

文章编号: 1000-0550(2025)04-1233-18

鄂尔多斯盆地乌拉力克组页岩孔隙空间影响因素及其页岩气地质意义

刘刚¹, 黄何鑫², 吴越³, 侯芳³, 赵帮胜^{2,4}, 张艳妮², 吴小力², 刘齐², 马亚轩^{2,5}

1. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 西安 710018

2. 长安大学地球科学与资源学院, 西安 710054

3. 中国石油长庆油田公司勘探事业部, 西安 710018

4. 延安大学石油工程与环境学院, 陕西延安 716000

5. 中国石油长庆油田公司第一采气厂, 西安 710018

摘要 【目的】开展海相页岩孔隙空间特征差异与岩相、物质组成、孔隙结构等的耦合关系及其对页岩气富集规律的研究, 对鄂尔多斯盆地西部乌拉力克组页岩含气性评价至关重要。【方法】以鄂尔多斯盆地西部乌拉力克组页岩为研究对象, 在典型页岩岩相分类的基础上, 通过显微镜和扫描电镜观察、氮气孔隙度、脉冲渗透率、核磁共振、氮气和二氧化碳吸附、甲烷等温吸附测试, 分析了物质组成、硅质成因、孔隙结构对页岩孔隙空间的影响, 探究了页岩气纵向富集层段。【结果】研究区乌拉力克组孔隙度从底到顶为增加趋势, 孔渗相关性不明显。与龙马溪组页岩不同, 目的层页岩整体具有高生物硅质与低总有机碳(Total Organic Carbon, TOC)含量特征, 生物硅质主要占据中—小孔隙。【结论】较差的生烃能力限制了乌拉力克组页岩中烃类聚集, 生物硅质表现为胶结减孔作用而不是支撑增孔作用。目的层上部主要为混合页岩, 虽然碎屑含量高、孔隙度高, 但有机质含量低、生烃排水能力差; 向底部过渡为生物硅质页岩, 虽然TOC含量相对较高, 但生物硅质胶结作用对储集性不利。结合孔隙空间特征, 认为生物硅质页岩发育部位的上部多岩相页岩交替发育层段有望指示低TOC背景下页岩气富集部位。

关键词 鄂尔多斯盆地; 乌拉力克组; 孔隙空间; 页岩气; 差异富集

第一作者简介 刘刚, 男, 1983年出生, 工程师, 石油与天然气地质勘探, E-mail: liugang2_cq@petrochina.com.cn

通信作者 黄何鑫, 男, 副教授, E-mail: hx.huang@outlook.com

中图分类号 P618.13 **文献标志码** A

DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2024.079

CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2024.079

0 引言

随着近年来对鄂尔多斯盆地西缘中—上奥陶统乌拉力克组页岩含气性认识的不断加深, 基本证实盆地西缘北段具有良好的页岩气勘探潜力^[1-3]。与勘探开发取得成功的扬子地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组相比^[4-5], 该地区乌拉力克组海相页岩虽然TOC含量低, 但是硅质含量明显较高。特别是乌拉力克组底部发育生物硅质页岩, 对烃源岩和储集空间的发育均有重要影响, 从而对该地区页岩气的富集极为重要^[6-7]。从目前的勘探开发实践来看, 乌拉

力克组地层压力系数为0.96~1.00^[8], 气水分布复杂, 页岩气的富集可能很大程度上与孔隙水赋存条件下的储集有效性有关^[8-9]。因此, 确定乌拉力克组页岩气储层孔隙空间特征及其影响因素, 进而结合岩相分类分析讨论页岩气富集规律, 是进一步精细评价孔隙水赋存条件下乌拉力克组页岩含气部位的关键。

乌拉力克组底部发育的生物硅质页岩被认为是区内页岩气富集的关键^[1-2,10], 其通常形成于水体稳定、缺氧、还原性强的半深水或深水环境^[11-12]。生

收稿日期: 2024-04-12; 修回日期: 2024-06-10; 录用日期: 2024-08-14; 网络出版日期: 2024-08-14

基金项目: 国家自然科学基金项目(42302157); 中央高校基本科研业务费专项资金项目(300102262903, 300102262901) [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No. 42302157; Special Fund Project for Basic Research Business Expenses of Central Universities, No. 300102262903, 300102262901]

物硅质页岩沉积环境特点之一是放射虫、海绵骨针、有孔虫等微生物大量发育和繁衍,特别是浮游藻类的生长发育。生物繁盛及其多样性带来了较高的初级生产力,充足的有机质供给为优质烃源岩的形成提供物质保障^[4,13-14]。与此同时,生物成因硅质的存在也对页岩储层的空间骨架结构及其储集性能有重要影响。四川盆地下古生界页岩气的成功勘探和开发表明,高生物硅质指示高古生产力的同时,以放射虫成因为主的硅质页岩还有利于其中有机微—纳米孔隙的保存,蛋白石A演变的隐晶质硅一定程度上支撑了硅质生物体原始细胞三维空间结构,为有机质、有机质—黏土物质絮凝体保存其囊体表面和囊内发育的大量原生微—纳米孔隙提供了保证,为页岩气的赋存提供了有效空间^[12,15-19]。此外,高硅质含量页岩的脆性好,产生微裂缝的同时,也有利于页岩气开采过程中的压裂改造^[20-22]。因此,生物成因硅质除了对烃源岩生烃潜力有积极影响,也是硅质页岩有效储集空间的重要因素。

大量研究工作表明,鄂尔多斯盆地西缘中—上奥陶统乌拉力克组海相页岩已被证实具有页岩气潜力,特别是底部发育的一套生物硅质页岩备受关注。在大罗山—青龙山一线以北,多口井在该段中下部见明显气测异常^[1,3]。该层段TOC含量介于0.37%~1.54%,平均为0.85%,有效孔隙度平均为2.70%,总含气量介于0.94%~2.12%,平均为1.90 m³/t,具备一定的页岩气勘探潜力^[9]。前人对乌拉力克组页岩沉积古环境、有机质富集特征、储层孔径特征、裂缝发育、页岩气富集条件等方面开展了详尽的研究^[1-3,6-11,14,23-24],但是对于最直观的孔隙空间大小研究较少,尤其是页岩孔隙空间影响因素及其页岩气富集的地质意义鲜有深入研究,而这恰恰是页岩中游离态、吸附态烃类赋存、富集、能否有效开采的关键因素之一。因此,本研究立足于鄂尔多斯西缘乌拉力克组页岩,从典型页岩岩相出发,分析了矿物组成、有机质含量、不同成因类型硅质含量、流体可动性以及孔隙结构等方面对页岩孔隙空间的影响,阐述了乌拉力克组页岩与五峰组—龙马溪组页岩储层的关键差异及其在研究区页岩气富集过程中的地质意义,旨在为“丰度低、埋深大、常压”^[3]的乌拉力克组页岩气勘探开发提供技术支撑。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地属于华北板块西部,其西缘构造带北部与弧形展布的阿拉善地块相邻,以新生代断陷相隔^[24-25]。寒武纪时期,鄂尔多斯地区与华北地区并没有大的构造沉积分化,直至奥陶纪,二者表现出明显的构造沉积格局差异,鄂尔多斯地区内部也出现强烈的构造沉积分异^[26]。受秦祁贺三叉裂谷继承性活动的影响,这一时期的鄂尔多斯盆地西缘北部沉积了一套分布相对稳定的碳酸盐岩夹碎屑岩的沉积建造^[27-28]。

早奥陶世早期,贺兰裂谷不断裂陷,盆地西缘北部为一套末端变陡的缓坡型碳酸盐岩沉积;至中奥陶世,贺兰坳拉谷沉降更加显著,构造活动北弱南强,盆地西缘北部沉积相对较薄;中奥陶世晚期至晚奥陶世,区内处于扩张向收敛的构造转化时期,表现为海侵到海退的演变过程,发育了一套边缘海槽相沉积^[26-30]。区内奥陶系自下而上为台地相向斜坡—盆地相过渡:三道坎组为厚层块状石英砂岩和云质灰岩互层;桌子山组和克里摩里组均为含生物化石的虫孔灰岩,并夹有黑色页岩;本次研究的重点乌拉力克组主要为硅质页岩向混合页岩的过渡;拉什仲组为浊流成因的砂泥岩互层(图1);公乌素组主要为薄层页岩、泥灰岩互层^[24,31-32]。

2 样品与实验方法

本研究重点分析鄂尔多斯盆地乌拉力克组页岩气井QT9井、R14井、ZP1井以及乌海地区桌子山剖面的39块页岩样品(图1)。其中QT9井5块、R14井3块、ZP1井12块以及露头剖面19块(图2)。在前期矿物组成、有机与无机地化特征研究基础上,进一步开展了镜下观察、氦气孔隙度、脉冲渗透率测试。并基于岩相学分类挑选其中23块样品进行了不同程度的孔隙结构测试,包括核磁共振、氮气吸附、二氧化碳吸附各22块,并选取其中2块进行甲烷等温吸附实验,以期厘清影响目标层位页岩孔隙空间大小的主要因素。

镜下观察采用蔡司OPTIN多用途偏反光显微镜和FEI Quanta 400 FEG场发射环境扫描电镜。物性测试采用Corelab PoroPDP-200完成,其中孔隙度测试氦气压力1.38 MPa,渗透率测试围压10.34 MPa,氮气流压6.89 MPa。核磁共振采用纽迈MesoMR23-

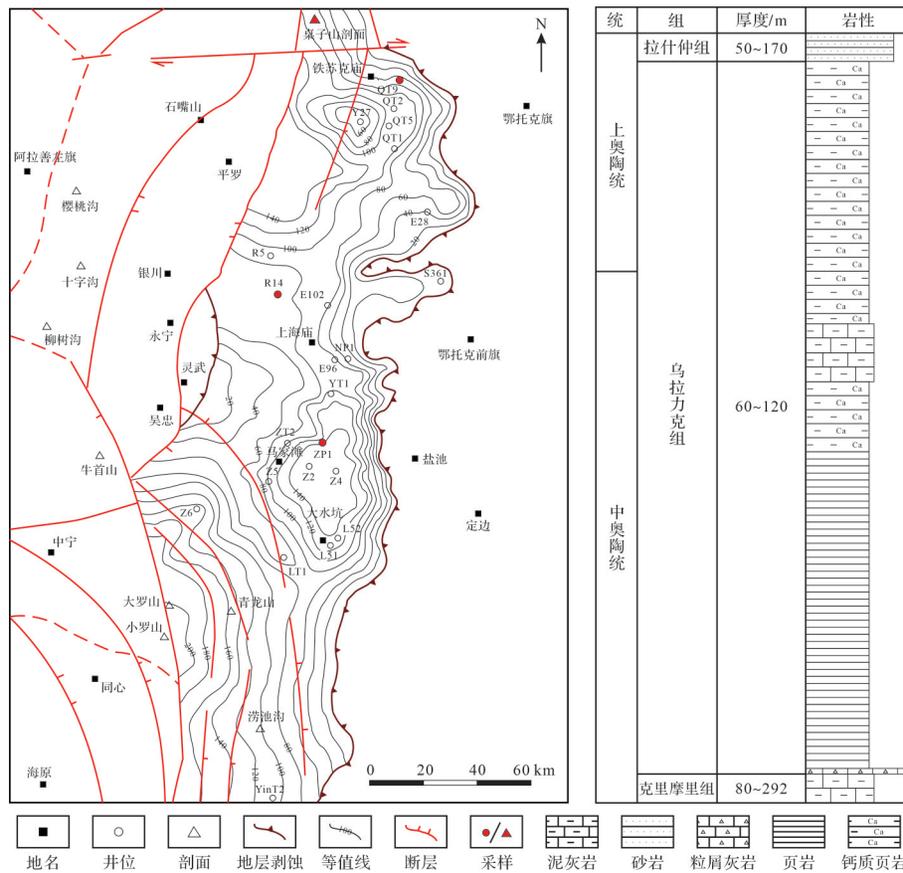


图1 鄂尔多斯盆地西缘北段乌拉力克组厚度平面图及岩性柱状图(据文献[3,23]修改)

Fig.1 Isopach map and core log of Wulalike Formation, northwestern edge of the Ordos Basin (modified from references [3, 23])

