

四川盆地寒武统筇竹寺组深层海相页岩孔隙水赋存特征及控制因素

王鑫磊¹, 唐相路^{1,2}, 姜振学¹, 吴伟³, 郑马嘉⁴, 宁诗坦¹, 施玉光⁵, 袁政莲¹

[1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室, 北京 102249; 2. 新疆油气智能勘探与开发重点实验室, 中国石油大学(北京)克拉玛依校区, 新疆 克拉玛依 834000; 3. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院, 四川 成都 610051; 4. 中国石油西南油气田分公司开发事业部, 四川 成都 610051; 5. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524034]

摘要:四川盆地寒武统筇竹寺组页岩储层复杂的孔隙结构为孔隙水赋存提供了重要空间,但孔隙水的赋存特征及控制因素尚不清楚。以筇竹寺组深层海相页岩为研究对象,综合运用饱和离心-核磁共振联测、扫描电镜、氮气吸附和分子动力学模拟等多种实验手段,系统揭示了页岩储层孔隙水的微观赋存特征及其主控因素,并建立了相应的孔隙水赋存模式。研究结果表明:①筇竹寺组深层海相页岩样品中完全束缚流体主要赋存于孔径 $<4.98\text{ nm}$ 的孔隙中,部分可动流体分布于孔径 $4.98\sim8.54\text{ nm}$ 的孔隙内,而孔径 $>8.54\text{ nm}$ 的孔隙则以完全可动流体为主。②分子动力学研究表明,无机矿物表面优先吸附水分子,其次为甲烷分子,且随温度和压力升高(对应地层埋深增加),二者的吸附能力均增强,但水分子对甲烷吸附具有显著抑制作用。③高含水饱和度条件下,可动水比例显著增加,构造作用形成的微裂缝进一步扩展了赋存空间,同时大孔比例增加导致毛细管力降低,使束缚水占比减少并主要集中于小孔中。④矿物组成、孔隙结构、构造作用及储层含水饱和度共同构成了一个相互关联的控制体系,决定了筇竹寺组页岩孔隙水的赋存状态。本研究为深化深层页岩气成藏地质理论提供了重要依据。

关键词:赋存特征;控制因素;孔隙水;深层海相页岩;筇竹寺组;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics of and controlling factors for pore water occurrence in deep marine shales in the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

WANG Xinlei¹, TANG Xianglu^{1,2}, JIANG Zhenxue¹, WU Wei³, ZHENG Majia⁴, NING Shitan¹, SHI Yuguang⁵, YUAN Zhenglian¹

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Xinjiang Key Laboratory of Intelligent Exploration and Development of Oil and Gas, China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China; 3. Shale Gas Research Institute, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 4. Petroleum Development Division, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 5. Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong 524034, China]

Abstract: The shale reservoirs of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin exhibit complex pore structures, which provide important spaces for pore water occurrence. However, the specific occurrence characteristics and their controlling factors remain poorly understood. In this study, we investigate deep marine shales from the Qiongzhusi Formation in the basin. By integrating a series of experiments, including water saturation centrifugation-nuclear magnetic resonance (NMR) combined tests, scanning electron microscopy (SEM), nitrogen adsorption, and molecular dynamics simulation, we systematically reveal the microscopic occurrence characteristics of pore water in the shale reservoirs and their primary controlling factors. Accordingly, the corresponding pore water occurrence patterns are established. The results indicate that in deep marine shale samples from the Qiongzhusi Formation, totally irreducible fluids occur primarily in pores with a diameter smaller than 4.98 nm . In contrast, partly movable fluids are distributed

收稿日期:2025-06-22;修回日期:2025-08-11。

第一作者简介:王鑫磊(1999—),女,博士研究生,地质资源与地质工程。E-mail: wangxinleiemail@126.com。

通信作者简介:唐相路(1988—),男,研究员、博士研究生导师,非常规油气储层表征与成藏机理。E-mail: tangxl@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42372144)。

in pores with sizes ranging from 4.98 nm to 8.54 nm, while pores larger than 8.54 nm mainly contain totally movable fluids. Molecular dynamics simulations reveal that water molecules are preferentially adsorbed on the surface of inorganic minerals, followed by methane molecules. With the increase of temperature and pressure (corresponding to the increase of buried depth of strata), the adsorption capacity of both increases, but the presence of water molecules has a significant inhibitory effect on methane adsorption. Under high water saturation, the proportion of movable water increases significantly, while tectonism-induced microfractures further enlarge its occurrence space. Concurrently, the increased proportion of large pores reduces capillary pressure, leading to a decreased proportion of irreducible water which tend to primarily concentrate in small pores. Mineral composition, pore structure, tectonism, and the water saturation of reservoirs jointly constitute an interconnected system that governs the occurrence state of pore water in shales of the Qiongzhusi Formation. These findings serve to lay an important basis for advancing geological theories on deep shale gas accumulation.

Key words: occurrence characteristics, controlling factor, pore water, deep marine shale, Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

引用格式:王鑫磊,唐相路,姜振学,等.四川盆地寒武统筇竹寺组深层海相页岩孔隙水赋存特征及控制因素[J].石油与天然气地质,2026,47(2):537-554. DOI:10.11743/ogg20260212.

WANG Xinlei, TANG Xianglu, JIANG Zhenxue, et al. Characteristics of and controlling factors for pore water occurrence in deep marine shales in the Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2026, 47(2): 537-554. DOI: 10.11743/ogg20260212.

四川盆地寒武统筇竹寺组页岩储层具有较高的含水饱和度^[1],页岩储层中孔隙水对页岩气勘探开发影响显著,孔隙水的含量、分布和赋存状态对页岩气的吸附能力和流动能力有着重要的影响^[2]。在页岩生烃演化过程中,形成了复杂孔隙系统,这些孔隙大小为纳米级,具有显著的毛细管效应,对孔隙水产生强烈的束缚作用^[3-5]。水分以填充态的形式占据页岩储层的孔隙空间或者以吸附态的形式附着在页岩储层的孔壁和喉道表面^[6-8]。无论页岩储层的成熟度高低,其内部均含有一定量的孔隙水,且这些孔隙水在不同类型和不同孔径的孔隙系统中呈现出明显的差异性分布特征和多样化的赋存相态^[9-11]。

前人将孔隙水分为可动水、毛细管束缚水、水膜束缚水和结构水^[12-13]。不同类型的孔隙水赋存孔径大小不同,吴建发等^[14]认为龙马溪组页岩储层中孔隙水赋存相态为吸附态和游离态2种,吸附态水主要赋存在孔径2~5 nm的孔隙中,游离态水主要赋存在孔径5~10 nm的孔隙内,而孔径大于20 nm的页岩储层孔隙内几乎没有水赋存。蒋裕强等^[15]通过饱和离心-核磁共振实验研究认为渝西地区黏土束缚水主要赋存于孔径小于5 nm的孔隙中,毛细管束缚水主要赋存于孔径5~25 nm的孔隙中,可动水主要赋存于孔径大于25 nm的孔隙中。

四川盆地寒武统筇竹寺组页岩储层表现出典型的低孔-低渗特征^[16-18],这些储层的纳米级孔隙网络却展现出显著的水赋存能力,其中孔隙水呈现出较强的束缚特征和复杂的空间分布模式。目前,针对四川盆地筇竹寺组深层海相页岩的孔隙水赋存特征研究仍存

在明显不足,特别是对其控制因素的认识尚不清晰。为此,本研究以四川盆地寒武统筇竹寺组海相页岩典型井样品为研究对象,系统揭示筇竹寺组深层海相页岩孔隙水的赋存特征,并深入剖析其主控因素,建立筇竹寺组页岩孔隙水赋存模式,以期为该页岩气勘探开发提供理论依据。

1 地质背景

四川盆地作为中国重要的含油气盆地,构造格局具有鲜明的分区特征^[19]。其主体覆盖四川省中东部及重庆市西部区域,是一个大型的构造沉积盆地,四周被褶皱和断层所环绕。它发育于扬子克拉通台地的基底之上,具有典型的叠合盆地特征^[20-22]。四川盆地包含6个构造带,即川北低平构造带、川东高陡构造带、川南低陡构造带、川西南低陡构造带、川西低陡构造带和川中低平构造带。研究区位于四川盆地西南部,处于川西南低陡构造带和川中低平构造带南部(图1)。

四川盆地基底之上地层发育齐全,沉积盖层累积厚度为6 000~12 000 m^[23-24]。早古生代晚期,在加里东运动的影响之下,板块发生剧烈运动,四川盆地在板块汇聚挤压的作用下形成了“三隆围一凹”的半局限滞留海盆。四川盆地寒武统筇竹寺组发育一套典型的深水陆相沉积组合,筇竹寺组下部主要发育黑色碳质页岩,向上逐渐变为灰绿色页岩,局部夹薄层泥灰岩和硅质岩条带^[25-26]。区域对比资料显示,该组地层厚度在150~300 m^[27-29]。

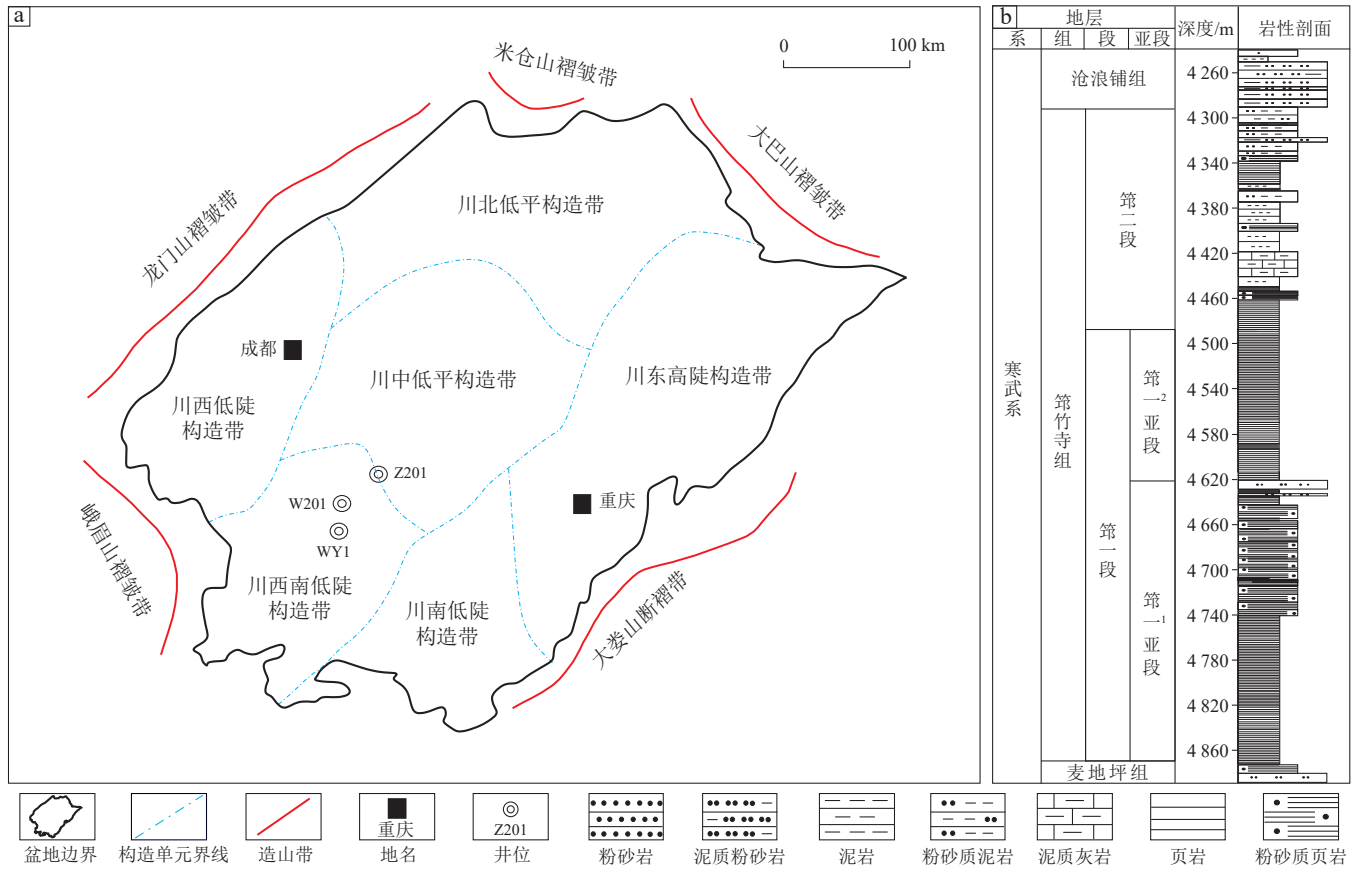


图1 四川盆地构造特征(a)及下寒武统筇竹寺组综合柱状图(b)

