



AVALIAÇÃO DE ADITIVOS POLIMÉRICOS DE DIFERENTES GRAUS DE VISCOSIDADE UTILIZADOS EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS

Mábia Ruana Silva de Sena¹ Kássie Vieira Farias²

¹Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica - mabia_ruana@hotmail.com ²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Mecânica - kassie@dem.ufcg.edu.br

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo avaliar o uso de aditivos poliméricos, goma xantana e carboximetilcelulose (CMC), em fluidos de perfuração aquosos para poços de petróleo e gás. Para tanto, foram preparadas formulações de fluidos de perfuração contendo aditivos poliméricos de diferentes graus de viscosidade em diferentes concentrações (o carboximetilcelulose (CMC) e a goma xantana utilizados, respectivamente, como aditivos redutor de filtrado e viscosificante) e argila bentonítica, comercialmente utilizada em fluidos de perfuração à base de água em uma concentração de 24,3g, de acordo com a norma da Petrobras. Em seguida, foi realizado o estudo do comportamento reológico (viscosidades aparente e plástica, força gel e limite de escoamento) e de filtração (volume de filtrado API e espessura do reboco) das formulações desenvolvidas. Foi concluído que os aditivos poliméricos estudados (goma xantana e carboximetilcelulose CMC) conferem um aumento nas propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE) e redução nas propriedades de filtração (VF e ER) e os fluidos estudados apresentaram valores das propriedades reológicas e de filtração de acordo com os valores especificados pela Petrobras.

Palavras-chave: Goma Xantana, carboximetilcelulose (CMC), argila bentonítica.

1. INTRODUÇÃO

A grande maioria dos reservatórios brasileiros de petróleo situa-se em alto mar e observa-se uma tendência a se perfurar poços com geometrias complexas, como os poços horizontais e direcionais. Além disso, grande parte dos problemas de instabilidade em poços de petróleo pode ser atribuída ao tipo de fluido de perfuração. Sendo assim, novas condições operacionais conduzem ao desenvolvimento de fluidos de perfuração com propriedades otimizadas: reologia (carreamento e suspensão do cascalho gerado) e filtração (formação do reboco).

Então, pensando principalmente no custo e no meio ambiente, o fluido à base de água aditivado com polímeros e argila bentonítica é o mais adequado para obtenção da otimização dessas propriedades. De acordo com Melo, (2008) os fluidos à base de água são mais baratos, de tratamento mais simples, apresentam menos riscos de poluição, afetam menos a taxa de penetração, detectam mais facilmente a presença de gás e não restringem a corrida de perfis geológicos. Eles têm um papel importante na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado às suas propriedades.



Os polímeros são usados em fluidos de perfuração desde o ano de 1930, quando foi introduzido como aditivo para controle de filtrações (perdas da fase contínua, isto é, da base água do fluido, em formações permeáveis). Desde então, os polímeros vêm se tornando cada vez mais especializados e sua aceitabilidade aumentando proporcionalmente.

Atualmente os polímeros compõem grande parte dos sistemas à base de água. Com efeito, alguns sistemas são totalmente dependentes dos polímeros e denominados apropriadamente de sistemas poliméricos (PEREIRA, 2008).

Os polímeros comumente empregados no preparo de fluidos são solúveis em água (hidrossolúveis). Dentre os mais utilizados encontram-se o carboximetilcelulose (CMC, polímero celulósico) e a goma xantana.

Segundo Darley e Gray (1988), a bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água, sendo adicionada para desempenhar uma ou várias das seguintes funções: aumentar a capacidade de limpeza do poço; reduzir as infiltrações nas formações permeáveis; formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco); promover a estabilidade do poço e evitar ou superar a perda de circulação.

O objetivo deste trabalho é desenvolver formulações para os fluidos à base água com argila bentonítica também conhecidos como fluidos hidroargilosos, variando as concentrações dos aditivos poliméricos goma xantana e carboximetilcelulose (CMC), e em seguida realizar os estudos de suas propriedades reológicas e filtração, analisando se esses encontram-se dentro dos padrões estabelecidos pela Petrobras.

2. METODOLOGIA

2.1. Material

Para preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os seguintes aditivos: argila bentonítica comercialmente conhecida como Brasgel PA, fornecida pela empresa Bentonit União Nordeste Ltda. (BUN); viscosificante goma xantana e redutor de filtrado carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV). A goma xantana e o CMC foram fornecidos pela *System Mud an Imdex Limited Company*.

2.2. Métodos

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com as formulações apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Formulações dos fluidos de perfuração estudados.

