

引用格式:桑树勋,何俊杰,韩思杰,等.煤系气储层孔隙发育特征与成藏潜力:以尼泊尔低喜马拉雅造山带Tansen地区为例[J].油气藏评价与开发,2025,15(6):947-958.
SANG Shuxun, HE Junjie, HAN Sijie, et al. Pore development characteristics and accumulation potential of coal measure gas reservoirs: A case study of Tansen area in Lesser Himalayan orogenic belt, Nepal[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(6): 947-958.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.06.001

煤系气储层孔隙发育特征与成藏潜力 ——以尼泊尔低喜马拉雅造山带Tansen地区为例

桑树勋^{1,2}, 何俊杰^{1,2}, 韩思杰^{3,4}, KUMAR Khadka^{1,2,6}, 周效志^{1,2}, 刘世奇^{1,2},
UPENDRA Baral⁵, SAUNAK Bhandari⁶

(1. 中国矿业大学资源与地球科学学院, 江苏 徐州 221116; 2. 中国矿业大学煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室, 江苏 徐州 221008; 3. 中国矿业大学江苏省煤基温室气体减排与资源化利用重点实验室, 江苏 徐州 221008; 4. 中国矿业大学碳中和研究院, 江苏 徐州 221008; 5. 尼泊尔基础研究院, 尼泊尔 加德满都 44600; 6. 尼泊尔地质矿产局, 尼泊尔 加德满都 44600)

摘要:煤系气是非常规天然气的重要类型,其成储、成藏是构造沉积作用耦合配置下的结果,尼泊尔低喜马拉雅造山带是研究复杂构造区煤系气储层发育与富集规律的重点区域。以尼泊尔低喜马拉雅造山带Tansen地区Gondwana群和Surkhet群煤系气储层为研究对象,分析了冈瓦纳及前陆盆地煤系气储层类型与组合特征,不同煤系气储层微观孔隙形貌发育与孔隙结构特征,探讨了逆冲推覆作用下煤系气储层孔裂隙演化过程与优势孔裂隙形成机制,最后,初步预测了煤系气潜在有利储层、有利区与资源潜力。研究结果表明:①尼泊尔低喜马拉雅造山带煤系气储层组合类型主要包括“源储一体型”的煤层-页岩气型、“下生上储型”的煤层-致密砂岩气型和页岩-致密砂岩气型以及“源储紧邻型”的煤层-页岩-致密砂岩气型;②页岩矿物相关的中孔与有机质微孔发育,孔隙占总孔隙64.6%,比表面积占总比表面积98.1%,煤层主要发育微孔,总比表面积达8.22 m²/g,致密砂岩以粒间孔和微裂隙为主,渗透性在各类储层中最高;③页岩孔裂隙具有破坏和新生双重效应,逆冲推覆作用下不同岩性煤系气储层孔裂隙系统演化各异,煤层主要发生构造揉皱作用并发育更多微孔,致密砂岩则主要表现为构造裂隙的形成与扩展;④Tansen地区东南部Jhadewa矿区是煤系气潜在有利区,Surkhet群Bhainskati组煤层-页岩组合是煤系气优势储层类型,初步估算该地区煤系气资源量达5.04×10⁸ m³。研究旨在初步查明尼泊尔低喜马拉雅造山带煤系气潜在有利储层与有利区,为尼泊尔油气资源评价与勘探研究提供方向。

关键词:尼泊尔;低喜马拉雅造山带;煤系气储层;组合类型;孔隙-裂隙;成储成藏潜力

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Pore development characteristics and accumulation potential of coal measure gas reservoirs: A case study of Tansen area in Lesser Himalayan orogenic belt, Nepal

SANG Shuxun^{1,2}, HE Junjie^{1,2}, HAN Sijie^{3,4}, KUMAR Khadka^{1,2,6}, ZHOU Xiaozhi^{1,2}, LIU Shiqi^{1,2}, UPENDRA Baral⁵, SAUNAK Bhandari⁶

(1. School of Resources and Earth Science, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221116, China; 2. Key Laboratory of Coal Methane Resources and Reservoir Formation Process of the Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 3. Jiangsu Key Laboratory of Coal-based Greenhouse Gas Control and Utilization, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 4. Carbon Neutrality Institute, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu 221008, China; 5. Nepal Academy of Science and Technology, Kathmandu 44600, Nepal; 6. Department of Mines and Geology, Nepal, Kathmandu 44600, Nepal)

Abstract: Coal measure gas is an important type of unconventional natural gas, and its formation and accumulation are the result of the coupling configuration of tectonic sedimentation. The Lesser Himalayan orogenic belt in Nepal is a key area for studying the development and enrichment patterns of coal measure gas reservoirs in complex structural areas. In this study, the coal measure gas reservoirs of the Gondwana Group and Surkhet Group in the Tansen area of the Lesser Himalayan orogenic belt in Nepal were taken as the research objects. The types and combination characteristics of coal measure gas reservoirs in Gondwana and foreland basins were analyzed. The development

收稿日期:2024-10-03。

第一作者简介:桑树勋(1967—),男,博士,二级教授,主要从事煤系非常规天然气勘探开发、碳中和科学与工程等方面的研究工作。地址:江苏省徐州市泉山区金山东路1号中国矿业大学(文昌校区)碳中和研究院,邮政编码:221008。E-mail:shxsang@cumt.edu.cn

通信作者简介:何俊杰(2000—),男,在读博士研究生,主要从事煤系非常规天然气勘探开发研究工作。地址:江苏省徐州市泉山区金山东路1号中国矿业大学(文昌校区)碳中和研究院,邮政编码:221008。E-mail:JunjieHe0930@163.com

基金项目:江苏省创新支撑计划国际科技合作“一带一路”创新合作项目“非常规天然气资源潜力与勘探开发技术模式的合作研究”(BZ2022015);国家自然科学基金项目“煤系气高效勘探开发的岩石力学地层理论方法体系研究”(42030810);中国矿业大学研究生创新计划“基于岩石力学地层理论的煤系气共采储层改造机理研究”(2024WLKXJ008)。

of microscopic pore-fracture system morphology and pore structure characteristics of different coal measure gas reservoirs were analyzed. The evolution process of pore-fracture systems and the formation mechanisms of dominant pore-fracture systems in coal measure gas reservoirs under the action of thrust nappe were discussed. Finally, potential favorable reservoirs, favorable areas, and resource potential of coal measure gas were preliminarily predicted. The results showed that: (1) The combination types of coal measure gas reservoirs in the Lesser Himalayan orogenic belt of Nepal mainly included the “source-reservoir integration” type of coal-shale gas, the “lower source-upper reservoir” type of coal-tight sandstone gas and shale gas-tight sandstone gas, and the “source-reservoir adjacent” type of coal-shale gas-tight sandstone gas. (2) The mesopores and organic matter micropores related to shale minerals were well developed, accounting for 64.6% of total pore volume and 98.1% of total specific surface area. The coal seam mainly developed micropores, and the total specific surface area reached 8.22 m²/g. In tight sandstones, intergranular pores and microfractures were predominant, demonstrating the highest permeability among all types of reservoirs. (3) The shale pore-fracture system had the dual effects of destruction and regeneration. The evolution of pore-fracture system in coal measure gas reservoirs with different lithologies varied under the action of thrust nappe. The coal seam mainly experienced cataclastic deformation, resulting in the development of more micropores, while the tight sandstones were mainly characterized by the formation and propagation of structural fractures. (4) The coal-shale combination of the Bhainskati Formation of the Surkhet Group in the Tansen area was the dominant coal measure gas reservoir type. The Jhadewa mining area in the southeast of Tansen area was a potential favorable area for coal measure gas. It was preliminarily estimated that the coal measure gas resources in this area reached 5.04×10⁸ m³. This study preliminarily identifies the potential favorable reservoirs and favorable areas of coal measure gas in the Lesser Himalayan orogenic belt of Nepal, providing direction for the evaluation and exploration of oil and gas resources in Nepal.

Keywords: Nepal; Lesser Himalayan orogenic belt; coal measure gas reservoir; combination types; pore-fracture system; reservoir formation and accumulation potential

在全球天然气需求增长和供需矛盾突出的背景下,作为天然气增储上产的重要领域,煤系气勘探开发日益受到重视。煤系作为特定地质历史阶段形成的赋煤沉积岩系,其显著特征在于内含煤层或煤线,且这些煤岩与围岩之间存在组合关系和紧密的成因联系^[1-2]。煤系气是指在地质历史演化过程中,由含煤地层烃源岩热成因和生物成因生成、赋存在煤系中的非常规天然气烃类气体组成,包括煤层气、煤系页岩气、煤系致密砂岩气及煤系灰岩气等^[3-4],是近年来非常规天然气的研究热点之一^[5-13]。煤系气生-储组合类型主要有下生上储型、“源储一体型”以及“源储紧邻型”^[14-15]。煤系气储层孔裂隙系统是影响煤系气赋存和渗流的直接关键因素,并决定了煤系气选区评价、井位部署和开发工艺^[16-17]。部分学者针对煤系气储层孔隙结构开展了大量研究,认为煤系气储层中孔隙的发育特征主要受到物质组成、热演化阶段、成岩改造、地应力及应变的影响^[18-20]。但针对复杂构造区,特别是强烈逆冲推覆构造发育的造山带,煤系气储层孔隙结构及煤系气勘探开发潜力的研究较少,构造变形对储层孔隙结构的影响规律尚不清晰。有学者研究表明,盆内随着构造变形的增强,煤系气储层中的孔隙结构会发生显著变化,主要表现为微孔增多,影响煤系气储集、保存与渗流产出^[21]。

