

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.240>



基于核磁共振的高阶煤孔隙赋水特征 及其水锁效应对煤层气排采的影响

陈文文¹, 李强¹, 侯世辉^{2*}, 别世珍^{3,4}, 罗文行¹, 丁蕊¹, 张海林¹

1. 长江三峡勘测研究院有限公司(武汉), 湖北武汉 430074
2. 井冈山大学红壤区功能生物与污染治理江西省重点实验室, 江西吉安 343009
3. 中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074
4. 中国地质大学(武汉)内蒙古研究院, 内蒙古自治区鄂尔多斯 017000

摘要: 沁水盆地南部高阶煤层气开发存在显著的井间产能差异, 水锁效应是制约煤层气解吸与高效产出的关键微观因素。为揭示高阶煤储层孔隙赋水分布规律、水锁效应程度及其对煤层气排采的控制作用, 以樊庄区块南部(A区块)、沁南东区块(C区块)为研究对象, 对应采集寺河煤矿(SH, 无烟煤)、古城煤矿(GC, 贫煤)3号煤样, 开展低场核磁共振(NMR)孔隙流体测试和甲烷高压等温吸附实验, 结合研究区煤层气井长期排采数据, 系统分析煤孔隙的赋水特征与水相赋存状态差异, 阐明煤孔隙赋水-水锁效应-煤层气解吸排采的响应机制。SH煤样以小孔(10~100 nm)赋水为主(55.97%), 微孔(<10 nm)赋水为40.87%; GC煤样微孔赋水占比高达81.72%, 小孔赋水仅14.51%。经1.61 MPa离心后, SH煤样吸附水占比73.89%, 显著低于GC煤样的97.94%, 表明C区块微孔发育、吸附水滞留量大, 毛管束缚力强, 水锁效应伤害风险远高于A区块。在储层压力条件下, A区块煤样甲烷平均解吸速率达 $5.27 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1}$, 远高于C区块的 $1.45 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1}$, 解吸驱动力更强、流体运移阻力更小。排采数据验证显示, 单相排水阶段C区块排水周期更长、降压解吸难度更大; 两相流上产阶段压降漏斗扩展受限、产能提升缓慢; A区块单井累计产气量和峰值日产气能力均显著优于C区块。分析了高阶煤微观孔隙赋水特征对宏观排采效果的影响, 明确微孔吸附水富集诱发高程度水锁、抑制气水高效运移是区块产能差异化的关键, 可为高阶煤储层产能评价、水锁伤害防控及排采参数优化提供理论支撑。

关键词: 煤层气排采; 低场核磁共振; 孔隙赋水特征; 水锁效应; 解吸效率。

中图分类号: TE121

文章编号: 1000-2383(2026)07-2555-12

收稿日期: 2026-03-08

Pore-Water Occurrence Characteristics in High-Rank Coal Based on NMR and Its Water-Blocking on Coalbed Methane Production

Chen Wenwen¹, Li Qiang¹, Hou Shihui^{2*}, Bie Shizhen^{3,4}, Luo Wenxing¹, Ding Rui¹, Zhang Hailin¹

1. Three Gorges Geotechnical Engineering Co. Ltd. (Wuhan), Wuhan 430074, China
2. Jiangxi Provincial Key Laboratory of Functional Biology and Pollution Control in Red Soil Region, Jinggangshan University, Jinggangshan 343009, China
3. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(No.42230804); 国家自然科学基金地区项目(No.42262022)。

作者简介: 陈文文(1989—), 男, 博士, 工程师, 主要从事煤层气勘探开发、地热资源开发、地质灾害防治等研究。ORCID: 0009-0005-3443-1938. E-mail: cugchenww@163.com

*** 通讯作者:** 侯世辉, E-mail: fantianhou@126.com

引用格式: 陈文文, 李强, 侯世辉, 别世珍, 罗文行, 丁蕊, 张海林, 2026. 基于核磁共振的高阶煤孔隙赋水特征及其水锁效应对煤层气排采的影响. 地球科学, 51(7): 2555-2566.

Citation: Chen Wenwen, Li Qiang, Hou Shihui, Bie Shizhen, Luo Wenxing, Ding Rui, Zhang Hailin, 2026. Pore-Water Occurrence Characteristics in High-Rank Coal Based on NMR and Its Water-Blocking on Coalbed Methane Production. *Earth Science*, 51(7): 2555-2566.

Geosciences (Wuhan), Wuhan 430074, China
4. Inner Mongolia Research Institute, China University of Geosciences (Wuhan), Ordos 017000, China

Abstract: Significant productivity differences exist among high-rank coalbed methane (CBM) wells in the southern Qinshui Basin, and the water-blocking effect is a key microscopic factor limiting CBM desorption and efficient production. To reveal the pore-water occurrence law, water-blocking effect, and the control on CBM production in high-rank coal, the southern Fanzhuang Block (Block A) and eastern Qinnan Block (Block C) were selected, and the No.3 coal samples were collected from Sihe Coal Mine (SH, anthracite) and Gucheng Coal Mine (GC, lean coal). Low-field nuclear magnetic resonance (NMR) pore-fluid test and high-pressure methane isothermal adsorption experiment were conducted. Combined with long-term production data from CBM wells, the differences in pore-water occurrence and water-phase distribution in coal pores were systematically analyzed, and the coupling response mechanism of pore-water occurrence, water-blocking effect, and CBM desorption-production was clarified. SH coal is dominated by water in transition pores (10–100 nm) with a proportion of 55.97%, while micropores (<10 nm) account for 40.87%. In contrast, GC coal has a micropore water proportion of 81.72% and a transition pore proportion of 14.51%. After centrifugation at 1.61 MPa, the adsorbed water proportion of SH coal is 73.89%, significantly lower than 97.94% of GC coal, indicating that Block C has well-developed micropores, a high volume of adsorbed water, and strong capillary binding forces, making the risk of damage from water-blocking effect significantly higher than that in Block A. Under reservoir pressure, the average methane desorption rate of Block A reaches $5.27 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1}$, far exceeding $1.45 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1}$ of Block C, demonstrating stronger desorption driving force and lower fluid migration resistance. Production data confirm that Block C exhibits a longer single-phase water drainage period, greater difficulty in pressure reduction and desorption, limited pressure-drop funnel expansion during the two-phase flow stage, and slow productivity improvement. Both the cumulative gas production and the peak daily gas production capacity in Block A are significantly higher than those in Block C. This paper analyzes the effect of the microscopic pore-water occurrence on macroscopic CBM production performance of high-rank coal. It is clarified that enriched adsorbed water in micropores induces high-intensity water blocking and restricts efficient gas-water migration, which is the core cause of block productivity differentiation. The results provide theoretical support for productivity evaluation, water-blocking damage prevention, and production parameter optimization of high-rank coal reservoirs.

Key words: coalbed methane production; low-field nuclear magnetic resonance; pore-water occurrence characteristics; water blocking effect; desorption efficiency.

