

文章编号: 0253-2697(2024)06-0988-11 DOI:10.7623/syxb202406008

# 渤海油田非连续化学驱提高采收率机理

张 健<sup>1,2</sup> 李宜强<sup>3</sup> 李先杰<sup>1,2</sup> 管 错<sup>1,2</sup> 陈 鑫<sup>3</sup> 梁 丹<sup>1,2</sup>

(1. 海洋油气高效开发全国重点实验室 北京 102209; 2. 中海油研究总院有限责任公司 北京 100028;  
3. 中国石油大学(北京)石油工程学院 北京 102249)

**摘要:**渤海水驱油田以高孔高渗疏松砂岩为主,分大段强注强采至高含水阶段非均质性进一步加剧,存在水驱及常规聚合物驱方式难以动用更多小层、持续有效扩大波及等问题。按照化学体系调驱强度的差异,分别将凝胶、弹性分散流体和聚合物定义为强、中、弱 3 级调驱体系。根据连续化学驱(持续注入单一段塞体系)过程中渗流阻力动态变化规律,结合非均质岩心有效注入压力测试研究由强、中、弱 3 种调驱体系组合而成的非连续化学驱(DCF)扩大波及体积的动态特征;基于微流控实验揭示其扩大波及体积的微观机理,利用并联岩心驱替实验优化了 DCF 段塞组合注入方式;最后通过海上油田矿场试验验证 DCF 提高采收率的可行性。研究表明,连续化学驱过程中油水两相总流度持续增加,非均质岩心中的高渗区域总流度占比增大,扩大波及体积能力受限,不同药剂体系段塞组合的 DCF 驱替模式可以有效解决单一段塞增阻能力不足、过强或不均匀的问题;微流控实验表明,强—弱组合和弱—强组合 DCF 可较连续注入单一体系分别扩大波及 29.2% 和 14.0%;岩心驱替实验表明,中—强—弱—强—弱 DCF 组合方式效果较好,可以在连续聚合物驱基础上提高采收率 4.41%。有效调控注采压差和持续扩大微观波及体积是非连续化学驱提高采收率的主要机理。DCF 模式在渤海 BZ 油田 2 口井的先导试验受效井含水率最大降低 14%,增油量为  $6.97 \times 10^4$  t,控水增油效果良好。

**关键词:**渗流阻力;非连续化学驱;波及体积;注采压差;段塞组合

中图分类号:TE357

文献标识码:A

## Mechanism of enhanced oil recovery by discontinuous chemical flooding in Bohai oilfield

Zhang Jian<sup>1,2</sup> Li Yiqiang<sup>3</sup> Li Xianjie<sup>1,2</sup> Guan Cuo<sup>1,2</sup> Chen Xin<sup>3</sup> Liang Dan<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Offshore Oil and Gas Exploitation, Beijing 102209, China; 2. CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China; 3. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

**Abstract:** The water-flooding oilfield in Bohai Bay is dominated by the unconsolidated sandstone with high porosity and high permeability. As a result, the heterogeneity is further intensified from the stage of strong injection and production in long subsection to the high water cut stage. This leads to a series of problems, such as the difficulty in exploiting more sub-layers by water flooding and conventional polymer flooding and continuously and effectively expanding the swept volume. According to the differences in flooding control strength in chemical system, polymer gel, elastic dispersion fluid and polymer were defined as being of strong, medium and weak flooding control system. Based on the dynamic change rules of flow resistance during continuous chemical flooding (continuous injection in a single slug system), in combination with a test on the effective injection pressure of heterogeneous cores, a study was performed on the dynamic characteristics of expanding the swept volume by discontinuous chemical flooding (hereinafter referred to as DCF), composed of strong, medium, and weak flooding control systems. Then, the microscopic mechanism of the expanded swept volume was revealed by microfluidic experiment. The discontinuous chemical flooding slug combined injection mode was optimized by the parallel-cores flooding experiment. Finally, the feasibility of enhanced oil recovery by discontinuous chemical flooding was verified by field tests in offshore oilfields. The results show that the total mobility of oil and water phases during the continuous chemical flooding process is increased, the proportion of the total mobility of the high-permeability area in heterogeneous core is also increased, and the ability of expanding swept volume is restricted. Therefore, DCF substitution model for the slug combinations of different pharmaceutical systems can be used to effectively solve the problem of insufficient, excessive or uneven resistance increasing capacity from single slug injection. In addition, microfluidic experiments show that the “strong-weak” and “weak-strong” combinations of DCF can expand the swept volume by 29.2% and 14.0% as compare with the single continuous injection mode, respectively. Core flooding experiments show that the “medium-strong-weak-strong-weak” combination of DCF has a better EOR effect and can further improve oil recovery by 4.41% as compared with continuous polymer flooding. Thus, it can be seen that effective control of injection and production pressure difference and continuous expansion of microscopic heterogeneous remaining oil are the main mecha-

基金项目:中海石油(中国)有限公司科技项目(KJGG2021-05)资助。

第一作者及通信作者:张 健,男,1968 年 11 月生,2000 年获中山大学博士学位,现为中海油研究总院有限公司教授级高级工程师,主要从事海上油田提高采收率技术研究与应用工作。Email:zhangjian@cnooc.com.cn

nisms of EOR by non-continuous chemical flooding. The pilot test of DCF in 2 wells of BZ oilfield in Bohai Bay shows that the water cut of the flooding response well is reduced by up to 14%, and the oil production is increased to  $6.97 \times 10^4$  t, indicating a good effect of controlling water control and increasing oil production.

**Key words:** flow resistance; discontinuous chemical flooding; swept volume; injection and production pressure difference; slug combination

引用:张健,李宜强,李先杰,管错,陈鑫,梁丹.渤海油田非连续化学驱提高采收率机理[J].石油学报,2024,45(6):988-998.

Cite:ZHANG Jian,LI Yiqiang,LI Xianjie,GUAN Cuo,CHEN Xin,LIANG Dan. Mechanism of enhanced oil recovery by discontinuous chemical flooding in Bohai oilfield[J]. Acta Petrolei Sinica,2024,45(6):988-998.

渤海油田原油年产量超过  $3\ 000 \times 10^4$  t,是中国海上最大的原油生产基地之一。但其主力油田具有高孔高渗、多小层合注合采特点,且存在井网完善程度较低、井距大、原油黏度大等问题,水驱至高含水阶段易发生窜流,储层非均质性加剧,注入水低效甚至无效循环现象加重,存在大量剩余油<sup>[1-3]</sup>。以聚合物驱为主的化学驱技术可以在水驱开发基础上显著提高采收率<sup>[4-5]</sup>,是中国中一高渗油藏提高采收率的主体技术之一,亦是海上油田提高采收率的有效技术手段<sup>[6-7]</sup>。

聚合物依靠增大注入流体的黏度有效改善水油流度比,同时也可以发挥剖面改善作用。但注入聚合物一定时间后会在高渗层内窜流,导致优势窜流通道的再次形成,即剖面反转现象<sup>[8-9]</sup>。储层非均质性增强、渗透率增大及裂缝等大孔道的存在均会加速聚合物剖面反转现象的发生,严重影响了聚合物驱提高采收率效果。提升化学驱效果的常用方法有两种:①改进聚合物增黏性能或注入高封堵强度体系。高分子量聚合物、功能性聚合物具有较常规聚合物溶液更高的黏度,能够应用到非均质性更强、渗透率更高的储层<sup>[10-11]</sup>,在一定程度上可以弥补常规聚合物扩大波及作用的不足。此外,高封堵强度体系主要包括聚合物凝胶以及凝胶颗粒等。聚合物凝胶具有良好的封堵性能,能够优先进入被水占据的大孔隙,后续注入水会在较高的注入压力下克服毛细管力进入并波及小孔隙<sup>[12-13]</sup>。预交联凝胶颗粒、聚合物微球等虽然黏度较低,但可以通过固液分散特性大幅提高优势通道的封堵强度。同时凝胶颗粒具有一定弹性、膨胀性和变形通过孔喉的能力,能够实现孔喉封堵—运移—再封堵的动态变化,起到深部液流转向作用<sup>[14-15]</sup>。②交替注入高、低黏聚合物段塞(或不同封堵强度体系)。组合注入不同黏度聚合物段塞已有大量的室内研究和矿场应用,依靠改变聚合物浓度形成的多段塞组合注入可以在一定程度上增加高渗层的流动阻力,提高低渗透层的吸液量,缓解因油藏非均质性带来的波及体积小的问题<sup>[16-17]</sup>。也有学者对调堵体系与聚合物类驱油体系间的组合驱油方式进行了研究。结果表明,交替注入调堵体系和聚合物体系能够在一定程度上延缓注入压力的上升速度。

