



## (12)发明专利

(10)授权公告号 CN 106905936 B

(45)授权公告日 2019.11.12

(21)申请号 201710074054.6

(22)申请日 2017.02.10

(65)同一申请的已公布的文献号

申请公布号 CN 106905936 A

(43)申请公布日 2017.06.30

(73)专利权人 中国石油集团渤海钻探工程有限公司

地址 300457 天津市滨海新区开发区第二大街83号中国石油天津大厦渤海钻探工程有限公司

(72)发明人 刘音 张曙光 李立昌 白田增  
解洪祥 王红科 王玉忠 刘泸萍  
王丹 邱卫红

(74)专利代理机构 天津才智专利商标代理有限公司 12108

代理人 王梦

(51)Int.Cl.

C09K 8/12(2006.01)

C09K 8/10(2006.01)

(56)对比文件

CN 1342189 A,2002.03.27,

WO 2016072993 A1,2016.05.12,

US 2016102236 A1,2016.04.14,

审查员 徐燕

权利要求书1页 说明书4页

### (54)发明名称

一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液及其制备方法

### (57)摘要

本发明公开了一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液及其制备方法,该碱性完井液包括以质量分数计的30~70%的碳酸钾,1~3%的疏水改性海藻酸钠,1~2%的抑制剂,1~2%的降滤失剂,0~1%的消泡剂和余量的水;通过首次采用疏水改性海藻酸钠作为完井液增粘剂和环境友好且配伍性良好的功能性组分,配置出能替代密度为1.40g/cm<sup>3</sup>的CaCl<sub>2</sub>盐水完井液的新型碱性完井液;该碱性完井液通过将碳酸钾、疏水改性海藻酸钠、抑制剂、降滤失剂和消泡剂分段加入至水中搅拌均匀制得,制备方法简单,安全,具有极好的工业前景。

1. 一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液,其特征在于,包括以质量分数计的30~70%的碳酸钾,1~3%的疏水改性海藻酸钠,1~2%的抑制剂,1~2%的降滤失剂,0~1%的消泡剂和余量的水,各组分含量之和共计100%;其中,所述抑制剂为聚乙烯多胺、聚氨基酸或改性淀粉;所述疏水改性海藻酸钠为以烷基缩水甘油醚为原料对分子量为40000~120000的海藻酸钠进行改性制得的疏水改性海藻酸钠;所述降滤失剂为羧甲基纤维素;所述聚乙烯多胺为乙二胺、二亚乙基三胺、三亚乙基四胺、四亚乙基五胺的联产物;所述聚氨基酸为聚天冬氨酸、聚谷氨酸、聚赖氨酸中的一种或多种;所述改性淀粉为羟乙基改性淀粉或钠羧甲基改性淀粉。

2. 根据权利要求1所述的替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液,其特征在于,所述消泡剂为聚二甲基硅氧烷、聚氧乙烯聚氧丙醇胺醚或聚氧丙烯甘油醚。

3. 一种如权利要求1所述的替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液的制备方法,其特征在于,步骤如下:将去离子水、30~70%的无机盐碳酸钾、1~2%的抑制剂、1~2%的降滤失剂依次加入到反应瓶中搅拌均匀,室温下搅拌0.5~1h,然后加入1~3%的疏水改性海藻酸钠,继续室温下搅拌0.5~1h至混合均匀,最后加入0~1%消泡剂,继续搅拌直至形成均匀的碱性完井液体系;其中,上述各组分的加入量均以质量分数计,去离子水的加入量与其它各组分加入量之和为100%。

## 一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液及其制备方法

### 技术领域

[0001] 本发明涉及盐水完井液技术领域,特别涉及一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液及其制备方法。

### 背景技术

[0002] 完井液是完井过程中使用的工作液,其主要功能包括平衡地层压力、携带悬浮固相颗粒、提高储层保护能力等。使用劣质完井液会使油井产能降低30%以上,同时对地层造成损害。

