

文章编号:1009-9603(2021)06-0101-06

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.06.013

# 普通稠油油藏聚合物驱提高采收率研究与实践

——以孤岛油田B21单元为例

张娜,元福卿,魏翠华,赵方剑,李菲菲,岳静,李硕轩,王毅

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院,山东东营257015)

**摘要:**普通稠油油藏水驱开发面临原油黏度高、指进严重且采收率低的问题,亟需转换开发方式,进一步提高采收率。以孤岛油田B21单元普通稠油油藏为目标区,通过数值模拟,建立了不同原油黏度油藏聚合物驱的驱替相与原油合理黏度比界限图版;通过室内增黏实验,确定目标区适用的聚合物质量浓度界限;再采用数值模拟方法,优化确定聚合物最佳注入浓度;结物理模拟实验,优化高低浓度交替注入方式,相同聚合物用量下可大幅度提高采收率;考虑开发效果和经济性两方面指标,制定了不同原油价格和不同聚合物价格下聚合物经济极限用量界限图版,对普通稠油油藏聚合物驱持续经济高效开发具有重要指导意义。现场应用结果表明,截至2021年7月,日产量由285 t/d最高上升至441 t/d,最大升幅为156 t/d,综合含水率由89.1%最低降至76.2%,最大降幅为12.9%,已累计增油量为 $61.4 \times 10^4$  t,已提高采收率达7.0%,降水增油效果显著。

**关键词:**稠油油藏;聚合物驱;数值模拟;提高采收率;原油黏度;孤岛油田

中图分类号:TE357.46<sup>+</sup>1

文献标识码:A

## Research and practice of enhanced oil recovery by polymer flooding in ordinary heavy oil reservoirs: Taking Block B21, Gudao Oilfield as an example

ZHANG Na, YUAN Fuqing, WEI Cuihua, ZHAO Fangjian, LI Feifei, YUE Jing, LI Shuoxuan, WANG Yi

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company,  
SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

**Abstract:** The water-flooding development in ordinary heavy oil reservoirs faces the problem of low oil recovery due to high crude oil viscosity and serious fingering. It is urgent to change the development method to further enhance oil recovery. Taking the ordinary heavy oil reservoirs in Block B21, Gudao Oilfield as the target area, through numerical simulation, we established the boundary chart of the reasonable viscosity ratios between the displacing phase and crude oil for polymer flooding in reservoirs with different crude oil viscosity. Through indoor viscosity-increasing experiments, we determined the polymer concentration limit applicable to the target area. Then numerical simulation was conducted to optimize and determine the best polymer injection concentration. Combining physical simulation experiments, we optimized the alternate injection method of high and low concentrations, thereby greatly improving oil recovery under the same polymer usage. Considering development effect and economic efficiency, the usage chart of economic limits under different crude oil and polymer prices was formulated, which can significantly guide the economic and efficient development of polymer flooding in ordinary heavy oil reservoirs. Field application results showed that as of July 2021, the daily oil production has witnessed a maximal increase of 156 t/d from 285 t/d to 441 t/d, and the composite water cut has seen the largest decrease of 12.9% from 89.1% to 76.2%. The cumulative oil increment was  $61.4 \times 10^4$  t, and the oil recovery has improved by 7.0%, achieving an obvious effect of oil production increase and water cut decrease.

**Key words:** heavy oil reservoirs; polymer flooding; numerical simulation; enhanced oil recovery; crude oil viscosity; Gudao

收稿日期:2021-05-12。

作者简介:张娜(1986—),女,山东垦利人,高级工程师,硕士,从事化学驱提高采收率研究。E-mail:zhangna501.slyt@sinopec.com。  
基金项目:国家科技重大专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”(2016ZX05011)。

