

doi: 10.12029/gc20231019003

蔡宁波, 王琳霖, 鲍一遥, 李怡普, 万泽鑫, 康志梅, 罗胜元. 2025. 中扬子地台宜昌地区寒武系水井沱组优质页岩储层发育特征及天然气富集机理研究[J]. 中国地质, 52(1): 111-130.

Cai Ningbo, Wang Linlin, Bao Yiyao, Li Yipu, Wan Zexin, Kang Zhimei, Luo Shengyuan. 2025. Reservoir characteristics and natural gas accumulation of shales within the Cambrian Shuijingtuo Formation in the Yichang region, middle Yangtze Platform[J]. Geology in China, 52(1): 111-130(in Chinese with English abstract).

## 中扬子地台宜昌地区寒武系水井沱组优质页岩储层发育特征及天然气富集机理研究

蔡宁波<sup>1,2</sup>, 王琳霖<sup>3</sup>, 鲍一遥<sup>4</sup>, 李怡普<sup>4</sup>, 万泽鑫<sup>4</sup>, 康志梅<sup>4</sup>, 罗胜元<sup>5</sup>

(1. 中国地质大学(武汉)高等研究院, 湖北 武汉 430070; 2. 湖南省地质新能源勘探开发工程技术研究中心, 湖南 长沙 410014; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 4. 长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室, 湖北 武汉 430100; 5. 中国地质调查局武汉地质调查中心, 湖北 武汉 430205)

**摘要:**【研究目的】湖北省宜昌地区是中扬子地台页岩气勘探的重要前沿领域之一, 近年来的野外调查与钻探工作表明该地区的寒武系水井沱组是极具潜在工业价值的页岩气勘探靶区。【研究方法】本文针对该地区最新的钻孔资料, 利用多学科交叉手段, 查明该地区水井沱组优质页岩储层的特征以及油气富集规律。【研究结果】水井沱组页岩有机质丰度高, 有机碳含量(TOC)主要分布在 0.56%~8.42%, 干酪根以 II<sub>1</sub> 型和 I 型为主, R<sub>o</sub> 等效值分布在 2.4%~3.2%。水井沱组页岩储层孔隙度主要分布在 0.5%~9.1%, 渗透率主要分布在 0.019×10<sup>-3</sup>~0.540×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。水井沱组页岩的储集空间主要包括有机孔隙、无机孔隙以及裂缝等类型。储集空间的发育程度主要与有机质富集程度、黏土矿物含量以及页理缝的发育程度有关。天然气主要以吸附气(45.21%~81.44%)和游离气(18.56%~54.79%)的状态赋存于水井沱组页岩储层中, 溶解气的比例相对较小。水井沱组页岩储层的含气性主要受有机碳含量、脆性矿物比例以及裂缝发育程度有关。有机碳比例、脆性矿物比例和裂缝发育程度越高, 储层含气性越好。【结论】综合地球化学、岩石物理和现场实测数据, 认为宜昌地区水井沱组页岩气极具商业价值, 是中国南方理想的页岩气勘探开发目标之一。

**关键词:** 页岩储层; 页岩油气; 控制因素; 中扬子地台; 成藏机理; 油气勘查工程

**创新点:** 基于多学科交叉手段查明了水井沱组页岩储层特征及天然气富集规律; 联系受控基底断裂构造影响, 将宜昌地区水井沱组页岩气保存模式确定为“基底控藏型”保存模型。

中图分类号: P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2025)01-0111-20

## Reservoir characteristics and natural gas accumulation of shales within the Cambrian Shuijingtuo Formation in the Yichang region, middle Yangtze Platform

CAI Ningbo<sup>1,2</sup>, WANG Linlin<sup>3</sup>, BAO Yiyao<sup>4</sup>, LI Yipu<sup>4</sup>, WAN Zexin<sup>4</sup>, KANG Zhimei<sup>4</sup>,

收稿日期: 2023-10-19; 改回日期: 2023-11-28

基金项目: 国家自然科学基金项目(41702135)、“十四五”前瞻性基础性重大科技项目“准噶尔盆地不整合地层油气成藏研究”(2021DJ0405)联合资助。

作者简介: 蔡宁波, 男, 1985 年生, 高级工程师, 主要从事石油地质方面的研究工作; E-mail: 626251285@qq.com。

通信作者: 鲍一遥, 女, 2000 年生, 硕士生, 主要从事(非常规)油气地质方面的研究; E-mail: baoyiyaoy@163.com。

LUO Shengyuan<sup>5</sup>

(1. Institute of Advanced Studies, China University of Geosciences, Hubei 430070, Wuhan, China; 2. New Geological Energy Exploration and Development Engineering, Technology Research Center of Hunan, Changsha 410014, Hunan, China; 3. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 4. Key Laboratory of Exploration Technologies for Oil and Gas Resources, Ministry of Education, Yangtze University, Wuhan 430100, Hubei, China; 5. Wuhan Center of China Geological Survey, Wuhan 430205, Hubei, China)

**Abstract:** This paper is the result of oil and gas exploration engineering.

**[Objective]** The Yichang area of Hubei Province is one of the important frontier areas of shale gas exploration on the middle Yangtze platform. Field investigation and drilling works in recent years show that the Cambrian Shuijingtuo Formation in this area is a shale gas exploration target with great potential industrial value. **[Methods]** Based on the latest borehole data in this area, the characteristics of high-quality shale reservoirs and the hydrocarbon accumulation patterns are identified by means of multidisciplinary methods. **[Results]** The shale of the Shuijingtuo Formation has high organic matter abundance, with TOC mainly distributed in the range of 0.56%–8.42%. Organic matter is dominated by type II<sub>1</sub> and type I kerogen, and  $R_o$  equivalent value is distributed in the range of 2.4%–3.2%. Porosity and permeability values of shale reservoirs within the Shuijingtuo formation are mainly in the range of 0.5%–9.1% and  $0.019 \times 10^{-3}$ – $0.540 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . Reservoir pore spaces of shales within the Shuijingtuo Formation mainly includes organic pores, inorganic pores and fractures. Occurrence of pore spaces is mainly related to the enrichment degree of organic matter, the content of clay minerals and the development degree of fractures. Natural gas is mainly attached to the shale reservoir in the form of adsorbed gas (45.21%–81.44%) and free gas (18.56%–54.79%), and the proportion of dissolved gas is relatively small. The gas bearing property of the shale reservoir is mainly related to the content of organic carbon, the proportion of brittle minerals and the degree of fracture development. The higher the proportion of organic carbon, the proportion of brittle minerals, and the degree of fracture development, the better the gas bearing property of the reservoir becomes. **[Conclusions]** Based on the geochemical, petrophysical and field measurement data, the shale gas of the Shuijingtuo Formation in Yichang area has great commercial value and is one of the ideal targets for shale gas exploration and development in southern China.

**Key words:** shale reservoir; shale oil and gas; controlling factor; middle Yangtze Platform; hydrocarbon accumulation pattern; oil and gas exploration engineering

**Highlights:** Based on multidisciplinary cross-means, the shale reservoir characteristics and natural gas enrichment rules of Shuijingtuo Formation were identified. Based on the influence of the controlled basement fault structure, the rock gas preservation model of the Shuijingtuo Formation in Yichang area is determined as the “basement-controlled reservoir-type” preservation model.

**About the first author:** CAI Ningbo, male, born in 1985, senior engineer, mainly engaged in the research of petroleum geology; E-mail: [626251285@qq.com](mailto:626251285@qq.com).

**About the corresponding author:** BAO Yiyao, female, born in 2000, master candidate, mainly engaged in the research of (unconventional) oil and gas geology; E-mail: [baoyiyaoy@163.com](mailto:baoyiyaoy@163.com).

**Fund support:** Supported by the National Natural Science Foundation of China (No.41702135), the “14th Five-Year Plan” Forward-looking Basic Major Scientific and Technological Projects “Study on oil and gas accumulation in unconformity strata in Junggar Basin” (No.2021DJ0405).

## 1 前 言

页岩气作为一种高效、清洁的非常规油气资源,对能源结构调整具有重要意义,中国页岩气勘探开发正处于快速发展阶段(何希鹏等,2023),明确页岩储层发育特征及富集机理可以指导页岩油气勘探开发的合理布局、有效开采和可持续发展。

湖北宜昌地区是我国开展地质研究较早、研究程度较高的地区之一(Zhang et al., 2020),截至目前,众专家学者们对其页岩储层的地层格架、古海洋学、古环境与生命的协同演化开展了研究(Du et al., 2019),并在富有机质泥页岩形成的古地理-古气候-古环境特点、页岩地球化学特征和物性特征、天然气地球化学特征等方面做了大量基础研究工

作(张保民等, 2021)。

湖北宜昌地区构造格局稳定, 页岩气保存条件好, 地层底部的花岗岩刚性基底具有隔热作用, 有利于区域内地层在印支期以来的构造运动中免遭断裂和褶皱的破坏, 烃源岩既未因过渡深埋, 有机质热演化过渡而使页岩气储层遭受破坏, 也未因为过度抬升剥蚀使气藏遭受破坏, 页岩气的富集受控于总有机碳含量和黄陵隆起及其演化(陈孝红等, 2018)。此外, 中三叠世之后该地区处于持续隆升过程, 长期隆起致使水井沱组页岩的热演化程度相对较低( $R_o$  值一般为 2%~3%), 总有机碳含量、页岩矿物组分、孔隙度和孔隙结构, 以及页岩裂缝发育程度、地层压力等均是影响页岩含气性的重要因素(罗胜元等, 2020; 古恒等, 2023)。勘探实践表明寒武系水井沱组页岩是该地区最有可能产出商业价值天然气的目的层(陈孝红等, 2017)。

前人对扬子板块水井沱组沉积环境、有机质富集、主控因素等进行了研究(张力钰等, 2023), 部分学者认为富集机制是埃迪卡拉纪—寒武纪期间增强的初级生产力模型为主导的(Jin et al., 2020); 另有学者认为是中国南方早寒武世的缺氧—硫化—铁质底水条件主导了富有机质页岩的沉积(Chen et al., 2022); 热液活动、陆源碎屑输入、局限环境、上升洋流等也被认为促进了有机质的富集(Tan et al., 2021), 还有学者认为桐湾运动形成的古隆起是影响寒武系页岩气形成富集的关键因素, 沉积相对页岩储层的基本地质性质及其空间分布控制明显(陈孝红等, 2018)。由于中扬子地区寒武系页岩热成熟度高, 构造演化经历复杂, 成藏条件复杂, 研究区的页岩储层特征、页岩气富集规律及影响因素尚未得到精细的综合性评价, 主控因素不明确, 岩气保存模型也未明确, 制约了勘探的深入开展。本文旨在综合利用地球化学、岩石物理学、矿物学以及现场实测分析等多方面数据, 探索水井沱组的页岩储层特征以及天然气富集规律, 建立页岩气保存模型, 为该地区页岩气勘探提供参考。

## 2 地质概况

宜昌地区在大地构造位置上位于中扬子地台黄陵隆起西南缘, 主要发育黄陵花岗岩结晶基底, 构造稳定(图 1)。中扬子地区自印支期以来受多

期、多方向构造的叠加与复合, 呈现出复杂而有序的构造面貌, 形成了中扬子复合盆山体系(罗胜元等, 2019)。宜昌地区内地层呈环带状分布在黄陵隆起的周缘(陈孝红等, 2018), 自基底形成以来, 宜昌地区经历了加里东期—海西期稳定的扬子克拉通沉积、沉降发展阶段和印支期以来的构造变形、变位发展阶段, 早燕山期奠定了本区中、古生界的基本构造格局, 为构造主要形成时期。

扬子地台在经历震旦纪稳定热沉降的演化阶段后发生拉张裂解作用, 水井沱组在寒武纪早期沉积环境为缺氧—硫化的水体条件, 广泛、快速海侵导致深水陆棚大面积覆盖, 在早期陆棚斜坡地带发育厚度较大的黑色页岩层系有利于有机质保存, 且厚度变化较大(罗胜元等, 2020)。水井沱组与牛蹄塘组和筇竹寺组在发育时期上基本一致(表 1), 黄陵背斜周缘的水井沱组与黔东南地区牛蹄塘组和四川盆地的筇竹寺组大体相当。

水井沱组标准剖面位于在黄陵背斜周缘均有分布。根据岩性, 水井沱组可以划分为上、下段: 上段为深灰色中—薄层状泥质条带灰岩, 夹少量黑色灰质页岩, 水平层理发育; 下段为黑色含灰质页岩、含碳质页岩, 见星点状黄铁矿, 黄铁矿条带, 发育水平层理(魏思乐, 2021)。宜昌地区寒武系水井沱组

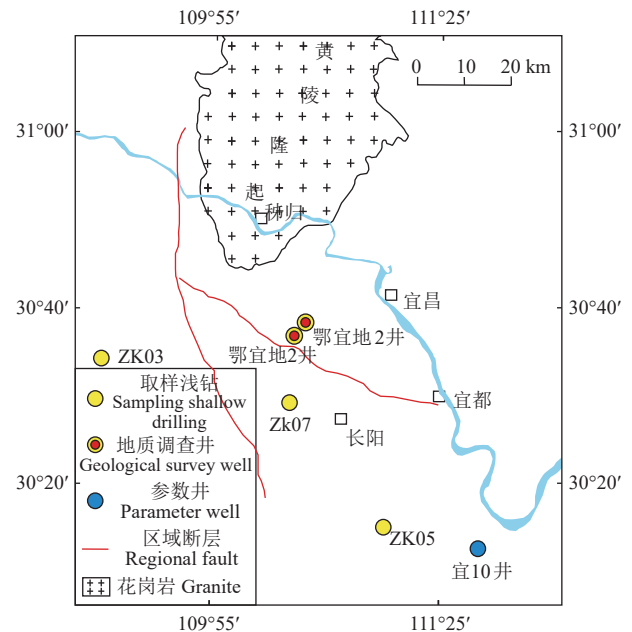


图 1 钻井及钻孔位置分布图(据罗胜元等, 2020)  
Fig.1 Distribution of drilling and borehole location (after Luo Shengyuan et al., 2022)

