

# 排烃效率对页岩气形成与富集的影响

腾格尔<sup>1</sup>, 陶成<sup>2</sup>, 胡广<sup>3</sup>, 申宝剑<sup>2</sup>,  
马中良<sup>2</sup>, 潘安阳<sup>2</sup>, 王杰<sup>2</sup>, 王向华<sup>1</sup>, 徐二社<sup>2</sup>

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院  
无锡石油地质研究所, 江苏无锡 214126; 3. 西南石油大学, 成都 610500)

**摘要:**页岩气富集既需要充足气源, 又受后期构造改造强度控制。气源受制于烃源品质和排烃效率, 滞留烃量是页岩气生成量的必要条件。通过固体沥青识别和统计, 结合氦、碳同位素分析, 研究了上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组烃源岩在四川盆地焦石坝、彭水地区的排烃效率、原地生气量及其对页岩气富集的影响。结果表明, 五峰组—龙马溪组富有机质层段在焦石坝排烃效率为 23%, 滞留油量为 27.67 kg/t, 原地生气量为 21.23 m<sup>3</sup>/t; 而在彭水地区的排烃效率为 65%, 滞留油量为 11.0 kg/t, 原地生气量为 18.99 m<sup>3</sup>/t, 显示差异生排烃作用, 这与印支运动的影响程度有关。<sup>4</sup>He 同位素测年表明, 涪陵页岩气开始被封存聚集的时间为 231 Ma, 处于生油高峰期初期阶段, 既气源充足, 又利于有机孔隙发育; 而彭水页岩气封闭体系形成的起始时间为 183 Ma, 晚于生气高峰期, 气源不足。涪陵页岩气  $\delta^{13}\text{C}_2$  为 -35.8‰,  $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$  为 4.8‰, 而彭水页岩气  $\delta^{13}\text{C}_2$  为 -33.0‰,  $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$  为 3.3‰, 不同的  $\delta^{13}\text{C}$  分馏效应应归因于生烃体系状态的差异性。烃源岩埋藏生烃演化过程中生烃高峰期与关键构造变革期的匹配, 最大埋藏期的滞留烃量和抬升剥蚀过程中构造改造强度, 联合控制着页岩气的生成、富集和保存。

**关键词:**封闭性; 稀有气体; 同位素; 排烃效率; 页岩气; 五峰组—龙马溪组; 四川盆地

中图分类号: 132.2

文献标识码: A

## Effect of hydrocarbon expulsion efficiency on shale gas formation and enrichment

BORJIGIN Tenger<sup>1</sup>, TAO Cheng<sup>2</sup>, HU Guang<sup>3</sup>, SHEN Baojian<sup>2</sup>,

MA Zhongliang<sup>2</sup>, PAN Anyang<sup>2</sup>, WANG Jie<sup>2</sup>, WANG Xianghua<sup>1</sup>, XU Ershe<sup>2</sup>

(1. Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China;

3. Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** Shale gas enrichment is not only controlled by sufficient gas source but also by the intensity of later structural transformation. Gas volume is related to source rock quality and hydrocarbon expulsion efficiency, and the amount of shale gas generation depends on remaining hydrocarbon. Based on the identification and statistics of solid bitumen and the analysis of helium and carbon isotopes, the hydrocarbon expulsion efficiency, the in situ gas production of the Upper Ordovician Wufeng and Lower Silurian Longmaxi shales in Jiaoshiba and Pengshui exploration areas and its influence on shale gas enrichment were investigated. The hydrocarbon expulsion efficiency, residual oil volume and in situ gas volume for Jiaoshiba were 23%, 27.67 kg/t and 21.23 m<sup>3</sup>/t, while those values for Pengshui were 65%, 11.0 kg/t, and 18.99 m<sup>3</sup>/t, respectively, indicating differential hydrocarbon generation and expulsion related to various influence of the Indosinian Movement. According to the results of <sup>4</sup>He isotope dating, Fuling shale gas began to be stored and accumulated at the initial stage (231 Ma) of the oil generation peak period with sufficient gas sources, while the closed system for Pengshui shale gas was formed at the later stage (183 Ma) than the gas generation peak with insufficient gas source. The  $\delta^{13}\text{C}_2$  and  $\delta^{13}\text{C}_1 - \delta^{13}\text{C}_2$  for Fuling shale gas were -35.8‰ and 4.8‰, while those values for Pengshui shale gas were -33.0‰ and 3.3‰, respectively. The different  $\delta^{13}\text{C}$  fractionation effects might be attributed to the distinct state of the hydrocarbon generation system. Therefore, the matching of the hydrocarbon generation peak period with the key structural transformation period in the process of hydrocarbon generation and

收稿日期: 2020-01-20; 修订日期: 2020-04-30。

作者简介: 腾格尔 (1967—), 男, 博士, 研究员, 从事油气地球化学、页岩油气赋存机理研究。E-mail: tenggeer@mail.cgs.gov.cn。

基金项目: 国家科技重大专项 (2017ZX05036-002) 和国家自然科学基金 (41690133) 资助。

evolution, the hydrocarbon retention amount in the maximum burial period and the structural transformation intensity in the process of uplift and denudation jointly controlled the generation, enrichment and preservation of shale gas.

**Key words:** sealing property; noble gases; isotope; hydrocarbon expulsion efficiency; shale gas; Wufeng-Longmaxi formations; Sichuan Basin

排烃效率指烃源岩排出烃的质量与生烃的质量百分比,是常规油气资源评价的关键参数,是烃源岩评价研究中的重点内容之一。通常认为排烃效率与生烃能力相关,有机质类型好、丰度高、成熟度高,则排烃效率高<sup>[1-3]</sup>,但不同类型烃源岩的排烃效率变化大(25%~85%),影响因素多,主控因素尚无统一认识。页岩气资源评价则关注烃源岩中原位滞留烃量及其生气、储存机制。在高过成熟阶段,如果液态烃在没有完全排出的情况下,烃源岩内存在干酪根和残余沥青两类主要的生气母质,高成熟的富甲烷天然气主要来自残留的液态烃和湿气裂解<sup>[4-5]</sup>。近年来有关页岩气生成机理研究也证实,海相页岩气主要来自滞留油裂解气,其占比可达70%以上,是供给充足气源及其储集空间的主要物质基础<sup>[6-7]</sup>。显然,排烃效率或滞留烃量对页岩气生成与富集起到关键的制约作用,滞留烃量是页岩气生成量的必要条件。从质量平衡计算,烃源岩内生成的烃类,排出越少,则滞留越多,气源越充足,页岩气生成潜力越大,加之大量液态烃滞留并裂解生成固体沥青,有助于有机孔发育,提高页岩气储集能力。页岩油气勘探研究表明,在页岩油气富集区烃源岩的排烃效率总体不高,有大量烃类滞留于烃源岩层中,为页岩油气生成与富集提供了充足来源。JARVIE等<sup>[8]</sup>提出Barnett页岩总生烃量有40%滞留于烃源岩中,且在足够高的热成熟度时裂解形成了页岩气。我国松辽、渤海湾和鄂尔多斯盆地等湖相烃源岩中可溶有机质含量一般在0.1%~3.0%<sup>[9]</sup>,这些残留液态烃如果进一步受热裂解则形成常规天然气的来源<sup>[10]</sup>或页岩气资源<sup>[11-12]</sup>。然而,南方下古生界烃源岩(富有机质页岩)早在燕山—喜马拉雅期的抬升剥蚀前就经历了高热演化和大量生烃、排烃过程,现已普遍达到成熟,常用的计算排烃效率的氯仿沥青“A”、热解等技术方法和指标已失效。如何有效恢复古老烃源岩生排烃演化过程及其滞留烃量,是久而未解的一个技术难题,也是客观分析页岩气在烃源岩埋藏成岩—抬升改造的整个地质演化过程中生成—聚集/排出—保存/逸散条件必须涉及的一个重要环节。

