

引用格式:李华兵,李建霆,李文宏,等.低渗透油藏驱油用缔合聚合物的合成及其油藏适应性研究[J].油气藏评价与开发,2020,10(6):24-32.  
LI H B, LI J T, LI W H, et al. Synthesis of associative polymer for flooding in low permeability reservoir and its reservoir adaptability[J].  
Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(6): 24-32.  
DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2020.06.004

## 低渗透油藏驱油用缔合聚合物的合成 及其油藏适应性研究

李华兵<sup>1</sup>,李建霆<sup>2</sup>,李文宏<sup>3</sup>,胡俊<sup>1</sup>,袁国伟<sup>3</sup>,梁严<sup>4,5</sup>,张新民<sup>1,4</sup>,郭拥军<sup>1,4,5</sup>

(1.四川光亚聚合物化工有限公司,四川南充 637900;2.中国石油长庆油田分公司第二采油厂,甘肃庆城 745100;  
3.长庆油田分公司勘探开发研究院,陕西西安 710018;4.西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,  
四川成都 610500;5.西南石油大学化学化工学院,四川成都 610500)

**摘要:**针对长庆油田某区块中温高矿化度低渗透的油藏条件,设计合成了不同十二烷基烯丙基二溴化四甲基乙二铵(TDAD)含量的耐温抗盐型低相对分子质量( $720.42 \times 10^4 \sim 982.55 \times 10^4$ )疏水缔合聚合物(HAWSP系列),通过红外光谱确认了聚合物分子结构,在该区块条件下考察了HAWSP系列的溶液性能和应用性能适应性,并在该区块现场开展矿场验证试验。结果表明,与抗盐部分水解聚丙烯酰胺HPAM相比,HAWSP系列具有更优的增黏性和相当的老化稳定性(60 d老化黏度保留率大于85%);在气测渗透率为 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的油藏条件下,缔合聚合物HAWSP-850在兼具良好注入性和传导性时,还能在4倍渗透率极差(低渗为 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )的非均质岩心中有更强的波及能力,可多提高采收率3.29个百分点。矿场试验表明,耐温抗盐低相对分子质量缔合聚合物的现场适应性较好,相比常规聚丙烯酰胺驱油体系,具有明显的降增压注提高采收率效果,在低渗油藏化学驱中具有重要的推广意义。

**关键词:**低渗透;低相对分子质量;缔合聚合物;油藏适应性;矿场试验

中图分类号:TE357

文献标识码:A

### Synthesis of associative polymer for flooding in low permeability reservoir and its reservoir adaptability

LI Huabing<sup>1</sup>, LI Jianting<sup>2</sup>, LI Wenhong<sup>3</sup>, HU Jun<sup>1</sup>, YUAN Guowei<sup>3</sup>, LIANG Yan<sup>4,5</sup>, ZHANG Xinmin<sup>1,4</sup>, GUO Yongjun<sup>1,4,5</sup>

(1.Sichuan Guangya Polymer Chemical Co., Ltd., Nanchong, Sichuan 637900, China; 2.No.2 Oil Production Plant, PCOC, Qingcheng, Gansu 745100, China; 3.Exploration and Development Research Institute, Changqing Oilfield Branch Company, PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China; 4.State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 5.College of Chemistry and Chemical Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** In view of the reservoir conditions in a block of Changqing Oilfield with medium temperature, high salinity and low permeability, different temperature-salt resistant associative polymers(HAWSP series) with low relative molecular weight( $720.42 \times 10^4 \sim 982.55 \times 10^4$ ) and different contents of dodecylallyl tetramethyl ethylene diammonium bromide(TDAD) have been designed and synthesized. Then the molecular structure of the polymer has been confirmed by infrared spectroscopy. Under the conditions of this block, the reservoir adaptability of HAWSP series involving solution properties and application performance have been studied, and the field test has been carried out in this block. The results show that, compared with the salt-resistant partially hydrolyzed polyacrylamide(HPAM), HAWSP series has better thickening capacity and similar aging stability(viscosity retention

收稿日期:2020-11-03。

**第一作者简介:**李华兵(1984—),男,本科,工程师,从事油田功能化学剂研发及化学驱提高采收率技术研究工作。地址:四川省南充市嘉陵区南充创业小镇B座,邮政编码:637900。E-mail:gyfzlhb@126.com

**通讯作者简介:**郭拥军(1973—),男,博士,研究员,从事油田功能化学剂研究及化学驱提高采收率技术研究工作。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:gyfzgyj@126.com

**基金项目:**中国石油天然气股份有限公司重大科技专项“长庆油田5 000万吨持续高效稳产关键技术研究与应用”(2016E-05)。

rate is greater than 85 % after aging for 60 days). When the gas permeability is of  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the associative polymer HAWSP-850 not only exhibits good injectability and conductivity, but also could present stronger sweeping ability in heterogeneous core with a permeability contrast of 4 times (low permeability is of  $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ), which can enhance the oil recovery by another 3.29 percentage points. Field tests show that the temperature-salt resistant associative polymer has better field adaptability. Compared with the conventional HPAM flooding system, it has a significant effect of reducing pressure and improving injection capacity and oil recovery. Associative polymer has important promotion significance of chemical flooding in low permeability reservoirs.

