文章编号:1000-4092(2020)01-102-07

低渗透油藏内烯烃磺酸盐微乳液体系配方优选及性能评价*

赵柏杨,夏连晶

(大庆油田第四采油厂,黑龙江 大庆 163511)

摘要:为获得驱油性能良好的高分子内烯烃磺酸盐(IOS)体系,通过正交实验法确定了C_{24-28}IOS/*t*-戊醇/Na_2CO_3/NaCl微乳液最优配方,通过微观驱油实验分析了IOS微乳液的驱油机理,通过低渗透岩心驱油实验研究了微乳液的驱油效果,评价了微乳液的性能并在大庆榆树林油田进行了现场应用。结果表明,配方为0.3% C_{24-28}IOS、0.6% *t*-戊醇、1.25% NaCl、1.25% Na_2CO_3的内烯烃磺酸盐微乳液接近达到中相状态。微乳液能与油形成低界面张力,降低残余油饱和度,提高采收率;微乳液具有乳化增黏作用,在驱替过程中能起到控制流度的作用从而扩大波及体积;同时由于微乳液的弹性,其变形的微观力对提高驱油效率起着重要作用。室内岩心驱油实验结果表明,IOS微乳液增油降水效果明显,与水驱相比,微乳液驱驱油效率提高9.16个百分点、含水率降低8.2个百分点。低渗透油藏高含水开发后期注入IOS微乳液能起到明显的增油效果。图27表3参19

关键词:低渗透油藏;内烯烃磺酸盐;微乳液;增油降水;驱油效率;大庆榆树林油田

中图分类号:TE357.46;O647.2;O648.2+3 **文献标识码**:A **DOI**: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2020.01.018

壳牌石油公司实验室在1990年开始研究大分子内烯烃与SO_3的磺化过程和由此产生的产品[1]。2008年,俄罗斯West Salym油田将内烯烃磺酸盐应用于矿场试验,发现水驱后90%的剩余油得到动用,取得了良好的效果[2]。将高分子内烯烃磺酸盐与助表剂和碱复配后,展现出界面活性较高、增溶能力较强和界面张力较低的特点,同时该体系可以明显提高采收率[3]。高分子内烯烃磺酸盐能应用于更为广泛的油藏条件。国外从内烯烃磺酸盐的制备到内烯烃磺酸盐驱油体系的复配都进行了全面深入地研究。目前国内绝大多数油田已进入开发中高后期,未来低渗透油气田必然会成为保障油气产量的首要开发目标,寻找高性能的微乳液配方成为当务之急。丁颖等[4]发现高分子量内烯烃磺酸盐对高含蜡量和高黏度原油有着非常好的驱替效果。当高碳数内烯烃磺酸盐与适量的助表剂、碱和盐复配时,微乳液的相行为类型和超低表面张力均能大幅改善驱油条件,提高驱油效率[5-6]。目前国内对于高分子内烯烃磺酸盐微乳液的研究多应用于中高渗油藏,缺乏对于低渗透油藏应用的研究,同时有关高分子内烯烃磺酸盐微观驱油机理的研究较少。

笔者首先通过正交实验确定高分子内烯烃磺酸盐微乳液最佳相态配方;接着通过微观驱油实验研究微乳液微观驱油机理,对微乳液在低渗透油藏微小孔道的微观力以及相行为进行可视化研究;然后进行低渗透岩心驱油实验,对微乳液宏观驱油效果进行分析;最后对高分子内烯烃磺酸盐微乳液的性能进行评价,并在大庆榆树林油田进行了现场试验。该研究对于改善低渗透油藏驱替环境和提高

* **收稿日期**:2019-03-26;**修回日期**:2019-05-14。

基金项目:国家自然科学基金"低渗透油藏表面活性剂驱微乳液渗流机理及数值模拟研究"(项目编号51474071)。

作者简介:赵柏杨(1986–),男,中级工程师,2009年毕业于大庆石油学院石油工程专业,从事油藏数值模拟和提高油气采收率研究,通讯地址:163511 黑龙江省大庆市第四采油厂地质大队,E-mail:zhaobaiyang@petrochina.com.cn,1776310004@qq.com。

