文章编号:1000-4092(2022)04-682-06

低温高盐低渗油藏表面活性剂驱油体系的筛选及评价*

马江波[1],李建勋[1],李 刚[1],赵子丹[2],吴向阳[1],杨永钊[1],高振东[3],周 明[4,5],郭 肖[5]

(1. 延长油田股份有限公司杏子川采油厂,陕西 延安 717400;2. 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院,陕西 西安 710065;3. 延长油田股份有限公司,陕西 延安 716099;4. 四川光亚聚合物有限公司,四川 成都 610500;5. 西南石油大学能源与材料学院,四川 成都 610500)

摘要:针对延长化182井组长6油层在实际采油开发过程中注采比不理想以及开发井低产、低能,地层水矿化度和钙镁离子高导致常规表面活性剂失效等问题,研究了一种抗盐性表面活性剂驱油剂。该剂在不用螯合剂和稳定剂的条件下,将两性-非离子Gemini表面活性剂(PPM-12)、十二烷基聚氧乙烯醚硫酸钠(AES-12)与十二烷基二甲基氧化胺(OB-2)复配而得。对复配表面活性剂的配比和性能进行了优选和评价。结果表明,在表面活性剂总加量为0.3%时,PPM-12、AES-12、OB-2较适宜的质量比为4∶1∶1~1∶1∶4,油水界面张力均能达到10^{-3} mN/m数量级,在最佳配比2∶1∶3下的油水界面张力可达1.2×10^{-3} mN/m。复配表面活性剂的吸附性能、抗盐性能、乳化性能和驱油效果均较好。经岩心6次吸附后的油水界面张力仍在10^{-3} mN/m数量级;其在油田钙镁离子浓度范围内可达10^{-3} mN/m数量级,镁离子对界面张力的影响最大,其次为钙离子,钠离子影响最小。当驱油体系加量≤0.25%时,乳化分水时间≤2894 s,且油水界面清晰。复配表面活性剂驱油体系在高盐低渗油藏的平均采收率增幅达10.3%,在类似油藏有良好的应用前景。

关键词:表面活性剂;驱油剂;低渗透油藏;界面张力;高矿化度;提高采收率

文献标识码:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.04.018

中图分类号:TE357.46 **开放科学(资源服务)标识码(OSID)**:

随着油田开发步入中后期,高盐低渗油藏提高采收率难度大,已成为油田开发和研究的重点之一。国内外在提高采收率方面对化学驱的研究十分活跃,其中表面活性剂驱是国内外重要的化学驱提高采收率技术之一[1]。通过降低油水界面张力,表面活性剂驱能有效提高区块采收率,降低注水井的注水压力[2-5]。康万利等[6]将重烷基苯磺酸钠与月桂基葡糖苷复配,体系与原油间的界面张力达到10^{-2} mN/m,易与油生成乳液且乳液易聚并。岩心驱油实验表明,复配体系的注入压力最小,采收率增幅最大。刘笑春等[7]将阴离子、非离子和两性表面活性剂复配,岩心驱油实验中该复配体系能有效提高驱油效率11.5%,在油田开发中具有重要的应用价值。Tan等[8]将烷醇酰胺、烷基苯磺酸盐和甜菜碱复配,现场试验表明表面活性剂驱岩心含水率明显下降,原油采收率提高6.3%。从驱油机理来看,表面活性剂主要通过提高洗油效率来提高原油采收率[9]。

延长西部油区属典型的低渗特低渗油藏,储层物性差,易发生水窜气窜,注入流体波及效率低,导致油藏动用程度和采收率低[10-15]。针对延长西部油区注采率较低的问题,本文开展了表面活性水驱的研究,筛选了适合化182井组长6油藏的表面活性剂驱油复配体系,评价了油水界面张力、吸附性能、

* **收稿日期**:2022-03-05;**修回日期**:2022-04-09。

基金项目:国家重点研发计划项目"CO_2驱油技术及地质封存安全监测"(项目编号2020-610624-07-03-042345),国家自然科学基金"特高温高盐油藏驱油用TTSS系列表面活性剂的开发"(项目编号51074133)。

