

古老地层页岩气富集特征与勘探方向

——来自中-上扬子地区寒武系的启示

聂海宽^{1,2,3}, 苏海琨⁴, 张珂⁴, 林拓⁵, 刘忠宝^{1,2,3}, 李沛^{1,2,3}, 戎佳^{1,2,3}, 王宇哲⁶

[1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 4. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 5. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083; 6. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249]

摘要:四川盆地寒武系页岩气勘探取得重大突破, 发现了目前全球地质时代最古老的页岩气藏。为揭示古老层系页岩气富集机理, 以中-上扬子地区寒武系页岩为研究对象, 结合勘探开发资料, 系统分析了页岩岩相、储层、地化特征和气的类型, 重点研究了保存条件。研究表明: ①研究区下寒武统发育富有机质[总有机碳含量(TOC) > 3%]和贫有机质(TOC < 1%)两类页岩, 页岩有机质类型好(以I-II₁型为主)、热演化程度高[等效镜质体反射率($EqVR_o$) > 3.0%], 形成了自生自储型和运移聚集型两类页岩气藏。②优质储层和有机质热演化程度共同控制古老页岩气藏的形成。页岩优质储层的发育受控于成岩作用和生烃成孔演化的协同效应。③保存条件是古老页岩气富集的关键控制因素。德阳-安岳裂陷槽因构造稳定, 形成了压力系数为1.6~2.0的超压, 页岩气富集程度高。④建议优先在热演化程度相对较低($EqVR_o$ < 3.5%)且保存条件良好的区域进行页岩气勘探。⑤寒武系古老页岩气资源潜力评价需重点关注超深层页岩气保存条件极限、优质储层形成机理、高-过成熟页岩生/排烃和滞留烃量定量表征等关键科学问题。

关键词: 优质储层; 保存条件; 资源潜力评价; 古老页岩气藏; 高-过成熟页岩; 寒武系; 四川盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Enrichment characteristics and exploration targets of shale gas in ancient strata: Insights from the Cambrian shales in the Middle-Upper Yangtze region

NIE Haikuan^{1,2,3}, SU Haikun⁴, ZHANG Ke⁴, LIN Tuo⁵, LIU Zhongbao^{1,2,3}, LI Pei^{1,2,3}, RONG Jia^{1,2,3}, WANG Yuzhe⁶

[1. State Key Laboratory of Shale Oil & Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development, Beijing 102206, China; 2. Sinopec Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production, Beijing 102206, China; 3. Sinopec Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 102206, China; 4. School of Energy, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China; 5. Oil and Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100083, China; 6. College of Geoscience, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China]

Abstract: Breakthroughs in the exploration of the Cambrian shale gas within the Sichuan Basin have contributed to the discovery of the most ancient shale gas reservoirs globally. To reveal the mechanisms governing the shale gas enrichment in ancient strata, we investigate the Cambrian shales in the Middle-Upper Yangtze region in this study. In combination with exploration and exploitation data, we systematically analyze the lithofacies, reservoir properties, geochemical characteristics, and gas play types of the shales, with particular emphasis placed on shale gas preservation conditions. The results indicate that the Lower Cambrian strata in the study area contain two types of shales, i. e., organic-rich and organic-lean shales, with total organic carbon (TOC) contents of greater than 3% and less than 1%, respectively. These shales contain organic matter with favorable kerogen types (dominated by types I - II₁) and exhibit high thermal maturity, as indicated by an equivalent vitrinite reflectance ($EqVR_o$) greater than 3.0%. Two types of shale gas plays are identified: self-sourced and migrated gas plays. The formation of the ancient shale gas plays is jointly controlled by the presence of high-quality reservoirs and the thermal maturity of organic matter, while the development of high-quality

收稿日期: 2025-07-01; 修回日期: 2025-12-17。

第一作者简介: 聂海宽(1982—), 博士、研究员, 非常规油气地质。E-mail: niehk.syky@sinopec.com。

通信作者简介: 林拓(1984—), 博士、高级工程师, 页岩气调查、资源评价和油气战略规划。E-mail: everdeer@163.com。

基金项目: 国家自然科学基金重点项目(42130803); 中国石油化工股份有限公司科技部项目(P23132, P25144)。

reservoirs is governed by the synergistic effects of diagenesis and hydrocarbon generation-induced pore formation. Preservation conditions play a key role in controlling the shale gas enrichment in ancient strata. The Deyang-Anyue rift trough demonstrates a high degree of shale gas enrichment attributable to its tectonic stability and resulting overpressure conditions with formation pressure coefficients ranging from 1.6 to 2.0. It is recommended that future shale gas exploration should focus on areas with both relatively low thermal maturity ($EqVR_o < 3.5\%$) and favorable preservation conditions. The resource potential evaluation of the ancient Cambrian shale gas should focus on several key scientific issues, including the preservation condition limits for ultra-deep shale gas, formation mechanisms of high-quality reservoirs, and the quantitative assessment of hydrocarbon generation, expulsion, and retention in highly- to over-mature shales.

Key words: high-quality reservoir, preservation condition, resource potential evaluation, ancient shale gas reservoir, highly- to over-mature shale, Cambrian, Sichuan Basin

引用格式:聂海宽,苏海琨,张珂,等. 古老地层页岩气富集特征与勘探方向——来自中-上扬子地区寒武系的启示[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(6): 1840–1859. DOI: 10.11743/ogg20250607.

NIE Haikuan, SU Haikun, ZHANG Ke, et al. Enrichment characteristics and exploration targets of shale gas in ancient strata: Insights from the Cambrian shales in the Middle-Upper Yangtze region[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1840–1859. DOI: 10.11743/ogg20250607.

美国页岩气主要产自泥盆系—密西西比系,而中国同期页岩发育规模有限且保存条件欠佳,因此早期勘探聚焦于四川盆地及其周缘的寒武系—志留系页岩^[1-2]。2007年,中国石油与Newfield合作,在威远气田寒武系筇竹寺组钻探威201H3井[等效镜质体反射率($EqVR_o$)为3.30%],获得气产量 $2.80 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井预计最终可采储量(EUR)为 $0.09 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3],标志着中国古老页岩气勘探的起步。随后,中国石化相继在下扬子寒武系水井沱组(宣页1井)、黔南寒武系牛蹄塘组(黄页1井)和黔北寒武系牛蹄塘组(方深1井)等开展探索,均获低产气流。2012年志留系龙马溪组突破后,寒武系页岩气勘探进程一度放缓。至2013年,中国石化在筇竹寺组金页1井获气产量 $(4.00 \sim 8.00) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (累计产气量为 $0.30 \times 10^8 \text{ m}^3$, EUR 为 $0.70 \times 10^8 \text{ m}^3$)。同期,中国华能、神华集团和中国地质调查局在湘西、黔北、渝东南、川东北和鄂西宜昌等地实施多口探井,部分井获得页岩气产出(如天星1井, $EqVR_o$ 为3.52%,气产量为 $0.30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)^[4-5],但因稳产能力差、 EUR 偏低,未达商业开发标准。2022年,金石103井在贫有机质页岩段[总有机碳含量(TOC)<1%]获气产量 $25.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[6],资201井在富有机质页岩段($TOC > 2\%$)获气产量 $73.88 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[7],证实了寒武系页岩气的巨大潜力,并发现了全球迄今地质时代最古老的页岩气藏。2024年6月,中国石化部署的金页3井(气产量为 $82.60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)和资阳2井(产量为 $125.70 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)产量再创新高,标志着全球最古老页岩气藏规模开发迈入新阶段。

历经20年探索,寒武系页岩气研究取得重要进

展:①在沉积方面,明确了四川盆地内“德阳—安岳”裂陷槽和盆外黔中、黔北和鄂西—渝东等大部分深水陆棚沉积区为富有机质页岩发育的有利区带。裂陷槽内富有机质页岩厚度一般介于10~20 m,且常与砂岩和粉砂岩互层发育, TOC 介于2.7%~3.1%^[8-9];而盆外地区富有机质页岩厚度更大,介于20~50 m, TOC 介于2.0%~5.0%^[10-11]。②在储层特征方面,富有机质页岩孔隙类型以有机质孔为主,矿物质孔为辅^[12],孔隙度介于4.20%~4.90%(平均值为4.30%)^[13];而贫有机质页岩以矿物质孔为主,有机质孔和微裂缝为辅^[6],孔隙度介于0.80%~4.60%(平均值为2.95%)^[6],整体略低于目前已商业开发的Barnett页岩和志留系龙马溪组页岩(二者孔隙度普遍介于4.00%~8.00%)。③在成藏演化方面,寒武系页岩普遍经历了较大埋深、复杂构造演化和多阶段生、排烃过程,成熟度普遍较高($EqVR_o > 3.0\%$),含气量变化大(含气量介于 $0.5 \sim 9.5 \text{ m}^3/\text{t}$)^[6, 13]。其中,渝东南和黔北等地区页岩中氮气含量高达70%~80%^[14]。④在保存条件方面,发现埋深、顶—底板、断裂和距露头距离等是主要控制因素^[15]。震旦系灯影组白云岩岩溶发育区(如渝东南、黔北和黔南等地区)对页岩气保存不利^[16]。早期勘探受“富有机质页岩厚度控藏”认识主导,勘探聚焦渝东南、黔北、黔中和湘鄂西等厚层区,但受高氮、低烃特征制约,开发效果不佳^[10, 17-18];而位于四川盆地内的德阳—安岳裂陷槽因保存条件优越,已发现工业性气藏,目前正推进商业化开发。

目前,四川盆地寒武系页岩气在井研—犍为和资阳等地区已取得重要勘探突破,但其独特的地质特征——

地层时代老(>500 Ma)、埋深大(普遍>3 500 m)、热演化程度高($E_{qVR_0} > 3.0\%$)和多期构造改造,导致在页岩品质及其对气藏类型的控制机制、储层特征与低孔成因和热成熟度及其演化历史对含气量的影响和保存条件等方面仍认识不清,为富集规律研究与勘探开发带来显著挑战。

为系统揭示此类古老页岩气富集特征和勘探潜力,本文以四川盆地寒武系页岩为研究对象,从页岩品质及其对气藏类型的控制机制、储层类型与孔隙特征、热成熟度与生-排烃史和保存条件等方面,总结了勘探开发实践与研究进展。通过深入剖析古老页岩气成藏特征,阐明了其富集规律,进一步提出了勘探潜力评价的相关思考与建议,旨在为全球类似古老层系页岩气的勘探与研究提供参考。

1 页岩气富集特征

1.1 页岩岩相及气藏类型

中国四川盆地及周缘地质图如图1所示。中-上扬子地区下寒武统页岩主要发育于梅树村组、筇竹寺组及其相当层(如牛蹄塘组、郭家坝组、九门冲组、水井沱组等)。区内主要发育3种典型沉积环境:德阳-安岳裂陷槽碳酸盐岩缓坡-深水陆棚相、鄂西-渝东-黔中斜坡相和宜昌-房县碳酸盐岩缓坡台地背景下的深水陆棚相。其中,黔南三都-天柱-淑浦以东和城口-房县以北地区以薄层硅质页岩为主,呈现典型的欠补偿沉积特征^[11](图2,图3)。

岩相组合分析表明,研究区发育多种岩相类型,包括含小壳化石硅质页岩、硅质页岩、含小壳化石磷炭质页岩、灰质纹层炭质页岩、炭质页岩、泥(粉)晶灰质页岩、纹层状黏土质页岩、纹层状粉砂质页岩和粉砂质页岩等(图2)。德阳-安岳裂陷槽受基底断裂幕式活动控制,多期拉张裂陷引发快速海侵,形成南北向展布的闭塞缺氧环境,发育深水沉积体系。该区斜坡带筇竹寺组富有机质页岩厚度相对较薄且砂岩夹层发育,而深水富有机质页岩厚度大(14.0~21.8 m)、TOC高(0.6%~4.8%),达到优质烃源岩标准,是威远、安岳、资阳和高石梯-磨溪等气田的重要烃源岩^[21, 22]。相比之下,渝东南-黔北-黔中-湘西硅炭泥质区富有机质硅质页岩厚度更大(>50 m),有机质类型以I型为主,显微组分主要为浮游藻、底栖藻、疑源类和海绵骨针等低等水生生物^[23]。TOC介于1.0%~10.0%,显示出良好的生烃能力。

中-上扬子地区下寒武统页岩岩相类型及其分布规律对页岩气藏类型具有重要控制作用。根据沉积相带和页岩岩相类型,页岩气藏可分为富有机质型和贫有机质型两类。富有机质页岩型主要分布在盆内德阳-安岳裂陷槽中心和盆外黔北、渝东南和湘鄂西等地;贫有机质型则主要发育于四川盆地内的德阳-安岳裂陷槽边缘。

在中国页岩气勘探初期,受“富有机质页岩控藏”和“吸附气抗构造破坏”认识的指导,勘探工作主要集中在黔北、渝东南和鄂西等地区的富有机质型页岩。黄页1井和岑页1井等探井虽获气流,但未能实现商业开发。随着保存条件对页岩气富集控制作用认识的深化^[24-26],勘探重点逐步转向四川盆地内保存条件优越的德阳-安岳裂陷槽区,该区富有机质型与贫有机质型页岩均取得重大勘探突破。

