

文章编号:1000-4092(2021)04-690-07

低渗透油藏自发生成中相微乳液洗油体系*

梁玉凯¹,于晓聪²,袁 辉¹,阚长宾²,陶世林²,马 丁²

(1. 中海石油(中国)有限公司海南分公司,海南 海口 570311;2. 中国地质大学(武汉)资源学院,湖北 武汉 430074)

摘要:针对低渗透油藏作业、洗井过程中,储层流体返吐至井筒易导致启注压力升高的难题,通过室内实验优选出一种快速自发生成的中相微乳液。考察了中相微乳液体系受地层水混入的影响及自生成中相微乳液的洗油效率和降压增注效果,并基于注水参数及微乳液“鱼状”相图特征,设计了自生成中相微乳液的注入工艺。结果表明,中相微乳液的组成为:1%~8%复配表面活性剂(非离子型表面活性剂、阴离子型表面活性剂质量比为3:1)、1.5%~3.5% C₃醇和3.5% KCl水溶液。该体系形成中相微乳液的时间为15~30 min。当地层水混入量低于50%时,中相微乳液增溶能力及中相微乳液中油和水的低界面张力性能不受影响。自生成中相微乳液的洗油效率大于99%。岩心驱替实验中,自生成中相微乳液可使水驱驱替压差降低50.0%,降压效果显著。按设计的自生成中相微乳液的最小注入参数计算,可使半径为3.0 m的储层均得到清洗,达到降压增注的目的。图3表7参18

关键词:低渗透油藏;自发生成;中相微乳液;表面活性剂;洗油效率;降压增注

中图分类号:TE357.46;O648.2³ **文献标识码:**A **DOI:**10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.04.020

随着油气开发力度的不断加大,油藏资源储量不断降低,油田保产难度逐渐加大。低渗透油藏以其分布广泛、储量丰富等特点,已逐渐成为各油田增油挖潜的重点对象^[1-3]。WCXX油田ZJ1-3U/L油组位于南海西部,由于储层物性差、天然能量不足而转注水开发。该油组具有原油含蜡量高(25.25%)、渗透率低(测井渗透率 $16.3 \times 10^{-3} \sim 24.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、喉道直径 $8.0 \times 10^{-6} \sim 2.8 \times 10^{-5} \text{m}$)等特点。在作业、洗井过程中,储层流体返吐至井筒,在二次启注过程中,由于部分原油返吐至近井储层,回注生产水与原油的油水界面张力大,启注压力高,导致注水难度增大。

微乳状液驱是提高采收率(EOR)技术中一种较为先进的方法,可使原油采收率提高到80%~

90%^[4-6]。因微乳液是既增溶油又增溶水的透明稳定体系,液滴半径在1~100 nm之间,较乳状液(直径为微米级)更易进入目标储层细小孔喉,洗油效率更高。微乳液分为下相微乳液、中相微乳液和上相微乳液3种类型^[7]。其中,中相微乳液可与储层残余油形成混相,实现高效驱替,洗油效率远高于其他两种类型的微乳液^[8-12]。现有的自生成中相微乳液针对微乳状液驱研发,其形成稳定中相微乳液的时间一般为7 d^[13],在用于水井作业洗井后回注启注液时的效果较差。本文优选出可以与原油自生成稳定的防膨中相微乳液体系,以快速形成增溶能力较大的中相微乳液为指标进行配方优选,评价了该体系对地层水离子的适应性、对地层原油的洗油效率及低渗透模拟岩心的降压增注效果,并根

* 收稿日期:2021-03-01;修回日期:2021-04-26。

基金项目:国家青年科学基金“稠油火烧油层过程中二次点火热化学反应微观机理研究”(项目编号52004259),中国海洋石油集团有限公司重大科技项目“南海西部油田上产2000万方关键技术研究”(项目编号CNOOC-KJ 135 ZDXM 38 ZJ 01 ZJ)。