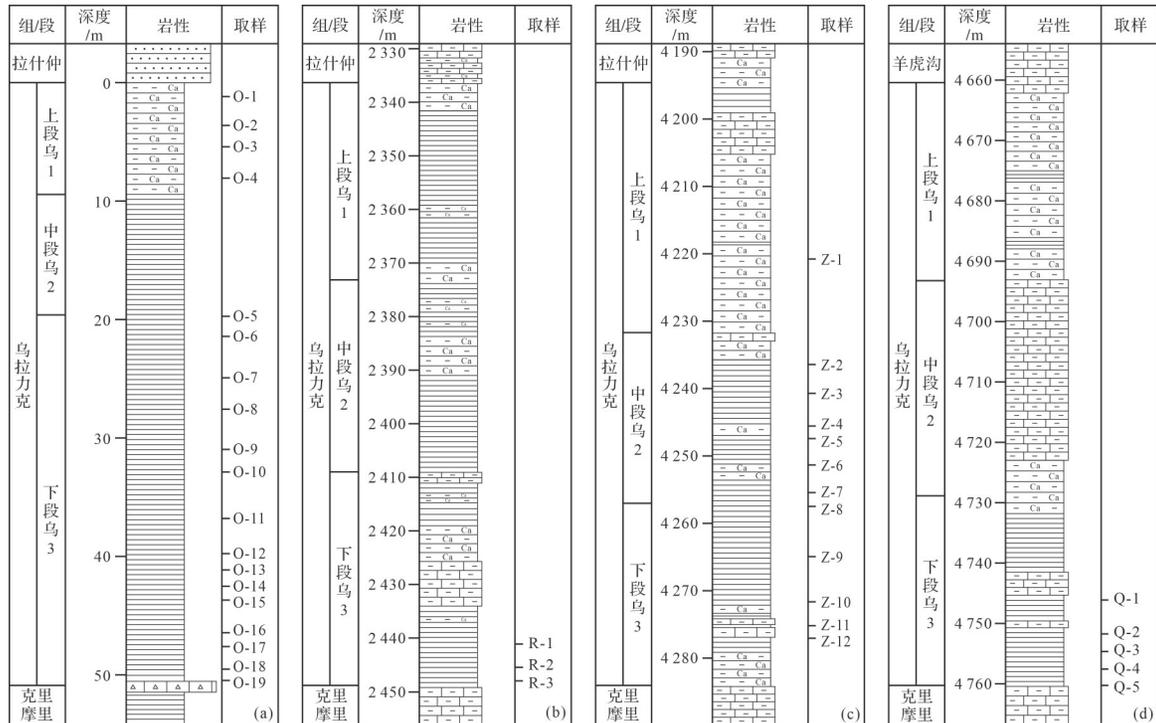


图2 采样位置剖面图

(a)桌子山剖面;(b)R14井;(c)ZP1井;(d)QT9井

Fig.2 Sampling locations on profile map

60H-I, 样品被制备成了2.5 cm直径的柱子, 依次对60 °C下干燥48 h后的样品和30.00 MPa下10 g/L NaCl水溶液加压24 h后的样品进行测试, T_2 使用横向磁化矢量衰减到最大值37%时所用的时间。氮气吸附和二氧化碳吸附选用Micromeritics TriStar II 3020设备在完全一致的样品颗粒上进行测试, 样品颗粒在实验前被制备成了60~80目(178~250 μm), 并在100 °C状态下抽真空12 h以上, 实验样品量约为5 g, 并于测试前在100 °C下抽至真空度低于100 mTorr后展开实验, 实验过程中, 杜瓦瓶分别装载液氮和冰水混合物保障吸附温度。其中, 氮气吸附测试采用了BET模型计算样品比表面积, 采用BJH模型处理吸附曲线分析样品的孔径分布, 可信孔径范围为1.77~100.00 nm, 二氧化碳吸附测试采用DFT模型处理, 对应的孔径为0.402~1.136 nm, 最小孔径接近甲烷分子0.38 nm分子动力学直径。样品的高压甲烷等温吸附实验采用了Rubotherm IsoSORP-HP Static II磁悬浮天平高温高压气体吸附仪, 测试温度30 °C, 测试压力0~30.00 MPa, 样品颗粒为60~80目, 并在实验前在100 °C下抽真空24 h以上。水平衡样品处理是在抽真空干燥处理的基础上, 将样品置于放有饱和硫酸钾溶液的真空干燥器中(相对湿度97.88%, 25 °C), 3 d后每隔24 h称量一次至称量瓶重量接近恒定后对该样品进行等温吸附实验。需要说明的是, 由于受水分子挥发的影响, 水平衡样品在0.50 MPa测试压力下的数据不稳定, 因此水平衡样品的第一个压力点位调整为2.00 MPa。

3 结果

3.1 物性特征及其岩相学差异

通过对鄂尔多斯盆地西缘乌拉力克组页岩储层岩心物性分析(图3)可以看出, 其孔隙度总体较小, 在0.37%~5.01%之间, 平均仅为2.03%(图3a), 明显小于北美页岩孔隙度(图3c)。渗透率在0.000 001 3~0.168 $\times 10^{-3}$ μm^2 之间, 平均为0.004 80 $\times 10^{-3}$ μm^2 (图3b)。其中渗透率大于0.001 $\times 10^{-3}$ μm^2 占样品的7.69%, 并且在测试前后观察到明显的裂缝(图3d), 改善了样品渗透性, 除去这部分样品, 渗透率均值为0.000 08 $\times 10^{-3}$ μm^2 。从孔渗相关性来看, 排除3块裂缝明显发育的样品, 二者有一定正相关趋势, 但是不明显, 很大程度上归因于物性较低、裂缝发育、孔隙连通性较差。

岩相学分类基于样品的物质组成和硅质成因, 前人已进行了讨论分析^[6-7,10]。物质组成上, 乌拉力克组页岩石英含量较多, 为29.7%~83.0%, 平均为60.3%, 其次为黏土矿物(8.6%~35.7%), 平均为23.6%, 碳酸盐、长石类矿物含量较少, 依次平均为11.5%、2.5%, 还有少量黄铁矿, 平均为1.3%。黏土矿物以伊/蒙混层为主, 平均占比54.1%, 其中蒙皂石层混层比平均为6.5%, 其次为伊利石, 平均占比31.6%, 部分含有绿泥石和伊利石, 平均占比分别为12.0%和2.1%。TOC含量在单井或剖面上表现为随深度增加逐渐增大, 整体较龙马溪组小^[33], 介于0.14%~1.91%, 平均为0.75%。硅质成因研究是基于平均页岩元素含量来计算样品的过剩硅含量^[6-7,10]。考虑到铝元素被认为以铝硅酸盐组分存在, 来源相对单一, 在成岩过程中几乎没有移动能力, 因此采用铝标准化来计算过剩硅数值, 该研究中, 硅铝比采用3.11。进一步依据主量元素图版、脉体成分分析, 将过剩硅明确为生物成因硅。

在此基础上, 将样品划分为9种岩相^[6-7,10](表1)。首先, 在矿物三端元(石英、黏土矿物、碳酸盐矿物)三角图中, 以端元矿物质量分数的50%为界限, 划分岩相类型, 研究区所采样品属于硅质页岩相和混合页岩相。其次, 通过上述计算判断样品中的石英主要来自陆源碎屑硅还是生物硅, 硅质来源占比大的即为主要硅质来源; 需要说明的是生物硅质均来自生物硅, 成岩硅质属于陆源碎屑硅转化的一部分, 研究选用蒙脱石向伊利石或伊/蒙混层转化过程进行计算, 黏土矿物公式来自靳平等^[34]研究; 此外, 钾长石溶解、伊利石向绿泥石转化也产生一定量的硅质胶结物, 但占比少且过程定量困难, 因此选用主要且清晰的矿物演化过程代表成岩硅质进行对比分析。这里的生物硅质、碎屑硅质(包括成岩硅质)分别对应石英成因为生物、陆源碎屑(含黏土矿物转化), 以此和硅元素最初来源(生物硅、碎屑硅)区分。最后, 依据有机质含量0.5%和1.0%分为低、中、高TOC类型。基于上述研究, 样品被分成了表1中的3大类共计9种岩相, 其中, 中TOC生物硅质页岩、低TOC生物硅质页岩、低TOC碎屑硅质页岩和中TOC碎屑混合页岩占比较大, 分别为30.8%、15.4%、12.8%和12.8%。

从镜下观察可以看到, 碎屑混合页岩相矿物颗粒形态相对明显(图4a), 碎屑硅质页岩相可观察到

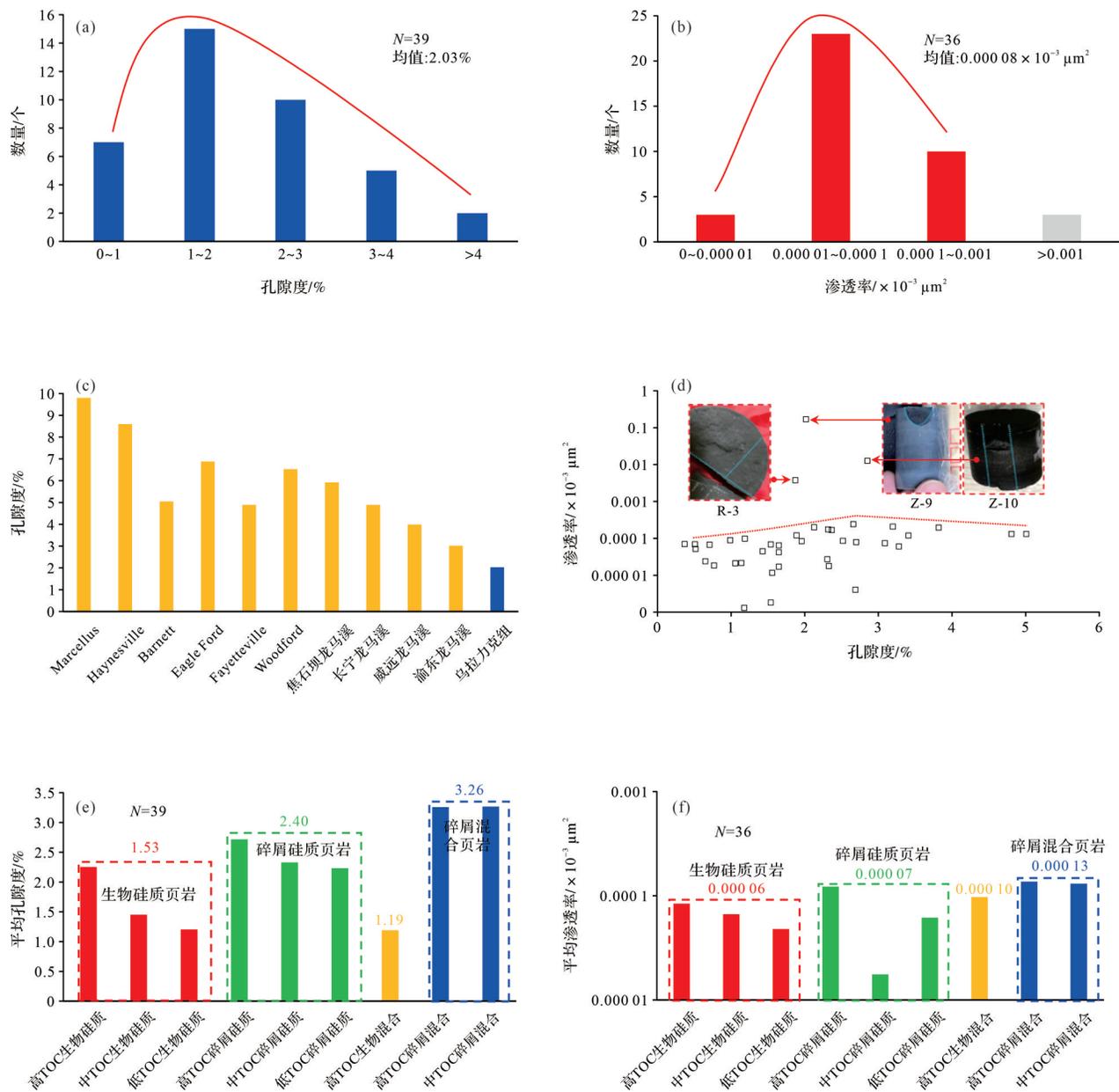


图3 乌拉里克组页岩物性分布图

(a)孔隙度分布;(b)渗透率分布;(c)乌拉里克组与主要页岩气层位孔隙度对比;(d)孔渗关系图;(e)不同岩相孔隙度分布;(f)不同岩相渗透率分布

Fig.3 Physical properties of Wulalike Formation shales

表1 乌拉里克组不同岩相页岩物性

Table 1 Physical properties of Wulalike Formation shales with different lithofacies

