

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Soluções poliméricas na exploração de petróleo: fatores determinantes, características e aplicações.

AUTORES:

Mathaeus Lazarini de Almeida, Rosângela Barros Zanoni Lopes Moreno

INSTITUIÇÃO:

UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

SOLUÇÕES POLIMÉRICAS NA EXPLOTAÇÃO DE PETRÓLEO: FATORES DETERMINANTES, CARACTERÍSTICAS E APLICAÇÃO

Abstract

The usage of polymers in solutions to enhance oil recovery or in drilling fluids have presented themselves as an excellent alternative to deal with problems in oil exploitation. While the polymer increases sweep efficiency in recovery processes, drill-in fluids are tailored to minimize fluid's invasion into the formation during drilling operations. Nevertheless, before the polymer's inclusion in the fluid formulation, it is necessary a careful study of affecting factors on the solution during its application. Among the main analyzed factors, we can mention: Temperature, salinity, hardness, ph, polymer concentration, molecule structure, biodegradation, oxidation and shear strength. The understanding of how these factors interfere in the characteristics of the polymers solutions and the choice of the proper polymer to be used under an specific condition determines whether the method based on the polymer is going to be successful or not. Finally, the factors affecting the performance of the main applied polymers are summarized in a table.

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 do poço e de recuperação do óleo remanescente na jazida. Neste contexto os polímeros são adicionados tanto nos fluidos de perfuração quanto nos fluidos de injeção, respectivamente.

Entre as características esperadas de um fluido de perfuração, encontram-se: resfriar e lubrificar a broca, exercer pressão hidrostática sobre as formações (evitando influxo de fluidos indesejáveis), estabilizar as paredes do poço (química e mecanicamente), ser bombeável, apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão, limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca, manter sólidos em suspensão quando estiver em repouso, carrear tais sólidos à superfície, facilitar a separação dos cascalhos para posterior reciclagem, ser estável quimicamente, facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço e, por fim, agredir o mínimo possível o meio ambiente (AMORIM, 2003) (SCHAFFEL, 2002) (THOMAS, 2001) (RODRIGUES Jr. et al., 2007). A adição de soluções poliméricas contempla ganhos principalmente na manutenção de sólidos em suspensão, lubrificação da broca e estabilização do poço.

Quanto à etapa de recuperação, pode-se dizer que um método especial, avançado ou suplementar de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou ou falharia caso fosse empregado. As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo (THOMAS, 2001). Quando o óleo do reservatório tem a viscosidade elevada, podem-se adicionar polímeros à água de injeção para transformá-la em um fluido que se desloca dentro do meio poroso com a mesma mobilidade que o óleo. Devido a essa semelhança, o fluido injetado em vez de escolher caminhos preferenciais e se dirigir rapidamente para os poços de produção, difunde-se mais no meio poroso, aumentando as eficiências de varrido (THOMAS, 2001).

Fatores determinantes no emprego de soluções poliméricas

Frente a estes empregos, de recuperação avançada e perfuração, uma série de fatores de grande interferência nas características das soluções poliméricas deve, antes da escolha do polímero e sua aplicação, ser estudada para que a aplicação do método surta o efeito esperado.

Temperatura

À medida que se aquece uma solução polimérica, reduzem-se os efeitos das forças de van der Waals, o que minimiza a atração entre uma cadeia polimérica com outra ao seu lado (ASHBY & JONES, 2007). Essa força menor resulta em maior facilidade para o cisalhamento, uma vez que há menor resistência ao escoamento da solução. Isso explica o fenômeno observado de que, com o aumento da temperatura, presencia-se a redução da viscosidade das soluções poliméricas. Já a constituição do polímero e sua massa molecular ditarão o quanto se reduz a viscosidade de uma solução com o acréscimo de temperatura (SCHRAMM, 2006).

Muitos dos polímeros empregados na exploração de petróleo têm origem biológica, sendo, sobretudo, polissacarídeos. As estruturas helicoidais presentes em muitos polissacarídeos são devidas às fortes ligações de hidrogênio intramolecular, podendo estas interações ser enfraquecidas quando o meio estiver a altas temperaturas (QUEIROZ NETO et al., 2007). Ao se aumentar a temperatura, atinge-se um estado de energia suficiente para o rompimento das ligações de hidrogênio, fazendo com que a estrutura helicoidal se desfaça e o polímero fique de forma desordenada em solução.