表1 中国南方扬子地台下寒武统不同区域富有机质页岩储层有机质地化特征

Table 1 Geochemical characteristics of organic matter in organic-rich shale reservoirs in different regions of the Lower Cambrian in the Yangtze Platform, South China

层位	时代	分布区域	主要岩性	主要沉积相类型	TOC分布	有机类型	有机质成熟度
水井沱组	寒武纪早期	黄陵背斜周缘	灰岩—灰质页岩	陆棚相沉积	(下段) 1.32%~8.42%	II <sub>1</sub>	过成熟演化阶段
牛蹄塘组	寒武纪早期	黔东南地区	黑色炭质页岩	深水陆棚相	0.79%~6.01%*	I	高-过成熟演化阶段
筲竹寺组	寒武纪早期	川西川中	深灰—灰黑色页岩	深水陆棚相	1.6%~10%*	I	高-过成熟演化阶段

注: \*文献数据来源: 张天怡等, 2023。

与下伏岩家河组或灯影组呈假整合接触。厚度横向变化大, 宜昌北部地区, 呈由西向东变薄趋势。其中西部神农架林区, 最大厚达 1000 m, 在谷城县谷庙仅 32 m, 至大洪山主峰附近水井沱组完全缺失。

### 3 样品与分析方法

本文精选了鄂宜页 1 井、鄂宜地 2 井、ZK03 井、ZK05 井、长阳鸭子口白竹岭剖面以及南阳剖面等多个揭示寒武系水井沱组页岩的钻井或露头点位, 系统采集了页岩岩石样品, 并在分析测试前去除了表面的风化部分, 以降低分析测试的误差。研究完成的实验包括矿物组成以及黏土矿物的组成分析, 烃源岩有机碳含量和干酪根碳同位素组成测定以及孔隙度、渗透率测定。

有机碳含量利用岩石热解仪 (Rock-Eval 6) 测定, 干酪根碳同位素 ( $\delta^{13}C_{org}$ ) 组成利用稳定同位素比质谱仪 (DELTA V Advantage) 测试分析, 均在长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室完成。样品的矿物组成以及黏土矿物组成利用 XRD 分析仪 (X: Pert<sup>3</sup> Powder 型 X 射线粉末衍射仪) 分析, 此外还使用到 IB-09010CP 型离子截面抛光仪和 Helios NanoLab 660 型双束扫描电子显微镜, 样品孔隙度和渗透率的测定利用《页岩氦气法孔隙度和脉冲衰减法渗透率的测试》(GB/T 34533—2017) (翁剑桥等, 2022), 分别使用 PHI-220 型自动孔隙度测定仪和 pdpl-200 型脉冲衰减法液体渗透率仪, 均在长江大学地球科学学院实验中心完成。

## 4 结果与讨论

### 4.1 宜昌地区寒武系页岩有机质富集特征

页岩中有机质的类型、数量以及热演化程度是直接影响页岩生烃能力和储集油气能力的关键因素。有机质丰度是衡量页岩生烃能力的重要地球

化学指标, 包括有机碳含量 (TOC)、氯仿沥青“A”、总烃含量及有机质热解生烃潜量。但在我国南海相下古生界泥页岩的高成熟度区, 氯仿沥青“A”、总烃含量及有机质热解生烃潜量等指标往往失去了其原有的地球化学指示意义。因此, 下古生界海相黑色岩系的有机碳含量为页岩有机质丰度评价的重要指标。

宜昌地区寒武系水井沱组页岩的有机碳含量随埋深增大逐渐升高 (罗胜元等, 2020)。通过鄂宜页 1 井和鄂宜地 2 井的对比分析, 水井沱组上段深灰色页岩的有机碳值整体偏低, 分布在 0.56%~2.04%, 平均值为 1.17%; 水井沱组下段灰黑色—黑色页岩的有机碳值较高, 在靠近底部位置达到最大, 分布在 1.32%~8.42%, 平均值为 3.49% (图 2)。水井沱组页岩有机碳大于 2.0% 的区间段绝大部分位于水井沱组下段, 其中鄂宜页 1 井中 TOC 值大于 2.0% 的样品占比为 51.2%, 水井沱组下段页岩的 TOC 值主要分布在 2.1%~6.4%, 平均值为 3.65%; 鄂宜地 2 井中页岩 TOC 值大于 2.0% 的样品占比为 36.9%, 水井沱组下段页岩的 TOC 值分布主要在 1.45%~5.96%, 平均值为 3.42%。宜昌地区的水井沱组页岩具有大规模生烃的能力。

借助光学、物理和化学方法可以有效分析干酪根的结构、组成和性质, 并将其划分为三种主要类型: I 型干酪根 (腐泥型)、II 型干酪根 (混合型) 可进一步细分出 II<sub>1</sub> 和 II<sub>2</sub> 两种类型、III 型干酪根 (腐殖型)。

宜昌地区寒武系页岩气钻井资料丰富, 主要借助了干酪根显微组分和稳定碳同位素分析对水井沱组富有机质页岩中的干酪根类型进行了划分: 长阳鸭子口白竹岭剖面中水井沱组页岩干酪根镜鉴显示出高含量的腐泥组+壳质组特征, 两者含量平均值可达 73.3%, 其次为镜质组, 含量在 23.7%~



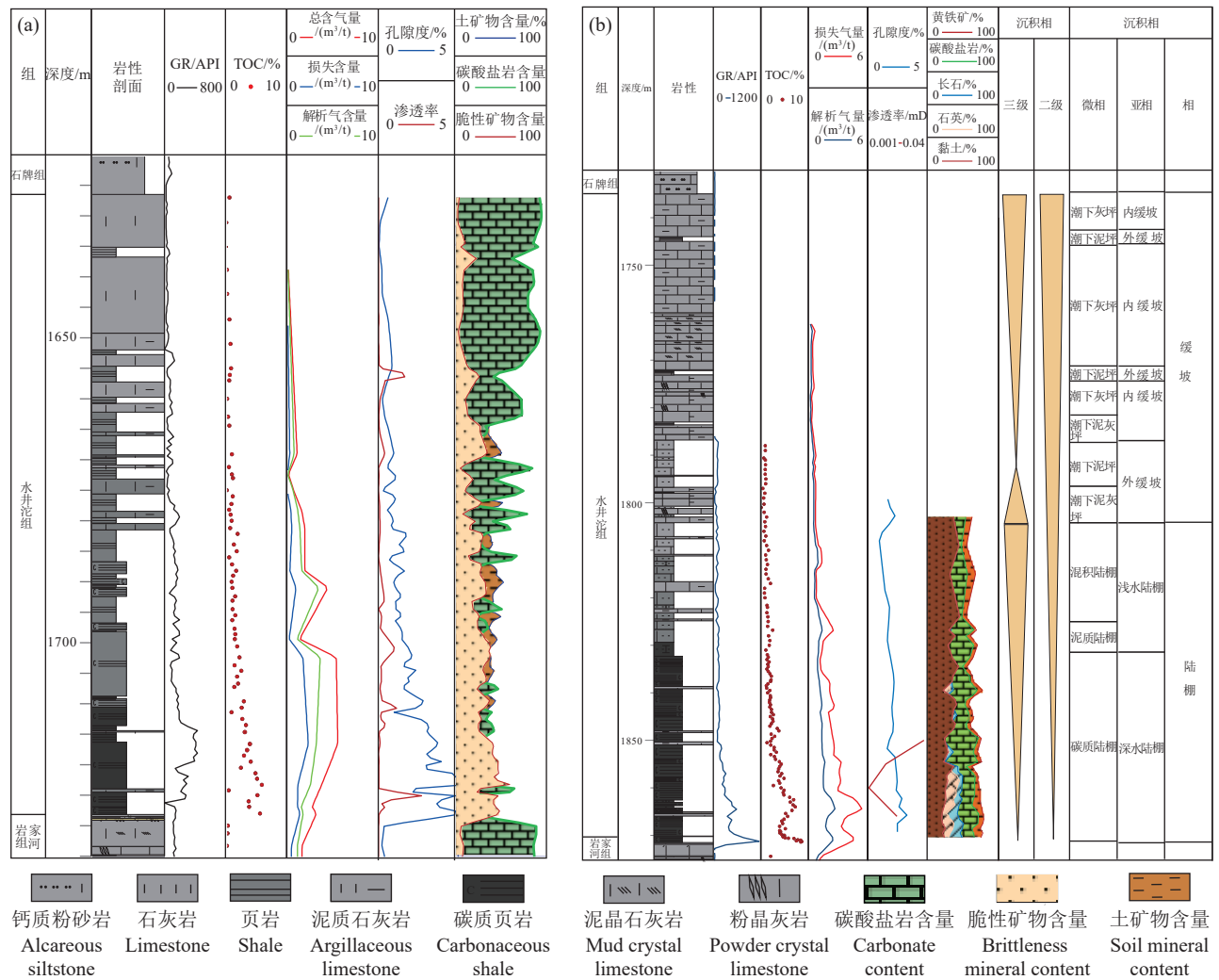


图 2 宜昌地区鄂宜地 2 井(a)和鄂宜页 1 井(b)沉积-储层综合柱状图  
Fig.2 Sedimentary-reservoir comprehensive histogram of Well Eyidi 2 (a) and Well Eyiye 1 (b) in Yichang area

29.0%, 平均值为 23.7%; 按照《透光光—荧光干酪根显微组分鉴定及类型划分方法》(SY/T 5125—1996) 计算的类型指数(TI)结果分布在 49~60, 表明干酪根以 II<sub>1</sub> 型为主(表 2)。此外, 不同来源有机质的碳同位素组成存在差异, 且热成熟作用导致的干酪根碳同位素分馏相对较小。因此, 干酪根的碳同位素组成也可用于判识页岩的有机质类型。长阳鸭子口剖面中仅 2 个样品的  $\delta^{13}C_{org}$  值在 -30‰~-28‰, 其余样品的  $\delta^{13}C_{org}$  都小于 -30‰。在宜昌土城钻探的鄂宜地 2 井中, 大部分泥页岩样品的  $\delta^{13}C_{org}$  值都小于 -28‰, 其中  $\delta^{13}C_{org}$  值在 -30‰~-28‰ 的样品占比为 44.45%, 为 II<sub>1</sub> 型干酪根;  $\delta^{13}C_{org}$  值小于 -30‰ 的样品占比为 22.22%, 为 I 型干酪根; 有 2 个样品的  $\delta^{13}C_{org}$  值在 -28‰~-26‰, 为 II<sub>2</sub> 型干酪根; 仅有

1 个样品检测为 III 型干酪根, 分析判断可能为实验测试误差所致(图 3)。整体而言, 水井沱组页岩的干酪根以 II<sub>1</sub> 和 I 型有机质为主, 表明水生低等藻类是其主要的有机质前驱物。

由于南方下古生界海相地层中的沉积有机质多来源于海洋中的低等生物, 有机质中缺少镜质体组分, 加之长时间的埋深和热演化, 很难在镜下精确区别各组分的差别。因此, 在实际操作过程中都是先测得沥青反射率( $R_b$ )或笔石反射率( $R_G$ ), 再根据实测的反射率值( $R_b$ 或 $R_G$ )与镜质体反射率( $R_o$ )之间的经验公式, 计算得出等效的镜质体反射率来表征有机质的热演化程度(罗胜元等, 2020)。宜昌地区水井沱组泥岩  $R_o$  等效平均值在 2.35%~3.16%, 主要处于过成熟晚期干气阶段(表 3)。

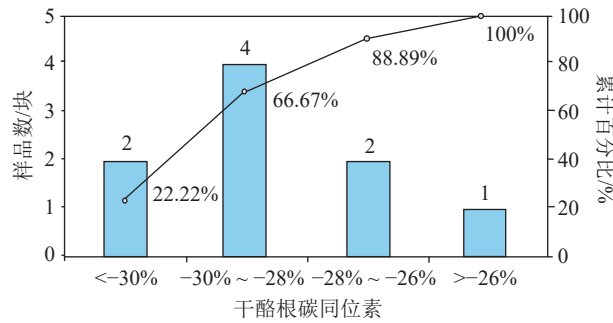


图3 鄂宜地2井水井沱组干酪根  $\delta^{13}C_{org}$  值统计直方图  
Fig.3 Statistical histogram of kerogen  $\delta^{13}C_{org}$  value of Shuijingtuo Formation in Well Eyidi 2

### 4.2 宜昌地区寒武系水井沱组页岩储层矿物组成及物性特征

#### 4.2.1 水井沱组页岩矿物组成特征

页岩的物性特征,页岩的矿物组成是储层研究的基础,其非均质特性对裂缝发育、气体的吸附能力以及工程施工均具有重要的影响。宜昌地区寒武系水井沱组岩心 X 衍射实验结果显示,页岩主要含石英、长石、方解石、白云石、黏土和黄铁矿等矿物,显示出高碳酸盐岩特征,其中黏土矿物主要包括伊蒙混层、伊利石、绿泥石(罗胜元等,2020)。据鄂宜地2井水井沱组1627~1728 m段74块 X 衍射实验数据,自下而上石英含量减少,碳酸盐岩含量增加,黏土含量先增加再减少;黏土矿物中伊蒙混

