

引用格式:杨雪,田冲,杨雨然,等.四川盆地长宁地区深层煤层气成藏特征与勘探潜力[J].油气藏评价与开发,2025,15(2):194-204.

YANG Xue, TIAN Chong, YANG Yuran, et al. Accumulation characteristics and exploration potential of deep coalbed methane in Changning area of Sichuan Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(2): 194-204.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.02.004

# 四川盆地长宁地区深层煤层气成藏特征与勘探潜力

杨雪<sup>1,2</sup>, 田冲<sup>1,2</sup>, 杨雨然<sup>1,2</sup>, 张景缘<sup>1,2</sup>, 王青<sup>1,2</sup>, 吴伟<sup>1,2</sup>, 罗超<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油西南油气田页岩气研究院, 四川成都 610051; 2. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院页岩气评价与开采四川省重点实验室, 四川成都 610051)

**摘要:**四川盆地煤层气资源丰富,筠连地区浅层煤层气已获得商业开发,邻区长宁地区多口过路井在二叠系煤层中测试获气,揭示了盆地煤层气的巨大潜能。随着国内深层煤层气勘探开发取得突破性进展,借鉴沁水盆地、鄂尔多斯盆地深层煤层气开发经验,为明确长宁地区深层煤层气的资源潜力,利用测井、煤层取心、实验测试等资料,系统开展了长宁地区煤层的地质分析、深层煤层气含气性评价、煤层气成藏主控因素及有利区研究。结果表明:四川盆地长宁地区7号至8号煤层煤组是一套厚度大、发育稳定的高品质煤层,以高煤阶、高固定碳含量的原生结构煤岩为主,已处于热解生气高峰,生烃潜力巨大;煤层具有高孔隙度、高渗透率、高割理密度特征,储集空间充足;顶底板以泥岩为主,保存条件优越。与筠连浅层煤层气相比,长宁地区深层煤层气构造更加稳定,游离气比例升高,煤体结构更加完整,在远离剥蚀线、I级断层区形成区域性煤层气藏,富含游离气的特征将更加有利于后期煤层气开发。结合地质工程条件,建立了长宁煤层气评价的地质-工程双“甜点”指标体系,优选了区内深层煤层气发育区1300 km<sup>2</sup>,计算资源量1700×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,有利区主要位于罗场向斜、建武向斜。研究成果有效指导了区内煤层气井位部署,助力实现四川盆地非常规天然气高质量发展。

**关键词:**四川盆地;长宁地区;深层煤层气;成藏特征;地质-工程“甜点”

**中图分类号:**TE37

**文献标识码:**A

## Accumulation characteristics and exploration potential of deep coalbed methane in Changning area of Sichuan Basin

YANG Xue<sup>1,2</sup>, TIAN Chong<sup>1,2</sup>, YANG Yuran<sup>1,2</sup>, ZHANG Jingyuan<sup>1,2</sup>, WANG Qing<sup>1,2</sup>, WU Wei<sup>1,2</sup>, LUO Chao<sup>1,2</sup>

(1. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China;

2. Shale Gas Evaluation and Exploitation Key Laboratory of Sichuan Province, Shale Gas Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China)

**Abstract:** The Sichuan Basin is rich in coalbed methane resources, and shallow coalbed methane in the Junlian area has been commercially developed. In the adjacent Changning area, multiple drilling wells have tested and obtained gas in the Permian coal seam, revealing significant potential for coalbed methane in the Sichuan Basin. With significant breakthrough in the exploration and development of deep coalbed methane in China, and drawing from experiences in the Qinshui Basin and the Ordos Basin, a comprehensive study was conducted to assess the resource potential of deep coalbed methane in the Changning area. This study utilized data from logging, coal seam coring, and experimental testing to analyze the geology of the coal seams, evaluate gas-bearing properties, and investigate the main factors influencing reservoir formation and favorable zones. The study found that the 7th and 8th coal seams in the study area are thick, regionally stable, and high-quality, mainly composed of primary structural coals with high rank and high fixed carbon content. These seams are at the peak of pyrolysis gas generation, suggesting significant hydrocarbon generation potential. Coal seams have characteristics of high porosity, high permeability, and high cleat density, providing ample storage space, while the coal seam roof and floor—predominantly mudstone—offer excellent preservation conditions. Compared to the shallow coalbed methane in Junlian, the deep coalbed methane in the Changning area features a more stable structure, a higher proportion of free gas, and a more intact coal matrix. Coalbed methane reservoirs are formed in the target area far from erosion boundary and Class I fault zones. The abundant free gas is more conducive to subsequent development. Based on geo-engineering conditions, a dual geo-engineering “sweet spot” index system for evaluating coalbed methane in

收稿日期:2024-07-29。

第一作者简介:杨雪(1994—),女,硕士,工程师,从事页岩气、煤层气综合地质研究工作。地址:四川省成都市成华区建设北路一段83号,邮政编码:610051。E-mail:yangx63@petrochina.com.cn

基金项目:中国石油科技项目“新区新层系有利区优选与勘探评价关键技术研究”(2023ZZ21-04);中国石油西南油气田分公司科学研究与技术开发项目“四川盆地龙潭组深层煤层气有利区优选研究”(2024D104-01-10)。

the Changning area has been established. A favorable deep coalbed methane development area of 1 300 km<sup>2</sup> has been identified, with a calculated resource volume of 1 700×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>, primarily located in the Luochang and Jianwu synclines. The research results have effectively guided the deployment of coalbed methane wells in the region, contributing to the high-quality development of unconventional natural gas in the Sichuan Basin.

**Keywords:** Sichuan Basin; Changning area; deep coalbed methane; accumulation characteristic; geo-engineering “sweet spot”

中国针对煤层气的探索始于20世纪80年代,前期主要针对1 500 m以浅的煤层气开展勘探评价,中浅层中高煤阶煤层气产业初现规模,在沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘建成产业基地<sup>[1-3]</sup>。中国煤层气资源丰富,新一轮资源评价显示:埋深介于1 500~2 000 m的深层煤层气资源量可达12×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,占全国煤层气总量的30%以上,针对埋深为2 000 m以深的煤层气尚未开展系统评价。“十四五”以来,在中浅层煤层气扎实的理论基础上,随着工艺技术的进步,深层煤层气勘探开发取得突破性进展。从2019年开始,中国石油先后在鄂尔多斯盆地、塔里木盆地、渤海湾盆地等多个盆地开展工作,鄂尔多斯盆地大吉区块29口深层煤层气水平井初期平均单井日产气量超过10.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,最高单井日产气量为16.1×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>;2022年,中国海油、中国石化进军鄂尔多斯盆地,开展深层煤层气勘探评价,多口水平井初期日产气量超过6.0×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,煤层气已成为补充天然气供应的重要气源。

四川盆地及周缘煤层气资源丰富,主要发育在二叠系和三叠系。据不完全统计,截至2022年底,四川盆地煤矿范围内埋藏深度小于2 000 m的煤层气资源为10 459.38×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,其中二叠系为7 677.50×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,三叠系为1 933.37×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,其他层系为848.51×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup><sup>[4]</sup>。前期四川盆地及周缘的煤层气勘探开发主要集中在筠连地区,位于上扬子古陆块西部四川前陆盆地南部的叙永—筠连叠加褶皱带,煤层气主体埋深介于400~800 m,均属于中浅层。截至2022年底,筠连地区二叠系煤层气已探明地质储量为93.84×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,建成产能2.6×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,连续5年产气量超1×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,2021年产气量为1.2×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,历年累计产气量为7.5×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup><sup>[5]</sup>。长宁与筠连相邻,煤层气资源丰富,前期多口过路井在二叠系煤层中气测异常显著,证实长宁地区煤层气资源潜力好。与筠连相比,长宁地区在发育浅层煤层气的同时,大面积广泛发育深层煤层气。多个盆地的勘探经验证实,相比于浅层煤层气,深层煤层气具有储层压力大、含气量高、游离气丰富的特点,具有广阔的资源前景。2023年以来,中国石油、中国石化先后针对盆地内煤层气资源开展评价,浙江油田JT1井(井深3 140 m)最高日产气量为2.2×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,西南油气田NT1井(井深4 325 m)最高日产气量为8.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,中国石化Y2井(井深1 976 m)直井自喷日产气量为1.3×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup><sup>[6]</sup>。研究借鉴沁水盆地、鄂尔多斯盆地深层煤层气开发经验,对