**Key words:** low permeability, low molecular weight, associative polymer, reservoir adaptability, field test

化学驱作为油气开采过程中提高采收率的主要措施之一,在三次采油方向获得了广泛的应用<sup>[1]</sup>。通常用于化学驱的聚合物主要包括部分水解聚丙烯酰胺、耐温抗盐单体共聚物和其他功能型聚合物,如疏水缔合聚合物、梳形聚合物、两性聚合物等<sup>[2-8]</sup>。在驱油用聚合物的筛选过程中对油藏温度、矿化度及渗透率等的适应性是重要的选择依据<sup>[9-14]</sup>。当前,低渗透油藏作为化学驱的重要开发对象,普遍具有渗透率低,储层孔隙空间较小,流体流通截面积小,层间、层内、平面非均质性强等储层地质和物性特点<sup>[15-18]</sup>,在化学驱应用中渗透率影响了聚合物的波及能力,而孔隙空间限制了聚合物的渗流能力进而限制了聚合物的选择,低渗透油藏的化学驱实际应用中产能较低、开采难度较大。

长庆油田某区块属于典型的中温高矿化度低渗透油藏(温度  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ ,矿化度  $4\,996.3 \text{ mg/L}$ ,平均气测渗透率  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均喉道半径中值不到  $1 \mu\text{m}$ ),在化学驱应用中要求驱油用聚合物既要具有良好的耐温抗盐性能,也应在具有良好流度控制能力的同时与油藏孔喉匹配性良好。这就需要通过聚合物分子结构进行再设计与优化,以获得相对分子质量较低但能够较常规聚合物明显提高低渗透油藏原油采收率的驱油用聚合物。

本文采用胶束聚合法制备了一种耐温抗盐型低相对分子质量缔合聚合物,研究其与长庆低渗透油藏的适应性,并开展了矿场试验验证,为低渗透油藏化学驱用低相对分子质量耐温抗盐聚合物的设计与开发提供了思路,也为低渗透油藏的高效开发提供了技术借鉴。

## 1 实验部分

### 1.1 实验条件

1) 实验材料:丙烯酰胺(AM)、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)、甲酸钠等无机盐、复合引发剂

和非离子表面活性剂FS均为分析纯,成都科龙化工试剂厂;疏水单体,十二烷基烯丙基二溴化四甲基乙二胺(TDAD),自制;相对分子质量为  $1\,500 \times 10^4$  的抗盐部分水解HPAM,自制;长庆油田某区块模拟盐水(总矿化度  $4\,996.3 \text{ mg/L}$ ,具体组成如表1所示),自制;长庆油田某区块现场原油脱水后加柴油稀释配制模拟油,  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ 下黏度为  $15 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;去离子水,自制; $\phi 25 \text{ mm} \times 100 \text{ mm}$ 石英砂胶结柱状均质人造小岩心(图1a)、 $45 \text{ mm} \times 45 \text{ mm} \times 300 \text{ mm}$ 石英砂胶结均质人造方岩心(图1b)和非均质人造方岩心(图1c)。

表1 长庆油田某区块模拟盐离子组成  
Table 1 Ion compositions of synthetic water in Changqing Oilfield

	mg/L				
离子	$\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	$\text{Cl}^-$	$\text{HCO}_3^-$
含量	1 733.9	127.8	41.4	2 920.4	172.8

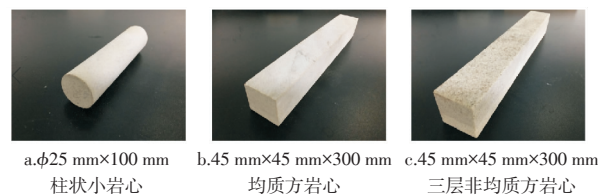


图1 人造柱状岩心、均质/非均质方岩心

Fig. 1 Artificial columnar core, homogeneous core and heterogeneous square core

2) 实验仪器与设备:低温恒温槽( $\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $-10 \text{ }^\circ\text{C}$ );电子天平( $\pm 0.001 \text{ g}$ );Brookfield DV-III黏度计;HJ-6多头磁力搅拌器;超级恒温水浴( $\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$ );恒温干燥箱( $\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$ );多功能岩心驱替装置;岩心夹持器;刻度吸管、烧杯等玻璃仪器若干。

### 1.2 实验方法

#### 1.2.1 聚合物合成

在预先加入适量去离子水的  $10 \text{ L}$ 烧杯中,按照比例加入AM、AMPS(占AM质量的5%)、非离子表面活性剂FS、TDAD、乙二胺四乙酸二钠、尿素、碳酸

钠、甲酸钠等充分搅匀,用氢氧化钠调节体系pH为7.0,后降温至0℃,加入一定量的复合引发剂进行绝热聚合7h,然后取出胶体剪碎后加入适量氢氧化钠水解,经干燥、粉碎和筛分得到白色低相对分子质量缔合聚合物干粉。不加入TDAD单体,以类似方法合成抗盐部分水解聚丙烯酰胺HPAM。

### 1.2.2 溶液的配制

1) 聚合物母液的配制:称取定量的模拟盐水于500 mL烧杯中,室温(约30℃左右)下在(400±20) rad/min转速下搅拌形成漩涡,称取计算量的聚合物干粉在30 s内将其均匀撒在漩涡体的肩部,搅拌溶解均匀后配制成质量浓度为5 000 mg/L的聚合物母液,并将其静置后待用。

2) 聚合物目标液的配制:用模拟盐水将上述母液稀释至60 g,在400 rad/min转速下搅拌30 min后待用。

### 1.2.3 红外光谱(FTIR)测试

室温下,通过KBr压片法制样,采用Nicolet 6700傅立叶变换红外光谱仪(Thermo Fisher公司,美国)进行红外光谱扫描。

### 1.2.4 聚合物物化参数及溶液性能测试

1) 聚合物相对分子质量、水解度及过滤因子(FR)参照石油天然气行业标准SY/T 5862—2008《驱油用聚合物技术要求》中对应方法进行测定。

2) 黏度测试:50℃下,采用Brookfield DV-III黏度计进行测试,剪切速率为7.34 s<sup>-1</sup>,保温5 min后测试读取3,5,8 min时的黏度值并取平均值计为最终黏度值。

