

文章编号:1009-9603(2021)06-0122-07

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.06.016

# 稠油化学堵调降黏复合驱油体系 构建及驱油机理分析

郑 昕<sup>1</sup>,姚秀田<sup>2</sup>,夏海容<sup>3</sup>,张仲平<sup>4</sup>,崔文富<sup>5</sup>,王吉涛<sup>6</sup>,孟 霖<sup>3</sup>

(1.中国石化胜利油田分公司 油气开发管理中心,山东 东营 257000; 2.中国石化胜利油田分公司 孤岛采油厂,山东 东营 257231; 3.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 4.中国石化胜利油田分公司 石油工程技术研究院,山东 东营 257000; 5.中国石化胜利油田分公司 胜利采油厂,山东 东营 257051; 6.中国石油大学(北京) 石油工程学院,北京 102249)

**摘要:**稠油油藏经过多轮次蒸汽吞吐后,井间存在热连通和高耗热通道,热效率低,开发效果差。化学堵调降黏复合驱作为一种绿色低碳的有效开采接替技术,研究其复合驱油机理对于指导油田现场项目实施具有重要意义。针对试验区油藏特征,筛选化学剂,构建化学堵调降黏复合驱油体系,通过室内实验研究稠油化学堵调降黏复合驱油体系的驱油机理,结果表明高黏度堵调剂降低油水流动度比,提高小孔隙孔隙剩余油的动用程度,有效抑制黏性指进,起到改善流度、调整流场的作用;降黏剂吸附在原油表面,改善油相流动能力,提高驱油效率,同时乳液液滴卡堵相应尺寸喉道,提高窜流通道的渗流阻力,扩大波及范围,起到乳化降黏、乳液调剖作用;堵调剂降黏剂协同增效,堵调剂提高了降黏剂的乳化能力,促进降黏剂进入低渗透区,提高整体动用,堵调剂动用边部剩余油、降黏剂动用残余油,显著降低剩余油饱和度。

**关键词:**化学复合驱;驱油机理;矿场试验;稠油;协同增效;多轮次吞吐

**中图分类号:**TE357.46

**文献标识码:**A

## Establishment of combined viscosity reduction flooding system for chemical water shutoff and profile control in heavy oil reservoirs and analysis of its mechanism

ZHENG Xin<sup>1</sup>, YAO Xiutian<sup>2</sup>, XIA Hairong<sup>3</sup>, ZHANG Zhongping<sup>4</sup>, CUI Wenfu<sup>5</sup>, WANG Jitao<sup>6</sup>, MENG Lin<sup>3</sup>

(1.Oil & Gas Development Management Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 2.Gudao Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257231, China; 3.Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China; 4.Research Institute of Petroleum Engineering and Technology, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China; 5.Shengli Oil Production Plant, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257051, China; 6.College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing City, 102249, China)

**Abstract:** After multi-cycle cyclic steam stimulation (CSS), heat interconnections and high heat-consuming channels form between oil wells in heavy oil reservoirs, which results in low thermal efficiency and poor development effect. Since the combined viscosity reduction flooding for chemical water shutoff and profile control is considered as a green and low-carbon replaced method for effective recovery, studying its mechanisms is crucial to guiding on-site projects. Considering the characteristics of the experimental oil reservoir, this paper selects chemical agents to build the combined viscosity reduction flooding system for chemical water shutoff and profile control, and studies the oil displacement mechanism of the sys-

收稿日期:2021-10-11。

作者简介:郑昕(1981—),男,江苏睢宁人,高级工程师,从事油田开发及提高采收率研究与管理工作。E-mail:zhengxin102.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家重点研发计划“稠油化学复合冷采基础研究与工业示范”(2018YFA0702400),中国石化科技攻关项目“孤岛稠油化学堵调降黏复合驱油技术”(P18050-3)、“浅层高钙镁特稠油微生物产物降黏复合驱技术”(P19018-2)、“稠油化学复合冷采渗流规律与数值模拟方法研究”(P20073-1)。

tem by laboratory experiments. The results show that water shutoff and profile control agents with high viscosity can reduce the oil-water mobility ratio, enhance the production of residual oil in small pores, effectively inhibit viscous fingering, improve the mobility, and adjust the flow field. Absorbed on the surface of crude oil, viscosity reducers can improve the oil phase flow ability and enhance the oil flooding efficiency. Meanwhile, by blocking throats of corresponding size, emulsion droplets help increase the flow resistance of the channeling-path and expand the swept ranges, which can realize viscosity reduction and profile control. There is synergistic effect between water shutoff and profile control agents and viscosity reducers. Water shutoff and profile control agents improve the emulsifying capacity of viscosity reducers and facilitate them to enter the low-permeability area, which improve the production overall reservoirs. Since the remaining oil at the edges and the residual oil could be produced by using water shutoff and profile control agents and viscosity reducers respectively, the remaining oil saturation is significantly reduced.