比邻区川中NT1井深层煤层气特征,重点探讨长宁地区深层煤层气的地质特征、富集规律及有利区分布,以期为该区域勘探开发提供技术支撑,为促进四川盆地油气资源类型多样化和可持续发展提供战略保障。

## 1 研究区概况

四川盆地上二叠统古地貌整体呈现南西高、北东低的格局,吴家坪期海平面整体较低,川南大面积发育龙潭组海陆过渡相沉积,川北吴家坪组以浅水台地碳酸盐岩沉积为主,长兴期海平面上升,水体加深,海相范围扩大,海陆过渡相逐渐向南迁移,煤层分布范围由川中向川南迁移,纵向沉积了上二叠统25套煤层,发育在上二叠统纵向不同位置,沿用煤田钻孔命名方式由顶至底依次编号<sup>[7]</sup>。研究区长宁主体背斜位于四川盆地与云贵高原结合部,川南低陡构造区与娄山褶皱带之间,北受川东褶皱冲断带西延影响,南受娄山褶皱带演化控制,其构造特征为集二者于一体的构造复合体(图1a)。在燕山期—喜山期发生较强的压扭性构造运动,使得长宁构造隆升为背斜,核部露出最老地层为下寒武统龙王庙组,两翼为二叠系—三叠系地层(图1b),前期长宁背斜周缘在煤炭勘查过程中施工了大量煤田钻孔资料。长宁背斜与筠连潜伏构造之间形成的建武向斜、罗场向斜区是当前长宁页岩气的主力建产区,多口页岩气过路井在二叠系开展了煤层取心及含气量测试,部分井进行了煤层试采(表1),为二叠系煤层气评价提供了大量实物资料。

研究区浅部目前共8口井针对煤层进行压裂排采,初期日产气量介于829~8 307 m<sup>3</sup>(表1),根据压裂排采井地质及工程特征初步认为:①煤层累计厚度大于2 m,煤心具有高含气性;煤层累计厚度大于3 m,试采井产出工业气流;煤层累计厚度大于5 m,试采井显示高产潜力。②煤层煤心的含气量是决定该井煤层气潜力的重要指标,参照煤层气评价标准及筠连地区煤层气开发情况,初步建立长宁煤层气含气量分级标准,将含气量大于15 m<sup>3</sup>/t划分为Ⅰ类区,>8~15 m<sup>3</sup>/t划分为Ⅱ类区,>4~8 m<sup>3</sup>/t划分为Ⅲ类区。③长宁地区Ⅰ级断层发育、剥蚀区广泛分布,利用断层周边已钻井的气显特征和含气性评价,开展Ⅰ级断层、剥蚀线对煤层含气性影响的评价,初步结论认为远离断层和剥蚀线的区域,煤层保存条件未受影响,含气性好。

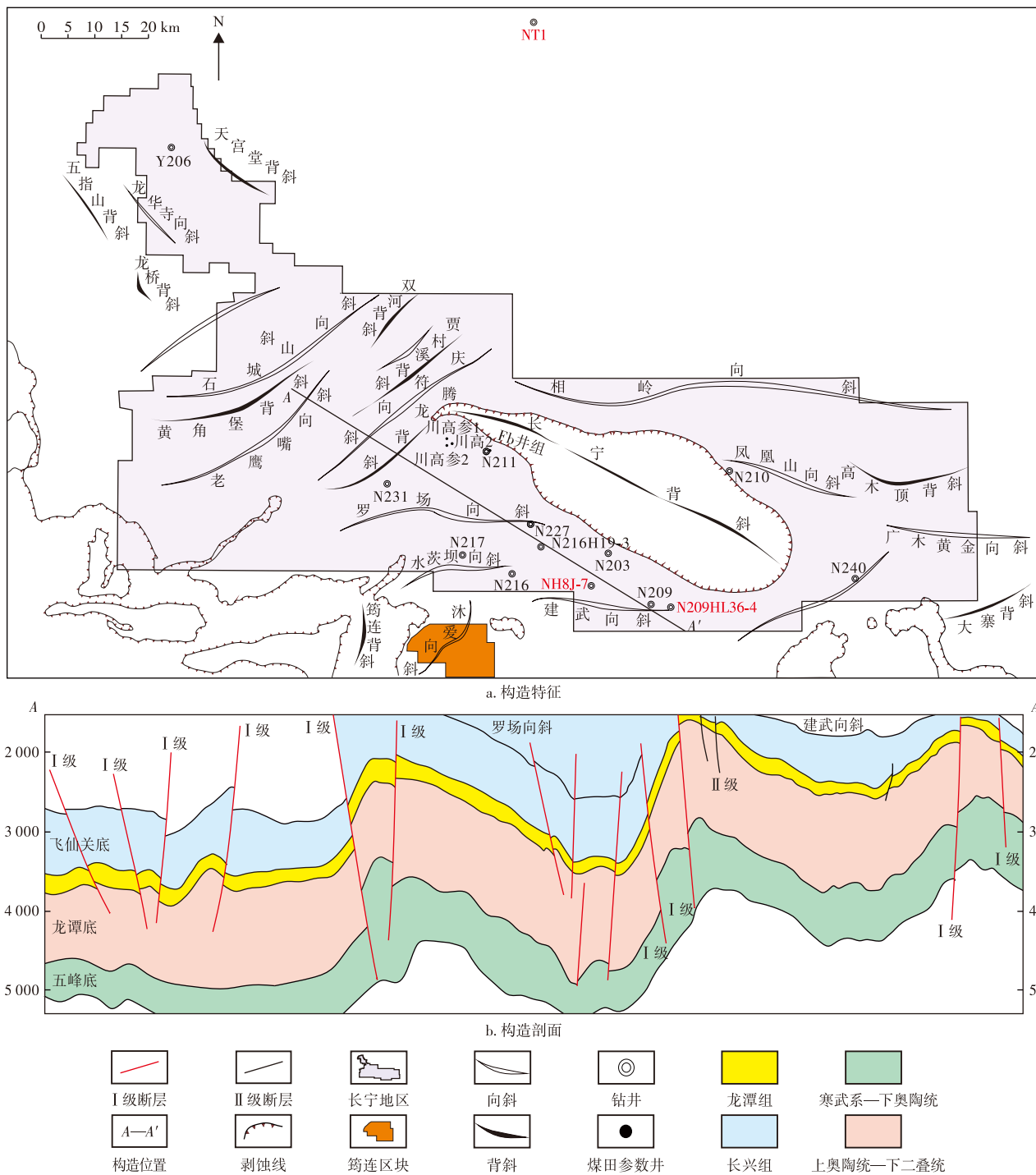


图1 四川盆地长宁地区二叠系区域构造特征及构造剖面

Fig. 1 Structural characteristics and profile of Permian region in Changning area

## 2 煤储层特征

### 2.1 沉积及煤层展布规律

沉积环境控制岩性组合类型及其时空展布,决定了煤系气的分布。晚二叠世煤系地层表现出“穿时”的特点<sup>[8]</sup>,龙潭组沉积时期,含煤地层主要发育在川南—黔北一带,位于康滇古隆起东部,平面上自西向东呈现出瓣状

河相—三角洲相—沼泽相—潮坪相的相变顺序。龙潭组沉积早期,四川盆地长宁地区以残积、上三角洲和沼泽环境为主,沉积了11号至25号煤层煤组,总厚度介于1.8~3.6m,单层平均厚度为0.92 m,主要分布在长宁背斜以东;龙潭组沉积中晚期,区内以三角洲平原和沼泽沉积为主,沉积了7号至10号煤层煤组,总厚度介于3.5~6.5 mm,单层平均厚度为3.46 m,主要分布在罗场向斜、建武向斜。长兴组沉积时期,四川盆地呈现出三角洲相—沼泽相—潮坪相—碳酸盐缓坡/开阔台地相的相变顺序。长宁地

