

doi: 10.12029/gc20210513

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页 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.

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).

鄂西黄陵隆起东缘鄂宜页 2 井五峰组—龙马溪组页岩气储层特征与含气性

张保民¹, 蔡全升¹, 陈孝红¹, 王传尚¹, 张国涛¹, 陈林¹, 李培军¹, 李炎桂²

(1. 中国地质调查局武汉地质调查中心, 湖北 武汉 434025; 2. 中国地质大学(武汉), 湖北 武汉 430074)

摘要:鄂西地区五峰组—龙马溪组已成为中国南方页岩气勘探的热点领域。为深化该区页岩气储层及含气性特征认识, 本文以鄂宜页 2 井钻井及测试分析资料为基础, 以笔石带为标尺, 对五峰组—龙马溪组下部黑色富有机质页岩的岩石学特征、有机地化特征、储集空间类型及结构特征进行深入研究, 分析总结了页岩气储层含气性特征及影响因素, 并对页岩气储层开展了综合评价。结果表明: 鄂宜页 2 井五峰组—龙马溪组下部黑色岩系缺失 LM5–LM6 笔石带, 富有机质页岩上延至 LM7 笔石带, 总厚度约 16 m; 岩性以硅质页岩夹少量硅质岩、混合质页岩和黏土质页岩为主, 有机质类型为 I–II 型, R_o 为 1.88%–2.03%, 显示黑色页岩已过大量生气阶段; 页岩气储集空间主要为小于 100 nm 的有机质纳米孔、直径大于 5 μm 的微米孔和构造微裂缝, 其中纳米孔占比超过 50%, 孔隙容积、比表面积与有机碳含量存在显著正相关性; 现场解析总含气量为 0.068–3.33 m^3/t , 平均 1.13 m^3/t , 高含气量段集中于凯迪阶 WF2–WF3 与鲁丹阶 LM2–LM4, 含气量与 TOC、脆性矿物含量之间具有明显的正相关性; 根据 TOC、含气性、脆性矿物含量以及页岩沉积环境等参数进行综合评价, I 类储层主要对应于凯迪阶 WF2–WF3 笔石带以及鲁丹阶 LM2–LM4 笔石带以深水环境下形成的硅质页岩和硅质岩层段, 总厚度约 9 m, 是该区五峰—龙马溪组水平钻井的最佳甜点段。

关键词:页岩气; 五峰—龙马溪组; 鄂宜页 2 井; 储层特征; 含气性; 油气勘查工程; 鄂西

中图分类号: TE122.2'3 文献标志码: A 文章编号: 1000–3657(2021)05–1485–14

Reservoir characteristics and gas-bearing capacity of the Wufeng–Longmaxi Formation in the Well Eyy2, east Huangling Uplift, western Hubei Province

ZHANG Baomin¹, CAI Quansheng¹, CHEN Xiaohong¹, WANG Chuanshang¹,
ZHANG Guotao¹, CHEN Lin¹, LI Peijun¹, LI Yangui²

(1. Wuhan Institute of Geology and Mineral Resources, China Geological Survey, Wuhan 434025, Hubei China; 2. Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 10037, China)

收稿日期: 2019–11–16; 改回日期: 2019–12–31

基金项目: 中国地质调查局项目(DD20190109)、国家重大科技专项(2016ZX05034001–002)及湖北省自然科学基金(2018CFB330)联合资助。

作者简介: 张保民, 男, 1983 年生, 高级工程师, 主要从事页岩气地质调查和研究工作; E-mail: 71533922@qq.com。

通讯作者: 蔡全升, 男, 1988 年生, 博士, 助理研究员, 主要从事沉积地质与页岩气基础地质调查研究; E-mail: cqsh0713@163.com。

Abstract: The organic-rich shale of the Wufeng-Longmaxi Formation in the western Hubei Province has become a hotspot for the shale-gas exploration in South China. In order to deepen the understanding of reservoir characteristics and gas-bearing capacity, the lithological and geochemical characteristics, types and features of reservoir space, and gas-bearing capacity were detailedly studied on the basis of the drilling and testing data of the Well Eyy2, as well as the affecting factors of shale gas and evaluation of shale reservoir. The results show that the organic-rich shale extending to LM7 graptolite zone in the Well Eyy2 is about 16m in thickness and the LM5-LM6 graptolite zone is missing, which is mainly composed of siliceous shale interbedded with silicestone, mixed shale and clay shale. Organic type is type I and II₁, with Ro value ranging from 1.88% to 2.03% indicating that the shale is under massive gas generating stage. The main reservoir space consist of organic nanopores with diameter less than 100 nm, micropores with diameter exceed 5um and tectonic microfracture, of which the volume ratio of nanopore is more than 50%. Pore volume and specific area has closely positive relationship with total organic content (TOC). The on-site measured core gas content ranges from 0.068 to 3.33 m³/t with average of 1.13 m³/t, and the graptolite zone WF2-WF3 in the Katian and LM2-LM4 in the Rhuddanian has highest gas content. Gas content has obviously positive correlation with TOC and brittle mineral content. According to the TOC, gas content, brittle mineral content, shale sedimentary environment and other parameters, the favorable reservoir (type I) with about 9 m in thickness mainly corresponds to siliceous shale interbedded with silicestone of the graptolite zone WF2-WF3 in the Katian and LM2-LM4 in the Rhuddanian formed in the deep-water sedimentary environment, which is the best "sweet spot" for the horizontal drilling in the shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi Formation.

Key words: shale gas; Wufeng-Longmaxi Formation; well Eyy2; reservoir characteristics; gas-bearing capacity; oil and gas exploration engineering; western Hubei Province

About the author: ZHANG Baomin, male, born in 1983, senior engineer, mainly engaged in shale gas geological survey and research; E-mail: 71533922@qq.com.

About the corresponding author: CAI Quansheng, male, born in 1988, doctor, assistant researcher, mainly engaged in sedimentary geology and basic geological investigation and research of shale gas; E-mail: cqsh0713@163.com.

Find Support: Supported by the project of China Geological Survey (No.DD20190109), National Science and Technology Major Project (No.2016ZX05034001-002) and Natural Science Foundation of Hubei Province (No.2018CFB330).

1 引言

近年来,中国南方上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组的页岩气勘探工作取得了一系列重大突破,人们先后在四川盆地发现了长宁、威远、涪陵等多个页岩气田,并实现了商业化开采(郭彤楼和刘若冰,2013;郭旭升,2014;王志刚等,2015;聂海宽等,2016)。然而,在被认为蕴含有巨量页岩气资源的盆外复杂构造区却一直未取得重要进展。为了寻找新的页岩气接替区,实现中国南方页岩气勘探由盆内向盆外的战略转移,中国地质调查局在以往工作的基础上,自2014年起开始在湘鄂西部署了大量地质调查工作(翟刚毅等,2017;陈孝红等,2018;张君峰等,2019)。2017年,由武汉地质调查中心在黄陵背斜东侧宜昌夷陵地区部署的鄂宜页2井与鄂宜页3井先后取得了重要发现和突破。其中,鄂宜页2井首次实现了中扬子地区志留系页岩气的勘探突破,通过对500 m水平段进行压裂改造获得日产

3.15×10⁸ m³页岩气流,表明四川盆地之外的鄂西地区五峰组—龙马溪组同样具有良好的页岩气勘探前景(陈孝红等,2018)。然而,与四川盆地五峰组—龙马溪组富有机质页岩的钻探成果相比,鄂西地区无论是在储层规模、岩性特征还是含气性方面存在显著差异(严德天等,2008;陈旭等,2015;张晓明等,2015;李萧和王丙贤,2020;谢志涛等,2021),进一步分析该区页岩气储层及含气性特征对于深化该区页岩气富集成藏地质认识具有重要意义。

为此,本文以鄂宜页2井五峰组—龙马溪组黑色岩系为研究对象,通过系统的岩心观察与样品采集、测试分析,结合现场测录并解释成果,在笔石生物地层划分的基础上,对该井五峰组—龙马溪组黑色富有机质页岩储层特征进行精细刻画,分析其含气性特征及影响因素,进而开展单井评价,明确优质页岩储层分布,以期通过对该井页岩气储层的详细解剖,为加快推进鄂西地区五峰组—龙马溪组页岩气勘探和实现商业性开采提供可靠的地质参考依据。

2 区域地质背景

鄂西地区作为中国南方页岩气勘探的热点地区,针对该区的页岩气勘探主要集中在黄陵背斜的东西两翼以及恩施地区(刘安等,2016;陈孝红等,2018;张君峰等,2019;张焱林等,2019;董敏等,2019),目前取得发现和突破的区域主要在黄陵背斜东缘的宜昌斜坡带上,也是鄂宜页2井所处的构造单元(图1a、b)。该构造单元西与黄陵隆起相连,东以通城河断裂为界与当阳复向斜相邻,南以天阳坪断裂为界,与宜都—鹤峰复背斜相接,属于黄陵背斜与荆当盆地的中间过渡地带,自西向东依次出

露了震旦纪—志留纪、二叠纪以及白垩纪地层(图1a),在黄陵古隆起刚性基底的保护下,隆起东部斜坡带上的断裂发育程度相对较弱,且地层埋藏较浅(图1b),是鄂西页岩气勘探的有利区之一(徐大良等,2013;翟刚毅等,2017;陈孝红等,2018;邓铭哲等,2018)。