尼泊尔地处喜马拉雅山南麓典型的造山带逆冲推覆构造核心区域,已有油气地质调查结果显示:尼泊尔低喜马拉雅造山带冈瓦纳与上冈瓦纳岩系发育厚层的生气母岩(富有机质页岩、煤岩等),成熟度高、生烃潜力较大、上覆储层盖层匹配性好,存在多种类型的地层圈闭和构造圈闭,具有发育煤系非常规天然气藏的地质条件^[22-23],然

而,目前尼泊尔已施工油气探井未获工业气流,煤系气地质专门研究尚未开展,且尼泊尔能源工业基础薄弱,仅有少量年产不超过10×10⁴ t的小煤矿,尚无油气开发生产,但有多处“油苗”“气苗”等油气显示。目前,研究工作得到江苏省“一带一路”国际合作项目资助,油气勘探正在中国“一带一路”倡议帮助下有序开展。

以尼泊尔低喜马拉雅造山带 Tansen 地区中生代 Gondwana 群和 Surkhet 群煤系气储层为研究对象,通过野外地质调查、储层岩石学等研究,判识出潜在的煤系气类型及其组合,查明了煤系气储层微观孔裂隙形貌与结构特征,阐释了逆冲推覆构造背景下煤系气储层孔裂隙演化规律,最后,分析得到了煤系气潜在有利储层(段)、有利区,并初步计算了煤系气资源潜力,为尼泊尔低喜马拉雅造山带煤系气勘探开发提供储层和成藏地质依据。

1 地质背景

尼泊尔喜马拉雅造山带位于总长达2 400 km的弧形喜马拉雅山脉的中央区域,长度约为800 km,构造上位于印度板块和拉萨板块之间,由一系列独立且具有独特岩石学特征的构造-地层单元组成,同时受到印度板块俯冲的影响,发育了多组北西-南东向的逆冲断裂带,包括主中央逆冲断裂带(MCT)、主边界逆冲断裂带(MBT)和主前缘逆冲断裂带(MFT)等(图1a)。尼泊尔低喜马拉雅造山带位于MBT和MCT之间,自东向西出露逐渐增大,地层展布上发育下低喜马拉雅序列、上低喜马拉雅序列、冈瓦纳序列以及喜马拉雅前陆盆地序列。受强烈且大规模逆冲推覆作用的影响,大部分中生界含煤层系

隐伏于中生界地层之下,低喜马拉雅造山带地表出露岩层多为低变质程度的元古界—古生界沉积岩,仅在Tansen地区Surkhet群出露少量完整的煤系层序^[24]。尼泊尔低喜马拉雅造山带自下而上发育了前寒武纪—早古生代Lakharpata群地层、晚石炭世—早二叠世的Gondwana群地层、晚始新世—渐新世的Surkhet群地层、中中新世—上新世的Siwalik群地层,其中,Lakharpata群、Gondwana群和Surkhet群地层之间互呈角度不整合接触关系,煤系地层主要发育在Gondwana群顶部Amile组和Surkhet群底部Bhainskati组,煤层总数为5层,煤层总厚度约8 m,均以强变形破碎的构造煤为主(图1b、图1c)。在Gondwana群中: Sisne组由砂岩、碳质页岩以及深灰色页岩与混合岩互层组成,形成于滨岸亚相—岸后沼泽微相环境;Taltung组由砾岩、砂岩和紫色页岩组成并含有植物化石,形成环境与Sisne组相同;Gondwana群顶部Amile组由煤层和砂岩互层组成,形成于滨岸亚相—临滨微相环境。在Surkhet群中:Bhainskati组由煤层、碳质页岩夹条带状深灰色灰岩组成,形成于浅水陆棚相环境;

Dumri组由红褐色砂岩与紫色、灰色页岩互层,页岩中发育植物化石,形成于滨湖亚相—滨湖砂泥混合滩微相环境。

2 潜在煤系气类型及其组合

尼泊尔低喜马拉雅造山带煤系地层经历了复杂的沉积充填和后期构造改造作用,构造沉积演化过程影响煤系气共生组合类型。根据尼泊尔低喜马拉雅造山带的野外地质调查结果,结合部分学者的研究成果,总结了该地区煤系气共生组合类型并建立了相应组合模式。研究区煤系气储层的共生组合类型大致划分为4种(图2):①煤层—页岩型煤系气藏,这种气藏发育在Surkhet群底部Bhainskati组,为浅水陆棚相的碳质页岩和煤层多层交互叠置,多为薄互层结构,形成煤层—页岩的共生组合;②煤层—致密砂岩型煤系气藏,这种气藏发育在Gondwana群Amile组底部,为滨岸—临滨的灰色、灰绿色石英砂岩与煤层多层交互叠置,煤层较薄但致密砂岩厚度大,形成煤层—致密砂岩的共生组合;

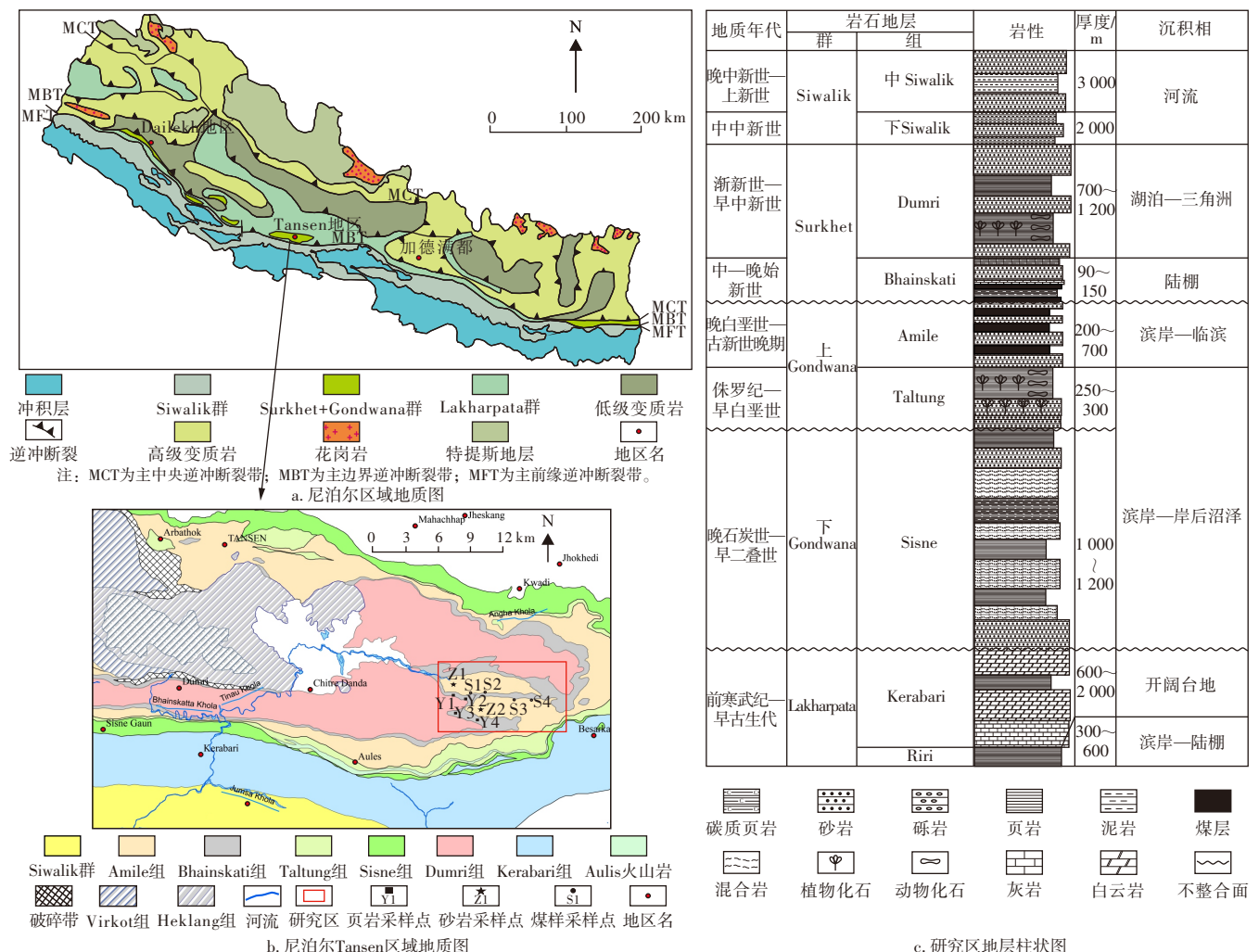


图1 尼泊尔低喜马拉雅造山带Tansen地区地质图及地层柱状图

Fig. 1 Geological and stratigraphic column map of Tansen area in the Lesser Himalaya orogenic belt, Nepal