Componentes	F1	F2	F3	F4
Água (mL)	500	500	500	500
Argila (g)	24,3	24,3	24,3	24,3
Viscosificante (g)	-	0,5	0,75	1,0
Redutor de filtrado (g)	-	-	-	-

Tabela 2: Formulações dos fluidos de perfuração estudados.

Componentes	F5	F6	F7	F8
Água (mL)	500	500	500	500
Argila (g)	24,3	24,3	24,3	24,3
Viscosificante (g)	1,0	-	-	-
Redutor de filtrado (g)	-	1,0	1,5	3,0



Nessas formulações foram variadas as presenças dos aditivos poliméricos (viscosificante e redutor de filtrado).

2.2.1 Preparação dos fluidos de perfuração

Os fluidos foram preparados na concentração de 4,86% de argila em água, segundo a norma Petrobras, que consiste em adicionar 24,3g de argila bentonítica a 500 mL de água deionizada sob agitação constante a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo (936). Após adição da argila, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 20 min sob agitação constante.

A adição dos aditivos poliméricos, de acordo com as formulações apresentados na Tabela 1, foi feita obedecendo a ordem que se encontra na Tabela, um a um após a adição da argila, como descrito anteriormente, sob agitação a uma velocidade de 13.000 rpm no mesmo agitador, e logo após a velocidade foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo o fluido sob agitação por mais 10 min para cada aditivo. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h em recipiente fechado.

2.2.2 Estudo reológico

Para o estudo reológico, o fluido após 24h de repouso, foi agitado durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35 A (Figura 4). Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s⁻¹. O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 min e efetuado a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 s. Em seguida,

mudou-se a velocidade para 200 rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm.

Para obtenção da força gel inicial, agitou-se o fluido na velocidade de 600 rpm durante 15 s, mudou-se a velocidade para 3 rpm e deixou o fluido em repouso durante 10 s e fez-se a leitura obtendo o valor da força gel inicial. Em seguida, para obtenção da força gel final, o fluido foi deixado em repouso durante 10 min e efetuado a leitura na velocidade de 3 rpm, de acordo com a norma Petrobras.

As viscosidades aparente e plástica foram obtidas segundo a norma N-2605 (PETROBRAS, 1998). A viscosidade aparente (VA) é o valor obtido na leitura 600 rpm dividido por 2, dada em cP e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras realizadas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O limite de escoamento (LE) é o valor da leitura realizada a 300 rpm menos a viscosidade plástica (VP), (PETROBRAS, 1998).

2.2.3 Volume de Filtrado API

O volume de filtrado dos fluidos foi determinado em filtro-prensa API com aplicação de uma pressão da ordem de 100psi (7,0kgf/cm²). Após 30min, o volume de filtrado coletado foi medido em mL.

2.2.4 Espessura do Reboco

Para determinação da espessura do reboco, foi utilizada a metodologia desenvolvida por Farias (2005) no LABDES/UFCG (Laboratório de Referência de Dessalinização) baseada na norma API 13B-1 (2003), com auxílio de um extensômetro. Essa metodologia consiste nas etapas apresentadas a seguir:

- coletar o papel de filtro com o reboco após a realização do ensaio para determinação do volume do filtrado;
- lavar o papel de filtro por três vezes a uma vazão de aproximadamente 110L/h



com o auxílio de um recipiente de nível constante com vazão regulável, a uma distância de aproximadamente 7,0cm do controlador de vazão que tem diâmetro de 15,0mm e um ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente 45°;

- colocar papel de filtro com o reboco entre duas lâminas de vidro e aplicar uma pressão de aproximadamente 277,6N/m² por um período de 2min e

- medir a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro.

Foram feitas cinco medidas das espessuras das lâminas de vidro e do papel com o reboco em pontos distintos. Após obtenção das medidas, foi feita uma média aritmética das cinco determinações.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

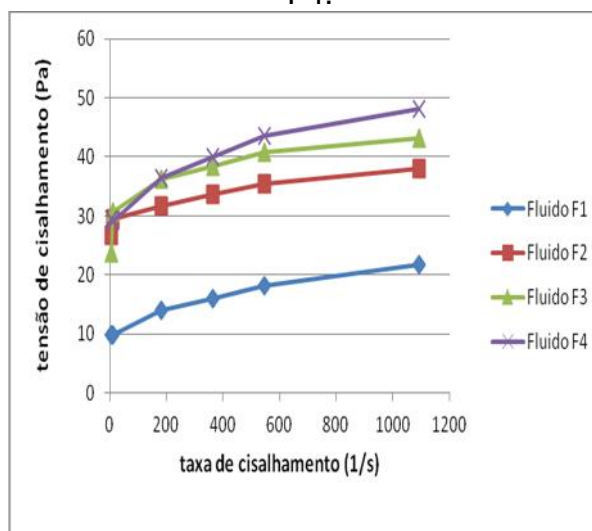
3.1. Comportamento Reológico: Curvas de Fluxo e de Viscosidade

