

引用格式:张连锋,梁丽梅,薛国勤,等.双河油田IV1-3层系非均相复合驱井网调整研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):85-89.

ZHANG L F, LIANG L M, XUE G Q, et al. Well pattern adjustment for heterogeneous composite flooding in IV 1-3 reservoir in Shuanghe Oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6):85-89.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.013

双河油田IV1-3层系非均相复合驱井网调整研究

张连锋^{1,2},梁丽梅^{1,2},薛国勤^{1,2},龙卫江^{1,2},申乃敏^{1,2},张伊琳^{1,2},张小静^{1,2}

(1.中国石化河南油田分公司勘探开发研究院,河南 南阳 473132;2.河南省提高石油采收率重点实验室,河南 南阳 473132)

摘要:非均相复合驱是提高聚合物驱后油藏采收率的开发技术,而合理的井网调整是提高非均相复合驱增油效果的主要手段。通过数值模拟,对双河油田IV1-3层系井网调整的井网形式、井距大小、流线转变角度等开展了系统研究,并从技术、经济方面进行了综合对比论证。研究表明:注入体系与原油的黏度比、地层的非均质性对井网流线调整效果具有决定性影响。对于双河油田IV1-3层系,在充分利用老井的前提下,采用五点法面积井网、井距150~300 m,较大幅度地调整流线角度,能够进一步提高非均相复合驱的降水增油效果。

关键词:井网形式;注采井距;流线转变;数值模拟;非均相复合驱

中图分类号:TE319

文献标识码:A

Well pattern adjustment for heterogeneous composite flooding in IV 1-3 reservoir in Shuanghe Oilfield

ZHANG Lianfeng^{1,2}, LIANG Limei^{1,2}, XUE Guoqin^{1,2}, LONG Weijiang^{1,2}, SHEN Naimin^{1,2}, ZHANG Yilin^{1,2}, ZHANG Xiaojing^{1,2}

(1.Petroleum Exploration and Development Research Institute, Sinopec Henan Oilfield, Nanyang, Henan 473132, China;

2.Henan EOR Key Laboratory, Nanyang, Henan 473132, China)

Abstract: The heterogeneous composite flooding has been proved to be an effective development technology to greatly improve oil recovery after polymer flooding, and the reasonable well pattern adjustment is the main method to improve the performance of heterogeneous composite flooding. By numerical simulation, the well pattern form, well spacing and flow line transformation angle of well pattern adjustment in IV 1-3 reservoir of Shuanghe Oilfield have been systematically studied, and the comprehensive comparison and demonstration have been carried out from technical and economic aspects. The results show that the viscosity ratio of injection system to crude oil and the heterogeneity of formation have a decisive influence on the adjustment effect of well pattern flow line. For IV 1-3 reservoir of Shuanghe Oilfield, on the premise of making full use of the old wells, the adoption of five points well pattern and well spacing of 150 ~ 300 m, and the great adjustment of the flow line angle can further improve the performance of heterogeneous composite flooding in decreasing water cut and increasing oil production.

Key words: well pattern type, injection-production well spacing, flow line transformation, numerical simulation, heterogeneous composite flooding

双河油田北块IV1-3层系自1977年底投入开发以来,共经历了早期注水、细分层系开采、一次加密调整、二次加密调整、局部细分完善调整、聚合物驱及后续水驱7个开发阶段^[1-2],目前已经进入特高含水期。如何进一步大幅度提高原油采收率,稳定油田

产量,保障油田的可持续发展,是开发面临的重要课题。聚合物驱后油藏非均质性进一步增强,剩余油分布更加零散,多年的水驱及聚合物驱开发导致原井网主流线区域大多呈现强水淹、高含水的特点。对于这一类油藏的开发,除了建立波及能力更强、驱

收稿日期:2020-08-31。

第一作者简介:张连锋(1981—),男,硕士,副研究员,主要从事油气田提高采收率工作。地址:河南省郑州市郑东新区正光北街33号,邮政编码:450018。E-mail:zhlf1109@126.com

