

四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探进展、挑战与前景

董大忠^{1,2,3} 施振生^{1,2,3} 管全中⁴ 蒋珊¹ 张梦琪⁵ 张晨晨⁶
王书彦⁷ 孙莎莎^{1,2,3} 于荣泽^{1,2,3} 刘德勋^{1,2,3} 彭平⁸ 王世谦⁸

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 国家能源页岩气研发(实验)中心 3. 中国石油天然气集团有限公司非常规油气重点实验室
4. 中国石油大学(北京) 5. 北京大学地球与空间学院 6. 中国石化石油勘探开发研究院
7. 中国石油西南油气田公司勘探事业部 8. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院

摘 要 四川盆地黑色页岩层系多、页岩气资源丰富,是迄今为止中国主要的页岩气勘探开发盆地。为了给今后四川盆地乃至整个中国南方地区页岩气勘探开发提供指导和参考,以该盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气勘探开发实践为对象,总结了其发展阶段与进展,明确了页岩气富集成藏的有利条件,梳理了制约页岩气发展的理论与技术挑战,进而探讨了未来的勘探开发前景。研究表明:①深水陆棚相形成高富含有机质页岩且连续段厚度大、品质好,复背(向)斜宽缓区构造相对稳定是该盆地五峰组—龙马溪组页岩气持续聚集的有利条件,保存条件是页岩气富集的关键因素,页理(纹理)、微裂缝发育是页岩气高产的重要因素,超压是页岩气高产的重要条件;②制约该盆地五峰组—龙马溪组页岩气工业化发展的技术瓶颈,主要包括富有机质页岩沉积相与沉积模式,页岩储层成岩过程与评价体系,页岩气形成与聚集机理,页岩气层地球物理识别与预测,资源动用率低、不确定性大,3 500 m 以深页岩气勘探开发技术尚未突破。结论认为,四川盆地五峰组—龙马溪组仍是今后相当长一段时间内中国页岩气勘探开发的重点层系。

关键词 四川盆地 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组 页岩气 勘探开发 进展 挑战 前景

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2018.04.008

Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng–Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin

Dong Dazhong^{1,2,3}, Shi Zhensheng^{1,2,3}, Guang Quanzhong⁴, Jiang Shan¹, Zhang Mengqi⁵, Zhang Chenchen⁶
Wang Shuyan⁷, Sun Shasha^{1,2,3}, Yu Rongze^{1,2,3}, Liu Dexun^{1,2,3}, Peng Ping⁸ & Wang Shiqian⁸

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang, Hebei 065007, China; 2. National Energy Shale Gas R&D <Experiment> Center, Langfang, Hebei 065007, China; 3. PetroChina Key Laboratory of Unconventional Oil & Gas Resources, Langfang, Hebei 065007, China; 4. China University of Petroleum, Beijing 102200, China; 5. School of Earth and Space Science, Peking University, Beijing 100871, China; 6. Sinopec Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China; 7. Exploration Division, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 8. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 38, ISSUE 4, pp.67-76, 4/25/2018. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Sichuan Basin is a major target for shale gas exploration in present China because of its rich gas stored in abundant black shales with multiple bed series. For further guidance or reference, field exploration and development practices in the Upper Ordovician Wufeng–Lower Silurian Longmaxi shale reservoirs were studied in terms of development stages and progress, favorable conditions for shale gas accumulation, bottlenecking issues on theories and technologies related to shale gas development, and so on. The following findings were obtained. (1) Shale with rich organic matters originated from the deep shelf has a good quality and great thickness in the continuous beds. The relatively stable wide buffer zones in synclines (anticlines) provides favorable conditions for shale gas accumulation and preservation with well-developed micro-fractures and overpressure as necessary factors for a great potential of high shale gas productivity. (2) The bottlenecking technical issues restricting the shale gas industrial development in this study area include the following aspects: understandings of rich-organic matter shale sedimentary facies and modes, shale reservoir diagenetic process and evaluation systems, shale gas generation and accumulation mechanism, geophysical logging identification and prediction of shale gas layers, low resource utilization rate, great uncertainty of shale gas development, no technological breakthrough in the exploration of shale gas reservoirs buried deeper than 3 500 m. In conclusion, this study area will be the major target for the shale gas exploration and development in China in a rather long period in the future.

Keywords: Sichuan Basin; Upper Ordovician Wufeng–Lower Silurian Longmaxi; Shale gas; Exploration & development; Progress; Challenge; Prospect

基金项目: 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研究”(编号:2017ZX05035)。

作者简介: 董大忠, 1962年生, 教授级高级工程师, 本刊第八届编委会委员, 博士; 主要从事油气资源与发展战略、非常规油气资源地质勘探与开发等方面的研究工作。地址:(100083)北京市海淀区学院路20号910信箱。ORCID: 0000-0002-5842-4223。电话:(010) 83598610。E-mail: ddz@petrochina.com.cn

0 引言

四川盆地是中国大型含油气盆地之一,天然气资源丰富,在震旦系—白垩系中发现陡山沱组、龙王庙组、黄龙组、飞仙关组等 20 余套产气层系及侏罗系自流井组、沙溪庙组等 2 套产油层系。同时,古生界龙潭组、五峰组—龙马溪组、筇竹寺组、陡山沱组等多套层系赋存丰富的页岩气。2006 年以来,中国通过借鉴、创新页岩气地质理论、攻关勘探开发技术,自 2010 年在四川盆地蜀南地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组发现工业页岩气流后,2011—2012 年陆续在长宁构造宁 N201H1 井、阳高寺构造阳 201H2 井、焦石坝构造 JY1HF 井获得日产量介于 $15 \times 10^4 \sim 43 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产页岩气流,实现了四川盆地页岩气勘探开发的重大突破,发现了蜀南—川东大型页岩气富集区;2012 年起,国家先后设立了长宁—威远、昭通、涪陵等国家级页岩气示范区,拉开了中国页岩气大规模发展的序幕^[1-9]。截至 2017 年底,四川盆地累计探明五峰组—龙马溪组页岩气地质储量 $9\ 210 \times 10^8 \text{ m}^3$,建成了逾 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 页岩气年生产能力,实现了页岩气年产量 $90.25 \times 10^8 \text{ m}^3$,初步明确了五峰组—龙马溪组页岩气形成富集规律,基本掌握了页岩气勘探开发关键技术。本文旨在以四川盆地五峰组—龙马溪组为重点,总结其页岩气勘探开发阶段与进展,明确页岩气富集成藏有利条件,梳理勘探开发主要挑战,探讨未来发展前景,以期对今后四川盆地五峰组—龙马溪组,乃至整个中国南方地区的页岩气勘探开发提供指导和参考。

