

引用格式:郭彤楼. 中国页岩气发展的回顾与思考:从志留系到寒武系[J]. 油气藏评价与开发, 2025, 15(3): 339-348.

GUO Tonglou. Review and reflection on shale gas development in China: From Silurian to Cambrian[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(3): 339-348.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.03.001

# 中国页岩气发展的回顾与思考 ——从志留系到寒武系

郭彤楼

(中国石化西南油气分公司, 四川 成都 610041)

**摘要:** 中国页岩气勘探开发历经二十年发展, 已成为继美国、加拿大之外第三个实现商业开发的国家, 但此前勘探开发层位仅局限于志留系龙马溪组。随着页岩气勘探理论认识的提高, 近年来, 二叠系、寒武系页岩相继取得了勘探突破, 进一步印证了四川盆地页岩气的巨大潜力。基于对志留系龙马溪组、寒武系筇竹寺组两大海相主力层系页岩气勘探历程的回顾, 总结页岩气勘探历经了研究探索(2000—2011年)、发现上产(2011—2022年)和多层突破(2022年—至今)3个阶段。深入剖析四川盆地海相页岩气勘探研究2次理论创新、思路转变的过程: ①通过对比分析中美页岩气形成条件, 摒弃简单复制北美经验的思维, 基于中国多期构造演化特征, 突出保存条件的关键作用, 实现了第一次思路转变, 取得了志留系龙马溪组勘探的重大突破; ②加强低有机质和无机孔特征研究, 对页岩气传统富集成藏理论进行了发展和完善, 建立“输导+原地”成藏模式, 实现了第二次思路转变, 推动了寒武系筇竹寺组勘探突破。当前, 页岩气在低有机质页岩、无机孔等方面的研究突破, 拓展了勘探领域和勘探深度, 形成了海相页岩气多层并举的局面, 展现出广阔的勘探前景。基于对志留系到寒武系页岩气勘探历程、思路转变的回顾以及重大突破带来启示的剖析, 揭示了中国特色页岩气勘探之路, 对未来多层系、多领域页岩气的勘探开发具有重要参考意义。

**关键词:** 海相页岩气; 四川盆地; 志留系; 寒武系; 理论创新; 突破启示

中图分类号: TE37

文献标识码: A

## Review and reflection on shale gas development in China: From Silurian to Cambrian

GUO Tonglou

(Sinopec Southwest Oil & Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

**Abstract:** After 20 years of shale gas exploration and development, China has become the third country that achieves commercial shale gas production, following the United States and Canada. However, earlier exploration and development of the layer were limited to the Silurian Longmaxi Formation. With improved theoretical understanding of shale gas exploration, China has made exploration breakthroughs in Permian and Cambrian shales in recent years, demonstrating the great potential of shale gas in Sichuan Basin. Based on a review of the exploration history of shale gas in the two major marine phases—Silurian Longmaxi Formation and Cambrian Qiongzhusi Formation, this study summarizes the three phases of shale gas exploration: research and exploration (2000–2011), discovery and production (2011–2022), and multi-layer breakthroughs (2022–present). This study thoroughly analyzes the process of two theoretical innovations and paradigm shifts in the exploration and research of marine shale gas in Sichuan Basin. (1) After comparing the formation conditions and exploration and development characteristics of shale gas between China and the United States, Chinese researchers abandoned the simple replication of North American experience, and highlighted the critical role of preservation conditions based on the evolution characteristics of China's multi-phase tectonics. This completed the first paradigm shift and achieved major exploration breakthroughs in the Silurian Longmaxi Formation. (2) Research on the characteristics of low-organic matter and inorganic pores was enhanced. Traditional theories of enrichment and reservoir formation were developed and improved, and a “migration+in situ” reservoir formation mode was established. This completed the second paradigm shift and led to exploration breakthroughs in Cambrian Qiongzhusi Formation. Recent research breakthroughs in low-organic shale, inorganic pores, and other aspects have expanded both the scope and depth of shale gas exploration, leading to a multi-layer exploration pattern of marine shale gas. It demonstrates broad exploration prospects and strategic value for national energy security. Based on

收稿日期: 2025-05-11。

**作者简介:** 郭彤楼(1965—), 男, 博士, 正高级工程师, 主要从事油气勘探研究与管理。地址: 四川省成都市高新区吉泰路688号, 中国石化西南油气分公司, 邮政编码: 610041。E-mail: tlguo@163.com

**基金项目:** 中国石化重大科技项目“川西南筇竹寺组页岩气精细评价及目标优选”(P22081); 国家自然科学基金企业创新发展联合基金集成项目“三大盆地深层—超深层海相油气高效勘探开发基础研究”(U24B6001)。

a review of the exploration history and paradigm shifts from the Silurian to the Cambrian periods, as well as an analysis of the implications from major breakthroughs, this study reveals an exploration path of shale gas with Chinese characteristics, providing important references for future exploration and development of multi-layer and multi-field shale gas.

**Keywords:** marine shale gas; Sichuan Basin; Silurian; Cambrian; theoretical innovation; breakthrough inspiration

美国页岩革命实现能源独立,引起全球的广泛关注。21世纪初,中国开展了页岩气的研究和探索<sup>[1]</sup>,勘探之初,未充分认识到中美在地质构造、地理环境和社会经济条件等方面的显著差异,简单借鉴美国页岩气浅埋藏、多层系、常压勘探的思路,围绕江南隆起(XY1井)、黔中隆起(FS1井)、川中古隆起等埋藏浅、压力低的构造抬升区,部署了一批浅井钻探,未获得工业气流突破。

照搬北美的成功经验,忽视了中国南方和美国页岩气地质条件的差异性,导致勘探效果不理想<sup>[1]</sup>。美国页岩气发育特征显著:盆地数量多(50余个,盆地类型为前陆盆地和克拉通盆地,且以前者为主);分布范围广(分布于美国20个州);资源规模大(技术可采资源量约为 $28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ <sup>[2]</sup>);地质条件优(页岩层系多、埋藏浅、展布面积大、热演化程度适中、构造稳定)。其典型特征表现为:同一盆地内热演化程度与深度呈正相关,地层压力系数范围较大(包括低压、常压和高压),由此形成以技术驱动为核心的商业化开发模式。2004年,继Barnett页岩气勘探成功后,Marcellus、Fayetteville、Woodford、Haynesville四大页岩气田亦相继进入大规模勘探开发阶段<sup>[3]</sup>。

中国南方地区的志留系与寒武系页岩作为分布最广的2套页岩层系,常因断裂与褶皱作用导致地层缺失(即“开天窗”),或长期暴露地表遭受风化侵蚀。同时,该区域地层热演化程度高、断裂发育、页岩连续分布面积小、保存条件复杂。因此,直接套用美国页岩气的勘探经验和选区评价标准并不适用于中国。