作者简介:马江波(1989—),男,工程师,西安石油大学勘查技术与工程专业学士(2013),从事提高采收率生产与研究工作,E-mail:540974018@qq.com。周明(1973—),男,教授,本文通讯联系人,通讯地址:610500 四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学能源与材料学院,E-mail:106747878@qq.com。

乳化性能和盐度适应性。研究结果对延长西部油田现场应用提供一定的借鉴和参考。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

双{[(*N*-甲基-*N*-(3-十二烷氧基-2-羟基)丙烷基-*N*-(2-羟基-3-磺酸钠)丙烷]亚甲基}氯化铵(PPM-12，77.2%)[15]，自制，结构式见图1；椰油酰胺丙基甜菜碱(UCAB，30%)，星业科技有限公司；十二烷基乙氧基化硫酸钠(AES-12，70%)，淄博涌泓新材料有限公司；烷基聚氧乙烯醚羧酸盐(APEC-10Na，98%)和十二烷基二甲基氧化胺(OB-2，40%)，永泰化工有限公司；壬基酚聚氧乙烯醚(OP-10，≥99%)、氯化钠、氯化钙、氯化镁，成都科龙化工试剂厂；油样，杏子川采油厂；化182井区原油，密度为0.8424 g/cm^3，40 ℃下的平均黏度为8.5 mPa·s；化182井区长6地层水，矿化度57 164 mg/L，离子组成(单位mg/L)为：Ca^{2+} 8365、Mg^{2+} 665、Na^+ 16 242、K^+ 8256、HCO_3^- 276、Cl^- 23 360；化182井区岩心，含喷发岩6%、隐晶岩2%、片岩1%、千枚岩1%，直径2.50 cm、长5.00 cm。

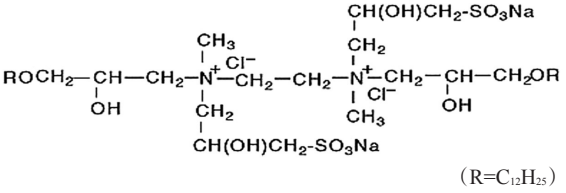

图1　PPM-12的结构式

VA-1104型精密电子天平，上海梁平仪器仪表有限公司；DF-101S型集热式恒温加热磁力搅拌器，巩义市予华仪器有限责任公司；TX500C型旋转滴界面张力仪，北京盛维基业科技有限公司；XSY-2型多功能岩心驱替装置，江苏海安石油科研仪器厂。

1.2　实验方法

(1)吸附性能

将井区岩心磨细至约0.178 mm(80目)，岩心粉末和表面活性剂溶液按质量比1∶5混合后放入40 ℃恒温水浴振荡器中振荡24 h，然后离心分离岩心粉末，将上层清液加入锥形瓶中，让表面活性剂充分吸附新鲜的岩心粉末，重复上述实验6次，测试每次分离的上层清液的静态平衡界面张力。

(2)乳化性能

采用分水时间法对复配体系进行乳化性能的测定。将复配体系配制成质量分数为0.10%～0.35%的溶液各15 mL，在40 ℃的条件下分别与15 mL原油混合震荡，记录分出10 mL水相的时间，时间越长则复配体系的乳化能力越好。

(3)盐度适应性

在油藏温度(40 ℃)条件下，用不同质量浓度钠离子(1.4×10^4～3.0×10^4 mg/L)、钙离子(2×10^3～12×10^3 mg/L)和镁离子(1×10^2～8×10^2 mg/L)的盐水溶液配制表面活性剂溶液，研究单一离子作用时表面活性剂复配体系的界面张力变化情况。

(4)驱油性能

天然岩心经洗油烘干后，饱和地层水，测定孔隙度和渗透率；饱和油，建立原始含油饱和度；水驱原油至含水率达到98%，计算水驱采收率；注入0.3 PV表面活性剂段塞的驱替液驱油，后续水驱至含水率达到98%，计算驱油体系采收率。

2　结果与讨论

2.1　表面活性剂配方优选

在实际油藏条件下单一表面活性剂难以满足复杂多变的储层物性和流体性质，而多种表面活性剂复配体系具有良好的性能，不同表面活性剂之间具有协同增效作用。因此，在油藏温度(40 ℃)和矿化度条件下进行下列实验。

