

文章编号:1000-4092(2024)01-138-08

表面活性剂对水驱普通稠油油藏的乳化驱油机理*

孙宝泉¹, 吴光焕¹, 赵红雨², 吴伟³, 孙超¹

(1. 中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015; 2. 中国石化胜利油田分公司, 山东 东营 257000; 3. 中国石化胜利油田分公司山东东胜精攻石油开发股份公司, 山东 东营 257000)

摘要:为了研究乳化降黏驱油剂对不同渗透率的水驱普通稠油油藏的驱油效率和孔隙尺度增效机理,选取了烷基酚聚氧乙烯醚(J1)、 α -烯基磺酸盐类表面活性剂(J2)、十二烷基磺基甜菜碱(J3)、J3与烷基酚聚氧乙烯醚羧酸盐复配表面活性剂(J4)作为驱油剂,开展了4种驱油剂一维驱油和微观驱油模拟实验,明确了乳化降黏驱油剂在孔隙尺度的致效机理。结果表明,降低界面张力对提高驱油效率的作用大于提高乳化降黏率。在油藏条件下,乳化降黏驱油剂需要依靠乳化降黏和降低界面张力的协同增效作用,才能大幅提高驱油效率。乳化降黏驱油剂的乳化能力越强、油水界面张力越低,驱油效率增幅越大。当化学剂乳化降黏率达到95%时,油水界面张力从 10^{-1} mN/m每降低1个数量级,化学剂在高渗透和低渗透岩心中的驱油效率依次提高约10.0%和7.8%。乳化降黏驱油剂注入初期通过降低界面张力,使得高渗透岩心和低渗透岩心中的驱替压力分别为水驱注入压力的1/2和1/3,从而提高注入能力。注入后期大块原油被乳化形成大量不同尺寸的油滴,增强原油流动性,提高驱油效率。乳化形成的界面相对稳定的稠油油滴,能暂堵岩石的喉道和大块稠油与岩石颗粒形成的通道。油滴的暂堵叠加效应,使高渗透和低渗透岩心的驱替压差分别为水驱压差的5.2倍和32.3倍,大幅提高了注入压力,从而扩大平面波及面积。降黏驱油剂驱油实现了提高驱油效率的同时扩大波及范围。研究结果为水驱稠油开发用驱油剂的研发提供参考,为大幅提高水驱普通稠油采收率奠定基础。

关键词:普通稠油;驱油剂;水驱;乳化;降黏;界面张力;致效机理

文献标识码:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2024.01.019

中图分类号:TE357

开放科学(资源服务)标识码(OSID):



0 前言

胜利油田已注水开发的普通稠油储量大,但稠油黏度高、密度大,导致水驱稠油的采油速度和平均采收率低,面临如何提高水驱稠油采收率的问题。特别是水驱稠油油藏中的深层低渗稠油、强敏感性稠油和强边底水稠油油藏,水驱采收率极低。化学驱作为一种水驱后提高采收率的重要开发方式,在不同类型油藏的开发中得到较好的应用效果。在普通稠油油藏水驱过程中加入乳化型表面

活性剂,可以改善水驱稠油开发效果,达到大幅提高水驱普通稠油油藏采收率的目的。

1942年,Subknow提出用乳化剂开采重油或沥青的方法^[1],但国外主要以热采开发稠油为主,化学驱方面的现场应用较少。Dezabala等^[2]、李华斌等^[3]认为,油-水界面张力最低值可用以表征油藏提高采收率的最高能力。周亚洲等^[4-6]指出,水驱后稠油油藏提高采收率应强化表面活性剂的乳化能力,通过快速乳化提高驱油剂对残余油的剥离能力;可以通过捕集乳化形成的乳状液,提高后续流体的波及系

* 收稿日期:2023-03-06;修回日期:2023-05-31;录用日期:2023-06-08。

基金项目:国家自然科学基金“难采稠油多元热复合高效开发机理与关键技术基础研究”(项目编号U20B6003),中国石化课题“浅薄层超稠油多元热复合开发关键技术研究与应用”(项目编号P21037-4)。

作者简介:孙宝泉(1986—),男,高级工程师,中国石油大学(华东)地质工程专业硕士(2018),从事稠油开发方面的研究,通讯地址:257000 山东省东营市聊城路2号勘探开发研究院, E-mail:quan.6688@163.com。

数。朱怀江等^[7]认为,油-水动态界面张力最低值对驱替效率虽然有一定影响,但油-水动态界面张力平衡值更重要,是决定驱油体系能否获得较高驱油效率的关键。Liu 等^[8]用筛选出的 5 种驱油剂进行驱油实验,水驱后提高采收率达 20% 以上。目前,针对稠油化学驱主要以研究降黏剂的合成和乳化能力为主,部分学者研究了油水界面张力和乳化能力等单因素对提高驱油效率的作用^[9-15],并未系统对比乳化能力和油水界面张力对提高驱油效率的贡献大小。

