

从“源盖控烃”探讨四川盆地威远地区深层页岩气田富集高产地质因素

孙川翔^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,3}, 熊亮⁴, 杜伟^{1,2,3}, 张光荣⁵, 陈清⁶, 李东晖^{1,2,3}

1 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室; 2 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院;

3 中国石化集团页岩油气勘探开发重点实验室; 4 中国石化西南油气分公司勘探开发研究院;

5 中国地质大学(北京)能源学院; 6 中国科学院南京地质古生物研究所

摘要 随着深层页岩气勘探开发的逐步深入,四川盆地威远地区页岩气井出现试采产量高,但产量递减快、单井估算的最终可采储量(EUR)低等特征。基于威远地区深层页岩气成藏条件和勘探开发实践,从“源盖控烃”角度探讨了研究区深层页岩气田富集高产的地质因素。结果表明:①威远地区五峰组—龙马溪组页岩沉积环境受川中古隆起和自流井水下高地的控制,多个笔石带页岩出现不同程度的减薄或缺失,发育于古水深相对较大、缺氧环境中的LM1—LM4笔石带页岩岩性为黑色含灰碳质页岩和含灰硅质页岩,厚度总体较小,页岩品质比焦石坝、长宁地区的稍差;②威远地区后期地层抬升剥蚀强烈,区域盖层三叠系膏盐岩部分遭受剥蚀,区域封闭性遭到一定程度的破坏,距离古隆起较远地区的保存条件较好;③威远地区深层页岩气藏由于埋深大、温度和压力高,页岩的甲烷吸附能力降低,气体赋存形式以游离气为主。提出源盖条件是威远地区五峰组—龙马溪组深层页岩气试采产量高、但稳产能力较差的重要地质原因,指出LM1—LM4笔石带页岩厚度大、中下三叠统膏盐岩盖层保存完整的区域是页岩气富集的有利区。

关键词 古隆起; 笔石带; 页岩气; 保存条件; 龙马溪组; 威远地区; 四川盆地

中图分类号: TE132.2 **文献标识码**: A

0 前言

四川盆地上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组率先实现页岩气勘探重大突破和大规模商业开发后,我国先后建成了涪陵、长宁、威远、昭通、威荣和永川6个页岩气田,截至2020年获得页岩气探明储量超过 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$,2020年产量达 $200.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1]。中国石化威荣深层页岩气田和中国石油威远页岩气田均位于川西南威远地区,展示了良好的资源潜力,成为我国深层页岩气(埋深大于3 500 m)未来产量快速增长的关键靶区^[2]。近年来,针对该地区五峰组—龙马溪组富有机质页岩沉积环境^[3-4]、岩相^[5]、储层特征^[6-7]、保存条件^[8]、成藏富集规律^[9-10]等方面的研究取得了明显进展。通过典型钻井分析,明确了深层页岩气富集高产的主控地质因素^[11]。

但随着气田开发的不断深入,发现不同钻井的产量差别大,已取得的地质认识尚不足以指导勘探开发部署,尤其是有关深层气井稳产能力和估算的最终可采储量(EUR)方面的研究仍处于探索阶段。与涪陵气田焦石坝主体区中浅层气井相比,威远地区深层页岩气井试采产量高(一般大于 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$),但递减快(第一年递减率75%~80%)、单井EUR低(平均小于 $0.5 \times 10^8 \text{ m}^3$)。例如,威荣页岩气田WY1井(埋深3 607 m)测试产量为 $17.20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,WY23-1井(埋深3 850 m)测试产量为 $26.01 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,但截至2019年年底,累计产量仅分别为 $0.3 \times 10^8 \text{ m}^3$ 和 $0.33 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。类似的气井产量不及预期、经济有效动用难度大的问题在威远地区页岩气田中普遍存在,排除工程因素,有关地质因素的研究鲜有报道。

考虑到页岩气是一种自生自储的非常规资源,

收稿日期:2021-02-08; 改回日期:2021-07-13; 网络出版日期:2021-12-03

本文受国家自然科学基金项目“四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气储层演化机理及评价方法”(编号:41872124)、“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”(编号:9175520021)共同资助

第一作者: 孙川翔, 硕士, 主要从事非常规油气地质研究工作。通信地址:100083 北京市海淀区学院路31号; E-mail: sunx.syky@sinopec.com。ORCID: 0000-0002-4634-8382

通信作者: 聂海宽, 博士, 教授级高工, 主要从事非常规油气地质研究工作。通信地址:100083 北京市海淀区学院路31号; E-mail: niehk.syky@sinopec.com。ORCID: 0000-0002-3634-1523

基于威远及邻区页岩气田典型气井资料,从“源盖控烃”角度对研究区深层页岩气田富集高产地质因素进行研究。“源”指富有机质页岩。由于四川盆地五峰组—龙马溪组页岩有机质丰度(2%~4%)、类型(腐泥型和腐殖-腐泥型)和成熟度(R_o 介于2.3%~3.1%)总体差异小,通过常规方法划分对比的不同地区富有机质页岩层段的差异甚微,因此基于前人成果^[12-13],选用笔石生物地层学方法开展富有机质页岩层段划分对比及沉积展布研究^[14-15]。“盖”指三叠系膏盐岩。通过讨论区域盖层在威远地区的完整性进行页岩气保存条件评价。同时,对气体赋存形式对威远地区深层页岩气井递减率的影响进行对比分析。在此基础上,总结研究区深层页岩气田富集高产主控地质因素,明确威远地区深层页岩气田气井开发效果与焦石坝、长宁地区存在差异的地质原因,以期对威远地区深层页岩气有利区预测提供科学依据。

1 地质概况

四川盆地是在上扬子准地台基础上发展起来的复杂叠合盆地,在漫长的地质历史时期,先后经历早古生代加里东运动、晚古生代海西运动、中生代燕山运动和新生代喜马拉雅运动等多期、多方向的构造活动,形成了现今的构造格局^[16]。在五峰组—龙马溪组沉积时期,受广西运动(加里东旋回末期)影响,四川盆地内局部抬升形成多个古隆起和水下高地^[17-18],沉积中心主要分布在涪陵焦石坝页岩气田所在的鄂西渝东地区和长宁页岩气田所在的川南地区(图1a)。研究区位于威远构造东南翼至自流井构造之间的川中古隆起区南部,其内包括威远—自贡地区的水下高地(以下称自流井水下高地)。受古隆起影响,威远地区气田埋深自西北向东南逐渐变大,介于2 000~4 000 m(图1b)。

