
- a VA e a VP dos fluidos aditivados com Goma xantana não apresentaram uma boa concordância dos valores obtidos com os valores preditos, resultando em modelos matemáticos com mais de 73% das variações explicadas pelo modelo, ao nível de 95% de confiança;
- menores valores de permeabilidade foram alcançados quando do aumento da concentração de CMC;
- o pH e a densidade dos fluidos não foram afetados de forma significativa com a alteração das concentrações dos aditivos e da temperatura de envelhecimento;
- a concentração de lubrificante e a temperatura de envelhecimento são os fatores que contribuem para aumento da lubricidade e redução do risco de prisão diferencial, uma vez que o lubrificante adere as superfícies metálicas do equipamento;
- menores valores de CL e CPD foram alcançados com maiores concentrações de lubrificante e
- houve uma relação direta entre o coeficiente de lubricidade dos fluidos e o risco de prisão diferencial.

De forma geral, a temperatura de envelhecimento é o parâmetro que apresentou maior influência sobre as propriedades dos fluidos estudados, de modo que, quanto menor a temperatura de envelhecimento menores são os efeitos de variação das propriedades. A aditivação dos fluidos com polímeros e lubrificantes promoveu uma melhoria em todas as propriedades estudadas. E por fim, há uma relação direta entre a lubricidade dos fluidos e o risco de prisão diferencial. Desta forma, fluidos que apresentam menores valores de lubricidade tendem a apresentar menores riscos de prisão.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES FINAIS

6. CONCLUSÕES FINAIS

Com o objetivo principal de avaliar a estabilidade térmica e o desempenho de fluidos argilosos sob elevadas temperaturas e condições de prisão diferencial, são apresentadas as conclusões a seguir:

i) Para os fluidos preparados apenas com argila, fica evidente, que a concentração de argila e a temperatura são fatores determinantes para alteração das propriedades reológicas e de filtração, uma vez que estes alteram o grau de floculação e dispersão das argilas no sistema;

ii) O equilíbrio eletroquímico que determina o grau de floculação e agregação das partículas de argila no sistema é o fator que governa a permeabilidade do reboco e não a relação entre o volume de filtrado e espessura de reboco, como mensurado na literatura. De tal forma que, fluidos envelhecidos a baixas temperaturas obtiveram melhores permeabilidades, pois as partículas de argila estão predominantemente dispersas e orientam-se paralelamente na superfície porosa com a aplicação da pressão;

iii) Na ausência da característica lubrificante dos fluidos preparados apenas com argila, os fatores primordiais para redução do risco de prisão diferencial são as propriedades de filtração, como a espessura de reboco. No entanto, uma vez presa a coluna de perfuração, maior será a força necessária para liberar a coluna, devido à ausência da característica lubrificante do fluido. Fluidos submetidos a maiores temperaturas de envelhecimento e sob condição dinâmica possuem menores riscos de prisão diferencial;

iv) A melhora acentuada de todas as propriedades requeridas pelo fluido argiloso aditivado com polímeros e lubrificante deve-se à presença das cargas nas partículas de argila e nos polímeros, que os tornam passíveis de interações eletrostáticas. No entanto, os polímeros em meio aquoso, por estarem hidratados, não suportam elevadas temperaturas de envelhecimento e degradam, comprometendo as propriedades dos fluidos. Assim, apesar dos polímeros Goma xantana, CMC e PAC melhorarem o comportamento dos fluidos argilosos, esses só atuam de forma eficiente em temperaturas até 93,0°C;

v) Como nos fluidos de perfuração os aditivos encontram-se na forma hidratada, os ensaios de calorimetria exploratória diferencial (DSC) não fornecem resultados

confiáveis para determinar a temperatura de degradação dos polímeros, uma vez que este ensaio é realizado com o aditivo na forma não hidratada, ou seja, em pó;

vi) A interação do PAC com os demais aditivos (argila, CMC e lubrificante) presentes no fluido resultam em maiores valores de força gel;

vii) Os fluidos argilosos aditivados com Goma xantana apresentaram menores valores de permeabilidade quando comparados com os fluidos que apresentam em sua composição o PAC, mesmo sendo a Goma xantana, segundo a literatura, um polímero que atue primariamente como controlador reológico devido ao seu elevado peso molecular e elevado volume de ramificação;