3) 老化稳定性测试:将2 000 mg/L的聚合物溶液在未除氧条件下直接装入50 mL的老化蛋白瓶中(5个平行样),置于50℃的恒温烘箱中进行老化,分别于7,15,30,45,60 d后取出进行黏度测试,通过公式(1)计算黏度保留率:

$$\Psi = \frac{\eta_{后}}{\eta_{前}} \times 100 \quad (1)$$

式中: $\Psi$ 为黏度保留率,%; $\eta_{后}$ 为老化后溶液黏度,mPa·s; $\eta_{前}$ 为老化前溶液黏度,mPa·s。

### 1.2.5 聚合物应用性能测试

1) 注入性测试:50℃下,通过多功能岩心驱替

装置,以3 m/d的注入速度向 $\phi 25$  mm×100 mm的均质人造小岩心(气测渗透率 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )中注入模拟盐水,先水驱2~3PV至压力平稳,继续注入2 000 mg/L的聚合物溶液至压力和流出液黏度稳定,后再转后续水驱直至压力再次趋于平稳后停止实验。

2) 传导性测试:将45 mm×45 mm×300 mm的均质人造方岩心(气测渗透率 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )置于平均分布有3个测压点的岩心夹持器中,通过多功能岩心驱替装置以与注入性测试相同的方法进行传导性测试;注入实验过程,连入口端一共监测4个压力值。

3) 驱油性能测试:50℃下,通过多功能岩心驱替装置,以3 m/d的注入速度向45 mm×45 mm×300 mm的非均质人造方岩心(低中高层气测渗透率分别为 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )中注入模拟盐水饱和岩心,后以相同速度注入黏度为15 mPa·s的模拟油饱和岩心并熟化24 h,再注入1.2PV左右模拟盐水进行水驱至连续3个点含水率达95%以上,转注0.6PV的聚合物,最后进行3.5PV的后续水驱并停止实验;整个过程记录注入压力变化、含水率变化和计算提高采收率值。

4) 实验流程如图2所示。

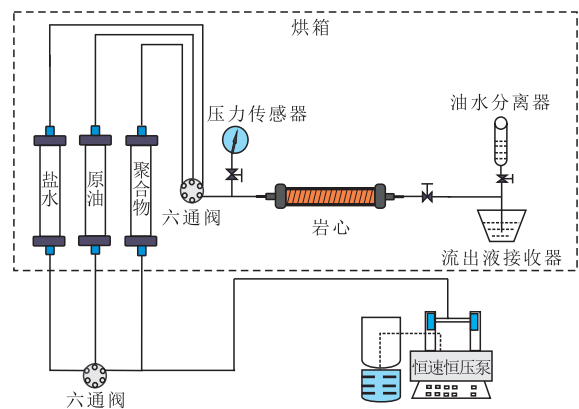


图2 聚合物的注入性、传导性、驱油性能测试实验流程

Fig. 2 Flowchart of measurements involving polymer injectivity, conductivity and oil displacement

## 2 实验结果与讨论

### 2.1 聚合物的合成与表征

#### 2.1.1 聚合物的合成

通过在合成过程中,固定单体AM和AMPS的加量,调节疏水单体TDAD的加量(如表2所示的占AM单体的不同质量分数),控制其他合成条件一致,以

获得具有不同疏水单体含量的不同缔合聚合物(HAWSP系列)和不含疏水单体的常规抗盐部分水解聚丙烯酰胺(HPAM-1500)。表2为不同聚合物的物化参数(相对分子质量、水解度和过滤因子)测试结果。可看出,由于疏水单体自身普遍存在的较强自阻聚和链转移作用<sup>[9]</sup>,最终所合成系列聚合物的相对分子质量随疏水单体含量的增加而呈现明显的下降趋势(相对分子质量从未引入疏水单体时的 $1.485 \times 10^4$ 下降到引入质量分数为1.2%的疏水单体后的 $720 \times 10^4$ ),但几个较低相对分子质量缔合聚合物的水解度和过滤因子与抗盐部分水解聚丙烯酰胺HPAM-1500的基本相当,表明疏水单体的引入并未对缔合聚合物的水解度和过滤因子造成明显影响。

表2 不同聚合物的物化参数

Table 2 Physico-chemical parameters of different polymers

聚合物	疏水单体 质量分数/%	相对分子 质量/ $10^4$	水解度/ %	$FR_3/\mu\text{m}$
HAWSP-950	0.6	982.55	23.48	1.08
HAWSP-850	0.9	852.65	23.52	1.05
HAWSP-750	1.2	720.42	23.76	1.03
HPAM-1500	0	1 485.34	24.85	1.03

### 2.1.2 聚合物的红外光谱(FTIR)表征

以缔合聚合物HAWSP-850为代表,通过FTIR红外光谱测试分析了疏水单体在聚合物大分子结构中引入的有效性,红外光谱图如图3所示。可看出,  $3551 \text{ cm}^{-1}$ 和 $3178 \text{ cm}^{-1}$ 处归属于N—H键的反对称和对称伸缩振动峰, $2937 \text{ cm}^{-1}$ 和 $1452 \text{ cm}^{-1}$ 分别归属于C—H键的伸缩振动峰和弯曲振动峰, $1675 \text{ cm}^{-1}$ 归属于酰胺I带C=O的伸缩振动峰, $1548 \text{ cm}^{-1}$ 归属于酰胺II带N—H的弯曲振动峰, $1398 \text{ cm}^{-1}$ 归属于C—O