[0003] CaCl<sub>2</sub>盐水完井液是目前完井过程中经常使用的压井液体系,其优点是价格低廉,完全溶解后液体密度能达到1.40g/cm<sup>3</sup>左右;然而CaCl<sub>2</sub>盐水完井液也存在着很多缺点:1)在冬季施工时,由于室外温度很低(低于10℃时),由于自身的理化性质使得CaCl<sub>2</sub>溶解速度缓慢,固相含量增加,盐水溶液密度很难达到要求,有时只能达到1.25g/cm<sup>3</sup>左右;2)由于溶解性差,无机盐不溶微粒侵入造成地层孔隙阻塞;3)由于CaCl<sub>2</sub>为二价金属盐,Ca<sup>2+</sup>盐易发生结垢现象,不环保,对储层有损害;4)完井液体系自身性能欠缺,使胶结颗粒松散后溶解、使矿物溶解或重结晶,发生微粒运移和矿物沉淀,导致岩石对储层损害。储层受到损害后,一是容易造成储油层的产能降低,严重者完全丧失产油能力,造成油田的巨大经济损失;二是想要恢复到原有水平相当困难,理所当然费用也是非常昂贵。因此,急需研发一种替代CaCl<sub>2</sub>的完井液体系,最大限度减少对油气层的损害。

### 发明内容

[0004] 本发明的目的是提供一种能够替代目前CaCl<sub>2</sub>盐水完井液,完全溶解后液体密度能达到1.40g/cm<sup>3</sup>左右的碱性完井液。

[0005] 本发明的另一目的是提供一种制备上述替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液的制备方法。

[0006] 为此,本发明技术方案如下:

[0007] 一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液,包括以质量分数计的30~70%的碳酸钾,1~3%的疏水改性海藻酸钠,1~2%的抑制剂,1~2%的降滤失剂,0~1%的消泡剂和余量的水(各组分含量之和共计100%)。

[0008] 其中,所述无机盐碳酸钾可选用市售产品,其工业品纯度≥95%;选用碳酸钾替代传统使用的CaCl<sub>2</sub>,不仅保证了原有CaCl<sub>2</sub>盐水完井液液体密度达到1.40g/cm<sup>3</sup>的要求;同时,避免了CaCl<sub>2</sub>盐水完井液由于Ca<sup>2+</sup>结垢现象造成的储层损坏的问题。

[0009] 具体地,所述疏水改性海藻酸钠是以烷基缩水甘油醚为原料,对海藻酸钠进行改性制得;具体步骤如下:称量一定量的海藻酸钠加入至反应瓶中,加足量水搅拌至黄色均匀的乳状液;然后滴加NaOH调节乳状液pH至8~9左右,缓慢加入相当于海藻酸钠重量0.4~0.7倍的烷基缩水甘油醚,升温至70~80℃并回流反应8~10h;反应结束后冷却至室温,滴加醋酸调节反应液pH至3~4,进而加入足量丙酮洗去反应液中的水和烷基缩水甘油醚,使产物析出后过滤,洗涤,烘干,备用。

[0010] 其中,所述海藻酸钠选用分子量为40000~120000的海藻酸钠,所述烷基缩水甘油醚为但不限于辛基缩水甘油醚、十二烷基缩水甘油醚中的一种;通过烷基缩水甘油醚进行疏水改性,对海藻酸钠的高粘度特性进行抑制;经过测试,当改性前后的海藻酸钠在水中加入量均为1~1.5wt.%时,改性前的海藻酸钠缓慢溶于水后的粘度高达200mp.s,而经过改性后的疏水改性海藻酸钠溶于水的速度明显加快,粘度为120~180mp.s;可见,疏水改性海藻酸钠溶于水后的粘度有效得到了降低,同时溶于水的速度明显加快,即增强了水溶性。

[0011] 需要强调的是,本申请首次提出采用疏水改性海藻酸钠作为完井液体系的增粘剂,在实现增粘效果,有效防止漏失的同时,比其它增粘剂溶解速度更快,增粘效果更好。

[0012] 所述抑制剂聚乙烯多胺、聚氨基酸或改性淀粉。

[0013] 具体地,所述聚乙烯多胺为乙二胺、二亚乙基三胺、三亚乙基四胺、四亚乙基五胺的联产物;所述聚氨基酸为聚天冬氨酸、聚谷氨酸、聚赖氨酸中的一种或多种;所述改性淀粉为羟乙基改性淀粉或钠羧甲基淀粉。