采收率具有重要的意义。

1　实验部分

1.1　材料与仪器

内烯烃磺酸盐（C_{24-28}IOS），自制；正己烷，分析纯，东莞市源旺化工有限公司；*t*-戊醇、氯化钠，分析纯，上海进才石油化工有限公司；碳酸钠，分析纯，青岛鹏兴化工科技有限公司；二次去离子水；原油，大庆油田榆树林采油厂；模拟油由原油和煤油配制，黏度（45℃）约为 10 mPa·s；低渗透人造岩心，2.5×2.5×10（cm）；模拟地层水，矿化度 5888.4 mg/L，离子组成（mg/L）为：Na^++K^+ 2013.9、Ca^{2+} 116.2、Mg^{2+} 19.5、SO_4^{2-} 14.41、HCO_3^- 1034.9、Cl^- 2559.5；注入水，矿化度 485 mg/L，pH 值为 7.64，$NaHCO_3$型，离子组成（mg/L）为：Na^++K^+ 28.3、Ca^{2+} 64.1、Mg^{2+} 21.9、SO_4^{2-} 11.5、HCO_3^- 350、Cl^- 8.86；亲水透明微观刻蚀玻璃模型，40 mm×40 mm，润湿性与现场一致；朝阳沟油田天然岩心砂。

UX-2 型双联恒温箱，江苏联友科研仪器有限公司；85-2 型磁力搅拌器，青岛聚创环保有限公司；HKY 型恒速恒压驱替泵、CK-1 型真空泵，海安县石油科研仪器有限公司；BS355 岩心切割机，德阳福瑞达有限公司；DY-4 型高压洗油仪，南通市中京机械有限公司；HBS-400 型恒速恒压驱替泵，南通市中京机械有限公司；BX43 型奥林巴斯显微镜，上海普赫光电科技有限公司；TX-500D 旋转界面张力仪，北京北信科仪分析仪器有限公司；马尔文 3000 激光粒度仪，上海思百吉仪器系统有限公司；CIR-100 界面流变仪，英国 Camtel 公司。

1.2　实验方法

（1）IOS 中相微乳液的制备

配制含有 C_{24-28}IOS、*t*-戊醇、NaCl 和 Na_2CO_3 的水溶液 5 mL；向试管中加入 5 mL 正己烷，用磁力搅拌器搅拌均匀使整个体系充分混合之后放入 45℃的恒温箱中静置；每隔一段时间读取各相体积，直到每相体积稳定，并记录每相体积界面刻度。设计了 $L_9(3^4)$ 的正交实验[7-8]，见表 1。其中，固定油和水的体积比为 1∶1，表面活性剂、助溶剂和醇加量均为质量分数。

表 1　新型内烯烃磺酸盐微乳液正交实验设计表

水平	因子 A	因子 B	因子 C	因子 D
	C_{24-28}IOS/%	*t*-戊醇/%	NaCl/%	Na_2CO_3/%
1	0.2	0.5	1.05	1.25
2	0.3	0.6	1.15	1.35
3	0.4	0.7	1.25	1.45

（2）IOS 微乳液微观驱油实验

选取透明刻蚀玻璃用于模拟地层微观孔隙结构，计算机将显微镜获取的图像进行数值分析，并对水驱后剩余油的成因及类型进行区分，对后续微乳液驱油效果进行可视化分析。实验设备及流程见图 1。实验步骤为：过滤原油及注入水，防止阻塞模型；模型抽真空后饱和模拟油；利用驱替泵以 0.03 mL/h 速度对玻璃模型进行恒速恒压水驱油，水驱至含水 95%，用配好的 IOS 微乳液继续驱替，计算机收集剩余油形态及分布图像资料；分析图像；清洗刻蚀玻璃模型；重复上述步骤。实验温度为 45℃。

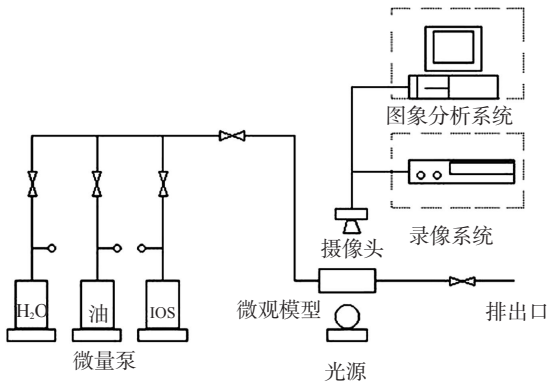

图 1　IOS 微乳液微观驱油实验装置示意图

（3）IOS 微乳液岩心流动实验

经测定，0.3% C_{24-28}IOS+0.6% *t*-戊醇+1.25% NaCl+1.25% Na_2CO_3 微乳液体系的矿化度为 508 mg/L，饱和岩心的模拟榆树林模拟地层水矿化度为 5888.4 mg/L，为避免注入微乳液与岩心矿化度相差太大引发水敏效应，将矿化度为 485 mg/L 的注入水分批次注入岩心。实验步骤为：①将驱替装置、压力检测装置、采出液收集装置等按正确的流程连接，检查各个点漏气和漏液情况，确保均无漏点；②将岩心切割成若干圆柱状小岩心，抽提洗油并干燥，测定岩心的孔渗参数，选取 2 块物性和尺寸均十分接近的岩心作为实验岩心；③将选好的岩心浸入模拟地层水中，使用真空泵对岩心抽真空，利用岩

