

REDUÇÃO NA PRESSÃO DE ROMPIMENTO DA TORTA DE FILTRAÇÃO
ATRAVÉS DE MELHORIAS NA COMPOSIÇÃO DO FLUIDO DE
PERFURAÇÃO À BASE DE POLÍMEROS

João Crisóstomo de Queiroz Neto

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
QUÍMICA.

Aprovada por:

Prof. Evaristo Chalbaud Biscaia Jr., D. Sc.

Prof. Alberto Cláudio Habert, Ph. D.

Prof. Renata Antoun Simão, D. Sc.

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

Prof. Mônica Feijó Naccache, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MAIO DE 2006

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

QUEIROZ NETO, JOÃO CRISÓSTOMO DE

Redução na pressão de rompimento da torta de filtração através de melhorias na composição do fluido de perfuração à base de polímeros [Rio de Janeiro] 2006

IX, 227 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D. Sc., Engenharia Química, 2006)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1.Escoamentos de fluidos em meios porosos
2.Reologia 3.Viscoelasticidade 4.Planejamento fatorial 5.Superfície de resposta 6.Otimização
7.Fluido de perfuração 8.Adsorção

I.COPPE/UFRJ II. Título (série)

AGRADECIMENTOS

Um agradecimento póstumo ao saudoso Prof. Giulio Massarani a quem aprendi a admirar por seu espírito empreendedor, sua simplicidade, seu dinamismo, sua generosidade e principalmente por sua amizade.

Ao Prof. Evaristo Biscaia por sua cooperação irrestrita, por suas sugestões e pela compreensão que me reservou durante sua orientação.

Aos Professores Paulo Laranjeira da Cunha Lage, Cristina Tristão (UFRJ/IMA) e Alberto Cláudio Habert pelas sugestões para melhoria no desenvolvimento da tese.

À Professora Denise Petri (IQ/USP) pela colaboração, orientação e as valiosas sugestões.

Aos professores Verônica Calado (UFRJ/EQ) e o Roy Burns (UNICAMP/IQ) pela colaboração, suporte e sugestões.

À Petrobrás pela oportunidade continua de crescimento profissional, ao longo dos meus 25 anos de serviço. Em especial ao meu gerente imediato Flavio Moraes, pelo apoio recebido.

Aos amigos Marcus Vinicius, Eduardo Ponce, André Leibsohn, Marco Antonio, pelas sugestões, incentivo e apoio.

A todos os amigos da Petrobrás que ajudaram a viabilizar o trabalho experimental e de edição, notadamente: Ana Travaloni, Gaspar Maldonato, Rosana Lomba, Helen Guilherme, Leon Junior, Jaques Coelho, Lenita Rangel, Elis Regina, Ângelo Vianna, Mariana Branco, Edimir Brandão, Carlos Henriques de Sá, Alex Waldmann, Marcelo Kikuchi, Erica Soares, João Luiz, Rafael Leal, Alexandre Zacharias, Carlos Bianco, José Thomaz Gonçalves, Valter Kruger e Andréa Nicolino.

À minha esposa, minha filha, minha mãe e minha irmã que sempre me apoiaram, tanto nos momentos bons, quanto nos difíceis.

Ao meu saudoso tio Francolino Neto, que sempre acreditou no meu potencial, me incentivou e me apoiou em todas as horas difíceis da minha vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D. Sc.)

REDUÇÃO NA PRESSÃO DE ROMPIMENTO DA TORTA DE FILTRAÇÃO
ATRAVÉS DE MELHORIAS NA COMPOSIÇÃO DO FLUIDO DE
PERFURAÇÃO À BASE DE POLÍMEROS

João Crisóstomo de Queiroz Neto

Maio/2006

Orientador: Evaristo Chalbaud Biscaia Jr.

Programa: Engenharia Química

Objetivo deste trabalho foi propor uma sistematização, no desenvolvimento de uma formulação de fluido de perfuração salgado com polímero, com o emprego de técnicas de engenharia de fluido de perfuração, estatísticas e de otimização. A finalidade dessa sistematização foi selecionar uma formulação do fluido de perfuração que gerasse torta de filtração de baixa pressão de rompimento e que também apresentasse características desejáveis para uso na perfuração de poços horizontais. Utilizou-se o planejamento fatorial fracionário para identificar os fatores mais importantes dentro de um conjunto proposto. Em seguida, usando critérios da engenharia de fluido de perfuração foram selecionados os aditivos poliméricos, o agente de tamponamento e o lubrificante a ser usado no estudo, de modo a contribuir para redução da pressão de rompimento da torta e melhorar as características desejáveis para o fluido de perfuração. Depois, aplicou-se delineamento experimental da superfície de respostas do tipo composto central, para definir a formulação de fluido final. Determinaram-se, também, o melhor nível para os fatores goma xantana, lubrificante e o carbonato de cálcio. Foram aplicados métodos de otimização simultânea, para estabelecer a formulação, ponderando aspectos funcionais e o valor da pressão de rompimento. Uma sistemática para o desenvolvimento foi proposta, a qual pode ser empregada como referencial, observadas as particularidades de cada fluido de perfuração.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D. Sc.)

REDUCING IN THE MUD CAKE LIFT-OFF PRESSURE BY THE POLYMERIC
DRILLING FLUID COMPOSITIONS IMPROVEMENTS

João Crisóstomo de Queiroz Neto

May/2006

Advisor: Evaristo Chalbaud Biscaia Jr.

Department: Chemical Engineering

The aim of this work is to propose systematization for development of a polymeric drilling fluid formulation by using procedures as statistical and optimization techniques. The purpose of this systematization was to select drilling fluid formulations that promotes mud cake with low lift off and improves the drilling fluid properties for horizontal drilling wells. A factorial design was used to find the most important factors for lift off pressures magnitudes from a factors group. Then, the polymeric drilling fluids additives, the lubricant and the bridging agent were selected to be used in this work so that they contribute for low lift off pressure and improve the drilling fluid properties. After, the response surface methodology was used to define the formulation. It was proposed, also, the best level for the xanthan gum, the lubricant and calcium carbonate. Simultaneous optimization methods were implemented to establish the formulation, considering functional and lift off values aspects. The methodology developed could be used also for others formulations, considering their specifics particularities.

INDICE GERAL

1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 – OBJETIVOS E PROPOSTA DE TRABALHO	4
2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	7
2.2 – ANÁLISE REOLÓGICA EM ESTADO ESTACIONÁRIO	11
2.3 – ANÁLISE REOLÓGICA OSCILATÓRIA	15
2.4 – CARACTERIZAÇÃO VISCOELÁSTICA	20
2.5 – ANÁLISE TÉRMICA	25
2.6 – TRATAMENTO DA TORTA INTERNA DE FLUIDO	27
2.7 – PRESSÃO DE ROMPIMENTO DA TORTA	28
2.8 – OTIMIZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	35
3 – MATERIAIS E MÉTODOS	39
3.1 – MEIOS POROSOS USADOS NOS ENSAIOS	39
3.1.1 – CONFECÇÃO DO CORPO-DE-PROVA SINTÉTICO NÃO CONSOLIDADO	40
3.2 – PREPARO DOS FLUIDOS	45
3.2.1 – PREPARO DA SALMOURA	45
3.2.2 – PREPARO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	45
3.2.3 – ÓLEO MINERAL USADO NOS ENSAIOS	47
3.3 – O ENSAIO DE ROMPIMENTO DA TORTA INTERNA	47
3.3.1 – ENSAIO DE FILTRAÇÃO ESTÁTICA	48
3.3.2 – ENSAIO DE ROMPIMENTO DA TORTA	49
3.4 – CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA	50
3.5 – ENSAIOS DE CALORIMETRIA DIFERENCIAL DE VARREDURA	55
3.6 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES QUE MAIS INFLUEM NA PRESSÃO DE ROMPIMENTO	56
3.6.1 – ENSAIOS EXPLORATÓRIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES	56
3.6.2 – ENSAIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES MAIS INFLUENTES	57

3.7 – SELEÇÃO DOS ADITIVOS PARA USO NA FORMULAÇÃO SALGADA COM POLÍMEROS	58
3.7.1 – SELEÇÃO DO VISCOSIFICANTE	58
3.7.1.1 – ENSAIOS COM VISCOSIFICANTES PELA NORMA API RP 13D	58
3.7.1.2 - ENSAIO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE ESCOAMENTO	59
3.7.2 – SELEÇÃO DO CONTROLADOR DE FILTRADO	60
3.7.3 – SELEÇÃO DO LUBRIFICANTE PARA FLUIDO DE PERFURAÇÃO	61
3.7.3.1 – O ENSAIO DE LUBRICIDADE	61
3.7.4 – SELEÇÃO DO AGENTE DE TAMPONAMENTO	62
3.8 – DELINEAMENTO EXPERIMENTAL PARA OBTENÇÃO DAS EQUAÇÕES EMPÍRICAS DAS RESPOSTAS	63
3.9 – A MELHORIA DA FORMULAÇÃO	63
4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	64
4.1 – CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO	64
4.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	65
4.2.1– ENSAIOS EM ESTADO ESTACIONÁRIO	65
4.3 – DETERMINAÇÃO DO PONTO DE GELIFICAÇÃO ATRAVÉS DA ANÁLISE TÉRMICA	75
4.3.1 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	76
4.4 – ADSORÇÃO DO FLUIDO SALGADO COM POLÍMEROS EM SÍLICA	77
4.4.1 – ENSAIOS EXPLORATÓRIOS DA ADSORÇÃO E DA DESSORÇÃO DO FLUIDO SALGADO COM POLÍMERO EM SÍLICA	78
4.4.2 – ENSAIOS DE ADSORÇÃO DA GOMA XANTANA, DO AMIDO PROPILADO E DO LUBRIFICANTE SOBRE A SUPERFÍCIE DA SÍLICA	79
4.4.2 – CINÉTICA DA ADSORÇÃO DO FLUIDO SALGADO EM SÍLICA	84
4.4.4 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES QUE GOVERNAM A ADSORÇÃO DOS ADITIVOS DO FLUIDO SALGADO EM SÍLICA	85
4.4.5 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	88
4.5 – ANÁLISES REOLÓGICAS COM A TORTA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO <i>DRILL-IN</i>	92
4.5.1 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	92

4.6 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES INFLUENTES NA PRESSÃO DE ROMPIMENTO	111
4.6.1 – ENSAIOS EXPLORATÓRIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES	112
4.6.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	112
4.7 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES MAIS INFLUENTES	120
4.7.1 – PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO	120
4.7.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	122
4.8 – SELEÇÃO DOS ADITIVOS DA FORMULAÇÃO SALGADA COM POLÍMEROS	124
4.8.1 – SELEÇÃO DO VISCOSIFICANTE	124
4.8.1.1 – ENSAIOS COM VISCOSIFICANTES USANDO NORMA RP 13D	124
4.8.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	125
4.8.3 – ENSAIOS COM CONTROLADORES DE FILTRADO USANDO NORMA RP 13B-1	128
4.8.4 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	129
4.8.5 – SELEÇÃO DO LUBRIFICANTE PARA FLUIDO DE PERFURAÇÃO	132
4.8.6 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	132
4.8.7 – SELEÇÃO DO AGENTE DE TAMPONAMENTO	132
4.8.7.1 – CARACTERIZAÇÃO DE TAMANHO E FORMA DE SÓLIDOS	133
4.8.8 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	133
4.9 – DELINEAMENTO EXPERIMENTAL	134
4.9.1 – DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS USADOS COMO RESPOSTAS	135
4.9.2 – EQUAÇÕES EMPÍRICAS DAS RESPOSTAS	138
4.9.4 – VALIDAÇÃO DOS MODELOS	138
4.9.5 – RESULTADOS E DISCUSSÃO	138
4.9.7 – USO DO MODELO PARA A PRESSÃO DE ROMPIMENTO PARA ESTUDO DE CASOS DE FORMULAÇÕES	146
4.9.3 – MELHORIA NA FORMULAÇÃO DO FLUIDO	147
4.9.6 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	147

5 – CONCLUSÕES	154
SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	156
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	158
APÊNDICE 1 - Termogramas usados no estudo do ponto de gelificação de suspensões de amido propilado.	169
APÊNDICE 2 – Pedidos de patente e trabalhos publicados	173

1 – INTRODUÇÃO

A perfuração ocorre normalmente através da aplicação de peso e rotação na coluna onde na extremidade está acoplada uma broca cortante. Simultaneamente, circula-se fluido de perfuração pelo interior do poço, de acordo com o seguinte caminho: o fluido é injetado pelo interior da coluna, passa através de jatos existentes na broca e retorna pelo espaço anular formado pela parede do poço e a coluna de perfuração.

O fluido usado é cuidadosamente projetado para atender a uma série de finalidades. Deve reduzir a fricção e o desgaste das brocas, carrear os sólidos gerados na operação, controlar a pressão exercida pelos fluidos dos reservatórios perfurados, entre outras funções (CAENN E CHILLINGAR,1996; DARLEY E GRAY,1988).

Durante a perfuração no trecho da rocha reservatório, o fluido de perfuração invade a formação devido ao diferencial de pressão positivo entre o mesmo e os fluidos do reservatório. Porções da parte líquida do fluido são perdidas para as formações adjacentes, enquanto parte dos sólidos presentes no fluido de perfuração, constituída por partículas menores que os poros da formação, penetra na rocha durante a perda do fluido, tamponando rapidamente a região ao redor do poço (Figura 1), formando uma torta interna. Partículas maiores acumulam-se na parede do poço, iniciando a formação de uma torta externa.

Os sólidos e o fluido introduzidos no reservatório durante esse processo causam dano à formação ao redor do poço.

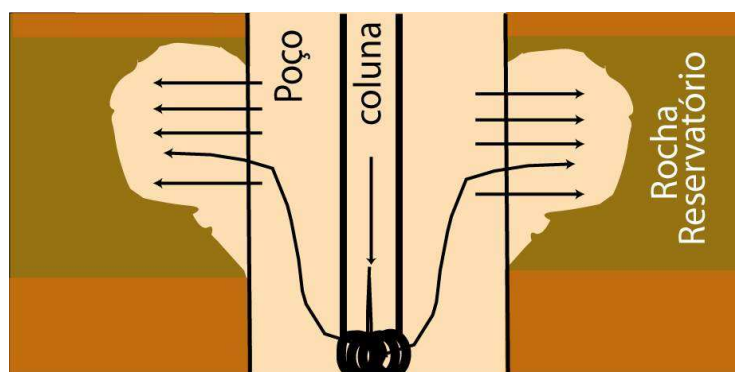


Figura 1 – A invasão do fluido de perfuração na rocha reservatório

Um dos principais problemas ocasionados pela presença do filtrado em zonas produtoras de óleo e gás é o significativo decréscimo nas permeabilidades relativas do óleo e do gás e, conseqüentemente, a redução da produtividade do poço.

Como o poço horizontal não é revestido no intervalo com rocha produtora de hidrocarbonetos, então o condicionamento do poço para produção é iniciado pela remoção da camada de torta de modo a se eliminar toda a obstrução que impeça o poço de produzir satisfatoriamente.

O ideal é que a camada da torta interna apresente resistência mecânica baixa, de modo a facilitar o seu rompimento (BAILEY *et al.*, 1998). O procedimento de limpeza adotado depende do tipo do fluido utilizado durante a perfuração. A remoção da camada mais externa da torta é feita pelo cisalhamento com o fluido de completação e pelo uso de produtos químicos. Deste modo, a torta externa é parcialmente removida. Muito embora seja possível sua remoção completa, evita-se este procedimento, pois o filtrado poderia induzir uma maior penetração da torta interna no reservatório, dificultando a remoção deste nas etapas posteriores (BROWNE *et al.*, 1995).

Feita a limpeza da camada externa da torta, um leito de areia é posicionado no interior do poço horizontal. Se necessário, uma tela de contenção de areia também pode ser colocada para reter a areia que é transportada junto com o óleo durante a produção. Em seguida, procede-se a remoção da camada de torta interna. Ela pode ser feita com uso de ácidos, oxidantes ou por métodos físicos (HARRIS, R. E. *et al.*, 2001; BROWNE *et al.*, 1995). Tratamentos com ácidos e oxidantes além de serem caros podem não dar bons resultados (TJON-JOE-PIN *et al.*, 1993a e 1993b).

O método de remoção da torta interna usando a pressão de poros da rocha é o mais indicado, por ser o mais econômico e rápido. A remoção é feita pela redução da pressão gerada pela coluna hidrostática do fluido de completação. Assim, chega-se a uma condição tal que a pressão dos fluidos do reservatório excede a esta pressão, de acordo com a relação abaixo:

$$P_{\text{Reservatório}} > P_{\text{Hidrostática}} + \Sigma \text{Perda de Carga} \quad (1)$$

Desta forma, os fluidos pressurizados nos poros do reservatório tendem a se movimentar no sentido do poço e, ao encontrarem a camada da torta interna, passam através dela, removendo parcialmente esta torta até alcançar um fluxo máximo, Figura 2.

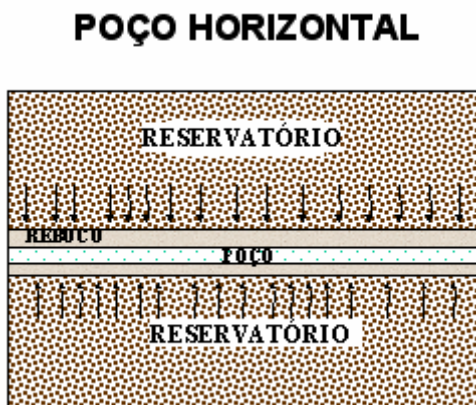


Figura 2 – Diagrama de um Poço Horizontal.

Com a existência de inúmeros instrumentos, possibilidades e recursos para o desenvolvimento de formulações e supondo que seja possível sistematizar este conjunto metodológico, pretende-se propor uma sistematização que usa de técnicas estatísticas ancoradas no planejamento experimental para: selecionar os aditivos, qualificar e avaliar as variáveis, delinear experimentos e otimizar com o intuito de obter formulações de fluidos a base polímeros, para aplicações em poços de petróleo de geometria horizontal, que preencham as características ideais para um fluido de perfuração e torta interna de baixa resistência mecânica, de modo a facilitar a remoção desse material durante a completação. O desenvolvimento desse estudo aplicado aos fluidos de perfuração é inédito na indústria de petróleo, e permitirá selecionar formulações de uma forma mais sistemática.

A área de engenharia de petróleo, envolvida com o fluido de perfuração, tem poucas publicações com informações estruturadas que permitam a utilização sistematizada das bases matemático-estatística-computacional para o desenvolvimento e formulação de composições de fluidos de perfuração poliméricos. A aplicação sistemática do planejamento experimental possibilita a redução do número de experimentos, além de contribuir para melhorar a análise dos resultados. Nesse contexto, avaliações físicas e químicas, baseadas em delineamentos experimentais, tornaram-se fundamentais para a indústria do petróleo para o

aprimoramento ou desenvolvimento de formulações poliméricas mais afinadas com as necessidades operacionais e também para o controle de qualidade dos materiais.

A variedade de delineamentos que podem ser aplicados nessa área é bastante grande. Os planejamentos fatoriais são recomendados na seleção. Outros planejamentos, tais como, os utilizados para superfície de resposta são também eficazes na melhoria das formulações de fluidos. Para o desenvolvimento de modelos de qualidade, a metodologia de superfície de resposta é a mais conhecida na área da engenharia.

Um problema comum para o desenvolvimento de formulações está na seleção e combinação desejável do conjunto de propriedades que resultam na formulação final. Esta situação envolve a otimização simultânea de diversas variáveis de resposta, que dependem de certos fatores independentes ou de um conjunto de condições pré-definidas.

A otimização simultânea de várias respostas tem sido realizada por tentativa e erro ou acaso. Com esse procedimento, numerosas formulações dentro das limitações impostas são avaliadas até que uma é fixada como ótima.

Na verdade vários métodos de otimização podem ser usados em sistemas multirespostas para obter as melhores formulações ou soluções ótimas, tais como: métodos gráficos e analíticos gerados em programas computacionais específicos.

Finalmente, para se resolver o problema de otimização simultânea de várias respostas, é necessária a definição matemática de uma função multiresposta, tal como a função *desejabilidade*, que foi introduzida por DARRINGER e SUICHER (1980).

A aplicação sistemática de uma metodologia, baseada no planejamento experimental, possibilitaria a redução do número e custos dos experimentos, além de contribuir para melhorar a análise dos resultados.

1.1 – OBJETIVOS E PROPOSTA DE TRABALHO

A proposta central dessa tese é o desenvolvimento de um procedimento sistemático, usando técnicas estatísticas e da engenharia química, visando selecionar

formulações de fluido de perfuração à base de polímeros específicos para a perfuração do reservatório de petróleo e que formem uma camada de torta com baixa resistência mecânica, de modo a minimizar a pressão de rompimento. Baseado neste estudo torna-se possível estabelecer critérios de seleção de fluidos *drill-in* que atendam a estas características.

Para tal, adotou-se a seguinte estratégia de pesquisa:

- Estudo sistemático para selecionar polímeros usados no controle da taxa de filtração e na capacidade de carreamento do fluido, o agente de tamponamento e o lubrificante para fluido *drill-in* a base água e de polímeros. Para cada tipo de aditivo foi avaliado um conjunto de produtos comerciais, sendo escolhido aquele que apresentou melhor desempenho em relação aos demais do seu grupo;
- Avaliar e selecionar o modelo reológico e caracterizar a formulação do fluido de perfuração *drill-in* polimérico em uso na bacia de Campos;
- Caracterização da formulação de referência pelos critérios adotados na seleção de fluido *drill-in* (DAVIDSON E STEWART,1997; CAMERON, 2001);
- Caracterização da torta da filtração do fluido de perfuração usando a técnica da reologia oscilatória, através da análise dos espectros mecânicos do material, ajuste desses dados reológicos pelo modelo generalizado de *Maxwell* e feita a caracterização viscoelástica da torta.
- Identificação das variáveis que influem na magnitude da pressão de rompimento através de um estudo sistemático e por meio de método estatístico selecionar as variáveis mais influentes do conjunto identificado;
- Desenvolvimento de modelos empíricos relacionando a pressão de rompimento, a filtração, o coeficiente de lubricidade, o índice de fluxo e a viscosidade à baixa taxa de cisalhamento baixa com as concentrações da goma xantana, do carbonato de cálcio e do lubrificante e avaliação da capacidade do modelo integrado.

- Formulação de um fluido que possa gerar uma torta de baixa pressão de rompimento e prevista através da resposta numérica do modelo empírico desenvolvido;
- Caracterização do fluido de perfuração final usando critérios adotados na seleção de fluido *drill-in* (DAVIDSON E STEWART,1997), para verificar se apresentam as características operacionais.

2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

São apresentados conceitos relacionados com a engenharia de petróleo, fluidos de perfuração, reologia e pressão de rompimento da torta do fluido, de modo a facilitar a compreensão do desenvolvimento da tese.

2.1 – FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os poços verticais foram durante muito tempo os mais empregados pela indústria do petróleo na perfuração de poços produtores (Figura 3). Todavia, o desenvolvimento da tecnologia de novos poços difere dos verticais por um desvio em sua trajetória, tais como os horizontais (Figura 4) e os multilaterais (Figura 5), que aumentam a área de drenagem dos reservatórios e, conseqüentemente, diminuem o tempo de retorno do investimento. Apesar do aumento da demanda por estes tipos de poços, os mesmos problemas inerentes aos poços do tipo vertical, tais como o dano à formação, ocorrem nos poços horizontais causando a perda de permeabilidade da formação e comprometendo a produtividade do poço. (BROWNE *et. al.*, 1994; RYAN, *et. al.*, 1995).

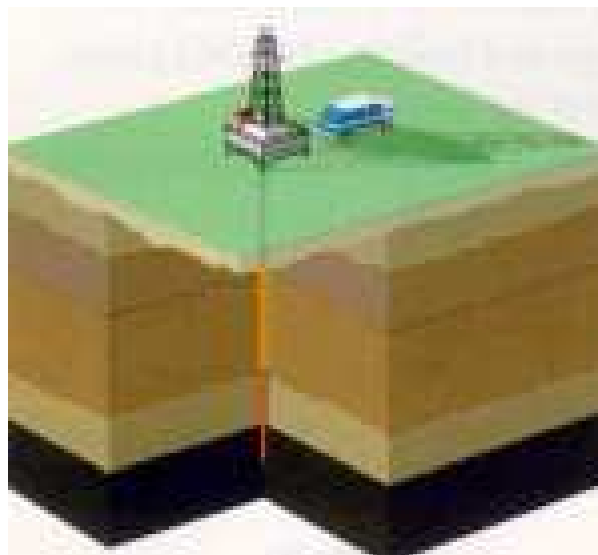


Figura 3 - Poço vertical (cortesia Petrobrás).



Figura 4 - Poço horizontal (cortesia Petrobrás).

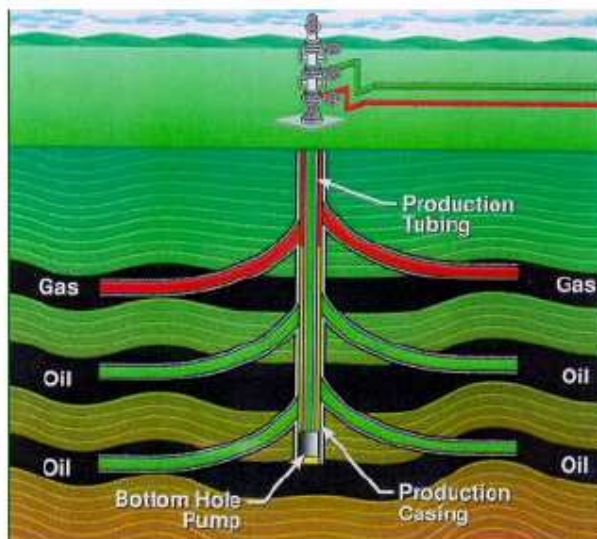


Figura 5 - Poço multilateral (cortesia Petrobrás).

Para atender às condições exigidas de perfuração e completção de poços horizontais e de alta inclinação, no trecho do reservatório, foi desenvolvida a formulação do fluido conhecido como *drill-in* (AMANULLAH E LIU, 2005). Ele apresenta características tanto de fluidos de perfuração como de completção, minimiza a invasão de sólidos e do filtrado durante a perfuração e de fácil remoção durante a etapa de condicionamento do poço para a produção. A formulação do sistema *drill-in* contém aditivos que minimiza o dano à formação e, conseqüentemente, maximiza a produção poço (QUEIROZ NETO, 1998; DAVIDSON E STEWART,1997 ; HALLIDAY, 1994).

Esses fluidos devem apresentar uma série de características durante a perfuração de modo a funcionar satisfatoriamente como um fluido *drill-in* (DONOVAN E JONES, 1995):

- Apresentar estabilidade de suas propriedades por longo período de tempo de exposição na temperatura do fundo do poço;
- A densidade do fluido deve ser formulada levando em consideração a pressão de poros do reservatório;
- Deve ser formulado para inibir as argilas expansíveis do reservatório ou folhelhos presentes no trecho horizontal;
- Deve apresentar adequado controle da taxa de filtração do fluido, de modo a minimizar o excesso de filtrado na formação;
- Promover géis com boas características de impermeabilização para limitar a área do poço danificada e também estabilizar as paredes do poço;
- Deve apresentar boas características reológicas e de carreamento dos sólidos perfurados;
- Suas propriedades devem apresentar boa tolerância à contaminação pelo cimento, que normalmente ocorre;
- Deve apresentar boas características de lubricidade, que é um problema crítico para esse tipo de perfuração;
- Deve ser compatível com as restrições ambientais.

Os sistemas de fluidos *drill-in* à base de água são os mais utilizados sendo compostos basicamente de goma xantana (viscosificante), amido propilado (controlador de filtrado), óxido de magnésio (alcalinizante), KCl ou NaCl (inibidores de argilas adensantes) e agente de tamponamento, que pode ser o cloreto de sódio ou o carbonato de cálcio micronizado, Tabela 1(QUEIROZ NETO, 1998).

Tabela 1 – Formulação (para 1 litro), propriedades e função dos componentes do fluido de perfuração *drill-in* salgado e com polímero.

PRODUTO	CONCENTRAÇÃO
Água destilada	QSP
Goma xantana	4,28 g
Amido propilado	22,86 g
Óxido de Magnésio	5,71 g
NaCl PAA	40,57 g
Antiespumante	0,5 cm ³
Bactericida	0,7 cm ³
Carbonato de cálcio	100,00 g
PROPRIEDADES:	VALORES
Peso específico, g/cm ³	1,21
Viscosidade aparente, mPa.s	33,0
Viscosidade plástica, mPa.s	21,0
Limite de escoamento, KPa	115,0
GI ^l /GF, KPa	14/33
pH	9,4
Filtrado API, cm ³	3,40
PRODUTO	FUNÇÃO
Goma xantana	Viscosificante
HP Amido	Controlador do filtrado
Óxido de Magnésio	Controlador do pH do fluido
Antiespumante	Evita o excesso de espuma no fluido
Bactericida	Evita a fermentação do fluido
Salmoura de NaCl	Adensante e inibidor de argilas
Carbonato de Cálcio	Agente de tamponamento e adensante

A seleção dos aditivos é uma etapa muito importante. No caso, do sistema base água polimérico:

- o controlador de filtrado além de apresentar bom desempenho no fluido de perfuração, deve também ser de fácil remoção durante a completação do poço (DAVIDSON E STEWART,1997). A avaliação da eficiência do controlador de filtrado é feita através de testes padronizados e a norma mais usada pela indústria do petróleo é a API-13B-1 da *American Petroleum Institute (2003)*, que é o órgão de padronização para essa indústria. A avaliação da solubilidade do controlador de filtrado é feita em um ensaio onde amostra da torta da filtração de suspensão feita com esse aditivo é imersa em uma solução ácida por 6 horas (HALE *et. al.*, 1996).
- A seleção do viscosificante requer informações a respeito do seu desempenho no fluido de perfuração, através de um ensaio padronizado segundo a norma API 13D (*American Petroleum Institute*,

2003), que avalia a variação das propriedades de uma suspensão preparada com o viscosificante em função da variação da temperatura. Também é recomendável determinar a temperatura de transição do polímero (a temperatura na qual as moléculas do polímero sofrem transição de uma conformação ordenada para uma desordenada que resulta em decréscimo na viscosidade) (DAVIDSON E STEWART, 1997). Na escolha do viscosificante também é importante se conhecer o efeito das contaminações com sais tais como o Ca^{++} no desempenho do viscosificante. Outro aspecto importante refere-se à solubilidade deste aos ácidos e oxidantes, pois é um requisito fundamental na etapa da completação (HODGE et. al.,1997). Os viscosificantes mais usados são a goma xantana e o escleroglucan (DAVIDSON E STEWART, 1997).

- A escolha do lubrificante é uma etapa muito crítica, pois a inadequada escolha desse produto resulta no aumento da fricção e do torque na coluna de perfuração, inviabilizando a operação de perfuração. A norma API 35B-1 permite avaliar a eficiência do lubrificante.
- A salmoura a ser usada no fluido tem duas funções. A primeira é a inibição das argilas do reservatório ou folhelhos eventualmente presentes no trecho horizontal. A salinidade adequada é determinada através dos ensaios de interação rocha-fluido (HALE et. Al., 1996). A segunda função da salmoura é atuar como adensante (DAVIDSON E STEWART,1997). Existem vários sais usados no adensamento, entre eles o cloreto de sódio, o cloreto de potássio, o formiato de sódio, entre outros. O mais usado é o cloreto de sódio por ser de baixo custo e possui boa característica de inibição e de adensamento.

2.2 – ANÁLISE REOLÓGICA EM ESTADO ESTACIONÁRIO

Os ensaios em estado estacionário são usados principalmente para se obter curvas de escoamento. As curvas de escoamento mais usadas nesses ensaios com fluidos de perfuração são a tensão de deformação em função da taxa de deformação e a da viscosidade em função da taxa de deformação, respectivamente. Normalmente essas curvas são utilizadas para classificar os fluidos como Newtoniano ou não-

Newtoniano e as subclasses desse grupo. Esses ensaios também avaliam os efeitos de fatores tais como: temperatura, concentração e etc.

2.2.1 – CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS

Os fluidos Newtonianos se caracterizam pela relação linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação, a temperatura constante. Se essa relação não for linear, então o fluido é dito não-Newtoniano. Se em um fluido não-Newtoniano a viscosidade aparente varia com a taxa de deformação e a duração de sua aplicação, esse fluido é classificado como dependente do tempo e se não satisfaz a essa condição é dito não-Newtoniano independente do tempo.

Por outro lado, se em um fluido não-Newtoniano dependente do tempo a viscosidade aparente diminui com o tempo de cisalhamento, a temperatura e taxa de deformação constantes, então é classificado como tixotrópico. Mas, se essa viscosidade aumenta com o tempo de cisalhamento, a temperatura e taxa de deformação constantes, o fluido é dito reopético. Além disso, quando um fluido não-Newtoniano independente do tempo sofre queda na tensão de deformação com o aumento na taxa de deformação e a temperatura constante, então esse fluido é classificado como pseudoplástico e se essa tensão de deformação cresce, então o fluido é dito dilatante. Finalmente, as duas classes de fluidos não-Newtoniano podem apresentar ou não tensão residual (τ_0).

Alguns fluidos não-Newtonianos apresentam uma tensão residual (σ_0), definida como a tensão de cisalhamento mínima necessária para que esses fluidos escoem. Não existe um consenso entre os pesquisadores quanto à existência dessa tensão de escoamento. Muitos estudiosos contestam a existência deste parâmetro, justificando que se for dado tempo suficiente, qualquer fluido escoia (STEFFE, 1996). No entanto, uma vez que em engenharia de fluidos de perfuração a escala de tempo dos processos é, de um modo geral, inferior ao tempo necessário para o escoamento, τ_0 torna-se um importante parâmetro reológico. Apesar de toda essa polêmica, o limite de escoamento continua sendo usado. São várias as maneiras de se determinar esse parâmetro, porém as mais comuns utilizam a extrapolação de dados reológicos à taxa de deformação zero ou uso do reômetro de tensão controlada (STEFFE, 1996).

O comportamento dos fluidos com tensão residual de escoamento é explicado em função da sua estrutura interna, que impede seu movimento quando os valores de

tensão de cisalhamento são menores que um valor limite τ_0 . Quando a magnitude de τ supera o de τ_0 então a estrutura interna sofre um colapso permitindo que haja escoamento. Além disso, é também verificado que a estrutura interna pode recuperar quando τ passa a ser menor que τ_0 (BARNES, 1996).

2.2.2 – MODELOS REOLÓGICOS USADOS NOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

A maioria dos fluidos de perfuração *drill-in* à base de polímeros são não Newtonianos, independentes do tempo e pseudoplásticos apresentando ou não uma tensão residual. Por isso, atualmente, tem sido utilizados os modelos reológicos de Bingham, Ostwald-de-Waele (Lei da Potência) e Herschel-Bulckley para descrever o comportamento reológico desses fluidos, Figura 6 (MACHADO, 2002; SANTOYO, 2001):

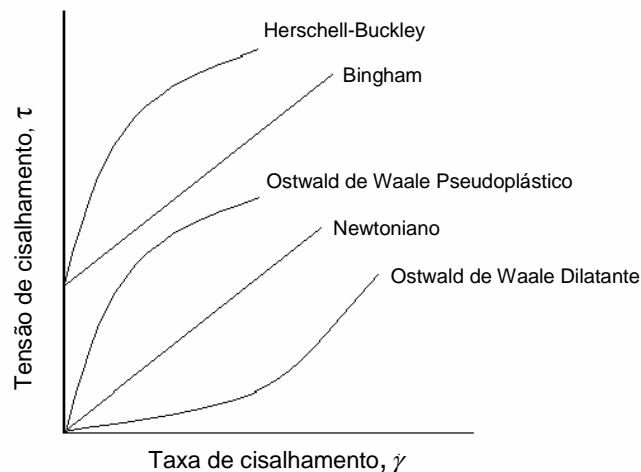


Figura 6 – Curvas de escoamento dos fluidos Newtoniano, Binghamiano, Ostwald de Waale Pseudoplástico e Dilatante, e de Herschel-Buckley, respectivamente.

Um dos primeiros modelos reológicos aplicado em fluidos de perfuração foi de Bingham ou plástico ideal:

$$\tau = \tau_0 + K \dot{\gamma} \quad (2)$$

onde τ é tensão de cisalhamento, $\dot{\gamma}$ é taxa de deformação, τ_0 que corresponde ao limite de escoamento e K a viscosidade plástica.

Quando o fluido de Bingham é submetido às tensões de cisalhamento menores que uma tensão mínima τ_0 , dita limite de escoamento, não ocorre movimento relativo deste fluido e este se comporta como um corpo sólido (BOURGOYNE *et. al.*,1991). Por outro lado, valores de tensões maiores ou iguais a τ_0 causam o movimento relativo no fluido, além de apresentar um comportamento linear entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação. A curva reológica típica para um fluido de Bingham é apresentada na Figura 6.

Apesar da sua simplicidade, o modelo de Ostwald-de-Waale é um dos mais usados na caracterização reológica dos fluidos de perfuração pseudoplásticos. Nesse modelo a relação entre a tensão de cisalhamento e a taxa de deformação é definida pela equação:

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (3)$$

onde τ é a tensão de cisalhamento, $\dot{\gamma}$ é taxa de deformação, K é o índice de consistência do fluido.

Quando o fluido obedece ao modelo de Ostwald-de-Waale, a tensão de cisalhamento cresce com o aumento da taxa de deformação, de tal forma que a curva reológica é similar à apresentada na Figura 6.

O parâmetro n , chamado de índice de comportamento do fluido, constitui uma propriedade física do fluido que indica o seu grau de comportamento não Newtoniano (METZNER E REED, 1955). Assim, quando o fluido tem comportamento Newtoniano, $n = 1$; para $n > 1$ torna-se dilatante e, para fluidos pseudoplásticos, o valor de n é menor que 1 (STEFFE, 1996).

O parâmetro K do modelo de Ostwald-de-Waale é chamado de índice de consistência do fluido e quanto maior for o seu valor, mais o grau de resistência do fluido ao escoamento cresce (MEZGER, 2002; MACHADO, 2002). Tanto n quanto K variam com a temperatura, sendo K mais sensível do que n .

O modelo Herschel-Bulckley é o modelo mais usado para descrever o comportamento reológico dos fluidos de perfuração pseudoplásticos com limite de escoamento. Esse modelo é na realidade um modelo de Ostwald-de-Waale acrescido do limite de escoamento (τ_0), ou seja, deslocado em relação ao eixo de tensões de

cisalhamento, Figura 6. O modelo Herschel-Bulckley possui três parâmetros, o que permite melhor ajustar os dados reológicos:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (4)$$

em que: τ é a tensão de cisalhamento, $\dot{\gamma}$ é a taxa de deformação, τ_0 é o limite de escoamento, K é o índice de consistência do fluido e n o índice de comportamento do fluido.

Apesar desse modelo superar as deficiências do modelo de Ostwald-de-Waale, para baixas taxas de deformação ($\dot{\gamma} \rightarrow 0$) com o uso do termo τ_0 , o problema permanece para os escoamentos em elevadas taxas de deformação ($\geq 1000s^{-1}$).

Outros modelos reológicos também têm sido usados na descrição do comportamento reológico dos fluidos de perfuração, tais como: Robertson-Stiff, Casson, Carreau e Sisko. Esses modelos envolvem o uso de três ou mais parâmetros reológicos.

2.3 – ANÁLISE REOLÓGICA OSCILATÓRIA

Uma das formas de se caracterizar a conformação macromolecular e as interações intermoleculares das suspensões polimérica é através dos ensaios oscilatórios.

No ensaio oscilatório ou dinâmico a amostra de material é submetida a uma deformação ou a uma tensão oscilatória senoidal de amplitude constante τ_0 e frequência ω , de modo que a deformação varia com o tempo:

$$\gamma(t) = \gamma_0 \text{sen}(\omega t) \quad (5)$$

Quando a amplitude de deformação é suficientemente pequena, a resposta da tensão irá também oscilar com a mesma frequência ω , mas apresentará uma defasagem δ com a deformação :

$$\tau(t) = \tau_0 \text{sen}(\omega t + \delta) \quad (6)$$

em que τ_0 é a amplitude da tensão.

Aplicando a identidade trigonométrica $\text{seno}(A+B) = \text{sen}(A)\cos(B) + \cos(A)\text{sen}(B)$ na equação 6 resulta:

$$\tau(t) = \left[(\tau_0 \text{seno}(\omega t) \cos(\delta)) + (\cos(\omega t) \text{seno}(\delta)) \right] \quad (7)$$

Os termos entre parênteses na equação 7 podem ainda ser definido como:

$$G'(\omega) = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \cos(\delta) \quad (8)$$

$$G''(\omega) = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \text{seno}(\delta) \quad (9)$$

onde $G'(\omega)$ é chamado de módulo de armazenamento em cisalhamento e está relacionada com a componente em fase com a deformação, que por sua vez está associada com a contribuição elástica ou armazenamento de energia em cada ciclo (BRETAS E D'AVILA, 2000). Por outro lado, G'' é o módulo de perda em cisalhamento e está relacionado com a componente fora de fase com a deformação, que está associada com a contribuição viscosa ou dissipação de energia por ciclo (BRETAS E D'AVILA, 2000).

Se multiplicarmos o lado direito da equação 7 por γ_0/τ_0 e usarmos as equações 8 e 9, então a equação 7 pode ser reescrita como:

$$\tau(t) = \gamma_0 \left[G'(\omega) \text{seno}(\omega t) + G''(\omega) \cos(\omega t) \right] \quad (10)$$

A razão τ_0/γ_0 nas equações 8 e 9 representa a magnitude do módulo complexo G^* e está relacionado com os módulos de armazenamento em cisalhamento (G') e o módulo de perda em cisalhamento (G'') através da relação:

$$|G^*| = \sqrt{(G')^2 + (G'')^2} \quad (11)$$

Freqüentemente, a resposta dinâmica dos materiais é expressa em termos do coeficiente de amortecimento:

$$\tan \delta = \frac{G''(\omega)}{G'(\omega)} \quad (12)$$

Para um sólido elástico ideal o ângulo de perda $\delta = 0$, o que implica que toda a energia é armazenada (isto é, recuperada) durante a deformação. Por outro lado, para um fluido Newtoniano o coeficiente de amortecimento $\delta = \frac{\pi}{2}$, então toda a energia é dissipada (isto é, perdida) durante a deformação. Os correspondentes valores para $\tan \delta$ estão entre 0 e ∞ . Assim, para materiais viscoelásticos, $0 < \delta < \frac{\pi}{2}$, a quantidade de energia armazenada ou dissipada é determinada pela magnitude do ângulo de .(FERRY, 1999).

Um aumento em $\tan \delta$ indica que o material está respondendo a tensão externa de uma maneira relativamente mais viscosa e menos elástica. Quando $G' = G''$, $\tan \delta = 1$ e o valor do módulo naquele ponto é chamado de ponto de mudança. Quando $\tan \delta < 1$, o material se comporta mais como um sólido e quando $\tan \delta > 1$, o material se comporta mais como um líquido (FERRY, 1970). Assim, mudanças no valor de $\tan \delta$ em torno de 1 significa que o material está mudando de um estado predominantemente sólido para um mais líquido e vice-versa (FERRY, 1970).

Um outro modo de se apresentar resultados experimentais dinâmicos é através do uso da viscosidade complexa em cisalhamento η^* , que esta relacionada com suas componentes elástica (η') e viscosa (η'') pela relação:

$$|\eta^*| = \sqrt{(\eta')^2 + (\eta'')^2} \quad (13)$$

A componente real da viscosidade complexa (η') é chamada de viscosidade dinâmica, e está relacionada a contribuição viscosa ou de dissipação em cada ciclo, enquanto que η'' é chamada de viscosidade imaginária e está relacionada com a contribuição elástica ou armazenamento de energia em cada ciclo (BRETAS E D'AVILA, 2000). A viscosidade complexa em cisalhamento é relacionada com o módulo complexo G^* :

$$|\eta^*| = \frac{1}{\omega} |G^*| \quad (14)$$

Além disso, pode-se escrever a tangente do ângulo de perda em termos das componentes da viscosidade complexa em cisalhamento (FERRY, 1970) :

$$\tan \delta(\omega) = \frac{\eta'}{\eta''} \quad (15)$$

Os ensaios oscilatórios mais usados são o de varredura de deformação (ou tensão), o de varredura de frequência, o de varredura de temperatura e o de varredura de tempo.

2.3.1 – CARACTERIZAÇÃO E APLICAÇÕES DOS ENSAIOS OSCILATÓRIOS

Nos ensaios de varredura oscilatória de deformação os módulos de armazenamento em cisalhamento (G') e o de perda em cisalhamento (G'') são medidos em função do aumento da deformação, enquanto a frequência é mantida fixa. O ensaio de varredura de deformação é o mais usado na determinação da região de viscoelasticidade linear do material já que as equações para análise oscilatória dinâmica só são válidas nessa região de viscoelasticidade. Além disso, nesse ensaio a temperatura tem que ser definida, pois os resultados normalmente variam com a temperatura.

A varredura de frequência é certamente o teste reológico mais versátil para a caracterização da viscoelasticidade de um material (GUNASEKARAN E AKI, 2000). Com ele também é possível fazer caracterizações de suspensões poliméricas e de géis (RAO, 1998). Esse ensaio consiste na imposição ao material de uma deformação (ou tensão) senoidal de amplitude fixa e os módulos dinâmicos são determinados no intervalo de frequência considerado. O gráfico de resultados é conhecido como espectro mecânico do material. A amplitude de deformação deve ser selecionada cuidadosamente e deve ser menor que o valor do limite de viscoelasticidade linear do material. Normalmente, o valor é escolhido na região de viscoelasticidade linear do material, obtido no ensaio de varredura de deformação. O intervalo de frequência mais usado nesses ensaios é de 0,1 Hz a 100 Hz. Os espectros mecânicos dependem da temperatura adotada, por isso nesses ensaios deve ser definida a temperatura a ser usada.

O ensaio de varredura de temperatura envolve a medição dos módulos G' e G'' no intervalo de temperatura adotado e a uma frequência e amplitude de deformações (ou tensão) fixadas. Esse tipo de ensaio permite determinar a transição de fases, tais como ponto de gelificação, entre outros.

O ensaio de varredura de tempo é normalmente realizado com valores de temperatura, amplitude de deformação (ou tensão) e frequência constantes. Esse ensaio também é conhecido como teste de cura do material e objetiva detectar variações na reologia do material devido ao efeito combinado do tempo e temperatura.

Os ensaios oscilatórios são muito usados na caracterização de materiais de aspecto gelatinoso, tal como a torta de filtração dos fluidos de perfuração (CERSASI *et al.*, 2001). Segundo ALMDAL *et al.* (1993), como ocorre com o limite de escoamento, existe uma grande polêmica a respeito do que se considera como um gel. Segundo eles, o gel pode ser caracterizado do ponto de vista das características estruturais, fenomenológica, etc.. A adotada aqui nesse trabalho é aquela das características estruturais, conforme sugerida por WILDER *et al.* (2003) por ser mais consistente e aceita pela comunidade envolvida com polímeros e que definem requisitos para um material ser definido como um gel. Para ser considerado um gel o material deve exibir um conjunto de características:

- A fase líquida deve representar pelo menos 50% da massa do material (WILDER *et al.*, 2001);
- Seu módulo dinâmico de armazenamento elástico (G') deve ser independente da frequência de deformação (ω) (LARSON, 1999);

Esse módulo dinâmico de armazenamento elástico (G') deve ser maior que o correspondente módulo dinâmico viscoso em todo o intervalo de frequência (LARSON, 1999). Assim, esse gel deve apresentar um comportamento viscoelástico, já que as componentes elásticas (G') desse material são predominantes em relação as viscosas (G''). Por isso, torna-se importante uma caracterização da viscoelasticidade desse material, através de ensaios de viscoelasticidade.

2.4 – CARACTERIZAÇÃO VISCOELÁSTICA

Determinados materiais, quando submetidos a esforços mecânicos, exibem características físicas que permitem classificá-los como sólidos elásticos ou fluidos viscosos. Entretanto, substâncias como os polímeros comportam-se de um modo intermediário entre o elástico e o viscoso. Neste caso, a diferenciação não é possível e o comportamento é definido como viscoelástico. Uma característica importante dos materiais viscoelásticos é a dependência do comportamento com a temperatura e a taxa de deformação. A relação entre as respostas viscosa e elástica podem alterar significativamente em função dos valores dessas variáveis (GANDUR, 2001).

O material viscoelástico exibe uma resposta elástica que corresponde ao deslocamento das moléculas de sua posição inicial para uma nova posição de equilíbrio. Nos polímeros, o relaxamento se propaga ao longo de toda a cadeia e o tempo despendido será proporcional à arquitetura da molécula. Este processo, relativamente lento, governa as propriedades de escoamento de um material. Devido a isto, o peso molecular, o comprimento da cadeia e a presença de longas ramificações na estrutura macromolecular são importantes fatores a serem considerados no comportamento reológico de polímeros (FREITAS, 2002).

Um dos modos de caracterizar a viscoelasticidade de um material é através da magnitude de número de Deborah (De), que é a razão entre tempo característico do material, ou tempo de relaxação λ , e o tempo de observação Te (BRETAS E D'AVILA, 2000). Essa relação é definida como:

$$De = \frac{\lambda}{Te} \tag{16}$$

onde λ o tempo de relaxação e Te representa a escala de tempo necessária para que ocorra mudanças significativas no material avaliado.

Se $De \ll 1$ corresponde a um comportamento viscoso, ou seja, o material se comporta como um fluido. Por outro lado, se $De \gg 1$ o material é predominantemente sólido. Se De situa em torno de 1, apresenta um comportamento viscoelástico (BRETAS E D'AVILA, 2000).

2.4.1 – MODELOS VISCOELÁSTICOS

Um procedimento muito usado para descrever as respostas dos materiais viscoelásticos consiste em se fazer analogia com a resposta de certos modelos mecânicos, compostos por molas e amortecedores. Assim, a mola é considerada um elemento de sólido ideal, que obedece à Lei de Hooke (Equação 17):

$$\tau = E \cdot \varepsilon \quad (17)$$

e o amortecedor é considerado um elemento de fluido ideal, seguindo a Lei de Newton:

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma} \quad (18)$$

em que τ é a tensão, E é a constante de deformação, ε é a deformação do elemento elástico, η é a viscosidade e $\dot{\gamma}$ é a taxa de deformação.

Os modelos mecânicos são normalmente representados pela associação entre molas e amortecedores, sendo o modelo de Maxwell e o de Kelvin os mais usados (TAKEUCHI, 2003). Assim, o modelo de Maxwell é representado por uma mola em série com um amortecedor (Figura 7 A) e sendo sua equação constitutiva:

$$\dot{\gamma} = \frac{\dot{\tau}}{E} + \frac{\tau}{\eta} \quad (19)$$

onde τ é a tensão, $\dot{\gamma}$ a variação da tensão com o tempo, η a viscosidade, $\dot{\gamma}$ a taxa de deformação e E a constante de deformação. Por outro lado, o modelo de Kelvin é representado por uma mola em paralelo com um amortecedor (Figura 7 B):

$$\tau = E\gamma + \eta\dot{\gamma} \quad (20)$$

em que $\dot{\gamma}$ a taxa de deformação e γ é deformação.

O modelo de Kelvin é bastante usado na interpretação de resultados de testes de fluência (“creep compliance”), enquanto que o modelo de Maxwell é mais aplicado na interpretação de resultados de ensaios dinâmicos com materiais poliméricos (TAKEUCHI, 2003).

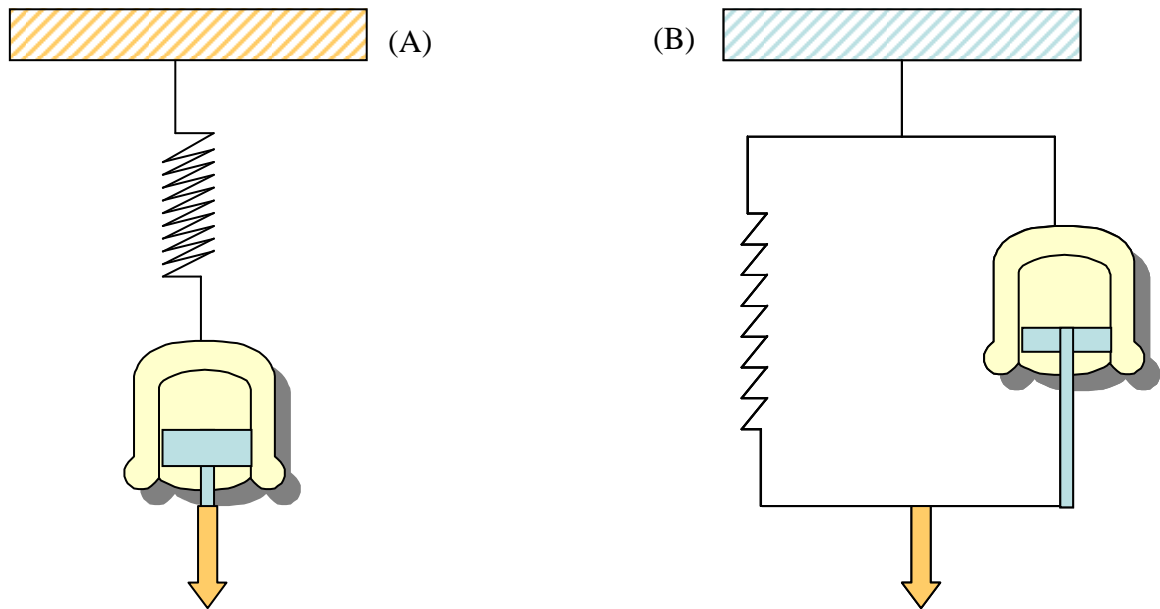


Figura 7 - Diagramas esquemáticos dos modelos mecânicos de Maxwell (a esquerda) e o de Kelvin (a direita).

2.4.2 – CARACTERIZAÇÃO VISCOELÁSTICA ATRAVÉS DE ENSAIOS DE RELAXAÇÃO

Quando se aplica uma deformação a um material viscoelástico, a tensão necessária para manter essa deformação não é constante e decresce com o tempo. Esse decréscimo na tensão, a uma deformação constante e em função do tempo, é chamada de relaxação de tensão. A resposta da relaxação de tensão permite se caracterizar de forma rápida o comportamento viscoelástico de um material, conforme pode ser visto na Figura 8.

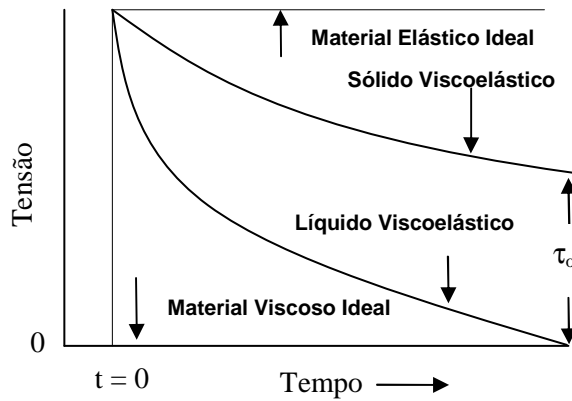


Figura 8 - Curvas de relaxação de tensão (Toledo, 1992).

O modelo de Maxwell consegue descrever o comportamento de muitos materiais viscoelásticos. Entretanto quando se trata de materiais poliméricos, que muitas vezes não relaxam com uma velocidade uniforme e sim em etapas distintas, então se torna necessário mais de um tempo de relaxação para descrever adequadamente a viscoelasticidade do material (TOLEDO, 2004). Nesses casos, o recomendado é o emprego do modelo generalizado de Maxwell, que é representado por uma série de elementos de Maxwell em paralelo. Na Figura 9 é vista uma configuração típica do modelo analógico usado para descrever o comportamento viscoelástico de um gel à base de amido.

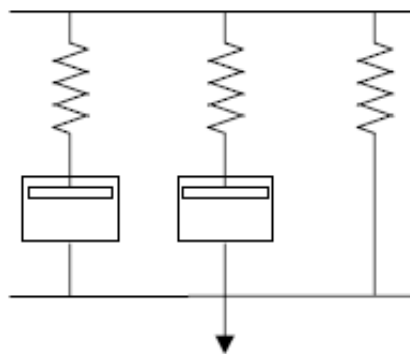


Figura 9 - Representação esquemática do modelo generalizado de Maxwell com dois elementos e uma mola (CASAS-ALENCÁSTER E PARDO-GARCÍA, 2005).

As curvas de relaxação de tensão para materiais poliméricos são normalmente descritas pelo modelo generalizado de Maxwell. Assim, para uma deformação constante, ϵ , o valor da tensão descrita pelo modelo generalizado de Maxwell, é expressa como:

$$\tau = f(t) = \varepsilon(E_1 \exp\left(\frac{-t}{\lambda_{r,1}}\right) + E_2 \exp\left(\frac{-t}{\lambda_{r,2}}\right) + \dots + E_R) \quad (21)$$

onde $E_1, E_2 \dots$ são os módulos de elasticidade do material ideal; E_R o módulo em equilíbrio; $\lambda_1, \lambda_2, \dots$ são os tempos de relaxação (TOLEDO, 2004).

Uma alternativa ao modelo generalizado de Maxwell para descrever a relaxação de materiais poliméricos é aquele proposto por Nussinovitch, Peleg e Normand (1989). Eles propuseram que a curva de relaxação pode ser representada através das relações:

$$\frac{\tau(t)}{\tau_0} = 1 - \frac{t}{k_1 + k_2 t} \quad (22)$$

ou na sua forma linearizada:

$$\frac{\tau_0 t}{\tau_0 - \tau(t)} = k_1 + k_2 t \quad (23)$$

onde τ_0 é a tensão de compressão no início do teste de relaxação e k_1 e k_2 são constantes. A equação 23 pode ser também expressa em termos dos parâmetros **a** e **b**:

$$\frac{\tau_0 t}{\tau_0 - \tau(t)} = a + b t \quad (24)$$

em que a constante **a** indica o grau de relaxação das tensões do material e a constante **b** informa sobre a taxa com que a material relaxa. Assim, se **a** = 0, todas tensões relaxam indicando que o material é um líquido puramente viscoso. Por outro lado, se **a** > 0 implica que existe uma tensão residual mesmo quando o tempo $t \rightarrow \infty$. O material é considerado como sendo um sólido ou líquido viscoelástico se $0 < a < 1$. Por outro lado, se **b** = 0 o material não relaxa (NUSSINOVITCH, PELEG E NORMAND, 1989).

Muito embora esse modelo não informe sobre os valores das propriedades elásticas e viscosas do material, seu uso em conjunto com o modelo generalizado de

Maxwell pode caracterizar completamente o material polimérico. Esse modelo é vantajoso em aplicações onde se utilizam deformações no intervalo de viscoelasticidade não linear (TOLEDO, 2005; GREGSON, 1999).

Finalmente, a viscoelasticidade dos aditivos poliméricos dos fluidos de perfuração é afetada pela temperatura, por isso o conhecimento de suas temperaturas de transição se torna necessário.

2.5 – ANÁLISE TÉRMICA

Na temperatura de transição, as propriedades acima e abaixo dessa transição são bastante diferentes, devido às mudanças que ocorrem nas propriedades termodinâmicas e volumétricas desses materiais. Além disso, as moléculas dos polímeros sofrem uma transição da sua conformação ordenada para uma desordenada e que resulta em decréscimo na viscosidade.

Existem vários métodos para determinação da temperatura de transição e estes geralmente se baseiam no monitoramento de propriedades que variam no ponto de gelificação, como propriedades mecânicas e elétricas, índice de refração e o calor específico. Um dos métodos mais usados é a análise de calorimetria de varredura diferencial (DSC).

A calorimetria diferencial de varredura é uma técnica usada na caracterização de materiais tais como polímeros, petróleo e seus componentes e aditivos para indústria do petróleo.

O ensaio usando o calorímetro diferencial de varredura (DSC) consiste em se fazer uma varredura de temperatura nas cápsulas de referência contendo amostra e, simultaneamente, o calor adicionado à amostra em relação à referência é medido. Assim, mudança que ocorrer induzida termicamente na amostra é registrada na forma de um pico no termograma, quando se trata de uma transição de primeira ordem. Em alguns equipamentos, a energia extra requisitada para aquecer a amostra (processo endotérmico) é apresentada convencionalmente, como um pico negativo, enquanto que um pico positivo no termograma indica um processo com liberação de energia (processo exotérmico). Não obstante sua grande utilidade, o DSC apresenta algumas limitações tais como a dificuldade de interpretação dos resultados de fluxo de calor

caso se tenha múltiplos processos ocorrendo em uma mesma faixa de temperatura. No caso de materiais multicomponentes, transições de diferentes componentes podem se sobrepor. Além disso, nem sempre é trivial identificar a natureza de uma transição: um pico de relaxação entálpica sobreposto à variação da capacidade calorífica na temperatura de transição vítrea pode ser confundido com uma fusão (TAKEUCHI, 2003).

As suspensões de amido, quando são aquecidas na sua faixa de temperatura de gelatinização, ou acima desta, perdem a orientação da molécula devido à quebra da estrutura cristalina do grânulo de amido, fenômeno este denominado gelatinização do amido. Durante o fenômeno de gelatinização, o grânulo de amido se rompe, liberando as cadeias curtas de amilose, gerando espaços vazios dentro do grânulo, que passam a serem ocupados pela água, resultando assim em um sistema formado por uma fase rica em amilose (dispersa na solução) e grânulos inchados de amido (parcialmente desintegrados), constituídos principalmente de cadeias de amilopectina. Quando uma suspensão gelatinizada de amido é resfriada à temperatura ambiente, é criada condição favorável para a cristalização das cadeias constituintes do amido suspenso, fenômeno este denominado retrogradação (ou geleificação) e que resulta na formação do gel de amido. Foram Stevens e Elton (1971) os pioneiros na medição da gelatinização e retrogradação de amidos e desde então vem sendo largamente utilizado para quantificar a cristalinidade, determinar a cinética da retrogradação e estudar o efeito de fatores que influenciam ambos fenômenos (PEREIRA, 2004).

A degradação térmica devido a prolongada exposição nas condições do fundo de poço continua sendo um grande problema na seleção dos polímeros para formulações dos fluidos de perfuração *drill-in* (SIMONIDES *et. al.*, 2002).

Por isso, tem havido um esforço no sentido desenvolver aditivos poliméricos mais resistentes aos efeitos térmicos e que desempenhem suas funções específicas de modo satisfatório. Daí surgiram os amidos controladores do filtrado modificados, quimicamente e fisicamente, que são mais resistentes aos efeitos térmicos e eficientes no controle de filtrado e das propriedades reológicas (SIMONIDES *et. al.*, 2002). Essas modificações são normalmente feitas através de adições de cadeias laterais usando processos tais como eterificação, esterificação, *crosslinking* e grafitação do amido; ou por tratamentos térmicos no amido (SINGH *et. al.*, 2006).

DUBOIS (1999), usando a análise térmica, a reológica e ensaios de filtração avaliou os amidos modificados e relacionou a estabilidade térmica deles com o grau de propilação.

2.6 – TRATAMENTO DA TORTA INTERNA DE FLUIDO

Tradicionalmente, com o intuito de minimizar o dano à formação e remover a torta interna formada pelo fluido de perfuração são utilizadas, nos poços horizontais, soluções de ácidos ou de oxidantes fortes (AL-OTAIBI *et al.*, 2004). A acidificação consiste na injeção, por bombeamento, de um ácido, ou de soluções ácidas, nos poços, tendo como um dos objetivos remover o dano a formação e/ou estimular o poço para a produção (SCHECHTER, 1992, WILLIAMS, 1979). Depois da acidificação, o ácido injetado deve ser retirado da formação, de forma a prevenir a formação de precipitados (THOMAS *et al.*, 2001; WILLIAMS, 1979). Os oxidantes são usados com a mesma função, sendo os persulfatos (ex. persulfato de amônia) e os peróxidos os mais freqüentemente utilizados, e entre as espécies ácidas, o ácido clorídrico e o ácido acético são comumente empregados (HODGE *et al.*, 1997; BRANNON E TJON-JOE-PIN, 1995a; BRANNON E TJON-JOE-PIN, 1995b). Um problema na adição de ácidos e de oxidantes é que estes reagentes não possuem especificidade em relação ao substrato que atacam. Eles reagem com qualquer substância que seja passível de degradação, incluindo as tubulações, os hidrocarbonetos e muitos dos componentes da formação, o que limita sua faixa de aplicação. Além disso, existem os problemas relacionados com a corrosão dos equipamentos e, o fato de algumas formações serem sensíveis aos ácidos (TJON-JOE-PIN *et al.*, 1993a; TJON-JOE-PIN *et al.*, 1993b). Uma alternativa seria o uso do tratamento enzimático.

Na perfuração de poços de petróleo, a aplicação de enzimas é realizada junto aos fluidos de completação para limpeza de poços de geometria horizontal e complexa de modo semelhante à aplicação de outros produtos químicos, como os ácidos. Ou seja, uma solução com uma concentração pré-determinada de enzima é preparada e aplicada diretamente no poço funcionando como um fluido de completação. O tratamento emprega um complexo enzimático concentrado em uma solução de salmoura, normalmente de NaCl. Surfactantes são usualmente adicionados para reduzir a tensão superficial e promover a recuperação da fase aquosa. Outros aditivos, como agentes controladores de ferro e de pH, podem ser adicionados opcionalmente

caso haja necessidade (BRANNON E TJON-JOE-PIN, 1995a; BRANNON E TJON-JOE-PIN, 1995b). As concentrações utilizadas dependerão do tipo de enzima, do tipo de reboco formado e das condições do poço. Portanto, variam muito nos trabalhos disponíveis na literatura.

Apesar dos resultados em laboratório sinalizarem que os tratamentos enzimáticos são eficientes, a aplicação nos poços de petróleo não tem apresentado resultados satisfatórios. Além disso, esse tipo de tratamento é caro e requer longo tempo de tratamento.

2.7 – PRESSÃO DE ROMPIMENTO DA TORTA

A torta formada nas paredes e adjacências do poço, durante a perfuração, é uma suspensão polimérica concentrada resultante da filtração do fluido de perfuração à base de polímeros sobre a formação. Essa torta é constituída por uma mistura de polímeros, partículas coloidais e granulares, tendo a água ou óleo como a fase líquida intersticial (BAILEY *et al.*, 1998). O material dessa torta se comporta como puramente elástico, com escoamento plástico e apresentando um limite de escoamento bem definido (CERASI *et al.*, 2001). Fisicamente esse material tem aparência de um gel polimérico.

Devido à magnitude da pressão de rompimento depender da resistência mecânica da torta (representado pelo limite de escoamento), então a composição desse material passa a ser muito importante no rompimento. Mas, a composição do reboco depende dos aditivos usados. Assim sendo, é muito importante a escolha dos aditivos para as formulações dos fluidos (CERASI, 2001, HOUWEN *et al.*, 1997).

ZAIN E SHARMA (1999) identificaram como fatores influentes na magnitude da pressão de rompimento, a permeabilidade da rocha, o tipo de fluido, a pressão de filtração, a vazão do fluido na pressão de rompimento do gel e a espessura da camada da torta. Por outro lado, JIAO E SHARMA (1992) mostraram que a espessura da camada de torta, na rocha, é diretamente proporcional à pressão de filtração usada. ZAIN E SHARMA (2001) também provaram que a torta interna é que determina a magnitude da pressão de rompimento, a torta externa tem pouca influência no valor final dessa pressão.

ROY E SHARMA (2001) verificaram que a magnitude da pressão de rompimento da torta é afetada pelos sólidos e pela permeabilidade relativa do fluido. CERASI (2000) estudou o efeito da saturação da rocha e das propriedades mecânicas na pressão de rompimento para o gel à base de polímeros.

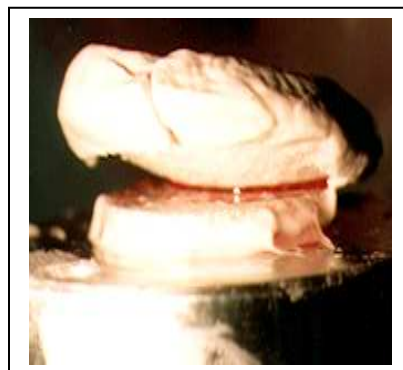
O processo de rompimento do reboco pelo fluido pressurizado (óleo ou salmoura ou gás) ocorre em duas etapas. Na primeira etapa, o fluido pressurizado deforma a torta e quando esta deformação supera o limite de escoamento do material, então este sofre um deslocamento das paredes dos poros ou se rompe internamente, gerando canais por onde o fluido pode escoar. Segundo BAILEY *et al* (1998), essa ruptura está relacionada com a magnitude de pressão máxima, a chamada pressão de rompimento da torta interna.

