



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 111542586 A

(43)申请公布日 2020.08.14

(21)申请号 201880083694.6

(22)申请日 2018.12.26

(30)优先权数据

15/855,438 2017.12.27 US

(85)PCT国际申请进入国家阶段日

2020.06.24

(86)PCT国际申请的申请数据

PCT/US2018/067526 2018.12.26

(87)PCT国际申请的公布数据

WO2019/133625 EN 2019.07.04

(71)申请人 沙特阿拉伯石油公司

地址 沙特阿拉伯宰赫兰

(72)发明人 苏哈什·阿伊腊拉

阿卜杜卡里姆·阿勒-索菲 J·王

阿里·阿卜达拉·阿勒-优素福

(74)专利代理机构 北京天昊联合知识产权代理有限公司 11112

代理人 张珂珂 朱雯

(51)Int.Cl.

C09K 8/584(2006.01)

C09K 8/588(2006.01)

E21B 43/20(2006.01)

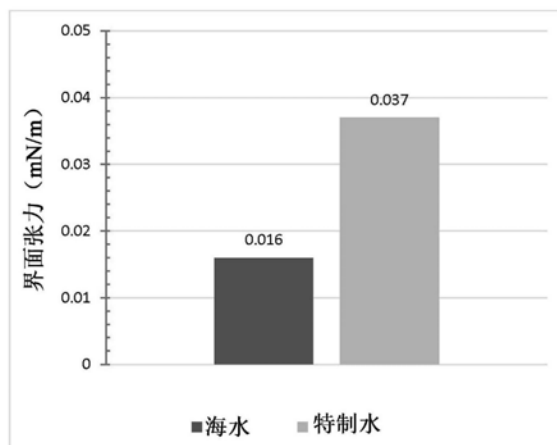
权利要求书2页 说明书11页 附图3页

(54)发明名称

用于碳酸盐岩储层中采油的强化表面活性剂聚合物驱采工艺

(57)摘要

本发明提供了一种用于碳酸盐岩储层中的表面活性剂聚合物驱采工艺的组合物,该组合物包含:表面活性剂,该表面活性剂能够降低界面张力;聚合物,该聚合物能够提高组合物的粘度;以及特制水,该特制水能够改变原位岩体的润湿性,其中特制水的总溶解固体在5,000重量ppm和7,000重量ppm之间,其中总溶解固体包含盐,其中组合物的粘度在3cP和100cP之间。



1. 一种用于碳酸盐岩储层中的表面活性剂聚合物驱采工艺的组合物,该组合物包含:
表面活性剂,该表面活性剂能够降低界面张力;
聚合物,该聚合物能够提高所述组合物的粘度;以及
特制水,该特制水能够改变所述碳酸盐岩储层中的原位岩体的润湿性,
其中所述特制水的总溶解固体在5,000重量ppm至7,000重量ppm之间,
其中所述总溶解固体包含盐,
其中所述组合物的粘度在3cP和100cP之间。
2. 根据权利要求1所述的组合物,其中所述表面活性剂选自由下列组成的组:甜菜碱型两性表面活性剂、阴离子表面活性剂、阳离子表面活性剂、非离子表面活性剂、生物表面活性剂和它们的组合。
3. 根据权利要求1或权利要求2所述的组合物,其中所述聚合物选自由下列组成的组:聚丙烯酰胺,部分水解的聚丙烯酰胺,丙烯酰胺和丙烯酸酯的共聚物,丙烯酰胺叔丁基磺酸盐(ATBS)和丙烯酰胺的共聚物,以及丙烯酰胺、丙烯酸和ATBS的共聚物。
4. 根据权利要求1至3中任一项所述的组合物,其中所述表面活性剂的浓度在所述特制水配方的0.05重量%和所述特制水配方的2重量%之间的范围内。
5. 根据权利要求1至4中任一项所述的组合物,其中所述聚合物的浓度在所述特制水配方的0.05重量%和所述特制水配方的0.5重量%之间的范围内。
6. 根据权利要求1至5中任一项所述的组合物,其中所述盐选自由下列组成的组:氯化钠、氯化钙、氯化镁、硫酸钠、硫酸镁、碳酸氢钠和它们的组合。
7. 根据权利要求1至6中任一项所述的组合物,其中所述特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的钙离子。
8. 根据权利要求1至7中任一项所述的组合物,其中所述特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的镁离子。
9. 根据权利要求1至8中任一项所述的组合物,其中所述特制水包含300重量ppm和1,000重量ppm之间的范围内的硫酸根离子。
10. 一种从碳酸盐岩储层中的原位岩体中采油的方法,该方法包括以下步骤:
将第一注入物注入注入井中,其中所述第一注入物包括特制水与聚合物的段塞,其中所述第一注入物的粘度在3cP和100cP之间;
将第二注入物注入所述注入井中,其中所述第二注入物包括特制水配方的段塞,其中所述特制水配方的粘度在3cP和100cP之间;
将第三注入物注入所述注入井中,其中所述第三注入物包括所述特制水与所述聚合物的段塞,其中所述第一注入物的粘度在3cP和100cP之间;
将第四注入物注入所述注入井中,其中所述第四注入物包括所述特制水的段塞;以及
使得所述段塞与所述原位岩体相互作用以产生流动的油,其中所述段塞与所述原位岩体之间的相互作用能够使油从所述原位岩体的孔隙中释放,其中所述流动的油包括所释放的油。
11. 根据权利要求10所述的方法,还包括以下步骤:
将驱替海水注入所述注入井中;以及
利用所述驱替海水将所述流动的油推向生产井,其中所述生产井流体连通至所述注入

井,使得可以从所述生产井生产所述流动的油。

12. 根据权利要求10或11所述的方法,其中所述第一注入物中的所述特制水与聚合物的段塞的总体积在0.01孔隙体积(PV)和0.1PV之间。

13. 根据权利要求10至12中任一项所述的方法,其中所述第二注入物中的所述特制水配方的段塞的总体积在0.1PV和0.5PV之间。

14. 根据权利要求10至13中任一项所述的方法,其中所述第三注入物中的所述特制水与聚合物的段塞的总体积在0.3PV和1.0PV之间。

15. 根据权利要求10至14中任一项所述的方法,其中所述第四注入物中的所述特制水的段塞的总体积在1.0PV和2.0PV之间。

16. 根据权利要求10至15中任一项所述的方法,其中所述特制水的总溶解固体在5,000重量ppm和7,000重量ppm之间,并且进一步地,其中所述总溶解固体包含盐。

