

引用格式:张楠,卢祥国,刘进祥,等.渤海LD5-2油藏复合调驱效果物理模拟实验研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(4):119-124.

ZHANG N, LU X G, LIU J X, et al. Physical simulation experiment study on effect of profile modification in Bohai LD5-2 reservoir[J].

Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(4): 119-124.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.04.019

## 渤海LD5-2油藏复合调驱效果物理模拟实验研究

张楠<sup>1</sup>,卢祥国<sup>1</sup>,刘进祥<sup>1</sup>,葛嵩<sup>2</sup>,刘义刚<sup>3</sup>,张云宝<sup>1,3</sup>,李彦阅<sup>3</sup>

(1.东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室,黑龙江大庆163318;

2.中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东湛江524057;3.中海石油(中国)有限公司天津分公司,天津300450)

**摘要:**渤海LD5-2稠油油藏非均质性较强、岩石胶结强度较低,长期注水开发已经形成了优势通道。目前,单一调剖、调驱或驱油措施很难满足大幅度提高采收率的要求,将调剖、调驱和驱油等措施联合使用成为解决这一瓶颈的新思路。为满足LD5-2油藏的实际需求,该实验利用纵向三层非均质岩心及“分注分采”新型模型,借助电极测量等手段,开展了“调剖+调驱+驱油”复合调驱室内实验研究。结果表明,与直井井网相比较,水平井井网调剖后中低渗透层吸液压差较大,扩大波及体积效果较好,采收率增幅28.50%。对于非均质岩心,调驱后剩余油纵向上主要分布在中低渗透层。平面上,直井井网主要分布在远离主流线的两翼部位,水平井井网油水界面则平行于井眼轨迹。“复合凝胶+微球/高效驱油剂”段塞组合中,复合凝胶在高渗透层内滞留作用较强,液流转向效果较好,使得后续“微球/高效驱油剂”二者之间的协同效应得以较好发挥,这兼顾了扩大波及体积和提高洗油效率技术需求,因而增油降水效果明显,采收率增幅26.50%。复合调驱是大幅度提高采收率的关键。

**关键词:**渤海稠油油藏;复合调驱;井型;物理模拟;采收率

中图分类号:TE357.46

文献标识码:A

### Physical simulation experiment study on effect of profile modification in Bohai LD5-2 reservoir

ZHANG Nan<sup>1</sup>, LU Xiangguo<sup>1</sup>, LIU Jinxiang<sup>1</sup>, GE Song<sup>2</sup>, LIU Yigang<sup>3</sup>, ZHANG Yunbao<sup>1,3</sup>, LI Yanyue<sup>3</sup>

(1.Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China; 2.Cnooc(China) Co., LTD. Zhanjiang Branch, Zhanjiang, Guangdong 524057, China; 3.Cnooc(China) Co., LTD. Tianjin Branch, Tianjin 300450, China)

**Abstract:** Bohai LD5-2 heavy oil reservoir has strong heterogeneity and low rock cementation strength. It has formed a dominant channel due to long-term water injection. At present, it is difficult to meet the requirements of greatly improving oil recovery by single profile control, flooding or oil displacement measures. The combined use of profile control, displacement and other measures has become a new way to solve this bottleneck. In order to meet the actual demands of LD5-2 reservoir, in-room experimental study of profile modification measure of “profile control+profile modify+oil displacement” is carried out by the longitudinal three-layer heterogeneous core and a new model of “injection and production separately” and the means of electrode measurement. The results show that, compared with the vertical well network, the hydraulic pressure difference of the mid-low permeability layer is larger after the horizontal well network profile adjustment, the effect of expanding the spreading volume is better, and the recovery rate increases by 28.50%. For the heterogeneous cores, the remaining oil in the longitudinal direction is mainly distributed in the mid-low permeability layers. On the plane, the vertical well pattern is mainly distributed in the two wings away from the main stream line, while the horizontal well network oil-water interface is parallel to the well trajectory. The composite gel in the slug combination of “composite gel + microsphere/high efficiency oil displacing agent” has a strong retention effect in the high permeability layers. The liquid flow steering effect is better, which makes the synergistic effect in the subsequent “microsphere/high efficiency oil displacing agent” composite system better. It takes into account the technical requirements of expanding the volume and improving the washing efficiency, and the effect of increasing oil and precipitation is obvious, with the increase of recovery rate by 26.50%. Profile modification is the key to increase oil recovery greatly.