**Key words:** chemical combined flooding; oil displacement mechanism; field test; heavy oil; synergetic effect; multi-cycle cyclic steam stimulation

中国稠油资源丰富,以蒸汽吞吐开发为主。目前主要依赖原油和天然气燃烧生成蒸汽,成本较高,碳排放量大,急需探索低成本、绿色环保的稠油开发技术。近年来稠油化学冷采技术逐渐受到石油开采行业的关注,其中化学驱技术是一个重要的研究方向<sup>[1-6]</sup>,包括聚合物驱、表面活性剂驱和碱驱等,化学复合驱充分利用由聚合物、表面活性剂和碱组成的二元或三元复合体系,发挥不同药剂的不同功能和药剂之间的协同增效作用,同时扩大驱替液波及系数和提高驱油效率,进而提高采收率。

稠油化学复合驱技术目前已开展室内实验研究,取得了较好的提高采收率效果<sup>[7-13]</sup>,但尚未大规模推广应用。稠油注入化学剂提高油藏采收率的机理相比常规油田具有较大的不确定性。魏超平等认为,降黏剂驱通过分散乳化、降低界面张力、乳液调驱、贾敏效应等机理提高驱油效率和波及系数<sup>[9,14-18]</sup>。不同的研究者提出了不同的机理,但仍不完善,需要进一步深入研究。为此,笔者基于孤岛油田中二区北馆5试验区,构建化学复合驱油体系,开展高轮次吞吐后稠油油藏化学堵调降黏复合驱的驱油机理研究,以期稠油化学复合驱提高采收率技术的研究及应用提供理论依据。

## 1 试验区概况

孤岛油田中二区北馆5位于孤岛油田Ng5稠油环主体部位,主力含油小层为Ng5<sup>3</sup>,油藏平均埋深约为1 300 m,为具有边底水的构造-岩性稠油油藏,平均渗透率为2 762 mD,孔隙度为32%,油藏温度为65 ℃,地层原油黏度为200~600 mPa·s,地层水矿化度为5 749 mg/L。1991年投产,采用蒸汽吞吐开发,经过近30 a开发已进入高轮次吞吐阶段,井间存在热连通和高耗热通道,热采效果逐渐变差,产

量逐渐递减,油井高含水(综合含水率为90%),剩余可采储量不足10%,且边底水活跃,水侵严重,压力较高,不适合转蒸汽驱,需要寻求新的开发方式,进一步提高采收率。

针对孤岛油田中二区北馆5面临的开发矛盾,采用化学堵调降黏复合驱方式进行开发,设计多功能型堵调剂与降黏剂相组合,适当封堵窜流通道,提高波及体积,降低原油黏度,进而实现井间剩余油的有效动用。

## 2 化学堵调降黏复合驱油体系构建

### 2.1 化学剂筛选

高轮次吞吐后汽窜通道的存在,将导致化学驱阶段形成高耗水条带,造成无效水循环,降低驱油效率;筛选具有高表观黏度的聚合物做为堵调剂,可以增加水相黏度,适度封堵汽窜通道,调整驱替剖面,扩大波及体积。常规聚合物黏度高,地面条件下注入压力大,筛选具有温敏特性的聚合物,保证地面黏度低,具有较好的注入性,油藏条件下黏度升高,可满足增加水相黏度的需要。在地面条件下,筛选的堵调剂质量分数为0.15%时黏度为45 mPa·s,易于注入;油藏条件下,温度为65 ℃时,堵调剂黏度升高,达到200 mPa·s,可有效增加水相黏度。

降黏剂的原材料丰富,针对试验区油藏特点,筛选多种降黏剂和洗油剂进行复配。优选J4、J8降黏剂和X3号洗油剂,按照1:1:1的比例进行复配。在油藏条件下,质量分数为1%的降黏洗油体系的震荡降黏率为96.4%,15 d的震荡洗油率达93.7%,降黏洗油能力俱佳。

