引用格式：任宇航，吴正彬，杨文博，等．聚合物压裂液在页岩油储层的滞留特征研究[J]．油气藏评价与开发，2026，16(6)：1358-1368.
Ren Yuhang, Wu Zhengbin, Yang Wenbo, et al. Research on retention characteristics of polymer fracturing fluids in shale oil reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2026, 16(6): 1358-1368.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025094

聚合物压裂液在页岩油储层的滞留特征研究

任宇航[1]，吴正彬[1]，杨文博[2]，舒 坤[3]，蒋 恕[1]
（1.中国地质大学（武汉）油气勘探开发理论与技术湖北省重点实验室，湖北 武汉 430074；2.中国石油吐哈油田分公司鲁克沁采油厂，新疆 哈密 838202；3.中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院，新疆 哈密 839009）

摘要：在页岩油开发过程中，聚合物压裂液是提高油气产量的关键技术之一。然而，聚合物分子量对其压裂效果具有显著影响。聚合物分子量过高可能导致其在储层中的滞留与聚集现象加剧，而分子量过低则可能削弱压裂效果。为了解决这个问题，该研究旨在探索聚合物分子量和质量浓度对页岩油储层中压裂液滞留和聚集行为的影响，以优化压裂液配方，减少对储层的伤害，提高压裂增产效果。通过实验研究和技术分析，选取不同分子量和质量浓度的聚合物溶液，对页岩岩心进行驱替实验。利用微米CT扫描和扫描电子显微镜（SEM）技术，对驱替前后的岩心进行观察和对比，分析聚合物在岩心中的滞留和运移特征。实验结果表明：当聚合物分子量低于$1\ 754\times10^4$且质量浓度低于2 g/L，滞留效应较弱，表现为孔隙度损失低于8.9%，渗透率下降幅度小于15%，滞留指数低于0.35；而分子量超过$1\ 754\times10^4$、质量浓度较高时，滞留效应显著增强，滞留指数可达0.70以上，尤其在裂缝入口附近容易堆积，影响油气流动。研究还发现，聚合物在岩心中的滞留行为受分子量和质量浓度的共同影响，其中分子量是主要影响因素。通过确定适宜的聚合物分子量范围，为减少压裂液在储层中的滞留和聚集提供了科学依据，有助于降低对储层的伤害，提高压裂增产效果。研究成果为优化页岩油压裂液配方提供了科学依据，并对相关领域的技术改进具有一定的参考价值。

关键词：页岩油；聚合物压裂液；滞留特征；微米CT；扫描电镜；聚合物分子量；岩心驱替；储层伤害
中图分类号：TE357 **文献标识码：**A

Research on retention characteristics of polymer fracturing fluids in shale oil reservoirs

Ren Yuhang[1], Wu Zhengbin[1], Yang Wenbo[2], Shu Kun[3], Jiang Shu[1]

(1. Hubei Key Laboratory of Oil and Gas Exploration and Development Theory and Technology, China University of Geosciences (Wuhan), Wuhan, Hubei 430074, China;
2. Lukeqin Oil Production Plant, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Shanshan, Xinjiang 838202, China;
3. Research Institute of Exploration & Development, PetroChina Tuha Oilfield Company, Hami, Xinjiang 839009, China)

Abstract: In the development of shale oil, polymer fracturing fluid is one of the key technologies for increasing oil and gas production. However, the molecular weight of the polymer significantly affects its fracturing effectiveness. Excessively high molecular weight may exacerbate polymer retention and aggregation within the reservoir, while overly low molecular weight may result in insufficient fracturing effects. To address this issue, this study aims to investigate the influence of polymer molecular weight and concentration on the retention and aggregation behavior of fracturing fluids in shale oil reservoirs, with the goal of optimizing fracturing fluid formulations, minimizing reservoir damage, and improving fracturing efficiency. Through experimental research and technical analysis, polymer solutions with different molecular weights and concentrations were selected for displacement experiments on shale cores. Micro-CT scanners and scanning electron microscopy (SEM) were employed to observe and compare the cores before and after displacement, analyzing the retention and migration characteristics of polymers within the cores. The results showed that when the polymer molecular weight was below $1\ 754\times10^4$ and the concentration was below 2 g/L—as in experiments 1 and 3, where the concentration was 1 g/L—the retention effect was relatively weak. This was manifested as a porosity loss of less than 8.9%, a permeability reduction of less than 15%, and a retention index below 0.35. When the molecular weight exceeded $1\ 754\times10^4$ and the concentration was relatively high, the retention effect was significantly enhanced, with a retention index

收稿日期：2025-02-24。
第一作者简介：任宇航（1999—），男，在读硕士研究生，从事油气藏提高采收率方面的研究。地址：湖北省武汉市鲁磨路388号中国地质大学（武汉），邮政编码：430074。E-mail：15753096297@163.com
通信作者简介：吴正彬（1991—），男，博士，副教授，从事复杂油气藏油气渗流理论及提高采收率技术工作。地址：湖北省武汉市鲁磨路388号中国地质大学（武汉），邮政编码：430074。E-mail：wuzb@cug.edu.cn
基金项目：国家自然科学基金项目“基于页岩油储层微观孔隙结构的CO_2动用特征和驱油机理研究”（52404046）；湖北省自然科学基金项目“鄂西复杂构造带五峰—龙马溪组页岩气成藏过程及富集机制研究”（2024AFD385）；湖北省教育厅科学技术研究计划指导性项目“页岩储层纳米限域空间CO_2-页岩油微观作用机制研究”（B2023250）。

exceeding 0.70, especially prone to accumulation near fracture entrances, affecting oil and gas flow. Additionally, the study found that polymer retention in cores was jointly affected by molecular weight and concentration, with molecular weight being the main factor. By determining an appropriate range of polymer molecular weight, this study provides a scientific basis for reducing retention and aggregation of fracturing fluids in reservoirs, thereby mitigating reservoir damage and enhancing fracturing performance. The findings offer a scientific foundation for optimizing fracturing fluid formulations in shale oil development and serve as a useful reference for technological improvements in related fields.