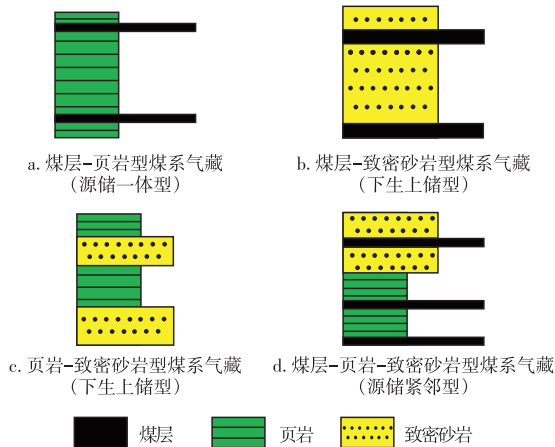


图2 Tansen地区煤系气储层共生组合类型

Fig. 2 Combination types of coal measure gas reservoirs in Tansen area

③ 页岩-致密砂岩型煤系气藏,这种气藏发育在 Surkhet 群顶部 Dumri 组上部,为湖泊相滨湖砂泥与滩中的砂泥岩交互而成,发育多层页岩,厚度变化不一,致密砂岩厚度较大,形成页岩-致密砂岩的共生组合;④ 煤层-页岩-致密砂岩型煤系气藏,这种气藏发育在 Surkhet 群 Bhainskati 组和 Dumri 组下部,由三角洲平原相分流河道中的砂岩、分流间湾中的暗色泥页岩和煤层构成,煤层、页岩、致密砂岩互层频繁,且煤层多为薄层,形成煤层-页岩-致密砂岩的共生组合^[25-26]。

2.1 煤层-页岩型

煤层-页岩型煤系气藏主要发育在 Tansen 地区 Surkhet 群底部 Bhainskati 组,源储关系为“源储一体型”,Bhainskati 组沉积环境主要为浅海陆棚相,浅海陆棚相沉积物种类丰富,主要包括碳质泥(页)岩、煤层、致密砂岩等,这些沉积物中富含有机质和矿物质,为煤层-页岩型煤系气藏的形成提供了丰富的物质基础。

“煤层+页岩”共存组合形式的“源储一体型”煤系两气(煤层气和煤系页岩气)组合气藏的烃源岩主要为黑色碳质页岩和煤层,Bhainskati 组黑色碳质页岩厚度介于 90~150 m,在区内稳定发育,根据采集的黑色碳质页岩样品有机质特征分析和岩石热解实验结果,页岩的 TOC(总有机碳)含量介于 0.71%~1.56%, R_o (镜质体反射率)介于 1.626%~2.955%, T_{max} (最高热解峰温)介于 480~507 °C,有机质类型为 III 型干酪根,但有部分学者的研究认为 Bhainskati 组黑色碳质页岩 TOC 含量介于 0.7%~5.56%, R_o 介于 1.83%~2.14%^[22],处于过成熟阶段。Bhainskati 组煤层受到多个逆冲断裂控制,在强烈揉皱和挤压断裂下形成复杂的煤体结构,且以构造煤发育为主, R_o 介于 1.73%~3.27%,处于有机质演化的高成熟和过成熟阶段。Bhainskati 组的黑色碳质页岩和煤层

是煤层-页岩型煤系气藏的主要烃源岩与储层,烃源岩成熟度高、厚度大,具备煤层-页岩型煤系气藏成藏和开发潜力。

2.2 煤层-致密砂岩型

煤层-致密砂岩型煤系气藏主要发育在 Tansen 地区 Gondwana 群 Amile 组,源储关系为“下生上储型”,Amile 组沉积环境主要为滨海沉积体系中水动力相对较强的滨岸相,滨岸相煤系的沉积物类型包括粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、砂岩、煤层以及生物碎屑等,这些沉积物在海水的周期性进退和河流的携带作用下有机质得以保存并富集,并且多个薄煤层与致密砂岩储层在垂向上交替出现,形成复杂的多层叠置现象。

研究区“煤层+砂岩”共存组合形式的“下生上储型”煤系两气组合气藏的烃源岩主要为 Amile 组的煤层,煤岩煤质分析结果显示:挥发分质量分数介于 13.34%~25.03%,水分质量分数介于 1.12%~5.00%,灰分质量分数介于 7.91%~48.99%,较高的灰分也表明该套煤层沉积过程中受物源输入影响较大,烃源岩整体质量相较于 Bhainskati 组煤层更差。Amile 组煤样 R_o 介于 2.90%~3.34%,有机质类型为 III 型干酪根,生烃类型以干气为主,具备良好的生烃潜力。煤层-致密砂岩型煤系气藏的储层主要为 Gondwana 群 Amile 组的中-细粒石英砂岩,Amile 组砂岩厚度约 50 m,矿物成分主要包括石英、长石、方解石和黏土矿物,胶结程度好,呈孔隙充填式胶结,磨圆为次棱-次圆状,具有较好的储集性。虽然烃源岩成熟度高,已过生气高峰,但储层条件优越,因此,寻找该煤系气藏的关键是确定地质历史时期形成的圈闭。研究区中新世代地层在推覆作用下形成了次逆冲构造顶部、地层尖灭以及斜坡背斜等多种圈闭类型,具有一定勘探潜力。

2.3 页岩-致密砂岩型

页岩-致密砂岩型煤系气藏主要发育在 Tansen 地区 Surkhet 群 Dumri 组上部,源储关系为“下生上储型”,Dumri 组上部的沉积环境为滨湖相,滨湖相煤系岩性组合复杂多样,主要包括泥(页)岩、粉砂质泥岩以及粉砂岩等,这些岩性在垂向上呈互层状出现,有利于气体储存和运移,形成煤系非煤段中的页岩-致密砂岩型煤系气藏。

研究区“页岩+砂岩”共存组合形式的“下生上储型”煤系两气组合气藏的烃源岩主要为 Surkhet 群 Dumri 组上部的黑色碳质页岩,TOC 含量介于 0.63%~1.49%, R_o 介于 1.055%~2.495%,有机质类型为 III 型干酪根,有机质成熟度较高,处于生气(干气)高峰阶段,具备良好的生烃潜力。页岩气-致密砂岩气型煤系气藏的储层主要为 Dumri 组上部的中-粗粒石英砂岩和长石石英砂岩,

两者在垂向上形成薄互层的发育特征,并且在顶部发育有紫色、深灰色页岩,具有良好的封闭性,对气藏形成具有良好的封盖作用,表明研究区具备页岩—致密砂岩型煤系气藏的富集潜力。

2.4 煤层-页岩-致密砂岩型

煤层-页岩-致密砂岩型煤系气藏主要发育在Tansen地区Surkhet群Bhainskati组和Dumri组下部,源储关系以“源储紧邻型”为特征,Dumri组下部的沉积环境为三角洲平原相,由三角洲平原相分流河道相砂岩、分流间湾相页岩和泥炭沼泽相煤层构成,形成了煤层-页岩-致密砂岩型煤系气藏。

研究区“煤层+页岩+砂岩”共存组合形式的“源储紧邻型”煤系三气(煤层气、煤系页岩气和煤系致密砂岩气)组合气藏的烃源岩主要为Surkhet群Dumri组下部的煤层,该煤层紧邻下部的Bhainskati组煤层,其有机质特征与Bhainskati组煤层相似,生烃潜力较高。煤层-页岩-致密砂岩型煤系气藏的储层主要为Surkhet群Dumri组下部的灰色、紫色页岩和细一中粒石英砂岩,其中页岩厚度约20 m,既可作为良好的储集层也可以作为良好的盖层;石英砂岩厚度约100 m,表明Dumri组下部的页岩和砂岩具有良好的储层条件,局部裂隙和断层是沟通烃源岩和储集层的通道,形成了有效的煤系三气生储盖组合类型。

3 煤系气储层孔裂隙形貌与结构特征

3.1 煤系页岩气储层

Bhainskati组碳质页岩的孔裂隙类型主要包括了有机质孔、粒间孔、粒内孔以及微裂缝。有机质孔较小,呈圆形或椭圆形;粒间孔孔径介于数十至数百纳米之间,呈长条形、圆形、角形及裂隙状;粒内孔见于石英、黏土及有机质中,常以溶蚀孔隙的形式出现;微裂缝多出现在片状黏土矿物解理面内或脆性矿物边缘,常表现为锯齿状、不规则或之字形边界,这些微裂缝连通了页岩中的粒间孔,有助于提高页岩储层的局部连通性(图3)。

高压压汞孔隙测试介于5 nm~100 μm,能够表征页岩大、中孔发育特征,孔容介于0.008~0.035 cm³/g,中孔(2~50 nm)占比较高,达到47.2%,比表面积介于1.038~9.790 m²/g,平均孔径介于14.30~40.60 nm,表明该页岩主要发育较大尺寸中孔,大孔与微裂隙不发育,利于气体解吸扩散。低温N₂吸附测试范围与中孔孔径相当,孔容介于(9.27~39.90)×10⁻² cm³/g,比表面积介于6.94~31.21 m²/g,平均孔径介于35.37~76.90 nm。液氮吸附获得的总孔容与高压压汞相当,但总比表面积显著高于高压压汞,这一结果表明页岩中发育了更

