

文章编号: 1000-0747(2018)04-0561-14 DOI: 10.11698/PED.2018.04.03

中国页岩气勘探开发理论认识与实践

马永生, 蔡勋育, 赵培荣

(中国石油化工集团公司, 北京 100728)

基金项目: 中国工程院咨询项目(2018-xz-09-01)

摘要: 基于四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组富有机质页岩分布规律、优质页岩表观特征、页岩储集层微观特征、保存条件与页岩气富集、可压裂性等方面的分析, 对中国页岩气勘探开发理论认识进行总结, 并对未来中国页岩气勘探开发提出针对性建议。四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气重要的地质认识可总结为以下几个方面: 沉积环境和沉积过程控制了富有机质页岩分布; “甜点段”优质页岩具备高有机碳含量、高脆性、高孔隙度、高含气性的特征; 有机质孔隙是页岩气富集的重要储集空间; 保存条件是复杂构造区页岩气地质评价的关键因素; 页岩气属“人工气藏”, 可压裂性评价是获得高产的核心; 纳米级储集空间与赋存状态决定了页岩气具有特殊的渗流特征。对中国页岩气产业的发展建议: ①加大基础研究, 实现页岩气地质理论体系的新突破; ②强化勘探实践, 形成多层次全方位新发现; ③研究开发生产规律, 建立页岩气开发新模式; ④创新思维, 攻关新技术; ⑤探索管理创新, 形成页岩气发展新机制。图6参72

关键词: 页岩气; 勘探开发; 地质认识; 一体化; 甜点; 上奥陶统五峰组; 下志留统龙马溪组

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

China's shale gas exploration and development: Understanding and practice

MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong

(China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100728, China)

Abstract: Through detailed analyses of the distribution characteristics of organic-rich shale, appearance features of high-quality shale, microscopic characteristics of shale reservoir rocks, fracturabilities, and the relationship between preservation conditions and shale gas enrichment in Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, theoretical understandings and specific suggestions with respect to the exploration and development of shale gas in China are summarized and proposed respectively. Successful experiences in the exploration and development of shale gas of the Wufeng Formation–Longmaxi Formation in the Sichuan Basin can be summarized into the following aspects: depositional environment and depositional process control the distribution of organic-rich shale; high quality shale in “sweet spot segments” are commonly characterized by high content of organic carbon, high brittleness, high porosity and gas content; organic pores are important storage space for the enrichment of shale gas; preservation conditions are the key factor for the geological evaluation of shale gas in structurally complex regions; shale gas can be considered as “artificial gas reservoirs” and the fracturability assessment is essential for high-production; nanoscale storage space and the mode of occurrence control the special seepage characteristics of shale gas. The following suggestions are proposed for the development of China's shale gas industry: (1) focus more on fundamental research to achieve new breakthrough in the geological theory of shale gas; (2) emphasize exploration practices to have all-round discoveries in multiple strata; (3) study the regularities of development and production to establish new models of shale gas development; (4) think creatively to invent new technologies to tackle key problems; (5) explore the management innovation to create new mechanisms in shale gas development.

Key words: shale gas; exploration and development; geological understanding; integration; sweet spot; Upper Ordovician Wufeng Formation; Lower Silurian Longmaxi Formation

引用: 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.

0 引言

以页岩气为代表的非常规油气资源成功勘探开

发, 是全球油气工业理论技术的又一次创新与跨越。它的意义在于突破了早期石油工业常规储集层下限和传统的圈闭成藏观念, 并将给石油天然气地质理论赋

予新的学科内涵^[1-2]；拓展了油气资源勘探开发类型与资源量，突破了油气资源“峰值论”、“枯竭论”；以水平井分段压裂技术为代表的新技术规模化应用，实现了油气工业技术的升级换代^[1]。通过页岩油气革命，美国油气对外依存度不断下降，全球能源格局正发生深刻变化。随着中国经济迈向高质量发展，环保要求不断提高，对石油、特别是天然气的需求快速增长，页岩气勘探开发对保障中国能源安全并改善能源结构、推动中国油气工业科技进步具有重要意义。国家高度重视页岩气等非常规天然气的开发利用，并制定了页岩气产业发展的顶层设计和配套政策。从2009年开始实质性勘探以来，中国已在上奥陶统五峰组（O_{3w}）—下志留统龙马溪组（S_{1l}）海相页岩成功实现页岩气商业开发，成为世界上少数几个实现页岩气工业化开采的国家之一。本文重点对近10年来五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发过程中获得诸多重要地质认识、成功实践经验进行总结，并对中国页岩气未来发展提出建议。

1 中国页岩气勘探开发现状

20世纪60年代以来，中国在四川、鄂尔多斯等盆地进行常规油气勘探开发过程中，在泥页岩层系中已发现天然气流。1966年，四川盆地威5井下寒武统筇竹寺组页岩测试获日产气 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，阳63井在上奥陶统—下志留统龙马溪组页岩酸化后测试获日产气3500 m^3 ^[3]。中国学者^[4-6]在20世纪80、90年代开始关注页岩气资源。2000年以来，原国土资源部油气资源战略咨询中心、中国地质大学（北京）、中国石油化工集团公司（以下简称中国石化）、中国石油天然气集团公司（以下简称中国石油）等单位在跟踪美国页岩气地质理论和技术的基础上，从老资料复查、露头地质调查等着手，开展中国页岩气地质条件和资源潜力评价研究。2009年，原国土资源部启动“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区优选”项目，并在重庆市彭水县实施第1口页岩气资源调查井——渝页1井^[3]。2011年原国土资源部组织开展全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选，并于2012年3月1日对外公布中国页岩气地质资源量为 $134.42 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，可采资源量为 $25.08 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。2011年3月中国工程院开展中国非常规天然气开发利用战略研究，认为中国页岩气可采资源量为 $10.50 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ，并提出中国页岩气开发利用趋势与路线图^[7]。

在页岩气勘探开发方面，2009年中国石化、中国石油等石油公司开始启动页岩气实质性勘探工作。2010年中国石油在川南威远地区威201井下志留统龙

马溪组直井压裂获页岩气流^[2-3,8]，2012年4月长宁地区宁201-H1井五峰组—龙马溪组测试获日产页岩气 $15 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[8-9]，实现了中国页岩气勘探与商业开发的突破。同年11月中国石化在川东南涪陵焦石坝地区焦页1HF井五峰组—龙马溪组测试获日产页岩气 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[10]，2014年提交中国首个页岩气探明地质储量 $1\,067.5 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。截至2017年底，涪陵页岩气田已累计探明地质储量超过 $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，累计建成页岩气产能 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，页岩气年产量达 $60.4 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。此外中国石化在四川盆地威远—荣县、荣昌—永川、丁山等地区五峰组—龙马溪组以及井研—犍为地区下寒武统筇竹寺组相继取得勘探突破，并在四川盆地涪陵、元坝、建南等地区侏罗系自流井组、川西须家河组陆相页岩获得新发现^[11]。中国石油在川南的威远、长宁、昭通等地区形成页岩气商业开发区^[12]，累计探明页岩气地质储量超 $3\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2017年页岩气产量达 $30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。延长石油在鄂尔多斯盆地延长组长7段陆相页岩数十口页岩气井获页岩气流^[13]。中国地质调查局对中国南方、华北等地的非油气勘查区开展页岩气地质调查，在宜昌等地区的下寒武统、志留系取得新发现^[14]。中国华能集团有限公司、中国华电集团有限公司、神华集团有限责任公司等能源企业积极参与页岩气勘探，取得一定进展。截至2016年底，中国页岩气勘探开发已完成二维地震24760 km ，三维地震4013 km^2 ，钻井1161口^[15]。在四川盆地形成了涪陵、威远、长宁、昭通4个页岩气商业开发区，页岩气储量、产量快速增长。截至2017年底，中国累计探明页岩气地质储量接近 $1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。页岩气产量从2012年的 $2\,500 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，到2017年底超过 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，页岩气勘探开发呈现出良好的发展态势。

通过勘探开发实践，中国学者^[10,16-22]先后提出复杂构造区海相页岩气“二元富集”规律、“构造型甜点”和“连续型甜点区”页岩气富集模式等认识，海相页岩气选区评价、目标优选等勘探评价技术体系日趋成熟，初步形成了页岩气气藏描述、产能评价、开发参数优化等相关开发技术；水平井优快钻井、泵送桥塞分簇射孔分段压裂、同步压裂、拉链式压裂等工艺技术日趋成熟，具备了3500 m 以浅海相页岩气规模开发的技术能力；形成了山地井工厂作业模式，大大提高施工效率，与单个平台单口钻井相比，钻井、建井周期同比均缩短30%以上；配套形成了废渣、废液和废气循环利用、无害化处理的清洁生产技术体系。在关键压裂设备的研制方面，形成了具有自主知识产权的

3000 型压裂车等,建立了国产大功率压裂机组的研发、试验、制造体系和应用规范;自主研发的裸眼封隔器、桥塞等井下压裂工具,实现了工业化批量生产。仅以涪陵页岩气田勘探开发为例,已经形成近百余项技术标准和规范,国家专利已授权 39 项,其中发明专利 12 项。中国在页岩气领域取得的科技进步得到了全球业界的高度关注和认可,2014 年第五届世界页岩油气峰会授予中国企业“页岩油气国际先锋奖”,2018 年《涪陵大型海相页岩气田高效勘探开发》项目获得国家科技进步一等奖。