2009年,由国土资源部组织,在中国首次开展《全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选》页岩气资源调查项目,对中国陆域开展了大区(5个,上扬子及滇黔桂区、中下扬子及东南区、华北及东北区、西北区、青藏区)、盆地和地区(41个)、评价单元(87个)、含页岩气层段(57个)等不同尺度的研究和评价。其中,郭彤楼课题组承担《上扬子及滇黔桂区页岩气资源调查评价与选区评价》项目,通过与北美页岩气地质条件的对比,系统开展了海相、陆相7套层系页岩气资源潜力评价,提出“构造改造与保存条件是中国与北美页岩气地质条件的最大差异”这一核心观点,创新构建了复杂构造区页岩气选区评价体系与富集高产模式。课题组优选川东南地区为有利勘探区带、志留系龙马溪组为首选勘探层系,并针对页岩发育、地层平缓、保存条件好且埋深适中的焦石坝背斜提出首钻目标建议。通过部署实施了JY1井,成功发现了涪

陵页岩气田,实现了中国页岩气商业发现“0到1”的突破,推动了志留系页岩气勘探开发快速发展<sup>[4-5]</sup>。

涪陵页岩气田发现十余年来,页岩气勘探开发依然是志留系龙马溪组一花独放,直到近几年,才迎来二叠系、寒武系相继突破。基于对志留系到寒武系页岩气勘探历程、思路转变的回顾以及重大突破带来启示的剖析,揭示了中国特色页岩气勘探之路,以期对未来多层系、多领域页岩气的勘探开发有所裨益。

## 1 海相页岩气勘探历程

### 1.1 研究探索阶段(2000—2011年)

早在20世纪80年代,张义纲在《石油实验地质》1982年第二期发表的《多种天然气资源的勘探》一文中,对页岩气的赋存载体、赋存特征及成因等进行了描述和分析,并关注了美国泥盆系页岩气勘探实践,提出加强中国页岩气研究和勘探的建议<sup>[6]</sup>。这表明中国早在40余年前已跟踪国际页岩气研究动态,但因彼时美国页岩气尚处于探索阶段(商业化开发尚未突破),且中国能源需求以常规油气为主,张义纲的前瞻性建议未能转化为实质性行动。

21世纪前十年,是中国页岩气真正的研究和探索阶段。学者们相继开展了页岩气成藏机理<sup>[7]</sup>、美国产气页岩盆地对比<sup>[8]</sup>等方面的研究。2007年,中国石油与美国新田公司基于四川盆地南缘威远构造的老井钻探资料,对下寒武统筇竹寺组页岩和下志留统龙马溪组页岩的成藏条件进行了联合研究,并签署了《威远地区页岩气联合研究》协议,成为页岩气发展史的重要里程碑<sup>[9]</sup>。

2008—2009年,中国石油多家单位对川南地区和四川盆地页岩气进行了资源评价工作,例如川南“CX1井”下志留统龙马溪组页岩取心参数评价和分析,四川盆地南江、秀山、石柱、綦江等地的浅井取心及地质评价;国土资源部油气资源战略研究中心在重庆彭水县钻探YY1井,完钻层位为宝塔组石灰岩,揭示龙马溪组225.78 m为黑色页岩,钻探过程中,见良好页岩气显示<sup>[10]</sup>。2009—2010年,四川盆地威远构造带钻探了第一口页岩气井——W201井,经加砂压裂测试产气量为 $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,证实了中国页岩气的存在。2012年5月,四川盆地外桑柘坪构造部署PY1HF井,经大型水力压裂后产气量为 $2.50 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,未能达到效益开发。

## 1.2 发现上产阶段(2011—2022年)

2011年,中国石油相继钻成W204井(直改平)和N201-H1井等水平井,压裂分别获得 $15.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $16.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气流。中国石油与壳牌公司合作钻探的第一口页岩气水平井——Y201-H2井,在试采中以 $43.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 创下当时中国页岩气单井最高产纪录。由于技术积累不足及评价体系不完善,点的突破,未能带来规模效应,制约了中国页岩气的勘探开发进程。

与此同时,中国石化加大了在四川盆地及周缘的页岩气勘探步伐与钻井、试气工作投入。

2011年,其在焦石坝区块部署了首口页岩气探井JY1井,对五峰组—龙马溪组89 m页岩段进行系统取心,发现良好页岩气显示后直接转入水平井钻探。JY1HF井完成压裂测试,试获得产气量 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产工业气流。随即,焦石坝构造主体部署的JY2HF井、JY3HF井、JY4HF井3口井均获高产页岩气,证实了焦石坝构造是一个页岩气富集带。2014年,焦石坝区块JY1井区至JY3井区五峰组—龙马溪组一段通过了国土资源部审定的探明地质储量(探明含气面积为 $106.45 \text{ km}^2$ ,探明储量为 $1.0675 \times 10^8 \text{ m}^3$ ),建成了中国第一个页岩气田——涪陵页岩气田。随后,中国石化持续展开勘探,相继在四川盆地威荣、永川、南川、綦江等地区取得了一系列勘探突破和商业发现<sup>[11-12]</sup>。截至2024年底,累计探明储量超过 $13\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累产页岩气超过 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

2014年以来,中国石油对威远、长宁、富顺—永川、泸州等区块加强了勘探开发投入的力度,中国页岩气在四川盆地的勘探开发进入了快速发展阶段。2015年以来,页岩气探明地质储量达 $18\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,年产量超过 $150 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,累产页岩气超过 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

截至2024年底,志留系龙马溪组相继提交探明储量近 $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、年产量约 $260 \times 10^8 \text{ m}^3$ <sup>[13]</sup>,占中国当年天然气产量的10%,建成了涪陵—南川、威远—长宁、泸州—永川3个万亿立方米储量阵地。涪陵页岩气田发现十年来,切实推动了中国页岩气勘探开发进展。但是,相对于美国多盆地、多层系页岩气勘探开发,中国的页岩气层系还停留在单一的志留系。

## 1.3 多层突破阶段(2022年—至今)

2020年以来,中国石化、中国石油相继在重庆利川HY1HF井、重庆梁平DY1H井吴家坪组试获高产工业气流。同时,中国石化在普光气田大隆组也试获高产页岩气,实现了四川盆地海相二叠系页岩气勘探重大突破。

对另一套主力页岩层系,寒武系筇竹寺组的探索,也一

直在进行。借鉴志留系龙马溪组页岩气勘探思路:2010年,中国石油W201井下寒武统九老洞组测试产气量为 $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,地层压力系数为1.01;2012年,中国石化井研JS1井直井压裂试气产气量介于 $(2.0 \sim 2.5) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,均未能取得商业突破。

