



(12)发明专利

(10)授权公告号 CN 105086984 B

(45)授权公告日 2018.11.20

(21)申请号 201410203603.1

C07C 213/00(2006.01)

(22)申请日 2014.05.14

C07C 65/11(2006.01)

C07C 51/41(2006.01)

(65)同一申请的已公布的文献号

申请公布号 CN 105086984 A

(56)对比文件

(43)申请公布日 2015.11.25

CN 102031102 A, 2011.04.27,

CN 101528889 A, 2009.09.09,

(73)专利权人 中国石油化工股份有限公司

CN 101528889 A, 2009.09.09,

地址 100728 北京市朝阳区朝阳门北大街
22号

CN 103084117 A, 2013.05.08,

JP H06107524 A, 1994.04.19,

专利权人 中国石油化工股份有限公司上海
石油化工研究院

WO 2005118743 A2, 2005.12.15,

US 4828765 A, 1989.05.09,

(72)发明人 翟晓东 喻德峰 张卫东 沈之芹
王辉辉 沙鸥 李应成

李秋小 等. 脂肪醇醚的催化胺化及其季铵
化衍生物的制备.《日用化学工业》.1998,(第4
期),

(51)Int.Cl.

C09K 8/68(2006.01)

C07C 217/08(2006.01)

审查员 勇雪

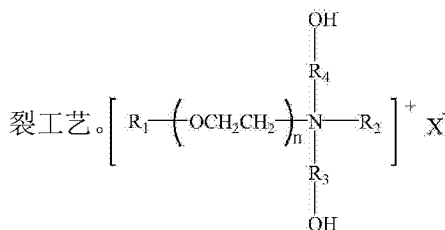
权利要求书2页 说明书8页 附图1页

(54)发明名称

含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂及其
制备方法和应用

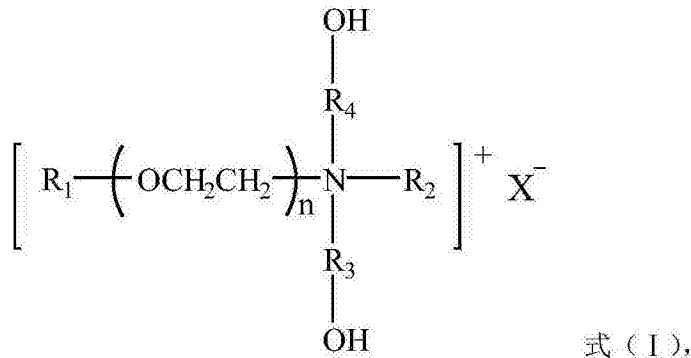
(57)摘要

本发明涉及一种含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂及其制备方法和应用,主要解决现有用于开发页岩气的清水压裂液中表面活性剂减阻剂使用温度范围较窄的问题,本发明采用含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂,包含如式(I)所示的脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子,其中X选自卤素离子中的任意一种,R₁为C₁₂~C₂₂的脂链烃基,R₂为C₁~C₄的脂链烃基,R₃和R₄均独立选自C₁~C₄的亚烷基;n=0~10;所述脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子的摩尔比为1:(0.5~2)的技术方案,较好地解决了该问题,可用于页岩气的压



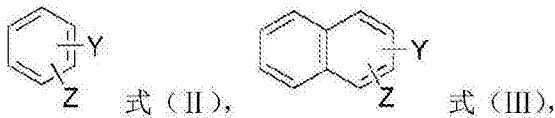
式(I)

1. 一种含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂,由脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子组成,所述的脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂如式(I)所示:



其中X选自卤素元素中的任意一种;R₁为C₁₂~C₁₈的脂链烃基;R₂为C₁~C₄的脂链烃基;R₃和R₄均独立选自C₁~C₄的亚烷基;n为乙氧基团EO的加合数,n=1~4;所述脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子的比例,以摩尔量计为1:(0.5~2);

所述的阴离子两亲分子选自如式(II)或式(III)所示分子中的至少一种:



其中Y为羧酸根,Z选自氢、烷基、羟基、卤素中的任意一种。

2. 权利要求1所述含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的制备方法,包括以下步骤:

