文章编号:1673-2677(2026)01-0001-08 DOI:10.12388/j.issn.1673-2677.2026.01.001
引用:罗平亚,贺佳宁,段永强,等.一种面向深部复杂地层的纳米凝胶增黏堵漏剂性能评价[J].新疆石油天然气,2026,22(1):1-8.
Cite:LUO Pingya,HE Jianing,DUAN Yongqiang,et al. A nanogel viscosifier and plugging agent for deep complex formations:Performance evaluation[J]. Xinjiang Oil & Gas,2026,22(1):1-8.

一种面向深部复杂地层的纳米凝胶增黏堵漏剂性能评价

罗平亚[1,2],贺佳宁[1,2],段永强[3],张勇[4],游子卫[4],刘平江[5],陈利[6],白杨[1,2],王韧[7],白英睿[8]
(1.西南石油大学石油与天然气工程学院,四川成都 610500;2.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;3.中国石油华北油田分公司油气工艺研究院,河北任丘 062552;4.中国石油华北油田分公司工程技术部,河北任丘 062552;5.中国石油渤海钻探工程有限公司第四钻井工程分公司,河北任丘 062552;6.石家庄华莱鼎盛科技有限公司,河北石家庄 050000;7.中国石油集团工程技术研究院有限公司,北京昌平 102206;8.中国石油大学(华东)石油工程学院,山东青岛 266580)

摘 要:针对超深井钻完井过程中钻井液在高温、高盐、高地应力复杂地层环境下普遍存在的流变性失控、滤失量剧增及井壁失稳难题,设计并合成了一种基于丙烯酰胺(AM)与甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵(DMC)的阳离子型纳米凝胶增黏堵漏剂P(AM-DMC)。该材料采用反相悬浮聚合法制备,兼具了聚合物柔性链的增黏特性与纳米颗粒的高界面活性及尺寸效应。利用扫描电镜(SEM)对其形貌进行表征,结果显示其呈现不规则多面体结构,粒径分布为200~500 nm;系统评价了其在低固相水基钻井液基浆中的流变性能、滤失性能和抗盐性;并结合接触角与Zeta电位测试揭示了其微观界面特性。微观机理分析表明,材料表面接触角为13°,Zeta电位为+59.1 mV,这赋予了其高亲水性和优异的分散稳定性,是实现增黏与堵漏协同作用的基础。P(AM-DMC)纳米凝胶通过阳离子链段与黏土颗粒间的强静电吸附作用,以及自身形成的三维空间网络结构,能显著提升钻井液体系的结构黏度与抗剪切能力。当P(AM-DMC)加量增加时,钻井液的表观黏度和动切力较基浆有显著提升,同时API滤失量与高温高压滤失量显著降低;经170 ℃高温老化后,体系仍能保持优异的流变稳定性和低滤失量,证明其具备突出的热稳定性。P(AM-DMC)纳米凝胶为深部复杂地层钻井液体系的高性能化提供了一种兼具高效增黏、精细封堵和卓越抗温能力的新思路,对保障超深井安全高效钻探具有重要的工程应用价值。

关键词:钻井液;纳米凝胶;增黏堵漏剂;流变性;降滤失性;抗盐性
中图分类号:TE254 **文献标识码**:A

A Nanogel Viscosifier and Plugging Agent for Deep Complex Formations: Performance Evaluation

LUO Pingya[1,2],HE Jianing[1,2],DUAN Yongqiang[3],ZHANG Yong[4],YOU Ziwei[4],LIU Pingjiang[5],CHEN Li[6],BAI Yang[1,2],WANG Ren[7],BAI Yingrui[8]
(1. School of Petroleum and Natural Gas Engineering,Southwest Petroleum University,Chengdu 610500,Sichuan,China;2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation,Southwest Petroleum University,Chengdu 610500,Sichuan,China;

基金项目:国家自然科学基金面上项目"深井、超深井水基钻井液失水造壁性与流变性调控机理研究"(52274008);国家自然科学基金联合基金项目"深层页岩气水平井井壁岩石结构强化及调控机理研究"(U23A2026)。
第一作者:罗平亚(1940-),1963年毕业于西南石油学院钻井专业,教授,中国工程院院士,长期从事钻井液与完井液、储层保护技术和提高油气采收率等方面的研究工作。(ORCID)0009-0001-6106-4759 (E-mail)sklabog@swpi.edu.cn
通讯作者:贺佳宁(2000-),西南石油大学石油与天然气工程专业在读博士,主要从事油气井工作液方面的研究工作。(E-mail)hjn07250613@163.com

3. Oil & Gas Production Technology Research Institute, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, Hebei, China; 4. Engineering Technology Department, PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu 062552, Hebei, China; 5. No. 4 Drilling Engineering Company, CNPC Bohai Drilling Engineering Co., Ltd., Renqiu 062552, Hebei, China; 6. Shijiazhuang Hualai Dingsheng Technology Co., Ltd., Shijiazhuang 050000, Hebei, China; 7. CNPC Engineering Technology R&D Co., Ltd., Changping 102206, Beijing, China; 8. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, Shandong, China)