0 引言

煤层气作为清洁低碳的非常规天然气,是优化我国能源结构、保障能源安全、助力“双碳”目标实现的重要接替能源(闫霞等,2026;张君峰等,2026)。沁水盆地南部是我国高阶煤层气规模化、商业化开发的核心示范区,已形成成熟的开发工艺体系,但煤层气井产能差异显著,普遍存在单井产气效率低、稳产周期短、后期衰减快等问题,严重制约资源高效动用与规模增效开发(陈文文,2024;叶建平,2025)。高阶煤储层微孔发育、比表面积大、孔隙结构复杂,压裂液和地层水易在毛细管力作用下滞留于微孔,堵塞气体运移通道、增大渗流阻力、抑制煤层气解吸扩散,形成水锁伤害,是控制煤层气解吸-扩散-运移-产出全过程的核心因素(杨兆彪等,2025;姚艳斌等,2025;张世春等,2026;邹才能等,2026)。因此,揭示高阶煤孔隙赋水分布规律、量化水锁效应程度、阐明微观流体赋存与宏观排采动态的响应

机制,是突破煤层气高效开发瓶颈的关键。

水锁效应程度与孔隙结构、孔径分布及水分赋存相态密切相关。低场核磁共振(NMR)凭借无损、快速、定量表征孔隙流体赋存状态的优势,可有效区分吸附水、毛管束缚水与自由水,成为煤储层孔隙结构与流体研究的核心技术(吴见等,2026)。学者们基于NMR弛豫谱建立了孔隙流体定量表征方法,实现了孔隙结构与流体赋存的精细刻画;构建了多煤阶表面弛豫率模型,优化了NMR- T_2 谱与孔径的转换方法;通过NMR揭示了水锁效应的形成与解除机制(姚艳斌和刘大锰,2016;倪冠华等,2018;郑司建,2021)。煤储层孔径越小,水锁伤害程度越高,流体运移难度越大;煤层气降压解吸与气水运移机理对产能具有控制作用,但高阶煤层气开发瓶颈源于孔隙-流体-产能耦合机制认知不足(李相方等,2012;朱庆忠等,2015;Su *et al.*, 2017)。

现有研究多聚焦单一孔隙结构表征或水锁效应定性分析,缺乏孔隙赋水特征-水锁效应程度-排

采响应的系统关联,难以精准解释煤层气井产能差异化的微观机理,也无法为差异化排采参数优化提供精准依据.基于此,本文以沁水盆地南部樊庄区块南部、沁南东区块两大典型区块为对象,通过NMR离心实验和甲烷等温吸附实验,系统对比不同区块煤样的孔隙赋水特征、水相态分布及吸附解吸能力,揭示水锁效应差异化发育机制;结合长期排采数据,建立微观孔隙流体赋存与宏观排采阶段产能的耦合响应关系,完善高阶煤层气水锁控产机理,为研究区及同类储层煤层气高效开发与水锁精准防控提供理论支撑.

1 样品选取与分析方法

1.1 研究区概况与样品选取

沁水盆地南部构造条件相对简单、煤储层稳定、含气性好,是我国高阶煤层气主力开发区(Chen *et al.*, 2018;朱庆忠等,2018).本次选取的樊庄区块南部(A区块)和沁南东区块(C区块)为开发年限超 10 年的典型区块,煤层气井排采数据完整、产能差异显著,研究基础良好(图 1).

A 区块位于晋城斜坡带,地层为倾向 W-NNW 的单斜,倾角 2°~7°,发育小规模 NE 向正断层及 NW、NS 向背斜、向斜.3 号煤埋深 406~590 m(平均 508 m),厚 4.5~6.5 m(平均 5.9 m),含气量为 12~18 m³/t,平均含气饱和度高达 90%.

C 区块整体为 NNE 向单斜,发育背斜、向斜及断距大于 30 m 的断层,局部存在陷落柱.边界断裂为 NE 走向张性正断层,部分 NNE、NEE 及近 NS 向正断层发育.3 号煤埋深 638~936 m(平均 731 m),厚 5.0~7.5 m(平均 6.0 m),含气量为 8~18 m³/t,平均含气饱和度为 66%.

在 A 区块寺河煤矿和 C 区块古城煤矿分别采集 3 号煤样,编号分别为 SH 和 GC(图 1).依照《GB/T 6948—2008》、《GB/T 8899—2013》、《GB/T 212—2008》完成镜质体最大反射率($R_{o,max}$)、有机显微组分及工业分析测试(表 1).SH 煤样 $R_{o,max}$ = 3.24%,为无烟煤,镜质组含量为 92.5%;GC 煤样 $R_{o,max}$ = 2.22%,为贫煤,镜质组含量为 83.9%.

1.2 实验原理与流程

NMR 通过测量岩石流体中¹H 的横向弛豫时间(T_2)分析孔隙结构与流体赋存特征.不同孔隙中的水因弛豫机制和速度差异而表现不同 T_2 ;孔隙越小,比表面积越大,表面相互作用越强,弛豫越快, T_2

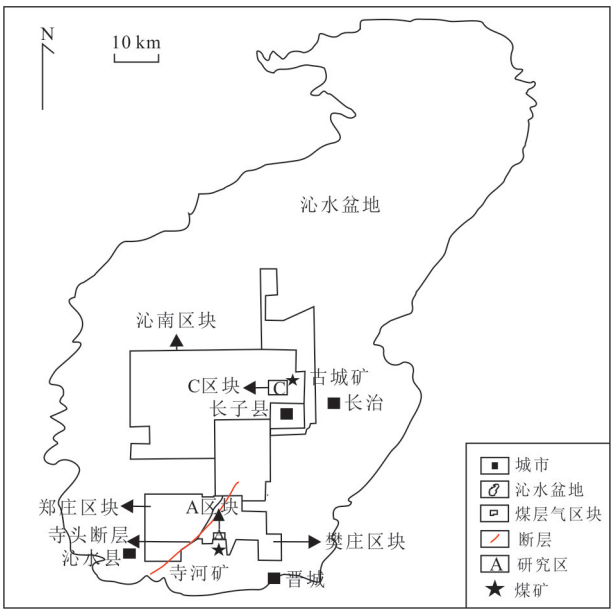


图 1 研究区及采样点位置
Fig.1 Location of the study area and sampling sites

表 1 煤样基本性质
Table 1 Basic properties of the coal samples

样品 编号	$R_{o,max}$ (%)	煤阶	工业分析(%)			煤岩有机显微 组分(%)	
			M_{ad}	A_d	V_{daf}	镜质组	惰质组
SH	3.24	无烟煤	2.79	9.21	8.92	92.5	7.5
GC	2.22	贫煤	1.44	7.31	10.51	83.9	16.1

越短(姚艳斌和刘大锰,2016).假设煤样为单一形状孔隙, T_2 可表示为(姚艳斌和刘大锰,2013):

$$\frac{1}{T_2} = F_s \frac{\rho_2}{r_c}, \tag{1}$$

其中, ρ_2 为表面弛豫率,大小与岩石孔隙表面及胶结物性质有关; F_s 为孔隙几何形状因子,球状孔隙($F_s=3$);柱状孔隙($F_s=2$); r_c 为孔隙半径.

将式(1)简化为:
$$r_c = CT_2, \tag{2}$$

式中: $C=F_s\rho_2$,为孔隙转换系数.煤样孔隙直径越大,对应的 T_2 值越大.

根据不同煤阶煤煤样 ρ_2 取值模型(郑司建, 2021),确定了煤样真实 ρ_2 值,高阶煤平均 ρ_2 值为 1.6 $\mu\text{m/s}$.式(2)中, $F_s=3$,孔隙直径(d , nm)与 T_2 值的关系为:

$$d = 9.6T_2. \tag{3}$$

实验采用 Macro MR12-150H-1 低场核磁共振仪,主要测试参数为:频率为 12.98 MHz,等待时间(TW)

为 2 000 ms;累加次数(NS)为 64,回波个数(NECH)为 8 000,回波时间间隔(TE)设置为 0.200 ms.

