

地质力学学报
Journal of Geomechanics
ISSN 1006-6616,CN 11-3672/P
中文核心期刊
中国科技核心期刊
CSCD 来源期刊（核心库）

《地质力学学报》预出版论文

论文题目：四川盆地蜀南地区中二叠统茅口组天然气地球化学特征及成因来源判识

作者：高兆龙，李天军，杜涛，彭瀚霖，姜福杰，陈聪，李平平，曹华，谢静平

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025166
投稿时间：2025-11-11
录用时间：2026-07-06
预出版时间：2026-11-20

《地质力学学报》预出版

预出版版权说明

预出版，是指在网络出版或纸质版印刷出版之前，文章的电子版本在网上提前公开，是正式出版的预备版本。预出版的文章是通过严格的“三审制”审查后，本刊确定录用的文章，其内容的著作权等受《著作权法》等法律法规保护。预出版的文章将在之后的印刷版上刊发，印刷版的文章可能与预出版的文章略有不同，预出版文章经录用后便以电子版本形式在网站发出，没有经过排版和编校，会存在部分文字及编排格式与正式出版有出入，但文章主体内容是完全一致的。

学者研究或引述预出版文章，应当以印刷纸质版内容为准；但如果牵涉首创权等时间问题，则应当以适当方式注明文章的预出版日期。

引用格式：高兆龙，李天军，杜涛，等，2026. 四川盆地蜀南地区中二叠统茅口组天然气地球化学特征及成因来源判识[J]. 地质力学学报，32（6）：1464−1481. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025166

Citation: GAO Z L，LI T J，DU T，et al.，2026. Geochemical characteristics and origin of natural gas in the Middle Permian Maokou Formation, Southern Sichuan Basin[J]. Journal of Geomechanics，32（6）：1464−1481. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025166

四川盆地蜀南地区中二叠统茅口组天然气地球化学特征及成因来源判识

高兆龙[1]，李天军[1]，杜　涛[2,3]，彭瀚霖[1]，姜福杰[2,3]，陈　聪[1]，李平平[2,3]，曹　华[1]，谢静平[1]

GAO Zhaolong[1]，LI Tianjun[1]，DU Tao[2,3]，PENG Hanlin[1]，JIANG Fujie[2,3]，CHEN Cong[1]，LI Pingping[2,3]，CAO Hua[1]，XIE Jingping[1]

1. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院，四川 成都 610041；
2. 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；
3. 中国石油大学（北京）地球科学学院，北京 102249

1. *Exploration and Development Research Institute*, *PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company*, *Chengdu* 610041, *Sichuan*, *China*;
2. *State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering*, *China University of Petroleum* (*Beijing*), *Beijing* 102249, *China*;
3. *College of Geoscience*, *China University of Petroleum* (*Beijing*), *Beijing* 102249, *China*

Geochemical characteristics and origin of natural gas in the Middle Permian Maokou Formation, Southern Sichuan Basin

Abstract: ［**Objective**］Recent years have seen continuous breakthroughs in natural gas exploration within the Middle Permian Maokou Formation of the southern Sichuan Basin, pointing to immense resource potential. Yet, significant debates concerning the specific origins of these gases, the extent of mixed-source contributions, and their genetic history—factors that currently hinder precise planning for future petroleum exploration—remain unresolved. To move forward, we must clarify the genetic types of these natural gases and quantitatively determine how much each source rock contributes; doing so is essential to settling these disputes and guiding deep-gas exploration strategies in this hydrocarbon province. ［**Methods**］This study took a systematic approach by collecting natural gas samples from the Maokou Formation across the southern Sichuan Basin and analyzing their chemical composition. We employed high-precision carbon and hydrogen stable isotope analyses using isotope ratio mass spectrometry to obtain detailed gas signatures. Building on this data, we integrated the regional geological context with fault development patterns. By applying gas geochemical tracing alongside a mathematical binary mixing model, we aimed to unravel the evolutionary path of these gases and quantitatively estimate the proportion of hydrocarbons contributed by distinct deep source rocks to the Maokou reservoirs. ［**Results**］Our analyses show that the natural gases from the Middle Permian Maokou Formation are characteristically high-to-overmature dry gases. Methane (CH_4) dominates the hydrocarbon fraction, while heavy hydrocarbons (C_{2+}) are virtually absent, resulting in dryness coefficients ($C_1/C_{1\text{-}5}$) that consistently exceed 0.99. This confirms that the gas reservoirs have undergone an advanced stage of thermal evolution. Non-hydrocarbon components are primarily nitrogen (N_2) and carbon dioxide (CO_2), with trace amounts of hydrogen sulfide (H_2S). Geochemical tracing reveals a multi-source origin for CO_2. In most areas,

基金项目：中国石油西南油气田分公司科技项目（XNS 勘研院 JS2023-096）

This research was financially supported by PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company Project（Grant No. JS2023-096）

第一作者：高兆龙（1990—），男，硕士，工程师，主要从事碳酸盐岩油气勘探研究。Email：gaozhaolong@petrochina.com.cn

通信作者：杜涛（1997—），男，在读博士，主要从事天然气与氦气成藏机理研究。Email：Dutaochn@163.com

收稿日期：2025−11−11；**修回日期**：2026−06−29；**录用日期**：2026−07−06；**网络出版日期**：；**责任编辑**：范二平

Received：2025−11−11；Revised：2026−06−29；Accepted：2026−07−06；Available Online：；Handling Editor：FAN Erping

《地质力学学报》预出版

isotopically light carbon values point to thermal cracking of organic matter within high-to-overmature marine source rocks. Conversely, localized structural belts exhibit elevated CO_2 concentrations with significantly heavier carbon isotopic signatures, suggesting an inorganic origin driven by the thermal metamorphism of carbonate rocks. The presence of H_2S traces is a diagnostic feature consistent with the thermal decomposition of sulfate (TDS). Stable carbon and hydrogen isotope analyses indicate that the natural gases are predominantly oil-cracked gases formed under highly evolved conditions, derived from sapropelic organic matter precursors. Furthermore, quantitative modeling using a binary mixing model based on methane and ethane carbon isotopes uncovers a distinct "dual-source mixed accumulation" pattern with notable spatial heterogeneity. Regionally, high-quality marine shales from the Silurian Longmaxi Formation serve as the primary hydrocarbon source; they contribute between 53% and 100% of the accumulated gas and play a dominant role in charging. In contrast, within specific structural domains such as the Guanyinchang structure, the Longsheng well area, and the Lutan 1 well, the contribution of self-sourced carbonate rocks of the Middle Permian Maokou Formation's first member (Mao-1 Member) rises sharply, reaching 61% to 75%. This highlights that self-sourced gas replenishment in fault or fold-controlled structural zones is critically important and should not be overlooked. [**Conclusions**] Based on our integrated geochemical and modeling investigations, several key conclusions emerge. First, the natural gas in the Maokou Formation is primarily cracking gas from high-to-overmature crude oil originating from sapropelic organic matter. Second, the accumulation process is not attributable to a single source, but rather to a dual-source mixture, jointly from underlying Silurian Longmaxi marine shales and Middle Permian Mao-1 carbonate rocks. Finally, spatial variations in regional fault networks and erosional unconformities serve as the fundamental geological controls governing the heterogeneous distribution of gas source contributions across different structural units. [**Significance**] This study establishes a gas supply pattern defined by a "distinct primary-secondary relationship with localized variations," effectively resolving long-standing controversies about the origin of Permian gas in the Southern Sichuan Basin. Moreover, this study deepens our understanding of multi-source petroleum charge mechanisms controlled by complex fault-conduit networks, offering valuable scientific guidance and reference cases for future exploration and resource assessment in deep marine carbonate strata within similar multi-source superimposed sedimentary basins.

Keywords: genesis and sources of natural gas; geochemistry; Maokou Formation; Middle Permian; Southern Sichuan area; Sichuan Basin

摘　要：近年来四川盆地蜀南地区中二叠统茅口组天然气勘探持续获得突破，但气源构成与成因来源仍存在争议，制约勘探部署。通过天然气组分、碳氢同位素分析，系统研究了该区天然气的地球化学特征、成因类型及来源。研究结果表明：蜀南地区茅口组天然气的干燥系数普遍大于 0.99，为典型的高演化干气，以甲烷为主，重烃含量低；非烃气体以 N_2、CO_2 和微量 H_2S 为主，CO_2 主要源自高过成熟海相烃源岩有机质热裂解，局部高含量 CO_2 为无机成因，H_2S 主要由硫酸盐热裂解作用形成。天然气碳氢同位素特征显示，其为典型的高—过成熟原油裂解气，母质以腐泥型为主。基于二元混源模型定量计算，蜀南地区茅口组天然气具有双源混合特征，主体以志留系龙马溪组烃源岩供烃为主（贡献率为 53%～100%）；观音场构造、隆盛井区及泸探 1 井等地区的天然气则主要来自于中二叠统茅口组一段烃源岩（贡献率为 61%～75%）。区域构造–输导条件差异控制了气源贡献的空间分异，形成区内“主次分明、局部差异”的气源供给格局。

关键词：天然气成因来源；地球化学；茅口组；中二叠统；蜀南地区；四川盆地

中图分类号：P593　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2026)06−1464−18

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025166

0　引言

自 20 世纪 50 年代以来，四川盆地中二叠统茅口组作为关键天然气产层，一直是油气勘探的重点层系（陈宗清，2007；江青春等，2012；汪泽成等，2018；张健等，2018；赵娟等，2018；黄士鹏等，2019；刘雯等，2020；杨雨等，2021；文龙等，2025）。该层系早期勘探活动主要集中在四川盆地南部（蜀南）地区。2005—2008 年期间，随着长兴组—飞仙关组台缘礁滩领域取得突破性进展（普光、元坝等大—中型气田发现），勘探重心发生战略性转移，茅口组勘

探活动进入阶段性调整期(Huang et al., 2023)。2010年前后,随着东吴运动不整合面岩溶系统理论取得突破性进展(郭旭升等, 2012; 张宇等, 2022; 袁海锋等, 2025),在川东南地区岩溶高地及斜坡带部署的隆盛1井和福石1井相继获得20.60×10^4 m^3/d和6.71×10^4 m^3/d的工业气流。更加具有里程牌意义是2014年川西北地区双鱼石构造的勘探突破——双探1井在茅口组二段(茅二段)灰岩裂缝型储层中测试获140.00×10^4 m^3/d显著产能,标志着该层系勘探价值的重新确立(张玺华等, 2018; 帅燕华等, 2023)。截至2018年统计数据显示,蜀南地区勘探成果显著,已累计探明气田及含气构造76处,落实岩溶缝洞型碳酸盐岩气藏325个,探明天然气储量达852×10^8 m^3,累计产量突破650×10^8 m^3(张健等, 2018; 李跃杰等, 2023; 高兆龙等, 2025)。近年来,随着蜀南地区的勘探部署目标由传统构造高部位向斜坡-向斜区延伸,云锦2井、胜探1井和泸探1井等在茅口组分别获得了的高产工业气流。这一重要突破表明,长期被视为非优势勘探目标的斜坡-向斜区域展现出超预期的储集性能,证实了蜀南地区中二叠统茅口组仍具备深层勘探潜力(高兆龙等, 2025)。

然而,当前针对蜀南地区茅口组气藏的研究主要集中在储层展布规律、发育机制及其控制因素(郭旭升等, 2012; 肖笛等, 2014; 胡安平等, 2018; 黄士鹏等, 2019; 张玺华等, 2019)。关于天然气成藏条件及主控因素方面仅有少数学者有所深入研究(汪泽成等, 2018; 张健等, 2018; 梁兴等, 2023; 宋金民等, 2023),对天然气的成因来源缺乏系统认识和总结。相关学者普遍认为该区茅口组天然气具有双源混合特征,即除下部志留系烃源岩外,还有中二叠统栖霞组和茅口组自身烃源岩贡献(张宇等, 2022; Huang et al., 2023)。这种气源的复杂性直接导致了区内不同气藏及含气构造之间天然气地球化学特征的显著分异。除因烃源岩有机质成熟度升高导致的天然气干燥系数升高与甲烷碳同位素组成偏重等特征外,普遍存在着甲烷、乙烷碳同位素组成倒转等现象。这种异常实则是多套烃源岩充注、复杂构造条件及多期流体改造的叠加影响的产物,使得天然气成因判识与来源解析仍存在诸多争议,制约了下一步勘探进程。为此,文章系统分析了蜀南地区断裂分布特征,并依托天然气组分含量和稳定碳氢同位素组成等地球化学指标,研究了四川盆地蜀南地区茅口组天然气的地球化学特征、成因类型及来源,以期为天然气下一步勘探部署提供理论支撑。

