

页岩气储层表征评价技术进展与思考

王濡岳¹, 胡宗全¹, 董立¹, 高波¹, 孙川翔¹, 杨滔², 王冠平³, 尹帅⁴

[1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石化河南油田分公司勘探开发研究院, 河南 郑州 450046;
3. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 4. 西安石油大学地球科学与工程学院, 陕西 西安 710065]

摘要:油气勘探理论与技术的进步使非常规油气勘探开发不断取得新的突破。复杂的微-纳米级孔隙体系与特殊的流体赋存方式是页岩有别于常规储层的显著特征,并对储层表征评价内容、方法与技术手段的针对性、准确性和适用性提出了更高要求。在充分调研国内外页岩气储层表征评价技术的基础上,重点介绍了页岩气储层岩相划分与预测、矿物组分、孔隙结构、可压裂性及多尺度/手段联合方法等储层表征评价技术进展。同时,提出未来发展趋势应聚焦于以下几个方面:①精度与针对性的进一步提高;②多技术、多尺度深度融合;③原地/原位条件储层评价;④储层动态监测评价;⑤大数据油气储层评价。最后,针对中国页岩气地质条件与勘探开发现状,提出未来页岩气储层表征技术与研究发展方向应重点聚焦于以下4个方面:①细粒沉积特征;②储层时空演化特征;③可压裂性评价;④储层评价技术的融合、引进与创新。

关键词:孔隙结构;矿物组分;表征技术;可压裂性;技术融合;储层;页岩气

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Advancement and trends of shale gas reservoir characterization and evaluation

Wang Ruyue¹, Hu Zongquan¹, Dong Li¹, Gao Bo¹, Sun Chuanxiang¹, Yang Tao², Wang Guanping³, Yin Shuai⁴

[1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. Exploration and Development Research Institute of Henan Oilfield Company, SINOPEC, Zhengzhou, Henan 450046, China;

3. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China;

4. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an, Shaanxi 710065, China]

Abstract: Breakthroughs in shale gas exploration and development are inseparable from advancement in exploration theories and technologies. The complex micro-nano scale pore systems prevalent in shale and the unique occurrence of shale gas that distinguishes itself from conventional gases require the characterization of shale gas reservoirs to be more pertinent, accurate and applicable in terms of evaluation objects, methods and techniques. On the basis of a thorough investigation on shale gas reservoir characterization and evaluation status quo around the world, this paper focuses on the advancement of such technologies as lithofacies division and prediction, mineral composition and pore structure analyses, fracability evaluation and multi-scale/technique integration. It proposes that future shale gas reservoir characterization and evaluation pivots around (1) accuracy and pertinence enhancement; (2) further integration of multiple-scale techniques; (3) in-situ condition; (4) dynamic monitoring and assessment; and (5) application of big data. In view of geological conditions, exploration and development practices of shale gas in China, the paper again proposes four aspects as the focuses of future shale gas reservoir characterization and evaluation: (1) fine-grained sedimentary characteristics; (2) temporal and spatial evolution traits; (3) fracability evaluation of reservoirs; as well as (4) integration of different technologies, introduction of foreign technologies, and most of all, innovation.

Key words: pore structure, mineral composition, characterization, fracability, technology integration, reservoir, shale gas

随着油气勘探理论与技术的不断进步,非常规油气勘探开发不断取得新的突破。“页岩革命”使美

收稿日期:2019-01-21;修订日期:2020-12-06。

第一作者简介:王濡岳(1990—),男,博士、高级工程师,非常规油气地质和油气勘探规划。E-mail:wry1990@vip.qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05036002-001,2017ZX05036004-001);中国石化页岩油气勘探重点实验室自主研究课题项目(G5800-17-ZS-ZZZY001);中国石化科技开发部项目(P19017-2,P20046-1)。

国实现了能源独立,并一跃成为油气出口国,改变了全球能源、经济乃至地缘政治格局。涪陵页岩气田的发现标志着中国页岩气商业开发取得重大突破。目前,中国已在四川盆地建成涪陵、长宁-威远和昭通3个海相页岩气示范区。2019年全国页岩气产量达 $154 \times 10^8 \text{ m}^3$,揭示了南方海相页岩巨大的页岩气资源潜力。

页岩气源、储一体的成藏特征使储层表征与评价成为选区评价、甜点预测、开发方案部署与实施的重要参考依据。近年来,众多学者对页岩储层开展了大量研究,对中国页岩气关键地质问题的研究进一步深入并取得了丰富的成果^[1-9]。然而,随着中国页岩气勘探开发的不断推进,现有储层表征评价内容、方法与技术手段的针对性、准确性和适用性已无法满足工业生产需求。因此,本文在充分调研国内外页岩气储层表征评价技术基础上,重点介绍了岩相划分与预测、矿物组分、孔隙结构、可压裂性及多尺度/手段联合方法等页岩气储层表征评价技术与进展,总结梳理各技术方法的优缺点。同时,针对中国页岩气地质条件与勘探开发现状,对页岩气储层表征评价技术及相关研究未来的发展方向提出若干思考与建议。

1 页岩气储层表征评价技术进展

页岩储层具有富有机质、富粘土、细粒、强非均质性、特低孔渗、纳米级孔喉、高比表面积、成岩改造与油气赋存状态复杂等特征,使页岩储层评价内容、方法与手段有别于常规储层。页岩储层评价主要包括岩相类型与分布、矿物组成、有机质(类型、丰度和成熟度)、孔隙结构、储层物性和可压裂性等方面。本文立足中国页岩气勘探开发实践,着重介绍页岩岩相、矿物组分、孔隙结构、可压裂性和多技术融合评价等方面最新技术与研究进展。

1.1 岩相划分与预测

1.1.1 岩相划分

岩相划分是页岩储层研究的基础,目前国内外相关学者主要通过矿物组成、沉积构造、生物化石、有机质含量、测井响应特征和地震属性等资料进行岩相划分。郑和荣等^[10]对中上扬子地区五峰组-龙马溪组页岩岩相进行了划分,认为岩相的发育受海平面升降、古陆、海底地形、物源供给等因素影响。王志峰等^[11]依据水动力条件、岩石组分、粒度、结构与构造、生物遗迹和化石组合等指标,分析了不同岩相与有机质富集的对对应关系。彭勇民等^[12]根据岩性组合、炭质含量和

硅质含量3类关键标志,将四川盆地五峰组-龙马溪组页岩岩相进行了标定与精细划分,在生产中取得了良好应用效果。赵建华等^[13]和吴蓝宇等^[14]根据矿物组成、沉积构造和生物组成等特征,对五峰组-龙马溪组页岩及其优势岩相进行了划分。Hu等^[15]对四川盆地五峰组-龙马溪组岩相开展了系统研究,并依据岩相分布规律预测了页岩岩相甜点的分布。总体而言,随着页岩岩相研究的不断深入,岩相划分标准也逐步明确,岩相分类指标由简至繁再至简,最终应落脚到对页岩气勘探开发的指导作用及实际可操作性上。

1.1.2 岩相预测

随着计算机技术的发展,灰色关联、神经网络等方法被广泛用于石油工业岩相识别中。Chang^[16]等采用自适应共振神经网络方法进行了页岩的岩相识别,Wang和Carr^[17]运用多类别神经网络法对Marcellus页岩岩相进行了划分。蒋裕强等^[18]利用TOC+矿物组成,对威远地区龙马溪组页岩岩相进行了划分并利用概率神经网络法进行了岩相预测。Wang等^[19]利用直井、水平井资料与概率趋势体约束对焦石坝地区页岩岩相进行了三维地质建模,具有一定应用前景(图1)。

