

# 稠化剂 DH-8 配制液流变破胶影响因素分析及应用

明坤基<sup>1</sup>, 宋志萌<sup>1</sup>, 王冠军<sup>2</sup>, 王彬<sup>2</sup>, 季伟<sup>1</sup>, 张乃煜<sup>1</sup>

1. 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司 河北任丘 062552

2. 中国石油华北油田巴彦分公司 内蒙古巴彦淖尔 015000

项目支持: 中国石油集团华北油田公司工艺项目“特殊储层措施增产技术研究”(HBYT-2025-JS-449); 中国石油集团渤海钻探工程有限公司井下作业分公司工艺项目“二连火成岩储层措施增产技术研究”(2025JXZY-04Y)

引用: 明坤基, 宋志萌, 王冠军, 等. 稠化剂 DH-8 配制液流变破胶影响因素分析及应用[J]. 油气井测试, 2025, 34(5): 37-44.

Cite: MING Kunji, SONG Zhimeng, WANG Guanjun, et al. Analysis of factors influencing rheology and gel breaking of gelling agent DH-8 prepared solution and its application [J]. Well Testing, 2025, 34(5): 37-44.

**摘要** 为确保压裂液有效携砂及压后顺利返排并降低对地层渗透率损害, 需明确稠化剂配制液流变特性与破胶规律。综合 A 区块稠化剂应用情况, 利用流变仪研究温度、浓度、矿化度对稠化剂 DH-8 配制压裂液流变特性的影响, 并测试其破胶时间; 采用软件模拟配制液体系在不同温度下的分子动力学, 分析相关参数明确破胶规律。结果表明, ① DH-8 配制液在 45~80 °C 耐温性较好, 按流变测试标准黏度下降小于 20 mPa·s, 温度和浓度提高使流变曲线拐点提前; ② 温度对破胶时间影响最大, 45 °C 时 1% 稠化剂 DH-8 配制液破胶需 3 h 20 min, 80 °C 时仅需 30 min; 矿化度提高 2 000 mg/L, 稠化剂浓度减小 0.4%, 破胶时间分别减少 35 min 及 28 min; ③ 随着温度上升,  $S_2O_8^{2-}$  扩散系数显著提高, PAM 链回转半径先减小后增大, 综合导致破胶时间显著减少。经 B 井现场应用, 优选在线压裂液配方, 压后日产油 20.2 m<sup>3</sup>, 返排顺利, 改造效果明显。该研究明确了稠化剂 DH-8 的应用优势与储层适用性, 可为后续压裂作业提供指导。

**关键词** 稠化剂; 在线压裂液; 流变曲线; 破胶时间; 分子动力学; 压裂改造

中图分类号: TE357.1

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2025.05.006

## Analysis of factors influencing rheology and gel breaking of gelling agent DH-8 prepared solution and its application

MING Kunji<sup>1</sup>, SONG Zhimeng<sup>1</sup>, WANG Guanjun<sup>2</sup>, WANG Bin<sup>2</sup>, JI Wei<sup>1</sup>, ZHANG Naiyu<sup>1</sup>

1. Downhole Services Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Company Limited, Renqiu, Hebei 062552, China

2. Bayan Branch of Huabei Oilfield Company, PetroChina, Bayannur, Inner Mongolia 015000, China

**Abstract:** To ensure effective proppant transport during hydraulic fracturing, successful post-fracturing flowback, and minimized damage to formation permeability, it is essential to clarify the rheological properties and gel-breaking behavior of the prepared gelling agent solution. Focusing on the application of gelling agents in block A, the impacts of temperature, concentration, and salinity on the rheological characteristics of fracturing fluid prepared with gelling agent DH-8 were investigated using a rheometer, and its gel-breaking time was measured. Furthermore, molecular dynamics of the solution system at different temperatures were simulated to analyze relevant parameters for elucidating the gel-breaking mechanism. The results indicate that: ① The DH-8 solution demonstrates good thermal stability within the range from 45 °C to 80 °C, with a viscosity decline of less than 20 mPa·s according to rheological testing standards. Increases in both temperature and concentration led to an earlier onset of the rheological curve's inflection point. ② Temperature exerts the most significant influence on gel-breaking time. A 1% DH-8 solution required 3 hours and 20 minutes to break at 45 °C, but only 30 minutes at 80 °C. An increase in salinity by 2 000 mg/L and a decrease in gelling agent concentration by 0.4% reduced the gel-breaking time by 35 minutes and 28 minutes, respectively. ③ As temperature rises, the diffusion coefficient of  $S_2O_8^{2-}$  increases significantly, while the radius of gyration of the PAM chains first decreases and then increases, collectively leading to a marked reduction in gel-breaking time. Field application in Well B, utilizing an optimized online fracturing fluid formulation, resulted in a post-fracturing oil production of 20.2 m<sup>3</sup> per day with smooth flowback, demonstrating significant stimulation effectiveness. This research clarifies the application advantages and reservoir suitability of gelling agent DH-8, providing valuable guidance for subsequent fracturing operations.

