

文章编号: 1000-0747(2021)01-0000-08 DOI: 10.11698/PED.2021.01.00

# 非均质油藏聚驱提高采收率机理再认识及改善方法

卢祥国<sup>1</sup>, 曹豹<sup>1</sup>, 谢坤<sup>1</sup>, 曹伟佳<sup>1</sup>, 刘义刚<sup>2</sup>, 张云宝<sup>1,2</sup>

(1. 东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江大庆 163318; 2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司研究院, 天津 300450)

基金项目: 国家“十三五”油气重大专项课题(2016ZX05058-003-010); 国家自然科学基金面上项目(51574086); 中国博士后创新人才支持计划(BX20190065)

**摘要:** 以大庆、大港、长庆和渤海等油田的储集层岩石和流体为模拟对象, 探讨了非均质油藏聚合物驱提高采收率的机理和技术途径, 通过对比“等黏度”和“等浓度”条件下聚合物溶液、甘油、“片-网”结构抗盐聚合物溶液和非均相弱凝胶等的驱油效果, 论证了聚合物类驱油剂黏度与驱油效果间的关系, 提出了改善聚合物驱效果的方法。研究表明, 聚合物类驱油剂黏度与聚合物驱油效果不存在正相关性, 具有“片-网”结构的抗盐聚合物虽然增黏能力较强, 但与储集层岩石孔喉结构的配伍性较差, 其可注入性和抗剪切性较差; 非均相弱凝胶体系在多孔介质内具有较强的吸附、捕集作用, 容易在储集层岩石孔隙内滞留, 在高渗透层(区域)能够建立有效的渗流阻力, 与具有“等黏度”或“等浓度”的聚合物溶液相比, 扩大波及体积能力更强; 长时间注入聚合物类驱油剂, 势必会导致吸液剖面反转, 大大降低聚合物驱开发效果。采用“高滞留”与“低滞留或不滞留”驱油剂交替注入, 可进一步改善聚合物类驱油剂驱油效果。图5表4参29

**关键词:** 非均质油藏; 聚合物驱; 提高采收率; 波及体积; 改善方法

中图分类号: TE327 文献标识码: A

## Mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous reservoir and its improvement method

LU Xiangguo<sup>1</sup>, CAO Bao<sup>1</sup>, XIE Kun<sup>1</sup>, CAO Weijia<sup>1</sup>, LIU Yigang<sup>2</sup>, ZHANG Yunbao<sup>1,2</sup>

(1. Laboratory of Enhanced Oil Recovery of Education Ministry, Northeast Petroleum University, Daqing, 163318; 2. China Oilfield Services Limited of Tianjin branch, Tianjin 300450)

**Abstract:** Taking reservoir rocks and fluids of the Daqing, Dagang, Changqing and Bohai oilfields as research objects, the EOR mechanisms and technical approach of polymer flooding were discussed. By comparing the displacement performances of ordinary polymer, glycerol, salt-resistant polymer in "sheet-net" structure and heterogeneous weak gel at the same viscosity and concentration, the relationship between the viscosity of polymer displacement agents and displacement performance was demonstrated, and the method of improving polymer flooding effect was worked out. The research results show that the viscosity of polymer agents has no positive correlation with polymer flooding effect; although salt-resistant polymer of "sheet-net" structure has strong capacity in increasing viscosity, it has poor compatibility with pore throat structure of reservoir rock, low injectivity and low shear resistance. Heterogeneous weak gel system has higher adsorption and capture capacity in porous media, is easy to retain in porous media, and can effectively establish seepage resistance in high permeability layers (zones). Compared with polymer solutions with the same viscosity or concentration, it has stronger ability to expand swept volume. Long term injection of polymer flooding agents will inevitably lead to injection profile reversal, and thus worsening of polymer flooding effect. Alternate injection of high retention and low or non-retention displacement agents can further improve the displacement effect of polymer flooding agents.

**Key words:** heterogeneous reservoir; polymer flooding; enhancement of oil recovery; swept volume; improvement method

引用: 卢祥国, 曹豹, 谢坤, 等. 非均质油藏聚驱提高采收率机理再认识及改善方法[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(1): 1-8.

LU Xiangguo, CAO Bao, XIE Kun, et al. Mechanisms of polymer flooding in a heterogeneous reservoir and its improvement method[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 1-8.

## 0 引言

聚合物驱油技术是大幅度提高水驱油藏开发效果

的有效方法, 大庆油田自 1996 年开始聚合物驱油技术工业化应用, 聚合物驱原油产量于 2003 年超过  $1\ 000 \times 10^4$  t, 矿场聚合物驱提高采收率幅度达到 13%~14%,

取得了较好的技术经济效果<sup>[1-3]</sup>。国内继大庆油田之后,胜利、河南、新疆、大港、辽河和渤海等油田相继开展了聚合物驱或复合驱矿场试验和应用,同样增油效果显著<sup>[4-6]</sup>。随着聚合物驱工业化应用规模的扩大和油藏类型的增多,潜在制约聚合物驱提高采收率的不利因素开始逐渐显现并放大,吨聚增油量由井组和先导性试验时的 100~300 t 下降到目前的 45~50 t,技术经济效果逐步变差。分析认为,除油藏环境(储集层非均质性、平均渗透率和溶剂矿化度等)变差和生产管理等存在不足外,以黏度大小作为驱油剂性能优劣的评价依据、以改善流度比作为聚合物驱油机理和理论基础的做法也存在诸多问题。在该理论的指导下,聚合物研究机构和供应商主要研发、生产通过改变聚合物分子聚集体结构形态来增加黏度的“片-网”结构抗盐聚合物产品(如疏水缔合聚合物和梳形聚合物),虽然该型聚合物的增黏性得到了提高,但其油藏适应性却较差<sup>[7-9]</sup>,同时也加剧了注入井吸液剖面的反转速度,最终降低聚合物驱的增油、降水效果。