基金项目:中国石化股份有限公司示范工程“中高渗砂砾岩油藏聚驱后非均相复合驱技术”(P19007-4);中国石化股份有限公司重大专项“聚驱后油藏水驱提高采收率技术”(P16080)。

替效率更高的化学驱油体系之外,井网调整也是一种非常重要的辅助措施^[3-8]。因此,胜利油田提出了“井网调整+非均相复合驱”的开发方式,开展了矿场先导试验,大幅提高了聚合物驱后油藏的采收率,并在高油价的情况下获得了较好的经济效益^[9-12]。然而,随着近年来国际油价的大幅下滑,井网调整需要综合考虑井网形式、井距大小及流线转换角度等因素对油田采收率和经济效益两方面的影响^[13-15],通过优化得到各种影响因素的经济、技术界限。对于聚合物驱、二元复合驱、三元复合驱等成熟的化学驱技术井网、井距的论证,已有的大量研究工作形成了可靠的方法和结论,但非均相复合驱油体系与上述化学驱油体系有着本质的区别。针对非均相复合驱进行井网、井距及井网综合调整方法研究,具有重要的意义。因此,采用数值模拟方法,运用中国石化自主研发的SLCHEM化学驱数值模拟软件^[16-20],通过概念模型与实际矿场模型模拟对不同的井网调整模式进行了评价。

1 研究区概况

1.1 油藏地质概况

双河油田北块IV 1-3层系位于南襄泌阳凹陷西南双河鼻状构造带①号断层以北区域,属古近系核桃园组核三段地层,扇三角洲沉积,岩性是一套以砾状砂岩、含砾砂岩为主的混杂砂砾岩复合体。其含油面积8.82 km²,地质储量1 127×10⁴ t,油藏埋深1 568~1 760 m,含油井段长达192 m,自上而下分为3个小层,12个单层,14个油砂体。主力层平均渗透率最大为0.68 μm²,最小为0.41 μm²,油组平均渗透率为0.63 μm²,级差18.2,变异系数0.71,突进系数3.82。层系地层温度79.6℃,地下原油黏度6.5 mPa·s,总矿化度7 530 mg/L。

1.2 开发概况

自1977年底投入开发以来,双河油田北块IV 1-3层系共经历了早期注水阶段、细分层系开采、一次加密调整、二次加密调整、局部细分及完善调整、聚合物驱及后续水驱7个开发阶段^[1-2]。目前层系采出程度为43.4%,综合含水98.3%,已进入特高含水开发阶段。由于长期注水注聚开发,储层非均质性更加严重,注采优势通道发育,窜流严重,开发效果变差。

2 聚合物驱后非均相复合驱井网及井距适应性

2.1 井网形式适应性

双河油田IV 1-3区块经历过多次井网调整,目前采用的是不规则面积井网开发方案。为排除各类复杂因素的影响,采用概念模型对聚合物驱后非均相复合驱井网形式的适应性进行数值模拟研究,模型的油藏地质参数采用实际油藏数据。地质模型平面网格分布为100×100,网格步长15 m,垂向分为5层,每层有效厚度为2 m,孔隙度为0.2,平面渗透率为630×10⁻³ μm²,残余油饱和度为0.317,原油黏度为6.25 mPa·s。在该模型上,部署4套井网:五点法面积井网,反七点法面积井网,反九点法面积井网和排状井网。为保证不同的井网形式总注采井数相同,设计五点法面积井网的注采井距为335 m;反七点法面积井网的注采井距是300~335 m;反九点法的注采井距为300~335 m;行列式井网的注采井距为335 m。4套井网的注采井距相差不大,储量控制程度基本一致。驱替方案设计为:水驱25 a后(含水率98.3%~98.5%)注入0.6PV的聚合物,后续水驱至含水率98%,再注入0.6PV的非均相复合驱体系,继续后续水驱15 a,注采比1:1,注入速度为0.1PV/a。模拟结果(表1)表明,五点法面积井网提高采收率最高,开发效果最好,更能够满足聚合物驱后非均相复合驱油藏提高采收率需要。

表1 不同井网形式最终提高采收率效果对比
Table 1 Comparison of ultimate recovery enhanced by different well patterns

