

特提斯域板块构造约束下上扬子地区二叠系龙潭组页岩气的差异性赋存

何治亮^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,4}, 李双建⁴, 刘光祥⁴, 丁江辉⁴, 边瑞康⁴, 卢志远⁵

[1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 100083; 2. 中国石油化工集团公司页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 100083; 3. 中国石油化工股份有限公司科技部, 北京 100728; 4. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 5. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083]

摘要:全球页岩气勘探开发在海相页岩中取得了巨大成功,在海-陆过渡相和陆相页岩中也进行了积极探索,但尚未形成商业开发局面。在分析华南地区二叠纪板块构造对原型盆地和富有机质页岩形成分布控制的基础上,研究了龙潭组岩相、地化、矿物组合、储层特征,通过与具有相似沉积背景且已进行商业开发的国内外典型页岩层系的对比,明确了龙潭组海-陆过渡相-海相页岩气赋存特征及资源前景。研究认为:①受秦岭洋和金沙江洋俯冲消减的拖拽作用和“峨眉地裂运动”等构造事件的影响,扬子台地内部和边缘分别发育了一系列的裂陷盆地,发生了强烈的构造-沉积分异作用,形成了一套陆相-海-陆过渡相-海相的沉积体系。②四川盆地龙潭组富有机质层段可以划分为泥页岩夹灰岩型、砂泥灰互层型、泥页岩夹煤层型3种类型,分别形成于深水陆棚、浅水陆棚、潮坪-泻湖环境。③川东北地区二叠系龙潭组页岩沉积时古水深大,沉积水体滞留严重,封闭性和还原性增强,是有机质富集的理想场所。该区不仅具有下三叠统膏盐岩优质区域盖层,而且具备良好的顶板(长兴组灰岩)和底板(茅口组灰岩)条件,保存条件总体较好。④川东北地区龙潭组泥页岩具有“高有机碳含量($TOC > 2\%$)、高热演化程度($R_o > 2\%$)、高孔隙度($\Phi > 5\%$)、高石英含量($> 40\%$)、高含气量(解吸气含量 $> 3 \text{ m}^3/\text{t}$)、高压系数(~ 1.5)”六高特征,具有良好的页岩气赋存条件和资源潜力。⑤四川盆地二叠系龙潭组与五峰组-龙马溪组、Barnett、Ohio、Antrim、New Albany等国内外典型海相页岩类似,具备形成规模性页岩气赋存的良好地质条件,有望在埋深相对较浅、硅质页岩厚度较大的川东北-川东地区率先获得战略性突破。

关键词:赋存条件;海-陆过渡相;海相;板块构造;页岩气;龙潭组;二叠纪;四川盆地

中图分类号:TE121.2

文献标识码:A

Differential occurrence of shale gas in the Permian Longtan Formation of Upper Yangtze region constrained by plate tectonics in the Tethyan domain

He Zhiliang^{1,2,3}, Nie Haikuan^{1,2,4}, Li Shuangjian⁴, Liu Guangxiang⁴, Ding Jianghui⁴, Bian Ruikang⁴, Lu Zhiyuan⁵

[1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 100083, China;
2. Key Laboratory of Shale Oil and Gas Exploration & Production, SINOPEC, Beijing 100083, China;
3. Department of Science and Technology, China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100728, China;
4. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;
5. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: Great success has been achieved in marine shale gas exploration and development worldwide. Exploration in marine-terrestrial transitional and terrestrial shales has also been active in China but a large scale commercial development is yet to come. Based on the analysis of the controlling effect of the Permian plate tectonics on the formation and distribution of prototype basins and organic-rich shales in South China, we explored the petrographic, geochemical and mineral assemblages as well as reservoir characteristics of the Longtan Formation shale in the Sichuan Basin. In comparison to typical shale formations of similar sedimentary settings that are under commercial development elsewhere, we clarified the occurrence features and resource prospect of marine shale gas in the formation. The main conclusions are as follows: (1) Under the influence of the subduction of the Qinling and Jinshajiang (ocean) blocks and other tectonic

收稿日期:2020-12-01;修订日期:2020-12-29。

第一作者简介:何治亮(1963—),男,博士、教授级高级工程师,石油与天然气地质。E-mail:heziliang@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(91755211, 41872124, U19B6003)。

events such as the Emei taphrogeny, multiple rift basins were developed in both the center and edge of the Yangtze platform and a set of continental-transitional-marine sedimentary system was also deposited by the subsequent intensive tectonic-sedimentary differentiation. (2) The organic-rich Longtan Formation in the Sichuan Basin can be lithologically categorized into three types: the mud-shale intercalated with limestone intervals of deep-water shelf facies, sandstone-mudstone-limestone interbeds of shallow-water shelf facies and mud-shale intercalated with coal beds of tide flat-lagoon facies. (3) The Longtan Formation in northeastern Sichuan Basin that was deep in stagnant water with good sealing and reducing properties during the Permian provided an ideal place for organic matter enrichment. In terms of preservation, the formation was not only confined by the regional Lower Triassic gypsolyte cap rocks, but also perfectly clamped between the Changxing Formation limestone (on top) and the Maokou Formation limestone (at the bottom). (4) The high organic carbon content ($TOC > 2\%$), thermal evolution maturity ($R_o > 2\%$), porosity ($\Phi > 5\%$), quartz content ($> 40\%$), gas content (desorption gas content $> 3 \text{ m}^3/\text{t}$), and high pressure coefficient (about 1.5) of the formation indicate favorable conditions for shale gas generation. (5) The Longtan Formation, similar to such typical marine shales as the Wufeng-Longmaxi Formations in the same basin, or as the Barnett, Ohio, Antrim and New Albany shales in the U. S., is geographically favorable to the generation of large-scale shale gas deposits. It is expected to take the lead in making strategic shale gas exploration breakthroughs, especially in the northeastern and eastern parts of the basin where the burial depth is relatively shallow and the siliceous shale is relatively thick.

Key words: occurrence condition, transitional facies, marine facies, plate tectonics, shale gas, Longtan Formation, Permian, Sichuan Basin

2000年以来,美国页岩油气产量实现了“爆发式”增长,改变了世界能源格局。受此启发,中国越来越多的学者开始关注各含油气盆地中的富有机质页岩^[1-3]。中国南方从震旦系到三叠系海相层系发育了多套富有机质页岩,受多期复杂构造运动控制,不同地区、不同层系的页岩气资源潜力差异较大^[4-5]。经过多年持续攻关,目前已在四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组海相页岩中获得了重大突破,先后发现了涪陵、长宁、威远、威-荣、太阳和武隆等页岩气田^[6-7]。与五峰组-龙马溪组页岩相比,二叠系页岩的研究和勘探程度均较低^[8-9]。根据原国土资源部2012年资源评价结果,中国二叠系页岩气资源量为 $17.81 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可采资源量为 $2.67 \times 10^{12} \text{ m}^3$,与五峰组-龙马溪组页岩气资源量和可采储量基本相当。

大量钻井在四川盆地及周缘上二叠统龙潭组已见到不同程度的气测显示,表明龙潭组泥页岩具有较好的含气性^[10]。近几年,针对二叠系先后实施的多口页岩气探井,如西页1井龙潭组^[11]、湘页1井龙潭组^[9]、鹤地1井龙潭组和大隆组^[12]、东页深1井龙潭组^[13]、明1井龙潭组均获得了良好的气测显示或低产工业气流,证实龙潭组具备可观的页岩气资源基础。多家机构和学者通过野外与室内相结合、宏观与微观相结合,对龙潭组泥页岩空间展布和地化特征^[14-15]、储层特征^[9]、含气性^[8]及勘探前景^[9,16]进行了研究,认为龙潭

组海-陆过渡相页岩具有岩性复杂(硅质、灰质和砂质泥岩、煤互层)、厚度变化大、储层非均质性强、有机质孔发育程度低等特点^[17-20],页岩气平面有利区和纵向有利层段预测难度大。

二叠纪是地质历史中构造活动最活跃的时期之一,发生了一系列全球性重大地质事件。就四川盆地所在的中国华南地区而言,主要涉及到古特提斯洋的扩张关闭与新特提斯洋的打开,其中,峨眉山玄武岩的喷发、东吴运动以及海平面的剧烈变化^[21-22]对二叠纪的构造格局和沉积环境产生了重要影响。本文以二叠纪全球板块构造为基础,分析了二叠纪时期板块构造对原型盆地和龙潭组页岩沉积环境和富有机质页岩展布的控制。在此基础上,分析了龙潭组海-陆过渡相与海相页岩气的形成条件,探讨了页岩气富集主控因素,通过与国内外已经实现商业开发页岩层系间的对比,初步明确了龙潭组页岩气的勘探潜力和突破方向。