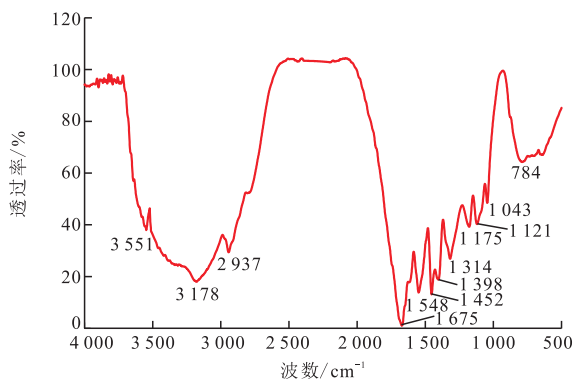


图3 缔合聚合物HAWSP-850的FTIR谱

Fig. 3 FTIR spectra of HAWSP-850

键的伸缩振动峰, $1314 \text{ cm}^{-1}$ 归属于C—N键的伸缩振动峰, $1175, 1121, 1043 \text{ cm}^{-1}$ 附近为磺酸基的特征吸收峰, $784 \text{ cm}^{-1}$ 附近为长链亚甲基面内摇摆产生的吸收峰。表明聚合物中含有酰胺基、长链烷基、羧基、磺酸基等基团,证实了所制备的缔合聚合物HAWSP-850为AM、AMPS和疏水单体TDAD共聚而成。

## 2.2 聚合物的溶液性能适应性

### 2.2.1 增黏性

$50 \text{ }^\circ\text{C}$ 下,在长庆油田某区块模拟盐水条件下,考察了不同聚合物在 $500 \sim 2500 \text{ mg/L}$ 质量浓度范围内的增黏性,黏度随质量浓度的变化曲线如图4所示。结果表明,具有较低相对分子质量的缔合聚合物HAWSP系列增黏性能优于HPAM-1500,这是由于缔合聚合物HAWSP在溶液中分子链之间存在疏水缔合作用,流体力学体积显著增大,宏观上表现为溶液黏度的明显增加<sup>[20-21]</sup>,从而即使其相对分子质量低,但仍然较更高相对分子质量的抗盐部分水解聚丙烯酰胺HPAM表现出更优的增黏能力。此外,随TDAD含量增加,HAWSP系列的增黏性并未呈现依次增大而是逐渐下降的趋势,这是因为疏水缔合聚合物的表观黏度由结构黏度(疏水缔合作用引起)与本体黏度(与相对分子质量有关)两部分构成,随疏水单体增加聚合物相对分子质量也明显下降,对TDAD而言其疏水碳链相对较短,疏水缔合作用对黏度增加的贡献不足以抵消相对分子质量降低导致的增黏能力下降,进而HAWSP系列总体表现为随疏水单体含量增加而增黏能力下降的趋势。

### 2.2.2 老化稳定性

$50 \text{ }^\circ\text{C}$ 下,在长庆油田某区块模拟盐水条件下,考察了质量浓度为 $2000 \text{ mg/L}$ 的聚合物的黏度随老化

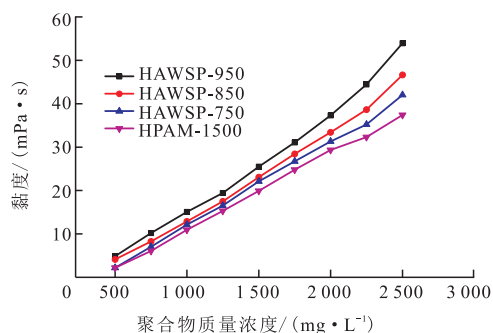


图4 不同聚合物黏度随质量浓度的变化曲线

Fig. 4 Variation of viscosity with polymer concentration

时间的变化情况,并计算老化60 d后的黏度保留率,结果如图5所示。结果表明,老化60 d后,缔合聚合物HAWSP系列及HPAM-1500老化黏度保留率均大于85%,老化稳定性能优异。

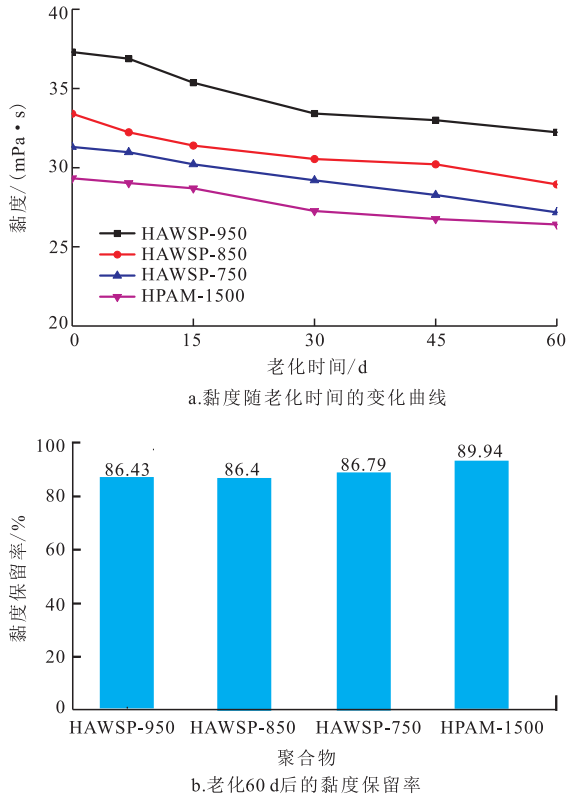


图5 不同聚合物黏度随老化时间的变化曲线及老化60 d后黏度保留率

Fig. 5 Variation of viscosity with aging time and viscosity retention rate after aging for 60 days

### 2.3 聚合物的应用性能适应性

#### 2.3.1 注入性能

50℃下,在 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气测渗透率下考察了2 000 mg/L质量浓度的聚合物溶液的注入性能,注入结果如表3和图6所示。可看出,所考察聚合物的注入压力最终都能达到平衡稳定,但注入各聚合物达到平衡时所需的注入量及稳定后的压力以及后续水

