

煤田地质与勘探
Coal Geology & Exploration
ISSN 1001-1986, CN 61-1155/P

《煤田地质与勘探》网络首发论文

题目: 川东南地区不同构造样式页岩气中氦气差异富集机理
作者: 辛志源, 陈践发, 王杰, 马勇
收稿日期: 2025-02-10
网络首发日期: 2025-05-20
引用格式: 辛志源, 陈践发, 王杰, 马勇. 川东南地区不同构造样式页岩气中氦气差异富集机理[J/OL]. 煤田地质与勘探.
<https://link.cnki.net/urlid/61.1155.P.20250520.1014.002>



网络首发: 在编辑部工作流程中, 稿件从录用到出版要经历录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿等阶段。录用定稿指内容已经确定, 且通过同行评议、主编终审同意刊用的稿件。排版定稿指录用定稿按照期刊特定版式(包括网络呈现版式)排版后的稿件, 可暂不确定出版年、卷、期和页码。整期汇编定稿指出版年、卷、期、页码均已确定的印刷或数字出版的整期汇编稿件。录用定稿网络首发稿件内容必须符合《出版管理条例》和《期刊出版管理规定》的有关规定; 学术研究成果具有创新性、科学性和先进性, 符合编辑部对刊文的录用要求, 不存在学术不端行为及其他侵权行为; 稿件内容应基本符合国家有关书刊编辑、出版的技术标准, 正确使用和统一规范语言文字、符号、数字、外文字符、法定计量单位及地图标注等。为确保录用定稿网络首发的严肃性, 录用定稿一经发布, 不得修改论文题目、作者、机构名称和学术内容, 只可基于编辑规范进行少量文字的修改。

出版确认: 纸质期刊编辑部通过与《中国学术期刊(光盘版)》电子杂志社有限公司签约, 在《中国学术期刊(网络版)》出版传播平台上创办与纸质期刊内容一致的网络版, 以单篇或整期出版形式, 在印刷出版之前刊发论文的录用定稿、排版定稿、整期汇编定稿。因为《中国学术期刊(网络版)》是国家新闻出版广电总局批准的网络连续型出版物(ISSN 2096-4188, CN 11-6037/Z), 所以签约期刊的网络版上网络首发论文视为正式出版。

doi: 10.12363/issn.1001-1986.25.09.0489

川东南地区不同构造样式页岩气中氦气差异富集机理

辛志源¹, 陈践发¹, 王杰², 马勇¹

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室, 北京 102249;

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)

摘要:【目的】页岩气藏中氦气丰度较低, 但储量规模巨大, 是氦气增长的重要接替领域。川东南地区发育多种构造样式, 不同构造样式保存条件存在差异, 页岩气中氦气的分布特征及富集规律不明, 明确页岩气中氦气差异富集机理对于有效利用页岩气中氦气资源具有重要意义。【方法】以川东南地区不同构造样式典型页岩气藏为研究对象, 讨论不同构造样式页岩气中氦气差异富集机理, 指明页岩气中氦气勘探潜在有利区。【结果和结论】(1)构造保存条件差、地层压力为常压的残留向斜、断褶变形带和断背斜浅埋区氦气丰度相对较高, 平均值分别为 524×10^{-6} 、 606×10^{-6} 和 534×10^{-6} , 达到工业制氦标准。构造保存条件较好, 地层压力为超压的宽缓背斜、向斜和断背斜深埋区, 氦气丰度相对较低, 平均值分别为 335×10^{-6} 、 381×10^{-6} 和 250×10^{-6} 。(2)川东南地区不同构造样式五峰-龙马溪组页岩气中氦气主要为壳源成因, 生氦潜力较高, 但不同构造样式页岩生氦潜力无明显差异。通过铀、钍衰变理论生氦量计算和氦、氩同位素分析表明, 川东南地区页岩气中氦气以内源氦贡献为主, 为自生自储型氦气藏。(3)不同构造样式保存条件及页岩气-氦气体系逸散行为差异引起的页岩气稀释强度差异是川东南地区不同构造样式氦气富集的关键因素。微纳米孔隙中氦气的扩散富集效应与甲烷分子对运移通道的物理封堵机制协同作用, 是页岩气中氦气富集的另一重要因素。(4)通过对川东南地区不同构造样式页岩气中氦气富集机理的研究, 预测在页岩气品位较低的盆外次生低压区, 如綦江、武隆、白马和彭水等区块是页岩气中氦气富集的潜在有利区, 有望为后续页岩气中氦气的勘探开发工作开辟全新方向。

关键词: 氦气; 页岩气; 川东南地区; 构造样式; 保存条件; 差异富集

中图分类号: TE122

文献标志码: A

Differential enrichment mechanism of helium in shale gas with different structural styles in southeast Sichuan

XIN Zhiyuan¹, CHEN Jianfa¹, WANG Jie², MA Yong¹

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Wuxi 214126, China)

Abstract:【Objective】The helium abundance in shale gas reservoirs is relatively low, but the vast scale of reserves makes it a critical alternative source for future helium supply. The southeastern Sichuan region exhibits diverse structural styles, with varying preservation conditions across different structures. The distribution characteristics and enrichment patterns of helium in shale gas remain unclear. Clarifying the differential enrichment mechanisms of helium in shale gas is of great significance for the effective utilization of this resource.

【Method】Taking typical shale gas reservoirs with different structural styles in the southeastern Sichuan Basin as the research focus, this study investigates the differential enrichment mechanisms of helium in shale gas across various structural patterns, aiming to identify potential favorable zones for helium exploration within shale gas plays.【Results and Conclusions】(1) Areas with poor structural preservation conditions and normal formation pressure - including residual synclines, fault-fold deformation zones, and shallow-buried fault

收稿日期: 2025-02-10; 接收日期: 2025-05-09

基金项目: 国家重点研发计划项目(2021YFA0719000); 国家自然科学基金项目(42173030); 中国石化油气成藏重点实验室开放基金课题(33550007-24-ZC0607-0002)

第一作者: 辛志源, 1998 年生, 男, 山东青岛人, 博士研究生。E-mail: 1640494832@qq.com

*通信作者: 陈践发, 1961 年生, 男, 湖南耒阳人, 博士, 教授。E-mail: jfchen@cup.edu.cn

©Editorial Office of *Coal Geology & Exploration*. OA under CC BY-NC-ND

anticlines - exhibit relatively high helium concentrations, averaging 524×10^{-6} , 606×10^{-6} , and 534×10^{-6} respectively, which meet industrial helium extraction standards. In contrast, regions with better structural preservation conditions and overpressure environments - such as broad gentle anticlines, synclines, and deep-buried fault anticlines - show lower helium concentrations, averaging 335×10^{-6} , 381×10^{-6} , and 250×10^{-6} respectively. (2) Helium in the Wufeng-Longmaxi shale gas reservoirs with different structural styles in southeastern Sichuan is predominantly crust-derived, exhibiting high helium-generation potential. However, no significant differences in helium-generation potential were observed among the various structural styles. Calculations based on uranium-thorium decay theory combined with helium-argon isotope analyses demonstrate that the helium in these shale gas reservoirs is primarily of endogenous origin, forming self-sourced and self-reservoired helium accumulations. (3) The differential helium enrichment observed in various structural styles within southeastern Sichuan primarily results from variations in preservation conditions and the associated differences in shale gas-helium system dissipation behavior, which collectively determine the degree of shale gas dilution. Additionally, the coupled effects of helium diffusion-enrichment in micro-nano pores and methane-induced physical clogging of migration pathways constitute another essential mechanism governing helium accumulation in these shale gas reservoirs. (4) Based on the helium enrichment mechanisms, low-pressure secondary zones outside the basin—such as the Qijiang, Wulong, Baima, and Pengshui blocks—are predicted to be potential favorable targets for helium exploration in shale gas, particularly in areas with lower shale gas quality. This insight may open new avenues for future helium exploration and development in shale gas systems.

Key words: Helium; Shale gas; The southeastern Sichuan Basin; Structural styles; Preservation conditions; Differential enrichment

氦气是一种不可或缺的战略资源,对国家安全及高新技术产业发展具有重要影响,在航天、低温超导和关键军工等高科技领域发挥着不可替代的作用^[1-2]。近年来,常规天然气藏中的氦气资源勘探研究不断取得突破,相继发现了一系列富氦常规天然气藏,并在其成藏机理方面取得了重要进展^[3-6]。

随着非常规天然气勘探推进及氦气研究的深入,在部分页岩气藏中也探测到较高的氦气丰度分布。例如,美国密歇根盆地的 Antrim 页岩、伊利诺伊盆地的 New Albany 页岩,以及中国四川盆地寒武系页岩、宜昌地区下寒武统页岩和涪陵页岩气田等,均展现出良好的氦气资源潜力^[7-10]。与常规天然气藏相比,页岩气藏具有“自生自储”的显著特征,烃类生成后几乎不发生二次运移,而且烃类产量较大,稀释作用强烈^[11-13]。页岩气中氦气的富集主要受生氦潜力、氦气来源、保存条件及页岩气含量的共同控制^[2]。富有机质页岩通常富含 U、Th 元素^[11],具备较高的生氦潜力,是重要的氦源岩类型。现有研究表明,四川盆地五峰组-龙马溪组页岩富含 U、Th 元素,生氦潜力大,同时具备较好的盖层封存条件,为形成富氦气藏提供了基础。

