

引文: 于永金, 薛毓铖, 夏修建, 等. 一种抗240 °C超高温固井缓凝剂的研发与评价[J]. 天然气工业, 2023, 43(3): 107-112.
YU Yongjin, XUE Yucheng, XIA Xiujian, et al. Research & development and evaluation of a cementing retarder resistant to 240 °C ultra-high temperature[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(3): 107-112.

一种抗 240 °C 超高温固井缓凝剂的研发与评价

于永金¹ 薛毓铖^{2,3} 夏修建¹ 王成文^{2,3,4} 刘慧婷¹ 孟仁洲¹ 陈泽华^{2,3,4} 刘伯诺²

1. 中国石油集团工程技术研究院 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院

3. 非常规油气开发教育部重点实验室·中国石油大学(华东) 4. 山东省油田化学重点实验室·中国石油大学(华东)

摘要: 随着我国油气资源勘探开发不断向深层挺进, 深井、超深井面临着越来越高的温度、压力挑战。为了满足深层、超深层油气开发的需要, 针对现有固井缓凝剂抗高温能力差(低于220 °C)无法满足大于240 °C超高温固井需求的技术难题, 根据油井水泥水化产物吸附特点, 通过优化分子结构设计, 引入强吸附阳离子单体(CP-22)、不饱和羧酸等耐高温单体, 制备出了一种新型四元超高温两性离子缓凝剂(HTRP), 并通过红外光谱、高温高压稠化等方法对缓凝剂HTRP的分子结构和耐超高温性能进行了研究。研究表明: ① HTRP耐超高温性能优异, 在240 °C超高温循环温度下水泥浆稠化时间达401 min, 可有效延长油井水泥在超高温下的稠化时间; ② 在150~240 °C对油井水泥浆调凝性能优异, 对温度、加量不敏感, 稠化时间线性可调, 有利于深井、超深井水泥浆的安全泵送; ③ 与其他固井水泥外加剂、不同地区产油井G级水泥配伍性好, 对水泥石力学性能影响小, 顶部强度发展迅速, 可满足超高温固井施工需求。结论认为, 该缓凝剂有效地解决了超深井超高温缓凝剂的高温失效难题, 为超高温聚合物类缓凝剂的分子结构设计及耐超高温性能提升提供了新思路, 可为我国深层、超深层高温高压油气藏的勘探开发提供技术支持, 具备良好的应用前景。

关键词: 超深层; 超高温; 缓凝剂; 固井; 水泥浆; 稠化时间; 油井水泥; 性能评价

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2023.03.011

Research & development and evaluation of a cementing retarder resistant to 240 °C ultra-high temperature

YU Yongjin¹, XUE Yucheng^{2,3}, XIA Xiujian¹, WANG Chengwen^{2,3,4},
LIU Huiting¹, MENG Renzhou¹, CHEN Zehua^{2,3,4}, LIU Bonuo²,

(1. CNPC Engineering Technology R & D Company limited, Beijing 102206, China; 2. School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum <East China>, Qingdao, Shandong 266580, China; 3. Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Development of Ministry of Education//China University of Petroleum <East China>, Qingdao, Shandong 266580, China. 4. Shandong Key Laboratory of Oilfield Chemistry//China University of Petroleum <East China>, Qingdao, Shandong 266580, China)

Natural Gas Industry, Vol.43, No.3, p.107-112, 3/25/2023. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: As domestic oil and gas exploration and development continuously steps into deep layers, deep and ultra-deep wells face the challenges of higher and higher temperature and pressure. In order to meet the needs of deep and ultra-deep oil and gas development and deal with the technological problem that the existing cementing retarder is poor in high temperature resistance (≤ 220 °C) and cannot meet the need of ultra-high temperature cementing under 240 °C, this paper prepares a new type of quaternary ultra-high temperature zwitterionic retarder (HTRP) by optimizing the molecular structure design and introducing strongly adsorbing cationic monomer (CP-22), unsaturated carboxylic acid and other high temperature monomers, according to the adsorption characteristics of the hydration product of oil well cement. In addition, the molecular structure and ultra-high temperature resistance of retarder HTRP are studied by means of infrared spectroscopy and high-temperature and high-pressure thickening method. And the following research results are obtained. First, HTRP has excellent ultra-high temperature resistance, and the thickening time of cement slurry can reach 401 min under circulating ultra-high temperature of 240 °C, indicating that it can effectively prolong the thickening time of oil well cement under ultra-high temperature. Second, at 150~240 °C, it performs well in adjusting the thickening time of oil well cement, it is not sensitive to temperature and dosage, and the thickening time is linearly adjustable, which is favorable for the safe pumping of cement slurry in deep and ultra-deep wells. Third, it is well compatible with other cementing additives and grade G cement of oil production wells in different areas and has little effect on mechanical performance of set cement, and the strength at the top develops rapidly, so as to meet the requirements of cementing construction of ultra-high temperature wells. In conclusion, this retarder effectively solves the failure problem of retarder under ultra-high temperature in ultra-deep wells, which provides new ideas for the molecular structure design of ultra-high temperature polymer retarders and the improvement of ultra-high temperature resistance, and technologically supports the exploration and development of deep and ultra-deep, high-temperature and high-pressure oil and gas reservoirs in China, presenting promising application prospect.

