

储层流体非均质性对加拿大油砂热采的影响

谢华锋^{1,2}, 王健³, 黄海平^{1,4}, 张伟¹

(1.中国地质大学(北京)地球科学与资源学院,北京 100083; 2.中国地质调查局油气资源调查中心,北京 100029;
3.中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 4.卡尔加里大学地球科学学院,阿尔伯特卡尔加里 T2N1N4)

摘要:加拿大是世界上油砂资源最为丰富的国家,其中约80%的资源需要通过热采方式采出,目前应用比较广泛的热采技术包括蒸汽辅助重力泄油和蒸汽吞吐等。油砂热采的油藏模拟结果与生产历史难以拟合是面临的主要难题之一。分析发现,西加拿大沉积盆地范围内原油物性在横向和垂向上变化较大,油藏底部和顶部原油物性完全不同。重点对原油粘度垂向梯度变化对热采开发效果的影响进行油藏模拟研究,发现粘度梯度变化是造成油藏模拟结果与生产历史难以拟合的主要原因,采用变粘度模型模拟的累积产油量与实际生产数据吻合较好,采用定粘度模型的模拟结果偏高。利用变粘度模型对研究区的生产井位置优化结果显示,将蒸汽辅助重力泄油生产井部署在油水界面之上8 m处油层的动用程度和经济效益最大。将储层流体非均质性(特别是粘度非均质性)与储层岩石非均质性相结合,并应用于油藏描述和数值模拟中,能够准确预测油砂热采的生产动态及开发效果,优化生产管理,确保采收率和经济效益的最优化。

关键词:流体非均质性 粘度梯度 数值模拟 蒸汽辅助重力泄油 蒸汽吞吐 生产井部署 加拿大油砂

中图分类号:TE345

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)06-0094-05

Influence of fluid heterogeneity on SAGD in Canadian oil sands

Xie Huafeng^{1,2}, Wang Jian³, Huang Haiping^{1,4}, Zhang Wei¹

(1.School of Earth Sciences and Resources, China University of Geosciences(Beijing), Beijing City, 100083, China; 2.Center for Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing City, 100029, China; 3.Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China; 4.Department of Geoscience, University of Calgary, Calgary, Alberta, T2N1N4, Canada)

Abstract: Canada is the country with world largest oil sands resource, where 80% of the resources need to be produced by thermal recovery methods. The methods used widely include steam assisted gravity drainage(SAGD)and cyclic steam stimulation(CSS). The mismatch between reservoir simulation results and history production is one of the main challenges. Studies suggest that the large-scale lateral gradient change in the western Canadian sedimentary basin and small-scale vertical gradient change within the oil reservoir are very common for the composition and physical properties of crude oil and that the composition and properties of crude oil on bottom and top of oil reservoir are completely different. Reservoir simulation study was conducted on effects of the variation of viscosity gradient of crude oil on the thermal production. The results show that the viscosity gradient change is the main reason for mismatch between reservoir simulation results and production history. However, variable viscosity model can be used to predict cumulative oil production more accurately. And the prediction result of fixed viscosity model is too optimistic. Case studies on production well position optimization with variable viscosity model have shown the best produced degree and economic benefits should be 8 m above oil-water interface for ASGD. Heterogeneity of reservoir fluids, especially viscosity heterogeneity, and heterogeneity of reservoir rocks was combined and was applied to reservoir description and numerical simulation, which can predict accurately production dynamics

收稿日期:2016-08-03。

作者简介:谢华锋(1978—),男,江西井冈山人,高级工程师,在读博士研究生,从事油气地质综合研究。联系电话:13717821381,E-mail:raobian@126.com。

基金项目:国家科技支撑计划“非常规油气评价技术及装备研究”(2006BAB03B08)。

and development effect of oil sand thermal recovery, optimize production management and ensure the best recovery efficiency and economic benefits.