众所周知,原油裂解生成2个产物:天然气和

固体沥青。基于质量守恒原理,通过生排烃模拟实验数据和生烃动力学计算等,可以定量分析原油裂解过程中气、液、固态三相反应物—产物之间的转化率或产率变化<sup>[13-17]</sup>。可见,高过成熟烃源岩中从现今的固体沥青含量可以预测原始原地裂解的原油量。本文基于固体沥青的精细识别和定量统计,反演其原地滞留油量和生气量,结合稀有气体同位素定年技术判定页岩气封闭体系形成时间和页岩气碳同位素地球化学研究,对比分析同一层位不同地区烃源岩的排烃效率、最大埋藏期或抬升剥蚀前生气潜力,揭示其对页岩气生成富集的影响机制,为全面有效评价页岩气生成—聚集—保存条件提供新的技术思路和途径。

## 1 样品与实验方法

### 1.1 样品

研究区位于涪陵地区焦石坝构造和彭水地区桑柘坪向斜,处于四川盆地边缘齐岳山断裂带两侧的上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组( $O_3w-S_1l$ )页岩气典型的差异富集区<sup>[6]</sup>。其中,焦石坝构造是涪陵页岩气田的主体富集高产区,处于异常高压区,其发现井——JY1井 $O_3w-S_1l$ 地层压力系数为1.55,试获日产20.3万方的高产工业气流;桑柘坪向斜部署的PY1井 $O_3w-S_1l$ 地层压力系数为0.96,处于常压区,试获日产2.52万方的工业气流。在此2个地区分别选取JY2和PY1井采集 $O_3w-S_1l$ 岩心样品15件,其中JY2采7件,PY1采8件。

### 1.2 实验方法

#### 1.2.1 固体沥青的识别及定量统计

$O_3w-S_1l$ 烃源岩中沥青反射率多为2.2%~3.3%,平均达2.6%<sup>[18]</sup>,处于过成熟阶段,使得烃源岩中不同类型的显微组分高度均一化,光学显微镜下显示各类有机质颜色一致,加之分辨率所限,有机质形态和边界难以区分,故传统的薄片鉴定方法难以有效识别和统计固体沥青。这些有机质尽管经历了高热演化过程,但还没进入完全石墨化前本质不变,包括化学成分和结构等。因此,本文采用高分辨率扫描电镜技术识别有机质产状和孔隙发育情况(表1),联用能谱技术分析化学成分,结合激光拉曼光谱的结构分析,综合识别固体沥青,并

表1 四川盆地 JY2 和 PY1 井五峰组—龙马溪组不同有机显微组分的几何形状参数

Table 1 Geometrical parameters of different organic macerals in Wufeng-Longmaxi formations, wells JY2 and PY1, Sichuan Basin

显微组分类型	形状系数	非均质性/%	分形维数	角度/(°)
固体沥青	0.23~0.33	0.33~0.45	1.14~1.19	0
前油沥青	0.75~0.94	0.37~0.57	1.72~1.88	0
无定形体	0.22~0.31	0.34~0.47	1.12~1.22	32~57
藻质体	0.43~0.64	0.17~0.25	1.34~1.55	31~63

采用商用的水平集与神经网络(FCN)图像处理方法相结合获取固体沥青的边缘并定量统计。 $O_3w-S_1l$ 样品的固体沥青的识别与统计主要由西南石油大学胡广博士完成,部分样品由中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所测试中心完成。

### 1.2.2 滞留油量、排油效率及生气潜力计算

本文采用王铜山等<sup>[16]</sup>建立的原油裂解气计算模型,按照实测固体沥青含量,结合现今有机碳含量,估算滞留油量及生气量,反演排油效率(1-滞留油量/生烃量)。王铜山等<sup>[16]</sup>通过高压封闭体系原油裂解模拟实验,定量分析海相原油裂解生成的气、液、固三相产物(生气量、残余油、固体沥青),结合生烃动力学计算,建立了基于固体沥青含量的原油裂解成因天然气量的计算模型。笔者认为该计算模型的基本思路符合本文烃源岩封闭体系中滞留油原地裂解生成页岩气的核心思想。其中,原油裂解气计算模型公式详见文献[16],本文采用的相关假设及其参数标注如下:

(1)利用沥青恢复原始生产率的假设:干酪根类型为 $II_1$ 型、成熟度 $EgVR_0$ 为2.0%(原油裂解生气高峰期)进行计算,固体沥青:滞留油:烃气=1.00:2.50:1.08(质量比),天然气和沥青密度取 $0.7174\text{ kg/m}^3$ 和 $1.0\text{ t/m}^3$ 。(2)利用TOC恢复原始生产率的假设:TOC恢复系数取1.4,产气率取 $350\text{ m}^3/\text{t}$ ,有机质密度取 $1.0\text{ t/m}^3$ 。

### 1.2.3 页岩气稀有气体组分及其同位素组成分析

目前,国内外稀有气体同位素质谱仪的样品前处理系统多针对固体样品,对烃类等活性气体的净化能力有限,不能满足富烃天然气的分析要求。基于此,陶成等<sup>[18-19]</sup>研制了富烃天然气中稀有气体纯化富集的前处理装置,并与四极杆质谱、同位素质谱联用,实现了天然气中痕量稀有气体组分及其同位素组成的有效检测。本文采用此项稀有气体纯化富集及其在线分析技术,对JY1和PY1井页岩气样品进行了稀有气体组分及其同位素组成分

析;采用常规的同位素质谱质谱分析技术,对涪陵页岩气田的JY1、JY2、JY3、JY4井和彭水地区PY1、PY2、PY3、PY4井以及威荣页岩气田WY1、WY23-1井的 $O_3w-S_1l$ 页岩气样品开展了天然气组分及其碳同位素分析,上述实验均由中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所测试中心完成。

## 2 结果与讨论

### 2.1 固体沥青含量、滞留油量及排油效率

固体沥青是烃源岩中最常见的次生显微组分,属于富含胶质和沥青质的沥青或原油的二次裂解—缩聚反应产物,又是页岩有机质孔隙的主要载体<sup>[6-7,20-21]</sup>。根据JY2、PY1井 $O_3w-S_1l$ 样品中固体沥青的精细识别,结合其他探井岩心样品的显微组分分析<sup>[20-21]</sup>,发现不同地区 $O_3w-S_1l$ 烃源岩中固体沥青在产出状态上大同小异,多呈块状、微细脉充填于碎屑颗粒、微裂缝和生物原生孔之间,大小和形态受限于所处的孔隙和裂缝,无特定的形态;大小多为几至几十微米,个别沥青沿裂缝呈长条状分布,长度达百余至数百微米,整体上以充填碎屑颗粒之间居多,以基质沥青为主,尤其微粒体大量发育,分布广泛,但粒度小,较分散,总量不多。但是,在空间分布上固体沥青含量差异较大,在纵向上固体沥青主要发育于 $O_3w-S_1l$ 下段,尤其在TOC大于3%的①、③和④小层段最为发育,一般在0.2%~0.8%之间变化,最高可达1.65%,多分布在硅质页岩、碳质页岩中,而 $O_3w-S_1l$ 上段的粉砂质泥岩和泥质粉砂岩中见有少量或几乎未发现固体沥青。平面上,不同探区 $O_3w-S_1l$ 同一富有机质层段,固体沥青含量也不同,反演的滞留油量、排烃效率和生气潜力存在显著差异。如图1所示,JY2井埋深2520~2575m层段固体沥青含量介于0.28%~1.34%,平均为0.72%,其估算的滞留油量为7.0~33.5kg/t,平均为17.96kg/t,原地生气量为12.74~24.99 $\text{m}^3/\text{t}$ ,平均为19.93 $\text{m}^3/\text{t}$ ,反演的排油效率变化范围较大,介于12%~80%,平均为48%,其中滞留油量高值段均处于当前正在重点开采的③~④小层甜点层段,其排烃效率为12%~36%,平均为23%,相应的滞留油量为16.75~33.5kg/t,平均为27.67kg/t,原地生气量为15.68~24.99 $\text{m}^3/\text{t}$ ,平均为21.23 $\text{m}^3/\text{t}$ ;而富有机质层段的上下2个边界段滞留油量低或排油效率高,尤其底部2个样品正处于观音桥段顶底两侧,排烃效率高达73%~80%。如图2所示,在PY1井 $O_3w-S_1l$ 中,

