

一种高温高盐非均质性油藏双重调驱体系及其应用

技术领域

本发明涉及属于油田化学和油田开发技术领域，具体涉及一种高温高盐油藏双重调驱体系及其应用。

技术背景

目前很多老油田已经进入开发中后期，采出液高含水是长期困扰油田开采的严重问题，如何有效控水稳油是现阶段油田开发的重要任务。化学驱油技术已成为老油田控水稳油及进一步提高原油采收率的主要手段，并且在常规油藏得到了广泛的应用。这些化学驱技术主要包括：聚合物驱、碱驱、表面活性剂驱、聚/表二元驱、聚/碱/表三元复合驱以及多元泡沫复合驱等。然而对于高温高盐且非均质性较强的油藏，这些化学驱技术的应用仍然具有一定的局限性，主要表现为：
1)聚合物的耐温抗盐性有限，含聚合物的体系只适合于中低温及低矿化度油藏；
2)碱驱在高钙/镁条件下，碱结垢现象严重，对地层造成伤害；
3)泡沫驱尽管能够在高温高盐油藏应用，但是在非均质性强的油藏，泡沫会沿着高渗透通道产出；
4)部分表面活性剂的耐温抗盐性好，但是在非均质性较强的储层，蹿流现象严重。

大量室内实验及现场试验证明，聚合物微球能够有效地改善地层非均质性、扩大波及水相波及体积。同时温度和矿化度对其适应性影响较小，用量少成本低，有效期长，特别适用于高温高盐非均质性油藏，但是如果油藏非均质性过强、聚合物微球改善地层非均质性的能力减弱，不能很好的适应油藏。

发明内容：

本发明针对目前油田用化学驱存在的不足，提出一种高温高盐非均质油藏双重调驱体系，既能够弥补常规聚合物微球使用的限制，又能够提高经济效益。

为达到上述目的，本发明提供以下技术方案：

一种高温高盐非均质性油藏双重调驱体系，以质量百分比计，采用包括以下原料制成：

a、油相：40%~70%，

油酸：0.5%~2%，

b、水溶性单体：

烷基醇酰胺：6%~8%，

说明书

烷基酚聚氧乙烯醚磺酸盐表面活性剂：1%~2%，

丙烯酰胺(AM)：10%~20%，

乙烯基吡咯烷酮(NVP)：1%~3%，

N,N'-亚甲基双丙烯酰胺(MBA)：水溶性单体总质量的 0.1%~0.4%，

c、引发剂：水溶性单体总质量的 0.01%~0.05%，

d、其余为去离子水；

所述调驱体系的制备包括以下步骤：

(1)水相溶液配制：将丙烯酰胺、乙烯基吡咯烷酮、N,N'-亚甲基双丙烯酰胺、烷基醇酰胺和烷基醇聚氧乙烯醚磺酸盐表面活性剂加入到去离子水中，搅拌至溶液澄清透明，备用。

(2)油相溶液配制：将油酸加入到油相中，搅拌均匀至溶液澄清透明，备用。

(3)乳液体系的配制：将油相溶液加入到带机械搅拌、惰性气体入口/出口的三口烧瓶中，在 800r/min~1000r/min 的高速机械搅拌条件下，缓慢将水相溶液加入到油相溶液中，加入完全后开始通入惰性气体 30min，使得乳液体系处于脱氧条件，再降低机械搅拌速率至 200min~400r/min，加入引发剂后再升温三口烧瓶至 45°C~50°C，反应 2h~3h，形成聚合物微球尺寸在 0.1μm~100μm 的双重调控体系。

进一步的，所述的油相为煤油、白油、柴油中的至少一种。

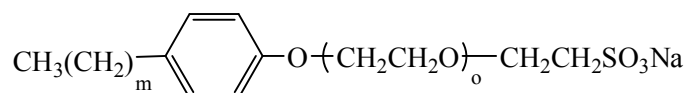
进一步的，所述惰性气体为氦气、氮气或氩气中的一种。

进一步的，所述的烷基醇酰胺结构简式为：



其中，n 为 11~15。

进一步的，所述的烷基酚聚氧乙烯醚磺酸盐结构简式为：



其中，m 为 8~10，o 为 10~40。

本发明还公布了一种高温高盐非均质性油藏双重调驱体系的应用，其主要应用于高温高盐非均质性油藏的化学驱中。

与现有调驱体系相比，本发明有如下有益效果：

1、双重调驱体系能够将油水界面张力降低至 $10^{-2} \sim 10^{-3} \text{mN/m}$ ，在含水率低于 90% 时，双重调控体系能够乳化原油并形成油包水的乳状液。

2、该乳状液在含水率不同时黏度也不同，且其黏度均高于地下原油黏度，当含水率在 30%-90% 范围内时，乳状液的黏度是原油黏度的数倍，表现出良好的流度自控能力。

3、乳状液的液滴尺寸可控，通过贾敏效应改善储层非均质性，同时与微球耦合调控，进一步改善油藏的非均质性、显著提高高温高盐非均质性油藏采收率。

附图说明：

图 1、聚合物微球调驱实验效果图；

图 2、双重调驱体系调驱试验效果图。

具体实施方式：

下面将结合本发明实施例中的附图，对本发明实施例中的技术方案进行清楚、完整地描述，显然，所描述的实施例仅仅是本发明一部分实施例，而不是全部的实施例。基于本发明中的实施例，本领域普通技术人员在没有做出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例，都属于本发明保护的范围。