然而,氦气作为页岩气的伴生气体,其富集受页岩气稀释作用影响显著,而这种稀释作用不仅与生烃强度有关,也与后期构造保存条件密切相关。以往研究多集中在生烃强度对氦气稀释的影响,认为页岩气生烃强度越大,氦气丰度越低,在缺乏外源氦供给的条件下难以形成氦的有效富集^[7-10,14-15]。但不同构造样式在形成过程中,由于构造保存条件及构造抬升时间的差异,会导致页岩气逸散程度不同,从而引起氦气稀释强度的空间差异,并影响氦气的后期富集过程。同时,目前关于氦气的微观保存机制研究较少,氦气与甲烷等气体混合时的扩散运移模式现在也没有定论。

川东南地区构造背景复杂,包括川东高陡构造带、川南低陡构造带及周缘地区,发育多种构造样式,不同构造样式下的保存条件差异显著,直接影响页岩气

的逸散程度及氦气的富集。目前对于不同构造样式下页岩气中氦气的分布特征、成因来源、生氦潜力及富集机理的研究较少涉及。

基于此,笔者以川东南地区五峰-龙马溪组不同构造样式典型页岩气藏为研究对象,系统分析不同构造样式下页岩气中氦气的分布特征、成因来源、生氦潜力、稀释机理及保存条件,总结不同构造样式下氦气的差异富集机理。最后,探讨页岩气中氦气富集的潜在有利区,为非常规氦气资源的勘探开发提供理论支撑。

1 地质背景

四川盆地位于中国西南部,处于上扬子板块的克拉通盆地之上,经历了加里东、海西、印支、燕山和喜马拉雅等多个构造演化阶段。根据构造特征,盆地划分为 6 个二级构造单元,包括川西低缓构造带、川北低缓构造带、川中平缓构造带、川东高陡构造带、川西南低陡构造带和川南低陡构造带^[16]。

研究区位于四川盆地东南地区,主体为川东高陡构造带,还包括川南低陡构造带及周缘部分地区。川东高陡构造带西以华蓥山断层为界,东至齐岳山断裂带,属于江南-雪峰造山带体系域,整体呈现“隔挡式”褶皱样式^[17-18],为一轴部宽阔、地层相对平缓、内部构造相对简单、两端较陡的宽缓向斜,构造走向为 NE 向(图 1)。川东高陡构造带经历了加里东—海西期、印支期、燕山—喜马拉雅期等多期构造运动,从江南—雪峰山隆起到盆内川中平缓褶皱区,构造变形强度呈现 SE 强 NW 弱、SE 早 NW 晚的递进变形特征^[17-18]。

川东断褶带的形成演化具有多期次构造叠加特征。加里东期—海西期发育的基底断裂系统为后期构造格架奠定了基础,其中基底断裂带作为构造薄弱面,在后续构造活动中持续发挥重要作用。至印支期—燕山期,受江南—雪峰陆内造山作用影响,研究区表现出典型的薄皮构造特征,形成自盆缘山前向盆地内部递

进扩展的逆冲推覆体系, 此时构造应力主要沿早期基底断裂带集中释放。

喜马拉雅期构造格局受控于两大板块作用体系: 印度板块向欧亚大陆的碰撞俯冲引发 NW-SE 向逆冲断裂系统, 太平洋板块的俯冲作用则导致构造线走向转为 NNE 向。新构造运动形成的断裂系统对早期构造进行纵向切割改造, 形成复杂的构造叠加样式。

该区构造变形具有显著分层特征: 上部形变层(志留-三叠系)以膏盐层塑性流动为主导变形机制, 形成宽缓向斜构造, 断裂发育程度低; 中部形变层

(震旦系-奥陶系)则发育潜伏挤压构造及断裂系统; 深部基底构造层继承早期断裂活化特征。这种分层变形特征导致川东地区形成独特的“上宽下陡”构造格局。

多期构造应力场叠加造就了复杂的构造组合样式: 早期宽缓褶皱经多期改造演化为高陡断褶带, 背斜核部常见高角度翼或倒转褶皱, 局部被喜马拉雅期断裂切割破坏。同时, 应力通过膏盐层塑性变形与断褶作用双重机制释放, 形成了褶皱带与宽缓背斜共存的构造^[16,19-20]。

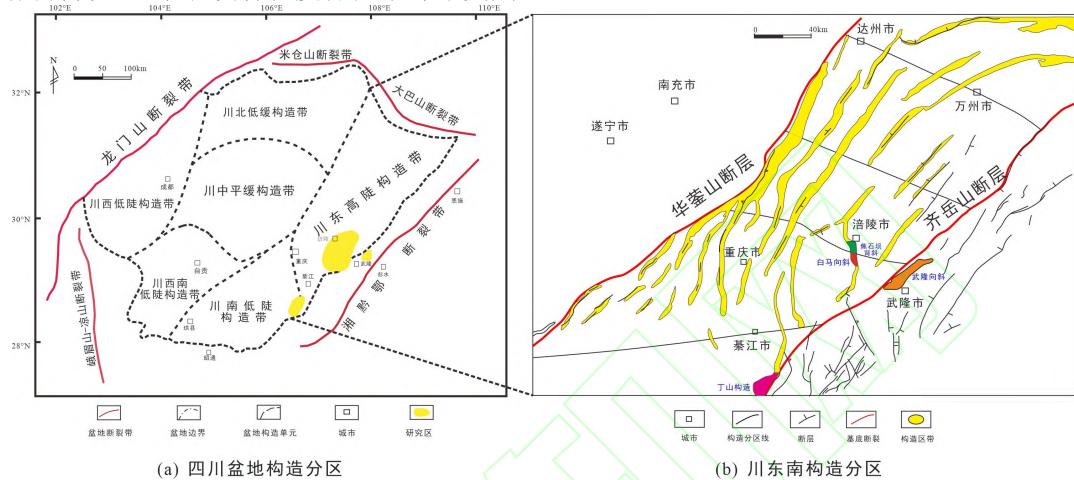


图 1 研究区构造分区平面图(据文献[16], 修改)

Fig. 1 Structural zoning plan of the research area (Modified from literature [16])

2 页岩气和氦气含量分布特征

本文以焦石坝宽缓背斜、白马向斜、白马断褶变带、武隆残留向斜、丁山断背斜浅埋区和深埋区为研究对象(图 2), 对不同构造样式页岩气和氦气含量

进行了统计(表 1)。其中焦石坝区块为一宽缓背斜, 断层不发育, 构造稳定, 地层压力系数为 1.55, 超压系统发育, 保存条件较好, 页岩气含量较高, 为 5.9 m³/t^[20]。

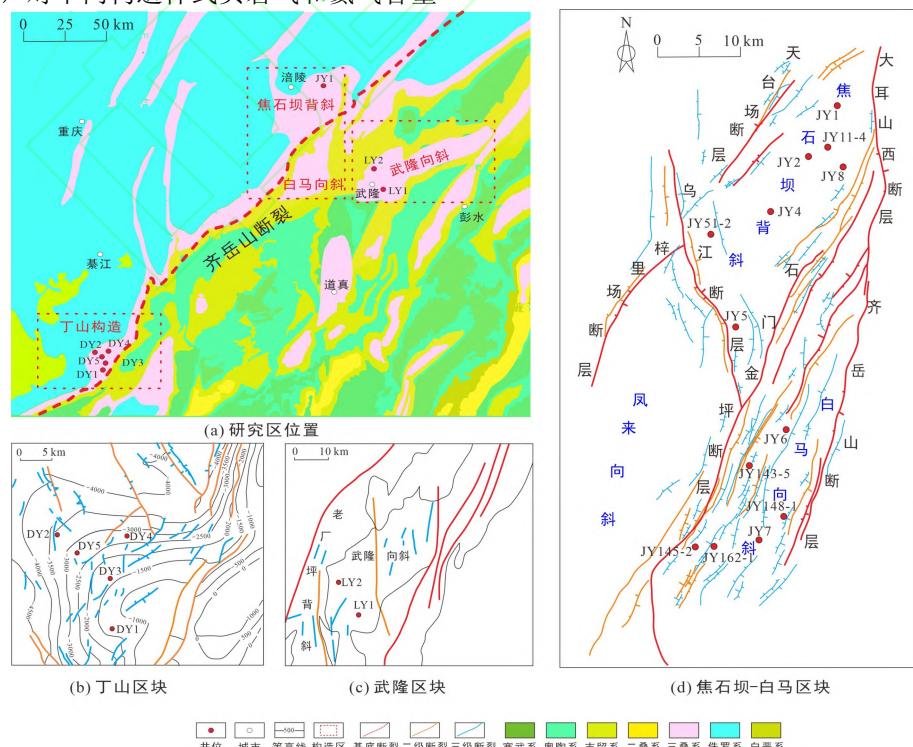


图 2 川东南地区不同构造分区

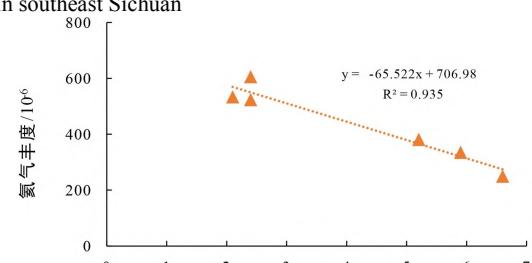
Fig. 2 Different tectonic zones in southeast Sichuan

