



## ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DA GOMA XANTANA E DO TWEEN 80 NA VISCOSIDADE E NO VOLUME DE FILTRADO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO HIDROARGILOSOS

Allison Ruan de Moraes Silva<sup>1</sup>; Francisco Klebson Gomes dos Santos<sup>2</sup>; Geraldine Angélica Silva da Nóbrega<sup>3</sup>; Diego Ângelo de Araújo Gomes<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Agrotecnologia e Ciências Sociais - [allisonruanms@gmail.com](mailto:allisonruanms@gmail.com)

<sup>2</sup> Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Agrotecnologia e Ciências Sociais - [klebson@ufersa.edu.br](mailto:klebson@ufersa.edu.br)

<sup>3</sup> Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Departamento de Agrotecnologia e Ciências Sociais - [geraldinenobrega@ufersa.edu.br](mailto:geraldinenobrega@ufersa.edu.br)

<sup>4</sup> Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte, Coordenação de Pesquisa e Inovação/Mossoró - [diegoangelo@yahoo.com.br](mailto:diegoangelo@yahoo.com.br)

### RESUMO

Os fluidos de perfuração devem ser desenvolvidos de forma a favorecer uma perfuração rápida e segura, sendo assim, deve-se garantir o controle de suas propriedades físicas e químicas. Dentre estas propriedades, estão: parâmetros reológicos, força gel, parâmetros de filtração, alcalinidade, teor de bentonita ou de sólidos ativos, etc. A falta de controle de algumas destas propriedades pode ocasionar diversos problemas durante a perfuração de poços. Por exemplo, tem-se o inchamento de argilas hidratáveis da formação geológica, causando a instabilidade do poço e podendo ser evitada a partir da formação de uma película fina e impermeável conhecida como reboco (*filter-cake*). Deste modo, o presente trabalho teve como objetivo avaliar a influência de aditivos tensoativo e polímero nas propriedades reológicas e no volume de filtrado de fluidos hidroargilosos. Para tanto, foram estudados um tipo de argila bentonita, um tensoativo não iônico (Tween 80) e o polímero goma xantana (GX). A preparação dos fluidos e a sua análise foram realizadas segundo as normas da Petrobras, sendo determinadas as viscosidades aparente e plástica e o volume de filtrado. Os resultados mostraram que a aditivação dos fluidos e o acréscimo de Tween 80 conduziram a um aumento das viscosidades. Os resultados também evidenciaram o benefício da goma xantana, aliada ao Tween 80, nas viscosidades e no volume de filtrado dos fluidos de perfuração.

**Palavras-chave:** Fluidos de Perfuração, Goma Xantana, Tween 80.

### 1. INTRODUÇÃO

Fluidos de perfuração, também conhecidos como lamas de perfuração, são uma complexa mistura de sólidos, líquidos e, em alguns casos, até gases; podendo assumir, do ponto de vista químico, aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. O *American Petroleum*

*Institute* – API os define como fluidos de circulação usados em perfurações rotativas para o desempenho de determinadas funções durante a operação de perfuração, tornando-se o fluido de circulação um componente indispensável na perfuração de poços [THOMAS, 2001; LUMMUS e AZAR, 1986].

Segundo Darley e Gray [1988], para obter sucesso na perfuração é necessário que os fluidos apresentem um bom



desempenho, que por sua vez é determinado de acordo com as funções exercidas pelo fluido, essas funções são: estabilizar as paredes do poço; resfriar, limpar e lubrificar a broca; reduzir o atrito entre a broca e as paredes do poço; transportar os detritos de perfuração; formar uma película de baixa permeabilidade denominada reboco (*filter-cake*), entre outras.

### 1.1. Fluidos hidroargilosos

São fluidos que possuem como fase líquida contínua e dispersante a água. Considera-se, principalmente, a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido, pois qualquer alteração nos componentes básicos poderá provocar sensíveis mudanças em suas propriedades [THOMAS, 2001].

