

文章编号: 1000-0747(2019)02-0000-06 DOI: 10.11698/PED.2019.02.00

基于盐响应型两性离子聚合物的饱和盐水钻井液

蒋官澄^{1,2}, 贺垠博^{1,2}, 崔物格^{1,2}, 杨丽丽^{1,2}, 叶晨曦^{1,2}

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

基金项目: 国家自然科学基金创新研究群体项目(51521063); 国家自然科学基金面上项目(51474231); 国家“十三五”科技重大专项(2017ZX05009-003, 2016ZX05020-004, 2016ZX05040-005)

摘要: 基于带有等量阴、阳离子电荷的两性离子聚合物特殊的反聚电解质效应, 采用反相乳液聚合法分别研制了高分子量低离子度(HvL)与低分子量高离子度(LvH)两种盐响应型两性离子聚合物。通过核磁共振氢谱与流变性测试分别表征了聚合物的结构与盐响应特性。利用饱和盐膨润土基浆对HvL与LvH进行了单剂评价, 并考察了两者配比对基浆表观黏度与滤失量的影响, 发现HvL具有更有效的降滤失作用而LvH更利于保持低黏度。以HvL、LvH为核心研制了一种配方简单的饱和盐水钻井液, 研究表明, 盐响应型聚合物的性能优于钻井液常用的两种抗盐聚合物AM-AMPS阴离子共聚物与AM-AMPS-DMDAAC两性离子共聚物; 研制的钻井液具有出色的热稳定性与抗膨润土、泥页岩屑污染的性能, 并有一定的抗CaCl₂能力; 盐响应型聚合物也适用于饱和KCl钻井液, 普适性好。图4表9参17

关键词: 盐响应性; 反聚电解质效应; 两性离子聚合物; 饱和盐水钻井液

中图分类号: 文献标识码: A

A saturated saltwater drilling fluid based on salt-responsive polyampholytes

JIANG Guancheng^{1,2}, HE Yinbo^{1,2}, CUI Wuge^{1,2}, YANG Lili^{1,2}, YE Chenxi^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: Based on special antipolyelectrolyte effect of polyzwitterion, we developed two types of salt-responsive polyampholytes, one with high molecular weight and low charge density (HvL) and the other with low molecular weight and high charge density (LvH), by invert emulsion polymerization. Molecular structure and salt-responsiveness of them were characterized by proton NMR and rheology measurement, respectively. HvL and LvH were evaluated in saturated-salt bentonite suspension and influences of their ratio on apparent viscosity and fluid loss were investigated as well. The results indicate that HvL is better at decreasing fluid loss while LvH is better at maintaining low viscosity. A saturated saltwater drilling fluid centering on HvL and LvH with simple formula was designed and applied to evaluating common salt-tolerant polymers. It is indicated that salt-responsive polyampholytes are fundamentally better than AM-AMPS anionic copolymer and AM-AMPS-DMDAAC amphoteric copolymer. The saturated saltwater drilling fluid has excellent thermal stability, tolerance to bentonite and shale cuttings, and certain resistance to CaCl₂, and the salt-responsive polyampholytes can be used in KCl saturated drilling fluid, with universal adaptability.

Key words: salt responsiveness; antipolyelectrolyte effect; polyampholyte; saturated saltwater drilling fluid

引用: 蒋官澄, 贺垠博, 崔物格, 等. 基于盐响应型两性离子聚合物的饱和盐水钻井液[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 1-6.

JIANG Guancheng, HE Yinbo, CUI Wuge, et al. A saturated saltwater drilling fluid based on salt-responsive polyampholytes[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 1-6.

0 引言

饱和盐水钻井液是以“膨润土/抗盐聚合物/无机盐”为基础的钻井液体系^[1-3], 具备优异的抗盐污染能力和极强的防塌性能, 能够妥善应对高矿化度、高水敏地层。它不仅是盐膏层钻井液的首选体系^[4], 一定程

度上也被视为高性能页岩气储集层水基钻井液的发展方向^[5], 有着不可替代的优越性。本质上, 饱和盐水钻井液的性能水平取决于抗盐聚合物的性能水平: 一方面, 聚合物在钻井液中起最主要的调控流变性与滤失造壁性的作用; 另一方面, 虽然采用提升聚合物加量、使用磺化材料、配伍多种处理剂等手段能够优化钻井