晚奥陶世—早志留世,研究区在古地理上位于扬子海盆的中部,属于受多个隆起所围限的隆后滞留盆地(徐政语等,2015;王玉满等,2015;陈旭等,2015; Wang et al., 2018)(图1c)。该时期区域上沉积了五峰组—龙马溪组富含笔石的一套黑色富有机质页岩,但受隆起差异的影响,该区页岩的沉积

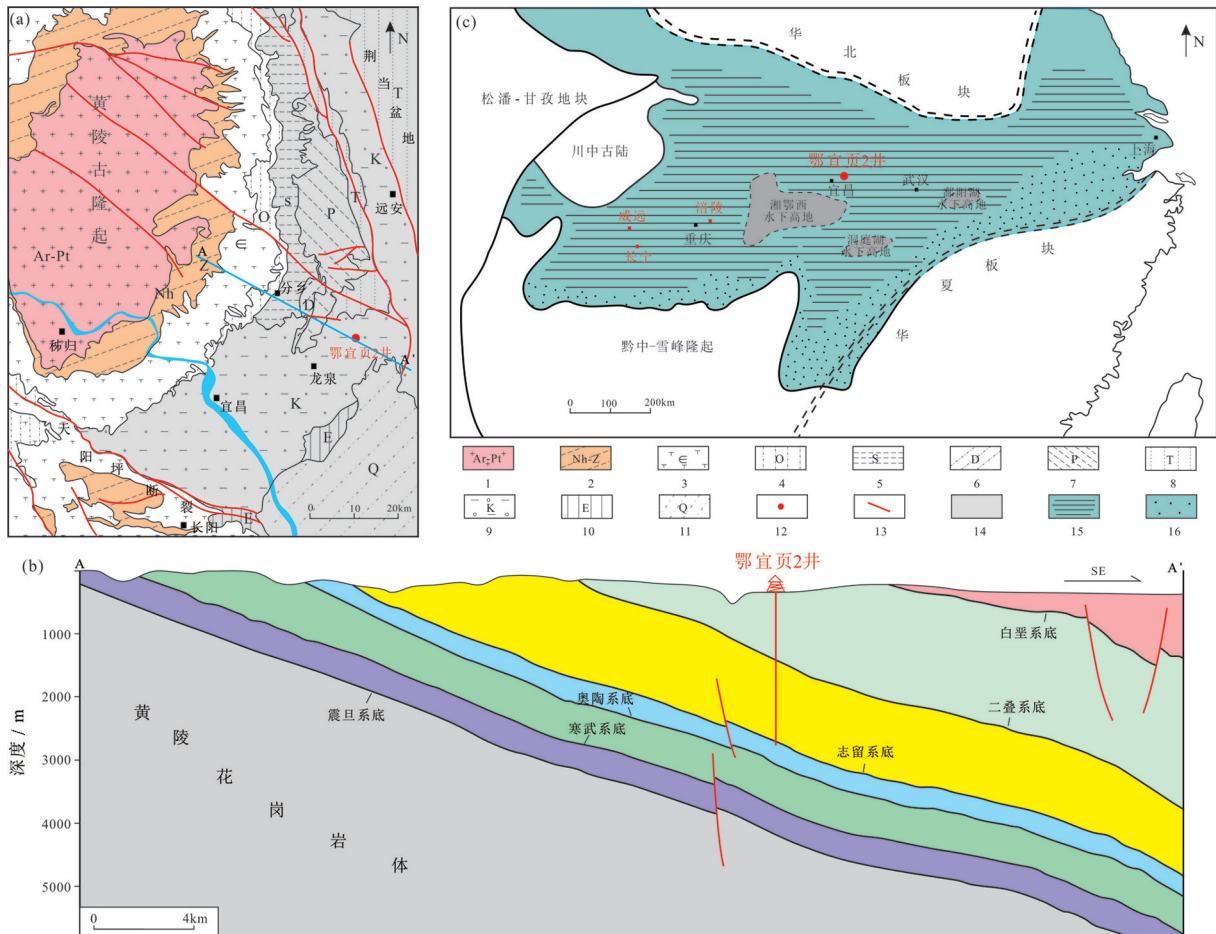


图1 鄂宜页2井所处构造位置及晚奥陶世—早志留世古地理特征(c,据 Chen et al., 2004 修改)

1—中太古—中元古界;2—南华系—震旦系;3—寒武系;4—奥陶系;5—志留系;6—泥盆系;7—二叠系;8—三叠系;9—白垩系;10—古近系;11—第四系;12—钻井;13—断层;14—志留系残存区;15—泥质沉积;16—砂岩沉积

Fig. 1 Tectonic location of the well Eyy2 and its paleogeographic characteristics during the Upper Ordovician to Early Silurian (c, modified from Chen et al., 2004)

1—Mesoarchean Erathem—Mesoproterozoic Erathem;2—Nanhuan System—Sinian System;3—Cambrian System;4—Ordovician System;5—Silurian System;6—Devonian System;7—Permian System;8—Triassic System;9—Cretaceous System;10—Palaeogene;11—Quaternary System;12—Well;13—Fault;14—Covered region of the Silurian System;15—Argillaceous sediments;16—Sandstone sediments

厚度变化较大,且与四川盆地内部焦石坝相比厚度明显偏薄(Fan et al., 2011;陈旭等,2015;陈孝红等,2018),但有机碳含量同样较高。以部署在黄陵背斜东南的鄂宜页2井为例,该井钻遇五峰组—龙马溪组 TOC 大于 2% 的黑色页岩仅 16 m,但有机碳含量最高可达 6%,表明黄陵隆起东部的宜昌斜坡带同样具有一定的页岩气富集成藏地质条件。

3 鄂宜页2井储层特征

3.1 笔石带划分

宜昌地区是奥陶系五峰组—龙马溪组内部赫南特阶全球标准层型剖面位置及点位所在地,也是全球笔石生物地层研究最为详细的地区之一(Chen et al., 2006)。根据陈旭等(2015)提出的笔石带划分标准,宜昌地区五峰—龙马溪组自下而上可划分为 8 个笔石带,且奥陶系—志留系界线附近笔石带发育完整。Maletz et al.(2019)通过对宜昌地区宜地 1 井五峰组—龙马溪组黑色页岩笔石带进行分析发现,在鲁丹阶—埃隆阶界线附近存在笔石带的缺失,表现为 *Pibylograptus leptotheca* 带(相当于 *L. convolutus* 带内部的亚带)直接覆盖在 *C. vesiculosus* 带之上,相同的现象在黄花乡丁家坡剖面亦可见。通过鄂宜页 2 井岩心笔石生物鉴定,该井岩心中同样没有找到 *C. cyphus* 和 *D. triangularis* 典型特征笔石,自下而上识别出了五峰组 *D. complexus*, *P. pacificus*, *N. extraordinarius* 笔石带,龙马溪组识别出了 *P. persculptus*, *A. ascensus*, *P. acuminatus*, *C. vesiculosus* 和 *L. convolutus* 等,其中黑色岩系最高延伸到了 *L. convolutus* 带(图 2)。

3.2 岩矿组成

对鄂宜页 2 井 32 块岩心样品进行全岩 X 衍射分析显示,五峰组—龙马溪组下部黑色岩系岩石矿物主要为石英、长石以及黏土矿物,可见碳酸盐矿物与黄铁矿,其他矿物少见。石英含量在 17.8%~88.8%,平均 45.8%,其中五峰组凯迪阶中部 WF3 笔石带与鲁丹阶中下部 LM2—LM3 笔石带石英含量最高;长石含量在 0.8%~22.1%,平均 7.6%;碳酸盐矿物以方解石为主,含量在 0~59.8%,平均 5.1%,主要出现在鲁丹阶及其以下的黑色岩系中;黄铁矿在整个页岩层系都可见,其中在 WF2—LM4 笔石带最为发育(表 1)。

根据全岩 X 衍射结果,参考四川盆地焦石坝地区黑色页岩岩相划分方案(王玉满等,2016;王超等,2018),该井五峰组—龙马溪组黑色岩系主要以硅质泥/页岩为主,其次为混合质泥/页岩和黏土质泥/页岩,少量为硅质岩。硅质泥/页岩与硅岩主要出现在凯迪阶与埃隆阶中,黏土质泥/页岩主要出现于埃隆阶(图 3)。

3.3 有机地化特征

显微组分鉴定结果显示,鄂宜页 2 井黑色岩系干酪根以腐泥组为主,平均含量大于 80%,部分可见类镜质组组分,含量为 5%~30%,干酪根碳同位素 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB) 在 -28.9‰ ~ -30.4‰ ,表明干酪根具有 I~II 1 型的特征(刘安等,2016)。实测沥青反射率 R_b 在 2.40%~2.64%,平均 2.56%。根据 Jacob(1989)提出的 R_o 换算公式:

$$R_o = 0.618R_b + 0.4$$

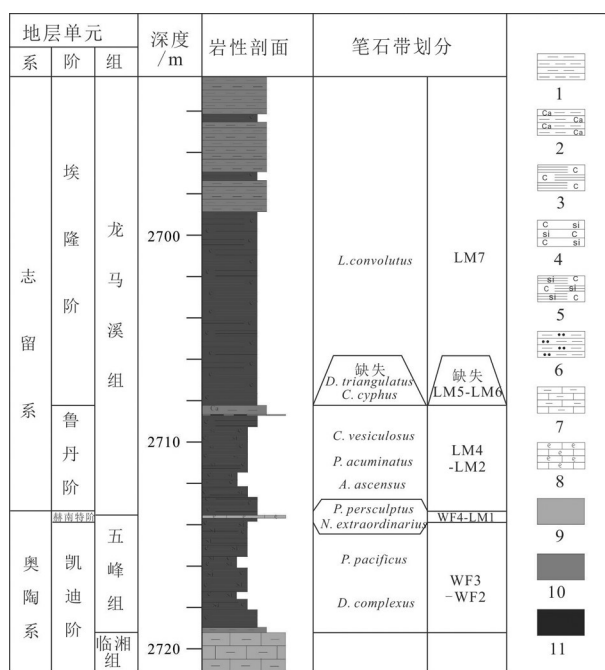


图 2 鄂宜页 2 井五峰组—龙马溪组下部黑色岩系笔石带特征
1—泥岩;2—混合页岩;3—富炭黏土质页岩;4—富炭硅质岩;5—富炭硅质页岩;6—粉砂质泥岩;7—泥灰岩;8—介壳灰岩;9—深灰色页岩;10—灰黑色页岩;11—黑色页岩