2 重要地质认识

页岩气勘探开发不同于常规油气,需通过水平井分段压裂,对富含纳米级孔隙的致密页岩储集层进行人工改造,以获得规模性天然气。页岩气储集层具有连续性强、自生自储等特点。在北美地区形成了以页岩品质为核心的地质评价体系,并包含两个方面评价内容:①页岩的含气性评价参数,包括页岩的 TOC (总有机碳含量)、有机质类型、成熟度、孔隙度、富有机质页岩厚度、含气量等;②由于页岩气产量与压裂改造有着密切关联,可压裂性评价成为页岩气地质研究中另一个十分重要的评价内容。中国地质家们对页岩气的认识经历了一个不断发展的过程。前期学习北美经验,重点关注页岩的品质评价。通过勘探实践总结,认为保存条件是中国复杂构造区海相页岩气富集的关键因素,并逐步认识到“沉积是基础,保存是关键,压裂是核心”。经过近 10 年的持续攻关,以五峰组—龙马溪组页岩为代表的海相页岩气富集高产主控因素认识取得了显著进展。

2.1 沉积环境和沉积过程控制了富有机质页岩分布

北美和中国的勘探开发实践表明,海相页岩气要获得单井高产,首先要具备一定连续厚度的富有机质 (TOC 值大于 2%) 页岩。富有机质页岩分布规律是页岩气评价研究的重要内容之一。早期中国学者十分重视烃源岩研究,对烃源岩的分布、发育规律等进行了大量探索。2008、2009 年梁狄刚等^[23-24]对中国南方古生界海相烃源岩的分布规律、地球化学特征,以及海相烃源岩的形成环境和控制因素进行了研究,明确了下寒武统、上奥陶统一志留统、下二叠统、上二叠统 4 套海相烃源岩发育的 7 种有利沉积相,将 7 种有利沉积相综合归纳为 3 种模式,并对烃源岩的 TOC、 R_o (有机质成熟度) 等重要参数的时空分布规律进行了系统分析,为后期五峰组—龙马溪组等海相页岩气有利区

的确定及涪陵页岩气田的发现提供了重要参考依据。

随着页岩气勘探开发的持续深入,在樊隽轩、陈旭等^[25-27]详细划分笔石带的基础上,许多学者^[28-35]对五峰组—龙马溪组开展了详细的层序划分与地层对比工作。中国石化生产与研究单位将五峰组—龙马溪组下段划分为 9 个小层 (见图 1), TOC 值大于 2% 的富有机质页岩集中分布在①—⑤号小层,该套富有机质页岩层位稳定,分布范围广。①—③号小层是勘探开发实践过程中优选出的“甜点段”,是一套 TOC 平均值大于 3% 的优质页岩,属于晚奥陶世末期、早志留世初期全球海平面快速上升的两期海侵体系域沉积,形成于局限环境下的深水陆棚滞留还原环境。五峰组顶部在局部地区沉积了观音桥段薄层介壳灰岩,代表了由于南极区冰盖的积聚和扩增,全球海平面下降的低水位沉积。五峰组—龙马溪组底部的两期海侵体系域沉积,受川中、黔中、宜昌水下隆起等古高地影响,形成了不同的沉积中心 (见图 2、图 3)。

2.2 “甜点段”优质页岩特征

五峰组—龙马溪组页岩气“甜点段”①—③号小层与其他小层相比,有以下特征 (见图 1)。

2.2.1 高有机碳含量

①—③号小层有机碳含量普遍大于 4%,个别层位有机碳含量小于 2%,平均有机碳含量值大于 3%。对焦石坝、永川、威远等地区①—③号小层有机质成分统计表明,页岩的有机质显微组分以浮游藻类、疑源类、细菌和固体沥青等非动物碎屑有机质为主,占总显微组分的 70%~80%;动物碎屑占 20%~30%,其中笔石占动物碎屑的 90%以上,其余为几丁虫等。TOC 平均值小于 2% 的页岩层,有机质显微组分以动物碎屑类 (笔石、几丁虫等) 为主,占总显微组分的 47%~76%,非动物碎屑有机质占 24%~53%^[36-37]。国内外学者研究证实浮游藻类、疑源类和细菌等含有较多的脂肪族结构,具有较高的生烃潜力^[38-40]。

2.2.2 高硅质含量

①—③号小层的硅质平均含量高达 60%左右,页岩中可见大量顺层分布的硅质放射虫及硅质海绵骨针,放射虫含量最高达 30%。硅质放射虫骨架、硅质海绵骨针构成的生物成因石英含量占硅质含量的 67%~90%。其他小层页岩平均硅质含量为 42%~53%,硅质成分以碎屑石英为主^[17-19]。

2.2.3 高孔隙度

①—③号小层页岩的平均孔隙度大于 5%,基质孔隙直径平均大于 7 nm,孔隙类型以有机质孔隙为主,占总孔隙度的 50%以上。对①小层 TOC 值为 5.89% 的

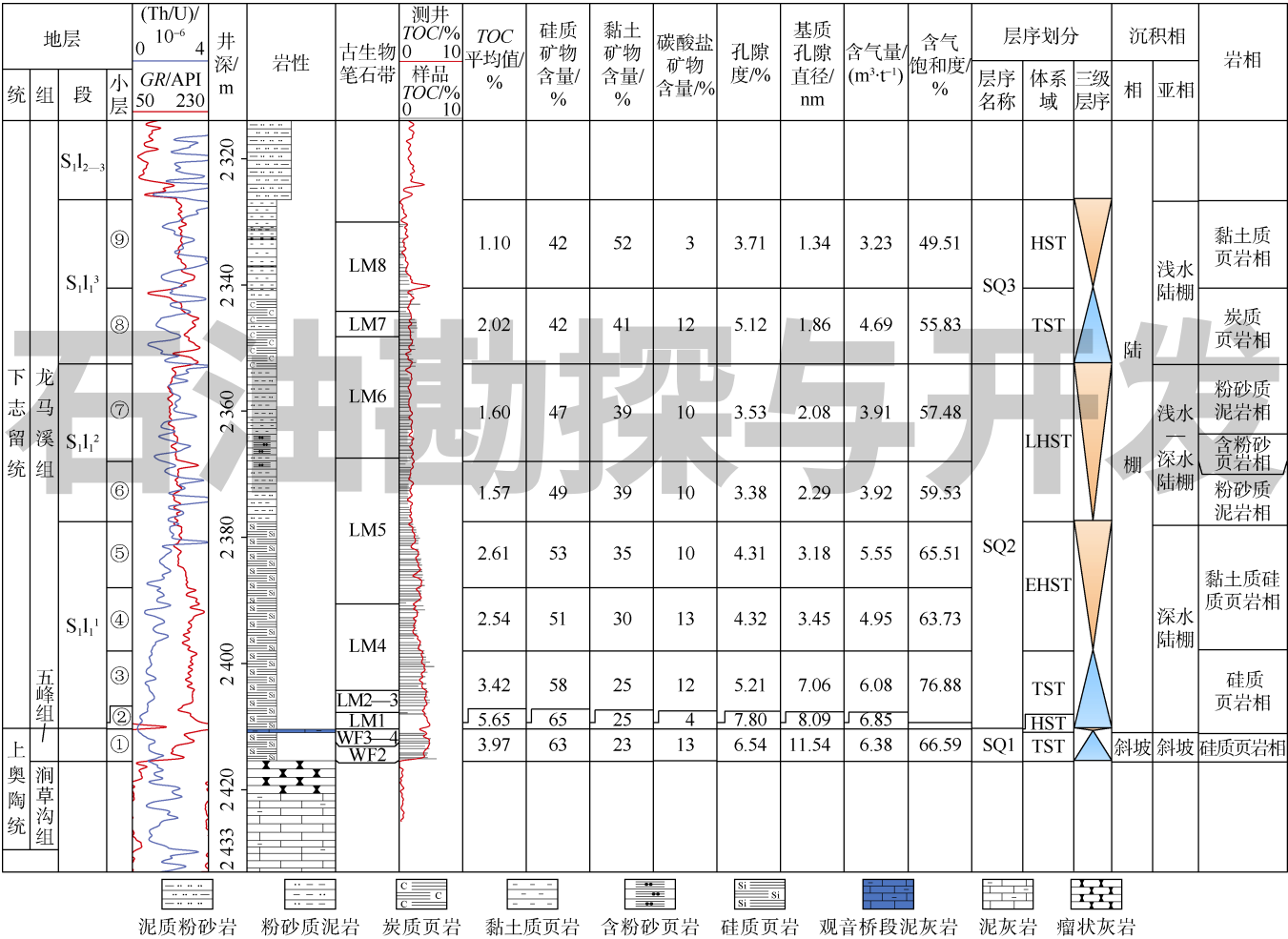


图 1 焦石坝典型井剖面特征图 (测试分析数据均为平均值; GR—自然伽马; Th/U—自然伽马能谱钍铀比; HST—高位体系域; EHST—早期高位体系域; LHST—晚期高位体系域; TST—海侵体系域)