Key words: fluid heterogeneity; viscosity gradient; numerical simulation; steam assisted gravity drainage (SAGD); cyclic steam stimulation (CSS); production well deployment; Canadian oil sands

根据BP世界能源统计年鉴对2014年底全球石油探明储量国家排名数据,加拿大的石油探明储量(包含油砂)仅次于委内瑞拉和沙特阿拉伯,位列世界第3位;其中,加拿大油砂资源位列世界第一,截至2015年底,其油砂原始地质储量约为 1.85×10^{12} bbl,其中探明可采储量为 1.770×10^8 bbl,累积产量已达 114×10^8 bbl^[1]。此外,加拿大是目前世界上唯一已商业化生产油砂的国家。近年来,随着油砂开采技术的进步,开采成本逐步下降,加拿大的油砂工业正在进入快速发展期。目前,加拿大1/5的油砂储量通过露天矿采方式开采,剩余的4/5则需采用原地开采技术^[2]。蒸汽辅助重力泄油(SAGD)和蒸汽吞吐(CSS)等是目前采用较多的原地开采技术^[3],蒸汽吞吐技术采收率相对较低,通常为25%~30%,而SAGD采收率较高,可达75%。储层非均质性是导致采收率较大差异的主要原因,储层非均质性又分为流体非均质性(流体化学组成、油水饱和度及物性)和储层岩石非均质性(渗透率、孔隙度、泥页岩隔层等)2种,二者既相互关联又相互制约^[4]。

在常规油田开发过程中,通常只关注储层岩石非均质性,例如渗透率和孔隙度。但对于加拿大油砂,其储层物性通常较好,储层流体性质如粘度变化却非常大,可达几个数量级,是最终控制流体的

动的关键因素。原油粘度的变化不仅增加了油藏的复杂性,同时也对最终采收率和开发经济性产生重大影响^[5]。为此,笔者通过油藏数值模拟研究,将原油粘度的梯度变化与油藏开发设计和生产管理相结合,以期准确地预测油砂热采的开发效果,进而指导开发生产实践。

1 流体非均质性

1.1 区域非均质性

在西加拿大沉积盆地,储层流体的化学组成和物理性质在横向上都存在不同程度的非均质性,造成区域非均质性的主要因素是生物降解作用。具体表现为:埋藏较浅的油藏由于其生物降解作用较强,原油物性相对较差,随着埋深的增加,原油物性变好;自西向东原油物性逐渐变差,以Peace River古隆起为界,西部为常规油气区,东部为油砂及重油区。饱和烃色谱分析结果显示,生物降解程度自西向东逐渐增强,正是由于所遭受生物降解程度不同才导致原油物性差异。在Peace River地区原油运移距离相对较短,只遭受中等程度生物降解,而东部的Athabasca和Cold Lake地区原油运移距离远,遭受的生物降解程度较高^[6-7]。具体指标见表1。

表1 西加拿大沉积盆地油砂矿物性统计结果

Table 1 Physical properties of oil sands in western Canada sedimentary basin

区域	埋深/m	油藏温度/°C	相对密度/API	饱和烃含量,%	20 °C地面原油粘度/(mPa·s)	油层厚度/m	孔隙度	生物降解程度
Peace River 西部	1 150 ~ 1 250	45	22 ~ 27	50 ~ 55	24 ~ 75	15 ~ 20	0.25	1 ~ 2
Peace River 东部	550 ~ 600	24	10 ~ 13	10 ~ 13	35 000	15 ~ 20	0.27	5 ~ 6
Athabasca 北部	50	8	8 ~ 11	17 ~ 20	1 000 000	10 ~ 60	0.3 ~ 0.35	7 ~ 9

1.2 局部非均质性

西加拿大沉积盆地Peace River地区原油样品流变特性分析结果表明,原油物性局部垂向梯度变化较大,表现在位于油藏顶部的原油密度较小、粘度较低,油藏底部的原油密度较大、粘度较高,其中最显著的就是原油粘度垂向梯度变化较大。Peace River地区同一油藏由顶部到底部不同深度、不同温度下原油粘度测定结果(图1)表明:以16 °C下的地层原油粘度测定曲线为例,距油藏顶部3.6, 7.9, 13.6和17.2 m处地层原油粘度分别为 7.2×10^4 , 12.6×10^4 ,

14.2×10^4 和 19.6×10^4 mPa·s,原油粘度变化范围不大;随着深度的进一步增加,距油藏顶部26.8 m处地层原油粘度变为 84.1×10^4 mPa·s,32.4 m处地层原油粘度则变为 323.6×10^4 mPa·s,原油粘度发生数量级的剧烈变化。其他不同温度下的原油粘度测定结果均呈现出相同的规律,即油藏顶部与底部样品尽管深度变化幅度不大,但原油粘度发生数量级的剧烈变化^[8]。

