

文章编号:1000-4092(2022)04-688-07

不同界面性质表面活性剂体系提高采收率 作用效果和机理*

刘倩^{1,2}, 张金晶³, 石华强^{1,2}, 李小玲^{1,2}, 管保山⁴, 梁利⁴

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018; 2. 长庆油田分公司油气工艺研究院, 陕西 西安 710018; 3. 中国石油物资有限公司, 北京 100120; 4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:为明确不同界面性质对提高采收率作用效果和机理的影响,以长6低渗致密储层为研究对象,选用两种具有不同界面性质的自制表面活性剂体系S1(改善润湿能力强)和S2(超低界面张力),分别用核磁共振方法表征其静态渗吸和动态渗吸效果,并采用2.5维微观模型研究其驱油过程,分析了具有不同界面性质表面活性剂体系的提高采收率作用效果和作用机理。结果表明,S1和S2均具有较好的增采效果,渗吸为水进入小孔隙将油置换到大孔隙的过程,表面活性剂可大幅促进小孔隙采出;驱油时形成优势通道明显,可实现润湿反转,存在附加渗吸作用,大幅增大波及体积和洗油效率,并能将原油分散为小尺度状态。改善润湿能力更强的S1的毛细管动力更大,对小孔隙的动用程度更高,但采出速度较慢,驱替时存在的附加渗吸作用更强;可实现超低界面张力的S2油相流动阻力更小,渗吸速度快,采收率可更快达到平衡。

关键词:表面活性剂;界面张力;核磁共振;渗吸;驱油;采收率

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.04.019

中图分类号:TE357.46

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



常规储层经历了大规模开发,可采储量逐年下降,因此,低渗致密油藏的勘探开发成为研究的热点。针对该类储层,渗吸是其重要的采出机理^[1-4],注水焖井促采出是重要的开发方式。表面活性剂已被证实是提高采收率助剂,在致密储层实际应用时,提高采收率的方式包括静态渗吸、动态渗吸和驱油。刘卫东、Kathel等^[5-7]均在采用表面活性剂体系提高原油采收率方面做了大量的工作,在国内外均已取得较好的现场应用效果。然而,目前学者们的研究多集中在单一表面活性剂体系的渗吸和驱油效果。表面活性剂通常兼具改变润湿性和降低界面张力能力,而不同表面活性剂体系具有

不同的界面活性,其提高采收率作用效果和作用机理尚不完全清楚。综上,本文以低渗致密的长6储层为研究对象,针对两种自制的具有不同界面性质的表面活性剂体系,系统评价并比较了两者的静态渗吸、动态渗吸和驱油等提高采收率作用效果,分析了相关机理,从而为现场提高采收率以及实际生产时优选活性物质提供理论依据。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

(1)岩心样品。选用长6露头岩心,岩心参数见表1。

* 收稿日期:2021-11-20;修回日期:2022-02-09。

基金项目:中国石油重大专项项目“页岩油高效压裂改造技术研究与应用”(项目编号2019E-2606),中国石油重大科技攻关项目“不同类型储层裂缝起裂和扩展机理研究”(项目编号2021DJ4501)。

作者简介:刘倩(1996—),女,助理工程师,中国科学院渗流流体力学研究所硕士(2021),从事油田化学剂的研发与评价工作,通讯地址:710018 陕西省西安市未央区明光路油气工艺研究院,E-mail:13682168505@163.com。

表 1 岩心物性参数

岩心编号	长度/cm	直径/cm	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度/%
1	4.95	2.4	0.54	15.58
2	5.11	2.52	0.46	16.71
3	4.96	2.51	0.46	17.31
4	5.25	2.52	0.50	17.02
5	5.16	2.52	0.66	17.52
6	5.17	2.51	0.58	17.11
7	5.21	2.53	0.63	16.58

(2)实验流体。煤油,西安泽水清源环保科技有限公司;长 6 层某区块致密油,地面原油密度为 0.854 g/cm^3 ,地面原油黏度($50 \text{ }^\circ\text{C}$)为 $6.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$;二氯化锰,化学纯,青岛捷世康生物科技有限公司;二氯二甲基硅烷、苯,分析纯,上海阿拉丁生化科技股份有限公司;实验用水均为清水,即自来水。