岩相分类	孔隙度&渗透率(孔隙结构)样品数/个	孔隙度(平均)/%	渗透率(平均)/10 ⁻³ μm ²
高TOC生物硅质页岩	4&3(3)	1.56~3.90(2.25)	0.000 01~0.000 12(0.000 08)
中TOC生物硅质页岩	12&12(4)	0.37~3.41(1.45)	0~0.000 20(0.000 07)
低TOC生物硅质页岩	6&5(2)	0.71~1.92(1.20)	0~0.000 09(0.000 05)
高TOC碎屑硅质页岩	3&2(3)	2.66~2.80(2.72)	0~0.000 24(0.000 12)
中TOC碎屑硅质页岩	1&1(1)	2.33(2.33)	0.000 02(0.000 02)
低TOC碎屑硅质页岩	5&5(2)	0.65~4.81(2.23)	0.000 02~0.000 13(0.000 06)
高TOC生物混合页岩	1&1(1)	1.19(1.19)	0.000 10(0.000 10)
高TOC碎屑混合页岩	2&2(2)	2.70~3.82(3.26)	0.000 10~0.000 20(0.000 14)
中TOC碎屑混合页岩	5&5(5)	2.32~5.01(3.27)	0.000 06~0.000 21(0.000 13)

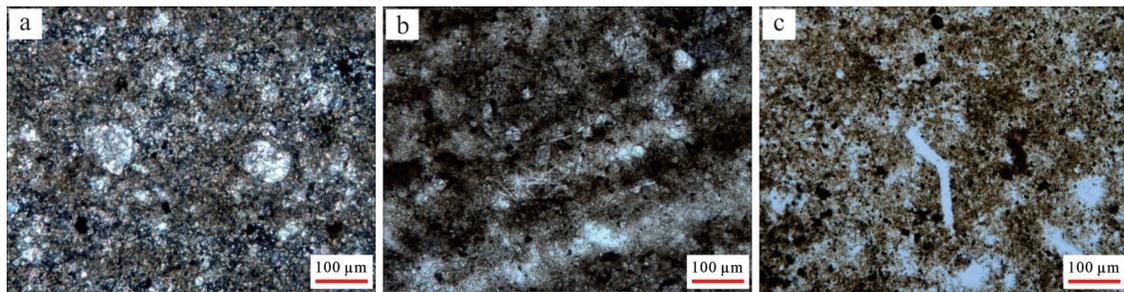


图4 乌拉力克组主要页岩岩相镜下显微观察

(a)碎屑混合页岩,单偏光,100, ZP1井, Z-1, 4 221.00 m; (b)碎屑硅质页岩,单偏光,100, ZP1井, Z-7, 4 256.37 m; (c)生物硅质页岩,单偏光,桌子山剖面, 0-18

Fig.4 Photomicrographs of main shale facies, Wulalike Formation

部分矿物颗粒(图4b),而生物硅质页岩相则表现为硅质胶结发育(图4c)。需要说明的是,混合页岩中的硅质基本上以碎屑成因为主,仅见1块生物成因主导样品,因此后续不针对生物混合页岩进行讨论。

从前述孔隙度结果来看,碎屑硅质页岩平均为2.40%、碎屑混合页岩平均为3.26%,两者均好于生物硅质页岩(平均为1.53%),而在生物硅质页岩中,有机质能够明显改善储层的孔隙空间(图3e,f)。

3.2 核磁共振

以39个物性测试样品为基础,结合岩相学特征、岩心柱长度及完整性,研究选取了其中22块页岩样品进行饱和水及约1.15 MPa离心的核磁共振实验。可动流体空间一定程度上反映了孔隙结构的复杂程度,也一定程度反映了可被地层水置换的孔隙空间^[35]。结果显示,不同岩相页岩的可动流体饱和度(MFS)差别较大(图5)。整体上碎屑硅质页岩和碎屑混合页岩的可动流体饱和度明显大于生物硅质页岩,三者的平均值分别是9.05%、5.71%以及2.99%。其中,碎屑硅质页岩的可动流体饱和度大于碎屑混合页岩,和孔隙度表现相反,而碎屑质页岩的可动流体饱和度大于生物硅质页岩,和孔隙度表现一致,说明碎屑硅质的存在可以提高储层的可动流体饱和度,而生物硅质的存在则降低了储层的可动流体饱和度。

考虑到核磁共振实验孔径分布的连续性和孔径转换理论的一致性,本次研究采用Knapp *et al.*^[36]在页岩核磁研究中的孔隙分类方案,以10 nm和100 nm为界限将孔隙分为小、中、大孔进行讨论,对应弛豫时间分别在1 ms和10 ms附近。不同页岩岩相的核磁共振谱图表明(图6),页岩储层的孔隙空间弛豫时间小于3 ms左右,主要为中—小孔孔隙。从可动流体孔隙空间上看,碎屑硅质页岩和混合页岩,其大孔

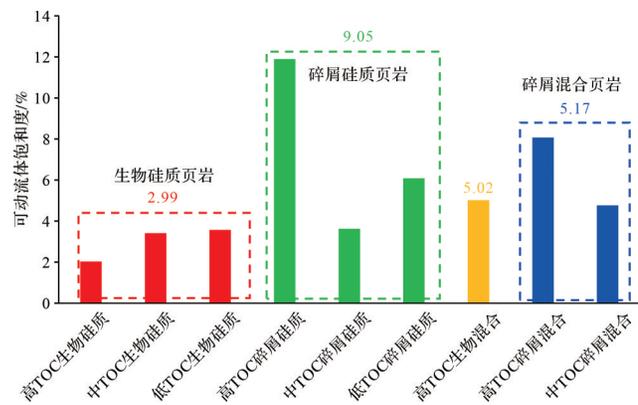


图5 乌拉力克组不同岩相页岩可动流体饱和度直方图

Fig.5 Histograms of movable fluid saturation in Wulalike Formation shales with different lithofacies

部分可以观察到明显的可动流体孔隙空间。说明随着陆源碎屑增加,大孔径部分可以提供更多可动流体空间。

3.3 氮气吸附

从不同岩相页岩的氮气吸附曲线中可以看到(图7),碎屑硅质页岩和混合页岩的回滞环类型相较于生物硅质页岩更偏向于狭缝状孔隙,而生物硅质页岩的回滞环更多地指示了偏墨水瓶状孔隙^[37]。说明非硅质矿物越多、碎屑成因硅质越多,页岩储层的孔隙越偏向于狭缝状孔隙,这也就解释了前述生物硅质页岩相比较于其他类型的页岩,具有较小的储层孔隙空间和较低的可动流体饱和度,主要是因为孔隙被封闭。

从氮气吸附分析中得到的不同岩相页岩的孔径分布特征可以看出,碎屑硅质页岩的氮气孔隙体积介于(即吸附量)0.014~0.023 cm³/g,平均为0.018 cm³/g,碎屑混合页岩的氮气孔隙体积与其相似,介于0.014~0.020 cm³/g,平均值为0.017 cm³/g。生物硅质页岩的氮气孔隙体积最低,介于0.012~0.018 cm³/g,

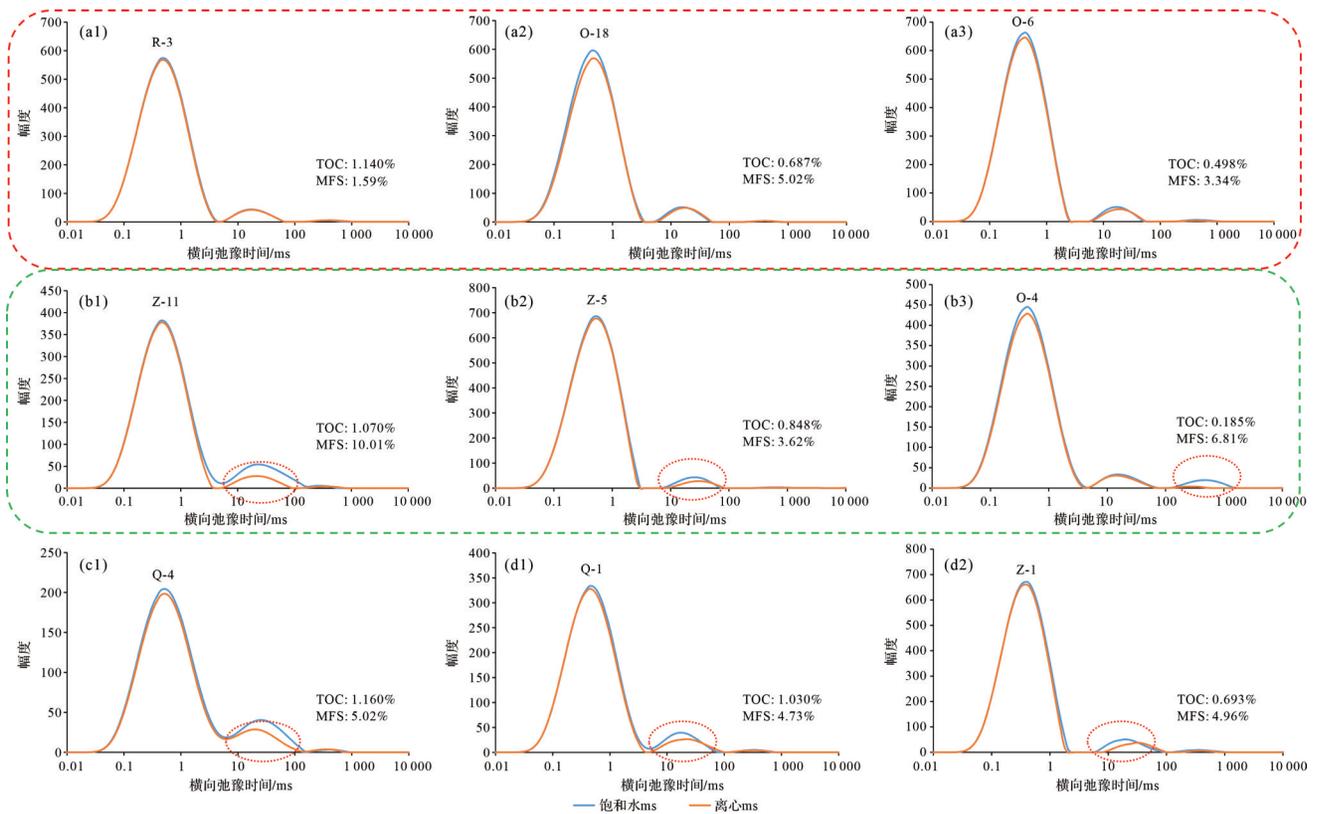


图6 乌拉力克组不同岩相页岩离心前后核磁谱图

(a1~a3)依次为高、中、低TOC生物硅质页岩;(b1~b3)依次为高、中、低TOC碎屑硅质页岩;(c1)高TOC生物混合页岩;(d1~d2)依次为高、中TOC碎屑混合页岩

Fig.6 Pre-and post-centrifugation NMR spectra for Wulalike Formation shales with different lithofacies