白马区块自下古生界海相页岩生气以来, 经历了多期构造运动, 在白马区块内部自西向东形成了断褶变形带和宽缓向斜, 位于白马向斜的页岩气藏构造稳定, 地层压力系数为 1.39, 属于超压系统, 构造保存条件较好, 页岩气含量较高, 为 $5.2 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[20]。位于远端的断褶变形带, 构造活动强烈, 断层发育, 地层压力系数为 0.98, 属常压系统, 页岩气逸散严重, 页岩气含量为 $2.4 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[18]。

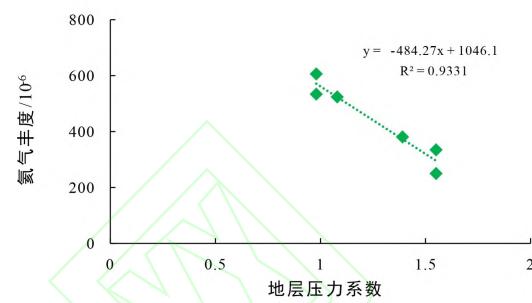
武隆构造带为残留向斜, 武隆东向斜核部地层平缓而开阔, 两翼地层倾角小, 为圆弧型。武隆西向斜转折端为似箱状, 平面上呈三角形形态, 两翼变陡且北西翼倾角大于南东翼, 残留向斜产生页岩气顺层逸散, 地层压力系数为 1.08, 属常压系统, 构造保存条件较差, 页岩气含量为 $2.4 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[21]。

丁山构造为受齐岳山断裂控制的鼻状断背斜, 齐岳山断裂与前缘多条分支断层共同多级逆冲, 构造变形强度由 SE 向 NW 向方面逐渐变弱, 地层高程也逐步降低, 形成浅埋藏区垂向、横向联合逸散, 地层压力系数为 0.98, 属常压系统, 页岩气含量为 $2.1 \text{ m}^3/\text{t}$ 。深埋区封闭性强, 横向扩散运移减弱, 地层压力系数为 1.55, 超压系统发育, 页岩气含量较高, 为 $6.6 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[21]。

从不同构造样式页岩气含量、地层压力系数与氦气丰度关系来看(图 3), 川东南地区不同构造样式页岩气含量、地层压力系数和氦气丰度呈负相关, 构造保存条件较差、地层压力为常压的武隆残留向斜、丁山断背斜浅埋区和白马断褶变形带页岩气含量较低, 氦气丰度相对较高, 氦气丰度均值分别为 524×10^{-6} , 606×10^{-6} 和 534×10^{-6} , 达到工业制氦标准。构造保存条件较好, 地层压力较高的焦石坝宽缓背斜、白马向斜和丁山断背斜深埋区, 页岩气含量较高, 但氦气丰度相对较低, 均值分别为 335×10^{-6} , 381×10^{-6} 和 250×10^{-6} 。



(a) 页岩气含量与氦气丰度关系



(b) 地层压力系数与氦气丰度关系

Fig.3 Relationship among shale gas content, formation pressure and helium abundance

3 页岩气中氦气来源及生氦潜力

3.1 氦气来源

氦气(He)存在³He与⁴He两种稳定同位素, 二者来源截然不同。其中, ³He主要源自地幔脱气作用; ⁴He主要由放射性元素 α 衰变生成^[22-23]。氦同位素比值一种常用氦气来源表示方法, 以样品氦的³He/⁴He值(R)与大气氦的³He/⁴He值(R_a)的比值来呈现。当 $R/R_a > 1$ 时, 意味着天然气中的幔源氦达到 12.57%, 此情况清晰表明天然气中有显著的幔源氦混入; 反之, 倘若 $R/R_a < 0.1$, 此时幔源氦占比小于 1.09%, 据此便可判定天然气中的氦大体上均来自于壳源^[24-26]。

本次研究对不同构造样式的 R/R_a 进行统计, 见表 2, 不同构造样式中氦气 R/R_a 均小于 0.1, 属于壳源成因氦气。白马区块缺乏气体同位素数据, 但前人对于整个涪陵气田统计结果显示, 其 R/R_a 为 0.01~0.04, 平均为 0.03^[2], 整体小于 0.1, 也可证明其主要为壳源成因。

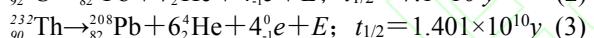
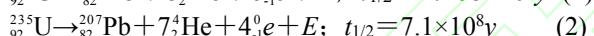
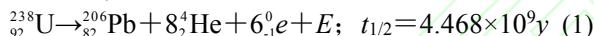
氦气来源还可以通过氩同位素比值⁴⁰Ar/³⁶Ar来指示, 一般认为³⁶Ar是地球的原始组分, ⁴⁰Ar是源岩中⁴⁰K通过壳层捕获形成, 具有时代累计效应, 因此通过对页岩中 K 放射性衰变形成的⁴⁰Ar/³⁶Ar和研究区⁴⁰Ar/³⁶Ar, 可以确定页岩气中的氦气是否为源内 K 放射性衰变累积形成^[2]。前人计算结果显示, 四川盆地志留系烃源岩中 K 放射性衰变生成的⁴⁰Ar/³⁶Ar为 1 724~2 042^[26]。本次研究结果显示焦石坝背斜⁴⁰Ar/³⁶Ar为 418~2 289, 平均为 1 522; 武隆残留向斜⁴⁰Ar/³⁶Ar为 466~1 352, 平均为 912。丁山断背斜深埋区⁴⁰Ar/³⁶Ar为 429~1 581, 平均为 1 162; 丁山背

斜浅埋区为 412~1 521, 平均为 1 043。不同构造部位 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 均小于前人理论计算数值, 考虑到后期改造作用影响, 四川盆地志留系烃源岩 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 实际也应当更低。同时幔源氦成因的典型气藏其 $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$ 可达几千甚至上万^[27~30], 也可从侧面证明五峰-龙马溪组页岩气中氦气属于内源型氦气, 未获得幔源氦气供给。

3.2 生氦潜力

川东南地区页岩气主要来自五峰-龙马溪组页岩, 以往研究表明, 四川盆地主要页岩气产区相较于其他区块 U、Th 含量较大, 具有较好的生氦潜力^[2], 通过对不同构造样式页岩的 U、Th 含量测定并结合前人研究数据发现(表 1), U 含量呈现丁山断背斜深埋区>丁山断背斜浅埋区>武隆残留向斜>白马向斜>焦石坝宽缓背斜>白马断褶变形带的特征; Th 含量呈现焦石坝宽缓背斜>白马断褶变形带>白马向斜>丁山断背斜浅埋区>丁山断背斜深埋区>武隆残留向斜特征。其中, 丁山断背斜深埋区 U 含量均值为 22.25×10^{-6} , 与氦气丰度较高的寒武系筇竹寺组页岩(U 含量为 23.6×10^{-6})相比^[5], 较为接近, 展示了较好的生氦潜力, 其余构造样式 U、Th 含量稍低, 但相差较小。

川东南地区五峰-龙马溪组页岩气中氦气主要为壳源成因, 同时此地区不发育沟通基底的深大断裂^[2], 壳源氦气主要由页岩中的放射性元素 ^{238}U (丰度为 99.280%)、 ^{235}U (丰度为 0.710%) 和 ^{232}Th (丰度为 99.995%)衰变形成, 衰变方程及半衰期如下。



放射性衰变原理如下。

$$N^* = N(\exp(\lambda t) - 1) \\ t_{1/2} = \ln 2 / \lambda \quad (4)$$

根据铀、钍放射性衰变方程和衰变原理, 可计算得到每年每克岩石中产生的 He:

$$^{4}\text{He} = 1.207 \times 10^{-13} \text{ U} + 2.868 \times 10^{-14} \text{ Th} \quad (5)$$

岩石中的 U、Th 放射性衰变形成的氦气需要脱离矿物晶格进入孔隙空间, C. J. Ballentine 等^[23]研究认为主要有 4 种方式, 分别为: α 离子反冲、扩散迁移、矿物破裂和矿物转换。氦气能否从产氦矿物中释放与该矿物的封闭温度有关, 只有温度超过矿物对氦气的封闭温度, 氦气才能从矿物中释放到孔隙中。一般情况下, 岩石中生成的氦气大约 90% 能够释放出来^[7,23]。因此根据岩石铀、钍平均含量, 生氦时间及释氦效率等参数可以计算出页岩的生氦量(m^3/t), 表征不同构造样式页岩气中氦气的生氦潜力, 见表 1。

从表 1 可以看出, 武隆残留向斜、丁山断背斜浅埋区和深埋区衰变生氦量较高, 分别为 0.92×10^{-3} 、 0.97×10^{-3} 和 $1.22 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{t}$; 丁山断背斜深埋区、焦石坝背斜、白马向斜和断褶变形带衰变生氦量相当, 平均在 $0.8 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{t}$, 不同构造样式衰变生氦量差距较小。目前, 威远气田是我国唯一开展工业制氦气田, 其五峰-龙马溪组页岩气中实测氦气丰度为(451~1

$286) \times 10^{-6}$, 平均 869×10^{-6} , U、Th 含量分别为 9.71×10^{-6} 、 16.5×10^{-6} , 计算所得生氦量为 $0.73 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{t}$ ^[7]。对比可知, 川东南地区不同构造样式生氦量接近或超过威远气田五峰-龙马溪组页岩生氦量, 展现了较好的生氦潜力。