井网形式	最终采收率/%
五点	53.06
反七点	52.70
反九点	52.66
行列式	52.53

2.2 井距适应性

在井网形式适应性研究的基础上,以五点法井网为基础,研究不同井距条件下提高采收率和吨聚增油量。建立1注4采的均质概念模型,油水性质、油水相对渗透率曲线、孔隙度等油藏条件及地质参数与本文的概念模型相同,平面网格步长10 m,注采井距约为350 m,网格规模为7 203个(49×49×3)。针

对该模型,水驱至含水98%后注入0.6PV的聚合物溶液,聚合物驱结束后,再水驱直至含水98%时结束。

在聚合物驱后剩余油分布的基础上,设计注采井距分别为350 m、250 m、150 m、100 m,开展注采井距对非均相复合驱开发效果影响研究。驱替方案设计为:首先注入0.6PV的非均相体系(0.4%表面活性剂+0.12%聚合物+0.12%黏弹性颗粒驱油剂),然后后续水驱直至15 a。模拟结果(图1)表明:随着井距不断缩小,非均相复合驱提高采收率值呈现先上升后下降的趋势,井距为150 m时提高采收率值最高,开发效果最好;当注采井距小于150 m时,提高采收率值呈下降趋势,其原因可能是井距过小,导致注入水或者化学驱油体系更容易发生窜流,影响开发效果。

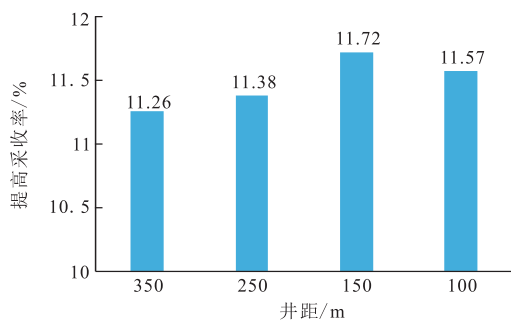


图1 不同井距非均相复合驱提高采收率效果对比

Fig. 1 Effect of EOR by heterogeneous composite flooding of different well spacing

从不同注采井距的综合含水率也可以看出,井距越小,综合含水率下降幅度越小,回返的时间也越短(图2)。

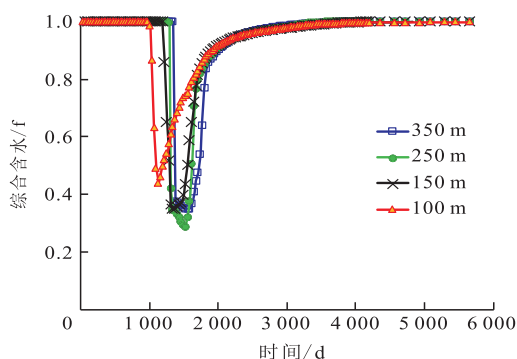


图2 不同井距非均相复合驱综合含水变化对比

Fig. 2 Variation of comprehensive water cut by heterogeneous composite flooding of different well spacing

加密井网时,新井按照返层系井计算,作业费为30万元/井,油水井别转换费用为50万元/井,将作业费用全部转化为聚合物用量,折算当量吨聚增油量效果进行对比,见图3。

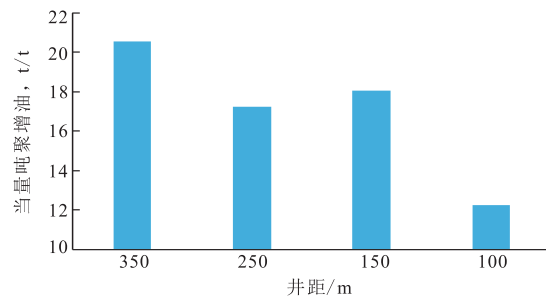


图3 不同井距非均相复合驱当量吨聚增油量对比

Fig. 3 Oil equivalent increasing per ton of polymer flooding by heterogeneous composite flooding of different well spacing

从当量吨聚增油量来看,350 m井距措施工作量少,效果最好;250 m井距由于油水井别转换较多,吨聚增油效果不如150 m井距。因此,在实际的井网调整中,应综合考虑老井的可利用情况和新井的工作量,确定合理井距。

