



(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 110945208 B

(45) 授权公告日 2022. 02. 25

(21) 申请号 201880049157.X

(22) 申请日 2018.07.18

(65) 同一申请的已公布的文献号
申请公布号 CN 110945208 A

(43) 申请公布日 2020.03.31

(30) 优先权数据
2017126170 2017.07.21 RU

(85) PCT国际申请进入国家阶段日
2020.01.21

(86) PCT国际申请的申请数据
PCT/RU2018/050080 2018.07.18

(87) PCT国际申请的公布数据
W02019/017824 RU 2019.01.24

(73) 专利权人 石油智慧有限公司
地址 俄罗斯莫斯科

(72) 发明人 V·V·谢尔盖夫

(74) 专利代理机构 上海一平知识产权代理有限公司 31266
代理人 马莉华 徐迅

(51) Int.Cl.
E21B 43/22 (2006.01)
G09K 8/584 (2006.01)
G09K 8/92 (2006.01)
E21B 43/27 (2006.01)
G09K 8/72 (2006.01)
B82Y 30/00 (2006.01)
审查员 肖茵

权利要求书1页 说明书10页 附图3页

(54) 发明名称

提高地层采油率的方法

(57) 摘要

本发明涉及石油开采工业,尤其涉及作用于含油气地层以增加采油率的技术。本发明旨在增加地层的采油率并提高油气田开发的效率。所述技术结果通过根据第一实施方式的方法来实现,该方法包括以下连续的地层处理阶段:注入3-5m³/m体积的反相乳液,然后用2-3m³/m体积的酸组合物替换,注入3-7m³/m体积的包含二氧化硅纳米颗粒的胶体溶液的高稳定性的直接乳液,然后用地层压力维持系统中的液体置换。根据第二实施方式,该方法包括以下连续的地层处理阶段:注入3-5m³/m体积的反相乳液,然后使用非离子型表面活性剂替换,所述表明活性剂为2-3m³/m体积的Neonol Bs-1复合混合物形式,并注入3-7m³/m体积的包含二氧化硅纳米颗粒的胶体溶液的高稳定性的直接乳液,然后用地层压力维持系统中的液体替换。

柴油	反相乳液的组成, 体积%		电稳定性的平均值, V
	乳化剂	CaCl ₂ 的水溶液	
25	2	73	95
27	2	71	101
29	2.5	68.5	103
31	2.5	66.5	108
33	3	64	110
35	3	62	106
38	3	59	92
40	3	57	81
42	3	55	74

1. 一种提高储层采油率的方法,包括以下连续的地层处理阶段:

-注入 $3-5\text{m}^3/\text{m}$ 体积的反相乳液,随后挤压入 $2-3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性组合物;

-注入 $3-7\text{m}^3/\text{m}$ 体积的包含胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,随后挤压入来自储层压力维持系统的液体;

其中,所述反相乳液具有以下组成,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的处理过的油-25-35、乳化剂-1.5-3,工业用水-余量;

用于碳酸盐地层的酸性组合物为具有以下组成的基于盐酸的组合物,体积%:30%盐酸-50-63、乙酸-1-3、二甘醇-6-12、缓蚀剂-1.5-2、工业用水-余量;

用于陆源地层的酸性组合物为具有以下组成的基于氢氟酸的组合物,体积%:30%盐酸-48-60、氢氟酸-1-4、二甘醇-6-12、乙酸-1-3、缓蚀剂-1.5-2、工业用水-余量,

所述高稳定性的直接乳液具有以下组成,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的处理过的油-10-20、乳化剂-1-2.5、粒径为9-100纳米的胶体二氧化硅纳米颗粒-0.5-1.5、工业用水-余量。

2. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述工业用水为氯化钙溶液或氯化钾溶液。

提高地层采油率的方法

[0001] 本发明涉及石油生产工业,尤其涉及影响油气地层(储层)以提高采油率的技术。

[0002] 油气田开发的地质和物理条件的恶化以及将石油产量保持在最高水平的需求导致了使用储层压力维持系统通过向储层注入水来实现集约化开发系统。利用集约化系统来发储油时,地下土壤的使用者面临着驱油剂突破储层的更可渗透性间隙的问题,这导致生产井浇水过多,高含水的井降低了油井作业的经济效益。

[0003] 所有含油气储层的特征是地层面积和体积上微观和宏观非均质性参数的变化程度不同。含油气地层的地质和物理微观非均质性是岩石过滤和电容性质的主要特征,而宏观非均质性是含油气储层开发系统应用中的主要复杂因素之一。含油气地层的自然地质和物理非均质性导致注入储层的驱油剂分布不均。结果,注入到地层中的试剂的主要体积被具有最高过滤和电容特性的储层间隙吸收。

[0004] 集约化石油生产(intensifying of oil production)的方法的实施导致增加了岩石的过滤-电容性质的不均匀性。集约化石油生产的一种方法是对地层进行水力压裂的方法,这种方法对对储层过滤-电容特性产生最大的影响。地层的水力压裂导致地层天然裂缝的渗透性增加,并且在某些情况下导致新的高可渗透性的裂缝系统的产生。因此,在大多数情况下,地层的水力压裂导致石油产量的短期增强和加快了含油气地层的驱油速度。