17. 根据权利要求10至16中任一项所述的方法,其中所述特制水配方包含所述特制水、所述聚合物和表面活性剂。

18. 根据权利要求10至17中任一项所述的方法,其中所述特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的钙离子,其中所述特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的镁离子,并且进一步地,其中所述特制水包含300重量ppm和1,000重量ppm之间的范围内的硫酸根离子。

19. 一种制备特制水配方的方法,该方法包括以下步骤:

利用水化学改性技术处理海水以产生特制水,其中所述特制水能够改变原位岩体的润湿性,其中所述特制水的总溶解固体在5,000重量ppm和7,000重量ppm之间;

将聚合物添加至所述特制水中;

将表面活性剂添加至所述特制水中以形成所述特制水配方;以及

混合所述特制水配方,其中所述特制水配方的粘度在3cP和100cP之间。

20. 根据权利要求19所述的方法,其中所述特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的钙离子,其中所述特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的镁离子,并且进一步地,其中所述特制水包含300重量ppm和1,000重量ppm之间的范围内的硫酸根离子。

用于碳酸盐岩储层中采油的强化表面活性剂聚合物驱采工艺

技术领域

[0001] 所公开的实施方案涉及表面活性剂聚合物驱采工艺。具体公开了在表面活性剂聚合物驱采工艺中使用特制水配方的组合物和方法。

背景技术

[0002] 表面活性剂聚合物 (SP) 驱采工艺是最突出的化学强化采油技术之一,并且近年来将SP驱采工艺用于碳酸盐岩储层中的采油已经获得积极关注。在表面活性剂聚合物驱采工艺中,使用了表面活性剂和聚合物化学药品两者,其中化学段塞和聚合物驱各自具有其自己的作用以有助于强化采油。聚合物使水增粘以提供流度控制,而表面活性剂使油-水界面张力 (IFT) 降低两个至三个数量级,以克服原油在孔喉中的毛细管截留。这两种现象都有助于提高储层中的宏观和微观波及系数,从而实现强化采油 (EOR)。

[0003] 聚丙烯酰胺类聚合物或共聚物是当今工业中最广泛采用的EOR用聚合物。由于阴离子性质,聚丙烯酰胺类聚合物的增粘特性受到增大的盐度的阻碍,这归因于补充水中存在的一价阳离子和二价阳离子。作为结果,通常需要增大高盐度水(包括海水)中的聚合物的用量,以达到适当的流度控制所需的期望粘度。

发明内容

[0004] 所公开的实施方案涉及表面活性剂聚合物驱采工艺。具体公开了在表面活性剂聚合物驱采工艺中使用特制水配方的组合物和方法。

[0005] 在第一方面中,提供了用于碳酸盐岩储层中的表面活性剂聚合物驱采工艺的组合物。该组合物包含能够降低界面张力的表面活性剂、能够提高组合物的粘度的聚合物以及特制水,该特制水能够改变原位岩体的润湿性,其中特制水的总溶解固体在5,000重量百万分率(重量ppm)和7,000重量ppm之间,其中总溶解固体包含盐,其中组合物的粘度在3厘泊(cP)和100cP之间。

[0006] 在某些方面中,表面活性剂选自由下列组成的组:甜菜碱型两性表面活性剂、阴离子表面活性剂、阳离子表面活性剂、非离子表面活性剂、生物表面活性剂和它们的组合。在某些方面中,聚合物选自由下列组成的组:聚丙烯酰胺、部分水解的聚丙烯酰胺、丙烯酰胺和丙烯酸酯的共聚物、丙烯酰胺叔丁基磺酸盐(ATBS)和丙烯酰胺的共聚物、以及丙烯酰胺、丙烯酸和ATBS的共聚物。在某些方面中,表面活性剂浓度在特制水配方的0.05重量%(wt%)和特制水配方的2重量%之间的范围内。在某些方面中,聚合物的浓度在特制水配方的0.05重量%和特制水配方的0.5重量%之间的范围内。在某些方面中,盐选自由下列组成的组:氯化钠、氯化钙、氯化镁、硫酸钠、硫酸镁、碳酸氢钠和它们的组合。在某些方面中,特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的钙离子。在某些方面中,特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的镁离子。在某些方面中,特制水包含300重量ppm和1,000重量ppm之间的范围内的硫酸根离子。

[0007] 在第二方面中,提供了从碳酸盐岩储层中的原位岩体中采油的方法。该方法包括

以下步骤:将第一注入物注入注入井中,其中第一注入物包括特制水与聚合物的段塞,其中第一注入物的粘度在3cP和100cP之间;将第二注入物注入注入井中,其中第二注入物包括特制水配方的段塞,其中特制水配方的粘度在3cP和100cP之间;将第三注入物注入注入井中,其中第三注入物包括特制水与聚合物的段塞,其中第三注入物的粘度在3cP和100cP之间;将第四注入物注入注入井中,其中第四注入物包括特制水的段塞;以及使得段塞与原位岩体相互作用以产生流动的油,其中段塞与原位岩体之间的相互作用能够使油从原位岩体的孔隙中释放,其中流动的油包括所释放的油。

[0008] 在某些方面中,该方法还包括以下步骤:将驱替海水注入注入井中;以及利用驱替海水将流动的油推向生产井,其中生产井流体连通至注入井,使得可以从生产井生产流动的油。在某些方面中,第一注入物中的特制水与聚合物的段塞的总体积在0.01孔隙体积(PV)和0.1PV之间。在某些方面中,第二注入物中的特制水配方的段塞的总体积在0.1PV和0.5PV之间。在某些方面中,第三注入物中的特制水与聚合物的段塞的总体积在0.3PV和1.0PV之间。在某些方面中,第四注入物中的特制水的段塞的总体积在1.0PV和2.0PV之间。在某些方面中,其中特制水的总溶解固体在5,000重量ppm和7,000重量ppm之间,其中总溶解固体包含盐。在某些方面中,特制水配方包含特制水、聚合物和表面活性剂。在某些方面中,特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的钙离子,其中特制水包含50重量ppm和500重量ppm之间的范围内的镁离子,并且进一步地,其中特制水包含300重量ppm和1,000重量ppm之间的范围内的硫酸根离子。