作者简介:梁玉凯(1981—),男,高级工程师,中国石油大学(华东)石油工程学院油气田开发工程专业硕士(2009),从事采油工艺技术研究与应用工作,通讯地址:570311 海南省海口市秀英区巨制大厦1621中海石油(中国)有限公司海南分公司,E-mail:liangyk1@cnooc.com.cn。于晓聪(1981—),女,高级工程师,硕士研究生导师,本文通讯联系人,西北工业大学固体力学专业博士(2018),从事三次采油方面的研究与应用工作,通讯地址:430074 湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号中国地质大学(武汉)资源学院,E-mail:yuxc@cug.edu.cn。

据油藏储层参数和注水参数设计了自发生成中相微乳液注入工艺,为矿场应用提供参考。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

氯化钾、正戊烷、正己烷、正庚烷、正辛烷、C₄醇、C₅醇、C₆醇等,均为分析纯;表面活性剂(见表1),工业级,青岛优索化学有限公司;WCXX油田生产水(回注水),离子组成(单位mg/L):K⁺+Na⁺ 12 968.78、Ca²⁺+Mg²⁺ 679.82、Cl⁻ 20 738.25、HCO₃⁻ 272.15,矿化度 35 275.70 mg/L;WCXX油田地层水,矿化度 32 405.90 mg/L,离子组成(单位mg/L):K⁺+Na⁺ 11 935.34、Ca²⁺+Mg²⁺ 626.92、Cl⁻ 19 539.33、HCO₃⁻ 278.43;WCXX油田原油,50℃下的黏度为 3.84 mPa·s;石英砂,上高华硅矿业有限公司;油砂,用WCXX油田原油和石英砂自制。

表1 表面活性剂成分与类型

表面活性剂类型	有效成分	代号	含量/%
非离子型表面活性剂	环氧乙烷缩合物	FLZ-1	99
	聚氧乙烯脂肪醇醚	FLZ-2	99
	聚氧乙烯失水山梨醇单油酸酯	FLZ-3	55
	烷基葡萄糖苷	FLZ-4	50
阴离子型表面活性剂	十二烷基苯磺酸	YLZ-1	96
	三乙醇胺油酸皂	YLZ-2	95
	α -烯烴磺酸盐	YLZ-3	95
	脂肪醇聚氧乙烯醚羧酸钠	YLZ-4	88
	脂肪醇聚氧乙烯醚硫酸钠	YLZ-5	85
两性表面活性剂	椰油酰胺丙基甜菜碱	LXJ-1	97
	月桂酰胺丙基甜菜碱	LXJ-2	35
	十六十八烷基二甲基羟丙基磺基甜菜碱	LXJ-3	40

JJ2000B 旋转滴全量程界面张力测量仪,上海中晨数字技术设备有限公司;202-0型台式干燥箱,北京市永光明医疗仪器有限公司;HH-28水浴锅,湖南力辰仪器科技有限公司;85-2A电磁搅拌器,金坛区西城新瑞仪器厂;索氏抽提器,天长市长城玻璃仪器制造厂。

1.2 实验方法及评价指标

(1) 等效烷烃的确定

中相微乳液体系优选需要开展大量评价实验,

由于原油颜色为黑色,形成的中相微乳液颜色形态及稳定性不宜评价。因中相微乳液体系中没有碱,不需要考虑碱与原油中酸性组分的反应,因此,采用无色的模拟油代替原油。实验方法为:测试原油及不同碳数的正构烷烃与表面活性剂体系的界面张力,选择与原油最接近的正构烷烃作为原油的等效烷烃。原油等效烷烃碳数与测量的表面活性剂体系无关。

(2) 中相微乳液“鱼状”相图

在具塞锥形瓶中,依次加入质量不同的表面活性剂体系、盐水、模拟油(原油)和醇,在一定的搅拌速度下使之混合均匀,然后转移至具塞并带刻度的试管中,置于70℃水浴中至相平衡,同时观察试管中各相的变化,记录微乳形成时间和相稳定时间。