表1 四川盆地长宁地区浅层煤层气生产井情况  
Table 1 Production status of shallow coalbed methane wells in Changning area, Sichuan Basin

井号	煤层深度/ m	煤层累计厚度 (开发煤层)/m	初期日产气 量/m <sup>3</sup>	累计产气量/ 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>
N210	738.00	2.99	3 122	45.00
川高参1	805.61	5.02	8 307	226.00
川高参2	868.00	6.22	3 626	56.64
川高2	834.00	5.10	1 500	
FB-1	682.80	8.55	1 750	
FB-2	817.50	1.95	829	
FB-3	753.80	6.20	1 896	
N216H19-3	730.00	4.00	832	

区东部煤层主要发育在龙潭组下段,长宁地区中—西部主要集中在龙潭组上段及长兴组,显示出明显的持续向西海侵上超的特征。长兴组沉积初期大规模的海侵终止了7号煤层的发育,开始了长兴期碳酸盐台地、潮坪、潟湖沉积。长宁背斜西部为潮坪、潟湖、沼泽相沉积,发育1号至5号煤层煤组,单层平均厚度为1.24 m,总厚度介于2.0~3.2 m;东部主要为碳酸盐岩台地沉积(图2)。其中,龙潭组顶部7号至10号煤层煤组厚度大、全区分布稳定,在罗场向斜单层煤厚最大达到8.6 m,是长宁地区全区煤层发育段。主力煤层7号至8号煤层煤组稳定发育,在全区稳定分布,7号煤层厚度介于1.0~3.3 m,平均厚度为0.94 m,8号煤层厚度介于2.0~4.5 m,平均厚度为1.92 m,二者之间夹矸较薄,主要为泥页岩,厚度介于0~4 m,7号至8号煤层煤组倾角介于3°~10°,断层不发育,埋深介于500~3 000 m,是目前区内上二叠统纵向厚度最大、利于合层开发的煤层。长宁地区龙潭组7号至8号煤层煤组平均厚度为2.86 m,以半亮煤为主,岩心呈现玻璃光泽,煤体结构以原生结构为主,长宁背斜北部和灯杆坝背斜局部受构造挤压,发育碎裂和碎粒结构煤。

## 2.2 煤岩煤质特征

长宁地区煤层固定碳含量介于40.47%~77.97%,平均为58.44%,页岩总有机碳含量介于2.4%~5.31%,平均为3.37%,生烃潜量( $S_1+S_2$ )平均值为8.76 mg/g,生烃潜力较高。镜质体最大反射率介于2.63%~3.08%,演化程度达到高煤阶,以无烟煤为主,处于有利生气阶段。东侧建武向斜煤岩组分测试结果显示矿物质含量较少,占14.3%,以黏土矿物为主,多为浸染状、微粒状黏土矿物,含少量碳酸盐矿物,呈块状和脉状,其余均为有机组分,占比85.7%。镜质组体积分数67.9%,多以基质镜质体为主,均质镜质体次之,碎屑镜质体少量;惰质组体积分数17.8%,以丝质体为主,粗粒体次之,惰屑体少量,丝质体中多呈网状、波状;粗粒体多呈碎块状、不规则状。西侧罗场向斜煤岩组分测试结果显示矿物质含量较少,占

16.8%,几乎全部为黏土矿物,以团块状、基质状和透镜状黏土矿物为主,黄铁矿呈星点状分布,其余均为显微组分,占比83.2%。镜质组体积分数51.8%,多以均质镜质体为主,基质镜质体次之,碎屑镜质体少量;惰质组体积分数31.4%,以丝质体为主,粗粒体次之,惰屑体少量,丝质体中多呈弧状、星状和平行束状;粗粒体多呈碎块状、基质状。背斜西侧7号至8号煤层煤组碳酸盐矿物相比东侧明显减少,仅有零星细胞腔中有充填,黏土矿物增加、惰质组增加,证明距物源较近,高等植物输入量增加,炭化作用增强。

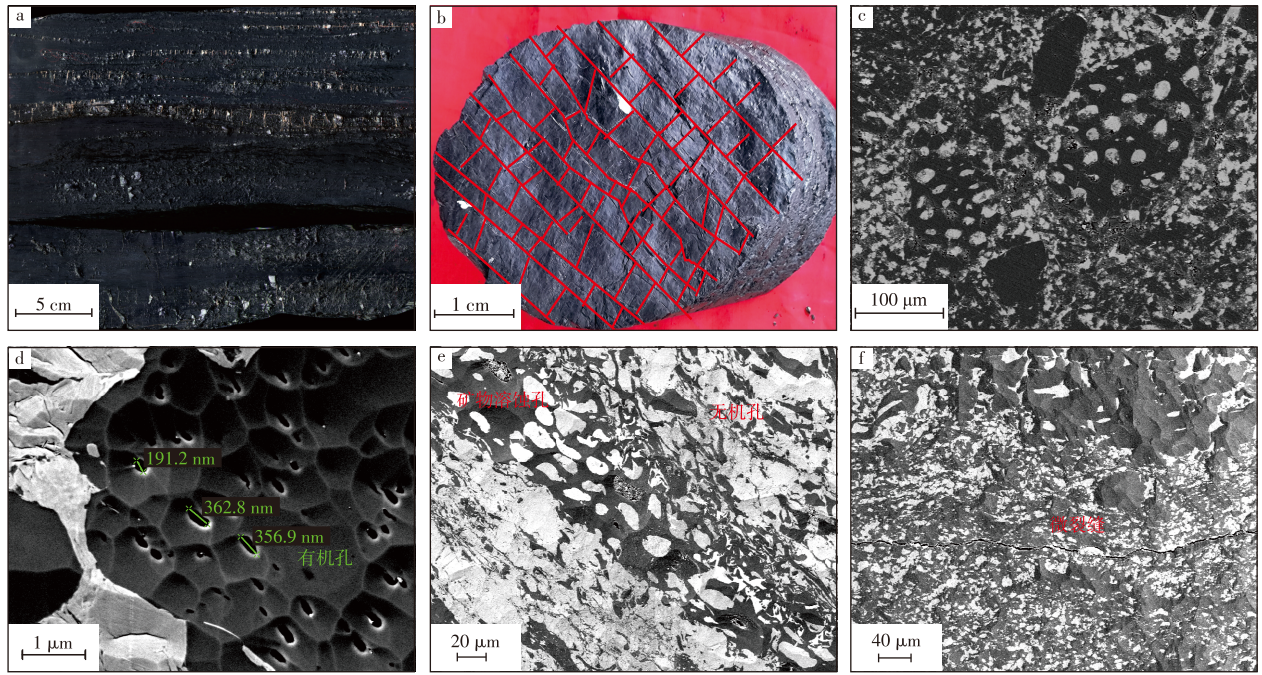
## 2.3 孔裂隙发育特征

煤岩是一种复杂的多孔介质储层,具有典型的双重孔隙结构:孔隙与割理。孔隙代表煤岩储层储集能力,决定煤层气的赋存状态,微孔和微裂隙是富集煤层气的主要空间;割理属于裂缝系统,是流体渗流的主要通道,影响煤储层的机械性能<sup>[9-10]</sup>。长宁地区7号至8号煤层煤组储层孔隙度高,渗透性好(去除裂缝样),纯煤岩样品孔隙度介于2.98%~13.91%,平均孔隙度为10.15%,镜下见典型植物胞腔、气孔、铸模孔和溶蚀孔等孔隙类型。渗透率介于 $(0.176\ 5\sim 0.642\ 5)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,平均渗透率 $0.419\ 6\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,外生裂缝发育,割理、端割理发育,为阶梯状、参差状断口(图3a—图3b)。通过大面积高分辨率扫描电镜成像,观察到整体上煤岩全孔径孔裂隙均有分布,发育多种类型孔隙,包括有机孔、粒间孔、溶蚀孔和微观裂缝(图3c—图3f)。