实验主要步骤如下:①样品预处理:钻取直径 25 mm,高度 50 mm 的煤柱,清洗煤柱表面,将煤柱置于 105 ℃真空干燥箱中干燥 48 h 至恒重,称量煤柱干重;将煤柱在真空饱和装置下抽真空 2 h 后,置于蒸馏水罐中在 15 MPa 压力下饱和吸水 24 h.②饱水煤样 T_2 谱测量:擦去饱水煤样表面水分,用无磁保鲜膜包裹,置于低场核磁共振仪中,进行 NMR 测试,获得 T_2 谱.③饱水煤样离心后 T_2 谱测量:将饱水煤样分别在 0.46 MPa、0.69 MPa、0.92 MPa、1.15 MPa、1.38 MPa、1.61 MPa、1.84 MPa 离心力下离心 2 h,称量煤样质量,确定离心样含水饱和度,并依次将离心后的煤柱置于低场核磁共振仪中,进行 NMR 测试,获得离心样 T_2 谱.

2 实验结果与分析

2.1 饱和水煤样孔隙赋水特征

饱水煤样 NMR- T_2 谱如图 2 所示.SH 煤样呈双峰特征,GC 煤样呈三峰特征,SH 煤样的 T_2 谱图信号幅度整体高于 GC 煤样,表明 SH 煤样的孔隙较 GC 煤样发育,孔隙连通性更好.SH 煤样第 1 个信号峰值为 0.1~10 ms,GC 煤样第 1 个信号峰值为 0.01~1 ms,SH 煤样第 1 峰顶点时间

(1.52 ms)大于 GC 煤样第 1 峰顶点时间(0.66 ms),表明 GC 煤样孔隙含水量高于 SH 煤样.

基于 T_2 -孔径转换公式(式(3)),将不同区间信号量曲线所包围的峰面积通过定标后转换,计算得到饱水样不同孔径段的赋水特征(表 2).两类煤样孔隙水均主要赋存于微孔与小孔,中孔、大孔及裂隙赋水占比极低,符合高阶煤孔隙发育规律.SH 煤样小孔赋水占比 55.97%,微孔赋水占比仅 40.87%;GC 煤样微孔赋水占比高达 81.72%,小孔赋水占比仅 14.51%.整体来看,A 区块 SH 煤样以中小孔含水为主,孔隙流体流动性更强;C 区块 GC 煤样微孔高度含水,孔隙流体滞留特征显著.

2.2 离心处理后煤储层孔隙水赋存特征

2.2.1 含水饱和度变化规律 不同离心压力下煤样含水饱和度测试结果如表 3 所示.随离心压力升高,两类煤样自由水、毛细束缚水持续脱除,含水饱和度稳步下降;当离心压力升至 1.61 MPa 后,SH、GC 煤样含水饱和度基本保持稳定,降幅趋近于 0,表明 1.61 MPa 为研究区高阶煤样束缚水稳定临界压力,此时孔隙内可动水基本脱除,剩余水体为难以驱替的吸附束缚水.稳定状态下,SH 煤样含水饱和度 91.84%,GC 煤样 89.39%.

2.2.2 离心处理后煤样中水相态分布特征 按 T_2 阈值划分: $T_2 < 2$ ms 的水定义为吸附水(赋存于微、小孔,难以驱替); $2 \text{ ms} < T_2 < 100 \text{ ms}$ 的水定义为毛

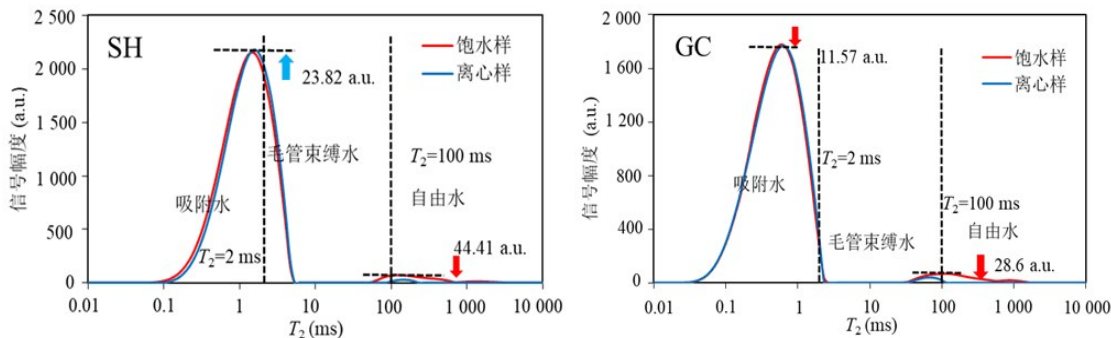


图 2 饱水样与离心样(1.61 MPa) T_2 谱图
Fig.2 T_2 spectra of water-saturated and centrifuged (1.61 MPa) coal samples

表 2 孔隙水赋存特征

Table 2 Pore-water occurrence characteristics of the coal samples

样品号	核磁孔隙度 (%)	原始干质量 (g)	饱和水质量 (g)	单位质量吸附的水体积 (mL/g)	不同孔径范围内赋存的水体积占比 (%)			
					0~10 nm	10~100 nm	100~1 000 nm	>1 000 nm
SH	6.86	31.996	33.578	0.049 4	40.87	55.97	0.71	2.45
GC	4.76	34.534	35.703	0.033 8	81.72	14.51	1.5	2.27

表 3 不同离心力下煤样含水饱和度
Table 3 Water saturation of the coal samples under different centrifugal pressures

样品	含水饱和度 (%)						
	0.46 MPa	0.69 MPa	0.92 MPa	1.15 MPa	1.38 MPa	1.61 MPa	1.84 MPa
SH	96.21	94.94	94.06	93.24	92.35	91.85	91.84
GC	97.55	92.56	91.62	90.59	89.91	89.39	89.39

注:含水饱和度=(离心后质量-干重)/(饱和水质量-干重)×100%.

表 4 煤样孔隙中水的相态分布
Table 4 Phase distribution of pore waters

样品	离心压力 (MPa)	不同相态水占比 (%)		
		吸附水	毛管束缚水	自由水
		<2 ms	2~100 ms	>100 ms
SH	0	69.13	28.42	2.45
	1.61	73.89	25.68	0.43
GC	0	95.15	2.58	2.27
	1.61	97.94	2.05	0.01

管束缚水(赋存于中、大孔,可适度运移); $T_2>100\text{ ms}$ 的水定义为自由水(可完全驱替)(Yao *et al.*, 2012; 孙晓晓等, 2015; 姚艳斌和刘大锰, 2016; 董家昕, 2022).

饱和水煤、离心后煤(1.61 MPa)中水相态分布见表 4, 饱和状态下, GC 煤样吸附水占比 95.15%, 远高于 SH 煤样的 69.13%, 毛管束缚水与自由水占比显著偏低. 1.61 MPa 离心脱除可动水后, 两类煤样吸附水占比均小幅上升, 毛管束缚水、自由水大幅脱除; 其中 GC 煤样吸附水占比高达 97.94%, 几乎无自由水残留, SH 煤样吸附水占比 73.89%, 仍保留 25.68% 的毛管束缚水. 结果表明, C 区块煤储层水体以强吸附态滞留于微孔中, 毛管封堵作用极强; A 区块煤储层可动流体占比更高, 孔隙渗流通道更易疏通, 水锁发育条件更弱.