1) 富有机质页岩型

该类气藏与北美Barnett, Marcellus和Woodford等典型页岩气藏和中国志留系龙马溪组页岩气藏相似,均发育深水沉积环境的富有机质页岩,具有高TOC(>3.0%)、高硅质(石英含量>40%,且主要为生物成因石英)、高含气量和良好的可压裂性等特征。典型井代表包括四川盆地内的资201井和资阳2井,以及盆地外的黄页1井和岑页1井。

其中,资201井钻遇的富有机质页岩厚度介于25~45 m,孔隙度介于1.79%~5.84%(平均值为3.41%),发育黏土矿物层间孔、粒间孔和有机质孔等多类型储集空间(图4),含气量介于0.53~4.69 m³/t(平均值为1.68 m³/t),测试获日产量73.88×10⁴ m³的高产气流^[9]。

相比之下,盆地外围的黄页1井和岑页1井,尽管岩相特征与四川盆地内的资201井和资阳2井相似(图3;表1),但因后期构造改造强烈,保存条件较差,导致含气量显著降低。这一对比充分说明,保存条件是控制页岩气富集的关键因素。

2) 贫有机质页岩型

该类型主要分布于德阳-安岳裂陷槽西侧的厚层贫有机质粉砂岩夹薄层富有机质页岩层系中(图2,图3)。早期勘探基于“富有机质页岩控藏”这一认识,主要针对其中的富有机质页岩层段勘探。然而,由于该段厚度较小、有机质丰度不高,虽在金石1井和金页1井等井获得了页岩气流(表1),但仍面临着高产、稳产难度大,EUR总体偏低的问题。

值得注意的是,该套层系中的贫有机质泥质粉砂岩和粉砂质页岩段的孔隙度介于2.20%~5.50%(平

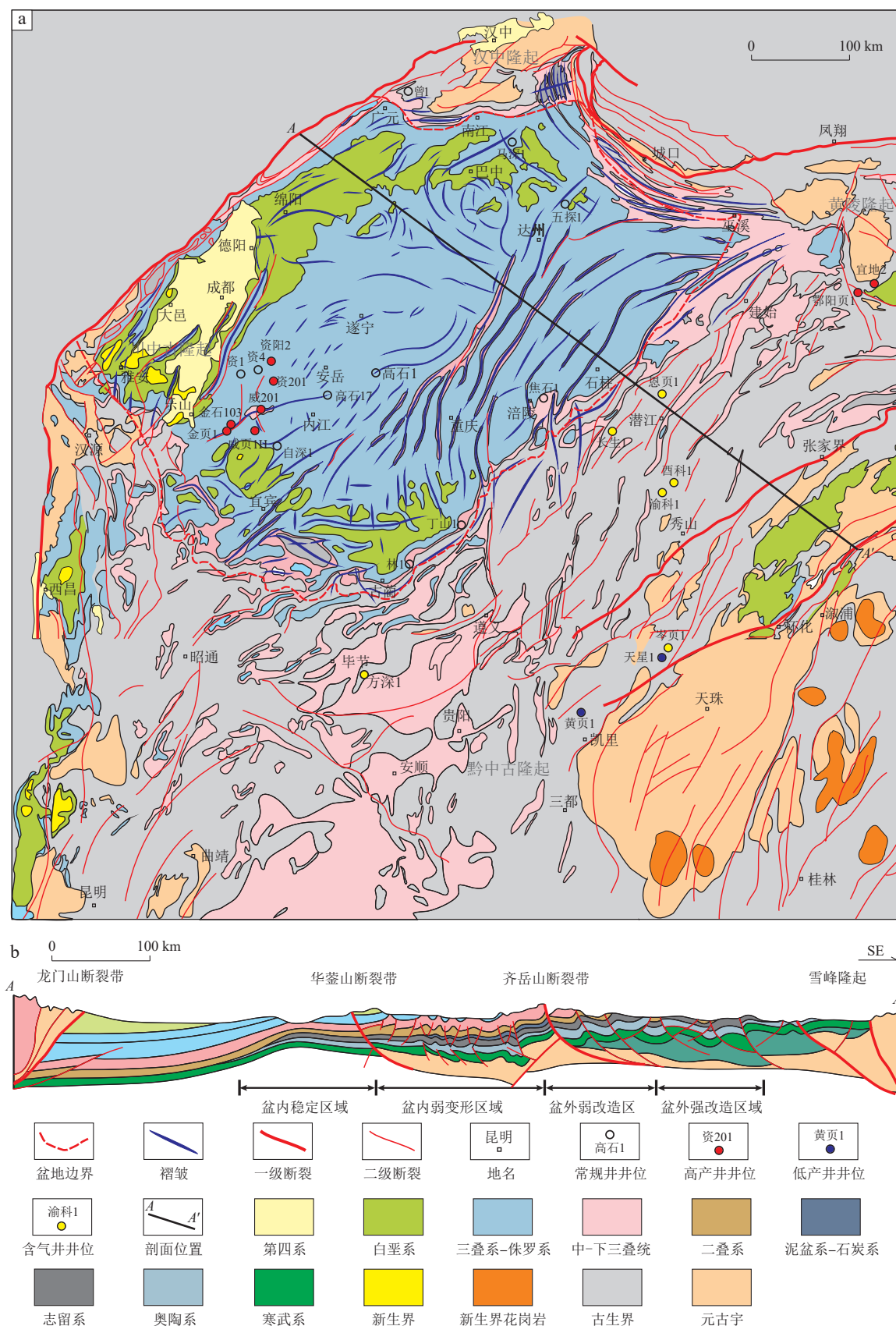


图1 四川盆地及周缘地质图与寒武系主要页岩气井和地质剖面(据文献[19-20]修改)

Fig. 1 Geological map of the Sichuan Basin and its periphery with Cambrian major shale gas wells and geological cross-sections (modified from references [19-20])

a. 四川盆地及周缘地质图与寒武系主要页岩气井; b. 地质剖面

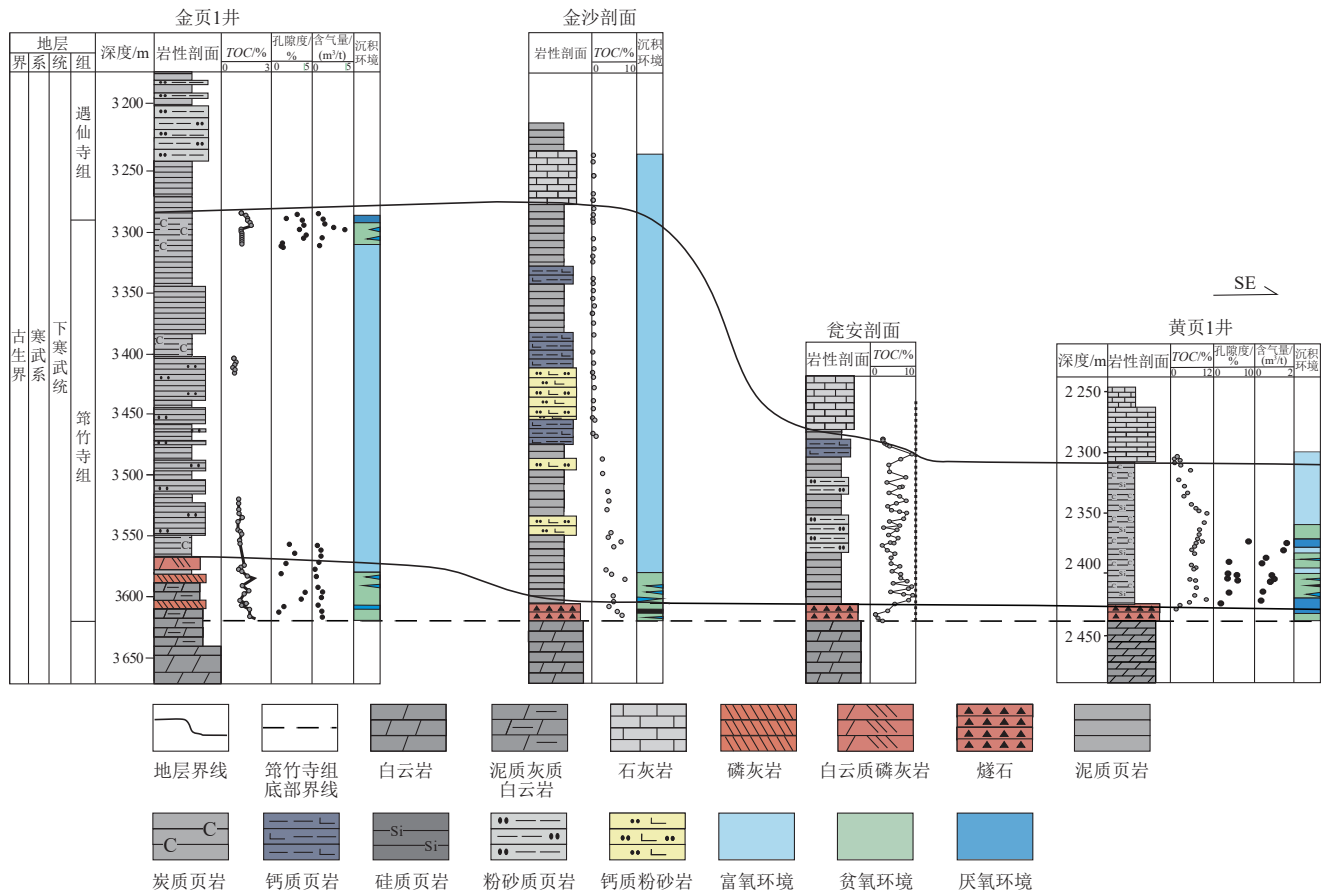


图2 上扬子地区下寒武统典型页岩气井/剖面连井对比图(据文献[20]修改)

Fig. 2 Cross-well correlation map of typical shale gas wells/profiles in the Lower Cambrian of the Upper Yangtze Region (modified from reference [20])

均值为3.95%),以矿物质孔为主(图4),储集性能优于夹层的富有机质页岩。金石103井证实,即使TOC低至0.3%,仍可形成良好页岩气藏^[6]。其成藏机理主要涉及两方面因素:①岩层自身具备较好的储集性能和一定的生烃能力;②与邻近薄层富有机质页岩构成良好的源-储配置关系,使得烃类得以近距离运移聚集。这一发现突破了传统勘探认识,拓展了页岩气勘探领域。

1.2 页岩储层特征

1.2.1 储集空间类型

寒武系页岩储集空间主要由矿物质孔、有机质孔和微裂缝等构成^[12](图4)。与美国Barnett页岩、Marcellus页岩^[28-29]和中国志留系龙马溪组页岩相比,下寒武统筇竹寺组页岩有机质孔发育程度较低,孔径偏小,呈狭缝状分布,孔隙连通性较差^[30-31]。最新研究成果显示,德阳-安岳裂陷槽筇竹寺组页岩孔隙发育相对较好,有机孔和矿物质孔均较发育,且自裂陷槽中

心向外围呈现孔径逐渐减小的趋势^[13]。

有机质孔通常被认为是富有机质页岩储层的主要储集空间,其发育程度对气藏富集具有关键作用^[32-33]。有机质孔发育受有机质类型、矿物组成和成岩演化过程等多因素控制^[34-36]。然而,金石103井贫有机质气藏的发现表明在良好保存条件下,以矿物质孔为主的页岩储层同样能够形成工业性页岩气藏。

1.2.2 低孔隙度成因

商业开发的页岩气田通常具有较高孔隙度(>4.00%)。美国主要产气页岩储层孔隙度介于2.00%~14.00%,多集中在4.22%~6.51%^[37]。四川盆地五峰组-龙马溪组页岩孔隙度介于1.17%~7.22%,平均值为4.52%。相比之下,中-上扬子下寒武统页岩孔隙度介于1.48%~4.90%,平均值为2.80%,表现出典型的低孔特征,但资阳地区孔隙度较高,平均大于4%(表1)。本文从以下4个方面分析其低孔隙度成因。