在表面活性剂体系(S)、醇(A)、油(O)、盐水(W)4个组分中,定义 α 为油在油水中所占的质量分数、 β 为表面活性剂体系在整个微乳液体系中所占的质量分数、 ε 为醇在整个微乳液体系中所占的质量分数。所有实验的实验温度为70℃,油水质量比为3:7,盐水采用与生产水矿化度相当且具有防膨效果的质量分数为3.5%的KCl溶液。以表面活性剂体系浓度 β 为横坐标,以不同醇浓度 ε 为纵坐标,得到中相微乳液体系的 ε - β “鱼状”相图。根据中相微乳液的增溶参数,可以求得中相微乳液的界面张力^[14],计算公式见式(1)。

$$\gamma^* = \frac{C}{(SP^*)^2} \quad (1)$$

式中,C—常数,通常取0.3,mN/m;SP*—体系增溶参数,为增溶油相体积与表面活性剂体积之比,mL/mL; γ^* —中相微乳液与油相或水相的界面张力,mN/m。

(3) 洗油效率评价

配制含油量15%的油砂,称取5g于比色管中,加入10mL微乳溶液,置于70℃水浴中,静置1h后取出;倾倒上层清液,加入10mL地层水,置于70℃水浴中1h,倾倒上层清液,反复用地层水冲洗3次;清洗后的油砂置于105℃烘箱内烘干4h;用索氏抽提方式测试油砂的残余油含量。洗油效率计算公式见式(2)。

$$X = 1 - \frac{m_1}{Km_0} \times 100\% \quad (2)$$

式中,X—洗油效率,%;K—油砂含油质量分数,%;

m_0 —所称油砂的质量, g; m_1 —比色管内油砂的残余含油量, g。

(4) 降压增注效果

将 0.150~0.074 mm (100~200 目) 与 0.048~0.038 mm (300~400 目) 石英砂按体积比 3:7 混合后充填, 自制填砂管岩心。填砂管直径 24.4 mm、长度 300 mm, 水测渗透率为 $13.28 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度为 22.78%。将自制填砂管饱和地层水, 测定岩心渗透率, 计算岩心孔隙度; 以 0.3 mL/min 的注入速度饱和和原油, 70 °C 下老化 24 h; 然后以 0.5 mL/min 的流量用生产水驱直至出口端压力基本不变; 接着以 0.5 mL/min 的流量注入 1 PV 洗油体系, 在相同流量下继续生产水驱替, 直至出口端压力稳定。实验温度 70 °C。

2 结果与讨论

2.1 原油等效烷烃的确定

烷烃数是影响微乳相态的重要因素^[15], 模拟油的选择首先要确定原油的等效烷烃数。测得不同碳数的烷烃(正戊烷、正己烷、正庚烷、正辛烷)、原油与表面活性剂体系的界面张力分别为 0.1672、0.0786、0.0098、0.0771、0.0035 mN/m, 正庚烷(C_7)与表面活性剂体系的界面张力与原油最接近。因此, WCXX 油田原油的等效烷烃数为 7, 即正庚烷。

2.2 中相微乳液体系优选

2.2.1 中相微乳液表面活性剂优选

微乳体系由表面活性剂、醇、油和盐水组成。在一定的盐浓度下, 醇为调整中相微乳液亲水亲油平衡(HLB)值的关键助剂, 醇在表面活性剂中的溶解速度是中相微乳液形成并稳定的关键指标。70 °C 下, 不同类型表面活性剂与 C_7 醇的互溶速度如表 2 所示。非离子型表面活性剂更容易形成中相微乳液, 形成中相微乳液的时间在 10 min 以内。阴离子型表面活性剂次之(仅有 YLZ-3 低于 10 min), 而两性表面活性剂仅有 LXJ-3 可形成中相微乳液。表面活性剂和醇的互溶速度与微乳液的 HLB 值密切相关。若醇不能与表面活性剂互溶, 将无法调节微乳液的 HLB 值, 无法快速形成中相微乳液。非离子型表面活性剂具有较好的耐盐性, 耐温性略差, 但阴离子表面活性剂具有较好的耐温、耐盐性, 通过两两复配可达到协同效应。因此, 根据实验结果,