Na segunda etapa, à medida que o fluido escoar através da torta vai aumentando a área de escoamento na região fraturada. A vazão final vai depender da expansão ocorrida nessa segunda etapa (BAILEY *et al.*, 1998).

BAILEY *et al.* (1998) identificaram duas formas pela qual o rompimento da torta interna ocorre. No primeiro, o fluido pressurizado gera canais no interior da torta, passando por eles, Figuras 10 a, b e c. No segundo tipo, a torta interna é pressurizada pelo fluido, ocorrendo o deslocamento desse material das paredes dos poros, Figuras 11 a, b e c. Esse segundo tipo tende a ocorrer quando a proporção de sólidos inertes é muito elevada em relação à massa de polímeros e o primeiro ocorre quando o teor de sólidos inertes é baixo (QUEIROZ, 1999b). A adsorção da torta na superfície pode também influir no mecanismo de rompimento da torta BAILEY *et al* (1998).



Figuras 10 a, b e c – Rompimento gera fluxo do fluido através de canais.



Figuras 11 a, b e c – Torta de fluido se desloca da superfície do meio poroso (cortesia da Schlumberger Company).

2.7.1 – ADSORÇÃO DE FLUIDOS EM SUPERFÍCIES SÓLIDAS

Adsorção ocorre quando um fluido contendo um ou mais constituintes (adsorbato) é colocado em contato com um sólido (adsorvente), ocorrendo a transferência de suas moléculas para a superfície do sólido, até que o equilíbrio entre a fase adsorvida e os constituintes do fluido sejam atingidos. Neste momento as velocidades de adsorção e dessorção se igualam (SILVA PENA, 2000).

A descrição da adsorção de fluidos é feita normalmente através de suas isotermas, que são relações entre o grau de recobrimento e a concentração do adsorbato, a uma temperatura constante. Existem vários modelos matemáticos para prever as isotermas: Gibbs, Langmuir, Frumkin, Freundlich e o Bet. JÖNSSON *et al.* afirmam que o modelo de Langmuir é o mais usado e indicado no ajuste de dados experimentais e na interpretação da adsorção de polímeros.

O modelo de Langmuir é definido em termos do parâmetro grau de recobrimento (θ) e se baseia nas seguintes suposições: a) quando moléculas são adsorvidas, aderem na superfície do adsorvente em sítios definidos e localizados; b) cada sítio tem a mesma atividade para adsorção e pode acomodar apenas uma molécula; c) não ocorre interação entre moléculas adsorvidas, por isso é possível a formação de uma camada molecular e d) que todas elas são adsorvidas por um mesmo mecanismo (SILVA PENA, 2000).

$$\theta = \frac{K_{ads} \cdot C_{ads}}{(1 + K_{ads} \cdot C_{ads})} \quad (25)$$

onde θ é o grau de recobrimento, K_{ads} é a constante de adsorção e C_{ads} a concentração do adsorbato. O grau de recobrimento θ é definido como a razão entre a espessura D medida em uma dada concentração de polímero e a espessura no limite da adsorção ou o valor de D máximo (D_{max}):

$$\theta = \frac{D}{D_{max}} \quad (26)$$

2.7.2 – A MEDIÇÃO DA PRESSÃO DE ROMPIMENTO

A Tabela 2 apresenta as principais referências sobre equipamentos desenvolvidos especificamente para a avaliação da pressão de rompimento da torta de fluidos de perfuração. Basicamente dois tipos de equipamentos são usados: os de medidas à vazão constante e os de medida direta. Os ensaios podem ser realizados com diversos meios filtrantes (meios porosos artificiais, afloramentos e testemunhos de formações rochosas) e em condições diversas de temperatura e diferencial de pressão.

Tabela 2 – Equipamentos para mediação da pressão de rompimento da torta.

Referência bibliográfica	Tipo de equipamento utilizado
BROWNE E SMITH (1994)	Medição a vazão constante
RYAN <i>et al.</i> (1995 a)	Medição a vazão constante
ZAIN E SHARMA (1999)	Medição a vazão constante
ZAIN E SHARMA (2001)	Medição a vazão constante e medição direta
CERASI E SOGA (2001)	Medição direta
CERASI (2000)	Medição direta

Atualmente, os ensaios de rompimento da torta são conduzidos à vazão constante ou por medida direta da pressão de rompimento. Nos ensaios de rompimento da torta feito à vazão constante, especifica-se uma vazão para o escoamento do fluido e determina-se a pressão do pico máximo (P_{Max}) e a pressão lida quando o escoamento torna estável com o tempo (P_{final}), Figura 12. A pressão de rompimento será a diferença entre essas pressões. Para cada vazão estabelecida se obtém um valor para essa pressão de rompimento.

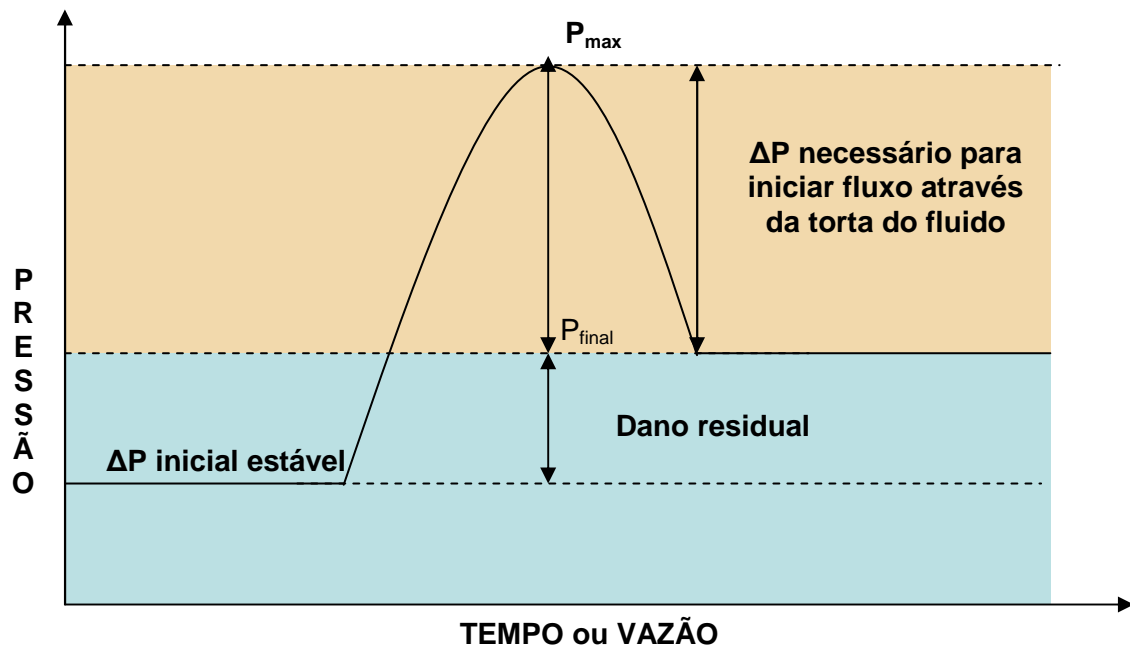


Figura 12 – Gráfico usado na determinação da pressão de rompimento pelo método a vazão constante (BROWNIE *et al.*, 1995).

Por outro lado, nos ensaios por medida direta o fluido que atua na camada da torta é pressurizada gradualmente e de forma crescente e monitorando-se a pressão em função do tempo. A pressão de rompimento será aquela correspondente ao pico máximo de pressão. Na região após o pico, quando o gel já foi fraturado, os valores da pressão tendem a declinar.

O método direto é o mais representativo e adequado no estudo do rompimento da torta interna, pois as determinações são diretas. ZAIN E SHARMA (1999) estudaram os dois métodos e mostraram que a determinação da pressão de rompimento da torta feita à vazão constante falha em algumas situações.

2.7.3 – ESTADO DA ARTE SOBRE MECANISMOS DE ROMPIMENTO E MELHORIAS DAS FORMULAÇÕES E DAS CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS DA TORTA INTERNA

A Tabela 3 reúne um conjunto de referências que descreve o mecanismo de rompimento da torta, sua relação com a composição e propriedades do fluido de perfuração e aplicações em cenários diversos. Esses estudos utilizaram principalmente ensaios de rompimento à vazão constante ou por medida direta com formulações dos fluidos a base água. Nos últimos anos, aumentou o número de trabalhos que têm sido publicados nessa área, dada a importância do tema e as

necessidades crescentes de remoção do gel interno em situações cada vez mais complexas.

Tabela 3 – Estudos sobre o mecanismo de rompimento da torta.

Referência bibliográfica	Equipamento utilizado	Fluido testado
FRASER <i>et al.</i> (1995)	Medida a vazão constante	Base água com goma xantana/CaCO ₃
SALEH, <i>et. al</i>	Medida direta	Base água com goma xantana/CaCO ₃
BAILEY <i>et al.</i> (1998)	Medida a vazão constante	Base água com goma xantana/CaCO ₃ /NaCl micronizad
ZAIN E SHARMA (1999)	Medida a vazão constante e a medida direta	Base água com goma xantana/CaCO ₃
ALI <i>et al.</i> (1999)	Medida a vazão constante	Base água com goma xantana/CaCO ₃
CERASI E SAGA (2001)	Medida direta	Base água com goma xantana/CaCO ₃
CERASI <i>et al.</i> (2000)	Medida direta	Base água com goma xantana/CaCO ₃
ROY E SHARMA (2001)	Medida a vazão constante	Base água com goma xantana/CaCO ₃
ROY E SHARMA (2001)	Medida a vazão constante	Base água com goma xantana/CaCO ₃
LADVA <i>et al.</i> (2000)	Medida a vazão constante	Base água com goma xantana/CaCO ₃

A maioria dos trabalhos de seleção dos aditivos é feita visando melhorias em características específicas das formulações de modo a melhorar o seu desempenho como fluido de perfuração, tais como redução da taxa de filtração, melhorias na capacidade de carreamento e de lubricidade e eficiência de tamponamento, Tabela 4.

Entretanto, são poucos os trabalhos voltados para melhorias nas características mecânicas da torta, destacando-se os trabalhos de FRASER *et al.* (1995), BAILEY *et al.* (1998), CERASI E SOGA (2001) e o do CERASI *et al.* (2001). Contudo, não foi encontrado nenhum trabalho voltado para a melhoria simultânea das características mecânicas da torta e das propriedades da formulação do fluido de perfuração.

Tabela 4 - Trabalhos de seleção de aditivos para melhoria nos desempenhos do fluido *drill-in*.

Referência bibliográfica	Melhoria desejada
MEISTER, 1985	Força gel do fluido
MOUSSA E AL-MARHOUN, 1985	Filtração a alta temperatura e pressão
NYLAND <i>et al.</i> , 1988	Controle do filtrado em contaminações por sais divalentes (Ca ⁺⁺ , cimento, etc.)
HALE, 1992	Eficiência dos viscosificantes
BLEIER <i>et al.</i> , 1992	Na toxicidade dos aditivos
BIELEWICZ E KRAJ, 1999	No controle da filtração
GALLINO <i>et al.</i> , 1999	No controle da filtração e na reologia
NAVARRETE <i>et al.</i> , 2000	Na reologia
BAILEY <i>et al.</i> , 2000	Eficiência do agente de tamponamento
DICK <i>et al.</i> , 2000	Eficiência do agente de tamponamento
COBIANCO <i>et al.</i> , 2000	Na reologia e no filtrado
COBIANCO <i>et al.</i> , 2003	No controle da filtração e na reologia
DALMAZZONE, 2004	No controle da filtração
KNOX E JIANG, 2005	Eficiência do lubrificante

2.8 – OTIMIZAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Segundo CASTRO *et al* (2003) desenvolvimento de melhorias numa formulação de um produto, além das considerações técnicas e legais, requer também processos de otimização que possam buscar melhores condições de formulação, com alta qualidade e baixo custo.

A metodologia de superfície de resposta (MSR) é, atualmente, o mais popular conjunto de técnicas para otimização. A primeira etapa desta técnica consiste na escolha de um delineamento experimental seguida de modelagem matemática, que é realizada ajustando-se modelos lineares ou quadráticos a resultados experimentais, obtidos através de planejamentos fatoriais com ou sem ampliação (CARNEIRO *et al.*, 2005; BARROS NETO *et al.*, 2003). Após esta etapa é possível deslocar-se sobre a

superfície de resposta ajustada, a fim de localizar regiões que satisfaçam condições de interesse (CARNEIRO *et al.*, 2005).

Um grande problema nas melhorias das formulações de fluidos de perfuração é a multiplicidade de respostas. Assim, na melhoria das formulações do fluido de perfuração, por exemplo, as características químicas e físicas dos aditivos, bem como, as múltiplas propriedades funcionais do produto requerem tratamento conjunto.

Uma abordagem eficiente desse problema exige a sistematização de técnicas computacionais que possam estimar a melhor combinação dos fatores que resulte na melhor combinação possível das respostas, considerando a importância relativa de cada resposta para o sistema estudado. O emprego da função de desejabilidade é uma das técnicas que permite uma resolução para esse tipo de problema, que foi proposta inicialmente por Harrington e, posteriormente modificada por Derringer e Suich (1980) (CARNEIRO *et al.*, 2005).

Segundo Derringer e Suich (1980) a idéia básica da função *desejabilidade* é transformar um problema de várias respostas em um de uma única resposta por meio de transformações matemáticas. A primeira etapa desta transformação consiste em tornar cada resposta $y_m(x)$, $m = 1, 2, p$, em funções normalizadas $d_m[y_m(x)]$ que possuem valores de imagem entre 0,0 e 1,0.

Conforme proposto por Derringer e Suich (1980), as funções de normalização ou conveniência são definidas como:

$$0 \text{ se } y_m(x) \leq y_{\min m} \tag{27}$$

$$d_m = \left[\frac{Y_m - Y_{\min m}}{Y_{\max m} - Y_{\min m}} \right]^r \text{ se } y_{\min m} \leq y_m(x) \leq y_{\max m} \tag{28}$$

$$1 \text{ se } y_m(x) \geq y_{\max m} \tag{29}$$

para busca unilateral, e

$$d_m = \left[\frac{Y_m - Y_{\min m}}{T_m - Y_{\min m}} \right]^s \text{ se } y_{\min m} \leq y_m(x) \leq T_m \tag{30}$$

$$d_m = \left[\frac{Y_m - Y_{\max m}}{T_m - Y_{\max m}} \right]^t \text{ se } T_m \leq y_m(x) \leq Y_{\max m} \quad (31)$$

e 0 (zero) em outros casos, para a busca lateral (CARNEIRO et al., 2005).

onde:

- Y_m é a resposta predita pelo modelo empírico, $Y_{\min m}$ e $Y_{\max m}$ são o menor e o maior valores obtidos para a resposta y_m , respectivamente;
- T_m é o valor alvo para a resposta y_m ;
- r, s e t são os parâmetros de subjetividade e
- m é a resposta (1, ..., p).

Quando os parâmetros de subjetividade são iguais a 1, d_m irá variar de 0 a 1 de forma linear apesar de tender para o valor desejado. Valores dos parâmetros de subjetividade maior que 1 têm mais ênfase para o valor alvo e valores menores têm menos ênfase para o valor alvo (nos dois casos, d_m varia de forma não linear).

Para minimização, na otimização unilateral, os valores limites superiores e inferiores são invertidos, o que equivale a um complemento ($1-d_m$) para a função de conveniência (CARNEIRO et al., 2005).

Todas as funções de conveniência individuais são combinadas numa função global $D[0,1]$, que é definida como a média geométrica das funções individuais:

$$D = (d_1 \times d_2 \times d_3 \times d_4 \dots \times d_p)^{1/p} \quad (32)$$

Quanto maior for o valor de D , mais conveniente é a resposta do sistema, sendo que o valor máximo de D é a solução otimizada do sistema.

Concluindo, a proposta desse trabalho foi desenvolver uma sistematização metodológica capaz de propor formulações de fluidos do tipo *drill-in* à base de polímeros, que possa gerar tortas de filtração de fácil remoção e apresente características reológicas, de filtração e de lubricidade que tecnicamente atendam as necessidades operacionais, usando normas para seleção dos aditivos, análises reológicas, térmicas, de química de superfície e estatísticas para identificação dos fatores mais influentes na pressão de rompimento, e a metodologia de superfície de resposta e o método de otimização de Derringer e Suich.

3 – MATERIAIS E MÉTODOS

De modo a melhorar o entendimento da estratégia adotada, a Figura 13 mostra o fluxograma das etapas desenvolvidas no trabalho de *melhoria da formulação do fluido drill-in* e nesse capítulo são descritas: metodologias, materiais e equipamentos usados em cada dessas etapas.

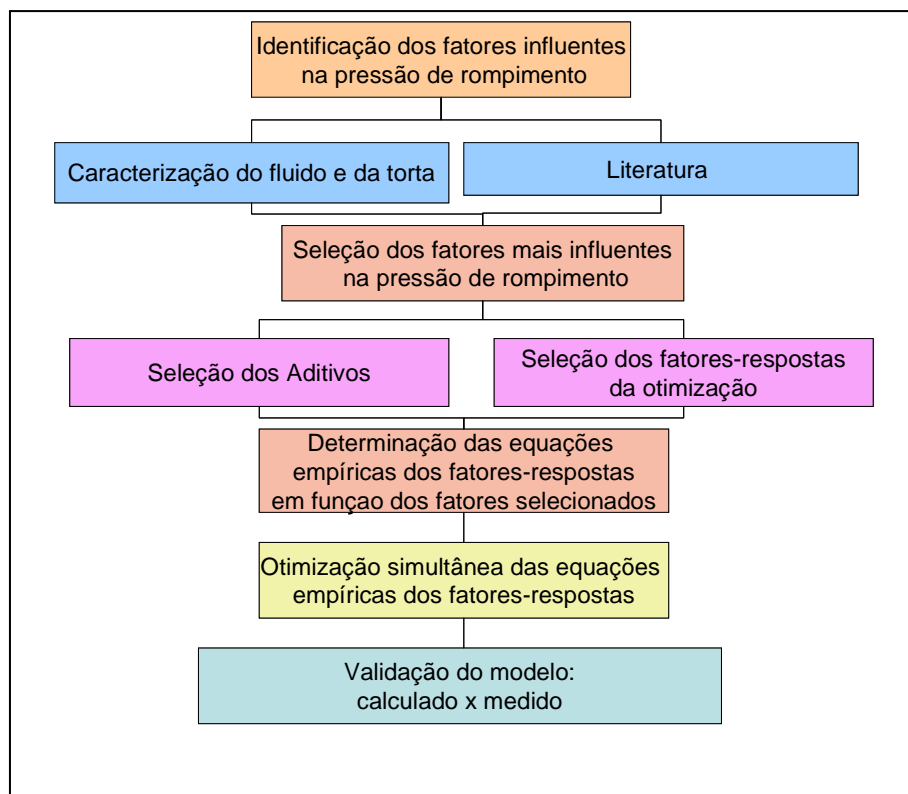


Figura 13 - Sistemática proposta para o desenvolvimento da melhoria na formulação do fluido *drill-in* salgado com polímeros.

3.1 – MEIOS POROSOS USADOS NOS ENSAIOS

Nos ensaios de retorno de permeabilidade foram utilizados meios porosos naturais, preparados com o arenito Rio Bonito. Os corpos-de-prova usados eram cilíndricos, apresentavam 4,5 cm de comprimento e diâmetro de 2,54 cm. A permeabilidade ao nitrogênio situava entre 500 e 550 mD, a porosidade era de 19,5 % e a garganta média de poros igual a 15,6 μm .

Também foi usado o mesmo tipo de corpo-de-prova nos ensaios exploratórios para identificação das variáveis influentes na pressão de rompimento os corpos-de-prova preparados com o Rio Bonito, mas com permeabilidades variando entre de 200 a 1200 mD.

Já nos ensaios fatoriais fracionários, usados para identificar os fatores mais influentes do conjunto de fatores influentes na pressão de rompimento, utilizaram-se corpos-de-prova sintéticos preparados com uma mistura de areia cuja composição granulométrica é semelhante às das areias dos reservatórios de petróleo da bacia de Campos. Esses corpos-de-prova cilíndricos apresentavam comprimento e diâmetro iguais a 2,54 cm. A permeabilidade ao nitrogênio desses corpos-de-prova era entre 6500 e 11000 mD, a porosidade igual a 25% e a garganta de poros média foi estimada em torno de 63,0 μm .

Nos ensaios do planejamento do tipo composto central, usado para desenvolver o modelo empírico para a pressão de rompimento da torta interna, se utilizou o mesmo tipo corpo-de-prova usado nos ensaios do planejamento fatorial fracionário. Contudo, a permeabilidade ao nitrogênio utilizada ficou em torno de 11000 mD.

3.1.1 – CONFECÇÃO DO CORPO-DE-PROVA SINTÉTICO NÃO CONSOLIDADO

Para confeccionar os corpos-de-prova foram usados quatro tipos de areia, que foram fornecidas pela mineradora JUNDU¹. Na Tabela 5 podem ser vistas as distribuições granulométricas das quatro areias. Com base nas características granulométricas destas foi desenvolvida uma composição que foi usada na preparação de corpos-de-prova para simular um arenito não consolidado tipicamente encontrado nos reservatórios da bacia de Campos.

¹ Mineradora Jundu Ltda, Anlândia, SP, CNPJ 60628468-00/81.

Tabela 5 – Distribuições das areias ensaiadas.

Amostras enviadas pela mineradora			Areia 20-40	Areia 40-60	Areia 60-70	Areia 90-500
FRAÇÃO	mm	MESH	% em Massa	% em Massa	% em Massa	% em Massa
Grânulo	4,000-2,000	10	0	0	0	0
areia m. grossa	2,000-1,000	18	0	0	0	0
areia grossa	1,000-0,500	35	57,69	0,15	0,03	0,02
areia média	0,500-0,250	60	42,29	94,37	21,02	0,49
areia fina	0,250-0,125	120	0,01	5,41	73,58	67,92
areia m. fina	0,125-0,061	230	0	0,06	5,34	31,25
Silte grosso - argila	0,061- <0,004	400	0,01	0,01	0,03	0,33

O meio poroso foi saturado com água destilada e compactado na célula cilíndrica do sistema de compactação, Figura 14. A pressão efetiva usada na compactação foi de 17236,89 kPa, a mesma que atua nos arenitos portadores de petróleo em poços horizontais de 2500 m de profundidade (QUEIROZ *et al.*, 2005a e b).



Figura 14 – Célula de compactação e o compactador.

Após a sua compactação o corpo-de-prova foi retirado da célula e pré-congelado em gelo seco como pode ser visto nas Figuras 15 e 16.



Figura 15 - Corpo-de-prova retirado da célula de compactação.

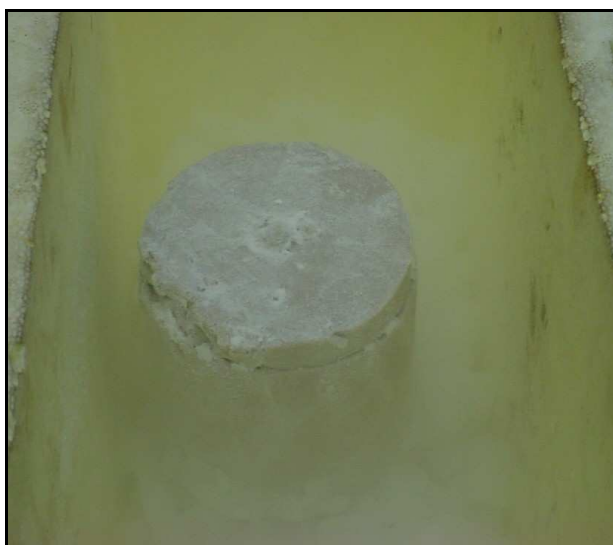


Figura 16 – Corpo-de-prova pré-congelado em gelo seco.

Por ser um material muito friável foi necessário congelar o corpo-de-prova utilizando o nitrogênio líquido (Figura 17), para maior segurança na obtenção dos corpos-de-prova cilíndricos.



Figura 17 – Congelamento em nitrogênio líquido.

Após congelamento em nitrogênio líquido, o corpo-de-prova foi levado para uma serra copo onde foram feitos corpos-de-prova com comprimento e diâmetro iguais a 2,54 cm, que possui uma área mínima representativa para os estudos de dano à formação. A Figura 18 mostra o processo de preparo desses corpos-de-prova congelados.



Figura 18 – Processo de preparação dos corpos-de-prova.

Depois, os corpos-de-prova cortados foram encapsulados com folhas de níquel. Em suas extremidades foram colocadas duas telas de aço. As Figuras 19 e 20 mostram a seqüência da encapsulação.



Figura 19 – Colocação das folhas de níquel.



Figura 20 - Colocação das telas de aço.



Figura 21 – Corpo-de-prova encapsulado.

Após a encapsulação, os corpos-de-prova foram colocados em um equipamento de vácuo e confinados por 30 segundos, ainda congelados, para melhorar a qualidade do encapsulação, Figura 21. Depois desse confinamento, os

corpos-de-prova foram colocados em uma estufa com controle de temperatura (40° C) e umidade por 24 horas.

3.2 – PREPARO DOS FLUIDOS

3.2.1 – PREPARO DA SALMOURA

A salmoura foi usada para saturar os poros dos corpos-de-prova, simulando a água de formação, nos ensaios de rompimento da torta interna e nos ensaios de retorno de permeabilidade. A salinidade da salmoura era de 35000 ppm, similar à água da formação que satura os poros das rochas produtoras de petróleo na bacia de Campos.

Para o preparo de 350 ml da salmoura o procedimento é o seguinte:

1. Mistura-se 14 g do cloreto de sódio PAA a 350 ml de água deionizada no copo metálico do agitador, agitando a mistura por 10 minutos à baixa agitação;
2. Finalizada a agitação, a salmoura é submetida a uma filtração á vácuo utilizando membrana Millipore™ de 45 µm para remoção de eventuais impurezas. A concentração final da salmoura obtida era de 35000 ppm de NaCl.

3.2.2 – PREPARO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Devido às características de abrasividade e de alta viscosidade do fluido de perfuração, a preparação dos fluidos *drill-in* foi feita em um agitador específico para o preparo de fluidos de perfuração, o *Hamilton Beach-Fann*, que apresenta três níveis de agitação, a baixa (a rotação de 10000 rpm), a média (a rotação de 15000 rpm) e alta (a rotação de 20000 rpm) e um copo de mistura metálico com capacidade de 500 ml (DARLEY E GRAY, 1988), Figura 22.



Figura 22 - Misturador Hamilton Beach – Fann.

Foi adotado um único procedimento de preparo para as formulações do fluido *drill-in*, descrito a seguir.

As amostras de fluido foram preparadas em bateladas de 350 ml e na temperatura ambiente. O procedimento de preparo era o seguinte:

1. Pesagem das amostras dos aditivos numa balança de precisão com três casas decimais;
2. Preparo da salmoura: mistura-se a massa de NaCl em 350 ml de água deionizada no copo metálico do agitador, agitando a mistura por 10 minutos à baixa agitação;
3. Adicionar lentamente a amostra do óxido de magnésio em 300 ml da salmoura de NaCl e agitar a mistura por 5 minutos à baixa agitação;
4. Adicionar lentamente a goma xantana a mistura e agitar a mistura por 5 minutos a baixa agitação;

5. Adicionar as quantidades do amido propilado, do lubrificante, do bactericida, do carbonato de cálcio, respectivamente, seguindo o mesmo procedimento adotado na adição da goma xantana;
6. Adicionar ao volume da mistura quantidade de salmoura necessária para completar o volume de 350 ml de fluido. Depois disso, agitar esse volume de mistura por 10 minutos à média agitação.

3.2.3 – ÓLEO MINERAL USADO NOS ENSAIOS

Nos ensaios de retorno de permeabilidade e de rompimento da torta interna foi usado o óleo mineral UNIPAR para simular o óleo escoando na rocha. As propriedades desse óleo são:

- Viscosidade igual a 1,16 cP a 21,5° C e
- Massa específica igual a 0,75 g/ cm³.

3.3 – O ENSAIO DE ROMPIMENTO DA TORTA INTERNA

Como não se encontrou um equipamento para medição da pressão de rompimento da torta interna do fluido de perfuração no mercado, foi desenvolvido um simulador físico para tal finalidade. Da necessidade de se medir essa pressão de modo sistemático, usando o simulador físico, também foi desenvolvida uma metodologia. Finalmente, foi gerado o pedido de depósito de patente PI 0502532-0, depositado em 17/06/2005 (PETROBRAS, 2005).

O ensaio de rompimento da torta interna do fluido *drill-in* é feito em duas etapas. Na primeira, é feita a formação da torta interna no corpo-de-prova, através de um processo de filtração. Na segunda etapa é realizado o ensaio de rompimento da torta interna gerada no corpo-de-prova, usando um equipamento que simula o processo de rompimento da torta interna.

3.3.1 – ENSAIO DE FILTRAÇÃO ESTÁTICA

Para preparar o corpo-de-prova cilíndrico com a torta interna foi utilizado um equipamento comercial de filtração em condições estáticas da Fann, denominado Filtro prensa de alta temperatura e alta pressão Série 387, que foi adaptado para uso do corpo-de-prova cilíndrico como meio poroso (Figura 23).

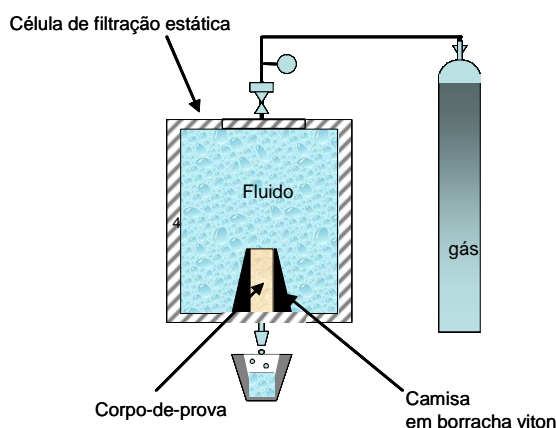


Figura 23 - Diagrama do filtrador Fann adaptado para uso do corpo-de-prova.

Neste ensaio, um volume fixo do fluido *drill-in* é colocado sobre um dos extremos do corpo-de-prova pré-saturado com a salmoura de NaCl a um diferencial de pressão e em temperatura pré-estabelecidos. O procedimento de saturação consiste na imersão do meio poroso no fluido em um dessecador acoplado a uma bomba de vácuo. O meio poroso está apoiado em uma tela de alta permeabilidade de modo a minimizar as perdas de carga localizadas na saída do equipamento. Foram utilizados corpos-de-prova porosos sintéticos não consolidados (diâmetro e comprimento igual a 2,50 cm) e os feitos com o arenito Rio Bonito (diâmetro e comprimento igual a 2,50 cm). O aparato experimental foi projetado de forma que as perdas de carga decorrentes da saída do fluido no equipamento sejam desprezíveis, Figura 24.



Figura 24 – Esquema de filtração HPHT.

Concluída a filtração, é feita a remoção da torta externa com auxílio de uma espátula. Depois disso, o corpo-de-prova está pronto para o ensaio de rompimento.

3.3.2 – ENSAIO DE ROMPIMENTO DA TORTA

Os ensaios de rompimento foram realizados no Simulador físico de medição da pressão de rompimento da torta interna, que é usado para simular o processo de rompimento em corpos-de-prova porosos, (Figuras 25 e 26).

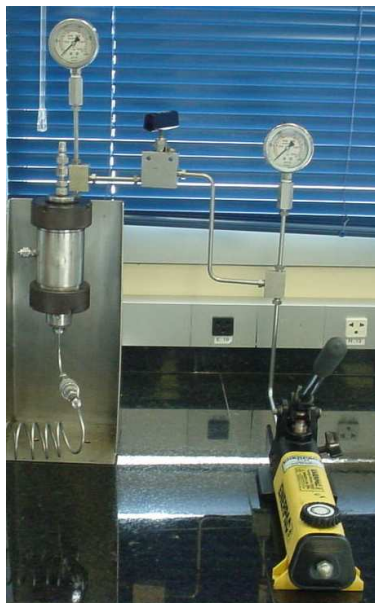


Figura 25 - Aparelho de medição da pressão de rompimento da torta interna.

O ensaio de rompimento da torta interna consiste na pressurização do corpo-de-prova com essa torta, através da pressurização da câmara de injeção de óleo, usando a bomba hidráulica manual. À medida que a interna é pressurizada, o manômetro do equipamento indica o valor da pressão atuando na torta, normalmente crescente. Quando o óleo mineral rompe o reboco, o manômetro acusa declínio na pressão. Todo esse processo é registrado através de um sistema de aquisição.

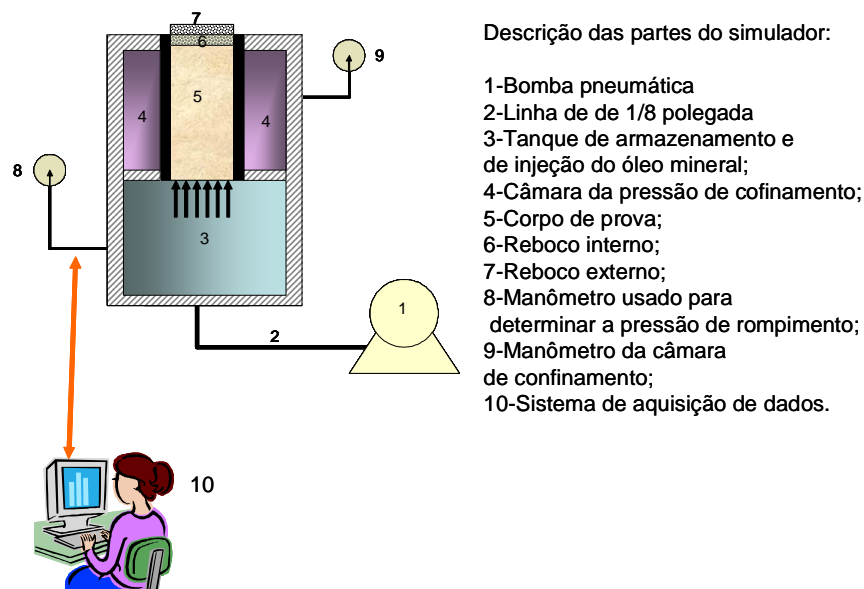


Figura 26 – Diagrama com descrição das partes do aparelho de medição da pressão de rompimento da torta interna.

3.4 – CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA

Ensaio estacionários e oscilatórios foram realizados para determinar as curvas de escoamento e as propriedades viscoelásticas das amostras. Utilizou-se um reômetro FANN 35A nas medidas reológicas das soluções poliméricas e o reômetro de tensão controlada HAAKE RS 600 nos ensaios com amostras do fluido *drill-in* e da torta.

O reômetro de tensão controlada emprega o princípio de tensão controlada, onde se aplica uma tensão pré-determinada que é ajustada pelo usuário durante as medidas. As opções de geometria disponíveis para esse reômetro são cone-placa e placas paralelas (Figuras 27 e 28) (SATO, 2002).

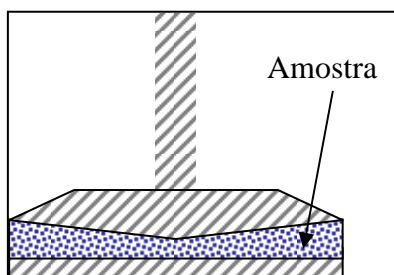


Figura 27 - Diagrama do sensor cone-placa.

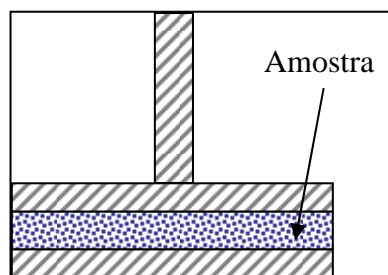


Figura 28 - Diagrama do sensor placa-placa.

O reômetro com geometria placas paralelas funciona através da aplicação de um torque ao material acondicionado entre duas placas circulares. Este torque tanto pode ser aplicado de forma dinâmica (oscilatória), quanto em regime permanente ou por curto período de tempo (transiente). O aparelho dispõe de uma série de opções, como aumento progressivo da frequência, torque ou deformação, de forma linear ou logarítmica e análise do comportamento em função do tempo (SATO, 2002).

O reômetro FANN 35A trabalha com taxa de cisalhamento controlada, onde o cilindro externo gira a uma velocidade constante, pré-selecionada, enquanto o cilindro interno fica estático, Figura 29. O “bob” sofre uma força de arraste, que é função da velocidade de fluxo e da viscosidade do fluido, e é transmitida pelo fluido. O “bob” se conecta a uma mola de torção através de um eixo, que se apóia na parte superior girando livremente através de um sistema de rolamentos. A constante K_m desta mola é igual a $3,87 \times 10^{-5}$ N.m/grau. A velocidade de rotação N é controlada através de um sistema de engrenagens e motor e pode variar conforme os valores 3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm (MACHADO, 2003).



Figura 29 - Viscosímetro Fann 35A.

Nos ensaios com o reômetro FANN 35A utilizou-se o arranjo (R1-B1-F1, rotor-bob-torção), onde o raio do cilindro externo (rotor) usado foi de $1,84 \times 10^{-2}$ m, o do cilindro interno “bob” foi de $1,72 \times 10^{-2}$ m e mola de torção com constante K igual a $3,87 \times 10^{-5}$ N.m/grau.

Por outro lado, nos ensaios com o reômetro HAAKE 600, os sensores utilizados foram: placas paralelas PP 35 mm e PP 60 mm com 2° , respectivamente (Figura 30). O sensor com placas paralelas de 35mm foi usado nas análises das tortas de filtração dos fluidos *drill-in* e o cone e placa 60mm com 2° nos ensaios com esse fluido. Esses sensores foram escolhidos através de testes de varredura de tensão usando amostras da torta de filtração e testes em estado estacionário com o fluido de perfuração, onde foram avaliados os seguintes sensores:

- Cone-placa 20mm 2°
- Cone-placa 20mm 4°
- Cone-placa 35mm 2°
- Cone-placa 35mm 4°
- Cone-placa 60mm 1°
- Cone-placa 60mm 2°
- Placa-placa 20mm
- Placa-placa 35mm
- Placa-placa 60mm.



Figura 30 - Imagem do reômetro HAAK 600 (à direita) e do sistema aquecimento (à esquerda).

Os ensaios em estado estacionário e os oscilatórios com os fluidos *drill-in* e as tortas foram realizados a 60° C, que é a temperatura média de fundo de poço na bacia de Campos. Além disso, nos ensaios em estado estacionário a tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação foi obtida usando-se um programa de tensão controlada, onde foram impostas três rampas crescente e decrescente para a obtenção do intervalo de 0 a 100 s⁻¹, com duração de 2 minutos cada.

Por outro lado, os ensaios com soluções poliméricas para seleção dos aditivos as curvas de escoamento foram realizadas a 22°C em um reômetro Fann.

As amostras de torta foram preparadas pela filtração das amostras do fluido *drill-in* em condições estáticas num filtro prensa de alta temperatura e alta pressão Série 387, utilizando o mesmo procedimento de filtração adotado para formação da torta nos corpos-de-prova cilíndricos, seção 3.3.1. Porém, o meio poroso usado era o papel de filtro *Whatman* n° 51 e a duração do ensaio era de 16 horas, numa temperatura de 60° C. Após a filtração, as amostras eram cuidadosamente removidas do papel de filtro e usadas nos ensaios reológicos.

Para evitar o ressecamento da torta do fluido *drill-in* durante os ensaios era colocado um filme de silicone sobre a superfície das amostras nos ensaios a 60° C.

De modo a caracterizar o comportamento viscoelástico da torta do fluido foram feitos varreduras de frequência e o ajuste dos dados gerados com o modelo generalizado de Maxwell. Mas, como não se conseguiu um ajuste satisfatório desses dados, então se buscou essa caracterização através de ensaios de relaxação de tensão. Os ensaios de relaxação foram realizados com um analisador de textura TA.XT2i com capacidade de 30kg, Figura 31. Nos ensaios de relaxação de tensão, utilizou-se sensor de geometria cilíndrica com 25 mm de diâmetro. As amostras das tortas foram cortadas em forma de paralelepípedo com 3,5 cm de comprimento, 3,0 cm de largura e altura de 3,5 mm. Estas foram comprimidas até 8% (NUSSINOVITCH et al. 1989) de deformação a uma velocidade de 1,0 mm/s, onde esta deformação foi mantida constante por 8 minutos. Durante esse tempo foi registrada a relaxação da tensão numa taxa de 25 medidas por segundo. A geometria foi lubrificada com o óleo mineral com objetivo de se eliminar a influência do atrito, entre a amostra e o equipamento, nos resultados obtidos (GREGSON, 1999). Foram realizadas três medidas para cada relaxamento. As amostras de tortas foram preparadas a 60° C.



Figura 31- Imagem do Analisador de textura TA.XT2i Plus (à esquerda) acoplado a um computador (à direita), que foi usado na aquisição de dados.

3.5 – ENSAIOS DE CALORIMETRIA DIFERENCIAL DE VARREDURA

A temperatura de pico(T_p) de gelificação das suspensões de amido propilado foram determinadas em um micro calorímetro diferencial de varredura (DSC III, da SETARAM) com uma unidade de resfriamento mecânico acoplada.

Cerca de 382 mg de cada amostra de fluido de perfuração foram colocados em recipientes de alumínio usados para medidas com o micro DSC. Esses recipientes após serem fechados, foram furados e colocados em estufa á vácuo para eliminação de água residual, por cerca de 5 horas a 100° C. O equipamento de micro DSC foi calibrado usando como substância padrão o índio, mantendo-se fluxo de nitrogênio a 100 μ L. As medidas foram feitas em triplicata no intervalo de temperatura de 20° C a 90° C para todas as amostras. Os ensaios foram realizados segundo o programa:

- Temperatura inicial de 20° C;
- Rampa de aquecimento de 20° C a 90° C;
- Taxa de resfriamento: 1° C/min.

3.6 – ENSAIOS DE ADSORÇÃO E DESSORÇÃO

Nos ensaios de adsorção e de dessorção utilizaram-se como substratos lâminas de Si, com camada nativa de SiO₂ de aproximadamente 2 nm (Quest, USA), que foram utilizadas como superfícies modelo por apresentarem composição química superficial semelhante à areia. Os adsorbatos foram amostras do fluido salgado com polímeros com variadas concentrações de goma xantana, de amido propilado, do lubrificante e suspensões preparadas com salmoura de NaCl (35000 ppm) e amido propilado, goma xantana e o lubrificante, respectivamente. Por outro lado, nos ensaios de dessorção foram feitos em meio ácido em função do tempo, sendo que o menor período de tempo é de 1 minuto.

Os ensaios de adsorção e dessorção foram realizados no Laboratório de Filmes Finos Poliméricos do Instituto de Química da USP, onde as medidas de adsorção e da dessorção foram realizadas usando a técnica de elipsometria.

Elipsometria consiste em medir a mudança do estado de polarização da luz após a reflexão, a partir de uma superfície isotrópica refletora. As mudanças de fase

(Δ) e (D) e o índice de refração (n) de um filme isotrópico e refletor, como mostra a equação de amplitude (ψ) da radiação após a reflexão são medidos com relação à radiação incidente. Δ e ψ dependem do comprimento de onda da radiação (λ), do ângulo de incidência (ϕ), da espessura fundamental da elipsometria (Eq. 33) (FUJIMOTO et. al., 2002):

$$e^{i\Delta} \tan \Psi = \tilde{R}_p / R_s = f(\tilde{n}, d, \lambda, \phi) \quad (33)$$

Através da equação 33, das relações de Drude e Fresnel, de cálculos iterativos e matrizes de Jones pode-se obter n e D independentemente (FUJIMOTO et. al., 2002; BRANDRUP E IMMERGUT, 1966). Quando as espessuras das camadas são muito finas ($\approx 1\text{nm}$) ou quando o contraste óptico não é suficiente para que D e n sejam obtidos independentemente um do outro, então, usa-se o índice de refração fixo a partir de dados da literatura ou do fabricante, e determina-se a espessura do filme (d_{poli}). Usaram-se os seguintes índices de refração: Si: $n = 3.858$; SiO_2 $n = 1,46218$ (EDWARD, 1985); xantana ou amido ou lubrificante: $n = 1,5019$ (BRANDRUP E IMMERGUT, 1966), ar = 1,00. As medidas elipsométricas foram realizadas num elipsômetro DRE-ELX02 (Ratzeburg, Alemanha) equipado com um laser He-Ne ($\lambda=632.8\text{nm}$), com ângulo de incidência ajustado em 70° , onde a cada 4 segundos valores de Δ e ψ foram automaticamente registrados.

3.6 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES QUE MAIS INFLUEM NA PRESSÃO DE ROMPIMENTO

Nessa etapa foram realizados ensaios exploratórios para identificar os fatores influentes na pressão de rompimento. Depois, foi feito um planejamento experimental fatorial para selecionar os fatores mais influentes desse conjunto identificado.

3.6.1 – ENSAIOS EXPLORATÓRIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES

Nas determinações das pressões de rompimento foi utilizado o procedimento de ensaio de rompimento descrito na secção 3.3, usando o filtrador FANN e o equipamento de medição da pressão de rompimento da torta interna. Nesses ensaios

foram utilizados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito. Na caracterização desses corpos-de-prova foram determinadas a porosidade e a permeabilidade.

A porosidade dos corpos-de-prova foi feita em um porosímetro a gás. Nesse ensaio, uma quantidade de gás com volume e pressão conhecidos é expandido para uma câmara que contém a amostra. A queda de pressão medida está relacionada com o volume de vazios desta câmara pela lei dos gases ideais.

Determinou-se a permeabilidade a fluidos gasosos em um permeômetro a gás, em regime permanente de escoamento. Neste ensaio, a amostra cilíndrica é acondicionada em célula de alta ou baixa pressão de confinamento, conforme seu estado de consolidação, sendo posteriormente estabelecido um fluxo de gás (N₂). Então, aguarda-se a estabilização deste fluxo, sendo então feitas as leituras de vazão e diferencial de pressão. A permeabilidade é calculada pela lei de Darcy para fluidos compressíveis. No caso da amostra apresentar permeabilidade baixa, então é feita a correção para o efeito Linkeberg.

Todos os ensaios de rompimento da torta interna foram realizados em triplicata e as médias e os desvios-padrão determinados pelo programa de computador STATISTICA™ (Statsoft) versão 7.0, módulo de estatística básica.

3.6.2 – ENSAIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES MAIS INFLUENTES

O procedimento de execução dos ensaios de rompimento foi o mesmo adotado nos ensaios exploratórios. Contudo, utilizaram-se corpos-de-prova não consolidados preparados com areia, de modo a simular rochas portadoras de petróleo da bacia de Campos.

O programa Statistica™(Stratsoft, v. 7.0) foi utilizado tanto na montagem do planejamento fatorial fracionário 2¹¹⁻⁷ quanto nos cálculos e análises dos resultados. Optou-se por esse planejamento, ao invés do saturado, porque se pretendia naquela ocasião expandir esse estudo com o uso de outras frações na melhoria dos resultados.

3.7 – SELEÇÃO DOS ADITIVOS PARA USO NA FORMULAÇÃO SALGADA COM POLÍMEROS

O procedimento de melhoria na composição do fluido começou pela seleção dos aditivos usados na formulação.

Os fatores mais críticos para o desempenho de um fluido de perfuração *drill-in* salgado e com polímeros são a reologia, a taxa de filtração, a lubricidade e a distribuição granulométrica do agente de tamponamento (DAVIDSON E STEWART, 1997). Por outro lado, a torta desse fluido deve apresentar baixa resistência mecânica de modo a facilitar a sua remoção durante a completação a poço aberto (CERASI, 2001). Então, a escolha criteriosa do viscosificante, do controlador do filtrado, do lubrificante e do agente de tamponamento é necessária para se obter o fluido *drill-in* com as características desejadas.

3.7.1 – SELEÇÃO DO VISCOSIFICANTE

A seleção do viscosificante envolveu ensaios reológicos usando a norma API RP 13B-1, denominada *The Rheology of Oil-well Drilling Fluids*, e determinações dos limites de escoamento usando a metodologia proposta por Yang, Scriven e Macosko (1986) e Pai e Khan (2002).

Foi escolhido o polímero cuja solução apresentou menor valor médio de limite de escoamento, além de satisfazer os critérios reológicos descritos na seção 3.7.1.1.

3.7.1.1 – ENSAIOS COM VISCOSIFICANTES PELA NORMA API RP 13D

O preparo das amostras das suspensões seguiu a norma API RP 13D-1. Essa norma prevê a preparação de fluidos com a adição de 2,28 g/L do viscosificante a uma solução salina preparada com água deionizada, cloreto sódio (60 g/L), cloreto de cálcio (0,20 g/L), cloreto de magnésio (0,086 g/L) e ajustado para pH 9,0 com NaOH. Em seguida, essa solução é rolada em estufa rotativa por 16 horas. Depois, são feitas as determinações dos parâmetros reológicos apresentados na Tabela 6 usando um viscosímetro FANN 35A e a norma API RP 13D-1 (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), 1985).

Tabela 6 - Especificação do viscosificante usando a norma API RP 13D-1.

Parâmetros reológicos	Mínimo	Máximo
Índice de consistência* (K), Pa.s ⁿ	1500	
Índice de comportamento de fluxo* (n), adm		0,5
Tensão de quebra do gel inicial** (G ₀), KPa	33,49	-
Tensão de quebra do gel** a 10 minutos (G ₁₀), KPa	47,84	71,76
Tensão de quebra do gel** a 30 minutos (G ₃₀), KPa	-	95,70

*Parâmetros do modelo reológico de Ostwald-de-Waale. **São as tensões de cisalhamento que restauram a fluidez do fluido em estado gel nos tempos de repouso zero, 10 e 30 minutos, respectivamente.

Por essa norma, o viscosificante para ser selecionado deve apresentar valores dos parâmetros reológicos entre os intervalos apresentados na Tabela 6. Por outro lado, quando comparados viscosificantes que satisfazem essa norma, o critério de seleção adotado é o de máximo valor de gel inicial.

3.7.1.2 - ENSAIO PARA DETERMINAÇÃO DO LIMITE DE ESCOAMENTO

Determinou-se a varredura de deformação para cada uma das soluções aquosas preparadas com os viscosificantes, utilizando um reômetro *HAAKE RS 600*. Em seguida, elaborou-se para cada solução um gráfico logarítmico onde a abscissa era deformação oscilatória cisalhante (γ) e na ordenada o produto ($G' \cdot \gamma$), onde G' é o módulo de armazenamento em cisalhamento e γ a deformação oscilatória cisalhante, Figura 32 (PAI E KHAN, 2002).

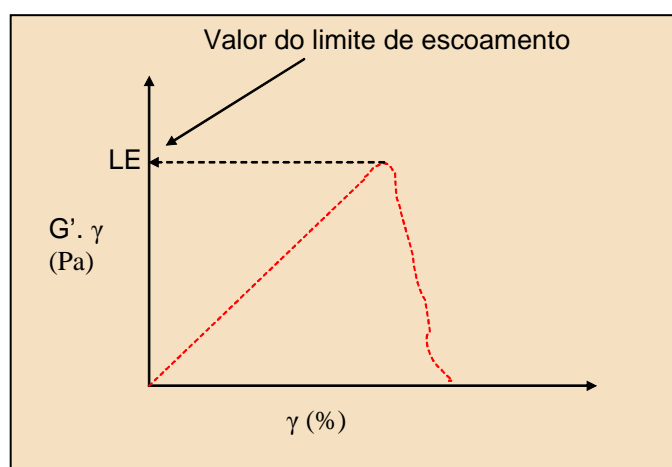


Figura 32 - Curva de tensão cisalhante versus deformação usada para determinação do limite de escoamento da solução polimérica.

O produto ($G' \cdot \gamma$) corresponde a tensão de cisalhamento σ em cada ponto da curva, uma vez que o módulo de armazenamento em cisalhamento é definido como (YANG, SCRIVEN E MACOSKO, 1986; PAI E KHAN, 2002):

$$G'(\omega) = \frac{\tau_0}{\gamma_0} \cos(\delta) \quad (34)$$

em que τ_0 é a amplitude da tensão.

O limite de escoamento corresponde ao valor da ordenada do ponto de máximo da curva; acima desse valor as deformações são irreversíveis, Figura 32.

Para cada solução foram feitas quatro determinações do limite de escoamento e determinado o desvio-padrão do conjunto.

3.7.2 – SELEÇÃO DO CONTROLADOR DE FILTRADO

O preparo das amostras das suspensões seguiu a norma API RP 13B-1. Essa norma prevê a preparação de fluidos com a adição de 5,0 g/L do redutor de filtrado a uma solução salina preparada com água deionizada, cloreto sódio (60.000 mg/L), cloreto de cálcio (200 mg/L), cloreto de magnésio (80 mg/L) e ajustado para pH 9,0 com NaOH. Em seguida, essa solução é rolada em estufa rotativa por 16 horas a 60°C. Depois, são feitos 9 ensaios de filtração para cada amostra de controlador de filtrado avaliado e determinadas média e o desvio padrão do conjunto.

Por essa norma, o controlador de filtrado a ser selecionado deve apresentar volume de filtrado API menor que 10 ml e incerteza menor ou igual a 2. Por outro lado, quando comparados controladores de filtrado que satisfazem essa norma, o critério de seleção adotado é o de menor valor de filtrado.

O limite de escoamento das soluções poliméricas preparadas com os amidos avaliados foi obtido pelo método proposto por YANG, SCRIVEN E MACOSKO (1986) e PAI E KHAN (2002), já descrito na secção anterior.

3.7.3 – SELEÇÃO DO LUBRIFICANTE PARA FLUIDO DE PERFURAÇÃO

3.7.3.1 – O ENSAIO DE LUBRICIDADE

Os ensaios de lubricidade foram realizados no medidor de lubricidade de fluido *Lubrlicity Tester* marca FANN, Figura 33.



Figura 33- Medidor de lubricidade Lubrlicity Tester FANN.

Foram realizadas determinações com amostras das três marcas de lubrificantes disponíveis seguindo o procedimento do ensaio descrito a seguir:

- a) Homogeneização da amostra a ser testada;
- b) Certificar-se de que o equipamento está perfeitamente limpo;
- c) Ligar o equipamento e deixar funcionando por 15 minutos;
- d) Zerar a leitura da amperagem no painel do equipamento;
- e) Transferir a amostra para o copo de teste. Colocar o copo no suporte do mesmo e elevá-lo até que o bloco e o anel de teste fiquem submersos no fluido. Fixá-lo com o parafuso;

- f) Girar a manivela do suporte do braço, no sentido horário, até que se consiga o contato entre as superfícies. Aplicar um torque de 150 lb.in ao braço. Deixar o equipamento funcionando durante 5 minutos. Anotar o valor do torque para o fluido testado no painel do equipamento;
- g) Girar a manivela do suporte do braço, no sentido anti-horário até que não se registre nenhum torque. Abaixar o suporte do copo e esvaziá-lo;
- h) Limpar e secar o equipamento.

Finalmente, o coeficiente de atrito de atrito com as relações:

$$\text{Coeficiente de Atrito} = \frac{\text{Leitura do Torque}}{100}$$

$$\text{Fator de Correção} = \frac{34}{\text{Leitura do Torque para Água Destilada}}$$

$$\text{Coeficiente de Atrito Corrigido} = \frac{\text{Leitura do Torque} \times \text{Fator de Correção}}{100}$$

3.7.4 – SELEÇÃO DO AGENTE DE TAMPONAMENTO

A caracterização dos agentes de tamponamento utilizou um analisador de partículas (*Malvern - Mastersizer*), que emprega a técnica de difração a laser para determinar a distribuição de tamanho de partículas, que é função do ângulo de espalhamento apresentado. É importante observar que o equipamento considera as partículas com se fossem esferas perfeitas.

Os cálculos de distribuição de tamanho determinados com a difração ou espalhamento da luz sempre geram uma distribuição volumétrica. Os resultados são expressos em percentual relativo de volume de material distribuído nas 32 faixas de

tamanhos que compõem as bandas do detector. A partir desses resultados determina-se qual a quantidade de material particulado que passaria ou não pelo meio poroso.

A microscopia eletrônica de varredura (Jeol JXA-840^a) também foi usada na caracterização dos sólidos selecionados através de imagens que permitem visualizar a forma, a distribuição e as dimensões dos grãos, fibras e lâminas.

3.8 – DELINEAMENTO EXPERIMENTAL PARA OBTENÇÃO DAS EQUAÇÕES EMPÍRICAS DAS RESPOSTAS

Para essa finalidade foi utilizado um planejamento de superfície de resposta do tipo composto central 2^3 com pontos estrela, onde o procedimento de execução dos ensaios de rompimento foi o mesmo adotado nos ensaios do planejamento fatorial fracionário da secção 3.6.2. A análise estatística foi feita no programa *Statistica* versão 7.0, onde se utilizou a opção Composto Central do módulo *Experimental Design-DOE*. Na análise estatística foram utilizados os dados dos fatores selecionados como mais influentes na pressão de rompimento, secção 3.6.2.

3.9 – A MELHORIA DA FORMULAÇÃO

O tratamento estatístico para a melhoria na formulação do fluido *drill-in* foi realizado utilizando os dados das cinco *respostas* e o programa *Statistica* versão 7.0, onde se utilizou a opção otimização com restrições (*Response desirability Profiling*), do módulo composto central (módulo *Experimental Design-DOE*).

4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

A primeira parte dessa discussão de resultados teve como foco as caracterizações reológicas do fluido de perfuração e da torta de filtração, a análise térmica do fluido e o estudo da adsorção dele na superfície da sílica.

Baseado nesses resultados, e também a partir dos dados obtidos na literatura, foram identificados fatores influentes na pressão de rompimento da torta interna do fluido. E depois, através de um planejamento fatorial fracionário, usando esse conjunto de fatores, identificaram-se aqueles mais influentes.

Em continuidade, são apresentados e discutidos os resultados da seleção entre várias marcas da goma xantana, do amido propilado, do carbonato de cálcio e do lubrificante para a formulação modificada do fluido *drill-in* salgado com polímeros, usando normas e o critério do menor limite de escoamento.

Em seguida, são exibidos os resultados do estudo estatístico do tipo composto central usado para desenvolver as equações empíricas para as variáveis de resposta em função dos fatores mais influentes na pressão de rompimento.

Finalmente, são apresentadas e discutidas as etapas da otimização da formulação do fluido de perfuração *drill-in* salgado e com polímeros e da sua torta, otimizando simultaneamente as equações empíricas desenvolvidas através do método de Derringer E Suich (1980) e feita a verificação da capacidade preditiva do modelo otimizado.

4.1 – CARACTERIZAÇÃO REOLÓGICA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

A caracterização reológica do fluido de perfuração envolveu ensaios em estado estacionário e dinâmico. Os dados obtidos em estado estacionário permitiram a obtenção das curvas de escoamentos do fluido, permitindo a sua classificação e com o ajuste desses dados foi possível identificar o modelo reológico que melhor descreve o comportamento desse fluido e a estudar a influência de fatores tais como temperatura e a concentração dos aditivos sobre os parâmetros desse modelo.

Por outro lado, a partir da análise reológica dinâmica foi possível caracterizar a estrutura do fluido de perfuração, assim como verificar o efeito da temperatura e da variação da concentração dos aditivos nessa estrutura.

4.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.2.1– ENSAIOS EM ESTADO ESTACIONÁRIO

A Figura 34 mostra uma curva de escoamento típica de um fluido de perfuração *drill-in* salgado com polímeros obtidos a 60° C. Com o intuito de verificar a existência de tixotropia no sistema, o fluido de perfuração *drill-in* foi inicialmente submetido a um aumento de taxa de cisalhamento (*curva azul-Subida*), depois, foi feita uma redução na tensão (*curva laranja-Descida*).

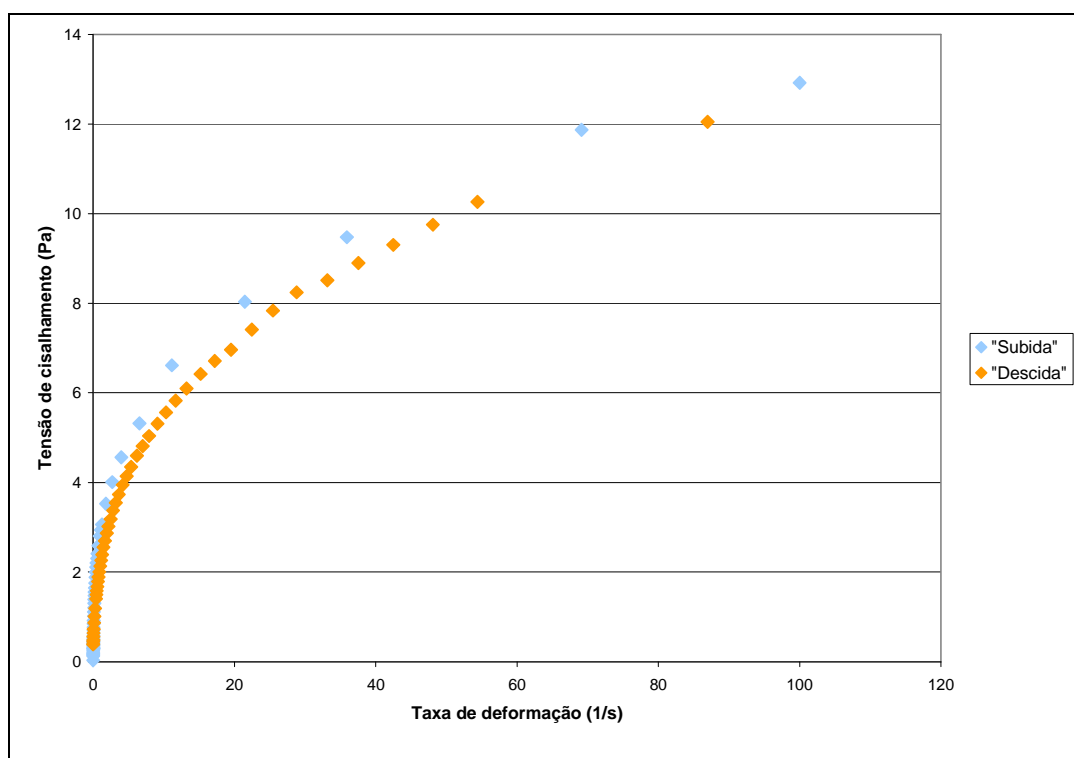


Figura 34 – Curva de escoamento do fluido de perfuração *drill-in* salgado com polímeros: Tensão de cisalhamento em função da taxa de deformação.

Pela Figura 34, observa-se que ocorreu quebra de estrutura com a aplicação do cisalhamento, resultando em redução na tensão de cisalhamento, constatada pela diferença entre as curvas de escoamento na subida e na descida, indicando a presença de tixotropia. Contudo, pela área gerada entre as curvas de subida e descida fica evidente que esse grau de tixotropia é baixo (MORRISON, 2000; MEZGER, 2002).

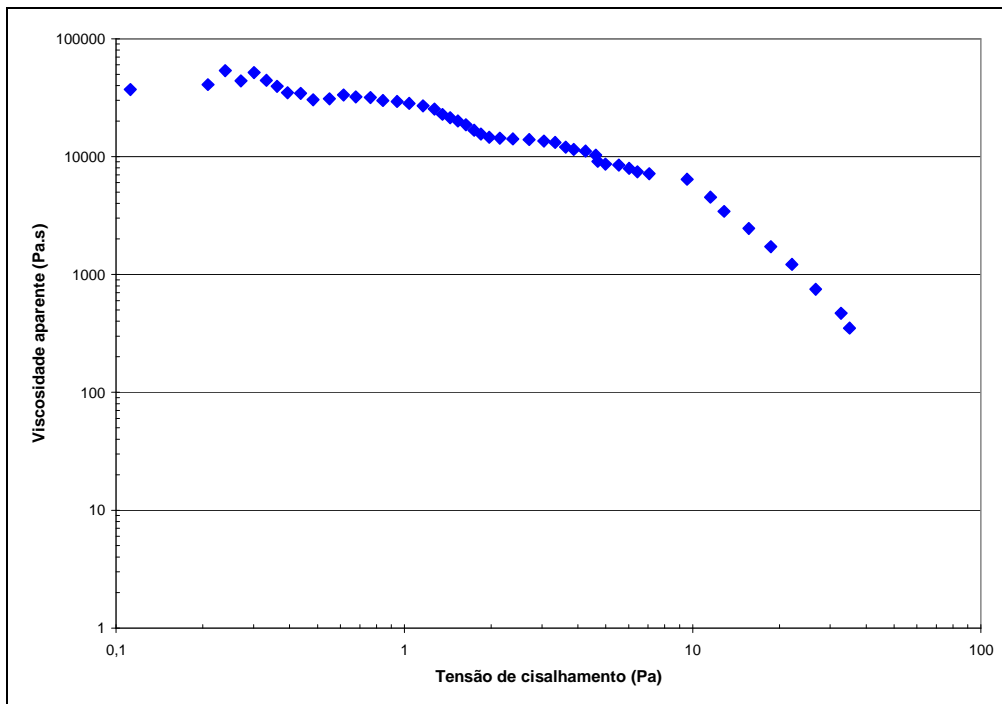


Figura 35 – Curva de escoamento do fluido de perfuração *drill-in* salgado com polímeros a 60° C.

Pela Figura 35 é verificado que o fluido *drill-in* a 60° C apresenta queda na viscosidade aparente à medida que a taxa de deformação aumenta, que é comportamento típico do fluido não-Newtoniano independente e pseudoplásticos (SANTOYO, 2001; LAPASIN, 1999). Devido a isso, buscaram-se modelos reológicos independentes do tempo para descrever o comportamento reológico do fluido de perfuração *drill-in* salgado e com polímeros. Assim, foram avaliados dois modelos empíricos para relacionar os dados de tensão de cisalhamento com a taxa de deformação: Ostwald-de-Waale (Lei da Potência) e Herschel-Bulckley representados pelas equações 3 e 5, respectivamente:

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (3)$$

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (4)$$

onde τ é a tensão de cisalhamento, $\dot{\gamma}$ é a taxa de deformação; n é o índice de comportamento reológico (equações 3 e 4) e τ_0 é o limite de escoamento (equação 4); K é o índice de consistência (equações 3 e 4).

Os dois modelos ajustaram de modo satisfatório os dados das curvas reológicas e apresentaram resultados similares, conforme pode ser verificado nas Figuras 35, 36 e 37.

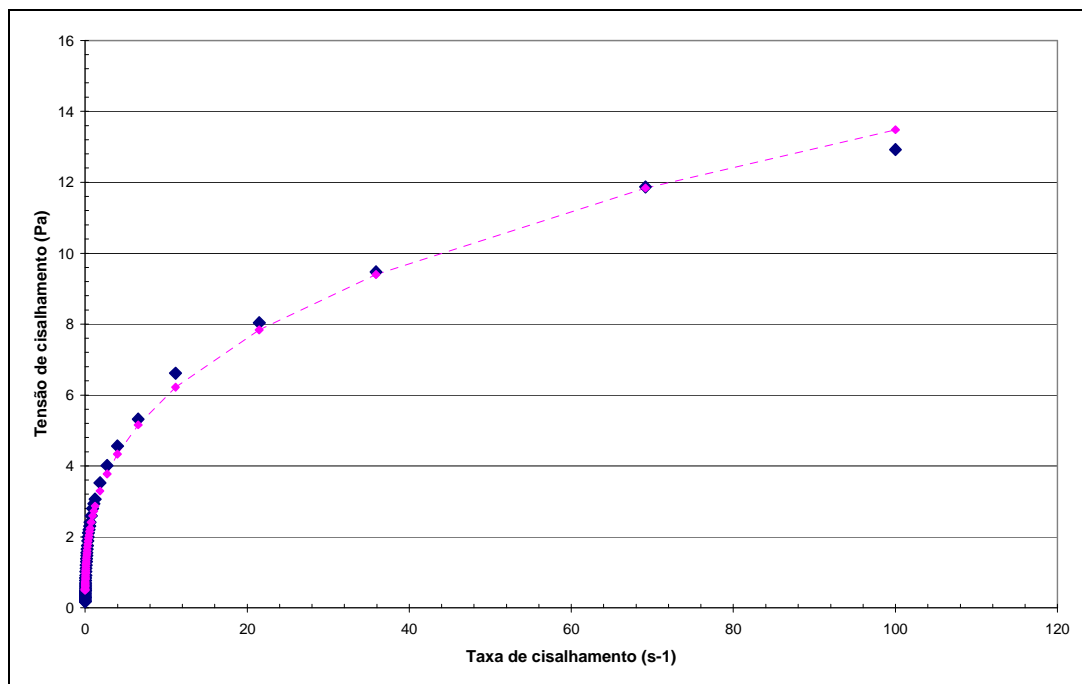


Figura 36 - Curva de escoamento para amostra do fluido de perfuração polimérico *drill-in* ajustado através do modelo de Ostwald de Waale.