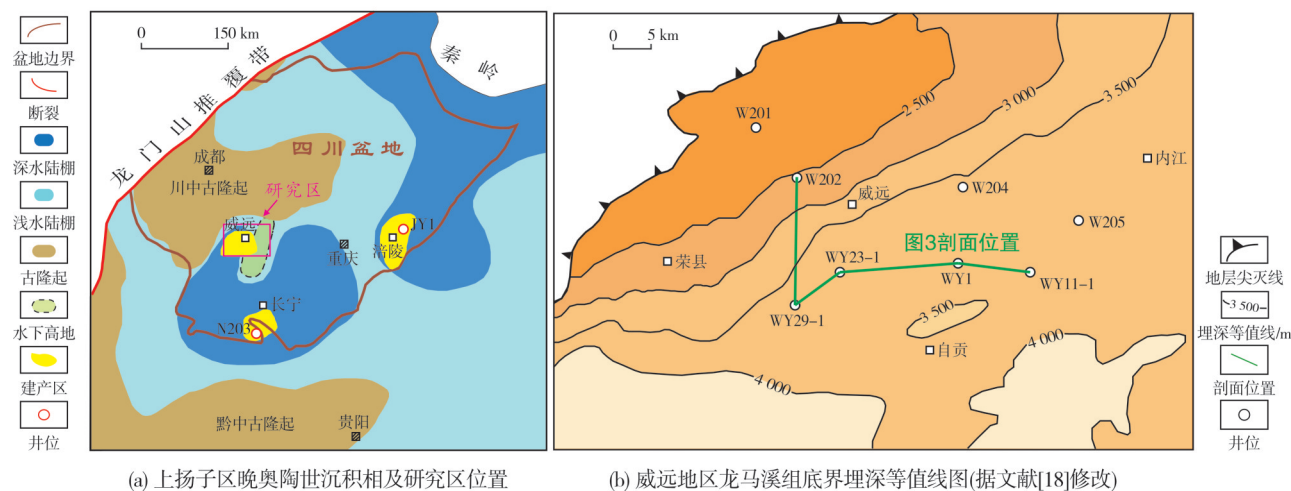


Fig. 1 Location of the study area and contour map of buried depth of the bottom of Longmaxi Formation in Weiyuan area, Sichuan Basin

2 页岩品质

2.1 笔石带地层划分

富有机质页岩是页岩气富集的物质基础,其连续厚度与气产量密切相关^[12,19]。前人研究发现,页岩中的笔石发育于特定时期的沉积环境中,笔石特征可为五峰组—龙马溪组黑色页岩的划分和对比提供标准^[20]。根据陈旭等^[14]提出的五峰组—龙马溪组底部笔石带划分序列,其13个笔石页岩带的代码自下而上分别为WF1、WF2、WF3、WF4、LM1、LM2、LM3、LM4、LM5、LM6、LM7、LM8和LM9,分别对应 *Dicellograptus complanatus* 带、*Dicellograptus*

complexus 带、*Paraorthograptus pacificus* 带、*Metabolograptus extraordinarius* 带、*Metabolograptus persculptus* 带、*Akidograptus ascensus* 带、*Parakidograptus acuminatus* 带、*Cystograptus vesiculosus* 带、*Coronograptus cyphus* 带、*Demirastrites triangulatus* 带、*Lituigraptus convolutus* 带、*Stimulograptus sedgwickii* 带和 *Spirograptus guerichi* 带。考虑到前人已认识到WF2—LM4笔石带是页岩气富集高产层段^[12-13],本次研究主要针对威远地区W202井、WY29-1井、WY23-1井、WY1井、WY11-1井共5口典型井的WF2—LM4笔石带页岩的特征进行了研究,识别出 *Dicellograptus* sp.、*Cystograptus vesiculosus*、*Dimorphograptus* cf. nan-

kingensis 和 *Demirastrites* sp. 等笔石种类(图2),并分析了五峰组下部WF2—WF3笔石带、五峰组观音桥

层WF4笔石带及龙马溪组一段底部LM1—LM4笔石带页岩的展布(图3)。

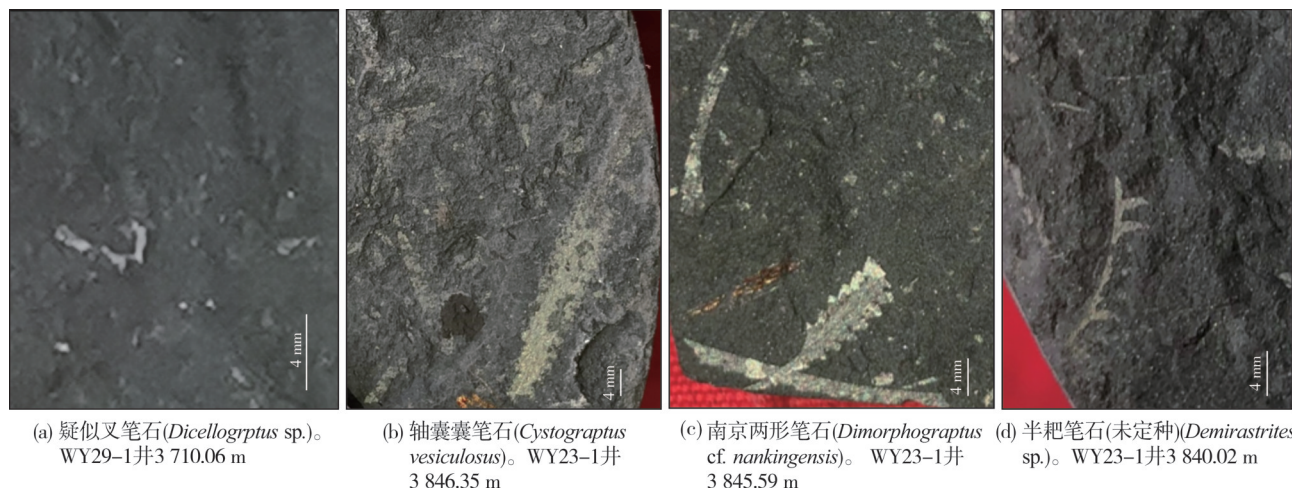


图2 威远地区五峰组—龙马溪组黑色页岩代表性笔石化石岩心照片

Fig. 2 Core photographs showing representative graptolite fossil in the black shale of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Weiyuan area

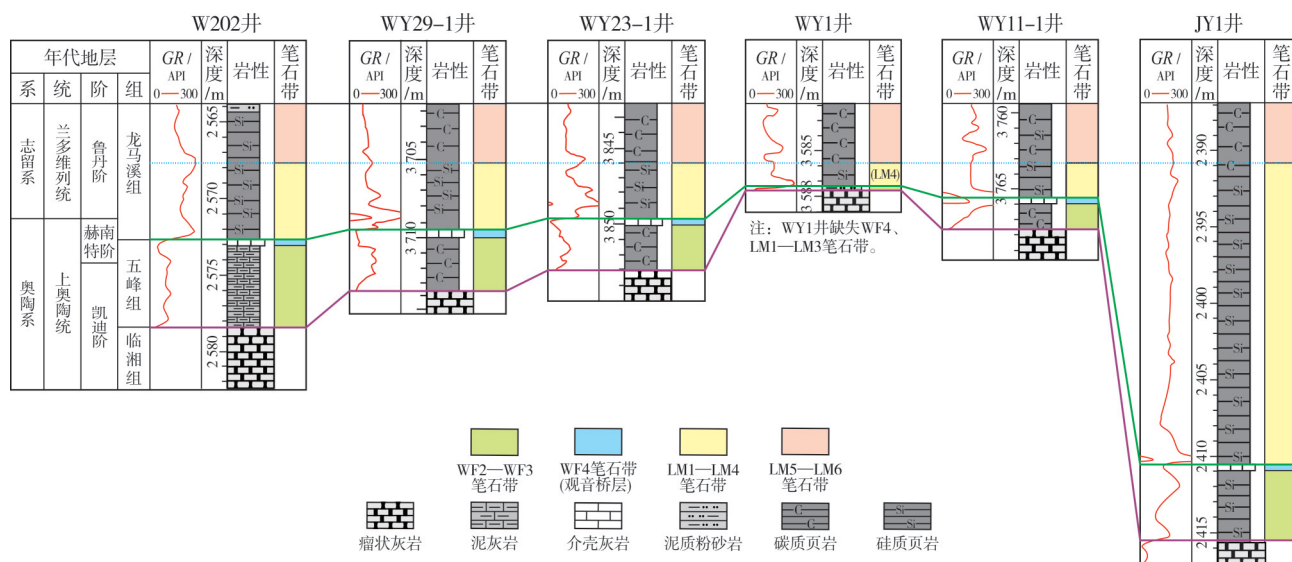


图3 四川盆地威远地区、涪陵地区五峰组—龙马溪组一段下部笔石地层连井对比(W202井据参考文献[7],井和剖面位置见图1b)