2.3 甲烷吸附解吸特征与阶段划分

2.3.1 吸附解吸特征 SH、GC 煤样兰氏体积 V_L 分别为 $41.07\text{ m}^3/\text{t}$ 、 $31.01\text{ m}^3/\text{t}$, 兰氏压力 P_L 分别为 2.51 MPa、1.98 MPa, SH 煤样最大吸附容量、解吸敏感度均优于 GC 煤样. 解吸效率曲线显示, 全压力区间内 SH 煤样解吸效率显著高于 GC 煤样, 低压阶段差异尤为显著, 说明 A 区块煤储层在低压排水降压过程中, 甲烷更易解吸产出(图 3、图 4).

2.3.2 煤层气区块解吸阶段与储层适配性分析

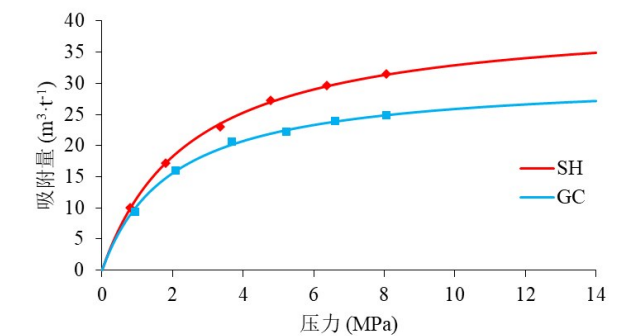


图 3 煤样等温吸附曲线
Fig.3 Methane isothermal adsorption curves of the coal samples

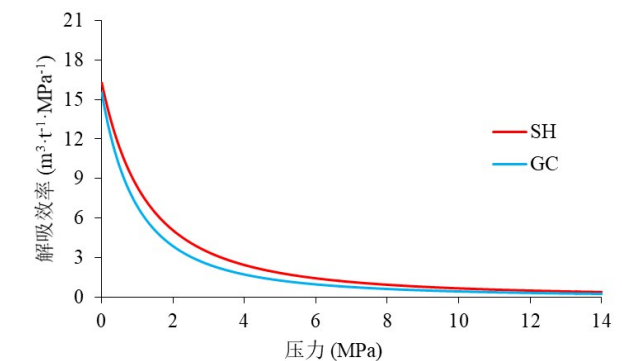


图 4 煤样解吸效率曲线
Fig.4 Methane desorption-efficiency curves of the coal samples

解吸效率 η (单位: $\text{m}^3\cdot\text{t}^{-1}\cdot\text{MPa}^{-1}$)为吸附量对压力的一阶导数(Langmuir, 1917; 陈振宏等, 2008):

$$\eta = V' = \frac{V_L P_L}{(P + P_L)^2} \quad (4)$$

基于等温吸附理论, 利用煤层气等温吸附曲线曲率函数一阶导数和二阶导数得到曲率函数的驻点和两个拐点, 将 3 个点对应的压力分别定义为转折压力(P_{tu})、敏感压力(P_{se})、启动压力(P_{st}), 其表示式如下(孟艳军等, 2014; 许科等, 2015; 侯伟等, 2022):

$$P_{tu} = \sqrt{V_L P_L} - P_L, \quad (5)$$

$$P_{se} = \left(\frac{7 - \sqrt{41}}{4} \right)^{1/4} \sqrt{V_L P_L} - P_L, \quad (6)$$

$$P_{st} = \left(\frac{7 + \sqrt{41}}{4} \right)^{1/4} \sqrt{V_L P_L} - P_L, \quad (7)$$

通过 P_{tu} 、 P_{se} 、 P_{st} 将等温吸附曲线划分为敏感解吸阶段、快速解吸阶段、缓慢解吸阶段、低效解吸阶段 4 个阶段(图 5).

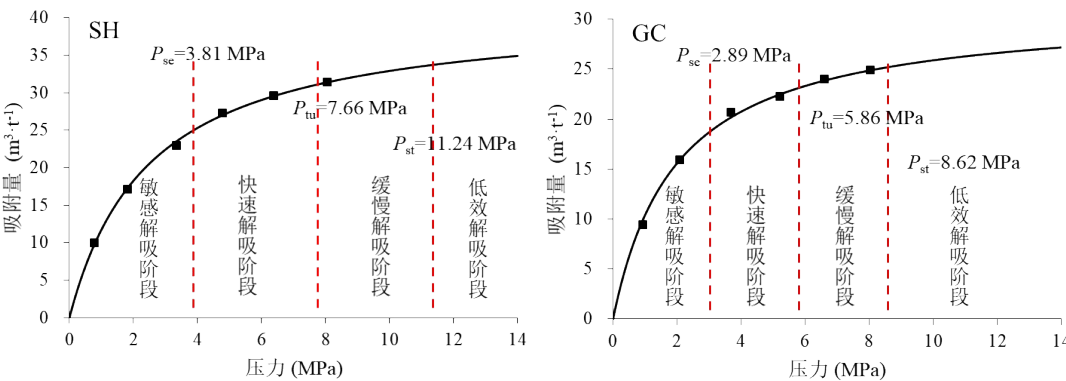


图5 解吸阶段划分

Fig.5 Division of methane desorption stages for the coal samples

表 5 储层压力对应解吸阶段

Table 5 Desorption stages under reservoir pressures

区块	煤样	储层压力 (MPa)	平均储层压力 (MPa)	平均储层压力下解吸速率 (m³·t⁻¹·MPa⁻¹)	解吸阶段
A	SH	0.9~3.44	1.92	5.27	敏感解吸
C	GC	3.79~6.43	4.53	1.45	快速解吸、缓慢解吸

SH 煤样的 P_{tu} 、 P_{se} 、 P_{st} 高于 GC 煤样. 从低效解吸阶段至敏感解吸阶段解吸效率增大, 低效解吸阶段、缓慢解吸阶段对煤层气产能贡献较小, 快速解吸阶段、敏感解吸阶段决定了煤层气产能.

基于吸附曲线特征参数划分解吸阶段, 结合区块实际储层压力匹配分析(表 5): A 区块平均储层压力 1.92 MPa, 处于高效敏感解吸阶段, 对应解吸速率 $5.27 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1}$; C 区块平均储层压力 4.53 MPa, 处于快速解吸、缓慢解吸阶段, 解吸速率仅 $1.45 \text{ m}^3 \cdot \text{t}^{-1} \cdot \text{MPa}^{-1}$. A 区块储层压力条件更适配高效解吸区间, 相同压降幅度下, 甲烷解吸量更大、解吸速度更快, 为高产稳产提供了气源基础; C 区块解吸效率偏低, 气体动用难度更大.

3 孔隙赋水控制下水锁效应与流体运移机制

3.1 煤孔隙内流体运移及水锁效应

煤层气排采过程中, 孔隙气水两相流以压力差为核心驱动力, 孔隙液柱运移动力平衡方程如下((李相方等, 2012; 陈文文等, 2016; Su *et al.*, 2017; Lu *et al.*, 2020; Wang *et al.*, 2021):

$$\Delta P_o = P_g - P_c - P_w - P_f - G, \tag{8}$$

$$P_c = 2\sigma \cos \theta / r, \tag{9}$$

式中: P_g 为孔隙气体驱动压力; P_c 为孔隙水的毛细管力; P_w 为孔隙流体压力阻力; P_f 为流体阻力; G 为孔隙液柱重力; σ 为表面张力, N/m; r 为毛细管半径, m.