2.3 注采流线调整角度适应性

在聚合物驱后非均相复合驱井网形式及井距适应性研究的基础上,开展聚合物驱后非均相复合驱的流线调整角度对开发效果的影响。

利用双河油田IV1-3层系的实际油藏数值模拟,完成水驱、聚驱、后续水驱等实际生产过程的历史拟合,在拟合完成后的剩余油饱和度模型基础上,切取一个五点法模型,生产井按顺时针方向分别转变 30° 、 45° 、 60° ,进行聚合物驱后非均相复合驱流线调整角度研究。

设计如下5套方案。

方案1(水驱):继续水驱15 a。

方案2(非均相复合驱):非均相驱5 a后转为后续水驱10 a,聚合物为1 800 mg/L,表面活性剂为1 500 mg/L,黏弹性颗粒驱油剂为1 500 mg/L。

方案3:方案2中注非均相复合驱时,井网按图4b调整(旋转 30°)。

方案4:方案2中注非均相复合驱时,井网按图4c调整(旋转 45°)。

方案5:方案3中注非均相复合驱时,井网按图4d调整(旋转 60°)。

利用非均相驱数值模拟软件SLCHEM进行模拟,模拟结果如表2所示。

根据表2和图4的计算结果可知:进行水驱或非均相驱,井网转换角度为 45° 时,提高采收率效果最好,流线转变后驱替方向也发生了变化,采油井旋转

表2 不同井网形式最终提高采收率效果对比
Table 2 Ultimate EOR of different well patterns

转变角度/(°)	提高采收率/%
原方向	5.17
30	5.59
45	6.36
60	5.80

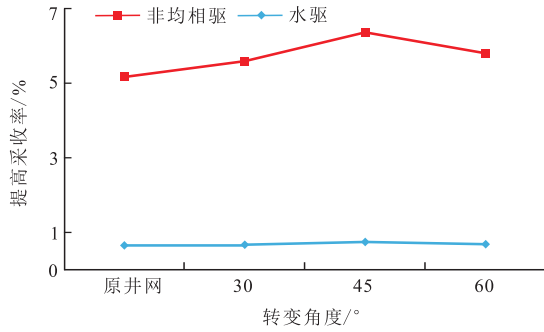


图4 不同流线转变角度条件下水驱和非均相驱提高采收率效果对比

Fig. 4 EOR of water flooding and heterogeneous flooding under different flow line transformation angles

45°时驱替面积最大。

除单纯的转变流线角度,还对模型的渗透率(均质、非均质)、油水黏度、油水密度、注入化学剂的黏度等参数进行了敏感性分析,发现注采黏度比(注入化学剂的黏度与原油黏度的比值)是影响计算结果的关键因素。设定不同的注采黏度比、转换角度,研究注采黏度比、转换角度对采收率的影响,模拟结果如图5所示。

从图5可看出,当地下原油黏度较低而注入化学剂的黏度较高时,流线转变不一定能提高采收率,甚至可能起到反作用,主要原因是注入体系与原油的黏度比较高,波及效果好,黏性指进作用较小甚至可以忽略;当地下原油黏度逐渐升高时,黏性指进现象

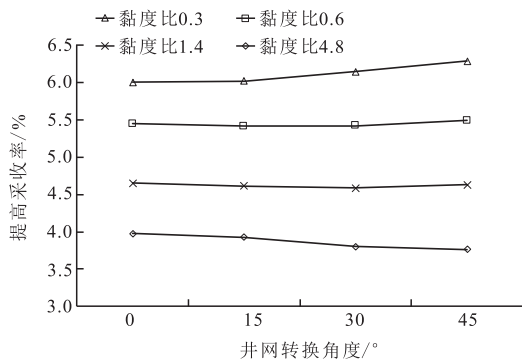


图5 注采黏度比、转变角度对采收率的影响

Fig. 5 Effects of injection-production viscosity ratio and transformation angles on oil recovery