参照志留系龙马溪组勘探思路,中国石化在四川盆地内最大的勘探区块——井研区块的勘探过程中,因寒武系富有机质页岩层厚度较薄且页岩气无法实现商业开发,其他常规层系勘探亦未取得突破,勘探工作一度陷入停滞。2021年后调整勘探思路,通过老井复查,重新开展评价研究。基于井研地区低总有机碳(TOC)含量、粉砂质页岩段在油气显示、孔隙度、成藏等方面的有利指标,部署实施JS103井,获得产气量 $25.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,在寒武系筇竹寺组页岩层首次实现页岩气商业突破。其后,中国石油Z201井、中国石化ZY2井先后在资阳地区分别测试获得产气量 $73.88 \times 10^4$ 、 $125.70 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的高产工业气流。目前,两大公司正加快推进评价井与开发井部署,井研—资阳寒武系页岩气万亿立方米资源阵地已初现端倪。

## 2 勘探思路的转变

### 2.1 第一次思路转变:不能简单复制北美页岩气成功经验

与美国稳定的前陆盆地和克拉通盆地相比,中国页岩气盆地具有地质特殊性,先后经历了加里东期、海西期、印支期、燕山期—喜马拉雅期等多期构造运动的强烈改造,由此决定了中国页岩气勘探的复杂性<sup>[5]</sup>。

以四川盆地为例,盆地边缘受造山带及深大断裂控制,盆地内部发育的NNE向华蓥山断裂和齐岳山断裂将四川盆地分割成NE向展布的、褶皱构造样式存在巨大差异的2个区域<sup>[14]</sup>。页岩分布和保存也常被高陡构造所破坏,特殊的地质条件需要探索并形成符合中国地质特点的页岩气地质理论和勘探模式。

在北美页岩气勘探开发过程中,不受重视的保存条件,恰恰是四川盆地能否形成页岩气藏的关键。关于保存条件研究的方法和评价指标,中国学者曾开展过多轮研究<sup>[15-17]</sup>,取得了大量的成果与认识。总有机碳含量、脆性矿物含量、物性等仅是选区评价的静态指标,寻找商业高产页岩气田,需要注重构造位置、构造类型、构造改造、保存条件等关键动态参数。通过二者有机结合,提出了“构造保存条件是中美页岩气富集成藏的最大差异”<sup>[4, 18]</sup>,并以此为核心建立了南方复杂构造区页岩气选区评价体系。

在与美国页岩气地质条件对比的同时,从常规气成藏中得到启示:以四川盆地东北部石炭系成藏为例,烃源岩为志留系龙马溪组,沿断层向上运移至石炭系黄龙组白云岩成藏。若仅依赖断层附近烃源岩的贡献,则难以支撑大规模气田的形成,同层的烃源岩需通过层理、裂缝和孔隙等实现接力运移(图1)。再者,盆地外或保存条件较差的区域,页岩气含气量低、甚至不含气,是散失的结果,散失是另外一种形式的运移。基于上述规律,研究提出页岩气富集需满足2个条件:一是正向构造显著优于负向构造;二是页岩气存在接力运移。只有运移才能实现页岩气富集,建立了“阶梯运移、背斜汇聚、断-滑控缝、箱状成藏”页岩气富集高产模式(图2)。

按照上述思路,优选志留系龙马溪组页岩发育、地层平缓、保存条件好、埋深适中的焦石坝背斜作为首钻目标,部署实施了JY1井,发现了涪陵页岩气田。中国从初期页岩气勘探热潮到之后的谨慎,转变了“有页岩就有页岩气”的粗放勘探思路,摒弃简单复制美国页岩气成功经验的模式,由中国特色页岩气成藏地质条件出发,率先突破保存优越的焦石坝背斜高压气藏,继而开展常压气藏勘探,最终发现南川页岩气藏;而美国的页岩气勘探开发则始于俄亥俄州(Ohio)、大珊蒂(Big Sandy)等异常低压气田,后逐步探索常压及超压气藏<sup>[19]</sup>。这一差异是由中美两国截然不同的页岩气地质条件决定,“没有一样的盆地,没有一样的气田”正是这一辩证思维的具体体现。

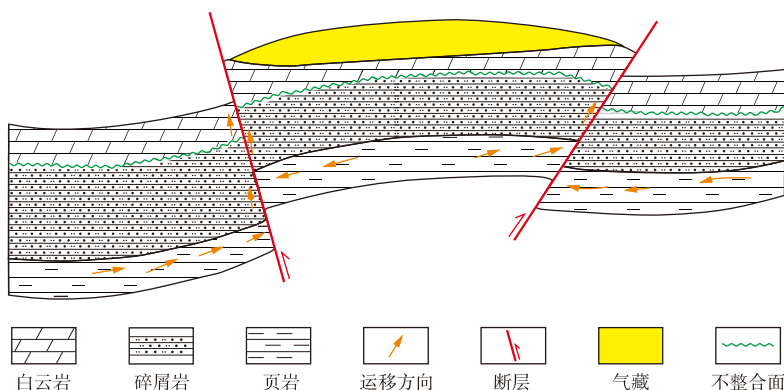


图1 四川盆地东北部石炭系黄龙组成藏模式示意图

Fig. 1 Schematic diagram of hydrocarbon accumulation model in Carboniferous Huanglong Formation, northeastern Sichuan Basin

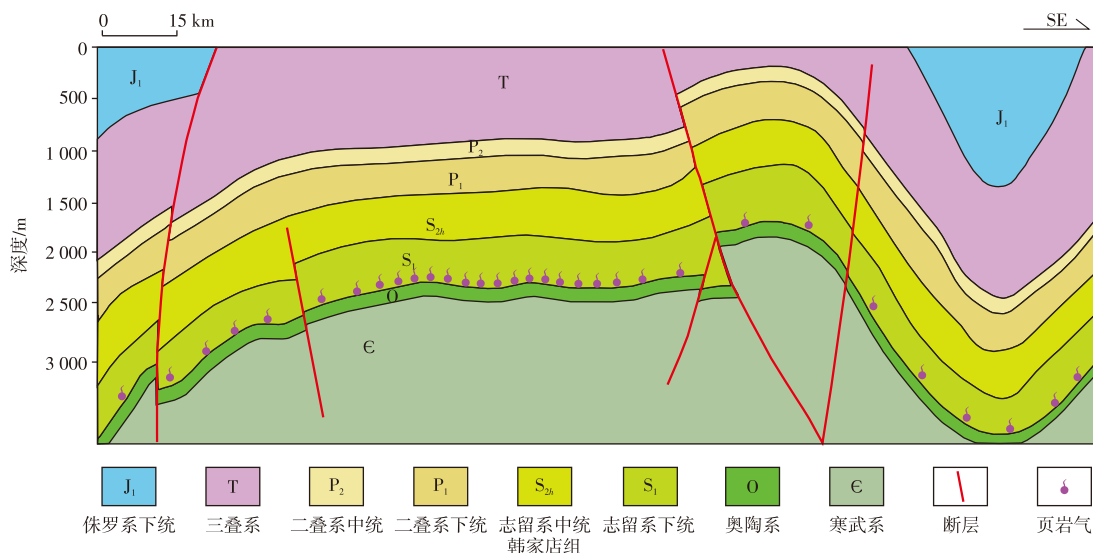


图2 四川盆地焦石坝地区志留系龙马溪组页岩气成藏模式

Fig. 2 Shale gas accumulation model of Silurian Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

