

APLICAÇÃO DE NOVOS POLÍMEROS CATIÔNICOS COMO INIBIDORES DE ARGILA EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA.

Emanuella Layne Ferreira Vidal¹ (UFRN), Thiago de Freitas Félix (UFRN), Rosangela Balaban Garcia² (UFRN), Marta Costa (UFRN), Joaquim Helder Saraiva Girão (Researcher in Field-Fluids)

¹UFRN-Departamento de Química, CP 1662, 59078-970, Natal/RN, Brazil, layne_ufrn@yahoo.com.br

² UFRN-Departamento de Química, CP 1662, 59078-970, Natal/RN, Brazil., balaban@digi.com.br

Durante a perfuração de poços de petróleo, muitas vezes surge a necessidade de utilização de inibidores de inchamento de argilas, a fim de evitar a incorporação dos sólidos perfurados ao fluido de perfuração e a perda de estabilidade das paredes do poço. Os inibidores químicos mais utilizados são os sais de sódio (NaCl) e de potássio (KCl). Entretanto, tem crescido o emprego de muitos polímeros catiônicos, que, quando associado aos sais de sódio e potássio, intensificam o poder de inibição, ampliando o espectro de benefícios à perfuração. Neste trabalho, foram testados alguns novos polímeros catiônicos como substituintes dos inibidores de argilas tradicionalmente utilizados. As formulações testadas foram previamente envelhecidas em estufa rotativa por 16 horas, à 200°F. Em seguida, foram determinados os parâmetros reológicos à 135°F, em Viscosímetro Rotativo Fann, modelo 35A. As medidas do coeficiente de lubrificidade foram realizadas em Lubricity Tester da Fann, e o volume de filtrado determinado através de Filtro Prensa API da Fann. A porcentagem de inchamento linear de pastilhas da argila estudada foi determinada no LSM (Linear Swell Meter) da Fann. Todos os novos polímeros testados apresentaram desempenho semelhante aos já utilizados na indústria do petróleo. O uso dos polímeros catiônicos associados aos sais NaCl e KCl promoveu uma redução significativa na taxa de inchamento linear da argila e no volume de filtrado, além de não alterar os valores dos parâmetros reológicos. Os resultados obtidos indicam que os novos polímeros catiônicos testados podem se constituir em produtos alternativos à substituição dos inibidores já conhecidos na indústria, sem acarretar problemas à perfuração.

1. Polímeros Catiônicos, 2. Inibidores, 3. Sais de sódio, 4. Fluido de perfuração.

1. INTRODUÇÃO

Durante a perfuração de poços de petróleo, é necessária a utilização de fluidos de perfuração, cuja composição química depende do comportamento físico-químico desejado. As principais funções destes fluidos são: controlar as pressões no interior do poço, inibir a formação para que não ocorram desmoronamentos e prisão da coluna de perfuração, limpar o poço e resfriar e lubrificar a coluna e a broca (Lummus et al, 1986).

De modo geral, aditivos são incorporados aos fluidos de perfuração com o objetivo de melhorar o seu desempenho no poço. Em decorrência da variedade de situações encontradas durante a perfuração dos poços, diversos aditivos foram desenvolvidos com diferentes finalidades. Dentre esses se encontram os viscosificantes, adensantes, redutores de filtrado, dispersantes, floculantes, controladores de pH, inibidores de hidratação de argila, controladores de perda de circulação, lubrificantes, bactericidas e tensoativos (Lummus et al, 1986).

Durante a perfuração, é comum a presença de camadas constituídas por minerais argilosos, muitas dessas argilas são facilmente hidratáveis como, por exemplo, as esmectitas. Estas possuem ligações intercristalinas relativamente fracas, permitindo a entrada de água ou de outras substâncias polares, o que resulta no acréscimo da distância interplanar ou basal. Este fenômeno é conhecido por expansão ou inchamento (Amorim, 2006), requerendo, portanto, a utilização de fluidos inibidos, chegando-se até mesmo a ter-se que optar por fluidos sintéticos – fluidos cuja fase contínua é formada por um produto orgânico de natureza oleosa (Thomas, 2001).