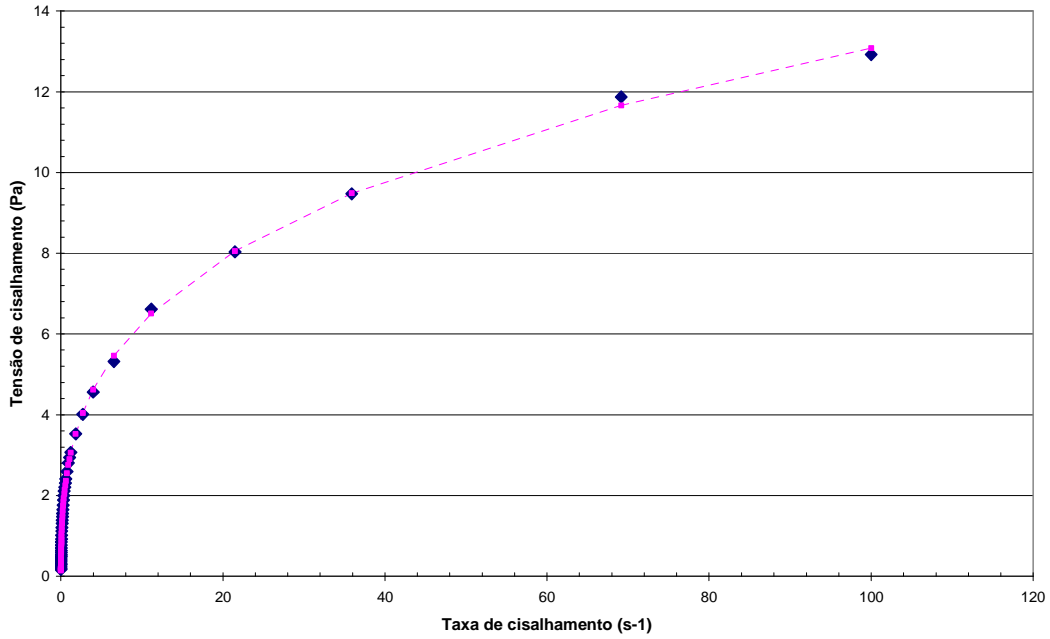


Figura 37 - Curva de escoamento para amostra do fluido de perfuração polimérico *drill-in* ajustado através do modelo de Herschel-Bulckley.

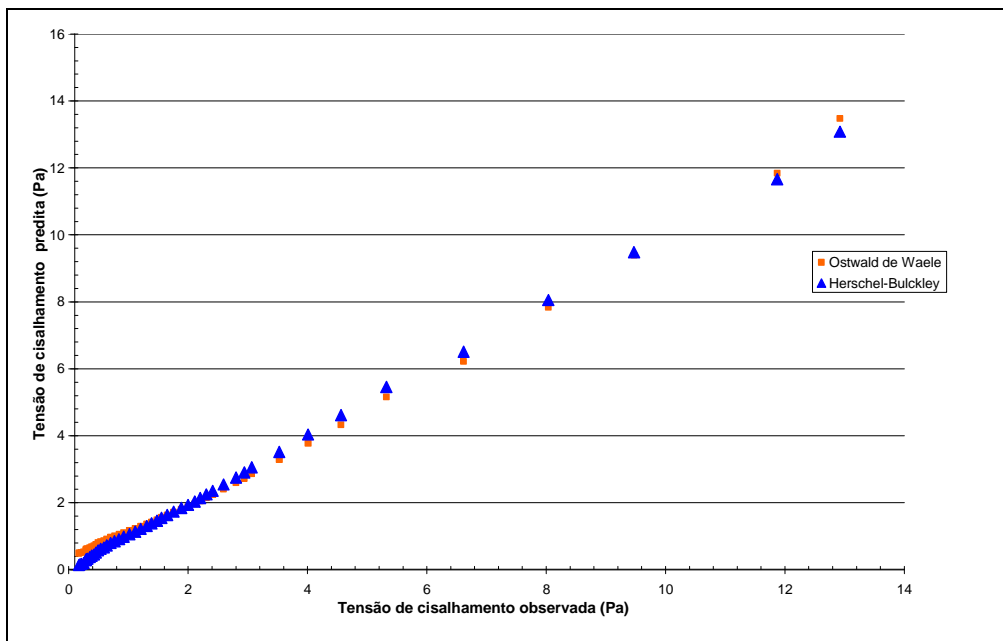


Figura 38 - Comparação entre os valores de tensão de cisalhamento preditos pelos modelos reológicos e o valor observado.

Além disso, na tabela 7 se verifica que o coeficiente τ_0 do modelo de Herschel-Bulckley é igual a zero. Dessa forma, o modelo de Herschel-Bulckley coincide com o modelo de Ostwald-de-Waale. Devido a isso, adotou-se o modelo de Ostwald-de-Waale na predição do comportamento reológico do fluido *drill-in*, por apresentar menor número de parâmetros que o Herschel-Bulckley, além de apresentar resultados similares.

Tabela 7 - Parâmetros reológicos dos modelos Ostwald-de-Waale e Herschel-Bulckley para as amostras do fluido *drill-in*.

Ostwald de Waale				Herschel-Bulckley			
T °C	K (mPas ⁿ)	n	R ²	τ_0 (mPa)	K (mPas ⁿ)	n	R ²
60,0	6,081	0,725	0,98	0,00	6,075	0,725	0,98

Muito embora, o modelo de Bingham seja bastante usado para determinar os parâmetros reológicos dos fluidos de perfuração, este por ser linear, não se aplica aos estudos destes fluidos por apresentar um comportamento não-linear conforme observado nas Figuras 36 e 37 (STEFFE, 1996).

A tabela 8 mostra o efeito dos tratamentos com a goma xantana, o amido propilado, o lubrificante e o carbonato de cálcio nos parâmetros do modelo de Ostwald-de-Waale. Verifica-se que ao elevar a concentração da goma xantana, conforme verificado na Tabela 8, o fluido *drill-in* torna-se mais pseudoplástico apresentado o valor de *n* cada vez menor com o aumento da concentração. Por outro lado, no tratamento realizado com o amido propilado, se observou que o índice de consistência (K) se mostrou ser mais sensível a essas adições que o índice de fluxo (n), que variou muito pouco. Por outro lado, os tratamentos com o carbonato de cálcio pouco afetou os parâmetros reológicos do modelo de Ostwald-de-Waale. O mesmo comportamento verificado nos tratamentos com o carbonato de cálcio também ocorreu nos tratamentos com o lubrificante. (Tabela 8).

Tabela 8- Parâmetros do modelos reológico de Ostwald de Waalle para o fluido de perfuração *drill-in* a diferentes concentrações de aditivos.

Tratamento com a goma xantana			
C (g/L)	K (mPa)	n (mPas ⁿ)	R ²
1,43	0,8965	0,4155	0,963
2,86	2,4004	0,3674	0,996
5,72	3,8386	0,3299	0,991
Tratamento com o amido propilado			
C (g/L)	K (mPa)	n (mPas ⁿ)	R ²
11,14	1,3894	0,3674	0,994
22,86	2,4004	0,3607	0,996
34,28	3,9418	0,3540	0,987
Tratamento com o carbonato de cálcio			
C (g/L)	K (mPa)	n (mPas ⁿ)	R ²
28,57	2,1623	0,3674	0,992
57,14	2,2104	0,3472	0,992
100,00	2,4004	0,3645	0,996
114,28	2,5240	0,3529	0,994
Tratamento com o lubrificante			
% v/v	K (mPa)	n (mPas ⁿ)	R ²
1,0	2,3906	0,3537	0,994
2,0	2,3905	0,3678	0,994
3,0	2,4004	0,3674	0,996

A figura 39 mostra as curvas de viscosidade aparente por tensão de cisalhamento do fluido de perfuração *drill-in* a diferentes temperaturas. Nesta figura, pode-se observar que a viscosidade aparente decresceu com o aumento da taxa de deformação para todas as temperaturas estudadas, caracterizando o comportamento pseudoplástico, tal como observado a 60° C.

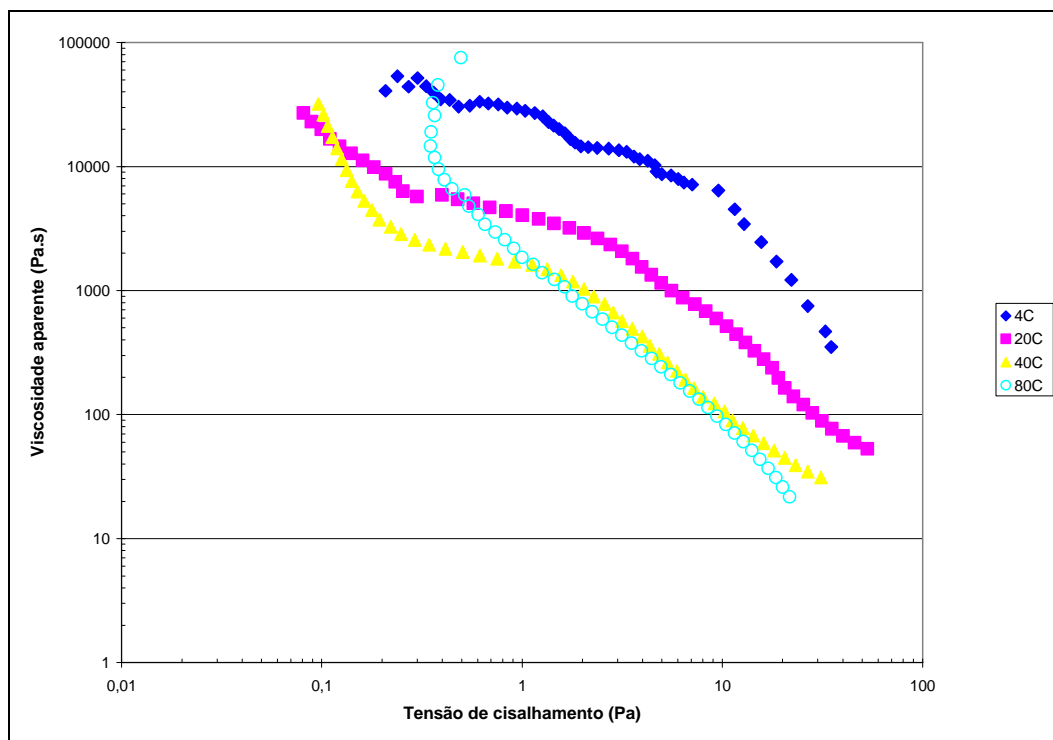


Figura 39- Curva de escoamento do fluido de perfuração *drill-in* salgado com polímeros nas diferentes temperaturas.

Assim como para o fluido *drill-in* a 60° C, o modelo de Ostwald de Waale foi ajustado às curvas de escoamento e os parâmetros obtidos para as diferentes temperaturas estudadas podem se vistas na Tabela 8.

Pela Tabela 9, verifica-se que o crescimento da temperatura levou a variações nos dois parâmetros do modelo de Ostwald de Waale, sendo de decréscimo no parâmetro K e uma tendência de crescimento no índice de fluxo n . Entretanto, na temperatura de 80° C o parâmetro n deixou de seguir essa tendência de crescimento, apresentando ligeiro declínio. Essa tendência que pode estar relacionada com o início de degradação dos componentes poliméricos do fluido, pois a essa temperatura o amido propilado tende a se gelificar e a goma xantana está próxima da sua temperatura de transição.

Tabela 9 - Parâmetros do modelo de Ostwald de Waale para o fluido *drill-in* a diferentes temperaturas.

	K(Pa.s ⁿ)	n	R ²
4° C	6,635	0,378	0,999
20° C	2,677	0,460	0,999
40° C	1,538	0,426	0,996
80° C	1,246	0,384	0,993

4.2.2 – ENSAIOS DINÂMICOS

Para a realização dos ensaios dinâmicos, determinou-se inicialmente a região de viscoelasticidade linear através de uma varredura de tensão de cisalhamento a uma frequência constante de 1,0 Hz, Figura 40. Neste gráfico, a região viscoelástica linear situa-se entre 0,1 e 1,0 Pa.

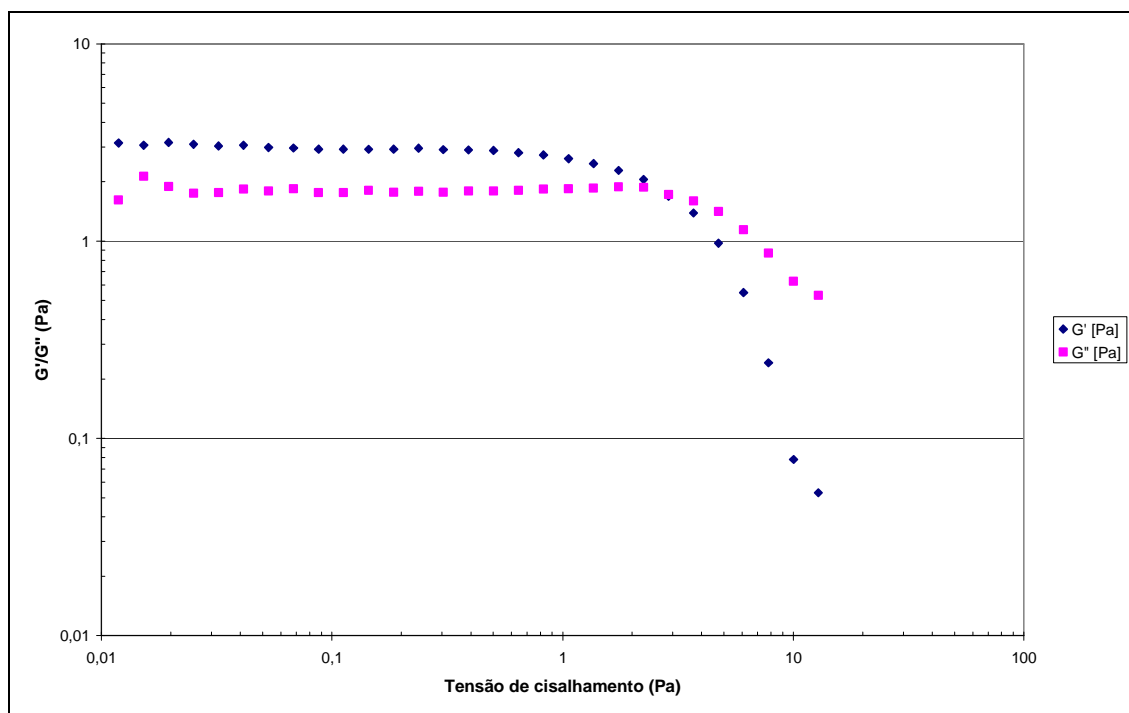


Figura 40 – Varredura de deformação para amostra do fluido polimérico salgado.

Em seguida, foram feitos experimentos de varreduras de freqüências no intervalo de 0,001 a 10 Hz, Figura 41, usando um valor de tensão situado dentro da região linear determinada anteriormente. Procurou-se usar o maior valor possível de tensão dentro da linearidade para minimizar problemas com a sensibilidade do equipamento. Em freqüências maiores poderia ocorrer o fenômeno de ressonância em amostras de baixa viscosidade, resultando dados não confiáveis (FERRY, 1980). Esses ensaios foram realizados a 60°C sendo considerada a temperatura média de fundo de poço na bacia de Campos.

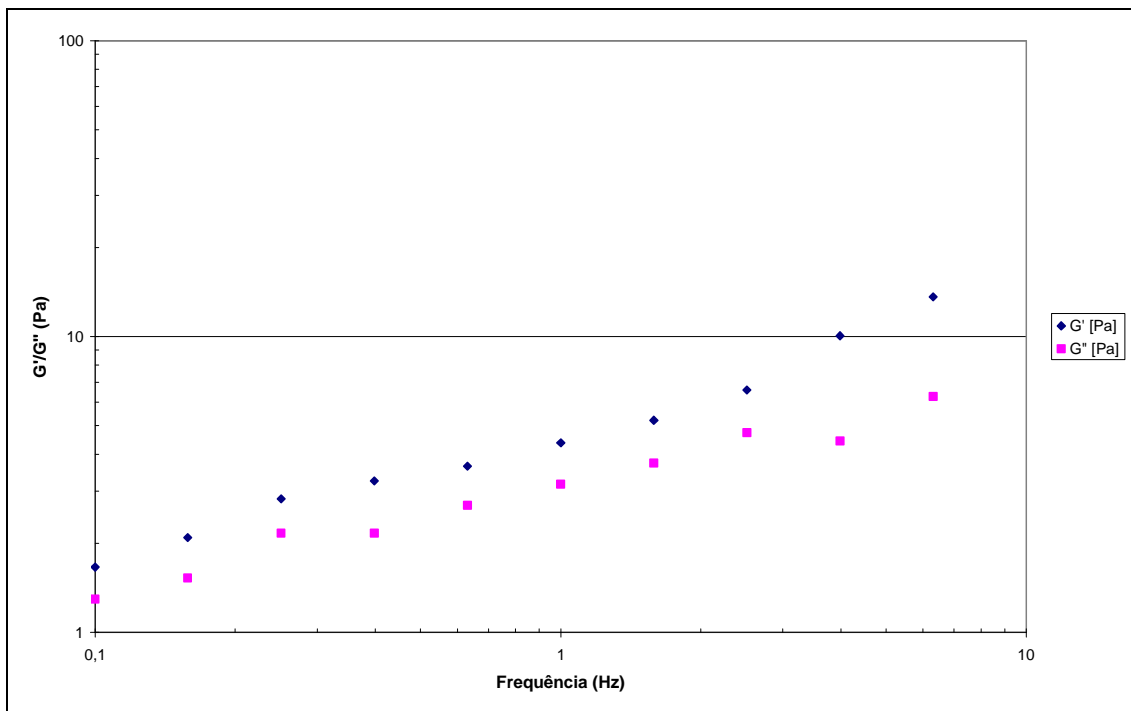


Figura 41 – Varredura de freqüência para amostra do fluido polimérico salgado.

Pela Figura 41, verifica-se que os módulos dinâmicos, G' e G'' , desse fluido *drill-in* são dependentes da freqüência. Além disso, também é verificado que o módulo de armazenamento elástico (G') é sempre maior que o módulo de perda (G'') e que esses parâmetros não se cruzam no intervalo de freqüência avaliado. Esse tipo de comportamento é típico de materiais estruturados como um gel fraco (LARSON, 1999; ROSALINA e BHATTACHARYA, 2001).

A Figura 42 mostra como os módulos G' e G'' são afetados pela temperatura. Aparentemente, o comportamento do material que se caracteriza como um gel fraco, não foi afetado. Também pode ser observado que o aumento na temperatura do fluido de 20° C para 60° C (uma taxa de 5°C /min) quase não afetou o módulo de perda

(G''), mas o módulo G' caiu com esse aumento, indo na direção do G'' , significando perda de elasticidade ou do comportamento sólido do material (GUNASEKARAN E AK, 2003). Sendo que em torno de 43°C , ocorreu uma clara estabilização no valor do G'' , que se manteve no mesmo patamar até 60°C . Segundo KATZBAUER (1998) e NAVARETE *et. al.* (2000b) a goma xantana é um excelente estabilizador térmico.

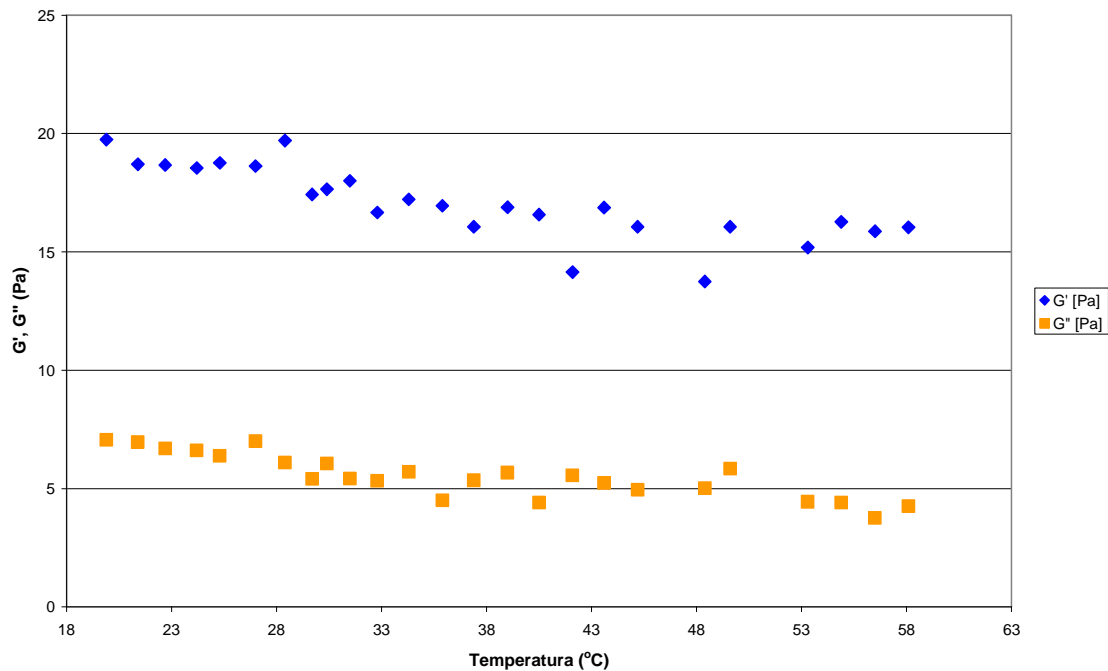


Figura 42 – Varredura de freqüência para amostra do fluido *drill-in* polimérico salgado.

A degradação de polímeros com aumento de temperatura é um dos fatores que afeta a termoestabilidade dos fluidos de perfuração (DAVIDSON E STEWARD, 1997). O conhecimento dessa temperatura é fundamental para o dimensionamento das formulações de fluido, pois com a degradação térmica iniciada no ponto de gelificação, as propriedades reológicas do fluido sofrem quedas significativas, refletindo nas características de carregamento e limpeza dos sólidos perfurados. Em virtude disso, se fez um estudo estatístico baseado em análises térmicas para determinação do ponto de gelificação da suspensão de amido tratada com a goma xantana e o sal NaCl, como em um fluido de perfuração salgado com polímeros.

4.3 – DETERMINAÇÃO DO PONTO DE GELIFICAÇÃO ATRAVÉS DA ANÁLISE TÉRMICA

Segundo CHAISAWANG E SUPHANTHARIKA (2005), a concentração da goma xantana e a salinidade nas pastas e suspensões de amido influenciam no ponto de gelificação destas. Por isso, foi feito um planejamento fatorial completo do tipo 2^2 para avaliar o efeito da concentração da goma xantana e da salinidade (NaCl) no comportamento do ponto de gelificação dessas suspensões. As concentrações usadas neste estudo, para o amido propilado, a goma xantana e NaCl, são aquelas encontradas normalmente nas formulações salgadas com polímeros (HALLIDAY, 1994).

A suspensão do amido propilado foi preparada com água deionizada e 6,0 % p/p do amido e nela adicionados a goma e o NaCl, Tabela 10. A resposta usada, a temperatura de pico da gelificação (T_p), foi determinada por análise térmica conforme descrito na seção 3.5. Finalmente, na Tabela 11 pode ser vista a malha de experimentos realizada nesse estudo.

Tabela 10 – Valores dos níveis para os 11 fatores utilizados no planejamento fatorial fracionário 2^2 .

Fatores	Níveis		
	-	0	+
Goma xantana, % p/p	0,0	-	0,35
NaCl, ppm	0,0	-	35000,0

Tabela 11 – Matriz do planejamento fatorial completo 2^2 usado para estudar o ponto de gelificação do fluido de perfuração polimérico .

Fator	Concentração da goma xantana (GOMA)	NaCl (SALINIDADE)
Ensaio		
1	-1	-1
2	+1	-1
3	-1	+1
4	+1	+1

4.3.1 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

A representação gráfica apresentada na Figura 43, denominada gráfico de Pareto padronizado, é uma representação na forma de diagrama de barras dos efeitos estimados. O gráfico de *Pareto* mostra de forma rápida e clara os efeitos que são estatisticamente importantes. Os efeitos cujos retângulos estiverem à direita da linha divisória (para a probabilidade $p=0,05$) são considerados significantes do ponto de vista estatístico (CALADO E MONTGOMERY, 2003). Assim sendo, pelo diagrama de *Pareto* da Figura 43 se identificou a salinidade como o fator mais influente no ponto de gelificação. A concentração da goma e a interação entre os fatores são também significativas, mas em uma proporção bem menor.

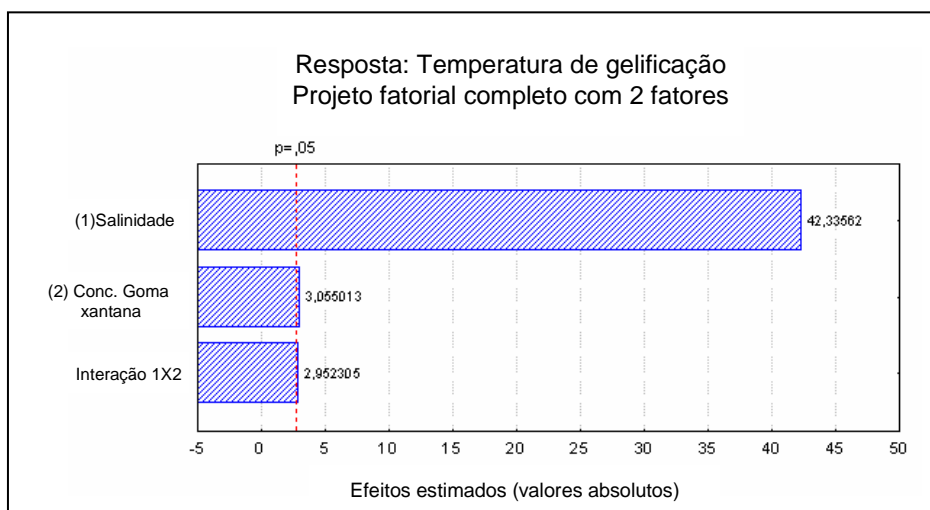


Figura 43 - Diagrama de Pareto do fatorial fracionário 2^2 .

Na Tabela 12 estão organizados os resultados dos ensaios da malha de experimentos, e a equação 35 mostra o resultado da regressão linear para estimar a temperatura do ponto de gelificação do fluido quando se varia a salinidade (0 - 35000 ppm) e a concentração da goma xantana (0 - 0,35 % p/p).

Tabela 12 – Respostas do planejamento fatorial completo 2^2 .

Ensaio	Respostas: T_p ($^{\circ}C$)	
1	69,7081	70,1689
2	69,9118	69,9981
3	76,13560	76,35690
4	77,3966	77,02020

Usando a equação 35 verifica-se que o aumento da salinidade na suspensão de amido propilado com 0,3,5 % p/p de goma xantana causou uma elevação na temperatura de gelificação do fluido, que passou de 73° C para 77° C. Dessa forma, existe uma tendência com o aumento na salinidade da suspensão de amido causar a elevação na temperatura de gelificação do fluido. CHAISAWANG E SUPHANTHARIKA (2005) observaram comportamento semelhante no estudo de misturas da tapioca com a goma xantana usando análise térmica.

$$T_p = 73,337 + 0,2446 GX + 3,390 SAL + 0,236 GX SAL \quad (35)$$

em que T_p é a temperatura do ponto gel; GX a concentração de goma xantana(g/L) e SAL é a salinidade (NaCl). O desvio-padrão dos coeficientes foi igual a 0,0800 e o erro puro igual a 0,5130.

4.4 – ADSORÇÃO DO FLUIDO SALGADO COM POLÍMEROS EM SÍLICA

BAILEY et al (1998) propuseram dois mecanismos para o rompimento da torta do fluido de perfuração pelos fluidos pressurizados da rocha-reservatório de petróleo: a) criação de canais preferenciais ou dutos através da torta ou b) pela remoção ou deslocamento da torta adsorvida nas paredes dos poros. O primeiro tipo está relacionado com o limite de escoamento da torta de fluido e o segundo pode depender do grau de adsorção do filme adsorvido nas paredes dos poros (BAILEY et al., 1998). Por isso foi feito um estudo para esclarecer essa questão e se possível relacionar os resultados na predição do mecanismo de rompimento.

Esse estudo foi realizado em um conjunto de etapas. Na primeira foi feita uma avaliação exploratória para verificação da ocorrência de adsorção e da dessorção entre o fluido de perfuração salgado e a superfície da areia (sílica). Em seguida foram estudados os processos adsorção e de dessorção em suspensões salinas feitas com os polímeros e lubrificantes, que são usados na formulação desse fluido de perfuração, e determinadas às isotermas de adsorção dos polímeros. Em seguida, foi feito um estudo da cinética da adsorção para a goma xantana e o amido propilado. Depois se buscou determinar quais os fatores que regem a adsorção do fluido salgado na sílica através de um estudo de planejamento fatorial do tipo Plackett-Burman. Finalmente, foram discutidos os resultados desse estudo.

4.4.1 – ENSAIOS EXPLORATÓRIOS DA ADSORÇÃO E DA DESSORÇÃO DO FLUIDO SALGADO COM POLÍMERO EM SÍLICA

Nos ensaios, utilizou-se a temperatura média de fundo de poço na bacia de Campos e valores de pH ácido, neutro e básico, de modo a verificar como a adsorção do fluido salgado com polímeros se comporta nessas condições, como ocorre nos poços horizontais na bacia de Campos.

Lâminas de Si compostas por Si e uma camada superior nativa de SiO₂ de 2 nm de espessura foram usadas como substratos para mimetizar a sílica (areia). O procedimento adotado nos ensaios de adsorção foi o seguinte: as lâminas de Si foram deixadas em contato com amostras do fluido de perfuração, preparadas em pH 4, pH 7 ou pH 10 por 72 horas a (70 ± 2) °C. Depois desse período, foram retiradas, lavadas com água destilada e seca sob jato do gás N₂.

As espessuras médias dos filmes adsorvidos (D) são apresentadas na Figura 44. É interessante observar que as maiores espessuras foram obtidas em pH 4, ou seja, em meio ácido. Os valores de D obtidos em pH 7 (68 ± 20 nm) e pH 10 (66 ± 6 nm) foram muito semelhantes. Após as medições da espessura da camada adsorvida as amostras foram imersas em HCl (pH 1) por 12 horas para avaliar a dessorção em meio ácido. Em seguida foram retiradas, lavadas em água destilada, seca com jato de N₂ e novamente medidas por elipsometria. As espessuras médias obtidas estão apresentadas na Figura 44. Considerando os desvios médios, todas as espessuras diminuíram até um valor aparentemente constante de ~ 40 nm, independentemente do pH em que foram preparados os fluidos. A dessorção mais acentuada ocorreu nas amostras do fluido preparado com pH 4, enquanto que em pH 10 a dessorção foi menos acentuada.

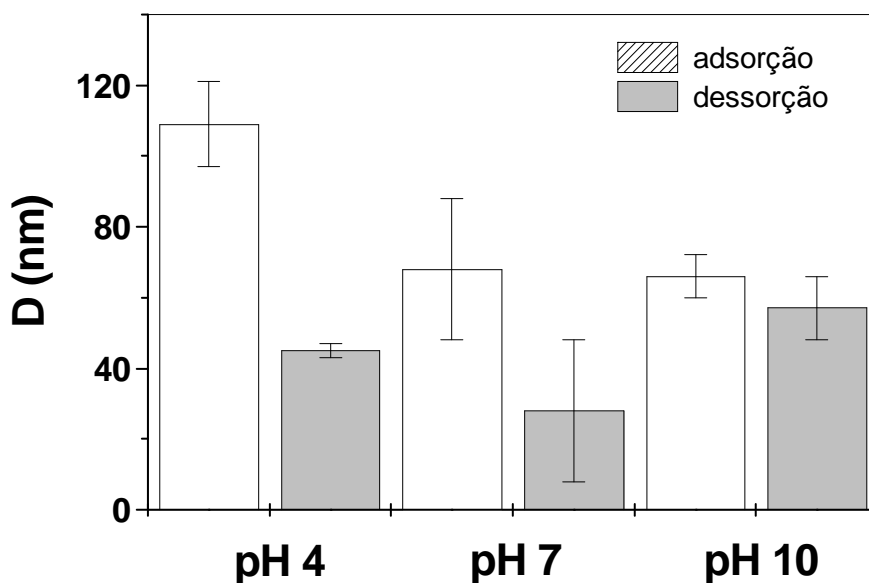


Figura 44 - Espessuras médias (D) dos filmes do fluido salgado e com polímeros adsorvidos sobre lâminas de sílica durante 72 h a 70°C e que foram preparadas em pH 4, pH 7 e pH 10. (b) Espessuras médias (D) dos filmes do fluido salgado e com polímeros após imersão durante 12 h em pH 1.

4.4.2 – ENSAIOS DE ADSORÇÃO DA GOMA XANTANA, DO AMIDO PROPILADO E DO LUBRIFICANTE SOBRE A SUPERFÍCIE DA SÍLICA

As espessuras médias dos filmes do fluido salgado contendo polímeros são altas e correspondem a multicamadas adsorvidas sobre as lâminas. O estudo de adsorção do fluido salgado de perfuração sobre superfície da sílica em função do pH mostrou que a adsorção da mistura é favorecida em meio ácido e que a dessorção em meio ácido foi mais pronunciada justamente nas camadas mais espessas, obtidas em meio ácido. Com base nestas conclusões surgiram os seguintes questionamentos: qual o papel do pH do meio na adsorção/dessorção de cada polímero? Existe competição entre os polímeros pela superfície da sílica? Existe efeito sinérgico entre eles na adsorção?

Para responder essas questões foram realizados ensaios de adsorção com a goma xantana, o amido e o lubrificante em salmoura de NaCl (0.44 mol/L) separadamente sobre lâminas de Si. Utilizou-se o mesmo procedimento experimental do estudo de adsorção com o fluido de perfuração, descrito na secção 4.4.1. Além disso, foram utilizados valores de pH 3, 6 e 12, sendo pH 3 o valor do ponto isoelétrico

da sílica (SUHARA et al.,1995; ILER, 1979), a temperatura igual a 70° C e o tempo de interação igual a 72 horas.

As espessuras médias dos filmes poliméricos obtidos em função da concentração estão apresentadas na Figura 45. A faixa de concentração investigada na Figura 45 está bem abaixo daquela usada na formulação por causa da dificuldade em solubilizar os polissacarídeos. A goma xantana formou filmes muito mais espessos sobre as lâminas de silício do que o amido propilado. Foi observado também, que após a adsorção parte do filme foi removido pelo jato de água da lavagem, ou seja, agregados que estavam fisicamente adsorvidos sobre a lâmina de Si foram facilmente removidos.

As isotermas de adsorção da goma xantana, do amido e do lubrificante sobre lâminas de sílica a 70° C estão apresentadas nas Figuras 45a, 45b e 45c, respectivamente. Verifica-se que a adsorção é fortemente favorecida em pH 12 para os três casos.

Na região de pH ácido, a adsorção da goma xantana e do amido propilado pode ser favorecida por interações do tipo ponte de H, uma vez que a superfície da sílica apresenta grupos silanóis e ambos os polissacarídeos estão ricos em grupos hidroxilas. Em pH 6, os valores de D correspondem a monocamadas de polímero (xantana ou amido) adsorvido. Além disso, verificou-se que em pH 6 a adsorção da goma xantana e do amido propilado são irreversíveis, ou seja, não se observa dessorção quando a solução desses polímeros é substituída por água pura. Por isso, foi feito um ajuste considerando o modelo de adsorção de Langmuir para as duas isotermas, onde o grau de recobrimento θ foi calculado dividindo a espessura D medida em uma dada concentração de polímero e a espessura no limite da adsorção ou o valor de D máximo (D_{max}):

$$\theta = \frac{D}{D_{max}} \quad (36)$$

A dependência de θ com a concentração de polímero pode ser ajustada pelo modelo de adsorção de Langmuir:

$$\theta = \frac{K_{ads} \cdot C_{polimero}}{(1 + K_{ads} \cdot C_{polimero})} \quad (37)$$

onde K_{ads} é a constante de adsorção e $C_{polimero}$ é a concentração de polímero. Quanto maior for o valor de K_{ads} , maior é a afinidade entre substrato e adsorbato.

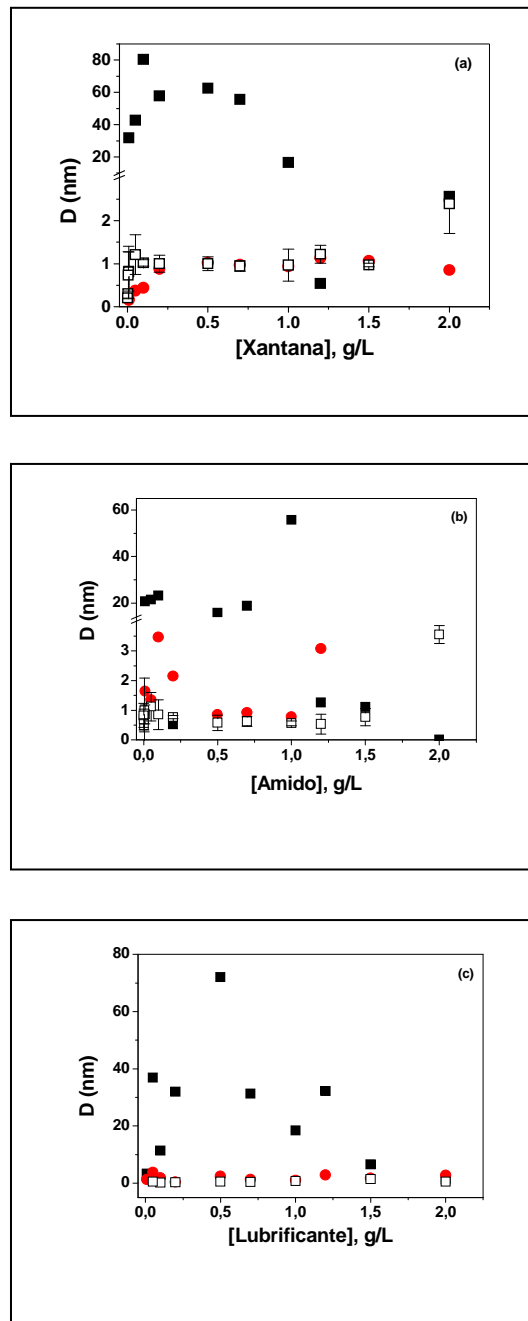


Figura 45 - Isotermas de adsorção: (a) da goma xantana, (b) do amido propilado e (c) do lubrificante sobre lâminas de Si em pH 3 (círculo), pH 6 (quadrado vazio) e pH 12 (quadrado cheio).

As Figuras 46a e 46b mostram o grau de recobrimento θ em função da concentração de xantana e amido, respectivamente, juntamente com os melhores ajustes obtidos. Os valores das constantes de adsorção K_{ads} obtidas para a goma xantana e o amido propilado a partir dos ajustes, foram 455 L/g e 355 L/g, respectivamente, indicando que a goma xantana e amido tem afinidades semelhantes pela lâmina de sílica. Porém, não se conseguiu ajuste satisfatório para as isotermas do lubrificante.

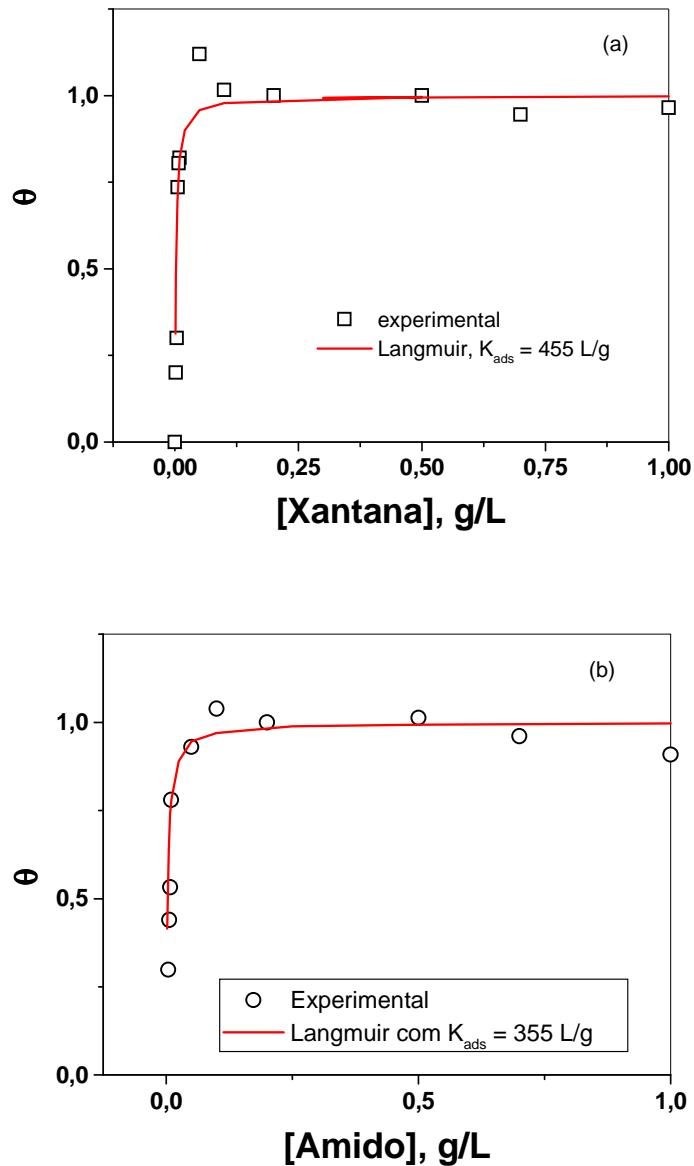
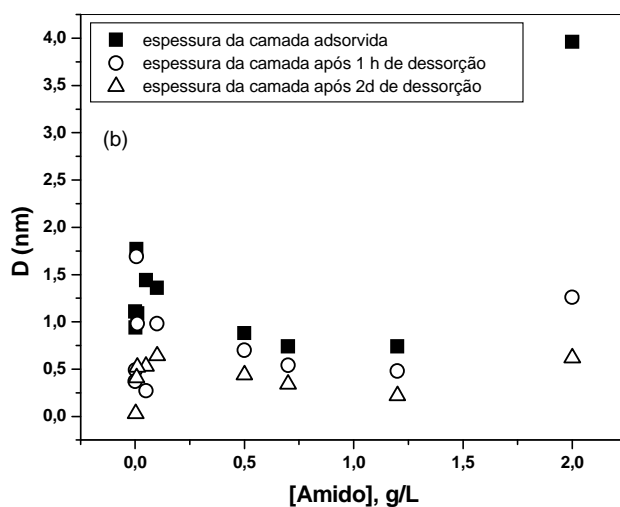
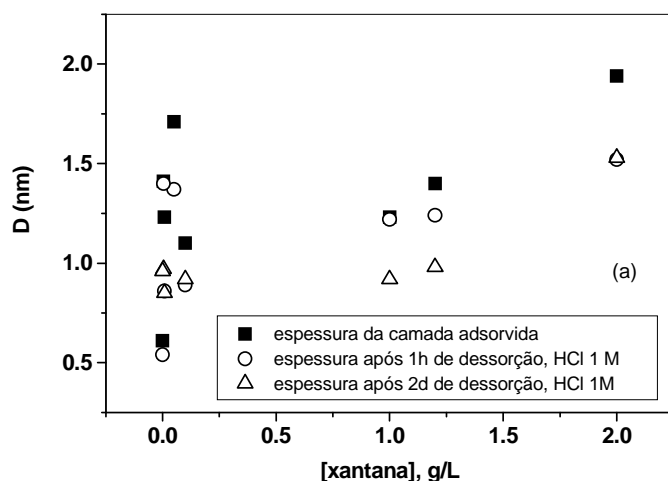


Figura 46 - Grau de recobrimento θ em função da concentração de (a) xantana e (b) amido, juntamente com os respectivos ajustes (linha vermelha) seguindo o modelo de Langmuir.

Os ensaios de dessorção foram realizados para estudar separadamente a dessorção da goma xantana, do amido propilado e do lubrificante na superfície da sílica e com isso se entender o comportamento da dessorção do fluido salgado com polímeros na sílica. Utilizou-se o mesmo procedimento experimental empregado no estudo de dessorção com o fluido de perfuração que está descrito na secção 4.4.1.

São mostradas nas Figuras 47a, 47b e 47c, as espessuras das camadas adsorvidas, antes e após a dessorção em HCl, para a goma xantana, o amido propilado e o lubrificante, respectivamente. Verifica-se que a dessorção foi significativa para os dois polímeros, principalmente para a goma xantana e reduzida para o lubrificante em comparação aos valores obtidos para os polímeros para valores de concentração maiores que 0,6 g/L.



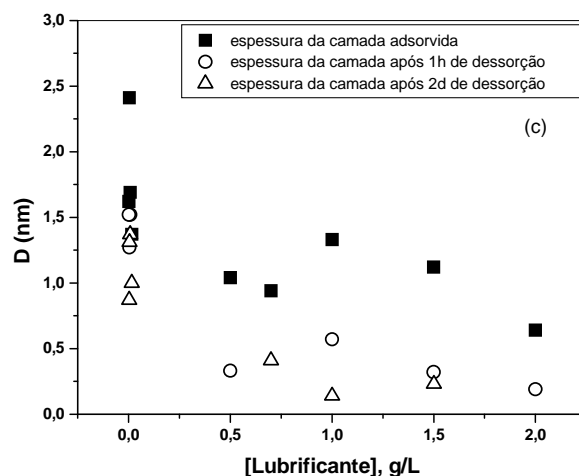


Figura 47 - Espessura dos filmes da adsorção e da dessorção, após 1h e 2 dias em HCl 1M para (a) a goma xantana , (b) o amido propilado e (c) o lubrificante.

4.4.2 – CINÉTICA DA ADSORÇÃO DO FLUIDO SALGADO EM SÍLICA

A falta de dados sobre o tempo necessário para que o equilíbrio seja atingido, nos processos de adsorção da goma xantana e do amido propilado em sílica motivou a realização de ensaios de cinética de equilíbrio para esses processos. Dessa forma, os ensaios de cinética de adsorção tiveram como objetivo a determinação do tempo de equilíbrio das espessuras das camadas adsorvidas desses materiais, e com isso a determinação do tempo ótimo de contato adsorbato-adsorvente, que foi usado nos ensaios de adsorção posteriores.

Na execução desse estudo foi utilizado o mesmo procedimento experimental para o fluido de perfuração, descrito na secção 4.4.1. Além disso, foram realizados ensaios com diferentes tempos de contato de modo a se verificar a influência do tempo na capacidade de adsorção. Os tempos utilizados foram 1, 5, 10, 20, 50, 1440 e 3000 minutos, respectivamente.

As Figuras 48a e 48b mostram a cinética de adsorção da goma xantana e amido propilado, respectivamente, em pH 3, 6 e 12. Verifica-se que a espessura do filme cresceu consideravelmente somente após 1 semana de adsorção, tendo crescimento mais expressivo em pH 12, corroborando com os resultados apresentados na Figura 45.

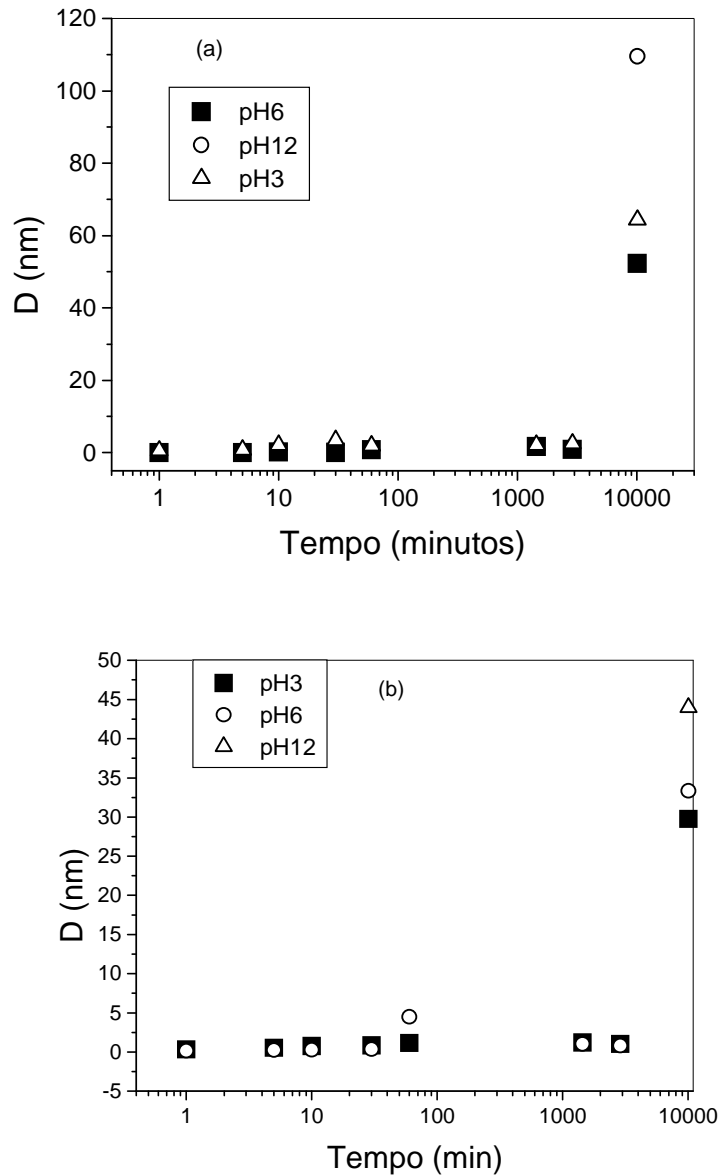


Figura 48 - Curvas da cinética de adsorção de xantana (a) e amido (b) em pH 3, pH 6 e pH 12.

4.4.4 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES QUE GOVERNAM A ADSORÇÃO DOS ADITIVOS DO FLUIDO SALGADO EM SÍLICA

Segundo LECOURTIER *et. al.* (1990) e JÖNSSON e al.(1999) os fatores que governam a adsorção de polímeros em superfícies de sílica são: pH, os valores das cargas do adsorbato e do adsorvente, as concentrações e os pesos moleculares dos polímeros, a temperatura, a salinidade e a presença de surfatantes não-iônicos.

Pelos resultados iniciais ficou evidente que o pH do meio influencia na adsorção do fluido de perfuração salgado, dos polímeros e do lubrificante em sílica, porém a influência de outros fatores não ficou tão evidenciada. Por isso, foi feito um estudo de identificação dos fatores mais influentes nesse processo usando os parâmetros sugeridos por LECOURTIER *et. al.* (1990) e JÖNSSON e al.(1999): as concentrações do lubrificante, da goma xantana, do amido do surfatante não-iônico, a temperatura e o pH e a salinidade do meio. Para isso, utilizou-se um planejamento fatorial do tipo Plackett-Burman, com sete fatores.

Nesse estudo, consideraram-se constantes os valores de massa molar da goma xantana igual a 2.000.000 g/mol (ROSALAM E ENGLAND, 2005) e do amido propilado igual a 2.000.000 g/mol (DUBOIS, 1999).

Na Tabela 13, podem ser vistos os níveis e a malha de experimentos para os fatores variados. A variável de resposta foi a espessura da camada adsorvida (D). Finalmente, na Tabela 14 é vista a malha de resultados.

Tabela 13 – Valores dos níveis para os 7 fatores utilizados no planejamento tipo Plackett-Burman.

Fatores	Níveis		
	-	0	+
Conc. amido propilado, ppm	1000	1500	2000
Conc.goma xantana, ppm	500	750	1000
Conc.lubrificante, v/v %	1,0	1,5	2,0
Salinidade (NaCl), ppm	0,0	40000	80000
Conc.surfatante, ppm	1250	1875	2500
pH	3,0	7,5	12,0
Temperatura, °C	30,0	50	70,0

Tabela 14 – Matriz do planejamento Plackett-Burman usado para identificar os fatores mais influentes na adsorção do fluido salgado com polímero na superfície da sílica e os respectivos resultados.

Formulação	Conc. Goma xantana	Conc. amido propilado	Lubrificante	Salinidade	*Surfactante	pH	Temp	D(nm) 96 h
5	-1,00	-1,00	1,00	1,00	-1,00	-1,00	1,00	9 ± 2
7	-1,00	1,00	1,00	-1,00	-1,00	1,00	-1,00	8 ± 1
3	-1,00	1,00	-1,00	-1,00	1,00	-1,00	1,00	1.4 ± 0.
6	1,00	-1,00	1,00	-1,00	1,00	-1,00	-1,00	0.4 ± 0.
4	1,00	1,00	-1,00	1,00	-1,00	-1,00	-1,00	0.45 ± 0.
1	-1,00	-1,00	-1,00	1,00	1,00	1,00	-1,00	0.26 ± 0.
8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	7.68*
2	1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	1,00	1,00	3.89*

* filmes com muitos defeitos, superfícies apresentaram alto espalhamento. O surfatante usado foi do tipo não- iônico. Não foi possível diluição menor para esse surfatante.

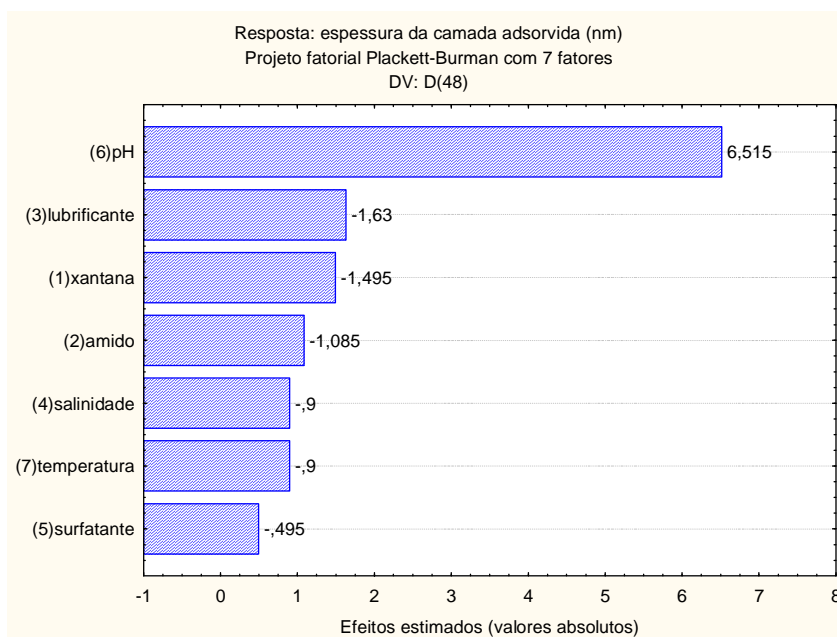


Figura 49 – Gráfico de Pareto com efeitos principais: espessura da camada adsorvida.

Pelo gráfico de Pareto da Figura 49 verifica-se que o efeito do fator pH se destaca em relação aos demais efeitos, corroborando os resultados obtidos nesse trabalho e indicando que esse fator é quem rege o processo de adsorção desses polímeros e do fluido de perfuração na sílica. Outra observação interessante é que os efeitos da xantana e amido são semelhantes, corroborando com os valores semelhantes de K_{ads} obtidos a partir do ajuste pelo modelo de Langmuir (Figura 46) para adsorção de amido e xantana sobre lâminas de Si.

4.4.5 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados do estudo mostraram que ocorre adsorção e dessorção do fluido de perfuração salgado com polímero na superfície da sílica e alguns questionamentos surgiram: Qual o papel de cada um dos polímeros na adsorção/dessorção? Existe competição entre eles na superfície da sílica? Existe efeito sinérgico entre eles na adsorção? Então, as isotermas de adsorção para a goma xantana e o amido propilado foram obtidas e mostraram que goma xantana e amido propilado apresentam afinidades semelhantes pela lâmina de sílica. Segundo JÖNSSON e al.(1999), em uma competição entre polímeros de elevadas massas molares por superfícies de adsorção, o polímero de maior massa molar tem a preferência. A razão para esse efeito é que quando as cadeias mais curtas estão livres em solução, há um ganho entrópico do sistema como um todo muito maior do que se as cadeias mais longas estiverem livres em solução. No sistema investigado, ambos polissacarídeos apresentam massa molar em torno de 2.000.000 g/mol, explicando os valores semelhantes de K_{ads} (Figura 46) e dos efeitos obtidos a partir do planejamento Plackett-Burman (Figura 49).

Os resultados apresentados nas Figuras 45a, 45b e 45c indicam que a condição de pH alto leva a grandes valores de espessura das camadas formadas, independente que o adsorbato seja a goma xantana, ou amido propilado ou lubrificante. Visualmente em pH alto, as soluções são sempre turvas, sinalizando que não há dissolução completa ou que há formação de agregados. Estes agregados podem adsorver no substrato, levando à formação de camadas muito espessas. Segundo OH, SO E YANG (1999), as moléculas desses agregados são fortemente ligadas entre si por pontes de hidrogênio, de modo a formarem uma estrutura com aspecto de gel. LIU, ZHANG E LASKOWSKI (2000) reportam que a adsorção de polissacarídeos sobre substratos ácidos é desfavorecida em pH alto, pois nessas

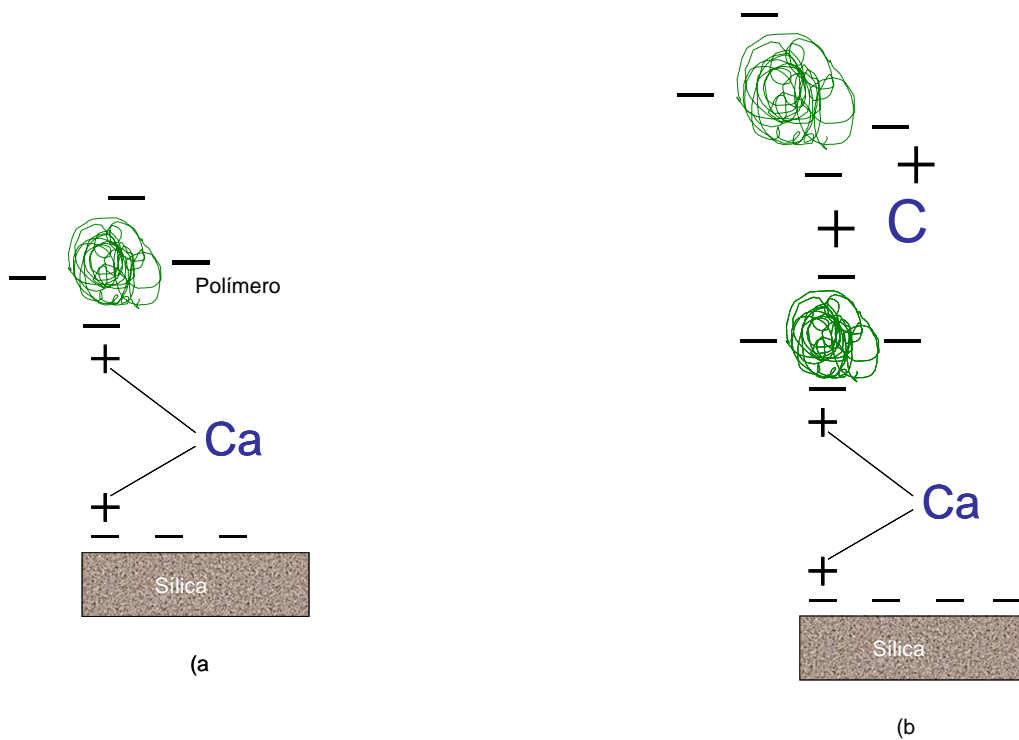
condições, interações do tipo ácido-base estão ausentes. Somente em pH neutro ou ácido as interações ácido-base podem contribuir para o processo de adsorção. Além disso, o ponto isoelétrico (iep) do SiO₂ deve ser próximo ao do quartzo, iep = 2. No iep, a quantidade de material adsorvido deve ser máxima (LIU, ZHANG E LASKOWSKI, 2000). Portanto, provavelmente as camadas espessas observadas em pH alto são resultantes da adsorção de agregados. Outra observação importante é que em pH alto, há uma faixa de concentração de 0,5 a 1,0 g/L, na qual as maiores espessuras são observadas. Já em pH 6, soluções de concentração > 1,0 g/L são límpidas.

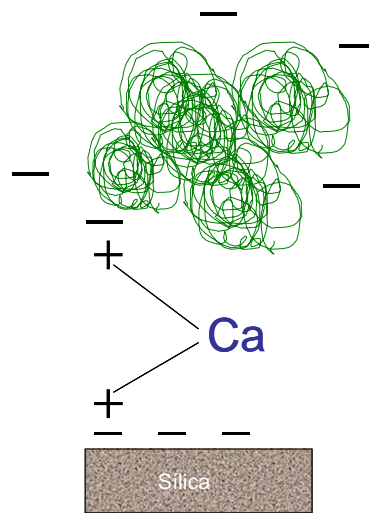
Dos resultados do estudo para identificação dos fatores mais influentes nas adsorções do fluido de perfuração salgado, da goma xantana, do lubrificante e do amido propilado na sílica, ficou evidente que o pH é o fator determinante, Figura 49. Essa conclusão fica bem evidenciada pelos resultados apresentados nas Figuras 45 a, 45 b, 45 c.

Segundo SURATA et al. (1995), a superfície da sílica, imersa em soluções salinas com valores de pH entre 3 e 12, apresenta carga negativa nos seus sítios ativos, devido à liberação de prótons dos grupos Si-OH da superfície da sílica e as cargas aumentam de magnitude com o aumento de pH. Por outro lado, a goma xantana é aniônica e apresenta uma configuração estável em meio salino (ROSALAM E ENGLAND, 2005). Além disso, em pH alto, as cadeias de amido propilado também liberam prótons dos grupos OH, tornando-se aniônicos. Dessa forma, não era de se esperar a ocorrência de adsorções do fluido de perfuração salgado e das suspensões salinas preparadas com a goma xantana, o amido propilado e o lubrificante (glicol) na superfície da sílica. Então, como se explicam as adsorções verificadas nesse estudo?

Polímeros aniônicos em suspensão em salmouras à base de NaCl ou de outros sais monovalentes adsorvem sobre superfícies carregadas com cargas negativas quando nessa suspensão estiverem presentes íons divalentes, tais como o Ca²⁺. A adsorção do fluido de perfuração salgado com polímeros sobre a sílica em meio alcalino pode ocorrer através de um dos dois mecanismos apresentados na Figura 50, uma vez que os polímeros estão em meio alcalino, suspensos numa salmoura de NaCl e na presença do carbonato de cálcio micronizado. No modelo proposto por CHIAPPA e et. al.(1999), os cátions Ca²⁺ fazem a coordenação ou "bridging" entre as cargas negativas da superfície da sílica e as cargas negativas dos polímeros (Figura 50a). Após a adsorção da primeira camada de polímero coordenado pelos íons Ca²⁺, as próximas camadas podem ser formadas de forma semelhante, onde os íons Ca²⁺,

coordenariam duas cadeias de polímeros negativamente carregados, como mostra a Figura 50b. Assim, camadas espessas de fluido salgado contendo polímeros podem ser formadas sobre sílica. Uma outra possibilidade seria a adsorção de agregados de polímeros já formados em solução através da coordenação dos íons Ca^{2+} , que adsorveriam sobre o substrato (Figura 50c). Esta última situação parece predominar no processo de adsorção do fluido de perfuração *drill-in* sobre SiO_2 (Figura 1). Dessa forma, o mecanismo pela remoção ou deslocamento da torta adsorvida nas paredes dos poros apresenta pouca tendência de ocorrer, em relação ao mecanismo de escoamento através de dutos no interior da torta. Como foi discutida anteriormente, a camada de fluido adsorvida é formada por agregados de polímeros, ligados por pontes de hidrogênio, que configura uma força de coesão baixa, em relação às forças iônicas que ocorrem na interface sílica-polímero.





(c)

Figura 50 - Mecanismos de adsorção de polímeros aniônicos em meio alcalino sobre superfície de SiO_2 negativamente carregada na presença de íons Ca^{2+} . Em (a) a presença de íons Ca^{2+} melhora a adsorção de polímeros aniônicos sobre a superfície da SiO_2 . Em (b) a presença de íons Ca^{2+} neutraliza parte das cargas dos polímeros em solução. Em (c) agregados de polissacarídeos formados em solução adsorvem sobre íons Ca^{2+} imobilizados sobre a superfície da SiO_2 .

Analisando os dados apresentados nas Figuras 48a e 48b, pode-se verificar que o equilíbrio na espessura da adsorção dos filmes leva pelo menos dois dias para ser alcançado, tempo necessário para a formação dos agregados a partir das moléculas dos polímeros que não se solubilizaram na salmoura.

Finalmente, com base nos resultados desse estudo de adsorção, ficou evidente que a dessorção é praticamente nula. Dessa forma, o mecanismo pela remoção ou deslocamento da torta adsorvida nas paredes dos poros apresenta pouca tendência de ocorrer, em relação ao mecanismo de escoamento através de dutos no interior da torta. Como foi discutida anteriormente, a camada de fluido adsorvida é formada por agregados de polímeros, ligados por pontes de hidrogênio, que configura uma força de coesão baixa, em relação às forças iônicas que ocorrem na interface sílica-polímero. Por isso, o mecanismo de rompimento mais provável de ocorrer é o tipo de formação de dutos no interior da torta. Porém, existe condição onde o deslocamento da torta tem maior chance de ocorrer, que é quando o teor de sólidos inertes no fluido é muito

grande, nesse caso ocorre uma redução na oferta de polímeros para adsorver a superfície e com isso, esse tipo de rompimento pode ocorrer.

4.5 – ANÁLISES REOLÓGICAS COM A TORTA DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO *DRILL-IN*

A análise reológica caracterizou as propriedades viscoelásticas da torta do fluido de perfuração *drill-in* salgado e com polímero, aqui denominado sistema polimérico, por ser formado pela mistura de específicas concentrações do amido propilado, da goma xantana, do carbonato de cálcio, do lubrificante e da salmoura à base de NaCl.

Essa caracterização foi feita a partir das variações nas concentrações do amido propilado, da goma xantana, do carbonato de cálcio e do lubrificante na formulação do fluido polimérico, com o objetivo de avaliar a influência da composição do fluido nas características da estrutura da sua torta.

4.5.1 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Pela Tabela 15, as tortas do fluido *drill-in* obtidas pela variação na concentração da goma xantana apresentaram mesmo intervalo de viscoelasticidade linear, indicando que essa goma não interfere no tamanho do intervalo (ROSALINA E BHATTACHARYA, 2001). Contudo, os intervalos de viscoelasticidade das tortas provenientes das variações nas concentrações do carbonato de cálcio e do lubrificante apresentaram diferenças (Tabelas 15 e 16), sinalizando que as adições desses produtos influem nas dimensões desses intervalos.

Tabela 15 – Intervalo da região de viscoelasticidade linear da torta: efeito da variação da concentração da goma xantana.

Concentração, g/L	Intervalo de viscoelasticidade linear
0,0	0,01-0,15
1,43	0,01-0,15
2,85	0,01-0,15
5,71	0,01-0,15

Tabela 16 – Intervalo da região de viscoelasticidade linear da torta: efeito da variação da concentração do carbonato de cálcio.

Concentração, g/L	Intervalo de viscoelasticidade linear
0,0	0,01-0,05
14,3	0,01-0,15
28,5	0,01-0,30
57,1	0,01-0,30

Tabela 17 – Intervalo da região de viscoelasticidade linear da torta: efeito da variação da concentração do lubrificante.

Concentração, % p/p	Intervalo de viscoelasticidade linear
0,0	0,01-0,30
0,5	0,05-0,30
2,85	0,05-0,07
5,71	0,05-0,07

Concluída a varredura de tensão, selecionou-se para cada amostra um valor de deformação dentro do intervalo de viscoelasticidade linear, que foi usado no ensaio de varredura de frequência. A partir das varreduras de frequências é possível se caracterizar ou classificar uma dispersão. Atualmente, a classificação em uso para as dispersões é: solução diluída, sistema de redes entrelaçadas ou solução concentrada, gel fraco e gel forte. Uma solução diluída se caracteriza por apresentar o G'' (módulo de perda em cisalhamento) sempre maior que o G' (módulo de armazenamento em cisalhamento) em todo intervalo de frequência, com aproximação dos módulos a

freqüências mais altas. Sistemas de redes entrelaçadas mostram interseção entre as curvas de G' e de G'' no intervalo de freqüência analisado, sinalizando uma clara tendência a se comportar como sólido a freqüências mais altas (FREITAS, 2002).

Por outro lado, o gel fraco ou gel físico é dependente da freqüência, mas não apresenta cruzamento entre G' e G'' . No caso do gel forte ou covalente, os módulos dinâmicos são independentes da freqüência (Sim *et. al.*, 2003; WILDER *et al.*, 2003; HYUN *et al.*, 2002). Além disso, no gel forte existem ligações cruzadas de alta energia de ligação e no gel físico as características elásticas se devem à formação de emaranhados de natureza topológica entre as moléculas. De um modo geral, nos géis o módulo de armazenamento (G') é sempre maior que o módulo de dissipação (G'') em todo o intervalo de freqüências (FREITAS, 2002).