心内的负压吸水，为减小误差，用称重法测量岩心饱和前后的质量差，计算岩心饱和水体积；④使用岩心夹持器夹持水湿岩心，利用恒速泵向岩心中注入模拟油，对驱出的水进行计量，与饱和进入模型的水量进行比较，计算岩心的初始含油饱和度；⑤取2块岩心，分批次注入注入水，进行水驱油实验，对出口端采出液进行油、水体积测量，直至采出液含水率为95%；⑥选取一块岩心，继续水驱至含水100%；另一块岩心注入0.5 PV的$C_{24\text{-}28}$IOS/*t*-戊醇/NaCl/Na_2CO_3微乳液体系，后续水驱至含水率100%。分别记录2块岩心不同时刻的采出液中油和水的体积以及岩心两端的压差。

（4）微乳液性能评价

配制$C_{24\text{-}28}$IOS溶液（0.3% $C_{24\text{-}28}$IOS+0.6% *t*-戊醇+1.25% NaCl+1.25% Na_2CO_3），分别测量其界面张力、微粒含量、黏度、增溶能力等。①界面张力的测定。利用旋转界面张力仪测量微乳液与模拟油之间的界面张力[9]。②粒径的测定。用恒速压汞方法测量低渗透率岩心的喉道直径分布，用激光粒度仪测量微乳液的粒度分布。③黏度与黏弹性的测定。在45℃下，用界面流变仪测定微乳液的黏度、储能模量和耗能模量。④增溶能力评价。在装有10 mL微乳液的试管中通过微量滴定管加入一定量模拟油，晃动试管，若溶液变澄清则继续加入油相，如此往复直到晃动后浑浊不消失即为增溶终点，记录滴加的模拟油体积。增溶能力可用增溶参数（SP）表示，即单位质量的表面活性剂所增溶油的体积，利用公式$SP_o=V_o/m_s$、$SP_w=V_w/m_s$算出油相、水相的增溶参数（SP）[10]。式中，V_o、V_w—增溶到表面活性剂中油、水的体积，m_s—表面活性剂的质量。当SP_w和SP_o相等时的SP记为SP^*，作为衡量微乳液增溶能力强弱的重要指标。⑤吸附损耗评价。在锥形瓶中放入10 g天然岩心砂，加入50 mL微乳液，密封后在45℃恒温箱中振荡8 h，静置后取上层清液，测定吸附前后溶液中$C_{24\text{-}28}$IOS的浓度，按式（1）计算表面活性剂吸附损耗量。

$$Z=[(c_0-c)V/m] \quad (1)$$

式中，*Z*—单位质量的天然岩心砂吸附$C_{24\text{-}28}$IOS的量，mg/g；c_0—吸附前$C_{24\text{-}28}$IOS的质量浓度，mg/L；*c*—吸附后$C_{24\text{-}28}$IOS的质量浓度，mg/L；*V*—$C_{24\text{-}28}$IOS溶液的体积，L；*m*—油砂的质量，g。

2 结果与讨论

2.1 IOS中相微乳液配方优选

按照不同的高分子内烯烃磺酸盐微乳液配方制备微乳液体系，所得油相、水相、中相微乳液的体积见表2，正交实验结果见表3。由表3可见，3种组分浓度对形成中相微乳液的影响程度从大到小依次为：$c_{IOS}>c_{t\text{-戊醇}}>c_{碳酸钠}>c_{NaCl}$。当$C_{24\text{-}28}$IOS加量为0.3%、*t*-戊醇加量为0.6%、NaCl加量为1.25%、Na_2CO_3加量为1.25%时，内烯烃磺酸盐微乳液接近达到最佳中相微乳液状态。按此加量配制IOS微乳液备用。