Keywords: Ultra-deep; Ultra-high temperature; Retarder; Cementing; Cement slurry; Thickening time; Oil well cement; Performance evaluation

基金项目: 国家自然科学基金基础科学中心项目“超深特深层油气钻采流动调控”(编号: 52288101)、国家自然科学基金“自组装/纳米SiO₂热增黏聚合物及其调控超深井高密度水泥浆恒匀机理研究”(编号: 52074329)、中国石油集团关键核心技术攻关项目“抗温240 °C以上的环保井筒工作液新材料”(编号: 2020A-3913)。

作者简介: 于永金, 1982年生, 高级工程师; 主要从事固井、水泥浆及外加剂等方面的研究工作。地址: 北京市昌平区黄河街5号院1号楼。ORCID:0000-0002-2713-3757。E-mail: yuyongjindri@cnpc.com.cn

通信作者: 王成文, 1975年生, 教授, 博士研究生导师, 博士, 本刊编委; 主要从事油气井固完井工程、油田化学等方面的研究与教学工作。地址: 山东省青岛市黄岛区长江西路66号。E-mail: wangcw@upc.edu.cn

0 引言

随着我国油气资源勘探开发不断向深层拓展,超深井面临着越来越高的温度、压力挑战^[1-5]。井底温度大于等于 205 °C、压力大于等于 139 MPa (20 000 psi) 称之为超高温高压。我国深层油气埋藏深,具有温度压力高、地质条件复杂等特性,面临的高温、高压问题突出,特别是高温与高压条件的联合作用,对水泥浆在高温高压下的安全泵送提出了前所未有的要求和挑战,体现为高温高压下油井水泥浆稠化时间突变和闪凝现象,进而影响固井质量^[5-9]。近几年来,国外油服公司重点加强了超高温缓凝剂的研发,而国内很少有公布温度超过 205 °C 的超高温缓凝剂,在工程中往往通过掺加高温缓凝剂(如木质素磺酸盐类、AMPS 类聚合物缓凝剂或者是其复配物)来调节水泥浆稠化性能与流变性。其中聚合物类缓凝剂可以通过分子设计发挥特定官能团的效能,已成为国内外油井水泥高温缓凝剂研究重点^[10-11]。虽然目前成熟的聚合物类缓凝剂在 180 °C 及以下均具有良好的调凝性能,但已逐渐不能满足超深井超高温环境对外加剂的耐温性能要求,特别是对于 220 °C 及以上超高温缓凝剂的研究仍比较缺乏^[12]。

针对超深井超高温环境对固井缓凝剂抗高温能力的要求,笔者采用 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)、强吸附阳离子(CP-22)与两种不饱和羧酸作为原料,制备了一种在超高温下具有优异调凝性能的油井水泥缓凝剂 HTRP,并测试其在超高温条件下的综合性能。结果表明 HTRP 缓凝剂耐温达 240 °C, 4.0% (液体) 加量下在 240 °C 超高温下水泥浆稠化时间达 401 min,对超高温固井水泥浆具有良好的调凝作用,满足了超深井超高温条件下固井水泥浆的安全泵送要求。

1 实验部分

1.1 分子结构设计

在传统聚合物类缓凝剂分子基础上,以增强缓凝剂分子在高温下对水泥水化颗粒的吸附为目的,通过分子设计发挥功能基团的优势^[13],以 AMPS 中的磺酸基及两种不饱和羧酸单体中的羧基为主吸附基团以强吸附阳离子(CP-22)为次吸附基团,通过化学吸附或物理吸附作用,紧密结合在水泥水化颗粒表面,增强聚合物对水泥颗粒的吸附能力。通过不同类型吸附基团的协同作用,保证缓凝剂在高温下有足够的吸附量,提高缓凝剂分子高温下的吸附稳