自制表面活性剂体系 S1 和 S2。S1 的主要成分为脂肪醇聚氧乙烯醚非离子表面活性剂,S2 的主要成分为硫酸盐阴离子型表面活性剂,两者的结构式见图 1。储层温度 $50 \text{ }^\circ\text{C}$ 下,区块原油和清水的初始界面张力为 13.5 mN/m ,清水在岩石表面的初始接触角为 105° 。当表面活性剂加量为 0.3% 时,S1、S2 作用下的油水界面张力分别降至 0.13 、 $8.37 \times 10^{-3} \text{ mN/m}$,与岩石表面的接触角分别降至 55° 、 70° 。S1 和 S2 均具有较高的界面活性。其中,S1 改善润湿性作用效果更好,S2 可实现超低界面张力。

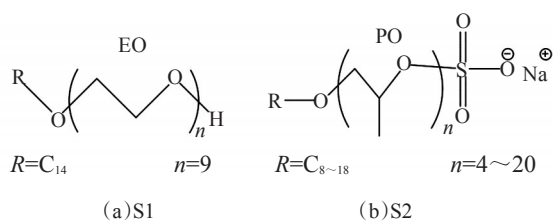


图 1 S1 和 S2 的结构式

(3)实验仪器。PDP-200 压力脉冲衰减渗透率仪,江苏博锐思科研仪器有限公司;Uitrapore-300 计算机控制自动氦气孔隙度测量仪,上海思百吉仪器系统有限公司;Micromeritics-9500 型高压压汞仪,麦克默瑞提克(上海)仪器有限公司;MicroMR 低场核磁共振岩心分析仪,上海纽迈电子科技有限公司。

1.2 实验方法

(1)高压压汞实验

参照石油天然气行业标准 SY/T 5336—2006

《岩心常规分析方法》和 SY/T 5346—2005《岩石毛管压力曲线的测定》,测定 1 号岩心内部的孔径分布。

(2)静态渗吸实验

采用低场核磁分析仪测定不同岩心孔隙内部含氢质子流体的弛豫信号(T_2 谱图),定量表征两种活性物质的渗吸采收率^[8-9],具体实验步骤如下。将 2、3、4 号岩心抽真空后饱和锰水(锰离子为顺磁性离子,能加快水的弛豫衰减,屏蔽水相信号,使 T_2 图谱中只显示油的信号)。将建立束缚水的岩心放入岩心夹持器,恒压 10 MPa 饱和煤油,并用低场核磁共振分析仪测得岩心在饱和油状态下的核磁共振 T_2 图谱。主要测量参数:回波间隔 0.3 ms ,等待时间 3000 ms ,回波个数 8000 。分别将饱和油后的岩心置于清水、S1 和 S2 中进行静态渗吸置换,浸泡不同时间后进行核磁扫描,以得到不同渗吸时间下的 T_2 谱。

(3)动态渗吸实验

采用动态渗吸实验流程装置测定两种表面活性剂体系对裂缝与基质间交渗流动的作用效果^[12],具体实验步骤如下。沿中间轴线将 5、6、7 号岩心切成两半,构造一条人工裂缝,烘干抽真空后直接加压饱和煤油并老化一周。将切割后的两半岩心并到一起,测定其在饱和油状态下的 T_2 图谱。将岩心外表和两个单面用保鲜膜密封,只留下岩心内部的两个侧面与渗吸液接触。将制备好的岩心放入岩心夹持器,以 0.1 mL/min 的恒定速率分别注入 2 PV 清水、S1 和 S2(均为锰水配制),取出再次测定其 T_2 图谱^[10-11]。

(4)2.5 维模型可视化微观驱油实验

采用中国石油大学(北京)提供的 2.5 维微观刻蚀玻璃模型观察驱油状态,以进一步研究两种表面活性剂体系的驱替效果。所用刻蚀模型为 $1.5 \text{ cm} \times 1.5 \text{ cm}$ 的石英玻璃,孔隙体积为 $10 \mu\text{L}$,存在一个进口和一个出口。孔喉单元配位数为 4,相邻的 2 个孔隙通过一个喉道相连,可防止流体在没有充分混合的情况下直接进出孔隙。孔隙半径约为 $36 \mu\text{m}$,等效喉道半径约为 $2.7 \mu\text{m}$,孔隙深度约为 $25 \mu\text{m}$,喉道深度约为 $2 \mu\text{m}$,剖面结构见图 2。驱油实验步骤为:将 0.1% 二氯二甲基硅烷的苯溶液注入模型中,两端封口,改性 24 h 后将进出口打开,静置 24 h 以上,使改性溶液完全挥发;将改性后的微观模型饱和模拟油,老化 24 h ;以 0.1 uL/min 的速率分别向老化后的