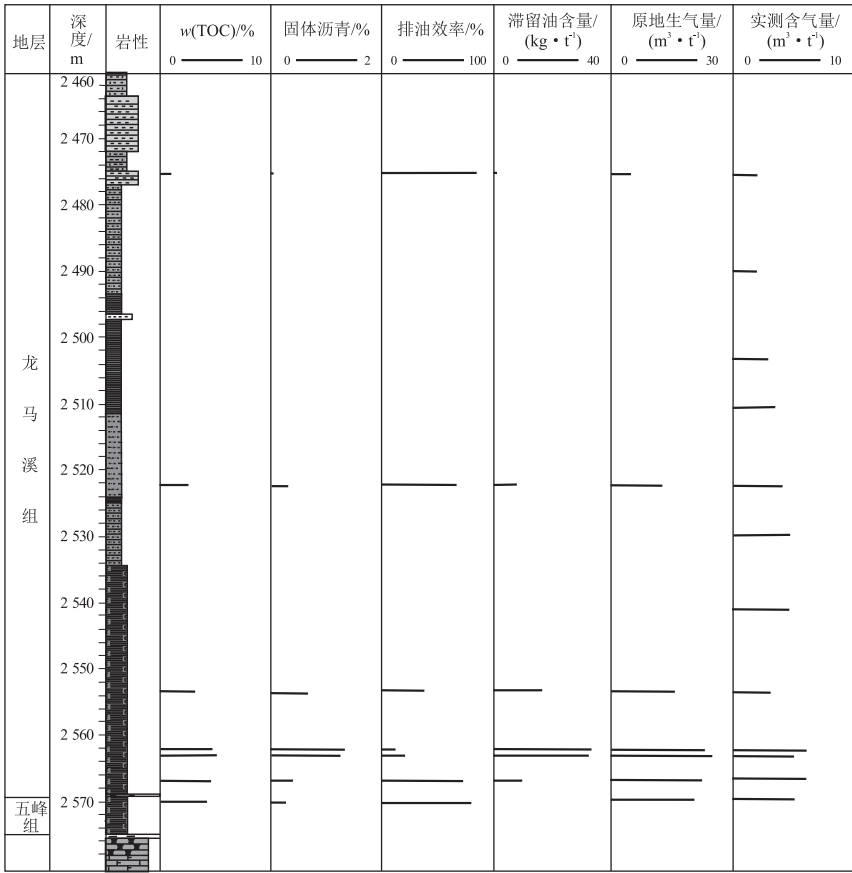


图 1 四川盆地 JY2 井 O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 岩性与地球化学综合柱状图

Fig.1 Comprehensive histogram of lithology and geochemistry of Wufeng-Longmaxi formations, well JY2, Sichuan Basin

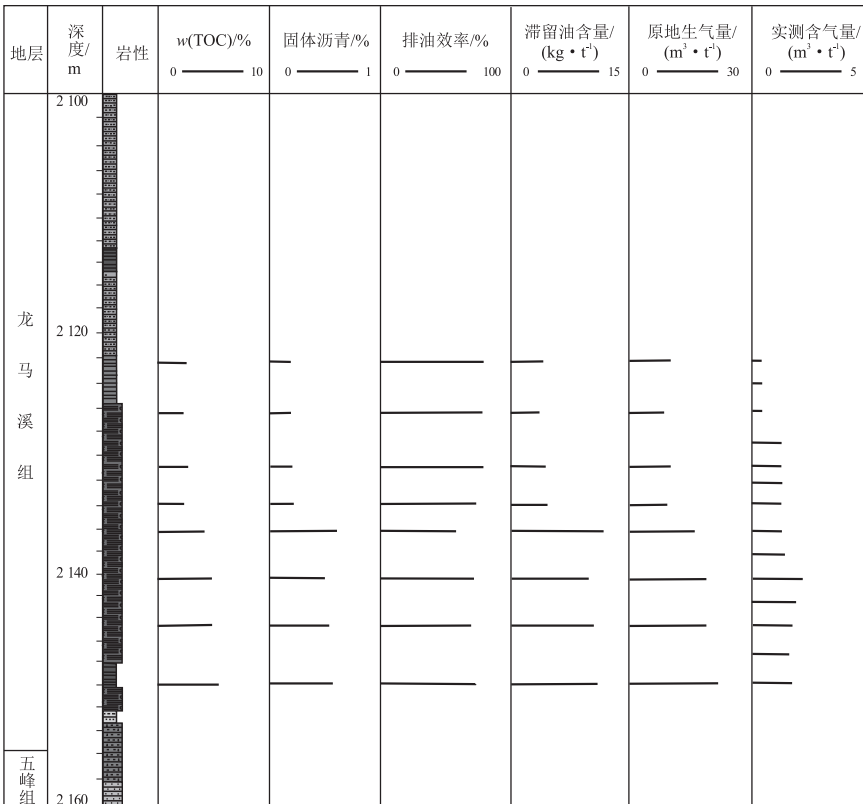


图 2 四川盆地 PY1 井 O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 岩性与地球化学综合柱状图

Fig.2 Comprehensive histogram of lithology and geochemistry of Wufeng-Longmaxi formations, well PY1, Sichuan Basin

固体沥青含量及滞留油量、排烃效率等基本以埋深 2 135 m 即⑤小层底部为界限分布明显不同,但各分段内部变化较小。埋深 2 135 m 以下龙马溪组一段底部富有机质页岩段(TOC 大于 3%层段),固体沥青含量介于 0.40%~0.48%,平均为 0.44%,其估算的滞留油量为 10.0~12.0 kg/t,平均为 11.0 kg/t,原地生气量为 16.17~21.56 m<sup>3</sup>/t,平均为 18.99 m<sup>3</sup>/t,反演的排油效率介于 55%~69%,平均为 65%,正处于当前正在重点开采的③~④小层甜点层段;在 2 135 m 以上龙马溪组一段上部即⑤~⑥小层段(TOC 小于 3%层段),固体沥青含量介于 0.15%~0.19%,平均为 0.17%,其估算的滞留油量为 3.75~4.75 kg/t,平均为 4.25 kg/t,原地生气量为 8.82~10.29 m<sup>3</sup>/t,平均为 9.68 m<sup>3</sup>/t,反演的排油效率介于 69%~75%,平均为 73%。

上述固体沥青、滞留油量等分布特征表明,纵向上以③~④小层为主的富有机质层段的排烃效率低于其上段的泥质粉砂岩段和下部临近的观音桥段;横向上涪陵地区排烃效率远低于彭水地区,尤其③~④小层为主的富有机质层段在焦石坝构造区排烃效率平均仅为 23%,原油原地滞留率近 80%,该层段在桑柘坪向斜区排油效率与其上部泥质粉砂岩层段相近,普遍达 65%以上,平均达 70%,原油原地滞留率仅约 30%,指示在此 2 个地区内 O<sub>3w</sub>-S<sub>1l</sub> 烃源岩埋藏过程中的生排烃作用不同。在涪陵地区内烃源岩层自身封闭性较好,加之构造稳定和致密的顶底板条件,总体排烃作用较弱,有利于更多的油气滞留于烃源岩层内;而彭水地区烃源岩层尽管具有与涪陵地区类似的顶底板条件,但埋藏过程中整体自身封闭性相对较差,排替压力较低,生烃增压等作用下更容易发生幕式排烃过程,使得在生烃高峰期更多的油气排出烃源岩层,降低了页岩气生成与富集潜力。