viii) Para os fluidos argilosos aditivados com polímeros, a permeabilidade do reboco apresenta uma relação direta com o volume de filtrado e a espessura de reboco. Além disso, a permeabilidade é fortemente influenciada pela temperatura de envelhecimento, pois a mesma altera a interação entre os aditivos presentes no sistema;

ix) A prisão diferencial dos fluidos argilosos aditivados com polímeros e lubrificante não é influenciada pela temperatura de envelhecimento, nem pelo tipo e teor dos aditivos poliméricos. Neste caso, o lubrificante foi primordial para se obter menor valor de coeficiente de prisão diferencial, pois o mesmo forma uma película entre o reboco e a superfície metálica do *flat plat* reduzindo o atrito e conseqüente o CPD,

x) Para os fluidos lubrificantes, o fator de maior influência na redução do risco de prisão diferencial é a característica lubrificante do fluido e

xi) Os fluidos aditivados com PAC, em geral, apresentaram os menores valores de VA, LE, VF e CPD e maiores valores de VP, FG, K e CL quando comparados com os fluidos aditivados com Goma xantana.

**SUGESTÕES PARA
TRABALHOS FUTUROS**

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Visando contribuir para pesquisas futuras que permitam a continuação do trabalho, sugerem-se os seguintes pontos:

- Determinar as propriedades de filtração de fluidos argilosos sob temperatura, uma vez que a viscosidade do líquido é influenciada por este parâmetro e assim, avaliar se durante o ensaio, a temperatura altera propriedades como a permeabilidade;
- Avaliar as propriedades dos fluidos sob condições salinas e carbonáticas, ou seja, preparar os fluidos usando como meio dispersante a salmoura, visando à possibilidade de uso dos fluidos em diferentes situações;
- Ampliar os estudos com outros aditivos poliméricos visando aumentar a faixa de temperatura de aplicação dos fluidos argilosos;
- Estudar o uso de aditivos dispersantes visando a redução da espessura do reboco e avaliar sua influência no coeficiente de prisão diferencial de fluidos argilosos;
- Avaliar a ação conjunta de aditivos dispersantes e de lubrificantes nas propriedades de filtração e de prisão diferencial de fluidos argilosos;
- Ampliar os estudos realizados nesta Tese com a aditivação dos fluidos com controlador de pH e agente adensante com o objetivo de reproduzir os fluidos aplicados em campo pela indústria de petróleo;
- Estudar fluidos que apresentem diferentes espessuras de reboco e com diferentes graus de compactação (submeter fluidos a diferentes pressões), a fim de tentar correlacionar estas propriedades com o risco de prisão diferencial;
- Desenvolver uma metodologia de ensaio que possibilite a avaliação da microestrutura do reboco formado pelos fluidos de perfuração argilosos e assim, compreender de forma mais clara, a atuação dos aditivos na permeabilidade do reboco e no coeficiente de prisão diferencial e

- Avaliar a atuação e o mecanismo de eficiência do lubrificante estudado e de outros lubrificantes nas propriedades dos fluidos, principalmente, no que se refere à temperatura de volatilização deste aditivo e o mecanismo de atuação frente a elevadas temperaturas.