层相对含量增加、绿泥石相对含量较少、伊利石相对含量先减少再增加(表4,表5)。

根据岩石组合特征,水井沱组在纵向上可以划分出4个岩性小层。水一段岩性为黑色碳质页岩为主,夹少量的灰质页岩。在鄂宜地2井中分布在1704.0~1728.13 m,该层23个样品的X衍射实验显示矿物组分以石英和黏土矿物为主,碳酸盐岩含量次之,见少量长石(表4)。水二段:岩性为黑色碳质页岩、钙质页岩,整体的钙质含量较水一段略有升高。在鄂宜地2井中分布在1678.0~1704.0 m,该层21个样品的X衍射实验显示矿物组分以黏土和碳酸盐岩为主,石英含量次之,黄铁矿和长石含量较水一段也降低(表4)。水三段:岩性为深灰色钙质页岩夹泥质灰岩,整体的钙质含量较水一和水二段明显升高。在鄂宜地2井中分布在1653.0~1678 m,该层16个页岩样品的X衍射实验显示碳酸盐岩含量平均达到52.1%,石英和黏土含量比下伏地层减少(表4)。水四段:岩性为较为单一,主要为深灰色—灰色泥质灰岩。在鄂宜地2井中分布在1626.5~1653 m,该层13个样品的X衍射实验显示矿物成分主要为碳酸盐岩,平均值达到86.9%,含少量的长石英和黏土(表4)。

#### 4.2.2 水井沱组页岩储层物性特征

查明页岩的储层岩石物理特征(如孔隙度、渗

表2 长阳鸭子口剖面水井沱组干酪根镜鉴统计

Table 2 Statistics of kerogen of Shuijingtuo Formation in Changyang Yazikou section

剖面	样品	腐泥组			镜质体			类型指数
		无定型体	碎屑体	合计	无结构体	碎屑体	合计	类型
长阳鸭子口	C <sub>1sh</sub> 12-1	171	58	229	41	30	71	58.5
		57.0	19.3	76.3	13.7	10.0	23.7	II <sub>1</sub>
	C <sub>1sh</sub> 11-1	154	59	213	54	33	87	49.3
		51.3	19.7	71.0	18.0	11.0	29.0	II <sub>1</sub>
	C <sub>1sh</sub> 10-1	173	46	219	50	31	81	52.8
		57.7	15.3	73.0	16.7	10.3	27.0	II <sub>1</sub>
C <sub>1sh</sub> 7-1	162	57	219	52	29	81	52.8	
		54.0	19.0	73.0	17.3	9.7	27.0	II <sub>1</sub>

表3 宜昌主要区域寒武系水井沱组泥页岩成熟度统计

Table 3 Statistics of shale maturity of Cambrian Shuijingtuo Formation in Yichang main area

地理位置	钻井及剖面	R <sub>o</sub> 等效值/%	平均值/%
宜昌土城	鄂宜地2井	2.26~2.37	2.35
长阳乐园	ZK03	2.96~3.36	3.16
宜都聂河	ZK05	2.46~3.15	2.85
长阳鸭子口	白竹岭	2.56~2.67	2.62
兴山	南阳	2.19~3.07	2.63

表 4 鄂宜地 2 井、宜 10 井水井沱组全岩 X 衍射组分统计

Table 4 X-ray diffraction component statistics of whole rock of Shuijingtu Formation in Well Eyidi 2 and Well Yi 10

井号	小层	样品个数	全岩X衍射分析结果/%				
			石英	长石	碳酸盐矿物	黄铁矿	黏土
鄂宜地 2 井	水四段	13	2.0~18.7	0~3.7	62.5~95.2	0~1.5	1.3~13.8
			6.4	2	86.9	0.2	4.5
	水三段	16	3.9~28.6	0~3.7	6.4~87.9	0~5.8	7.0~61.3
			14.5	1.9	52.1	3.3	27.3
水二段	21	8.1~33.2	0.7~6.0	11.8~84.0	0~6.2	8.3~54.7	
		21.4	2.8	35.8	3.7	37.6	
水一段	23	16.5~39.1	1.7~11.2	13.1~86.9	2.0~14.9	2.7~46.0	
		29.2	4.4	29.6	5	32.7	
宜 10 井	水四段	7	9.8~40.4	5.0~15.1	31.8~82.1		1.9~12.8
			17.6	7.8	70.7	0	3.9
	水三段	1	50.9	13	13.5	0	22.6
			34.9~45.6	8.3~14.2	28.3~39.7	0~1.9	12.0~15.1
水二段	3	41.6	10.3	33.3	1	13.8	
		31.2~49.2	4.8~9.5	41.0~58.0	0.5~1.8	8.0~11.5	
水一段	5	39.3	7.5	49.34	1.2	9.6	

注: 区间数值下方为平均值。

表 5 鄂宜地 2 井、宜 10 井水井沱组黏土 X 衍射组分统计

Table 5 X-ray diffraction component statistics of clay in Shuijingtu Formation of Well Eyidi 2 and Well Yi 10

井号	小层	样品个数	黏土X衍射分析结果/%			
			黏土总含量	伊蒙混层	伊利石	绿泥石
鄂宜地 2 井	水四段	3	9.6~13.8	5.7~6.6	3.6~5.1	0~2.8
			11.2	6.1	4.2	0.9
	水三段	16	7.0~61.3	2.5~26.4	2.1~14.8	2.5~20.8
			27.3	11.8	7.5	7.9
水二段	21	8.3~54.7	3.6~33.3	1.7~12.6	2.4~11.9	
		37.6	20.6	8.9	8.3	
水一段	23	2.7~46.0	7.6~25.8	3.6~20.1	0.4~8.1	
		32.7	19.3	11.8	3.2	
鄂宜 10 井	水四段	7	1.9~12.8	0.8~4.5	1.0~5.6	0.1~2.7
			3.9	1.5	1.9	0.5
	水三段	1	22.6	5.4	12.4	4.7
			12.0~15.1	3.7~4.5	5.5~7.7	2.5~4.1
水二段	3	13.8	4.1	6.5	3.2	
		8.0~11.5	3.2~4.7	3.0~6.0	0.8~2.1	
水一段	5	9.6	3.8	4.4	1.4	

注: 区间数值下方为平均值。

透率、裂缝发育情况等)对准确评价页岩油气资源量以及开采价值有重要意义。页岩一般由复杂的孔隙组成,具有极大的内表面积,不仅可以吸附大量气体,而且页岩中较大孔隙中含有大量游离态的天然气,因此,孔隙度大小直接控制着游离态天然气的含量(李小明等, 2022)。此外,渗透率也是判断页岩气藏是否具有开发经济价值的重要参数,在不发育裂缝的情况下,大多数页岩的渗透能力也非常差,即使是同一页岩的渗透率在不同深度或压力的情况下,渗透率差异也非常明显。

鄂宜地 2 井寒武系水井沱组及其下伏的岩家河组 116 个样品的孔隙度数据表明页岩孔隙度主

要介于 0~3%, 占样品总数的 86%, 少数样品孔隙度大于 5%, 占样品总数的 5%(图 4a)。分小层来看, 岩一段孔隙度值为 0.1%~5.3%, 平均值为 1.4%, 74% 的样品孔隙度值介于 0~2%; 岩二段孔隙度值介于 0.1%~4.5%, 平均值为 1.7%, 56% 的样品孔隙度值介于 0~2%, 94% 的样品孔隙度值介于 0~3%。水一段孔隙度值介于 1.1%~9.1%, 平均值为 3.2%, 87% 的样品孔隙度值大于 2%, 65% 的样品孔隙度值介于 2%~4%; 水二段孔隙度值介于 1.2%~6.0%, 平均值为 2.3%, 48% 的样品孔隙度值大于 2%; 水三段孔隙度值介于 0.5%~3.0%, 平均值为 1.7%, 63% 的样品孔隙度值介于 0~2%; 水四段孔隙度值

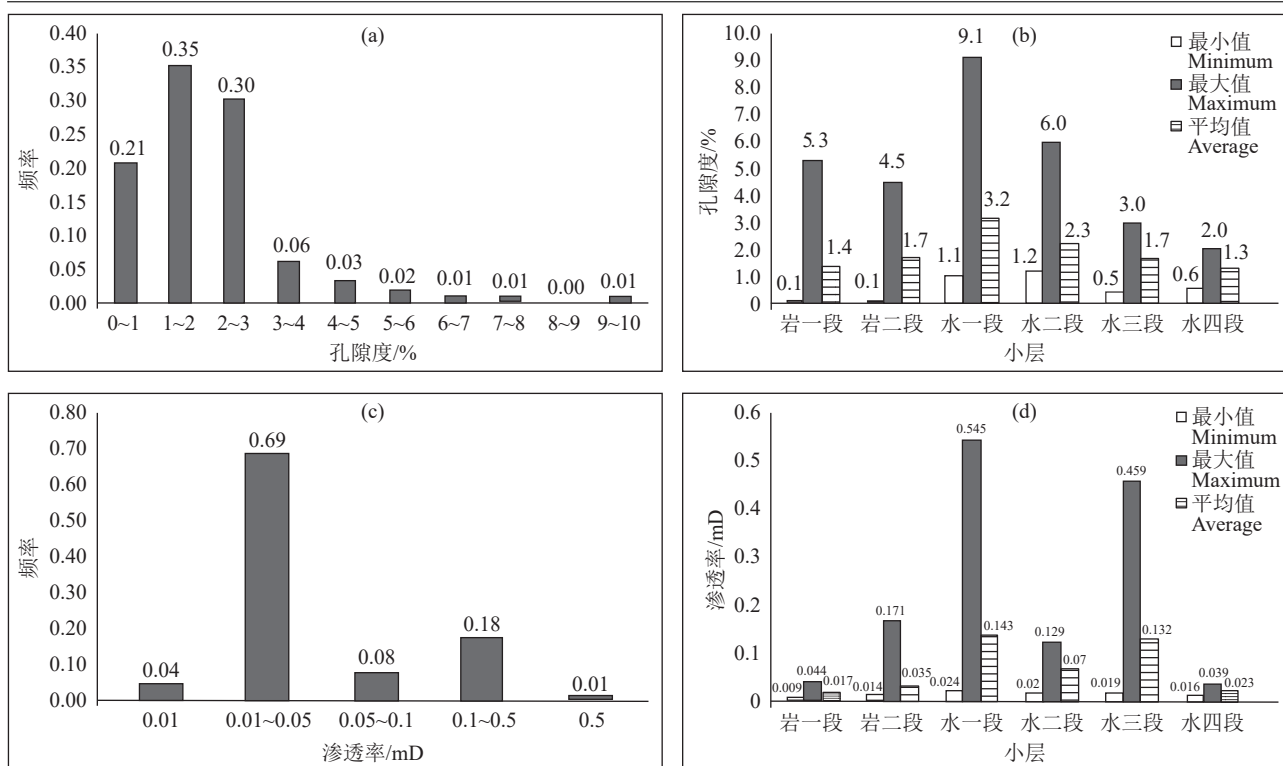


图4 鄂宜地2井岩家河—水井沱组孔隙度、渗透率频率分布图与统计柱状图

a—孔隙度分布频率图; b—各小层孔隙度统计图; c—渗透率分布频率图; d—各小层渗透率统计图。

Fig.4 Frequency distribution diagram and statistical histogram of porosity and permeability of Yanjiahe—Shuijingtuo Formation in Well Eyidi 2

a—Porosity distribution frequency diagram; b—Porosity statistical chart of each layer; c—Permeability distribution frequency diagram; d—Permeability statistics of each layer

介于0.6%~2.0%，平均值为1.3%，92%的样品孔隙度值介于0~2%。从纵向分布特征来看，水井沱组孔隙度值略高于岩家河组，其中水一段孔隙度值平均值最大，可达3.2%；水二段的孔隙度次之，平均值为2.3%，向上页岩孔隙度值逐渐降低(图4b)。

鄂宜地2井寒武系岩家河—水井沱组的89个样品的渗透率数据显示页岩渗透率值主要介于 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，占样品总数的69%，有19%的样品渗透率值大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，总体显示出低渗特征(图4c)。分小层来看，岩一段渗透率值为 $0.009 \times 10^{-3} \sim 0.044 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.017 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，85%的样品渗透率值在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；岩二段渗透率值为 $0.014 \times 10^{-3} \sim 0.171 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.035 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，93%的样品渗透率值在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；水一段渗透率值为 $0.024 \times 10^{-3} \sim 0.540 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.143 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，50%的样品渗透率值大于 $0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；

水二段渗透率值为 $0.020 \times 10^{-3} \sim 0.129 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.070 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，50%的样品渗透率值在 $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；水三段渗透率值为 $0.019 \times 10^{-3} \sim 0.459 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.132 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，75%的样品渗透率值在 $0.05 \times 10^{-3} \sim 0.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ；水四段渗透率值为 $0.016 \times 10^{-3} \sim 0.039 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均值为 $0.023 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，所有样品渗透率值均在 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。渗透率分布特征在整体上与孔隙度分布特征相似，水井沱组渗透率值略高于岩家河组，且水井沱组下部的渗透率值高于上部(图4d)。

#### 4.2.3 水井沱组页岩储集空间类型

根据大小分类可将页岩的孔隙分为微米级孔隙和纳米级孔隙，按照孔隙的分布发育特点可分为基质孔隙和微裂缝，基质孔隙又根据基质的类型可分为有机质孔隙和无机孔隙。其中有机孔隙属于有机质在后期热演化过程形成的孔隙，无机孔隙主



