

南方海相深层页岩气储集空间 差异化发育及保持机理探讨

杨振恒^{1,2,3,4}, 陶国亮^{1,2,3,4}, 鲍云杰^{1,2,3,4}, 卢龙飞^{1,2,3,4},
孙永革⁵, 刘伟新^{1,2,3,4}, 申宝剑^{1,2,3,4}, 聂海宽⁶

1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126;
2. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126;
3. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 江苏 无锡 214126;
4. 国家能源页岩油研发中心, 江苏 无锡 214126;
5. 浙江大学 地球科学学院, 杭州 310014;
6. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206

摘要:我国南方海相深层(主体埋深大于3 500 m)页岩气具备良好的地质条件,资源潜力巨大,但由于埋深大,研究程度低,不同位置的水平井之间产能差异比较明显,勘探开发面临诸多挑战。在调研国内外深层页岩气现状及发展动态的基础上,重点梳理我国南方海相深层页岩气储集空间差异化发育、石英等刚性矿物抗压保孔和储层流体超压保孔等研究进展和存在问题。就川东南上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组深层页岩气而言,储集空间差异化发育及其是否有效保持是控制含气量、产能和单井EUR的主要原因之一,但差异化发育特征及保持机理并不明确,储层近深层原位条件下的差异化响应过程及机理仍需要深入研究;石英等刚性矿物在抗压保孔过程中具有重要的作用,但关于“石英抗压保孔”对不同储集空间类型的差异化作用仍不明确;“储层流体超压”作用对于深层页岩气储集空间保持具有重要的意义,但对“储层流体超压”究竟如何作用于深层页岩气储集空间了解甚微。解决上述问题的关键在于研究典型富有机质页岩处于近深层原位状态下(多重应力加载和高温)不同类型储集空间类型差异化发育、响应及保持特征和作用机理。

关键词: 深层页岩气; 差异化发育; 保持机理; 五峰组—龙马溪组; 南方海相

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Differential development and maintenance mechanism of reservoir space for marine shale gas in South China's deep strata

YANG Zhenheng^{1,2,3,4}, TAO Guoliang^{1,2,3,4}, BAO Yunjie^{1,2,3,4},

LU Longfei^{1,2,3,4}, SUN Yongge⁵, LIU Weixin^{1,2,3,4}, SHEN Baojian^{1,2,3,4}, NIE Haikuan⁶

1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
2. SINOPEC Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
3. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
4. State Energy Center for Shale Oil Research and Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China;
5. School of Earth Sciences, Zhejiang University, Hangzhou, Zhejiang 310014, China;
6. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China

Abstract: The deep marine strata with burial depth greater than 3 500 m in South China have good geological conditions and huge potential for shale gas resource. However, due to the burial depth and relative poor understanding, the productive difference between horizontal wells in different positions is obvious, and exploration and development are still challenging. On the basis of investigating the current situation and development trends of global deep shale gas, this paper focuses on the differential development of reservoir of marine deep shale gas in South China, the pore preservation by pressure resistance of rigid minerals such as quartz, and the pore preservation of reservoir fluid overpressure. The differential development of reservoir space and effectiveness is one of the

收稿日期: 2022-02-13; 修订日期: 2022-08-01。

作者简介: 杨振恒(1979—), 男, 高级工程师, 从事非常规油气研究工作。E-mail: yangzh.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项(2015ZX05061001)和国家自然科学基金项目(41690133)联合资助。

main factors for the controlling of gas content, productivity and EUR per well of deep shale gas of the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern part of Sichuan Basin, but the characteristics of differential development and maintenance mechanism is unclear, and the differentiated response process under in-situ conditions of near-deep reservoirs and the mechanism still need to be studied. Although it is recognized that rigid minerals such as quartz play an important role for the pressure resistance and pore preservation, its varied effect on different types of storage spaces is still unclear. It has been shown that the effect of reservoir fluid overpressure is of great significance to the preservation of deep shale gas storage space, it is still limited understanding of how reservoir fluid overpressure affects deep shale reservoir space. The key factor to answer the problems above is to study the characteristics and mechanism of differential development, response and maintenance of different types of reservoir space in a typical organic-rich shale in a near-deep in-situ state with multiple stress loading and high temperature.

Key words: deep shale gas; differential development; maintenance mechanism; Wufeng-Longmaxi formations; marine strata in South China

页岩气是指主要以吸附或游离状态赋存于富有机质页岩层系中的天然气,具有自生自储、无明显气水界面、在空间上大面积连续分布富集的特点^[1-3]。美国页岩气革命对世界能源格局产生了重大影响,主要资源国都加大了页岩气勘探开发力度。我国具有丰富的页岩气资源^[4-5],近年来,页岩气勘探开发取得了重大突破。南方地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组是中国页岩气勘探开发的重点地区,已发现涪陵、长宁—威远和昭通等多个页岩气田。当前页岩气勘探开发主要集中在中浅层,主体埋深小于3 500 m^[6-8]。已有勘探揭示,该套层系在主体埋深大于3 500 m的深层同样具有良好页岩气勘探前景^[9-10],但由于埋深大,研究程度低,勘探开发面临诸多挑战。

我国南方地区五峰组—龙马溪组页岩主体埋深较大,有近一半地区埋深大于4 500 m,中浅层主要分布在四川盆地边缘(如涪陵地区和长宁地区等)和盆地西部的尖灭带附近^[11]。五峰组—龙马溪组深层页岩,特别是自贡—宜宾—长宁—赤水一带是深水陆棚的沉积中心,富有机质页岩厚度普遍大于涪陵中浅层区,前者富有机质页岩最大厚度在120 m以上,后者则在100 m左右^[12-14]。在川南坳陷中心,埋深一般为3 200~4 500 m,处于五峰组—龙马溪组深水陆棚沉积中心区,TOC含量大于3%, R_o 一般在1.6%~3.4%,三矿物法脆性指数不小于50的“甜点层”为全盆地最厚,一般在10~70 m,中心区则达30~70 m,是十分优质的页岩发育层^[15]。广泛发育的厚层富有机质页岩为页岩气生成和赋存提供了物质基础和储集空间,决定了南方深层海相页岩气具有含气性高和资源量大等特征。勘探已经揭示,威远地区和丁山地区典型深层页岩气井部分井核心层段含气量超过5 m³/t,甚至优于涪陵焦石坝地区,可作为优质含气层^[16-17]。