## Oilfield

胜利油区稠油油藏资源丰富,随着油田开发进入中后期,产油量递减加快,常规水驱开发效果不理想、采收率较低,采用热采方法时热损失严重,成本急剧增加<sup>[1]</sup>。近年来,化学驱提高普通稠油油藏采收率技术得到广泛关注<sup>[2-4]</sup>,但普通稠油油藏聚合物驱技术多集中于室内体系研究,矿场开发效果的提升局限于井网调整和注采能力等研究,很少关注并评价其经济性。李宗阳分析了原油黏度对二元复合驱开发效果的影响,同时考虑提高采收率和经济性两方面指标,提出了化学驱适用于地层原油黏度小于500 mPa·s的稠油油藏<sup>[5]</sup>。为此,笔者以孤岛油田B21单元为目标区,从化学剂用量的角度,探索地层原油黏度大于500 mPa·s的普通稠油油藏单一聚合物驱经济高效开发技术。为进一步提高聚合物利用率,优化不同原油黏度稠油油藏驱替相与原油合理黏度比、高低浓度交替注入方式进而实现保证经济效益条件下最大程度提升开发效果,优化了不同原油价格、不同聚合物价格下聚合物经济极限用量,以期普通稠油油藏单一聚合物驱经济高效开发提供技术指导。

## 1 地质与开发概况

孤岛油田B21单元位于孤岛披覆背斜构造的最西端,含油面积为3.75 km<sup>2</sup>,石油地质储量为880×10<sup>4</sup> t,纵向上发育4个含油小层,分别为3<sup>3</sup>,3<sup>4</sup>,3<sup>5</sup>和4<sup>2</sup>小层。原始油层温度为70℃,地层原油黏度为687 mPa·s,孔隙度为31.7%,渗透率为1 480 mD,属高孔、高渗透的普通稠油油藏。1975年4月投产,天然能量开发,1978年1月投入注水开发,实施聚合物驱前油藏综合含水率为89.1%,采出程度仅为25.7%,采油速度为0.67%,处于高含水、低采出程度、低采油速度开发阶段,有必要将水驱转换为聚合物驱,进一步提升开发效果。

## 2 聚合物驱关键参数优化

根据目标区实际油藏地质特征,利用数值模拟技术,建立水驱转聚合物驱模型。假设该模型平面均质,纵向上设置4个等厚层,每个模拟层平均厚度为5 m,孔隙度为30%,考虑纵向非均质性,将4个模拟层的渗透率自上而下设置为700,1 200,1 700和2 200 mD,平均为1 450 mD。平面网格步长为20 m×

20 m,采用五点法面积井网开发,共4个注采井组。设计模型水驱开发至含水率为92%时转聚合物驱开发,后续水驱至含水率为98%时结束模拟。

应用Eclipse数值模拟软件,分别计算不同聚合物质量浓度、不同注入方式以及不同聚合物用量对聚合物驱效果的影响,并通过对比分析模拟结果对以上参数进行优选。采用聚合物驱提高采收率值和吨聚增油量作为参数优选评价标准<sup>[6-7]</sup>,其中聚合物驱提高采收率值是指聚合物驱开发含水率达到98%时预测采收率与水驱开发预测采收率的差值;吨聚增油量指每注入1 t聚合物干粉所增加的产油量,是一个无因次量,用以表示聚合物驱的增油能力。

### 2.1 聚合物注入质量浓度优化

#### 2.1.1 驱替相与原油合理黏度比界限

聚合物驱主要是通过增加注入流体的黏度来降低水油流度比,从而提高波及系数<sup>[8-9]</sup>。普遍认为,驱替相黏度越高,其扩大波及体积能力越强,驱油效果越好<sup>[10]</sup>;但是较高的黏度要求聚合物注入质量浓度增大,化学剂费用必然增加;但当驱替相黏度高到一定程度后,其经济性变差。因此,驱替液的黏度必然存在一个合理区间<sup>[11]</sup>,须开展优化实验以得到不同原油黏度对应的驱替相与原油合理黏度比,用以指导不同原油黏度油藏聚合物驱经济开发。

根据目标区地层原油黏度,分别设计聚合物溶液黏度为30,40,50,60,70,80,100,120,140,160,180和200 mPa·s,对比不同驱替相与原油黏度比条件下的聚合物驱提高采收率值。结果(图1)表明,随着驱替相与原油黏度比增大,提高采收率值增加。当驱替相与原油黏度比为0.09~0.20时,提高采收率值升幅较大,相应的聚合物溶液黏度为60~140 mPa·s;继续增大驱替相与原油黏度比,提高采

