

稠油化学降粘复合驱提高采收率实验研究

杨森,许关利,刘平,伦增珉,孙建芳,秦学杰

(中国石化石油勘探开发研究院,北京100083)

摘要:受地层压力高、储层厚度薄、边底水活跃等油藏条件影响,部分稠油油藏热采时的热损失大、成本高、采收率低,难以得到有效开发。通过室内驱油实验,研究稠油降粘剂驱、聚合物驱以及化学降粘复合驱提高采收率机理,对比分析不同驱油体系对于稠油提高采收率效果的影响。实验结果表明:利用水溶性降粘剂和聚合物组成稠油化学降粘复合驱驱油体系,可以提高采收率16.04%,优于仅使用降粘剂或聚合物作为驱油剂。对于稠油化学降粘复合驱效果,从换油效率角度考虑,优化复合驱段塞中聚合物和水溶性降粘剂的质量分数分别为0.3%和1.0%;从提高采收率角度对比,优化采用前置聚合物段塞后置水溶性降粘剂段塞的注入方式,相比于前置水溶性降粘剂段塞后置聚合物段塞的注入方式,可提高采收率7.2%~10.7%;在此基础上,优化得到水溶性降粘剂与聚合物段塞的最佳体积比为3:2。在非均质模型和微观可视化模型中,化学降粘复合驱不仅兼具聚合物和降粘剂的驱油机理,而且还产生了协同增效作用,对于稠油较单一化学剂驱可大幅度提高波及范围和洗油效率。

关键词:复合驱 化学降粘 驱油机理 协同增效 提高采收率 稠油

中图分类号:TE357.46+3

文献标识码:A

Experimental study on chemical viscosity-reducing compound flooding for EOR of heavy oil reservoir

YANG Sen, XU Guanli, LIU Ping, LUN Zengmin, SUN Jianfang, QIN Xuejie

(Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Affected by reservoir conditions such as high formation pressure, thin thickness reservoir and active edge or bottom water, some heavy oil reservoirs suffer from large heat loss, high cost and low recovery during thermal recovery. Therefore, effective development is difficult. Through indoor flooding experiments, the enhanced oil recovery mechanism of viscosity reducer flooding, polymer flooding and chemical viscosity-reducing compound flooding in the heavy oil reservoir was studied, and the effect of different flooding systems on the enhanced oil recovery of heavy oil was compared and analyzed. The results show that the chemical viscosity-reducing compound flooding system that contains water-solubility viscosity reducer and polymer can increase the recovery efficiency by 16.04%, which is superior to the flooding using the viscosity reducer or the polymer system alone. From the viewpoint of oil change efficiency, the polymer concentration in the slug of compound flooding was optimized to be 0.3%, and the water-solubility viscosity-reducer concentration was optimized to be 1.0%; from the view point of improving the recovery efficiency, the injection pattern of the viscosity reducer post-slug and the polymer pre-slug is optimized and the recovery efficiency can be increase by 7.2% to 10.7%. On this basis, the optimal volume ratio of water-solubility viscosity reducer to polymer slug is 3:2. In the heterogeneous model and the microscopic visualization model, the chemical viscosity-reducing compound flooding not only has the oil-displacement mechanism of both the viscosity-reducing agent and the polymer, but also produces a synergistic effect, which can greatly improve the sweep range and oil washing efficiency of heavy oil compared with chemical flooding by a single agent.

Key words: compound flooding; chemical viscosity-reducing; oil-displacement mechanism; synergistic effects; enhanced

收稿日期:2018-05-11。

作者简介:杨森(1986—),男,河北保定人,工程师,硕士,从事油田开发及提高采收率技术研究。联系电话:(010)82311929,E-mail:yangsen.syky@sinopec.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“稠油油藏水平井化学驱开发新方法研究”(P15131),国家科技重大专项“缝洞型油藏改善水驱技术对策研究”(2016ZX05014-003-005)。