驱压力间均存在明显差异,随着疏水基含量的增加,注入压力逐渐增大,流出液黏度保留率随之减小,且阻力系数及残余阻力系数也随之增大。其中相对分子质量较大且含有疏水单体的HAWSP-950需要注入10.6PV的聚合物溶液后压力才趋于稳定且最终平衡压力也最大,而其他聚合物基本在2.6~4.8PV便能趋于平稳,且注入压力明显较低,其中HAWSP-750的注入平衡时注聚量最小且平衡压力最小。从注入平衡时黏度保留率、注聚量、阻力系数和残余阻力系数综合来看,HAWSP-750的注入性最好,HPAM-1500次之,HAWSP-850略差,HAWSP-950较差。这可能是由于HAWSP-950的相对分子质量相对HAWSP-850和HAWSP-750的要高,其又含有缔合单体,此时在溶液中的缔合作用较强,所形成的聚集体尺寸较大,所建立的流动阻力更大导致的。

综上所述,黏度最优的HAWSP-950的注入能力差、注入能力最优的HAWSP-750的增黏能力弱且建立阻力能力不强,因此综合考虑增黏能力、注入性和建立阻力能力初步确定HAWSP-850为最优,继续开展传导性和驱油性能测试。

#### 2.3.2 传导性能

50℃下,在 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的气测渗透率下考察了

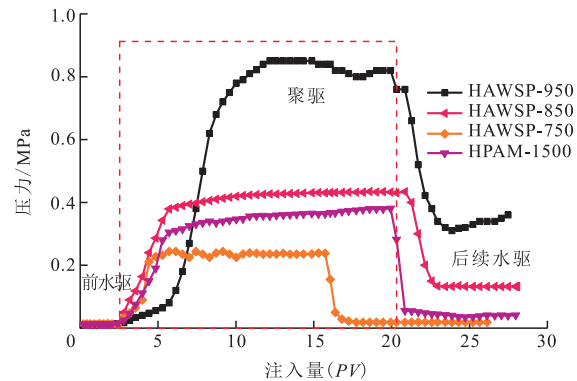


图6  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 条件下不同聚合物的注入曲线

Fig. 6 Injection curves of different polymers at a permeability of  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

表3  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 条件下不同聚合物的注入性测试结果

Table 3 Injectivity measurement results of different polymers at a permeability of  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

聚合物	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	水测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/ %	初始黏度/ (mPa·s)	黏度保留率/ %	压力平稳时注聚量 (PV)	阻力 系数	残余阻力 系数
HAWSP-950	50	10.9	11.3	37.3	60.2	10.6	84.0	34.0
HAWSP-850	50	11.3	11.9	33.4	84.2	4.8	41.8	12.8
HAWSP-750	50	11.8	12.5	31.3	88.5	2.6	17.9	1.4
HPAM-1500	50	10.2	12.1	29.3	73.9	4.2	30.3	4.3

2 000 mg/L质量浓度的HAWSP-850的传导性能,传导测试曲线如图7所示。可看出,聚合物在各测压点的注入压力均呈现先显著增加后缓慢增加至最终平稳的规律。更重要的是,计算传导过程中各级测压点间的压力差( $\Delta p_1$ 、 $\Delta p_2$ 、 $\Delta p_3$ 、 $\Delta p_4$ 分别代表从入口端开始4段岩心各自的压力差)如图8所示,可看出,在注入初期岩心不同段位的压力差呈现不同的变化趋势,即前段压力差出现快速上升到最高值后又缓慢下降至趋于平稳,而后几段压力差呈现较为缓慢的增加而后逐渐趋于平稳的趋势,但在最终稳定时几段压力差是均匀分布的。分析认为这是由于在注入刚开始后,低注入压力下,部分聚合物吸附滞留在入口段导致前段压力上升较快,但随着注入量的增加,在压力增大后这些吸附滞留的聚合物中的一部分又变形而逐渐通过进入岩心深部<sup>[8]</sup>。这表明聚合物HAWSP-850的传导性良好,能够有效地深部传导。

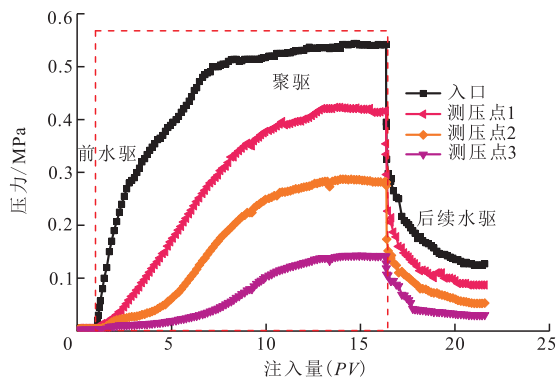


图7  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 下聚合物HAWSP-850的传导曲线  
Fig. 7 Conduction curves of HAWSP-850 at a permeability of  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

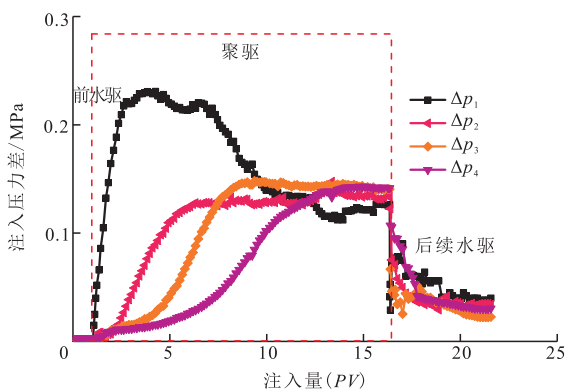


图8  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 条件下聚合物HAWSP-850的压力差曲线  
Fig. 8 Differential pressure of HAWSP-850 at a permeability of  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

### 2.3.3 驱油性能

在4倍渗透率级差(低渗层为 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )下,考察了0.6PV质量浓度为2 000 mg/L的HAWSP-850和HPAM-1500的驱油性能,测试结果和驱油曲线如表4和图9所示。可看出,在注入0.6PV的聚合物溶液后,含水率均开始下降,出现含水下降漏斗,采出程度逐渐增大。将HAWSP-850与HPAM-1500对比后发现,见效后,HAWSP-850的低含水期比HPAM-1500的维持时间长,含水率曲线的“漏斗”较宽,提高采收率幅度高出3.29个百分点。