Keywords: shale oil; polymer fracturing fluid; retention characteristics; micro-CT; scanning electron microscope; polymer molecular weight; core displacement; reservoir damage

随着非常规能源的成功开发，油气勘探开发对象逐渐由大孔、高渗的常规储层转向微纳米孔喉发育、渗透率极低的非常规致密储层。作为非常规油气资源的重要组成部分，近年来页岩油引起了全球多个国家的关注[1-3]。致密页岩一般具有非均质性强、渗透率低、孔隙度低等特点，依靠天然能量开发产能低或者没有产能，因此一般通过压裂等技术，才能获得工业油流[4-5]。而水力压裂技术作为重要的储层改造手段，现已被广泛应用到油气田开发中。为了使水基压裂液具有更好的压裂效果，通常采用聚合物作为增稠剂以维持和提升压裂液的黏度[6-7]。常用的水基稠化剂包括天然植物胶、纤维素衍生物和合成聚合物3种，而聚合物压裂液具有在高温高压地层条件下稳定性强、黏度高、抗剪切性强等特点，因此被广泛应用于中国各大油田[8-10]。然而，目前聚合物压裂液的优化存在矛盾，为获得低质量浓度下的高黏度特性，往往需要极高分子量的聚合物，尤其是悬浮液体系中分子量可达数千万[11-13]。分子量的增加会导致其在微孔结构或基质中的滞留效应更加显著，即分子量越大，在滤失过程中越容易在裂缝壁面滤失到基质中发生滞留，影响压后油气产量并可能对地层造成污染[14-16]。压裂液进入储层后，高分子量的稠化剂分子在多孔介质中会发生吸附滞留，导致油气渗流通道减小，从而制约油气资源的增产改造效果[17-18]。

在页岩油开发中，聚合物压裂液的应用是提高油气产量的重要手段，但其在储层中的滞留行为一直是研究的难点和热点。现有研究主要集中在聚合物压裂液的黏度、抗剪切性等宏观性能上[19-20]，而对于聚合物分子量及其质量浓度在微观尺度上对滞留行为的影响缺乏系统性的研究。特别是关于聚合物分子量与滞留行为之间的定量关系，现有研究尚未形成一致的结论[21-22]。部分研究认为高分子量聚合物更容易在储层中滞留，而另一些研究则认为质量浓度是主要影响因素。此外，现有研究多依赖于传统的岩心驱替实验，缺乏对聚合物在微观孔隙结构中滞留行为的直观观察和分析。该研究聚焦于系统研究聚合物分子量和质量浓度对页岩油储层中压裂液滞留行为的影响，并通过岩心驱替、微米CT扫描和扫描电子显微镜(SEM)技术，从宏观和微观2个尺度揭示了聚合物在页岩岩心中的滞留和运移机制，尤其是聚合物在裂缝入口附近的堆积行为及其对油气流动的影响；通过对比不同分子量和质量浓度的聚合物溶液在岩心中的滞留行为，明确了分子量是主要影响因素，质量浓度次之，为优化压裂液配方提供了科学依据；通过确定适宜的聚合物分子量范围，提出了减少压裂液在储层中滞留和聚集的具体措施，有助于降低对储层的伤害，提高压裂增产效果。

1 聚合物压裂液在页岩油储层的滞留特征

1.1 聚合物溶液驱替实验

1.1.1 实验材料与设备

该研究所采用的压裂液为线性胶聚合物压裂液，未经过交联剂交联处理，也未添加破胶剂。线性胶聚合物压裂液具有良好的携砂性能和较低的残渣量，适用于页岩油储层改造。实验旨在研究线性胶聚合物分子量和质量浓度对储层滞留行为的影响，以优化压裂液配方，降低对储层的伤害。

实验材料主要包括：分子量分别为1 275×10^4、1 509×10^4、1 754×10^4、1 933×10^4、2 526×10^4、2 555×10^4、2 692×10^{4}的聚合物粉末，质量浓度分别为1、2、3、4、5 g/L的聚合物溶液。所用页岩岩样采自胜利油田东辛区块，岩样的渗透率为0.189 7×10^4 μm^2，孔隙度为2.653%，具有典型的“双低”(低孔隙度、低渗透率)特征。

实验设备及仪器主要包括：Teledyne SSI ReaXus平流泵、岩心夹持器、活塞式中间容器、手摇围压泵、六通阀、压力表等。

1.1.2 实验步骤

实验在室温下进行。连接管线后，将流速设为0.2 mL/min，岩心装入夹持器并施加10 MPa初始围压，随后根据压差微调。实时记录进出口压力及出液时刻的流量、时间等参数。完成1次驱替后，清洗设备并更换聚合物溶液，重复上述步骤开展下一组实验。

实验过程中，驱替压力根据聚合物溶液的黏度和岩心的渗透率进行调整，确保裂缝内的净压力与实际压裂过程中裂缝扩展所需的净压力相匹配。在聚合物分子量

为1 754×10⁴、质量浓度为1 g/L的实验中，驱替压力约为15 MPa，与该条件下裂缝扩展所需的净压力相近；而在聚合物分子量为2 692×10⁴、质量浓度为2 g/L的实验中，由于聚合物溶液黏度较高，驱替压力提高至20 MPa以维持裂缝的扩展。

1.2 聚合物溶液驱替前后微米CT扫描

使用型号为Zeiss Versa XRM-500的微米CT扫描仪对驱替前后的岩心进行扫描，测试温度为20 ℃，工作电压为150 kV，重构体素尺寸为50 μm。经Avizo三维重建后，依据灰度差异区分矿物、有机质与孔隙。进一步提取孔隙网络模型，可定量获取孔隙度及孔径分布。差减处理可直观呈现聚合物滞留区域[23-25]。

1.3 聚合物溶液驱替后岩心扫描电镜测试实验

采用Gemini SEM500场发射扫描电镜，在加速电压1～10 kV的条件下，可清晰观察页岩微区细节。聚焦电子束经聚光镜与物镜缩小后，对样品表面进行栅网式扫描。束-样作用产生二次电子，其产额随形貌变化。信号经探头转换并放大后，驱动显像管调节亮度，形成高分辨电子图像[26-28]。

2 聚合物分子量-质量浓度-滞留指数三元关系模型构建

2.1 模型构建

研究实验表明：聚合物分子量和质量浓度对滞留指数（Retention Index，简称RI）的贡献具有显著的非线性特征，且分子量是主导因素。基于以下实验结论：①分子量主导性：当聚合物分子量大于1 754×10⁴时，滞留现象显著增强；②质量浓度辅助性：相同分子量下，质量浓度增加会加剧滞留效应；③交互作用：高M_w（聚合物分子量）与高C（聚合物质量浓度）共同作用时，滞留效应呈指数级增长。

假设滞留指数与M_w和C满足以下非线性关系：

$$I_{RI} = aM_w^{\ b} + cC^d + e(M_wC)^f \tag{1}$$

式中：I_{RI}为滞留指数；M_w为聚合物分子量；C为聚合物质量浓度，单位g/L；a、b、c、d、e、f为待定参数。

基于实验数据的显著趋势，分子量的贡献远大于质量浓度（$b > d$），且交互作用可通过高阶项体现，简化为：

$$I_{RI} = k_1M_w^{\ n} + k_2C^m \tag{2}$$

式中：k_1为聚合物分子量对滞留指数的直接贡献系数；k_2为聚合物质量浓度对滞留指数的直接贡献系数；n为分子量指数；m为质量浓度指数；$n > m$，以反映分子量的主导地位。

2.2 实验数据量化

滞留指数是该研究建立的一个关键量化指标，用于系统评估聚合物压裂液在页岩储层中的滞留程度及其对储层物性的影响。该指数通过综合多维度实验数据构建而成，其取值范围界定在0到1之间，其中0代表完全无滞留的理想状态，1则表征完全堵塞的极端情况。滞留指数的量化基础主要来源于3个方面的实验观测：首先，基于微米CT扫描技术对驱替前后岩心孔隙结构的精细对比分析，精确计算聚合物滞留导致的孔隙度变化；其次，借助高分辨率的扫描电子显微镜（SEM）直接观测聚合物分子在微观孔隙中的分布形态和附着特征；最后，通过岩心驱替实验测定渗透率的变化情况，定量评估滞留效应对流体流动能力的实际影响（表1）。