表2 按不同配方配制的体系体积

实验组	因子A $C_{24\text{-}28}$IOS/%	因子B *t*-戊醇/%	因子C NaCl/%	因子D Na_2CO_3/%	V_o/mL	V_w/mL	V_m/mL	V_m/W_{IOS}/(mL/g)	⊿*V*/mL
1	1	1	1	1	4.6	4.2	1.2	60.0	0.4
2	1	2	2	2	4.1	4.6	1.3	65.0	0.5
3	1	3	3	3	4.1	4.7	1.2	60.0	0.6
4	2	1	2	3	4.1	3.7	2.2	73.3	0.4
5	2	2	3	1	3.6	3.7	2.7	90.0	0.1
6	2	3	1	2	3.7	4.1	2.2	73.3	0.4
7	3	1	3	2	3.9	3.5	2.6	65.0	0.4
8	3	2	1	3	3.4	3.8	2.8	70.0	0.4
9	3	3	2	1	3.4	3.9	2.7	67.5	0.5

注：V_o—油相体积；V_w—水相体积；V_m—中相微乳液体积；W_{IOS}—中相微乳液质量；⊿*V*—油相与水相体积差。

表3 正交实验结果分析表

因素	V_m/W_{IOS}/(mL/g)				⊿*V*/mL			
	因子A	因子B	因子C	因子D	因子A	因子B	因子C	因子D
	$C_{24\text{-}28}$IOS	*t*-戊醇	NaCl	Na_2CO_3	$C_{24\text{-}28}$IOS	*t*-戊醇	NaCl	Na_2CO_3
K_1	185.0	198.3	203.3	217.5	1.5	1.2	1.2	1.0
K_2	236.7	225.0	205.8	203.3	0.9	1.0	1.4	1.3
K_3	202.5	200.8	215.0	203.3	1.3	1.5	1.1	1.4
R	51.7	26.7	11.7	14.2	0.6	0.5	0.3	0.4

2.2 IOS微乳液微观驱油机理

通过刻蚀玻璃的微观水驱油可视化分析（显微镜放大30倍），发现水驱后大致有两类残余油：第一类为水驱过程中尚未波及区域的残余油，在远离水驱主流线的区域存在大量的残余油无法动用；第二类为水淹区内的残余油，水驱到的区域由于润湿性

以及毛管力等的作用，部分油无法被驱替而形成残余油。根据水驱孔道中的残余油所在孔道的特点，可以将其分为以下5种类型：柱状、油滴状、膜状、盲端状和簇状。

2.2.1　油滴状残余油

水驱后，那些没有进出通道的孔隙中存在残余油，其量的多少取决于死孔隙的体积。水驱过程中，水沿着水湿孔道的孔壁突破，将油从孔壁剥离下来，以被水相包裹的形式运移，当遇到一些孔道半径小于油滴半径时，油滴通过这些喉道时需要发生变形。由于水驱时油水界面张力高，油滴不易变形，以至于油滴在喉道处滞留，形成了油滴状残余油[11]。微乳液的超低界面张力以及黏弹性对油滴的形变有着非常积极的影响。首先，IOS微乳液体系/油的界面张力极低，残余油滴收缩力的减小使油滴容易发生变形和拉长；其次，由于IOS微乳液流线变形而产生的弹性力作用于油滴，使油滴更加容易变形；最后，由于流线改变方向和速度而产生的动能力，不断推动油滴向前移动。残余油在IOS微乳液持续扩散裹挟下，不断变形、拉长、断裂，最终通过狭小喉道（图2）。

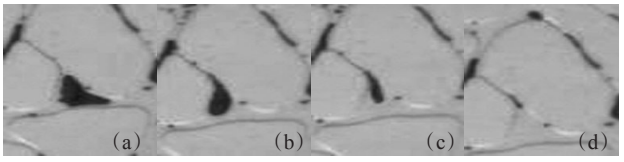

图2　油滴状残余油的启动和运移过程

2.2.2　柱状残余油

水驱时，一些长孔道中的油受到的驱动力小于滞留力，只有部分油能采出（或者没有采出），从而在孔道中滞留下一部分油（图3）。在当前的注入条件下，只通过水驱已经不能将其采出，形成柱状残余油。柱状残余油在形态上一般表现为占据一个单独的孔道，且不与其他的油相连通。IOS微乳液首先激活启动压力较小的柱状残余油。一方面，由IOS微乳液的黏弹效应可以拉拽出部分这类残余油；另一方面，柱状残余油通过亲油细孔道时须克服毛细管力。实验中IOS微乳液体系/油的界面张力最低可降至10^{-4} mN/m，接触角也存在着不同程度的降低，孔道润湿性发生改变，因此与水驱相比，毛细管阻力可大大降低[12]。