[0005] 用于从油气饱和层中驱油的最广泛使用的试剂是水。水渗透至生产井的主要原因之一是地层流体和驱替剂(从地表注入的水)的流动性不同。在地表和储层条件下,水向阻力较小的方向移动,即在地下储层中,该层段具有最高的过滤-电容特性。因此,水沿着油饱和层的厚度分布不均匀,并且在过滤过程中仅占油饱和间隙的一小部分。而且,水是具有低油洗能力的液体,这由其极性来解释。在油饱和间隙的层进行水的过滤时,由于水和碳氢化合物的极性不同,因此仅提取了少量的石油储备,绝大部分的石油储备都没有以包裹过滤通道壁的薄膜形式出现。在这种情况下,最终采油率不超过20%。

[0006] 在这方面,行业专家已经开发出提高采油率的方法。这些方法的主要目的是影响含油层和含气层,以增加地层覆盖率,并使产油井的驱油前沿均衡。该方法的目的是增加采油率。该方法的主要任务是通过将流动性降低的驱油剂泵入地层中来解决。。

[0007] 降低驱油剂的流动性会导致驱油剂在地层面积和体积上的分布更加均匀。驱油剂在地层面积和体积上的分布更加均匀,通过将较少的可过滤地层间隙暴露在过滤过程中,导致过滤流的重新分布并增加了地层覆盖率。

[0008] 目前,增加石油采收量最广泛使用的方法是聚合物驱排。油气田开发的经验表明,储层中存在高、中可渗透性的裂缝的情况下,基于聚合物水溶液提高采油率的方法不够有效。工业上使用的聚合物组合物基于将低浓度的聚合物水溶液和交联剂交替注入地层中。考虑到以下事实:当在储层上产生阻遏作用时,基于水的聚合物溶液的流动性不能提供足够的阻力来抵抗高、中可渗透性的裂缝中的聚合物溶液移动,因此聚合物水性(如水)溶液在与通过尾流注入的吻合器反应之前,被接缝的最易渗透的间隙完全吸收。

[0009] 使用聚合物驱排的主要优点是结构化聚物流体中存在粘弹性质。聚物流体的粘弹性质允许将水泵入大面积的地层中,从而降低了水突破的风险。主要缺点是:聚合物组

合物的环境相容性低、多组分和非选择性,这导致天然储层系统中过滤通道的不可逆的排列。

[0010] 另外,使用聚合物和形成沉积物的化合物的水溶液不允许调节地层的过滤通道的润湿性。在储层条件下,当液体通过狭窄的毛细管通道流动时,岩石表面的润湿性(以选择性润湿的边际角来表征,岩石可能主要是亲水性或疏水性)是影响岩石过滤液体和气体能力的主要参数之一。

[0011] 从现有技术中已知一种提高采油率的方法,包括以下连续的地层处理阶段:注入基于阴离子物质的多种微乳液,然后进行水过度冲洗,以及注入基于耐盐表面活性剂的多元微乳液或反向乳液或直接乳液(USSR AS No.1624132,IPC E21B 43/22,1991年1月30日公开)。在已知的方法中,有机酸的碱金属盐($R-COOMe^+$),即有机酸的碱金属盐,被用于封阻水饱和的地层间隙。封阻的原理是基于盐的薄片状固体颗粒沉淀而形成沉积物。固体盐颗粒的形成是不可逆的过程,它们在用于影响地层整个区域的方法中的使用会导致孔道不可逆的准直化以及导致地层流体过滤系统干扰,这是已知方法的缺点。

[0012] 另外,当前技术已知的采油率提高的组合物包括阴离子表面活性剂(AS)和非离子表面活性剂(NIS),其中包含330-580当量的油或合成磺酸盐作为AS,和羟乙基化度为8-16的羟乙基化烷基酚作为表面活性剂,并且进一步包含溶剂(俄罗斯专利号2065946,IPC E21B 43/22,E21B 33/138,1996年8月27日公开)。在已知的解决方案中,解决了表面活性剂组合物在地层水矿化程度高的高温地层中应用的增加稳定性的问题。该组合物的目的是在表面活性剂的帮助下通过预洗油来增加油的驱替,而不是均衡驱油前沿。在这方面,组合物的缺点是无法封堵地层的高可渗透性的间隙,并且不能产生驱油包(oil-displacing pack),这导致低的地层覆盖率。

[0013] 另外,现有技术公开了一种用于控制非均质储层的开发和提高采油率的方法,该方法包括连续地将隔离组合物的边缘(rim)交替泵送到生产井和/或注入井中,使用SFPK作为溶剂,使用浓度为5-20重量%的有机硅化合物的浆料配方或直接乳液和反相乳液等作为隔离组合物(俄罗斯发明专利2257463,IPC E21B 43/2 2,2005年7月27日公开)。在已知的溶液阶段中,以碱的水溶液和溶剂注入为代价,由于施加了隔离剂和随后的油预洗膜而提供了高可渗透性间隙层的封阻。已知方法的缺点是不存在驱油堤坝,其增加了地层覆盖系数和通过工作流体的驱油前沿的对齐。