P_g 为孔隙液柱运移的主要驱动力, 主要阻力为 P_c 、 P_w . 当孔隙半径足够小、液柱足够短时, 可忽略 P_f 、 G . 当 $\Delta P_o = 0$ 时, 孔隙内流体不发生运移(图 6a). 随着排采进行, 孔隙内的流体运移, P_w 减小, 压降向孔隙内传递, 孔隙内部分吸附气解吸, P_g 增大, 当 $\Delta P_o > 0$ 时, 压力平衡被破坏, 孔隙底端的气体推动底部液柱向外运移, 直到形成新的平衡(图 6b). 随着排采进行, 压降进一步向孔隙内有效传递, 更多气体解吸, P_g 增大, 当能克服液柱对气体的流动阻力时, 气体将突破液体束缚运移, 孔隙与外生裂隙连通(图 6c), 否则不能克服气体流动阻力的气体被液柱束缚在孔隙内, 液柱堵塞孔隙, 形成水锁效应. 排采初期, 孔隙内水体饱和、气体未充分解吸, P_g 较小, 毛管阻力 P_c 占主导, 净压差 $\Delta P_o \leq 0$, 液柱滞留孔隙内, 封堵气体运移通道, 形成初始水锁. 随着排水降压持续进行, 孔隙压力降低, 甲烷大量解吸, P_g 持续增大, 当 $\Delta P_o > 0$ 时, 液柱被推动向外运移, 渗流通道逐步疏通. 孔隙半径越小, 毛管阻力 P_c 越大, 液柱越难驱替, 水锁伤害越难解除.

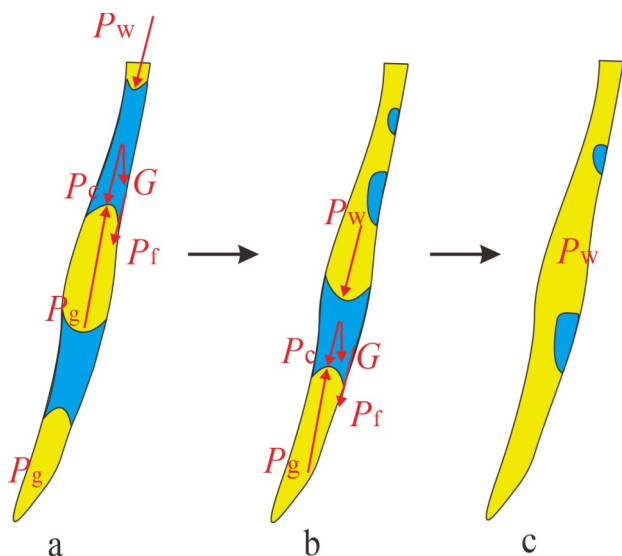


图6 孔隙内水柱运移过程示意

Fig.6 Schematic diagram of water-column migration in coal pores

3.2 区块水锁差异化形成机制

饱和水条件下GC煤样微孔中水体积占比显著高于SH煤样;离心后,GC煤样吸附水占比高于SH煤样。当水侵入煤储层时,相较于A区块,C区块中水更多的赋存在更小的孔径,C区块孔隙内流体运移的毛管束缚力高于A区块,C区块孔隙的流体需要更大的驱动力才能运移。由于产气初期煤层气解吸效率A区块高于C区块,孔隙内气体的驱动力A区块高于C区块,孔隙内流体运移难易程度为A区块优于C区块,侵入到C区块中的水更易形成水锁伤害。

结合孔隙赋水与解吸特征可知,区块水锁差异源于微观孔隙结构与流体赋存的双重控制:C区块GC煤样微孔占比极高、吸附水富集,微小孔隙产生极强的毛管封堵效应,流体运移所需驱动力大;同时储层压力对应解吸阶段效率低,气体解吸驱动力不足,无法有效突破水体封堵,水锁效应持续发育且难以解除。A区块SH煤样小孔发育、可动束缚水占比高,毛管阻力小,且储层处于高效解吸阶段,气体快速解吸、驱动压力充足,可有效推动液柱运移,水锁发育程度弱、解除难度低。微观赋水特征的差异,最终导致两区块气水运移能力与产能表现的显著分化。

4 煤层气排采动态响应特征

本次统计A区块69口、C区块199口稳定生

产井长期排采数据,从单相排水、两相流上产两大核心阶段,剖析孔隙赋水-水锁效应对宏观排采动态的控制作用。整体产能统计表明,A区块为高产稳产区,单井平均累计产气量达 $1\,005 \times 10^4 \text{ m}^3$;C区块产能差异极大、整体偏低,单井平均累计产气量仅 $110 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图7、图8),水锁伤害是区块产能差异的核心诱因之一。

4.1 单相排水阶段排采响应

单相排水阶段选取单相排水阶段累计产水量(W_1)、单相排水阶段累计产水量与总产水量比例(R_1)、单相排水阶段日均产水量、单相排水阶段排采时间(解吸时间)4个特征参数进行研究,以见套压作为单相排水阶段截止时间。 W_1 可反映储层降压,过大易造成后续储层降压困难,过小储层降压波及距离受限; R_1 可间接反映煤层气解吸的难易程度,高值代表降压解吸困难,导致后续降压提产空间不足;日均产水量可间接反映排采速度;解

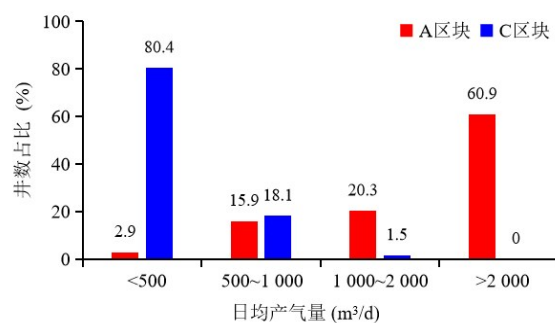


图7 A、C区块日均产气量对比

Fig.7 Comparison of average daily gas production between A and C blocks

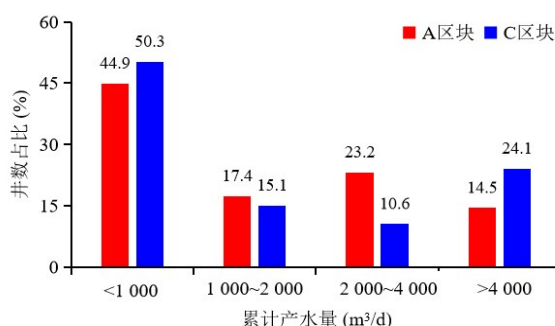


图8 A、C区块累计产水量对比

Fig.8 Comparison of cumulative water production between A and C blocks

表 6 单相排水阶段排采特征参数

Table 6 Production-performance parameters during the single-phase water-production stage

区块	$W_1(\text{m}^3)$	$R_1(\%)$	日均产水量(m^3/d)	解吸时间(d)
A	0.7~1 648.8(171.6)	0.01~27.76(7.87)	0.57~9.75(2.8)	1~229(45.5)
C	31~10 436(584.1)	4.1~69.46(32.91)	0.24~28.36(3.26)	24~659(145.3)

注:括号内为平均值,下同.

表 7 单相排水阶段井底流压特征参数

Table 7 Bottom-hole flowing-pressure parameters during the single-phase water-production stage

区块	储层压力(MPa)	临界解吸压力(MPa)	临储比(%)	压降速率(kPa/d)
A	0.9~3.44(1.92)	0.99~2.51(1.72)	40.48~100(85.13)	0~131.4(7.68)
C	3.79~6.43(4.53)	0.25~3.23(2.12)	0~80.48(43.96)	3.3~147.7(18.8)

表 8 两相流初期上产阶段排采特征参数

Table 8 Production parameters during initial two-phase flow stage

区块	最高日产气量(m^3)	$W_2(\text{m}^3)$	$R_2(\%)$	日均产水量(m^3/d)	上产时间(d)
A	985~21 456(5 795)	75.3~62 720.4(2 300.7)	7.59~95.21(44.42)	0.18~50.1(3.02)	69~2 132(560.7)
C	305~4 743(1 051)	68.1~29 705.3(1 108.7)	6.78~72.97(31.28)	0.13~44.87(1.52)	122~1 765(626.3)

吸时间可反映储层降压煤层气解吸的难易程度.

