

República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial.

(21) **PI0611571-3 A2**

(22) Data de Depósito: 15/06/2006
(43) Data da Publicação: 22/02/2011
(RPI 2094)



* B R P I 0 6 1 1 5 7 1 A 2 *

(51) *Int.Cl.:*
C09K 8/03
C09K 8/12

(54) Título: **FLUIDO DE PERFURAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE UM POLÍMERO**

(30) Prioridade Unionista: 15/06/2005 FR 05 06057

(73) Titular(es): Rhodia Chimie

(72) Inventor(es): Elise Deblock, Katerina Karagianni, Marie-Pierre Labeau

(74) Procurador(es): MOMSEN LEONARDOS & CIA

(86) Pedido Internacional: PCT FR2006001358 de 15/06/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2006/134273 de 21/12/2006

(57) Resumo: FLUIDO DE PERFURAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE UM POLÍMERO. A presente invenção tem por objeto um fluido de perfuração que compreende um polímero com unidades hidroxiladas. O polímero pode, em particular, ser utilizado como agente de inibição de acreção, e/ou como agente de controle reológico do fluido, e/ou como redutor de filtrados e/ou como agente lubrificante, no fluido de perfuração.



PI0611571-3

“FLUIDO DE PERFURAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE UM POLÍMERO”

5 Durante de operações de perfuração de poços, notadamente de poços destinados a recuperar jazidas subterrâneas de petróleo e/ou de gás, utiliza-se fluidos de perfuração destinados a lubrificar, limpar e resfriar as ferramentas de perfuração e a cabeça de perfuração, e/ou evacuar a matéria liberada durante a perfuração (rochas desintegradas). Os fluidos de perfuração são também utilizados para limpar os poços. Eles fornecem igualmente a pressão necessária para suportar a parede do poço antes da consolidação. Os fluidos são usualmente denominados «lamas de perfuração». Após a
10 perfuração, as paredes do poço são consolidadas geralmente por um material de cimento.

Durante a perfuração, as paredes da rocha, em particular de rochas argilosas sensíveis à água, têm tendência a intumescer. Problemas operacionais estão ligados a estas argilas. O intumescimento pode prejudicar o escoamento do fluido ou a passagem da ferramenta de perfuração. Além
15 disso, o intumescimento pode levar a uma desagregação da parede. Esta desagregação pode causar irregularidades no poço e assim criar pontos de enfraquecimento mecânico.

Por outro lado, a matéria argilosa desagregada é liberada no fluido e pode apresentar problemas de controle da viscosidade do fluido: as
20 matérias argilosas, em presença ou não de uma concentração elevada de sais (salmoura), têm tendência a aumentar fortemente a viscosidade. Este aumento pode ser nefasto: se ele se torna muito grande, a circulação do fluido pode ser prejudicada e este último então não cumpre mais suas funções.

25 Além disso, as rochas argilosas desintegradas podem ter tendência a se agregar ao fluido de perfuração. Fala-se de um fenômeno de acreção. A acreção pode prejudicar a circulação dos fluidos, e pode bloquear mecanicamente a cabeça de perfuração (fenômeno de «bit-balling»).

Para resolver os problemas de intumescimento das argilas e de

desagregação das paredes, é conhecido acrescentar nos fluidos de perfuração polímeros destinados a consolidar as paredes («well bore consolidation»). Utiliza-se assim de maneira corrente, entre outros, poliacrilamidas parcialmente hidrolisadas (PHPA, «partially hydrolyzed polyacrylamide»).

5 Acredita-se que estes polímeros formam um filme polimérico na superfície das paredes, encapsulam mais ou menos as rochas desintegradas, e inibem assim a hidratação e/ou a desagregação das argilas. Os desempenhos destes polímeros são entretanto limitados, pois eles têm tendência a tornar os fluidos muito viscosos com alta concentração. Os desempenhos destes polímeros são
10 além do mais limitados em condições de perfuração de alta temperatura e alta pressão (HTHP).

Além disso, sabe-se que outros polímeros podem ser adicionados em fluidos de perfuração, por exemplo, para modular as propriedades reológicas, notadamente na presença de sais. Alguns estudos
15 foram assim feitos sobre copolímeros que compreendem unidades de tipo betaína, e frequentemente unidades acrilamidas.