以上单一聚合物或者凝胶颗粒化学体系虽然具有更高的黏度和封堵强度,但其注入能力会显著降低,一方面导致注入压力过高,给现场施工造成困难,海上油田尤为突出,另一方面会造成相对低渗透层挖潜相对不足或难以动用的情况。

为此,笔者针对海上油田多小层扩大波及、均衡动用难题,在分析传统连续聚合物驱过程中渗流阻力变化基础上,提出“多技接力”段塞组合的非连续化学驱(DCF)方法改变传统单一技术模式,让不同段塞进入适宜小层发挥均衡驱替作用<sup>[18]</sup>。DCF方法能够在一定程度上有效调控注入压力,但其提高采收率机理尚不完全明晰,笔者利用微流控实验揭示了DCF提高采收率机理,通过岩心驱油实验优化了最佳段塞组合方式,形成了适用于海上油田非连续化学驱油技术。先导试验表明,其可以进一步提高海上高含水油田采收率。

## 1 实验

### 1.1 实验材料

实验用油为现场原油与煤油复配的模拟油,60℃下黏度为12 mPa·s;实验用水为模拟地层水,矿化度为7 153.35 mg/L(表1)。选择凝胶、弹性分散流体和聚合物3种调驱体系。其中,凝胶是地下交联型高强度封堵体系,其黏度可达 $10^4$  mPa·s以上,适用于封堵渗透率较大的优势通道,调堵作用最强;弹性分散流体是以凝胶颗粒为主体的调驱体系,其可以通过自身弹性变形实现深部运移和调驱,适用于封堵达西级别的高渗条带,发挥调驱作用;而聚合物则是连续体系,可以通过增加水相黏度起到流度控制的作用,驱替作用更强。因此,笔者按照上述3种化学体系强度的差异将其分别定义为强、中、弱3级调驱体系。聚合物为相对分子量为 $2\ 000 \times 10^4$ 的部分水解聚丙烯酰胺,在连续聚合物驱中,使用聚合物质量浓度为1 500 mg/L,60℃下黏度为38 mPa·s;弹性分散流体质量浓度为1 500 mg/L,60℃下黏度为1.7 mPa·s;凝胶成胶后强度达到8 000 mPa·s。

在水驱和聚合物驱相对渗透率测定中使用岩心是气测渗透率为2 000 mD,尺寸为 $\Phi 2.5\text{ cm} \times 10\text{ cm}$ 的圆

柱人造岩心;在聚合物驱油过程中使用3块方形浇筑人造岩心,岩心尺寸为 $4.5\text{ cm}\times 4.5\text{ cm}\times 30\text{ cm}$ ,3块岩心的气测渗透率分别为 $800\text{ mD}$ 、 $2\,000\text{ mD}$ 和 $5\,000\text{ mD}$ ;微流控芯片采用PDMS材料刻蚀,尺寸为 $2\text{ mm}\times 1.5\text{ mm}$ ,平均孔喉尺寸约为 $80\text{ }\mu\text{m}$ ,刻蚀深度为 $30\text{ }\mu\text{m}$ 。

表1 地层水离子组成

Table 1 Composition of ions in formation water

离子	质量浓度/(mg/L)	离子	质量浓度/(mg/L)
$\text{Na}^+$	2 422.13	$\text{HCO}_3^-$	392.57
$\text{K}^+$	40.29	$\text{CO}_3^{2-}$	47.52
$\text{Mg}^{2+}$	69.94	$\text{I}^-$	0.36
$\text{Ca}^{2+}$	191.71	$\text{Br}^-$	4.47
$\text{Cl}^-$	3 971.52	$\text{B}^-$	3.39
$\text{SO}_4^{2-}$	17.67		

## 1.2 连续化学驱渗流阻力变化规律

利用水驱油和聚合物驱油的油水相对渗透率曲线,结合并联岩心聚合物驱油过程中分流率变化,分析各层岩心的渗流阻力在连续注入化学体系过程中的变化规律,获得非连续化学驱的设计依据。实验步骤为:①选取同一批次的2块渗透率为 $2\,000\text{ mD}$ 的人造圆柱岩心利用真空泵抽真空 $2\text{ h}$ ,饱和模拟地层水,测量其孔隙体

积;②岩心在地层温度条件下恒温 $12\text{ h}$ ;③按照图1(a)连接实验流程,在地层温度条件下利用模拟地层水测试岩心渗透率;④利用模拟油驱替水的方式饱和原油,测量其原始含油饱和度和束缚水饱和度;⑤用非稳态法分别测定相同渗透率岩心的水驱油和聚合物驱油相对渗透率曲线<sup>[19-20]</sup>,其中聚合物工作黏度的确定方法可参照文献[4]通过相同流速下的聚合物单相渗流实验获得;⑥按照图1(b)连接实验流程,对3块并联岩心水驱至含水率 $80\%$ 后转聚合物驱 $0.7\text{ PV}$ ,再水驱至含水率 $98\%$ ,记录每一个岩心的产水量和产油量。

## 1.3 储层有效注入压力评价

低渗储层动用存在启动压力梯度,即能够使储层内流体有效流动所需的最小注采压差。而在大段多层油藏合注合采的矿场试验及多层岩心并联驱油的室内实验中,受储层非均质性影响,渗透率较低层位同样需要在一定的注采压差下才能发生有效流动。在此,将储层产液量与注入量一致,即注采平衡定义为有效流动,储层实现有效流动则代表其被动用。同时将各层位内流体有效流动所需的注采压差称为有效注入压力,笔者通过岩心驱替实验对不同渗透率、不同注入阶段的岩心有效注入压力进行研究。