Fig. 2 Graptolite zone of the black shale in the lower part of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Well Eyy2
1—Mudstone; 2—Mixed shale; 3—Organic-rich argillaceous shale; 4—Organic-rich silicolites; 5—Organic-rich siliceous shale; 6—Silty mudstone; 7—Argillaceous mudstone; 8—Shell limestone; 9—Dark grey shale; 10—Black gray shale; 11—Black shale

利用沥青反射率换算的等效镜质体反射率 R_o 在 1.88%~2.03%, 平均 1.98%, 表明该井五峰组—龙马溪组黑色富有机质页岩正处于高成熟晚期—过成熟早期, 已过大量生气阶段。

鄂宜页2井黑色页岩岩心有机碳含量在 0.32%~5.53%, 平均 2.47%。与四川盆地焦石坝和巫溪地区相比, 该井富有机质页岩厚度薄, TOC 大于 2% 的富有机质页岩分布于 WF2-LM4 笔石带以及 LM7 笔石带下部, 厚度仅约 16 m (图 4), 表明奥陶—志留之交研究区与四川盆地的沉积古地理存在明显区别 (Chen et al., 2004; 陈旭等, 2015; 徐政语等, 2015; 王玉满等, 2015)。LM5-LM6 笔石带的缺失以及 LM7 笔石带沉积之后海平面的下降导致研究区沉积物以深灰色泥页岩为主, 是该井富有机质页岩变薄的两个主要原因。此外, 五峰组—龙马溪组黑色页岩中 TOC 高值 (>5%) 样品主要集中带赫南特阶及其上下的炭质硅质页岩中, 显示研究区有机质的富集除了受到沉积环境的影响, 还与古气候、海洋环境变化密切关系。

3.4 储集空间类型及特征

尽管富有机质硅质页岩岩性致密, 但储集空间的发育与否仍是制约页岩气富集成藏的重要因素, 它能直接影响页岩气的游离气和吸附气量 (余川等, 2014; 张晓明等, 2015)。通过岩心观察、薄片鉴定以及氩离子抛光扫描电子显微镜成像分析, 可以发现鄂宜页2井富有机质页岩的储集空间主要由微孔隙和微裂缝组成, 其中微孔隙可分为有机质孔和无机质孔 (图 5)。

有机质孔主要是在有机质内部由于有机质热演化发生收缩作用而形成的次生孔隙以及一些与

生物化石有关的微孔隙。在扫描电镜下通常可以见到大量的微孔隙呈蜂窝状分布于有机质内部, 孔隙形态不规则且孔隙直径普遍小于 1 μm (图 5a)。尽管该类孔隙小, 但其数量巨大, 部分有机质表面甚至可以形成 1000 多个有机质孔, 因此这些微观有机质孔大量发育, 构成页岩气储集空间的重要组成部分。此外在显微镜下也可见到海绵骨针或硅质放射虫内部的一些原生孔隙和溶蚀次生孔隙 (图 5b), 这类孔隙通常具有不规则的溶蚀边缘且直径为 20~200 μm 。

无机质孔主要是一些残余粒间孔、晶间孔、溶蚀孔和铸模孔等, 该类孔隙多是压实作用、溶蚀作用和交代作用等多种成岩作用改造的结果, 因此不同改造作用形成的孔隙空间直径变化较大, 一般为 10 nm~100 μm 。由于研究区五峰组—龙马溪组黑色岩系已经处于晚成岩阶段, 经历了强压实作用导致残余粒间孔最为少见, 多被压实成长条形 (图 5c)。晶间孔较为常见, 在伊利石、黄铁矿等矿物晶体间均可见到 (图 5d), 只是该类孔隙直径普遍相对较小, 多小于 1 μm 。溶蚀孔在五峰组—龙马溪组黑色岩系中也非常发育, 而且孔隙直径相对晶间孔及有机质孔大 (图 5e), 但该类孔隙易于被石英等矿物充填。铸模孔在研究区主要是一些晶体溶蚀或脱落后形成的孔隙, 通常具有明显的晶体边缘结构 (5f)。

微裂缝在五峰组—龙马溪组黑色页岩中较为发育, 包括构造缝和层间缝两类。构造缝主要出现在 WF3 以及 LM2-LM3 笔石带硅质含量较高的岩石中, 特别是硅质岩, 以高角度或低角度切穿页岩层面为特征, 裂缝宽度普遍小于 1 mm, 且常被方解石、石英或有机质充填 (图 5g), 部分裂缝被溶蚀作用改造后

表 1 鄂宜页2井五峰组—龙马溪组下部黑色岩系主要矿物组成特征

Tab.1 Main minerals of the black shale in the Wufeng-Longmaxi Formation from the Well Eyy2

统	阶	组	石英/%			长石/%			碳酸盐矿物/%			黏土矿物/%			黄铁矿/%		
			最小	最大	平均	最小	最大	平均	最小	最大	平均	最小	最大	平均	最小	最大	平均
下志留统	埃隆阶	龙马溪组	35.3	47.3	40.2	6.2	9.2	7.7	0	4.7	0.7	38.2	54	47.2	0	9.5	3.5
			33.9	68.6	53.4	5.4	22.1	9.6	1.6	14.1	5.9	19.4	32.2	24.9	2.1	11.9	5.4
上奥陶统	赫南特阶	五峰组	17.8	44.1	31.0	5.6	7.4	6.5	15.4	59.8	37.6	10.5	24.8	17.7	4.9	7.5	6.2
			35.7	88.8	58.8	0.8	7.3	4.0	0.3	14.5	5.6	8.5	42.4	26.4	0	19.3	5.0

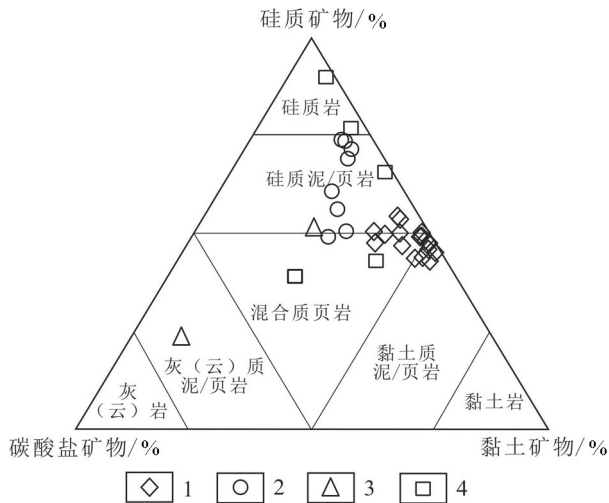


图3 鄂宜页2井五峰组—龙马溪组富有机质页岩层段岩相特征
 1—埃隆阶样品;2—鲁丹阶样品;3—赫南特阶样品;4—凯迪阶样品
 Fig.3 Lithofacies characteristics of the black organic-rich shale from the Wufeng-Longmaxi Formation in the Well Eyy2
 1- The sample of Aeronian; 2- The sample of Rhuddanian; 3 The sample of Hirnantian; 4- The sample of Katian

使得裂缝宽度大小不一(图5e)。层间缝主要指具有不同岩石组分的岩层之间的间隙,如伊利石与伊蒙混层或绿泥石之间形成微缝隙,它们往往顺层面分布(5h)。构造缝的发育表明,宜昌斜坡区的五峰—龙马溪组黑色岩系尽管受到了黄陵隆起的保护,但是仍然经历一定程度的构造作用破坏,由这些强度较弱的构造活动形成的裂缝不仅改善了页岩储层的原始储集空间,同时也为后期储层压裂改造创造了条件,将极大地提高页岩储层的渗流能力。

3.5 孔隙结构及物性特征

利用压汞及氮气吸附分析可以实现定量的表征页岩孔隙结构特征。对鄂宜页2井五峰组—龙马溪组下部黑色页岩4个样品进行压汞法测试得到的孔隙半径分布特征如表1。结果显示,页岩中不同半径的孔隙均有所发育,但整体上以小于100 nm的纳米孔为主(表2),半径为0~100 nm的孔隙约占总孔隙50%以上,而半径在2.5 μm以上的孔隙约占30%,