oil recovery; heavy oil

近年来稠油化学冷采提高采收率技术受到越来越多的关注,化学复合驱技术是其中一个重要的研究方向^[1-3]。中外研究应用比较广泛的稠油化学复合驱油体系包括碱-表面活性剂、聚合物-表面活性剂、聚合物-碱3大类^[4-9]。碱的主要驱油机理是通过与稠油中石油酸反应生成的表面活性物质,实现界面张力降低、润湿反转以及乳化,形成粘度较低的水包油型乳状液,同时提高洗油效率和波及系数;添加表面活性剂的主要作用是进一步降低油水界面张力,使稠油在地层多孔介质中更易于发生乳化。聚合物在化学驱中的应用已经比较成熟,其通过增加水相粘度,降低水油流度比,发挥调驱作用,扩大波及范围,进而提高采收率。化学复合驱技术则是通过将这些驱油剂合理优化组合,以产生协同增效的作用。由于稠油化学复合驱技术的影响因素复杂、限制条件多^[10-14],目前仅在室内实验研究和少数工业化试验中取得了较好的提高采收率效果^[15-21],尚未大规模推广应用。目前稠油化学降粘剂主要作为一种辅助剂应用于配合热力采油或近井地带解堵等改善稠油热采开发效果方面^[22-25],主要分为油溶性和水溶性2大类。油溶性降粘剂主要通过溶解、分散和渗透作用使稠油聚集体的结构发生变化,进而降低粘度;水溶性降粘剂通过分子间的作用力,破坏稠油大分子聚集体,使高粘稠油与水形成粘度很小的油水分散体系。由于油溶性降粘剂的使用条件苛刻,且用量大、成本高;而水溶性降粘剂的应用范围广、用量少、价格低,因此具有广阔的应用前景,但水溶性降粘剂在稠油化学复合驱方面的应用研究仍很少。对于一些储层薄、边底水活跃的稠油油藏,注蒸汽加热降粘开发困难,亟需转换开发方式,以提高油藏采收率。为此,笔者提出利用聚合物与水溶性降粘剂组成驱油体系驱替稠油冷采技术思路,研究普通稠油驱油方式、注入顺序、段塞大小等因素对驱油效果的影响,分析稠油化学降粘复合驱作用机理,以期稠油化学降粘复合驱提高采收率技术的研究及应用提供理论依据。

1 实验器材及方法

1.1 实验器材

实验仪器主要包括:Physica MCR301 高级旋转流变仪、DM4500 密度计、恒速泵、恒温箱、容器罐、

岩心夹持器、压力数据采集系统以及数字显微摄像系统等。在实验过程中恒温箱可以模拟地层温度条件,在恒温箱中放置4个容器缸,分别装有模拟地层水、模拟地层油、聚合物溶液和水溶性降粘剂溶液,其两端均分别与六通阀相连。恒速泵通过入口端的六通阀控制注入流体的压力,调节容器缸两端六通阀上的开关,可以控制注入不同的驱油剂段塞;出口端的六通阀在岩心驱油实验中连接压力传感器与岩心夹持器(图1),在微观可视化驱油实验中连接数字显微摄像装置与微观仿真复杂网络玻璃刻蚀模型。

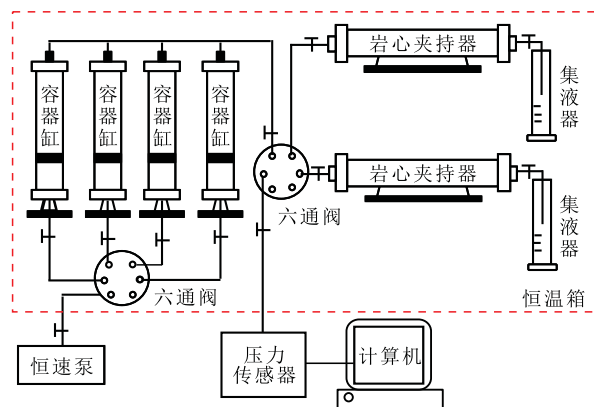


图1 岩心驱油实验流程示意

Fig.1 Flow diagram of core flooding experiment

实验用水采用根据胜利油区陈373块实际地层水性质配制而成的模拟地层水,总矿化度为10 486 mg/L; K^+Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cl^- 和 HCO_3^- 的质量浓度分别为3 636, 220, 89, 5 860和681 mg/L,在70 °C下密度为0.973 g/cm³。实验用油为陈373块现场地面脱气原油样品与煤油按照体积比为3:1配制而成的模拟地层油,在实验温度为70 °C、剪切速率为7.3 s⁻¹下,其粘度为1 000 mPa·s,密度为0.965 g/cm³。实验用岩心模型为砂岩人造岩心柱,长度为30 cm,直径为2.54 cm,实验用微观仿真复杂网络玻璃刻蚀模型的尺寸为30 mm×30 mm×2.1 mm。

实验用聚丙烯酰胺聚合物的相对分子质量为2 500×10⁴,在实验温度为70 °C条件下,使用模拟地层水配制成质量分数为0.3%的该聚合物溶液的粘度约为65 mPa·s。实验用降粘剂是一种对稠油具有分散降粘作用的水溶性降粘剂,其降粘剂分子由主体疏水结构和客体亲水结构组成,主体疏水基团与稠油中组分所携带的官能团发生化学反应,可以将稠油中的重质组物质以稳定的共价键方式连接到降粘剂主体上,主体上的环糊精则与客体上的

芑基疏水集团产生自组装,在客体亲水高分子链的牵引作用下,破坏稠油大分子聚集体间由芳香多环共轭所形成的大 π 键,形成较小的稠油分子聚集体。室内分析测试结果显示,当该水溶性降粘剂的质量分数为0.5%~1.0%时,对于实验用油的降粘率可达99.8%。

