

大面积高丰度海相页岩气富集理论及地质评价技术进展与应用

王红岩 刘德勋 蔚远江 赵群 邱振 董大忠 施振生 孙莎莎 姜振学 刘洪林 周尚文 拜文华

引用本文:

王红岩, 刘德勋, 蔚远江, 等. 大面积高丰度海相页岩气富集理论及地质评价技术进展与应用[J]. *煤田地质与勘探*, 2022, 50(3): 69–81.

WANG Hongyan, LIU Dexun, YU Yuanjiang, et al. Enrichment theory of large area and high abundance marine shale gas and its geological evaluation technology progress and application[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2022, 50(3): 69–81.

在线阅读 View online: <https://dx.doi.org/10.12363/issn.1001-1986.21.12.0824>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

荆门探区五峰组龙马溪组页岩储层特征及甜点层段评价

Characteristics of the shale gas reservoirs and evaluation of sweet spots in Wufeng Formation and Longmaxi Formation in Jingmen exploration area

煤田地质与勘探. 2021, 49(6): 1–11 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.06.001>

鄂尔多斯盆地东缘临兴地区海陆过渡相页岩气地质特征及成藏潜力

Geological characteristics and reservoir-forming potential of shale gas of transitional facies in Linxing area, eastern margin of Ordos Basin

煤田地质与勘探. 2021, 49(6): 24–34 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.06.003>

四川盆地龙马溪组页岩有机质的纳米孔隙

Nano-pores of organic matter in Longmaxi Formation shale in Sichuan basin

煤田地质与勘探. 2018, 46(3): 47–53 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.03.009>

临兴地区海陆过渡相页岩及页岩气地球化学特征

Geochemical characteristics of marine-continental transitional facies shale and shale gas in Linxing area

煤田地质与勘探. 2021, 49(6): 12–23 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2021.06.002>

京西青白口系下马岭组沉积相及页岩气地质条件分析

Sedimentary facies and shale gas geological conditions of Xiamaling Formation of Qingbaikouan System in western Beijing

煤田地质与勘探. 2018, 46(4): 86–92,98 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2018.04.014>

地震勘探技术在煤系非常规气富集区预测中的应用

Application of seismic exploration technology in forecasting unconventional gas enrichment area of coal measures

煤田地质与勘探. 2019, 47(4): 159–164 <https://doi.org/10.3969/j.issn.1001-1986.2019.04.024>



移动阅读

王红岩, 刘德勋, 蔚远江, 等. 大面积高丰度海相页岩气富集理论及地质评价技术进展与应用[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(3): 69–81. doi: 10.12363/issn.1001-1986.21.12.0824

WANG Hongyan, LIU Dexun, YU Yuanjiang, et al. Enrichment theory of large area and high abundance marine shale gas and its geological evaluation technology progress and application[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(3): 69–81. doi: 10.12363/issn.1001-1986.21.12.0824

大面积高丰度海相页岩气富集理论及 地质评价技术进展与应用

王红岩^{1,2}, 刘德勋^{1,2}, 蔚远江^{1,2}, 赵群^{1,2}, 邱振^{1,2}, 董大忠^{1,2}, 施振生^{1,2}, 孙莎莎^{1,2},
姜振学³, 刘洪林^{1,2}, 周尚文^{1,2}, 拜文华^{1,2}

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 国家能源页岩气研发(实验)中心, 北京 100083;
3. 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院, 北京 102249)

摘要: 海相页岩气富集特征及主控因素、地质评价及综合选区是四川盆地及周缘页岩气勘探开发研究的核心内容与突破的关键。基于勘探开发地质与地球物理多学科联合研究、现场调研、重点露田野外踏勘与取样分析、关键探井岩心观察与精细描述等方面的深入研究, 阐述了大面积高丰度页岩气富集理论和地质评价技术内涵, 及其在川南地区五峰–龙马溪组的最新进展、现场应用及成效。大面积高丰度页岩气富集理论进展包括: 厘定了大面积、高丰度页岩气指标含义及其各自相应的地质内涵, 认为硫化缺氧陆棚环境发育控制了川南富有机质沉积与富有机质页岩展布, 富硅富钙海洋生物勃发控制了页岩气高有机质丰度分布, 多地质事件沉积耦合作用控制富有机质页岩甜点段和高资源丰度分布; 提出优质储层纹层与有机质纳米孔喉发育, 条带状粉砂纹层优质页岩储层高含气性、高脆性、网状裂缝和岩性、电性、物性、地化特性、含气性、可压性“六性”最佳, 建立了页岩气 4 个阶段过程的超压聚集、差异富集演化模式。大面积高丰度超压页岩气地质评价技术进展包括: 建立了基于“层序地层、化学地层、生物地层”的黑色笔石页岩地层小层对比与评价技术, 研发了 5 台/套页岩储层表征关键参数测试装置与分析技术, 形成了页岩气储层定量表征与评价技术, “双厚度、多参数”甜点区优选评价技术, 在四川盆地优选出 36 个有利目标区, 页岩气总地质资源量 $10.35 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。应用表明, 该套理论与技术有效指导和支撑了中国石油页岩气资源评价、地质选区、储量发现、示范区综合评价与建设, 为海相页岩气规模开发与产建部署、推动页岩气产业发展提供了重要支撑和决策依据。

关键词: 海相页岩气; 富集地质理论; 地质评价技术; 大面积; 高丰度; 页岩气甜点(段/区); 四川盆地及周缘

中图分类号: TE321; P618.13 文献标志码: A 文章编号: 1001-1986(2022)03-0069-13

Enrichment theory of large area and high abundance marine shale gas and its geological evaluation technology progress and application

WANG Hongyan^{1,2}, LIU Dexun^{1,2}, YU Yuanjiang^{1,2}, ZHAO Qun^{1,2}, QIU Zhen^{1,2}, DONG Dazhong^{1,2},
SHI Zhensheng^{1,2}, SUN Shasha^{1,2}, JIANG Zhenxue³, LIU Honglin^{1,2},
ZHOU Shangwen^{1,2}, BAI Wenhua^{1,2}

收稿日期: 2021-12-15; 修回日期: 2022-02-28

基金项目: 国家科技重大专项项目(2017ZX05035); 中国石油天然气股份有限公司前瞻性基础性战略性技术攻关项目(2021DJ19)

第一作者: 王红岩, 1971 年生, 男, 江苏徐州人, 博士, 教授级高级工程师, 从事页岩气等非常规油气勘探开发与基础理论研究工作. E-mail: wanghongyan69@petrochina.com.cn

通信作者: 蔚远江, 1966 年生, 男, 四川合川人, 博士, 高级工程师, 从事页岩气等非常规油气地质综合评价与发展战略、沉积学与盆地分析、规划部署研究. E-mail: 724631322@qq.com

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. National Energy Shale Gas R & D(Experiment)Center, Beijing 100083, China; 3. Unconventional Oil and Gas Science and Technology Research Institute, China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: The enrichment characteristics and main controlling factors of marine shale gas, geological evaluation and comprehensive area selection of sweet spots are the core content and key to the breakthrough of shale gas exploration and development in Sichuan Basin and its periphery. On the basis of intensive study of geology and geophysical multidisciplinary joint research, field investigation, survey and sampling analysis of key outcrops, core observation and fine description of key exploration wells, this paper presents the enrichment theory and connotation of geological evaluation technology of large area and high abundance shale gas as well as its recent advances, field applications and effectiveness of the Wufeng Longmaxi Formations in southern Sichuan. The progress of enrichment theory of large area and high abundance shale gas includes: the indexes of large area and high abundance shale gas and their corresponding geological connotations were determined, and it was concluded that the development of sulfide anoxic shelf environment controls the distribution of organic rich sediments and organic rich shale in southern Sichuan; the booming of silicon-rich and calcium-rich marine organisms controls the distribution of high organic matter abundance of shale gas, and the sedimentary coupling of multiple geological events controls the sweet spot section and high resource abundance distribution of organic rich shale; it was proposed that the high-quality reservoir lamina and organic matter nano pore throat were developed, and the banded silty sand lamina high-quality shale reservoir had high gas bearing property, high brittleness, network fracture and the best properties of lithology, electrical property, physical property, geochemical property, gas bearing property and compressibility; the evolution model of overpressure accumulation and differential enrichment of shale gas in 4 stages were established. The progress of geological evaluation technology of large area and high abundance overpressure shale gas includes: the small layer correlation and evaluation technology of black graptolite shale formation based on “sequence stratigraphy, chemical stratigraphy and biostratigraphy” is established; five sets of key parameter test devices and test analysis technology for shale reservoir characterization are developed; and the quantitative characterization and evaluation technology of shale gas reservoir and the “double thickness, multi parameter” sweet spot area optimization evaluation technology is formed. Favorable target areas of 36 were selected and total geological resources of shale gas was $10.35 \times 10^{12} \text{ m}^3$. The application shows that this set of theories and technologies effectively guides and supports PetroChina shale gas geological selection, resource evaluation and reserve discovery, comprehensive evaluation and construction of demonstration area, and provides important support and decision-making basis for scale development and production construction deployment of marine shale gas and the development of shale gas industry.