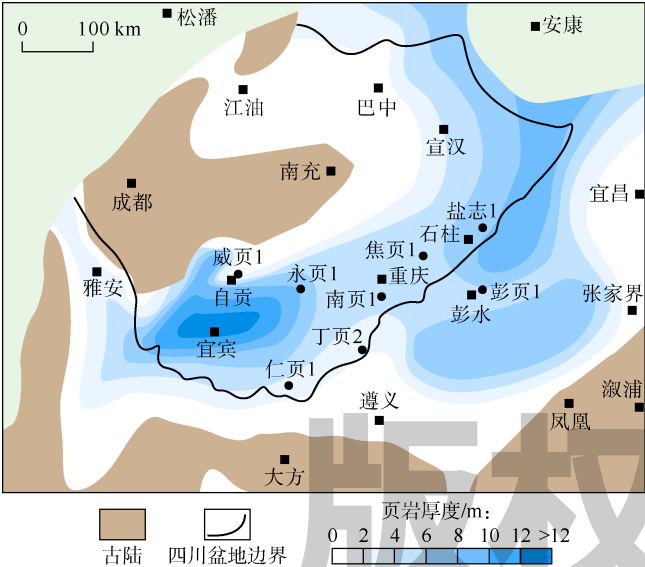


图 2 四川盆地及周缘地区上奥陶统五峰组 SQ1 海侵体系域优质页岩厚度图

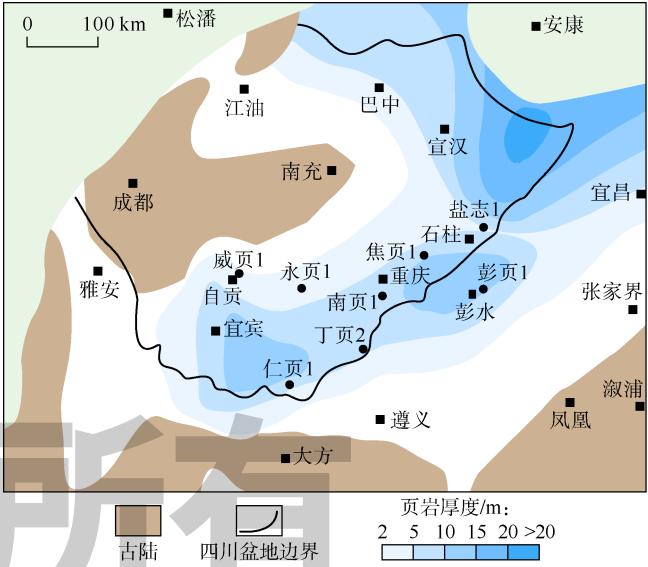


图 3 四川盆地及周缘地区下志留统龙马溪组底部 SQ2 海侵体系域优质页岩厚度图

黑色硅质页岩 CT 扫描发现^[41] (见图 4a), 储集空间主要是有机质孔隙, 以 30 nm 的中型纳米孔为主, 孔隙之

间具有较好的连通性, 孔隙度为 5.06%。
TOC 平均值小于 2% 的⑥—⑨小层页岩, 孔隙度小

于4%，平均基质孔隙直径1.34~2.29 nm。对⑥小层TOC值为1.27%的粉砂质页岩纳米CT扫描发现^[41]

(见图4b)，储集空间以无机质孔隙为主，有机质孔隙含量较低，孔隙之间的连通性差，孔隙度值为2.44%。

2.2.4 高含气量

五峰组—龙马溪组①—③号小层平均含气量大于

6 m³/t，含气饱和度为67%~77%，明显高于TOC平均值小于2%的页岩。

“甜点段”①—③号小层优质页岩有机碳含量高，有机质组分以具高生烃潜力的富脂肪族结构藻类、疑源类为主，含气性好，高孔隙度为页岩气富集提供了储集空间，高脆性为压裂改造奠定了良好的基础。

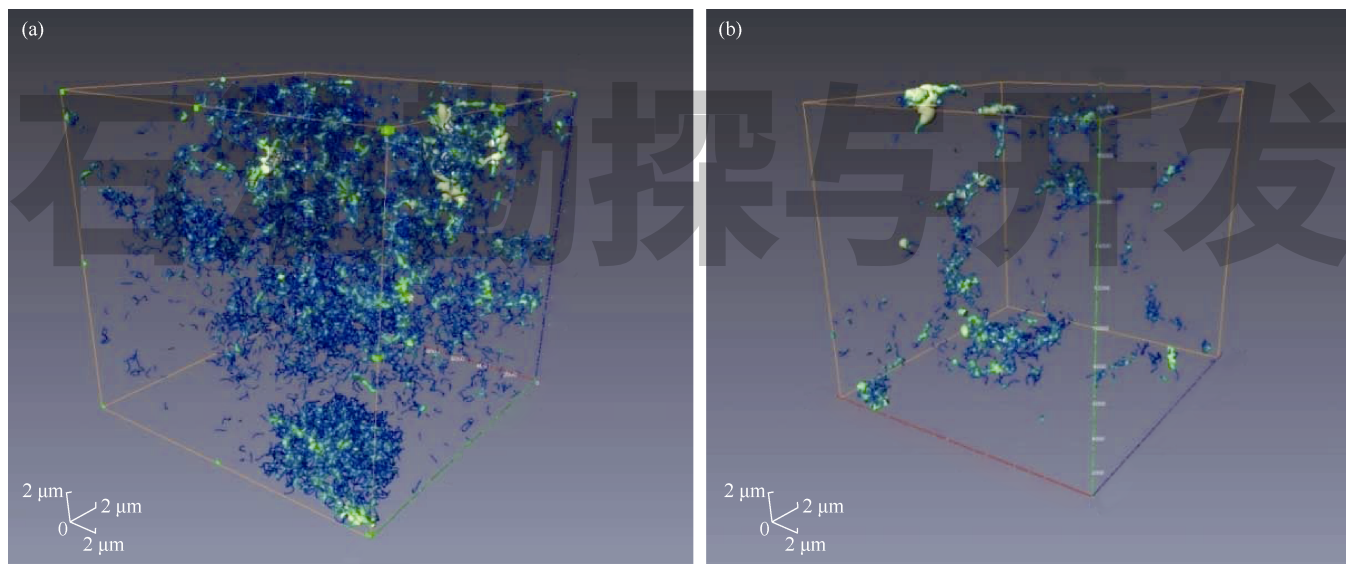


图4 TOC值为5.89%的黑色硅质页岩(a)及TOC值为1.27%的粉砂质页岩(b)CT扫描照片

2.3 有机质孔隙是页岩气富集的重要储集空间

随着纳米测试技术不断发展，油气储集层研究更加深入细致，在页岩有机质中发现大量纳米级孔隙即有机质孔隙，为认识富有机质页岩的“源储一体”特征提供了依据。

近期五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发实践表明^[42]，页岩孔隙度的发育程度与页岩含气性以及单井产量密切相关，是判断页岩气富集高产的重要参数之一。国内许多学者^[43-46]根据孔隙赋存的基质类型将页岩孔隙分为有机质孔、脆性矿物孔、黏土矿物孔。通过对上述孔隙构成、孔隙结构表征的统计与研究，取得以下认识。

2.3.1 有机质孔隙具有原生、次生两种类型，次生有机质孔隙的发育具有非均质性

对不同类型、不同成熟度页岩的有机质孔隙研究表明^[36-37,47]，有机质孔隙可分为两种类型：①原始有机质孔隙，属于生物内部结构孔隙，如高等植物纤维结构造成的孔隙、藻类细胞间的孔隙、动物骨骼中蜂巢状立体结构孔隙等；②有机质在热演化过程中形成的次生有机质孔隙，既有发育在干酪根中的有机质孔，也有大量发育在固体沥青中的有机质孔。次生有机质孔隙发育具有非均质性，在五峰组—龙马溪组页岩中，次生有机质孔隙集中发育在固体沥青、富氢脂质有机质

中。处于干气演化阶段(R_o 值为2.2%~3.06%，均值为2.5%左右)的五峰组—龙马溪组富有机质页岩，在热演化过程中先后经历了有机质生油、油裂解成气、干酪根直接生气、沥青裂解成气的复杂过程，也从微观角度展现出高演化烃源岩“多元供烃”的特点。

2.3.2 热演化控制有机质孔隙的形成，有机质物理属性决定了有机质孔隙的发育程度

国内外学者^[48-54]从实验模拟的角度对热演化过程中有机质孔隙的变化进行了大量研究，提出随着有机质成熟度升高，有机质孔隙开始形成并且先增多再减少的观点。在国内对东部第三系、鄂尔多斯盆地三叠系及四川盆地侏罗系、志留系、寒武系富有机质页岩的有机质孔隙研究与统计结果基本证实了上述规律。多数学者^[51-56]认为 R_o 值小于0.7%时有机质孔隙不发育； R_o 值达1.2%左右时，有机质孔隙开始形成，并随有机质成熟度增高而增加；当 R_o 值大于2.0%以后，有机质孔隙度值总体呈减小趋势。也有学者^[57]研究提出 R_o 值在2.2%~2.7%时，存在过成熟二次裂解，导致有机质孔隙再度增加， R_o 值大于2.7%后孔隙度呈下降趋势。针对中国南方下寒武统牛蹄塘组高演化下的富有机质页岩，研究认为随着成熟度增加，有机质发生炭化，有机质孔隙坍塌或被充填，是导致其孔隙度降低、导电性增强的重要原因之一^[55]。

有机质孔隙含量发生上述变化与有机质本身物理属性相关,有机质与石英等脆性矿物相比,密度小、质量轻,属于抗压性差的塑性物质。有机质随着成熟度的增加,形成有机质孔隙,为油气提供储集空间。同时随着有机质孔隙不断增加,导致有机质本身结构更加脆弱,抗压实性变差。当孔隙内充满气体时,地层孔隙流体压力高,平衡部分上覆岩层压力,有机质孔隙得以持续有效保存;当有机质孔隙内气体开始散失,孔隙流体压力降低,有机质孔隙被压实坍塌,导致有机质孔隙减少。由此不难解释随着成熟度增加,

有机质孔隙先增加后减少、过高有机质含量的页岩(TOC 值大于 10%)有机质孔隙反而减少^[56]、在保存条件相对较差地区有机质孔隙比例相对较低等现象。上述解释是否符合实际规律,还需长期观察与研究。