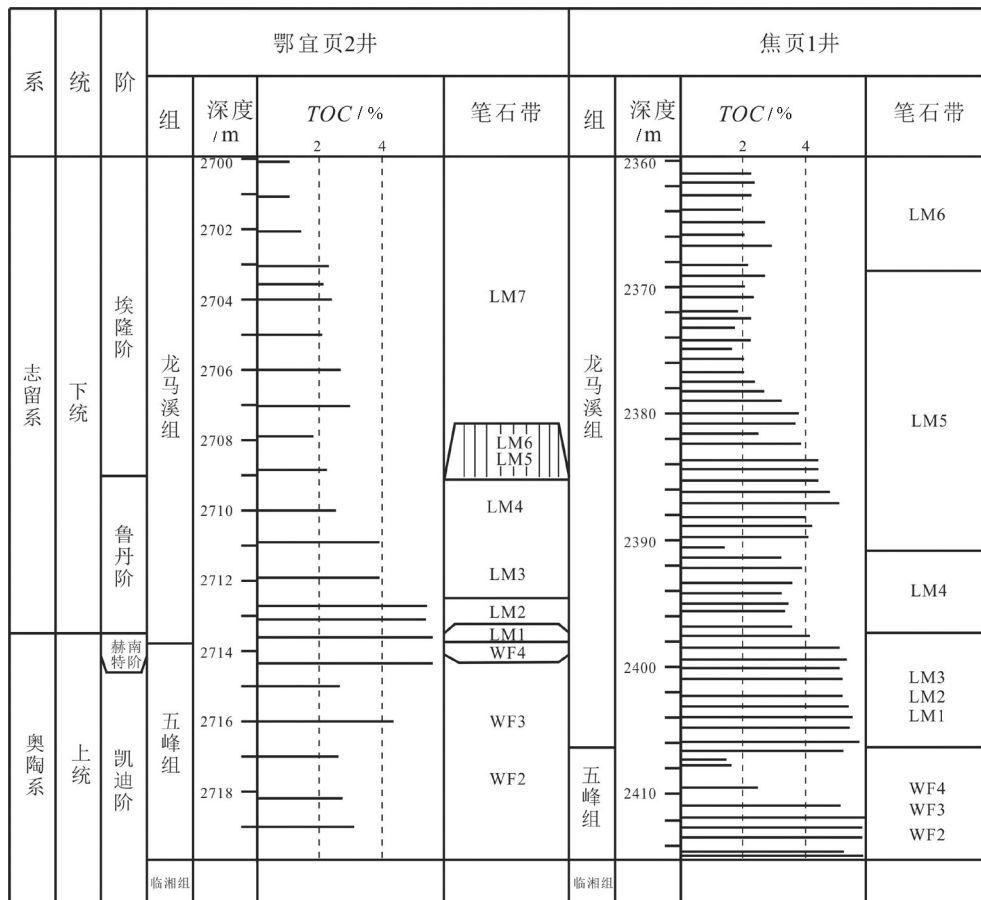


图4 鄂宜页2井与四川盆地焦页1井五峰组—龙马溪组笔石带分布与TOC含量对比图
 Fig.4 The TOC variation of the black shale in the Wufeng-Longmaxi Formation from the well Eyy2 and the well Jy1 in the Sichuan basin

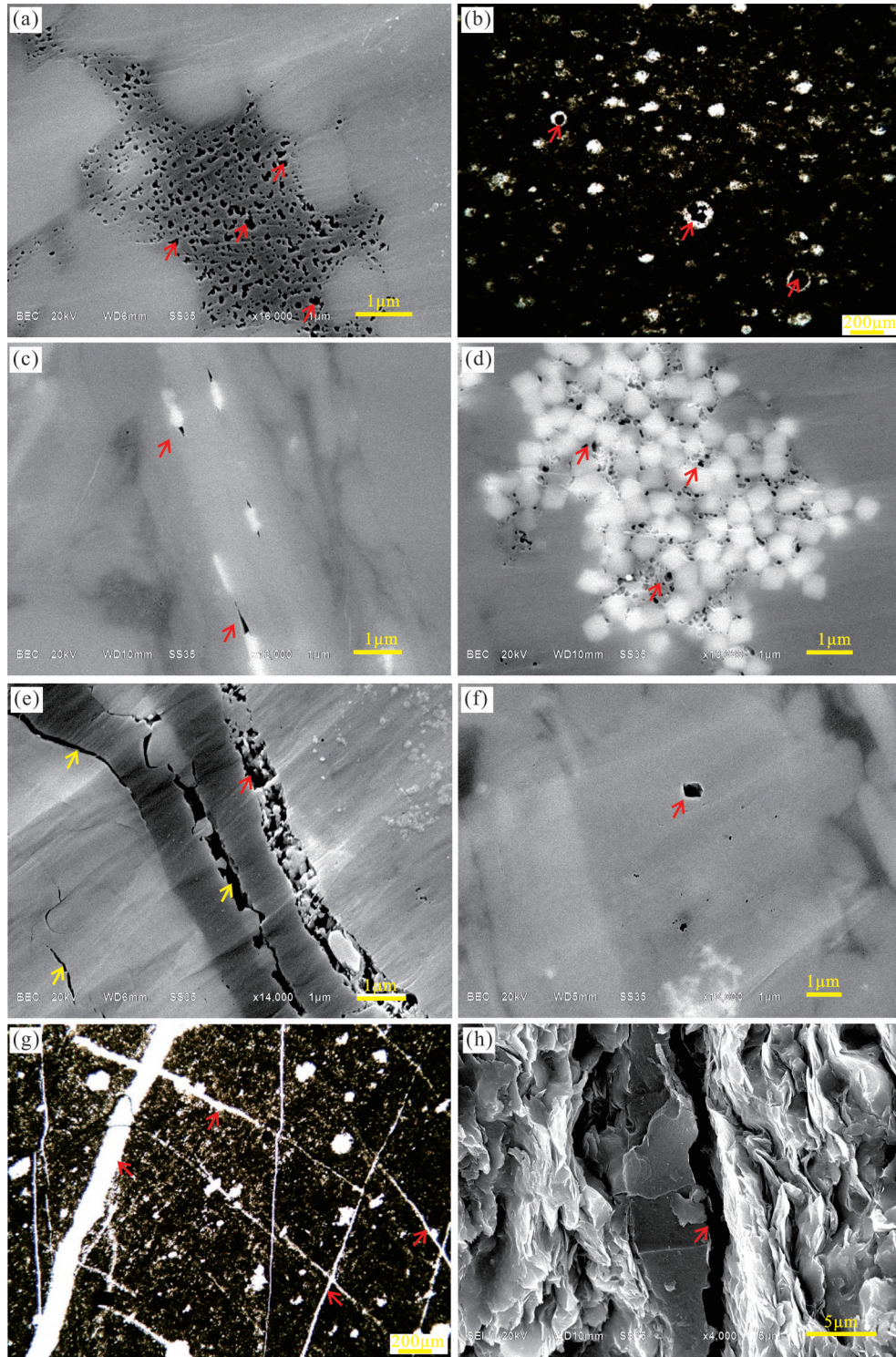


图5 五峰组—龙马溪组黑色岩系储集空间类型及特征

a—大量有机质孔,蜂窝状分布;b—硅质放射虫内溶蚀孔隙,被有机质充填;c—残余粒间孔,受压实作用呈三角形;d—黄铁矿晶间孔发育;e—溶蚀孔及微裂缝,裂缝被溶蚀改造;f—矿物溶蚀后形成铸模孔,可见晶体外形;g—多期裂缝大量发育,被方解石充填;h—层间缝,顺伊利石层面

Fig.5 Types and characteristics of the black shale in the Wufeng-Longmaxi Formation from the Well Eyy2

a—Massive honeycomb-like organic pore; b—Dissolved pore in siliceous radiolarian, filled by organic matter; c—Residual intergranular pore with triangle shape resulted by compaction; d—Developed intergranular pore in pyrite; e—Dissolved pore and microfracture alternated by dissolution; f—Mold pore formed by the mineral dissolution, the crystal skeleton remained; g—Multi-phase microfractures filled by calcite; h—Interlaminate microfracture along illite layer

表明页岩孔隙主要为有机质纳米孔和溶蚀作用形成的微米孔构成。另外,TOC含量变化与半径小于100 nm的纳米孔含量具有一定相关性(表2)。

基于氮气吸附实验测试结果可以全尺度表征纳米孔径分布特征(武瑾等,2017)。根据五峰组—龙马溪组黑色富有机质页岩4个岩心样品的液氮吸附测试结果可以发现,BJH孔容孔径微分曲线整体上具有L型特征,孔隙容积随着孔隙直径的增加迅速减小,主孔段孔隙直径普遍小于10 nm,并不具有多峰特征,表明直径小于10 nm的孔隙提供了绝大部分的孔隙体积(图6)。统计结果显示,该4个样品的孔隙容积在0.010~0.019 cm³/g,BET比表面积在13.7~27.2 m²/g,BJH平均孔直径约5.97 nm,孔隙容积、比表面积与有机碳含量存在显著关系,即有机碳含量低,孔隙容积小,有机碳含量高,孔隙容积大,在BJH孔容孔径微分曲线表现为小于5 nm的孔隙容积迅速减小(图6),表明鄂宜页2井五峰组—龙马溪组黑色页岩中的有机质纳米孔隙是页岩孔隙的重要构成部分。

由于储集空间以微纳米孔隙为主,导致五峰页岩孔隙度与渗透率均较低。利用高压压汞方法测得黑色页岩段的连通孔隙度在1.01%~1.77%,平均1.26%,垂直渗透率在0.01×10⁻³~0.84×10⁻³ μm²,平均0.29×10⁻³ μm²,属于特低孔低渗储层,必须经过压裂改造才能提高产气效果。