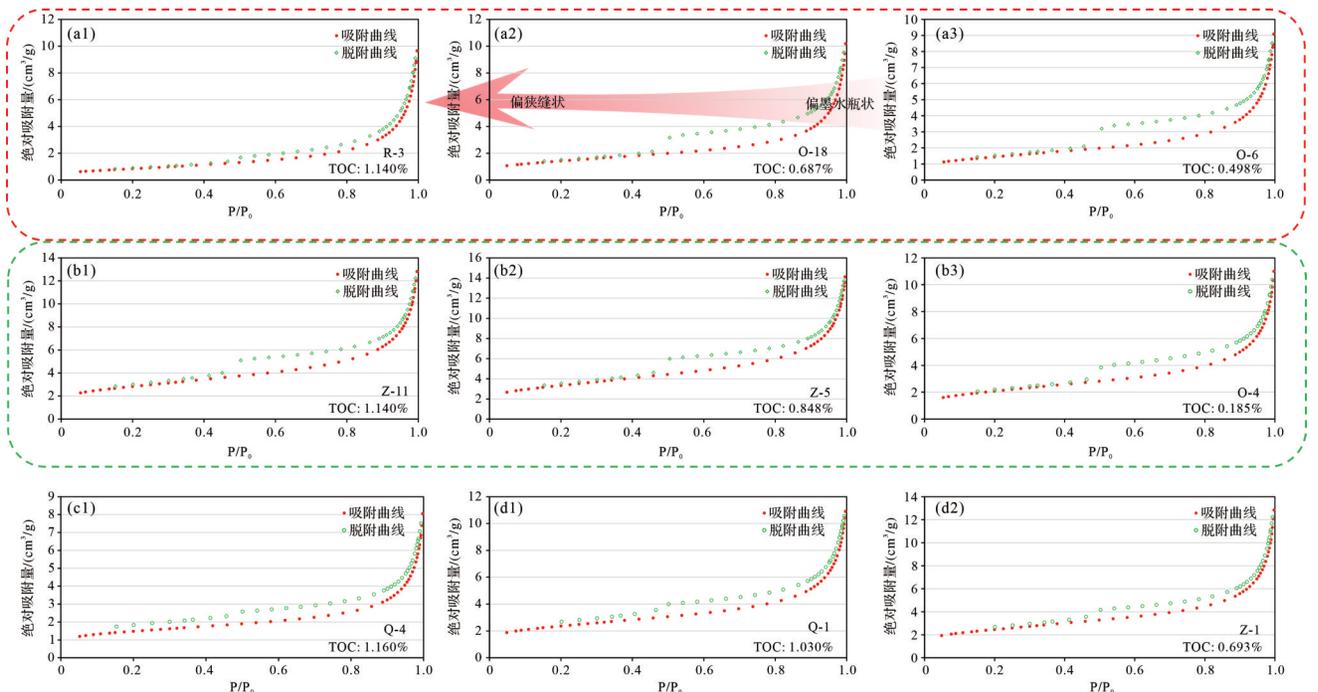


图7 乌拉力克组不同岩相页岩氮气吸附曲线图

(a1~a3)依次为高、中、低TOC生物硅质页岩;(b1~b3)依次为高、中、低TOC碎屑硅质页岩;(c1)高TOC生物混合页岩;(d1~d2)依次为高、中TOC碎屑混合页岩

Fig.7 N₂ adsorption curves for Wulalike Formation shales with different lithofacies

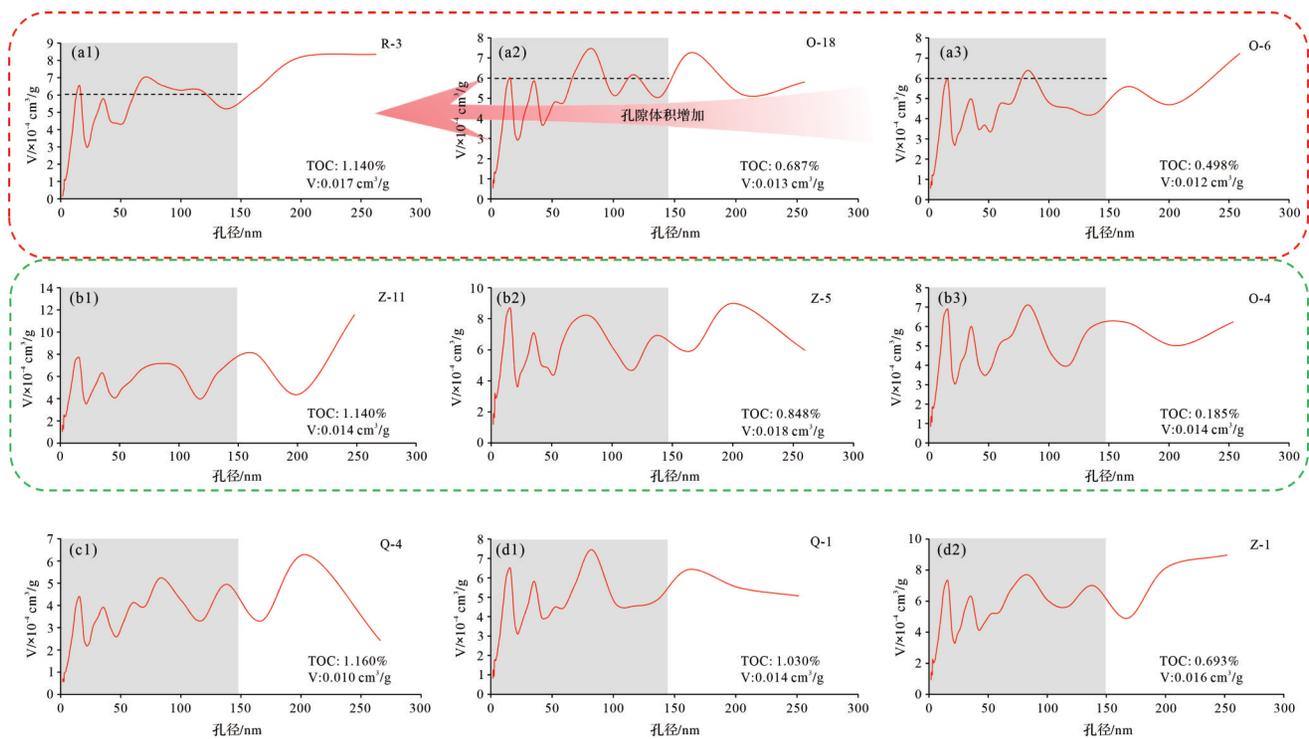


图8 乌拉里克组不同岩相页岩氮气吸附孔径分布图

(a1~a3)依次为高、中、低TOC生物硅质页岩;(b1~b3)依次为高、中、低TOC碎屑硅质页岩;(c1)高TOC生物混合页岩;(d1~d2)依次为高、中TOC碎屑混合页岩

Fig.8 Distribution of N_2 adsorption pore size in Wulalike Formation shales with different lithofacies

平均值为 $0.014 \text{ cm}^3/\text{g}$ 。如果将测试的孔径分布范围限制在 150 nm 以内(图中灰色区域,氮气吸附相对可信范围),碎屑硅质页岩和混合页岩的氮气吸附得到的孔隙体积依然大于生物硅质页岩(图8)。平均孔径大小方面,生物硅质页岩介于 $9.99\sim 21.65 \text{ nm}$,平均为 13.38 nm ,整体大于碎屑硅质页岩和碎屑混合页岩,二者分别为 $9.70\sim 14.59 \text{ nm}$,平均为 10.87 nm ,和 $9.64\sim 13.91 \text{ nm}$,平均为 11.55 nm 。

3.4 二氧化碳吸附

碎屑硅质页岩的二氧化碳孔隙体积介于 $0.00070\sim 0.00126 \text{ cm}^3/\text{g}$,平均为 $0.00093 \text{ cm}^3/\text{g}$,碎屑混合页岩的二氧化碳孔隙体积介于 $0.00082\sim 0.00115 \text{ cm}^3/\text{g}$,平均值为 $0.00094 \text{ cm}^3/\text{g}$,二者相近似;而生物硅质页岩的二氧化碳孔隙体积依然最低,介于 $0.00030\sim 0.00089 \text{ cm}^3/\text{g}$,平均值为 $0.00062 \text{ cm}^3/\text{g}$ (图9)。碎屑硅质页岩和混合页岩的二氧化碳吸附孔隙体积大于生物硅质页岩,这与孔隙空间研究以及氮气吸附研究类似。

3.5 甲烷等温吸附

Z-7页岩样品干燥状态甲烷绝对吸附量为 $2.40 \text{ cm}^3/\text{g}$,其水平衡样品甲烷绝对吸附量为 $0.39 \text{ cm}^3/\text{g}$,降幅高达 83.75% 。同样,Z-11样品干燥

状态甲烷绝对吸附量为 $2.56 \text{ cm}^3/\text{g}$,而其水平衡样品甲烷绝对吸附量为 $0.58 \text{ cm}^3/\text{g}$,降幅高达 77.34% (图10)。两个样品的水平衡样品的甲烷绝对吸附量平均降幅为 80.55% 。水分子占据了矿物及有机质表面的吸附点位,导致有效比表面积大幅降低,同时,甲烷在和水分子的竞争吸附中不具备优势^[9]。因此,地层水是影响页岩含气性的关键指标,其不但占据了孔隙空间,影响了样品的游离气量,还占据了吸附点位,降低页岩绝对吸附气量。

4 讨论

4.1 物质组成对孔隙空间的影响

页岩孔隙空间可以分为流体能进入的有效孔隙空间和全封闭的孤立孔隙空间,本研究讨论有益于烃类赋存的有效孔隙空间。但受限于测试介质或手段,通常得到的孔隙度仅能代表部分有效孔隙空间^[38]。考虑到甲烷分子 0.38 nm 的分子动力学直径并不能占据全部有效孔隙空间,因此认为He孔隙度测试结果一定程度上能够用于分析页岩气储层孔隙空间特征。

通过分析全岩矿物、黏土矿物以及TOC对储层

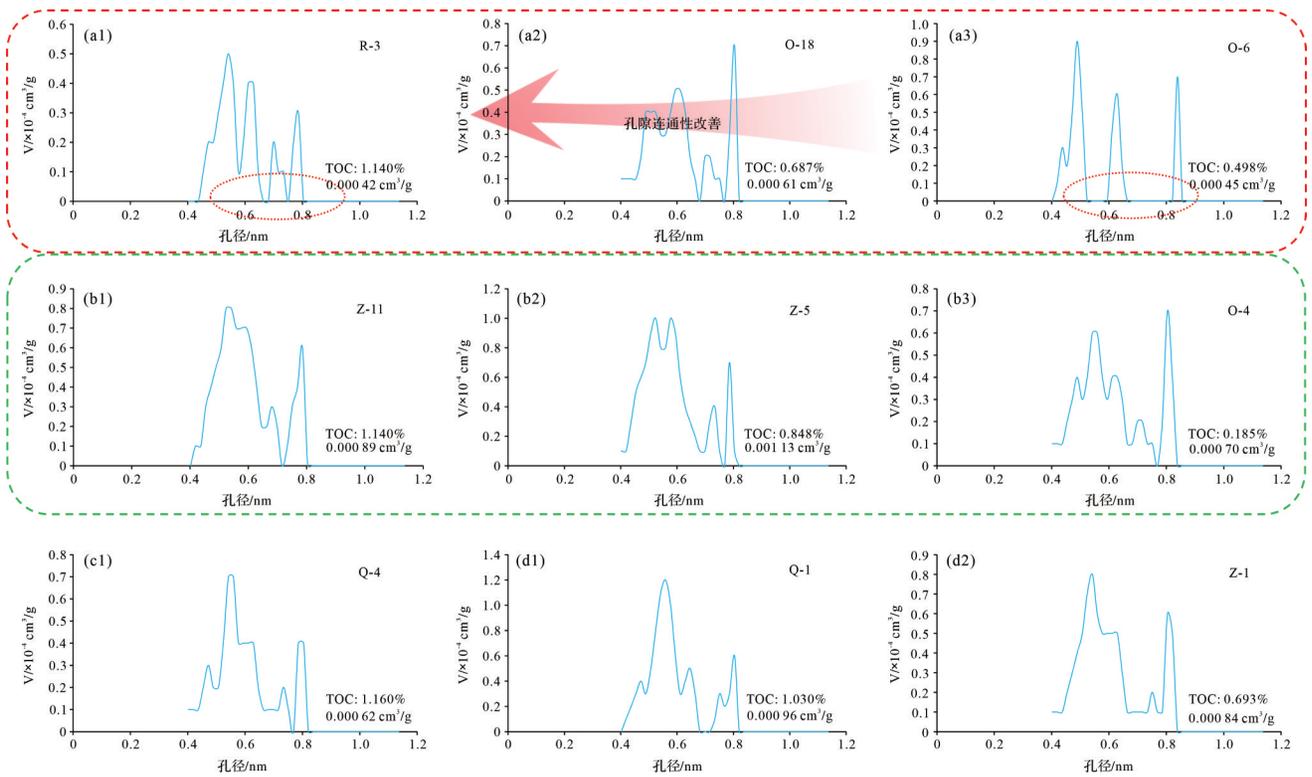


图9 乌拉力克组不同岩相页岩二氧化碳吸附孔径分布图

(a1~a3)依次为高、中、低TOC生物硅质页岩;(b1~b3)依次为高、中、低TOC碎屑硅质页岩;(c1)高TOC生物混合页岩;(d1~d2)依次为高、中TOC碎屑混合页岩

Fig.9 Distribution of CO₂ adsorption pores in Wulalike Formation shales with different lithofacies

