

深部煤系地层抗高温低成本盐水钻井液研究

龙 安¹, 蔡向伟^{1*}, 张秋孙¹, 王文彬^{2,3}, 洪俊展^{2,3}, 汪 伟⁴

(1. 湖南省自然资源调查所, 湖南长沙 410007; 2. 湖南省地球物理地球化学调查所, 湖南长沙 410114; 3. 湖南省绿色智能勘探工程技术研究中心, 湖南长沙 410114; 4. 中国地质科学院, 北京 100037)

摘要:针对深部煤系地层钻探中钻井液抗温、抗盐性能不足和处理剂成本偏高的钻探难题,以膨润土、NaCl、Na₂CO₃与NaOH为原料制备盐水钻井液基浆,选取HCalvis-5、HCalvis-4、S092、阳离子淀粉、HE-150五种添加剂,探究不同种类及浓度的添加剂对钻井液流变性、滤失量的影响;通过复配不同类型、不同加量的抗氧化剂优化体系综合性能,确定最优配方,并采用红外光谱(FT-IR)及Zeta电位分析揭示处理剂协同作用机理。结果表明:最优配方为“基浆+2.0% HCalvis-5+1.0% Na₂SO₃”,最优使用温度为120℃。该钻井液120℃热滚16h后表观黏度为27mPa·s,API滤失量仅8.0mL,膨润土24h线性膨胀率仅1.67%,高温滚动回收率达58.64%,表现出优异的抗高温、抑制水化与降滤失能力。微观机理显示,HCalvis-5通过氢键吸附包裹黏土颗粒并形成致密滤饼,Na₂SO₃捕获高温自由基抑制聚合物氧化降解,二者协同保障体系高温稳定性。该配方原料成本低廉、配制工艺简便,基本满足深部煤系地层钻探工程需求,为低成本抗高温盐水钻井液工业化应用提供实验依据与理论支撑。

关键词:抗高温钻井液;盐水钻井液;添加剂;抗氧化剂;井壁稳定;线性膨胀率;滚动回收率;煤系地层

中图分类号:P634.6;TE254 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2026)05-0131-06

Study on high-temperature low-cost brine drilling fluid for deep coal measure strata

LONG An¹, CAI Xiangwei^{1*}, ZHANG Qiusun¹, WANG Wenbin^{2,3}, HONG Junzhan^{2,3}, WANG Wei⁴

(1. Natural Resources Survey Institute of Hunan Province, Changsha Hunan 410007, China; 2. Geophysical and Geochemical Survey Institute of Hunan Province, Changsha Hunan 410114, China; 3. Hunan Green Intelligent Exploration Engineering Technology Research Center, Changsha Hunan 410114, China; 4. Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China)

Abstract: To address the drilling challenges of insufficient thermal stability and salt resistance as well as high costs of treatment agents in deep coal measure strata, a brine drilling fluid base slurry was prepared using bentonite, NaCl, Na₂CO₃, and NaOH as raw materials. HCalvis-5, HCalvis-4, S092, cationic starch, and HE-150 were selected to investigate the effects of additive type and concentration on the rheological properties and fluid loss of the drilling fluid. The overall system performance was optimized by compounding antioxidants of different types and dosages, and the optimal formulation was determined. Fourier transform infrared spectroscopy (FT-IR) and Zeta potential analysis were employed to elucidate the synergistic mechanism of the treatment agents. The results indicate that the optimal formulation is "base slurry + 2.0% HCalvis-5 + 1.0% Na₂SO₃", with an optimal application temperature of 120℃. After hot rolling at 120℃ for 16 h, the drilling fluid exhibited an apparent viscosity of 27 mPa·s and an API filtrate loss of only 8.0 mL. The 24 h linear swelling ratio of bentonite was merely 1.67%, and the high-temperature rolling recovery rate reached 58.64%, demonstrating excellent high-temperature resistance, hydration inhibition, and filtration control.

