

抗高温超前护壁膨润土胶质液研制与性能评价

邹志飞^{1,2,3}, 熊正强^{1,2*}, 付帆^{1,2}, 李晓东^{1,2}, 李艳宁^{1,2}, 彭博一^{1,2}

(1. 北京探矿工程研究所, 北京 100083; 2. 中国地质调查局绿色钻探技术创新中心, 北京 100083; 3. 中国地质大学(北京), 北京 100083)

摘要: 针对岩心钻探中破碎地层取心率低、常规护壁技术效果有限的问题, 本文提出一种“超前护壁”的技术思路, 并研制了一种抗高温超前护壁膨润土胶质液。通过材料筛选与正交试验优化, 确定最佳配方为“2% 河北钻井级膨润土+8% 海泡石+20% 硅酸盐水泥”。室内性能测试表明, 该胶质液在常温下表观黏度达 87.5 mPa·s, 150 °C 老化 16 h 后表观黏度超过 150 mPa·s, 全滤失时间仅 68 s, 形成的滤饼经 150 °C 干燥 48 h 后抗压强度达 2.4 MPa, 并在高温高压砂床模拟实验中展现出良好的渗透与胶结能力。该胶质液可在不使地层完全固化的前提下超前注入, 增强地层的整体性, 为提高破碎地层取心率与钻探效率提供了新方案, 具有良好的工程应用前景。

关键词: 破碎地层; 超前护壁; 膨润土胶质液; 抗高温; 岩心采取率; 冲洗液; 胶结性能; 性能评价

中图分类号: P634.8 **文献标识码:** A **文章编号:** 2096-9686(2026)03-0080-07

Research and performance evaluation of high-temperature resistant advanced borehole wall protection bentonite gel liquid

ZOU Zhifei^{1,2,3}, XIONG Zhengqiang^{1,2*}, FU Fan^{1,2}, LI Xiaodong^{1,2}, LI Yanning^{1,2}, PENG Boyi^{1,2}

(1. Beijing Institute of Exploration Engineering, Beijing 100083, China; 2. Technology Innovation Center of Green Drilling, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 3. China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

Abstract: To address the issues of low core recovery in fractured formations during core drilling and the limited effectiveness of conventional borehole wall protection technologies, this paper proposes a technical approach of "advanced borehole wall protection" and develops a high-temperature resistant advanced borehole wall protection bentonite gel liquid. Through material screening and orthogonal experiment optimization, the optimal formula was determined as 2% Hebei drilling-grade bentonite, 8% sepiolite, and 20% Portland cement. Laboratory performance tests indicate that the gel liquid has an apparent viscosity of 87.5 mPa·s at room temperature and its apparent viscosity exceeds 150 mPa·s after aging at 150 °C for 16 h. The total filtration time is only 68 s. The compressive strength of the formed filter cake reaches 2.4 MPa after drying at 150 °C for 48 h. Furthermore, the gel liquid exhibits good permeability and cementation capabilities in high-temperature and high-pressure sand bed simulation experiments. This gel liquid can be injected in advance without completely consolidating the formation, thereby enhancing the formation's overall integrity. It provides a new solution for improving core recovery and drilling efficiency in fractured formations and holds promising engineering application prospects.

Key words: fractured formation; advanced borehole wall protection; bentonite gel liquid; high-temperature resistance; core recovery rate; drilling fluid; cementation performance; performance evaluation

收稿日期: 2025-09-17; 修回日期: 2025-12-01 DOI: 10.12143/j.ztgc.2026.03.010

基金项目: 中国地质调查局地质调查项目(编号: DD 20221722)

第一作者: 邹志飞, 男, 苗族, 1992年生, 工程师, 材料科学与工程专业, 博士在读, 从事钻井液技术研究与应用工作, 北京市海淀区学院路29号, zzf1125@126.com。

通信作者: 熊正强, 男, 汉族, 1985年生, 正高级工程师, 地质工程专业, 博士, 从事钻井液技术研究与应用工作, 北京市海淀区学院路29号, xiongzzq1012@126.com。

引用格式: 邹志飞, 熊正强, 付帆, 等. 抗高温超前护壁膨润土胶质液研制与性能评价[J]. 钻探工程, 2026, 53(3): 80-86.