据测算,我国页岩气3 500 m以深资源量占65%以上,仅大焦石坝、丁山、南川等区域,其深层页岩气资源量高达4 612×10⁸ m³,该部分资源能否有效勘探和开发对当前我国页岩气发展具有重要影响^[18]。

本文在调研国内外深层页岩气现状及发展动态的基础上,重点梳理我国南方海相深层页岩气储集空间差异化发育、石英等刚性矿物抗压保孔和储层流体超压保孔等研究进展和存在问题,并对下一步研究方向提出建议,以期为我国南方海相深层页岩气储层研究提供借鉴和思路。

1 国内外勘探研究现状及进展

1.1 美国深层页岩气勘探

美国较早对深层页岩气进行了系统研究,并对一些地区进行了成功的勘探和开发,其经验对我国深层页岩气具有借鉴作用^[19-22]。当前,美国已形成 Marcellus 和 Barnett 为代表的6大页岩气产区,合计产量占美国页岩气总产量的90%以上^[21]。不同的页岩储层类型、形成机制及其演化历史决定了页岩气的赋存方式、赋存能力和生产特征的差异性。美国页岩气勘探表明,福特沃斯盆地 Barnett 页岩气藏以有机质孔为主,页岩气藏中以吸附态赋存的天然气为主,具有含气量较高、递减慢和稳产时间长等特点^[22]。主体埋深超过3 500 m的深层页岩气产区主要包括 Cana Woodford、Haynesville、Eagle Ford、Hilliard-Baxter-Mancos 和 Uinta Mancos 等产区^[21]。北美深层页岩气气源岩条件好,具有有机质丰度高、热演化程度适中中等特征。例如 Haynesville 深层富有机质泥页岩 TOC 含量主体介于2.0%~5.0%,平均为4.2%, R_o 平均为2.37%。尽管 Haynesville 页岩埋深大,但仍能够保持较高的孔隙度,平均为6.2%,比 Barnett 页岩的3.0%、

Marcellus 页岩的 3.7% 均高, Haynesville 深层页岩孔隙度较高的原因主要为微裂缝和孔隙中的中孔(2~50 nm)较为发育,其中中孔的发育程度在几个典型页岩气藏中最高^[21-22]。Haynesville 深层页岩气藏以矿物质孔为主,页岩气藏中游离态天然气较多,具有不同页岩气井含气量差别较大,不少水平井生产递减速度快等特征^[21]。尽管如此,美国深层页岩气勘探开发仍取得了不小的成就,以 Haynesville 深层页岩气为例,其水平井分段压裂后单井平均产气量在 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,并且获得了经济开发,展示了深层页岩气勘探开发的广阔前景。

1.2 国内深层页岩气勘探

针对深层页岩气勘探需求,我国对南方海相复杂地质条件下的深层页岩气的富集特征开展了研究。中国石化和中国石油在南方局部地区针对志留系的页岩气深井探索中陆续获得了一些重要发现^[23-25]。例如,中国石化部署在四川盆地赤水探区林滩场构造的页岩气风险探井林页 3HF 井($\geq 4\ 000 \text{ m}$),经测试获日产天然气 $17.19 \times 10^4 \text{ m}^3$,部署在威远地区白马镇向斜底部的威页 23-1HF 井($\geq 3\ 500 \text{ m}$)获高产气流。中国石油加大深层页岩气的持续攻关,实施深层($\geq 3\ 500 \text{ m}$)页岩气工程,泸州区块阳 101H1-2 井和阳 101H2-8 井分别获测试日产量 46.9×10^4 和 $50.7 \times 10^4 \text{ m}^3$;位于重庆市铜梁区的足 202-H1 井(3 925 m),测试日产量 $45.67 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。与此同时,南方地区不同位置的水平井之间产能差异比较明显,深层页岩气井存在产量递减快、单井 EUR 低、经济效益相对较差的特点^[26-27]。如中国石化 DY1 井的测试产量仅为 $3.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, NY1 井初始产量不足 $0.12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。中国石油川南首口页岩气评价井 Y101 井压力系数 2.2,初始产量达 $43 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,但实测孔隙度仅 2.3%~6.9%,产量在投产后的不到一年下降至 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右。中国石油在川南坳陷中心迄今已钻 20 多口页岩气评价井中,70% 产量不足 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,难以进行有效商业开发^[15]。上述勘探实践表明南方地区五峰组—龙马溪组深层页岩气富集机理和储层发育具有特殊性和复杂性,是深层页岩气勘探面临的主要瓶颈之一。

2 储集空间差异化发育及保持机理研究进展以及存在的问题

2.1 储集空间差异化发育

2.1.1 差异化发育特征及其与产能的关系

对于我国南方五峰组—龙马溪组深层页岩气,

已有研究表明储集空间差异化发育是控制页岩气含气量、产能和单井 EUR 的主要原因之一^[26-28]。页岩中储集空间特征是决定页岩含气性的关键因素,对页岩气的储集和开发具有重要意义^[29-31]。国内学者对中浅层富有机质页岩中储集空间特征进行了大量的研究^[28,32-37]。总体而言,以涪陵焦石坝为代表的中浅层富有机质泥页岩是基质孔隙+裂缝型页岩气藏,孔隙度总体表现为低—中孔的特点,优质层段页岩吸附曲线主体以两端开放的平板型孔隙为主,孔隙类型主要包括有机质孔、粒间孔、粒内孔、微裂缝、黏土矿物孔、生物结构孔等;有机质孔隙是南方地区中浅层页岩气核心层段的主要孔隙类型,其孔隙大小从 10 nm 至上百纳米不等。我国南方地区海相页岩储集空间差异化发育特征还缺乏系统的研究,从已有的研究成果来看,川南深层页岩气田(长宁—威远、昭通)五峰组—龙马溪组页岩吸附曲线以 H2 和 H3 型为主,主要为墨水瓶型和狭缝型孔隙,具有较高的比表面积和孔体积,孔隙直径主要集中在微孔和介孔,孔隙主体孔径分布在 3~10 nm,通过岩石物理模型解释,川南页岩气田裂缝孔隙基本不发育,为基质型页岩气田。焦石坝页岩气田和川南页岩气田储集空间特征差异在一定程度上决定了二者单井产能的差异,并在勘探实践中得到证实——川南页岩气田单井产量主体为 $(5 \sim 20) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,焦石坝页岩气田单井产量主体为 $(15 \sim 60) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2.1.2 差异化发育主控因素