单相排水阶段是储层降压、气体启动解吸的关键阶段,核心参数对比结果如表 6 所示.C 区块各项排水指标均显著高于 A 区块:平均单相累计产水量 584.1 m^3 (A 区块 171.6 m^3)、单相水占总产水比例 32.91%(A 区块 7.87%)、平均解吸周期 145.3 d(A 区块 45.5 d).

C 区块因微孔吸附水富集、水锁强度高,储层降压效率低,需要长期、大量排水才能突破毛管阻力、达到甲烷临界解吸压力,排水占比过高导致后期降压提产空间严重不足;A 区块水锁影响微弱,储层降压传递高效,短周期排水即可实现气体解吸启动,为后续稳产高产预留充足空间.

4.2 单相排水阶段井底流压响应

通过选取单相排水阶段初始井底流压、见气时井底流压、压降速率重要参数分析井底流压特征.煤层气井压裂后经过闷井,初始井底流压接近原始储层压力.见气时井底流压即套压出现时压力,近似表示临界解吸压力,较大的临界解吸压力有利于流体产出,解吸压力过低导致气井后期产能提升困难、产气量低.临储比即临界解吸压力与储层压力比值,比值越大气体越容易解吸,储层流体可疏导指数越好,孔隙内流体的驱替压力越大,越利于解除水锁效应,形成煤层气高产井(陈文文等,2016).单相排采阶段压降速率即初始井底流压与临界解吸压力的差值与排采时间的比值.

井底流压参数可精准反映储层降压解吸能力与水锁解除效果(表 7).A 区块平均临储比(临界解吸压力/储层压力)达 85.13%,远高于 C 区块的 43.96%,说明 A 区块储层降压后可快速触发大规模甲烷解吸,流体疏导能力强、水锁易解除;C 区块临储比极低,临界解吸压力远低于原始储层压力,需要大幅度压降才能启动解吸,且压降速率高达 18.8 kPa/d(A 区块 7.68 kPa/d),快速压降易加剧孔隙水体毛细管滞留,诱发更强的水锁伤害,进一步抑制气体产出.

4.3 两相流初期上产阶段排采特征

两相流初期上产阶段井底流压持续降低,压降扩展,产气量增加;选取两相流初期上产阶段累计产水量(W_2)、两相流初期上产阶段累计产水量与总累产水量比值(R_2)、两相流初期上产阶段日均产水量、稳定最高日产气量、两相流初期上产阶段排采时间(上产时间)5 个特征参数进行生产特征响应研究,以煤层气井见套压至达到稳定最高产气量作为两相流初期上产时间.

两相流上产阶段是产能提升、形成稳产的核心阶段,参数对比结果如表 8 所示.A 区块平均峰值日产气 5 795 m^3 ,远高于 C 区块的 1 051 m^3 ;A 区块上产阶段产水占比 44.42%,与单相阶段低产水占比形成互补,排水降压充分、压降漏斗持续扩展,储层渗流通道全面疏通,实现高效提产.C 区块上产阶段累计产水量、日均产水量均偏低,产水占比仅 31.28%,结合单相阶段高排水占比可知,

表 9 A 区块和 C 区块典型井排采参数										
Table 9 Production-performance parameters of representative wells in A and C blocks										
井号	单相排水阶段				两相流初期上产阶段				总累产水 (m ³)	最高日产气 (m ³)
	解吸天数(d)	W ₁ (m ³)	R ₁ (%)	日均产水 (m ³ /d)	上产天数 (d)	W ₂ (m ³)	R ₂ (%)	日均产水 (m ³ /d)		
A-14	58	104.1	13.7	1.8	394	437.7	57.6	1.1	759.9	8 270
C-170	130	163.9	30.2	1.3	551	159	29.3	0.3	542.6	1 831

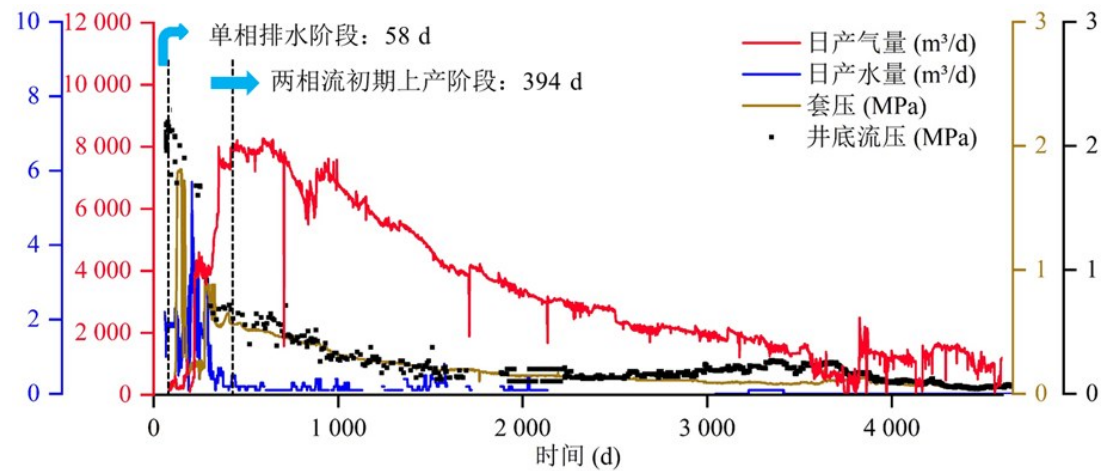


图 9 A-14 井排采曲线

Fig.9 Production history of Well A-14

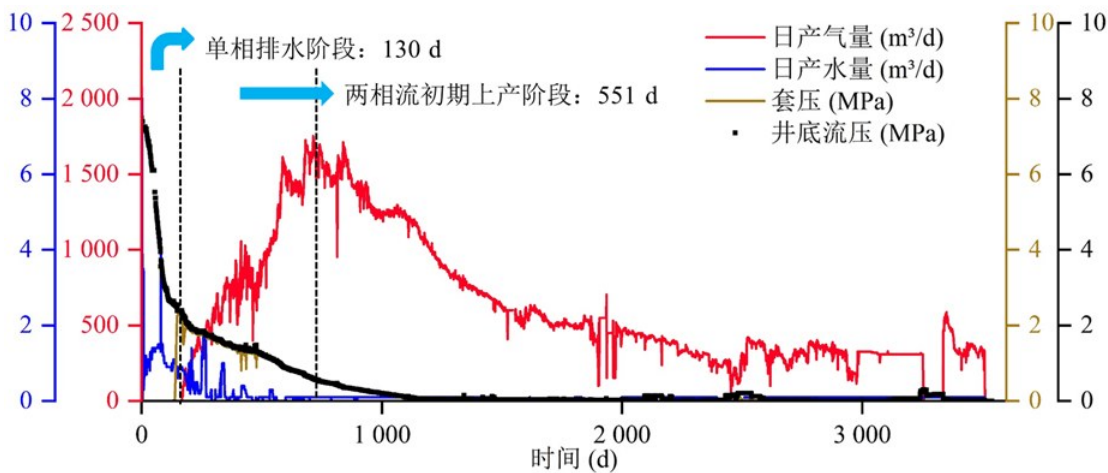


图 10 C-170 井排采曲线

Fig.10 Production history of Well C-170

储层微孔水锁持续封堵,流体无法有效运移,压降难以向储层深部扩展,气水置换效率极低,最终表现为上产周期长、峰值产能低、稳产能力差。

4.4 典型生产井排采动态验证

选取 A 区块 A-14 井、C 区块 C-170 井典型生产井对比分析(表 9、图 9、图 10)。A-14 井最高日产气量高于 C-170 井,A-14 井累计产水量高于 C-170 井(表