1 区域地质概况

蜀南地区地处扬子克拉通西北缘的四川叠合盆地南部,包括川西南低缓褶皱带以及川中低缓褶皱带南部、川东隆高陡褶皱带南部和川南低陡褶皱带(图1; 任梦怡等, 2020; 张宇等, 2022)。区内二叠系以碳酸盐岩沉积为主,自下而上划分为下二叠统梁山组、中二叠统栖霞组和茅口组,以及上二叠统龙潭组和长兴组。茅口组沉积时期区内整体延续了栖霞组沉积期的古地理格局(杨跃明等, 2020),古地貌呈现西高东低的特征,形成以多套泥质灰岩和生屑灰岩为主体的碳酸盐岩缓坡沉积体系。该层系经历了2期海侵-海退作用,形成了2个三级层序(胡明毅等, 2012)。其中茅口组一段(茅一段)对应中二叠世最大海泛事件,发育低能开阔海相瘤状泥晶灰岩;茅二段至茅口组三段(茅三段)表现为进积型碳酸盐缓坡特征,自下而上由泥质灰岩向亮晶生屑灰岩过渡,反映海退背景下高能生屑滩体扩展(任梦怡等, 2020);茅口组四段(茅四段)受东吴运动隆升剥蚀影响普遍缺失,残留地层中的硅质条带灰岩仍指示短暂海侵回返(桑琴等, 2012)。关键构造界面(茅口组/龙潭组平行不整合)的形成源于茅口期末峨眉地裂运动引发的区域性隆升(罗志立等, 2012; 何登发等, 2020; 杨跃明等, 2020),该事件不仅导致茅四段大规模剥失(残厚0~120 m),更诱发茅二段—茅三段表生岩溶系统发育,进而通过溶蚀孔隙网络改造形成优质储集空间(张宇等, 2022)。受控于多套滑脱层(中—下寒武统膏盐岩、下志留统泥页岩和下三叠统膏盐岩)的薄皮冲断构造体系,茅口组碳酸盐岩在蜀南构造带内形成构造-岩性复合圈闭(郭卫星等, 2021),构成了现今油气富集成藏的重要地质基础。

2 样品与实验方法

天然气样品采集于蜀南地区J30井、W4井、泸探1井及胜探1井(表1)。针对所获样品,系统开展了天然气组分、碳同位素及氢同位素组成等分析测试。其中天然气组分和碳同位素测试在中国石油大学(北京)油气资源与工程全国重点实验室完成,

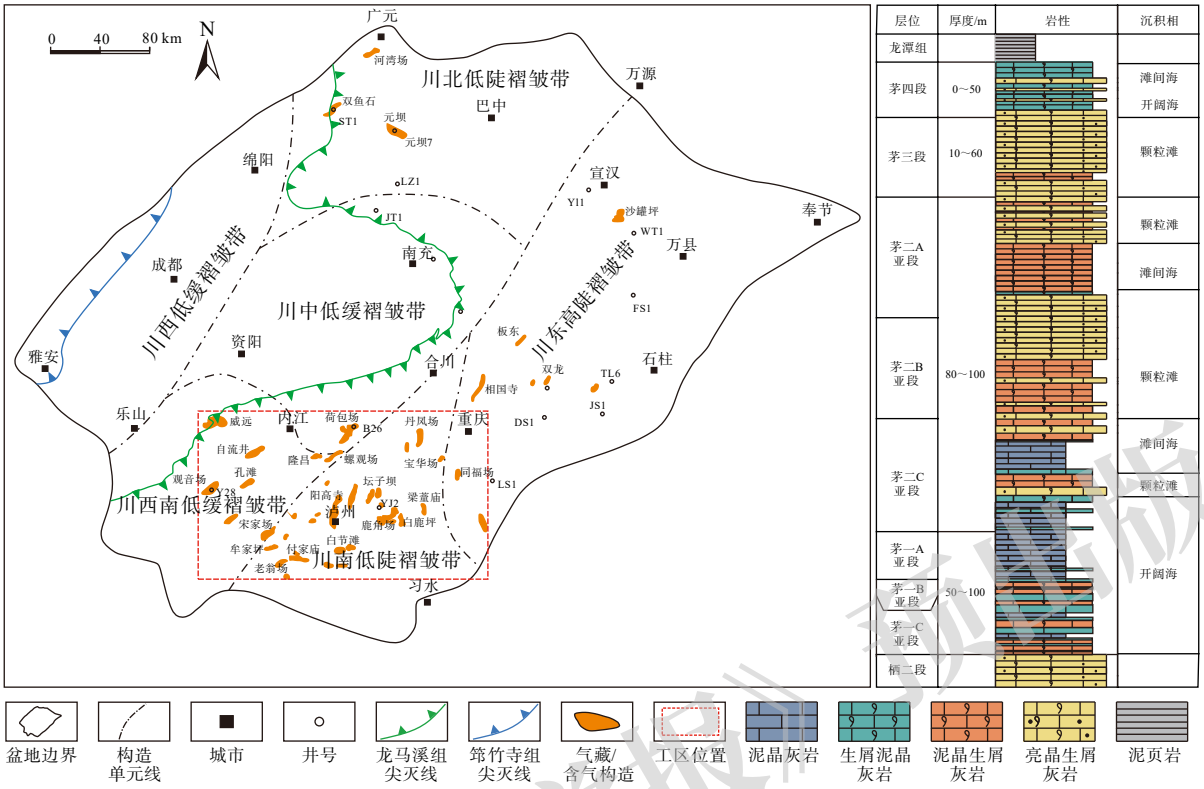


图 1　蜀南地区构造位置及茅口组岩性综合柱状图

Fig. 1　Tectonic setting and composite lithologic column of the MaoKou Formation in the Southern Sichuan area

表 1　四川盆地蜀南地区茅口组部分天然气样品组分及同位素数据

Table 1　Molecular and isotopic composition data for representative natural gas samples of the Maokou Formation in the Southern Sichuan Basin

构造/气藏	井号	层位	深度/m	天然气组分/%								干燥系数	碳同位素$\delta^{13}C$/‰				氢同位素δD/‰		数据来源
				He	H_2	N_2	CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8		$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	$\delta^{13}C_3$	$\delta^{13}C_{CO_2}$	δD_1	δD_2	
白节滩	白002-1	茅口组	3470	0.03	0.01	0.41	1.27		97.13	0.89	0.17	0.989	−33.8	−35.8	−31.2		−136	−146	a
荷包场	包003-1	茅口组	3295	0.02	0.02	0.48	1.76		96.49	0.91	0.25	0.988	−33.1	−36.1	−32.8		−136	−139	a
	包31	茅口组	3323	0.02	0.05	0.31	1.74		97.08	0.67	0.13	0.992	−33.3	−35.4	−31.4		−134	−147	a
	包41	茅口组	3400	0.02	0.02	0.29	1.45		97.25	0.84	0.11	0.990	−33.5	−35.9	−32.2		−138	−146	a
	包42	茅口组	3257	0.02	0.04	0.31	2.64		96.22	0.63	0.14	0.992	−33.8	−36.0	−32.4		−138	−148	a
	包46	茅口组	3149	0.02	0.07	0.32	1.66		97.19	0.65	0.11	0.992	−34.3	−36.0	−32.2		−138	−150	a
昌隆场	昌1	茅口组	2274	0.02	0.01	0.44	1.74	0.36	96.82	0.62	0.11	0.993	−33.2	−35.3	−34.1		−137	−151	a
	昌8	茅口组	2752	0.03	0.01	0.53			98.48	0.76	0.20	0.990	−35.3	−37.7	−36.0		−141	−156	a
付家庙	付11	茅口组				0.65	0.51	0.03	97.20	0.92	0.24	0.988	−32.5	−33.0					b
	付31	茅口组	2457	0.04	0.01	0.60	0.90	0.02	97.61	0.77	0.08	0.991	−33.8	−34.5	−30.7		−138	−154	a
	付5	茅口组	2210	0.04		0.65	0.89	0.03	97.58	0.76	0.09	0.991	−33.6	−33.4	−30.9		−138	−155	a
合江	合004-1	茅口组					3.15		94.75	1.80	0.27	0.979	−34.4	−34.2	−29.5				b
	合31	茅口组				0.65	0.75		98.14	0.40	0.02	0.996	−29.8	−34.7					c
	合4	茅口组	2891			0.99	0.77		97.54	0.56	0.10	0.993	−30.7	−34.7	−31.1				c
黄家场	J19	茅口组	2372	0.02	0.04	0.45	2.47		96.20	0.67	0.16	0.991	−35.0	−38.7	−37.0		−141	−156	a
	J30	茅口组	2902	0.02	0.02	0.86	1.66		94.56	0.59	0.11	0.993	−34.4	−36.9		−12.5	−130		此研究

《地质力学学报》录用版

续表 1

构造/气藏	井号	层位	深度/m	天然气组分/%								干燥系数	碳同位素$\delta^{13}C$/‰				氢同位素δD/‰		数据来源
				He	H_2	N_2	CO_2	H_2S	CH_4	C_2H_6	C_3H_8		$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	$\delta^{13}C_3$	$\delta^{13}C_{CO_2}$	δD_1	δD_2	
福集向斜	泸探1	茅口组	3382	0.03	0.03	0.41	2.47		96.96	0.76	0.07	0.992	−35.8	−29.7		−15.6	−133		此研究
	泸探1	茅口组				0.36	3.07	0.01	95.76	0.69	0.06	0.992	−34.1	−30.6					d
龙洞坪	胜探1	茅口组				0.56	8.14		90.00	0.45	0.03	0.995	−31.7	−33.3					d
	胜探1	茅口组	2940	0.02		1.18	0.81		97.32	0.39	0.03	0.996	−33.7	−31.9		−14.7	−127		此研究
牟家坪	牟11	茅口组	2745	0.03		0.52	1.18	0.01	97.21	0.90	0.13	0.990	−34.9	−32.0	−29.6		−139	−132	a
	牟8	茅口组	2501	0.03		0.60	0.93	0.01	97.42	0.87	0.12	0.990	−34.3	−32.7	−29.3		−141	−140	a
	牟9	茅口组	2490	0.03	0.01	0.49	1.29	0.01	97.08	0.94	0.13	0.989	−33.8	−32.2	−29.5		−140	−142	a
纳溪	纳17	茅口组	2051			0.24	0.75	0.02	97.63	1.08	0.21	0.987	−32.9	−35.4	−31.9				c
	纳21	茅口组	2543			0.84	0.73	0.07	97.31	0.81	0.20	0.990	−32.1	−35.1	−31.9				c
	纳33	茅口组	2334			0.59	0.73	0.02	97.30	1.08	0.22	0.987	−33.0	−35.4	−31.7				b
	纳6	茅口组	2300			0.80	0.54	0.04	97.00	1.08	0.26	0.986	−32.1	−35.1	−31.5				b
阳高寺	寺12	茅口组	2962	0.03		0.47	0.72	0.01	97.67	0.85	0.19	0.989	−32.0	−36.7	−32.8		−133	−156	a
	寺47	茅口组				0.45	0.31	0.04	98.25	0.79	0.14	0.991	−31.6	−35.8	−31.2				b
瓦市	W4	茅口组	3017	0.02	0.01	2.49	0.84		95.69	0.42	0.02	0.995	−36.4	−38.4		−15.3	−138		此研究
云锦向斜	云锦2	茅口组	3330			0.32	4.12		95.24	0.30	0.02	0.997	−30.2	−35.7	−33.7		−123	−107	b
	云锦2	茅口组	3330			0.95	4.88		93.84	0.30	0.02	0.997	−30.4	−35.6	−33.6		−122	−105	b
自流井	自2	茅口组	2202	0.02	0.01	0.76	1.59	0.02	97.04	0.50	0.07	0.994	−34.7	−35.0	−33.2		−136		a
	自3	茅口组											−33.2	−35.4					e
	自6	茅口组											−33.0	−33.0					e
	自30	茅口组											−33.3	−34.1					e
观音场	音33	茅口组											−29.8	−33.0	−31.4		−124	−114	f
	音22	茅口组											−31.8	−30.7	−25.4		−124	−122	f
	音6	茅口组											−30.8	−32.7	−31.1		−123	−111	f
	音28	茅口组											−30.6	−32.7	−31.1		−124	−114	f
隆盛	隆盛1	茅口组											−30.3	−30.8	−28.7		−124		g
	隆盛3	茅口组				13.54	21.03		64.97	0.40	0.07	0.993	−30.2	−33.2		1.9	−119		g
	隆盛1	茅口组	3378			0.70			98.93	0.35	0.02	0.996	−32.8				−124		g

注: 数据来源中a—谢增业等, 2020; b—Huang et al., 2023; c—胡安平, 2009; d—高兆龙等, 2025; e—李海平, 2020; f—肖芝华等, 2008; g—潘磊等, 2022