[0009] 在第三方面中,提供了一种制备特制水配方的方法。该方法包括以下步骤:利用水化学改性技术处理海水以产生特制水,其中特制水能够改变原位岩体的润湿性,其中特制水的总溶解固体在5,000重量ppm和7,000重量ppm之间;将聚合物添加至特制水中;将表面活性剂添加至所述特制水中以形成特制水配方;以及混合特制水配方,其中特制水配方的粘度在3cP和100cP之间。

附图说明

[0010] 结合以下说明、权利要求和附图,本公开的范围的这些以及其他特征、方面和优点将变得更好理解。然而,应当注意,附图仅示出了本发明的若干实施方案,因此不应被视为限制了本公开的范围,因为本公开的范围可以允许其他等效的实施方案。

[0011] 图1为与海水相比,表面活性剂的特制水溶液中界面张力降低的图。

[0012] 图2为实施例的岩心驱替试验的油采收率的图。

[0013] 图3为与海水相比,配方在特制水中的溶液的粘度的图。

具体实施方式

[0014] 为了能够更详细地理解组合物和方法的实施方案以及将变得显而易见的其他方面的特征和优点的方式,可通过参考构成本说明书的一部分的附图中示出的那些实施方案来对先前简要概述的本公开的实施方案进行更具体的描述。虽然将用若干实施方案描述组合物和方法的范围,但是应当理解,相关领域的普通技术人员将了解,本文描述的装置和方法的许多实例、变化和更改在实施方案的范围和精神内。因此,在不丧失一般性并且不对实施方案施加限制的情况下阐述所描述的实施方案。本领域技术人员应理解,本发明的范围

包括说明书中描述的特定特征的所有可能的组合和用途。

[0015] 本文描述了表面活性剂聚合物驱采工艺中使用的组合物。有利地,表面活性剂聚合物驱采工艺中使用的特制水配方与碳酸盐岩储层中的原位岩体以及碳酸盐岩储层中存在的流体有利地相互作用,以改变润湿性和提高微观波及系数,从而引起油从原位岩体中的孔隙中的增加的释放。有利地,与常规化学驱采工艺相比,表面活性剂聚合物驱采工艺中使用的特制水配方可以改善经济性。

[0016] 有利地,与聚合物驱采工艺相比,特制水配方获得了提高的油采收率。在聚合物驱采工艺中,将聚合物添加至注入水中提高了水相粘度,从而降低了驱替期间的水油流度比。降低的水油流度比降低了粘性指进并提高了注入流体在储层中的宏观波及系数。相比之下,特制水配方涉及将含有表面活性剂和聚合物两者的特制水注入储层中。表面活性剂可以使油-水界面张力降低两个至三个数量级,从而提高了从原位岩体的孔隙的微观波及系数。因此,有利地,与聚合物驱采工艺相比,在注入工艺中使用特制水配方获得了提高的油采收率,这是因为提高的微观波及系数(由表面活性剂所致)和宏观波及系数(由聚合物所致)产生了组合效应,在聚合物驱采工艺中,仅可能提高宏观波及系数。

[0017] 如贯穿全文所使用的,“原位岩体”是指暴露于典型的碳酸盐岩储层中所表现的温度、压力和上覆岩层应力的天然条件的储层岩石。

[0018] 如贯穿全文所使用的,“海水”是指近似于约35,000重量ppm至56,000重量ppm TDS的高盐度水,其可包含至多3000重量ppm二价阳离子。

[0019] 如贯穿全文所使用的,“二价离子”包括但不限于钙离子、镁离子和硫酸根。本领域技术人员将理解,钙离子和镁离子是阳离子。

[0020] 如贯穿全文所使用的,“一价离子”包括但不限于钠离子和氯离子。

[0021] 如贯穿全文所使用的,“增产采油”是指在任何基础情况下、或常规采收工艺如常规注水的情况下,在原始油地质储量的百分率方面采油的增加。

[0022] 如贯穿全文所使用的,“孔隙尺度”是指与原位岩体的孔隙空间的孔隙尺寸直径范围相对应的尺度,通常在2微米至5微米的量级。

[0023] 如贯穿全文所使用的,“微观波及系数”是指驱替液在孔隙尺度下的波及系数。微观波及系数是注入流体如何有效地使油从储层原位岩体中的孔隙中流动并进行驱替的量度。

[0024] 如贯穿全文所使用的,“宏观波及系数”或“体积波及系数”是指驱替液在储层规模下的波及系数。宏观波及系数是驱替液如何有效地在面上方向(areally)和垂直方向上接触储层的体积的量度。

[0025] 如贯穿全文所使用的,“流度比”是指注入流体(如水)的流度与被驱替流体(如原油)的流度之比。如贯穿全文所使用的,“流度”定义为有效渗透率与粘度之比。对于油,可在位移前缘的前方含水饱和度确定有效渗透率,而对于注入流体,可在位移前缘后方的含水饱和度确定有效渗透率。通常,小于或等于一的流度比的目标是提供活塞式驱替并避免粘性指进。

[0026] 如贯穿全文所使用的,“协同作用”是指用于改善一次采收工艺(如表面活性剂聚合物驱)的性能和经济性的二次采收工艺(如特制水化学)的有利相互作用的累加效应,当组合时不损失两种工艺各自的采收益处。

[0027] 如贯穿全文所使用的,“碳酸盐岩储层”是指在海洋环境中沉积且主要由碳酸钙组成的沉积岩条件。碳酸盐岩储层具有化学活性,并且可能经历了一系列被称为成岩作用的物理过程和化学过程。成岩作用改变了岩石结构,使其在诸如孔隙率之类的岩石性质方面表现出巨大的突变。