9)。在单相排水阶段,A-14 井单相排水解吸周期 58 d,远短于 C-170 井的 130 d,单相产水占比 13.7%,排水降压高效、无效排水少,C-170 井解吸时间长,W₁大,R₁大,解吸难度高于 A-14 井;在两相流初期上产阶段,A-14 井因更易解吸,流体在储层内运移更容易,储层压降效率明显,提产时间较快,峰值日产气达 8 270 m³,稳产效果优异。C-170 井在上

产阶段日均产水少, W_2 小, R_2 小, 上产阶段排水不足, 压降效果不理想, 流体运移难度大, 排采过程中更易发生水锁, 导致产气及稳产效果不佳, 峰值日产气仅 $1\,831\text{ m}^3$, 产能提升困难. 典型井动态进一步验证: 孔隙赋水差异诱发的水锁效应, 是控制单井排采节奏、产能规模的核心微观因素.

5 结论

(1) 高阶煤孔隙赋水特征直接决定水锁效应强度. 沁水盆地南部 A 区块 SH 无烟煤以小孔 ($10\sim 100\text{ nm}$) 赋水为主, 赋水占比 55.97% , 微孔赋水占比仅 40.87% ; C 区块 GC 贫煤微孔 ($<10\text{ nm}$) 高度含水, 赋水占比达 81.72% . 1.61 MPa 束缚水稳定条件下, C 区块吸附水占比 97.94% , 远高于 A 区块的 73.89% . C 区块微孔吸附水富集导致孔隙毛管封堵阻力极强, 水锁伤害风险与强度显著高于 A 区块.

(2) 孔隙赋水差异控制甲烷解吸与流体运移能力, 形成区块解吸特征分化. A 区块煤样储层压力适配高效敏感解吸阶段, 平均解吸速率 $5.27\text{ m}^3\cdot\text{t}^{-1}\cdot\text{MPa}^{-1}$, 气体解吸驱动力充足; C 区块处于低效解吸区间, 解吸速率仅 $1.45\text{ m}^3\cdot\text{t}^{-1}\cdot\text{MPa}^{-1}$, 叠加微孔水锁效应, 气体解吸、孔隙流体运移难度大幅提升, 相同排采制度下产能潜力难以释放.

(3) 水锁效应在排采全阶段形成显著负面响应, 主导区块产能差异化. 单相排水阶段, C 区块排水周期更长、无效排水占比更高, 储层降压解吸效率低; 两相流上产阶段, C 区块压降漏斗扩展受限、气水置换不充分, 平均峰值日产气量仅 $1\,051\text{ m}^3$, 远低于 A 区块 $5\,795\text{ m}^3$. 典型井动态验证, 水锁伤害是 C 区块单井产能低、上产慢、稳产差的核心制约因素.

(4) 建立了高阶煤微观孔隙赋水-水锁效应-宏观排采动态耦合机制: 微孔发育, 吸附水富集, 孔隙毛管阻力增大, 水锁效应强化, 甲烷解吸效率降低、流体运移受阻, 排水降压周期延长、产能提升受限; 小孔发育, 可动束缚水占比高, 水锁易解除, 气体高效解吸, 渗流通道通畅, 排采节奏优, 产能潜力大. 该机制可为沁水盆地南部高阶煤储层水锁防控、差异化排采参数优化、产能精准评价提供理论支撑.

References

Chen, S. D., Tang, D. Z., Tao, S., et al., 2018. Characteristics of In-Situ Stress Distribution and Its Significance on the Coalbed Methane (CBM) Development in

Fanzhuang-Zhengzhuang Block, Southern Qinshui Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 161: 108–120. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.042>.

Chen, W. W., 2024. Study on Gas-Water Occurrence Law of Coal Reservoirs in Southern Qinshui Basin and Response of Coalbed Methane Production Characteristics (Dissertation). China University of Geosciences, Wuhan (in Chinese with English abstract).

Chen, W. W., Yang, Y. H., Wang, S. W., et al., 2016. Study on Water Occurrence Features and Migration Rules in High Rank Coalbed Methane Reservoir. *Coal Science and Technology*, 44(S1): 154–159 (in Chinese with English abstract).

Chen, Z. H., Wang, Y. B., Song, Y., et al., 2008. Comparison of Adsorption/Desorption Properties of CBM in Different-Rank Coals. *Natural Gas Industry*, 28(3): 30–32 (in Chinese with English abstract).

Dong, J. X., 2022. Study on Spontaneous Imbibition Characteristics and Temporal and Spatial Distribution Law of Water in Remolded Coal without Gas (Dissertation). Henan Polytechnic University, Jiaozuo (in Chinese with English abstract).

Hou, W., Xu, F. Y., Zhang, L., et al., 2022. Influence of Coal Lithotypes on Adsorption/Desorption Characteristics in Coal Reservoirs and Its Practical Significance: A Case Study in Baode Block. *Coal Geology & Exploration*, 50(3): 110–118 (in Chinese with English abstract).

Langmuir, I., 1917. The Constitution and Fundamental Properties of Solids and Liquids. *Journal of the Franklin Institute*, 183(1): 102–105. [https://doi.org/10.1016/S0016-0032\(17\)90938-X](https://doi.org/10.1016/S0016-0032(17)90938-X)

Li, X. F., Shi, J. T., Du, X. Y., et al., 2012. Transport Mechanism of Desorbed Gas in Coalbed Methane Reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 203–213 (in Chinese with English abstract).

Lu, Y., Li, H., Lu, J. X., et al., 2020. Clean Up Water Blocking Damage in Coalbed Methane Reservoirs by Microwave Heating: Laboratory Studies. *Process Safety and Environmental Protection*, 138: 292–299. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.04.007>.

Meng, Y. J., Tang, D. Z., Xu, H., et al., 2014. Division of Coalbed Methane Desorption Stages and Its Significance. *Petroleum Exploration and Development*, 41(5): 612–617 (in Chinese with English abstract).