为提高聚合物驱技术经济效果,本文以大庆、大港、长庆和渤海等油田的储集层岩石和流体为模拟对象,探讨非均质油藏聚合物驱提高采收率的机理和技术途径;通过对比“等黏度”和“等浓度”条件下聚合物溶液、甘油、“片-网”结构抗盐聚合物溶液和非均相弱凝胶等的驱油效果,分析其差异原因,论证聚合物类驱油剂黏度与驱油效果间的关系,探索提高聚合物类驱油剂波及体积的方法。

## 1 水驱油藏提高采收率机理与途径

### 1.1 水驱油藏提高采收率机理

非均质性是油藏储集层固有特性,陆相沉积油藏非均质性尤为严重<sup>[10-11]</sup>。研究表明,储集层渗透率越高,渗流阻力越低,注入压力相同,高渗透层及高渗透区域(后文简称高渗透层)吸液量较多,中低渗透层及中低渗透区域(后文简称中低渗透层)吸液量较少,且该现象随油藏水驱开发时间的延长会逐渐加重,最终注入水将在高渗透层中低效甚至无效循环。

水驱采收率大小取决于波及体积和洗油效率,水驱油藏只有在波及体积达到一定程度的前提下,改善洗油效率才能显著提高油藏采收率<sup>[12-14]</sup>,有效增加油藏内中低渗透层或中小尺度孔隙吸液量才能实现扩大波及体积并大幅提高采收率。

### 1.2 水驱油藏提高采收率途径

假设储集层中渗流为单相流,那么圆形油层中心

注入井的注入压力可以表示为:

$$Q = (p_{in} - p_e)J \quad (1)$$

(1)式表明,增加吸液量可以通过提高注水井注入压力与吸液指数两种方式实现,而提高吸液指数最有效的方法为降低渗流阻力。

提高注入压力可通过增加注入速度和减小储集层渗透率 2 种途径实现,但在油田实际操作中,增加注入速度会受到地面注入设备能力等的限制,大幅提高注入速度实现难度较大。此外,因高渗透层渗流阻力低,提高注入速度所增加的注入量大部分将进入高渗透层,加剧注入水对高渗透层的冲刷和破坏作用,进一步增大高渗透层的吸液能力,加剧储集层非均质性。故现场通常采用减小非均质油藏高渗透层渗透率,增大其渗流阻力来提高注入压力。聚合物类驱油剂在多孔介质内具有滞留作用,可以实现增大高渗透层渗流阻力的目标。

降低渗流阻力主要是降低中、低渗透层渗流阻力。在非均质油藏注水开发过程中,受储集层非均质性影响,与高渗透层相比,中低渗透层渗流阻力较高,吸液量较小。通过降低中低渗透层渗流阻力,可以增加其吸液量,达到调整吸液剖面目的。压裂、酸化等措施都可以降低中低渗透层渗流阻力,其中压裂措施以其穿透能力强、施工工艺简单和成本较低而受到广泛应用<sup>[15]</sup>。

## 2 聚合物类驱油剂驱油机理

非均质油藏化学驱提高采收率关键在于扩大波及体积,通过增加中低渗透层或中小孔隙吸液压差能够达到扩大波及体积的效果。聚合物类驱油剂具有选择性封堵高渗透层的性能,注入后可降低高渗透区域渗流能力,进而提高注入压力,增加中低渗透区域的吸液量。聚合物驱提高采收率的机理主要为扩大波及体积<sup>[12,16-17]</sup>,现有聚合物驱油理论认为聚合物类驱油剂主要通过降低驱替相和被驱替相流度比来提高采收率,根据流度比的定义,降低流度比有 2 个途径:①增加驱油剂黏度;②降低驱油剂相渗透率。目前增加黏度是实验室和矿场最常用的方法。

黏度是评价流体内摩擦力大小的指标,通常采用布氏黏度计进行测量。布氏黏度计测量的是套筒内液体对转子产生的扭矩值,测得的黏度值体现了宏观空间尺度下流体的内摩擦力大小。宏观尺度下,聚合物类驱油剂黏度大小与聚合物相对分子质量、浓度、聚合物分子聚集体形态和溶剂矿化度等因素有关;微尺度多孔介质下,聚合物类驱油剂的黏度与宏观尺度下存在明显差异,研究表明<sup>[18-19]</sup>,相同剪切速率下,聚

合物类流体的黏度随孔道特征尺寸减小而降低，特别是在微尺度、低剪切速率下受孔道特征尺寸影响更显著。因此，微观尺度多孔介质中聚合物类驱油剂的增黏性会显著降低，此时黏度并不起主导作用，而聚合物在微孔内因滞留作用而产生的附加渗流阻力的作用则成为聚合物驱的主要驱油机理。

聚合物类驱油剂（如部分水解聚丙烯酰胺）进入储集层多孔介质后，会优先进入高渗透层，由于化学吸附和机械捕集作用在高渗透层发生滞留，并产生附加渗流阻力，在保持注入速度不变条件下全井注入压力将升高，进而达到增加中低渗透层吸液差和吸液量的目的，这个过程称为吸液剖面调整。同样，聚合物类驱油剂转向进入中低渗透层后也会发生滞留，产生附加渗流阻力，而且相同吸液量下渗流阻力增幅远大于高渗透层。随着储集层吸入驱油剂量不断增加，注入压力也会持续升高<sup>[20]</sup>。为了避免储集层破裂引起驱油剂突进而降低波及体积，矿场注入压力一般不超过储集层岩石破裂压力。随着聚合物驱过程的持续进行，注入端各个小层吸液差逐渐减小，中低渗透层表现更为显著，最终中低渗透层吸液量逐渐降低甚至完全不吸液。

综上所述，聚合物驱的主要机理为聚合物类驱油剂注入地层后在油藏高渗透层滞留，提升注入压力，增加中低渗透层吸液差和吸液量，达到扩大波及体积效果。目前聚合物驱理论探索与矿场试验中均存在过度追求增加驱油剂黏度来提高采收率的问题，然而物理模拟实验结果证实聚合物驱油效果与驱油剂黏度并不存在正相关关系。

### 3 不同驱油剂、注入方式下驱油效果

#### 3.1 “等黏度”条件下聚合物溶液与甘油驱油效果

驱替溶液：采用大庆油田清水配制聚合物和甘油溶液，调整药剂浓度使两者黏度近似为  $50 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。