收稿日期:2026-05-18; 修回日期:2026-06-21 DOI:10.12143/j.ztgc.2026.05.014

基金项目:湖南省地质院科研项目(编号:HNGSTP202616)

第一作者:龙安,男,汉族,1984年生,高级工程师,地质工程专业,硕士,主要从事地质勘探、地质工程、岩土勘察等工作,湖南省长沙市雨花区人民中路152号,70518713@qq.com。

通信作者:蔡向伟,男,汉族,1974年生,工程师,探矿工程专业,主要从事岩土工程勘察、岩心钻探等工作,湖南省长沙市雨花区人民中路152号,cxw2827007132@qq.com。

引用格式:龙安,蔡向伟,张秋孙,等.深部煤系地层抗高温低成本盐水钻井液研究[J].钻探工程,2026,53(5):131-136.

LONG An, CAI Xiangwei, ZHANG Qiusun, et al. Study on high-temperature low-cost brine drilling fluid for deep coal measure strata [J]. Drilling Engineering, 2026, 53(5):131-136.

Microscopic mechanism analysis reveals that HCalvis-5 adsorbs onto and encapsulates clay particles via hydrogen bonding, forming a dense filter cake, while Na_2SO_3 scavenges high-temperature free radicals to suppress oxidative degradation of polymers. The synergistic action of the two components ensures the high-temperature stability of the system. Featuring low raw material costs and a simple preparation process, this formulation can effectively meet the engineering requirements for drilling in deep coal measure strata, thereby providing experimental evidence and theoretical support for further optimization and upgrading of drilling fluid systems for higher-temperature ultradeep formations.

Key words: high-temperature drilling fluid; brine drilling fluid; additive; antioxidant; wellbore stability; linear swelling ratio; rolling recovery rate; coal measure strata

0 引言

湖南深部煤系地层资源丰富,该区域是华南地区能源勘探开发的重要接替领域^[1-4],深部地层普遍存在高温(高于 150 °C)、高盐(地层水含盐量高达 18%)、岩石破碎、水敏性强等特点,其中二叠系龙潭组等煤系地层节理裂隙发育、遇水易膨胀崩解,井壁坍塌、卡、漏等事故频发,严重制约安全高效钻井^[5-7]。现有钻井液体系以聚磺体系为主,该体系存在抗高温处理剂造价高、配方构成复杂、现场维护成本居高不下等问题,同时环保性能欠佳,难以同时满足现场对抗高温、强抑制、低成本的多重工程需求^[8-10]。因此,研发适用于湖南深部煤系地层的抗高温低成本盐水钻井液体系,对于保障区域能源勘探开发、降低钻井成本、实现安全环保施工具有重要现实意义^[11-14]。

盐水钻井液因具有优良的抗盐污染能力和黏土水化抑制作用,广泛应用于盐膏层、水敏性泥页岩地层钻井^[15-17]。但目前常规盐水钻井液普遍存在抗高温性能不足、添加剂种类过多、成本偏高、高温下性能易劣化等问题,难以满足深层超深层钻井需求^[18-19]。因此,研发兼具抗高温、低成本、性能稳定优势的盐水钻井液体系,优化处理剂选型与复配比例,系统揭示其作用机理,对助力深部煤系地层与深层油气钻探技术迭代、降低现场钻井成本具有重要理论意义与工程应用价值^[20-21]。

1 实验材料与方法

1.1 实验材料

氢氧化钠(粒状),无水碳酸钠,膨润土,柠檬酸三钠,无水亚硫酸钠,聚丙烯酸-丙烯酰胺类高分子聚合物 HCalvis-5、HCalvis-4,树脂类聚合物 S092,阳离子淀粉,HE-150。以上材料均为分析纯,实验用水为自来水。

1.2 主要仪器

TP-520H 型分析天平, JYS-200 型游标卡尺, NP-01 型常温常压膨胀率测定仪, ZNN-D6S 型六

速旋转黏度计, Omni 多角度粒度及高灵敏度 Zeta 电位分析仪, Nicolet iS5 型布鲁克红外光谱仪, GJSS-B12K 型四联中压滤失仪, GW300 型变频高温滚子加热炉, 高速搅拌机。