Fig. 1 Structural characteristics of the Sichuan Basin (a) and composite stratigraphic column of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the basin (b)

2 样品和方法

2.1 样品来源

本次研究以四川盆地地下寒武统筇竹寺组页岩为研究对象,选取 Z201 井 4 块样品、WY1 井 4 块样品和 W201 井 5 块样品,共计 13 块样品开展研究,样品有机质成熟度(镜质体反射率 R_o)、总有机碳含量(TOC)、孔隙度、渗透率及矿物组成基本信息见表 1。

2.2 饱和离心-核磁共振联测

基于核磁共振弛豫时间(T_2)谱与离心实验的耦合分析,可有效识别流体赋存特征(图 2)。低转速下,可动水因克服较小毛细管力而优先排出;随转速升高,更大离心力使更小孔隙孔隙中的束缚水逐渐脱离。通过建立转速- T_2 截止值-含水饱和度-赋存孔隙孔径的四元关系模型,可精确界定不同孔隙水的赋存孔隙孔径分布范围。实验选取 HC-3018R 高速冷冻离心机与

核磁-烘干联测相同的组迈 Micro MR12-040V 低场核磁共振仪,选择标准柱样进行实验,实验步骤如下:

1) 首先,将样品进行 60 °C 烘干处理,烘干时间为 48 h,烘干至样品质量不再发生变化,认为此时样品为干样并记录此时样品的质量。然后进行核磁共振实验,所得的干样图谱作为基底信号方便后续处理。

2) 将干燥后的样品进行加压饱水处理,压力为 25 MPa,饱和时间为 72 h。将饱水后的样品进行核磁共振实验并记录此时的样品质量。

3) 在记录质量后将饱水样品放入离心机,离心温度设置为室温 25 °C,离心时间设置为 2 h,离心转速设置为 4 000 r/min。

4) 将离心后样品进行称重,然后进行核磁共振实验。

5) 重复步骤 3) 和步骤 4),离心转速分别设置为 6 000, 8 000 和 10 000 r/min,至质量基本不再变化。

2.3 扫描电镜观测

本研究采用场发射扫描电子显微镜(FE-SEM)系

表1 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩样品基本信息

Table 1 General information on shale samples from the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

样品编号	深度/m	R_o /%	TOC/%	孔隙度/%	矿物组分含量/%					
					石英	长石	方解石	白云石	黏土矿物	黄铁矿
Z201-1	4 610.56	3.45	1.61	4.83	31.50	37.00	5.40	1.60	20.50	4.00
Z201-2	4 596.73	3.37	2.55	4.82	40.20	34.20	1.90	2.20	16.60	4.90
Z201-3	4 499.34	3.12	2.63	4.87	39.40	32.20	1.30	2.80	21.00	3.30
Z201-4	4 613.50	3.43	1.81	4.15	33.10	37.00	2.50	1.00	21.00	5.40
WY1-1	4 334.86	3.05	1.92	3.84	35.61	30.24	3.11	1.33	28.12	1.59
WY1-2	4 344.81	3.59	1.94	4.81	35.47	27.40	3.01	0.58	31.72	1.81
WY1-3	4 329.18	3.59	1.93	4.92	29.29	26.35	3.23	0.53	38.84	1.77
WY1-4	4 296.76	3.55	1.50	3.66	37.41	20.40	2.26	2.99	35.09	1.86
W201-1	2 700.36	3.23	1.72	1.76	34.80	24.00	3.10	1.60	32.00	4.50
W201-2	2 680.76	3.14	1.76	1.72	38.00	26.20	3.30	0.00	28.90	3.60
W201-3	2 632.28	3.06	1.71	2.50	42.10	29.90	2.40	3.00	21.10	1.50
W201-4	2 693.12	3.20	1.77	1.71	38.40	28.10	4.30	0.00	25.40	3.80
W201-5	2 798.00	3.31	0.99	1.60	37.70	20.60	4.00	0.00	30.30	7.40

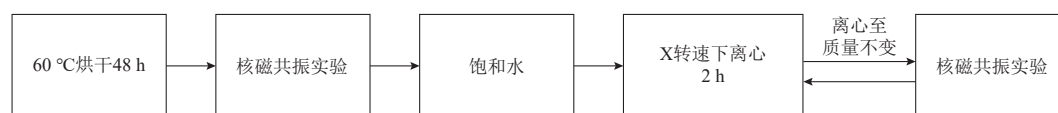


图2 饱和离心-核磁共振联测实验操作步骤流程图

Fig. 2 Flow chart of the water saturation-centrifugation experiment

统开展纳米级孔隙结构表征分析。实验过程中,首先将样品加工成 $0.5\text{ cm} \times 1.0\text{ cm} \times 1.0\text{ cm}$ 的标准尺寸,进行机械打磨和氩离子抛光双重处理,确保观测表面达到纳米级平整度。随后使用ZEISS Crossbeam 540双束系统进行精细观测,先在背散射模式下定位有机质富集区,调整样品台至 52° 倾角完成电子/离子束对中校准;接着采用 30 kV 离子束进行三面凹槽切割,并通过低功率离子束实现目标区域的精细抛光。在最终成像阶段,设置离子束参数为 $30\text{ kV}/7\text{ nA}$ 、电子束参数为 $1\text{ kV}/500\text{ pA}$,以 10 nm 为步进开展逐层切割,每层同步采集高分辨电子图像,累计获取500幅以上的连续图像序列,最终实现纵向 10 nm 、平面 5 nm 的高精度三维重构。该方法通过优化样品制备和成像参数,为纳米孔隙结构的精准表征提供了可靠技术方案。

2.4 氮气吸附

实验前,首先将样品粉碎至 $100 \sim 200$ 目,然后将粉末样在 $110\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下真空脱气 48 h 以去除水分及吸附气体,所有样品质量严格控制在 $5.0 \pm 0.2\text{ g}$ 范围内。随后使用ASAP 2460比表面积分析仪进行低温(77.3 K)氮气吸附测试,以高纯液氮(纯度 $>99.99\%$)为冷却介质,通过测定样品在不同相对压力下的氮气吸附-脱附等温线,获取样品的孔隙结构参数。采用BET模型计算孔隙比表面积,采用BJH模型计算孔隙体积和平均孔径。

2.5 分子动力学模拟

本研究选取筇竹寺组页岩中的主要矿物组分(石英、长石、方解石和伊利石)开展分子动力学模拟研究。首先对各矿物分子表面进行截面处理和超胞化处理,并依据实际孔隙结构特征建立缝宽 3 nm 的狭缝孔隙模型。模拟过程中采用COMPASSII力场,设置Smart算法进行5 000次迭代的结构优化,收敛标准为原子均方根力小于 $0.5\text{ kcal}/(\text{mol} \cdot \text{\AA})$ 且能量变化小于 0.001 kcal/mol 。分子间相互作用分别采用Ewald和原子截断法(Atom based method)处理静电力和范德华力,截断半径设为 $12.5\text{ \AA}$ 。依据埋藏史选择温度分别为 $323, 348, 383$ 和 413 K ,压力分别为 $0.1, 1.0, 3.0, 5.0, 10.0$ 和 30.0 MPa ,利用Sorption模块开展气-水竞争吸附模拟。最终采用Langmuir模型对模拟结果进行拟合,获得吸附曲线以分析气-水竞争吸附特征。该研究为深入理解页岩气藏中气-水赋存规律提供了分子尺度的理论基础。

3 结果与讨论

3.1 孔隙水赋存特征

蒋裕强等人^[15]在对渝西地区志留系龙马溪组页岩进行饱和离心实验时,采用的最低转速为 4 000 r/min ,

然而,四川盆地筇竹寺组深层海相页岩与渝西龙马溪组页岩相比,具有更为显著的低孔隙度和低渗透率特征,基于这些差异,开展饱和离心实验时需要选取相对较高的转速,因此最低转速选取6 000 r/min。基于饱和离心-核磁共振联测实验结果分析,筇竹寺组页岩样品在离心过程中表现出特定的质量变化特征(图3)。由于该层系页岩具有极低孔隙度和较差的孔隙连通性,整体质量变化幅度较小。然而,实验数据仍显示出明显的阶段性变化规律:当离心转速由4 000 r/min提升至6 000 r/min时,样品质量及含水饱和度均呈现显著下降趋势;转速继续增至8 000 r/min时,二者再次出现较为明显的降低;而在8 000~10 000 r/min的高转速区间,多数样品仅表现出轻微的质量变化,表明在10 000 r/min转速条件下,经过2 h的离心处理后,孔隙水已基本完全排出。这一变化规律与页岩孔隙结构特征及流体赋存状态密切相关,反映了不同孔径区间孔隙水的排出阈值差异。图3表明样品W201-1、W201-2和W201-4在离心过程中表现出比其他样品更显著的质量损失和含水饱和度下降。根据表1的矿物组成分析,这3块样品的亲水性矿物石英和黏土含量显著低于其他样品(石英含量别为34.80%、38.00%和38.40%;黏土矿物含量分别为32.00%、28.90%和25.40%),导致其对水相的束缚能力较弱。同时,来自W201井的4块样品在相同实验条件下表现出良好的一致性,证实了实验结果的可靠性。

不同转速离心后测得样品的核磁共振图谱如图4所示,可以发现部分筇竹寺组页岩样品经过离心之后其核磁共振信号下降幅度较小,核磁共振 T_2 谱整体主要呈现单峰形态,主峰分布小于10 ms,占据整个峰值

的99%以上。可以认为本次实验的11块样品主要发育小孔和中孔。随着离心转速的增加,核磁共振 T_2 谱峰逐渐减小,且谱峰明显向左移动,最终所有样品的谱峰集中在0.1 ms处。大多数样品在离心转速从4 000 r/min提升至8 000 r/min时,核磁共振 T_2 谱峰显著下降;而当转速从8 000 r/min增加到10 000 r/min时,谱峰下降幅度较之前的变化明显减小。

核磁共振 T_2 截止值反映出孔隙流体存在两个区间:小于截止值者视为完全束缚流体,大于截止值者则归类为完全可动流体^[30-31]。然而,累积核磁共振信号幅度曲线显示,在低弛豫时间区域,饱和状态与离心状态下的曲线存在重合;而在 T_2 截止值之前,两条曲线则呈现显著差异。这一现象表明,在低于 T_2 截止值的区间内,仍存在部分可动流体。这部分流体与孔隙壁面间存在较强的作用力或赋存于结构发育的微小孔隙中,使其在离心力作用下仍能得以赋存,因此,不应将其简单归类为完全束缚流体。仅当累积信号曲线完全重合时,方可判定为完全束缚流体。基于上述分析,将孔隙流体细分为3类:完全束缚流体、部分可动流体(即可动但受较强束缚的部分)以及完全可动流体。根据上述分析,可以对筇竹寺组页岩中可动水和束缚水的赋存孔径进行划分。从图5可以看出, T_2 截止值范围在1.2~2.2 ms范围内,这表明中孔和大孔是可动流体的主要赋存空间,累积信号幅度分析显示,束缚流体的特征 T_2 集中在0.04~0.70 ms范围。基于此,可将筇竹寺组页岩中流体赋存状态划分为3个区间:当 T_2 处于0.04~0.70 ms区间时,对应孔径的孔隙主要赋存完全束缚流体;当 T_2 增至0.7~1.2 ms范围时,相应孔径的孔隙则赋存部分可动流体;而 T_2 超过1.2 ms的