4 含气性特征及影响因素

4.1 含气性特征

鄂宜页2井作为宜昌斜坡区五峰组—龙马溪组第一口取得工业气流的页岩气井,其含气量大小及特征对于整体鄂西地区五峰组—龙马溪组页岩气勘探具有重要的指示意义。根据SY/T 6940-2013页岩含气量测定方法,利用AD-RJ-150型现场解析仪实测的黑色页岩段总含气量为0.068~3.33 m³/t,平均

1.13 m³/t。其中,含气量大于0.5 m³/t的页岩厚度约31 m,含气量大于1 m³/t的页岩厚约19 m,含气量大于2 m³/t的页岩厚约9 m(图7)。在不考虑83℃高温快速解吸后的残余气含量,黑色页岩段解析气含量为0.04~1.16 m³/t,平均0.42 m³/t;利用前1 h的解析数据恢复的损失气量为0.03~2.31 m³/t,平均0.71 m³/t。与焦页1井相比,该井的含气量要略低,且总含气量大于2 m³/t页岩厚度明显小于焦页1井。

纵向上,鄂宜页2井鲁丹阶LM2-LM4笔石带含气量最高,期为凯迪阶WF2-WF3笔石带,平均页岩气含气量均超过1.5 m³/t,埃隆阶LM7笔石带下部含气量稍低,但其平均含气量也超过1.0 m³/t。无论是含气量、解析气量以及损失气量整体上由下至上均呈减小的趋势,其中损失气量普遍大于解析气量,且下部更为明显(图7),可能为下部硅质矿物含量高,微裂缝更为发育,导致大量游离气在取样密封前已经散失。

4.2 含气性影响因素

前人研究显示,海相富有机质页岩的含气性会受到有机碳含量、成熟度、储层物性、岩石矿物、埋深以及构造条件等多种因素的影响,且不同的区域或者钻井的页岩含气性影响因素也各不相同(张晨晨等,2016;武瑾等,2017;苗凤彬等,2019;葛明娜等,2019)。统计分析显示,鄂宜页2井页岩的含气性受到了有机碳含量、储层物性、岩石矿物及构造条件的影响,其中有机碳含量、页岩矿物组分、构造保存是最主要的控制因素。

来自19个岩心样品的页岩有机碳与含气量数据显示,五峰组—龙马溪组富有机质页岩有机碳与总含气量之间存在较好的相关性($R^2=0.8316$),与解析气含量的相关性稍差($R^2=0.7344$),且各自趋势线在归零处相交(图8a),与此同时BET比表面积与TOC具有较好的正相关性($R^2=0.7914$)(图8b),表明该井五峰组—龙马溪组黑色页岩中的页岩气以

表2 五峰组—龙马溪组不同TOC样品的压汞法孔喉半径分布
Table 2 The pore throat radius of samples with different TOC based on mercury intrusion method

样品 编号	深度/m	TOC/%	0.00~	0.025~	0.10~	0.25~	0.50~	1.00~	2.50~	6.50~	16.00~
			0.025 μm	0.10 μm	0.25 μm	0.50 μm	1.00 μm	2.50 μm	6.50 μm	16.00 μm	50.00 μm
B1	2710.0	2.45	41.04%	10.79%	6.34%	4.47%	3.31%	2.96%	7.25%	8.85%	14.99%
B2	2712.7	5.37	38.21%	17.29%	6.75%	5.79%	5.87%	2.36%	6.93%	6.58%	10.22%
B3	2715.0	2.58	43.55%	11.12%	5.86%	4.55%	3.59%	2.04%	7.42%	8%	13.87%
B4	2718.2	2.68	35.48%	13.39%	7.03%	5.39%	3.09%	1.9%	8.41%	9.46%	15.85%

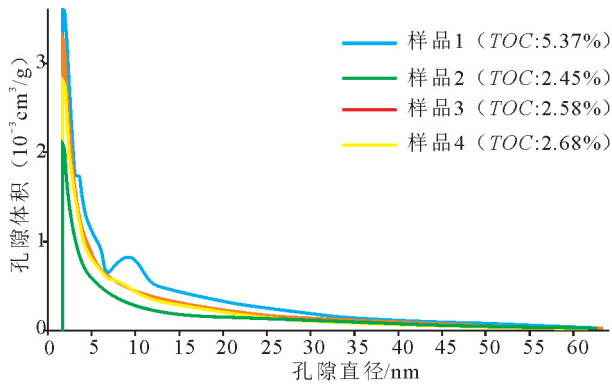


图6 BJH氮气吸附孔容孔径曲线

Fig.6 Correlation curve of pore volume and radius based on BJH nitrogen adsorption method

赋存于有机质孔为主,这与不同有机碳的页岩孔隙结构及吸附特征也相一致。有机碳含量越高,纳米级有机质孔越多,供页岩气吸附点和游离空间也越多,页岩气含气量及解析气量也会相应的增加。

除了页岩有机碳对含气量具有显著的影响外,页岩矿物组成对含气量的影响也较为明显。以石英、长石与碳酸盐岩为主的脆性矿物含量与含气量之间具有明显的正相关性(图9a),而黏土矿物与含气量呈负相关特征(图9b),这显示黏土矿物晶体并没有为页岩气提供大量有效的晶间孔,而是脆性矿物含量的增加,为岩石破裂和矿物溶蚀提供了条件——硅质页岩和硅质岩中可见到大量的溶蚀孔和微裂缝,它们为页岩的游离气提供了丰富的储集空间,这与硅质页岩段损失气含量明显增加也相吻合。

构造保存条件也是影响页岩气含气性的关键因素(郭旭升,2014)。中扬子地区自基底形成以来,先后经历了加里东、海西、印支、燕山与喜马拉雅5期造山事件改造,构造演化较为复杂,其中印支—早燕山期秦岭—大别山构造带持续挤压,产生的逆冲推覆构造对油气保存影响较大(陈孝红等,2018;张君峰等,2019)。鄂宜页2井位于中扬子西缘黄陵隆起与荆当盆地过渡斜坡带上,受黄陵古隆起刚性基底的顶托作用,整体构造活动以上相运动为主,且隆升较弱,地层相对平缓,断裂发育较少,避免了页岩气的散失(徐大良等,2013;邓铭哲等,2018)。与此同时,该井黑色页岩埋深达2700 m,上覆地层主要为千米厚的志留系黄绿色泥页岩、二叠系灰岩和白垩系碎屑岩,它们也为五峰组—龙马溪组黑色页岩提供了良好的区域性盖层。这些条件

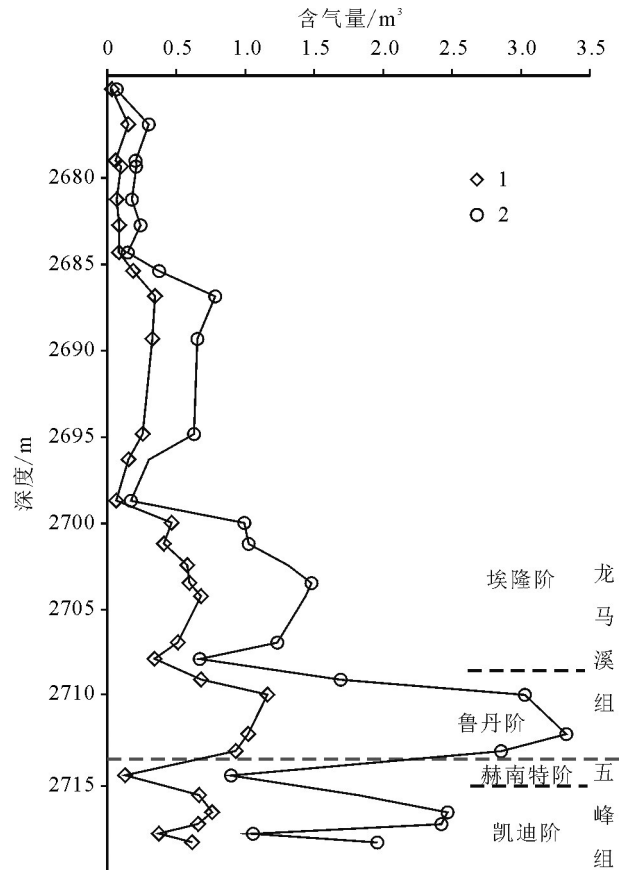


图7 鄂宜页2井五峰组—龙马溪组下部黑色页岩段含气性特征

1—解吸气含量;2—总含气量

Fig.7 Gas contents of the black shale in the Lower Wufeng—Longmaxi Formation from the Well Eyy2

1—Desorbed gas content; 2—Total gas content

也是五峰组—龙马溪组页岩气得以保存至今的关键外在因素。

5 页岩气储层评价

四川盆地焦石坝地区作为中国第一个页岩气商业化开采区块,其五峰组—龙马溪组具有富有机质页岩厚度大、有机碳含量高、含气性好且单井产量高的特征,是南方其他地区页岩气勘探对比研究中主要对象。与焦石坝JY1井相比,鄂宜页2井五峰组—龙马溪组无论是富有机质页岩厚度还是含气性均有较大差距:TOC大于2%的富有机质页岩厚度约16 m,小于JY1井的70 m;含气量最高为3.33 m³/t,低于JY1井5.22 m³/t。但鄂宜页2井作为中扬子地区第一口获得志留系页岩气工业气流的