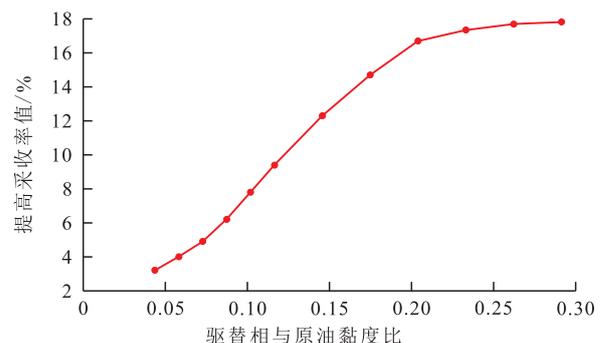


图1 驱替相与原油黏度比对提高采收率值的影响  
Fig.1 Influence of viscosity ratios of displacing phase to crude oil on enhanced oil recovery

收率值增幅趋于平缓,聚合物利用率降低。

针对不同原油黏度油藏,采用同样方法优化了驱替相与原油合理黏度比,建立了不同原油黏度油藏聚合物驱的驱替相与原油合理黏度比界限图版(图2),用以指导普通稠油油藏聚合物驱注入质量浓度优化。

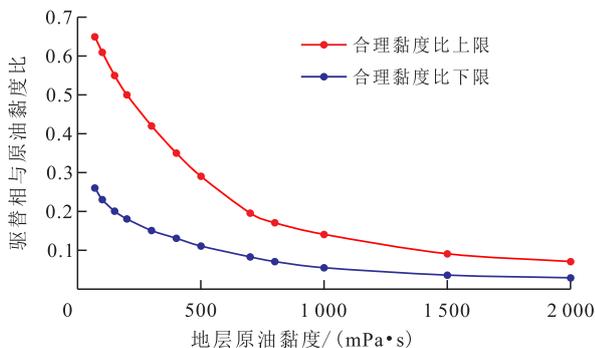


图2 不同原油黏度下驱替相与原油合理黏度比界限图版  
Fig.2 Boundary chart of viscosity ratios between displacing phase and crude oil at different crude oil viscosity

### 2.1.2 聚合物质量浓度界限

在实验温度为70℃、注入水矿化度为8 893 mg/L、地层原油黏度为687 mPa·s的条件下,优选增黏性好的矿场在用聚合物产品,其质量浓度与黏度的关系如图3所示。由于目标区驱替相与原油合理黏度比为0.09~0.20,计算得到聚合物溶液黏度应为61.8~137.4 mPa·s,通过图3确定目标区适用的聚合物质量浓度为2 000~2 500 mg/L。

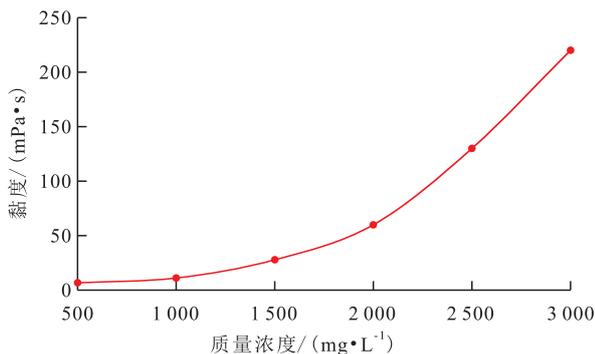


图3 聚合物溶液黏度与质量浓度的关系  
Fig.3 Viscosity of polymer solution versus mass concentration

### 2.1.3 聚合物最佳注入质量浓度

根据目标区聚合物注入质量浓度适用范围,通过数值模拟优化最佳注入质量浓度。在保持聚合物驱主段塞尺寸为0.4 PV、注入速度为0.08 PV/a不变的条件下,对比不同聚合物质量浓度下的提高采收率值,并在原油不含税价格为60美元/bbl、聚合物价格为1.5×10<sup>4</sup>元/t的条件下开展经济评价,对比财务净现值。结果(图4)显示,随着聚合物注入质量