2.1.1　表面活性剂的筛选

依据油藏矿化水特征，选用在低温条件下抗盐性好且在实验范围内对钙离子和镁离子不敏感的5种表面活性剂PPM-12、UCAB、AES-12、APEC-10Na、OB-2和OP-10，用地层水配制成0.3%的溶液，在40 ℃下测定各表面活性剂水溶液与原油的界面张力，结果如表1所示。单一表面活性剂降低界面张力的能力有限，均未能将界面张力值降到低界面张力范围。其中，PPM-12的油水界面张力最低，能达到10^{-2} mN/m数量级；AES-12和OB-2次之，其他表面活性剂降低界面张力较差。PPM-12是两性-非离子Gemini表面活性剂，能有效减少离子头基的分离倾向，在油水界面上排列非常紧密，同时羟基能有效屏蔽阳离子对磺酸基团的作用，阴离子磺酸基团与阳离子季铵盐的作用生成内盐也降低了金属阳

离子对阴离子的络合作用。AES-12是非离子-阴离子表面活性剂，结构中含有对钙离子和镁离子不敏感的非离子基团乙氧基，可以屏蔽钙镁离子对自身的阴离子硫酸根基团的沉淀作用；而OB-2本身为氧化胺型非离子表面活性剂，具有很强的耐盐性能，其结构中的≡N→O基团具有较强的亲水性且对金属阳离子不敏感。

表1 不同表面活性剂溶液与原油的界面张力

表面活性剂	类型	界面张力/（mN·m^{-1}）
PPM-12	两性-非离子Gemini型	0.012
UCAB	两性离子	0.721
AES-12	阴-非离子	0.222
APEC-12Na	阴-非离子	1.375
OB-2	非离子	0.173
OP-10	非离子	1.409

2.1.2 表面活性剂的配比

保持表面活性剂总质量分数为0.3%，分别以PPM-12、AES-12和OB-2 3种表面活性剂以不同的质量比复配，40 ℃下油水界面张力的变化如表2所示。PPM12、AES-12和OB-2 3种表面活性剂配比从4∶1∶1到1∶1∶4共10组实验的界面张力均处于10^{-3} mN/m数量级，其中以配比2∶1∶3的界面张力最低。PPM-12为两性-非离子Gemini表面活性剂、AES-12为非离子-阴离子表面活性剂、OB-2为氧化胺型非离子表面活性剂。这些表面活性剂要么亲水基团对金属高价离子不敏感，要么亲水基团被非离子基团屏蔽减小了金属离子对亲水基的络合作用，要么亲水基团之间形成内盐减小了金属离子对亲水基的络合作用，总之三者具有良好的抗盐作用。同时，三者在油水界面上具有协同作用，减少了亲水基团间的静电斥力，导致表面活性剂分子在油水界面上排列更加紧密和规整，分子间作用力更强，能显著降低油水界面张力。

表2 表面活性剂复配比与油水界面张力的关系

PPM-12、AES-12、OB-2质量比	界面张力/（mN·m^{-1}）	PPM-12、AES-12、OB-2质量比	界面张力/（mN·m^{-1}）
5∶1∶0	0.0105	1∶3∶2	0.0035
4∶1∶1	0.0086	1∶2∶3	0.0065
3∶2∶1	0.0071	1∶4∶1	0.0077
3∶1∶2	0.0043	1∶1∶4	0.0094
2∶2∶2	0.0022	1∶5∶0	0.0104
2∶1∶3	0.0012	0∶1∶5	0.0112
2∶3∶1	0.0018	0∶5∶1	0.0547

2.2 性能评价

2.2.1 吸附性能

保持3种表面活性剂总质量分数为0.3%，且PPM12、AES-12和OB-2 3种表面活性剂的质量比为2∶1∶3，使用岩心粉重复进行6次吸附实验，结果如图2所示。随着吸附次数的增加，体系的油水界面张力呈增大趋势，经过6次吸附后表面活性剂体系的油水界面张力仍在超低界面张力范围。这说明表面活性剂在岩心上的吸附量较少，导致油水界面上的表面活性剂量降幅较小，因而油水界面张力增加较少。该表面活性剂复配体系在岩心上的吸附适中，多次吸附后在油水界面上的表面活性剂仍足以使界面张力处于超低范围内，能达到有效驱油对界面张力的要求。