Assim, é descrito no documento WO 00/01746 (Institut Français du Pétrole) copolímeros à base de acrilamida e sulfobetaínas ou de fosfobetaínas. É indicado neste documento que estes copolímeros são eficazes
20 como agentes de viscosificantes, e como agentes modificadores da superfície de partículas em suspensão.

Legislações cada vez mais restritivas visam limitar a utilização dos polímeros que compreendem unidades acrilamidas. Tais polímeros não poderão, talvez, ser mais utilizados em certos países, mais ou menos a curto
25 prazo. Soluções de substituição são necessárias.

O documento US 5.026.490 descreve outros copolímeros que compreendem unidades sulfobetaína, e sua utilização como agentes defloculantes de lamas de perfuração. O documento US 6.346.588 descreve outros copolímeros que compreendem unidades sulfobetaína, cuja formulação

em um fluido de perfuração é facilitada. O documento US 4.607.076 descreve outros copolímeros que compreendem unidades sulfobetaina, e sua utilização como agentes viscosificantes na presença de salmoura.

5 Para resolver os problemas de intumescimento das argilas e de desagregação das paredes, é conhecido igualmente de adicionar nos fluidos de perfuração silicatos destinados a consolidar as paredes («well bore consolidation»). Fala-se então de fluidos à base de silicato ou de lamas à base de silicatos.

10 Os agentes conhecidos para inibir o intumescimento das argilas podem contudo favorecer a acreção. Em particular os silicatos têm tendência a aumentar os fenômenos de acreção. Conseqüentemente, propôs-se adicionar aos fluidos à base de silicatos aditivos que visam limitar os fenômenos de acreção. Assim, o documento WO 99/42539, propõe adicionar pequenas moléculas que apresentam um grupo fosfonato e um grupo que
15 compreende menos de 100 átomos, por exemplo, o ácido fosfonossuccínico. Os desempenhos destes aditivos em matéria de inibição de acreção são no entanto limitados, e procura-se melhorá-los.

A presente invenção visa resolver pelo menos um dos problemas mencionados acima.

20 Assim, a presente invenção propõe novos fluidos de perfurações, compreendendo um polímero, o referido polímero compreendendo pelo menos 65% em peso, de preferência pelo menos 90% em peso de unidades hidroxiladas que compreendem um grupo - OH.

25 A invenção tem igualmente por objeto propor a utilização do polímero em fluidos de perfuração aquosos ou não aquosos, em particular em fluidos à base de silicatos, como agente:

- inibidor de intumescimento das argilas
- como agente redutor de filtrado e/ou
- como agente de inibição de acreção (notadamente inibição

dos fenômenos de «bit-balling»), e/ou

- como agente de controle reológico do fluido, e/ou

- como agente de lubrificação.

5 A invenção tem igualmente por objeto um processo de perfuração no qual se emprega um fluido de perfuração que compreende o polímero.

O polímero pode notadamente ser utilizado a título de agente 2 em 1 ou mais, executando várias das funções mencionadas acima, por exemplo, a título de agente inibidor de acreção e lubrificante.

10 A invenção refere-se mais particularmente a um fluido de perfuração para poços de petróleo e/ou de gás, compreendendo o polímero. O fluido pode notadamente ser um fluido à base de silicatos.

Polímero

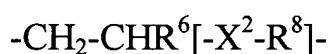
15 O polímero utilizado no fluido de perfuração compreende pelo menos 65% em peso de unidades hidroxiladas. Ele compreende de preferência pelo menos 90% em peso, e mais preferencialmente ainda pelo menos 95% em peso, de tais unidades. De acordo com um modo preferencial, o polímero é um homopolímero que não compreende outras unidades (0% em peso ou no máximo 1% em peso) além das unidades hidroxiladas.

20 Salvo indicações em contrário, quando se falar de massa molar, tratar-se-á da massa molar média em massa absoluta, expressa em g/mol. Esta última pode ser determinada por cromatografia de permeação de gel aquoso (GPC), por difusão de luz (DDL ou ainda MALLS), com um eluente aquoso ou um eluente orgânico (por exemplo, a dimetilacetamida, a
25 dimetilformamida...), de acordo com a composição do polímero.