Já a degradação térmica corresponde à cisão de cadeias moleculares a temperaturas elevadas. Se um polímero ficar demasiadamente quente e a energia térmica ultrapassar a energia de coesão de alguma parte da cadeia molecular (geralmente as mais fracas), provocar-se-á a despolimerização ou degradação (CALLISTER, 2002).

Salinidade, dureza e metais de transição

Polímeros com cargas são interessantes na medida em que tornam as cadeias solúveis em fluidos de base aquosa, que são os mais amplamente empregados. As cargas proporcionam a preservação de um afastamento entre as cadeias oriundo da repulsão elétrica. Essa distância proporciona uma melhor distribuição dos polímeros na solução, conferindo maiores valores de viscosidade a ela. Ao se aumentar gradativamente o teor salino, tem-se a neutralização das cargas do polímero pelos cátions dos sais. Blindadas, as cadeias poliméricas aumentam a tendência de se aproximarem, resultando em aglomerados, que podem inclusive precipitar, o que reduz os valores de viscosidade (RASHIDI et al., 2010).

Apesar dos cátions monovalentes, sobretudo de sódio, ser predominantes, não é desprezível a quantidade de cátions divalentes como cálcio (Ca^{2+}) e magnésio (Mg^{2+}) nas águas de formação, sobretudo aquelas da exploração *offshore*. Os cátions divalentes proporcionam redução ainda maior no valor de viscosidade da solução polimérica quando comparados com os cátions monovalentes. Isso se explica no fato de que os polímeros carregados, quando em contato com cátions divalentes ou de maior carga (caso de metais de transição), complexam-se, o que conduz o polímero à precipitação em solução. (SORBIE, 1991).

pH

O pH tem efeito sobre muitos polímeros devido sobretudo à presença de grupos carboxilato tanto em biopolímeros, como os polissacarídeos, quanto em polímeros artificiais, como as poliacrilamidas. A redução dos valores de pH da solução aumenta a disponibilidade de íons H^+ o que acaba convertendo carboxilatos em ácido carboxílico, extinguindo a carga. É um efeito muito semelhante ao visto para a salinidade, pois implica na perda de carga aniônica dos polímeros (SORBIE, 1991). E a perda de carga aniônica aos polímeros carregados conduz à depreciação nos valores de viscosidade (QUEIROZ NETO et al., 2007).

Concentração do polímero

Quanto mais polímeros presentes em solução, maior o grau de interação entre eles e o solvente, compondo-se então como um fator que aumenta viscosidade. À medida que a concentração

cai, o polímero vai perdendo sua característica pseudoplástica e fica mais próximo de um fluido Newtoniano, já que a viscosidade das soluções diluídas sofre variações desprezíveis com acréscimo de taxa de cisalhamento (SORBIE, 1991).

Estrutura molecular – massa molecular e grupos funcionais

Quanto maior a massa molar dos polímeros em solução, maior será o tamanho das cadeias poliméricas, sendo portanto maior a interação deles entre si e com a solução, aumentando o valor da viscosidade. A alteração na formulação química de polímeros pode resultar em compostos com comportamento mais adequado. Há diversas formas de se fazer essa alteração, tanto nos biopolímeros quanto nos polímeros artificiais (SORBIE, 1991).

Biodegradação e oxidação

Caso as condições nas quais os microorganismos se desenvolvem não puderem ser modificadas, é desejável a adição de algum biocida que controle ou mesmo elimine tais componentes das soluções poliméricas. É um fator muito importante já que há extensa quantidade de polímeros usados em exploração de petróleo cuja origem é natural. Suscetíveis, portanto, a ataques e degradação por parte de microorganismos (SORBIE, 1991).

Os polímeros empregados na exploração de petróleo são, como diversos outros compostos orgânicos, vulneráveis à oxidação. Porém assim como no caso da degradação biológica, há aditivos que podem ser acrescentados às soluções poliméricas no sentido de se reduzir ou mesmo eliminar a concentração de oxigênio nos fluidos poliméricos, de forma a assegurar que a degradação através deste mecanismo seja mínima. Polímeros resistentes à oxidação são então preferíveis.

Estresse por cisalhamento

Alguns polímeros apresentam grande suscetibilidade à degradação proveniente de estresse por cisalhamento intenso, o que acontece nas situações de escoamento por meios confinados sob elevadas pressões. No processo de recuperação avançada, o fluido de injeção é forçado a atravessar a formação por meio de elevadas pressões, o que, conjugado com um meio poroso resistente ao fluxo, pode resultar na quebra das moléculas poliméricas, acarretando perdas em propriedades (ROSA et al., 2006) (SORBIE, 1991).