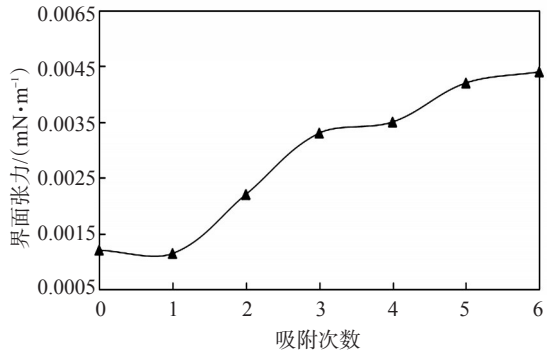

图2 吸附次数与油水界面张力的关系

2.2.2 乳化性能

保持3种表面活性剂PPM12、AES-12和OB-2的配比为2∶1∶3，总质量分数依次为0.10%、0.15%、0.20%、0.25%、0.30%、0.35%的6组体系与原油充分震荡并静置2 h，观察静置过程中水相分出10 mL时的时间（即分水时间），分别为403、1886、1987、2067、2894、3995 s。分水时间随着复配体系加量的增大而逐渐增加。同时，随着表面活性剂加量的增大，油水界面变得模糊，且水相的颜色越来越接近油的颜色，可见浓度增加导致乳化作用增强。当复配体系表面活性剂浓度较低时，吸附在油水界面的

表面活性剂不足，排列疏松，导致界面膜的强度较低，乳液不稳定，分水时间较短；当复配体系表面活性剂浓度增加时，吸附在油水界面的表面活性剂量增多，表面活性剂在油水界面紧密排列，界面膜强度得到加强，形成的乳液更加稳定，分水时间延长。以上分析表明，此表面活性剂体系在地层运移过程中具有一定的乳化携带原油作用，而在采出液中又可实现油水分离。

2.2.3　盐度适应性

保持 3 种表面活性剂总质量分数为 0.30%，且 PPM-12、AES-12 和 OB-2 配比为 2∶1∶3，在不同钠离子、钙离子和镁离子的盐水溶液中的实验结果见图 3。随着溶液中钠离子、钙离子和镁离子浓度的增加，表面活性剂体系的油水界面张力均出现先降低再增高的趋势。这是由于钠离子、钙离子和镁离子浓度较低时，表面活性剂主要溶解于水相中，随着离子浓度升高，离子型表面活性剂与反离子相互作用，表面活性剂的离子氛厚度被压缩，水合层结构被破坏，亲水性被削弱，表面活性剂逐渐从水相转移到油相中，界面张力不断降低。当表面活性剂在油水两相的分配系数达到 1 时，界面张力值达到最低。随着离子浓度继续增大，大量表面活性剂进入油相，表面活性剂在油水界面的吸附失去平衡，界面张力增大。由图 3 可见，在实验范围内，油水界面张力均能达到超低水平。不同的离子对表面活性剂体系界面张力的影响程度有所不同。表面活性剂在离子溶液中会形成稳定的多层水合层结构，钠离子、钙离子和镁离子对水合层的影响程度不同，其中镁离子的影响大于钙离子，钙离子的影响大于钠离子。

2.3　驱油效果评价

选取 3 组天然储层岩心，模拟目标区块矿化度（57 164 mg/L）和地层温度（40 ℃），按照岩心驱替实验步骤，以 0.3 mL/min 的速度注入 PPM-12、AES-12 和 OB-2 配比为 2∶1∶3 的 0.3%表面活性剂复配体系，测试结果如表 3 所示。3 组岩心水驱后，表面活性剂驱的采收率增幅在 9.6%～12.5%之间，平均提高采收率为 10.3%。基于 3 块岩心水驱、表面活性剂驱和后续水驱 3 个驱替阶段的平均采收率、平均含水率和平均注入压力随平均注入量的变化曲线见图 4。