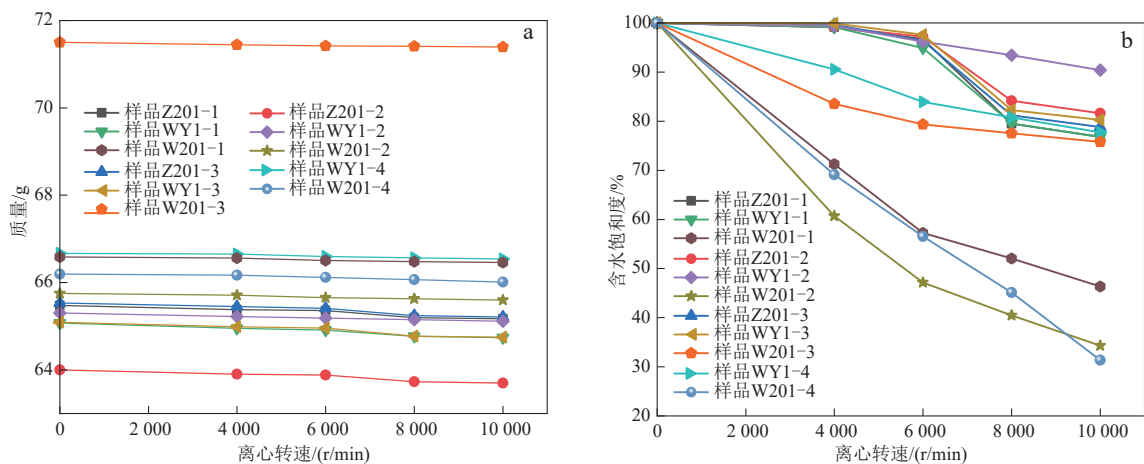


图3 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩样品离心过程中样品质量(a)与含水饱和度(b)变化特征

Fig. 3 Variations in the mass (a) and water saturation (b) of shale samples from the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin in centrifugal experiments

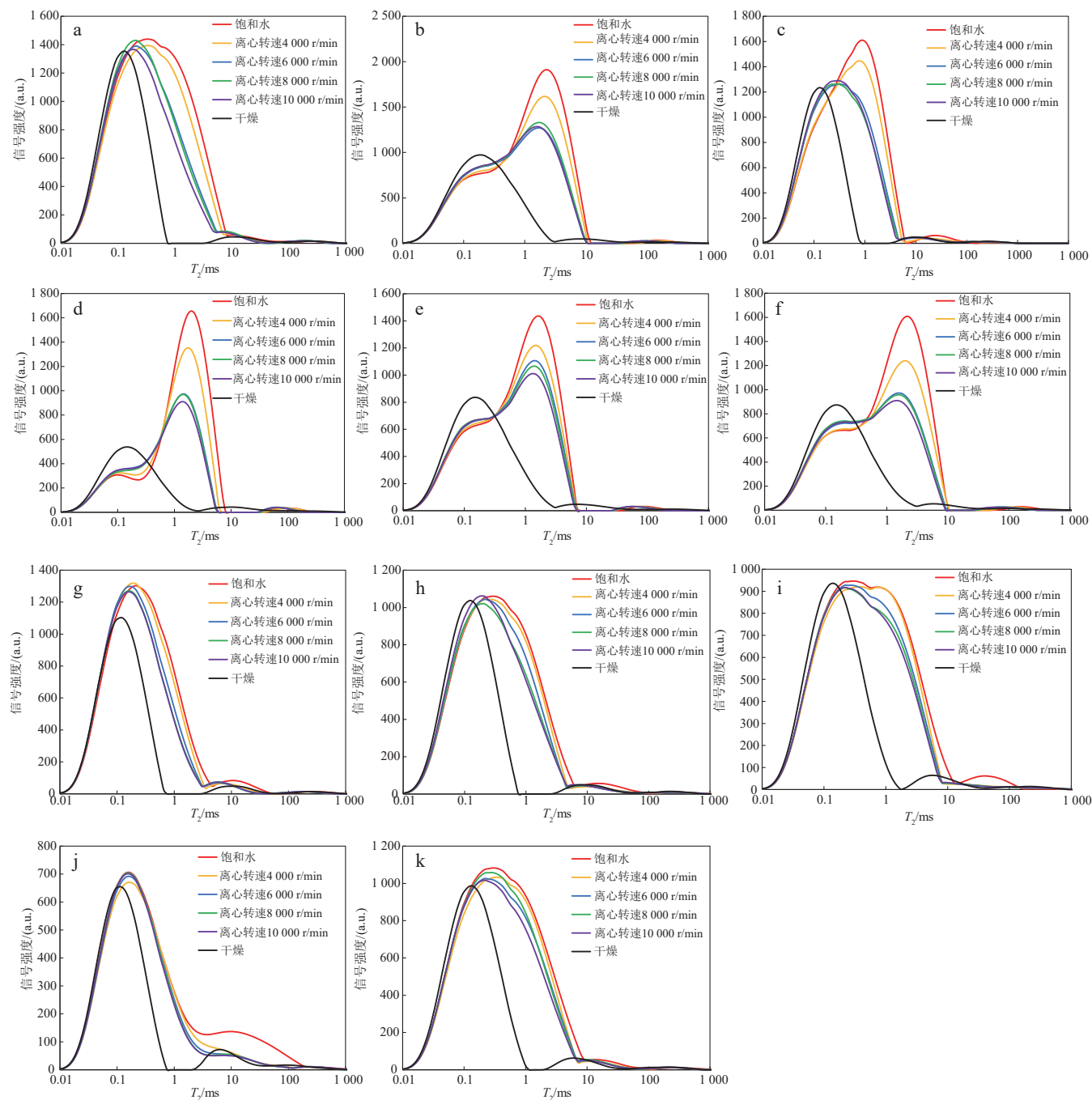


图4 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩样品不同离心转速下的核磁共振 T_2 谱

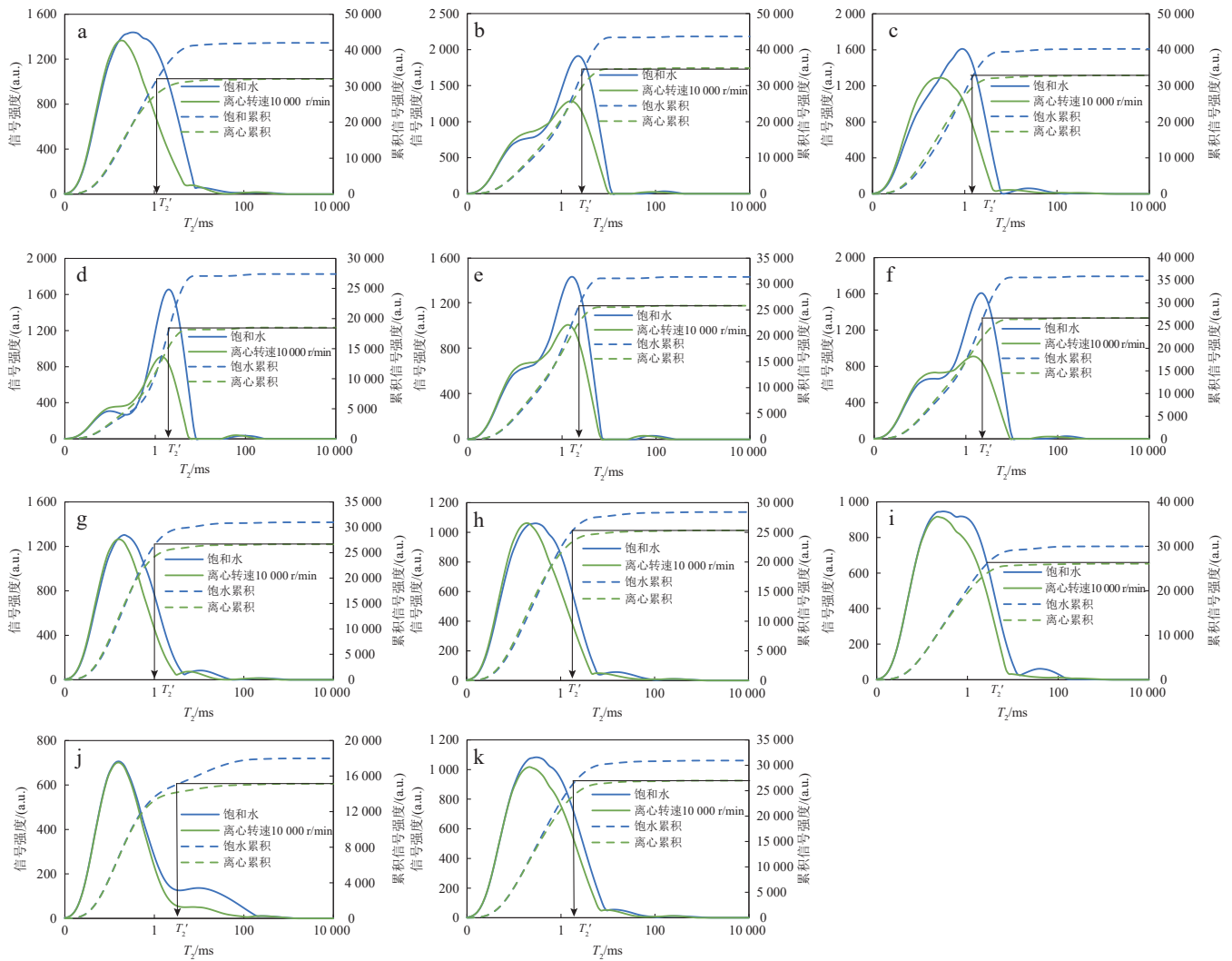
Fig. 4 NMR T_2 spectra of shale samples from the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin under different centrifugal speeds

a. 样品 Z201-1, 埋深 4 610.56 m; b. 样品 Z201-2, 埋深 4 596.73 m; c. 样品 Z201-3, 埋深 4 499.34 m; d. 样品 WY1-1, 埋深 4 334.86 m; e. 样品 WY1-2, 埋深 4 344.81 m; f. 样品 WY1-3, 埋深 4 329.18 m; g. 样品 WY1-4, 埋深 4 296.76 m; h. 样品 W201-1, 埋深 2 700.36 m; i. 样品 W201-2, 埋深 2 680.76 m; j. 样品 W201-3, 埋深 2 632.28 m; k. 样品 W201-4, 埋深 2 693.12 m

(T_2 为弛豫时间。)

大孔隙孔隙区域则完全由可动流体占据。采取 Sun 等人^[32]的孔径计算方法得到完全束缚流体主要分布于孔径小于 4.98 nm 的孔隙中, 部分可动流体赋存于孔径 4.98 ~ 8.54 nm 的中孔隙中, 而孔径大于 8.54 nm 的较大孔隙则成为完全可动流体的主要赋存空间。

筇竹寺页岩样品在不同离心力下核磁共振结果相差较小, 可能是由于筇竹寺页岩过于致密, 孔隙较小, 孔隙连通性较差, 小孔中的孔隙水难以被排出。因此, 只能将筇竹寺页岩核磁共振结果依据 T_2 截止值划分出可动水和束缚水两种类型。根据公式(1)和公式(2)

图5 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩样品核磁共振 T_2 截止值计算结果Fig. 5 Calculated NMR T_2 cutoff values of shale samples from the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

a. 样品 Z201-1, 埋深 4 610.56 m; b. 样品 Z201-2, 埋深 4 596.73 m; c. 样品 Z201-3, 埋深 4 499.34 m; d. 样品 WY1-1, 埋深 4 334.86 m; e. 样品 WY1-2, 埋深 4 344.81 m; f. 样品 WY1-3, 埋深 4 329.18 m; g. 样品 WY1-4, 埋深 4 296.76 m; h. 样品 W201-1, 埋深 2 700.36 m; i. 样品 W201-2, 埋深 2 680.76 m; j. 样品 W201-3, 埋深 2 632.28 m; k. 样品 W201-4, 埋深 2 693.12 m

(T_2 为弛豫时间; T_2' 为 T_2 截止值。)

计算两类孔隙水的含水饱和度, 计算结果见表2。

$$S_1 = \int_{T_c}^{T_{2,\max}} dT_2 / \int_{T_{2,\min}}^{T_{2,\max}} dT_2 \quad (1)$$

$$S_2 = \int_{T_{2,\min}}^{T_c} dT_2 / \int_{T_{2,\min}}^{T_{2,\max}} dT_2 \quad (2)$$

式中: S_1 为可动水含水饱和度, %; S_2 为束缚水含水饱和度, %; T_c 为可动水与束缚水间的截止值; $T_{2,\max}$ 为弛豫时间最大值; $T_{2,\min}$ 为弛豫时间最小值。