ZOU Zhifei, XIONG Zhengqiang, FU Fan, et al. Research and performance evaluation of high-temperature resistant advanced borehole wall protection bentonite gel liquid[J]. Drilling Engineering, 2026, 53(3): 80-86.

0 引言

岩心钻探是获取地层原始岩样、揭示地层特性与储层性质的关键手段^[1]。破碎地层通常成岩性差,或受过外力改造,岩石被切割成多个块体,易发育大量小尺寸裂缝。在该类地层进行取心作业时,常面临岩心采取率低、钻进效率不佳等难题^[2-4],特别是极破碎地层,极易出现岩石堵塞内管、卡簧无法卡住岩心等情况,导致岩心采取率非常低,无法实现地质目的^[5-8]。

为提高破碎地层中的岩心采取率,常规手段主要从两方面入手:(1)在钻进过程中适当提高冲洗液中降滤失剂和护壁材料占比,以降低滤失量,增强孔壁稳定性,防止坍塌掉块;(2)通过提升冲洗液的抑制性与胶结性,维持进入岩心管内岩心的完整性,减少岩心散失^[9-10]。然而,上述方法均属钻头破岩后的被动补救措施,未从根本上改善地层破碎状态。目前,尚无在取心钻进前先注入浆液,在避免完全固化地层的前提下强化破碎地层胶结性的相关报道。

为解决上述问题,满足破碎地层护心与取心的技术要求,研制了一种抗高温超前护壁膨润土胶质液,其技术指标:抗高温能力 $\geq 150\text{ }^{\circ}\text{C}$,常温下表观黏度 $\geq 80\text{ mPa}\cdot\text{s}$, $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 老化16 h后表观黏度 $> 100\text{ mPa}\cdot\text{s}$,且不能完全封固地层。该胶质液的核心功能在于可在钻头破碎地层前注入未钻的破碎地层,通过胶结破碎岩块,充填裂缝与裂纹,增强破碎地层的整体强度,为提高取心率与作业效率提供技术支撑。

1 胶质液设计

抗高温超前护壁膨润土胶质液是一种护壁材料,需兼具良好的抗高温性能、胶结护壁能力,同时不能形成强度过高的固结体。针对破碎地层岩石特性及护壁技术难点,根据“快速滤失进入岩心缝隙+纤维网状材料充填+无机凝胶材料胶结”的设计思路确定了抗高温超前护壁膨润土胶质液的研制路线。

(1)为了提高其在破碎地层的驻留能力,研制的胶质液需具有较高黏度和快速滤失性能,以使其在孔壁周围快速形成滤饼,充填或胶结破碎岩块,避免流向漏失通道深部。

(2)通过引入纤维网状材料,提高胶质液的架桥能力,形成具有网状空间结构的封堵层,进一步

增强胶质液的胶结强度。

(3)以常用且成本较低的无机凝胶材料(如硅酸盐水泥)为护壁胶结基础材料,引入优质膨润土作为添加剂,利用膨润土的吸水膨胀性能和层状结构,进一步提高胶质液在破碎地层的胶结能力^[11]。

抗高温超前护壁膨润土胶质液作业流程见图1。

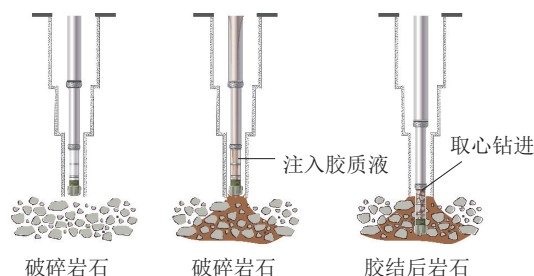


图1 膨润土胶质液胶结破碎岩块及取心示意

Fig.1 Schematic diagram of bentonite gel liquid cementing broken rock blocks and coring