定性,在水泥水化颗粒表面吸附形成不渗透膜和水化层,同时通过螯合作用降低液相中的 Ca^{2+} 浓度^[14-15],抑制水泥水化进程,使得缓凝剂在超高温下仍具备优异的调凝性能。通过主次官能团的协同作用,从分子整体的层面上改善产物的耐温性和吸附性。

1.2 实验材料与仪器

实验材料:2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS)、氢氧化钠(NaOH)、不饱和羧酸单体(A)、不饱和羧酸单体(B)、过硫酸铵(APS)、亚硫酸氢钠(NaHSO_3)、丙酮等,国药集团化学试剂有限公司;强吸附阳离子单体(CP-22),自制;嘉华 G 级油井水泥、硅砂(200 目)、悬浮稳定剂 DRK-1S、降失水剂 DRF-1L、分散剂 DRS-1S、消泡剂 DRX-1L 等,中国石油集团工程技术研究院有限公司固完井所提供。

试验仪器:BSRD-3060 型恒速搅拌器、BSRD-8042DG 型高低温稠化仪(辽宁贝斯瑞德石油装备制造有限公司)、高温高压养护釜、UTM5105X 型电子万能试验机(深圳三思纵横科技股份有限公司)、高温高压失水仪、TG209F3 型热重分析仪(德国耐驰仪器制造有限公司)、Waters Alliance 2695 型凝胶渗透色谱仪、NEXUS FT 型傅立叶变换红外光谱仪(美国热电尼高力公司)等。

1.3 缓凝剂 HTRP 的制备

通过合成工艺及配比优化明确了 HTRP 最优配比。将阳离子耐高温单体在 40 °C 下溶解于一定量去离子水中,在氮气环境下磁力搅拌充分溶解 20 min 后,移入 3 口 250 mL 烧瓶中,继续缓慢加热到 55 °C。依次将其他 3 种单体全部溶于去离子水,保持通氮气环境,搅拌均匀完全溶解形成混合液后转移入 4 口烧瓶中,并补充一定量去离子水,控制单体总浓度为 20%,在室温条件下,加入适量的氢氧化钠溶液,调节混合液 pH 为 4~5,于转速 150 r/min 下搅拌至反应容器内混合液的温度达到恒温 55 °C,缓慢滴加引发剂溶液,恒温反应 8~10 h 后,即得到超高温缓凝剂 HTRP (以下简称 HTRP)。

1.4 HTRP 的结构表征与性能测试

为了便于应用和分析,对所得的聚合物进行干燥和纯化。在 80 °C 真空下干燥 24 h 后通过玛瑙研钵研磨成细粉,用丙酮反复冲洗,然后在真空中干燥并再次研磨。使用红外光谱仪和凝胶渗透色谱仪对聚合物缓凝剂的分子结构进行表征,使用热重分析仪(升温速率 5 °C/min,温度范围 20~500 °C)对聚合物缓凝剂热稳定性进行测定。