液性能,但亦会衍生出高成本、不环保、难维护等问题^[2,4]。随着饱和盐水钻井液向着高温、高密度的方向发展,对抗盐聚合物的研究显得极为重要^[6-7]。

常规聚合物处理剂抗盐性能不理想的原因主要在于聚电解质效应^[8]。高盐环境中,小离子的电荷屏蔽作用会减弱带电基团间的静电力,使聚合物链在溶液中的构象由伸展转变为蜷曲,导致聚合物无法保持良好的水化分散状态,从而失效甚至不溶。弱化聚电解质效应是提升聚合物抗盐性能的有效方法,最主要的手段是将磺酸类单体,如2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸^[9]、对苯乙烯基磺酸^[10]等,引入到聚合物中,依靠磺酸基的强亲水性来维持一定程度的水化分散^[11-12]。综合看来,这些聚合物虽有抗盐能力,但本质上无法与盐相容,与盐共同形成的分散体系是热力学不稳定的,所以难以长时间地抵抗高盐及高温。研究表明,带有等量阴、阳离子电荷的两性离子聚合物(polyzwitterion)是一种抗盐能力极优的响应型聚合物。与常规聚合物相反,它具有特殊的反聚电解质效应,对盐表现出正响应性,即聚合物链的构象在盐刺激下由蜷曲转变为伸展,环境中盐浓度越高则越利于其发挥作用^[13-14]。显然,这种由“抵抗盐”到“盐友好”的转变使得聚合物与盐相协同而非相拮抗,即在根本上与盐相容,从而保证了其在高盐环境中的稳定性。

盐响应型两性离子聚合物多由内盐单体制备^[13],但构型过于单一且成本高昂。在钻井液中,考虑到流变性调节、降滤失的因素及与膨润土之间的相互作用,聚合物处理剂应具有更合适的柔顺性、分子量、离子度与电荷分布^[15-16]。此外,考虑到现场使用时的简易性,特别是高分子量聚合物不易溶解的问题,应将固体聚合物粉末制备为液体状。本文通过反相乳液聚合的方法制备两种盐响应型两性离子聚合物,通过分析聚合物溶液的流变性研究两者对盐的响应,并将它们与钻井液常用的两类抗盐聚合物进行对比。最后,以两种盐响应型两性离子聚合物为核心,研制一种高性能饱和盐水钻井液。

1 盐响应型两性离子聚合物制备

盐响应型两性离子聚合物是由非离子单体丙烯酰胺(AM)、阴离子单体2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸(AMPS)、阳离子单体3-丙烯酰胺丙基-三甲基氯化铵(TAC)共聚而成,单体纯度级别均为化学纯。通过调节3种单体的摩尔投料比,采用反相乳液聚合方法,分别制得了高分子量低离子度型(HvL)与低分子量高

离子度型(LvH)两种聚合物(分子结构简式见图1a),两种聚合物中3种单体的摩尔投料比分别为9.0 0.5 0.5和4 3 3。

反相乳液聚合步骤具体为:将3种单体共90 g溶于120 g去离子水中,并使用NaOH调节pH值至7~8,后加入0.9 g吐温80,搅拌均匀后得到水相;将12.5 g司盘80加入到75 g 5#白油中,搅拌均匀后得到油相;使用剪切乳化搅拌机高速混合水、油两相5 min,得到反相乳液;将乳液置于三口烧瓶中,加入0.18 g引发剂偶氮二异庚腈(分析纯),并添加水浴加热、电动搅拌装置;向乳液中通氮气15 min,后密封并将水浴温度提升至50 ℃,中速搅拌下保温20 h后即得到产物。HvL与LvH的外观分别如图1b、1c所示。