利用 U、Th 衰变理论生氦量并结合现今五峰-龙马溪组页岩平均含气量, 可大致估算不同构造区块页岩气中氦气的体积分数占比, 与实测气体组分数据相对比, 可判断研究区五峰-龙马溪组页岩气中氦气是否有外源氦贡献, 计算结果见表 1。从计算结果来看, 川东南地区不同构造样式计算所得氦气丰度和实测氦气丰度较为接近, 误差在 100×10^{-6} 以内, 证明五峰-龙马溪组页岩气中氦气主要为源内贡献, U、Th 原始衰变生成和释放的氦气原位赋存于页岩中。

综上可知, 川东南地区不同构造样式五峰-龙马溪组页岩气中氦气的来源为自身页岩, 属于自生自储型氦气藏, 无外源贡献。生氦潜力较高, 但不同构造样式间相差不大, 总体来说生氦潜力不是影响研究区不同构造样式氦气差异的主要原因。

4 页岩气中氦气保存条件

4.1 顶底板条件

封盖条件是页岩气藏富集的基础保障, 厚度大、展布稳定、岩性致密的顶底板条件以及厚层页岩自身封闭性是有利于页岩气保存的宏观地质条件, 对氦气来讲更是如此。页岩气中氦气藏为典型的自生自储气藏, 富有机质页岩除具有较高的生氦潜力外, 页岩本身的基质渗透率极低^[31~34], 页岩本身也是常规天然气藏的优质盖层。

前人对于四川盆地下古生界五峰-龙马溪组海相页岩气的封盖条件进行了研究, 认为三叠系膏盐岩层的存在对于页岩气藏的封闭性起到重要作用。在川东及周缘地区, 五峰-龙马溪组页岩气的顶底板和页岩气产层连续沉积, 顶底板厚度较大, 突破压力高, 封闭能力强。其中底板为润草沟组灰色—深灰色含泥瘤状灰岩及灰岩, 区域分布稳定, 厚度介于 30~40 m, 基质孔隙度普遍低于 2%, 渗透率小于 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 突破压力超过 70 MPa, 表明其具备极低的流体渗流能力。裂缝不发育, 且与上覆页岩气层呈连续沉积接触, 无沉积间断, 有效避免了气体垂向逸散的通道。高突破压力与低渗透性协同作用, 形成区域性优质封盖层, 对页岩气藏具有显著阻隔效应^[17,22]。

焦石坝宽缓背斜, 其页岩气层顶板由龙马溪组二段发育的灰色—深灰色中厚层粉砂岩和泥质粉砂岩组成, 底板为上奥陶统临湘组的深灰色含泥瘤状灰岩及灰岩。在 80 °C 的地层温度下, 顶板和底板的突破压力分别为 69.8~71.2 MPa 和 64.5~70.4 MPa。顶底板厚度大、岩性致密、突破压力高和封隔性良好^[17,20]。

白马向斜五峰—龙马溪组页岩气藏具有优越的超压构造保存条件, 其封闭体系呈现典型的多层封盖特征, 上覆地层厚度近 5000 m 形成强大的静岩压力环境。顶板由中志留统小河坝组—韩家店组致密泥岩和

粉砂岩构成, 叠加区域盖层上三叠统嘉陵江组膏岩层, 厚度为 60~100 m, 孔隙率<2.5%, 渗透率<0.004×10⁻³ μm², 断裂稀疏, 有效抑制气体垂向运移; 底板为上奥陶统涧草沟组致密灰岩, 与焦石坝区块同层, 致密灰岩(孔隙度<1.8%), 局部含泥质条带, 裂缝发育程度低, 突破压力高, 形成稳定的底部封隔层^[35]。白马宽缓变形带顶底板条件和向斜部位相似, 现今保存条件的差异主要由于构造活动强烈, 断层发育导致。

武隆残留向斜顶板为中志留统小河坝组的泥页岩和韩家店组砂岩, 厚度不均(30~60 m), 局部裂缝发育, 封闭性较弱。底板为临湘组-宝塔组为致密灰岩, 厚度为 30~50 m, 局部裂缝发育, 封闭能力较弱^[36-37]。后期构造抬升导致武隆残留向斜顶底板裂缝较为发育,

封闭能力减弱, 页岩气垂向逸散增加。

丁山断背斜顶板发育石牛栏组, 整体厚度 150~350 m, 主要岩性为深灰-黑灰色泥页岩和含粉砂质泥岩, 夹薄层生物屑灰岩、泥质粉砂岩、砂质泥灰岩、瘤状泥灰岩及钙质泥岩^[38]。下伏龙马溪组与奥陶系五峰组、涧草沟组及宝塔组灰岩相接。该区域呈现奥陶系上统和中统较薄、下统较厚的特征, 中上统以海相灰岩沉积为主, 五峰组则发育灰黑色泥岩和炭质泥岩, 顶部可能含灰质岩。与龙马溪组相比, 这套底板岩系具有厚度大、密度高、孔隙度低的特点, 且横向沉积稳定, 整体封闭性能良好, 为页岩气藏提供了优质的底板封盖条件^[38]。

表 1 川东南地区不同构造样式铀钍含量及生氦量计算参数

Table 1 Calculation parameters of uranium thorium content and helium production in different structural styles in eastern Sichuan and its surrounding areas

区块	构造样式	地层	年代/Ma	地层压力系数	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	U/10 ⁻⁶	Th/10 ⁻⁶	生氦量/(10 ⁻³ m ³ ·t ⁻¹)	页岩气中 He 含量/10 ⁻⁶	
									理论计算	实测数据
武隆	残留向斜	S ₁ l	443.7	1.08	2.4	12.99~22.70/16.67	8.20~13.93/10.30	0.73~1.20/0.92	322~532/408	373~834/524
焦石坝	宽缓背斜	S ₁ l	443.7	1.55	5.9	3.29~37.96/11.12	8.73~25.21/17.53	0.41~2.01/0.77	178~875/315	212~579/335
白马	宽缓向斜	S ₁ l	443.7	1.39	5.2	2.45~32.16/12.10	7.61~29.31/15.42	0.37~2.15/0.84	162~784/333	340~410/381
	断褶变形带	S ₁ l	443.7	0.98	2.4	1.41~28.04/10.60	10.73~32.52/16.62	0.50~1.54/0.76	275~850/418	430~860/606
丁山	断背斜浅埋区	S ₁ l	443.7	0.98	2.1	12.40~19.90/17.00	12.40~16.00/13.73	0.74~1.14/0.97	349~539/461	534
	断背斜深埋区	S ₁ l	443.7	1.55	6.6	11.91~42.70/22.25	8.45~16.72/12.57	0.73~2.21/1.22	111~336/184	221~360/250

表 2 川东南地区不同构造样式页岩气中氦气同位素特征

Table 2 Helium isotope characteristics of shale gas with different structural styles in southeast Sichuan

气田/区块	构造样式	地层	年代/Ma	R/R _a	⁴⁰ Ar/ ³⁶ Ar
武隆	残留向斜	S ₁ l	443.7	0.010~0.012/0.011	466~1352/912
焦石坝	宽缓背斜	S ₁ l	443.7	0.010~0.016/0.011	418~2289/1522
白马	宽缓向斜	S ₁ l	443.7		
	断褶变形带	S ₁ l	443.7		
丁山	断背斜浅埋区	S ₁ l	443.7	0.009~0.010/0.009	412~1521/1043
	断背斜深埋区	S ₁ l	443.7	0.008~0.010/0.009	429~1581/1162

综上, 焦石坝宽缓背斜、白马向斜和丁山断背斜顶底板结构致密, 突破压力较高, 能够有效抑制页岩气的扩散和渗漏, 稀释作用强烈^[10,39]。而武隆残留向斜和白马断褶变形带受后期构造抬升影响, 顶底板裂缝较为发育, 对页岩气的封存能力不足, 现今页岩气含量较低, 降低了对氦气的稀释作用, 提高了氦气丰度。前人已对氦气进行了扩散运移的物理模拟实验, 模拟所得的纯氦气扩散系数量级在 $10^{-8} \text{ m}^2/\text{s}$, 扩散速率高于甲烷($10^{-13} \text{ m}^2/\text{s}$)^[39]。尽管氦气分子小, 具有极强的扩散性和高渗透率, 在页岩气逸散结束, 气藏形成动态平衡后, 封闭性较好的泥页岩盖层能够有效封存氦气。同时氦气作为甲烷伴生气, 浓度及分压较低, 扩散运移动力较弱, 难以突破泥页岩盖层。

4.2 构造保存条件

丁山区块整体为一断背斜构造^[22], 可划分为距离断裂较近的浅埋区和距离断裂较远的深埋区。页岩气对氦气的稀释强度与距断裂位置密切相关, 如图 4(b)所示。靠近齐岳山断裂的井位, 如 DY-1 井, 为浅埋区, 页岩气逸散强烈, 地层失压, 现今地层压力仅为常压, 压力系数为 0.98, 页岩气含量为 $2.12 \text{ m}^3/\text{t}$, 氦气丰度为 534×10^{-6} 。距断裂较远的井位如 DY-5 井和 DY-4 井, 为深埋区, 构造保存条件较好, 地层压力系数为 1.55, 为超压地层, 页岩气含量较高, 为 $6.64 \text{ m}^3/\text{t}$, 氦气丰度为 250×10^{-6} , 对氦气稀释作用强烈。距离大断裂越近, 保存条件越差, 地层压力系数越低, 页岩气含量越低, 对氦气的稀释作用越弱, 氦气丰度越高。