实验岩心：选用相同人造岩心 2 块，尺寸均为  $30 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm}$ ，由高、中、低渗透 3 层构成，各层等厚，厚度  $1.5 \text{ cm}$ ，2 块岩心高、中、低渗透层气测渗透率均分别近似为  $2.400 \times 10^{-3}$ ， $800 \times 10^{-3}$ ， $300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

实验用原油：采用大庆油田脱气、脱水原油与白油混合而成，黏度为  $9.8 \text{ mPa} \cdot \text{s}$  ( $45 \text{ }^\circ\text{C}$ )。

实验步骤：①岩心抽真空饱和地层水，计算孔隙体积；②饱和油，油驱水至含水率为 0，计算饱和油体积；③水驱油至含水率 98% 后，注入甘油 0.3 PV（孔

隙体积倍数），再水驱至含水率 98%，再注入聚合物溶液 0.3 PV，最后水驱至含水率 98%；④记录整个驱替过程中岩心进出口压力、产油、产水量；⑤取另一块岩心，重复第①、②步；⑥将聚合物与甘油的注入顺序交换，重复第③、④步。

实验结果：①水驱采收率为 36.5%，水驱后进行甘油驱采收率提高 13.9%，甘油驱后再聚合物驱采收率提高 13.9%，最终采收率 64.3%；②水驱采收率为 36.2%，水驱后聚合物驱采收率提高 26.9%，聚合物驱后再甘油驱采收率提高 4.9%，最终采收率 68.0%。由此可见，水驱后先实施聚合物驱开发效果较好，最终采收率比水驱后先实施甘油驱高 3.7%，这主要是因为聚合物为线性高分子材料，分子聚集体尺寸较大，更易在多孔介质内滞留，产生附加渗流阻力较大，注入压力升幅更高，因而中低渗透层吸液差和吸液量增幅较大，扩大波及体积效果较好。同时也说明，尽管甘油与聚合物黏度基本一致，驱替流程相同，但驱替顺序不一样，其效果也有较大差异。

#### 3.2 不同类型聚合物溶液驱油效果

驱替溶液：采用大港油田港西三区注入水（总矿化度  $6726 \text{ mg/L}$ ， $\text{Ca}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  总含量  $53 \text{ mg/L}$ ）配制普通超高相对分子质量聚合物溶液（HTPW，相对分子质量  $2500 \times 10^4$ ）、疏水缔合聚合物溶液（APP4，在普通聚合物分子中引入少量疏水基团，在疏水作用下产生分子链聚集，大分子链产生分子内或分子间缔合，形成“片-网”结构<sup>[21]</sup>）、梳形聚合物溶液（CAB20，聚合物的主链具有含强极性基团和羟基的短侧链，侧链具有体积和电性排斥作用，主链不易卷缩，增黏效果较强，分子聚集体流体力学尺寸较大<sup>[22]</sup>），所用聚合物均为丙烯酰胺类。

实验岩心：①选用相同人造非均质岩心 4 块，尺寸均为  $30 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm}$ ，由高、中、低渗透 3 层构成，各层等厚，厚度  $1.5 \text{ cm}$ ，4 块岩心高、中、低渗透层气测渗透率均分别近似为  $4.400 \times 10^{-3}$ ， $800 \times 10^{-3}$ ， $200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；②选用相同人造均质岩心 3 块，尺寸为  $30 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm} \times 4.5 \text{ cm}$ ，3 块岩心气测渗透率均分别近似为  $1.800 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，岩心中部布置 1 个测压孔。

实验用原油：采用大港油田港西三区脱气、脱水原油与白油混合而成，黏度为  $40.0 \text{ mPa} \cdot \text{s}$  ( $53 \text{ }^\circ\text{C}$ )。

非均质岩心实验方案：共设计 4 套方案（见表 1），方案 1-1—方案 1-3 为“等浓度”条件下不同类型聚合物驱效果对比方案；方案 1-4 为方案 1-1 的对比方案，主要对比不同浓度但“等黏度”条件下的开发效果。

表 1 不同类型聚合物溶液驱油实验方案设计与开发指标数据表

方案编号	聚合物类型	聚合物浓度/(mg·L <sup>-1</sup> )	黏度/(mPa·s)	含油饱和度/%	采收率/%		
					水驱采收率	最终采收率	聚合物驱采收率增幅
1-1	APP4	1 750	351.3	73.0	26.9	41.2	14.3
1-2	CAB20	1 750	289.5	72.8	26.7	42.6	15.9
1-3	HTPW	1 750	78.0	72.7	26.8	45.6	18.8
1-4		3 400	352.1	73.1	26.8	49.5	22.7

均质岩心传输运移实验方案：共设计 3 套方案（见表 2），用于对比“等浓度”条件下不同类型聚合物驱中聚合物溶液的传输运移能力。

表 2 不同类型聚合物溶液传输运移能力实验方案设计与驱替压力数据

方案编号	聚合物类型	聚合物浓度/(mg·L <sup>-1</sup> )	黏度/(mPa·s)	聚合物驱压差/MPa		后续水驱压差/MPa	
				岩心前半部分	岩心后半部分	岩心前半部分	岩心后半部分
2-1	APP4	1 750	351.3	0.194	0.007	0.043	0.002
2-2	CAB20	1 750	289.5	0.147	0.012	0.026	0.004
2-3	HTPW	1 750	78.0	0.074	0.018	0.017	0.007

非均质岩心驱油效果实验步骤：①岩心抽真空饱和和地层水，计算孔隙体积；②饱和油，油驱水至含水率为 0，计算饱和油体积；③水驱油至含水率 98%后，注入 APP4 聚合物溶液（方案 1-1）0.3 PV，再水驱至含水率 98%；④记录整个驱替过程中岩心进出口压力、产油、产水量；⑤取另一块岩心，重复第①、②步；⑥将聚合物更换为 CAB20（方案 1-2），或不同浓度的 HTPW（方案 1-3、1-4），重复第③、④步。