2.3 模型拟合、验证和应用

为了确定模型中的系数和指数，采用Levenberg-Marquardt（列文伯格-马夸尔特法）算法进行非线性回归

表1 不同实验条件下滞留现象的量化结果

Table 1 Quantitative results of retention phenomenon under different experimental conditions

实验序号	分子量	质量浓度/(g/L)	黏度/(mPa·s)	滞留指数	实验现象描述	孔隙度变化率/%	渗透率变化率/%
1	1 275×10⁴	1	3.145	0.18	滞留效应不明显，分布均匀	−2.1	−5.3
2	1 275×10⁴	5	604.879	0.22	滞留轻微，均匀分布	−3.5	−8.0
3	1 509×10⁴	1	5.568	0.20	滞留轻微，孔隙略有减少	−4.5	−8.7
4	1 754×10⁴	1	33.579	0.35	滞留现象开始显现（临界点）	−8.9	−15.2
5	1 754×10⁴	2	100.515	0.45	滞留增强，入口端堆积	−12.3	−22.6
6	1 933×10⁴	5	551.176	0.75	显著滞留，注入端孔隙缩小50%	−32.7	−48.9
7	2 526×10⁴	1	45.886	0.60	滞留明显，运移受限	−18.5	−29.4
8	2 555×10⁴	2	298.223	0.70	高分子量+中质量浓度，滞留率70%	−25.8	−37.1
9	2 555×10⁴	4	884.281	0.85	注入端完全堵塞，出口端极少聚合物	−45.6	−63.8
10	2 692×10⁴	2	262.362	0.80	高分子量+中质量浓度，滞留率80%	−28.4	−41.2
11	2 692×10⁴	3	428.875	0.90	高分子量+高质量浓度，注入端完全堵塞	−50.1	−71.5

注：孔隙度与渗透率变化基于微米CT扫描及驱替实验数据计算，负值表示相对于原始岩心的降低比例。

分析。该算法通过迭代优化，最小化实验数据与模型预测值之间的残差平方和：

$$S_{\mathrm{RSS}}=\sum_{i=1}^{N}(I_{\mathrm{RIE}}-I_{\mathrm{RIM}})^2 \tag{3}$$

式中：S_{RSS}为残差平方和；N为样本数量；I_{RIE}为第i组实验测得的滞留指数；I_{RIM}为第i组模型预测的滞留指数。

在每次迭代中，计算参数更新量$\Delta\boldsymbol{\theta}$以最小化目标函数：

$$\Delta\boldsymbol{\theta}=(\boldsymbol{J}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{J}+\lambda\boldsymbol{I})^{-1}\boldsymbol{J}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{r} \tag{4}$$

式中：$\Delta\boldsymbol{\theta}$为待估参数向量$\boldsymbol{\theta}$的迭代增量；$\boldsymbol{J}$为雅可比矩阵，元素为各实验点对各参数的偏导数$\partial I_{\mathrm{RI}}/\partial\boldsymbol{\theta}_j$，其中$j$为待拟合参数向量中的第$j$个参数；T为转置符号；$\lambda$为阻尼参数，控制步长的大小；$\boldsymbol{I}$为单位矩阵；$\boldsymbol{r}$为残差向量。

通过迭代优化，确定了以下最优参数：

$$I_{\mathrm{RI}}=k_1M_{\mathrm{w}}{}^{n}+k_2C^{m} \tag{5}$$

式中：系数k_1=0.002 3，表示分子量对滞留指数的直接贡献系数，分子量增加时，滞留指数按指数增长；系数k_2=0.120 0，表示质量浓度对滞留指数的直接贡献系数，质量浓度增加时，滞留指数按指数增长；指数n=1.8，体现了分子量对滞留指数的非线性影响，由于该指数大于1，随着分子量增大，滞留指数呈加速上升趋势；同理，指数m=0.5，体现了质量浓度对滞留指数的非线性影响，因其小于1，随着质量浓度增加，滞留指数的上升速度逐渐减缓。

模型统计验证显示，拟合优度方面，决定系数R^2=0.94，表明模型可解释94%的数据变异；残差分析方面，平均绝对误差为0.04，最大残差为0.07（实验9），预测精度较高。基于模型，进一步验证了文中临界分子量（M_{w}=1 754×10^{4}时，滞留指数约为0.35）的合理性，并通过约束方程滞留指数小于0.4优化压裂液配方，提出可行解域（如M_{w}<1 754×10^{4}且C≤2 g/L）。此外，模型可量化预测不同参数组合的滞留风险（如M_{w}=2 000×10^4、C=3 g/L时，滞留指数约为0.78），为压裂液配方初选和滞留风险评价提供定量参考。

3　实验结果与分析

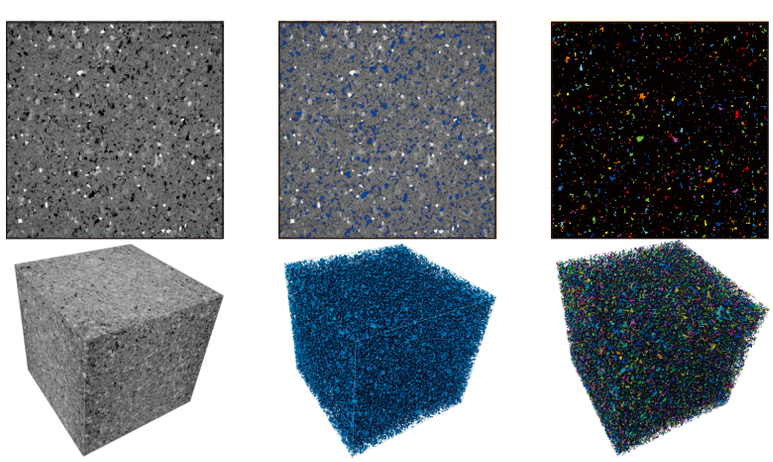
3.1　聚合物驱替前后岩心微米CT扫描结果

首先，将原始干岩心进行CT扫描，得到初始岩心的三维孔隙空间分布；然后，开展不同聚合物溶液岩心驱替实验，并将聚合物溶液驱替后的岩心进行CT扫描，对比聚合物溶液驱替前后岩心孔隙分布情况，从而得到聚合物在岩石内部的滞留和运移情况。

图1给出了未经驱替的页岩样品CT扫描结果，其中图1a—图1c依次为去边缘灰度图、二值化孔隙图（蓝色）及三维孔隙团簇渲染图（亮色）。可以看出，原始样品具有较为发育的孔隙网络，可作为后续滞留对比分析的基准。

图2为中低增稠剂体系驱替后的孔隙变化情况，驱替使用的聚合物溶液分子量为1 754×10^4，质量浓度为1 g/L，黏度为33.579 mPa·s。当聚合物分子量大、质量浓度较低时，加大驱替压力，聚合物溶液能够较为顺利地进入岩心。图2c中的亮色部分相对于原始岩心有所减少，说明聚合物在岩心中形成了一定程度的滞留。