1 页岩气勘探开发进展

1.1 历经了 3 个勘探开发阶段

四川盆地既是中国发现天然气最早的盆地,也是发现页岩气最早的盆地。截至目前,四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发历程可划分为区域评价与选区、示范区建设与产能评价、规模化开采与技术优化 3 个阶段,以下分述之。

1) 区域评价与选区(2006—2012 年)。四川盆地蜀南地区早期天然气钻探在威 5、阳 63 及隆 32 等一批井中下寒武统筇竹寺组、五峰组—龙马溪组页岩地层中获得页岩气流^[1-8]。2005 年中国引入北美页岩气概念,以四川盆地蜀南地区古生界为重点,开展了南方古生界海相页岩气形成地质条件研究、勘探开发前景评价与有利区优选等工作^[1-10]。在广泛开

展老井复查、野外地质调查、钻探取心、二维地震老资料重新处理解释、实验测试分析等一系列工作后,明确了四川盆地地下古生界海相页岩是中国页岩气勘探开发最为现实的领域。采用资源丰度类比法,预测了四川盆地地下古生界海相页岩气资源前景。借鉴北美页岩气有利区评选指标,结合四川盆地页岩地层地质特征,建立了中国海相页岩气有利区评选指标,评价优选了威远构造、富顺—永川(阳高寺构造—隆昌构造)、昭通—长宁(长宁构造)、焦石坝构造等一批页岩气有利区,明确了五峰组—龙马溪组下段是页岩气勘探开发最为有利的层段^[1-8]。通过钻探威 201、阳 201、宁 201、YS108、焦页 1 等一批评价井,落实了五峰组—龙马溪组富有机质页岩层段、页岩含气特征及资源潜力,初步圈定了蜀南—川东五峰组—龙马溪组大型页岩含气区,发现了威远、长宁—昭通和涪陵焦石坝等 3 个页岩气田,确定了五峰组—龙马溪组为页岩气主力含气层段,为四川盆地页岩气规模开发奠定了良好的地质和资源基础。

2) 示范区建设与产能评价(2012—2015 年)。遵循北美页岩气勘探开发规律,页岩气有利区一旦通过评价井钻探证实含气性良好之后,即可进入开发先导试验和产能评价。2012—2014 年,中国石油天然气集团有限公司(以下简称中国石油)先后在威远威 201、长宁—昭通宁 201、YS108 等井区开展了水平井钻井、水平井大型体积压裂及“工厂化”作业等先导试验^[3-6]。中国石油化工集团有限公司(以下简称中国石化)在焦石坝焦页 1、焦页 2、焦页 3、焦页 4 等井区开展了水平井钻井、水平井大型体积压裂及“工厂化”作业等先导试验,壳牌公司在富顺—永川开展了水平井钻井、水平井大型体积压裂及“工厂化”作业等先导试验^[5-6]。通过先导试验水平井(组)的钻探、大型水力压裂,突破了页岩气商业开发产量关,形成了开发关键技术,探索了有效开发模式,获取了关键开发参数。在此基础上,国家发展和改革委员会(以下简称发改委)、能源局于 2012—2013 年分别在蜀南地区设立了“长宁—威远国家级页岩气示范区”“昭通国家级页岩气示范区”,在涪陵地区设立了“涪陵国家级页岩气示范区”。截至 2015 年底,在长宁—威远、昭通两个示范区建成了页岩气产能 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,在涪陵示范区建成了页岩气产能 $50 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,初步建立了页岩气勘探开发理论,形成了中国海相地层深度 3 500 m 以浅页岩气勘探开发技术标准和规范,实现了关键技术和装备的国产化,建立了高效开发产业化模式,为我国页岩气规模开

发奠定了理论和技术基础。

3) 规模化开采与技术优化 (2016 年至今)。通过示范区建设, 中国石油、中国石化纷纷启动页岩气规模化开发, 并本着降本增效的原则, 不断优化开发技术, 尤其是关键开发技术。自 2014 年以来, 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气产量规模不断增加, 呈快速增长态势, 基本实现了蜀南地区和川东涪陵地区页岩气规模有效开发。截至 2017 年底, 中国石油在蜀南地区确立了 $120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 页岩气产量规模开发方案, 中国石化在川东涪陵地区确立了 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ 页岩气产量规模开发方案。2017 年四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气产量达到 $90.25 \times 10^8 \text{ m}^3$, 中国成为继美国、加拿大之后, 全球第三个实现页岩气规模开发的国家。

1.2 五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发进展

蜀南地区有利页岩面积约为 $3.0 \times 10^4 \text{ km}^2$ 、页岩气资源量约为 $8.84 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 是中国最早开展页岩气勘探开发的地区, 包括威远、长宁、富顺—永川和昭通等 4 个区块, 主力气层为五峰组—龙马溪组页岩 (图 1), 储层埋深介于 1 500 ~ 4 500 m、厚度介于 30 ~ 60 m, 有机碳含量 (TOC) 介于 2.5% ~ 8.5%, 有机质热演化成熟度 (R_o) 介于 2.5% ~ 3.8%, 孔隙度介于 3.4% ~ 8.5%, 地层压力系数介于 0.92 ~ 2.03。截至 2017 年底, 累计投产页岩气井 208 口, 建成页岩气产能 $30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 探明页岩气地质储量 $3 200 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2017 年生产页岩气 $30.21 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。页岩气开发井垂深平均为 1 500 ~ 4 000 m, 水平段长度平均为 1 488 ~ 1 578 m, 钻井周期为 33 ~ 70 d, 分 13 ~ 22 段体积压裂, 单井初期产气量为 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单井最终可采储量为 $0.84 \times 10^8 \sim 1.38 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