(a) N-脂链烃基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺的制备

将脂肪醇聚氧乙烯醚和胺化催化剂加入反应釜升温至80~120℃,待脂肪醇聚氧乙烯醚熔融后减压至真空度为0.01~0.099MPa,搅拌,进行氮气置换和氢气置换,升温至160~240℃还原催化剂40~80分钟,调整氢气压力至0.01~0.03MPa;用0.035~0.2MPa的氮气进料2~10份脂肪伯胺,升温至190℃~220℃反应2~6小时,降温至100~180℃,减压至真空度为0.05~0.099MPa除去多余脂肪伯胺即得N-脂链烃基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺;

(b) 脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基氯化铵的制备

步骤(a)所合成的中间体溶于溶剂中,然后按照N-脂链烃基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺与季铵化试剂的摩尔比1:(2.0~6.0)的数量加入季铵化试剂,在60~100℃、在压力为0.1~0.5MPa表压条件下反应4~20小时得到所述的脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基氯化铵;

(c) 含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的制备

将步骤(b)所得到的产物与所述的阴离子两亲分子按所述比例混合均匀,得到含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂;

其中,所述的季铵化试剂选自通式(IV)和通式(V)所示物质;



3. 权利要求1所述的含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂在压裂液中的应用。

4. 根据权利要求3所述的含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂在压裂液中的应用, 其特征在于所述应用的温度为15℃到80℃。

5. 根据权利要求3所述的含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂在压裂液中的应用, 其特征在于所述压裂液中, 以脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子的质量计, 含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的浓度为0.15% (wt) ~ 0.5% (wt)。

含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂及其制备方法和应用

技术领域

[0001] 本发明涉及一种含季铵盐表面活性剂组合物的压裂液减阻剂及其制备方法和应用。

背景技术

[0002] 页岩气将是21世纪化石能源的重要来源之一。随着美国页岩气藏的成功商业开发,页岩气资源受到越来越多的关注。页岩气藏属于低渗储层,其渗透率比致密碎屑岩气藏的渗透率还要低2-3个数量级,压裂改造成为页岩气勘探开发的重要手段。目前大排量水平井分段压裂是页岩气开发的主要增产技术,而配制清水压裂液的高效水基减阻剂是决定页岩气压裂工艺成败的关键之一。

[0003] 20世纪30年代初,人们就发现在液体中加入某些可溶添加物可以减少摩阻。1948年,B.A.Toms发现高分子聚合物在紊流时的减阻现象,引起了化学界、物理学界、流体力学界和高分子学界的广泛注意,并于1949年申请了首个减阻剂专利。作为减阻剂的聚合物都具有超高分子量,分子量通常达二、三百万,甚至一千万以上。聚合物减阻剂在用量很小的情况下即可达到很高的减阻效果,但受到剧烈剪切会导致分子链的断裂从而失去减阻功能,即通常所说的剪切降解。表面活性剂减阻剂是通过在流体中形成胶束而实现减阻的,其具有良好的抗剪切性能。常见水基表面活性剂减阻体系包括:阳离子表面活性剂与阴离子两亲分子复配体系、甜菜碱表面活性剂与阴离子两亲分子复配体系、阴离子表面活性剂与非离子两亲分子复配体系以及阳离子表面活性剂的无机盐水溶液等。

[0004] 目前减阻剂的作用机理主要有粘弹说、湍流抑制说等,但都不能全面解释减阻现象。最新研究成果表明圆管中流动的流体沿径向可分为三部分:贴近管壁(layer)的层流底层,管中心的湍流核心(包含了绝大部分流体,其中液体质点不断发生相互撞击与掺混,杂乱无章地向前流动),处于层流底层与湍流核心之间的缓冲区(其流动状态表现为层流到湍流的过渡,缓冲区是湍流最先形成的地方。层流底层靠近缓冲区的那部分为薄层,其中的液体分子偶尔会进入缓冲区,然后开始振动,形成涡流漩涡,运动加速并向湍流核心靠近,最后进入湍流核心。薄层间的液体分子从缓冲区进入湍流核心的瞬间会损耗大量能量。减阻剂可以在流体中伸展,吸收薄层间的能量,干扰薄层间的液体分子从缓冲区进入湍流核心从而阻止其形成湍流或减弱湍流程度,从而达到减阻的效果。