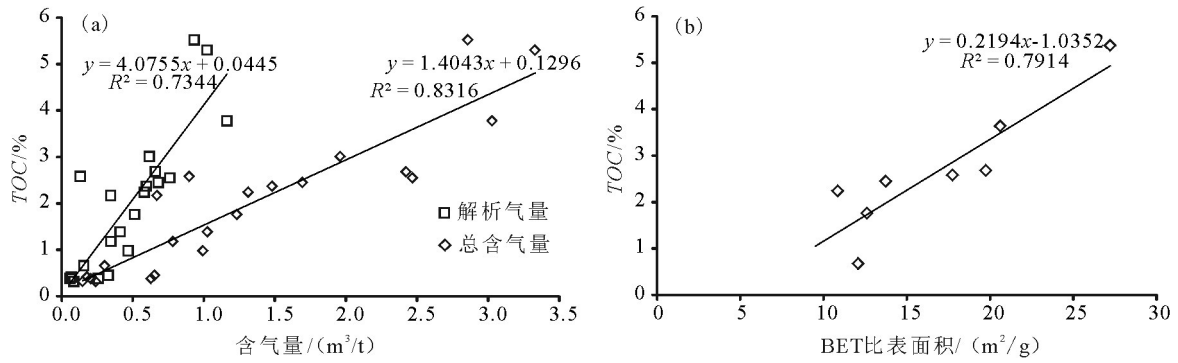


图8 鄂宜页2井五峰组—龙马溪组黑色页岩TOC与页岩含气量、比表面积相关性特征

Fig.8 Plots of TOC vs. gas content and specific surface area of the black shale from the Wufeng and Longmaxi Formation in the Well Eyy2

钻井,其页岩气储层评价对于认识盆外志留系页岩气储层特征及南方页岩气勘探潜力具有重要意义。

前人通过对四川盆地五峰组—龙马溪组页岩储层特征及含气性进行研究,页岩有机碳、脆性矿物含量与含气性是页岩气储层评价的关键因素,且它们各自之间还存在一定的内在联系(陈尚斌等,2011;涂乙等,2014),如脆性矿物含量的增加不仅和含气量关系明显,还可以在在一定程度上指示有机碳含量,并且也可为页岩气储层后期的改造压裂提供有力条件(陈尚斌等,2011;苗凤彬等,2019)。因此,为了客观评价页岩气储层,本文参照四川盆地页岩气储层评价体系,结合鄂宜页2井实际情况建立了该井区的页岩气储层评价标准(表3)。

根据上述评价参数,鄂宜页2井富有机质页岩段储层共可划分4类,且非均质性较强,自下而上储层品质逐渐变差(图10)。凯迪阶WF2—赫南特阶WF4笔石带下部以及鲁丹阶LM2—LM4笔石带以

深水环境下形成的硅质页岩和硅质岩沉积为主,平均有机碳为3.5%,脆性矿物含量为72.1%,平均含气量大于2.3 m³/t,该段所对应的页岩比表面积最大,有机质孔和裂缝也最为发育,属于I类储层,总厚度约9 m。赫南特阶WF4上部—LM1笔石带以及LM7笔石带下部,由于沉积水体相对较浅,黏土矿物迅速增多,脆性矿物含量为59.1%,岩性以硅质页岩和混合质页岩为主,有机碳含量降低,平均含量为2.3%,导致页岩含气性显著减小,平均含气量仅1.3 m³/t,该段属于II类储层,总厚度约11 m。III类储层位于LM7段中部黑色—灰黑色页岩段,该段有机碳显著降低,普遍小于1%,且含气量一般在0.6 m³/t左右,厚度约为14 m。向上随着海平面的进一步下降和陆源碎屑的供给加强,LM7笔石带中部以上皆以低碳灰绿色或深灰色泥页岩为主,其有机碳与含气性对页岩储层的贡献基本可以忽略不计,并且它们作为非储层可以构成下部页岩气储层段的

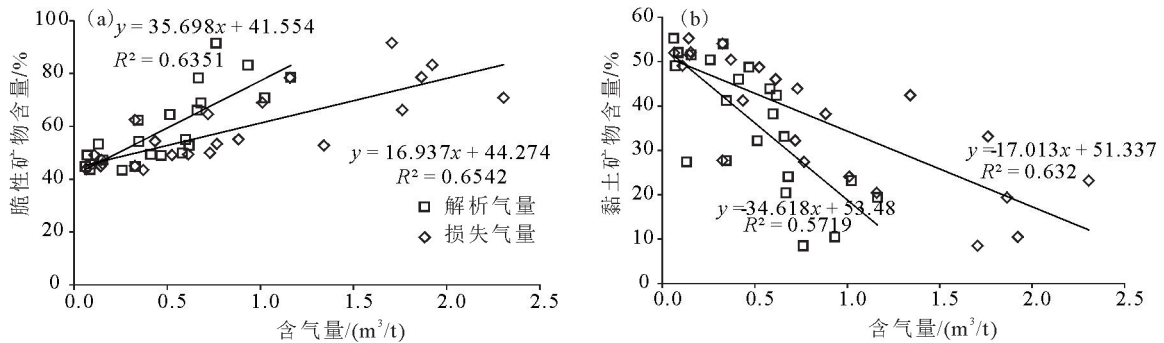


图9 鄂宜页2井五峰组—龙马溪组黑色页岩含气量与矿物组分相关性特征

Fig.9 Plots of gas content vs. brittle mineral content and clay mineral of the black shale from the Wufeng and Longmaxi Formation in the Well Eyy2

表3 鄂宜页2井五峰组—龙马溪组页岩储层品质分级评价参数
Table 3 Reservoir evaluation parameters of the Wufeng and Longmaxi Formation in the Well Eyy2

储层品质	TOC/%	脆性指数/%	含气性/(m ³ /t)	沉积环境
I类(优质储层)	>2.5	>50	>2	深水硅质陆棚
II类(次优储层)	1.5~2.5	40~50	1~2	深水泥质陆棚
III类(差储层)	0.5~1.5	30~40	0.5~1	深/浅水泥质陆棚
IV类(非储层)	<0.5	<30	<0.5	浅水泥质陆棚

良好盖层。

综上所述可以发现,鄂宜页2井五峰组—龙马溪组页岩气储层的分布主要受到沉积环境的显著控制作用,自下而上随着海平面的升降储层也表现

出不同的特征。但深水硅质陆棚形成的WF2—LM4笔石带页岩往往具有高有机碳、高脆性和高含气性的特点,是I类储层形成的最有利环境,因此WF2—LM4笔石带页岩也是宜昌乃至鄂西五峰组—龙马溪组页岩气勘探的主要目标层段。

6 结论

(1)鄂宜页2井富有机质页岩主要为黏土质硅质页岩夹少量硅质岩、混合质页岩以及硅质黏土质页岩,富硅页岩段主要分布于凯迪阶与鲁丹阶;TOC大于2%的黑色富有机质页岩约16 m,缺失LM5—LM6笔石带,富有机质页岩上延至埃隆阶LM7笔石带底部,其中TOC高值集中出现于赫南特阶及其上