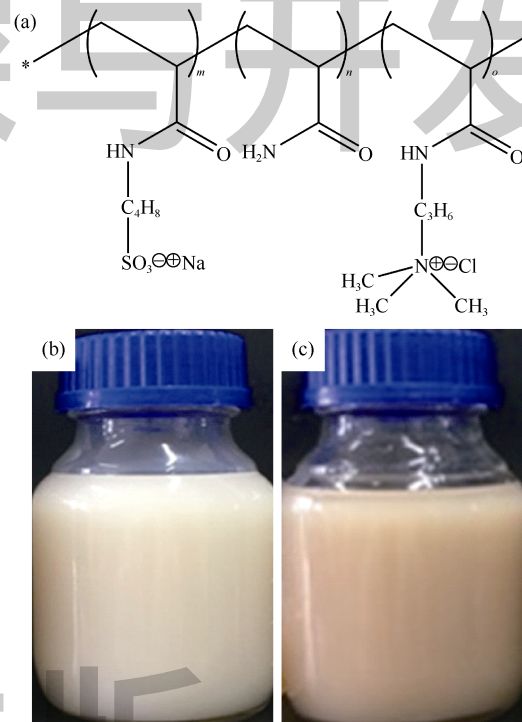


图1 盐响应型两性离子聚合物的分子结构简式(a)与HvL(b)、LvH(c)的外观

将产物破乳、洗涤、烘干,使用重水(D₂O)作溶剂,通过核磁共振氢谱测试表征聚合物的结构。由图2可知,HvL与LvH由于单体及合成方法均相同,谱线基本一致。以HvL为例,其中,1.58×10⁻⁶化学位移处为AMPS中的甲基氢的峰,(1.70~1.84)×10⁻⁶、(2.11~2.41)×10⁻⁶处分别为聚合物主链中亚甲基氢和次甲基氢的峰,3.23×10⁻⁶处的尖峰为TAC中与N⁺相连的甲基氢的峰。这些特征峰证明了3种单体的成功聚合,同时,谱线中未出现明显的烯氢峰,说明单体残余量低,聚合反应转化率高。

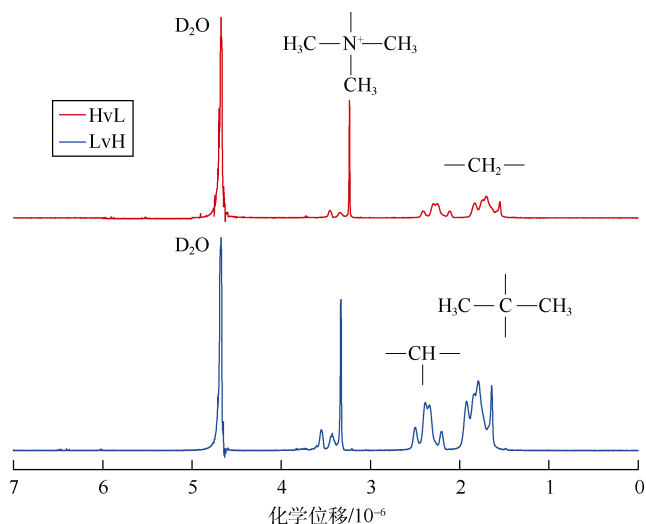


图2 盐响应型两性离子聚合物的核磁共振氢谱

2 盐响应型两性离子聚合物溶液流变性

盐响应型聚合物最直接的特征是分子链构象随溶

液中盐含量的增加而逐渐伸展。伸展造成排除体积增大，从而导致聚合物溶液的黏度增加。为表征盐响应性，分别配制了2%（本文皆为质量分数）的HvL和LvH溶液，并使用HAKKE流变仪（MARS60，Thermo Fisher Scientific USA）测试了溶液黏度随NaCl加量的变化。由图3a可以看出，HvL溶液的黏度显著地随NaCl加量的增加而增大，且在高剪切速率范围内剪切稀释性增强，在低剪切速率范围内出现牛顿平台。LvH溶液黏度也随NaCl加量增加而增大（见图3b），所不同的是牛顿平台出现在高剪切速率区。这一结果不仅直接证明了两者的盐响应特性^[10]，也体现了分子量、离子度对溶液流变性的影响：HvL分子量高，分子不易运动，对小幅度剪切不敏感，使得低剪切速率下测出的黏度基本不变；LvH分子量低，在剪切扰动稍大时即被充分分散，导致高剪切速率下测出的黏度基本不变，而在低剪切速率下，聚合物在静电作用下缔合形成的微结构使黏度显著增加。