根据达西定律,储层渗透率和流体粘度对流体流动行为的控制具有同等重要性,Peace River地区

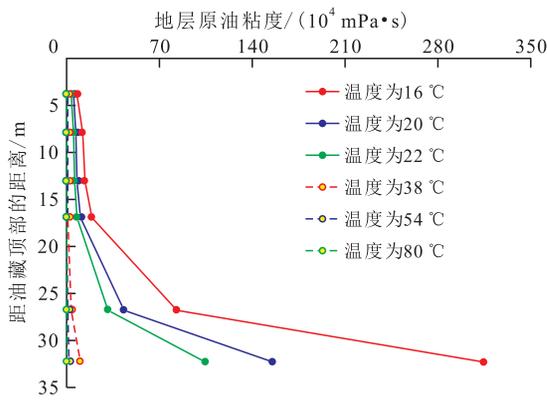


图1 Peace River地区不同深度和温度下原油粘度测定结果

Fig.1 Measured viscosity under various depths and temperatures in Peace River Area

Bluesky组储层孔隙度和渗透率变化范围并不大,通常只有2~3倍,但原油粘度变化却可达几个数量级,说明原油粘度是控制流体流动性的关键因素。

2 流体非均质模型建立

常规油气的油藏模拟研究通常强调储层岩石的非均质性,对流体非均质性的认识通常局限于含油饱和度。而对于油砂热采开发而言,综合考虑流体粘度的变化是准确预测开发效果并对项目进行有效热量管理的关键。为此,建立流体非均质模型进行相关模拟来分析粘度梯度变化对油砂热采开发效果的影响。在进行模拟分析时,垂向上原油组成和粘度纵向变化用1D生物降解软件模拟,采用CMG公司STARS数值模拟软件利用简化的3D地质模型来模拟粘度对SAGD和CSS开发效果的影响^[9]。

SAGD模型 建立模型时不仅要考虑孔隙度和渗透率的非均质性,还要考虑原油物性的非均质性。该模型包含1口注气井和1口生产井,平均含油饱和度为87.8%,平均孔隙度为34%,水平渗透率为 $4\ 450 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度、孔隙度和渗透率分布如图2所示;不同深度下原油粘度变化如图3a所示,随着深度的增加,原油粘度变化幅度增大。SAGD开始注气3个月,在蒸汽循环后转为SAGD模式^[10-11]。

CSS模型 该模型包含4口生产井,其中孔隙度、渗透率和含油饱和度来自实际分析资料,平均含油饱和度为69%,平均孔隙度为30%,水平和垂向渗透率分别为 $3\ 000 \times 10^{-3}$ 和 $1\ 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,含油饱和度、孔隙度和水平渗透率分布如图4所示,不同深度下原油粘度变化如图3b所示。