表4 非均质条件( $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )下不同聚合物的驱油性能测试结果  
Table 4 Oil displacement results of different polymers under a heterogenous condition of  $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  and  $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

聚合物	黏度/ (mPa·s)	孔隙度/ %	含油饱和度/ %	水测渗 透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	前水驱 采收率/ %	采收率 提高 百分点
HAWSP-850	33.4	15.8	64.3	13.2	27.4	13.59
HPAM-1500	29.3	16.3	65.1	13.9	26.9	10.30

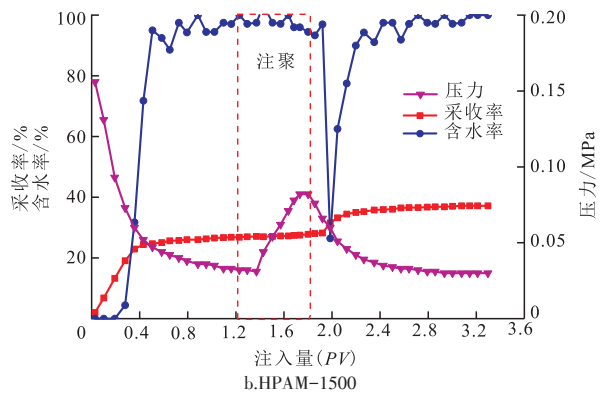
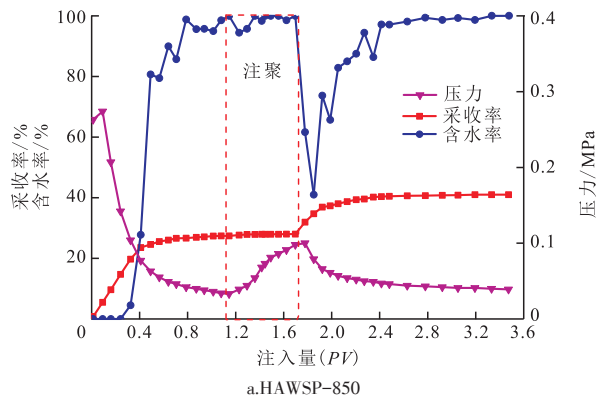


图9 非均质条件( $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )下不同聚合物的驱油曲线  
Fig. 9 Oil displacement curves of different polymers under a heterogenous condition of  $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  and  $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

## 2.4 低渗油藏矿场试验验证

基于上述室内研究,以 HAWSP-850 为模型聚合物,通过合成工艺和技术的进一步优化,获得了针对长庆油田某区块的驱油用缔合聚合物(相对分子质量在  $800 \times 10^4$  左右),并于 2019 年 7 月在该区块现场开展了矿场试验。开展矿场试验前,该区块现场聚合物主剂为相对分子质量为  $(1\ 200 \sim 1\ 500) \times 10^4$  的 HPAM(2016 年 8 月前置段塞注入,2017 年 6 月开始二元体系注入),缔合聚合物投注后,现场表活剂也停注。

截至 2020 年 4 月底,缔合聚合物注入井及油井见效情况如下:

1) 注入井响应:截至 2020 年 4 月,8 口注聚井注入量一直保持基本稳定,压力均表现为持续降低一段时间后逐渐趋于稳定的特征。所有水井注入压力均低于转注缔合聚合物前,压力下降幅度为  $0 \sim 1.7$  MPa(表 5)。

2) 油井响应:区块自 2019 年 7 月转注缔合聚合

物至 2020 年 4 月,累计增油 2 674.9 t。油井生产状态相比 2019 年 6 月之前明显变好,平均含水率下降 2.9 个百分点,单井含水率最大降幅为 10.5 个百分点(表 6)。

## 3 结论

1) 采用胶束聚合法制备了不同十二烷基烯丙基二溴化四甲基乙二胺含量且相对分子质量在  $(720.42 \sim 982.55) \times 10^4$  的系列耐温抗盐型低相对分子质量缔合聚合物(HAWSP 系列),其溶液性能与长庆油田某区块的适应性良好,过滤性能与相对分子质量为  $1\ 500 \times 10^4$  的部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)相当,增黏性优于 HPAM,60 d 老化黏度保留率大于 85 %。

2) HAWSP 系列缔合聚合物的注入性能存在明显差异,随疏水基含量的增加,注入平衡压力逐渐增大,流出液黏度保留率随之减小,阻力系数及残余阻力系数随之增大,其中 HAWSP-750 注入性最好(优于相对分子质量为  $1\ 500 \times 10^4$  的 HPAM),但其建立流动阻力能力较弱。而 HAWSP-850 在能够建立较高的

表 5 注缔合聚合物前后注入井响应

Table 5 Dynamic response of injection wells before and after associative polymer injection

序号	井号	注缔合聚合物前			注缔合聚合物后			变化	
		时间	油压/MPa	日注水量/ $m^3$	时间	油压/MPa	日注水量/ $m^3$	油压/MPa	日注水量/ $m^3$
1	M-H4-1	201906	18.2	25.7	202004	18.0	26	-0.2	0.3
2	M-H4-2	201906	18.4	21.4	202004	18.5	31	0.1	9.6
3	M-H4-3	201906	18.8	18.3	202004	18.2	25	-0.6	6.7
4	M-H6-1	201906	17.0	23.2	202004	15.6	30	-1.4	6.8
5	M-H6-2	201906	16.4	29.3	202004	16.5	32	0.1	2.7
6	M-H6-3	201906	17.8	21.8	202004	16.6	25	-1.2	3.2
7	M-H8-2	201906	19.8	26.5	202004	18.6	25	-1.2	-1.5
8	MJ-15-10	201906	19.1	20.3	202004	17.4	22	-1.7	1.7

表 6 注缔合聚合物前后油井响应

Table 6 Dynamic response of production wells before and after associative polymer injection