图3—图6分别为聚合物分子量2 692×10^4、质量浓度2 g/L的高增稠剂体系和聚合物分子量2 555×10^4、质量浓度4 g/L的中高增稠剂体系的岩心CT扫描结果。可以观察到注入端表示孔隙空间的亮色部分相对于出口端明显减少，说明当聚合物分子量较大时，聚合

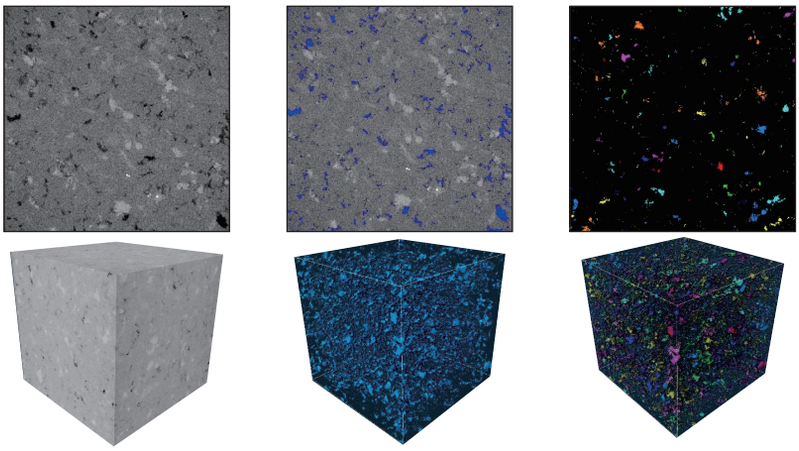


a.岩心原始灰度　　b. 孔隙-基质重定义　　c.孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图1　原始岩样CT扫描

Fig. 1　CT scan of original rock samples

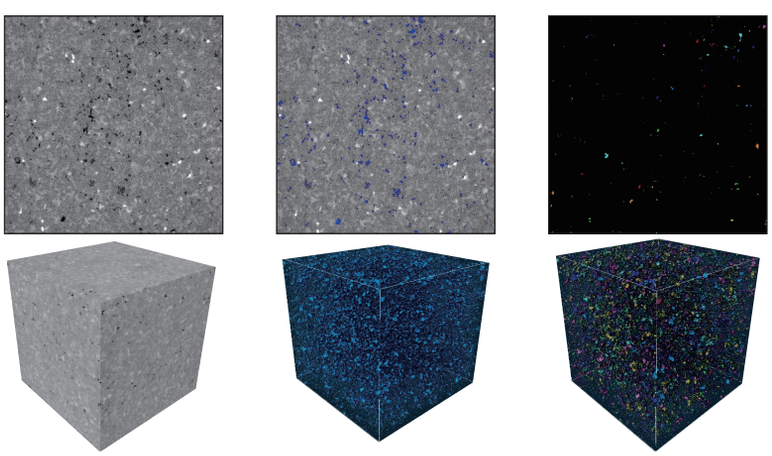


a. 驱替前灰度　　b. 驱替后二值　　c. 驱替后孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图2　中低增稠剂体系驱替后孔隙变化CT扫描

Fig. 2　CT scan of pore changes after displacement with medium-low thickener system

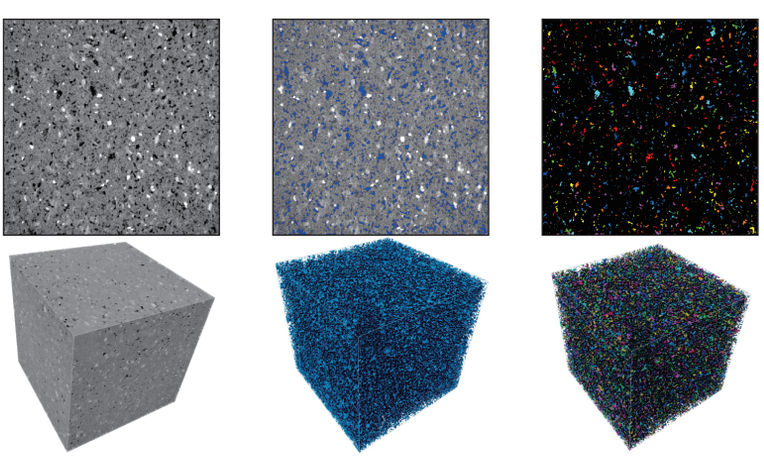


a. 注入端灰度　　b. 注入端二值　　c. 注入端孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图3　高增稠剂体系注入端孔隙堵塞CT扫描

Fig. 3　CT scan of pore blockage at inlet with high thickener system

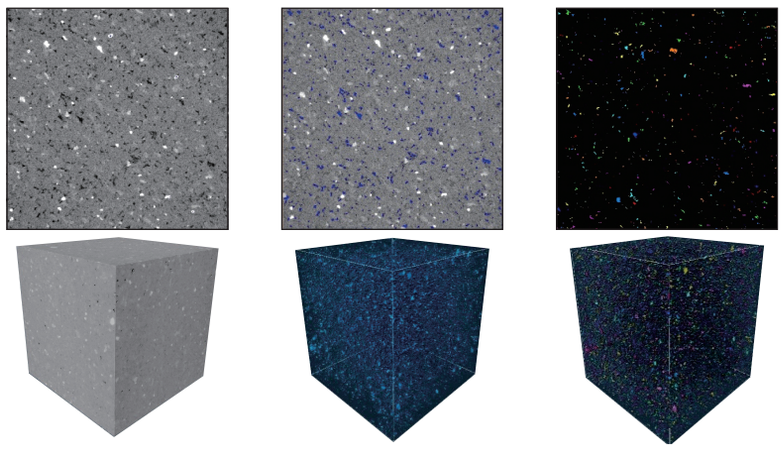


a. 出口端灰度　　b. 出口端二值　　c. 出口端孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图4　高增稠剂体系出口端残余孔隙CT扫描

Fig. 4　CT scan of residual pores at outlet with high thickener system

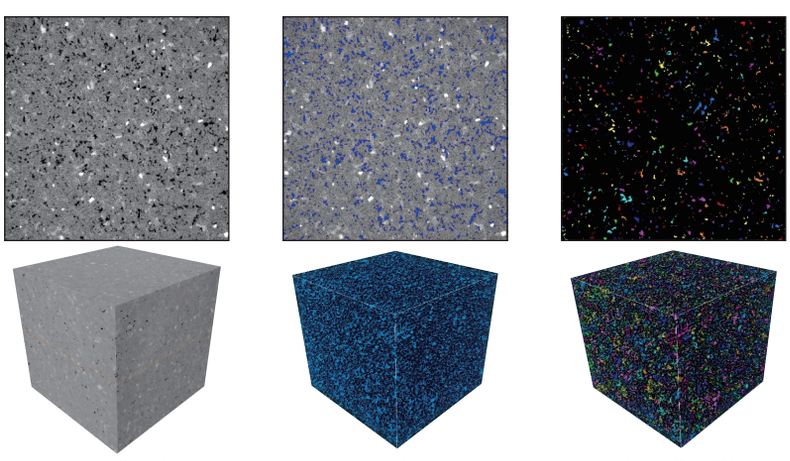


a. 注入端灰度　　b. 注入端二值　　c. 注入端孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图5　中高增稠剂体系入口孔隙受限CT扫描