Keywords: marine shale gas; enrichment geological theory; geological evaluation technology; large area; high abundance; sweet spot (section/area) of shale gas; Sichuan Basin and its periphery

四川盆地及周缘五峰-龙马溪组海相页岩气是我国天然气增储上产最重要的领域,分布面积大、丰度高、超压、热演化程度高、埋藏深、纳米级孔喉发育,独具中国特色。壳牌、BP 等国际知名油公司在川南 3 个合作区钻井 35 口,但由于北美技术“水土不服”,水平井平均测试产量 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,效果不佳,相继退出了合作。

近年来,国外提出了非常规油气连续型富集理论,宽泛且未考虑中国地质特点;研发了页岩气储层精细表征和定量评价技术与实验设备,呈部分领先和区域优势,关键参数具地域性特征;页岩气地质评价参数体系与有利区优选技术主要为各大油公司独有技术,少见报道。

国内勘探家和学者们持续开展了海相页岩气富集规律及主控因素研究,先后提出了二元富集^[1]、三元富集^[2]、五性一体富集^[3]、源-盖控藏富集^[4]、双控和三控

富集^[5-6]认识,认为保存条件是多期构造演化的叠合型四川盆地页岩气富集高产的关键因素^[7-10]，“源-盖”空间匹配关系的数量(静态匹配)和质量(动态匹配)控制着页岩气富集位置和富集程度,提出了页岩气“建造-改造”的富集评价思路^[7-12],总结了涪陵页岩气地质评价技术^[13],包括优质含气页岩段的沉积特征、生烃潜力、储集特征、含气性、可压性、资源量及地质综合选区评价七方面,初步形成了适用于简单地质工程条件的页岩气地质评价 13 项关键指标体系与有利区优选技术^[14],但尚无高温原位物理模拟装置、页岩气成藏过程的定量模拟试验装置,页岩气储层表征和评价技术难以实现精细和量化。

总体来看,海相页岩气勘探开发仍然面临页岩气富集规律认识不到位、优质页岩气储层特征研究不深入、页岩气地质评价风险大、核心勘探评价技术依赖国外等瓶颈问题。笔者基于勘探开发地质、地球物理

多学科联合研究、现场调研、重点露头野外踏勘与取样分析、关键探井岩心观察与精细描述等方法与大量实物工作,探讨大面积高丰度页岩气富集理论和地质评价专有技术新进展与应用成效,以期支撑我国页岩气增储上产和国家页岩气示范区建设,为寻找有利区块、甜点目标和稳产增产拓展勘探思路,提供理论依据。

1 大面积高丰度超压页岩气的内涵

1.1 大面积、高丰度指标与内涵

本文所谓“大面积”,是指页岩气源岩、储层两类成藏富集要素在四川盆地大面积发育与横向规模展布,烃类在其中连续型聚集、广泛发育形成的规模分布页岩气资源。

大面积发育包含两方面内涵:①源岩、储层两类成藏富集要素的大面积发育与平面上的规模变化。从成藏要素看,烃、储一体的海相页岩及源-储叠置组合的分布面积至少在数千甚至上万平方千米,如四川盆地及周缘五峰-龙马溪组海相页岩,埋深4 500 m以浅的分布面积达 $3.78 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。从成藏要素的规模变化看,四川盆地及周缘海相页岩的平面分布存在一定非均匀性,致使页岩气富集在横向上具有连续聚集、变化性展布。②富集分布样式上表现为连续聚集,表现出非常规油气连续型聚集最典型的特征。

高丰度页岩气的内涵体现在3个方面:①这类页岩气烃源岩具有高有机质丰度特征,总有机碳质量分数(TOC)普遍大于2%(大于4.0%为特高丰度,2.0%~4.0%为高丰度)^[15-16],是由特定的地质环境与演化历史决定的;②该类页岩气具有高资源丰度特征,资源评价厘定的面积资源丰度通常大于 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (资源丰度大于 $1.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 为高丰度)^[15,17],资源分布具有非均质性、连续分布性;③具有中高储量丰度特征,储量丰度平均 $8.27 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (技术可采储量丰度大于 $8.0 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 为高丰度)^[16],含气面积大(数十至数千平方千米)、地质储量规模大(数十亿至数千亿方);④具有高压系数^[16]特征,川南构造稳定区五峰-龙马溪组海相页岩分布区普遍存在超压现象,压力系数普遍大于1.2、主体大于1.5。超压作用下地层能量相对充足,页岩储层具超低含水饱和度、离散纳米孔隙群、较好可改造性,有利于压裂后形成高产。

1.2 区域地质概况与页岩气勘探现状

四川盆地及周缘广泛发育6套海相、海陆过渡相及陆相页岩地层,最为有利的是海相页岩地层,其中的奥陶系-志留系的五峰组-龙马溪组底部黑色页岩是主要产气层位。

四川盆地五峰组-龙马溪组分布面积大,页岩气资源丰富。据中国石油第四次油气资源评价结果,五峰组-龙马溪组分布面积 $14.4 \times 10^4 \text{ km}^2$,地层厚度100~600 m,TOC质量分数大于2%的优质页岩厚度20~70 m,埋深4 500 m以浅面积 $4.9 \times 10^4 \text{ km}^2$,页岩气地质资源量 $21.94 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主要分布在川南地区。巨大的页岩分布面积和远景资源量,为选区评价提供了资源基础。

我国的海相页岩气勘探开发从2005年开始至今,经历了资源评价与勘探突破、先导试验示范区建设、工业化生产等阶段^[18],在四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组一段获得商业开发,相继建成长宁、威远、昭通、涪陵等海相页岩大气田。截至2020年底,累计探明储量 $2.01 \times 10^{12} \text{ m}^3$,2020年产量达到 $200.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。据统计,长宁(宁201、宁216-宁209井区)、威远(威202、威204、威202H9、威208井区)、昭通(YS108、阳102、YS118井区)、泸州(泸203、阳101、黄202井区)、东胜-平桥、永川等区块的页岩气储量丰度分布在 $(5.7 \sim 11.45) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,平均 $8.28 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图1),具有典型的大面积高丰度富集特征,成为中国近期探明页岩气储量的重点。

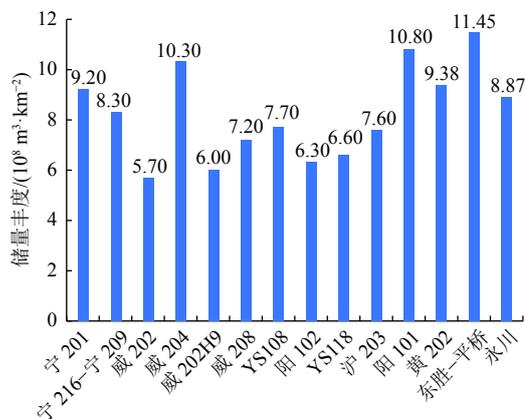


图1 四川盆地及周缘海相页岩气不同井区储量丰度统计
Fig.1 Reserve abundance statistics of marine shale gas in different well areas in Sichuan Basin and its periphery

2 超压页岩气大面积高丰度连续型富集理论

“十三五”以来,主要采用野外剖面观测、岩心观察、样品测试化验、地质综合分析等手段,创建了生物勃发+硫化缺氧底部水体+优质储层控制“三高”丰度分布、超压聚集与差异富集为核心的超压页岩气大面积高丰度连续型富集地质理论。

2.1 多地质事件耦合富有机质页岩成因及其高丰度发育机理

2.1.1 硫化缺氧陆棚环境发育对富有机质沉积与富有机质页岩展布的控制作用

四川盆地海相优质页岩总体为缺氧环境沉积,龙

马溪期陆棚相可分为深水和浅水陆棚亚相,深水陆棚亚相为静水强还原沉积,水动力条件弱^[19-21],底部静水环境适合有机质保存,有利于富有机质页岩形成。

奥陶纪末—志留纪初的凯迪—鲁丹期是富有机质页岩发育的最有利时期。在全球持续性海平面上升背景下,扬子板块所处区域普遍海侵,在四川盆地及周缘形成了川南—黔北、川东—鄂西、川北大面积低能、欠补偿、缺氧的海相半深水—深水陆棚相环境,沉积了五峰组—龙马溪组大套岩性单一、细粒、厚度大、富有机质、富硅质/钙质黑色页岩,总有机碳质量分数(TOC)一般大于 3.0%。