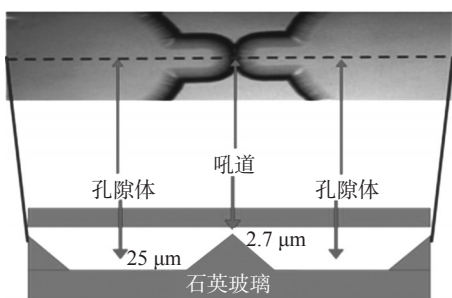


图2 2.5维蚀刻模型孔喉结构剖面图

模型中注入2 PV清水、S1和S2后停止实验。

2 结果与讨论

2.1 弛豫时间 T_2 与孔隙半径的转化

汞进入不同大小孔隙所需的注入压力不同,因而进汞压力可在一定程度上反映岩心的孔隙分布。压汞所得岩心的孔喉分布见图3。此类岩心的孔道主要分布于0.1~10 μm范围内,油相信号幅度在约4.47 μm处出现峰值,故油相主要分布于此类孔隙中。

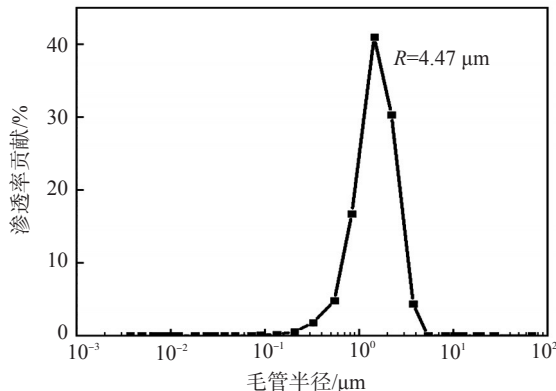


图3 岩心的孔喉分布

油水置换场所对应 T_2 谱图横坐标的弛豫时间,流体所处孔隙直径越大,弛豫时间越长。理论分析认为,核磁共振所得到的岩心 T_2 谱图也可在一定程度上反映岩石的孔隙结构。因此,将压汞孔隙直径分布曲线与流体 T_2 曲线相结合,能将 T_2 谱图转化为孔隙分布^[13]。毛细管压力与孔径半径之间的关系为:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \quad (1)$$

式中, p_c —毛细管压力,MPa; σ —流体界面张力,N/m; θ —润湿接触角,°; r_c —毛细管半径,μm。

由MNR弛豫机理^[9]可知,横向弛豫时间 T_2 可表

示为:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{D(\gamma G T_E)}{12} \quad (2)$$

式中, T_{2B} —流体的体积(自由)弛豫时间,ms; ρ_2 —岩石的横向表面弛豫强度,μm/ms; S —孔隙表面积,cm²; V —孔隙体积,cm³; D —自扩散系数,μm²/ms; γ —旋磁比,对于氢核, $\gamma/2\pi=42.58$ MHz/T; G —磁场梯度,Gs/cm; T_E —回波间隔,ms。

通常对于饱和盐水的亲水岩石, T_{2B} (2000~3000 ms)比 T_2 大得多,当磁场均匀(G 足够小)、 T_E 足够短时,式(2)可简化为:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (3)$$

T_2 与孔隙空间大小及其形状结构有关,若将岩心孔隙简化为球状和管状,则 T_2 与孔径呈线性关系,可表示为:

$$T_2 = \frac{r_c}{\rho_2 F_s} \quad (4)$$

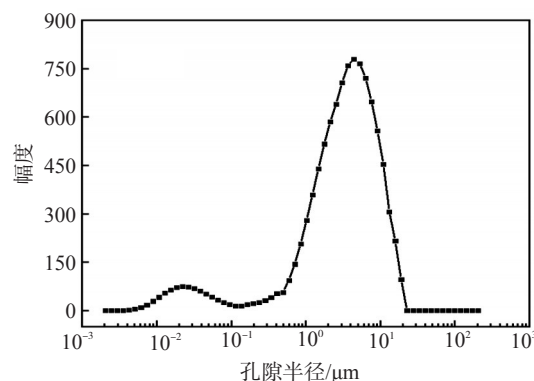
式中, F_s —形状几何因子,通常球状几何因子取3,管状几何因子取2; r_c —孔隙半径,μm。