**REFERÊNCIAS
BIBLIOGRÁFICAS**

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALBUQUERQUE, A. C. C. **Utilização de polímeros quimicamente modificados como aditivos para fluidos de perfuração de base aquosa**. 2006. Dissertação (Mestrado em ciências). Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro.
- ALDERMAN, N. J. The rheological properties of water-based drilling fluids. In The Royal Society of Chemical Conference, Proceedings of the **3th International Symposium on Chemical in Oil Industry**. 1988. p. 33-49.
- ALDERMAN, N. J., GAVIGNET, D., MAITLAND, G. C. High temperature, high pressure rheology of water-based muds. **SPE 18035**. p. 187-195, 1988.
- ALI, M. S. **The effects of high temperature and aging on water – based drilling fluids**. Thesis of King Fahd University. 1990. Dhahran, Saudi Arabia.
- ALMEIDA, R. D. F. e SILVA, W. G. A. L. **Avaliação de fluidos de perfuração de base aquosa contendo poliglicóis modificados**. 2010. Monografia, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- ALVES, T. S., ZANINI, A. E., CARVALHO, L. H., CEZÁRIO, M. V. Influencia da acidez em argilas do estado da Bahia. **Resumos do 18° CBECiMat**, Porto de Galinhas. Brasil. 2008.
- 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. Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande.
- 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. p. 75 – 85. 2005.
- AMORIM, C. L. G. **Estudo do efeito das interações água-argila no inchamento de argilominerais através da difração de raios-X**. 2007. Tese submetida a Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- 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, Disponível em: <<http://www.netzsch-thermal-analysis.com/pt/segmentos-de-mercado-industrias/detail/bid,2.html>>, acesso em: 2012.
- ANÔNIMO. Produtos. Disponível em: <http://www.2tradebrazil.com.br/celulose-polianionica-pac/>. Acesso em: 8 de janeiro de 2013.
- ANNIS, M.R. Retention of synthetic-based drilling material on cuttings discharged to the Gulf of Mexico. Report for the American Petroleum Institute (API) *ad hoc* Retention on Cuttings Work Group under the API Production Effluent Guidelines Task Force. **American Petroleum Institute**. Washington. August, 1967.
- API. **Norma API Recommended Practice 13B-1**, 2003.
- API. **Petroleum and natural gas industries - Field testing of drilling fluids - Part 1: Water-based fluids**. ISO/WD 10414-1 e ISO TC 67/SC 3 N, 2005.
- ARAÚJO, T. A., FARIAS, S., FRANÇA, F. P., CARDOSO, V. L. Avaliação do comportamento reológico dos diferentes meios de produção de goma xantana a partir do caldo de cana. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica. 2005. Campinas. **Anais VI Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica**. Brasil. Campinas. SP. 2005.
- BACHELOT, A., RICAUD, J., ARQUEY, G. Preventing differential sticking and mud losses in highly depleted sands. **AADE-04-DF-HO-27**. 2004.
- BARNES, H. A., HUTTON, J. E., WALTERS, K.F. R. S. An introduction to rheology. **Elsevier Science Publishers**. London – New York – Tokio. v. 3. 1993.
- BARROS NETO, B.; SCARMINIO, I.S.; BRUNS, R.E. **Planejamento e otimização de experimentos**. Editora da UNICAMP. São Paulo. 1996.
- BARTLETT, L.E., Effects of temperature on the flow properties of drilling fluids. paper **SPE 1861** presented at the SPE Annual Meeting of AIME. Houston. Texas. October. 1967.
- BJORKEVOLL, K.S., ROMMETVEIT, R., AAS, B., GJERALDSTVEIT, H., MERLO, A. Transient gel breaking model for critical wells applications with field data verification. **SPE/IADC 79843**. Holanda. 2003.
- BORGES, C. D.; VENDRUSCOLO, C. T. Goma Xantana: características e condições operacionais de produção. **SEMINA: Ciências Biológicas e da Saúde**, v. 29, n. 2, p. 171-188, 2008.
- BOUAZZA, A. Geosynthetic clay liners. **Geotextiles and geomembranes**. V. 20. p. 3-17. 2002.

- BOURGOYNE, A. T. Jr., MILLHEIM, K. K., CHENEVERT, M. E., YOUNG, F. S. Jr. **Applied drilling engineering**, SPE Textbook Series. v. 2. 1986.
- BRAGANÇA, F. C. **Nanocompósitos poliméricos com argila preparados a partir de dispersões aquosas: efeito dos contra-íons e auto-adesão**. 2008. Tese de doutorado da Universidade Estadual de Campinas. UNICAMP. Campinas. São Paulo.
- BUSHNELL-WATSON, Y. M., PANESAR S. S. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties. **SPE 22549**. 1991.
- CAENN, R., CHILLINGAR, G. V. **Drilling fluids: state of the art**, Journal of Petroleum Science and Engineering. V. 14. p. 221-230. 1996.
- CARDOSO, J. J. B. Estudo do inchamento de bentonitas sódicas e avaliação do desempenho de inibidores pela difração de raios-x. 2005. Dissertação de mestrado Engenharia Nuclear, Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro.
- CIVAN, F. **Reservoir formation damage-fundamentals, Modeling, Assessment and mitigation**. Gulf publishing Company, Houston, texas, USA, 2000.
- CLARK, R.K. Impact of environmental regulations on drilling fluid technology. **Journal of Petroleum Technology**. V.46, p. 804–809. 1994.
- COMBS, G. D., WHITEMIRE, L.D. Capillary Viscometer Simulates Bottom-Hole Conditions, **Oil & Gas Journal**, p. 108-113. September. 1968.
- COURTEILLE, J. M.; ZURDO, C. A new approach to differential sticking. **SPE 14244**. SPE Annual Technical Conference. Las Vegas. 1985.
- CUVELIER, G.; LAUNAY, B. Concentration regimes in xanthan gum solutions deduced from flow and viscoelastic properties. **Carbohydrate Polymers**. Barking. v.6. n.5. p. 321-333. 1986.
- DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R.; CAENN, R. **Composition and properties of drilling and completion fluids**. Sixth Edition. Gulf Publishing Company. Houston. Texas. 2011.
- DRILLING FLUIDS ENGINEERING MANUAL. MI Drilling fluids, houston, 1998.
- DUARTE, R. G. **Avaliação da interação folhelho- fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços**. 2004. Dissertação de mestrado em ciências de Engenharia Civil. PUC-RIO – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.
- EGLOFFSTEIN, T. A. Bentonite as sealing material in geosynthetic clay liners – influence of the electrolytic concentration, the íon exchange and ion exchange with