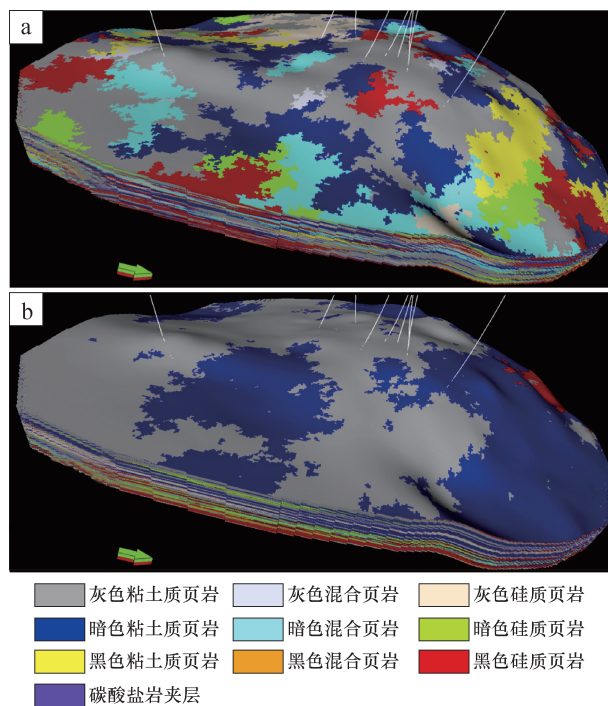


图1 四川盆地焦石坝地区下志留统龙马溪组
三维岩相预测模型^[19]

Fig. 1 Three-dimensional lithofacies prediction model of the Lower Silurian Longmaxi Formation shale, Jiaoshiba area, Sichuan Basin^[19]

- 利用岩相比例控制法建立的页岩岩相预测模型;
- 利用概率趋势体约束建立的页岩岩相预测模型

与地质学岩相划分相比,岩相预测尺度较大、精度较粗,反应页岩岩相的各类地球物理参数的响应特征及其选取与判别标准仍有待进一步深化。加强地质学岩相划分与地球物理岩相预测的融合度是未来研究的重点与难点。

1.2 矿物组分分析

页岩矿物组分是影响页岩储层品质的重要因素。目前,针对页岩矿物组分的分析手段主要包括显微镜下鉴定、红外光谱、电子探针、拉曼光谱、X射线衍射分析(XRD)、X射线荧光光谱分析(XRF)和能量色散X射线光谱(EDX)等方法。微观尺度上,矿物定量分析电镜(如FEI公司QEMSCAN和BRUKER公司QUANTAX EDS等仪器)将扫描电镜(SEM)与X射线能谱仪(EDS)相结合,利用数据和图像处理软件,实现对矿物组成、粒度、形态及其连生关系等方面的定量分析(图2)。将矿物定量分析电镜与二维大尺寸背散射图像拼接技术(MAPS)相结合,可实现岩心至微观不同尺度孔隙与矿物分布表征^[20]。

元素俘获能谱测井技术可以定量分析储层的硅、铁、硫、钾、钛、钒、铝、镁等元素占比,定量计算矿物百分含量(粘土矿物、石英、碳酸盐、黄铁矿、有机质等)。20世纪末,斯伦贝谢推出了ECS(Elemental Capture Spectroscopy)测井仪。2009年,哈里伯顿和贝克休斯相继推出了GEM(Geochemical logging)和FLS(Formation Lithology Spectrometer)测井仪。2012年,斯伦贝谢改进增强了ECS测井仪,研制了高分辨率岩性扫描成像测井仪Litho Scanner。2012年,中国石油推出了中国首套地层元素测井仪FEM。21世纪初,元

素俘获能谱测井技术引入到中国,在油田中得到广泛应用。随着煤层气、页岩气等非常规油气的兴起,元素俘获能谱测井在非常规油气储层评价中发挥了重要作用。

矿物组分分析与评价技术总体已较为成熟,但对于页岩储层,不同类型页岩矿物排列组合、接触与胶结关系等方面存在差异,进而影响页岩层理、纹层发育情况与力学性质,对页岩的生排烃、油气富集模式与可压裂性均具有重要影响,而目前此方面研究程度较低,未来应逐步深入研究并加强与地质和地球物理等不同尺度方法技术的结合来更好地服务工业生产。

1.3 孔隙结构

目前,针对页岩气储层孔隙结构,国内外学者主要借鉴多孔介质材料研究的相关技术手段,开展页岩孔隙的定性和定量研究。

1.3.1 孔隙结构定性表征

高分辨率图像分析技术是页岩孔隙定性表征的主要手段,目前常见的有微米-纳米CT、高分辨率场发射扫描电镜(FE-SEM)、聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)、宽离子束扫描电镜(BIB-SEM)、原子力显微镜(AFM)、透射电镜(TEM)和氦离子电镜(HIM)等^[6]。利用CT和FIB刻蚀技术获得大量高分辨率图片可实现页岩储层微-纳米孔隙形态、大小和分布等可视化表征与定量计算(图3)。

Klaver等^[22]和Curtis等^[23]分别利用BIB-SEM和FIB-SEM技术对页岩的孔隙形态、分布和连通性进行了表征,认为5 nm以下孔隙大量发育。刘伟新等^[6]利用纳米CT、FIB-SEM、TEM等技术对川东南龙马溪组页岩孔隙结构及其连通性进行了研究,提出了“纳米孔储集、粒缘缝连通、页理缝渗滤”的页岩气流动模型。

页岩储层孔隙结构具有多尺度特征(从纳米级孔隙到微米级的微裂缝),不同类型孔隙连通性和润湿性差异明显,使得纳米孔隙中烃类流动规律复杂,表现出不同于常规油气的运移规律。目前,国内外对于致密储层孔隙连通性的研究多基于数字岩心技术(微米CT、FIB-SEM等)、核磁共振(NMR)技术和小角中子散射技术。目前,通过流体注入(氘气、二碘甲烷、熔融合金等)结合图像识别的孔隙连通性分析技术逐渐应用于非常规油气储层^[24-27]表征(图4a-c),具有一定的应用前景。

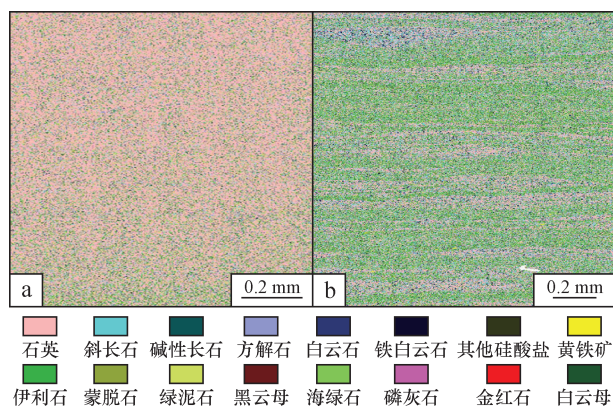


图2 川东下志留统龙马溪组页岩 QEMSCAN 分析结果

Fig. 2 QEMSCAN mineral analysis results of the Lower Silurian Longmaxi Formation shale, eastern Sichuan Basin

a. 硅质页岩,富含石英;b. 粉砂质页岩,石英和粘土矿物为主,可见平行纹层和小型交错纹层

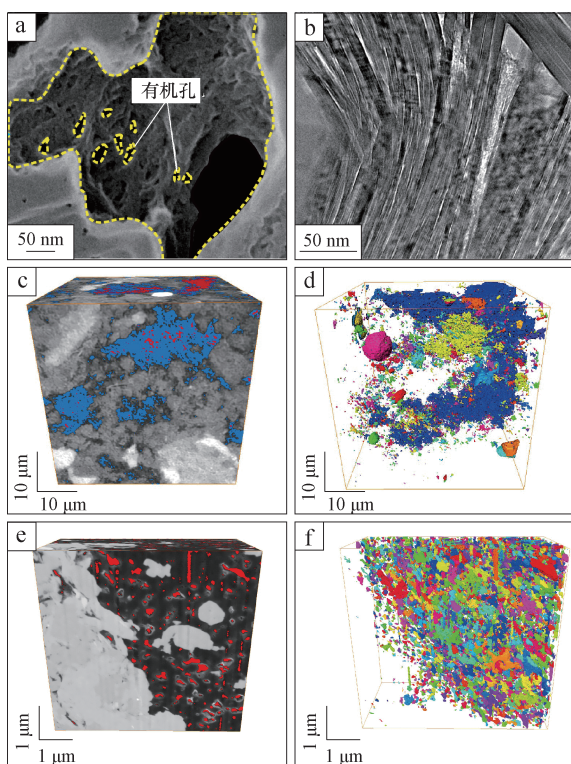


图 3 页岩孔隙结构可视化表征技术

Fig. 3 Visual characterization showing the pore structure in shale

a. 氮离子电镜下有机孔特征^[21]; b. 透射电镜下粘土矿物间孔隙特征^[6]; c, d. 纳米 CT 页岩孔隙三维空间分布特征; e, f. 3D FIB-SEM 页岩孔隙三维重构技术