[0014] 为了解决油气田开发领域中的上述问题,提出了一种利用乳液体系和酸性组合物或洗油剂对石油储层进行分阶段处理的方法,用以提高采油率。

[0015] 本发明的实质在于,根据第一变型,提高采油率的方法包括以下连续的石油储层(地层)处理阶段:注入穿孔间隙厚度(m^3/m)的 $3-5m^3/m$ 体积的反相乳液,然后注入 $2-3m^3/m$ 的酸组合物,注入 $3-7m^3/m$ 体积的含二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,然后通过向来自储层压力维持系统中的液体挤压至地层。在这种情况下,可以使用以下组成的乳液作为反相乳液,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的油-25-35,乳化剂-1.5-3,工业用水-余量。可以使用氯化钙溶液或氯化钾溶液作为工业用水。对于碳酸盐地层,盐酸组合物特别是包含30%的盐酸、乙酸、二甘醇、缓蚀剂和工业用水的组合物用作活性组合物。更具体地,盐酸组合物可包含,体积%:30%盐酸-50-63、乙酸-1-3、二甘醇-6-12、缓蚀剂-1.5-2、工业用水-余量。对于陆源地层,使用酸组合物尤其是包含30%的盐酸、氢氟酸、二甘醇、乙酸、

缓蚀剂、工业用水的组合物。具体地,酸组合物可包含,按体积%:30%盐酸-48-60、氢氟酸-1-4、二甘醇-6-12、乙酸-1-3、缓蚀剂-1.5-2、工业用水-余量。可以使用以下组分的乳液作为直接乳液,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的油-10-20、乳化剂-1-2.5、粒径为9-100的胶体二氧化硅纳米颗粒-0.5-1.5、工业用水-余量。

[0016] 另外,根据第二种变形,提高采油率的方法包括以下连续的地层处理阶段:注入3-5 m³/m体积的反相乳液,然后通过非离子型表面活性剂将其挤压至地层,其使用2-3m³/m的Neonol BS-1复合混合物,注入具有3-7m³/m体积的胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,然后通过来自储层压力维持系统中的液体挤压至地层。在这种情况下,可以使用以下组成的乳液,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的油-25-35、乳化剂-1.5-3、工业用水-余量,作为反相乳液。可以使用氯化钙溶液或氯化钾溶液作为工业用水。可以使用以下组成的乳液作为直接乳液,体积%:来自制油站和泵油站的柴油或油-10-20、乳化剂-1-2.5、粒径为9-100的胶体二氧化硅纳米颗粒-0.5-1.5、工业用水-余量。

[0017] Neonol BS-1 (TU 2483-005-48482528-99) 是非离子表面活性剂、聚乙二醇和水的复合混合物,其旨在用于强化采油工艺,以处理注入井和生产井的井底区域,以及作为交联聚合物组合物的添加剂,用于平衡注入井的注入曲线(injectivity profile)并减少冲击部位的含水率。

[0018] 本发明的技术结果是由于通过冲击、油膜的冲刷(冲洗)和驱油前沿的均衡而增加了地层覆盖率,从而提高了采油率并提高了油气田开发效率。

[0019] 流体从多孔介质中的过滤和驱替过程取决于在技术液体、油、水、气之间的界面处以及技术液体和流体与岩石的接触处发生的现象。在这方面,所提出的提高油采收率的方法是基于注入到油气储层中的工艺流体的理化性质,并改进和有效地调节储层系统的表面分子性质。

[0020] 为了通过冲击确保储层在面积和体积上最完整地覆盖,所提出的方法提供了具有如下目标的三个工艺步骤:

[0021] 第1阶段-通过反相乳液(“油包水”型乳液)改变润湿性,并封阻储层中最易渗透的水冲间隙。

[0022] 通常,地层的水冲间隙是亲水的,这对通过最易渗透的通道反相乳液过滤产生了额外的抵抗力,并降低了水冲过滤通道吸收反相乳液的风险。同样,当反相乳液(分散相为烃类)沿过滤通道移动时,岩石的接触角也会改变。

[0023] 第2阶段-反相乳液挤压至地层(过度冲洗),并通过活性组合物提高可渗透性较低的间隙的过滤参数。

[0024] 在处理的第一阶段因反相乳液注入而引起的岩石接触角的变化导致水基中的活性组合物(酸性组合物或表面活性剂组合物)通过这些通道运动,从而活性组合物将在地层的可渗透性较低的间隙中被过滤。

[0025] 活性组合物可增加储层的可渗透性较低的间隙的过滤参数,提供进入井底区域(BHZ)的流体流的重新分配。在使用酸组合物作为活性组合物的情况下,地层岩石的准直剂和矿物发生部分溶解。在使用表面活性剂组合物作为活性组合物的情况下,主要发生从孔道壁的吸附层的预洗。

[0026] 吸附层的存在促进了沥青树脂石蜡物质在孔道中的密集沉积,从而导致岩石过滤

参数的降低。储层油中低渗透率地层和高含量高分子化合物的含量增加了沉积物对岩石渗透性的负面影响。沉积物对岩石渗透性的负面影响是由于以下事实：随着沥青-焦油-石蜡物质在吸附层上的密集沉积，孔隙通道的横截面变窄。在某些情况下，这会导致在储层条件下完全堵塞通道并削弱流体过滤过程。