1 板块构造对二叠系富有机质页岩形成的控制

1.1 板块构造对原型盆地的控制

在全球板块构造格局中,二叠纪的华南地区处于特提斯构造域东部,其周缘被古特提斯洋东段及古太平洋所围限^[21](图1)。古特提斯洋东段有南、北两个

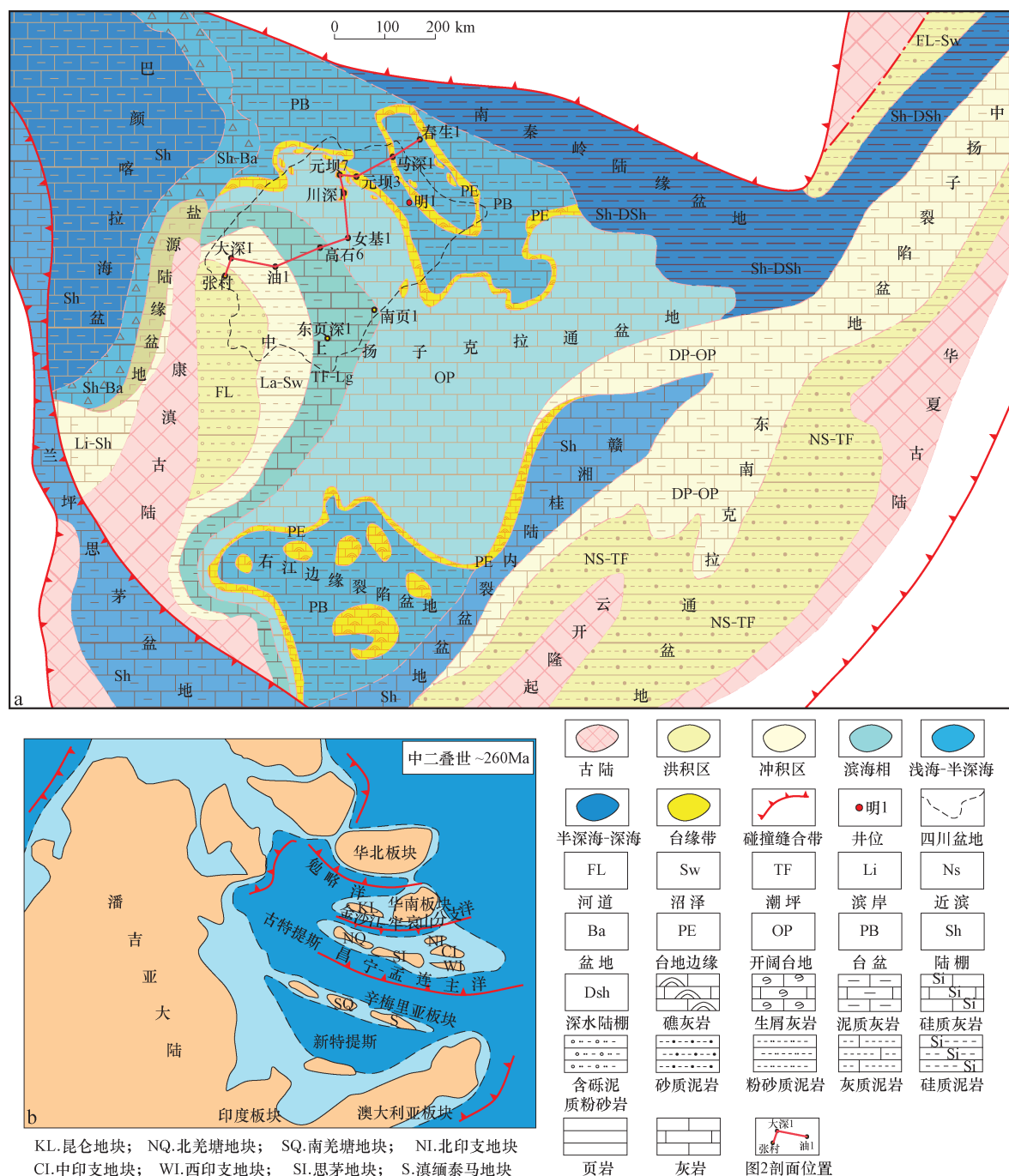


图1 华南晚二叠世早期岩相古地理(a)与古板块位置(b)(古板块位置据文献[24]修改)

Fig.1 Lithofacies paleogeography(a) and paleo-plate location(b) of the early Late Permian, South China
(the palaeo-plate location is modified after reference[24])

分支,且二者几乎同时打开^[23]。在华南板块北部与秦岭地块之间的一支为勉略洋,该大洋于中泥盆世至中二叠世(D₂—P₂)扩张打开,在晚二叠世至中、晚三叠世(P₃—T₂₋₃)发生洋壳消减俯冲及碰撞造山,晚二叠世扬子北缘发育被动大陆边缘盆地^[23-24]。在华南板块南部的一支为狭义上的古特提斯洋,包括次一级的昌宁—孟连主洋和金沙江—哀牢山分支洋,主要发育于中泥盆世至中三叠世,中泥盆世至早二叠世为大洋

扩张阶段。晚二叠世开始两个大洋分别向中间的思茅印支地块俯冲,此时扬子南缘也发育被动大陆边缘盆地^[21,24~26]。根据下扬子巢湖地区二叠系孤峰组和龙潭组凝灰岩与碎屑岩的锆石分析,古太平洋于中二叠世(270~260 Ma)开始向华南板块发生俯冲,华南板块东南缘由被动大陆边缘转为活动大陆边缘^[27]。

华南板块二叠纪的构造沉积演化除了受周缘大洋拉张和俯冲的影响以外,还受到了陆内峨眉地幔柱活

动的影响^[28],由此所形成的峨眉山大火成岩省位于华南板块西南部,沿青藏高原东缘和越南北部分布,西接金沙江哀牢山松马缝合带,横向覆盖面积约 $50 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[28-31],火山堆积物的厚度自北部和东部的几百米至西部最厚约 5 km 不等^[32]。时间上,峨眉山玄武岩在云南、贵州等地出现的时代始于中二叠世末期,在分布区的东部延续时间较短,在西部的延续时间稍长^[22]。

受全球构造背景的影响,华南板块在二叠纪整体受南北向伸展构造的控制,发育了一系列的大陆边缘裂陷和陆内裂陷^[22]。扬子北缘勉略洋从晚二叠世开始向北俯冲,勉略古洋盆南侧经历了从泥盆纪至石炭纪的扩张裂谷演化为被动陆缘的盆地原型组合,上二叠统形成了一套以浅海—半深海硅质岩为主的自南向北加深的典型被动大陆边缘沉积体系。扬子西南缘自泥盆纪开始沿北东向和北西向断裂形成裂陷,发生由南至北的海侵作用,在晚古生代逐渐形成了滇黔桂地区受同沉积正断裂活动控制的台盆相间的古构造沉积格局。中、晚二叠世,北部形成“盆包台”的沉积格局,其中,台盆相发育页岩及硅质岩系,台地(或台丘)相则以礁灰岩与泥质碳酸盐为主。中、上扬子受峨眉山火山岩喷溢中心位于川滇黔交界的攀西裂谷系,除波及滇黔桂外,向北还影响到川西南段、川西南及川东地区,使地形总体呈现西南高东北低的特征。东吴运动使扬子主体区上升成陆,形成了上、中二叠统之间的区域性不整合。晚二叠世受“峨眉山玄武岩”喷发后的热冷却沉降影响扬子主体区整体下沉、海水逐渐变深,沿峨眉山玄武岩喷发区外围沉积了一套下部为海—陆过渡相的含煤泥质岩与砂岩(龙潭组/吴家坪组),上部为灰岩、生物灰岩夹泥灰岩与硅质岩(长兴组/大隆组)的沉积组合。华南东南缘受古太平洋板块俯冲挤压抬升形成的华夏古陆,自茅口期发育并不断扩大,改变了华南地区碳酸盐岩广泛分布的沉积格局。在该古陆西侧沉积了以翠屏山组为代表的陆相地层,称之为浙闽粤冲积平原,平原以西发育了苏湘赣大型三角洲沉积体系。碎屑岩沉积自东南向西北不断向扬子推进,下扬子和华南地块的沉积总体受这种构造背景所控制。综上所述,中、晚二叠世华南地区在早期统一的碳酸盐岩台地基础上,发生了强烈的构造沉积分异,沉积了一套陆相、海—陆过渡相与海相共存的沉积体系,致使晚二叠世形成的龙潭组发育多种类型的富有机质泥页岩,分别成为华南地区重要的煤层气和页岩气勘探层系(图2)。

1.2 板块构造对页岩沉积环境和富有机质页岩展布的控制

1.2.1 板块构造对沉积环境的控制

晚二叠世,受东吴运动的影响^[33],整个上扬子地区特别是四川盆地,不同地区同期异相沉积特征明显,总体表现为南西高、北东低的古地理格局^[10]。在地形与海平面变化的约束下,四川盆地及周缘上二叠统龙潭组(吴家坪组)沉积相带自南西至北东向依次表现为河流三角洲—滨岸—沼泽—潮坪—潟湖—浅水陆棚—深水陆棚—开阔台地—盆地相,呈弧形带状展布(图1)。其中,川西南地区雅安—乐山一带为近物源的河流相砂砾岩沉积区;川东南—川中地区为海—陆过渡相煤系(细碎屑岩夹煤层)沉积区,根据泥页岩和砂岩发育比例的差异,可进一步分为滨岸—沼泽相和潮坪—潟湖相,其中滨岸—沼泽相主要分布在内江—自贡—宜宾一带,而潮坪—潟湖相主要沿成都—遂宁—重庆—毕节一带展布;川中—川东北地区为海相碎屑岩沉积区,根据沉积水体的深度可进一步分为浅水陆棚和深水陆棚,其中浅水陆棚相主要分布在绵阳—南充—涪陵—遵义一带,为灰岩夹泥页岩沉积区;深水陆棚相主要沿广元—巴中—达州—恩施—黔江一带展布,岩石组合以硅质灰岩与硅质碎屑岩为主;川北地区主要为上二叠统吴家坪组海相碳酸盐岩混积台地沉积区。

勘探实践揭示四川盆地及周缘龙潭组深水陆棚相和潮坪—潟湖相最有利于富有机质泥页岩的发育,其次为滨岸—沼泽相和浅水陆棚相。总体上,四川盆地在吴家坪阶形成了川东北地区龙潭组海相和川中—川东南地区龙潭组海—陆过渡相泥页岩两个发育区,厚度介于 60~100 m。其中,龙潭组海相泥页岩主要发育在广元—巴中—达州一带的深水陆棚相沉积区,而龙潭组海—陆过渡相泥页岩则主要发育在川中—川东南地区的潮坪—潟湖相沉积区,二者均是目前四川盆地龙潭组页岩气勘探的重点地区。

1.2.2 富有机质页岩特征

四川盆地及周缘龙潭组泥页岩主要发育于深水陆棚和潮坪—潟湖沉积相带。受板块构造控制,沉积相带自南西向北东,陆源碎屑逐渐减少,水体逐渐变深,岩性组合从泥页岩夹煤层—砂泥灰互层—泥页岩夹灰岩转变,整体上表现为煤层(线)不断减少,硅质和灰质含量逐渐增加的特点^[10]。龙潭组页岩 TOC 含量普遍较高,在四川盆地形成了两个厚度中心,分别位于南部的内江—泸州—赤水一带和北部的巴中—达州—万