Basicamente, os fluidos são constituídos por três componentes: água, que é a sua fase contínua e dispersante; a fase dos sólidos reativos, constituída por argilas e folhetos hidratáveis provenientes das formações geológicas; e a fase dos sólidos inertes como, por exemplo, o calcário ou areia. A água possui como principal função prover o meio de dispersão para os materiais coloidais [THOMAS, 2001; AMORIM, 2003].

### 1.2. Propriedades dos fluidos de perfuração

Segundo Thomas [2001], as propriedades de controle de fluidos de perfuração podem ser físicas ou químicas. As físicas são genéricas e podem ser medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são específicas e utilizadas para distinguir alguns tipos de fluidos. Os parâmetros reológicos e os parâmetros de filtração são exemplos de propriedades físicas.

#### 1.2.1. Viscosidade aparente (VA) e viscosidade plástica (VP)

De acordo com Thomas [2001], o comportamento de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Considera-se que o fluido segue um modelo reológico, cujos parâmetros influenciam diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e na velocidade de transporte dos cascalhos.

De acordo com Amorim [2003], a viscosidade plástica é definida como a medida da resistência interna do fluido ao escoamento, que resulta da interação dos sólidos presentes.

Stefan [1966], define a viscosidade aparente como a viscosidade de um fluido não-newtoniano apresentando comportamento newtoniano, à determinada taxa de cisalhamento.

Os fluidos de perfuração hidroargilosos comportam-se como fluidos plásticos. Uma vez que a viscosidade depende da tensão de cisalhamento aplicada, suas características reológicas se diferem das dos fluidos newtonianos. Os fluidos à base de água e bentonita podem ser descritos como plásticos de Bingham, que são fluidos que requerem a aplicação de uma tensão de cisalhamento mínima inicial denominada de limite de escoamento para que haja alguma deformação cisalhante, e suas propriedades reológicas são definidas através dos parâmetros de viscosidade plástica e limite de escoamento [LUMMUS e AZAR, 1986; SHIROMA, 2012; STEFAN, 1966].

#### 1.2.2. Parâmetros de filtração

Os fluidos de perfuração possuem a capacidade de formar uma camada de partículas sólida e úmida denominada de reboco sobre as rochas permeáveis que estão sendo expostas pela broca. Esta propriedade é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para que o reboco seja formado, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação,



conhecido como processo de filtração. O fluido deve ter uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas, pois existindo partículas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido (filtrado) invade a rocha [THOMAS, 2001].

Se o reboco formado é impermeável sua espessura irá aumentar, o que implica no decréscimo do diâmetro do poço, e no aumento da pressão do mesmo. Consequentemente, a perfuração será prejudicada. Uma perda excessiva de água livre torna o sistema, constituído por água mais argila, não só mais viscoso como também pobre em partículas coloidais, provocando o acúmulo de partículas na parede do poço, diminuindo o espaço de circulação entre a haste e as paredes, dificultando as manobras de perfuração. Quando a permeabilidade é adequada, ou seja, existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha [BENNA, KBIR-ARIGUIB e BERGAYA, 2001; SANTOS, 2002].

Além das viscosidades aparente e plástica, a determinação do volume de filtrado permite obter conclusões sobre a qualidade coloidal da argila. Quanto maior a proporção de partículas coloidais, menor a percentagem de água livre no sistema e, como consequência, menor a perda de filtrado [AMORIM, 2003; STEFAN, 1966].

### 1.3. Argilas bentoníticas

É uma argila largamente utilizada na indústria, em setores tais como perfuração de poços de petróleo e de água, fundições diversas, pelletização de minério de ferro, indústria química e farmacêutica, entre outros. Caracteriza-se pela predominância dos argilominerais do grupo da esmectita, illita e caulinita, sendo constituída por duas folhas tetraédricas de silicatos separadas por uma folha

octaédrica de alumina, unidas entre si por oxigênios comuns às folhas. Encontra-se, no espaço entre as camadas, moléculas de água adsorvidas e os chamados cátions trocáveis, que podem ser  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  e  $\text{Na}^+$ . Quando encontrados os três cátions, as argilas bentoníticas são conhecidas como policatiônicas [AMORIM, 2003; GOPINATH, SCHUSTER e SCHUCKMANN, 1981; SCHUSTER e SCHUCKMANN, 1988].