Fig. 5　CT scan of pore constriction at inlet with medium-high thickener system



a. 出口端灰度　　b. 出口端二值　　c. 出口端孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图6　中高增稠剂体系远端孔隙CT扫描

Fig. 6　CT scan of distal pores with medium-high thickener system

物溶液很难顺利地进入岩心，在岩心中发生明显的滞留，聚合物聚集在注入端，导致注入端孔隙空间明显变小，CT扫描图像的注入端与出口端有较大差异，聚合物在注入端大量聚集滞留。

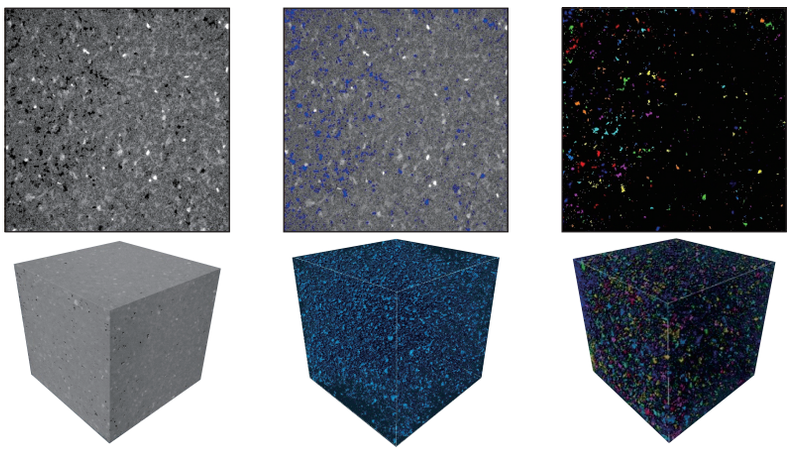
图7为低增稠剂体系驱替后的孔隙分布，驱替使用的聚合物溶液分子量为1 275×10^4，质量浓度为5 g/L，黏度为604.879 mPa·s。当聚合物分子量较小、质量浓度较大时，观察到图7c中的亮色部分与原始岩心相比，孔隙空间大小较为接近，说明聚合物溶液能够顺利地进入岩心，且在岩心沿程分布较为均匀，滞留效应不明显。

3.2　聚合物驱替前后电子显微镜扫描结果

能谱仪通过分析页岩样品释放的特征X射线的能量来确定其成分。由于特征X射线的能量与样品中原子的原子序数之间存在一定的函数关系，因此，通过测量某个特征X射线的能量，就能识别出样品中对应的元素[29-30]。通过扫描电镜能谱仪对岩样进行分析，得到岩样中不同物质的元素组成，如图8所示。谱图点21位置Si元素和Al元素的含量较高（图8c），可判断此处可能为硅铝质矿物，而谱图点20位置主要元素为C和O，可判断为聚合物（图8b）。由此可确定聚合物在扫描电镜下的状态为深色不规则形状，附着在表面或者孔缝中，以便观察后续实验现象。

图9为原始岩样扫描电镜图。对原始岩心进行电镜扫描过程中，设置电压在1～10 kV，通过调节扫描电镜电压，可以清晰地观察到岩心中的岩石结构（图9a—图9c），以及明显的孔隙和裂缝（图9d—图9f）。

图10为中低增稠剂体系岩心微观滞留形貌，驱替使

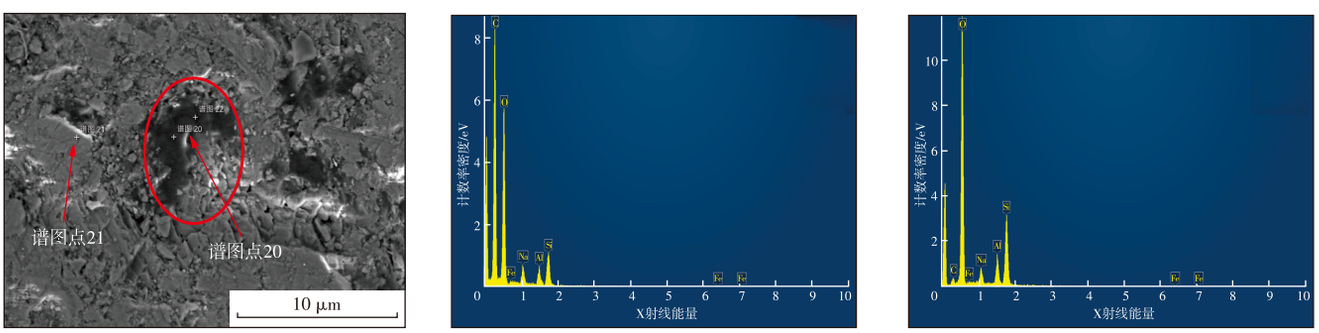


a. 驱替后灰度　　b. 驱替后二值　　c. 驱替后孔隙团簇

注：图像经Avizo重构；黑色区域为孔隙；灰色区域为矿物基质；蓝色区域为二值化后标识的孔隙；亮色区域为三维渲染后的孔隙团簇；样品取自胜利油田东辛区块。

图7　低增稠剂体系驱替后孔隙分布CT扫描

Fig. 7　CT scan of pore distribution after displacement with low thickener system

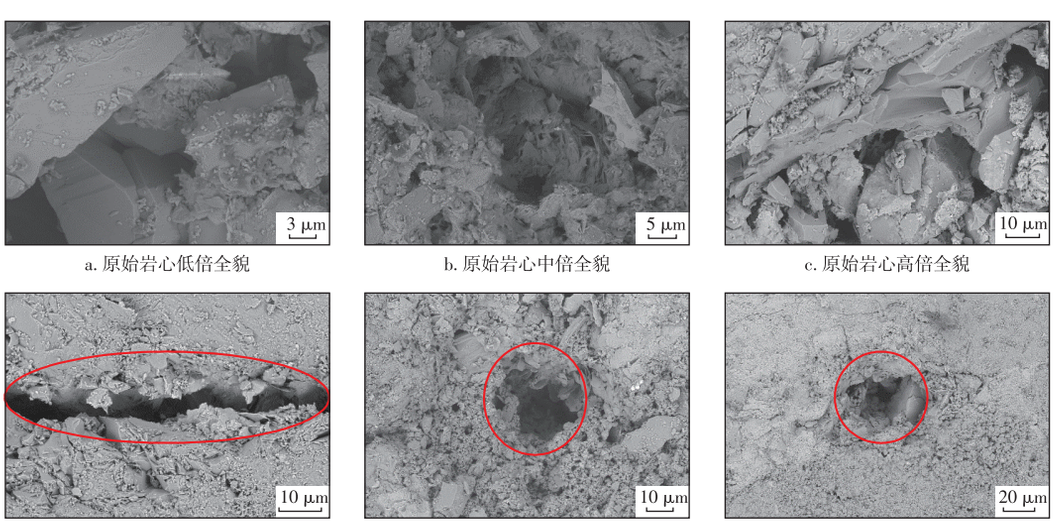


a. 区域全貌　　b. 谱图点20(聚合物)　　c. 谱图点21(硅铝质矿物)