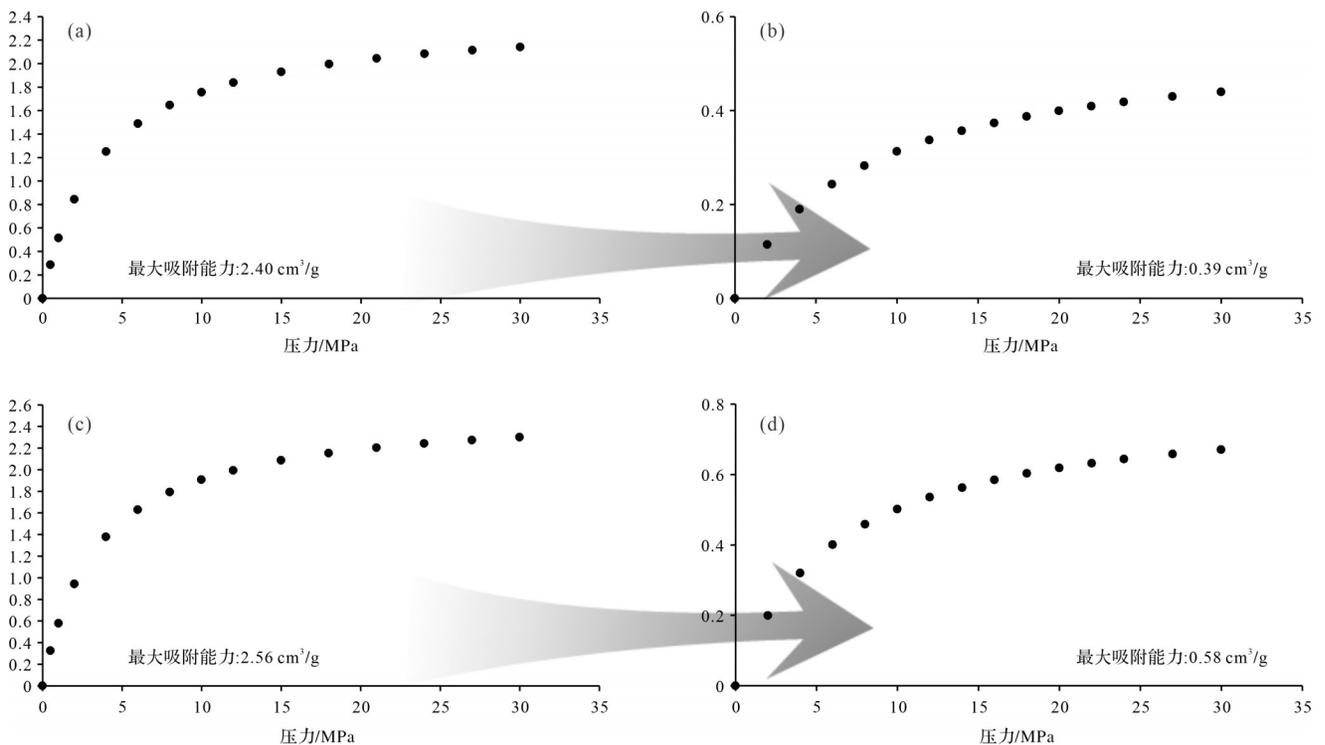


图10 乌拉力克组等温吸附曲线图

(a)Z-7干燥样品30 °C等温吸附曲线;(b)Z-7水平平衡样品30 °C等温吸附曲线(c)Z-11干燥样品30 °C等温吸附曲线;(d)Z-11干燥样品30 °C水平平衡样品吸附曲线

Fig.10 Adsorption isotherms for the Wulalike Formation

孔隙度的影响,发现石英含量、碳酸盐岩矿物、伊/蒙混层表现出了一定的相关性。其中孔隙度和石英呈负相关关系,相关性系数为0.436 2,与碳酸盐岩矿物和伊/蒙混层有正相关趋势,相关性系数分别为0.208 3和0.198 2(图11a~c)。前人对四川盆地五峰组—龙马溪组的页岩储层研究发现,TOC和石英含量与孔隙度表现为较好的正相关关系,其中与TOC含量相关性较好的自生生物硅质为有机质次生孔隙和残余原生孔隙提供骨架支撑作用^[18,39-41]。而乌拉力克组页岩孔隙度与石英矿物含量反而呈现较好的负相关关系,且孔隙度与TOC含量关系不明显(图11d),这一点与四川盆地五峰组—龙马溪组存在明显差异。进一步结合硅质成因的研究发现^[6,10],乌拉力克组页岩孔隙度与生物硅质含量呈负相关关系,相关性系数为0.367 2(图11e),而与陆源碎屑硅质含量及成岩硅质含量相关性不明显(图11f,g);同时,研究用陆源碎屑硅质—成岩硅质来分析最初陆源碎屑石英及其产生的胶结物对孔隙度的影响(图11h),其相关性也不明显(相关系数0.006 7),从某种程度上证明生物硅质是造成孔隙度减少的主要原因。这是因为生物硅质主要为胶结硅质,易于占据孔隙空间,乌拉力克组页岩孔隙度减少主要是受硅质胶结的影响,其对孔隙度的胶结减孔作用大于支撑增孔作用。需要说明的是,除了生物硅质,成岩硅质和碎屑硅质中的石英胶结物也属于胶结态化学硅质,但二者含量较低,且层内发育相对均匀,对孔隙度影响有限。

从孔隙类型的角度来看,陆源碎屑含量越高、非石英矿物含量越高,孔隙空间越大(图3e)。同时,上述孔隙度与碳酸盐岩(图11b)、伊/蒙混层(图11c)的正相关趋势表明无机孔是乌拉力克页岩中的主要孔隙类型,对孔隙度大小有一定影响。进一步考虑到石英是乌拉力克组页岩最主要矿物,其他类型无机矿物之和必然和孔隙度有0.436 2左右的正相关,结合孔隙度与TOC相关性不明显,基本可以认为乌拉力克组页岩中主要孔隙类型为无机孔。需要说明的是,这些无机孔类型多样,并不针对某一特定类型孔隙。

4.2 生物硅对不同大小孔隙的作用

随着生物硅质含量的增加,页岩岩相从碎屑混合页岩向生物硅质页岩转变,中孔和小孔孔隙度均表现出下降趋势(图12),说明了生物硅质的减孔作用主要发生在中—小孔部分,属于有机纳米孔孔隙

范围^[42-43],与生物硅质的有机成因空间上重叠。

这一现象也表现在孔隙结构上,通过氮气吸附测试分析可以看出(图13),生物硅质页岩平均孔径要大于碎屑硅质页岩和碎屑混合页岩,且随着平均孔径增加、页岩岩相以生物硅质页岩为主,孔隙度有变小的趋势,这与传统的认识相反。同样,BET比表面积也展现出与大多数研究相悖的结果。通常,生物成因硅质的富集层段也是有机碳的高值段^[20],有机质高值对应了更大的比表面积和更强的吸附能力^[42,44]。而在本次研究中具有生物成因的生物硅质页岩BET比表面积要小于碎屑硅质页岩和碎屑混合页岩,三者的平均值分别是5.95 cm²/g、10.23 cm²/g以及8.90 cm²/g,且随着BET比表面积增加,页岩岩相从生物硅质页岩向碎屑混合页岩转变,储层孔隙度会变大,这也同包括有机质在内的细粒沉积物比表面积更大相悖。分析后认为,生物硅质页岩孔隙度整体比碎屑硅质页岩和碎屑混合页岩低(表1、图3e),硅质胶结主要作用于中孔和小孔,使得较大部分的孔隙得以保留,单位空间占比增加,造成生物硅质页岩平均孔径更大。对应BET比表面积也是一样,较小孔隙部分受生物硅质影响,孔隙度降低的同时,减少了吸附点位。这也侧面解释了孔隙度与平均孔径、BET比表面积的相关系数并不高。这些很好地说明了正是因为和生物成因有关的硅质胶结主要发生在有机纳米孔孔隙范围内,一定程度上导致乌拉力克组有机孔不发育。这一现象一方面可能是由于有机质易于和黏土矿物发生絮凝沉淀作用,沉积空间易于和细粒无机矿物重叠^[45],另一方面可能是由于有机质含量低、生烃能力弱,难以在硅质胶结骨架下发育大量有机孔隙,从而表现为生物硅对中—小孔的胶结作用。

4.3 生物硅对有机孔的支撑作用

五峰组—龙马溪组页岩高生物硅/TOC含量比值的样品通常具有较高的孔隙度^[36],生物硅质不但对应了较高的有机质孔隙,其支撑作用也是五峰组—龙马溪组有机质孔隙发育的关键^[16-17,42]。乌拉力克组页岩研究中并没有发现类似的对应关系,反而生物作用较强的生物硅质页岩孔隙度低、可动流体饱和度低,具有偏墨水瓶状孔隙形状和较小的孔隙体积。但这并不意味着有机质孔隙对页岩储层不具改善作用。从孔隙度和孔隙结构研究中可以看到,单独针对生物硅质页岩,随着TOC含量增加,孔隙度增加(表1),孔隙形态从偏墨水瓶形状转向偏狭缝状(图

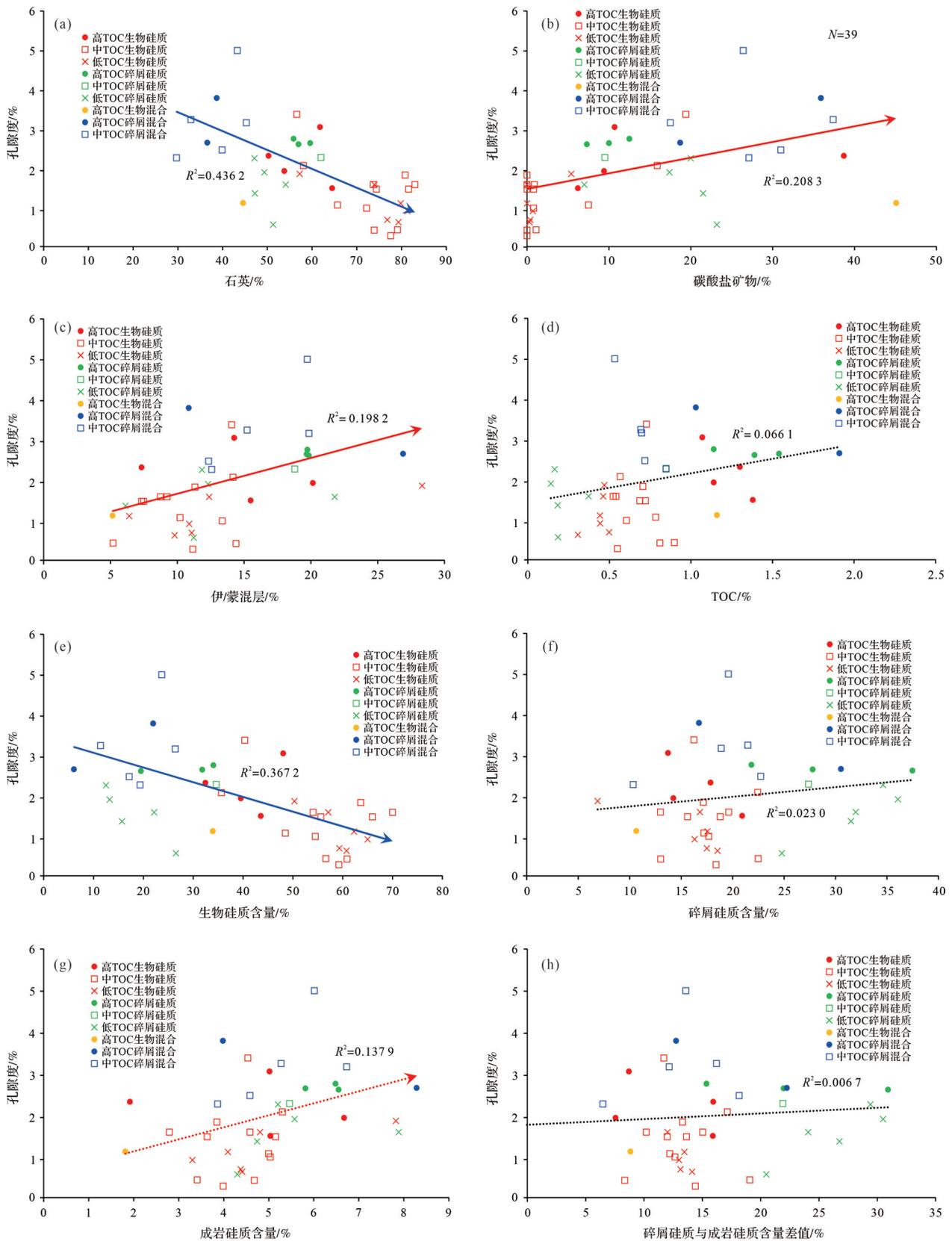


图 11 乌拉力克组页岩孔隙度影响因素相关性图

(a) 石英对孔隙度影响; (b) 碳酸盐矿物对孔隙度影响; (c) 伊/蒙混层对孔隙度影响; (d) TOC对孔隙度影响; (e) 生物硅质对孔隙度影响; (f) 碎屑硅质对孔隙度影响; (g) 成岩硅质对孔隙度影响; (h) 碎屑硅质—成岩硅质对孔隙度影响