Nos espectros mecânicos das tortas de fluido obtidos pela variação na concentração da goma xantana, concentrações entre 0 e 5,71 g/L (Figuras 51 a 53), observam-se variações na estrutura da torta. Nesse caso as tortas apresentam comportamento de rede entrelaçada, por apresentarem cruzamentos entre as curvas de G' e G'' no intervalo de freqüências e a independência desses módulos com a freqüência, principalmente na torta com 2,86 g/L de goma xantana (Figura 52). Uma possível explicação para esse comportamento é que, a baixa freqüência, há tempo suficiente para que os entrelaçamentos possam se formar e dissociar dentro do período de oscilação e, desta forma o comportamento viscoso predomina sobre o caráter elástico. Com o aumento da freqüência, já não existe tempo para a dissociação dos enlaces e então as propriedades são como as de uma rede com ligações cruzadas, ou seja, a resposta elástica predomina sobre a viscosa ($G' > G''$) (FREITAS, 2002).

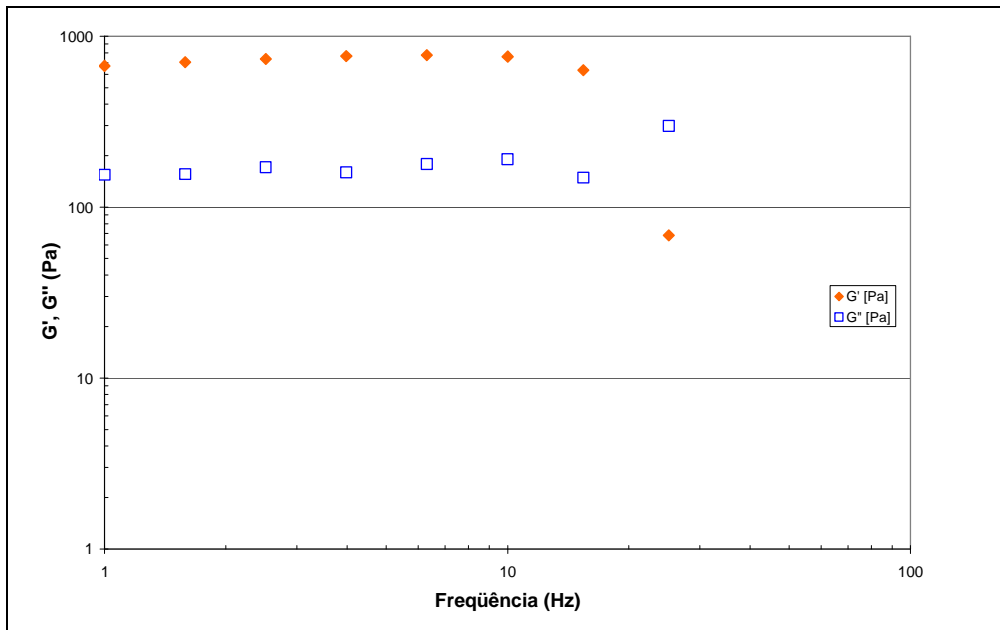


Figura 51 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado com polímeros, na temperatura de 60° C e sem goma xantana.

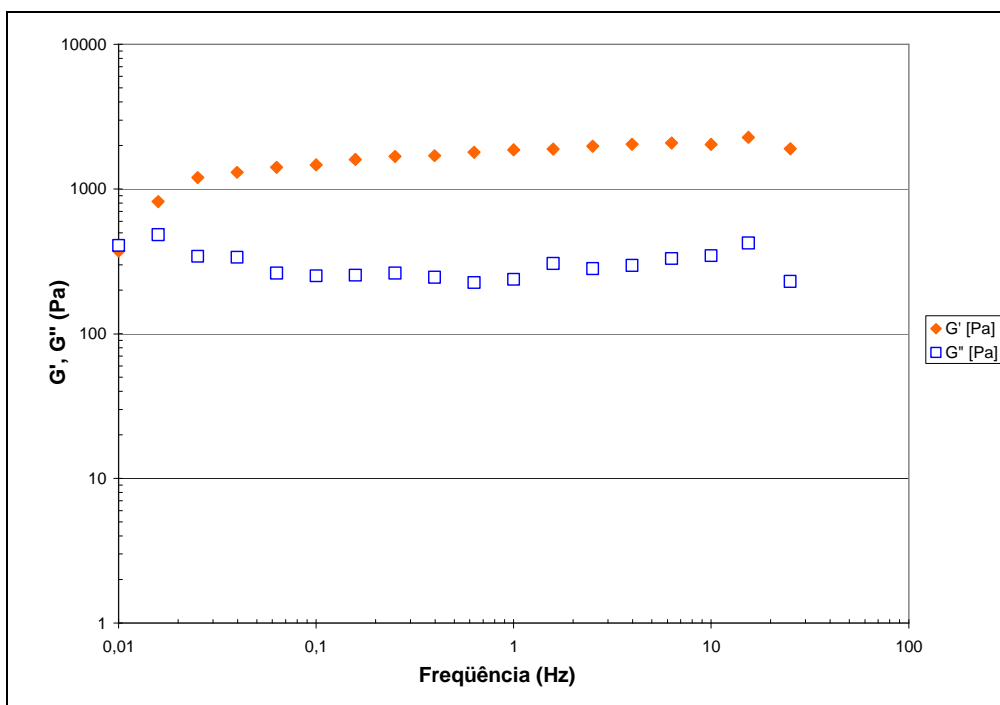


Figura 52 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado com polímeros na temperatura de 60° C e com concentração de 2,86 g/L da goma xantana.

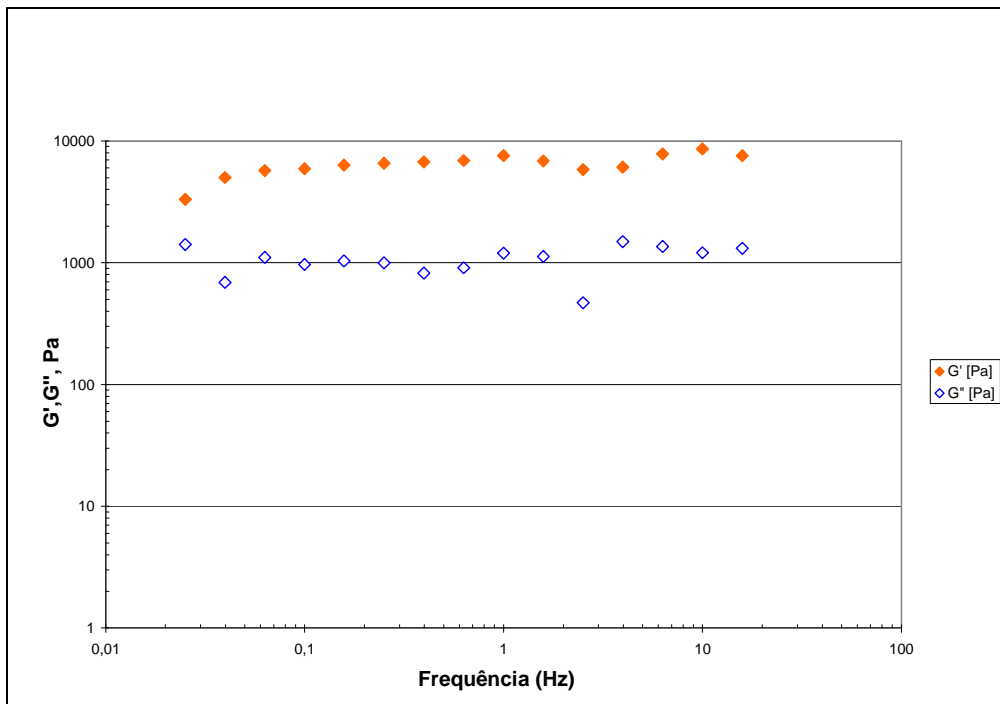


Figura 53 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado com polímeros na temperatura de 60° C e com concentração de 5,71 g/L da goma xantana.

Nos espectros mecânicos das tortas resultantes das variações das concentrações do carbonato entre 0,0 e 57,14 g/L (Figuras 54 a 56), observa-se que a torta não sofre variação significativa na sua estrutura quando é aumentada a concentração do carbonato de cálcio. Esse tipo de torta pode ser classificada como um gel fraco, pois seus módulos dinâmicos são ligeiramente dependentes da frequência e suas curvas não se cruzam no intervalo de frequências considerado. Além disso, a resposta elástica predomina sobre a viscosa ($G' > G''$). Dessa forma, fica evidente que o carbonato de cálcio não causa mudanças significantes na estrutura da torta. Isto porque, à medida que se adiciona o carbonato de cálcio, as interações entre o carbonato de cálcio e os polímeros da torta são predominantemente físicas, não vindo a influir na estrutura do material inicial. Mesmo as interações químicas que ocorrem são ligações fracas, de baixo nível de energia (CHIAPPA *et al.*, 1999).

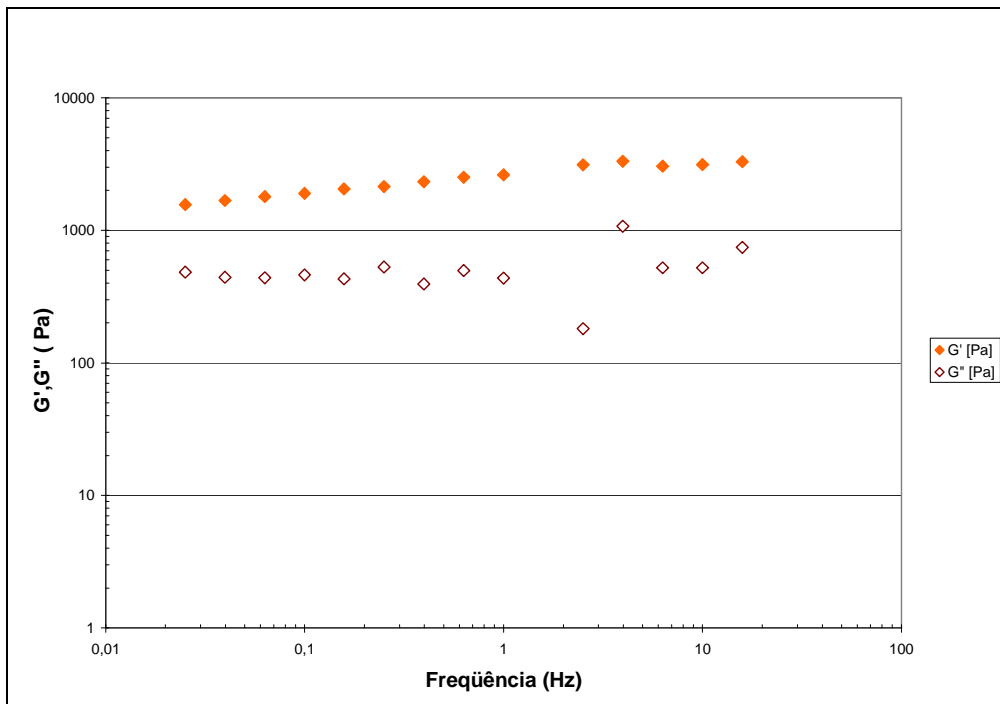


Figura 54 - Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros na temperatura de 60° C e sem o carbonato de cálcio.

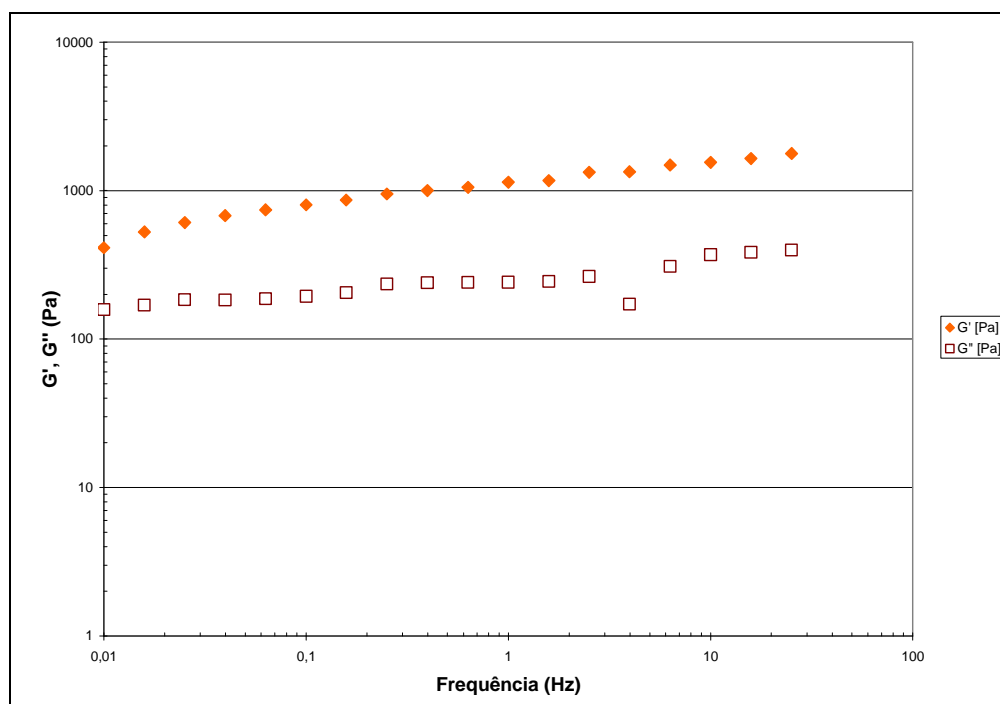


Figura 55 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros na temperatura de 60° C com 28,57 g/L do carbonato de cálcio .

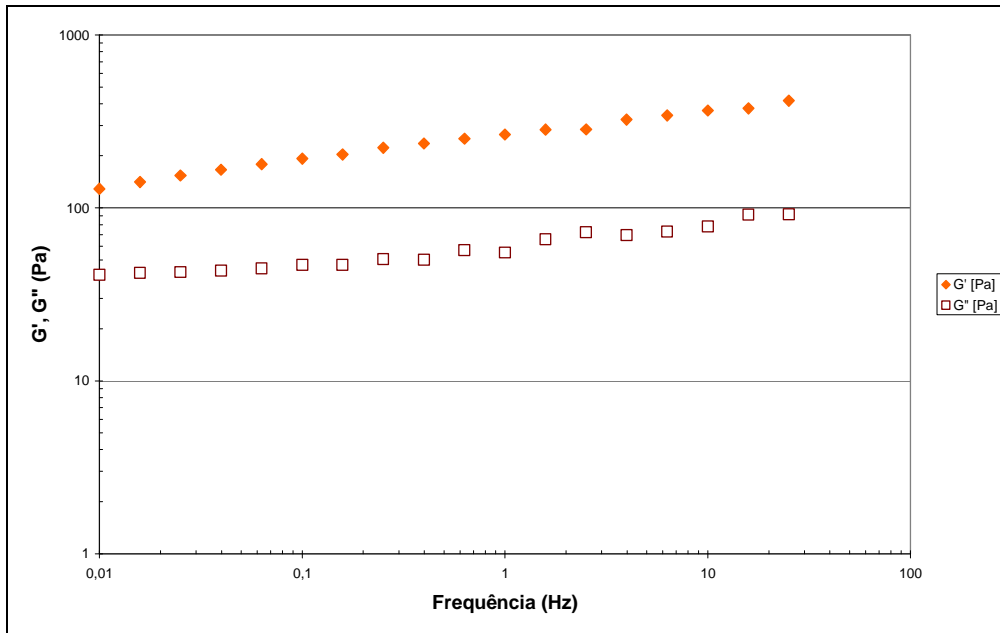


Figura 56 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros na temperatura de 60° C com 163,26 g/L do carbonato de cálcio.

Nos espectros mecânicos das tortas obtidas pela variação na concentração do lubrificante, entre as concentrações de 0,0 a 3,0%, se observa que a torta sofre variação na sua estrutura com o aumento da concentração do lubrificante (Figuras 57 a 59). As tortas podem ser classificadas como gel fraco, em virtude de seus módulos dinâmicos ser dependente das frequências e suas curvas não se cruzarem no intervalo avaliado (Figuras 59 a 61). Entretanto, essa dependência decresce com o aumento da concentração do lubrificante. Uma possível explicação para esse comportamento é que o glicol (o princípio ativo do lubrificante) interage quimicamente com os polímeros da torta formando um material de estrutura com características de um sistema de rede entrelaçadas com o aumento da concentração do lubrificante.

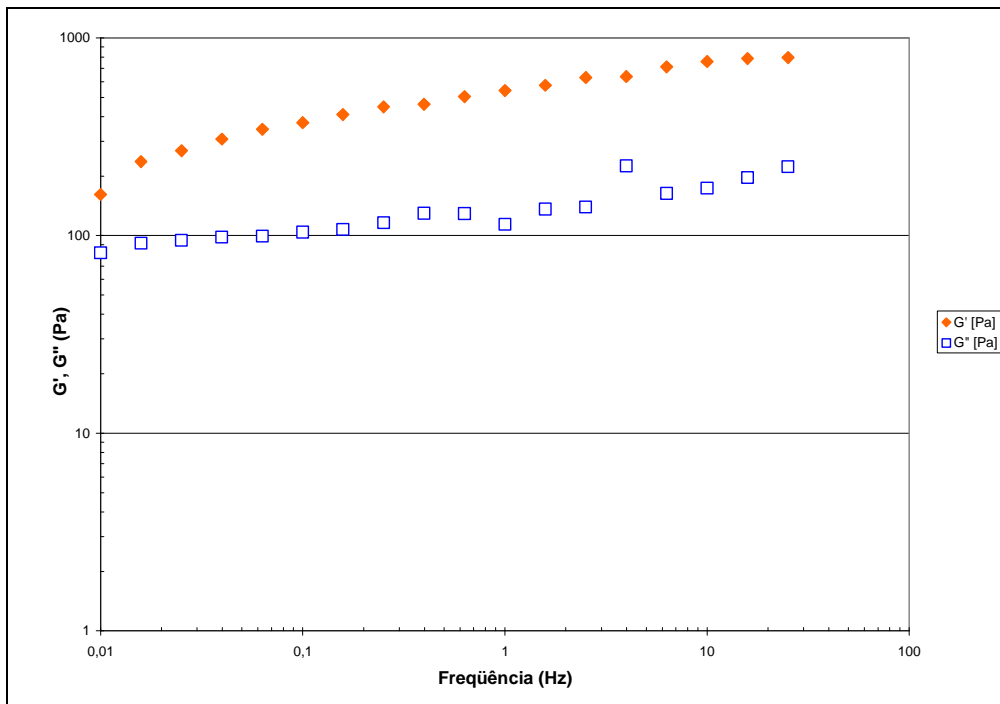


Figura 57 - Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros na temperatura de 60° C e com concentração de lubrificante igual a 0,5%.

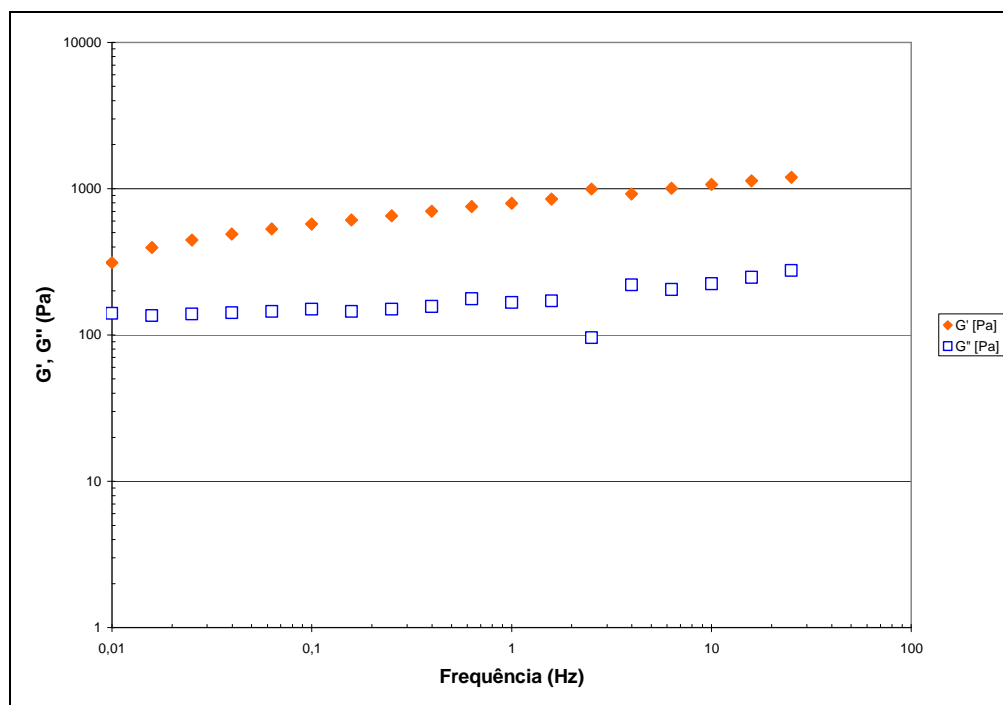


Figura 58 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros na temperatura de 60° C e com concentração de lubrificante igual a 2,0%.

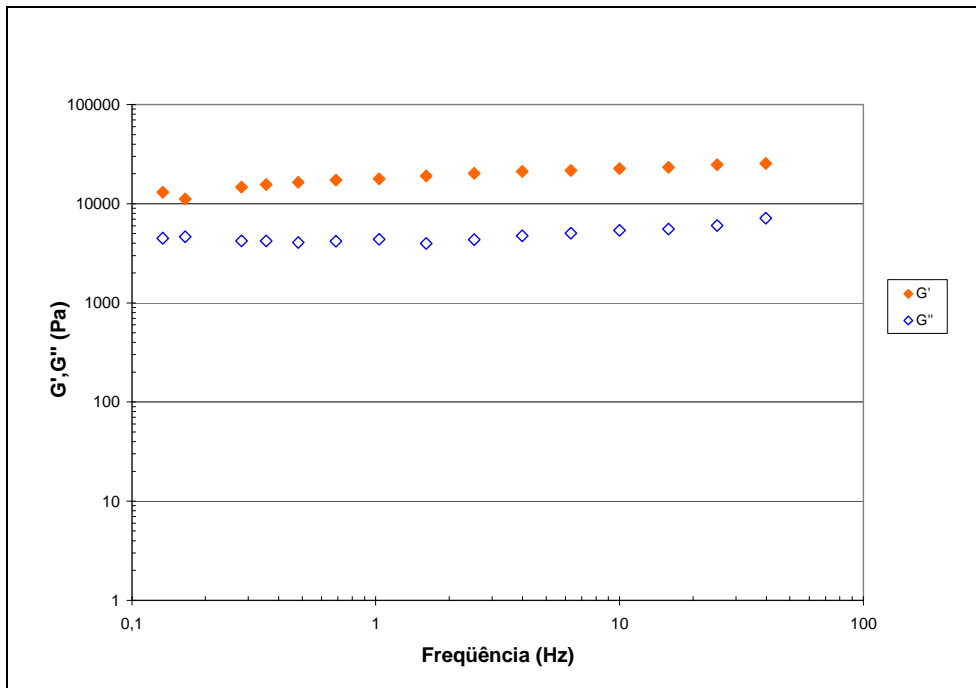


Figura 59 – Módulos dinâmicos em função da frequência para torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros na temperatura de 60°C e com 3,0% de lubrificante.

O comportamento viscoelástico, identificado através da análise dos espectros mecânicos das tortas, foi confirmado nos gráficos da tangente do ângulo de fase entre a tensão e a taxa de deformação ($\tan \delta = G''/G'$) versus frequência. Essa propriedade é sempre menor que um para sistemas altamente estruturados (FREITAS, 2002), como foi verificado nas tortas analisadas (Figuras 60 a 62).

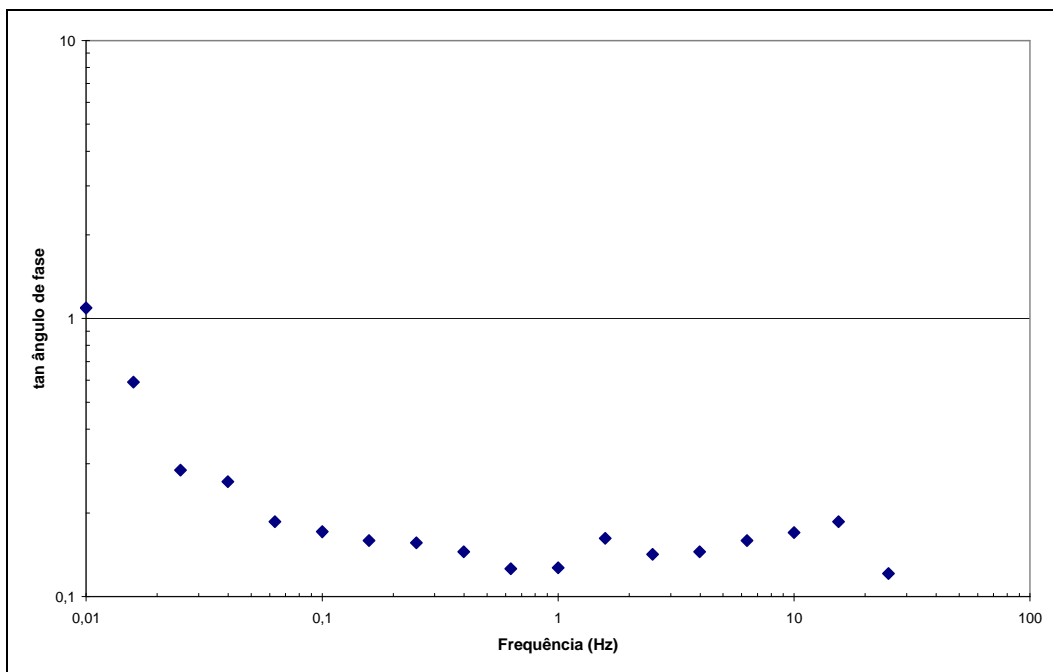


Figura 60 – Tangente do ângulo de fase em função da frequência para a torta do fluido *drill-in* salgado e de polímeros tratado com 1,43 g/L da goma xantana, na temperatura de 60°C.

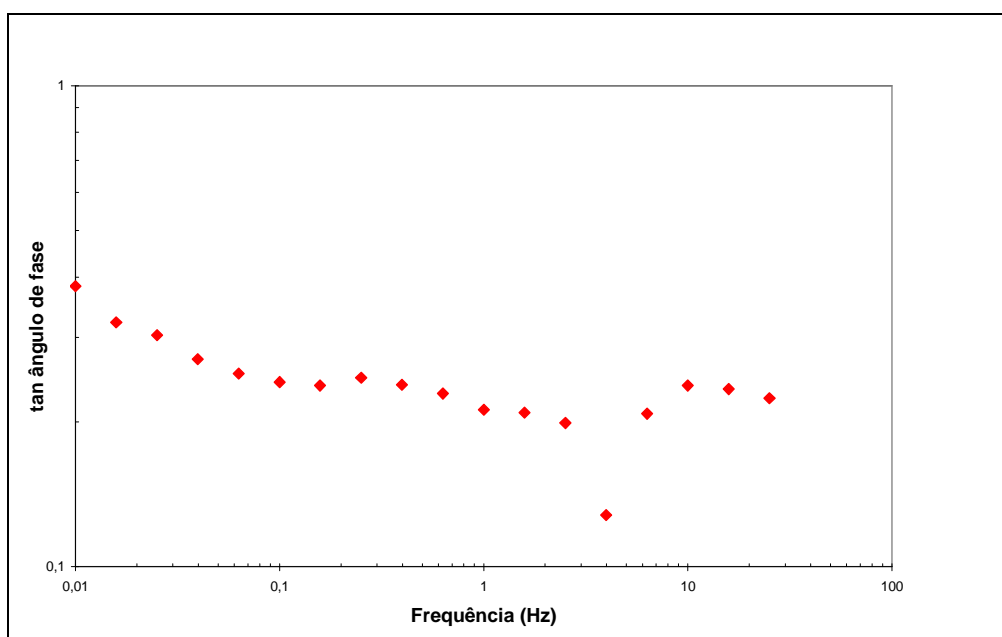


Figura 61 - Tangente do ângulo de fase em função da frequência para a torta do fluido *drill-in* salgado e de polímeros tratado com 57,14 g/L de carbonato de cálcio, na temperatura de 60°C.

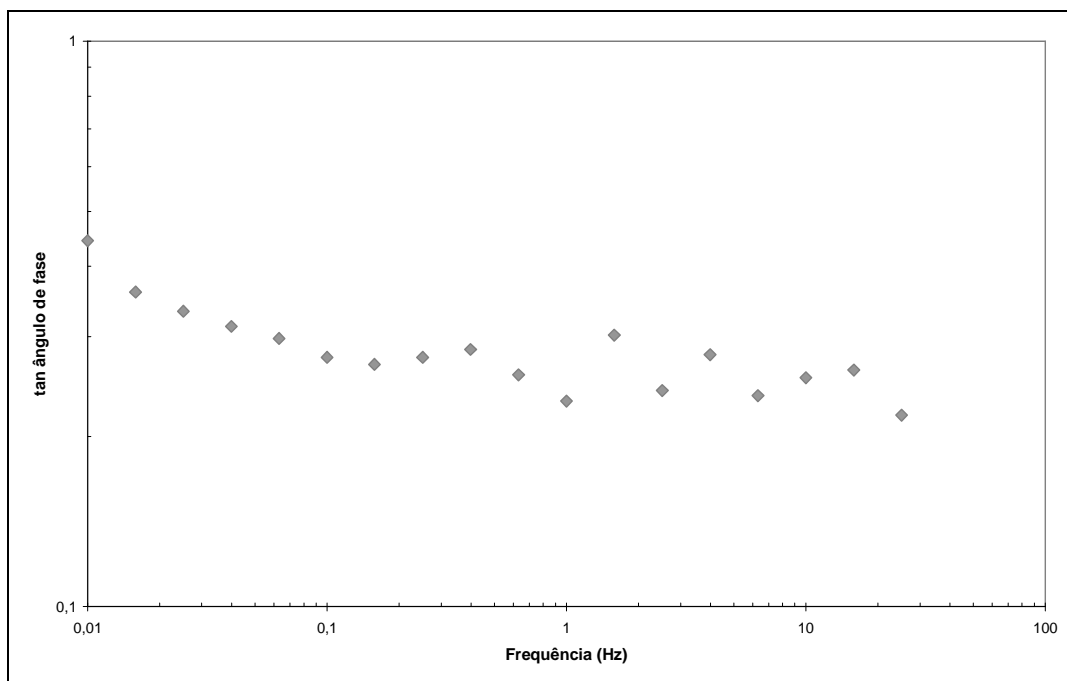


Figura 62 - Tangente do ângulo de fase em função da frequência para a torta do fluido *drill-in* salgado e de polímeros tratado com 3,0% do lubrificante na temperatura de 60° C.

Para completar o estudo da viscoelasticidade foram realizados ensaios de relaxamento com tortas do fluido *drill-in*. Essa caracterização foi feita a partir das variações nas concentrações do amido propilado, da goma xantana, do carbonato de cálcio e do lubrificante na formulação do fluido polimérico, com objetivo avaliar a influência da composição do fluido nas características da estrutura da sua torta.

Na Tabela 18, são apresentados os índices **a** e **b**, obtidos a partir dos coeficientes k_1 e k_2 do modelo linearizado de Nussinovitch, Peleg e Normand. Os valores de R^2 do ajuste dos dados experimentais também são apresentados. Pelos resultados obtidos, todas as amostras de tortas são viscoelásticas, pois os valores de **a** >0, confirmando as conclusões dos ensaios oscilatórios. Além disso, sendo os valores de **b** >0 fica evidente que todos eles apresentam tensões residuais (NUSSINOVITCH, PELEG E NORMAND, 1989).

$$a = \frac{1}{k_1} \tag{38}$$

e

$$b = \frac{1}{a \cdot k_2} \tag{39}$$

Tabela 18 - Parâmetros do modelo de *Nussinovitch, Peleg e Normand* para variações nas concentrações do carbonato de cálcio, do amido propilado, da goma xantana e do lubrificante na torta do fluido de perfuração *drill-in*.

carb	Concentração		
Parâmetros	57,14 g/L	114,28 g/L	171,43 g/L
a	0,921	0,903	0,896
b	0,172	0,376	0,116
R ²	0,999	0,999	0,999
Goma	Concentração		
Parâmetros	1,43 g/L	5,71 g/L	8,57 g/L
a	0,973	0,858	0,850
b	0,285	0,276	0,327
R ²	0,999	0,999	0,999
AMIDO	Concentração		
Parâmetros	11,43 g/L	22,86 g/L	34,28 g/L
a	0,846	0,893	0,861
b	0,183	0,122	0,172
R ²	0,999	0,999	0,999
Lub	Concentração		
Parâmetros	1,0 %	3,0 %	
a	0,845	0,857	
b	0,229	0,276	
R ²	0,999	0,999	

Quando o material se encontra na região de viscoelasticidade linear, os valores dos parâmetros de relaxação dependem apenas do tempo, enquanto que na zona de viscoelásticidade não-linear depende além do tempo, da deformação imposta e da história dessa deformação. Dessa forma, a dependência dos parâmetros K1 e K2 com a deformação aplicada é um indicativo de que ele se encontra na zona de viscoelasticidade não linear, que é relacionada com uma mudança estrutural do material (GUNASEKARAN E AK, 2003).

Foram feitas determinações dos parâmetros k1 e k2 do modelo linearizado de *Nussinovitch, Peleg e Normand* para dados de relaxação da torta do fluido tratado com 4,28 g/L (formulação usual). Os dados foram obtidos em ensaios de relaxação

utilizando deformações de 1,0 %, 10%, 30%, 40% e 60%, respectivamente, com a finalidade de identificar a deformação onde inicia a zona de comportamento não linear. Na Figura 63, verifica-se que a partir da deformação igual a 20% ocorrem variações mais acentuadas nos valores dos parâmetros K1 e K2, sinalizando que o material excedeu a região de viscoelasticidade linear. Por isso foi usada a deformação de 8% em todos os ensaios de relaxação de tensão, por ser esse valor recomendado por NUSSINOVITCH, PELEG E NORMAND (1989) para ensaios de relaxação com material gelatinoso.

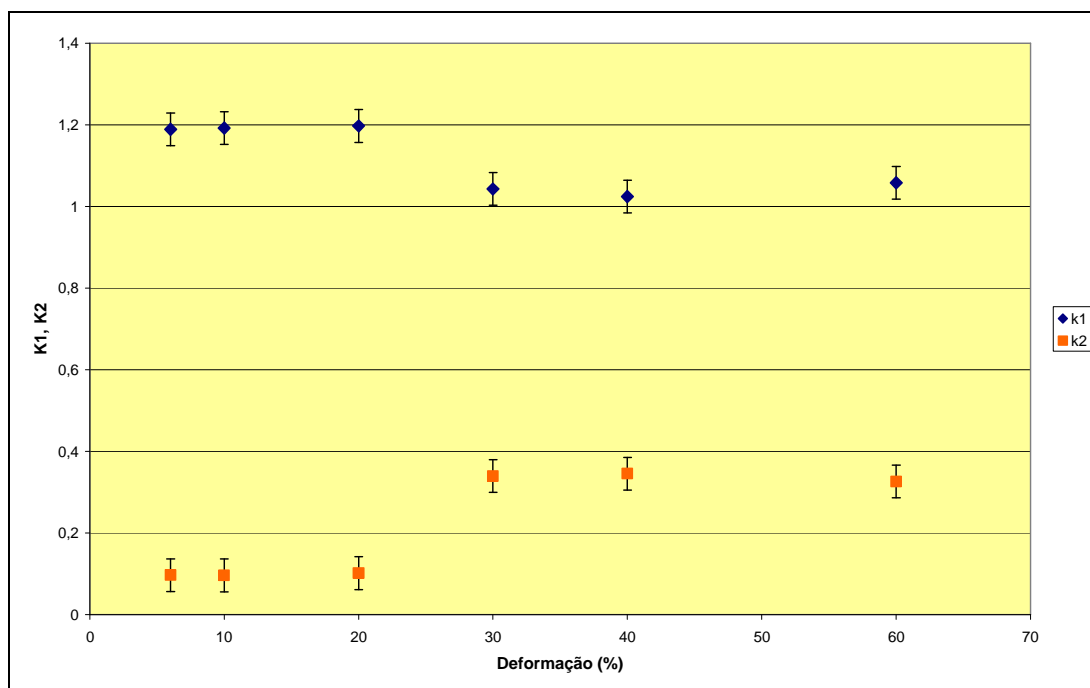


Figura 63 - Variação dos parâmetros k1 e k2 do modelo *Nussinovitch, Peleg e Normand* em função da deformação.

Como o modelo de *Nussinovitch, Peleg e Normand* não permite a obtenção de informações qualitativas da elasticidade do material (GUNASEKARAN E AK, 2003), então se decidiu por mais análises de relaxação da torta do fluido *drill-in* e ajuste de seus dados usando o modelo fenomenológico de Maxwell generalizado, por ser esse modelo o mais usado na caracterização da viscoelasticidade de géis poliméricos devido à qualidade dos ajustes dos dados (MACKLEY, M. R., et al., 1994; LARSON, 1999; LAPASIN, 1999; FREITAS, 2002; SATO, 2005).

Segundo GUNASEKARAN e AK (2003), o modelo generalizado de Maxwell é recomendado em aplicações onde as deformações usadas se encontram dentro do intervalo de viscoelasticidade linear.

Antes de aplicar o modelo generalizado de Maxwell para todos os dados de relaxação das amostras de torta do fluido *drill-in*, determinou-se o número de elementos do modelo mais adequado para o ajuste dos dados. Por isso, foram utilizados dados da relaxação da torta do fluido *drill-in* tratada com 8,76 g/L da goma xantana na busca do melhor ajuste, utilizando o programa STATISTICA 7.0, módulo de regressão não-linear. Como critério de seleção, considerou-se o valor da variância explicada para o ajuste e o número de iterações necessárias para conseguir a convergência dos resultados. A Tabela 19 apresenta os valores dos parâmetros dos modelos de Maxwell generalizado com um, dois e três elementos mais uma mola, o número de iterações, a variância explicada para o ajuste e os valores de R^2 . O modelo com um elemento e uma mola apresentou o pior resultado e os demais resultados iguais para variância explicada e diferentes números de iterações, sendo optado pelo modelo com dois elementos e uma mola por requerer menor número de iterações e mesmo valor de variância explicada para o ajuste que o modelo com três elementos e uma mola.

Tabela 19 - Parâmetros para o modelo de Maxwell generalizado: 1) um elemento mais uma mola; 2) dois elementos mais uma mola; 3) três elementos mais uma mola.

Parâmetros	Processamento		
	1	2	3
E_1 , Pa	233,19	109,65	589,37
λ_1 , (s)	17,45	49,22	49,22
E_2 , Pa	–	699,82	-479,73
λ_2 (s)	–	1,76	49,22
E_3 , Pa	–	–	699,22
λ_3 (s)	–	–	1,76
E_R , Pa	1551,03	145,76	145,76
Ajuste do modelo, %	80,69	94,89	94,89
Iterações usadas	9,0	52,0	221,0
R^2	89,8	97,89	97,89

As Figuras 64 a 67 exibem as curvas de relaxação ajustadas pelo modelo generalizado de Maxwell com dois elementos mais uma mola para dados de algumas amostras de tortas de filtração.

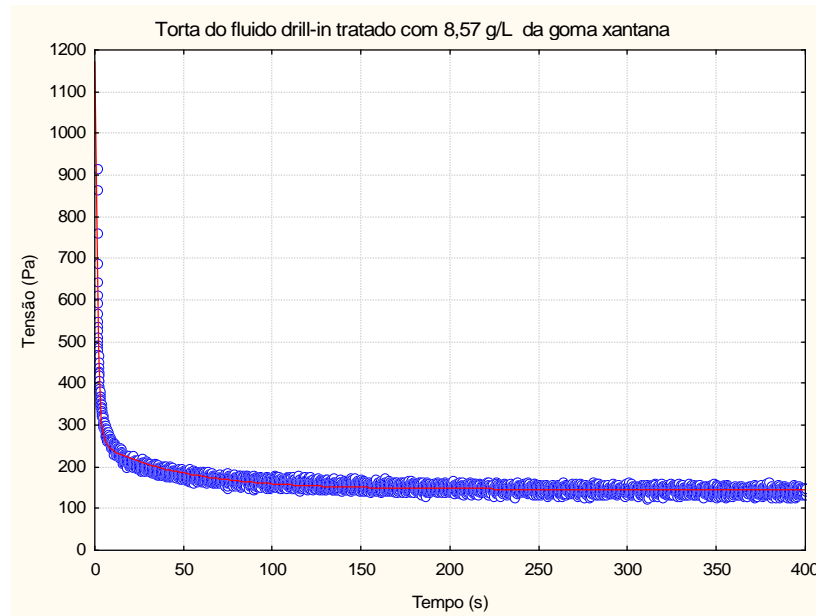


Figura 64 - Ajuste da curva de relaxação da torta do fluido *drill-in* tratada com 8,57 g/L da goma xantana usando o modelo generalizado de Maxwell com dois elementos mais uma mola, sendo a curva vermelha o ajuste.

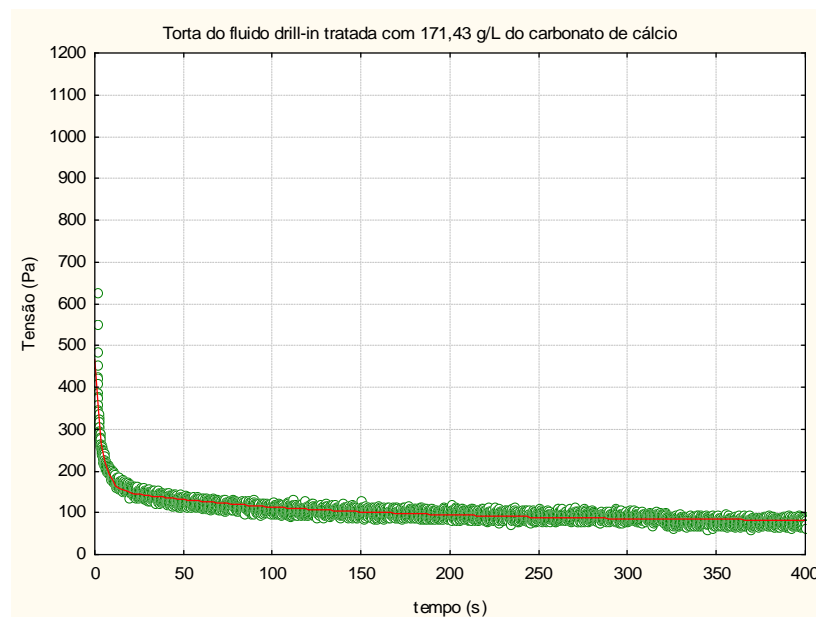


Figura 65 - Ajuste da curva de relaxação da torta do fluido *drill-in* tratada com 171,43 g/L do carbonato de cálcio usando o modelo generalizado de Maxwell com dois elementos mais uma mola, sendo a curva vermelha o ajuste.

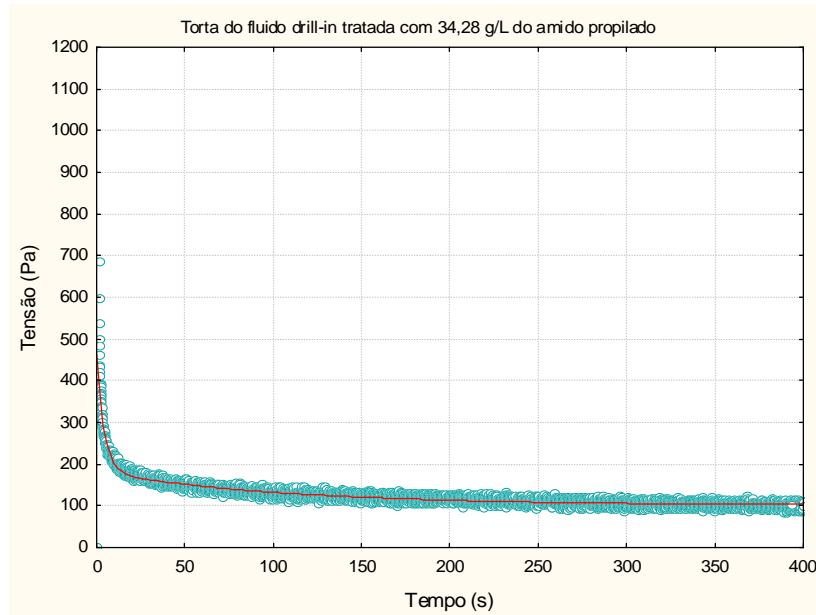


Figura 66 - Ajuste da curva de relaxação da torta do fluido *drill-in* tratada com 34,28 g/L do amido propilado usando o modelo generalizado de Maxwell com dois elementos mais uma mola, sendo a curva vermelha o ajuste.

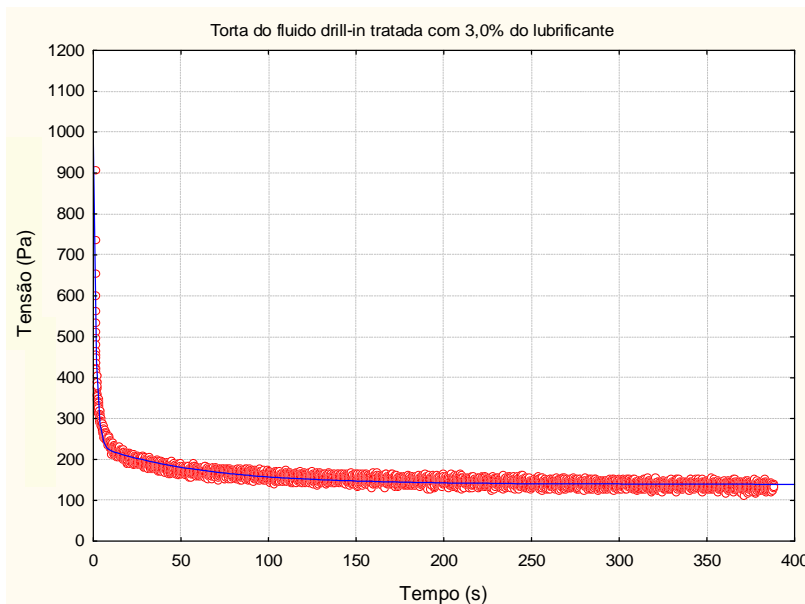


Figura 67 - Ajuste da curva de relaxação da torta do fluido *drill-in* tratada com 3,0% v/v do lubrificante usando o modelo generalizado de Maxwell com dois elementos mais uma mola, sendo a curva azul o ajuste.

Na Tabela 20, são apresentados os valores dos parâmetros do modelo generalizado de Maxwell com dois elementos mais uma mola usando dados da torta do fluido salgado com polímeros tratadas com o carbonato de cálcio. Pode ser observado que o aumento da concentração do carbonato de cálcio na formulação do fluido *drill-in* influencia nos valores dos parâmetros do modelo. Na Figura 68, é observado que esse aumento de concentração causa redução no valor dos parâmetros de elasticidade (E_1 , E_2 e E_R). O aumento da concentração do carbonato reduz a elasticidade da torta, tornando-a menos viscoelástica.

Tabela 20 - Parâmetros para o modelo de Maxwell generalizado com dois elementos mais uma mola: variação na concentração do carbonato de cálcio.

Parâmetros	Concentração	
	57,14 g/L	114,28 g/L
E_1 , Pa	66,33	41,24
λ_1 , (s)	94,51	64,30
E_2 , Pa	459,25	165,31
λ_2 (s)	1,93	4,52
E_R , Pa	48,37	46,83
R^2	0,95	0,89

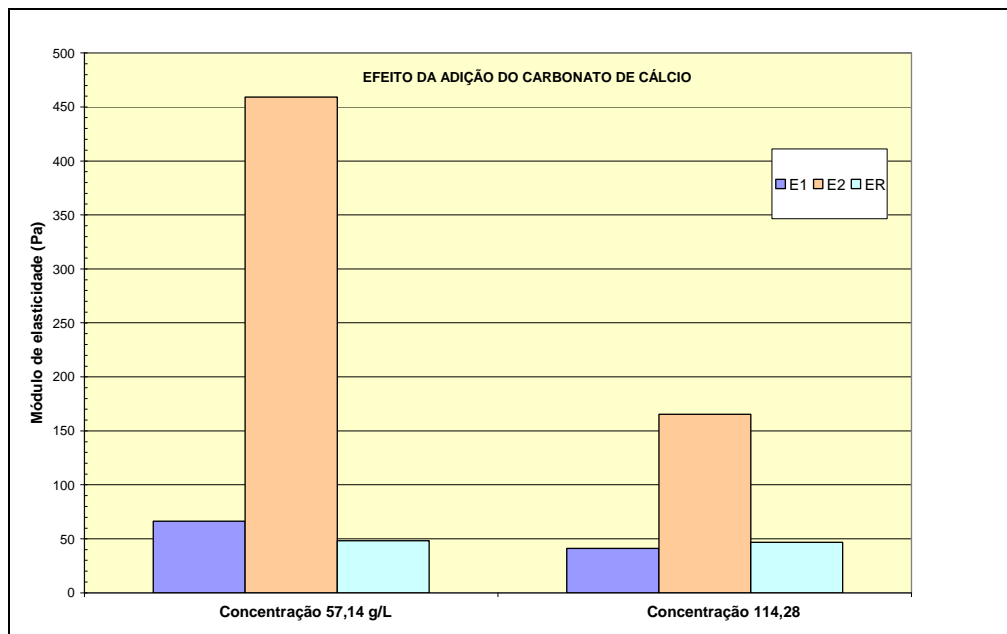


Figura 68 - Módulos de elasticidade (E_n) do modelo generalizado de Maxwell para a torta do fluido salgado com polímeros tratada com diferentes concentrações do carbonato de cálcio.

Por outro lado, a adição da goma xantana na formulação do fluido *drill-in* aumenta o valor dos parâmetros de elasticidade (E_1 , E_2 e E_R), Figura 69. Isto também mostra que a goma xantana causa aumento na elasticidade da torta do fluido *drill-in*. Além disso, os tempos de relaxamentos cresceram com o aumento na concentração (Tabela 21), que indica que o material ficou mais viscoelástico (NUSSINOVITCH, PELEG E NORMAND, 1989).

QUEIROZ (1999b) mostrou que a pressão de rompimento da torta da filtração do fluido salgado com polímeros cresce com o aumento da concentração da goma xantana. Nesse caso fica evidente que a viscoelasticidade tem alguma relação com essa pressão de rompimento. Provavelmente, o aumento da viscoelasticidade faz com que esse material aumente sua capacidade de armazenar energia, e com isso, rompendo num patamar mais elevado de pressão de rompimento. Esse incremento na capacidade de armazenar energia pode estar relacionado à maior flexibilização que as moléculas da xantana, que adotam conformações helicoidais, imprimem às moléculas do amido propilado ao entrelaçarem (MANDALA *et al.*, 2004).

Tabela 21 - Parâmetros do modelo de Maxwell generalizado com dois elementos mais uma mola: variação na concentração da goma xantana.

Parâmetros	1,43 g/L	5,71 g/L	8,57 g/L
E_1 , Pa	35,19	77,31	94,79
λ_1 , (s)	61,91	62,22	86,26
E_2 , Pa	396,66	721,62	325,89
λ_2 (s)	0,90	1,61	3,70
E_R , Pa	12,48	138,63	136,13
R^2	0,92	0,96	0,94

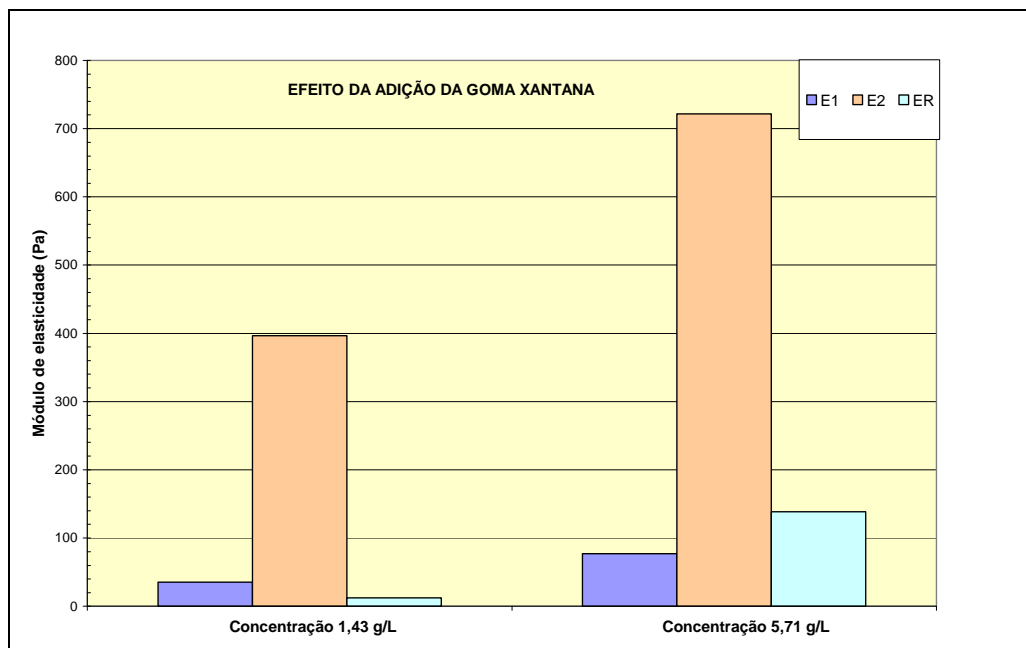


Figura 69 - Módulos de elasticidade (E_n) do modelo generalizado de Maxwell para a torta do fluido salgado com polímeros tratada com diferentes concentrações da goma xantana.

Finalmente, observa-se que a adição do lubrificante à formulação do fluido *drill-in* aumenta ligeiramente os valores dos parâmetros de elasticidade (E_1 , E_2 e E_R) indicando que esse aditivo influi pouco na elasticidade da torta do fluido, pois o valor da tensão residual (E_R) sofreu pouca variação, conforme apresentado na Tabela 22 e Figura 70.

Tabela 22 - Parâmetros do modelo de Maxwell generalizado dois elementos mais uma mola: variação na concentração do lubrificante de fluido de perfuração.

Parâmetros	Concentração	
	1,0 %	3,0 %
E_1 , Pa	80,10	186,50
λ_1 , (s)	161,21	7,71
E_2 , Pa	191,97	64,06
λ_2 (s)	8,21	118,40
E_R , Pa	125,04	133,01
R^2	0,90	0,91

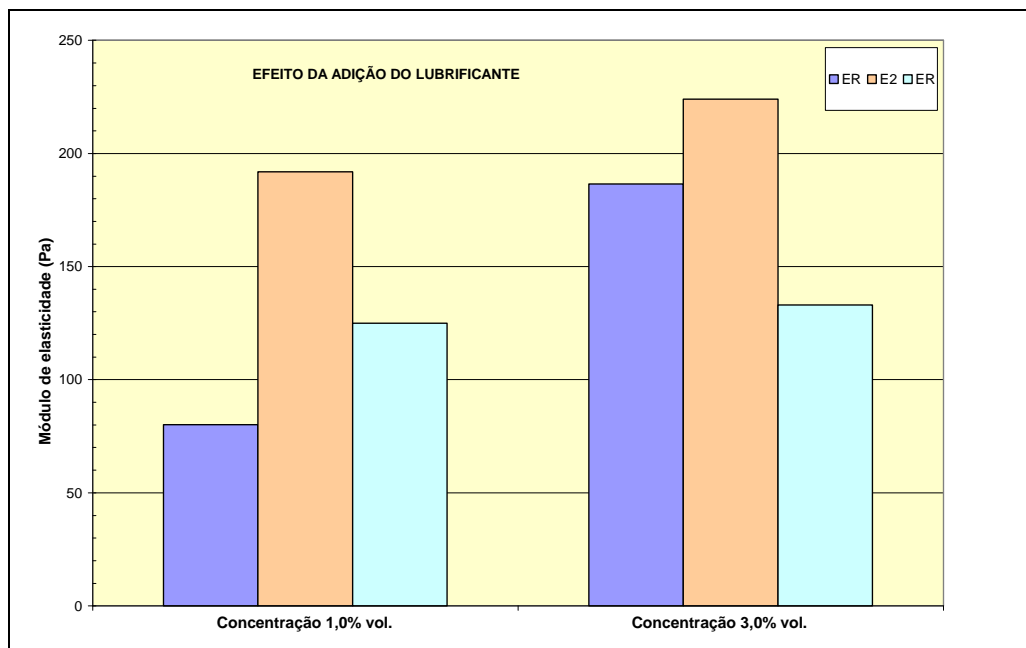


Figura 70 - Módulos de elasticidade da torta do fluido salgado com polímeros tratados com diferentes concentrações do lubrificante.

Portanto, desse estudo reológico com tortas do fluido de perfuração salgado com polímeros ficou evidente que as concentrações da goma xantana, do amido propilado, do carbonato e do lubrificante influem na estrutura da torta do fluido e, indiretamente, na pressão de rompimento já que esse parâmetro depende das características mecânicas do material (BAILEY *et al.*, 1998; CERASI *et al.*, 2001).

4.6 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES INFLUENTES NA PRESSÃO DE ROMPIMENTO

Com base nos resultados das caracterizações feitas em tortas do fluido *drill-in* e de estudos publicados na literatura sobre pressão de rompimento, foi realizada uma série de experimentos para identificar os fatores influentes na magnitude da pressão de rompimento da torta de fluido. Nesse estudo, além dos fatores relacionados com a composição do fluido *drill-in*, também foram considerados fatores não relacionados com a composição que apresentasse potencial para influir no valor da pressão de rompimento.

4.6.1 – ENSAIOS EXPLORATÓRIOS PARA IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES

Para tal, avaliou-se o efeito da variação nos valores de cada fator de controle sobre a pressão de rompimento da torta de fluido, mantido os demais fatores constantes. Para isso utilizou-se a formulação de fluido *drill-in* salgado e com polímero mais usada na bacia de Campos para perfurar reservatórios portadores de petróleo, a formulação dita THIXCARB, Tabela 1.

Os fatores de controle estudados foram: as concentrações da goma xantana, do amido propilado, do lubrificante, do carbonato de cálcio, do surfatante não-iônico, a salinidade, pH e temperatura usados no preparo do fluido *drill-in*, o diferencial de pressão usado na filtração da torta, a permeabilidade e o nível de saturação do meio poroso.

4.6.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na Figura 71, pode ser observado aumento na pressão de rompimento com o aumento da concentração da goma xantana na torta do fluido. Isto ocorre porque o aumento da viscoelasticidade faz com que esse material aumente sua capacidade de armazenar energia e com isso, rompendo em um patamar mais elevado de pressão de rompimento. Por outro lado, esse crescimento na capacidade de armazenamento se deve ao aumento da viscoelasticidade da fase contínua da torta, que reforça as propriedades mecânicas (VEIGA-SANTOS *et al.*, 2005; KATZBAUER, 1998). ALLONCLE E DOUBLIER (1991), CERASI *et al.*(2001) e CERASI *et al.* (2001) chegaram a resultados semelhantes.

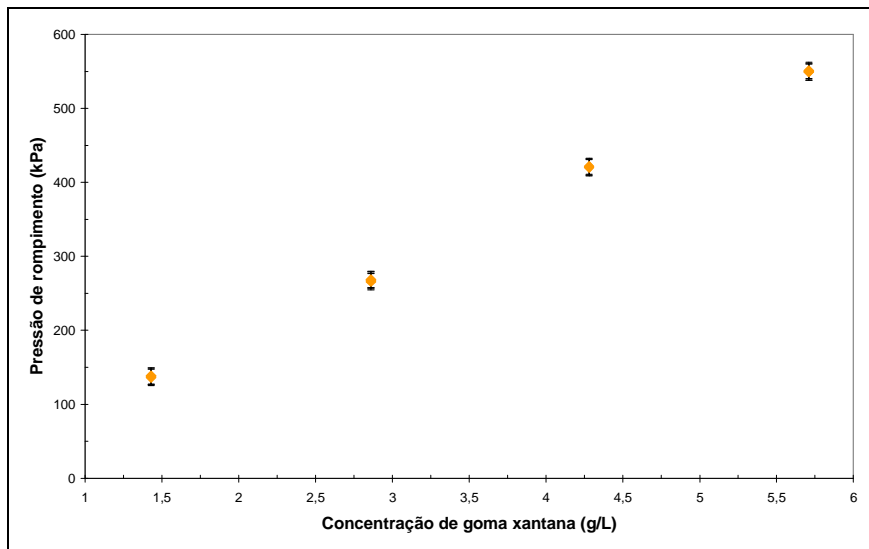


Figura 71 – Influência da concentração da goma xantana na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

A Figura 72 mostra uma tendência da pressão de rompimento baixar com o aumento na concentração do amido propilado. Isso ocorre porque à medida que a concentração de amido aumenta, tende a reduzir viscoelasticidade da torta causada pela goma xantana. Com isso, o material tende a diminuir a sua elasticidade, resultando em queda na pressão de rompimento com o aumento na concentração, Figura 72.

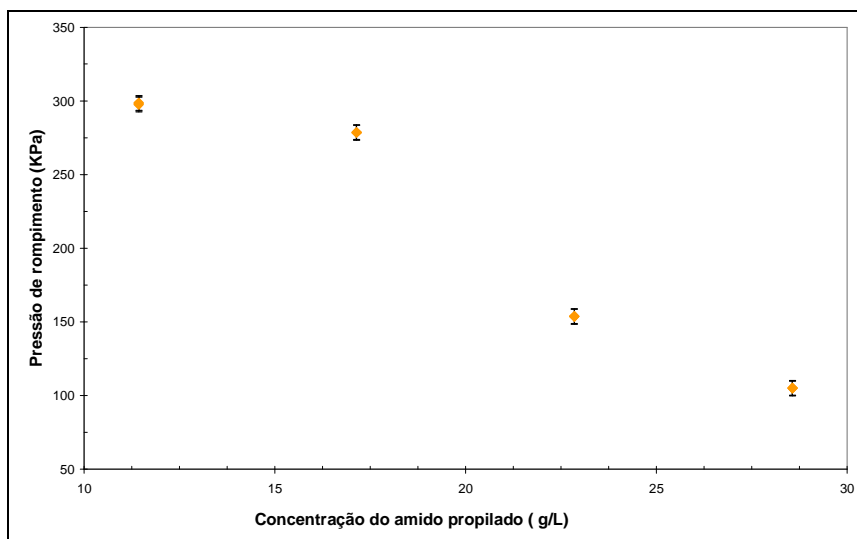


Figura 72 - Influência da concentração do amido propilado na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

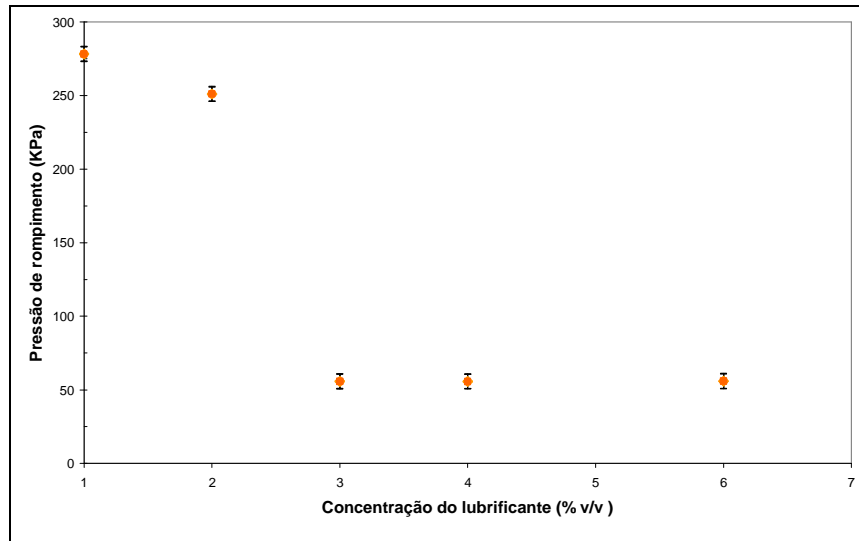


Figura 73 - Influência da concentração do lubrificante na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

Os resultados apresentados na Figura 73 mostram uma tendência de redução na pressão de rompimento quando o fluido usado no preparo das tortas é tratado com concentrações do lubrificante entre 1 a 3%; acima de 3%, a pressão é mantida baixa e tendendo a se estabilizar. Isso ocorre porque o princípio ativo do lubrificante usado no preparo do fluido que gera as tortas é à base de um glicol que apresenta um caráter umectante, propriedade que causa aumento na umidade da torta, resultando em redução na resistência mecânica do material (VEIGA-SANTOS *et al*, 2005).

Foi observado esse mesmo comportamento quando o fluido foi tratado com um surfactante não-iônico, cujo princípio ativo é um ester etoxilado (QUEIROZ E MASSARANI, 2003; QUEIROZ, 2002), Figura 74. Dessa forma, o surfactante atua como um umectante, causando aumento na umidade da torta e reduzindo as suas propriedades mecânicas, o que pode ser constatado pela análise conjunta da Tabela 23 e Figura 75.

Desse estudo, com o surfactante como redutor da pressão de rompimento foi gerado o segundo pedido de patente desta tese (Pedido de PI 0204030-1, depositada em 26/09/2002), (PETROBRAS, 2002). Detalhes desse estudo podem ser vistos no apêndice 2, no artigo intitulado: “*Optimizing Drill in Fluid Composition on Filter Cake Lift-off Pressure for Openhole Completion Offshore Applications*”.

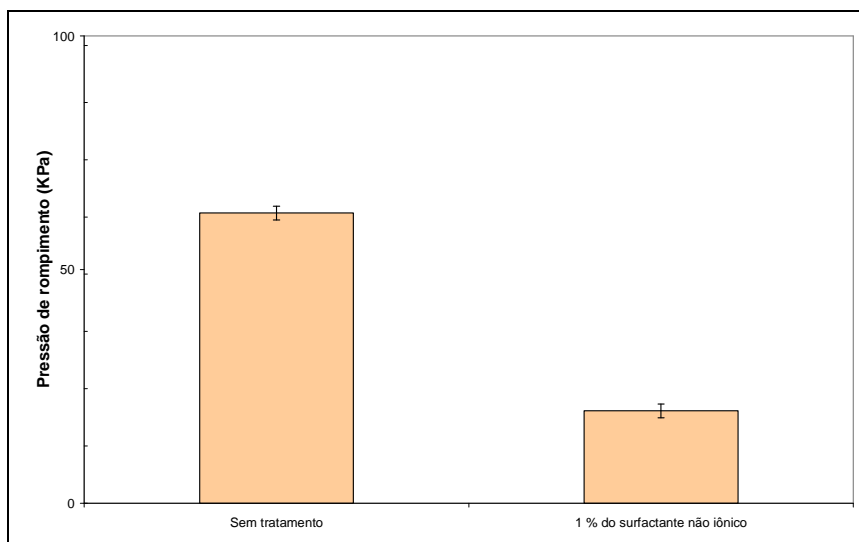


Figura 74 – Efeito do tratamento com surfactante não iônico na pressão de rompimento da torta do fluido salgado com polímero. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova não consolidados com permeabilidade entre 6500 e 6700 mD.

Tabela 23 – Variação da umidade da torta do fluido *drill-in* tratado com concentrações do surfactante não iônico, um ester etoxilado.

Treatmento	Teor de umidade, %
0,0	83,04 ± 4,15
100,0	86,60 ± 4,3
200,0	85,33 ± 4,27
400,0	85,20 ± 4,25
800,0	85,11 ± 4,25
1200,0	83,96 ± 4,20

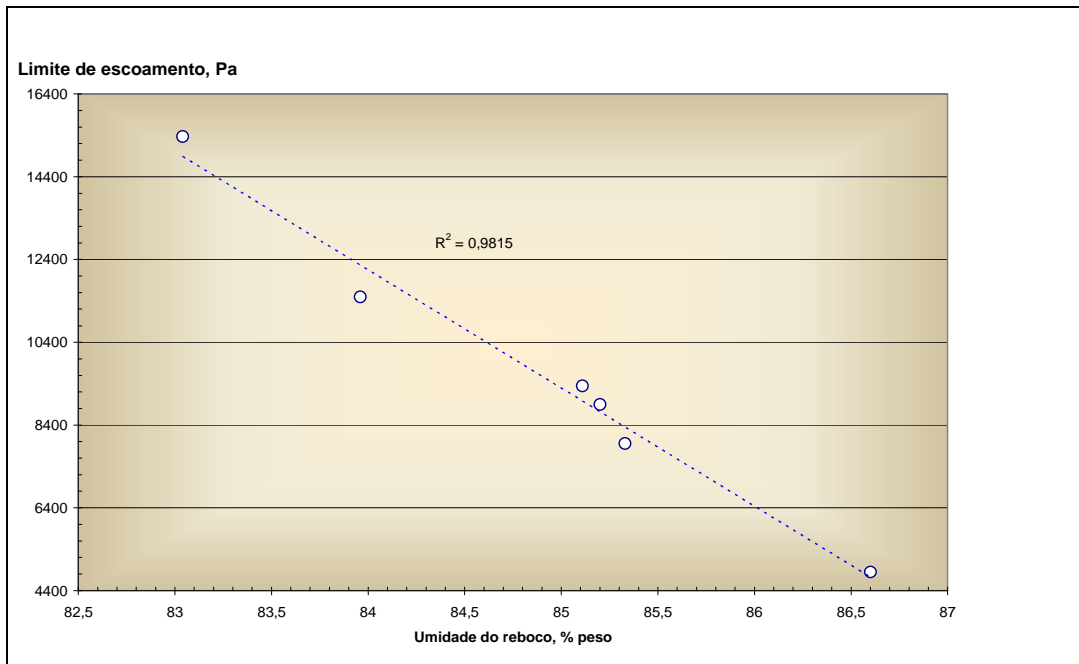


Figura 75 – Variação do limite de escoamento com o teor de umidade da torta do fluido *drill-in*, obtido no estudo com surfactante não iônico.