Abstract: To address the common challenges of rheological deterioration, excessive fluid loss, and wellbore instability for drilling fluids under high temperature, high salinity, and high stress conditions in ultra-deep wells, a cationic nanogel viscosifier and plugging agent, P(AM-DMC), was designed and synthesized from acrylamide (AM) and methacryloxyethyltrimethylammonium chloride (DMC) via inverse suspension polymerization. This material combines the viscosity-enhancing property of flexible polymer chains with the high interfacial activity and size effects of nano-particles. Scanning electron microscopy (SEM) showed the material has an irregular polyhedral morphology and a particle size distribution of 200-500 nm. The performance of the developed material was systematically evaluated in a low solid water based drilling fluid, including rheology, filtration control, and salinity tolerance, while the contact angle and Zeta potential measurements were used to reveal the micro-interfacial properties. The material exhibited high hydrophilicity (a contact angle of 13°) and excellent dispersion stability, facilitated by its strong positive surface charge (Zeta potential of +59.1 mV), which forms the basis of the synergistic viscosity-enhancing and plugging mechanism. Results demonstrated that P(AM-DMC) significantly improves the structural viscosity and shear resistance capacity of the drilling fluid through strong electrostatic adsorption between its cationic chains and clay particles, along with the formation of a three-dimensional network of the materials. Increasing the dosage of P(AM-DMC) markedly enhanced the apparent viscosity and yield point while significantly reducing both API and HTHP fluid loss. The system maintained excellent rheological stability and low fluid loss after aging at 170°C, confirming its outstanding thermal stability. It is indicated that P(AM-DMC) nanogel is a novel additive for high-performance drilling fluids in deep complex formations, offering efficient viscosity enhancement, fine plugging, and superior temperature resistance and thus holding significant engineering value for the safe and efficient drilling of ultra-deep wells.

Key words: drilling fluid; nanogel; viscosifier and plugging agent; rheology; filtration control; salinity resistance

随着全球油气资源勘探开发不断向深部、超深部地层迈进，万米级超深井已成为获取地下深处油气资源的关键途径[1-3]。深部复杂地层通常伴随超过200 ℃的高温、饱和甚至过饱和的盐膏层、以及异常高地应力等极端地质条件，这给钻完井工程的核心环节——钻井液性能维护带来了前所未有的挑战[4]。在高温高盐环境下，钻井液中的传统聚合物处理剂易发生分子链热降解、卷曲或发生盐析效应，直接导致钻井液体系出现显著的流变性衰减（如黏度、切力下降和滤失量失控）等复杂情况[5-6]。流变性的衰减削弱了钻井液的携岩和悬浮能力，而高滤失量则会形成厚而疏松的滤饼，并引发地层微裂缝扩张，二者共同作用是诱发井漏、卡钻及井壁失稳等恶性井下事故的主要原因。因此，研发一种能在高温、高盐、高地应力“三高”环境下同时维持优异流变稳定性和高效滤失封堵性能的新型钻井液处理剂，是保障超深井安全、高效钻探的核心技术瓶颈。

为应对上述挑战，聚合物类增黏剂和降滤失剂得到了广泛应用。其中，阳离子型聚丙烯酰胺类聚合物因其链段上的季铵基团能通过强静电作用吸附于带负电的黏土颗粒表面，在发挥增黏作用的同时，还能有效抑制黏土水化分散，可在一定程度上协同改善滤失性能，成为深井钻井液研究的热点之一[7]。例如，杨开吉等[8]通过改性制备的阳离子聚丙烯酰胺能有效提升纸浆絮凝性能，其原理对钻井液体系有借鉴意义；Loukili等[9]的研究则揭示了阳离子聚丙烯酰胺的降解行为对絮凝效果的影响，暗示了其在高温下的稳定性风险。传统的线性或枝化阳离子聚合物在应用于深部复杂地层时，仍面临诸多固有局限[10]。首先，其分子量分布通常较宽，部分低分子量组分在高温下发挥的作用有限，而高分子量组分则易在高剪切下发生降解。其次，尽管阳离子基团提供了电荷中和作用，但线性聚合物在高温环境下，分子链构象易从伸展态转变为蜷缩态，导致其增黏效率急剧下降，即所谓的“盐敏效应”。更为关键的是，传统聚合物的作用模式较为单一，主要依靠分子链的伸展和吸附来提升黏度，其封堵能力依赖于与其它封堵材料（如沥青、刚性纳米颗粒）的复配，难以在纳米或微米尺度对地层孔隙和裂缝实现智能、自适应的高效封堵。

近年来，纳米材料因其高比表面积和独特的界面效应，为钻井液性能的突破性提升提供了新思路[11]。在众多纳米材料中，聚合物纳米凝胶作为一种交联的、具有三维网络结构的“软”纳米粒子，展现出非凡的应用潜力[12-13]。与线性聚合物不同，纳米凝胶的网络结构使其在溶剂中不易发生不可逆的链解缠结和降解，因而具备更优的热力学稳定性和抗剪切能力。

其三维网络可以通过物理缠结和化学交联点与钻井液中的固相颗粒及液相形成多重相互作用，构筑更为牢固的“空间网络结构”，从而在增黏提切方面表现出更高效率[14-16]。同时，纳米凝胶的尺寸（通常在几十到几百纳米）可调，“软”特性使其在压差作用下能够变形并嵌入地层微裂缝中，通过物理填充与化学吸附的协同实现动态、致密封堵。此外，通过单体设计可以赋予纳米凝胶强正电性，进一步增强与黏土颗粒的吸附和抑制水化能力[17-18]。这种集高效增黏和堵漏于一体的特性，使阳离子型聚合物纳米凝胶有望成为一剂多效、解决深部复杂地层钻井液技术难题的理想候选材料。

本文旨在开发一种兼具高效增黏与堵漏功能的新型钻井液处理剂。研究采用反相悬浮聚合法，设计并制备了阳离子型聚丙烯酰胺纳米凝胶P（AM-DMC）作为增黏堵漏剂，并系统研究了其结构、界面特性及对钻井液流变与滤失性能的影响，阐明了增黏与堵漏协同作用机理。