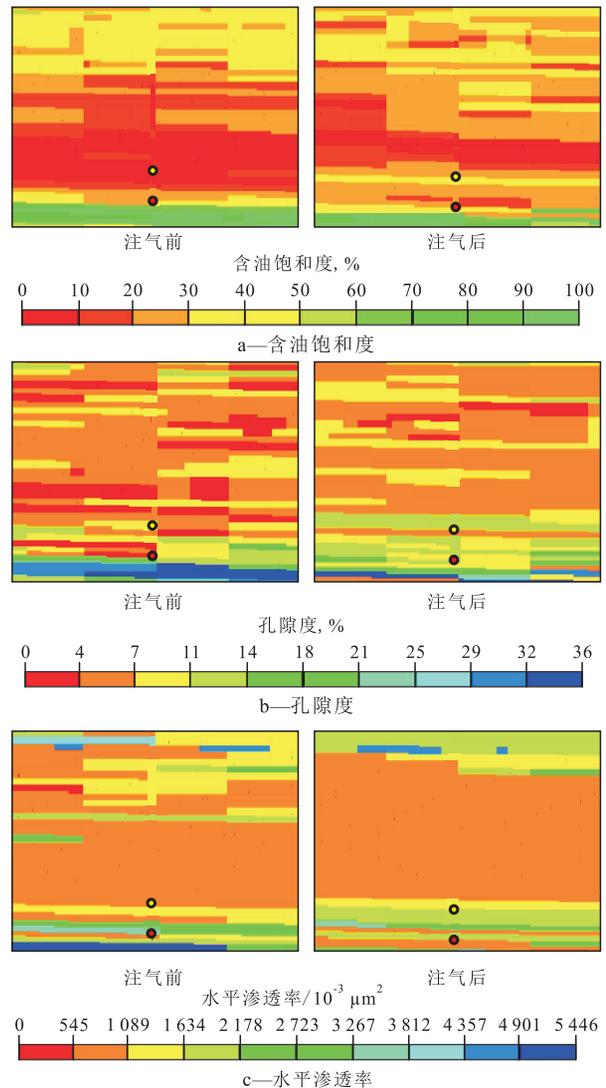


图2 SAGD模型参数分布示意

Fig.2 Schematic diagram of parameters of SAGD reservoir model

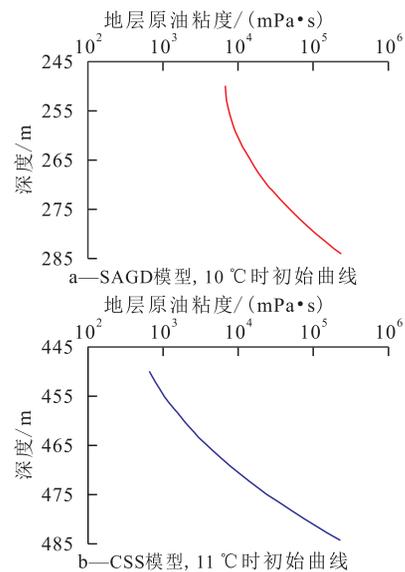


图3 流体非均质模型油相初始粘度变化曲线

Fig.3 Variation of initial oil-phase viscosity of heterogeneous fluid model with depth

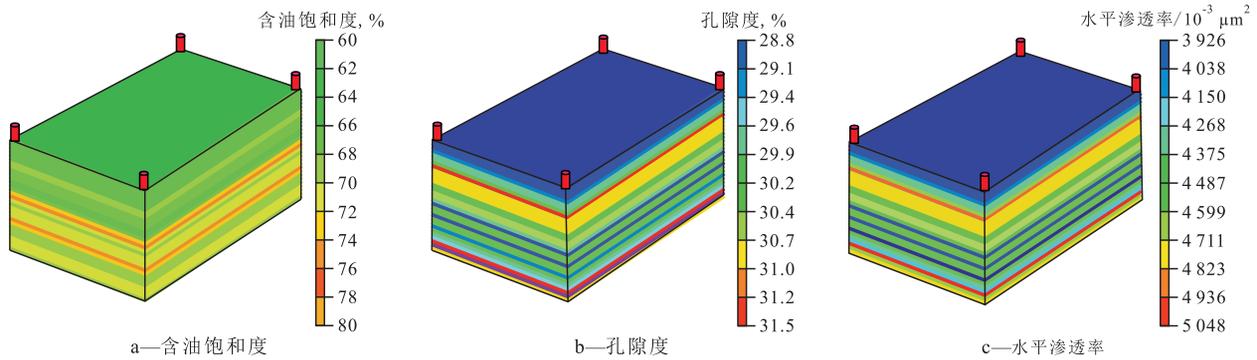


图4 CSS模型参数分布示意

Fig.4 Parameters of CSS reservoir model

3 模拟结果与分析

SAGD 累积产油量 对比定粘度模型与变粘度模型的SAGD 累积产油量模拟结果(图5)可以看出,采用定粘度模型模拟的累积产油量是变粘度模型计算结果的2倍,而变粘度模型模拟结果与实际生产结果吻合较好,说明原油粘度对于油藏开发生产效果具有非常大的影响。产生这种差异的主要原因有3个:①由于变粘度模型中油藏底部原油粘度是定粘度模型的12.6倍,导致其流度较低,从而使其产油量较定粘度模型低;②变粘度模型中油藏平均原油粘度是定粘度模型的7.5倍,同等蒸汽注入量下其加热降粘效果必然受到影响,从而导致原油粘度降幅变小,产量和采收率也随之相应降低;③变粘度模型中油藏底部部分区域原油粘度较高,流动阻力大,即使经过蒸汽热采仍难于流动而无法被采出^[12-13]。