天然气氢同位素在中国石油天然气集团有限公司天然气成藏与开发重点实验室完成。

天然气组分分析在 Agilent 8890 气相色谱仪上完成, 色谱仪配备氢离子火焰检测器(FID)和双热导检测器(TCD), 色谱柱为毛细管柱(PLOT Al_2O_3 27 m×0.32 mm)。仪器参数设置如下: 进样口温度为 250 ℃, 系统压力为 18 psi(约 124 kPa), 隔垫吹扫时间 3 min, 分流进样, 分流比为 80∶1; 柱箱初始温度为 60 ℃, 恒定维持 1 min, 之后以 20 ℃/min 的升温速率提升至 80 ℃, 再以 30 ℃/min 的升温速率提升至 190 ℃ 并保持 7 min。

天然气碳同位素采用 Trace GC-ISOLINK-MAT 253 同位素比值质谱系统(IRMS), 配备 HP-PLOT Q 色谱柱(30 m×0.53 mm×40 μm), 载气为高纯氦气(纯度 99.999%), 流速为 1.3 ml/min。仪器参数设置如下: 进样口温度为 200 ℃, 分流比为 10∶1。色谱柱初始温度设定为 40 ℃(保持 6 min), 随后以 15 ℃/min 的速率升温至 80 ℃ 后转为 5 ℃/min 的升温速率升至 200 ℃, 并保持 5 分钟。测试期间氧化反应单元工作温度为 1000 ℃。质谱仪系统的真空度保持在 1.0×10^{-7} mbar 以下, 样品分析的真空度为 2.0×10^{-6} mbar。

天然气氢同位素采用 Mat 253 同位素质谱仪进行分析, 色谱柱为 HP-PLOT Q(30 m×0.32 mm×20 μm),

《地质力学学报》预出版

载气为氦气，流速为 1.4 ml/min。进样口温度设置为 180 °C，采用分流进样模式，分流比为 1:7。色谱柱初始温度设定为 40 °C 并维持 5 min，随后以 5 °C/min 升温速率升至 80 °C，再以 10 °C/min 升至 140 °C，最终以 30 °C/min 升至 260 °C。高温热解炉温度保持 1450 °C，烃类化合物经热解转化为碳和氢气，将产生的氢气导入质谱系统进行同位素分析。

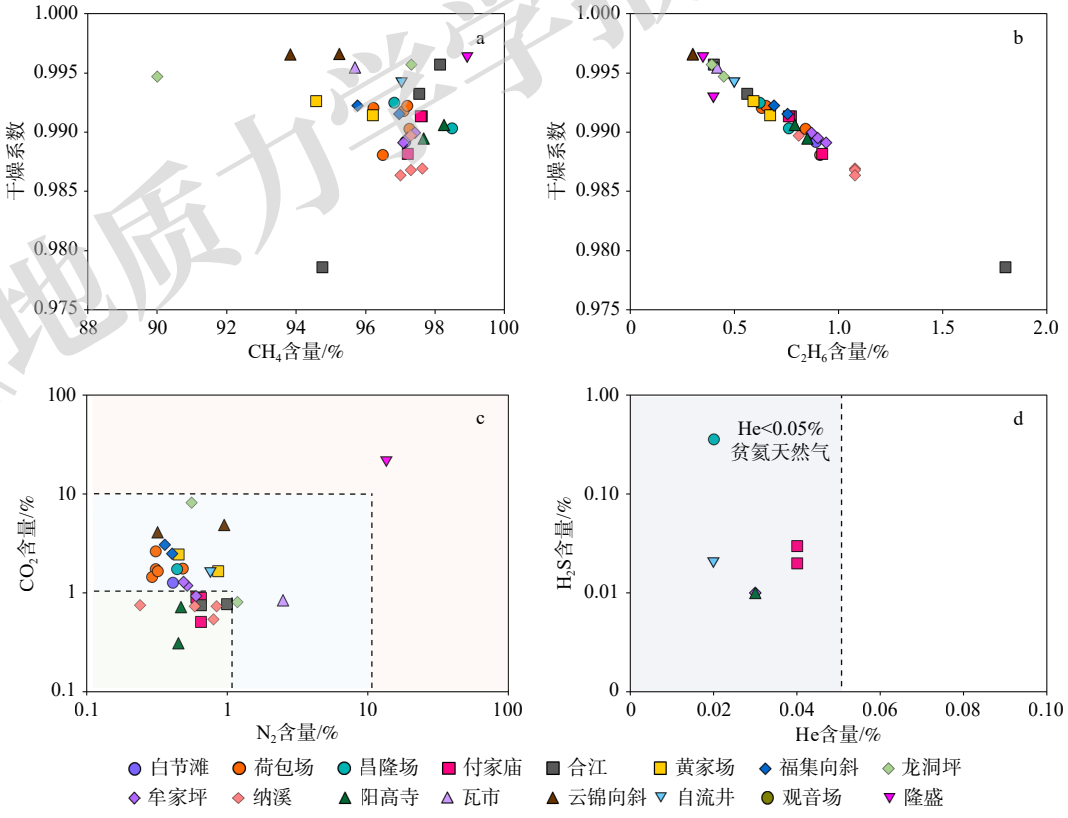
每个样品开展超过 3 次重复分析，每间隔 5 个样品进行 1 次标样校正，标样采用国际标准气样 NG1（煤型气）、NG2（生物气）和 NG3（油型气）（Huang et al., 2023），天然气碳氢同位素的测量误差分别为±0.5‰和±5‰。

3　天然气地球化学特征

3.1　天然气组成

基于天然气全组分分析结果及以往研究结果（肖芝华等，2008；胡安平，2009；谢增业等，2020；李海平，2020；潘磊等，2022；Huang et al., 2023；高兆龙等，2025）统计（表 1），蜀南地区茅口组天然气组成包括烃类气体和非烃类气体。其中甲烷含量最高，介于 93.76%～98.93%，平均为 96.82%；乙烷等重烃（C_{2+}）组分则表现出含量与碳原子数呈负相关的递减规律，其中乙烷含量为 0.30%～1.80%（平均为 0.75%），丙烷含量普遍低于 0.30%（平均为 0.13%），丁烷及以上重烃在多数样品中处于检测限以下（表 1）。干燥系数（$C_1/\sum C_{1\text{-}5}$）均大于 0.97，为典型的干气（图 2a）。干燥系数与乙烷含量展现出较好的负相关性（图 2b），这主要是因为随着热演化程度升高，C_{2+}裂解成甲烷，导致 C_{2+}含量低，干燥系数增加（谢增业等，2020）。

非烃类气体含量较低，以 CO_2 和 N_2 为主。其中 CO_2 含量介于 0.31%～21.03%，平均为 2.35%；N_2 含量介于 0.24%～2.00%，平均为 0.59%（图 2c），含少量 H_2S（<0.36%）、He（0.02%～0.04%）和 H_2（0.01%～0.07%）等（图 2d）。以往研究中报道的胜探 1 井和隆盛 3 井天然气 CO_2 含量较高，分别为 8.14% 和 21.03%



a—干燥系数与甲烷含量关系图；b—干燥系数与乙烷含量关系图；c—CO_2 含量与 N_2 含量关系图；d—H_2S 含量与 He 含量关系图

图 2　四川盆地蜀南地区茅口组天然气组分相关关系图

Fig. 2　Variations in compositional parameters of natural gas from the Maokou Formation in the Southern Sichuan Basin

(a) Relationship between dryness coefficient and methane content; (b) Relationship between dryness coefficient and ethane content; (c) Relationship between carbon dioxide and nitrogen contents; (d) Relationship between hydrogen sulfide and helium contents

《地质力学学报》预出版

(潘磊等, 2022; 高兆龙等, 2025), 其他样品 CO_2 含量均低于 5%(表 1)。值得注意的是, 复测胜探 1 井天然气 CO_2 含量仅为 0.81%, 这可能与测试过程中的酸化作业有关, 该现象在高石梯区块 GS1 井灯影组气藏得到佐证, 其 CO_2 体积分数与酸化作业间隔时间存在显著负相关, 当采样时间与酸化作业间隔期延长至 90d 后, CO_2 含量由初始峰值 12.7% 降至基准值 4.3% 以下(魏国齐等, 2015)。隆盛 3 井天然气中 N_2 含量为 13.54%, 其余样品 N_2 含量均低于 2.50%。

3.2 天然气碳同位素组成

蜀南地区茅口组天然气甲烷碳同位素($\delta^{13}C_1$)值分布于−34.2‰～−29.8‰, 平均值为−32.6‰, 为典型有机成因气(戴金星等, 2024); 乙烷碳同位素($\delta^{13}C_2$)值分布在−36.8‰～−30.7‰之间, 平均为−33.7‰, 为典型的油型气; 丙烷碳同位素($\delta^{13}C_3$)值分布范围为−34.9‰～−25.4‰, 平均为−30.7‰; 隆盛 3 井天然气二氧化碳碳同位素($\delta^{13}CO_2$)值为 1.9‰, 其他气藏 $\delta^{13}CO_2$ 值偏轻, 分布在−15.6‰～−12.5‰(表 1)。蜀南地区不同构造带或气藏天然气烷烃碳同位素分布表现出一定的差异性(图 3a), 仅有极少数井区(如观音场部分样品)天然气碳同位素呈正序分布特征($\delta^{13}C_1<\delta^{13}C_2<\delta^{13}C_3$), 蜀南地区茅口组天然气大部分具有 $\delta^{13}C_1>\delta^{13}C_2<\delta^{13}C_3$ 部分倒转特征。

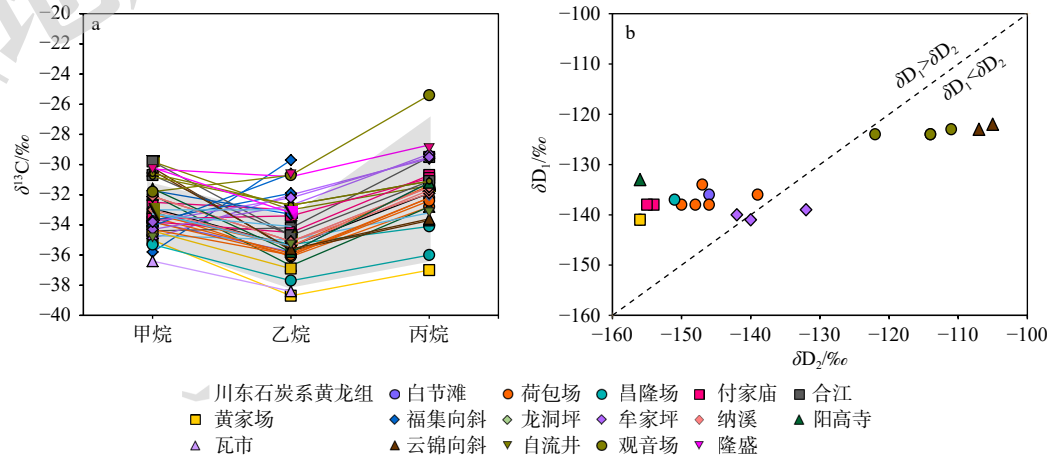
3.3 天然气氢同位素组成

由于茅口组天然气重烃中丙烷痕量或没有, 故烷烃气的氢同位素仅测有甲烷氢同位素(δD_1)和乙烷氢同位素(δD_2)数值。蜀南地区茅口组天然气 δD_1 值介于−141‰～−119‰, 平均为−132‰; δD_2 值为−156‰～−105‰, 平均为−138‰(表 1)。蜀南地区茅口组少数气藏(如观音场、云锦 2 等)天然气氢同位素系列呈现正序特征, 大多数气藏的天然气甲烷和乙烷氢同位素都发生了一定程度的倒转, 即 $\delta D_1>\delta D_2$(图 3b)。