页岩气甜点段形成与有机质沉积富集过程密切相关。基于四川盆地五峰组—龙马溪组高精度元素地球化学特征,探讨该页岩层系中异常高有机质沉积富集过程,认为五峰组—龙马溪组页岩沉积期的海洋表层水体总体为高生产力背景,这种高的初级生产力水平是异常高有机质大量沉积富集的重要前提条件和决定性因素;而在断裂带发育较弱的构造稳定区域,硫化缺氧的缓慢沉积水体环境更易形成大规模异常高有机质沉积^[21],是控制页岩气甜点段及区域上甜点区形成的关键因素。异常高有机质沉积富集的形成是水体表层高的初级生产力及其与水体循环共同控制着的氧化还原条件这两大因素动态演化的结果^[21-22]。

2.1.2 富硅富钙海洋生物勃发对川南页岩气高有机质丰度分布的控制作用

在五峰组沉积早中期(即凯迪间冰期),气候温暖湿润,海平面上升至高位,海底出现大面积缺氧环境,水体营养丰富,藻类、放射虫、笔石等浮游生物出现高生产,生物碎屑颗粒、有机质和黏土矿物等复合体主体以“海洋雪”方式缓慢沉降,沉积速率一般 2.3~3.2 m/Ma。在川南—川东—川东北及其周缘深水—半深水区,沉积一套富含有机质和生物硅的硅质页岩,镜下纹层不发育(较少或欠发育),TOC 质量分数一般 2.0%~4.6%。

在奥陶纪末五峰组沉积晚期(即赫南特冰期),随着海平面急剧下降(降幅 50~100 m)、海水温度降低和以浮游生物为食物的笔石大量灭绝, $\delta^{13}\text{C}$ 值开始发生正漂移,在观音桥段中部(即奥陶纪末全球最大冰期)达-29.0‰(长宁)到-27.6‰(宜昌王家湾), $\text{P}_2\text{O}_5/\text{TiO}_2$ 比值达到 0.84 高峰值^[23]。缺氧的深水域缩小至川南—川东—川东北—中扬子北部坳陷区,并形成了表层浮游生物勃发(达到高生产力顶峰)、底层有机质高埋藏率的滞留海盆,沉积一套富含有机质和生物硅的硅质页岩和钙质硅质混合页岩,沉积速率为 0.3~3.6 m/Ma, TOC 质量分数一般 2.1%~11%。

在川南地区五峰组—龙马溪组识别出 8 个斑脱岩(火山灰)密集段,优质页岩主要发育于第五层斑脱岩密集段以下。斑脱岩(火山灰)层是火山喷发事件的产物,古海洋表层环境下营养丰富的火山灰物质促进了笔石与藻类等富硅富钙生物勃发,提高了烃类生产力,生物勃发导致短期内有机质高度富集。铁化—硫化缺氧控制有机质保存,是川南地区页岩高有机质丰度(TOC 普遍大于 2%)的主因,龙马溪组底部则形成了高 TOC(>3%)、高硅(>60%)、高孔(>4%)“甜点段”。

2.1.3 多地质事件沉积耦合对富有机质页岩甜点段和高资源丰度分布的控制作用

页岩气甜点段沉积时期,全球及华南扬子地区主要发生了构造运动、海平面升降、气候变冷(冈瓦纳冰期)、火山喷发、海水硫化缺氧、生物灭绝/勃发六大重要地质事件,其沉积耦合作用对页岩气甜点段形成与时空分布产生重要影响。最为直接的两个影响因素,一是沉积时期海洋表层较高的初级生产力,是有机质大量生成的重要前提条件^[21];二是海洋底部发育硫化缺氧水体,是有机质有效保存的关键条件。在奥陶纪末凯迪阶晚期及赫南特中期,全球发生了显生宙第一次生物大灭绝事件,造成了海洋底栖动物如珊瑚、腕足、三叶虫等、游泳动物如牙形石类和笔石类及浮游藻类不同程度的属、种消亡。而得以存活的海洋生物如笔石类型相对单一,可能因竞争者减少出现“勃发”现象,沉积后形成富笔石页岩。这些笔石生物不仅为页岩气形成提供一些有机质,它们本身富含有机质孔、且能够形成笔石纹层,有利于页岩气储存及开发过程中页岩气流动。在生物大量灭绝之后,全球气候逐渐变暖,藻类等浮游生物因捕食者减少开始繁盛,海洋表层初级生产力大幅度提高,生成大量有机质;同时,海洋陆棚广泛发育硫化缺氧底部水体,将有机质有效保存下来,沉积后形成富有机质页岩,为甜点段页岩气大量生成及纳米级孔喉系统发育提供了物质基础。

富有机质页岩甜点段形成是多地质事件沉积耦合作用的结果,志留纪早期大规模硫化缺氧和奥陶纪末期局部硫化缺氧水体有利于富有机质页岩大面积沉积发育。两个规模硫化缺氧之间存在冰期事件,加剧生物灭绝,冰期事件和硫化缺氧生物大灭绝,是“甜点段”形成的大背景。硫化缺氧沉积条件是甜点段/区形成的关键因素,控制了页岩气的高资源丰度(普遍大于 $5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$) 分布,这为大面积“甜点”发育提供了理论解释。

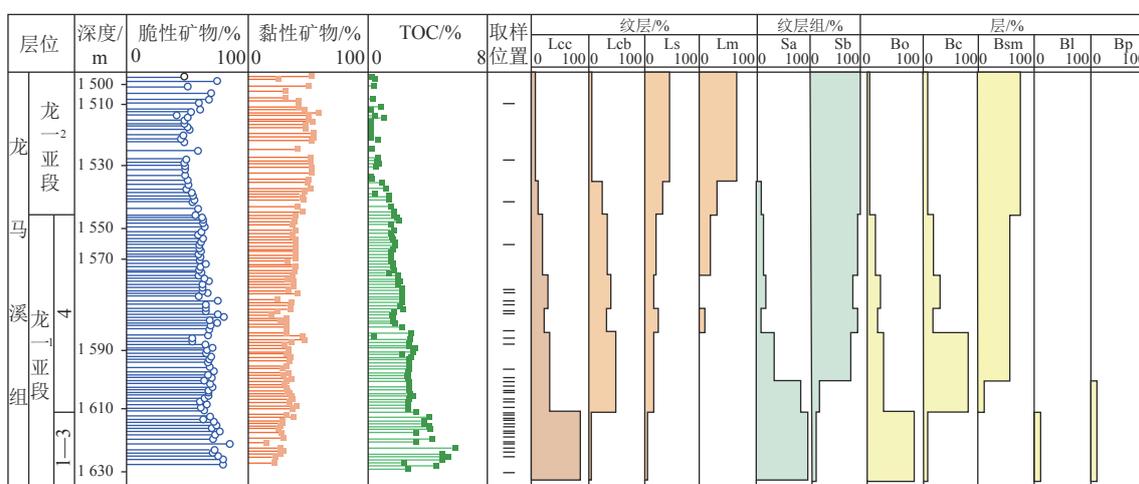
2.2 海相页岩气优质储层特征与时空展布规律

2.2.1 优质储层纹层与有机质纳米孔喉发育

四川盆地及周缘五峰—龙马溪组黑色页岩可划分

出富有机质纹层、含有机质纹层、黏土质纹层和粉砂质纹层4类,富有机质+含有机质纹层组和含有机质+粉砂质纹层组2类纹层组,以及富有机质层、含有机质层、砂泥薄互层、生物碎屑层、黄铁矿层5类层^[24-25]。研究纹层纵向演化发现,巫溪2井龙马溪组纹层类型纵向上呈规律性变化(图2)。龙一₁亚段1—3小层富有机质纹层约占90%,含有机质纹层和粉砂质纹层各占5%;龙一₁亚段4小层含有机质纹层约占55%,富有机质纹层和粉砂质纹层分别占20%,黏土质纹层占5%;龙一₂亚段黏土质纹层占60%,粉砂质纹层占30%,富有机质纹层和含有机质纹层各占5%。纹层组类型

中,龙一₁亚段1—3小层富有机质+含有机质纹层组占90%,含有机质+粉砂质纹层组占10%;龙一₁亚段4小层富有机质+含有机质纹层组约占15%,含有机质+粉砂质纹层组约占85%;龙一₂亚段富有机质+含有机质纹层组约占5%,含有机质+粉砂质纹层组占95%。层类型中,龙一₁亚段1—3小层富有机质层占75%,含有机质层占5%,生物碎屑层和黄铁矿层分别占10%;龙一₁亚段4小层下部含有机质层占70%,富有机质层占20%,砂泥薄互层占10%;龙一₂亚段4小层上部砂泥薄互层占60%;龙一₂亚段砂泥薄互层约占80%,富有机质层和含有机质层分别占10%^[24-25]。