**Key words:** Bohai heavy oil reservoir, profile modification, well type, physical simulation, recovery factor

收稿日期:2019-09-06。

第一作者简介:张楠(1995—),男,在读硕士研究生,主要从事提高采收率技术研究。通讯地址:黑龙江省大庆市龙凤区东北石油大学石油工程学院,邮政编码:163318。Email: nihaozhangxiansen@163.com

通讯作者:卢祥国(1960—),男,博士,教授,主要从事提高采收率技术研究和教学工作。通讯地址:黑龙江省大庆市龙凤区东北石油大学石油工程学院,邮政编码:163318。E-mail: luxiangg2004@163.com

基金项目:“十三五”重大科技专项“渤海双高油田多级窜逸堵调驱一体化技术研究及示范”(2016ZX05058-003-010);中海石油(中国)有限公司天津分公司“强化水驱调驱技术研究与应用”(CCL2018TJTZDST0435)。

LD5-2油田位于辽东湾海域辽西凹陷中段,构造为一复合断块,走向近南北。油藏类型为多个断块组成,在纵向上和横向上存在多套油水系统的构造层状油气藏。地面原油具有密度大、黏度高、胶质沥青含量中等、含蜡量低、凝固点低的特点,属于重质原油。油田采用注水开发方式,由于存在储层胶结疏松、非均质性严重、平均渗透率较高等不利影响因素,注入水突进现象严重。目前,油田已经进入中高含水开发阶段,亟待采取提高采收率技术措施。

近年来,石油科技工作者在新型调剖、调驱和驱油剂研究方面取得重要进展。王洪关等<sup>[1]</sup>研制了一种抗剪切性、配伍性、热稳定性和封堵性能俱佳的插层聚合物凝胶。孙哲和金玉宝等<sup>[2-3]</sup>开展了聚合物微球分散液驱替机理研究,发现聚合物微球溶液为非连续相,微球颗粒具有水化膨胀特性,初期颗粒沿大孔隙运移到储层深部,后期水化膨胀堵塞孔隙,致使高渗透层过流断面减小,渗流阻力增加。若此时注液速度保持不变,注入压力就会升高,中低渗透层吸液压差和吸液量增加。李粉丽等<sup>[4]</sup>研制了一种改性淀粉—丙烯酰胺强凝胶。曹功泽等<sup>[5]</sup>开展了改性淀粉—丙烯酰胺强凝胶动态成胶实验研究,发现动态成胶时间比静态成胶时间晚5 h。曹伟佳等<sup>[6]</sup>开展了孔隙空间尺寸对改性淀粉—丙烯酰胺强凝胶成胶效果影响及作用机理研究,发现化学反应时,环境空间愈大,成胶效果愈好。王婷婷等<sup>[7]</sup>研制了一种超级大孔道封堵剂无机地质聚合物凝胶,该封堵剂成胶后为灰黑色致密固体,具有较高抗压强度和较低渗透性。刘义刚等<sup>[8]</sup>开展了渤海油田强凝胶、弱凝胶、聚合物微球、氮气泡沫和稠油降黏等技术原理研究和矿场应用调研,发现矿场试验取得了明显增油降水效果。潘广明等<sup>[9]</sup>开展了海上稠油油藏“弱凝胶调驱+热流体吞吐”联合施工生产统计分析,发现“弱凝胶调驱+热流体吞吐”施工比单纯热流体吞吐延长油井自喷时间74 d,累计增油1 822 m<sup>3</sup>,热流体吞吐、弱凝胶驱以及其间协同效应对采收率贡献率分别为14.0%、8.3%和3.6%。

综上所述,目前油田开发中单一调剖、调驱和驱油措施矿场试验比较多<sup>[10-12]</sup>,但单一措施在现场施工中很难达到大幅度提高采收率的目标。将调剖、调驱和驱油等措施联合使用成为解决这一瓶颈的新思路<sup>[13-14]</sup>。为满足渤海LD5-2油田开发技术需求,以LD5-2油藏储层地质和流体为研究对象,利用3层非均质岩心大模型,开展了“调剖+调驱+驱油”复合调驱增油效果研究,并通过电极测量,绘制各注入阶段结束后的含油饱和度云图,从而清晰反映出各阶段