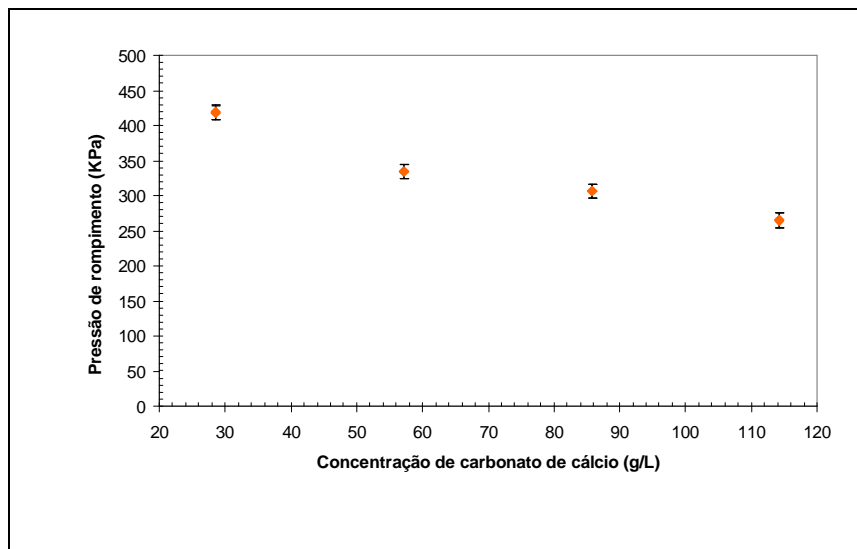


Figura 76 – Influência da concentração do carbonato de cálcio na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

Na Figura 76 é verificada a tendência de que o aumento na concentração do carbonato de cálcio reduz a pressão de rompimento da torta do fluido. Isso acontece porque o aumento na concentração de carbonato de cálcio na torta reduz a coesão dos materiais na torta, causando a redução na pressão de rompimento (BAILEY *et al.*, 1998). Esse mesmo efeito também é observado quando a concentração de sólidos inertes (tais como restos de rochas gerados na perfuração) aumenta na torta, Figura 77. Esses resultados também foram encontrados por BAILEY *et al.* (1998).

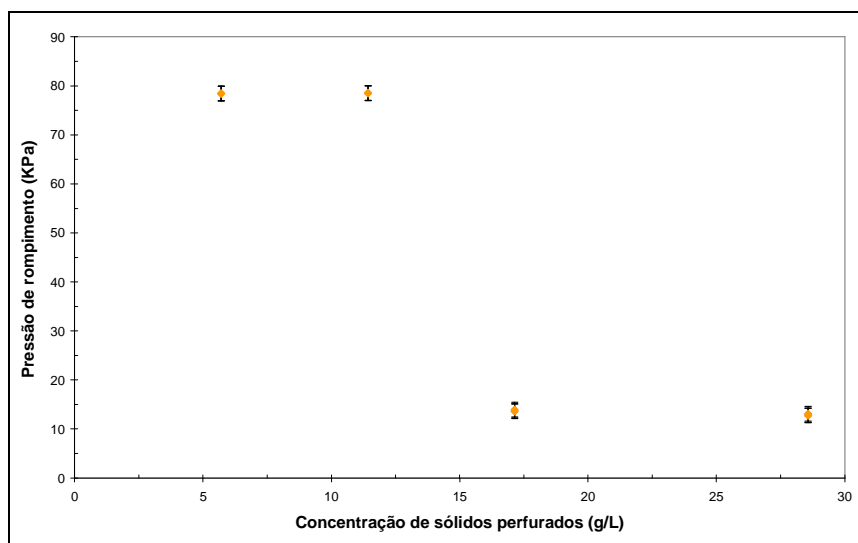


Figura 77 – Influência da concentração de sólidos perfurados na torta na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

Os resultados apresentados na Figura 78 indicam que o pH usado no preparo do fluido de perfuração influencia na qualidade da torta. Pela Figura 78 a pressão de rompimento tende a cair com o aumento do pH. Esse comportamento é devido a alterações na estrutura da molécula do amido com o pH (RAO, 1999, SIMONIDES *et al.*, 2002).

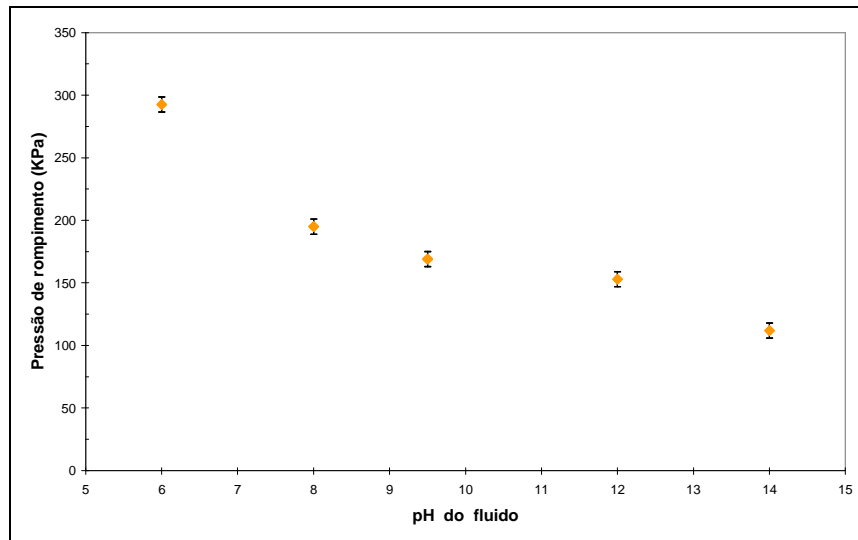


Figura 78 – Influência da concentração do pH do fluido na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

Os resultados do gráfico da Figura 79 mostram que a temperatura tem uma tendência de influir na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* a partir de 70° C. A partir dessa temperatura ocorre a gelificação dos polímeros e com isso, a queda na resistência mecânica do material, resultando na queda da pressão de rompimento. Esse comportamento foi observado na análise térmica feita em suspensões do amido propilado e que foi comentada na secção 4.3.

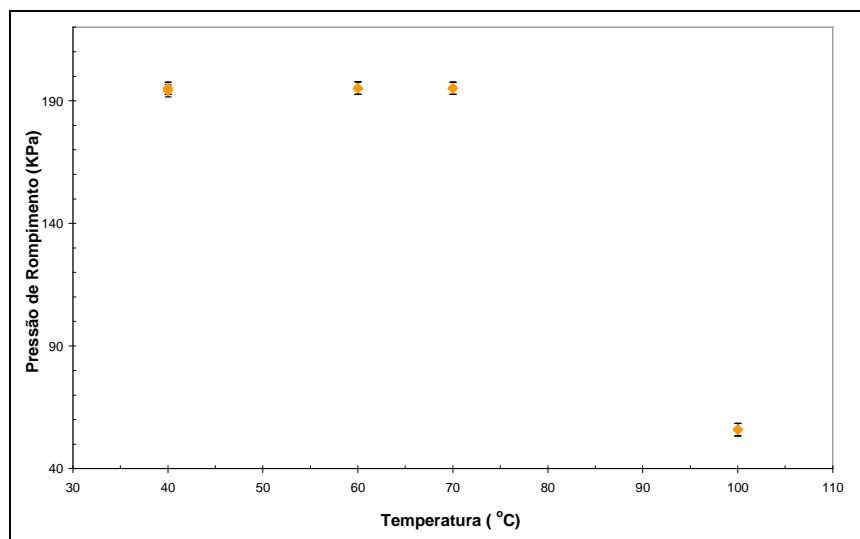


Figura 79 – Influência da temperatura na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova preparados com o arenito Rio Bonito com permeabilidade entre 1000 e 1100 mD.

Na Figura 80 se observa que quanto menor for a permeabilidade do meio poroso impregnado com a torta de fluido, maior a pressão de rompimento, e vice versa. Esses resultados também foram encontrados por BROWNE *et al.* (1995) em um estudo que fizeram usando diferentes formulações de fluidos e meios porosos.

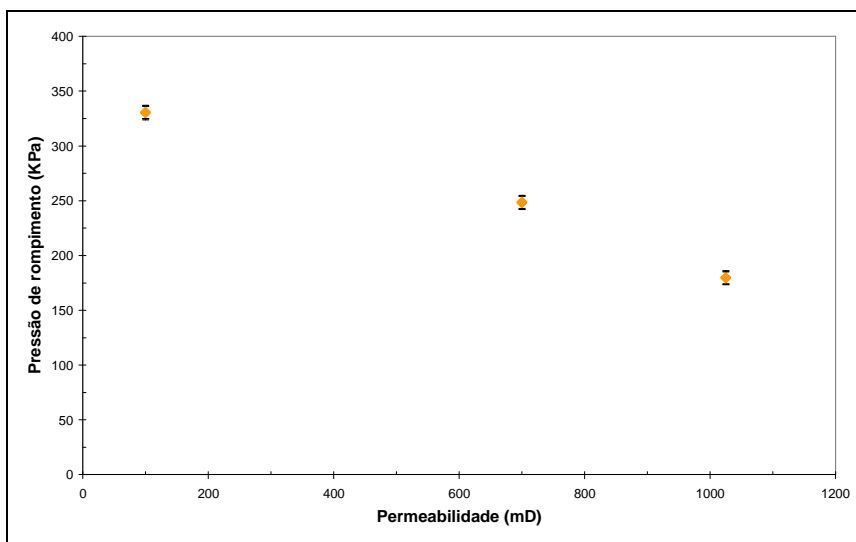


Figura 80 – Influência da permeabilidade do meio poroso na pressão de rompimento da torta do fluido *drill-in* salgado e com polímeros. Nos ensaios foram usados corpos-de-prova confeccionados com o arenito Rio Bonito com permeabilidades entre 100 e 150, 670 a 720 e 1000 e 1050 mD, respectivamente.

A escolha dos demais fatores se baseou em trabalhos publicados na literatura. Assim, o diferencial de pressão de filtração foi extensamente estudado por JIAO E SHARMA (1993), que identificaram uma relação entre a profundidade do dano causado pelo fluido de perfuração e o diferencial de pressão usado. Por outro lado, ROY E SHARMA (2001) mostraram que a saturação da rocha influencia na magnitude da pressão de rompimento. Além disso, CHAISAWANG E SUPHANTHARIKA (2005) e KATZBAUER (1998) mostraram que a salinidade influi nas características do amido propilado e da goma xantana.

4.7 – IDENTIFICAÇÃO DOS FATORES MAIS INFLUENTES

Com o conjunto de fatores identificados foi realizado um planejamento experimental fatorial do tipo *Fracionário* 2^{11-7} para identificar aqueles mais influentes na pressão de rompimento da torta. Foram incluídos na malha 4 pontos centrais para a determinação do erro experimental nos experimentos.

4.7.1 – PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO

Na Tabela 24 podem ser vistos os intervalos dos níveis para os onze fatores. A variável de resposta foi a pressão de rompimento da torta interna. Na tabela 25 são apresentados a malha de experimentos e os respectivos valores médios de pressão de rompimento.

Tabela 24 – Valores dos níveis para os 11 fatores utilizados no planejamento fatorial fracionário 2^{11-7} .

Fatores	Níveis		
	-	0	+
HP amido, g/l	4,0	-	12,0
Goma xantana, g/l	1,0	-	2,0
Lubrificante, v/v %	0,0	-	3,0
NaCl, ppm	0,0	-	50000,0
Surfatante, ppm	0,0	-	100,0
Carbonato de cálcio, g/l	0,0	-	60,0
pH	4,0	-	12,0
Temperatura, °C	30,0	-	60,0
Permeabilidade, mD	6000	-	11000
Saturação do meio poroso, %	15,0	-	100,0
Diferencial de pressão da filtração, si	100,0	-	600,0

Tabela 25 – Malha do planejamento fatorial fracionário 2^{11-7} , usado para identificar os fatores mais influentes na pressão de rompimento, e os respectivos valores de pressão de rompimento (valor médio).

Fator	1*	2*	3	4	5	6	7	8	9	10	11	P. Rompimento
Ensaio												
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,0
14	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	1	9,0
12	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	15,0
9	-1	-1	-1	1	-1	1	1	1	-1	1	1	10,0
7	-1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	32,0
13	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	-1	9,0
1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	17,0
10	1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	20,0
6	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	1	20,0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,0
5	-1	-1	1	-1	1	1	1	-1	-1	1	-1	25,0
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	6,0
4	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	8,0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,5
3	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	10,0
15	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	6,0
11	-1	1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	1	7,0
8	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	10,0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,0

* em que:

- 1- Concentração do amido propilado;
- 2 - Concentração do carbonato de cálcio;
- 3 - Salinidade (NaCl);
- 4 – Saturação de água;
- 5 - Concentração do surfatante não-iônico;
- 6 - Concentração da goma xantana;
- 7 – Permeabilidade do meio poroso;
- 8 – pH;
- 9 - Temperatura
- 10 - Concentração do lubrificante;
- 11 – Diferencial de pressão.

4.7.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

O diagrama de *Pareto* mostra de forma rápida e clara os efeitos que são estatisticamente importantes. Os efeitos cujos retângulos estiverem à direita da linha divisória ($p=0,05$) são considerados significantes do ponto de vista estatístico (CALADO E MONTGOMERY, 2003). Assim, pelo diagrama de *Pareto* da Figura 81 foram considerados significantes os fatores, em ordem decrescente de significância:

- O grau de saturação de água de formação no meio poroso;
- Diferencial de pressão usados na filtração do fluido;
- A concentração de carbonato de cálcio;
- A concentração do lubrificante;
- O pH do fluido;
- A concentração da goma xantana e a
- Permeabilidade.

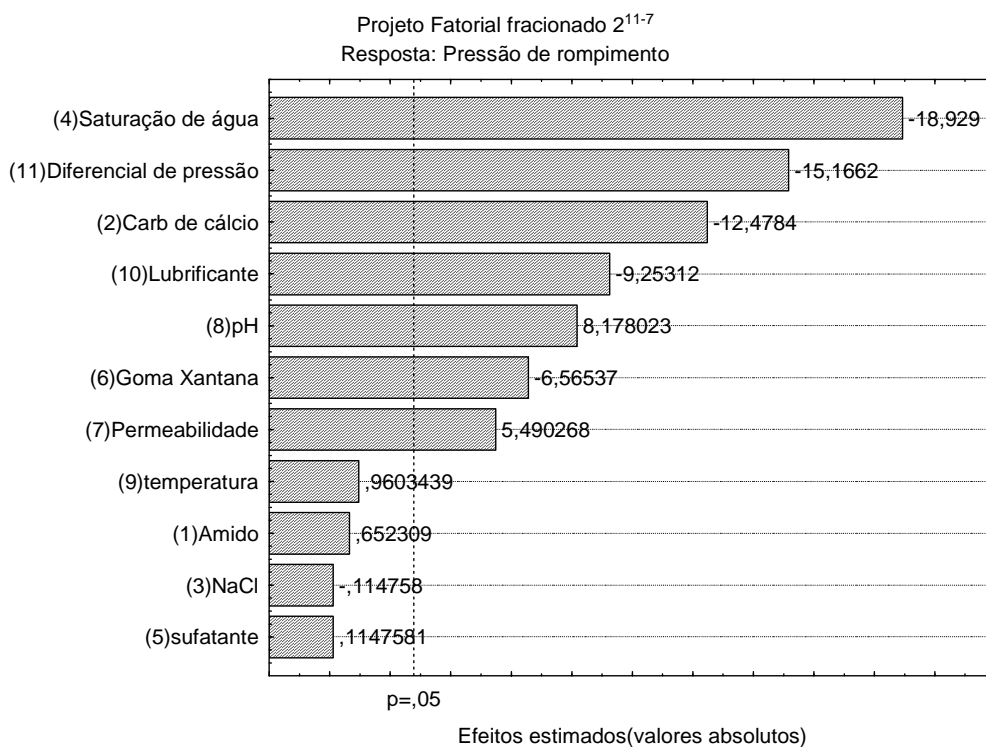


Figura 81 – Diagrama de Pareto do fatorial fracionário 2^{11-7} .

A Tabela 26 mostra os valores dos efeitos das variáveis independentes sobre a pressão de rompimento das tortas do fluido *drill-in*. As variáveis que foram

estatisticamente significantes, no nível de 95 % de confiança, estão escritas em vermelho. A interpretação dos dados nesta tabela deve ser feita considerando os sinais e o valor obtido. Assim, quanto maior é o efeito em valor absoluto, maior será a influência na resposta. Por outro lado, o sinal do efeito é entendido da seguinte maneira: se o efeito apresentar sinal positivo, então na mudança de nível de uma variável de um valor mínimo para um valor máximo, a variável resposta aumenta de intensidade. O efeito negativo quer dizer que o efeito ao passar de um valor mínimo para o máximo da variável, a variável resposta diminui de intensidade.

Tabela 26 – Efeitos significativos dos fatores sobre a pressão de rompimento calculados para o planejamento fatorial fracionário 2^{11-7} .

	Efeito	Erro-padrão	Valor p
Média	15,13	0,23	0,000
Curvatura do plano	-16,85	0,88	0,000
(1)Amido	1,25	0,47	0,055
(2)Carbonato de cálcio	-6,75	0,46	0,001
(3)NaCl	-1,00	0,47	0,099
(4)Saturação de água	-9,75	0,47	0,000
(5)Surfatante	1,00	0,47	0,099
(6)Goma xantana	-4,00	0,47	0,001
(7)Permeabilidade	3,50	0,47	0,002
(8)pH	4,75	0,47	0,001
(9)Temperatura	-0,50	0,47	0,345
(10)Lubrificante	-5,25	0,47	0,000
(11)Diferencial de pressão	-8,00	0,47	0,000

Na Tabela 26 se pode verificar que aumentos nos valores dos fatores goma xantana, lubrificante, pH e permeabilidade promovem incremento no valor da pressão de rompimento, enquanto que o aumento nos fatores carbonato de cálcio, saturação de água e diferencial de pressão causam sua redução.

Também pela Tabela 26 percebe-se que a curvatura é significativa. Então, no desenvolvimento dos modelos, usando as variáveis mais influentes, é sugerido o uso do planejamento composto central, devido à provável existência de termos quadráticos nos modelos de regressão (CALADO E MONTGOMERY, 2003; MONTGOMERY, 2001).

4.8 – SELEÇÃO DOS ADITIVOS DA FORMULAÇÃO SALGADA COM POLÍMEROS

4.8.1 – SELEÇÃO DO VISCOSIFICANTE

Os polímeros comumente utilizados como viscosificante para o fluido de perfuração são hidrossolúveis, e na sua maioria, de origem microbiológica. Os mais usados atualmente são a goma xantana e o escleroglucano, que é um biopolímero com cadeias ramificadas, caráter ligeiramente aniônico e peso molecular elevado. Devido a alguns grupamentos funcionais, apresenta estabilidade térmica superior à da goma xantana. Mas seu custo e perfil de aplicações tornam esse produto menos recomendado que a goma xantana para uso na bacia de Campos.

Goma xantana é um biopolímero com cadeias ramificadas, caráter ligeiramente aniônico e peso molecular elevado. Foram avaliadas cinco marcas desse produto, por ser esse polímero o viscosificante mais usado nas formulações *drill-in* à base de polímeros e por existir diferenças na qualidade do produto conforme o processo de fabricação.

A goma xantana escolhida no conjunto avaliado foi a que apresentou melhor eficiência reológica para fluido de perfuração, melhor estabilidade térmica e maior magnitude de limite de escoamento, propriedade relacionada com a resistência mecânica do material.

4.8.1.1 – ENSAIOS COM VISCOSIFICANTES USANDO NORMA RP 13D

Foram avaliadas cinco amostras comerciais de goma xantana usadas como viscosificantes para fluido de perfuração, ditas A, B, C, D, E. As mostras das gomas D e E são líquidas e as demais em forma de pó.

O preparo dos fluidos seguiu a norma API RP 13D (CLARK,1995). Essa norma prevê a preparação de fluidos com a adição de viscosificante a uma solução salina de cloreto de cálcio, sódio e magnésio, seguida de posterior rolagem em estufa rotativa por 16 horas.

Após esse período, foram realizadas leituras em um viscosímetro Fann 35A e posteriormente o cálculo dos parâmetros reológicos.

O limite de escoamento das soluções poliméricas preparadas com as gomas avaliadas foi determinado pelo método usado por PAI E KHAN (2002) em um estudo com soluções à base de goma xantana, descrito anteriormente (YANG, SCRIVEN E MACOSKO, 1986; PAI E KHAN, 2002).

4.8.2 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

O viscosificante mais usado na preparação do fluido de perfuração é a goma xantana porque esse aditivo apresenta um conjunto de características desejáveis para um fluido de perfuração: excelente compatibilidade com os sais costumeiramente usados nas formulações; boa estabilidade térmica e excelente pseudoplasticidade (ROSALAM E ENGLAND, 2005).

Um fluido de perfuração com pseudoplasticidade se caracteriza por apresentar baixa viscosidade a altas taxas de cisalhamento (como ocorre nos jatos da broca de perfuração) e alta a baixas taxas (como no anular poço-coluna de perfuração). O índice de fluxo é o parâmetro usado para quantificar a pseudoplasticidade de um fluido e quanto menor for o valor desse índice, maior é a pseudoplasticidade do fluido (BOURGOYNE, 1991).

O gel inicial se relaciona com a capacidade de sustentação de sólidos pelo fluido de perfuração em movimento (BOURGOYNE, 1991). Esse gel não pode ser nem muito baixo (causa decantação dos sólidos perfurados), nem muito elevado (requer aumento da energia de bombeio) (BOURGOYNE, 1991). O valor ideal para esses géis é entre 42,0 e 71,83 KPa (PETROBRAS, 2005).

Tabela 27– Parâmetros reológicos determinados para os viscosificantes avaliados, a 25 C.

Viscosificante	n	K (KPa,sn)	G _{inicial} (Pa)
A	0,430	8,03	43,10
B	0,443	9,38	38,31
C	0,469	4,96	43,10
D	0,310	4,12	43,10
E	0,107	2,68	43,15

Pela Tabela 27 a goma E foi quem apresentou menor índice de fluxo e a B o maior.

O limite de escoamento está relacionado com a resistência mecânica do material e quanto menor for esse parâmetro, mais frágil o material. Segundo BAILEY et al. (1998), a magnitude da pressão de rompimento da torta do fluido está relacionada diretamente com o valor do limite de escoamento desse material. As Figuras 82 a 84 apresentam alguns dos gráficos usados na determinação do limite de escoamento pelo procedimento sugerido por PAI E KHAN (2002).

Por outro lado, analisando os resultados apresentados nas Tabelas 27 e 28 conjuntamente, então se optou pelo D, por apresentar menor limite escoamento e o seu índice de fluxo ainda poder ser considerado satisfatório, apesar de não ter sido o menor índice de fluxo do conjunto.

Tabela 28 – Limite de escoamento obtido com as soluções de gomas xantana.

Fluido	Limite de escoamento, Pa
A	18,5 ± 0,08
B	8,0 ± 0,51
C	16,0 ± 0,95
D	0,39 ± 0,03
E	18,0 ± 1,07

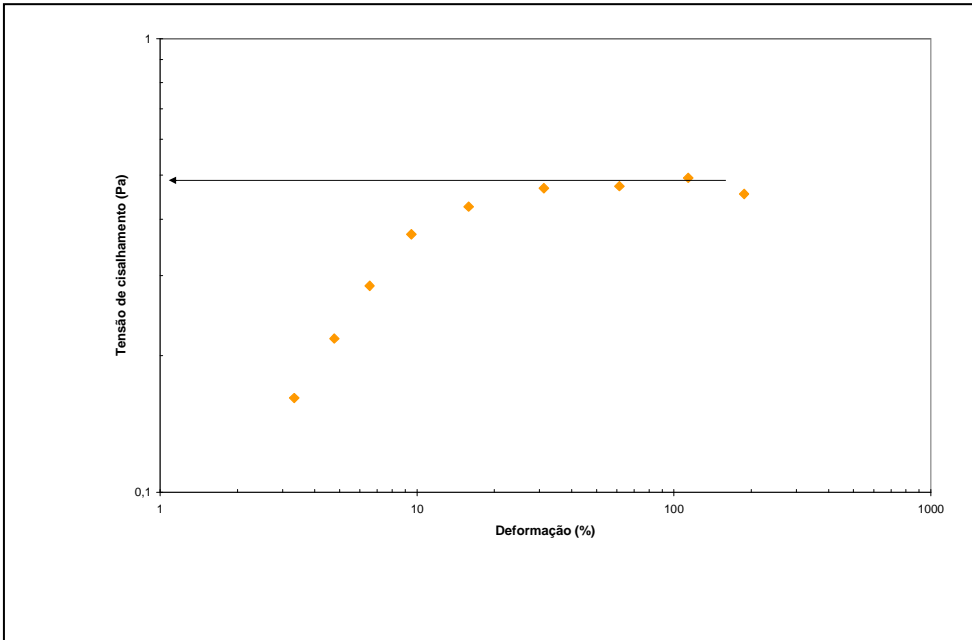


Figura 82 – Gráfico usado na determinação do limite de escoamento da solução preparada com a goma xantana D.

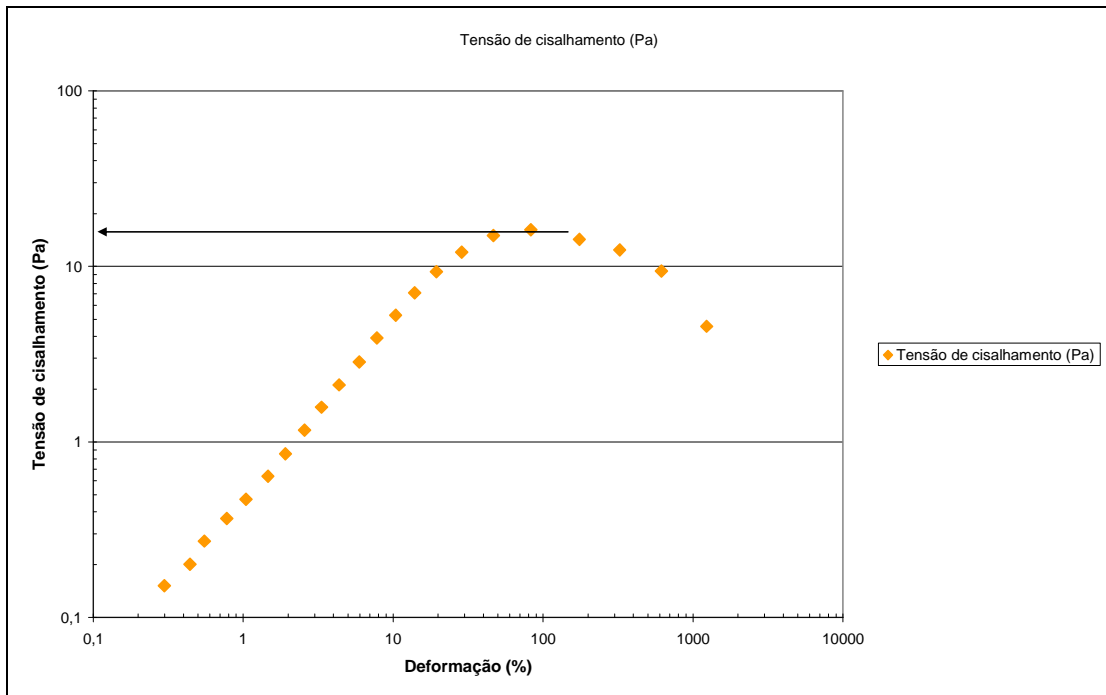


Figura 83 – Gráfico usado na determinação do limite de escoamento da solução preparada com a goma xantana C.

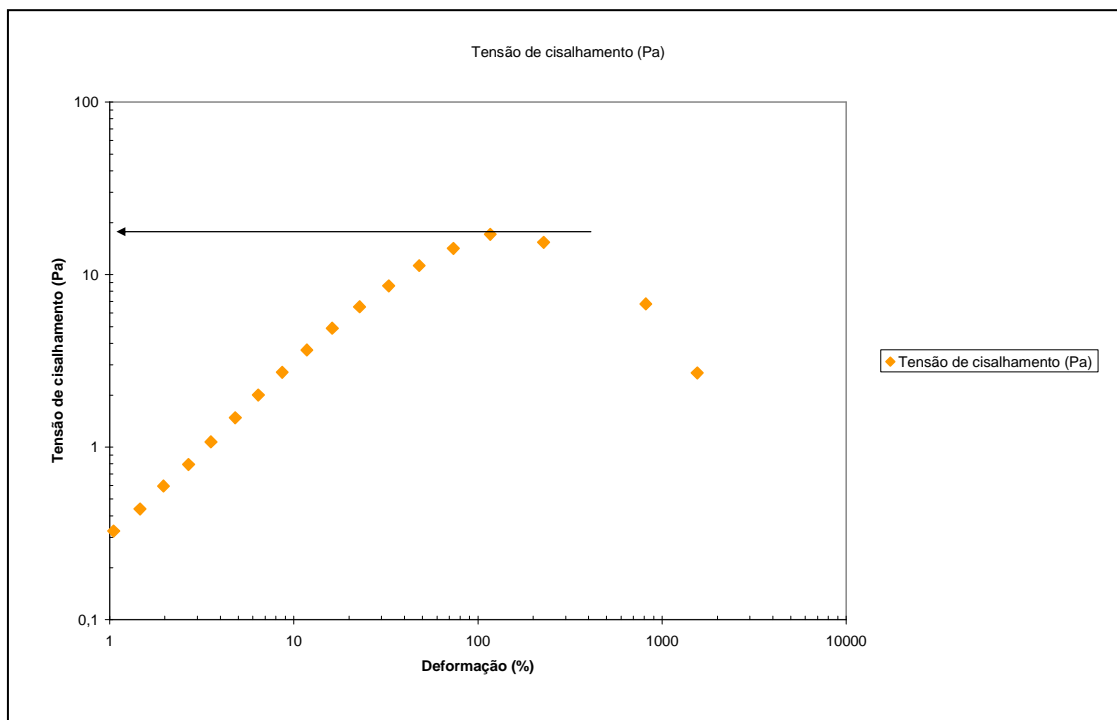


Figura 84 – Gráfico usado na determinação do limite de escoamento da solução preparada com a goma xantana E.

4.8.3 – ENSAIOS COM CONTROLADORES DE FILTRADO USANDO NORMA RP 13B-1

A maioria dos redutores de filtrado são à base de amido. Devido à necessidade de polímeros de controladores de filtrado mais estáveis termicamente, mais tolerantes a contaminações por cátions divalentes e com melhores características de remoção, fizeram com que surgissem vários amidos modificados, tais como os propilados e os hidrofóbicos (NAVARRETE *et al.*, 2000a; AUDIBERT-HAYET *et al.*, 1999). O amido propilado é o mais usado nas formulações *drill-in* à base de polímero, que é um polímero natural modificado, de caráter não-iônico produzido pela hidroxipropilação do amido, apresentando baixa solubilidade em água. As matérias primas mais usadas no preparo desse amido modificado são a batata, o milho e a mandioca, entre outros. Entretanto, a qualidade do amido modificado depende da matéria-prima utilizada. Três marcas do amido propilado obtidos da mandioca e usadas pela indústria do petróleo foram avaliadas, ditas A, B, C.

O preparo das amostras de fluidos usando essas amostras seguiu a norma API RP 13B-1. Essa norma prevê a preparação de fluidos com a adição de redutor de filtrado a uma solução salina de cloreto de cálcio, sódio e magnésio seguido de

posterior rolagem em estufa rotativa por 16 horas. Em seguida, foram feitos ensaios de filtração segundo a norma API RP 13B-1.

O limite de escoamento das soluções poliméricas preparadas com os amidos avaliados foi obtido pelo método sugerido por PAI E KHAN (2002), já descrito na secção anterior.

O critério de escolha do amido propilado se baseou no menor filtrado segundo a norma API 35B-1 para redutores de filtrado para fluido de perfuração e menor valor para o limite de escoamento.

4.8.4 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados dos ensaios de filtração com soluções feitas com os controladores de filtrado mostraram que a solução preparada com o amido marca B apresentou menor filtrado do conjunto (Tabela 29).

Por outro lado, pela Tabela 30 o amido marca A foi quem apresentou menor limite de escoamento do conjunto. As Figuras 85 a 87 apresentam alguns dos gráficos usados na determinação do limite de escoamento.

Mas analisando os resultados das Tabelas 29 e 30 em conjunto, optou-se pelo o amido marca B, que apresentou menor filtrado. Por apresentar menor filtrado, então a sua área de invasão na rocha será muito menor e com isso a espessura da torta será reduzida, favorecendo a redução na pressão de rompimento (ZAIN E SHARMA, 2001).

Tabela 29 – Volume de filtrado obtido com os controladores de filtrado

Fluido	Volume de filtrado (ml)
A	10,59 ± 1,005
B	6,58 ± 0,879
C	9,4 ± 0,958

Tabela 30 – Limite de escoamento obtido com os controladores de filtrado

Solução	Limite de escoamento, Pa
Marca A	$1,3 \pm 0,08$
Marca B	$60,0 \pm 3,55$
Marca C	$36,5 \pm 2,34$

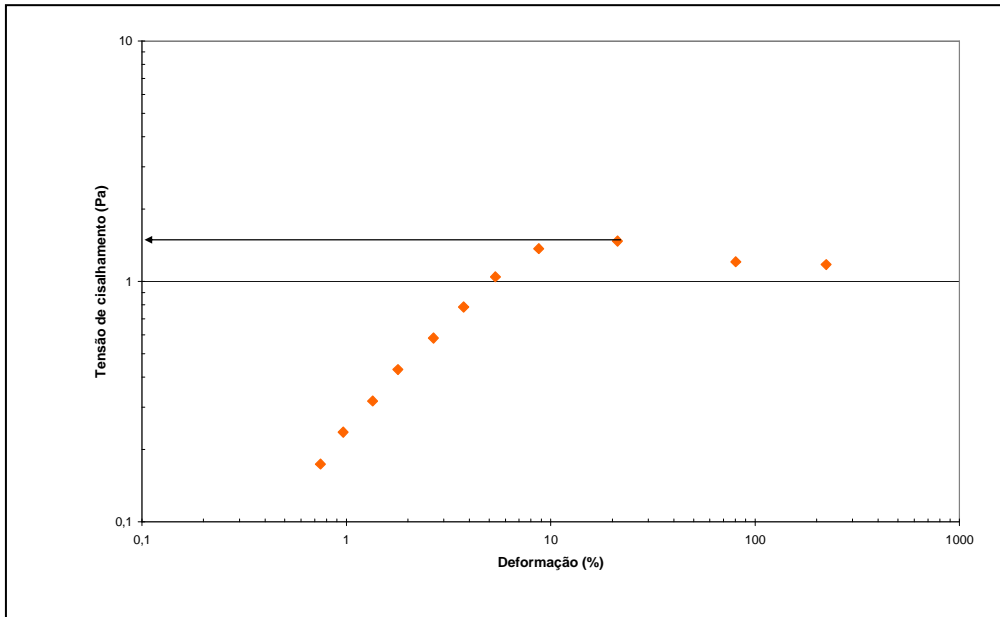


Figura 85 – Gráfico usado na determinação do limite de escoamento da solução preparada com o amido marca A.

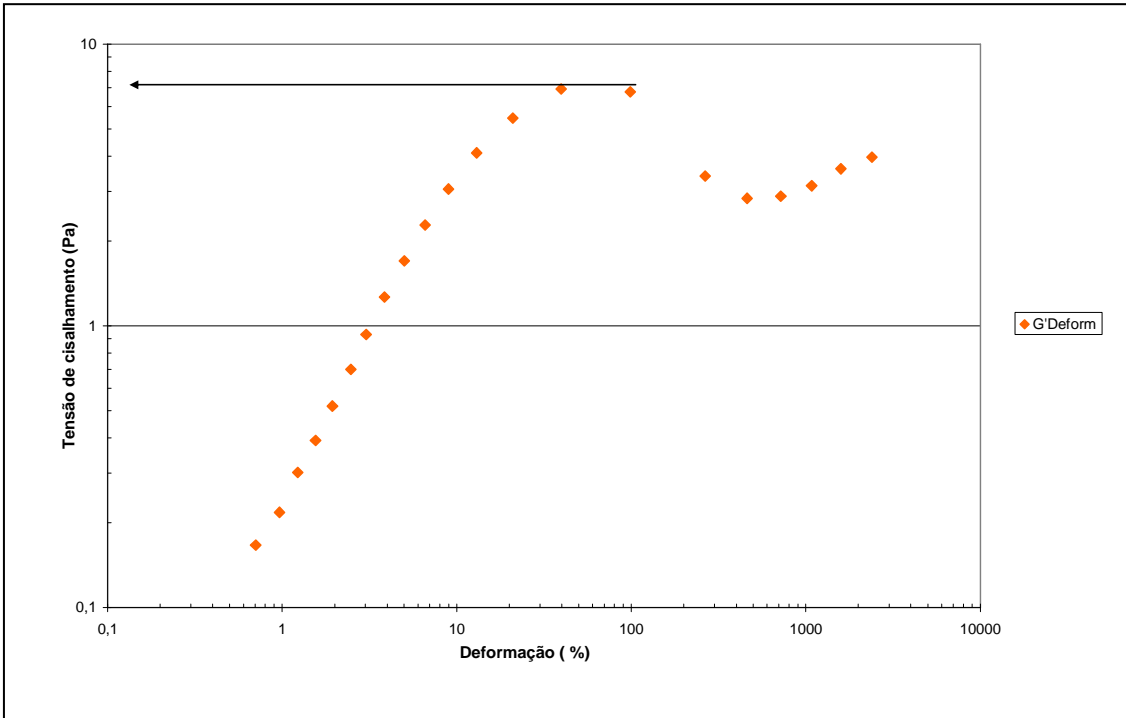


Figura 86 – Gráfico usado na determinação do limite de escoamento da solução preparada com o amido marca C.

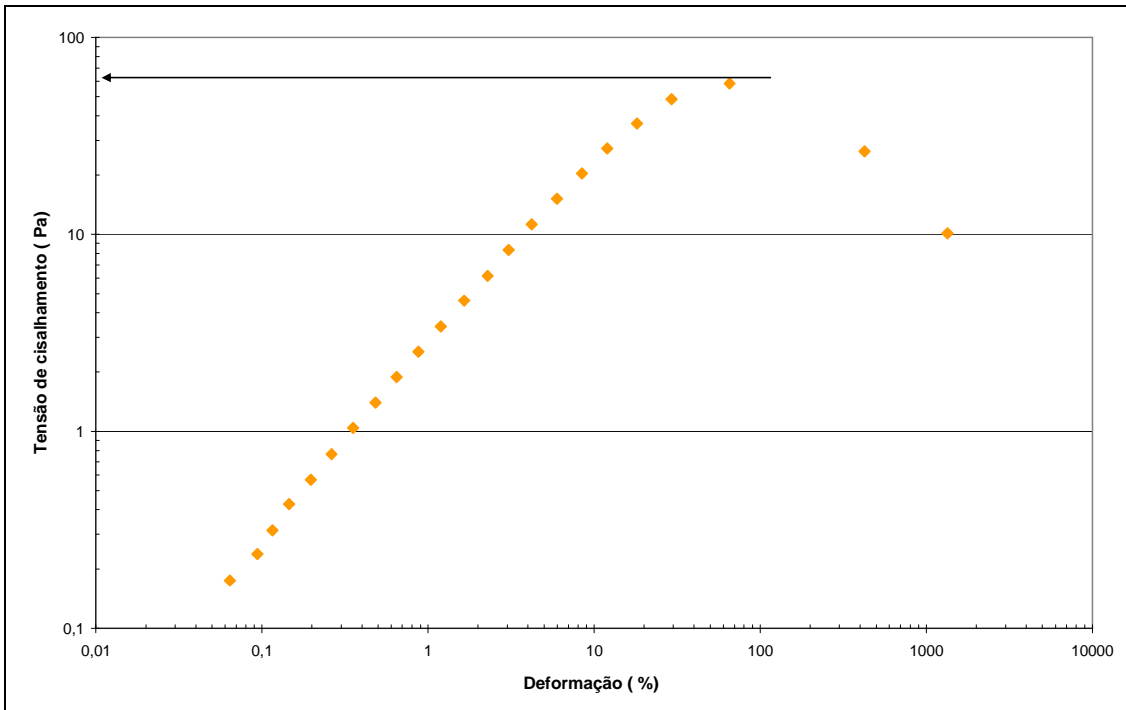


Figura 87 – Gráfico usado na determinação do limite de escoamento da solução preparada com o amido marca B.

4.8.5 – SELEÇÃO DO LUBRIFICANTE PARA FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Os lubrificantes usados em fluidos de perfuração são na maioria misturas de monoliatos, dioliatos e glicol. O que diferencia um lubrificante de outro é a proporção entre produtos na formulação do lubrificante. Foram comparadas três marcas de lubrificantes em uso pela indústria do petróleo na perfuração de poços horizontais:

- a) Lubrificante A;
- b) Lubrificante B;
- c) Lubrificante C.

O lubrificante escolhido no conjunto avaliado foi aquele que determinou menor coeficiente de lubrificidade à formulação do fluido *drill-in* à base de polímeros.

4.8.6 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A Tabela 31 mostra os resultados das avaliações dos tratamentos da formulação do fluido de perfuração *drill-in* tratada com lubrificantes avaliados. Os lubrificantes A e B apresentaram os menores coeficientes de lubrificidade, sendo escolhido o Lubrificante A por ter apresentado maior disponibilidade na ocasião.

Tabela 31 – Coeficientes de lubrificidade do fluido de perfuração salgado polimérico tratado com os lubrificantes avaliados.

Lubrificante	Resultados (lbf)	
Branco	0,28	0,26
Lubrificante A, 2% v/v	0,12	0,11
Lubrificante B, 2 % v/v	0,11	0,11
Lubrificante C, 2 % v/v	0,20	0,18

4.8.7 – SELEÇÃO DO AGENTE DE TAMPONAMENTO

A polidispersão do agente de tamponamento é fundamental na redução da permeabilidade da torta de filtração do fluido *drill-in*. A diversidade de tamanhos das

partículas presentes na distribuição granulométrica das esferas empacota melhor a torta, tornando-a menos permeável e porosa (WALDMANN, 2005).

Além disso, a forma das partículas também influencia na permeabilidade da torta. Os carbonatos em flocos (lâminas) se acomodam melhor, diminuem os espaços vazios e reduzem a permeabilidade da torta de filtração (WALDMANN, 2005).

Por isso, a escolha do agente de tamponamento se baseou no índice de polidispersão desses materiais.

4.8.7.1 – CARACTERIZAÇÃO DE TAMANHO E FORMA DE SÓLIDOS

Para selecionar o agente de tamponamento foram avaliados três materiais diferenciados pela forma. Sendo que para cada material com uma dada forma, foram escolhidas também diferentes distribuições granulométricas (tipo 1 e tipo 2).

- Microesferas de cerâmica (tipo 1 e tipo 2).
- Carbonato de cálcio em flocos (tipo 1, tipo 2).
- Carbonato de cálcio comum (tipo 1 e tipo 2).

4.8.8 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

WALDMANN (2005) avaliou esse conjunto de agentes de tamponamento utilizando a metodologia proposta por D' Almeida (1996) e usando os parâmetros de caracterização de sólidos: D_{10} , D_{50} , D_{90} e o índice de polidispersão, onde: D_{10} o diâmetro máximo apresentado por 10% das partículas (μm); D_{50} o diâmetro máximo apresentado por 50% das partículas (μm); D_{90} o diâmetro máximo apresentado por 90% das partículas (μm). A Tabela 32 apresenta os resultados obtidos por WALDMANN (2005).

Tabela 32 – Resumo dos parâmetros necessários para caracterização dos agentes obturantes.

Agentes obturantes	D ₁₀ (µm)	D ₅₀ (µm)	D ₉₀ (µm)	Índice de polidispersão
Microesferas de cerâmica tipo 1	5,00	20,10	68,00	2,9
Microesferas de cerâmica tipo 2	12,25	35,69	90,00	1,7
Carbonato Comum - tipo 1	5,00	24,10	60,00	3,8
Carbonato Comum - tipo 2	3,3	18,5	50,01	2,8
Carbonato em flocos – tipo 1	547	900	1300	1,2
Carbonato em flocos – tipo 2	1680	3250	4800	1,2

Segundo WALDMANN (2005), a Tabela 32 indica o índice de polidispersão desses agentes de tamponamento, que varia entre valores bem próximos da unidade (amostras monodispersas) e valores mais afastados (amostras polidispersas). A partir desses resultados o carbonato de cálcio comum (com índice de polidispersão igual a 3,8) foi o selecionado, por apresentar maior grau de polidispersão. Quanto maior for o valor do índice de polidispersão, melhor será a qualidade da impermeabilidade da torta do fluido (WALDMANN, 2005).

4.9 – DELINEAMENTO EXPERIMENTAL

Utilizou-se um delineamento do tipo central composto com três variáveis em cinco níveis e repetições no ponto central, baseado na Metodologia de Superfície de Resposta para o desenvolvimento dos modelos empíricos. Essa metodologia é usada para analisar problemas nos quais diversas variáveis independentes (fatores) influenciam uma variável dependente (resposta), identificando relações matemáticas e estatísticas entre níveis pré-determinados das variáveis independentes e a resposta; um dos objetivos dessa metodologia é otimizar a resposta (CALADO E MONTGOMERY, 2003).

4.9.1 – DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS USADOS COMO RESPOSTAS

A redução na pressão de rompimento da torta do fluido era o principal objetivo do processo de melhoria desenvolvido nessa tese. Contudo, também se desejava melhorias em propriedades do fluido importantes na perfuração horizontal. Dessa forma, se procurou melhorar a taxa de filtração, o índice de fluxo, a viscosidade a baixa taxa de cisalhamento e a lubrificidade.

A filtração está relacionada com a área de invasão do fluido e quanto menor for esse filtrado, menor a invasão e o dano causado pelo fluido (MARTINS, 2004); daí se buscar a sua minimização.

Quanto menor for o valor do índice de fluxo de um fluido, menor a energia de bombeio que é gasta para vencer a perda de carga nos jatos da broca e maior a energia usada na produção de trabalho útil (BOURGOYNE, 1991).

A viscosidade a baixa taxa de cisalhamento é muito importante na limpeza do poço horizontal e quanto maior for o seu valor, maior a eficiência na limpeza, principalmente no anular do poço entre a formação e a coluna de perfuração (ZAMORA, 1994).

A lubrificidade do fluido é um ponto crítico, pois na perfuração de poços horizontais esse fluido tem que reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, que é acentuado devido à inclinação do trecho do poço horizontal em relação ao trecho vertical (BOURGOYNE, 1990).

Resumindo, as variáveis-respostas usadas no delineamento do tipo central composto foram:

- pressão de rompimento;
- volume de filtrado segundo a norma API;
- índice de lubrificidade do fluido;
- índice de fluxo do fluido e
- viscosidade a baixa taxa de cisalhamento.

Sendo essas definidas em função dos valores dos seguintes fatores:

- concentração da goma xantana (entre 1,43 a 5,71 g/L);
- concentração do lubrificante (entre 0,0 a 3,0 % v/v) e
- concentração do carbonato de cálcio (entre 74,80 a 151,43 g/L).

Estipularam-se valores fixos para o pH e as variáveis não relacionadas com a composição do fluido como o diferencial de pressão e a saturação de água residual, pois:

- Segundo QUEIROZ (1998) e HALLIDAY (1994), a manutenção do pH do fluido em torno de 9,5 maximiza o rendimento dos polímeros usados no fluido *drill-in*.
- O diferencial de pressão de 2068 KPa é o mais usado nas perfurações de poços horizontais na bacia de Campos, para se garantir boa estabilidade às paredes dos poços e não comprometer a eficiência da perfuração (Petrobras, 2005) e
- A saturação de água de formação mais freqüente nas rochas portadoras de hidrocarboneto na bacia de Campos situa-se a redor de 15,5% (QUEIROZ, 2005a).

O procedimento de execução dos ensaios de rompimento foi o mesmo adotado nos ensaios anteriores, na temperatura de 60° C.

Nas Tabelas 33 e 34, são apresentados os delineamentos experimentais onde as composições de 1 a 8 correspondem às coordenadas do fatorial 2³. As composições 15, 16, 17, 18, 19 e 20 são repetições no ponto central. Os ensaios axiais estão representados pelas composições de 9 a 14. A execução dos ensaios seguiu a ordem apresentada nessas tabelas.

Tabela 33 – Delineamento experimental para a metodologia de superfície de respostas.

Ensaio	Variáveis originais			Variáveis codificadas		
	Lub (% v)	Carb(g/L)	Goma (g/L)	Z ₁	Z ₂	Z ₃
20 (C)	2,00	122,86	4,29	0	0	0
2	1,00	94,29	5,71	-1	-1	1
14	2,00	122,86	6,69	0	0	1,68
12	2,00	170,91	4,29	0	1,68	0
9	0,32	122,86	4,29	-1,68	0	0
7	3,00	151,43	2,86	1	1	-1
13	2,00	122,86	1,88	0	0	-1,68
1	1,00	94,29	2,86	1	1	1
10	3,68	122,86	4,29	1,68	0	0

Tabela 34 – Delineamento experimental para a metodologia de superfície de respostas (continuação)

Ensaio	Variáveis originais			Variáveis codificadas		
	Lub (% v)	Carb (g/L)	Goma (g/L)	Z ₁	Z ₂	Z ₃
6	3,00	94,29	5,71	1	-1	1
19 (C)	2,00	122,86	4,29	0	0	0
5	3,00	94,29	2,86	1	-1	-1
16 (C)	2,00	122,86	4,29	0	0	0
4	1,00	151,43	5,71	1	1	-1
18 (C)	2,00	122,86	4,29	0	0	0
3	1,00	151,43	2,86	-1	1	-1
15 (C)	2,00	122,86	4,29	0	0	0
11	2,00	74,81	4,29	0	-1,68	0
8	3,00	151,43	5,71	1	1	1
17 (C)	2,00	122,86	4,29	0	0	0

OBS: LUB = lubrificante; Carb = Carbonato de cálcio; Goma = goma xantana. Z₁, Z₂ e Z₃ são as variáveis codificadas para o lubrificante, o carbonato de cálcio e a goma xantana, respectivamente.

4.9.2 – EQUAÇÕES EMPÍRICAS DAS RESPOSTAS

Após a execução dos experimentos e coleta dos dados, a equação polinomial foi ajustada aos respectivos dados e os coeficientes foram determinados. Uma polinomial quadrática (MYERS E MONTGOMERY, 2002) foi escolhida:

$$Y = \beta_0 + \sum_i^3 \beta_i X_i + \sum_i^3 \beta_{ii} X_i^2 + \sum_i^2 \sum_{j=i+1}^3 \beta_{ij} X_i X_j \quad (40)$$

O programa computacional Statistica™(Stratsoft, v. 7.0) foi usado na montagem do planejamento composto central, na estimativa dos β 's e na análise estatística do modelo. Os gráficos tridimensionais também foram preparados com o Statistica™.

4.9.4 – VALIDAÇÃO DOS MODELOS

Realizaram-se ensaios confirmatórios para validação entre os valores estimados e os experimentais, visando avaliar a utilidade desses modelos ajustados para prever com a previsão desejada, o comportamento das variáveis nas sub-áreas ótimas selecionadas.

4.9.5 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Tabela 35, apresenta os valores obtidos no desenvolvimento da melhoria da formulação do fluido *drill-in*, conforme matriz experimental das Tabelas 33 e 34 do item 4.9.1.

Tabela 35 - Resultados obtidos para as respostas com base no delineamento experimental: pressão de rompimento, filtrado e o índice de fluxo.

	FILT, mL	PROMP, KPa	COELUB	NFLOW	VBTC, Pa.s
20 (C)	3,70±0,33	34,47±2	0,12±0,01	0,400±0,020	12,00±0,8
2	3,70±0,34	75,84±4	0,12±0,01	0,488±0,023	24,00±1,6
14	3,40±0,31	55,16±3	0,11±0,01	0,475±0,022	14,00±0,9
12	3,00±0,28	34,47±2	0,19±0,01	0,450±0,021	20,00±1,7
9	4,00±0,38	62,05±3	0,25±0,01	0,360±0,014	27,00±2,1
7	3,40±0,32	41,37±2	0,14±0,01	0,495±0,021	16,00±1,2
13	3,60±0,35	41,37±2	0,12±0,01	0,500±0,021	10,00±0,08
1	3,40±0,33	68,95±3	0,13±0,01	0,400±0,019	22,00±1,7
10	3,60±0,34	34,47±2	0,16±0,01	0,310±0,014	12,00±0,9
6	3,00±0,29	41,37±2	0,15±0,01	0,450±0,021	6,00±0,05
19 (C)	3,80±0,33	34,47±2	0,13±0,01	0,403±0,021	11,00±0,9
5	3,30±0,31	48,26±3	0,10±0,01	0,300±0,012	12,00±0,9
16 (C)	3,70±0,33	41,37±2	0,13±0,01	0,390±0,016	12,00±0,8
4	3,60±0,32	48,26±3	0,19±0,01	0,350±0,014	26,00±2,1
18 (C)	3,80±0,35	34,47±2	0,13±0,01	0,400±0,021	12,00±0,9
3	3,30±0,31	34,47±2	0,25±0,01	0,500±0,021	10,00±0,08
15 (C)	3,75±0,35	34,47±2	0,13±0,01	0,404±0,025	13,00±0,9
11	3,00±0,30	68,95±3	0,10±0,01	0,415±0,020	14,00±1,0
8	3,00±0,28	41,37±3	0,11±0,01	0,400±0,018	18,00±0,9
17 (C)	3,80±0,36	34,47±2	0,13±0,01	0,396±0,020	12,00±0,9

Os modelos de regressão, relativos às variáveis estudadas, são apresentados nas equações 41 a 45, juntamente com os seus respectivos erros-padrão. Nessas equações, (LUB) é a concentração do lubrificante, (GX) a concentração da goma xantana e (CARB) é a concentração do carbonato de cálcio.

$$\begin{aligned}
 \text{PROMP} = & 35,63 + 2,7078\text{GX} + 4,438 \text{GX}^2 - 9,2939\text{CARB} + 5,6326\text{CARB}^2 - 7,4351\text{LUB} \\
 & (1,102) \quad (0,7311) \quad (0,7117) \quad (0,7311) \quad (0,7117) \quad (0,7311) \\
 & + 4,4138\text{LUB}^2 - 3,4474(\text{GX})(\text{LUB}) + 6,8947 (\text{CARB})(\text{LUB}) \quad (41) \\
 & (0,7117) \quad (0,9552) \quad (0,9552)
 \end{aligned}$$

$$\text{FILT} = 3,7608 - 0,1074 \text{GX}^2 - 0,2842\text{CARB}^2 - 0,1444\text{LUB} - 0,0475 (\text{GX})(\text{CARB}) \quad (42)$$

(0,02001)
(0,01295)
(0,01295)
(0,01333)
(0,00222)

$$\text{COELUB} = 0,1285 - 0,0043\text{GX} - 0,0071\text{GX}^2 + 0,0250\text{CARB} + 0,0044\text{CARB}^2$$

(0,00170)
(0,00110)
(0,00110)
(0,00110)
(0,00110)

$$+ 0,0256\text{LUB}^2 - 0,0163(\text{GX})(\text{CARB}) + 0,0113(\text{GX})(\text{LUB}) - 0,0228(\text{CAR})(\text{LUB})$$

(0,00110)
(0,00140)
(0,00140)
(0,00140)
(0,00140)

(43)

$$\text{NFLOW} = 0,3987 - 0,0036\text{GX} - 0,0321\text{GX}^2 + 0,0121\text{CARB} + 0,0126\text{CARB}^2$$

(0,0021)
(0,0014)
(0,0014)
(0,0014)
(0,0013)

$$- 0,01230\text{LUB} - 0,0218\text{LUB}^2 - 0,0604(\text{GX})(\text{CARB}) + 0,0146(\text{GX})(\text{LUB}) + 0,0228(\text{CARB})(\text{LUB})$$

(0,0014)
(0,0013)
(0,0018)
(0,0018)
(0,0018)

(44)

$$\text{VBTC} = 11,9893 + 1,5177\text{GX} + 1,1782\text{CARB} + 1,8375\text{CARB}^2 - 4,0439\text{LUB}$$

(0,2579)
(0,1711)
(0,1711)
(0,1666)
(0,1711)

$$+ 2,7214\text{LUB}^2 + 2,7500(\text{GX})(\text{CARB}) - 2,7500(\text{GX})(\text{LUB}) + 3,2500(\text{CARB})(\text{LUB})$$

(0,1666)
(0,2236)
(0,2236)
(0,2236)
(0,2236)

(45)

A Tabela 36 apresenta os valores obtidos dos coeficientes de determinação e a falta de ajuste dos modelos.

Conforme pode ser observado na Tabela 36, os modelos apresentaram boa qualidade de ajuste permitindo o emprego para fins preditivos, uma vez que apresentaram coeficientes de determinação (R^2) superiores a 95%.

Tabela 36 - Parâmetros dos ajustes dos modelos empíricos.

	PROMP	FILT	COELUB	NFLOW	VBTC
R^2	0,98	0,97	0,99	0,99	0,98
Falta de ajuste, %	4,01	5,78	4,74	1,10	3,10

A partir dos modelos (equações 41 a 45), foi possível a construção de curvas de nível que permitiram a visualização do comportamento de cada resposta na região experimental, Figuras 88 a 93.

Os modelos construídos permitiram algumas conclusões em relação às variáveis estudadas. Por exemplo, quando se observa o comportamento da pressão

de rompimento (PROMP) na região experimental, mantida a concentração do carbonato de cálcio constante e variando as concentrações da goma xantana (GOMA) e do lubrificante (LUB), observa-se uma região de valores mínimos, para concentrações da goma xantana entre 3,5 e 5,0 g/L e entre 2,25 e 3,42% v/v assumindo a concentração do carbonato de cálcio constante, conforme Figura 88.

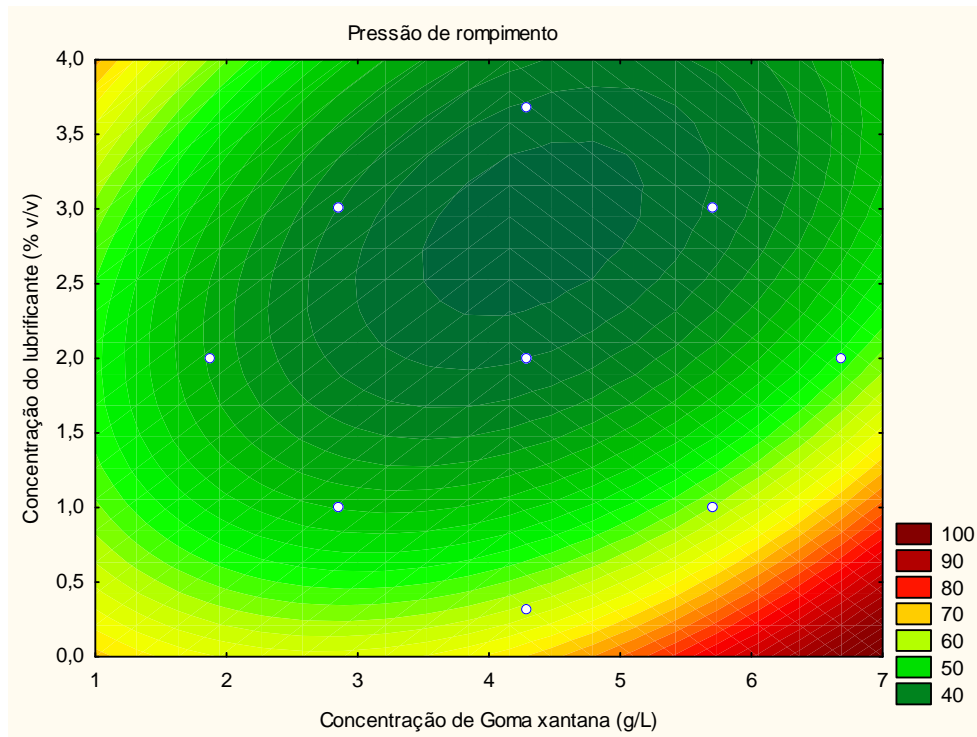


Figura 88 – Curvas de superfície da Pressão de rompimento (PROMP) em relação à variação da goma xantana e do lubrificante para a concentração do carbonato de cálcio igual a 122,86 g/L .

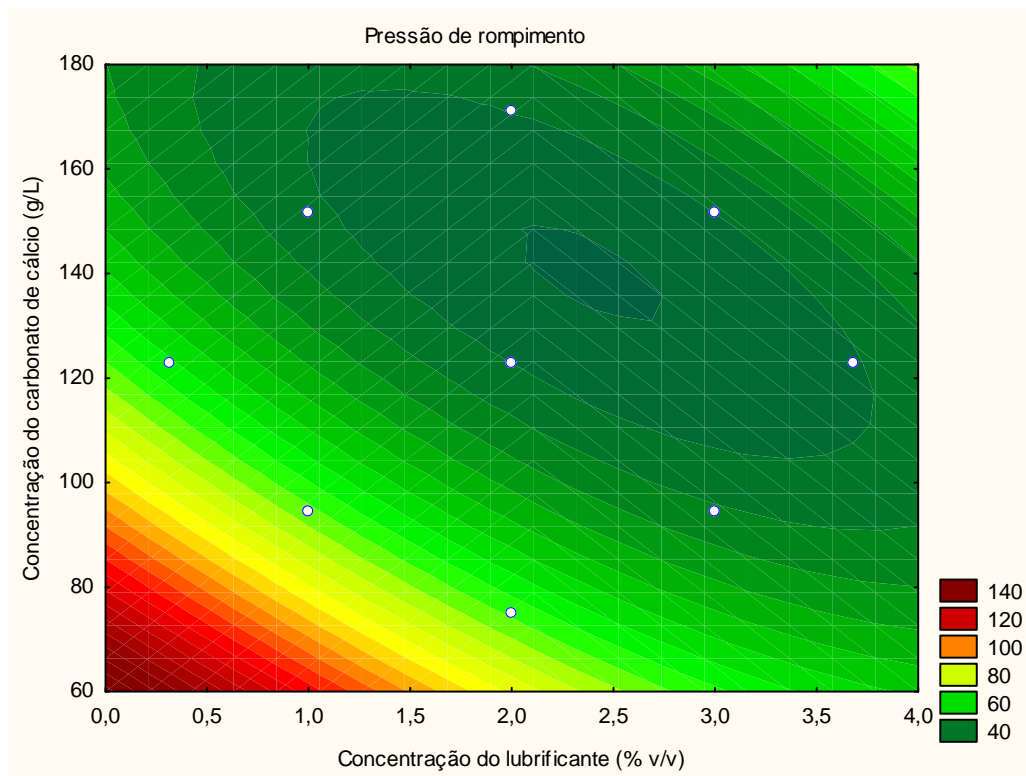


Figura 89 - Pressão de rompimento (PROMP) em relação à variação do carbonato de cálcio e do lubrificante para a concentração da goma xantana igual a 4,28 g/L.

Observando o comportamento da pressão de rompimento na região experimental, mantida constante a concentração da goma xantana em torno de 4,28 g/L e variando a concentração do carbonato de cálcio (CARB), conforme Figura 89, se verifica que a pressão de rompimento decresce com o aumento nas concentrações do carbonato de cálcio e do lubrificante, obtendo-se menores pressões de rompimento para concentrações do lubrificante entre 2,0 e 2,75 % v/v e do carbonato de cálcio entre 130 e 150 g/L, Figura 89.

Por outro lado, se observa que menores valores do volume de filtrado na região experimental são obtidos quando as concentrações do lubrificante e da goma são máximas, mantida constante a concentração do carbonato de cálcio e igual a 122,86 g/L, Figura 90.

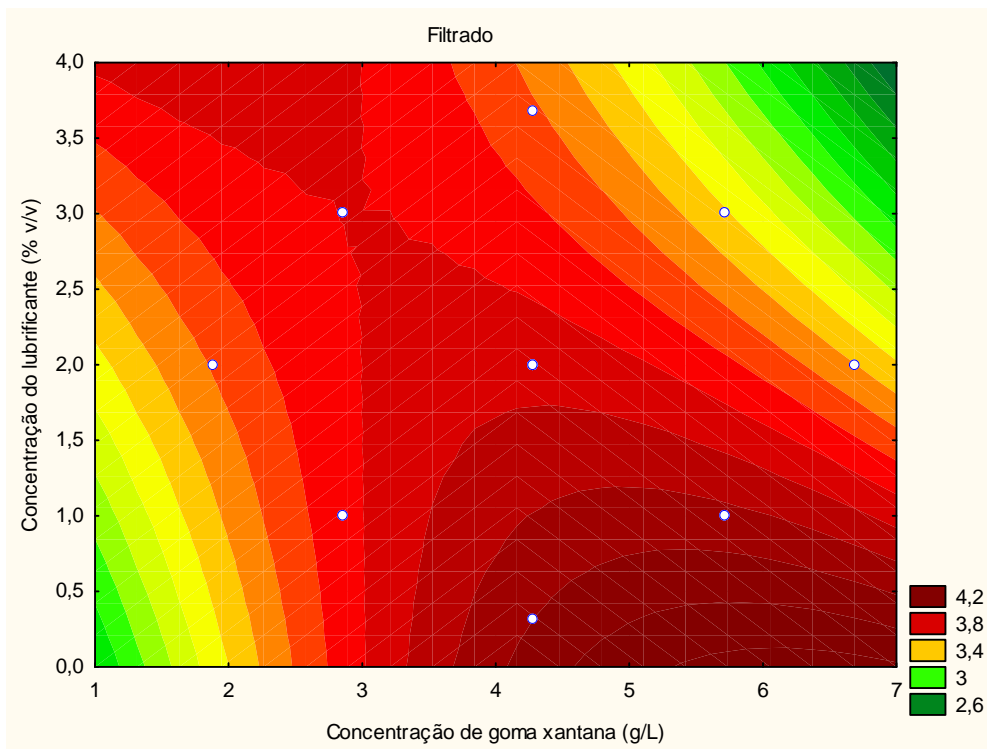


Figura 90 – Volume de filtrado do fluido em relação à variação da goma xantana e do lubrificante para a concentração do carbonato igual a 122,86 g/L.

Por outro lado, quando se observa o comportamento do coeficiente de lubrificidade do fluido (COELUB) na região experimental, se mantida a concentração do carbonato de cálcio em 122,86 g/L e variando as concentrações da goma xantana (GOMA) e do lubrificante (LUB), notam-se duas regiões com valores mínimos de lubrificidade, na primeira a concentração do lubrificante situa-se entre 2,3 e 3,75 % v/v e concentração da goma xantana baixa, figura 91. Na outra região, a concentração da goma seria alta (entre 6,5 e 7,0 g/L) e concentração do lubrificante com valores intermediários, Figura 91.