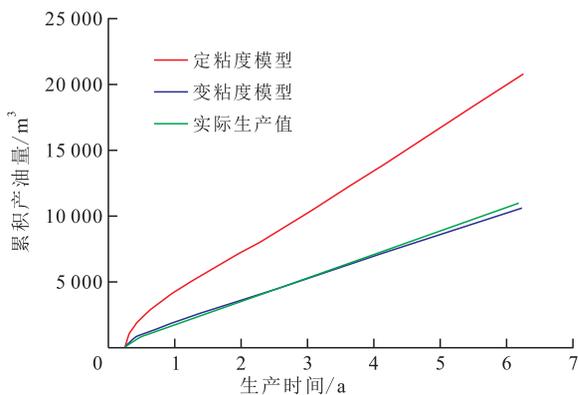


图5 不同原油粘度模型SAGD生产模拟结果

Fig.5 SAGD production simulation results of different viscosity models

CSS 累积产油量 对比2个吞吐周期后定粘度模型与变粘度模型模拟的CSS 累积产油量(图6)可见,原油粘度对CSS的开发效果影响显著,定粘度模

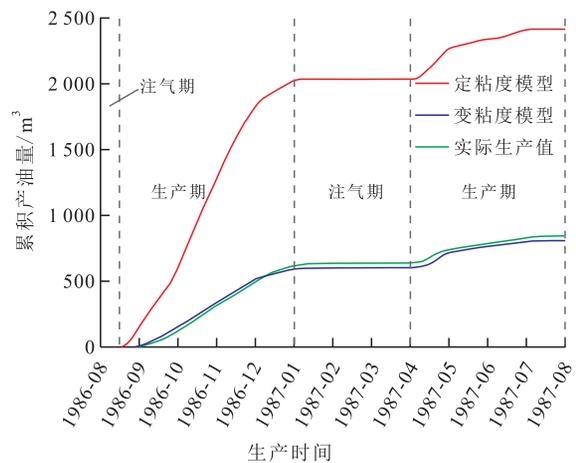


图6 不同原油粘度模型CSS生产模拟结果

Fig.6 CSS production simulation results of different viscosity models

型模拟的累积产油量是变粘度模型模拟结果的3倍,产量差异的原因与SAGD类似。

对于SAGD 或者CSS 油砂热采来说,采用定粘度模型比采用变粘度模型模拟的累积产油量要高得多,但采用变粘度模型的预测结果与实际开发生产动态吻合程度较好。2种模型模拟的累积产油量差异主要是油藏顶部与底部原油粘度的巨大差异所致,二者粘度差异越大,对模拟结果的影响也越大。粘度梯度纵向上的巨大变化在加拿大油砂中普遍存在,顶部油藏与底部油藏的原油物性完全不同,这对油藏开发具有非常大的影响^[14]。只有将储层流体非均质性(特别是粘度非均质性)与储层岩石非均质性相结合,并将其应用于油藏描述和数值模拟中,才能更准确地进行生产动态分析及开发效果预测,有助于发现较好油质的“甜点区”位置,为产能预测和优化生产管理提供更为有效的方法。

目前加拿大油砂工业界采用SAGD 开发时,通常将生产井部署在油水界面之上2 m的位置,若考虑原油粘度在垂向上数量级的剧烈变化,生产井的

部署位置则需要进一步的优化。Peace River地区1口典型生产井油藏顶部和底部原油在20℃时的粘度分别为 8×10^4 和 175×10^4 mPa·s,二者相差近22倍,即使是在215℃高温蒸汽生产条件下,油藏顶部与底部原油粘度仍然相差3倍^[15]。基于实测原油粘度、含水饱和度和相对渗透率曲线计算得到20℃时顶部和底部原油的流度分别为 17×10^{-6} 和 0.03×10^{-6} $\mu\text{m}^2/(\text{mPa} \cdot \text{s})$,二者差异达567倍,对开发效果会产生巨大影响。