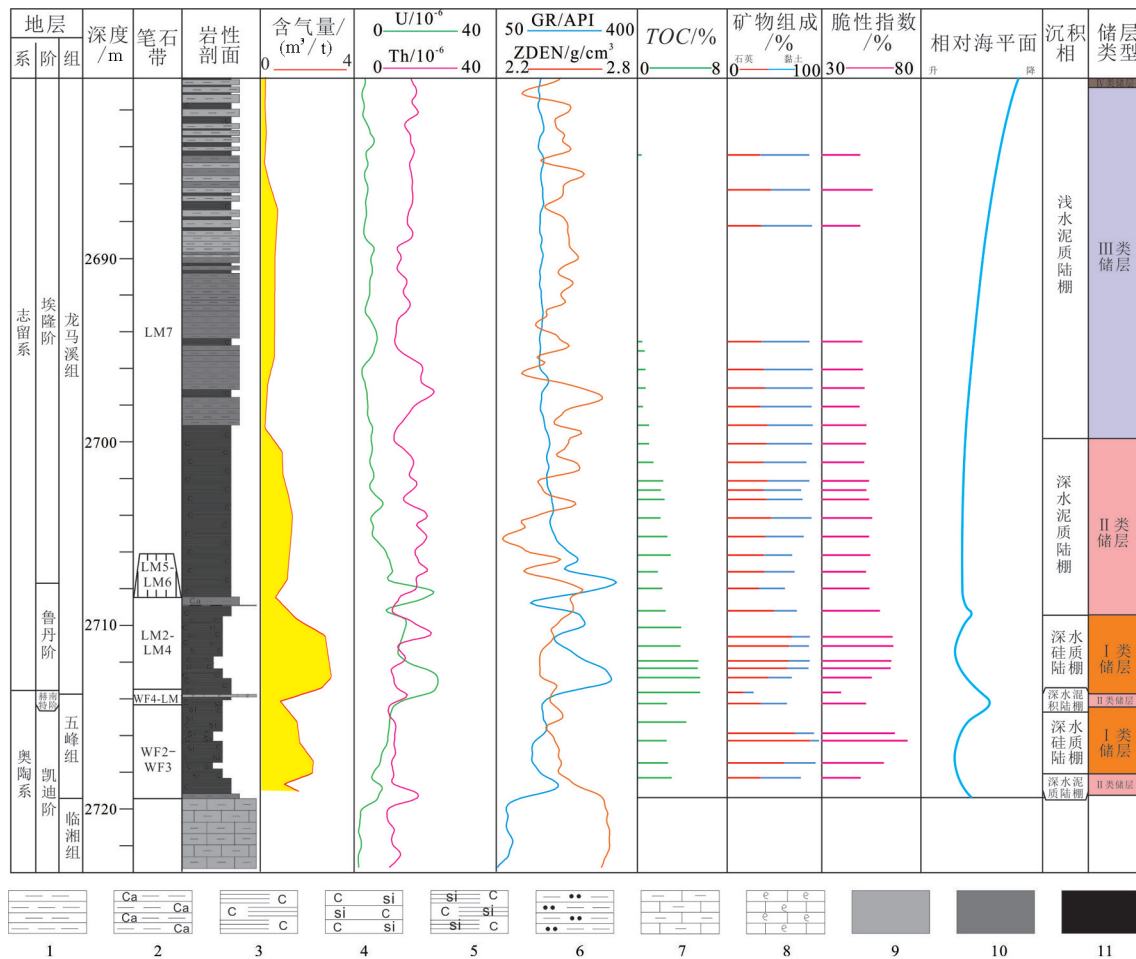


图10 鄂宜页2井五峰—龙马溪组富有机质页岩段储层综合评价

1—泥岩;2—混合质页岩;3—富碳黏土质页岩;4—富碳硅质页岩;5—富碳硅质页岩;6—粉砂质泥岩;7—泥灰岩;8—介壳灰岩;9—深灰色页岩;10—灰黑色页岩;11—黑色页岩

Fig.10 Reservoir evaluation of the black organic-rich shale of the Wufeng and Longmaxi Formation in the Well Eyy2

1—Mudstone;2—Mixed shale;3—Organic-rich argillaceous shale;4—Organic-rich silicilites;5—Organic-rich siliceous shale;6—Silty mudstone;7—Argillaceous mudstone;8—Shell limestone;9—Dark grey shale;10—Black gray shale;11—Black shale

下的硅质页岩中,表明有机质的富集与古气候、海洋环境变化关系密切;有机质类型为 I - II 型, R_o 在 1.88%~2.03%, 平均 1.98%, 处于高成熟晚期—过成熟早期, 显示黑色页岩已过大量生气阶段。

(2) 页岩储集空间主要为有机质纳米孔、溶蚀作用形成微米孔, 以及微裂缝等。孔隙孔径变化较大, 具有两头高中间低的特征, 小于 100 nm 的有机质纳米孔占总孔隙的 50% 以上, 直径大于 5 μm 孔占比 30%。基于氮气吸附实验测试结果显示, 直径小于 10 nm 的孔隙提供了绝大部分的纳米孔隙体积, 且孔隙容积、比表面积与有机碳含量存在显著正相关性。

(3) 鄂宜页 2 井五峰—龙马溪组黑色页岩现场解析含气量在 0.068~3.33 m^3/t , 平均 1.13 m^3/t , 含气量大于 1 m^3/t 的页岩厚约 19 m, 高含气量层段集中于凯迪阶 WF2-WF3 与鲁丹 LM2-LM4 阶, 自下而上损失气量与解析气量整体上逐渐减少。页岩含气量与 TOC、脆性矿物含量之间具有明显的正相关性, 相对较好的保存条件也是五峰组—龙马溪组页岩气得以保存至今的关键因素。

(4) 根据 TOC、含气性、脆性矿物含量以及页岩沉积环境等参数, 将鄂宜页 2 井五峰组—龙马溪组黑色富有机质页岩段划分为 4 类储层。其中 I 类储层, 总厚度约 9 m, 主要对应于凯迪阶 WF2-WF3 笔石带以及鲁丹阶 LM2-LM4 笔石带深水环境下形成的硅质页岩和硅质岩层段; II 类储层, 总厚度约 11 m, 主要对应于 LM7 笔石带下部深水泥质陆棚形成的硅质页岩和黏土质页岩段, LM7 笔石带中部及以上为差储层和非储层。

References

Chen Shangbin, Zhu Yanmin, Wang Hongyan, Liu Honglin, Wei Wei, Fang Junhua. 2011. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin[J]. *Acta Petroleologica Sinica*, 32(5): 775-782(in Chinese with English abstract).

Chen Xiaohong, Zhang Baomin, Chen Lin, Zhang Guotao, Li Peijun, Zhang Miao. 2018. Main geological controlling factors and enrichment pattern of shale gas reservoirs in the Late Ordovician-Early Silurian Strata of Yichang, Western Hubei Province[J]. *Acta Geoscientifica Sinica*, 39(3): 257-268(in Chinese with English abstract).

Chen X, Rong J Y, Li Y, Boucot A J. 2004. Facies patterns and

geography of the Yangtze Region, South China, through the Ordovician and Silurian transition[J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 204(3): 353-372.

Chen X, Rong J Y, Fan J X, Zhan R B, Mitchell C E, Harper D A T, Melchin M J, Peng P A, Finney S C, Wang X F. 2006. The global boundary stratotype section and point (GSSP) for the base of the Hirnantian Stage (the uppermost of the Ordovician System) [J]. *Episodes*, 29(3):183-195.

Chen Xu, Fan Junxuan, Zhang Yuandong, Wang Hongyan, Chen Qing, Wang Wenhui, Liang Feng, Guo Wei, Zhao Qun. 2015. Subdivision and delineation of the Wufeng and Lungmachi black shales in the subsurface areas of the Yangtze Platform[J]. *Journal of Stratigraphy* 39(4):351-358(in Chinese with English abstract).

Deng Mingzhe, He Dengfa. 2018. The geological structure in the Dangyang area and its significance to the shale gas exploration in Yichang Area, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 45(4): 487-500(in Chinese with English abstract).

Dong Min, Zhang Linyan, Wang Zongxiu, Dong Hui, Zhu Yonggang. 2019. Accumulation characteristics and preservation conditions of the Niutitang Formation of Lower Cambrian Series shale gas in Western Hubei: A case study of well XD1[J]. *Journal of Earth Science*: 1-19. DOI: 10.3799/dqkx.2019.127(in Chinese with English abstract).

Fan J X, Melchin M J, Chen X, Wang Y, Zhang Y D, Chen Q, Chi Z L, Chen F. 2011. Biostratigraphy and geography of the Ordovician-Silurian Lungmachi black shales in South China[J]. *Science China: Earth Science*, 54: 1854-1863

Ge Mingna, Pang Fei, Bao Shujing. 2019. Micro pore characteristics of Wufeng-Longmaxi shale and their control on gas content: a case study of well Anye 1 in Zunyi area, Guizhou Province[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 41(1): 23-30(in Chinese with English abstract).

Guo Tonglou, Liu Ruobing. 2013. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example [J]. *Natural Gas Geoscience*, 24(4): 643-651(in Chinese with English abstract).

Guo Xusheng. 2014. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in Southern China—Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 88(7):1209-1218(in Chinese with English abstract).

Jacob H. 1989. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("Migrabitumen"). *International Journal of Coal Geology*, 11: 65-79.

Li Xiao, Wang Bingxian. 2020. Study on the reservoir characteristics and gas-bearing property of Longmaxi Formation in Py-1 Well, Southeast Chongqing[J]. *Geology and Resources*, 29(2): 152-160