1.2 实验方法

单管岩心驱油实验 所有岩心驱油实验开始前都要进行岩心模型的准备工作。首先,对岩心烘干、测定尺寸和质量;然后将岩心抽真空(真空度为 -0.1 MPa)2 h,饱和模拟地层水,计量饱和水的体积,作为岩心孔隙体积;再饱和模拟脱气油,以约0.3 mL/min的速度将模拟脱气油注入岩心中,出口端见油后将速度提高至0.5 mL/min,计量产出水体积,持续驱替至少10 PV后,将总产出水体积作为饱和油体积;最后,在70℃下恒温老化12 h以上备用。

共设计5组不同驱油方式、8组不同化学剂用量、4组不同段塞组合方式的对比实验,选用岩心的气测渗透率为2 400~2 800 mD,平均气测渗透率为2 560 mD,平均孔隙度为34.2%,平均初始含油饱和度为62.95%。具体实验步骤为:①水驱。以0.3 mL/min的速度将模拟地层水注入岩心中,记录整个驱替过程的压力和采出油、水的体积,当含水率达到98%以上时结束水驱实验。②单一化学剂驱。以0.3 mL/min的速度将配制好的聚合物-水溶性降粘剂溶液注入岩心中,注入速度与水驱相同,注入量为0.5 PV;然后转后续水驱,当含水率达到98%以上时结束实验,记录整个驱替过程的压力和采出油、水的体积。③化学降粘复合驱。设计先注聚合物后注水溶性降粘剂、先注水溶性降粘剂后注聚合物2种注剂顺序,向岩心中注入总量为0.5 PV的复合驱油体系;然后转后续水驱,当含水率达到98%以上时结束实验,记录各驱替阶段的压力变化及采出油、水的体积。实验方案中聚合物的质量分数为0.1%~0.3%,水溶性降粘剂的质量分数为0.25%~1.0%,段塞体积比分别为1:4,2:3,3:2和4:1。

双管岩心驱油实验 采用4块不同渗透率的人造岩心柱,组成2组具有相近渗透率级差的双管岩心驱油实验模型,分别进行2个方案的驱油实验,实验步骤与单管岩心驱油实验基本一致。其中,第1组双管岩心驱油实验模型的驱油方式为先注聚合物后注水溶性降粘剂,平均气测渗透率为3 822 mD,渗透率级差为2.4,平均孔隙度为33.9%;第2组双管岩心驱油实验模型的驱油方式为先注水溶性降粘剂后注聚合物,平均气测渗透率为3 150 mD,

渗透率级差为2.5,平均孔隙度为30.1%

微观可视化驱油实验 采用微观仿真复杂网络玻璃刻蚀模型进行微观可视化驱油实验,可以更加直观地定性描述稠油化学降粘复合驱过程中的剩余油分布规律和微观驱油机理。实验装置安装完成后,首先对微观仿真复杂网络玻璃刻蚀模型进行清洗、饱和模拟地层水、饱和模拟脱气油以及静置老化操作;然后以恒定速度向模型中注入模拟地层水,至出口端的含水率持续达到100%;之后保持注入速度不变,注入染色的聚合物溶液段塞,直至出口端含水率再次达到100%;最后注入无色的水溶性降粘剂段塞,直至出口端不再明显有原油产出。在整个实验过程中,通过数字显微镜实时采集驱替图像,并传输至计算机终端进行存储。

2 实验结果与分析

2.1 不同驱油方式增油效果对比

对饱和模拟脱气油、老化处理后的单管岩心模型直接注入模拟地层水,开展水驱实验。结果(图2)表明,在水驱稠油过程中,由于油水粘度的巨大差异,导致注入水沿着岩心样品渗流阻力较小的高渗透大孔道窜流,并逐渐在岩心样品中形成水相窜流通道,注入压力快速降低,出口端含水率增加,采收率提高幅度变缓。当岩心样品中的绝大部分高渗透大孔道被水占据后,压力曲线趋于低位平稳,导致无法建立有效驱替压差启动剩余原油,整个岩