本文利用 X 油田的普通稠油和不同渗透率的储层岩心,多次开展稠油一维驱油效率实验,研究了驱油剂主要性能指标对驱油效率的影响规律。定量对比了降低界面张力和乳化能力对提高水驱稠油驱油效率的贡献大小,为水驱稠油用乳化降黏驱油剂的研发提供参考。通过开展不同性能指标的驱油剂微观驱油实验,直观地观察了原油的变形和运移现象,揭示了新型驱油剂在水驱稠油开发过程中的致效机理。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

稠油一维驱油效率实验样品为储层岩心,物性参数见表 1;微观可视化驱油实验模型:根据岩石薄片获得孔隙结构图像,用激光刻蚀的玻璃仿真模型;实验用水:X 油田现场取样,经过滤处理的地层

表 1 实验用岩心物性参数表

Table 1 Physical property parameters of cores

岩心编号	长度/cm	ϕ /%	$K_a/(10^{-3}\mu\text{m}^2)$
1	6.01	21.37	998.58
2	6.00	21.20	1010.10
3	6.36	21.17	1018.08
4	6.78	21.12	971.42
5	6.47	20.50	991.36
6	6.17	21.78	1101.21
7	6.09	20.65	129.22
8	5.99	20.67	130.05
9	6.15	20.36	116.11
10	6.00	20.29	126.04
11	6.14	20.24	120.18

注: ϕ —岩心孔隙度; K_a —岩心空气渗透率;岩心直径均为 2.5 cm。

水,地层水矿化度为 18 251 mg/L,离子组成(单位 mg/L)为:Cl⁻ 10 231、HCO₃⁻ 334、Na⁺+K⁺ 6288、Ca²⁺ 556、Mg²⁺ 150;实验用油:经脱水及过滤处理后的 X 油田原油,地层温度(48.3 °C)下的原油黏度为 1460 mPa·s,属于普通稠油;烷基酚聚氧乙烯醚(J1),南京古田化工有限公司; α -烯基磺酸盐类表面活性剂(J2),河北赞宇科技有限公司;十二烷基羟磺基甜菜碱(J3),山东大明精细化工有限公司;烷基酚聚氧乙烯醚羧酸盐,山东穗华生物科技有限公司。

Haake MARS II 型旋转流变仪,美国赛默飞公司;TX-500C 型旋滴界面张力仪,北京盛维基业科技有限公司;稠油-热水相对渗透率实验装置,主要包括注入泵、中间容器、数字压力表、恒温箱、围压跟踪泵、出口油水分离器和数据采集系统,如图 1 所示;稠油微观可视化驱替实验系统主要包括高温高压微观可视夹持器、QIZEX 泵、温控仪、莱卡高倍显微镜等,如图 2 所示。

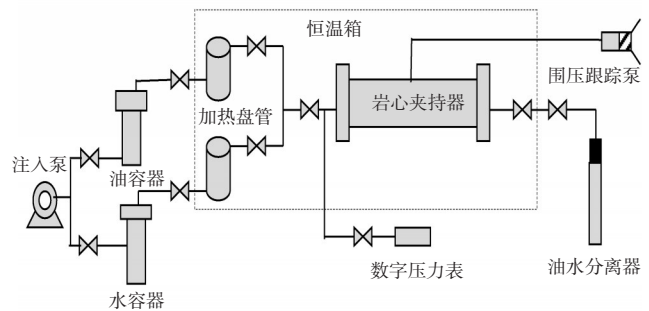


图 1 稠油-热水相对渗透率实验装置流程示意图

Fig.1 Experimental flow diagram for heavy oil-hot water relative permeability

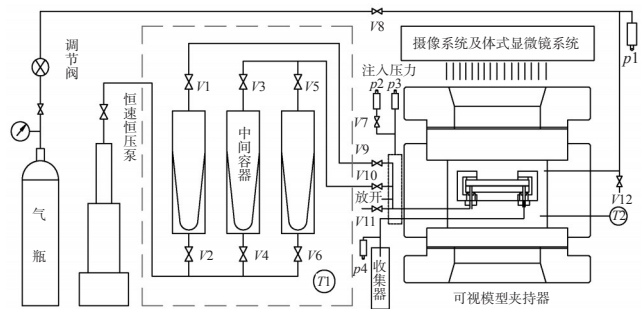


图 2 稠油微观可视化驱替实验装置示意图

Fig.2 Experimental devices for microphysical simulation of displacement

1.2 实验方法

参考石油天然气行业标准 SY/T 6315—2017《稠油油藏高温相对渗透率及驱油效率测定方法》

进行稠油一维驱油效率实验。①岩样称重,饱和地层水,计算孔隙体积和孔隙度(ϕ)。②设定恒温箱温度,油驱水,建立束缚水饱和度(S_{wi})。③不同注入介质驱油。高渗透稠油油藏中水驱前缘的推进速度约为0.6 m/d,折算成岩心流动实验的驱替速度约为0.3 mL/min。驱替前期的注入速度设定为0.3 mL/min;注入10 PV后,注入速度提高为1.0 mL/min。低渗透稠油油藏中,水驱前缘的推进速度约为0.2 m/d,折算成岩心流动实验的驱替速度约为0.05 mL/min。驱替前期的注入速度设定为0.05 mL/min;注入5 PV后,注入速度提高为0.1 mL/min。记录时间、产油量、产液量、进口压力、压差等实验数据;驱替体积到达30 PV以上时,结束实验。④处理实验数据,计算并绘制驱油效率关系图。