[0005] 页岩气主要位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中,以吸附或游离状态存在于泥岩、高碳泥岩、页岩及粉砂质岩类夹层中。中国南方和北方分布的多套厚度大、分布稳定、有机质含量高的海相或湖相黑色或暗色页岩,均具有一定的页岩气成藏条件和较大的资源潜力。中国海相页岩具有“一老、二杂、三高”的特点,时代老,层系多,多期复杂构造运动,破坏强度大,热演化史复杂,成熟度高;陆相页岩具有“一新一深二低”的特点,时代新,埋藏深,成熟低,脆性矿物含量低等特点。我国页岩气富集储层厚度与美国相当,埋深比美国大,其地层温度可达100℃以上。含气页岩中的天然裂缝虽然具有一定的作用,但是通常无法提供经济开采所需的渗透通道。多数含气页岩都需要实施压裂使更多的页岩范围暴露于井筒的压

降条件下。页岩中水平井周围紧密排列的水力压裂裂缝能够加快天然气的开采速度。清水压裂是目前页岩气开发中应用最广泛、最成功的一种压裂液，所用减阻剂多为胍胶类或者聚丙烯酰胺类的聚合物型减阻剂。由于聚合物减阻剂会对页岩气藏地层造成一定伤害，相比之下，表面活性剂减阻剂具有很强竞争力。根据中国页岩气藏的地质特点，适用表面活性剂减阻剂应当在较宽的温度范围、较宽的矿化度范围都具有高减阻率($\geq 70\%$)，同时还应当具有减阻剂添加量小，所配制清水压裂液的表面张力小以及对目标地层伤害小等特点。

[0006] 研究表明季铵盐表面活性剂、甜菜碱表面活性剂或者氧化胺类表面活性剂与阴离子两亲分子复配后都可以得到表面活性剂减阻体系，但是这些减阻体系的减阻温度区间宽度仅 30°C 左右。如果油气藏与地面温差较大，在进行清水压裂的操作时，表面活性剂减阻剂将不能在整个流动过程中保证足够高的减阻率。为了得到在较宽温度范围内具有减阻效果的表面活性剂减阻体系，许多研究人员都进行了不懈努力。US4,828,765报道了三脂肪烃基聚氧乙烯醚基氯化铵与阴离子两亲分子复配得到了在较宽温度范围内具有明显减阻性能的减阻剂体系。但是由于环氧链节位于脂肪烃的另外一侧，导致减阻率普遍较低，仅在个别温度点上大于 70% 。US7,987,866B2报道利用烷基甜菜碱表面活性剂和带有聚氧乙烯醚链段的阴离子表面活性剂复配得在 $50\sim 120^{\circ}\text{C}$ 温度范围内具有明显减阻性能。因为在清水压裂操作中，清水压裂液必须在常温条件下具有相当高($\geq 70\%$)的减阻率，所以烷基甜菜碱表面活性剂和带有聚氧乙烯醚链段的阴离子表面活性剂复配体系的适用温度范围明显不适于清水压裂操作。本专利报道了一种脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子复配的表面活性剂减阻体系。利用此表面活性剂减阻剂配制的清水压裂液在 15°C 到 80°C 的温度范围内减阻率都大于 70% 以上，同时具有添加量少(最低可达 0.15% (wt))，对配制水矿化度不敏感，应用剪切速率范围宽等优点，能有效应用于页岩气藏的清水压裂施工。

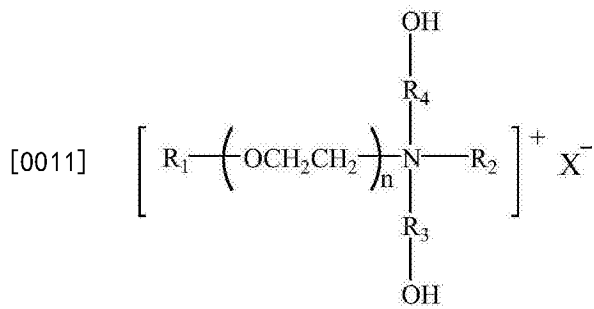
发明内容

[0007] 本发明所要解决的技术问题之一是现有技术中用于开发页岩气的压裂液(尤其是清水压裂液)中表面活性剂减阻剂使用温度范围较窄的问题，提供一种含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂，包含脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子，较好地解决了该问题，具有使用温度范围宽，添加量少的优点。