[0027] 第3阶段-注入高稳定性的直接乳液(水包油乳液系统)堤坝(包装)，该乳液包含粒径为 9-100纳米的胶体二氧化硅纳米颗粒。

[0028] 高稳定性的直接乳液是一种堤坝(包装)，可防止驱油前沿突破驱替剂。

[0029] 当乳液系统多孔介质中移动时，其有效粘度取决于系统中水的体积和乳液的过滤速率，且随着过滤速率的降低和水体积含量的增加而增加。这导致这样的事实，当移入切口中不均匀的层时，会发生过滤速率的自调节，以及BHZ中的注入曲线和驱油前沿的水平均衡。

[0030] 高稳定性的直接乳液的极性提供了：

[0031] • 将乳液体系过滤进入主要是亲水性、低渗透性的储层间隙；

[0032] • 可渗透性较低的油饱和和过滤通道的相渗透率变化；

[0033] • 由于悬浮在乳化小球中的烃和在油饱和的过滤通道中的烃膜的溶解而导致残留油的洗涤；

[0034] • 通过活性组合刺激防止水分突破过滤通道的堤坝(包装)。

[0035] 使用经典的反相乳液作为封阻剂的经验表明，该反相乳液在储层条件下的边界稳定性为4..6个月，即在此时间段内，驱替过程将有限地涉及通过第一工艺步骤的堆叠(反相乳液的堤坝)封阻的高可渗透性和冲洗的过滤通道。该时间段将确保与第三阶段(高稳定性的直接乳液)的堤坝(包装)的BHZ保持足够的距离，从而形成驱油前沿。在这段时间内，由于驱替剂在储层的可渗透性较低的油饱和和间隙中进行了过滤，从而形成了驱油前沿。在过滤过程中，从可渗透性较低的间隙中驱替出的一定体积的残留油会迁移到在加工之前已处于活化状态的渗透性更强的过滤通道。因此，在4...6个月后逐步进入储层间隙的驱油过程，这些储层间隙在被反相乳液(第一阶段的处理)封阻之前积极地参与了过滤过程，这将通过暴露于面积和体积增加储层的覆盖范围。

[0036] BHZ中常见压降的过滤通道的渗透率差异导致具有更高渗透率的间隙具有较高的过滤速率，并且，通常，在多渗透性储层间隙运动的驱油剂(水)前沿将赶上由于高稳定性的直接乳液的堤坝在低渗透储层间隙中运动而形成的驱油前沿。这些现象确保了在生产井途中驱油前沿的对齐。

[0037] 发生在油、水和天然气之间的界面处以及在地层流体与岩石的接触处都的相界现象的发生，极大地影响了多孔介质中流体过滤的过程。毛细现象也有重要作用。由于在亲水性多孔介质中水-油接触边界处的多孔介质的微观不均匀性，毛细作用力主要出现在小孔通道中。结果，水通过小孔道进入油饱和部分，并且沿大孔的油被部分替换成水饱和部分。结果，界面变成了粗糙的分形类型。

[0038] 在高驱油速率的非均质储层中，水不会在毛细作用力的作用下驱替地层低渗透率区域的油。与此相关的是，油位保持在驱油前沿的后面。因此，随着驱替速率的提高，采油量在疏水性和亲水性非均质储层中都会下降。因此，取决于储层系统的地质和物理条件的各种组合，表面现象对采油率具有显著影响。

[0039] 从多孔介质驱油的过程的主要特征是驱替度,它直接决定了采油率。驱替的完成度取决于流体动力因素、流体的性质以及储层系统的地质和物理性质。驱替程度通过一种液体被另一种液体驱替的前沿的稳定性以及在驱替前沿后的被驱替液体驱替的岩石的残余饱和度来表征。驱替前沿后面的残余饱和度由相渗透率确定,并对应于相失去流动性的值。该值可以通过添加表面活性剂的驱替液体来改变岩石的润湿性来调节。

[0040] 为了确定反相乳液和纳米颗粒改性的直接乳液的稳定性,进行了对比实验以测量乳液的聚集稳定性。聚集稳定性是乳液保持内部相分散度的能力。

[0041] 根据电稳定性指标进行评估-电压值对应于封装在装置测量池电极之间的乳液破坏的瞬间。

[0042] 实验是在室温下(20°C),在FANN设备上进行的。直接乳液的分散相(氯化钾水溶液)的密度为1120kg/m³。

[0043] 作为比较实验的结果,确定了乳液中胶体二氧化硅纳米颗粒的存在增加了乳液的热稳定性。乳液中胶体二氧化硅纳米颗粒的最佳浓度为0.5-1.5体积%。实验结果如图1、2、3、4所示。

[0044] 下面介绍了通过建议的方法进行技术操作的所需的设备。

[0045] 提高采油率的方法是基于将乳液系统和活性组合物通过注入井或集束泵站(CPS)依次注入储层,每一种方法都执行一项特定的任务,其总体目标是在储层的不同间隔内实现最具选择性的封堵和刺激效果。

[0046] 建议在桨叶式搅拌机上以70-100rpm的轴转速或在混合单元的胶体磨机上(如果在现场可用)进行乳液体系的制备。允许将化学试剂制备单元与计量泵和带有SIN-44.02压力-动力泵单元的储罐“USID”一起使用。这些单元的技术特性如图5所示。