**Keywords:** gelling agent; online fracturing fluid; rheological curve; gel-breaking time; molecular dynamics; fracturing stimulation

滑溜水压裂是实现非常规油气藏经济开采最有效的途径之一,稠化剂作为一种能够显著提高液体黏度的功能性添加剂,被广泛用于配制压裂液。然而,配制的压裂液在施工过程中需持续满足携砂要求,且压后能及时破胶,以便于返排并减少对地层渗透率的损害<sup>[1]</sup>。压裂液的流变特性变化及破胶完全性直接关系到压裂液的性能调控、施工效果以及油气井产能<sup>[2-3]</sup>。深入研究压裂液的流变及破胶的影响因素,对优化压裂作业工艺、提高产能具有指导价值。

目前应用最为广泛的稠化剂为一些以胍胶为代表的天然植物胶及其衍生物,其配制的压裂液黏度随着用量增加而提高,但破胶后残渣较多,不利反排,且易堵塞裂缝<sup>[4-5]</sup>。另外,由于胍胶分子链的耐温性,导致胍胶压裂液在一些高温储层中使用受限<sup>[6]</sup>。

随着当前对非常规油气的勘探开采,目的层深度逐渐提高,地层水矿化度、储层温度及复杂程度提高,胍胶类压裂液逐渐不能满足压裂需求,而合成聚合物类稠化剂因其优异的耐温性及破胶后残渣少的特点,应用及研发越加广泛<sup>[7-8]</sup>。目前已研究出如清洁压裂液、聚合物压裂液、泡沫压裂液、干CO<sub>2</sub>压裂液和部分新型压裂液<sup>[9-11]</sup>。

不管是研发或应用,对于合成聚合物类稠化剂配制的压裂液可用性,主要为在不同温度、稠化剂浓度及矿化度下配制液的性能评价。如许可等<sup>[12]</sup>合成了一种五元聚合物稠化剂,0.6%的稠化剂与其他添加剂配制液,在245℃下剪切120 min后黏度保持为158.17 mPa·s。李昭滢等<sup>[13]</sup>合成了一种两性聚丙烯酰胺(AMPAM),在145℃下剪切1 h后,表观黏度仍达140 mPa·s,且压裂液破胶黏度低于4 mPa·s。范美玲等<sup>[14]</sup>合成了稠化剂(FPM-1),0.6%FPM-1配制液的表观黏度为77 mPa·s,在90℃下剪切1 h后表观黏度为51 mPa·s。周亚峰等<sup>[15]</sup>通过共聚得到稠化剂PAAD,1.5%的PAAD在90℃下剪切1.5 h后黏度保持为51.7 mPa·s。陈雁南等<sup>[16]</sup>研究了矿化度对压裂液的性能影响,Ga<sup>2+</sup>对压裂液的耐温抗剪切性能、残渣影响最大,Fe<sup>2+</sup>会导致压裂液提前破胶。刘雅梦等<sup>[17]</sup>制备了一种缩合型耐盐聚合物p(AM/AMC12S/GTE-10),实验测得0.7 wt%配制液在80 000 mg/L的NaCl溶液和CaCl<sub>2</sub>溶液中黏度分别为39和24 mPa·s。MA等<sup>[18]</sup>合成了聚合物PADM,质量百分数为0.5%的配制液在剪切速率170 s<sup>-1</sup>下表观黏度达43 mPa·s,在质量

百分数为0.25%的CaCl<sub>2</sub>和质量百分数为0.6%的NaCl溶液中表观黏度30 mPa·s以上。

微观方面,学者们通过Materials Studio软件研究了温度和矿化度等因素对稠化剂配制液性能的影响,以明确性能变化原因,并由此设计研发新型稠化剂<sup>[19-20]</sup>。孙圆等<sup>[21]</sup>基于分子动力学模拟聚合物均方末端距和均方位移制备了兼具减阻和携砂的新型聚合物。蔡雨阳等<sup>[22]</sup>通过分子动力学研究了不同温度、不同时间下压裂液/致密烷/纳米级孔道体系下渗吸驱油机理。

当前合成聚合物类稠化剂配制液性能实现了飞跃提升,耐温可达245℃,耐矿化度达十几万mg/L,但其材料价格昂贵,针对不同储层条件,压裂液性能需求不同,对稠化剂的选择要综合成本考虑。内蒙古自治区A区块井温度在45~80℃,地层水矿化度较低,为了实现对该区块的有效压裂改造且控制施工成本,本文根据储层条件设置不同实验组,对耐温60~90℃的稠化剂DH-8进行配制液的流变破胶测试,并通过分子动力学分析破胶机制,最终结合裂缝模拟软件以实际井施工为例,优化压裂液参数,明确稠化剂DH-8配制液在该区块的适用性,为后续压裂液的配方及压裂施工提供指导。

## 1 研究方法

采用稠化剂DH-8配制三组配制液,通过流变仪及水浴锅研究不同影响因素下配制液流变特性及破胶规律,采用Materials Studio进行液体体系的分子动力学模拟,分析研究温度对破胶的影响机理。

### 1.1 实验设备及材料

实验所用材料主要包括:稠化剂DH-8(聚合物稠化剂)、DFZ黏土稳定剂、NaHCO<sub>3</sub>、NaCl、Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>、CaCl<sub>2</sub>、MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O、过硫酸铵破胶剂以及pH试纸。实验所用设备主要包括:烧杯、量筒、玻璃棒、液体搅拌机、六速黏度仪、流变仪、水浴锅。

### 1.2 实验方案

总结A区块6口井次储层温度区间为45~80℃,区块地层水矿化度一般为2 000 mg/L及以下,为此,划分三个矿化度以及温度梯度,结合日常实验稠化剂浓度及标准剪切速率,分别设置三个较高稠化剂浓度进行流变破胶实验。同时结合压裂液性能需要,统一添加0.5%DFZ。