注：1 eV=1.602 176 634×10^{-19} J；红圈内为聚合物位置。

图8　扫描电镜能谱图

Fig. 8　SEM-EDS images



a. 原始岩心低倍全貌　　b. 原始岩心中倍全貌　　c. 原始岩心高倍全貌

d. 原始岩心高倍裂缝　　e. 原始岩心粒间孔隙形貌　　f. 原始岩心高倍孔隙

注：红圈内为聚合物位置。

图9　原始岩样扫描电镜

Fig. 9　Scanning electron microscopy of original rock samples

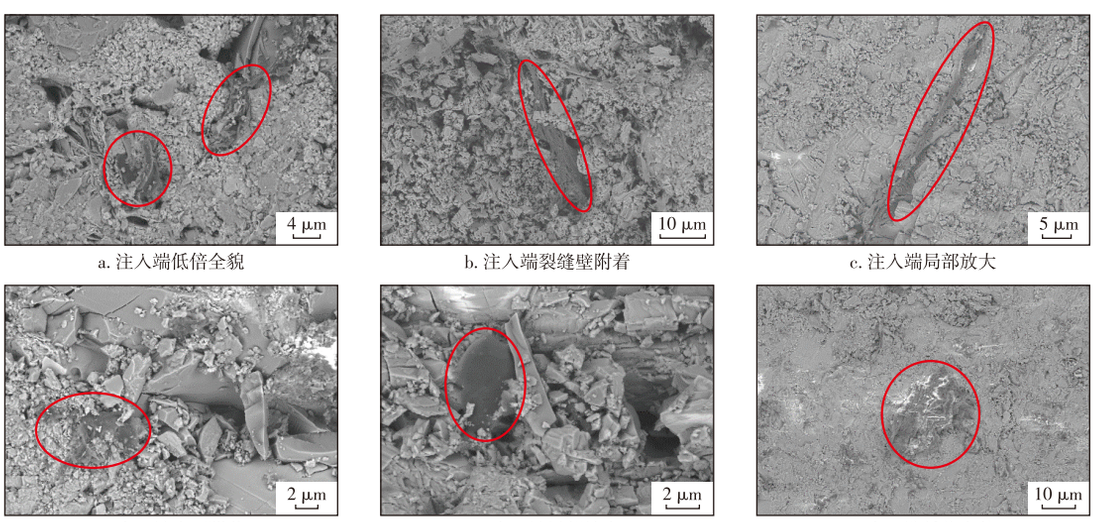
用的聚合物溶液分子量为1 754×10^4，质量浓度为1 g/L，黏度为33.579 mPa·s。当聚合物分子量大、质量浓度较低时，加大驱替压力，聚合物溶液能够较为顺利地进入岩心，在注入端和出口端也均能看到聚合物的存在。

图11为分子量2 692×10^4、质量浓度2 g/L的高增稠剂体系的岩心SEM扫描结果，图12为分子量2 555×10^4、质量浓度4 g/L中高增稠剂体系的岩心SEM扫描结果。当聚合物分子量较大时，聚合物溶液进入岩心比较困难，在岩心中发生明显的滞留。通过扫描电镜可以观测到聚合物在注入端聚集较多，容易被发现，而在出口端则需要放大电子显微镜倍数才可找到少量聚合物的存在。

图13为低增稠剂体系岩心均匀滞留形貌，驱替使用的聚合物溶液分子量为1 275×10^4，质量浓度为5 g/L，黏度为604.879 mPa·s。当聚合物分子量较小、质量浓度较大时，靠近注入端和出口端的裂缝和孔隙中均含有聚合物，扫描电镜图片相差不大，聚合物滞留效应不明显，在注入端和出口端均比较容易发现聚合物。

通过该研究发现，聚合物分子量1 754×10^{4}为临界值，超过此值后，滞留指数急剧上升，超过0.35，孔隙度损失超过8.9%，渗透率下降超过15%。在相同分子量下，质量浓度每增加1 g/L，滞留指数平均上升0.15，渗透率损失增加约10%。

现场应用优化策略的目标是将滞留指数控制到小于0.4，孔隙度损失小于10%，渗透率损失小于20%。在分



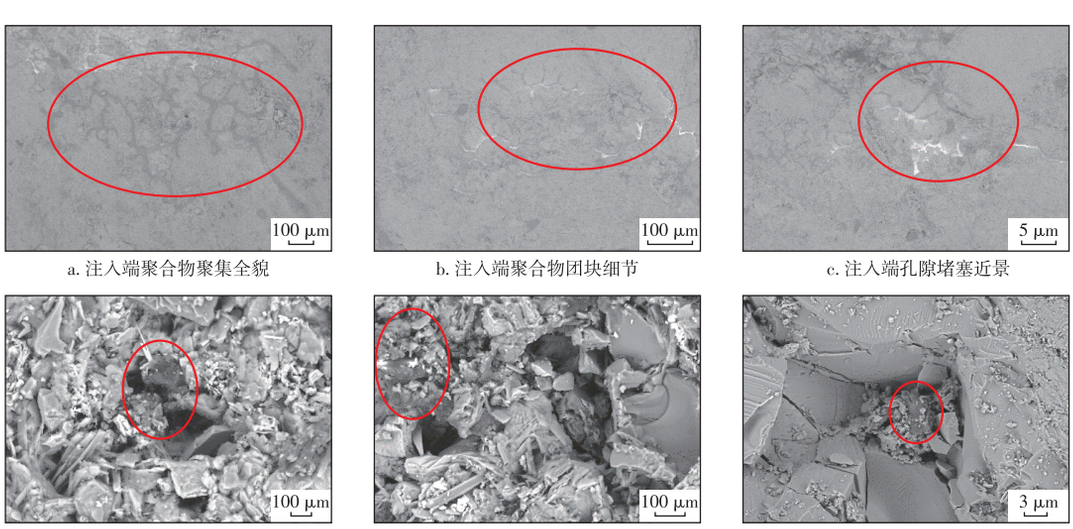
a. 注入端低倍全貌　b. 注入端裂缝壁附着　c. 注入端局部放大

d. 出口端表面附着　e. 出口端局部放大　f. 出口端低倍全貌

注：红圈内为聚合物位置。

图10　中低增稠剂体系岩心微观滞留形貌

Fig. 10　Microscopic retention morphology of core with medium-low thickener system