浓度的增加,聚合物驱提高采收率值增大,其中质量浓度为2 200 mg/L时的财务净现值最高。说明聚合物注入质量浓度为2 200 mg/L时,目标区开展聚合物驱开发的经济性更优。

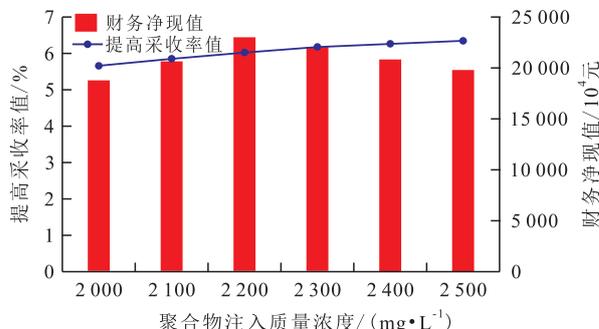


图4 不同聚合物注入质量浓度聚合物驱预测指标对比  
Fig.4 Comparison of prediction indexes at different mass concentrations

## 2.2 聚合物注入方式优化

黄斌等通过室内物理模拟实验发现,在聚合物用量相同的条件下,变黏度聚合物驱提高采收率效果好于恒定黏度聚合物驱<sup>[12]</sup>。李丹于2018年开展实验,认为前置高质量浓度调堵段塞+后续低质量浓度段塞组合式聚合物驱效果好于低质量浓度单段塞聚合物驱,且聚合物用量较少<sup>[13]</sup>。大庆油区开展的矿场试验结果证实,合理的多段塞交替注入方式较单一段塞注入产油量增加、聚合物用量降低。王珊珊等针对聚合物驱过程中出现的剖面反转现象开展实验,对比结果表明:渗透率级差为3.0时,质量浓度为1 400和800 mg/L的聚合物交替注入方式较质量浓度为1 000 mg/L的聚合物单一浓度连续注入方式可提高采收率3.5%<sup>[14]</sup>。结合目标区实际油藏条件,开展室内物理模拟实验和数值模拟,在聚合物用量相同的条件下,优化聚合物驱主段塞的注入方式,包括统一浓度注入和高低浓度交替注入,进一步实现提质增效。

### 2.2.1 室内物理模拟实验

物理模拟实验温度为70℃,所用模型为石英砂充填模型,长度为30 cm,直径为2.5 cm,渗透率级差为3.0(1 000/3 000 mD),水驱至含水率为92%时转聚合物驱,在聚合物用量相同的条件下,共设计3套实验方案:①方案1为一级段塞注入方式。聚合物驱注入量为0.5 PV,注入质量浓度为3 000 mg/L。②方案2为三级段塞注入方式。设计前置调剖段塞尺寸为0.1 PV,聚合物注入质量浓度为4 000 mg/L;主段塞尺寸为0.3 PV,聚合物注入质量浓度为3 000 mg/L;后置保护段塞尺寸为0.1 PV,聚合物注入质量浓度为2 000 mg/L。③方案3为高低浓度交替注入

方式。设计2个交替周期,每个周期内高、低质量浓度聚合物均分别注入0.125 PV,其中高、低质量浓度分别为4 000和2 000 mg/L。

模拟结果表明:方案3即高低浓度交替注入方式提高采收率值最大,为23.9%;方案2次之,为21.0%,方案1明显低于其他2套方案,为13.8%。

由3套实验方案的分流率变化曲线(图5)可以看出:方案3即高低浓度交替注入方式,低渗透层与高渗透层的分流率最为接近,而其他2个方案的高、低渗透层分流率差别较大;同时方案3的低渗透层分流率在达到高点后平稳时间相对较长,即低渗透层受效时间大于方案1和方案2。结果说明:在聚合物用量相同的条件下,相比统一浓度注入,高低浓度交替注入方式能够有效改善非均质油层的吸液剖面,从而延长聚合物驱有效期,提高开发效果。