岩心内油水分布变化。此外,二维层内非均质岩心“分注分采”模型,可模拟油藏区块内小范围的层内非均质现象,同时实现岩心注入端和采出端不同渗透层吸液量和产液量的分别计量,为复合调驱的机理研究提供了新型的实验方法。这为目标油田开发技术决策提供了实验依据。

## 1 实验条件

### 1.1 实验材料

调剖剂包括Cr<sup>3+</sup>聚合物凝胶和复合凝胶,前者由聚合物和交联剂组成,聚合物为YJYSD201(1)(3 000 mg/L),交联剂为YJYSD107(2 000 mg/L)。后者由聚合氯化铝、丙烯酰胺、尿素、引发剂、交联剂和阻聚剂701(2.5%聚合氯化铝+5.0%丙烯酰胺+0.8%尿素+0.15%引发剂+0.15%交联剂+0.05%阻聚剂701)等组成。调驱剂为聚合物微球(3 000 mg/L),包括微球I和微球II,前者由中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院提供(HYHK),后者由东北石油大学实验室合成(AMPS-8)。高效驱油剂为表面活性剂CW-2,由中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院提供。

实验用水为渤海油田注入水,离子组成见表1。

表1 水质分析  
Table 1 Water quality analysis

离子组成和含量/(mg·L <sup>-1</sup> )							总矿化度/ (mg·L <sup>-1</sup> )
K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
2 169.8	816.6	94.2	4 848.8	156.1	0	173.9	8 259.5

实验用油为LD5-2原油与轻烃按不同比例混合而成,55℃条件下黏度分别为200 mPa·s和17 mPa·s。

岩心为石英砂环氧树脂胶结人造岩心<sup>[15-16]</sup>,包括三维仿真层内非均质“岩心I”和可以实现“分注分采”的二维纵向非均质“岩心II”<sup>[17]</sup>。

“岩心I”外观尺寸:长×宽×高=32 cm×32 cm×6 cm。油水井位置分布见图1。根据LD5-2油田平均渗透率大、非均质性严重的特点,设计平均渗透率为6 400×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>的非均质岩心,各个层段厚度为2 cm,其渗透率见表2。其中水平井布置在岩心厚度中部位置(中渗层中部,距顶端3 cm处),直井贯穿高中低渗层。在平面上布置36组电极,可实现各层电阻值的分别测量,从而计算各点含油饱和度。

表2 岩心各条带渗透率  
Table 2 Permeability of small core layers or bands

岩心 编号	小层或条带渗透率/10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>			平均渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>	渗透率 级差
	高渗透条带	中渗透条带	低渗透条带		
岩心I	11 200	6 400	1 600	6 400	7

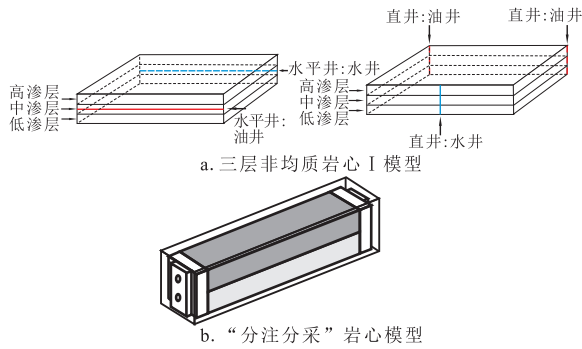


图1 岩心模型

Fig.1 Core model

“岩心 II”为二维纵向层内非均质岩心,几何尺寸:长×宽×高=30.0 cm×4.5 cm×6.0 cm,各条带厚度为3 cm,低渗透条带  $K_i=300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,高渗透条带  $K_H=2700 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该岩心在注入端有2个注入入口,通过监测与之相连带刻度的中间容器的读数,从而计量各渗透条带在单位时间内的注入量;在采出端有两个采出口,也可通过量筒分别计量各采出口的出液量,从而实现单筒岩心的“分注分采”功能,探索“调剖+调驱+驱油”复合调驱机理。对于双筒并联岩心模型,其不同渗透层层间流体的交换受到限制,而“分注分采”模型允许流体在岩心高、低渗透条带之间自由流动,模拟地下非均质储层中流体的层间流动,并不过分强调采出液具体流经哪个渗透层,只做分流率的简单计量。