No presente pedido, designa-se por unidade que deriva de um monômero uma unidade que pode ser obtida diretamente a partir do monômero por polimerização. Assim, por exemplo, uma unidade que deriva de um éster de ácido acrílico ou metacrílico não inclui uma unidade de

fórmula $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{COOH})-$, $-\text{CH}_2-\text{C}(\text{CH}_3)(\text{COOH})-$, $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{OH})-$, respectivamente, obtida por exemplo polimerizando um éster de ácido acrílico ou metacrílico, ou o acetato de vinila, respectivamente, e depois hidrolisando o mesmo. Uma unidade que deriva de ácido acrílico ou metacrílico inclui por exemplo, uma unidade obtida polimerizando um monômero (por exemplo, um éster de ácido acrílico ou metacrílico), e depois fazendo reagir (por exemplo, por hidrólise) o polímero obtido de maneira a obter unidades de fórmula $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{COOH})-$, ou $-\text{CH}_2-\text{C}(\text{CH}_3)(\text{COOH})-$. Uma unidade que deriva de um álcool vinílico inclui por exemplo, uma unidade obtida polimerizando um monômero (por exemplo, um éster vinílico), e depois fazendo reagir (por exemplo, por hidrólise) o polímero obtido de maneira a obter unidades de fórmula $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{OH})-$.

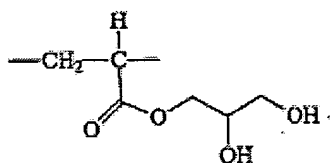
De acordo com um primeiro modo de realização, as unidades hidroxiladas são unidades de fórmula seguinte:



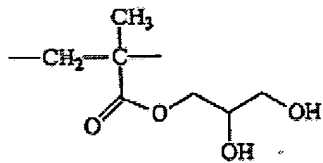
na qual:

- R^6 é um átomo de hidrogênio ou um grupo metila,
- X^2 é um grupo de fórmula $-\text{CO}-\text{O}-$, $-\text{CO}-\text{NH}-$ ou $-\text{C}_6\text{H}_4-\text{CH}_2-$
- R^8 é um grupo hidrocarbonado com pelo menos dois átomos de carbono, compreendendo pelo menos dois grupos $-\text{OH}$, de preferência sobre dois átomos de carbono consecutivos.

Tais unidades podem ser notadamente escolhidas dentre as unidades de fórmulas seguintes:

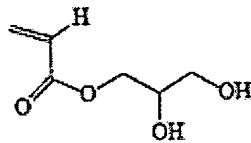


$-(\text{GMAc})-$

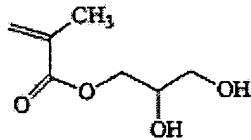


-(GMMA)-

A título de exemplos de monômeros que conduzem a tais unidades após (co)polimerização pode-se citar o glicerol monoacrilato (GMAc) ou ainda o glicerol monometacrilato (GMMA, comercializado por Röhm):

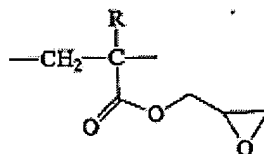


GMAc



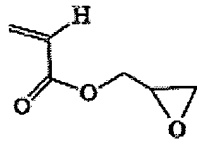
GMMA

5 As unidades hidroxiladas podem igualmente ser obtidas por modificação química de um polímero precursor contendo, por exemplo, motivos epóxi:

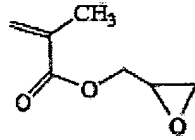


onde R é um átomo de hidrogênio ou um grupo metila.

10 A título de exemplos de monômeros que conduzem a tais unidades após polimerização pode-se citar o glicidil acrilato (GA) ou ainda o glicil metacrilato (GMA):



GA



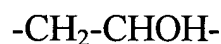
GMA

Pode-se igualmente operar por esterificação ou transesterificação de um polímero de ácido acrílico ou de ácido metacrílico com a glicerina.

5 Pode-se notadamente utilizar homopolímero de GMMA, o poliGMMA (CASO 28474-30-8) ou glicerila de polimetacrilato. Tal polímero é comercializado notadamente por Guardian, sob a denominação Lubragel BP.

10 De modo alternativo, pode-se utilizar um homopolímero de GMAc, o poliGMAc ou glicerila poliacrilato. Tal polímero é comercializado notadamente por Cognis sob a denominação Hispagel.

De acordo com um segundo modo de realização, as unidades hidroxiladas são unidades de fórmula seguinte:



De acordo com este modo de realização o polímero é um polímero à base de álcool polivinílico.