3.2 孔隙水赋存控制因素

3.2.1 矿物组成

页岩的矿物组成影响孔隙结构及其对水的吸附能

力。不同矿物的含量不同, 可能会导致页岩孔隙水分布存在差异。筇竹寺组页岩的主要组成矿物中, 筇竹寺组页岩中黏土矿物因其层状结构和高比表面积, 表现出强亲水性, 能够通过表面吸附和层间水赋存显著提高局部含水饱和度。随着深度增加, 黏土矿物含量减少(表3), 其吸附能力降低, 导致孔隙水赋存量减少, 含水饱和度呈下降趋势。石英和长石等脆性矿物亲水性较黏土矿物弱^[33], 但其含量变化通过影响孔隙结构间接影响孔隙水的分布。高石英含量通常伴随刚性颗粒支撑的大孔发育, 虽然储水能力有限, 但能增强渗透性, 影响水的运移特征。

由表3可知, 随着深度增加, 页岩孔隙水含水饱

表 2 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩样品 T_2 截止值及含水饱和度计算结果统计

Table 2 Statistics of calculated NMR T_2 cutoff values and water saturation of shale samples from the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

样品编号	T_2 /ms	S_1 /%	S_2 /%
Z201-1	1.2	76.118 02	23.881 98
Z201-2	2.5	79.906 17	20.093 83
Z201-3	1.8	81.705 19	18.294 81
WY1-1	2.0	67.515 35	32.484 65
WY1-2	2.3	82.290 09	17.709 91
WY1-3	2.5	74.382 34	25.617 66
WY1-4	1.0	86.057 56	13.942 44
W201-1	1.9	89.121 08	10.878 92
W201-2	2.6	87.926 82	12.073 18
W201-3	3.2	84.159 48	15.840 52
W201-4	1.1	87.224 24	12.775 75

注: T_2 为弛豫时间 T_2 的截止值; S_1 为束缚水含水饱和度; S_2 为可动水含税饱和度。

和度总体呈现减小趋势,同时石英含量和黏土矿物含量也呈现减小趋势,表明矿物组成对含水饱和度的影响显著,其在纵向上的分布特征与含水饱和度纵向分布特征趋于一致。筇竹寺组页岩的黏土矿物含量、石英含量及孔隙度均随深度增加而减小,与含水饱和度的下降趋势一致。这表明黏土矿物含量是控制孔隙水赋存量的关键因素,直接影响吸附水的富集程度(图6)。

3.2.2 孔隙结构

页岩储集空间的孔径主要集中在纳米级至微米级范围,这使得流体在其中的流动性受到极大限制,同时对孔隙水赋存产生影响。扫描电镜结果显示,筇竹寺组深层海相页岩主要发育有机质孔和无机孔。

有机质孔是页岩储层中重要的孔隙类型之一,其

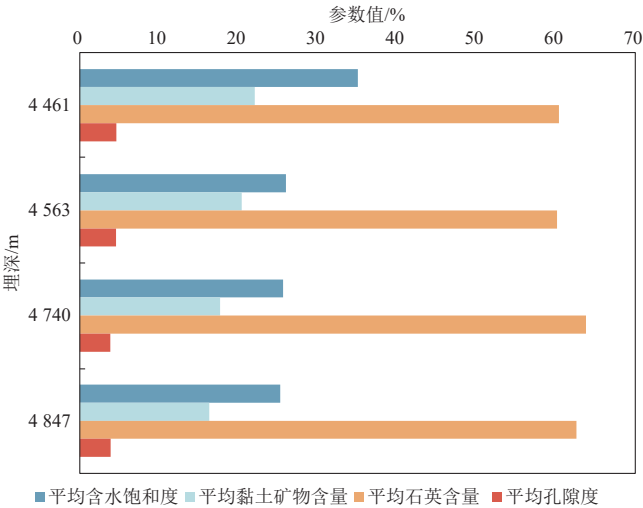


图 6 四川盆地寒武统筇竹寺组不同埋深页岩矿物组成与含水饱和度参数值分布条形图

Fig. 6 Relationships between the mineral composition and water saturation of shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

形成与有机质的热演化过程密切相关^[34-35]。在四川盆地深层海相页岩中,由于富含有机质,这类孔隙普遍发育。通过 FE-SEM 观察发现,这些孔隙通常呈现不规则形态,且多与黏土矿物或黄铁矿共生形成复合孔隙系统,其孔径范围主要集中在纳米尺度。研究区的有机质孔主要有干酪根有机质孔、沥青孔、有机质-黏土矿物复合孔和有机质-黄铁矿复合孔 4 种类型(图 7)。

无机孔主要包括粒内孔和粒间孔。研究区发育的粒内孔主要包括黏土矿物层间孔、黄铁矿晶间孔和溶蚀孔;粒间孔主要包括石英粒间孔。黏土矿物层间孔主要是在黏土矿物的层状结构中形成的,当黏土矿物在沉积过程中堆积并形成层状结构时,层间的空隙会成为孔隙,孔隙的大小和分布受黏土矿物类型、成岩作

表 3 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩含水饱和度及影响因素纵向分布特征

Table 3 Longitudinal distributions of water saturation and its influential factors for shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

井号	层位	小层编号	埋深/m	平均含水饱和度/%	平均黏土矿物含量/%	平均石英含量/%
Z201	筇二段	⑦	4 460.9	35.0	22.1	60.4
	筇一 ² 亚段	⑤	4 563.2	26.0	20.4	60.2
	筇一 ¹ 亚段	③	4 740.4	25.6	17.7	63.8
		①	4 846.9	25.3	16.3	62.6
W201	筇二段	⑦	2 616.8	50.7	18.7	66.4
	筇一 ² 亚段	⑤	2 656.0	24.2	20.2	68.5
	筇一 ¹ 亚段	③	2 737.5	45.6	22.9	66.0
		①	2 776.2	46.1	21.1	65.0
WY1	筇二段	⑦	4 219.1	40.3	37.4	45.5
	筇一 ² 亚段	⑤	4 314.9	25.3	34.3	48.1
	筇一 ¹ 亚段	③	4 403.9	20.3	34.9	48.4
		①	4 463.5	18.5	28.2	56.0

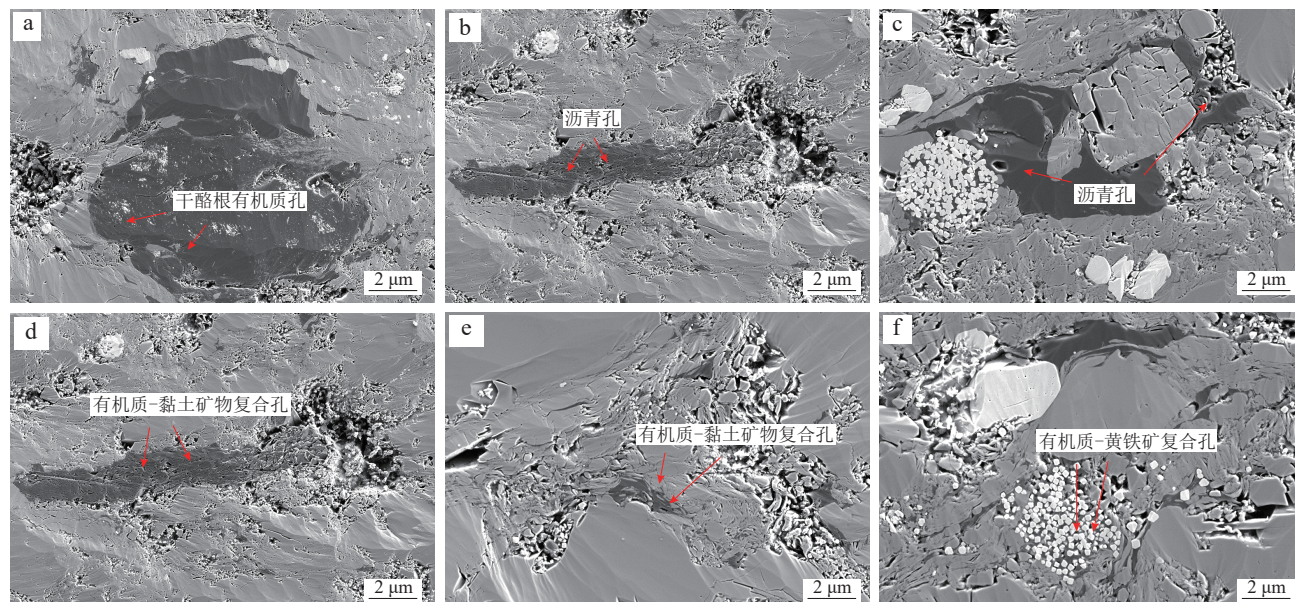


图7 川南地区下寒武统筇竹寺组海相页岩有机质孔扫描电镜照片

Fig. 7 SEM images of organic pores in marine shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, southern Sichuan Basin

a. 样品 Z201-4, 埋深 4 613.50 m, 干酪根有机质孔; b. 样品 Z201-4, 埋深 4 613.50 m, 沥青孔; c. 样品 W201-5, 埋深 2 798.00 m, 沥青孔; d. 样品 Z201-4, 埋深 4 613.50 m, 有机质-黏土矿物复合孔; e. 样品 Z201-4, 埋深 4 613.50 m, 有机质-黏土矿物复合孔; f. 样品 W201-5, 埋深 2 798.00 m, 有机质-黄铁矿复合孔

用以及物理化学条件的影响,形态常常呈现长条状(图8a)。黄铁矿晶间孔主要是在黄铁矿晶体形成过程中,由于晶体生长的空间限制或矿物溶解作用而形成的,孔隙的大小和分布与黄铁矿的沉积环境、温度、压力及水化学条件密切相关(图8b)。溶蚀孔主要是由于

不稳定矿物发生化学溶蚀作用形成,在川南地区海相页岩形成的过程中,受到强烈的压实作用,成岩过程中伴随着有机酸的产生,加剧了溶蚀孔的形成,导致长石和方解石中出现溶蚀孔,其中碳酸盐矿物受到的影响更大(图8c—e)。另外,也能够观察到石英粒间孔,这往往是

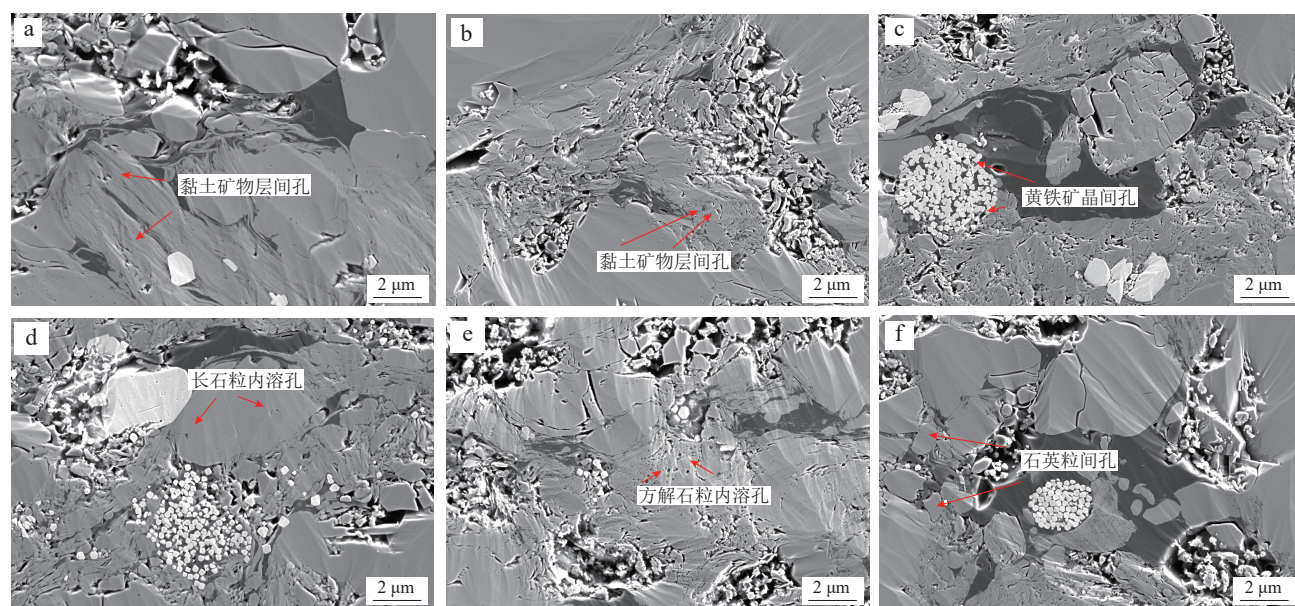


图8 川南地区下寒武统筇竹寺组海相页岩无机孔扫描电镜照片

Fig. 8 SEM images of inorganic pores in marine shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, southern Sichuan Basin

a. 样品 W201-5, 埋深 2 798.00 m, 黏土矿物层间孔; b. 样品 Z201-4, 埋深 4 613.50 m, 黏土矿物层间孔; c. 样品 W201-5, 埋深 2 798.00 m, 黄铁矿晶间孔; d. 样品 W201-5, 埋深 2 798.00 m, 长石粒内溶孔、长石微裂缝; e. 样品 Z201-4, 埋深 4 613.50 m, 方解石粒内溶孔; f. 样品 W201-5, 埋深 2 798.00 m, 石英粒内孔