Na perfuração de poços com folhelhos hidratáveis, quando é viável a utilização de fluidos à base de água (preferenciais devido ao baixo custo e por serem ambientalmente mais apropriados que os sintéticos), há a necessidade da utilização de inibidores de argilas, a fim de evitar a incorporação dos sólidos perfurados ao fluido, o inchamento e desmoronamento das paredes dos poços. Chamam-se inibidores de inchamento os compostos químicos capazes de reduzir, de forma eficaz, a hidratação das argilas (Serra, 2003).

Os sais de sódio (NaCl) e de potássio (KCl) são os inibidores químicos mais comuns em fluidos de perfuração, mas os inibidores catiônicos são frequentemente adicionados para aumentar o poder de inibição do fluido. Como esses aditivos elevam o custo do fluido, são normalmente utilizados em associação aos sais de sódio e potássio, que são mais baratos (Vidal et al, 2007).

Como a hidratação de uma argila depende da disponibilidade de água, a redução do volume de filtrado auxilia consideravelmente no controle do inchamento das formações argilosas. Por isso, é importante que os fluidos apresentem baixo volume de filtrado e que novos produtos sejam continuamente testados, a fim de

otimizar o controle do filtrado, em termos de quantidade de fluido perdido para a formação, e o desembolso com os produtos utilizados.

Este trabalho tem como objetivo estudar a aplicação de novos polímeros catiônicos como inibidores de inchamento de argilas em fluidos de perfuração à base de água.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos/ou gás e diversos produtos químicos (Thomas, 2001). Esses fluidos são indispensáveis durante as atividades de perfuração de um poço, pois desempenham uma série de funções essenciais, tais como: (i) resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração para evitar o desgaste; (ii) auxiliar a suspensão do cascalho gerado durante a perfuração; (iii) controlar as pressões das formações perfuradas; (iv) exercer pressão sobre as paredes do poço para estabilizá-lo, evitando o desmoronamento e (v) formar um reboco que sele os poros e outras aberturas nas formações expostas pela broca. Para satisfazer essas exigências, o fluido de perfuração deve apresentar propriedades físico-químicas que possam ser cuidadosamente controladas, para se ajustarem a uma grande variedade de condições em subsuperfície (Lummus et al, 1986; Serra, 2003).

Os fluidos de perfuração classificam-se de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esse componente pode ser: água, óleo ou gás. Quando o componente principal da fase contínua é água, é dito que ele é à base de água, e quando é óleo, o fluido é à base de óleo (Thomas, 2001). Os fluidos à base de gás incluem aqueles em que o gás é a fase contínua, gás seco, e aqueles onde o gás é a fase descontínua, como em espumas e espumas compactas. A presença de ambos os líquidos juntos, óleo e água, resulta em uma emulsão, formada através de agitação e da presença de um emulsificante adequado. A natureza química do agente emulsificante determina se o óleo está emulsionado na água, emulsão direta, ou se a água está emulsionada no óleo, emulsão inversa (Serra, 2003).

Os fluidos de perfuração apresentam várias propriedades físico-químicas que devem ser levadas em consideração durante a aplicação, dentre elas podemos destacar os parâmetros reológicos, que vão influenciar diretamente no cálculo das perdas de carga na tubulação e na velocidade de transporte dos cascalhos. Reologia é a ciência que estuda a deformação e fluxo da matéria. Fazendo certas medidas reológicas do fluido, é possível determinar como o fluido escoará sob variadas condições de temperatura, pressão e taxa de cisalhamento. Em termos reológicos, a viscosidade é o parâmetro mais conhecido, sendo definida como a resistência que uma substância apresenta ao fluxo. No campo, as principais propriedades reológicas de interesse, que se encontram vinculadas ao desempenho do fluido são: índice de comportamento; índice de consistência; viscosidade aparente; viscosidade plástica; limite de escoamento e força gel (THOMAS, 2001). Como o limite de escoamento definido da forma clássica ($LE = L_{600} - L_{300}$) nem sempre representa o limite de escoamento real do fluido, utiliza-se a leitura a 3 rotações por minuto, L_3 e os géis iniciais e finais como um forte indicativo da capacidade que o fluido apresenta para garantir uma limpeza eficaz do poço e também de permitir uma boa sustentação dos cascalhos em caso de paradas no bombeio (Machado, 2002).