涪陵地区有利页岩面积为 $0.78 \times 10^4 \text{ km}^2$, 页岩气资源量约为 $2.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 是目前中国发现的最大的页岩气田。涪陵页岩气田位于四川盆地川东高陡褶皱带万县复向斜包鸾—焦石坝背斜带中的焦石坝构造。主力气层为五峰组—龙马溪组页岩, 储层埋深介于 2 000 ~ 4 000 m、厚度介于 40 ~ 90 m, TOC 介于 2.1% ~ 8.2%, R_o 平均为 2.65%, 孔隙度介于 1.2% ~ 8.1%, 地层压力系数平均为 1.55。截至 2017 年底, 累计投产页岩气井 305 口, 建成页岩气产能 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$, 探明页岩气地质储量 $6 008 \times 10^8 \text{ m}^3$, 2017 年生产页岩气 $60.04 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。页岩气开发井垂深平均为 2 000 ~ 3 000 m, 水平段长度平均为 1 500 ~ 2 000 m, 钻井周期介于 30 ~ 65 d, 分 15 ~ 20 段体积压裂, 单井初期产气量为 $18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 单井最终可采储量介于 $1.25 \times 10^8 \sim 3.25 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.3 五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发关键技术进展

针对四川盆地五峰组—龙马溪组的地质特点, 在页岩气勘探开发过程中, 不断实现技术进步, 创新形成了适合于四川盆地多期构造演化及复杂山地海相页岩气勘探开发关键技术体系, 包括适合 3 500 m 以浅页岩气勘探开发“综合地质评价、开发政策优化、水平井优快钻井、水平井体积压裂、水平井组工厂化作业、高效清洁开发”六大主体技术和“地质工程一体化建模、地质工程一体化设计、地质工程一体化管理”的高产井培育方法^[4-8], 页岩气勘探开发主体技术及配套工艺基本成熟并可复制。综合地质评价技术主要包括资源评价技术、优质储层识别与评价技术、“甜点”预测与评价技术等。“靶体位置+轨迹方位+巷道间距+水平段长度+EUR 预测”为核心的开发政策优化技术, 不仅节省了大

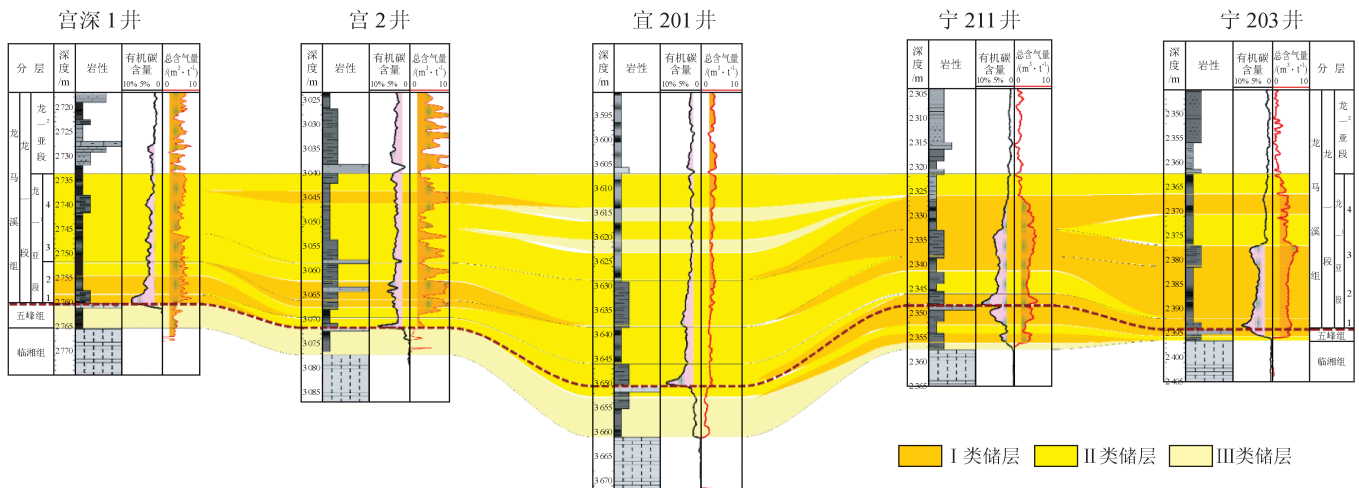


图 1 官深 1—官 2—宜 201—宁 211—宁 203 井储层连井对比图

量土地,还为“工厂化”作业创造了条件。水平井优快钻井技术实现了水平段长度从1 000 m提高到2 500 m,埋深从2 500 m增至4 300 m,钻井周期从175 d缩短至最短30 d。分段体积压裂技术显著提高了单井产量和施工效率,关键工具、压裂液的国产化大幅度降低了成本。水平井组“工厂化”作业技术包括“双钻机作业、批量化钻进、标准化运作”的“工厂化”钻井技术、“整体化部署、分布式压裂、拉链式作业”的“工厂化”压裂技术,实现了钻井、压裂“工厂化”布置、批量化实施、流水线作业。高效清洁开采技术,包括钻井液不落地、水基钻屑无害化处理、油基钻屑常温萃取处理、压裂液用水循环利用等^[9-10]。

2 页岩气富集规律认识进展

随着勘探开发工作的不断深入,五峰组—龙马溪组页岩气地质研究认识也不断得到深化。2010年通过对威201井岩心进行分析,发现五峰组—龙马溪组页岩发育丰富的大小介于5~700 nm有机质纳米孔隙,建立了斜坡区连续型“甜点区”和构造型“甜点区”两种页岩气富集模式^[2,7-8],总结出“二元富集”规律等认识^[11-14]。

2.1 深水陆棚相形成高富含有机质页岩,厚度大、品质好

厚度大、品质好的高有机质含量页岩是海相页岩气聚集和富集的物质基础^[15-17]。深水陆棚相为生物原始产率高、欠补偿缺氧环境,是形成厚层、大规模展布的富有机质黑色页岩的有利相带。四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气主力产层形成于深水陆棚相沉积环境。在全球性海侵背景下,四川盆地是上扬子地台内克拉通盆地,晚奥陶世扬子海域由早中奥陶世的开阔陆表海环境转变为受水下隆起控制的局限海域,在东南部华夏板块汇聚作用影响下,扬子地台南缘黔中、武陵、雪峰等古隆起发生抬升,与西南缘康滇古陆相连,形成滇黔桂古陆,北部被动大陆边缘向华北板块俯冲,秦岭洋开始收缩汇聚;在高度挤压状态下,扬子地台形成了“三隆围一坳”的沉积格局,大部分中上扬子海域被古隆起围限,成为低能、缺氧半深水—深水陆棚沉积环境,藻类、放射虫、海绵、笔石等生物繁盛的局限海盆(图2)。在此背景之下,四川盆地发育了富含有机质和生物硅质钙质、分布广泛、厚度稳定的五峰组—龙马溪组黑色页岩,其中深水陆棚相区页岩

