

Mathaeus Lazarini de Almeida¹, Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno²

Departamento de Engenharia de Petróleo – FEM – UNICAMP

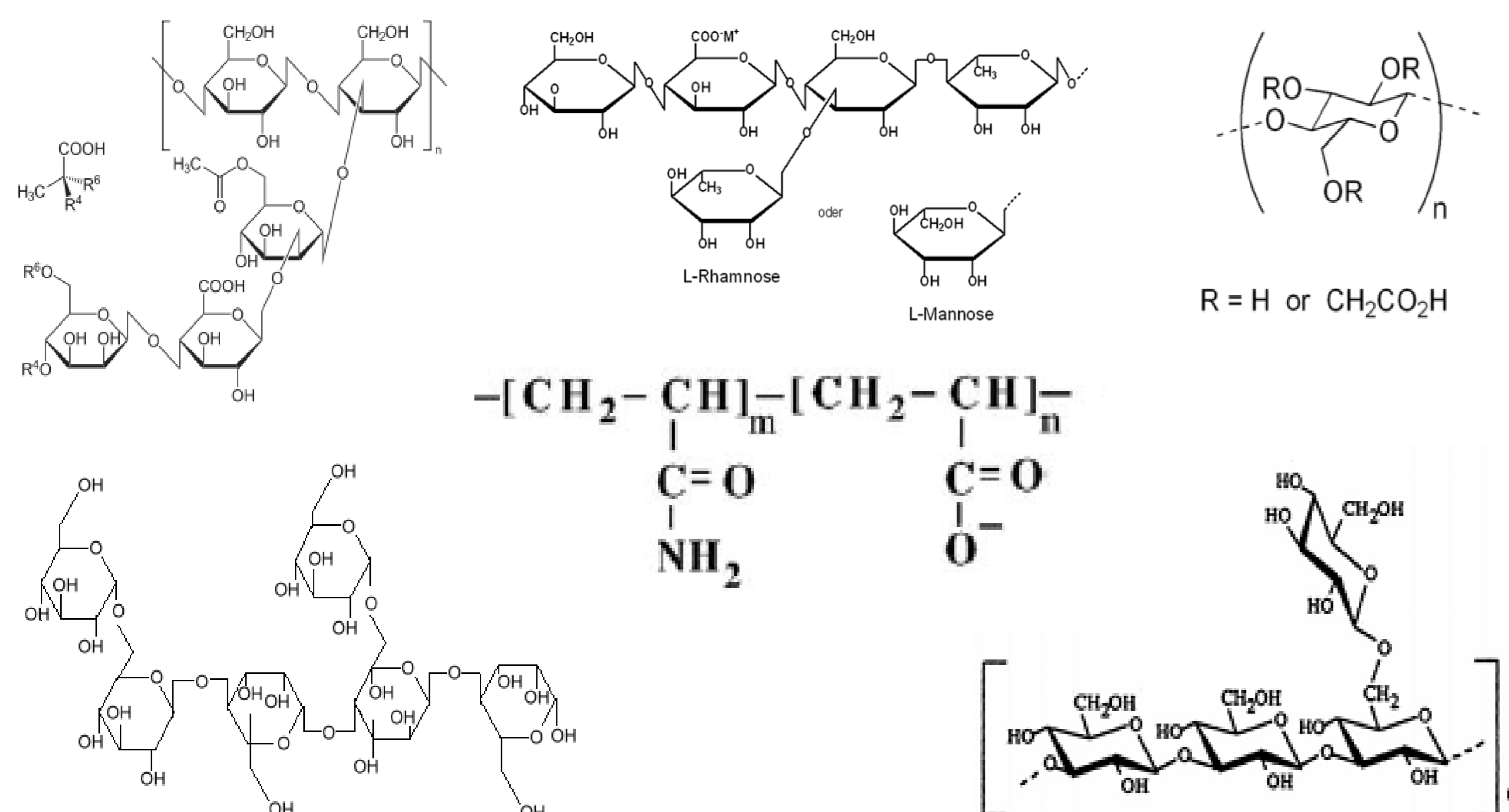
¹Graduação em Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas (e-mail: mathaeus.ipatinga@gmail.com)
²Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas (e-mail: zanoni@dep.fem.unicamp.br)



Palavras-chave: Polímeros – Recuperação Avançada – Fluido de Perfuração

INTRODUÇÃO

As soluções poliméricas colocam-se como alternativa para contornar alguns desafios impostos pelo processo de exploração do petróleo, mais notadamente as etapas de perfuração e de recuperação avançada. Neste contexto, os polímeros são adicionados tanto aos fluidos de perfuração quanto aos fluidos de injeção, respectivamente.



Parte superior: Goma Xantana, Goma Welan e Carboximetilcelulose.
 Parte inferior: Goma Guar, Poliácridamida (HPAM) e Goma Scleroglucan.