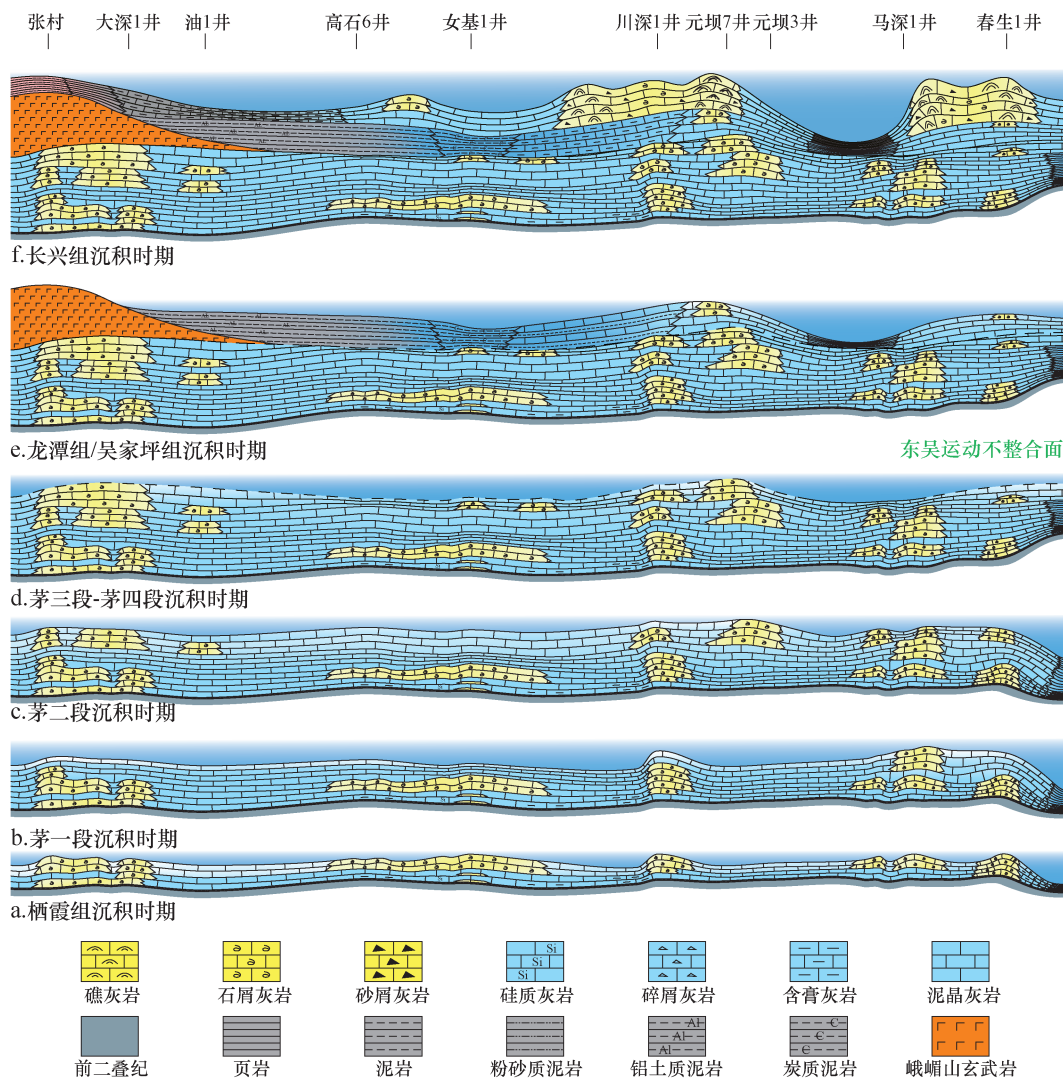


图2 四川盆地及其周缘二叠纪古裂陷演化

Fig. 2 Palaeo-rifting evolution during the Permian in the Sichuan Basin and its periphery

县一带,与潮坪-潟湖相和深水陆棚相分布一致^[10]。从岩性组合的角度来看,四川盆地龙潭组富有机质层段可以划分为3种类型。

1) 泥页岩夹灰岩型:主要分布在川东北地区,属于深水陆棚相沉积,沉积古水深大,沉积水体滞留严重,封闭性和还原性强,是有机质富集的理想场所。纵向上,自下而上沉积水体逐渐变深,沉积相由浅水陆棚相过渡为深水陆棚相,泥页岩品质变好,岩性表现为黑色炭质页岩、灰黑色硅质页岩、泥灰岩等互层沉积,以炭质页岩和硅质页岩为主。粘土矿物经历深埋转化作用而形成伊利石与伊蒙混层。泥页岩单层厚度可达50 m,累计厚度最大可超过100 m,灰岩厚度一般小于10 m,以明1井为代表(图3a)。明1井龙潭组页岩的TOC含量介于0.60%~9.53%,平均4.45%,压裂获得最高日产气 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$,证实龙潭组泥页岩夹灰岩型富有机质层段具备页岩气富集的物质基础。

2) 砂-泥-灰-煤互层型:主要分布在川东-川东南地区,属于浅水陆棚相沉积,陆源碎屑输入较少,沉积水体较浅,但在高生物生产力条件下也可形成有机质富集。岩性表现为泥页岩、砂岩、灰岩和煤层互层,其中泥页岩单层厚度大于10 m,累计厚度最大可超过50 m,砂岩和灰岩夹层一般小于10 m,以南页1井为代表(图3b),在龙潭组富有机质泥页岩层段见到了良好的气测异常,说明砂-泥-灰-煤互层型富有机质层段也具有较好的页岩气勘探潜力。

3) 泥页岩夹煤层型:主要分布在川东南地区,属于潮坪-潟湖相沉积,气候温暖适宜,营养物质丰富,是有机质富集的理想场所。岩性以灰黑色粘土质泥页岩和黑色炭质页岩为主,粘土矿物中含有较高的高岭石。泥页岩单层厚度大于10 m,累计厚度最大可达50 m,而煤层一般分布在2~5 m,以东页深1井为代表(图3c)。

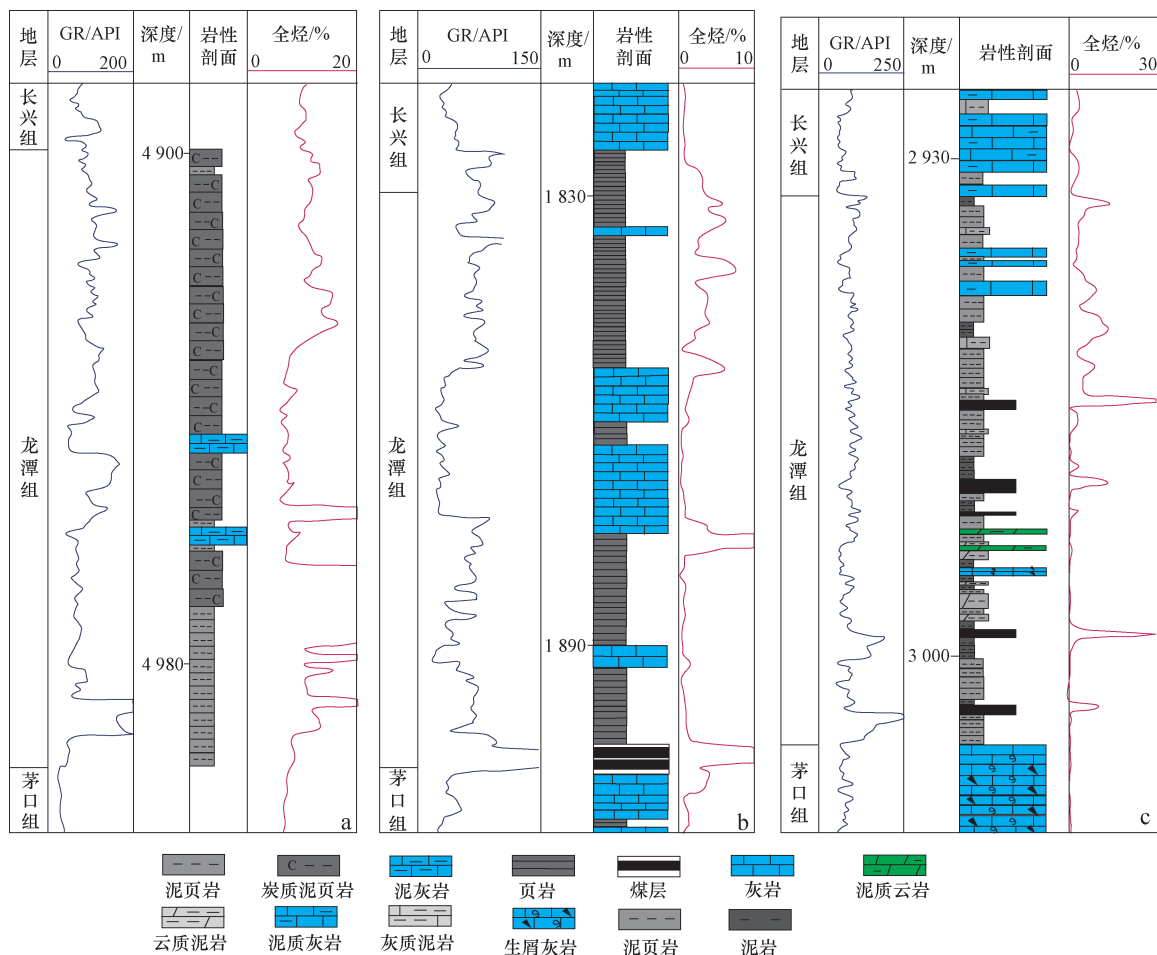


图3 四川盆地龙潭组3种类型富有机质层段典型井地层综合柱状图

Fig. 3 Column showing typical wells in three types of organic-rich strata of the Longtan Formation, Sichuan Basin

a. 泥页岩夹灰岩型(明1井); b. 砂-泥-灰-煤互层型(南页1井); c. 泥页岩夹煤层型(东页深1井)

2 龙潭组海-陆过渡相和海相页岩气赋存特征

2.1 川南-川东南地区海-陆过渡相页岩

川南-川东南地区二叠系龙潭组属于海-陆过渡相沉积,总体具有页岩和煤层互层的特征。早期钻井在页岩和煤层中见到了良好的气测显示。东页深1井龙潭组泥页岩 TOC 含量 0.57%~18.37%,平均为 3.23%,现场解析含气量 0.56~8.78 m³/t,平均为 2.02 m³/t^[13],表明龙潭组海-陆过渡相泥页岩夹煤层型具有较好的含气性。本文以华蓥山高石坎剖面为代表剖析龙潭组海-陆过渡相页岩气赋存特征。