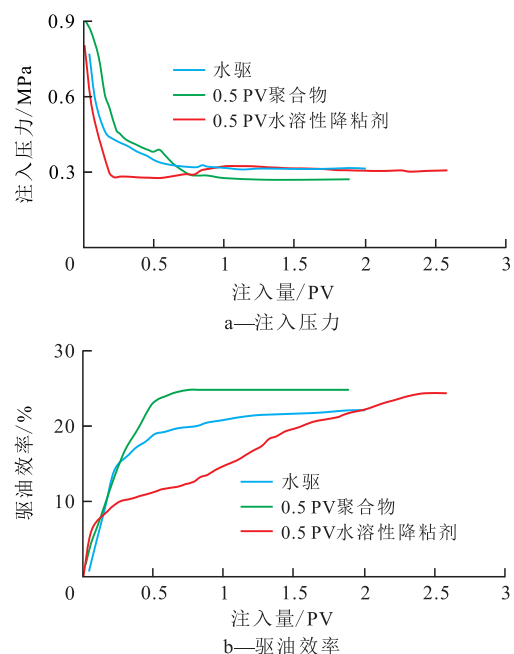


图2 水驱与单一化学剂驱实验结果对比

Fig.2 Experimental results of water flooding and single chemical flooding

心样品中只有水在流动,出口端不再有原油产出,水驱岩心样品的最终驱油效率仅为22.09%。

对于单独注入聚合物段塞,由于聚合物溶液提高了水相粘度,驱替初期注入压力高,最高注入压力较水驱提高0.2~0.3 MPa;转后续水驱,聚合物溶液发挥其流度控制作用,使注入压力下降速度较水驱变缓,但由于聚合物驱后岩心样品含油饱和度降低且内部形成了更多高含水的导流通道,因此当注入水完全突破后,注入压力会进一步下降并趋于稳定。对于单独注入水溶性降粘剂段塞,由于配制好的水溶性降粘剂溶液的自身粘度与模拟地层水的粘度相近,不具有调节油水流动比的作用,因此驱替初期水溶性降粘剂与水驱一样在岩心样品高渗透大孔道中窜进,同时在驱替前缘水溶性降粘剂与原油接触后发生分散降粘作用,降低稠油的启动压力,使得原油流动性增强,因此水溶性降粘剂驱的窜进速度更快,整个驱替过程注入压力更低且下降更迅速(图2a)。从水驱与单一化学剂驱的驱油效率变化曲线(图2b)可以看出,仅使用聚合物或水溶性降粘剂都只能小幅度提高驱油效率;仅使用聚合物驱替的驱油效率快速上升并在较短时间内稳定,说明高粘度聚合物溶液可以比较均匀地驱替岩心样品大孔道中的原油,后续注入水只是驱替了这些孔道中的聚合物溶液和少量剩余油,因此聚合物驱的最终驱油效率仅为24.71%,较水驱提高2.62%;仅使用水溶性降粘剂驱替的规律则完全不同,其水相突破时间提前,但由于水溶性降粘剂自身的分散降粘作用,使得在后续水驱过程中持续有少量原油产出,驱油效率曲线在经过短暂快速上升后即进入长时间缓慢上升阶段,岩心样品的最终驱油效率为24.44%,较水驱提高2.35%。

在相同的初始条件下,提高注入压力或降低稠油启动压力,对于提高稠油油藏采收率至关重要。因此,注入压力和驱油效率变化曲线是反映稠油不同驱油方式增油效果与作用机理的重要参考。先注聚合物后注水溶性降粘剂与先注水溶性降粘剂后注聚合物的驱替特征曲线(图3)具有明显不同的特点。先注聚合物后注水溶性降粘剂实验初期的注入压力高,注入聚合物阶段压力下降较缓,注入水溶性降粘剂阶段压力下降速度加快,后续注水阶段持续有原油产出,导致注入压力表现为升高且波动的形态。先注水溶性降粘剂后注聚合物实验初期的注入压力较低且快速下降,注入聚合物阶段由于流体粘度增加,注入压力略有升高,但后续注水后注入压力很快下降并稳定,表明聚合物的调驱作

用受到限制。先注水溶性降粘剂后注聚合物与先注聚合物后注水溶性降粘剂实验的最终驱油效率分别为30.94%和38.13%,相比水驱分别提高8.85%和16.04%,前者相比于后者的驱油效率下降了7.2%,但二者均明显高于使用单一化学剂驱实验的驱油效率,甚至超过2种单一化学剂驱的驱油效率增幅之和,说明聚合物与水溶性降粘剂组合而成的化学降粘复合驱油体系可以大幅度提高稠油采收率,具有更强的复合增效作用。