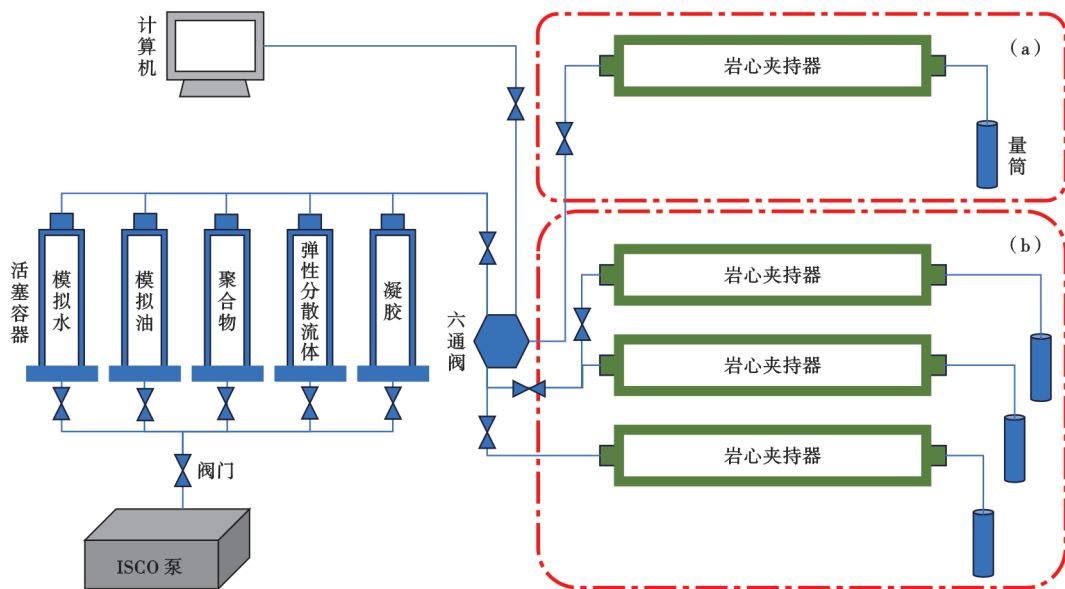


图1 实验流程

Fig. 1 Experimental flow chart

具体的实验步骤为:①将岩心利用真空泵抽真空 $2\text{ h}$ ,饱和模拟地层水,测量其孔隙体积;②岩心在地层温度条件下恒温 $12\text{ h}$ ;③按照图1(b)连接实验流程,在地层温度条件下利用模拟地层水测试岩心渗透率;④利用模拟油驱替水的方式饱和原油,测量其原始含油饱和度和束缚水饱和度;⑤水驱至综合含水率 $80\%$ 后停泵,按照方案(表2)开展驱替实验;⑥记录步骤

⑤开始驱替后的压力以及产出端产液情况,并计算有效注入压力。

## 1.4 非连续化学驱微观剩余油动用规律研究

利用微流控驱替实验对非连续化学驱的扩大波及体积机理进行研究(表3)。实验步骤为:①利用恒速泵以 $100\text{ nL/min}$ 速度饱和原油;②将芯片置于地层温度老化 $2\text{ h}$ ;③利用恒速泵以 $500\text{ nL/min}$ 速度水驱

至油水分布状态不再改变;④ 按照表 3 分别开展两组非连续化学驱及一组连续化学驱实验;⑤ 记录驱替过程的注入压力,并利用体式显微镜拍摄记录驱替过程孔喉内油水分布的动态变化。

### 1.5 非连续化学驱并联驱油实验

按照驱油体系强度设计 4 种非连续化学驱组合方

法,包括:①连续聚合物驱;②强—中—弱组合(凝胶—弹性分散流体—聚合物);③弱—中—强组合(低聚合物—弹性分散流体—凝胶);④中—强—弱—强—弱组合(弹性分散流体—凝胶—聚合物—凝胶—聚合物)。采出程度及各层分流率曲线优选效果最佳的体系组合方式见表 4。实验装置流程如图 1(b)所示。

表 2 有效注入压力实验方案

Table 2 Experimental scheme for effective injection pressure

方案	水驱	有效注入压力测试阶段	备注
1		水驱后停泵至产出端无流体流出转注聚合物,测试有效注入压力	测试水驱后聚合物的有效注入压力
2	综合含水率 80%	水驱后转注聚合物 0.3 PV 后停泵至产出端无流体流出,再次注入聚合物,测试有效注入压力	测试持续注入聚合物过程中的有效注入压力
3		水驱后注入弹性分散流体 0.3 PV 后停泵至产出端无流体流出,再次注入聚合物,测试有效注入压力	测试注入弹性分散流体后聚合物的有效注入压力
4		水驱后注入弹性分散流体 0.3 PV 后停泵至产出端无流体流出,再次注入弹性分散流体,测试有效注入压力	测试持续注入弹性分散流体的有效注入压力

表 3 微流控驱替实验方案

Table 3 Microfluidic displacement experiment scheme

组数	阶段 1	阶段 2	阶段 3	方案
1	水驱	注聚合物 1 h	注聚合物 1 h	连续化学驱
2	水驱	注聚合物 1 h	注弹性分散流体 1 h	非连续化学驱,弱—中组合
3	水驱	注弹性分散流体 1 h	注聚合物 1 h	非连续化学驱,中—弱组合

表 4 非连续化学驱体系组合方式优化设计实验

Table 4 Optimization design experiment for combination mode of discontinuous chemical flooding system

方案	段塞总尺寸/PV	体系组合	转注时机
1	0.7	水驱 + 0.7 PV 聚合物 + 后水	含水 80%
2	0.7	水驱 + 0.2 PV 凝胶 + 0.2 PV 弹性分散流体 + 0.3 PV 聚合物 + 后水	含水 80%
3	0.7	水驱 + 0.3 PV 聚合物 + 0.2 PV 弹性分散流体 + 0.2 PV 凝胶 + 后水	含水 80%
4	0.7	水驱 + 0.2 PV 弹性分散流体 + 0.1 PV 凝胶 + 0.15 PV 聚合物 + 0.1 PV 凝胶 + 0.15 PV 聚合物 + 后水	含水 80%

## 2 驱替过程中的渗流阻力

相对渗透率曲线可以反映出水驱油和聚合物驱油过程中的油水两相渗透特征。相近渗透率岩心的聚合物驱油相对渗透率曲线(图2)与水驱相比,聚合物驱

对油相渗透率的影响不大,但使得水相渗透率和残余油饱和度均低于水驱油过程。结合驱替过程中的饱和度变化可计算单根岩心的水驱油和聚合物驱油过程中的总流度变化:

$$M_t = \frac{KK_{ro}(S_o)}{\mu_o} + \frac{KK_{rw}(S_w)}{\mu_w} \quad (1)$$

两相流体总流度均是随着含水饱和度增加而增大(图 3)。这是由于聚合物在高渗透率岩心中的工作黏度低于油相黏度,只靠聚合物增加水相黏度不足以弥补含油饱和度降低引起的渗流阻力下降。聚合物驱的总流度比水驱时的总流度低了一个数量级,但是整体增大的趋势不变,表明单一化学体系在注入后期难以有效调控层系间的渗流阻力。其中水相既包括水,也包括聚合物驱阶段的聚合物溶液,聚合物溶液的运动黏度可参照文献[20]的剪切速率模