[0008] 本发明所要解决的技术问题之二是提供一种解决技术问题之一含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的制备方法。

[0009] 本发明所要解决的技术问题之三是提供一种解决技术问题之一含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂在压裂液中的应用。

[0010] 为了解决上述技术问题之一，本发明采用的技术方案如下：含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂，包含脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子，所述的脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂如式(I)所示：



[0012] 其中X选自卤素元素中的任意一种;R₁为C₁₂~C₂₂的脂链烃基;R₂为C₁~C₄的脂链烃基;R₃和R₄均独立选自C₁~C₄的亚烷基;n为乙氧基团EO的加合数,n=0~10;所述脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子的比例,以摩尔量计为1:(0.5~2)。

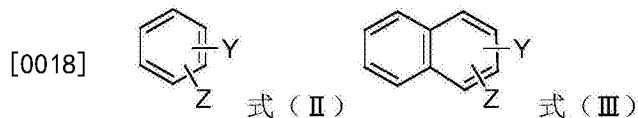
[0013] 上述技术方案中,R₁优选为C₁₂~C₁₈的脂链烃基,更优选为C₁₂~C₁₈的烷基。

[0014] 上述技术方案中,R₂优选为C₁~C₄的脂链烃基,更优选为C₁~C₂的烷基。

[0015] 上述技术方案中,R₃和R₄均独立优选自C₂~C₃的亚烷基,R₃和R₄均更独立优选自—CH₂CH₂—、—CH₂CHCH₃—、—CHCH₃CH₂—中的一种,进一步优选R₃和R₄相同,最优选为R₃和R₄为—CH₂CH₂—。

[0016] 上述技术方案中,所述乙氧基团EO的加合数优选为n=1~4。

[0017] 上述技术方案中,所述阴离子两亲分子优选阴离子芳香族两亲分子,更优选如式(II)或式(III)所示的阴离子芳香族两亲分子中的至少一种:



[0019] 其中Y优选羧酸根、磺酸根中的任意一种,Z优选氢、烷基、羟基、卤素中的任意一种。

[0020] 上述技术方案中,所述含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂可以是脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子混合均匀得到的组合物,也可以是两者与水混合均匀的浓缩物、膏状物或溶液。

[0021] 为了解决上述技术问题之二,本发明采用的技术方案如下:含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的制备方法,包括以下步骤:

[0022] (a) N-脂链烃基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺的制备

[0023] 将脂肪醇聚氧乙烯醚和胺化催化剂加入反应釜升温至80~120℃,待脂肪醇聚氧乙烯醚熔融后减压至真空度为0.01~0.099MPa,搅拌,进行氮气置换和氢气置换,升温至160~240℃还原催化剂40~80分钟,调整氢气压力至0.01~0.03MPa;用0.035~0.2MPa的氮气进料2~10份脂肪伯胺,升温至190℃~220℃反应2~6小时,降温至100~180℃,减压至真空度为0.5~0.099MPa除去多余脂肪伯胺即得N-脂链烃基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺;

[0024] (b) 脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烃基氯化铵的制备

[0025] 步骤(a)所合成的中间体溶于溶剂中,然后按照N-脂链烃基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺与季铵化试剂的摩尔比1:(2.0~6.0)的数量加入季铵化试剂,在60~100℃、在压力为0.1~0.5MPa表压的条件下反应4~20小时得到所述的脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链

烃基氯化铵；

[0026] (c) 含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的制备

[0027] 将步骤(b)所得到的产物与所述的阴离子两亲分子按所述比例混合均匀,得到含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂；