愈加明显,注入体系的波及作用减弱,主流线与非主流线的剩余油差异较为明显,此时进行井网流线角度调整效果会更好。注入体系黏度与原油黏度比值在0.3以下时,随着井网调整角度的增加,尤其当调整角度在45°时,提高采收率效果最好。此外,非均质性对井网调整效果也有较大影响^[9,15-17]。

综上所述,进行井网流线调整时,需要综合地质与油藏两方面的因素,既要考虑流体黏度比的作用,又要与地质模型的非均质性相结合,充分考虑不同因素对于剩余油的控制作用,对流线进行合理调整。

3 井网调整实际应用

在双河油田IV1-3层系的地质条件及实际井网基础上,依据井网、井距适应性及注采流线调整角度研究结果,优化部署了以5点法面积井网为主的非均相复合驱井网,井距整体控制在150~300 m的合理范围之间,充分利用井别转换、新井、侧钻和大幅度的转变液流方向。调整后总井数60口,其中油井34口,注入井26口,井网控制储量 390.4×10^4 t,液流方向改变率47.4%,油井多向受效率50%,为扩大波及体积,有效动用储层非均质影响的剩余油奠定了基础。

利用数值模拟技术,分别计算了水驱和非均相复合驱15年末的采收率。非均相复合驱阶段设计为:0.1PV×(1 500 mg/L聚合物+1 000 mg/L黏弹性颗粒驱油剂)+0.4PV×(0.2%表面活性剂+1 200 mg/L聚合物+800 mg/L黏弹性颗粒驱油剂)+0.1PV×(1 500 mg/L聚合物+1 000 mg/L黏弹性颗粒去油剂)。计算结果为:井网调整水驱提高采收率0.78%,井网调整+非均相驱提高采收率6.95%。

4 结论

1) 双河油田IV1-3层系地质与油藏条件的概念模型计算结果表明:聚合物驱后非均相复合驱采取五点法面积井网提高采收率幅度较高,井距在150 m左右开发效果较好,考虑吨聚增油或经济性影响,井距应根据可利用老井及新井的工作量情况适当放大。

2) 聚合物驱后通过井网对注采流线进行调整,需要综合考虑注入体系与原油的黏度比、地层的非均质性的影响。均质条件下,注入体系黏度与原油黏度比值小于0.3时,随着井网调整角度的增加,提

高采收率的效果更好,调整角度在 45° 时效果更为明显。

3) 根据双河油田IV1-3层系非均相复合驱先导试验区的地质模型与现井网,优化并设计了井距在150~300 m,考虑一定流线角度转变,整体以五点面积法为主的井网调整方案,为先导试验的开发方案优化与制定提供了理论依据与技术参考。