由于在压实作用过程中,孔隙未完全被压实,在石英等脆性矿物边缘保留下少量不规则孔隙(图8f)。

图9氮气吸附实验结果显示,在低相对压力区(相对压力 $p/p_0 < 0.8$),吸附量缓慢上升,反映氮气分子通过范德华力在孔隙表面形成单层吸附;当 $p/p_0 \geq 0.8$ 时,吸附量急剧增加,表明发生毛细凝聚效应,指示样品中发育有中孔(孔径 $2 \sim 50$ nm)和大孔(孔径 > 50 nm)结构。在 p/p_0 接近1.0时,吸附量仍有上升的趋势,表明页岩样品中仍存在一定数量的大孔结构。依据IUPAC分类标准,研究区海相页岩的低压氮气吸附曲线属于典型的IV型。同时,脱附曲线表现出较大的回滞环面积,其形态以H2和H3型为主。这些特点共同指示页岩样品发育有狭缝型孔隙和墨水瓶孔,并具有微孔填充和多层吸附的特征。扫描电镜观察结果与此相符,可见类似狭缝状的微裂缝与孔隙连通,并观察到墨水瓶孔特征(图8)。这类微裂缝会显著改变孔隙

结构,进而影响孔隙水的赋存状态。考虑到四川盆地川南地区筇竹寺组地层构造活动较弱、相对稳定,此处将较少出现的微裂缝近似视为狭缝型孔隙的一部分进行分析。

根据图10孔径分布曲线可知,在孔径大于2 nm的孔隙中,随着孔径的增加,孔隙体积变化率呈现先增加后减小的趋势(图10a),这表明主要在 $2 \sim 15$ nm孔径范围内变化明显;随着孔径的增大,孔隙比表面积的变化率也呈现先增加后减小的趋势(图10b),表明孔隙比表面积主要在 $2 \sim 10$ nm孔径范围内变化明显。因此,可以得出结论,中孔的孔隙体积和孔隙比表面积主要由孔径小于10 nm的孔隙贡献。

采用BET计算孔隙比表面积,采用BJH模型计算孔隙体积和平均孔径。研究区筇竹寺组海相页岩样品孔隙比表面积范围为 $7.1416 \sim 19.5460$ m^2/g ,孔隙体积范围为 $0.0094 \sim 0.0201$ cm^3/g ,平均孔径为 $3.1656 \sim 5.9997$ nm(表4)。

连通性越好,孔径越大,孔隙含水性越好。在页岩气藏形成的过程中,页岩孔隙中具有大量水相分布,此时,其赋存状态决定于孔隙和孔喉的大小、形状和岩石表面的物理性质,细小孔喉是形成束缚水的主要原因^[12, 36-37]。筇竹寺组海相页岩孔隙较为致密,孔隙特征差异明显。通过对孔隙结构参数与束缚水饱和度进行相关性分析(图11),发现WY1-1样品数据点呈现显著离散性。剔除异常点(图11橙色点)后,参数间相关性显著增强。因此,在后续分析中未纳入WY1-1样品数据。分析结果发现,束缚水饱和度与孔隙结构参数呈显著正相关关系,具体表现为随孔隙比表面积(复相关系数 $R^2 = 0.2136$)、孔隙体积($R^2 = 0.6617$)和平均孔径($R^2 = 0.5142$)的增大而升高(图11)。

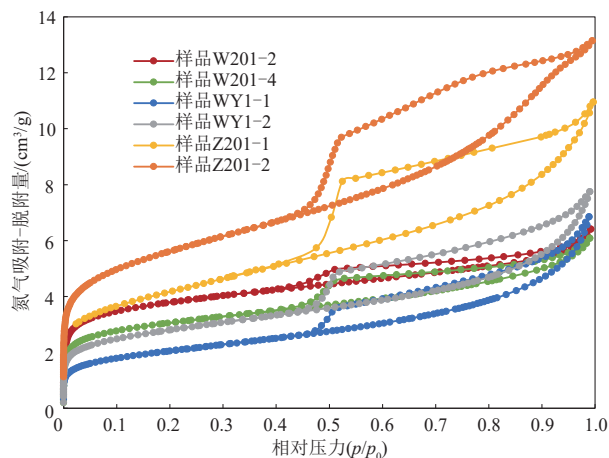


图9 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩低压氮气吸附-脱附曲线
Fig. 9 Low-temperature nitrogen adsorption-desorption curves of shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

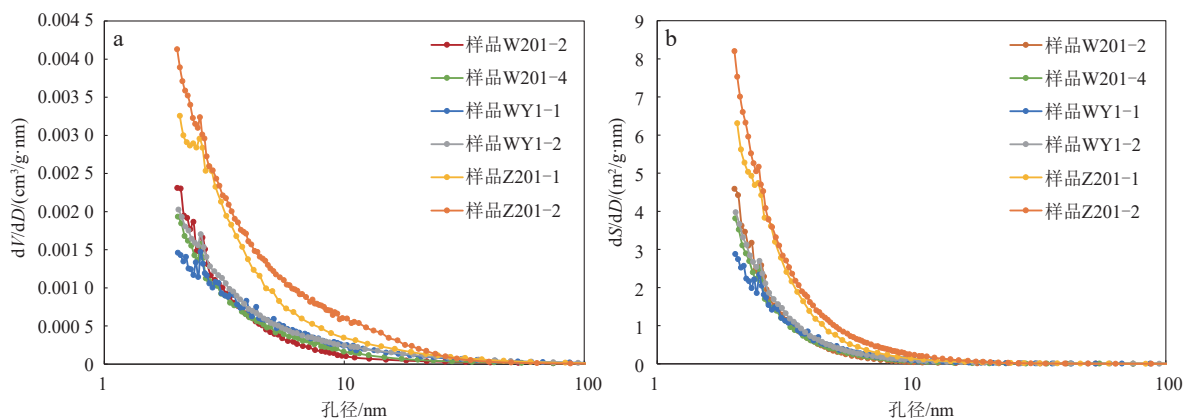


图10 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩低压氮气吸附表征孔径分布

Fig. 10 Low-temperature nitrogen adsorption-derived pore size distributions of shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin
a. 不同孔径下页岩孔隙体积变化率(dV/dD); b. 不同孔径下页岩孔隙比表面积变化率(dS/dD)

表 4 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩孔隙结构参数

Table 4 Pore structure parameters of shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

样品编号	BET 孔隙比表面积/(m ² /g)	BJH 孔隙体积/(cm ³ /g)	BJH 孔径/nm
W201-2	13.195 0	0.009 8	3.165 6
W201-4	10.647 0	0.009 4	3.720 0
WY1-1	7.141 6	0.010 6	5.999 7
WY1-2	9.767 7	0.012 0	5.040 1
Z201-1	14.351 0	0.016 4	4.567 3
Z201-2	19.546 0	0.020 1	4.222 9

孔隙比表面积是单位体积岩石孔隙内表面的总面积,它的大小往往与孔径和孔隙的数量有关。孔隙体积是岩石中所有孔隙的总体积,孔隙体积大小、孔隙形状和孔隙之间的连通性密切相关。孔隙比表面积、孔隙体积和孔径之间互相关联,需要综合分析。根据表 4 可知,筇竹寺组页岩样品中,孔隙比表面积较大的样品孔隙体积也较大,但平均孔径并非最大,如样品 Z201-2 和 WY1-1,这表明筇竹寺组页岩孔隙结构复杂,小孔占比居多。结合筇竹寺组海相页岩的实际情况及图 11 分析认为,孔隙比表面积增大,为孔隙水提

供了更多的吸附位点,并增强了毛细管效应,导致束缚水饱和度显著升高。孔隙体积增大,为孔隙流体提供了更大的有效赋存空间,有利于束缚水饱和度的增加。在本研究样品中观察到平均孔径增大时,束缚水饱和度随之升高,偏离了平均孔径增大通常伴随束缚水饱和度和度降低的常规认知。主要原因为筇竹寺组石英和长石含量高,提供良好的孔隙格架,同时发育的黏土矿物层间孔表现出强烈的流体束缚能力,反映了筇竹寺组页岩特定的孔隙结构特征。页岩孔隙结构对孔隙水赋存的控制作用模式见图 12。

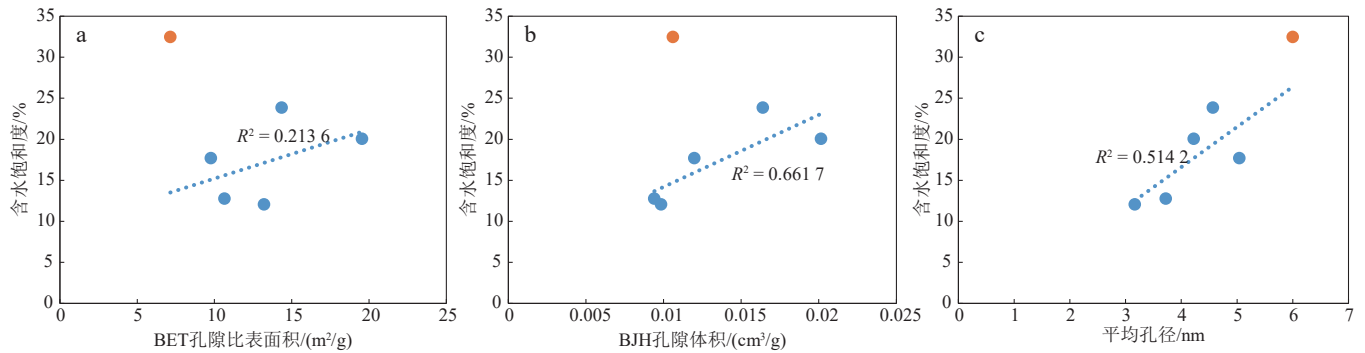


图 11 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩孔隙结构参数与束缚水含水饱和度关系

Fig. 11 Relationships between the irreducible water saturation and pore structure parameters of shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

a. 孔隙比表面积与束缚水含水饱和度;b. 孔隙体积与束缚水含水饱和度;c. 平均孔径与束缚水含水饱和度

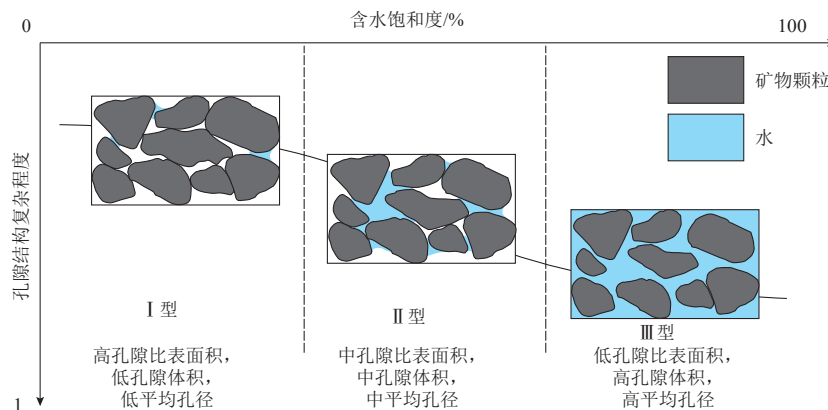


图 12 页岩孔隙结构对孔隙水赋存的控制作用模式图

Fig. 12 Schematic diagram showing the control modes of shale pore structures over pore water occurrence