2 处理剂筛选

2.1 膨润土筛选

我国膨润土矿产资源丰富,来源广泛,生产成本较低,同时具有优异的吸水膨胀性能,以其配制的悬浮液表现出良好的胶结性与护壁效果。因此,膨润土是一种非常理想的胶质液造浆及护壁材料。

本研究选取了6种不同产地的膨润土产品,对相应的悬浮液开展流变性能测试。按照配方“蒸馏水+6%膨润土”配制膨润土悬浮液,采用六速旋转黏度计分别测试膨润土悬浮液在现配现测、常温养护4 h和 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 老化16 h 3种条件下的流变性能,结果见表1。

从表1可知,河北钻井级膨润土配制的悬浮液在常温不养护和养护4 h后流变性能稳定,且动塑比 $< 0.8\text{ Pa}/(\text{mPa}\cdot\text{s})$,高温老化后表观黏度高于其他几种,达到 $29.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。表明该悬浮液在常温下具有良好的流动性,同时其在高温老化后黏度大幅提高,有助于提升胶质液护壁胶结能力。作为对比,河北钠膨润土在常温下动塑比偏高,且在高温老化后表观黏度下降,表明其常温下流动性差,耐高温能力不足。黏土颗粒在水中随温度变化产生水化分散、高温聚结与钝化、高温去水化作用,河北钻井级膨润土经长时间高温老化后黏度上升,表明水化分散作用占据主导^[12-13]。水化分散作用是指随

表 1 不同膨润土悬浮液的流变性能
Table 1 Rheological properties of different bentonite suspensions

膨润土类型	测试条件	θ_{600}	θ_{300}	θ_{200}	θ_{100}	θ_6	θ_3	表观黏度/ (mPa·s)	动塑比/[Pa· (mPa·s) ⁻¹]
河北钻井级膨润土	常温、0 h	32	23	19	14	7	6	16	0.79
	常温、4 h	34	23	19	14	7	6	17	0.56
	150 ℃、16 h	59	47	43	38	29	27	29.5	1.49
山东钻井级膨润土	常温、0 h	26	19	15	12	6	5	13	0.88
	常温、4 h	29	21	18	13	7	6	14.5	0.83
	150 ℃、16 h	40	31	27	22	13	12	20	1.25
河北钠膨润土	常温、0 h	62	56	56	54	51	51	31	4.26
	常温、4 h	59	52	51	48	44	43	29.5	3.29
	150 ℃、16 h	50	37	33	26	16	15	25	0.94
陕西钠膨润土	常温、0 h	3	2	1.5	1	0.5	0.2	1.5	0.51
	常温、4 h	3	2	1.5	1	0.5	0.2	1.5	0.51
	150 ℃、16 h	4	3	2	1	0.5	0.2	2	1.02
辽宁钠膨润土	常温、0 h	5	3	2	1	0.5	0.2	2.5	0.26
	常温、4 h	5	3	2	1	0.5	0.2	2.5	0.26
	150 ℃、16 h	9	6	4	2	1	0.5	4.5	0.51
甘肃钠膨润土	常温、0 h	7	5	4	3	2	1	3.5	0.77
	常温、4 h	9	7	5	3	2	1	4.5	1.28
	150 ℃、16 h	17	12	9	7	3	2	8.5	0.72

温度上升,分子热运动加剧,黏土水化分散能力加强,促使未水化的黏土颗粒水化膨胀,导致悬浮液黏度升高。因此,本研究优选河北钻井级膨润土作为抗高温超前护壁膨润土胶质液的造浆护壁材料。

2.2 增滤材料筛选

增滤材料可使胶质液进入破碎地层后,在漏失压差作用下迅速发生滤失,使其中的固相成分快速沉积、富集并形成滤饼。该滤饼随压差作用逐渐压实,从而胶结破碎地层岩体,有效封堵漏失通道。本研究选取了3种增滤材料,系统评价了其在胶质液中的快速滤失性能。按照配方“蒸馏水+8%增滤材料+20%硅酸盐水泥”配制胶质液,使用中压滤失仪测定其滤失量、滤失时间及滤饼厚度,结果见表2。