## 2.2 第二次思路转变:页岩气富集成藏理论的发展和 完善

寒武系筇竹寺组海相页岩是一套优质烃源岩,盆地

外由于演化程度高、保存条件差,一直未能取得突破。盆地内借鉴龙马溪组页岩气勘探成功经验,针对富有机质页岩,仅在威远、井研地区获得低产气。主要原因是埋藏浅的地区富有机质页岩厚度薄,富有机质页岩厚度大的

地方在德阳—安岳裂陷槽,埋深大于4 500 m。针对上述难题,基于井研地区矿权内富有机质页岩不发育的实际,通过多口探井综合分析发现筇竹寺组⑥—⑧小层页岩具有气测显示好、声波时差大的储层响应特征<sup>[20]</sup>,广泛发育且不受构造控制的特点,但页岩平均 $\omega(\text{TOC}) < 1\%$ ,达不到页岩气选区评价标准。郭彤楼等<sup>[21]</sup>通过对美国非常规输导层型油藏分析,提出转变勘探开发思路,从页岩气源储—

体勘探延伸向输导层(体)勘探,认为有效烃源岩—有效输导层(体)—低有机质页岩层是一个页岩气连续成藏体系,建立了筇竹寺组页岩气“输导+原地”成藏模式<sup>[22]</sup>(图3)。以筇竹寺组⑥—⑧小层页岩为勘探目的层,部署JS103HF井、JINY3HF井分别测试获得 $25.86 \times 10^4$ 、 $82.60 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d高产工业气流,展现了输导层(体)新类型非常规气藏的巨大潜力。

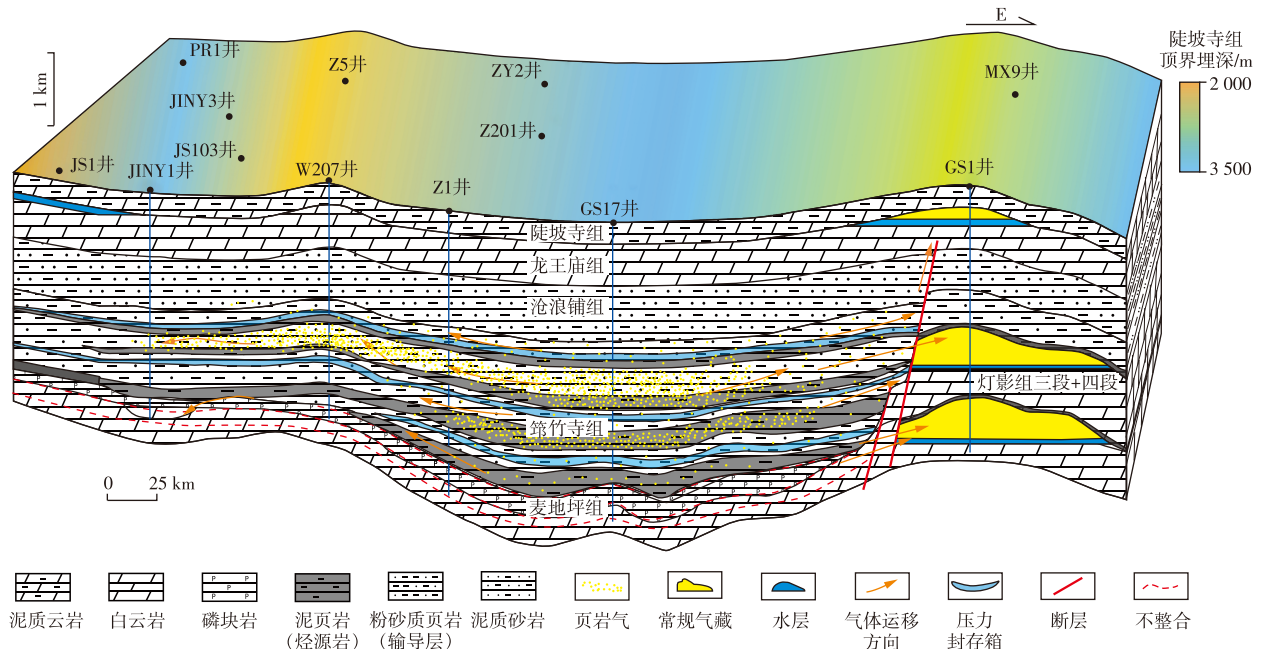


图3 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气成藏模式(据参考文献[22]修改)

Fig. 3 Shale gas accumulation model of Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin (modified from Reference 22)

筇竹寺组⑥—⑧小层低有机质页岩的突破表明,无机孔发育、高游离气含量、高长英质的页岩,其储层可压性会更好,为埋深大于4 500 m区域的勘探提供了依据。此后,在裂陷槽富有机质页岩发育的资阳地区部署ZY2井,测试获得 $125.70 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d高产工业气流,连续生产11个月,累产超过 $5\,000 \times 10^4$  m<sup>3</sup>,产量、压力稳定,展示了良好的勘探潜力,四川盆地埋深5 000 m以浅筇竹寺组页岩气资源量为 $12.4 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup><sup>[23]</sup>。

第二次转变勘探思路,页岩气赋存的评价指标与龙马溪组具有显著差异,改变了以往只在富有机质黑色页岩中寻找页岩气的传统思维,从理论认识创新、工程工艺适用性等方面突破,打开了四川盆地新区、新层系、新类型页岩气勘探开发新局面。

### 3 启示与展望

#### 3.1 低有机质页岩的突破拓展了勘探领域

目前,国内外页岩气的勘探开发绝大部分集中于深水相富有机质页岩,富有机质页岩有较高的有机碳含量、

丰富的储集空间和良好的勘探开发效果,如美国阿巴拉契亚盆地 Marcellus 页岩(TOC 含量平均为 8.55%),密西西比盐盆地 Haynesville 页岩(TOC 含量平均为 3.45%) (表1)。中国页岩气的勘探突破也主要集中在五峰组—龙马溪组和吴家坪组的富有机质页岩段。如涪陵页岩气田龙马溪组优质页岩段(TOC 含量平均为 3.54%),长宁—昭通页岩气田(TOC 含量平均为 4.05%),威荣页岩气田优质页岩段(TOC 含量平均为 2.35%)等<sup>[23-27]</sup>。此外,位于开江—梁平海槽和城口—鄂西海槽获得勘探突破的二叠系吴家坪组海相页岩同样具有高 TOC 特征<sup>[28-29]</sup>。相比五峰组—龙马溪组优质段页岩,吴家坪组二段具有更高的 TOC 含量:普光地区区钻吴二段优质页岩 TOC 含量平均达 5.03%;红星地区 TOC 含量平均高达 8.72%。近期,资阳地区获得超深层页岩气勘探突破的筇竹寺组也同样具有高 TOC 含量<sup>[22, 30]</sup>,优质页岩段 TOC 含量介于 2.80%~2.92%(图4)。Z201 井、ZY2 井分别测试获得 $73.88 \times 10^4$ 、 $125.70 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d 高产工业气流,进一步证实了富有机质页岩是页岩气勘探开发的有利目标层系。