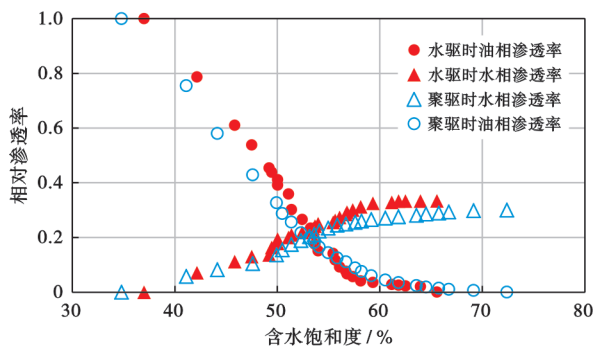


图 2 水驱油和聚合物驱油的相对渗透率曲线

Fig. 2 Relative permeability curves of water and polymer flooding

型进行计算。不同驱替阶段并联岩心分流率曲线和总流度变化曲线也可反映聚合物驱过程中各层的渗流阻力变化(图4)。

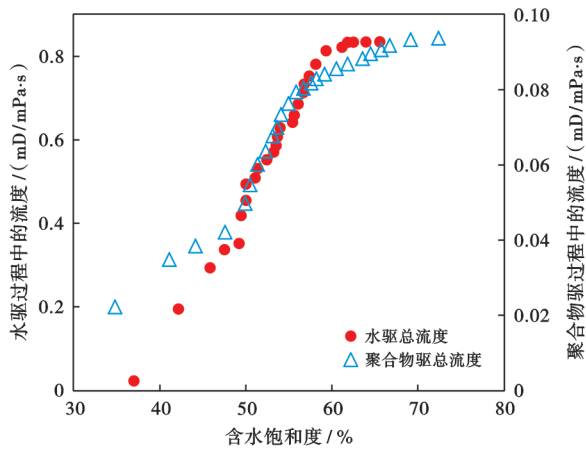


图3 水驱和聚合物驱中的总流度变化

Fig. 3 Variation of total mobility in water flooding and polymer flooding

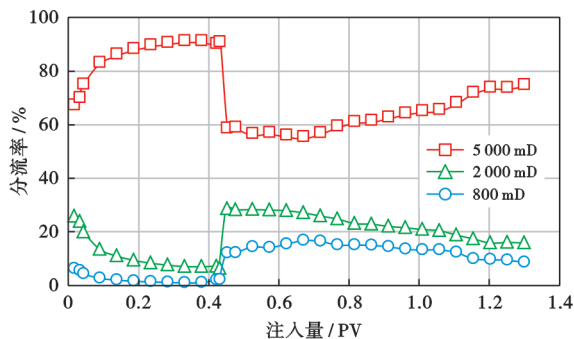


图4 不同阶段并联岩心驱替实验中的分流率变化

Fig. 4 Changes in diversion rate in parallel core displacement experiments at different stages

在水驱阶段,多数流体从渗透率为5000 mD的岩心中流过,在注入聚合物后,渗透率为5000 mD岩心中的分流率大幅度降低,表明此岩心中的渗流阻力显著增加,可对2000 mD和800 mD岩心有效启动。随着聚合物不断驱替,进入2000 mD和800 mD岩心中的聚合物也会产生较大的渗流阻力,最终达到各层的渗流阻力平衡,即可发现聚合物驱后期的分流率曲线没有发生明显变化,进入了驱替的拟稳定状态。文献[9-10]对聚合物驱过程中并联岩心的流度计算结果也表明,使用单一聚合物驱替段塞会导致高渗层的流度降低后又开始回升,驱替后期的高、中、低渗透率层的流度基本无变化。

结果表明,无论对于聚合物驱油体系本身,还是受储层非均质性影响,相对渗透率较高区域的渗流阻力均在聚合物驱过程中逐渐增加,在聚驱后期与渗透率

相对较低区域的渗流阻力达到动态平衡,此时聚合物驱难以进一步扩大波及体积。

### 3 非连续化学驱提高采收率机理

#### 3.1 非连续化学驱小层动用机理

非连续化学驱是针对海上多层油藏合注合采和强非均质性特征,将具有不同渗流能力的化学体系按照一定顺序组合注入的提高采收率模式<sup>[18]</sup>,其核心是以不同渗流能力化学体系进入相应层位,按照各层所需调控渗流阻力大小,如强度较高的前段塞先进入优势渗流通道进行初步调控,随后使用不同分子量和浓度的聚合物或复合体系主段塞动用储层主体区域。按照表2进行4组有效注入压力实验,记录产液液滴数随时间变化的柱状图及对应的注入压力曲线(图5),当产液液滴数稳定不变时即代表产液量与注入量实现平衡,此时的压力即为有效注入压力。

表2中方案1—方案4实现注入速度等于产液速度平衡所需要的时间逐渐延长,对应的注入压力也明显升高。水驱后转聚合物驱、连续注入聚合物、注入弹性分散流体后注入聚合物以及连续注入弹性分散流体的有效注入压力及相应的平衡时间分别为:0.018 MPa, 150 s; 0.05 MPa, 240 s; 0.107 MPa, 360 s以及0.244 MPa, 450 s。绘制以上4组实验注入时间为600 s内的注入压力曲线(图6)。

方案1显示,水驱后注入聚合物能够在一定程度上提高注入压力,起到改善流度比的作用;方案2的注入压力较方案1高,说明注入0.3 PV聚合物后再次继续注入聚合物的有效注入压力高于水驱结束后直接注入聚合物的有效注入压力。因此,连续注入聚合物能够起到注入压力累积的作用,持续提升注采压差;方案3的注入压力较方案2进一步升高,说明注入弹性分散流体能够起到更好的增阻效果。而方案4连续注入分散流体的注入压力进一步显著提升。储层有效注入压力评价可以明确多层油藏各个小层被动用所需要的最小压力,通过“调+驱”段塞组合的非连续化学驱可以获得适当注入压力,解决单一段塞增阻能力不足或者增阻能力过强的问题,实现对不同小层的有效动用。

#### 3.2 非连续化学驱微观提高采收率机理

基于表3中3组微观驱油实验,研究不同阶段的波及范围变化过程(图7)。对油水分布进行识别和统计计算,水驱的波及范围为25%~30%,连续化学驱替的最终波及范围为53.3%,中—弱组合和弱—中组合的非连续化学驱最终波及范围可达82.5%和67.3%,分别比较连续化3组微流控驱替实验的注入压力曲线[图8(a)]可以发现,水驱阶段的注入压力基本上



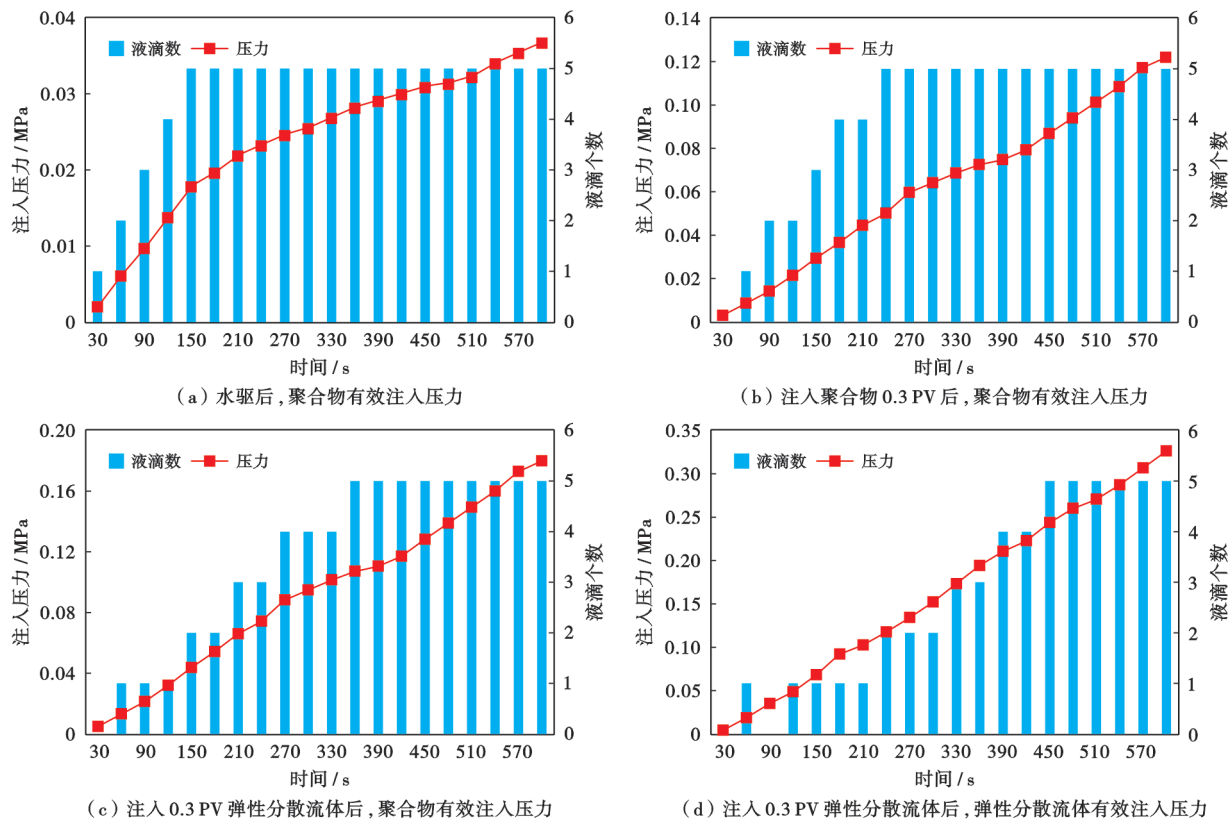


图5 有效启动压力梯度测试过程中每30s产出端产出液滴数及注入压力变化曲线

Fig. 5 The number of droplets produced at the output end every 30 seconds during the effective initiation of pressure gradient testing, and the change curve of injection pressure