对长宁地区7号至8号煤层煤组岩心开展不同方法孔隙度测试,结果显示:柱塞氦气孔隙度介于7.9%~13.91%,平均为8.9%,颗粒孔隙度介于4.12%~8.92%,平均为6.08%,块状酒精孔隙度介于2.98%~7.95%,平均为5.49%,均显示龙潭组7号至8号煤层煤组具有较好的孔隙度。为了明确煤层的孔隙特征,研究过程中利用低压 $\text{CO}_2+\text{N}_2$ 吸附与高压压汞联测方法,以期实现煤层全尺度孔隙的表征。结果显示:长宁地区的煤层孔隙主要以小于2 nm的微孔和10  $\mu\text{m}$ 以上的宏孔为主,煤岩总孔体积约为0.071  $\text{cm}^3/\text{g}$ ,是相邻页岩的2倍,微孔占总孔容体积平均为86.87%,贡献最大,宏孔占总孔容体积为10.70%。煤岩孔隙比表面积约为225.24  $\text{m}^2/\text{g}$ ,是页岩的6~7倍,孔径分布总体呈双峰态(图4),以微孔(小于2 nm)为主,主要为煤割理裂隙贡献,吸附能力更强。

长宁地区7号至8号煤层煤组割理密度高,相互垂直呈网状分布,其延伸长度大、且较发育的一组为面割理,密度约为2~3条/cm,被面割理横切的另一组为端割理,密度约为1~2条/cm,割理密度与大吉地区相当,证明其连通性好,储渗性能好,有利于深层煤层气游离气富集。煤层的孔隙渗透率主要分布在 $(0.1\sim 1.0)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ ,长宁地区煤层平行层理渗透率远高于垂直层理渗透率,平行层理





注: a. N209井取样深度1 556.32 m,煤岩岩心; b. N209井取样深度1 649.60 m,煤岩岩心; c. N209井取样深度1 649.60 m,煤岩扫描电镜; d. N209HL36-4井8号煤层取样深度1 830.64 m; e. N209HL36-4井8号煤层取样深度1 830.70 m; f. N209HL36-4井8号煤层取样深度1 830.70 m。

图3 四川盆地长宁地区煤岩宏观及微观孔隙裂隙发育特征

Fig. 3 Development characteristics of macro- and micro-scale pores and fractures of coal rock in Changning area, Sichuan Basin

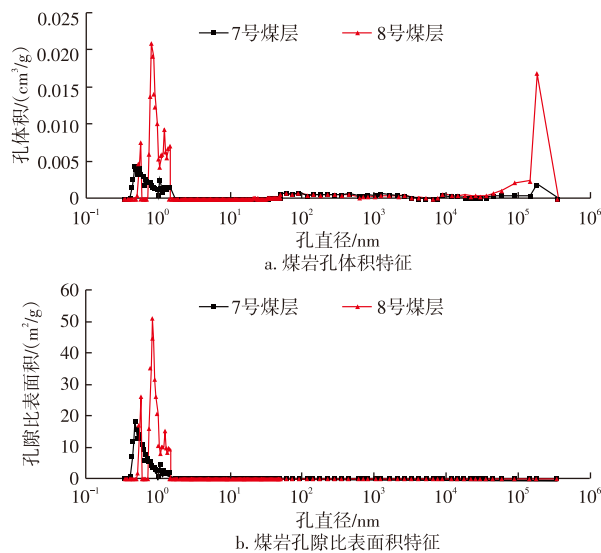


图4 四川盆地长宁地区煤岩全孔径分布特征

Fig. 4 Pore size distribution characteristics of coal rock in Changning area, Sichuan Basin

渗透率为 $0.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,垂直层理渗透率为 $0.08 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。裂隙渗透率由于在取心过程中钻机影响等易受二次破坏形成裂缝,未能测试得到可靠数据。煤层的总渗透率是平行层理渗透率和垂直层理渗透率之和,由于裂隙渗透率远大于基质孔隙渗透率,因此,在后期煤层开发过程中,气体运动速率和孔隙压力主要取决于裂隙渗透率的动态变化。

#### 2.4 含气性及赋存特征

煤层的强吸附能力是煤层气富集的前提,中浅层煤

层气的吸附气含量可达到总含气量的90%~95%<sup>[11-12]</sup>。长宁地区前期在中浅层煤田钻孔中获得一定的工业气流,但针对大面积分布的深层煤岩,含气情况尚不明确。根据理论研究,在超过一定埋深后,地层温度升高,煤层吸附能力随之下降,造成游离气增加,将会形成大面积连续聚集气藏。鄂尔多斯东缘含气性研究显示,深度达到1 500 m左右,煤层的游离气量逐渐增加<sup>[13-14]</sup>。在此背景下,为搞清长宁地区的含气性及赋存特征,利用页岩气过路井NH8J-7井(取心埋深为1 555 m)、N209HL36-4井(取心埋深为1 820 m)在长宁地区龙潭组开展保压取心。

在深层煤层气的评价中,煤层储集性能不仅决定着吸附气与游离气的比例,而且也决定着煤层气的富集与产能<sup>[15]</sup>。通过现场测定的保压取心数据,初步建立模型计算长宁煤层气总含气量和游离气占比,结果显示: NH8J-7井煤心垂深为1 555 m,以吸附气为主,7号煤保压取心总含气量为 $16.83 \text{ m}^3/\text{t}$ ,8号煤保压取心总含气量为 $21.71 \text{ m}^3/\text{t}$ ,均无游离气; N209HL36-4井煤心垂深为1 820 m,游离气占比超过10%,7号煤保压取心总含气量为 $18.26 \text{ m}^3/\text{t}$ ,游离气含量为 $1.90 \text{ m}^3/\text{t}$ ,占比10.4%;8号煤保压取心总含气量为 $20.11 \text{ m}^3/\text{t}$ ,游离气含量为 $2.42 \text{ m}^3/\text{t}$ ,占比12%。邻区川中NT1井埋深为4 325 m,总含气量为 $30.55 \text{ m}^3/\text{t}$ ,游离气含量为 $11.34 \text{ m}^3/\text{t}$ ,占比37.1%。结合老井测井评价吸附气量(缺乏1 000~1 500 m有效钻井信息),探索长宁地区的深层煤层气中游离气增加的转折深度,初步认为长宁地区,深度达到1 500 m,煤层开始出现游离气,占比随埋深增大而增大,在初期评价阶段,

暂定为1500 m为长宁地区煤层气开始出现游离气的转折深度。

大于1500 m的深层煤层气呈现出以吸附气为主、富含游离气的高含气特征,游离气的来源既有自生煤层气气源,也有外源气补充<sup>[16-17]</sup>。根据天然气成因类型划分,甲烷碳、氢同位素、乙烷、丙烷、二氧化碳碳同位素组成是划分天然气成因类型的主要指标<sup>[18]</sup>,当然也可以作为煤型气成因类型的分类标志。以不同盆地煤型气成因类型判断,甲烷、乙烷碳同位素随演化程度增加而变重,主要是从生物成因气至热成因气,变质作用增强,在此过程中,热解会产生大量烃类气体,重烃含量相比生物成因气明显增多,碳同位素增重<sup>[19]</sup>。甲烷氢同位素则能反映母质沉积环境。区内N209井龙潭组产气段甲烷、乙烷碳同位素特征显示该段以热降解气为主,在成因母质类型上,该井甲烷碳同位素介于-39.3‰~-32.1‰,乙烷碳同位素介于-31.6‰~-26.1‰,以煤型气、少量油型气和偏近于油型气的混合气为主,氢同位素分布在-150‰附近,表现出偏海相的过渡沉积环境特征(图5),气样同位素结果无分离,均在相近范围内<sup>[20-21]</sup>。