1.2 实验设备和步骤

1.2.1 实验设备

岩心驱替实验设备主要包括高精度电流表、手摇泵、平流泵、压力传感器(压力表)、物理模型和带有刻度的中间容器(用于计量注入量)等。除平流泵和手摇泵外,其他部分置于恒温箱内。“分注分采”原理示意图见图2。

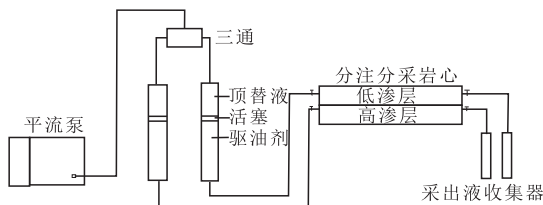


图2 “分注分采”实验流程

Fig.2 Experimental flow of “separated injection and recovery”

1.2.2 实验步骤

- ①在室温下,物理模型抽真空,饱和地层水,测量孔隙体积,计算孔隙度;
- ②在油藏温度 55 °C 条件下,饱和模拟油,计算含油饱和度;
- ③在油藏温度 55 °C 条件下,水驱至含水 80 %;
- ④按实验方案注入设计段塞尺寸的化学药剂,后续水驱至含水 95 %。

1.3 方案设计

1) 井网类型对“调剖+调驱+驱油”措施联合作业增油降水效果影响(岩心 I)

方案 1-1(岩心 I :纵向非均质岩心,3直井)、方案 1-2(岩心 I :纵向非均质岩心,2水平井):水驱 80 %+0.05PV Cr<sup>3+</sup>聚合物凝胶( $C_p=0.3 \%$ ,  $C_{\text{交}}=0.2 \%$ )+0.2PV 调驱剂(微球 I)( $C_p=0.3 \%$ )+0.1PV 高效驱油剂( $C_s=0.12 \%$ )+水驱至 98 %。

2) “调剖+调驱+驱油”复合调驱作用机理(岩心 II)

方案 2-1:水驱至含水 80 %+ 0.3PV 调驱剂(微球 II)( $C_p=0.3 \%$ )+后续水驱至 98 %。

方案 2-2:水驱至含水 80 %+“0.2PV 调驱剂(微球 II)( $C_p=0.3 \%$ )/0.1PV 高效驱油剂( $C_s=0.12 \%$ )”混合液(候凝 72 h)+后续水驱至 98 %。

方案 2-3:水驱至含水 80 %+0.05PV 复合凝胶(候凝 12 h)+“0.15PV 调驱剂(微球 II)( $C_p=0.3 \%$ )/0.1PV 高效驱油剂( $C_s=0.12 \%$ )”混合液(候凝 72 h)+后续水驱至 98 %。

2 结果分析

2.1 井型对“调剖+调驱+驱油”措施联合作业增油降水效果影响

2.1.1 采收率

井型对“调剖剂+调驱剂+高效驱油剂”组合措施增油降水效果影响实验结果见表2。

从表2可以看出,井型对水驱和对“调剖剂+调驱剂+高效驱油剂”组合措施增油降水效果存在影响。

表2 采收率实验数据  
Table 3 Experimental data of recovery

方案编号	岩心类型	含油饱和度/ %	采收率/%					
			水驱	调剖剂	调驱剂	高效驱油剂	最终	增幅
方案 1-1	岩心 I (1):纵向非均质岩心,3直井	70.08	23.4	25.0	35.3	40.4	46.6	23.2
方案 1-2	岩心 I (2):纵向非均质岩心,2水平井	70.35	27.7	30.2	40.8	47.9	56.2	28.5