要包括黏土孔隙、黏土矿物晶间孔、粒间溶孔等。

(1) 有机孔隙。利用离子截面抛光仪和双束扫描电子显微镜观测鄂宜地 2 井水井沱组泥页岩孔隙特征: 鄂宜地 2 井有机质孔隙较为发育(图 5), 孔隙形态多样, 主要发育有圆形、椭圆形、不规则形状、弯月形等形态, 空间上形成管柱状、洞穴状等复杂内部结构, 管状孔隙吼道连接纳米级孔隙。有机质孔隙孔径变化范围较大, 从纳米级到微米级, 且以纳米级孔隙为主, 一般镜下多见数十到几十纳米, 同时部分有机质与无机矿物颗粒接触边缘可见孔径在数百个纳米左右的有机质孔。据统计鄂宜地 2 井水井沱组有机质孔面孔率一般介于 5%~20%, 平均面孔率为 13% 左右。整体而言, 鄂宜地 2 井水井沱组页岩有机质发育丰富的有机质纳米孔, 但有机质孔的发育也存在着非均质性, 部分有机质纳米有机质孔发育程度差, 甚至在扫描电镜下观测不到有机质孔。

(2) 无机孔隙。扫描电镜观察发现, 鄂宜地 2 井和 ZK05 井中水井沱组泥页岩发育一定量的无机孔隙, 主要包括粒间孔、黏土矿物晶间孔和微裂隙三种类型。其中, 粒间溶孔主要为不稳定的矿物(如长石、碳酸盐矿物等)的溶蚀而形成, 孔径多在数十纳米至数微米之间, 并以纳米级孔隙为主。黏土矿物

间发育一定数量的晶间孔隙, 孔径较小, 多为纳米级。泥页岩中也见开放型微裂隙, 这些孔隙一般与微沉积构造纹理伴生, 同时也可见黏土矿物层间发育的收缩缝(图 5)。

(3) 裂缝。按规模大小可将裂缝分为微观裂缝和宏观裂缝两种类型, 微观裂缝在宏观岩心上肉眼无法识别, 宏观裂缝则主要指缝宽达到毫米级别的构造裂缝。鄂宜地 2 井岩心中可见微观裂缝和宏观裂缝两种类型, 这里主要介绍宏观裂缝。根据岩心观察结果显示, 鄂宜地 2 井水井沱组下段的黑色页岩中裂缝总体不发育, 上段碳酸盐岩含量较高的地层中构造裂缝较发育(图 6)。为详细研究水井组中裂缝的纵向分布特征, 对鄂宜页 1 井进行了地层微电阻率扫描成像测井(FMI), 测量井段所见到的裂缝类型包括高导缝、高阻缝及微断层。其中, 高导缝属于以构造作用为主形成的天然裂缝, 在 FMI 动态图像上往往表现为褐黑色正弦曲线(张智凯, 2022), 该类裂缝也具备一定的渗透性, 属于有效缝(图 6); 高阻缝属于以构造作用为主形成的天然裂缝, 但裂缝间隙被高阻矿物全部充填, 也可能为闭合缝, 裂缝有效性差, 图像特征表现为亮黄色—白色的正弦曲线色晕(图 6); 高分辨率 FMI 成像测井显示断面上下盘明显位移特征, 呈现正断层特征(图 6)。

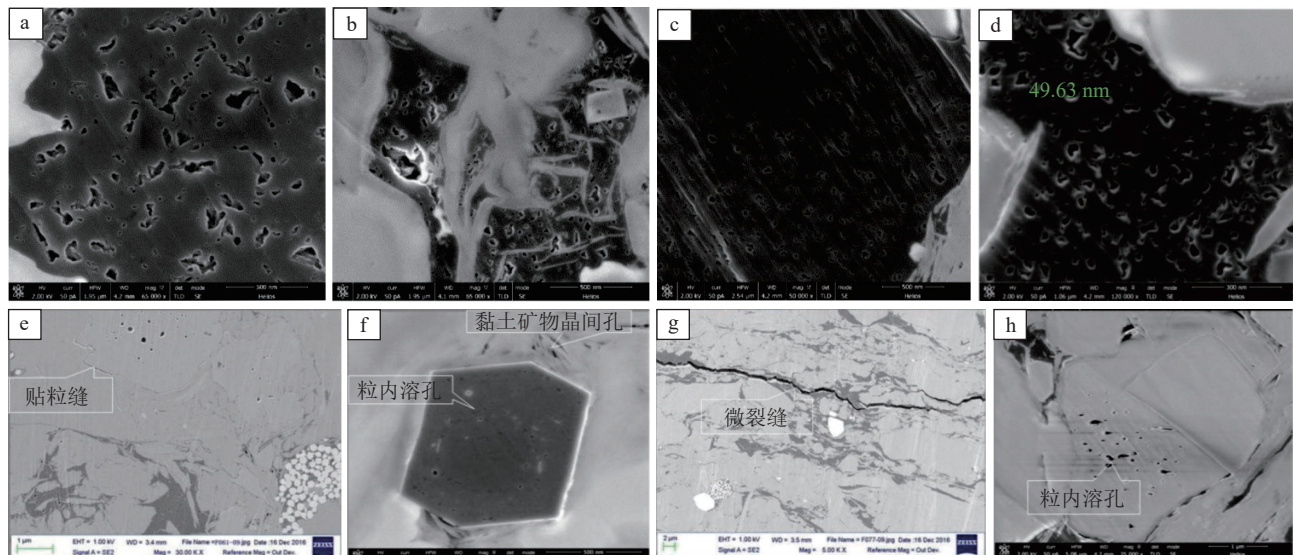


图 5 宜昌地区水井沱组页岩典型有机孔与无机孔扫描电镜照片

a, b, c, d—有机孔; e, f, g, h—无机孔

Fig.5 Scanning electron microscope photos of typical organic and inorganic pores of Shuijingtu Formation shale in Yichang area  
a, b, c, d—Organic pores; e, f, g, h—Inorganic pores

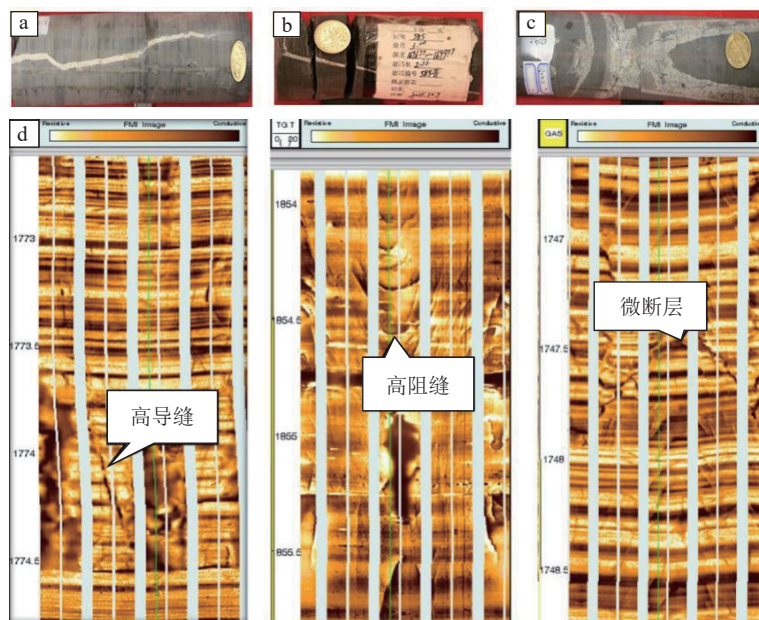


图 6 鄂宜地 2 井水井沱组岩心裂缝照片

a—1660.76~1662.21 m 垂直缝, 方解石全充填; b—1699.68~1701.34 m 高角度裂缝, 全充填; c—1724.2~1724.5 m 高角度直劈缝, 方解石全充填; d—裂缝 FMI 动态图像特征

Fig.6 Core fracture photos of Shuijingtu Formation in Well Eyidi 2

a—1660.76~1662.21 m vertical fracture, calcite full filling; b—1699.68~1701.34 m high angle cracks, full filling; c—1724.2~1724.5 m high angle straight split fracture, calcite full filling; d—Fracture FMI dynamic image characteristics

### 4.3 宜昌地区寒武系页岩储层发育控制因素

#### 4.3.1 有机质富集程度

有机质富集程度是控制页岩储层孔隙发育的关键因素之一。前人研究表明, 有机质不仅可以提供大量有机微孔, 还能影响岩石的物理和化学性质, 此外, 不同类型有机质的孔隙特征也存在差异(王幸蒙, 2022)。例如, I 型有机质常见于含油页岩中, 由原生有机质本身形成孔隙, 这些孔隙通常是微观的, 大小在纳米至亚微米尺度之间。I 型有机质孔隙可以储存和释放吸附在有机质表面上的油气。II 型有机质主要与有机质周围的胶结矿物质相关, 孔隙通常较大, 介于几个纳米至数十纳米之间。II 型有机质孔隙主要通过胶结材料的溶解和脱离来形成, 并且可以容纳一定数量的流体。研究表明宜昌地区下寒武统水井沱组有机质类型以 I—II<sub>1</sub> 型为主, 少量 II<sub>2</sub> 型, 具有发育大量有机质孔隙的潜力。对鄂宜地 2 井水井沱组的 4 块样品进行了沥青反射率测定, 换算的  $R_o$  值分布在 2.18%~2.29%, 平均 2.25%; 岩家河组 4 块样品的  $R_o$  值分布在 2.23%~2.3%, 平均 2.29%, 都处于有机孔隙生成的最佳阶段。通过氩离子抛光结合扫描电镜观察结

果证实鄂宜地 2 井水井沱组页岩储层段发育大量的有机质孔隙。对鄂宜地 2 井水井沱组 TOC 与孔隙度之间相互拟合关系发现, 水井沱组页岩储层 TOC 与孔隙度之间相关性不明显, 但总体上随着 TOC 含量的增加孔隙度有略微增大的趋势(图 7a), 同时孔隙度大于 2% 的样品 TOC 含量大多数大于 1%。以上表明, 鄂宜地 2 井下寒武统水井沱组有机质含量较高的层段(水一段、水二段), 发育的有机质内微孔较多, 增加了储层的储集空间, 提高了孔隙度。

#### 4.3.2 黏土矿物含量

页岩中的黏土矿物与石英和方解石相比, 具有较多的微孔隙和较大的比表面积。特别是伊利石、伊/蒙混层等, 其晶形大多呈片状、层状、纤维状, 晶粒间发育有大量的纳米级无机晶间孔。黏土矿物具有良好的吸附性能, 能够吸附并储存各种类型的流体和气体, 包括水、油和天然气等。此外, 黏土矿物也可以影响页岩的孔隙结构和孔隙度(李晓霞等, 2023)。根据对鄂宜地 2 井下寒武统岩家河组—水井沱组页岩黏土矿物含量与孔隙度关系分析(图 7), 宜昌地区下寒武统岩家河组—水井沱组页岩黏土

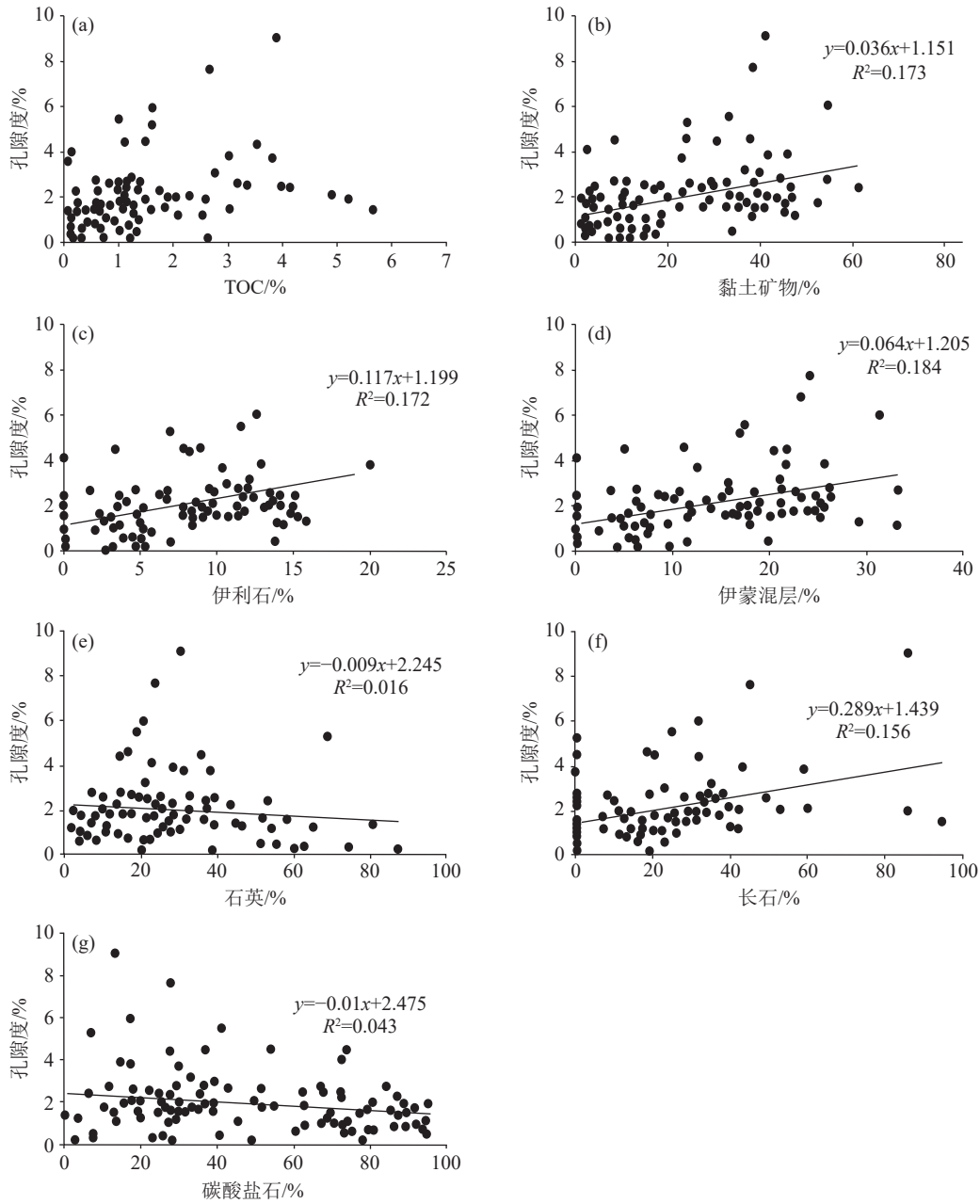


图 7 鄂宜地 2 井水井沱组页岩孔隙度与不同物质含量的关系

a—TOC; b—黏土矿物; c—伊利石孔; d—伊蒙混层; e—石英; f—长石; g—碳酸盐矿物

Fig.7 Relationship between porosity and different material contents of Shuijingtuo Formation shale in Well Eyidi 2

a—TOC; b—Clay minerals; c—Illite pores; d—Mixed-layer illite-smectite; e—Quartz; f—Feldspar; g—Carbonate minerals