1) 复杂构造运动

下寒武统页岩经历了多期次复杂的构造演化过

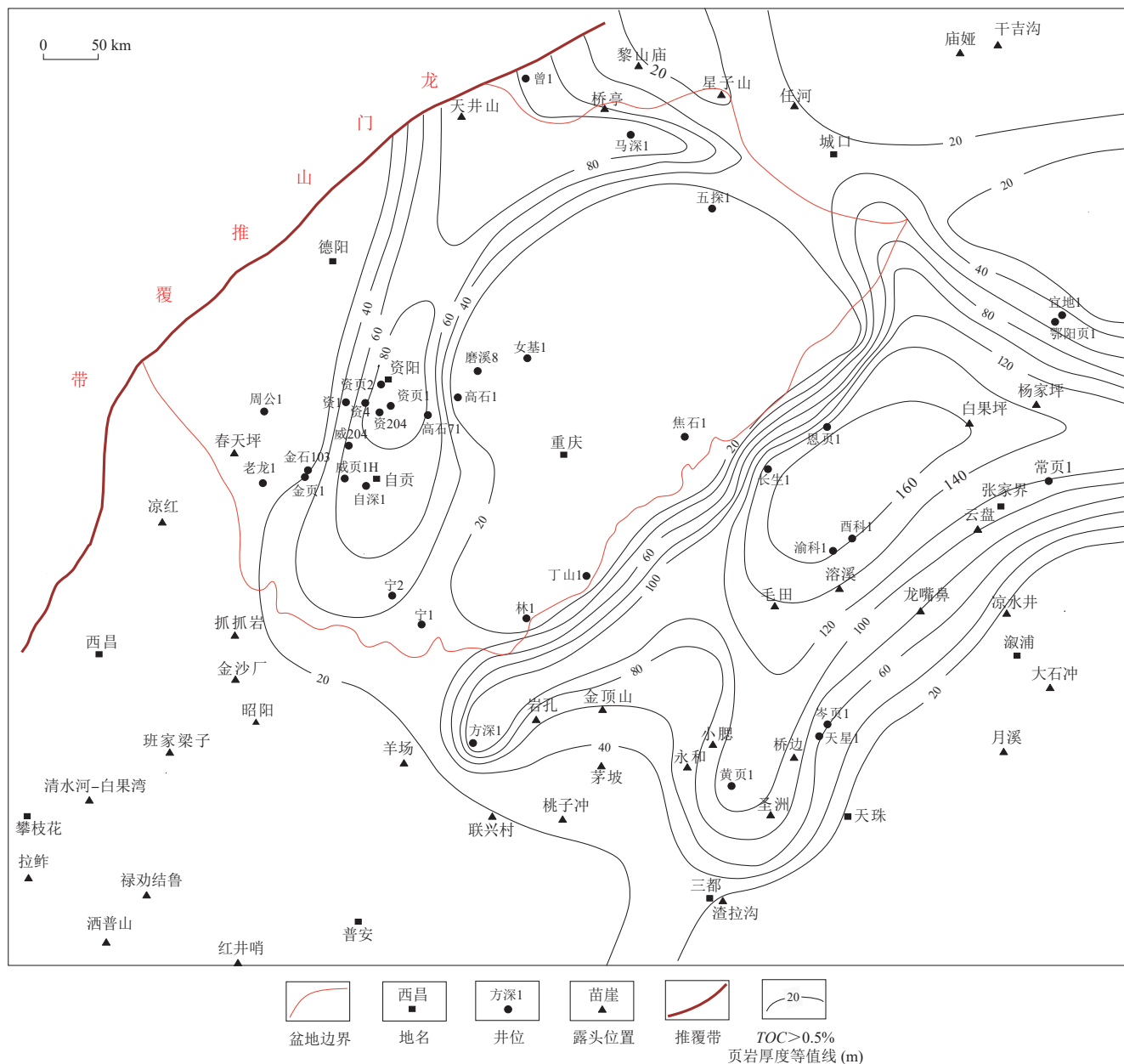


图3 中-上扬子地区下寒武统富有机质页岩厚度等值线图

Fig. 3 Isopach map of the Lower Cambrian organic-rich shales in the Middle-Upper Yangtze region

TOC: 总有机碳含量

程,其对页岩储层的形成与保存起到了关键控制作用^[20]。研究表明,该套页岩普遍经历深埋藏作用,局部区域最大埋深接近万米,这是导致页岩高成熟度和低孔隙度的根本地质原因。在构造活动强烈区域,页岩呈现明显的破碎特征,微裂缝系统发育,孔隙度显著降低,孔隙结构趋于复杂。研究表明,复杂构造作用对页岩储层宏孔-介孔的改造程度明显强于微孔隙^[38],这种差异性改造导致页岩储集空间以微裂缝和微孔隙为主。

多次复杂构造运动导致页岩中溶蚀孔隙的发

育^[39-40],寒武系页岩溶蚀孔发育较为明显(图4h)。需要强调的是,溶蚀孔隙的形成时间对页岩气形成和富集具有重要影响:在页岩主生气期之前形成的粒间溶蚀孔隙通常充填有机质并发育有机质孔,是页岩气重要的富集空间^[40];而在主生气期之后形成的溶蚀孔隙则往往指示强烈的流体活动,会破坏页岩气藏的压力系统,导致天然气散失。特别是当现今仍存在强烈溶蚀作用时,往往反映地下水活动活跃,页岩气保存条件较差^[40],不利于页岩气藏的形成与保存。

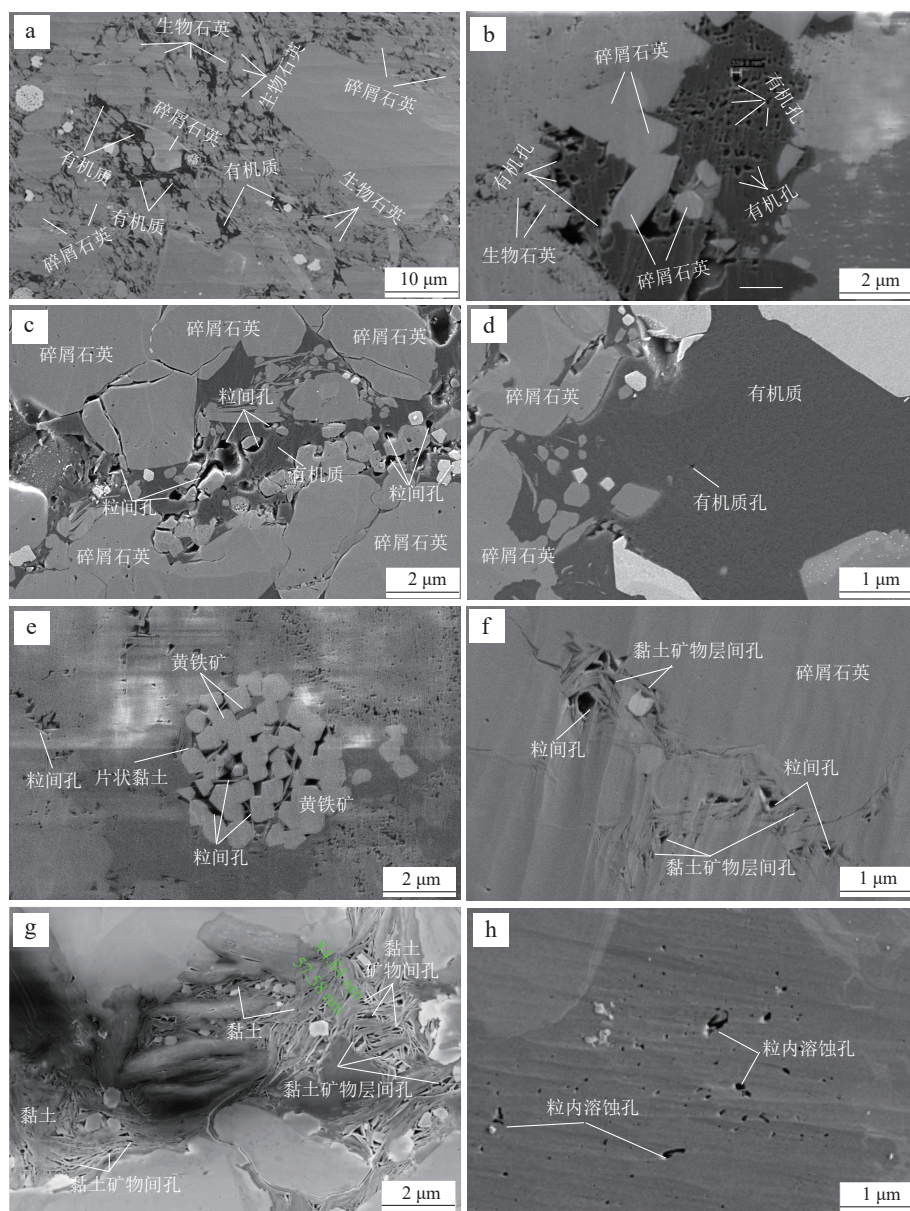


图4 上扬子地区下寒武统页岩储层储集空间类型及特征扫描电镜照片

Fig. 4 Classification and characteristics of reservoir space types in Lower Cambrian shale reservoirs, Upper Yangtze region

a. 金页1井, 筇竹寺组, 埋深3 297.63 m, 富有机质黑色页岩, 生物石英与碎屑石英形成较好的硅质格架, 粒间孔较发育并充填大量有机质, 有机质孔较发育; b. 金页1井, 筇竹寺组, 埋深3 575.65 m, 富有机质黑色页岩, 石英颗粒之间粒间孔充填有机质, 有机质孔发育显著; c. 岑页1井, 牛蹄塘组, 埋深1 445.35 m, 富有机质黑色页岩, 碎屑石英发育大量粒间孔并充填有机质, 可见溶蚀孔与微裂缝; d. 岑页1井, 牛蹄塘组, 埋深1 451.45 m, 富有机质黑色页岩, 碎屑石英和有机质, 有机孔发育差; e. 金页1井, 筇竹寺组, 埋深3 575.71 m, 贫有机质黑色页岩, 发育草莓状黄铁矿粒间孔、矿物颗粒粒间孔; f. 金页1井, 筇竹寺组, 埋深3 304.31 m, 贫有机质黑色页岩, 发育矿物颗粒粒间孔、黏土矿物层间孔; g. 金页1井, 筇竹寺组, 埋深3 308.58 m, 贫有机质黑色页岩, 发育大量黏土矿物层间孔; h. 金页1井, 筇竹寺组, 埋深3 522.48 m, 贫有机质黑色页岩, 可见矿物颗粒内发育溶蚀孔 (g图中绿色文字表示孔隙直径。)

2) 热成熟度

热演化程度对于页岩有机质孔发育具有控制作用。Curtis 等^[32]对 Woodford 页岩的研究表明, 有机质孔发育呈现明显的阶段性特征: 当镜质体反射率(R_o)小于0.9%时, 有机质孔基本不发育; 液态窗阶段(R_o 介于0.6%~1.0%)有机质孔发育较少; 进入气态窗(R_o

介于1.0%~1.6%)后有机质孔快速增加; 在生气阶段(R_o 介于1.3%~2.0%), 有机质孔随成熟度升高而增加; 至 R_o 达到峰值(3.6%)后, 有机质孔发育开始减弱。这种减弱趋势可能与有机质高热演化或压实作用增强有关。

王飞宇等^[41]进一步证实, 当 R_o 介于1.3%~2.5%

表1 上扬子地区下寒武统典型页岩气藏(井)特征

Table 1 Characteristics of typical Lower Cambrian shale gas reservoirs (shale gas wells) in the Upper Yangtze region

地区		川中古隆起南斜坡		川中古隆起北斜坡	黔中古隆起东缘	黔东南凹陷	宜昌黄陵隆起周边	渝东南	湘鄂西	渝东南
典型钻井		金页1井	金石103井	资201井	黄页1井	岑页1井、天星1井	宜地2井、鄂阳页1井	长生1井	恩页1井	渝科1井、酉科1井
层系		筇竹寺组	筇竹寺组	筇竹寺组	九门冲组	牛蹄塘组	水井沱组	水井沱组	牛蹄塘组	牛蹄塘组
沉积相		浅水-深水陆棚相	浅水-深水陆棚相	深水陆棚相	深水陆棚相	深水陆棚相	台缘斜坡-深水陆棚相	深水陆棚相	深水陆棚相	深水陆棚相
主要岩相		黑色炭质页岩夹薄层灰质条带、灰质粉砂岩	灰质粉砂岩夹薄层黑色炭质页岩、灰质条带	黑色炭质页岩夹薄层粉砂岩	黑色炭质硅质页岩	黑色炭质页岩、灰黑色硅质页岩	灰黑色灰质页岩、炭质页岩、泥质灰岩	灰黑色炭质页岩、灰质页岩、含粉砂灰质页岩	灰黑色炭质硅质页岩、灰质页岩	灰黑色炭质页岩、黑色页岩、硅质页岩
优质页岩厚度/m		14.0	0~8.0	21.8~50.8	112.0	50.0~70.0	66.0	70.0	135.0	50.0
TOC/%		0.60~3.50 (1.30)	0.20~1.50	1.33~4.80 (2.28)	2.20~9.50 (6.30)	1.70~9.60 (4.60)	0.42~5.96 (2.05)	3.30~6.40 (4.80)	1.30~9.20 (6.40)	1.36~9.81 (5.63)
有机质类型		I	I	I	I	I-II ₁	I-II ₁	I	I	I-II ₁
EqVR ₀ /%		2.70~3.10 (2.90)	2.70~2.80	2.80~3.20 (3.10)	2.90~3.40	2.20~4.44 (3.51)	2.18~2.29 (2.25)	3.50~4.00	3.21~4.33 (3.60)	2.68~5.19
主要矿物含量/%	石英	28.8	50.0~70.0	20.0~47.0	43.4	29.6	22.9	37.6	48.3	45.9
	黏土矿物	41.8	20.0~40.0	14.0~48.0	33.4	34.2	37.6	28.0	12.8	34.8
	碳酸盐矿物	10.0	5.0~10.0	2.0~12.0	—	9.5	35.8	20.3	12.0	13.0
孔隙类型		黏土矿物层间孔、有机质孔、微裂缝	黏土矿物层间孔、微裂缝	黏土矿物层间孔、有机质孔、微裂缝	有机质孔、微裂缝	黏土矿物层间孔、有机质孔、	粒内溶蚀孔、有机质孔	粒内孔、有机质孔、微裂缝	粒内孔、有机质孔、微裂缝	有机质孔、粒内孔、粒间孔、微裂缝
孔隙度/%		1.79~5.84 (3.41)	1.79~3.84 (2.96)	3.10~5.50 (4.28)	1.48~4.90 (2.80)	1.70~3.30 (3.14)	1.10~9.10 (2.83)	0.24~2.83 (1.21)	0.71~3.42 (2.13)	0.90~2.70
保存条件		顶、底板完整,超压	顶、底板完整,超压	顶、底板完整,超压	高角度构造缝发育、底板破碎	底板不完整,常压	构造稳定、裂缝欠发育,顶、底板完整	高角度构造缝发育,底板不完整,常压	高角度构造缝发育,底板不完整,常压	高角度构造缝发育,底板不完整,常压
压力系数		1.2	>1.8	>2.0	—	0.9~1.1	1.50~1.78	—	0.9~1.1	—
含气性/(m ³ /t)		0.53~4.69 (1.68)	0.61~2.69	7.80~9.50 (8.50)	0.23~1.80 (0.89)	0.30~2.88	0.18~5.58 (2.64)	0.12~0.16 (0.14)	0.11~0.39 (0.26)	0.13~0.26
埋深/m		2 500~3 500	2 500~3 500	4 350~4 900	<2 500	1 200~2 200	<2 500	<2 500	3 500~4 000	<1 500
日产气量/(m ³ /d)		40 000~80 000	258 600	738 000	418	3 000	78 300	未获工业气流	未获工业气流	未获工业气流
综合评价		TOC高、富有机质页岩厚度较小;高孔隙度、含气性好,获工业页岩气流	TOC低、富有机质页岩厚度小;低孔隙度、含气性好,获工业页岩气流	TOC高、富有机质页岩厚度较大;高孔隙度、含气性好,获工业页岩气流	TOC较高、富有机质厚度较大;低孔隙度、含气性较好,获低页岩气流			TOC高、富有机质页岩厚度大;低孔隙度、含气性差,未获工业页岩气流		