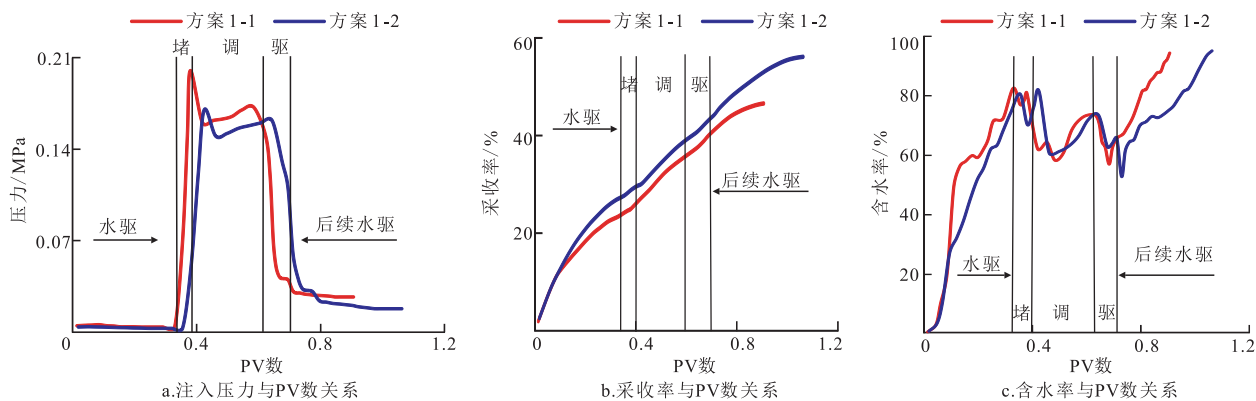


图3 注入压力、采收率、含水率与PV数关系

Fig. 3 Relation between pore viscosity and injection pressure, recovery, water content

与方案1-1(纵向非均质,3直井)相比,方案1-2(纵向非均质,2水平井)水驱采收率提高4.3%、最终采收率提高9.6%,且增幅明显。机理分析认为,与方案1-1相比,方案1-2岩心注入井渗透面积较大,渗流阻力较小,注入水和调驱剂能够比较均匀渗透到岩心内部,指进现象较弱,液流转向效果较好,高效驱油剂波及体积较大,洗油作用发挥较好。方案1-1采用一个垂直注入井和二个垂直油井,注入端渗流面积较小,渗流阻力较大,在注入井左右和两个油井中间部位都存在难以波及的区域,因而各阶段采收率均较低<sup>[18-19]</sup>。

### 2.1.2 动态特征曲线

实验过程中注入压力、采收率、含水率与PV数关系见图3。

从图3可以看出,在水驱阶段,随注入PV数增加,原油采出程度提高,油相渗透率降低,水相渗透率增加,渗流阻力降低,注入压力降低。在封窜体系注入阶段,随注入PV数增加,封窜体系在高渗层滞留量增多,渗流阻力增加,注入压力大幅度升高,中低渗层吸液压差增大,吸液量增大,这扩大了波及体积,致使含水率大幅度降低,采收率明显升高。在微观非均质调驱剂注入阶段,由于微观非均质调驱剂具备一定滞留和封堵功效,随注入PV数增加,滞留量增加,渗流阻力增大,注入压力逐渐升高。在高效驱油剂注入阶段,由于高效驱油剂自身滞留能力较差,不能产生较大的渗流阻力,加之洗油效果降低了油相饱和度,导致渗流阻力减小,注入压力降低。与方案1-1相比,方案1-2岩心注入端渗流面积较大,渗流阻力较小,水驱注入压力较低,调驱注入压力升幅也较低,但中低渗透层吸液压差增幅却较大,扩大波及体积效果较好,因而含水率下降幅度较大,采收率增幅较高。

### 2.1.3 剩余油分布

#### 1) 方案1-1(岩心I(1))

各个驱替阶段结束时含油饱和度分布见图4。

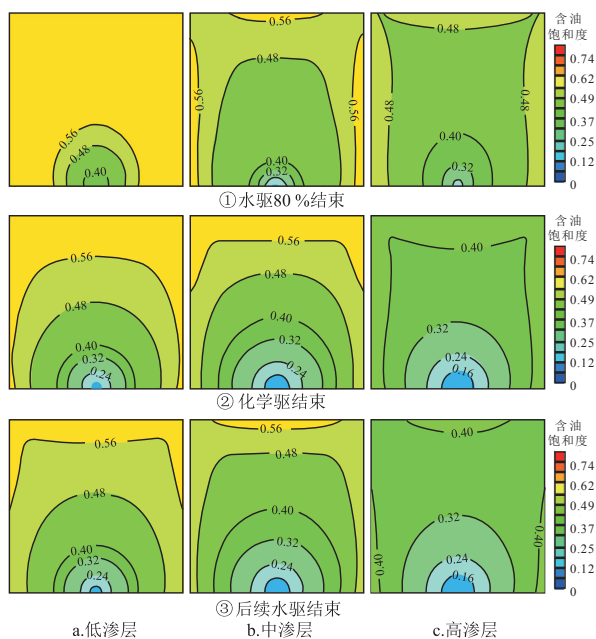


图4 直井各驱替阶段小层剩余油分布

Fig. 4 Distribution of residual oil in small layers in each displacement stage of vertical wells