下面结合实施例和附图对本发明进行进一步说明，但不限制本发明。

实施例 1：

(一) 高温高盐非均质性油藏双重调驱体系的制备

实验需分别配制油相溶液与水相溶液，油相溶液为白油与油酸的混合体系，水相溶液为去离子水、丙烯酰胺、乙烯基吡咯烷酮、烷基醇酰胺与 N,N-亚甲基双丙烯酰胺的混合体系。

(1) 油、水相溶液的配制

油相溶液：量取白油 60mL，油酸 2g，超声搅拌混合均匀。

水相溶液：量取去离子水 40mL，丙烯酰胺 15g，乙烯基吡咯烷酮 2g 和 N,N-亚甲基双丙烯酰胺 0.4g，烷基醇酰胺 8g，超声搅拌至完全溶解。

(2) 反相微乳液的制备

a、将油相溶液加入三口烧瓶中，在 900r/min 的搅拌速度下将水相溶液缓慢加入油相溶液中，滴加的时间控制在 30min，滴加完毕后连接氮气源再搅拌 30min；

b、降低搅拌速度至 400r/min，缓慢加入 1%的偶氮二异丁基脒盐酸盐溶液 2 mL，完全加入后，将体系温度升高至 48℃，持续反应 3 小时，即得高温高盐非均质性油藏双重调驱体系。

（二）性能测试：

1、双重调控体系的降低界面张力的能力

配制矿化度为 50000mg/L(Ca²⁺、Mg²⁺浓度为 500mg/L)及 100000mg/L(Ca²⁺、Mg²⁺浓度为 1500mg/L)的模拟地层水各 100mL，随后加入 1g 上述体系，搅拌均匀，在 90℃条件下利用 TX500C 旋转界面张力仪测试双重调控体系与不同原油间的稳定界面张力值。实验结果如表 1 所示，双重调控体系能够将油水界面张力值降低至 10⁻²~10⁻³mN/m，本发明表现出良好的洗油性能。

表 1 双重调控体系降低界面张力的能力

矿化度(mg/L)	原油黏度(mPa · s)	界面张力(mN/m)
50000	9.8	0.054
	20.5	0.0062
100000	9.8	0.038
	20.5	0.0048

2、双重调控体系的乳化能力

配制矿化度为 50000mg/L(Ca²⁺、Mg²⁺浓度为 500mg/L)及 100000mg/L(Ca²⁺、Mg²⁺浓度为 1500mg/L)的模拟地层水各 100mL，随后加入 1g 上述体系，搅拌均匀，按照不同比例与原油混合，放入带磁力搅拌器的三口烧瓶中，在温度为 90℃，搅拌速率为 400r/min 的速度下搅拌 1h，搅拌结束后测定乳液类型，利用高温高压安东帕流变仪测试乳状液的黏度。实验结果如表 2 所示：含水率小于或等于 90%时，油水乳化形成油包水型乳状液，且其黏度均大于原油黏度；当含水率在 30%-90%范围内时，乳状液的黏度是原油黏度的数倍，表现出良好的流度自控能力。

表 2 双重调驱体系与原油(黏度为 9.8mPa · s)的乳化性能

矿化度 50000mg/L			矿化度 100000mg/L		
含水率 (%)	乳状液类型	乳状液黏度 (mPa · s)	含水率 (%)	乳状液类型	乳状液黏度 (mPa · s)

说明书

10	W/O	11.5	10	W/O	10.7
30	W/O	22.3	30	W/O	21.6
50	W/O	42.7	50	W/O	38.7
70	W/O	78.5	70	W/O	56.4
80	W/O	48.2	80	W/O	22.8
90	W/O	42.3	90	W/O	26.7

3、双重调控体系的调驱的能力

体系准备：配制矿化度为 100000mg/L(Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 浓度为 1500mg/L)的模拟地层水 100mL，随后加入 1g 上述体系，搅拌均匀。

为了对比研究聚合物微球体系与双重调控体系的性能，取实施例 1 中的双重调控体系 50mL，利用乙醇破乳后烘干获得聚合物微球，并取 1g 该聚合物微球加入到 100mL 上述模拟地层水中做对比实验。

实验温度：90℃

驱油性能：通过双并联岩心实验，在渗透率级差为 15，低渗岩心渗透率为 300mD 的条件下，先水驱至含水率为 98%时，注入 0.5PV 体系，再进行后续水驱，实验结果如图 1 和图 2 所示。

实验结果表明，对于单一的聚合物微球体系，聚合物微球驱及后续水驱能够提高高渗岩心采收率 18.6%，提高低渗采收率 18.5%；而双重调控体系能够提高高渗岩心采收率 16.3%，提高低渗岩心采收率 31.6%，证明了在非均质性强的地层上的驱替性能明显优于聚合物微球体系。

上述具体实施方案已结合附图对本发明的方法进行详述，但是本发明并不限于上述的具体实施方式，上述的具体实施方式仅仅是示意性的，并不是限制性的，本领域的普通技术人员在本发明的启示下，只要在不超出本发明的主旨范围内，可对实验条件与分析方法及对象进行灵活的变更，这些均属于本发明的保护范围之内