(纵坐标 0 代表高孔隙比表面积、低孔隙体积和低孔径的复杂孔隙结构;1 代表低孔隙比表面积、高孔隙体积和高孔径的简单孔隙结构。)

3.2.3 埋藏深度

浅层页岩气藏常因构造抬升作用遭受剥蚀改造。页岩气赋存有利层段的上覆岩层以及区域盖层减薄或剥蚀,上覆压力减小,盖层产生的破裂或者已经形成的断层和微裂缝变成开启状态,导致盖层的封闭能力大大降低^[38]。此时,埋深较浅的上部地层孔隙空间往往较大,连通性较强,呈现出孔隙水的含水饱和度较高的状态,形成随着地层深度增加含水饱和度降低的趋势。

埋藏深度增加意味着地层压力增加,页岩含气量、孔隙度与现今地层压力系数呈现良好的正相关关系,并且压力系数大于1.2的超压页岩气层段均具有高孔隙度、高含气量,指示超压是页岩气富集高产的重要标志^[39-41]。研究区典型井压力特征分析表明(表5),筇竹寺组页岩储层呈现明显的超压特征。具体表现为:W201井压力系数为1.01,储层压力28.39 MPa;Z201井压力系数达2.01,储层压力90.05 MPa;WY1井压力系数1.73,储层压力77.38 MPa。统计分析显示,随着埋深增加,储层压力和压力系数均呈显著正相关关系($R^2=0.92$)。这种异常高压环境促使页岩气在储层中大量富集,占据主要孔隙空间,导致孔隙水含量随深度增加而递减。

3.3 含水饱和度与孔隙水赋存关系

页岩储层中孔隙水的分布特征与赋存状态是控制储层含水饱和度的关键因素。由于页岩具有复杂的纳米级孔隙网络以及强烈的固-液相互作用,孔隙水以前文论述的完全束缚状态、部分可动状态以及完全可动状态3种形式赋存。这种多尺度、多形态的孔隙水分布格局直接决定了储层含水饱和度的空间异质性。页岩储层中含气饱和度(S_g)与含水饱和度(S_w)满足 $S_g + S_w = 1$ 的关系,因此高含气量对应着低含水饱和度,当有机质孔隙发育或储层经历强烈烃类充注时,由于有机质的疏水性和烃类流体的排驱作用,含水饱和度可显著降低。因此,通过系统分析含水饱和度的分布特征,可反演孔隙水的赋存状态。

当含水饱和度较低时,在毛细管力的作用下,水分子主要赋存在较小的孔隙,以吸附状态为主。选取筇

竹寺组深层海相页岩中主要无机矿物伊利石、石英、方解石和长石进行分子动力学模拟,探讨在低含水饱和度和度状态下,水分与甲烷在矿物表面的竞争吸附关系。首先分别构建4种矿物的基本模型,对矿物进行界面设置以及超胞化,截面选择(1,0,0),根据川南地区海相页岩储层的实际情况,构建层间距为3 nm的狭缝模型,将构建好的缝模型进行结构优化、退火和分子动力学模拟操作以确保得到最稳定的模型。

在狭缝模型中同时放入甲烷分子和水分子进行气-水竞争吸附模拟,不同状态下的最优吸附构型可以直观反映出水分子的吸附状态变化。在地层压力0.1 MPa下,所有矿物狭缝中水分子密度较大,仅有少量甲烷分子赋存;在1.0 MPa条件下,水分子主要分布在狭缝孔两侧,呈现吸附状态,在石英模型中甲烷分子主要吸附在矿物表面;随着温度和压力的增加,甲烷分子密度显著增加,且多以游离状态存在,水分子密度增加幅度较甲烷分子小(图13)。

根据不同温、压条件下的吸附量计算结果分析,无机矿物均优先吸附水分子,而后吸附甲烷分子。矿物表面会优先与水分子形成氢键结合,而甲烷分子仅通过较弱的范德华力发生物理吸附。由于氢键的键能(20~40 kJ/mol)显著高于范德华力(通常小于5 kJ/mol),在竞争吸附过程中矿物表面始终表现出对水分子的优先吸附特性。随着地层埋深增加(温、压升高),各类矿物表面对两种分子的吸附能力均呈现增强趋势。石英和方解石的水吸附量始终高于甲烷吸附量,而伊利石和长石的水吸附量会逐渐低于甲烷吸附量,表明含水页岩中长石仍然具有甲烷吸附能力(图14)。这一现象证实了在复杂的地质环境中,水分子的存在会显著抑制甲烷在矿物表面的吸附能力。

当含水饱和度较高时,孔隙中水的占比较大,孔隙水的赋存方式更为多样,结合前文对筇竹寺组页岩孔隙水赋存状态的分析,含水饱和度较高时,孔隙水以可动水和束缚水形式赋存。在核磁共振 T_2 图谱上,左峰被认定为束缚流体,右峰被认定为可动流体,因此可以简单地通过 T_2 图谱来判定可动流体与束缚流体的分布和占比。以WY1-4样品为例,图4g可见,其核磁共振

表5 四川盆地寒武统筇竹寺组深层海相页岩压力与压力系数计算结果

Table 5 Calculated pressures and pressure coefficients of deep marine shale reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

井号	埋深/m	压力系数	静水压力/MPa	静岩压力/MPa	储层压力/MPa
W201	2 810	1.01	28.10	76.15	28.38
Z201	4 480	2.01	44.80	121.41	90.05
WY1	4 473	1.73	44.73	121.22	77.38

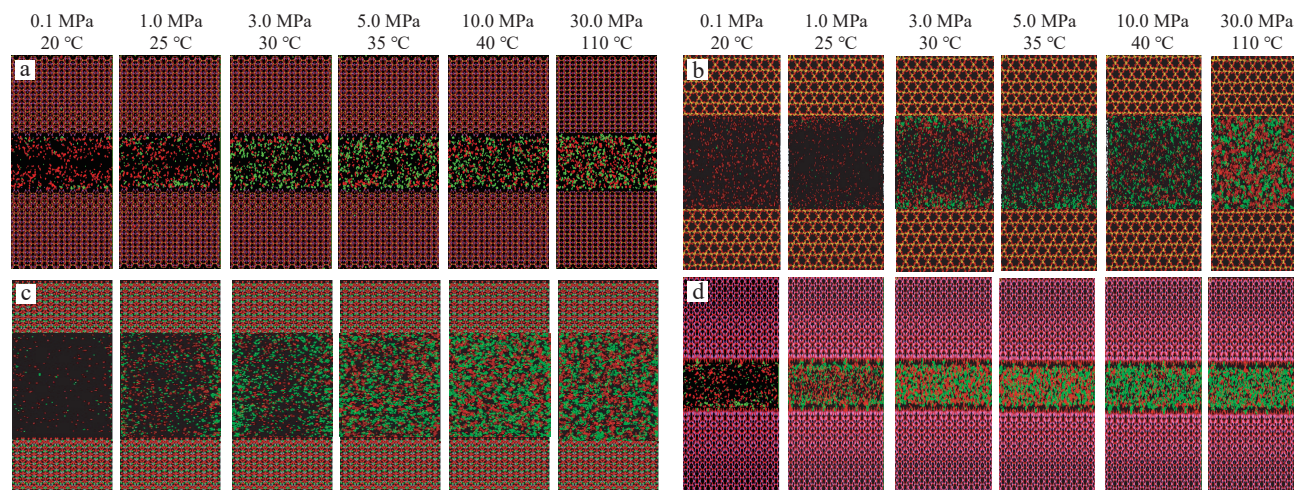


图13 不同温、压条件下不同无机矿物模型中气-水吸附演化特征

Fig. 13 Methane and water adsorption evolution in inorganic mineral models under different temperature and pressure conditions

a. 伊利石; b. 石英; c. 方解石; d. 长石
(狭缝中绿色为甲烷分子; 红色为水分子。)

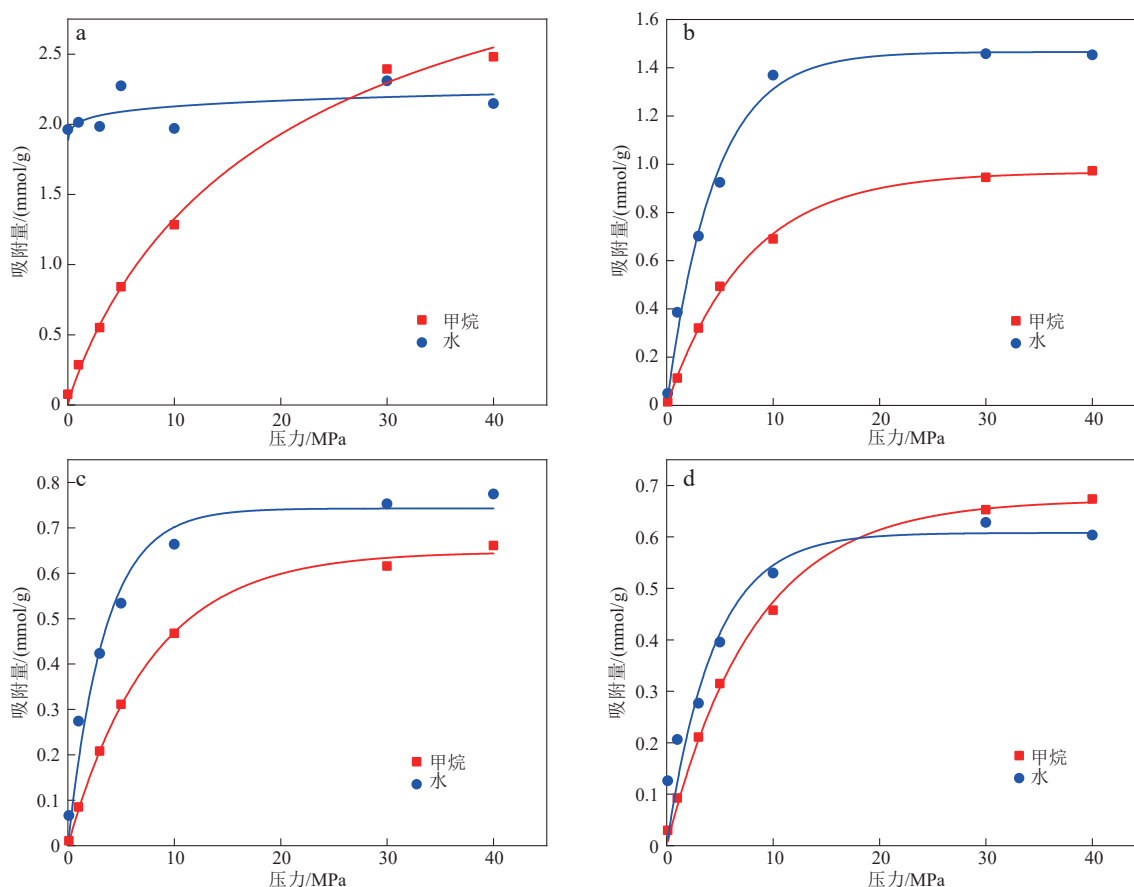


图14 不同无机矿物模型中气-水吸附量随压力变化曲线

Fig. 14 Variations in the adsorption capacities of methane and water in mineral models with the temperature and pressure conditions

a. 伊利石; b. 石英; c. 方解石; d. 长石

图谱呈现明显的双峰形态,第一峰可被看作是束缚水,第二峰为可动水。不同干燥时间对应不同含水饱和度,当含水饱和度较高时,第二峰占比较大,第一峰占比较小(图15),即随着含水饱和度的增加,可动水占