微-纳米级孔隙体系连通性和润湿性间的复杂关系影响了油气在基质孔隙及裂缝网络体系中的运移,导致了页岩油气初期产量的快速下降和较低的采收率。通过改变储集岩润湿性可以改变控制基质中流体流动的阻力,从而提高油气产量。自发渗吸法、接触角测定法和核磁共振等测试方法相对简单快捷,应用较为广泛。具有亲油性的微米级有机质颗粒,常被包围在亲水性的矿物中,会形成页岩独特的“斑点狗”型润湿性特征^[28]。刘向君等^[29]对川南龙马溪组页岩润湿性的研究表明,页岩表面整体具有混合润湿性,特别是岩石孔隙表现出不均匀的润湿性,认为该现象主要与页岩岩石组分的非均质性和复杂的孔隙结构有关。杨锐^[26]通过不同极性流体的润湿角实验和自吸实验分析了鄂西渝东地区五峰组-龙马溪组页岩润湿性,并应用不同流体的自吸和示踪剂饱和和扩散实验分析了页岩孔隙的连通性(图 4d),认为亲油孔隙具有更好连通性。

1.3.2 孔隙结构定量表征

孔隙结构定量表征可以大体分为流体注入法和非流体注入法两大类。

1) 流体注入法

流体注入法通过记录不同压力下页岩内流体的注

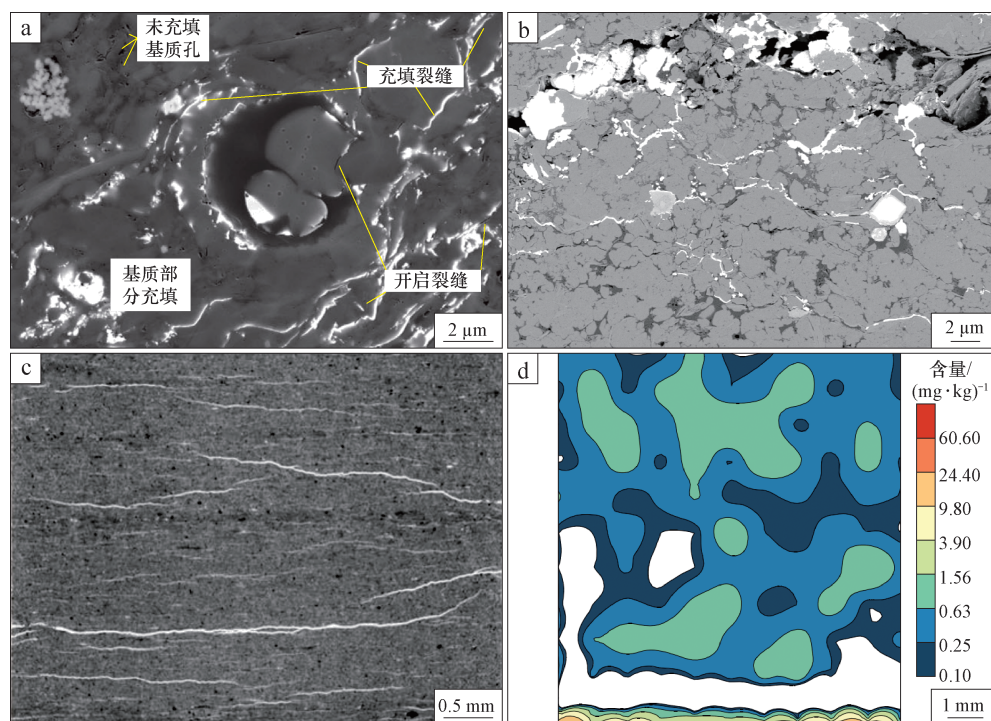


图 4 流体注入法页岩孔隙连通性表征方法

Fig. 4 Fluid injection showing the pore connectivity in shale

a. Haynesville 页岩伍德合金注入微观孔隙连通性特征^[24]; b. 龙马溪组页岩氯酸钠合金注入扫描电镜特征; c. Barnett 页岩二碘甲烷饱和和 CT 成像特征^[25]; d. 川东五峰组页岩示踪剂流体自吸后 Re 元素分布^[26]

入量,结合各类理论模型,通过计算获得页岩孔隙结构参数。常用流体注入法包括高压压汞、气体(CO_2 , N_2 和水蒸气)吸附和 He 孔隙度测定法等^[30-32]。高压压汞适用于表征中孔和宏孔,气体吸附法对微孔和中孔的测量精度更高。因此,结合压汞和气体吸附的多尺度孔隙结构测量方法能更加全面准确地表征页岩孔隙结构特征^[32-33](图5)。中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所于 6 nm 为衔接点,将压汞法与气体吸附法结合并进行归一化衔接,对页岩全孔径孔隙分布特征进行有效表征,并起草制定了《页岩全孔径分布的测定:压汞-吸附联合法》(NB/T 14008—2015)国家行业标准,使流体注入孔隙结构表征方法得到进一步规范与完善。

2) 非流体注入法

非流体注入法目前常用技术主要包括核磁共振、小角和超小角中子/X 射线散射技术等。

核磁共振技术主要依靠核磁共振信号强度分布特征分析孔隙结构与流体特征,具有快速、无损、多参数测量等优势。利用流体弛豫时间 T_2 与孔径分布的相关关系可以总结出计算孔径分布的经验公式^[34-35]。国内外学者通过核磁共振实验,对页岩渗透性、润湿性和孔隙结构进行了研究^[34-38]。舒志国等^[34]利用核磁共振测井资料对焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩物性与孔隙结构进行了研究,具有一定应用效果(图6)。随着技术的进步和实验精度的提高,核磁共振技术将会在页岩储层评价中得到更大的应用。

小角度和超小角度中子/X 射线散射技术(SANS/SAXS 和 USANS/USAXS)是表征多孔材料孔隙结构的有效手段。由于其具有测定范围广(0.5 nm ~ 20 μm)、反映孔隙连通性、检测快速无损等特征,近年来,该技术被引入表征煤和页岩等致密储层的孔隙结构,具有一定的应用前景。Clarkson 等^[39]利用高压压汞、 N_2/CO_2 气体吸附和 SANS/USANS 对北美多套页岩孔隙结构分析表明,SANS/USANS 与 N_2/CO_2 气体吸法对页岩孔隙的测量结果具有较好一致性。此外,部分学者利用 SANS/USANS 和其他孔隙表征技术对页岩孔隙结构、(亲水)连通性和非均质性等进行了表征^[39-43],具有一定应用前景。

需要指出的是,页岩油气储层敏感性较强,目前对页岩孔隙结构的表征方法,除测井方法较为接近地层原始条件外,其他室内表征方法均面临非原地状态下温压和流体性质的变化所引起的应力释放、矿物脱水等因素的干扰,无法准确反映其原地条件下储层特征。同时,样品处理过程,如切割、脱水、抛光和流体注入