表1 四川盆地海相页岩与美国典型页岩对比(据参考文献[4-5,22-26]修改)

Table 1 Comparison between marine shales in Sichuan Basin and typical North American shales (modified from References [4-5, 22-26])

层系/地区	龙马溪组 (焦石坝地区)	筇竹寺组 (井研地区)	筇竹寺组 (资阳地区)	Marcellus (阿巴拉契亚盆地)	Haynesville (密西西比盐盆地)
沉积背景	克拉通	凹槽西缘	拉张槽	前陆盆地	局限盆地
层序	1个旋回、1套页岩	3个旋回、3套页岩	4个旋回、4套页岩	4个旋回、4套页岩	4个旋回、3套页岩和1套灰岩
相	深水陆棚	浅水缓坡	深水缓坡	深水陆棚	深水陆棚
镜质体反射率 ( $R_o$ )/%	2.5~3.0	3.3	3.5	0.8~3.6	2.2~2.3
干酪根类型	I-II型,底栖藻类	I型,藻类和疑源类	I型,藻类和疑源类	II型,藻类	II型
$\omega(\text{TOC})/\%$	3.54	0.45	2.92	8.55	3.45
$\omega(\text{TOC})>2\%$ 的厚度/m	24~35	2~3	22~60	15~45	60~90
矿物成分及 质量分数	钙质21.2%、硅质42.3%、 长石2.6%	钙质5.0%、硅质40.0%、 长石30.0%	钙质8.0%、硅质34.0%、 长石33.0%	钙质22.5%、硅质45.0%、 长石6.0%	(钙质+硅质)55.0%、 长石10.0%
黏土成分及 质量分数	伊利石41.7%、伊/蒙混层 53.5%、绿泥石3.3%	伊利石24.0%、伊/蒙混层 含量3.0%、绿泥石73.0%	伊利石58.0%、伊/蒙混层 含量9.0%、绿泥石33.0%	伊利石25.0%、伊/蒙混层 含量6.0%、绿泥石3.0%	伊利石25.0%、伊/蒙混层 含量50.0%、绿泥石 20.0%
孔隙度/%	6~8	2~4	2~8	4~15	5~15
孔隙构成	有机质孔60.00%	有机质孔4.59%	有机质孔14.63%	有机质孔为主	有机质孔46.00%
	脆性矿物孔8.0%、 黏土矿物孔47.0%	脆性矿物孔30.0%、 黏土矿物孔60.0%	脆性矿物孔34.0%、 黏土矿物孔45.0%		脆性矿物孔19.60%、 黏土矿物孔75.50%
孔体积/(ml/g)	0.012 0	0.006 0	0.014 4		
含气量/(m <sup>3</sup> /t)	5.0~6.0	0.6~2.3	2.5~6.8	1.2~5.6	2.8~9.4
压力系数	1.89	1.30~1.50	2.08	0.90~1.30	1.60~2.10

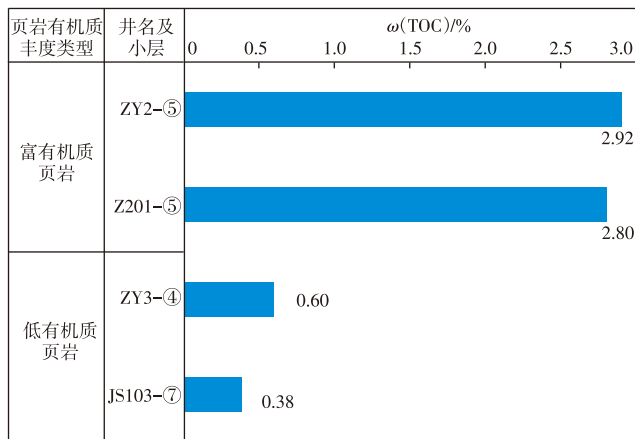


图4 四川盆地寒武系筇竹寺组富有机质页岩和低有机质页岩对比

Fig. 4 Comparison between organic-rich and organic-lean shales in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin

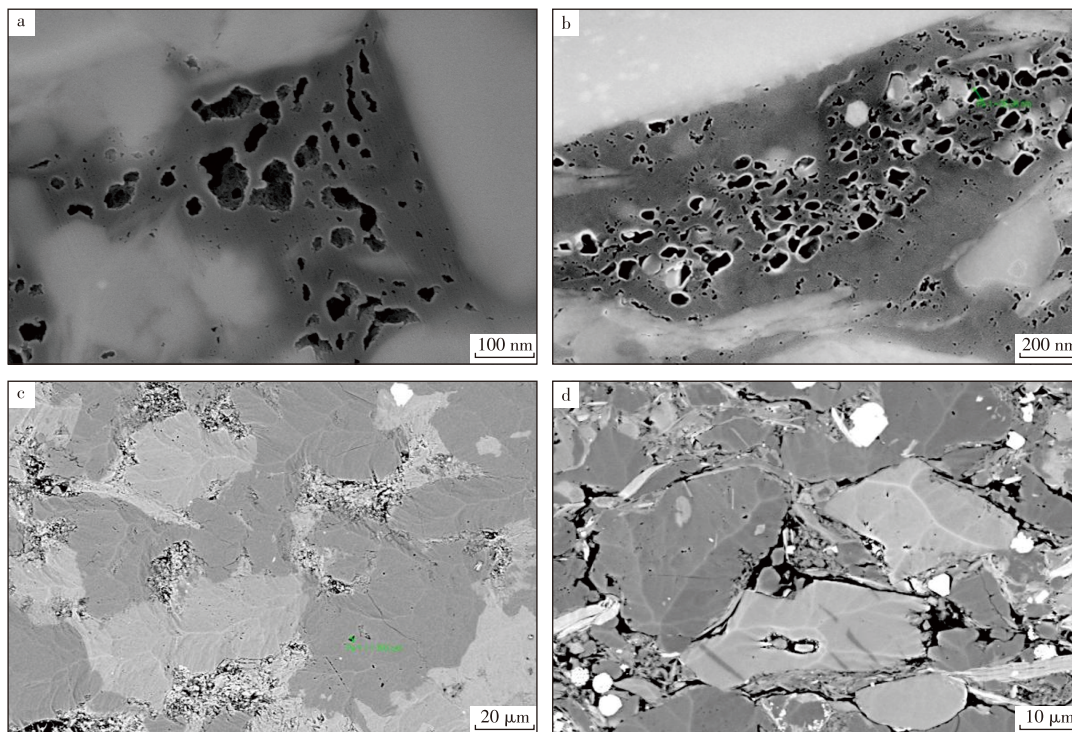
但井研地区筇竹寺组⑦小层 TOC 含量平均仅为 0.38%, 而 JS103 井、JINY3 井在低有机质页岩段试获高产工业气流, 证明  $\omega(\text{TOC}) < 1\%$  的低有机质页岩同样展现了巨大的勘探潜力<sup>[22]</sup>。资阳地区多口井在筇竹寺组②—④小层低有机质页岩 (TOC 含量平均为 0.60%), 全烃显示最高可达 49.07%, 平均为 20.21%, 不仅表明寒武系贫