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase contínua do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (Vital, 2005). Não existem valores ideais já estabelecidos na literatura para volumes de filtrado. O ideal seria que não houvesse filtrado, mas, na prática, volumes de filtrado API até 5mL (valores de laboratório) ocorrem sem que isso se constitua um motivo de preocupação. Os filtrados API (American Petroleum Institute) são medidos a temperatura ambiente e a uma pressão de 100 psi (Vidal, 2006).

Os aditivos dos fluidos de perfuração são substâncias químicas que, quando adicionadas ao fluido, conferem a ele propriedades especiais, requeridas durante as atividades de perfuração. Esses aditivos podem desempenhar uma série de funções no fluido de perfuração. Atualmente, encontram-se disponíveis no mercado uma variedade de aditivos, que possuem diferentes funções, em decorrência da variedade de situações encontradas durante a perfuração de poços (Serra, 2003).

Durante a perfuração de poços de petróleo é comum encontrar camadas de minerais argilosos de fácil hidratação como, por exemplo, a bentonita. As argilas bentoníticas são conhecidas há centenas de anos e receberam esta denominação graças à localização do primeiro depósito comercial em Fort Benton, Estado de Wyoming, Estados Unidos. Segundo os geólogos, a bentonita é formada pela desvitrificação e alteração química de cinzas vulcânicas. Por muito tempo, estudiosos utilizaram a origem dessas argilas como parte da sua definição, mas, como em alguns países seus depósitos não foram originados pela ação vulcânica, outra definição

passou a ser utilizada; bentonita é qualquer argila composta predominantemente pelo argilomineral montmorilonita, do grupo da esmectita, e cujas propriedades são estabelecidas por este argilomineral (Amorim, 2006).

A montmorilonita é constituída por camadas compostas de duas folhas de silicato tetraédricas, com uma folha central octaédrica de alumina. No espaço entre as camadas encontram-se moléculas de água adsorvidas e os cátions trocáveis. As argilas que possuem o Na^+ como cátion predominante, apresentam a propriedade de inchar na presença de água, aumentando várias vezes o seu volume inicial, isto porque o Na^+ permite que várias moléculas de água sejam adsorvidas, aumentando a distância entre as camadas e, conseqüentemente, separando as partículas de argila umas das outras (Amorim et al, 2006).

Muitos inibidores catiônicos são utilizados em fluidos de perfuração. Em geral, são sais de amidas terciárias. Esses sais são de elevado custo comercial, por isso são geralmente associados aos sais de sódio, NaCl, e de potássio, KCl, que são mais baratos (Vidal, 2007). Os cátions desses sais possuem diâmetro menor que o da água e tendem a ficar entre as camadas de argila, evitando assim a hidratação da mesma. A invasão de fluidos indesejáveis provoca grandes problemas à formação, como o desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada, redução do diâmetro do poço e aprisionamento da coluna de perfuração, que contribui fortemente para o processo de prisão diferencial (Farias et al, 2006).

O uso de compostos poliméricos na indústria do petróleo abrange diversos segmentos das atividades de exploração, perfuração, produção, tratamento, transporte e armazenamento de petróleo, tendo funções variáveis tais como: viscosificante, floculante, estabilizante, espessante, inibidor de argilas, controlador de filtrados, etc. A escolha de um polímero, eu mesmo de uma classe de polímeros destinada a conferir uma dada função ao fluido ou ao processo, está principalmente relacionada a sua estrutura molecular. Muitos polímeros disponíveis no mercado apresentam solubilidade em água, no entanto, outros são seletivamente solúveis em álcool, ácidos, ou ainda em hidrocarbonetos. Polieletrólitos são polímeros preferencialmente hidrossolúveis que, por conterem grupamentos fortemente polares ou espécies ionizáveis, solubilizam-se em meios aquosos a partir de dissociação iônica. Tais características são fundamentais para a aplicação em fluidos aquosos. De acordo com a carga elétrica remanescente na estrutura polimérica, após a dissolução do polímero em água, este pode ser classificado em: aniônico, catiônico, não-iônico e anfótero (Khalil et al, 2002).

Os polímeros catiônicos, em geral, contêm um grupamento do tipo amônio quaternário, que quando dissociado em meio aquoso formam um cátion e um contra-íon haleto (Khalil et al, 2002).