优选非离子型表面活性剂 FLZ-3 和阴离子型表面活性剂 YLZ-3, 体系配比需开展复配实验研究。

表 2 快速形成中相微乳液的表面活性剂优选结果

表面活性剂类型	代号	与醇互溶特征	形成中相微乳液时间/min
非离子型表面活性剂	FLZ-1	瞬间互溶	8
	FLZ-2	瞬间互溶	7
	FLZ-3	瞬间互溶	5
	FLZ-4	瞬间互溶	6
阴离子型表面活性剂	YLZ-1	24 h 部分溶解	24 h 未形成
	YLZ-2	12 min 全部溶解	13
	YLZ-3	7 min 全部溶解	8
	YLZ-4	24 h 部分溶解	24 h 未形成
	YLZ-5	11 min 全部溶解	12
两性表面活性剂	LXJ-1	24 h 部分溶解	24 h 未形成
	LXJ-2	24 h 部分溶解	24 h 未形成
	LXJ-3	13 min 全部溶解	15

2.2.2 表面活性剂复配体系

在 70 °C、3.5% KCl 水溶液条件下, 开展 FLZ-3 和 YLZ-3 的复配实验。FLZ-3、YLZ-3 质量比为 0:1~1:0、醇加量为 1%~3% (不同表面活性剂配比及浓度下的醇加量不同, 但均在此范围内), 实验结果如表 3 所示。随体系中表面活性剂浓度的升高, 中相微乳液体积增大。FLZ-3 和 YLZ-3 复配体系形成的中相微乳液体积均大于 FLZ-3、YLZ-3 单独形成的中相微乳液。当 FLZ-3:YLZ-3 为 3:1 时, 在表面活性剂较低的加量(0.5%)下仍可形成中相微乳液, 而且醇宽(形成中相微乳液最小醇加量到最大醇加量的范围)较大, 由此形成的中相微乳液受地层水的稀释影响较小。因此, 表面活性剂 FLZ-3 与 YLZ-3 适宜的复配比为 3:1, 后续实验均按此配比进行。

表 3 表面活性剂复配对中相微乳液体积的影响

FLZ-3、YLZ-3 质量比	不同表面活性剂加量(%)下的最大中相微乳液体积/mL			
	0.5	1.0	3.0	5.0
0:1	0.3	0.6	1.5	2.8
2:1	0.4	0.8	3.4	5.2
3:1	0.8	0.9	3.2	5.0
4:1	0.4	0.8	2.1	4.3
5:1	0.3	0.8	2.5	4.3
1:0	1型	0.5	1.7	3.7

2.2.3 中相微乳液助表面活性剂醇的优选

醇具有调节体系 HLB 值的作用,通过调节表面活性剂在水和油两相之间的分布形成微乳液。醇还可中和表面活性剂的极性电荷,减弱其排斥作用,稳定微乳液^[16]。C₄醇、C₅醇、C₆醇等助表面活性剂对快速形成中相微乳液的影响如表 4 所示。随助表面活性剂醇分子量的减小,短碳链醇与表面活性剂形成亲水亲油平衡界面膜的时间缩短,形成稳定中相微乳液时间缩短。这有助于在注水井近井储层快速形成中相微乳液并清洗储层以降低注水压

力,顺利转注。同时,中相微乳液的稳定性提高,受温度影响波动较小。C₆醇助表面活性剂形成的中相微乳液受温度影响变化最大,温度波动易析出絮状物质,堵塞低渗孔喉,导致注水压力升高。3 种醇助表面活性剂体系形成的中相微乳液油水界面张力差别较小,平均值分别为 0.0134、0.0088、0.0118 mN/m,均达到了低界面张力的效果。现场降压增注作业需要考虑时效性和经济性,C₅醇具有更大的增溶能力,且用量较低,因此,优选 C₅醇作为中相微乳液体系的助剂。