矿物含量与孔隙度呈弱的正相关关系, 孔隙度大于 2% 的样品黏土矿物含量大部分超过 20%, 进一步研究表明伊利石含量、伊蒙混层含量与孔隙度也呈弱的正相关关系。在成岩阶段晚期, 随着埋深增加, 当孔隙水偏碱性、富钾离子时, 蒙脱石向伊利石转化, 体积减小, 增加了孔隙空间, 提高了储层的孔隙度。因此, 水井沱组纵向上黏土矿物含量较多的层

段, 储集空间类型中黏土矿物(主要是伊利石)晶间孔相对较多, 孔隙度受黏土矿物含量及类型的影响。  
4.3.3 脆性矿物含量

当泥页岩中硅质、碳酸盐等矿物含量较多时, 岩石脆性较大, 容易在外力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝, 有利于渗流。通过对鄂宜地 2 井水井沱组页岩各类脆性矿物含量与实测孔隙度的拟合关



系表明,孔隙度与石英含量、碳酸盐岩含量均不具备相关性,仅与长石含量呈现微弱的正相关关系(图 7)。同时发现,孔隙度大于 2% 的样品石英含量一般不超过 50%。

北美地区 Barnett 页岩气生产实践证实,断层附近的微裂缝密度很高,但基本都被碳酸盐所封堵,因而碳酸盐矿物的增加会对泥页岩的孔隙产生阻塞作用导致孔隙度降低。长石和碳酸盐矿物在页岩有机质生烃过程中产生的有机酸溶蚀作用下形成次生溶蚀孔隙(黄振凯等, 2013),而鄂宜地 2 井位于黄陵隆起周缘,在早寒武世时期靠近碳酸盐台地边缘,碳酸盐含量较高(整体高于焦石坝五峰—龙溪组),岩家河组和水井沱组局部层段甚至碳酸盐岩含量超过 90%。因此在长石、碳酸盐岩等易溶矿物的溶蚀作用和碳酸盐岩的胶结作用综合作用下,宜昌地区下寒武统岩家河组—水井沱组脆性矿物含量与孔隙度关系不显著。

#### 4.3.4 页理缝

由于脆性和应力作用,页岩储层会形成不同尺寸的缝隙和裂缝网络,页理缝就是指页岩储层中的裂缝系统,页理缝在地质历史过程中因为岩石的构造、变形和应力状态等因素导致岩石生成断裂和裂缝而形成。天然页理缝通常具有一定的方向性和连通性,可以提高页岩储层的储集能力和可渗透性,促进油气的释放和流动。

根据宜昌地区鄂宜地 2 井寒武系水井沱组岩心样品的实测水平渗透率数据来看,整体上渗透率值较低,分布在  $0.02 \times 10^{-3} \sim 0.55 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,同时具备微裂缝的样品测试渗透率普遍高于不具备微裂缝的样品的渗透率值,表明页理缝的发育可造成页岩储层渗透性能的显著增强。通过对裂缝点和非裂缝点孔隙度与渗透率分析发现,页理缝本身对于储层储集性能贡献作用并不明显,但页理缝的发育可以连通更多的无机孔隙和有机孔隙,从而使得总的有效孔隙体积增加,这对于页岩气的赋存和开发起到积极作用。

#### 4.4 宜昌地区水井沱组页岩气的保存及成藏机理

与常规油气不同,页岩既是生气层,也是储集层,页岩气多具有原地成藏、近源成藏的特点。由于其本身具有较强的非均质性,储集空间多表现出明显的多孔介质特性,再加上受到多期构造运动和

高热演化背景下各种地质因素的影响,导致页岩会不断发生变化(张同伟等, 2023)。

#### 4.4.1 水井沱组页岩气赋存状态

通常认为,页岩中的气体有吸附、游离和溶解三种状态,以吸附态和游离态为主,溶解态最少。在地质历史时期特定的物理—化学条件下,这三种状态的页岩气会能够保持一定的比例,形成动态平衡体系(郭旭升等, 2022)。

(1)吸附气。吸附气是指以吸附状态保存在有机质或矿物颗粒表面的气体。国内外的页岩气勘探实践显示,页岩产层中开采出的页岩气总量远超过了其自身孔隙的容积,表明吸附态页岩气在页岩中的重要意义(纪文明等, 2022)。据鄂宜页 1 井的现场解析数据,吸附气占比在 45.21%~81.44%,主要集中在 52.23%~76.01%,平均值为 63.55%(表 6)。

(2)游离气。游离气是指保存在页岩孔隙或裂隙中能自由运移的天然气,它服从一般气体状态方程,其量的大小取决于孔隙体积、温度、气体压力和气体压缩系数。游离气的含量及占比对页岩气井初期产量影响显著,北美 Barnett 页岩气开发的核心区游离气在总原地气中所占比例一般在 40%~50%以上(Robert et al., 2009)。据鄂宜页 1 井的现场解析数据,游离气占比在 18.56%~54.79%,现场解析总含气量大于  $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$  的高含气段的游离气占比在 37.29%~54.79%,平均值为 46.78%(表 6)。

(3)溶解气。溶解气是指以溶解态存在干酪根、沥青和地层水中的气体。一般认为相较于地层水而言,液态烃类中的溶解气含量较多,但页岩中的溶解气占比较小,尤其是有机质热演化阶段达到生干气以后,溶解气含量多小于 10%。在一定温度条件下,压力越大,气体越易溶于液体;而在一定的压力条件下,温度越高,反而不利于气体以溶解态形式存在(龚月等, 2023)。

#### 4.4.2 水井沱组页岩含气性影响因素

北美地区 Barnett 页岩是目前最具商业价值的页岩气勘探开发靶区之一。Bowker(2007)曾总结了 Barnett 页岩高产区影响含气性的 5 个因素:①有机碳含量,页岩气勘探目标 TOC 值应达 2.5%~3.0%;②页岩厚度应大于 15 m, 30 m 厚的富有机质页岩足以产出商业气流;③成熟度,热演化程度应该处在生气窗;④孔隙度和含水饱和度, Barnett 页



表 6 鄂宜页 1 井现场解析数据  
Table 6 Field analytical data of Well Eyiye 1

编号	深度/m	解吸气量/(m <sup>3</sup> /t)	损失气量/(m <sup>3</sup> /t)	总含气量/(m <sup>3</sup> /t)	游离气占比/%	吸附气占比/%
CY-1	1762.38	0.221	0.0937	0.315	29.78	70.22
CY-2	1763.78	0.404	0.271	0.675	40.10	59.90
CY-3	1766.57	0.297	0.127	0.424	29.90	70.10
CY-4	1772.54	0.294	0.169	0.463	36.53	63.47
CY-5	1775.74	0.334	0.258	0.591	43.59	56.41
CY-6	1777.56	0.203	0.122	0.326	37.57	62.43
CY-7	1780.05	0.258	0.161	0.418	38.38	61.62
CY-8	1782.74	0.226	0.104	0.330	31.60	68.40
CY-9	1790.17	0.551	0.212	0.763	27.82	72.18
CY-10	1791.56	0.446	0.165	0.610	26.95	73.05
CY-11	1792.02	0.415	0.206	0.621	33.18	66.82
CY-12	1792.51	0.558	0.189	0.747	25.31	74.69
CY-13	1793.97	0.434	0.145	0.579	25.02	74.98
CY-14	1795.70	0.553	0.188	0.741	25.35	74.65
CY-15	1804.91	0.539	0.179	0.718	24.96	75.04
CY-16	1809.14	0.750	0.271	1.02	26.52	73.48
CY-17	1809.73	0.922	0.378	1.30	29.08	70.92
CY-18	1813.01	0.980	0.409	1.39	29.45	70.55
CY-19	1814.32	0.608	0.155	0.762	20.30	79.70
CY-20	1816.48	0.663	0.151	0.814	18.56	81.44
CY-21	1820.02	0.607	0.191	0.798	23.99	76.01
CY-22	1821.88	0.943	0.265	1.21	21.90	78.10
CY-23	1823.68	1.07	0.654	1.72	38.02	61.98
CY-24	1826.79	1.41	1.17	2.57	45.33	54.67
CY-25	1828.89	1.06	0.476	1.54	30.96	69.04
CY-26	1831.42	1.03	0.348	1.37	25.28	74.72
CY-27	1833.05	0.925	0.263	1.19	22.16	77.84
CY-28	1835.45	0.948	0.328	1.28	25.69	74.31
CY-29	1837.69	1.12	1.07	2.19	48.88	51.12
CY-30	1839.52	1.20	0.933	2.14	43.68	56.32
CY-31	1841.24	1.30	1.05	2.35	44.59	55.41
CY-32	1843.20	1.41	1.32	2.73	48.33	51.67
CY-33	1843.75	1.17	0.836	2.01	41.62	58.38
CY-34	1846.47	1.40	0.833	2.23	37.29	62.71
CY-35	1849.14	1.35	1.10	2.45	44.84	55.16
CY-36	1851.22	1.39	1.23	2.63	46.96	53.04
CY-37	1853.31	1.44	1.13	2.57	44.14	55.86
CY-38	1854.35	1.69	1.67	3.36	49.66	50.34
CY-39	1856.64	1.53	1.56	3.08	50.46	49.54
CY-40	1858.72	1.50	1.82	3.31	54.79	45.21
CY-41	1860.51	1.57	1.31	2.88	45.45	54.55
CY-42	1862.43	2.38	2.39	4.77	50.10	49.90
CY-43	1864.60	2.72	2.76	5.48	50.34	49.66
CY-44	1866.06	1.93	1.84	3.77	48.83	51.17
CY-45	1868.43	1.71	1.57	3.28	47.77	52.23
CY-46	1870.84	2.62	2.21	4.83	45.80	54.20

岩高产区的孔隙度为 5.5%，含水饱和度为 25%；  
⑤黏土矿物含量应小于 50%。页岩含气量受 TOC 含量、热成熟度、矿物组分、地层压力、裂缝发育程度等多种因素的影响(张博等, 2023)。但具体针对特定的页岩气区块, 在这几个参数基本一致的情况下, 含气性变化范围仍然很大, 且含气量高的井不一定高产, 也表明对含气性的分析不能简单套用这些统计规律。本文将水井沱组页岩含气性影响因素具体分为以下 4 个地质因素:

(1)有机质富集程度。有机碳含量是页岩气藏评价中的一个重要指标, 它既是页岩生气的物质基础, 决定页岩的生烃强度, 也是页岩吸附气的载体之一, 决定页岩的吸附气大小, 还是页岩孔隙空间增加的重要因素之一, 决定了页岩吸附游离气的能力。研究表明, 页岩的含气量主要取决于其总有机碳含量(Curtis et al., 2012)。

水井沱组页岩随着页岩有机碳含量增大, 解析气含量和总含气量不断增大(罗胜元等, 2019)。解

析气含量、总含气量与页岩的总有机碳含量之间存在很强的正相关关系,拟合系数( $R^2$ )达 0.830 和 0.4975(图 8),说明水井沱组页岩有机碳含量是影响页岩气含量的主要因素。总含气量大于  $2 \text{ m}^3/\text{t}$  的页岩 TOC 含量一般超过 1.6%,这类页岩主要为灰黑色富含有机质碳质页岩,含藻类生物化石。总含气量小于  $1 \text{ m}^3/\text{t}$ , TOC 也均低 1%,如 1762.2~1820.2 m 和 1876.9~1938.4 m 深度段,其岩性主要是深灰色钙质泥岩、硅质泥岩、泥质灰岩等。

有机碳含量越高,页岩吸附能力越强,两者存在很好的正相关关系。利用建立的线性关系式可以对已知 TOC 的页岩含气量进行初步预测,当页岩 TOC 为 2% 时,吸附气含量为  $0.92 \text{ m}^3/\text{t}$ ; TOC 为 5% 时,吸附气含量为  $2.38 \text{ m}^3/\text{t}$ 。高 TOC 含量的页岩中气体赋存主要与有机质颗粒有关,原因主要是有机碳含量越高,页岩的生气潜力就越大,单位体积页岩的含气量就越高;泥页岩微孔、中孔的表面积随着 TOC 含量的增加而增大(Ross and Bustin, 2012),且有机质表面具亲油性,对气态烃有较强的吸附能力。