厚度大、分布稳定,TOC > 2.0%的页岩连续段厚度介于20~100 m,成为页岩气形成和赋存的重要物质基础。深水陆棚相富有机质黑色页岩既是页岩气的气源岩,又是页岩气赋存的储集层。富有机质黑色页岩埋藏演化过程中所生成的页岩气,在有机质孔隙、层理/纹理(页理)、微裂缝等储集空间内富集形成页岩气藏。

2.2 构造相对稳定,有利于页岩气持续聚集与富集

四川盆地及邻区自震旦纪以来经历了加里东等多期构造叠加改造,导致地层发生强烈褶皱形变、抬升剥蚀,保存条件复杂。下古生界海相页岩地层时代老,历史埋藏深度大,有机质热演化程度高,处于高—过成熟阶段。构造稳定和保存条件是南方海相页岩气聚集与富集的重要因素。四川盆地内构造稳定区大型复背(向)斜宽缓区断层不发育,地层保存条件较好,有利于页岩气形成与富集^[13-14,18];盆地周缘区断层发育,保存条件不佳,页岩气聚集与富集条件变差。勘探证实,长宁地区为构造稳定区,五峰组—龙马溪组页岩气层普遍超压,压力系数介于1.3~2.0,页岩气井单井产量高。相邻的昭通区块构造改造强、保存条件差,低产井或失利井较多^[13-15]。

五峰组—龙马溪组发育“构造型”和“连续型”两种页岩气富集模式(图3)^[7-8]。“连续型”富集为蜀南地区五峰组—龙马溪组页岩气主要的富集模式,属盆地内大型凹陷斜坡或构造斜坡区,含气页岩大面积、稳定、连续分布。“构造型”富集是川东构造页岩气田主要的富集模式,构造内部稳定、裂缝发育、含气剪度高;不同构造背景下,页理缝、构造缝、节理缝等天然裂缝性储集空间,在构造褶皱区构成网状裂缝体系,不仅为页岩气富集提供了充足的空间,而且在储层改造过程中还能降低起裂压力,易于形成缝网,增大改造总体积^[19-21]。

2.3 保存条件是五峰组—龙马溪组页岩气富集的关键因素

四川盆地五峰组—龙马溪组黑色页岩沉积后,经历了加里东晚期的华夏板块碰撞挤压造山构造运动、燕山期以来的江南—雪峰持续陆内造山运动、喜马拉雅期印度板状向北冲挤运动的三重作用,无论是页岩地层还是页岩气藏在盆地边部都遭受了强烈改造,即使没有经历大规模改造,但只要地层有了倾斜作用,其页岩气富集与赋存条件就成为关乎页岩气能否富集成藏的关键因素。这主要体现在断层、目的层距离剥蚀区远近、埋深和顶底板条件等4个方面。