[0014] 相比于传统的抑制剂,如KCl-聚胺盐类,上述抑制剂均无Cl<sup>-</sup>,因而不会发生较高浓度的氯离子迭代形成氯代化合物,发生致癌、致畸、致变效应,污染生态环境。

[0015] 所述降滤失剂为羧甲基纤维素;羧甲基纤维素不仅具有降滤失性能,同时也属于天然高分子衍生物,为环境友好的可降解材料。

[0016] 所述消泡剂为聚二甲基硅氧烷、聚氧乙烯聚氧丙醇胺醚或聚氧丙烯甘油醚;

[0017] 一种替代CaCl<sub>2</sub>的碱性完井液的制备方法,步骤如下:将去离子水、30~70%的无机盐碳酸钾、1~2%的抑制剂、1~2%的降滤失剂依次加入到反应瓶中搅拌均匀,室温下搅拌0.5~1h,然后加入1~3%的疏水改性海藻酸钠,继续室温下搅拌0.5~1h至混合均匀,最后加入0~1%消泡剂,继续搅拌直至形成均匀的碱性完井液体系;其中,上述各组分的加入量均以质量分数计,去离子水的加入量与其它各组分加入量之和为100%。所述疏水改性海藻酸钠是以烷基缩水甘油醚为原料,对海藻酸钠进行改性制得。

[0018] 该碱性完井液体系为透明液体,pH为10~12。

[0019] 与现有技术相比,该替代CaCl<sub>2</sub>盐水完井液的碱性完井液选用碳酸钾作为一价无机盐配制碱性完井液,其通过溶解性好,溶解速度快,不结垢,环保,对储层伤害小,溶解后完井液密度能够达到1.40g/cm<sup>3</sup>等突出特点,配置成新的碳酸钾盐水完井液体系,实现完全替代传统CaCl<sub>2</sub>盐水完井液;此外,该碱性完井液体系筛选出配伍性良好且具有环境友好特性的疏水改性海藻酸钠、抑制剂、降滤失剂和消泡剂,配制出对储层无污染、低伤害,且施工过程中使用安全,既平衡了地层压力,又保护了油气储层的新型碱性完井液;另外,该替代CaCl<sub>2</sub>盐水完井液的碱性完井液制备方法简单,安全,具有极好的工业前景。

### 具体实施方式

[0020] 下面结合具体实施例对本发明做进一步的说明,但下述实施例绝非对本发明有任何限制。

[0021] 在下述实施例1~4中,碳酸钾(工业品纯度≥95%)、聚天冬氨酸、聚乙烯多胺、羧甲基纤维素、聚二甲基硅氧烷、羟乙基改性淀粉和聚氧丙烯甘油醚均购买自市售产品;疏水改性海藻酸钠通过实验室制备获得。

[0022] 具体地,疏水改性海藻酸钠的制备方法为:称量一定量的海藻酸钠加入至反应瓶

中,加足量水搅拌至黄色均匀的乳状液;然后滴加NaOH调节乳状液pH至 9左右,缓慢加入相当于海藻酸钠重量0.5倍的辛基缩水甘油醚,升温至75℃并回流反应8h;反应结束后冷却至室温,滴加醋酸调节反应液pH至4,进而加入足量丙酮洗去反应液中的水和辛基缩水甘油醚,使产物析出后过滤,丙酮二次洗涤,烘干,备用。

[0023] 实施例1

[0024] 将54.2份去离子水、40份碳酸钾、1份聚天冬氨酸、1.8份羧甲基纤维素依次加入到反应瓶中搅拌均匀,并在室温下搅拌0.5~1h;然后向反应瓶中加入2.5份疏水改性海藻酸钠,继续搅拌0.5~1h,使混合体系为均匀状态;进而向反应瓶中加入0.5份聚氧丙烯甘油醚,继续搅拌直至形成均匀的透明碱性完井液体系。