压裂液流变特性测试参考标准SY/T5107-2016《水基压裂液性能评价方法》及SY/T 6380-

2008《压裂用破胶剂性能试验方法》进行,实验条件如表 1 所示。

表 1 实验条件

Table 1 Experimental conditions

组别	矿化度 /( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	稠化剂浓度 /%	温度 / $^{\circ}\text{C}$	剪切速率 / $\text{s}^{-1}$
矿化度	纯水	1	80	100
	1 000	1	80	100
	2 000	1	80	100
浓度	纯水	0.6	80	100
	纯水	0.8	80	100
	纯水	1.0	80	100
温度	纯水	1	45	100
	纯水	1	60	100
	纯水	1	80	100

### 1.3 分子动力学模拟

根据实验液体体系建立相应的分子动力学模型,本文采用 Materilas Studio 软件进行,该软件被广泛应用于石油、化工、电子等工业领域。文中使用的主要模块为:

Amorphous Cell 模块:建立 AC 盒子,即溶液内水分子、PAM 链、过硫酸铵破胶剂分子的体系。

Forcite 模块:主要用来模拟分子力学和分子动力学程序,Geometry Optimization 任务可对所建立的模型进行分子力学计算,得到能量最低的构型(最稳定的结构);Dynamics 任务可对分子力学计算后的模型进行分子动力学模拟,进行 NVT、NPT 计算,使体系平衡并得出  $\text{S}_2\text{O}_8^{2-}$  的扩散系数以及 PAM 链的回转半径,分析配制液的破胶机理。

## 2 实验结果

研究了不同稠化剂浓度、矿化度以及温度条件对配制液的流变曲线特性影响,以及不同条件下配制液的破胶时间。结果表明,温度及稠化剂浓度的变化均导致配制液流变曲线的平衡拐点变化,温度对破胶时间影响最大。

### 2.1 矿化度影响

1.0%稠化剂 DH-8+0.5%DFZ SN-07 黏土稳定剂在矿化度(0、1 000 mg/L、2 000 mg/L)下的配制液黏度及 pH 如表 2 所示。

表 2 配制液黏度及 pH

Table 2 Viscosity and pH of the prepared solutions

矿化度/( $\text{mg}\cdot\text{L}^{-1}$ )	黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	pH
0	93	7.0
1 000	66	7.0
2 000	54	7.0

采用流变仪在  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $100\text{ s}^{-1}$  条件下对三种配制液进行流变特性测试,经测试,纯水配制液剪切 90 min,黏度为  $80.12\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;1 000 mg/L 矿化度配制液剪切 90 min,黏度为  $52.91\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;2 000 mg/L 矿化度配制液剪切 90 min,黏度为  $37.84\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,三种矿化度下随温度上升黏度下降直至平稳的拐点时间相同,表明配制液的最终稳定结构与矿化度关联不大,流变曲线如图 1 所示。

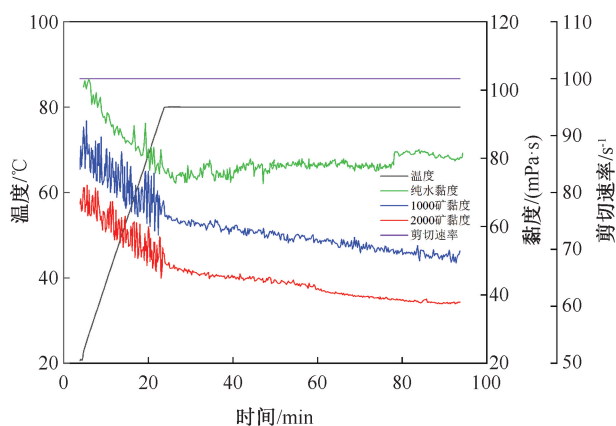


图 1 不同矿化度配制液流变曲线

Fig. 1 Rheological curves of prepared solutions with different salinities

### 2.2 稠化剂浓度影响

三种浓度(0.6%、0.8%、1.0%)稠化剂 DH-8+0.5%DFZ SN-07 黏土稳定剂纯水配制液黏度及 pH 如表 3 所示。

表 3 配制液黏度及 pH

Table 3 Viscosity and pH of the prepared solutions

稠化剂浓度/%	黏度/( $\text{mPa}\cdot\text{s}$ )	pH
0.6%	45	7.0
0.8%	72	7.0
1.0%	93	7.0

采用流变仪在  $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 $100\text{ s}^{-1}$  条件下对三种配制液进行流变测试,剪切 90 min 后,0.6%稠化剂 DH-8 配制液黏度为  $28.80\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;0.8%稠化剂 DH-8 配制液黏度为  $50.54\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;1.0%稠化剂 DH-8 配制液黏度为  $80.12\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。三种稠化剂浓度下随温度上升配制液黏度下降直至平稳的拐点时间随浓度升高而提前,表明配制液的最终稳定结构与稠化剂浓度有较大相关性,流变曲线如图 2 所示。