## 2.2 页岩气藏的形成时间

常规天然气利用气藏中<sup>4</sup>He 的累积效应来约束其形成的年代<sup>[22]</sup>。页岩气自生自储,其封闭机制与常规天然气不同,无需传统圈闭条件,烃类气源内成藏。作为区别于常规天然气的特殊地质

体,页岩气藏封闭有效性及对应的地质时间是研究的重要方面。<sup>4</sup>He 具良好的时间效应、化学惰性和运动活性,页岩中其地球化学行为实际上包括 2 个过程:一是页岩中 U、Th 元素 α 衰变产生<sup>4</sup>He;二是伴随物理化学作用过程,<sup>4</sup>He 从固体岩石中析出进入气相。CRAIG 等<sup>[23]</sup>依据 U、Th 的衰变方程,得到单位时间(a)、单位重量(g)岩石放射性元素产生<sup>4</sup>He 的定量表达式 J<sub>4</sub>:

$$J_4 = 0.235 \times 10^{-12} U [1 + 0.123 (\text{Th}/U - 4)] \quad (1)$$

式中:U、Th 为页岩中 U、Th 的含量,10<sup>-6</sup>。则页岩气藏中<sup>4</sup>He 的累积速率 P 可表示为:

$$P = \rho \times 0.235 \times 10^{-12} U \times [1 + 0.123 (\text{Th}/U - 4)] (1 - \varphi) V \quad (2)$$

式中:ρ 为储层密度,g/cm<sup>3</sup>;φ 为储层孔隙度,%;V 为气藏体积,cm<sup>3</sup>。

同时矿物对 He 的封存能力是有限的,通过核反冲等物理化学作用,<sup>4</sup>He 脱离宿主矿物进入气相,释放比例近似为 1,释放过程相对于地质时间跨度非常短暂,可以忽略<sup>[24-25]</sup>。<sup>4</sup>He 为非吸附质,主要在页岩游离气相中累积,通过公式(1)和(2)可以对页岩 U、Th 衰变产生<sup>4</sup>He 的量和时间效应进行量化,从而应用<sup>4</sup>He 年代积累效应估算页岩气藏有效封闭的地质时间,示踪页岩气成藏过程的关键时间节点。本文选取 JY1、PY1 井页岩气样品开展 He 含量和同位素比值分析,结合 O<sub>3w</sub>-S<sub>1l</sub> 中 U、Th 含量数据(表 2),估算页岩气及氦气封闭体系形成起始年龄。结果表明,涪陵页岩气<sup>4</sup>He 年龄为 231 Ma,彭水页岩气年龄为 183 Ma。

结合焦石坝构造区和桑柘坪向斜区 O<sub>3w</sub>-S<sub>1l</sub> 埋藏史、热史分析表明,涪陵页岩气开始聚集并被封存富集成藏的时间为 231 Ma,对应于早三叠世印支期。该时间刚好对应生油高峰期初期阶段,也是油气开始大量生成并被封闭滞留富集的起始时间,具有足够的气源供给页岩气富集成藏。特别是包裹体古压力分析表明<sup>[26]</sup>,O<sub>3w</sub>-S<sub>1l</sub> 最大埋藏期时烃源岩层处于超压状态,压力系数高达 2.17,并

表 2 四川盆地 JY1 和 PY1 井 O<sub>3w</sub>-S<sub>1l</sub> 页岩气稀有气体年龄计算参数与结果

Table 2 Calculation parameters and results of noble gas age of shale gas from Upper Ordovician Wufeng and Lower Silurian Longmaxi formations in wells JY1 and PY1, Sichuan Basin

井号	Th 含量/10 <sup>-6</sup>	U 含量/10 <sup>-6</sup>	<sup>4</sup> He 浓度(V/V)/10 <sup>-4</sup>	游离气比例/%	总气量/(m <sup>3</sup> ·t <sup>-1</sup> )	年龄/Ma
JY1	10.4	16.2	3.05	65.7	1.97	231
PY1	10.9	17.0	8.30	31.2	1.29	183

且即使后期抬升仍保持超压至今(图3a)。进一步证实有充足的气源和良好的封闭环境,使得生烃增压导致页岩气藏体系处于超压状态。彭水页岩气封闭体系形成的起始时间为183 Ma,处于早侏罗世燕山期,对应的埋藏深度和温度分别超过5 000 m和180 °C,处于过成熟阶段,已过原油和干酪根裂解生气高峰期。显然彭水探区  $O_3w-S_1l$  页岩气封闭体系形成时间晚于生气高峰期,页岩气开始聚集并富集成藏前已有大量油气排出烃源岩层,减少了页岩气来源(图3b)。包裹体古压力分析也证明,桑柘坪向斜区  $O_3w-S_1l$  最大埋藏处附近的压力系数仅为0.94<sup>[26]</sup>,指示气源和生烃增压程度不足,使页岩气体系至今处于常压状态。通过页岩气中<sup>4</sup>He的年代累积示踪焦石坝和桑柘坪页岩气藏封闭时间的差异,发现焦石坝构造区页岩气有效封闭时间早于桑柘坪,处于生油高峰期或之前,即在页岩生气高峰期前已形成有效封闭并积累至今;而此时桑柘坪向斜区封闭体系仍未形成,页岩生成油气能大量排出,导致不利于页岩气的大量聚集成藏。因此,页岩气封闭体系的形成时间与生烃高峰期的有效匹配,也是页岩气滞留富集的关键因素之一。

### 2.3 页岩气碳同位素地球化学特征及排烃效率

焦石坝和彭水地区页岩气均源于  $O_3w-S_1l$  岩层,成熟度相近,二者页岩气化学组分基本一致,  $CH_4$  平均含量达98%以上,含有少量  $C_2H_6$ 、 $CO_2$  和  $N_2$ ,是以甲烷为主、成熟度相近的热成因干气。如表3所见,二者差异主要表现在同位素组成:焦石坝页岩气  $\delta^{13}C_1$  为  $-29.9‰ \sim -32.3‰$ ,  $\delta^{13}C_2$  为

$-35.2‰ \sim -36.5‰$ ;而彭水页岩气  $\delta^{13}C_1$  为  $-28.5‰ \sim -30.4‰$ ,  $\delta^{13}C_2$  为  $-32.4‰ \sim -33.6‰$ 。虽然二者均存在碳同位素倒转的现象,但是倒转程度差异明显:焦石坝  $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$  值为  $4.2‰ \sim 5.7‰$ ,平均为  $4.8‰$ ;彭水  $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$  值为  $2.0‰ \sim 4.3‰$ ,平均为  $3.3‰$ ,2个地区页岩气的  $\delta^{13}C_1$  平均值差为  $1.3‰$ ,  $\delta^{13}C_2$  平均值差达  $2.8‰$ ,  $\delta^{13}C_1 - \delta^{13}C_2$  平均值差为  $1.5‰$ 。在相同来源和成熟度情况下,究竟什么因素引起同一烃源岩不同地区页岩气碳同位素组成变化?页岩气的同位素倒转可由同源不同期烃类气的混合作用或甲烷扩散作用的动力学分馏造成。对比焦石坝与彭水地区,发现甲烷碳同位素比较接近,而乙烷之间的差异更明显,因此,认为甲烷的物理扩散作用不是造成碳同位素倒转的主要因素,应是同源不同期烃类气体的混合作用所致。