Lcc—富有机质纹层; Lcb—含有机质纹层; Ls—粉砂质纹层; Lm—黏土质纹层; Sa—富有机质+含有机质纹层组; Sb—含有机质+粉砂质纹层组; Bo—富有机质层; Bc—含有机质层; Bsm—砂泥薄互层; Bl—生物碎屑层; Bp—黄铁矿层

图2 四川盆地巫溪2井龙马溪组矿物组成与纹层分布(据文献[25])

Fig.2 Mineral composition and laminar distribution of the Longmaxi Formation in well Wuxi 2, Sichuan Basin (according to literature [25])

页岩纳米孔隙和微裂缝发育,相互连通构成网络。龙马溪组一段含气页岩以纳米孔隙为主,孔径为0~1 000 nm,以0~100 nm区间孔隙含量最大^[25]。其中泥纹层10~40 nm孔径区间孔隙含量最大,粉砂纹层100~1 000 nm孔径区间孔隙含量最大。有机孔孔径集中分布于0~100 nm,其中10~40 nm区间孔隙含量最大。无机孔中,粒间孔孔径分布于200~1 000 nm,其中500~1 000 nm区间孔隙含量最大;溶蚀孔隙孔径分布于40~1 000 nm,100~1 000 nm区间孔隙含量最大。微裂缝长度10~200 nm,其中40~200 nm区间微裂缝含量较大。

川南地区页岩纹层和层理发育,由下至上依次发育6种层理类型,包括生物扰动型块状层理、递变型水平层理、均质型块状层理、条带状粉砂型水平层理、砂泥递变型水平层理和砂泥互层型水平层理。

统计表明,优质页岩发育砂泥递变型和条带状粉砂型水平层理,其中含条带状粉砂纹层页岩脆性矿物含量最高、有机孔含量最高、物性最好、页岩水平/垂

直渗透率比值最大,总体岩性、电性、物性、地化特性、含气性、可压性“六性”最佳,是“甜点段”主要层理类型。

2.2.2 优质储层时空展布规律

沉积研究发现,四川盆地及周缘存在蜀南和川东两大富有机质页岩厚度中心与暗色页岩厚度中心,两者位置相同(图3),只是富有机质页岩厚度是暗色页岩厚度的50%左右。蜀南厚度中心分布在威远南—富顺—永川—泸州—长宁一带,五峰—龙马溪组下部富有机质页岩厚度45~65 m,面积 $1.8 \times 10^4 \text{ km}^2$;川东厚度中心分布在巫溪—万州—石柱—丰都—涪陵—武隆—南川一带,五峰—龙马溪组下部富有机质页岩厚度35~50 m,面积扩大到 $4.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。高TOC、高硅质、高有效孔隙度和高游离气饱和度层段位于LM1—LM3。

从凯迪晚期到埃隆早期,川南地区处于局限静水环境的深水陆棚相沉积环境,控制了优质页岩储层(甜点层)分布。泸州—长宁地区龙一₁亚段底部的优质页岩发育,沉积厚度30~50 m;靠近川中剥蚀区,局部发

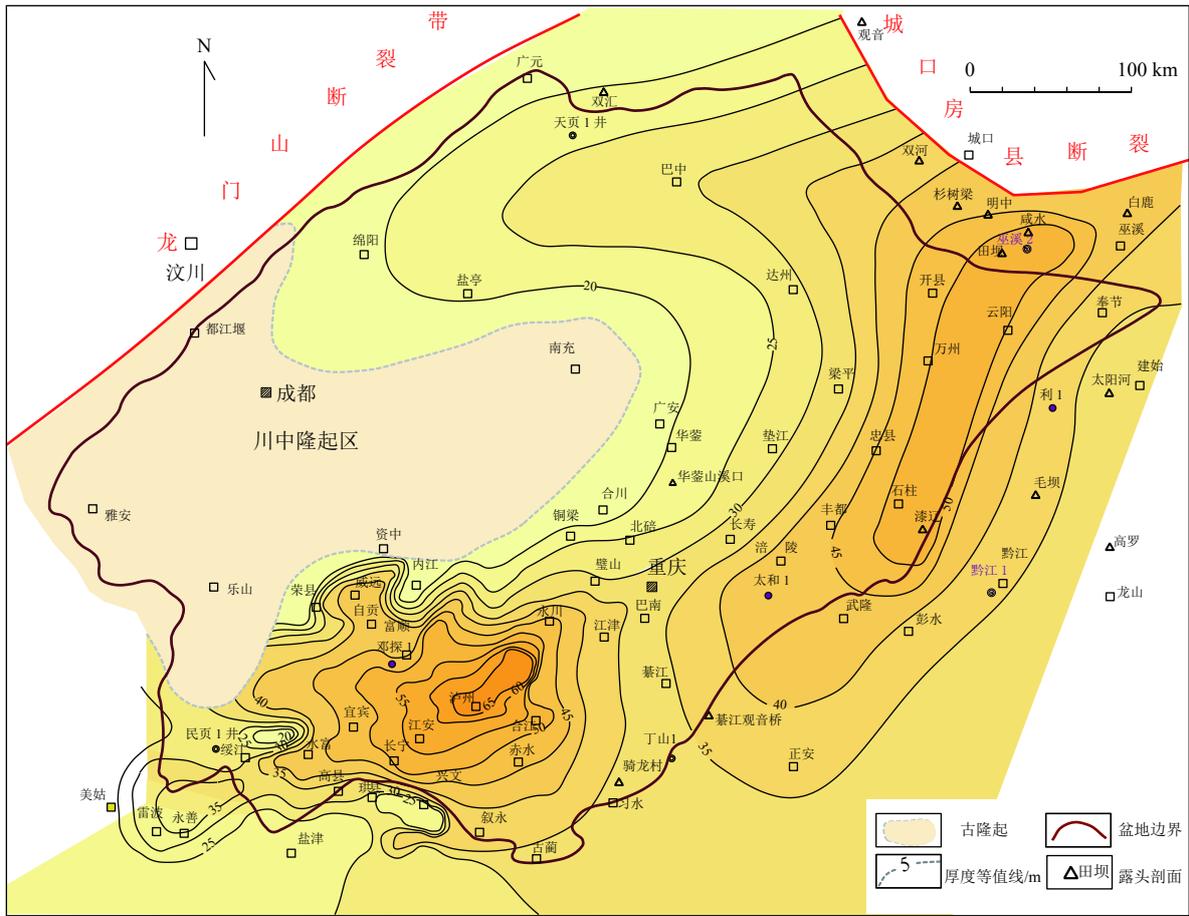


图 3 四川盆地及周围五峰-龙马溪组富含有机质页岩厚度分布

Fig.3 Thickness distribution of organic rich shale of the Wufeng Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery

育有古地貌高部位(或水下高地), 导致优质页岩厚度相对较薄, LM1—LM4 笔石带极薄, 轴钜比一般小于 1.2, 与川南地区其他深水陆棚区强还原环境存在一定区别; 川南北部地区局部的古地貌高地甜点层较薄, 分布范围非常局限。总体上, 川南地区页岩气开发主层系沉积相带有利, 沉积厚度大, 分布稳定。富有机质页岩主要发育于深水陆棚相, 明确 LM1—LM3 层段页岩沉积时还原性最强, 储层品质最优, 为选区评价奠定了基础。

2.3 海相页岩气超压聚集、差异富集特征与机理

2.3.1 超压聚集、差异富集特征

实践表明, 储层压力系数表征地下流体能量和流体封闭程度, 很好地反映了页岩含气性及保存条件, 川南地区五峰组-龙马溪组页岩储层压力系数普遍较高(为 1.2~2.0), 压力系数大于 1.2 的异常高压地层区页岩气保存条件均较好, 超压储层主要分布在川南的长宁-昭通中浅层、威远、泸州、渝西、焦石坝区块。压力系数为 1.8~2.0 的地区保存条件较为优越, 超压富集区主要分布在川南的富顺-泸州-长宁, 以及川东-重庆地区的涪陵-忠县-万州-达州地区。但压力系数大于

2.0 的地区多数埋藏深度较大, 页岩气开发难度加大。

超压页岩气藏具有 3 个基本特征: 一是超低的含水饱和度, 富气页岩在储层条件下含水饱和度远远低于束缚水饱和度; 二是离散性的纳米孔隙群, 纳米孔隙主要分布在有机质内, 有机质的分散性发育决定了孔隙连续性差、呈离散性分布; 三是较好的可改造性, 优质页岩储层均有高脆性, 是能够被体积改造的岩石学基础。