对于岩性、物性差异较小的储层,岩石的横向表面弛豫强度 ρ_2 可看作常数,式(4)可进一步简化为:

$$T_2 = a r_c \quad (5)$$

式中, a —常数。孔喉半径与 T_2 弛豫时间成正比,因此可将核磁共振 T_2 谱转换为岩石孔喉半径的分布。

测得1号岩心饱和油状态的 T_2 图谱见图4。压汞曲线和 T_2 谱图均可反映岩心的孔隙分布情况。将毛细管半径曲线和核磁共振 T_2 谱的峰值重合,可得 $T_2=94.89$ ms, $r_c=4.47$ μm。按照式(5)计算得到转换系数 a 为21.23,可得 T_2 弛豫时间与喉道半径的关系,并进一步将核磁共振 T_2 分布曲线转化为孔喉半径分布曲线^[9]。

图4 饱和油状态下的 T_2 图谱

2.2 两种体系静态渗吸作用效果的核磁表征

渗吸过程在 T_2 图谱上表现为油相信号强度的变化。不同渗吸液中渗吸不同时间的岩心 T_2 谱图见图 5, 计算得到的渗吸效率见表 2。自发渗吸前期, 岩心内油相的信号变化幅度较大, 渗吸速度快。随着渗吸过程的进行, 信号变化量减小, 渗吸速度减缓。建立束缚水后饱和油进行渗吸的岩心, 各渗吸曲线均具有 2 个峰值。随着渗吸过程的进行, 峰值右移, 说明油相逐渐向较大孔隙移动。考虑到无附加外力作用下, 采油过程主要由毛细管力主导, 由式(1)可见, 毛细管压力与孔隙半径成反比, 故整个渗吸为小孔道吸水、将油相置换到大孔道排出的过程。进一步将孔隙分为微米级和纳米级可直观看出, 微米孔隙为渗吸置换的主要场所,

该范围内油相信号强度的降低效果明显。S1 和 S2 作用下的最终渗吸采收率相近, 约为 31%, 较清水可提升 16 个百分点, 但后者可更快达到渗吸平衡。

表 2 不同渗吸液在不同时间对岩心的渗吸效率(静态)

渗吸液	不同时间(h)下的渗吸采收率/%			
	12	24	48	96
清水	8.40	10.73	13.42	15.57
S1	15.85	23.15	27.08	32.56
S2	18.19	24.19	29.03	31.24

不同孔隙在不同时间下的渗吸采收率见表 3。由于 S1 和 S2 具有较高的界面活性, 两者均可深入孔隙内部发挥作用, 使得各孔隙在不同时间的采出率较清水有大幅增加, 提升纳米孔隙采收率的作用效果好。其中, S1 由于改善润湿性能力更强, 毛细管动力更大, 对小孔隙的采出程度较 S2 更高。

表 3 不同渗吸液在不同时间对岩心不同孔隙(r)中原油的渗吸效率(静态)

渗吸液	渗吸不同时间(h)的渗吸采收率/%							
	12		24		48		96	
	$r \leq 1 \mu\text{m}$	$r > 1 \mu\text{m}$	$r \leq 1 \mu\text{m}$	$r > 1 \mu\text{m}$	$r \leq 1 \mu\text{m}$	$r > 1 \mu\text{m}$	$r \leq 1 \mu\text{m}$	$r > 1 \mu\text{m}$
清水	6.70	8.70	7.39	13.39	7.82	14.43	8.80	16.60
S1	14.30	16.08	33.50	21.69	42.30	24.93	45.14	30.78
S2	10.10	20.06	24.63	24.09	30.70	28.65	38.20	29.63