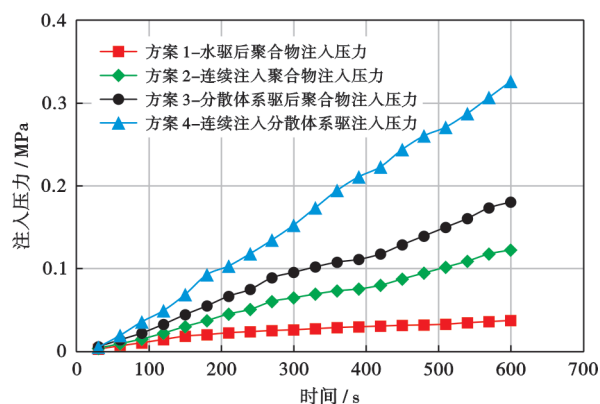


图6 有效注入压力实验注入压力曲线对比

Fig. 6 Comparison of injection pressure curves for effective injection pressure experiments

保持一致。注入化学体系的阶段1: 连续驱和弱一中组合注入的化学体系相同, 压力相近且明显低于中一弱组合; 注入化学体系的阶段2: 连续驱的注入压力增幅减缓并最终趋于稳定; 中一弱组合转换为聚合物段塞, 注入压力增幅明显减缓且趋于平稳; 弱一中组合转换为弹性分散流体段塞, 注入压力增幅变大。对比3组实验, 中一弱组合优先注入弹性分散流体, 注入压力在整个化学驱阶段保持在较高水平, 可增加小孔喉的波及与大孔

喉波及区域内的驱洗程度。通过软件对(图8)波及区域的孔喉尺寸识别, 计算不同孔喉尺寸下的原油动用程度并绘制曲线[图8(b)]。

微流控驱替结果再次说明, 非连续化学驱可以进一步有效扩大波及体积而提高采收率。从微观孔喉动用及剩余油赋存状态两个方面对其机理进行阐释。3组实验显示, 孔喉尺寸越大, 孔喉内的剩余油动用程度越高(图8)。弱一中组合相比于连续驱替, 其主要增大了大孔喉内原油的动用, 而中一弱组合相比于弱一中组合可以进一步增大中小孔喉内原油动用, 而二者对大孔喉内原油的动用效果相近。

按照剩余油形态及与孔喉接触关系对3组微流控驱替实验的剩余油分类发现, 红色的微观非均质剩余油区域面积明显多于其他类型剩余油(图9); 微观非均质剩余油即为连续的未被波及孔喉区域的剩余油, 其相对含量代表孔喉被有效波及动用情况。提高注采压差, 扩大注入流体的波及范围可有效动用微观非均质剩余油; 孔喉剩余油、角隅状剩余油和膜状剩余油则是在波及区域内由于基质润湿性、油水界面张力及水动力滞留等多因素影响而形成。除了提高注采压差外, 还可通过注入低界面张力驱油体系动用以上3种剩余油。

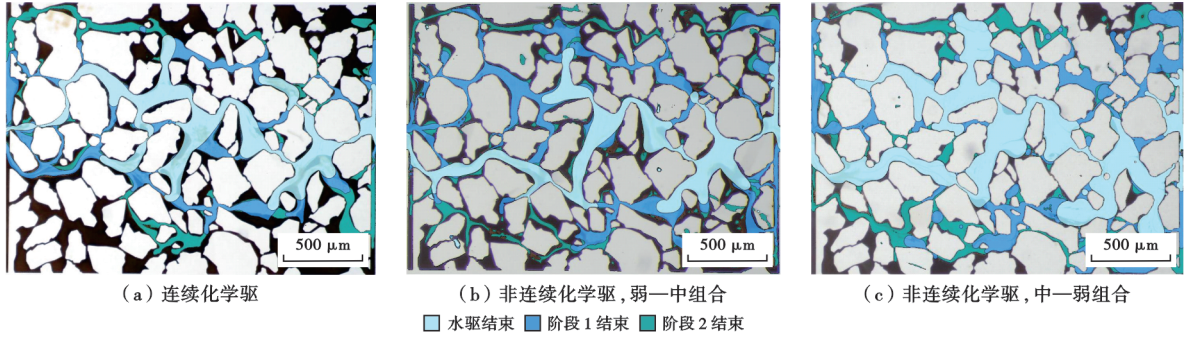


图7 微流控驱替波及范围变化过程

Fig. 7 Variation in the range of microfluidic displacement

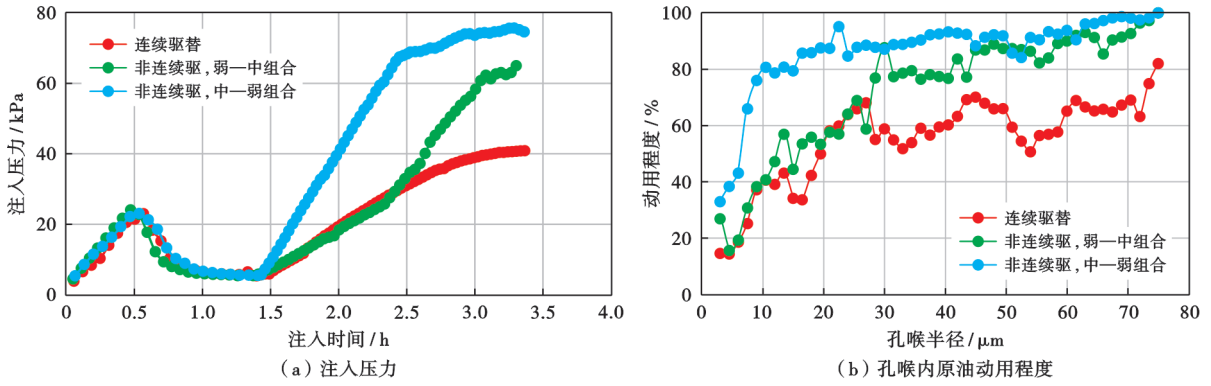


图8 微流控驱替特征曲线

Fig. 8 Microfluidic displacement characteristic curve

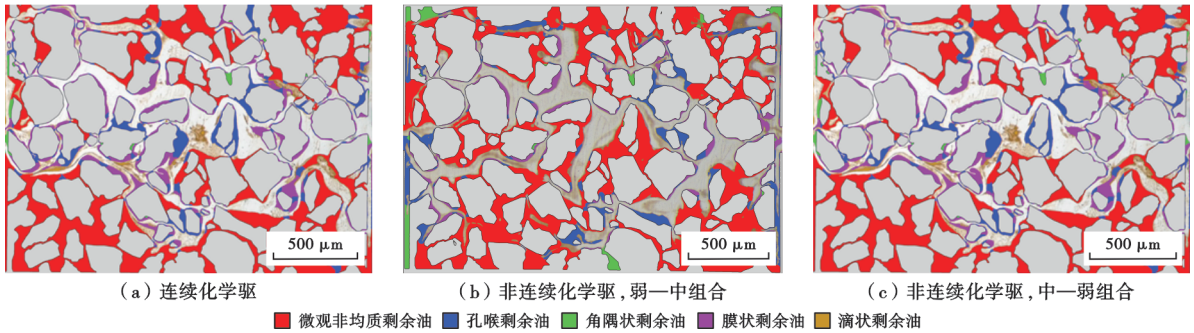


图9 微流控驱替后孔喉剩余油识别情况

Fig. 9 Recognition of remaining oil in pore throat after microfluidic displacement