参考文献

- [1] 谷小庆.双河油田北块IV1-3层系聚驱后期改善开发效果实践[J].石化技术,2018,25(10):222.
GU X Q. Practice of improving development effect in late stage of polymer flooding in IV 1-3 formation in North block of Shuanghe Oilfield[J]. Petrochemical Industry Technology, 2018, 25(10): 222
- [2] 苏建栋,黄金山,邱坤态.改善聚合物驱效果的过程控制技术——以河南油区双河油田北块H₃IV1-3层系为例[J].油气地质与采收率,2013,20(2):91-94.
SU J D, HUANG J S, QIU K T. Study on process control technology to improve effect of polymer flooding—case of north block H₃ IV 1-3 strata in Shuanghe oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2013, 20(2): 91-94.
- [3] 刘兰芹.胜坨油田整装砂岩油藏矢量化井网调整技术[J].长江大学学报(自科版),2014,11(13):109-111.
LIU L Q. Vectorization well pattern adjustment technology for integrated sandstone reservoir in Shengtuo Oilfield[J]. Journal of Yangzte University (Natural Science Edition), 2014, 11(13): 109-111.
- [4] 温静.辽河油田特高含水期油藏二元复合驱井网井距优化研究[J].特种油气藏,2012,19(2):73-75.
WEN J. Well pattern and spacing optimization for surfactant/polymer flooding in high water cut reservoirs of Liaohe oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2012, 19(2): 73-75.
- [5] 张连锋,郭欢欢,姜建伟.双河油田IV5-11层系二元复合驱合理井网井距研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2010,32(6):457-460.
ZHANG L F, GUO H H, JIANG J W. Research on rational well pattern and space for IV 5-11 strata of Shuanghe oilfield[J]. Journal of Oil and Gas Technology (J JPI), 2010, 32(6): 457-460.
- [6] 周丛丛,崔长玉,郭松林.聚合物驱生产井流压特征规律分析及影响因素研究[J].特种油气藏,2019,26(5):112-117.
ZHOU C C, CUI C Y, GUO S L. Flowing pressure performance analysis and its influencing factors in polymer flooding production well[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(5): 112-117.
- [7] 孙焕泉.聚合物驱后井网调整与非均相复合驱先导试验方案及矿场应用——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J].油气地质与采收率,2014,21(2):1-4.
SUN H Q. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding—case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1-4.
- [8] 曹绪龙.非均相复合驱油体系设计与性能评价[J].石油学报(石油加工),2013,29(1):115-121.
CAO X L. Design and performance evaluation on the heterogeneous combination flooding system[J]. Acta Petrolei Sinica (Petroleum Processing Section), 2013, 29(1): 115-121.
- [9] WANG J, LIU H Q, WANG Z L, et al. Experimental investigation on the filtering flow law of pre-gelled particle in porous media[J]. Trans-port in Porous Media, 2012, 94(1): 69-86.
- [10] 张莉,刘慧卿,陈晓彦.非均相复合驱封堵调剖性能及矿场试验[J].东北石油大学学报,2014,38(1):63-68.
ZHANG L, LIU H Q, CHEN X Y. Field test of PPG/polymer/surfactant flooding after polymer flooding[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(1): 63-68.
- [11] 计秉玉,王友启,聂俊.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 B Y, WANG Y Q, NIE J. Research progress and application of EOR techniques in SINOPEC[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 572-576.
- [12] 胡渤.高温高盐油藏化学驱数值模拟技术进展[J].石油与天然气地质,2018,39(6):1305-1310.
HU B. Advances in numerical simulation technology of chemical flooding in high temperature and high salinity reservoir[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1305-1310.
- [13] 孙宜丽,彭冠宇,郑书伟,等.聚驱后剩余油分布规律及挖潜对策研究[J].西安石油大学学报(自然科学版),2007,22(6):53-55.
SUN Y L, PENG G Y, ZHENG S W, et al. Study on the remaining oil distribution law after polymer flooding and potential tapping measures[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2007, 22(6): 53-55.
- [14] 姜颜波.聚合物驱后油藏井网重组与化学驱复合增效技术——以孤岛油田中一区Ng3单元为例[J].石油地质与工程,2014,28(1):91-93.
JIANG Y B. Compound efficiency enhancement technology of well pattern reorganization and chemical flooding after polymer flooding: a case study of Ng3 unit in Zhongyi block of Gudao Oilfield[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(1): 91-93.
- [15] 王容容.聚驱后井网调整非均相复合驱作用机理及效果评价研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2013.
WANG R R. Research on displacement mechanism and effect evaluation for well pattern adjustment with heterogeneous combination flooding after polymer flooding[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [16] 曹伟东,戴涛,于金彪.非均相复合驱数值模拟方法研究与应用[J].石油与天然气地质,2016,37(4):606-611.
CAO W D, DAI T, YU J B. A numerical simulation method of heterogeneous combination flooding[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(4): 606-611.
- [17] CUI X H, LI Z Q, CAO X L, et al. A novel PPG enhanced surfactant-polymer system for EOR[C]// paper SPE-143506-MS presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 19-21 July, 2011, Kuala Lumpur, Malaysia.
- [18] WU Y S, BAI B J. Modeling particle gel propagation in porous media[C]// paper SPE-115678-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September, 2008, Denver, Colorado, USA.
- [19] BAI B J, ZHANG H. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow[J]. SPE Journal, 2011, 16(2): 388-400.
- [20] BAI B J, WEI M Z, LIU Y Z. Injecting large volumes of preformed particle gel for water conformance control[J]. Oil & Gas Science and Technology, 2013, 67(6): 941-952.

(编辑 余聪)