#### 1.3.1. Hidratação

Quando as folhas individuais de montmorilonita são expostas à água, as moléculas de água são adsorvidas na superfície das camadas de sílica, que são então separadas umas das outras. Este comportamento é chamado de inchamento interlamelar e é controlado pelo cátion associado à estrutura da argila. Como a adsorção de água interlamelar avança, tem-se como resultado a separação das camadas de argila, expondo uma maior área para hidratação [AMORIM, 2003; LUMMUS & AZAR, 1986].

Segundo Lummus & Azar [1986], a hidratação de argilas também é resultante das forças de cisalhamento aplicadas às dispersões, que promovem a quebra das ligações químicas das estruturas das argilas, resultando na exposição de valências positivas dos átomos de sílica, negativas dos átomos de oxigênio, ou ambas, dependendo de onde ocorra a quebra. Estes íons adsorvem maior quantidade de água, promovendo assim uma maior delaminação das camadas de argila. Esta água adsorvida é chamada de “água de ligação quebrada” e promove diminuição da água livre disponível. Este fenômeno justifica a aplicação de elevadas taxas de cisalhamento quando do preparo de lamas de bentonita e explica o aumento da viscosidade destas lamas quando o cisalhamento é aplicado.



#### 1.4. Aditivos

Frequentemente adota-se a prática de aditivação do fluido na tentativa de melhorar a qualidade dos fluidos de perfuração compostos por argilas bentoníticas, sendo comumente utilizados aditivos poliméricos. O processo de aditivação é feito durante a sua preparação nos tanques de lama ou mesmo durante a operação de perfuração quando for necessária a adequação das suas propriedades [BARBOSA, AMORIM e FERREIRA, 2007].

##### 1.4.1. Goma xantana (GX)

A goma xantana ( $C_{35}H_{49}O_{29}$ ) é um polissacarídeo de elevado peso molecular produzido durante a fermentação realizada pela bactéria *Xanthomonas Campestris*. Tem sido usada extensivamente como viscosificante para fluidos de perfuração na indústria do petróleo, para completação e estimulação de poços e mesmo para aplicações envolvendo métodos especiais para recuperação de óleo devido à suas características reológicas únicas [ORENTAS, SLONEKER e JEANES, 1963].

De acordo com KHAN et al. [2003], as moléculas da goma xantana possuem a capacidade de se adsorverem, ficando retidas na superfície das rochas, reduzindo a permeabilidade das mesmas. Segundo XU et al. [2013], as soluções que contém goma xantana apresentam um comportamento pseudoplástico, ou seja, a viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação do fluido. Contudo, recuperam rapidamente a viscosidade na remoção da tensão de cisalhamento. A associação das cadeias de goma xantana existe quando em repouso ou em baixas taxas de cisalhamento, sendo estabilizadas pelas ligações de hidrogênio. No cisalhamento, a extensão da agregação é reduzida pelo alinhamento das cadeias, resultando em uma baixa viscosidade [NASCIMENTO, 2013].

##### 1.4.2. Tween 80

Os tensoativos são substâncias naturais ou sintéticas que possuem em sua estrutura uma parte hidrofóbica (apolar), e uma parte hidrofílica (polar). De acordo com suas características iônica ou não iônica, são adicionados ao sistema bentonita-água, interagindo com as mesmas [FARIAS et al., 2006; ROSSI et al., 2006].

Segundo a Oxiteno, O Tween 80 é um tensoativo não iônico compõe a linha ALKEST® TW, que é composta por ésteres de sorbitan etoxilados. Os produtos da linha ALKEST® TW são hidrofílicos, apresentando altos valores de HLB. A presença da cadeia de polioxiétileno torna os produtos da linha ALKEST® TW solúveis ou dispersíveis em água, favorecendo a sua aplicação em emulsões óleo em água (O/A). Devido ao alto grau de etoxilação, os produtos da linha ALKEST® TW também atuam como umectantes e agentes anti-estática.