1.3 盐水钻井液基浆的制备

在 400 mL 自来水中加入 16 g 膨润土、14 g 无水 Na_2CO_3 、2 g NaOH 和 80 g NaCl,用高速搅拌机搅拌 30 min,待搅拌均匀后,倒入烧杯中静置 2 h,作为盐水钻井液基浆备用。

1.4 盐水钻井液体系优选

以提高钻井液液相黏度、增强热稳定性、降低滤失量和线性膨胀率为目标,选取 HCalvis-5、HCalvis-4、S092、阳离子淀粉、HE-150 五种添加剂,探究不同种类及浓度的添加剂对钻井液性能的影响;在此基础上,筛选最优抗氧化剂及最优加量,优化使用温度,确定钻井液最优配方。

1.4.1 添加剂种类及浓度优选

向制备好的 400 mL 基浆中加入不同种类、浓度的添加剂,高速搅拌 1 h 至均匀,放入高温滚子加热炉中,160 °C 热滚 16 h,冷却至室温后,测定钻井液热滚前后的流变性,包括表观黏度(AV)、塑性黏度(PV)、动切力(YP)和滤失量(FL_{API}),探究添加剂种类及浓度对钻井液性能的影响,筛选最优添加剂及浓度。

实验方案:(1)HCalvis-5,加量分别为 0.5%、0.7%、1.0%、1.5%、2.0%;(2)HCalvis-4,加量分别为 0.2%、0.4%、0.6%、0.8%、1.0%;(3)S092,加量分别为 0.5%、0.7%、0.8%、0.9%、1.0%;(4)阳离子淀粉,加量分别为 0.3%、0.5%、0.7%、0.9%、1.1%;(5)HE-150,加量分别为 0.4%、0.6%、0.8%、1.0%、1.2%。

1.4.2 抗氧化剂种类及加量优选

选取无水亚硫酸钠(Na_2SO_3)、柠檬酸三钠两种常用抗氧化剂,分别加入最优添加剂浓度的钻井液实验组中,探究不同抗氧化剂及加量对钻井液抗高温性能的影响。实验方案:(1)抗氧化剂种类筛选,固定加量为 1.0%,分别加入两种抗氧化剂,120 °C 热滚 16 h,测

定钻井液性能;(2)最优加量筛选,选取优选的抗氧化剂,加量分别为0.4%、0.6%、0.8%、1.0%、1.2%,120℃热滚16 h,测定钻井液性能,确定最优加量。

1.4.3 使用温度优化

固定最优添加剂及抗氧化剂加量,分别在80、100、120、140、160℃条件下热滚16 h,测定钻井液热滚前后的流变性和滤失量,探究温度对钻井液性能的影响,确定最优使用温度。

1.5 钻井液性能评价

1.5.1 流变性测定

采用ZNN-D6S型六速旋转黏度计,按照《石油天然气工业 钻井液现场测试 第1部分:水基钻井液》(GB/T 16783.1—2018),测定钻井液在600、300、200、100、6、3 r/min时的读数,计算AV、PV和YP。

1.5.2 滤失量测定

采用GJSS-B12K型四联中压滤失仪,常温常压下测定钻井液30 min内的滤失量,滤饼厚度按仪器刻度读取,每个样品平行测定3次取平均值。

1.5.3 线性膨胀率测定

采用NP-01型常温常压膨胀率测定仪,选取8~10目钠膨润土颗粒作为模拟岩样,将钻井液样品加入测定仪中,测定岩样24 h内的线性膨胀率,评价钻井液的抑制性能,每个样品测定3次取平均值。

1.5.4 滚动回收率测定

称取50.0 g 8~10目钠膨润土颗粒,装入盛有350 mL最优配方钻井液的高温罐中,在最优使用温度下热滚16 h后取出,冷却至室温,过40目筛,自来水湿式筛洗1 min,105±3℃下烘干4 h至恒重,冷却至室温后称量,计算滚动回收率 η ,每个样品平行测定3次取平均值。

$$\eta = (m_1/m_0) \times 100\% \quad (1)$$

式中: m_0 、 m_1 ——热滚前、后钻屑质量。

1.6 结构表征

1.6.1 红外光谱分析

采用Nicolet iS5型红外光谱仪,KBr压片法,扫描范围4000~500 cm⁻¹,分别对最优添加剂、抗氧化剂及处理前后的钻井液滤饼进行红外光谱测定,分析添加剂与钻井液组分的相互作用,探究其作用机理。