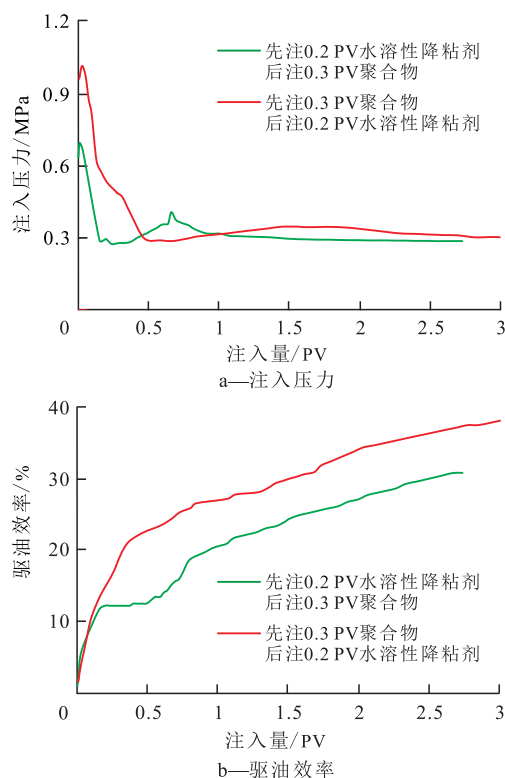


图3 聚合物与水溶性降粘剂复合驱实验结果对比
Fig.3 Experimental results of polymer and water-solubility viscosity reducer compound flooding

2.2 段塞注入顺序对驱油效果的影响

利用双管岩心模型,开展先注聚合物后注水溶性降粘剂和先注水溶性降粘剂后注聚合物的对比实验,目的是进一步研究化学降粘复合驱如何协同发挥提高波及、驱油作用,同时优化稠油化学降粘复合驱段塞的注入顺序。

从实验注入压力变化曲线(图4a)可以看出:2组双管岩心模型化学复合驱油实验的注入压力曲线与单管岩心模型的注入压力曲线表现出相似的特征;在注入聚合物阶段,注入压力均发生明显上升,但上升幅度不同,先注聚合物后注水溶性降粘剂实验的最高注入压力可达到约1.5 MPa,而先注水溶性降粘剂后注聚合物实验的最高注入压力仅为0.9~1.0 MPa。分析驱油效率曲线(图4b)发现,双

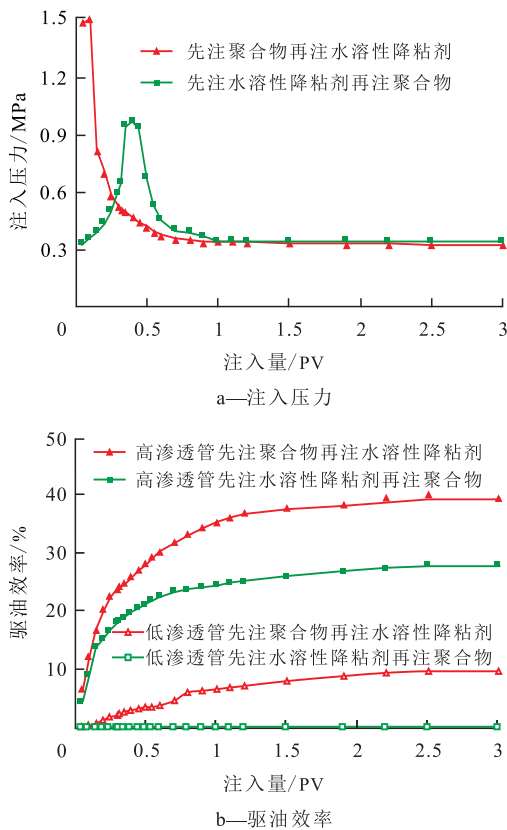


图4 不同段塞注入顺序双管岩心驱油实验结果对比

Fig.4 Experimental results of double tube core flooding with different slug injection orders

管岩心模型在不同段塞注入顺序条件下的整体驱油效率分别为24.79%和14.10%，与单管岩心驱油实验的化学复合驱结果相比，驱油效率明显降低，先注水溶性降粘剂后注聚合物实验的驱油效率比先注聚合物后注水溶性降粘剂实验的驱油效率降低了10.7%，表明稠油储层的非均质性对化学复合驱效果会产生不利的影响。对于先注聚合物后注水溶性降粘剂实验，高渗透管和低渗透管中的稠油均发生了流动，但受双管岩心模型非均质性影响，低渗透管的驱油效率远低于高渗透管；在先注水溶性降粘剂后注聚合物实验中，只有高渗透管中的稠油发生了流动，低渗透管中的稠油基本没有流动。究其原因，先注水溶性降粘剂后注聚合物驱替实验初期，由于降粘剂不会增加驱替相粘度，无法产生较高的注入压力，因此先注入的水溶性降粘剂优先进入高渗透管岩心，导致水溶性降粘剂无法与低渗透管中的原油接触，且由于降粘驱油作用在高渗透管中形成窜流通道，导致后续注入聚合物阶段不能建立足够的驱替压差驱动低渗透管中的稠油。在先注聚合物后注水溶性降粘剂驱替实验初期，高粘度聚合物溶液在注入端产生很高的注入压力，超过了低渗透管中稠油的启动压力而使其流动；驱替实