### 2.3 温度影响

1.0%浓度稠化剂 DH-8+0.5%DFZ RSN-07 黏土稳定剂纯水配制液黏度及 pH 如表 4 所示。

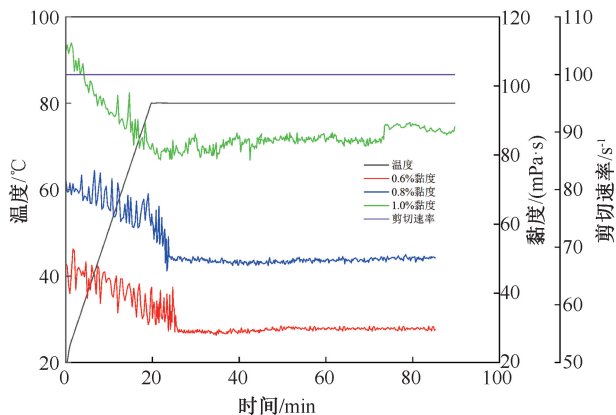


图2 不同浓度配制液流变曲线

Fig. 2 Rheological curves of prepared solutions with different concentrations

表4 配制液黏度及 pH

Table 4 Viscosity and pH of the prepared solutions

温度/°C	黏度/(mPa·s)	pH
45	69	7.0
60	69	7.0
80	69	7.0

采用流变仪在 45 °C、60 °C、80 °C、100 s<sup>-1</sup> 条件下对三种配制液进行流变特性测试,经测试,45 °C 及 60 °C 下配制液剪切超 60 min,黏度均为 71.0 mPa·s;80 °C 下配制液剪切 90 min,黏度为 59.88 mPa·s。三种配制液均在温度上升到目标温度时黏度下降至平稳拐点,表明配制液的最佳稳定结构与界限温度有较大关系,当温度越高,配制液达到稳定所需时间越久,流变曲线如图 3 所示。

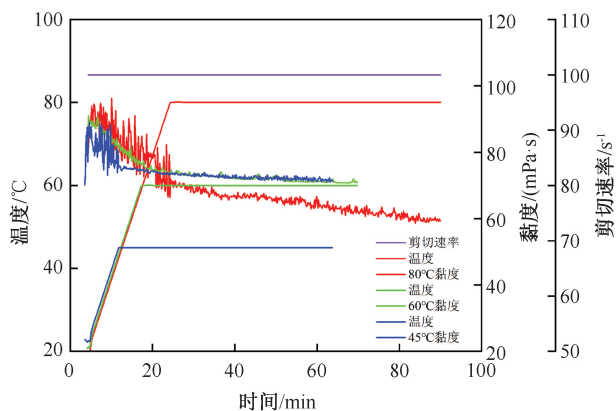


图3 不同温度配制液流变曲线

Fig. 3 Rheological curves of prepared solutions of different temperatures

## 2.4 破胶规律

将三种矿化度及三种浓度配制液分别加入 0.01%APS 破胶剂,放入水浴锅中 80 °C 条件加热进行破胶时间测试,其中 2 000 mg/L 矿化度配制液 35 min 破胶,纯水配制液需 70 min 破胶,破胶时间

相差 2 倍;0.6%浓度配制液 42 min 破胶,1.0%浓度配制液需 70 min 破胶,破胶时间相差约 1.5 倍。

考虑最低温度为 45 °C,破胶时间较长,将 1.0% 浓度稠化剂 DH-8 配制液分别加入 0.05%APS 破胶剂,放入水浴锅中进行 45 °C、60 °C、80 °C 条件加热进行破胶时间测试,其中 80 °C 时 30 min 破胶,45 °C 时需 3 h 20 min 破胶,破胶时间相差近 7 倍。

三种因素影响下配制液破胶时间如图 4 所示,由图可看出温度对破胶影响最为剧烈,相同破胶剂浓度下,温度升高导致溶液中分子运动加剧,水合作用减弱,S<sub>2</sub>O<sub>8</sub><sup>2-</sup> 更多更快的冲击 PAM 链,导致黏度下降;矿化度影响次之,矿化度的升高,溶液中离子增多,导致溶液中水分子与 PAM 链的静电作用减弱,体系失去稳定性,S<sub>2</sub>O<sub>8</sub><sup>2-</sup> 更易攻击 PAM 链从而导致黏度下降。

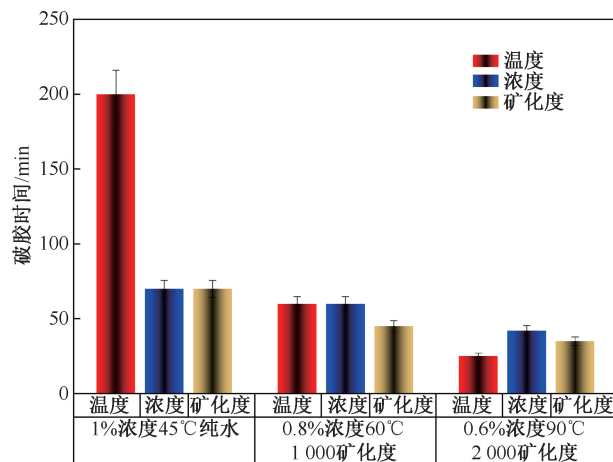


图4 不同矿化度、浓度、温度下压裂液破胶时间

Fig. 4 The gel-breaking time of fracturing fluid under different salinities, concentrations and temperatures

## 3 分子动力学分析

根据上述实验结果,温度对稠化剂 DH-8 配制压裂液的破胶性能影响最大,为此通过建立分子动力学模型,模拟不同温度下配制液体系的微观运动规律,分析温度对其破胶影响机理。

### 3.1 体系建模

#### 3.1.1 分子模型建立

首先建立配制液内组分的分子模型,包括 H<sub>2</sub>O、C<sub>3</sub>H<sub>5</sub>NO(丙烯酰胺)、S<sub>2</sub>O<sub>8</sub><sup>2-</sup>(过硫酸根)。分子建立后均通过 Forcite 模块中的 Energy 任务进行能量计算,确定各分子总电荷是否正确。