Fig. 3 Inter-well correlation of graptolite strata of Wufeng Formation–lower part of Longmaxi Member 1 in Weiyuan area and Fuling area, Sichuan Basin (Well W202 cited from reference [7], the location of well and section is shown in Fig. 1b)

(1) 五峰组下部WF2—WF3笔石带

晚凯迪期,受广西运动影响,四川盆地由被动大陆边缘向前陆盆地转换,这一时期全球海平面上升,陆内凹陷区水体深度甚至超过200 m,在大洋缺氧环境下盆地内沉积中心发育深水相黑色页岩。而在靠近川中古隆起的威远地区,发现有钙质页岩、灰岩、砂岩等沉积,说明水体在该处变浅,且受古隆起和水下高地影响,页岩厚度变化大。W202井WF2—WF3笔石带厚度为5.4 m,岩性为灰色泥

灰岩;向东至局部向斜地区,WY29-1井、WY23-1井该段厚度分别为2.3 m、1.5 m,岩性为黑灰色碳质页岩;位于自流井水下高地的WY1井,缺失黑色页岩,发育一套泥质粉砂岩沉积,厚约0.5 m,说明WY1井位于凸起高点,距水面更近甚至有出露水面接受冲刷的可能性;而水下高地南侧的WY11-1井,WF2—WF3笔石带厚度增大为1.7 m(图3)。

(2) 五峰组观音桥层WF4笔石带

早赫南特期也称为赫南特冰期,因全球气温骤

降,大量海水结冰,导致全球海平面下降约100 m。在这一背景下,WF4笔石带对应深水沉积后的一次大范围海退,盆地内部总体上水体变浅,沉积盆地面积大幅缩小。同时,在广西运动的影响下,古陆进一步抬升隆起,威远地区水退迅速,使得该带厚度变薄,而且大部分地区主要发育含介壳灰岩,岩性较均一。位于川中古隆起南缘附近的W202井,观音桥层WF4笔石带厚度为0.4 m;WY29-1井、WY23-1井该段厚度分别为0.4 m和0.3 m;而位于自流井水下高地中央的WY1井出现观音桥层及笔石带的缺失现象(图3),表明早赫南特期该区域未接受沉积或沉积后又被剥蚀掉;至WY11-1井,观音桥层厚度变为0.4 m。

(3) 龙马溪组一段底部LM1—LM4笔石带

晚赫南特期至早鲁丹期,全球冰川消融,海平面开始上升。随着沉积盆地水体逐渐扩大,威远地区水深加大,LM1—LM4笔石带主要发育黑色、深灰黑色硅质笔石页岩夹少量砂质泥岩。W202井该段厚度为4.5 m,向东逐渐变薄;WY29-1井、WY23-1井厚度分别为4.2 m和3.8 m;而处于自流井水下高地之上的WY1井则缺失LM1—LM3笔石带,LM4笔石带页岩直接覆于凯迪阶上部粉砂岩之上,厚度为1.8 m;至WY11-1井,LM1—LM4笔石带增厚至2.6 m(图3)。

2.2 页岩品质对比

2.2.1 深水陆棚相优质页岩厚度

受川中古隆起和自流井水下高地控制,威远地区五峰组—龙马溪组有机质页岩在沉积古水深、水动力条件和水体氧化-还原环境等方面,与页岩气高产区涪陵焦石坝和长宁地区相比存在明显差异,导致页岩品质不同,突出体现在WF2—LM4笔石带页岩的厚度和岩性上。

焦石坝和长宁地区从晚凯迪期到早鲁丹期一直处于沉积中心,属深水陆棚相。JY1井和N203井五峰组下部WF2—WF3笔石带厚度分别为4.5 m和3.0 m,岩性以富有机质黑色页岩为主,硅质含量高,以生物成因硅为主;*TOC*大于4%,且与生物成因硅呈明显正相关性^[21]。早赫南特期虽经历全球冰期和大规模海退,但该时期焦石坝和长宁地区地层持续沉降,造成水退较慢,五峰组观音桥层WF4笔石带在JY1井、N203井的厚度为0.5~1.0 m,岩性为灰黑色低有机质页岩、泥质灰岩,说明沉积水体仍较深。随着冰川消融,LM1—LM4笔石带沉积时期的水体加深,两个地区页岩层最大厚度超过25 m,岩性为富有机质黑色页岩,沉积于滞留水体底层的厌氧环境,在富氧的水体表层发育笔石、多细胞藻类等浮游生物。研究认为,来源于多细胞藻类的有机质易于生成有机质孔,其面孔率高达50%~80%,且连通性好,最有利于页岩气的赋存^[22]。勘探开发实践证明,WF2—LM4笔石带页岩对应于页岩气富集带^[23-24]。焦石坝地区JY1井WF2—LM4笔石带厚度达26.1 m(表1),含气量平均为6.03 m³/t,水平井压后单井EUR为1.57×10⁸ m³。

在威远地区,五峰组WF2—WF3笔石带整体较薄甚至缺失(图3),仅LM1—LM4笔石带页岩层沉积于水深相对较大、水动力弱、笔石化发育的环境中,岩性以黑色碳质页岩和含灰硅质页岩为主,碳酸盐矿物含量高,硅质(以生物成因硅为主)含量总体偏低,*TOC*介于2%~3%,反映页岩品质不及焦石坝和长宁地区。W202井笔石带页岩发育相对完整,推测局部水深相对较大,LM1—LM4笔石带厚度为4.5 m(表1),含气量为3.5 m³/t,EUR为0.5×10⁸ m³;向南、向东至WY29-1井和WY23-1井,LM1—LM4笔石带减薄为3.8~4.2 m,含气量介于3.4~3.5 m³/t,

表1 威远、焦石坝及长宁地区优质页岩特征参数和单井估算的最终可采储量(EUR)统计

Table 1 Statistics of characteristic parameters of high-quality shale and single-well estimated ultimate recovery (EUR) in Weiyuan, Jiaoshiba, and Changning areas

地区	井名	埋深/m	笔石带	厚度/m	<i>TOC</i> /%	<i>R_o</i> /%	孔隙度/%	硅质含量/%	钙质含量/%	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	EUR/10 ⁸ m ³
威远	W202	2 591.0	LM1—LM4	4.5	3.40	2.40	6.40	42.90	11.5	3.5	0.50
	WY1	3 587.5	LM4	1.8	2.81	2.26	4.05	36.38	22.3	2.2	0.35
	WY11-1	3 767.7	LM1—LM4	2.6	2.57	2.22	5.07	38.58	19.1	2.7	0.40
	WY23-1	3 830.0	LM1—LM4	3.8	2.97	2.07	6.97	35.88	22.7	3.4	0.45
	WY29-1	3 721.8	LM1—LM4	4.2	2.99	2.30	6.96	37.94	23.0	3.5	0.50
焦石坝	JY1	2 415.0	WF2—LM4	26.1	2.0~5.0	2.50~3.13	4.61	46.0	8~12	6.0	1.57
长宁	N203	2 393.0	WF2—LM4	28.0	2.7~3.6	3.15~3.24	5.30	45.0	20.5	4.6	1.22