稠油微观可视化驱替实验步骤为:①流程试压及实验用油、水预处理;②模型升温至油藏温度;③微观模型饱和水;④稠油驱替水,建立微观模型束缚水饱和度;⑤不同注入介质驱油实验,对实验全过程进行显微照相;⑥采用“解-合”法对驱油效果进行定性和定量分析^[17]。

2 结果与讨论

2.1 表面活性剂的性能

为了研究表面活性剂的乳化能力和降低界面张力能力对水驱稠油驱油效率的影响,利用流变仪和界面张力仪,对4种表面活性剂(质量分数为0.3%)的主要性能指标进行了测试,结果如表2所示。J1的乳化降黏率达到95%以上,乳化降黏能力强,但油水界面张力接近1 mN/m,降低界面张力能力差,因此把J1作为考察乳化能力对驱油效率影响的化学剂。J2的乳化降黏率只有37%,乳化能力差,但界面张力达到 8.0×10^{-2} mN/m,降低界面张力的能力比J1提高一个数量级。J1、J2的主要性能指标相反,用来对比乳化能力和降低界面张力对驱油效率贡献的大小。J3的乳化降黏率达到95%以上,乳化能力强;界面张力为 10^{-2} mN/m数量级,降低界面张力的能力中等,和J2降低界面张力的能力相当。J4为J3与烷基酚聚氧乙烯醚羧酸盐复配的化学剂,是性能最好的乳化型驱油剂。由于两种表面活性剂有协同增效作用,使J4的乳化降黏率达到95%以上,乳化能力强,同时油水界面张力达到超低水平。

表2 4种化学剂性能评价结果

Table 2 Performance evaluation results of four chemical agents

样品	乳化降黏率/%	自然沉降脱水率/%	吸附后降黏率/%	界面张力/(mN·m ⁻¹)	pH值
J1	95.68	86.00	95.26	7.31×10^{-1}	6.0
J2	37.05	88.91	35.89	8.02×10^{-2}	7.0
J3	95.53	81.33	93.28	9.60×10^{-2}	7.5
J4	95.43	82.43	93.49	2.21×10^{-3}	6.0

2.2 乳化能力对驱油效率的影响

为了单因素考察乳化能力对驱油效率的作用,同时减少界面张力降低对驱油效率的影响,选用了乳化能力强、降低界面张力能力最差的J1。对比了高、低渗透岩心中地层水和化学剂J1的驱油结果,结果见图3、图4。注入速度为0.3 mL/min时,高渗透岩心中水对原油的剪切力低,J1不能通过乳化原油增强原油的流动性,J1的驱油效率和水驱的基本相同。当注入速度提高到1.0 mL/min(注入体积9 PV)后,产出液中有少量乳化油滴,J1驱的驱油效率仅比水驱提高3.7个百分点。低渗透岩心在注入速度为0.05 mL/min时,产出液中没有乳化油滴,J1驱的驱油效率仅比水驱提高3.6个百分点。注入速度提高到0.1 mL/min(注入体积6 PV)后,产出液中有少量乳化油滴,J1驱的驱油效率比水驱提高6.0个百分点。实验结果表明,化学剂的乳化作用是一种被动作用。若有乳化性能好的化学剂,要达到稠油乳化成分散油滴的目的,需要水和孔隙对原油的剪切超过一定的剪切力或者剪切速率。在低速注入条件下,仅依靠化学剂的强乳化能力,不能大幅提高驱替压力和水驱稠油驱油效率。

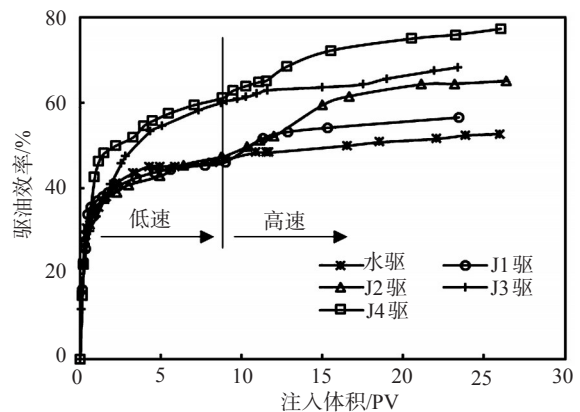


图3 高渗透岩心中不同注入介质的驱油效率
Fig.3 Oil displacement efficiency of different injection media in high permeability cores