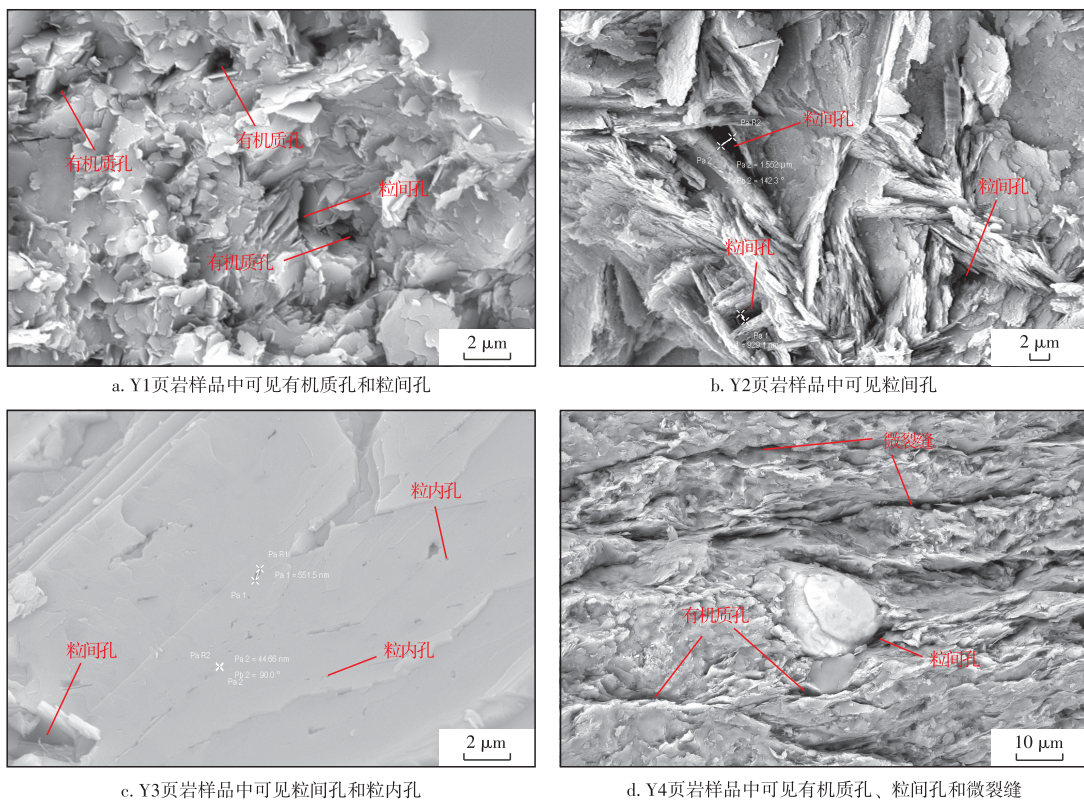


图3 Tansen地区Surkhet群底部Bhainskati组页岩储层扫描电镜下孔隙特征

Fig. 3 Pore characteristics of Bhainskati Formation shale reservoir at base of Surkhet Group under scanning electron microscope in Tansen area

多的小尺寸中孔,甚至微孔,能为页岩提供更多的气体保存空间。低压 CO₂ 吸附只能探测小于 1.41 nm 的微孔,测试结果显示,微孔孔容介于 (5.83~12.95)×10⁻³ cm³/g,

微孔平均孔径介于 1.11~1.41 nm,微孔比表面积高达 46.81 m²/g,说明页岩有机质孔和矿物结构孔发育(表1)。

表1 Tansen 地区 Surkhet 群底部 Bhainskati 组碳质页岩孔隙测试结果

Table 1 Carbonaceous shale pore test results of Bhainskati Formation at base of Surkhet Group in Tansen area

样品	高压压汞			低温 N ₂ 吸附			低压 CO ₂ 吸附		
	孔容/ (cm ³ /g)	比表面积/ (m ² /g)	平均孔径/ nm	孔容/ (cm ³ /g)	比表面积/ (m ² /g)	平均孔径/ nm	微孔孔容/ (cm ³ /g)	微孔比表面积/ (m ² /g)	微孔平均孔径/ nm
Y1	0.012	1.196	40.60	9.27×10 ⁻²	7.78	47.67	7.49×10 ⁻³	21.70	1.38
Y2	0.035	7.424	19.20	10.60×10 ⁻²	11.98	35.73	7.57×10 ⁻³	24.50	1.41
Y3	0.035	9.790	14.30	39.90×10 ⁻²	31.21	51.09	12.95×10 ⁻³	46.81	1.11
Y4	0.008	1.038	31.80	13.30×10 ⁻²	6.94	76.90	5.83×10 ⁻³	16.60	1.40

页岩样品的孔径分布呈现出不同的峰值模式:高压压汞实验显示孔径峰值集中于中孔范围,孔径高峰分布在 10 nm 左右;低温 N₂ 吸附实验显示孔径峰值同样集中于中孔范围,孔径高峰分布在 4 nm 左右;低压 CO₂ 吸附实验显示孔径高峰分布在 0.6 nm 左右。基于 3 种孔隙结构表征测试技术,建立了页岩全尺度孔径分布曲线(图4),结果显示:页岩孔隙孔径介于 5 nm~100 000 μm,其中,纳米孔隙(小于 300 nm)占比较大,而大孔—微裂缝(大于 1 000 nm)占比较小,页岩孔隙整体以中孔和微孔发育为主,大孔占比较小,孔径高峰主要分布在 10 nm 左右、4 nm 左右、0.6 nm 左右,中孔主要由粒间孔提供,是气体扩散渗流的通道,而微孔主要由粒内孔提供,是气体保存的主要空间,Bhainskati 组页岩具有良好的气体保存和运移条件。

3.2 煤储层

Tansen 地区 Gondwana 群顶部 Amile 组煤储层中可见摩擦孔、角砾孔和碎粒孔发育。摩擦孔是由构造挤压应力作用下煤体面与面之间发生摩擦而形成一些孔洞;角砾孔受构造应力场及其演化作用影响,使得煤层遭受破坏而在角砾之间形成一系列外生孔洞,角砾孔分布稀疏,形态多样,多呈压扁的扁长状和线形状,孔径一般小

于 5 μm;碎粒孔是在构造应力场演化作用下,煤体遭受破坏而形成大量碎粒,这些碎粒组合、堆叠后在碎粒间形成的孔隙,碎粒孔呈条状或片状,孔径介于 0.5~5.0 μm,该类孔隙在流体运移过程中容易发生滚动和位移,进而发生碎粒堵塞孔裂隙系统,不利于流体的高效渗流产出(图5)。

Tansen 地区 Gondwana 群 Amile 组煤样的吸附—解吸等温线显示(图 6a):解吸回线表现出明显的滞后现象,从滞后环的形状来看,煤样存在楔形半封闭孔隙和墨水

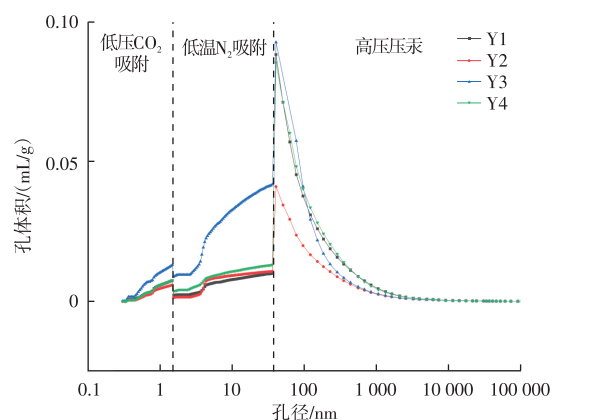
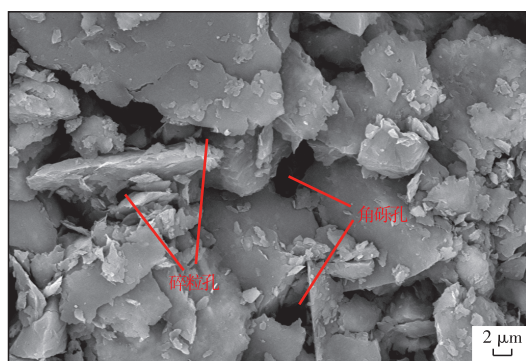
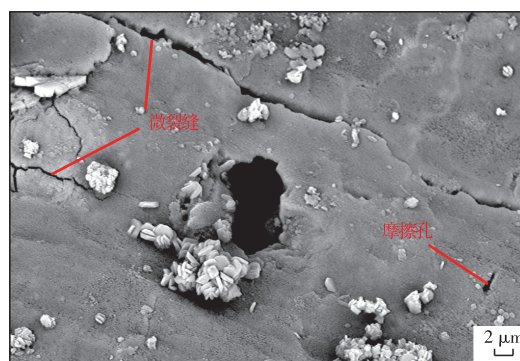


图4 Tansen 地区 Surkhet 群底部 Bhainskati 组页岩全孔径分布
Fig. 4 Full pore size distribution of shale of Bhainskati Formation at base of Surkhet Group in Tansen area



a. S1煤样中可见碎粒孔和角砾孔



b. S2煤样中可见微裂缝和摩擦孔

图5 Tansen 地区 Gondwana 群 Amile 组煤储层扫描电镜下孔隙特征

Fig. 5 Pore characteristics of coal reservoirs of Amile Formation of Gondwana Group in Tansen area under scanning electron microscope

瓶形孔隙^[27]。联合高压压汞和低压CO₂吸附实验,测得煤样的全孔径段表征,煤样的孔径分布均呈现多峰分布特征,不同煤样峰值孔容有明显差别,煤孔隙整体以微孔发育为特征,属于强烈挤压与变质作用的碎粒孔,中孔和大孔占比较小。研究结果显示(图6b):高压压汞实验显示孔径峰值集中于中孔范围,表现宽峰分布;低温N₂吸附实验显示孔径峰值同样集中于中孔范围,孔径高峰分布在4 nm左右;低压CO₂吸附实验显示孔径高峰分布在0.5 nm左右。

3.3 煤系致密砂岩气储层

Tansen地区 Gondwana群顶部 Amile组煤系致密砂岩储层扫描电镜图像显示砂岩内部广泛存在微裂缝,微裂缝宽度在几至几十微米,裂面粗糙不平或呈波状,是由脆性变形形成的张性裂缝,并且裂缝中充填有方解石颗粒。孔隙大小平均介于52.9~59.0 nm,孔隙主要由石英和黏土矿物中的粒间孔和粒内孔构成,有少量的摩擦孔(图7)。Amile组砂岩样品孔隙度低,介于1.58%~3.90%,相对渗