2.3.3 有机质孔隙发育程度与页岩含气性、单井产量呈正比

研究表明,页岩孔隙度、孔隙比表面积和孔隙体积对页岩含气性有明显影响^[11-18]。对涪陵页岩气田焦石坝背斜不同构造变形区页岩的孔隙度、含气性、单井产量统计发现(见图 5),焦石坝背斜核部 I 类变形

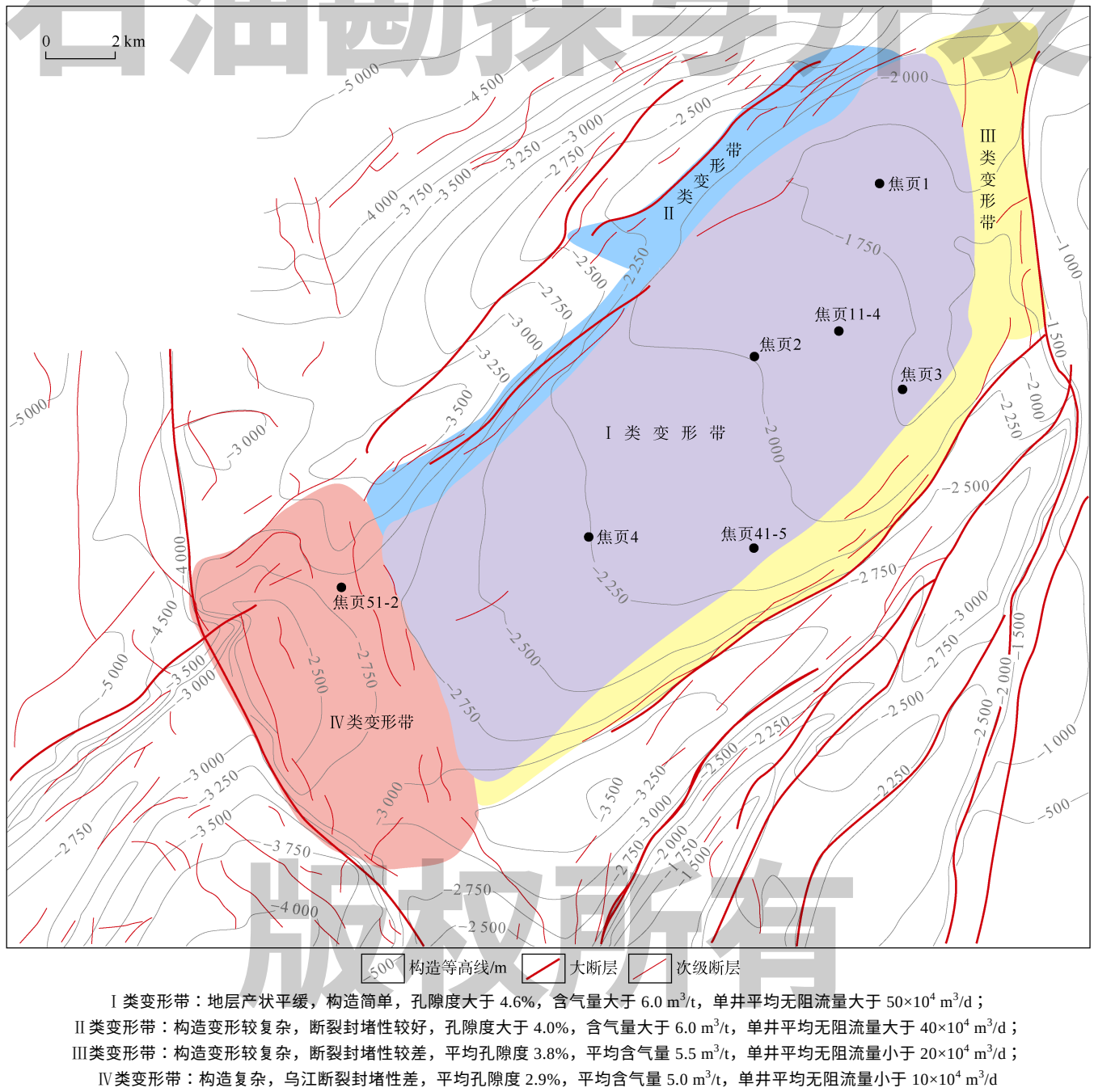


图 5 四川盆地涪陵页岩气田焦石坝背斜构造变形带划分图 (据文献[58]修改)

带,页岩测井孔隙度大于4.6%,含气量均大于 $6\text{ m}^3/\text{t}$,单井平均无阻流量大于 $50\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。背斜西南部的乌江断背斜带(IV类变形带),测井平均孔隙度为2.9%,含气量 $5\text{ m}^3/\text{t}$,单井平均无阻流量小于 $10\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 。证实页岩孔隙度值高则含气性好、单井产量高。

有机质孔隙发育程度与页岩含气性、单井产量、可采储量呈正比关系。在焦石坝地区将五峰组—龙马溪组下段的①—⑨小层分为①—⑤号和⑥—⑨号上、下2个含气层,孔隙类型的构成由下往上有有机质孔隙比例逐步降低,黏土矿物孔隙不断增加。龙马溪组下部①—⑤小层含气层系^[57],平均有机碳含量为3.39%,平均孔隙度为4.31%~7.80%,孔隙类型以有机质孔隙为主,占总孔隙体积的50%以上;上部气层有机碳含量较低,平均为1.50%,孔隙度为3.38%~5.12%,孔隙类型以无机质孔隙、微裂隙为主,有机质孔隙体积占总孔隙体积的30.4%~35.4%^[57]。与下部含气层开发井相比,上部含气层评价井测试初期产量相对较低,压力递减快,单井预测可采储量较下部含气层系开发井低。

相同TOC的页岩储集层,有机质孔隙发育程度与单井产量呈正比关系。丁山地区丁页1井为低产井,地层压力为常压^[59],与焦石坝超压区高产井相比,下部气层TOC平均值为3.4%,与焦石坝高产井基本相当;平均孔隙度为3.03%,低于焦石坝地区,孔隙构成以无机质孔隙为主,有机质孔隙占总孔隙比例10%~40%,与焦石坝地区有机质孔隙占50%以上相比存在明显差异。

2.4 保存条件是复杂构造区页岩气地质评价的关键因素

气藏压力系数是页岩气有利区、有利目标评价的重要参数之一。北美及中国页岩气的勘探开发实践证明,页岩气高产区的气藏压力系数通常大于1.2^[16-22]。压力系数也是保存条件的综合判别指标,压力系数表现为超压,往往意味着良好的保存条件。在没有钻井的情况下,依托地球物理技术准确预测页岩气藏压力系数尚处于探索阶段,从地质角度分析页岩气保存条件成为页岩气评价的重要研究内容之一。影响页岩气保存条件的地质因素较多,主要包括页岩自身封闭性与顶底板条件、构造作用下的改造时间与改造强度等^[16-20,60],并已取得以下主要认识。

2.4.1 页岩自身封闭性与顶底板条件

页岩储集层具有高孔隙、低渗透性的特征,在构造应力作用下,页岩的岩石物理特性与早期层理控制了裂缝的发育程度,并对页岩储集性以及页岩气的保存产生影响。例如涪陵页岩气田的平桥背斜,多口钻井取心证实,在构造挤压作用下五峰组发育裂缝破碎

带,导致其含气性变差,这与五峰组高脆性、易破碎的岩石物理特性密切相关。

页岩顶底板是指直接与含气页岩接触的上覆和下伏地层,其与含气页岩的接触关系以及是否具有高突破压力对页岩气的保存十分关键。中国学者^[16-20,22]研究发现下寒武统底部炭质页岩有机碳含量高,但气测显示、含气量均明显低于中上部页岩,这与下寒武统底板为灯影组风化壳白云岩,底板不具封盖性明显相关。五峰组—龙马溪组顶底板封盖性好是页岩气富集高产的重要原因之一。

2.4.2 构造作用

①构造深埋作用。随地层埋深不断增加,温度、压力持续上升,页岩黏土矿物发生脱水作用,与此同时有机质成熟度增高生成油气,导致地层超压^[61-62]。超压有利于有机质孔隙的保存,为页岩气富集提供储集空间,同时也对泥页岩本身、顶底板的封闭性带来挑战,如果泥页岩本身及顶底板突破压力低,就会造成页岩气散失。

②构造抬升作用。对焦页2井龙马溪组泥页岩三轴应力物理实验模拟显示^[17,20,58,63],当页岩埋深从3000 m抬升至1000~1500 m时,围压从50 MPa降低至15 MPa左右,泥页岩开始由塑性向脆性转变^[58,63],微裂缝开始大规模开启,页岩孔隙度、渗透率得到大幅提高,页岩储集性变好,但保存条件变差。在构造抬升作用下,页岩储集层抬升幅度的大小、抬升作用的期次、抬升作用发生时间的早晚以及持续时间的长短都会对页岩气保存条件产生影响。