15 A massa molar média em massa do polímero está, de preferência, compreendida entre 1000 g/mol e 400000 g/mol (valor relativo, calibrado em GPC aquoso com padrões de polióxido de etileno), de preferência entre 2000 g/mol e 20000 g/mol. A massa molar média em massa absoluta pode, de preferência, estar compreendida entre 2000 e 4000000
20 g/mol.

Fluido de perfuração

Pode tratar-se de um fluido aquoso ou não aquoso. Pode tratar-se de um fluido aquoso, à base de silicatos (ou “lama à base de silicatos”), ou sem silicatos. Pode tratar-se de um fluido aquoso, à base de fosfatos, ou sem fosfatos. Trata-se de preferência de um fluido à base de silicatos.

O teor de polímero no fluido de perfuração está vantajosamente compreendido entre 0,1% e 10% em peso, de preferência entre 0,1% e 5%, e ainda mais preferivelmente entre 1% e 3%.

Descreve-se resumidamente abaixo o que são as operações de perfuração.

As operações de perfuração consistem em escavar um furo por meio de uma broca de carboneto de tungstênio notadamente, fixada à hastes ocas atarraxadas extremidade a extremidade. O mais frequentemente, a lama, ou fluido de perfuração, compreendendo aditivos em um vetor líquido, é injetada no conjunto de hastes. Esta lama sobe em seguida pelo furo de sonda, externamente às hastes, e arrasta elementos de rochas destacados durante a operação de perfuração. Ao mesmo tempo, a lama carregada de rochas estabelece um contra pressão que consolida o furo. A lama é, em seguida, extraída do furo de perfuração para ser desembaraçada das rochas que ela contém antes de ser, novamente, injetada nas hastes ocas de perfuração.

Em tais condições de implementação, aditivos adicionados à lama conferem a esta última um comportamento reológico particular. Com efeito, quando ele está sujeito a fortes tensões de cisalhamento e a temperaturas elevadas, assim como é o caso ao nível da broca, o fluido deve ter uma viscosidade suficientemente baixa para facilitar sua evacuação para o exterior das hastes ocas. Em contrapartida, este mesmo fluido carregado de rochas deve apresentar uma viscosidade elevada a fim de manter em suspensão os detritos arrastados durante a perfuração.

Os fluidos de perfuração (lamas) são conhecidos do

especialista na técnica. A composição exata do fluido pode depender da destinação do fluido. Ela pode depender notadamente das temperaturas e pressões às quais o fluido será submetido, da natureza das rochas atravessadas pelo poço, e da natureza dos equipamentos de perfuração.

5 Os fluidos de perfurações compreendem geralmente um vetor líquido e aditivos dissolvidos ou dispersados no vetor líquido. Os agentes de consolidação das paredes do poço e os agentes redutores de filtrado constituem tais aditivos.

10 O vetor líquido pode ser a água (o fluido de perfuração sendo uma composição à base de água que compreende aditivos dissolvidos ou dispersados na água). Neste caso, fala-se frequentemente de «lama com água». Menciona-se que a água é frequentemente a água do mar. De acordo com um modo particular, o vetor líquido é um vetor à base de silicatos (“lama à base de silicatos”). As lamas à base de silicatos são uma categoria de lamas com água, compreendendo silicatos. Elas são conhecidas do especialista. 15 Estas lamas são muito eficazes em termos de proteção das argilas sensíveis à água, elas não são muito caras e são consideradas como tendo um pequeno impacto sobre o meio-ambiente. Elas são capazes de tapar fissuras das argilas da dimensão de alguns nanômetros até dezenas de micrômetros. No entanto, 20 elas apresentam inconvenientes em termos de acreção dos detritos e bloqueio das cabeças de perfuração (“bit-balling”). Um outro inconveniente é o alto pH de operação (em torno de 12), que induz a riscos em termos de segurança das condições de trabalho e/ou de impacto sobre o ambiente, assim como uma má lubrificação. Silicatos líquidos de sódio ou de potássio são soluções de vidros 25 hidrossolúveis da fórmula química $M_2O_n(SiO_2)$, onde M pode ser Na^+ ou K^+ e n é a razão molar (o número de moléculas SiO_2 para uma molécula M_2O). n varia de preferência de 1,5 a 3,3 para produtos comerciais. Em fluidos de perfuração, a razão 2,0 é tipicamente utilizada. Acredita-se que os silicatos protegem as argilas nativas sensíveis à água, em face da invasão de água por

dois mecanismos:

- geleificação: o fluido nos poros das argilas tem um pH um pouco próximo do neutro. Quando os oligômeros dos silicatos são levados a este pH, eles polimerizam e formam redes tridimensionais.