3. METODOLOGIA

Os produtos foram adicionados durante a preparação dos fluidos de perfuração seguindo a ordem da Tabela 1. A formulação 7 é isenta de inibidor para servir como referência para as demais. As concentrações utilizadas dos aditivos são as mesmas frequentemente aplicadas em fluidos de perfuração aquosos usados no campo (Vidal, 2007). Para uma maior segurança dos resultados, todos os fluidos foram fabricados em triplicata. Após a fabricação, as formulações foram envelhecidas em forno rotativo por 16 horas, a 200 °F (envelhecimento padrão para estes testes) e submetidas a medidas de: reologia a 135 °F, em Viscosímetro Rotativo Fann, modelo 35A, lubricidade em Lubricity Tester da Fann, filtração em Filtro Prensa API (American Petroleum Institute) - Fann, inchamento linear de pastilhas de argilas em Linear Swell Meter - Fann.

Tabela 1: Formulações testadas para avaliação de inibidores catiônicos.

PRODUTO	Unidade	1	2	3	4	5	6	7
Viscosificante	lb/bbl	2	2	2	2	2	2	2
Controlador de filtrado 1	lb/bbl	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Catiônico A ¹	lb/bbl	9	-	-	9	-	-	-
Catiônico B	lb/bbl	-	9	-	-	9	-	-
Catiônico C	lb/bbl	-	-	9	-	-	9	-
Controlador de pH	lb/bbl	1	1	1	1	1	1	1
NaCl	mg/L	52500	52500	52500	-	-	-	-
KCl	mg/L	-	-	-	66500	66500	66500	-
Anti-espumante	gotas	6	6	6	6	6	6	6
Bactericida	lb/bbl	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Controlador de filtrado 2	lb/bbl	15	15	15	15	15	15	15
Adensante	Qsp-lb/gal	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5

¹Inibidor catiônico comumente utilizado na indústria de petróleo.

4. RESULTADOS

A Tabela 2 contém os resultados dos testes com as formulações da Tabela 1.

Tabela 2: Valores médios de parâmetros reológicos de fluidos de perfuração inibidos.

Leituras	Unidade	1	2	3	4	5	6	7
L600¹	GRAU	45	41	41	48	42	42	49
L300¹	GRAU	37	33	32	39	33	34	40
L200¹	GRAU	32	28	28	34	29	30	36
L100¹	GRAU	26	22	22	27	24	24	30
L6¹	GRAU	12	9	9	13	10	11	15
L3¹	GRAU	10	7	7	11	8	9	13
Va²	Cp	22	21	20	24	21	21	25
Vp³	Cp	7	8	9	10	8	8	9
Le⁴	LBF/100PÉ²	30	24	23	29	25	25	31
Gi⁵	LBF/100PÉ²	10	7	7	12	10	10	14
Gf⁵	LBF/100PÉ²	12	8	8	14	12	13	18
Coef. de lub.	ADM	0,203	0,203	0,189	0,173	0,192	0,185	0,130
Fitrado API	mL	5,8	6,3	5,7	6,2	8,4	7,7	9,4

¹Ângulo de torção a 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rotações por minuto. ²Viscosidade aparente para o intervalo convencional de L₆₀₀-L₃₀₀. ³Viscosidade plástica para o intervalo convencional de L₆₀₀-L₃₀₀. ⁴Limite de escoamento para o intervalo convencional de L₆₀₀-L₃₀₀. ⁵Gel final e gel inicial.

Como se pode observar na Tabela 2 e Figura 1, todos os fluidos apresentaram valores de parâmetros reológicos bem próximos entre si, e em relação ao branco, fluido 7, sugerindo que a presença dos inibidores catiônicos não afetou a reologia dos fluidos analisados.