③断裂与裂缝作用。在焦石坝地区,对距离断裂不同位置的顶底板岩心包裹体分析发现,远离断裂的顶底板岩心烃类包裹体很少,而靠近断裂的顶底板岩心裂缝发育,并发现大量烃类包裹体,说明断裂、裂缝对页岩封闭性具有破坏作用。与此同时勘探开发实践表明,断裂是否开启对页岩气单井产量的影响十分明显^[60]。焦石坝区块是一个北东走向的箱状背斜,在背斜西南部发育的北西向乌江断裂带是一条以志留系为滑脱层多重挤压推覆的逆冲断裂,多级断裂形成破碎带沟通地表。水平井钻至断裂带附近表现出井漏、压力系数低、单井产量低的情况,断裂带对单井产量影响深度范围可达5~6 km。而焦石坝背斜西翼断层,由于断裂未沟通地表,封闭性好,断层两侧单井产量并未因断裂而受到影响(见图5)。在涪陵二期的平桥背斜,由于背斜东翼断裂未开启,甚至出现水平井靠近断裂获得高产的情况。

构造作用对页岩气富集高产具有两面性,它既可

以改善页岩储集性能形成单井高产,同时也会破坏页岩封闭性造成页岩气散失。

2.5 页岩气属“人工气藏”,可压裂性评价是获得高产的核心

页岩岩性致密,需要经过大规模压裂改造才能获得商业气流,可压裂性评价是页岩气地质研究十分重要的内容之一。页岩气勘探开发中强调地质工程一体化,核心就是地质研究认识与钻井、压裂工程设计相结合,以期获得最佳的工程实施效果并获得高产。当前中国可压裂性研究主要从岩石矿物组成和岩石力学特征两方面予以考虑。近期涪陵页岩气田开发实践表明,构造形态、地层埋深、早期发育的裂缝等均对页岩压裂效果产生明显影响^[60,64]。笔者认为可压裂性评价研究可包含以下内容。

2.5.1 泥页岩层系可压裂性评价与水平井穿行层位优选

焦页1井获得发现后,在开发试验井组评价期间,研究人员通过精细地层划分,实现了对水平井轨迹穿行层位的识别与精确描述,在此基础上对水平井穿行层位与压裂效果、单井产量等关系进行统计分析,发现不同小层在压裂实施过程中破裂压力、压裂施工砂比敏感性、停泵压力等均有差异^[41-42]。统计发现水平井穿行某一层位时,穿行的比例越高,水平井单井产量越高^[64-68]。

优选水平井穿行层位时首先要在泥页岩层系中明确高TOC集中段的纵向分布位置,然后在高TOC页岩段中,结合岩性、TOC、泥页岩含气性以及岩石力学特征进行详细分层,通过实验室模拟和现场试验确定压裂效果最佳、产量最高的层位作为水平井穿行层位。相同页岩气开发层系在不同地区由于泥页岩含气性、岩性发生变化,水平井穿行层位也会发生改变。在涪陵二期的平桥背斜产建区,由于五峰组裂缝发育,含气性发生变化,水平井穿行层位也进行了相应调整。

2.5.2 精细构造分析与水平井轨迹和压裂分段的优选

勘探开发实践表明^[64],地层埋深、构造形态差异、早期裂缝分布特征以及现今地应力方向均会对水平井分段压裂效果带来影响。构造形态方面,背斜构造以张应力为主,向斜往往为挤压应力,在向斜区压裂施工难度明显要高于背斜构造。在背斜构造的核部、转折端、翼部由于承受地应力不同,压裂实施效果以及单井测试产量也有差异。

精细构造解释是水平井轨迹以及压裂分段设计的关键。一是要明确现今应力场方向,确定水平井方位;二是要利用地震资料曲率、相干体、蚂蚁体等方法,表征早期裂缝平面发育特征;三是准确落实构造埋深和构造变化细节,结合裂缝平面发育情况,设计水平

井轨迹;四是完成水平井钻探后,明确水平井轨迹穿行的地层层位,通过测录井和地震资料判断水平井穿过裂缝带、断裂位置以及水平井邻近区域的断裂、裂缝分布,与工程人员相结合形成针对性分段压裂设计方案。

2.6 纳米级储集空间与赋存状态决定了页岩气具有特殊的渗流特征

对焦页1井页岩样品进行压汞-液氮吸附联合测定分析,发现页岩储集层的纳米级孔隙以微纳米孔和中纳米孔为主,大纳米孔相对不发育,孔径多小于20 nm。页岩气的赋存状态具有多种形式,包括游离态、吸附态及溶解态,游离气和吸附气的比例为6:4。与常规天然气井生产特征符合达西渗流规律、压力与累计产量呈线性关系不同,页岩气井的生产特征具有压力与累计产量在高压时呈线性关系、低压时呈非线性关系的特点。总体而言存在以下流动过程:吸附气从有机质表面解吸附(符合Langmuir等温吸附模型);解吸气进入孔隙,基质孔隙中气体扩散流、滑脱流进入裂缝体系(符合扩散运动、Knudsen方程);裂缝内气体进入井筒(符合达西渗流方程)。在涪陵页岩气田温度压力条件下(82℃、37.7 MPa),大于100 nm的孔隙中以达西流为主,20~100 nm的孔中以滑脱流为主,1~20 nm孔中为滑脱流及过渡流,低压下小于1 nm的孔中以扩散为主。

3 中国页岩气勘探开发实践的启示

3.1 要重视中国页岩气地质条件的特殊性

与北美地区广泛分布的海相页岩气相比,中国发育海相、海陆过渡相、陆相多类型泥页岩,其地质条件有以下的特殊性。

3.1.1 海相页岩气

以五峰组—龙马溪组和筇竹寺组为例,两套层系的富有机质页岩沉积环境、厚度、岩性、矿物组合特征、有机质含量、有机质类型等静态指标,均与北美地区海相页岩类似。

北美地区的海相页岩形成于具有大型稳定基底的克拉通盆地或前陆盆地,构造运动相对简单。中国是由中朝、扬子、塔里木等多个小陆块和造山带构成的复合型大陆,具有基底稳定性差、构造活动性强的特点。以四川盆地为例,下部属于古生代克拉通盆地,上部叠合了中生代前陆盆地。寒武系、志留系两套页岩层系经历了加里东、海西、印支、燕山、喜马拉雅多期构造运动的叠加改造。在燕山运动晚期,两套页岩层系经历了6 000~10 000 m深埋,此后又经历燕山、喜马拉雅期的挤压抬升作用,导致海相页岩气在地

质条件上有以下两个方面与北美地区存在明显差异。

①高热演化程度。北美地区海相页岩热演化程度与现今盆地的埋深趋势基本一致，由浅到深，热演化程度由未成熟到高、过成熟，页岩层系由浅至深相继分布油、凝析油、湿气、干气，这是北美页岩气盆地的普遍现象。在北美地区，页岩热演化研究以及不同热演化程度的分布区识别是北美页岩油气研究的重要方向之一。在四川盆地，寒武系、志留系页岩层系均处于干气演化阶段，现今热演化程度与当前埋深没有明显的对应关系。五峰组—龙马溪组页岩的 R_o 值为 1.5%~3.5%，平均为 2.5%。筇竹寺组在四川、南方等地区 R_o 平均值为 3.5%，在川中隆起等古隆起及周缘地区，热演化程度相对较低， R_o 值为 2.0%~2.5%。

②页岩气富集的强非均质性。北美页岩气盆地构造相对简单，页岩气有利区连续分布。中国以四川盆地五峰组—龙马溪组为例，在 multi 期构造运动作用下，富有机质页岩被不同方向、不同期次断裂、褶皱叠加改造，被分割成多个构造块体。构造块体之间，由于裂缝发育程度、断裂性质、构造埋藏史以及现今埋深等差异性，导致五峰组—龙马溪组页岩的含气性、压力系数以及压裂后单井产量表现出明显不同。在四川盆地外的黔北地区，背斜区五峰组—龙马溪组已暴露地表，页岩气主要赋存于孤立分布的向斜区内，地层压力为常压，单井产量低；在盆地内以涪陵页岩气田的焦石坝背斜为例，优质页岩品质稳定，但是受断裂等构造作用影响，页岩含气性和单井产量表现出明显的分区性^[60]（见图 5）。

3.1.2 海陆过渡相、陆相页岩气

中国的石油工业是从陆相起步的，广泛发育的陆相、海陆过渡相烃源岩在中国前期开展的页岩气研究评价中一度成为关注的重点方向之一。通过在鄂尔多斯盆地东部和四川盆地元坝、涪陵、建南等地区实施直井、水平井钻探和试气，存在低产井多、稳产难的情况。陆相、海陆过渡相页岩与北美海相页岩相比，主要是页岩品质存在差异。

海陆过渡相页岩常与煤层以及砂岩互层，富有机质页岩单层厚度薄、横向变化快。海陆过渡相与煤系页岩有机质类型以混合型—腐殖型为主。脆性矿物含量较高，但黏土矿物中水敏性矿物占比较大。以川西三叠系须家河组须五段为例，石英占 33.2%~52.9%，长石占 3.0%~20.0%，水敏矿物伊蒙混层占黏土矿物含量的 12.7%~22.0%，高岭石占 11.0%~38.0%。

陆相页岩主要分布在中国东部中生界盆地的湖相沉积中，热演化程度低，主体处于生油阶段，盆地

中心或埋深较大地区进入生气阶段。例如渤海湾盆地济阳坳陷处于生气阶段的古近系富有机质页岩埋深多超过 4 000 m。陆相泥页岩韵律性强，岩性变化快，TOC 值往往与黏土矿物含量呈正比，与海陆过渡相页岩类似，黏土矿物中伊蒙混层含量高，具有很强的水敏性。