结合焦石坝和桑柘坪页岩气藏封闭时间差异性分析,以页岩体系有效封闭形成时间为界线,分为半开放油气生成阶段和封闭体系油气生成2个阶段。前期封闭性差,油气生—排烃是动态相连续的,页岩中滞留油气与实时生成的油气相对应,累积效应差;后期封闭性好,排烃效率低,页岩中的油气更多地体现出累积效应。基于此同源不同阶段的混合模式,进一步分析造成二者同位素显著性差异的原因。

相对焦石坝,彭水地区页岩有效封闭形成时间已处于高演化阶段,在生烃动力学同位素分馏的作用下,前期彭水页岩滞留烃保留了相应高演阶段生成的油气,而焦石坝页岩滞留烃的量远高于彭水,且含有更多生烃早期阶段形成的油气;演化程度越

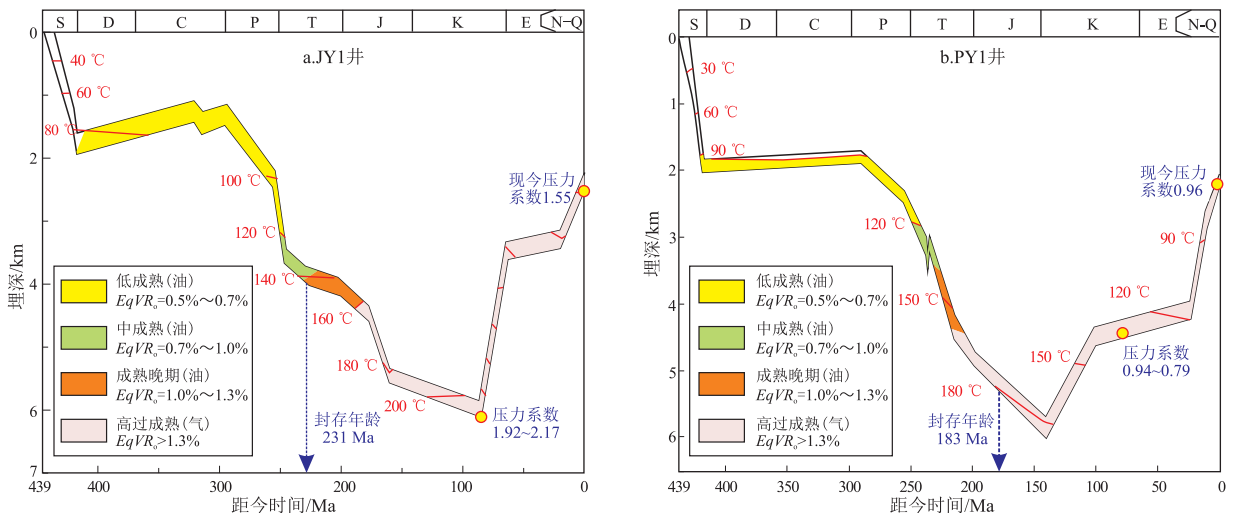


图3 四川盆地 JY1 井和 PY1 井  $O_3w-S_1l$  埋藏史、热史及页岩气封存年龄、最大埋藏处古压力

Fig.3 Burial history, thermal history, shale gas storage age and paleo-pressure at maximum burial depth, Upper Ordovician Wufeng and Lower Silurian Longmaxi formations, wells JY1 and PY1, Sichuan Basin

表3 四川盆地涪陵、彭水和威荣页岩气组分及烷烃气碳同位素组成特征

Table 3 Components of shale gas and carbon isotopic composition in Fuling, Pengshui and Weirong, Sichuan Basin

气田	井号	组分/%				同位素/‰		
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub>	δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub> -δ <sup>13</sup> C <sub>2</sub>
涪陵 焦石坝 气田	JY1	98.78	0.60	0.21	0.40	-30.6	-35.2	4.6
	JY2	98.73	0.58	0.29	0.38	-31.2	-35.8	4.6
	JY3	98.84	0.61	0.27	0.26	-32.3	-36.5	4.2
	JY4	98.45	0.57	0.56	0.40	-29.9	-35.6	5.7
	平均值	98.70	0.59	0.33	0.36	-31.0	-35.8	4.8
彭水 地区	PY1	98.70	0.73	0.16	0.41	-30.2	-33.6	3.4
	PY2	97.86	0.99	0.39	0.77	-28.5	-32.8	4.3
	PY3	98.71	0.53	0.35	0.40	-29.7	-33.1	3.4
	PY4	98.39	0.79	0.15	0.67	-30.4	-32.4	2.0
	平均值	98.42	0.76	0.26	0.56	-29.7	-33.0	3.3
威荣 气田	WY1	96.70	0.50	2.20	0.70	-35.2	-38.7	3.5
	WY23	96.00	0.60	2.60	0.80	-34.9	-37.5	2.6
	平均值	96.33	0.52	2.38	0.74	-35.1	-38.1	3.0

高,滞留在页岩中 CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 碳同位素组成越重,造成彭水地区页岩气中 CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 碳同位素组成更富集<sup>13</sup>C,但此阶段碳同位素组成并未发生倒转。在封闭体系阶段,随演化程度增高,甲烷作为最终的反应产物不断生成累积,其碳同位素组成也越来越重,与前期生成滞留在页岩中的甲烷混合,使得甲烷与乙烷同位素开始倒转。倒转程度受到同源不同阶段混合的影响,封闭时间与不同的演化阶段的匹配以及封闭性能是主控因素。焦石坝与彭水地区页岩气藏在封闭时间与对应演化阶段的差异性造成焦石坝 δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub>-δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> 值明显高于彭水地区。页岩气现场解吸过程中发现 δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 随解吸时间值越来越重<sup>[27-28]</sup>,主要受物理扩散机制控制,CH<sub>4</sub> 容易逸散,在封闭性能不好的情况下,随 CH<sub>4</sub> 的扩散散失,留下来的 CH<sub>4</sub> 越来越重,也是造成同位素倒转的重要原因。可见,O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 页岩气 δ<sup>13</sup>C 的差异化分馏效应,归因于 O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 在不同地区埋藏—抬升地质演化过程中的封闭性变化,结合<sup>4</sup>He 年代累积效应约束页岩气藏封闭体系形成时间,在埋藏生烃演化过程中焦石坝构造区封闭性好于桑柘坪向斜区,排烃效率低,使得早期生成的富轻同位素组成的烷烃气从生气高峰期前就开始滞留于原地至最大埋藏期(抬升剥蚀前),早晚不同期的烷烃气混合,导致偏轻的 δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub>、δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 和较强的 CH<sub>4</sub> 与 C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 倒转程度。此类封闭状态得到 2 个地区 O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 页岩气层的古压力和现今压力分析结果的印证<sup>[26]</sup>,焦石坝构造区从生烃高峰期至今处于异常高压状态,而彭水页岩气在生气高峰期大量烷烃气

被排出而始终处于常压状态。通过开放与封闭体系生烃模拟实验也证实<sup>[29]</sup>,在封闭体系条件下生成的烷烃碳同位素值更偏负。值得关注的是,四川盆地威荣页岩气田页岩气 CH<sub>4</sub>、C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 的 δ<sup>13</sup>C 值分别为 -34.9‰~-35.2‰、-37.5‰~-38.7‰,与上述 2 个页岩气相比更偏轻,表明封闭性更强,这与该地区构造更加稳定、现今地层压力更加超压(压力系数近 2.0)和整体保存条件更为优越等地质实际相符合。