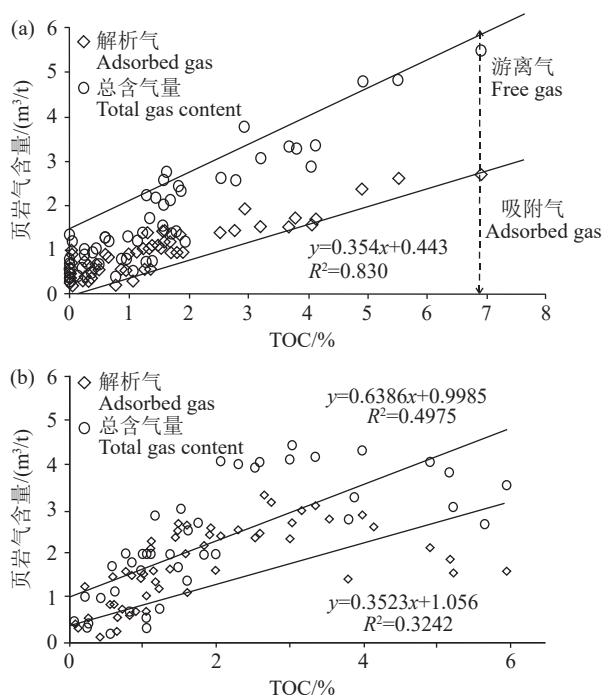


图 8 现场解析含气量与 TOC 关系图

a—鄂宜页 1 井; b—宜地 2 井

Fig. 8 Relationship between gas content and TOC in field analysis

a—Well Eyiye 1; b—Well Yidi 2

(2)脆性矿物比例。页岩中的无机矿物成分主要为黏土、石英和方解石,其相对组成的变化影响了页岩的孔隙结构,进而影响了气体的吸附能力(Fathi and Akkutlu, 2009)。陆源碎屑石英和生物成因的硅质石英是页岩中常见的石英类型。陆源碎屑石英为刚性颗粒,机械和化学上相对稳定,在页岩埋藏过程中可起支撑作用,减小压实应力对颗粒之间孔隙的影响。生物硅质石英主要来源硅藻、放射虫和海绵骨针等硅质生物碎屑,其分布可以反映初级古生产力的变化,与沉积物有机质丰度密切相关。黏土矿物多微孔,有利于气体的大量吸附,但当水饱和时,对气体的吸附能力降低(Fathi and Akkutlu, 2009)。页岩的矿物组成也反映了页岩的沉积环境,通过不同矿物组成含量多寡可以预测页岩气富集区。

在宜昌地区,寒武系水井沱组下部黑色页岩可见大量生物结构石英(刘江涛等, 2017),含气页岩层石英含量在 12.5%~44.4%,平均为 26.63%,页岩含气量、TOC 含量与石英含量成明显正相关性(图 9),两者相关系数  $R^2$  可达 0.67~0.71,表明整体上寒武系水井沱组页岩硅质的富集与有机质密切相关,硅质来源可能与生物作用有关。

此外脆性矿物黄铁矿的普遍存在,斯伦贝谢 ELANPLUS 测井解释含气页岩层黄铁矿重量百分比在 0.2%~6.22%,平均为 2.55%,黄铁矿与有机质呈同步正向变化(图 9),同时黄铁矿含量和页岩含气量呈正相关关系(图 9),相关系数  $R^2$  可达 0.82,表明页岩原始沉积时的还原环境有利于有机质的保存。岩心观察表明,黄铁矿多呈毫米级的显微星点状散布于页岩中,高海洋生物生产力造成大量的有机碳输入的同时产生高强度的硫酸盐还原环境,水体或孔隙水中的  $\text{S}^{2-}$  以铁的硫化物形式和有机质同时埋藏起来,这类沉积的原生黄铁矿大量发育是强还原环境的体现。

其他矿物方面,页岩含气量与黏土、碳酸盐矿物含量变化关系不明显,统计表明,页岩含气量与碳酸盐矿物含量呈弱负相关性,与长石、黏土矿物含量呈弱正相关性。

(3)储层裂缝分布。页岩气虽然具有地层普遍含气性特点,但目前具有工业勘探价值的页岩气藏或甜点主要依赖于页岩地层中具有一定规模的裂缝系统(郭英海等, 2015)。在页岩中裂缝、溶蚀页

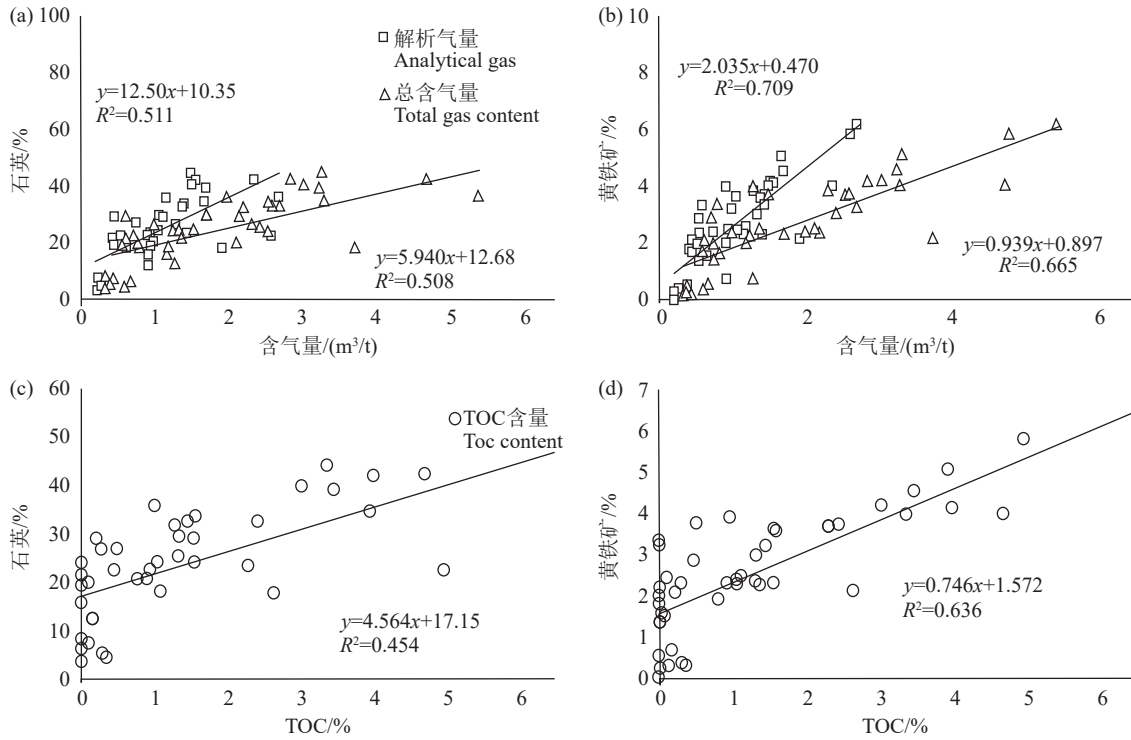


图 9 鄂宜页 1 井脆性矿物含量与含气性相关性分析图  
Fig.9 Correlation analysis diagram of brittle mineral content and gas-bearing property in Well Eyiye 1

理缝是主要的储集空间, 裂缝发育在大部分页岩中, 以多种成因(压力差、断裂作用、顺层作用等)的网状裂缝系统为特征。裂缝对储层物性的影响主要表现在其对储集空间的调整和渗滤通道的形成(蒲泊伶等, 2014)。裂缝发育带不但提供了游离态页岩气赋存的空间, 而且为页岩气的运移、聚集提供了输导通道, 对页岩气的开发十分有利。

鄂宜页 1 井水井沱组页岩天然裂缝发育(图 10)。利用 FMI 成像测井资料对水井沱组裂缝统计表明, 页岩层发育大量构造成因的天然裂缝, 裂缝间隙多被方解石等高阻矿物全部或部分充填。目地层 1820~1874 m 深度段范围内发育高阻缝 222 条, 裂缝主频为 65°~75°; 1740~1820 m 发育高阻缝 91 条, 裂缝主频为 80°~90°; 裂缝走向受区域构造应力的控制, 与其西南部的天阳坪断层走向接近。含气量与裂缝发育密度有很好的对应关系。

鄂宜页 1 井页岩气中游离气占比大小与储层裂缝发育直接相关。1854.35~1870.84 m 深度段含气量高, 页岩储层致密, TOC 含量和成熟度十分接近, 随着页岩储层裂缝发育程度的增加, 总含气量增大。岩心也揭示该段发育水平缝、垂直缝和高角

度斜裂缝, 部分被方解石充填, 部分未充填。

(4)地层压力。压力通过影响气体溶解度、孔隙压实和结构变化等方面成为页岩含气性的影响因素, 富有机质页岩总含气量随压力的增大而增加。依据现场实测解析气含量, 考虑钻探、取心过程中损失时间, 通过回归方程计算了损失的游离气含量。研究表明鄂宜页 1 井游离气含量占总含气量的 18.57%~50.46%, 平均为 35.52%。当含气量大于 2 m³/t 时, 游离气含量占比接近 38.64%, 表明水井沱组页岩中吸附气含量占主要地位, 页岩气大多数以吸附态赋存在矿物颗粒、干酪根和孔隙表面, 少部分以游离态存在于页岩各种孔隙中。

宜昌地区寒武系页岩中较低的游离气占比与地层常压状态有关。对全球典型页岩气产区的游离气含量统计表明(图 11), 在不同地层压力背景下, 含气量的构成差异十分明显。焦石坝志留系龙马溪组以游离气为主, 现场解析获得的游离气含量占 56%~65%, 产气段地层压力系数为 1.4; 北美页岩中游离气含量在 40%~80%, 其中 Antrim 为生物气, 含气量 1.13~2.83 m³/t, 地层为常压; Lewis 为热解气, 低压, 两套页岩均以吸附气为主, 含气量较低(小

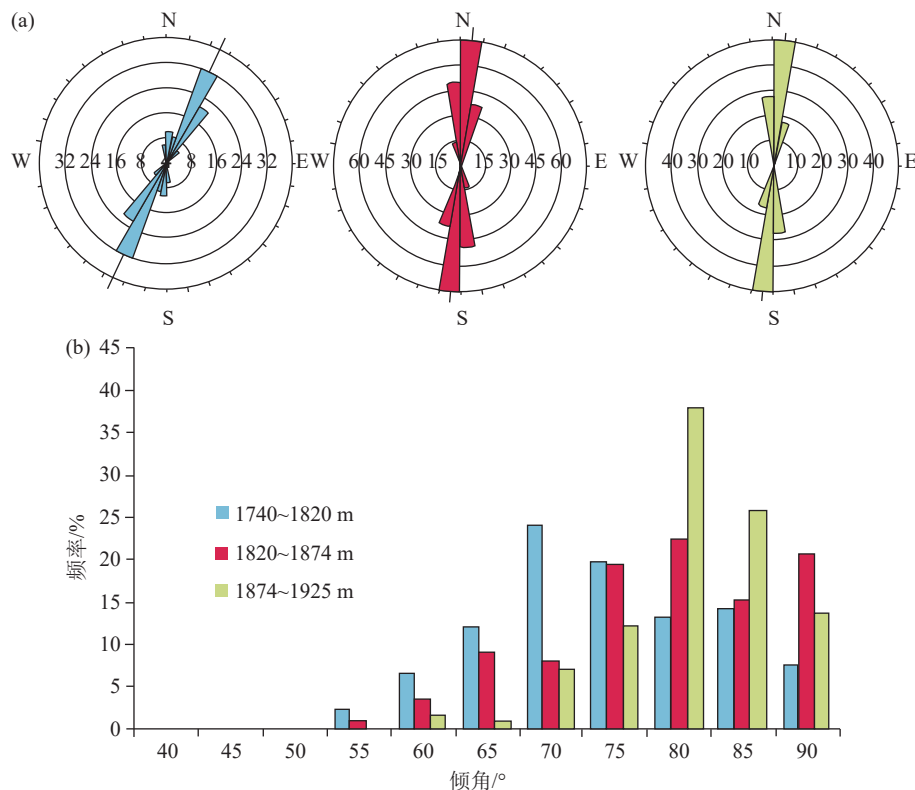


图 10 鄂宜页 1 井水坨组裂缝分布特征(据罗胜元等, 2019)

a—裂缝倾向玫瑰花图; b—裂缝倾角概率分布图

Fig.10 Fracture distribution characteristics of Shuijingtuo Formation in Well Eyiye 1 (after Luo Shengyuan et al., 2019)

a—Fracture tendency rose diagram; b—Fracture dip angle probability distribution diagram

于  $2 \text{ m}^3/\text{t}$ ); Barnett、Marcellus、Haynesville 等典型页岩气藏超压特征明显(Hill and Nelson, 2000), 含气性较高( $2\sim 9.9 \text{ m}^3/\text{t}$ ), 游离气量比例大, 吸附气含量不超过 50%。超压气藏游离气含量高的机理在于生烃增压产生微裂缝, 大幅增强储层渗流性能。同时压力增大提高了页岩气含量, 更有利于增强页岩气的封存。

对页岩生烃史的研究表明, 早—低成熟阶段生成的天然气没有形成明显的运移, 大部分吸附在有机质表面并保存下来(曹环宇, 2015)。然而在漫长的地质过程中, 储存在大孔隙、裂缝中的游离气将会逸散, 同时伴随着地层压力的降低。鄂宜页 1 井水坨组页岩埋藏相对较浅, 游离气含量占总含气量的比例不超过 45%, 从一个侧面也证明了这一观点, 烃类气体的散失主要是由于构造运动地层抬升和应力释放引起的。