[0047] 混合单元“USID”使可以从液体(最多5种)和粉末状化学药品制备溶液。根据技术的不同,化学试剂通过喷射器注入主罐,混合并进料到泵单元中,该泵单元与具有用于此类试剂的计量泵的入口连接。混合单元包括:流量计、带漏斗的喷射器(用于化学试剂输入)、活化剂、电容、电动机、带螺钉的轴、液位计、电气控制单元、采样器和压力计。

[0048] 在实施注入的技术过程时,将使用标准设备和用于大修井的设备。特别是带有金属编织物和端部接头的高压橡胶套,适用于各种机器和设备的液压系统。图6显示了高压软管的技术特性和工作条件。在图7中显示了设备及其用途的大致清单。设备和专用设备的数量可能会根据注入制剂的数量而有所不同。

[0049] 设备的技术条件应提供控制技术过程的能力。在控制点,必须插入可维修的采样器。试剂分配器的螺杆与喷射器的接收漏斗之间的距离应允许根据试剂的微小流量填充和填充容器。

[0050] 应当注意,排出管路设置有止回阀、放气阀。供水管线设置有减压阀。每次操作后,喷射装置必须可维修、清洁和检查,并配备有橡胶软管。

[0051] 可以通过以下两种方式之一将乳液体系和活性组合物注入地层:

[0052] -通过注入井;

[0053] -通过集束泵站。

[0054] 当通过注入井注入堤坝(包装)时,将酸性组合物用作活性组合物。在这种情况下,借助于将泵单元的管线(高压软管)与注入井的井口加强件进行技术连接,对每个井分别进

行处理。

[0055] 即,为了实施根据第一实施方式的方法,注入 $3-5\text{m}^3/\text{m}$ 的反相乳液,随后通过 $2-3\text{m}^3/\text{m}$ 的酸性组合物挤压至地层,随后注入一种高稳定性的直接乳液,包含 $3-7\text{m}^3/\text{m}$ 的胶体二氧化硅纳米颗粒,随后被储层压力维持系统的液体挤压到地层。在这种情况下,可以使用具有以下组成的组合物作为反相乳液,体积%:柴油来自制油站和泵油站的成品油-25-35,乳化剂-1.5-3,工业用水-余量。可以使用氯化钙溶液或氯化钾溶液作为工业用水。对于碳酸盐地层,盐酸组合物特别是包含30%的盐酸、乙酸、二甘醇、缓蚀剂和工业用水的组合物用作活性组合物。更具体地,盐酸组合物可包含,体积%:30%盐酸-50-63、乙酸-1-3、二甘醇-6-12、缓蚀剂-1.5-2、工业用水-余量。对于陆源地层,使用酸组合物尤其是包含30%的盐酸、氢氟酸、二甘醇、乙酸、缓蚀剂、工业用水的组合物。具体地,酸组合物可包含,按体积%:30%盐酸-48-60、氢氟酸-1-4、二甘醇-6-12、乙酸-1-3、缓蚀剂-1.5-2、工业用水-余量。可以使用以下组成的组合物作为直接乳液,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的油-10-20、乳化剂-1-2.5、粒径为9-100的胶体二氧化硅纳米颗粒-0.5-1.5、工业用水-余量。

[0056] 当通过CPS注入封堵和活性堤坝(包装)时,将表面活性剂组合物用作活性组合物。在这种情况下,将处理连接到CPS管线的一组井。当通过CPS注入包装时,禁止使用酸性组合物,因为CPS管线对酸性组合物的腐蚀性具有低的保护作用。

[0057] 即,为了实施根据第二实施方式的方法,注入 $3-5\text{m}^3/\text{m}$ 体积的反相乳液,随后通过非离子表面活性剂将其挤压至地层,所述表面活性剂使用的是 $2-3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的Neonol Bs-1的复合混合物,然后注入 $3-7\text{m}^3/\text{m}$ 体积的包含二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,随后被储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0058] 可以使用具有以下组成的组合物作为反相乳液,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的成品油-25-35、乳化剂-1.5-3、工业用水-余量。可以使用氯化钙溶液或氯化钾溶液作为工业用水。可以使用以下组成的组合物作为直接乳液,体积%:柴油或来自制油站和泵油站的油-10-20、乳化剂-1-2.5、粒径为9-100的胶体二氧化硅纳米颗粒-0.5-1.5、工业用水-余量。

[0059] 为了选择井并确定乳液体系注入过程的技术参数,进行了以下现场研究工作:

[0060] -分析油井的地质和生产数据,并确定油井的含水特性;

[0061] -对液体进行采样以确定所生产产品的含水率和进入井的水的类型;

[0062] -鉴定反应井以评估该技术的有效性;

[0063] -调查生产线的密封性;

[0064] -评估储层间隙中水泥环的状态;

[0065] -确定井的注入能力(容量)和地层穿孔厚度的注入能力分布图;

[0066] -压力恢复曲线和指示剂曲线的测定。

[0067] 每个井的具体研究量由单独的工作计划确定。

[0068] 以下是实现第一和第二实施例的方法的示例。

[0069] 实施例1

[0070] 碳酸盐地层中的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $267\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为20m。