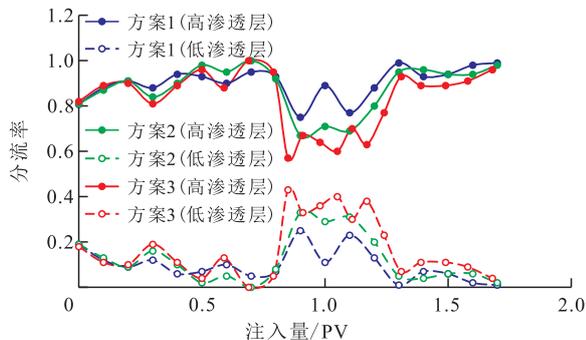


图5 不同注入方式下分流率随注入量变化对比  
Fig.5 Fractional flow rate versus injection volume under different injection schemes

### 2.2.2 数值模拟

考虑到目标区原油黏度高、水驱开发存在窜流指进,设计较高浓度前置调剖段塞以起到抑制指进的作用<sup>[15-16]</sup>,共设计5套不同注入方式聚合物驱方案进行对比,包括1个一级段塞注入方案、2个二级段塞注入方案、1个三级段塞注入方案以及1个主段塞高低浓度交替注入的二级段塞注入方案,注入速度均为0.08 PV/a。

方案1为一级段塞注入方案,段塞尺寸为0.4 PV,聚合物注入质量浓度为2 200 mg/L。方案2为二级段塞注入方案,设计前置调剖段塞尺寸为0.05 PV,聚合物注入质量浓度为2 500 mg/L;主段塞尺寸为0.40 PV,聚合物注入质量浓度为2 200 mg/L。方案3为二级段塞注入方案,其前置调剖段塞聚合物注入质量浓度、主段塞尺寸和聚合物注入质量浓度均与方案2相同,仅前置调剖段塞尺寸增至0.10 PV。方案4为三级段塞注入方案,是在方案3的基础上增加了后置保护段塞,设计后置保护段塞尺寸为0.05 PV,聚合物注入质量浓度为2 000 mg/L。方

案5为二级段塞注入方案,其前置调剖段塞尺寸和聚合物注入质量浓度及主段塞尺寸均与方案3相同,仅将主段塞的统一浓度注入方式改为高低浓度交替注入方式:主段塞设计4个交替周期,每个周期先注入0.05 PV的质量浓度为2 600 mg/L的聚合物,后注入0.05 PV的质量浓度为1 800 mg/L的聚合物。5个方案的数值模拟预测结果(图6)表明,方案1—4的主段塞均采用统一浓度注入方式,方案4的提高采收率值最高,为8.7%,说明后置保护段塞的设计在一定程度上延长了聚合物驱的有效期,但是由于聚合物用量的增加,其吨聚增油量低于方案2和方案3,经济性变差;而方案3的提高采收率值(8.3%)仅次于方案4,同时由于二级段塞聚合物用量较低,因此,其吨聚增油量较高,为37.7 t/t。在方案1—4统一浓度注入方式中,方案3的提高采收率值相对较高,且吨聚增油量最高;相比方案3,方案5是在相同聚合物用量条件下,对主段塞设计了高低浓度交替注入方式,其预计累积增油量比方案3增加了 $2.6 \times 10^4$  t,吨聚增油量提高了1.2 t/t。

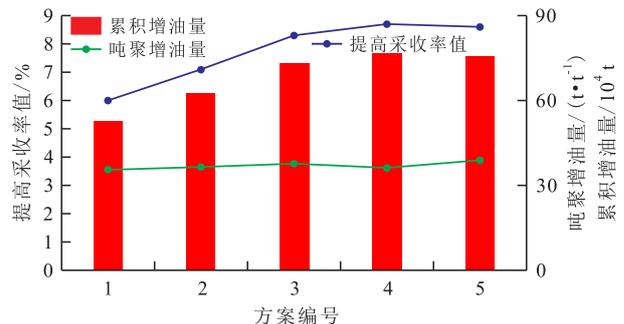


图6 不同注入方式下聚合物驱预测指标对比

Fig.6 Comparison of prediction indexes of polymer flooding under different injection schemes