Ainda de acordo com a Oxiteno, o Tween 80 se mantém em estado líquido a temperatura ambiente, apresentando porcentagem em peso de água de no máximo 3,0% e HLB calculado igual a 15, conferindo-lhe a função de dispersante de sólido em água. Além disso, possui baixa toxicidade e é considerado facilmente biodegradável.

## 2. METODOLOGIA

A pesquisa foi desenvolvida no Laboratório de Engenharia de Petróleo do Departamento de Ciências Ambientais e Tecnológicas (DCAT) da UFERSA, campus Mossoró, Rio Grande do Norte.

Para a execução deste trabalho, utilizou-se dos seguintes reagentes: água deionizada; argila bentonita não tratada, fornecida gentilmente pela ARMIL-MINERAÇÃO DO NORDESTE, localizado na cidade de Parelhas-RN; polímero goma xantana (GX), fornecidos gentilmente pela PETROBRAS;



tensoativo não iônico, comercial, Tween 80, fornecido pela Vetec Química Fina Ltda.

Para a análise do comportamento de aditivos nas propriedades reológicas e no volume de filtrado de fluidos de perfuração hidroargilosos, utilizou-se os seguintes equipamentos: balança analítica de precisão, modelo AY220 – MARTE, para a medição precisa de quantidades de bentonita e dos aditivos utilizados; agitador mecânico *Hamilton Beach*, modelo HMD200CE, utilizado para o preparo de fluidos de perfuração; viscosímetro FANN, modelo 35A, para a realização do estudo reológico do fluido; estufa FANN, modelo *roller oven*, para o envelhecimento dos fluidos; filtro prensa API, FANN SERIES 300, para a determinação do volume de filtrado do fluido.

### 2.1. Preparação dos fluidos

Em todas as amostras de fluidos preparados foram utilizadas 4,86% em massa de argila bentonita, seguindo de acordo com a norma N-2605 (Petrobras, 1998 *Apud* FARIAS et al., 2006), sendo adicionado 17,01 g de argila à 350 mL de água deionizada e agitada durante 15 min a uma velocidade entre 15.000 rpm e 18.000 rpm em agitador mecânico. Em seguida, para a formulação não aditivada, o fluido foi envelhecido durante 16h à 90°C em uma estufa *roller oven*.

### 2.2. Aditivação

A aditivação dos fluidos foi realizada em duas etapas. Em cada uma das etapas foram formulados quatro fluidos contendo, respectivamente, 1 g e 3 g de goma xantana (GX). A GX foi adicionada durante agitação entre 15.000 rpm e 18.000 rpm por um agitador mecânico. Após 5 min de agitação, foram adicionadas as seguintes quantidades em massa de tensoativo: 0,0291 g, 0,2037 g, 0,4365 g e 0,6111 g. A massa correspondente a uma gota foi realizada com a média aritmética das massas

obtidas em balança analítica. Após mais cinco minutos de agitação, os fluidos já aditivados, foram envelhecidos durante 16h à 90°C em uma estufa *roller oven*.

### 2.3. Viscosidades

VA e VP foram determinados em viscosímetro Fann 35A. Utilizou-se as Equações 1 e 2:

$$V_A = \frac{L_{600}}{2} \text{ (cP)} \quad [1]$$

Sendo VA a viscosidade aparente, dada em centipoise (cP), e L600 a leitura no viscosímetro a 600 rpm.

$$V_P = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad [2]$$

Sendo VP a viscosidade plástica, dada em centipoise (cP), e L300 a leitura no viscosímetro a 300 rpm.

### 2.4. Volume de filtrado

Para a determinação do volume de filtrado, os fluidos foram agitados durante 1 min no agitador mecânico entre 15.000 rpm e 18.000 rpm. Logo após, o fluido foi transferido para a célula do filtro prensa API, e durante 30 min foi aplicada uma pressão de 100 psi (7,0 kgf/cm<sup>2</sup>). Em seguida, o filtrado presente na proveta foi lido e obteve-se a medida do volume do filtrado, expresso em mL.