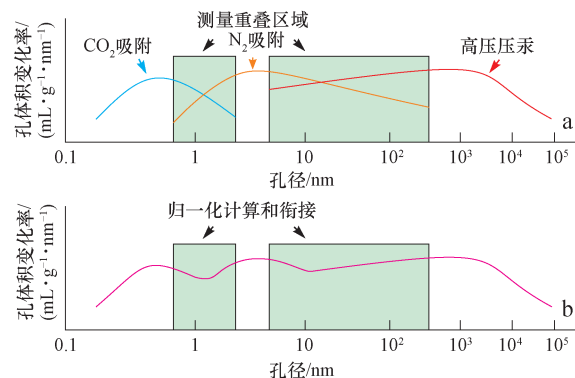


图5 页岩全孔径定量表征方法示意图

Fig. 5 Diagram showing the whole-aperture characterization of pores in shale

a. 不同流体注入法测量范围分布;b. 不同流体注入法测量重叠区域归一化计算衔接后实现页岩全孔径定量表征

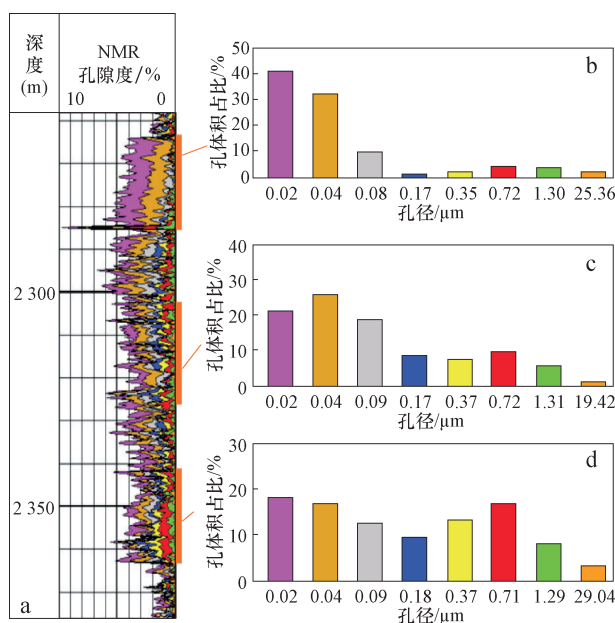


图6 四川盆地焦石坝地区页岩气储层核磁共振测井孔隙结构分布^[34]

Fig. 6 NMR logging indicating the volume percentages of pores in shale gas reservoir, Jiaoshiba area, Sichuan Basin^[34]

等,均可导致页岩样品物理化学性质的变化。如 FIB 镱离子束显微定点刻蚀样品时,会向样品内注入一定量的镱离子而导致样品表面不同程度的非晶化^[44];而离子抛光过程离子束的轰击产生的热能会显著增加有机质的随机反射率,并使轻质有机挥发分迅速挥发而导致有机质面孔率偏大^[45]。因此,采用直接或间接方法开展原地/原位条件下页岩储层评价具有重要的现实意义。

1.4 可压裂性

可压裂性是页岩储层能够被有效压裂改造从而提

高产能力的性质。页岩储层可压裂性受脆性影响显著,页岩脆性越高,可压性越好。目前页岩气勘探开发中脆性评价通常使用岩石弹性力学参数与脆性矿物含量2种评价指标^[46]。脆性参数的获取主要通过地球物理与力学实验方法。除矿物组分与弹性参数脆性评价方法外,其他学者也尝试通过室内压痕实验、破裂面特征、岩石硬度、全应力-应变曲线等特征进行岩石脆性指数的计算^[47]。

矿物法和弹性参数法目前仍存在一定的缺陷。相比北美页岩,中国页岩储层存在岩相复杂、沉积环境多变和埋深变化大等特点,现有脆性评价方法虽然适用于北美海相页岩,但其在我国的适用性仍有待进一步研究。张晨晨等^[47]利用三轴岩石力学实验分析了围压对五峰组-龙马溪组不同岩相页岩脆性的影响,认为矿物法对深层页岩脆性适用性有所降低,不同岩相页岩的力学脆性增强和减弱的临界围压存在差异:硅质页岩大约在50 MPa,钙质硅质页岩大约在20 MPa(图7)。杨恒林等^[48]和时贤等^[49]利用纳米压痕技术对五峰组-龙马溪组页岩微观脆性特征的研究结果表明,石英、白云石和黄铁矿脆性最高,方解石和长石次之,页岩内微孔/缝等缺陷、矿物胶结类型和矿物分布的非均质性导致了不同尺度下岩石力学性质的不同(图8)。

埋深对页岩脆性具有重要影响,深层页岩储层在高温压条件下出现脆-延转化现象,页岩脆性明显低于浅层,加之较高的储层应力(及其差异系数),对井筒稳定性与压裂工艺要求更高。袁玉松等^[50]对川东五峰组-龙马溪组页岩脆-延转化特征进行了研究,将页岩岩石力学性质纵向划分为脆性带、脆-延转化带和延性带并提出了对应的评价流程(图9),认为处于脆-延转化深度带的页岩既具有较好的保存条件又兼具较好的可压性,利于页岩气的高效开发。因此,结合不同地区、岩性页岩的可压裂性与脆延转化带分布,能够对利于页岩气富集与开发的“甜窗”进行有效划分与评价^[51]。

目前,页岩脆性研究主要集中在宏观岩心尺度,而岩石内部微裂隙、孔隙和纹层等微观结构对宏观破裂影响显著。Josh等^[52]使用CT扫描对富有机质页岩中的交错层理、纹层等沉积构造进行了系统表征,探索了微观结构特征与页岩力学性质的关系。钟建华等^[53]和赵志红等^[54]借助宏观破裂模式研究了页岩发生宏观破裂的微观机理,在微观尺度上对页岩力学性质进行了研究。分析微观结构特征对宏观破裂的影响,对页岩脆性表征与评价具有重要意义。针对中国页岩气

岩相复杂、沉积环境多变和埋深变化大等特点,除矿物组分和力学性质外,还应考虑储层微观孔缝结构、岩石各组分胶结特征(胶结类型与强度)及其对脆性的影响、造缝能力及裂缝开启/保持能力等因素。同时,海相深层页岩与陆相富粘土质页岩的可压裂性也有待进一步研究。

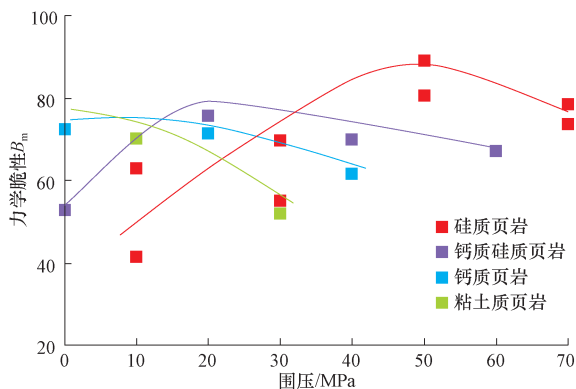


图7 四川盆地志留统龙马溪组页岩力学脆性与围压关系^[47]

Fig.7 Correlation between mechanical brittleness and confining pressure of the Longmaxi Formation shale, Sichuan Basin^[47]

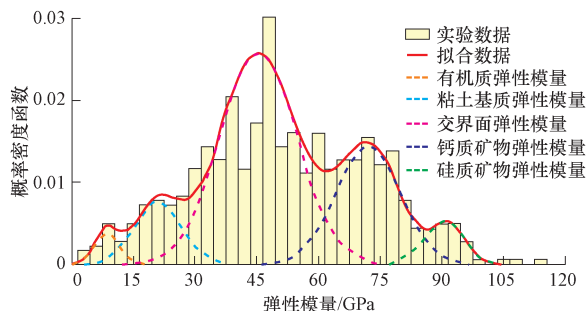


图8 四川盆地昭通地区下志留统龙马溪组页岩纳米压痕矿物弹性模量特征^[48]

Fig.8 Analysis of nanoindentation mineral elastic modulus of Longmaxi shale in Zhaotong area, Sichuan Basin^[48]

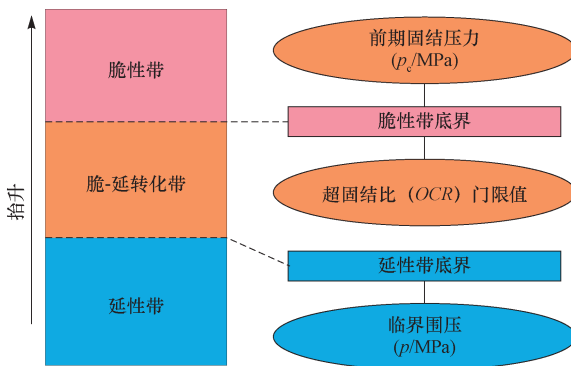


图9 泥页岩脆-延转化带确定方法流程^[50]