#### 2.4 烃类排滞的控制因素及对页岩气生成富集影响

从 JY2、PY1 井 O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 的排(滞)烃效率的纵向分布特征可知,物质组成、丰度和成熟度是控制烃源岩中烃类排滞的内在因素。根据前期不同岩性烃源岩排烃模拟实验研究<sup>[30]</sup>,成熟阶段的排油效率在岩性上呈现出硅质(约 50%)>钙质≈泥灰岩(约 30%)>黏土质(约 10%),在高过成熟阶段以气态烃为主,不同岩性排烃效率基本一致,均达 70%以上,指示 O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 的③~④小层段的硅质页岩应该有利于排烃作用。但是,③~④小层段的硅质页岩一方面富有机质,有利于液态烃的吸附滞留,另一方面其上部⑤~⑥小层段以泥质为主的致密岩性段,更不利于烃类流动。加之,顶底板条件和构造改造强度等 2 个重要的外部因素,以及生烃高峰期与关键构造变革期的时空匹配因素,致使该富有机质层段富含滞留油并生成大量烷烃而形成商业性聚集的甜点层段。勘探实践证明,在焦石坝构造区和桑柘坪向斜区,O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l 页岩气系统的内在因素(组成、丰度、厚度、成熟度、埋深等)和顶底板条件没有本质区别,故构造运动是引起含气性差

异的最主要因素,而抬升剥蚀期的改造强度最为关键。然而,上述烃源岩排烃效率、页岩气封闭体系形成年龄和碳同位素地球化学研究结果表明, $O_3w-S_1l$  的埋藏生烃演化过程中的生排烃作用对页岩气的生成、聚集成藏至关重要,尤其以生油、生气高峰期是关键时期的页岩气封闭体系的起始形成时间和滞留烃量是页岩气商业性聚集成藏的必要条件,也就是说不能存在先天不足的问题。这也是涪陵、彭水地区  $O_3w-S_1l$  页岩含气性差异的重要原因之一,其根源在于三叠纪—早侏罗世,即彭水页岩气及氦气封闭体系形成起始年龄 183 Ma 之前发生的关键构造运动——印支运动对该 2 个地区  $O_3w-S_1l$  的埋藏生烃演化过程中的影响程度差异。如图 3 所示,该时期此 2 个地区  $O_3w-S_1l$  均埋藏至 5 000 m 以下,地层温度达 180~190 °C,正处于生气高峰期。

前人研究<sup>[31]</sup>表明,在湘鄂西地区从印支晚期末(晚三叠世)就开始发生褶皱作用,晚印支—早燕山运动以来湘鄂西区发生了两次较大规模的水平挤压运动,首先影响到彭水地区  $O_3w-S_1l$  的构造稳定性和体系封闭性,导致较强的排烃作用,降低了滞留烃量和地层压力,而此构造运动对四川盆地内部的涪陵地区影响较小。值得关注的是,下寒武统烃源岩就存在严重的先天不足的问题,即下寒武统烃源岩底部与灯影组之间的不整合面,对下寒武统烃源岩的滞留油和页岩气而言,是一个天然漏斗,因此,下寒武统页岩气勘探中同样需要关注生烃高峰期与关键构造的匹配期以及滞留油量。图 4 是黔南坳陷下寒武统页岩气探井——HY1 井的

埋藏史图,其勘探结果为微含气量,失利的原因归结于抬升剥蚀期的构造强度<sup>[32-33]</sup>。实际上,从埋藏—热史和构造史可以看出,该地区下寒武统烃源岩在生油高峰期就发生了加里东晚期的关键构造运动——都匀运动,通过不整合面等运移通道,大量液态烃被排出,形成了著名的麻江古油藏<sup>[33-36]</sup>,表明此套烃源岩在该地区经历过大量的排烃过程,其剩余的液态烃不足以形成商业性页岩气藏,先天缺乏页岩气生成与有机孔发育的物质基础。另外,川西南地区金页 1 井下寒武统筇竹寺组页岩气勘探获得工业气流( $5.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ),其产层也并不是有机质最富的下部页岩段,而是上部页岩段<sup>[37-38]</sup>。显然,远离底部不整合面寻找早期埋藏过程中封闭性好的层段,是寒武系页岩气勘探突破的重要条件之一。

### 3 结论

(1) 固体沥青的精细识别和定量统计方法,结合原油与其裂解生成的烃气和固体沥青之间的转化率或产率关系,可以有效反演高过成熟烃源岩的滞留烃量和排烃效率,为页岩气生成潜力的科学计算提供了一种新途径。 $O_3w-S_1l$  烃源岩的滞留油量和排烃效率在纵向分布上主要受岩性组合、有机质丰度等影响,显示较强的非均质性。其中富有机质硅质页岩层的排烃效率低,滞留油量和原地生气量高,而横向上同一富有机质层段在焦石坝构造区和桑柘坪向斜区显示不同的排烃效率,后者经历了较强的排烃过程,这归因于  $O_3w-S_1l$  在埋藏生烃演

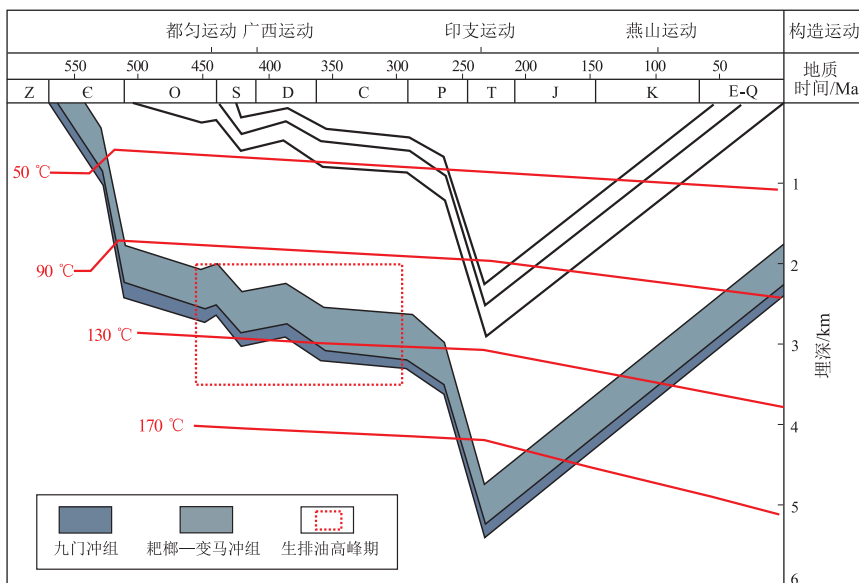


图 4 黔南坳陷 HY1 井下寒武统页岩埋藏史、热史

Fig.4 Burial and thermal histories of Lower Cambrian shale in well HY1, West Guizhou Depression



化过程中2个地区所接受的差异化构造作用。

(2)页岩气中烷烃气、稀有气体同位素地球化学特征是烃源岩埋藏生烃演化过程的封闭性指示剂。页岩气中微含氦气,通过 $^4\text{He}$ 同位素的年代积累效应及其理论模型,计算烃源岩内氦气封闭系统形成起始年龄,预测页岩气封闭体系的形成时间及其与生烃高峰期的匹配关系,进而推断富有机质页岩在最大埋藏期及之前的排烃效率及页岩气生成潜力。成熟度相近的同一层位页岩气的甲烷、乙烷碳同位素组成在埋藏生烃演化过程中,受不同的动力学机制和体系环境的控制而产生差异化的分馏效应,进而反映出烃源岩抬升剥蚀前的生烃体系的封闭性好坏和排烃作用的强度。

(3)沥青含量分布、烷烃气和稀有气体同位素地球化学特征揭示,烃源岩在埋藏生烃演化过程中的封闭性及其排烃作用是一个复杂的、动态的地质过程,排烃效率和滞留烃量是此演化过程的直接响应,是烃源岩内因、外因及它们之间时空匹配的综合结果,更是页岩气生成并聚集成藏的必要条件。因此,烃源岩埋藏生烃演化过程中生烃高峰期与关键构造变革期的匹配、最大埋藏期的排烃效率(滞留烃量)和抬升剥蚀过程中构造改造强度,联合控制着页岩气生成、富集与保存。

致谢:本文中相关页岩气钻井的埋藏史和热史图引用于中国石化勘探分公司和中国石化华东分公司内部资料,在此致以衷心感谢!