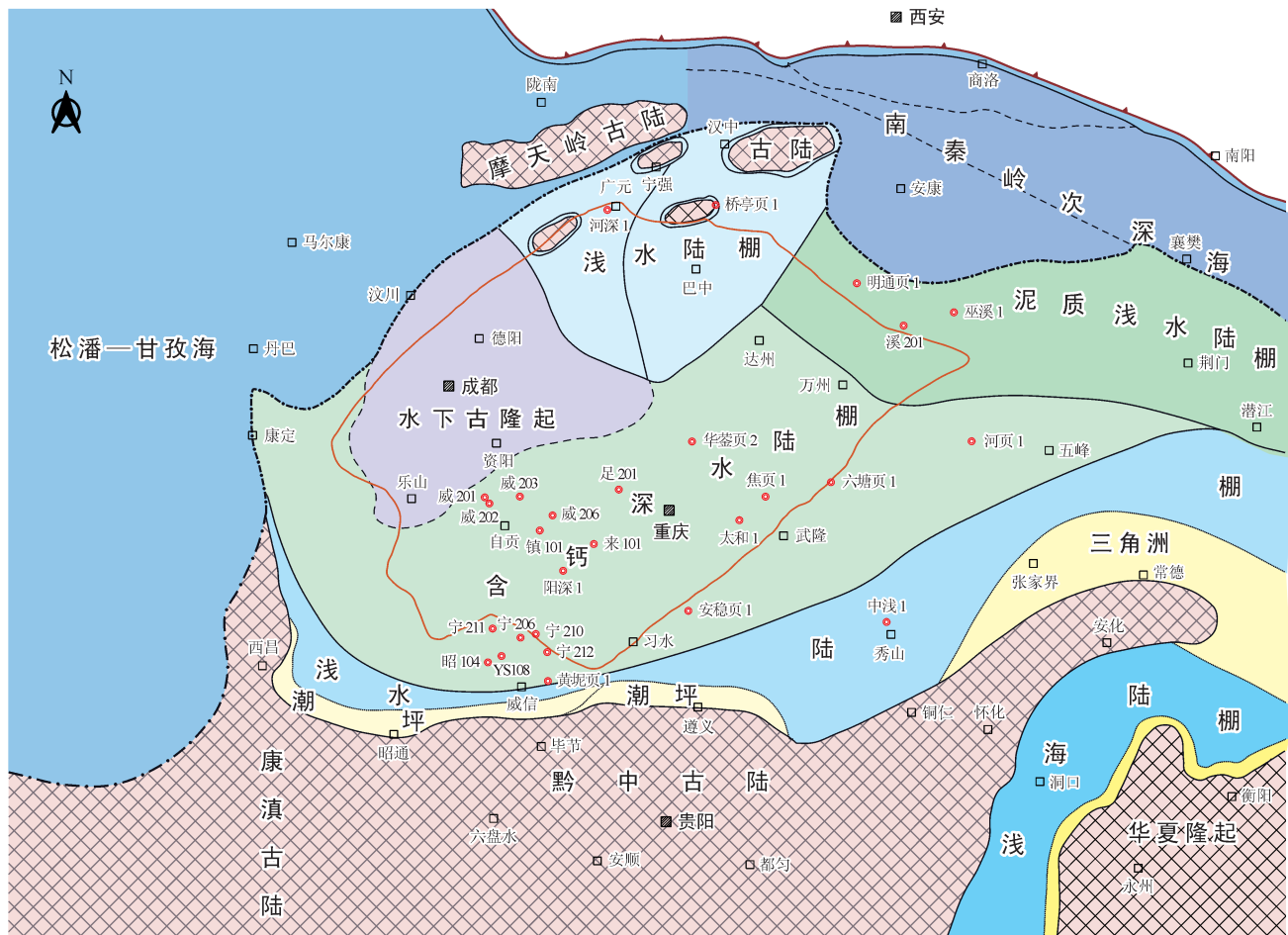


图 2 上扬子地区龙马溪组一段岩相古地理图

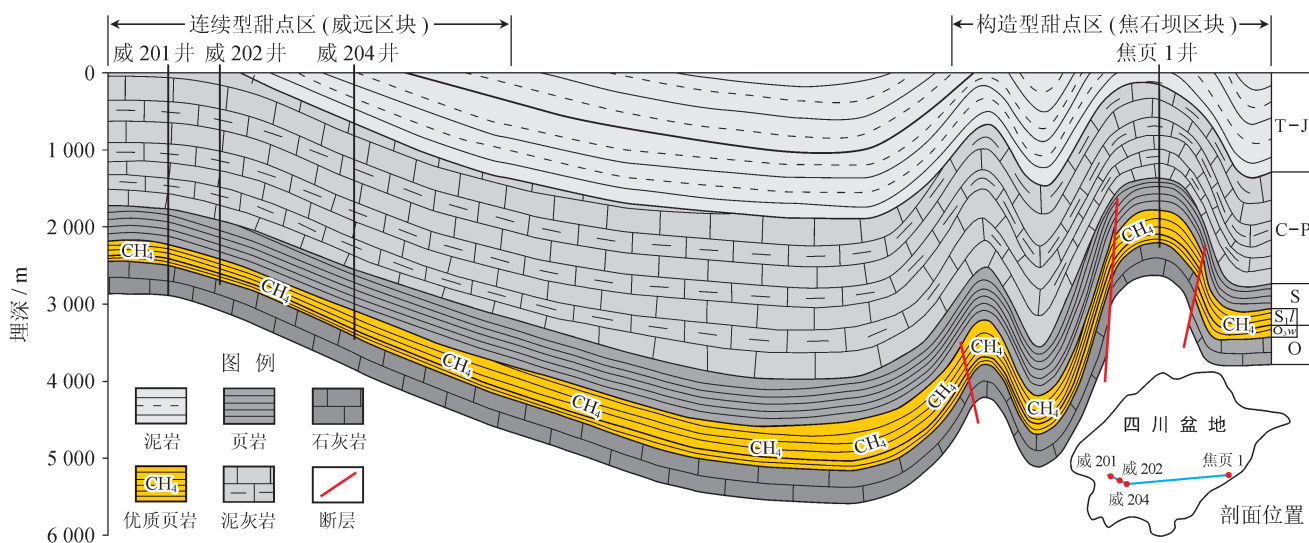


图 3 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集模式图^[7]

断层越少、规模越小、距离断层越远，气藏保存越好。目的层距离剥蚀区越远，气藏保存条件越好；埋深

越大，（原则上）气藏含气性越好，含气饱和度越大；顶底板越致密，气藏封闭条件越好。

2.4 页理（纹理）、微裂缝发育是页岩气高产的重要因素

五峰组—龙马溪组一段高 TOC 值页岩页理（纹理）与微裂缝发育。其中裂缝可分为顺层缝和非顺层缝，顺层缝多为层面滑移缝、页理缝和雁列缝。非顺层缝主要为剪切缝和拉张缝。纵向上，龙马溪组底部微裂缝密度最高，往上逐渐降低。龙马溪组微裂缝密度与 TOC、硅质含量呈正相关关系，五峰组则与 TOC、硅质含量相关性不明显。较清晰纹层微裂缝密度为最高，清晰纹层次之，块状纹层和欠清晰纹层微裂缝密度最低。微裂缝密度受控于生物成因硅质和有机碳含量，其含量越高微裂缝密度越大。成岩收缩是形成页理缝的主动动力，区域构造拉张是垂直裂缝、滑移缝和雁列缝形成的主动动力。“甜点段”内，生烃增压和强成岩收缩是微裂缝大量发育的主要原因，区域性抬升是又一项重要补充^[11-14,19-21]。

2.5 四川盆地内五峰组—龙马溪组普遍形成超压，是页岩气高产的重要条件

地层超压是页岩含气性好、单井产量高的重要条件。超压表明页岩地层具有良好的保存条件，单井产量与压力系数呈明显的正相关关系（图 4），地层压力（系数）越高，含气性越好，产量越高。勘探实践表明，五峰组—龙马溪组海相页岩气产层压力系数与埋深呈正比关系，埋深越大，压力系数越高，单井初始产量越高^[6-9]。四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩气产层中部埋深介于 2 000 ~ 3 800 m，压力系数介于 1.2 ~ 2.0。当地层压力系数超过 1.5 时，含气量大于 4.0 m³/t，单井初始产量大于 10 × 10⁴ m³/d；地层压力系数为 1.0 时，含气量介于 2.0 ~ 3.0 m³/t，单井初始产量小于 5 × 10⁴ m³/d。

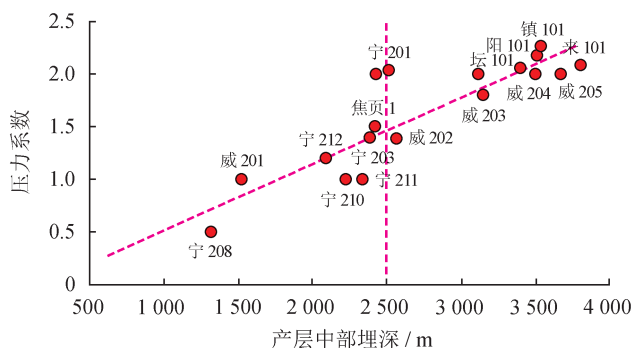


图 4 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气产层中部埋深与压力系数的关系图

3 页岩气勘探面临的挑战

目前，制约四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气发展的瓶颈和挑战主要包括以下 6 个方面。