注:表内数据格式为“最小值~最大值(平均值)”;“—”表示无数据。资201井、岑页1井和鄂阳页1井数据据文献[9, 18, 27]汇编。TOC为总有机碳含量;EqVR₀为等效镜质体反射率。

时,有机质孔发育良好;但当 $R_0 > 3.0\%$ 时,孔隙发育显著变差。综上分析认为,当 $R_0 > 3.5\%$ 后,有机质孔发育程度降低。从成熟度与孔隙度和含气量关系分析表明, R_0 介于 $1.1\% \sim 3.5\%$ 时,孔隙度和含气能力均达到

最大范围^[42],进一步研究表明孔隙比表面积亦达到最大值区域(图5)。这一特征与寒武系页岩的实际情况高度吻合,该套页岩普遍具有高热成熟度特征($EqVR_0 > 3.0\%$)(图6),这很可能是导致其有机质孔发

育较差的重要原因之一。

3) 有机质类型及丰度

有机质孔发育程度与有机质类型和丰度密切相关。研究表明,有机质的来源和形态对有机质孔发育具有决定性影响^[29, 33-34]。其中,成烃生物和各类沥青是有机孔隙发育载体^[28-29]。不同页岩岩相因成烃生物类型和生排烃历史的差异,其有机质孔发育特征存在显著差异^[44]。

下寒武统黑色页岩成烃生物组成研究表明,其主要以球形藻类和具刺异源类为主,其次为细菌类和浮游宏观藻类^[45-46]。区域对比显示,南江县沙滩村筇竹寺组以团藻为代表的绿藻类最为发育,光面球藻为代表的红藻类次之;秭归县罗家村水井沱组以红藻类和褐藻类为主;瓮安县永和镇牛蹄塘组以红藻类为主,绿藻类和褐藻类次之^[45-46]。值得注意的是,结构简单的绿藻生烃能力和有机质孔发育能力较差,而结构复杂的红藻和褐藻则表现出更强的生烃能力和孔隙发育能力^[35, 47]。可以看出,不同地区、不同层位页岩有机质孔发育具有明显差异。寒武系筇竹寺组页岩中含有相当比例结构简单的藻类,这可能是其有机质孔发育欠佳的重要原因之一。

一般情况下,有机质孔随 TOC 增加而增加,但 Milliken 等^[29]发现,当 TOC 从 4.3% 增至 24.5% 时,有机质中可见孔隙占比从 30% 降至不足 1%。寒武系页

岩具有较高的 TOC (筇竹寺组页岩 TOC 介于 1.60% ~ 10.00%; 牛蹄塘组页岩 TOC 介于 1.07% ~ 9.08%; 水井沱组页岩 TOC 介于 1.32% ~ 8.42%), 这一特征也可能导致其有机质孔发育程度较低,原因可能在于高 TOC 会伴随脆性矿物含量降低,形成的格架抗压能力弱,使得页岩更易被压实,进而影响有机孔的发育与保存。

4) 矿物格架支撑作用

研究表明,硅质格架的形成时间和坚固程度对页岩优质储层的形成至关重要^[29, 48-49]。生物成因石英在早成岩阶段形成的微晶聚集体与陆源碎屑硅和黄铁矿共同形成颗粒支撑格架,能有效抑制压实作用,保存粒间孔隙,有利于页岩优质储层的形成。

下寒武统页岩按岩相可分为硅质格架富有机质页岩和砂质格架贫有机质页岩。前者根据硅质来源,又可进一步分为陆源碎屑硅质格架和热液硅质格架两类。

陆架边缘斜坡型页岩石英以热液成因石英为主,其硅质格架在早成岩阶段即已形成^[50],早于干酪根最大生油期,理论上具备发育优质储层的条件。然而,由于该类页岩主要分布于四川盆地外围区域,经历了早期的构造抬升和压力释放过程,导致除岑巩地区外,整体表现为孔隙度较低、有机质孔孔径较小及含气量较低的特征。

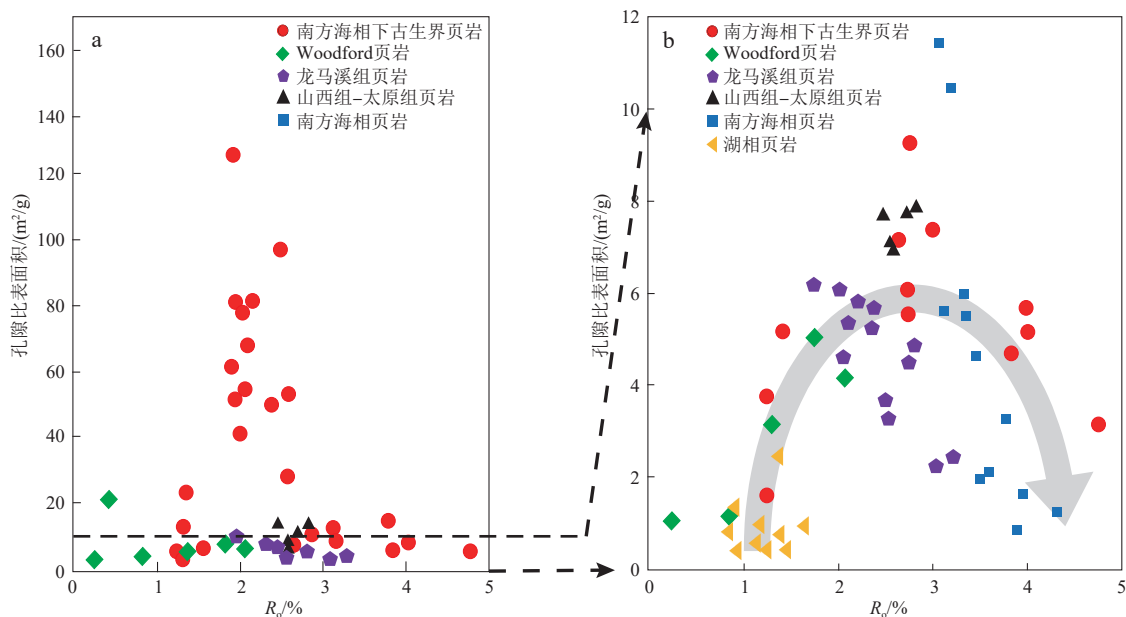


图5 镜质体反射率(R_o)和孔隙比表面积的关系(Woodford页岩数据据文献[43]修改)

Fig. 5 Scatter diagram showing the relationship between vitrinite reflectance (R_o) and the specific surface area of pores (data on the Woodford Shale modified after reference [43])

a. 不同沉积环境页岩 R_o 和孔隙比表面积的关系; b. a 图中虚线区域的放大效果图

(b图灰色箭头表示随 R_o 增大页岩孔隙比表面积呈先增大后减小的变化特征, R_o 介于 2.5% ~ 3.0% 时孔隙比表面积最大。)

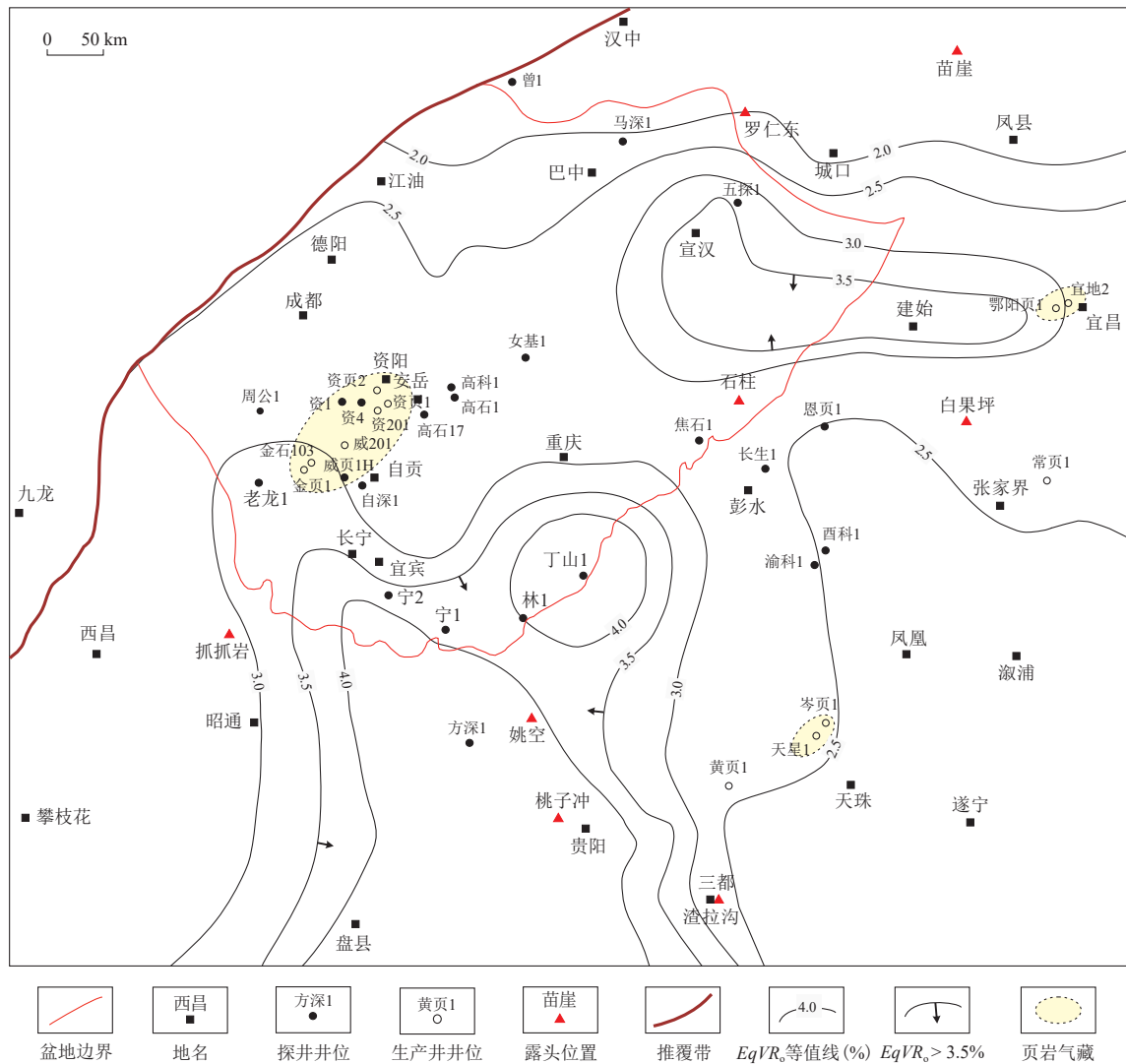


图6 中-上扬子地区下寒武统页岩成熟度(沥青等效镜质体反射率)等值线图

Fig. 6 Contour map showing the thermal maturity (indicated by the $EqVR_o$ of bitumen) of the Lower Cambrian shales in the Middle-Upper Yangtze region

$EqVR_o$: 沥青等效镜质体反射率

德阳-安岳裂陷槽边缘的页岩脆性矿物主要为碎屑石英,形成典型的陆源碎屑石英格架(如金页1井筇竹寺组页岩)(图4a,b)。由于缺少生物成因石英,这类硅质格架形成时间较晚(一般为中成岩阶段),晚于干酪根最大生油期,页岩遭受强烈压实作用,导致页岩孔隙度较低、排烃量较大,进而造成干酪根保存程度和原油的残留量均较小,最终影响有机质孔发育程度和含气量大小^[36, 49]。

相比之下,裂陷槽中心部位沉积水体较深,沉积的黑色页岩矿物组成中生物成因石英含量较高,发育生物成因石英和陆源碎屑硅的复合格架。这类格架形成时间(早成岩期)早于干酪根最大生油期,有利于干酪根保存和原油残留,促进有机质孔发育^[36, 49]。例如,资201井筇竹寺组页岩发育大量有机质孔^[13, 16]。