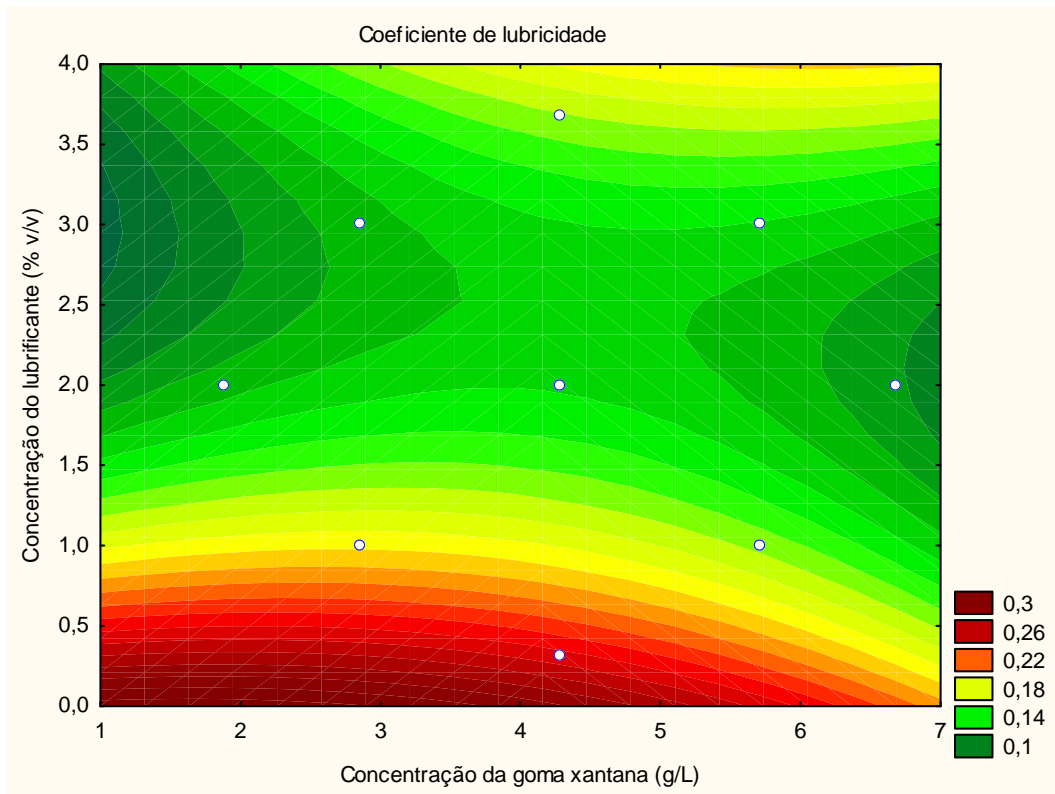


Figura 91 – Coeficiente de lubrificidade do fluido (COELUB) em relação à variação da goma xantana e da goma xantana para a concentração do carbonato de cálcio igual a 122,86 g/L.

Quando analisado o índice de fluxo do fluido (NFLOW) na região experimental, mantida a concentração do carbonato de cálcio constante e igual a 122,86 g/L e variando as concentrações da goma xantana (GOMA) e do lubrificante (LUB), observa-se que a valores de concentração médios para a goma xantana e alto para o lubrificante existe uma região com valores mínimos de índice de fluxo, Figura 92.

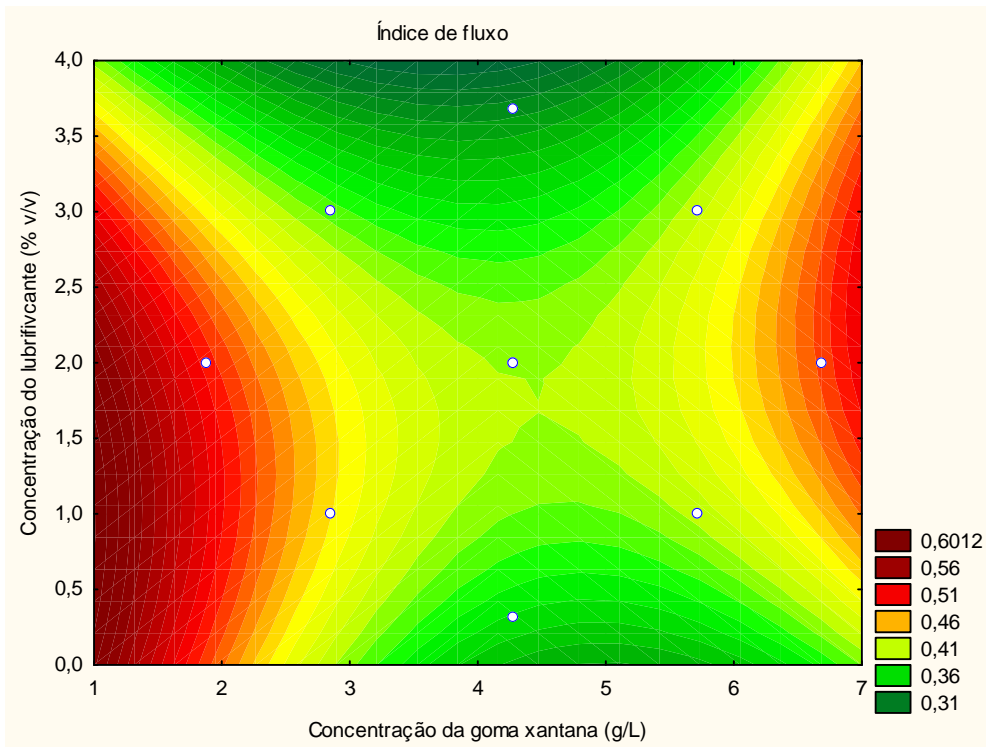


Figura 92 – Índice de fluxo do fluido (NFLOW) em relação à variação da goma xantana e do lubrificante para a concentração da goma xantana igual a 122,86 g/L.

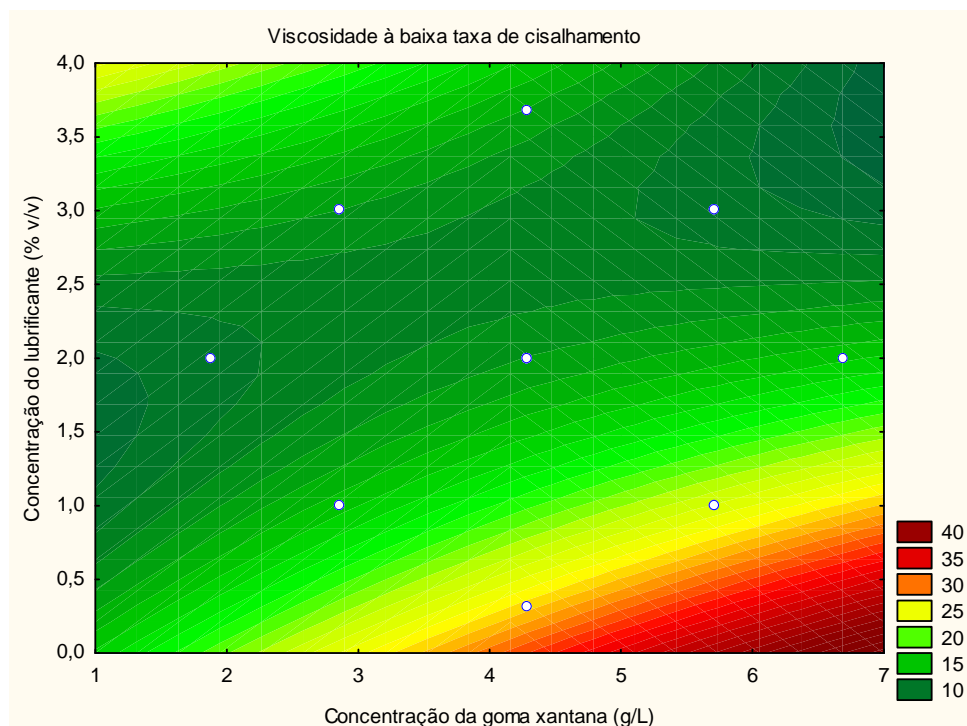


Figura 93 – Viscosidade do fluido à baixa taxa de cisalhamento do fluido (VBTC) em relação à variação da goma xantana e do lubrificante para a concentração do carbonato de cálcio igual a 122,86 g/L.

Finalmente, na Figura 93 se observa o comportamento da viscosidade a baixa taxa de cisalhamento (VBTC) na região experimental quando mantida a concentração do carbonato de cálcio constante e igual a 122,86 g/L. Nessa figura, se verifica uma região com valores máximos de viscosidade quando a concentração da goma xantana (GOMA) é alta e a do lubrificante (LUB) baixa, menor que 0,5 % v/v.

4.9.7 – USO DO MODELO PARA A PRESSÃO DE ROMPIMENTO PARA ESTUDO DE CASOS DE FORMULAÇÕES

Com a finalidade de explorar o modelo de predição da pressão de rompimento, foram realizados testes confirmatórios para verificar a capacidade preditiva do modelo para a pressão de rompimento. Assim, foram estudados dois casos. No primeiro, estimou-se a pressão de rompimento e comparou-se o resultado obtido com o determinado experimentalmente, sendo usado no preparo do fluido os aditivos selecionados conforme metodologia proposta nessa tese. A diferença entre o resultado predito e o experimental foi de apenas 3,23KPa, que está dentro do intervalo de confiança de 95%. Por outro lado, determinou-se a pressão de rompimento da torta preparada com os aditivos atualmente em na bacia de Campos, que não foram selecionados pela metodologia proposta nessa tese. O valor obtido quase que dobrou em relação ao resultado obtido com seleção dos aditivos (TABELA 37). Essa diferença nos resultados torna-se evidente a importância de se ter um critério sistemático para selecionar os aditivos do fluido de modo a minimizar a pressão de rompimento da torta interna.

No segundo caso estudado elevou-se a concentração da goma xantana em 33,0 e mantiveram-se as concentrações do lubrificante e do carbonato de cálcio constantes e iguais ao que foi usado no primeiro caso e verificou-se que a pressão de rompimento estimada aumentou, assim como o valor estimado, mas a diferença entre o valor estimado e o predito foi pequena. Dessa forma, ficou evidente que a goma xantana deve ser usada criteriosamente, se o objetivo for a redução na pressão de rompimento, que aumenta a elasticidade do fluido e, com isso, a pressão de rompimento.

Tabela 37 – Valores medidos e os obtidos na predição da pressão de rompimento.

1º Caso: formulação em na bacia de Campos		
Conc. Goma xantana = 4,28 g/L	Conc. Lubrificante = 3,0 % v/v	Conc. Carb. Cálcio= 100,0 g/L
Estimado (KPa)		Observado (KPa)
38,14 ($r^2 = 98,9$)		41,37/71,01*
2º Caso:		
Conc. Goma xantana = 5,71 g/L	Conc. Lubrificante = 3,0 % v/v	Conc. Carb. Cálcio= 100,0 g/L
Estimado (KPa)		Observado (KPa)
40,41		44,26

* Formulação testada com aditivos em uso nas perfurações na bacia de Campos, sem o critério de seleção dos aditivos feita nesta tese.

4.9.3 – MELHORIA NA FORMULAÇÃO DO FLUIDO

Nesta etapa, estabeleceu-se uma fórmula final para o fluido de perfuração a partir da otimização simultânea das respostas.

As funções individuais consideradas foram: o filtrado (FILT), a pressão de rompimento (PROMP), o coeficiente de lubricidade (COELUB), o índice de fluxo do fluido (NFLOW) e a viscosidade à baixa taxa de cisalhamento (VBTC).

4.9.6 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Através das análises das curvas de nível e das equações de regressão ficou evidente que os modelos desenvolvidos apresentaram efeitos não lineares e que esse tipo de efeito dificulta o uso de técnicas de programação com vistas às melhorias na formulação do fluido. Por isso, buscou-se uma técnica que se adaptasse a essas condições de otimização.

Para isso, foi utilizada a metodologia de otimização simultânea proposta por Derringer e Suich (1980), onde se adotou a otimização de busca bilateral para encontrar uma solução de compromisso entre as funções individuais, de modo a conseguir valor elevado para a função desejabilidade global (D) definida como:

$$D = (d_{\text{PROMP}} \times d_{\text{FILT}} \times d_{\text{COELUB}} \times d_{\text{NFLOW}} \times d_{\text{VBTC}})^{1/5} \quad (46)$$

A princípio, desejava-se minimizar as funções individuais de PROMP, FILT, COELUB, NFLOW e maximizar a função VBTC. Contudo, só foi obtido valor para D igual a 45,6 %, Tabela 38. Por isso, buscou-se uma solução de compromisso entre essas funções que resultasse em um D mais elevado e que não comprometesse o objetivo principal deste trabalho que era a minimização da pressão de rompimento e a obtenção de características para o fluido de perfuração adequadas para a perfuração horizontal. Assim, optou-se pela minimização das variáveis FILT e PROMP e a flexibilização nos valores das outras três variáveis, mas sem com isso comprometer o objetivo final. A minimização da função FILT garantiria a minimização do dano à formação causada pelo fluido de perfuração e da PROMP, a obtenção da torta de baixa pressão de rompimento. Os intervalos de lubricidade (COELUB) e do índice de fluxo do fluido (NFLOW) também eram satisfatórios; portanto qualquer valor intermediário próximo ao valor mínimo dessas variáveis atenderia aos objetivos. O intervalo de viscosidade à baixa taxa de cisalhamento foi satisfatório e qualquer valor próximo do seu máximo seria desejável. Assim sendo, por se ter margem de flexibilização, a solução de compromisso foi alcançada usando essa técnica de otimização. Nas Tabelas 39 a 41 são apresentadas as etapas intermediárias dessa otimização.

Tabela 38 – Resultados da otimização usando o método de Derringer e Suich, 1ª tentativa, D = 45,6 %. Parâmetros usados na determinação da desejabilidade global (D).

Resposta	Y_{min}	Y_{max}	A	$d(Y_{min})$	$d(Y_{max})$	$d(A)$	Coef. s e t
P. Romp.,KPa	34,7	75,84	$\leq 34,47$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 1,0
Filtrado, mL	3,0	4,0	$\leq 3,0$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 1,0
Coef. Lub.	0,1	0,75	$\leq 0,25$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 1,0
Índice de Fluxo	0,3	0,5	$\leq 0,3$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 1,0
Visc. à baixa taxa de cisalhamento, Pa.s	6,0	27,0	$\geq 27,0$	0,0	1,0	1,0	1,0 e 1,0

Onde: Y_m é a resposta predita pelo modelo empírico, $Y_{min\ m}$ e $Y_{max\ m}$ são o menor e o maior valores obtidos para a resposta y_m , para $m = 1$ a 5, respectivamente; A é o valor desejado (o alvo) e os $d(Y_{min\ m})$, $d(Y_{max\ m})$, $d(A)$, as respectivas funções desejabilidades dos valores das respostas. Os coeficientes s e t são os parâmetros de subjetividade, usados no ajuste da função desejabilidade.

Tabela 39 - Resultados da otimização usando o método de Derringer e Suich, D obtido igual 50,1 %. Parâmetros usados na determinação da desejabilidade global(D).

Resposta	Y_{min}	Y_{max}	A	$d(Y_{min})$	$d(Y_{max})$	$d(A)$	Coef. s e t
P. Romp.,KPa	34,7	75,84	$\leq 34,47$	1,0	0,0	1,0	2,5 e 1,0
Filtrado, mL	3,0	4,0	$\leq 3,0$	1,0	0,0	1,0	4,5 e 1,0
Coef. Lub.	0,1	0,75	$\leq 0,25$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Índice de Fluxo	0,3	0,5	$\leq 0,3$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Visc. à baixa taxa de cisalhamento, Pa.s	6,0	27,0	$\geq 27,0$	0,0	1,0	1,0	1,0 e 0,05

Onde Y_m é a resposta predita pelo modelo empírico, $Y_{min\ m}$ e $Y_{max\ m}$ são o menor e o maior valores obtidos para a resposta y_m , para $m = 1$ a 5, respectivamente; A é o valor desejado (o alvo) e os $d(Y_{min\ m})$, $d(Y_{max\ m})$, $d(A)$, as respectivas funções desejabilidades dos valores das respostas. Os coeficientes s e t são os parâmetros de subjetividade, usados no ajuste da função desejabilidade.

Tabela 40 - Resultados da otimização usando o método de Derringer e Suich, D obtido igual 66,3 %. Parâmetros usados na determinação da desejabilidade global(D).

Resposta	Y_{min}	Y_{max}	A	$d(Y_{min})$	$d(Y_{max})$	$d(A)$	Coef. s e t
P. Romp.,KPa	34,7	75,84	$\leq 34,47$	1,0	0,0	1,0	2,5 e 1,0
Filtrado, mL	3,0	4,0	$\leq 3,0$	1,0	0,0	1,0	4,5 e 1,0
Coef. Lub.	0,1	0,75	$\leq 0,25$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Índice de Fluxo	0,3	0,5	$\leq 0,3$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Visc. à baixa taxa de cisalhamento, Pa.s	6,0	27,0	$\geq 16,5$	0,0	1,0	1,0	1,0 e 0,05

Onde Y_m é a resposta predita pelo modelo empírico, $Y_{min\ m}$ e $Y_{max\ m}$ são o menor e o maior valores obtidos para a resposta y_m , para $m = 1$ a 5, respectivamente; A é o valor desejado (o alvo) e os $d(Y_{min\ m})$, $d(Y_{max\ m})$, $d(A)$, as respectivas funções desejabilidades dos valores das respostas. Os coeficientes s e t são os parâmetros de subjetividade, usados no ajuste da função desejabilidade.

Tabela 41 - Resultados da otimização usando o método de Derringer e Suich, D obtido igual 92,8 %. Parâmetros usados na determinação da desejabilidade global(D).

Resposta	Y_{min}	Y_{max}	A	$d(Y_{min})$	$d(Y_{max})$	$d(A)$	Coef. s e t
P. Romp.,KPa	34,7	75,84	$\leq 34,47$	1,0	0,0	1,0	2,5 e 1,0
Filtrado, mL	3,0	4,0	$\leq 3,0$	1,0	0,0	1,0	4,5 e 1,0
Coef. Lub.	0,1	0,75	$\leq 0,25$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Índice de Fluxo	0,3	0,5	$\leq 0,4$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Visc. à baixa taxa de cisalhamento, Pa.s	6,0	27,0	$\geq 16,5$	0,0	1,0	1,0	1,0 e 0,05

Onde Y_m é a resposta predita pelo modelo empírico, $Y_{min\ m}$ e $Y_{max\ m}$ são o menor e o maior valores obtidos para a resposta y_m , para $m = 1$ a 5, respectivamente; A é o valor desejado (o alvo) e os $d(Y_{min\ m})$, $d(Y_{max\ m})$, $d(A)$, as respectivas funções desejabilidades dos valores das respostas. Os coeficientes s e t são os parâmetros de subjetividade, usados no ajuste da função desejabilidade.

Finalmente, na Tabela 42 são apresentados os valores finais para as funções individuais (A) e os parâmetros de subjetividade (s e t) que resultaram em um coeficiente de desejabilidade global igual a 99,3%. Os resultados das tentativas de otimizações convergiram com 60 passos e a opção de ajuste para a superfície de desejabilidade foi o tipo *spline*, opção *default* do programa Statistica 7.0.

Tabela 42 - Resultados da otimização usando o método de Derringer e Suich, D obtido igual 99,8 %. Parâmetros usados na determinação da desejabilidade global(D).

Resposta	Y_{min}	Y_{max}	A	$d(Y_{min})$	$d(Y_{max})$	$d(A)$	Coef. s e t
P. Romp.,KPa	34,7	75,84	$\leq 34,47$	1,0	0,0	1,0	2,5 e 1,0
Filtrado, mL	3,0	4,0	$\leq 3,0$	1,0	0,0	1,0	4,5 e 1,0
Coef. Lub.	0,1	0,75	$\leq 0,25$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Índice de Fluxo	0,3	0,5	$\leq 0,4$	1,0	0,0	1,0	1,0 e 0,05
Visc. à baixa taxa de cisalhamento, Pa.s	6,0	27,0	$\geq 16,5$	0,0	1,0	1,0	1,0 e 0,05

Onde Y_m é a resposta predita pelo modelo empírico, $Y_{min\ m}$ e $Y_{max\ m}$ são o menor e o maior valores obtidos para a resposta y_m , para $m = 1$ a 5, respectivamente; A é o valor desejado (o alvo) e os $d(Y_{min\ m})$, $d(Y_{max\ m})$, $d(A)$, as respectivas funções desejabilidades dos valores das respostas. Os coeficientes s e t são os parâmetros de subjetividade, usados no ajuste da função desejabilidade.

Para esta condição, a composição que é uma solução ótima, de compromisso entre as variáveis-respostas consideradas, apresentou a seguinte combinação de valores:

- Concentração da goma xantana igual a 4,85 g/L,
- Concentração do lubrificante igual a 1,83 % v/v e
- A concentração do carbonato de cálcio igual 164,50 g/L.

Para esse arranjo de composição os valores estimados pelos modelos empíricos e os valores medidos experimentalmente são apresentados na Tabela 43. Verifica-se que os valores das respostas otimizadas situaram próximos aos valores desejados, Tabela 43.

Tabela 43 – Valores medidos e os obtidos a partir dos valores de concentrações otimizadas para a goma xantana, o lubrificante e o carbonato de cálcio micronizado.

Conc. Goma xantana = 4,85 g/L	Conc. Lubrificante = 1,83 % v/v	Conc. Carb. Cálcio= 164,50 g/L	
		Estimado	Observado
Pressão de rompimento, KPa		38,78	41,37
Filtrado, ml		2,90	3,0
Coeficiente de lubricidade		0,15	0,15
Índice de fluxo		0,36	0,40
Viscosidade à baixa taxa de Cisalhamento, Pa.s		14,00	14,0

Dessa forma, a formulação do fluido de perfuração *drill-in* salgada com polímeros que resulta em torta de baixa resistência mecânica e propriedades adequadas de filtração, lubricidade, índice de fluxo e viscosidade à baixa taxa de cisalhamento, adequadas para perfurações de poços horizontais, deve apresentar a combinação de concentrações proposta.

Dessa forma, a otimização simultânea usando o método de DERRINGER E SUICH (1980) permitiu a determinação de valores de $D_{\text{ótimo}}$ para toda a grade de pontos da região experimental estudada. Pelas curvas de superfície nas Figuras 94 a 96, é possível avaliar o comportamento dos valores calculados para $D_{\text{ótimo}}$, na região estudada, variando-se a composição.

Por exemplo, nas curvas de nível da Figura 94, que relaciona as concentrações da goma xantana (GOMA) e do carbonato de cálcio (CARB) com a *desejabilidade*

global, pode-se verificar que o $D_{\text{ótimo}}$ requer que a concentração da goma xantana esteja entre 3,80 e 7,0 g/L e a concentração do carbonato de cálcio entre 155,0 e 180,0 g/L.

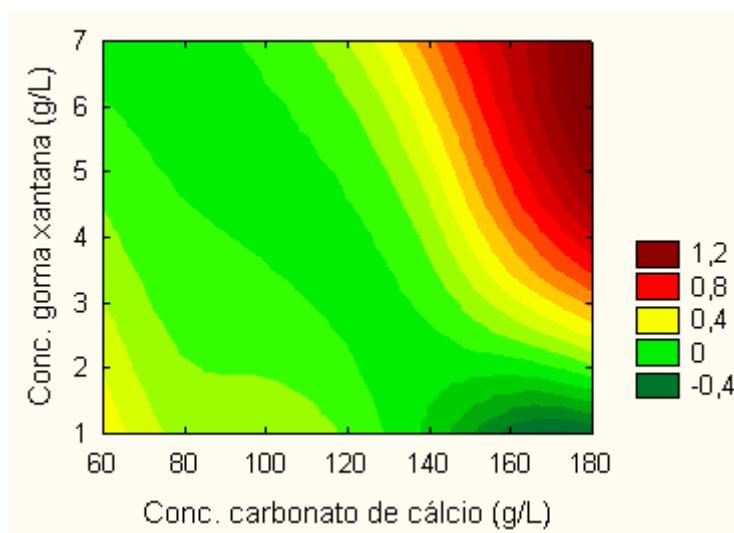


Figura 94 – Curvas de nível para a função desejabilidade: variação nas concentrações da goma xantana (GOMA) e do carbonato de cálcio (CARB).

Por outro lado, quando se relaciona a variação nas concentrações do lubrificante (LUB) e da goma xantana (GOMA) na formulação do fluido com a *desejabilidade global*, pode-se verificar que o $D_{\text{ótimo}}$ requer que a concentração da goma xantana esteja entre 4,5 e 6,2 g/L e a concentração do lubrificante entre 1,25 e 3,50% v/v (Figura 95).

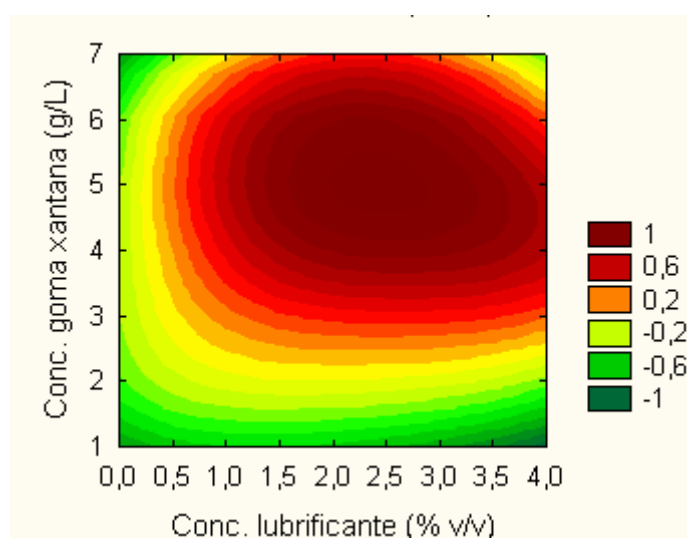


Figura 95 - Curvas de nível para a função desejabilidade: efeito da variação na concentração da goma xantana (GOMA) e do lubrificante (LUB).

Finalmente, quando se relaciona a variação nas concentrações do lubrificante (LUB) e do carbonato de cálcio (CARB) na formulação do fluido com a *desejabilidade global*, pode-se verificar que o $D_{\text{ótimo}}$ requer que a concentração do lubrificante esteja entre 1,25 e 4,0% v/v e a concentração do carbonato de cálcio entre 110,0 e 180,0 g/L (Figura 96).

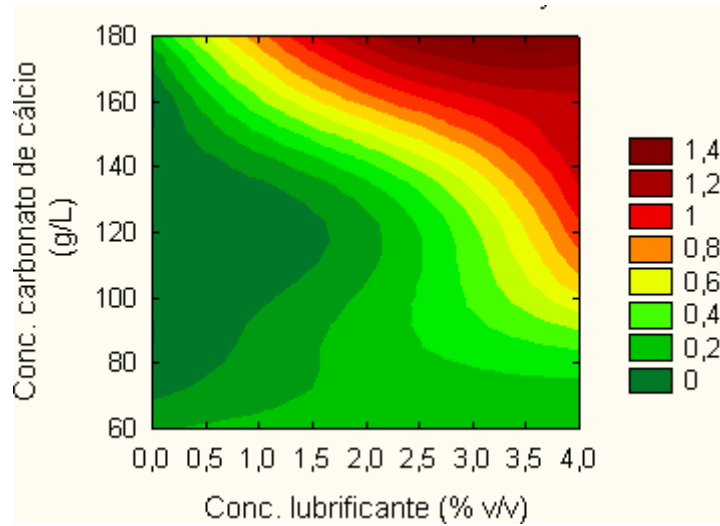


Figura 96 – Curvas de nível para a função *desejabilidade*: efeito da variação na concentração do lubrificante (LUB) e no carbonato de cálcio (CARB).

5 – CONCLUSÕES

As principais contribuições desta tese foram:

1. A construção de um simulador físico capaz de medir a pressão de rompimento da torta interna gerada pelo fluido de perfuração em corpos-de-prova com porosidade, permeabilidade e granulometria similares aos reservatórios que se deseja avaliar. Esse equipamento renovou os estudos de dano a formação gerado pelo fluido, pois a avaliação da eficiência da torta gerada era medida apenas pela taxa de filtração e podendo também prever se o diferencial de pressão entre a pressão da coluna e a do reservatório durante o escoamento do óleo é capaz de remover a torta interna, minimizando o tempo e o custo que seria necessário para realizar a remoção da torta através de tratamentos químicos. Esse procedimento experimental permitiu o desenvolvimento de uma metodologia capaz de avaliar os efeitos dos diferentes aditivos químicos que compõem a formulação de fluido em função da pressão de rompimento da torta formada. Deste trabalho foi gerado o pedido de depósito de patente PI 0502532-0, depositado em 17/06/2005 (PETROBRAS, 2005).

2. A formulação de um fluido capaz de gerar uma torta de mais fácil remoção, com redução de dano à formação, com baixos coeficiente de lubrificidade e índice de fluxo, com decréscimo da taxa de filtração e com viscosidade à baixa taxa cisalhamento satisfatória.

Além disso, com base nos resultados obtidos concluiu-se que:

1. A seleção dos principais aditivos do fluido de perfuração salgado e de polímeros usando como critérios normas de fluido e o limite de escoamento permitiu definir componentes de formulação mais alinhados com as características dos fluidos de perfuração que se deseja obter.
2. A análise reológica mostrou que o fluido de perfuração *drill-in* salgado e de polímeros é não Newtoniano, com baixa tixotropia e seu comportamento reológico é bem descrito pelo modelo de *Ostwald-de-Waale*.
3. A torta do fluido de perfuração salgado e com polímeros pode ser caracterizado como um gel fraco, sendo seu comportamento

viscoelástico descrito pelo modelo generalizado de Maxwell com dois elementos e uma mola.

4. As suspensões de amido propilado de mesma concentração que a usada no fluido de perfuração salgado e com polímeros, tratadas com NaCl e goma xantana, mostraram que até 77°C são termicamente estáveis. Dessa forma, a adição do NaCl e da goma xantana estabilizam termicamente essa suspensão.
5. A dessorção é praticamente nula e o tipo de mecanismo de rompimento por remoção ou deslocamento da torta adsorvida nas paredes dos poros apresentam pouca tendência de ocorrer.
6. O fator mais influente na adsorção do fluido *drill-in* salgado com polissacarídeos sobre SiO₂ é o pH. O meio alcalino favorece a formação de cargas negativas sobre os adsorbatos e substrato, além de promover a agregação das cadeias poliméricas. Íons Na⁺ e Ca²⁺ são de fundamental importância no processo de adsorção e de agregação dos polissacarídeos.
7. O provável mecanismo para a adsorção da xantana e o amido propilado em sílica seria aquele mecanismo de bridging, onde os cátions da solução competem com as moléculas dos polímeros por espaço na superfície da sílica e, por serem em maior concentração que os polímeros, adsorvem e neutralizam as cargas dos sítios ativos da sílica reduzindo as forças de repulsão entre a sílica e esses polímeros. Com isso, ocorre a adsorção dos polímeros na superfície da sílica e quanto maior for o pH do fluido, maior a competição e a neutralização e também maior a adsorção.
8. Os fatores influentes na pressão de rompimento são: as concentrações do amido propilado, da goma xantana, do lubrificante, do carbonato de cálcio e do surfatante não-iônico, a salinidade (NaCl), o pH do fluido, a temperatura, o diferencial usado na filtração do fluido, a permeabilidade e a saturação de água de formação do meio poroso (rocha).

9. O uso do planejamento fatorial fracionário permitiu a identificação dos fatores mais influentes na pressão de rompimento.
10. A saturação de água de formação residual é o fator mais influente na pressão de rompimento, seguido do diferencial de pressão, das concentrações da goma xantana, carbonato de cálcio e do lubrificante, e o pH da formulação e a permeabilidade do meio poroso.
11. Usando superfície de resposta com delineamento do tipo compósito central, empregando os fatores mais influentes na pressão de rompimento e usando o programa estatístico Statistica-Versão 7.0, foi possível definir os pontos experimentais levando-se em conta as restrições impostas.
12. A técnica de DARRINGER E SUICH (1980), possibilitou a otimização simultânea da formulação do fluido de perfuração salgado com polímeros, envolvendo cinco modelos desenvolvidos a partir de delineamentos de superfície do tipo composto central.
13. A metodologia de superfície de resposta se mostrou útil na modelagem dos fluidos de perfuração, no desenvolvimento de formulações do fluido de perfuração.
14. Os modelos não lineares desenvolvidos para as propriedades do fluido de perfuração e da pressão de rompimento possibilitaram a determinação da formulação ótima de acordo com critérios previamente escolhidos.
15. O fluido desenvolvido apresenta características desejáveis para o fluido *drill-in* e apresentou baixa pressão de rompimento.

SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

Durante o desenvolvimento desta tese surgiram algumas questões acerca da contribuição deste estudo para melhorar a compreensão do mecanismo de rompimento da torta:

1. Aplicar a técnica em sistemas de fluidos à base de óleo;
2. Estudar a separação de fases entre o amido propilado e a goma xantana no fluido de perfuração *drill-in* salgado com polímeros e sua relação com a formação da torta e
3. Estudo sistemático dos mecanismos de rompimento da torta e, em particular, verificar a sua relação com a viscoelasticidade da torta do fluido de perfuração estudado e a saturação do meio poroso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALI, S. et. Al., 1999a, "Alternative methods clean up filter cake-Filter Cakes - Conclusion", *Oil & Gas Journal*, fevereiro 1, pp. 54-55.
- ALI, S. et. Al., 1999b, "Fluid design impacts drilling and production operations-Filter Cakes - 1", *Oil & Gas Journal*, Janeiro 25, pp. 91-93 e 96.
- ALLONCLE, M., DOUBLIER, J., 1991, "Viscoelastic properties of maize starch/hydrocolloid pastes and gels", *Food Hydrocolloids*, Vol. 5, pp. 455-467.
- ALMDAL, K., HVIDT, J. D., KRAMER, O., 1993, "Towards a Phenomenological Definition of the Term 'Gel' ", *Polymer Gels and Networks*, Vol. 1, pp. 5-17.
- AL-OTAIBI, M. B. et. Al., 2004, "Chemical treatment to enhance productivity of horizontal and multilateral wells: lab studies and case histories", In: Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery, SPE 89467, Tulsa, EUA.
- AMANULLAH, Md., YU, L., 2005, "Environment friendly fluid loss additives to protect the marine environment from the detrimental effect of mud additives ", *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 48, pp. 199-208.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), 1985, "The Rheology of Oil-well Drilling Fluids" *American Petroleum Institute*, API Bulletin 13D, EUA.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), 2003, "Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids - API Recommended Practice 13B-1", 3ª edição, EUA.
- BAILEY, G., et al., 1998, "Filter cake Integrity and Reservoir Damage". In: *SPE International Symposium on Formation Damage Control Conference*, SPE39429, Louisiana, EUA, 18-19 fevereiro.
- BARNES, H. A., HUTTON, J. F., WALTERS, K., 2001, "An introduction to rheology", 5nd Reprint, Elsevier Science Press, Amsterdam, Holanda.
- BARROS NETO, B., SCARMINIO, I. S., BRUNS, R. E., 2003, "*Como Fazer Experimentos: pesquisa e desenvolvimento na ciência e na indústria*", 2ª Edição, Editora da UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.
- BOURGOYNE, A.T., MILLHEIM, K. K., CHENEVERT, M. E., YOUNG Jr., F. S. 1991, "Applied Drilling Engineering", Society of Petroleum Engineers, Cap. 2.

- BRANDRUP, J., IMMERGUT, E.H., 1966, "Polymer Handbook", 2nd. ed., John Wiley & Sons, New York.
- BRANNON, H. D., TJON-JOE-PIN, 1995a, "Application of Damage Removal Treatment Results in Multi-fold Well Productivity Improvement: A case Study"; In: SPE Western Regional Meeting, SPE 29677, Bakersfield, EUA, 8-10 de março.
- BRANNON, H. D., TJON-JOE-PIN, 1995b, "Application of Polymeric Damage Removal Treatment Results in Multi-fold Well Productivity Improvement: A case Study"; In: SPE Middle East Oil Show, SPE 29822, Bahain, 11-14 de março.
- BRETAS, R.E.S., D'ÁVILA, M.A., 2000, "Reologia de Polímeros Fundidos", 1ª Edição, São Carlos, SP, Brasil, Editora da Universidade Federal de São Carlos.
- BROWNE, S.V., et. Al., 1995, "Simple Approach to the Cleanup of Horizontal Wells with Prepacked Screen Completions", *Journal of Petroleum Technology*, setembro, pp. 794-799.
- CAENN, R.; CHILLINGAR, G. V., 1996, "Drilling fluids: state of art" *Journal of Petroleum Science and Engineering* v. 14, Elsevier Publishing Co., pp. 221-230.
- CALADO, V., MONTGOMERY D. C., 2003, "Planejamento de Experimentos usando o Statistica", 1ª Edição, E-papers Serviços Editoriais Ltda, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- CAMERON, C., 2001, "Drilling Fluids Design and Management for Extended Reach Drilling". In: *IADC/SPE Middle East Drilling Technology*, Louisiana, EUA, Outubro 22-24.
- CARNEIRO, R. L., et al., 2005, "Métodos de gradiente para otimização simultânea: estudo de casos de sistemas alimentares". In: *Semina: Ciências Agrárias*, vol. 26, pp. 353-362, Londrina, Brasil.
- CASAS-ALENCÁSTER, N. B., PARDO-GARCIA, D. G., 2005, "Análisis de perfil de textura y propiedades de relajación de geles de mezclas almidón de maíz ceroso entrecruzado-gelano", *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, vol. 4, pp.107-121.
- CASTRO, I. A., et al., 2003, "Simultaneous optimization of response variable in protein mixtures formulation: constrained simplex method approach". In: *International Journal of Food Science and Technology*, vol. 38, pp. 103-110, Oxford, Inglaterra.

- CERASI, P., et al., 2001, "Measurement of the Mechanical Properties of Filtercakes".
In: SPE European Formation Damage Conference, SPE68948, The Hague, Holanda, 21-22 maio.
- CERASI, P., SOGA, K., 2001, "Failure models of drilling fluid filter cake". *In: Geomechanic*, 51, pp. 1-17.
- CHAISAWANG, M., SUPHANTHARIKA, M., 2005, "Pasting and rheological properties of native and anionic tapioca starches as modified by guar gum and xanthan gum", *Food Hydrocolloids*, pp. 1-9.
- CHIAPPA, L., L., MENNELLA, A., LOCHART, P., BURRAFATO, G., 1999, "Polymer adsorption at the brine/rock interface: the role of electrostatic interactions and wettability", *Journal of Petroleum Technology*, vol. 24, pp. 113-122.
- CLARK, P.E., 1995, "Drilling Mud Rheology and The API Recommended Measurements", *In: The Production Operations Symposium*, Oklahoma City, EUA, 2-4 Abril.
- COBIANCO, S., et al., 2000, "How To Manage Drill-In Fluid Composition To Minimize Fluid Losses During Drilling Operations", *In: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference*, SPE73567, Abu Dhabi, UAE, 8-10 novembro.
- COBIANCO, S., et al., 2003, "Optimized Drill-In Fluid Leads to Successful Open Hole Gravel Pack Completion Installation in Unconsolidated Reservoirs – Case History". *In: SPE European Formation Damage Conference*, SPE82279, The Hague, Holanda, 13-14 maio.
- D'ALMEIDA, A. R., 1996, "Degradação de polímeros em Solução aquosa por cisalhamento", *Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro, Brasil.
- DALMAZZONE, C., 2004, "Optimizing Filtrate Design to Minimize In-Situ and Wellbore Damage to Water-Wet Reservoirs During Drill-In", *In: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, SPE86498, Lafayette, EUA, 18-20 Fevereiro.
- DARLEY, H. C. H. E GRAY, G. R., 1988, "Composition and Properties of Drilling and Completions Fluids", 5th Ed., Gulf Pres, Houston, Texas, EUA.
- DAVIDSON, E., STEWART, S., 1997, "Open Hole Completions: Drilling Fluid Selection". *In: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference*, SPE-39284, Bahrain, 23-25 novembro.

- DERRINGER, G., SUICH, R. 1980 "Simultaneous Optimization of Several Response Variables". In: *Journal of Quality*, 12(4), pp. 214-219.
- DICK, M. A., et al., 2000, "Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids". In: *SPE International Symposium on Formation Damage Control Conference*, SPE58797, Louisiana, EUA, 23-24 fevereiro.
- DONOVAN, J.P., JONES, T. A., 1995, "Specific Selection Criteria and Testing Protocol Optimize Reservoir Drill-In Fluid Design". In: *SPE European Formation Damage Conference*, SPE30104, The Hague, Holanda, 15-16 maio.
- DUBOIS, I., 1999, "Relation Structure/Propriétés D'Amidons Modifiés Application à la Formulation de Fluides de Forage non Polluants", *Tese de doutorado Universidade de Rouen*, Rouen, França.
- EDWARD, P., 1985, "*Handbook of optical constants of solids*", Academic Press Inc., Londres.
- FERRY, J. D., 1980, "Viscoelastic Properties of Polymers". John Wiley & Sons, New York.
- FRASER, L. J., et al., 1995, "Mechanistic Investigation of the Formation Damaging Characteristics of Mixed Metal Hydroxide Drill-in Fluids and Comparison with Polymer-Base Fluids". In: *SPE Annual Technology Conference and Exhibition*, SPE-30501, Dallas, EUA, outubro 22-25.
- FREITAS, I. C., 2002, "Estudo das Interações entre biopolímeros e polpas de frutas tropicais em cisalhamento estacionário e oscilatório", *Tese de Doutorado Universidade de Campinas*, Campinas, Brasil.
- FUJIMOTO, J., REIS, E. A. O., PETRI, D. F. S., 2002, "Formação de Multicamadas de Polissacarídeos e Proteína", *Química Nova*, vol. 25(5), pp. 757-761.
- GALLINO, G., et al., 1999, "Innovative Approaches to Select and Optimize Low Damaging Drill-in Fluids". In: *4th Offshore Mediterranean Conference*, Ravenna, Itália, março.
- GRAY, G. R., DARLEY, H. C. H., 1980, "Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids", Fourth Edition, Gulf Publishing Co, Houston, EUA.
- GREGSON, C. M., 1999, "Fundamental rheological properties of solutions and gels determined using a texture analyser", *Tese de doutorado Universidade de Norttingham*, Norttingham, Inglaterra.

- GUNASEKARAN, S., AK, M. M. 2003, "Cheese Rheology and Texture", CRC PRESS, Boca Raton, Florida, EUA.
- GUTIÉRREZ, J. C. A., 2004, "Optimización de múltiples respuestas con la función de conveniencia". *In: Ecos de Economía*, 19, outubro, pp. 147-159.
- HALE, A. H., et al., 1996, "Selection and Qualification of Drill-In Fluids for Horizontal Wells in Unconsolidated Sands". *In: SPE International Conference on Horizontal Well Technology*, SPE37077, Calgary, Canadá, 18 novembro.
- HALLIDAY, W. S., 1994, "Drill-in fluids control formation damage", *World Oil*, dezembro, pp. 43, 44, 46, 47.
- HARRINGTON, E. C., 1965, "The desirability function". *In: Ind. Qual. Control*, 21, pp. 494-498.
- HARRIS, R. E. et al., 2001, "Stimulation of a producing horizontal well using enzymes that generate acid in situ – case history", *In: European Formation Damage Conference*, SPE 68911, Hague, Holanda.
- HODGE, R.M., et al. 1997, "Evaluation and Selection of Drill-In-Fluid Candidates to Minimize Formation Damage", *SPE Drilling & Completion*, setembro, pp. 174-179.
- HOUWEN, O., LADVA, H., MEETEN, G., REID, P., WILLIAMSON, D., 1997, "A New Slogan for Drilling Fluids Engineers", *Oilfield Review*, 9(1), pp.3-16.
- HYUN, K., KIM, S. H., Ahn, K. H., LEE, S. J., 2002, "Large amplitude oscillatory shear as a way to classify the complex fluids", *Journal Non-Newtonian Fluids Mechanics*, 107, pp. 51-65.
- ILER, R.K. 1979, "The Chemistry of Silica", Wiley & Sons Publishers, New York, EUA.
- JIAO, D., SHARMA, M.M., 1992, "Formation damage due to static and dynamic filtration of water-based muds", *SPE International Symposium on Formation Damage Control*, SPE23823, Lafayette, 26-27 fevereiro.
- JONSSON, B., HOLMBERG, K., LINDMAN, B., KRONBERG, B., 1999, "Surfactants and Polymers in Aqueous Solution", Wiley & Sons Publishers, Londres, Inglaterra.
- KATZBAUER, B., 1998, "Properties and applications of Xanthan Gum", *Polymer Degradation and Stability*, 59, 1998, pp. 81-84.

- KNOX, D., JIANG, P. 2005, "Drilling Further With Water-Based Fluids – Selecting the Right Lubricant". *In: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, SPE92002, Houston, EUA, 2 a 4 fevereiro.
- LADVA, D., et. al., 2000, "Multiphase Flow and Drilling Fluid Filtrate Effects on The Onset of Production". *In: SPE International Symposium on Formation Damage Control*, SPE58795, Lafayette, EUA, 23 a 24 fevereiro.
- LAPASIN, R., PRICL, S., 1999, "Rheology of Industrial Polysaccharides" ASPEN PUBLISHERS, Gaithersburg, Maryland, EUA.
- LARSON, R.G., 1999, "The structure and Rheology of Complex Fluids", OXFORD UNIVERSITY PRES, New York, New York, EUA.
- LECOURTIER, J., LEE, L. T., CHAVETEAU, G., 1990, "Adsorption of Polyacrylamides on Siliceous Minerals", *Colloid and Surfaces*, vol. 47, pp. 219-231.
- LELIÈVRE, J., LIU, H. 1994, "A review of thermal analysis studies of starch gelatinization", *Thermochimica Acta*, 246, pp. 309 -315.
- LIU, Q., ZHANG, Y., LASKOWSKI J. S., 2000, "The adsorption of polysaccharides onto mineral surfaces: an acid/base interaction". *In: International of Mineral Processing*, 60, pp. 229-245.
- MACHADO, J. C. V., 2001, "Reologia e Escoamento de Fluidos", Editora Interciência, Rio de Janeiro:, 257p.
- MACKLEY, M. R., et al. 1994, "The Rheological characterization of polymeric and colloidal fluids". *In: Chemical Engineering Science*, 49, pp. 2551-2565.
- MANDALA, I., et al., 2004, "Phase and rheological behaviors of xanthan/amylase and xanthan/starch mixed systems", *Carbohydrate Polymers*, 58, pp. 285-292.
- MARTINS, A.L., et al., 2004, "Predicting and Monitoring Fluid Invasion in Exploratory Drilling". *In: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, SPE 86497, Lafayette, EUA, 18-20 fevereiro.
- METZNER, A. B., REED, J. C., 1955, "Flow of Non-Newtonian Fluids – Correlation of the Laminar Transition and Turbulent Flows Regions ". *In: A. I. Ch. E. Journal*, vol. 1(4).
- MEZGER, T., 2002, "The Rheology Handbook", Hannoprint, Hannover, Alemanha.
- MONTGOMERY, D. C., 2001, "Design and Analysis of Experiments". 5th, ed. John Wiley & Sons EUA.

- MORRISON, F. A., 2001, "Understanding Rheology", Oxford University, New York, EUA.
- MYERS, R. H., MONTGOMERY, D. C., 2002, "Response Surface Methodology." WILEY & SONS, New York, New York, EUA.
- NAVARRETE, R. C. et. Al., 2000a,"Experiments in fluid loss and formation damage with xantan-based fluid while drilling", In: Asia Pacific Drilling Technology, IADC/SPE 62732, Kuala Lumpur, Malasia.
- NAVARRETE, R.C., HIMES, R.E., SEHEULT, J.M., 2000b, "Application of Xanthan Gum in Fluid-Loss Control and Related Formation Damage". In: 2000 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, SPE59535, Midland, EUA, março.
- NUSSINOVITCH, M., PELEG, M., NORMAND M. D., 1989,"A Modified Maxwell and Nonexponential Model for Characterization of the Stress Relaxation of Agar and Alginate Gels". In: *Journal of Food Science*, vol. 54, pp. 1013-1016.
- OH, M., SO, J., YANG, S. 1999, "Rheological evidence for the silica-mediated gelation of xanthan gum", *Journal of colloid and interface science*, 216, pp. 320-328.
- PAI, V. B., KHAN, S. A. 2002, "Gelation and Rheology of xanthan/enzyme-modified guar blends", *Carbohydrate Polymers*, 49, pp. 207-216.
- PEREIRA, L. B., 2004, "Caracterização de suspensões e géis de amido de amaranto: efeito da adição de sacarose e NaCl nas reológicas e térmicas." *Tese de Mestrado Universidade de Campinas*, Campinas, Brasil.
- PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS. QUEIROZ NETO, J. C, LEITE, J. C., SOUZA, L. R., "Método e sistema para simular fluido rompedor de reboco em parede de poço no interior de formação subterrânea", Pedido de Patente de Invenção PI-0502532-0, 17 de junho de 2005.
- PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS. QUEIROZ NETO, J. C. "Processo para otimizar a remoção de rebocos formados nas paredes de poços horizontais por fluidos de perfuração "drill-in" ", Pedido de Patente de Invenção PI-0204030-1, 26 de junho de 2002.
- QUEIROZ NETO, J. C. et. al., 2005a, "Invasion profile analysis by solids components of the drill-in fluids on consolidated sandstones by computed tomography and x-ray fluorescence", in 6th International Topical Meeting on Industrial Radiation and

Radioisotope Measurement Applications, Mc Master University, Ontario, Canada, 20-24 junho.

QUEIROZ NETO, J.C. 2005b, "Characterization of the Invasion Profile and Its Components Due To Drilling Fluid Mudcake Filtration, Using The Synchrotron Light X-Ray Fluorescence". *In: SPE European Formation Damage Conference*, SPE 95025, Scheveningen, Holanda, 25-27 maio.

QUEIROZ NETO, J.C. et. al., 1998, "Estudos relacionados aos fluidos *drill-in*". *Relatório Parcial do projeto 02.02.71- Controle de produção de areia em poços extended reach (ERW) e multilaterais, Programa PROCAP 2000*, Rio de Janeiro, novembro.

QUEIROZ NETO, J.C. et. al., 1999, "Formation damage with foam". *Relatório Parcial do JIP – Joint Industry Research Project: Offshore Drilling with Light-Weight Fluids*, Rio de Janeiro, fevereiro.

QUEIROZ NETO, J.C., 1999, "Melhoria na Remoção do Reboco *Drill-in* Polimérico a partir de Estudos de Rompimento do Reboco". *In: III Seminário de Engenharia de Poço, Petrobras*, Rio de Janeiro, Brasil, 8-12 novembro.

QUEIROZ NETO, J.C., 2002, "Optimizing Drill in Fluid Composition on Filter Cake Lift-off Pressure for Openhole Completion Offshore Applications". *In: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, SPE 73713, Lafayette, EUA, 20-21 fevereiro.

QUEIROZ NETO, J.C., MASSARANI, G. 2003, "Determinações de parâmetros mecânicos e reológicos para o reboco gerado pelo fluido de perfuração polimérico". *In: 1º Colóquio Anual de Engenharia Química do PEQ/COPPE/UFRJ*, Rio de Janeiro, Brasil, 12-18 Dezembro.

RAO, M.A., 1999, "Rheology of Fluid and Semisolid Food." ASPEN PUBLISHERS, Gaithersburg, Maryland, EUA.

RIBEIRO, J. L. B., LOPES, R.T., QUEIROZ NETO, J.C, CAMPOS, E.F., ANJOS, M. J., BIANCO, L.C.B., MASSARANI, G., 2005, "Analysis of the Invasion Profile Analysis By Solids Components of The Drill-In Fluids on Consolidated Sandstones By Computed Tomography And X-Ray Fluorescence", *In: 6th International Topical Meeting On Industrial Radiation And Radioisotope Measurement Applications*, Mc Master University, Hamilton, Ontario, Canada, 20-24 junho June.

- ROSALAM, S., ENGLAND, R., 2006, "Review of xanthan gum production from unmodified starches by *Xanthomonas campestris sp*", *Enzyme and Microbial Technology*, vol. 39(2), dezembro, pp. 197-207.
- ROSALINA, I. E BHATTACHARYA, M., 2002, "Dynamic rheological measurements and analysis of starch gels", *Carbohydrate Polymers*, v. 48, pp. 191-202.
- ROSENTHAL, A.J., 1999, "Food Texture: Measurement and Perception" ASPEN PUBLISHERS, Gaithersburg, Maryland, EUA.
- ROY, R. S., SHARMA, M., 2001, "The relative importance of solids and filtrate invasion on the flow initiation pressure". *In: SPE European Formation Damage Conference*, SPE68949, The Hague, EUA, 21-22 maio.
- RYAN, D. F., et. al., 1995, "Mud Clean-Up in Horizontal Wells: A Major Industry Study", *In: SPE Annual Technical Conference & Exhibition*, SPE 30528, Dallas, EUA.
- SALEH, et. al., 1997, "Formation damage study with a horizontal wellbore model", *Journal Petroleum Science & Engineering*, 17, pp. 87-99.
- SANTOYO, E., et al., 2001, "Rheological Property Measurement of Drilling Fluids used in Geothermal Wells", *Applied Thermal Engineering*, volume 21, pp. 283-302, Amsterdam, Holanda.
- SATO, A. C. K., 2002, "Influência do tamanho das partículas no comportamento reológico da polpa da jabuticaba", *Tese de Mestrado Universidade de Campinas*, Campinas, Brasil.
- SCHECHTER, R.S., 1992, "Oil Well Stimulation." Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, EUA.
- SHI, X., BEMILLER, J. N., 2001, "Effect of food gums on viscosities of starch suspensions during pasting", *Carbohydrate Polymers*, Vol. 50, pp. 7-18.
- SILVA PENA, R., 2000, "Contribuição ao Estudo da Adsorção de Cátions por Alumina Ativada", *Tese de doutorado Universidade de São Paulo, São Paulo*, Brasil.
- SIM, H. G., Ahn, K. H., LEE, S. J., 2003, "Large amplitude oscillatory shear behavior of complex fluids investigated by a network model: a guideline for classification", *Journal Non-Newtonian Fluids Mechanics*, 112, pp. 237-250.
- SIMONIDES, H., SCHURINGA, G., GHALAMBOR, A., 2002, "Role of Starch in Designing Nondamaging Completion and Drilling Fluids". *In: 2002 SPE*

International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, SPE 73768, Lafayette, EUA, 20-21 de fevereiro.

- SINGH, J., KAUR, L., MCCARTHY, O. J., 2006, "Factors influencing the physico-chemical, morphological, thermal and rheological properties of some chemically modified starches for food applicationd – A review", *Food Hydrocolloids*, em impressão, pp. 1-18.
- SPIEGEL, P. E. L. E LIMBRUNNER, P. E., 1991, "Applied Statics and Strength of Materials", Macmillan Publishing Company, Nova York, EUA.
- STEFFE, J. F., 1996, "Rheological Methods in Food Process Engineering", 2^a ed., Freeman Press, Michigan, EUA.
- STEVENS, D.J.; ELTON, G.A.H., 1991, "Thermal properties of starch/water system. Measurement of heat of gelatinization by differential scanning calorimetry. *Starch/Stärke*, v. 23, p. 8-11.
- SUHARA, T., FUKUI, H., YAMAGUCHI, M. 1995, "Fine silica powder modified with quaternary ammonium groups 2. The influence of electrolyte and pH", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, vol. 101, pp. 29-37.
- TAKEUCHI, K. P., 2003, "Análises reológicas e calorimétricas sistemas-modelo de proteínas do leite adicionados de carragena e sacarose", *Tese de Mestrado Universidade de Campinas*, Campinas, Brasil.
- THOMAS, J. E. et al., 2001, "Fundamentos da engenharia de petróleo", Editora Interciência, Rio de Janeiro:, 271p.
- TJON-JOE-PIN et. al., 1993a, "Remedial treatment for polymeric damage provides improved well productivity". In: *International Symposium on Oilfield Chemistry*, SPE 25214, New Orleans, EUA.
- TJON-JOE-PIN et. al., 1993b, "Remedial treatment for polymeric damage provides improved well productivity"; In: *Asian Pacific Oil & Gas Conference*, SPE 25385, Singapura.
- TOLEDO, P. F., 2004, "Propriedades Reológicas de doce de banana", *Tese de Mestrado Universidade de Campinas*, Campinas, Brasil.
- VEIGA-SANTOS, P., et al., 2005, "Microstructure and color of starch–gum films: Effect of gum deacetylation and additives. Part 2", *Food Hydrocolloids*, 19, pp. 1064-1073.

- WALDMANN, A. T. A., 2005, "Mecanismos que Governam a Efetividade de Agentes Obturantes no Controle da Invasão de Fluidos de Perfuração na Rocha Reservatório de Petróleo", Tese de mestrado, PUC-RIO, Rio de Janeiro, Brasil.
- WILDER, E. A., HALL, C.K., SPONTAK, R. J. 2003,"Physical organogel composed of amphiphilic block copolymers and 1, 3:2,4-dibenzylidene-D-sorbitol". *In: Journal of Colloid and Interface Science*, 267, pp. 509-518.
- WILLIAMS, B.B.,GIDLEY, J. L., SCHECHTER, R. S., 1991, "Acidizing Fundamentals", Society of Petroleum Engineers AIME, Caps. 1 e 2.
- YANG, M.C., et al., 1986,"Some rheological measurements on magnetic iron oxide suspensions in silicone oil", *Journal of Rheology* 30, pp. 1015-1029.
- ZAIN, Z. M., et al., 1999,"Mechanisms of Mud Cake Removal During Flowback". *In: SPE International Symposium on Formation Damage Control Conference*, SPE58797, Louisiana, EUA, 23-24 fevereiro.
- ZAIN, Z.M., SHARMA, M. M., 2001,"Mechanisms of Mudcake Removal During Flowback", *SPE Drilling & Completion*, dezembro, pp. 214-220.
- ZAMORA, M., et al, 1990, "Innovative Devices for Testing Drilling Muds". *In SPEDE*, SPE17240.

APÊNDICE 1 - Termogramas usados no estudo do ponto de gelificação de suspensões de amido propilado.

DADOS DOS ENSAIOS:	
Equipamento:	modelo DSC III, da SETARAM
Gás de purga:	nitrogênio (N ₂)
Pré-tratamento da amostra:	agitação
Faixa de temperatura analisada:	90°C à 20°C
Taxa de resfriamento:	1 °C/min

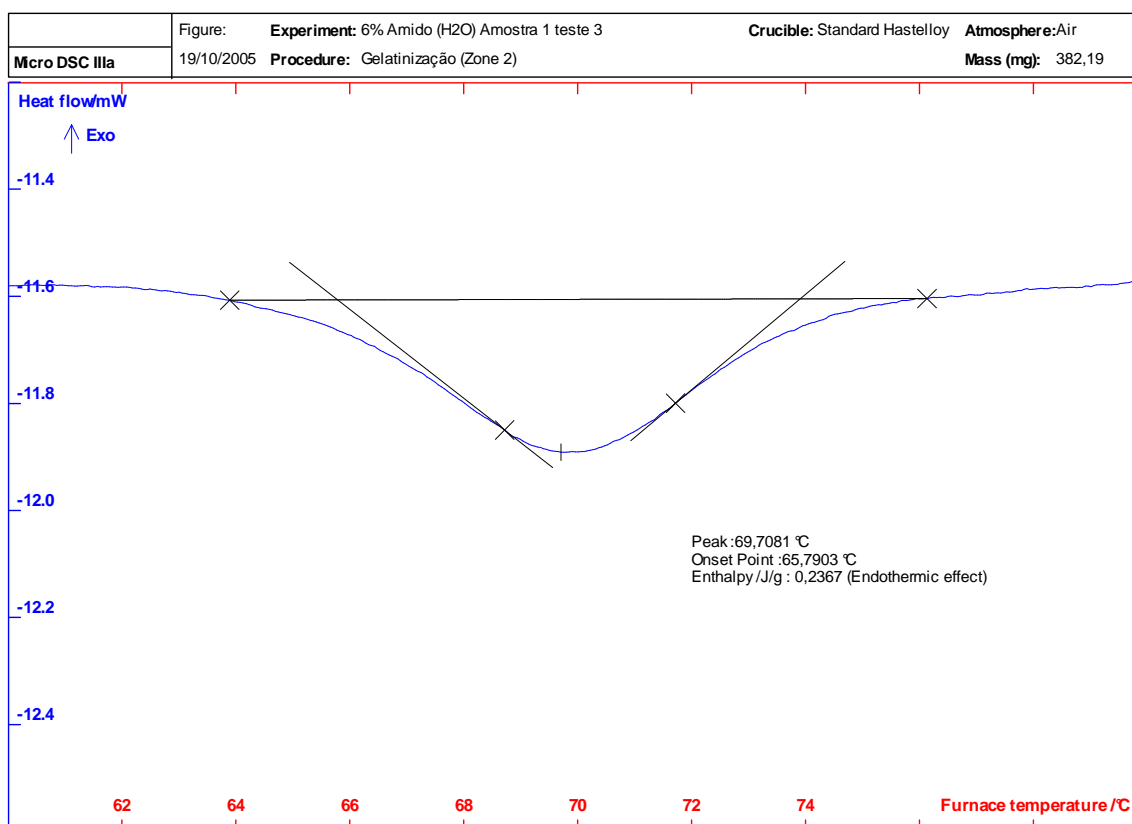


Figure:	Experiment: 6% Amido (H2O) Amostra 1 teste 4	Crucible: Standard Hastelloy	Atmosphere: Air
Micro DSC IIIa	20/10/2005 Procedure: Gelatinização (Zone 2)	Mass (mg): 382,16	

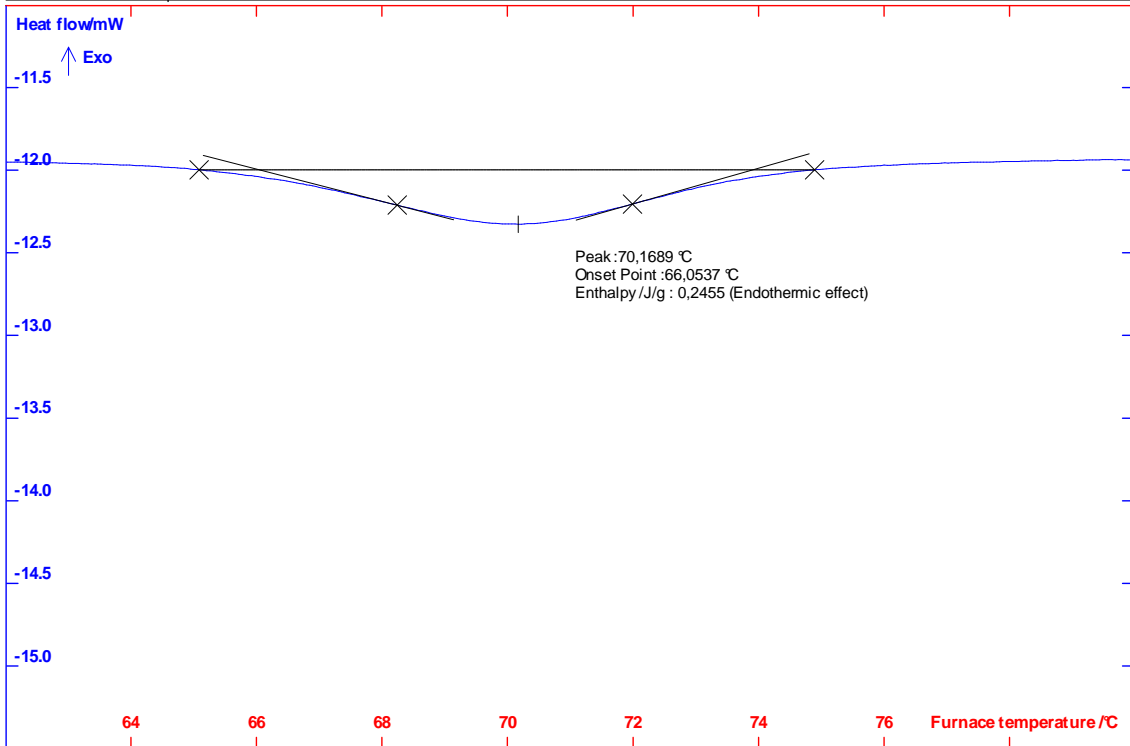
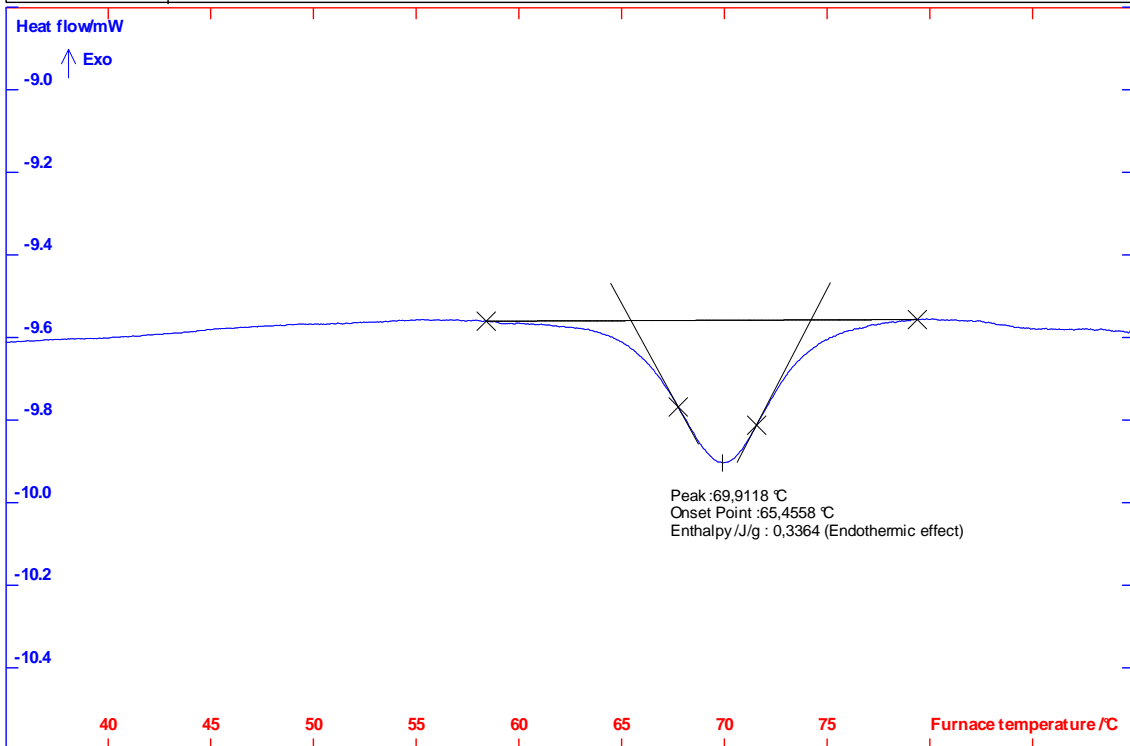
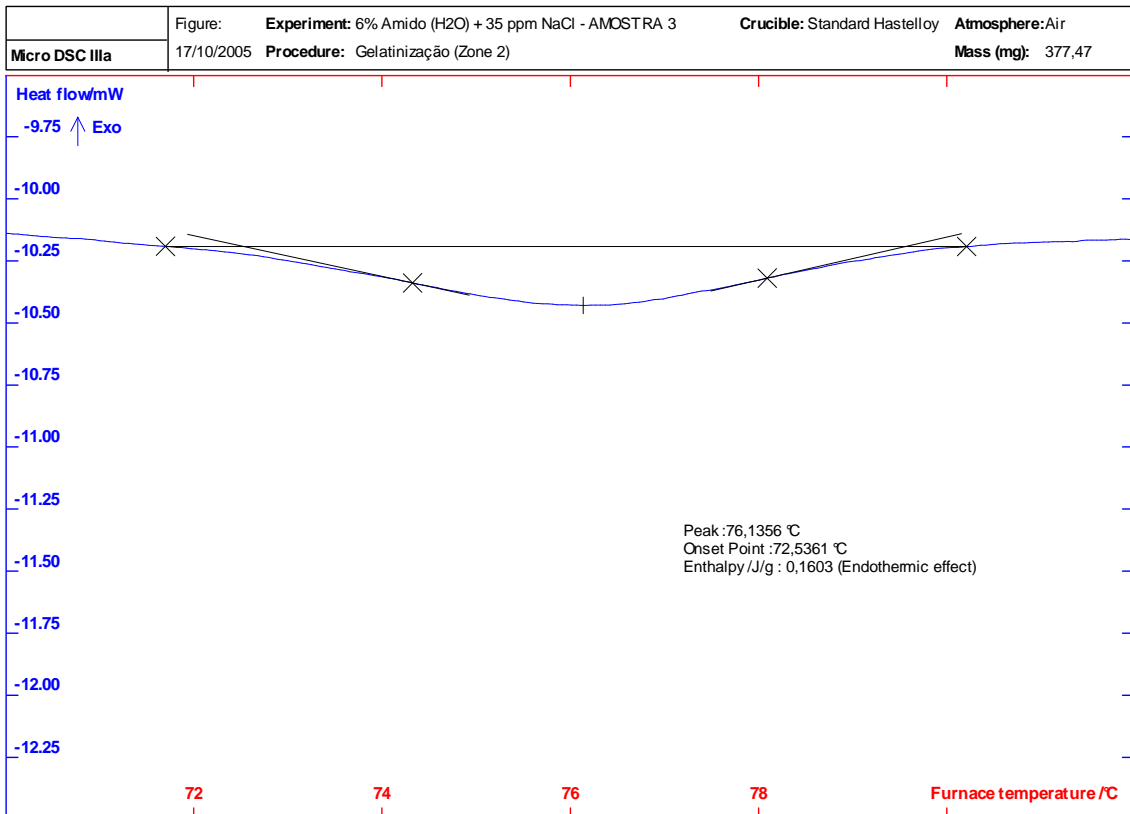
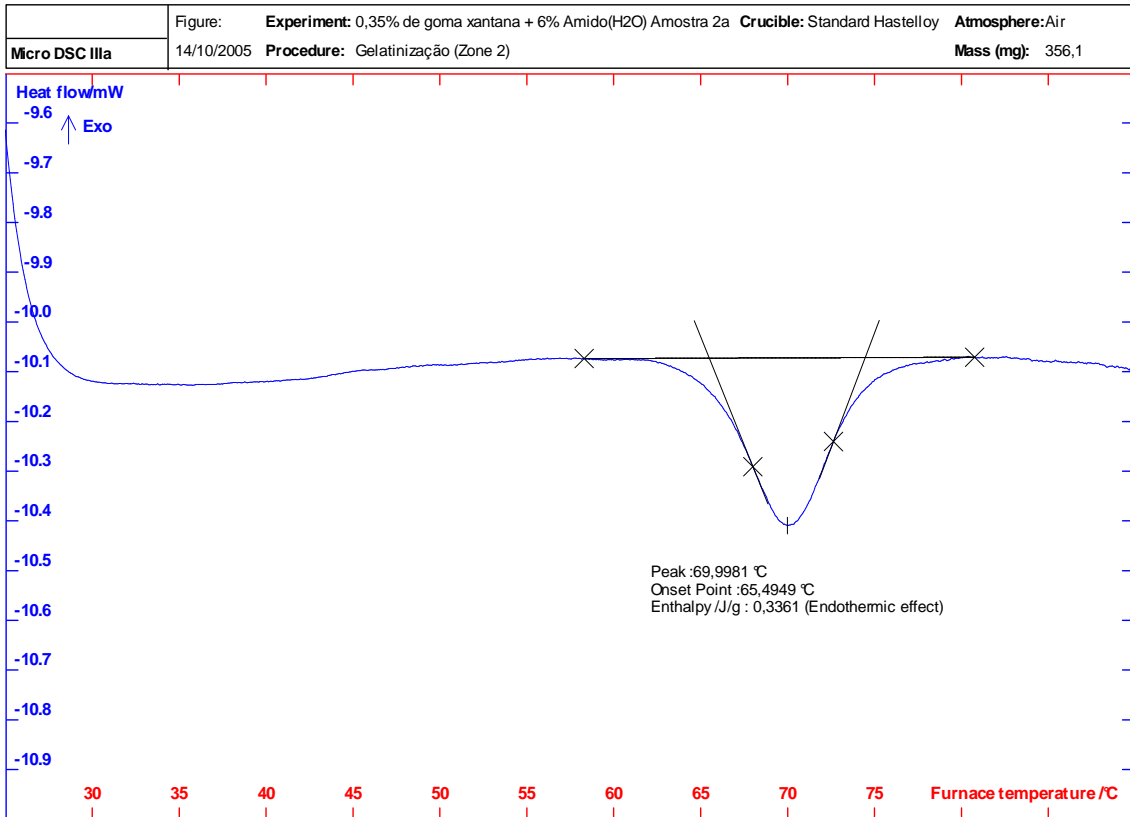
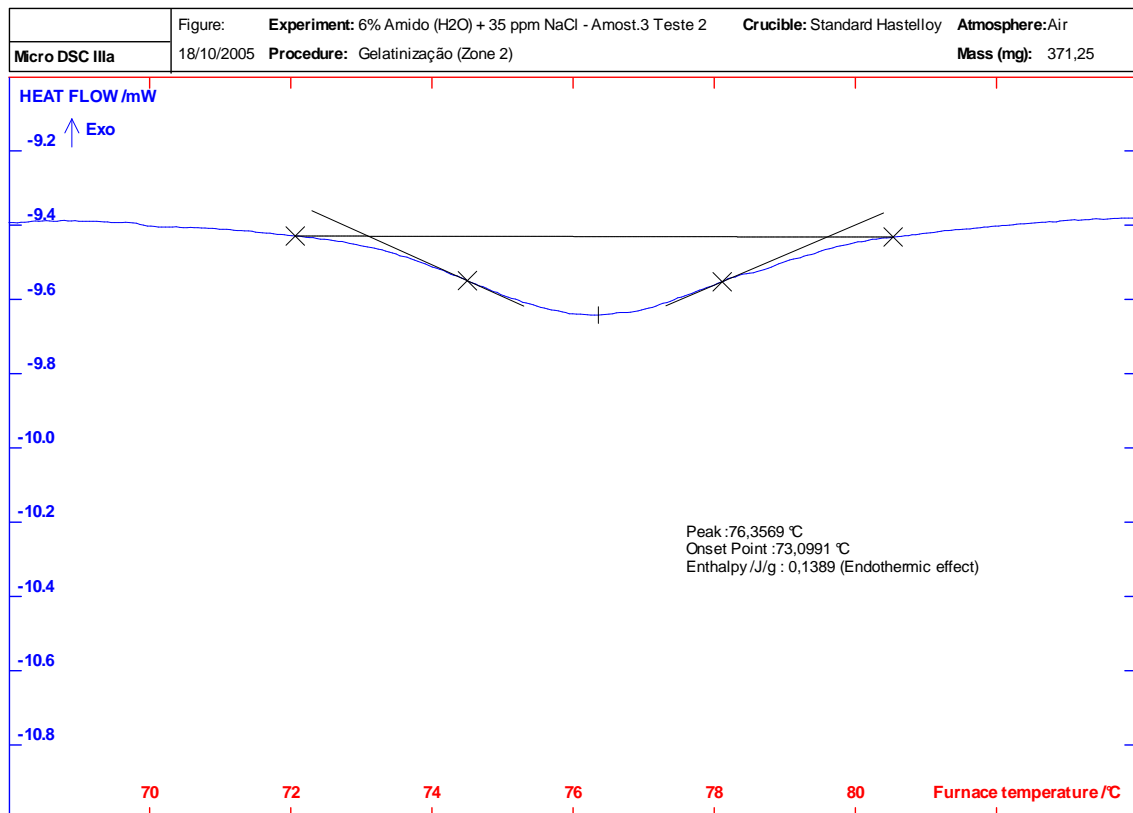
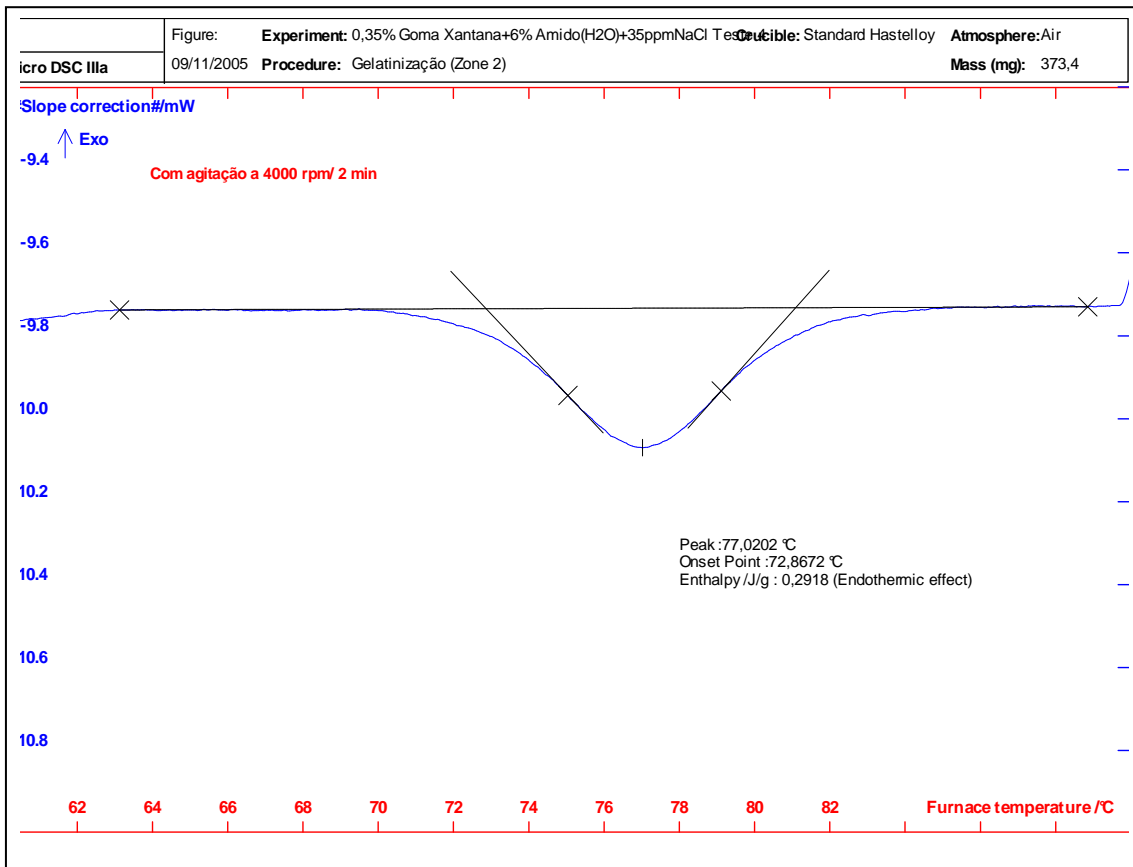


Figure:	Experiment: 0,35% de goma xantana + 6% Amido(H2O) Amostra 2	Crucible: Standard Hastelloy	Atmosphere: Air
Micro DSC IIIa	14/10/2005 Procedure: Gelatinização (Zone 2)	Mass (mg): 364,8	







OBS: Retificação nas anotações feitas em alguns dos termogramas, onde tiver 35 ppm, leia-se 35000 ppm.