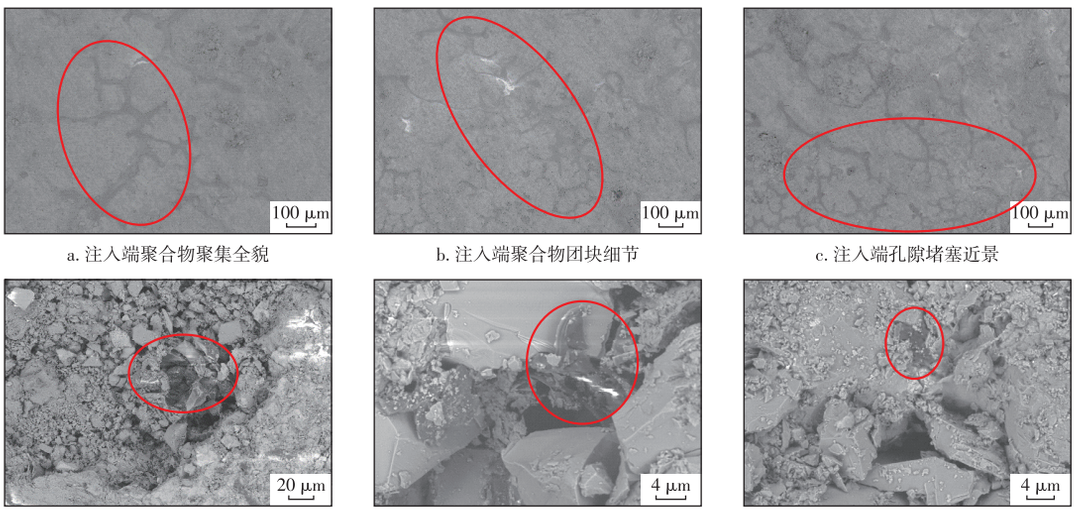
a. 注入端聚合物聚集全貌　b. 注入端聚合物团块细节　c. 注入端孔隙堵塞近景

d. 出口端孔隙附着　e. 出口端表面附着　f. 出口端低倍全貌

注：红圈内为聚合物位置。

图11　高增稠剂体系聚合物聚集形貌

Fig. 11　Polymer aggregate morphology at high thickener system



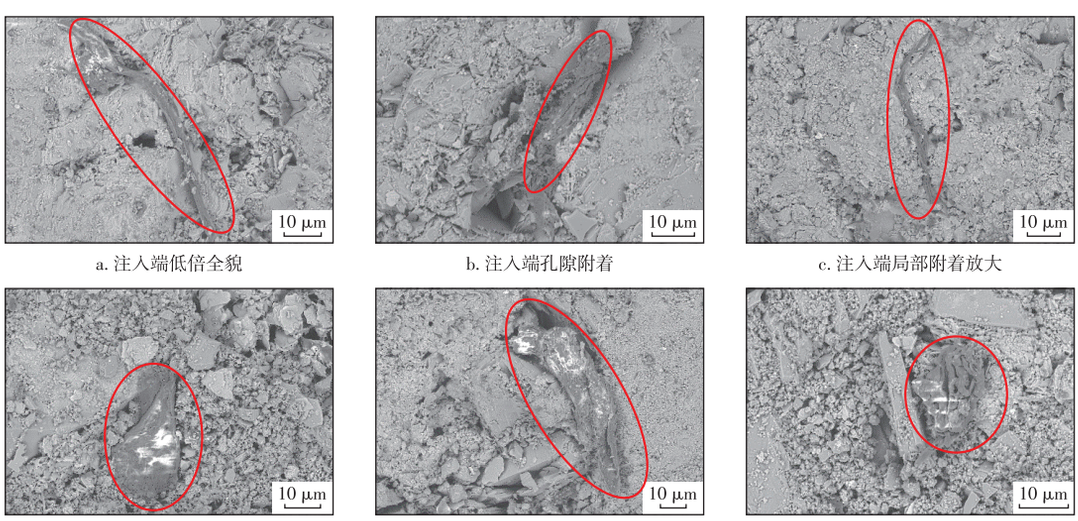
a. 注入端聚合物聚集全貌 b. 注入端聚合物团块细节 c. 注入端孔隙堵塞近景

d. 出口端表面附着 e. 出口端孔隙附着 f. 出口端局部附着

注:红圈内为聚合物位置。

图12 中高增稠剂体系聚合物堵塞形貌

Fig. 12 Polymer blockage morphology at medium-high thickener system



a. 注入端低倍全貌 b. 注入端孔隙附着 c. 注入端局部附着放大

d. 出口端表面附着 e. 出口端孔隙附着 f. 出口端局部附着放大

注:红圈内为聚合物位置。

图13 低增稠剂体系岩心均匀滞留形貌

Fig. 13 Uniform retention morphology of core with low thickener system

子量选择上,优先选用分子量小于1 754×10^{4}的聚合物,如1 275×10^4~1 509×10^4,同时要兼顾黏度需求,使其大于30 mPa·s。当分子量为1 754×10^{4}时,质量浓度应小于等于2 g/L;分子量小于1 509×10^{4}时,质量浓度可放宽至5 g/L。

4 结论

1)当聚合物分子量小于1 754×10^{4}时,滞留效应不明显,滞留指数普遍低于0.35;而分子量大于等于1 754×10^{4}时,滞留效应显著增强,滞留指数可达0.70以上。

2)在相同分子量条件下,质量浓度增加会加剧滞留效应。但分子量是影响滞留行为的主要因素,其贡献远大于质量浓度。高分子量聚合物在岩心中的滞留效应呈指数级增长,尤其是在分子量超过1 754×10^{4}后,滞留现象开始显现并迅速强化。

3)高分子量聚合物在裂缝入口处堆积,使注入端孔隙变小,而出口端聚合物较少,表明其运移能力有限。这为优化压裂液配方、降低储层伤害、提高油气产量提供了理论和实践支持。确定适宜的聚合物分子量范围,可减少压裂液在储层中的滞留和聚集,提升压裂效果。

参 考 文 献

[1] 万晓帆, 刘丛丛, 赵德锋, 等. 页岩油研究热点与发展趋势[J]. 地球科学, 2023, 48(2): 793-813.
Wan Xiaofan, Liu Congcong, Zhao Defeng, et al. Hotspot and development trend of shale oil research[J]. Earth Science, 2023, 48(2): 793-813.

[2] 左罗, 张世昆, 沈子齐, 等. 页岩油储层压裂液渗吸作用机理[J]. 石油学报, 2024, 45(11): 1652-1661.
Zuo Luo, Zhang Shikun, Shen Ziqi, et al. Mechanism of fracturing fluid imbibition in shale oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(11): 1652-1661.

[3] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
Li Yang, Zhao Qingmin, Lyu Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.

[4] 蒋廷学, 卞晓冰, 孙川翔, 等. 深层页岩气地质工程一体化体积压裂关键技术及应用[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 1-13.
Jiang Tingxue, Bian Xiaobing, Sun Chuanxiang, et al. Key technologies in geology-engineering integration volumetric fracturing for deep shale gas wells[J]. Earth Science, 2023, 48(1): 1-13.

[5] 雷群, 翁定为, 管保山, 等. 中美页岩油气开采工程技术对比及发展建议[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 824-831.
Lei Qun, Weng Dingwei, Guan Baoshan, et al. Shale oil and gas exploitation in China: technical comparison with US and development suggestions[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 824-831.

[6] 刘城成, 李帅帅, 任强, 等. 低渗透致密储层用改性纳米驱油压裂液[J]. 油田化学, 2024, 41(3): 406-412.
Liu Chengcheng, Li Shuaishuai, Ren Qiang, et al. Development of nano-modified displacement fracturing fluid for low permeability tight reservoir[J]. Oilfield Chemistry, 2024, 41(3): 406-412.