贫有机质粉砂质页岩主要发育在德阳-安岳裂陷槽斜坡区。由于TOC较低,孔隙以陆源碎屑形成的矿物质孔为主^[6, 51]。孔隙度介于1.00%~2.95%,高于相邻富有机质页岩(孔隙度介于1.00%~2.00%),表现出更强的天然气赋存能力。目前已在金石103井获得勘探发现,证实了该类储层的工业价值。

综上所述,下寒武统高演化程度富有机质页岩孔隙的形成与演化主要取决于原始沉积环境、页岩岩相、成岩压实作用控制的矿物粒间孔隙演化过程、热演化作用控制的生烃-成油-油气转化序列中有机质孔的形成,以及后期孔隙保存状态下天然气散失与补给平衡过程^[30]。其中,最大埋深及其控制的热成熟度和生排烃量是关键控制因素。勘探实践证实,四川盆地内成熟度相对较低的页岩和粉砂岩通常具有更好的孔隙

发育特征和储集能力,这一认识已通过资201井和金页1井等富有机质页岩气和金石103井贫有机质页岩气的成功钻探得到验证。

1.3 热成熟度和生、排烃史

北美主要产气页岩层系(如Haynesville组、Woodford组、Marcellus组和Barnett组等)以中生界和上古生界(侏罗系和泥盆系等)为主,其 R_o 普遍小于2.00%,其中成熟度较高的Haynesville页岩 R_o 也仅为2.37%^[52]。

相比之下,中国南方下古生界页岩成熟度显著偏高。志留系龙马溪组页岩 $EqVR_o$ 介于2.5%~3.0%,目前已发现多个商业性页岩气田,2024年年产量超过 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。下寒武统页岩的成熟度更高, $EqVR_o$ 普遍大于3.0%,仅个别地区小于3.0%,整体处于过成熟演化阶段。

现有勘探成果表明,高产页岩气井和页岩气藏主要分布在 $EqVR_o$ 小于3.5%的地区,而在 $EqVR_o$ 普遍大于等于3.5%的区域,气井效果一般较差(图3;表1)。 $EqVR_o$ 小于3.5%的地区主要位于川中、黔中、川北和黄陵等古隆起周边。这些古隆起形成于加里东期^[53-54],在地质历史时期一直处于相对隆起的位置,埋深较浅,导致其热成熟度始终维持在较低水平,生气高峰期相对较晚,从而为页岩气富集提供了较低成熟度的优质页岩。类似地,鄂西震旦系陡山沱组页岩气($EqVR_o = 3.01\%$)^[55]和冀北中元古界蓟县系洪水庄组页岩油($EqVR_o$ 介于0.65%~0.92%)^[56]的发现,也主要得益于其较低的成熟度和较好的保存条件。需要指出的是,位于四川盆地外的黔中、黄陵和川北等古隆起周缘,由于页岩气藏保存条件较差,勘探效果不理想;而位于四川盆地内的川中古隆起周边,保存条件良好,已发现商业规模的页岩气藏。

寒武系高成熟度页岩的多期构造运动及生排烃历史是决定其含气量的重要因素。页岩气本质上是页岩生排烃后残留在页岩内的烃类,地质历史时期的烃类残留量是页岩气资源潜力评价的关键^[57]。页岩气地质研究要注重生烃全过程,不仅要关注有效烃源岩,也需要考虑滞留烃源岩中潜在有机质的生烃贡献^[58-59]。

若早期生烃量和排烃量较大,后期残留原油裂解为天然气的量就会相应减少^[60-61],这不利于现今页岩气的富集。早期排烃后的页岩仍残留可溶沥青和原油,这些有机质在高-过成熟阶段可以裂解生成大量天然气,成为晚期主要的生气母质。在高成熟度地区,页岩含气量通常较差,主要原因是经历的埋深较大,导

致生烃量和排烃量都较大,而残留烃量相对较少^[24, 62]。

黄金管生烃动力学模拟实验结果表明,页岩中甲烷的最大产率主要来自干酪根的初次裂解(占比22.7%),以及可排沥青(占比57.6%)和残余沥青(占比19.6%)的二次裂解^[63-64]。不同最大成熟度和埋深会导致排烃量存在差异。当成熟度和埋深较大时,排烃量较大,残留烃量较少,此时干酪根仍然是主要的生气母质。当 R_o 介于2.5%~3.5%时,晚期生气潜力降低^[65],但在此前生成的气体在良好保存条件下可稳定保存至 R_o 达3.5%时。从页岩成熟度与含气量的关系来看,当 R_o 介于1.1%~3.0%时,吸附气含量和总含气量达到最大值^[42]。

实际勘探表明,在保存条件优越的储层, R_o 大于3.5%的地区仍能发育工业性页岩气藏。然而,四川盆地筇竹寺组页岩晚期天然气生成阶段, $EqVR_o$ 上限为3.0%,干酪根脱甲基反应可额外贡献40 mg/g的晚期气充注量^[66]。由此推断,晚期干酪根裂解和残留原油裂解气是高成熟页岩气藏中甲烷的重要来源。地质历史时期的生烃量、排烃量和残留量需要重点评价,加强高热演化页岩生烃和排烃历史的评价至关重要。多项热模拟研究表明,当 $EqVR_o$ 大于3.5%时,甲烷参与有机质芳构化反应,导致含气量变低^[66]。此外,页岩中的有机质在高成熟度条件下会产生氮气^[67-68],这可能是钻井揭示的寒武系筇竹寺组页岩在渝东南地区($EqVR_o > 3.5\%$)氮气含量较高的原因。

对于中国南方下寒武统组页岩而言,加里东期的最大埋深、印支期的最大抬升量和燕山期以来的抬升时间与幅度是控制页岩最大成熟度、生烃量、排烃量和页岩气保存的关键因素。川中古隆起、川北古隆起、黄陵背斜和黔中古隆起及其周边地区自加里东期(志留纪末)至燕山期(早白垩纪末)具有持续生烃的特征,是发育页岩气藏的有利地区。鄂西黄陵背斜和黔中古隆起周边的岑巩地区位于四川盆地外,寒武系页岩生烃灶的成熟和枯竭时间普遍早于晚期构造变形时间,导致页岩气藏遭受严重破坏,这是目前这些地区页岩气钻井普遍含气量较低且氮气含量较高的主要原因。

以四川盆地内德阳-安岳裂陷槽的金页1井、资1井和金石1井,以及四川盆地外深水陆棚相鄂阳页1井和黄页1井为例(图7)。在关键的加里东期,这些井整体埋藏较浅,生烃能力有限;而高石1井和五探1井远离古隆起,埋藏较深,页岩生排烃较多。在关键的燕山期和喜马拉雅期,鄂阳页1井和黄页1井抬升时间较早,页岩气散失较早,保存条件较差;丁山1井位于齐

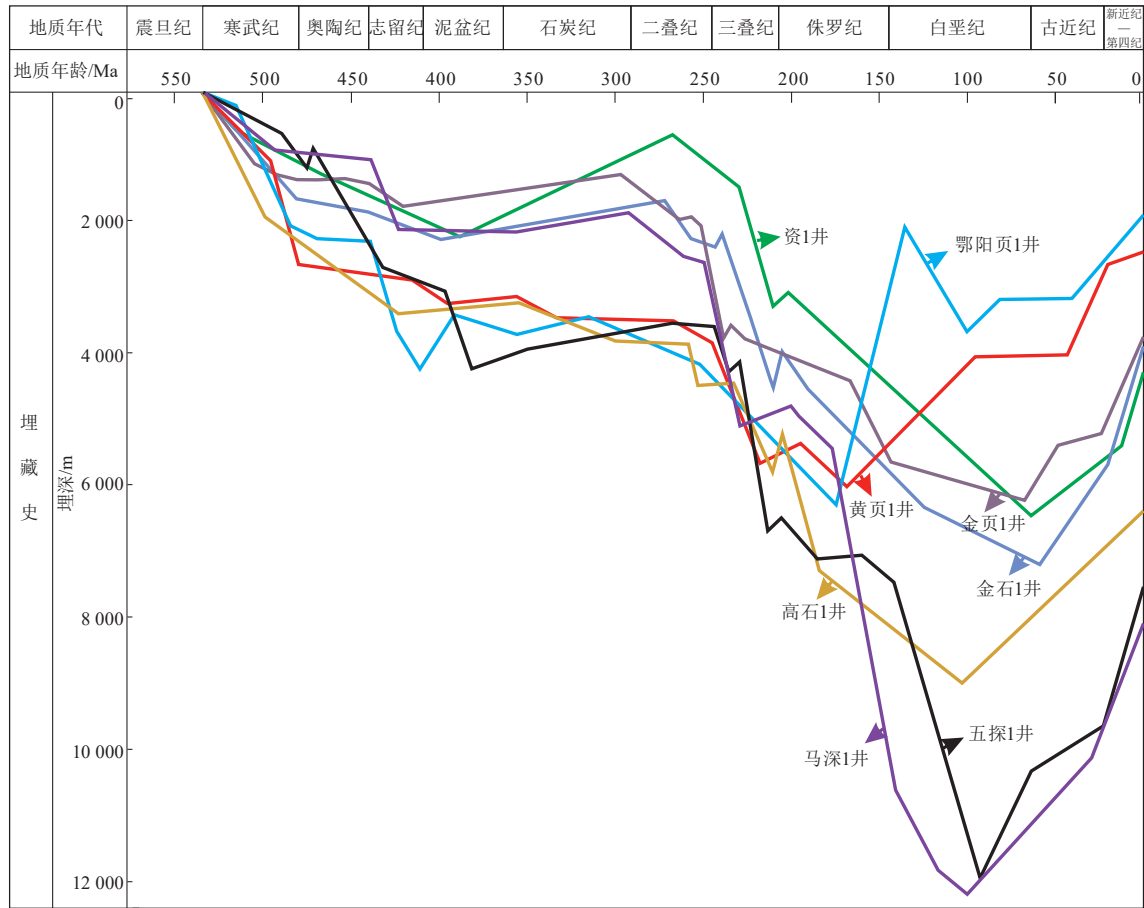


图7 四川盆地寒武系主要页岩气井埋藏史

Fig. 7 Burial history of major Cambrian shale gas wells in the Sichuan Basin

(资1井据文献[69],高石1井据文献[70],金石1井据文献[71],金页1井和黄页1井据文献[20],鄂阳页1井据文献[55],马深1井和五探1井据文献[72]。)

岳山断裂带附近,虽然抬升时间较前两口井晚,但由于断裂发育,页岩气保存条件也较差;而金页1井和金石1井位于四川盆地内,抬升时间较晚,保存条件较好。这表明高成熟度页岩气富集成藏主要取决于保存条件优劣。

1.4 页岩气保存条件

页岩气保存条件是勘探评价的关键要素^[24, 73]。寒武系页岩经历加里东期、印支期和喜马拉雅期3期构造叠加改造,区域构造演化差异显著,发育多期次复合断裂系统^[74],致使保存条件复杂化,对气藏保存的要求较新地层更为严格。构造稳定、地层压力系数高和顶、底板封闭性好的地区能够有效防止页岩气散失,有利于页岩气的富集和保存^[13, 25]。

四川盆地内德阳-安岳裂陷槽因构造稳定、泥页岩/膏盐岩盖层完整(厚度 > 50 m)、压力系数高(压力系数介于 1.6 ~ 2.0),形成典型的超压封存箱,页岩气富集程度高;而黔北和渝东南等盆外区域则存在

“构造强烈、断裂发育、盖层缺失和水动力活跃”四重不利因素,页岩气富集程度显著降低,钻井效果不理想(图1)。

通常综合气体组分、氮气含量、地层水水型与矿化度以及压力系数等参数判断页岩气保存条件^[24],本文不再赘述。需要指出的是,压力系数虽然是保存条件的直接表征,但必须区分超压成因:生烃型超压($E_qVR_o > 1.3\%$)指示良好保存;而构造挤压或水动力型超压则可能伴随气藏破坏。本文重点讨论燕山期抬升时间和幅度、盖层和断裂发育情况对寒武系页岩气保存条件的影响。

研究表明,燕山期抬升时间和幅度、断裂与裂缝发育程度、顶-底板条件和页岩物性控制的自封闭性是页岩气保存条件评价的核心因素^[57]。燕山期抬升时间和幅度决定了寒武系页岩气保存条件优劣。抬升时间早、抬升剥蚀强烈及活动时间较长的地区,保存条件较差;反之,则有利于页岩气藏的保存。适度挤压抬升可促进页岩微裂缝和层理缝发育,易于形成高压力系

数(>1.3)的良好保存条件;而强烈变形区形成的大型断裂系统则会严重破坏页岩气保存条件。

晚侏罗世以来,太平洋板块向华南板块的俯冲作用导致上扬子及周缘发生显著差异构造变形^[75]。四川盆地盆外至东南沿海区域变形改造强烈,发育大量深大断裂与逆冲推覆构造,如渝东地区的隔挡式褶皱带、湘鄂西的隔槽式褶皱带和湘中的冲断式褶皱带,形成了复杂的背斜-向斜组合(图1b),部分地区伴随有岩体侵入与火山活动,致使页岩地层连续性与完整性被严重破坏。寒武系页岩主要分布于残留向斜和部分背斜,总体呈“东、西分带,递进变形”的抬升特点,自东向西抬升时间逐渐变晚^[76]。以齐岳山断裂为界,东部主体以隔槽式构造为主,寒武系多作为滑脱层,页岩气保存条件整体较差,这也是渝东南地区多数页岩气井含气量不高但氮气含量高(介于70%~80%)的主要原因之一。四川盆地内川东地区以志留系和三叠系为滑脱面的高陡背斜区因强烈挤压保存条件差,向斜区寒武系页岩气整体保存条件较好,但埋深普遍大于6 000 m;德阳-安岳裂陷槽一线构造改造作用相对较弱、构造活动期次少,早寒武世页岩沉积后未遭受后期剥蚀破坏,地层保存完整性好,页岩气保存条件总体最好。