Fig.9 Flow chart for delineating shale brittle-to-ductile transformation zone^[50]

1.5 多技术融合

页岩储层的复杂性使现有储层表征评价内容、方法与技术手段的准确性、针对性和适用性已无法满足工业生产需求。随着科学技术的不断发展进步,学科与技术的交叉越发普遍,材料、医学等学科相关技术的引进与改良为油气储层研究提供了有效帮助。多尺度、多类型储层评价技术的融合成为页岩储层表征评价技术的一个重要发展方向。

对于传统砂岩储层,孔级成像和建模是稳健且实用的技术。Gerke 等^[55]将 X-CT 扫描和 2D SEM 成像技术融合对碳酸盐储层进行建模,模型计算结果与实测物性具有一定对应性。Sinn 等^[56]利用 BIB-SEM、能量色散 X 射线光谱分析(EDX)和毛细管建模(CTM)技术,对美国新泽西 Newark 盆地湖相富含有机质页岩渗透率进行了预测,预测结果与实验分析结果吻合度较高,表明 2D BIB-SEM 技术不仅能够定性表征页岩储层孔隙结构特征,同时可以结合建模技术来计算非均质页岩储层的流体运移性能。Wu 等^[57]利用微米-CT、FIB-SEM 和 HIM 等技术表征页岩多尺度孔隙结构并提出了页岩气体运移模拟方法,认为模拟流程主要包括①微观孔隙结构与渗透率模型、②有机、无机等各类孔隙的空间分布模型以及③包含孔缝系统的岩心尺度模型 3 个层次(图 10),认为多尺度成像方法

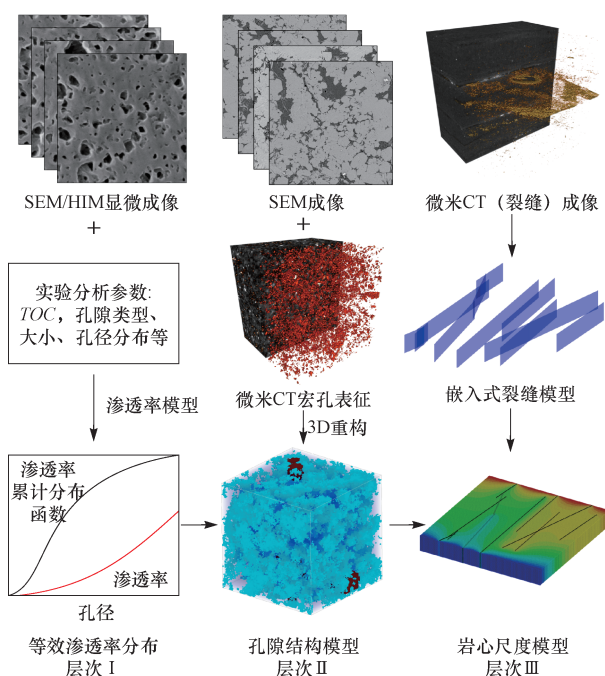


图 10 页岩储层气体运移模拟流程^[57]

Fig. 10 Workflow of gas migration simulation in shale reservoirs^[57]

和多级模拟可作为复杂多孔介质中孔隙结构和不同尺度下流体运移模拟的有力手段。

页岩油气的开发通常依靠水平井分段压裂技术增产,现有的储层改造监测手段目前尚无法直观反映人工裂缝的动态形成过程。因此,储层裂缝生长理论与动态评价对提高非常规油气储层改造效果具有重要作用。Zhu 等^[58]结合 X-CT、超声波层析成像技术(UTT)和数值模拟,对页岩水力压裂裂缝进行了表征,认为与传统 X 射线 CT 技术相比,该方法更为准确、高效、稳定和低廉。朱如凯等^[59]和 Renard 等^[60]将三轴压缩变形实验与 X-CT 相结合,来表征岩石原位破裂的动态过程,对研究岩石受力破裂过程中的微观-宏观变化及其衔接过程具有重要意义(图 11),对页岩储层演化和压裂改造评价等方面具有参考借鉴意义。

随着页岩油气勘探开发的不断深入与深层油气资源的不断动用,查明原地条件下储层发育特征是油气勘探开发的关键。生物医学领域的微流控芯片技术现已引入到油藏模拟中,提供了一种获取储层物性参数和研究化学物质与烃类相互作用的新方法,其成本仅为传统复杂岩心驱替试验的一半,具有广阔运用前景^[61]。

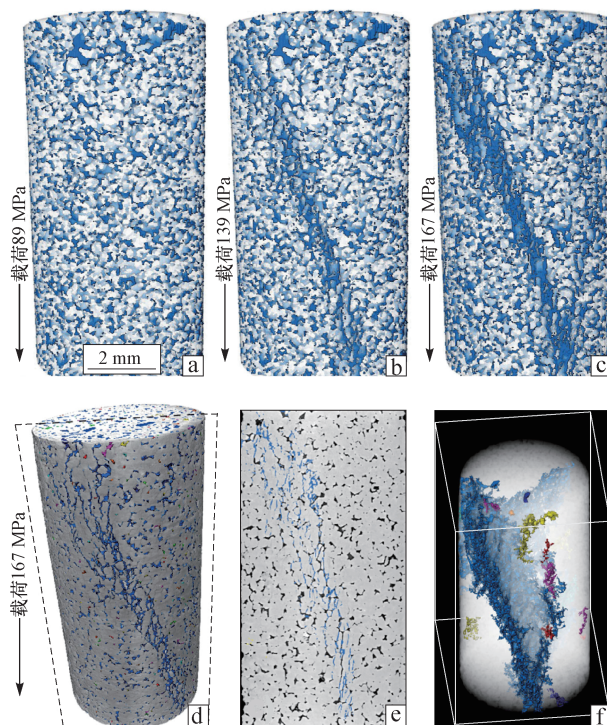


图 11 法国枫丹白露砂岩孔隙与裂缝网络演化特征^[60]

Fig. 11 Evolution characteristics of pore and fracture networks in the Fontainebleau sandstone, France^[60]

a—c. 不同载荷下样品孔隙裂缝演化特征(灰白色为石英基质;蓝色为孔隙和裂缝);d. 岩石破裂时孔缝分布特征;e. 图 d 纵切面裂缝(蓝色)与孔隙(黑色)分布特征;f. 三维孔缝连通性特征

目前多技术融合储层评价方法处于探索阶段,仍有较大改进空间,但学科与技术的交叉融合往往催生新的理论创新与技术突破。相信经过不断的改进与完善,多类型、多尺度储层评价技术的深度融合将会在页岩油气储层表征与评价中发挥更大作用。

2 发展趋势

2.1 技术精度、针对性进一步提高

随着储层表征与评价技术的发展,页岩储层纳米-微米尺度孔隙的进一步精确化与定量化表征是未来重要发展趋势。纳米科学中其他领域技术手段与评价方法具有重要引进意义,以氦离子电镜、透射电镜和纳米压痕为代表的新兴技术具有进一步应用空间。与此同时,还应注意到仍需不断加强各类技术与储层研究需求的吻合性,提高技术应用的针对性,有效排除其他干扰因素^[44-45,62]。

2.2 多方法、多尺度评价技术深度融合

随着非常规油气的发展,油气勘探尺度跨度已达纳米-千米级,不同技术方法适用尺度具有局限性,尺度过大无法突出差异性与非均质性,尺度过小则难以兼顾整体性与代表性。随着科学的发展与技术的进步,多方法、多尺度的评价技术的融合是页岩油气储层表征与评价技术的重要发展方向。不同尺度孔隙成像、建模、机器学习^[63]和3D打印^[64]等技术的进一步融合在页岩储层评价中具有广泛应用空间。