2 结果与讨论

2.1 HTRP 的表征及热稳定性

2.1.1 红外光谱分析

通过 NEXUS FT 型傅立叶变换红外光谱仪 (KBr 压片) 对所合成聚合物 HTRP 进行红外光谱分析测试, 并标出了典型的吸收峰, 如图 1 所示。

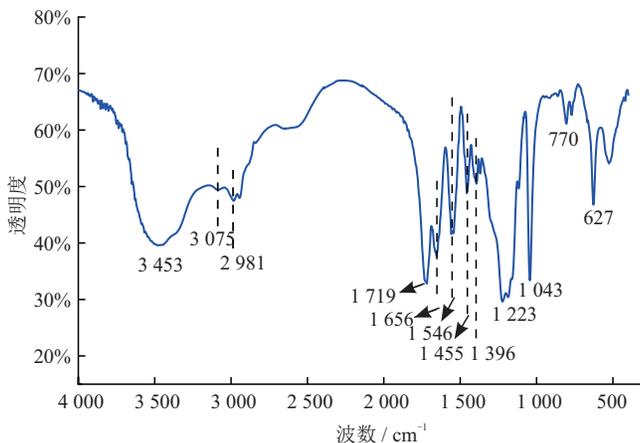


图 1 HTRP 红外光谱图

AMPS 中 N—H 伸缩振动峰在 3453 cm^{-1} , 3075 cm^{-1} 为 $-\text{CH}_3$ 的伸缩振动吸收峰, 2981 cm^{-1} 和 1455 cm^{-1} 处为 $-\text{CH}_3$ 和 $-\text{CH}_2-$ 的伸缩振动吸收峰, 1719 cm^{-1} 为 AMPS 中 C=O 伸缩振动峰, 1546 cm^{-1} 为 N—H 键弯曲振动, 1369 cm^{-1} 为与阳离子相连的 $-\text{CH}_2-$ 的吸收峰, 在 1223 cm^{-1} 处出现 C—N 的伸缩振动, 在 1043 cm^{-1} 处出现 C—O 的伸缩振动峰, 627 cm^{-1} 为 AMPS 中 S—O 的特征峰, 强吸附阳离子单体中链烷基的特征吸收峰在 770 cm^{-1} 附近。红外光谱分析表明, AMPS、两种不饱和羧酸和阳离子单体均参与共聚, 所得到的聚合物即为目标产物 HTRP。

2.1.2 热稳定性分析

对 HTRP 的结构热稳定性进行测试, 如图 2 所示。

由图 2 中热失重曲线和质量变化速率曲线可知, 在 $320.5\text{ }^\circ\text{C}$ 时质量发生明显变化, 说明 HTRP 分子结构在 $320.5\text{ }^\circ\text{C}$ 以上才会发生明显的分子链断裂现象, 表明 HTRP 具有较优的热稳定性, 在 $320.5\text{ }^\circ\text{C}$ 以下聚合物分子主链不会发生分解。

2.1.3 分子量及其分布

分子量会对缓凝剂的高温稳定性及缓凝效果产生重要影响, 通过凝胶渗透色谱法 (GPC) 测定 HTRP 的分子量及其分布, 结果如表 1 所示。

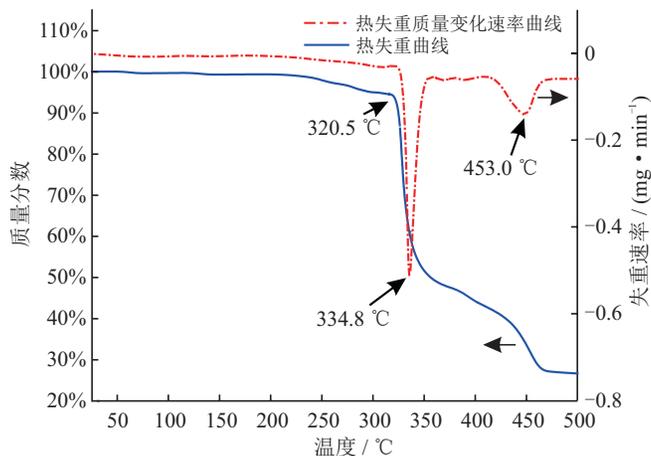


图 2 HTRP 的热失重曲线图

表 1 HTRP 的分子量及其分布表

数均分子量	重均分子量	Z 均分子量	黏均分子量	多分散指数
54310	129258	403892	102658	2.38

由表 1 可知, 所合成缓凝剂 HTRP 的数均分子量 (M_n) 为 54 310, 重均分子量 (M_w) 为 129 258, 具有相对较高的分子量和较宽的多分散指数 (PDI), 有利于其更好地发挥其缓凝性能。

2.2 HTRP 的调凝性能

通过表征实验及热重分析证实所合成的 HTRP 同时具备设计结构及优异的耐温性。为了探究 HTRP 对油井水泥浆在高温高压下稠化时间的调控规律, 本研究以常规密度水泥加砂体系: G 级油井水泥 + 40% 硅砂 + 2.0% 高温降失水剂 + HTRP + 0.1% 消泡剂 + 38% 水为基础配方, 探究不同温度下 HTRP 的稠化时间调控规律, 实验数据如表 2 所示。

表 2 150 ~ 250 °C 下 HTRP 对水泥浆调凝规律表

循环温度 / °C	测试压力 / MPa	HTRP 加量	稠化时间 / min
150	95	1.0%	451
180	115	2.0%	432
200	130	3.0%	547
220	145	3.0%	400
240	160	4.0%	401
250	165	5.0%	350

由表 2 可知, HTRP 的耐温性能优异, 在 150 ~ 240 °C 能保持良好的缓凝性能。在 240 °C / 160 MPa 的高温高压条件下, 4.0% HTRP 加量下的水泥浆稠化