验后期，由于聚合物溶液的流度控制作用，部分水溶性降粘剂进入低渗透管发挥降粘驱油作用，证明二者协同发挥提高波及范围和驱油效率的作用。

2.3 段塞浓度对驱油效果的影响

在稠油化学降粘复合驱过程中，段塞浓度是决定化学剂用量的重要因素之一。注入大量高浓度化学剂段塞将导致成本增加，经济效益降低，而低浓度化学剂段塞则不能保证获得最佳驱油效率。实验中首先固定聚合物段塞与水溶性降粘剂段塞的体积比为3:2，固定水溶性降粘剂段塞的质量分数为1.0%，测量在不同聚合物段塞质量浓度条件下化学降粘复合驱的驱油效率；然后固定聚合物段塞的质量分数，测定不同质量分数的水溶性降粘剂段塞的驱油效率；最后，将单位体积驱油剂的驱油效率增幅作为稠油化学降粘复合驱实验换油效率的评价指标，分析段塞浓度对驱油效果的影响。

实验结果表明，当聚合物质量分数分别为0.1%、0.2%、0.3%和0.4%时，对应的稠油化学降粘复合驱驱油体系的换油效率分别为4.3、17.4、32.1和38.5%/PV，表明在一定的浓度范围内，随着聚合物溶液质量分数的增加，稠油化学降粘复合驱驱油体系的换油效率整体呈不断上升的趋势；但在聚合物溶液质量分数达到0.4%时，换油效率的增幅略有下降，因此优选聚合物溶液段塞的质量分数为0.3%。此外，当水溶性降粘剂的质量分数分别为0.25%、0.5%、0.75%和1%时，对应的稠油化学降粘复合驱驱油体系的换油效率分别为16.5、27.2、29.6和32.1%/PV。随着水溶性降粘剂质量分数的增加，稠油化学降粘复合驱驱油体系换油效率的增加幅度逐渐减小，综合考虑经济性及油藏实际情况，优选注入水溶性降粘剂质量分数为1.0%。

2.4 段塞组合对复合驱效果的影响

聚合物的主要驱油作用表现为降低水油流度比，扩大波及系数；水溶性降粘剂的主要驱油作用表现为增加原油流动性，提高洗油效率；因此，在复合驱油体系中聚合物段塞与水溶性降粘剂段塞应存在最佳体积比，使得化学降粘复合驱的驱油效率最高。当化学降粘复合驱驱油体系中聚合物段塞与水溶性降粘剂段塞的体积比为1:4、2:3、3:2和4:1时，实验岩心的驱油效率分别为28.3%、32.8%、38.1%和33.5%，表明段塞组合对驱油效率具有显著的影响；当聚合物段塞与水溶性降粘剂段塞的体积比为3:2时，实验岩心样品的驱油效率最高，表明此时聚合物与水溶性降粘剂的驱油作用均得到充分发挥。

2.5 化学降粘复合驱对剩余油分布的影响

由微观可视化驱油实验过程中不同阶段结束时剩余油分布的变化(图5)可以看出,水驱过程中,由于油水粘度比较大,导致注入水基本沿注入端和采出端的主流线方向窜进;水驱结束时仅形成条带状和狭长的波及区,波及系数小,且波及范围内仍有大量剩余油存在。在注入聚合物阶段,聚合物溶液首先进入流动阻力较小的大孔道,随着注入量的增加,聚合物分子会在高渗透大孔道中发生聚集,而滞留的聚合物分子使渗流阻力增加,导致部分驱替液转向进入更小、更远的区域,扩大了动用范围。后续注入的水溶性降粘剂大部分继续沿着聚合物溶液波及的区域流动,通过其自身疏水结构与稠油重组分所携带的官能团发生化学反应相结合,再利用自身亲水高分子链的牵引作用,使稠油大分子聚集体分散并迁移至水相中形成较小的分子聚集体,降低了稠油体系在多孔介质中的粘度,同时也使得部分吸附在孔喉壁面或被束缚在细小孔隙和盲段中的原油可以随水相流动,降低波及范围内孔道中的剩余油体积,提高波及区的动用程度。此外,小部分水溶性降粘剂受聚合物段塞的阻挡,到达聚合物驱波及范围的边缘区域,并与稠油接触发生反应,降低稠油启动压力,使储层动用条件降低,动用范围进一步增大。因此,在整个化学降粘复合