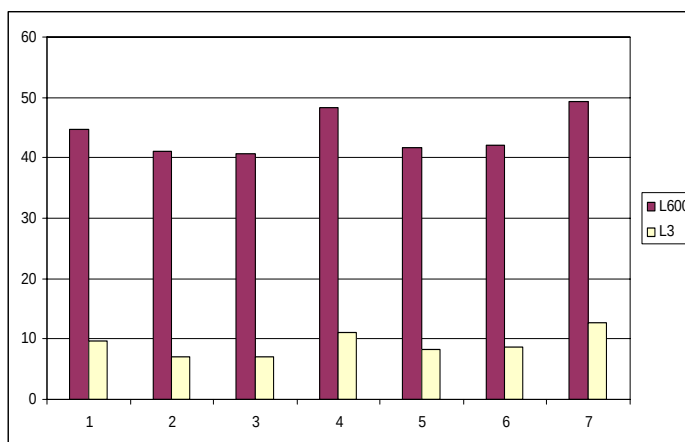


Figura 1: Valores de medidas de ângulo de torção a 600 e 3 rotações por minuto.

Na Figura 2 podemos observar uma grande redução no volume de filtrado, principalmente na presença de NaCl. Todos os fluidos testados apresentaram uma pequena redução na lubrificidade (Figura 3), mas, comparados com o coeficiente de lubrificidade da água, que é 0,34, os valores foram satisfatórios, uma vez que os fluidos fabricados não possuem lubrificantes em sua composição.

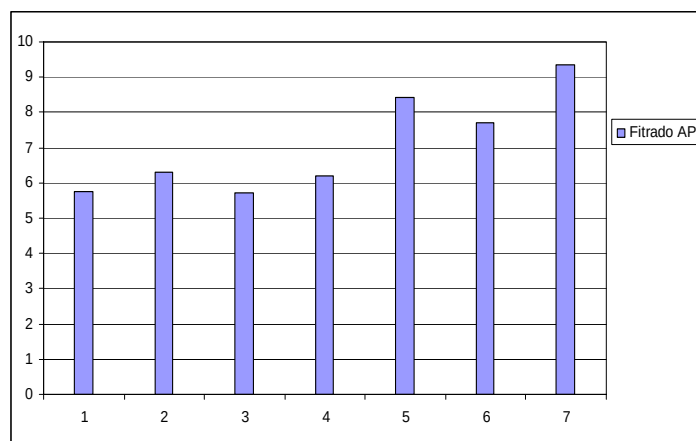


Figura 2: Valores de volume de filtrado API.

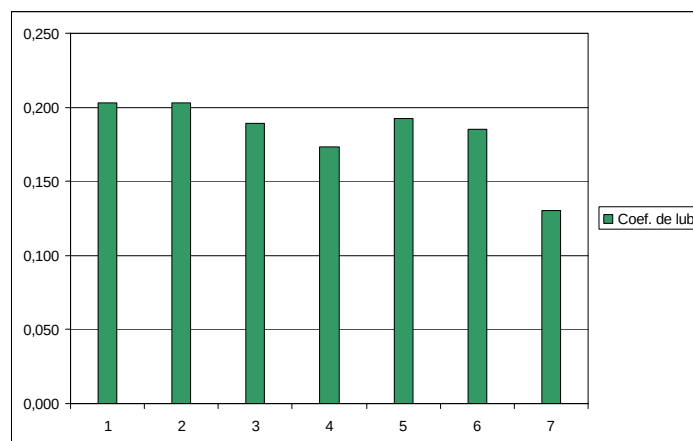


Figura 3: Valores de coeficiente de lubricidade.

Na Figura 4 estão representados os valores de porcentagem linear de inchamento de argila em função do tempo de análise. Pode-se observar que o inibidor C apresentou taxa de inchamento menor que os demais inibidores, principalmente quando usado associado com o NaCl. Além disso, todos os fluidos inibidos resultaram em teor de inchamento linear bem inferior ao fluido 7.

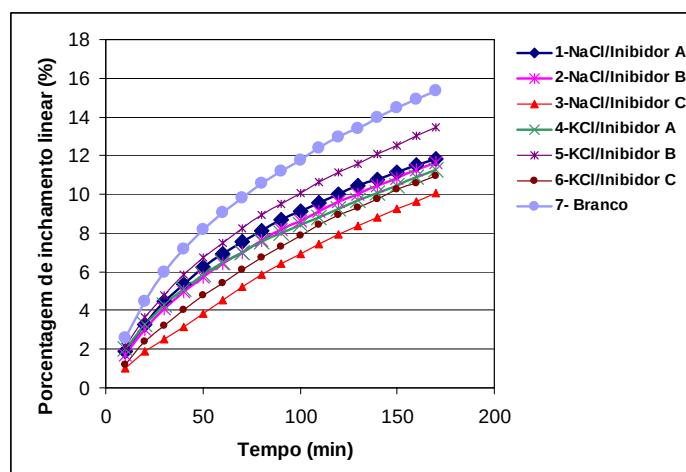


Figura 4: Valores de porcentagem linear de inchamento de corpos de argila em função do tempo.