[0028] 如贯穿全文所使用的,“表面活性剂聚合物驱”是指注入表面活性剂聚合物溶液以改善微观波及系数和宏观波及系数两者。表面活性剂将油-水界面张力降低两个至三个数量级,以显著降低毛细管力并提高微观波及系数。表面活性剂聚合物驱不同于水驱工艺之处在于水驱工艺使用不含表面活性剂或聚合物添加剂的水(如海水),以用于注入到储层中以提供一些压力支持并将油从注入井物理驱替至生产井。表面活性剂聚合物驱采工艺与聚合物驱的不同之处在于,聚合物驱采工艺仅使用聚合物来提高注入水的粘度以更好地接触储层从而提高体积波及系数,但由于不存在表面活性剂而未提高微观波及系数。

[0029] 如贯穿全文所使用的,“总溶解固体”或“TDS”是指注入水中所含的呈带电离子(如一价离子和二价离子)形式的所有无机盐的组合量的总数。TDS也可以被认为是特制水的盐度的量度。

[0030] 如贯穿全文所使用的,“甜菜碱型两性表面活性剂”是指含有与末端磺酸根基团或羧酸根基团连接的内部季铵基团的表面活性剂。内部季铵基团上的电荷被末端阴离子基团电平衡;因此这些表面活性剂可以以偶极离子或两性离子为特征。

[0031] 如贯穿全文所使用的,“孔隙体积”或“PV”是指在注入井与生产井之间的、含有流体的原位岩体中的空隙空间的累积体积。孔隙体积可以通过将总的岩体体积乘以原位岩体的孔隙率而获得。原位岩体的孔隙率可以由现场的测井记录或由使用标准技术来确定,如在实验室环境中用盐水对岩心样品进行体积饱和。因为包括油在内的储层流体包含在原位岩体孔隙体积中,所以可以在孔隙体积的基础上确定注入段塞体积。

[0032] 如贯穿全文所使用的,“不存在”是指不含、不包括或含有小于可测量的量。

[0033] 提供了一种表面活性剂聚合物驱采工艺中使用的特制水配方。特制水配方包含特制水、表面活性剂和聚合物。特制水的总溶解固体可以在5,000百万分率(重量ppm)和7,000重量ppm之间。作为TDS的一价离子和二价离子可以以盐的形式存在于特制水中。特制水可以包含一种或以上盐。可用于本发明实施方案的盐的实例可以包括氯化钠(NaCl)、氯化钙(CaCl₂)、氯化镁(MgCl₂)、硫酸钠(Na₂SO₄)、硫酸镁(MgSO₄)、碳酸氢钠(NaHCO₃)和它们的组合。特制水可以包含50重量ppm和500重量ppm之间、或者50重量ppm和200重量ppm之间、或者200重量ppm和500重量ppm之间的范围内的钙离子和镁离子。特制水可以包含300重量ppm和1,000重量ppm之间、或者300重量ppm和400重量ppm之间、或者300重量ppm和500重量ppm之间、或者300重量ppm和700重量ppm之间、或者300重量ppm和900重量ppm之间的范围内的硫酸根离子。钙离子和镁离子为二价阳离子,并且可以被认为是硬度离子。可以选择所用的盐以提供特定的离子组合。选择离子的特定组合,使得特制水包含三种关键离子:硫酸根、钙离子和镁离子。首先使硫酸根离子吸附在碳酸盐岩表面上以减少正电荷。由于降低的静电排斥,钙离子可以与碳酸盐岩表面带负电荷的羧基相结合,从而使油从碳酸盐岩表面释放。该方法在高温下可以更具活性,因为钙离子可以取代镁离子。在低于70°C的温度下,镁离子的反应性在动力学上受阻,因为镁离子反应性是温度依赖性的。在高于70°C的温度下,镁离子可以取代钙离子而结合至碳酸盐岩表面,从而释放钙离子以与其他带负电荷的羧基相结

合。不受特定理论的束缚,据信在不存在钙和镁离子的情况下该方法不会仅对硫酸根起作用。特制水可以改变原位岩体的润湿性,提高碳酸盐岩储层中的微观波及系数,并且与表面活性剂和聚合物协同组合以增强这两种性能。

[0034] 表面活性剂可以是能够降低特制水中的原位岩体中的油-水界面的界面张力的任何类型的表面活性剂。表面活性剂的实例包括甜菜碱型两性表面活性剂、阴离子表面活性剂、阳离子表面活性剂、非离子表面活性剂、生物表面活性剂和它们的组合。阴离子表面活性剂的实例包括含硫酸根化合物、含羧酸根化合物、含磺酸根化合物和它们的组合。含硫酸根化合物的实例包括含硫酸根环氧丙烷类化合物、含硫酸根环氧乙烷类化合物和含硫酸根环氧丙烷-环氧乙烷化合物。含硫酸根化合物的实例包括来自Shell(得克萨斯州休斯顿)的NEODOL[®] 67(一种平均具有七个环氧丙烷单元的丙氧基化硫酸盐)和来自Shell Chemicals(得克萨斯州休斯顿)的ENORDET[®] A771(一种醇烷氧基硫酸盐(AAS)表面活性剂)。含磺酸根的化合物的实例可以包括 α 烯烃磺酸盐、内烯烃磺酸盐和烷基芳基磺酸盐。内烯烃磺酸盐的实例包括来自Shell Chemicals(得克萨斯州休斯顿)的ENORDET[®] 0332表面活性剂。非离子表面活性剂的实例包括来自Shell(得克萨斯州休斯顿)的NEODOL[®]醇和乙氧基化物,如乙氧基化-丙氧基化醇。在至少一个实施方案中,表面活性剂为阳离子表面活性剂和阴离子表面活性剂的混合物。特制水配方中的表面活性剂的浓度在特制水配方的0.05重量%(wt%)和特制水配方的2重量%之间的范围内。与表面活性剂在不是特制水的水性流体中的溶液相比,特制水和表面活性剂协同地提高了总体微观波及系数。特制水和表面活性剂的协同作用可以将界面张力降低至大于表面活性剂在不是特制水的水性流体中的溶液的程度。使用特制水可以获得增大的碳酸盐岩中润湿性效果的改变,而通过使用常规水性流体如海水则不能实现这一点。此外,特制水的使用不妨碍表面活性剂降低界面张力的能力。