EUR 为 $(0.45\sim 0.5)\times 10^8\text{ m}^3$; 靠近自流井水下高地凸起高点, 处于区内相对浅水区的 WY1 井, 多个笔石带页岩缺失或减薄, LM4 笔石带厚度为 1.8 m, 含气量为 $2.2\text{ m}^3/\text{t}$, 单井 EUR 为 $0.35\times 10^8\text{ m}^3$; 至 WY11-1 井, LM1—LM4 笔石带厚度为 2.6 m, 但该井靠近自流井水下高地南侧断层, 断层及次级裂缝发育导致页岩气发生部分散失, 含气量为 $2.7\text{ m}^3/\text{t}$, EUR 为 $0.4\times 10^8\text{ m}^3$ 。

综上所述, 古地貌的高低差异和沉积水体的深浅很大程度上控制着威远不同区域 LM1—LM4 笔石带页岩的品质, 进而造成含气性和单井累产的差异。在距离水下高地较远、古水深相对较大、水体还原性强的地区, LM1—LM4 笔石带页岩中优质页岩连续厚度大, 可以为页岩气富集提供良好的物质基础。

2.2.2 矿物组分与储集特征

相比焦石坝和长宁建产区, 威远地区五峰组—龙马溪组沉积水体较浅, 页岩中碳酸盐矿物含量相

对较高, 以分散状他形方解石和自形白云石为主, 其含量、分布和溶蚀程度直接影响页岩的储集性能和页岩气富集^[25-26]。

研究发现, 威远地区五峰组—龙马溪组碳酸盐矿物形成时间略早于生物成因硅^[27], 主要是大规模生烃前沉积—同生阶段胶结作用的产物^[28]。以 WY1 井为例, 龙马溪组碳酸盐矿物含量平均达 26.7%, 远高于 JY1 井(平均含量为 3.5%~6.0%)。在龙马溪组底部碳酸盐含量较低的层段(图 4a, 虚线框范围), 生物成因硅与陆源碎屑硅尚能形成支撑格架抵抗压实并保存储集空间, 与上部页岩的孔隙结构相比, 中孔和大孔明显更加发育(图 4b)。可见, 碳酸盐矿物含量高不利于硅质格架的形成, 对原始孔隙的保存不利。

碳酸盐矿物化学性质活泼, 易受地层流体影响而产生次生溶蚀孔。溶蚀孔隙的发育会影响页岩气富集和保存^[29-30]。溶蚀孔的成因和形成时间不

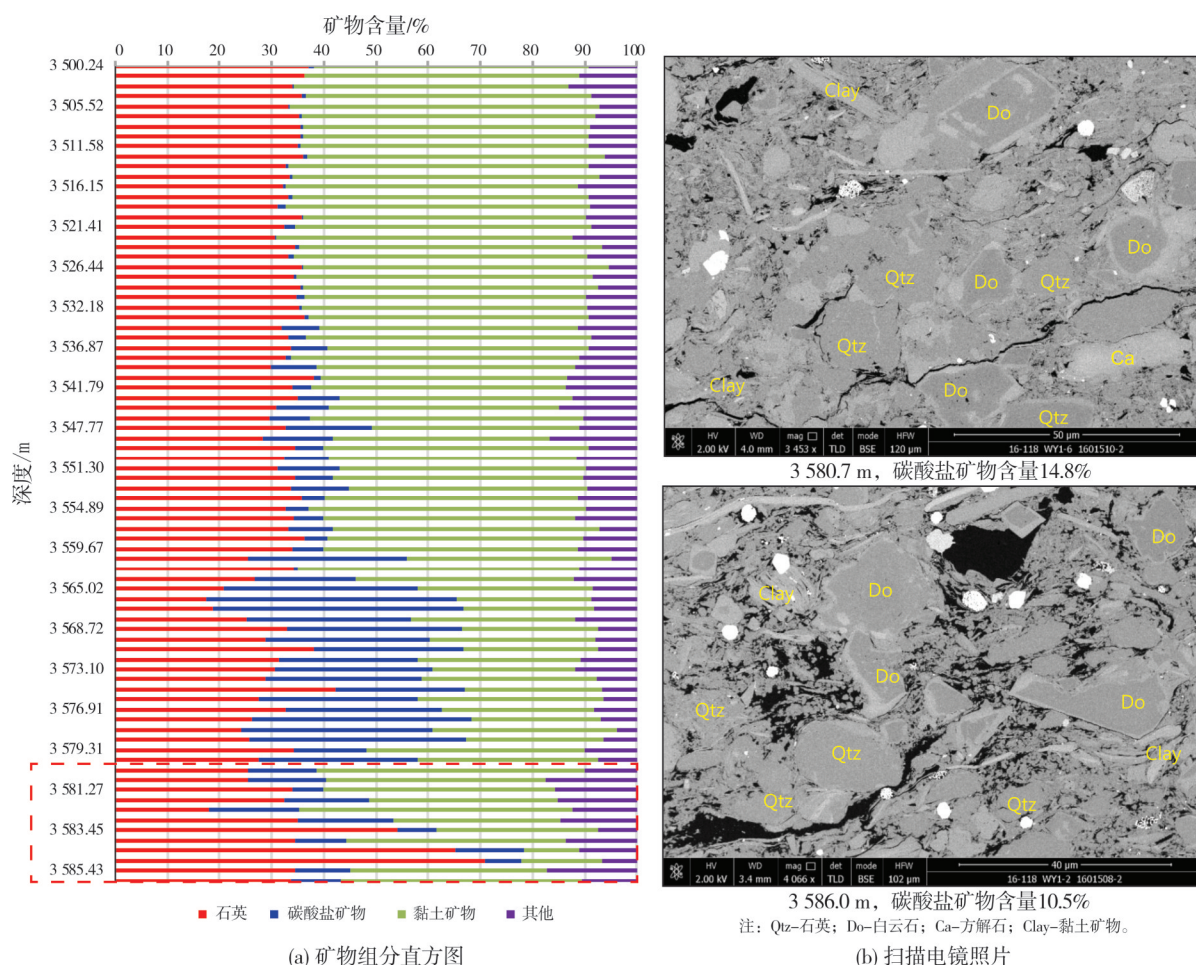
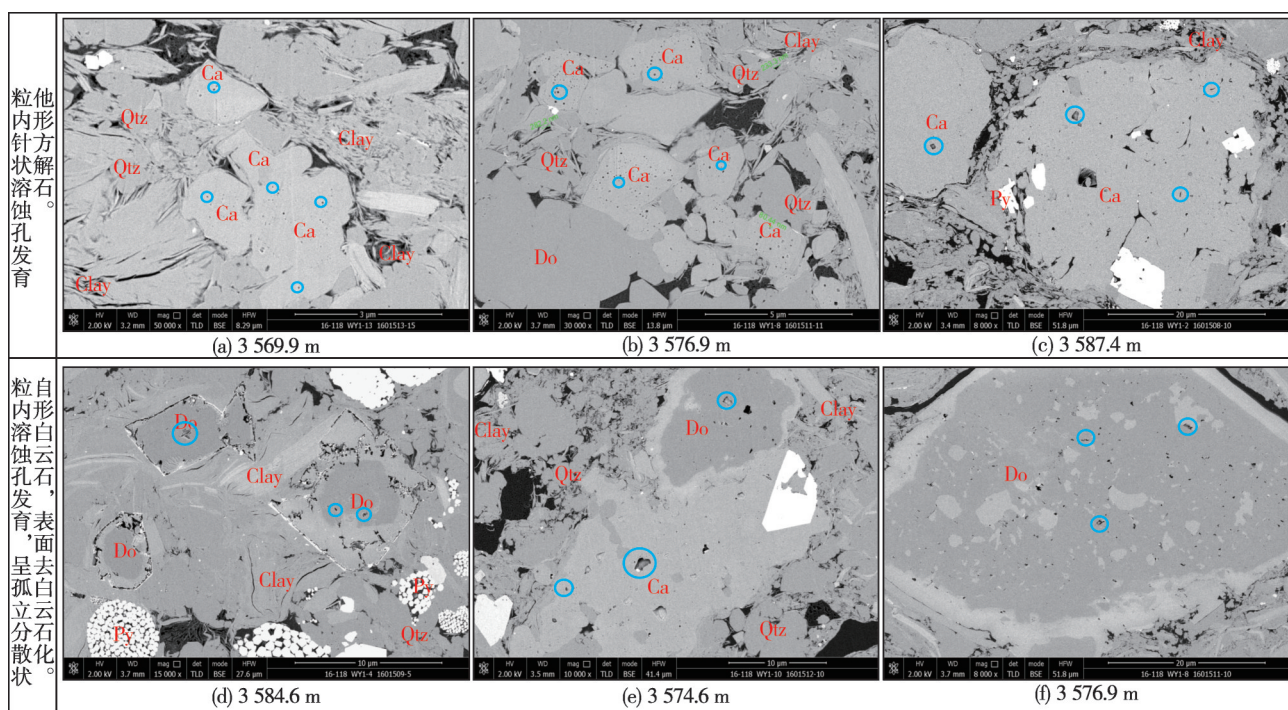