2.1.1 地球化学特征

川东南地区华蓥山高石坎剖面龙潭组泥质岩 TOC 普遍大于 0.5%,平均为 3.41%,有机质热成熟度 R_o

1.09%~1.39%,平均为 1.2%,处于有利的生油气阶段。干酪根碳同位素 $-25.2\text{‰} \sim -22\text{‰}$,明显偏重,有机质类型为 II₂-III 型,以腐殖型为主,少量呈现为腐泥-腐殖型,其中惰质组占 60%~80%。由于惰质组生成油气的能力有限,因此有机孔发育程度较低^[34],与四川盆地五峰组-龙马溪组富有机质页岩中大量发育的有机质孔隙存在明显的差异。

2.1.2 矿物组成

华蓥山高石坎剖面龙潭组矿物以粘土矿物为主,含量 41%~87%,平均 67%;其次为石英,含量 12%~35%,平均 23%;再次为长石,含量 0~18%,平均 6%;黄铁矿含量 0~9%,个别样品中可见重晶石(图 4)。总体而言,华蓥山高石坎剖面龙潭组脆性矿物含量偏低,脆性指数介于 0.13~0.59,平均为 0.32。粘土矿物以伊/蒙混层为主,含量 48%~74%,平均 62%;其次为伊利石,含量 17%~46%,平均 29%;高岭石含量除个别样品达 19%~23%,其余普遍小于 10%;绿泥

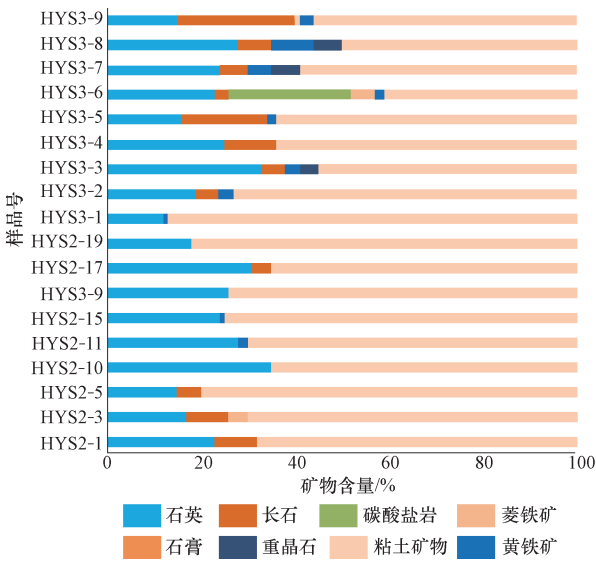


图 4 四川盆地华蓥山剖面龙潭组泥页岩全岩矿物组成成分
Fig. 4 Distribution of whole-rock mineral composition of the Longtan Formation mud shale on a Mt. Huaying cross-section, Sichuan Basin

石含量通常较低。伊/蒙混层和伊利石对孔隙度的贡献较大,粘土矿物含量与累计孔隙比表面积和中孔比表面积呈正相关关系^[34],相比于五峰组-龙马溪组海相页岩,龙潭组海-陆过渡相页岩中粘土矿物孔更为重要。

2.1.3 储集空间类型

本文在借鉴 He 等^[35]对海相页岩孔隙类型分类的基础上,依据页岩孔隙成因和结构特征,识别出龙潭组海-陆过渡相页岩储集空间主要为有机孔、矿物质孔和微裂缝(表 1)。

1) 有机孔

华蓥山高石坎剖面龙潭组页岩中的有机孔多呈针孔状,发育少量微裂缝(图 5a—c),部分为有机质边缘收缩缝,部分为有机质内生裂隙。这些微裂隙密度不大,延伸性较差。由于生烃母质为Ⅱ₂-Ⅲ型干酪根,导致有机孔整体不发育。

表 1 四川盆地二叠系龙潭组页岩孔隙类型表征(据 He 等^[35]修改)

Table 1 Characterization of shale pore types of the Longtan Formation of the Permian in the Sichuan Basin (modified after reference[35])

孔隙类型	成因机制	常见分布特征
有机孔	有机质生烃膨胀	常呈凹坑状或片麻状分布于热演化程度较高的有机质中
无机孔	粘土矿物孔	多见于层状或薄片状粘土矿物颗粒层间和层内
	黄铁矿晶间孔	见于黄铁矿颗粒接触处
	粒间孔	多见于软硬颗粒接触处
微裂缝	粘土矿物转化过程中脱水收缩	常呈狭长条带状分布在有机质与(粘土)矿物接触处

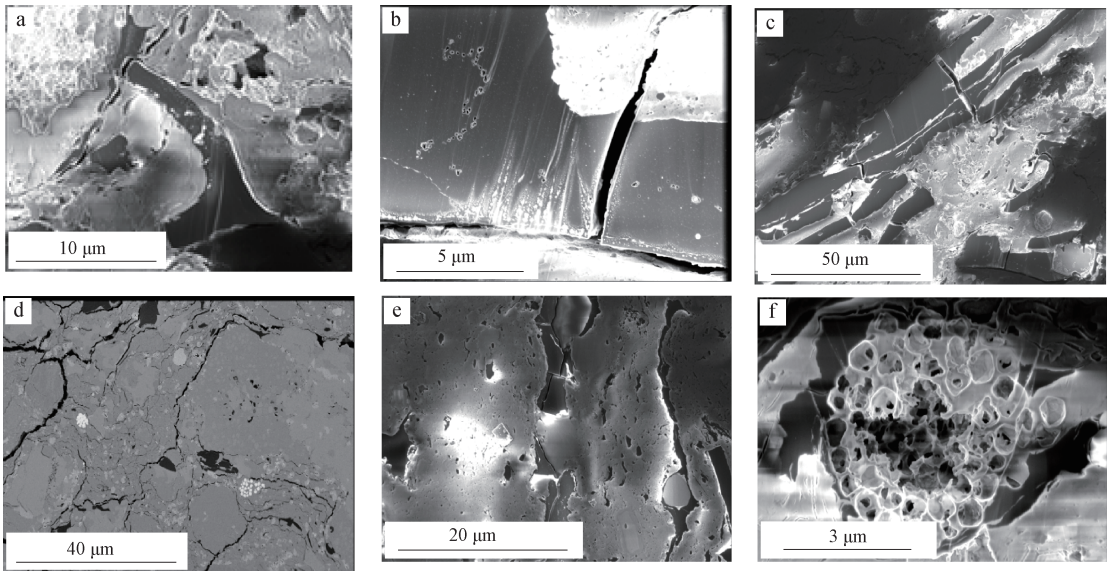


图 5 四川盆地华蓥山剖面龙潭组泥页岩氩离子抛光扫描电镜照片与孔隙类型

Fig. 5 Argon ion polishing scanning electron microscope images of the pore types of mud shale in the Longtan Formation on a Mt. Huaying cross section, Sichuan Basin
a, b. 微裂缝和有机质孔; c, d. 微裂缝; e. 微裂缝和溶蚀孔; f. 化石孔

2) 矿物质孔

华蓥山高石坎剖面龙潭组页岩发育的无机孔主要包括粒间孔、粒内孔(图5c,e)和溶蚀孔,可见少量化石孔(图5f)。粒间孔主要发育在石英、黄铁矿和方解石等晶型较好、抗压实作用强的矿物晶体间,粒内孔主要发育在伊利石、高岭石、绿泥石等粘土晶体内部,这两种孔隙多呈三角形、长条形和不规则形等形状。溶蚀孔主要发育在矿物颗粒间或晶体内部,为页岩在埋藏过程中,由于有机酸或者地下水对方解石和长石发生的溶蚀作用形成。

3) 微裂缝

微裂缝主要发育在晶体间或粘土矿物颗粒内,也有少量分布在有机质边缘(图5a,d)。长度多在几十微米,一般宽几十纳米。微裂缝发育程度和储层后期经历的构造运动有关。由于华蓥山地区靠近四川盆地东部边缘,经历的构造活动频繁,泥页岩储层裂缝较为发育。目前普遍认为微裂缝对页岩气开发具有重要意义,页岩中的微裂缝不仅为页岩气提供有利的储集空间,而且有利于吸附气的解吸^[36]。

2.1.4 物性特征

华蓥山剖面龙潭组泥页岩孔隙度介于3.44%~9.09%,平均为7.64%,夹层中煤样孔隙度平均为8.99%。川东地区龙潭组泥页岩和煤层的孔隙度明显比涪陵页岩气田五峰组-龙马溪组页岩储层(孔隙度为4.5%~6.0%,平均4.98%^[37])高,表明其具较好的储集性能。当然,孔隙度高也可能与样品取自地表剖面有关。

2.2 川东北地区海相页岩

川东北地区龙潭组富有机质页岩形成于深水陆棚环境。这一类页岩具有有机碳和硅质(主要是有机硅)含量高的特点,与四川盆地五峰组-龙马溪组页岩具有类似的特征。早期钻井在龙潭组页岩层段见到了良好的气测显示,针对龙潭组富有机质页岩实施的数口探井还获得了低产工业气流。本文以明1井为代表剖析川东北地区龙潭组海相页岩气形成条件。

2.2.1 地球化学特征

龙潭组页岩 TOC 含量 0.60%~9.53%,平均 4.45%,镜质体反射率(R_o) 2.74%~3.49%,平均 3.25%(图6),热解峰温(T_{max})为 520.9~574.1℃,平均 568.3℃,处于过成熟演化阶段。有机质类型以 II 型为主,藻屑体和固体沥青较为发育,不仅生气潜力好^[38],而且为有机孔的发育创造了条件。热解参数 S_1

和 S_2 分别在 0.000 6~0.051 8 mg/g 和 0.025 5~0.385 4 mg/g,平均为 0.013 1 mg/g 和 0.145 3 mg/g,生烃潜量($S_1 + S_2$)介于 0.026 6~0.437 2 mg/g,平均为 0.158 4 mg/g。