均质岩心传输运移实验步骤：①岩心抽真空饱和和地层水；注入 APP4 聚合物溶液（方案 2-1）1 PV，再注入水 1 PV；③记录整个驱替过程中岩心入口和中部压力；④取另一块岩心，重复第①步；⑤将聚合物溶液更换为 CAB20（方案 2-2），或 HTPW（方案 2-3），重复第②、③步。

由非均质岩心实验结果（见表 1）可以看出，在聚合物浓度相同条件下，尽管疏水缔合聚合物溶液和梳形聚合物溶液黏度远高于超高相对分子质量聚合物溶液<sup>[21-24]</sup>，但超高相对分子质量聚合物驱采收率增幅却高于疏水缔合聚合物与梳形聚合物溶液。在聚合物溶液黏度（浓度不同）基本相同条件下（方案 1-1 与方案 1-4），超高相对分子质量聚合物驱采收率增幅明显高于疏水缔合聚合物。

从注入压力曲线（见图 1）可以看出，尽管疏水缔合聚合物溶液和梳形聚合物溶液注入压力较高，但压力主要消耗在注入端附近，这点在均质岩心传输运移实验结果中体现更清晰（见表 2），这说明聚合物驱中

聚合物溶液的传输运移效果较差。从含水率变化曲线看（见图 2），疏水缔合聚合物和梳形聚合物驱后，含水率最大降幅小于超高相对分子质量聚合物驱，说明疏水缔合聚合物和梳形聚合物在高渗透层滞留能力较弱，形成的渗流阻力较小，液流转向进入中低渗透层中的量较小，效果较差。

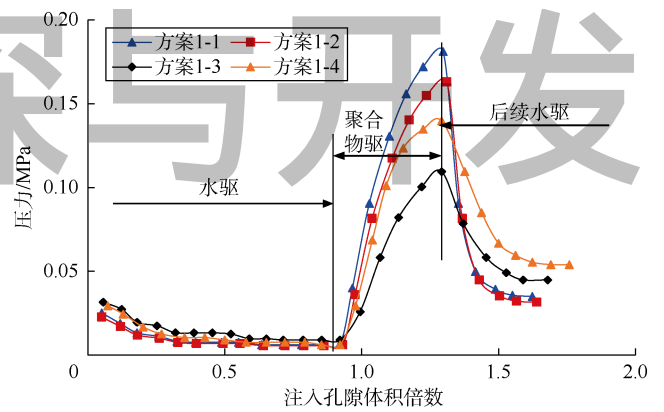


图 1 3 种聚合物驱注入压力曲线

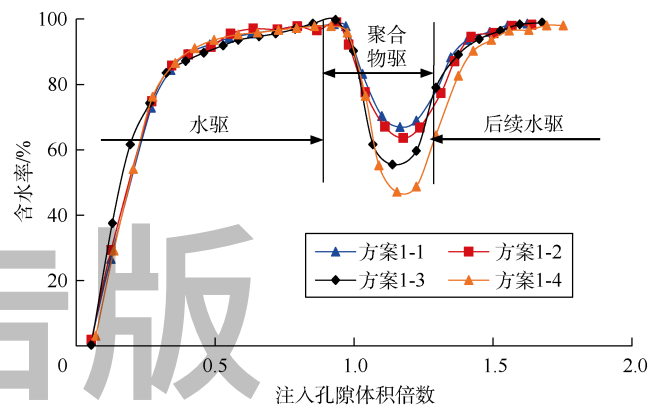


图 2 3 种聚合物驱含水率变化曲线

黏度是流体内摩擦力大小的评价指标，聚合物溶液内摩擦力大小与聚合物相对分子质量、聚合物浓度、溶剂矿化度和聚合物分子结构形态等因素密切相关，通过增加聚合物浓度和改变分子结构形态均可达到增黏目的。图 1 显示，疏水缔合聚合物溶液和梳形聚合物溶液后续水驱结束时注入压力较低，这主要是因为随着聚合物分子聚集体形态由线型结构（普通聚合物）向“片-网”结构（如疏水缔合聚合物）转变（见图 3），



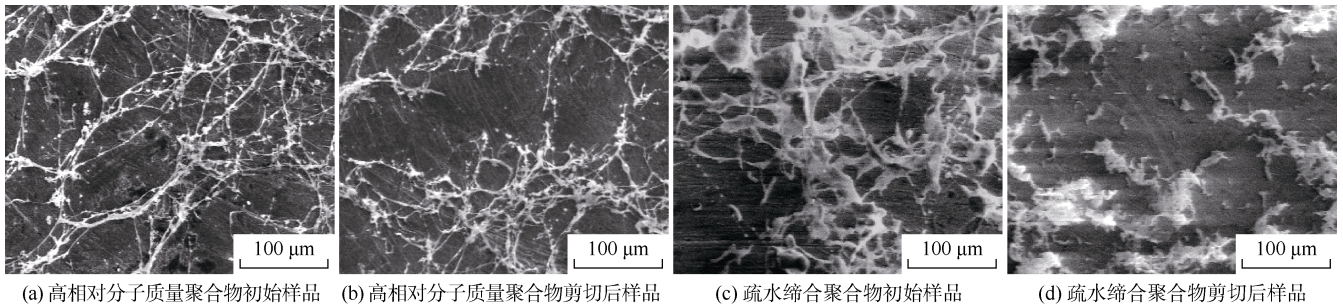


图3 聚合物分子聚集体结构形态

聚合物分子聚集体流体力学尺寸明显增大，与岩石孔隙空间的配伍性变差，聚合物溶液注入困难，同时因孔隙对聚合物的剪切作用，聚合物分子聚集体在一定程度上遭到破坏，沿程滞留能力降低，其对高渗透层选择性封堵能力变弱。

### 3.3 注入方式对驱油效果的影响

**驱替溶液：**采用长庆油田长4+5储集层注入水(总矿化度 68.030 mg/L,  $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 总含量 5 197 mg/L) 配制聚合物溶液(相对分子质量  $100 \times 10^4$ , 浓度 50 mg/L) 非均相弱凝胶(相对分子质量  $100 \times 10^4$ , 浓度 50 mg/L, 交联剂为  $Cr^{3+}$ , 聚合物、交联剂比为 270 1,