APÊNDICE 2 – Pedidos de patente e trabalhos publicados

O presente trabalho gerou dois pedidos de patentes:

1) PI 0502532-0, depositado em 17 de junho de 2005. *“Método e sistema para simular fluido rompedor de reboco em parede de poço no interior de formação subterrânea”.*

2) PI-0204030-1 depositado em 26 de junho de 2002. *“Processo para otimizar a remoção de rebocos formados nas paredes de poços horizontais por fluidos de perfuração “drill-in””.*

Além disso, foram gerados os artigos anexados a seguir.

Melhoria na Remoção do Reboco *Drill-in* Polimérico Partir de Estudos de Rompimento do Reboco

João Crisóstomo de Queiroz Neto, CENPES/DILOT/SETEP

Este trabalho foi preparado para apresentação no III SEMINÁRIO DE ENGENHARIA DE POÇO, realizado pela PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A., de 8 a 12 de novembro de 1999, no Rio de Janeiro, sob a coordenação conjunta do SEREC/CEN-NOR, E&P/GETEP e CENPES/SETEP. Seu conteúdo está sujeito a correções pelo(s) autor(es) a qualquer tempo. Os conceitos apresentados e as análises e opiniões emitidas não refletem necessariamente o pensamento da comissão organizadora do evento, sendo de responsabilidade exclusiva do(s) autor(es). A permissão para cópia é limitada a um resumo de, no máximo, 300 palavras. As ilustrações não podem ser copiadas ou reproduzidas sem autorização prévia.

Resumo

A perfuração da zona de interesse em poços horizontais, na grande maioria dos casos, é feita com o uso de sistemas de fluidos *drill-in*, que agregam características de fluido de perfuração e também de completação.

Os sistemas de fluidos *drill-in* promovem a formação de reboco com boas características de impermeabilização e de aderência, que são desejáveis durante a fase da perfuração horizontal, mas passam a ser um problema quando da completação á poço aberto.

Alguns sistemas de fluidos *drill-in* poliméricos formam rebocos de fácil remoção, requerendo baixo *drawdown* (diferencial de pressão reservatório-poço). Contudo, na maioria dos casos o *lift off* (pressão mínima para rompimento do reboco) é maior que o *drawdown* da zona produtora. Nesses casos, torna-se necessário ou uma otimização na composição dessas formulações, de modo a reduzir o *lift off*, ou uso de métodos de remoção químicos, tais como ácidos, oxidantes, enzimas, entre outros.

Neste trabalho é apresentada uma metodologia de otimização de formulações de fluidos *drill-in*, visando minimizar a pressão de rompimento do reboco gerado na zona de interesse, minimizando os custos com a remoção do reboco durante a completação á poço aberto.

O uso dessa metodologia, desenvolvida pela PETROBRAS/CENPES, foi aplicada a uma formulação THIXCARB de muito uso na bacia de Campos, na perfuração da zona de interesse em poços horizontais.

Nesse trabalho são apresentada tanto a metodologia quanto os resultados iniciais dessa aplicação na formulação THIXCARB. Muito embora os resultados sejam iniciais, trazem informações significativas que podem servir de guia na programação de fluidos *drill-in*.

Introdução

A partir da última década tem havido um incremento considerável na perfuração dos poços horizontais. Isto se deve às melhorias tanto na drenagem quanto na produtividade do reservatório produtor ocasionado por esse tipo de poço.

Além disso, a completação nesses tipos de poços tem sido á poço aberto por motivos operacionais e de custo.

Comitadamente com o aumento na demanda de completação á poço aberto, desenvolveram-se sistemas de fluidos de perfuração específicos para a perfuração da

zona de interesse em poços horizontais, os ditos fluidos *drill-in*.

Esses sistemas de fluidos apresentam tanto características de fluidos de perfuração quanto de fluidos de completção. Sendo algumas de suas características^{1,2,3}.

- Específicos para a perfuração de reservatórios produtores;
- Seus aditivos propiciam a minimização do dano à formação e por isso maximizam a produção;
- O reboco promove eficiente controle da zona invadida durante a perfuração;
- São sistemas biodegradáveis e de baixa toxicidade.

Atualmente, os sistemas *drill-in* à base água são os mais usados^{1,2,3}. Suas formulações compõem-se basicamente da goma xantana (viscosificante), do amido hidroxipropilado (controlador do filtrado), do óxido de magnésio (alcalinizante), KCl ou NaCl (inibição de argilas e adensante) e o agente de *bridging* (tamponamento), que pode ser o cloreto de sódio ou o carbonato de cálcio micronizados.

Os sistemas de fluidos *drill-in* promovem a formação de reboco com boas características de impermeabilização e de aderência, o que é desejável durante a fase da perfuração horizontal, mas passa a ser um problema quando da colocação do poço em produção.

Alguns sistemas de fluidos *drill-in* poliméricos formam rebocos de fácil remoção, requerendo baixo *drawdown*. Contudo, na maioria dos casos o *lift off* (pressão necessário para rompimento do reboco) é maior que o *drawdown* da zona produtora. Nesses casos, torna-se necessário uma otimização na composição dessas formulações, de modo a reduzir o *lift off*, ou uso de métodos de remoção químicos, tais como o uso de ácidos, oxidantes, enzimas, entre outros^{4,5,6}.

A opção pelo uso da remoção química envolve um custo adicional elevado, em razão da hora de sonda, dos custos dos aditivos, da mão-de-obra, da logística, do período de inatividade do poço, entre outros. Assim, o custo médio de uma intervenção na bacia de Campos custa hoje em torno de US\$ 5.000.000,00.

Desse modo, qualquer esforço no sentido de minimizar o *lift off* resultará numa economia significativa com remoção do reboco. E a otimização das formulações é um dos recursos que se pode utilizar para alcançar esse objetivo.

O *lift off* está relacionado à composição do fluido, à permeabilidade da zona produtora e às características físico-químicas do fluido. E todos esses parâmetros podem ser relacionados à pressão de rompimento do reboco. Essa seria a pressão necessária para a ruptura do reboco aderido ao meio poroso onde foi formado.

A Petrobras/E&P/BC/Gepro/Genpo/Gflui solicitou à Petrobras/Cenpes/Setep um estudo sobre remoção do reboco *drill-in*, que abrange estudos de otimizações das formulações *drill-in* (visando a melhoria na remoção do seu reboco) e também dos removedores de reboco usados na bacia de Campos. Em decorrência disso, desenvolveu-se uma metodologia de otimização de formulações *drill-in*. Essa metodologia foi aplicada a uma formulação THIXCARB muito usada atualmente na bacia de Campos^{2,3}.

Nesse trabalho, são apresentados os resultados iniciais da aplicação dessa metodologia. Muito embora esses resultados sejam iniciais, eles permitem a caracterização do *lift off* do reboco THIXCARB.

Desenvolvimento Teórico

No estudo de otimização utilizou-se a formulação THIXCARB descrita nas tabelas 1 e 2. E foram identificadas as variáveis mais significativas ao estudo da otimização dessa formulação. As variáveis selecionadas são na grande maioria relacionadas à composição do fluido. A permeabilidade do meio poroso, apesar de não estar relacionada à composição do fluido, foi incluída como variável. As variáveis selecionadas foram:

- as concentrações do viscosificante, do controlador de filtrado e do lubrificante de fluido, respectivamente;
- o pH do fluido;
- a granulometria e o tipo do agente de *bridging* (agente de tamponamento);
- a concentração de cascalho no fluido;
- a concentração do lubrificante e
- a permeabilidade do meio filtrante.

O trabalho de otimização consistiu basicamente na variação de cada uma dessas variáveis (das variáveis relacionadas ao fluido ou o meio poroso), obtenção do reboco num meio poroso e a determinação do valor do rompimento desse reboco. E, a partir do conjunto de dados obtidos, fez-se uma análise dos resultados, de modo a identificar faixas de valores recomendáveis à minimização do *lift off* do reboco THIXCARB.

Como informações sobre alguns equipamentos usados nesse trabalho ajudam na compreensão desse estudo, eles são descritos a seguir.

A Unidade de Formação do Reboco.

A formação do reboco é feita numa célula HTHP onde o meio filtrante é um plugue de arenito ou outra rocha porosa. Esse plugue tem comprimento de 2,5 cm e diâmetro igual a 1,0 polegadas. Na figura 1 é visto o fluxograma da célula HTHP usada.

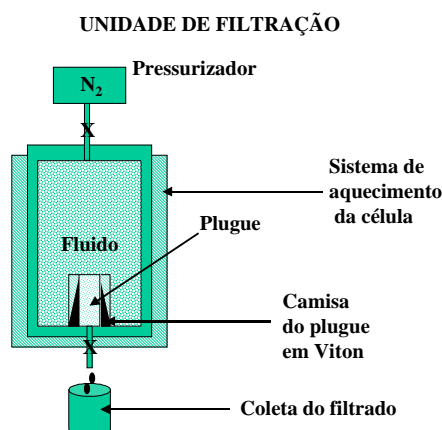


Figura 1– Fluxograma do Filtrador HTHP que utiliza plugues como meio filtrante.

O funcionamento dessa célula é semelhante ao da célula HTHP convencional (usada nas sondas), a única diferença é que o meio filtrante é um plugue poroso, em vez do papel de filtro. Além disso, essa célula apresenta um volume maior para armazenagem

de fluido, quase o dobro do volume da célula de filtração HTHP convencional.

A Unidade de Rompimento do Reboco.

A unidade de rompimento do reboco foi desenvolvida para o estudo da otimização de formulações *drill-in*, figura 2. Por apresentar uma concepção simples, pode também ser usada na sonda.



Figura 2- Unidade de rompimento do reboco.

Esse equipamento foi concebido à partir da necessidade que se tinha de associar a pressão de rompimento do reboco às variáveis que influenciavam na pressão de rompimento do reboco.

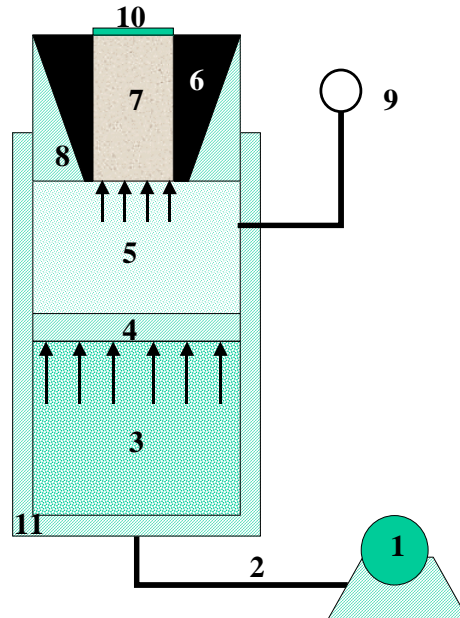


Figura 3 – Diagrama da unidade de rompimento do reboco.

Na figura 3 (figura acima), o diagrama mostra o fluxograma da Unidade de Rompimento do Reboco, que é descrito a seguir:

- A área 1, representa a bomba pneumática que fornece a pressão para o rompimento do reboco, transmitida através do fluido hidráulico que passa pela linha (área 2) e armazenado na área 3;
- A área 4, representa o pistão que é acionado pelo fluido hidráulico pressurizado.

Ele também serve para separar o óleo (situado na câmara da área 5) do fluido hidráulico;

- A área 5, representa a câmara de armazenamento do óleo mineral ou petróleo que, pressurizado rompe o reboco;
- Na área 6, vista da membrana de *viton* usada para proteger o plugue. Ela também serve para direcionar o fluxo do óleo em direção ao reboco e como vedante;
- A área 7, representa o meio poroso usado como meio filtrante, onde forma-se o reboco. Nos ensaios de otimização de formulações utilizou-se o arenito *Berea* (tabela 3);
- A área 8, é um corte do cilindro armazenador do plugue encamisado na membrana de *viton*. Este cilindro é conectado ao cilindro armazenador de fluido (área 11 - cilindro principal) pela sua extremidade inferior;
- A área 9 corresponde ao manômetro que mede a pressão do óleo que está pressurizando o reboco;
- A área 10 representa o reboco formado num dos extremos do plugue, usado no ensaio de rompimento do reboco;
- A área 11, corresponde ao cilindro onde ficam armazenados tanto o fluido hidráulico quanto o óleo mineral, assim como o pistão e o manômetro. A sua extremidade inferior é conectada à bomba pneumática manual, usada na pressurização. E a extremidade superior conectada ao cilindro (área 8) que armazena o plugue a ser ensaiado.

A unidade de rompimento do reboco é confeccionada em aço *inox*.

Parte Experimental

Ensaio de rompimento do reboco

O ensaio de rompimento do reboco CENPES compreende duas etapas:

- formação de reboco
- rompimento do reboco

Os plugues com reboco são obtidos a partir de uma filtração HTHP, na célula cujo fluxograma é visto na figura 2. Esses plugues são, antes dos ensaios, saturados com água de formação sintética, salmoura de 30.000 ppm de NaCl (vide tabela 4).

Essa filtração HTHP tem uma duração de 2 horas (tempo necessário para se conseguir estabilidade na espessura do reboco), sendo realizada a 80°C e com um diferencial de pressão de 500 psi, (vide tabela 5).

Após a filtração, o plugue com reboco é transportado para a unidade de rompimento do reboco o mais rápido possível, pois o reboco sofre um processo de desidratação a partir do momento em que é removido da célula de filtração HTHP, tornando-se cada vez mais desidratado com o passar do tempo.

O plugue com reboco é então encamisado na membrana de *viton* e posicionado na unidade de rompimento do reboco. O óleo usado para o rompimento do reboco é o óleo mineral por ser de fácil manuseio e aquisição, entretanto pode-se também usar o óleo morto.

O ensaio de rompimento do reboco consiste na pressurização do plugue com reboco,

via câmaras da unidade de rompimento do reboco (figura 3) e da bomba hidráulica manual. À medida que o reboco é pressurizado, o manômetro da unidade de rompimento do reboco vai indicando o valor da pressão atuante no reboco, normalmente crescente. E quando o óleo rompe o reboco, o manômetro acusa um declínio nessa pressão.

Ao valor máximo de pressão alcançado, antes do declínio de pressão, é dito pressão de rompimento do reboco.

Finalmente, na tabela 5 são vistos os parâmetros operacionais usados nos dois ensaios comentados.

Resultados dos ensaios

Antes de iniciar a discussão dos resultados serão feitos alguns comentários à respeito dos ensaios de rompimento do reboco.

Nos ensaios de rompimento do reboco com variações nas concentrações de polímeros (da goma xantana e do HP amido) e do lubrificante LIOVAC 4260, observou-se uma tendência de rompimento do reboco do tipo pontual, como ocorre nos poços horizontais. Ou seja, não consegue-se o rompimento de porções significativas do reboco e sim de pequenas porções deste, figura 4.

O reboco formado num meio poroso, inicialmente é criado internamente nesse meio. Após, cresce externamente a esse meio poroso. Dessa forma, o alicerce do reboco está na sua parte interna.

Assim, quanto mais profundo for o reboco interno, mais estável será esse reboco, pois estará mais aderido ao meio poroso.

Por outro lado, a resistência do reboco externo depende do aprofundamento do reboco interno e também da coesão do material que compõe esse reboco. Assim, quanto maior a concentração do material cimentador (massa de polímeros, lubrificantes, etc. vistos no reboco) e a profundidade do reboco interno, mais difícil tornam-se o rompimento do reboco.

Entretanto, à medida que se diminui o material cimentador e cresce o teor de sólidos inertes no reboco (carbonato de cálcio, sólidos perfurados, etc.), fácil se torna o seu rompimento.

Os ensaios mostraram algumas tendências na formação de reboco. Por exemplo, nos ensaios onde se variou a concentração de polímeros e do lubrificante de fluidos, observou-se a tendência de formação de rebocos com grande espessura interna (reboco interno) e pequena espessura externa (reboco externo), o que aumentou a dificuldade no rompimento do reboco. A massa do reboco também apresentava predominância de material cimentador, em relação ao teor de sólidos inertes. Por todos esses fatores, predominou o rompimento pontual, com liberação de pequenas porções do reboco, conforme figura 4.

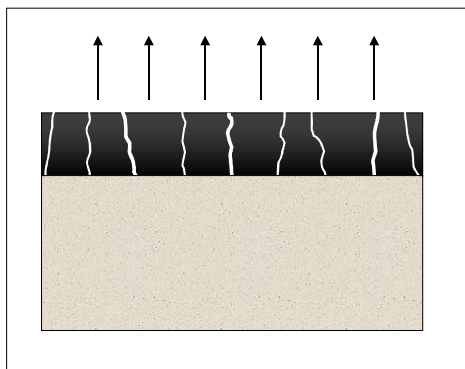


Figura 4 – Modo de rompimento do reboco, quando se variou o teor de polímeros no reboco.

Por outro lado, nos ensaios com variação de sólidos inertes, observou-se a formação de outro tipo de reboco, caracterizado por um reboco externo de grande espessura ligado a um interno de pouca profundidade (quase não existe). A massa desses rebocos continha teor de sólidos inerte proporcionalmente alto. Por esses fatores, obteve-se, de um modo geral, rebocos de fácil rompimento. Os rebocos rompiam-se em grandes porções, conforme figura 5.

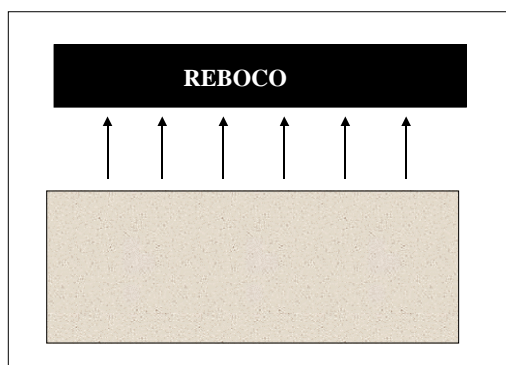


Figura 5 – Modo de rompimento do reboco, quando variou-se o teor de sólidos inertes no reboco.

A seguir serão apresentados e discutidos os resultados obtidos.

Efeito da concentração do viscosificante

Na avaliação do efeito da concentração da goma xantana na pressão de rompimento do reboco, utilizou-se quatro concentrações em amostras do fluido THIXCARB, quais sejam: 1,0; 1,2; 1,5 e 2,0 lb/bbl.

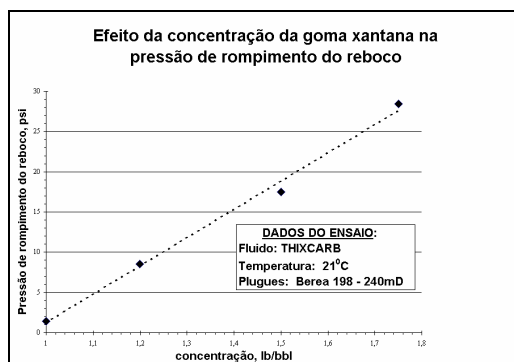


Figura 6 – Variação da pressão de rompimento do reboco com a concentração da goma xantana.

A figura 6 mostra os resultados obtidos. Assim, pelo gráfico da figura 6 verifica-se que a pressão necessária ao rompimento do reboco cresceu muito com o aumento da concentração da goma xantana no fluido. A razão para essa tendência pode estar no aumento da adsorção da massa do reboco no meio poroso, devido ao crescimento da concentração da goma xantana.

Desse modo, a partir dos resultados, pode-se verificar que a concentração ideal da goma xantana no fluido THIXCARB seria entre 1,0 e 1,5 lb/bbl, pois acima dessa faixa a pressão de rompimento exigida cresce muito.

Efeito do controlador do filtrado

A figura 7 mostra os resultados dos ensaios de rompimento do reboco feitos com variações na concentração do redutor de filtrado (o HP amido), na formulação THIXCARB.

Como ocorreu nos ensaios com a goma xantana, observou-se uma tendência de crescimento da pressão de rompimento do reboco com o aumento da concentração do HP amido. Entretanto, a taxa pressão de rompimento/concentração do HP amido foi ligeiramente menor que a taxa pressão de rompimento/concentração de goma xantana, principalmente para as concentrações mais altas.

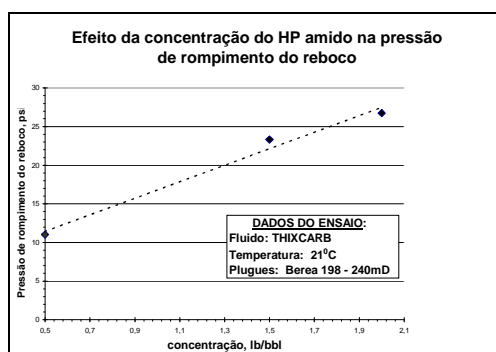


Figura 7 – Variação da pressão de rompimento do reboco com a concentração do HP amido.

Além disso, pela figura 7 verifica-se que a concentração ideal para o HP amido seria em torno de 1,4 lb/bbl, para garantir-se baixo nível de rompimento do reboco.

Contudo, essa concentração não satisfaz as necessidades de controle de filtrado usadas nas atividades operacionais. Assim, o especialista em fluido deve saber

ponderar sobre uso deste produto, de modo a atender as necessidades operacionais e a minimização da pressão de rompimento do reboco.

Efeito da concentração do lubrificante

Os ensaios de rompimento do reboco com fluidos tratados com diversas concentrações de lubrificante de fluido mostrou uma tendência de crescimento com o aumento na concentração do lubrificante LIOVAC 4260, na formulação THIXCARB.

Ainda mais, esse resultado sugere, do ponto de vista da remoção do reboco, que o produto deve ser usado em concentrações baixas. Isto porque, conforme pode ser visto na figura 8, concentrações acima de 1% em volume causam crescimentos acentuados na pressão de rompimento do reboco, inclusive a uma taxa superior à verificada para o caso da goma xantana.

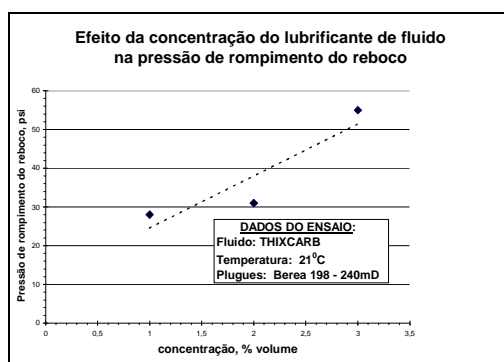


Figura 8 – Variação da pressão de rompimento do reboco com a concentração do LIOVAC 4260.

Efeito do tipo do agente de *bridging*

Com o objetivo de identificar a influência do tipo de *bridging* no rompimento do reboco foram feitos quatro fluidos THIXCARB com mesma composição, porém com diferentes agentes de *bridging*.

No primeiro fluido, utilizou-se 35,0 lb/bbl do carbonato de cálcio fino (vide curva de distribuição granulométrica na figura 9), no segundo 35 lb/bbl do carbonato de cálcio médio (vide curva de distribuição granulométrica na figura 10), no terceiro utilizou-se a mistura de 10,0 lb/bbl da microesfera de vidro e 20,0 lb/bbl do carbonato de cálcio médio e no quarto fluido utilizou-se 35,0 lb/bbl de baritina. Para cada um desses fluidos, fez-se um ensaio de rompimento do reboco, utilizando-se plugues *Berea* com permeabilidades próximas, figura 11.

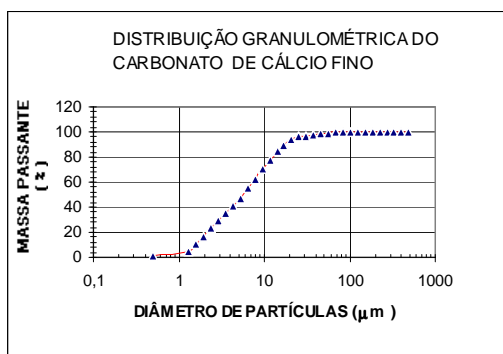


Figura 9 – Distribuição granulométrica do carbonato de cálcio fino.

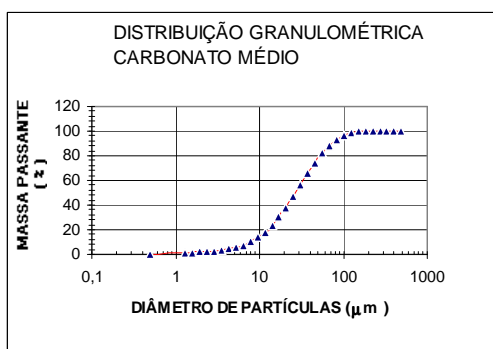


Figura 10 – Distribuição granulométrica do carbonato de cálcio médio.

O reboco com o carbonato de cálcio fino foi o que apresentou menor pressão de rompimento do reboco, seguido da mistura de microesferas de vidro e o carbonato de cálcio médio. Por outro lado, os rebocos à base de baritina e do carbonato de cálcio médio apresentaram valores muito mais altos de rompimentos do reboco, figura 11.

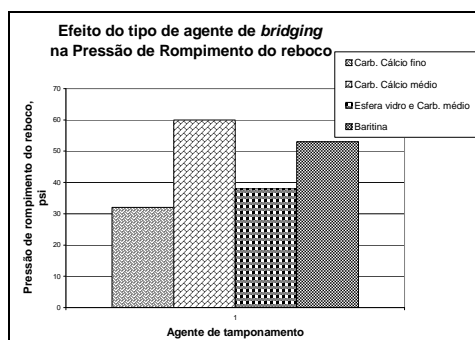


Figura 11 – Variação da pressão de rompimento do reboco com o tipo de agente de *bridging*.

As formulações THIXCARB usadas no Brasil utilizam normalmente o carbonato de cálcio médio. Assim, a partir dos resultados mostrados pela figura 11, sugere-se ou o uso do carbonato de cálcio fino ou, quando não for possível, o uso da mistura do médio com o fino, numa proporção maior do fino, sempre que possível, visando redução na pressão do rompimento do reboco.

Efeito da concentração do agente de *bridging*

Com a finalidade de verificação do efeito da concentração do agente de *bridging* na pressão de rompimento do reboco foram feitos ensaios com rebocos gerados a partir de formulações com 10,0 20,0; 30,0 e 40,0 lb/bbl do carbonato de cálcio médio, este o mais usado nas formulações THIXCARB na bacia de Campos.

A figura 12 mostra os resultados desses ensaios. Verifica-se que a pressão de rompimento do reboco cai sensivelmente com o crescimento na concentração do carbonato de cálcio. Dessa forma, o uso de concentrações acima de 30,0 lb/bbl é o desejável na obtenção de pressões de rompimento baixas.

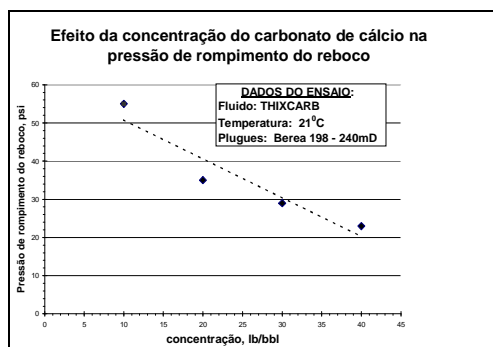


Figura 12 – Efeito da concentração do agente de *bridging* na pressão de rompimento do reboco.

Efeito do contaminantes

Uma grande preocupação durante a perfuração é o controle do teor de sólidos residuais no fluido, estes causam aumento no consumo de aditivos de fluido de perfuração, desgastes das bombas de lama e da broca, entre muitas outras. E uma questão surge, como a concentração desses sólidos afeta a pressão de rompimento do reboco? Para responder a essa questão realizaram-se ensaios de rompimento com rebocos da formulação THIXCARB, a diversas concentrações de sólidos perfurados (cascalhos).

Os cascalhos usados nos ensaios apresentavam 40% de arenito *Berea* triturado e 60% do folhelho *Calumbi* moído. Além disso, usou-se plugues *Berea* de mesma magnitude de permeabilidade.

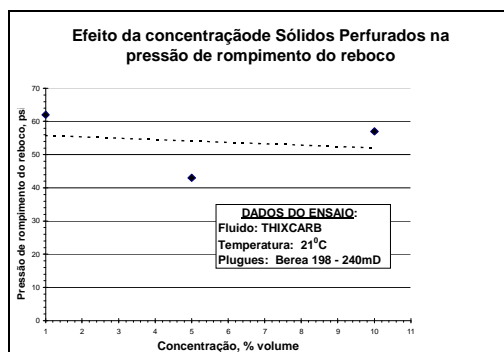


Figura 13 – Efeito da concentração de sólidos perfurados na pressão de rompimento do reboco THIXCARB.

A figura 13 mostra os resultados dos ensaios de rompimento do reboco THIXCARB, onde se variou a concentração de sólidos perfurados na formulação ensaiada.

Pela figura 13 verifica-se que para concentrações menores ou iguais a 5% volume a pressão de rompimento do reboco apresentou uma tendência de queda com o aumento da concentração.

Entretanto à concentrações elevadas ($\geq 10\%$ volume), verificou-se uma tendência de crescimento na pressão de rompimento do reboco.

As justificativas para essas duas tendências estão na físico-química. Quando a concentração de sólidos perfurados é baixa, as forças de coesão entre as partículas de sólidos perfurados presentes no reboco são baixas, de modo que a pressão de rompimento do reboco tende a cair com o aumento da concentração. Entretanto quando essa concentração cresce muito, as forças de coesão passam a ser mais atuantes, gerando rebocos de texturas mais resistentes e requerendo pressões de rompimentos do reboco maiores.

Influência da permeabilidade na pressão de rompimento do reboco

Com a finalidade de avaliar a influência da permeabilidade do meio poroso no rompimento do reboco, foram ensaiados rebocos de uma mesma amostra de fluido THIXCARB em plugues Berea com permeabilidades 100, 700 e 10025 mD.

Os resultados mostraram uma tendência de redução da pressão de rompimento com o aumento da permeabilidade, figura 14. Tal fato sugere que otimizações de formulações, com vista à melhoria no rompimento do reboco, são mais necessárias para permeabilidades baixas e médias que nas altas.

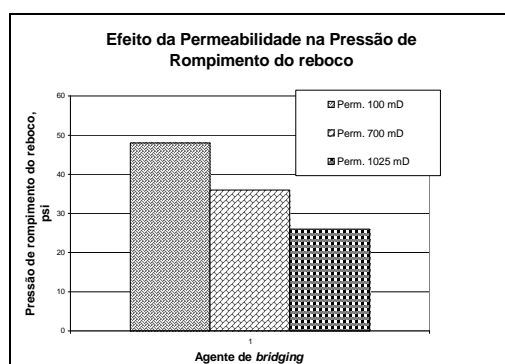


Figura 14 – Influência da permeabilidade na pressão de rompimento do reboco.

Efeito do pH do fluido no rompimento do reboco

A figura 15 mostra o comportamento da pressão de rompimento do reboco THIXCARB quando variou-se o pH do fluido. Os rebocos foram gerados de uma mesma amostra de fluido THIXCARB e utilizou-se plugues com permeabilidades próximas.

Os resultados mostrados pela figura 15 sugerem que a pressão de rompimentos do reboco THIXCARB cresce com o aumento do pH.

Aparentemente é requerido menor valor de pressão de rompimento (*lift off*) no fluido THIXCARB com de pH ácido ou intermediário.

Entretanto, quando o pH aproxima-se da faixa mais alcalina, valores elevados de pH, verifica-se um aumento maior na pressão necessária para o rompimento do reboco.

Desse modo, sugere-se que as formulações THIXCARB trabalhem com pH com valores intermediários.

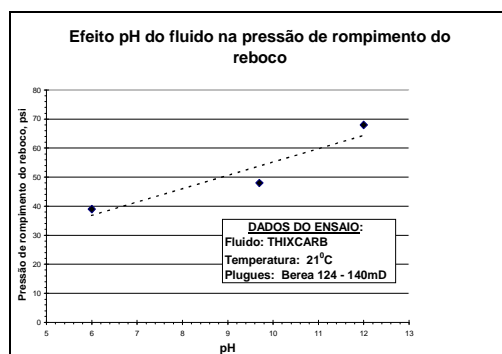


Figura 15 – Influência do pH do fluido na pressão de rompimento do reboco THIXCARB.

Conclusões e Recomendações

Os resultados iniciais do estudo de otimização da formulação THIXCARB (visando a redução da pressão de rompimento do reboco) sugerem as seguintes conclusões:

- (1) O método desenvolvido permite avaliar o efeito das variáveis: concentração do viscosificante, do controlador de filtrado e do carbonato de cálcio, o pH do fluido, a granulometria e o tipo do agente de *bridging* (tamponamento), a concentração de cascalho no fluido, a concentração do lubrificante e a permeabilidade do meio filtrante na pressão de rompimento do reboco;
- (2) Foram identificados dois modos de rompimento do reboco THIXCARB, um associado ao crescimento da concentração de polímeros no reboco (o modelo pontual) e o outro associado ao aumento na concentração de sólidos inertes (modelo do tipo deslocamento);
- (3) Os rebocos resultantes da variação no teor de polímeros, apresentaram um reboco interno profundo e um externo pouco espesso. Por outro lado, os rebocos resultantes da variação dos sólidos inertes apresentaram rebocos externos espessos e rebocos internos com pouca profundidade;
- (4) A pressão de rompimento do reboco cresce com o aumento nas concentrações da goma xantana, do controlador do filtrado e do lubrificante LIOVAC 4260;
- (5) A pressão de rompimento do reboco THIXCARB decresce com o aumento na concentração do carbonato de cálcio, na formulação THIXCARB ensaiada;

- (6) Para uma mesma formulação THIXCARB, foi verificado que o carbonato de cálcio fino e a mistura de 10,0 lb/bbl de microesferas de vidro e 25,0 lb/bbl de carbonato de cálcio médio produzem rebocos que requerem menores pressões de rompimento de reboco que as formulações que usaram a baritina e o carbonato de cálcio médio;
- (7) A pressão de rompimento do reboco THIXCARB decresce com o aumento da permeabilidade do arenito *Berea*;
- (8) Verificou-se que a baixas concentrações de sólidos perfurados, a pressão de rompimento do reboco decresce com o aumento da concentração. Por outro lado, a altas concentrações essa tendência é contrária;
- (9) Formulações THIXCARB com pH muito elevado tendem a formar rebocos que requerem pressões de rompimento mais elevadas que aqueles rebocos gerados com fluidos com pH neutro ou ácido;
- (10) Sugere-se um estudo de rompimento do reboco com sistemas *drill-in* sintéticos, visando verificar o tipo de ruptura de seu reboco;
- (11) Recomenda-se a realização desse trabalho de otimização com todas as formulações *drill-in* em uso no Brasil, visando reduções de custos operacionais.

Bibliografia

- (1) W. Halliday: *Drillings Fluids Control Formation Damage*. World Oil. Dezembro de 1994, pp 43,44,46 e 47.
- (2) J. C. Queiroz Neto, *et al.*: *Desempenho de Sistemas Drill-In para Perfurações Horizontais*. Relatório parcial do projeto 02.02.71- controle de Areia em Poços extended reach (ERW) e multilaterais (PROJETO 1/PROCAP 2000). Agosto de 1997.
- (3) J. C. Queiroz Neto, *et al.*: *Estudos relacionados aos Fluidos Drill-in*. Relatório parcial do projeto 02.02.71 - controle de Areia em Poços extended reach (ERW) e multilaterais (PROJETO 1/PROCAP 2000). Novembro de 1998.
- (4) Bailey, L., Meeten, G., L'Alloret, F., and Way, P: *Filtercake Integrity and Reservoir Damage*. SPE 39429 apresentado no SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, EUA, Fevereiro de 1998.
- (5) Ali, Syed, Bailey, L., Fraser, Lindsay : *Filter Cakes – 1*. Oil & Gas Journal. Janeiro (25) de 1999, pp 91,92,93 e 96.
- (6) Ali, Syed, Bailey, L., Fraser, Lindsay : *Filter Cakes – Conclusion*. Oil & Gas Journal. Fevereiro (1) de 1999, pp 54 e 55.

Agradecimento

O autor agradece o suporte dado pela estagiária Elis Regina da Conceição da Silva durante a realização dos ensaios, tanto na confecção dos fluidos quanto na saturação dos plugues.

Tabela 1 - Composição da formulação usada nos ensaios de rompimento do reboco

Produto	Concentração
Água Ind.	QSP
Goma xantana	1,0 g
THIXSAL PLUS	5,0 g
FL-7	6,0 g
Amido	2,0 g
Óxido de Magnésio	1,0 g
Salmoura de NaCl	9,0 lb/gal
Antiespumante	0,5 ml
Bactericida	0,7 ml
Carbonato de Cálcio	30,0 g

Tabela 2 - Funcionalidade dos principais aditivos usados no sistema THIXCARB

Produto	Função
Goma xantana	Viscosificante
THIXSAL PLUS	Viscosificante e controlador de filtrado
FL-7	Controlador de filtrado
Amido	Controlador de filtrado
Óxido de Magnésio	Controlador do pH do fluido
Salmoura de NaCl	Adensante e inibidor de argilas
Carbonato de Cálcio	Agente de tamponamento e adesante

Tabela 3 - Informações sobre os plugues usados nos ensaios.

Dimensões	
Diâmetro	2,54 cm
Comprimento	2,50 cm
*Arenito <i>Berea</i>	
Permeabilidade	124-1025 mD

*Procurou-se usar, para cada batelada de ensaios plugues com permeabilidades similares.

Tabela 4 - Composição da água de formação.

Salmoura	Composição, 350 ml
NaCl	Água destilada + 14,0 g NaCl

Tabela 5 - Parâmetros operacionais usados nos ensaios de Filtração HTHP e de rompimento do reboco.

Parâmetros	Valores
Filtração HTHP	
Pressão, psi	500,0
Temperatura, °C	80,0
Ensaio de rompimento do reboco	
Temperatura, °C	20,0



SPE 73713

Optimizing Drill in Fluid Composition on Filter Cake Lift-off Pressure for Openhole Completion Offshore Applications

João Queiroz, Petrobras

Copyright 2002, Society of Petroleum Engineers Inc.

This paper was prepared for presentation at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, 20–21 February 2002.

This paper was selected for presentation by an SPE Program Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Papers presented at SPE meetings are subject to publication review by Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineers. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of where and by whom the paper was presented. Write Librarian, SPE, P.O. Box 833836, Richardson, TX 75083-3836, U.S.A., fax 01-972-952-9435.

Abstract

This paper presents experimental results of a technique for minimizing the lift-off pressure of the mud cake generated by biopolymer/CaCO₃ drill-in (PDIF) used in horizontal well drilling.

The first stage of the work comprised the identification of the most influential variables in the lift-off process of the mud cake. Thus, from a group of seven suitable variables, mostly related with the composition of the fluid, the use of the technique of experiments factorial allowed to identify the permeability and the concentrations of the starch and of the calcium carbonate as the most influential in the lift-off process².

Another group of experiments, this time with the calcium carbonate, showed that the minimization wanted in the lift-off pressure of the mud cake could only be reached through the use of concentrations of calcium carbonate of 50.0 lb/bbl.

Besides, other experiments showed that the use of concentrations of calcium carbonate of 50.0 lb/bbl does

not cause disarray in the rheological properties of the PDIF, signaling that under that optics that concentration, the development of its use in the field would not be a difficulty.

Also, results of an experimental work of treatment of the PDIF are presented with concentrations of three surfactants marks, seeking to promote mud cakes of low lift-off as an alternative method to the use of larger concentration of calcium carbonate in the fluid.

The results of those treatments with surfactants were shown to be promising. Samples of the PDIF generated mud cake of low lift-off, of same of magnitude that the mud cakes generated by synthetic fluids.

Introduction

After the conclusion of the horizontal well drilling, the completion operation begins in open well, an operation of conditioning of the well to be placed in production. One of the stages of that well conditioning for production is the removal of the mud cake generated in the drilling phase, so that the well can produce without any obstruction to the passage of oil in the well.

The procedure adopted for the removal of the mud cake depends on the drilling fluid that generated it in the walls of the horizontal well. But, the first stage is always substituting completion fluid for drilling fluid.

Soon after, the external mud cake removal is done by circulation of

the completion fluid at high flow rate. This way, the removal of external mud cake is normally almost total.

Even though it is possible to totally remove the mud cake, such procedure is avoided, because the completion fluid could induce the internal mud cake to penetrate more in the reservoir, what would hinder the future removal of the mud cake^{1,4}.

After that cleaning of the external mud cake, the gravel pack is performed, and if necessary, the contention screen is also run in. Soon after, the removal of the internal mud cake begins. In the practice, the more removal is needed, the more difficult to get success.

The removal of the internal mud cake it is done with the pressure of the reservoir, being reduced the hydrostatics pressure of the column of completion, according to:

$$P_{\text{reservoir}} > P_{\text{hydrostatic}} + \Sigma \text{friction loss.}$$

Thus, the fluids of the reservoir lift-off the mud cake existent in the area of the invaded well, Figure 1.

However, when the well does not get to remove the mud cake adhered in the walls of the pores adjacent to the well, chemical removal methods are needed.

Even so, these involve high costs, loss of time, besides the uncertainty in the removal efficiency¹. This way, if the characteristic of the fluid were improved, in way to minimize the use of those chemical treatments; the drainage flow rate of the horizontal well would be reached with very reduced costs.

Therefore, any effort to minimize the lift-off will result in a significant economy for the removal of the mud cake. The optimization in the formulations is one of the resources that can be used to reach that objective.

The lift-off is related to the composition of the fluid and to the permeability of the producing zone. And those parameters can be related in a

model. In a previous work, Petrobras identified seven factors related to the fluid that influences in the lift-off pressure. Associated with the fluid composition, concentrations of viscosifier, fluid loss reducer, drilling fluid lubricant, and inert solids, besides the pH and fluid temperature and the permeability were identified as relevant parameters. Formation permeability was considered because it influences in the lift-off of the mud cake. It was verified in laboratory that the lift-off pressure decreases with the increase of the permeability, and vice-versa.

This paper presents the results of a work of screen facts with the seven variables, in way to identify which are more influential in the mechanism of breaking the mud cake. Soon after, explanations were looked for the results obtained in that analysis. Results of experiments are also presented relating the lift-off with parameters of surface chemistry, such as contact angle, interfacial tension and the capillary pressure. Finally, to represent those results, a model for the lift-off was developed.

Fluids and core

A water-based polymeric formulation, quite used by Petrobras E&P during horizontal drilling at the Campos Basin, was used in lift-off experiments. Tables 1 and 2 show the formulation and its properties^{2,3}.

Rio Bonito sandstone samples were used in the tests (table 3). This sandstone is an outcrop from Campos Basin, with characteristics similar to Berea sandstone. The samples were initially saturated with synthetic water (table 4). After that, the samples were saturated with oil, to simulate reservoir conditions (table 5).

Materials, equipments and lift-off test

Each test was executed in two stages. Initially, HTHP filtration was performed with each fluid sample, using plugs of the Rio Bonito outcrop as filter, using an

adapted HTHP filtration cell (table 6). Figure 2 shows the diagram of the HTHP cell.

Before each test, the plug was saturated with synthetic formation water (30.000 ppm of NaCl brine), seeking to simulate the conditions of saturation of the producing sandstone (table 5).

The plug with mud cake was positioned in the unit of lift-off of the mud cake as soon as possible because of fast mud cake dehydration, beginning the second stage of test. Figure 3 shows the diagram of the equipment used in the measurement of the lift-off pressure of the mud cakes.

The lift-off test of the mud cake consists of pressurizing the plug with mud cake, through cameras of the unit of lift-off of mud cake (figure 3) and a manual hydraulic pump. Thus, as mud cake was being pressurized by the mineral oil, the manometer of the lift-off measuring unit indicated the value of the pressure acting upon the mud cake, which usually increased until the occurrence of its lift-off. When the oil broke the mud cake, an abrupt decline in the pressure was observed in the manometer. The maximum value of the pressure, before the pressure drops, is denominated lift-off pressure of the mud cake. The operational parameters used in the execution of those tests are seen in the table 6.

Mineral oil was used for the lift-off pressure test of mud cake because its easily handled and acquired. However, it is also possible to use crude oil.

Experimental designs

A statistical experimental design was performed to identify the most important variable for the lift-off of the biopolymer/CaCO₃ formulation. The variables investigated (figure 4) are the viscosifying polymer (Xanthan gum), the fluid loss reducer additive (a derivate starch polymer), the bridging particle concentration (CaCO₃), the temperature and pH of the fluid, the drilling fluid lubricant concentration and the rock permeability.

The experimental design plan was a *saturated* factorial design⁷ consisting of 18 experiments plus three canted points in order to estimate the reproducibility and the experimental error, and two experiments with all the variables at the maximum and minimum levels, respectively.

The responses of the experiments are the lift-off pressure for the biopolymer/CaCO₃ formulation mud cake.

Since the variables have a fairly large range of values, an auto scaling transformation of the variables was performed before the design. This transformation provides homogeneous variables in the range [0.1] and could be expressed as follows:

$$y_{ij}^{\wedge} = \frac{y_i - y_{j,\min}}{y_{j,\max} - y_{j,\min}}$$

Where Y_{ij}^{\wedge} is the transformed variable, y_i is the original variable, $Y_{i,\max}$ and $Y_{i,\min}$ are the maximum and minimum values of the variables, respectively.

Others factorial design plans, type full factorial 2^K , were also accomplished during the optimization process of the formulation of PDIF.

Discussion

With the use of the technique of factorial planning, described previously, the three most influential variables in the breaking pressure of the lift-off were identified. These are the permeability and the concentrations of the filtration reducer derivate from starch and of the bridging agent calcium carbonate in the PDIF, respectively.

In Figure 5, the results of lift-off pressure tests made with similar samples of PDIF and using plugs of the Rio Bonito outcrop with low, medium, and high permeability, respectively. Thus, in Figure 5, it is observed that the lower the permeability, more lift-off pressure will be the necessary to break the mud cake.

In the formulation of the PDIF, the largest proportion of additive to the polymeric mass is the derived of the starch that of the polymeric ones, obviously they are the most influential polymers in the lift-off pressure of mud cake.

In the figure 6, a group of results of tests of lift-off pressure accomplished with several concentrations of the derived of the starch⁶ is presented. It is observed that the lift-off pressure decreases with the increase in the concentration of this product in the fluid generating of the mud cake. Therefore, the increase in the concentration makes the mud cake generated more easily penetrated by the reservoir oil, that is to say, it reduces the cohesion work, necessary for the oil to pass inside the pores impregnated with the mud cake.

As a consequence of that work, mud cake models were also identified, as a function of the proportion among the masses of polymeric and of inert solids (of calcium carbonate. drilling solids) present in the polymeric drill-in fluid.

The first formation model is applicable when a high concentration of the cementing agent is present (the mass of polymeric) in relation to the concentration of inert solids (the calcium carbonate drilled solids), as seen in Figure 7. That type of mud cake⁸ it is generated from a fluid when the bridging agent was inadequately selected (Figure 7). Thus, the worse the selection of the calcium carbonate used in the fluid, the deeper will be the invasion of the polimeric mass in the porous space and more difficult its removal. The adherence forces are intense in the porous media, making it difficult to remove the mud cake.

The second model of mud cake results from the predominance of the inert solids concentration, in relation to the connecting mass (mass of polymeric solids that forms the mud cake). That type possesses an internal mud cake of small depth and an external one quite thick, as seen in Figure 8 Aragonite. In that type of mud cake, the lift-off process is much easier, because the invasion

area of the mud cake is small. That model of the mud cake would be more according to the lift-off pressure minimization objective.

As the objective of that project was to minimize in the lift-off pressure and in practice the variable permeability is not chan geable, to improve the lift-off of the mud cake, only the other two variables, concentrations of the HP starch and bridging agent, respectively, can be modified. The concentration of the polymeric HP starch as the concentration of the calcium carbonate can be adjusted, in such a way that the objective can be reached, the reduction of the pressure of the lift-off pressure of the mud cake.

In the lift-off pressure tests made with the variation in the concentration of the derived starch polymer, a tendency of decrease in the lift-off pressure, with the increase in the concentration of the derived starch polymer in the fluid was observed. The recommendation, on the mud cake lift-off pressure point of view, it is that the formulation of the PDIF contains the maximum possible of derived starch polymer, in order to reduce the lift-off pressure of the mud cake. The concentration range for derived starch polymer now in use in Campos' basin PDIF varies between 7.0 and 9.0 lb/bbl. That already causes significant reductions in the lift-off pressure of the mud cake. But increasing the concentration of that product in the fluid too much can alter the rheological characteristics wanted during the drilling, besides increasing the programmed cost for barrel for that phase. So, it was decided not to change the concentration of that product, mantaning it in the range between 7.0 to 9.0 lb/bbl. Thus, the whole optimization work was concentrated on the calcium carbonate concentration.

The optimization work began with the evaluation, through a full factorial design plan, as the granulometry and the bridging agent concentration both affect the lift-off pressure.

Table 7 and 8 exhibit the factorial design plans of the tests, factor design matrix and factor design matrix with codec factors, respectively. The kind of experiment used was the complete factorial of the type 2^k , with k being the number of factors (variables), with two levels (values) for each factor.

The Pareto chart of the standardized effects in Figure 9, generated with the coded factor matrix of the table 8, shows statistic significance of the factors of that matrix. Thus, values of effects with the same or inferior probability at the significance level for $\alpha = 0.05$ are not significant; they are resultants of fluctuation in the experimental values, and above are statistic significance. This way, only the variable concentration presents statistic significance. Therefore, the granulometry of the calcium carbonate in the fluid do not influence the lift-off pressure.

Continuing the analysis of the results, the graph of Figure 10 relates the concentration, for one given granulometry, with the lift-off pressure. Thus, Figure 10 shows that after passing from a lower concentration (-1) to a higher concentration (+1), a sharp reduction in the lift-off pressure occurs. Such tendency is observed so much for the fine granulometry (blue line) as with the average (green line). However, smaller lift-off pressures are reached for the medium granulometry than for the fine granulometry. Therefore, the medium calcium carbonate is the most suitable when reductions in the lift-off pressure of the mud cake are wanted.

The results were obtained for samples of the Rio Bonito outcrop with permeability between 1000 and 1500 mD and porosity between 19 and 20%, and then the conclusions that were obtained for the calcium carbonate are only valid for producing sandstones that present these characteristics.

As the rheological properties of a fluid are influenced by the concentration of solids, then a full factorial design plan was also made to evaluate the effects of the concentration of the calcium

carbonate and of the temperature in the main properties.

Figure 11 shows the Pareto chart of the standardized effects for the variable calcium carbonate concentration in the fluid and the temperature of this fluid, in relation to the factor apparent viscosity (VA). It was verified that only the calcium carbonate concentration presents statistical significance, that is, only the concentration of that product has influence in the values of the apparent viscosity.

And in Figure 12, a graph of interaction of the factors, done with coded factors, is presented. It is possible to verify the tendency of increasing of the apparent viscosity with the increase of the concentration of the calcium carbonate in the fluid. That tendency is verified in the two temperatures. In Figure 13 it can also be observed that the growth rate is the same for the two temperature levels, signaling that that factor does not have influence in the properties of the apparent viscosity.

The influences of the concentration of calcium carbonate and of the temperature of the fluid in the plastic viscosity is analyzed in Figure 13. The Pareto chart of the standardized effects shows that neither the concentration nor the temperature influence in the plastic viscosity. The two factors did not present significance levels, they presented values of probabilities smaller than 0.05.

Finally, how the yield point of the fluid behaves when the temperature and the concentration of the calcium carbonate in the fluid varied was analyzed.

As verified with the plastic viscosity, the Pareto chart of the standardized effects of the figure 15 evidences that neither the concentration nor the temperature influence in the yield point of the fluid used in the tests. This happens because the two variables presented values of probability below the significance level of 0.05. Smaller values signal that the observed effects result from experimental fluctuation and

therefore, they are not statistically significant.

Therefore, neither the temperature nor the concentration of the calcium carbonate in the fluid influenced in the values of the viscosity or the yield point, important parameters in the day-to-day of a horizontal drilling. On the other hand, the apparent viscosity was shown sensitive to the variation of the concentration of the calcium carbonate in the PDIF. However, no significant change was observed in its properties when the temperature of the fluid increased.

In that way, increases in the concentrations of the calcium carbonate, in way to minimize the lift-off pressure of the mud cake, would not cause problems to the rheological control of the fluid, during the horizontal drilling of the well.

As the quality of the calcium carbonate is very important for the lift-off quality of the mud cake, an experiment relating the granulometry, the type and the degree degradation with the lift-off of the mud cake generated by samples of the PDIF was made.

As in the previous tests, a full factorial design for three factors, granulometry, type and degradation level, was used. For the granulometry, calcium carbonate of fine and medium calcium, corresponding to the coded factors coefficients (-1) and (+1), respectively, were chosen. For the type of the calcium carbonate they were chosen the levels Aragonite and marble origin, corresponding to the coded factors coefficients (-1) and (+1), respectively. Finally, with relation to the degradation level, the levels without degradation and with degradation, corresponding to the coded factors coefficients (-1) and (+1), respectively, were chosen. In Table 10, the design matrix and design matrix with coded factors, respectively, are presented.

In the degradation tests, the two types of calcium carbonate presented the same degradation level, which was of 43%.

The results showed that the three factors are not statistically significant for the lift-off pressure, as seen in Figure 15.

Thus, the lift-off pressure does not depend neither on the granulometry, nor on the type of calcium carbonate and on the degradation level. However, it depends on the concentration of the calcium carbonate present in the fluid, as it was shown previously.

Lift-off measurements with mud cake samples generated by PDIF and synthetic fluids in previous works raised the following question: why does such big difference exist in the values of lift-off pressure for these two types of fluids? Because the mud cakes generated by synthetic fluids requests fewer lift-off pressure than that from the PDIF? (See Table 11).

The answer found for those differences is related with the surface physical chemistry. A series of lift-off measurements with PDIF mud cakes samples and three surfactants samples they were made. The surfactants used were nonionic⁵ (A, B and C).

Thus, the objective of the treatments would be the reduction in the lift-off to PDIF due to action of those products in the interface porous surface-mud cake.

In that way, the treatments with surfactants would be alternative treatments to the use of the increase in the concentration of the calcium carbonate of the fluid, seeking to minimize the lift-off pressure of the mud cake.

Figure 16 presents the lift-off results of PDIF mud cakes samples treatments with surfactants A, B and C, respectively. They altered the superficial tension between the mud cake and the Rio bonito sandstone surface.

By Figure 16, it is observed that almost all treatments caused reductions in the lift-off pressure, except the treatment with 2000 ppm of surfactant A. And the best treatment was reached with 2000 ppm of surfactant C, whose magnitude of lift-off pressure was similar to the mud cakes generated by synthetic fluids (see table 11). But the treatments

with 1000 ppm of the surfactant A and 2000 ppm of B, respectively, were also good.

Almost all surfactants present a maximum efficiency concentration⁵, above which there would be no solubility of the product in the liquid that one wants to alter the superficial tension or contact angle. When excessive concentration is used, the fluid does not assimilate the excess of the product and it can form micelles in that fluid, influencing the efficiency of the product. Thus, the treatments (figure 16) with 2000 ppm of the surfactant B can create micelles that can have influenced in the pressure of lift-off of the mud cake.

The explanation for the results presented in the figure 16 can be given by the Laplace equation. This equation relates the capillary pressure (P_c) with the contact angle ($\cos \theta$), superficial tension (σ) between the phases and the capillary radius (r).

The Laplace equation⁵ is defined in (2):

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (2)$$

Figure 17 relates the capillary pressure, obtained from the Equation 2, with the lift-off pressure of the mud cake. In Figure 17, the values of the capillary pressures for each treatment were obtained from the values of the contact angles and of the superficial tensions of the treated fluids, the r -value used was 20 μm .

It is verified from Figure 17 that the lift-off pressure tends to decrease in the points where the capillary pressure suffers reductions and increases where its rises. Thus, it is evident that some relationship between the lift-off pressure and the capillary pressure exists. Therefore, the smaller the capillary pressure, the smaller is the adsorption of the mud cake in the pore walls and the easier becomes the lift-off of this mud cake adsorbed in the pores by the pressurized oil.

On the other hand, the Laplace relationship is a function of the contact angle, of the superficial tension and also of the capillary radius.

In that analysis, the value of the capillary radius was maintained constant in the equation 2. Thus, the variation in the values of the capillary pressure (figure 16) was due either to variations in the superficial tension or in the contact angle of the PDIF samples treated with the surfactants or even due to a synergetic effect between the contact angle and the superficial tension.

Thus, graphs with the values of the capillary pressure and the contact angles and the superficial tension used were made, for detecting the relationships among them.

The graph of the Figure 18 relates the capillary pressure with the contact angle. It was verified that the capillary pressure varies inversely with the variation of the contact angle. In other words, as the contact angle grows, the capillary pressure decreases. Those results are coherent with the Laplace equation. Because, as the contact angle increases, its cosine decreases, what results in a decrease in the capillary pressure (see Equation 2) and vice versa.

In Figure 19, a relationship is not verified as clearly as in the case of the contact angle for the increase of the capillary pressure with the variation in the superficial tension. In order to analyze the superficial tension, for the case in study, it is had to be combined with the values of the contact angles. The contact angle is what influences more in the capillary pressure for the case of the lift-off pressure of the mud cake. And, as the lift-off pressure of the mud cake somehow it is proportional the capillary pressure, then the contact angle is what has more influence in the phenomenon of the lift-off pressure, and not the superficial tension.

On the other hand, by the Laplace equation, it was possible to verify that the reductions caused by the surfactants in the capillary pressure were due to the

decrease in the contact angles that these promote. Even so, the variation in the superficial tension had insignificant performance, compared with the contact angle.

Thus, the lift-off pressure of the mud cake generated by a PDIF is a function of the capillary pressure, of the permeability of the porous media and of the concentrations of the derived starch polymer and of the inert solids in the fluid generator of the mud cake. That is to say:

$$P_{\text{compimento}} = f(P_c, K, \text{Inert solids Conc.}, \text{Starch Conc.})$$

Where are A and B coefficients.

Future work will be showing the results of the analytic model and the validation of that proposed model.

Conclusions

For the group of seven variables that are supposed to influence in the lift-off process of the mud cake, experiments were conducted, which allowed the identification of the most important, in the group, for the lift-off process of the mud cake.

Soon after, the study began for minimizing of the lift-off pressure of the PDIF mud cake, beginning with the calcium carbonate concentration. It was identified that the lift-off pressure of the PDIF mud cake can be minimized by the use of calcium carbonate concentrations around 50 lb/bbl.

In addition, exploratory experiments with surfactants, also seeking to minimize the magnitude of the lift-off pressure of the mud cake, were performed. The results with surfactants signal that obtaining the same level of lift-off pressure verified with the synthetic fluids is possible.

The variables identified as more important to the lift-off process of the

PDIF mud cake were the concentrations of the calcium carbonate and of the filtration controller, a derived starch polymer, besides the permeability and capillary pressure.

It was identified that the concentration of calcium carbonate to minimize the lift-off is of 50 lb/bbl, for sandstones with porosity between 19 and 20% and permeability from 1000 to 1200 mD.

The use of 50 lb/bbl of calcium carbonate in the fluid does not cause loss of control of the rheological properties of the fluid (plastic viscosity and yield point, in comparison to the concentration now in use).

The medium calcium carbonate showed performance much better than the fine, being the most recommended for formations with porosity ranging from 19 to 20%, and permeability between 1000 and 1200 mD.

Treatments of the PDIF with surfactants promoted reductions in the breaking pressure of the mud cake. The best treatments with surfactants resulted in similar breaking levels to the verified in synthetic fluid mud cakes.