综合室内物理模拟实验和数值模拟预测结果发现,高低浓度交替注入方式通过改善高低渗透层吸聚差异,促进层间均衡动用,能够在聚合物用量相同的条件下实现开发效果和经济效益的有效提升。

### 2.3 聚合物经济极限用量图版制定

根据资源利用最大化原则,为进一步提升目标区聚合物驱开发效果,开展数值模拟研究不同聚合物用量的开发指标预测,以吨聚增油量为指标考察其经济性<sup>[17-18]</sup>,优化得到不同原油价格和不同聚合物价格下的聚合物经济极限用量<sup>[19]</sup>。数值模拟结果表明:①以聚合物价格为 $1.2 \times 10^4$ 元/t为例,当原油价格分别为40, 50, 60, 70和80美元/bbl时,对应的聚合物经济极限用量分别为0.70, 0.80, 0.85, 0.90和0.90 PV,说明在聚合物价格稳定的条件下,随着原油价格的上升,聚合物经济极限用量呈现先增加后

趋于稳定的趋势。②以原油价格为40美元/bbl为例,当聚合物价格分别为 $0.9 \times 10^4$ 、 $1.0 \times 10^4$ 、 $1.1 \times 10^4$ 、 $1.2 \times 10^4$ 和 $1.5 \times 10^4$ 元/t时,对应的聚合物经济极限用量分别为0.80、0.75、0.75、0.70和0.65 PV,说明在原油价格稳定的条件下,随着聚合物价格的升高,经济极限用量总体呈现下降趋势。

根据不同原油价格、不同聚合物价格下聚合物经济极限用量统计结果,制定了不同原油价格、不同聚合物价格下聚合物经济极限用量图版(图7)。以经济效益为导向,依据该图版,目标区聚合物驱项目可根据原油价格和聚合物价格优化聚合物经济极限用量,指导聚合物驱实现经济效益下更高效开发。

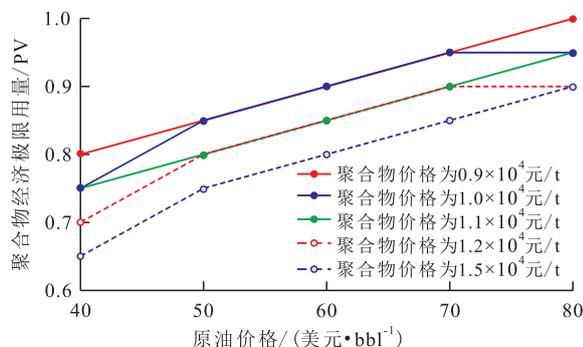


图7 不同原油价格不同聚合物价格下聚合物经济极限用量图版

Fig.7 Economic limit usage of polymer under different crude oil and polymer prices

### 3 矿场应用效果

**孤岛油田B21单元于2012年9月矿场实施聚合物驱**,采用主段塞高低浓度交替注入二级段塞注入方式,其中主段塞聚合物质量浓度分别为2500和2000 mg/L。截至2021年7月,累积注入聚合物溶液0.512 PV,跟踪分析矿场动态,注入压力稳定上升,渗流阻力明显增加,层间矛盾有所改善,实施聚合物驱后降水增油效果显著。

**注入压力稳定上升** 目标区注入聚合物后,注入压力由注入聚合物前的9.6 MPa稳定上升至11.6 MPa,说明注入的聚合物能够有效增加驱替相的黏度,改善水油流度比。

**渗流阻力明显增加** 阻力系数反映聚合物降低水油流度比的能力,是评价聚合物驱效果的重要参数之一。第1段塞阻力系数由注入聚合物前的0.98上升至1.37,到第2段塞阻力系数上升至1.69,反映了试验区的渗流阻力明显增加。

**层间矛盾有所改善** 聚合物驱初期,聚合物溶

液主要进入渗流阻力较低的高渗透层;随着较高黏度聚合物溶液的注入,增加了高渗透层的渗流阻力,当高渗透层渗流阻力高于中、低渗透层时,聚合物溶液开始进入中、低渗透层,从而实现纵向均衡驱替。对比B21-1-14注入井不同时期的两小层相对吸水量发现,3<sup>3</sup>和4<sup>2</sup>小层的层间吸聚差异有所改善,随着聚合物注入时间的增加,两小层的吸聚差异减小(图8),并逐渐趋于均衡。