4 天然气成因

4.1 烷烃气成因

天然气成因鉴别研究中, 基于甲烷碳同位素与烃类组分比值[$\delta^{13}C_1-C_1/(C_2+C_3)$]构建的关系图版具有广泛的应用性(Bernard et al., 1976; Whiticar, 1999; Milkov, 2021)。在该图版中, 所有天然气样本数据均分布于热成因成熟气范畴(图 4a)。作为天然气碳同位素指标的重要补充, 天然气氢同位素参数提升不同成因天然气的鉴别精度。Milkov and Etiope (2018)基于 6950 组全球样品数据构建的天然气成因鉴别 $\delta^{13}C_1-\delta D_1$ 综合图版, 重新界定了热成因气、原生生物成因气、次生生物成因气和无机成因气的分布边界。蜀南地区茅口组天然气样本集中于晚期高成熟气端元位置, 未受生物降解或氧化作用影响, 属于典型有机热成因气(图 4b)。但该系列图版



a—烷烃气 $\delta^{13}C$ 组成; b—δD_1 与 δD_2 相关图

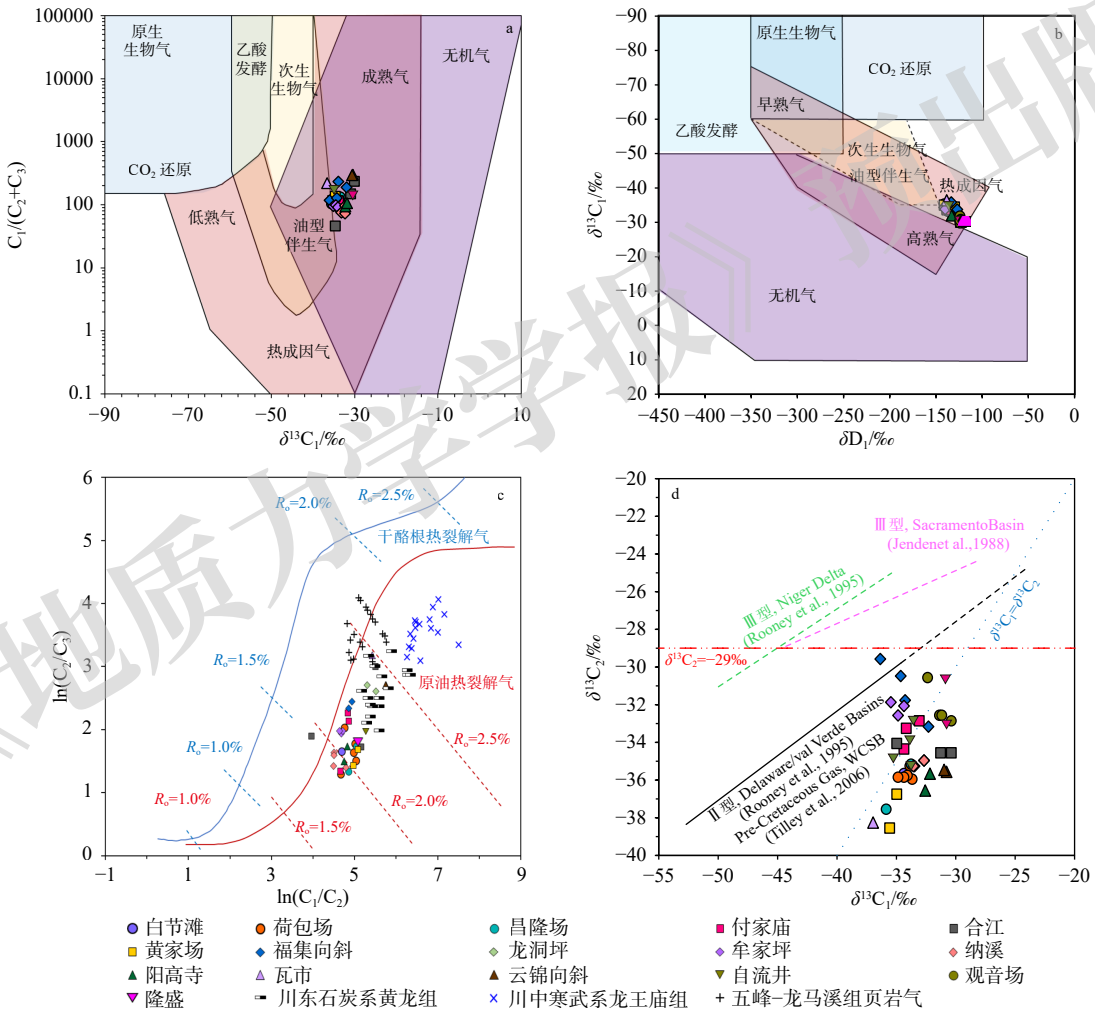
图 3 蜀南地区二叠系茅口组烷烃气稳定碳同位素、氢同位素组成

Fig. 3 Stable carbon and hydrogen isotopic compositions and correlation of alkane gases in the Permian Maokou Formation, Southern Sichuan Basin

(a) Stable carbon isotopic compositions ($\delta^{13}C$) of alkane gases; (b) Correlation of stable hydrogen isotopic compositions (δD) between methane and ethane

《地质力学学报》预出版

对于同属于晚期热成因的原油裂解气和干酪根裂解气仍存在鉴别盲区(倪云燕等, 2024)。大量研究和实例分析表明, 干酪根裂解气和原油裂解气在烃类组分含量和碳同位素组成等地球化学特征上存在显著差异(王云鹏等, 2007; 黄光辉等, 2008; 张敏等, 2008), 干酪根裂解气 C_1/C_2 比值对成熟度变化响应更敏感, 而原油裂解气的 C_2/C_3 比值则随成熟度变化更大(Prinzhofer and Huc, 1995)。谢增业等(2016)构建了不同演化阶段天然气成因判识图版(图 4c), 该图版对不同成因类型的天然气具有很好的区分度。蜀南地区二叠系茅口组天然气表现出典型的原油二次裂解气特征(图 4c)。乙烷碳同位素由于具有更强的母质继承性及相对稳定的热演化敏感性, 是鉴别两类天然气的关键判别依据(戴金星, 1993; 刚文哲等, 1997)。基于以往经验统计(戴金星, 1992; Dai et al., 2012)和热模拟实验结果, 由腐殖型干酪根($\delta^{13}C_{干酪根}$普遍介于−26‰～−23‰)生成的天然气的 $\delta^{13}C_2$ 通常富集 ^{13}C, 其值普遍重于−28‰～−29‰; 相



a—天然气 $\delta^{13}C_1$-$C_1/(C_2+C_3)$ 鉴别图版(底图据 Milkov, 2021); b—天然气 δD_1-$\delta^{13}C_1$ 鉴别图版(底图据 Milkov, 2021); c—干酪根降解气与原油裂解气判识图(图中 R_o 为镜质体反射率; 底图据谢增业等, 2016); d—$\delta^{13}C_1$-$\delta^{13}C_2$ 关系图(底图据 Jenden et al., 1988; 戴金星, 1992; Rooney et al., 1995; Tilley and Muehlenbachs, 2006)

图 4　四川盆地蜀南地区茅口组天然气组分及成因判识

Fig. 4　Compositional characteristics and origin of Maokou Formation gases in the Southern Sichuan Basin

(a) Genetic discrimination diagram of $\delta^{13}C_1$ vs. $C_1/(C_2+C_3)$ for natural gas (modified after Milkov, 2021); (b) Genetic discrimination diagram of δD_1 vs. $\delta^{13}C_1$ for paper natural gas (modified after Milkov, 2021); (c) Discrimination diagram for kerogen-derived gas and oil-cracked gas (R_o represents vitrinite reflectance; modified after Xie et al., 2016); (d) Crossplot of $\delta^{13}C_1$ vs. $\delta^{13}C_2$ (modified after Jenden et al., 1988; Dai, 1992; Rooney et al., 1995; Tilley and Muehlenbachs, 2006)

《地质力学学报》编辑出版

比之下，源自腐泥型干酪根（$\delta^{13}C_{干酪根}$普遍介于−36‰～−27‰）的天然气的$\delta^{13}C_2$含有更多的$\delta^{12}C$，其值多轻于−29‰～−30‰（Dai et al., 2012；戴金星，2018）。蜀南地区茅口组天然气$\delta^{13}C_2$均小于−29‰，且数据点都落在Ⅱ干酪根的油型气范畴内（图 4d）。综上所述，研究认为蜀南地区茅口组天然气具有典型的晚期热成熟原油或分散液态烃二次裂解气的特征。

4.2 非烃气成因

已有研究（戴金星，2018）表明，四川盆地二氧化碳存在无机成因和有机成因 2 种类型，$\delta^{13}C_{CO_2}$作为关键判别参数具有重要指示意义。据戴金星（1995）提出的CO_2气体成因判识指标：有机来源的二氧化碳在碳同位素组成上呈现出显著偏轻的特征，其$\delta^{13}C_{CO_2}$通常低于−10‰；相比之下，无机成因的二氧化碳$\delta^{13}C_{CO_2}$值则普遍高于−8‰。其中，碳酸盐岩变质作用产生的无机二氧化碳，其$\delta^{13}C_{CO_2}$与碳酸盐岩的碳同位素值（0±3‰）高度吻合；而幔源和火山活动衍生的无机成因二氧化碳，其$\delta^{13}C_{CO_2}$多分布于−6‰±2‰。从图 5 可见，蜀南地区茅口组绝大多数气藏二氧化碳为典型有机成因，这些二氧化碳和烃类同期形成（戴金星，2018）；仅隆盛 3 井二氧化碳呈现无机成因特征，$\delta^{13}C_{CO_2}$处于碳酸盐岩的$\delta^{13}C$区间（0±3‰），是碳酸盐岩储集层酸化改造过程的产物（李剑等，2017；戴金星等，2018）。

H_2S成因机制主要包括以下 3 种：微生物硫酸盐还原作用（BSR）、热化学硫酸盐还原作用（TSR）和硫酸盐热裂解作用（TDS）（戴金星等，2018）。其中 BSR 的产气环境主要分布于中低温（地层温度<80℃）的成岩环境及镜质体反射率（R_o）处于 0.2%～0.3% 的条件下（Machel, 2001），生成的H_2S含量通常低于 5%（Worden and Smalley, 1996）；TSR 反应起始最低温度一般高于 120℃（蔡春芳和赵龙，2016），生成的H_2S含量一般大于 5%；TDS 主要发生在过成

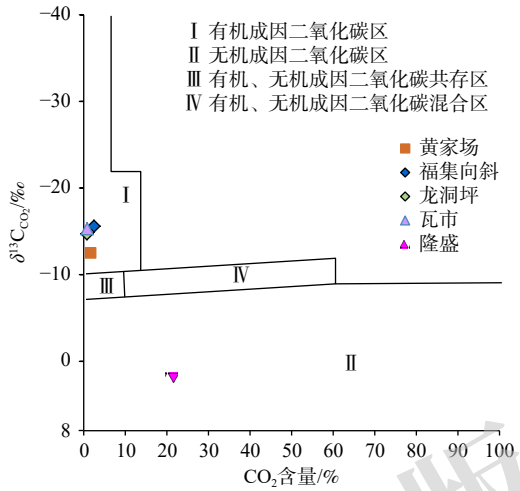


图 5 蜀南地区茅口组天然气有机成因和无机成因二氧化碳鉴别图（底图据戴金星，1995）

Fig. 5 Genetic discrimination diagram for organic vs. inorganic carbon dioxide in natural gas of the Maokou Formation, Southern Sichuan Basin (modified after Dai et al., 1995)

熟阶段硫酸盐岩层系中，其生成的H_2S含量一般小于 2%（戴金星，1985）或不超过 3%（Orr, 1977）。蜀南地区茅口组储层生物化石丰富，缺乏高盐岩及硫酸盐岩沉积，埋深普遍超过 2000 m（黄士鹏等，2010），天然气以高甲烷含量干气为主，H_2S含量仅 0.01%～0.36%，初步分析属于 TDS 成因，但受限于部分井区缺乏H_2S分析测试数据，其形成机制需结合更多地球化学参数进行综合论证。

5 天然气来源

5.1 烃源岩特征及分布

勘探实践证实，蜀南地区茅口组下伏主要发育 3 套烃源岩层系（表 2），自下而上依次为下寒武统筇竹寺组泥页岩、下志留统龙马溪组页岩和中二叠统含有机质泥质灰岩（杨雨等，2022）。

表 2 蜀南地区 3 套烃源岩地球化学参数

Table 2 Geochemical parameters of the four sets of source rocks in the Southern Sichuan Basin

烃源岩	岩性	总有机碳含量/%	干酪根类型	成熟度(R_o)	厚度/m	生烃强度/(×10^{-8} m^3/km^2)	文献来源
中二叠统茅口组	泥质灰岩	0.50～1.20	Ⅰ—Ⅱ	2%	60～110	10～30	a、b
下志留统龙马溪组	泥页岩	0.50～4.90	Ⅰ	2%～4%	300	20～75	c
下寒武统筇竹寺组	泥页岩	0.55～25.70	Ⅰ	>2.5	60～300	10～120	d

注：文献来源中a—朱光有等，2006；b—张水昌和朱光有，2006；c—戴金星等，2024；d—杨雨等，2022

下寒武统筇竹寺组烃源岩以泥页岩与炭质泥岩为主，局部夹层发育粉砂质泥岩及细砂岩。烃源岩总有机碳（TOC）含量介于 0.55%～25.70%，平均大于 1.73%。其中优质黑色页岩厚 60～300 m，有机质