[0071] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进

行。没有提供蚀刻时间。

[0072] 在第一阶段,注入 $3.6\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):柴油-25%、乳化剂Sino1-EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-1.5%、浓度为 $20\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钾水溶液-73.5。在第二阶段,注入 $3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(盐酸)组合物,体积%:30%盐酸-57、二甘醇-8、乙酸-1.5、缓蚀剂Sino1 IKK(技术数据表2484-002-48482528-98)-1.5、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-32。在第三阶段,注入 $4.2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:柴油-10、乳化剂Sino1-EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-1、胶体二氧化硅纳米颗粒-31体积%、丙二醇单甲醚-68.7体积%、水-0.3体积%-0.5、氯化钾浓度为 $20\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-88.5,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0073] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井1.2千吨。在评估时,效果持续。

[0074] 实施例2

[0075] 碳酸盐地层中的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $310\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为38m。

[0076] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0077] 在第一阶段,注入 $4.3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):柴油-27%、乳化剂Sino1-EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-1.5、浓度为 $25\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钾水溶液-71.5。在第二阶段,注入 $2.5\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(盐酸)组合物,体积%:30%盐酸-57、二甘醇-8、乙酸-1.5、缓蚀剂Sino1 IKK(技术数据表2484-002-48482528-98)-1.5、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-32。在第三阶段,注入 $5.2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:柴油-15、乳化剂Sino1-EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-1.5、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化硅-31体积%、丙二醇单甲醚-68.7体积%、水-0.3体积%)-1.5、氯化钾浓度为 $25\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-82,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0078] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井1.43千吨。在评估时,效果持续。

[0079] 实施例3

[0080] 碳酸盐地层中的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $169\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为18m。

[0081] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0082] 在第一阶段,注入 $3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):柴油-30、乳化剂Sino1EMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-2、浓度为 $30\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙水溶液-68。在第二阶段,注入 $2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(盐酸)组合物,体积%:30%盐酸-50、二甘醇-6、乙酸-2、缓蚀剂Sino1 IK-001(技术数据表2458-031-52412574-02)-1.5、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-40.5。在第三阶段,注入 $5.2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:柴油-17、乳化剂Sino1EMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-2、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化硅-31体积%、丙二醇单甲醚-68.7体积%、水-0.3体积%)-1、氯

化钾浓度为 $30\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-80,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0083] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井1.04千吨。在评估时,效果持续。

[0084] 实施例4

[0085] 碳酸盐地层中的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $390\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为41m。

[0086] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0087] 在第一阶段,注入 $5\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):柴油-35、乳化剂SinolEMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-3、浓度为 $30\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙水溶液-62。在第二阶段,注入 $2.5\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(盐酸)组合物,体积%:30%盐酸-60、二甘醇-10、乙酸-3、缓蚀剂Sinol IK-001(技术数据表2458-031-52412574-02)-2、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-25。在第三阶段,注入 $6.2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:柴油-20、乳化剂SinolEMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-2.5、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化硅-31体积%、丙二醇单甲醚-68.7体积%、水-0.3体积%)-1.5、氯化钾浓度为 $30\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-76,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0088] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井1.58千吨。在评估时,效果持续。

[0089] 实施例5

[0090] 陆源地层的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $177\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为33m。

[0091] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0092] 在第一阶段,注入 $3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):柴油-32、乳化剂SinolEMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-3、浓度为 $17\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙水溶液-65。在第二阶段,注入 $2.4\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(氢氟酸)组合物,体积%:30%盐酸-48、氟氢酸-2、二甘醇-6、乙酸-1.5、缓蚀剂Sinol IK-001(技术数据表2458-031-52412574-02)-1.5、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-41。在第三阶段,注入 $3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:柴油-20、乳化剂Sinol EMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-2.5、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化硅-31体积%、异丙醇-68.7、甲醇1.5体积%)-1.5、含浓度为 $17\text{kg}/\text{m}^3$ 氯化钾的工业用水-76,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0093] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井0.92千吨。在评估时,效果持续。

[0094] 实施例6

[0095] 陆源地层的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $240\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为58m。

[0096] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0097] 在第一阶段,注入 $3.9\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):来自制油站和泵油站的油-35、乳化剂Sino1 EMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-3、浓度为 $17\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙水溶液-62。在第二阶段,注入 $2.8\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(氢氟酸)组合物,体积%:30%盐酸酸-48、氟氢酸-2、二甘醇-6、乙酸-1.5、缓蚀剂Sino1IK-001(技术数据表2458-031-52412574-02)-1.5、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-41。在第三阶段,注入 $4.2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:来自制油泵站的油-17、乳化剂Sino1 EMI(技术数据表2484-007-52412574-01)-2.2、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化硅-31体积%、乙二醇-68.9体积%)-1.5、含浓度为 $17\text{kg}/\text{m}^3$ 氯化钙的工业用水-79.3,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0098] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井1.22千吨。在评估时,效果持续。