#### 参考文献:

- [1] PEPPER A S, CORVI P J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part III: modelling an open system [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1995, 12(4): 417-452.
- [2] 张文正, 杨华, 李剑锋, 等. 论鄂尔多斯盆地长7段优质油源岩在低渗透油气成藏富集中的主导作用: 强生排烃特征及机理分析 [J]. *石油勘探与开发*, 2006, 33(3): 289-293.  
ZHANG Wenzheng, YANG Hua, LI Jianfeng, et al. Leading effect of high-class source rock of Chang 7 in Ordos Basin on enrichment of low permeability oil-gas accumulation: hydrocarbon generation and expulsion mechanism [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2006, 33(3): 289-293.
- [3] 秦建中, 腾格尔, 申宝剑, 等. 海相优质烃源岩的超显微有机岩石学特征与岩石学组分分类 [J]. *石油实验地质*, 2015, 37(6): 671-680.  
QIN Jianzhong, BORJIN Tenger, SHEN Baojian, et al. Ultramicroscopic organic petrology characteristics and component classification of excellent marine source rocks [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(6): 671-680.
- [4] TISSOT B P, WELTE D H. *Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration* [M]. 2nd ed. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 1978: 1-538.
- [5] HUNT J M. *Petroleum geochemistry and geology* [M]. San Francisco: Freeman & Company, W&H, 1979: 1-617.
- [6] 腾格尔, 申宝剑, 俞俊杰, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气形成与聚集机理 [J]. *石油勘探与开发*, 2017, 44(1): 69-78.  
BORJIGIN Tenger, SHEN Baojian, YU Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng-Longmaxi formation, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 69-78.
- [7] 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, BORJIGIN 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.
- [8] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475-499.
- [9] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(二) [J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 166-178.  
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 166-178.
- [10] 赵文智, 王兆云, 王红军, 等. 不同赋存态油裂解条件及油裂解型气源灶的正演和反演研究 [J]. *中国地质*, 2006, 33(5): 952-965.  
ZHAO Wenzhi, WANG Zhaoyun, WANG Hongjun, et al. Cracking conditions of oils existing in different modes of occurrence and forward and backward inference of gas source rock kitchen of oil cracking type [J]. *Geology in China*, 2006, 33(5): 952-965.
- [11] 张金川, 林腊梅, 李玉喜, 等. 页岩油分类与评价 [J]. *地学前缘*, 2012, 19(5): 322-331.  
ZHANG Jinchuan, LIN Lamei, LI Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 322-331.
- [12] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨 [J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(2): 249-256.  
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: discussion and application [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(2): 249-256.
- [13] BEHAR F, KRESSMANN S, RUDKIEWICZ J L, et al. Experimental simulation in a confined system and kinetic modelling of kerogen and oil cracking [J]. *Organic Geochemistry*, 1992, 19(1/3): 173-189.
- [14] WAPLES D W. The kinetics of in-reservoir oil destruction and gas formation: constraints from experimental and empirical data, and from thermodynamics [J]. *Organic Geochemistry*, 2000, 31(6): 553-575.
- [15] ZHAO Wenzhi, WANG Zhaoyun, ZHANG Shuichang, et al. Oil-

- cracking; an important way for highly efficient generation of gas from marine source rock kitchen [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2005, 50(22): 2628–2635.
- [16] 王铜山, 耿安松, 熊永强, 等. 海相原油裂解生气实验产物的物质平衡计算: 一个基于储层固体沥青分析的原油裂解气资源量预测模型 [J]. *科学通报*, 2007, 52(7): 836–842.  
WANG Tongshan, GENG Ansong, XIONG Yongqiang, et al. Mass balance calculation of the pyrolysates generated from marine crude oil: a prediction model of oil cracking gas resources based on solid bitumen in reservoir [J]. *Chinese Science Bulletin*, 2007, 52(11): 1532–1539.
- [17] 秦建中, 付小东, 申宝剑, 等. 四川盆地上二叠统海相优质页岩超显微有机岩石学特征研究 [J]. *石油实验地质*, 2010, 32(2): 164–170.  
QIN Jianzhong, FU Xiaodong, SHEN Baojian, et al. Characteristics of ultramicroscopic organic lithology of excellent marine shale in the Upper Permian sequence, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(2): 164–170.
- [18] 陶成, 杨华敏, 刘文汇. 同位素质谱法测定天然气中 He 含量及其同位素组成 [J]. *质谱学报*, 2014, 35(2): 138–143.  
TAO Cheng, YANG Huamin, LIU Wenhui. Analysis of helium abundance and isotope composition in natural gas by isotopic mass spectrometry [J]. *Journal of Chinese Mass Spectrometry Society*, 2014, 35(2): 138–143.
- [19] 陶成, 刘文汇, 杨华敏, 等. 天然气中稀有气体浓度与同位素比值联测技术及应用 [J]. *质谱学报*, 2018, 39(2): 201–208.  
TAO Cheng, LIU Wenhui, YANG Huamin, et al. Analysis of concentration and isotope ratio of noble gases in natural gas [J]. *Journal of Chinese Mass Spectrometry Society*, 2018, 39(2): 201–208.
- [20] WANG Ye, QIU Nansheng, BORJIGIN Tenger, et al. Integrated assessment of thermal maturity of the Upper Ordovician–Lower Silurian Wufeng–Longmaxi shale in Sichuan Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 100: 447–465.
- [21] ZHANG Wentao, HU Wenxuan, BORJIGIN Tenger, et al. Pore characteristics of different organic matter in black shale: a case study of the Wufeng–Longmaxi Formation in the southeast Sichuan Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 111: 33–43.
- [22] 陶成, 刘文汇, 腾格尔, 等. 天然气藏 He 的累积模式及定年应用初探 [J]. *地质学报*, 2015, 89(7): 1302–1307.  
TAO Cheng, LIU Wenhui, TENGGER, et al. Helium accumulation mode in natural gas reservoirs and its application in dating [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(7): 1302–1307.
- [23] CRAIG H, LUPTON J E. Primordial neon, helium, and hydrogen in oceanic basalts [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 1976, 31(3): 369–385.
- [24] BALLENTINE C J, MAZUREK M, GAUTSCHI A. Thermal constraints on crustal rare gas release and migration: evidence from Alpine fluid inclusions [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1994, 58(20): 4333–4348.
- [25] ZHOU Zheng, BALLENTINE C J. He dating of groundwater associated with hydrocarbon reservoirs [J]. *Chemical Geology*, 2006, 226(3/4): 309–327.
- [26] 席斌斌, 腾格尔, 俞俊杰, 等. 川东南页岩气储层脉体中包裹体古压力特征及其地质意义 [J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 473–479.  
XI Binbin, TENGGER, YU Linjie, et al. Trapping pressure of fluid inclusions and its significance in shale gas reservoirs, southeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016, 38(4): 473–479.
- [27] 杨振恒, 魏志红, 何文斌, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩现场解吸气特征及其意义 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(1): 156–163.  
YANG Zhenheng, WEI Zhihong, HE Wenbin, et al. Characteristics and significance of onsite gas desorption from Wufeng–Longmaxi shales in southeastern Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(1): 156–163.
- [28] 高玉巧, 高和群, 何希鹏, 等. 四川盆地东南部页岩气同位素分馏特征及对产能的指示意义 [J]. *石油实验地质*, 2019, 41(6): 865–870.  
GAO Yuqiao, GAO Hequn, HE Xipeng, et al. Methane isotope fractionation characteristics of shale gas and its significance as a productivity indicator [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(6): 865–870.
- [29] 付小东, 秦建中, 姚根顺, 等. 两种温压体系下烃源岩生烃演化特征对比及其深层油气地质意义 [J]. *地球化学*, 2017, 46(3): 262–275.  
FU Xiaodong, QIN Jianzhong, YAO Genshun, et al. The comparison of hydrocarbon generation and evolution characteristics between two temperature–pressure simulation systems and its geological significance for deep reservoir exploration [J]. *Geochimica*, 2017, 46(3): 262–275.
- [30] 秦建中, 申宝剑, 腾格尔, 等. 不同类型优质烃源岩生排油气模式 [J]. *石油实验地质*, 2013, 35(2): 179–186.  
QIN Jianzhong, SHEN Baojian, TENGGER, et al. Hydrocarbon generation and expulsion pattern of different types of excellent source rocks [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013, 35(2): 179–186.
- [31] 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等. 湘鄂西—川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据 [J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2010, 35(2): 161–174.  
MEI Lianfu, LIU Zhaoqian, TANG Jiguang, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan–Hubei–eastern Sichuan Provinces of China: evidence from apatite fission track and balanced cross-section [J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2010, 35(2): 161–174.
- [32] 张培先. 黔中隆起及邻区下寒武统页岩气成藏特殊性分析 [J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 162–168.  
ZHANG Peixian. Peculiar accumulation conditions for shale gas in the Lower Cambrian in Qianzhong Uplift and its periphery [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(2): 162–168.