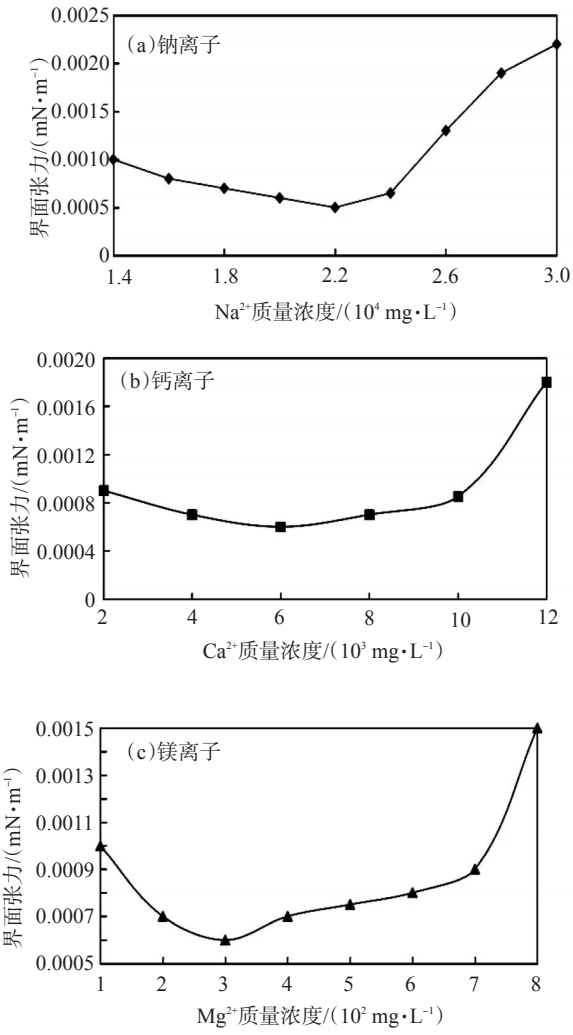

图 3　金属离子（Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）加量对油水界面张力的影响

表 3　表面活性剂的驱油效果

岩心编号	干岩心质量/g	饱和盐水后质量/g	渗透率/(10^{-3} μm²)	含油饱和度/%	水驱采收率/%	表面活剂驱提高采收率/%
1#	56.92	59.05	5.8	65.7	64.3	9.6
2#	53.63	56.69	19.9	58.8	68.7	12.5
3#	55.31	56.71	15.1	70.6	64.3	8.9
平均值	55.29	57.48	13.6	65.0	65.8	10.3

由图 4 可见，在水驱至含水率为 98%时，平均采收率增幅达到 65.8%；注入 0.3 PV 表面活性剂体系后，注入压力下降 0.3 MPa，含水率降至 92.2%，采收率略升，后续水驱压力继续下降至平衡点，而含水率缓慢上升，表面活性剂驱在水驱基础上平均提高采收率 10.3%。这说明进入低渗透层中的表面活性

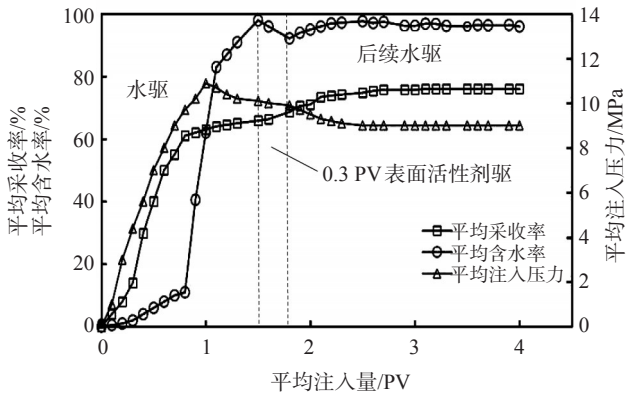

图4 表面活性剂驱油动态曲线

剂分子吸附在油水界面上,通过降低油水界面张力减小了油滴在岩石孔隙中穿过的阻力,从而可驱替出低渗透层中的原油,同时吸附在岩石壁面上的表面活性剂分子减小了岩石对油滴的黏附力,由于该体系具有优异的乳化能力,在注入过程中不断乳化并将残余油携带出岩心,因此提高了洗油效率。由此可见,该复配表面活性剂具有较高的洗油效率,在高盐低渗高钙镁离子油藏提高采收率具有潜在的应用价值。