2.3 (近)原地/原位条件储层评价技术

页岩油气储层敏感性较强,地表条件下受应力释放、风化等因素影响,室内试验评价结果往往无法准确反映其原地条件下储层特征,页岩气富集与保存机制仍有待进一步深入研究与探讨^[6-9]。随着页岩油气勘探开发的不断深入与深层油气资源的不断动用,明确原地条件下储层发育特征是页岩油气高效勘探开发的关键。因此,直接或间接方法的储层原地/原位评价技术是表征强敏感性与非均质性页岩储层在地下真实状态的重要方法,也是未来储层评价技术的重要发展趋势之一。

2.4 2D-3D-4D结合,储层动态监测评价技术

随着储层评价技术的发展,页岩储层评价已由二维平面向三维可视化发展。页岩储层纳米-微米级孔隙体系、复杂的矿物组成和油气赋存状态及较强的非

均质性与敏感性使我们对页岩储层评价的思路逐渐由静态转为动态。作为需要压裂改造增产的“人造气藏”,页岩气储层压裂改造前后与勘探开发不同时期/阶段储层特征及其变化规律对油气田开发方案的编制具有重要意义。如何将2D-3D-4D有机结合,对非常规(页岩)储层进行动态监测评价是未来重要发展方向。

2.5 大数据油气储层评价技术

随着科学技术的不断进步,5G、人工智能、云计算、大数据、物联网、数字货币和区块链等技术与油气行业间结合越发紧密,油田数字化程度不断提高。数字化是一场由低油价推动的管理变革和更加先进的计算机技术的大融合。咨询公司伍德麦肯锡2018年11月的一份报告称,信息与数字化技术每年可帮助全球油气上游行业节省750亿美元^[65]。挪威国家石油公司(Equinor)在油田数字化技术方面处于全球领先地位,其海上油田利用油气数字技术在提高安全性、降低成本、提高产量和减少排放等方面取得了显著成效^[65-66]。方法与技术的进步带来信息的指数增长,大数据时代如何处理与运用好海量的信息是油田数字化与信息化需面对的关键问题。随着油田数字化程度不断提高,油气勘探开发各领域间联系将更加紧密。随着工业大数据的不断发展,储层评价技术将与勘探开发各领域紧密结合,实现数据的高效联通与技术方法的不断优化与修正。

3 思考和建议

与北美地区相比,中国页岩油气具有其特殊性,具有发育层系多、形成时代跨度大、热演化程度差异大、构造期次多、构造变形复杂、地应力状态与地表条件复杂和保存条件差异大等特点。针对中国页岩气地质条件与勘探开发现状,提出以下几点关于页岩气储层表征技术与评价研究方面的发展建议。需要明确的是,技术只是方法手段,而方法只有服务于正确的指导思想,才能最大程度发挥作用。

3.1 沉积特征研究进一步深入

细粒沉积学已成为页岩气勘探开发的重要工具。沉积微相控制着页岩油气的物质基础,深化细粒沉积特征研究,对分析页岩储层沉积与演化过程、解释页岩油气的差异富集机理和探明页岩油气的富集区域与层段具有重要意义^[67]。目前的相关研究依然较为薄弱,

主要集中于层序、沉积相(岩相)及地球化学等方面,尚不足以满足中国页岩油气勘探开发需求。因此,在研究内容上,需更丰富;在研究方法上,需更多样;在研究尺度上,需更精细。深入开展页岩形成地球化学背景研究,全面了解页岩的物质组成,探索古环境与古地貌影响下页岩沉积过程,更加精细地进行沉积微相识别,分析不同沉积旋回对有机质富集、油气赋存和后期保存的影响,对南方海相与新区新领域页岩油气的勘探开发具有重要指导意义。

3.2 从动态、时空演化角度开展储层评价

目前,页岩储层研究已取得长足发展,并建立了包含有机地化、矿物组分、物性、含气性、可压裂性和保存条件等多类参数评价方法。页岩中不同类型孔隙主体形成于不同成岩作用阶段且成因类型多样。对于页岩成岩与演化研究,目前仍处于探索阶段,储层演化及其纵横向变化规律尚需在多精度与多尺度方面不断深化。孔隙演化规律研究不仅要关注某一特定孔隙类型或某一成岩阶段,而需将所有孔隙在地史时期的形成、改造、破坏当做一个整体,研究其在持续变化的地质条件下的形成、演化与改造过程^[68]。页岩储层评价不仅需要注重静态与动态的结合,同时需要加强勘探与开发实践的結合和地质工程一体化研究,加强储层改造效果监测与评价研究,分析勘探开发不同时期储层特征及其变化规律,加强储量动用评价。加强不同地区储层特征对比和规律总结,优选关键评价指标,进而有效指导页岩油气的勘探开发。

3.3 可压裂性评价研究进一步攻关

目前国内的页岩气脆性或可压性评价方法多参考国外思路,并未针对中国页岩气特点,较少考虑储层微观结构对页岩脆性/塑性的影响。现有的可压裂性评价方法普遍存在一定的理论缺陷和应用局限性,页岩储层可压裂性评价标准有待完善,尤其对于深层储层与非海相页岩储层,矿物组成和岩石力学参数难以准确地反映页岩的可压裂性。深层地应力场、断层、天然裂缝、温度、压力等因素对页岩可压裂性的影响仍不够明确。与此同时,除矿物组分和力学性质外,岩石各组分的胶结特征(胶结类型与强度)及其对脆性、造缝能力及裂缝开启/保持能力的影响等因素在可压裂性评价中都应予以考虑。结合国内外页岩脆性与可压性评价进展与发展趋势,页岩多尺度脆性表征、宏观-微观破裂/闭合机理及深层和陆相页岩可压裂性是下一步研究的重点方向。

3.4 加强技术融合、引进与创新

目前国外海相页岩储层研究已较为系统,积累了大量经验,国内页岩储层评价也取得了长足进展。由于中国页岩油气地质条件的特殊性,国外现有经验与技术手段仍无法满足中国页岩油气高效勘探开发的需要。对于页岩储层纳米-千米级的研究尺度,不同研究尺度的技术方法间关联度有待加强,加强地球物理、实验分析与储层建模等技术不同尺度下的融合与衔接是未来重要发展方向。储层评价技术的发展与勘探开发的实际需求使页岩储层评价的思路逐渐由地表转向地下、静态转为动态。原地储层评价和储层动态监测等技术对原地储层动态表征、储量动用评估和油气资源评价意义重大,纳米(材料、示踪剂、芯片和机器人等)科技、3D打印和数字油田等新兴技术同样具有引进意义与广阔运用空间。与此同时,在加强技术融合、引进与消化吸收基础上,提高自主创新能力,掌握关键核心技术,方可实现由追赶者向引领者的角色转变。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 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 Formation, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [3] 郭彤楼. 涪陵气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘,2016,23(1):29-43.
Guo Tonglou. Discovery and characteristics of the Fuling shale gas field and its enlightenment and thinking[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 29-43.
- [4] 郑和荣,彭勇民,唐建信,等. 中、上扬子地区常压页岩气勘探前景——以湘中坳陷下寒武统为例[J]. 石油与天然气地质,2019,40(6):1155-1167.
Zheng Herong, Peng Yongmin, Tang Jianxin, et al. Exploration prospect of normal pressure shale gas in Middle and Upper Yangtze regions: A case study of the Lower Cambrian shale in Xiangzhong Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1155-1167.
- [5] 胡宗全,杜伟,彭勇民,等. 页岩微观孔隙特征及源-储关系——以川东南地区五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油与天然气地质,2015,36(6):1001-1008.
Hu Zongquan, Du Wei, Peng Yongmin, et al. Microscopic pore characteristics and the source-reservoir relationship of shale: A case study from the Wufeng and Longmaxi Formations in southeast Sichuan

- Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(6): 1001–1008.
- [6] 刘伟新, 鲍芳, 俞俊杰, 等. 川东南志留系龙马溪组页岩储层微孔隙结构及连通性研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 453–459.
- Liu Weixin, Bao Fang, Yu Lingjie, et al. Micro-pore structure and connectivity of the Silurian Longmaxi shales, southeastern Sichuan area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(4): 453–459.
- [7] 范明, 俞俊杰, 徐二社, 等. 页岩气保存机制探讨[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 126–132.
- Fan Ming, Yu Lingjie, Xu Ershe, et al. Preservation mechanism of Fuling shale gas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 126–132.
- [8] 俞俊杰, 范明, 腾格尔, 等. 埋藏条件下页岩气赋存形式研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(4): 438–444.
- Yu Lingjie, Fan Ming, Borjigin Tenger, et al. Shale gas occurrence under burial conditions[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(4): 438–444.
- [9] 王濡岳, 胡宗全, 聂海宽, 等. 川东南五峰组–龙马溪组与黔东南牛蹄塘组页岩储层特征对比分析与差异性探讨[J]. 石油实验地质, 2018, 40(5): 639–649.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Nie Haikuan, et al. Comparative analysis and discussion of shale reservoir characteristics in the Wufeng-Longmaxi and Niutitang formations: a case study of the well JY1 in SE Sichuan Basin and well TX1 in SE Guizhou area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(5): 639–649.
- [10] 郑和荣, 高波, 彭勇民, 等. 中上扬子地区下志留统沉积演化与页岩气勘探方向[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 645–656.
- Zheng Herong, Gao Bao, Peng Yongmin, et al. Sedimentary evolution and shale gas exploration direction of the Lower Silurian in Middle-Upper Yangtze area[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 645–656.
- [11] 王志峰, 张元福, 梁雪莉, 等. 四川盆地五峰组–龙马溪组不同水动力成因页岩岩相特征[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 623–632.
- Wang Zhifeng, Zhang Yuanfu, Liang Xueli, et al. Characteristics of shale lithofacies formed under different hydrodynamic conditions in the Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 623–632.
- [12] 彭勇民, 龙胜祥, 胡宗全, 等. 四川盆地涪陵地区页岩岩石相标定方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(6): 964–970.
- Peng Yongmin, Long Shengxiang, Hu Zongquan, et al. Calibration method of shale petrological facies and its application in Fuling area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 964–970.
- [13] 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.
- [14] 吴蓝宇, 胡东风, 陆永潮, 等. 四川盆地涪陵气田五峰组–龙马溪组页岩优势岩相[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 189–197.
- Wu Lanyu, Hu Dongfeng, Lu Yongchao, et al. Advantageous shale lithofacies of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Fuling gas field of Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and development, 2016, 43(2): 189–197.
- [15] Hu Zongquan, Du Wei, Sun Chuanxiang, et al. Evolution and migration of shale facies and their control on shale gas: A case study from the Wufeng-Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and its surroundings[J]. Interpretation, 2018, 6(4): SN57–SN70.
- [16] Chang H C, Durrans S R, Kopaska-Merkel D C, et al. Lithofacies identification using multiple adaptive resonance theory neural networks and group decision expert system[J]. Computers & Geosciences, 2000, 26(5): 591–601.
- [17] Wang G, Carr T R. Marcellus shale lithofacies prediction by multiclass neural network classification in the Appalachian Basin[J]. Mathematical Geosciences, 2012, 44(8): 975–1004.
- [18] 蒋裕强, 宋益滔, 漆麟, 等. 中国海相页岩岩相精细划分及测井预测: 以四川盆地南部威远地区龙马溪组为例[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 107–118.
- Jiang Yuqiang, Song Yitao, Qi Lin, et al. Fine lithofacies of China's marine shale and its logging prediction: A case study of the Lower Silurian Longmaxi marine shale in Weiyuan area, southern Sichuan Basin, China[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 107–118.
- [19] Wang G, Long S, Ju Y, et al. Application of horizontal wells in three-dimensional shale reservoir modeling: A case study of Longmaxi-Wufeng shale in Fuling gas field, Sichuan Basin[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(11): 2333–2354.
- [20] 王民, 关莹, 李传明, 等. 济阳坳陷沙河街组湖相页岩储层孔隙定性描述及全孔径定量评价[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(6): 1107–1119.
- Wang Min, Guan Ying, Li Chuanming, et al. Qualitative description and full-pore-size quantitative evaluation of pores in lacustrine shale reservoir of Shahejie Formation, Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(6): 1107–1119.
- [21] 王朋飞, 吕鹏, 姜振学, 等. 中国海陆相页岩有机质孔隙发育特征对比——基于聚焦离子束氦离子显微镜(FIB–HIM)技术[J]. 石油实验地质, 2018, 40(5): 739–748.
- Wang Pengfei, Lyu Peng, Jiang Zhenxue, et al. Comparison of organic matter pores of marine and continental facies shale in China: based on Focused Ion Beam Helium Ion Microscopy(FIB-HIM)[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(5): 739–748.
- [22] Klaver J, Desbois G, Littke R, et al. BIB-SEM characterization of pore space morphology and distribution in postmature to overmature samples from the Haynesville and Bossier Shales[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 59: 451–466.
- [23] Curtis M E, Sondergeld C H, Ambrose R J, et al. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(4): 665–677.
- [24] Klaver J, Hemes S, Houben M, et al. The connectivity of pore space in mudstones: insights from high-pressure Wood's metal injection, BIB-SEM imaging, and mercury intrusion porosimetry[J]. Geofluids, 2015, 15(4): 577–591.
- [25] Fogden A, Goergen E, Olson T, et al. Applications of multi-scale imaging techniques to unconventional reservoirs[C]//Society of Petroleum Engineers. SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. Brisbane, Australia, 2015.
- [26] 杨锐. 鄂西渝东地区五峰组–龙马溪组页岩孔隙结构与连通孔