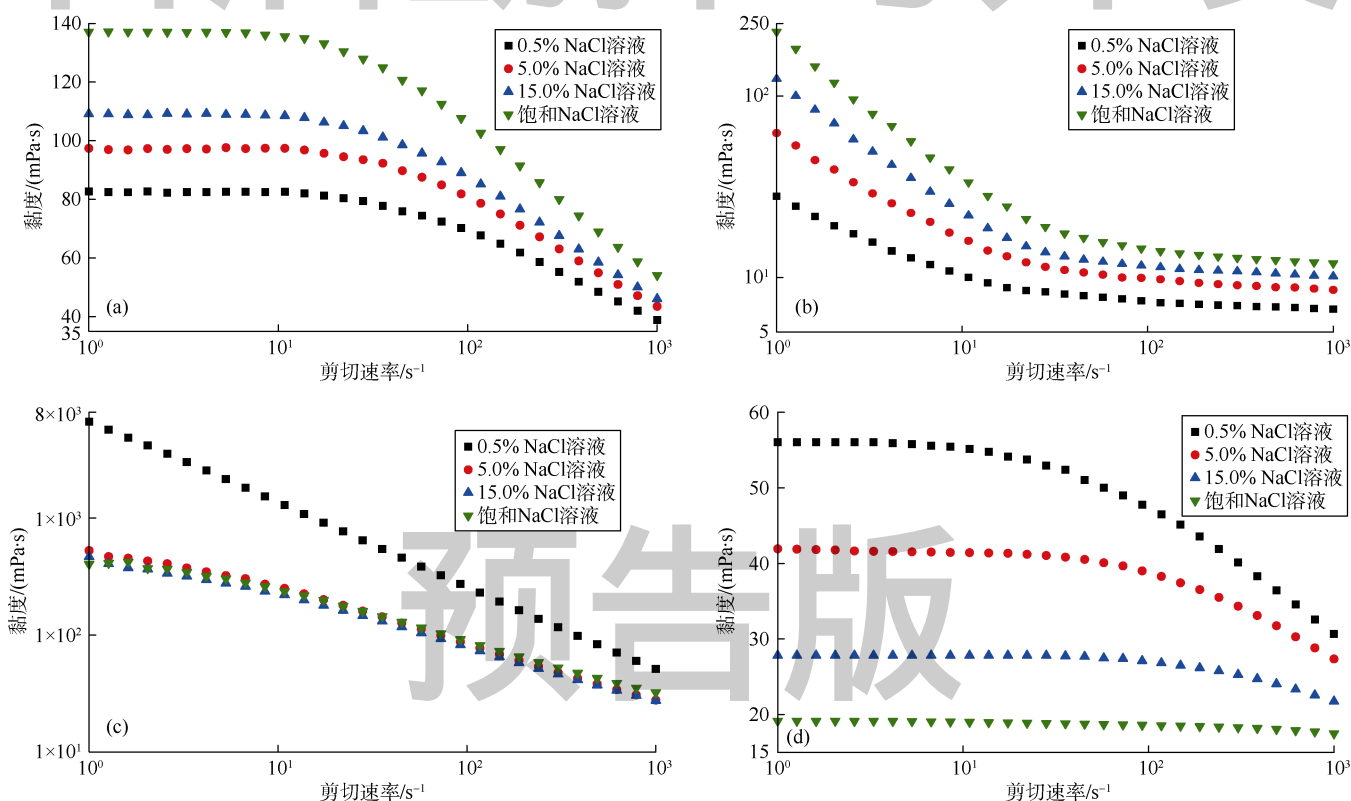


图3 NaCl加量对HvL(a)、LvH(b)、AM-AMPS阴离子共聚物(c)和AM-AMPS-DMDAAC两性离子共聚物(d)溶液黏度的影响

将HvL、LvH与钻井液常用的两类抗盐聚合物进行了对比研究。按照HvL的单体投料比，通过去掉阳离子单体TAC制备了AM-AMPS阴离子共聚物，通过将TAC更换为等量的阳离子单体二甲基二烯丙基氯化铵（DMDAAC）制备了AM-AMPS-DMDAAC两性离

子共聚物。由于AMPS、DMDAAC是制备抗盐、抗温聚合物处理剂的常用单体，且阴离子共聚物与两性离子共聚物是饱和盐水钻井液用聚合物最主要的类型，这两种作为对比的聚合物具有代表性。由图3c、3d可知，AM-AMPS阴离子共聚物表现出典型的聚电解质