其中聚合物溶液为连续相，凝胶胶粒为分散相)。

**实验岩心：**选用相同人造非均质岩心 3 块，尺寸为 30 cm×4.5 cm×4.5 cm，由高、中、低渗透 3 层构成，各层等厚，厚度 1.5 cm，3 块岩心高、中、低渗透层气测渗透率均分别近似为  $25 \times 10^{-3}$ ,  $5 \times 10^{-3}$ ,  $1 \times 10^{-3}$   $\mu m^2$ 。

**实验用原油：**采用长庆油田长4+5储集层脱气、脱水原油与白油混合而成，黏度为 9.0 mPa·s (60 °C)。

**实验方案：**共设计 3 套方案(见表 3)，用于对比整体段塞注入聚合物、非均相弱凝胶以及非均相弱凝胶-水交替注入时的开发效果。

表 3 不同注入方式实验方案设计与开发指标数据表

方案编号	注入方式	黏度/(mPa·s)	含油饱和度/%	采收率/%		
				水驱采收率	最终采收率	增幅
3-1	聚合物溶液整体段塞	5.9	64.07	32.79	39.07	6.28
3-2	弱凝胶整体段塞	5.5	64.48	32.72	41.06	8.34
3-3	弱凝胶-水交替注入	5.5	65.53	32.93	44.58	11.65

**实验步骤：**①岩心抽真空饱和地层水，计算孔隙体积；②饱和油，油驱水至含水率为 0，计算饱和油体积；③水驱油至含水率 98%后，注入聚合物溶液 0.18 PV，再水驱至含水率 98%；④记录整个驱替过程中岩心进出口压力、产油、产水量；⑤取另一块岩心，重复第①、②步；⑥将第③步中聚合物溶液更换为非均相弱凝胶溶液，重第③、④步；⑦重复第⑤步，将第③步中的聚合物溶液更换为 0.05, 0.04, 0.03, 0.03, 0.03 PV 非均相弱凝胶溶液分别与 0.02 PV 水组成的 5 个段塞，重第③、④步。

由实验结果(见表 3)可以看出，水驱后非均相弱凝胶整体段塞驱采收率增加 8.34% 聚合物整体段塞驱采收率增加 6.28%。注入压力曲线(见图 4)显示，非均相弱凝胶与聚合物溶液黏度几乎相同，但由于非均相弱凝胶在岩心中滞留能力较强，注入压力明显高于聚合物溶液，岩心内中低渗透层吸液差和吸液量较大，液流转向效果较好，采收率增幅较大。

从实验结果(见表 3)还可以看到，与弱凝胶整体

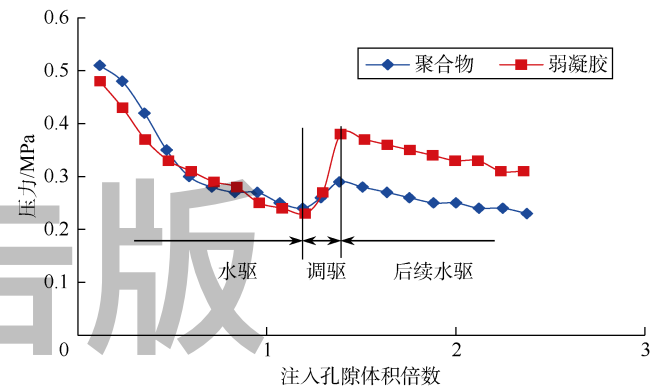


图 4 聚合物与非均相弱凝胶驱注入压力曲线

段塞注入相比，弱凝胶-水交替注入采收率增加值高出 3.31%，与聚合物溶液整体段塞驱油相比较，弱凝胶无论是整体段塞注入还是与水交替注入均能取得较好的增油效果。弱凝胶由凝胶分子聚集体(由部分聚合物分子链上部分支链的羧基间发生交联反应而形成)与聚合物溶液组成(聚合物溶液为连续相，凝胶颗粒为分散相)，弱凝胶黏度、凝胶分子聚集体尺寸与相同浓度

聚合物溶液几乎相同,二者油藏适应性基本相似<sup>[25-27]</sup>,但驱油效果却相差较大。机理分析认为,首先弱凝胶中仍存在部分未参加交联反应的交联剂,并以游离态进入弱凝胶分子扩散双电层中:①这一方面会中和部分弱凝胶分子链上的负电荷,使链段负电性减小,另一方面也会对弱凝胶分子链上羧基负离子间的静电排斥起到屏蔽作用<sup>[28-29]</sup>;②当弱凝胶与水接触时,水的稀释作用一方面使原本吸附于弱凝胶分子链表面的交联剂发生脱附,分子链段负电性增大,同时扩散层中交联剂数量减少,减弱交联剂对弱凝胶分子链上羧基负离子间的静电排斥屏蔽作用,引起 Zeta 电位增高、扩散双电层厚度增加和弱凝胶分子链伸展程度增大。其次与聚合物分子链不同,弱凝胶分子聚集体内部存在局部三维空间结构,水的稀释作用难以破坏该形态,且水分子受到弱凝胶分子链上亲水基团的吸引不断进入分子链内部,形成水化膨胀。水的稀释作用导致分子链的伸展和水化膨胀,增强了弱凝胶的滞留性能,提高了扩大波及体积的能力<sup>[28-29]</sup>,因此交替注入方式能获得更好的开发效果。

可见聚合物类驱油剂黏度的高低与驱油效果不存在正相关性,提高采收率的机理主要在于扩大水驱波及体积。聚合物类驱油剂的分子聚集体尺寸与储集层岩石孔喉尺寸的配伍性、聚合物分子在储集层中的滞留、传输运移能力是影响水驱波及体积的重要因素。采用“高滞留”(聚合物类驱油剂)与“低滞留或不滞留”(表面活性剂类驱油剂或注入水)驱油剂交替注入,可进一步改善聚合物类驱油剂驱油效果。