《地质力学学报》预出版

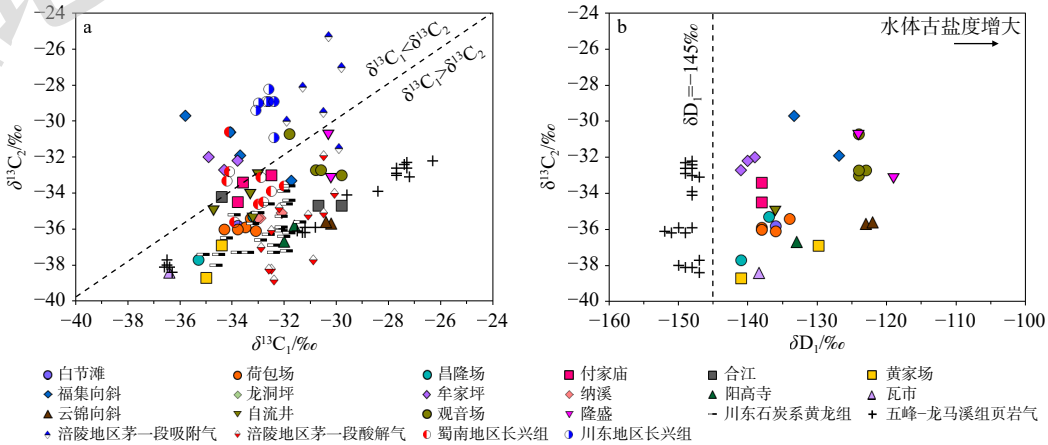
类型为腐泥型（Ⅰ型），R_o 普遍大于 2.5%，指示过成熟演化阶段。生烃动力学模拟显示，该层系生油高峰在晚奥陶世—志留纪，生气高峰主要在二叠纪—早三叠世（黄金亮等，2012；江强等，2015；李延钧等，2020）。受加里东期构造活动影响，乐山−龙女寺古隆起的隆升导致蜀南地区长期处于构造高部位，古隆起核部寒武系烃源岩遭受剥蚀，残余烃源岩分布受限。同时，燕山期—喜马拉雅期构造活动形成的断裂系统主要沟通二叠系储层与志留系烃源岩，寒武系烃源岩生成的烃类需通过长距离垂向运移才能进入二叠系储集体系。此外，下志留统区域性分布的巨厚泥页岩盖层起到了极强的封堵作用。

下志留统龙马溪组发育大套富含笔石的黑色泥页岩，平均厚度为 320.0 m，最厚可达 850.0 m。其 TOC 含量为 0.50%～4.90%，平均为 1.72%；有机质类型以Ⅰ型为主，R_o 介于 1.28%～3.06%，平均为 2.56%，整体处于高成熟一过成熟阶段（朱光有等，2006）。现今该层系已处于大量生气阶段，在蜀南地区其生气强度介于 45×10^8～75×10^8 m^3/km^2，除该区西北局部区域遭受剥蚀外，区内大部保持连续稳定分布（杨雨等，2022）。

中二叠统泥灰岩烃源岩主要为茅一段，其泥灰岩厚 10.0～20.0 m，TOC 含量分布于 0.50%～1.20%，平均为 0.96%，有机质类型以腐泥型（Ⅰ型）为主，部分为偏腐泥混合型（$Ⅱ_1$ 型），R_o 为 1.02%～2.96%，平均为 2.21%，整体处于高成熟至过成熟生气阶段，生烃强度介于 10×10^{-8}～40×10^8 m^3/km^2（杨雨等，2022）。茅一段泥灰岩中黏土矿物（如海泡石）的存在增强了有机质保存效率，同时微裂隙系统为源内气藏聚集提供了有效储集空间（宋金民，2023）。综上所述，蜀南地区茅口组天然气主要源自于志留系龙马溪组优质烃源岩或茅一段自身烃源岩（江青春等，2021；张宇等，2022）。此外烃源岩生烃强度对比显示（表 2），志留系烃源岩生烃强度远高于中二叠统茅口组烃源岩，说明茅口组天然气可能存在更多的志留系烃源贡献。

5.2　气−源对比

蜀南地区茅口组不同构造带天然气甲烷、乙烷碳同位素及甲烷氢同位素组成存在显著差异（图 6）。区域对比显示，该区茅口组及长兴组天然气乙烷碳同位素值明显轻于川东长兴组龙潭组典型煤系烃源岩供烃的天然气（李延钧等，2020），表明龙潭组烃源岩贡献有限。具体而言，綦江地区隆盛井区、观音场和合江构造天然气甲、乙烷碳同位素值普遍重于自流井、纳溪和荷包场等构造，后者天然气甲烷、乙烷碳同位素组成与川东石炭系黄龙组气藏相似（石炭系黄龙组天然气被认为是下志留统龙马溪组烃源岩原油裂解气（陈践发等，2008；戴金星等，2010），说明綦江、观音场和合江等地区天然气除了志留系龙马溪组烃源岩贡献，还混有其他烃源贡献，而自流井、荷包场和纳溪等气藏天然气则主要



a—天然气 $\delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_2$ 关系图；b—天然气 δD_1 与 $\delta^{13}C_2$ 关系图

图 6　蜀南地区天然气乙烷碳同位素与甲烷碳同位素及甲烷氢同位素关系图

Fig. 6　Relationships between ethane carbon isotopes ($\delta^{13}C_2$) and methane carbon ($\delta^{13}C_1$) and hydrogen (δD_1) isotopes in the Southern Sichuan Basin

(a) Relationship between carbon isotopes of methane and ethane ($\delta^{13}C_1$ vs. $\delta^{13}C_2$); (b) Relationship between methane hydrogen isotope and ethane carbon isotope (δD_1 vs. $\delta^{13}C_2$)

来自于龙马溪组烃源岩。

涪陵地区茅一段自生自储碳酸盐岩气藏研究表明(姚威等, 2019; 江青春等, 2021),酸解气和吸附气的组分及同位素组成特征差异显著。其中吸附气的重烃组分相对富集且碳同位素组成普遍偏重,这种分异现象与甲烷和轻碳同位素优先扩散逸失的动力学过程密切相关。鉴于酸解气反映烃源岩在不同时期生烃的混合产物,而吸附气表征烷烃气供给−散失动态平衡状态,说明吸附气更适用于表征茅一段烃源贡献(姚威等, 2019)。如图 6a 所示,涪陵地区茅一段吸附气 $\delta^{13}C_2$ 明显重于蜀南地区茅口组天然气,其中綦江地区隆盛井区及观音场构造与之较为接近,证实观音场及隆盛地区主要由茅一段自源贡献。

天然气氢同位素组成受多种地质因素控制,包括母质类型、烃源岩热演化程度和沉积水体盐度等(Schoell, 1980; 戴金星, 1993; 倪云燕等, 2024)。其中天然气 δD_1 随烃源岩成熟度增加及水介质盐度增大而呈现变重的趋势。在区域性热演化程度趋同的背景下,母质类型对天然气氢同位素的影响相对较小,其影响常被水介质盐度所掩盖(Ni et al., 2019)。四川盆地茅一段灰岩、泥灰岩的 Sr/Ba 值分别介于 16.57～659.18(平均为 260.52)、77.34～819.59(平均为 226.66),对应古海水盐度平均值为 131.97、131.76,表明为典型的高盐度海相沉积环境(刘雨迪等, 2024)。而龙马溪组的 Sr/Ba 比值范围为 0.04～0.74(平均 0.25),显著低于茅口组(杨柳等, 2024)。据此,可建立如下成因判别模型:在栖霞组—茅口组和五峰组—龙马溪组双源供烃体系中,志留系烃源岩贡献大的区域,天然气 δ^2D_1 较轻。反之,二叠系烃源岩主导供烃区域,δ^2D_1 明显偏重。具体而言,蜀南地区云锦 2、观音场、龙洞坪及隆盛井区 δD_1 明显偏重,普遍重于−130‰(图 6b),表明此类气藏主要为二叠系自源供烃。

5.3 混源比例计算

天然气混合是通常被认为是一个化学成分保持不变的物理过程(Berner and Faber, 1988; 邓剑等, 2025)。根据质量守恒定律,混合后天然气中特定组分的同位素值,可由混合前各端元天然气的相应同位素组成及其在混合气中所占比例,通过以下加权平均模型计算得出(王杰等, 2010; 陶国亮等, 2016):

$$\delta^{13}C_{混}=(\alpha\cdot N_{iX}\cdot\delta^{13}C_{iX}+(100-\alpha)\cdot N_{iY}\cdot\delta^{13}C_{iY})/(\alpha\cdot N_{iX}+(100-\alpha)\cdot N_{iY}) \quad (1)$$

式中,X、Y—X 端元气、Y 端元气;i—某种组分(甲烷、乙烷等);N_{iX}—X 端元气中组分 i 在天然气中的含量;N_{iY}—Y 端元气中组分 i 在天然气中的含量;$\delta^{13}C_{iX}$—X 端元气中组分 i 的碳同位素值;$\delta^{13}C_{iY}$ 为 Y 端元气中组分 i 的碳同位素值;α、100-α—X 端元气比例、Y 端元气比例。

该二元混源模型适用条件为混源天然气成熟度接近或在端元范围内(王杰等, 2010)。据此,选取了 2 个具有代表性的端元气样本,X 端元为川东石炭系黄龙组天然气(戴金星等, 2010, 代表龙马溪组烃源岩供烃。Y 端元为涪陵地区茅一段鸣玉 1 井吸附气(姚威等, 2019),代表中二叠统烃源岩供烃(表 3)。2 个端元气样本各值均取平均值(表 4)。

表 3 端元气的组成和碳同位素特征

Table 3 Compositional and carbon isotopic characteristics of end-member gases

端元	气源	CH_4	C_2H_6	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	R_o/%
X(石炭系黄龙组)	龙马溪组供烃	96.44	0.62	−32.9	−36.3	2.42[a]
Y(茅一段吸附气)	中二叠统供烃	99.18	0.79	−30.3	−28.0	2.44[b]

注: a—据油型气成熟度判识公式: $\delta^{13}C_1=25\lg R_o-40$(陈建平等, 2021); b—据混合型有机质生成的天然气成熟度判识公式: $\delta^{13}C_1=25\lg R_o-40$(陈建平等, 2021)

由于构建判别图版所用的端元气数据主要来自川东地区,将其应用于地质演化背景存在差异的蜀南地区时,计算所得的混源比例难免存在一定误差。但是,估算结果仍能有效地反映不同气源的相对贡献比例,满足成藏分析需要。考虑到 $\delta^{13}C_1$ 受热演化影响显著,而 $\delta^{13}C_2$ 具有更强的原始母质继承性(戴金星, 1993),更适用于分析端元气成熟度相近样品的混源特征(陈延贵等, 2025),以研究区实测 $\delta^{13}C_2$ 作为主要判别指标,辅以 $\delta^{13}C_1$ 进行综合判识。结果显示,蜀南地区茅口组不同构造带存在显著气源差异,观音场构造、隆盛井区及泸探 1 井的天然气主要源于中二叠统烃源岩(贡献比例为 61%～

《地质力学学报》预出版

表 4　不同比例端元气混合后的碳同位素含量

Table 4　Carbon isotopic compositions of mixtures of end-member gases at varying ratios

石炭系黄龙组天然气与茅一段吸附气混合比例	混合气$\delta^{13}C$/‰	
	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$
0∶100	−30.3	−28.0
10∶90	−30.6	−28.6
20∶80	−30.8	−29.3
30∶70	−31.1	−30.1
40∶60	−31.3	−30.8
50∶50	−31.6	−31.6
60∶40	−31.9	−32.5
70∶30	−32.1	−33.4
80∶20	−32.4	−34.3
90∶10	−32.6	−35.3
100∶0	−32.9	−36.3

75%)；蜀南地区茅口组气藏主体部分则以龙马溪组烃源岩供烃为主导(贡献比例为 53%～100%)，仅伴有少量二叠系烃源岩补给(图 7)。

蜀南地区断裂系统以逆冲主导、走滑叠加、多期分层为特征(田方磊等，2024；图 8a)，其中Ⅰ—Ⅱ级逆冲断层与部分走滑断层构成下伏志留系龙马溪组烃源岩生成天然气向上运移的关键垂向通道(图 8b)，控制了研究区主体“下生上储”的气源供给格局(图 9a)；而观音场、隆盛等构造因缺乏此类高效输导断裂，天然气难以接受深部气源补给，主要依靠中二叠统茅一段烃源岩近源自生自储(图 9b)。上述构造–输导条件的空间差异，是造成蜀南地区茅口组天然气呈现龙马溪组为主、茅一段局部为辅的双源贡献分异的核心地质控制因素。