[7] 李昭滢, 杨旭, 杨杰, 等. 压裂液稠化剂两性聚丙烯酰胺的合成与性能评价[J]. 石油钻探技术, 2023, 51(2): 109-115.
Li Zhaoying, Yang Xu, Yang Jie, et al. Synthesis and property evaluation of an amphoteric polymer fracturing fluid thickener[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(2): 109-115.

[8] 罗炎生, 方波, 卢拥军, 等. 耐高温压裂液研究进展[J]. 油田化学, 2018, 35(3): 545-549.
Luo Yansheng, Fang Bo, Lu Yongjun, et al. Research progress of high temperature fracturing fluid[J]. Oilfield Chemistry, 2018, 35(3): 545-549.

[9] 陈磊, 鲍文辉, 郭布民, 等. 耐高温海水基压裂液稠化剂性能评价[J]. 油田化学, 2020, 37(1): 17-21.
Chen Lei, Bao Wenhui, Guo Bumin, et al. Performance evaluation of thickener for seawater-based fracturing fluid with high temperature [J]. Oilfield Chemistry, 2020, 37(1): 17-21.

[10] 汪洋, 于海洋, 张佳, 等. 聚合物驱压裂井油水两相渗流不稳定压力分析方法[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 160-166.
Wang Yang, Yu Haiyang, Zhang Jia, et al. Transient pressure analysis of polymer flooding fractured wells with oil-water two-phase flow[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 160-166.

[11] Shao Y, Mao J C, Yang B, et al. High performance hydrophobic associated polymer for fracturing fluids with low-dosage[J]. Petroleum Chemistry, 2020, 60(2): 219-225.

[12] Xie K, Mei J, Cao W J, et al. Improving oil mechanism of polymer gel fracturing fluid based on filtration displacement[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 218: 111030.

[13] Huang Y P, Hu Y, Liu C L, et al. Supramolecular polymer-based gel fracturing fluid with a double network applied in ultra-deep hydraulic fracturing[J]. Petroleum Science, 2024, 21(3): 1875-1888.

[14] Dai Y J, Li J, Li L, et al. Flow characteristic of polymer solutions in porous media: influence of the molecular weight and concentration[J]. Petroleum, 2023, 9(2): 214-222.

[15] von Gunten K, Snihur K N, McKay R T, et al. Characterizing returning polymers in hydraulic-fracturing flowback and produced water: implications for colloid formation (includes associated erratum) [J]. SPE Journal, 2021, 26(2): 563-590.

[16] Xiong Z, Wang G Q, Zhang Y G, et al. Application of digital rock technology for formation damage evaluation in tight sandstone reservoir[J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2023, 13(3): 803-812.

[17] Shi P, Wang S B, Wang Z, et al. LNMR analysis of the retention of different guar gum structure in sandstone: based on a new characterization method[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2024, 243: 213113.

[18] Tomomewo O S, Mann M, Anyim L, et al. Maximizing the proppant carrying and viscoelastic properties of the bakken hypersaline-produced water with high-viscosity friction reducers for sustainable applications[J]. SPE Journal, 2022, 27(6): 3688-3703.

[19] 袁士义, 韩海水, 王红庄, 等. 油田开发提高采收率新方法研究进展与展望[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 841-854.
Yuan Shiyi, Han Haishui, Wang Hongzhuang, et al. Research progress and potential of new enhanced oil recovery methods in oilfield development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 841-854.

[20] 白岩. 定优胶压裂液特性及应用前景展望[J]. 钻井液与完井液, 2024, 41(4): 546-550.
Bai Yan. Characteristics and application prospects of diutan gum fracturing fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2024, 41(4): 546-550.

[21] 滕大勇, 金鑫, 丁秋炜, 等. 耐高温海水基压裂液聚合物稠化剂流变性能[J]. 石油化工, 2024, 53(3): 374-382.
Teng Dayong, Jin Xin, Ding Qiuwei, et al. Rheological properties of polymer thickener for high-temperature resistant seawater-based fracturing fluid[J]. Petrochemical Technology, 2024, 53(3): 374-382.

[22] 沈静静, 刘德新, Sarsenbekuly Bauyrzhan, 等. β-环糊精对两亲聚合物黏度与分子量测定的影响[J]. 油田化学, 2024, 41(1): 131-137.
Shen Jingjing, Liu Dexin, Sarsenbekuly Bauyrzhan, et al. Effect of β-cyclodextrin on the viscosity of amphiphilic polymers and the

determination of molecular weight[J]. Oilfield Chemistry, 2024, 41(1): 131-137.

[23] Li M H, Zhou F J, Liu J J, et al. Quantitative investigation of multi-fracture morphology during TPDF through true tri-axial fracturing experiments and CT scanning[J]. Petroleum Science, 2022, 19(4): 1700-1717.

[24] 邓世冠, 吕伟峰, 刘庆杰, 等. 利用CT技术研究砾岩驱油机理[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 330-335.
Deng Shiguan, Lyu Weifeng, Liu Qingjie, et al. Research on displacement mechanism in conglomerate using CT scanning method [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 330-335.

[25] 苟启洋, 徐尚, 郝芳, 等. 基于微米CT页岩微裂缝表征方法研究[J]. 地质学报, 2019, 93(9): 2372-2382.
Gou Qiyang, Xu Shang, Hao Fang, et al. Study on characterization of micro-fracture of shale based on micro-CT[J]. Acta Geologica Sinica, 2019, 93(9): 2372-2382.

[26] 张建勇, 崔振东, 韩伟歌, 等. 扫描电镜下页岩微观断裂原位观测与变形表征[J]. 工程地质学报, 2024, 32(4): 1199-1208.
Zhang Jianyong, Cui Zhendong, Han Weige, et al. In situ observation and deformation characterization of microscopic fractures in shale under scanning electron microscope[J]. Journal of Engineering Geology, 2024, 32(4): 1199-1208.

[27] Chen J H, Lan H X, Macciotta R, et al. Microfracture characterization of shale constrained by mineralogy and bedding[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 201: 108456.

[28] Peng S, Lamanna J, Periwal P, et al. Water imbibition and oil recovery in shale: dynamics and mechanisms using integrated centimeter-to-nanometer-scale imaging[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2023, 26(1): 51-63.

[29] Shi P, Wang S B, Ouyang C, et al. Novel nanometer silica desorption reagent reducing the damage of hydroxypropyl guar gum to sandstone reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 216: 110838.

[30] 朱汇派, 费光春, 谭华, 等. 扫描电镜-能谱分析在四川西部某锂矿石铌钽元素赋存状态研究上的应用[J]. 有色金属(选矿部分), 2023(5): 16-21.
Zhu Huipai, Fei Guangchun, Tan Hua, et al. Application of SEM and EDS to study the occurrence of niobium and tantalum from lithium ore in West Sichuan[J]. Nonferrous Metals Mineral Processing Section, 2023(5): 16-21.

(编辑 常燕)