时间可达 401 min，如图 3 所示。在 250 °C /175 MPa 的极限条件下，5.0% HTRP 加量下的水泥浆稠化时间可达 336 min，如图 4 所示。由图 3、4 可知在超高温高压下，加入 HTRP 的常规密度加砂水泥浆体系稠化曲线平稳，初始稠度低于 30 Bc，没有出现异常胶凝现象。

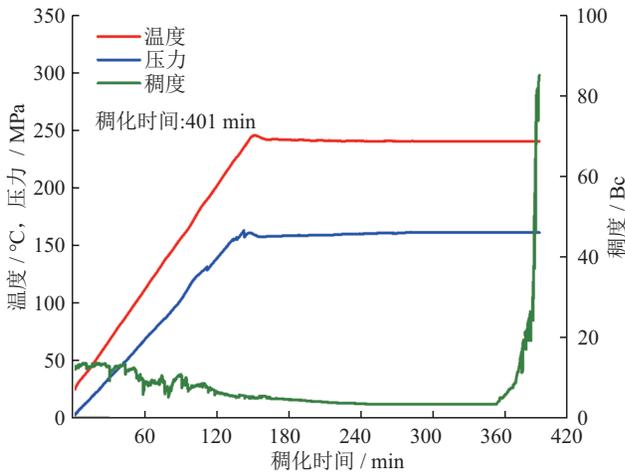


图 3 HTRP 在 240 °C、160 MPa 下的稠化曲线图

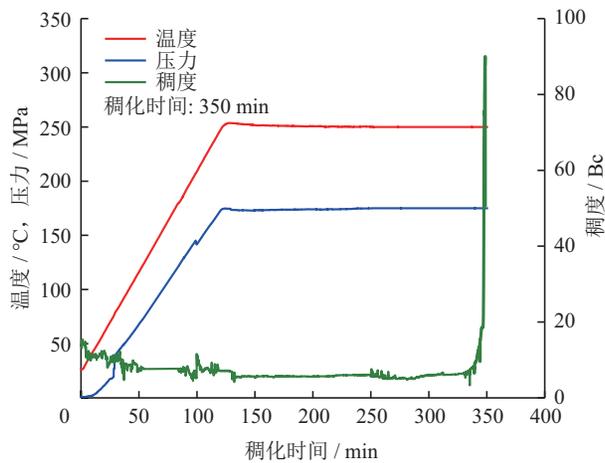


图 4 HTRP 在 250 °C、175 MPa 下的稠化曲线图

通过高温高压稠化实验，证明了 HTRP 的优秀超高温调凝性能。HTRP 在超高温下之所以具有优异的缓凝性能，一方面是因为其聚合物分子中含有不同类型吸附基团（羧基、磺酸基、季铵基等），通过不同类型官能团之间的协同作用，保证在缓凝剂高温下对水泥水化颗粒有足够的吸附量，提高分子高温下的吸附稳定性；另一方面是通过稳定的碳主链与刚性基团保证了聚合物分子在超高温下的分子结构及基团稳定性。

2.2.1 HTRP 加量敏感性评价

由于现场技术限制，井底实际循环温度可能与

所设计的稠化时间有所偏差，因此在室内试验温差范围，用量不能引起水泥浆稠化时间的骤增或骤减，从而避免因早凝或者超缓凝引起的施工安全事故。因此有必要对 HTRP 的加量敏感性进行测试，实验结果如图 5 所示，水泥浆稠化时间随着 HTRP 加量的增加而延长，呈线性关系，表明 HTRP 具备优异的高温调凝性，可通过调节缓凝剂加量，以满足不同温度下的固井施工要求。