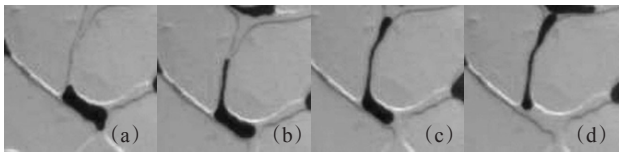

图3　柱状残余油的启动和运移过程

2.2.3　油膜状残余油

膜状残余油的形成有2种因素：原油中的部分极性物质、重组分物质胶结在孔壁上，形成膜状剩余油；在水驱过程中，水中携带的氧将油膜表面氧化，导致油膜表面稠化，水驱的剪切力小于油膜的黏滞力，形成膜状残余油。在微乳液驱过程中，首先，IOS微乳液驱油体系的黏弹性使油膜表面逐渐软化、变形、拉长；其次，油膜变形引起油膜上的驱替速度发生变化，产生的微观力又作用于膜状残余油；同时，IOS微乳液的吸附可以改变壁面的润湿性，导致油膜前缘与壁面之间的接触角变小；最后，IOS微乳液体系改变油膜的流变性，油膜边界层对油膜的约束力减小，油膜逐渐变薄，最终被驱替（图4）。

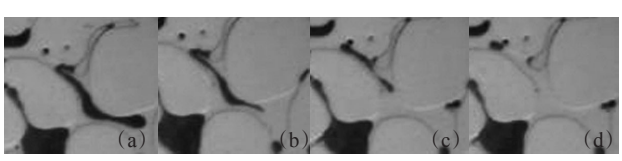

图4　油膜状残余油的启动和运移过程

2.2.4　簇状残余油

这类残余油常存在于被畅通的大孔道包围的小孔道中。注入水沿着阻力较小的大孔道优先突破，小孔喉群由于绕流作用存在大量由许多“油滴”或“油柱”组成的簇状残余油。水驱过程中，注入水沿着高渗孔道前缘突破后，滞留区内残余油难以启动。在IOS微乳液驱油过程（图5）中，首先由于黏弹性流体“可变直径活塞”效应[13]，IOS微乳液流边缘的流速和流量均比水高，所产生的微观推动力也大，残余油不断被扰动和携带；其次IOS微乳液体系的超低界面张力使得前端凸起部分的毛管力大幅度降低，形成一个新的、可以向前移动的、独立的油滴；最后随着部分油滴被IOS微乳液剪切驱替，水驱后的残余油滞留力与驱动力平衡态被打破，微乳液依靠其黏弹性逐渐进入滞留区，随着残余油与IOS微乳液接触面积逐渐增大，大量簇状剩余油被推出滞留区。

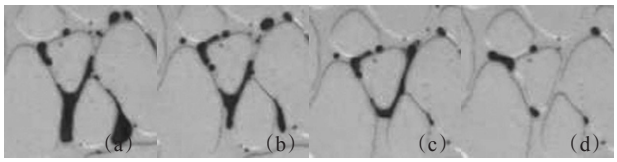

图5 簇状残余油的启动和运移过程

2.2.5 盲端残余油

在水驱过程中,盲端残余油呈孤岛状存在于孔喉比较大的孔隙死角处,具有开口端较窄而封闭端较深的特点,导致水驱的启动压力难以将其驱动。盲端残余油的启动和运移过程见图6。IOS微乳液体系的黏滞力使得残余油前端受到拉扯形成凸起,同时微乳液体系因流速改变产生的微观力又作用于残余油,盲端开口处的残余油不断被微乳液拉拽,残余油前缘逐渐变形、拉长,最后残余油的一侧被微乳液突破,剥落成小油滴而被驱替。盲端深处的残余油持续补充断脱成小油滴被微乳液运移。

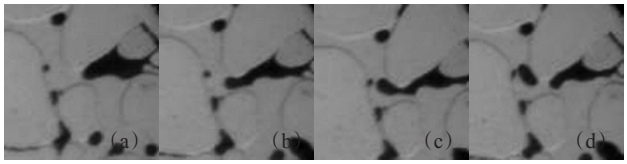

图6 盲端残余油的启动和运移过程

2.3 IOS微乳液驱油效果

在长10.2 cm、直径2.50 cm、孔隙度13.7%、渗透率7.8×10^{-3} μm²、束缚水饱和度0.34的岩心中水驱的驱油效率为32.97%,在长10.1 cm、直径2.50 cm、孔隙度13.4%、渗透率7.5×10^{-3} μm²、束缚水饱和度0.31的岩心中进行IOS微乳液驱的驱油效率为42.13%。水驱和IOS微乳液驱过程中含水率和驱油效率的变化见图7。低渗透岩心的驱油效果从驱油效率角度来看,水驱油效率为32.97%,当加入IOS微乳液体系时采收率可达42.13%,最终采收率与水驱相比提高9.16%。从含水率角度来看,当水驱含水率约95%时开始注入IOS微乳液,最多可以降低含水率8.2%。高含水开发后期注入IOS微乳液能起到明显的增油降水作用。一方面微乳液能通过吸附降低油/水界面张力,降低残余油饱和度,提高驱油效率;另一方面微乳液具有乳化增黏作用,可降低高渗透层渗流能力、提高低渗透层波及体积,起到流度控制的作用从而提高低渗透层动用程度;同时由于微乳液的弹性,依靠其变形的微观力起到提高驱油效率的作用[14-15]。