五峰组-龙马溪组页岩气在纵向上和区域上均呈现出明显的差异富集特征, 有利(富集)段与甜点段在厚度、含气量、TOC 含量等方面具有明显差异。纵向上集中发育甜点段, 主要富集于该页岩层系的底部富有机质页岩段, 含气量一般为 1.5~4.5 m³/t, TOC 质量分数一般为 1.5%~5.0%; 区域上甜点段厚度、含气量、TOC 含量等关键参数存在较大变化, 其中长宁与涪陵地区较优。

同一种测定方法下 600 余个页岩含气量数据统计显示, 页岩纵向上含气量变化较大, 低者几乎不含气, 高者可达 9.0 m³/t。有利(富集)段含气量一般为 2.0~4.5 m³/t, 其中, 甜点段含气量一般为 3.0~7.5 m³/t; 非富

集段含气量一般低于 $1.5 \text{ m}^3/\text{t}$ 或 $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 。不同区块有利(富集)段和甜点段的含气量均存在较大差异。如涪陵、长宁、威远及巫溪地区有利(富集)段的含气量分别为 $3.8\sim 7.0$ 、 $2.1\sim 5.5$ 、 $1.8\sim 4.9$ 、 $1.9\sim 4.9 \text{ m}^3/\text{t}$, 甜点段的含气量分别为 $4.7\sim 7.7$ 、 $3.2\sim 5.5$ 、 $4.7\sim 7.2$ 、 $3.4\sim 5.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

1 000 余个页岩总有机碳(TOC)含量统计显示,页岩层系纵向上 TOC 含量变化较大,低者可在 0.5% 以下,高者可达 10% 以上。有利(富集)段 TOC 质量分数变化范围较大,主体分布为 2.0%~5.0%;甜点段作为页岩气有利段中最优质含气量富集段,其 TOC 质量分数主体为 3.0%~6.5%;非富集段 TOC 质量分数一般低于 2.0%。

2.3.2 超压聚集、差异富集机理与模式

根据研究,我国南方海相页岩纳米孔隙中包含丰富的原油裂解形成的气泡孔,进入成熟生气阶段后“气泡成孔”机理下原油裂解生气、源岩成熟生气,良好的保存条件(围岩层的不渗透性、构造破坏小)下,有机质持续生气、大量气体无法排出,从而形成高压和异常高压。

高压系数区气体能量更大、封闭程度更强,具有孔隙度更大、孔隙结构更优且含气性更好的特征。高储层压力形成孔内支撑、高强度石英矿物形成刚性骨架支撑、封闭成岩环境有机酸长期溶蚀钙质矿物等因素共同作用,造成深层页岩孔隙度 4%~6%,与浅层差异不大。

通过川南地区 30 余口井的埋深与储层孔隙度相关性分析,随埋深逐渐增大,龙马溪组 I 类储集层有效孔隙度存在先减小再增大的趋势,高孔隙度区间位于 2 200~4 500 m 范围内。I 类储层孔隙以有机质孔、黏土矿物无机孔等塑性孔为主,缺少刚性矿物颗粒支撑,易被上覆地层有效应力压实,超压的存在对于孔隙具有保护作用,超压流体可以抵抗压实作用对孔隙的破坏,从而使成岩作用过程中形成的页岩孔隙得以保存,形成储气空间。通过氩离子抛光扫描电镜分析,高压系数区的探井中龙马溪组 I 类储集层的有机质孔径更大^[18]。

不同深度、压力系数下页岩气井吸附气、游离气模拟计算结果及含气性分析表明,随着地层温度和压力不断增加,页岩的吸附气含量增大,在特定温度下(埋深为 1 500 m),随着埋深增加,游离气比例不断增大,由 30% 增加到 65% 以上,更有利于高效开发。生产实践表明,川南地区高压系数是页岩气井高产的必要条件之一,已发现工业页岩气井均位于压力系数大于 1.2 的超压区,压力系数未达到 1.2 的页岩气井

很难获得高产。

页岩气藏源储一体,分布不受构造圈闭的限制,川南典型的甜点富集区可存在于多种构造样式中。结合勘探开发实践,建立页岩气 6 种类型甜点^[18]、4 个阶段过程的差异富集演化模式,不同富集模式均可实现工业开发。由此锁定超压“甜点区”,明确深水强还原环境控制“富碳低黏高硅”优质储层“甜点段”分布,拓展了开发领域。

研究认为,不同宏观构造样式下,页岩气富集演化主要经历 4 个阶段:① 构造抬升初期,埋深远大于 2 000 m,页岩气以垂向扩散运移为主,正向部位与负向部位均可富气;② 抬升中期,埋深大于 2 000 m,抬升幅度适中,页岩气以垂向与侧向扩散、侧向渗流运移为主,正向部位相对富气;③ 抬升中晚期,埋深小于 2 000 m,抬升幅度略大,页岩气以垂向与侧向扩散、垂向与侧向渗流运移为主,负向部位相对富气;④ 抬升晚期,抬升幅度大,埋深浅,页岩气以垂向与侧向扩散、垂向与侧向渗流运移为主,发生向地表的垂向渗流和散失,正向和负向部位均贫气。总体上,抬升时间晚、抬升幅度适中的正向部位更有利于页岩气的富集;焦石坝、长宁地区主要处于第②阶段;威远、昭通地区处于第②—③阶段;渝东南地区处于第③—④阶段。

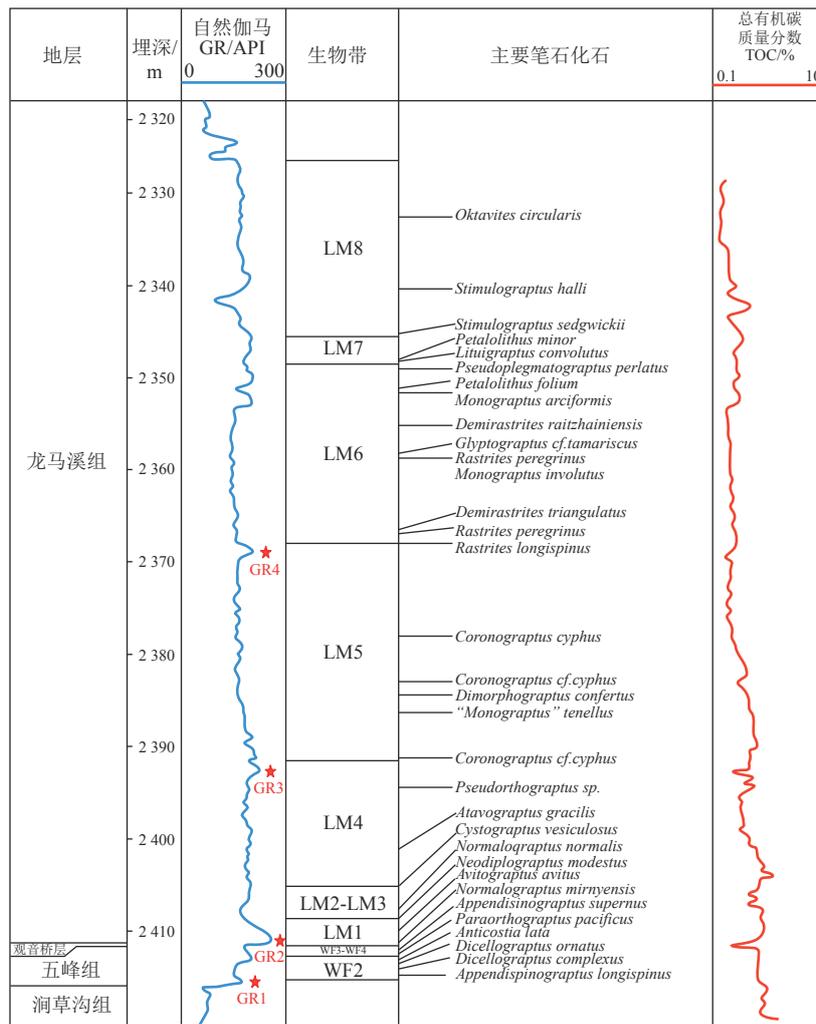
3 复杂构造演化、高-过成熟下大面积高丰度超压页岩气地质评价技术

“十三五”以来,主要基于笔石、腕足、三叶虫化石生物地层基础研究对比、测井响应分析、多尺度实验测试分析相结合等方法,创新了黑色笔石页岩地层测井响应分析与工业分层划带、储层定量表征与评价、“双厚度多参数”选区评价为核心的大面积高丰度超压页岩气地质评价技术,有效指导和支撑了中国石油页岩气地质选区、资源评价和储量发现。