Fig.11 Relations between factors affecting porosity of Wulalike Formation shales

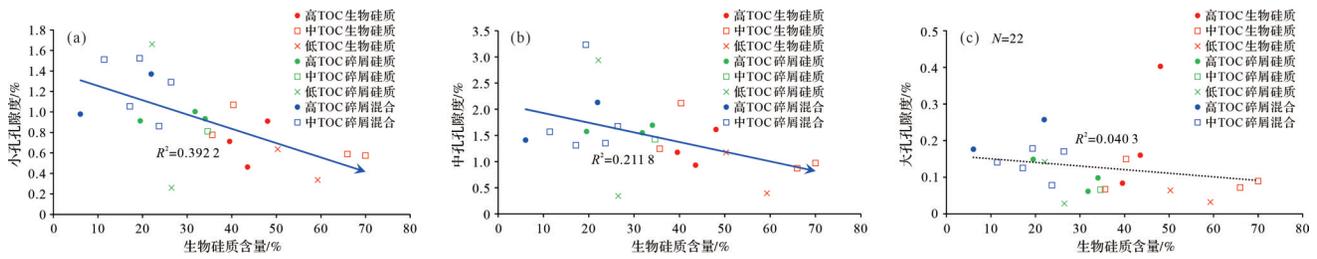


图12 硅质类型对乌拉力克组页岩不同范围孔隙度影响因素相关性图

(a)生物硅对小孔隙度影响;(b)生物硅对中孔隙度影响;(c)生物硅对大孔隙度影响

Fig.12 Relations between factors affecting the porosity of different ranges of siliceous Wulalike Formation shales

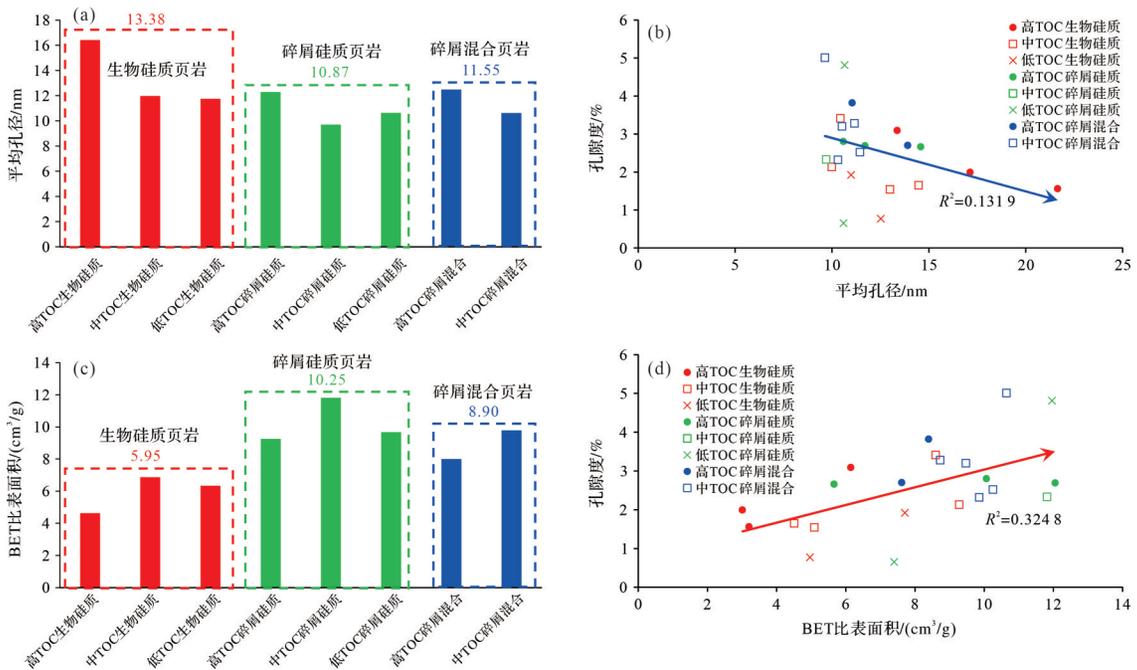


图13 乌拉力克组页岩平均孔径与BET比表面积

(a)不同岩相页岩平均孔径;(b)平均孔径对孔隙度影响;(c)不同岩相页岩BET比表面积;(d)BET比表面对孔隙度影响

Fig.13 Average pore size and BET specific surface area of Wulalike Formation shales

7),中一小孔径孔隙体积增加(图8),孔隙连通性也得到了改善(图9)。

Knapp *et al.*^[36]研究指出,随着生物硅质/TOC 含量比值的增加,有机孔能够得到最大限度地保存,能够观察到随着TOC增加,孔隙度增加的趋势。但在本研究中,即便是生物硅质页岩,这种趋势也表现得不明显(图14a)。生物硅质/TOC 含量差异对孔隙度与TOC 含量相关关系的影响是建立在TOC 含量大范围变化的基础上,其指出生物硅质/TOC 高值区(黄色)和生物硅质/TOC 低值区(蓝色)的TOC 含量变化范围大于3.00%(图14b)^[36]。而乌拉力克组TOC 含量整体偏低,TOC 含量平均为0.85%,甚至生物硅质/TOC 高值区TOC 含量普遍小于1%,造成孔隙度参数整体较差,生物硅质对有机质孔隙度的保存不明显,大量发育的生物硅质更多的表现为胶结

物的减孔作用而不是支撑作用(图15)。这也是由于有机质孔隙较少的时候,TOC 含量较低的页岩通常生烃排水能力较差,较难产生足够的异常高压来促进生物硅质骨架空间的形成^[46-47]。此外,乌拉力克组等效镜质体反射率平均为1.42%^[6],热演化程度较低,有机质孔隙不够发育也是造成上述现象的原因之一^[46-47]。

4.4 页岩孔隙空间差异的页岩气地质意义

前人研究五峰组—龙马溪组页岩指出,富含生物成因硅质的页岩除了可以构成坚硬的格架保存粒间孔和有机质孔隙、增加储层可压裂性^[48-49],页岩高TOC 特征也是烃类产生、形成优质页岩气层段的保障^[50-51]。而乌拉力克组页岩气的富集和五峰组—龙马溪组有所不同,并不完全集中在底部高生物硅、相对高TOC 的层段(图16)。

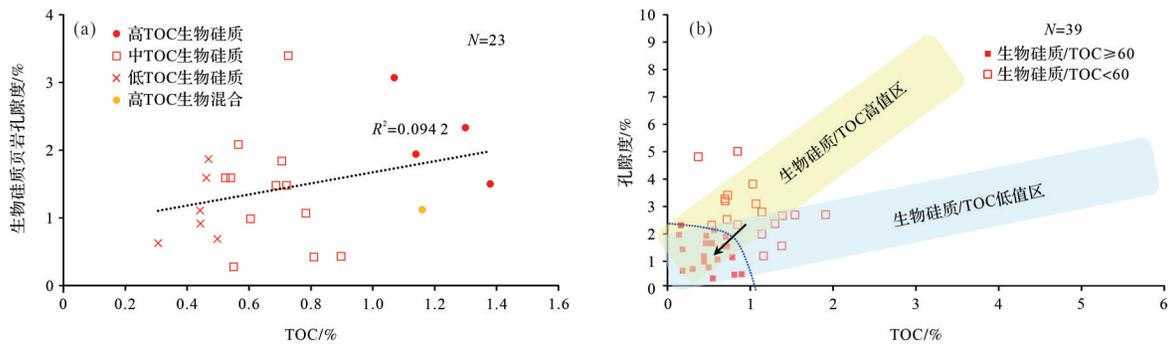


图14 生物硅质对孔隙度影响分析图
 (a)生物硅质页岩孔隙度随TOC变化;(b)孔隙度随TOC变化
 Fig.14 Influence of biogenic silica on porosity

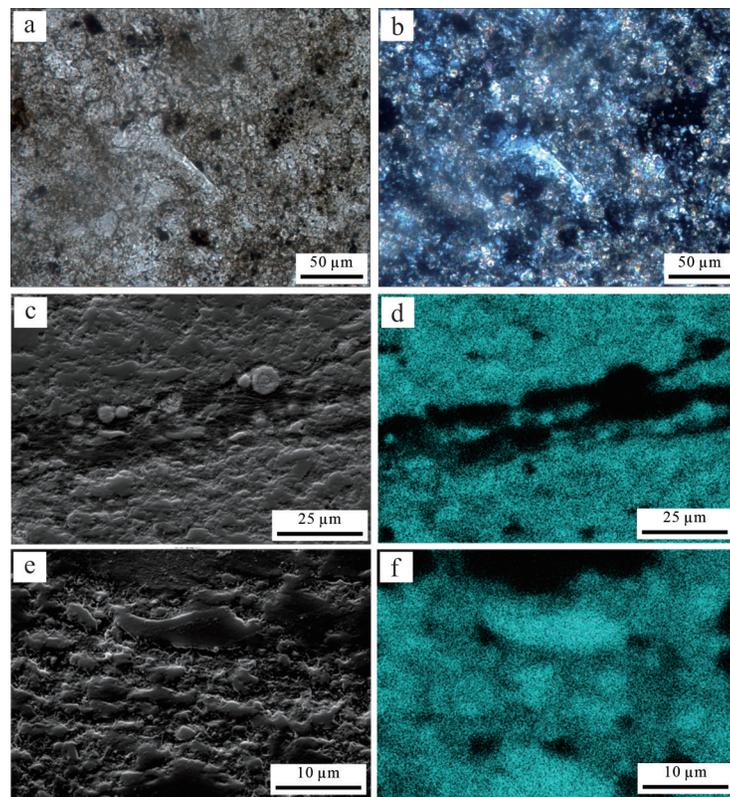


图15 生物硅质镜下显微观察
 (a)生物硅质,单偏光,20,ZP1井,Z-10,4 272.05 m;(b)生物硅质,正交,20,ZP1井,Z-10,4 272.05 m;(c)扫描电镜图像,ZP1井,Z-10,4 272.05 m;(d)EDS硅元素面扫,ZP1井,Z-10,4 272.05 m;(e)扫描电镜图像,ZP1井,Z-1,4 221.00 m;(f)EDS硅元素面扫,ZP1井,Z-1,4 221.00 m

Fig.15 Photomicrographs of biogenic silica

乌拉力克组页岩不论是剖面还是岩心样品,整体表现出随着埋深变浅,具有 TOC、石英含量和生物硅质占比降低、孔隙度增加的趋势。其下部为接近盆地相的生物硅质页岩,中部为斜坡低部位,生物硅质页岩、碎屑硅质页岩、碎屑混合页岩交替出现,上部主要为斜坡高部位的碎屑混合页岩^[6,10](图16)。分析认为,乌拉力克组上部虽然碎屑含量高,储层孔隙度大,但是有机质含量低,生烃排水能力差,下部生

烃高峰期后易造成地层水倒灌;其下部虽然生物硅质含量高,TOC含量也较高,但是生物硅质胶结作用对储集性不利。而乌拉力克组斜坡相低部位从下部生物硅质页岩向上部碎屑混合页岩过渡,相比于下部接近盆地相的生物硅质页岩孔隙空间更大,且一定量的生物硅质有助于裂缝的产生,亦有利于烃类在原位空间赋存;该部位底部多为还原环境^[6],有利于有机质的保存,生烃排水能力较上部强,利于甲烷