## 4 改善聚合物驱油效果实践

### 4.1 聚合物驱“吸液剖面反转”机理及应对措施

水驱过程中,油藏内高渗透层渗透率较高,渗流阻力较小,注入流体进入量较大,随着水驱采出程度的提高,水冲刷对储集层岩石结构的破坏作用逐渐增强。聚合物类驱油剂或调驱剂注入初期,高渗透层渗流阻力较小,驱油剂优先进入其中并滞留,孔隙过流断面减小,渗流阻力增加,若驱油剂注入速度保持恒定,全井注入压力将升高,注入流体转向进入中、低渗透层,波及体积扩大。同理,进入中、低渗透层(区域)驱油剂也会因滞留而增大渗流阻力,并且相同吸液量下渗流阻力增幅要远大于高渗透层。随着驱油剂的持续注入,驱油剂滞留的区域越来越多,全井注入压力持续升高直至接近储集层岩石破裂压力。在整个过程中,中低渗透层吸液量表现为先升高后降低,吸

液剖面发生反转,驱油效果减弱。由此可见,非均质油藏进行驱油剂(调驱剂)类型、浓度、段塞尺寸及其组合方式设计时,必须兼顾高渗透层和中低渗透层各自的需求特点,前者以“堵”为主,后者以“驱”为主,尽可能减少聚合物类驱油剂进入中低渗透层,降低吸液剖面反转速度。“高滞留”与“低滞留或不滞留”驱油剂交替注入可以有效改善驱油效果。

### 4.2 非均相弱凝胶及其与水交替注入矿场试验

#### 4.2.1 非均相弱凝胶调驱试验

LD10-1 油田位于辽东湾地区辽西低凸起的中段,储集层细分为 6 个油层组,其中 II 油层组为主力,分布范围广且稳定性好。II 油层组油层平均厚度大于 30 m,最厚 67 m;油层孔隙度 29%~35%,渗透率(1 000~5 500)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>;地层原油黏度 13.9~19.4 mPa·s。该油田 2005 年 1 月投产,2005 年 9 月开始注水,2006 年 3 月在 A23 井 II 油层组进行非均相弱凝胶调驱试验,采用中国石油大庆炼化公司生产高相对分子质量聚合物,浓度 1 200~1 500 mg/L,聚合物、交联剂比为 180:1 至 270:1。2012 年试验扩大到 8 口井,2016 年底原调驱方案完成,转为后续水驱。

该油田非均相弱凝胶调驱区块取得了较好的开发效果,截至 2016 年底,累计注入弱凝胶 0.354 PV,实现增油 115.85×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,产出投入比高达 3.179;与水驱区块相比,调驱区块采出程度提高 7%,相同采出程度下含水率低约 10%。

#### 4.2.2 非均相弱凝胶与水交替注入调驱试验

NB35-2 油田位于渤海中部海域,南区有水平注入井 3 口(B17 井、B06 井、B20m 井),油井 24 口。因水驱开发效果较差,2008 年始在 B17、B6 和 B20m 井组开展了多轮次非均相弱凝胶调驱试验,所用聚合物浓度为 2 800~4 000 mg/L,聚合物、交联剂比为 120:1 至 180:1,累计实施 11 井次(见表 4,其中最后一轮次为弱凝胶与水交替注入)。

从表 4 可以看出,B17 和 B06 井组最后一轮为弱凝胶与水交替注入,效果较好。B17 井组第 5 轮的效果

表 4 调驱井基本情况

井组	注入轮次	开始时间 (年-月)	结束时间 (年-月)	注入弱 凝胶量/m <sup>3</sup>	注入孔隙 体积倍数	累计 增油/m <sup>3</sup>
B17	1	2008-06	2009-11	59 956	0.013 0	15 829
	2	2011-05	2013-05	58 964	0.012 8	20 506
	3	2013-07	2014-10	51 783	0.011 3	10 531
	4	2014-12	2016-04	53 749	0.011 7	6 582
	5	2016-10	2017-11	32 896	0.007 2	12 617
B06	1	2013-07	2014-12	41 911	0.032 2	2 964
	2	2015-01	2016-02	32 388	0.024 9	3 889
	3	2016-10	2017-11	14 277	0.011 0	9 667
B20m	1	2013-07	2014-10	50 950	0.063 7	4 317
	2	2015-01	2016-02	44 792	0.056 0	7 755
	3	2016-10	2017-11	18 911	0.023 6	2 411

明显好于第3、第4轮，B06井组第3轮的效果明显好于第1、第2轮。尽管最后一轮所用弱凝胶段塞尺寸远小于整体注入弱凝胶段塞，但增油效果却比整体弱凝胶段塞注入好，这主要得益于交替注入有效地改善了注入并吸液剖面（见图5）。B17井前4轮次调驱均为弱凝胶整体段塞注入，长时间注入弱凝胶导致每轮次调驱均出现了明显的吸液剖面反转现象，至第4轮次时（2015年9月）低渗透层（I油组（1+2）小层）几乎不吸液，注入液基本进入高渗层（O油组5小层），增油量也从

第3轮的 $10\,531\text{ m}^3$ 锐减到 $6\,582\text{ m}^3$ ；第5轮次采用弱凝胶与水交替注入方式，弱凝胶段塞尺寸从第4轮次 $0.011\,7\text{ PV}$ 减少到 $0.007\,2\text{ PV}$ ，吸液剖面（2017年10月）显示I油组（1+2）小层吸液量大幅增加，吸液剖面得到明显改善，井组增油量从 $6\,582\text{ m}^3$ 提高到 $12\,617\text{ m}^3$ ，多增油 $6\,035\text{ m}^3$ ，效果良好。而B20m井组第3轮次交替注入增油效果却低于前2轮次，分析认为这主要是由于B20m井组位于油藏边部，受效井少，在第3轮次交替注入弱凝胶量较少情况下，增油效果受限。