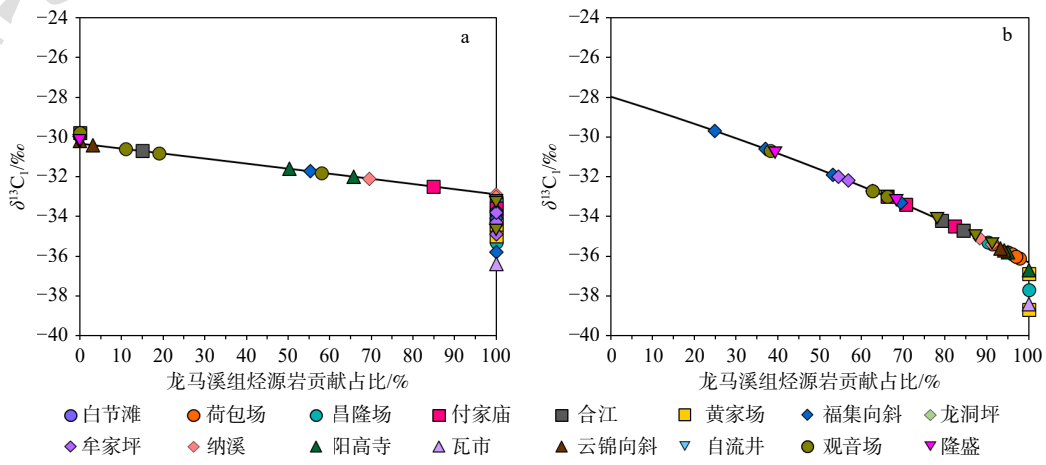
6　结论

(1)蜀南地区茅口组天然气为高演化干气，以甲烷为主、重烃含量极低，干燥系数普遍大于 0.99。非烃气体以 CO_2、N_2 为主，CO_2 主体为海相烃源岩有机质热裂解成因，局部高含量 CO_2 为无机成因；H_2S 主要来自硫酸盐热裂解作用。

(2)天然气碳、氢同位素特征表明，蜀南地区茅口组天然气属于典型高—过成熟原油裂解气，为腐泥型母质来源，无明显生物降解与氧化改造。

(3)基于二元混源模型定量判识，蜀南地区茅口组天然气呈双源混合特征：观音场构造、隆盛井区及泸探 1 井以中二叠统茅一段烃源岩供烃为主，贡献比例 61%～75%；该区主体以志留系龙马溪组烃源岩供烃为主，贡献比例 53%～100%。

(4)区域构造–输导条件差异是造成气源贡献空间分异的关键，断裂发育区利于深部龙马溪组气源垂向运移，断裂不发育区以茅一段近源自生自储为主，共同控制了区内气源结构的差异性。



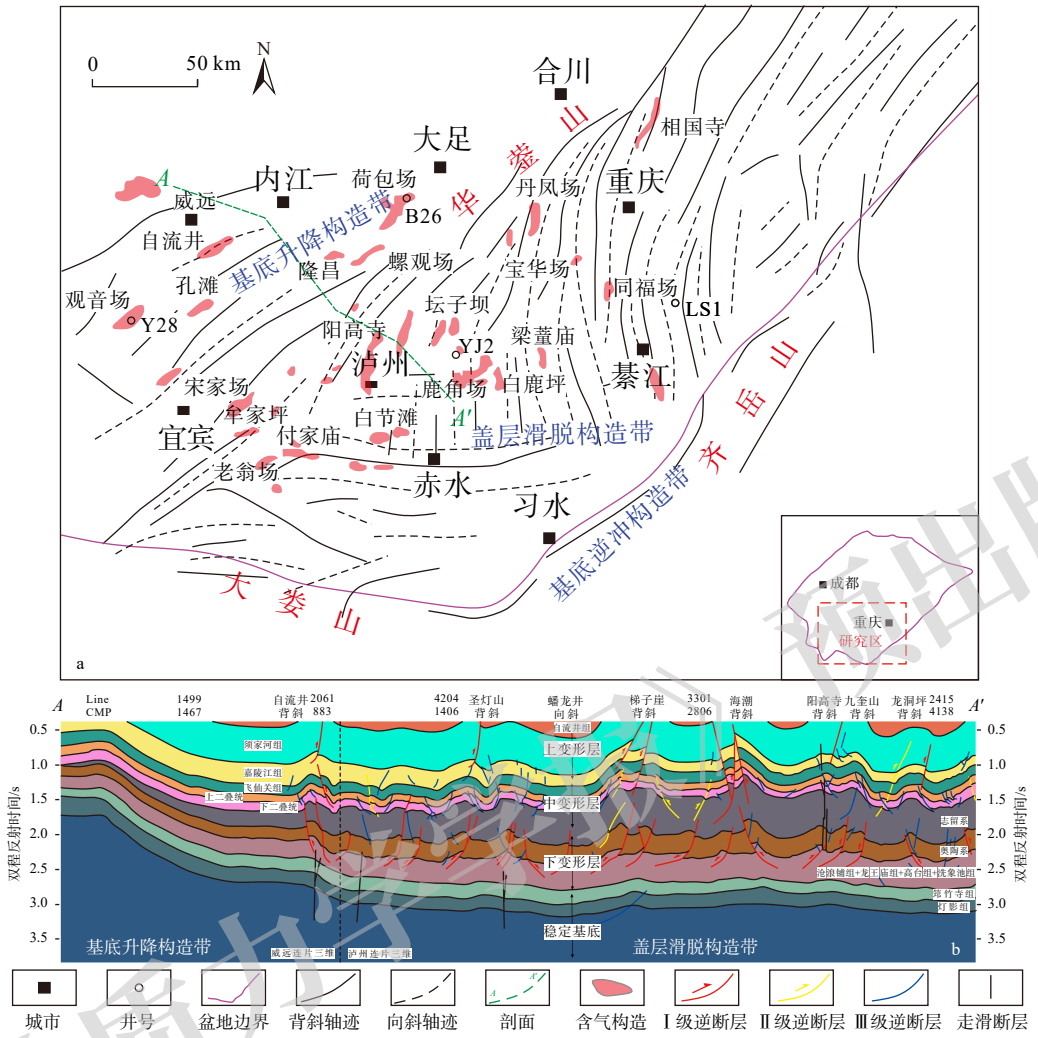
a—基于 $\delta^{13}C_1$ 值的龙马溪组烃源岩贡献比例计算图；b—基于 $\delta^{13}C_2$ 值的龙马溪组烃源岩贡献比例计算图

图 7　蜀南地区茅口组不同构造天然气混源比例

Fig. 7　Mixing ratios of multi-source natural gases in various structural zones of the Maokou Formation, Southern Sichuan

(a) Quantitative estimation of the Longmaxi source rock contribution based on $\delta^{13}C_1$ values; (b) Quantitative estimation of the Longmaxi source rock contribution based on $\delta^{13}C_2$ values.

《地质力学学报》录用稿

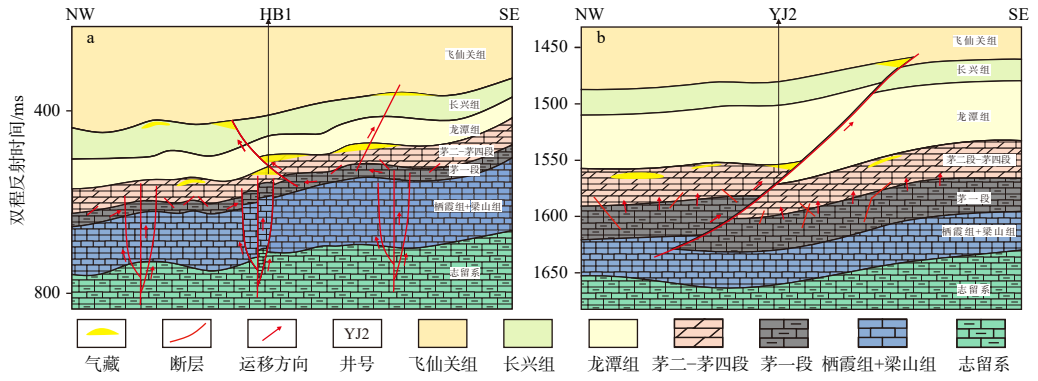


a—蜀南地区构造纲要图；b—威远至泸州地区剖面构造解析

图 8 蜀南地区构造纲要及茅口组气藏分布简图

Fig. 8 Schematic structural map and simplified distribution map of gas reservoirs in the Maokou Formation, Southern Sichuan Basin

(a) Tectonic framework of the Southern Sichuan area; (b) Structural interpretation of the cross-section across the Weiyuan–Luzhou area



a—下生上储型；b—自生自储型

图 9 蜀南地区中二叠统茅口组天然气成藏模式图（现今）

Fig. 9 Model of present-day natural gas accumulation in the Middle Permian Maokou Formation in the Southern Sichuan Basin

(a) Lower-source and upper-reservoir type; (b) In situ source and reservoir type

《地质力学学报》录用稿件，非最终出版稿

作者贡献声明： 高兆龙、李天军、杜涛负责论文构思、数据分析、研究方法和论文写作；彭瀚霖、姜福杰、陈聪参与数据分析和技术手段的实践应用和绘图；李平平、曹华、谢静平参与。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: GAO Zhaolong, LI Tianjun, and DU Tao conceived the study, performed data analysis, designed the research methodology, and drafted the manuscript; PENG Hanlin, JIANG Fujie, and CHEN Cong participated in data analysis, practical application of technical approaches, and figure generation; LI Pingping, CAO Hua, and XIE Jingping were involved in data analysis, refinement of the research methodology, and manuscript revision. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

利益冲突声明： 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

BERNARD B B, BROOKS J M, SACKETT W M, 1976. Natural gas seepage in the Gulf of Mexico[J]. Earth and Planetary Science Letters, 31(1): 48-54.

BERNER U, FABER E, 1988. Maturity related mixing model for methane, ethane and propane, based on carbon isotopes[J]. Organic Geochemistry, 13(1-3): 67-72.

CAI C F, ZHAO L, 2016. Thermochemical sulfate reduction and its effects on petroleum composition and reservoir quality: advances and problems[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 35(5): 851-859. (in Chinese with English abstract)

CHEN J F, TANG Y J, XU L H, et al., 2008. Comparison of geochemical characteristics of Carboniferous and Permian-Triassic natural gas in Northeast Sichuan[J]. Natural Gas Geoscience, 19(6): 741-747. (in Chinese with English abstract)

CHEN J P, WANG X L, CHEN J F, et al., 2021. New equation to decipher the relationship between carbon isotopic composition of methane and maturity of gas source rocks[J]. Science China Earth Sciences, 64(3): 470-493.

CHEN Y G, JIAO Y F, CHEN X, et al., 2025. Quantitative assessment of natural gas geochemical characteristics and mixed source contributions in the Qixia Formation, central Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 36(4): 677-688. (in Chinese with English abstract)

CHEN Z Q, 2007. Exploration for natural gas in Middle Permian Maokou Formation of Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 12(5): 1-11. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, 1985. Distribution, classification and origin of natural gas with hydrogen sulfide in China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 3(4): 109-120. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, 1992. Identification of various alkane gases[J]. SCIENCE CHINA Chemistry, 22(2): 185-193. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, 1993. Characteristics of carbon and hydrogen isotopes of natural gases and their discriminations[J]. Natural Gas Geoscience, 4(2-3): 1-40. (in Chinese)

DAI J X, 1995. Abiogenic gas in oil-gas bearing basins in China and its reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 15(3): 22-27. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, NI Y Y, HUANG S P, 2010. Discussion on the carbon isotopic reversal of alkane gases from the Huanglong Formation in the Sichuan Basin, China[J]. Acta Petrolei Sinica, 31(5): 710-717. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, NI Y Y, ZOU C N, 2012. Stable carbon and hydrogen isotopes of natural gases sourced from the Xujiahe Formation in the Sichuan Basin, China[J]. Organic Geochemistry, 43: 103-111.

DAI J X, 2018. Coal-derived gas theory and its discrimination[J]. Chinese Science Bulletin, 63(14): 1291-1305. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, NI Y Y, QIN S F, et al., 2018. Geochemical characteristics of ultra-deep natural gas in the Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(4): 588-597. (in Chinese with English abstract)

DAI J X, NI Y Y, GONG D Y, et al., 2024. Characteristics of carbon isotopic composition of alkane gas in large gas fields in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 51(2): 223-233. (in Chinese with English abstract)

DENG J, MA J F, SHEN B J, et al., 2025. Genetic origins and mixing ratios of natural gas from the Xujiahe Formation in Northeast Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 36(6): 1100-1114. (in Chinese with English abstract)

GANG W Z, GAO G, HAO S S, et al., 1997. Carbon isotope of ethane applied in the analyses of genetic types of natural gas[J]. Petroleum Geology & Experiment, 19(2): 164-167. (in Chinese with English abstract)

GAO Z L, LI Y J, ZHANG X H, et al., 2025. Evolution of oil and gas formation and distribution of gas reservoirs in the Middle Permian Maokou Formation of Shunan area[J]. Natural Gas Geoscience, 36(2): 307-321. (in Chinese with English abstract)

GUO W X, TANG J M, OUYANG J S, et al., 2021. Characteristics of structural deformation in the southern Sichuan Basin and its relationship with the storage condition of shale gas[J]. Natural Gas Industry, 41(5): 11-19. (in Chinese with English abstract)

GUO X S, LI Y P, WEI Q C, 2012. Palaeokarst reservoirs and exploration areas of Maokou Formation in the southeast of Sichuan Basin[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 34(6): 1-8. (in Chinese with English abstract)

HE D F, LI Y Q, HUANG H Y, et al. , 2020. The Formation, evolution and hydrocarbon accumulation of the multicycle superimposed Sichuan basin[M]. Beijing: Science Press. (in Chinese)

HU A P, 2009. Organic petrographic and organic geochemical studies of the sour gas accumulations in the Lower Triassic Feixianguan Formation, NE Sichuan Basin[D]. Hangzhou: Zhejiang University. (in Chinese with English abstract)

《地质力学学报》预出版

HU A P, PAN L Y, HAO Y, et al., 2018. Origin, characteristics and distribution of dolostone reservoir in Qixia Formation and Maokou Formation, Sichuan Basin, China[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 23(2): 39-52. (in Chinese with English abstract)

HU M Y, HU Z G, WEI G Q, et al., 2012. Sequence lithofacies paleogeography and reservoir prediction of the Maokou Formation in Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 39(1): 45-55. (in Chinese with English abstract)

HUANG G H, ZHANG M, HU G Y, et al., 2009. Geochemical study on oil-cracked gases and kerogen-cracked gases (II): discrimination methods between oil-cracked gases and kerogen-cracked gases[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 52(S1): 10-18.