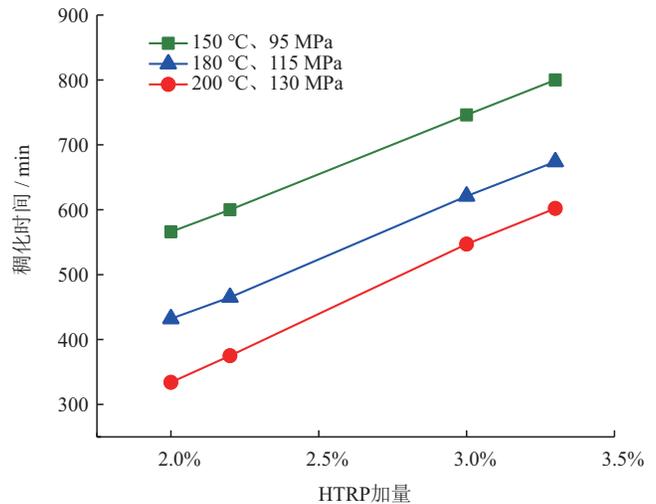


图 5 HTRP 加量对稠化时间调控规律图

2.2.2 HTRP 的温度敏感性评价

对 150 ~ 240 °C 下 HTRP 对水泥浆调凝性能进行测试，如图 6 所示。

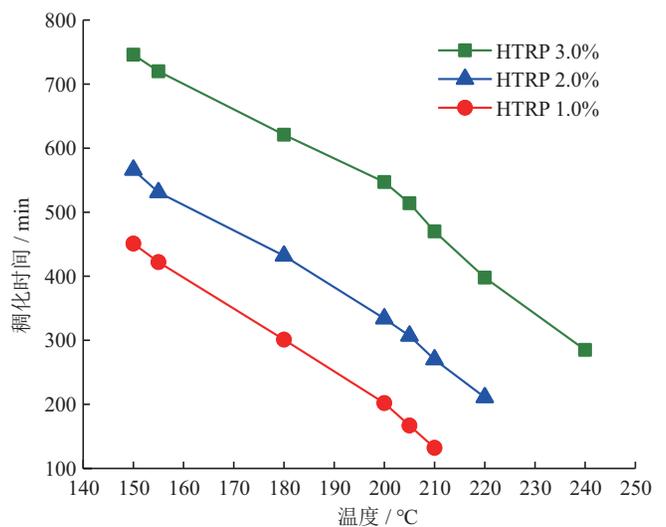


图 6 不同温度下水泥浆稠化时间图

由图 6 可知，HTRP 可有效延长油井 G 级水泥在 240 °C 下的稠化时间，相同加量下在 150 °C 和 240 °C 下的稠化时间分别为 746 min 和 285 min。同时在相

同 HTRP 加量下,水泥浆稠化时间随温度上升而降低,呈线性关系。当 HTRP 加量为 3.0% 时, 150 °C 下稠化时间是 746 min, 155 °C 的稠化时间为 720 min, 温度敏感系数 $R_{150}=3.5\%$; 其他温度点可得出类似结论, 可见 HTRP 在不同温度下均具有优异的缓凝性能, 且对加量和实验温度不敏感, 当浆体返至温度相对较低区域时不会出现超缓凝现象, 可确保固井施工安全。

2.3 HTRP 对高温降失水剂配伍性评价

水泥浆体系的性能往往通过多种外加剂来加以调控, 成熟的缓凝剂应与其他固井水泥外加剂有良好的配伍性。因此有必要对 HTRP 与常规高温降失水剂进行配伍性测试, 如表 3 所示。

表 3 HTRP 与常用高温固井降失水剂配伍性表

HTRP 加量	DRF-1L	失水量 /mL	稠化时间 /min
1.5%	3%	38	321
2.0%	3%	43	396
3.0%	3%	40	556
3.0%	4%	31	534
3.0%	5%	24	526

注: 配方为 600 g 嘉华 G 级水泥 +40% 石英砂 + 高温降失水剂 DRF-1L + HTRP + 0.1% 消泡剂 DRX-1L + 水 (密度 1.88 g/cm³), 试验温度: 180 °C。

随着 HTRP 用量变化, 失水量基本没有很明显变化, 可控制在 50 mL 以内。随着高温降失水剂 DRF-1L 加量增大, 水泥浆失水量随之降低, 水泥浆的稠化时间略有缩短, 可见 HTRP 对常压高温降失水剂无不良影响, 说明了聚合物结构的优越性, 在现场调配过程中, 能够通过缓凝剂的加量调整有效调控固井水泥浆体系性能。

2.4 HTRP 对不同种类油井水泥适应性评价

我国深层油气主要分布四川、新疆等区块, 因此选取当地有代表性的嘉华油井 G 级水泥、阿克苏油井 G 级水泥、库车 G 级、天山油井 G 级水泥在 240 °C、160 MPa 条件下进行稠化实验评价, 测试 HTRP 对不同种类油井水泥稠化时间的影响, 进而评价缓凝剂与不同油井水泥的配伍性。实验结果如表 4 所示, 根据实验结果可知, HTRP 对以上不同种类的 G 级水泥浆都具有良好的缓凝作用, 与油井水泥相容性良好。