[0028] 其中,所述的季铵化试剂选自通式(IV)和通式(V)所示物质；

[0029] $X-R_3-OH$ 式(IV), $X-R_4-OH$ 式(V)。

[0030] 上述技术方案中,所述搅拌的时间优选为30~60分钟；所述氮气置换的次数为至少一次,优选4次；氢气置换的次数为至少一次,优选为4次。

[0031] 上述技术方案中,所述胺化催化剂可以是本领域技术人员所熟知的任意一种,本发明的发明点不在此,优选Harshaw公司的Cu-203催化剂。

[0032] 上述技术方案中,所述的溶剂可以是本领域技术人所熟知的用于溶解N-脂链烷基脂肪醇聚氧乙烯醚基胺类物质的常用溶剂,本发明的发明点不在此,优选为无水乙醇。

[0033] 上述技术方案中,所述季铵化试剂可以是本领域技术人员所熟知的任意一种,本发明的发明点不在此,优选2-氯乙醇。

[0034] 为了解决上述技术问题之三,本发明采用的技术方案如下:含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂在压裂液中的应用。

[0035] 上述技术方案中,优选方案为:所述应用的温度优选为15℃到80℃；所述压裂液中,以脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烷基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子的质量计,含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂的浓度优选为0.15% (wt) ~0.5% (wt)。

[0036] 上述技术方案中,所述含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂,对水质不敏感,可以是自来水、河水、盐水、油田现场水、清水、污水等本领域技术人员所熟知的水源；尤其适用于清水压裂液。

[0037] 用于压裂液表面活性剂减阻剂使用温度范围是影响压裂效果的主要因素之一。表面活性剂减阻剂的使用温度范围过窄将可能导致高温页岩气藏压裂效果不好。本发明提出了一种包含脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烷基卤化铵表面活性剂与阴离子两亲分子的压裂液减阻剂及其制备方法,具有减阻剂适用温度范围宽,添加量少,对配制水矿化度不敏感,应用剪切速率范围宽等优点,能有效应用于页岩气藏的压裂施工,尤其是清水压裂施工。

[0038] 本发明中的脂肪醇聚氧乙烯醚基二羟烷基脂链烷基卤化铵表面活性剂在配方水溶液中的形成的表面活性剂胶束能够在很宽温度范围内保持蠕虫状结构从而保证减阻性能。同时此卤化铵表面活性剂具有原料易得,合成路线成熟,最终产品成本低等优点,根据配方得到的含季铵盐表面活性剂的压裂液减阻剂适用于页岩气压裂操作,尤其是清水压裂操作。

[0039] 采用本发明配制的表面活性剂减阻剂在水中用量0.15% (wt) 以上即可在15~80℃的温度范围达到70%以上的最大减阻率,可应用于开发页岩气的压裂工艺中,尤其是清水压裂工艺。

附图说明

[0040] 图1所示是评价表面活性剂减阻剂的减阻性能的管路摩阻仪。评价过程:将表面活

性剂减阻剂配制成一定浓度的水溶液(比如2‰(wt)或者5‰(wt)),加入储液罐。用进料泵将待测溶液泵入测量管路系统,待充满整个测量管路后将测量管路系统与外界隔离。通常管路摩阻仪的测量管路直径有1/2寸、3/8寸以及1/4寸或者其它尺寸。依次打开不同尺寸测量管路以及其上的测量系统,利用循环泵使待测溶液在管路中以一定流量循环,测量定长管线上不同流量下的压降。利用公式(I)计算不同循环流量下的减阻率,然后将减阻率对液体的循环流量或者雷诺数作图,可以得到特定管径下的减阻率,可以选取其中的最大减阻率代表表面活性剂减阻剂的减阻性能。

$$[0041] \quad \text{减阻率} = \frac{\Delta P_{\text{清水}} - \Delta P_{\text{溶液}}}{\Delta P_{\text{清水}}} \times 100\% \quad (I)$$

[0042] 下面通过具体实施例进行进一步说明。

具体实施方式

[0043] 【实施例1】

[0044] 将1000克十八醇聚氧乙烯醚(E0=2.1)和100克Harshaw公司的Cu-203催化胺化催化剂加入低压反应釜中升温至100℃,减压搅拌除去易挥发组分,然后依次进行4次氮气置换和4次氢气置换,调节系统压力为0.02MPa,用0.5MPa压力的氮气进料898克甲胺。升温至220℃反应5小时,降温至180℃,减压除去多余的二甲胺得到中间体。将中间体溶于无水乙醇中配制成质量浓度40%的溶液加入到低压反应釜中,再加入585克2-氯乙醇,将反应体系与外界隔离后升温至90℃条件下反应5~6小时后结束。在常压下向反应釜中加入5000mL苯,搅拌溶解反应产物。然后加入5000mL15%NaCl水溶液,搅拌30分钟后于60℃下静置分层,油水分层后分去下层水相。再加入5000mL15%NaCl水溶液,搅拌30分钟后于60℃下静置分层,分层后分去下层的水相。然后放出反应产物用旋蒸除去多余溶剂后得到1118克目标产物。