对于利用SAGD技术进行热采的油砂储层,位于顶部的原油更容易被采出。当注入高温高压蒸汽时,顶部原油由于粘度较小,高温降粘、改善流度的效果更为显著。因此将注汽井部署在油藏顶部位置更有助于扩大蒸汽波及体积,提高油相流动性,快速开采出品质相对较好的原油,从而大幅提高注入蒸汽热量的利用效率。但是若在顶部部署注汽井会降低可动用储量,目前业界将生产井部署在油水界面之上2 m处主要是为了使储层动用程度最大化。由于储层底部原油粘度较大,流动性较差,因而需要注入更多的蒸汽才能促使蒸汽腔内的高粘原油向生产井流动,即需要更高的成本投入。因此必须按照经济效益最大化原则,利用变粘度模型对于不同生产井部署位置下的累积产油量、累积注汽量等指标进行多方案对比和优化^[16]。根据变粘度模型,考虑累积产油量、注汽综合成本和预期油价等进行了模拟和技术经济评估分析,得出Peace River地区生产井的理想部署位置应在油水界面之上8 m处,这样既能充分利用重力驱使原油到达生产井被采出,合理动用油藏底部粘度高的重油,同时又能实现经济效益的最大化。

4 结论

加拿大油砂储层普遍存在原油物性的剧烈变化,原油粘度纵向上呈数量级梯度变化,使得油藏底部和顶部原油物性完全不同。SAGD或CSS在非均质油藏中的数值模拟结果表明,采用变粘度模型模拟的累积产油量与实际生产数据吻合较好,采用定粘度模型的模拟结果偏高。利用变粘度模型对Peace River地区的生产井位置优化结果表明,将SAGD生产井部署在油水界面之上8 m处,油层的动用程度和经济效益最大。只有将储层流体非均质性(特别是粘度非均质性)与储层岩石非均质性相结合,并应用于油藏描述和数值模拟中,才能准确

预测油砂热采的生产动态及开发效果,优化生产管理,确保采收率 and 经济效益的最优化。

参考文献:

- [1] British Petroleum.BP statistical review of world energy [EB/OL]. [2016-06] <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.
- [2] 卢竟蔓,张艳梅,刘银东,等.加拿大油砂开发及利用技术现状[J].石化技术与应用,2014,32(5):452-456.
Lu Jingman, Zhang Yanmei, Liu Yindong, et al.Current situation of oil sands development and utilization in Canada[J].Petrochemical Technology & Application, 2014, 32(5):452-456.
- [3] Adams J, Riediger C, Fowler M, et al.Thermal controls on biodegradation around the Peace River tar sands: Paleopasteurization to the west [J].Journal of Geochemical Exploration, 2006, 89(1/3):1-4.
- [4] 佟琳,张国军,康爱红.不同助排方式改善蒸汽吞吐效果实验及数值模拟[J].油气地质与采收率,2015,22(2):93-97.
Tong Lin, Zhang Guojun, Kang Aihong.Experiment of steam stimulation effect improved by different assisted methods and its numerical simulation [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(2):93-97.
- [5] Larter S R, Adams J J, Gates I D, et al.The origin prediction and impact of oil viscosity heterogeneity on the production characteristics of tar sand and heavy oil reservoirs [J].Journal of Canadian Petroleum Technology, 2008, 47(1):52-61.
- [6] 黄海平, Steve Larter.重油储层流体非均质性成因及流体物性预测[J].中外能源, 2010, 15(9):43-51.
Huang Haiping, Steve Larter.The origin of heterogeneity and prediction of physical property of the fluid within heavy oil reservoirs [J].Sino-Global Energy, 2010, 15(9):43-51.
- [7] 李兆敏,王壮壮,李松岩,等.温度对油砂沥青相渗规律影响研究[J].特种油气藏,2015,22(1):92-94.
Li Zhaomin, Wang Zhuangzhuang, Li Songyan, et al.Research on influence of temperature on rules of relative permeability of asphalt and oil sands [J].Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(1):92-94.
- [8] 尤源,刘建平,冯胜斌,等.块状致密砂岩的非均质性及对致密油勘探开发的启示[J].大庆石油地质与开发,2015,34(4):168-174.
You Yuan, Liu Jianping, Feng Shengbin, et al.Heterogeneity of the massive tight sandstones and its inspirations for the exploration and development of the tight oil [J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(4):168-174.
- [9] 于龙,李亚军,宫厚健,等.非均质油层聚合物驱后粘弹性变化预交联凝胶颗粒驱提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2016,23(1):113-118.
Yu Long, Li Yajun, Gong Houjian, et al.EOR of branched-preformed particle gel (B-PPG) flooding after polymer flooding in heterogeneous reservoirs [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1):113-118.

(下转第104页)