表 4 醇对中相微乳液形成的影响

醇种类	表面活性剂加量/%	醇宽/%	最大中相体积/mL	增溶油量/mL	界面张力/(mN·m ⁻¹)	中相稳定时间	微乳液稳定性
C ₄ 醇	1	2.8~6.1	0.7	0.35	0.0245	25 min	好
	3	3.0~6.7	3.8	1.90	0.0075	20 min	
	5	3.3~6.4	5.1	2.55	0.0115	16 min	
	7	3.5~6.2	7.6	3.80	0.0102	12 min	
C ₅ 醇	1	1.5~2.8	1.2	0.60	0.0083	30 min	好
	3	1.5~3.0	4.4	2.20	0.0056	29 min	
	5	1.4~3.2	5.2	2.60	0.0111	25 min	
	7	1.6~3.2	7.6	3.80	0.0102	15 min	
C ₆ 醇	1	1.2~2.4	0.9	0.45	0.0148	18 h	受温度影响大
	3	1.3~2.9	3.2	1.60	0.0105	15 h	
	5	1.3~3.0	5.1	2.55	0.0115	12 h	
	7	1.5~3.0	7.6	3.80	0.0102	5 h	

2.2.4 原油与模拟油自发生成中相微乳液体系对比

在 70 ℃、复配表面活性剂(S)加量约为 5%、KCl 质量分数为 3.5%、C₅醇(A)加量约 2%的条件下,考察与原油和模拟油(正庚烷)形成中相微乳液的情况。由表 5 可知,原油与模拟油形成的中相微乳液效果相当,均可形成低界面张力中相微乳液,中相微乳液油水平均界面张力值分别为 0.0146、0.0135 mN/m。对比两个中相微乳液体系发现,原油形成的中相微乳液增溶能力(平均值为 4.6 mL)较模拟油(4.7 mL)的略低,中相微乳液油水平均界面张力较模拟油的仅高 0.0011 mN/m。

表 5 模拟油与原油形成的中相微乳液体系对比

油种类	S 加量/%	A 加量/%	中相微乳液体积/mL	界面张力/(mN·m ⁻¹)
正庚烷	4.95	2.03	4.8	0.0128
	5.03	1.97	4.6	0.0143
	4.96	2.01	4.7	0.0134
原油	5.02	2.04	4.5	0.0149
	4.97	1.96	4.9	0.0123
	5.03	1.98	4.3	0.0164

2.3 自发生成中相微乳液体系性能评价

2.3.1 地层水离子的影响

中相微乳液增溶能力易受水相中离子类型及

离子浓度的影响。将地层水与3.5% KCl盐水按不同的体积比混合后用于中相微乳液的配制,地层水加量对中相微乳液性能的影响如表6所示。当KCl盐水中地层水的混入量低于50%时,地层水中的离子对中相微乳体系的增溶能力没有影响;当混入量大于50%时,增溶能力略有降低,但中相微乳液油水界面张力的变化较小,仍处于 10^{-2} mN/m低界面张力数量级范围内。

表6 地层水加量对中相微乳液性能的影响

KCl盐水与地层水体积比	S加量/%	A加量/%	中相微乳液体积/mL	界面张力/($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$)
1:0	5.02	2.01	4.6	0.0143
1:1	5.01	1.98	4.6	0.0142
1:2	5.02	1.97	4.1	0.0180
1:3	4.99	2.02	4.1	0.0178
1:4	5.03	2.01	4.2	0.0172
0:1	5.01	1.99	4.2	0.0171

2.3.2 洗油效率

配制表面活性剂浓度不同的中相微乳液体系,基于“鱼状”相图醇中线确定醇的最佳加量,测得该体系的洗油效率如表7所示。中相微乳液均达到了 10^{-2} mN/m的低界面张力。对含油量为15%的油砂清洗后,洗油效率均达到99%以上,较文献[17]中十二烷基苯磺酸钠(DDBS)微乳体系的洗油效率(88.9%)大幅提高,油砂由黑色变为白色。对比发现,自发生成的中相微乳液体积越大(6.8 mL),洗油效率越高(99.7%)。

表7 自发生成中相微乳液的洗油效率

S加量/%	A加量/%	中相微乳液体积/mL	界面张力/($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$)	洗油效率/%
5.03	2.31	4.2	0.0172	99.3
6.97	2.49	6.5	0.0138	99.5
9.05	2.62	6.8	0.0213	99.7