由表2可知,所有胶质液均完全滤失。其中,含海泡石的胶质液滤失时间显著短于其他材料,仅需36 s即完全失水,滤失量为270 mL,滤饼厚度为2.1 cm。滤失时间越短,越有利于形成滤饼。因此,海泡石被选作抗高温超前护壁膨润土胶质液的增滤材料。从图2可以看出,添加海泡石的胶质液滤饼在风干后未出现开裂现象,结构更为致密。从图

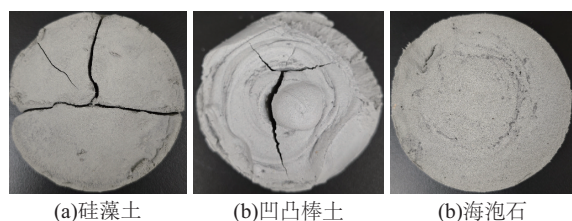
表 2 不同增滤材料滤失时间和滤失量
Table 2 Filtration loss time and volume of different filtration enhancement materials

增滤材料	滤失量/mL	滤失时间/s	滤饼厚度/cm
硅藻土	295	104	1.6
凹凸棒土	225	498	2.7
海泡石	270	36	2.1

3可以看出,海泡石作为一种矿物纤维,其多孔纤维结构能够在水泥浆中形成骨架支撑,促进水化反应进程,减少微观孔隙与裂纹的产生,从而形成更致密的微观结构,整体性能也相应提升。作为对比,硅藻土、凹凸棒土与水泥形成的滤饼缺乏纤维状骨架结构支撑,导致其机械强度相对较低。

2.3 膨润土胶质液配方优选

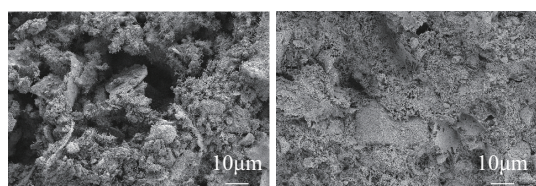
基于处理剂筛选试验结果,确定以膨润土、增滤材料 and 水泥作为胶质液的主要组分,并通过正交试验优选出最终配方,正交试验方案如表3所示。随后,按表3中组分配比制备了9组胶质液样品,分别测试其在高温老化前后的流变性能,结果见表4。



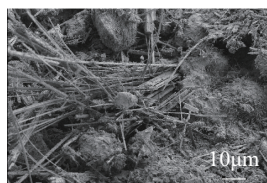
(a)硅藻土 (b)凹凸棒土 (c)海泡石

图2 不同增滤材料配制胶质液形成的滤饼

Fig.2 Filter cakes formed by preparing gel liquids with different filter enhancement materials



(a)硅藻土 (b)凹凸棒土



(b)海泡石

图3 不同滤饼扫描电镜结果

Fig.3 SEM of different filter cakes

表3 正交试验设计表

Table 3 Orthogonal experimental design table

试验序号	膨润土/%	海泡石/%	水泥/%
1	2	6	15
2	2	8	20
3	2	10	25
4	4	6	20
5	4	8	25
6	4	10	15
7	6	6	25
8	6	8	15
9	6	10	20

由表4可知,试验2在养护4 h后表观黏度达到91 mPa·s,高温老化后胶质液完全胶结,其表观黏度超过了150 mPa·s,满足了工程技术指标要求。试验3~9各项性能虽满足工程技术指标要求,但是在常温养护4 h后动塑比偏高,流动性较差,难以满足现场泵送要求,且试验3~9原材料成本更高。因此,通过上述试验,优选抗高温超前护壁膨润土胶质液的配方为“2%河北钻井级膨润土+8%海泡石