[0099] 实施例7

[0100] 陆源地层的注入井的处理。处理前的注入量(容量)为 $182\text{m}^3/\text{天}$ 。要处理的穿孔间隙的厚度为36m。

[0101] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0102] 在第一阶段,注入 $3.2\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):来自制油站和泵油站的油-28、乳化剂Sino1 EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-2.5、浓度为 $20\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙水溶液-69.5。在第二阶段,注入 $2.5\text{m}^3/\text{m}$ 体积的酸性(氢氟酸)组合物,体积%:30%盐酸酸-48、氟氢酸-2、二甘醇-6、乙酸-1.5、缓蚀剂Sino1 IKK(技术数据表2484-002-48482528-98)-1.5、密度为 $1000\text{kg}/\text{m}^3$ 的工业用水-41。在第三阶段,注入 $3\text{m}^3/\text{m}$ 体积的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:来自制油泵站的油-10、乳化剂Sino1 EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-1、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化硅-31体积%、乙二醇-68.9体积%-0.7、含浓度为 $20\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙工业用水-89.3,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。

[0103] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为每口井0.94千吨。在评估时,效果持续。

[0104] 实施例8

[0105] 陆源地层中的注入井的处理。通过CPS注入工艺流体。各井的主要技术参数和注入量如图8所示。

[0106] 根据典型方案对设备进行了布置和连接。工作液体的注入在随后的三个阶段中进行。没有提供蚀刻时间。

[0107] 在第一阶段,注入 $4.05\text{m}^3/\text{m}$ 体积的以下组合物的反相乳液(体积%):来自制油站和泵油站的油-25、乳化剂Sino1 EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-2.5、浓度为 $15\text{kg}/\text{m}^3$ 的氯化钙水溶液-72.5。用于12个井的反相乳液的总体积为 $1689,5\text{m}^3$ 。在第二阶段,注入 $2.28\text{m}^3/\text{m}$ 体积(12孔平均值)的Neono1 BS-1(技术数据表2483-005-48482528-99)。用于12个孔的Neono1 BS-1的总体积为 951.1m^3 。在第三阶段,注入 $4.97\text{m}^3/\text{m}$ 体积(12孔平均值)的含有胶体二氧化硅纳米颗粒的高稳定性的直接乳液,体积%:来自制油泵站的油-20、乳化剂Sino1 EM(技术数据表2413-048-48482528-98)-2.5、胶体二氧化硅纳米颗粒-(二氧化

硅-30体积%、异丙醇-68.5体积%、甲醇-1.5体积%)-1.5、含有浓度为15kg/m³氯化钙的工业用水-76,随后用来自储层压力维持系统的液体挤压到地层。用于12个孔的高稳定性的乳液的总体积为 2078,2m³。

[0108] 断开泵单元的线路。此后,CPS继续按照既定的技术运作模式开展工作。

[0109] 8个月后,评估处理效率。来自反应生产井的新增石油产量为1.26万吨。在评估时,效果持续。

[0110] 因此,由于以下原因,本发明使得提高采油率并提高油气田的开发效率成为可能:

- [0111] • 通过冲击扩大储层的覆盖范围;
- [0112] • 驱油前沿对齐;
- [0113] • 岩石的选择性润湿的边际角变化;
- [0114] • 有选择地封阻层中最易渗透的间隙;
- [0115] • 增加低渗透间隙的过滤特性,并洗净油膜;
- [0116] • 使用的乳液系统不含形成不溶性沉淀的物质。

反相乳液的组成, 体积%			电稳定性的平均值, V
柴油	乳化剂	CaCl ₂ 的水溶液	
25	2	73	95
27	2	71	101
29	2.5	68.5	103
31	2.5	66.5	108
33	3	64	110
35	3	62	106
38	3	59	92
40	3	57	81
42	3	55	74