OBJETIVOS

Este trabalho teve como finalidade o levantamento de polímeros com potencial para emprego nas etapas de perfuração e recuperação avançada de petróleo. Buscou-se analisar as características de cada polímero e seu comportamento através da alteração de algumas condições de operação, condições estas comuns com o ambiente e função para o qual serão usados. Trata-se de uma revisão bibliográfica visando o desenvolvimento de futuros testes reológicos com tais polímeros, sendo tais testes envolvendo as propriedades e fatores aqui mencionados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Polímeros artificiais apresentam a vantagem de que suas cadeias podem ser facilmente alteradas, resultando em maior controle sobre propriedades e menor vulnerabilidade aos fatores limitantes ao uso das soluções. Geralmente têm maior suscetibilidade à salinidade e ao cisalhamento, porém apresentam ganhos significativos em valores de viscosidade e resistência térmica. Os biopolímeros apresentam-se de forma aproximadamente oposta, com vulnerabilidade a grandes temperaturas e maior resistência ao cisalhamento e à salinidade. A análise dos fatores deve ser feita de forma combinada, simulando-se as condições nas quais as soluções poliméricas deverão ser aplicadas. Demais detalhes encontram-se sistematizados na Tabela 1.

TABELA 1 – INFORMAÇÕES GERAIS A RESPEITO DOS POLÍMEROS PESQUISADOS

	Goma Xantana	Poliácridamida (HPAM)	Carboximetilcelulose	Goma Guar	Goma Scleroglucan	Goma Welan
Tipo	Biopolímero, polissacarídeo	Polímero, artificial	Biopolímero, polissacarídeo	Biopolímero, polissacarídeo	Biopolímero, polissacarídeo	Biopolímero, polissacarídeo
Efeitos de grupos substituintes	Grupos piruvato e acetil aumentam valores de viscosidade.	Maior grau de hidrólise determina maior resistência a íons.	Quantidade de grupos carboximetil determina característica reológica.	Hidroxipropil e carboximetil inseridos melhoram resistência.	Sem adição de grupos substituintes.	Sem adição de grupos substituintes
Resistência térmica	Baixa a partir de 70 C. Aumentar concentração de polímero ou sais melhora a resistência.	Baixa a partir de 120 C. Viscosidade cai pouco com maior temperatura. Resiste muito tempo.	Viscosidade cai muito com aumento de temperatura. Suscetível facilmente a degradação.	Baixa a partir de 80 C. Viscosidade cai muito com aumento de temperatura.	Baixa a partir de 80 C. Resistentes por maior tempo em altas temperatura.	Resistente por longos períodos de tempo, até 135 C, permanecendo estável.
Resistência à salinidade e íons divalentes	Moderada, tanto a mono quanto a divalentes. Ganho de estabilidade com aumento de salinidade até os 70 C.	Baixa, principalmente à divalentes. Condições melhores de operação em salinidade nula. Requer copolimerização.	Muito variável, de acordo com grau de substituição, que confere maior resistência quanto maior. Baixa a divalentes.	Aos monovalentes, resiste a soluções de até 70% em massa de cátions. Substituída, resiste a divalentes.	Moderada, sendo indiferente a cloretos. Acréscimo da concentração salina deprecia viscosidade.	Grande resistência, apresentando boa solubilidade e manutenção de parâmetros para ambos.
Resistência a alterações de pH	Baixa, sendo ideal a faixa de 7 a 8. Aumenta com a concentração polimérica.	Baixa, sendo ideal a faixa de 7 a 10. Flocula com redução de pH.	Baixa, sendo ideal a faixa de 7 a 9. Perdas maiores de viscosidade após 10.	Moderada. Hidrolisada em pH menor que 3. Quebras em alcalino.	Moderada, de 2 a 10. A partir de 12 há queda drástica de viscosidade.	Moderada. Entre os valores de 2 a 12, não há alteração substancial.
Resistência a degradação biológica	Baixa resistência, necessita de biocidas.	Moderada resistência pela origem artificial.	Baixa resistência, porém superior às gomas.	Baixa resistência, necessita de biocidas.	Baixa resistência, necessita de biocidas.	Baixa resistência, necessita de biocidas.
Resistência ao cisalhamento	Alta, não havendo perdas consideráveis de viscosidade mesmo sob intenso cisalhamento.	Baixa, com grandes perdas reológicas para cisalhamento intenso.	Alta, com grande acréscimo de viscosidade quando sob repouso.	Alta, permanecendo com valores de viscosidade mesmo após intenso cisalhamento.	Alta, permanecendo com valores de viscosidade mesmo após intenso cisalhamento.	Alta, apresentando capacidade de manter suspensões superior às demais gomas.

BIBLIOGRAFIA

BORGES, C. D.; VENDRUSCOLO, C. T. Ciências Biológicas e da Saúde. Londrina, v. 29, n. 2, p. 171-188. 2008.
 HAMED, S. B.; BELHADRI, M. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 67, p. 84-90. 2009.
 KATZBAUER, B. Polymer Degradation and Stability, v. 59, p. 81-84. 1998
 RASHIDI, M.; BLOKHUS, A. M.; SKAUGE, Journal of Applied Polymer Science, v. 117, p. 1551-1557. 2010.
 SORBIE, K. S. Polymer-Improved Oil Recovery. 1. ed. Boca Raton. Blackie. 1991
 WHISTLER, R. L.; BEMILLER, J. N. Industrial gums: polysaccharides and their derivatives. 3. ed. San Diego. Academic Press. 1993.

CONCLUSÃO

Os biopolímeros apresentam maior resistência a cisalhamento e salinidade, o que os coloca como melhores alternativas para fluidos de perfuração. Porém seu uso pode ser aplicado conjugado aos artificiais em caso de recuperação avançada, respeitadas as limitações de cada reservatório, principalmente a temperatura.

AGRADECIMENTOS

A Petrobras e ao CNPq pelo suporte financeiro neste projeto.