2.3.3 降压增注效果

将5%表面活性剂体系+2.3% C_5 醇+3.5% KCl溶液作为洗油体系配方,对岩心进行驱替实验。由图1可见,岩心在一次水驱中,驱替压差(注入压力与大气压力之差)迅速上升至0.46 MPa,然后趋于平稳;在水驱1.81 PV后,注入1.07 PV洗油体系,此

时岩心中的剩余油与洗油体系结合,自发生成中相微乳液,油水界面张力大幅降低,加之岩石表面亲水性进一步加强,固液界面能减小,因此驱替压差迅速降至0.23 MPa。与初始水驱驱替压差相比,体系降压率为50.0%,降压效果明显。

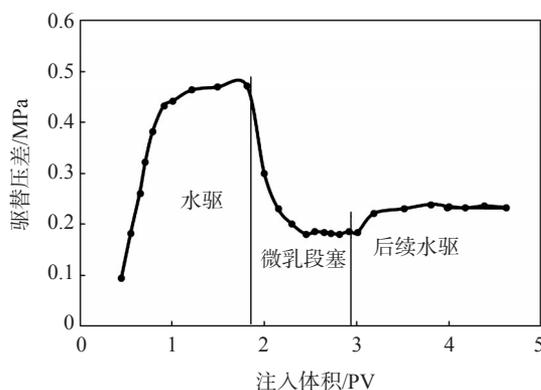


图1 模拟岩心降压增注效果对比

2.4 自发生成中相微乳液注入工艺设计

2.4.1 自发生成中相微乳液注入浓度设计

利用模拟油配制中相微乳液,评价表面活性剂和醇加量对中相微乳液边界的影响,并绘制“鱼状”相图,结果如图2所示。自发生成中相微乳液注入表面活性剂(S)和醇(A)的最大浓度,为其随注入水稀释后仍能保持中相微乳液的最长距离,即,注入水稀释线与中相微乳液“鱼状”相图的两个交点A点和B点的间距最大。利用最优化方法,计算得到稀释线方程为: $y=x-3.68$, A点坐标为(7.01, 3.33), B点坐标为(5.14, 1.46)。因此,起始注入的表面活性剂加量为7.01%、醇加量为3.33%。表面活性剂的起始加量为7.01%,中相微乳液中表面活性剂的最低

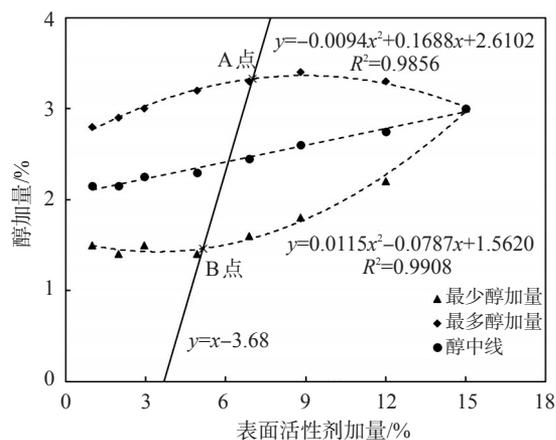


图2 注入水稀释线与中相微乳液“鱼状”相图相交示意图

加量为 1%。考虑现场作业余量,表面活性剂适宜的加量为 1%~8%。在表面活性剂加量为 1%时,中相微乳液需要的醇加量为 1.5%;在表面活性剂加量为 7.01%时,醇加量为 3.33%。考虑现场作业余量,醇的适宜加量范围为 1.5%~3.5%。

2.4.2 自发生成中相微乳液注入半径设计

自发生成中相微乳液注入的半径需要大于油层临界注入速度下的半径。WCXX 油田低渗透油组的临界注入流量实验值为 0.54 mL/min,注入速度为 7.92 m/d。在实际油层 17.8 m、注水量 540 m³/d 的条件下,计算注水速度与注水半径的关系^[18]。由图 3 可知,在实际注水量下,注入半径为 3.0 m 时,对应的注水速度为 8.05 m/d (>7.92 m/d)。小于 3.0 m 的注水区域均是超过临界注水速度的区域,是低渗油藏注水过程中降压增注的关键区域。因此,设计中相微乳液处理半径为 3.0 m。