[0045] 将100克KCl和2克丙烯酰胺与季铵盐单体共聚物(JYPQ)(山东鲁岳化工有限公司)加入9.885Kg自来水中搅拌溶解,然后加入10.13克十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵搅拌4小时,最后加入4.87克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15%(wt)的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在27℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达74%。

[0046] 【实施例2】

[0047] 将2克JYPQ(同实施例1)加入9.985Kg自来水中搅拌溶解,然后加入10.13克十八醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵搅拌4小时,最后加入4.87克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15%(wt)的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在28℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达74%。

[0048] 【实施例3】

[0049] 将10.13克十八醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵加入9.985Kg自来水中搅拌4小时溶解,然后加入4.87克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15%(wt)的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在30℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达73%。

[0050] 【实施例4】

[0051] 将200克KCl加入9.785Kg自来水中搅拌溶解,然后加入10.13克十八醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵搅拌4小时,最后加入4.87克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15% (wt) 的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在28℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达74%。

[0052] 【实施例5】

[0053] 将10.84克十八醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵加入9.985Kg自来水中搅拌4小时溶解,然后加入4.16克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时充分溶解后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15% (wt) 的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在28℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达73%。

[0054] 【实施例6】

[0055] 1000克十六醇聚氧乙烯醚(E0=2.1)和100克Harshaw公司的Cu-203催化胺化催化剂加入低压反应釜中升温至100℃,减压搅拌除去易挥发组分,然后依次进行4次氮气置换和4次氢气置换,调节系统压力为0.02MPa,用0.5MPa压力的氮气进料973克甲胺。升温至220℃反应5小时,降温至180℃,减压除去多余的二甲胺得到中间体。将中间体溶于无水乙醇中配制成40%的溶液加入低压反应釜中,再加入634克2-氯乙醇,将反应体系与外界隔离后升温至90℃反应5~6小时后结束。在常压下向低压反应釜中加入5000mL苯,搅拌溶解反应产物。然后加入5000mL15%NaCl水溶液,搅拌30分钟后于60℃下静置分层,油水分层后分去下层水相。再加入5000mL15%NaCl水溶液,搅拌30分钟后于60℃下静置分层,分层后分去下层的水相。然后放出反应产物用旋蒸除去多余溶剂后得到1118克目标产物。

[0056] 将9.91克十六醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵加入9.985Kg自来水中搅拌4小时溶解,然后加入5.09克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时充分溶解后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15% (wt) 的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在25℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达72%。

[0057] 【实施例7】

[0058] 将9.41克十六醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵加入9.985Kg自来水中搅拌4小时溶解,然后加入5.59克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时充分溶解后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.15% (wt) 的表面活性剂减阻剂水溶液。管道摩阻仪在21℃的测试结果表明该流体的最大减阻率达73%。

[0059] 【实施例8】

[0060] 将33.78克十八醇聚氧乙烯醚基(E0=2.1)二羟乙基甲基氯化铵加入9.95Kg自来水中搅拌4小时溶解,然后加入16.22克3-羟基-2-萘甲酸钠搅拌6小时充分溶解后放置过夜,即可得到澄清透明无气泡的浓度为0.5% (wt) 的表面活性剂减阻剂水溶液。利用管道摩阻仪分别测试了该流体在15℃、30℃、40℃、50℃、60℃以及80℃的摩阻,结果表明该流体的最大减阻率都大于76%。