3.1 基于“层序地层、化学地层、生物地层”的小层对比与评价技术

3.1.1 黑色笔石页岩地层测井响应分析与工业分层划带

过去页岩地层仅划分为 4 段,部分井区五峰组和龙马溪组都难以区分。研究发现,奥陶纪-志留纪之交生物灭绝、劫后得以存活的笔石生物类型相对单一,可能因竞争者减少出现“勃发”现象,沉积后形成富笔石黑色页岩甜点段,具有高伽马、高有机质含量特征。古生物地层中的笔石是全球公认的第一门类,古生物化石和电性特征是沉积环境和地质事件两种不同记录方式,利用笔石、腕足、三叶虫化石开展 86 口气井生物地层研究、测井响应分析(图 4),创建黑色页岩地层



(a) 典型井笔石带测井响应特征

分层方案					笔石		年龄/ Ma	GR 低 → 高	海平面 低 → 高		
系	统	阶	组	段	小层	带				名称	
志留系	兰多列维统	特列奇阶	龙马溪组	龙二段	LM9		<i>Spirograptus guerichi</i>	438.49			
				埃隆阶	龙一 ₂	LM6-8		<i>Stimulograptus sedgwickii</i> <i>Linograptus cornivolutes</i> <i>Demirastrites triangulatus</i>		440.77	
					4	LM5		<i>Coronograptus cyphus</i>		441.57	
		鲁丹阶	龙一 ₁	3	LM4		<i>Cystograptus vesiculosus</i>	442.47			
				2	LM3		<i>Parakidograptus acuminatus</i>	443.40			
					LM2		<i>Akidograptus ascensus</i>	443.83			
				1	LM1		<i>Persculptograptus persculptus</i>	444.43			
		奥陶系	上奥陶统	赫南特阶	五峰组	五二段	WF4			<i>Persculptograptus extraordinarius</i>	445.16
							WF3			<i>Paraorthograptus pacificus</i>	
凯迪阶	五一 ₁			WF2			<i>Dicellograptus complexus</i>	447.62			
				WF1			<i>Dicellograptus complanatus</i>				

(b) 五峰-龙马溪组工业分层划带新方案

图 4 川南地区五峰组-龙马溪组页岩测井响应及地层划分新方案

Fig. 4 Logging response for shale strata and new scheme for stratigraphic division of the Wufeng-Longmaxi Formations in southern Sichuan

笔石-岩性-电性三结合精细划分方案、笔石页岩储层工业分层划带标准,实现了基础研究与工业化应用的有机结合。

按笔石带序列可将五峰组和龙马溪组黑色页岩划

分为 13 个笔石带,甜点段 6.85 Ma 形成 20~40 m 富笔石页岩段。这 13 个笔石带化石特征明显,其中,龙马溪组鲁丹、埃隆和特列奇 3 阶 9 个笔石带;五峰组凯迪、赫南特 2 阶 4 个笔石带(图 4),以赫南特贝动物群

准确标定龙马溪/五峰组界线,高精度时间标尺对比精度达分米级,平均时限小于1 Ma,并可全球范围广泛应用,对比标准意义重大。

建立笔石带-伽马等时测井响应的对应关系,厘定典型区域五峰-龙马溪组笔石地层4种笔石带测井响应模式。武隆-巫溪区块,处于深水环境,沉积期构造稳定,测井曲线呈现4个明显尖峰,形成易于识别的涧草沟组与五峰组界线、LM1、LM4与LM5界线、LM5与LM6界线。威远-永川区块,凯迪期水体相对较浅,页岩与灰岩互层,测井曲线中缺失GR1,呈现3个明显尖峰,形成易于识别的LM1、LM4与LM5界线、LM5与LM6界线。长宁-昭通区块,受广西运动影响,测井曲线中缺失GR4,呈现3个明显尖峰,包括宝塔-五峰组、LM1、LM4下部特征曲线。宜昌-来凤区块,受宜昌上升影响,测井曲线中缺失GR3,测井曲线呈现3个明显尖峰,形成易于识别的宝塔-五峰组、LM1、LM5-LM6特征曲线。

3.1.2 黑色笔石页岩地层小层对比与精细评价技术

基于笔石带高等时性地质年代框架和剖面/钻井大数据地层信息,圈定生物地层连续沉积区和间断缺失区;结合层序地层与化学地层分析,创建了页岩地层小层对比与精细评价技术。

一是结合自然伽马、电阻率等测井资料,将龙马溪组划分为SQ1、SQ2两个三级层序,开展层序对比。SQ1为龙马溪组沉积早期深水相笔石页岩沉积建造,富含有机质和生物硅质;SQ2为龙马溪组沉积中晚期的半深水-浅水相沉积建造^[23],有机质丰度明显低于SQ1,黏土含量明显高于SQ1。二是建立上奥陶统-下志留统五峰组和龙马溪组高精度生物地层格架,确定生产井和地质浅井页岩气主力层段地质时代识别和区域对比。三是建立黑色页岩分层测井特征突出识别技术,基于GR、AC和CNL测井响应特征,建立生物地层测井识别特征,准确识别鲁丹阶页岩生物地层。

结合沉积、层序、测井、生物带,形成了五峰组-龙马溪组页岩储层的地层综合划分对比方案和与国际接轨的黑色页岩储层工业化分层标准(图4)。该工业分层划带方案中明确,五峰组划分为五一和五二段;龙马溪组划分为龙一和龙二段,龙一段分龙一₁和龙一₂;龙一₁亚段进一步细分为龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³和龙一₁⁴;五一段对应于WF1-3,五二段对应WF4;龙一₁¹⁻⁴分别对应于LM1、LM2-3、LM4和LM5^[26]。在中国石油勘探与生产分公司大力支持下,在区域内工业化推广应用。

利用分层划带新方案,对示范区页岩气储层展布研究取得了新认识。一是威远存在次一级水下古隆起,

水下古隆起发育区龙马溪组下部笔石带缺失,优质页岩减薄;二是建立了蜀南-威远、黔-渝和宜昌地区优质页岩储层沉积模式,在GBDB数据库(Geobiodiversity Database)和GIS(Geographic Information System)软件基础上初建了中上扬子地区晚奥陶世-早志留世页岩定量古地理特征,落实了优质页岩分布特征;三是长宁至昭通黑色页岩生物地层特征变化大,由长宁至昭通笔石带最高层位变低,明确长宁和昭通地区WF1-LM5有机质最为富集,威远地区LM1-LM5有机质最为富集。

3.2 页岩气储层关键参数实验分析、定量表征与评价技术

3.2.1 页岩储层表征关键参数测试装置与分析技术

一是研发了高温原位物理模拟装置,实现页岩孔隙演化的原位观测和表征,为深入研究页岩孔隙演化提供技术支撑^{*}。模拟结果表明,有机质孔发育程度受热演化程度控制,干酪根有机质孔主要在生油气阶段产生,沥青孔(气泡孔)为高一过演化阶段沥青裂解生气产生。

二是研制了基于压力衰减的页岩颗粒基质渗透率测量系统,解决了高压密封、精确控温、高压高精度测量三方面难题。该系统采用精密恒温控温(0.005℃),第三方氦气泄漏测试(<10⁻⁹ Pa·m³/s),自动控制、数据处理、数据传云及挖掘的web仪器端口。测量数据在低压条件下(2 MPa以下)渗透率相差2×10⁻⁹ μm之内,高压条件下(3 MPa及以上)多次测量渗透率相差0.1×10⁻⁹ μm之内。指标对比表明,关键参数优于美国同类设备^{*}。

三是研制了页岩颗粒孔隙度测量系统(低温冻融核磁共振),该设备克服了CT、气体吸附、压汞等方法的局限性,测试孔径范围宽、用时短、精度高、可重复测试,实现了页岩孔隙度高效、精确测试。

四是自主研发新型保压取心含气量测试系统,该系统通过岩心保压内筒排水降压+多次集气+自然解吸+加热解吸计量,实现地下原位页岩含气量测试^[27],精确测量含气量,为页岩气资源、储量评价提供更科学依据。

五是研制了页岩气高温高压成藏模拟系统,实现了页岩气成藏过程精确模拟,其模拟不同温压条件下页岩气在地层中横向/垂向成藏过程,定量评价页岩气藏含气量变化特征,目前国内尚没有用定量模拟页岩气成藏过程的试验装置,这填补了国内相关模拟装置空白^{*}。

3.2.2 页岩气储层定量表征与评价技术

一是采用微米CT、纳米CT、(离子束)扫描电镜

等高分辨率扫描技术进行页岩样品的扫描成像和表征分析,其中微米 CT 分辨率可达 1 μm 左右、纳米 CT 分辨率可达 50 nm 左右、扫描电镜分辨率最高可达 1 nm 左右,结合离子束的扫描电镜(FIB-SEM)可以同时实现样品的切割和成像,将扫描电镜成像的范围从二维拓展到了三维^[28],可以较全面地定性认识页岩储层微观孔隙结构。图像处理技术与分析软件的发展将孔隙表征从定性识别拓展到定量分析,可以量化研究孔隙结构、类型(有机孔、无机孔)、大小、孔径分布、孔隙度(面孔率)、微裂缝、有机质及矿物成分^[29]。对龙马溪组龙一₁亚段内 4 个小层页岩孔隙分析表明,龙一₁¹小层的面孔率最高,气体保存条件较好,对于页岩气开发层位优选有一定指示意义。