图4 威远地区 WY1 井龙马溪组页岩矿物组分特征
Fig. 4 Mineral compositions of shale of Longmaxi Formation of Well WY1 in Weiyuan area

同,造成页岩含气性变化不同。在成岩阶段早期形成的溶蚀孔,主要为干酪根热解形成有机酸溶蚀的结果,具有孔隙连通性好,常被沥青充填等特征,在增大页岩孔隙度的同时有利于页岩气富集。而成岩阶段晚期出现的溶蚀孔,可能为受燕山期构造抬升或现今大气水淋滤影响,地层水中碳酸含量升高而发生溶蚀所致。由于时间上晚于生烃高峰期,晚期溶蚀孔虽增加了储层孔隙度,但对页岩气富集起到不同程度的破坏作用^[31]。对 WY1 井龙马溪组黑色页岩样品进行扫描电镜观察发现,碳酸盐矿物溶

蚀孔主要发育在矿物粒内和/或粒间,多数溶蚀孔隙呈孤立分散状分布,连通性较差,其内未发现充填物,形状呈圆形、三角形或多边形(图5),反映受压实作用影响小,孔隙没有发生明显变形。基于 WY1 井页岩储集特征(孔隙度高)和生产动态特征(游离气含量较高,气井试采产量高,但压降快、EUR 低)两方面综合分析,推断溶蚀作用发生时间晚,属于受外界因素影响导致地层水中碳酸含量升高而形成的溶蚀孔,反映出气藏保存条件变差,页岩气遭到一定程度的破坏。



注: Qtz-石英; Do-白云石; Ca-方解石; Clay-黏土矿物; Py-黄铁矿。蓝色圈内示溶蚀孔。

图5 威远地区 WY1 井龙马溪组页岩碳酸盐矿物溶蚀孔扫描电镜照片

Fig. 5 SEM photos of dissolution pores of carbonate minerals in shale of Longmaxi Formation of Well WY1 in Weiyuan area

3 盖层与保存条件

3.1 盖层

页岩气藏是源储盖一体的非常规气藏。与北美海相页岩层系处于克拉通或前陆盆地等相对简单的构造背景不同,我国南方海相层系经历了多期次叠加构造改造,页岩气保存条件复杂^[32-33]。如果单纯基于“源控论”评估四川盆地海相页岩层系,则无法解释在页岩储层品质差异不大的情况下,各地区勘探效果差别较大的现象。因此,讨论盖层和保存条件有利于进一步明确页岩气藏的富集特征。

对于四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气藏来说,中下三叠统膏盐岩(或泥岩)塑性强、分布广,厚度最大达 600 m,其发育地区可形成一定的压力封闭,被认为是良好的区域盖层,但由于各地区构造抬升剥蚀强度和不同,导致盖层完整性和储层自封闭性差异较大^[12,34]。N203 井所在的长宁地区保存了部分下三叠统嘉陵江组膏盐岩,气藏压力系数高,可达 2.0。在威远地区,近川中古隆起的地层后期抬升幅度大,三叠系膏盐岩盖层条件差:膏盐岩厚度明显较小,介于 50~100 m^[35];古隆起核部的 W201 井上覆膏盐岩已剥蚀至中三叠统雷口坡组(T₂J),该处

压力系统遭到破坏,气井压力系数仅0.94;在W202井处已剥蚀至上三叠统须家河组(T_3x),气藏压力系数为1.2;在远离川中古隆起的侏罗系覆盖区,埋深超过3 500 m,气藏压力系数较高:WY1井压力系数为1.79,W204井压力系数为1.96,W205井压力系数为2.0(图6)。这反映了古地貌高低差异在一定程度上影响了盖层封闭能力和油气保存条件。

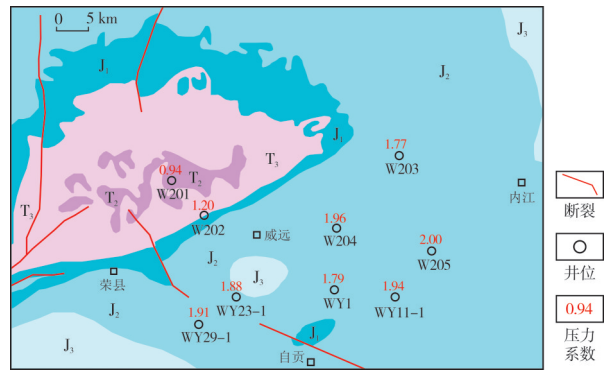


图6 川中古隆起及周缘地层出露和五峰组—龙马溪组地层压力系数分布

Fig.6 Exposed strata and pressure coefficient of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Middle Sichuan paleo-uplift and its periphery