效应,随着 NaCl 加量的增加溶液黏度显著下降,5%的 NaCl 加量下即降至最低水平;AM-AMPS-DMDAAC 两性离子共聚物亦未表现出反聚电解质效应,溶液黏度随 NaCl 加量的增加而逐渐降低。上述对比结果体现了 HvL 与 LvH 的特殊性,也表明了聚合物分子构型对盐响应性的影响。对 AM-AMPS-DMDAAC 共聚物而言,在单体结构差异较大(DMDAAC 聚合后形成环结构)且采用常规聚合方法的条件下,相等的阴、阳离子单体投料不能形成 polyelectrolyte 的“等电”结构^[14]。

3 盐响应型两性离子聚合物单剂评价

在饱和盐膨润土基浆(2%膨润土+饱和 NaCl)中对盐响应型聚合物进行了单剂评价。从表 1 可以看出,加入 HvL 或 LvH 前,由于大量的盐屏蔽了膨润土间的静电作用,基浆出现严重絮凝,导致 Φ_6/Φ_3 读数高且滤失量不可控制。絮凝使膨润土在静置时极易沉降,基浆分层,失去稳定性。加入 HvL 或 LvH 后,聚合物的护胶作用使膨润土在高盐环境中保持了良好的分散状态,API 滤失量分别降至 4.1 mL 和 22.0 mL。在流变性方面,高分子量的 HvL 具有显著的增黏、提高动切力的作用,高离子度的 LvH 则能够使基浆在低黏度水平下维持一定的切力。

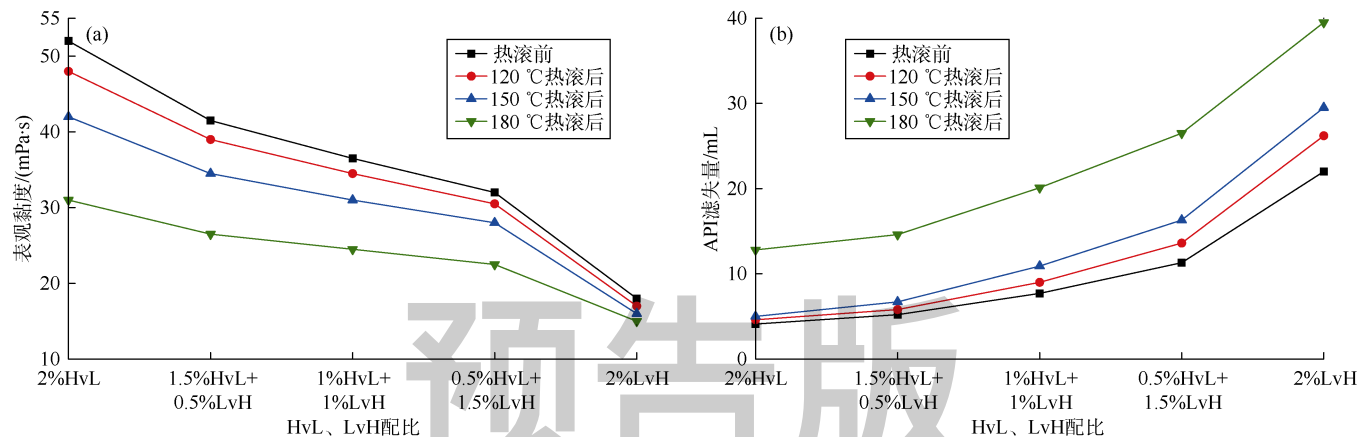


图 4 HvL、LvH 对比对饱和盐膨润土基浆的表观黏度 (a) 与 API 滤失量 (b) 的影响

4 基于盐响应型两性离子聚合物的饱和盐水钻井液

4.1 配方与基本性能

基于 HvL、LvH 与盐之间极好的相容性以及调节流变性、降滤失功能,以两者为核心,仅复配使用超细 CaCO_3 , 配制了饱和盐水钻井液,具体配方为:2%膨润土+1% HvL+0.5% LvH+4%粒径 $6.5 \mu\text{m}$ (2 000 目) CaCO_3 +饱和 NaCl+150%重晶石(加重到 2.0 g/cm^3)。

表 1 HvL、LvH 对饱和盐膨润土基浆基本性能的影响

样品	表观黏度/ (mPa·s)	塑性黏度/ (mPa·s)	动切力/ Pa	Φ_6/Φ_3	API 滤失量/ mL
基浆	8.5	6	2.56	8/7	139.8
基浆+ 2% HvL	52.0	31	21.46	5/4	4.1
基浆+ 2% LvH	18.0	12	6.13	4/3	22.0