从图4可以看出,在水驱阶段,注入水沿主流线方向突进,剩余油饱和度约为42%,主流线两侧剩余油饱和度较高,约为54%。高渗层内原油动用程度较大,其次是中渗层,低渗层动用程度较小。在化学驱结束后,中低渗透层剩余油饱和度变化幅度较大,高渗层注入井筒附近剩余油饱和度下降明显。在后续水阶段结束后,高中低三层含油饱和度进一步降低,各渗透层剩余油饱和度分别为26.7%、35.6%、51%。分析表明,封窜体系对注入端附近高渗透层产生较好封堵作用,后续微观非均质调驱剂和高效驱油

剂转向进入中低渗层,这不仅扩大了波及体积,而且提高了洗油效率,致使中低渗透层剩余油明显降低。

2) 方案1-2(岩心 I (2))

各个阶段结束时的含油饱和度分布见图5。

从图5可以看出,在水驱阶段结束,高中低各渗透层剩余油饱和度分别为44.3%、50.6%、58.6%,高渗层含油饱和度降幅较大,其次是中渗层,最后是低渗层。由于水平井几乎贯穿整个岩心中渗透层,注

入流体能够比较均匀推进,指进现象并不明显,各层油水界面几乎呈线状均匀推进。在注入端附近区域,水脊两翼较为平缓,越靠近采出端两翼越陡。在化学驱阶段结束,高中低各渗透层剩余油饱和度分别为33.2%、34.2%、47.6%,中低渗层动用程度明显增加,这说明封窜体系对注入端附近部分高渗层实施了有效封堵,促使后续微观非均质调驱剂转向进入中渗层,这扩大了波及体积,同时也调整了各层间非均质性。在后续水阶段,注入水进入中低渗透层,将进一步扩大波及体积和提高洗油效率,各渗透层剩余油饱和度进一步降低。

2.2 “调剖+调驱+驱油”措施复合调驱作用机理

2.2.1 采收率和动态特征

段塞组合方式对调驱采收率影响实验数据见表3,注入压力、采收率与PV数关系对比见图6。

从表3和图6可以看出,段塞组合方式对调驱效果存在影响。采用“复合凝胶+微球/高效驱油剂”组合,其宏观和微观液流转向效果好,采收率增幅26.50%,最终采收率46.37%。其次是“微球/高效驱油剂”复合体系,采收率增幅19.72%。最后是聚合物微球,采收率增幅15.57%。在水驱阶段,随注入PV数增加,原油采出程度提高,含水率升高,渗流阻力减小,注入压力降低。在化学驱阶段,方案2-1中聚合物微球在岩心中发生水化膨胀,仅起到扩大波及及体积

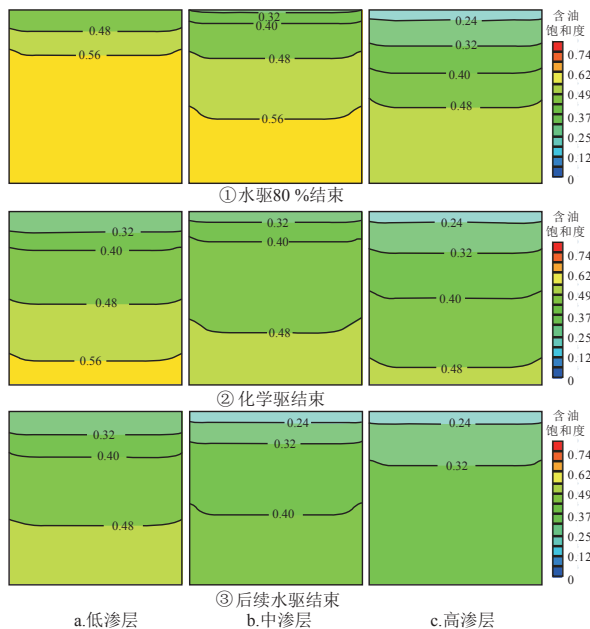


图5 水平井各驱替阶段小层剩余油分布  
Fig. 5 Distribution of residual oil in small layers in each displacement stage of horizontal wells