3.2 地层水

关于四川盆地及其周缘下古生界海相地层的保存条件,除考虑前人研究较多的页岩气藏富集程度、构造改造强度外^[36-38],对于判别性指标的分析也十分必要。地层水特征主要受到盖层封闭性、抬升幅度、断裂活动及大气水下渗深度等因素影响,是反映气藏盖层封闭性和油气保存“现实表现”的直接指标^[22]。在研究区自流井水下高地附近,WY1井水平段压裂改造投产后,返排液总矿化度测试结果没有发生明显变化,介于25.1~28.3 g/L(表2),反映地层水矿化度偏低,且低于盆地外彭水地区常压气井PY1井(30.0~54.6 g/L)、PY3井(38.0~53.6 g/L)。陈安定指出威远地区页岩气田形成于加里东时期,在志留纪末期地层受到抬升破坏,地层水较活跃^[39]。WY1井临近自流井水下高地凸起高点,页岩地层在构造改造过程中被抬升至接近或出露地表,加之该井附近可能存在断层沟通作用,影响储层垂向封闭性,地下水与地表水发生了弱水交替,使得原始地层水矿化度发生变化。

表2 威远地区WY1井五峰组—龙马溪组地层水化学特征

Table 2 Hydrochemical characteristics of Wufeng Formation—Longmaxi Formation of Well WY1 in Weiyuan area

井名	取样时间	离子含量/(mg·L ⁻¹)						总矿化度/(g·L ⁻¹)
		Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Fe ²⁺ +Fe ³⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	
WY1	2016-04-22	9 348.7	328.2	31.3	20.7	14 927.9	461.9	25.1
	2016-06-20	9 484.1	356.5	31.9	37.6	15 291.8	378.2	25.5
	2016-08-15	10 548.4	433.1	36.8	185.4	16 491.2	598.2	28.3
	2017-04-17	10 449.0	440.1	35.7	39.0	17 243.2	313.1	28.3
	平均值	9 957.5	389.5	33.9	70.7	15 988.5	437.8	26.8

据此推测自流井高地附近页岩气保存可能受到了不利影响,使“生烃超压”页岩气藏遭受一定程度的破坏,这也是WY1井的含气量和压力系数相比周围井区偏低的原因。

4 页岩气赋存形式

页岩气赋存状态主要包括游离气和吸附气2种类型,其中游离气含量决定了页岩气藏的初始产能,而吸附气含量很大程度上决定了页岩气藏稳产的时间^[40]。前人研究认为,页岩的甲烷吸附能力在埋深介于900~1 800 m时达到最高值,此后随着深

度增大,温度和压力升高,页岩的甲烷吸附能力逐渐降低,游离气占比增加^[41]。同时,页岩孔隙作为页岩气赋存的载体,很大程度上影响着游离气与吸附气比例^[42]。与焦石坝中浅层页岩气藏相比,威远地区深层页岩气藏平均埋深增加500~1 200 m,孔隙类型与焦石坝中浅层页岩气藏没有显著差异,龙马溪组页岩孔隙度甚至略高于焦石坝地区,但在孔隙结构上,微孔(小于2 nm)、介孔(2~50 nm)在威远地区深层页岩中占比更低,约为焦石坝地区中浅层页岩的2/3至1/2。这是由于随着埋藏深度的增加,上覆地层压力会明显增大,小孔径孔隙更容易受到与

埋深密切相关的较高上覆地层压力的影响。小孔隙孔隙具有更大的比表面积,因此小孔隙孔隙占比的降低,在一定程度上降低了深层页岩的吸附气含量。

以美国墨西哥湾沿岸 Texas 盆地 Haynesville 页岩为代表的气藏以游离气占主导(78%~86%),气藏埋深大(3 048~4 115 m)、压力高(压力系数为 1.87),初始产气速率大,为 $(27.0\sim 54.5)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,但递减快(75%~80%)。而以美国西南部 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩为代表的气藏游离气占比相对较低(50%~61%),气藏埋深较浅(1 981~2 926 m)、压力低(压力系数为 0.8~1.1),具有较低的产气速率,为 $(5.4\sim 7.0)\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,但稳产开采时间可达 30~40 a。威远地区深层页岩气藏以游离气为主,占比为 76%~84%,与上述 Haynesville 气藏类似,气井具有初始产量高,但递减快的特点,第一年递减率达 75%~80%。综合分析认为,威远地区深层页岩气藏游离气占主导的页岩气赋存形式,很大程度上决定了试采产量高但递减快的气井生产特征。

5 页岩气甜点区

前述研究表明,LM1—LM4 笔石带页岩连续厚度总体较小是决定威远地区深层页岩气井 EUR 较低的首要因素。与焦石坝和长宁地区相比,威远地区富有机质页岩沉积环境受川中古隆起和自流井水下高地等古地貌因素影响大,沉积古水深相对较浅,LM1—LM4 笔石带页岩连续厚度小,矿物组分中碳酸盐含量高,对页岩储集性不利。在盖层和保存条件方面,研究区地层受后期改造强烈,上覆三叠系盖层不完整,五峰组—龙马溪组页岩溶蚀孔隙发育,地层水矿化度相对较低,这些均表明保存条件受到破坏。“源盖控烃”条件、页岩气赋存形式的差异,加之气藏埋深大,使得储层改造难度高,这是威远地区气井初始产量高,但稳产能力较差、递减快、累产低的综合地质原因。建议在勘探选区时重点寻找深水陆棚相 LM1—LM4 笔石带页岩沉积厚度大、上覆三叠系盖层完整性和封闭性较好的地区作为页岩气甜点区,同时应注重采用适应于深层页岩气地质条件的压裂改造技术和配套工具。

6 结论

(1)受川中古隆起和自流井水下高地控制,四川盆地威远地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马

溪组沉积水体相对较浅,不同时期发育的笔石带页岩出现不同程度的减薄或缺失。LM1—LM4 笔石带页岩总体厚度小,岩性为黑色含灰碳质页岩和含灰硅质页岩,碳酸盐矿物含量高,硅质矿物含量低,储层抗压实能力较弱;碳酸盐矿物溶蚀孔隙发育,且形成于干酪根最大生油期之后,不利于页岩气富集。

(2)威远地区五峰组—龙马溪组盖层和保存条件也受古地貌高低差异的影响。临近川中古隆起核部,三叠系膏盐岩盖层受剥蚀较严重,页岩气井压力系数明显较低;位于自流井水下高地的 WY1 井地层水矿化度较低,是构造抬升幅度大、地下水与地表水发生交替的结果,对原始“生烃超压”页岩气藏保存不利。

(3)威远地区深层页岩气藏埋深大、温度和压力高,比表面积较大的微孔、介孔等小孔隙孔隙受较高上覆地层压力影响占比降低,造成页岩的甲烷吸附能力降低,气体赋存形式以游离气为主,这是威远地区深层页岩气井产量递减快的重要地质原因。

(4)距离川中古隆起或自流井水下高地较远、古水深相对较大、水体还原性强的区域,具有深水陆棚相 LM1—LM4 笔石带优质页岩连续厚度大、局部构造相对稳定且盖层完整性和封闭性较好等特征,是五峰组—龙马溪组页岩气勘探开发的有利区。

参考文献

- [1] 何治亮,聂海宽,胡东风,等. 深层页岩气有效开发中的地质问题:以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 379~391.
HE Zhiliang, NIE Haikuan, HU Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: a case study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi Formations in Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta petrolei sinica, 2020, 41(4): 379~391.
- [2] 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.
- [3] 梁峰,王红岩,拜文华,等. 川南地区五峰组—龙马溪组页岩笔石带对比及沉积特征[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 20~26.
LIANG Feng, WANG Hongyan, BAI Wenhua, et al. Graptolite correlation and sedimentary characteristics of Wufeng-Longmaxi shale in southern Sichuan Basin[J]. Natural gas industry, 2017, 37(7): 20~26.
- [4] 施振生,王红岩,林长木,等. 威远—自贡地区五峰期—龙马溪期古地形及其对页岩储层品质的控制[J]. 地层学杂志, 2020, 44(2): 163~173.