5 - Precipitação: o fluido nos poros das argilas contém cátions Ca^{2+} e Mg^{2+} que interagem com os oligômeros dos silicatos para formar precipitados insolúveis.

O vetor líquido pode igualmente ser uma emulsão água em óleo. Neste caso fala-se frequentemente de «lama com óleo». Estes últimos
10 são mais caros que as lamas com água, mas podem ser preferidos no caso de perfuração de poços muito profundos (condições de perfuração HPHT; alta pressão altas temperaturas). O polímero pode ser utilizado com os dois tipos de vetores. No entanto, os vetores à base de água (lamas com água) são preferidos, em particular os vetores à base de silicatos (lamas à base de
15 silicatos).

O polímero pode entrar na composição do fluido de perfuração em substituição ou em complemento a um agente de consolidação das paredes do poço (well bore consolidation) e/ou agentes redutores de filtrado e/ou agentes de lubrificação, e/ou agentes de inibição de acreção.

20 Dentre os aditivos que podem estar compreendidos nos fluidos de perfuração, além dos agentes de consolidação das paredes e/ou dos agentes redutores de filtrado, cita-se:

- os agentes de controle da reologia: pode tratar-se de agentes que tornam o fluido viscoelástico, de reofluidificantes, de agentes espessantes.

25 Cita-se, por exemplo, os polissacarídeos, como o guar ou o amido, as gomas xantano, e os derivados destes compostos.

- os agentes de controle da força iônica do fluido. Trata-se por exemplo, de sais.

- os emulsificantes, nas lamas com óleo em especial, por

exemplo, os emulsificantes descritos no pedido de patente WO 01/94495.

- os dispersantes.

5 - os agentes anti-tártaro, por exemplo, polímeros que compreendem unidades derivadas do ácido acrílico ou do ácido vinil sulfônico, ou o ácido vinil fosfônico.

- os agentes de controle da densidade do fluido, por exemplo, do sulfato de Bário.

- captadores de oxigênio e/ou outros estabilizantes químicos.

10 Dá-se contudo abaixo mais detalhes quanto a certos compostos que podem entrar na composição de fluidos de perfuração.

Os fluidos de perfuração podem compreender polifosfatos, taninos, lignossulfonatos, derivados de lignina, turfas e linhitos, poliacrilatos, polinaftaleno sulfonatos, sozinhos ou em mistura.

A quantidade de agente fluidificante ou dispersante é variável.

15 A título indicativo, esta última pode estar compreendida entre 0 e 1% em relação ao peso total do fluido.

20 O fluido de perfuração de acordo com a invenção pode compreender, além disso, um captador de oxigênio. Este tipo de aditivo tem por objeto captar o oxigênio presente nas lamas de perfurações e que pode provocar uma degradação de certos aditivos.

Dentre os produtos deste tipo, pode-se citar, por exemplo, hidroxilaminas, a hidrazina, os sulfitos, os bissulfitos, os hidrossulfitos, os boroidretos.

25 De acordo com um modo de realização particular, utiliza-se a hidrazina como captador de oxigênio pois ela não provoca a formação de precipitados insolúveis que favorecem o surgimento de bloqueios no poço. A hidrazina pode se encontrar sob uma forma anidra ou hidratada, sob forma de sais, como por exemplos os, cloreto, sulfato, ou ainda sob a forma de carbohidrazida.

Geralmente o teor de aditivo deste tipo varia entre 0 e 0,25%.

O fluido de perfuração de acordo com a invenção pode compreender, além disso, pelo menos um composto que confere peso e/ou pelo menos um colóide mineral.

5 Os elementos que conferem peso contribuem para manter uma pressão hidrostática suficiente no poço e para manter em suspensão as rochas arrastadas durante a operação de perfuração. Tais compostos são classicamente escolhidos dentre os sais solúveis precedentemente citados e os sais pouco ou muito pouco solúveis. Dentre os sais pouco solúveis, pode-se
10 citar sem intenção de se limitar a eles, os sulfatos, silicatos ou carbonatos de metais alcalino-terrosos, como o sulfato de bário, o carbonato de cálcio.