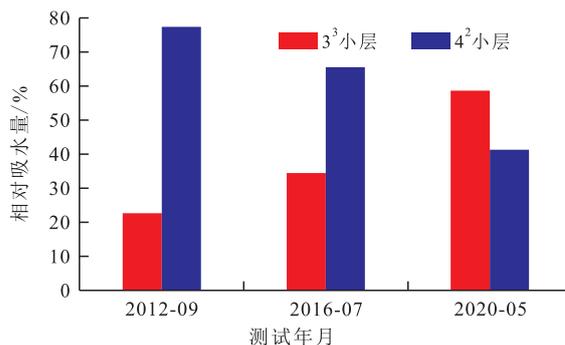


图8 B21-1-14井不同时期相对吸水量

Fig.8 Relative injectivity of Well B21-1-14 in different periods

**降水增油效果显著** 目标区实施聚合物驱后,日产油量由285 t/d最高上升至441 t/d,上升了156 t/d,综合含水率由89.1%最低降至76.2%,下降了12.9%,截至2021年7月,已累积增油量为 $61.4 \times 10^4$  t,提高采收率值达7.0%,降水增油效果显著。

### 4 结论

研究制定的不同原油黏度对应的驱替相与原油合理黏度比界限图版,对于指导不同原油黏度普通稠油油藏聚合物驱注入浓度优化具有重要意义。

在聚合物用量相同的条件下,高低浓度交替注入方式可改善非均质储层的吸液剖面,聚合物驱开发效果和经济性得到有效提升。

制定目标区不同原油价格、不同聚合物价格下聚合物经济极限用量图版,根据此界限,聚合物驱项目可同时结合原油价格与聚合物价格优化聚合物经济极限用量。

在普通稠油油藏聚合物驱经济高效开发技术的指导下,B21单元聚合物驱矿场降水增油效果显著,综合含水率最大降幅为12.9%,日产油量最高上升了156 t/d。截至2021年7月,矿场累积增油量为 $61.4 \times 10^4$  t,已提高采收率7.0%。