[0035] 聚合物可以是能够提高特制水的粘度的任意类型的聚合物。聚合物的实例包括磺化聚丙烯酰胺、部分水解的聚丙烯酰胺、丙烯酰胺和丙烯酸酯的共聚物、丙烯酰胺叔丁基磺酸盐(ATBS)和丙烯酰胺的共聚物、以及丙烯酰胺、丙烯酸和ATBS的共聚物。磺化聚丙烯酰胺是丙烯酰胺和丙烯酰胺叔丁基磺酸盐的共聚物,磺化度为约25%。特制水配方中的聚合物的浓度在特制水配方的0.05重量%和特制水配方的0.5重量%之间的范围内。与不是特制水的水性流体中的聚合物相比,特制水和聚合物的协同作用可以提高聚合物的增粘特性。与不是特制水的水性流体相比,由于在特制水中添加聚合物所致的粘度增大可以为1.5至3.0倍。由于特制水和聚合物的协同作用,与不是特制水的水性流体中的聚合物相比,在特制水配方中可以使用较少的聚合物以实现更大量的采油。特制水配方中的聚合物的量可以比不是特制水的水性流体中的聚合物的量少10重量%至50重量%。

[0036] 特制水配方的粘度可以在3cP和100cP之间。特制水配方的盐度可以在5,000重量ppm TDS和7,000重量ppm TDS之间的范围内,表面活性剂的浓度可以在0.05重量%和2.0重量%之间的范围内,以及聚合物的浓度可以在0.05重量%和0.5重量%之间的范围内。

[0037] 在至少一个实施方案中,特制水配方可以用于碳酸盐岩储层中的二次采油工艺。在至少一个实施方案中,特制水配方可以用于三次采油工艺。在至少一个实施方案中,特制水配方可以用于二次采油工艺和三次采油工艺两者中。在天然压力支持耗尽后,可以在无

设施油田 (green field) 中实施二次采油工艺。三次采油工艺可以应用于二次采油工艺后的成熟油田。因为特制水配方是水基的,所以特制水配方可以用于上述两种类型的采油工艺。

[0038] 在第一次注入时,通过注入井泵送特制水与聚合物的段塞,通过注入井注入的段塞的总体积在0.01孔隙体积(PV)和0.1PV之间。在第一注入物中,聚合物的量在总体积的0.05重量%和0.5重量%之间的范围内。在第一次注入期间,聚合物可以吸附在原位岩体位点的表面,并且减少第二次注入中的表面活性剂吸附对于活性表面位点的接近。第一注入物中的特制水可以对储层进行预处理,从而通过减轻由于储层中的地层水的盐度引起的不利影响,为特制水配方在采油中起作用创造有利的环境。由于这些功能,第一次注入为储层做准备,以进行第二次注入。第一次注入之后是第二次注入。

[0039] 在第二次注入时,通过注入井注入0.1PV和0.5PV之间的段塞总体积的特制水配方的段塞。第二注入物中的特制水配方可以使岩层的孔隙中存在的油释放以产生流动的,通过特制水配方中存在的表面活性剂和聚合物两者进行强化,从而改善微观波及系数。第二次注入之后是第三次注入。

[0040] 在第三次注入时,通过注入井注入0.3PV和1.0PV之间的总体积的特制水与聚合物的段塞。第三注入物可以增强流体与储层之间的接触,从而提高宏观波及系数。此外,由于第二注入物的特制水配方,第三注入物保持了对微观波及系数的益处。第三次注入之后是第四次注入。

[0041] 第四注入物包含通过注入井注入的总体积在1.0PV和2.0PV之间的范围内的特制水的段塞。第四注入物可以保持段塞的完整性,这可以保持特制水配方在润湿性改变方面的效果。此外,第四注入物可以充当驱替海水与第三注入物的特制水和聚合物之间的缓冲剂。

[0042] 虽然在第二次注入期间,在特制水配方与原位岩体之间的相互作用期间,主要释放了流动的,但是第一次注入至第四次注入的每一者都有助于流动的,流动的,即从原位岩体的孔隙中释放的。各流体的注入的特定顺序有助于产生大量的流动的。

[0043] 最后,注入盐度大于35,000重量ppm的驱替海水以驱动第四注入物段塞通过地层。当各注入物的各个段塞移动通过地层时,段塞与原位岩体相互作用,从而继续产生一定量的流动的。通过注入物将流动的推向生产井。在至少一个实施方案中,驱替海水注入持续直至来自生产井的流动的的产量可忽略不计。

[0044] 在至少一个实施方案中,特制水配方的第二次注入之后可以是特制水与聚合物的第三次注入,其中通过注入井注入的总体积在1.0PV和2.0PV之间的范围内。第三注入物可以充当缓冲剂,以防止盐度大于35,000重量ppm的海水驱替剂与特制水配方的第二注入物之间的相互作用。可以避免特制水配方与海水之间的相互作用,如混合,以保持特制水配方的品质。在特制水配方之后引入海水驱替剂可以在特制水配方的后缘处获得海水驱替剂与特制水配方之间的混合,从而使特制水配方段塞的那一部分降解。

[0045] 可以在井场生产特制水配方。可以通过用水化学改性技术处理海水来获得特制水。水化学改性技术是基于压力驱动膜的脱盐技术。基于压力驱动膜的脱盐技术的实例可以包括反渗透技术以及反渗透技术和纳滤技术的组合。在反渗透技术中,从海水中除去盐

离子,直至经处理的流体中剩余目标量的TDS。在使用反渗透技术的实施方案中,通过将经处理的流体与一定体积的海水混合来产生特制水,其中海水的体积少于经处理的流体的体积。在至少一个实施方案中,将经处理的流体与海水以9:1的体积比混合。在纳滤技术中,从海水中除去诸如钙、镁和硫酸根之类的二价离子,以产生富二价离子水。在使用反渗透技术和纳滤技术的组合的实施方案中,通过将来自反渗透工艺的经处理的流体与富二价离子水混合以生产特制水,其中经处理的流体的体积大于富二价离子水的体积。在至少一个实施方案中,将经处理的流体与富二价离子水以9:1的体积比混合。可以将表面活性剂和聚合物添加至特制水中以获得特制水配方。表面活性剂可以作为浓缩液添加。聚合物可以作为干粉或作为液体乳液添加。在聚合物作为干粉添加的实施方案中,可以使用干切片单元(dry slicing unit)、熟化罐或混合罐添加聚合物。可以在能够混合水溶液并将该水溶液提供给注入流体的任何种类的单元中制备特制水配方。