### 3 煤层气富集主控因素

#### 3.1 长宁煤层气富集条件

地壳的升降运动会改变煤层气藏的分布,如果地层抬升后遭受剥蚀,地层压力和温度都会降低,煤层中的气体吸附能力降低,使得气藏趋向饱和甚至出现游离气,在剥蚀面附近会发生逸散<sup>[22]</sup>。此时单斜模式中靠近煤层上倾部位剥蚀带保存条件不利,露头区接受大气降水补给,水力作用逐渐减弱,在斜坡区封堵聚集成藏。在长宁背斜周缘,通过煤层钻孔的含气性,初步判断在平面上距剥蚀线600 m以上,煤层含气不受影响(图6a)。反之,地层下降接收沉积,温压升高会提升煤层吸附能力,有利于煤层气保存,因此,深层煤层气在断裂不破坏封盖性能的条件下若能产生大量裂隙,则有利于煤层气产能的提高<sup>[23-24]</sup>。显然在长宁地区,受构造演化和断层发育复杂程度的影响,区内I级断层对上下盖层具有强烈破坏性,根据已钻井的含气性与断层距离的相关性推测,距离I级断层1500 m以上含气性完全不受影响(图6b)。综合

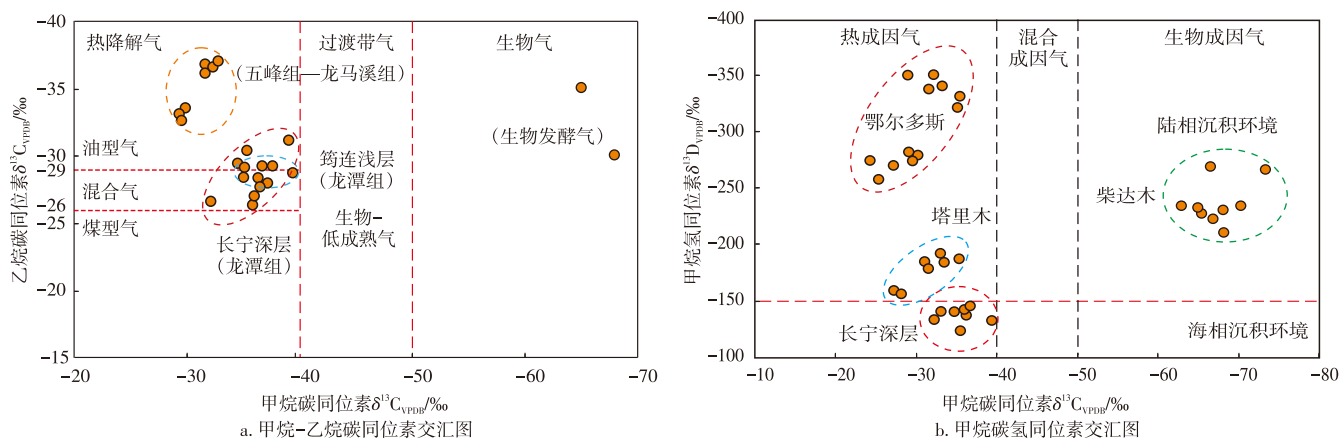


图5 四川盆地长宁地区甲烷-乙烷碳同位素、甲烷碳氢同位素交汇图<sup>[20-21]</sup>

Fig. 5 Correlation plot of methane-ethane carbon isotopic values and methane carbon-hydrogen isotopic values in Changning area, Sichuan<sup>[20-21]</sup>

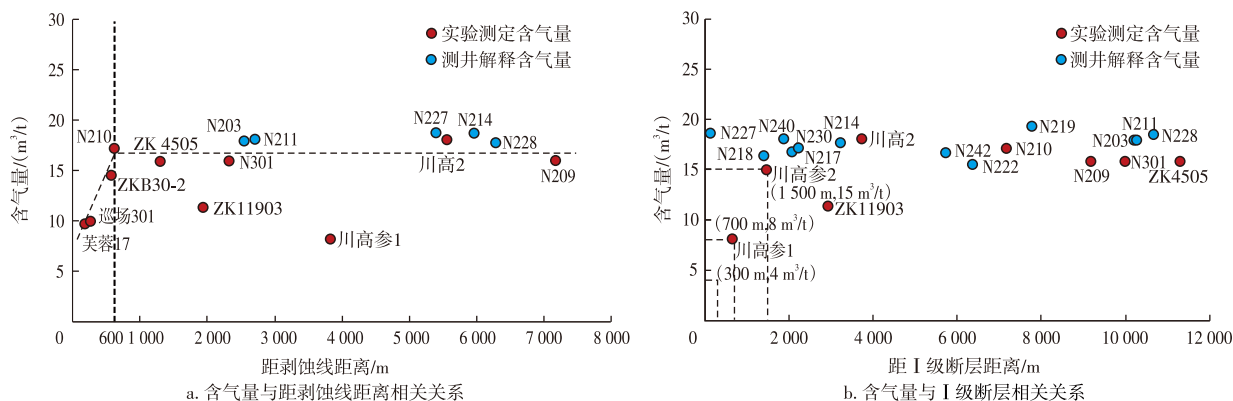


图6 四川盆地长宁地区含气量与剥蚀线、I级断层相关关系

Fig. 6 Correlation between gas content, erosion lines, and Class I faults in Changning area, Sichuan Basin

来看,研究区内距离剥蚀线 600 m 的斜坡中部,位于煤层气运移指向区,同时远离甲烷风化带,含气饱和度较高,易在斜坡区富集成藏,成为中浅层煤层气的有利富集区;而构造翼部和宽缓向斜内距 I 级断层 1 500 m 以上的区域,地层较平缓、破坏作用弱,主力煤层分布较为稳定,厚度较大,煤层顶底板完好,断层作用不十分强烈的区域有利于煤层产生裂隙提高渗透率,又不至于破坏封盖层性能,煤层气在宽缓向斜核部聚集成藏,是高产富集有利部位。

### 3.2 长宁煤层顶底板封盖能力

煤层气的保存条件包括两方面的内容,即煤岩顶底板的封盖能力和煤岩分布区域的构造稳定性<sup>[25]</sup>。泥岩微孔发育,封盖能力强且性能稳定,是煤层良好的盖层。长宁地区 7 号至 8 号煤层煤组顶底板存在 3 种组合样式: I 型煤泥组合、II 型煤砂组合、III 型煤灰组合,结合过路井全烃显示初步认为,3 种组合样式均具有较强的封盖性,其中煤泥组合的封盖性最好,全烃显示最高,煤砂组合次之,煤灰组合最差,煤砂组合与煤灰组合全烃显示统计数据相近,远小于煤泥组合,但煤灰组合全烃略低,略差于煤砂组合。I 型煤泥组合主要发育在长宁背斜西部,顶板泥页岩厚度介于 8.0~18.5 m,泥浆密度为 1.37 g/cm<sup>3</sup>,气测全烃显示介于 21.6%~69.7%,平均 56.6%; II 型煤砂组合主要发育在长宁背斜南部,顶板砂泥岩厚度介于 2.5~6.0 m,泥浆密度为 1.40 g/cm<sup>3</sup>,气测全烃显示介于 4.5%~62.3%,平均 39.2%; III 型煤灰组合主要发育在长宁背斜东部,顶板灰岩厚度介于 0.9~4.0 m,泥浆密度为 1.34 g/cm<sup>3</sup>,气测全烃显示介于 2.9%~57.9%,平均 31.9%(图 7)。

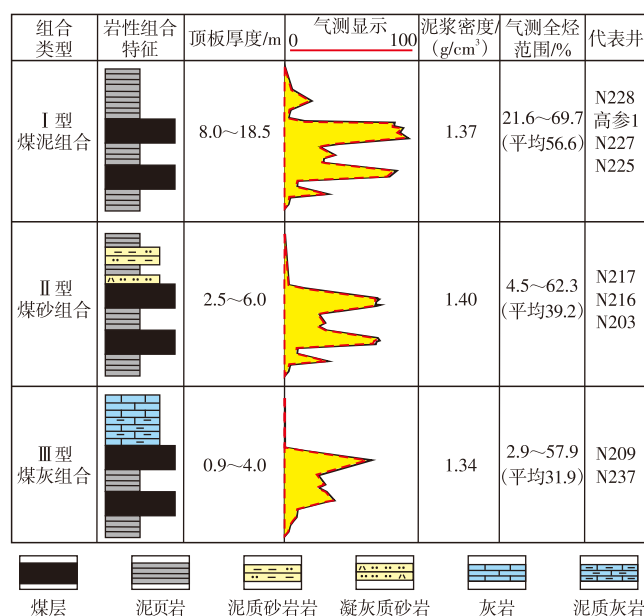


图7 四川盆地长宁地区 7 号至 8 号煤层煤组储盖组合类型

Fig.7 Coal-cap combinations of 7th and 8th coal seams in Changning area, Sichuan Basin