将以上5种剩余油含量定量识别并对比可以发现,连续驱替和弱一中组合非连续化学驱的微观非均质剩余油相对含量分别为74.74%和68.77%,远大于其他类型剩余油相对含量(图10)。而中一弱组合非连续化学驱的微观非均质剩余油含量大幅降低至35.75%,各类型剩余油相对含量较为均衡。以上分析可知,非连续化学驱可以有效波及水驱无法波及的连续剩余油,一部分被携带采出,另一部分以其他类型剩余油赋存在孔喉处。其中,优先建立较高驱替压差的中一弱组合非连续化学驱效果更佳。

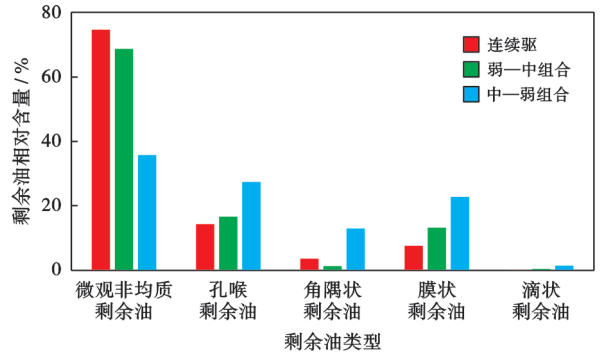


图10 剩余油类型相对含量对比

Fig. 10 Comparison of relative content of different types of remaining oil

结合储层有效注入压力可知,中一弱组合的非连续化学驱优先建立较高注采压差,可以动用低渗层位或低渗区域,提高采收率效果最佳。这表明,非连续化学驱提高采收率机理主要在于调控注采压差,促进注入流体进入未波及区域,波及连续的剩余油被采出。

## 4 非连续化学驱室内优化设计及先导试验效果

### 4.1 非连续化学驱组合方式优化设计

表 4 中 4 种不同组合方式下采出程度提高值和最终采出程度(图 11)显示,中一强一弱一强一弱组合方式的采出程度最高为 64.38%;其次是弱一中一强注入方式,其采出程度为 60.86%;强一中一弱注入方式最差,采出程度仅为 52.25%。不同注入方式下的分流率曲线也表明了中一强一弱一强一弱组合方式效果最好(图 12)。

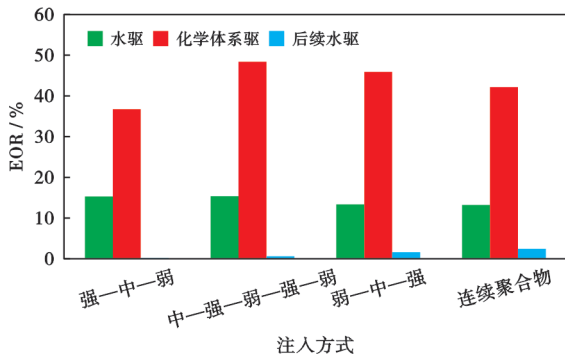


图 11 4 种方式下并联岩心采出程度提高值和最终采出程度

Fig. 11 Increase in parallel core recovery and final recovery under four modes

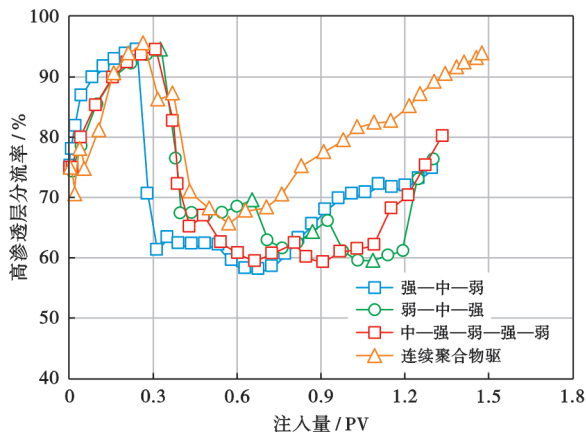


图 12 4 种组合方式下并联岩心高渗层分流率变化曲线

Fig. 12 Variation curve of shunt rate of high osmotic layer in parallel core under four combinations

4 组实验的水驱阶段高渗层分流率变化规律基本一致,当注入化学体系后高渗层分流率开始降低,其中连续注入聚合物驱替时高渗层分流率最低为 65.76%,

强一中一弱组合方式的高渗层分流率最低为 9.52%,但低分流率持续时间较短,中一强一弱一强一弱组合方式下高渗层分流率最低为 59.33%,但是低分流率阶段维持在非连续驱替的全过程。

强一中一弱组合驱替的最终采收率及提高采收率效果均最差(图 11)。主要是由于非连续驱替转换时机为综合含水率 80%,此时高渗层中还有较多剩余油,注入高强度凝胶对高渗层封堵会导致此部分剩余油在后续难以有效动用。对比 4 种组合方式下并联岩心各层的提高采收率(图 13)可以发现,强一中一弱组合下虽然中一低渗层的提高采收率值均最高,但是高渗层的提高采收率仅为 22.57%,远低于其他组合方式驱替。因此,应在充分驱替高渗层剩余油后再对其封堵并驱替中低渗层中的剩余油。

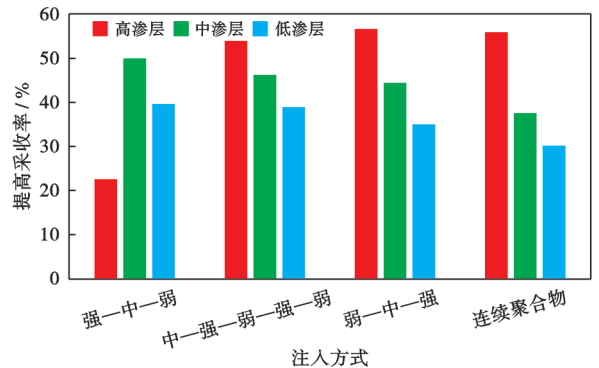


图 13 4 种组合并联岩心的高、中、低渗层提高采收率对比

Fig. 13 Comparison of high, medium and low permeability layers in four combined parallel cores

综合以上分析,引入弹性分散流体和凝胶调驱体系的 DCF 对非均质储层的剖面改善效果明显优于连续聚合物驱,而且体系调驱强度选择、段塞组合方式对最终驱油效果同样至关重要。优先充分动用高渗层、再封堵高渗层调驱的中一强一弱一强一弱 DCF 方式效果最佳,可在连续聚合物驱的基础上多提高采收率 4.41%。

### 4.2 非连续化学驱先导试验

渤海 BZ 油田属于典型的岩性-构造油藏,沉积类型属于浅水三角洲、滨一浅湖亚相,主要含油层位属高孔高渗储层,储层平均渗透率为 1800 mD,平均有效厚度为 7 m,地下原油黏度为 8.21~22.80 mPa·s。油田于 2009 年 3 月投产,2020 年进入中一高含水开发阶段,采出程度为 21.56%,综合含水率为 90%。2020 年在 BZ 油田开展了非连续化学驱先导试验,并形成 2 注 4 采的注采井网(图 14)。

针对油藏特点,形成了由前段塞、主段塞、次段塞、辅段塞组成的水平井非连续化学驱油组合体系,在近井地带、地层深部等多个部位发挥调控作用,保障驱油体系注入能力,实现油藏均衡驱替。化学驱后注入井注入



压力上升,视吸水指数下降,表明非连续化学驱见效;生产井全部见效,高峰增油量为  $54 \text{ m}^3/\text{d}$ (平均增幅为 32%),典型受效井的高峰增油量为  $69 \text{ m}^3/\text{d}$ (增幅为