Análise de polímeros usados em exploração de petróleo

Na Tabela 1 são sumarizados aspectos diretamente relacionados ao emprego de alguns dos polímeros mais estudados, entre eles a goma xantana, a poliacrilamida hidrolisada (HPAM), a carboximetilcelulose (CMC), a goma Guar, a goma Scleroglucan e a goma Welan. Há, contudo, outros polímeros aplicáveis à exploração de petróleo e que contém estudos publicados. São exemplos o amido propilado (WHISTLER & BEMILLER, 1993), a goma Carrageenan (IGLAUER et al., 2011) e as poliacrilamidas sulfonadas (SABHAPONDIT et al., 2002).

Conclusões

Polímeros artificiais apresentam vantagens já que as 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. A partir dos testes e da medição das propriedades, dependendo se para fluido de perfuração ou para fluido de injeção, faz-se então a escolha e/ou formulação do polímero que será capaz de alcançar os resultados a que se propõe.

Tabela 1 – Características de polímeros usados em exploração de petróleo

	Goma xantana	Poliacrilamida hidrolisada (HPAM)	Carboximetilcelulose (CMC)
Tipo	Biopolímero, polissacarídeo.	Polímero, artificial.	Biopolímero modificado, polissacarídeo
Origem	Restos de capa protetora da bactéria <i>Xanthomonas campestris</i> .	Síntese a partir do monômero acrilamida com posterior hidrólise.	Feito a partir da reação de álcali celulose com monocloroacetato de sódio.
Massa molecular	Por volta de 2.000.000	De 2.000.000 a 10.000.000	Variável, de 40.000 a 1.000.000
Solução	Pseudoplástica	Pseudopástica	Pseudoplástica ou Tixotrópica
Estabilidade dos valores de viscosidade	Muito estável para pequenas variações de temperatura, pH e força iônica.	Instável, oscila muito com pH, salinidade, dureza e cisalhamento; mas estável para variações de temperatura.	Instável, variando bastante com temperatura e salinidade; depende de melhorias durante a polimerização.
Efeitos da concentração	Redução implica queda de viscosidade e aproximação a comportamento Newtoniano.	Redução implica queda de viscosidade e aproximação a comportamento Newtoniano.	Viscosidade alta para baixa concentração. Queda até certo limiar a partir do qual retorna a aumentar com concentração.
Efeitos da massa molecular	Os valores de massa molecular geralmente não diferem muito entre si. Porém quanto maior a massa molecular, maior a viscosidade.	De acordo com a síntese, pode ser induzida a formação de cadeias maiores ou menores. Maior cadeia implica maior massa e maior viscosidade.	Quanto maior o comprimento médio da cadeia, ou seja, o peso médio do polímero, mais viscosa é a solução. Definido pelo grau de polimerização.
Efeito de grupos substituintes	Acréscimo de grupos piruvato e/ou redução de grupos acetil são apontados como alterações que aumentam a viscosidade do polímero.	Grau de hidrólise (quantidade de monômeros hidrolisados) determina resistência. Grau alto, baixa resistência a salinidade e dureza.	Três grupos carboximetil podem ser introduzidos por monômero de celulose. Nesta condição, DS = 3. Para DS = 0,9-1,2, pseudoplástica. DS = 0,4-0,7, tixotrópica.
Resistência térmica	Baixa resistência a partir de 70°C. Está associada à concentração do polímero em solução: quanto maior, mais resistente. Incremento na concentração salina reduz a queda de viscosidade com aumento da temperatura.	Baixa resistência a partir de 120°C. Porém a viscosidade cai pouco com o aumento da temperatura. Respeitadas concentrações catiônicas limites, resiste a altas temperaturas por meses.	Viscosidade cai muito com aumento de temperatura. Sob condições normais, o efeito é reversível, porém por longos períodos de aquecimento ocorre despolimerização e degradação.
Resistência à salinidade	Moderada resistência. As condições de operação em salinidade nula ou próxima de zero são ruins. Ganho de desempenho com aumento de salinidade e de temperatura (até cerca de 70°C).	Baixa resistência. Condições de operação em salinidade nula ou próxima de zero ótimas. Perdas de viscosidade grandes com aumento de salinidade. Inviável a altas concentrações.	Varia com o grau de substituição, pH e concentração da CMC. Regular e alta substituição conduzem a uma alta tolerância. Do contrário, viscosidade cai muito com adição salina.