### 2.2 油藏适应性分析

#### 2.2.1 堵调剂性能

耐盐性能 采用回注水样配液,联合站回注水

总矿化度为5 000~7 000 mg/L,配制的堵调剂体系表观黏度不降反增,相比常规聚丙烯酰胺具有显著的耐盐性能。

**抗剪切性能** 堵调剂抗剪切性能测试结果表明,堵调剂质量分数达到0.3%时,在高剪切速率下黏度仍保持约为200 mPa·s。而油藏深部水驱剪切速率为7.5 s<sup>-1</sup>,属于低剪切速率,堵调剂黏度更高,调驱性能好,显示堵调剂具有较好的抗剪切性能。

**抗老化性能** 室内热稳定性测试结果表明,堵调剂质量分数达0.3%时,在无氧条件下恒温(65℃)放置90 d后的黏度保留率达97.4%,显示堵调剂具有优异的抗老化性能。

2.2.2 降黏剂性能

**乳液液滴大小** 试验区储层的孔喉直径为10~70 μm,降黏剂乳化分散形成的乳液液滴的平均直径为3~5 μm,乳液液滴大小均匀,易于通过孔喉。

**抗吸附性能** 吸附实验结果表明,吸附后降黏率仅下降0.6%,显示降黏剂具有较强抗吸附性能。

**破乳率** 加降黏剂前后,原油破乳率均为87%,说明降黏剂具有较高的破乳率,对采出原油破乳未产生影响。

2.2.3 化学剂配伍性

在降黏剂和原油体系中加入质量分数分别为0.15%,0.2%,0.25%,0.3%的堵调剂;随着堵调剂的黏度上升,降黏率从96.4%降低至91.6%,堵调剂对降黏剂的降黏效果略有影响。在不同质量分数堵调剂中加入质量分数为1%的降黏剂,堵调剂的黏度基本没有变化。降黏剂与堵调剂的配伍性较好。

通过对建立的化学堵调降黏复合驱油体系进行评价,与试验区的油藏适应性较好,化学剂配伍性较好,可适用于试验区。

### 3 化学堵调降黏复合驱油实验

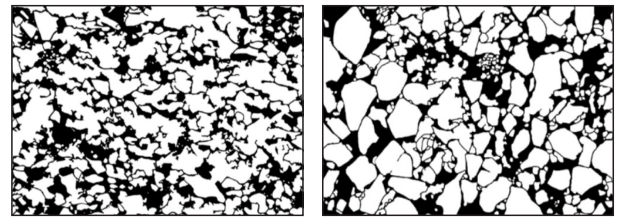
根据研究需要,设计并搭建微流控驱替实验、

CT扫描实验及三维物理模拟实验等不同尺度实验平台,开展不同驱油方式的驱油效果和机理研究。

#### 3.1 微流控驱替实验

3.1.1 实验材料及准备

选取孤岛油田清晰度较高且具有代表性的2块铸体薄片作为微流控驱替实验所用芯片,对铸体薄片进行勾画提取、二值化处理及降噪处理等。通过湿法刻蚀制成微流控驱替实验芯片(图1),尺寸均为4.0 mm×2.7 mm,其中芯片1连通性较差,芯片2连通性较好,且芯片2的非均质性强于芯片1。



a—芯片1 b—芯片2

图1 微流控驱替实验芯片

Fig.1 Chips in microfluidic oil displacement experiment

3.1.2 实验方案及流程

针对2块芯片分别设计堵调剂驱(质量分数分别为0.15%和0.3%)、降黏剂驱、堵调降黏复合驱等不同开发方式的驱替实验,实验流程见表1。

#### 3.2 CT扫描实验

3.2.1 实验条件及材料

CT扫描实验温度为65℃(油藏温度),原油黏度为275 mPa·s(65℃条件下),驱替速度为0.2 mL/min。岩心尺寸为30 cm×4.5 cm×4.5 cm。根据取心结果统计,确定岩心渗透率级差为3,低渗透层渗透率为1 250 mD,高渗透层渗透率为3 750 mD。

3.2.2 实验方案及流程

将岩心饱和油,根据实验条件和驱替方案共设计4组CT扫描实验:①堵调剂驱实验。水驱至含水率为90%,注入堵调剂0.5 PV,再注入水1 PV进行后续水驱。②降黏剂驱实验。水驱至含水率为90%,注入降黏剂0.5 PV,再注入水1 PV进行后续水