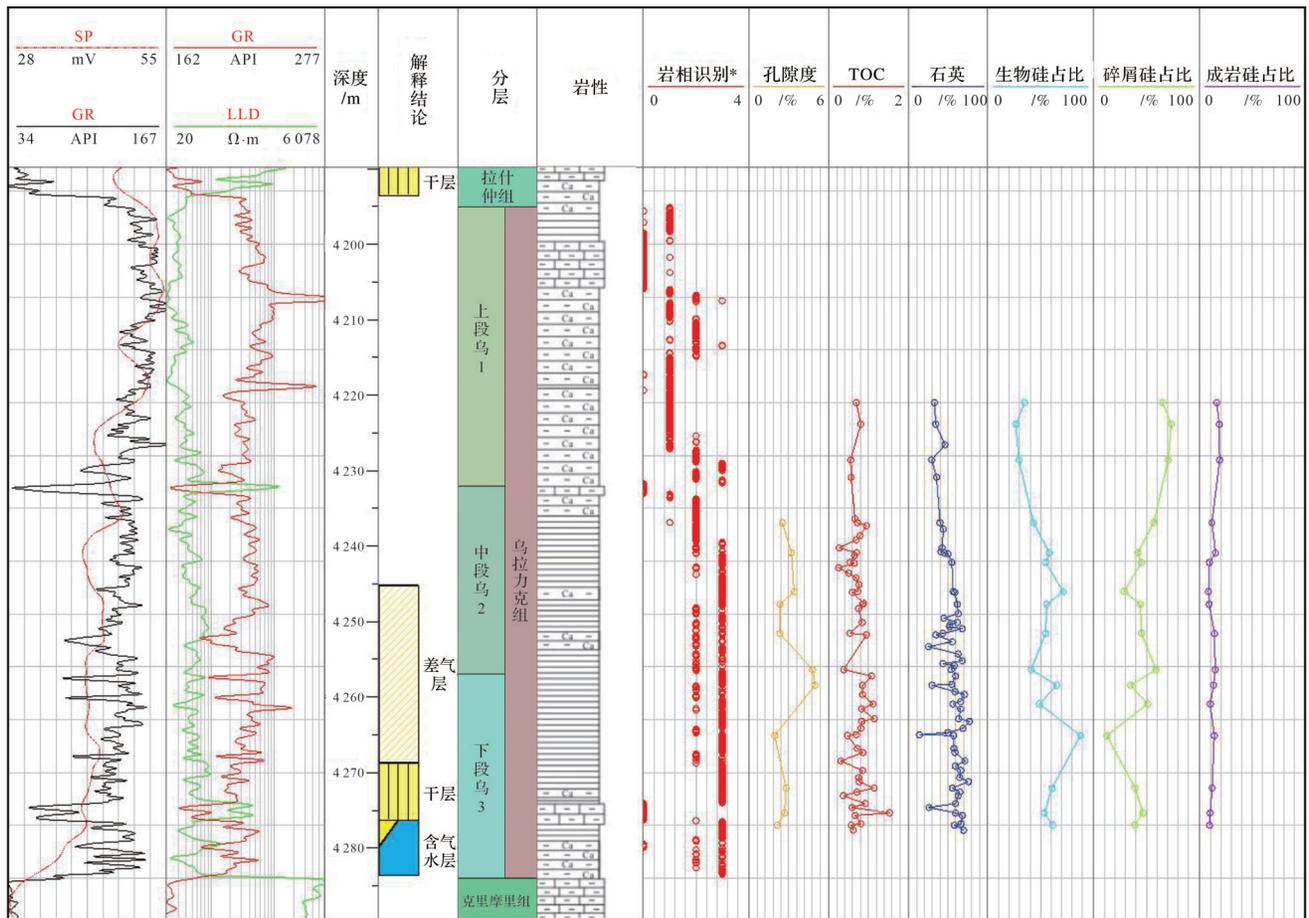


图 16 ZP1 井测井曲线及地质参数随深度变化图

*岩相识别(道):0.灰岩;1.碎屑混合页岩;2.碎屑硅质页岩;3.生物硅质页岩。

Fig.16 ZP1 well logging and geological parameter variation with depth

吸附;孔隙度差异的页岩岩相交替出现,有利于形成类似纹层的微尺度封闭特征,这一点非常关键;此外,底部存在的硅质页岩有机质相对较高,可通过裂缝向上排烃。因此,纵向上底部存在生物硅质页岩段的区域应该得到关注,其上部的斜坡相低部位碎屑硅质、钙质逐渐增多,碎屑硅质页岩、碎屑混合页岩、生物硅质页岩交替出现,有望指示低TOC背景下的页岩气富集区。

5 结论

(1) 相较于碎屑硅质页岩和碎屑混合页岩,生物硅质页岩表现出较低的孔隙度、较差的孔隙结构特征和流体可动特征,但TOC含量的增加能一定程度改善生物硅质页岩上述特征。

(2) 由于TOC含量整体不高,有机质孔隙较少、生排烃能力不强,乌拉力克组页岩生物硅质倾向占据中一小孔孔隙空间,更多表现为胶结减孔作用而

不是支撑增孔作用,这与五峰组—龙马溪组页岩不同。

(3) 乌拉力克组页岩整体具有高生物硅质、低TOC特征,底部发育生物硅质页岩的区域TOC含量相对较高,但硅质胶结较强,该层段上覆多岩相页岩交替发育层段有望指示页岩气富集段。

参考文献(References)

[1] 付锁堂,付金华,席胜利,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系海相页岩气地质特征及勘探前景[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(2): 33-44. [Fu Suotang, Fu Jinhua, Xi Shengli, et al. Geological characteristics of Ordovician marine shale gas in the Ordos Basin and its prospects[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 33-44.]

[2] 于洲,黄正良,李维岭,等. 鄂尔多斯盆地中奥陶统乌拉力克组海相页岩岩相类型及优质储层发育特征[J]. 天然气工业, 2023, 43(3): 23-33. [Yu Zhou, Huang Zhengliang, Li Weiling, et al. Lithofacies types and high-quality reservoir development characteristics of marine shale in the Middle Ordovician Wulalike Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(3): 23-33.]

- [3] 席胜利,刘新社,黄正良,等. 鄂尔多斯盆地中奥陶统乌拉力克组页岩油气富集条件及勘探方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(3): 12-22. [Xi Shengli, Liu Xinshe, Huang Zhengliang, et al. Enrichment characteristics and exploration direction of shale oil and gas in Wulalike Formation of Middle Ordovician in the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(3): 12-22.]
- [4] Delle P C, Ansari H, Li Z S, et al. Influence of organic matter type on porosity development in the Wufeng-Longmaxi Shale: A combined microscopy, neutron scattering and physisorption approach[J]. International Journal of Coal Geology, 2022, 249: 103880.
- [5] Feng Y, Xiao X M, Gao P, et al. Restoration of sedimentary environment and geochemical features of deep marine Longmaxi shale and its significance for shale gas: A case study of the Dingshan area in the Sichuan Basin, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2023, 151: 106186.
- [6] 张艳妮,李荣西,席胜利,等. 鄂尔多斯盆地西缘奥陶系乌拉力克组页岩沉积环境及有机质富集机制[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3401-3417. [Zhang Yanni, Li Rongxi, Xi Shengli, et al. Sedimentary environments and organic matter enrichment mechanism of Ordovician Wulalike Formation shale, western Ordos Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3401-3417.]
- [7] Zhang Y N, Li R X, Huang H X, et al. The origin of silica of marine shale in the Upper Ordovician Wulalike Formation, northwestern Ordos Basin, North China[J]. Frontiers in Earth Science, 2021, 9: 729710.
- [8] 黄军平,黄正良,刘立航,等. 鄂尔多斯盆地乌拉力克组页岩储层孔径表征及其主控因素[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3418-3433. [Huang Junping, Huang Zhengliang, Liu Lihang, et al. Pore size characterization and their mainly controlling factors in Wulalike Formation shale, Ordos Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3418-3433.]
- [9] Huang H X, Li R X, Lyu Z, et al. Comparative study of methane adsorption of Middle-Upper Ordovician marine shales in the western Ordos Basin, NW China: Insights into impacts of moisture on thermodynamics and kinetics of adsorption[J]. Chemical Engineering Journal, 2022, 446: 137411.
- [10] Zhang Y N, Li R X, Xi S L, et al. Quartz origins and paleoenvironmental controls on organic matter accumulation of marine shale in the Ordovician Wulalike Formation, northwestern Ordos Basin, China: Significance for shale gas exploration[J]. Energies, 2023, 16(14): 5278.
- [11] Li Y, Wang Z S, Gan Q, et al. Paleoenvironmental conditions and organic matter accumulation in Upper Paleozoic organic-rich rocks in the east margin of the Ordos Basin, China[J]. Fuel, 2019, 252: 172-187.
- [12] Khan M Z, Feng Q L, Zhang K, et al. Biogenic silica and organic carbon fluxes provide evidence of enhanced marine productivity in the Upper Ordovician-Lower Silurian of South China[J]. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 2019, 534: 109278.
- [13] 郭旭升,李宇平,腾格尔,等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 193-201. [Guo Xusheng, Li Yuping, Borjigen Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation-Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193-201.]
- [14] 吴东旭,吴兴宁,李程善,等. 鄂尔多斯盆地西部奥陶系乌拉力克组烃源岩沉积模式及生烃潜力[J]. 海相油气地质, 2021, 26(2): 123-130. [Wu Dongxu, Wu Xingning, Li Chengshan, et al. Sedimentary model and hydrocarbon-generation potential of source rock of the Ordovician Ulalik Formation in western Ordos Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2021, 26(2): 123-130.]
- [15] Slatt R M, O'Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2017-2030.
- [16] Qiu Z, Liu B, Dong D Z, et al. Silica diagenesis in the Lower Paleozoic Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for reservoir properties and paleoproductivity[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 121: 104594.
- [17] 魏志红,魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异:以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 37-41. [Wei Zhihong, Wei Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 37-41.]
- [18] 卢龙飞,秦建中,申宝剑,等. 中上扬子地区五峰组—龙马溪组硅质页岩的生物成因证据及其与页岩气富集的关系[J]. 地学前缘, 2018, 25(4): 226-236. [Lu Longfei, Qin Jianzhong, Shen Baojian, et al. The origin of biogenic silica in siliceous shale from Wufeng-Longmaxi Formations in the Middle and Upper Yangtze region and its relationship with shale gas enrichment [J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(4): 226-236.]
- [19] 焦堃,叶玥豪,刘树根,等. 四川盆地超深层泥页岩纳米孔隙特征及其地质意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2017, 44(2): 129-138. [Jiao Kun, Ye Yuehao, Liu Shugen, et al. Nanopore characteristics of super-deep buried mudstones in Sichuan Basin and its geological implication[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2017, 44(2): 129-138.]
- [20] 王淑芳,邹才能,董大忠,等. 四川盆地富有机质页岩硅质生物成因及对页岩气开发的意义[J]. 北京大学学报(自然科学版), 2014, 50(3): 476-486. [Wang Shufang, Zou Caineng, Dong Dazhong, et al. Biogenic silica of organic-rich shale in Sichuan Basin and its significance for shale gas[J]. Acta Scientiarum Natura-