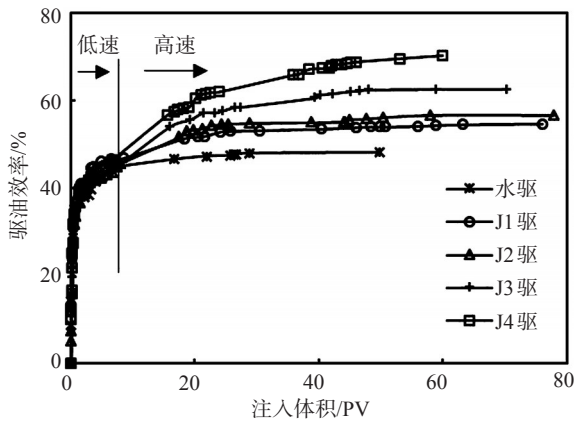


图 4 低渗透岩心中不同注入介质的驱油效率

Fig.4 Oil displacement efficiency of different injection media in low permeability cores

通过微观可视化驱油实验可直观地观察 J1 的微观驱油现象。在微观孔隙介质中, J1 乳化形成的油滴数量少, 驱替产出液中只有零星分布, 说明化学剂 J1 没有大幅改善原油流动性, 不能大幅提高驱油效率。这些油滴具有两个方面的特征: (1) 油滴直径小。用 1000 倍荧光显微镜观察产出液, 油滴直径均在 $2\ \mu\text{m}$ 以下, 远小于刻蚀模型最小喉道直径 ($10\ \mu\text{m}$); (2) 油滴界面稳定性差, 容易被二次捕集 (图 5、图 6)。J1 乳化形成的油滴界面张力大, 界面

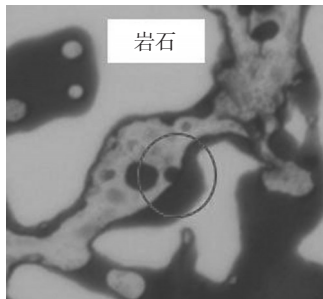


图 5 J1 驱替后乳化油滴被原油捕获聚并

Fig.5 Captured by crude oil and aggregation of emulsified oil droplets after J1 displacement

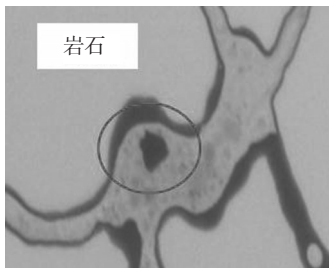


图 6 J1 驱替后乳化油滴二次吸附在孔隙壁

Fig.6 Re-adsorption of emulsified oil droplets on the pores after J1 displacement

能高。油滴在孔隙中运移的距离短, 甚至运移到相邻的孔隙中即被二次捕集。部分油滴被孔隙中的大块油滴捕获聚并, 还有部分油滴重新吸附在岩石表面, 再次成为难驱动原油^[13]。

2.3 界面张力对驱油效率的影响

由表 2 可见, J1 的乳化降黏率 (乳化能力) 是 J2 的 2.6 倍, 但 J1 降低界面张力的能力比 J2 低 1 个数量级。利用 J1、J2 在乳化能力和降低界面张力能力的反差, 对比乳化能力和降低界面张力对驱油效率贡献的大小。在高、低渗透两种岩心中开展地层水、J1、J2 的驱油实验。在低速条件下, 高、低渗透中 J2 的驱油效率与水驱的相近 (图 3、图 4)。当注入速度提高后, 水对原油的驱动和拉拽作用增强。在 J2 的低界面张力作用下, 部分大块原油被拉拽、切割成小块原油, 使得驱油效率明显提高。和水驱的驱油效率相比, 高、低渗透岩心中 J2 驱的驱油效率分别提高 12.3 百分点、8.6 百分点。从驱替压差变化 (图 7、图 8) 看, 由于这几种化学剂与原油的界面张力均小于油水界面张力, 因此这些化学剂在高、低渗透岩心注入初期的驱替压差均低于水驱的注入压差。注入后期, 高渗透岩心中 J2 驱的驱替压差是水驱压差的 2.2 倍, 而 J1 驱的驱替压差小于水驱压差; 低渗透岩心中 J2 驱的驱替压差略高于水驱压差, 而 J1 驱的驱替压差也小于水驱压差。由图 3、图 4 可见, J2 驱的驱油效率比 J1 驱高约 8.0%。实验结果表明, 降低油水界面张力比单纯增强化学剂的乳化能力对提高水驱普通稠油驱油效率的作用大。