稠化剂在溶液中为聚丙烯酰胺,需建立 PAM 链,为了便于计算,在此令链长为 10 个 C<sub>3</sub>H<sub>5</sub>NO,之

后通过 Geometry Optimization 任务对建立的 PAM 链进行结构优化。

### 3.1.2 模拟盒子建立

建立 AC 盒子,限定分子的运动范围,避免丢失。通过 Amorphous Cell 模块构建液体体系,体系长宽高均为 19.6 Å,包含 200 个水分子、1 个 PAM 链以及 1 个  $S_2O_8^{2-}$ 。在进行动力学模拟前,使用 Geometry Optimization 任务对体系进行优化,选用 Smart 算法,力场选择 Compass II,几何结构优化后如图 5 所示。

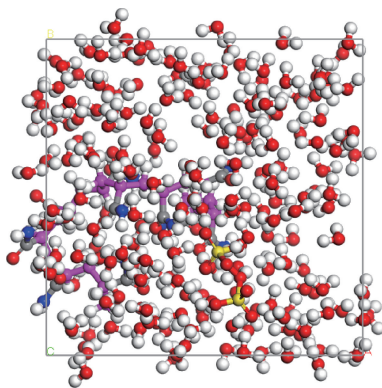


图 5 优化后溶液体系模型

Fig. 5 Optimized solution system model

### 3.2 NVT 及 NPT 平衡

(1) 首先对模型进行 NVT 预平衡,利用 Dynamics 任务,选择 NVT 正则系综,分别在 318.15 K、333.15 K、353.15 K 三个温度下进行动力学模拟,选用 Anderson 恒温器控制温度,范德华作用选用 Atom based 方法,图 6 和图 7 为 333.15 K 时动力学模拟后的温度和能量变化图,900 ps 后温度在  $\pm 20$  K 内波动,幅度减小,能量也随之处于平稳状态,且运行后 txt 文件提示“normal”,说明体系已处于稳定状态,318.15 K、353.15 K 时与之类似。

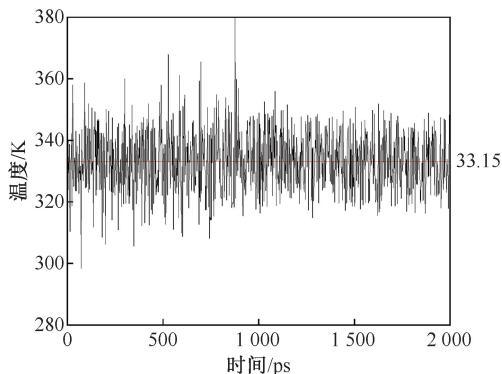


图 6 体系温度变化

Fig. 6 Temperature change of the system

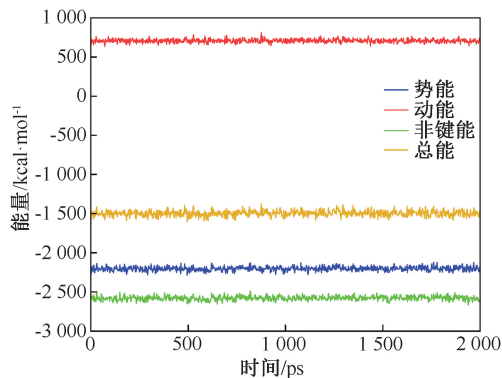


图 7 体系能量变化

Fig. 7 Energy change of the system

(2) 对体系进行 NPT 模拟,利用 Dynamics 任务,选择 NPT 正则系综,分别在 318.15 K、333.15 K、353.15 K 三个温度下进行动力学模拟, Berendsen 恒压器控制压力为 1 atm,总模拟步数为 2 000 ps (353.15 K 时选择 4 000 ps,温度较高,稳定时间相应提高)。

### 3.3 数据分析

温度对破胶的影响,主要从破胶剂离子的扩散系数以及 PAM 链的回转半径变化进行研究。分别选中整个  $S_2O_8^{2-}$  及 PAM 链,通过 Edit 模块建立各自的集合,选择不同温度下运行 NPT 后的 xtd 文件,分别进行 Mean Squared Displacement 和 Radius of Gyration 任务,对象依次对应选择  $S_2O_8^{2-}$  集和 PAM 链集(先后对应扩散系数及回转半径),对计算后的 MSD 曲线拟合,斜率的 1/6 即为扩散系数(立方晶体),同时要满足拟合标准差  $R^2 > 0.9$ ;回转半径取值为概率密度曲线对应的峰值位置,均方位移曲线及概率密度分布曲线如图 8、图 9 所示。

结果表明,温度在 45 °C、60 °C、80 °C 分别对应溶液体系  $S_2O_8^{2-}$  扩散系数为 0.027 155 Å<sup>2</sup>、0.078 31 Å<sup>2</sup>、0.198 67 Å<sup>2</sup>,最高提高了 7.32 倍。对应 PAM 链的回转半径分别为 6.23 Å、5.51 Å、6.32 Å,回转半径先减小后增大,为了明确原因,对体系进行 Energy 分析,观察 PAM 链与水之间的非键相互作用能(主要为静电能)变化,结果如图 10 所示。

对于回转半径的变化规律,分析原因如下:

45 °C 时,链-溶剂相互作用较强(水合作用),对应静电作用能最高,链采取一个相对舒展的构象,回转半径较大;60 °C 时,水合作用开始减弱,对应静电作用能降低, $S_2O_8^{2-}$  开始破坏原有的水合层,链上极性基团之间试图形成“内在”氢键,导致链开始蜷缩,回转半径减小;80 °C 时,静电作用能继续降低,