- SHI Zhensheng, WANG Hongyan, LIN Changmu, et al. Paleotopography of Weiyuan - Zigong area in Wufengian - Lungmachi stages (Ordovician - Silurian transition) and its effect on the quality of shale gas reservoir [J]. *Journal of stratigraphy*, 2020, 44(2): 163-173.
- [5] 蒋玉强, 宋益涛, 漆麟, 等. 中国海相页岩岩相精细划分及测井预期: 以四川盆地南部威远地区龙马溪组为例 [J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 107-118.
- JIANG Yuqiang, SONG Yitao, QI Lin, et al. Fine lithofacies of China's marine shale and its logging prediction: a case study of the Lower Silurian Longmaxi marine shale in Weiyuan area, southern Sichuan Basin, China [J]. *Earth science frontiers*, 2016, 23(1): 107-118.
- [6] 熊亮, 魏力民, 史洪亮. 川南龙马溪组储层分级综合评价技术及应用: 以四川盆地威远页岩气田为例 [J]. *天然气工业*, 2019, 39(增刊 1): 60-65.
- XIONG Liang, WEI Limin, SHI Hongliang. Comprehensive evaluation technology and application of reservoir classification of Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin: a case study in Weirong Shale Gas Field in Sichuan Basin [J]. *Natural gas industry*, 2019, 39(S1): 60-65.
- [7] 王红岩, 郭伟, 梁峰, 等. 四川盆地威远页岩气田五峰组和龙马溪组黑色页岩生物地层特征与意义 [J]. *地层学杂志*, 2015, 39(3): 289-293.
- WANG Hongyan, GUO Wei, LIANG Feng, et al. Biostratigraphy characteristics and scientific meaning of the Wufeng and Longmaxi Formation black shales at well Wei 202 of the Weiyuan shale gas field, Sichuan Basin [J]. *Journal of stratigraphy*, 2015, 39(3): 289-293.
- [8] 欧阳明华, 史建南, 胡天文, 等. 四川盆地威远地区页岩气储层多尺度裂缝预测 [J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2020, 47(1): 75-84.
- OUYANG Minghua, SHI Jiannan, HU Tianwen, et al. 3D frequency-division fracture prediction in shale gas reservoir in the Weiyuan area, Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (science & technology edition)*, 2020, 47(1): 75-84.
- [9] LIU Naizhen, GUO Yong. 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): 1067-1075.
- [10] 庞河清, 熊亮, 魏力民, 等. 川南深层页岩气富集高产主要地质因素分析: 以威远页岩气田为例 [J]. *天然气工业*, 2019, 39(增刊 1): 78-84.
- PANG Heqing, XIONG Liang, WEI Limin, et al. Analysis on the main geological factors of deep shale gas enrichment and high production in southern Sichuan Basin: a case study in Weirong Shale Gas Field in Sichuan Basin [J]. *Natural gas industry*, 2019, 39(S1): 78-84.
- [11] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学. 四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策 [J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(2): 1-11.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin [J]. *Reservoir evaluation and development*, 2021, 11(2): 1-11.
- [12] JIN Zhijun, NIE Haikuan, LIU Quanyou, et al. Source and seal coupling mechanism for shale gas enrichment in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Marine and petroleum geology*, 2018, 97: 78-93.
- [13] 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集 [J]. *石油学报*, 2016, 37(5): 557-571.
- NIE Haikuan, JIN Zhijun, BIAN Ruikang, et al. The “source-cap hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery [J]. *Acta petrolei sinica*, 2016, 37(5): 557-571.
- [14] 陈旭, 樊隽轩, 张元动, 等. 五峰组及龙马溪组黑色页岩在扬子覆盖区内的划分与圈定 [J]. *地层学杂志*, 2015, 39(4): 351-358.
- CHEN Xu, FAN Junxuan, ZHANG Yuandong, et al. Subdivision and delineation of the Wufeng and Longmaxi black shales in the subsurface areas of the Yangtze platform [J]. *Journal of stratigraphy*, 2015, 39(4): 351-358.
- [15] 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 Longmaxi black graptolitic shales from Guizhou to Chongqing, central China [J]. *Scientia sinica: terrae*, 2017, 47(6): 720-732.
- [16] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 724-733.
- HE Zhiliang, HU Zongquan, NIE Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence [J]. *Natural gas geoscience*, 2017, 28(5): 724-733.
- [17] 聂海宽, 金之钧, 马鑫, 等. 四川盆地及邻区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征 [J]. *石油学报*, 2017, 32(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 Basin and its adjacent areas [J]. *Acta petrolei sinica*, 2017, 38(2): 160-174.
- [18] 孙莎莎, 芮昀, 董大忠, 等. 中、上扬子地区晚奥陶世—早志留世古地理演化及页岩沉积模式 [J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(6): 1087-1106.
- SUN Shasha, RUI Yun, DONG Dazhong, et al. Paleogeographic evolution of the Late Ordovician-Early Silurian in Upper and Middle Yangtze regions and depositional model of shale [J]. *Oil & gas geology*, 2018, 39(6): 1087-1106.
- [19] 马新华, 李熙喆, 梁峰, 等. 威远页岩气田单井产能主控因素与开发优化技术对策 [J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(3): 555-563.
- MA Xinhua, LI Xizhe, LIANG Feng, et al. Dominating factors on well productivity and development strategies optimization in Weiyuan shale gas play, Sichuan Basin, SW China [J]. *Pe-*