由于陆相、海陆过渡相页岩水敏性矿物含量较高，采用大规模水力压裂实施效果往往不理想，需要攻关探索形成适应性好的工程工艺新技术和配套装备体系。

3.2 要重视地质、工程、经济一体化评价

经过近 10 年以来的勘探开发实践，中国学者对页岩气尤其是海相页岩气的认识不断深化。有机质在热演化作用下达到一定成熟度开始生烃并形成纳米—微米级有机质孔隙，为生成的甲烷分子提供储集空间，得益于页岩高孔隙度、低渗透率特性，页岩气具有生储盖一体的特点。在后期构造改造特别是抬升作用下，页岩应力状态发生变化，岩石微裂缝增加渗透性得到改善，此时页岩气遵循基本石油天然气地质规律，纳米孔隙中的甲烷分子开始运移、调整、最终散失，在构造的挤压、拉张、抬升、深埋、断裂等作用下，导致页岩气后期富集存在明显非均质性。页岩气藏是“人工气藏”，是通过大型压裂获得商业产量，压裂改造效果决定了单井产量。同时页岩气属于边际效益气藏，施工成本与单井产量之间如何实现最优化，是页岩气实现商业开发的关键。在中国页岩气勘探开发过程中，逐步形成了“地质甜点”、“工程甜点”、“经济甜点”一体化评价方法与思路。

3.2.1 “地质甜点”评价

“地质甜点”评价的目的是要明确页岩气最富集的空间分布范围。通过沉积相、有机地球化学研究，明确页岩地层 TOC、矿物组成、孔隙度等纵向变化规律，优选出具一定连续厚度、高 TOC、高孔隙度、高含气量的富有机质页岩集中段作为“地质甜点段”。同时，根据“地质甜点段”在平面的品质、厚度的变化，结合保存条件评价，优选厚度大、品质好、保存条件优的地区作为页岩气的“地质甜点区”。

3.2.2 “工程甜点”评价

“工程甜点”评价目的是在“地质甜点段”、“地质甜点区”中，优选出最利于水平井分段压裂施工的层位和平面位置，以期获得最佳压裂效果，实现页岩气单井产量最大。一是在页岩气“地质甜点区”中，结合工程实施能力，优选出适宜压裂施工的有利区域；二是在“地质甜点段”中开展可压裂性评价，优选出

压裂效果最佳的水平井穿行层位；三是根据现今应力方向、构造精细解释与裂缝预测结果，优选水平井方向、水平段长度以及水平井轨迹控制点；四是在水平井完钻后，在明确水平井穿行层位的基础上，结合水平段的可压裂性认识，确定最佳的压裂分段位置、各段压裂的具体施工参数。

3.2.3 “经济甜点”评价

“经济甜点”评价目的是在页岩气获得勘探发现后，通过对工程施工参数的经济性评价，明确开发技术政策，实现页岩气开发效益最大化。理论上，相同地质条件下水平段长度、压裂规模与单井产量呈正比关系。实际上，受制于工程施工能力，加长水平段、加大压裂规模等，存在施工难度加大、工程成本上升等问题。需要通过不同水平段长度、不同压裂规模的工程成本与单井产能之间的比较分析，获取最佳开发技术政策（见图6）。在焦石坝地区，对1000，1500，2000 m水平段的单井试验表明，1500 m水平段单井产能明显高于1000 m水平段；2000 m水平段受制于当时的工程施工能力，工程成本大幅上升，同时由于完井质量下降，单井产能甚至低于1500 m水平段，因此该地区最终确定开发井水平段长度为1500 m。同样，通过对单段压裂液量、加砂量与单井产能关系统计，可找到液量、加砂量与单井产能的最佳对应关系。

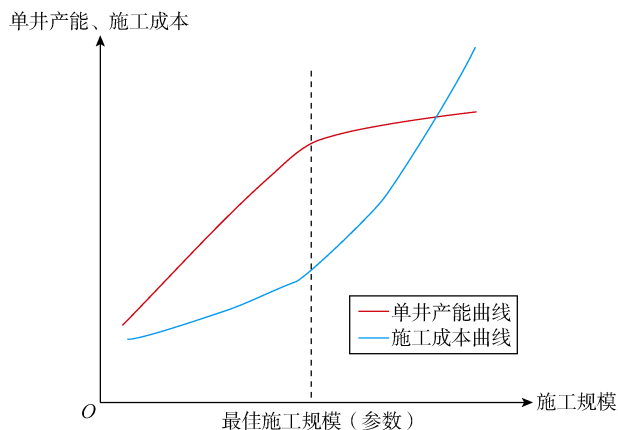


图6 工程施工规模与单井产能、施工成本关系示意图

页岩气勘探开发过程中多学科、多专业配合研究，地质工程经济一体化评价，勘探开发一体化实施是页岩气成功实践的关键。

3.3 中国页岩气产业发展前景与思考

3.3.1 资源前景大，面临挑战多

原国土资源部等部门对中国页岩气资源开展多轮评价，认为中国页岩气可采资源量为 $(10\sim 32)\times 10^{12}$ m³，海相页岩气资源认识相对统一，可采资源量为 $(8.2\sim 13.0)\times 10^{12}$ m³，海陆过渡相、陆相页岩气可采

资源认识存在较大差异。虽然学者们对中国页岩气资源规模有不同认识，但页岩气可采资源量丰富是基本共识。

经过近10年努力，中国页岩气产业取得了良好开局，在四川盆地五峰组—龙马溪组3500 m以浅的领域实现了规模商业开发。页岩气要实现规模快速发展，仍面临着诸多挑战。中国海相页岩普遍时代较老，在四川、塔里木等含油气盆地内海相页岩气有利区主要分布在3500 m以深区域。中国南方海相富有机质页岩分布广泛，但受多期构造运动影响，页岩气有利区的地层压力为常压，保存条件差。以五峰组—龙马溪组页岩为例，在四川盆地内，3500 m以浅有利区面积超过3500 km²，资源量 2.6×10^{12} m³左右；3500~4500 m埋深有利区面积超过 2×10^4 km²，资源量超过 10×10^{12} m³ [68-69]。此外四川盆地外的黔北等残留向斜有利区还有 $(2\sim 8)\times 10^{12}$ m³的页岩气资源。深层、常压区海相页岩气资源在现有工程技术条件下难以实现效益开发。寒武系、二叠系等其他海相层系以及陆相、海陆过渡相页岩气，单井虽获页岩气流发现，但并未实现真正意义的商业突破。页岩气开发时间短，页岩气井生产规律、开发技术和政策有待探索。在中国，67%的页岩气资源有利区位于丘陵与山地，生态脆弱，环保要求高，天然气管网缺乏，对页岩气效益开发提出了更高要求。

3.3.2 页岩气产业发展建议

①加大基础研究，实现页岩气地质理论体系的新突破。沉积研究方面，龙马溪组—五峰组富有机质页岩分布规律认识有较大进展，寒武系等其他海相层系以及海陆过渡相、陆相富有机质页岩分布规律研究有待进一步深化；页岩储集机理研究方面，已在热演化条件下有机质孔隙的变化、页岩气富集与有机质孔隙关系等方面取得初步认识，但目前认识结论主要通过观察、统计得出，内在机理研究有待深化；页岩气富集规律研究方面，深层、常压区海相页岩气富集规律与陆相、海陆过渡相页岩气富集规律有待进一步探索；泥页岩可压裂性研究是当前页岩气地质、工程基础研究的薄弱点，需要地质与工程相关学科结合，建立系统学科研究方向；页岩气的经济评价研究需要建立系统评价体系与标准。

②强化勘探实践，形成多层系全方位新发现。在持续加强四川盆地志留系勘探的同时，要突破寒武系、二叠系等新层系。近期在长宁—绵阳拉张槽西缘 [70-71] 的井研—键为地区，金石1井、金页1井钻探证实 [72] 长宁—绵阳拉张槽是下寒武统富有机质页岩发育的有利区。金页1井在下寒武统筇竹寺组测试获日产气 6×10^4 m³左右，展现了良好的勘探前景。二叠系近期已经基本落实两个富有机质页岩发育区，东页深1井

取心发现含气性较好的暗色泥页岩。通过系统研究明确“甜点段”与水平井穿行层位,有望实现两个层系的新突破。与此同时,加大宜昌、桂中等地区基础研究,力争实现海相页岩气新区突破。海陆过渡相、陆相页岩气已在四川盆地侏罗系自流井组大安寨段和东岳庙段、鄂尔多斯盆地三叠系延长组与石炭系山西组、东北地区梨树凹陷下白垩统营城组等发现页岩气流,可借鉴海相页岩气勘探思路,加强研究攻关,明确页岩、泥灰岩、煤层等多类型储集层“甜点段”、“甜点区”。

③研究开发生产规律,建立页岩气开发新模式。中国页岩气开发时间短,要加强生产井的动态分析,研究生产基本规律,探索建立不同类型页岩、不同压力系数条件下的开发生产制度。根据页岩气通过压裂人工改造才能形成工业气流的特点,探索“人工气藏”开发新模式。借鉴北美地区利用单一井场多层系立体开发经验,探索五峰组—龙马溪组上、下气层立体开发和四川盆地寒武系、志留系、二叠系、侏罗系多层系页岩气立体开发模式。

④创新思维,攻关新技术。地球物理技术方面,加强地层压力预测、裂缝预测、断裂封堵性分析、高TOC页岩识别等“甜点”预测技术攻关。重点开展海相页岩气深层压裂技术、常压区低成本压裂技术攻关。针对陆相、海陆过渡相页岩黏土含量高、水敏性强等难点,要开展超临界二氧化碳等新型压裂技术及配套装备的攻关。要加快发展信息、数字技术。国外学者研究认为,有效利用信息、数字技术可以大幅提高生产效率,并帮助油气工业降低20%左右的资本支出,将上游经营成本降低3%~5%。同时要紧紧跟踪纳米、石墨烯、量子、人工智能等前沿技术,创新思维,发展颠覆性新技术。