MA Yongsheng, MU Chuanlong, GUO Xusheng, et al. Characteristic and framework of the Changxingian sedimentation in the northeastern Sichuan Basin [ J ]. Geological Review, 2006, 52(1) :25-29.

[ 12 ] 田雨,张兴阳,何幼斌.四川盆地晚二叠世岩相古地理特征及演化[J].长江大学学报(自科版),2014,11(31):77-81. TIAN Yu, ZHANG Xingyang, HE Youbin. Lithofacies paleogeographic characteristics and evolution of Late Permian in Sichuan Basin [ J ]. Journal of Yangtze University ( Natural Science Edition ), 2014, 11(31) :77-81.

[ 13 ] 蔡雄飞,冯庆来,顾松竹,等.海退型陆棚相:烃源岩形成的重要部位:以中、上扬子地区北缘上二叠统大隆组为例[J].石油与天然气地质,2011,32(1):29-37. CAI Xiongfei, FEN Qinglai, GU Songzhu, et al. Regressive continental shelf as an important location for the development of source rocks: an example from the Upper Permian Dalong Formation in the northern margin of the Upper-Middle Yangtze region [ J ]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1) :29-37.

[ 14 ] LOUCKS R G, REED R M, RUPPEL S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [ J ]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6) :1071-1098.

[ 15 ] 于炳松.页岩气储层孔隙分类与表征[J].地学前缘,2013,20(4):211-220. YU Bingsong. Classification and characterization of gas shale pore system [ J ]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(4) :211-220.

[ 16 ] 曹涛涛,刘光祥,曹清古,等.有机显微组成对泥页岩有机孔发育的影响:以川东地区海陆过渡相龙潭组泥页岩为例[J].石油与天然气地质,2018,39(1):40-53. CAO Taotao, LIU Guangxiang, CAO Qinggu, et al. Influence of maceral composition on organic pore development in shale: a case study of transitional Longtan Formation shale in eastern Sichuan Basin [ J ]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(1) :40-53.

[ 17 ] 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.

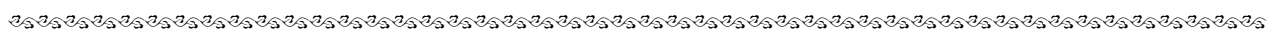
[ 18 ] 王中鹏,张金川,孙睿,等.西页1井龙潭组海陆过渡相页岩含气性分析[J].地学前缘,2015,22(2):243-250. WANG Zhongpeng, ZHANG Jinchuan, SUN Rui, et al. The gas-bearing characteristics analysis of the Longtan Formation transitional shale in well Xiye 1 [ J ]. Earth Science Frontiers, 2015, 22(2) :243-250.

[ 19 ] 国土资源部油气资源战略研究中心.页岩气资源动态评价[M].北京:地质出版社,2017:57-64. Strategic Research Center of Oil and Gas Resources, Ministry of Land and Resources. National shale gas resource assessment [ M ]. Beijing: Geological Publishing House, 2017:57-64.

[ 20 ] 余江浩,王登,王亿,等.湖北西部上二叠统大隆组页岩气资源潜力评价[J].岩性油气藏,2018,30(4):84-90. YU Jianghao, WANG Deng, WANG Yi, et al. Evaluation of shale gas resource potential of Late Permian Dalong Formation in western Hubei province [ J ]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(4) :84-90.

[ 21 ] 仇秀梅,刘亚东,董学林.鄂西建始地区大隆组页岩有机地球化学特征[J].岩性油气藏,2019,31(2):96-104. QIU Xiumei, LIU Yadong, DONG Xuelin. Organic geochemical characteristics of shale from Dalong Formation in Jianshi area, western Hubei [ J ]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(2) :96-104.

(编辑 徐文明)



(上接第 334 页)

[ 33 ] 顾志翔,何幼斌,彭勇民,等.川南—黔中地区下寒武统页岩气富集条件探讨[J].天然气地球科学,2017,28(4):642-653. GU Zhixiang, HE Youbin, PENG Yongmin, et al. Shale gas accumulation conditions of the Lower Cambrian in southern Sichuan-central Guizhou, China [ J ]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(4) :642-653.

[ 34 ] 韩世庆,王守德,胡惟元.黔东麻江古油藏的发现及其地质意义[J].石油与天然气地质,1982,3(4):316-326. HAN Shiqing, WANG Shoude, HU Weiyuan. The discovery of a paleopool in Majiang and its geological significance [ J ]. Oil & Gas Geology, 1982, 3(4) :316-326.

[ 35 ] 张渠,腾格尔,张志荣,等.凯里—麻江地区油苗与固体沥青的油源分析[J].地质学报,2007,81(8):1118-1124. ZHANG Qu, TENGGER, ZHANG Zhirong, et al. Oil source of oil seepage and solid bitumen in the Kaili-Majiang area [ J ]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(8) :1118-1124.

[ 36 ] 腾格尔,秦建中,郑伦举.黔南坳陷海相优质烃源岩的生烃潜力及时空分布[J].地质学报,2008,82(3):366-372. TENGGER, QIN Jianzhong, ZHENG Lunju. Hydrocarbon potential on excellent hydrocarbon source rock in Southern Guizhou Depression and its spacial-temporal distribution [ J ]. Acta Geologica Sinica, 2008, 82(3) :366-372.

[ 37 ] 王同,熊亮,徐猛,等.川南地区下寒武统筇竹寺组页岩储层特征[J].石油实验地质,2016,38(2):197-203. WANG Tong, XIONG Liang, XU Meng, et al. Shale reservoir characteristics of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin [ J ]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2) :197-203.

[ 38 ] 熊亮.四川盆地及周缘下寒武统富有机质页岩孔隙发育特征[J].天然气地球科学,2019,30(9):1319-1331. XIONG Liang. The characteristics of pore development of the Lower Cambrian organic-rich shale in Sichuan Basin and its periphery [ J ]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(9) :1319-1331.

(编辑 徐文明)