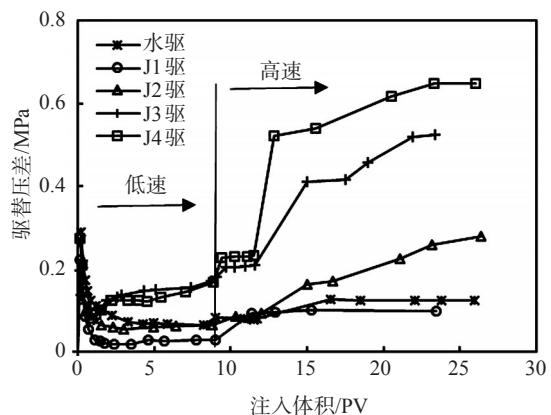


图 7 高渗透岩心中不同注入介质的驱替压差变化

Fig.7 Displacement pressure of different injection media in high permeability cores

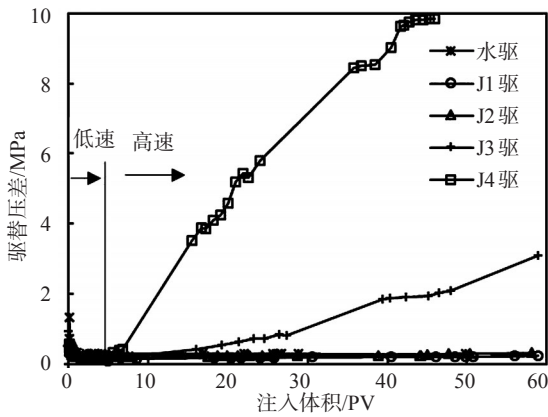


图8 低渗透岩心中不同注入介质的驱替压差变化
Fig.8 Displacement pressure of different injection media in low permeability cores

为了明确不同界面张力对驱油效率的影响,对比了J1、J3、J4 3种化学剂的驱油实验结果。J1、J3、J4的油水乳化降黏率均达到95%以上,3种化学剂的油水界面张力依次降低1个数量级。由图3可见,在高渗透岩心中,和J1相比,J3、J4的驱油效率依次提高11.9个百分点和20.8个百分点。油水界面张力每降低1个数量级,驱油效率提高约10.0个百分点。由图4可见,在低渗透岩心中,和J1相比,J3、J4的驱油效率依次提高8.0个百分点和15.6个百分点。油水界面张力每降低1个数量级,驱油效率提高约7.8个百分点。由此可见,提高水驱普通稠油采收率,必须降低油水界面张力。

2.4 乳化能力和降低界面张力的协同作用对驱油效果的影响

J4是乳化能力和降低界面张力能力均较强的乳化降黏驱油剂。从高、低渗透岩心中的驱油效率实验过程(图3、图4)看,在低速条件下,J4驱与水驱相比,高渗透岩心中的驱油效率提高14.3个百分点,低渗透岩心中的驱油效率增幅较小。高渗透岩心中,J1、J2、J4驱的最终驱油效率比水驱分别提高3.7个百分点、12.3个百分点和25.0个百分点。J4最终的驱油效率增幅比J1和J2的驱油效率增幅之和还高9.0个百分点。低渗透岩心中,J1、J2、J4驱的最终驱油效率比水驱分别提高6.6个百分点、8.6个百分点和22.2个百分点。J4最终的驱油效率增幅比J1和J2的驱油效率增幅之和还高7.1个百分点。从驱替压差变化(图7、图8)看,化学剂注入后期,高渗透岩心中J4驱的驱替压差是水驱压差的5.2倍,比单一化学剂的驱替压差高;低渗透岩心中J4驱的驱替压差是水驱压差

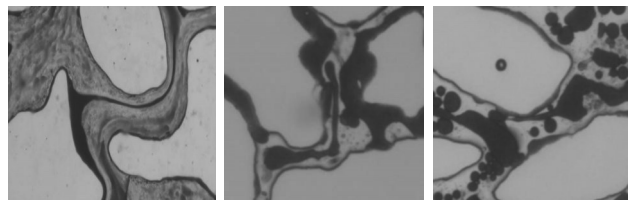
的32.3倍,比单一化学剂的驱替压差高30倍。

以上数据表明,注入水中加入的化学剂降低油水界面张力能力和乳化能力越强,最终的驱油效率越高。化学剂的乳化能力和降低界面张力能力存在协同增效作用,使储层中的原油在低剪切速率下被高效启动,并大幅提高驱油效率。注入压力大幅提高说明乳化油滴在储层中形成相对稳定运移和大量油滴的暂堵效应。因此,水驱普通稠油油藏提高采收率使用的化学剂需要同时具有较强的乳化能力和降低界面张力能力。通过乳化降黏和降低界面张力协同增效,实现在目前水驱稠油油藏注入条件下大幅提高采收率。