+20%硅酸盐水泥”。

3 性能评价

按照优选配方“2%河北钻井级膨润土+8%海泡石+20%硅酸盐水泥”配制胶质液,先将膨润土、海泡石加入水中,在转速8000 r/min下匀速搅拌20 min,再加入水泥,继续搅拌20 min,即可制备抗高温超前护壁膨润土胶质液。对研制的抗高温超前护壁膨润土胶质液开展综合性能评价,包括流变性能、快速滤失充填性能、滤饼抗压强度和渗透胶结能力。

3.1 流变性能

开展抗高温超前护壁膨润土胶质液在不同温度条件下的流变性能测试,测试条件包括现配现测、常温养护4 h及分别在60、90、120、150℃下老化16 h,用六速旋转黏度计测试其表观黏度,结果见图4。

由图4可知,在常温养护4 h后,抗高温超前护壁膨润土胶质液表观黏度为87.5 mPa·s,黏度较高但是仍保持良好的流动性,有利于现场灌浆作业。随温度升高,胶质液的表观黏度持续增大,当温度达到90℃时,表观黏度已大于150 mPa·s(超过仪器量程的数值均按150 mPa·s计),表明其胶结能力显著增强,显示出该胶质液对高温地层具有良好的适配性。从图5可以看出,高温老化后胶质液变得黏稠,胶结能力明显上升。这是因为膨润土、海泡石和水泥三者在高温下共同作用的协同效应,水泥水化产物硅酸钙是胶质液致密化的关键。海泡石的纤维网络和膨润土的片层结构为水化产物硅酸钙提供了良好的附着点,三者协同形成了一个复合、高强度的空间网络^[14-15]。

3.2 快速滤失充填性能

快速滤失与充填性能是决定胶质液能否在遇到破碎地层时迅速发生漏失并有效胶结地层岩体的关键,主要通过滤失量和滤失时间衡量。胶质液的失水量越大、滤失时间越短,其液相部分就越快渗入地层深处,而将浆液中所携带的纤维类材料等固相物质滞留于原处,在裂隙狭窄部位发生架桥效应。与此同时,膨润土等材料通过持续失水形成致密且坚韧的滤饼。滤饼形成与架桥封堵过程越快,对快速胶结破碎裂隙越重要。采用中压滤失仪对抗高温超前护壁膨润土胶质液开展滤失性能测试,

表4 配方优选试验测试结果

Table 4 Results of formula optimization experiment

试验序号	测试条件	θ_{600}	θ_{300}	θ_{200}	θ_{100}	θ_6	θ_3	表观黏度/(mPa·s)
1	常温、0 h	78	63	53	43	29	28	39
	常温、4 h	123	110	95	82	63	63	61.5
	150 ℃、16 h	170	130	110	83	25	23	85
2	常温、0 h	100	85	69	53	38	38	50
	常温、4 h	182	138	110	90	63	60	91
	150 ℃、16 h	胶结						>150
3	常温、0 h	92	85	74	60	35	32	46
	常温、4 h	270	230	202	165	124	124	135
	150 ℃、16 h	胶结						>150
4	常温、0 h	152	135	115	89	61	60	76
	常温、4 h	216	215	213	206	171	171	108
	150 ℃、16 h	胶结						>150
5	常温、0 h	110	100	94	78	56	53	55
	常温、4 h	>300	>300	>300	280	184	184	150
	150 ℃、16 h	胶结						>150
6	常温、0 h	212	190	165	155	105	100	106
	常温、4 h	>300	>300	265	210	148	148	>150
	150 ℃、16 h	胶结						>150
7	常温、0 h	175	135	116	90	46	45	87.5
	常温、4 h	300	300	245	188	115	115	150
	150 ℃、16 h	胶结						>150
8	常温、0 h	152	142	137	110	61	61	76
	常温、4 h	>300	>300	>300	>300	>300	>300	150
	150 ℃、16 h	胶结						>150
9	常温、0 h	>300	>300	>300	>300	259	259	150
	常温、4 h	>300	>300	>300	>300	>300	>300	150
	150 ℃、16 h	胶结						>150