1.6.2 Zeta电位分析

采用Omni多角度粒度及高灵敏度Zeta电位分析仪,测定最优配方钻井液的Zeta电位,分析添加剂对钻井液胶体稳定性的影响,辅助阐述作用机理。

2 钻井液体系优选结果

2.1 添加剂种类及浓度优选

以热滚后的测试数据为例,不同添加剂及浓度对钻井液流变性和滤失量的影响如表1所示。由表1可知,五种添加剂均能不同程度改善钻井液的流变性、降低滤失量,其中HCalvis-5的改善效果最为显著。随着HCalvis-5加量的增加,钻井液AV、PV、YP先增大后趋于稳定,滤失量逐渐降低。当加量达到2.0%时,钻井液流变性最佳,滤失量最低(8.2 mL)。继续提高加量会导致钻井液黏度过大,不利于携带岩屑。因此确定HCalvis-5为最优添加剂,最优加量为2.0%。HCalvis-4加量达到1.0%时,滤失量仍为15.6 mL,改善效果有限;S092、阳离子淀粉、HE-150在最优加量下,滤失量均高于10 mL,且黏度调控难度较大,因此未作为优选添加剂。

表1 不同添加剂及浓度对钻井液性能的影响
(热滚后,160℃×16 h)

Table 1 Effects of different additives and concentrations on drilling fluid performance
(after hot rolling, 160℃×16 h)

添加剂种类	加量/%	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL
HCalvis-5	2.0	28	16	12	8.2
HCalvis-4	1.0	22	14	8	15.6
S092	0.9	20	13	7	12.3
阳离子淀粉	0.7	21	12	9	11.8
HE-150	1.0	23	15	8	13.5

2.2 抗氧化剂种类及加量优选

不同抗氧化剂及加量的钻井液120℃下热滚16 h后,钻井液抗高温性能表现如表2所示。由表2可知,Na₂SO₃的抗氧化效果优于柠檬酸三钠,当加入1.0% Na₂SO₃时,钻井液在120℃热滚后流变性变化较小,滤失量仅为8.0 mL,远低于柠檬酸三钠添加组(12.8 mL);随着Na₂SO₃加量的增加,钻井液性能改善后趋于稳定,加量超过1.0%时,滤失量无明显降低,且增加成本,因此确定最优抗氧化剂为Na₂SO₃,最优加量为1.0%。抗氧化剂的作用机理:高温条件下,钻井液中的添加剂易发生氧化降解,导致性能恶化,Na₂SO₃可捕获高温下产生的自由基,抑制添加剂氧化降解,从而维持钻井液性能稳定。

2.3 抗温实验

温度对钻井液性能的影响如表3所示。由表3

表2 不同抗氧化剂及加量对钻井液抗高温性能的影响
Table 2 Effects of different antioxidants and concentrations on high-temperature resistance of drilling fluid

抗氧化剂种类	加量/%	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/ Pa	FL _{API} / mL
Na ₂ SO ₃	1.0	27	15	12	8.0
Na ₂ SO ₃	0.8	26	14	11	8.5
Na ₂ SO ₃	1.2	28	16	12	7.9
柠檬酸三钠	1.0	24	13	11	12.8

可知,当温度低于120℃时,随着温度升高,钻井液黏度逐渐降低,滤失量略有下降,主要是因为温度升高促进添加剂溶解,改善流变性;当温度达到120℃时,钻井液流变性最佳,滤失量最低;当温度超过120℃时,随着温度升高,钻井液AV、PV、YP显著下降,FL_{API}急剧增大,主要是因为高温导致HCalvis-5氧化降解,分子链断裂,失去增黏、降滤失作用。因此确定最优使用温度为120℃。

表3 老化温度对钻井液性能的影响(热滚16h后)
Table 3 Effects of temperature on drilling fluid performance (after hot rolling for 16 h)