1　实验部分

1.1　P（AM-DMC）纳米凝胶增黏堵漏剂的合成

1.1.1　实验试剂及仪器

本研究所用主要化学试剂均为分析纯，均购自成都科隆化学试剂厂。所用单体为丙烯酰胺（AM）与甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵（DMC）；交联剂为N，N′-亚甲基双丙烯酰胺（MBA）；引发剂为过硫酸铵（APS）。采用环己烷作为分散介质；Span-80作为乳化剂；无水乙醇用于产物的洗涤与提纯。所有试剂在实验前均未经进一步纯化。

本研究所用主要实验仪器包括：乌氏黏度计（4-0.55型，上海申玻玻璃仪器有限公司）、扫描电子显微镜（Thermo Scientific Phenom Pharos，美国赛默飞世尔科技公司）、光学接触角测量仪（OCA25，德国Data-Physics Instruments GmbH）、Zeta电位及纳米粒度分析仪（Malvern Zetasizer Nano ZS90，英国马尔文帕纳科公司）、六速旋转黏度计（NXS-11B型，成都仪器厂）、中压滤失仪（ZNS-5A型，青岛恒泰达机电设备有限公司）、高温高压滤失仪（GGS42-A型，青岛恒泰达机电设备有限公司）、电子天平（FA2004，上海舜宇恒平科学仪器有限公司）、恒温加热磁力搅拌器（DF-101S，郑州长城科工贸有限公司）。

1.1.2　合成方法

首先配制连续相：在三颈烧瓶中加入一定量环己烷作为分散介质，并加入Span-80作为乳化剂，在300 r/min搅拌速度下形成均一油相；随后配制分散相：按设定配比称取AM与DMC单体溶于去离子水中，加入一定量的交联剂MBA，充分搅拌直至完全溶解。将所得分散相缓慢滴加至连续油相中，当体系乳化稳定后将过硫酸铵加入体系，在氮气保护下在设定温度进行聚合反应3 h后停止，使体系自然冷却至室温。所得产物经多次无水乙醇洗涤以去除油相与未反应单体，随后在真空条件下干燥24 h，得到聚丙烯酰胺纳米凝胶P（AM-DMC）。

1.1.3　结构测试与表征

1）产物黏均分子量测试

采用乌氏黏度计在30±0.05 ℃下测定P（AM-DMC）纳米凝胶样品特性黏度η并计算黏均分子量M[19]。取0.1 g样品溶于100 g去离子水，配制浓度1×10^{-3} g/mL溶液。将10 mL溶液注入黏度计，测定流经上下标线的时间t_1，重复3次取平均值（误差≤0.5 s）。随后依次加入2 mL、3 mL、5 mL、10 mL去离子水稀释，分别测得t_2、t_3、t_4、t_5，并测定纯溶剂流出时间t_0。根据各浓度流出时间计算相对黏度η_r与增比黏度η_{sp}，公式如下：

$$\eta_{r,i}=\frac{t_i}{t_0}\left(i=1,2,3,4,5\right) \tag{1}$$

$$\eta_{sp,i}=\eta_{r,i}-1 \tag{2}$$

式中：$\eta_{r,i}$为第i次稀释后溶液的相对黏度，无量纲；$\eta_{sp,i}$为第i次稀释后溶液的增比黏度，无量纲；t_i为第i个浓度下溶液的流出时间，s；t_0为溶剂流出时间，s。

各组浓度c_i按溶液稀释倍数计算：

$$c_i=\frac{m}{V_i}\left(i=1,2,3,4,5\right) \tag{3}$$

式中：c_i为第i次稀释后溶液的质量浓度，g/mL；m为初始纳米凝胶样品质量，0.1 g；V_i为稀释后溶液总体积，mL。

将$\frac{\eta_{sp}}{c}$与c作图并线性外推至$c=0$得截距，同理将$\frac{\ln\eta_r}{c}$与c作图并线性外推至$c=0$得截距，取二者平均值作为特性黏度η。再用Mark-Houwink公式计算黏均分子量M：

$$\eta=KM^{\alpha} \tag{4}$$

式中：η为特性黏度，mL/g；M为黏均分子量，g/mol；K、α均为体系常数，在30 ℃、1 mol/L $NaNO_3$溶液中，$K=3.73\times10^{-4}$，$\alpha=0.66$。

2）扫描电镜（SEM）测试

使用Thermo Scientific Phenom Pharos扫描电镜观察纳米凝胶形貌。样品经喷金处理后，在适当电压下拍摄表面形貌与颗粒尺寸。

3)接触角测试

采用OCA25光学接触角仪测试P(AM-DMC)纳米凝胶片状样品的润湿性。滴加3 μL去离子水于样品表面,室温下拍摄静态接触角,每组测定3次取平均值。

4)Zeta电位测试

采用Zeta电位及纳米粒度分析仪测定0.1 wt% P(AM-DMC)纳米凝胶分散液的Zeta电位。测试前,将样品分散于不同浓度的NaCl溶液中,为促进纳米凝胶的均匀分散,使用超声波清洗器于室温下超声处理10 min。随后在25 ℃条件下进行测试,每组样品重复测试3次取平均值。

1.2 钻井液配置与增黏堵漏性能测试

1.2.1 模拟钻井液的配置

基于现场常用的低固相水基钻井液体系配置模拟钻井液,基本配方为:15%重晶石+5%磺化沥青+5%KCl+5%膨润土+1%DMC+0.5%NaOH+0.8%十二烷基磺酸钠(SDS)+0.8%聚丙烯酸钠+0.1%~0.5%P(AM-DMC)纳米凝胶;以上为质量分数。