Tabela 1 – Características de polímeros usados em exploração de petróleo (continuação)

	Goma xantana	Poliacrilamida hidrolisada (HPAM)	Carboximetilcelulose (CMC)
Resistência à íons divalentes (dureza)	Boa resistência, porém os divalentes têm efeitos mais drásticos na viscosidade que os íons monovalentes.	Baixíssima resistência. Efeitos de são mais fortes que com monovalentes; complexação e precipitação.	Baixa resistência, perdendo valor de viscosidade e precipitando com acréscimo na concentração.
Resistência a íons de metais de transição	Baixa resistência, complexando-se com alguns íons.	Baixa resistência, complexando-se com alguns íons.	Baixa resistência. CMC de altos grau de substituição e massa resistem mais.
Resistência a alterações no pH	Baixa resistência. Está associada à concentração do polímero em solução: quanto maior, mais resistente e maior a faixa de pH onde não há alteração apreciável da viscosidade. Degradação mínima no pH de 7 a 8.	Baixa resistência. Os efeitos são semelhantes aos de salinidade e dureza, com bloqueio das cargas aniônicas da cadeia polimérica, conduzindo o polímero à floculação e precipitação. Ideal para pH de 7 a 10.	Soluções apresentam máxima viscosidade e estabilidade com pH de 7 a 9. A partir de pH 10 há perdas de viscosidade. Com pH inferior a 4 viscosidade aumenta, mas instavelmente.
Resistência à oxidação	Baixa resistência. O fluido deve ser desaerado ou devem-se adicionar agentes para remoção do oxigênio.	Baixa resistência. Como a goma xantana, deve ser acompanhada por aditivos para remoção de oxigênio.	Muito vulnerável, principalmente em condições alcalinas sob oxigênio, com perdas de viscosidade. Deve-se incluir antioxidantes e eliminar oxigênio.
Resistência à degradação biológica	Baixa resistência. Necessita de cargas de biocida para não se degradar sob ação de microorganismos.	Moderada resistência. Por ser artificial, resiste bem ao ataque de microorganismos.	Embora mais resistente que a maioria das gomas, é suscetível à biodegradação.
Resistência ao cisalhamento	Alta resistência. Não há perdas consideráveis no valor de viscosidade mesmo quando é previamente submetida a intenso cisalhamento.	Baixa resistência. Cisalhamento prévio intenso, comum na recuperação, faz perder grande parte das características reológicas.	Boa resistência, com grande acréscimo de viscosidade quando em repouso.
Principais empregos e potenciais em exploração	Boa resistência a salinidade e temperatura fazem a xantana aplicável a fluidos de perfuração, fluidos de fraturamento, fluidos de completação e para recuperação avançada.	É investigada predominantemente como alternativa artificial e de melhor desempenho para altas temperaturas que os biopolímeros no âmbito de recuperação avançada.	Fluidos de perfuração.
Referências consultadas	(KATZBAUER, 1999) (SORBIE, 1991) (SPEIGHT, 1999) (TEIXEIRA & ROCHA, 2005) (BORGES & VENDRUSCOLO, 2008) (HAMED & BELHADRI, 2009)	(SPEIGHT, 1999) (SORBIE, 1991) (TEIXEIRA & ROCHA, 2005) (RASHIDI et al., 2010) (ROSA et al., 2006)	(WHISTLER & BEMILLER, 1993)

Tabela 1 – Características de polímeros usados em exploração de petróleo (continuação)