下寒武统页岩气藏的盖层包括泥页岩/膏盐岩区域盖层与页岩层内物性差异(自封闭作用)形成的直接盖层。其中,膏盐岩主要分布在川南-黔北及鄂西地区的清虚洞组上部、石冷水组和娄山关群下部(四川盆地的高台组和龙王庙组)^[77-79],与下伏筇竹寺组富有机质页岩构成完整的源-盖组合。与志留系龙马溪组超压页岩“源-盖控藏”机理一样^[80],这是寒武系页岩气保存的关键控制因素。

膏盐岩盖层在裂陷槽内连续分布(如威远一带,厚度>50 m),具有极强的塑性变形能力和封盖性能,威远地区发现的寒武系超压页岩气藏就属于此类。但在川东及盆地边缘地区,抬升暴露使得膏盐岩的封闭性显著降低。自封闭作用包括两种类型:①超低孔-低渗页岩层中流体受到的毛管压力和吸附力大于浮力,从而阻隔了自身油气流体的自由流出和外部流体的自由进入,形成油气自封闭成藏作用^[81-82];②各种岩相导致孔隙度和排驱压力的差异形成封闭。一般来说,若页岩中的致密灰岩和粉砂岩夹层孔隙度较小,即能对页岩层形成良好的封闭^[83]。对于黄页1井和金页1井,根据孔隙度和排驱压力可划分为几个层段,孔隙度较小的页岩层段能够对较大的层段形成良好的封盖^[84](图2)。因此,优选页岩气有利发育层段需聚焦

孔隙度较大的层段。

大型断裂带和密集构造裂缝系统对页岩气保存具有显著破坏作用^[85-86],主要体现在以下4个方面:①形成开放的流体系统造成气体大量散失;②产生氧化环境致使甲烷发生生物降解[甲烷碳同位素值($\delta^{13}\text{C}_1$)介于-38.0‰~-32.0‰];③高压水流驱替游离气改变原始气-水分布;④低矿化度(<10 g/L)地层水降低页岩吸附能力,伴随水型由封闭的氯化钙(CaCl_2)型转为开放的重碳酸钠(NaHCO_3)型,大幅破坏页岩气保存条件。岑巩地区勘探实践证实,低含气量井的水型普遍为 NaHCO_3 型,而高含气量井则保持为 CaCl_2 型特征^[18]。因此,勘探部署需避开大型断裂发育区。

近年来发展的裂缝-流体活动评价技术为保存条件研究提供了新思路。通过综合测定裂缝中脉体类型、铀(U)-铅(Pb)同位素年龄和包裹体均一温度等参数,结合埋藏史判断流体活动期次和时间,可有效评价裂缝-流体活动对气藏的破坏程度^[87-89]。研究发现,热液来源的石英脉体破坏性强于围岩来源的方解石和石英脉体;早期形成(期次少、埋深大)的脉体有利于气藏保存;而晚期形成(多期次、埋深浅)、包裹体均一温度低且波动大的脉体则指示强烈破坏。需要指出的是,该项技术必须结合钻探效果进行综合解释,仅凭裂缝-脉体活动期次和数量难以准确评价保存条件。

2 思考与建议

2.1 深层-超深层页岩气保存条件

保存条件是决定页岩气能否有效富集的核心要素。四川盆地寒武系页岩气勘探实践表明,盆地内、外保存条件存在显著差异:盆地边缘的黔南、渝东南、黔北等地区,由于长期处于构造活动带,抬升剥蚀时间早(加里东期即遭受隆升),叠加多期断裂改造,导致页岩气藏遭受严重破坏,勘探效果普遍不佳;而盆地内的德阳-安岳裂陷槽等区域,构造相对稳定、盖层连续完整,保存条件优越,已实现商业开发。这一对比揭示了保存条件对页岩气成藏的决定性作用。本文就此提出以下3点建议。

1) 精细评价构造稳定性

针对四川盆地外缘和川东地区,重点研究隔槽式与隔挡式构造的差异演化对页岩气保存的控制机制。建议采用高分辨率地震资料,结合构造应力场模拟,明确断裂系统的封闭性(如逆冲断裂涂抹效应)与破坏性

(如走滑断裂垂向输导作用),优先选择构造变形较弱、断裂密度低的宽缓背斜和向斜作为勘探靶区。对于德阳-安岳裂陷槽,需开展裂缝-流体活动期次评价,重点解析同沉积断裂的后期活化特征及其对气藏的改造程度,为盆地内不同构造单元的页岩气保存条件评价提供科学依据。

2) 动态评价盖层有效性

盖层封闭能力是保存条件的核心指标,需采用多要素对其进行综合评价。①岩相组合分析:重点评价寒武系泥页岩/膏盐岩塑性变形特征及其与上覆泥岩组合关系,同时关注奥陶系-志留系泥岩盖层区域展布;②压力系统表征:通过压力系数(>1.2)与流体包裹体古压力恢复,定量评价盖层动态封闭效能;③断裂改造分析:重点关注断裂未破坏的连续盖层分布区及其封盖能力,规避断裂切穿的高风险带。建议开展泥页岩/膏盐岩-页岩空间耦合关系研究,建立断裂-泥页岩/膏盐岩-页岩-压力协同评价标准;对于泥页岩盖层区,重点开展泥岩厚度(>30 m)与断裂密度的联合约束分析;优先勘探膏盐岩连续分布且断裂未切穿的构造稳定区。

3) 精准识别水文地质条件

页岩气保存条件的水文地质判识需构建多参数综合评价体系。从水动力条件来看,滞留型环境最有利保存,而径流型环境易导致气藏破坏。水化学特征方面, CaCl_2 型水和高矿化度是封闭体系的典型标志。压力系统上,超压环境(压力系数 >1.2)能有效抑制气体扩散。可通过水型-水化学-压力综合分析将水动力系统分为3类:①滞留型(CaCl_2 型水,矿化度 >50 g/L,压力系数 >1.2);②过渡型(混合型水,矿化度介于 $10\sim50$ g/L,压力系数介于 $1.0\sim1.2$);③开放型(NaHCO_3 型水,矿化度 <10 g/L,压力系数 <1.0)。建议重点规避大型断裂附近和构造抬升区出现的开放型水环境,优先选择具有持续超压和高矿化度的滞留型水动力系统。

2.2 最大埋深和热成熟度

寒武系页岩普遍处于过成熟演化阶段($E_{qVR_0} > 3.0\%$),局部地区 E_{qVR_0} 超 3.5% 。由于经历超深埋藏(部分区域最大埋深 $>10\,000$ m),在如此极端条件下,页岩生烃过程已基本完成,现今含气性主要受控于排烃后的残余烃量。研究表明,不同岩相的排烃效率存在显著差异:硅质页岩因石英含量高(普遍 $>40\%$)、结构稳定,排烃效率(约 $40\%\sim60\%$)明显低于黏土质页岩(可达 $70\%\sim80\%$)^[90]。目前,对于寒武系页岩最大埋深与生排烃量之间的定量关系,以及不同岩相在超

深条件下的排烃-滞留平衡机制仍缺乏系统认识。在古老地层页岩气藏评价中,需要加强页岩气动态演化研究,即恢复页岩气生排烃史、明确页岩埋藏史和生排烃史的差异、确定地质历史时期的生烃量、排烃量和残留烃量,这是评价页岩含气量和商业开发价值的主要攻关方向之一^[91-92]。

尽管已明确烃源岩在生油窗阶段的排烃效率变化快、幅度大,且Ⅰ型干酪根比Ⅱ型干酪根的排烃效率高,但页岩中排烃效率的准确估算仍然是有机地球化学界的难题^[93],这为页岩含气量和页岩气资源潜力评价带来了挑战。本文就此提出以下3点建议。

1) 建立深层页岩岩相约束的生、排烃动态评价模型

针对硅质页岩和黏土质页岩分别构建生烃、排烃、裂解和滞留4个阶段生、排烃模型和数值模拟模型,重点研究有机质类型(Ⅰ型和Ⅱ型)和矿物组成(石英和黏土矿物含量)对生烃量和排烃量的影响。通过设置 $7\,000\sim12\,000$ m的最大埋深,定量表征不同深度下生、排、滞留烃量,寻找排烃效率与滞留气量的最佳平衡点(如最大埋深 $8\,000\sim10\,000$ m可能为其下限),建立基于岩相分类的排烃-滞留烃评价标准,指导有利区带优选。

2) 深化深层页岩储层孔隙演化研究

未来研究应着重关注页岩沉积过程与有机质富集机制的内在关系,以及不同岩相页岩储层差异演化规律及其对含气性的控制作用。开展各项高温、高压条件下的实验,系统分析埋深 $4\,000\sim6\,000$ m内孔隙和微裂缝的保存状况。重点研究孔隙生成及其保持机理、硅质页岩中石英格架对孔隙的保护作用,评估高温($>150\text{ }^\circ\text{C}$)、高压(100 MPa)环境下微裂缝的闭合临界条件,建立埋深与孔隙度和裂缝发育的定量关系模型。

3) 构建多参数(深度、岩相和含气量等)关联的评价模型

通过典型井解剖,对比分析富有机质硅质页岩($\text{TOC} > 3\%$)、黏土质页岩和贫有机质粉砂质页岩($\text{TOC} < 1\%$)在相同埋深条件下的页岩气富集特征,整合埋深、岩相、 R_0 、 TOC 、滞留烃量、含气量、页岩厚度、有效储集空间厚度(硅质页岩孔隙度 $>3\%$,黏土质页岩孔隙度 $>4\%$)和保存条件等关键参数,运用机器学习算法建立深度、岩相、含气量和厚度等多参数预测模型,重点确定不同页岩岩相的经济开发深度下限(如硅质页岩和泥质粉砂岩可延伸至埋深 $7\,000$ m处,而黏土质页岩可能限于埋深 $5\,000$ m处),绘制盆地尺

度有利深度分布图,为超深层页岩气勘探选区提供量化依据。

2.3 页岩气藏类型及勘探方向

上扬子地区寒武系页岩气藏可划分为富有机质和贫有机质两类页岩气藏。这两类页岩气藏在气源、储集特征和成藏机制上存在显著差异,对勘探开发策略具有重要影响。建议开展差异化成藏模式和针对性工艺等研究。

1) 差异化成藏模式和富集规律

富有机质页岩气藏以自生自储为主,主要分布在德阳-安岳裂陷槽近南北向展布的深水陆棚相沉积区和盆外的黔北、黔南、渝东南和鄂西一带。受保存条件控制,四川盆地内发育的寒武系页岩气藏主要为深层超压页岩气藏,盆外主要为常压页岩气藏。但受沉积环境与成岩作用影响, TOC 、孔隙结构和含气性在纵、横向上变化大,优质储层预测困难。

四川盆地内的超压页岩气已实现商业开发,下一步建议重点研究有机质热演化、孔隙演化与含气性的动态耦合关系,建立“生烃-储集-保存”一体化评价模型。在评价方面,要侧重 TOC 、有机孔发育程度和含气饱和度等参数,划分甜点区。

四川盆地外的黔中古隆起和黄陵古隆起周边的向斜区主要发育中、浅层常压富有机质页岩气,富有机质页岩厚度大、分布面积大,且已有页岩气产出,值得进一步关注与评价。尤其是志留系和奥陶系出露地区开孔的区域,推测主体埋深相对浅,介于2 000~3 000 m,是寒武系页岩气勘探开发的潜在领域。

贫有机质页岩气藏主要分布在德阳-绵阳裂陷槽两侧,为超压页岩气藏。产气页岩段厚度小、有机质丰度低,生烃总量受限。页岩气主要来源于邻近的富有机质页岩,但运移路径、效率和现今保存条件等尚不明确,导致资源量评估存在不确定性。建议采用流体包裹体和同位素示踪等技术,结合渗透率、裂缝发育程度和气源供给条件,明确页岩气的运移路径和聚集规律,从非常规页岩气-致密砂岩气一体勘探的角度研究,评估其作为“近源型”气藏的潜力。

2) 两类气藏的开发差异

寒武系页岩气勘探应重视气藏类型的差异性,结合地质-工程一体化思路制定针对性评价与开发方案,以提升资源动用效率。富有机质页岩气藏以吸附气为主,需大规模压裂改造;而贫有机质页岩气藏可能以游离气为主,但储层物性较差,需开展适应性工程压裂改造技术攻关研究。

3 结论

1) 中-上扬子地区下寒武统发育富有机质($TOC > 3\%$)和贫有机质($TOC < 1\%$)两类页岩,具有有机质类型好(I-II₁型为主)、热演化程度高($E_qVR_o > 3.0\%$)等特征,形成了自生自储型和运移聚集型两类页岩气藏。

2) 优质储层厚度和热演化程度共同控制古老页岩气藏富集。优质储层的发育关键在于成岩与生烃成孔演化的协同作用能否有效形成并保存各类孔隙空间,高-过成熟背景下,硅质页岩因石英格架支撑及粉砂质页岩颗粒支撑作用,孔隙保存能力显著优于黏土质页岩。基于“高中找低”原则,建议优先在热演化程度较低($E_qVR_o < 3.5\%$)且保存条件良好的区域开展勘探工作。

3) 保存条件是古老页岩气富集的决定性因素。四川盆地内德阳-安岳裂陷槽因构造稳定、泥页岩/膏盐岩区域盖层完整而富气,盆缘区则受多期构造改造,导致保存条件遭受破坏。评价需建立构造-盖层-流体耦合模型,重点考察:①远离区域断裂且构造变形较弱的背斜区、向斜区;②膏盐岩-泥页岩复合盖层连续区;③超压封闭系统。建议优选裂陷槽埋深3 000~6 000 m、泥页岩或膏盐岩层连续(厚度 > 50 m)、高压(压力系数 > 1.3)及封闭水文环境($CaCl_2$ 型水,矿化度 > 50 g/L)的区域开展试验。

4) 本研究成果将为全球古老层系页岩气勘探提供参考。建议重点开展页岩优质储层形成机制、高-过成熟页岩生、排烃与滞留烃量定量评价及超深层页岩气保存条件极限研究。通过地质、地球物理和地球化学等多学科融合,建立适用于古老层系页岩气资源潜力评价的方法,推动深层-超深层页岩气勘探开发取得新的突破。

参 考 文 献

- [1] 张金川,徐波,聂海宽,等.中国页岩气资源勘探潜力[J].天然气工业,2008,28(6):136-140.
ZHANG Jinchuan, XU Bo, NIE Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140.
- [2] 聂海宽,党伟,张珂,等.中国页岩气研究与发展20年:回顾与展望[J].天然气工业,2024,44(3):20-52.
NIE Haikuan, DANG Wei, ZHANG Ke, et al. Two decades of shale gas research & development in China: Review and prospects [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 20-52.