2.5 乳化降黏驱油剂驱油的微观致效机理

2.5.1 乳化降黏驱油剂提高驱油效率机理

为了研究多孔介质中乳化降黏和降低界面张力对原油的作用,利用两种能力均较强的J4开展微观驱油实验。从微观驱油实验过程中的油水运移状态(图9)看,乳化降黏驱油剂主要通过以下3种方式高效启动原油,实现驱油效率的提高。一是在低界面张力作用下,将黏附在岩石颗粒上的油膜拉长呈细丝状并剥离,随水流被带走。同时,有部分细丝尖端的原油在乳化作用下被乳化成雾状的乳状液,被水驱走。二是低界面张力作用使大块原油更易变形。尺寸大于喉道直径的原油由于毛管力和自身形态的稳定性不能通过喉道。超低油水界面张力作用可使大块稠油在水的拉拽下拉长变形后通过喉道。三是大部分的大块稠油在界面张力作用下被拉长后,被乳化成大量的尺寸大小不一的油滴,增加原油的流动性。这是乳化降黏驱油剂提高水驱普通稠油驱油效率的主要机理。



(a)油膜拉长剥离 (b)稠油拉长变形通过喉道 (c)大块稠油乳化成小油滴

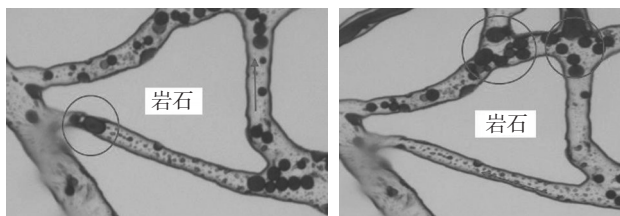
图9 原油运移类型

Fig.9 Types of crude oil migration

2.5.2 乳化降黏驱油剂扩大平面波及机理

在乳化降黏驱油剂乳化和降低界面张力的作用下,形成的油滴界面相对稳定。油滴圆度大,不

易被捕获。由图 10 可见, 当单个油滴直径大于喉道直径时, 油滴进入喉道和在喉道中运移时会产生锁塞效应, 暂堵这些细喉道, 使原本进入该喉道的水流被迫选择流向其他通道。当多个油滴不断在喉道入口处堆积时, 使得该喉道被暂堵, 产生贾敏效应。随着驱替压力的不断升高, 当驱替压力超过油滴的暂堵压力时, 油滴被驱动, 喉道被打通, 水流方向再次改变。



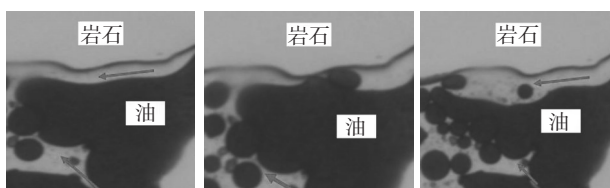
(a) 单个油滴锁塞喉道

(b) 多个油滴在喉道入口处堆积暂堵

图 10 油滴暂堵孔喉的方式

Fig.10 Methods of temporarily plugging the pore throat with oil droplets

由图 11 可见, 在孔隙中大块原油黏附在岩石颗粒表面, 形成了油和岩石、油和油的“喉道”。当有油滴进入“喉道”时, 油滴能暂堵油和岩石或者油和油形成的“喉道”, 造成该通道内压力升高, 水分流到其他通道。同时由于原油有可塑性, 通道内水流压力升高, 使黏附的大块原油变形拉长, 更有利于被驱走。



(a) 孔隙中大块稠油的赋存形态

(b) 油滴进入“喉道”时的稠油形态

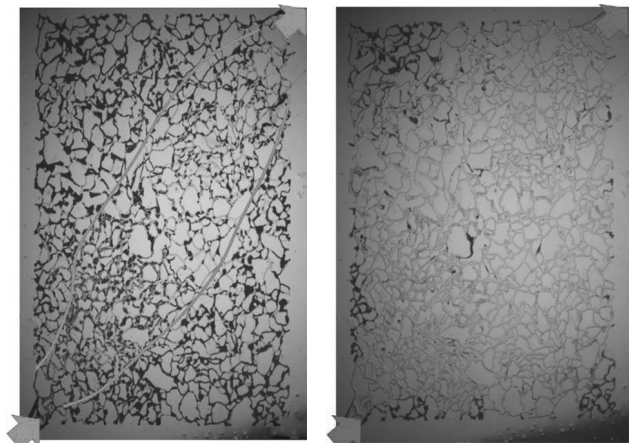
(c) 稠油变形后的形态

图 11 油滴暂堵原油和岩石间喉道的过程

Fig.11 Process of temporary plugging the throat between crude oil and rocks with oil droplets

在驱油过程中, 乳化降黏驱油剂持续对原油进行乳化, 油滴的数量越来越多。对单一孔喉来说, 断断续续有油滴运移至该孔喉滞留堆积和暂堵, 形成多次暂堵的叠加效应。多个孔隙内的压力升高会叠加放大到局部区域, 最终叠加放大到整个模型, 使整个模型的驱替压力不断升高, 平面波及面积增大^[16]。利用“解合法”对比分析水驱和驱油剂