比逐渐增加,束缚水占比逐渐减小。

根据前文探讨筇竹寺组海相页岩中孔隙水的赋存状态时采用的离心法,离心力克服毛细管力而将孔隙水离出,离心力越大克服毛细管力越大,从而越小孔径

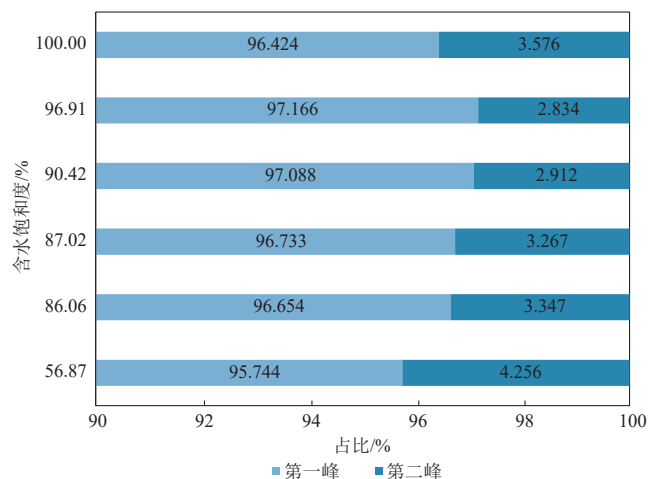


图15 四川盆地寒武统筇竹寺组WY1井样品不同含水饱和度下核磁共振 T_2 图谱上各谱峰占比条形图

Fig. 15 Proportions of peaks in the NMR spectra of sample WY1-4 from the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin under different water saturation values

(T_2 为弛豫时间。)

的孔隙水越容易被离出。因此,不同转速下两相流体的离心力可以近似看作毛细管力,离心力与岩心的孔隙半径有如下对应关系:

$$p_c = 2\sigma \cos \theta / r \quad (3)$$

式中: p_c 为离心力,MPa; σ 为界面张力,在气-水两相中,界面张力 $\sigma = 72.8 \text{ mN/m}$; θ 为两相界面接触角,在气-水两相中, $\theta = 0^\circ$; r 为喉道半径,nm。

因此,储层的含水饱和度越低,孔隙水的分布越集中于小孔中,受到的毛细管力越大,此时对应的可动流体赋存孔径就越小;当含水饱和度较高时,毛细管力就

会有所减小,对应的可动流体赋存孔径会变大。

同时,断层和裂缝的发育会显著改变页岩的孔隙结构。在构造应力影响下,断层带附近的页岩常常会形成高密度的裂缝网,从而导致孔隙连通性增加,尤其是大孔比例增加。李靖等^[42]研究表明,页岩中大孔表面仅仅吸附一定厚度的水膜,而小孔则可能被水完全充填。因此,断层活动可能导致小孔的闭合或大孔的扩展,储层含水饱和度增加,从而改变不同尺度孔隙的含水饱和度分布。

综上所述,由于构造运动或者储层自身矿物组成原因,导致在高含水饱和度条件下,孔隙中可动水比例增高,同时,岩石受构造作用产生的微裂缝也为可动水增加了赋存空间,大孔的增加使得毛细管力减小,所以束缚水含量相对减少,因此束缚水仅仅少量存在于小孔之中。高含水饱和度使孔隙水占据了大部分孔隙空间,从而导致气体赋存空间减少。

3.4 孔隙水赋存模式

筇竹寺组页岩的矿物组成中,黏土矿物和石英的含量控制孔隙水的微观分布。当黏土矿物含量和石英含量较低时,孔隙含水饱和度较低,仅以束缚水的形式赋存于小孔之中;反之,黏土含量高增加了页岩的亲水能力,高石英含量伴随刚性颗粒支撑的大孔发育,增加了孔隙连通性,孔隙中含水饱和度增加,束缚水赋存在小孔中,可动水赋存在中孔和大孔中。由表3可知,Z201井、W201井和WY1井均总体表现为随着黏土矿物含量增加,含水饱和度增加,其中Z201表现最为明显(图16)。当孔隙结构复杂时,低孔隙体积使得孔隙水赋存空间

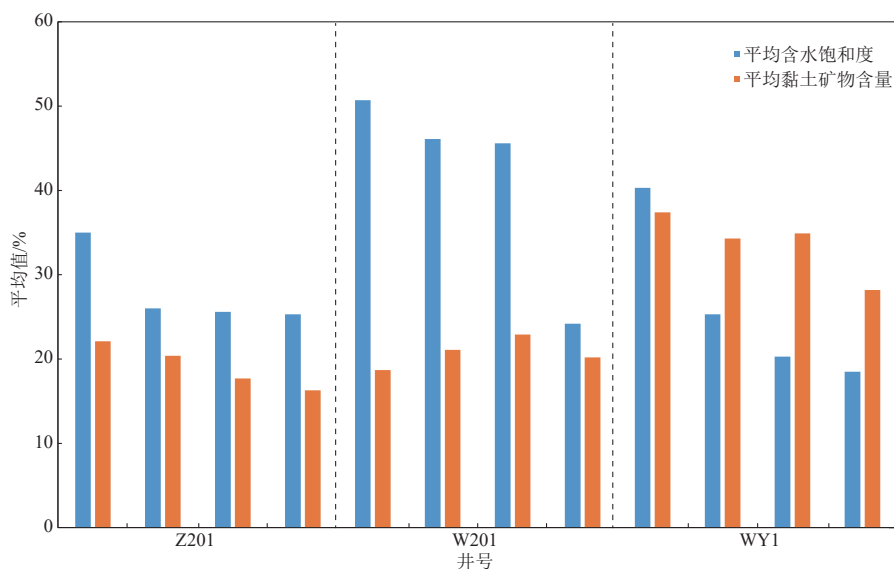


图16 四川盆地寒武统筇竹寺组页岩黏土矿物含量对含水饱和度的控制作用

Fig. 16 Controlling effect of clay mineral content on water saturation for shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

减少,孔隙含水饱和度降低,能够容纳可动水的空间减少,表现为少量束缚水赋存于小孔中。由图 11 可知,本次研究所选的 3 口井的孔隙结构复杂程度与束缚水含水饱和度呈现出良好的负相关关系。当埋深增加时,筇竹寺组页岩储层压力和压力系数均增加,且均为异常高压,气体占据大部分孔隙空间从而导致孔隙水赋存空间减少。经构造改造后,断层和裂缝使得页岩

的储集空间变大,孔隙水赋存空间变大,可动水大量增加。储层含水饱和度较高时,孔隙水占据了大部分孔隙空间,从而导致气体赋存空间减少。

综上所述,矿物组成、孔隙结构、构造作用及储层含水饱和度共同构成了筇竹寺组页岩孔隙水赋存的关键控制因素体系。基于上述认识,本研究构建了筇竹寺组页岩孔隙水赋存模式(图 17)。

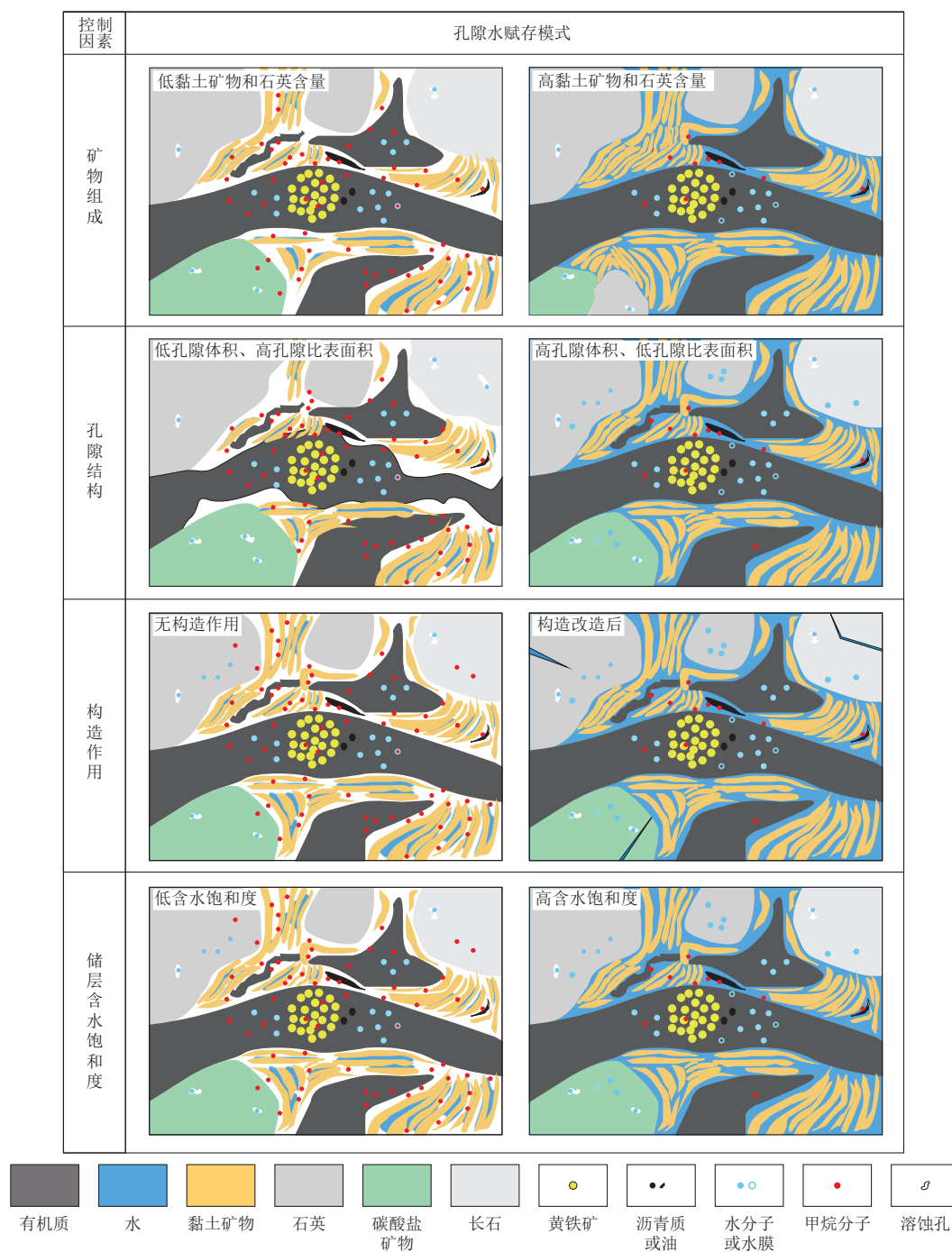


图 17 四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩孔隙水赋存模式

Fig. 17 Schematic diagram showing the occurrence patterns of pore water in shales in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

4 结论

1) 四川盆地下寒武统筇竹寺组深层海相页岩样品中的孔隙水存在3种赋存状态:完全束缚态、部分可动态及完全可动态,且分别对应于不同的孔径分布区间。完全束缚流体赋存于孔径小于4.98 nm的孔隙中,部分可动流体赋存于孔径4.98~8.54 nm的孔隙中,完全可动流体赋存于孔径大于8.54 nm的孔隙中。

2) 筇竹寺组页岩无机矿物表面优先吸附水分子,其次吸附甲烷分子,且随温、压升高(对应地层埋深增加),水分子及甲烷分子的吸附能力均增强,但水分子显著抑制甲烷吸附。高含水饱和度条件下,可动水比例增加。构造作用形成的微裂缝进一步提供赋存空间,同时大孔比例增加导致毛细管力降低,束缚水占比减少,仅少量赋存于小孔中。

3) 矿物组成、孔隙结构、构造作用及储层含水饱和度和是四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩孔隙水赋存的关键控制因素。黏土矿物含量主导了页岩的亲水性特征,石英等脆性矿物含量影响着孔隙系统的发育程度;微观孔隙结构决定了孔隙水的赋存空间与流动能力;构造作用通过改造储层物性影响孔隙水的分布格局;储层含水饱和度则直接反映了孔隙水与页岩气的竞争赋存关系。

致谢:本研究得到国家自然科学基金项目(批准号:42372144)的资助。此外,还对中国石油西南油气田公司页岩气研究院提供的样品表示感谢,并对编审人员提供的宝贵意见表示感谢。