[0046] 与使用不是特制水的水性流体相比,在特制水配方中使用特制水可以使聚合物浓度降低50%。与常规表面活性剂-聚合物驱采工艺相比,使用特制水配方可以使增量式采油增加约5%。

[0047] 特制水配方不存在碱,如碱金属盐,其中碱会降低表面活性剂浓度并且由于高pH而减少表面活性剂在原位岩体上的吸附。此外,在浓度大于100重量ppm的二价阳离子如钙离子和镁离子的存在下,碱不稳定。特制水配方不存在多糖。特制水配方不存在防蜡剂。

[0048] 实施例

[0049] 准备来自沙特阿拉伯碳酸盐岩储层的六个保藏的岩心段塞样品以用于岩心驱替试验,岩心段塞样品的性质描述于表1中。如表1中所示,各自使用两个段塞构建复合岩心样品。将复合岩心样品用于驱采试验以证明特制水配方对采油改进的有效性。在各岩心驱替试验之后,将复合岩心样品彻底清洁以除去油和盐,然后测量颗粒密度、环境孔隙率和透气率。岩心段塞样品的环境孔隙率在23.8%至29.3%的范围内。岩心段塞样品的透气率在123毫达西(md)至418md的范围内。

[0050] 表1.所选的岩心段塞样品的性质

| 岩心段 塞样品 | 长度(厘米) 米(cm) | 直径 (cm) | 环境孔 隙率 (%) | 环境透 气率 (md) | 颗粒密度 (克/立方 厘米 (g/cm ³)) | 复合岩心 样品 |
|------------|-----------------|------------|------------------|-------------------|--|------------|
| 1 (S-67) | 6.041 | 3.781 | 28.6 | 418 | 2.699 | 试验#1 |
| 2 (S-77) | 5.261 | 3.769 | 28.4 | 123 | 2.687 | 试验#1 |
| 3 (S-105) | 5.739 | 3.778 | 26.7 | 234 | 2.700 | 试验#2 |
| 4 (S-111) | 5.694 | 3.778 | 25.1 | 200 | 2.702 | 试验#2 |
| 5 (S-49) | 5.550 | 3.775 | 29.3 | 345 | 2.700 | 试验#3 |
| 6 (S-115) | 6.042 | 3.781 | 23.8 | 312 | 2.704 | 试验#3 |

[0052] 本研究中使用的表面活性剂为甜菜碱型两性表面活性剂,其可作为SS888从Oil Chem Technologies (得克萨斯州糖城) 商购获得。该表面活性剂的分子量为430,并且以活性物含量为50%的水溶液形式获得该表面活性剂。所用的聚合物为磺化聚丙烯酰胺,其可作为AN125 VHM从SNF Floerger (法国Andrézieux-Bouthéon) 商购获得。AN125 VHM是丙烯酰胺和丙烯酰胺叔丁基磺酸盐的共聚物,磺化度为约25%。聚合物的分子量为一千二百万道尔顿,并且以粉末形式获得该聚合物,活性物含量为88%。在海水或特制水中制备化学溶液,以比较它们在岩心流动试验中的采油性能。所用的海水和特制水的组成总结于表2中。

[0053] 表2. 水组成数据的总结

| 离子 | 海水(重 ppm) | 特制水(重量 ppm) |
|--------------------------------------|---------------|----------------|
| 钠(Na ⁺) | 18,300 | 1,824 |
| 钙(Ca ⁺) | 650 | 65 |
| 镁(Mg ⁺) | 2,110 | 211 |
| 硫酸根(SO ₄ ²⁻) | 4,290 | 429 |
| 氯(Cl ⁻) | 32,200 | 3,220 |
| 碳酸氢根(HCO ₃ ⁻) | 120 | 12 |
| TDS | 57,670 | 5,761 |

[0055] 在90摄氏度(°C)下,使用1000重量ppm表面活性剂的特制水的溶液和2000重量ppm

表面活性剂的海水溶液测定的原油-水界面张力 (IFT) 数据的结果示于图1中。从这些数据可以看出,表面活性剂的特制水溶液可以实现至少与表面活性剂的海水溶液相同的IFT降低性能。基本上,在这些高盐度和低盐度水相的两种情况下,IFT与淡水的IFT相比降低了约2个数量级,淡水的IFT可以在15毫牛顿/米至25毫牛顿/米 (mN/m) 的范围内。该结果证实,较低盐度的特制水将不会不利地影响表面活性剂通过IFT降低机制使残余油流动的性能。

[0056] 通过在储层条件下的岩心驱替试验评价用于采油改进的表面活性剂聚合物驱以及与特制水驱的组合使用的潜力。通过用脱气原油 (dead crude oil) 冲洗来制备用于试验的复合岩心样品。脱气原油是在环境条件 (环境温度和環境压力) 下不再含有任何溶解气体的油。在环境条件下,脱气原油不存在挥发性组分。三个复合岩心样品 (每个包含两个段塞) 用于试验,其中各试验具有不同的流体注入顺序。表3中公开了流体注入顺序、以孔隙体积 (PV) 计的流体段塞体积的尺寸以及每个岩心段塞样品的基本性质的细节。

[0057] 表3. 水驱注入顺序方案的总结

| 复合岩心样品 | 孔隙率% | 透气率 (md) | 注入顺序 | |
|--------|------|----------|--|--------|
| | | | 流体 | 段塞, PV |
| 试验 #1 | 28.5 | 198 | 特制水 w/聚合物 (1000 mg/L) | 0.1 |
| | | | 特制水配方 (1000 mg/L 聚合物 + 1000 g/mL 表面活性剂) | 0.2 |
| | | | 特制水 w/聚合物 (1000 mg/L) | 0.4 |
| | | | 特制水 | 1.3 |
| | | | 海水 | |
| 试验 #2 | 25.9 | 216 | 海水 w/聚合物 (2000 mg/L) | 0.1 |
| | | | 海水 w/聚合物 (2000 mg/L) + 表面活性剂 (1000 mg/L) | 0.2 |
| | | | 海水 w/聚合物 (2000 mg/L) | 0.4 |
| | | | 海水 | |
| 试验 #3 | 26.5 | 327 | 海水 | |