[0061] 【对比例1】

[0062] 十六烷基二甲基聚氧乙烯醚(E0=2)基氯化铵与水杨酸钠复配在浓度0.2% (wt)、22℃的条件下测试得到最大减阻率是58%。

[0063] 【对比例2】

[0064] 十六烷基二甲基聚氧乙烯醚(E0=2)基氯化铵与水杨酸钠复配在浓度0.5% (wt)、

55℃的条件下测试得到最大减阻率是70%。

[0065] 【对比例3】

[0066] 十六烷基二甲基聚氧乙烯醚(E0=2)基氯化铵与水杨酸钠复配在浓度0.5% (wt)、65℃的条件下测试得到最大减阻率是57%。

[0067] 表1

[0068]

编号	主表面活性剂	阴离子两亲分子	配比(摩尔比)	浓度(wt%)	无机盐	聚合物添加剂	测试温度	最大减阻率
实施例1	十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.15%	1% KCl	0.1%JYPQ	27℃	74%
实施例2	十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.15%	/	0.1%JYPQ	28℃	74%
实施例3	十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.15%	/	/	30℃	73%
实施例4	十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.15%	2% KCl	/	28℃	74%
实施例5	十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 0.8	0.15%	/	/	28℃	73%
实施例6	十六醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.15%	/	/	25℃	72%
实施例7	十二醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.15%	/	/	21℃	73%
实施例8	十八醇聚氧乙烯醚基二羟乙基甲基氯化铵	3-羟基-2-萘甲酸钠	1: 1	0.5%	/	/	15℃	76%
							30℃	77%
							40℃	79%
							50℃	79%
							60℃	78%
80℃	76%							

[0069] 续表1

[0070]

对比例 1	十六烷基 二甲基聚 氧乙烯醚 (2)基氯 化铵	水杨酸钠	1: 1	0.2%	/	/	22℃	58%
对比例 2	十六烷基 二甲基聚 氧乙烯醚 (2)基氯 化铵	水杨酸钠	1: 1	0.5%	/	/	55℃	70%
对比例 3	十六烷基 二甲基聚 氧乙烯醚 (2)基氯 化铵	水杨酸钠	1: 1	0.5%	/	/	65℃	57%

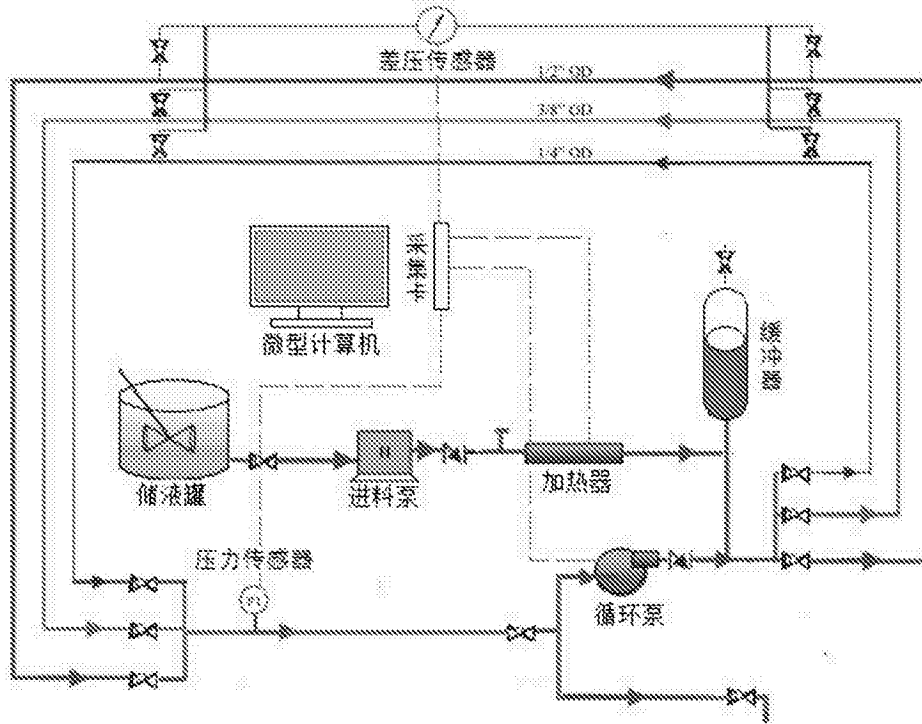


图1