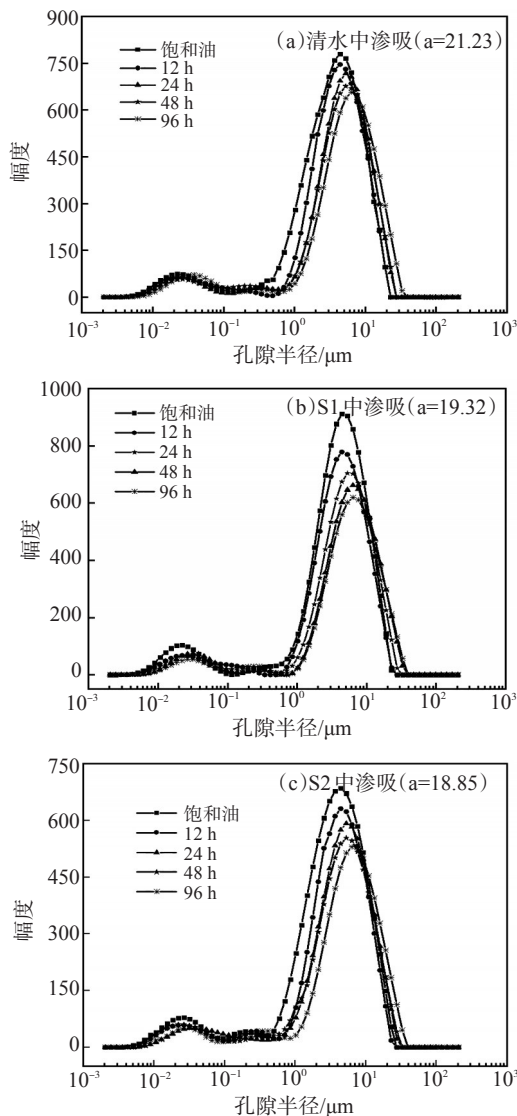


图 5 不同渗吸状态下的 T_2 谱图(孔隙半径分布)

2.3 两种体系动态渗吸作用效果的核磁表征

岩心在不同渗吸液动态渗吸作用前后的 T_2 谱图见图 6。与 2.2 中建立束缚水的岩心相比, 未建立束缚水的岩心饱和时油相可深入到纳米级的小孔隙。动态渗吸过程中, 渗吸液沿裂缝通道流动, 在毛细管力和重力的作用下, 渗吸液进入基质, 与内部孔隙中的油相发生渗吸置换作用, 使其沿喉道逐步流入裂缝, 并随渗吸液一起流出。基质渗吸作用过程见图 7(a), 油水分布情况见图 7(b)^[12]。在清水、S1 和 S2 作用下的动态渗吸采收率分别为 22.46%、41.17%和 45.39%。

油水置换场所对应图谱中弛豫时间的长短, 流体所处孔隙直径越大, 信号弛豫时间越长^[10, 14]。通过煤油的信号强度计算得到不同孔隙区间的采出程度, 见表 4。与图 6 中的 T_2 谱图相结合可见, 整个渗吸过程主要动用孔隙半径在 0.01~10 μm 范围内

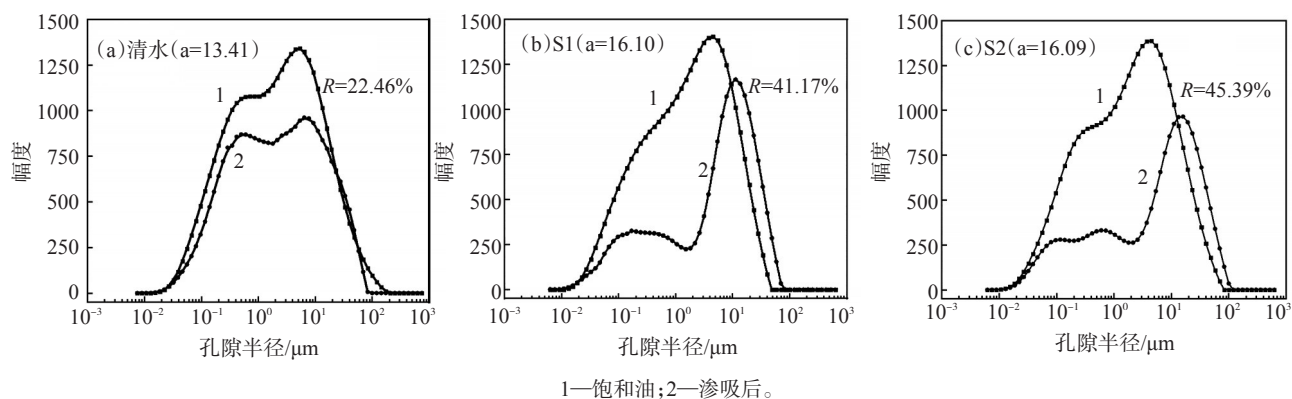


图6 不同渗吸液动态渗吸前后的 T_2 谱图(孔隙半径分布)