结果见表5。由表5可知,该胶质液在68 s内完全滤失,表现出良好的快速滤失能力。

利用模具将抗高温超前护壁膨润土胶质液形成的滤饼制备成规格为5 cm×5 cm×5 cm的方块,在150 ℃环境中分别干燥16、24、48 h,采用YAW-300B型压力试验机测试其破碎时的最高试验压力。测试时压力加载速度为2.4 kN/s,结果见表6。由表6可知,随着干燥时间增加,滤饼的抗压能力不断提高,表明抗高温超前护壁膨润土胶质液在注入地层后随着时间增加,胶结能力增强。这是因为随着时间增加,滤饼中水泥成分的胶结程度提高,使其抗压能力增强。

3.3 高温渗透胶结性能

为验证抗高温超前护壁膨润土胶质液在破碎地层中渗透与封堵性能,对其开展封闭滤失性能测试。按配方配制胶质液后,选用6~10目石英砂模拟破碎地层环境,采用高温高压滤失仪在不同温度与压力条件下测试其高温高压封闭滤失量(测试前在滤失仪釜体内壁涂抹深色润滑脂,以便于测试后取出砂床),结果见表7。由表7可知,随试验温度升高,该胶质液的高温高压封闭滤失量逐渐增加。在150 ℃、5 MPa条件下,封闭滤失量为120 mL,表明胶质液仍保持良好的渗透性能。分析认为,这主要由于其在高温高压环境下仍具备优异的流动性,能在石英砂中持续渗入。

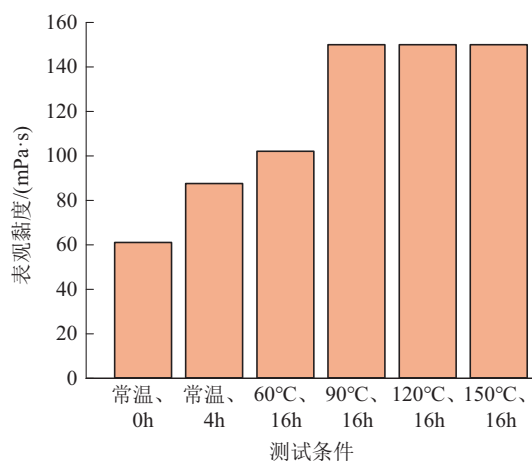


图4 不同条件下胶质液的表观黏度

Fig.4 The apparent viscosity of the gel liquid under different conditions

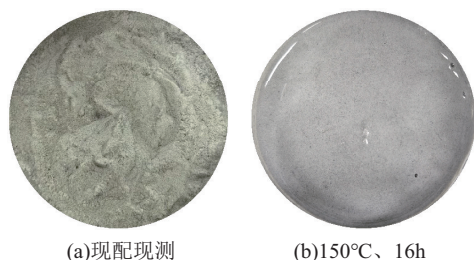


图5 抗高温超前护壁膨润土胶质液

Fig.5 High-temperature resistant advanced borehole wall protection bentonite gel liquid

表5 抗高温超前护壁膨润土胶质液滤失性能

Table 5 High-temperature resistant advanced borehole wall protection bentonite gel liquid filtration property

测试条件	滤失量/mL	滤失时间/s
常温、0.69 MPa	250	68

表6 抗高温超前护壁膨润土胶质液滤饼抗压强度

Table 6 Compressive strength of high-temperature resistant advanced borehole wall protection bentonite gel liquid filter cake

干燥时间/h	最大抗压强度/MPa
16	1.3
24	1.6
48	2.4

从图6可以看出,胶质液完全渗透砂床,并形成较为完整的圆柱体结构,其表面滤饼坚韧致密,说明在150℃、5 MPa条件下胶质液仍能有效实现胶结封堵。这是由于该胶质液在注入过程中表现出