对南方海相深层页岩气储集空间差异化发育特征及控制因素研究的核心问题仍存在争议,有学者认为,深、浅层页岩基本评价参数相似,深层页岩含气量和孔隙度一般都要高于中深层^[38]。陈洋等^[39]则认为,川南地区不同深度的龙马溪组页岩随着埋深的增加,总孔隙度呈现下降的趋势。有学者发现,高上覆地层压力所带来的机械压实作用对超深层页岩的影响显著,但其对深层页岩的孔径、孔隙形态等参数的影响则较为有限^[40]。陈前等^[41]研究认为,随着深度的增加,顺层有机质中孔隙被压实破坏的现象最为普遍,充填有机质中的孔隙则局部被挤压发生形变。总体而言,上述争议的根源主要与不同学者获得的认识大多来自于局部页岩气藏结果有关,缺乏对南方海相深层页岩气储集空间差异化发育特征及控制因素的宏观、整体研究和认识。

另外,在深层页岩气典型取心井研究过程中发现,深层富有机质页岩具备良好的储集空间,孔隙

类型发育存在“差异化”的变化,但对引起“差异化”变化的主控因素不明。中国石化 WY23-1 井五峰组—龙马溪组优质页岩段孔隙度平均为 6.97%,无机孔类型众多,大量发育,可能是最主要的储集空间类型,这与传统认为的以焦石坝为代表的中浅层页岩气核心层以有机孔类为主的储集空间并不一致,并且,镜下观察发现存在无机矿物黏土+有机质的复合孔缝系统,很多纳米孔隙表现出无机和有机共同作用的结果^[34-35]。刘伟新等^[16]对比研究深层 DY1 井和中浅层 JY1 井五峰组—龙马溪组页岩发现,与中浅层 JY1 井相比,深层 DY1 井底部优质储层具有微孔、介孔、大孔与总孔体积数量更大的特点,这与深层 DY1 井储层存在较多的粒缘缝等无机孔有关。由此可见,深层页岩具备发育良好的储集空间条件,但不同储集空间类型存在“差异化”,其变化的主控因素和机理需深入研究。从现有初步结果看,这种差异化发育很可能源于硅质等刚性矿物抗压保孔的作用,引起有机孔和无机孔的此消彼长,表现为无机孔(例如粒缘缝等)增多的现象。刘树根等^[12]对四川盆地中浅层、深层及超深层页岩储层特征的对比研究也发现,高上覆地层压力带来的机械压实作用对页岩中微孔(小于 2 nm)、介孔(2~50 nm)及大孔(大于 50 nm)的影响存在差异,微孔往往更易受到压实作用的影响,但其相关关系研究尚需更多的数据支撑。

2.1.3 页岩储层近深层原位条件下的差异化响应及机理

通常而言,页岩气储层测试和研究主要基于地面静态实验室条件测试^[42-44]。众所周知,页岩储层敏感性较强,特别是地表条件下测试结果严重受应力释放等因素影响,常规试验评价结果往往无法准确反映其深层原位条件下储层特征。对于川东南地区高陡复杂构造深层页岩,其流体压力、微裂

缝及地应力分布规律复杂,富有机质页岩处于高温超高压多重应力加载状态,与地面静态实验室条件测试结果可能存在较大的差异(图 1)^[45]。另一方面,页岩储层物性、温度与应力敏感性的研究表明,页岩渗透率与温度具有指数关系,随着温度从 20 °C 升高到 180 °C,页岩样品渗透率下降 37.5%~42.9%。在高压条件下页岩渗透率降低为原值的 1/10 以下,因此,深层高温、高压的地质条件将导致深层页岩孔隙度和渗透率比中—浅层更加低^[46-47]。整体而言,深层原位高压高温条件下的储集空间差异化响应实验缺乏深入系统的研究,不同压力温度加载条件下致密物性(氮气孔隙度、垂向和侧向渗流能力等)、储集空间类型(无机孔、有机孔、微裂缝、游离气和吸附气储集空间)响应、缝—孔连通性和渗流性质特征、形变过程及其机理仍不明确。

2.2 石英等刚性矿物抗压保孔

南方地区 WF2-LM4 笔石带硅质页岩段生物成因石英含有较多刚性矿物,因其硬度大、抗压实作用较强,对深层原位页岩孔隙具有一定的支撑保护作用^[13,39,41]。研究结果显示,南方地区五峰组—龙马溪组深层页岩具高储集空间、高脆性矿物、高压和高含气量的特征(表 1),为深层页岩气提供充足的游离气赋存空间和吸附气赋存空间,脆性矿物所形成的刚性“骨架”的保护功不可没。国内学者认识到石英等刚性矿物及其粒间孔抗压实作用强,为早期液态烃,特别是高演化阶段页岩气的生成和储集空间保持提供了保护^[48]。

但是,随着深度的增加,特别是进入 4 km 以深,页岩逐渐进入脆延转换带,抗压实能力降低,保护作用减弱^[49-50]，“石英抗压保孔”作用在多大的深度范围仍有效目前不得而知。另一方面，“石英抗压保孔”作用对于深层页岩气不同类型储集空间(特别是无机孔和有机孔)可能存在差异化保持