- [3] 郑马嘉, 郭兴午, 伍亚, 等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽寒武系筇竹寺组超深层页岩气地质工程一体化高产井培育实践与勘探突破[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(3): 58–68.
- ZHENG Majia, GUO Xingwu, WU Ya, et al. Cultivation practice and exploration breakthrough of geology and engineering integrated high-yield wells of ultra-deep shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation in Deyang-Anyue aulacogen, Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(3): 58–68.
- [4] 翟刚毅, 包书景, 王玉芳, 等. 古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J]. 地球学报, 2017, 38(4): 441–447.
- ZHAI Gangyi, BAO Shujing, WANG Yufang, et al. Reservoir accumulation model at the edge of Palaeohigh and significant discovery of shale gas in Yichang area, Hubei province [J]. Acta Geoscientica Sinica, 2017, 38(4): 441–447.
- [5] 王玉芳, 翟刚毅, 冷济高, 等. 贵州岑巩TX1井牛蹄塘组页岩压裂效果评价[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1107–1115.
- WANG Yufang, ZHAI Gangyi, LENG Jigao, et al. Well TX1 fracturing effect evaluation of Niutitang Formation shale in Cengong, Guizhou [J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1107–1115.
- [6] 郭彤楼, 熊亮, 叶素娟, 等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践——四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 24–37.
- GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 24–37.
- [7] 何骁, 梁峰, 李海, 等. 四川盆地寒武统筇竹寺组海相页岩气高产井突破与富集模式[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 142–155.
- HE Xiao, LIANG Feng, LI Hai, et al. Breakthrough and enrichment mode of marine shale gas in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in high-yield wells in Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 142–155.
- [8] 杨雨然, 石学文, 李彦佑, 等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽筇竹寺组古地貌、沉积模式与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(6): 67–81.
- YANG Yuran, SHI Xuewen, LI Yanyou, et al. Paleogeomorphology, sedimentary pattern and exploration orientation of Qiongzhusi Formation in Deyang-Anyue Rift Trough, Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(6): 67–81.
- [9] 雍锐, 石学文, 罗超, 等. 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气“槽—隆”富集规律及勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(6): 1211–1226.
- YONG Rui, SHI Xuewen, LUO Chao, et al. Aulacogen-uplift enrichment pattern and exploration prospect of Cambrian Qiongzhusi Formation shale gas in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(6): 1211–1226.
- [10] 聂海宽, 张金川, 李玉喜. 四川盆地及其周缘下寒武统页岩气聚集条件[J]. 石油学报, 2011, 32(6): 959–967.
- NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, LI Yuxi. Accumulation conditions of the Lower Cambrian shale gas in the Sichuan Basin and its periphery [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 959–967.
- [11] 刘忠宝, 高波, 张钰莹, 等. 上扬子地区下寒武统页岩沉积相类型及分布特征[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 21–31.
- LIU Zhongbao, GAO Bo, ZHANG Yuying, et al. Types and distribution of the shale sedimentary facies of the Lower Cambrian in Upper Yangtze area, South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 21–31.
- [12] 刘忠宝, 高波, 胡宗全, 等. 高演化富有机质页岩储层特征及孔隙形成演化——以黔南地区下寒武统九门冲组为例[J]. 石油学报, 2017, 38(12): 1381–1389.
- LIU Zhongbao, GAO Bo, HU Zongquan, et al. Reservoir characteristics and pores formation and evolution of high matured organic rich shale: A case study of Lower Cambrian Jiumenchong Formation, southern Guizhou area [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(12): 1381–1389.
- [13] 雍锐, 吴建发, 吴伟, 等. 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探发现及其意义[J]. 石油学报, 2024, 45(9): 1309–1323.
- YONG Rui, WU Jianfa, WU Wei, et al. Exploration discovery of shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation of Sichuan Basin and its significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(9): 1309–1323.
- [14] LIU Yang, STÜEKEN E E, WANG Dongsheng, et al. A potential linkage between excess silicate-bound nitrogen and N₂-rich natural gas in sedimentary reservoirs [J]. Chemical Geology, 2022, 600: 120864.
- [15] LIU Zengqin, GUO Shaobin, LV Rui. Shale-gas play risk of the lower Cambrian on the Yangtze platform, South China [J]. AAPG Bulletin, 2020, 104(5): 989–1009.
- [16] ZOU Caineng, ZHAO Zhengfu, PAN Songqi, et al. Unveiling the oldest industrial shale gas reservoir: Insights for the enrichment pattern and exploration direction of Lower Cambrian shale gas in the Sichuan Basin [J]. Engineering, 2024, 42: 278–294.
- [17] HAN Shuangbiao, BAI Songtao, TANG Zhiyuan, et al. Nitrogen-rich gas shale logging evaluation and differential gas-bearing characterization of Lower Cambrian formation in northern Guizhou, South China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 115: 104270.
- [18] LI Zhen, ZHANG Jinchuan, GONG Dajian, et al. Gas-bearing property of the Lower Cambrian Niutitang Formation shale and its influencing factors: A case study from the Cengong Block, northern Guizhou Province, South China [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 120: 104556.
- [19] LIU Shugen, DENG Bin, JANSAL, et al. Multi-stage basin development and hydrocarbon accumulations: a review of the Sichuan Basin at eastern margin of the Tibetan Plateau [J]. Journal of Earth Science, 2018, 29(2): 307–325.

- [20] ZHAO Jianhua, JIN Zhijun, HU Qinhong, et al. Geological controls on the accumulation of shale gas: A case study of the Early Cambrian shale in the Upper Yangtze area[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 107: 423–437.
- [21] 邹才能, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地震旦系-寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(3): 278–293.
- ZOU Caineng, DU Jinhu, XU Chunchun, et al. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian-Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41 (3) : 278–293.
- [22] 马奎, 文龙, 张本健, 等. 四川盆地德阳——安岳侵蚀裂陷槽分段性演化分析和油气勘探意义[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(2): 274–284.
- MA Kui, WEN Long, ZHANG Benjian, et al. Segmented evolution of Deyang-Anyue erosion rift trough in Sichuan Basin and its significance for oil and gas exploration, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49 (2) : 274–284.
- [23] 谢小敏, 腾格尔, 秦建中, 等. 贵州凯里寒武系底部硅质岩系生物组成、沉积环境与烃源岩发育关系研究[J]. *地质学报*, 2015, 89(2): 425–439.
- XIE Xiaomin, TENGGER, QIN Jianzhong, et al. Depositional environment, organisms components and source rock formation of siliceous rocks in the base of the Cambrian Niutitang Formation, Kaili, Guizhou [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89 (2) : 425–439.
- [24] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. *地学前缘*, 2012, 19(3): 280–294.
- NIE Haikuan, BAO Shujing, GAO Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19 (3) : 280–294.
- [25] 刘忠宝, 王鹏威, 聂海宽, 等. 中上扬子地区寒武系页岩气富集条件及有利区优选[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, 53(9): 3694–3707.
- LIU Zhongbao, WANG Pengwei, NIE Haikuan, et al. Enrichment conditions and favorable prospecting targets of Cambrian shale gas in Middle-Upper Yangtze [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53 (9): 3694–3707.
- [26] 张同伟, 罗欢, 孟康. 我国南方不同地区寒武系页岩含气性差异主控因素探讨[J]. *地学前缘*, 2023, 30(3): 1–13.
- ZHANG Tongwei, LUO Huan, MENG Kang. Main factors controlling the shale gas content of Cambrian shales of southern China—A discussion [J]. *Earth Science Frontiers*, 2023, 30(3): 1–13.
- [27] ZHAI Gangyi, LI Juan, JIAO Yang, et al. Applications of chemostratigraphy in a characterization of shale gas Sedimentary Microfacies and predictions of sweet spots—Taking the Cambrian black shales in Western Hubei as an example [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 109: 547–560.
- [28] 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.
- [29] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania [J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177–200.
- [30] LIU Zhongbao, GAO Bo, HU Zongquan, et al. Pore characteristics and formation mechanism of high-maturity organic-rich shale in Lower Cambrian Jiumenchong Formation, southern Guizhou [J]. *Petroleum Research*, 2018, 3(1): 57–65.
- [31] XIAO Zhenghui, LIU Jisong, TAN Jingqiang, et al. Geologic characterization of a lower Cambrian marine shale: Implications for shale gas potential in northwestern Hunan, South China [J]. *Interpretation*, 2018, 6(3): T635–T647.
- [32] CURTIS M E, CARDOTT B J, SONDERGELD C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 26–31.
- [33] NIE Haikuan, JIN Zhijun, ZHANG Jinchuan. Characteristics of three organic matter pore types in the Wufeng-Longmaxi Shale of the Sichuan Basin, Southwest China [J]. *Scientific Reports*, 2018, 8(1): 7014.
- [34] LÖHR S C, BARUCH E T, HALL P A, et al. Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? [J]. *Organic Geochemistry*, 2015, 87: 119–132.
- [35] NIE Haikuan, JIN Zhijun, SUN Chuanxiang, et al. Organic matter types of the Wufeng and Longmaxi formations in the Sichuan Basin, South China: Implications for the formation of organic matter pores [J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(9): 8076–8100.
- [36] KNAPP L J, ARDAKANI O H, UCHIDA S, et al. The influence of rigid matrix minerals on organic porosity and pore size in shale reservoirs: Upper Devonian Duvernay Formation, Alberta, Canada [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 227: 103525.
- [37] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921–1938.
- [38] SUN Wenjibin, ZUO Yujun, LIN Zhang, et al. Impact of tectonic deformation on shale pore structure using adsorption experiments and 3D digital core observation: A case study of the Niutitang Formation in Northern Guizhou [J]. *Energy*, 2023, 278: 127724.
- [39] 聂海宽, 边瑞康, 张培先, 等. 川东南地区下古生界页岩储层微观类型与特征及其对含气量的影响[J]. *地学前缘*, 2014, 21(4): 331–343.
- NIE Haikuan, BIAN Ruikang, ZHANG Peixian, et al. Micro-types and characteristics of shale reservoir of the Lower Paleozoic in southeast Sichuan Basin, and their effects on the gas content