驱过程中,上述驱油作用相互叠加,实现了聚降复合作用、水驱协同增效,最终大幅度提高稠油采收率。

3 结论

单管岩心驱油实验结果表明,水溶性降粘剂和聚丙烯酰胺聚合物可组成稠油化学降粘复合驱油体系,该复合驱油体系驱油效率的增幅可达16.04%,明显高于单一聚合物驱和单一降粘剂驱,甚至超过二者驱油效率增幅之和,驱油效果显著。在稠油化学降粘复合驱过程中,优选聚合物溶液质量分数为0.3%,水溶性降粘剂质量分数为1.0%,二者的最佳段塞体积比为3:2;同时非均质模型实验结果表明,为了削弱储层非均质性对驱油效果的不利影响,稠油化学降粘复合驱应采用先注聚合物后注水溶性降粘剂的注入方式。微观可视化驱油实验可以更加直接地观察驱替过程中剩余油分布的变化,在注入聚合物阶段,剩余油主要被驱替、携带,较水驱的波及范围有所扩大;在注入水溶性降粘剂阶段,一方面大量的水溶性降粘剂沿聚合物波及区域内的高渗透通道流动,降低了该区域内的剩余油饱和度,另一方面聚合物调驱,使水溶性降粘剂绕流,降低了波及区域边缘原油粘度,进一步扩大动用范围。化学降粘复合驱兼具聚合物驱和水溶性降粘剂驱的驱油作用,又产生了协同增效效应,具有大幅度提高稠油油藏采收率的潜力和广阔的应用前景。

参考文献:

- [1] 计秉玉,王友启,聂俊,等.中国石化提高采收率技术研究进展与应用[J].石油与天然气地质,2016,37(4):572-576.
JI Bingyu, WANG Youqi, NIE Jun, et al. Research progress and application of EOR techniques in SINOPEC[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 572-576.
- [2] 丁保东,张贵才,葛际江,等.普通稠油化学驱的研究进展[J].西安石油大学学报:自然科学版,2011,26(3):52-58.
DING Baodong, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. Research progress in the chemical flooding of conventional heavy oil[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2011, 26(3): 52-58.
- [3] 张元宝,卢祥国,王婷婷,等.渤海油藏优势通道多级封堵与调驱技术[J].油气地质与采收率,2018,25(3):82-88.
ZHANG Yunbao, LU Xiangguo, WANG Tingting, et al. Study on technology of multi-stage plugging and profile control for advantage channels in Bohai Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(3): 82-88.

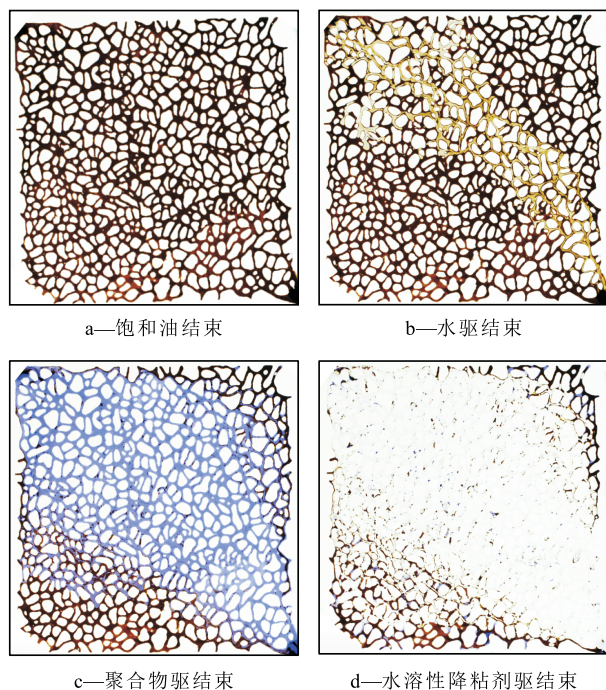


图5 微观可视化驱油实验化学降粘复合驱含油饱和度分布

Fig.5 Distribution of oil saturation in chemical viscosity-reducing compound flooding process in the microscopic visualization experiment