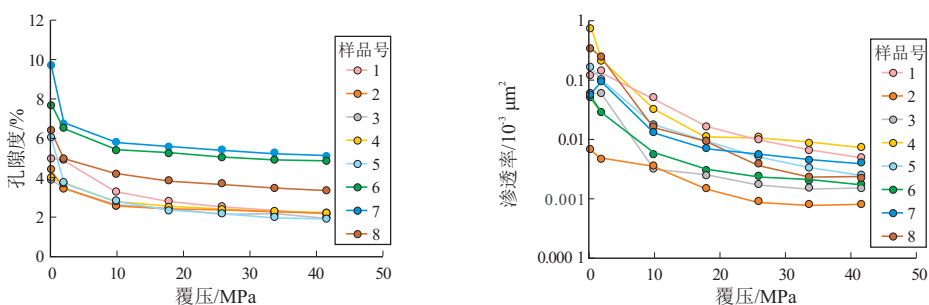


图 1 川南地区深层 X 井岩心样品孔渗随压力变化曲线

Fig.1 Variation curves of porosity and permeability with pressure of core samples from deep strata, well X, southern Sichuan Basin

表 1 南方各地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组深层优质页岩段储集空间发育及含气性数据
Table 1 Reservoir space development and gas-bearing data of high-quality shale section in deep strata, Upper Ordovician Wufeng Formation to Lower Silurian Longmaxi Formation, South China

序号	井号	埋深/ m	脆性矿物/ %	孔隙度/ %	比表面积/ ($m^2 \cdot g^{-1}$)	含气量/ ($m^3 \cdot t^{-1}$)	压力系数	初始产能/ ($10^4 m^3 \cdot d^{-1}$)
1	DYS1 井	4 278	50.4	6.34	25.50	5.06	1.58	31.00
2	WY23-1 井	3 856	61.4	6.97	26.50	4.23	1.88	26.10
3	WY29-1 井	3 715	67.4	6.96	32.00	3.83	1.91	23.82
4	JY1 井	2 415	56.5	4.65	18.90	5.85	1.55	20.30

作用。例如南方地区五峰组—龙马溪组深层页岩底部优质储层具有微孔、介孔、大孔与总孔体积数量更大的特点,被认为与储层存在较多的粒缘缝等无机孔有关,但是否系“石英抗压保孔”作用所致?机理是什么?上述问题仍需进一步研究。相对于无机孔而言,有机质是一种强塑性物质,对压力的抵抗能力相对较差,导致矿物对有机质具有不同程度的保持作用。页岩大部分有机质孔隙的形成与有机质的生烃作用有关,主要发育于有机质生气阶段,且其孔隙特征主要取决于有机质本身的性质^[51]。已经观察到同一成熟度的同一类型有机质表现出不同的孔隙结构,其原因被认为是深层原位条件下石英抗压保孔等后生作用对不同有机质孔隙作用所致^[52]。陈前等^[52]通过扫描电镜观察发现,顺层有机质受压实作用影响最大,孔隙通常经历了整体性改造,充填有机质孔隙形成差异性形变,与矿物结合的有机质中孔隙受压实作用的影响与矿物类型有关,通常与塑性黏土结合的有机质中孔隙经受的压实改造强度大于与刚性矿物结合的有机质。由此可见,深入讨论深层原位条件下刚性

矿物抗压保孔对有机孔、无机孔和微裂缝差异化作用及其机理将有助于揭示富有机质页岩储集空间发育的非均质性成因。

2.3 储层流体超压

研究证实,储层流体超压能减缓在页岩储层中的有效应力,利于页岩储集空间的维持^[53-55]。因此,地层超压(地层压力系数大于 1.2)为页岩气富集高产的重要条件之一。“储层流体超压”对不同类型储集空间保持作用出现分化,高上覆地层压力带来的机械压实作用对页岩中微孔、介孔及大孔的影响存在差异,但超压利于微孔发育与保存,可能会改变微孔减少的趋势,介孔的比表面积、体积、总孔隙体积等参数可能会由于页岩成分、超压状态等特征而呈现出显著差异^[56]。勘探开发实践表明,孔径较大、孔隙形态较为规则的深层页岩层系往往有着较大的地层压力系数和较好的开发效果。因此,深层、超深层页岩中孔隙特征可能指示其内部超压状态的保持情况^[12]。以四川盆地周缘 WY23-1 井(压力系数 1.88)、DYS1 井(压力系数 1.58)和 YZ1 井(压力系数 1.00)为例,

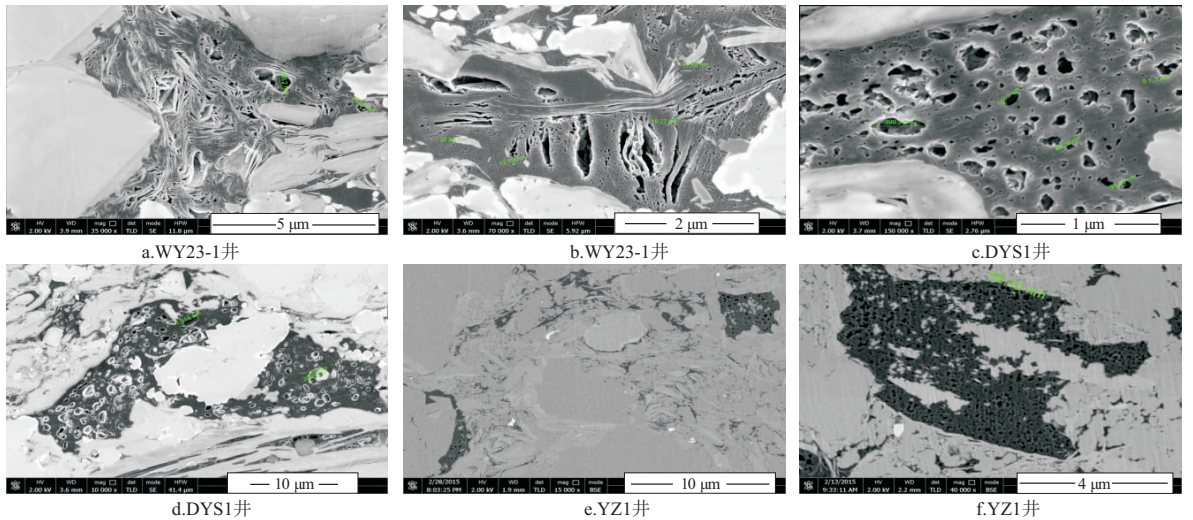


图 2 四川盆地 WY23-1 井、DYS1 井和 YZ1 井富有机质层储集空间发育特征镜下对比
Fig.2 Microscopic comparison of reservoir space development characteristics of organic-rich reservoirs of wells WY23-1, DYS1 and YZ1 in Sichuan Basin