Nas Figuras 1 e 2 estão apresentadas as curvas de fluxo e de viscosidade dos fluidos de perfuração estudados. As curvas de fluxo foram obtidas após tratamento matemático com a média das leituras L600, L300, L200, L100, L6 e L3 obtidas no viscosímetro Fann 35A e a partir das equações matemáticas que melhor representaram o comportamento reológico dos fluidos. Observou-se que todos os fluidos apresentaram comportamento reológico de fluidos pseudoplásticos.

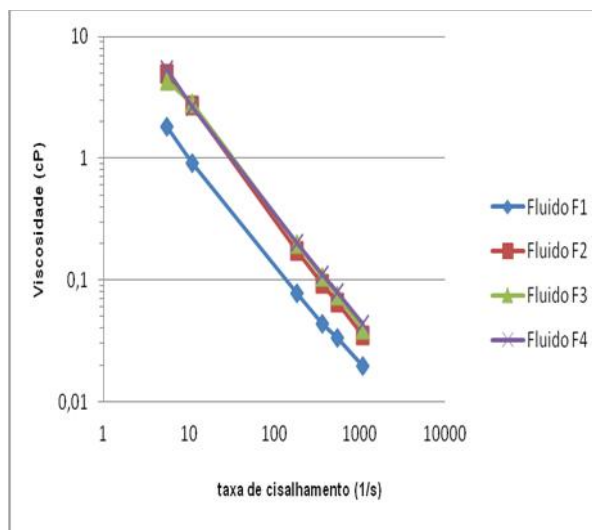
Pode ser visto, a partir das curvas de viscosidade apresentadas nas Figuras de 7 e 8, que as viscosidades dos fluidos diminuem com o aumento da taxa de cisalhamento, caracterizando mais uma vez o comportamento de sistemas pseudoplásticos. A redução de viscosidade com o aumento da taxa de cisalhamento deve-se, provavelmente, ao fato das partículas dispersas nos sistemas pseudoplásticos, em repouso, se apresentam de formas irregulares (placas

planares, filamentos e gotas), proporcionando ao fluido uma alta resistência ao fluxo, caracterizada pela alta viscosidade. Com o aumento do cisalhamento, essas partículas tendem a se orientar linearmente na direção do fluxo, reduzindo a viscosidade (MELO, 2008).

Figura 1: (a) Curvas de fluxo e (b) Curvas de viscosidade dos fluidos F1, F2, F3 e F4.



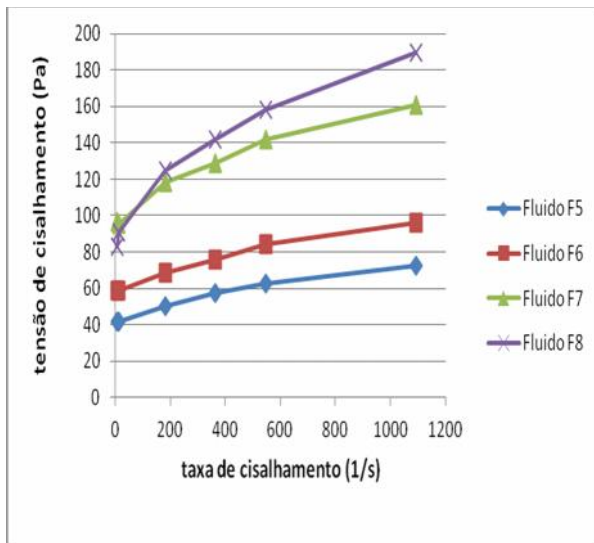
(a)