- 隙流体示踪[D]. 武汉:中国地质大学,2018.
- Yang Rui. Pore structure and tracer-containing fluid migration in connected pores of Wufeng and Longmaxi shales from western Hubei and eastern Chongqing regions [D]. Wuhan: China University of Geosciences, 2018.
- [27] Klaver J, Schmatz J, Urai J L. Liquid metal injection: a novel tool to investigate connected porosity and transport pathways in unconventional reservoirs [C]//Society of Petroleum Engineers SPE Europe featured at 79th EAGE Conference and Exhibition. Paris, France; 2017.
- [28] 胡钦红, 刘惠民, 黎茂稳, 等. 东营凹陷沙河街组页岩油储集层润湿性、孔隙连通性和流体-示踪剂运移[J]. 石油学报, 2018, 39(3): 278-289.
- Hu Qinrong, Liu Huimin, Li Maowen, et al. Wettability, pore connectivity and fluid-tracer migration in shale oil reservoirs of Paleogene Shahejie Formation in Dongying sag of Bohai Bay Basin, east China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 278-289.
- [29] 刘向君, 熊健, 梁利喜, 等. 川南地区龙马溪组页岩润湿性分析及影响讨论[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(10): 1644-1652.
- Liu Xiangjun, Xiong Jian, Liang Lixi, et al. Analysis of the wettability of Longmaxi Formation shale in the south region of Sichuan Basin and its influence [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(10): 1644-1652.
- [30] Zhou S, Ning Y, Wang H, et al. Investigation of methane adsorption mechanism on Longmaxi shale by combining the micropore filling and monolayer coverage theories [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2018, 2(3): 269-281.
- [31] Yang R, Jia A, Hu Q, et al. Particle size effect on water vapor sorption measurement of organic shale: One example from Dongyuemiaomember of Lower Jurassic Ziliujing Formation in Jiannan area of China [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2020, 4(2): 207-218.
- [32] 姜振学, 唐相路, 李卓, 等. 川东南地区龙马溪组页岩孔隙结构全孔径表征及其对含气性的控制[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 126-134.
- Jiang Zhenxue, Tang Xianglu, Li Zhuo, et al. The whole-aperture pore structure characteristics and its effect on gas content of the Longmaxi Formation shale in the southeastern Sichuan basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 126-134.
- [33] Chen L, Jiang Z, Liu K, et al. Quantitative characterization of micropore structure for organic-rich Lower Silurian shale in the Upper Yangtze Platform, South China: Implications for shale gas adsorption capacity [J]. Advances in Geo-Energy Research, 2017, 1(2): 112-123.
- [34] 舒志国, 关红梅, 喻璐, 等. 四川盆地焦石坝地区页岩气储层孔隙参数测井评价方法[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 38-43.
- Shu Zhiguo, Guan Hongmei, Yu Lu, et al. Well logging evaluation of pore parameters for shale gas reservoirs in Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 38-43.
- [35] 李志清, 孙洋, 胡瑞林, 等. 基于核磁共振法的页岩纳米孔隙结构特征研究[J]. 工程地质学报, 2018, 26(3): 758-766.
- Li Zhiqing, Sun Yang, Hu Ruilin, et al. Quantitative analysis for nanopore structure characteristics of shales using NMR and NMR cryoporometry [J]. Journal of Engineering Geology, 2018, 26(3): 758-766.
- [36] Daigle H, Dugan B. An improved technique for computing permeability from NMR measurements in mudstones [J]. Journal of Geophysical Research, 2011, 116, B808101. Doi: 10.1029/2011JB008353.
- [37] Odusina E, Sondergeld C, Rai C. NMR study of shale wettability [C]//Society of Petroleum Engineers. Canadian Unconventional Resources Conference. Alberta, Canada; 2011.
- [38] Rylander E, Singer P M, Jiang T, et al. NMR T₂ distributions in the Eagle Ford shale: reflections on pore size [C]//Society of Petroleum Engineers. Unconventional Resources Conference-USA. Woodlands, USA; 2013.
- [39] Clarkson C R, Solano N, Bustin R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion [J]. Fuel, 2013, 103: 606-616.
- [40] Ruppert L F, Sakurovs R, Blach T P, et al. A USANS/SANS study of the accessibility of pores in the Barnett Shale to methane and water [J]. Energy & Fuels, 2013, 27(2): 772-779.
- [41] Gu X, Mildner D F R, Cole D R, et al. Quantification of organic porosity and water accessibility in Marcellus shale using neutron scattering [J]. Energy & Fuels, 2016, 30(6): 4438-4449.
- [42] Lee S, Fischer T B, Stokes M R, et al. Dehydration effect on the pore size, porosity, and fractal parameters of shale rocks: Ultrasmall-Angle X-ray Scattering study [J]. Energy & Fuels, 2014, 28(11): 6772-6779.
- [43] Sun M, Yu B, Hu Q, et al. Pore characteristics of Longmaxi shale gas reservoir in the Northwest of Guizhou, China: Investigations using small-angle neutron scattering (SANS), helium pycnometry, and gas sorption isotherm [J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 171: 61-68.
- [44] Mayer J, Giannuzzi L A, Kamino T, et al. TEM sample preparation and FIB-induced damage [J]. MRS Bulletin, 2007, 32(5): 400-407.
- [45] Sanei H, Ardakani O H. Alteration of organic matter by ion milling [J]. International Journal of Coal Geology, 2016, 163: 123-131.
- [46] 王濡岳, 胡宗全, 刘敬寿, 等. 中国南海相与陆相页岩裂缝发育特征及主控因素对比——以黔北岑巩地区下寒武统为例[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(4): 631-640.
- Wang Ruyue, Hu Zongquan, Liu Jingshou, et al. Comparative analysis of characteristics and controlling factors of fractures in marine and continental shale: A case study of the Lower Cambrian in Cengong area, northern Guizhou Province [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(4): 631-640.
- [47] 张晨晨. 页岩气储层脆性评价方法与影响因素研究[D]. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 2017.
- Zhang Chenchen. Research on brittleness evaluation method and influencing factors of shale gas reservoirs [D]. Beijing: Research Institute of Petroleum Exploration and Development, 2017.
- [48] 杨恒林, 张俊杰, 王高成, 等. 四川威远及云南昭通区块龙马溪组优质页岩组构差异性与矿物纳米力学特征[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(1): 16-22.
- Yang Henglin, Zhang Junjie, Wang Gaocheng, et al. Fabric difference and mineral nanomechanics characteristics of high-quality shale in Longmaxi Formation, Weiyuan block in Sichuan Basin and Zhaotong

- block in Yunnan Province[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2018, 41(1): 16–22.
- [49] 时贤, 蒋恕, 卢双舫, 等. 利用纳米压痕实验研究层理性页岩岩石力学性质——以渝东南酉阳地区下志留统龙马溪组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(1): 155–164.
- Shi Xian, Jiang Shu, Lu Shuangfang, et al. Identification of mechanical properties of Longmaxi shale with beddings by nanoindentation tests: A case study on Silurian Longmaxi Formation of Youyang area in southeast Chongqing[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(1): 155–164.
- [50] 袁玉松, 刘俊新, 周雁. 泥页岩脆—延转化带及其在页岩气勘探中的意义[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(5): 899–906.
- Yuan Yusong, Liu Junxin, Zhou Yan. Brittle-ductile transition zone of shale and its implications in shale gas exploration[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(5): 899–906.
- [51] He Z, Li S, Nie H, et al. The shale gas “sweet window”: “The cracked and unbroken” state of shale and its depth range[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 101: 334–342.
- [52] Josh M, Esteban L, Plane C D, et al. Laboratory characterisation of shale properties[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 88: 89: 107–124.
- [53] 钟建华, 刘圣鑫, 马寅生, 等. 页岩宏观破裂模式与微观破裂机理[J]. *石油勘探与开发*, 2015, 42(2): 242–250.
- Zhong Jianhua, Liu Shengxin, Ma Yinsheng, et al. Macro-fracture mode and micro-fracture mechanism of shale[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(2): 242–250.
- [54] 赵志红, 郭建春, 杨经栋, 等. 页岩储层微观破裂特征实验研究[J]. *石油钻采工艺*, 2014, 36(3): 68–71.
- Zhao Zhihong, Guo Jianchun, Yang Jingdong, et al. Experimental study of microscopic fracture characteristics of shale reservoirs[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2014, 36(3): 68–71.
- [55] Gerke K M, Karsanina M V, Sizonenko T O, et al. Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level[C]//Society of Petroleum Engineers. Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia; 2017.
- [56] Sinn C J A, Klaver J, Fink R, et al. Using BIB-SEM imaging for permeability prediction in heterogeneous shales[J]. *Geofluids*, 2017.
- [57] Wu T, Li X, Zhao J, et al. Multiscale pore structure and its effect on gas transport in organic-rich shale[J]. *Water Resources Research*, 2017, 53(7): 5438–5450.
- [58] Zhu W, Chang X, Wang Y, et al. Reconstruction of hydraulic fractures using passive ultrasonic travel-time tomography[J]. *Energies*, 2018, 11(5): 1321.
- [59] 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.
- [60] Renard F, McBeck J, Cordonnier B, et al. Dynamic in situ three-dimensional imaging and digital volume correlation analysis to quantify strain localization and fracture coalescence in sandstone[J]. *Pure and Applied Geophysics*, 2019, 176: 1083–1115.
- [61] Jacobs T. Reservoir-on-a-chip technology opens a new window into oilfield chemistry[J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2019, 71(1): 25–27.
- [62] 李金华, 潘永信. 透射电子显微镜在地球科学研究中的应用[J]. *中国科学: 地球科学*, 2015, 45(9): 1359–1382.
- Li Jinhua, Pan Yongxin. Applications of transmission electron microscopy in the earth sciences[J]. *Scientia Sinica Terrae*, 2015, 45(9): 1359–1382.
- [63] Tian X, Daigle H. Machine-learning-based object detection in images for reservoir characterization: A case study of fracture detection in shales[J]. *The Leading Edge*, 2018, 37(6): 435–442.
- [64] Kong L, Ostad Hassan M, Li C, et al. Can 3-D printed gypsum samples replicate natural rocks? An experimental study[J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2018, 51(10): 3061–3074.
- [65] 杨国丰. 致力于降本增效, 石油行业全面拥抱信息技术[N]. *中国石化报*, 2019–1–18(8).
- [66] Equinor. Digital operations support centres help boost production[EB/OL]. Equinor, 2019. <https://www.equinor.com/en/news/2019-01-07-digital-operations-support-centres.html>.
- [67] 董大忠, 施振生, 管全中, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4): 67–76.
- Dong Dazhong, Shi Zhensheng, Guan Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng-Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(4): 67–76.
- [68] 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.

(编辑 张亚雄)