有机质页岩在大范围内分布, 而且具有丰富的页岩气资源, 同时为其他层系  $\omega(\text{TOC}) < 1\%$  的低有机质页岩的勘探提供了重要借鉴。

### 3.2 无机孔主导拓展了勘探深度

前期研究表明, 海相页岩中最主要的孔隙类型是由有机质热成熟生烃作用和滞留烃类热裂解作用形成的有机质孔<sup>[24-26, 31-32]</sup>。腾格尔等<sup>[31]</sup>通过研究发现五峰组—龙马溪组深水陆棚相优质页岩发育少量原生有机质孔隙和大量沥青类的气泡状或海绵状有机质孔 (图 5a)。进一步研究表明, 龙马溪组页岩中有机质孔的发育程度与 TOC、石英含量呈正相关关系。页岩中生物硅质和钙质可形成刚性抗压格架, 其含量越高, 对有机质孔发育和保存越有利<sup>[11, 32]</sup>, 龙马溪组有机质孔占比最高可达 50%~60%。但当镜质体反射率 ( $R_o$ ) 超过 3.5% 时, 有机质因热演化程度过高, 易发生石墨化作用, 会导致有机质孔大量减少<sup>[27, 32-33]</sup>。二叠系吴家坪组二段富有机质页岩 TOC 含量更高, 有机质孔也更发育 (图 5b)<sup>[29]</sup>。

但以筇竹寺组为代表的古老海相页岩, 无论是深水相富有机质页岩 (⑤小层为代表) 还是浅水相低有机质页岩 (⑦小层为代表), 均以无机孔为主要的储集空间。筇



注: a为JY1井,龙一段,2 385.42 m,有机质孔;b为LY1井,吴二段,4 279.58 m,有机质孔;c为JS103井,筇竹寺组⑦小层,3 371.4 m,残余粒间孔、矿物溶蚀孔和极少量有机质孔;d为ZY2井,筇竹寺组⑤小层,4 684.85 m,残余粒间孔、矿物溶蚀孔和少量有机质孔。

图5 四川盆地志留系龙马溪组、二叠系吴家坪组和寒武系筇竹寺组页岩储层有机质孔和无机孔特征

Fig. 5 Organic and inorganic pore characteristics in the Silurian Longmaxi Formation, Permian Wujiaping Formation, and Cambrian Qiongzhusi Formation shale reservoirs, Sichuan Basin

竹寺组无机孔由黏土与脆性矿物围限孔、长石溶蚀孔、残余粒间孔、黏土矿物晶间孔、微裂缝等构成;有机质孔在深水富有机质页岩中占比较高,可达15%,在浅水相低有机质页岩中占比小于5%(图5c、图5d)<sup>[21-22]</sup>。目前对于此类储集空间的深入研究还在持续进行中,但有机孔作为页岩气最主要储集空间的观念已悄然被突破。更重要的是,埋深大于4 500 m的页岩,相较于龙马溪组等层系,可压性更好,游离气更高,产量更高,大大拓展了勘探深度。

### 3.3 实现了页岩气勘探多层并举

随着理论认识的深入和理论创新的提出,中国“三新领域”页岩气的勘探突破会越来越多,为页岩气规模增储上产奠定了重要的地质基础。目前,四川盆地五峰组—龙马溪组、筇竹寺组、吴家坪组等多套海相页岩层系已先后取得重大勘探突破。

五峰组—龙马溪组海相页岩气藏为挤压构造背景下深水陆棚相沉积,以内源化学(硅质、钙质)沉积为主。该沉积环境具有水体较深、横向相变及古地貌坡度变化小、沉积速率低的特征。矿物组成具有高有机硅、低长石的特征。储集空间以有机质孔为主,孔径分布以介孔为主<sup>[4-5]</sup>。

筇竹寺组为拉张构造背景下海槽相沉积,以外源碎屑沉积为主;矿物组成表现为长英质矿物含量高,黏土、碳酸盐矿物、黄铁矿含量低,且黏土矿物中,绿泥石占比较高的特征;储集空间以无机孔为主,孔径分布以介孔—宏孔为主<sup>[21-23]</sup>。筇竹寺组富有机质和低有机质页岩的双重突破,开辟了页岩气勘探的新领域,实现了走出志留系页岩气的战略性突破。

吴家坪组为拉张构造背景下的深水陆棚相沉积,主要位于四川盆地东北部开江—梁平海槽和城口—鄂西海槽,具有高TOC、高孔隙度、高脆性、高含气量和高压力系数等特征<sup>[34]</sup>;碳酸盐矿物含量高,纵向非均质性强;储集空间以有机质孔为主,其次为无机孔和裂缝,孔径从几十纳米至几百纳米,孔隙度与五峰组—龙马溪组页岩相当,储层物性好。吴家坪组和大隆组海相页岩气勘探突破不仅填补了二叠系4 000 m以深页岩气勘探空白,还有望成为中国海相页岩气的接替新领域。

中国海相页岩气勘探从单一层系主导(五峰组—龙马溪组)到多层系并举的跨越,证实四川盆地新区新层系具有巨大的勘探潜力,有望成为页岩气增储上产接替新领域<sup>[12]</sup>。

### 3.4 海相页岩气是中国页岩气持续发展的重要压舱石

四川盆地作为中国海相页岩气最重要的勘探开发基地,截至2024年,已探明海相页岩气地质储量超 $3\times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,年页岩气产量约 $260\times 10^8$  m<sup>3</sup>,占中国天然气总产量的10%以上,且主要来自海相地层。目前,已建成涪陵—南川、长宁—威远—太阳、泸州—永川的龙马溪组和井研—犍为—资阳的寒武系筇竹寺组四大万亿立方米级战略阵地,成为国家能源安全布局中的重要支柱。