Polímero	Goma Guar	Goma Scleroglucan	Goma Welan
Tipo	Biopolímero, polissacarídeo.	Biopolímero, polissacarídeo.	Biopolímero, polissacarídeo.
Origem	Sementes da planta <i>Cyamopsis tetragonolobus</i> .	Fermentação de espécies de fungo <i>Sclerotium</i> .	Fermentação de espécies de bactéria <i>Alcaligenes</i> .
Massa molecular	Entre 1.000.000 e 2.000.000	Entre 5.000.000 e 6.000.000	Entre 1.000.000 e 2.000.000
Solução	Pseudoplástica	Pseudoplástica	Pseudoplástica
Estabilidade dos valores de viscosidade	Estável apenas para cisalhamento, devendo haver controle de outros fatores como pH e temperatura.	Varia muito pouco com temperatura, cisalhamento, baixa salinidade e ampla faixa de pH.	Há grande estabilidade para condições de alta salinidade e alta temperatura.
Efeitos da concentração	Viscosidade aumenta com concentração do polímero, tanto para goma nativa quanto para goma avançada, como hidroxipropilguar (HPG).	Viscosidade aumenta com concentração, sendo soluções muito diluídas praticamente Newtonianas.	Já apresenta alta viscosidade sob baixa concentração. Viscosidade cresce com a concentração.
Efeitos da massa molecular	O biopolímero apresenta massa molecular geralmente dentro de uma faixa, portanto não é influenciável já que não se altera com facilidade.	O biopolímero apresenta massa molecular geralmente dentro de uma faixa, portanto não é influenciável já que não se altera com facilidade.	O biopolímero apresenta massa molecular geralmente dentro de uma faixa, portanto não é influenciável já que não se altera com facilidade.
Efeito de grupos substituintes	Substituintes hidroxipropil (neutro) e carboximetil (aniônico) resultam em propriedades melhores, como na CMHPG, que reúne ambos substituintes.	Não apresenta inserção de grupos funcionais ou alteração nos presentes mediante tratamento químico. Portanto sem efeitos.	É uma forma de goma gellan, porém já substituída por um glicosil lateral à cadeia. Não há efeitos, pois não há margem para grandes alterações.
Resistência térmica	Baixa resistência a partir de 80-90°C, viscosidade cai muito com o aumento da temperatura. Valores mais altos de temperatura sem grandes perdas são alcançados com formas avançadas como HPG (em torno de 120°C).	Estáveis termicamente, especialmente entre o pH 4 e 10, podendo ficar por muitas horas a 120°C sem perdas de viscosidade. Aumento de temperatura reduz muito pouco a viscosidade até 80°C.	Excepcional estabilidade térmica, permanecendo até 135°C por longos períodos de tempos sem redução apreciável de viscosidade. Desempenho muito superior à da goma xantana, por exemplo, a mais empregada.
Resistência à salinidade	Moderada resistência aos efeitos da salinidade, sendo solúvel em soluções com mais de 70% em massa de cátion monovalente. Semelhantes as resistências da goma com as do HPG.	Boa resistência à salinidade (indiferente a cloretos, com exceção do NaCl). Em maiores concentrações deprecia os valores de viscosidade e corre risco de gelificar após algumas semanas.	Compatível e estável com soluções de alta concentração de sal, reduzido muito pouco o valor de viscosidade com acréscimos em salinidade.

Tabela 1 – Características de polímeros usados em exploração de petróleo (continuação)

Polímero	Goma Guar	Goma Scleroglucan	Goma Welan
Resistência à íons divalentes (dureza)	Queda drástica de viscosidade em relação aos cátions monovalentes. HPG conserva grande resistência. Ambos precipitam em concentração muito alta.	Valores de viscosidade inferiores quando comparadas com cargas monovalentes a baixas concentrações, porém tem boa resistência com tal valor por semanas.	Excelente viscosidade e solubilidade em águas marinhas e soluções de moderada dureza.
Resistência a íons de metais de transição	Insolúveis em cátions de carga alta. Porém com titânio complexa e aumenta muito a viscosidade.	Forma gel na presença de sais de cromo e precipita em concentrações altas de outros cátions de carga elevada.	-
Resistência a alterações no pH	Em pH menor que 3 é hidrolisada, perdendo viscosidade rapidamente. Para valores de pH básicos, através de eliminações, a cadeia aos poucos vai reduzindo sua extensão.	Viscosidade praticamente não se altera do pH 2 ao pH 10. Porém a partir do pH 12,5 há uma queda drástica de viscosidade, resultado de uma mudança na conformação estrutural da molécula.	Entre a faixa de pH de 2 a 12 não ocorrem alterações substanciais nos valores de viscosidade.
Resistência à oxidação	Muito suscetível à ação do oxigênio e outros agentes oxidantes, perdendo viscosidade.	Baixa resistência, devendo ser acompanhada de antioxidantes ou deve o fluido ser previamente desaerado.	Baixa resistência, devendo ser acompanhada de antioxidantes ou deve o fluido ser previamente desaerado.
Resistência à degradação biológica	Como os demais polissacarídeos, deve estar acompanhado de biocidas pois é muito vulnerável aos microorganismos.	Baixa resistência, precisa ser tratado com biocidas, sendo a eliminação de microorganismos desde a sua síntese.	Baixa resistência, precisa ser tratado com biocidas, sendo a eliminação de microorganismos desde a sua síntese.
Resistência ao cisalhamento	Excelente resistência, permanecendo com os valores de viscosidade mesmo após intenso cisalhamento.	Excelente resistência, permanecendo com os valores de viscosidade mesmo após intenso cisalhamento.	Boa resistência, apresentando um desempenho na capacidade de manter suspensões muito superior à maioria das gomas.
Principais empregos e potenciais em exploração	Potencial em fluidos de fraturamento e fluidos de perfuração, sendo as formas avançadas HPG e CMHPG as mais usadas. Esta última envolve condições extremas como alta profundidade e temperatura.	Principalmente para recuperação avançada de petróleo. Aplicável também a fluidos de perfuração e fraturamento.	Fluidos de perfuração, fluido de injeção para recuperação avançada e fluidos de fraturamento.
Referências consultadas	(WHISTLER & BEMILLER, 1993)	(WHISTLER & BEMILLER, 1993) (HAMED & BELHADRI, 2009)	(WHISTLER & BEMILLER, 1993)