驱微观驱油实验结果(图 12), 水驱平衡后的微观波及面积较小, 微观波及系数为 35%。波及区外原油仍以连片状富集; 在波及区内原油主要赋存于大孔隙中, 喉道内较少, 主要以块状或条带状赋存为主。微观驱油效率较低, 仅为 32%。驱油剂驱平衡后, 剩余油主要以网状方式赋存于主流线垂直方向的边角处, 微观波及系数达到 92%。在波及区内剩余油很少, 仅有零星的油滴或油膜存在, 微观驱油效率达到 95%。



(a) 水驱平衡

(b) 降黏驱油剂驱平衡

图 12 两种驱替方式下模型内的剩余油分布

Fig.12 Residual oil distribution within the model under two different displacement methods

3 结论

乳化降黏驱油剂大幅提高普通稠油的驱油效率需要依靠化学剂的乳化降黏和降低界面张力的协同增效作用。驱油剂降低界面张力对提高驱油效率的作用大于提高乳化降黏率的作用。驱油剂的乳化降黏率越高, 油水界面张力越低, 驱油效率增幅越大。研发和评价水驱普通稠油用降黏驱油剂时, 应使油水界面张力达到超低, 兼顾增强化学剂的乳化降黏性能。

乳化降黏驱油剂把大块的原油乳化成大量的不同尺寸的油滴, 增强原油流动性, 提高驱油效率。同时, 乳化形成的界面相对稳定的油滴通过多种形式的贾敏效应作用于不同区域内不同尺寸的孔喉, 使驱替压力不断升高, 平面波及面积逐步扩大。

乳化降黏驱油剂注入初期, 通过降低界面张力来降低驱替压力梯度, 从而提高注入能力。在高渗透岩心和低渗透岩心的驱替压力分别为水驱注入

压力的1/2和1/3。注入后期,乳化形成的大量不同尺寸的油滴形成暂堵叠加作用,提高注入压力,扩大平面波及面积。乳化降黏驱油剂驱油实现了提高驱油效率的同时扩大波及范围,实现了大幅提高水驱普通稠油油藏采收率的目的。

参考文献:

- [1] SUBKNOW P. Process for the removal of bitumen from bituminous deposits: US2288857[P]. 1937-10-18.
- [2] DEZABALA E F, RADKE C J. A nonequilibrium description of alkaline waterflooding [J]. SPE Reservoir Engineering, 1986, 1(1): 29-43.
- [3] 李华斌, 陈中华. 界面张力特征对三元复合驱油效率影响的实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 96-98.
LI H B, CHEN Z H. Characteristics of interfacial tension and oil displacement efficiency with alkaline-surfactant-polymer flooding technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 96-98.
- [4] 周亚洲, 杨文斌, 殷代印. 化学驱原油原位乳化及提高采收率机理研究进展[J]. 油田化学, 2022, 39(4): 745-752.
ZHOU Y Z, YANG W B, YIN D Y. Progress of in-situ emulsification and enhanced oil recovery mechanism of chemical flooding [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(4): 745-752.
- [5] 刘倩, 张金晶, 石华强, 等. 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[J]. 油田化学, 2022, 39(4): 688-694.
LIU Q, ZHANG J J, SHI H Q, et al. Enhanced oil recovery effect and mechanism of surfactants with different interfacial property [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(4): 688-694.
- [6] 戚俊领, 张贵才, 裴海华. 胜利油田普通稠油乳化驱油体系研制及性能评价[J]. 油田化学, 2022, 39(2): 115-120.
QI J L, ZHANG G C, PEI H H. Development and performance evaluation of emulsifying flooding system for normal heavy oil in Shengli oilfield [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(2): 115-120.
- [7] 朱怀江, 杨普华. 化学驱中动态界面张力现象对气体效率的影响[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(2): 74-80.
ZHU H J, YANG P H. The effect of dynamic interfacial tension on displacement efficiency in chemical flooding [J]. Petroleum Exploration and Development, 1994, 21(2): 74-80.
- [8] LIU Q, DONG M Z, MU S Z, et al. Surfactant enhanced alkaline flooding for western Canadian heavy oil recovery [J]. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2006, 293(1): 63-71.
- [9] 魏超平, 李伟忠, 吴光焕, 等. 稠油降黏剂驱提高采收率机理[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(2): 131-136.
WEI C P, LI W Z, WU G H, et al. EOR mechanism of viscosity reducer flooding in heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(2): 131-136.
- [10] 郑万刚, 初伟, 崔文富, 等. 渗透降黏驱油剂提高采收率机理[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(6): 129-134.
ZHENG W G, CHU W, CUI W F, et al. Enhanced oil recovery mechanism of permeable viscosity-reducing oil displacement agent [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 129-134.
- [11] 张兴佳, 卢祥国, 王威, 等. 稠油油藏乳化降黏与“宏观和微观”转向联合作业效果实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(6): 102-108.
ZHANG X J, LU X G, WANG W, et al. Experiment on the combined operation effect between the emulsification viscosity-reduction and “macroscopic and microscopic” diversion for heavy oil reservoirs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(6): 102-108.
- [12] 郑宪宝. 低渗透油藏驱油用耐温抗盐型表面活性剂研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2021, 34(6): 70-75.
ZHENG X B. Study on temperature and salt resistant surfactant for oil displacement in low permeability reservoir [J]. Journal of Petrochemical Universities, 2021, 34(6): 70-75.
- [13] 王增林, 张贵才, 靳彦欣, 等. 水驱油田采收率与注入孔隙体积的定量关系[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(1): 94-100.
WANG Z L, ZHANG G C, JIN Y X, et al. Quantitative characterization of oil recovery and pore volume of water injected in water flooding [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2021, 45(1): 94-100.
- [14] 李宾飞, 王凯, 赵洪涛, 等. 降黏剂作用下油水两相渗流特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2022, 46(1): 104-110.
LI B F, WANG K, ZHAO H T, et al. Flow characteristics of oil-water two-phase seepage under action of viscosity reducer [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2022, 46(1): 104-110.
- [15] 张立娟, 岳湘安. 油藏中分散非连续残余油膜的驱替机理分析[J]. 油田化学, 2006, 23(3): 243-247.
ZHANG L J, YUE X A. On the displacement mechanisms of residual oil film [J]. Oilfield Chemistry, 2006, 23(3): 243-247.
- [16] 卢川, 赵卫, 郭少飞, 等. 稠油油藏降黏剂注入过程乳化机理可视化实验研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2017, 19(2): 1-4.
LU C, ZHAO W, GUO S F, et al. Visualization investigation of in-situ emulsification process during the injection of viscosity reducer for heavy oil reservoirs [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2017, 19(2): 1-4.
- [17] 张民, 王增林, 杨勇, 等. 利用“解-合”法分析稠油热水驱微观驱替效果[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 85-89.
ZHANG M, WANG Z L, YANG Y, et al. Analysis on microscopic displacement effect of hot water flooding on heavy oil by “Cutout-Flatten Image” method [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 85-89.