上述3口井都是以五峰组—龙马溪组为目的层的深层页岩气井,在氩离子扫描电镜下观察,其富有机质层段储集空间发育呈现显著差异,超压地层孔隙更为发育,常压地层孔隙出现明显的压缩和消亡。

目前,“储层流体超压”作用对于深层页岩气储集空间差异化影响主要有以下认识。首先,“储层流体超压”作用对于深层页岩致密物性产生影响,常压条件下页岩孔隙度与现今埋深呈明显的负相关性,超压条件下二者不具明显相关性^[54];其次,“储层流体超压”作用对于深层页岩不同孔径储集空间产生影响,超压可以部分抵消上覆地层压力对于微孔的机械压实作用,有利于甲烷在其中的保存^[56];第三,“储层流体超压”作用对于深层页岩储集空间类型产生影响,在深层原位条件下,由于无机孔(黏土矿物缝孔、溶蚀孔、粒间孔、晶间孔等)、有机孔(沥青单孔、无定形干酪根单孔和结构型干酪根连孔)、黏土有机质复合体微孔隙和微裂缝的空间保持能力存在巨大差异,最终会引起游离气赋存空间和吸附气赋存空间保持能力的巨大差异,可能是南方五峰组—龙马溪组深层页岩气含气量、产能、产出方式和单井EUR的巨大差异的主要原因之一^[13,41]。总而言之,虽然认识到了“储层流体超压”作用对于深层页岩气储集空间保持具有重要的意义,但我们对于“储层流体超压”究竟如何作用于深层页岩储集空间的认知仍十分有限。

3 下一步研究方向

综上所述,南方海相深层页岩气具有巨大的潜力,页岩中储集空间特征是决定页岩含气性的关键因素,储集空间差异化发育及其是否有效保持是控制页岩气含气量、产能和单井EUR的主要原因,“石英抗压保孔”和“储层流体超压”利于页岩储集空间的维持。但深层页岩气勘探开发还刚刚起步,南方深层页岩储集空间差异化发育特征研究还缺乏系统性,深层条件储集空间差异化发育主控因素仍不明确,“石英抗压保孔”和“储层流体超压”作用机理研究基本处于空白。基于以上现状,笔者建议以南方五峰组—龙马溪组深层富有机质页岩为研究目标,围绕深层页岩气储集空间特征差异化发育及保持这一核心问题,从以下几个方面加强研究。

(1)系统开展南方深层页岩储集空间差异化发育特征研究。主要包括:①定量研究深层页岩储层致密物性特征,研究页岩不同方向上渗流能力差

异,深度刻画水平层理、纹层、层面构造等对渗流能力的控制作用;②加强深层页岩储集空间识别与三维重建,研究富有机质页岩空间类型特征,重点表征无机孔、有机孔、黏土有机质复合体微孔隙和微裂缝及其关系;③表征孔隙全孔径分布,定量研究游离气储集空间和吸附气储集空间;④分析页岩孔隙连通性特征,分别建立不同类型页岩孔隙的分布模式,探讨缝—孔关系、连通性和渗流性质及其关系。

(2)加强富有机质页岩深层原位条件下储集空间差异化响应研究。通过不同应力加载下的实验(CT、LMRI和SEM等),加强富有机质页岩不同压力温度条件下致密物性响应特征及主控因素研究,研究压力、温度、页岩矿物组成和有机质含量对致密物性变化的控制作用,揭示深层原位条件下不同方向上(垂向和侧向)渗流能力的变化、形变特征及控制因素;

(3)加强“储层流体超压”和“石英抗压保孔”对深层页岩储集空间发育及保持的控制作用研究。主要包括:①对比超压条件和常压条件下不同深度富有机质页岩储集空间差异化发育特征及变化规律,揭示“储层流体超压”对储集空间差异化的控制因素;②对比研究富硅质和富黏土质深层页岩致密物性特征、储集空间特征、全孔径分布、游离气储集空间和吸附气储集空间特征,揭示“石英抗压保孔”对储集空间差异化的控制因素。

无论是南方地区五峰组—龙马溪组深层页岩气储集空间差异化发育,深层高温高压条件下富有机质页岩储集空间差异化响应,还是“储层流体超压”和“石英抗压保孔”作用对不同储集空间差异化保持作用,其核心在于研究典型富有机质页岩处于近深层原位状态下(多重应力加载和高温)不同类型储集空间差异化发育、响应及保持特征和机理,最终揭示南方深层页岩储集空间发育特征差异化发育及保持机理,为南方五峰组—龙马溪组深层页岩气勘探开发提供科学依据。

4 结论

(1)我国南方海相深层页岩气具有良好勘探前景,针对上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组的页岩气深井探索中陆续获得了一些重要发现,但是,南方地区不同位置的水平井之间产能差异比较明显,表明南方地区五峰组—龙马溪组深层页岩气富集机理和储层发育具有特殊性和复杂性。

(2)南方海相储集空间差异化发育是控制页

岩气含气量、产能和单井 EUR 的主要原因之一,但是,深层条件储集空间差异化发育主控因素不明,储层近深层原位条件下的差异化响应过程及机理仍需要深入研究。石英等刚性矿物在抗压保孔过程中具有重要的作用,但是,“石英抗压保孔”对不同储集空间类型的差异化作用仍不十分明确。“储层流体超压”作用对于深层页岩气储集空间保持具有重要的意义,但我们对于“储层流体超压”究竟如何作用于深层页岩储集空间的了解仍十分有限。