表 4 不同 HTRP 加量在不同种类油井 G 级水泥下稠化时间表

水泥种类	HTRP 加量	失水量 /mL	稠化时间 /min
嘉华 G 级	4.0%	36	385
	5.0%	28	546
天山 G 级	4.0%	31	355
	5.0%	24	501
库车 G 级	4.0%	46	324
	5.0%	38	458
阿克苏 G 级	4.0%	42	295
	5.0%	35	429

注: 配方为 600 g 油井 G 级水泥 +40% 石英砂 + HTRP + 5.0% 高温降失水剂 DRF-1L + 0.1% 消泡剂 DRX-1L + 水 (密度 1.88 g/cm³)。

2.5 HTRP 对水泥石力学强度的影响

为了满足极端高温高压环境下的水泥浆安全泵送时长, 传统缓凝剂加量往往较大, 顶部水泥石可能会出现强度发展缓慢甚至超缓凝问题。因此, 在保证水泥浆安全泵送 (稠化时间达标) 的情况下, 不同顶部温度下, 水泥浆在 24 h、48 h 内获得一定的抗压强度是水泥浆抗压强度性能的关键^[16-17]。在满足一定稠化时间的前提下, 有必要测试 HTRP 对低温段水泥石抗压强度的影响, 具体方法为: 将配制好的水泥浆经 240 °C 稠化 1 h 后, 在 120 °C、150 °C 和 180 °C 三个不同温度条件下进行养护, 分别测试 24 h 和 48 h 后的抗压强度。结果如表 5 所示, 水泥石在不同温度条件下养护后均具有较强的力学性能, 并且 120 °C 下 24 h 抗压强度比 180 °C 仅降低 22.2%。说明 HTRP 在满足超高温固井施工对稠化时间要求的同时, 对低温段力学性能发展影响较小, 可适应较宽温度范围, 不会出现强度发展缓慢或是超缓凝等问题。

表 5 不同温度条件下早期强度发展表

HTRP 加量	养护温度 / °C	养护压力 / MPa	抗压强度 /MPa	
			24 h	48 h
3.0%	120	20.7	16.9	20.1
3.0%	150	20.7	18.4	23.3
3.0%	180	20.7	21.7	25.8

注: 配方为 600 g 嘉华 G 级水泥 + 40% 石英砂 + HTRP + 1.0% 高温悬浮剂 DRK-1S + 2.0% 高温降失水剂 DRF-1L + 0.5% 减阻剂 DRS-1S + 0.1% 消泡剂 DRX-1L + 水 (密度 1.88 g/cm³)。

3 结论

1) 采用水溶液自由基共聚法, 在传统 AMPS 类缓凝剂分子结构中引入强吸附阳离子单体、多羧基

官能团成功合成出了具有超高温缓凝性能的四元共聚物缓凝剂 HTRP。

2) HTRP 在 240 °C 超高温条件下具有优异的缓凝性能, 240 °C 下稠化时间可达 401 min, 抗高温能力强, 高温下缓凝效果较好。

3) HTRP 在 150 ~ 240 °C 温度范围内对温度、加量敏感性低, 稠化时间线性可调, 有利于深井、超深井下水泥浆的安全泵送。对水泥石力学性能影响小, 顶部强度发展迅速, 可满足超高温井固井施工需求, 具备良好的应用前景。

4) HTRP 具有较优的抗 240 °C 超高温调凝能力, 有关 HTRP 的缓凝作用机理还需进一步深入探索, 推动与发展两型离子聚合物缓凝剂及超高温固井理论与技术。