Oil Emulsion and Displacement Mechanism of Surfactants during Water Flooding in Common Heavy Oil Reservoir

SUN Baoquan¹, WU Guanghuan¹, ZHAO Hongyu², WU Wei³, SUN Chao¹

(1. Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257015, P R of China; 2. Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China; 3. Dongsheng Jingtong Petroleum Development Corporation, Shengli Oilfield Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257000, P R of China)

Abstract: Alkylphenolpolyethoxylate (J1), α -alkenyl sulfonate surfactant (J2), dodecyl hydroxysulfobetaine (J3) and combinational surfactants (J4) were selected as oil displacing agents, in order to study the oil displacement efficiency and pore scale enhancement mechanism of emulsification viscosity reducing oil displacing agents in water flooding for common heavy oil reservoirs with different permeability. The simulation experiments of one-dimensional displacement and micro-displacement of 4 kinds of displacement agents were carried out. The mechanism of emulsifying viscous-reducing oil displacement agent at pore scale was clarified. The results showed that reducing interfacial tension had more effect on improving oil displacement efficiency than increasing emulsification viscosity reduction. Emulsified viscosity reducing oil displacement agents relied on the synergistic effect of emulsified viscosity reducing and interfacial tension reduction, in order to significantly improve oil displacement efficiency in reservoir. The stronger the emulsification ability and lower the interfacial tension between oil and water of emulsified viscosity reducing oil displacement agents, the greater the increase in oil displacement efficiency was. When the viscosity reduction rate of chemical emulsification reached 95%, the interfacial tension between oil and water decreased by one order of magnitude from 10^{-1} mN/m, the oil displacement efficiency of chemical agents in high permeability and low permeability cores increased about 10.0% and 7.8% respectively. At the initial stage of oil displacement agent injection, the displacement pressure of high permeability and low permeability core was 1/2 and 1/3 of the water flooding pressure by reducing the interfacial tension respectively, so as to improve the injection capacity. At the later stage of injection, large blocks of crude oil were emulsified to form a large number of oil droplets with different sizes, which enhanced the fluidity of crude oil and improved the efficiency of oil displacement. The viscous oil droplets formed by emulsification with relatively stable interface could temporarily block the throat of rock and the channel formed by large heavy oil and rock particles. Through the temporary plugging superposition effect, the displacement pressure in high permeability and low permeability core was 5.2 times and 32.3 times as high as that of water flooding respectively, so the injection pressure was greatly increased and then the plane sweep area was expanded. Viscosity reducing oil displacing agent could improve oil displacement efficiency and expand the sweep range at the same time. The research results pointed out the direction of research and development of water flooding agent for heavy oil, and laid a foundation for greatly improving the recovery of water flooding for common heavy oil.

Keywords: common heavy oil; oil-displacing agent; water flooding; emulsify; viscosity reduction; interfacial tension; mechanism of action