2.2.2 矿物组成

明1井龙潭组页岩矿物以石英和粘土最为丰富,其中石英含量 5.0%~59.0%,平均 30.1%;粘土矿物含量 16.0%~76.0%,平均 39.1%。其次为方解石、白云石和黄铁矿,其中方解石含量 1.0%~27.0%,平均 11.7%;白云石含量 1.0%~59.0%,平均 9.6%;黄铁矿含量 2%~19%,平均 6.2%。硬石膏和菱铁矿的含量较低,均不超过 3%。脆性矿物(石英+方解石+白云石)平均含量为 51.4%(图7),反映川东北地区龙潭组页岩具有较好的脆性。粘土矿物以伊利石和伊/蒙混层为主,二者含量分别为 2.0%~64.0%和 5.0%~75.0%,平均分别为 44.1%和 46.7%(图8),此外含有少量的高岭石、绿泥石、绿/蒙混层,不含蒙脱石。

总体而言,川东北地区龙潭组海相页岩矿物种类和含量与北美地区页岩基本相当^[36,39],其粘土矿物含量明显低于川东南地区的龙潭组海-陆过渡相页岩,而脆性矿物含量则明显较高。

2.2.3 储集空间类型

川东北地区明1井龙潭组页岩储集空间以有机孔、粘土矿物孔为主,局部发育有机质收缩微裂缝、粒间孔、黄铁矿晶间孔。

1) 有机孔

有机孔主要发育于有机质内部(图9a—e),呈片麻状、椭圆形、凹坑状等多种形态分布,孔径主体在几纳米至几十纳米。总体来看,明1井龙潭组页岩有机孔较为发育,但在个别样品中会发现有的有机质不发育有机孔(图9k,l),可能与有机孔的发育受有机显微组成的影响有关^[40-41]。目前研究认为,有机孔多见于类脂组分,腐殖组分发育程度低^[42-43]。有机孔的发育差异显然与不同有机显微组分在化学结构性质上的差异有关。相对于类脂组分,腐殖组分在热演化过程中自身结构难以改变,故很难大规模发育有机孔。

有机质除单体(游离态)存在外,与粘土矿物或黄铁矿伴生存在的现象也很常见,呈包裹与被包裹的关系,其间也发育一定数量的有机孔(图9d,e,h)。本次研究发现,有机孔实际上并不是孤立分布的,而是相互之间存在一定的连通性(图9a),这在北美页岩有机孔的研究中已经得以证实^[36,40]。因此,富含大量连通性

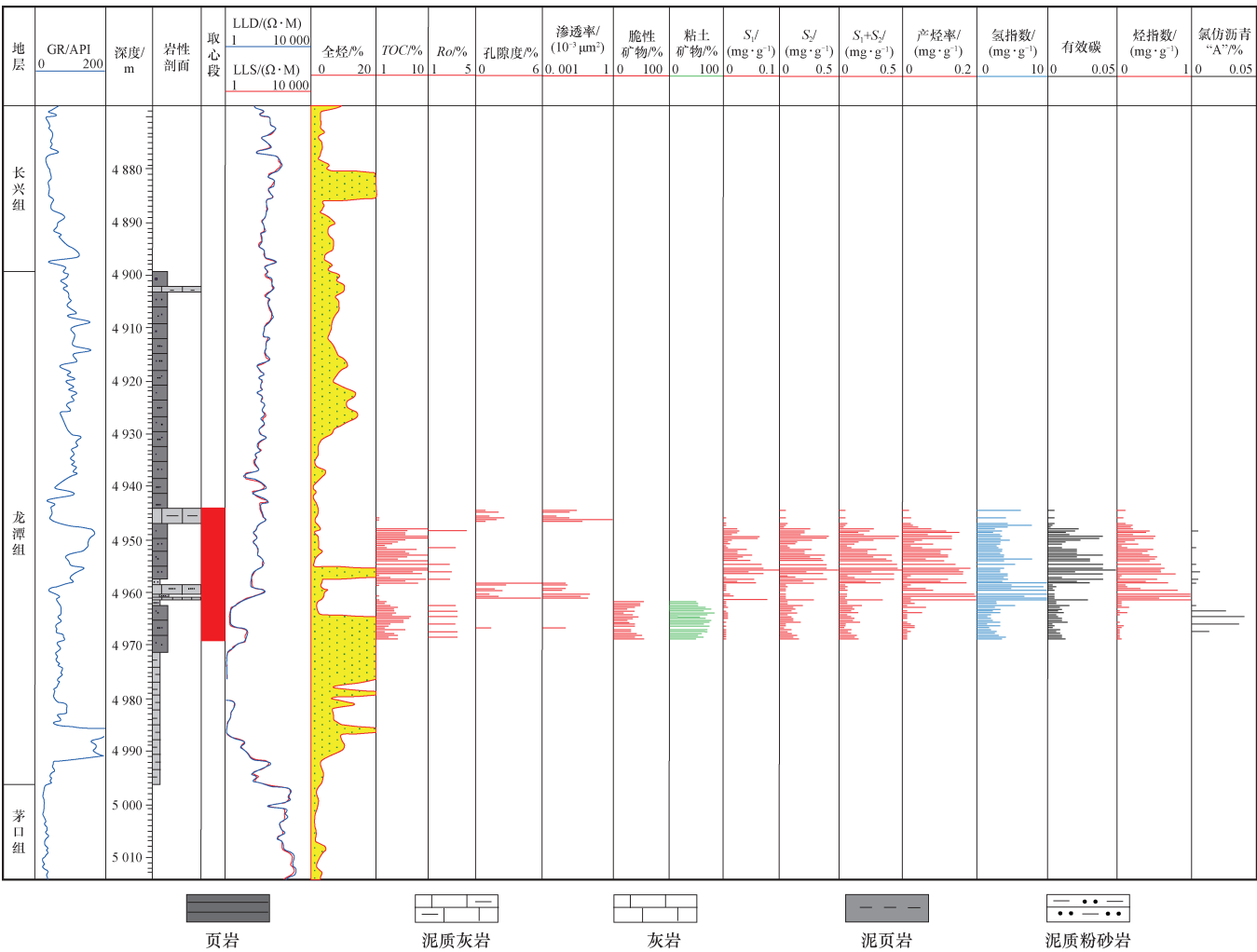


图 6 川东北地区明 1 井龙潭组页岩地层综合柱状图

Fig. 6 Stratigraphic column of the Longtan Formation shale in Well Ming1 in northeastern Sichuan Basin

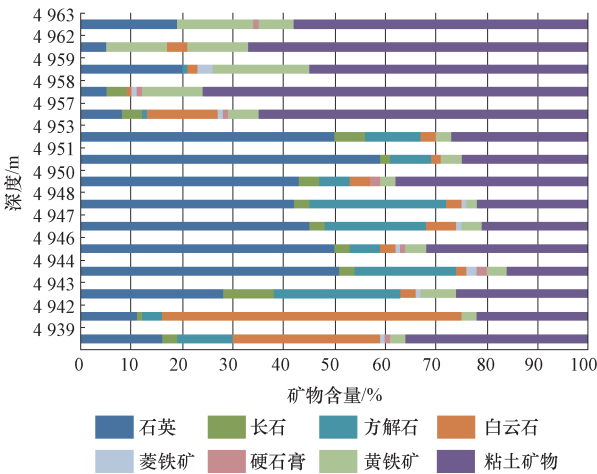


图 7 川东北明 1 井龙潭组页岩全岩矿物组成

Fig. 7 Whole-rock mineral composition of the Longtan Formation shale in Well Ming1 in northeastern Sichuan Basin

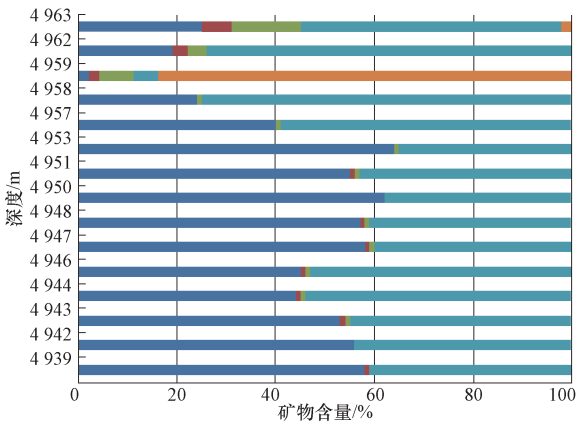


图 8 川东北明 1 井龙潭组页岩粘土矿物组成

Fig. 8 Clay mineral composition of the Longtan Formation shale in Well Ming1 in northeastern Sichuan Basin