- simultaneous partial desiccation on permeability. **Clay Geosynthetic Barriers**, Zanzinger, Koerner & Gartung (eds), Swets & Zeitlinger, Lisse, pp. 141-153. 2002.
- EXNER, J.D., CRAFT, B.C. Effects of temperature on the viscosity of some gulf coast drilling muds. *Petroleum Transactions. AIME.* v.103, p. 112-116, 1933.
 - FARIAS, K. V. **Uso de Aditivos Nacionais no Desenvolvimento de Fluidos para Perfuração de Poços de Petróleo.** 2009. Tese de Doutorado em Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande.
 - FARIAS, K. V. **Influência de 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.
 - FÉLIX, T. F., VIDAL, E. L. F., GARCIA, R. B., COSTA, M., GIRÃO, J. H. S., PEREIRA E. Desenvolvimento de fluidos de perfuração à base de água com alta capacidade de inibição e alta lubrificidade, In: Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. **Anais do 4º PDPETRO.** Campinas. SP. 2007.
 - FITZGERALD, B. L.; MCCOURT, A.J. Drilling fluids plays key role in developing the extreme HTHP. Elgin/Franklin Field. **SPE 59188**, IADC/SPE Drilling Conference. 2000.
 - FRANCO, A. P., **Caracterização estrutural e adsorção de íons metálicos por carboximetilcelulose e quitosana *in natura* e impregnada com zeólita.** 2009. Tese apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Química. Universidade Federal do Paraná. Curitiba.
 - GANDELMAN, R. A., COSTA, F. G., MARTINS, A. L., GUILHERME, H. C. M.. Estudo sobre gelificação em fluidos de perfuração. In: Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás, **Anais do ENAHPE 2006.** Domingos Martins. ES. 2006.
 - GOMES, H.O. e OLIVEIRA FILHO, J.F. Metodologia de avaliação da lubrificidade de óleo diesel. **Encontro para a Qualidade de Laboratórios.** São Paulo, junho de 2005.
 - GRIM, R. E., GÜVEN, N. **Bentonites – geology, mineralogy, properties and uses.** *Developments in Sedimentology.* Elsevier Scientific Publishing Company. Amsterdam. V.24. 1978.
 - GUIMARÃES, I. B., ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta In: Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. **Anais do 4º PDPETRO.** Campinas. SP. 2007.

- HILLER, K. H. Rheological measurements of clay suspensions at high temperatures and pressures. **Journal Petroleum Technology**. v.17, p.779 – 789, 1963.
- HUTER, D., ADAMS, N. Laboratory and field data indicate water base drilling fluids that resist differential-pressure pipe sticking. **paper OTC 3239**. Annual Otc in Houston. TX. 1978.
- IHEB, C. S. Investigation on the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of oil-based drilling fluids. 2007. Thesis Submitted to the Federal University of Technology Owerri, Nigeria.
- 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.
- KHAN, R., KURU, E., TREMBLAY, B., SAASEN, A., An investigation of formation damage characteristics of Xanthan Gum solutions used for drilling, Drill-In, spacer fluids, and coiled tubing applications. **Petroleum society's Canadian International Petroleum Conference**. Calgary. Albert. Canada. 2003.
- KARSTAD, E., AADNOY, B. Analysis of temperature measurements during drilling. **paper SPE 38603**. presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio. Texas. 1997.
- 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: 7th World Congress of Chemical Engineering**. July 10-14, Glasgow, 2005.
- KELESSIDIS, V. C., PAPANICOLAOU, C., FOSCOLOS, A. Application of Greek lignite as an additive for controlling rheological and filtration properties of water–bentonite suspensions at high temperatures: A review. **International Journal of Coal Geology**. v. 77, p. 394–400. 2009.
- KELLY, J., HWK, D.E. Mud Additives in Deep Wells. **Oil Gas Journal**. Oct.1961.
- KNETCHTEL, M.M., PATTERNSON, S.H. Bentonite deposits in marine cretaceous formations. Hardin District, Montana and Wyoming, U.S. Geol. Survey Bull. 1023. 1956.
- KROL, D. A. Additives to cut differential pressure sticking in drill pipe. **Oil Gas Journal**. p. 55-59. 1984.
- LARSEN, H. Behaviour of polymer muds under high pressure – high temperature conditions. Thesis of Faculty of Engineering and Technology Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. 2007.