表1 微流控驱替实验流程设计

Table1 Process design of microfluidic oil displacement experiment

微流控驱替实验	均质组(芯片1)实验流程	非均质组(芯片2)实验流程
堵调剂驱 (质量分数为0.15%)		水驱(1 PV)→堵调剂驱(0.5 PV)→后续水驱(1 PV)
堵调剂驱 (质量分数为0.3%)	水驱(1 PV)→堵调剂驱(0.5 PV)→后续水驱(1 PV)	水驱(1 PV)→堵调剂驱(0.5 PV)→后续水驱(1 PV)
降黏剂驱	水驱(1 PV)→降黏剂驱(0.5 PV)→后续水驱(1 PV)	水驱(1 PV)→降黏剂驱(0.5 PV)→后续水驱(1 PV)
堵调降黏复合驱	水驱(1 PV)→堵调剂驱(0.25 PV)→ 降黏剂驱(0.25 PV)→后续水驱(1 PV)	水驱(1 PV)→堵调剂驱(0.25 PV)→ 降黏剂驱(0.25 PV)→后续水驱(1 PV)



驱。③堵调降黏复合驱实验。水驱至含水率为90%，注入堵调剂0.3 PV，再注入降黏剂0.2 PV，最后注入水1 PV进行后续水驱。④降黏堵调复合驱实验。水驱至含水率为90%，注入降黏剂0.2 PV，再注入堵调剂0.3 PV，最后注入水1 PV进行后续水驱。

### 3.3 三维物理模拟实验

三维物理模拟实验模型直径为60 cm，厚度为10 cm；为了反映储层非均质性，模型中部设置高渗透条带，渗透率为15 D，两边为低渗透区，渗透率为7 D。反五点法注入井网1注4采，初始含油饱和度为60%~70%，温度为65℃，注入速度为25 mL/min。实验流程为首先注入水1 PV，然后注入化学剂0.5

PV(堵调剂0.3 PV+降黏剂0.2 PV)，再注入水1 PV。

## 4 实验结果分析

### 4.1 实验结果对比

对比CT扫描实验和三维物理模拟实验化学堵调降黏复合驱油效果，发现不同类型化学驱均能改善驱油效果，但其改善幅度存在差异(表2)。单一降黏剂驱的开发效果最差，提高驱油效率为23.48%；堵调降黏复合驱开发效果最好，可提高驱油效率达36.10%，降低含水率33.94%；三维物理模拟实验可提高驱油效率达30.60%。

表2 不同类型化学驱的驱油效果对比

Table2 Comparison of oil displacement effects of different chemical flooding

实验类型	化学驱方式	化学剂注入量	降低含水率/%	提高驱油效率/%	驱油效率/%
CT扫描实验	堵调剂驱	0.5 PV	24.10	26.45	44.06
	降黏剂驱	0.5 PV	24.39	23.48	37.29
	堵调降黏复合驱	堵调剂0.3 PV+降黏剂0.2 PV	33.94	36.10	52.09
	降黏堵调复合驱	降黏剂0.2 PV+堵调剂0.3 PV	19.79	27.68	42.33
三维物理模拟实验	堵调降黏复合驱	堵调剂0.3 PV+降黏剂0.2 PV		30.60	47.40

### 4.2 化学堵调降黏复合驱驱替机理

#### 4.2.1 堵调剂改善流度作用

通过观察微流控实验不同驱替阶段原油流动特征，发现水驱阶段的油水流度比小，水相易沿着大孔道窜流。注入高黏度堵调剂后，油水流度比降低，提高了驱替动力，驱替相波及小孔道，且推进速度均匀，具有改善流度的作用。

为进一步从微观尺度定量刻画流度改善作用，统计实验芯片不同孔径孔隙中的剩余油饱和度变化，结果(图2)表明，相对于水驱，化学驱对小孔隙的动用效果均有不同程度改善，水驱和降黏剂驱的剩余油饱和度曲线没有明显拐点，说明水驱和降黏

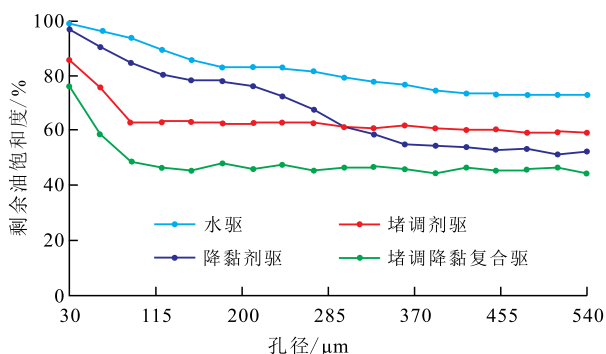


图2 微流控驱替实验芯片孔隙中剩余油饱和度与孔径关系曲线

Fig.2 Relationships between remaining oil saturation and pore diameter in pores of microfluidic oil displacement experiment chips

剂驱的驱替相主要沿大孔隙驱替。驱油体系含堵调剂时，剩余油饱和度曲线出现明显拐点，且拐点出现在较小孔径位置，说明化学驱过程中小孔隙的剩余油动用程度得到改善，提高了微观驱油效率。