配置方法:在去离子水中依次加入NaOH、十二烷基磺酸钠(SDS)、膨润土、KCl、磺化沥青、聚丙烯酸钠(PAA-Na),高速搅拌20 min后加入重晶石和指定加量的P(AM-DMC)纳米凝胶,继续搅拌30 min确保各组分混合均匀。

1.2.2 钻井液增黏堵漏性能测试

使用NXS-11B型旋转黏度计在25 ℃下测定钻井液的表观黏度(AV)、塑性黏度(PV)和动切力(YP)。计算公式如下:

$$AV = 0.5\theta_{600} \tag{5}$$

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} \tag{6}$$

$$YP = 0.511(2\theta_{300} - \theta_{600}) \tag{7}$$

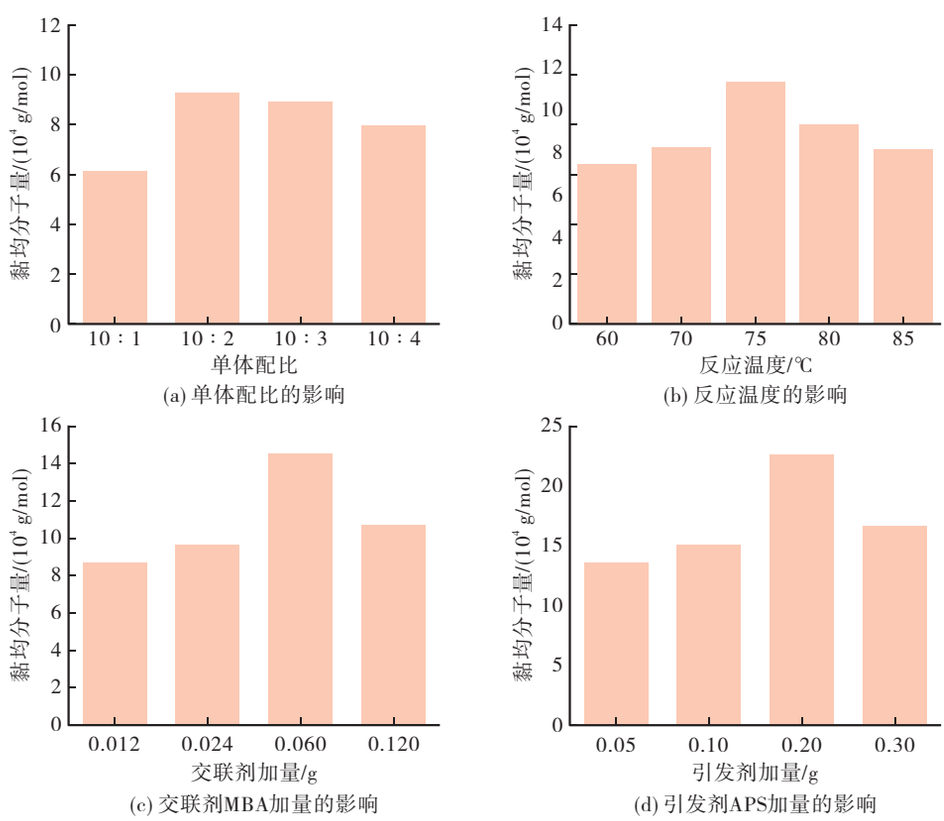
式中:θ_{600}为在转速600 r/min下的刻度盘读数,无量纲;θ_{300}为在转速300 r/min下的刻度盘读数,无量纲。

在滤失性能方面,参照API标准测试钻井液API滤失量(FL_{API}):采用中压滤失仪,在0.69 MPa压力下常温过滤30 min,测量滤液体积;高温高压滤失量(FL_{HTHP})测试:采用高温高压滤失仪,在指定老化温度150~190 ℃和3.45 MPa压力下过滤30 min,测量滤液体积。

2 结果与讨论

2.1 反应条件对增黏效果的影响

P(AM-DMC)纳米凝胶的黏均分子量M受单体配比、反应温度、交联剂及引发剂用量等反应条件的影响情况如图1所示。由图1(a)可知,随着单体配比AM:DMC由10:1增至10:2,M值升至最大,单体配比进一步增至10:3及10:4后M值下降,说明适量DMC可促进链扩展,但过量的季铵盐基团使得静电斥力增强,导



(a) 单体配比的影响　(b) 反应温度的影响

(c) 交联剂MBA加量的影响　(d) 引发剂APS加量的影响

图1 不同反应条件对P(AM-DMC)黏均分子量的影响

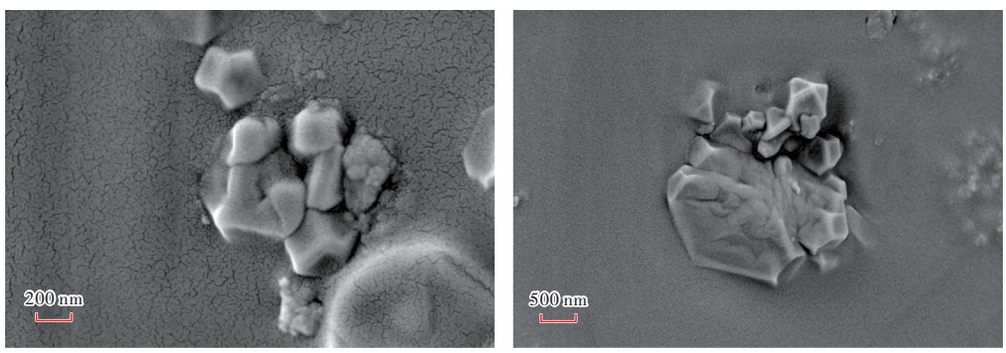
Fig. 1 Effects of different reaction conditions on the viscosity average molecular weight of P(AM-DMC)