注: Φ_6 —转速为 6 r/min 时旋转黏度计刻度盘的读数; Φ_3 —转速为 3 r/min 时旋转黏度计刻度盘的读数

一般而言,聚合物钻井液的黏度与滤失量呈反比。由于高黏度与高滤失量均不宜出现,所以应通过调节 HvL 与 LvH 的配比来维持黏度与滤失量之间的平衡。为优选两者在饱和盐水钻井液中的加量以及评价抗温性,保持聚合物总量 2% 不变,测试了不同热滚温度下 HvL 与 LvH 的对比对基浆表观黏度与 API 滤失量的影响(见图 4)。可以看出,随着高分子量 HvL 占比的减少,基浆的表观黏度逐渐下降而滤失量逐渐升高;热滚后的数据表明两者在饱和盐条件下的单剂抗温能力均能够达到 $150 \text{ }^\circ\text{C}$ 。结合表 1 中的数据可知, HvL 与 LvH 均具有良好的调节流变性与降滤失功能,相比而言, HvL 是一种增黏降滤失剂而 LvH 则是一种低黏降滤失剂。综合黏度与滤失量两方面因素,同时考虑到 HvL 具有更低的成本(AM 含量高),在钻井液中宜优先使用 HvL。

其中, CaCO_3 是惰性封堵材料,具有改善滤饼质量的作用。由表 2 可知,基于盐响应型两性离子聚合物的饱和盐水钻井液具有合适的黏度与切力,动塑比高,滤失量低,且热滚前后流变性能几乎无变化,基本性能优良。

基于上述配方,保持聚合物总加量与其余处理剂种类、加量不变,分别使用 AM-AMPS 阴离子共聚物和 AM-AMPS-DMDAAC 两性离子共聚物配制了饱和盐水钻井液作为对比。由表 3、表 4 可知,对比钻井液在热滚 16 h 后黏度即大幅下降,且高温高压滤失量无

表2 基于HvL、LvH的饱和盐水钻井液的基本性能

条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	API滤失量/mL	高温高压滤失量/mL
热滚前	80	66	14.31	0.217	6/4	2.1	
热滚后	79	66	13.29	0.201	5/4		8.0

注：老化条件为150℃下热滚16h，下同；高温高压滤失量测试条件为150℃、3.5MPa，下同

表3 使用AM-AMPS阴离子共聚物配制的饱和盐水钻井液的基本性能

条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	API滤失量/mL	高温高压滤失量/mL
热滚前	86.5	70	16.86	0.241	7/5	3.9	
热滚后	49.0	47	2.04	0.043	2/1		53.3

表4 使用AM-AMPS-DMDAAC两性离子共聚物配制的饱和盐水钻井液的基本性能

条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	API滤失量/mL	高温高压滤失量/mL
热滚前	64.0	58	6.13	0.106	5/4	5.1	
热滚后	38.5	36	2.56	0.071	4/3		68.8

法控制。显然，这两种对比聚合物仅靠自身无法适用于饱和盐及150℃的高温条件，性能在根本上落后于盐响应型聚合物。

4.2 热稳定性

采用连续热滚实验评价了基于盐响应型两性离子聚合物的饱和盐水钻井液的热稳定性，热滚温度为150℃。由表5可知，随着热滚时间的延长，钻井液的黏度与 Φ_6/Φ_3 读数逐渐降低，滤失量逐渐升高。结合表2数据可知，钻井液性能在热滚80h后才开始变

得不理想，热稳定性优良。

4.3 抗膨润土、泥页岩屑污染性能

表6、表7分别列出了经不同量膨润土、泥页岩屑污染后的饱和盐水钻井液在150℃下热滚16h后的基本性能。可以看出，由于含有高浓度的盐，钻井液具有良好的抑制能力。根据 Φ_6/Φ_3 读数变化可知，钻井液被30%膨润土污染后才出现显著稠化。泥页岩屑对钻井液性能影响较小，30%污染量下钻井液黏度与滤失量仅小幅增加。