二是采用高压压汞实验+低温 N₂ 吸附实验+低温 CO₂ 吸附实验 3 种流体注入分析技术、页岩样品孔隙热演化物理模拟技术、基于压力衰减的页岩颗粒基质渗透率测试系统等页岩储层基质渗透率测试技术、核磁共振冻融法测量孔隙度等页岩颗粒样品孔隙度测试技术、页岩含气性核磁共振测量实验系统等多种页岩储层测试技术手段开展研究,建立多尺度孔隙结构精细评价方法。利用 CO₂ 吸附表征微孔, N₂ 吸附表征中孔,高压压汞表征宏孔,利用加权平均表征两种方法的叠合区间,创新了基于流体注入的页岩孔隙全孔径表征技术。通过高分辨率 FE-SEM 孔隙图像的滤波、阈值分割,实现孔隙、有机质和无机矿物的图像识别和

定量评价,创新了基于扫描电镜的页岩孔隙自动识别技术。

三是基于扫描电镜孔隙自动识别技术和页岩多尺度孔隙结构精细评价方法,实现了有机、无机孔隙的定量评价,明确主力产层段优势孔径的分布特征。深化了五峰-龙马溪组页岩类型划分研究,明确孔隙类型以有机质孔为主,矿物粒间孔和粒内溶蚀孔次之。有机质孔的孔隙类型包括原生有机质孔(I)、干酪根有机质孔(II)、沥青孔(III)、有机质-黏土复合体有机质孔(IV)、有机质-黄铁矿复合体孔隙(V)。明确主力产层优势孔径分布,页岩气甜点段以有机质孔为主,发育中孔和宏孔。主力产层(1—3 小层)有机质孔面孔率可达 34.1%,无机质孔面孔率约为 2.4%; 100 nm 以下的有机质孔的面孔率贡献占 95% 左右。主力产层(1—3 小层)的孔体积主要由中孔和宏孔提供,有利于游离气富集,微孔提供了主要的比表面积,对吸附气富集有利。

3.3 页岩气“双厚度、多参数”甜点区优选评价技术

由前述可知,我国海相页岩气富集成藏具有复杂性与特殊性,优选勘探开发甜点区需要考虑多种地质因素。在对比研究的基础上,提出以成藏条件为主、突出“源-保”耦合机制,兼顾经济-开采条件与工程条件的甜点区评价参数体系(表 1),选区参数在沉积-成岩-保存三方面独具地质内涵。

表 1 四川盆地及周缘页岩气甜点区评价优选参数体系

Table 1 Evaluation and optimization parameter system of shale gas sweet spot area in Sichuan Basin and its periphery

参数类型	评价参数	关键参数
富集成藏条件	生气条件: 有机质含量、类型和成熟度、页岩厚度、面积和连续性	
	储集条件: 孔隙度、渗透率、孔隙类型、孔径分布、吸附能力、地层压力、地层温度、含气饱和度、含气量	有机质含量、有机质成熟度、页岩有效厚度、含气量、储集能力、构造变形程度、压力系数
	保存条件: 盖层岩性、盖层厚度、页岩埋深、地层倾角、断层类型、距离断层距离、构造变形程度、压力系数	
工程条件	地应力场,脆性矿物、黏土矿物类型,泊松比,弹性模量	脆性矿物含量
经济-开采条件	水资源、地形地貌、道路交通、天然气管道网络	地表条件

根据川南地区页岩气勘探开发实践、前人研究和分类界限综合分析,总结出适合川南地区页岩气三类有利目标区或“甜点”区选区评价的关键参数及指标体系(表 2)。

建立了复杂构造区页岩气“双厚度、多参数”叠合法选区评价方法及流程,针对不同勘探开发程度的区块(如勘探程度低的区块、关键参数难获取),采用以变权有利区优选法为主导的分级分类优选有利区。所谓“双厚度”,是指 LM1-LM3 厚度和 I+II 类储层厚度,选区评价中首先考虑最佳层段 LM1-LM3 厚度及储层

关键参数平面展布,综合考虑五峰组-龙马溪组 I+II 类储层厚度及关键参数平面展布。所谓“多参数”,是指经济开采的重要参数“储层埋深”、平台实施作业的基础参数“地表城镇及地形”、储层游离气及孔隙保存关键参数“储层压力”、不同构造分区保存条件有利区参数“断层发育”等。通过页岩气“双厚度、多参数”叠合优选有利区。

根据上述流程与参数指标体系,指导有利勘探方向优选及富集区带(区块)、目标(甜点)区综合评价。最终优选出四川盆地及周缘五峰-龙马溪组页岩气

表 2 川南地区页岩气甜点选区评价关键参数与分类指标体系
Table 2 Key parameters and classification index system of shale gas evaluation in southern Sichuan

评价参数	一类区	二类区	三类区
沉积环境	深水陆棚硅质、泥质页岩相	深水-半深水陆棚泥质页岩相	半深水-浅水陆棚页岩相
生烃条件			
总有机碳(TOC)质量分数/%	≥3	2~3	1~2
$R_{\text{m}}/\%$	2.0~3.0	1.6~3.5	1.2~4.0
富有机质页岩有效厚度/m	≥30	30~20	20~10
储层条件			
有效孔隙率/%	≥5	3~5	1~3
含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	≥3	2~3	1~2
脆性矿物质量分数/%	>60	50~60	45~50
I类储层连续厚度/m	≥10	5~10	<5
保存条件			
构造保存条件	稳定区	弱改造区	强改造区
压力系数	>1.4	1.2~1.4	1.0~1.2
距剥蚀线距离/km	>10	>8	<8
距 I 级断层距离/km	>1.5	1.0~1.5	<0.7
区域盖层分布	大面积连片分布	较大面积分布	零星分布
裂缝发育程度	发育	局部发育	局部发育
工程条件			
埋深/m	2 000~4 500	1 000~4 500	>4 500
泊松比	>0.3	0.2~0.3	0.15~0.2
经济-开采条件			
地层坡度	宽缓	较宽缓	较倾斜
地面条件	可大面积部署平台	可批量部署平台	可零星部署平台

有利区 36 个, 有效面积 $2.6 \times 10^4 \text{ km}^2$, 资源量 $10.35 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

4 大面积高丰度页岩气富集理论与地质评价技术应用及成效

超压页岩气大面积高丰度连续型富集地质理论, 将北美页岩气理论认识与我国南方海相页岩气地质深度结合并发展创新, 解决了我国复杂构造背景下海相页岩气富集与甜点区评价难题, 丰富了非常规油气地质学, 明确海相页岩气是中国未来天然气增长的主体, 夯实了海相页岩气高效勘探与甜点规模开发的理论基础。

自主研发的大面积高丰度超压页岩气地质评价技术, 提出黑色页岩地层笔石-岩性-电性三结合精细划分与工业分层划带方案, 促进了非常规气领域生物地层学的发展, 在油田现场广泛应用, 服务于开发方案优化与工业化生产, 解决了页岩地层划分不一致、部分井区五峰和龙马溪组难以区分的问题, 实现五峰组-龙马溪组分层的全球可对比; 提出威远地区威 205 至 202 井区一带存在水下古隆起, 优质页岩段缺失, 有效规避了建产风险。研发了页岩储层定量表征与精细评价技术, 实现复杂页岩储层特征的精细刻画, 确定游离气、吸附气赋存空间与比例, 厘定了页岩气高产富集段。研发的页岩储层关键地质参数测试装置与新技

术, 多项参数指标优于国外同类装置; 实现厘米级取样, 多尺度、高精度、多维度定量表征孔隙裂缝结构等特征, 有利于提高水平井优质储层钻遇率, 为页岩气开发优化提供了快速决策支持和技术支撑。

基于大面积高丰度页岩气富集理论与地质评价技术的有效指导和技术支撑, 评价优选出四川盆地及周缘 36 个有利目标区、页岩气总地质资源量 $10.35 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中 4 500 m 以浅有利目标(甜点)区 24 个、资源量 $7.18 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 预计可探明储量近 $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$; 有效助力阳 102、YS118、威 204、威 202H9、威 208、宁 216-宁 209 等井区申报探明储量 $8 975 \times 10^8 \text{ m}^3$, 支撑川南地区新增探明地质储量 $5 000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 发现并探明了国内首个页岩气万亿方储量大气田。上述理论与技术为四川盆地长宁-威远、昭通国家级页岩气示范区综合评价与建设, 为海相页岩气规模开发与产建部署提供了地质依据, 为推动中国页岩气产业发展提供重要支撑和决策依据, 促进川南页岩气增储上产快速发展和我国页岩气产业快速形成。研究认识将在未来页岩气产业发展中发挥重要作用, 对其他非常规油气勘探开发具有一定指导意义和推广应用价值。