较好的有机孔网络不仅是页岩气富集的主要储集空间类型,而且有助于气体突破渗流阈值在页岩储层中形成微观导流通道,增强页岩的渗透性。

2) 矿物质孔

明 1 井龙潭组页岩无机孔主要有粘土矿物孔、黄铁矿晶间孔和粒间孔。粘土矿物孔是粘土矿物层间孔

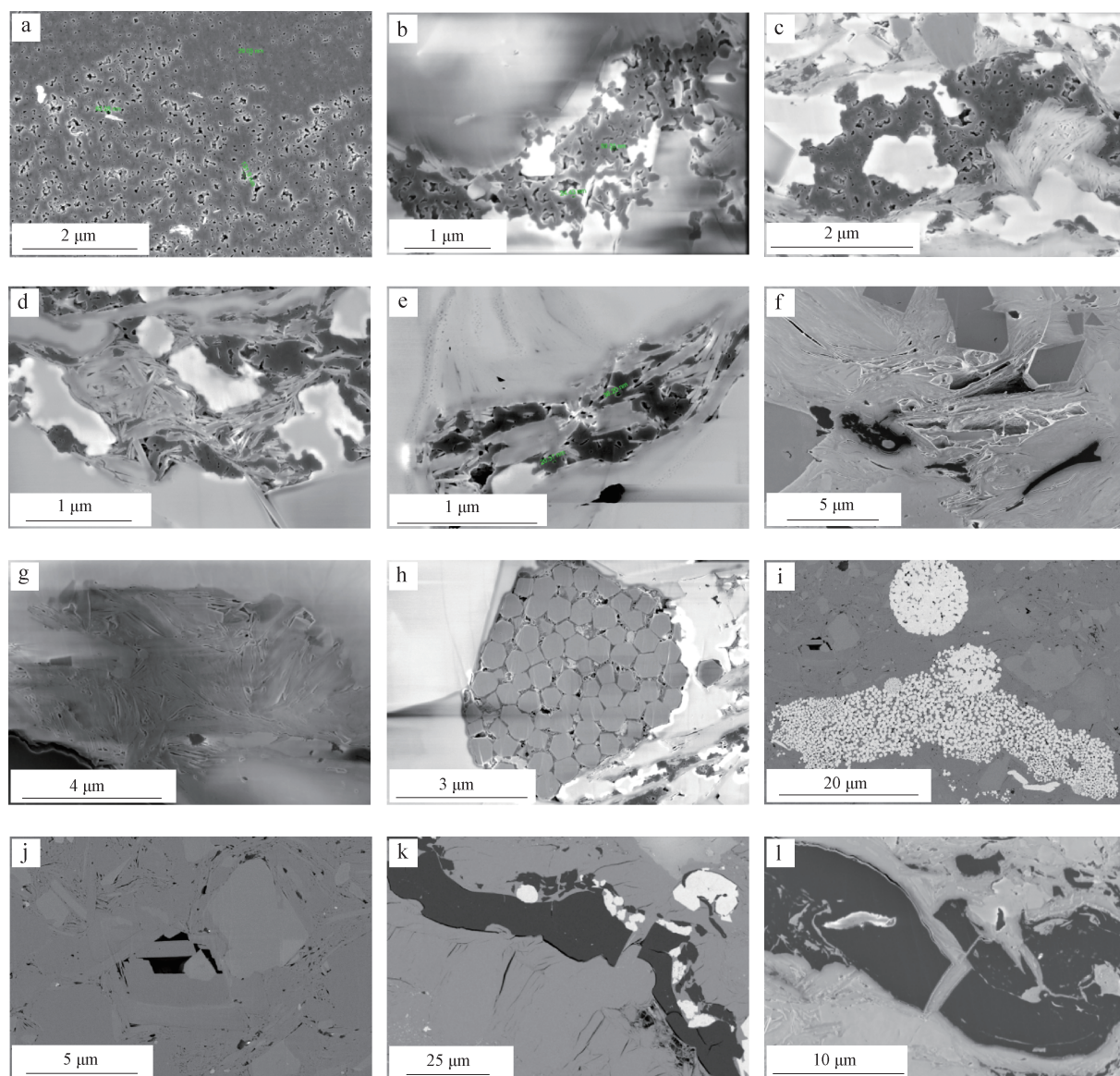


图9 川东北地区明1井龙潭组页岩氩离子抛光扫描电镜照片

Fig. 9 Argon ion polishing scanning electron microscope (AR) images of the Longtan Formation shale in Well Ming1, northeastern Sichuan Basin

a. 有机孔大量发育,埋深4 947 m;b. 有机孔大量发育,埋深4 942 m;c. 有机孔、粘土矿物层间孔和粒间孔,埋深4 946.5 m;d. 有机质孔和粘土矿物孔,具纸房构造,埋深4 947 m;e. 有机质内微孔和粘土矿物层间孔,埋深4 939 m;f. 粘土矿物孔,具纸房构造,埋深4 956.8 m;g. 粘土矿物层间孔和有机质边缘收缩缝,埋深4 963.2 m;h. 黄铁矿晶间孔,有机质充填,埋深4 947 m;i. 黄铁矿晶间孔和粒间孔,埋深4 939 m;j. 粒间孔和粘土矿物层间孔,埋深4 939 m;k. 粘土矿物层间孔和有机质边缘收缩缝,埋深4 956.8 m;l. 有机质边缘收缩缝,埋深4 963.2 m

和层内孔的总称,是研究区广泛发育的一类孔隙(图9c—f),孔径相对较小,从几纳米至几十纳米,多呈絮状或者条带状分布。化学性质不稳定的粘土矿物(如蒙脱石),在沉积埋藏转变为伊蒙混层或伊利石的过程中会产生大量孔隙,内部具纸房构造,而纸房构造往往呈开放型,因而形成了大量的连通孔隙,这些层间和层内微孔隙不仅为页岩气赋存创造了空间,而且可为气体渗流提供微观运移通道。早期浅埋阶段,泥页岩发

育的大量粘土矿物孔连通性很好,是非常有效的孔隙网络。黄铁矿晶间孔是晶体生长过程中受外界环境干扰,致使晶体堆积过程中出现的缝隙(图9h,i),孔径在几十至几百纳米,发育程度相对较低,连通性相对较差。粒间孔一般形成于矿物颗粒接触处(图9j),通常呈现出多边形、不规则性分布,为软硬颗粒接触处经压实胶结后剩余的孔隙空间,一般为原生孔隙,呈分散状分布于基质中,排列一般无规律,孔径可达几百纳米,

在研究区发育程度相对较低。

3) 微裂缝

在有机质与矿物(特别是粘土矿物)接触处发现了少量微裂缝(图9k,l),属于页岩成岩收缩缝的一种,是由于粘土矿物脱水或因粘土矿物相变、上覆载荷(压实作用)或热作用(如岩浆作用)而失水形成^[44]。微裂缝多呈狭长条带状分布,具有一定的延伸性,长度多在数微米,宽度在几十纳米。虽然微裂缝只占页岩储层储集空间的一小部分,甚至有的被充填,但其仍然对后期压裂造缝具有很好的促进作用。而未被充填的微裂缝不仅是气体赋存的空间,而且也作为气体扩散、渗流提供了有效的微观疏导通道,这在美国页岩气勘探开发实践中已经得以证实。在相似沉积、构造、生烃物质基础的背景下,微裂缝越发育,气井产量越高^[45]。由于四川盆地复杂的构造背景,微裂缝的作用视不同的构造背景需要具体分析。

2.2.4 物性特征

明1井页岩样品测试结果表明,川东北地区龙潭组海相页岩储层物性总体表现出较高孔隙度和极低渗透率的特征,孔隙度0.48%~11.8%,平均为4.94%(图6),与涪陵页岩气田五峰组-龙马溪组产层^[37]基本相当,略低于川东南地区龙潭组海-陆过渡相页岩。渗透率 $(0 \sim 0.845) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.1396 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,明显高于涪陵页岩气田五峰组-龙马溪组页岩储层的 $(0.001 \sim 0.1) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和川东南地区龙潭组海-陆过渡相页岩的 $0.015 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[13]。

3 讨论

3.1 构造改造强度对页岩气赋存的影响

从已经实现商业开发的四川盆地五峰组-龙马溪组页岩气勘探开发效果分析发现,具有相似沉积背景的盆内和盆缘页岩气产量存在较大差异^[46],表明中新世多期构造叠加和改造强度的不同显著影响了页岩气藏富集程度和气井产量^[37,47]。前人研究表明,龙潭组页岩广泛分布于四川盆地,具有平面厚度大(100~200 m)、有机质丰度高等特征,但由于保存条件不同,页岩含气量存在明显差异。四川盆地盆缘区构造抬升较盆内更为强烈,导致靠近盆地边缘的页岩气保存能力相对较弱。尽管区域上具有相似的顶底板岩层,但构造上的差异依然会对页岩气富集产生影响。以靠近盆地边缘的西门1井为例,龙潭组4480.0~4555.6 m井段录井气测显示全烃为1.27%~55.85%,甲烷为

0.90%~54.33%,而位于盆内的资阳1井龙潭组3693.5~3696.0 m井段录井全烃为5.53%~79.83%,甲烷为4.89%~65.86%,烷烃含量资阳1井明显高于西门1井^[48]。分析造成两口井含气量差异的原因,保存条件是一个关键因素。靠近盆地边缘的西门1井位于赤水-官渡地区,经历的构造运动期次多。位于威远-资阳的资阳1井远离盆地边缘,保存条件相对较好,对页岩气赋存更加有利。四川盆地中北部的明1井位于盆地内部,在龙潭组4952~4970 m井段射孔测试,获日产气 $3.02 \times 10^4 \sim 3.85 \times 10^4 \text{ m}^3$,显示了良好的页岩气开发前景。在远离四川盆地的地区,钻遇龙潭组的页岩气井多表现为气测异常明显,虽具有一定的含气量,但测试产量低、累产低。分析认为,四川盆地外页岩气的保存条件较差是主要原因。

3.2 沉积相对页岩气赋存的影响

3.2.1 海-陆过渡相页岩的特殊性

泥页岩储层的含气性及单井产量与孔隙发育程度密切相关。孔隙发育程度是判断页岩气富集高产的一个重要参数。沉积相、有机质类型、矿物组成及构造演化等因素共同控制页岩储层微观孔隙类型、天然气赋存状态以及页岩气富集程度^[50]。页岩储层孔隙类型和孔隙发育机理的差异与不同沉积相密切相关^[51]。有机孔是海相页岩储层的主要储集空间类型^[35,52],而在海-陆过渡相页岩中,有机孔发育程度低,占总孔隙度的比例也低,导致其储集性能较差,吸附态的页岩气赋存能力较弱。由于排烃效率较高,海-陆过渡相页岩上下夹层中的煤层、砂岩和灰岩的孔隙度较高,可以捕获来自页岩中运移出来的油气,从而具有常规气、致密气、煤层气与页岩气共存的特点。

川南-川东南地区海-陆过渡相泥页岩单层厚度薄,但累计厚度大,发育多套煤层/煤线,表现出泥页岩、煤层、砂岩与灰岩频繁互层的特点。煤层薄而生烃强度大、含气量高,泥页岩生烃能力有限但总厚度较大,砂岩储集能力较强,总体具有沉积旋回性强、岩性组合类型多样、多重内幕封盖等特点,空间配置关系有利于发育垂向多套天然气叠置气藏。在保存条件较好的地区,海-陆过渡相页岩层系具有多层含气的特点,可尝试页岩气、煤层气和常规砂岩/灰岩气多层勘探、立体开发。基于“沉积建造是基础、改造保存条件是关键”的“建造-改造”的评价思路,进一步针对页岩气、煤层气、致密砂岩气赋存的差异性分别进行有利区优选,即以页岩气为主的勘探有利区、以煤层气为主的勘探有利区和以致密砂岩(灰岩)气为主的勘探有利区,