表5 基于HvL、LvH的饱和盐水钻井液的基本性能随热滚时间的变化

热滚时间/h	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	高温高压滤失量/mL
32	75.5	64	11.75	0.184	5/4	10.0
64	68.0	57	11.24	0.197	4/3	11.8
80	62.0	53	9.20	0.174	3/2	15.4
96	54.0	47	7.15	0.152	3/2	23.0

表6 基于HvL、LvH的饱和盐水钻井液的抗膨润土污染性能(热滚后)

污染量/%	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	高温高压滤失量/mL
0	79	66	13.29	0.201	5/4	8.0
5	83	71	12.26	0.172	5/4	10.0
15	88	75	13.29	0.177	6/5	11.8
25	117	96	21.46	0.224	9/7	15.4
30	131	94	37.81	0.402	21/18	23.0

表7 基于HvL、LvH的饱和盐水钻井液的抗泥页岩屑污染性能(热滚后)

污染量/%	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	高温高压滤失量/mL
0	79	66	13.29	0.201	5/4	8.0
10	82	69	13.29	0.192	5/4	8.2
20	89	75	14.31	0.191	6/5	10.3
30	100	84	16.35	0.195	9/7	13.2

4.4 抗CaCl₂污染性能

表8列出了经不同量CaCl₂污染后的饱和盐水钻井液在150℃下热滚16h后的基本性能。从黏度及高温高压滤失量数据可以看出，钻井液可抗0.75%的CaCl₂污染。继续增加钙侵量后，由于聚合物中的AM

热降解后生成的羧基被大量Ca²⁺聚沉，导致钻井液的高温高压滤失量大幅增加^[16]。

4.5 饱和KCl钻井液

由于K⁺具有特殊的抑制能力，KCl钻井液在恶劣地层中应用得更多^[17]。保持其余处理剂种类、加量不

表8 基于HvL、LvH的饱和盐水钻井液的抗CaCl₂污染性能(热滚后)

污染量/%	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_6/Φ_3	高温高压滤失量/mL
0	79.0	66	13.29	0.201	5/4	8.0
0.50	74.0	65	9.20	0.142	5/4	12.3
0.75	65.5	58	7.66	0.132	4/3	18.9
1.00	38.0	32	6.13	0.192	3/2	76.7

变,使用 KCl 替换 NaCl,配制了饱和 KCl 钻井液,其基本性能见表 9。对比表 2、表 9 数据可知,由于 K^+ 更强的抑制作用,使用 KCl 替换 NaCl 后钻井液的黏度

降低,滤失量小幅增加,仍保持了良好且稳定的性能。这也说明 HvL、LvH 对常规的一价阳离子无明显选择性,具有普适性。

表 9 基于 HvL、LvH 的饱和 KCl 钻井液的基本性能

条件	表观黏度/(mPa·s)	塑性黏度/(mPa·s)	动切力/Pa	动塑比/(Pa·(mPa·s) ⁻¹)	Φ_0/Φ_3	API 滤失量/mL	高温高压滤失量/mL
热滚前	69.0	58	12.24	0.194	5/3	3.0	
热滚后	66.5	56	10.73	0.192	5/3		9.7

5 结论

使用非离子单体丙烯酸酰胺、阴离子单体 2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸、阳离子单体 3-丙烯酰胺丙基-三甲基氯化铵研制了 HvL 与 LvH 两种盐响应型两性离子聚合物。HvL、LvH 具有显著的反聚电解质效应,在根本上与盐相容。两者在饱和盐环境下均具有优良的调节流变性及降滤失作用。

HvL、LvH 为乳液状,制备简易,以二者为核心研制的饱和盐水钻井液配方简单、热稳定性好、抑制性能出色并具有一定的抗钙能力,具备良好的现场应用价值。

参考文献:

- [1] 胡文军,罗平亚,白杨,等. 新型高温高密度盐水钻井液研究[J]. 钻井液与完井液, 2017, 34(3): 1-10.
HU Wenjun, LUO Pingya, BAI Yang, et al. Study on a new high temperature high density saltwater drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2017, 34(3): 1-10.
- [2] 罗宇峰. 抗高温高密度饱和盐水钻井液在川西地区的应用[J]. 钻采工艺, 2017(5): 98-101.
LUO Yufeng. Application of high temperature and high density saturated salt water drilling fluid in West Sichuan[J]. Drilling & Production Technology, 2017(5): 98-101.
- [3] 张岩,向兴金,鄢捷年,等. 低自由水钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(4): 27-28.
ZHANG Yan, XIANG Xingjin, YAN Jienian, et al. A novel drilling fluid with less free water[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011, 38(4): 27-28.
- [4] 蔺文洁,黄志宇,张远德. 高密度饱和盐水钻井液在盐膏层钻进中的维护技术[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(1): 64-67.
LIN Wenjie, HUANG Zhiyu, ZHANG Yuande. Maintenance technology of high-density saturated brine drilling fluid during drilling into salt-gypsum layer[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 34(1): 64-67.
- [5] 孙金声,刘敬平,闫丽丽,等. 国内外页岩气水基钻井液技术现状及中国发展方向[J]. 钻井液与完井液, 2016, 33(5): 1-8.
SUN Jinsheng, LIU Jingping, YAN Lili, et al. Status quo of water base drilling fluid technology for shale gas drilling in China and abroad and its developing trend in China[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2016, 33(5): 1-8.
- [6] 王晓军,余婧,孙云超,等. 适用于连续管钻井的无固相盐水钻井液体系[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 507-512.
WANG Xiaojun, YU Jing, SUN Yunchao, et al. A solids-free brine drilling fluid system for coiled tubing drilling[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 507-512.
- [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] 何曼君,张红东,陈维孝,等. 高分子物理[M]. 上海: 复旦大学出版社, 2007.
HE Manjun, ZHANG Hongdong, CHEN Weixiao, et al. High polymer physics[M]. Shanghai: Fudan University Press, 2007.
- [9] ZHANG X, JIANG G, XUAN Y, et al. Associating copolymer AM/DMDAAC/BA/AMPS as a tackifier in clay-free and water-based drilling fluids[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(5): 4655-4662.
- [10] BUROVA T V, GRINBERG N V, GRINBERG V Y, et al. Order-disorder conformational transitions of *N*-isopropylacrylamide-sodium styrene sulfonate copolymers in aqueous solutions[J]. Macromolecules, 2008, 41(16): 5981-5984.
- [11] BAGARIA H G, ZHENG X, NEILSON B M, et al. Iron oxide nanoparticles grafted with sulfonated copolymers are stable in concentrated brine at elevated temperatures and weakly adsorb on silica[J]. ACS Applied Materials & Interfaces, 2013, 5(8): 3329-3339.
- [12] SABBAGH I, DELSANTI M. Solubility of highly charged anionic polyelectrolytes in presence of multivalent cations: Specific interaction effect[J]. European Physical Journal E, 2000, 1(1): 75-86.
- [13] RANKA M, BROWN P, HATTON T A. Responsive stabilization of nanoparticles for extreme salinity and high-temperature reservoir applications[J]. ACS Applied Materials & Interfaces, 2015, 7(35): 19651-19658.
- [14] XIAO S, YANG Y, ZHONG M, et al. Salt-responsive bilayer hydrogels with pseudo double network structure actuated by polyelectrolyte and anti-polyelectrolyte effects[J]. ACS Applied Materials & Interfaces, 2017, 9(24): 20843-20851.
- [15] YANG L, JIANG G, SHI Y, et al. Application of ionic liquid and polymeric ionic liquid as shale hydration inhibitors[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(4): 4308-4317.
- [16] LIU F, JIANG G, PENG S L, et al. An amphoteric polymer as anti-calcium contamination fluid loss additive in water-based drilling fluids[J]. Energy & Fuels, 2016, 30(9): 7221-7228.
- [17] 艾贵成,邱佩瑜,王宏,等. 有机盐聚合醇氯化钾钻井液的应用[J]. 钻井液与完井液, 2006, 23(3): 51-53.
AI Guicheng, QIU Peiyu, WANG Hong, et al. Application of organic salt/polyglycol/KCl drilling fluid[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2006, 23(3): 51-53.

第一作者简介: 蒋官澄(1966-),男,重庆大足人,博士,中国石油大学(北京)石油工程学院教授,主要从事油气井化学与工程、油气层损害与保护、油田化学等方面的教学与研究工作。地址:北京市昌平区府学路18号,中国石油大学(北京)石油工程学院,邮政编码:102249。E-mail: jgc5786@126.com

收稿日期: 2018-09-11 修回日期: 2018-11-30

(编辑 胡菁玮)