致链卷曲和活性中心迁移受阻[20-21]。由图1(b)可知,*M*值随温度升高先增后降,在75 ℃达到峰值,说明低温下自由基生成慢,限制了链生长,温度升高后自由基增多促进聚合,但高温下链生长过快,链终止反应加剧[22-24]。由图1(c)可知,*M*值随MBA加量的增加先升后降,MBA加量0.06 g时最大,说明适量的交联可增强网络完整性,过量交联会限制链段活动和自由基扩散[25-27]。由图1(d)可知,*M*值随引发剂APS加量的增加也呈先升后降趋势,APS加量0.2 g最优,说明APS加量过低自由基不足,APS加量过高则链转移频繁导致分子量下降[19-20]。综上,最佳聚合条件为AM∶DMC=10∶2、温度75 ℃、MBA加量0.06 g、APS加量0.2 g,此时产物分子量最大且结构最稳定。

2.2　P(AM-DMC)纳米凝胶增黏堵漏剂结构表征

2.2.1　扫描电镜

P(AM-DMC)纳米凝胶扫描电镜照片如图2所示。所得P(AM-DMC)纳米凝胶呈现不规则多面体形貌,表面较为致密且边缘清晰,粒径主要分布在百纳米级范围内(约200~500 nm)。图2(a)中颗粒之间存在一定程度的聚集,说明在聚合过程中粒子间存在静电吸附或氢键作用;而图2(b)中颗粒边界相对平整,表明凝胶结构内部具有较高的交联致密度。该类致密且具有不规则表面的纳米凝胶颗粒,一方面有利于在钻井液中相互连接形成稳定的空间网络结构,贡献于体系黏度;另一方面,其多面体形貌与百纳米级尺寸有利于填充、堆叠与嵌入微裂缝,增强封堵效果[28]。



(a) 200 nm标尺下的颗粒形貌与聚集状态　　(b) 500 nm标尺下的颗粒形貌与聚集状态

图2　P(AM-DMC)纳米凝胶扫描电镜图

Fig. 2　SEM images of P(AM-DMC) nanogel

2.2.2　接触角

P(AM-DMC)纳米凝胶与水的接触角示意图如图3所示。P(AM-DMC)纳米凝胶表面对水的接触角约为13°,阳离子单体DMC的引入使分子链上含有极性季铵盐基团[—$N^+(CH)_{33}$],可与水分子产生强烈的离子-偶极相互作用。较高的亲水性有助于纳米凝胶在钻井液中快速分散和充分水化,形成稳定的水化层与三维网络结构,为体系提供更高的黏度与耐盐性。

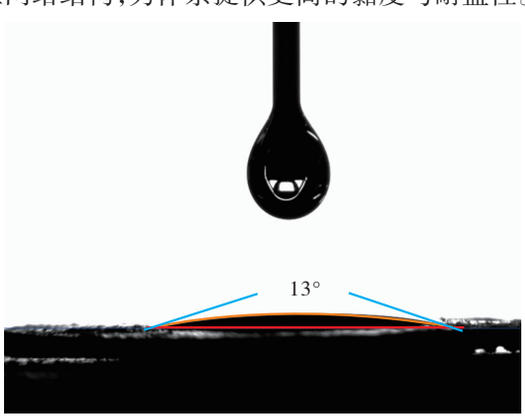


图3　P(AM-DMC)纳米凝胶与水的接触角示意图

Fig. 3　Schematic diagram of the contact angle of P(AM-DMC) nanogel with water

2.2.3　Zeta电位

P(AM-DMC)纳米凝胶在不同盐溶液浓度下的Zeta电位测定结果如图4所示。P(AM-DMC)纳米凝胶在去离子水中的Zeta电位为+59.1 mV,表明其表面带有较强正电荷,体系具有良好静电稳定性。随着NaCl溶液浓度的增加,纳米凝胶的Zeta电位呈现明显的下降趋势。该变化趋势归因于溶液中离子强度的