### 3.3 煤层气评价指标优选

煤层气勘探证实,不同的聚煤盆地、同一盆地的不同构造单元,甚至同一构造单元内煤层的分布特点也不同,相比于中浅层煤层气,深层控制高产富集的因素更多<sup>[26]</sup>。在长宁地区,受沉积演化的控制,煤层呈现纵向向上、平面向西迁移的特征,加之区内构造类型多样,剥蚀区发育,因此,主力煤层的厚度及展布、煤岩含气特征和区域保存条件是评价区域煤层气特征的主要内容。此外,深层煤层气游离气比例升高,断层、剥蚀线距离对含气性的保存程度是一项重要评价指标<sup>[27]</sup>。按照前述区内煤层气特征的各项内容,在中浅层煤层气“甜点”评价指标煤储层特征的基础上,将距 I 级断层距离、距剥蚀线距离引入作为地质“甜点”评价指标,因处于煤层气勘探开发前期,借助大量过路井钻井资料开展评价,新引入气测峰值指标。在工程“甜点”的评价中,新引入顶底板岩性、煤层可压性指标,初步建立了川南煤层气评价的地质-工程双“甜点”指标体系(表 2),为长宁深层煤层气的建产有利区优选提供了技术支撑。

在对研究区内各井进行了动静态参数的数据处理和分析的基础上,基于地质-工程“甜点”区划分指标,对长宁地区龙潭组煤层气开展了有利区划分(图 8),受控于各区煤层厚度的差异,资源丰度各有不同,细化计算各级有利区的资源丰度后,整体上在长宁地区 3 000 m 以浅煤层气有利区面积 1 300 km<sup>2</sup>,资源量 1 700×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。其中 I 类有利区主要位于罗场向斜,有利区面积 400 km<sup>2</sup>,资源量 700×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>; II 类有利区主要位于建武向斜,有利区面积 500 km<sup>2</sup>,资源量 700×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>; III 类有利区分布零散,多受制于 3 000 m 埋深限制,呈现环带状分布,有利区总面积 400 km<sup>2</sup>,资源量 300×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。仅长宁背斜边缘为浅层煤层气有利区,其余均为深层煤层气有利区,占比 72%。

## 4 长宁煤层气开发潜力分析

评价结果显示,长宁地区 7 号至 8 号煤层煤组分布稳定,深层煤含气量介于 13.56~27.52 m<sup>3</sup>/t,中浅层含气量介于 10.9~17.2 m<sup>3</sup>/t,与筠连地区相当,区内靠近剥蚀线、I 级断层方向含气量降低,实钻井证实距剥蚀线 600 m 以上、距 I 级断层 700 m 以上含气性未受影响,煤层气资源潜力巨大。川高参 1 井和川高参 2 井采用注入压降测试得到煤层压力系数介于 1.18~1.34,证实区内煤层气保存条件较好,从岩石力学参数来看,长宁地区煤岩杨氏模量介于 3.0~3.5 GPa,泊松比介于 0.30~0.33,呈现出杨氏模量大、泊松比小的特征,岩石破裂压力和闭合压力比较接

表2 四川盆地长宁地区煤层气地质-工程“甜点”评价指标

Table 2 Geo-engineering “sweet spot” evaluation indicators for coalbed methane in Changning area, Sichuan Basin

类型	构造	地质“甜点”区					工程“甜点”区					埋深
		煤层厚度/m	含气量/ (m <sup>3</sup> /t)	距I级断层 距离/m	距剥蚀线 距离/m	气测峰 值/%	底板 岩性	顶板 岩性	夹层 岩性	煤体 结构	可压性(裂 隙发育程度)	
I类	构造平缓带,地 层倾角小于3°, 改造弱	≥5	>15	>1 500	>600	≥50	脆性指数 小于30的 页岩、泥 岩、灰岩	页岩	页岩	原生-碎裂	割理裂隙 发育	
II类	构造平缓带,地 层倾角介于3°~ 8°,改造不强烈	3~<5	>8~15	700~1 500	200~600	<50	脆性指数 大于30的 砂质泥 岩、砂岩	泥岩、薄灰岩	泥岩	碎裂	割理裂隙 发育差	风化带至 3 000 m
III类	构造平缓带,地 层倾角大于8°, 改造较强烈	2~<3	>4~8	<700	<200	<50	脆性指数 大于30的 砂质泥 岩、砂岩	厚灰岩	泥岩	碎裂-碎粒	割理裂隙 发育差	

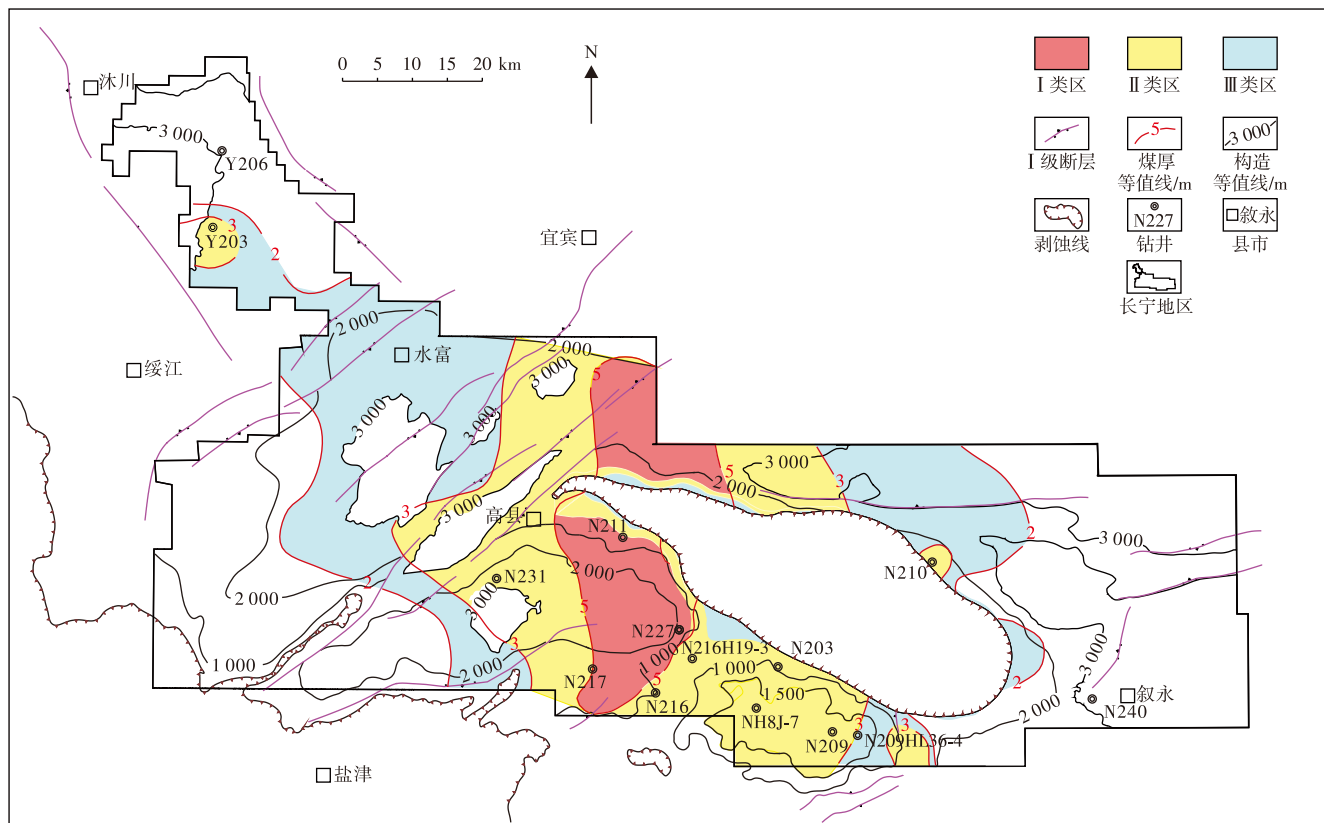


图8 四川盆地长宁地区煤层气有利区分布

Fig.8 Distribution of favorable areas for coalbed methane in Changning area, Sichuan Basin