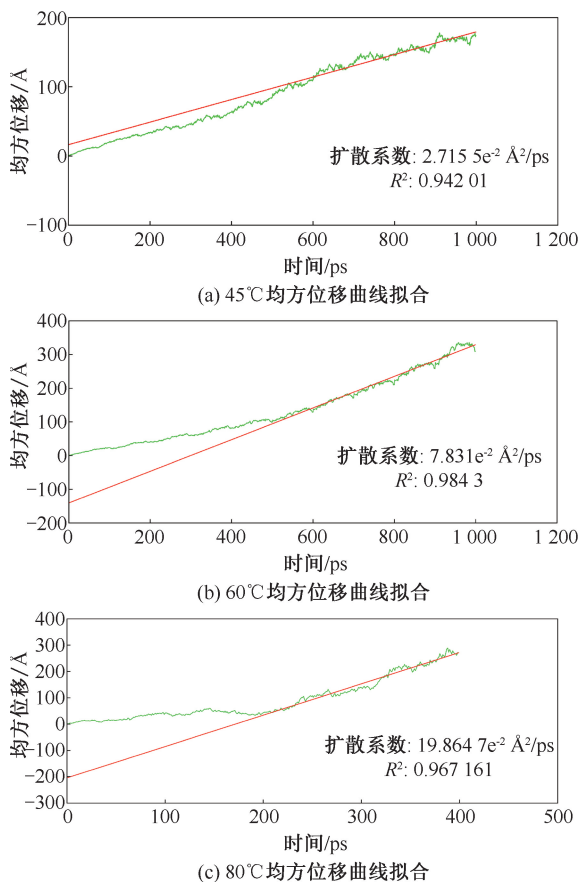


图8 体系不同温度均方位移曲线

Fig. 8 Mean squared displacement curves of the system at different temperatures

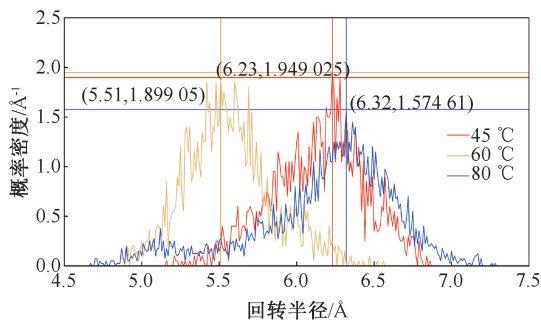


图9 体系不同温度回转半径概率密度分布曲线

Fig. 9 Probability density distribution curves of the radius of gyration of the system at different temperatures

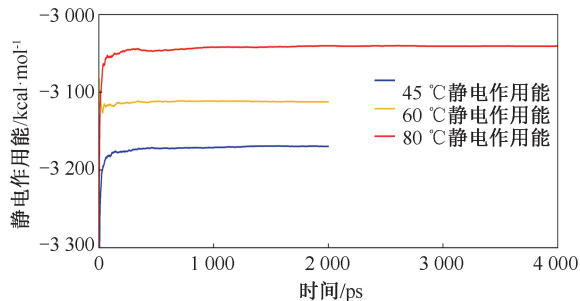


图10 体系不同温度静电作用能

Fig. 10 Electrostatic interaction energy of the system at different temperatures

“疏水效应”占据主导,熵增高,链因此被迫舒展,以减小与水的接触作用面积,回转半径增大。

综合以上测试结果,破胶规律分析如下:

初始阶段,链回转半径虽然大,但水合层在一定程度上阻碍了破胶剂自由基接近聚合物链本体,扩散系数较低,需较长时间破胶。温度升高,PAM链回转半径虽然有所减小以保护碳-碳主链,但此时水合层变薄,根据阿伦尼乌斯公式,温度升高促进了 $S_2O_8^{2-}$ 分解产生自由基,扩散系数增大,综合加快了破胶速率。当温度继续升高,水合层几乎消失,且此时PAM链回转半径增大,暴露了更多化学键在自由基面前,同时扩散系数最大,链开始快速断裂并暴露更多攻击位点,综合导致破胶速率几何式增加。

## 4 现场应用

A区块某井B,井深1490 m,井温 $57\text{ }^\circ\text{C}$ ,地层水矿化度 $949.5\text{ mg/L}$ ,安山岩储层,压裂段 $1198.4\sim 1203.6\text{ m}$ 、 $1172.4\sim 1187.4\text{ m}$ ( $24\text{ m}/2\text{ 层}$ ),储层厚度大、层间跨度大,为裂缝型储层。针对以上储层特点,设计上采用体积压裂对该井进行改造,设计压裂液共 $1290\text{ m}^3$ ,砂量 $111\text{ m}^3$ ,排量 $10\sim 12\text{ m}^3/\text{min}$ ,平均砂比 $19.7\%$ 。

根据前文实验测得结果, $0.8\%$ 稠化剂DH-8配制液基础黏度达 $72\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,且 $60\text{ }^\circ\text{C}$ 时配制液剪切后黏度几乎未下降,矿化度 $1000\text{ mg/L}$ 时在 $80\text{ }^\circ\text{C}$ 下剪切后配制液黏度下降仅 $10\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,该条件下破胶时间约为 $70\text{ min}$ ,为此,针对本井温度、矿化度以及砂比等, $0.8\%$ 稠化剂DH-8配制液便能够满足压裂携砂要求,同时压后关井时长大于 $70\text{ min}$ 。