图1

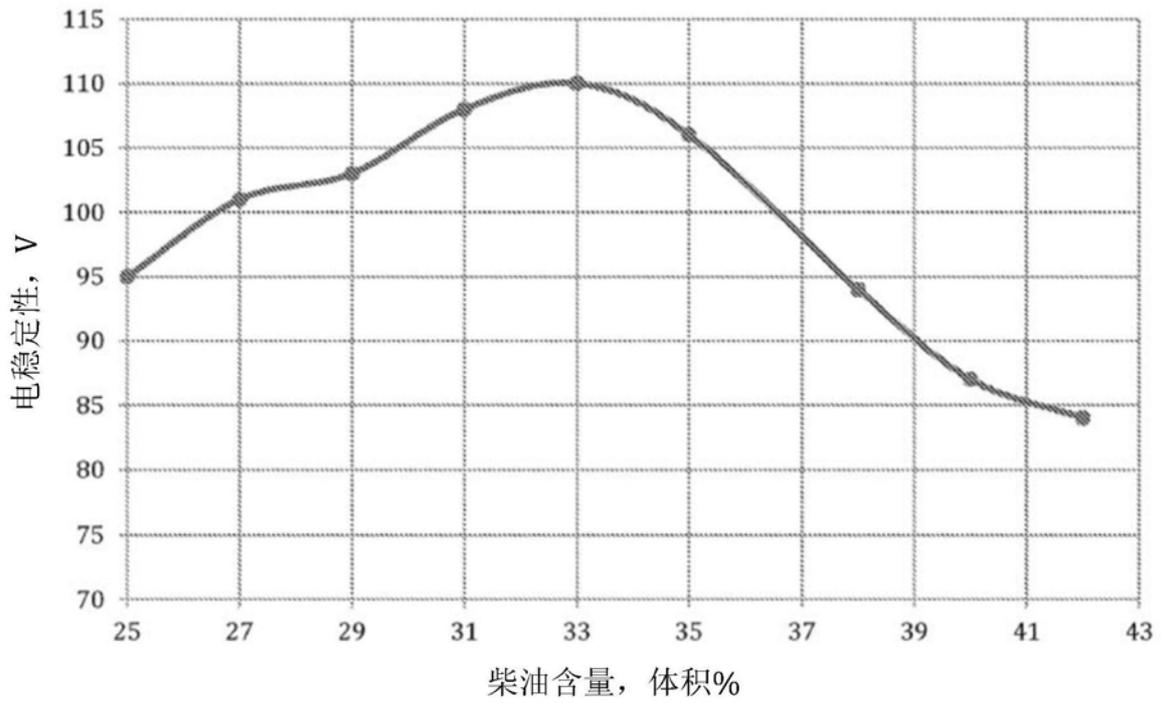


图2

高稳定性的乳液的组成, 体积%				电稳定性的平均值, V
柴油	乳化剂	胶体二氧化硅纳米颗粒	氯化钾水溶液	
10	1	0.5	89.5	104
13	1	0.7	85.3	112
15	1.5	1	83	119
17	2	1.2	79.8	125
20	2	1.5	76.5	132
23	2.5	2	73	134
25	2.5	2.2	71	135
27	2.5	2.5	69	138
30	2.5	2.5	66	136

图3

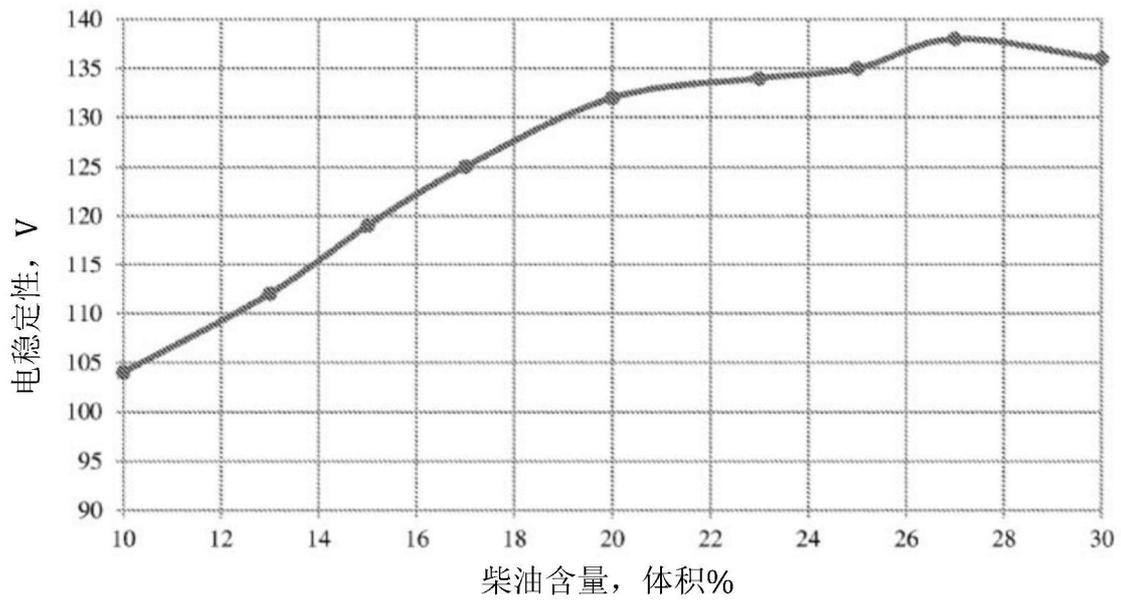


图4

技术参数	值
油箱容积, m ³	10-20
活化剂线长, m	2
引擎功率, kW	7.5
装机功率, kW	15
入口压力, MPa	7.5

图5

高压胶管参数	值	使用环境
内径, mm	50	工作流体的温度从负400°C到正1000°C, 环境温度从负500°C到正700°C
连接配件(直径和螺距), mm	1960 × 2,5	
公称工作压力, 大气压	0 - 250	
最小允许弯曲半径和运行期间, mm	630	

图6

设备名称	用途
酸槽车SIN-32、SIN-31	运输、制备和注入酸
抽机CA-320	制备、注入和测试油井容量
喷射器	乳液成分混合
油罐车AC-10	化学试剂的运输
翻斗车	化学试剂的运输
观察车	人员运输
蒸汽卡车(冬季)	蒸汽工作

图7

井数	容量, m ³ /天	穿孔间隙, m	第一阶段的堤坝体积, m ³ /孔	第二阶段的堤坝体积, m ³ /孔	第三阶段的堤坝体积, m ³ /孔
1	178	24	72	48	84
2	254	30	108	75	120
3	386	52	260	156	312
4	319	41	176.3	90.2	229.6
5	180	22	66	44	77
6	212	24	86.4	48	96
7	377	37	170.2	81.4	210.9
8	409	31	130.2	65.1	170.5
9	376	29	116	58	150.8
10	223	34	149.6	74.8	187
11	190	33	138.6	72.6	178.2
12	311	46	216.2	138	262.2
分阶段总注射量:			1689.5	951.1	2078.2

图8