同时,也可以按照“三气合采”思路进行纵向有利勘探层段的评价优选。

3.2.2 川东北地区龙潭组海相页岩与国内外典型海相页岩对比

通过川东北地区龙潭组海相页岩、川东南地区龙潭组海-陆过渡相页岩与中国四川盆地五峰组-龙马溪组、美国福特沃斯盆地 Barnett、阿巴拉契亚盆地 Ohio、密歇根盆地 Antrim、伊利诺伊斯盆地 New Albany、圣胡安盆地 Lewis 等典型页岩气产层特征对比分析(表2),可以看出,川东北地区龙潭组海相页岩在页岩有效厚度、TOC、有机质类型、孔隙度与 Barnett、Ohio、Antrim、New Albany 海相页岩类似,而热演化程度、石英含量、压力系数与龙马溪组海相页岩基本相当,含气量高于龙马溪组。龙马溪组、Barnett、Ohio、Antrim、New Albany 已经成为国内外重要的页岩气产层,说明川东北地区龙潭组具有良好的页岩气勘探开发潜力,有望在埋深相对较浅且有机孔较为发育的地区率先获得突破。

中国海相层系通常经历了多期油气成藏过程,而多期成藏对大气田形成和保存常具有负面作用,优质盖层,特别是膏盐岩盖层是海相层系形成大中型油气田的关键。勘探实践表明,大型天然气田盖层多以膏盐岩为主,若盖层条件优越,即使烃源岩时代老,油气也能得以保存^[53]。对于四川盆地龙潭组页岩来说,盆地内区域连片分布的中、下三叠统膏盐岩,不仅有利于维持龙潭组较高的压力系统(明1井压力系数在1.5左右),还确保了页岩气系统不会因抬升过浅而被破坏。而在湘中地区和湘鄂西地区三叠系膏盐岩不发育

或被剥蚀的地区,页岩气多表现为常压,如鹤地1井和湘页1井。

良好的顶底板条件是页岩气在储层内得以封存的重要保障,而影响气藏好坏的关键因素之一,主要取决于上覆及下伏地层的岩性与接触关系。从四川盆地二叠系的岩性组合来看,龙潭组的顶板和底板分别为厚度较大的长兴组灰岩和茅口组灰岩,良好的顶底板条件确保了在水平井压裂施工中地层的稳定性。

4 结论

1) 二叠纪是古特斯洋逐渐闭合,新特提斯洋形成的关键时期。受秦岭洋和金沙江洋俯冲消减的拖拽作用和“峨眉地裂运动”等构造事件的影响,华南地块整体处于区域性伸展构造背景下,扬子台地内部和边缘分别发育了一系列的裂陷盆地。东吴运动前后,中、晚二叠世的华南地区在早期统一的碳酸盐岩台地基础上,发生了强烈的构造沉积分异作用,形成了一套陆相-海-陆过渡相-海相的沉积体系。

2) 受板块构造控制,四川盆地龙潭组富有机质层段可以划分为泥页岩夹灰岩型、砂-泥-灰互层型、泥页岩夹煤层型3种类型。其中,泥页岩夹灰岩型形成于深水陆棚环境,主要分布在川东北地区的广元-巴中-达州-恩施-黔江一带;砂-泥-灰互层型形成于浅水陆棚环境,主要沿川东北地区的绵阳-南充-涪陵-遵义一带展布;泥页岩夹煤层型形成于潮坪-潟湖环境,主要分布在川东南的成都-遂宁-重庆-毕节一带。研究认为,深水陆棚相中的泥页岩夹灰岩型具备最为有利的页岩气形成条件。

表2 川东北地区龙潭组页岩与国内外其他典型页岩气产层特征对比

Table 2 Characteristic comparison of the Longtan Formation shale in northeastern Sichuan Basin and other typical shale gas producing zones both in China and other countries

参数	页岩层系							
	Barnett	Ohio	Antrim	New Albany	Lewis	龙马溪组	龙潭组	龙潭组
盆地	Fort Worth	Appalachian	Michigan	Illinois	San Juan	四川盆地	川东南	川东北
时代	密西西比系	泥盆系	泥盆系	泥盆系	白垩系	奥陶系	二叠系	二叠系
沉积环境	海相	海相	海相	海相	过渡相	海相	过渡相	海相
埋深/m	1 981~2 591	610~1 524	183~730	183~1 494	914~1 829	1 500~4 500	1 500~3 500	5 000~6 000
有效厚度/m	30~183	15~60	21~37	15~30	61~91	84~102	20~50	30~50
TOC/%	2.0~7.0	0.5~4.7	1.0~20.0	1.0~25.0	0.45~2.5	1.06~6.89	0.57~18.37	0.6~9.5
R _o /%	1.1~2.2	0.4~1.3	0.4~0.6	0.4~1.0	1.6~1.9	1.6~3.6	2.0~2.2	2.7~3.5
有机质类型	II	I-II	I	II	III为主	I-II	III为主	II
孔隙度/%	4.0~5.0	4.7	9.0	10.0~14.0	3.0~5.5	1.2~8.6	5.5	0.5~11.8
石英含量/%	35~50	—	20~41	—	10~60	24~44	平均为22	5~59
含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	4.2~9.9	1.70~2.83	1.13~2.83	1.13~2.64	0.42~1.28	1.73~3.28	0.50~8.78	3.0~8.0
压力系数	0.99~1.02	0.35~0.92	0.81	0.99	0.46~0.58	1.55	—	1.5~2.0

注:据资料[6,39,54]汇编。

3) 川东北地区二叠系龙潭组页岩气富集程度主要受控于原始沉积条件和后期保存条件。原始沉积条件是页岩气形成富集的基础。形成于深水陆棚相的龙潭组泥页岩夹灰岩组合,沉积时古水深大,水体滞留严重,封闭性和还原性强,是有机质富集的理想场所。后期的保存条件是页岩气富集的关键。特别是四川盆地北部不仅具有下三叠统膏盐岩作为优质区域盖层,而且具备良好的顶板(长兴组灰岩)和底板(茅口组灰岩)条件,保存条件总体较好。龙潭组具有生气高峰晚、抬升时间晚、压力系数高的赋存特点。

4) 川东北地区二叠系龙潭组页岩具有“高 TOC、高热演化程度、高孔隙度、高石英含量、高含气量、高压系数”六高特征,其页岩气成藏地质条件与五峰组-龙马溪组、Barnett、Ohio、Antrim、New Albany 等国内外典型海相页岩十分类似,具备形成规模性页岩气赋存的良好地质条件,有望在埋深相对较浅、硅质页岩厚度较大的川东北-川东地区率先获得战略性突破。建议加强构造沉积研究,明确富有机质页岩分布,详细描述储集特征,通过地质与地球物理的有效结合,预测“甜点”分布,探索与龙潭组相适应的钻井与储层改造方法,评价优选埋深相对较浅、有机孔发育、压力系数与含气量较高的区带和目标以实施钻探,近期有望实现战略导向性突破。

致谢:本项研究工作得到了国家自然科学基金项目“特提斯域内大陆单向裂解-聚合过程中的油气大规模富集效应”(91755211)、“四川盆地龙马溪组页岩储层演化特征研究”(41872124)和“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究”(U19B6003)联合资助。中国石化勘探分公司、中原油田分公司、西南油田分公司、江汉油田分公司、华东油气分公司等单位为本研究提供了丰富的实物资料和前期研究成果,在此,表示衷心感谢。

参 考 文 献

- [1] 张金川,金之钧,袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业,2004,24(7):15-18.
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004,24(7):15-18.
- [2] 李双建,肖开华,沃玉进,等. 中上扬子地区上奥陶统下志留统烃源岩发育的古环境恢复[J]. 岩石矿物学杂志,2009,28(5):450-458.
Li Shuanjian, Xiao Kaihua, Wo Yujin, et al. Palaeo-environment restoration of Upper Ordovician-Lower Silurian hydrocarbon source rock in Middle-Upper Yangtze area[J]. Acta Petrological et Mineralogical, 2009,28(5):450-458.
- [3] 聂海宽,唐玄,边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报,2009,30(4):484-491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009,30(4):484-491.
- [4] 张金川,徐波,聂海宽,等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业,2008,28(6):136-140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008,28(6):134-140.
- [5] 邹才能,董大忠,杨桦,等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. 天然气工业,2011,31(12):26-39.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Yang Hua, et al. Conditions of shale gas and accumulation and exploration practices in China[J]. Natural Gas Industry, 2011,31(12):26-39.
- [6] 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 Yuyin. Analysis of the main controlling factors of shale gas enrichment in the Ordovician Wufeng Formation and Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its peripheral areas[J]. Earth Science Frontiers, 2016,23(2):8-17.
- [7] 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.
- [8] Dang W, Zhang J C, Tang X, et al. Shale gas potential of Lower Permian marine-continental transitional black shales in the Southern North China Basin, central China: Characterization of organic geochemistry[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016,28:639-650.
- [9] 包书景,林拓,聂海宽,等. 海-陆过渡相页岩气成藏特征初探:以湘中坳陷二叠系为例[J]. 地学前缘,2016,23(1):44-53.
Bao Shujing, Lin Tuo, Nie Haikuan, et al. Preliminary study of the transitional facies shale gas reservoir characteristics: Taking Permian in the Xiangzhong depression as an example as Example[J]. Earth Science Frontiers, 2016,23(1):44-53.
- [10] 刘光祥,金之钧,邓模,等. 川东地区上二叠统龙潭组页岩气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质,2015,36(3):481-487.
Liu Guangxiang, Jin Zhijun, Deng Mo, et al. Exploration potential for shale gas in the Upper Permian Longtan Formation in eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2015,36(3):481-487.
- [11] 王中鹏,张金川,孙睿,等. 西页1井龙潭组海-陆过渡相页岩含气性分析[J]. 地学前缘,2015,22(2):243-250.
Wang Zhongpeng, Zhang Jinchuan, Sun Rui, et al. The gas-bearing characteristics analysis of the Longtan Formation transitional shale in Well Xiyel[J]. Earth Science Frontiers, 2015,22(2):243-250.
- [12] 王秀平,牟传龙,肖朝晖,等. 湖北鹤峰地区二叠系大隆组黑色岩系成因来自鹤地1井的元素地球化学证据[J]. 石油学报,2018,39(12):1355-1369.