优选在线压裂液配方: $0.8\%$ 稠化剂DH-8+ $1\%$ RSN-07+ $0.3\%$ RSZ-06助排剂,利用Mfrac软件模拟造缝及携砂情况,所用压裂液造缝长约 $143\text{ m}$ ,缝高 $32\text{ m}$ ,铺砂均匀,且裂缝远端支撑剂浓度较高,表明压裂液造缝及携砂性能较好。

针对实验结果及设计要求,施工管理人员严格控制配制液中清水矿化度 $\leq 100\text{ mg/L}$ ,且在施工前取配制液小样进行黏度测试为 $69\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,满足要求。施工曲线如图11所示。本次压裂施工共注入液量 $1296.31\text{ m}^3$ ,加砂 $111.5\text{ m}^3$ ,排量 $12\text{ m}^3/\text{min}$ ,施工压力 $3.5\sim 28\text{ MPa}$ ,停泵压力 $7.2\text{ MPa}$ ,按设计完成施工,压裂后本井日产油 $20.2\text{ m}^3$ ,返排顺利,改造效果明显。

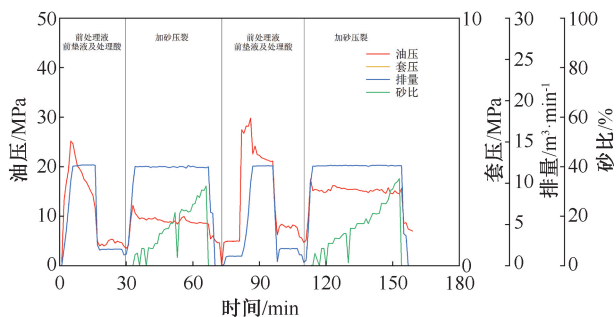


图 11 井 B 压裂施工曲线

Fig. 11 Fracturing operation curve of well B

## 5 结论

(1) 稠化剂 DH-8 配制液在 45~80 °C 具有较好的耐温性能,通过标准流变剪切测试,黏度下降小于 20 mPa·s,温度及浓度均会导致流变曲线拐点的提前。

(2) 温度对破胶时间影响最大,45 °C 时 1.0% 稠化剂 DH-8 配制液破胶需 3 h 20 min,80 °C 时破胶仅需 30 min,矿化度提高 2 000 mg/L,稠化剂浓度减小 0.4%,破胶时间缩短达 2 倍。

(3) 建立了配制液体系分子模型,随温度升高至 80 °C, $S_2O_8^{2-}$  扩散系数由 0.027 155 Å<sup>2</sup> 提高至 0.198 67 Å<sup>2</sup>,PAM 链回转半径先减小后增大,综合导致破胶时间显著减少,模拟内容为后续稠化剂的研发及应用提供了微观分析方向。

(4) 与同类稠化剂如 PAAM 相比,稠化剂 DH-8 仅需 0.8% 浓度便达到其 1.5% 浓度下的黏度及耐温抗剪切性能,减少了材料用量,在 A 区块井次中应用效果较好,表现了在温度小于 90 °C、低地层水矿化度储层中较好的适用性。

**致谢:**感谢渤海钻探工程有限公司井下作业分公司及华北油田公司对本文的技术支持。

## 参考文献

[1] 孙鑫,戴彩丽,侯树刚,等.致密油储层清洁压裂液破胶液高效排驱规律及机制[J].中国石油大学学报(自然科学版),2025,49(3):149-157.  
SUN Xin, DAI Caili, HOU Shugang, et al. High efficient displacement rule and mechanism of gel breaking fluid of clean fracturing fluid in tight oil reservoir[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2025, 49(3): 149-157.

[2] 庄照锋,张士诚,李宗田,等.压裂液伤害程度表示方法探讨[J].油气地质与采收率,2010,17(5):108-110.  
ZHUANG Zhaofeng, ZHANG Shicheng, LI Zongtian, et

al. Discussion on the index of fracturing fluid damage[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(5): 108-110.

[3] 王明磊,张遂安,关辉,等.致密油储层特点与压裂液伤害的关系——以鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段为例[J].石油与天然气地质,2015,36(5):848-854.  
WANG Minglei, ZHANG Suian, GUAN Hui, et al. Relationship between characteristics of tight oil reservoirs and fracturing fluid damage: A case from Chang 7 member of the Triassic Yanchang formation in Ordos basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(5): 848-854.

[4] 路遥,康万利,吴海荣,等.丙烯酰胺基聚合物压裂液研究进展[J].高分子材料科学与工程,2018,34(12):156-162.  
LU Yao, KANG Wanli, WU Hairong, et al. Comprehensive review of acrylamide-based polymer fracturing fluid[J]. Polymer Materials Science & Engineering, 2018, 34(12): 156-162.

[5] 赵金省,李斌,马景洋,等.致密砂岩油藏压裂液伤害实验研究[J].科学技术与工程,2022,22(35):15592-15597.  
ZHAO Jinsheng, LI Bin, MA Jingyang, et al. Experimental study on fracturing fluid damage in tight sandstone reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2022, 22(35): 15592-15597.

[6] ZHOU Ming, ZHANG Jinfeng, ZUO Zhonghua, et al. Preparation and property evaluation of a temperature-resistant Zr-crosslinked fracturing fluid[J]. Journal of Industrial and Engineering Chemistry, 2021(96): 121-129.

[7] 李杨,郭建春,王世彬,等.耐高温压裂液研究现状与发展趋势[J].现代化工,2019,39(增刊1):95-98.  
LI Yang, GUO Jianchun, WANG Shibin, et al. Research status and development trend of high temperature resistant fracturing fluid system[J]. Modern Chemical Industry, 2019, 39(Suppl. 1): 95-98.