3.1 富有机质页岩沉积相与沉积模式

页岩是指粒径小于 62.5 μm 的颗粒含量大于 50% 的细粒沉积物或沉积岩^[22-23]，其分布约占地壳表面沉积岩的 2/3。目前，细粒沉积学在细粒沉积组成和分类，剥蚀、搬运和沉积机理，搬运营力，颗粒组成特征，纹层特征与成因机理方面取得了一系列重要进展^[24]，并初步建立了水体分层、海侵、门槛、洋流上涌等沉积模式^[22]。对于四川盆地五峰组—龙马溪组页岩，目前的研究局限于细粒沉积元素地球化学特征、岩石相类型和沉积相等^[7-8,17,22]。因此，深入开展五峰组—龙马溪组黑色页岩形成地球化学背景、颗粒组成、粒径判别、物质来源、沉积水动力和沉积过程、沉积微相识别和细分、微古地貌、有机质富集主控因素等分析，明确富有机质页岩沉积相和沉积模式，为预测富有机质页岩分布及有利沉积相带提供基础依据，已成为必然趋势^[23]。

3.2 页岩储层成岩过程与评价体系

页岩成岩过程影响储层生烃、储集性能和保存性质，而评价体系决定页岩气资源量计算和有利区带目标选择的可靠性。目前，国际上对页岩成岩作用类型、成岩条件等有了初步认识^[25]，尤其是页岩储层实验技术和方法、孔隙类型和孔隙结构研究成果丰硕。近年来，五峰组—龙马溪组页岩储层研究进展飞速，尤其是页岩储层特征^[24,26-28]、孔隙类型和结构认识不断深化^[29-30]，并建立了包含 TOC、含气性、物性、力学性质、地层压力和有效厚度等 6 项参数的评价方法^[2,22]。但对于成岩作用类型、成岩阶段划分研究，目前仍处于尝试阶段，并且不同地区储层特征差异明显，因而需要针对每个区块具体地质情况，优选关键评价指标，在实验观察的基础上，紧密结合页岩气开发实践，开展不同地区储层特征对比和规律总结，从而更好地指导页岩气开发。

3.3 页岩气形成与聚集机理

近年来，针对涪陵焦石坝、长宁—威远和昭通等五峰组—龙马溪组页岩气田，勘探者们^[6-9]先后提出了“阶段运移、背斜汇聚、断—滑控缝、箱状成藏”模式^[9,11-14,19-21]、复杂构造区海相页岩气“二元富集”规律^[11-14]或“三元富集”模式等^[5]，并初步建立了高演化、超高压海相页岩气成藏富集地质理论^[7-9]。

这些研究成果从宏观上认识到了页岩气滞留富集过程中“优质页岩”的物质基础及“有利的保存、构造条件”的关键作用。然而,由于不同地区的形成环境存在着差异,因而目前对于页岩有机质的物质来源及组成、不同类型有机质生烃潜力、页岩气赋存形式、封存机制及其与含气性的关系等方面的认识还处于初步阶段^[16],从而影响了对页岩气资源及页岩气“甜点”的正确评价。

3.4 页岩气层地球物理识别与预测

国外目前针对页岩矿物组分、地球化学参数、物性参数、含气性、可压裂性等方面的评价,已经形成了较为系统的技术方法^[31]。我国对四川盆地五峰组—龙马溪组页岩目前也形成了系统的矿物组分、地球化学参数、物性、含气性、可压裂性及裂缝预测等评价技术^[32-33],使页岩气评价由定性进入到半定量阶段。但因页岩气层地球物理响应差异小,因而在气层识别,有效储集层划分、参数识别、展布预测等方面仍然存在着较大的挑战^[23]。

3.5 资源动用率低、不确定性大

截至 2017 年底,四川盆地的页岩气年产量已经超过 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$,这些产量主要来自于厚度不足于 5 m 的“甜点段”。四川盆地五峰组—龙马溪组“甜点段”之外 $\text{TOC} > 2\%$ 的层段在蜀南地区厚度超过 30 m、在涪陵地区厚度超过 70 m,其资源量目前基本没有动用。另外,资源评价还存在着以下 4 个方面的风险:①有利区落实程度低、评价精度不高;②经济资源埋藏深度不明确,目前仅实现了 2 000 ~ 3 500 m 深度范围资源工业产量的突破,更浅、更深资源的经济性尚不清楚;③四川盆地以外的构造改造区页岩气资源前景不明确;④中国南方大面积低压、常压区的页岩气资源经济性尚不确定^[8-9]。

3.6 3 500 m 以深页岩气勘探开发技术

北美页岩气开采以中浅层为主,我国通过引进、吸收、消化、再创新初步形成了 3 500 m 以浅的中浅层页岩气技术系列。但四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气资源主体埋深超过 3 500 m^[8-9]。针对 3 500 m 以深页岩储层的评价方法、储层精细识别与预测、资源量计算及选区评价、水平井钻完井、分段压裂改造、经济有效开发等,目前都还处于探索初期^[11-14]。

4 页岩气勘探前景

四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气资源丰富、

地质条件优越。综合评价结果表明^[7-9,34]:四川盆地五峰组—龙马溪组海相页岩气有利区位于蜀南和川东(图 5),包括涪陵、长宁—威远、富顺—永川、昭通等页岩气产区。有利区富有机质页岩有效厚度介于 30 ~ 100 m, TOC 介于 3.0% ~ 5.0%,含气量平均为 4 ~ 8 m^3/t ,埋深介于 2 000 ~ 4 000 m。有利区具有明显的经济与工程优势,地表相对平坦,水资源丰富,地面设施和油气管网有基础,具备大规模页岩气勘探开发的基本条件,是中国页岩气规模开发最有利区与商业性页岩气开发主产区^[11-14,34]。四川盆地五峰组—龙马溪组页岩埋深小于 4 500 m 有利区面积约为 $3.5 \times 10^4 \sim 4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$,页岩气可采资源量为 $4.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$,为 2020—2030 年实现更快更大发展奠定了基础,成为今后相当长一段时间内中国页岩气勘探开发的重点层系。

5 页岩气开发建议

1) 把握和利用好国家优惠政策的窗口期,加快四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发,把页岩气打造成为新的经济增长点。国家页岩气补贴政策 2018 年以前每立方米补助 0.3 元,2019 年以后每立方米补助 0.2 元。因此,未来 3 年是利用国家政策的窗口期,进一步降本增效,将会具有较好的经济效益。

2) 抓好页岩气工程技术、降低成本的重大理论和技术攻关,进一步推动页岩气资源规模有效开发。四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气埋深 3 500 m 以浅资源已经建成年产超过 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产能规模,加上埋深 3 500 ~ 4 000 m 资源还可建成更大的产能规模。通过总结前期开发建设成果,在持续优化页岩气开发配套工程技术的同时,加强优质资源和经济可采储量评价,深化开采规律认识,搞好降低成本革命,优化开采模式,进一步提高页岩气开采效果和效益。