[0059] 构建复合岩心样品并将其加载至岩心驱替系统的静水岩心夹持器中。在岩心驱替试验之前,将岩心驱替系统加热至99°C过夜,以达到温度平衡。施加1970磅/平方英寸表压 (psig) 的净围压和3780psig的背压以模拟储层条件。以0.5毫升/分钟 (ml/min) 的恒定流量注入各流体。在前两个试验 (试验#1、试验#2) 中进行化学驱采,并且在第三个试验 (试验#3) 中应用普通的二次海水 (plain secondary seawater) 注入。试验#1使用具有不同的特制水配方的注入顺序,而海水配方用于试验#2中的注入。与海水化学驱采配方相比,具有特制水

的配方使用了一半用量的聚合物,但使用了相同浓度的表面活性剂。

[0060] 表4总结了三次岩心驱替试验的油采收率结果,并且将油采收率曲线绘制在图2中。在表4中, S_{wi} 表示初始含水饱和度,其计算为在任何流体注入之前在初始储层条件下的储层(或岩心样品)孔隙体积中占据的水体积的百分率,而 $K_o(S_{wi})$ 表示在初始含水饱和度条件下对原油的有效渗透率。

[0061] 结果显示,用特制水配方进行化学驱采实现了最大的累积油采收率。特制水配方获得的采收率比普通海水驱采高11%,并且比海水化学驱采配方高3.5%。在1.0PV流体注入时,由特制水配方获得的油采收率比普通海水驱采高约15%,并且比使用海水化学驱采配方高4%。

[0062] 表4. 化学驱采试验的油采收结果的总结

| 复合岩心样品 | 孔隙率% | 透气率 (md) | S_{wi}^* , % | $K_o(S_{wi})^{**}$ | 油采收率, % OOIC | |
|--------------|------|-------------|----------------|--------------------|--------------|------|
| | | | | | 以1.0 PV注入 | 累积 |
| [0063] 试验 #1 | 28.5 | 198 | 19.7 | 130 | 60.6 | 65.0 |
| 试验 #2 | 25.9 | 216 | 19.9 | 144 | 56.8 | 61.5 |
| 试验 #3 | 26.5 | 327 | 19.2 | 258 | 45.9 | 54.1 |

[0064] 因此,在化学驱采中使用特制水除了可以加速早期阶段的石油开采之外,还可以获得更高的油采收率。此外,以一半用量的聚合物(特制水配方中的1000重量ppm相比于海水化学驱配方中的2000重量ppm聚合物)实现了这些更高的油采收率。更高的油采收率可能主要归因于特制水的较低盐度对聚合物溶液粘度的有益影响。

[0065] 图3示出了对于注入的聚合物溶液(P)和表面活性剂-聚合物溶液(SP),用特制水和海水两者(6.81秒^{-1} 剪切速率和 99°C)获得的粘度数据的比较。从该图可以看出,对于使用双倍聚合物用量的特制水配方的海水所获得的相应粘度而言,在特制水中含有聚合物和特制水配方这两者的化学驱配方的粘度为几乎70%。因此,特制水配方可以在聚合物消耗需求上节省约20%至30%,以利用特制水获得与海水相比的相似化学溶液粘度。

[0066] 虽然已经详细描述了本发明的实施方案,但是应当理解,在不脱离本发明的原则和范围的情况下,可以对其进行各种改变、替换和更改。因此,实施方案的范围应当由所附权利要求及其适当的合法等同方式来确定。

[0067] 除非上下文另外明确规定,否则单数形式“一”、“一个”和“该”包括复数指示物。

[0068] 可选的或可选地是指随后描述的事件或情况可能发生或可能不发生。该描述包括事件或情况发生的实例以及事件或情况没有发生的实例。

[0069] 范围可以表达为从大约一个特定值到大约另一个特定值。当表达这样的范围时,应当理解,另一个实施方案是从一个特定值到另一个特定值,以及在所述范围内的所有组合。

[0070] 如贯穿全文和在所附权利要求中所使用的,词语“包含”、“具有”和“包括”以及它们的所有语法变体各自旨在具有开放的、非限制性的含义,其不排除另外的要素或步骤。

[0071] 如贯穿全文所使用的,诸如“第一”和“第二”之类的术语是任意分配的,并且仅旨在区分装置的两个或以上部件。应当理解,词语“第一”和“第二”不具有其他目的,并且不是部件的名称的一部分也并非对部件的描述,也不必然地限定部件的相对位置或定位。此外,应当理解,仅使用术语“第一”和“第二”并不要求存在任何“第三”部件,尽管在实施方案的范围内可以预期该可能性。