- LEAL, C. A. e AMORIM, L. V. Estudo do comportamento de fluidos poliméricos inibidos a temperaturas elevadas. In: Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, **Anais do VII CONEM 20012**. São Luiz. MA. 2012.
- LOMBA, R. **Fundamentos de filtração e controle de filtrado de fluidos de perfuração**. apostila, 2010.
- LOPES, L. F. **Influência da argila na invasão de fluidos de perfuração em reservatórios de petróleo**. Dissertação de mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. UNICAMP. Campinas. 2012.
- LUCKHAM, P. F., ROSSI, S. The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. **Adv. In Colloid and Interf. Sci.**, 82, 43 – 92. 1999.
- LUMMUS, J.L.; AZAR, J.J. **Drilling fluids optimization a practical field approach**. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.
- LUVIELMO, M. M., SCAMPARINI, A. R. P. Goma xantana: produção, recuperação, propriedades e aplicação. **Estudos tecnológicos**. ISSN 1808-7310. v.5, n.1, p. 50-67, 2009.
- MACHADO, J. C. V., **Reologia e escoamento de fluidos**. Editora Interciência, Rio de Janeiro. 2002.
- MADSEN, F. T., MULLER – VONMOOS, M. The swelling behavior of clays. **applied Clay science**. v.4, p. 143-156. February. 1989.
- MAGALHÃES, J. Contatos pessoais, 2012.
- MARTINS, A.L.. **Quantificação das forças resistivas no escoamento de soluções poliméricas em meios porosos e seu impacto na engenharia de poços de petróleo**. 2004.Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- MATOS, J.R. e MACHADO, L.D.B. Análise térmica termogravimetria. In: CANEVAROLO JUNIOR., S.V., **Técnicas de caracterização de polímeros**. São Paulo: Artliber, p.209-228. 2004.
- MEDEIROS, B. E. A., BARROS NETO, E. L. e NETO, A. A. D. Efeito de viscosificantes e redutores de filtrados na filtração de fluidos de perfuração à base água. **Plano de Trabalho de Pesquisa**, 2008.
- MEDEIROS, R. C. A., AMORIM, L. V., SANTANA, L. N. L. Avaliação de aditivos lubrificantes em fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**. v.3.3, p. 56-64, 2008.

- MENDES, M. J. A. **Alguns fatores que influenciam o desempenho de geocompostos bentoníticos sob fluxo de gases e líquidos em barreiras de aterros sanitários**. 2010. Tese de Doutorado em Geotecnia, Universidade de Brasília, Brasília.
- MONAGHAN, P. H.; ANNIS, M. R. Differential pressure sticking – laboratory studies of friction between steel and mud filter cake. **Paper 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: Encontro Nacional de Hidráulica de Poços. **Anais do III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços**. Campos do Jordão, São Paulo, 2009.
- MORENO, R. B. Z. L., BONET, E. J., WALDMANN, A. T. A., MARTINS, A. L. Metodologia para Obtenção de Dados Visando a avaliação da invasão de soluções poliméricas em meios porosos. In: Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. **Anais do 4º PDPETRO**. Campinas. SP. 2007.
- NASCIMENTO, R. C. A. M. **Estudo do desempenho de fluidos de perfuração aquosos sob condições de prisão diferencial**. 2011. Dissertação de mestrado em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande.
- NERY, T. B. R., BRANDÃO, L. V., ESPERIDIÃO, M. C. A., DRUZIAN, J. I. Biossíntese de goma xantana a partir da fermentação de soro de leite: rendimento e viscosidade. **Química Nova**. v. 31, n. 8, p.1937-1941, 2008.
- OLIVEIRA, M. F. S. **Avaliação dos inibidores no controle do inchamento dos argilominerais utilizando difração de raios-X**. 2008. Dissertação de mestrado em Engenharia Nuclear. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Rio de Janeiro.
- OSMAN, E. A., AGGOUR, M. A. Determination of drilling mud density change with pressure and temperature made simple and accurate by ANN. **Paper SPE 81422**. Presented at the SPE Middle East Oil Show and Conference, Bahrain, April, 2003.
- 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/>>, 2008.
- PAULA JÚNIOR, R. R. **Modelagem de controle de poço com fluidos de perfuração não aquosos e estudos de casos**. 2008. Dissertação de mestrado Ciências e Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, UNICAMP, Campinas.