- [J]. *Earth Science Frontiers*, 2014, 21(4): 331–343.
- [40] NIE Haikuan, SUN Chuanxiang, LIU Guangxiang, et al. Dissolution pore types of the Wufeng Formation and the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, South China: Implications for shale gas enrichment[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 101: 243–251.
- [41] 王飞宇, 关晶, 冯伟平, 等. 过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(6): 764–768.
WANG Feiyu, GUAN Jing, FENG Weiping, et al. Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(6): 764–768.
- [42] 聂海宽, 何发岐, 包书景. 中国页岩气地质特殊性及其勘探对策[J]. *天然气工业*, 2011, 31(11): 111–116.
NIE Haikuan, HE Faqi, BAO Shujing. Peculiar geological characteristics of shale gas in China and its exploration countermeasures[J]. *Natural Gas Industry*, 2011, 31(11): 111–116.
- [43] HU Haiyan, ZHANG Tongwei, WIGGINS-CAMACHO J D, et al. Experimental investigation of changes in methane adsorption of bitumen-free Woodford Shale with thermal maturation induced by hydrous pyrolysis[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 59: 114–128.
- [44] JIN Zhijun, NIE Haikuan. Evolution history of overpressured and normally pressured shale gas reservoirs in Wufeng Formation-Longmaxi Formation, Sichuan Basin, China: An analysis from the perspective of source and seal coupling mechanism[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(18): 10870–10885.
- [45] 郑书桀. 中上扬子寒武纪早期有机质来源与类型及微体古生物组合对有机质保存的影响[D]. 武汉: 中国地质大学, 2019.
ZHENG Shucan. Origin and type of organic matter, microbial assemblages and their influence on organic matter preservation of Early Cambrian in the Yangtze plate[D]. China University of Geosciences (Wuhan), 2019.
- [46] ZHENG Shucan, CLAUSEN S, FENG Qinglai, et al. Review of organic-walled microfossils research from the Cambrian of China: Implications for global phytoplankton diversity[J]. *Review of Palaeobotany and Palynology*, 2020, 276: 104191.
- [47] 梁狄刚, 郭彤楼, 边立曾, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三) 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. *海相油气地质*, 2009, 14(2): 1–19.
LIANG Digang, GUO Tonglou, BIAN Lizeng, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 3): Controlling factors on the sedimentary facies and development of Palaeozoic marine source rocks[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2009, 14(2): 1–19.
- [48] MILLIKEN K L, ESCH W L, REED R M, et al. Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale (Mississippian), Fort Worth Basin, Texas[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(8): 1553–1578.
- [49] 聂海宽, 何治亮, 刘光祥, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气优质储层成因机制[J]. *天然气工业*, 2020, 40(6): 31–41.
NIE Haikuan, HE Zhiliang, LIU Guangxiang, et al. Genetic mechanism of high-quality shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi Fms in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(6): 31–41.
- [50] JIANG Tao, JIN Zhijun, LIU Guangxiang, et al. Source analysis of siliceous minerals and uranium in Early Cambrian shales, South China: Significance for shale gas exploration[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 101–108.
- [51] 郭彤楼. 中国页岩气发展的回顾与思考——从志留系到寒武系[J]. *油气藏评价与发*, 2025, 15(3): 339–348.
GUO Tonglou. Review and reflection on shale gas development in China: From Silurian to Cambrian[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2025, 15(3): 339–348.
- [52] KLAVER J, DESBOIS G, LITTKKE R, et al. BIB-SEM characterization of pore space morphology and distribution in postmature to overmature samples from the Haynesville and Bossier shales[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 59: 451–466.
- [53] 张国伟, 郭安林, 王岳军, 等. 中国华南大陆构造与问题[J]. *中国科学:地球科学*, 2013, 43(10): 1553–1582.
ZHANG Guowei, GUO Anlin, WANG Yuejun, et al. Tectonics of South China continent and its implications[J]. *Science China Earth Sciences*, 2013, 43(10): 1553–1582.
- [54] 汪泽成, 谢武仁, 姜华, 等. 四川盆地加里东期构造运动幕次及油气地质意义[J]. *海相油气地质*, 2023, 28(4): 349–359.
WANG Zecheng, XIE Wuren, JIANG Hua, et al. Episodes of Caledonian movement and their significance for hydrocarbon accumulation in Sichuan Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2023, 28(4): 349–359.
- [55] ZHAI Gangyi, WANG Yufang, LIU Guoheng, et al. The Sinian-Cambrian Formation shale gas exploration and practice in southern margin of Huangling paleo-uplift[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 109: 419–433.
- [56] TAO Jia, ZHANG Jinchuan, DANG Wei, et al. The potential of the oldest shale oil in China: Mesoproterozoic Hongshuizhuang and Xiamaling shales in the Yanshan Basin[J]. *Energy & Fuels*, 2024, 38(24): 23447–23465.
- [57] 聂海宽, 张金川, 金之钧, 等. 论海相页岩气富集机理——以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J]. *地质学报*, 2024, 98(3): 975–991.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, et al. Enrichment mechanism of marine shale gas—A case study of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, SW China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(3): 975–991.
- [58] HAN Yuanjia, MAHLSTEDT N, HORSFIELD B. The Barnett Shale: Compositional fractionation associated with intraformational petroleum migration, retention, and expulsion[J]. *AAPG Bulletin*, 2015, 99(12): 2173–2202.
- [59] JIA Chengzao. Breakthrough and significance of unconventional

- oil and gas to classical petroleum geology theory [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 1–10.
- [60] WU Liangliang, WANG Peng, GENG Ansong. Later stage gas generation in shale gas systems based on pyrolysis in closed and semi-closed systems [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2019, 206: 80–90.
- [61] MA Zhongliang, TAN Jingqiang, ZHENG Lunju, et al. Evaluating gas generation and preservation of the Wufeng-Longmaxi Formation shale in southeastern Sichuan Basin, China: Implications from semiclosed hydrous pyrolysis [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 129: 105102.
- [62] ZHAO Wenzhi, ZHANG Shuichang, HE Kun, et al. Origin of conventional and shale gas in Sinian-Lower Paleozoic strata in the Sichuan Basin: Relayed gas generation from liquid hydrocarbon cracking [J]. *AAPG Bulletin*, 2019, 103(6): 1265–1296.
- [63] 张莉, 熊永强, 陈媛, 等. 中国典型海相富有机质页岩的生气机理 [J]. *地球科学*, 2017, 42(7): 1092–1106.
- ZHANG Li, XIONG Yongqiang, CHEN Yuan, et al. Mechanisms of shale gas generation from typically organic-rich marine shales [J]. *Earth Science*, 2017, 42(7): 1092–1106.
- [64] LIU Quanyou, JIN Zhijun, WANG Xiaofeng, et al. Distinguishing kerogen and oil cracked shale gas using H, C-isotopic fractionation of alkane gases [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, 91: 350–362.
- [65] MAHLSTEDT N. Thermogenic formation of hydrocarbons in sedimentary basins [M]/WILKES H. *Biogeochemistry of Hydrocarbons and Lipids*. Cham: Springer, 2018: 1–30.
- [66] HORSFIELD B, ZOU Caineng, LI Jian, et al. Prediction of the gas-generating characteristics of the Qiongzhusi and Longmaxi formations, Yangtze Platform, southern China, using analogues [J]. *AAPG Bulletin*, 2021, 105(5): 945–985.
- [67] KROOSS B M, LITKE R, MÜLLER B, et al. Generation of nitrogen and methane from sedimentary organic matter: Implications on the dynamics of natural gas accumulations [J]. *Chemical Geology*, 1995, 126(3/4): 291–318.
- [68] GAI Haifeng, TIAN Hui, CHENG Peng, et al. Characteristics of molecular nitrogen generation from overmature black shales in South China: Preliminary implications from pyrolysis experiments [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2020, 120: 104527.
- [69] 郭彤楼, 邓虎成, 赵爽, 等. 四川盆地寒武系筇竹寺组新类型页岩气形成机理与勘探突破 [J]. *石油勘探与开发*, 2025, 52(1): 57–69.
- GUO Tonglou, DENG Hucheng, ZHAO Shuang, et al. Formation mechanisms and exploration breakthroughs of new type of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation, Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2025, 52(1): 57–69.
- [70] 杨梅华, 左银辉, 段新国, 等. 四川盆地寒武系筇竹寺组烃源岩灶演化及其对成藏的启示 [J]. *地球科学*, 2023, 48(2): 582–595.
- YANG Meihua, ZUO Yinhui, DUAN Xinguo, et al. Hydrocarbon kitchen evolution of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin and its enlightenment to hydrocarbon accumulation [J]. *Earth Science*, 2023, 48(2): 582–595.
- [71] 饶松, 杨轶南, 胡圣标, 等. 川西南地区下寒武统筇竹寺组页岩热演化史及页岩气成藏意义 [J]. *地球科学*, 2022, 47(11): 4319–4335.
- RAO Song, YANG Yinan, HU Shengbiao, et al. Thermal evolution history and shale gas accumulation significance of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southwest Sichuan Basin [J]. *Earth Science*, 2022, 47(11): 4319–4335.
- [72] 刘树根, 李泽奇, 邓宾, 等. 四川盆地震旦系灯影组深层碳酸盐岩储层沥青赋存形态及其油气藏示踪作用 [J]. *天然气工业*, 2021, 41(8): 102–112.
- LIU Shugen, LI Zeqi, DENG Bin, et al. Occurrence morphology of bitumen in Dengying Formation deep and ultra-deep carbonate reservoirs of the Sichuan Basin and its indicating significance to oil and gas reservoirs [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 102–112.
- [73] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制 [J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 147–153.
- WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2017, 39(2): 147–153.
- [74] FAN Qingqing, LIU Dadong, DU Wei, et al. In situ U–Pb dating of carbonate veins in Cambrian shales constrains fluid flow and hydrocarbon evolution at the southeastern margin of the Upper Yangtze platform, southwestern China [J]. *GSA Bulletin*, 2024, 136(7/8): 2875–2890.
- [75] LI Jianhua, DONG Shuwen, CAWOOD P A, et al. An Andean-type retro-arc foreland system beneath northwest South China revealed by SINOPROBE profiling [J]. *Earth and Planetary Science Letters*, 2018, 490: 170–179.
- [76] 何治亮, 胡宗全, 聂海宽, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气富集特征与“建造—改造”评价思路 [J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(5): 724–733.
- HE Zhiliang, HU Zongquan, NIE Haikuan, et al. Characterization of shale gas enrichment in the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its evaluation of geological construction-transformation evolution sequence [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2017, 28(5): 724–733.
- [77] 金之钧, 龙胜祥, 周雁, 等. 中国南方膏盐岩分布特征 [J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(5): 571–583, 593.
- JIN Zhijun, LONG Shengxiang, ZHOU Yan, et al. A study on the distribution of saline-deposit in southern China [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(5): 571–583, 593.
- [78] LIU Wenhui, LI Yining, LIU Quanyou, et al. Roles of gypsum/salt-bearing sequence in hydrocarbon accumulation and storage [J]. *Energy Geoscience*, 2023, 4(1): 93–102.
- [79] 石书缘, 胡素云, 刘伟, 等. 深层古老碳酸盐岩—膏盐岩组合油

- 气成藏特征[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(1): 48-61.
- SHI Shuyuan, HU Suyun, LIU Wei, et al. Hydrocarbon accumulation in deep ancient carbonate-evaporite assemblages [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(1): 48-61.
- [80] 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集[J]. 石油学报, 2016, 37(5): 557-571.
- NIE Haikuan, JIN Zhijun, BIAN Ruikang, et al. The “source-cap hydrocarbon-controlling” enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(5): 557-571.
- [81] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: Hydrocarbon self-sealing and intermolecular forces [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 507-526.
- [82] 赵珊, 刘华, 杨宪章, 等. 温-压耦合作用下深层盐岩盖层封闭能力演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(5): 1321-1332.
- ZHAO Shan, LIU Hua, YANG Xianzhang, et al. Evolutionary characteristics of sealing capacity of deep salt caprocks under temperature-pressure coupling[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1321-1332.
- [83] MONTGOMERY S L, JARVIE D M, BOWKER K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential [J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155-175.
- [84] 谢丹. 井研-犍为地区筇竹寺组页岩气富集条件研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2016.
- XIE Dan. The study on shale gas accumulation conditions of Qiongzhusi Formation in Jingyan-Qianwei area [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2016.
- [85] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion [J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 523-533.
- [86] NIE Haikuan, LI Donghui, LIU Guangxiang, et al. An overview of the geology and production of the Fuling shale gas field, Sichuan Basin, China [J]. *Energy Geoscience*, 2020, 1(3/4): 147-164.
- [87] GAO Jian, HE Sheng, ZHAO Jianxin, et al. Sm-Nd isochron dating and geochemical (rare earth elements, $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$, $\delta^{18}\text{O}$, $\delta^{13}\text{C}$) characterization of calcite veins in the Jiaoshiba shale gas field, China: Implications for the mechanisms of vein formation in shale gas systems [J]. *GSA Bulletin*, 2020, 132(7/8): 1722-1740.
- [88] NIE Haikuan, HE Zhiliang, WANG Ruyue, et al. Temperature and origin of fluid inclusions in shale veins of Wufeng-Longmaxi formations, Sichuan Basin, South China: Implications for shale gas preservation and enrichment [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107329.
- [89] 李彦佑, 吴娟, 周志鹏, 等. 四川盆地德阳—安岳裂陷槽中段寒武系筇竹寺组页岩气差异富集过程—来自裂缝脉体与流体包裹体的证据[J]. 石油实验地质, 2025, 47(5): 988-1002.
- LI Yanyou, WU Juan, ZHOU Zhipeng, et al. Differential enrichment process of shale gas in Cambrian Qiongzhusi Formation in middle section of Deyang-Anyue rift trough, Sichuan Basin: Evidence from fracture veins and fluid inclusions [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2025, 47(5): 988-1002.
- [90] 秦建中, 申宝剑, 付小东, 等. 海相优质烃源岩[M]. 北京: 科学出版社, 2024.
- QIN Jianzhong, SHEN Baojian, FU Xiaodong, et al. Marine high-quality hydrocarbon source rocks [M]. Beijing: Science Press, 2024.
- [91] LI Shuangjian, SUN Wei, LI Yingqiang, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration targets of the Sinian Dengying Formation in the southeastern Sichuan Basin [J]. *Energy Geoscience*, 2023, 4(3): 100154.
- [92] NIE Haikuan, JIN Zhijun, LI Pei, et al. Deep shale gas in the Ordovician-Silurian Wufeng-Longmaxi formations of the Sichuan Basin, SW China: Insights from reservoir characteristics, preservation conditions and development strategies [J]. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2023, 244: 105521.
- [93] 彭平安, 贾承造. 深层烃源演化与原生轻质油/凝析油气资源潜力[J]. 石油学报, 2021, 42(12): 1543-1555.
- PENG Pingan, JIA Chengzao. Evolution of deep source rock and resource potential of primary light oil and condensate [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(12): 1543-1555.

(编辑 王迪)