- [4] 汤明光,裴海华,张贵才,等.普通稠油化学驱油技术现状及发展趋势[J].断块油气田,2012,19(增刊1):44-48.
TANG Mingguang, PEI Haihua, ZHANG Guicai, et al. Present situation and development trend on chemical flooding of conventional heavy oil [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(Supplement 1): 44-48.
- [5] 姚同玉,李继山.稠油油藏化学驱实验研究[J].油田化学,2010,27(1):84-87.
YAO Tongyu, LI Jishan. An experiments study on chemical flood for heavy oil reservoirs [J]. Oilfield Chemistry, 2010, 27(1): 84-87.
- [6] 陈泽华,赵修太,王增宝,等.乙二胺-HPAM与NaOH-HPAM体系提高稠油采收率的对比[J].石油学报:石油加工,2015,31(5):1156-1163.
CHEN Zehua, ZHAO Xiutai, WANG Zengbao, et al. A comparison between the enhanced heavy oil recoveries of ethylenediamine-HPAM and NaOH-HPAM systems [J]. Acta Petrolei Sinica: Petroleum Processing Section, 2015, 31(5): 1156-1163.
- [7] 束青林,王宏,孙建芳.孤岛油田稠油油藏高轮次吞吐后提高采收率技术与实践[J].油气地质与采收率,2010,17(6):61-64.
SHU Qinglin, WANG Hong, SUN Jianfang. Study and practice of EOR after multiple steam stimulation in Gudao heavy oil field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6): 61-64.
- [8] 李宜强,陈建勋,金楚逸,等.砾岩油藏聚合物驱后二元和三元复合驱的优选[J].油气地质与采收率,2017,24(2):63-66.
LI Yiqiang, CHEN Jianxun, JIN Chuyi, et al. Optimization of SP and ASP flooding after polymer flooding in conglomerate reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 63-66.
- [9] 吴伟.特高温中低渗透油藏乳液表面活性剂驱提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2018,25(2):72-76,82.
WU Wei. Enhanced oil recovery technology of emulsion-surfactant flooding for extra-high temperature and mid-low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(2): 72-76, 82.
- [10] 蒋平,葛际江,张贵才,等.稠油油藏化学驱采收率的影响因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2011,35(2):166-171.
JIANG Ping, GE Jijiang, ZHANG Guicai, et al. Influence factor on oil recovery efficiency for chemical flooding of heavy oil reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2011, 35(2): 166-171.
- [11] 徐彬彬.常规稠油油藏三次采油技术优选方法研究[D].东营:中国石油大学(华东),2008.
XU Binbin. Optimization method study of enhanced oil recovery for conventional heavy oil reservoir [D]. Dongying: China University of Petroleum: East China, 2008.
- [12] 谢晓庆,康晓东,张贤松,等.海上稠油油田化学驱潜力评价方法及其应用[J].中国海上油气,2016,28(1):69-74.
XIE Xiaqing, KANG Xiaodong, ZHANG Xiansong, et al. Chemical flooding potential evaluation method in offshore heavy oil fields and its application [J]. China Offshore Oil and Gas, 2016, 28(1): 69-74.
- [13] 刘海波.油田弱碱三元复合驱采油工艺设计模式[J].大庆石油地质与开发,2017,36(5):138-142.
LIU Haiibo. Mode of the oil producing technological design for the weak alkaline ASP flooding of the oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(5): 138-142.
- [14] 唐海龙.聚合物-表面活性剂复合驱注采调控技术研究[J].特种油气藏,2017,24(3):123-128.
TANG Hailong. Research on injection-production control technique with polymer-surfactant combination flooding [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 123-128.
- [15] 李爱芬,任晓霞,江凯亮,等.表面活性剂改善稠油油藏水驱开发效果实验研究——以东营油田深层稠油油藏为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):18-21.
LI Aifen, REN Xiaoxia, JIANG Kaijiang, et al. Experimental study on influencing factors of injecting surfactant to improve water flooding for heavy oil reservoir—case of Dongxin heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology & Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 18-21.
- [16] 杨怀军,马先平,杨德华.稠油油藏污水活性碱/聚二元复合驱室内试验研究[J].石油钻采工艺,2008,30(6):71-74.
YANG Huaijun, MA Xianping, YANG Dehua. Laboratory test of active alkali-polymer binary combination flooding with produced sewage in heavy oil reservoir [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 71-74.
- [17] 刘艳华,孔柏岭,吕帅,等.稠油油藏聚驱后二元复合驱提高采收率研究[J].油田化学,2011,28(3):288-291.
LIU Yanhua, KONG Bailing, LÜ Shuai, et al. A study on enhanced oil recovery of surfactant/polymer combinational flooding after polymer flooding in heavy oil reservoir [J]. Oilfield Chemistry, 2011, 28(3): 288-291.
- [18] 裴海华,葛际江,张贵才,等.稠油泡沫驱和三元复合驱微观驱油机理对比研究[J].西安石油大学学报:自然科学版,2010,25(1):53-56.
PEI Haihua, GE Jijiang, ZHANG Guicai, et al. Comparison of microscopic oil displacement mechanism of foam flooding with ASP flooding for heavy oil [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2010, 25(1): 53-56.
- [19] 伊向艺,李润松,王洪波.羊三木稠油油藏复合驱提高采收率实验研究[J].西南石油大学学报:自然科学版,2013,35(1):106-109.
YI Xiangyi, LI Jiansong, WANG Hongbo. Experimental research on combination flooding system for EOR in Yangsanmu heavy oil reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2013, 35(1): 106-109.
- [20] 李洪生.河南双河油田弱碱三元复合驱矿场试验效果[J].大庆石油地质与开发,2017,36(6):115-120.
LI Hongsheng. Field test results of the weak base ASP in Henan Shuanghe Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(6): 115-120.
- [21] 周凤军,李金宜,瞿朝朝,等.海上厚层油藏早期聚合物驱剩余油分布特征实验研究[J].油气地质与采收率,2017,24(6):92-96.