- PAVEL, M. High-pressure / high-temperature operations: aqueous drilling fluid contends with HP/HT wells. **M-I SWACO E&P Newsletter**, HartEnergy, 1616 S. Voss, Suite 1000, Houston, Texas, September, 2008.
- PEREIRA, E. Química dos Polímeros e Aplicações – Partes I, II, III e IV. Disponível em: <www.systemmud.com.br>, Acessado em: julho de 2002.
- REID, P. I., MEETEN, G. H., WAY, P. W., CLARCK, P., CHAMBERS, B.D., GILMOUR, A. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties. **SPE/IADC 35100**. March 1996.
- REID, P. I., MEETEN, G. H., WAY, P. W., CLARCK, 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 Drill. & Completion, June 2000.
- ROCKS, J. K., Xanthan gum. **Food Technology**. Chicago. v.25, n. 5, p.476-483, 1971.
- SALIMI, S., SADEGHY, K., KHARANDISH, M.G. **Rheological behaviour of polymer-extended water-based drilling muds at high pressures and temperatures**. University of Tehran, Iran, p. 1-6. 2000.
- SANTOS, H. Differentially stuck pipe: early diagnostic and solution. **SPE/IADC 59127**, February 2000.
- SANTOYO, E.; SANTOYO-GUTIÉRREZ, S.; GARCIA, A., ESPINOSA, G., MOYA, S.L. Rheological property measurement of drilling fluids used in geothermal wells. **Applied Thermal Engineering**. v. 21, p.283-302. 2001.
- 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. Rio de Janeiro.
- SCHLUMBERGER, **Stuck-pipe prevention**, *Self Learning Course*, February, 1997.
- SCHLUMBERGER, Disponível em: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=differential20sticking>>, acessado em: 21 de maio de 2010.
- SHOKOYA, O. S., ASHIRU, O. A., AL-MARHOUN, M. A. **The rheology and corrosivity of water-base drilling fluid under simulated downhole conditions**. King Fahd University of Petroleum and Minerals, P.O. Box 589, Dhahran 31261 (Saudi Arabia), 1997.

- SILVA, C. T. **Desenvolvimento de fluidos de perfuração a base de óleos vegetais**. 2003. Monografia PRH-14/UFRN, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.
- SILVA, G. V. **Roteiro de testes para avaliação do caráter de inibição dos sais de cloretos e polímeros utilizados nas operações de perfuração de poços de petróleo e gás**. 2005. Monografia de graduação em bacharelado em química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, Natal.
- SILVA NETO, M. A. **Contribuição técnica de um sistema de emulsão inversa a base de óleos vegetais para fluidos de perfuração**. 2002. Dissertação de mestrado em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN.
- SIMON, K., GAURINA-MEDIMUREC, N., PASIC, B. Drilling fluids differential sticking tendency. *Rudarsko-geološko-naftnizbornik*, **UDC 622.244.442**, v.17, p.31-35, Zagreb 2005.
- SINHA, B.K. A new technique to determine the equivalent viscosity of drilling fluids under high temperatures and pressures, *SPEJ*, v. 33, March 1970.
- SOARES, R. M. D., LIMA, A. M. F., OLIVEIRA, R. V. B., PIRES, A. T. N., SOLDI, V. Thermal degradation of biodegradable edible films based on xanthan and starches from different sources. *Polymer Degradation and Stability* v.90, p. 449-454, 2005.
- SOUSA SANTOS, P. **Ciência e tecnologia de argilas**, Segunda Edição, Editora Edgard Blucher Ltda., v.2, 1992.
- 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, 2003**. Disponível em: <<http://www.nacad.ufrj.br/~rnelias/papers/softec2003.pdf>>.
- STEFAN, P. Métodos de ensaio de argilas e bentonitas para fluidos de perfuração. **Cerâmica**. São Paulo, v.12, n.47-48, p.266, 1966.
- 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.
- TEIXEIRA NETO, E. T. e TEIXEIRA NETO, A. A. T., Modificação química de argilas: desafios científicos e tecnológicos para obtenção de novos produtos com maior valor agregado. **Química Nova**, v 32, n. 3, p.809-817, 2009.
- THOMAS, J. E., **Fundamentos de engenharia de petróleo**, 2ª Edição, Editora Interciência. Rio de Janeiro, 2001.