除以上地质因素外, 有机质成熟度、页岩层厚度、埋深等多种地质因素也会影响页岩地层含气

量。大量勘探实践统计表明: ①当  $R_o$  在 1.0% ~ 3.5% 时, 页岩有机质成熟度越高, 越有利于聚集成藏。对于热成因型气藏, 含气量随页岩有机质成熟度的增高而逐渐增大。根据北美和我国南方海相页岩气勘探与生产实践(Chalmers and Bustin, 2012), 北美页岩气开发区成熟度最高的是 Marcellus 页岩,  $R_o=1.0\%\sim 3.5\%$ , 但  $R_o>3.0\%$  区域不到页岩分布面积的 1/10。商业性页岩气藏的  $R_o$  一般处于 2.0%~3.5%, 成熟度过高时( $R_o>3.5\%$ )时, 页岩样品的微孔比表面积在开始降低, 介孔与微孔孔容之和一直增加, 但其比表面积在 3.5% 之后有减少的趋势。②页岩层厚度在一定程度上控制着页岩气藏规模大小及经济效益, 美国 5 大产气页岩气藏 Antrim、Ohio、New Albany、Barnett 和 Lewis 页岩净厚度均在 30 m 以上, 分别为 70~120 m、30~100 m、50~100 m、50~200 m 和 200~300 m。因此具有工业价值的含气页岩层厚度下限为 15 m, 具有良好经济效益的优质页岩气藏的页岩厚度应大于 30 m。



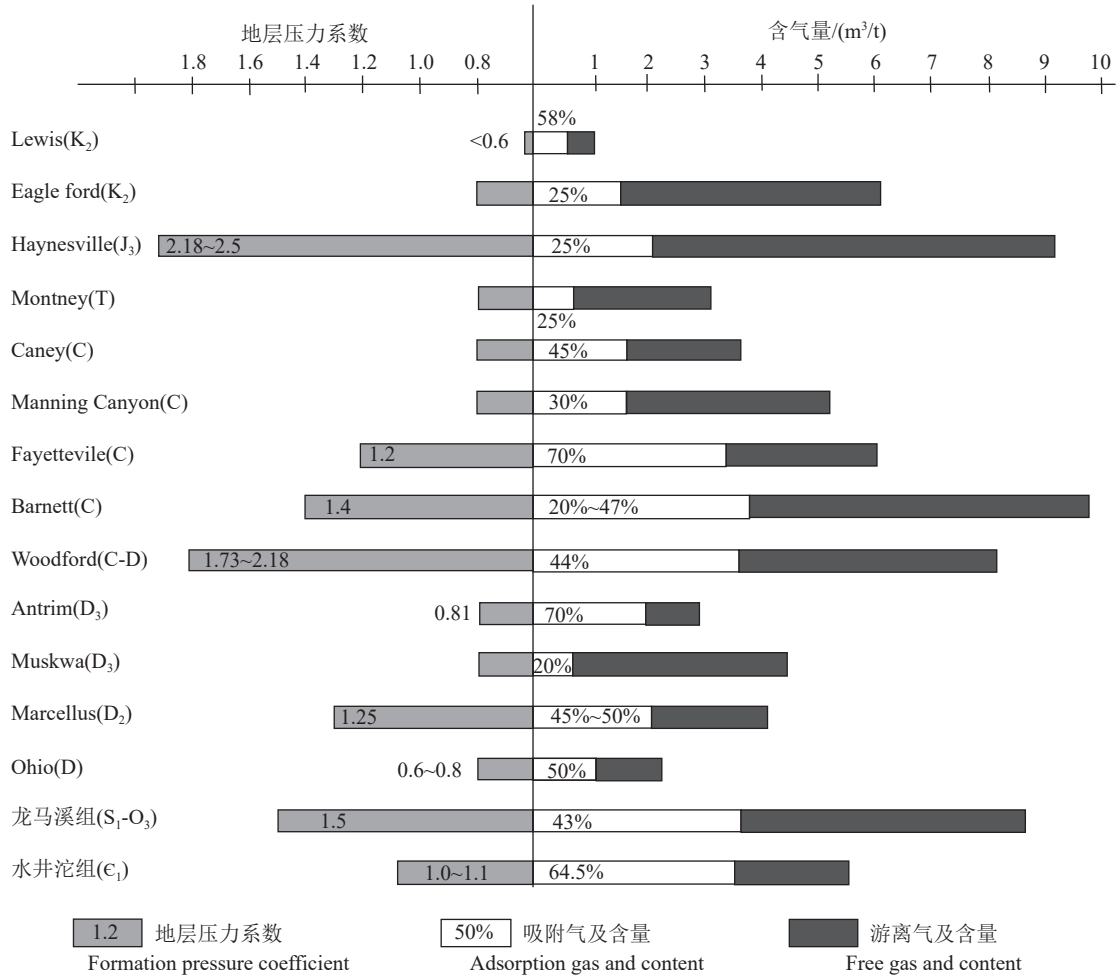


图 11 典型区块页岩含气性、赋存状态及与地层压力间关系(据 Hill and Nelson, 2000)

Fig.11 Gas-bearing property, occurrence state and relationship with formation pressure of shale in typical block (after Hill and Nelson, 2000)

③页岩埋藏深度关系着页岩气藏开发的难度和经济效益,但深度不是决定页岩气藏发育的决定因素。如美国发现的页岩气藏深度变化较大,分布在76.2~3658.0 m。随着埋深的增加,温度、压力不断升高,有机质成熟度随之增大,更有利于页岩气的生成和吸附。

#### 4.4.3 水井沱组页岩气成藏模式

由于宜昌斜坡带寒武系富有机质页岩沉积于台内凹陷内,为富集在硫化分层的海洋环境下沉积形成的黑色页岩或硅质页岩。从宜昌地区所处单斜地层对页岩气的保存特征来看,继承性古隆起控盆所引起的沉积相分异,对页岩气的形成分布有重要的控制作用。因此,从页岩气形成富集的物质基础上看,寒武系水井沱组页岩气应属地层岩相控藏类型。但黄陵刚性基底及其较早的隆升时间和持

续的缓慢隆升方式又直接制约着寒武系水井沱组页岩气的形成与保存,也是宜昌地区区分南方其他地区寒武系页岩气保存富集的关键。因此,从保存条件来看,宜昌寒武系水井沱组页岩气应属基底控藏类型。据此,并联系控盆的继承性古隆起同样受控基底断裂构造影响,这里将宜昌地区寒武系页岩气保存模式确定为“基底控藏型”保存模式(图 12)。

## 5 结 论

本文针对宜昌地区最新的钻孔资料,基于地球化学、岩石物理、矿物学以及现场实测分析等多学科交叉手段,查明了水井沱组的优质页岩储层特征和油气成藏规律,取得了如下认识:

(1)水井沱组页岩有机质丰度高,有机碳含量

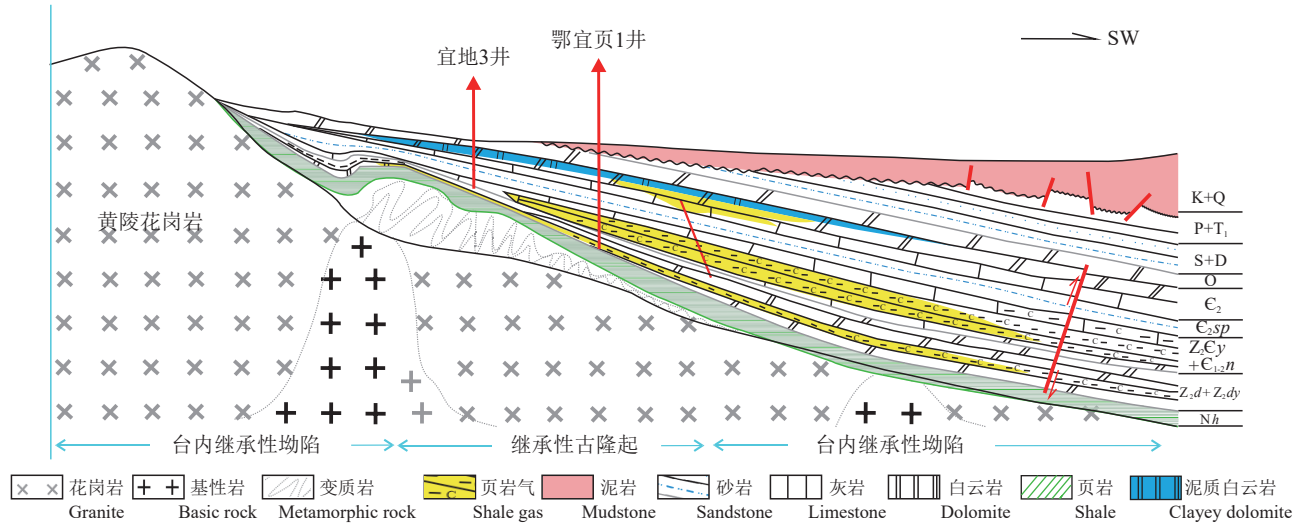


图 12 宜页 1 井寒武系页岩气“基底控藏型”保存模式(据陈孝红等, 2018)

K+Q—第四系+白垩系; P+T<sub>1</sub>—二叠系+下侏罗统; S+D—志留系+泥盆系; O—奥陶系; C<sub>2</sub>—中寒武统; C<sub>2sp</sub>—寒武系石牌组; Z<sub>2</sub>Cy+C<sub>1,2</sub>n—寒武系岩家河组+寒武系牛蹄塘组; Z<sub>2</sub>d+Z<sub>2</sub>dy—震旦系陡山沱组+震旦系灯影组; Nh—南华系

Fig.12 Preservation mode of Cambrian shale gas "basement-controlled reservoir" in Well Yiye 1 (after Chen Xiaohong et al., 2018)  
K+Q—Quaternary+Cretaceous; P+T<sub>1</sub>—Permian+Lower Jurassic; S+D—Silurian+Devonian system; O—Ordovician system; C<sub>2</sub>—Middle Cambrian; C<sub>2sp</sub>—Cambrian Shipai Formation; Z<sub>2</sub>Cy+C<sub>1,2</sub>n—Cambrian Yanjiahe Formation+Cambrian Niutitang Formation; Z<sub>2</sub>d+Z<sub>2</sub>dy—Cambrian Doushantuo Formation+Cambrian Dengying Formation; Nh—South China Faction

(TOC)随埋深有机碳含量逐渐增大。水井沱组页岩中干酪根以 II<sub>1</sub> 型和 I 型为主, R<sub>o</sub> 等效值分布在 2.4%~3.2%, 表明水生低等藻类是主要的有机质前驱物, 主要处于过成熟晚期干气阶段。水井沱组自下而上石英含量减少, 碳酸盐岩含量增加, 黏土含量先增加再减少; 黏土矿物中伊蒙混层相对含量增加、绿泥石相对含量减少、伊利石相对含量先减少再增加。

(2)水井沱组页岩孔隙度主要分布在 0.5%~9.1%, 渗透率主要分布在 0.019×10<sup>-3</sup>~0.540×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。水井沱组页岩储集空间的发育程度主要与有机质富集程度、黏土矿物含量以及页理缝的发育程度有关。有机质内部微孔较多, 其含量的增加可以提高页岩的孔隙度。黏土矿物多具有层状结构, 其晶间孔隙相对较多。此外, 成岩过程中不同类型黏土矿物的转换(如蒙脱石的伊利石化)也可以有效增加孔隙度。尽管页理缝本身对储集性能的影响相对较小, 但页理缝的发育可以连通更多的无机孔隙和有机孔隙, 从而使得总的有效孔隙体积增加, 这对于页岩气的赋存和开发起到积极作用。

(3)天然气主要以吸附气(45.21%~81.44%)和游离气(18.56%~54.79%)的状态附存于水井沱组页岩储层中, 溶解气的比例相对较小。水井沱组页岩

的含气性主要受有机质含量、脆性矿物比例、储层裂缝分布以及地层压力影响, 有机碳含量越高页岩吸附能力越强, 两者存在很好的正相关关系。脆性矿物(如石英等)在机械和化学性质方面相对稳定, 页岩埋藏过程中脆性矿物可起支撑作用, 减小压实应力对颗粒之间孔隙的影响。此外, 页岩的总含气量与储层裂缝的发育程度呈正相关关系。游离气在页岩储层中的比例与地层压力有关, 由于宜昌地区超压相对不发育, 因此, 游离气的比例相对较低。联系控盆的继承性古隆起同样受控基底断裂构造影响, 这里将宜昌地区寒武系页岩气保存模式确定为“基底控藏型”保存模式。

References

Cao Huanyu, Zhu Chuanqing, Qiu Nansheng. 2015. Thermal evolution of Lower Silurian Longmaxi Formation in the eastern Sichuan Basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 37(6): 22–32 (in Chinese with English abstract).

Chalmers G R L, Bustin R M. 2012. Geological evaluation of Halfway–Doig–Montney hybrid gas shale–tight gas reservoir, northeastern British Columbia[J]. Marine and Petroleum Geology, 38(1): 53–72.