- Wang Xiuping, Mou Chuanlong, Xiao Chaohui, et al. Genesis of black rock series of Upper Permian Dalong Formation in Hefeng area, Hubei province: an evidence from the analysis of element geochemistry on Well HD1 [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2018, 39(12): 1355–1369.
- [13] 郭旭升, 胡东风, 刘若冰, 等. 四川盆地二叠系海-陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2018, 38(10): 11–18.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Liu Ruobin, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 11–18.
- [14] 程成, 李双应, 赵大千, 等. 扬子地台北缘中上二叠统层状硅质岩的地球化学特征及其对古地理、古海洋演化的响应[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2015, 34(1): 155–166.
- Cheng Cheng, Li Shuangying, Zhao Daqian, et al. Geochemical characteristics of the Middle-Upper Permian bedded cherts in the Northern margin of the Yangtze block and its response to the evolution of Paleogeography and Paleo-Ocean bulletin of mineralogy [J]. *Petrology and Geochemistry*, 2015, 34(1): 155–166.
- [15] 陈建平, 李伟, 倪云燕, 等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(二)——烃源岩地球化学特征与天然气资源潜力[J]. *天然气工业*, 2018, 38(6): 33–45.
- Chen Jianping, Li Wei, Ni Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 2): Geochemical characteristics of source rocks and latent capacity of natural gas resources [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(6): 33–45.
- [16] 周东升, 许林峰, 潘继平, 等. 扬子地块上二叠统龙潭组页岩气勘探前景[J]. *天然气工业*, 2012, 32(12): 6–10.
- Zhou Dongsheng, Xu Linfeng, Pan Jiping, et al. Prospect of shale gas exploration in the Upper Permian Longtan Formation in the Yangtze Massif [J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(12): 6–10.
- [17] Liang Q S, Zhang X, Tian J C, et al. Geological and geochemical characteristics of marine-continent transitional shale from the Lower Permian Taiyuan Formation, Taikang Uplift, southern North China Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 98: 229–242.
- [18] Luo W, Hou M C, Liu X C, et al. Geological and geochemical characteristics of marine-continent transitional shale from the Upper Permian Longtan formation, Northwestern Guizhou, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 89: 58–67.
- [19] Xiao Z H, Tan J Q, Ju Y W, et al. Natural gas potential of Carboniferous and Permian transitional shales in central Hunan, South China [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 55: 520–533.
- [20] Zhang J Z, Li X Q, Zhang X Q, et al. Geochemical and geological characterization of marine-continent transitional shales from Longtan Formation in Yangtze area, South China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 96: 1–15.
- [21] Metcalfe I. Gondwana dispersion and Asian accretion: Tectonic and palaeogeographic evolution of eastern Tethys [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2013, 66: 1–33.
- [22] 沈树忠, 张华, 张以春, 等. 中国二叠纪综合地层和时间框架[J]. *中国科学: 地球科学*, 2019, 49(1): 160–193.
- Shen Shuzhong, Zhang Hua, Zhang Yichun, et al. Permian integrative stratigraphy and timescale of China [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2019, 49(1): 160–193.
- [23] 张国伟, 董云鹏, 赖绍聪, 等. 秦岭-大别造山带南缘勉略构造带与勉略缝合带[J]. *中国科学(D辑: 地球科学)*, 2003, 33(12): 1121–1135.
- Zhang Guowei, Dong Yunpeng, Lai Shaocong, et al. Mianlue tectonic zone and Mianlue suture zone at the southern margin of the Qinling-Dabie orogenic belt [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2003, 33(12): 1121–1135.
- [24] Zhao G C, Wang Y J, Huang B C, et al. Geological reconstructions of the East Asian blocks: From the breakup of Rodinia to the assembly of Pangea [J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 186: 262–286.
- [25] Deng J, Wang Q F, Li G J, et al. Tethys tectonic evolution and its bearing on the distribution of important mineral deposits in the Sanjiang region, SW China [J]. *Gondwana Research*, 2014, 26(2): 419–437.
- [26] Wang Y J, Qian X, Cawood P A, et al. Closure of the East Paleotethyan Ocean and amalgamation of the Eastern Cimmerian and Southeast Asia continental fragments [J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 186: 195–230.
- [27] Zhang F Q, Wu H X, Dilek Y, et al. Guadalupian (Permian) onset of subduction zone volcanism and geodynamic turnover from passive- to active-margin tectonics in southeast China [J]. *GSA Bulletin*, 2019, 132(1–2): 130–148.
- [28] 何斌, 徐义刚, 肖龙, 等. 峨眉山大火成岩省的形成机制及空间展布: 来自沉积地层学的新证据[J]. *地质学报*, 2003, 77(2): 194–202.
- He Bin, Xu Yigang, Xiao Long, et al. Generation and spatial distribution of the Emeishan large igneous province: New evidence from stratigraphic records [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2003, 77(2): 194–202.
- [29] He B, Xu Y G, Chung S L, et al. Sedimentary evidence for a rapid, kilometer-scale crustal doming prior to the eruption of the Emeishan flood basalts [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2003, 213(3–4): 391–405.
- [30] Shellnutt J G. The Emeishan large igneous province: A synthesis [J]. *Geoscience Frontiers*, 2014, 5(3): 369–394.
- [31] Zhu J, Zhang Z C, Santosh M, et al. Carlin-style gold province linked to the extinct Emeishan plume [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2020, 530: 115940.
- [32] Zhu J, Zhang Z, Reichow M K, et al. Weak vertical surface movement caused by the ascent of the Emeishan mantle anomaly [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2018, 123(2): 1018–1034.
- [33] 梁新权, 周云, 蒋英, 等. 二叠纪东吴运动的沉积响应差异: 来自扬子和华夏板块吴家坪组或龙潭组碎屑锆石 LA-ICPMS U-Pb 年龄研究[J]. *岩石学报*, 2013, 29(10): 3592–3606.
- Liao Xinquan, Zhou Yun, Jiangying, et al. Difference of sedimentary response to Dongwu Movement: Study on LA-ICPMS U-Pb ages of detrital zircons from Upper Permian Wujiaping or Longtan Formation from the Yangtze and Cathaysia blocks. [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 2013, 29(10): 3592–3606.
- [34] Yang C, Xiong Y Q, Zhang J C, et al. A comprehensive understanding of OM-hosted pores in transitional shale: A case study of Permian Longtan shale in South China based on organic petrographic analysis,

- gas adsorption, and X-ray diffraction measurements [J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(9): 8055–8064.
- [35] He Z L, Nie H K, Zhao J H, et al. Types and origin of nanoscale pores and fractures in Wufeng and Longmaxi Shale in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 2017, 17(9): 6626–6633.
- [36] 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.
- [37] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组–龙马溪组页岩气富集特征与“建造–改造”评价思路 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 724–733.
- He Zhiliang, Hu Zongquan, Nie Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its evaluation of geological construction–transformation evolution sequence [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(5): 724–733.
- [38] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南方海相生成藏研究的若干新进展(二): 南方四套区域性海相烃源岩的地球化学特征 [J]. *海相油气地质*, 2009, 14(1): 1–15.
- Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 2): Geochemical characteristics of four suits of regional marine source rocks, South China [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(1): 1–15.
- [39] Curtis J B. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [40] Chalmers G R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099–1119.
- [41] Nie H K, Jin Z J, Zhang J C. Characteristics of three organic matter pore types in the Wufeng–Longmaxi Shale of the Sichuan Basin, Southwest China [J]. *Scientific Reports*, 2018, 8(1): 7014.
- [42] Fishman N S, Hackley P C, Lowers H A, et al. The nature of porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United Kingdom [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 32–50.
- [43] 丁江辉, 张金川, 杨超, 等. 页岩有机孔成因演化及影响因素探讨 [J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2019, 41(2): 33–44.
- Ding Jianghui, Zhang Jinchuan, Yang Chao, et al. Formation evolution and influencing factors of organic pores in shale [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2019, 41(2): 33–44.
- [44] Tanner P W G. Interstratal dewatering origin for polygonal patterns of sand-filled cracks: A case study from late Proterozoic metasediments of Islay, Scotland [J]. *Sedimentology*, 1998, 45: 71–89.
- [45] Gale J F W, Reed R M, Holder J. Natural fractures in the Barnett shale and their importance for hydraulic fracture treatments [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 603–622.
- [46] 聂海宽, 何治亮, 刘光祥, 等. 中国页岩气勘探开发现状与优选方向 [J]. *中国矿业大学学报*, 2020, 49(1): 13–35.
- Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Status and direction of shale gas exploration and development in China [J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2020, 49(1): 13–35.
- [47] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究 [J]. *地学前缘*, 2012, 19(3): 280–294.
- Nie Haikuan, Bao Shujing, Gao Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(3): 280–294.
- [48] 赵培荣, 高波, 郭战峰, 等. 四川盆地上二叠统海–陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力 [J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 335–344.
- Zhao Peirong, Gao Bo, Guo Zhanfeng, et al. Exploration potential of marine–continental transitional and deep-water shelf shale gas in Upper Permian Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(3): 335–344.
- [49] 何治亮, 李双建, 沃玉进, 等. 中国海相盆地油气保存条件主控因素与评价思路 [J]. *岩石学报*, 2017, 33(4): 1221–1232.
- He Zhiliang, Li Shuanjian, Wo Yujing, et al. Major factors controlling hydrocarbon preservation condition in the marine basins of China and its evaluation ideas [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 33(4): 1221–1232.
- [50] 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.
- [51] 聂海宽, 何治亮, 刘光祥, 等. 四川盆地五峰组–龙马溪组页岩气优质储层成因机制 [J]. *天然气工业*, 2020, 40(6): 31–41.
- Nie Haikuan, He Zhiliang, Liu Guangxiang, et al. Genetic mechanism of high-quality shale reservoirs in the Wufeng–Longmaxi Fms in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(6): 31–41.
- [52] Nie H K, Jin Z J, Sun C X, et al. Organic matter types of the Wufeng and Longmaxi Formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for the formation of organic matter pores [J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(9): 8076–8100.
- [53] 金之钧, 袁玉松, 刘全有, 等. J_3 – K_1 构造事件对南方海相源盖成藏要素的控制作用 [J]. *中国科学: 地球科学*, 2012, 42(12): 1791–1801.
- Jin Zhijun, Yuan Yusong, Liu Quanyou, et al. Controls of Late Jurassic–Early Cretaceous tectonic event on source rocks and seals in marine sequences, South China [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2012, 42(12): 1791–1801.
- [54] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.