参 考 文 献

- [1] 刘瑞崑. 四川盆地威远地区筇竹寺组页岩气储层特征及富集规律[D]. 成都: 成都理工大学, 2023.
LIU Ruiyin. Shale gas reservoir characteristics and enrichment patterns of the Qiongzhusi Formation in the Weiyuan area of the Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2023.
- [2] WANG Xinlei, TANG Xianglu, JIANG Zhenxue, et al. Mechanism of wettability and pore water occurrence state in overmaturity shale: A case study of Longmaxi Formation shale in South Sichuan Basin, China[J]. Energy & Fuels, 2024, 38(12): 10890–10903.
- [3] GAO Zhiye, HU Qinrong. Pore structure and spontaneous imbibition characteristics of marine and continental shales in China[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(10): 1941–1961.
- [4] FENG Guangjun, ZHU Yanming, CHEN Shangbin, et al. Supercritical methane adsorption on shale over wide pressure and temperature ranges: Implications for gas-in-place estimation[J]. Energy & Fuels, 2020, 34(3): 3121–3134.
- [5] 缪欢, 姜振学, 龚训, 等. 川中地区筇竹寺组深层—超深层页岩孔隙结构与分形特征[J]. 现代地质, 2025, 39(5): 1–11.
MIAO Huan, JIANG Zhenxue, GONG Xun, et al. Pore structure and fractal characteristics of deep-ultra deep shale in the Qiongzhusi Formation in the Central Sichuan region[J/OL]. Geoscience, 2025, 39(5): 1–11.
- [6] XU Hao, ZHOU Wen, HU Qinrong, et al. Fluid distribution and gas adsorption behaviors in over-mature shales in southern China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 109: 223–232.
- [7] 曾凡辉, 张蕾, 陈斯瑜, 等. 水化作用下页岩微观孔隙结构的动态表征——以四川盆地长宁地区龙马溪组页岩为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(10): 66–75.
ZENG Fanhui, ZHANG Qiang, CHEN Siyu, et al. Dynamic characterization of microscopic pore structures of shale under the effect of hydration: A case study of Longmaxi Formation shale in the Changning area of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(10): 66–75.
- [8] 李靖, 陈掌星, 李相方, 等. 页岩及黏土纳米孔隙中液态水分布量化研究[J]. 中国科学(技术科学), 2018, 48(11): 1219–1233.
LI Jing, CHEN Zhangxing, LI Xiangfang, et al. A quantitative research of water distribution characteristics inside shale and clay nanopores[J]. Scientia Sinica (Technologica), 2018, 48(11): 1219–1233.
- [9] CHENG Peng, XIAO Xianming, WANG Xing, et al. Evolution of water content in organic-rich shales with increasing maturity and its controlling factors: Implications from a pyrolysis experiment on a water-saturated shale core sample[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 109: 291–303.
- [10] ZOU Jie, REZAEE R, YUAN Yujie, et al. Distribution of adsorbed water in shale: An experimental study on isolated kerogen and bulk shale samples[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, 187: 106858.
- [11] LI Junqian, WANG Siyuan, LU Shuangfang, et al. Microdistribution and mobility of water in gas shale: A theoretical and experimental study[J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 102: 496–507.
- [12] 罗翠娟, 张登峰, 赵春鹏, 等. 含气页岩中水分赋存与分布的研究进展[J]. 化工进展, 2019, 38(6): 2726–2737.
LUO Cuijuan, ZHANG Dengfeng, ZHAO Chunpeng, et al. Occurrence and distribution of moisture in gas shale reservoirs: A perspective[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2019, 38(6): 2726–2737.
- [13] 周龙政, 蔡进功, 李旭, 等. 泥页岩中水的赋存态研究进展及其意义[J]. 地球科学进展, 2022, 37(7): 709–725.
ZHOU Longzheng, CAI Jingong, LI Xu, et al. Research progress and significance of the occurrence of water in shale[J]. Advances in Earth Science, 2022, 37(7): 709–725.
- [14] 吴建发, 赵圣贤, 李博, 等. 四川盆地南部地区志留系龙马溪组页岩基质孔隙水赋存规律[J]. 天然气工业, 2023, 43(7): 44–54.

- WU Jianfa, ZHAO Shengxian, LI Bo, et al. Occurrence law of pore water in shale matrix: A case study of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(7): 44–54.
- [15] 蒋裕强, 刘雄伟, 付永红, 等. 渝西地区海相页岩储层孔隙有效性评价[J]. *石油学报*, 2019, 40(10): 1233–1243.
- JIANG Yuqiang, LIU Xiongwei, FU Yonghong, et al. Evaluation of effective porosity in marine shale reservoir, western Chongqing[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(10): 1233–1243.
- [16] MIAO Huan, JIANG Zhenxue, GONG Xun, et al. The shale gas migration capacity of the Qiongzhusi Formation: Implications for its enrichment model[J]. *Physics of Fluids*, 2025, 37(5): 056603.
- [17] 郭彤彬, 邓虎成, 赵爽, 等. 四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 57–69.
- GUO Tonglou, DENG Hucheng, ZHAO Shuang, et al. Formation mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 57–69.
- [18] 雍锐, 吴建发, 刘勇, 等. 多期次构造运动背景下深层页岩天然裂缝发育特征及其油气地质意义——以四川盆地资阳地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. *天然气工业*, 2025, 45(5): 1–16.
- YONG Rui, WU Jianfa, LIU Yong, et al. Development characteristics of natural fractures in deep shale in the context of multiphase tectonic movement and their petroleum geological implications: A case study on the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation shale in the Ziyang Area of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2025, 45(5): 1–16.
- [19] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 309–326.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 309–326.
- [20] XIONG Hao, DEVEGOWDA D, HUANG Liangliang. Water bridges in clay nanopores: Mechanisms of formation and impact on hydrocarbon transport[J]. *Langmuir*, 2020, 36(3): 723–733.
- [21] 宁诗坦, 唐相路, 徐亮, 等. 德阳-安岳裂陷槽中段筇竹寺组沉积环境控制下的优质页岩岩相类型及分布[J]. *地球科学*, 2025, 50(9): 3631–3650.
- NING Shitan, TANG Xianglu, XU Liang, et al. Lithofacies types and distribution of high-quality, shale driven by sedimentary environments: A case study of the Qiongzhusi Formation shale[J]. *Earth Science*, 2025, 50(9): 3631–3650.
- [22] 何建华, 熊亮, 王濡岳, 等. 川东南地区龙马溪组页岩现今地应力场扰动因素及其开发地质意义[J]. *石油学报*, 2025, 46(4): 743–762.
- HE Jianhua, XIONG Liang, WANG Ruyue, et al. Disturbance factors of current geostress field of Longmaxi Formation shale in southeastern Sichuan Basin and their geological significance for gas exploitation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2025, 46(4): 743–762.
- [23] 汪泽成, 刘和甫, 熊宝贤, 等. 从前陆盆地充填地层分析盆地耦合关系[J]. *地球科学*, 2001, 26(1): 33–39.
- WANG Zecheng, LIU Hefu, XIONG Baoxian, et al. Basin-mountain coupling analysis from filling stratigraphy of foreland basin[J]. *Earth Science*, 2001, 26(1): 33–39.
- [24] 何登发, 李德生, 张国伟, 等. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J]. *地质科学*, 2011, 46(3): 589–606.
- HE Dengfa, LI Desheng, ZHANG Guowei, et al. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2011, 46(3): 589–606.
- [25] 何晓, 郑马嘉, 刘勇, 等. 四川盆地“槽-隆”控制下的寒武系筇竹寺组页岩储层特征及其差异性成因[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 420–439.
- HE Xiao, ZHENG Majia, LIU Yong, et al. Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 420–439.
- [26] 张明何, 魏祥峰, 高波, 等. 川北山前带寒武系筇竹寺组富有机质页岩发育模式[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(4): 992–1006.
- ZHANG Minghe, WEI Xiangfeng, GAO Bo, et al. Developmental models of organic-rich shales in the Cambrian Qiongzhusi Formation in the piedmont zone of northern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(4): 992–1006.
- [27] 李洪奎. 四川盆地地质结构及叠合特征研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2020.
- LI Hongkui. Study on the geological structure and superimposed characteristics of Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2020.
- [28] 张静平, 唐书恒, 郭东鑫. 四川盆地古生界筇竹寺组与龙马溪组页岩气勘探优选区预测[J]. *地质通报*, 2011, 30(2/3): 357–363.
- ZHANG Jingping, TANG Shuheng, GUO Dongxin. Shale gas favorable area prediction of the Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation of Lower Palaeozoic in Sichuan Basin, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 2011, 30(2/3): 357–363.
- [29] 吴冬, 邓虎成, 熊亮, 等. 四川盆地及其周缘下寒武统麦坪组-筇竹寺组层序充填和演化模式[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(3): 764–777.
- WU Dong, DENG Hucheng, XIONG Liang, et al. Sequence filling and evolutionary model of the Lower Cambrian Maidiping-Qiongzhusi formations in Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(3): 764–777.
- [30] 肖亮, 肖忠祥. 核磁共振测井 $T_{2cutoff}$ 确定方法及适用性分析[J]. *地球物理学进展*, 2008, 23(1): 167–172.
- XIAO Liang, XIAO Zhongxiang. Analysis of methods for determining NMR $T_{2cutoff}$ and its applicability[J]. *Progress in Geophysics*, 2008, 23(1): 167–172.
- [31] TESTAMANTI M N, REZAEI R. Determination of NMR T_2 cut-

- off for clay bound water in shales: A case study of Carynginia Formation, Perth Basin, Western Australia [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 497–503.
- [32] SUN Xiaoxiao, YAO Yanbin, LIU Dameng, et al. Investigations of CO₂-water wettability of coal: NMR relaxation method [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 188: 38–50.
- [33] PAN Bin, LI Yajun, ZHANG Mingshan, et al. Effect of total organic carbon (TOC) content on shale wettability at high pressure and high temperature conditions [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107374.
- [34] 唐晴, 梁超, 吴靖, 等. 基于有机质孔特征的页岩储集层评价研究: 以川南地区五峰组—龙马溪组为例 [J]. *古地理学报*, 2025, 27(5): 1137–1156.
- TANG Qing, LIANG Chao, WU Jing, et al. Evaluation of shale reservoirs based on organic pore characteristics: a case study of Wufeng-Longmaxi-Formations in southern Sichuan Basin [J/OL]. *Journal of Palaeogeography (Chinese Edition)*, 2025, 27(5): 1137–1156.
- [35] NING Shitan, XIA Peng, HAO Fang, et al. Pore fractal characteristics between marine and marine-continental transitional black shales: A case study of Niutitang Formation and Longtan Formation [J]. *Fractal and Fractional*, 2024, 8(5): 288.
- [36] 邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例 [J]. *石油学报*, 2012, 33(2): 173–187.
- ZOU Caineng, ZHU Rukai, WU Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(2): 173–187.
- [37] 高海涛, 程鹏, 吴伟, 等. 川南地区深层页岩孔隙水对纳米孔隙结构的影响及其地质意义 [J]. *地球化学*, 2025, 54(2): 234–247.
- GAO Haitao, CHENG Peng, WU Wei, et al. Influences of pore water on shale nanopore structures and their geological significance for deep shales in the southern Sichuan Basin [J]. *Geochimica*, 2025, 54(2): 234–247.
- [38] 邓宾, 刘树根, 姚根顺, 等. 四川超级含气盆地古生界大中型气田分布规律及其主控因素 [J]. *天然气工业*, 2024, 44(7): 54–76.
- DENG Bin, LIU Shugen, YAO Genshun, et al. Distribution pattern and main controlling factors of Paleozoic giant-and medium-sized gas fields of the Sichuan super gas basin in Southwest China [J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(7): 54–76.
- [39] 腾格尔, 邱楠生, 俞凌杰, 等. 中国南方不同埋藏条件下海相页岩气差异保存机理 [J]. *地质学报*, 2024, 98(11): 3285–3301.
- BORJIGEN Tenger, QIU Nansheng, YU Lingjie, et al. Differential preservation mechanisms of marine shale gas under varying burial conditions in southern China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(11): 3285–3301.
- [40] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示 [J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1418–1429.
- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1418–1429.
- [41] 何希鹏, 张培先, 任建华, 等. 渝东南南川地区东胜构造带常压页岩气勘探开发实践 [J]. *石油实验地质*, 2023, 45(6): 1057–1066.
- HE Xipeng, ZHANG Peixian, REN Jianhua, et al. Exploration and development practice of normal pressure shale gas in Dongsheng structural belt, Nanchuan area, southeast Chongqing [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(6): 1057–1066.
- [42] 李靖, 李相方, 王香增, 等. 页岩黏土孔隙含水饱和度分布及其对甲烷吸附的影响 [J]. *力学学报*, 2016, 48(5): 1217–1228.
- LI Jing, LI Xiangfang, WANG Xiangzeng, et al. Effect of water distribution on methane adsorption capacity in shale clay [J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2016, 48(5): 1217–1228.

(编辑 孙川翔)