焦石坝区块位于齐岳山断裂以西, 主体为一个受 NE 向和近 SN 向两组断裂控制的轴向 NE 的菱形背斜, 背斜主体构造变形较弱, 呈箱状背斜构造, 断层不发育, 内部裂缝不发育, 其构造保存条件较好, 地层压力系数为 1.55, 为超压地层^[40], 有利于页岩气的封存, 页岩气含量较高, 为 $5.9 \text{ m}^3/\text{t}$, 氦气丰度为 335×10^{-6} , 页岩气稀释作用较为强烈(图 4c)。川东南地区龙马溪组页岩气中氦气主要为源内贡献, 在又无连通基底的深大断裂补充外源氦的条件下, 未形成富氦页岩气藏。

白马区块位于川东高陡褶皱带东南部, 川东褶皱带为一轴部宽阔、地层相对平缓、内部构造相对简单、

两端较陡的宽缓向斜, 构造走向为北东向。从燕山期开始白马区块受到江南-雪峰造山强烈的逆冲推覆作用, 地层遭受剧烈挤压产生滑脱断层, 北东向主体断褶构造在此阶段形成, 齐岳山断层沿前震旦系基底拆离面发生逆冲, 形成一系列走向北东、倾向南东的前展式逆冲构造, “隔档式”构造形成。白马向斜东临齐岳山断裂, 西临石门断裂, 构造稳定, 实测地层压力系数 1.39, 属于超压区, 具有良好的保存条件, 同焦石坝区块一样, 也不发育沟通基底的断裂, 页岩气含量为 $5.2 \text{ m}^3/\text{t}$, 氦气丰度为 381×10^{-6} , 页岩气稀释作用较强, 氦气丰度较低。白马断褶变形带表现为强烈冲断变形特征, 发育大量逆断层, 隆升断层强烈, 实测地层压力系数较低, 介于 0.94~0.98, 属于常压区^[18,20], 页岩气逸散较为严重, 页岩气含量为 $2.4 \text{ m}^3/\text{t}$, 氦气丰度为 606×10^{-6} , 对于氦气的稀释作用减弱, 形成富氦页岩气藏(图 4d)。

武隆向斜为一条残余向斜, 位于齐岳山断裂带以东, 为盆内“隔挡”构造带与盆外“隔槽”构造带过渡区域, 其整体构造呈 NE 向, 局部存在近 SN 向构造, 受多期构造作用的叠加影响, 地层压力系数变化大(0.8~1.2), 现今地层压力为常压地层(1.08)^[19], 页岩气保存条件较差, 页岩气逸散主要通过顺层逸散和穿层逸散等方式, 现今页岩气含量为 $2.4 \text{ m}^3/\text{t}$, 氦气丰度为 524×10^{-6} , 页岩气的大量逸散导致其稀释作用大大减弱, 氦气丰度较高(图 4e)。

在生氦潜力大致相当且无外源氦供给的前提下, 构造保存条件显著影响氦气丰度分布。构造活动较弱的地区, 如焦石坝宽缓背斜和白马向斜, 断层不发育, 保存条件好, 页岩气逸散量较少, 页岩气藏仍保持超压状态, 对氦气的稀释作用较强, 氦气丰度较低。后期构造抬升对页岩气藏改造作用强烈的地区, 如武隆残留向斜和白马断褶变形带, 气藏遭到严重破坏, 页岩气逸散导致地层压力下降为常压, 断层裂缝较为发育, 页岩气含量较低, 对氦气的稀释作用较弱, 形成了氦气的富集, 部分井位可达到工业制氦品位。此外, 在无外源氦供给的条件下, 距离断裂的远近也影响页岩气的保存条件, 在丁山断背斜, 距离大断裂较近的浅埋区, 页岩气逸散严重, 地层压力为常压, 页岩气稀释作用大大减弱, 形成了氦气的富集。

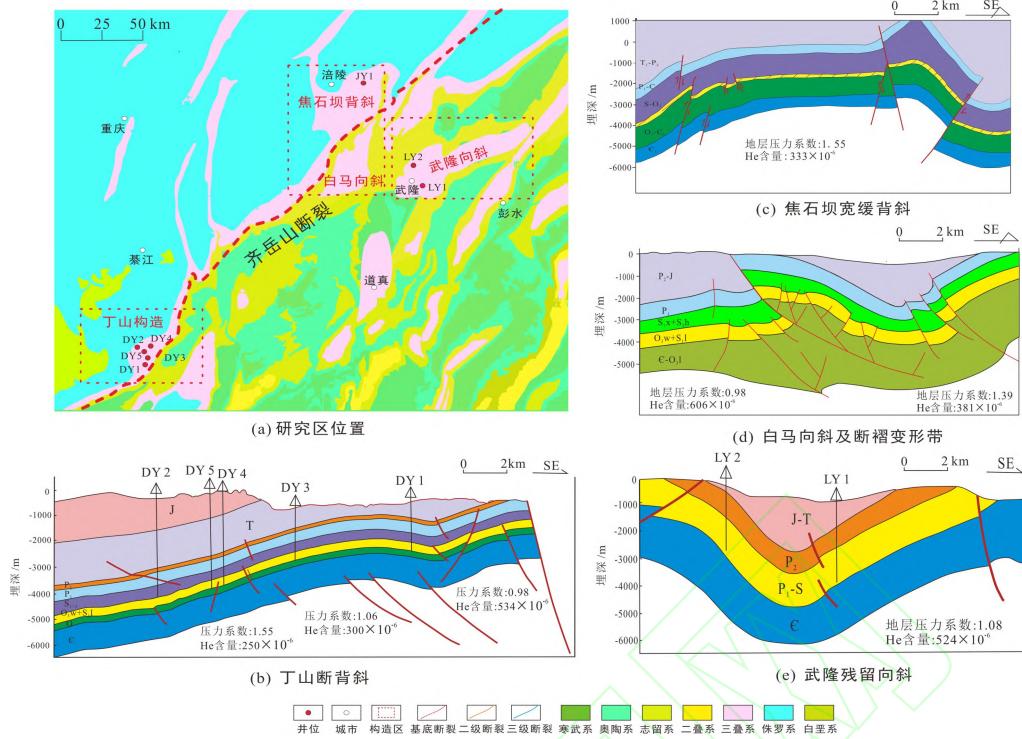


图 4 不同构造样式页岩气中氦气构造保存条件模式

Fig. 4 Models of helium structural preservation conditions in shale gas with different structural styles

5 页岩气中氦气差异富集机理

5.1 页岩气稀释机理

在页岩气生成和运移过程中, 烃源岩产生的大量甲烷等烃类气体与氦气混合后, 导致氦气在气体中的相对浓度显著降低的现象, 即页岩气对氦气稀释, 其本质上是生成规模差异、赋存状态和生烃匹配共同作用的结果。

(1) 生成规模差异。川东南地区页岩气中氦气主要为壳源成因, 由页岩本身 U、Th 放射性衰变产生且在地质历史时期氦气生成一直持续, 氦气的生成速率受放射性元素衰变时间控制。页岩气是由富有机质页岩经过热演化生成, 只有当成熟度较高时才会大量生成烃类气体, 腾格尔等^[29]基于固体沥青的识别和统计获得涪陵地区和彭水地区龙马溪组页岩的原地生气量分别为 $21.23 \text{ m}^3/\text{t}$ 和 $18.99 \text{ m}^3/\text{t}$, 远高于其现今页岩的平均含气量(分别为 $5.95 \text{ m}^3/\text{t}$ 和 $1.99 \text{ m}^3/\text{t}$)。通过理论计算所得生氦量最高不超过 1×10^{-3} (表 1), 生烃量远高于生氦量, 页岩气的巨量生气对氦气形成强烈的稀释效应, 生成规模差异导致氦气浓度被大幅稀释。根据前人统计, 四川盆地龙马溪组页岩气中氦气的平均含量仅为 0.03%, 甲烷占比超过 90%。

(2) 赋存状态。页岩气以吸附态和游离态赋存在页岩微纳米孔隙中, 两者形态均遵循 Langmuir 吸附定律, 温度降低或压力升高会增强吸附能力。而氦气分子小, 吸附能力较弱, 多以游离态赋存在孔隙空间中。在生烃演化过程中, 地层持续沉降, 因温压条件的转变, 吸附态页岩气转化为游离态, 导致孔隙中游离态页岩气含量增加, 进一步稀释氦气浓度。高温会

显著降低甲烷的吸附能力。在沉降过程停止后, 构造抬升会使地层温度降低, 原先高温对吸附的抑制作用减弱, 游离气向吸附气转化, 吸附气量相对增加减弱页岩气的稀释作用。随着进一步构造抬升, 保存条件遭到破坏, 断层和裂缝发育, 页岩气开始大量逸散, 吸附气解吸为游离气逸散, 也减弱页岩气的稀释作用。若构造保存条件相对较好, 如焦石坝宽缓背斜, 页岩气逸散量较少, 对于氦气的稀释作用依然强烈, 这也导致了现今焦石坝地区氦气丰度较低。

(3) 生烃与生氦的匹配关系。页岩气藏本身为典型的自生自储式气藏, 页岩气系统中氦气丰度的演化可分为三个阶段: “早期富集阶段”, “页岩气稀释阶段”和“构造保存阶段”^[30]。

早期富集阶段: 在页岩开始生烃之前, 地层开始沉降, 页岩中铀、钍元素衰变生成的氦气持续富集, 形成早期氦气富集阶段, 铀、钍衰变生成氦气贯穿构造演化始终, 最终氦气丰度取决于页岩生烃时间。若地层早期经历长时间沉降, 生烃较为滞后, 则前期积累的氦气丰度较高, 可缓解后期生烃引起的稀释作用。