- troleum exploration and development, 2020, 47(3): 555–563.
- [20] CHEN Xu, RONG Jiayu, Mitchell C E, et al. Late Ordovician to earliest Silurian graptolite and brachiopod biozonation from the Yangtze region, South China, with a global correlation[J]. Geological magazine, 2000, 137(6): 623–650.
- [21] 孙川翔, 聂海宽, 刘光祥, 等. 石英矿物类型及其对页岩气富集开采的控制: 以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3692–3704.
- SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, LIU Guangxiang, et al. Quartz type and its control on shale gas enrichment and production: a case study of the Wufeng–Longmaxi Formations in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China[J]. Earth science, 2019, 44(11): 3692–3704.
- [22] NIE Haikuan, JIN Zhijun, SUN Chuanxiang, 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.
- [23] NIE Haikuan, LI Donghui, LIU Guangxiang, et al. An overview of the geology and production of the Fuling shale gas field, Sichuan Basin, China[J]. Energy geoscience, 2020, 1(3/4): 147–164.
- [24] 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.
- [25] LONGSTAFFE F J, RAN C, AYALON A, et al. Stable isotope evidence for multiple fluid regimes during carbonate cementation of the Upper Tertiary Hazeva Formation, Dead Sea Graben, southern Israel[J]. Journal of geochemical exploration, 2003, 80(2): 151–170.
- [26] LIU Sibing, HUANG Shijing, SHEN Zhongming, et al. Diagenetic fluid evolution and water–rock interaction model of carbonate cements in sandstone: an example from the reservoir sand–stone of the fourth member of the Xujiahe Formation of the Xiaoquan–Fenggu area, Sichuan Province, China[J]. Science China: earth sciences, 2014, 44(7): 1403–1417.
- [27] 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 gas reservoirs in the Wufeng – Longmaxi Fms in the Sichuan Basin [J]. Natural gas industry, 2020, 40(6): 31–41.
- [28] 王秀平, 牟传龙, 葛祥英, 等. 川南及邻区龙马溪组黑色岩系矿物组分特征及评价[J]. 石油学报, 2015, 36(2): 150–162.
- WANG Xiuping, MOU Chuanlong, GE Xiangying, et al. Mineral component characteristics and evaluation of black rock series of Longmaxi Formation in Southern Sichuan and its periphery[J]. Acta petrolei sinica, 2015, 36(2): 150–162.
- [29] FISHMAN N S, ELLIS G S, PAXTON S T, et al. Gas storage in the Upper Devonian–Lower Mississippian Woodford shale, Arbuckle Mountains, Oklahoma: how much of a role do Chert Beds play? [G]// CHATELLIER J, JARVIE D. Critical assessment of shale resource plays. AAPG memoir 103, 2013: 81–107.
- [30] BARUCH E T, KENNEDY M J, LÖHR S C, et al. Feldspar dissolution enhanced porosity in Paleoproterozoic shale reservoir facies from the Barney Creek Formation (McArthur basin, Australia) [J]. AAPG bulletin, 2015, 99 (9): 1745–1770.
- [31] NIE Haikuan, SUN Chuanxiang, LIU Guangxiang, et al. Dissolution pore types of the Wufeng Formation and the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, South China: implications for shale gas enrichment[J]. Marine and petroleum geology, 2019, 101: 243–251.
- [32] 金之钧, 蔡立国. 中国海相油气勘探前景、主要问题与对策[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 722–728.
- JIN Zhijun, CAI Liguang. Exploration prospects problems and strategies of marine oil and gas in China[J]. Oil & gas geology, 2006, 27(6): 722–728.
- [33] 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 [J]. Earth science frontiers, 2012, 19(3): 280–294.
- [34] 崔哲, 杨威, 王乾右, 等. 顶底板封闭性对四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩气差异富集的影响[J]. 海相油气地质, 2020, 25(3): 243–252.
- CUI Zhe, YANG Wei, WANG Qianyou, et al. Sealing property of roof and floor of Wufeng Formation–Longmaxi Formation and its influence on shale gas differential enrichment in Sichuan Basin and its surrounding areas [J]. Marine origin petroleum geology, 2020, 25(3): 243–252.
- [35] 金之钧, 龙胜祥, 周雁, 等. 中国南方膏盐岩分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(5): 571–593.
- JIN Zhijun, LONG Shengxiang, ZHOU Yan, et al. A study on the distribution of saline–deposit in southern China [J]. Oil & gas geology, 2006, 27(5): 571–593.
- [36] 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 Tengeer, 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.
- [37] 王玉满, 李新景, 董大忠, 等. 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, et al. 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.
- [38] 施振生, 董大忠, 邱振, 等. 渝东北巫溪2井龙马溪组黑色页岩特征及页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2017, 37(增刊1): 17–24.
- SHI Zhensheng, DONG Dazhong, QIU Zhen, et al. Black shale characteristics and shale gas accumulation conditions

- of Longmaxi Formation in Well Wuxi 2, Northeast Chongqing [J]. *Natural gas industry*, 2017, 37 (S1): 17–24.
- [39] 陈安定. 氮气对海相地层油气保存的指示作用[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(1): 85–89.
- CHEN Anding. Nitrogen as an index of oil–gas preservation conditions in marine strata [J]. *Petroleum geology & experiment*, 2005, 27(1): 85–89.
- [40] OROZCO D, AGUILERA R. A material balance equation for stress–sensitive shale gas reservoirs considering the contribution of free, absorbed and dissolved gas [C]// Society of Petroleum Engineers. SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, 2015.
- [41] YANG Feng, NING Zhengfu, ZHANG Rui, et al. Investigations on the methane sorption capacity of marine shales from Sichuan Basin, China [J]. *International journal of coal geology*, 2015, 146: 104–117.
- [42] 李笑天, 潘仁芳, 鄢杰, 等. 四川盆地长宁—威远页岩气示范区下志留统龙马溪组泥页岩吸附特征及影响因素分析 [J]. *海相油气地质*, 2016, 21(4): 60–66.
- LI Xiaotian, PAN Renfang, YAN Jie, et al. Absorptivity and influential factors of Lower Silurian Longmaxi gas–bearing shale in Changning–Weiyuan area, Sichuan Basin [J]. *Marine origin petroleum geology*, 2016, 21(4): 60–66.

编辑:董庸

Main geological factors of enrichment and high yield of deep shale gas reservoirs in Weiyuan area, Sichuan Basin: analyzed from the perspective of source–cap controlling hydrocarbon

SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, XIONG Liang, DU Wei,
ZHANG Guangrong, CHEN Qing, LI Donghui

Abstract: With the deepening of shale gas exploration and development, shale gas fields in the Weiyuan area of the southwestern Sichuan Basin have shown great resource potential. However, gas wells with high test production reveal rapid decline rate and low estimated ultimate recovery (EUR) of single well. To clarify the geological reasons, the main factors affecting the enrichment and high production of deep shale gas are discussed from the perspective of source–cap controlling hydrocarbon based on the deep shale gas accumulation conditions as well as the exploration and development practices in the Weiyuan area. The results show that: (1) The sedimentary environment of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Weiyuan area is controlled by the central Sichuan paleo–uplift and the Ziliujing underwater highland, and multiple graptolite shale intervals is thinned or missing in varying degrees. The LM1–LM4 graptolite shale interval developed in anoxic environment with relatively large paleowater depth is generally thin (1.8–4.5 m). The lithology is black gray carbonaceous shale and gray siliceous shale with high carbonate minerals content and low siliceous minerals content. The anti–compaction ability of reservoir is weak, and the shale quality is slightly worse than that in Jiaoshiba and Changning areas. (2) The dissolution pores of carbonate minerals in shale of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Weiyuan area are developed and formed after the maximum oil generation period of kerogen, which is not conducive to shale gas enrichment. (3) In the later stage, the strata were uplifted and denuded strongly, part of the Triassic gypsum salt rock acting as regional cap was denuded, so the regional sealing was damaged to a certain extent, but the preservation conditions were better in the area far from the paleo–uplift. (4) The deep shale gas reservoir in Weiyuan area has large buried depth, high temperature and pressure, and the proportion of micropores, mesopores and other small pores with large specific surface area is reduced due to the influence of higher overlying formation pressure, resulting in the reduction of methane adsorption capacity of shale, and the gas occurs mainly as free gas. It is considered that the source–cap condition is an important geological reason for the high trial yield but poor stable production capacity of deep shale gas of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Weiyuan area. It is pointed out that the area with large thickness of high–quality shale of LM1–LM4 graptolite intervals, relatively stable local structure and complete preservation of gypsum salt caprock of Middle and Lower Triassic is a favorable area for shale gas enrichment.

Key words: paleo–uplift; graptolite shale interval; shale gas; preservation condition; Longmaxi Formation; Weiyuan area; Sichuan Basin

SUN Chuanxiang, First author: Master, Geologist, mainly engaged in research on unconventional oil and gas geology. Add: Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, No.31 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China

NIE Haikuan, Corresponding author: PhD, Professor, mainly engaged in research on unconventional oil and gas geology. Add: Petroleum Exploration and Production Research Institute, Sinopec, No.31 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, China