井号	注缔合聚合物前			注缔合聚合物后			2019年6月 增油量/t	2020年4月 增油量/t
	产液量/ $(m^3 \cdot d^{-1})$	产油量/ $(t \cdot d^{-1})$	含水率/%	产液量/ $(m^3 \cdot d^{-1})$	产油量/ $(t \cdot d^{-1})$	含水率/%		
M-H5-1	4.73	0.43	89.2	26.77	1.40	93.8	242.0	546.3
M-H5-2	16.45	0.63	95.5	24.43	1.32	93.7	119.0	289.8
MJ-H5-3	18.91	0.38	97.6	16.40	1.10	93.5	57.2	128.5
M-H9-3	16.30	0.61	95.6	28.93	1.50	93.9	226.0	312.1
MJ-13-8	10.86	1.16	87.5	14.16	2.77	77.0	437.0	807.1
M-H3-4	15.06	0.26	97.9	17.95	1.08	92.9	281.9	489.1
MJ-103	16.43	0.53	96.2	16.70	1.00	94.1	43.6	101.9
合计							1 406.6	2 674.9

阻力系数与残余阻力系数的同时,具有良好的注入传导性能,在4倍渗透率级差(低渗层为 $25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )的三层非均质岩心中较相同质量浓度、相对分子质量为 $1.500 \times 10^4$ 的抗盐HPAM多提高原油采收率3.29个百分点,且低含水期持续时间明显较HPAM的长,呈现较宽的含水率曲线“漏斗”。

3) 以HAWSP-850为模型分子结构优化生产的抗盐低相对分子质量( $800 \times 10^4$ 左右)缔合聚合物在长庆油田某区块开展矿场适应性验证试验,初步结果表明,耐温抗盐低相对分子质量缔合聚合物具有明显的增油降水效果,在低渗透油藏化学驱提高采收率领域具有良好的推广应用前景。

#### 参考文献

- [1] 孙龙德,伍晓林,周万富,等.大庆油田化学驱提高采收率技术[J].石油勘探与开发,2018,45(4):636-645.  
SUN L D, WU X L, ZHOU W F, et al. Technologies of enhancing oil recovery by chemical flooding in Daqing Oilfield, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 636-645.
- [2] 胡小燕,王旭,张丽君,等.梳型聚合物MP488抗温抗盐机理分析[J].精细石油化工进展,2015,16(6):32-35.  
HU X Y, WANG X, ZHANG L J, et al. Analysis on heat resistant and salt tolerant mechanism of comb shaped polymer MP488[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2015, 16(6): 32-35.
- [3] 李欣,谢彬强,赵林.新型耐温抗盐聚合物增黏剂的制备及评价[J].石油化工,2018,47(6):595-599.  
LI X, XIE B Q, ZHAO L. Synthesis and evaluation of new heat-resistant and salt-tolerant polymer viscosifier[J]. Petrochemical Technology, 2018, 47(6): 595-599.
- [4] 刘阳阳,黄文章,吴柯颖,等.耐温抗盐型丙烯酸胺类聚合物的研究进展[J].石油与天然气化工,2015,44(3):99-103.  
LIU Y Y, HUANG W Z, WU K Y, et al. Research progress of heat-resistance and salt-tolerant acrylamide-based copolymer[J]. Chemical Engineering of Oil and Gas, 2015, 44(3): 99-103.
- [5] 闵敬丽.聚丙烯酰胺类耐温抗盐聚合物的合成及其性能研究[D].济南:山东大学,2017.  
MIN J L. Study on synthesis and properties of temperature resistance and salt tolerance polyacrylamide copolymer[D]. Jinan: Shandong University, 2017.
- [6] 万刚,马超,赵林.三次采油用耐温抗盐聚合物的性能评价[J].广东化工,2015,42(16):271-274.  
WAN G, MA C, ZHAO L. Performance evaluation of the temperature and salt sensitive polymer for tertiary oil recovery[J]. Guangdong Chemical Industry, 2015, 42(16): 271-274.
- [7] 王斌,王敏,施文,等.耐温抗盐聚合物适应油藏渗透率界限实验研究[J].精细石油化工进展,2017,18(2):1-4.  
WANG B, WANG M, SHI W, et al. Experimental study on reservoir permeability limit of temperature resistant and salt resistant polymer[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2017, 18(2): 1-4.
- [8] GUO Y J, LIANG Y, CAO M, et al. Flow behavior and viscous-oil-microdisplacement characteristics of hydrophobically modified partially hydrolyzed polyacrylamide in a repeatable quantitative visualization micromodel[J]. SPE Journal, 2017, 22(5): 1448-1466.
- [9] 何相洋.高温,高矿化度油藏的聚合物驱油剂性能评价[D].大庆:东北石油大学,2015.  
HE X Y. The performance evaluation of polymer displacement agent that suits for high temperature and high salinity reservoir [D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2015.
- [10] 谢坤.疏水缔合聚合物渤海油藏适应性实验研究[D].大庆:东北石油大学,2016.  
XIE K. Experimental study on applicability between hydrophobically associating polymer and Bohai Reservoir[D]. Daqing: Northeast Petroleum University, 2016.
- [11] 梁守成,吕鑫,梁丹,等.聚合物微球粒径与岩芯孔喉的匹配关系研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(1):140-145.  
LIANG S C, LYU X, LIANG D, et al. A study on matching relationship of polymer microsphere size[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(1): 140-145.
- [12] 刘刚,侯吉瑞,邱首鹏,等.聚合物分子尺寸与砾岩油藏孔喉匹配关系[J].断块油气田,2014,21(6):771-774.  
LIU G, HOU J R, QIU S P, et al. Matching relationship between polymer molecular size and pore throat of conglomerate reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(6): 771-774.
- [13] 彭晓娟.聚合物与油层匹配性及注入方式研究[D].长春:吉林大学,2013.  
PENG X J. Study on matching polymer with reservoir and injection way[D]. Changchun: Jilin University, 2013.
- [14] 贾玉琴,杨海恩,张涛,等.低渗透油藏聚合物微球驱适应性分析及油藏筛选[J].辽宁石油化工大学学报,2017,37(1):38-40.  
JIA Y Q, YANG H E, ZHANG T, et al. Adaptability analysis of polymer microsphere flooding in low permeability reservoir and reservoir selection[J]. Journal of Liaoning Shihua University, 2017, 37(1): 38-40.
- [15] 于海生,陈斌.低渗透油藏增产增注工艺技术研究[J].化工管理,2014(32):242.  
YU H S, CHEN B. Research on technology of increasing production and injection in low permeability reservoir[J]. Chemical Management, 2014(32): 242.
- [16] 于馥玮,苏航.关于低渗透油藏化学驱的思考[J].化学工程与装备,2015(7):71-72.  
YU F W, SU H. Thinking about chemical flooding in low permeability reservoir[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2015(7): 71-72.
- [17] GHOSH P, ZEPEDA A, BERNAL G, et al. Potential of associative polymers as mobility control agents in low permeability carbonates[C]// paper SPE-195955-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 September-2 October, 2019, Calgary, Alberta, Canada.
- [18] GHOSH P, ZEPEDA A, BERNAL G, et al. Transport of