页岩气稀释阶段: 在页岩持续沉降过程中, 页岩进入生烃门限, 随着埋深和成熟度持续增加, 进入生烃高峰, 大量甲烷的生成使得氦气被稀释, 氦气浓度达到构造演化过程中的最低点, 生烃时间较长, 生成的页岩气较多, 稀释作用较强。

后期构造保存阶段: 页岩达到最大埋深后, 受后期构造活动的影响, 地层开始抬升, 破坏页岩储层, 页岩气发生逸散, 后期页岩气保存条件受构造活动强弱控制。在构造抬升过程中氦气仍持续生成, 其后期氦气丰度受构造抬升时间控制, 构造抬升时间越早, 页岩生烃作用越短, 对于氦气的稀释作用越弱。相反,

构造抬升时间越弱, 生烃时间越长, 稀释作用越强烈。同时, 地层抬升过程中, 溶解于地层水中的氦气因温压改变脱溶为游离态氦气, 虽溶解态氦气占比较少, 但也是对氦气丰度的一种补充。

川东南地区不同构造样式页岩埋藏生烃史较为一致, 以白马断褶变形带五峰-龙马溪组页岩埋藏生烃史为例(图 5), 在晚志留世进入低成熟阶段, 中-晚侏罗世进入成熟阶段, 白垩世达到过成熟阶段, 在燕山

运动晚期-喜马拉雅运动期间发生地层抬升^[18], 页岩沉降埋深时间较长, 生烃时间长, 页岩气含量较高, 稀释作用较强。构造抬升后页岩持续生氦, 距今约 100 Ma, 生成的氦气量占总生氦量的四分之一, 对降低页岩气的稀释作用具有一定的作用。后期构造抬升对于自生自储式的页岩气中氦气的富集具有重要影响, 白马断褶变形带后期经历三期构造抬升, 页岩气大量逸散, 稀释作用减弱, 氦气富集。

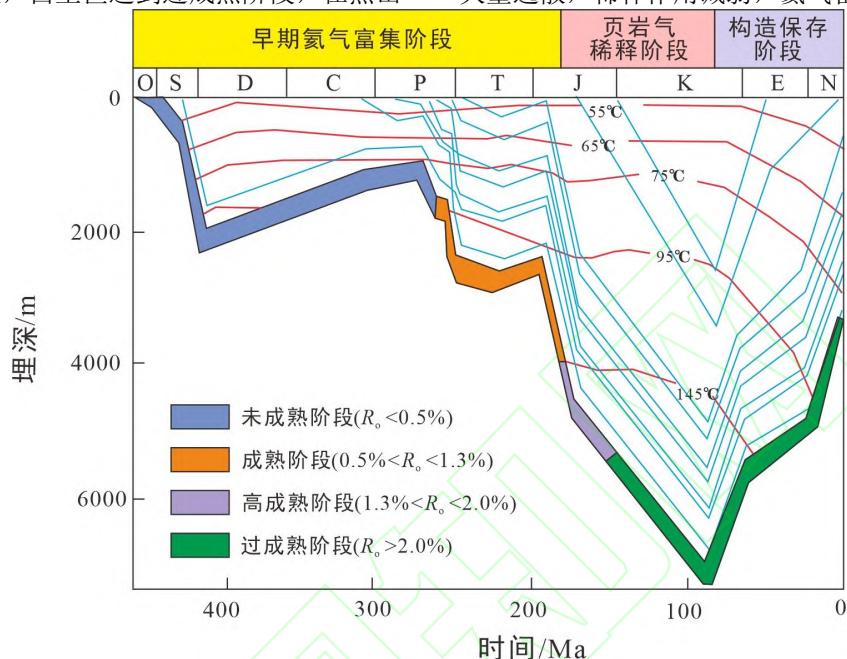


图 5 白马区块五峰-龙马溪组页岩埋藏生烃史和生氦史匹配关系

Fig. 5 Matching relationship between hydrocarbon generation history and helium generation history of shale in Wufeng-Longmaxi Formation, Baima Block

5.2 页岩气中氦气保存-逸散多尺度控制机理

氦气在岩石中的保存位置大致可分为三类: (1) 矿物晶格; (2) 矿物晶体中气相和液相包裹体; (3) 矿物晶粒间, 包括矿物基质及孔隙^[37]。氦气在地质环境中以其独特的物理化学性质表现出多种逸散方式, 其逸散主要由溶解态和游离态两种形式构成^[41]。溶解态逸散指氦气溶解在地下水中, 通过水体的运移扩散逸散到地表, 在泥页岩中, 受限于其低孔隙度、高束缚水含量及地层水盐度等地质条件, 氦气在水中的溶解度普遍较低, 扩散运移能力较弱, 不是主要的扩散方式。游离态逸散指氦气以气体形式, 通过岩石孔隙或裂隙的扩散、渗流等机制向地表逸散, 是氦气的主要逸散方式, 易通过高渗透性地层或构造破坏作用产生的裂缝向地表运移散失。而优异的顶底板条件对于游离态氦气逸散具有较好的抑制作用, 有利于氦气的保存。

在漫长地质历史时期中, 在构造抬升之前, 逸散多以扩散方式为主。扩散作用可分为 Fick 扩散、Knudsen 扩散和 Surface 扩散^[39]。氦气吸附量较小, 扩散方式主要考虑 Fick 扩散和 Knudsen 扩散。泥页岩孔隙类型多以微纳孔隙为主, 氦气分子的平均自由程小于赋存孔径, 氦气多以 Knudsen 扩散为主, 扩散速率由气体分子与孔壁的碰撞频率决定, 而不是

氦分子间碰撞, 即与压力无关。氦气作为甲烷的伴生气体, 浓度较低, 气体分压较低, 分子间碰撞减弱, 平均自由程增大, Knudsen 扩散系数增大, 在孔隙半径小于其平均自由程的孔隙空间中扩散作用较强, 氦气可在微纳孔隙中富集。在大孔隙空间(平均分子自由程低于孔隙半径), 以 Fick 扩散为主, 扩散动力主要为分子间碰撞, 扩散速率由压力决定。在构造保存条件较好的焦石坝宽缓背斜、白马向斜和丁山断背斜深埋区, 构造稳定, 顶底板密封性好, 页岩气含量高, 多气体组分间分压控制扩散行为, 出现竞争运移, 氦气分压低, 扩散动力较弱, 逸散量较少。

除此之外, 甲烷分子直径较大(0.38 nm), 浓度较高, 扩散运移动力较强, 较大的甲烷分子会先堵塞运移通道, 分子直径更小的氦分子(0.26 nm)难以通过, 使氦气能在页岩微纳孔隙中很好的保存下来, 也在一定程度上起到了封存氦气的作用, 如图 6(a)所示。

微纳孔隙中氦气的 Knudsen 扩散富集效应与甲烷分子对运移通道的物理封堵机制协同作用, 显著抑制了氦气逸散, 通过此微观保存模式, 使得在构造保存条件较好、页岩气含量较高、稀释作用强烈的地区, 仍可富集一定量的氦气资源, 接近工业制氦品位。

另一方面, 在诸如武隆残留向斜、白马断褶变形带和丁山断背斜浅埋区, 构造活动强烈, 构造抬升过

程中产生大量断层和裂隙, 地层压力降低, 气藏内外形成压力差, 气体以渗流方式逸散。在高分压条件下, 黏性流动增强, 气体渗流速度和分压成正相关关系, 多组分之间渗流竞争性增强, 低分压的氦气渗流作用

受到部分抑制, 也就造成了氦气和甲烷的差异逸散, 如图 6(b)所示, 稀释作用减弱。同时此几种构造样式页岩中微纳米孔隙发育, 氦气也能较好的封存在微纳米孔隙中, 导致现在次生低压区出现氦气的富集。

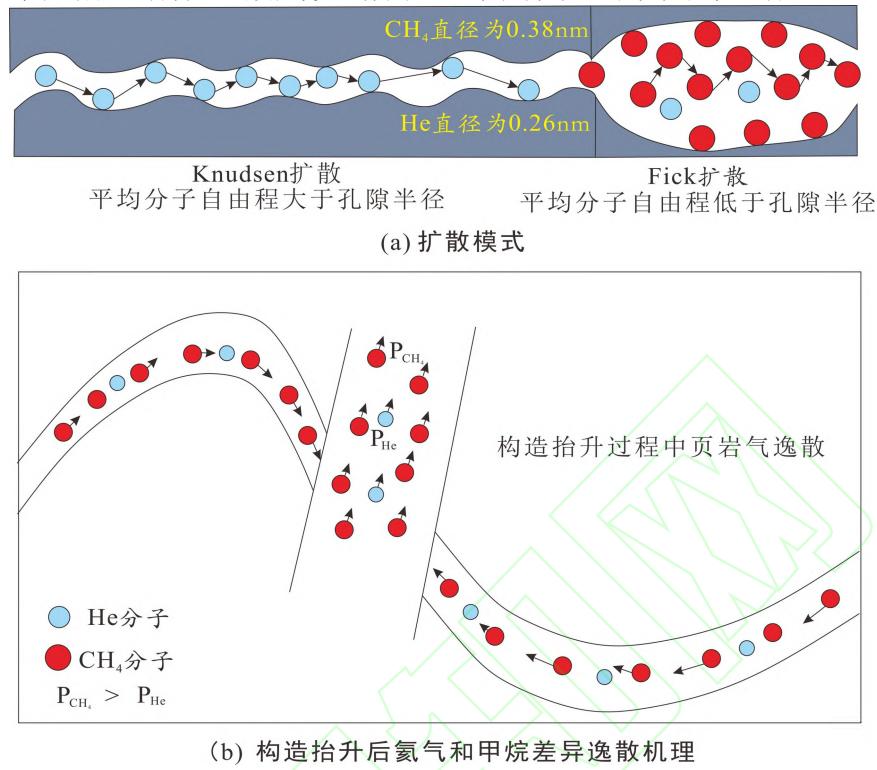


图 6 页岩中氦气微观保存机理
Fig. 6. Microscopic differential escape modes of helium in shale

6 不同构造样式页岩气中氦气有利区预测

对于源外供氦型气藏来说, 外源氦气的补给是形成富氦页岩气藏的基础条件^[9]。优质的氦源条件(包括铀、钍等放射性元素的丰度、页岩的地层年代、发育规模及含气量)、高效的输导体系、适宜的页岩气和氦气的匹配关系以及可靠的保存条件, 这些因素共同决定了页岩气中氦气的富集程度。