HUANG J L, ZOU C N, LI J Z, et al., 2012. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 39(1): 69-75. (in Chinese with English abstract)

HUANG S P, LIAO F R, WU X Q, et al., 2010. Distribution characteristics of hydrogen sulphide-bearing gas pools and the genesis of hydrogen sulphide in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 21(5): 705-714. (in Chinese with English abstract)

HUANG S P, DUAN S F, WANG Z C, et al., 2019. Affecting factors and application of the stable hydrogen isotopes of alkane gases[J]. Petroleum Exploration and Development, 46(3): 496-508. (in Chinese with English abstract)

HUANG S P, JIANG Q C, JIANG H, et al., 2023. Genetic and source differences of gases in the Middle Permian Qixia and Maokou formations in the Sichuan Basin, SW China[J]. Organic Geochemistry, 178: 104574.

JENDEN P D, KAPLAN I R, POREDA R, et al., 1988. Origin of nitrogen-rich natural gases in the California Great Valley: evidence from helium, carbon and nitrogen isotope ratios[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 52(4): 851-861.

JIANG Q, ZHU C Q, QIU N S, et al., 2015. Paleo-heat flow and thermal evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi shale in the southern Sichuan Basin, SW China[J]. Natural Gas Geoscience, 26(8): 1563-1570. (in Chinese with English abstract)

JIANG Q C, HU S Y, WANG Z C, et al., 2012. Paleokarst landform of the weathering crust of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and selection of exploration regions[J]. Acta Petrolei Sinica, 33(6): 949-960. (in Chinese with English abstract)

JIANG Q C, WANG Z C, SU W, et al., 2021. Accumulation conditions and favorable exploration orientation of unconventional natural gas in the marl source rock of the first member of the Middle Permian Maokou Formation, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 26(6): 82-97. (in Chinese with English abstract)

LI J, LI Z S, WANG X B, et al., 2017. New indexes and charts for genesis identification of multiple natural gases[J]. Petroleum Exploration and Development, 44(4): 503-512. (in Chinese with English abstract)

LI H P, 2020. Genetic, Sources and Transportation and Accumulation Patterns of Natural Gas in the Maokou and Jialingjiang Formations in Southern Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). (in Chinese with English abstract)

LI Y J, XIA J W, LI M L, et al., 2020. Spatial-temporal modelling of oil and gas accumulation in Changxing Formation in the Shunan area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 42(6): 877-885. (in Chinese with English abstract)

LI Y J, XIE J P, YUAN H F, et al., 2023. Fluid inclusion and hydrocarbon-charging episodes in the Permian Maokou Formation, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 46(4): 69-79. (in Chinese with English abstract)

LIANG X, XU Z Y, LI W M, et al., 2023. Characteristics and main controlling factors of the limy source rock gas reservoir in the first member of the Middle Permian Maokou Formation in the southern Sichuan and western Chongqing area: a case study of well DB 1[J]. Petroleum Geology & Experiment, 45(4): 714-725. (in Chinese with English abstract)

LIU W, QIU N S, MA Y S, et al., 2020. Distribution characteristics and genetic analysis of the abnormal fluid pressure in the Middle Permian in the northern fault-fold zone of the western Sichuan Depression[J]. Journal of Geomechanics, 26(6): 911-922. (in Chinese with English abstract)

LIU Y D, LIANG C, CAO Y C, et al., 2024. Shale facies characteristics and sedimentation of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Southern Sichuan Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 42(5): 1832-1848. (in Chinese with English abstract)

LUO Z L, SUN W, HAN J H, et al., 2012. Effect of Emei mantle plume on the conditions of Permian accumulation in middle-upper Yangtze Area[J]. Earth Science Frontiers, 19(6): 144-154. (in Chinese with English abstract)

MACHEL H G, 2001. Bacterial and thermochemical sulfate reduction in diagenetic settings: old and new insights[J]. Sedimentary Geology, 140(1-2): 143-175.

MILKOV A V, ETIOPE G, 2018. Revised genetic diagrams for natural gases based on a global dataset of >20, 000 samples[J]. Organic Geochemistry, 125: 109-120.

MILKOV A V, 2021. New approaches to distinguish shale-sourced and coal-sourced gases in petroleum systems[J]. Organic Geochemistry, 158: 104271.

NI Y Y, LIAO F R, GAO J L, et al., 2019. Hydrogen isotopes of hydrocarbon gases from different organic facies of the Zhongba gas field, Sichuan Basin, China[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 179: 776-786.

NI Y Y, ZHANG J C, YAO L M, et al., 2024. Application of carbon and hydrogen isotopes in the natural gas origin study[J]. Natural Gas Geoscience, 35(11): 1897-1909. (in Chinese with English abstract)

ORR W L, 1977. Geologic and geochemical controls on the distribution of hydrogen sulfide in natural gas[M]//CAMPOS R, GONI J. Advances in organic geochemistry. Madrid: Pergamon Press: 571-597.

PAN L, QIN H, ZHANG W R, et al., 2022. Gas source and genetic types of Permian-Triassic carbonate gas reservoirs in Southeast Sichuan[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 29(2): 245-250. (in Chinese with English abstract)

PRINZHOFER A A, HUC A Y, 1995. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionations in natural gases[J]. Chemical Geology, 126(3-4): 281-290.

REN M Y, JIANG Q C, WANG Z C, et al., 2020. Source and evolution of diagenetic fluid in the Middle Permian Maokou Formation in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 40(4): 40-50. (in Chinese

《地质力学学报》预出版

with English abstract)

ROONEY M A, CLAYPOOL G E, MOSES CHUNG H, 1995. Modeling thermogenic gas generation using carbon isotope ratios of natural gas hydrocarbons[J]. Chemical Geology, 126(3-4): 219-232.

SANG Q, WEI Y, CHENG C, et al., 2012. Distribution of palaeokarst water system and palaeogeomorphic unit characteristics of the Permian Maokou Formation in southern Sichuan Province[J]. Journal of Palaeogeography, 14(3): 393-402. (in Chinese with English abstract)

SCHOELL M, 1980. The hydrogen and carbon isotopic composition of methane from natural gases of various origins[J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 44(5): 649-661.

SHUAI Y H, LI J, TIAN X W, et al., 2023. Accumulation mechanisms of Sinian to Triassic gas reservoirs in the central and western Sichuan basin and their significance for oil and gas prospecting[J]. Acta Geologica Sinica, 97(5): 1526-1543. (in Chinese with English abstract)

SONG J M, LIU S G, LI Z W, et al. Accumulation model and favorable exploration area distribution of the Middle Permian oil and gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(11): 54-71. (in Chinese with English abstract)

TAO G L, WANG J, QIN J Z, et al., 2016. The multivariate data analysis method of quantitative calculation of mixed proportion of natural gas[J]. Natural Gas Geoscience, 27(2): 341-345. (in Chinese with English abstract)

TIAN F L, LIANG H, ZANG D G, et al., 2024. Structural characteristics of strike-slip faults in the Luzhou-Yunjin area, southern Sichuan Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 59(3): 804-818. (in Chinese with English abstract)

TILLEY B, MUEHLENBACHS K, 2006. Gas maturity and alteration systematics across the western Canada sedimentary basin from four mud gas isotope depth profiles[J]. Organic Geochemistry, 37(12): 1857-1868.

WANG J, LIU W H, TAO C, et al., 2010. ^{40}Ar dating model of gas source rocks and the quantitative identification of mixture ratios for duality sourced gases in gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 21(1): 125-131. (in Chinese with English abstract)

WANG Y P, ZHAO C Y, WANG Z Y, et al., 2008. Identification of marine natural gases with different origin sources[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 51(S1): 148-164.

WANG Z C, JIANG Q C, HUANG S P, et al., 2018. Geological conditions for massive accumulation of natural gas in the Mid-Permian Maokou Fm of the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 38(1): 30-38. (in Chinese with English abstract)

WEI G Q, DU J H, XU C C, et al., 2015. Characteristics and accumulation models of large gas reservoirs in Sinian-Cambrian of Gaoshiti-Moxi region, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 36(1): 1-12. (in Chinese with English abstract)

WEN L, LUO B, YANG W J, et al., 2025. Tectonic-lithofacies palaeogeographic characteristics and distribution of favorable reservoir zones of the Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin, China[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 27(4): 1044-1063. (in Chinese with English abstract)

WHITICAR M J, 1999. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane[J]. Chemical Geology, 161(1-3): 291-314.

WORDEN R H, SMALLEY P C, 1996. H_2S-producing reactions in deep carbonate gas reservoirs: Khuff Formation, Abu Dhabi[J]. Chemical Geology, 133(1-4): 157-171.

XIAO D, TAN X C, SHAN S J, et al., 2014. The restoration of palaeokarst geomorphology of Middle Permian Maokou Formation and its petroleum geological significance in southern Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 88(10): 1992-2002. (in Chinese with English abstract)

XIAO Z H, XIE Z Y, LI Z S, et al., 2008. Isotopic characteristics of natural gas of Xujiahe Formation in southern and middle of Sichuan Basin[J]. Geochimica, 37(3): 245-250. (in Chinese with English abstract)

XIE Z Y, LI Z S, WEI G Q, et al., 2016. Experimental research on the potential of sapropelic kerogen cracking gas and discrimination of oil cracking gas[J]. Natural Gas Geoscience, 27(6): 1057-1066. (in Chinese with English abstract)

XIE Z Y, YANG C L, DONG C Y, et al., 2020. Geochemical characteristics and genesis of Middle Devonian and Middle Permian natural gas in Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 31(4): 447-461. (in Chinese with English abstract)

YANG L, ZHU Y D, DIAO Y B, et al., 2024. Re-understanding of the oil and gas geological conditions of the Maokou Formation in the Hebaochang area of southern Sichuan Basin based on a new seismic geological interpretation model[J]. Natural Gas Geoscience, 35(3): 529-541. (in Chinese with English abstract)

YANG Y, XIE J R, ZHAO L Z, et al., 2021. Breakthrough of natural gas exploration in the beach facies porous dolomite reservoir of Middle Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment: a case study of the tridimensional exploration of Well JT1 in the central-northern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 41(2): 1-9. (in Chinese with English abstract)

YANG Y, WEN L, ZHAO L Z, et al. , 2022. Hydrocarbon accumulation patterns of the Permian Qixia Formation in the Sichuan Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press. (in Chinese)

YANG Y M, YANG Y, WEN L, et al., 2020. New exploration progress and prospect of Middle Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 40(7): 10-22. (in Chinese with English abstract)

YAO W, XU J, XIA W Q, et al., 2019. A characteristic analysis between acidolysis gas and absorbed gas and its application to gas-source correlation in Mao 1 Member, Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 39(6): 45-50. (in Chinese with English abstract)

YUAN H F, ZHANG B J, KUANG M Z, et al., 2025. Coupling of tectonic-sedimentary differentiation and Emeishan mantle plume during the middle Permian Maokouan in Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 27(3): 560-577. (in Chinese with English abstract)

ZHANG J, ZHOU G, ZHANG G R, et al., 2018. Geological characteristics and exploration orientation of Mid-Permian natural gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 38(1): 10-20. (in Chinese with English abstract)

ZHANG M, HUANG G H, HU G Y, et al., 2009. Geochemical study on oil-cracked gases and kerogen-cracked gases (I): experimental simulation and products analysis[J]. Science in China Series D: Earth Sciences, 52(S1): 1-9.