温度/℃	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/Pa	FL _{API} /mL
80	32	18	14	8.8
100	29	16	13	8.3
120	27	15	12	8.0
140	21	12	9	13.2
160	18	10	8	18.5

综上,抗高温低成本盐水钻井液的最优配方为基浆+2.0% HCalvis-5+1.0% Na₂SO₃,最优使用温度为120℃。

3 最优配方钻井液性能评价

3.1 流变性与滤失量

最优配方钻井液热滚前后的性能参数如表4所示。由表4可知,该钻井液120℃热滚16h后,流变性能变化微小,表明其具有优良的高温稳定性和低滤失性能,能够满足深层钻井对钻井液流变性和滤失量的要求。

3.2 线性膨胀率

膨润土颗粒在最优配方钻井液、蒸馏水两种介质中的线性膨胀率对比如图1所示。由图1可知,

表4 最优配方钻井液热滚前后性能参数
Table 4 Performance parameters of the optimal formula drilling fluid before and after hot rolling

状态	AV/ (mPa·s)	PV/ (mPa·s)	YP/Pa	FL _{API} / mL	滤饼厚度/ mm
热滚前	28	16	12	7.8	1.2
热滚后	27	15	12	8.0	1.3

蒸馏水体系中,膨润土颗粒24h线性膨胀率达到12.3%,表明膨润土水化膨胀现象严重;而最优配方钻井液体系中,膨润土颗粒24h线性膨胀率仅为1.67%,远低于蒸馏水体系,表明该钻井液具有优良的抑制膨润土水化膨胀性能,能够有效稳定井壁,减少井塌事故的发生。

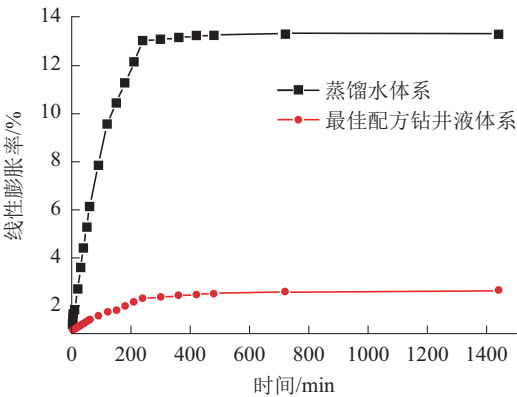


图1 膨润土颗粒在两种钻井液中的线性膨胀率对比
Fig.1 Comparison of linear expansion rates of bentonite particles in two drilling fluids

3.3 滚动回收率

膨润土颗粒分别在最优配方钻井液、蒸馏水、常规盐水钻井液三种介质中,120℃下热滚16h后,滚动回收率对比如表5所示。由表5可知,蒸馏水中,膨润土滚动回收率仅为22.5%,常规盐水钻井液(未加添加剂)中滚动回收率为38.6%,而最优配方钻井液中滚动回收率达到58.64%,表明该钻井液能够有效包裹岩屑,抑制岩屑分散,减少井下卡钻事故发生。

4 作用机理分析

4.1 红外光谱分析

最优配方钻井液滤饼与未加添加剂的基浆滤饼的红外光谱如图2所示。由图2可知,未加添加剂的基浆滤饼在3430cm⁻¹附近出现强吸收峰,为O-H伸缩振动峰,表明滤饼中含有大量自由水,结

表5 不同体系滚动回收率对比
Table 5 Comparison of rolling recovery rates of different systems

体系类型	热滚前钻屑 质量/g	热滚后钻屑 质量/g	滚动回收 率/%
蒸馏水	50.0	11.25	22.5
常规盐水钻井液	50.0	19.30	38.6
最优配方钻井液	50.0	29.32	58.64