对于内源供氦的气藏来讲, 除优质的氦源条件外, 最为重要的是保存条件。保存条件的差异决定地层压力系数, 进而影响页岩气的含量, 最终影响页岩气对于氦气的稀释作用, 形成不同构造样式氦气的差异富集。因此, 在对内源供氦气藏的有利区进行预测时, 地层压力系数应当作为有利区预测的一个重要指标。这里就需要更多的关注一些常压页岩气藏中氦气的富集情况。

近年来, 随着页岩气勘探开发不断深入。深层和常压页岩气藏成为勘探的重要领域, 常压页岩气藏的富集机制研究取得重要进展, 在盆缘川东南区块, 南川东胜、白马区块相继实现规模探明, 累计储量近 2 500 亿方。在盆地外缘武隆、道真、彭水和綦江等残留常压向斜也取得重要突破^[42]。在四川盆地及其周缘, 五峰组—龙马溪组常压页岩气藏分

布广、资源总量大, 是未来页岩气勘探开发的主要接替领域之一。常压页岩气藏具有中—低丰度和中—低品位的特征, 但其资源总量和储量规模仍较为可观。正是因为其低丰度低品位的特征, 稀释作用较弱, 氦气富集的可能性较高, 是氦气资源的重要接替领域^[19,44]。

图 7 为四川盆地及周缘常压页岩气典型井分布图, 页岩地层受剥蚀作用较强, 盆缘斜坡目的层出露, 盆外残留向斜四周出露, 导致压力系数普遍较低, 其中盆缘压力系数 1.05~1.30, 盆外压力系数 0.90~1.15^[42]。在此区域内, 白马区块常压区地层压力系数为 0.98, 氦气含量平均为 606×10^{-6} ; 武隆地区地层压力系数为 1.08, 氦气含量平均为 524×10^{-6} ; 彭水地区地层压力系数为 0.93~1.18, 氦气含量平均可高达 993×10^{-6} ; 綦江区块常压区主要位于距离大断裂较近的地区(图 3b), 地层压力系数为 0.98~1.06, 氦气平均含量为 534×10^{-6} 。上述地区构造样式多为残留向斜或构造较为活跃的断褶变形带, 地层释放压力形成常压气藏, 稀释作用减弱, 加之氦气自身的微观保存方式, 是目前川东南地区氦气的有利勘测区, 尤其是白马、武隆和彭水地区, 常压的断褶变形带和残留向斜氦资源潜力较大, 可作为内源供氦气藏有利区的重要补充。



图 7 川东南地区页岩气中氦气有利区分布预测

Fig. 7 Prediction of favorable helium gas distribution in shale gas in southeast Sichuan

7 结论

(1) 川东南地区页岩整体生氦潜力较高, 但不同构造样式下生氦潜力无明显差异, 页岩气中氦气主要为壳源成因。构造保存条件差、发育常压系统的区域氦气丰度相对较高; 构造保存条件好, 发育超压系统的区域, 氦气丰度较低。

(2) 不同构造样式构造保存条件差异、页岩气和氦气差异逸散机理引起的页岩气稀释强度差异, 是氦气差异富集的关键控制因素。微纳米孔隙中氦气的 Knudsen 扩散富集效应与甲烷分子对运移通道的物理封堵机制协同作用, 显著抑制了氦气逸散。

(3) 常压页岩气藏因稀释作用弱、氦气丰度较高, 可作为内源供氦气藏有利区的重要补充, 在页岩气产量较低的常压气藏地区, 如綦江、武隆、白马和彭水地区, 有望成为页岩气中氦气的潜在有利勘探区。

符号注释:

N 为衰变后残余原子数; N^* 为衰变的原子数; λ 为衰变常数; t 为衰变时间, a ; $t_{1/2}$ 为半衰期, a ; ${}^4\text{He}$ 为每年每克岩石中产生的 He 含量, $\text{cm}^3 \cdot \text{g}^{-1} \cdot \text{a}^{-1}$; U 、 Th 为放射性元素质量分数, 10^{-6} 。

参考文献(References)

- [1] 陈践发, 刘凯旋, 董勍伟, 等. 天然气中氦资源研究现状及我国氦资源前景[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(10): 1436-1449.
CHEN Jianfa, LIU Kaixuan, DONG Qingwei, et al. Research status of helium resources in natural gas and prospects of helium resources in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(10): 1436-1449.
- [2] 马勇, 陈践发, 辛志源, 等. 非常规天然气中氦资源潜力及富集机制[J]. 石油学报, 2025, 46(2): 440-455.
MA Yong, CHEN Jianfa, XIN Zhiyuan, et al. Helium resource potential and enrichment mechanism of unconventional gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(2): 440-455.
- [3] 秦胜飞, 窦立荣, 陶刚, 等. 氦气富集理论及富氦资源勘探思路[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 1160-1174.
QIN Shengfei, DOU Lirong, TAO Gang, et al. Helium enrichment theory and exploration ideas for helium-rich gas reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 1160-1174.
- [4] 朱东亚, 刘全有, 李朋朋, 等. 富氦气藏源储关系及富集机理[J]. 地质学报, 2024, 98(11): 3182-3201.
ZHU Dongya, LIU Quanyou, LI Pengpeng, et al. Configuration relationship of source and reservoir and enrichment mechanism of helium-rich gas reservoirs[J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(11): 3182-3201.
- [5] 刘凯旋, 陈践发, 付娆, 等. 富氦天然气藏成藏特征及主控因素[J]. 石油学报, 2022, 43(11): 1652-1663.
LIU Kaixuan, CHEN Jianfa, FU Rao, et al. Accumulation characteristics and main controlling factors of helium-rich gas reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(11): 1652-1663.
- [6] LIU Kaixuan, CHEN Jianfa, FU Rao, et al. Distribution characteristics and controlling factors of helium-rich gas reservoirs[J]. Gas Science and Engineering, 2023, 110: 204885.
- [7] 陈燕燕, 温志新, 陶士振, 等. 页岩气和煤层气中氦气富集机理与资源潜力: 以川南页岩气和鄂东缘煤层气为例[J/OL]. 地学前缘, 2024: 1-22 [2024-12-16]. <https://link.cnki.net/doi/10.13745/j.esf.sf.2024.11.85>. CHEN Yanyan, WEN Zhixin, TAO Shizhen, et al. Enrichment mechanism and resource potential of helium in shale