[0025] 其中,上述各组分的加入份数为重量份,以下实施例2~5同,不再赘述。

[0026] 实施例2

[0027] 将40.5份去离子水、55份碳酸钾、1.5份聚乙烯多胺、1.2份羧甲基纤维素依次加入到反应瓶中搅拌均匀,并在室温下搅拌0.5~1h;然后向反应瓶中加入1.5份疏水改性海藻酸钠,继续搅拌0.5~1h,使混合体系为均匀状态;进而向反应瓶中加入0.3份聚二甲基硅氧烷,继续搅拌直至形成均匀的透明碱性完井液体系。

[0028] 实施例3

[0029] 将27.6份去离子水、65份碳酸钾、2份羟乙基改性淀粉、1.5份羧甲基纤维素依次加入到反应瓶中搅拌均匀,并在室温下搅拌0.5~1h;然后向反应瓶中加入3份疏水改性海藻酸钠,继续搅拌0.5~1h,使混合体系为均匀状态;进而向反应瓶中加入0.9份聚氧丙烯甘油醚,继续搅拌直至形成均匀的透明碱性完井液体系。

[0030] 实施例4

[0031] 将48.7份去离子水、47份碳酸钾、1.2份聚乙烯多胺、2份羧甲基纤维素依次加入到反应瓶中搅拌均匀,并在室温下搅拌0.5~1h;然后向反应瓶中加入1份疏水改性海藻酸钠,继续搅拌0.5~1h,使混合体系为均匀状态;进而向反应瓶中加入0.1份聚氧乙炔聚氧丙醇胺醚,继续搅拌直至形成均匀的透明碱性完井液体系。

[0032] 对实施例1~4制备的碱性完井液体系的相关性质进行测试,测试包括液体pH值测定、液体密度测定以、配伍性,以及岩心渗透率恢复值实验和岩心伤害率评价实验。

[0033] 其中,岩心渗透率恢复值是评价完井液对储层的损害程度或对储层保护效果的最直观的方法;其采用天然岩心在流动实验装置上,测量实验岩心污染前后的渗透率,所得比值即为渗透率恢复值。渗透率恢复值能够直观反映储层岩心的损害程度。完井液的渗透率恢复值越大,说明对储层损害越小,一般渗透率恢复值应不小于75%(具体方法可参照《砂岩储层敏感性评价——岩心流动试验程序》的行业标准)。

[0034] 岩心伤害率的测定方法:取若干块已洗油、洗盐处理的岩心做平行实验,首先用煤油测试每块岩心的原始渗透率,然后使用配制的碱性完井液对岩心进行污染,再测试污染后的岩心渗透率,通过污染前后的渗透率的比值来评价岩心伤害率。

[0035] 测试结果如下表1所示。

[0036] 表1:

[0037]

实施例	pH	密度 (g/cm <sup>3</sup> )	岩心渗透率恢复值	岩心伤害率 (%)	配伍性
1	10.5	1.39	≥84	16	好, 溶解均匀
2	11.5	1.44	≥81	18.8	好, 溶解均匀
3	12	1.47	≥80	20.1	好, 溶解均匀
4	11	1.42	≥82	18.5	好, 溶解均匀

[0038] 从上表1的测试结果可以看出, 实施例1~4制备的以碳酸钾为无机盐进行复配碱性完井液体系pH均>10, 密度可达到1.39~1.47g/cm<sup>3</sup>, 完全能够替代传统的氯化钙盐水完井液体系; 此外, 将经过疏水改性的海藻酸钠作为增粘剂引入完井液体系, 并通过大量实验筛选出具有优良可降解性和与的物质作为抑制剂、降滤失剂和消泡剂与碳酸钾和疏水改性海藻酸钠进行配置得到的完井液溶解均匀, 配伍性良好。

[0039] 另外, 该碱性完井液在岩心渗透率恢复值和岩心伤害率测试中, 其岩心渗透率恢复值超过80, 岩心伤害率控制在20.1%以下; 而对比氯化钙盐水完井液体系的储层损害评价实验结果, 氯化钙盐水完井液的岩心渗透率恢复值约为75, 岩心伤害率约为25%, 可见本申请公开的碱性完井液不仅可以达到传统的氯化钙盐水完井液体系的效果, 并且能够最大限度减少对油气层的损害。