涪陵—南川作为中国首个实现商业化开发的页岩气田,其龙马溪组储层具有厚度大、含气量高的特点;长宁—威远—太阳地区则通过技术创新实现了浅层—中深层页岩气的经济开发;泸州—永川地区的勘探突破进一步巩固了川南海相页岩气基地的地位;而井研—犍为—资阳地区的寒武系筇竹寺组则代表着中国页岩气开发向更古老地层拓展的重要突破。四大万亿立方米级战略阵地不仅是国家川渝“气大庆”战略目标的基石,更是川气东送二线工程这一国家能源大动脉稳定运行的核心支撑,为“成渝双城经济圈”的建设提供关键能源保障,持续注入高质量发展强劲动能。

海相页岩在华南地区、塔里木盆地、鄂尔多斯盆地的元古界—古生界广泛发育。华南地区自下而上发育南华系大塘坡组、震旦系陡山沱组、下寒武统筇竹寺组、奥陶系五峰组—志留系龙马溪组、中泥盆统罗富组、下石炭统鹿寨组、上石炭统大塘组、上二叠统吴家坪组及大隆组等多套富含有机质页岩层系,上述海相页岩分布广,厚度大,富有机质,高成熟度,具备较优越的页岩气形成条件。震旦系页岩气早在2010年三峡地区修建公路隧道时就已有发现<sup>[35]</sup>,中国地质调查局针对震旦系陡山沱组页岩气,在湖北宜昌部署了EYY2HF井,取得勘探突破,产气量 $5.5\times 10^4$  m<sup>3</sup>/d<sup>[36]</sup>。泥盆系、石炭系页岩气在广西柳州地区有发现,特别是2023—2024年GRY1井、GRY2HF井在桂中坳陷柳城斜坡带石炭系鹿寨组一段获得重要发现和工业产能<sup>[37]</sup>。上二叠统吴家坪组及大隆组分别在川北、川东开江—梁平海槽和城口—鄂西海槽发现海相页岩,2020—2022年HY1井、DY1井和LY1井分别在吴家坪组二段、三段和大隆组一段测试获产,开辟了四川盆地东部二叠系海相页岩气勘探新局面<sup>[28]</sup>。

同华南地区一样,鄂尔多斯盆地也发育了多套海相富含有机质页岩,包括中元古界长城系崔庄组、震旦系东坡组、下寒武统三道坎组、中奥陶统乌拉力克组等。2022年,鄂尔多斯盆地西缘中奥陶统乌拉力克组页岩在马家滩和棋盘井地区取得勘探突破,实现了鄂尔多斯盆地页岩气勘探的首次突破<sup>[28]</sup>。目前,该地区初步落实了有利勘探面积达到5 500~6 500 km<sup>2</sup>,表现出较好的勘探前

景。塔里木盆地在元古界—古生界同样发育多套海相富含有机质页岩,包括中元古界南华系特瑞艾肯组、震旦系水泉组、下寒武统玉尔吐斯组、奥陶系叶木休克组等;另外,近期在羌塘盆地也发现了中三叠统巴贡组、下侏罗统曲色组2套中生界海相页岩<sup>[38]</sup>。

海相页岩受沉积期古地貌的影响,发育深水陆棚、凹槽相、缓坡—陡坡相等多种相带,整体具有分布广、厚度大、有机质类型好、生烃能力强、储集性和可压性好的特点,都具有从富有机质到低有机质连续成藏的条件。尽管海相页岩演化程度过高,历经多期复杂构造改造,部分地区存在保存条件差、埋深大等问题,但其在中国页岩气资源中仍占据主体地位。据统计,其技术可采资源量可达 $13\times 10^{12}$  m<sup>3</sup>,占中国页岩气技术可采资源量的59.6%<sup>[37]</sup>,具有十分广阔的勘探前景。

## 4 结论

1) 中国海相页岩气勘探先后经历了3个阶段,分别是2000—2011年的研究探索阶段、2011—2022年的发现上产阶段和2022年—至今的多层突破阶段,中国页岩气勘探逐步走向了由早期资源评价,到志留系龙马溪组突破上产,再到现今多层系突破的局面。

2) 中国海相页岩气勘探研究思路转变的过程。第一次思路转变:基于中国多期构造改造特征,不能简单复制北美页岩气成功经验,要突出保存条件这个关键要素,实现了志留系龙马溪组勘探突破;第二次思路转变:打破了只在富有机质黑色页岩中寻找页岩气的传统思维,加强低有机质和无机孔主导成藏,建立“输导+原地”成藏模式,实现了寒武系筇竹寺组勘探突破。

3) 当前页岩气在低有机质页岩、无机孔等方面研究认识的突破,拓展了勘探领域和勘探深度,使得海相页岩气出现了多层并举的局面,展现了良好的勘探前景,对国家能源安全具有重要意义。

### 参考文献

- [1] 郭旭升,赵永强,申宝剑,等. 中国南方海相页岩气勘探理论: 回顾与展望[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 172-182.  
GUO Xusheng, ZHAO Yongqiang, SHEN Baojian, et al. Marine shale gas exploration theory in Southern China: Review and prospects [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 172-182.
- [2] 肖贤明,宋之光,朱炎铭,等. 北美页岩气研究及对我国下古生界页岩气开发的启示[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 721-727.  
XIAO Xianming, SONG Zhiguang, ZHU Yanming, et al. Summary of shale gas research in North American and Revelations to shale gas exploration of Lower Paleozoic strata in China south area[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 721-727.
- [3] HUGHES J D. Energy: A reality check on the shale revolution[J].