Pode-se, do mesmo modo, utilizar brometos de metais alcalino-terrosos ou de zinco tais como o brometo de potássio, o brometo de zinco. Pode-se também utilizar óxidos ou sulfeto ou sub-arseniato de ferro.
15 Pode-se igualmente utilizar o sulfato de estrôncio, ou até mesmo em alguns casos de alta densidade a Galena (sulfeto de chumbo).

Os colóides minerais, que são compostos substancialmente insolúveis nas condições de utilização do fluido de acordo com a invenção, são agentes que modificam a reologia do meio e que permitem manter os
20 detritos em suspensão neste último. A atapulgita, a barita, a bentonita, sozinhas ou em mistura, são exemplos deles os mais correntemente utilizados. É necessário notar que se se emprega um fluido que compreende um colóide mineral, este último será de preferência a atapulgita.

Os teores de compostos que conferem peso e de colóides
25 minerais dependem de vários fatores que não são unicamente técnicos. Com efeito, se estes teores forem obviamente fixados em função da natureza dos solos atravessados, a escala do custo gerado pelo uso destes aditivos é levada em conta (presença sobre o lugar ou não, custo, etc.).

Muito frequentemente, e sempre com o objetivo de minimizar

as despesas incorridas, a preparação do fluido de perfuração é realizada com a água presente sobre o sítio de perfuração. Assim, não é raro de se encontrar presença de água de formação (em oposição às águas de composição, ou seja às águas preparadas com um objetivo particular) carregadas em sais, como a
5 água do mar, as águas salgadas ou as águas duras. Neste caso, o teor de sais na água empregada varia de acordo com a proveniência desta última.

Pode-se no entanto acontecer que a água disponível seja nada ou pouco água carregada. Neste caso, pode ser apropriado adicionar sais, tais como cloretos por exemplo.

10 Pode-se igualmente adicionar, se necessário, sais minerais para favorecer a precipitação de certos íons, se eles estão presentes, e em particular dos íons divalentes. Pode-se mencionar, por exemplo, a adição de carbonato de sódio para precipitar o cálcio, ou o bicarbonato de sódio para precipitar a cal, notadamente durante re-perfurações no cimento. Pode-se ainda citar a
15 adição de gesso ou cloreto de cálcio para limitar o intumescimento das argilas, a adição de hidróxido de cálcio, ou de cal extinta, para desbicarbonatar as lamas contaminadas pelo dióxido de carbono.

O teor de sais é aqui também função das rochas atravessadas e das águas disponíveis sobre o sítio de exploração e pode-se efetuar as
20 operações na presença de fluidos saturados em sais.

Obviamente o fluido de perfuração de acordo com a presente invenção pode compreender aditivos habituais da classe dos polissacarídeos de elevado peso molecular, como o succinoglicano, o wellan, o gellan, úteis como viscosificantes.

25 Outros aditivos clássicos para aplicações relativas à exploração de jazidas petrolíferos podem entrar na composição do fluido. Assim, pode-se mencionar os agentes de transferência de radicais livres, como os álcoois inferiores, as tiouréias, a hidroquinona; os biocidas, os agentes quelatantes, os tensoativos, anti-espumantes, agentes anti-corrosão, por exemplo.

Efeitos

Agente de inibição de intumescimento das argilas.

5 Durante a perfuração de poços, em particular durante a perfuração de poços destinados à recuperação de petróleo e/ou de gás, perfura-se frequentemente através de rochas argilosas, em particular através de argilas xistosa («shale» em inglês). Estas rochas têm tendência a intumescer em contacto com os fluidos de perfuração, em particular em contato com fluidos aquosos. O intumescimento é uma consequência de uma penetração do fluido nas rochas. Tal intumescimento apresenta vários
10 problemas.

O intumescimento ao longo das paredes do poço, cria protuberâncias, o que prejudica a circulação do fluido de perfuração e as ferramentas de perfuração. Além disso, o intumescimento pode levar a uma desagregação, criando asperezas ao longo das paredes. Estas asperezas e
15 protuberâncias podem criar pontos de enfraquecimento mecânico no poço. A matéria desagregada é constituída de finas plaquetas que podem alterar as propriedades reológicas do fluido, e assim prejudicar sua circulação.