- gas and coalbed methane plays: A case study of shale gas in southern Sichuan Basin and coalbed methane in eastern Ordos Basin[J/OL]. *Earth Science Frontiers*, 2024: 1–22 [2024-12-16]. <https://link.cnki.net/doi/10.13745/j.esf.sf.2024.11.85>.
- [8] 聂海宽, 刘全有, 党伟, 等. 页岩型氦气富集机理与资源潜力: 以四川盆地五峰组-龙马溪组为例[J]. *中国科学: 地球科学*, 2023, 53(6): 1285–1294.
- NIE Haikuan, LIU Quanyou, DANG Wei, et al. Enrichment mechanism and resource potential of shale-type helium: A case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2023, 53(6): 1285–1294.
- [9] 陈燕燕, 陶士振, 杨秀春, 等. 页岩气和煤层气中氦气的地球化学特征和富集规律[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(4): 684–696.
- CHEN Yanyan, TAO Shizhen, YANG Xiuchun, et al. The geochemical characteristics and enrichment of helium in shale gas and coalbed methane[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(4): 684–696.
- [10] 陈新军, 陈刚, 边瑞康, 等. 四川盆地涪陵页岩气田氦气资源潜力与成因机理[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(3): 469–476.
- CHEN Xinjun, CHEN Gang, BIAN Ruikang, et al. The helium resource potential and genesis mechanism in Fuling shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(3): 469–476.
- [11] 蒙炳坤, 周世新, 李靖, 等. 上扬子地区不同类型岩石生氦潜力评价及泥页岩氦气开采条件理论计算[J]. *矿物岩石*, 2021, 41(4): 102–113.
- MENG Bingkun, ZHOU Shixin, LI Jing, et al. Helium potential evaluation of different types of rocks in the Upper Yangtze region and theoretical calculation of helium recovery conditions for shale in Upper Yangtze region[J]. *Mineralogy and Petrology*, 2021, 41(4): 102–113.
- [12] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(6): 641–653.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(6): 641–653.
- [13] DAI Jinxing, NI Yunyan, GONG Deyu, et al. Geochemical characteristics of gases from the largest tight sand gas field (Sulige) and shale gas field (Fuling) in China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2017, 79: 426–438.
- [14] 秦胜飞, 赵姿卓, 吴伟, 等. 煤层气与页岩气含氦性及氦气富集条件[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(5): 890–901.
- QIN Shengfei, ZHAO Zizhuo, WU Wei, et al. Helium content and helium enrichment conditions of coalbed methane and shale gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(5): 890–901.
- [15] WANG Xiaofeng, LIU Quanyou, LIU Wenhui, et al. Helium accumulation in natural gas systems in Chinese sedimentary basins[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2023, 150: 106155.
- [16] 邹玉涛, 段金宝, 赵艳军, 等. 川东高陡断褶带构造特征及其演化[J]. *地质学报*, 2015, 89(11): 2046–2052.
- ZOU Yutao, DUAN Jinbao, ZHAO Yanjun, et al. Tectonic characteristics and evolution of the high and steep fault folding belt in east Sichuan[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(11): 2046–2052.
- [17] 刘芷含, 陈亚琳, 徐松, 等. 川东及周缘地区五峰组-龙马溪组海相页岩气保存条件评价[J]. *地质科学*, 2024, 59(5): 1185–1197.
- LIU Zhihan, CHEN Yalin, XU Song, et al. Evaluation of the preservation conditions of marine shale gas in Wufeng-Longmaxi Formations in eastern Sichuan Basin and peripheral areas[J]. *Chinese Journal of Geology*, 2024, 59(5): 1185–1197.
- [18] 周杨帆, 罗良, 曾联波, 等. 涪陵页岩气田白马构造带变形特征及页岩气成藏模式[J]. *石油科学通报*, 2024, 9(2): 183–195.
- ZHOU Yangfan, LUO Liang, ZENG Lianbo, et al. Deformation characteristics and shale gas accumulation model of the Baima structural belt in the Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2024, 9(2): 183–195.
- [19] 聂海宽, 汪虎, 何治亮, 等. 常压页岩气形成机制、分布规律及勘探前景: 以四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组为例[J]. *石油学报*, 2019, 40(2): 131–143.
- NIE Haikuan, WANG Hu, HE Zhiliang, et al. Formation mechanism, distribution and exploration prospect of normal pressure shale gas reservoir: A case study of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(2): 131–143.
- [20] 徐向, 辛志源, 刘超, 等. 深层常压页岩气富集机制研究: 以涪陵页岩气田白马区块为例[J]. *石油地质与工程*, 2024, 38(3): 53–60.
- XU Xiang, XIN Zhiyuan, LIU Chao, et al. Enrichment law of deep atmospheric shale gas: A case study of Baima syncline in Fuling shale gas field[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2024, 38(3): 53–60.
- [21] 关琳琳, 王庆之, 高全芳, 等. 重庆市武隆地区五峰-龙马溪组常压页岩气勘探潜力分析[J/OL]. *地质通报*, 2024: 1–12 [2024-05-09]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.4648.P.20240508.1652.004.html>.
- GUAN Linlin, WANG Qingzhi, GAO Quanfang, et al. The potential of normal-pressure shale gas exploration of the Ordovician Wufeng Formation and the lower Silurian Longmaxi Formation in Wulong area, Chongqing[J/OL]. *Geological Bulletin of China*, 2024: 1–12 [2024-05-09]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.4648.P.20240508.1652.004.html>.
- [22] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1418–1429.
- HU Dongfeng, WEI Zihong, LIU Ruobing, et al. Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1418–1429.
- [23] BALLENTINE C J, LOLLAR B S. Regional groundwater focusing of nitrogen and noble gases into the Hugoton-

- Panhandle giant gas field, USA[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2002, 66(14): 2483–2497.
- [24] 徐永昌, 沈平, 陶明信, 等. 东部油气区天然气中幔源挥发份的地球化学: I. 氦资源的新类型: 沉积壳层幔源氦的工业储集[J]. 中国科学(D辑), 1996, 26(1): 1–8. (原文无英文)
- [25] BROWN A A. ^{ps}Formation of high helium gases: A guide for explorationists[C]//2010 AAPG Convention and Exhibition. New Orleans: AAPG, 2010: 80115.
- [26] 刘文汇, 徐永昌. 天然气中氦氩同位素组成的意义[J]. 科学通报, 1993, 38(9): 818–821. (原文无英文)
- [27] CAO Chunhui, ZHANG Mingjie, TANG Qingyan, et al. Noble gas isotopic variations and geological implication of Longmaxi shale gas in Sichuan Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 89: 38–46.
- [28] ZHANG Wen, LI Yuhong, ZHAO Fenghua, et al. Granite is an effective helium source rock: Insights from the helium generation and release characteristics in granites from the north Qinling orogen, China[J]. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 2020, 94(1): 114–125.
- [29] 腾格尔, 陶成, 胡广, 等. 排烃效率对页岩气形成与富集的影响[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 325–334.
- TENGER B, TAO Cheng, HU Guang, et al. Effect of hydrocarbon expulsion efficiency on shale gas formation and enrichment[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(3): 325–334.
- [30] WANG Xiaofeng, LIU Wenhui, LI Xiaobin, et al. Radiogenic helium concentration and isotope variations in crustal gas pools from Sichuan Basin, China[J]. *Applied Geochemistry*, 2020, 117: 104586.
- [31] GHANIZADEH A, GASPARIK M, AMANN-HILDENBRAND A, et al. Experimental study of fluid transport processes in the matrix system of the European organic-rich shales: I. Scandinavian Alum Shale[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 51: 79–99.
- [32] BHANDARI A R, FLEMINGS P B, POLITO P J, et al. Anisotropy and stress dependence of permeability in the Barnett shale[J]. *Transport in Porous Media*, 2015, 108(2): 393–411.
- [33] SOEDER D J. Porosity and permeability of eastern Devonian gas shale[J]. *SPE Formation Evaluation*, 1988, 3(1): 116–124.
- [34] BUSTIN R M, BUSTIN A M M, CUI X, et al. Impact of shale properties on pore structure and storage characteristics[C]//SPE Shale Gas Production Conference. Fort Worth: SPE, 2008: SPE-119892-MS.
- [35] 万云强, 陈践发, 陈聪, 等. 四川盆地涪陵气田白马向斜五峰组-龙马溪组页岩气成藏地质条件及成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(9): 1656–1670. WAN Yunqiang, CHEN Jianfa, CHEN Cong, et al. Geological conditions and accumulation patterns of shale gas accumulation in Wufeng–Longmaxi Formations of Baima syncline, Fuling gas field, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(9): 1656–1670.
- [36] 丁佳彤, 陈孔全, 汤济广, 等. 页岩气富集与保存条件差异研究: 以焦石坝-武隆地区为例[J]. 石油地球物理勘探, 2023, 58(6): 1472–1480.
- DING Jiatong, CHEN Kongquan, TANG Jiguang, et al. A study on differences of shale gas enrichment and preservation conditions: Taking the Jiaoshiba–Wulong area as an example[J]. *Oil Geophysical Prospecting*, 2023, 58(6): 1472–1480.
- [37] 高全芳. 武隆向斜五峰组-龙马溪组优质页岩特征及水平井靶窗优选[J]. 非常规油气, 2019, 6(3): 99–105. GAO Quanfang. The high-quality shale characteristics of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Wulong syncline and the best target of horizontal well[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2019, 6(3): 99–105.
- [38] 冉琦, 陈勇, 齐晴, 等. 丁山地区龙马溪组页岩气保存条件分析[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(4): 22–25. RAN Qi, CHEN Yong, QI Qing, et al. Preservation conditions of shale gas in Longmaxi Formation of Dingshan area[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2017, 31(4): 22–25.
- [39] ZHONG Ying, SHE Jiping, ZHANG Hao, et al. Experimental and numerical analyses of apparent gas diffusion coefficient in gas shales[J]. *Fuel*, 2019, 258: 116123.
- [40] 张文. 关中和柴北缘地区战略性氦气资源成藏机理研究[D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2019. ZHANG Wen. Accumulation mechanism of helium, a strategic resources, in Guanzhong and north Qaidam Basin[D]. Beijing: China University of Mining & Technology (Beijing), 2019.
- [41] 李玉宏, 张文, 王利, 等. 亨利定律与壳源氦气弱源成藏: 以渭河盆地为例[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(4): 495–501. LI Yuhong, ZHANG Wen, WANG Li, et al. Henry's Law and accumulation of crust-derived helium: A case from Weihe Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(4): 495–501.
- [42] 蔡勋育, 周德华, 赵培荣, 等. 中国石化深层、常压页岩气勘探开发进展与展望[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1039–1049. CAI Xunyu, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Development progress and outlook of deep and normal pressure shale gas of SINOPEC[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023, 45(6): 1039–1049.
- [43] NIE Haikuan, LIU Quanyou, DANG Wei, et al. Enrichment mechanism and resource potential of shale-type helium: A case study of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2023, 66(6): 1279–1288.
- [44] 魏祥峰, 刘珠江, 王强, 等. 川东南丁山与焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩气富集条件差异分析与思考[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(8): 1041–1051. WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, WANG Qiang, et al. Analysis and thinking of the difference of Wufeng–Longmaxi shale gas enrichment conditions between Dingshan and Jiaoshiba areas in southeastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(8): 1041–1051.

(责任编辑 范章群)