构松散;加入 HCalvis-5 和 Na_2SO_3 后, 3430 cm^{-1} 附近的吸收峰强度显著减弱,表明添加剂能够吸附钻井液中的自由水,降低滤失量;同时,在 1650 cm^{-1} 附近出现新的吸收峰,为酰胺键($-\text{CONH}-$)的伸缩振动峰,表明 HCalvis-5 分子链中的酰胺基团与膨润土颗粒表面的羟基发生氢键作用,形成稳定的吸附层,包裹膨润土颗粒,抑制其水化膨胀。此外,在 1100 cm^{-1} 附近出现 SO_3^{2-} 的伸缩振动峰,表明 Na_2SO_3 均匀分散在钻井液中,发挥抗氧化作用,保护 HCalvis-5 分子链不被氧化降解。

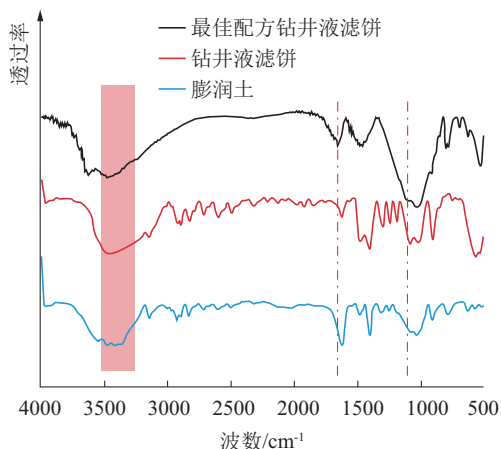


图2 两种钻井液滤饼的红外光谱
Fig.2 FT-IR spectra of filter cake from two drilling fluids

4.2 Zeta 电位分析

最优配方钻井液与未加添加剂的基浆 Zeta 电位进行对比,未加添加剂的基浆 Zeta 电位为 -18.6 mV ,胶体稳定性较差;加入 HCalvis-5 和 Na_2SO_3 后,钻井液 Zeta 电位变为 -8.2 mV ,绝对值显著减小,表明添加剂分子吸附在膨润土颗粒表面,中和颗粒表面负电荷,降低颗粒间的静电排斥力,促进颗粒凝聚,形成致密滤饼,从而降低滤失量,改善钻井液造壁性能。

综上,最优配方钻井液的作用机理:HCalvis-5

分子链中的酰胺基团与膨润土颗粒表面羟基形成氢键,包裹颗粒、抑制水化膨胀,同时发挥增黏、降滤失作用; Na_2SO_3 捕获高温自由基,抑制 HCalvis-5 氧化降解,维持钻井液性能稳定;二者协同作用,使钻井液形成致密滤饼,降低滤失量,提升抗高温和抑制水化膨胀性能。

5 结论

(1)以膨润土、 NaCl 、 Na_2CO_3 与 NaOH 为原料制备盐水钻井液基浆,通过添加剂选型实验,确定 HCalvis-5 为最优添加剂,最优加量为 2.0% ,其对钻井液流变性和滤失性能的改善效果显著优于 HCalvis-4、S092、阳离子淀粉、HE-150。

(2)筛选出 Na_2SO_3 为最优抗氧化剂,最优加量为 1.0% ,可有效抑制 HCalvis-5 在高温下的氧化降解,维持钻井液性能稳定;确定最优使用温度为 $120\text{ }^\circ\text{C}$,此时钻井液性能最优。

(3)最优配方钻井液(基浆 + 2.0% HCalvis-5 + 1.0% Na_2SO_3) 在 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 下热滚 16 h 后, AV 为 $27\text{ mPa}\cdot\text{s}$, PV 为 $15\text{ mPa}\cdot\text{s}$, YP 为 12 Pa , FL_{API} 为 8.0 mL ,线性膨胀率为 1.67% ,滚动回收率为 58.64% ,具有优良的抗高温性、抑制性和滤失性能。

(4)红外光谱和 Zeta 电位分析表明, HCalvis-5 与膨润土颗粒通过氢键吸附,抑制水化膨胀并形成致密滤饼; Na_2SO_3 发挥抗氧化作用,二者协同提升钻井液综合性能。该配方原料成本低廉、配制工艺简单,可在 $120\text{ }^\circ\text{C}$ 温度窗口内满足深层煤系钻井工程需求,为抗高温盐水钻井液的工业化应用提供理论依据和实验支撑。