参 考 文 献

- [1] 汪海阁, 黄洪春, 毕文欣, 等. 深井超深井油气钻井技术进展与展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 163-177.
WANG Haige, HUANG Hongchun, BI Wenxin, et al. Deep and ultra-deep oil/gas well drilling technologies: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 163-177.
- [2] 张光亚, 马锋, 梁英波, 等. 全球深层油气勘探领域及理论技术进展[J]. 石油学报, 2015, 36(9): 1156-1166.
ZHANG Guangya, MA Feng, LIANG Yingbo, et al. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(9): 1156-1166.
- [3] 罗鸣, 冯永存, 桂云, 等. 高温高压钻井关键技术发展现状及展望[J]. 石油科学通报, 2021, 6(2): 228-244.
LUO Ming, FENG Yongcun, GUI Yun, et al. Development status and prospect of key technologies for high temperature and high pressure drilling[J]. Petroleum Science Bulletin, 2021, 6(2): 228-244.
- [4] BORAK B, FRIEDMAN G M. Textures of sandstones and carbonate rocks in the world's deepest wells (in excess of 30,000 ft. or 9.1 km): Anadarko Basin, Oklahoma[J]. Sedimentary Geology, 1981, 29(2/3): 133-151.
- [5] 王成文, 王桓, 薛毓铖, 等. 高密度水泥浆高温沉降稳定调控热增黏聚合物研制与性能[J]. 石油学报, 2020, 41(11): 1416-1424.
WANG Chengwen, WANG Huan, XUE Yucheng, et al. Development and performance of thermo-viscosifying polymer for high temperature sedimentation control of high density cement slurry[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(11): 1416-1424.
- [6] 郭锦棠, 夏修建, 刘硕琼, 等. 适用于长封固段固井的新型高温缓凝剂 HTR-300L[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 611-615.
GUO Jintang, XIA Xiujian, LIU Shuoqiong, et al. A high temperature retarder HTR-300L used in long cementing interval[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 611-615.
- [7] XIA Xiujian, GUO Jintang, CHEN Di, et al. Hydrophobic associated copolymer as a wide temperature range synthetic cement retarder and its effect on cement hydration[J]. Journal of Applied Polymer Science, 2017, 134(35): e45242.
- [8] 严思明, 吴亚楠, 杨圣月, 等. 高温缓凝剂 AMCT 的合成及其性能评价[J]. 精细化工, 2017, 34(5): 562-568.
YAN Siming, WU Yanan, YANG Shengyue, et al. Synthesis and evaluation of high temperature retarder AMCT[J]. Fine Chemicals, 2017, 34(5): 562-568.
- [9] 夏修建, 于永金, 陈洲洋, 等. 一种新型超高温固井水泥浆缓凝剂[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 98-104.
XIA Xiujian, YU Yongjin, CHEN Zhouyang, et al. A novel retarder for ultra-high temperature cementing slurry[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 98-104.
- [10] 刘硕琼, 齐奉忠. 中国石油固井面临的挑战及攻关方向[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(6): 6-11.
LIU Shuoqiong, QI Fengzhong. Challenges and development trends of cementing technology in CNPC[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(6): 6-11.
- [11] 邹建龙, 屈建省, 许涌深, 等. 油井水泥缓凝剂研究进展[J]. 油田化学, 2008, 25(4): 386-390.
ZOU Jianlong, QU Jiansheng, XU Yongshen, et al. Developments of retarders for oil well cementing compositions[J]. Oilfield Chemistry, 2008, 25(4): 386-390.
- [12] 于永金, 丁志伟, 张弛, 等. 抗循环温度 210 °C 超高温固井水泥浆[J]. 钻井液与完井液, 2019, 36(3): 349-354.
YU Yongjin, DING Zhiwei, ZHANG Chi, et al. A cement slurry used at ultra-high circulation temperature of 210 °C[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2019, 36(3): 349-354.
- [13] 王中华. 超高温钻井液体系研究 (I)——抗高温钻井液处理剂设计思路[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(3): 1-7.
WANG Zhonghua. Studies on ultra-high-temperature drilling fluid system (1): Design ultra-high-temperature drilling fluid additives[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 1-7.
- [14] KONG Xiangming, EMMERLING S, PAKUSCH J, et al. Retardation effect of styrene-acrylate copolymer latexes on cement hydration[J]. Cement and Concrete Research, 2015, 75: 23-41.
- [15] QUERCIA G, BROUWERS H J H, GARNIER A, et al. Influence of olivine nano-silica on hydration and performance of oil-well cement slurries[J]. Materials & Design, 2016, 96: 162-170.
- [16] 王成文, 陈新, 周伟, 等. 纳米 SiO₂ 溶胶缓解油井水泥高温强度衰退的作用机理[J]. 天然气工业, 2019, 39(3): 72-79.
WANG Chengwen, CHEN Xin, ZHOU Wei, et al. Working mechanism of nano-SiO₂ sol to alleviate the strength decline of oil well cement under high temperature[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(3): 72-79.
- [17] 王成文, 周伟, 陈新, 等. 纳米 SiO₂ 溶胶对高温加砂油井水泥石强度作用规律及机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2021, 45(6): 79-86.
WANG Chengwen, ZHOU Wei, CHEN Xin, et al. Effect of nano-SiO₂ sol on strength of cement with addition of silica sands under high temperature[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2021, 45(6): 79-86.

(修改回稿日期 2023-01-13 编辑 凌 忠)



本
文
互
动