表3 采收率实验结果

Table 3 Experimental results of recovery rate

实验方案	原油黏度/ (mPa·s)	方案内容	含油饱和度/ %	采收率/%		
				水驱	最终	增幅
2-1	17	0.3 PV 聚合物微球	74.47	19.57	35.14	15.57
2-2		0.2 PV 聚合物微球/0.1 PV 高效驱油剂	74.39	19.10	38.82	19.72
2-3		0.05 PV 复合凝胶+0.15 PV 聚合物微球/0.1 PV 高效驱油剂	72.69	19.87	46.37	26.50

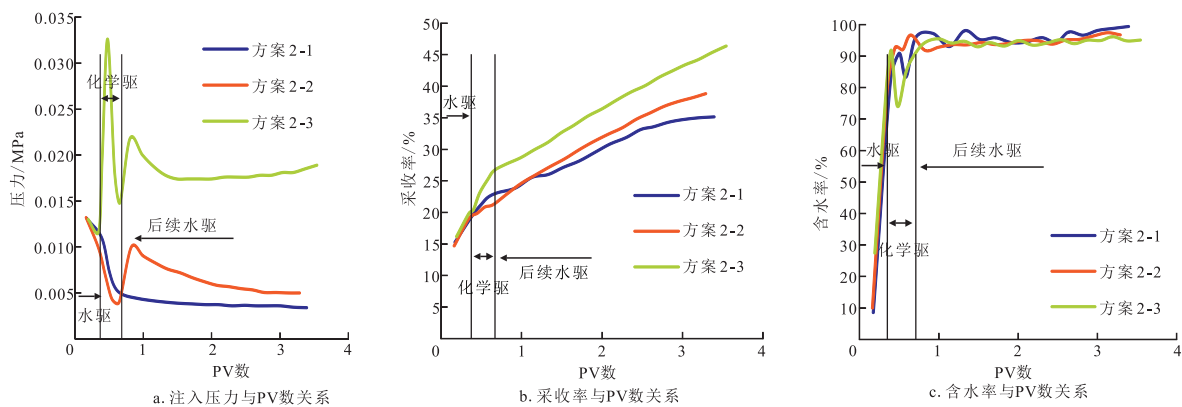


图6 注入压力、采收率和含水率与PV数关系

Fig. 6 Relation between pore viscosity and injection pressure, recovery, water content

的作用,采收率有所提高。方案2-2“微球/高效驱油剂”结合,既扩大了波及体积,又提高了洗油效率,使得采收率进一步提高。方案2-3“复合凝胶+微球/高效驱油剂”组合,复合凝胶在高渗条带的药剂滞留量较大,渗流阻力和注入压力增幅较大,含水率降幅和采收率增幅都较大,说明复合凝胶实现了对大孔道的有效封堵,后续随“微球/高效驱油剂”复合体系注入,岩心渗流阻力升高,波及体积进一步扩大,原油采出程度增加。后续水驱阶段,部分调剖剂被顶替出岩心,注入压力下降。进一步分析可知,优势通道是制约提高采收率的关键因素,“复合凝胶+微球/高效驱油剂”的复合调驱才能实现采收率的大幅度提高。