#### 4.2.2 堵调剂流场调整作用

从CT扫描实验结果(图3a)可以看出，水驱结束后在高渗透层和低渗透层均出现窜流通道，且存在大量剩余油。堵调剂驱后，在高渗透层和低渗透层，注入的堵调剂均波及到水驱阶段未波及的区域，较均匀地推进原油，在驱替前缘形成“油墙”，起到很好的流场调整作用。从岩心沿程剩余油饱和度分布(图3b, 3c)可以看出，水驱结束后岩心沿程剩余油饱和度基本在40%以上，低渗透岩心的剩余油饱和度约为50%；注入堵调剂后，由于堵调剂的流场调整作用，堵调剂驱替波及的原油向前推进，沿程剩余油饱和度大幅度下降至20%左右，并在堵调剂驱替前缘形成“油墙”，抑制驱替相窜进。

#### 4.2.3 降黏剂乳化分散作用

从微流控驱替实验结果(图4)可以看出，降黏剂吸附于原油表面，形成界面膜，降低油水界面张力，导致油滴被多孔介质及液流剪切后不能聚并(图4a, 4b)，将稠油乳化分散成小油滴(图4c)，形成水包油乳液，使原本流动难度较大的残余油分散成流动能力较强的分散相，能够显著改善油相流动能

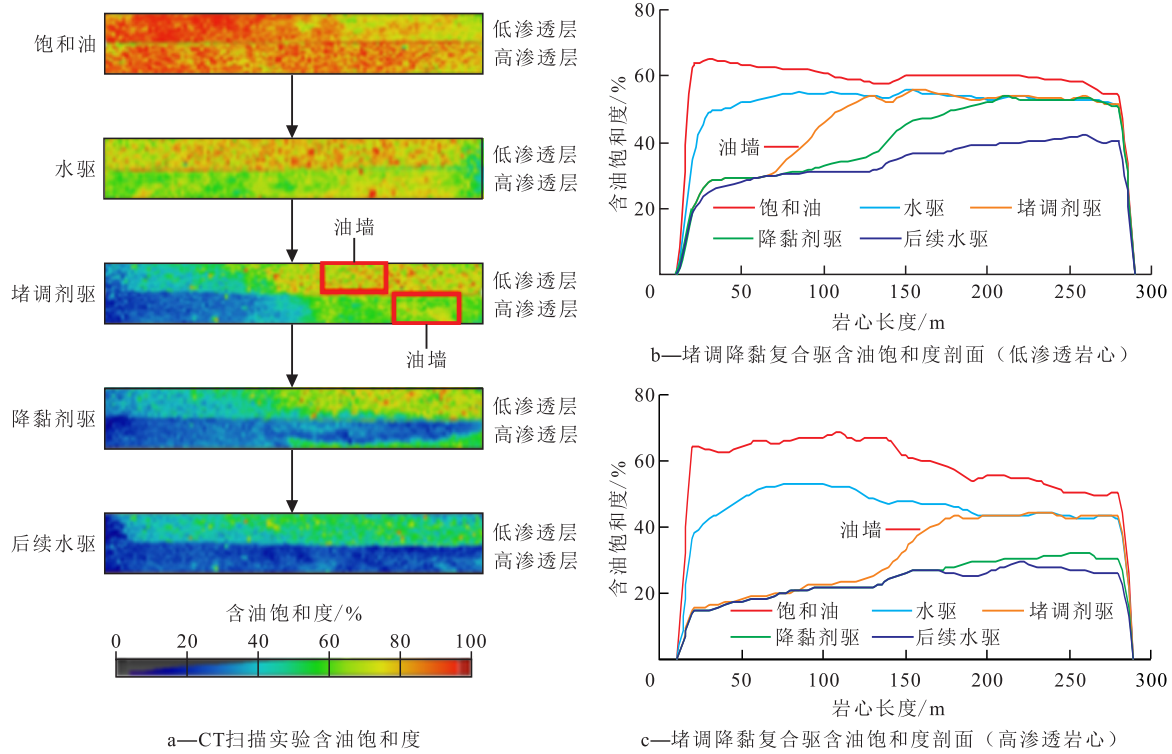


图3 化学堵调降黏复合驱实验结果

Fig.3 CT scan results of combined viscosity reduction flooding for chemical water shutoff and profile control