表7 高温高压封闭滤失量测试结果

Table 7 Test results of high-temperature and high-pressure closed filtration loss

测试温度/℃	测试压力/MPa	封闭滤失量/mL
60	5	98
90	5	90
120	5	122
150	5	120

良好的流变性和渗透性,避免了仅在破碎地层入口形成“胶塞”,从而确保其在较深层裂隙中均匀分布并有效胶结封堵。



图6 150℃、5 MPa高温高压封闭滤失量测试后的砂床

Fig.6 The sand bed after the high-temperature and high-pressure sealing test at 150℃ and 5 MPa

4 现场应用技术要点

鉴于抗高温超前护壁膨润土胶质液的特性,采用该胶质液开展作业时,需要注意以下问题:

(1)高黏度浆液在钻杆内流动阻力大,可能导致泵压过高,超出设备能力而憋泵。现场配制时,可加入稀释剂降低其表观黏度,在保证快速滤失和胶结性能的前提下适当降低施工泵送泵压;同时需选用大排量泥浆泵。

(2)盐水环境适应性不足。高矿化度盐水可能影响膨润土胶质液的分散稳定性,导致絮凝、黏度下降。现场应用时,可添加抗盐、抗钙的增效剂,如羧甲基纤维素(HV-CMC)、聚阴离子纤维素(HV-PAC)等聚合物,以增强胶质液在恶劣环境的适应性。

(3)浆液用量计算。现场应用时,胶质液用量建议按照取心钻进形成的孔段容积的6~10倍计算。针对极破碎地层,用量取高值。

(4)泵送时机。进入破碎地层进行取心作业前,将胶质液直接泵送至地层即可,泵送完成后需

尽快将钻具上提一定的安全距离。

5 结论

(1)室内试验结果显示,抗高温超前护壁膨润土胶质液在常温下表观黏度为 $87.5\text{ mPa}\cdot\text{s}$,高温老化 16 h 后表观黏度超过 $150\text{ mPa}\cdot\text{s}$,常温下全滤失时间为 68 s ,其形成的滤饼抗压能力达到 2.4 MPa ,抗温能力达到 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。

(2)抗高温超前护壁膨润土胶质液具有良好的流变性能、快速滤失性能和渗透胶结能力,有助于提高破碎地层取心率和钻探效率,但其实际效果仍需通过现场应用试验验证。

参考文献(References):