- TONNESEN, D. A., LUZ, A. B., BERTOLINO, L. C. Caracterização e beneficiamento das bentonitas dos novos depósitos de cubati e pedra lavrada – PB. **Anais da XVIII Jornada de Iniciação Científica**, 2010.
- VALENZUELA DÍAZ, F.R., **Zeólitas e Argilas na Indústria do Petróleo**, Curso promovido pela Pós-graduação em Engenharia Química/CCT/UFCG, Campina Grande, março, 2003.
- VIDAL, E. L. F., FÉLIX, T. F, GARCIA, R. B., COSTA, M., GIRÃO, J. H. S. Aplicação de novos polímeros catiônicos com inibidores de argila em fluidos de perfuração à base de água. In: Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás. **Anais do 4º PDPETRO**. Campinas. SP. 2007.
- VILLETTI, M. A., CRESPO, J. S., SOLDI, M. S., PIRES, A. T. N., BORSALI, R., SOLDI, V. Thermal Degradation of natural polymers. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**. v.67, p.295-303, 2002.
- 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.

ANEXO

Anexo - Permeabilidade do reboco

Segundo Darley et al. (2011), a permeabilidade do reboco é um parâmetro fundamental para o controle da filtração estática e dinâmica. Na realidade, é melhor que qualquer outro parâmetro para avaliar o comportamento filtrante de qualquer fluido.

Vários pesquisadores determinaram as permeabilidades do reboco de vários fluidos de perfuração de composição usual, concluindo que a taxa de filtração depende somente da permeabilidade do reboco independente da permeabilidade da rocha, nos casos em que a permeabilidade do reboco formada é inferior a permeabilidade da rocha. Segundo Darley et al. (2011), Gates & Bowie (1942) mediram várias permeabilidades de reboco e mencionaram em seus trabalhos a dificuldade de medir a espessura do reboco com precisão. Este problema pode ser contornado utilizando o método de Vom Enelhardt & Schindewolf (1952) para se determinar o volume do reboco, e então calcular a permeabilidade do reboco através da equação (2), derivada da equação (1), conhecida como a equação fundamental que governa a filtração com fluxo axial, sob condições estáticas, considerando um reboco já formado.

$$Q_f^2 = K \left(\frac{2A^2 \Delta P}{\mu C} \right) \quad (1)$$

Sendo:

Q_f = volume de filtrado, cm^3

K = permeabilidade, Darcy

A = área de filtração, cm^2

ΔP = diferencial de pressão aplicado no sistema, atm

μ = viscosidade da fase líquida, cP

C = constante de proporcionalidade

$$K = Q_f \cdot Q_r \frac{\mu}{2t \Delta P A^2} \quad (2)$$

Quando Q_f (volume de filtrado) e Q_r (volume de reboco) são expressos em cm^3 , t (tempo) em seg, ΔP (diferencial de pressão aplicado no sistema) em atm, A (área de filtração) em cm^2 , μ (viscosidade da fase líquida) em cP e considerando as condições

impostas ao ensaio padronizado API-BTBP, a equação 2 pode ser expressa da seguinte forma:

$$K = Q_f \cdot Q_r \cdot \mu \cdot 1,99 \times 10^{-5} \text{ , mD} \quad (3)$$

O método descrito por Gates e Bowie é aplicável em estudos de filtração estática no laboratório. No campo, é mais conveniente medir a espessura do reboco manualmente e usar a equação (1) na forma:

$$K = \frac{Q_f \varepsilon \mu}{2t \Delta P A} \quad (4)$$

E quando ε for expresso em mm, para as condições padronizadas no teste API-BTBP, a equação (4) é expressa como:

$$K = Q_f \cdot \varepsilon \cdot \mu \cdot 8,95 \times 10^{-5} \text{ , mD} \quad (5)$$