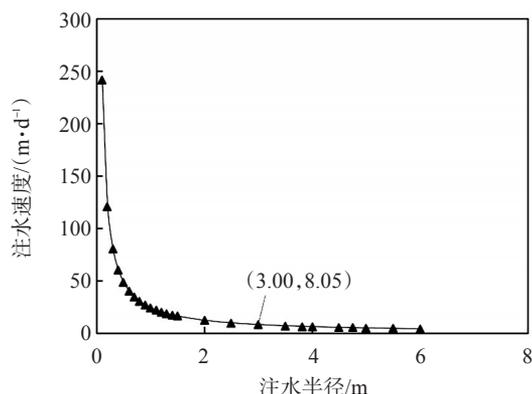


图3 WCXX 油田注水半径与注入速度的关系

2.4.3 自发生成中相微乳液注入量设计

在转注之后,中相微乳液的前端能到达储层半径 3.0 m 处,目标储层的中相微乳液量需要达到 100.61 m³,由此确定自发生成中相微乳液的注入量。为使稀释线到达 B 点后仍保持中相微乳液的状态,在注入表面活性剂加量为 7.01% 的中相微乳液后,注入水中需要补充醇才能使微乳液一直处于中相。表面活性剂加量为 7.01% 的中相微乳液段塞加量为 Q_1 ,后续添加含醇水溶液量为 Q_2 ,醇的质量分数为 x ,建立方程组如下:

$$Q_1 + Q_2 = 100.61 \quad (3)$$

$$7.01\% \times Q_1 = (Q_1 + Q_2) \times 1\% \quad (4)$$

$$3.33\% \times Q_1 + Q_2 \times x = (Q_1 + Q_2) \times 1.5\% \quad (5)$$

计算得到,中相微乳液最小处理液量 Q_1 为 14.35 m³。中相微乳液处理后,持续注入含有 1.2% 醇的水溶液 86.25 m³,然后转正常注水,此时 3.0 m 半径的储层均被中相微乳液清洗,可达到 98% 以上的洗油效率。

为减少地层水对中相微乳液洗油效率的影响,在水井启注时,先注入 50 m³ 3.5% 的 KCl 溶液,然后转注中相微乳液。可根据两次驱替压差分析降压增注的效果,并判别是否存在无机堵塞,及时实施解堵措施,保障注入井的注水量。

3 结论

优选出一种快速自发生成的中相微乳液体系,体系组成为:1%~8% FLZ-3/YLZ-3 复配表面活性剂体系、1.5%~3.5% C₅ 醇和 3.5% KCl 水溶液。在 70 °C 下,该体系可在 15~30 min 内自发生成稳定中相微乳液体系,达到 10⁻² mN/m 低界面张力水平,对含油量 15% 油砂的洗油效率大于 99%,对低渗透率岩心的降压效果可达 50.0%。

中相微乳液体系的表面活性剂及醇浓度都较高,价格较贵。因此基于注水参数、微乳液“鱼状”相图特征,设计了自发生成中相微乳液的最小注入量。即先注入 7.01% 表面活性剂+3.33% C₅ 醇+3.5% KCl 溶液 14.35 m³,然后补充 1.2% 醇溶液 86.25 m³,使该体系在储层半径 3.0 m 范围内始终保持中相微乳液状态,达到降压增注的目的。

参考文献:

- [1] 杨晓萍,赵文智,邹才能,等.低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J].石油学报,2007,28(4):57-61.
- [2] 赵靖舟,吴少波,武富礼.论低渗透储层的分类与评价标准:以鄂尔多斯盆地为例[J].岩性油气藏,2007,19(3):28-31.
- [3] 周丹,熊旭东,何军榜,等.低渗透储层多级转向压裂技术[J].石油钻探技术,2020,48(1):85-89.
- [4] 于馥玮,姜汉桥,范楨,等.油湿多孔介质中 Winsor I 型表面活性剂体系特征及渗吸机理[J].石油勘探与开发,2019,46(5):950-958.
- [5] 王龙,刘会娥,陈爽,等.季铵盐类阳离子表面活性剂微乳液的增溶性能[J].精细化工,2019,36(6):1091-1096.
- [6] 李文宏,李彩云,吕思思,等.CHSB/BABS 复配表面活性剂驱油体系性能研究[J].油田化学,2015,32(3):381-386.
- [7] WINSOR P A. Solvent properties of amphiphilic compounds[M]. London: Butterworths, 1954: 68.