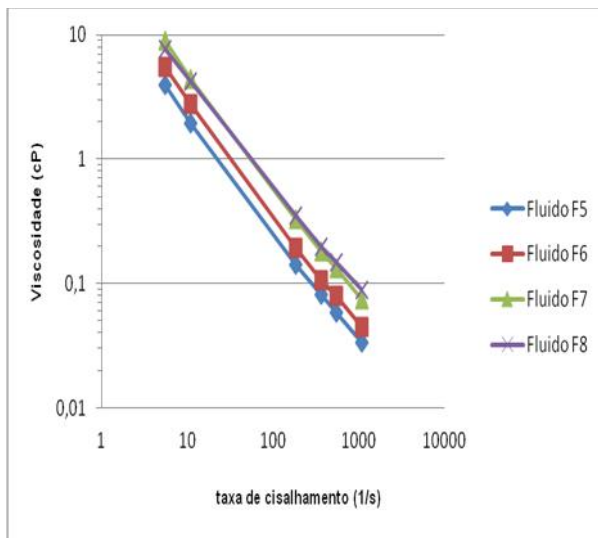
(b)



Figura 2: (a) Curvas de fluxo e (b) Curvas de viscosidade dos fluidos F5, F6, F7 e F8.



(a)



(b)

Os coeficientes de determinação (R^2), os índices de consistência do fluido (k) e os índices de comportamento de fluxo (n) dos fluidos desenvolvidos, obtidos a partir das curvas de fluxos dos fluidos estudados estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Coeficiente de determinação (R^2), índice de consistência do fluido (k) e índice de comportamento de fluxo (n).

FLUIDOS	R^2	K	N
F1	0,952	7,380	0,142
F2	0,921	24,897	0,056
F3	0,928	22,016	0,098
F4	0,946	24,214	0,092
F5	0,908	17,381	0,096
F6	0,887	24,866	0,085
F7	0,926	40,433	0,091
F8	0,971	32,591	0,145

3.2. Propriedades Reológicas e de Filtração

Na Tabela 4 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), força gel (FG), limite de escoamento (LE)) e de filtração (volume de filtrado API (VF) e espessura do reboco (ER)) dos fluidos estudados.



Tabela 4: Resultados das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração preparados com água deionizada.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
F1	21,2	7,0	14,2	16,0	2,084
F2	37,2	5,0	64,5	13,1	1,584
F3	42,5	4,5	75,5	12,0	1,491
F4	47,2	9,0	76,5	11,2	2,083
F5	36,5	10,0	52,5	10,1	1,754
F6	48,0	12,0	72,0	9,2	1,668
F7	80,2	18,5	123,5	8,9	1,976
F8	94,8	31,0	127,0	8,2	2,014
Especificação da Petrobras N-2604	VA 15,0 cP	VP 4,0 cP	1,5 x VP	VF < 18,0 mL	NE

Sendo: VA- viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; LE - limite de escoamento; VF – volume de filtrado; ER – espessura do reboco e NE- não especificado.

Analisando os resultados apresentados na tabela 4, podemos observar um aumento das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA) e plástica (VP), e limite de escoamento (LE)) e uma diminuição das propriedades de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboca (ER)) nos fluidos F2, F3 e F4, que apresentaram em sua composição a adição do aditivo polimérico goma xantana nas concentrações de 0,5g, 0,75g e 1,0g, respectivamente, quando comparado com o fluido F1 que apresenta apenas argila bentonítica sem a presença deste aditivo polimérico.

Para os fluidos F5, F6 e F7, onde foi adicionado o aditivo polimérico carboximetilcelulose (CMC) nas

concentrações de 1,0g, 1,5g e 3,0g, respectivamente, pôde-se observar um aumento das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA) e plástica (VP) e limite de escoamento (LE)), e uma diminuição das propriedades de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboca (ER)), quando comparado com o fluido F1 que apresenta apenas argila bentonítica sem a presença de aditivo polimérico.

Para o fluido F8 foram adicionados os dois aditivos poliméricos, 1,0g de goma xantana e 3,0g carboximetilcelulose (CMC), o que proporcionou um aumento acentuado nos valores de propriedades reológicas e de redução nas propriedades de filtração.

Esse comportamento observado nos resultados apresentados na tabela 4 (aumento das propriedades reológicas e redução das propriedades de filtração) está coerente, visto que os polímeros conferem viscosidade aos fluidos e a argila bentonítica estudada é predominantemente sódica, e tem como principal função conferir viscosidade ao fluido e formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco). Nos fluidos F2, F3 e F4, além da presença da argila bentonítica, foi adicionado respectivamente 0,5g, 0,75g e 1,0g do viscosificante polimérico goma xantana, que tem como principal função conferir viscosidade ao fluido. Já nos fluidos F5, F6, e F7 além da argila bentonítica, foi adicionado 1,0g, 1,5g e 3,0g respectivamente de redutor de filtrado CMC que além de agir como redutor de filtrado, reduzindo as perdas por filtração e produzindo rebocos muito finos e capazes de impedir o escoamento dos fluidos através das formações geológicas que estão sendo perfuradas, agiu também como viscosificante devido às concentrações estudadas serem mais elevadas, aumentando os valores das propriedades reológicas (VA, VP e LE). Já para o fluido F8, foram adicionados além de argila bentonítica, os dois aditivos



poliméricos estudados, o viscosificante goma xantana e o redutor de filtrado CMC, o que pode ter ocasionado formação de ligações cruzadas entre esses dois polímeros, justificando assim os altos valores das propriedades reológicas apresentados por esses fluidos.