Ni, G. H., Li, Z., Xie, H. C., 2018. Experimental Research on the Methods to Remove Water Blocking Effect Based on Nuclear Magnetic Resonance Testing. *Journal of Chi-*

- na Coal Society, 43(8): 2280—2287 (in Chinese with English abstract).
- Su, X. B., Wang, Q., Song, J. X., et al., 2017. Experimental Study of Water Blocking Damage on Coal. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156: 654—661. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.06.048>
- Sun, X. X., Yao, Y. B., Chen, J. Y., et al., 2015. Determination of Coal Wettability by Using Low-Field Nuclear Magnetic Resonance. *Geoscience*, 29(1): 190—197 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. W., Liu, S. M., Qin, Y., 2021. Coal Wettability in Coalbed Methane Production: A Critical Review. *Fuel*, 303: 121—277. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121277>
- Wu, J., Wang, P., Huang, K., et al., 2026. Research on the Evaluation of Deep Coal Seam Water Lock Damage and Optimization of Water Lock Release Agents Based on Low Field Nuclear Magnetic Resonance Technology. *Progress in Geophysics*, 41(2): 719—731 (in Chinese with English abstract).
- Xu, K., Cui, B., 2015. Application of Isothermal Adsorption Curves in Coalbed Methane Production—A Case Study in Zhijin Block. *Reservoir Evaluation and Development*, 5(6): 73—75, 80 (in Chinese with English abstract).
- Yan, X., Fang, J. L., Mou, C., et al., 2026. Advances and Prospects of Design Optimization Technologies for Differential Development with Three-Dimensional Well Patterns for Deep Coalbed Methane Reservoirs: A Case Study of the No.8 Coal Seam in the Ordos Basin. *Coal Geology & Exploration*, 54(6): 179—197 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Z. B., Lu, B. J., Zhou, G. X., et al., 2025. Geological Particularities and Desorption-Production Patterns of Deep Coalbed Methane. *Acta Petrolei Sinica*, 46(8): 1464—1476 (in Chinese with English abstract).
- Yao, Y. B., Liu, D. M., 2012. Comparison of Low-Field NMR and Mercury Intrusion Porosimetry in Characterizing Pore Size Distributions of Coals. *Fuel*, 95: 152—158. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.12.039>.
- Yao, Y. B., Liu, D. M., 2013. Advanced Quantitative Characterization and Comprehensive Evaluation Model of Coalbed Methane Reservoirs. Geological Publishing House, Beijing (in Chinese).
- Yao, Y. B., Liu, D. M., 2016. Petrophysics and Fluid Properties Characterizations of Coalbed Methane Reservoir by Using NMR Relaxation Time Analysis. *Coal Science and Technology*, 44(6): 14—22 (in Chinese with English abstract).
- Yao, Y. B., Ma, R. Y., Sun, X. X., 2025. Mechanism of Enhanced Coalbed Methane Desorption Regulated by Fracturing Fluid Imbibition in Deep Coal Seams. *Petroleum Exploration and Development*, 52(6): 1388—1400 (in Chinese with English abstract).
- Ye, J. P., 2025. China's CBM Exploration and Production and Associated Technological Advancements: A Review and Reflections. *Coal Geology & Exploration*, 53(1): 114—127 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. F., Li, G. X., Jia, C. Z., et al., 2026. Coal-Rock Gas Accumulation Mechanisms, Resource Potential, and Its Strategic Significance for China's Natural Gas Industry. *World Petroleum Industry*, 33(1): 130—141 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S. C., Tian, T., Yang, Y. C., et al., 2026. Influence of Coal Reservoir Sensitivity on CBM Well Drainage and Production in Binchang Block. *Unconventional Oil & Gas*, 13(4): 84—91 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, S. J., 2021. Quantitative Analysis Method of Coal Reservoir Characteristics Based on Low-Field Nuclear Magnetic Resonance (Dissertation). China University of Geosciences, Beijing (in Chinese with English abstract).
- Zhu, Q. Z., Yang, Y. H., Zuo, Y. Q., et al., 2018. CBM Development in China: Challenges and Solutions. *Natural Gas Industry*, 38(4): 96—100 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, Q. Z., Zuo, Y. Q., Yang, Y. H., 2015. How to Solve the Technical Problems in the CBM Development: A Case Study of a CMB Gas Reservoir in the Southern Qinshui Basin. *Natural Gas Industry*, 35(2): 106—109 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Yu, R. Z., Sun, Q. P., et al., 2026. Insights into CBM and Coal-Rock Gas Development Performance, Key Technology and Prospects from Thousands Well Data Analysis. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 50(3): 94—108 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 陈文文, 2024. 沁水盆地南部煤储层气水赋存规律及煤层气生产特征响应研究(博士学位论文). 武汉: 中国地质大学.
- 陈文文, 杨延辉, 王生维, 等, 2016. 高煤阶煤层气藏内水赋存特征与运移规律研究. *煤炭科学技术*, 44(S1): 154—159.
- 陈振宏, 王一兵, 宋岩, 等, 2008. 不同煤阶煤层气吸附、解吸特征差异对比. *天然气工业*, 28(3): 30—32.
- 董家昕, 2022. 不含瓦斯重塑煤自发渗吸特征及水分时空分

- 布规律研究(博士学位论文). 焦作: 河南理工大学.
- 侯伟, 徐凤银, 张雷, 等, 2022. 煤岩类型对煤储层吸附/解吸特征影响及实践意义: 以保德区块为例. 煤田地质与勘探, 50(3): 110—118.
- 李相方, 石军太, 杜希瑶, 等, 2012. 煤层气藏开发降压解吸气运移机理. 石油勘探与开发, 39(2): 203—213.
- 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等, 2014. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义. 石油勘探与开发, 41(5): 612—617.
- 倪冠华, 李钊, 解宏超, 2018. 基于核磁共振测试的煤层水锁效应解除方法. 煤炭学报, 43(8): 2280—2287.
- 孙晓晓, 姚艳斌, 陈基瑜, 等, 2015. 基于低场核磁共振的煤润湿性分析. 现代地质, 29(1): 190—197.
- 吴见, 王鹏, 黄凯, 等, 2026. 基于低场核磁共振技术的深煤层水锁伤害评价及解水锁剂优选研究. 地球物理学进展, 41(2): 719—731.
- 许科, 崔彬, 2015. 等温吸附曲线在煤层气排采中的应用——以织金区块为例. 油气藏评价与开发, 5(6): 73—75, 80.
- 闫霞, 方建龙, 牟春, 等, 2026. 深部煤层气藏差异化立体开发优化设计技术进展与展望——以鄂尔多斯盆地为例. 煤田地质与勘探, 54(6): 179—197.
- 杨兆彪, 卢本举, 周国晓, 等, 2025. 深部煤层气地质特殊性与释放产出规律. 石油学报, 46(8): 1464—1476.
- 姚艳斌, 刘大锰, 2013. 煤储层精细定量表征与综合评价模型. 北京: 地质出版社.
- 姚艳斌, 刘大锰, 2016. 基于核磁共振弛豫谱的煤储层岩石物理与流体表征. 煤炭科学技术, 44(6): 14—22.
- 姚艳斌, 马如英, 孙晓晓, 2025. 深部煤层压裂液渗吸调控煤层气解吸增效机制. 石油勘探与开发, 52(6): 1388—1400.
- 叶建平, 2025. 中国煤层气勘探开发及其科技进步历程回顾与思考. 煤田地质与勘探, 53(1): 114—127.
- 张君峰, 李国欣, 贾承造, 等, 2026. 煤岩气成藏机理、资源潜力及其对中国天然气产业的战略意义. 世界石油工业, 33(1): 130—141.
- 张世春, 田涛, 杨云成, 等, 2026. 彬长区块煤储层敏感性对煤层气井排采的影响. 非常规油气, 13(4): 84—91.
- 郑司建, 2021. 基于低场核磁共振的煤储层特性定量分析方法(博士学位论文). 北京: 中国地质大学.
- 朱庆忠, 杨延辉, 左银卿, 等, 2018. 中国煤层气开发存在的问题及破解思路. 天然气工业, 38(4): 96—100.
- 朱庆忠, 左银卿, 杨延辉, 2015. 如何破解我国煤层气开发的技术难题——以沁水盆地南部煤层气藏为例. 天然气工业, 35(2): 106—109.
- 邹才能, 于荣泽, 孙钦平, 等, 2026. 万口井数据透视煤层气和煤岩气开发特征、关键技术及前景. 中国石油大学学报(自然科学版), 50(3): 94—108.