- associative polymers in low- permeability carbonates[J]. *Transport in Porous Media*, 2020, 133(2): 251-270.
- [19] 代磊阳.AM/AMPS/DM-16 疏水缔合聚合物压裂液稠化剂合成及性能评价[D]. 成都:西南石油大学, 2015.
- DAI L Y. Synthesis and performance evaluation of hydrophobically associating polymer fracturing fluid thickener based AM/AMPS/DM- 16 copolymer[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.
- [20] LIANG Y, GUO Y J, YANG X S, et al. Insights on the interaction between sodium dodecyl sulfate and partially hydrolyzed microblock hydrophobically associating polyacrylamides in different polymer concentration regimes[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2019, 572: 152-166.
- [21] YANG B, MAO J C, ZHAO J Z, et al. Improving the thermal stability of hydrophobic associative polymer aqueous solution using a “triple-protection” strategy[J]. *Polymers*, 2019, 11(6): 949.

(编辑 王隽)

(上接第23页)

- depth profile control step by step by polymer microspheres[J]. *Petroleum Geology & Recovery Efficiency*, 2006, 13(4): 77-79.
- [7] 崔晓红. 新型非均相驱油方法[J]. *石油学报*, 2011, 32(1): 122-126.
- CUI X H. A study on the heterogeneous combination flooding system[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(1): 122-126.
- [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)*, 2013, 29(1): 115-121.
- [9] 李宗阳, 王业飞, 曹绪龙, 等. 新型耐温抗盐聚合物驱油体系设计评价[J]. *油气地质与采率*, 2019, 26(2): 106-112.
- LI Z Y, WANG Y F, CAO X L, et al. Design evaluation and application of a novel temperature-resistant and salt-tolerant polymer flooding system[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(2): 106-112.
- [10] 刘煜. 黏弹性颗粒驱油剂调驱性能的室内研究[J]. *承德石油高等专科学校学报*, 2013, 15(3): 5-9.
- LIU Y. Flooding property of preformed particle gel[J]. *Journal of Chengde Petroleum College*, 2013, 15(3): 5-9.
- [11] 陈晓彦. 非均相驱油剂应用方法研究[J]. *石油钻采工艺*, 2009, 31(5): 85-88.
- CHEN X Y. Method study for application of heterogeneous oil displacement agent[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2009, 31(5): 85-88.
- [12] YAO C J, LEI G L, HOU J, et al. Enhanced oil recovery using micron-size polyacrylamide elastic microspHeres: underlying mechanisms and displacement experiments[J]. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 2015, 54 (43): 10925-10934.
- [13] GUILLEN V R, ROMERO M I, CARVALHO M D S, et al. Capillary-driven mobility control in macro emulsion flow in porous media[J]. *International Journal of Multiphase Flow*, 2012, 43: 62-65.
- [14] 蒲万芬, 赵帅, 王亮亮, 等. 聚合物微球粒径与喉道匹配研究[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(4): 100-105.
- PU W F, ZHAO S, WANG L L, et al. Investigation into the matching between the size of polymer microspheres and pore throats[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 100-105.
- [15] 雷群, 罗健辉, 彭宝亮, 等. 纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(5): 937-942.
- LET Q, LOU J H, PENG B L, et al. Mechanism of expanding swept volume by nano-sized oil-displacement agent[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(5): 937-942.
- [16] 吴亚红, 姜祖明, 李振泉, 等. 黏弹性颗粒驱油剂的流变特性[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(4): 87-92.
- WU Y H, JIANG Z M, LI Z Q, et al. Rheological properties of branched-preformed particle gel[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(4): 87-92.
- [17] URBISSINOVA T, TRIVEDI J J, KURU E. Effect of elasticity during viscoelastic polymer flooding: A possible mechanism of increasing the sweep efficiency[C]// paper SPE-133471-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, 27-29 May 2010, Anaheim, California, USA.
- [18] MIRANDA C R, LARA L S, TONETTO B C. Stability and mobility of functionalized silica nanoparticles for enhance oil recovery applications[C]// paper SPE-157033-MS presented at the SPE International Oilfield Nanotechnology Conference and Exhibition, 12-14 June 2012, Noordwijk, The Netherlands.
- [19] 娄钰. 纳微米聚合物颗粒分散体系非均相渗流理论研究[D]. 北京:北京科技大学, 2015.
- LOU Y. Theoretical study on heterogeneous seepage in nano-micron polymer particle dispersion system[D]. Beijing: University of Science and Technology Beijing, 2015.

(编辑 李青)