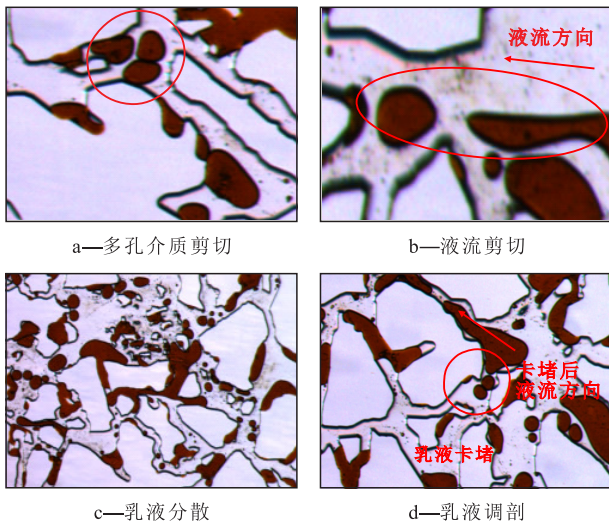


图4 微流控驱替实验结果

Fig.4 Real pictures of microfluidic experiment of viscosity reducer flooding

力,提高驱油效率。

#### 4.2.4 乳液调剖作用

稠油被适度乳化后形成的液滴随着驱替相流动,当通过较小孔喉时卡堵喉道,阻塞水相窜流通道,增大窜流通道渗流阻力,促使驱替相波及到更小的喉道中,起到扩大波及、适度调剖作用(图4d)。

#### 4.2.5 复合驱协同增效机理

##### 4.2.5.1 堵调剂提高降黏剂乳化能力

统计微流控驱替实验中乳液平均粒径、乳液颗

粒数和乳液相对含量3个参数(表3),结果表明堵调降黏复合驱扩大了降黏剂乳化范围。相较单一降黏剂驱,乳液颗粒数提高约为70%,乳液相对含量提高约为10%,堵调剂提高了降黏剂乳化能力。

表3 化学驱替阶段乳液表征参数统计结果  
Table3 Statistic results of emulsion characterization parameters in chemical flooding stage

化学驱方式	乳液平均粒径/ $\mu\text{m}$	乳液颗粒数/个	乳液相对含量/%
降黏剂驱	30.208	165	32.14
堵调剂驱	69.344	99	6.28
堵调降黏复合驱	43.008	283	41.32

##### 4.2.5.2 堵调剂促进降黏剂进入低渗透区

对比不同驱油方式在高、低渗透区的驱油效率(图5),堵调降黏复合驱中高渗透区的驱油效率为61%,略低于堵调剂驱;低渗透区的驱油效率最高,达43%,分别比单一降黏剂驱和堵调剂驱提高21%和13%,说明堵调剂促进降黏剂进入低渗透区,提高了整体动用效果。

##### 4.2.5.3 堵调剂动用边部剩余油、降黏剂动用残余油

分析微流控驱替实验非均质组不同驱油方式的微观剩余油分布结果(图6)表明,驱替方向从右下角至左上角,稠油水驱过程中,受储层非均质影



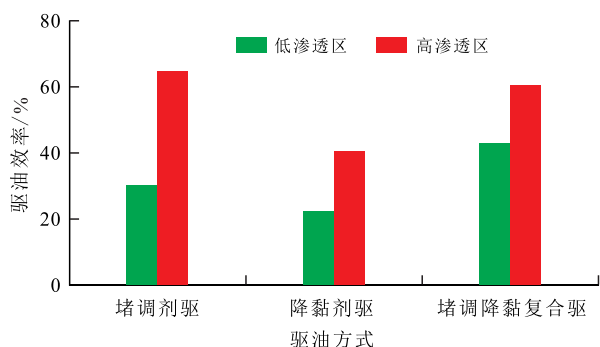


图5 高、低渗透区不同驱油方式驱油效率对比

Fig.5 Comparison of oil displacement efficiencies for different oil flooding in high- and low-permeability areas