《地质力学学报》预出版

ZHANG S C, ZHU G Y, 2006. Gas accumulation characteristics and exploration potential of marine sediments in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 27(5): 1-8. (in Chinese with English abstract)

ZHANG X H, CHEN C, ZHANG Y, et al., 2018. Geological characteristics of trough facies, Maokou Formation, northwestern Sichuan Basin: implications for geology[J]. Natural Gas Exploration and Development, 41(3): 42-50. (in Chinese with English abstract)

ZHANG X H, CHEN C, HUANG J, et al., 2019. The discovery of Middle Permian Guangyuan-Bazhong extensional trough in the Sichuan Basin and its petroleum geological significance[J]. China Petroleum Exploration, 24(4): 466-475. (in Chinese with English abstract)

ZHANG Y, CAO Q G, LUO K P, et al., 2022. Reservoir exploration of the Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and enlightenment obtained[J]. Oil & Gas Geology, 43(3): 610-620. (in Chinese with English abstract)

ZHAO J, ZENG D M, LIANG F, et al., 2018. The genesis of the dolomitic reservoirs of the Lower Permian Qixia Formation in the south central Sichuan Basin[J]. Journal of Geomechanics, 24(2): 212-219. (in Chinese with English abstract)

ZHU G Y, ZHANG S C, LIANG Y B, et al., 2006. The characteristics of natural gas in Sichuan Basin and its sources[J]. Earth Science Frontiers, 13(2): 234-248. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

蔡春芳, 赵龙, 2016. 热化学硫酸盐还原作用及其对油气与储集层的改造作用: 进展与问题[J]. 矿物岩石地球化学通报, 35(5): 851-859.

陈践发, 唐友军, 徐立恒, 等, 2008. 川东北地区石炭系与二叠系—三叠系天然气地球化学特征对比研究[J]. 天然气地球科学, 19(6): 741-747.

陈建平, 王绪龙, 陈践发, 等, 2021. 甲烷碳同位素判识天然气及其源岩成熟度新公式[J]. 中国科学: 地球科学, 51(4): 560-581.

陈延贵, 焦勇飞, 陈骁, 等, 2025. 川中栖霞组天然气地球化学特征与混源比例定量判识[J]. 天然气地球科学, 36(4): 677-688.

陈宗清, 2007. 四川盆地中二叠统茅口组天然气勘探[J]. 中国石油勘探, 12(5): 1-11.

戴金星, 1985. 中国含硫化氢的天然气分布特征、分类及其成因探讨[J]. 沉积学报, 3(4): 109-120.

戴金星, 1992. 各类烷烃气的鉴别[J]. 中国科学: 化学, 22(2): 185-193.

戴金星, 1993. 天然气碳氢同位素特征和各类天然气鉴别[J]. 天然气地球科学, 4(2-3): 1-40.

戴金星, 1995. 中国含油气盆地的无机成因气及其气藏[J]. 天然气工业, 15(3): 22-27.

戴金星, 倪云燕, 黄士鹏, 2010. 四川盆地黄龙组烷烃气碳同位素倒转成因的探讨[J]. 石油学报, 31(5): 710-717.

戴金星, 2018. 煤成气及鉴别理论研究进展[J]. 科学通报, 63(14): 1291-1305.

戴金星, 倪云燕, 秦胜飞, 等, 2018. 四川盆地超深层天然气地球化学特征[J]. 石油勘探与开发, 45(4): 588-597.

戴金星, 倪云燕, 龚德瑜, 等, 2024. 中国大气田烷烃气碳同位素组成的若干特征[J]. 石油勘探与开发, 51(2): 223-233.

邓剑, 马健飞, 申宝剑, 等, 2025. 川东北须家河组天然气成因及混源比例差异[J]. 天然气地球科学, 36(6): 1100-1114.

刚文哲, 高岗, 郝石生, 等, 1997. 论乙烷碳同位素在天然气成因类型研究中的应用[J]. 石油实验地质, 19(2): 164-167.

高兆龙, 李跃杰, 张玺华, 等, 2025. 蜀南地区中二叠统茅口组油气成藏演化与气藏分布规律[J]. 天然气地球科学, 36(2): 307-321.

郭卫星, 唐建明, 欧阳嘉穗, 等, 2021. 四川盆地南部构造变形特征及其与页岩气保存条件的关系[J]. 天然气工业, 41(5): 11-19.

郭旭升, 李宇平, 魏全超, 2012. 川东南地区茅口组古岩溶发育特征及勘探领域[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 34(6): 1-8.

何登发, 李英强, 黄涵宇, 等, 2020. 四川多旋回叠合盆地的形成演化与油气聚集[M]. 北京: 科学出版社.

胡安平, 2009. 川东北飞仙关组高含硫化氢气藏有机岩石学与有机地球化学研究[D]. 杭州: 浙江大学.

胡安平, 潘立银, 郝毅, 等, 2018. 四川盆地二叠系栖霞组、茅口组白云岩储层特征、成因和分布[J]. 海相油气地质, 23(2): 39-52.

胡明毅, 胡忠贵, 魏国齐, 等, 2012. 四川盆地茅口组层序岩相古地理特征及储集层预测[J]. 石油勘探与开发, 39(1): 45-55.

黄光辉, 张敏, 胡国艺, 等, 2008. 原油裂解气和干酪根裂解气的地球化学研究(Ⅱ): 原油裂解气和干酪根裂解气的区分方法[J]. 中国科学 D辑: 地球科学, 38(S2): 9-16.

黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等, 2012. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 39(1): 69-75.

黄士鹏, 廖凤蓉, 吴小奇, 等, 2010. 四川盆地含硫化氢气藏分布特征及硫化氢成因探讨[J]. 天然气地球科学, 21(5): 705-714.

黄士鹏, 段书府, 汪泽成, 等, 2019. 烷烃气稳定氢同位素组成影响因素及应用[J]. 石油勘探与开发, 46(3): 496-508.

江强, 朱传庆, 邱楠生, 等, 2015. 川南地区热史及下寒武统筇竹寺组页岩热演化特征[J]. 天然气地球科学, 26(8): 1563-1570.

江青春, 胡素云, 汪泽成, 等, 2012. 四川盆地茅口组风化壳岩溶古地貌及勘探选区[J]. 石油学报, 33(6): 949-960.

江青春, 汪泽成, 苏旺, 等, 2021. 四川盆地中二叠统茅口组一段泥灰岩源内非常规天然气成藏条件及有利勘探方向[J]. 中国石油勘探, 26(6): 82-97.

李剑, 李志生, 王晓波, 等, 2017. 多元天然气成因判识新指标及图版[J]. 石油勘探与开发, 44(4): 503-512.

李海平, 2020. 蜀南地区茅口组与嘉陵江组天然气成因与来源及运聚模式[D]. 北京: 中国石油大学(北京).

李延钧, 夏吉文, 李明隆, 等, 2020. 四川盆地蜀南地区长兴组油气成藏时空匹配[J]. 石油实验地质, 42(6): 877-885.

李跃杰, 谢静平, 袁海锋, 等, 2023. 蜀南地区二叠系茅口组流体包裹体特征与油气充注期次分析[J]. 天然气勘探与开发, 46(4): 69-79.

梁兴, 徐政语, 栗维民, 等, 2023. 蜀南—渝西地区中二叠统茅一段灰质源岩气储层特征及主控因素: 以DB1井为例[J]. 石油实验地质, 45(4): 714-725.

刘雯, 邱楠生, 马寅生, 等, 2020. 川西坳陷北部断褶带中二叠统异常流体压力分布特征及成因分析[J]. 地质力学学报, 26(6): 911-922.

刘雨迪, 梁超, 操应长, 等, 2024. 川南五峰组—龙马溪组页岩岩相特征及沉积作用[J]. 沉积学报, 42(5): 1832-1848.

《地质力学学报》编辑出版

罗志立，孙玮，韩建辉，等，2012. 峨眉地幔柱对中上扬子区二叠纪成藏条件影响的探讨[J]. 地学前缘，19(6)：144-154.

倪云燕，张津川，姚立邈，等，2024. 碳氢同位素在天然气成因研究中的应用[J]. 天然气地球科学，35(11)：1897-1909.

潘磊，秦华，张文睿，等，2022. 川东南地区二叠系—三叠系碳酸盐岩气藏气源及成因类型[J]. 断块油气田，29(2)：245-250.

任梦怡，江青春，汪泽成，等，2020. 川南地区中二叠统茅口组成岩流体来源及演化过程[J]. 天然气工业，40(4)：40-50.

桑琴，未勇，程超，等，2012. 蜀南地区二叠系茅口组古岩溶地区水系分布及岩溶地貌单元特征[J]. 古地理学报，14(3)：393-402.

帅燕华，李剑，田兴旺，等，2023. 四川盆地川中—川西震旦系—三叠系天然气成藏分析及勘探意义[J]. 地质学报，97(5)：1526-1543.

宋金民，刘树根，李智武，等，2023. 四川盆地中二叠统油气成藏模式与有利勘探区分布[J]. 天然气工业，43(11)：54-71.

陶国亮，王杰，秦建中，等，2016. 天然气混源比例定量计算的多元数理分析方法[J]. 天然气地球科学，27(2)：341-345.

田方磊，梁虹，臧殿光，等，2024. 四川盆地南部泸州—云锦地区走滑断裂构造变形特征[J]. 地质科学，59(3)：804-818.

王杰，刘文汇，陶成，等，2010. 天然气藏二元混源比例定量判识探讨及气源岩^{40}Ar 年龄模型[J]. 天然气地球科学，21(1)：125-131.

王云鹏，赵长毅，王兆云，等，2007. 海相不同母质来源天然气的鉴别[J]. 中国科学 D 辑：地球科学，37(S2)：125-140.

汪泽成，江青春，黄士鹏，等，2018. 四川盆地中二叠统茅口组天然气大面积成藏的地质条件[J]. 天然气工业，38(1)：30-38.

魏国齐，杜金虎，徐春春，等，2015. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系大型气藏特征与聚集模式[J]. 石油学报，36(1)：1-12.

文龙，罗冰，杨文杰，等，2025. 四川盆地中二叠统茅口组构造-岩相古地理特征及有利储集区带分布[J]. 古地理学报，27(4)：1044-1063.

肖笛，谭秀成，山述娇，等，2014. 四川盆地南部中二叠统茅口组古岩溶地貌恢复及其石油地质意义[J]. 地质学报，88(10)：1992-2002.

肖芝华，谢增业，李志生，等，2008. 川中-川南地区须家河组天然气同位素组成特征[J]. 地球化学，37(3)：245-250.

谢增业，李志生，魏国齐，等，2016. 腐泥型干酪根热降解成气潜力及裂解气判识的实验研究[J]. 天然气地球科学，27(6)：1057-1066.

谢增业，杨春龙，董才源，等，2020. 四川盆地中泥盆统和中二叠统天然气地球化学特征及成因[J]. 天然气地球科学，31(4)：447-461.

杨柳，朱亚东，刁永波，等，2024. 基于新地震地质解释模式的川南荷包场地区茅口组油气地质条件再认识[J]. 天然气地球科学，35(3)：529-541.

杨雨，谢继容，赵路子，等，2021. 四川盆地茅口组滩相孔隙型白云岩储层天然气勘探的突破及启示：以川中北部地区 JT1 井天然气立体勘探为例[J]. 天然气工业，41(2)：1-9.

杨雨，文龙，赵路子，等，2022. 四川盆地二叠系栖霞组油气成藏规律[M]. 北京：石油工业出版社.

杨跃明，杨雨，文龙，等，2020. 四川盆地中二叠统天然气勘探新进展与前景展望[J]. 天然气工业，40(7)：10-22.

姚威，许锦，夏文谦，等，2019. 四川盆地涪陵地区茅一段酸解气、吸附气特征及气源对比[J]. 天然气工业，39(6)：45-50.

袁海锋，张本健，匡明志，等，2025. 四川盆地中二叠世茅口期构造-沉积分异与峨眉山地幔柱活动的耦合关系[J]. 古地理学报，27(3)：560-577.

张健，周刚，张光荣，等，2018. 四川盆地中二叠统天然气地质特征与勘探方向[J]. 天然气工业，38(1)：10-20.

张敏，黄光辉，胡国艺，等，2008. 原油裂解气和干酪根裂解气的地球化学研究(Ⅰ)：模拟实验和产物分析[J]. 中国科学 D 辑：地球科学，38(S2)：1-8.

张水昌，朱光有，2006. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力[J]. 石油学报，27(5)：1-8.

张玺华，陈聪，张亚，等，2018. 川西北地区茅口组海槽相地质特征及其油气地质意义[J]. 天然气勘探与开发，41(3)：42-50.

张玺华，陈聪，黄婕，等，2019. 四川盆地中二叠世广元—巴中拉张槽的发现及其油气地质意义[J]. 中国石油勘探，24(4)：466-475.

张宇，曹清古，罗开平，等，2022. 四川盆地二叠系茅口组油气藏勘探发现与启示[J]. 石油与天然气地质，43(3)：610-620.

赵娟，曾德铭，梁锋，等，2018. 川中南部地区下二叠统栖霞组白云岩储层成因研究[J]. 地质力学学报，24(2)：212-219.

朱光有，张水昌，梁英波，等，2006. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘，13(2)：234-248.

《地质力学学报》预出版