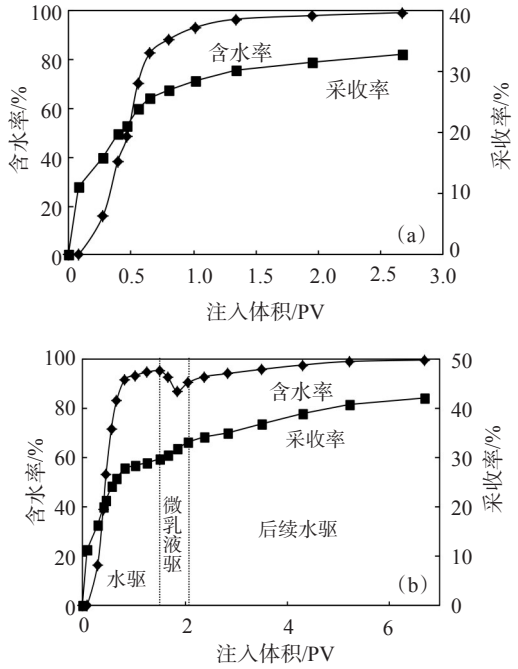

图7 水驱(a)和IOS微乳液驱(b)过程中含水率和采收率的变化

2.4 IOS微乳液性能评价

2.4.1 界面张力

用旋转界面张力仪测得IOS微乳液与模拟油之间的界面张力为6×10^{-4} mN/m。

2.4.2 粒径

低渗透率岩心的喉道直径分布和IOS微乳液的粒度分布见图8。对于直径较小的喉道,IOS微乳液粒径略小于喉道直径,可以起到驱替的作用;对于直径较大的喉道,IOS微乳液粒径略大于喉道直径,可以起到堵塞的作用。

2.4.3 黏度

黏度是衡量微乳液性能好坏的重要指标[16]。对于低渗透油藏,黏度的影响尤为明显。在45℃下,IOS微乳液黏度随剪切速率的变化见图9。由图

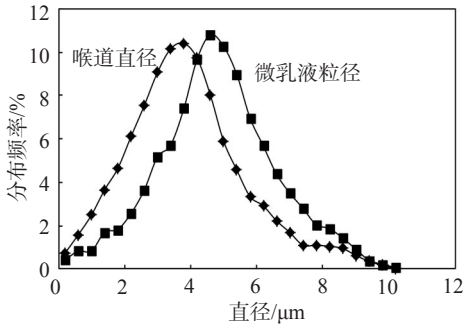

图8 IOS微乳液粒径分布

可见，IOS 微乳液黏度适中。该黏度区间既不会造成注入困难，也不会引起微乳液的窜流[17]。

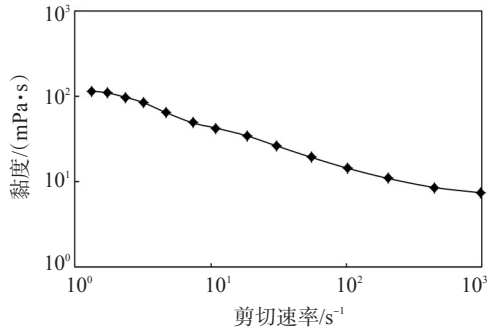

图 9　IOS 微乳液黏度随剪切速率的变化

2.4.4　黏弹性

在 45℃下，IOS 微乳液储能模量和耗能模量随角速度的变化见图 10。当角速度低于 1.6 rad/s 时，耗能模量 *G*"高于储能模量 *G*'，IOS 微乳液主要表现为黏性溶胶状；当角速度高于 1.6 rad/s 时，引起弹性响应，储能模量 *G*'高于耗能模量 *G*"。在低剪切速率条件下，IOS 微乳液体现出弹性为主的特性[18]。