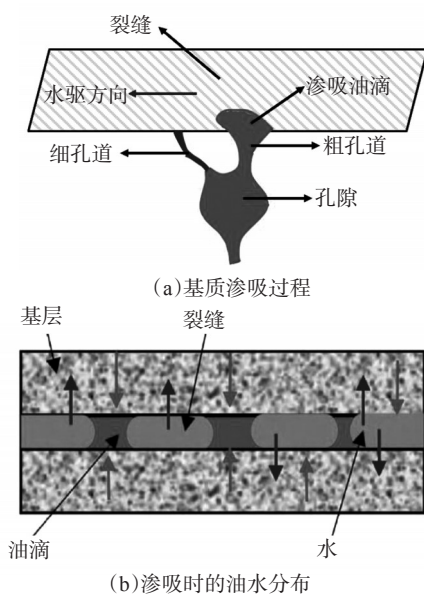


图7 动态渗吸作用过程示意图^[12]

的油相。以清水作为驱替介质时,微纳米孔隙内油相的动用程度均较低。加入S1和S2后,纳米尺度的液滴可深入孔隙内部发挥作用,使动态渗吸作用效果大幅提高。动态渗吸过程中,水相只能沿裂缝面进入基质发生作用。渗吸结束后,S1由于改善水湿作用效果更好,较S2更易渗入基质内部,对于孔隙半径在 $0.01\sim 10\ \mu\text{m}$ 的油相作用效果更好。渗吸即水从小孔道进入将油相置换到大孔道的过程。置换出的油相在大孔隙中发生了滞留,使得 $10\sim 100\ \mu\text{m}$ 范围内孔隙均出现负采出现象,在 T_2 图谱上表现为油相信号的右移。

S1和S2分别可将动态渗吸效率较清水提升18.71个百分点和22.93个百分点。S2作用下的渗吸速度更快,渗吸相同时间,孔隙内部的油相可快速随渗吸液排出,采出程度高且大孔隙内残留较少。而

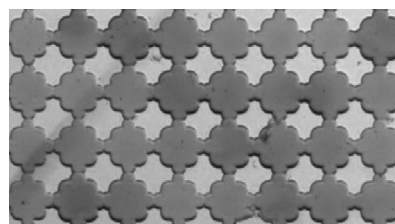
岩心在S1中渗吸时,小孔隙的油相较S2采出更多,但排出速度较慢,使得渗吸结束时大孔隙内油相富集。

表4 不同渗吸液对岩心不同孔隙中原油的渗吸效率(动态)

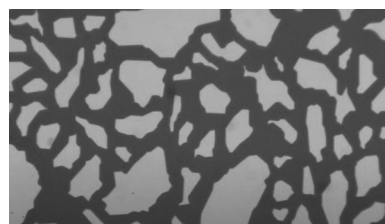
不同渗吸液	不同孔隙半径($r/\mu\text{m}$)中的渗吸效率/%			
	$0.01\leq r<0.1$	$0.1\leq r<1$	$1\leq r<10$	$10\leq r<100$
清水	24.30	24.14	12.68	20.26
S1	55.20	71.40	30.26	-4.30
S2	53.48	64.30	20.15	-1.59

2.4 两种体系对2.5维微观模型的可视化驱油效果

Xu等^[15]提出了2.5维微观驱油模型。利用氢氟酸(HF)的各向同性腐蚀,通过控制孔隙距离和孔隙深度得到窄而深的喉道,用于连接孔隙,包含深度变化。饱和油状态下与二维孔喉结构的对比见图8。2.5维微观驱油模型可明显区分孔隙和喉道结构,更接近储层三维孔喉结构特征,具有透明度高,



(a)2.5维模型



(b)2维模型

图8 不同微观蚀刻玻璃模型饱和油状态对比

孔隙结构真实可靠,可重复使用等特点,是将多孔介质内流体流动和液固相互作用进行可视化的一种有效工具。2.5 维微观模型能更好地模拟储层三维孔隙结构,近年来广泛用于研究多孔介质内的多相流动特征。

采用微观图像采集系统记录驱油过程。整个驱油过程为水相驱动油相,不同驱替液作用下的微观驱油图像见图 9。驱替溶液从右下入口进入,将油相从左上出口驱出。驱替时,水溶液逐渐往前方和边缘部分推进,同一孔隙内的油相和驱替介质在多个喉道均存在接触。驱替介质突破喉道进入孔隙将原油驱出时,会出现由于油相黏滞力、毛细管屏蔽和驱替屏蔽效应导致的残余油。各个模型的最终驱替状态显示,S1 和 S2 均具有较好的增采效果。其中,离注入点较近的中间区域采出效果最好,而较远的边缘地区出现了较多的残余油。除这些波及效果较差的盲区外,清水驱替过后的残余油较多,油滴较大,且大部分分布于喉道中;而表面活性剂驱替过后,水相主要占据孔隙边缘和喉道,几乎所有的残余油都以小尺寸球体的形式聚集在孔隙体的中间部分^[16-17]。