3 结论

将0.1%两性-非离子Gemini表面活性剂PPM-12、0.05%阴-非离子表面活性剂AES-12与0.15%非离子表面活性剂OB-2复配,制得适用于低温高钙镁离子的低渗油藏驱油体系。该体系的油水界面张力为0.0012 mN/m,经6次岩心吸附后的油水界面张力仍在10^{-3} mN/m数量级;乳化分水时间长;在延长西部油区钙镁离子范围内的油水界面张力仍在10^{-3} mN/m数量级。该表面活性剂复配体系的驱油效果较好,平均采收率增幅达10.3%,在类似高盐低渗高钙镁离子油藏具有良好的应用前景。

参考文献:

[1] ZHOU M, ZHAO J Z, WANG X, et al. Research on surfactant flooding in high-temperature and high-salinity reservoir for enhanced oil recovery [J]. Tenside Surfact Det, 2013, 50(3): 175–181.

[2] 崔鹏兴,胡占群,奥洋洋,等. 乳化能力对低渗透油藏表面活性剂驱油效果的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2019,34(1): 83–88.

[3] MA G Y, SHEN Y D, GAO R M, et al. Research and application of ultralow interfacial tension oil displacement [J]. J Dispersion Sci Technol, 2017, 38(10): 1459–1464.

[4] LIANG T B, ZHAO X R, YUAN S, et al. Surfactant-EOR in tight oil reservoirs: Status and a systematic surfactant screening method with field experiments [J]. J Pet Sci Eng, 2021, 196: 1080–1097.

[5] GUO J X, ZHANG S L, YANG Y Q, et al. Temperature-resistant and salt-tolerant mixed surfactant system for EOR in the Tahe Oilfield [J]. Pet Sci, 2021, 18(2): 667–678.

[6] 康万利,赵晗,邵硕,等. 表面活性剂复配提高超低渗油藏渗吸采收率[J]. 油田化学,2019,36(4): 667–671.

[7] 刘笑春,王大伟,周进,等. 低界面张力驱油剂HW-2的制备及性能评价[J]. 应用化工,2019,48(12): 2886–2889.

[8] TAN J L, SHEN Y D, LAI X J, et al. Performance evaluation and application of the surfactant combinations showing ultra-low oil-water interfacial tensions [J]. Tenside Surfact Det, 2018, 55(1): 65–70.

[9] ZHOU M, BU J C, MA Y, et al. Synthesis of new sulfobetaine gemini surfactants with hydroxyls and their effects on surface-active properties [J]. J Surfact Deterg, 2018, 21(6): 867–877.

[10] 王香增,党海龙,高涛. 延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用[J]. 石油勘探与开发,2018,45(6): 1026–1034.

[11] DU S. Characteristics and the formation mechanism of the heterogeneous microfractures in the tight oil reservoir of Ordos Basin, China [J]. J Pet Sci Eng, 2020, 191: 1071–1076.

[12] FENG Q, ZHANG X L, WANG X Z, et al. Prediction of sandstone reservoir composition, porosity and their variations by using well logging data, in the process of CO_2-EOR and geological storage of CO_2 [J]. Energy Procedia, 2017, 114(1): 4545–4551.

[13] YANG J, WANG X Z, YANG Y C, et al. An empirical model to estimate sweep efficiency of a surfactant-alternating-gas foam process in heterogeneous reservoirs [J]. J Ener Resour-ASME, 2019, 141(12): 122902.

[14] 尚庆华,杨永超,陈龙龙,等. 延长油田典型“三低”油藏空气泡沫驱试验与认识[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(5): 659–664.

[15] 栗原君,夏楠,李艳萍. 低矿化度水及十六烷基羟丙基磺基甜菜碱表面活性剂的驱油作用[J]. 油田化学, 2016, 33(3): 487–491.