138%),高峰含水率下降 10%(单井为 11%~14%),降水增油效果非常显著(图 15)。截至 2022 年 10 月底,累积增油量为  $6.97 \times 10^4 \text{ t}$ ,累积降水量为  $45.9 \times 10^4 \text{ t}$ 。

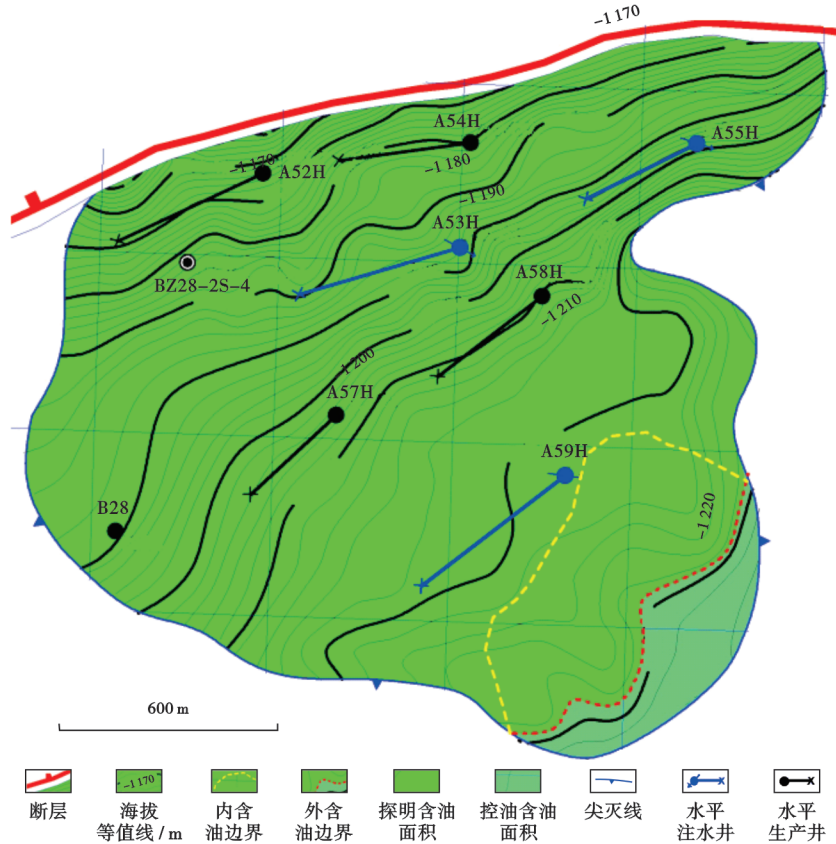


图 14 试验区块井位  
Fig. 14 Well location map of test block

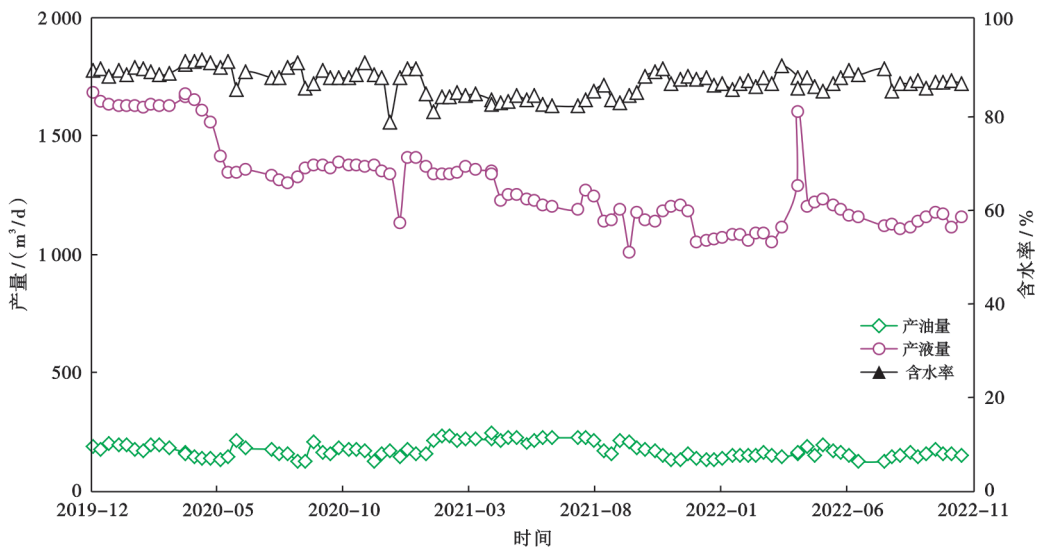


图 15 试验井组生产曲线  
Fig. 15 Production curve of test well group

### 5 结论

(1) 聚合物驱过程中油相和水相的总流度比水驱油过程中低了一个数量级,但仍然随着驱替的进行而

增大,在多层并联岩心中,注入单一聚合物段塞的连续化学驱使得高渗区域的流度不断增加,扩大波及体积能力受到限制。

(2) 通过组合注入不同封堵强度的体系段塞可以

有效调控合理注入压力,解决单一段塞增阻能力不足或过强的问题。

(3) 连续化学驱替最终波及范围为 53.3%,非连续化学驱中一弱组合和弱一中组合可分别较连续化学驱扩大波及体积 29.2%和 14.0%。其扩大波及体积的机理主要在于调控注采压差,促进注入流体进入未波及区域分散并采出连续剩余油。中一弱组合的非连续化学驱优先建立较高的注采压差可以尽早动用低渗层位或低渗区域,提高采收率效果更佳。

(4) 优先充分动用高渗层进而封堵高渗层的中一强一弱一强一弱非连续化学驱方式可以在连续聚合物驱的基础上进一步提高采收率 4.41%。渤海 BZ 油田矿场试验证明非连续化学驱可以大幅度提高原油采收率。

**符号注释:**  $M_t$ —两相流体总流度,  $\text{mD}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$ ;  $K$ —岩心的渗透率,  $\text{mD}$ ;  $K_{ro}(S_o)$ —油相的相对渗透率;  $K_{rw}(S_w)$ —水相的相对渗透率;  $\mu_o$ —原油黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_w$ —水相黏度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