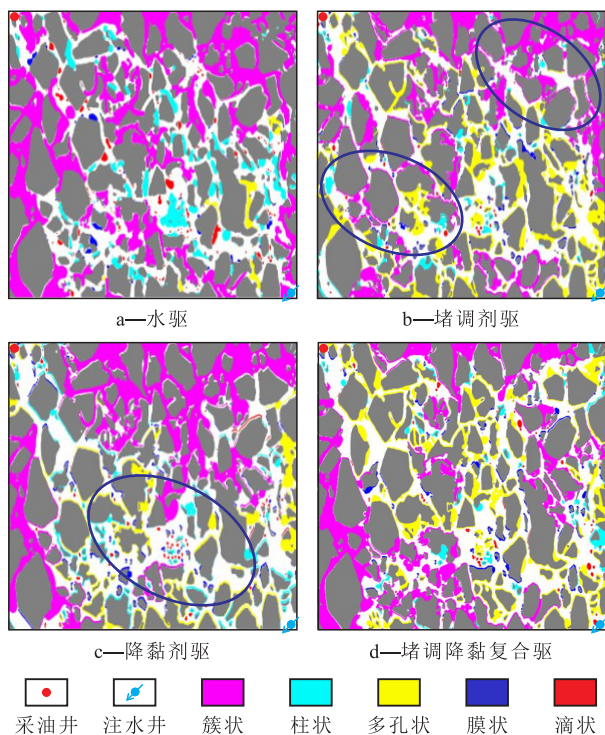


图6 不同驱油方式剩余油分布(非均质组)

Fig.6 Distribution of remaining oil for different oil flooding (heterogeneous groups)

响,且油水流量比较大,极易形成优势渗流通道。水驱过后主流线前部的稠油得到动用,边部和主流线后半部分剩余油富集。在水驱基础上,注入堵调剂后,有效抑制了黏性指进,调整流场,扩大驱替相波及范围,边部和主流线后半部分得到动用。水驱后注降黏剂,主流线上已动用区域的残余油大大减少。堵调降黏复合驱后,主流线和边部的剩余油得到有效动用,剩余油饱和度大幅降低。堵调剂与降黏剂共同作用,降低稠油剩余油饱和度,起到了协同增效、大幅提高采收率的目的。

### 5 矿场试验

在驱油体系构建、驱替机理分析的基础上,为

进一步攻关多轮次吞吐后改善开发效果、提高采收率技术,优选4个井组开展稠油化学堵调降黏复合驱先导试验。

试验区多轮次吞吐后单井日产量为1.8 t/d,综合含水率为95.2%,采出程度为26.5%。建立试验区典型井组地质模型和数值模型,开展试验区堵调降黏复合驱开发技术政策研究和方案设计,设计化学剂总注入量为0.6 PV,堵调剂+降黏剂段塞驱替,段塞比例为3:2,注入速度为0.12 PV/a,数值模拟预测明显见效期为5 a,综合含水率降至86%,相比蒸汽吞吐提高采收率8.32%。2019年8月第1个井组开始试注,目前已有4口井见到明显增油降水效果,平均单井日产量增加38%,综合含水率下降4%。其他3个井组也分批逐步开展稠油化学堵调降黏复合驱先导试验,目前已有3口井出现见效趋势。

### 6 结论

不同类型化学驱均能改善稠油开发效果,但以化学堵调降黏复合驱的开发效果最好。化学堵调降黏复合驱中,高黏度堵调剂降低油水流量比,提高驱替动力,波及小孔隙,推进速度均匀,提高小孔隙孔隙剩余油的动用程度,有效抑制黏性指进,起到改善流量、调整流场的作用;降黏剂吸附在原油表面,形成流动能力较强的分散相,显著改善油相流动能力,提高驱油效率,同时乳液液滴卡堵相应尺寸喉道,提高窜流通道的渗流阻力,扩大波及范围,起到乳化降黏、乳液调剖作用;堵调降黏复合驱协同增效,堵调剂提高了降黏剂的乳化能力,促进降黏剂进入低渗透区,提高整体动用,堵调剂动用边部剩余油、降黏剂动用残余油,显著降低剩余油饱和度。化学堵调降黏复合驱矿场试验已见到明显增油降水效果,化学堵调降黏复合驱具有大幅提高多轮次吞吐后稠油油藏采收率的潜力和应用前景,复合驱油机理的研究将对此类油藏的开发提供参考。

#### 参考文献

[1] 裴海华,张贵才,葛际江,等.化学驱提高普通稠油采收率的研究进展[J].油田化学,2010,27(3):350-356.  
PEI Haihua, ZHANG Guicai, GE Jijiang, et al. Advance in enhanced ordinary heavy oil recovery by chemical flooding[J]. Oil-field Chemistry, 2010, 27(3): 350-356.