近,有利于压裂改造。

相比筠连地区和中浅层煤层气,长宁深层煤层气整体具有三大优势:从盆缘到盆地腹部,构造更加稳定,保存条件更优;深层煤岩结构更加完整,可压性较中浅层好;深层游离气比例高于浅层,更利于高产。相比于鄂尔多斯深层煤层气,长宁地区部分区域煤层连续性可能受到夹层影响,大面积稳定性欠佳,但长宁煤层气静态参数较大宁一吉县区块更优,是低灰高碳的高煤阶煤层;煤层

游离气含量较大宁一吉县区块占比更大,吸附气和游离气的比例达到7:3;煤层可压性较大宁一吉县更强,原生结构煤层孔渗高、割理密、低含水、饱含气,单一煤层压力系数高、储层品质好、可压性强。

## 5 结论

1) 受川南二叠系龙潭—长兴期沉积演化的控制,长

宁地区煤层呈现纵向向上、平面向西迁移的特征,在沼泽相环境中沉积了7号至8号主力煤层煤组,7号至8号煤层煤组是一套厚度大、发育稳定的高品质煤层,以高煤阶、高固定碳含量的原生结构煤岩为主,已处于热解生气高峰,具备大面积热成因气藏的基础条件;煤层具有高孔隙度、高渗透率、高割理密度特征,为气藏形成提供了充足储集空间;且顶底板以泥岩为主,为气藏保存提供了良好条件。

2) 长宁地区以深层煤层气为主,煤层含气量高于筠连地区,游离气含量占比超过30%,区内构造稳定,保存条件优,压力系数高,在远离剥蚀线、I级断层区形成区域性煤层气藏,富含游离气的特征将更加有利于后期煤层气开发。

3) 对比区内及邻近地区煤层气特征表明,从地质和工程两方面来看,长宁地区具有良好的煤层气的开发条件,3 000 m以浅煤层气有利区面积1 300 km<sup>2</sup>,资源量1 700×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,深层占比超过70%,主要分布在罗场向斜和建武向斜,是下一步开展规模化评价开发的有利前景区。

#### 参考文献

- [1] 徐凤银,王成旺,熊先钺,等.深部(层)煤层气成藏模式与关键技术对策:以鄂尔多斯盆地东缘为例[J].中国海上油气,2022,34(4):30-42.  
XU Fengyin, WANG Chengwang, XIONG Xianyue, et al. Deep (layer) coalbed methane reservoir forming modes and key technical countermeasures: Taking the eastern margin of Ordos Basin as an example[J]. China Offshore Oil and Gas, 2022, 34(4): 30-42.
- [2] 郭旭升,周德华,赵培荣,等.鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系煤系非常规天然气勘探开发进展与攻关方向[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1013-1023.  
GUO Xusheng, ZHOU Dehua, ZHAO Peirong, et al. Progresses and directions of unconventional natural gas exploration and development in the Carboniferous-Permian coal measure strata, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1013-1023.
- [3] 毕彩芹,胡志方,汤达祯,等.煤系气研究进展与待解决的重要科学问题[J].中国地质,2021,48(2):402-423.  
BI Caiqin, HU Zhifang, TANG Dazhen, et al. Research progress of coal measure gas and some important scientific problems[J]. Geology in China, 2021, 48(2): 402-423.
- [4] 明盈,孙豪飞,汤达祯,等.四川盆地上二叠统龙潭组深-超深部煤层气资源开发潜力[J].煤田地质与勘探,2024,52(2):102-112.  
MING Ying, SUN Haofei, TANG Dazhen, et al. The development potential of deep-ultradeep coalbed methane resources in the Longtan formation of the upper permian in the Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 102-112.
- [5] 毕彩芹,单衍胜,朱韩友,等.四川南部地区川高参1井获煤层气高产工业气流[J].中国地质,2018,45(5):1076-1077.  
BI Caiqin, SHAN Yansheng, ZHU Hanyou, et al. Industrial gas production of CBM obtained by well CGC1 in southern Sichuan[J]. Geology in China, 2018, 45(5): 1076-1077.
- [6] 郭涛,金晓波,武迪迪,等.川东南南川区块龙潭组深部煤层气成藏特征及勘探前景[J].煤田地质与勘探,2024,52(4):60-67.  
GUO Tao, JIN Xiaobo, WU Didi, et al. Accumulation characteristics and exploration prospects of deep coalbed methane in the Longtan Formation of the Nanchuan block on the southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(4): 60-67.
- [7] 曹清古,刘光祥,张长江,等.四川盆地晚二叠世龙潭组沉积环境及其源控作用分析[J].石油实验地质,2013,35(1):36-41.  
CAO Qinggu, LIU Guangxiang, ZHANG Changjiang, et al. Sedimentary environment and its controlling on source rocks during late Permian in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 36-41.
- [8] 梁狄刚,郭彤楼,陈建平,等.中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一)南方四套区域性海相烃源岩的分布[J].海相油气地质,2008,13(2):1-16.  
LIANG Digang, GUO Tonglou, CHEN Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China(Part 1): Distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1-16.
- [9] 陈斐然,魏祥峰,刘珠江,等.四川盆地二叠系龙潭组页岩孔隙发育特征及主控因素[J].天然气地球科学,2020,31(11):1593-1602.  
CHEN Feiran, WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, et al. Pore development characteristics and main controlling factors of the Permian marine-continent transitional shale in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(11): 1593-1602.
- [10] 李国永,姚艳斌,王辉,等.鄂尔多斯盆地神木-佳县区块深部煤层气地质特征及勘探开发潜力[J].煤田地质与勘探,2024,52(2):70-80.  
LI Guoyong, YAO Yanbin, WANG Hui, et al. Deep coalbed methane resources in the Shenmu-Jiaxian block, Ordos Basin, China: Geological characteristics and potential for exploration and exploitation[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 70-80.
- [11] 康世龙,吕玉民,王存武,等.沉积环境对煤层含气量的控制:以沁水盆地寿阳地区太原组15#煤为例[J].古地理学报,2024,26(2):416-430.  
KANG Shilong, LV Yumin, WANG Cunwu, et al. Control of sedimentary environments on gas contents of coal seams: A case study of No. 15 coals bed of the Taiyuan Formation in Shouyang area, Qinshui Basin[J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2024, 26(2): 416-430.
- [12] 秦勇,申建.论深部煤层气基本地质问题[J].石油学报,2016,37(1):125-136.  
QIN Yong, SHEN Jian. On the fundamental issues of deep coalbed methane geology[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 125-136.
- [13] 许浩,汤达祯,陶树,等.深、浅部煤层气地质条件差异性及其形成机制[J].煤田地质与勘探,2024,52(2):33-39.  
XU Hao, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. Differences in geological conditions of deep and shallow coalbed methane and their formation mechanisms[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 33-39.
- [14] 郗兆栋,唐书恒,刘忠,等.宁武盆地南部深部煤层气临界深度与成藏特征[J].天然气工业,2024,44(1):108-118.  
XI Zhaodong, TANG Shuheng, LIU Zhong, et al. Critical depth and accumulation characteristics of deep coalbed methane in the southern Ningwu Basin[J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(1): 108-118.
- [15] 魏亚玲,张学梅,王立岩,等.关于煤层气含气量临界深度算法的探讨[J].中国煤层气,2023,20(4):35-39.  
WEI Yaling, ZHANG Xuemei, WANG Liyan, et al. Discussion on gas content critical depth algorithm of coalbed methane[J]. China Coalbed Methane, 2023, 20(4): 35-39.
- [16] 李友川,孙玉梅,兰蕾.用乙烷碳同位素判别天然气成因类型存在问题探讨[J].天然气地球科学,2016,27(4):654-664.  
LI Youchuan, SUN Yumei, LAN Lei. Discussion on the recognition of gas origin by using ethane carbon isotope[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(4): 654-664.
- [17] 胡国艺,李剑,李谨,等.判识天然气成因的轻烃指标探讨[J].中国科学(D辑:地球科学),2007,37(增刊2):111-117.  
HU Guoyi, LI Jian, LI Jin, et al. Preliminary study on the origin identification of natural gas by the parameters of light hydrocarbon[J]. Scientia Sinica(Terrae), 2007, 37(Suppl 2): 111-117.