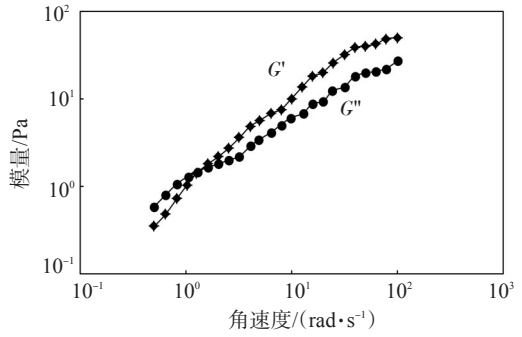

图 10　IOS 微乳液储能模量、耗能模量随角速度的变化

2.4.5　增溶能力

增溶能力为单位表面活性剂质量增溶的油相体积。实验测得 10 mL IOS 微乳液体系的增溶参数 SP^* 为 35 mL/g，增溶能力较强。

2.4.6　吸附损耗

IOS 微乳液在岩心表面的吸附量随吸附时间的变化见图 11。IOS 微乳液在 7 h 左右达到吸附平衡，最大吸附量为 1.86 mg/g，平衡吸附量为 1.1 mg/g。

2.5　IOS 微乳液矿场试验

大庆榆树林油田渗透率和孔隙度低，孔喉结构特征差异大，非均质性十分严重[19]。截至 2018 年 12 月，树 103 区进入中高含水阶段后，含水上升速度及

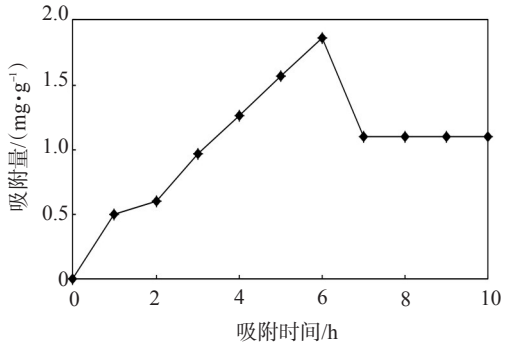

图 11　IOS 微乳液在岩心表面的吸附量随吸附时间的变化

产量下降速度明显加快，纯老井自然递减率为 13%～15%。部分油井平均关井时间为 4 个月，且产量递减较快，平均产液量从投产初期的 2.74 t/d 降至目前的 1.16 t/d。

选取树 103 区的树 57-30 井进行 IOS 微乳液现场试验，效果较好。(1)水井吸水能力提高。树 57-30 井的流动压力由试验前的破裂压力 23.5 MPa 降至 20.3 MPa，下降幅度为 15.7%，日注水量由试验前的 18.7 m^3 增至 25.9 m^3，提高幅度为 38.5%。(2)提高低渗透储层动用比例。试验前树 57-30 井的低渗透储层动用层数为 3 个，试验后达到 5 个，试验前动用比例为 16.9%，试验后上升到 28.5%，提高了 11.6%。(3)周围油井产量明显提升。周围 8 口采油井受效，日产液由试验前的 55 t 增至 73 t，日产油由试验前的 17 t 增至 23 t，含水由试验前的 69%降至 68%，沉没度由试验前的 226.8 m 降至 198.9 m。试验区 8 口油井累积增油 1989 t。原油价格按 3499 元/t、吨油成本按 1235 元/t 计算，扣除投入费用 115 万元，试验 10 个月后获纯经济效益：(3499–1235)×1989–1150000＝335.31 万元。投入产出比为 1∶3.35。

3　结论

配方为 0.3% $C_{24\text{-}28}$IOS、0.6% *t*-戊醇、1.25% NaCl、1.25% Na_2CO_3 的内烯烃磺酸盐微乳液接近达到中相状态。IOS 微乳液驱油机理为：微乳液能与油形成低界面张力，降低残余油饱和度，增大采油量；微乳液黏度比水大，依靠 IOS 微乳液的贾敏效应起到控制流度的作用；通过微乳液的调驱作用扩大波及体积；由于微乳液的弹性，依靠其变形的微观力起到提高驱油效率的作用。

低渗透油藏开发后期高含水阶段注入IOS微乳液能起到明显的增油降水作用，与水驱相比，微乳液驱最终采收率提高9.16%，含水率降低8.2%。将IOS微乳液用于大庆榆树林油田树57-30井的增油效果明显。

参考文献：

[1] BARNES J R, DIRKZWAGER H, SMIT J, et al. Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 1: Structure-performance relationships for selection at different reservoir conditions [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010: 24–28.

[2] BUIJSE M A, PRELICZ R M, BARNES J R, et al. Application of internal olefin sulfonates and other surfactants to EOR. Part 2: The design and execution of an ASP field test [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010: 1–12.

[3] BARNES J, GROEN K, ON A, et al. Controlled hydrophobe branching to match surfactant to crude composition for chemical EOR [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 2012: 24–28.