参考文献(References):

- [1] 朱文卿, 郝兆栋, 唐书恒, 等. 湖南涟源凹陷早石炭世煤系气共生组合特征与有利层段优选[J]. 中国矿业, 2021, 30(8): 180-187.
ZHU Wenqing, XI Zhaodong, TANG Shuheng, et al. Combination characteristics and favorable intervals of early carboniferous coal measure gas of Lianyuan sag, Hunan Province[J]. China Mining Magazine, 2021, 30(8): 180-187.
- [2] 曹代勇, 姚征, 李靖. 煤系非常规天然气评价研究现状与发展趋势[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(1): 89-92, 105.
CAO Daiyong, YAO Zheng, LI Jing. Evaluation status and development trend of unconventional gas in coal measure[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(1): 89-92, 105.
- [3] 毕彩芹, 胡志方, 汤达祯, 等. 煤系气研究进展与待解决的重要科学问题[J]. 中国地质, 2021, 48(2): 402-423.
BI Caiqin, HU Zhifang, TANG Dazhen, et al. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems

- [J]. *Geology in China*, 2021, 48(2): 402-423.
- [4] 邹才能, 杨智, 黄士鹏, 等. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 433-442.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 433-442.
- [5] 吴忠锐, 何生, 何希鹏, 等. 湘中涟源凹陷上二叠统龙潭组和大隆组海陆过渡相泥页岩孔隙结构特征及对比[J]. *地球科学*, 2019, 44(11): 3757-3772.
- WU Zhongrui, HE Sheng, HE Xipeng, et al. Pore structure characteristics and comparisons of Upper Permian Longtan and Dalong Formation transitional facies shale in Xiangzhong-Li anyuan depression[J]. *Earth Science*, 2019, 44(11): 3757-3772.
- [6] 李勇, 王延斌, 孟尚志, 等. 煤系非常规天然气合采地质基础理论进展及展望[J]. *煤炭学报*, 2020, 45(4): 1406-1418.
- LI Yong, WANG Yanbin, MENG Shangzhi, et al. Theoretical basis and prospect of coal measure unconventional natural gas co-production[J]. *Journal of China Coal Society*, 2020, 45(4): 1406-1418.
- [7] 郝兆栋, 唐书恒, 杨国桥, 等. 湘中邵阳凹陷煤系气成藏基础及其共生组合特征[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1589-1597.
- XI Zhaodong, TANG Shuheng, YANG Guoqiao, et al. Accumulation and combination characteristics of coal measure gas of shaoyang depression in the central Hunan[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1589-1597.
- [8] 张国涛, 陈孝红, 张保民, 等. 湘中邵阳凹陷二叠系龙潭组页岩含气性特征与气体成因[J]. *地球科学*, 2019, 44(2): 539-550.
- ZHANG Guotao, CHEN Xiaohong, ZHANG Baomin, et al. Gas-bearing characteristics and origin analysis of shale gas in Longtan Formation, Permian, Shaoyang Sag, central Hunan [J]. *Earth Science*, 2019, 44(2): 539-550.
- [9] 叶建平, 侯淦译, 张守仁. “十三五”期间我国煤层气勘探开发进展及下一步勘探方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 15-22.
- YE Jianping, HOU Songyi, ZHANG Shouren. Progress of coal-bed methane exploration and development in China during the 13th five-year plan period and the next exploration direction[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 15-22.
- [10] 徐凤银, 闫霞, 林振盘, 等. 我国煤层气高效开发关键技术研究进展与发展方向[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 1-14.
- XU Fengyin, YAN Xia, LIN Zhenpan, et al. Research progress and development direction of key technologies for efficient coalbed methane development in China[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 1-14.
- [11] 陶士先, 纪卫军. 地质钻探复杂底层冲洗液对策及应用案例[M]. 北京: 地质出版社, 2016.
- TAO Shixian, JI Weijun. Countermeasures and Application Cases of Flushing Fluid for Complex Strata in Geological Drilling[M]. Beijing: Geological Press, 2016.