- (in Chinese with English abstract).
- Liu An, Bao Hanyong, Li Hai, Wei Kai, Li Jitao, Zeng Xiongwei. 2016. Analysis of the shale gas geological conditions of the Upper Ordovician Wufeng Formation— Lower Silurian Longmaxi Formation in Hubei Province and predict the favorable zone[J]. Geological and Mineral Resources of South China, 32(2):126–134 (in Chinese with English abstract).
- Maletz J, Wang C S, Wang X F. 2019. Katian (Ordovician) to Aeronian (Silurian, Llandovery) graptolite biostratigraphy of the YD–1 drill core, Yuanan County, Hubei Province, China[J]. Palaeontology, 1–32.
- Miao Fengbin, Peng Zhongqin, Wang Chuanshang, Yue Yong, Wang Zongxin. 2019. Gas-bearing capacity and controlling factors of Niutitang Formation shale in Well XZD–1, western margin of Xuefeng Uplift[J]. Journal of Earth Science, 44(11): 3662–3677 (in Chinese with English abstract).
- Nie Haikuan, Jin Zhijun, Bian Ruikang, Du Wei. 2016. The “Source–Cap Hydrocarbon–Controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation— Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 37(5):557–571(in Chinese with English abstract).
- Tu Yi, Zou Haiyan, Meng Haiping, Xia Zhiyuan, Li Nan. 2014. Evaluation criteria and classification of shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 35(1):153–158(in Chinese with English abstract).
- Wang Chao, Zhang Boqiao, Shu Zhiguo, Lu Yongchao, Lu Yaqui, Bao Hanyong, Li Zheng, Liu Chao. 2018. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation— Longmaxi Formation in Fuling Area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 39(3): 485–497(in Chinese with English abstract).
- Wang Chuanshang, Wang, Xiaofeng, Chen Xiaohong, Li Zhihong, Li Xubing. 2018. Ordovician sequence stratigraphy and correlation in the Middle–Upper Yangtze region, South China[J]. China Geology, 1(3): 354–366.
- Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Xinjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, Wu Wei. 2015. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. Natural Gas Industry, 35(3): 12–21(in Chinese with English abstract).
- Wang Yuman, Wang Shufang, Dong Dazhong, Li Xinjing, Huang Jinliang, Zhang Chenchen, Guan Quanzhong. 2016. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the Lower Silurian, Southern Sichuan[J]. Earth Science Frontiers, 23(1): 119–133(in Chinese with English abstract).
- Wang Zhigang. 2015. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 36(1): 1–6(in Chinese with English abstract).
- Wu Jin, Liang Feng, Lin Wen, Bai wenhua, Ma Chao, Sun Shasha, Zhao Qun, Song Xiaojiang, Yu Rongze. 2017. Reservoir characteristics and gas-bearing capacity of Wufeng– Longmaxi Formation shale in Well WX–2, northeast Chongqing area [J]. Acta Petrolei Sinica, 38(5): 512–524(in Chinese with English abstract).
- Xie Zhitao, Hu Haiyan, Yuan Haopu, Liu Jipeng, Wang Tao, Liu Lihang. 2021. Influence of shale components on the pore development differences between Wufeng– Longmaxi Formation and Niutitang Formation: A case study of Jy–1 Well in Southeast Chongqing and Cy–1 Well in Northwest Hunan[J]. Geology and Resources, 30(2): 143–152(in Chinese with English abstract).
- Xu Daliang, Peng Lianhong, Liu Hao, Wei Yunxu. 2013. Meso–Cenozoic tectono–sedimentary response of multi–phased uplifts of Huangling Anticline, Central China[J]. Geology & Mineral Resources of South China, 29(02): 90–99(in Chinese with English abstract).
- Xu Zhenyu, Jiang Shu, Xiong Shaoyun, Liang Xin, Wang Gaocheng, Guo Yanling, He Yong, Rao Daqian. 2015. Characteristics and depositional model of the Lower Paleozoic organic rich shale in the Yangtze Continental Block[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 33(1): 21–35(in Chinese with English abstract).
- Yan Detian, Wang Qingchen, Chen Daizhao, Wang ZhuoZhuo. 2008. Sedimentary environment and development controls of the hydrocarbon sources beds: The Upper Ordovician Wufeng Formation and the Lower Silurian Longmaxi Formation in the Yangtze Area[J]. Acta Geologica Sinica, 82(3): 321–327(in Chinese with English abstract).
- Yu Chuan, Nie Haikuan, Zeng Chunlin, Cheng Lijun Shao Xiaozhou. 2014. Shale reservoir space characteristics and the effect on gas content in Lower Palaeozoic Erathem of the Eastern Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 88(7): 1311–1320(in Chinese with English abstract).
- Zhai Gangyi, Wang Yufang, Bao Shujing, Guo Tianxu, Zhou Zhi, Chen Xianglin, Wang Jinzhu. 2017. Major factors controlling the accumulation and high productivity of marine shale gas and prospect forecast in Southern China[J]. Earth Science, 42(7): 1057–1068(in Chinese with English abstract).
- Zhang Chenchen, Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Xinjing, Dong Dazhong. 2016. Evaluation of the Wufeng– Longmaxi shale brittleness and prediction of “sweet spot layers” in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 36(9): 51–60(in Chinese with English abstract).
- Zhang Junfeng, Xu Hao, Zhou Zhi, Ren Pengfei, Guo Jingzhen, Wang Qiong. 2019. Geological characteristics of shale gas reservoir in Yichang area, western Hubei. Acta Petrolei Sinica, 40(8): 887–899 (in Chinese with English abstract).
- Zhang Xiaoming, Shi Wanzhong, Xu Qinghai, Wang Ren, Xu Zhuang, Wang Jian, Wang Chao, Yuan Qi. 2015. Reservoir characteristics and controlling factors of shale gas in Jiaoshiba Area, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 36(8): 926–939, 953(in Chinese with English abstract).
- Zhang Yanlin, Duan Ke, Liu Zaoxue, Jin Chunshuang, Chen Ke, Luo

- Fan. 2019. Characteristics of shale and main controlling factors of shale gas enrichment of Lower Cambrian Niutitang Formation in western Hubei[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 41(5):691-698(in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,刘洪林,魏伟,方俊华. 2011. 四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J]. *石油学报*, 32(5): 775-782
- 陈孝红,张保民,陈林,张国涛,李培军,张森. 2018. 鄂西宜昌地区晚奥陶世一早志留世页岩气藏的主控地质因素与富集模式[J]. *地球学报*, 39(3): 257-268.
- 陈旭,樊隽轩,张元动,王红岩,陈清,王文卉,梁峰,郭伟,赵群,聂海宽,文治东,孙宗元. 2015. 五峰组及龙马溪组黑色页岩在扬子覆盖区内的划分与圈定[J]. *地层学杂志*, 39(4): 351-358.
- 邓铭哲,何登发. 2018. 当阳地区地质结构及其对宜昌地区志留系页岩气勘探的意义[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 45(4): 487-500.
- 董敏,张林炎,王宗秀,董会,朱永刚. 2019. 鄂西地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏及保存条件分析——以XD1井为例[J]. *地球科学*:1-19.
- 葛明娜,庞飞,包书景. 2019. 贵州遵义五峰组—龙马溪组页岩微观孔隙特征及其对含气性控制——以安页1井为例[J]. *石油实验地质*, 41(1):23-30.
- 郭彤楼,刘若冰. 2013. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J]. *天然气地球科学*, 24(4): 643-651.
- 郭旭升. 2014. 南方海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 88(7): 1209-1218.
- 李萧,王丙贤. 2020. 渝东南彭水地区彭页1井龙马溪组储层特征及含气性研究[J]. *地质与资源*, 29(2): 152-160.
- 刘安,包汉勇,李海,李继涛,曾雄伟. 2016. 湖北省上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气地质条件分析及有利区带预测. *华南地质与矿产*, 32(2):126-134.
- 苗凤彬,彭中勤,王传尚,岳勇,汪宗欣. 2019. 雪峰隆起西缘湘张地1井牛蹄塘组页岩含气性特征及控制因素[J]. *地球科学*, 44(11): 3662-3677.
- 聂海宽,金之钧,边瑞康,杜伟. 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集[J]. *石油学报*, 37(5): 557-571.
- 涂乙,邹海燕,孟海平,夏志远,李楠. 2014. 页岩气评价标准与储层分类[J]. *石油与天然气地质*, 35(1): 153-158.
- 王超,张柏桥,舒志国,陆永潮,陆亚秋,包汉勇,李争,刘超. 2018. 四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 39(03): 485-497.
- 王玉满,董大忠,李新景,黄金亮,王淑芳,吴伟. 2015. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J]. *天然气工业*, 35(3): 12-21.
- 王玉满,王淑芳,董大忠,李新景,黄金亮,张晨晨,管全中. 2016. 川南下志留统龙马溪组页岩岩相表征[J]. *地质学前沿*, 23(1):119-133.
- 王志刚. 2015. 涪陵页岩气勘探开发重大突破与启示[J]. *石油与天然气地质*, 36(1):1-6.
- 武瑾,梁峰,齐文,王红岩,拜文华,马超,孙莎莎,赵群,宋晓江,于荣泽. 2017. 渝东北地区巫溪2井五峰组—龙马溪组页岩气储层及含气性特征[J]. *石油学报*, 38(5): 512-524.
- 谢志涛,胡海燕,袁浩蕾,刘冀蓬,王涛,刘立航. 2021. 页岩组分对五峰—龙马溪组与牛蹄塘组页岩孔隙发育差异的影响——以渝东南焦页1井与湘西北慈页1井为例[J]. *地质与资源*, 30(2): 143-152
- 徐大良,彭练红,刘浩,魏运许. 2013. 黄陵背斜中生代多期次隆升的构造—沉积响应[J]. *华南地质与矿产*, 29(2): 90-99.
- 徐政语,蒋恩,熊绍云,梁兴,王高成,郭燕玲,何勇,饶大骞. 2015. 扬子陆块下古生界页岩发育特征与沉积模式[J]. *沉积学报*, 33(1): 21-35.
- 严德天,王清晨,陈代钊,汪建国,王卓卓. 2008. 扬子及周缘地区上奥陶统一下志留统烃源岩发育环境及其控制因素[J]. *地质学报*, 82(3): 321-327.
- 余川,聂海宽,曾春林,程礼军,邵晓州. 2014. 四川盆地东部下古生界页岩储集空间特征及其对含气性的影响[J]. *地质学报*, 88(7): 1311-1320.
- 翟刚毅,王玉芳,包书景,郭天旭,周志,陈相霖,王劲铸. 2017. 我国南方海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J]. *地球科学*, 42(7): 1057-1068.
- 张晨晨,王玉满,董大忠,李新景,管全中. 2016. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩脆性评价与“甜点层”预测[J]. *天然气工业*, 36(9): 51-60.
- 张君峰,许浩,周志,任鹏飞,郭景震,王琼. 2019. 鄂西宜昌地区页岩气成藏地质特征[J]. *石油学报*, 40(8):887-899.
- 张晓明,石万忠,徐清海,王任,徐壮,王健,王超,袁琪. 2015. 四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素[J]. *石油学报* 36(8): 926-939, 953.
- 张焱林,段轲,刘早学,金春爽,陈科,罗凡. 2019. 鄂西下寒武统牛蹄塘组页岩特征及页岩气富集主控因素[J]. *石油实验地质*, 41(5): 691-698.