3) 创新管理体制,进一步发挥整体优势。页岩气开发难度大、管理技术要求高,需要更充分发挥整体优势。目前四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气开发采取了国际合作、国内合作、风险作业和自营开发等多种组织形式,形成了“统一规划部署、统一组织机构、统一技术政策、统一外部协调、统一生产调度、统一后勤支持”和“资源共享、技术共享、信息共享”的“六统一、三共享”管理模式。进一步创新管理体制,强化协调组织,实现物资、装备、技术、管理经验

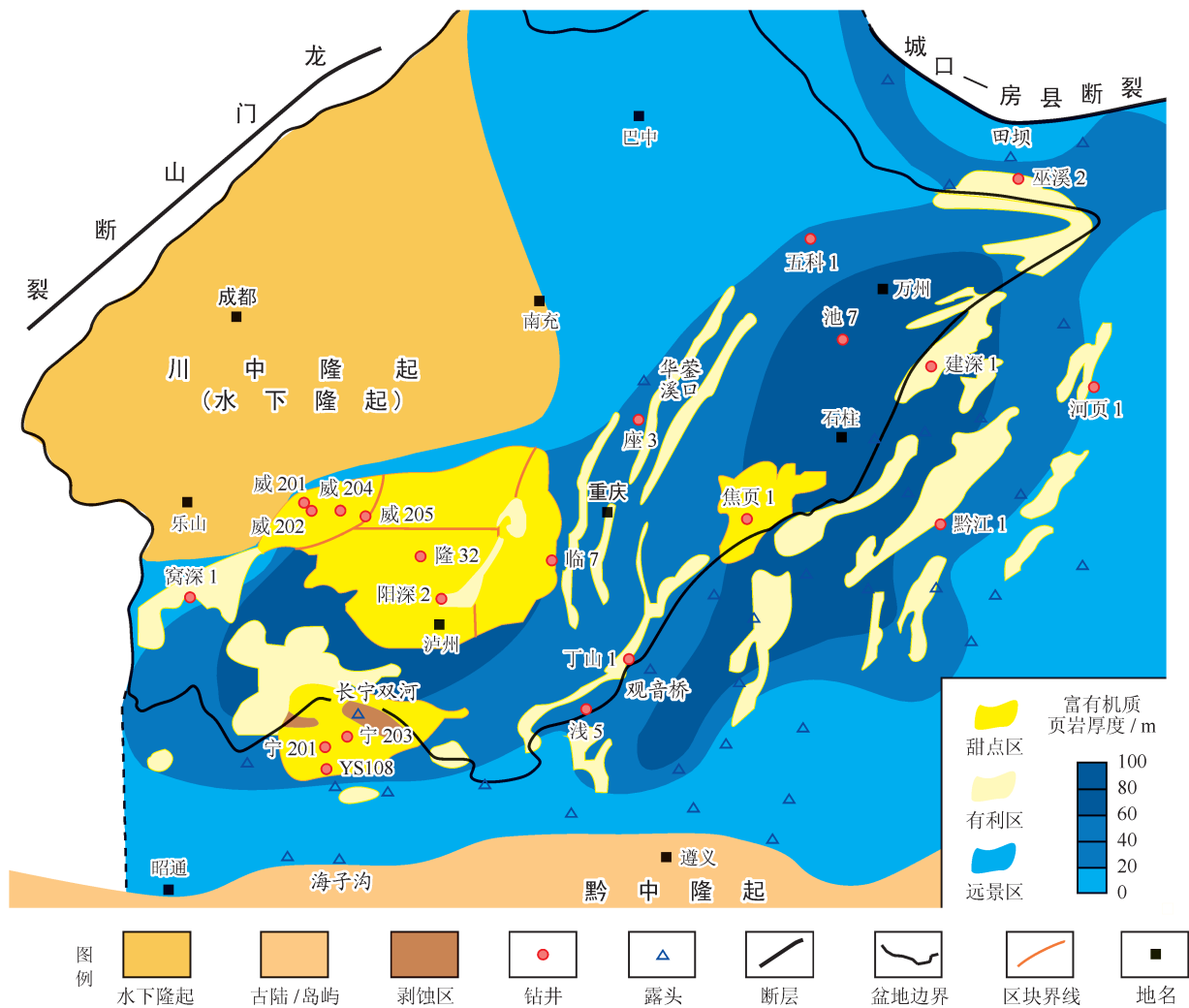


图 5 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气甜点区分布图^[34]

等的资源共享。

参 考 文 献

[1] 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会 . 中国页岩气地质研究进展 [M]. 北京 : 石油工业出版社 , 2011.
 Editorial Committee of *Shale Gas Geology and Exploration and Development Practice Series*. *Advances in geological research on shale gas in China*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.

[2] 邹才能, 陶士振, 侯连华 . 非常规油气地质 (第二版)[M]. 北京 : 地质出版社 , 2013.
 Zou Caineng, Tao Shizhen & Hou Lianhua. *Unconventional petroleum geology (Second Edition)*[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013.

[3] 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, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45 (1):

161-169.

[4] 谢军 . 长宁—威远国家级页岩气示范区建设实践与成效 [J]. 天然气工业, 2018, 38(2): 1-7.
 Xie Jun. Practices and achievements of the Changning-Weiyuan shale gas national demonstration project construction[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(2): 1-7.

[5] 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.

[6] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 管全中, 王淑芳, 王玉满 . 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, Guan Quanzhong, Wang Shufang & Wang Yuman. A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(12): 1-15.