[8] 刘锋报,孙金声,王建华.国内外深井超深井钻井液技术现状及发展趋势[J].新疆石油天然气,2023,19(2):34-39.  
LIU Fengbao, SUN Jinsheng, WANG Jianhua, et al. A global review of technical status and development trend of drilling fluids for deep and ultra-deep wells[J]. Xinjiang Oil & Gas, 2023, 19(2): 34-39.

[9] 王世栋,潘一,李沼莹,等.非常规压裂液体系研究进展[J].现代化工,2016,36(10):38-41.  
WANG Shidong, PAN Yi, LI Zhaoxuan, et al. Research progress in unconventional fracturing fluids[J]. Modern Chemical Industry, 2016, 36(10): 38-41.

[10] 王嘉欣,唐善法.清洁压裂液的研究现状与展望[J].当代化工,2018,47(2):334-337.  
WANG Jiixin, TANG Shanfa. Research status and prospect of cleaning fracturing fluid[J]. Contemporary

- Chemical Industry, 2018, 47(2): 334-337.
- [11] LI Nianyin, YU Jiajie, WANG Chao, et al. Fracturing technology with carbon dioxide: A review[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2021, 205(2): 108793.
- [12] 许可, 侯宗锋, 常进, 等. 耐 245 °C 超高温压裂液稠化剂的制备与性能分析[J]. 应用化工, 2020, 49(12): 3031-3033.
- XU Ke, HOU Zongfeng, CHANG Jin, et al. Research and performance analysis of 245 °C ultra-high temperature fracturing liquid thickener [J]. Applied Chemical Industry, 2020, 49(12): 3031-3033.
- [13] 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.
- [14] 范美玲, 王磊, 李敬, 等. 耐高温低伤害清洁水性稠化剂的制备及性能[J]. 精细化工, 2023, 40(3): 680-688.
- FAN Meiling, WANG Lei, LI Jing, et al. Preparation and properties of heat-resistant and low damage clean water-based thickener [J]. Fine Chemicals, 2023, 40(3): 680-688.
- [15] 周亚峰, 杨江, 刘海玲, 等. 耐温耐盐两性聚丙烯酰胺稠化剂的制备及其性能[J]. 油田化学, 2024, 41(1): 19-25, 60.
- ZHOU Yafeng, YANG Jiang, LIU Hailing, et al. Preparation and properties of temperature and salt resistant amphoteric polyacrylamide thickener [J]. Oilfield Chemistry, 2024, 41(1): 19-25, 60.
- [16] 陈雁南, 王永光, 万用波, 等. 产出水中离子成分对压裂液性能影响的研究[J]. 石油化工应用, 2020, 39(6): 50-55.
- CHEN Yannan, WANG Yongguang, WAN Yongbo, et al. Study on the influence of produced water on fracturing fluid properties[J]. Petrochemical Industry Application, 2020, 39(6): 50-55.
- [17] 刘雅梦, 赖小娟, 杨振福, 等. 反相乳液聚合法制备缔合型耐盐聚合物及其流变性能[J]. 精细化工, 2024, 41(1): 195-205.
- LIU Yameng, LAI Xiaojuan, YANG Zhenfu, et al. Preparation and rheological properties of associative salt tolerant polymer by inverse-phase emulsion polymerization [J]. Fine Chemicals, 2024, 41(1): 195-205.
- [18] MA Xiping, MU Hongli, HU Yingying, et al. Synthesis and properties of hydrophobically associating polymer fracturing fluid[J]. Colloids & Surfaces A: Phys. Eng. Asp, 2021(626): 127013.
- [19] YANG Zhaozhong, LUO Wanyu, ZAHNG Liehui, et al. A molecular dynamics investigation into the polymer tackifiers in supercritical CO<sub>2</sub> fracturing fluids under wellbore conditions [J]. The Journal of Supercritical Fluids, 2024(212): 106352.
- [20] ZUO Chengwei, LIU Pingli, DU Juan, et al. A review: Supramolecular polymers used in high-temperature fracturing fluids research status and prospects on the coupling relationship between molecular conformation and temperature resistance mechanism[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2025(247): 213699.
- [21] 孙圆, 周成裕, 曾令豪, 等. 页岩压裂用减阻、携砂双功能结构聚合物的动力学分析及制备[J]. 油田化学, 2022, 39(3): 393-400.
- SUN Yuan, ZHOU Chengyu, ZENG Linghao, et al. Dynamic analysis and preparation of dual-functional polymer materials with drag reduction and sand-carrying for shale fracturing [J]. Oilfield Chemistry, 2022, 39(3): 393-400.
- [22] 蔡雨阳, 赵万春, 葛静, 等. 致密油压后渗吸分子动力学模拟[J]. 科学技术与工程, 2023, 23(28): 12064-12071.
- CAI Yuyang, ZHAO Wanchun, GE Jing, et al. Molecular dynamics simulation of spontaneous percolation of tight oil after pressure [J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(28): 12064-12071.

编辑 方志慧

第一作者简介: 明坤基, 男, 1997 年出生, 工程师, 硕士研究生, 2023 年毕业于西南石油大学石油与天然气工程专业, 现从事油田技术服务、技术管理工作。电话: 18437909369。Email: mingkunji@cnpc.com.cn。通信地址: 河北省任丘市会战南道井下作业分公司, 邮政编码: 062552。