- [1] 王明华,刘维,段绪林,等.川渝地区深层破碎地层取心工艺优化研究[J].钻采工艺,2022,45(6):26-30.
WANG Minghua, LIU Wei, DUAN Xulin, et al. Optimization and application of coring technology in deep fractured formations in Sichuan-Chongqing area[J]. Drilling & Production Technology, 2022,45(6):26-30.
- [2] 周翔宇,张克明,宋权,等.提高柯柯亚山前构造深层煤岩层取心收获率关键取心技术[J].钻采工艺,2025,48(3):92-100.
ZHOU Xiangyu, ZHANG Keming, SONG Quan, et al. Key technologies for improving the core recovery rate in deep Coal-Bearing strata of the Kekeya piedmont structure[J]. Drilling & Production Technology, 2025,48(3):92-100.
- [3] 白云勃,高亮,李婕,等.破碎地层取心技术研究与应用[J].钻探工程,2025,52(2):144-150.
BAI Yunbo, GAO Liang, LI Jie, et al. Research and application of coring technology in broken formations[J]. Drilling Engineering, 2025,52(2):144-150.
- [4] 何焘,张绍和,王文彬,等.湖南永顺永页2井破碎地层取心问题分析与处理对策[J].钻探工程,2021,48(12):14-19.
HE Dao, ZHANG Shaohe, WANG Wenbin, et al. Analysis and measures for coring difficulties in Well Yongye-2 in Yongshun of Hunan province[J]. Drilling Engineering, 2021,48(12):14-19.
- [5] 和鹏飞,李振坤,刘杰,等.渤中凹陷太古界潜山破碎地层取心技术[J].石油钻采工艺,2018,40(S1):115-117, 128.
HE Pengfei, LI Zhenkun, LIU Jie, et al. Coring technology of the Archean buried-hill fractured strata in Bozhong sag[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2018, 40 (S1) : 115-117, 128.
- [6] 刘彬,徐文,姚坤鹏.破碎地层取心工具内筒保护技术研究与应用[J].钻采工艺,2022,45(4):124-128.
LIU Bin, XU Wen, YAO Kunpeng. Research and application of inner Barrel Protection technology of coring tools for fractured strata[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45 (4) : 124-128.
- [7] 施山山,同家,李宽,等.破碎地层取心钻具研究现状及展望[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2020,47(7):56-61.
SHI Shanshan, YAN Jia, LI Kuan, et al. Research status and prospects of coring tools for broken formation[J]. Exploration Engineering (Rock &, Soil Drilling and Tunneling), 2020, 47 (7):56-61.
- [8] 孔祥旺,张绍和,王文彬,等.湘西北复杂构造区破碎地层绳索取心钻进技术难点及优化[J].煤田地质与勘探,2021,49(2):247-252.
KONG Xiangwang, ZHANG Shaohe, WANG Wenbin, et al. Difficulties and optimization of wire-line core drilling technology for broken formation in complex structure area of northwest Hunan[J]. Coal Geology & Exploration, 2021,49(2):247-252.
- [9] 李成,白杨,于洋,等.顺北油田破碎地层井壁稳定钻井液技术[J].钻井液与完井液,2020,37(1):15-22.
LI Cheng, BAI Yang, YU Yang, et al. Study and application of drilling fluid technology for stabilizing fractured formations in Shunbei oilfield[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2020,37 (1):15-22.
- [10] 李田周,陶士先,熊正强.磷石膏地层用钙基成膜环保冲洗液研究与应用[J].钻探工程,2023,50(1):49-54.
LI Tianzhou, TAO Shixian, XIONG Zhengqiang. Development and application of Calcium-based film-forming environment-friendly drilling fluid for phosphogypsum formation[J]. Drilling Engineering, 2023,50(1):49-54.
- [11] 陈文瑶,张卓翔,孟二从,等.膨润土和玄武岩纤维改性水泥砂浆的防渗抗裂性能[J].硅酸盐通报,2023,42(2):439-447.
CHEN Wenyao, ZHANG Zhuoxiang, MENG Ercong, et al. Impermeability and crack resistance of bentonite and basalt fiber modified cement mortar[J]. Bulletin of the Chinese Ceramic Society, 2023,42(2):439-447.
- [12] 黄汉仁.钻井流体工艺原理[M].北京:石油工业出版社,2016.
HUANG Hanren. Principles and Technology of Drilling Fluids [M]. Beijing: Petroleum industry press, 2016.
- [13] 孙金声,黄贤斌,吕开河,等.提高水基钻井液高温稳定性的方法、技术现状与研究进展[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(5):73-81.
SUN Jinsheng, HUANG Xianbin, KaiheLYU, et al. Methods, technical progress and research advance of improving high-temperature stability of water based drilling fluids [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019,43(5):73-81.
- [14] 张贵金,刘杰,匡楚丰,等.粘土水泥系列浆材流变性能研究[J].硅酸盐通报,2017,36(1):126-133.
ZHANG Guijin, LIU Jie, KUANG Chufeng, et al. Rheological properties of series clay-cement grouting material[J]. Bulletin of the Chinese Ceramic Society, 2017,36(1):126-133.
- [15] 苏雷,周恒,范晋光,等.高温条件下膨润土-水泥-水玻璃浆液性能试验研究[J].隧道建设:中英文,2025,45(2):332-340.
SU Lei, ZHOU Heng, FAN Jinguang, et al. Experimental study on properties of Bentonite-Cement-Sodium silicate slurry at high temperature[J]. Tunnel Construction, 2025, 45 (2) : 332-340.

(编辑 王跃伟)