#### 参 考 文 献

- [1] 王飞琼,程明佳,程自力,等.渤海海上油田开发调整策略及效果[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2011,33(12):148-151. WANG Feiqiong, CHENG Mingjia, CHENG Zili, et al. Bohai offshore oilfield development adjustment strategy and its effect[J]. Journal of Oil and Gas Technology (Journal of Jiangnan Petroleum Institute), 2011, 33(12): 148-151.
- [2] 崔传智,孙莲婷,单高军,等.多层合采油井的多措施同步优化方法[J].石油学报,2023,44(8):1356-1364. CUI Chuanzhi, SUN Lianting, SHAN Gaojun, et al. Multi-measure simultaneous optimization method for multi-layer commingled producing wells[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(8): 1356-1364.
- [3] 李永太,孔柏岭,李辰.全过程剖割技术与三元复合驱协同效应的动态特征[J].石油学报,2018,39(6):697-702. LI Yongtai, KONG Bailing, LI Chen. Dynamic characteristics of synergistic effect between profile control technology throughout flooding and ASP flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(6): 697-702.
- [4] LIU Zheyu, LI Yiqiang, LÜ Jianrong, et al. Optimization of polymer flooding design in conglomerate reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 152: 267-274.
- [5] 廖广志,王强,王红庄,等.化学驱开发现状与前景展望[J].石油学报,2017,38(2):196-207. LIAO Guangzhi, WANG Qiang, WANG Hongzhuang, et al. Chemical flooding development status and prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 196-207.
- [6] 周守为.海上油田高效开发技术探索与实践[J].中国工程科学,2009,11(10):55-60. ZHOU Shouwei. Exploration and practice of offshore oilfield effective development technology[J]. Engineering Sciences, 2009, 11(10): 55-60.
- [7] 郭太现,杨庆红,黄凯,等.海上河流相油田高效开发技术[J].石油勘探与开发,2013,40(6):708-714. GUO Taixian, YANG Qinghong, HUANG Kai, et al. Techniques for high-efficient development of offshore fluvial oilfields[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 708-714.
- [8] 卢祥国,何欣,曹豹,等.聚合物驱液剖面反转机制、应对方法及实践效果[J].石油学报,2023,44(6):962-974. LU Xiangguo, HE Xin, CAO Bao, et al. Injection profile reversal mechanisms of polymer flooding and its countermeasures and practical effects[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(6): 962-974.
- [9] 刘哲宇,李宜强,高文彬,等.纵向非均质油藏聚合物变阻力渗流规律实验研究[J].新疆石油地质,2017,38(3):331-336. LIU Zheyu, LI Yiqiang, GAO Wenbin, et al. Experimental study on variable flow resistance during polymer flooding in vertically heterogeneous reservoirs[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(3): 331-336.
- [10] 朱炎,高文彬,李瑞升,等.变流度聚合物驱提高采收率作用规律及应用效果[J].石油学报,2018,39(2):189-200. ZHU Yan, GAO Wenbin, LI Ruisheng, et al. Action laws and application effect of enhanced oil recovery by adjustable-mobility polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(2): 189-200.
- [11] 鲍博,史嘉威,冯嘉,等.基于微流控技术的表面活性剂强化驱油研究进展[J].石油学报,2022,43(3):432-442. BAO Bo, SHI Jiawei, FENG Jia, et al. Research progress of surfactant enhanced oil recovery based on microfluidics technology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(3): 432-442.
- [12] 赵娟,张健,杨光,等.两亲聚合物稠油活化剂的降粘效果及驱油性能研究[J].油田化学,2016,33(4):715-719. ZHAO Juan, ZHANG Jian, YANG Guang, et al. Oil displacement performance and viscosity-reducing effect of heavy oil activator with amphiphilic polymer[J]. Oilfield Chemistry, 2016, 33(4): 715-719.
- [13] 陈鑫,李宜强,刘哲宇,等.降黏剂辅助热水驱提高海上稠油藏采收率实验研究[J].高校化学工程学报,2020,34(1):62-69. CHEN Xin, LI Yiqiang, LIU Zheyu, et al. Experimental study on improving offshore viscous-oil recovery via a viscosity reducer assisted hotwater-injection process[J]. Journal of Chemical Engineering of Chinese Universities, 2020, 34(1): 62-69.
- [14] 葛际江,郭洪宾,张天赐,等.耐温耐盐酚醛冻胶研制及性能调控机理[J].石油学报,2022,43(8):1145-1157. GE Jijiang, GUO Hongbin, ZHANG Tianci, et al. Development of temperature and salinity resistant phenolic gel and its performance regulation mechanism[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(8): 1145-1157.
- [15] 戴彩丽,刘佳伟,李琳,等.自生长水凝胶粒子特性及裂缝调控作用机理[J].石油学报,2022,43(6):840-848. DAI Caili, LIU Jiawei, LI Lin, et al. Characteristics and action mechanism of self-growing hydrogel particle fracture control system[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 840-848.
- [16] CHEN Xin, LI Yiqiang, LIU Zheyu, et al. Experimental and theoretical investigation of the migration and plugging of the particle in porous media based on elastic properties[J]. Fuel, 2023, 332: 126224.

- [17] CHEN Xin, LI Yiqiang, LIU Zheyu, et al. Investigation on matching relationship and plugging mechanism of self-adaptive microgel (SMG) as a profile control and oil displacement agent[J]. Powder Technology, 2020, 364: 774-784.
- [18] 张健. 海上高含水油田非连续化学驱模式研究[J]. 中国海上油气, 2023, 35(1): 70-77.  
ZHANG Jian. Study on discontinuous chemical flooding model of offshore high water cut oilfield[J]. China Offshore Oil and Gas, 2023, 35(1): 70-77.
- [19] 张继成, 宋考平. 相对渗透率特征曲线及其应用[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 104-107.  
ZHANG Jicheng, SONG Kaoping. Eigen curve of relative permeability and its application[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(4): 104-107.
- [20] 杨清彦, 李斌会, 周英芳, 等. 聚合物驱相对渗透率曲线计算方法研究[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 294-297.  
YANG Qingyan, LI Binhui, ZHOU Yingfang, et al. Calculating method for relative permeability curve of polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 294-297.
- (收稿日期 2023-07-26 改回日期 2024-02-22 编辑 王培玺)

## 中国石油学会主办的英文国际期刊 *Petroleum Research* 被 ESCI 收录

由中国科学技术协会主管、中国石油学会与石油工业出版社有限公司联合主办的英文国际期刊 *Petroleum Research*《石油研究(英文)》被 ESCI(Emerging Sources Citation Index)正式收录。期刊自 2022 年起(Volume 7, Issue 1)发表的文章将被收录在数据库中,期刊将于 2025 年迎来首个影响因子。*Petroleum Research* 为开放获取型期刊,目前免收作者稿件处理费(APC),已被 ESCI、Ei Compendex、Scopus、DOAJ 等权威数据库收录。期刊主编由我国著名石油地质与构造地质学家、中国科学院院士贾承造教授担任。期刊重点报道非常规油气、提高采收率、人工智能应用、材料科学和大数据应用、安全和环保、碳捕集利用和封存、新能源科学和工程交叉学科等理论与技术进展,通过加强本领域内国际间的交流合作,服务我国能源安全及石油科学技术发展。

作为中国石油学会唯一一本英文国际期刊,办刊过程中,中国石油学会领导高度重视,投入大量物力、财力,坚持专业办刊、规范办刊、特色办刊,助力期刊快速发展。不断提升期刊国际化程度,通过利用 Elsevier 的 EM 投审稿系统,走出了“作者国际化、审稿国际化、服务国际化”办刊之路。持续提升期刊学术影响力,Scopus 数据库中 CiteScore 2023 为 7.1,位列全球地质期刊分类第 31 位(共 321 种)。着力提高期刊国际传播力,利用 Elsevier 的 ScienceDirect 平台实行全文在线开放获取传播,文章下载量连年上升。大力提升服务作者能力,借助 Clarivate 邮件推送服务,将期刊文章有效推送到 Web of Science 数据库中的目标用户,扩大作者文章影响力。

*Petroleum Research* 所取得的进步,离不开各位编委和审稿专家的无私奉献和辛勤工作,更离不开广大作者、读者的大力支持和热切关注,在此,向各位编委、审稿专家以及作者和读者表达最诚挚的敬意和衷心的感谢!新的起点,新的方向,*Petroleum Research* 欢迎各位专家、学者提供宝贵意见和建议,也期待广大科技工作者、工程技术人员、高校师生等积极投稿,为期刊的发展提供更多的支持与帮助。

ESCI (Emerging Sources Citation Index)由汤森路透集团于 2015 年 11 月推出,与 SCIE(SCI Expanded)、SSCI(Social Sciences Citation Index)、A&HCI(Arts & Humanities Citation Index)等共同组成 Web of Science(WOS)数据库,主要收录在新兴研究领域具有重要影响力的优秀学术期刊。ESCI 作为 WOS 的新成员,旨在收录具有区域重要性和新兴科技领域的高质量、同行评议的英文期刊。被 ESCI 收录的期刊再经过进一步的专业评估及遴选后便有机会转入 SCIE、SSCI 和 A&HCI 等数据库。ESCI 数据库收录意味着期刊取得了走向更高国际舞台的通行证。