Agradecimentos

A Petrobras e ao CNPq pelo suporte financeiro neste projeto.

Referências Bibliográficas

- AMORIM, Luciana Viana. Melhoria, proteção e recuperação da reologia de fluidos hidroargilosos para uso na perfuração de poços de petróleo. Campina Grande, Brasil. Tese de doutorado em engenharia de processos, Universidade Federal de Campina Grande. 2003.
- ASHBY, M. F.; JONES, D. R. H. Engenharia de Materiais, vol II. 2. ed. Rio de Janeiro. Elsevier. 2007
- BORGES, C. D.; VENDRUSCOLO, C. T. Goma xantana: características e condições operacionais de produção. Semina: Ciências Biológicas e da Saúde. Londrina, v. 29, n. 2, p. 171-188. 2008.
- CALLISTER, W. D. Ciência e Engenharia de Materiais: uma introdução. 5. ed. RJ, Brasil. LTC. 2002
- HAMED, S. B.; BELHADRI, M. Rheological properties of biopolymers drilling fluids. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 67, p. 84-90. 2009.
- IGLAUER, S.; WU, Y.; SHULER, P.; TANG, Y.; GODDARD III, W. A. Dilute iota- and kappa-Carrageenan solutions with viscosities in high salinity brines. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 75, p. 304-311. 2011.
- KATZBAUER, B. Properties and applications of xanthan gum. Polymer Degradation and Stability, v. 59, p. 81-84. 1998
- QUEIROZ NETO, J. C.; BISCAIA Jr., E. C.; PETRI, D. F. S. Estudo sobre a adsorção do fluido de perfuração salgado contendo polímeros sobre SIO₂. Química Nova, SP, v. 30, n. 4, p 909-915. 2007.
- RASHIDI, M.; BLOKHUS, A. M.; SKAUGE, A. Viscosity Study of Salt Tolerant Polymers. Journal of Applied Polymer Science, v. 117, p. 1551-1557. 2010.
- RODRIGUES Jr., J. A.; LACHTER, E. R.; NASCIMENTO, R. S. V. Novos aditivos poliméricos multifuncionais para fluidos base aquosa a serem utilizados na perfuração de poços de grande afastamento horizontal em águas ultraprofundas. Boletim técnico da Produção de Petróleo, RJ, Brasil, v. 2, nº 1, p. 153-170. 2007.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. 1. Ed. Rio de Janeiro. Interciência. 2006.
- SCHAFFEL, Silvia Blajberg. A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil. Dissertação de mestrado em ciência e planejamento energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2002.
- SCHRAMM, G. Reologia e Reometria: fundamentos teóricos e práticos. 2. ed. SP. Artliber. 2006.
- SABHAPONDIT, A.; BORTHAKUR, A.; HAQUE, I.; Characterization of acrylamide polymers for enhanced oil recovery. Journal of Applied Polymer Science, v. 87, p. 1869-1878. 2003.
- SORBIE, K. S. Polymer-Improved Oil Recovery. 1. ed. Boca Raton. Blackie. 1991
- SPEIGHT, J. G. The chemistry and technology of petroleum. 3. ed. New York. Marcel Dekker. 1999.
- TEIXEIRA, R. A.; ROCHA, P. S. M. V. Reologia de soluções poliméricas com potencial de uso em campos maduros da bacia do recôncavo baiano. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador. Outubro, 2-5. 2005
- THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 1. ed. Rio de Janeiro. Interciência. 2001.
- WHISTLER, R. L.; BEMILLER, J. N. Industrial gums: polysaccharides and their derivatives. 3. ed. San Diego. Academic Press. 1993.