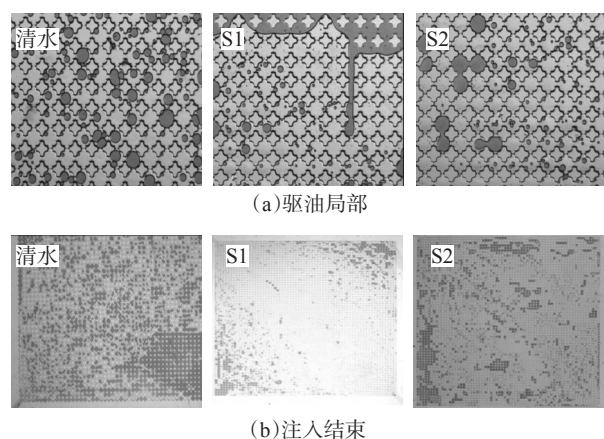


图9 不同驱替液作用下的微观驱油图像

Raza 等^[18]在 1968 年指出水湿岩心和油湿岩心驱油时的油水分布差异。油湿岩心在水驱过后的残余油主要分布在喉道中,而水湿岩心驱替过后与本实验结果相吻合。实验结果表明微乳液在驱替的过程中触发了润湿反转,将体系由亲油变为亲水,并且毛细管力作用下的渗吸速率快于润湿转化速率,表现为水驱前沿分布不均,部分水相可绕过

来不及接触的邻近油湿区域,使油滴被困于孔喉和孔隙边缘部分。S1 作用下的水驱前沿较 S2 更为明显,附加的渗吸作用更强,对波及范围内的油相作用效果更好,残余油更小且更少,最终驱替采收率更高。

3 结论

在长 6 储层条件下,进行了两种不同界面性质的表面活性剂体系提高采收率的作用效果和作用机理研究,包括静态渗吸、动态渗吸和 2.5 维微观模型驱油,得到以下结论。两种表面活性剂体系均具有较好的提高采收率能力。通过核磁共振方法表征,S1 和 S2 作用下的静态渗吸采收率分别为 31.04% 和 31.24%,较清水可提升 17.47% 和 17.67%;动态渗吸采收率分别为 41.17% 和 45.39%,较清水可提升 18.71% 和 22.93%。静态渗吸和动态渗吸结果表明,整个渗吸为水进入小孔隙将油置换到大孔隙的过程,S1 和 S2 较清水均可大幅增加小孔隙的采出。2.5 维微观模型驱油结果表明,S1 和 S2 可大幅提高孔隙的波及体积和洗油效率,两者提高采收率作用效果相近。S1 和 S2 可触发润湿反转,将原油打散为小尺度分散状态,并存在附加的渗吸作用。

界面张力的降低和润湿性的改变均有利于提高采收率。但实际应用时,具有不同界面性质的表面活性剂体系在提高采收率时存在不同的特征。S1 改善润湿性能力更强,较 S2 产生的毛细管动力大,对小孔隙的动用程度高,但采出速度慢,驱替时存在的附加渗吸作用强,采出程度高。S2 可实现超低界面张力,较 S1 油相流动阻力小,渗吸和驱替时采出的油滴小,且能以更快速度实现渗吸平衡。

参考文献:

- [1] 邹才能,丁云宏,卢拥军,等.“人工油气藏”理论、技术及实践[J].石油勘探与开发,2017,44(1):144-154.
- [2] 王敬,刘慧卿,夏静,等.裂缝性油藏渗吸采油机理数值模拟[J].石油勘探与开发,2017,44(5):761-770.
- [3] LIANG T, LI Q, LIANG X, et al. Evaluation of liquid nanofluid as fracturing fluid additive on enhanced oil recovery from low-permeability reservoirs [J]. J Pet Sci Eng, 2018, 168: 390-399.
- [4] HARIMI B, MASIHI M, MIRAAEI-PAIAMAN A, et al. Experimental study of dynamic imbibition during water flooding of naturally fractured reservoirs [J]. J Pet Sci Eng, 2019, 174: 1-13.
- [5] KATHEL P, MOHANTY K K. Dynamic surfactant-aided imbibition