透率低,介于(0.147~8.730)×10⁻³ μm²,具备典型的致密砂岩储层特征。

4 造山带煤系气储层孔裂隙演化规律

4.1 强烈构造作用对煤系气储层特征的影响

印度—欧亚板块碰撞下形成的主中央逆冲断裂带(MCT)、主边界逆冲断裂带(MBT)、Ramgarh断裂带(RMT)及其伴生的褶皱和断层对中新世地层层序、几何特征、变质程度(包含烃源岩动力变质作用)、岩石结构等产生了重要影响,其中就包括了对Tansen地区 Gondwana群和 Surkhet群煤系气储层的破坏和改造。由于致密砂岩、页岩、煤层在地层厚度、岩石力学强度、储层孔隙类型上存在显著差异,因此,相同构造背景下同一层系内煤系气储层,特别是孔隙类型与结构的改造的方式均不相同。

研究区煤系页岩储层受到了逆冲断层的影响,褶皱变形是其最主要的特征,由于页岩岩石力学强度较低,在挤压应力下常在坚硬岩石,如砂砾岩夹层中薄层的页岩

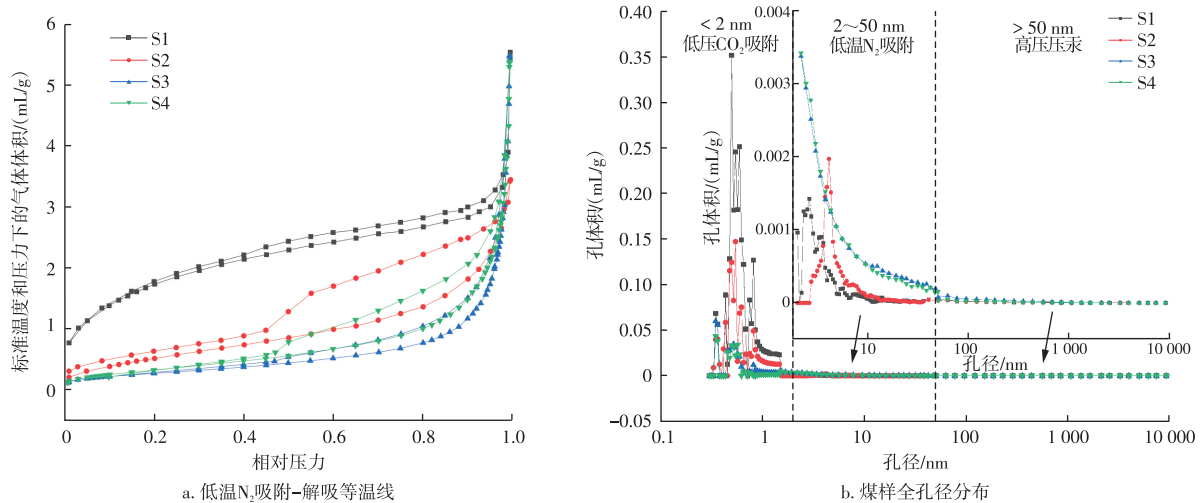


图6 Tansen地区 Gondwana群 Amile组煤样孔径特征

Fig. 6 Pore size characteristics of coal samples from Amile Formation of Gondwana Group in Tansen area

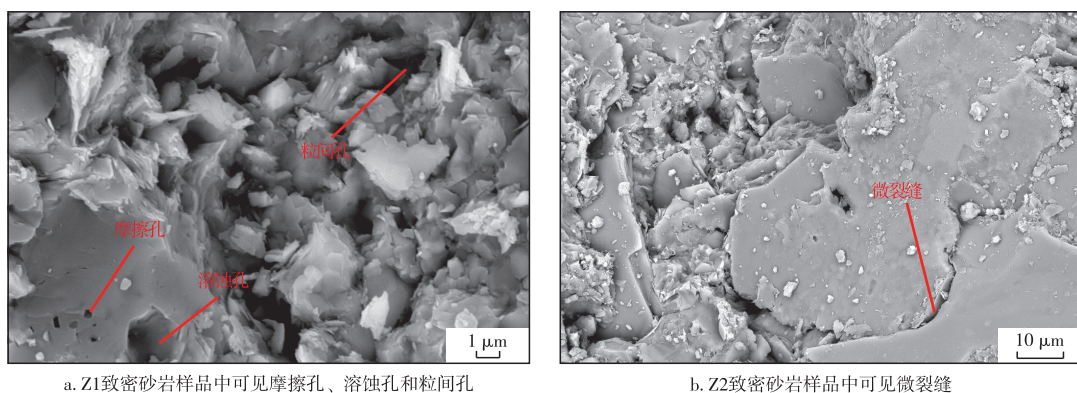


图7 Tansen地区 Gondwana群 Amile组致密砂岩扫描电镜下孔隙特征

Fig. 7 Pore characteristics of tight sandstone from Amile Formation of Gondwana Group in Tansen area under scanning electron microscope

会形成揉皱,而厚度大的页岩在挤压和断层拖拽双重作用下会发生层间滑移,甚至出现尖灭和地层重复现象(图8a)。扫描电镜下也能看到典型的挤压结构,如流动构造、矿物定向排列和黄铁矿被挤压脱落形成的残留铸膜孔等(图8b),此外,部分页岩广泛发育着多期次多方向节理,且页岩层面可观察到大量裂缝的存在,这些裂隙具有挤压和走滑性质(图8c)。逆冲推覆构造对煤系页岩的影响确实具有多重效应,在宏观层面,这种地质活动导致了岩层结构的完整性和连续性被破坏,形成了复杂的构造格局;在微观层面,新形成的孔隙和裂隙系统需要具有良好的连通性,以确保气体能够顺利运移并在储层中积累。但由于毛细管压力大,纳米级孔隙可能会阻碍页岩中的气体流动,从而有助于提高页岩气储层的封闭能力并阻碍游离气体的移动,这种封闭性对于煤系页岩气的长期保存至关重要。研究区煤层具有层数较少、单层厚度较薄以及煤体结构高度破碎的典型地质特征,煤体结构的破碎促进了有机质与地下流体的相互作用,增加了气体的生成量,为煤系气资源的形成与富集提供了有利条件,而层数较少和单层厚度薄的特点可使得煤层成为气体运移的主要通道或储集空间,岩层内部的应力分布和岩石物理性质也发生了显著变化,这些变化进一步影响了气体的运移和保存。强烈变形破坏构造煤的普遍发育是研究区煤层最典型的储层特征,异常高的镜质组反射率(部分超过3.0%)也是深成热变质作用叠加高强度构造挤压背景下动力变质的结果。光学显微镜下观察到煤中显微揉皱、流纹等形变构造发育,显微组分均被揉

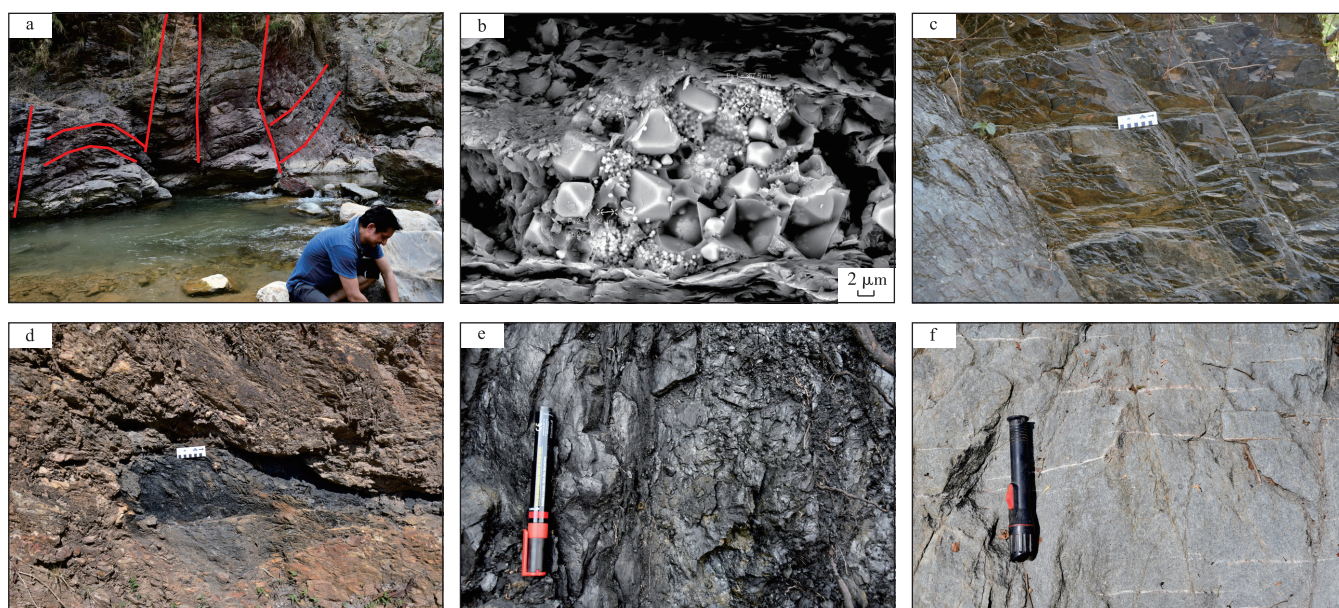
皱,并伴有较密集的裂隙,同时,强烈的构造挤压作用也改变了原有的煤层结构,塑性的煤层在经历了强烈的挤压堆积后在局部区域形成了厚煤层,这些厚煤层从鳞片煤逐渐过渡至糜棱煤,见证了煤岩在极端应力条件下的变形与重构,局部增厚的煤层厚度介于5~8 m(图8d、图8e)。