[4] 丁颖，袁英同，吕少军，等. 表面活性剂在三次采油中的应用及展望[J]. 内蒙古石油化工，2004，30(6)：121–123.

[5] 彭朴. 采油用表面活性剂[M]. 北京：化学工业出版社，2003：1.

[6] 王德民. 发展三次采油新理论新技术，确保大庆油田持续稳定发展[J]. 大庆石油地质与开发，2001，20(3)：1–7.

[7] 李干佐，陈庆平，刘木辛，等. 寻找最佳中相微乳液配方的方法研究——正交实验设计和方程系数法[J]. 油田化学，1990，4(1)：68–77.

[8] 石硕，王淘淘，汪汉卿. SDBS/正辛烷/醇/盐水体系微乳液相行为的研究[J]. 化学物理学报，1999(3)：365–369.

[9] 尹成峰. 内烯烃磺酸盐的合成[D]. 大庆：东北石油大学，2014：30–35.

[10] SAHNI V, DEAN R M, BRITTON C, et al. The role of co-solvents and co-surfactants in making chemical floods robust [C]//SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, USA, 2010: 1–12.

[11] 殷代印，房雨佳. 三元复合驱微观剩余油驱替机理及动用比例研究[J]. 石油化工高等学校学报，2017，30(1)：18–22.

[12] 殷代印，房雨佳，辛勇亮. 低渗透油藏改变驱替方向微观机理研究[J]. 特种油气藏，2017，24(3)：59–63.

[13] 刘新荣. 相渗透率改善剂驱油效果的实验研究[D]. 大庆：东北石油大学，2010：24–28..

[14] 周亚洲，王德民，王志鹏，等. 多孔介质中微乳液的形成条件及黏弹性[J]. 石油勘探与开发，2017，44(1)：110–116.

[15] 周亚洲，殷代印，张承丽. 降低启动压力的表面活性剂体系在朝阳沟油田的应用[J]. 油田化学，2013，30(4)：565–569.

[16] DAVIDSON A, NIZAMIDIN N, ALEXIS D, et al. Three phase steady state flow experiments to estimate microemulsion viscosity [C]//SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa, Oklahoma, USA, 2016: 1–12.

[17] 翟文，刘玉婷，邱晓惠，等. Gemini型阳离子/阴离子表面活性剂胶束体系的流变特性[J]. 油田化学，2018，35(4)：638–642.

[18] 刘皓岚，张晓东，代欢，等. 阳离子表面活性剂的支链化改性与起泡活性[J]. 油田化学，2018，35(3)：467–473.

[19] 王芳，罗辉，范维玉，等. 非离子表面活性剂分子结构对CO_2驱混相压力的影响[J]. 油田化学，2017，34(2)：270–273.

Formula Optimization and Performance Evaluation of Internal Olefin Sulfonate Microemulsion System Used in Low Permeability Reservoir

ZHAO Baiyang, XIA Lianjing

(*The Fourth Oil Production Factory, Daqing Oilfield Company Ltd, Daqing, Heilongjiang 163511, P R of China*)

Abstract: In order to obtain a internal olefin sulfonate (IOS) microemulsion system with good oil displacement performance, the optimum formula of $C_{24\text{-}28}$IOS/*t*-pentol/Na_2CO_3/NaCl microemulsion was determined by orthogonal test, then the displacement mechanism of the IOS microemulsion system to five kinds of remaining oil was studied through microscopic oil displacement test, and the oil displacement effect of the system was analyzed by oil displacement experiment of low permeability core. The performance of microemulsion system was evaluated, and it was applied in Daqing oilfield. The results showed that the IOS microemulsion with 0.3% $C_{24\text{-}28}$IOS, 0.6% *t*-amyl alcohol, 1.25% NaCl and 1.25% Na_2CO_3 was close to the mesophase state. Microemulsion could form low interfacial tension with oil, reduce residual oil saturation and improve oil recovery. Microemulsion had the function of emulsification and viscosity increasing, which could control the fluidity and expand the swept volume in the process of displacement. Meanwhile, due to the elasticity of microemulsion, its deformation micro force played an important role in improving oil displacement efficiency. The results of core flooding experiment showed that IOS microemulsion had obvious effect of increasing oil and decreasing water cut. Compared with water flooding, microemulsion had 9.16% higher displacement efficiency and 8.2% lower water cut. The injection of IOS microemulsion in the later stage of high water cut development in low permeability reservoir could obviously increase oil production.

Keywords: *low permeability reservoir*; *internal olefin sulfonate*; *microemulsion*; *increasing oil production and decreasing water cut*; *oil displacement efficiency*; *Yushulin oilfield*