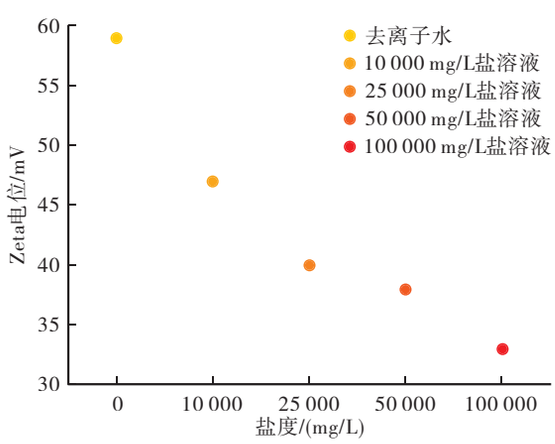


图4　P(AM-DMC)在不同盐溶液浓度下的Zeta电位

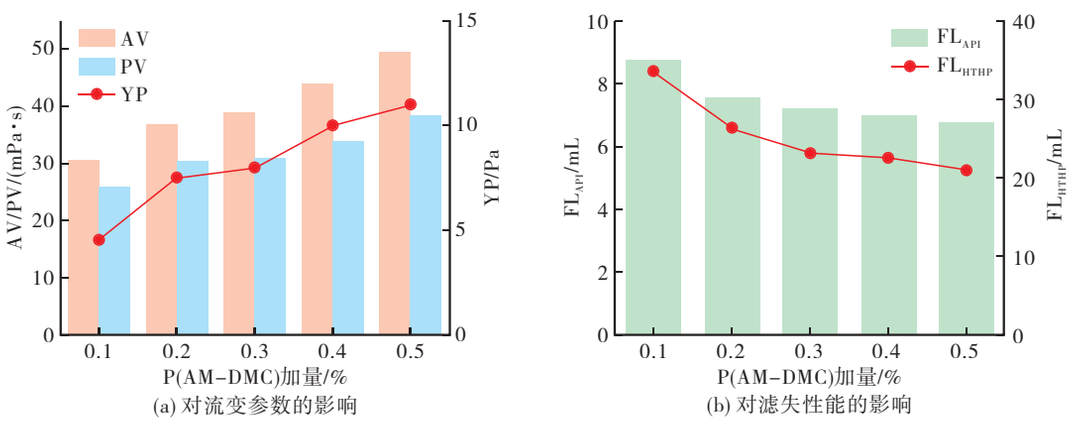
Fig. 4　Zeta potential of P(AM-DMC) nanogel in NaCl solutions of different concentrations

升高压缩了双电层厚度，同时阴离子(Cl^-)对阳离子基团[—$N^+(CH)_{33}$]产生电荷屏蔽作用，从而削弱表面势能。

2.3 P(AM-DMC)纳米凝胶增黏堵漏剂对钻井液性能的影响

2.3.1 加量的影响

P(AM-DMC)纳米凝胶加量对钻井液性能的影响实验评价结果如图5所示。从图5(a)可以看出，在P(AM-DMC)加量0.1%~0.5%的变化区间内，随着P(AM-DMC)加量的增加，钻井液的表观黏度、塑性黏度和动切力均呈现持续上升的趋势。这表明该纳米凝胶能有效提升钻井液的流变性能和网络结构强度，其阳离子季铵基团[—$N^+(CH)_{33}$]与黏土颗粒表面的负电荷发生强烈吸附，并结合其自身的三维网络结构，显著增强了钻井液内部颗粒间的相互作用力，从而提高了体系的黏性。图5(b)显示，随着P(AM-DMC)加量的增加，钻井液的API滤失量和高温高压滤失量均呈下降趋势。此外，滤失量的下降速率在加量从0.1%增至0.3%时最为显著，之后继续增加加量，滤失量虽进一步降低，但降幅趋缓。这表明P(AM-DMC)纳米凝胶能有效改善滤饼质量。这是因为，一方面，纳米颗粒通过填充滤饼孔隙使其更加致密；另一方面，其阳离子链段与黏土间的吸附作用增强了滤饼的胶结强度。综合图5(a)与(b)可知，P(AM-DMC)纳米凝胶在提升钻井液流变性能的同时，也能同时有效降低滤失量，实现了增黏与堵漏功能的协同。



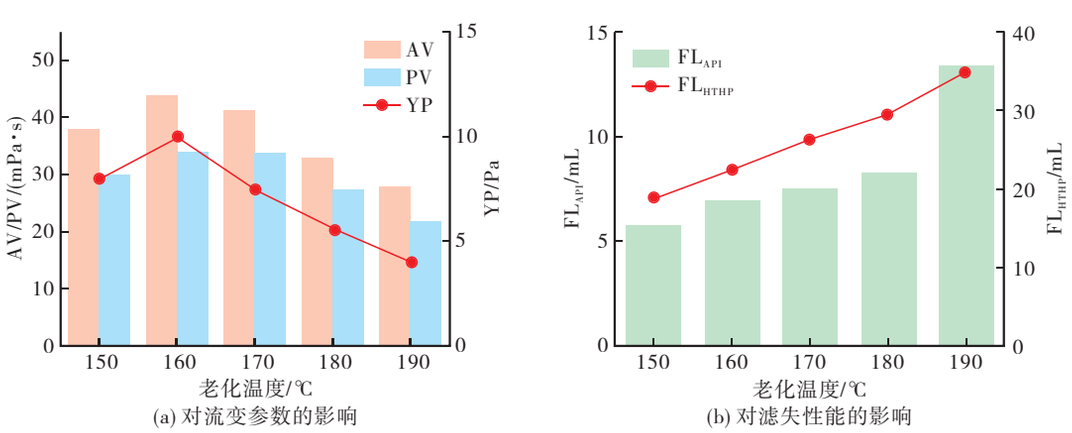
(a) 对流变参数的影响　(b) 对滤失性能的影响

图5 P(AM-DMC)加量对钻井液性能的影响

Fig. 5 Effects of P(AM-DMC) dosage on the performance of drilling fluids

2.3.2 老化温度的影响

老化温度对含P(AM-DMC)纳米凝胶钻井液性能的影响实验评价结果如图6所示。可以看出，钻井液在150~170 ℃老化后，含P(AM-DMC)纳米凝胶的钻井液能同时保持优异的流变稳定性和低滤失量，证明该增黏堵漏剂在高温下仍能有效维持其网络结构强度与封堵能力。170 ℃条件下各项钻井液性能综合表现最佳，即便温度升至190 ℃，其滤失量虽略有上升，但仍远优于基础浆，展现出宽温域内可靠的增黏堵漏潜力。



(a) 对流变参数的影响　(b) 对滤失性能的影响

图6 老化温度对含P(AM-DMC)钻井液性能的影响

Fig. 6 Effects of aging temperature on the performance of drilling fluids containing P(AM-DMC)