- [12] 王力, 孟尚志, 陈万钢, 等. 提高煤层强度的钻井液防塌堵剂的研制[J]. *钻井液与完井液*, 2018, 35(5): 46-49.
- WANG Li, MENG Shangzhi, CHEN Wangang, et al. Development of and study on an anti-sloughing plugging agent used in drilling fluids to strengthen coal beds[J]. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 2018, 35(5): 46-49.
- [13] 易强忠, 熊正强, 周兴华, 等. 景谷凹陷钾盐调查 JG-2 井饱和氯化镁盐水钻井液技术[J]. *钻探工程*, 2023, 50(5): 88-94.
- YI Qiangzhong, XIONG Zhengqiang, ZHOU Xinghua, et al. Saturated magnesium chloride brine drilling fluid technology for the potassium salt survey Well JG-2 in Jinggu Sag[J]. *Drilling Engineering*, 2023, 50(5): 88-94.
- [14] 王勇强, 陈恩让, 曹辉. 碳质泥岩钻水平井防塌工艺措施[J]. *钻采工艺*, 2021, 44(1): 138-141.
- WANG Yongqiang, CHEN Enrang, CAO Hui. Discussion on anti-collapse technical measures of drilling horizontal wells in carbonaceous mudstone[J]. *Drilling & Production Technology*, 2021, 44(1): 138-141.
- [15] 吕利强. 滇西南钾盐调查 MK-3 大口径超深井绳索取心钻进工艺[J]. *探矿工程(岩土钻掘工程)*, 2020, 47(3): 53-58.
- LÜ Liqiang. Application of wireline core drilling technology in the large-diameter and ultra-deep potash survey well MK-3 in southwestern Yunnan [J]. *Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling)*, 2020, 47(3): 53-58.
- [16] 于玉, 李川. 饱和盐水防塌冲洗液体系在瑞 13A 采卤对接井中的应用[J]. *钻探工程*, 2023, 50(S1): 365-370.
- YU Yu, LI Chuan. Application of saturated brine anti-inhibition drilling fluid system in connected brine well of Rui 13A[J]. *Drilling Engineering*, 2023, 50(S1): 365-370.
- [17] 孙方龙, 李子钰. 复合欠饱和盐水钻井液体系在顺北志留系复杂地层的应用[J]. *钻探工程*, 2021, 48(7): 65-71.
- SUN Fanglong, LI Ziyu. Application of the composite under-saturated brine drilling fluid system in drilling of Silurian complex formation in Shunbei[J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(7): 65-71.
- [18] 徐力群, 刘厚彬, 孟英峰. 实验分析泥岩水化膨胀应力与力学参数之间的关系[J]. *科学技术与工程*, 2014, 14(9): 151-154.
- XU Liqun, LIU Houbin, MENG Yingfeng. Experiment study on relationship between swelling pressure and mechanical parameters [J]. *Science Technology and Engineering*, 2014, 14(9): 151-154.
- [19] 潘一, 廖松泽, 杨双春, 等. 耐高温聚胺类页岩抑制剂的研发现状[J]. *化工进展*, 2020, 39(2): 686-695.
- PAN Yi, LIAO Songze, YANG Shuangchun, et al. Research on high temperature resistant polyamine shale inhibitors [J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2020, 39(2): 686-695.
- [20] 杨晓龙, 刘豪, 刘献博. 双疏成膜有机盐基钻井液体系在深部煤层气井的应用研究——以川南嘉探 XX 井为例[J]. *石油科学通报*, 2026, 11(2): 592-604.
- YANG Xiaolong, LIU Hao, LIU Xianbo. Application study of double hydrophobic film-forming organic salt water-based drilling fluid systems in deep coalbed methane wells: A case study of the Jiatan XX well in southern Sichuan [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2026, 11(2): 592-604.
- [21] 蒋官澄, 倪晓晓, 李武泉, 等. 超双疏强自洁高效能水基钻井液[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(2): 390-398.
- JIANG Guancheng, NI Xiaoxiao, LI Wuquan, et al. Super-amphiphobic, strong self-cleaning and high-efficiency water-based drilling fluids [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(2): 390-398.

(编辑 王跃伟)