煤系致密砂岩岩石力学强度大,在挤压过程中往往发生脆性破坏,故而构造裂隙发育是致密砂岩改造的主要特点。光学显微镜下观察致密砂岩主要由石英、长石等矿物组成,存在微裂缝,且裂缝中充填方解石,石英颗粒可能发生次生加大现象,长石则遭受了溶蚀作用。此外,受断层滑动拖拽效应的影响,层内次级褶皱与裂隙系统显著发育。岩层走滑过程拖拽拉张应力在致密砂岩层内诱导密集张裂隙网络,这些裂隙后期可能被方解石等矿物充填(图8f),不仅增加致密砂岩储气能力,还从根本上提升了储层的渗透性。

4.2 煤系气储层优势孔裂隙演化模式与控制机制

对于煤系页岩气储层而言,构造变形从根本上改变了页岩的孔隙结构,韧性变形导致有机质和黏土矿物完全混合,形成糜棱岩结构。Amile组和Bhainskati组页岩受到构造变形作用呈现明显的糜棱岩微观特征(图9a),糜棱岩化过程中有机质颗粒在黏土矿物颗粒中的分散增加了比表面积,从而提高了页岩的吸附能力^[28]。

煤系气储层类型多样,宏观上,受构造应力影响,煤系气储层发生形变、局部断裂、褶皱、断层,并形成复杂构造格局(图10a);微观上,在逆冲推覆作用下孔隙-裂隙



注:a为页岩层系中的褶皱;b为页岩中的黄铁矿及其脱落形成的铸膜孔;c为页岩多期次多方向节理,层面裂隙具有挤压和走滑性质;d为煤层经历强烈挤压局部增厚;e为强烈挤压作用下破碎的煤层;f为砂岩裂隙中充填方解石。

图8 Tansen地区野外地质观察图

Fig. 8 Field geological observation map of Tansen area

系统变化复杂,能够通过压实作用减少原生孔隙-裂隙,产生新的不同成因孔隙-裂隙。储层优势孔隙-裂隙系统是原生孔隙-裂隙系统改造与后生孔隙-裂隙形成的耦合配置结果,在其形成过程中既能够增加储层的储气能力,又能通过煤层与页岩中微孔数量的增加及其尺寸的减小,形成更多的连通性微隙-裂隙增加储层的渗透性。根据扫描电镜图像分析、高压压汞和低压气体吸附实验数据,页岩主要生成纳米级孔隙,特别是小于4 nm的孔隙(图4)。由于高毛细管压力,这些孔隙可能会阻碍页岩中的气体流动,有助于提高页岩气储层的封闭能力并阻碍游离气体的移动。孔隙-裂隙演化模式特征如下,随着构造变形程度的增强,一些与塑性矿物相关的微孔以及有机质孔在构造挤压作用下发生变形,与此同时产生更多的微裂隙,沟通了页岩中的部分孔隙,提高了页岩气储集与渗流能力(图10b)。

煤储层孔隙-裂隙类型以有机质孔为主,具有多种形状(圆形、长条形、不规则形),沿着有机质边界分布。这些有机孔隙对于煤层气储层中的气体储存至关重要,但也受到了构造应力的影响,煤储层中产生了一系列的裂隙(图9b),提高了储层连通性,并改变了它们的孔隙结构,使得微孔含量逐渐增高(图6b),比表面积逐渐增大,提高了煤层的吸附能力,构造作用不仅增加了储层的储集空间,还改善了流体的渗流通道,有利于煤层气的顺利产出。孔隙-裂隙演化模式表明随着构造应力的增强,煤体结构经历从原生到碎裂、糜棱的变化,有机质孔发生明显的变形,同时微裂隙不断发育,增强了煤层中孔隙的连通性,有助于气体运移(图10c)。

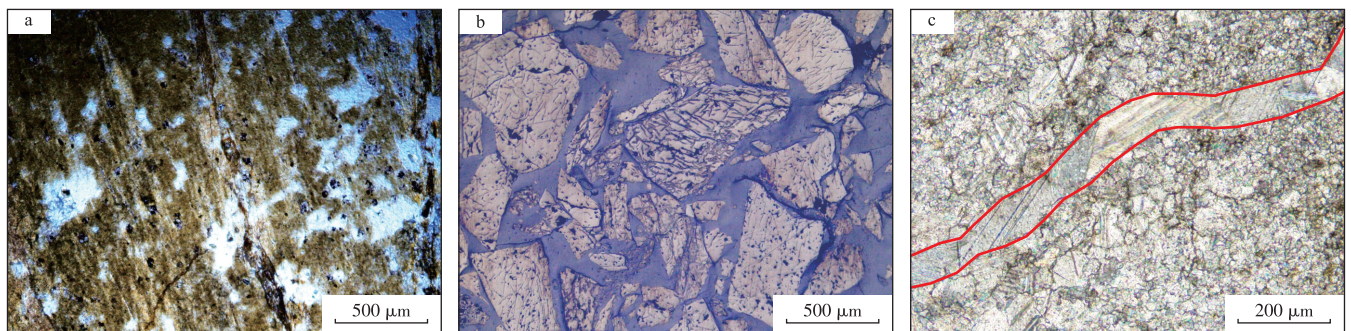
煤系致密砂岩气储层在高强度构造应力作用下会发生强烈的压实作用,显著减小原生粒间孔隙的体积,降低孔隙度。但是,随着逆冲推覆作用的持续,在逆冲挤压过程中伴随着岩石的破碎、部分矿物的溶解与沉淀,溶解-沉淀过程有助于扩大原有的孔隙空间,并在新的位置形成新的孔隙,孔隙类型由单一的原生粒间孔隙向多类型

孔隙共存转变,如粒间溶孔、粒内溶孔、晶间孔等。致密砂储层会产生大量的构造裂隙,这些裂隙主要是受到脆性变形的影响而形成的张性裂隙,并在裂隙中充填有方解石(图9c)。另外,裂隙改善了压实作用下致密砂岩储层的储集空间和渗流通道,使孔隙连通性得到提升,有利于天然气运移,随着构造强度增大,砂岩储层发生破裂并与压实作用交替,使得原生孔隙减少而次生微裂隙发育,形成复杂的裂隙网络(图10d)。

5 Tansen地区煤系气成储成藏与资源潜力

5.1 煤系气潜在有利储层与有利区

尼泊尔低喜马拉雅造山带受到复杂的逆冲推覆构造的影响,其油气成藏富集过程复杂,并且该地区的油气勘探工作较少,迄今并没有工业性的油气资源勘探开发,针对该地区首次较为系统的煤系气潜在有利区与资源前景调查研究,结合研究区的构造沉积演化过程,发现煤系气储层的孔裂隙发育特征,根据部分学者的研究成果对研究区煤系气优势储层潜在有利区进行了初步的预测。研究区的煤层主要发育在Tansen地区Gondwana群顶部Amile组以及Surkhet群底部Bhainskati组,结合煤岩煤质分析,Amile组烃源岩整体质量相较于Bhainskati组煤层更差,Bhainskati组的黑色碳质页岩不仅作为良好的烃源岩也是一种封闭性较好的盖层,相较于Amile组致密砂岩储层更有利于气体的保存,因此,研究初步认为Tansen地区煤系气储层的有利类型是煤层-页岩型,富集层位主要为Surkhet群Bhainskati组,野外地质调查时发现,Surkhet群有大量油气泄漏点的出露。部分学者研究表明:Surkhet群出露的油气泄漏点下伏有大规模的油气藏,对该地的油源进行了碳同位素和饱和烃分析,属于Ⅲ型干酪根,是主要的烃源岩和储层发育层位^[22-23]。Bhainskati组页岩孔隙整体以中孔和微孔发育为特征,大孔占比较小,中孔主要由粒间孔提供是气体扩散渗流的



注:a为页岩的糜棱结构;b为煤中有机质被微裂缝贯穿;c为致密砂岩中的裂隙被方解石充填。

图9 Tansen地区煤系气储层光学显微镜下观察图

Fig. 9 Optical microscope observation of coal measure gas reservoirs in Tansen area