3 结论

1)采用反相悬浮聚合法制备了基于丙烯酰胺(AM)和甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵(DMC)的阳离子纳米凝胶增黏堵漏剂P(AM-DMC)。系统考察了单体配比、反应温度、交联剂MBA及引发剂APS用量

对黏均分子量的影响，获得AM∶DMC=10∶2、反应温度75 ℃、MBA加量0.06 g、APS加量0.2 g的最优聚合条件。产物呈百纳米级不规则多面体形貌，内部交联致密。

2）P(AM-DMC)纳米凝胶增黏堵漏剂在模拟低固相水基钻井液实验评价中表现出显著的增黏与降滤(堵漏)性能。随P(AM-DMC)纳米凝胶加量由0.1%增至0.3%，钻井液流变性能显著提高，滤失量同步下降，在0.3%附近获得较优综合性能。含P(AM-DMC)纳米凝胶的钻井液在150～170 ℃老化后流变参数基本稳定、滤失量保持较低水平，在高于170 ℃条件下仍保持优异的热稳定性与抗盐性能，能够满足深地高温、高盐条件下钻井液黏度保持和滤失控制的需求。

3）接触角和Zeta电位测试结果表明，P(AM-DMC)纳米凝胶表面对水的接触角约13°、Zeta电位+59.1 mV，具有高亲水性和强静电势。结合阳离子链段与黏土颗粒及沥青类处理剂之间的静电吸附作用和三维网络结构，可在钻井液中形成稳定空间网络和致密滤饼，从微观界面层面揭示了P(AM-DMC)纳米凝胶可同时实现增黏与堵漏的协同作用机理。

参考文献

[1]杨海军，王春生，杨宪彰，等. 深地塔科1井万米特深井钻探关键技术进展与科学意义[J]. 石油勘探与开发，2025，52(5)：1180-1188.
YANG Haijun，WANG Chunsheng，YANG Xianzhang，et al. Technological progress and scientific significance of the drilling of the ten-thousand-meter ultra-deep well TK1，Tarim Basin，NW China[J]. Petroleum Exploration and Development，2025，52(5)：1180-1188.

[2]何骁. 四川盆地超深井钻井关键技术及发展方向[J]. 钻采工艺，2024，47(2)：19-27.
HE Xiao. Key technologies and development direction of ultra-deep well drilling in Western Sichuan[J]. Drilling & Production Technology，2024，47(2)：19-27.

[3]HAIGE W，JIAWEI Z，HONGCHUN H，et al. Inspiration and practice of drilling and completion in 10 000-meter ultra-deep wells in the gulf of Mexico[J]. Petroleum Drilling Techniques，2024，52(2)：12-23.

[4]孙金声，杨景斌，吕开河，等. 深层超深层钻井技术研究现状与展望[J]. 新疆石油天然气，2025，21(2)：1-14.
SUN Jinsheng，YANG Jingbin，LV Kaihe，et al. Research status and prospect of deep and ultra-deep drilling technology[J]. Xinjiang Oil & Gas，2025，21(2)：1-14.

[5]PAWAR P K，RATHOD R D，JAGADALE S R. A review on topical ophthalmic drug delivery system：Reference to viscosity enhancer[J]. Polymers in Medicine，2024，54(1)：71-84.

[6]EL-SHAZLY R I，KAMAL R S，FARAG R K. Structural and viscosity studies of dendritic hyper branched polymer as viscosity index improvers[J]. BMC chemistry，2024，18(1)：107.

[7]黄贤斌，张学皓，袁侦航，等. 复杂泥页岩地层井壁稳定钻井液材料研究现状[J]. 新疆石油天然气，2024，20(3)：46-53.
HUANG Xianbin，ZHANG Xuehao，YUAN Zhenhang，et al. Research status of wellbore stabilization drilling fluid materials in complex shale formations[J]. Xinjiang Oil & Gas，2024，20(3)：46-53.

[8]杨开吉，张颖，程艳，等. 纳米纤维素改性阳离子聚丙烯酰胺乳液及其絮凝性能研究[J]. 中国造纸，2024，43(12)：62-67.
YANG Kaiji，ZHANG Ying，CHENG Yan，et al. Study on cationic polyacrylamide emulsion modified by nanocellulose and its flocculation performance[J]. China Pulp & Paper，2024，43(12)：62-67.

[9]LOUKILI N，JOSSIC L，BLÉSÈS D，et al. Impact of cationic polyacrylamide degradation on flocculation in wastewater treatment[J]. Colloids and Surfaces A：Physicochemical and Engineering Aspects，2024，702：134975.

[10]唐晓旭，兰夕堂，陈华兴，等. 耐超高温三阳离子型清洁胶凝酸体系的制备与性能评价[J]. 精细石油化工，2025，42(6)：62-66.
TANG Xiaoxu，LAN Xitang，CHEN Huaxing，et al. Preparation and performance evaluation of high temperature resistance triple cation cleaning gel acid system[J]. Speciality Petrochemicals，2025，42(6)：62-66.

[11]RESHMA，SHAIK H，VENKATESAN K，et al. A review on nanomaterials：Introduction，synthesis，characterization，and applications[J]. Chemical Papers，2025，79：4075-4085.

[12]XIE C，NIU Z，KIM D，et al. Surface and interface control in nanoparticle catalysis[J]. Chemical Reviews，2019，120(2)：1184-1249.

[13]倪天姿，王昌军，吴宇. 无固相水基钻井液用抗高温增粘提切剂的研究进展[J]. 应用化工，2023，52(4)：1157-1163.
NI Tianzi，WANG Changjun，WU Yu. Research progress of anti-high temperature viscosity raising and cutting agents for solid-free water-based drilling fluids[J]. Applied Chemical Industry，2023，52(4)：1157-1163.