Um agente de inibição do intumescimento das argilas visa impedir a penetração do fluido nas rochas ao longo das paredes, inibir o
20 intumescimento e/ou a desagregação. Pode tratar-se de uma consolidação das paredes do poço («well bore consolidation»).

As rochas argilosas desintegradas em particular os xistos argilosos, em suspensão nos fluidos, podem acarretar problemas. Estas rochas em suspensão podem intumescer, se desagregar, e alterar assim as
25 propriedades reológicas dos fluidos, como explicado acima. Um agente de inibição do intumescimento das argilas visa impedir a penetração da água nas rochas desintegradas em suspensão, e/ou inibir a desagregação.

Agente de inibição de acreção

Por outro lado, as rochas em suspensão têm tendência a se

agregar. Fala-se de acreção. Os agregados formados podem prejudicar a circulação do fluido e as ferramentas. Eles podem, além disso, vir a envolver a cabeça de perfuração e assim bloqueá-la (fenômeno de «bit-balling» em inglês). Um agente de inibição de acreção das rochas furadas desintegradas visa evitar estes fenômenos. Nota-se que um agente usual pode formar um filme, ou ser adsorvido, na superfície de rochas desintegradas sem, no entanto, evitar sua aglomeração (acreção). Um agente de inibição do intumescimento das argilas mal adaptado pode mesmo favorecer esta acreção. É por exemplo, o caso dos silicatos. Existem necessidades para agentes que inibam a acreção.

Redutor de filtrados

A redução do filtrado é a prevenção da perda de fluido no poço por infiltração nas rochas. A perda de fluido deve ser evitada por razões econômicas (custo do fluido), por razões de segurança, e por razões de produtividade. Com efeito, se o fluido vier a estar em falta, as ferramentas de perfurações podem ser danificadas por causa de superaquecimentos, de uma má lubrificação, ou de um bloqueio mecânico por rochas mal evacuadas e necessitar uma parada temporária da operação de perfuração.

Os polímeros podem notadamente ser utilizados a título de agentes 2 em 1, ou mais, combinando várias funções escolhidas dentre as seguintes:

- inibição do intumescimento das argilas e/ou consolidação das paredes de um poço (“well-bore consolidation”),
- inibição de acreção e/ou inibição do bloqueio das cabeças de perfuração (inibição do “bit-balling”),
- lubrificação,
- redução do filtrado.

As utilizações a título de agentes 2 em 1 simplificam tecnicamente e economicamente as formulações dos fluidos. As utilizações

como agentes que inibem a acreção e lubrificante são particularmente vantajosas.

Utilizações

5 No quadro da utilização de acordo com a invenção, o fluido de perfuração é de preferência um fluido para a perfuração de um poço destinado à recuperação de petróleo e/ou de gás. O teor de polímero no fluido de perfuração está compreendido vantajosamente entre 0,1% e 10% em peso, de preferência entre 0,1% e 5%, e ainda mais preferivelmente entre 1% e 3%.

10 No quadro da utilização de acordo com a invenção, o polímero é um agente de inibição de acreção das rochas perfuradas desintegradas.

No quadro da utilização, o polímero pode ser igualmente ou alternativamente um agente lubrificante.

Outros detalhes ou vantagens da invenção aparecerão mais claramente perante os exemplos abaixo, sem caráter limitativo.

15 EXEMPLOS

Nos exemplos que seguem, utilizam-se os seguintes aditivos:

Aditivo 1	Homopolímero de GMMA de massa molecular em peso cerca de 5600 g/mol
-----------	---

Exemplo 1: Fluido compreendendo um polímero

Prepara-se uma formulação B de lama de perfuração à base de silicatos que compreendem os seguintes ingredientes:

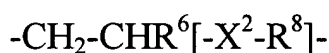
20	Salmoura	20%
	Anti-espumante (Bevaloide 6092)	0,1%
	Agente espessante, goma xantano (Rhodopol 23P, Rhodia)	0,5%
	Silicatos (Silicatos 60N20, Rhodia)	5% (matéria seca)
	Aditivo 1:	1%
25	KOH ou NaOH para ajustar o pH a 12	

REIVINDICAÇÕES

1. Fluido de perfuração que compreende um polímero, caracterizado pelo fato de que o polímero é um polímero que compreende pelo menos 65% em peso, de preferência pelo menos 90% em peso, de unidades hidroxiladas que compreendem um grupo -OH.