[2] 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.
- [3] 王友启, 聂俊, 张莉, 等. 提高采收率技术矿场应用进展与发展方向[J]. *中外能源*, 2014, 19(11): 46-50.  
WANG Youqi, NIE Jun, ZHANG Li, et al. Field application status and development trend of EOR technology [J]. *Sino-Global Energy*, 2014, 19(11): 46-50.
- [4] 刘玉章, 等. EOR 聚合物驱提高采收率技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 69-71.  
LIU Yuzhang, et al. *Polymer flooding for EOR* [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006: 69-71.
- [5] 朱友益, 侯庆锋, 简国庆, 等. 化学复合驱技术研究与应用现状及发展趋势[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(1): 90-96.  
ZHU Youyi, HOU Qingfeng, JIAN Guoqing, et al. Current development and application of chemical combination flooding technique [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 90-96.
- [6] 赵凤兰, 岳湘安, 侯吉瑞, 等. 碱对复合驱油体系与原油乳化作用的影响[J]. *石油钻探技术*, 2010, 38(2): 62-66.  
ZHAO Fenglan, YUE Xiang'an, HOU Jirui, et al. Impact of alkali on emulsification of compound flooding system and crude oil [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2010, 38(2): 62-66.
- [7] 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.
- [8] 杨森, 许关利, 刘平, 等. 稠油化学降粘复合驱提高采收率试验研究[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(5): 80-87, 109.  
YANG Sen, XU Guanli, LIU Ping, et al. Experimental study on chemical viscosity-reducing compound flooding for EOR of heavy oil reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(5): 80-87, 109.
- [9] 魏超平, 吴光焕, 邓宏伟, 等. 普通稠油化学降粘驱替实验分析 [C]//孙焕泉, 编. 第八届化学驱提高采收率技术年会论文集(上册), 北京: 中国石化出版社, 2019: 390-394.  
WEI Chaoping, WU Guanghuan, DENG Hongwei, et al. Experimental analysis on chemical viscosity reduction and displacement of common heavy oil [C]//SUN Huanquan, ed. *The 8th Chemical Flooding Enhanced Oil Recovery Technology Annual Conference (Volume 1)*. Beijing: China Petrochemical Press, 2019: 390-394.
- [10] 于群, 曹绪龙, 郭兰磊, 等. 普通稠油降粘复合体系提高采收率机理研究 [C]//孙焕泉, 编. 第八届化学驱提高采收率技术年会论文集(上册), 北京: 中国石化出版社, 2019: 441-446.  
YU Qun, CAO Xulong, GUO Lanlei, et al. Study on the mechanism of enhanced oil recovery of the viscosity reduction compound system of common heavy oil [C]//SUN Huanquan, ed. *The 8th Chemical Flooding Enhanced Oil Recovery Technology Annual Conference (Volume 1)*. Beijing: China Petrochemical Press, 2019: 441-446.
- [11] 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研究与实践[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.
- [12] 韩玉贵, 丁名臣, 刘义刚, 等. 无碱与含碱化学体系驱替稠油特征比较[J]. *断块油气田*, 2021, 28(1): 129-132, 138.  
HAN Yugui, DING Mingchen, LIU Yigang, et al. Comparative study between alkali-free and alkali-containing chemical systems for recovering heavy oil [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(1): 129-132, 138.
- [13] 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.
- [14] 秦军, 张宗斌, 崔志松, 等. 温度对昌吉油田吉7井区稠油油藏油水相对渗透率的影响[J]. *中国石油勘探*, 2018, 23(6): 107-112.  
QIN Jun, ZHANG Zongbin, CUI Zhisong, et al. Effect of temperature on oil/water relative permeability of heavy oil reservoirs in Well J7, Changji oilfield [J]. *China Petroleum Exploration*, 2018, 23(6): 107-112.
- [15] 孙焕泉, 王海涛, 吴光焕, 等. 稠油油藏注 CO<sub>2</sub> 提高采收率影响因素研究[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(6): 1 009-1 013, 1 023.  
SUN Huanquan, WANG Haitao, WU Guanghuan, et al. CO<sub>2</sub> EOR factors in heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(6): 1 009-1 013, 1 023.
- [16] 赵琳, 王增林, 张星, 等. 稠油油藏自扩散降黏体系作用机理[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(1): 110-116.  
ZHAO Lin, WANG Zenglin, ZHANG Xing, et al. Mechanism of the self-diffusion viscosity reducing system in heavy oil reservoir [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(1): 110-116.
- [17] 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 Chaoping, LI Weizhong, WU Guanghuan, et al. EOR mechanism of viscosity reducer flooding in heavy oil reservoirs [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(2): 131-136.
- [18] 王旭东, 张健, 施雷庭, 等. 稠油活化剂降黏机理及驱油效果研究[J]. *特种油气藏*, 2020, 27(6): 133-138.  
WANG Xudong, ZHANG Jian, SHI Leiting, et al. Study on viscosity reduction mechanism and oil displacement effect of heavy oil activator [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2020, 27(6): 133-138.