- Nature, 2013, 494(7437): 307–308.
- [4] 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. Implications 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.
- [5] 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 Jiaoshiaba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28–36.
- [6] 张义纲. 多种天然气资源的勘探[J]. 石油实验地质, 1982, 4(2): 93–96.  
ZHANG Yigang. Experiment of various natural gas resources[J]. Petroleum Geology & Experiment, 1982, 4(2): 93–96.
- [7] 张金川, 薛会, 张德明, 等. 页岩气及其成藏机理[J]. 现代地质, 2003, 17(4): 466.  
ZHANG Jinchuan, XUE Hui, ZHANG Deming, et al. Shale gas and its reservoir formation mechanism[J]. Geoscience, 2003, 17(4): 466.
- [8] 陈建渝, 唐大卿, 杨楚鹏. 非常规含气系统的研究和勘探进展[J]. 地质科技情报, 2003, 22(4): 55–59.  
CHEN Jianyu, TANG Daqing, YANG Chupeng. Advances in the research and exploration of unconventional petroleum systems[J]. Geological Science and Technology Information, 2003, 22(4): 55–59.
- [9] 《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 board of “Shale gas geology and exploration practice series”. Progress in shale gas geology research in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [10] 张金川, 李玉喜, 聂海宽, 等. 渝页1井地质背景及钻探效果[J]. 天然气工业, 2010, 30(12): 114–118.  
ZHANG Jinchuan, LI Yuxi, NIE Haikuan, et al. Geologic setting and drilling effect of the shale cored well Yuye-1, Panshui County of Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(12): 114–118.
- [11] 郭旭升, 胡东风, 黄仁春, 等. 四川盆地深层—超深层天然气勘探进展与展望[J]. 天然气工业, 2020, 40(5): 1–14.  
GUO Xusheng, HU Dongfeng, HUANG Renchun, et al. Deep and ultra-deep natural gas exploration in the Sichuan Basin: Progress and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(5): 1–14.
- [12] 张金川, 陶佳, 李振, 等. 中国深层页岩气资源前景和勘探潜力[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 15–28.  
ZHANG Jinchuan, TAO Jia, LI Zhen, et al. Prospect of deep shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15–28.
- [13] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 193–201.  
GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGEN Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation–Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 193–201.
- [14] 张岳桥, 李海龙, 李建华. 青藏高原东缘中更新世伸展作用及其新构造意义[J]. 地质论评, 2010, 56(6): 781–791.  
ZHANG Yueqiao, LI Hailong, LI Jianhua. Middle Pleistocene extension along the eastern margin of Xizang (Tibetan) plateau and its neotectonic significance[J]. Geological Review, 2010, 56(6): 781–791.
- [15] 郭彤楼, 楼章华, 马永生. 南海相油气保存条件评价和勘探决策中应注意的几个问题[J]. 石油实验地质, 2003, 25(1): 3–9.  
GUO Tonglou, LOU Zhanghua, MA Yongsheng. Several problems on oil and gas preservation and their commercial prospecting in marine sequences of South China[J]. Experimental Petroleum Geology, 2003, 25(1): 3–9.
- [16] 马永生, 楼章华, 郭彤楼, 等. 中国南海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨[J]. 地质学报, 2006, 80(3): 406–417.  
MA Yongsheng, LOU Zhanghua, GUO Tonglou, et al. An exploration on a technological system of petroleum preservation evaluation for marine strata in South China[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(3): 406–417.
- [17] 楼章华, 马永生, 郭彤楼, 等. 中国南海相地层油气保存条件评价[J]. 天然气工业, 2006, 26(8): 8–11.  
LOU Zhanghua, MA Yongsheng, GUO Tonglou, et al. Evaluation of oil and gas preservation conditions in marine formation in South China[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(8): 8–11.
- [18] GUO T L. The Fuling shale gas field: A highly productive Silurian gas shale with high thermal maturity and complex evolution history, southeastern Sichuan Basin, China[J]. Interpretation, 2015, 3(2): SJ25–SJ34.
- [19] ZAGORSKI W A, WRIGHTSTONE G R, BOWMAN D C. The Appalachian Basin Marcellus gas play: Its history of development, geologic controls on production, and future potential as a world-class reservoir[J]. AAPG Memoir, 2012, 97, 172–200.
- [20] 熊亮, 葛忠伟, 王同, 等. 川南寒武系筇竹寺组勘探潜力研究[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 14–21.  
XIONG Liang, GE Zhongwei, WANG Tong, et al. Exploration potential of Cambrian qiongzhusi formation in southern Sichuan Basin[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 14–21.
- [21] 郭彤楼, 熊亮, 叶素娟, 等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践: 四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 24–37.  
GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 24–37.
- [22] 郭彤楼, 邓虎成, 赵爽, 等. 四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破[J]. 石油勘探与开发, 2025, 52(1): 57–69.  
GUO Tonglou, DENG Hucheng, ZHAO Shuang, et al. Formation

- mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 57-69.
- [23] 熊亮, 邓虎成, 吴冬, 等. 四川盆地及其周缘下寒武统筇竹寺组细粒沉积特征与影响因素[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(5): 857-871.  
XIONG Liang, DENG Hucheng, WU Dong, et al. Fine-grained sedimentary characteristics and influencing factors of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(5): 857-871.
- [24] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79(12): 848-861.
- [25] 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: 26-31.
- [26] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus formation (Devonian), Pennsylvania[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177-200.
- [27] 王玉满, 黄金亮, 王淑芳, 等. 四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 423-432.  
WANG Yuman, HUANG Jinliang, WANG Shufang, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiaba, Sichuan basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 423-432.
- [28] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(2): 309-326.  
ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(2): 309-326.
- [29] 包汉勇, 赵帅, 梁榜, 等. 川东红星地区二叠系吴家坪组页岩气富集高产主控因素与勘探启示[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(1): 71-82.  
BAO Hanyong, ZHAO Shuai, LIANG Bang, et al. Enrichment and high yield of shale gas in the Permian Wujiaping Formation in Hongxing area of eastern Sichuan and its exploration implications[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(1): 71-82.
- [30] 何晓, 梁峰, 李海, 等. 四川盆地寒武统筇竹寺组海相页岩气高产井突破与富集模式[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(1): 142-155.  
HE Xiao, LIANG Feng, LI Hai, et al. Breakthrough and enrichment mode of marine shale gas in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in high-yield wells in Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(1): 142-155.
- [31] 腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(4): 687-699.  
BORJIGIN Tenger, LU Longfei, YU Lingjie, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(4): 687-699.
- [32] 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(2): 353-364.  
WANG Ruyue, HU Zongquan, LONG Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(2): 353-364.
- [33] 王濡岳, 冷济高, 丁文龙, 等. 上扬子地区下寒武统牛蹄塘组优质页岩储层测井识别: 以贵州岑巩页岩气区块为例[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(12): 2395-2407.  
WANG Ruyue, LENG Jigao, DING Wenlong, et al. Logging identification of the lower Cambrian niutitang shale gas reservoir in Upper Yangtze Region: A case study of the Cengong Block, Guizhou Province[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(12): 2395-2407.
- [34] 杨雨, 汪华, 谢继容, 等. 页岩气勘探新领域: 四川盆地开江—梁平海槽二叠系海相页岩气勘探突破及展望[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 19-27.  
YANG Yu, WANG Hua, XIE Jirong, et al. Exploration breakthrough and prospect of Permian marine shale gas in the Kaijiang-Liangping Trough, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(11): 19-27.
- [35] 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.
- [36] 姜鹏飞, 吴建发, 朱逸青, 等. 四川盆地海相页岩气富集条件及勘探开发有利区[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 91-109.  
JIANG Pengfei, WU Jianfa, ZHU Yiqing, et al. Enrichment conditions and favorable areas for exploration and development of marine shale gas in Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 91-109.
- [37] 邹才能, 赵群, 王红岩, 等. 中国海相页岩气主要特征及勘探开发主体理论与技术[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 1-13.  
ZOU Caineng, ZHAO Qun, WANG Hongyan, et al. The main characteristics of marine shale gas and the theory & technology of exploration and development in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 1-13.
- [38] 沈安江, 付小东, 张建勇, 等. 羌塘盆地上三叠统一下侏罗统海相页岩油特征及发现意义[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(5): 962-974.  
SHEN Anjiang, FU Xiaodong, ZHANG Jianyong, et al. Characteristics and discovery significance of the Upper Triassic-Lower Jurassic marine shale oil in Qiangtang Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(5): 962-974.