Chen L, Zhang B M, Chen X H, Jiang S, Zhang G T, Lin W B, Chen P, Liu Z H. 2022. Depositional environment and organic matter accumulation of the Lower Cambrian Shuijingtuo Formation in the

- middle Yangtze area, China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208: 109339.
- Chen Xiaohong, Wei Kai, Zhang Baoming, Li Peijun, Li Hai, Liu An, Luo Shengyuan. 2018. Main geological factors controlling shale gas reservoir in the Cambrian Shuijingtuo Formation in Yichang of Hubei Province as well as its enrichment patterns[J]. *Geology in China*, 45(2): 207–226 (in Chinese with English abstract).
- Chen Xiaohong, Wang Chuanshang, Liu Anyuan, Li Hai, Wei Kai. 2017. The discovery of the shale gas in the Cambrian Shuijingtuo Formation of Yichang area, Hubei Province[J]. *Geology in China*, 44(1): 188–189 (in Chinese).
- Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H. 2012. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity[J]. *International Journal of Coal Geology*, 103: 26–31.
- Du X B, Lu Y C, Chen P, Li X Q, Song X D. 2019. The Lower Yangtze area: A next shale gas block for China? Preliminary potential assessment from some geology and organic geochemistry information[J]. *Geological Journal*, 55(4): 3157–3178.
- Fathi E, Akkutlu I Y. 2009. Matrix heterogeneity effects on gas transport and adsorption in coalbed and shale gas reservoirs[J]. *Transport in Porous Media*, 80(2): 281–304.
- Gong Yue, Gao Hequn, Li Xiaoyue, Shao Lin. 2023. Study on the distribution characteristics of occurrence modes of shale gas in the Sichuan Basin and its periphery[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 10(2): 49–56 (in Chinese with English abstract).
- Gu Heng, Wang Jian, Wei Hengye, Fu Xiugen. 2023. Controlling factors of organic enrichment in the Shuijingtuo Formation in the Lower Cambrian of the Chengkou area, Sichuan Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 42(3): 1073–1091 (in Chinese with English abstract).
- Guo Xusheng, Tenggeer, Wei Xiangfeng, Yu Lingjie, Lu Xiancai, Sun Lei, Wei Fubin. 2022. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 43(4): 453–468 (in Chinese with English abstract).
- Guo Yinghai, Zhao Difei. 2015. Analysis of micro-scale heterogeneity characteristics in marine shale gas reservoirs[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 44(2): 300–307 (in Chinese with English abstract).
- He Xipeng, He Guisong, Gao Yuqiao, Zhang Longsheng, He Qing, Zhang Peixian, Wang Wei, Huang Xiaozhen. 2023. Progress in and research direction of key technologies for normal-pressure shale gas exploration and development[J]. *Natural Gas Industry*, 43(6): 1–14 (in Chinese with English abstract).
- Hill D G, Nelson C R. 2000. Gas productive fractured shales: An overview and update[J]. *Gas TIPS*, 6(2): 4–13.
- Huang Zhenkai, Chen Jianping, Xue Haitao, Wang Yijun, Wang Ming, Deng Chunping. 2013. Microstructural characteristics of the Cretaceous Qingshankou Formation shale, Songliao Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 40(1): 58–65 (in Chinese with English abstract).
- Ji Wenming, Zhu Mengfan, Song Yan, Jiang Zhenxue. 2022. Evolution characterization of marine shale gas occurrence state in South China[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 53(9): 3590–3602 (in Chinese with English abstract).
- Jin C S, Li C, Algeo T J, Wu S Y, Cheng M, Zhang Z H, Shi W. 2020. Controls on organic matter accumulation on the Yangtze Platform, South China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 11: 75–87.
- Li Xiaoming, Wang Yarong, Gui Wen, Ma Lihong, Liu Dexun, Liu Jirong, Zhang Yu. 2022. Micro-pore structure and fractal characteristics of deep shale from Wufeng Formation to Longmaxi Formation in Jingmen exploration area, Hubei Province[J]. *Natural Gas Geoscience*, 33(4): 629–641 (in Chinese with English abstract).
- Li Xiaoxia, Gu Yuantao, Wan Quan, Yang Shuguang. 2023. Micro-architecture, deformation and source-reservoir significance of organic-clay composites in shale[J]. *Oil & Gas Geology*, 44(2): 452–467 (in Chinese with English abstract).
- Liu Jiangtao, Wu Fafu, Wang Jianxiong, Xiang Yuanchuan, El Hmidi Khalid. 2017. Design of a geochemical data processing model based on ArcGIS model builder and its application in Morocco geochemical mapping project[J]. *Geological Science and Technology Information*, 36(5): 1–6 (in Chinese with English abstract).
- Luo Shengyuan, Chen Xiaohong, Li Hai, Liu An, Wang Chuanshang. 2019. Shale gas accumulation conditions and target optimization of Lower Cambrian Shuijingtuo Formation in Yichang Area, West Hubei[J]. *Earth Science*, 44(11): 3598–3615 (in Chinese with English abstract).
- Luo Shengyuan, Chen Xiaohong, Yue Yong, Li Peijun, Cai Quansheng, Yang Ruizhi. 2020. Analysis of sedimentary-tectonic evolution characteristics and shale gas enrichment in Yichang area, Middle Yangtze[J]. *Natural Gas Geoscience*, 31(8): 1052–1068 (in Chinese with English abstract).
- Pu Boling, Dong Dazhong, Niu Jiayu, Wang Manyu, Huang Jinglaing. 2014. Principal progresses in shale gas reservoir research[J]. *Geological Science and Technology Information*, 33(2): 98–104 (in Chinese with English abstract).
- Robert G. Loucks, Robert M. Reed, Stephen C. Ruppel, Daniel M. Jarvie. 2009. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 79(12): 848–861.
- Ross D J K, Bustin R M. 2012. Impact of mass balance calculations on adsorption capacities in microporous shale gas reservoirs[J]. *Fuel*, 86(17/18): 2696–2706.
- Tan J Q, Wang Z H, Wang W H, Hilton J, Guo J H, Wang X K. 2021. Depositional environment and hydrothermal controls on organic matter enrichment in the lower Cambrian Niutitang shale, southern China[J]. *AAPG Bulletin*, 105(7): 1329–1356.
- Wang Xingmeng. 2022. Formation and Evolution of Pores in Organic-rich Shale and Its Controlling on Shale Gas Content[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 1–117 (in Chinese with English abstract).
- Wei Sile. 2021. Reservoir Characteristics and Shale Gas Occurrence Mechanism of the Lower Cambrian Shuijingtuo Shale in the South of Huangling Anticline, Western Hubei[D]. Wuhan: China University of Geosciences, 1–155 (in Chinese with English abstract).
- Weng Jianqiao, Li Xiawei, Qi Minghui, Zhang Yeyu, Wang Yu, Zhang Wei. 2022. Study on porosity measurement determination methods of a shale reservoir in the Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Rock and Mineral Analysis*, 41(4): 598–605 (in Chinese with English abstract).

- Zhang Baomin, Cai Quansheng, Chen Xiaohong, Wang Chuanshang, Zhang Guotao, Chen Lin, Li Peijun, Li Yangui. 2021. Reservoir characteristics and gas-bearing capacity of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Well Eyy2, east Huangling Uplift, western Hubei Province[J]. *Geology in China*, 48(5): 1485-1498 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Bo, Cao Taotao, Wang Qingtao, Xiao Juanyi, Huang Xin, Tao Yuli, Shi Fulun. 2023. Reservoir gas-bearing characteristics and their controlling factors of Wufeng-Longmaxi formations in northern Guizhou[J]. *Natural Gas Geoscience*, 34(8): 1412-1424 (in Chinese with English abstract).
- Zhang J F, Zhai G Y, Wang D M, Bao S J, Chen K, Li H H, Song T, Wang P, Zhou Z. 2020. Tectonic evolution of the Huangling dome and its control effect on shale gas preservation in the north margin of the Yangtze Block, South China[J]. *China Geology*, 3(1): 28-37.
- Zhang Liyu, Chen Qianglu, Li Maowen, Yuan Kun, Ma Xiaoxiao, Xi Binbin, Yue Yong, Huang Taiyu. 2023. Comparative study on the organic enrichment mechanism during the Early Cambrian in the Western Hubei and Northeastern Guizhou[J]. *Earth Science Frontiers*, 30(6): 181-198 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Tongwei, Luo Huan, Meng Kang. 2023. Main factors controlling the shale gas content of Cambrian shales of southern China—a discussion[J]. *Earth Science Frontiers*, 30(3): 1-13 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Zhikai. 2022. Fracture development characteristics of deep buried hill YL2 well in Qiongdongnan Basin[J]. *Petrochemical Industry Technology*, 29(9): 138-140 (in Chinese with English abstract).
- Zhang T Y, Huang S P, Li X Q, Jiang H, Zeng F Y, Ma Y L. 2023. Sedimentary geochemical characteristics and organic matter enrichment of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 35(4): 688-703.
- 郭英海, 赵迪斐. 2015. 微观尺度海相页岩储层微观非均质性研究[J]. *中国矿业大学学报*, 44(2): 300-307.
- 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 张龙胜, 贺庆, 张培先, 王伟, 黄小贞. 2023. 常压页岩气勘探开发关键技术进展及攻关方向[J]. *天然气工业*, 43(6): 1-14.
- 黄振凯, 陈建平, 薛海涛, 王义军, 王民, 邓春萍. 2013. 松辽盆地白垩系青山口组泥页岩孔隙结构特征[J]. *石油勘探与开发*, 40(1): 58-65.
- 纪文明, 朱孟凡, 宋岩, 姜振学. 2022. 南海相页岩气赋存状态演化规律[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 53(9): 3590-3602.
- 李小明, 王亚蓉, 吝文, 马丽红, 刘德勋, 柳吉荣, 张宇. 2022. 湖北荆门探区五峰组—龙马溪组深层页岩微观孔隙结构与分形特征[J]. *天然气地球科学*, 33(4): 629-641.
- 李晓霞, 谷渊涛, 万泉, 杨曙光. 2023. 泥页岩中有机质-黏土复合体的微观结构、变形作用及源-储意义[J]. *石油与天然气地质*, 44(2): 452-467.
- 刘江涛, 吴发富, 王建雄, 向运川, El Hmidi Khalid. 2017. 基于 ArcGIS 建模器的数据处理模型在摩洛哥地球化学填图中的应用[J]. *地质科技情报*, 36(5): 1-6.
- 罗胜元, 陈孝红, 李海, 刘安, 王传尚. 2019. 鄂西宜昌下寒武统水井沱组页岩气聚集条件与含气特征[J]. *地球科学*, 44(11): 3598-3615.
- 罗胜元, 陈孝红, 岳勇, 李培军, 蔡全升, 杨睿之. 2020. 中扬子宜昌地区沉积—构造演化与寒武系页岩气富集规律[J]. *天然气地球科学*, 31(8): 1052-1068.
- 蒲泊伶, 董大忠, 牛嘉玉, 王玉满, 黄金亮. 2014. 页岩气储层研究新进展[J]. *地质科技情报*, 33(2): 98-104.
- 王幸蒙. 2022. 富有机质页岩孔隙形成演化及其对含气性的控制[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 1-117.
- 魏思乐. 2021. 鄂西黄陵背斜南翼下寒武统水井沱组页岩储层特征及页岩气赋存机理[D]. 武汉: 中国地质大学, 1-155.
- 翁剑桥, 李夏伟, 戚明辉, 张焯毓, 王禹, 张伟. 2022. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度实验方法分析[J]. *岩矿测试*, 41(4): 598-605.
- 张保民, 蔡全升, 陈孝红, 王传尚, 张国涛, 陈林, 李培军, 李炎桂. 2021. 鄂西黄陵隆起东缘鄂宜2井五峰组—龙马溪组页岩气储层特征与含气性[J]. *中国地质*, 48(5): 1485-1498.
- 张博, 曹涛涛, 王庆涛, 肖娟宜, 黄鑫, 陶玉丽, 石富伦. 2023. 黔北地区五峰组—龙马溪组页岩储层含气性特征及其影响因素[J]. *天然气地球科学*, 34(8): 1412-1424.
- 张力钰, 陈强路, 黎茂稳, 袁坤, 马晓潇, 席斌斌, 岳勇, 黄泰誉. 2023. 鄂西—黔东北地区早寒武世有机质富集机理对比研究[J]. *地学前缘*, 30(6): 181-198.
- 张同伟, 罗欢, 孟康. 2023. 我国南方不同地区寒武系页岩含气性差异主控因素探讨[J]. *地学前缘*, 30(3): 1-13.
- 张智凯. 2022. 琼东南盆地深水潜山 YL2 井裂缝发育特征[J]. *石化技术*, 29(9): 138-140.
- 张天怡, 黄士鹏, 李贤庆, 姜华, 曾富英, 马以勒. 2023. 四川盆地寒武统筇竹寺组沉积地球化学特征与有机质富集机制[J]. *天然气地球科学*, 35(4): 688-703.

## 附中文参考文献

- 曹环宇, 朱传庆, 邱楠生. 2015. 川东地区下志留统龙马溪组热演化[J]. *地球科学与环境学报*, 37(6): 22-32.
- 陈孝红, 危凯, 张保民, 李培军, 李海, 刘安, 罗胜元. 2018. 湖北宜昌寒武系水井沱组页岩气藏主控地质因素和富集模式[J]. *中国地质*, 45(2): 207-226.
- 陈孝红, 王传尚, 刘安元, 李海, 危凯. 2017. 湖北宜昌地区寒武系水井沱组探获页岩气[J]. *中国地质*, 44(1): 188-189.
- 龚月, 高和群, 李小越, 邵林. 2023. 四川盆地及周缘页岩气赋存方式展布特征研究[J]. *非常规油气*, 10(2): 49-56.
- 古恒, 王剑, 韦恒叶, 付修根. 2023. 四川盆地城口地区下寒武统水井沱组有机质富集控制因素[J]. *沉积学报*, 42(3): 1073-1091.
- 郭旭升, 腾格尔, 魏祥峰, 俞凌杰, 陆现彩, 孙磊, 魏富彬. 2022. 四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J]. *石油学报*, 43(4): 453-468.