- lium Universitatis Pekinensis, 2014, 50(3): 476-486.]
- [21] 赵建华, 金之钧, 金振奎, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组含气页岩中石英成因研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(2): 377-386. [Zhao Jianhua, Jin Zhijun, Jin Zhenkui, et al. The genesis of quartz in Wufeng-Longmaxi gas shales, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(2): 377-386.]
- [22] 彭晓东, 徐锦龙, 方朝刚, 等. 宣广盆地中二叠世栖霞组层序地层特征及页岩气勘探前景[J]. 华东地质, 2022, 43(2): 154-166. [Peng Xiaodong, Xu Jinlong, Fang Chaogang, et al. Sequence stratigraphic characteristics and shale gas exploration prospect of Middle Permian Qixia Formation in the Xuancheng-Guangde Basin[J]. East China Geology, 2022, 43(2): 154-166.]
- [23] 王振涛, 周洪瑞, 王训练, 等. 鄂尔多斯盆地西缘北部奥陶纪盆地原型: 来自贺兰山和桌子山地区奥陶系的沉积响应[J]. 地质论评, 2016, 62(4): 1041-1061. [Wang Zhen tao, Zhou Hongrui, Wang Xunlian, et al. The Ordovician Basin prototype in the north-west Ordos Basin: Constraint from the Ordovician sedimentary respond in the Helan-Zhuozi mountains[J]. Geological Review, 2016, 62(4): 1041-1061.]
- [24] 吴素娟, 张永生, 邢恩袁. 鄂尔多斯盆地西北缘奥陶纪凝灰岩锆石 U-Pb 年龄、Hf 同位素特征及地质意义[J]. 地质论评, 2017, 63(5): 1309-1327. [Wu Sujuan, Zhang Yongsheng, Xing Enyuan. Zircon U-Pb ages and Hf isotope characteristics and their geological significance of tuff in Wulalike Formation in the northwestern Ordos Basin[J]. Geological Review, 2017, 63(5): 1309-1327.]
- [25] 尹帅, 卢明德, 许广军, 等. 致密砂岩气储层孔缝特征及控储作用: 以鄂尔多斯盆地东北部下石盒子组为例[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2024, 51(5): 758-771. [Yin Shuai, Lu Mingde, Xu Guangjun, et al. Characteristics of pores and fractures in tight sandstone gas reservoirs and the role of reservoir control: A case study of Lower Permian Shihezi Formation in northeastern Ordos Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2024, 51(5): 758-771.]
- [26] 邵东波, 包洪平, 魏柳斌, 等. 鄂尔多斯地区奥陶纪构造古地理演化与沉积充填特征[J]. 古地理学报, 2019, 21(4): 537-556. [Shao Dongbo, Bao Hongping, Wei Liubin, et al. Tectonic palaeogeography evolution and sedimentary filling characteristics of the Ordovician in the Ordos area[J]. Journal of Palaeogeography, 2019, 21(4): 537-556.]
- [27] 吴兴宁, 孙六一, 于洲, 等. 鄂尔多斯盆地西部奥陶纪岩相古地理特征[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(6): 87-96. [Wu Xingning, Sun Liuyi, Yu Zhou, et al. Lithofacies paleogeography of Ordovician in western Ordos Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(6): 87-96.]
- [28] 余威, 王峰, 弓俐, 等. 鄂尔多斯盆地西缘羊虎沟组沉积环境特征及构造指示意义[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2021, 48(6): 691-704. [Yu Wei, Wang Feng, Gong Li, et al. Sedimentary environment characteristics and tectonic implications of Yanghugou Formation in the western margin of Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2021, 48(6): 691-704.]
- [29] 赵俊, 何幼斌, 肖彬, 等. 桌子山地区中奥陶统乌拉力克组砾屑灰岩沉积特征及深水沉积模式研究[J]. 长江大学学报(自科版), 2014, 11(10): 6-8. [Zhao Jun, He Youbin, Xiao Bin, et al. Sedimentary characteristics and sedimentary model of calcirudite in the Wulalike Formation of Middle Ordovician in Zhuozishan area of Inner Mongolia[J]. Journal of Yangtze University (Natural Science Edition), 2014, 11(10): 6-8.]
- [30] 蒋苏扬, 黄文辉, 张永生. 鄂尔多斯盆地西缘中奥陶统地球化学特征及古环境意义[J]. 现代地质, 2020, 34(3): 545-553. [Jiang Suyang, Huang Wenhui, Zhang Yongsheng. Geochemical characteristics of Middle Ordovician in western margin of Ordos Basin and its implication on paleoenvironment[J]. Geoscience, 2020, 34(3): 545-553.]
- [31] 马占荣, 白海峰, 刘宝宪, 等. 鄂尔多斯西部地区中—晚奥陶世克里摩里期—乌拉力克期岩相古地理[J]. 古地理学报, 2013, 15(6): 751-764. [Ma Zhanrong, Bai Haifeng, Liu Baoxian, et al. Lithofacies palaeogeography of the Middle-Late Ordovician Kelimoli and Wulalike Ages in western Ordos area [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(6): 751-764.]
- [32] 李向东, 郇雅棋. 鄂尔多斯盆地西缘桌子山地区奥陶系深水条纹条带状泥岩等深流成因分析[J]. 古地理学报, 2017, 19(6): 987-997. [Li Xiangdong, Huan Yaqi. Origin of deep-water stripped-and-banded mudstones related to contour currents in the Ordovician, Zhuozishan area, western margin of Ordos Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2017, 19(6): 987-997.]
- [33] 姜振学, 宋岩, 唐相路, 等. 中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(3): 617-628. [Jiang Zhenxue, Song Yan, Tang Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3): 617-628.]
- [34] 靳平平, 欧成华, 马中高, 等. 蒙脱石与相关黏土矿物的演变规律及其对页岩气开发的影响[J]. 石油物探, 2018, 57(3): 344-355. [Jin Pingping, Ou Chenghua, Ma Zhonggao, et al. Evolution of montmorillonite and its related clay minerals and their effects on shale gas development[J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2018, 57(3): 344-355.]
- [35] 黄何鑫. 鄂尔多斯盆地长6致密砂岩储层特征差异及其对流体可动用能力的制约机理研究[D]. 西安: 西北大学, 2019: 101-110. [Huang Hexin. Study on the difference in characteristics of the tight sandstone reservoir and its restrictive mechanism to the fluid availability of Chang 6 member in the Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2019: 101-110.]
- [36] Knapp L J, Ardakani O H, Uchida S, et al. The influence of rigid matrix minerals on organic porosity and pore size in shale reservoirs: Upper Devonian Duvernay Formation, Alberta, Canada [J]. International Journal of Coal Geology, 2020, 227: 103525.
- [37] 陈洁. 贵州凤冈地区早寒武世牛蹄塘组页岩孔隙结构特征[J]. 华东地质, 2021, 42(3): 359-366. [Chen Jie. Pore structure characteristics of shale in Early Cambrian Niutitang Formation

- nin, Fenggang area, Guizhou province[J]. *East China Geology*, 2021, 42(3): 359-366.]
- [38] 苟启洋,徐尚,郝芳,等. 焦石坝地区页岩孔隙连通性及有效性评价[J]. *沉积学报*, 2022, 40(5): 1419-1426. [Gou Qiyang, Xu Shang, Hao Fang, et al. Evaluation of shale pore connectivity and effectiveness in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(5): 1419-1426.]
- [39] Dong T, Harris N B. The effect of thermal maturity on porosity development in the Upper Devonian-Lower Mississippian Woodford Shale, Permian Basin, US: Insights into the role of silica nanospheres and microcrystalline quartz on porosity preservation [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 217: 103346.
- [40] Hafiz M, Hakhoo N, Bhat G M, et al. Source potential and reservoir characterization of the Cambay Shale, Cambay Basin, India: Implications for tight gas and tight oil resource development[J]. *AAPG Bulletin*, 2020, 104(8): 1707-1749.
- [41] Yang, X R, Yan D T, Wei X S, et al. Different formation mechanism of quartz in siliceous and argillaceous shales: A case study of Longmaxi Formation in South China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 94: 80-94.
- [42] Tang X L, Jiang Z X, Jiang S, et al. Effect of organic matter and maturity on pore size distribution and gas storage capacity in high-mature to post-mature shales[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(11): 8985-8996.
- [43] 曹涛涛,刘光祥,曹清古,等. 有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响:以川东地区海陆过渡相龙潭组泥页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(1): 40-53. [Cao Taotao, Liu Guangxiang, Cao Qinggu, et al. Influence of maceral composition on organic pore development in shale: A case study of transitional Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(1): 40-53.]
- [44] Ji W M, Song Y, Jiang Z X, et al. Estimation of marine shale methane adsorption capacity based on experimental investigations of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Upper Yangtze Platform, South China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 68: 94-106.
- [45] 曹茜,温真桃,徐浩,等. 川南D区龙马溪组页岩有机质孔隙发育特征及影响因素[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2021, 48(5): 599-609, 625. [Cao Qian, Wen Zhentao, Xu Hao, et al. Development characteristics and influencing factors of organic matter pores in Longmaxi Formation shale in D area, southern Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2021, 48(5): 599-609, 625.]
- [46] 卢龙飞,刘伟新,魏志红,等. 四川盆地志留系页岩成岩特征及其对孔隙发育与保存的控制[J]. *沉积学报*, 2022, 40(1): 73-87. [Lu Longfei, Liu Weixin, Wei Zhihong, et al. Diagenesis of the Silurian shale, Sichuan Basin: Focus on pore development and preservation[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 40(1): 73-87.]
- [47] 殷启春,方朝刚,郑红军,等. 下扬子地区奥陶纪页岩气地质条件及远景区优选[J]. *华东地质*, 2020, 41(1): 70-78. [Yin Qichun, Fang Chaogang, Zheng Hongjun, et al. Geological conditions of Ordovician shale gas and optimization for prospective areas in the Lower Yangtze region[J]. *East China Geology*, 2020, 41(1): 70-78.]
- [48] 郭雯,董大忠,李明,等. 富有机质页岩中石英的成因及对储层品质的指示意义:以四川盆地东南部及周缘龙马溪组龙一₁亚段为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(2): 65-74. [Guo Wen, Dong Dazhong, Li Ming, et al. Quartz genesis in organic-rich shale and its indicative significance to reservoir quality: A case study on the first submember of the first member of Lower Silurian Longmaxi Formation in the southeastern Sichuan Basin and its periphery[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(2): 65-74.]
- [49] 赵迪斐,郭英海, Wang Geoff, 等. 层序地层格架及其对页岩储层发育特征的影响:以四川盆地龙马溪组页岩为例[J]. *沉积学报*, 2020, 38(2): 379-397. [Zhao Difei, Guo Yinghai, Wang Geoff, et al. Sequence stratigraphic framework and its influence on the development characteristics of shale reservoirs: Taking the Longmaxi Formation shale in the Sichuan Basin as an example[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2022, 38(2): 379-397.]
- [50] 石刚,龚赞,黄宁,等. 下扬子宣涇地区二叠系大隆组页岩含气量主控因素分析:以港地1井为例[J]. *华东地质*, 2023, 44(1): 93-102. [Shi Gang, Gong Zan, Huang Ning, et al. The main controlling factors of the gas content in the Permian Dalong Formation of the Xuanjing area, the Lower Yangtze region: A case study of Gangdi 1 Well[J]. *East China Geology*, 2023, 44(1): 93-102.]
- [51] 腾格尔,申宝剑,俞俊杰,等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 69-78. [Borjigin Tenger, Shen Baojian, Yu Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 69-78.]

Factors Influencing Pore Space in Wulalike Formation Shale, Ordos Basin: Geological significance for shale gas

LIU Gang¹, HUANG HeXin², WU Yue³, HOU Fang³, ZHAO BangSheng^{2,4}, ZHANG YanNi²,
WU XiaoLi², LIU Qi², MA YaXuan^{2,5}

1. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

2. School of Earth Science and Resources, Chang'an University, Xi'an 710054, China

3. Exploration Department, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

4. School of Petroleum Engineering and Environmental Engineering, Yan'an University, Shaanxi Yan'an 716000, China

5. No. 1 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China

Abstract: [Objective] Investigating the coupling relationships between the differential characteristics of marine shale pore spaces and lithofacies, material composition, pore structure, as well as their implications for shale gas enrichment patterns, is crucial for evaluating the gas-bearing potential of the Wulalike Formation shale in the western Ordos Basin. [Methods] Taking the Wulalike Formation shale in the western Ordos Basin as the research object, and based on the classification of typical shale lithofacies, this study analyzed the influence of material composition, siliceous genesis, and pore structure on shale pore space through microscopy and scanning electron microscopy observations, helium porosity, pulse permeability, nuclear magnetic resonance, nitrogen and carbon dioxide adsorption, and methane isothermal adsorption tests. The vertical enrichment intervals of shale gas were also investigated. [Results] In the study area, the porosity of the Wulalike Formation shale shows an increasing trend from the bottom to the top, with no significant correlation between porosity and permeability. Unlike the Longmaxi Formation shale, the target shale interval is generally characterized by high biogenic silica content and low total organic carbon (TOC). The biogenic silica primarily occupies medium-small pores. [Conclusions] The relatively poor hydrocarbon generation capacity limits hydrocarbon accumulation in the Wulalike Formation shale. Biogenic silica acts primarily as cementation reducing porosity rather than framework support enhancing porosity. The upper section of the target layer is predominantly mixed shale. Although it exhibits high clastic content and high porosity, it suffers from low TOC content and poor hydrocarbon generation and expulsion capacity. Transitioning towards the bottom, it changes to biogenic silica-rich shale. Although this section has a relatively higher TOC content, the cementation effect of biogenic silica adversely affects reservoir properties. Integrating the characteristics of pore space, it is suggested that the interbedded intervals of multiple shale lithofacies located above the zones where biogenic silica-rich shale develops are expected to indicate potential shale gas enrichment zones even within the low TOC background.

Key words: Ordos Basin; Wulalike Formation; pore space; shale gas; differential enrichment