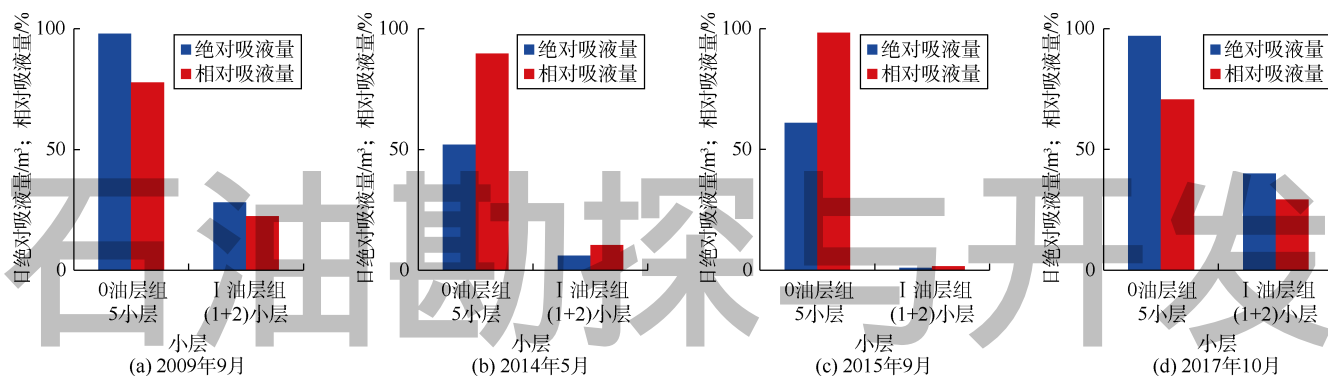


图5 B17井不同时期吸液剖面对比

## 5 结论

聚合物类驱油剂黏度与聚合物驱油效果不存在正相关性，具有“片-网”结构的抗盐聚合物虽然增黏能力较强，但与储集层岩石孔隙结构的配伍性较差，其可注入性和抗剪切性较差，聚合物溶液选择性封堵高渗透层的能力相对较弱。

非均相弱凝胶体系在多孔介质内具有较强的吸附、机械捕集作用，容易在储集层岩石孔隙内滞留，在高渗透层能够建立有效的渗流阻力，与具有“等黏度”或“等浓度”的聚合物溶液相比，扩大波及体积能力更强。

长时间注入聚合物类驱油剂，势必会导致吸液剖面反转，大大降低聚合物驱开发效果，采用“高滞留”与“低滞留或不滞留”驱油剂交替注入，可进一步改善聚合物类驱油剂驱油效果。

符号注释：

$J$ ——吸液指数， $\text{m}^3/(\text{d} \cdot \text{MPa})$ ； $Q$ ——注液量， $\text{m}^3/\text{d}$ ； $p_{\text{in}}$ ——注入压力， $\text{MPa}$ ； $p_{\text{e}}$ ——地层压力， $\text{MPa}$ 。

参考文献：

[1] 袁士义, 王强. 中国油田开发主体技术新进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 657-668.  
YUAN Shiyi, WANG Qiang. New progress and prospect of oilfields development technologies in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 657-668.

[2] 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 Longde, WU Xiaolin, ZHOU Wanfu, 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.

[3] 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.

[4] 李道山, 周嘉玺, 倪方天, 等. 大港油田南部高温高盐油藏污水聚合物驱实验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2007, 26(4): 100-104.  
LI Daoshan, ZHOU Jiayi, NI Fangtian, et al. Research on sewage based polymer flooding for high temperature and high salinity oil reservoir in south Dagang Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2007, 26(4): 100-104.

[5] 林玉君, 刘斌, 谭颖, 等. 辽河油田锦16块东区聚合物驱油试验研究[J]. 油气采收率技术, 1996, 3(3): 42-46.  
LIN Yujun, LIU Bin, TAN Ying, et al. Experimental study on polymer flooding in the east of Block Jin 16 in Liaohe Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 1996, 3(3): 42-46.

[6] 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 Huanquan. Application of pilot test for well pattern adjusting heterogeneous combination flooding after polymer flooding: A case of Zhongyiqu Ng3 block, Gudao Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(2): 1-4.

[7] 罗文利, 韩冬, 韦莉, 等. 抗盐碱星形聚合物的合成和性能评价[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(4): 477-482.  
LUO Wenli, HAN Dong, WEI Li, et al. Synthesis and property evaluation of a salt and alkali-resistant star-polymer[J]. Petroleum