- [18] 王学军, 张学军, 罗欢, 等. 碳同位素分馏效应对深层原油来源判断的影响[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(4): 154-163.  
WANG Xuejun, ZHANG Xuejun, LUO Huan, et al. Influences of carbon isotope fractionation effects on identification of deep crude oil sources[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(4): 154-163.
- [19] 王相业, 孙保平. 鄂尔多斯盆地兴县地区煤层气地球化学特征及成因[J]. 煤田地质与勘探, 2020, 48(4): 156-164.  
WANG Xiangye, SUN Baoping. Geochemical characteristics and their origin of CBM in Xingxian area, Ordos basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2020, 48(4): 156-164.
- [20] WHITICAR M J, 1996. Stable isotope geochemistry of coals, humic kerogens and related natural gas[J]. *International Journal of Coal Geology*, 32(1-4): 191-215.
- [21] WHITICAR M J, FABER E, SCHOELL M, 1986. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO<sub>2</sub> reduction vs. acetate fermentation—isotopic evidence[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 50(5): 693-709.
- [22] 鲍园, 韦重韬, 王超勇. 不同成因类型煤型气地球化学特征及其判识意义[J]. 地球科学(中国地质大学学报), 2013, 38(5): 1037-1046.  
BAO Yuan, WEI Chongtao, WANG Chaoyong. Geochemical characteristics and identification significance of coal type gas in various geneses[J]. *Earth Science(Journal of China University of Geosciences)*, 2013, 38(5): 1037-1046.
- [23] 张文, 刘向君, 梁利喜, 等. 海陆过渡相储层不同岩性断裂特征及其对压裂的影响[J]. 油气地质与采收率, 2024, 31(6): 74-88.  
ZHANG Wen, LIU Xiangjun, LIANG Lixi, et al. Fracture characteristics of reservoirs with different lithologies in marine-
- continental transitional facies and its influence on fracturing[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2024, 31(6): 74-88.
- [24] 马帅, 王永诗, 王学军, 等. 华北东部石炭纪—二叠纪沉积充填过程及其对物源区构造演化的响应[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(4): 1-20.  
MA Shuai, WANG Yongshi, WANG Xuejun, et al. Carboniferous-Permian sedimentary filling process in eastern North China and its response to tectonic evolution of provenance area[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(4): 1-20.
- [25] 吴鹏, 胡维强, 李洋冰, 等. 临兴—神府区块深部煤层气地球化学特征及其影响因素[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(5): 1-11.  
WU Peng, HU Weiqiang, LI Yangbing, et al. Geochemical characteristics and influencing factors of deep coalbed methane in the Linxing-Shenfu Block[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(5): 1-11.
- [26] 孟祥超, 周伯玉, 陈扬, 等. 含煤岩系中煤层的差异沉积响应与油气勘探: 以玛湖斜坡区侏罗系八道湾组为例[J]. 沉积学报, 2023, 41(4): 1212-1226.  
MENG Xiangchao, ZHOU Boyu, CHEN Yang, et al. Differential sedimentary response of coal seams in coal-bearing rock series and oil and gas exploration: A case study of the J1b Formation in the Mahu slope area[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2023, 41(4): 1212-1226.
- [27] 郝牧歌, 张金功, 李顺明, 等. 断层输导差异性定量评价及其在致密油气藏勘探中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(1): 60-68.  
HAO Muge, ZHANG Jingong, LI Shunming, et al. Quantitative evaluation of fault transport difference and its application in tight oil and gas reservoir exploration[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 60-68.

(编辑 尹淑容)

(上接第193页)

- [25] 张庄, 宋晓波, 苏成鹏, 等. 四川盆地中二叠统茅口组一段岩石微相特征及储层成因: 以华蓥山二崖剖面为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(3): 405-414.  
ZHANG Zhuang, SONG Xiaobo, SU Chengpeng, et al. Characteristics of rock microfacies and reservoir genesis of the first Member of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin: a case study of Erya section of Huaying Mountain[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(3): 405-414.
- [26] 郭涛, 金晓波, 武迪迪, 等. 川东南南川区块龙潭组深部煤层气成藏特征及勘探前景[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(4): 60-67.  
GUO Tao, JIN Xiaobo, WU Didi, et al. Accumulation characteristics and exploration prospects of deep coalbed methane in the Longtan Formation of the Nanchuan block on the southeastern margin of the Sichuan Basin[J]. *Coal Geology & Exploration*, 2024, 52(4): 60-67.
- [27] 徐宇艳, 黄光辉, 谭思哲, 等. 四川盆地须家河组煤系烃源岩沉积发育模式探讨[J]. 广东石油化工学院学报, 2012, 22(3): 17-20.  
XU Yuyan, HUANG Guanghui, TAN Sizhe, et al. Sedimentary development model of coal-measure source rock in Sichuan Basin[J]. *Journal of Guangdong University of Petrochemical Technology*, 2012, 22(3): 17-20.
- [28] 王维旭, 王希友, 蒋佩, 等. 蜀南地区煤层气智能精细化排采技术及管控模式[J]. 天然气勘探与开发, 2017, 40(1): 83-87.  
WANG Weixu, WANG Xiyu, JIANG Pei, et al. Intelligent and fine CBM production technology and management & control mode in South Sichuan area[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2017, 40(1): 83-87.
- [29] 张学平, 刘友权, 张鹏飞, 等. 大川中沙溪庙致密砂岩储层支撑裂缝导流能力的影响因素[J]. 石油与天然气化工, 2024, 53(3): 92-97.  
ZHANG Xueping, LIU Youquan, ZHANG Pengfei, et al. Influencing factors of the fracture conductivity of propped cracks in the Shaximiao tight sandstone reservoir in central Sichuan[J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2024, 53(3): 92-97.
- [30] 尹中山, 邓轲, 刘虎, 等. 四川煤层气开发模式研究[J]. 中国煤炭地质, 2023, 35(1): 32-38.  
YIN Zhongshan, DENG Ke, LIU Hu, et al. Study on coalbed methane development model in Sichuan Province[J]. *Coal Geology of China*, 2023, 35(1): 32-38.
- [31] 尹中山, 李茂竹, 徐锡惠, 等. 四川古叙矿区大村矿段煤层气煤储层特征及改造效果[J]. 天然气工业, 2010, 30(7): 120-124.  
YIN Zhongshan, LI Maozhu, XU Xihui, et al. Characteristics of coalbed methane gas reservoirs and fracturing results of pilot test wells in the Dacun Zone of the Guxu Coal Field South Sichuan[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(7): 120-124.
- [32] 赵培荣, 高波, 郭战峰, 等. 四川盆地上二叠统海陆过渡相和深水陆棚相页岩气的勘探潜力[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 335-344.  
ZHAO Peirong, GAO Bo, GUO Zhanfeng, et al. Exploration potential of marine-continental transitional and deep-water shelf shale gas in Upper Permian, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2020, 42(3): 335-344.
- [33] 罗平亚, 朱苏阳. 中国建立千亿立方米级煤层气大产业的理论与技术基础[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1755-1763.  
LUO Pingya, ZHU Suyang. Theoretical and technical fundamentals of a 100 billion-cubic-meter-scale large industry of coalbed methane in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(11): 1755-1763.

(编辑 李青)