(3)无论是南方地区五峰组—龙马溪组深层页岩气储集空间差异化发育,深层高温高压条件下富有机质页岩储集空间差异化响应,还是“储层流体超压”和“石英抗压保孔”作用对不同储集空间差异化保持作用,其核心在于研究典型富有机质页岩处于近深层原位状态下(多重应力加载和高温)不同类型储集空间差异化发育、响应及保持特征和机理。上述研究对我国南方深层页岩气优质储层预测具有理论指导和实际应用意义。

参考文献:

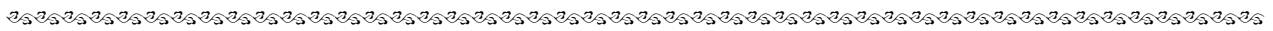
- [1] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [2] 张金川,金之钧,袁明生.页岩气成藏机理和分布[J].天然气工业,2004,24(7):15-18.
ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, YUAN Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- [3] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653.
- [4] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Chengzao, ZHENG Min, ZHANG Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
- [5] 肖贤明,王茂林,魏强,等.中国南方下古生界页岩气远景区评价[J].天然气地球科学,2015,26(8):1433-1445.
XIAO Xianming, WANG Maolin, WEI Qiang, et al. Evaluation of Lower Paleozoic shale with shale gas prospect in South China [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1433-1445.
- [6] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [7] 郭旭升,李宇平,刘若冰,等.四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J].天然气工业,2014,34(6):9-16.
GUO Xusheng, LI Yuping, LIU Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi shale play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [8] 梁兴,王高成,徐政语,等.中国南方海相复杂山地页岩气储层甜点综合评价技术:以昭通国家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2016,36(1):33-42.
LIANG Xing, WANG Gaocheng, XU Zhengyu, et al. Comprehensive evaluation technology for shale gas sweet spots in the complex marine mountains, South China: a case study from Zhaotong national shale gas demonstration zone [J]. Natural gas industry, 2016, 36(1): 33-42.
- [9] 张金川,陶佳,李振,等.中国深层页岩气资源前景和勘探潜力[J].天然气工业,2021,41(1):15-28.
ZHANG Jinchuan, TAO Jia, LI Zhen, et al. Prospect of deep shale gas resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15-28.
- [10] 赵文智,贾爱林,位云生,等.中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J].中国石油勘探,2020,25(1):31-44.
ZHAO Wenzhi, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [11] 赵建华,金之钧,金振奎,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相类型与沉积环境[J].石油学报,2016,37(5):572-586.
ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, JIN Zhenkui, et al. Lithofacies types and sedimentary environment of shale in Wufeng - Longmaxi formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(5): 572-586.
- [12] 刘树根,王世玉,孙玮,等.四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组黑色页岩特征[J].成都理工大学学报(自然科学版),2013,40(6):621-639.
LIU Shugen, WANG Shiyu, SUN Wei, et al. Characteristics of black shale in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(6): 621-639.
- [13] 聂海宽,金之钧,马鑫,等.四川盆地及邻区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征[J].石油学报,2017,38(2):160-174.
NIE Haikuan, JIN Zhijun, MA Xin, et al. Graptolites zone and sedimentary characteristics of Upper Ordovician Wufeng Formation - Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its adjacent areas [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 160-174.
- [14] 王清晨,严德天,李双建.中国南方志留系底部优质烃源岩发育的构造—环境模式[J].地质学报,2008,82(3):289-297.
WANG Qingchen, YAN Detian, LI Shuangjian. Tectonic - environmental model of the Lower Silurian high-quality hydrocarbon source rocks from South China [J]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3): 289-297.

- [15] 王玉满,王宏坤,张晨晨,等.四川盆地南部深层五峰组—龙马溪组裂缝孔隙评价[J].石油勘探与开发,2017,44(4):531-539.
WANG Yuman, WANG Hongkun, ZHANG Chenchen, et al. Fracture pore evaluation of the Upper Ordovician Wufeng to Lower Silurian Longmaxi Formations in southern Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 531-539.
- [16] 刘伟新,卢龙飞,魏志红,等.川东南地区不同埋深五峰组—龙马溪组页岩储层微观结构特征与对比[J].石油实验地质,2020,42(3):378-386.
LIU Weixin, LU Longfei, WEI Zhihong, et al. Microstructure characteristics of Wufeng-Longmaxi shale gas reservoirs with different depth, southeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 378-386.
- [17] 杨振恒,魏志红,何文斌,等.川东南地区五峰组—龙马溪组页岩现场解吸气特征及其意义[J].天然气地球科学,2017,28(1):156-163.
YANG Zhenheng, WEI Zhihong, HE Wenbin, et al. Characteristics and significance of onsite gas desorption from Wufeng-Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(1): 156-163.
- [18] 董大忠,程克明,王世谦,等.页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J].天然气工业,2009,29(5):33-39.
DONG Dazhong, CHENG Keming, WANG Shiqian, et al. An evaluation method of shale gas resource and its application in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 33-39.
- [19] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the western Canada sedimentary basin: application of an integrated formation evaluation [J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [20] HILL R J, ZHANG Etuan, KATZ B J, et al. Modeling of gas generation from the Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.
- [21] CHALMERS G R, BUSTIN R M, POWER I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1099-1119.
- [22] MONTGOMERY S L, JARVIE D M, BOWKER K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential; reply [J]. AAPG Bulletin, 2006, 90(6): 967-969.
- [23] 甘振维.理论创新和技术进步支撑引领百亿气田建设[J].天然气工业,2016,36(12):1-9.
GAN Zhenwei. Theoretical innovation and technical progress will usher in a production period of gas fields with an annual capacity of ten billion cubic meters [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(12): 1-9.
- [24] 贾长贵,路保平,蒋廷学,等.DY2HF 深层页岩气水平井分段压裂技术[J].石油钻探技术,2014,42(2):85-90.
JIA Changui, LU Baoping, JIANG Tingxue, et al. Multi-stage horizontal well fracturing technology in deep shale gas well DY2 HF [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(2): 85-90.
- [25] 曹学军,王明贵,康杰,等.四川盆地威荣区块深层页岩气水平井压裂改造工艺[J].天然气工业,2019,39(7):81-87.
CAO Xuejun, WANG Minggui, KANG Jie, et al. Fracturing technologies of deep shale gas horizontal wells in the Weirong block, southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(7): 81-87.
- [26] 何治亮,聂海宽,胡东风,等.深层页岩气有效开发中的地质问题:以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J].石油学报,2020,41(4):379-391.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, HU Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: a case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(4): 379-391.
- [27] 刘树根,焦望,张金川,等.深层页岩气储层孔隙特征研究进展:以四川盆地古生界海相页岩层系为例[J].天然气工业,2021,41(1):29-41.
LIU Shugen, JIAO Kun, ZHANG Jinchuan, et al. Research progress on the pore characteristics of deep shale gas reservoirs: an example from the Lower Paleozoic marine shale in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 29-41.
- [28] 聂海宽,边瑞康,张培先,等.川东南地区古生界页岩储层微观类型与特征及其对含气量的影响[J].地质前缘,2014,21(4):331-343.
NIE Haikuan, BIAN Ruikang, ZHANG Peixian, et al. Micro-types and characteristics of shale reservoir of the Lower Paleozoic in southeast Sichuan Basin, and their effects on the gas content [J]. Earth Science Frontiers, 2014, 21(4): 331-343.
- [29] JARVIE D M, HILL R J, POLLASTRO R M, et al. Evaluation of unconventional natural gas prospects: the Barnett shale fractured shale gas model [C]//Proceedings of European Association of International on Organic Geochemistry Meeting. Poland, Krakow, 2003.
- [30] 张同伟,张亚军,贾敏,等.中国南方寒武系海相页岩含气性主控因素的科学问题[J].矿物岩石地球化学通报,2018,37(4):572-579.
ZHANG Tongwei, ZHANG Yajun, JIA Min, et al. Key scientific issues on controlling the variation of gas contents of Cambrian marine shales in southern China [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2018, 37(4): 572-579.
- [31] 姜振学,宋岩,唐相路,等.中国南海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.
- [32] 卢双舫,张亚念,李俊乾,等.纳米技术在非常规油气勘探开发中的应用[J].矿物岩石地球化学通报,2016,35(1):28-36.
LU Shuangfang, ZHANG Yanian, LI Junqian, et al. Nanotechnology and its application in the exploration and development of unconventional oil and gas [J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology

- and Geochemistry, 2016, 35(1): 28-36.
- [33] 朱炎铭,王阳,陈尚斌,等.页岩储层孔隙结构多尺度定性—定量综合表征:以上扬子海相龙马溪组为例[J].地学前缘, 2016, 23(1): 154-163.
- ZHU Yanming, WANG Yang, CHEN Shangbin, et al. Qualitative-quantitative multiscale characterization of pore structures in shale reservoirs: a case study of Longmaxi Formation in the Upper Yangtze area[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 154-163.
- [34] 梁超,姜在兴,杨懿婷,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J].石油勘探与开发, 2012, 39(6): 691-698.
- LIANG Chao, JIANG Zaixing, YANG Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng-Longmaxi formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 691-698.
- [35] 魏祥峰,刘若冰,张廷山,等.页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素:以川南—黔北XX地区龙马溪组为例[J].天然气地球科学, 2013, 24(5): 1048-1059.
- WEI Xiangfeng, LIU Ruobing, ZHANG Tingshan, et al. Micropores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoir: a case of Longmaxi Formation in XX area of southern Sichuan and northern Guizhou[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1048-1059.
- [36] 肖佃师,赵仁文,杨潇,等.海相页岩气储层孔隙表征、分类及贡献[J].石油与天然气地质, 2019, 40(6): 1215-1225.
- XIAO Dianshi, ZHAO Renwen, YANG Xiao, et al. Characterization, classification and contribution of marine shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1215-1225.
- [37] 陈尚斌,朱炎铭,王红岩,等.川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J].煤炭学报, 2012, 37(3): 438-444.
- CHEN Shangbin, ZHU Yanming, WANG Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3): 438-444.
- [38] 郭彤楼.深层页岩气勘探开发进展与攻关方向[J].油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 1-6.
- GUO Tonglou. Progress and research direction of deep shale gas exploration and development [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 1-6.
- [39] 陈洋,唐洪明,廖纪佳,等.基于埋深变化的川南龙马溪组页岩孔隙特征及控制因素分析[J].中国地质, 2022, 49(2): 472-484.
- CHEN Yang, TANG Hongming, LIAO Jijia, et al. Analysis of shale pore characteristics and controlling factors based on variation of buried depth in the Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2022, 49(2): 472-484.
- [40] 蒲伯伶,董大忠,吴松涛,等.川南地区下古生界海相页岩微观储集空间类型[J].中国石油大学学报(自然科学版), 2014, 38(4): 19-25.
- PU Boling, DONG Dazhong, WU Songtao, et al. Microscopic space types of Lower Paleozoic marine shale in southern Sichuan Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(4): 19-25.
- [41] 陈前,闫相宾,刘超英,等.压实对页岩有机质孔隙发育控制作用:以四川盆地东南地区及周缘下古生界为例[J].石油与天然气地质, 2021, 42(1): 76-85.
- CHEN Qian, YAN Xiangbin, LIU Chaoying, et al. Controlling effect of compaction upon organic matter pore development in shale: a case study on the Lower Paleozoic in southeastern Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 76-85.
- [42] 洪剑,唐玄,张聪,等.中扬子地区龙马溪组页岩有机质孔隙发育特征及控制因素:以湖南省永顺地区永页3井为例[J].石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1060-1072.
- HONG Jian, TANG Xuan, ZHANG Cong, et al. Characteristics and controlling factors of organic-matter pores in Longmaxi Formation shale, Middle Yangtze region: a case study of Well YY3[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1060-1072.
- [43] 杨洪志,赵圣贤,刘勇,等.泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J].天然气工业, 2019, 39(11): 55-63.
- YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, LIU Yong, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou block, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 55-63.
- [44] 王伟,李阳,陈祖华,等.基于复杂渗流机理的页岩气藏压后数值模拟研究[J].油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 22-29.
- WANG Wei, LI Yang, CHEN Zuhua, et al. Post-fracturing numerical simulation of shale gas reservoir based on complex flow mechanisms [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 22-29.
- [45] 邱楠生,冯乾乾,腾格尔,等.川东南丁山地区燕山期—喜马拉雅期差异构造—热演化与页岩气保存[J].石油学报, 2020, 41(12): 1610-1622.
- QIU Nansheng, FENG Qianqian, TENGGER B, et al. Yanshanian-Himalayan differential tectono-thermal evolution and shale gas preservation in Dingshan area, southeastern Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1610-1622.
- [46] 董文强.温度与有效应力对页岩储层应力敏感影响研究[J].石油化工应用, 2018, 37(3): 62-66.
- DONG Wenqiang. Effects of temperature and effective stress on stress sensitivity of shale reservoirs [J]. Petrochemical Industry Application, 2018, 37(3): 62-66.
- [47] 李庆辉,李少轩,刘伟洲.深层页岩气储层岩石力学特性及对压裂改造的影响[J].特种油气藏, 2021, 28(3): 130-138.
- LI Qinghui, LI Shaoyuan, LIU Weizhou. Rock mechanical properties of deep shale gas reservoirs and their influence on fracturing stimulation [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(3): 130-138.
- [48] 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 formation in the middle and upper Yangtze region and its relationship with shale gas enrichment [J]. Earth Science Frontiers, 2018, 25(4): 226-236.