5 结论

a. 大面积高丰度页岩气, 是指页岩气源岩与储层要素大面积发育和横向规模展布、技术可采储量丰度

大于等于 $8 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、普遍存在超压现象(压力系数大于 1.2)的页岩气资源,具有其各自相应的地质内涵。

b. 创建了超压页岩气大面积高丰度连续型富集地质理论,认为硫化缺氧、富硅富钙海洋生物勃发等多地质事件沉积耦合作用控制了富有机质页岩甜点段和高资源丰度分布;阐述了优质储层具有纹层和层理、有机质纳米孔喉发育、条带状粉砂纹层“六性”最佳的特征;基于海相页岩气超压聚集、差异富集特征与机理,建立了 4 个阶段过程的差异富集演化模式。

c. 创新大面积高丰度超压页岩气地质评价技术系列,提出了基于“层序地层、化学地层、生物地层”的小层对比与评价技术,研发了页岩气储层定量表征与评价技术,形成了页岩气“双厚度、多参数”甜点区优选评价技术。

d. 阐述了大面积高丰度页岩气富集理论的地质意义、地质评价技术的应用成效,有效指导和支撑了四川盆地页岩气地质选区、资源评价、储量发现、示范区综合评价与建设,为海相页岩气规模开发与产建部署、推动页岩气产业发展提供了重要支撑和决策依据。

参考文献(References)

- [1] 郭旭升. 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, 2014, 88(7): 1209-1218.
GUO Xusheng. 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, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [2] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
- [3] 王志刚. 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, 2015, 36(1): 1-6.
WANG Zhigang. Breakthrough of Fuling shale gas exploration and development and its inspiration[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(1): 1-6.
- [4] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi Formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [5] 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集[J]. 石油学报, 2016, 37(5): 557-571.
NIE Haikuan, JIN Zhijun, BIAN Ruikang, et al. 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, 2016, 37(5): 557-571.
- [6] 马新华. 四川盆地南部页岩气富集规律与规模有效开发探索[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 1-10.
MA Xinhua. Enrichment laws and scale effective development of shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 1-10.
- [7] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 841-855.
- [8] 刘大猛, 李俊乾, 李紫楠. 我国页岩气富集成藏机理及其形成条件研究[J]. 煤炭科学技术, 2013, 41(9): 66-70.
LIU Dameng, LI Junqian, LI Zinan. Research on enrichment and accumulation mechanism of shale gas and its Formation conditions in China[J]. Coal Science and Technology, 2013, 41(9): 66-70.
- [9] 朱彤, 王烽, 俞凌杰, 等. 四川盆地页岩气富集控制因素及类型[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(3): 399-407.
ZHU Tong, WANG Feng, YU Lingjie, et al. Controlling factors and types of shale gas enrichment in the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(3): 399-407.
- [10] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气富集特征与“建造-改造”评价思路[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(5): 724-733.
HE Zhiliang, HU Zongquan, NIE Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 724-733.
- [11] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147-153.
WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 147-153.
- [12] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 481-491.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 481-491.
- [13] 孙焕泉, 周德华, 蔡勋育, 等. 中国石化页岩气发展现状与趋势[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(2): 14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [14] 郭洪金. 页岩气地质评价技术与实践[M]. 北京: 中国石化出版社, 2020.
- [15] 赵文智, 胡素云, 王红军, 等. 中国中低丰度油气资源大型化藏与分布[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 1-13.

- ZHAO Wenzhi, HU Suyun, WANG Hongjun, et al. Large-scale accumulation and distribution of medium-low abundance hydrocarbon resources in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(1): 1-13.
- [16] 中华人民共和国自然资源部. 页岩气资源量和储量估算规范: DZ/T 0254—2020[S]. 北京: 中国标准出版社, 2020.
- [17] 张蔚, 刘成林, 吴晓智, 等. 中国不同类型盆地油气资源丰度统计特征及预测模型[J]. *地质与勘探*, 2019, 55(6): 1518-1527.
- ZHANG Wei, LIU Chenglin, WU Xiaozhi, et al. Statistical characteristics and prediction models for oil and gas resources abundance in different types of Chinese basins[J]. *Geology and Exploration*, 2019, 55(6): 1518-1527.
- [18] 马新华, 陈更生, 陆家亮, 等. 页岩气勘探开发概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- [19] 苏文博, 李志明, ETTENSOHN F R, 等. 华南五峰组-龙马溪组黑色岩系时空展布的主控因素及其启示[J]. *地球科学-中国地质大学学报*, 2007, 32(6): 819-827.
- SU Wenbo, LI Zhiming, ETTENSOHN F R, et al. Distribution of black shale in the Wufeng-Longmaxi Formations(Ordovician-Silurian), South China: Major controlling factors and implications[J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2007, 32(6): 819-827.
- [20] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(3): 24-37.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(3): 24-37.
- [21] 邱振, 韦恒叶, 刘翰林, 等. 异常高有机质沉积富集过程与元素地球化学特征[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(4): 931-948.
- QIU Zhen, WEI Hengye, LIU Hanlin, et al. Accumulation of sediments with extraordinary high organic matter content: Insight gained through geochemical characterization of indicative elements[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(4): 931-948.
- [22] 邱振, 邹才能, 王红岩, 等. 中国南方五峰组-龙马溪组页岩气差异富集特征与控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(2): 163-175.
- QIU Zhen, ZOU Caineng, WANG Hongyan, et al. Discussion on characteristics and controlling factors of differential enrichment of Wufeng-Longmaxi Formations shale gas in South China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(2): 163-175.
- [23] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(6): 689-701.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects(I)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 689-701.
- [24] 施振生, 邱振, 董大忠, 等. 四川盆地巫溪2井龙马溪组含气页岩细粒沉积纹层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(2): 339-348.
- SHI Zhensheng, QIU Zhen, DONG Dazhong, et al. Laminae characteristics of gas-bearing shale fine-grained sediment of the Silurian Longmaxi formation of well Wuxi 2 in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(2): 339-348.
- [25] 施振生, 董大忠, 王红岩, 等. 含气页岩不同纹层及组合储集层特征差异性及其成因: 以四川盆地志留统龙马溪组一段典型井为例[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(4): 829-840.
- SHI Zhensheng, DONG Dazhong, WANG Hongyan, et al. Reservoir characteristics and genetic mechanisms of gas-bearing shales with different laminae and laminae combinations: A case study of member 1 of the Lower Silurian Longmaxi shale in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 829-840.
- [26] 王红岩, 施振生, 孙莎莎. 四川盆地及周缘奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩生物地层及其储集层特征[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(5): 879-890.
- WANG Hongyan, SHI Zhensheng, SUN Shasha. Biostratigraphy and reservoir characteristics of the Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi shale in the Sichuan Basin and surrounding areas, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(5): 879-890.
- [27] 周尚文, 张介辉, 邹辰, 等. 基于保压取心的页岩含气量测试新方法[J/OL]. *煤炭学报*, 2022: 1-12[2022-03-05]. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2021.0249.
- ZHOU Shangwen, ZHANG Jiehui, ZOU Chen, et al. A new method for testing shale gas content based on pressure-holding coring technology[J/OL]. *Journal of China Coal Society*, 2022: 1-12[2022-03-05]. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2021.0249.
- [28] 汪贺, 师永民, 徐大卫, 等. 非常规储层孔隙结构表征技术及进展[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(5): 21-30.
- WANG He, SHI Yongmin, XU Dawei, et al. Unconventional reservoir pore structure characterization techniques and progress[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(5): 21-30.
- [29] 朱如凯, 金旭, 王晓琦, 等. 复杂储层多尺度数字岩石评价[J]. *地球科学*, 2018, 43(5): 1773-1782.
- ZHU Rukai, JIN Xu, WANG Xiaoqi, et al. Multi-scale digital rock evaluation on complex reservoir[J]. *Earth Science*, 2018, 43(5): 1773-1782.
- *姜振学, 周尚文, 原园, 等. 五峰-龙马溪组富有机质页岩储层精细描述与页岩气成藏机理(国家科技重大专项《四川盆地及周缘页岩气形成富集条件、选区评价技术与应用》课题2)成果报告[R]. 北京: 中国石油大学(北京), 中国石油集团科学技术研究院, 清华大学, 中国科学院南京地质古生物研究所, 中国科学院地质与地球物理研究所, 2021.

(责任编辑 范章群)