### 2.2.2 分流率

岩心入口和出口端小层分流率与注入PV数关系对比见图7。

从图7可以看出,段塞组合方式对岩心入口和出口分流率变化规律存在影响。在化学驱阶段,当仅注入微球或“微球/高效驱油剂”组合段塞时,入口和

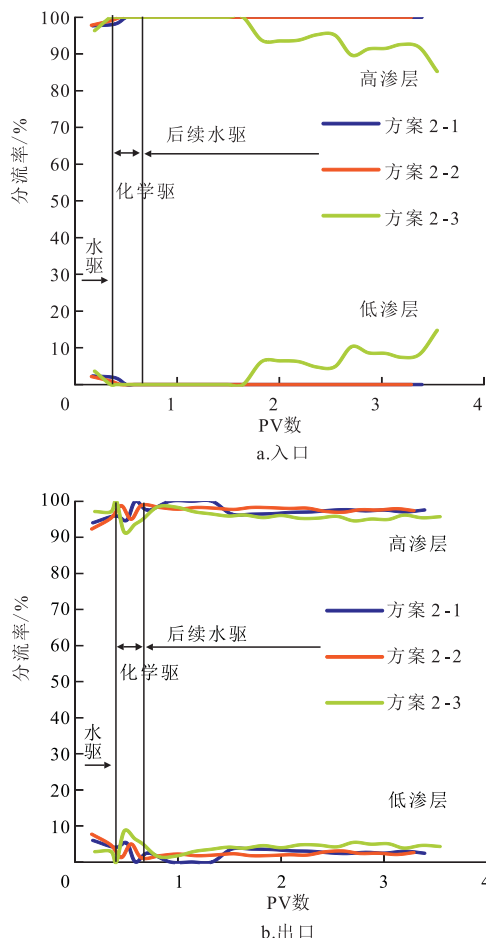


图7 岩心入口和出口分流率与PV数关系

Fig. 7 Relation between core inlet and outlet separations and pore viscosity

出口分流率变化较小;当注入“复合凝胶+微球/高效驱油剂”组合段塞时,调驱过程中药剂在高渗透层滞留量较大;在后续水驱阶段后期,入口高、低渗透条带分流率突变,说明此时复合凝胶已经成胶,对高渗条带实现了有效封堵,高、低渗条带分流率变化幅度较大,达到液流转向效果,而采出液主要在高渗层流出。分析认为岩心中存在“剖面反转”现象<sup>[20]</sup>,复合调驱体系共注入0.3PV,只对高渗条带入口端及其附近实现了封堵,后续水在低渗条带进入岩心后,在岩心内部转向进入高渗层。因此,优势通道深部治理对于“微球/高效驱油剂”复合体系发挥协同效益具有十分重要作用。单一调剖、调驱或驱油措施仅可小幅度提高采收率,“复合凝胶+微球/高效驱油剂”组合,使其发挥协同作用,才能实现采收率的大幅度提高。

## 3 结论

1) 在相同条件下,与直井井网相比较,水平井井网调剖效果更好。封窜体系对中低渗透层伤害程度较低,调剖后中低渗透层吸液压差较大,达到扩大波及体积效果,采收率增幅较直井高5.3%。

2) “复合凝胶+微球/高效驱油剂”段塞组合既可有效扩大波及体积,又能够提高洗油效率,通过发挥不同药剂间的协同作用,从而大幅提高采收率。复合凝胶在高渗透层内滞留作用较强,液流转向效果最好,使得后续“微球/高效驱油剂”复合体系中微球与高效驱油剂的作用得以更好发挥,因而增油降水效果明显,采收率增幅26.50%。

### 参考文献

- 王洪关,何顺利,冯爱丽,等. 插层聚合物凝胶深部液流转向剂的研制与性能评价[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 107-113.  
WANG H G, HE S L, FENG A L, et al. A intercalated polymer gel for deep fluid diversion agent and performance evaluation[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 107-113.
- 孙哲. 聚合物微球油藏适应性评价方法及调驱机理研究[D]. 大庆: 东北石油大学, 2017.  
SUN Z. Research on the evaluation method of polymer microspheres reservoir adaptability and the profile control and displacement mechanism[D]. Heilongjiang: North Petroleum University, 2017.
- 金玉宝,卢祥国,谢坤,等. 聚合物微球油藏适应性评价方法及调驱机理研究[J]. 石油化工, 2017, 46(7): 925-933.  
JIN Y B, LU X G, XIE K, et al. Polymer microspheres reservoir adaptability evaluation method and the mechanism of oil displacement[J]. Petrochemical Technology, 2017, 46(7): 925-933.
- 李粉丽,侯吉瑞,刘应辉,等. 改性淀粉强凝胶堵剂的研制[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(2): 80-82.  
LI F L, HOU J R, LIU Y H, et al. Preparation for strong gels plugging agent of modified starch[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(2): 80-82.
- 曹功泽,侯吉瑞,岳湘安,等. 改性淀粉-丙烯酰胺接枝共聚调堵剂的动态成胶性能[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(5):

(下转第134页)