- Exploration and Development, 2010, 37(4): 477-482.
- [8] 敬加强, 安云朋, 孙娜娜, 等. 表面活性剂对部分水解聚丙烯酰胺溶液抗盐性的影响[J]. 高分子通报, 2015(5): 61-68.  
JING Jiaqiang, AN Yunpeng, SUN Nana, et al. Salt resistance of surfactants and anionic polyacrylamide combined system[J]. Polymer Bulletin, 2015(5): 61-68.
- [9] 谢坤, 卢祥国, 姜维东, 等. 抗盐聚合物储层适应性及其作用机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017, 41(3): 144-153.  
XIE Kun, LU Xiangguo, JIANG Weidong, et al. Reservoir adaptability and mechanism of salt-resistant polymer[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2017, 41(3): 144-153.
- [10] 周灿灿, 王拥军, 周凤鸣. 近源砂岩原生孔隙储集层岩石相控建模式及其应用[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(5): 553-557.  
ZHOU Cancan, WANG Yongjun, ZHOU Fengming. Modeling and application of the lithofacies controlled primary pore reservoir of proximal sandstone[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(5): 553-557.
- [11] 俞启泰. 注水油藏大尺度未波及剩余油的三大富集区[J]. 石油学报, 2000, 21(2): 45-50.  
YU Qitai. Three major rich areas of "large scale" unswept remaining oil in water flooded bedded sandstone reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(2): 45-50.
- [12] 沈平平, 袁士义, 邓宝荣, 等. 化学驱波及效率和驱替效率的影响因素研究[J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(S1): 1-4.  
SHEN Pingping, YUAN Shiyi, DENG Baorong, et al. Influence factors of oil displacement efficiency and sweep efficiency in chemical flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(S1): 1-4.
- [13] SHEN Pingping, YUAN Shiyi, DENG Baorong, et al. Quantitative description of the effects of sweep efficiency and displacement efficiency during chemical flooding on a heterogeneous reservoir[J]. Petroleum Science, 2004, 1(3): 41-48.
- [14] 刘哲宇, 李直强, 冷润熙, 等. 孔隙结构对砾岩油藏聚表二元复合驱提高采收率的影响[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 129-139.  
LIU Zheyu, LI Yiqiang, LENG Runxi, et al. Effects of pore structure on surfactant/polymer flooding-based enhanced oil recovery in conglomerate reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 129-139.
- [15] XIE Kun, LU Xiangguo, PAN He, et al. Analysis of dynamic imbibition effect of surfactant in micro cracks in reservoir with high temperature and low permeability[J]. SPE Production & Operations, 2018, 33(3): 596-606.
- [16] 朱友益, 侯庆锋, 简国庆, 等. 化学复合驱技术研究与应用现状及发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 90-96.  
ZHU Youyi, HOU Qingfeng, JIAN Guoqing, et al. Current development and application of chemical combination flooding technique[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 90-96.
- [17] 兰玉波, 杨清彦, 李斌会. 聚合物驱波及系数和驱油效率实验研究[J]. 石油学报, 2006, 27(1): 64-68.  
LAN Yubo, YANG Qingyan, LI Binhui. Experimental research on sweep efficiency and oil-displacement efficiency of polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(1): 64-68.
- [18] 王敏杰, 田慧卿, 赵丹阳. 聚合物熔体微尺度剪切黏度测量方法与黏度模型[J]. 机械工程学报, 2012, 48(16): 21-29.  
WANG Minjie, TIAN Huiqing, ZHAO Danyang. Micro-scale shear viscosity testing approach and viscosity model of polymer melts[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2012, 48(16): 21-29.
- [19] 徐斌, 王敏杰, 于同敏, 等. 微尺度效应下的聚合物熔体粘度理论及试验[J]. 机械工程学报, 2010, 46(19): 125-132.  
XU Bin, WANG Minjie, YU Tongmin, et al. Theoretical and experimental approach of the viscosity of polymer melt under micro-scale effect[J]. Journal of Mechanical Engineering, 2010, 46(19): 125-132.
- [20] 吴行才, 韩大匡, 卢祥国, 等. 微凝胶颗粒分散液体体系在多孔介质中的驱替机理[J]. 地球科学, 2017, 42(8): 1348-1355.  
WU Xingcai, HAN Dakuang, LU Xiangguo, et al. Oil displacing mechanism of soft micro particle dispersion in porous media[J]. Earth Science, 2017, 42(8): 1348-1355.
- [21] 冯茹森, 嵇薇, 郭拥军, 等. 疏水缔合聚合物重均分子量的测定[J]. 高分子学报, 2014(1): 150-155.  
FENG Rusen, JI Wei, GUO Yongjun, et al. The determination of weight-average molecular weight of hydrophobically associated water-soluble polymers[J]. Acta Polymerica Sinica, 2014(1): 150-155.
- [22] 朱怀江, 刘强, 沈平平, 等. 聚合物分子尺寸与油藏孔隙的配伍性[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(5): 609-613.  
ZHU Huaijiang, LIU Qiang, SHEN Pingping, et al. Compatibility between polymer molecular size and pore throat in reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(5): 609-613.
- [23] 罗健辉, 卜若颖, 朱怀江, 等. 梳形聚丙烯酰胺的特性及应用[J]. 石油学报, 2004, 25(2): 65-68, 73.  
LUO Jianhui, BU Ruoying, ZHU Huaijiang, et al. Property and application of comb shape polyacrylamide[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(2): 65-68, 73.
- [24] 程杰成, 沈兴海, 袁士义, 等. 新型梳形抗盐聚合物的流变性[J]. 高分子材料科学与工程, 2004, 20(4): 119-121.  
CHENG Jiecheng, SHEN Xinghai, YUAN Shiyi, et al. Study on rheology of polyacrylamide copolymer used in enhanced oil recovery[J]. Polymeric Materials Science and Engineering, 2004, 20(4): 119-121.
- [25] CAO W, XIE K, LU X, et al. Effect of profile-control oil-displacement agent on increasing oil recovery and its mechanism[J]. Fuel, 2019, 237(FEB.1): 1151-1160.
- [26] XIE K, CAO B, LU X, et al. Matching between the diameter of the aggregates of hydrophobically associating polymers and reservoir pore-throat size during polymer flooding in an offshore oilfield[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2019, 177: 558-569.
- [27] XIE K, LU X, LI Q, et al. Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer[J]. SPE Journal. 2016, 21(1): 1-9.
- [28] 牛丽伟, 卢祥国, 王晓燕, 等. 聚合物、聚表剂和  $Cr^{3+}$  聚合物凝胶分子构型及其渗流特性差异[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(6): 186-191.  
NIU Liwei, LU Xiangguo, WANG Xiaoyan, et al. Differences in molecular configuration and seepage properties among polymer, active polymer and  $Cr^{3+}$  polymer gel[J]. Journal of China University of Petroleum (Natural Science Edition), 2014, 38(6): 186-191.
- [29] 刘进祥, 卢祥国, 刘敬发, 等. 交联聚合物溶液在岩心内成胶效果及机理[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 474-480.  
LIU Jinxiang, LU Xiangguo, LIU Jingfa, et al. Mechanism and gelling effects of linked polymer solution in the core[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 474-480.

第一作者简介: 卢祥国 (1960-), 男, 重庆綦江人, 博士, 东北石油大学教授, 主要从事提高采收率理论与技术方面的教学和科研工作。地址: 黑龙江省大庆市高新技术开发区学府街99号, 东北石油大学石油工程学院, 邮政编码: 163318。E-mail: luxiangg2003@yahoo.com.cn

联系作者简介: 曹豹 (1992-), 男, 安徽阜阳人, 东北石油大学在读博士研究生, 主要从事提高采收率理论与技术方面的研究工作。地址: 黑龙江省大庆市高新技术开发区学府街99号, 东北石油大学石油工程学院, 邮政编码: 163318。E-mail: cbjh091@126.com

收稿日期: 2020-02-11 修回日期: 2020-07-20

(编辑 唐俊伟)