[7] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 李新景, 黄金亮, 王淑芳, 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, Li Xinjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 689-701.
- [8] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 李新景, 黄金亮, 王淑芳, 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): 166-178.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Yuman, Li Xinjing, Huang Jinliang, Wang Shufang, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 166-178.
- [9] 董大忠, 王玉满, 李新景, 邹才能, 管全中, 张晨晨, 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, Zou Caineng, Guan Quanzhong, Zhang Chenchen, et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(1): 19-32.
- [10] 周泽山, 帅建军, 杨旸. 做页岩气勘探开发的深耕者——中国石油西南油气田开发长宁区块启示录[N]. *中国能源报*, 2017-09-11(013).
Zhou Zeshan, Shuai Jianjun & Yang Yang. cultivator for shale gas exploration and development—shale gas field development revelation of the Changning block, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company [N]. *China Energy News*, 2017-09-11(013).
- [11] 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.
- [12] 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.
- [13] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(4): 643-651.
Guo Tonglou & Liu Ruobing. Implication from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(4): 643-651.
- [14] 郭彤楼. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(3): 317-326.
Guo Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43 (3): 317-326.
- [15] 金之钧, 胡宗全, 高波, 赵建华. 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 & Zhao Jianhua. 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.
- [16] 腾格尔, 申宝剑, 俞凌杰, 仰云峰, 张文涛, 陶成, 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.
Borjigin Tenger, Shen Baojian, Yu Lingjie, Yang Yunfeng, Zhang Wentao, Tao Cheng, 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.
- [17] 王玉满, 李新景, 董大忠, 张晨晨, 王淑芳. 上扬子地区五峰组—龙马溪组优质页岩沉积主控因素[J]. *天然气工业*, 2017, 37(4): 9-20.
Wang Yuman, Li Xinjing, Dong Dazhong, Zhang Chenchen & Wang Shufang. Main factors controlling the sedimentation of high-quality shale in Wufeng—Longmaxi Fm, Upper Yangtze region [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(4): 9-20.
- [18] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 659-665.
Wei Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng—Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 659-665.
- [19] 王玉满, 王宏坤, 张晨晨, 李新景, 董大忠. 四川盆地南部深层五峰组—龙马溪组裂缝孔隙评价[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(4): 531-539.
Wang Yuman, Wang Hongkun, Zhang Chenchen, Li Xinjing & Dong Dazhong. Fracture pore evaluation of the Upper Ordovician Wufeng to Lower Silurian Longmaxi Formations in southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 531-539.
- [20] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 魏志红, 魏祥峰, 刘珠江. 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, Wei Zhihong, Wei Xiangfeng & Liu Zhujiang. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(4): 481-491.
- [21] 马新仿, 李宁, 尹丛彬, 李彦超, 邹雨时, 吴珊, 等. 页岩水力裂缝扩展形态与声发射解释——以四川盆地志留系龙马溪组页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(6): 974-981.
Ma Xinfang, Li Ning, Yin Congbin, Li Yanchao, Zou Yushi, Wu Shan, et al. Hydraulic fracture propagation geometry and acoustic emission interpretation: A case study of Silurian Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44 (6): 974-981.
- [22] 邹才能. 非常规油气地质学[M]. 北京: 地质出版社, 2014.
Zou Caineng. *Unconventional petroleum geology*[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2014.
- [23] 付茜. 中国页岩油勘探开发现状、挑战及前景[J]. *石油钻采工艺*, 2015, 37(4): 58-62.
Fu Qian. The status, challenge and prospect of shale oil explo-

- ration and development in China[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2015, 37(4): 58-62.
- [24] 施振生, 邱振, 董大忠, 卢斌, 梁萍萍, 张梦琪. 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, Lu Bin, Liang Pingping & Zhang Mengqi. 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] Macquaker JHS, Taylor KG, Keller M & Polya D. Compositional controls on early diagenetic pathways in fine-grained sedimentary rocks: Implications for predicting unconventional reservoir attributes of mudstones[J]. *AAPG Bulletin*, 2014, 98(3): 587-603.
- [26] 王玉满, 王淑芳, 董大忠, 李新景, 黄金亮, 张晨晨, 等. 川南志留统龙马溪组页岩岩相表征 [J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 119-133.
Wang Yuman, Wang Shufang, Dong Dazhong, Li Xinjing, Huang Jinliang, Zhang Chenchen, et al. Lithofacies characterization of Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 119-133.
- [27] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 王社教, 李新景, 王黎, 等. 川南志留统龙马溪组页岩气储层特征 [J]. *石油学报*, 2012, 33(4): 551-561.
Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, Wang Shejiao, Li Xinjing, Wang Li, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(4): 551-561.
- [28] 张士万, 孟志勇, 郭战峰, 张梦吟, 韩驰宇. 涪陵地区龙马溪组页岩储层特征及其发育主控因素 [J]. *天然气工业*, 2014, 34(12): 16-25.
Zhang Shiwan, Meng Zhiyong, Guo Zhanfeng, Zhang Mengyin & Han Chiyu. Characteristics and major controlling factors of shale reservoirs in the Longmaxi Fm, Fuling area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(12): 16-25.
- [29] 郭旭升, 李宇平, 刘若冰, 王庆波. 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 & Wang Qingbo. 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.
- [30] 徐政语, 蒋述, 熊绍云, 梁兴, 王高成, 郭燕玲, 等. 扬子陆块下古生界页岩发育特征与沉积模式 [J]. *沉积学报*, 2015, 33(1): 21-35.
Xu Zhengyu, Jiang Shu, Xiong Shaoyun, Liang Xing, Wang Gaocheng, Guo Yanling, et al. Characteristics and depositional model of the Lower Paleozoic organic rich shale in the Yangtze continental block[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(1): 21-35.
- [31] 王濡岳, 丁文龙, 王哲, 李昂, 何建华, 尹帅. 页岩气储层地球物理测井评价研究现状 [J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(1): 228-241.
Wang Ruyue, Ding Wenlong, Wang Zhe, Li Ang, He Jianhua & Yin Shuai. Progress of geophysical well logging in shale gas reservoir evaluation[J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(1): 228-241.
- [32] 李军, 路莆, 李争, 武清钊, 南泽宇. 页岩气储层“四孔隙”模型建立及测井定量表征方法 [J]. *石油与天然气地质*, 2014, 35(2): 266-271.
Li Jun, Lu Pu, Li Zheng, Wu Qingzhao & Nan Zeyu. 'Four-pore' modeling and its quantitative logging description of shale gas reservoir[J]. *Oil & Gas Geology*, 2014, 35(2): 266-271.
- [33] 代鹏, 丁文龙, 何建华, 李昂, 赵冬, 赵威. 地球物理技术在页岩储层裂缝研究中的应用 [J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(3): 1315-1328.
Dai Peng, Ding Wenlong, He Jianhua, Li Ang, Zhao Dong & Zhao Wei. Application of geophysical techniques in fracture of shale reservoir[J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(3): 1315-1328.
- [34] 邹才能, 赵群, 董大忠, 杨智, 邱振, 梁峰, 等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 1781-1796.
Zou Caineng, Zhao Qun, Dong Dazhong, Yang Zhi, Qiu Zhen, Liang Feng, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(12): 1781-1796.

(收稿日期 2018-03-27 编辑 居维清)