2. Fluido de perfuração de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o teor em agente está compreendido entre 0,1% e 10% em peso, de preferência entre 0,1% e 5%, e ainda mais preferivelmente entre 1% e 3%.

3. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que as unidades hidroxiladas são unidades de fórmula seguinte:



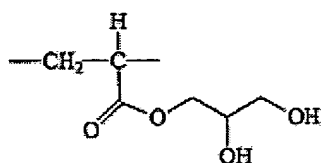
na qual:

- R⁶ é um átomo de hidrogênio ou um grupo metila,

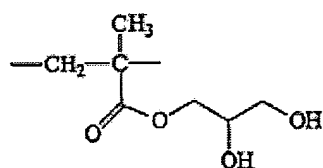
- X² é um grupo de fórmula -CO-O-, -CO-NH- ou -C₆H₄-CH₂-

- R⁸ é um grupo hidrocarboneto com pelo menos dois átomos de carbono, compreendendo pelo menos dois grupos -OH, de preferência sobre dois átomos de carbono consecutivos.

4. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizado pelo fato de que as unidades hidroxiladas são escolhidas dentre as unidades de fórmulas seguintes:



-(GMAc)-



-(GMMA)-

5. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que as unidades hidroxiladas são unidades de fórmula seguinte:



5 6. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes caracterizada pelo fato de que o polímero é um homopolímero que não compreende outras unidades além das unidades hidroxiladas.

10 7. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizada pelo fato de que o polímero apresenta uma massa molecular média em peso compreendida entre 1000 g/mol e 400000 g/mol, de preferência entre 2000 g/mol e 20000 g/mol, em valor relativo, medido por GPC calibrado com padrões de polióxido de etileno.

15 8. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizada pelo fato de que o fluido é um fluido para a perfuração de um poço destinado à recuperação de petróleo e/ou de gás.

20 9. Fluido de perfuração de acordo com qualquer uma das reivindicações precedentes, caracterizada pelo fato de que o fluido de perfuração é um fluido aquoso à base de silicatos.

25 10. Utilização de um polímero tal como definido em uma das reivindicações 1, e 3 a 7. caracterizada pelo fato de ser em um fluido de perfuração como agente de inibição de intumescimento das argilas, e/ou como agente de inibição de acreção, e/ou como agente de controle reológico do fluido, e/ou como redutor de filtrados e/ou como agente lubrificante,

11. Utilização de acordo com a reivindicação 10, caracterizada pelo fato de que o fluido de perfuração é um fluido para a perfuração de um poço destinado à recuperação de petróleo e/ou de gás.

12. Utilização de acordo com qualquer uma das reivindicações 10 ou 11 caracterizada pelo fato de que o teor de polímero no fluido de perfuração é compreendido entre 0,1% e 10% em peso, de preferência entre 0,1% e 5%, e ainda mais preferivelmente entre 1% e 3%.

5 13. Utilização de acordo com qualquer uma das reivindicações 10 a 12, caracterizado pelo fato de que o agente de inibição de intumescimento das argilas, é um agente de consolidação das paredes do poço.

10 14. Utilização de acordo com qualquer uma das reivindicações 10 a 12, caracterizada pelo fato de que o agente de inibição de acreção é um agente que evita o bloqueio de uma cabeça de perfuração.

15 15. Utilização de acordo com qualquer uma das reivindicações 10 a 14, caracterizado pelo fato de que o fluido de perfuração é um fluido aquoso à base de silicatos.

15 16. Utilização de acordo com qualquer uma das reivindicações 10 a 14, caracterizada pelo fato de que o fluido de perfuração é um fluido aquoso sem silicatos.

RESUMO**“FLUIDO DE PERFURAÇÃO E UTILIZAÇÃO DE UM POLÍMERO”**

A presente invenção tem por objeto um fluido de perfuração que compreende um polímero com unidades hidroxiladas. O polímero pode, em particular, ser utilizado como agente de inibição de acreção, e/ou como agente de controle reológico do fluido, e/ou como redutor de filtrados e/ou como agente lubrificante, no fluido de perfuração.