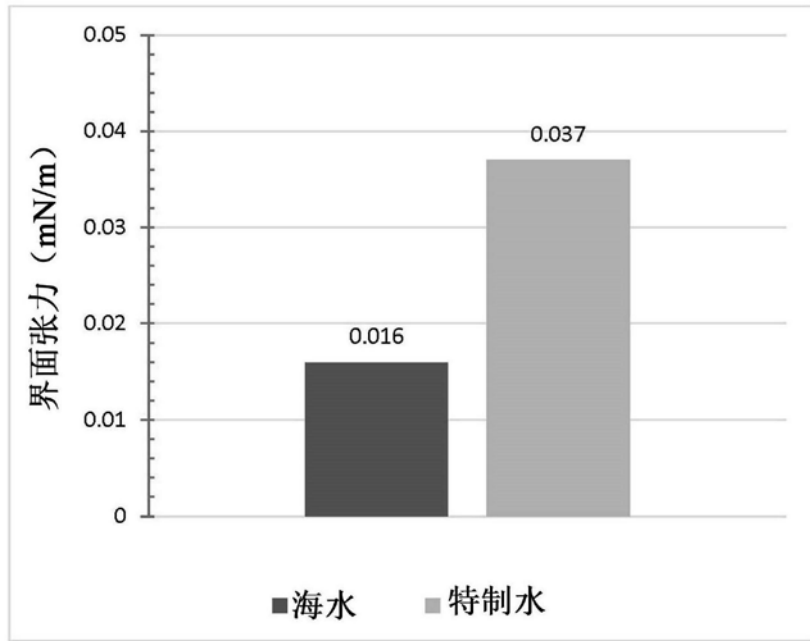


图1

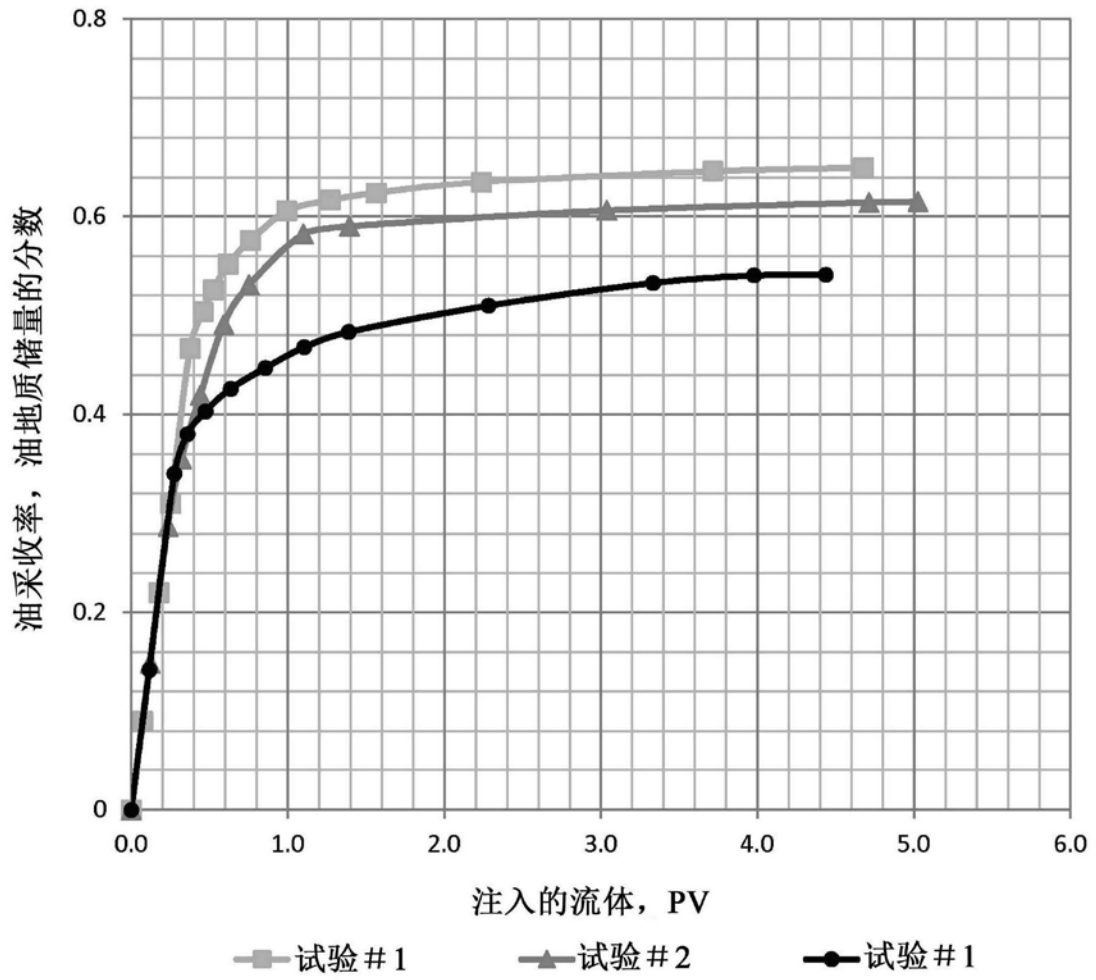


图2

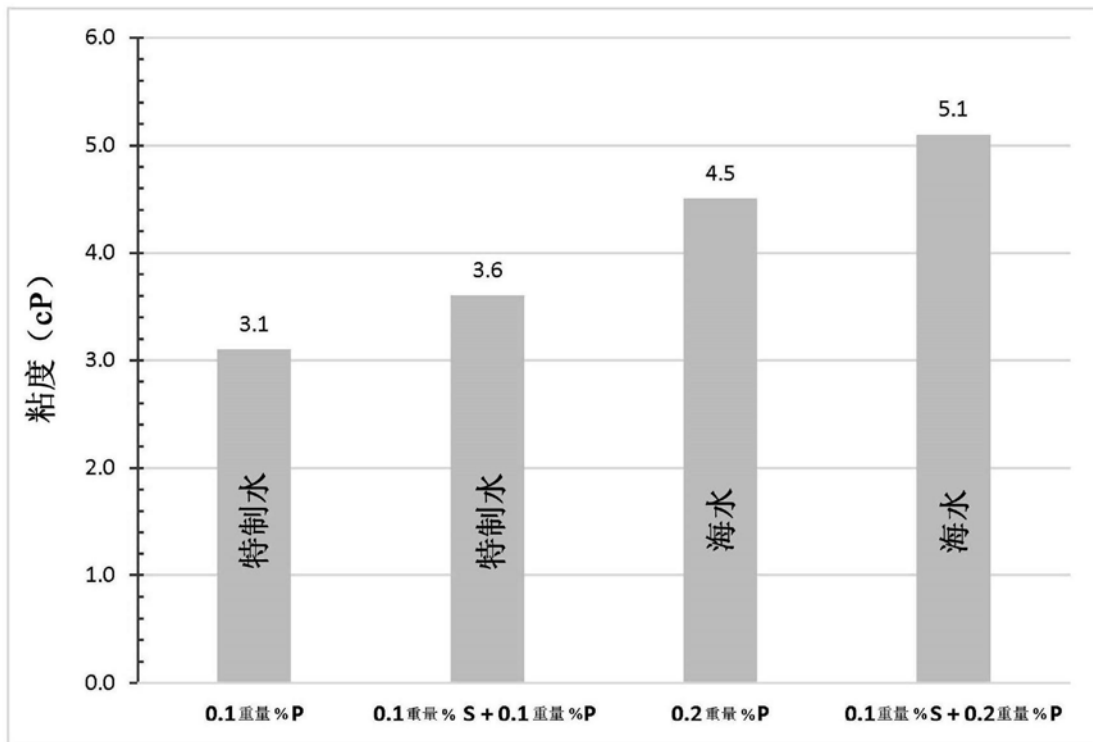


图3