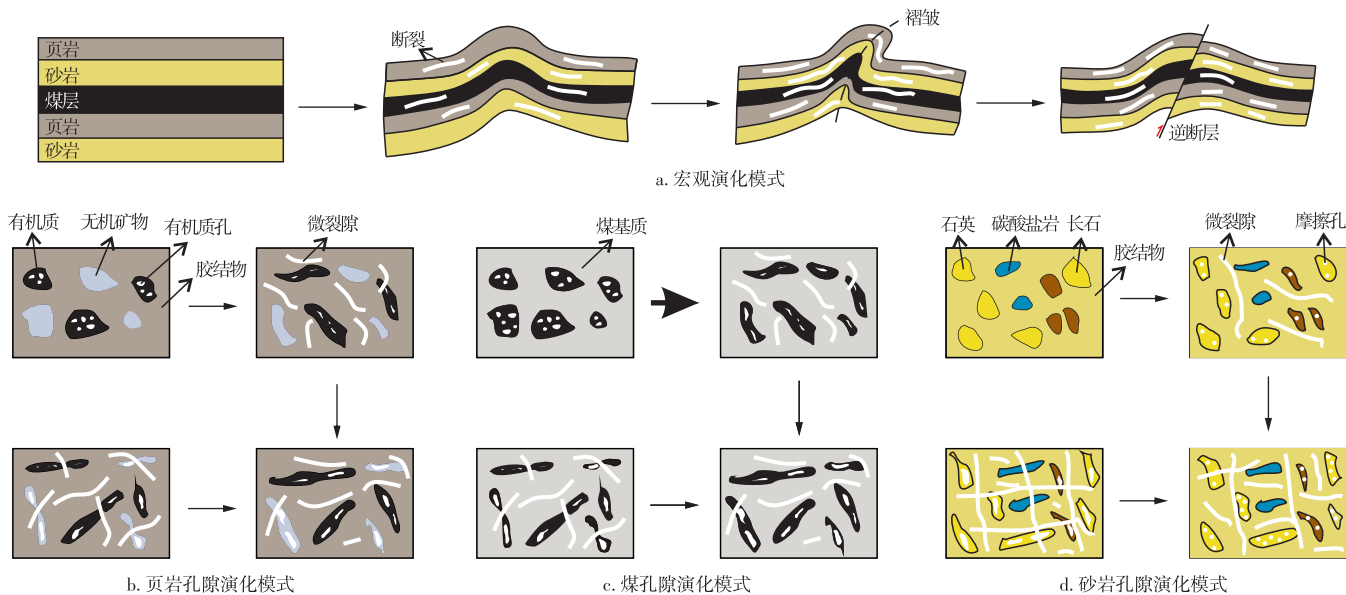


图 10 Tansen 地区煤系气储层孔裂隙演化模式

Fig. 10 Evolution patterns of pore-fracture systems in coal measure gas reservoirs in Tansen area

通道,而微孔主要由粒内孔提供是气体保存的主要空间,具有良好的气体保存和运移条件,进一步证实了 Surkhet 群 Bhainskati 组具有丰富的煤系气资源,煤层-页岩组合是研究区煤系气优势储层类型。

鉴于目前研究区勘探程度较低,特别是地震勘探和钻探工作开展极少,所以,仅可以根据邻区相同构造带的油气富集规律进行研究区煤系气潜在有利区的推测。巴基斯坦 Potwar 盆地和印度 Assam 盆地与研究区具有相同构造-沉积背景,研究发现与逆冲推覆构造相关的

向斜圈闭和地层圈闭是该区油气富集的有力部位^[29-30]。野外地质调查时发现,Tansen 地区东南部 Jhadewa 矿区内 Bhainskati 组页岩野外露头具有向斜构造和地层尖灭特征,其与邻区油气富集部位的构造特征大致相符。因此,初步推测研究区煤系气潜在有利区位于 Tansen 地区东南部的 Jhadewa 矿区,依据煤层及碳质页岩的富集层位 Amile 组和 Bhainskati 组的边界初步圈定煤系气潜在有利区(图 11)。

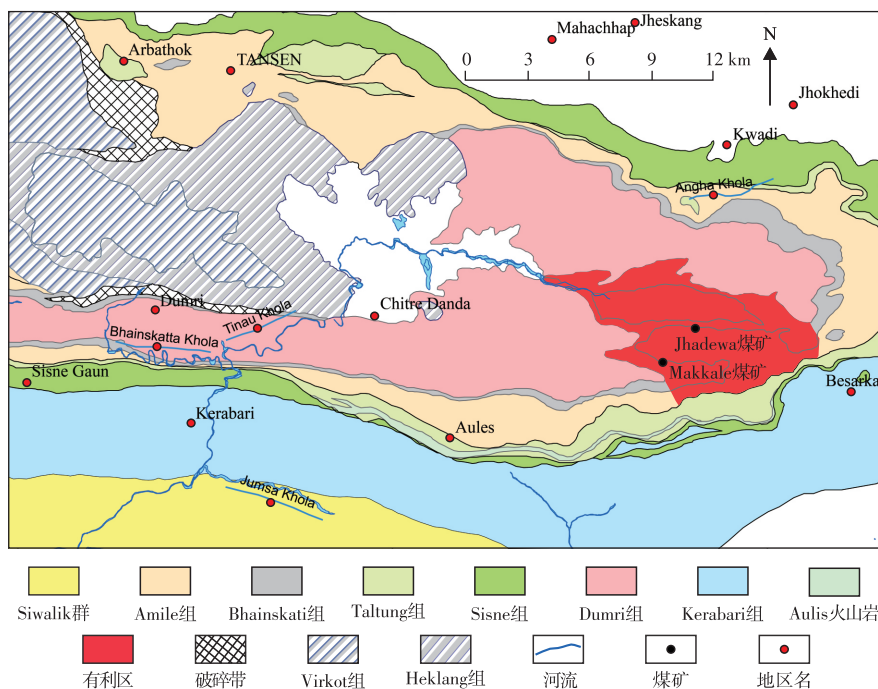


图 11 Tansen 地区煤系气资源有利区位置

Fig. 11 Favorable locations of coal measure gas resources in Tansen area

5.2 煤系气资源潜力

为了更直接的展现研究区煤系气具有良好的资源潜力,结合研究区煤系气烃源岩的时代、成熟度以及保存条件,使用天然气资源量计算方法——成因法大致估算研究区煤系气地质资源量:

$$Q = \mu SD \quad (1)$$

式中: Q 为研究区煤系气资源量,单位 10^8 m^3 ; μ 为天然气聚集系数; S 为煤系气区块面积,单位 km^2 ; D 为生烃强度,单位 m^3/km^2 。

按照天然气聚集系数评价表^[31],研究区煤系气聚集系数取值2%,研究区煤系气区块面积约为 36 km^2 ,对比岩石热解实验参数与生烃强度关系^[32],同时参考其他相同构造带内相同层位烃源岩生烃潜力^[33-34],将Tansen地区煤系烃源岩的生烃强度取值 $7 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,计算出研究区煤系气资源量为 $5.04 \times 10^8 \text{ m}^3$,资源丰度为 $1.4 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{km}^2$,达到中型气藏的地质资源量。

研究区多储层类型煤系气资源丰富,煤层-页岩组合优势储层具有勘探开发潜力,初步确定了Tansen地区东南部Jhadewa矿区的煤层-页岩组合气藏是煤系气勘探开发的有利区及优势类型。未来将在中国“一带一路”计划倡议帮助下,协助尼泊尔进一步开展研究区煤系气详细的勘探工作,以期形成煤系气共探共采方案及复杂构造带煤系气开发方式——丛式井组开发方式(小层射孔、分段压裂、合层排采),最终建立复杂构造带煤系气勘探开发技术与合作模式(中尼技术合作模式),加快推动尼泊尔煤系气乃至非常规天然气资源勘探开发。

6 结论

1) 尼泊尔低喜马拉雅造山带煤系气储层组合类型主要包括了Bhainskati组“源储一体型”的煤层-页岩型、Amile组“下生上储型”的煤层-致密砂岩型和页岩-致密砂岩型以及Dumri组下部“源储紧邻型”的煤层-页岩-致密砂岩型煤。

2) 煤系页岩孔隙整体以中孔和微孔发育为特征,大孔占比较小,孔径高峰主要分布在 10 nm 左右、 4 nm 左右、 0.6 nm 左右。煤孔隙整体以微孔发育为特征,孔径高峰主要分布在 0.5 nm 左右,煤系致密砂岩孔隙主要由石英和黏土矿物中的粒间孔和粒内孔构成以及具有少量的摩擦孔,特征表现为孔隙度低,介于 $1.58\% \sim 3.90\%$,相对渗透率低,介于 $(0.147 \sim 8.730) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

3) 随着逆冲推覆构造强度的增加,煤系气各类储层孔隙受到挤压作用发生脆性与塑性破坏,微孔和微裂隙增加。研究区煤系气储层的有利类型是煤层-页岩型,

其富集层位主要为Tansen地区Surkhet群Bhainskati组,潜在有利区位于Tansen地区东南部的Jhadewa矿区,煤系气资源量约为 $5.04 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