[14]王杨，郑壮壮，曹勇斌，等. 两性离子聚合物纳米凝胶的制备与药物递送应用[J]. 生命的化学，2025，45(7)：1215-1228.
WANG Yang，ZHENG Zhuangzhuang，CAO Yongbin，et al. Preparation and drug delivery application of zwitterionic polymer nanogels[J]. Chemistry of Life，2025，45(7)：1215-1228.

[15]金辉. 纳米复合凝胶自降解暂堵剂制备及性能评价[J]. 石油科学通报，2025，10(35)：590-602.

JIN Hui. Preparation and performance evaluation of composite nano gel self-de-grading temporary plugging agent [J]. Petroleum Science Bulletin, 2025, 10(35): 590-602.

[16] TARIQ L, ARAFAH A, ALI S, et al. Nanogel-based transdermal drug delivery system: A therapeutic strategy with under discussed potential [J]. Current Topics in Medicinal Chemistry, 2023, 23(1): 44-61.

[17] NUNES R W, MARTIN J R, JOHNSON J F. Influence of molecular weight and molecular weight distribution on mechanical properties of polymers [J]. Polymer Engineering & Science, 1982, 22(4): 205-228.

[18] RAN Z, WANG R, FU J, et al. Spiral-structured dielectric polymers exhibiting ultrahigh energy density and charge-discharge efficiency at high temperatures [J]. Advanced Materials, 2023, 35(46): 2303849.

[19] YIĞIT Y, KILISLIOĞLU A, KARAKUŞ S, et al. Determination of the intrinsic viscosity and molecular weight of poly (methyl methacrylate) blends [J]. Journal of Investigations on Engineering and Technology, 2019, 2(2): 34-39.

[20] HU S, WANG L, DU H, et al. Preparation of cationic fluoropolymer emulsions and their applications as novel wettability-reversing agents for enhanced oil recovery [J]. Journal of Applied Polymer Science, 2025: e57444.

[21] 张彦昌, 林朝阳, 霍炳臣, 等. 丙烯酰胺/甲基丙烯酰氧乙基三甲基氯化铵的水分散聚合物制备[J]. 河南科学, 2024, 42(2): 255-262.
ZHANG Yanchang, LIN Chaoyang, HUO Bingchen, et al. Synthesis of cationic polyacrylamide aqueous dispersion based on AM and DMC [J]. Henan Science, 2024, 42(2): 255-262.

[22] GRESZTA D, MARDARE D, MATYJASZEWSKI K. "Living" radical polymerization: 1. Possibilities and limitations [J]. Macromolecules, 1994, 27(3): 638-644.

[23] 吴雨晨, 陈浩, 朱良宇, 等. 丙烯酰胺和N, N-二甲基丙烯酰胺反相乳液共聚动力学[J]. 功能高分子学报, 2024, 37(45): 332-337.
WU Yuchen, CHEN Hao, ZHU Liangyu, et al. Kinetics of inverse emulsion copolymerization of acrylamide and n, n-dimethylacrylamide [J]. Journal of Functional Polymers, 2024, 37(45): 332-337.

[24] 张云龙, 张玉玺, 施盟泉. 丙烯酰胺(AM)/甲基丙烯酰氧乙基苄基二甲基氯化铵(DMBAC)共聚物合成及其絮凝性能研究[C]//中国环境科学学会. 2020中国环境科学学会科学技术年会论文集(第二卷), 北京: 中国科学院理化技术研究所, 2020: 902-907.
ZHANG Yunlong, ZHANG Yuxi, SHI Mengquan. Study on synthesis of acrylamide (AM)/methacryloxyethyl benzyldimethyl ammonium chloride (DMBAC) copolymer and its flocculation performance [C]//Chinese Society for Environmental Sciences. Proceedings of 2020 Annual Scientific and Technological Conference of Chinese Society for Environmental Sciences (Volume II), Beiing: Technical Institute of Physics and Chemistry, Chinese Academy of Sciences, 2020: 902-907.

[25] 周熙雨, 王文慧, 葛际江. 中温高盐条件下水溶性酚醛树脂和氨基树脂与部分水解聚丙烯酰胺交联规律研究[J]. 石油化工, 2025, 54(9): 1299-1308.
ZHOU Xiyu, WANG Wenhui, GE Jijiang. Crosslinking rules of water-soluble phenolic resin and amino resin with partially hydrolyzed polyacrylamide under medium temperature and high salt conditions [J]. Petrochemical Technology, 2025, 54(9): 1299-1308.

[26] XU C, CHEN Y, ZHAO S, et al. Mechanical regulation of polymer gels[J]. Chemical Reviews, 2024, 124(18): 10435-10508.

[27] 乔志勇, 杨烨京, 康玉萍, 等. PVA/CMC双交联凝胶网络的制备及性能[J]. 塑料工业, 2024, 52(10): 38-42, 49.
QIAO Zhiyong, YANG Yejing, KANG Yuping, et al. Preparation and properties of PVA/CMC double cross-linked gel network[J]. China Plastics Industry, 2024, 52(10): 38-42, 49.

[28] 谭文广, 杨雨辰, 韩冬琳. 聚丙烯酰胺水凝胶的制备及其机械性能探究[J]. 吉林化工学院学报, 2023, 40(1): 1-4.
TAN Wenguang, YANG Yuchen, HAN Donglin. Preparation of polyacrylamide hydrogel and the study about their mechanical properties[J]. Journal of Jilin Institute of Chemical Technology, 2023, 40(1): 1-4.

（修改回稿日期：2026-01-10 编辑：何园）