## 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos com os valores de massa fixados em 1 g e 3g para GX e variações do Tween 80 estão expressos nas Tabelas 1 e 2.

Tabela 1: Fluidos aditivados com 1 g de GX e variações de Tween 80.

Tween 80 (g)	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
0,0291	11,5	6,0	12,4
0,2037	11,5	6,0	12,8
0,4365	13,0	7,0	16,0
0,6111	18,0	8,0	16,0



Tabela 2: Fluidos aditivados com 3 g de GX e variações de Tween 80.

Tween 80 (g)	VA (cP)	VP (cP)	VF (mL)
0,0291	30,0	6,0	6,5
0,2037	30,5	7,0	7,6
0,4365	30,5	7,0	8,0
0,6111	31,0	8,0	8,0

Observam-se, a partir dos resultados obtidos, variações positivas nos valores de VA, VP e VF ao decorrer do acréscimo de Tween 80.

A GX é um agente viscosificante, pois possui alto peso molecular. Além disso, as soluções que contém GX apresentam um comportamento pseudoplástico, explicando seus altos valores de VA e valores de VP mais baixos, pois sua viscosidade diminui com o aumento da taxa de deformação, recuperando rapidamente a viscosidade na remoção da tensão de cisalhamento. Outro fator que contribui para os altos valores de VA é que a associação das cadeias de GX existe quando em repouso ou em baixas taxas de cisalhamento, sendo estabilizadas pelas ligações de hidrogênio, enquanto que no cisalhamento a extensão da agregação é reduzida pelo alinhamento das cadeias, resultando em menores valores de VP. O Tween 80 age como dispersante de sólido em água. As variações positivas das viscosidades com o acréscimo do Tween 80 aconteceram devido ao aumento da molhabilidade e da redução da tensão superficial, o que contribuiu para o aumento da área de contato com o substrato. Porém, as variações nas viscosidades foram pequenas e o tensoativo apresentou pouca influência. Todos os fluidos contendo 3 g de GX e o fluido contendo 1 g de GX e 0,6111 g de Tween 80 satisfizeram as especificações da N-2604 da Petrobras [1998] para o uso em perfuração de poços (VP 4,0 cP e VA 15,0 mL).

Devido às moléculas de GX possuírem a capacidade de se

adsorverem, retendo-se na superfície das rochas observa-se baixos valores de VF. O efeito dispersivo causado pelo Tween 80 causou um aumento no VF ao decorrer do seu acréscimo, indicando a diminuição das partículas coloidais e aumentando a percentagem de água livre no sistema. Porém, todos os fluidos se mantiveram dentro da especificação N-2604 da Petrobras [1998], que especifica um VF 18,0 mL.

#### 4. CONCLUSÕES

Ao analisar a influência da GX aliada ao Tween 80 nas propriedades reológicas e no volume de filtrado conclui-se que, os fluidos aditivados com GX apresentaram bom desempenho, obtendo-se altos valores de viscosidade e principalmente valores elevados de VA, e melhores desempenhos em relação às viscosidades ao decorrer do acréscimo do Tween 80. Para o VF, os fluidos aditivados com 3 g de GX apresentaram os melhores resultados dentre todos os fluidos, porém, a dispersão, de certo modo, prejudicou a desenvoltura do VF de modo a aumentar a sua permeabilidade ao acrescentar maiores quantidades de Tween 80. Todas as formulações contendo 3 g de GX e a contendo 1 g de GX e 0,6111 g de Tween 80 satisfizeram as especificações.

#### 5. AGRADECIMENTOS

Ao CNPq/UFERSA pelo apoio financeiro; à ARMIL-MINERAÇÃO DO NORDESTE, pelo fornecimento da argila; e à PETROBRAS pelo fornecimento do aditivo polimérico.

#### 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, L. V. *Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo*. 2003, 290p. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós



Graduação em Engenharia de Processos.  
Campina Grande-PB.