- SONG Changyu, JIN Hongrui, LIU Xuan, et al. Distribution of methyl phenanthrene in sediments and its impacting on maturity parameters[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2007, 29(2): 183-187.
- [29] RADKE M, WELTE D H, WILLSCH H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin; relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1982, 46(1): 1-10.
- [30] KVALHEIM O M, CHRISTY A A, TELNÆS N, et al. Maturity determination of organic matter in coals using the methylphenanthrene distribution [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1987, 51(7): 1883-1888.
- [31] LIN Renzi, WANG Peirong. PAH in fossil fuels and their geochemical significance[J]. *Journal of Southeast Asian Earth Sciences*, 1991, 5(1/4): 257-262.
- [32] 程克明, 王铁冠, 钟宁宁. 烃源岩地球化学[M]. 北京: 科学出版社, 1995.
CHENG Keming, WANG Tieguan, ZHONG Ningning. *Geochemistry of source rocks*[M]. Beijing: Science Press, 1995.
- [33] RADKE M, VRIEND S P, RAMANAMPISOA L R. Alkyldibenzofurans in terrestrial rocks; influence of organic facies and maturation [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2000, 64(2): 275-286.
- [34] 朱扬明, 顾圣啸, 李颖, 等. 四川盆地龙潭组高热演化烃源岩有机质生源及沉积环境探讨[J]. *地球化学*, 2012, 41(1): 35-44.
ZHU Yangming, GU Shengxiao, LI Ying, et al. Biological organic source and depositional environment of over-mature source rocks of Longtan Formation in Sichuan Basin [J]. *Geochimica*, 2012, 41(1): 35-44.
- [35] HUGHES W B, HOLBA A G, DZOU L I P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1995, 59(17): 3581-3598.
- [36] RADKE M, WELTE D H, WILLSCH H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons; influence of the organic matter type [J]. *Organic Geochemistry*, 1986, 10(1/3): 51-63.
- [37] 魏志彬, 张大江, 张传禄, 等. 甲基二苯并噻吩分布指数(MDBI)作为烃源岩成熟度标尺的探讨[J]. *地球化学*, 2001, 30(3): 242-247.
WEI Zhibin, ZHANG Dajiang, ZHANG Chuanlu, et al. Methyl-dibenzothiophenes distribution index as a tool for maturity assessments of source rocks [J]. *Geochimica*, 2001, 30(3): 242-247.

(编辑 徐文明)



(上接第 853 页)

- [49] 蒋廷学, 卞晓冰, 苏瑗, 等. 页岩可压性指数评价新方法及应用[J]. *石油钻探技术*, 2014, 42(5): 16-20.
JIANG Tingxue, BIAN Xiaobing, SU Yuan, et al. A new method for evaluating shale fracability index and its application [J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(5): 16-20.
- [50] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学. 四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(2): 135-145.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(2): 135-145.
- [51] 胡海燕. 富有机质 Woodford 页岩孔隙演化的热模拟实验[J]. *石油学报*, 2013, 34(5): 820-825.
HU Haiyan. Porosity evolution of the organic-rich shale with thermal maturity increasing [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(5): 820-825.
- [52] 何陈诚, 何生, 郭旭升, 等. 焦石坝区块五峰组与龙马溪组一段页岩有机孔隙结构差异性[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(3): 472-484.
HE Chencheng, HE Sheng, GUO Xusheng, et al. Structural differences in organic pores between shales of the Wufeng Formation and of the Longmaxi Formation's first member, Jiaoshiba block, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(3): 472-484.
- [53] 李双建, 袁玉松, 孙炜, 等. 四川盆地志留系页岩气超压形成与破坏机理及主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(5): 924-931.
LI Shuangjian, YUAN Yusong, SUN Wei, et al. The formation and destruction mechanism of shale gas overpressure and its main controlling factors in Silurian of Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(5): 924-931.
- [54] 刘洪林, 王红岩, 方朝合, 等. 中国南方海相页岩气超压机理及选区指标研究[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 48-54.
LIU Honglin, WANG Hongyan, FANG Chaohe, et al. The formation mechanism of over-pressure reservoir and target screening index of the marine shale in the South China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 48-54.
- [55] 王金铎, 曾治平, 宫亚军, 等. 深部超压储层发育机制及控制因素: 以准噶尔盆地永进油田为例[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(3): 13-19.
WANG Jinduo, ZENG Zhiping, GONG Yajun, et al. Development mechanism and controlling factors of deep overpressured reservoir: a case study of Yongjin Oilfield in Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(3): 13-19.
- [56] 焦堃. 煤和泥页岩纳米孔隙的成因、演化机制与定量表征[D]. 南京: 南京大学, 2015.
JIAO Kun. The characterization, genesis and evolution of nanopores in coals and shales [D]. Nanjing: Nanjing University, 2015.

(编辑 黄娟)