⑤探索管理创新,形成页岩气发展新机制。石油公司在利用新技术提高效率、降低成本的同时,要加强工程设计优化、现场管理流程优化;要充分利用市场机制,加强承包商、供应链管理,通过加强管理,实现全要素降低成本。在国家层面探索形成多种投资主体合作开发机制、成果经验共享的交流机制、鼓励新技术试验与应用机制、安全环保管理与监督机制等为页岩气产业实现快速发展创造良好环境。

4 结论

从2009年开始实质性勘探以来,中国已在上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组海相页岩成功实现页岩气商业开发,成为世界上少数几个实现页岩气工业化开采的国家之一。

经过近10年的持续攻关,以五峰组—龙马溪组页岩为代表的海相页岩气富集高产主控因素认识取得显著进展,可总结为以下几个方面:沉积环境和沉积过程控制了富有机质页岩分布,“甜点段”优质页岩具备高有机碳含量、高脆性、高孔隙度、高含气性的特征,有机质孔隙是页岩气富集的重要储集空间,保存条件是复杂构造区页岩气地质评价的关键因素,页岩气属“人工气藏”,可压裂性评价是获得高产的核心,纳米级储集空间与赋存状态决定了页岩气具有特殊的渗流特征。

页岩气勘探开发过程中多学科、多专业配合研究,地质工程经济一体化评价,勘探开发一体化实施是页岩气成功实践的关键。

中国页岩气资源前景大,但面临挑战多。为实现中国页岩气产业快速发展,提出以下建议:①加大基础研究,实现页岩气地质理论体系的新突破;②强化勘探实践,形成多层系全方位新发现;③研究开发生产规律,建立页岩气开发新模式;④创新思维,攻关新技术;⑤探索管理创新,形成页岩气发展新机制。

致谢:感谢胡宗全、冯动军、易积正、王烽、邓尚等在研究过程中给予的帮助。

参考文献:

- [1] 中国科学院. 2014 高技术发展报告[M]. 北京:科学出版社, 2014. Chinese Academy of Sciences. 2014 high technology development report[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [2] 邹才能. 非常规油气地质学[M]. 北京:地质出版社, 2013. ZOU Caineng. Unconventional petroleum geology[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013.
- [3] 张大伟, 李玉喜, 张金川, 等. 全国页岩气资源潜力调查评价[M]. 北京:地质出版社, 2012. ZHANG Dawei, LI Yuxi, ZHANG Jinchuan, et al. Shale gas resources[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2012.
- [4] 罗蛰潭. 展望我国天然气资源的开发前景[J]. 天然气工业, 1986, 6(3): 1-4. LUO Zhetan. Development prospects of the natural gas resources in our country[J]. Natural Gas Industry, 1986, 6(3): 1-4.
- [5] 宋岩. 美国天然气分布特点及非常规天然气的勘探[J]. 天然气地球科学, 1990, 1(1): 14-16. SONG Yan. The distribution characteristics of natural gas and the exploration of unconventional natural gas in the United States[J]. Natural Gas Geoscience, 1990, 1(1): 14-16.
- [6] 关德师, 牛嘉玉, 郭丽娜, 等. 中国非常规油气地质[M]. 北京:石油工业出版社, 1995. GUAN Deshi, NIU Jiayu, GUO Li'na, et al. Unconventional petroleum and gas geology of China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [7] 谢克昌, 邱中建, 金庆焕, 等. 我国非常规天然气开发利用战略研究[M]. 北京:科学出版社, 2014. XIE Kechang, QIU Zhongjian, JIN Qinghuan, et al. The development and utilization strategy of unconventional natural gas in China[M]. Beijing: Science Press, 2014.

- [8] 董大忠, 王玉满, 李新景, 等. 中国页岩气勘探开发新突破及发展前景思考[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 19-32.
DONG Dazhong, WANG Yuman, LI Xinjing, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(1): 19-32.
- [9] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2014, 34(12): 1-15.
DONG Dazhong, GAO Shikui, HUANG Jinliang, et al. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(12): 1-15.
- [10] 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.
- [11] 马永生, 冯建辉, 牟泽辉, 等. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 22-29.
MA Yongsheng, FENG Jianhui, MU Zehui, et al. The potential and exploring progress of unconventional hydrocarbon resources in SINOPEC[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 22-29.
- [12] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二)[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 166-177.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II)[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 166-177.
- [13] 王香增. 延长石油集团非常规天然气勘探开发进展[J]. 石油学报, 2016, 37(1): 137-144.
WANG Xiangzeng. Advances in unconventional gas exploration and development of Yanchang Petroleum Group [J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 137-144.
- [14] 翟刚毅, 包书景, 王玉芳, 等. 古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J]. 地球学报, 2017, 38(4): 441-447.
ZHAI Gangyi, BAO Shujing, WANG Yufang, et al. Reservoir accumulation model at the edge of palaeohigh and significant discovery of shale gas in Yichang area, Hubei Province[J]. Acta Geoscientia Sinica, 2017, 38(4): 441-447.
- [15] 中华人民共和国国土资源部. 全国石油天然气资源勘查开采通报(2016)[EB/OL]. (2017-07-10)[2018-03-10]. http://www.mlr.gov.cn/zw/gk/zytz/201707/t20170710_1524826.htm.
Ministry of Land and Resources of the People's Republic of China. China petroleum and natural gas exploration and exploitation Bulletin(2016)[EB/OL]. (2017-07-10)[2018-03-10]. http://www.mlr.gov.cn/zw/gk/zytz/201707/t20170710_1524826.htm.
- [16] 郭旭升. 南海相页岩气“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.
- [17] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素: 以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng—Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 何治亮, 聂海宽, 张钰莹. 四川盆地及其周缘奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 8-17.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, ZHANG Yuying. The main factors of shale gas enrichment of Ordovician Wufeng Formation—Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 8-17.
- [21] 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.
- [22] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 499-510.
ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in south China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 499-510.
- [23] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南海相生烃成藏研究的若干新进展(一): 南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 2008, 13(2): 1-16.
LIANG Digang, GUO Tonglou, CHEN Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1-16.
- [24] 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 等. 中国南海相生烃成藏研究的若干新进展(三): 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 1-19.
LIANG Digang, GUO Tonglou, BIAN Lizeng, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 3): Controlling factors on the sedimentary facies and development of Palaeozoic marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 1-19.
- [25] 樊隽轩, MELCHIN M J, 陈旭, 等. 华南奥陶—志留系龙马溪组黑色笔石页岩的生物地层学[J]. 中国科学: 地球科学, 2011, 42(1): 130-139.
FAN Junxuan, MELCHIN M J, CHEN Xu, et al. Biostratigraphy and geography of the Ordovician-Silurian Lungmachi black shales in South China[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2011, 54(12): 1854-1863.
- [26] 陈旭, 戎嘉余, 樊隽轩, 等. 奥陶系上统赫南特阶全球层型剖面 and 点位的建立[J]. 地层学杂志, 2006, 30(4): 289-307.
CHEN Xu, RONG Jiayu, FAN Junxuan, et al. A final report on the global stratotype section and point (GSSP) for the Hirnantian stage (upper Ordovician)[J]. Journal of Stratigraphy, 2006, 30(4): 289-307.
- [27] 陈旭, 樊隽轩, 王文卉, 等. 黔渝地区志留系龙马溪组黑色笔石页岩的阶段性渐进展布模式[J]. 中国科学: 地球科学, 2017, 47(6): 720-732.
CHEN Xu, FAN Junxuan, WANG Wenhui, et al. Stage-progressive distribution pattern of the Lungmachi black graptolitic shales from Guizhou to Chongqing, Central China[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2017, 60(6): 1133-1146.
- [28] POTTER P E, MAYNARD J B, DEPETRIS P J. Mud and mudstones: Introduction and overview[M]. Berlin: Springer-Verlag, 2005: 23-74.
- [29] ALGEO T J, LYONS T W. Mo-total organic carbon covariation in