#### 参考文献

[1] 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):44-48,52.  
TANG Mingguang, PEI Haihua, ZHANG Guicai, et al. Present situation and development trend on chemical flooding of conventional heavy oil[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2012, 19(Supplement1):44-48, 52.
- [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] 兰夕堂, 赵文森, 刘长龙, 等. 渤海S油田化学驱驱油体系渗流机理及提高采收率特性[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1):148-154.  
LAN Xitang, ZHAO Wensen, LIU Changlong, et al. Seepage mechanism and enhance oil recovery performance of chemical flooding system in Bohai Oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1):148-154.
- [4] 张建国. 低矿化度水/表面活性剂复合驱提高采收率技术[J]. 断块油气田, 2019, 26(5):609-612, 637.  
ZHANG Jianguo. Alternative injection of low salinity water/surfactant to improve recovery [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(5):609-612, 637.
- [5] 李宗阳. 稠油油藏化学驱原油黏度界限数值模拟研究——以胜利油田孤岛东区普通稠油油藏为例[J]. 石油地质与工程, 2015, 29(3):126-128.  
LI Zongyang. Numerical simulation research of crude oil viscosity boundary in chemical flooding of heavy oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2015, 29(3):126-128.
- [6] 王正茂, 廖广志. 中国陆上油田聚合物驱油技术适应性评价方法研究[J]. 石油学报, 2007, 28(3):80-84.  
WANG Zhengmao, LIAO Guangzhi. Evaluation method for adaptability of polymer flooding technology in the onshore oilfield of China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(3):80-84.
- [7] 张莉. 胜利油田聚合物驱油技术经济潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1):79-82.  
ZHANG Li. Technical and economic potential for polymer flooding in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(1):79-82.
- [8] 曹绪龙, 李振泉, 宫厚健, 等. 加拿大稠油聚合物驱研究进展及应用[J]. 油田化学, 2015, 32(3):461-467.  
CAO Xulong, LI Zhenquan, GONG Houjian, et al. Progress in research and application of polymer flooding for enhanced heavy oil recovery in Canada [J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(3):461-467.
- [9] 张舒琴. 聚/表复合驱不同驱替阶段孔隙结构及微观剩余油变化规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2020, 39(5):98-104.  
ZHANG Shuqin. Change laws of the pore structure and micro-residual oil for the polymer/surfactant composite flooding at different displacement stages [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(5):98-104.
- [10] 孙焕泉, 张以根, 曹绪龙. 聚合物驱油技术[M]. 东营:石油大学出版社, 2002.  
SUN Huanquan, ZHANG Yigen, CAO Xulong. Polymer flooding technology [M]. Dongying: Press of University of Petroleum, China, 2002.
- [11] 李宗阳, 王业飞, 张娜, 等. 聚合物-降粘剂复合驱原油黏度界限确定方法[J]. 油气地质与采收率, 2018, 25(6):96-100.  
LI Zongyang, WANG Yefei, ZHANG Na, et al. Determination method of the upper limit of oil viscosity suitable for polymer/viscosity reducer combination flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(6):96-100.
- [12] 黄斌, 宋考平, 傅程, 等. 变黏度聚合物驱提高采收率方法[J]. 中外能源, 2012, 17(7):35-38.  
HUANG Bin, SONG Kaoping, FU Cheng, et al. Enhanced oil recovery by variable viscosity in polymer flooding [J]. Sino-Global Energy, 2012, 17(7):35-38.
- [13] 李丹. 高低质量浓度段塞组合聚合物驱提高采收率实验[J]. 大庆石油地质与开发, 2018, 37(6):121-124.  
LI Dan. Experiment of the polymer flooding EOR in the combination of high and low-mass-concentration slugs [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2018, 37(6):121-124.
- [14] 王姗姗, 武滨, 康晓东, 等. 不同渗透率级差下化学驱油体系优选[J]. 中国海上油气, 2017, 29(4):104-108.  
WANG Shanshan, WU Bin, KANG Xiaodong, et al. Optimization of flooding system under different permeability ratios [J]. China Offshore Oil and Gas, 2017, 29(4):104-108.
- [15] 姜瑞忠, 崔永正, 胡勇, 等. 基于储层物性时变的聚合物驱数值模拟[J]. 断块油气田, 2019, 26(6):751-755.  
JIANG Ruizhong, CUI Yongzheng, HU Yong, et al. Numerical simulation of polymer flooding considering reservoir property time variation [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(6):751-755.
- [16] 祝仰文, 安志杰, 王业飞, 等. 聚合物驱采收率影响因素研究[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(9):22-24.  
ZHU Yangwen, AN Zhijie, WANG Yefei, et al. Research on influential factors on polymer flooding recovery [J]. Oil-Gasfield Surface Engineering, 2010, 29(9):22-24.
- [17] 方艳君, 赵云飞, 孙洪国, 等. 三次采油不同驱替方式技术经济界限及其匹配关系[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5):232-238.  
FANG Yanjun, ZHAO Yunfei, SUN Hongguo, et al. Technical-economic limits and their matching relationships for different displacing modes of the tertiary oil recovery [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5):232-238.
- [18] 敬豪, 张广东, 孙大龙, 等. 注水倍数对储层微观孔隙结构影响实验研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(6):1 041-1 046.  
JING Hao, ZHANG Guangdong, SUN Dalong, et al. The influence of water flooding multiples on reservoir micro pore structure [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6):1 041-1 046.
- [19] 梁丹, 康晓东, 唐恩高, 等. 聚合物驱注聚参数分阶段优化决策方法[J]. 断块油气田, 2018, 25(2):213-217.  
LIANG Dan, KANG Xiaodong, TANG Engao, et al. Phased optimization method of injection parameters for polymer flooding [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(2):213-217.