- [8] 刘德崢. 微乳液技术制备纳米微粒的研究进展[J]. 化工进展, 2002, 21(7): 466-470.
- [9] 陈咏梅, 王涵慧, 俞稼镛. 石油磺酸盐体系中相微乳液研究[J]. 物理化学学报, 2000, 16(8): 724-728.
- [10] 刘方, 高正松, 缪鑫才. 表面活性剂在石油开采中的应用[J]. 精细化工, 2000, 17(12): 696-699.
- [11] 王凤琴, 曲志浩, 孔令荣. 利用微观模型研究乳状液驱油机理[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(2): 221-224.
- [12] 殷代印, 徐文博, 周亚洲. 低渗透油藏微乳液配方的优选及性能研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2017, 30(3): 20-25.
- [13] 李田靓. 无碱超低界面张力体系驱油行为研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2018: 7.
- [14] HIRASAKI G J. Application of the theory of multicomponent, multiphase displacement to three-component, two-phase surfactant flooding [J]. Soc Pet Eng J, 1981, 21(2): 191-204.
- [15] HIRASAKI G J, MILLER C A, PUERTO M. Recent advances in surfactant EOR [J]. SPE J, 2008, 16(4): 889-907.
- [16] PENDERS M H G M, STREY R. Phase behavior of the quaternary system H_2O/n -octane/ C_8E_8/n -octanol: Role of the alcohol in microemulsions [J]. J Phys Chem, 1995, 99(25): 10313-10318.
- [17] 徐东梅, 陈馥, 徐国才. DDBS微乳体系用于油砂洗油的初步研究[J]. 油田化学, 2005, 22(4): 378-380.
- [18] 陈琦. 微粒运移临界速度及伤害半径定量计算方法[J]. 石油地质与工程, 2016, 30(4): 113-114.

Spontaneous Formation of Middle-phase Microemulsion Oil Washing System in Low Permeability Reservoir

LIANG Yukai¹, YU Xiacong², YUAN Hui¹, KAN Changbin², TAO Shilin², MA Ding²

(1. Hainan Branch of China National Offshore Oil Corporation (China) Company Limited, Haikou, Hainan 570311, P R of China; 2. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, P R of China)

Abstract: Injection pressure rises abruptly after well washing in low permeability reservoirs, due to back flow of fluids from formation to wellbore. Aiming at this problem, a novel system of middle-phase microemulsion generated spontaneously was developed. The influence of formation water on middle-phase microemulsion system was investigated. The efficiency of displacement efficiency and the effect of decreasing pressure and increasing injection by middle-phase microemulsion generated spontaneously were also studied. Based on the parameters of water injection and the fishlike phase diagram of microemulsion, the injection process of the middle-phase microemulsion was designed. The results showed that the formula of middle-phase microemulsion was obtained as follows: 1%—8% compound surfactant (3:1 mass ratio of nonionic surfactant to anionic surfactant), 1.5%—3.5% C_5 alcohol and 3.5% KCl aqueous solution. The middle-phase microemulsion could generate in 15—30 min. When the proportion of formation water was less than 50% in the mixture of formation water and injected agent, the effect of formation water on the solubilizing ability and low interfacial tension of oil and water in middle-phase microemulsion was negligible. The displacement efficiency of middle-phase microemulsion was more than 99%. In the core displacement experiment, the system could reduce the water injection pressure difference by 50%, and the effect was remarkable. According to the minimum injection parameters of middle-phase microemulsion by calculation, the near-well region as far as 3.0 m in radial direction could be cleaned. The purpose of decreasing pressure and increasing injection would be achieved.

Keywords: low-permeability reservoir; spontaneous formation; middle-phase microemulsion; surfactant; displacement efficiency; decreasing pressure and increasing injection