Screening and Evaluation of a Surfactant Flooding System with Salt Resistance Using in Low Permeability and Temperature Reservoir

MA Jiangbo[1], LI Jianxun[1], LI Gang[1], ZHAO Zidan[2], WU Xiangyang[1], YANG Yongzhao[1], GAO Zhendong[3], ZHOU Ming[4,5], GUO Xiao[5]

(*1. Xingzichuan Oil Production Plant of Yanchang Oilfield Company, Ltd, Yan'an, Shaanxi 717400, P R of China; 2. Research Institute of Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Company, Ltd, Xi'an, Shaanxi 710065, P R of China; 3. Yanchang Oilfield Company, Ltd, Yan'an, Shaanxi 716099, P R of China; 4. Sichuan Guangya Polymer Company, Ltd, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China; 5. Energy and Materials of School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, P R of China*)

Abstract: Aiming at the problems of unsatisfactory injection production ratio in actual oil production and development process of Hua182 well group in Yanchang Oilfield, low production and low energy of development wells, the failure of conventional surfactant causing by high salinity, high calcium and magnesium ions in formation water, a system of surfactant flooding with salt resistance was prepared. Without chelating agent and stabilizer, the system of surfactant flooding consisted of ampholytic gemini surfactant (PPM-12), sodium lauryl polyoxyethylene ether sulfate (AES-12) and dodecyl dimethylamine oxide (OB-2). The ratio of the compound surfactant was optimized, and then its performance was evaluated. The results showed that the suitable mass ratio of PPM-12, AES-12 and OB-2 was 4∶1∶1—1∶1∶4 when the optimum total dosage of surfactant was 0.3%. Under these condition, the oil-water interfacial tension could reach 10^{-3} mN/m. It could reach the lowest value (1.2×10^{-3} mN/m) when the optimum mass ratio of the three surfactants was 2∶1∶3. The adsorption, emulsification, salt resistance and oil displacing efficiency of the compound surfactant was good. The oil-water interfacial tension was still in the order of 10^{-3} mN/m after six adsorption on the surface of core. It could reach the order of 10^{-3} mN/m in the concentration range of calcium and magnesium ions in oilfield. Magnesium ion had the greatest influence on the interfacial tension of the system, followed by calcium ion and sodium ion. When the dosage of oil displacement system was less than or equal to 0.25%, the emulsification water separation time was less than or equal to 2894 s. Meanwhile, the oil-water interface was clear. The average recovery increment of compound surfactant flooding system in high salt and low permeability reservoir was 10.3%. The compound surfactant flooding system had good application prospect in similar reservoirs.

Keywords: *surfactant*; *oil-displacing agent*; *low permeability reservoir*; *interfacial tension*; *high mineralization*; *enhanced oil recovery (EOR)*

(上接第681页。continued from p. 681)

Evaluation of Polymer Transmission and Migration Capacity and Reservoir Adaptability

SU Yanchang

(*The Sixth Oil Production Plant of Daqing Oilfield, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163114, P R of China*)

Abstract: Tai 18-38 well area in Daqing has the characteristics of low reservoir permeability and strong heterogeneity, as a result, the development effect of water flooding is greatly affected, and thus further technical measures to enhance oil recovery are urgently needed. Aiming at the problems in Taibei Development Zone of Daqing, the experiment research and mechanism analysis of the seepage characteristic and transmission capacity of common polymer and salt-resistant polymer solution were carried out. The results showed that compared with ordinary polymer, salt-resistant polymer had larger molecular aggregate. The retention level in the core pores, especially in the area near the injection end, was high. As a result, the increase of seepage resistance, pressure difference and differential pressure ratio in this area were relatively large. The transmission and migration capacity was poor. Unlike ordinary polymer, salt-resistant polymer had a small amount of flaky structures on its molecular chains. So the entanglement between polymer chains was enhanced, the size of molecular aggregate was increased, then the transmission and migration capacity of polymer was poor. When the permeability of target reservoir was 238×10^{-3}, 246×10^{-3} and 255×10^{-3} μm^2, the corresponding polymer was medium, medium and high score polymer, and high score polymer, respectively. When the reservoir permeability was 500×10^{-3} μm^2, the suitable polymer was super high score and salt-resistant polymer.

Keywords: *salt-resistant polymer*; *ordinary polymer*; *seepage characteristic*; *transmission and migration ability*; *mechanism analysis*