Comparando os resultados apresentados na tabela 4 com os valores das especificações da Petrobras N-2604 para viscosificante para fluidos base água, observou-se que os valores obtidos para VA foram superiores ao mínimo exigido, que é de 15,0 cP. Os valores obtidos para VP também se encontram nos padrões especificados, já que apresentaram valores superiores a 4,0 cP, que é o mínimo exigido pela especificação. Com relação ao VF, todos os fluidos apresentaram valores menores que 18,0 mL, valor também especificado pela Petrobras. Com isso, os fluidos estudados estão de acordo com as especificações exigidas pela Petrobras.

4. CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar o uso de diferentes tipos de aditivos poliméricos em fluidos de perfuração hidroargilosos, pode-se concluir que: os aditivos poliméricos estudados (goma xantana e carboximetilcelulose CMC) conferem um aumento nas propriedades reológicas (VA, VP e LE) e redução nas propriedades de filtração (VF e ER); e os fluidos estudados apresentaram valores das propriedades reológicas e de filtração de acordo com os valores especificados pela Petrobras.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à *System Mud an Imdex Limited Company* pelo

fornecimento dos aditivos estudados, à empresa *Bentonit União Nordeste Ltda. (BUN)*, pelo fornecimento da argila estudada.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDERMAN, N. J., *The Rheological Properties of Water-Based Drilling Fluids*, The Royal Society of Chemical Conference, Proceedings of the 3th International Symposium on Chemical in Oil Industry, p. 33 – 49, 1988.

ALMEIDA, R. D. F., SILVA, W. G. A. L., *Avaliação de Fluidos de Perfuração de Base Aquosa Contendo Poliglicóis Modificados*, Projeto de Graduação, Rio de Janeiro-RJ, Março, 2010.

AMORIM, L. V., *Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo*, Tese de Doutorado, CCT, UFCG, Campina Grande – PB, Dezembro de 2003.

API, Norma API – American Petroleum Institute – *Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids 13B-1*, novembro, 2003.

BARBOZA, K. R. A., *Estudo de Compostos Poliméricos Para Uso em Fluidos Hidroargilosos*, Relatório de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande, PIBIC/CNPq/UFCG, Agosto de 2006.

BARBOZA FILHO, A. L., *Carboximetilcelulose de Sódio (CMC): Obtenção, Propriedades, Características e Aplicações* Palestra proferida no Laboratório De Referência em Dessalinização,



LABDES/DEQ/CCT/UFCG, Campina Grande, PB, 2004.

CAENN, R., CHILLINGAR G. V., **Drilling Fluids: State Of the Art**, Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 14, p. 221, 1996.

DARLEY, H. C. H., e GRAY, G. R., **Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids**, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

FARIAS, K. V., **Influência de Umectante Aniônico na Reologia e Espessura do Reboco de Fluidos Hidroargilosos**, Dissertação de Mestrado DEQ/CCT/UFCG, Campina Grande – PB, Novembro de 2005.

MELO, K. L. **Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água**. Setembro de 2008. Dissertação(Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

PEREIRA, E., **O uso de Inibidores de Argila Como Soluções de Problemas em Sondagens**, Disponível em: WWW.Systemmud.com.br. Acessado em 18n de Junho de 2008.

PETROBRAS, **Ensaio de Viscosificantes para Fluido de perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo**. Método, N-2605, 1998.

PETROBRAS. **Manual de Fluidos de Perfuração**. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

SERRA, A. C. S., **A Influência de Aditivos de Lama de Perfuração Sobre as Propriedades Geoquímicas de Óleos**,

Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ/CENPES/PETROBRAS, Rio de Janeiro, Agosto de 2003.

SHAH, A. K., ASHTAPUTRE, A. A., **Evaluation oh Rheological Properties of the Exopolysaccharide of Shingomonas Paucimobilis GS-1 for Application in Oil Exploration**, Journal of Industrial Microbiology & Biotechnology, V. 23, N. 4-5, P. 442-445, 1999.

THOMAS, J. E. e Colaboradores, **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Petrobras, 2001.