- tion in fractured oil-wet carbonates [J]. *J Pet Sci Eng*, 2018, 170: 898–910.
- [6] 刘卫东, 罗莉涛, 廖广志, 等. 聚合物-表面活性剂二元驱提高采收率机理实验[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 600–607.
- [7] 刘卫东, 张春华, 罗莉涛, 等. 适用特低渗透油藏降压增注复合表面活性剂体系及降压因素分析[J]. *科学技术与工程*, 2015, 15(33): 161–165.
- [8] 濮御, 王秀宇, 杨胜来. 利用NMRI技术研究致密储层静态渗吸机理[J]. *石油化工高等学校学报*, 2017, 30(1): 45–48.
- [9] 丁彬, 罗健辉, 耿向飞, 等. 基于低场核磁共振技术的岩心内流体“可视化”评价方法研究[J]. *油田化学*, 2018, 35(1): 170–175.
- [10] 杨正明, 刘学伟, 李海波, 等. 致密储集层渗吸影响因素分析与渗吸作用效果评价[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(4): 739–745.
- [11] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 86–90.
- [12] 谷潇雨, 王朝明, 蒲春生, 等. 裂缝性致密油藏水驱动态渗吸特征实验研究: 以鄂尔多斯盆地富县地区长8储层为例[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2018, 33(3): 37–43.
- [13] 刘焯. 基于核磁共振和室内相渗实验的低渗透油藏油水渗流规律研究[D]. 荆州: 长江大学, 2019: 17–18.
- [14] 张新旺, 郭和坤, 李海波. 基于核磁共振致密油储层渗吸驱油实验研究[J]. *科技通报*, 2018, 34(8): 35–40.
- [15] XU M, GUPTA A, DEHGHANPOUR H. How significant are strain and stress induced by water imbibition in dry gas shales? [J]. *J Pet Sci Eng*, 2019, 176: 428–443.
- [16] YU F W, JIANG H Q, FAN Z, et al. Features and imbibition mechanisms of Winsor I type surfactant solution in oil-wet porous media [J]. *Pet Explor Dev*, 2019, 46(5): 1006–1013.
- [17] YUAN S, LIANG T B, ZHOU F J, et al. A microfluidic study of wettability alteration rate on enhanced oil recovery in oil-wet porous media [C]//Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro, 2019.
- [18] RAZA S H, TREIBER L E, ARCHER D L. Wettability of reservoir rocks and its evaluation [J]. *Prod Mon (United States)*, 1968, 32: 4.

Enhanced Oil Recovery Effect and Mechanism of Surfactants with Different Interfacial Property

LIU Qian^{1,2}, ZHANG Jinjing³, SHI Huaqiang^{1,2}, LI Xiaoling^{1,2}, GUAN Baoshan⁴, LIANG Li⁴

(1. State Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low-permeability Oil & Gas Fields, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 2. Oil & Gas Technology Research Institute, Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710018, P R of China; 3. China Petroleum Materials Company Limited, Beijing 100120, P R of China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, P R of China)

Abstract: In order to clarify the effect and mechanism of different interface properties on EOR, taking the low permeability tight reservoir of Chang 6 as the research object, two self-made surfactants S1 (strong modification wettability) and S2 (ultra-low interfacial tension) with different interfacial property were selected. Their static and dynamic permeability effects were characterized by nuclear magnetic resonance (NMR), and their oil displacement process was studied by 2.5-dimensional micro model. The EOR effect and mechanism of S1 and S2 were analyzed. The results showed that both S1 and S2 had good enhanced production effects. Imbibition was a process in which water entered small pores to replace oil to large pores. Surfactants could greatly promote the production of small pores. During oil flooding, the dominant channel obviously formed, which could realize wettability reversal. The additional imbibition effect greatly increased the sweep volume and oil washing efficiency, and could disperse the crude oil into small scale state. Among them, the capillary force of S1 with stronger wettability ability was more powerful and had a higher degree of mobilization of small holes, but the recovery rate was slower. While the additional imbibition during displacement was stronger. The S2 with ultra-low interfacial tension could achieve smaller oil phase flow resistance, faster imbibition speed, and faster recovery to reach equilibrium.

Keywords: surfactant; interfacial tension; nuclear magnetic resonance; imbibition; oil displacement; recovery factor