- modern anoxic marine environments: Implications for analysis of paleoredox and paleohydrographic conditions[J]. *Paleoceanography*, 2006, 21: 1-23.
- [30] 郭旭升. 上扬子地区五峰组—龙马溪组页岩层序地层及演化模式[J]. *地球科学*, 2017, 42(7): 1069-1082.
- GUO Xusheng. Sequence stratigraphy and evolution model of the Wufeng-Longmaxi shale in the Upper Yangtze Area[J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1069-1082.
- [31] 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[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(2): 160-174.
- [32] 王玉满, 董大忠, 李新景, 等. 四川盆地及其周缘下志留统龙马溪组层序与沉积特征[J]. *天然气工业*, 2015, 35(3): 12-21.
- WANG Yuman, DONG Dazhong, LI Xinjing, et al. Stratigraphic sequence and sedimentary characteristics of Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(3): 12-21.
- [33] 苏文博, 李志明, 陈建强, 等. 海平面变化全球可比性的可靠例证: 上扬子地台东南缘奥陶纪层序地层及海平面变化研究[J]. *沉积学报*, 1999, 17(3): 345-354.
- SU Wenbo, LI Zhiming, CHEN Jianqiang, et al. A reliable example for Eustacy Ordovician sequence stratigraphy on the southeastern margin of the upper Yangtze Platform[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1999, 17(3): 345-354.
- [34] 苏文博, 李志明, FRANK R E, 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*, 2007, 32(6): 819-827.
- SU Wenbo, LI Zhiming, FRANK R E, et al. Distribution of black shale in the Wufeng-Longmaxi Formations (Ordovician-Silurian), South China: Major controlling factors and implications[J]. *Earth Science*, 2007, 32(6): 819-827.
- [35] 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.
- [36] 腾格尔, 申宝剑, 俞凌杰, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 69-78.
- TENGER, SHEN Baojian, YU Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 69-78.
- [37] 申宝剑, 仰云峰, 腾格尔, 等. 四川盆地焦石坝构造区页岩有机质特征及其成烃能力探讨: 以焦页1井五峰—龙马溪组为例[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 480-488.
- SHEN Baojian, YANG Yunfeng, TENGER, et al. Characteristics and hydrocarbon significance of the organic matter in the Jiaoshiba structure, Sichuan Basin: A case study of the Wufeng-Longmaxi formations in well Jiaoye 1[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 480-488.
- [38] TISSOT B P, WELTE D H. *Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration*[M]. Berlin: Springer-Verlag, 1978.
- [39] 秦建中, 申宝剑, 陶国亮, 等. 优质烃源岩成烃生物与生烃能力动态评价[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(4): 465-472.
- QIN Jianzhong, SHEN Baojian, TAO Guoliang, et al. Hydrocarbon forming organisms and dynamic evaluation of hydrocarbon generation capacity in excellent source rocks[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(4): 465-472.
- [40] 刘文汇, 腾格尔, 王晓锋, 等. 中国海相碳酸盐岩层系有机质生烃理论新解[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 155-164.
- LIU Wenhui, BORJIGIN Tenger, WANG Xiaofeng, et al. New knowledge of hydrocarbon generating theory of organic matter in Chinese marine carbonates[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 155-164.
- [41] 王志刚, 孙健. 涪陵页岩气田试验井组开发实践与认识[M]. 北京: 中国石化出版社, 2015.
- WANG Zhigang, SUN Jian. The result of development test well of Fuling shale gas field[M]. Beijing: SINOPEC Press, 2015.
- [42] 孙健, 包汉勇. 页岩气储层综合表征技术研究进展: 以涪陵页岩气田为例[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 1-12.
- SUN Jian, BAO Hanyong. Comprehensive characterization of shale gas reservoirs: A case study from Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 1-12.
- [43] 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.
- [44] 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.
- [45] 魏志红, 魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异: 以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 37-41.
- WEI Zhihong, WEI Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: A case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Formations in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 37-41.
- [46] 许怀先. 国家标准 GB/T 31483—2015 建立了页岩气地质评价规范[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(1): 76.
- XU Huaixian. National Standard GB/T 31483—2015 builds geological evaluation specification for shale gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(1): 76.
- [47] 魏志红. 富有机质页岩有机质孔发育差异性探讨: 以四川盆地五峰组—龙马溪组笔石页岩为例[J]. *成都理工大学学报*, 2015, 42(3): 361-365.
- WEI Zhihong. Difference of organic pores in organic matter: A case from graptolite shales of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology*, 2015, 42(3): 361-365.
- [48] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103(23): 26-31.
- [49] MASTALERZ M, SCHIMMELMANN A, DROBNIK A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian new Albany shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [50] 马中良, 郑伦举, 徐旭辉, 等. 富有机质页岩有机孔隙形成与演化的热模拟实验[J]. *石油学报*, 2017, 38(1): 23-30.
- MA Zhongliang, ZHENG Lunju, XU Xuhui, et al. Thermal simulation experiment on the formation and evolution of organic pores in organic-rich shale[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(1): 23-30.
- [51] 董春梅, 马存飞, 梁国强, 等. 泥页岩热模拟实验及成岩演化模式[J]. *沉积学报*, 2015, 33(5): 1053-1061.
- DONG Chunmei, MA Cunfei, LIAN Guoqiang, et al. Pyrolysis

- simulation experiment and diagenesis evolution pattern of shale[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(5): 1053-1061.
- [52] 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.
- [53] 王飞宇, 关晶, 冯伟平, 等. 过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(6): 764-768.
- WANG Feiyu, GUAN Jing, FENG Weiping, et al. Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 764-768.
- [54] 刘文平, 张成林, 高贵冬, 等. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律[J]. *石油学报*, 2017, 38(2): 175-184.
- LIU Wenping, ZHANG Chenglin, GAO Guidong, et al. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(2): 175-184.
- [55] 王玉满, 董大忠, 程相志, 等. 海相页岩有机质碳化的电性证据及其地质意义: 以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(8): 1-7.
- WANG Yuman, DONG Dazhong, CHENG Xiangzhi, et al. Electric property evidences of the carbonification of organic matters in marine shales and its geologic significance: A case of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in southern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(8): 1-7.
- [56] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, DAVID N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177-200.
- [57] 刘尧文, 王进, 张梦吟, 等. 四川盆地涪陵地区五峰—龙马溪组页岩气层孔隙特征及对开发的启示[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 44-47.
- LIU Yaowen, WANG Jin, ZHANG Mengyin, et al. Pore features of shale gas layer in Wufeng—Longmaxi formations in Fuling area of Sichuan Basin and the application to development[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 44-47.
- [58] 袁玉松, 周雁, 邱登峰, 等. 泥页岩非构造裂缝形成机制及特征[J]. *现代地质*, 2016, 30(1): 155-162.
- YUAN Yusong, ZHOU Yan, QIU Dengfeng, et al. Formation mechanism and characteristics of non-tectonic fractures in shales[J]. *Geoscience*, 2016, 30(1): 155-162.
- [59] 黄仁春, 魏祥峰, 王强. 四川盆地东南缘丁山地区页岩气成藏富集的关键控制因素[J]. *海相油气地质*, 2017, 22(2): 25-30.
- HUANG Renchun, WEI Xiangfeng, WANG Qiang. Key factors of shale gas accumulation in Dingshan area of southeastern Sichuan Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2017, 22(2): 25-30.
- [60] 孙健, 罗兵. 四川盆地涪陵页岩气田构造变形特征及对含气性的影响[J]. *石油与天然气地质*, 2016, 37(6): 809-818.
- SUN Jian, LUO Bing. Structural deformation and its influences on gas storage in Fuling shale gas play, the Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2016, 37(6): 809-818.
- [61] 刘洪林, 王红岩, 方朝合, 等. 中国南海相页岩气超压机理及选区指标研究[J]. *地质前缘*, 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.
- [62] 俞凌杰, 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, TENGGER, et al. Study of shale gas storage occurrence under burial conditions[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 438-444.
- [63] 胡慧婷, 王龙, 刘岩, 等. 超压泥岩盖层中断层垂向封闭能力研究方法及其应用[J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(3): 359-364.
- HU Huiting, WANG Long, LIU Yan, et al. Research method of fault vertical sealing capacity in overpressure mudstone caprock and its application[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(3): 359-364.
- [64] 胡德高, 刘超. 四川盆地涪陵页岩气田单井可压性地质因素研究[J]. *石油实验地质*, 2018, 40(1): 20-24.
- HU Degao, LIU Chao. Geological factors of well fracability in Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2018, 40(1): 20-24.
- [65] 陈作, 薛承瑾, 蒋廷学, 等. 页岩气井体积压裂技术在我国的应用建议[J]. *天然气工业*, 2010, 30(10): 30-34.
- CHEN Zuo, XUE Chengjin, JIANG Tingxue, et al. Proposals for the application of fracturing by stimulated reservoir volume(SRV) in shale gas wells in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(10): 30-34.
- [66] 贾长贵, 李双明, 王海涛, 等. 页岩储层网络压裂技术研究与试验[J]. *中国工程科学*, 2012, 14(6): 106-112.
- JIA Changgui, LI Shuangming, WANG Haitao, et al. Shale reservoir network fracturing technology research and experiment[J]. *Engineering Sciences*, 2012, 14(6): 106-112.
- [67] 刘乃震, 王国勇. 四川盆地威远区块页岩气甜点厘定与精准导向钻井[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 978-985.
- LIU Naizhen, WANG Guoyong. Shale gas sweet spot identification and precise geo-steering drilling in Weiyuan Block of Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 978-985.
- [68] 马新华, 谢军. 川南地区页岩气勘探开发进展及发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(1): 161-169.
- MA Xinhua, XIE Jun. The progress and prospects of shale gas exploration and exploitation in southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 161-169.
- [69] 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.
- [70] 杜金虎, 邹才能, 徐春春, 等. 川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 268-277.
- DU Jinhu, ZOU Caineng, XU Chunchun, et al. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of huge gas fields in Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(3): 268-277.
- [71] 刘树根, 孙玮, 罗志立, 等. 兴凯地裂运动与四川盆地地下组合油气勘探[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(5): 511-520.
- LIU Shugen, SUN Wei, LUO Zhili, et al. Xingkai taphrogenesis and petroleum exploration from Upper Sinian to Cambrian Strata in Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2013, 40(5): 511-520.
- [72] 燕继红, 李启桂, 朱祥. 四川盆地及周缘下寒武统页岩气成藏主控因素与勘探方向[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 445-452.
- YAN Jihong, LI Qigui, ZHU Xiang. Main factors controlling shale gas accumulation and exploration targets in the Lower Cambrian, Sichuan Basin and its periphery[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 445-452.

第一作者简介: 马永生 (1961-), 男, 内蒙古土默特左旗人, 博士, 中国工程院院士, 中国石油化工集团公司教授级高级工程师, 主要从事石油天然气地质研究及勘探生产实践等工作。地址: 北京市朝阳区北大街22号, 中国石油化工集团公司, 邮政编码: 100728。E-mail: yongshma@126.com

收稿日期: 2018-04-16 修回日期: 2018-06-21

(编辑 黄昌武)