5. CONCLUSÃO

Todos os fluidos apresentaram valores de parâmetros reológicos semelhantes entre si, e em relação ao branco, sugerindo que a presença dos polímeros catiônicos não afeta a reologia dos fluidos analisados. Os fluidos preparados com o inibidor C apresentam maior poder de inibição comparado com os demais fluidos,

principalmente na presença de NaCl. A presença de inibidores catiônicos associados aos sais NaCl e KCl em fluidos de perfuração apresentaram uma redução significativa na taxa de inchamento linear de argilas hidrofílicas, quando comparados aos fluidos não inibidos.

6. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao PRH30-ANP/MCT e à PETROBRAS pelo apoio técnico-financeiro.

7. REFERÊNCIAS

- AMORIM, L. V.; VIANA, J. D.; FÁRIAS, K. V.; BARBOSA, M. I. R.; FERREIRA, H. C. Estudo comparativo entre variedades de argilas bentoníticas de Boa Vista, Paraíba. *Revista Matéria*, v.11, 2006. p30-40.
- FÁRIAS, K. V.; AMORIM, H. C.; PEREIRA, E. Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: Influência de dispersantes e umectantes aniônicos. São Paulo: *Cerâmica* v. 52, 2006. p307-314.
- Khalil, C.; Rocha, N. Polímeros na indústria do petróleo. Apostilha da PETROBRAS-CENPES. Rio de Janeiro, 2002. 71p.
- MACHADO, J.C.V., Reologia e escoamento de fluidos, Rio de Janeiro: Interciência, 2002. p257.
- SERRA, A.C.S., A influência de aditivos de lama de perfuração sobre as propriedades geoquímicas de óleos. Rio de Janeiro: Tese de doutorado-UFRJ. 2003. 163p.
- THOMAS J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2001. 271p.
- VIDAL, E. L. F. Avaliação da resistência térmica de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal, Monografia de fim de Curso. Natal: UFRN, 2006.
- VIDAL, E. L. F. Relatório de estágio, documento interno da PETROBRAS. Natal, 2007. 27p.
- VITAL, G. S. Seleção de tensoativos e influência de um estabilizante para a otimização de formulações de fluidos de perfuração à base de óleo vegetal, Monografia de fim de Curso. Natal: UFRN, 2005. 50p.

APPLICATION OF NEW CATIONIC POLYMERS AS CLAY INHIBITORS IN WATER-BASE DRILLING FLUID

Sometimes, it is necessary to use clay inhibitors in drilling fluids to avoid the incorporation of the cuttings to the fluid and not to allow the swelling or collapse of the well walls. The most used chemical inhibitors in drilling fluids are sodium (NaCl) or potassium (KCl) salts. However, the use of cationic polymers has increased due to the inhibition power of them when blended with sodium or potassium salts improving the drilling. In this work, some new cationic polymers were tested to replace the clay inhibitors usually used. The compositions tested were aged in roller oven during 16 h at 200 °F. The rheological parameters were evaluated at 135 °F using Fann Rotative Viscometer – model 35A. The lubricity coefficient measurements were carried out in Fann Lubricity Tester and filtrate volumes were determined using Fann Press Filter API. The linear swelling percentage of the clays tablets studied was analyzed using Fann Linear Swell Meter. All new polymers evaluated presented the same performance than that ones used in the petroleum industry. The cationic polymers in the presence of NaCl or KCl salts promoted a significant decrease in the linear swelling rate of the clay and filtrate volume, besides the polymers did not change the rheological parameter values. The obtained results indicated that the new cationic polymers analyzed can be used as alternative products to substitute the known inhibitors in the industry, without promoting problems during drilling.

1.Cationic polymers, 2.Inhibitors, 3.Sodium salts, 4.Drilling fluid.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.