参考文献

- [1] 秦勇, 申建, 沈玉林. 叠置含气系统共采兼容性: 煤系“三气”及深部煤层气开采中的共性地质问题[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 14-23.
QIN Yong, SHEN Jian, SHEN Yulin. Joint mining compatibility of superposed gas-bearing systems: A general geological problem for extraction of three natural gases and deep CBM in coal series[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 14-23.
- [2] 桑树勋, 郑司建, 易同生, 等. 煤系叠合型气藏及其勘探开发技术模式[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 13-21.
SANG Shuxun, ZHENG Sijian, YI Tongsheng, et al. Coal measures superimposed gas reservoir and its exploration and development technology modes[J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 13-21.
- [3] 傅雪海, 德勒恰提·加娜塔依, 朱炎铭, 等. 煤系非常规天然气资源特征及分隔合采技术[J]. 地学前缘, 2016, 23(3): 36-40.
FU Xuehai, DELEQIATI Jianatayi, ZHU Yanming, et al. Resources characteristics and separated reservoirs' drainage of unconventional gas in coal measures[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(3): 36-40.
- [4] 傅雪海, 陈振胜, 宋儒, 等. 煤系灰岩气的发现及意义[J]. 中国煤炭地质, 2018, 30(6): 59-63.
FU Xuehai, CHEN Zhensheng, SONG Ru, et al. Discovery of coal measures limestone gas and its significance[J]. Coal Geology of China, 2018, 30(6): 59-63.
- [5] 曹代勇, 姚征, 李靖. 煤系非常规天然气评价研究现状与发展趋势[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(1): 89-92.
CAO Daiyong, YAO Zheng, LI Jing. Evaluation status and development trend of unconventional gas in coal measure[J]. Coal Science and Technology, 2014, 42(1): 89-92.
- [6] 王佟, 王庆伟, 傅雪海. 煤系非常规天然气的系统研究及其意义[J]. 煤田地质与勘探, 2014, 42(1): 24-27.
WANG Tong, WANG Qingwei, FU Xuehai. The significance and the systematic research of the unconventional gas in coal measures[J]. Coal Geology & Exploration, 2014, 42(1): 24-27.
- [7] 朱炎铭, 侯晓伟, 崔兆帮, 等. 河北省煤系天然气资源及其成藏作用[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 202-211.
ZHU Yanming, HOU Xiaowei, CUI Zhaobang, et al. Resources and reservoir formation of unconventional gas in coal measure, Hebei Province[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 202-211.
- [8] 李靖, 姚征, 陈利敏, 等. 木里煤田侏罗系煤系非常规气共存规律研究[J]. 煤炭科学技术, 2017, 45(7): 132-138.
LI Jing, YAO Zheng, CHEN Limin, et al. Study on unconventional gas coexisted law of Jurassic coal measures in Muri Coalfield[J]. Coal Science and Technology, 2017, 45(7): 132-138.
- [9] 梁冰, 石迎爽, 孙维吉, 等. 中国煤系“三气”成藏特征及共采可能性[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 167-173.
LIANG Bing, SHI Yingshuang, SUN Weiji, et al. Reservoir forming characteristics of “the three gases” in coal measure and the possibility of commingling in China[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 167-173.
- [10] 刘翰林, 邹才能, 尹帅, 等. 中国煤系气形成分布、甜点评价与展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(10): 1-21.
LIU Hanlin, ZOU Caineng, YIN Shuai, et al. Formation, distribution, sweet spot evaluation and development prospect of coal-measure gas

- in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(10): 1–21.
- [11] 秦勇. 中国煤系气共生成藏作用研究进展[J]. *天然气工业*, 2018, 38(4): 26–36.
QIN Yong. Research progress of symbiotic accumulation of coal measure gas in China[J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(4): 26–36.
- [12] 宋儒, 苏育飞, 陈小栋. 山西省深部煤系“三气”资源勘探开发进展及研究[J]. *中国煤炭地质*, 2019, 31(1): 53–58.
SONG Ru, SU Yufei, CHEN Xiaodong. Exploration and exploitation progress and study on deep coal measures “Triple-Gas” resources in Shanxi Province[J]. *Coal Geology of China*, 2019, 31(1): 53–58.
- [13] 邹才能, 杨智, 黄土鹏, 等. 煤系天然气的资源类型、形成分布与发展前景[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 433–442.
ZOU Caineng, YANG Zhi, HUANG Shipeng, et al. Resource types, formation, distribution and prospects of coal-measure gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 433–442.
- [14] 陆加敏, 刘超. 断陷盆地致密砂砾岩气成藏条件和资源潜力: 以松辽盆地徐家围子断陷下白垩统沙河子组为例[J]. *中国石油勘探*, 2016, 21(2): 53–60.
LU Jiamin, LIU Chao. Accumulation conditions and resource potential of tight glutenite gas in fault depression basins: A case study on Lower Cretaceous Shahezi Formation in Xujiaweizi fault depression, Songliao Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2016, 21(2): 53–60.
- [15] 杨兆彪, 秦勇, 高弟, 等. 煤层群条件下的煤层气成藏特征[J]. *煤田地质与勘探*, 2011, 39(5): 22–26.
YANG Zhaobiao, QIN Yong, GAO Di, et al. Coalbed methane(CBM) reservoir-forming character under conditions of coal seam groups[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2011, 39(5): 22–26.
- [16] 施雷庭, 赵启明, 任镇宇, 等. 煤岩裂隙形态对渗流能力影响数值模拟研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 424–432.
SHI Leitong, ZHAO Qiming, REN Zhenyu, et al. Numerical simulation study on the influence of coal rock fracture morphology on seepage capacity[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 424–432.
- [17] 李启晖, 任大忠, 甯波, 等. 鄂尔多斯盆地神木地区侏罗系延安组煤层微观孔隙结构特征[J]. *岩性油气藏*, 2024, 36(2): 76–88.
LI Qihui, REN Dazhong, NING Bo, et al. Micropore structure characteristics of coal seams of Jurassic Yan’an Formation in Shenmu area, Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2024, 36(2): 76–88.
- [18] MA Y, ZHONG N N, LI D H, et al. Organic matter/clay mineral intergranular pores in the Lower Cambrian Lujiaping Shale in the northeastern part of the Upper Yangtze area, China: A possible microscopic mechanism for gas preservation[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2015, 137: 38–54.
- [19] LOUCKS R G, RUPPEL S C, WANG X Z, et al. Pore types, pore-network analysis, and pore quantification of the lacustrine shale-hydrocarbon system in the Late Triassic Yanchang Formation in the southeastern Ordos Basin, China[J]. *Interpretation*, 2017, 5(2): 63–79.
- [20] 刘文平, 张成林, 高贵冬, 等. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律[J]. *石油学报*, 2017, 38(2): 175–184.
LIU Wenping, ZHANG Chenglin, GAO Guidong, et al. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. *Acta Petroli Sinica*, 2017, 38(2): 175–184.
- [21] 据宜文, 姜波, 侯泉林, 等. 华北南部构造煤纳米级孔隙结构演化特征及作用机理[J]. *地质学报*, 2005, 79(2): 269–285.
JU Yiwen, JIANG Bo, HOU Quanlin, et al. Structural evolution of nano-scale pores of tectonic coals in southern North China and its mechanism[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2005, 79(2): 269–285.
- [22] 谭富文, 杨平, 王正和, 等. 尼泊尔西部代莱克(Dailekh)地区石油地质条件分析[J]. *沉积与特提斯地质*, 2020, 40(3): 87–95.
TAN Fuwen, YANG Ping, WANG Zhenghe, et al. Petroleum geological conditions in Dailekh area, western Nepal[J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2020, 40(3): 87–95.
- [23] 杨平, 谭富文, 施美凤, 等. 尼泊尔低喜马拉雅雅推覆带油源对比及油气成藏[J]. *地质学报*, 2021, 95(11): 3426–3441.
YANG Ping, TAN Fuwen, SHI Meifeng, et al. Oil-source correlation and hydrocarbon accumulation in the Lesser Himalayan belt of Nepal [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 95(11): 3426–3441.
- [24] 王正和, 谭富文, RAJAURE Sudhir, 等. 尼泊尔及南侧邻区元古宙以来的构造-沉积演化[J]. *地球科学*, 2022, 47(2): 405–417.
WANG Zhenghe, TAN Fuwen, RAJAURE Sudhir, et al. The tectonosedimentary evolution since Proterozoic in Nepal and its southern adjacent areas[J]. *Earth Science*, 2022, 47(2): 405–417.
- [25] 钟建华, 刘闯, 吴建光, 等. 鄂尔多斯盆地东缘临兴地区煤系气共生成藏特征[J]. *煤炭学报*, 2018, 43(6): 1517–1525.
ZHONG Jianhua, LIU Chuang, WU Jianguang, et al. Symbiotic accumulation characteristics of coal measure gas in Linxing Block, eastern Ordos Basin[J]. *Journal of China Coal Society*, 2018, 43(6): 1517–1525.
- [26] 高为, 易同生, 颜智华, 等. 贵州省煤系气成藏条件及勘探方向[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(5): 799–806.
GAO Wei, YI Tongsheng, YAN Zhihua, et al. Reservoir forming conditions and exploration direction of coal measure gas in Guizhou Province[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 799–806.
- [27] CAI Y D, LIU D M, PAN Z J, et al. Pore structure and its impact on CH₄ adsorption capacity and flow capability of bituminous and subbituminous coals from Northeast China[J]. *Fuel*, 2013, 103: 258–268.
- [28] MA Y, ZHONG N N, HAN H, et al. Definition and structure characteristics of pores in mylonitized organic-rich shales[J]. *Science China Earth Sciences*, 2014, 57(12): 3027–3034.
- [29] GHAZI S, AZIZ T, KHALID P, et al. Petroleum play analysis of the Jurassic sequence, Meyal-field, Potwar basin, Pakistan[J]. *Journal of the Geological Society of India*, 2014, 84(6): 727–738.
- [30] KENT W N, DASGUPTA U. Structural evolution in response to fold and thrust belt tectonics in northern Assam. A key to hydrocarbon exploration in the Jaipur anticline area[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2004, 21(7): 785–803.
- [31] 李浩. 鄂尔多斯盆地中部上古生界烃源岩研究[D]. 西安: 西北大学, 2015.
LI Hao. Research of source rocks in Upper Paleozoic, central Ordos Basin[D]. Xi’an: Northwest University, 2015.
- [32] 李琪琪, 李斌, 刘羿伶, 等. 川西北古生界烃源岩特征及生烃潜力评价[J]. *特种油气藏*, 2018, 25(3): 44–49.
LI Qiqi, LI Bin, LIU Yiling, et al. Paleozoic source-rock properties and hydrocarbon generation potential in northwest Sichuan[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2018, 25(3): 44–49.
- [33] SINGH M P, SINGH A K. Petrographic characteristics and depositional conditions of Eocene coals of platform basins, Meghalaya, India[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2000, 42(4): 315–356.
- [34] KUMAR J, MENDHE V A, KAMBLE A D, et al. Coalbed methane reservoir characteristics of coal seams of south Karanpura coalfield, Jharkhand, India[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2018, 196: 185–200.