Surfactant treatments were shown effective in the reduction of the lift-off pressure of the PDIF.

The reductions in the lift-off pressure with the use of the surfactants are due to the reductions in the capillary pressure that these products cause. With the reduction in the capillary pressure, the adsorption of the mud cake in the walls of the pores it is reduced, and any low magnitude pressure gets to break the mud cake.

It was also verified that the contact angle is what influences the reduction in the capillary pressure, for the case of the lift-off pressure of the mud cake. The superficial tension influences very little, comparatively with the contact angle.

In consequence of the study with surfactants, a linear relationship was verified between the values of the lift-off pressure and the capillary pressure. Thus, increases in the capillary pressure in the porous media result in increases in the lift-off pressure, and vice versa.

The efficiency of the surfactants in the reduction of the lift-off pressure of the PDIF mud cake evidence that the problem of the lift-off pressure of the mud cake it is related to interfacial phenomena in the interface between the mud cake and the porous media.

Acknowledgements

The author would like to thank PETROBRAS for granting permission to publish this paper and for the technical and financial support. The author would like to thank Dr. Eduardo Ponce for helpful discussion. The author would like to express his gratitude to the contribution of Lenita Rangel, Jacques Coelho and Elis Regina da Conceição Silva.

Nomenclature

PDIF = Biopolymer/CaCO₃ drill-in fluid
DIF = Drill-in fluid.

References

1. Ryan, D. F., Browne, S. V. and Burnham, M. P.: "Mud Clean-Up in Horizontal Wells: A Major Joint industry Study", Paper SPE 30528 presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, 22-25 October, 1995.
2. Queiroz, J.: "Studies related with Drill-In fluids", Petrobras Internal Report, September 1999.
3. Improvement in Mud Clean-Up in Horizontal Wells from lift-off studies, Petrobras internal meeting", October 1999.
4. Zain, M. Z. and Sharma, M. M., "Cleap of Wall-Building Filter Cakes", Paper SPE 56635 presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Houston, 3-6 October, 1999.
5. Meyers, D." Surfactant Science and Technology; VCH: New York, 1979, Vols. 1, 2.
6. O'Driscoll, K. P. and Amin, N. M. and Tantawi, I. Y., "New Treatment for removal of Mud Polymer

Damage in Multi-Lateral Wells Drilled using Starch based Fluids" IADC/SPE paper 39380 presented at IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, March 1998.

7. Box, G. E. P., Hunter, W. G." Statistics for Experimenters", Willey Publishers, New York, 1978.
8. Bailey, L. Meeten, G., L'Alloret, F. and Way, P." Filtercake Integrity and Reservoir Damage" SPE paper 39429 presented at International Symposium on Formation Damage, Lafayette, February 1998.

Table 1 – Drill-in fluid composition. 350 ml.

Additives	Concentration
Distilled water	343 ml
Xantan gum	1.5 g
Derived Starch Polymer	8.0 g
NaCl	20.0 g
Magnesium Oxide	1.0 g
Calcium Carbonate	35.0 g

Table 2 – Drill-in fluid properties. 350 ml

Mud density, lbm/gal	9.4
Apparent viscosity, cP	67.0
Plastic viscosity, cP	41.5
Yield point, lbf/100 sq. ft	51.0
G_r/G_f , lbf/100 sq. ft	12.0/17.0
pH	10.5
API filtrates, ml	2.6
HTHP filtrate (500 psi and 210 °F), ml	12.4

Table 3 – Plug characteristics

*SAMPLE	Permeability**	Porosity	Length	Diameter
AM1	100.0 –1200.0	19 %	4.5 cm	2.5 cm

* Rio Bonito sandstone. ** Permeability to N₂.

Table 4 – Formation synthetic water.

Brine	Composition. 350 ml
NaCl	10.8 (30.000 ppm)

Table 5 – Mineral oil characteristics

Fluid	Mineral oil
Viscosity, cP at 21.5°C (70.9 °F)	1.16
Density	0.75 g/cm ³

Table 6 - Operational Parameters used in HPHT filtration and lift-off tests

Parameters	Value
HPHT Filtration	
Pressure, psi.	500.0
Temperature, °C	80.0
Lift-off test	
Temperature, °C	20.0

Table 7- Factor design matrix and factor design matrix with coded factors

Factor design Matrix							
*Run	Conc. GX	Conc. HPA	Conc. LUB	Com. Carb	pH	Perm.	Temp.
4	0.5	4.0	0.0	10.0	12.0	1500.0	100.0
7	0.5	4.0	6.0	50.0	12.0	100.0	40.0
6	0.5	12.0	0.0	50.0	6.0	100.0	40.0
11	0.5	12.0	6.0	10.0	6.0	100.0	100.0
1	2.0	4.0	0.0	50.0	6.0	100.0	100.0
8	2.0	4.0	6.0	10.0	6.0	1500.0	40.0
3	2.0	12.0	0.0	10.0	12.0	1500.0	40.0
10	2.0	12.0	6.0	50.0	12.0	1500.0	100.0
2	1.5	8.0	3.0	35.0	9.4	1000.0	80.0
9	1.5	8.0	3.0	35.0	9.4	1000.0	80.0
5	1.5	8.0	3.0	35.0	9.4	1000.0	80.0
Factor design Matrix with coded factors and interaction column.							
*Run	Conc. GX	Conc. HPA	Conc. LUB	Com. Carb	pH	PERM	TEMP
4	-1	-1	-1	-1	1	1	1
7	-1	-1	1	1	1	-1	-1
6	-1	1	-1	1	-1	-1	-1
11	-1	1	1	-1	-1	-1	1
1	1	-1	-1	1	-1	-1	1
8	1	-1	1	-1	-1	1	-1
3	1	1	-1	-1	1	1	-1
10	1	1	1	1	1	1	1
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

*Where GX=xanthan gum, HPA=Fluid loss reducer, LUB=lubricant, CARB=Calcium carbonate, PERM=permeability and TEMP=temperature.

Table 8- Factor design matrix and factor design matrix with coded factors

Factor design Matrix			
Run	Granulometry	Concentration, lb/bbl	Lift-off pressure, Kg/cm ²
1	Fine (D ₅₀ = 19.41 μm)	5.0	0.19
2	Medium (D ₅₀ = 25.0 μm)	5.0	0.16
3	50.0	50.0	0.016
4	80.0	50.0	0.00
Factor design Matrix with coded factors and interaction column.			
1	-1	-1	0.19
2	+1	-1	0.16
3	-1	+1	0.016
4	+1	+1	0.00

Table 9- Factor design matrix and factor design matrix with coded factors

Factor design Matrix			
Ru n	Temperature °C	Concentration, lb/bbl	AV/PV/YP
1	50.0	35.0	27.5/12.0/31.0
2	80.0	35.0	35.0/16.0/38.0
3	50.0	50.0	28.0/13.0/30.0
4	80.0	50.0	35.0/15.0/40.0
Factor design Matrix with coded factors and interaction columns.			
1	-1	-1	27.5/12.0/31.0
2	+1	-1	35.0/16.0/38.0
3	-1	+1	28.0/13.0/30.0
4	+1	+1	35.0/15.0/40.0

Where AV=aparent viscosity (cP); PV=plastic viscosity (cP) and YP=yield point (lb/100ft²).

Table 10- Factor design matrix and factor design matrix with coded factors

Factor design Matrix				
Ru n	Granulomet ria	Type	Degradation level	Lift-off pressure. kg/cm2
1	Fine	Aragonite	no	7.8
2	Medium	Aragonite	no	6.0
3	Fine	Marble	no	5.9
4	Medium	Marble	no	6.1
5	Fine	Aragonite	yes	7.4
6	Medium	Aragonite	yes	5.1
7	Fine	Marble	yes	5.8
8	Medium	Marble	yes	5.8
Factor design Matrix with coded factors and interaction column.				
Ru n	Granulomet ria	Type	Degradation level	Lift-off pressure. kg/cm2
1	-1	-1	-1	7.8
2	+1	-1	-1	6.0
3	-1	+1	-1	5.9
4	+1	+1	-1	6.1
5	-1	-1	+1	7.4
6	+1	-1	+1	5.1
7	-1	+1	+1	5.8
8	+1	+1	+1	5.8

Table 11- Typical Lift-off ranges for DIF.

PDIF lift-off, kgf/cm2	Synthetic fluid lift-off, kgf/cm2
0.21 a 0.27	0.02 a 0.04

HORIZONTAL WELL

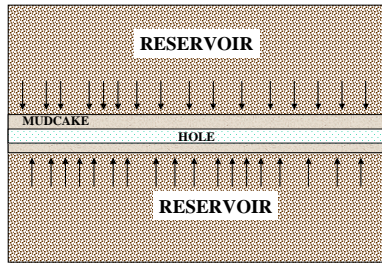


Fig. 1 – Lift-off pressure in horizontal well.

HPHT Filtration System

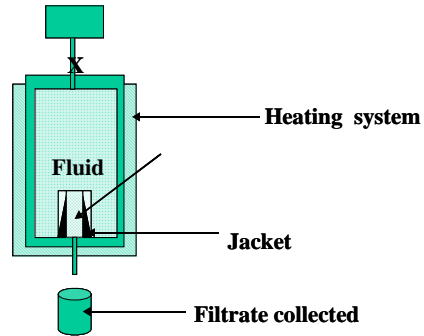


Fig. 2 – HPHT filtration system.

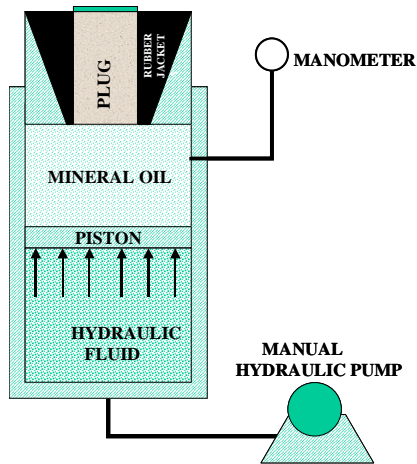


Figure 3- Lift-off pressure measuring system.

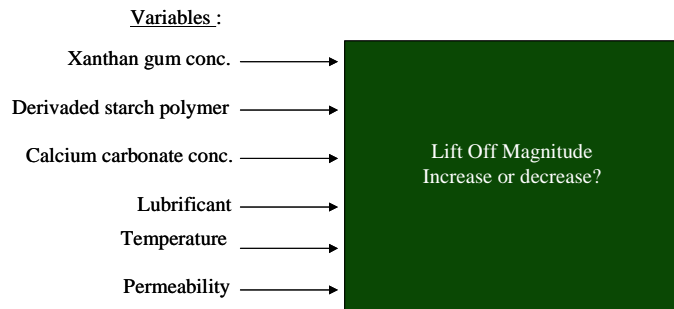


Figure 4 – Statistical experimental design plan for Identify the most import variables for lift-off.

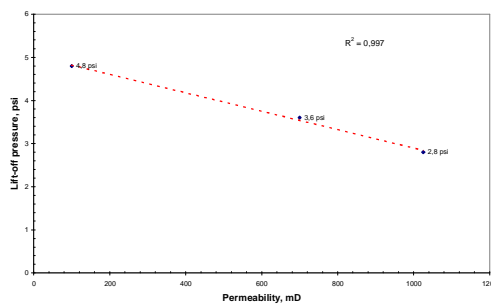


Figure 5 Lift-off pressures for variation variation on permeability.

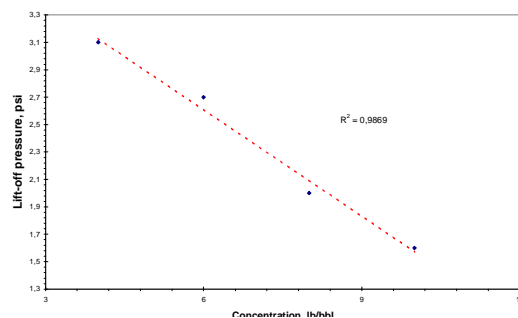


Figure 6 Lift-off pressures for variation on fluid loss control.

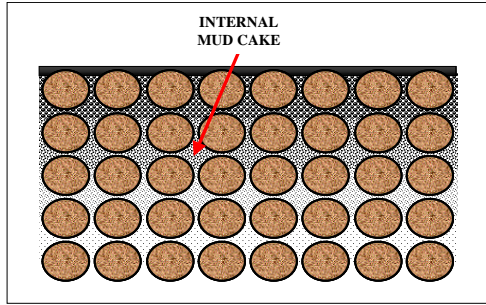


Fig. 7 – Model for low inert solids concentration: deep internal mud cake.

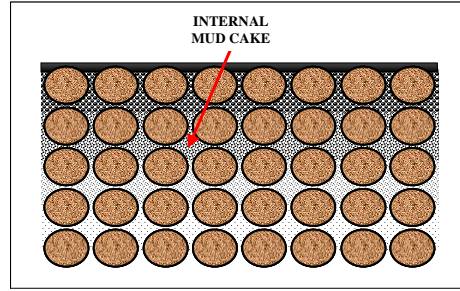


Fig. 8 – Model for high inert solids concentration: thick external mud cake.

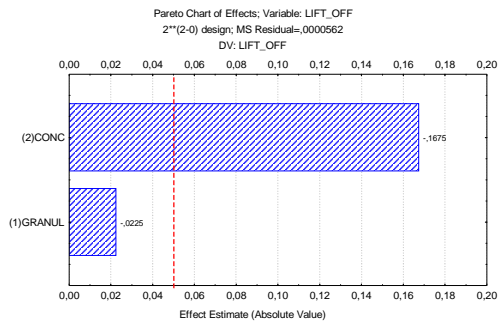


Figure 9- Pareto chart generated for Lift-off concentration and Granulometry for calcium

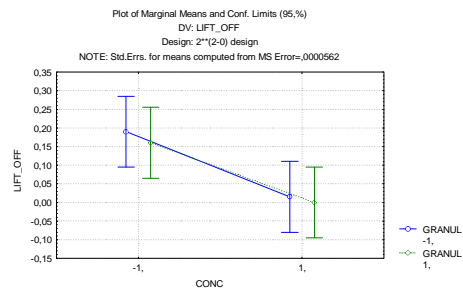


Figure 10- Granulometry and concentration pressure analysis. effect on

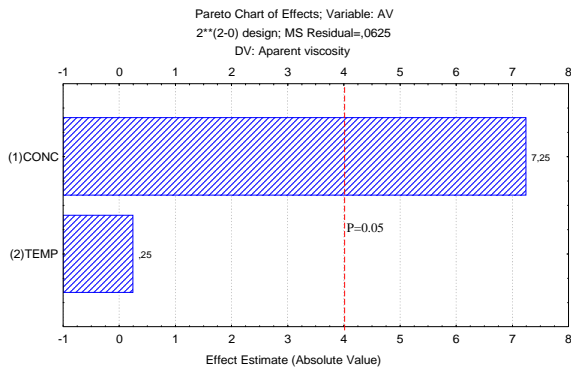


Figure 11- Pareto chart generated for concentration and Temperature for calcium carbonate in apparent viscosity.

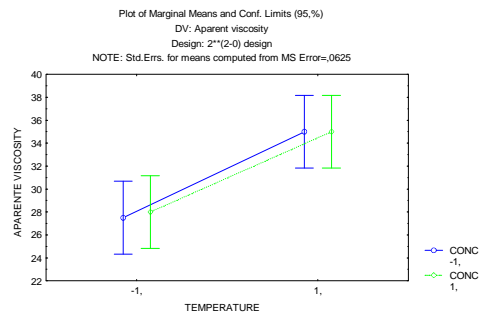


Figure 12- Temperature and concentration effect on apparent viscosity.

SPE 73713 OPTIMIZING DRILL IN FLUID COMPOSITION ON FILTER CAKE LIFT-OFF PRESSURE FOR OPENHOLE COMPLETION OFFSHORE APPLICATIONS

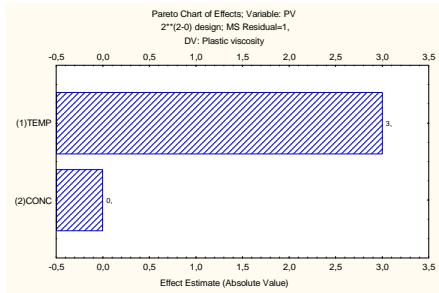


Figure 13- Temperature and concentration effect on Plastic viscosity

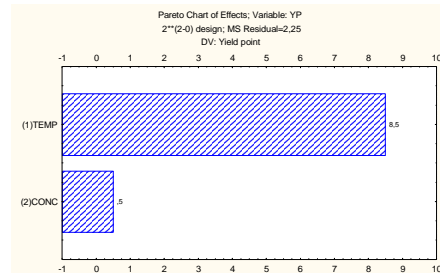


Figure 14- Temperature and concentration effect on Yield point

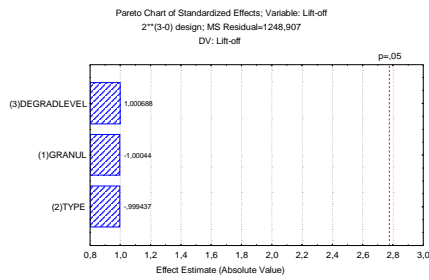


Figure 15- Granulometry, Type and degradation of the calcium carbonate effect on lift-off pressure.

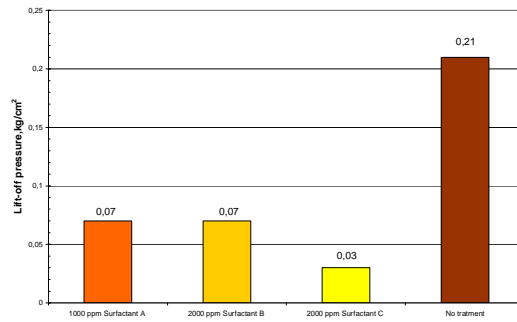


Figure 16- Surfactant effect on lift-off pressure.

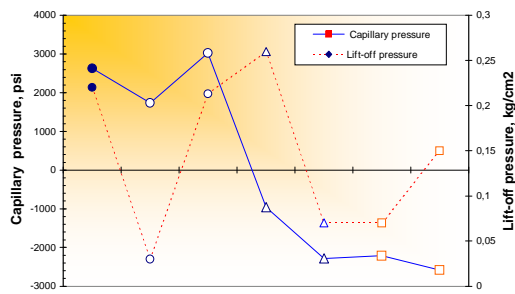


Fig. 17 – Lift-off pressure variation with capillary pressure.

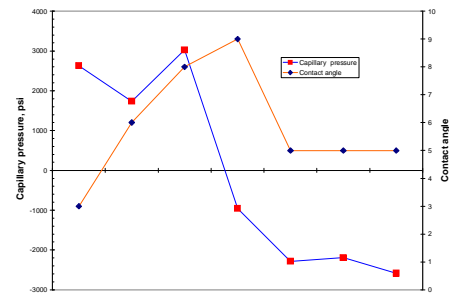


Fig. 18 – The Contact angle variation with capillary pressure.

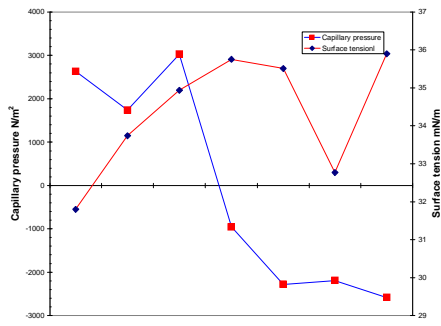


Fig. 19 – Capillary pressure variation with surface.

NETO, J. C. Q., RIBEIRO, J. L. B., LOPES, R. T., G. MASSARANI et al., Analysis of the Invasion Profile Analysis By Solids Components of The Drill-In Fluids on Consolidated Sandstones By Computed Tomography And X-Ray Fluorescence, 6th International Topical Meeting On Industrial Radiation And Radioisotope Measurement Applications, Mc Master University, Hamilton, Ontario, Canada, June 20-24 June, 2005.

Analysis of the invasion profile of solids in sandstones due to drill-in fluid mudcake filtration using computed tomography and x-ray fluorescence

Ribeiro, J. L. B.^a, Lopes, R.T.^{a,*} Queiroz Neto, J.C.^b E.F.Campos^b., Anjos, M. J^c and Bianco, L.C.B.^d, Massarani, G^e

^a Nuclear Instrumentation Laboratory, COPPE/UFRJ.

^b PETROBRAS / Research Center

^c Physics Institute, UERJ.

^d PETROBRAS / Rio Business Unit

^e Chemical Engineering Department, COPPE/UFRJ

Abstract

The computed tomography (CT) originally developed for medical purposes allow 2D and 3D reconstruction of internal characteristics and structures of rocks. For this reason, the X-ray CT is modernly considered one of the most efficient techniques in non-destructive assay with applications in petroleum industry in study of rock-fluid interactions and others. In this study CT was used to evaluate solids compounds of drill-in fluid invasion profile in consolidated sandstones representative of reservoir rocks. The technique was used in study of formation damage, and selection of bridging agent size, composition and distribution of particles, that will cause the lowest damage possible (less invasion) in reservoir. The energy dispersive X-ray fluorescence analysis (EDXRF) was used to map and identify the elements present in the rock core after the damage tests (fluid injection) together with the invasion profile study by CT. To verify and show the possibility to analyze and quantify the invasion profile (invaded area and bulk invasion) by solids in core (consolidated sandstones) with advanced characteristics associated at high reliability in the results obtained, in the use of the techniques.

PACS: 07.85.Nc; 87.59.Fm; 78.70.En.

Keywords: Computed tomography; formation damage; petroleum well; drill-in fluids; x-ray fluorescence.

* Corresponding author. Tel.: +55-21-2562-7308; fax: +55-21-2562-8444; e-mail: ricardo@lin.ufrj.br

1. Introduction

The Computed Tomography (CT) developed originally for medical purposes, allows 2D and 3D reconstruction of an opaque sample internal characteristic. It can be possible with this technique identify and indicate the position and dimension of the heterogeneities inside the samples.

When CT is allied to X-ray fluorescence dispersive in energy (EDXRF), it is possible to identify and to know the quantity present in an invasion process, because EDXRF is a quality and quantity method based on measure of wavelength, energy or characteristics X-ray intensity emitted by elements that composed the samples [1].

For these reason, the oil companies have applied these techniques with the objective to study rock-fluid interactions happened during damage test [2,3].

The reduction of permeability during a solid invasion into the rock pores is usually called mechanical damage. It involves damage to the permeability induced for strangers solid particles, introduced as a “bridging agent” in “drill-in” fluids components or due to the mobilization of formation particle (oil well) in the course of perforation phases. It is possible to reduce the damage by addition of bridging materials in drill-in fluids that facilitate the filtercake formation [4].

We have identified two basic kinds of filtercake formation patterns as a consequence of filtering study (solids invasion) and filtercake formation with water based drill-in fluid formulation and polymerized starch.

The first type (model I), characterized by a profound intern filtercake, happens when there is a high concentration of the ligature agent (polymer mass) in relation to inert solids concentration (calcium carbonates CaCO_3 /perforated solids). A fluid, which the bridging agent was inadequately selected, creates this kind of filtercake, figure 1. So, if the CaCO_3 selection is bad, the solid mass invasion in the porous medium will be large and your removal is more difficult.

The second type (model II) is an effect of the inert solids predominance, in relation to the ligature mass. There is not profound intern filtercake formation and a large external thickness, figure 2. These characteristics make it less stable and relatively easier to be breaking than model I. This kind of filtercake is obtained when we had used the CaCO_3 as an inert solid and filtercake creator.

This work describes a study of viability to use CT scan in consolidated sandstone samples, with an objective to quantity solids components invasion profile without using of dopants, as well as identify and map the elements present in the fluid circulation process making use of the EDXRF.

2. EDXRF and CT principles

CT is a non-destructive testing for investigating the internal structure of samples based on the X-ray beam attenuation. For a monochromatic beam, the relation between incident and attenuated radiation intensity for an object thickness h is expressed by:

$$\frac{I}{I_0} = \exp(-\mu h) \quad (1)$$

Where μ is the linear attenuation coefficient; for energy levels less than 200 keV the linear attenuation depends, predominantly of two process, photoelectric absorption and Compton scattering. So it can expressed by:

$$\mu = \rho \left(a + b \frac{Z^{3,8}}{E^{3,2}} \right) \quad (2)$$

Where: ρ is the material absolute density, Z is the material atomic number, E is the beam maximum energy, a and b are the coefficients dependents of energy.

For a mixture, the atomic number Z is used:

$$Z_e = \left(\sum f_i Z_i^{3,8} \right)^{1/3,8} \quad (3)$$

Where: f_i is the contribution of an electron total number fraction given by the element i a Z_i is the atomic number of the element i .

The Filtered Back projection Algorithm was used for reconstructed the images. Nowadays, this algorithm is the more common methods used in moderns CT systems [5].

For EDXRF, when an element of sample is excited, it tends to eject electrons of the atoms inside level, then, electrons of the external level realize a quantico jump to fill the vacancy. Each electronic transition constitute an energy loss to the electron, and it loss is emitted by an X-ray photon, with a characteristic and well-defined energy for each element. Simplifying, the X-ray fluorescence analysis, consists in 3 phases: stimulation of the sample's elements, dispersion and detection of the X-ray emitted by the sample.

3. Equipments and materials

For this study we have used a forth generation tomographic system PICKER-PQS; it belong to CENPES/PETROBRAS and it has only source and 1200 detectors showed in FIGURE 3, with a maximum operation voltage of 140 kV and 300 mA. The system allows sections 1 to 10 mm of thickness, showed as a 2D matrix of 512 x 512 pixels.

The operation system that controls tomographic images procurement executes the acquisition of 120 different projections disposed regularly in 360° around the object.

The experimental setup of EDXRF is constituted by a detector Si(Li) (ORTEC), with a energy resolution of approximately 180 eV to 5.9 keV), a multichannel analyzer (ORTEC) and an x-ray mini tube (OXFORD, 30 kV, 50 μ A), that is installed in a PVC support. It support is connected to the detector, making system total geometry fixed.

The angle between the incident beam and the sample surface is 15°. The sample to be analyzed is fixed at the support, in front of the detector. The x-rays coming from tube produce characteristics x-ray fluorescence in the sample and reach the detector.

4. Fluid and rock samples

After saturation, the rock core samples were submitted to a magnitude pressures the same as that finded in-situ (oil wells). Well Engineering of CENPES/PETROBRAS has developed equipment that simulates a rock-fluid interaction. The essential characteristic of this equipment is pumped inside at central hole of the rock core samples by circulation system fluids. Then, fluid circulates with out flows that attend the dynamics similarity conditions, temperature and pressure the same as a real oil well at a determinate depth of drilling.

A SIRF-P (Simulator of Rock-Fluid Pressurized Interaction) is showed figure 4 and constitutes by follow principal components:

Area 1: Fluid storage tank;

Area 2: Pneumatic bomb, which is responsible by the circulation at recommended pressure;

Area 3: Fluid heating tower;

Area 4: The dark green indicator arrows, in the two extremities of rock core, represent the axial pressure that are submitted the sample;

Area 5: The clear green indicator arrows represent the confinement pressure applied to the sample;

Area 6: It represents a production hole in the rock core sample, where the fluid circulates;

Area 7: It represents the tomographic system installation, where the confinement cell of the SIRF-P is scanned;

Area 8: Is compound by acquisition system and image treatment.

The rock core was scanned before and after the fluid circulation exactly in the same positions, with an objective of analyze the invasion profile of the solid's compounds of drill-in fluids, showing as answer the invaded area in mm^2 . The test conditions were the same for all experiments that were realized. The first rock core experimented was RB-578, a consolidated sandstone of Rio Bonito formation and the test conditions are showed in the table 1.

The figure 5 shows physical condition of the sample before of the damage test, we can observe that before fluid injection, the rock core is preserved and there isn't an invaded area and invasion by filtrate. Analyzing the figure 5 can verify that the rock core sample CT number before fluid injection is about 1650 CT. Figure 6 shows the invasion profile with a radial form and the filtrate invasion. It happens because the rock core is a porous medium, that works as a filter for the drill-in fluid and it suffers high pressures action during damage tests. Due to the short thickness it allows the filtered passage for all of its extension, but this phenomenon would not happen in an oil reservoir because it can be considered infinite in relation to rock core sample. Analyzing accurately the figure 6, can observe that have an increase in CT's number to 1800 CT, it indicates a filtrate invasion.

The peaks, region marked with a circle, have CT number until 1900 CT; it indicates the region near the production hole invaded by drill-in fluid's solid components (CaCO_3) and polymeric mass. This radial invasion was until 3mm.

5. X-ray spectrum evaluation

After the fluid injection (damage test), the rock core samples were fractured by all their longitudinal extension, getting a middle moon (canoe) form. After that, samples were removed in a depth of 3 mm beginning by the external region until reach the hole in the central region of the core sample for these four samples.

The samples were mechanically triturated until obtain the granulometry of 325 mesh (44 μm). The granulometry control process is made trough sieves of nylon.

The samples are prepared in a pastille form, by the addiction of boric acid (H_3BO_3) in proportion of 1:4. The H_3BO_3 was chosen as a ligament material due to purity and the low atomic number of its components. In this way, 100 mg of this sample are mixed with 400 mg of H_3BO_3 . All the material is put in a compactor and pressed in pastille form using a pressure of 2.32×10^8 Pa, for nearly 15 minutes. The final product is a thin pastille with 2.54 cm of diameter and superficial density is 100 mg/cm^2 .

The possibility to associate sample's elements with their fluorescent characteristics emissions allow establishes a relation between the spectrum line intensity and the constituent's elements concentration. Initially, the quantitative analysis methods were empiric. The calibration curves represented the more popular method due to its simplicity and the high precision [6]. Nowadays, the spectrums are analyzed by software that can examine, quickly and in an exact form the obtained specters, giving reliable results.

The program used in it studies was AXIL [7]. Basically, the program adjusts the peaks in a Gaussian curve and the background in a polynomial function. The count time was 2000 s for all those obtained spectrum. The spectra were analyzed to find elements and respectively count, even though effectuated analyses were made, just, qualitative.

Figure 11 shows the spectrum analyzed from Rio Bonito sandstone in the preserved rock core, before damage test. We can note that there is not Ca (calcium) it indicates that all Ca found after the damage test was from CaCO_3 used as bridging agent in the drill-in fluid.

It is important to emphasize that EDXRF is an elementary technique and it cannot detect, for example, CaCO_3 , but the Ca that is the predominant component of drill-in fluid as a bridging agent. We can observe a large Fe presence due to sandstone clay nature. The Ar present in the sample was due to the air ionization between sample and detector and the Cl due to NaCl.

The second spectrum analyzed, figure 12, was obtained for the first studied region and it represent the region correspondent to 0 until 3 mm measured for the central hole in the center of rock core. The fluid utilized in this damage test was the fluid 1.

We can note, again, the high concentration of the element Fe, due to the sandstone clay nature, an expressive count of Ca, it indicates that is the region with more intensive invasion. The presence of large Sr quantity, that owns chemical properties similar to Ca, always appears in the specters where there is Ca. This high count also can mean that the CaCO_3 was obtained from sea (ground shell).

6. Conclusions

The CT technique by X-ray transmission demonstrated to be an efficient tool for petroleum industries applications, because it allows the visualization of opaque rock core sample's interior. This technique also allows identifying and indicating with high precision the position and dimension of the heterogeneities, defects as cracks, emptiness, incrustations and others.

The invasion's profile by solid components of the drill-in fluid can be detected and quantified by continuous tomographic scans realized after the damage's test with rock core samples. The preliminary results show that this technique can be used in a more detailed damage formation study (rock-fluid interaction) working with CaCO_3 particles, without using dopants.

We have concluded also, that EDXRF shows is an efficient tool in oil reservoir testimony analysis, it was possible to identify and to verify different elemental concentrations that invaded the rock pores, even though the effectuated analysis had been qualitative.

We conclude also, if the rock permeability is high and the particles granulometry used in the fluid preparation doesn't have a good selection, the invasion must be greater. The less the permeability is, the less is the damage in formation.

The correct choice of particles granulometry in the fluid composition reduces the damage to the formation and the invasion of solids. Then more easier is the formation clean up, while the phases of production wells.

References

- [1] S.J. Goldstein, A.K. Slemmons, H.E. Canavan., *Environmental Science Technology*, 30 (1996) 2318.
- [2] S.L. Wellington, H.J. Vinegar, *Journal Petroleum Technology*, (1987) 885.
- [3] F. Verhest, P. David, W. Fermont, et al., *International Journal Coal Geology*, 29 (1996) 1.
- [4] A. Abrams, *Journal of Petroleum Technology*, (1977) 586.
- [5] R.A. Brooks and G. Di Chiro, *Radiology*, 117 (1975) 561.
- [6] R. Jenkins, *An Introduction to X-ray Spectrometry*, Heyden, London, 1976.
- [7] R.V. Grieken, A.A. Markowics, *Handbook of X-ray Spectrometry*, Marcel Dekker, New York, 1993.

Figure Legends

Figure 1 - Model I of filtercake

Figure 2 - Model II of filtercake in water based and polymers drill-in fluids

Figure 3 – Picker-PQS CT scanner.

Figure 4 - Illustrative diagram of SIRF-P.

Figure 5 - Tomographic image and profile of the preserved rock core sample.

Figure 6 - Tomographic image and profile of the rock core sample after fluid's injection (damage test).

Figure 7 - The specter of preserved Rio Bonito sandstone

Figure 8 – Specter of Rio Bonito sandstone's first analyzed region, after the damage test.

Table Legends

Table 1. – Test conditions of RB-578.

TABLE 1

K = 800 mD	F = drill-in fluid in a water and polymers base
CaCO ₃ = 2-44 (20 μm)	C = 35 lb/bbl
P A = 2200 psi	P C = 2000 psi
P I = 1800 psi	T F = 40 °C
Q = 25 ml / min	D E = 2 h
C P = 130,86 mm	D F = 9,55 mm
D P = 37,92 mm	φ = 19-20 %
Invaded area = 162 mm ²	

Label: K = permeability, F = fluid, C = concentration, PA = axial pressure,
PC = confinement pressure, TF = fluid temperature, Q = flowing out,
DE = time test, CP e DP = length and diameter of rock core sample,
DF = hole's diameter e φ = porosity.

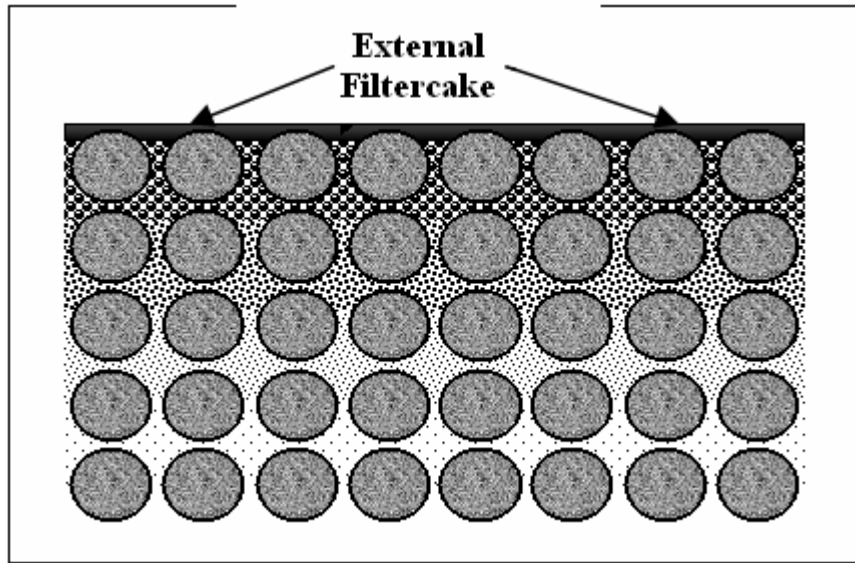


Figure 1

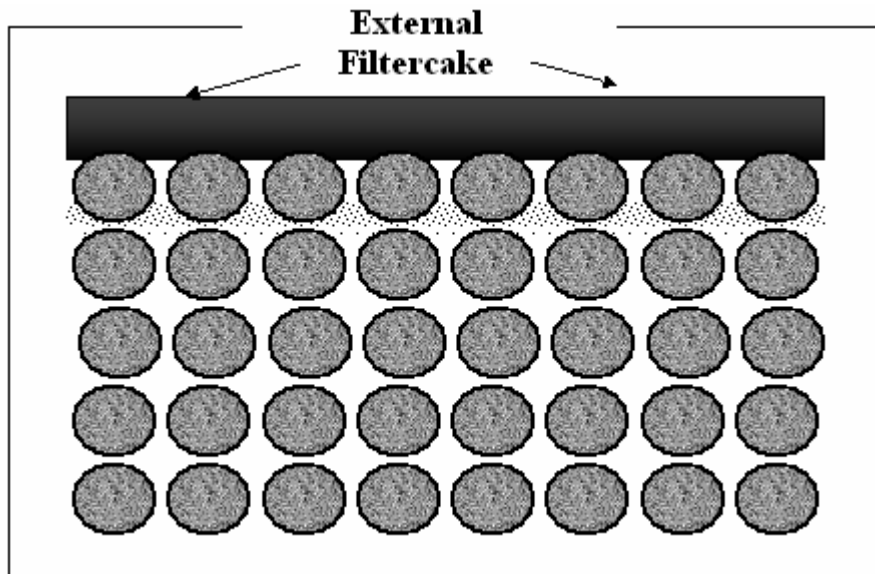


Figure 2



Figure 3

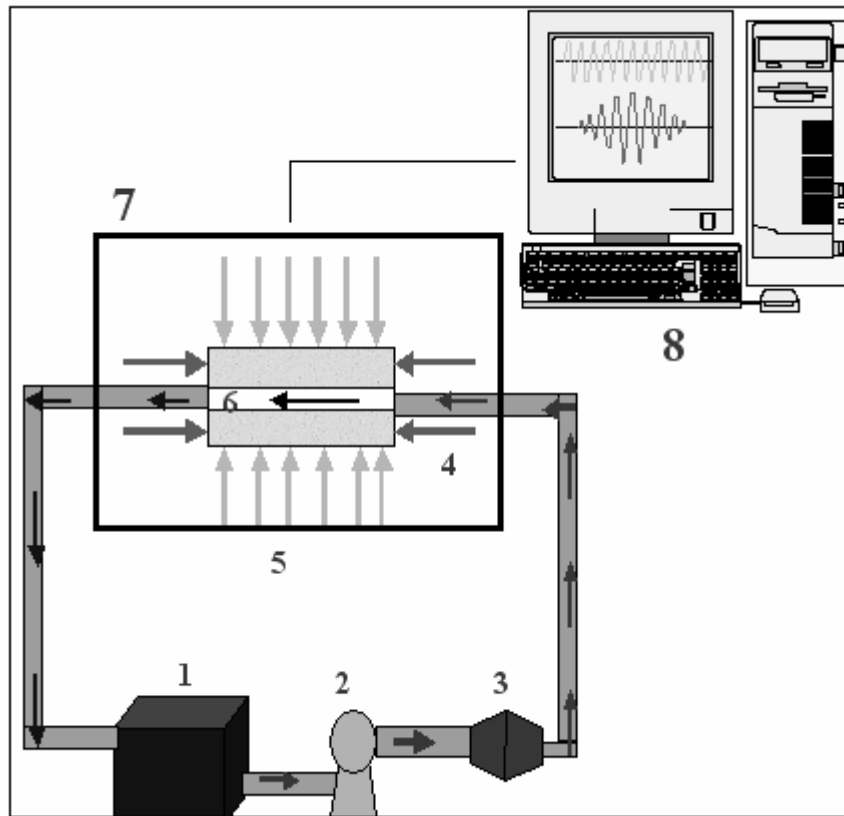


Figure 4

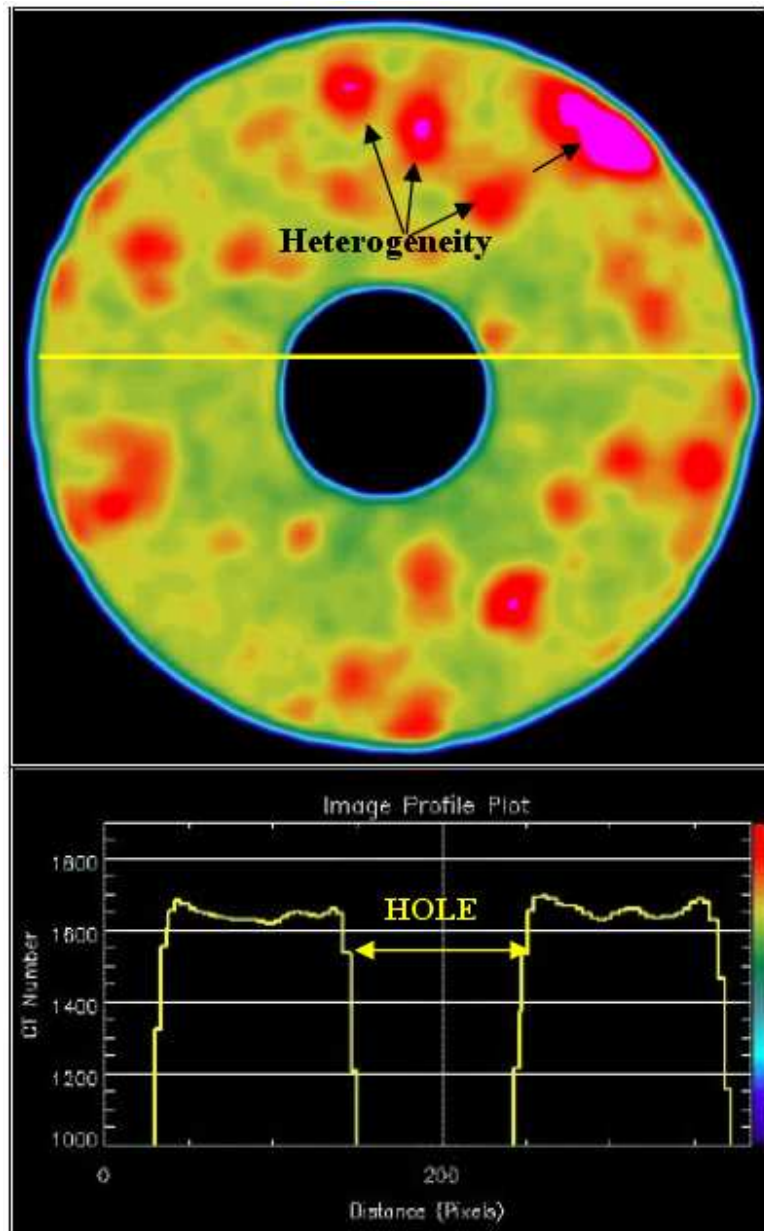


Figure 5

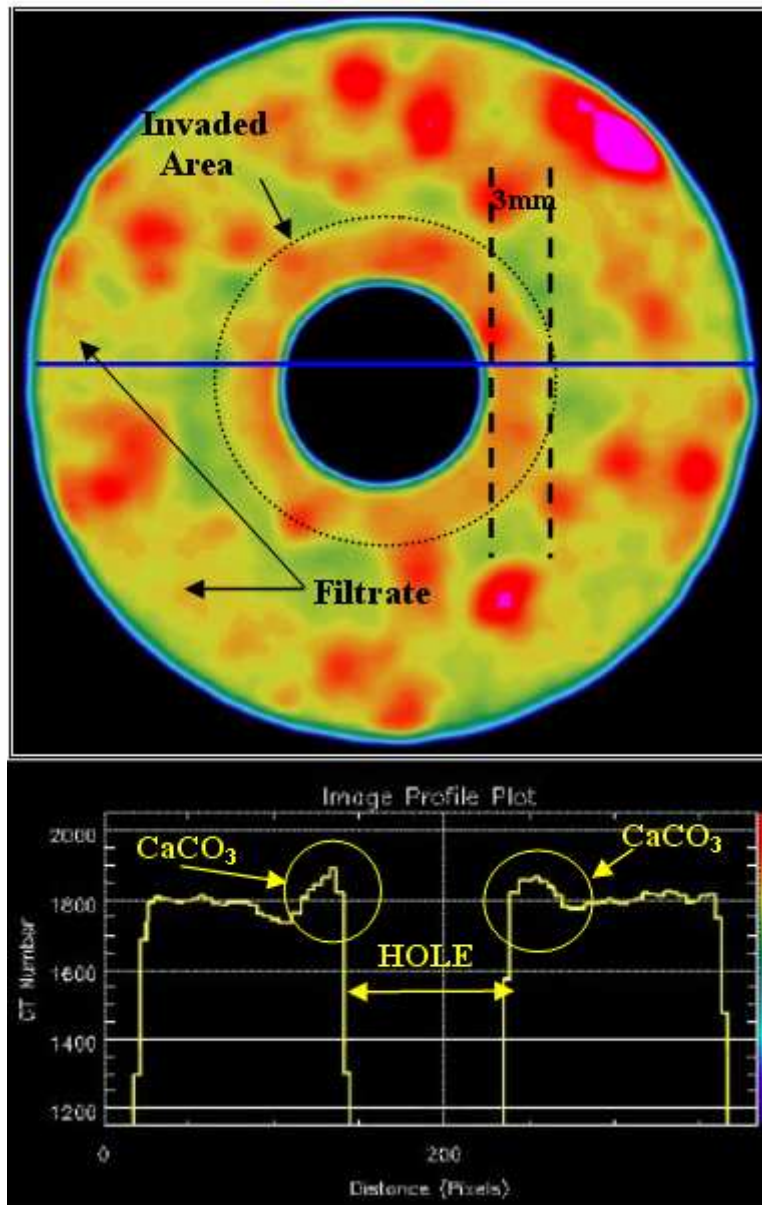


Figure 6

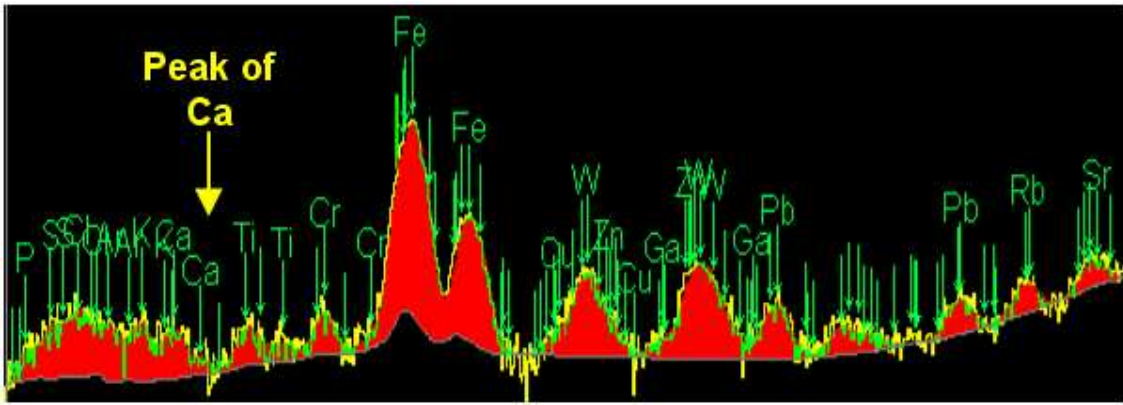


Figure 7

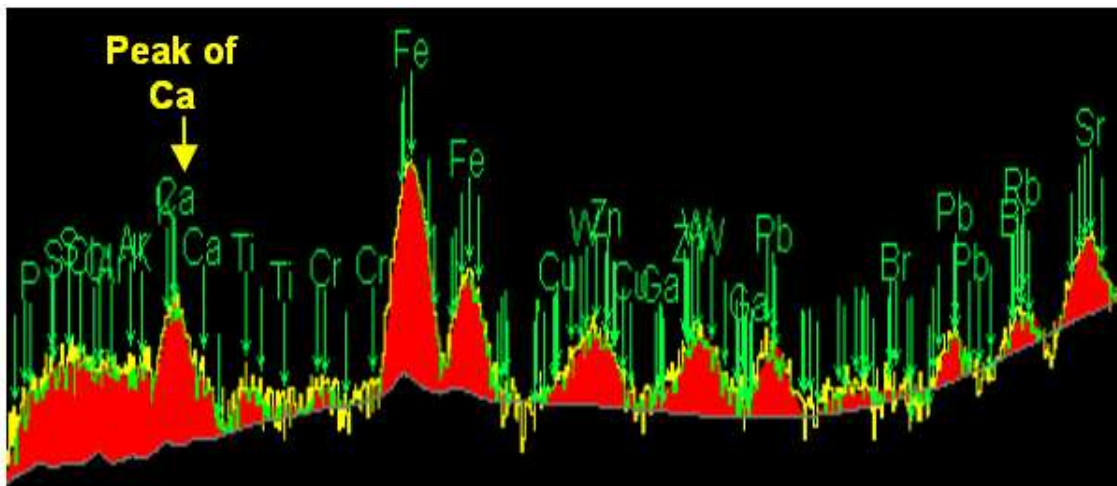


Figure 8

DETERMINAÇÕES DE PARÂMETROS MECÂNICOS E REOLÓGICOS PARA O REBOCO GERADO PELO FLUIDO DE PERFURAÇÃO POLIMÉRICO

J. C. Queiroz Neto¹, G. Massarani²,

¹queiroz@petrobras.com.br, ²gmassa@peq.coppe.ufrj.br

RESUMO – O objetivo desse trabalho é o estudo da influência da umidade do reboco no limite de escoamento e na pressão de rompimento do reboco gerado pelo fluido de perfuração à base água e de polímeros. Tratamentos à base de surfatantes não iônicos foram aplicados à formulação do fluido polimérico e os rebocos gerados por filtração analisados pelo método reológico em regime ou dinâmico de cisalhamento. Os resultados mostram que a umidade do reboco influi tanto na pressão de rompimento do reboco quanto no limite de escoamento.

INTRODUÇÃO

A perfuração de poço de petróleo é realizada por uma broca rotatória que utiliza fluidos de perfuração. Os fluidos de perfuração são misturas complexas compostas de sólidos, líquidos, produtos químicos, podendo englobar inclusive gases. O fluido de perfuração é cuidadosamente projetado para atender uma série de funções como as listadas abaixo:

- Carrear os cascalhos até a superfície;
- Resfriar e lubrificar a broca;
- Exercer pressão hidrostática suficiente contra as zonas permeáveis (de interesse ou não) para evitar influxo de fluidos da formação para o poço;
- Manter a estabilidade do poço;
- Reduzir o atrito entre a coluna e as paredes do poço.

Basicamente existem três classes de fluidos de perfuração: à base de água, à base de óleo e à base de ar ou espumas (Thomas et al., 2001, Caenn e Chillingar, 1996).

Os fluidos à base de água e de polímeros (o chamado fluido Drill-in) são os mais utilizados na perfuração de reservatórios de petróleo. Na sua preparação se utiliza a goma xantana (viscosificante), o amido hidroxipropilado (controlador de filtrado), o óxido de magnésio (alcalinizante), o sal KCl ou NaCl (inibidores de argilas adensantes) e o agente de plugueamento (*bridging*), que pode ser o cloreto de sódio ou o carbonato de cálcio micronizado (formação de torta ou reboco).

Os sistemas à base água do tipo *drill-in* foram desenvolvidos especificamente para atuarem na perfuração de poços horizontais ou de geometria complexa. Estes fluidos apresentam características tanto de fluidos de perfuração como de completação. São

específicos para perfuração de reservatórios produtores; contêm aditivos que minimizam o dano à formação, e conseqüentemente maximizam a produção. São sistemas biodegradáveis e de baixa toxicidade.

Dano à formação é uma terminologia genérica que se refere à redução na permeabilidade do reservatório de petróleo dado por vários processos adversos. O dano à formação é um problema operacional e econômico indesejável que pode ocorrer durante as várias fases da recuperação de óleo e gás, incluindo a perfuração, a produção e nas operações de condicionamento do poço ao longo de sua vida útil.

A invasão de fluidos de perfuração na parede do poço forma uma deposição de sólidos, reboco interno e externo (filter-cake), que pode ser visto na Figura 1. Este reboco é necessário durante a fase de perfuração para estabilizar a formação, mas não durante a fase de produção.

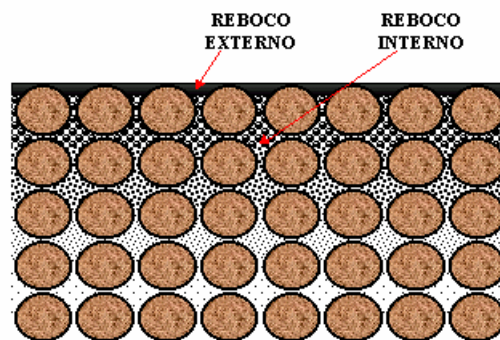


Figura 1-Estrutura do reboco.

Quando o poço possui uma geometria vertical, ao final da perfuração, se faz o seu revestimento e cimentação. Assim, quando da colocação do poço para produzir, a parede da formação invadida pelo fluido de perfuração e a pasta de cimento é canhoneada, ou seja, é perfurada utilizando-se projeteis especiais, que conectam a zona produtora não invadida pelo fluido de perfuração com o poço, Figura 2. Dessa forma, a área danificada pelo fluido não constitui um problema na produção do poço vertical como mostra a Figura 2.

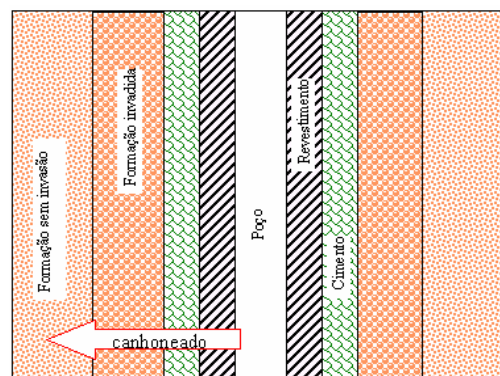


Figura 2- Esquema de um poço vertical com dano à formação e canhoneado.

Algumas décadas atrás os poços verticais eram os mais usados na perfuração de poços produtores de petróleo. Todavia, o desenvolvimento da tecnologia de poços de geometria complexa como os horizontais (Figura 3) e os multilaterais mostrou que estes

poços possuem a capacidade de serem mais produtivos. Isto levou a um aumento na demanda destes poços.



Figura 3-Poço horizontal.

Quando o poço é de geometria horizontal ou complexa não se reveste o trecho horizontal do poço, que contém a rocha reservatório de petróleo, nem é feito o canhoneio, para não comprometer a estabilidade do poço. O condicionamento do poço após a perfuração, para colocá-lo em produção é feito normalmente a poço aberto. Assim, a invasão do fluido na parede da formação passou a ser um problema, e o reboco formado nos poços horizontais (Figura 4) passou a influir na sua futura produção. Portanto, a solução volta-se para a remoção do reboco.

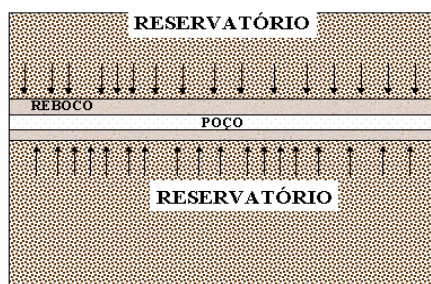


Figura 4 - Esquema de um poço horizontal com reboco.

Tradicionalmente, com o intuito de minimizar o dano à formação e remover o reboco formado pelo fluido de perfuração, são utilizadas soluções de ácidos ou oxidantes fortes (por exemplo HCl), ou soluções à base de enzimas nos poços horizontais. Apesar dos ácidos e dos oxidantes apresentarem uma boa performance no testes de laboratório, experiências no campo indicaram que a aplicação dessas soluções nem sempre conduz a uma remoção efetiva do reboco. Uma solução alternativa seria o uso exclusivo da pressão dos fluidos do reservatório (pressão de poros). Assim, os fluidos pressurizados existentes (óleo, gás, água de formação) nos poros da rocha romperiam o reboco e com o tempo removeriam também resíduos de reboco. A vantagem dessa técnica é a redução dos custos com tratamentos e do tempo de condicionamento do poço.

O melhor modo de implementar essa técnica é pela otimização da composição do fluido de perfuração, de modo a se gerar reboco de baixa resistência mecânica, que resultará na redução na pressão de rompimento do reboco. A adição de pequenas concentrações do surfatante não-iônico permite otimizar a composição do fluido de modo rápido e econômico (Queiroz, 2002).

Nesse trabalho são avaliados rebocos tratados com amostras do surfatante não-iônico, visando redução na resistência mecânica do reboco à base água e de polímeros, que resultará em valores de pressão de rompimento baixos (Queiroz, 2002).

DESCRIÇÃO DO EXPERIMENTO

As amostras do fluido de perfuração à base água e de polímeros foram preparadas conforme formulação apresentada na Tabela 1. Nas Tabelas 2 e 3 são apresentadas as características do fluido e informações sobre seus aditivos, respectivamente.

Tabela 1 - Composição da formulação ensaiada, para 350 ml de fluido.

Produto	Concentração
Água destilada	QSP
Goma xantana	1,5 g
HP Amido	8,0 g
Óxido de Magnésio	2,0 g
Salmoura de NaCl	14,2 g
Antiespumante	0,5 ml
Bactericida	0,7 ml
Carbonato de Cálcio	35,0 g

Tabela 2 - Propriedades da formulação polimérica ensaiada.

PROPRIEDADES:	VALORES
Peso específico, lb/gal	10,1
Viscosidade aparente, cP	33,0
Viscosidade plástica, cP	21,0
Limite de escoamento, lb/100pés ²	24,0
G _r /G _e , lb/100pés ²	3/7
pH	9,4
Filtrado API, mL	3,10

*O fluido foi envelhecido por 16 h a 150°F. ** O fluido foi envelhecido por 16 h a 300°F.

Tabela 3 – Aditivos usados na preparação da formulação à base água e de polímeros.

Produto	Função
Goma xantana	Viscosificante
HP Amido	Controlador de filtrado
Óxido de Magnésio	Controlador do pH do fluido
Antiespumante	Evita o excesso de espuma no fluido
Bactericida	Evita a fermentação do fluido
Salmoura de NaCl	Adensante e inibidor de argilas
Carbonato de Cálcio	Agente de tamponamento e adensante

As amostras de reboco, utilizadas nos ensaios de variação de umidade e de reologia, foram preparadas numa célula de filtração Fann. As filtrações foram realizadas à temperatura ambiente e com diferencial de pressão de 689 Kpa, por um período de 6 horas. O meio filtrante usado foi o papel de filtro Whitman n° 51.

Para os ensaios de rompimento, os rebocos foram gerados num filtrador que utiliza corpos-de-prova cilíndricos de arenito como meio filtrante, conforme o esquema da Figura 5. Essas filtrações foram realizadas à 65°C e com diferencial de pressão de 3447,0 KPa por um período de 12 horas. Os corpos-de-prova foram confeccionados com arenito Rio Bonito de permeabilidade entre 800 e 840 mD, com dimensões de 2,5 cm de comprimento e 2,54 cm de diâmetro.

Foi adotado o método da secagem para as determinações da umidade das amostras de reboco. Assim, quatro amostras de cada reboco foram inicialmente pesadas, que em seguida foram colocadas na estufa a 30° C ,por tempo suficiente para perder a fase aquosa. A cada uma hora de estufa as amostras foram pesadas em uma balança analítica até atingir peso constante.

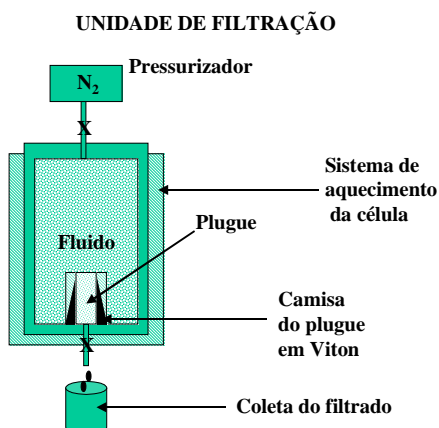


Figura 5 – Fluxograma do Filtrador usado na preparação de reboco para ensaio de rompimento.

O ensaio de rompimento do reboco consiste na pressurização do plugue no Simulador físico de rompimento. À medida que o reboco é pressurizado pelo óleo mineral (que simula o hidrocarboneto pressurizado na rocha), o manômetro do Simulador indica o valor da pressão atuante no reboco, normalmente crescente. Quando o óleo mineral rompe o reboco, o manômetro acusa um declínio na pressão. A pressão de rompimento é a pressão máxima antes da queda na pressão.

As avaliações reológicas foram realizadas no Reômetro HAAKE modelo RS 100, utilizando sistema de placas paralelas de 35 mm. Inicialmente foi realizada uma análise oscilatória de varredura de deformação angular para selecionar a região de viscoelasticidade linear, à frequência constante. Em seguida, foram feitos ensaios oscilatórios de varredura de frequência para determinar o comportamento viscoelástico do reboco. Desse modo, foram obtidos valores dos módulos de armazenamento (G') e de perda em cisalhamento (G'') em função da tensão.

As determinações do limite de escoamento das amostras, que corresponde ao valor da tensão onde ocorre queda brusca na viscosidade instantânea, foram obtidas a partir de curvas de viscosidade instantânea versus tensão aplicada na frequência de 1,0 Hertz. Para tais medições adotou-se a temperatura de 60°C, que representa o valor de temperatura de fundo de poço (Cerasi et. al., 2001).

APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

E DISCUSSÃO

Nesse trabalho são apresentados os resultados do estudo realizado com o reboco polimérico e surfatantes não iônicos, onde foi avaliado o efeito da umidade na resistência mecânica e na pressão de rompimento.

Adotou-se um tratamento com surfatantes não iônico no fluido de perfuração, como forma de aumentar a umidade no reboco (Queiroz, 2002).

O trabalho teve início pela seleção do surfatante mais adequado ao estudo, desta forma, foram testadas quatro marcas do produto.

Do conjunto de tratamentos, o surfatante A foi o que gerou maior umidade no reboco, sendo este escolhido para o restante do estudo (Tabela 4), embora os surfatantes B e C também tenham comportamentos aceitáveis.

Tabela 4 – Variação na umidade do reboco com adição de 100 ppm de surfatante, temperatura ambiente.

Tratamento	Teor de umidade, %
Sem tratamento	84,2
Surfatante A	86,6
Surfatante B	86,2
Surfatante C	86,4
Surfatante D	85,2

Na etapa seguinte, identificou-se a concentração ótima para esse produto, ou seja, aquela que promova a máxima hidratação do reboco. Assim, pela Tabela 5 verifica-se que a concentração ótima do surfatante é 100 ppm.

Tabela 5 – Variação na umidade do reboco pelas adições do surfatante A, temperatura ambiente.

Tratamento	Teor de umidade, %
0,0	83,04
100,0	86,60
200,0	85,33
400,0	85,20
800,0	85,11
1200,0	83,96

Na Tabela 5 observa-se que as amostras tratadas com concentrações acima de 100 ppm, a umidade diminui com o aumento da concentração. Este fato pode ser explicado pela queda na eficiência do surfatante quando a concentração usada é maior que a concentração micelar crítica (CMC), que para o surfatante A é de 100 ppm.

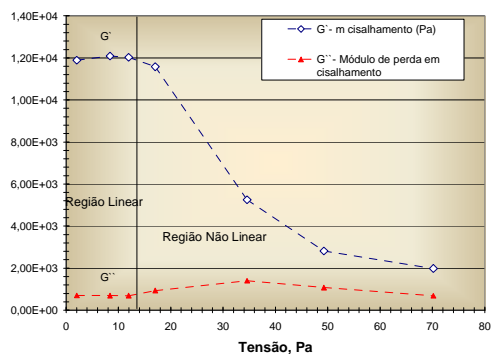


Figura 7 - Reograma do reboco sem tratamento, varredura oscilatória de tensão a 1,0 Hz.

Conforme exibido na Figura 7, o reboco apresenta comportamento típico de um sólido elástico, pois na faixa de tensão avaliada o módulo elástico G' , para cada tensão aplicada, é sempre superior ao módulo viscoso G'' . Também pode ser verificado que a região linear é bastante reduzida e que neste material predomina o estado não-linear (região plástica).

O limite de escoamento marca a transição da região linear (onde o material se apresenta com comporta próximo de um sólido) para a não-linear (comportamento plástico, Bailey et. al., 1998). Por isso, se o reboco for submetido à tensões maiores que a do limite de escoamento, ocorre um processo de fraturamento do material.

Realizando-se uma varredura de tensões na região de transição do comportamento linear para o não-linear, durante o ensaio oscilatório, registrando-se os valores da viscosidade instantânea, é possível obter o limite de escoamento do material, que será o valor da tensão onde ocorre uma queda brusca dessa viscosidade (Cerasi, 2001). A região de comportamento linear do material é representada pelos valores de viscosidade até o limite de escoamento do material (queda de viscosidade do material).

Os valores de limite de escoamento para as amostras de reboco foram determinados usando o procedimento citado no parágrafo anterior e que foi sugerido em um estudo realizado por Cerasi.

Na Tabela 6 estão organizados os valores dos limites de escoamentos de todos os tratamentos.

Tabela 6 – Valores de limite de escoamento do reboco.

Tratamento	Limite de escoamento, Pa
0,0	15374,46
100,0	4849,45
200,0	7953,10
400,0	8900,30
800,0	9346,22
1200	11497,82

Pela Tabela 6, o tratamento com 100 ppm do surfatante A promoveu menor limite de escoamento e maior teor de umidade.

Por outro lado, no gráfico da Figura 8 pode ser visto como o limite de escoamento se comporta com a variação na umidade do reboco. Observa-se que a magnitude do limite de escoamento varia inversamente com o teor de umidade do reboco, ou seja, quanto maior for a umidade menor será a tensão de fratura do reboco.

Esse resultado é de grande interesse para estudos de otimização de fluidos, pois direciona a pesquisa no sentido de obter rebocos com baixa resistência mecânica.

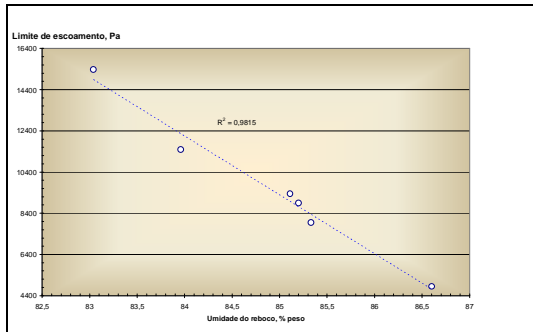


Figura 8 – Influência da umidade no valor do limite de escoamento do reboco.

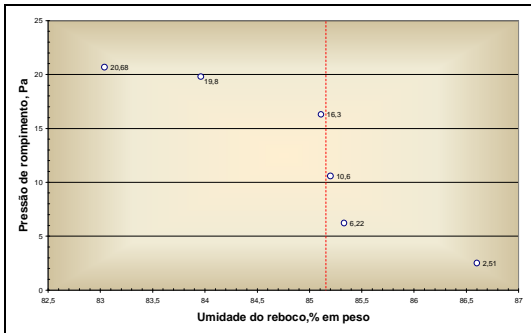


Figura 9 – Influência da umidade na pressão de rompimento do reboco.

A Figura 9 relaciona a pressão de rompimento com umidade do reboco, onde é possível verificar que para maiores quedas nos valores do rompimento ocorrem para valores de umidade maiores que 85,2 % p/p. Nos valores de umidade acima desse patamar a queda no rompimento segue um comportamento semelhante ao do limite de escoamento, ou seja, decresce com o aumento da umidade.

Por fim, a comparação entre as Figuras 8 e 9 leva a conclusão de que apesar do limite de escoamento e a pressão de rompimento dependerem do nível de umidade no reboco, respondem de maneiras diferentes às variações na umidade. O limite de escoamento decresce com o aumento da umidade de modo bem definido, enquanto que a pressão de rompimento decresce acentuadamente para valores superiores à 85,2 % p/p, entretanto, apresenta outro comportamento se a umidade do reboco for menor que 85,2% p/p.

Comentários finais

Está evidenciado neste estudo que tanto a pressão de rompimento quanto o limite de escoamento são influenciados pela umidade do reboco. Observou-se também que quanto maior for a umidade menores serão a pressão de rompimento e o limite de escoamento do reboco.

O estudo do limite de escoamento com o uso da análise reológica em regime oscilatório de cisalhamento, se mostrou uma ferramenta eficaz na otimização de formulações de fluidos de perfuração na minimização da resistência mecânica do reboco e pressão de rompimento.

BIBLIOGRAFIA

Bailey, L., Meeten, G., Way, P. (1998), Filtercake Integrity and Reservoir Damage, SPE International Symposium on Formation Damage, Lafayette, Louisiana, 18-19 February 1998.

Cerasi, P., Ladva, H.K., Bradbury, A.J. (2001), Measurement of the Mechanical Properties of Filtercakes, European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands, 21-22 May 2001.

Queiroz, J. (2002), Optimizing Drill in Fluid Composition on Filter Cake Lift-off Pressure for Openhole Completion Offshore Applications, SPE International Symposium on Formation Damage, Lafayette, Louisiana, 20-21 February 2002.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)