BARBOSA, M. I. R.; AMORIM, L. V.;  
FERREIRA, H. C. **Compostos  
poliméricos como aditivos de argilas  
bentoníticas**. Cerâmica, v. 53, p. 354-  
360, 2007.

BENNA, M.; KBIR-ARIGUIB, N.;  
BERGAYA, F. **Static filtration of purified  
sodiumbentonite clay suspensions:  
effect of clay content**. Applied Clay  
Science, v. 19, p. 103-120, 2001.

DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R.  
**Composition and Properties of Drilling  
and Completion Fluids**. Gulf Publishing  
Company, 1988.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.;  
FERREIRA, H. C.; PEREIRA, E. **Estudo da  
reologia e espessura do reboco de  
fluidos de perfuração: influência de  
dispersantes e umectante aniônicos**.  
Cerâmica, v. 52, p. 307-314, 2006.

GOPINATH, T.R., SCHUSTER, H.D. &  
SCHUCKMANN, W.K. **Clay Mineralogy  
and Geochemistry of Continental  
Bentonite and Their Geological  
Implications**. Revista Brasileira de  
Geociências, v. 18, p. 345-352, 1988.

GOPINATH, T.R., SCHUSTER, H.D. &  
SCHUCKMANN, W.K. **Modelo de  
Ocorrência e Gênese da Argila  
Bentonítica de Boa Vista, Campina  
Grande, Paraíba** Revista Brasileira de  
Geociências, v. 11, p. 185-192, 1981.

KHAN, R., KURU, E., THEMBLAY, B.,  
SAASEN, A. **An Investigation of  
Formation Damage Characteristics of  
Xanthan Gum Solutions Used for  
Drilling, Drill-In, Spacer Fluids, and  
Coiled Tubing Applications**. Petroleum  
Society's Canadian International  
Petroleum Conference, Calgary, Alberta,  
Canada, 2003.

LUMMUS, J. L.; AZAR, J. J. **Drilling  
Fluids Optimization a Practical Field  
Approach**. Pennwell Corp, 1986.

NASCIMENTO, R. C. A. M.;  
MAGALHÃES, J.; PEREIRA, E.;  
AMORIM, L. V. **Degradação térmica de  
fluidos de perfuração argilosos  
aditivados com polímeros e  
lubrificante**. Revista Matéria, v. 18, p.  
1329-1339, 2013.

ORENTAS, D. G.; SLONEKER, J. H.;  
JEANES, A. **Pyruvic acid content and  
constituent sugars of exocellular  
polysaccharides from different species  
of the genus Xanthomonas**. Canadian  
Journal of Microbiology, v. 9, p. 427-430,  
1963.

ROSSI, C. G. F. T.; DANTAS, T. N. de C.;  
NETO, A. A. D.; MACIEL, M. A.M.  
**Tensoativos: uma abordagem básica e  
perspectivas para aplicabilidade  
industrial**. Revista Universidade Rural:  
Série Ciências Exatas e da Terra, v. 25,  
n.1-2, p. 73-85, 2006.

SANTOS, P. S. **Ciência e Tecnologia de  
Argilas**. Edgard Blücher, 2002.

SHIROMA, P. H. **Estudo do  
comportamento reológico de  
suspensões aquosas de bentonita e  
CMC: influência da concentração do  
NaCl**. 2012, 130p. Dissertação de  
Mestrado, Universidade de São Paulo,  
Programa de Pós Graduação em  
Engenharia Química. São Paulo-SP.

SILVA, A. L. C.; PONZETTO, E.; ROSA,  
A. **TENSOATIVOS: CONCEITOS  
GERAIS E SUAS APLICAÇÕES EM  
TINTAS**. Disponível em:<  
<http://www.oxiteno.com.br/>>. 20/09/2014.  
THOMAS, J. E. **Fundamentos de  
Engenharia de Petróleo**. Interciência,  
2001.



XU,L.; XU,G.; LIU,T.; CHEN,Y.; GONG,H.  
***The comparison of rheological  
properties of aqueous welan gum and  
xanthan gum solutions.*** Carbohydrate  
Polymers, v. 92, p. 516-522, 2013.