

引用格式:朱苏阳,刘伟,王运峰,等.四川盆地煤层气勘探开发现状与前景[J].油气藏评价与开发,2025,15(2):185-193.

ZHU Suyang, LIU Wei, WANG Yunfeng, et al. Current situation and prospects of coalbed methane exploration and development in Sichuan Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2025, 15(2): 185-193.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2025.02.003

四川盆地煤层气勘探开发现状与前景

朱苏阳^{1,2}, 刘伟¹, 王运峰³, 贾春生², 陈朝刚⁴, 彭小龙^{1,2}

(1.西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川成都 610500;2.天府新能源研究院,四川成都 610041;
3.四川省能源投资集团有限责任公司,四川成都 610041;4.四川省能投油气勘探开发有限公司,四川成都 610000)

摘要:四川盆地煤炭资源丰富,近年来也取得了部分煤层气探井的突破。为了探讨四川盆地建成煤层气生产基地的可行性,研究综述了四川盆地内煤层气藏的层位发育情况,以及川东南和川南地区煤层气开发区块的地质和动态特征。四川盆地内第一个煤层气生产基地筠连沐爱矿区地面抽排井已达450余口,连续5a年产气量超过 $1.00\times 10^8\text{ m}^3$;蜀南矿区内生产井数328口,年产气量达 $0.79\times 10^8\text{ m}^3$ 。然而,盆地内以煤层作为目标层位的煤层气井日均产量不到 700 m^3 ,但对煤层及附近砂岩层段进行笼统压裂改造的先导探产井却能达到 $5\ 000\sim 8\ 000\text{ m}^3/\text{d}$ 的规模,这说明四川盆地煤层气生产动态与国内其他煤层气生产基地差异较大,这是源于盆地内多发育薄层以及致密砂岩互层的构造煤,因此,不能沿用沁水、鄂尔多斯等典型厚煤层的“甜点”评价和开发方式,亟须改变以“煤层”作为煤层气井唯一目标层位的开发思路。实践表明:四川盆地煤层多发育于海陆过渡相地层,虽然煤层自身横向发育并不稳定,但是稳定发育了“煤层+砂岩+泥岩”3种岩性的组合,特殊的岩性组合可以形成“煤—砂—煤”烃源封存箱体,对四川盆地薄互层煤层气的开发和产能建设具有重要意义。另外,四川盆地近年来关停大量煤矿,废弃煤矿中富集的煤层气亟须结合地面钻井开发手段进行二次开发。综上所述,根据四川盆地的地质资源量和现有开采技术,为建设继沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘之后的第三个煤层气产业基地提供了可能。

关键词:四川盆地;煤层气;煤系气;薄互层;烃源封存箱体

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Current situation and prospects of coalbed methane exploration and development in Sichuan Basin

ZHU Suyang^{1,2}, LIU Wei¹, WANG Yunfeng³, JIA Chunsheng², CHEN Chaogang⁴, PENG Xiaolong^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Tianfu New Energy Institute, Chengdu, Sichuan 610041, China; 3. Sichuan Energy Investment Group Co., LTD., Chengdu, Sichuan 610041, China; 4. Sichuan Energy Investment Oil and Gas Exploration and Development Co., LTD., Chengdu, Sichuan 610000, China)

Abstract: The Sichuan Basin is abundant in coal resources and has achieved breakthroughs in coalbed methane exploration wells in recent years. To explore the feasibility of establishing a coalbed methane production base in the Sichuan Basin, this study reviews the stratigraphic development of coalbed methane reservoirs in the Sichuan Basin, as well as the geological and dynamic characteristics of coalbed methane development blocks in the southeastern and southern regions of Sichuan. The first coalbed methane production base in the Sichuan Basin, the Junlian-Mu'ai mining area, has more than 450 surface extraction wells, with an annual gas production of over $1.00\times 10^8\text{ m}^3$ for five consecutive years. In the Shunan mining area, there are 328 production wells, with an annual gas production of $0.79\times 10^8\text{ m}^3$. However, in the basin, the average daily production of coalbed methane wells targeting coal seams is less than 700 m^3 , while pilot exploration wells that apply general fracturing to coal seams and adjacent sandstone layers can achieve production rates of $5\ 000$ to $8\ 000\text{ m}^3/\text{day}$. This indicates that the production dynamics of coalbed methane in the Sichuan Basin differ significantly from those in other domestic coalbed methane production bases. This difference is attributed to the widespread development of thin coal seams and the structural coal layers interbedded with tight sandstone. Consequently, it is not appropriate to apply the “sweet spot” evaluation and development methods used for typical thick coal seams in basins such as the Qinshui Basin and Ordos Basin. There is an urgent need to shift away from the approach of considering only coal

收稿日期:2024-09-09。

第一作者简介:朱苏阳(1989—),男,博士,副研究员,主要从事煤层气藏工程和数值模拟研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号,邮政编码:610500。E-mail:suyang.zhu@swpu.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金青年基金项目“基于煤粉群运移动力学特征的煤层气-水-固耦合传质机理研究”(52104036);四川省自然科学基金青年基金项目“考虑纳米尺度效应与微纳跨尺度流动的煤层气临界解吸机制研究”(2023NSFSC0932)。

seams as the sole target layer for coalbed methane wells. Practice shows that coal seams in the Sichuan Basin are primarily developed in transitional marine-continental strata. Although the lateral development of coal seams is not stable, a stable combination of “coal, sandstone, and mudstone” has formed. This special lithologic combination can create “coal-sand-coal” hydrocarbon source storage boxes, which is of significant importance for the development and production capacity of thin interbedded coal seams in the Sichuan Basin. Moreover, a large number of coal mines in the Sichuan Basin have been shut down in recent years, and the coalbed methane accumulated in the abandoned mines urgently requires secondary development using surface drilling techniques. In conclusion, based on the geological resources and existing extraction technologies in the Sichuan Basin, it is feasible to establish the third coalbed methane industry base, following the Qinshui Basin and the eastern edge of the Ordos Basin.

Keywords: Sichuan Basin; coalbed methane; coal measure gas; thin interbed; hydrocarbon source storage box

中国常规天然气资源量以及现有勘探开发技术仅能满足“双碳”战略规划中天然气用量的50%左右^[1-3]。国家能源安全和“双碳”战略都亟须寻找可靠天然气资源并实现高效开发^[4]。四川省中浅层煤炭已探明量约 160×10^8 t, 煤炭资源丰富, 其中, 煤系烃源岩主要发育于二叠系上统龙潭组、三叠系上统须家河组^[5], 预测埋深2 000 m以浅煤层气资源总量为 6.715×10^8 m³。以川南煤田现有瓦斯含量估算, 川南地区的煤层气资源量约为 4.500×10^8 m³^[6]。虽然, 四川盆地整体富煤且煤层气资源丰富, 但与沁水盆地、鄂尔多斯盆地发育的较厚单层煤层不同, 四川盆地煤层多呈现稳定的薄层以及与致密砂岩叠置互层的特征^[7-9], 煤层气开发的动态也与国内主要煤层气开发盆地存在较大差异。

近年来, 四川盆地内煤层气井相继取得高产气流突破, 2010年古蔺大村DCMT-3井日产气量高于1 000 m³达350 d^[10], 2016年川南地区川高参1井日产气量连续3个月达6 000 m³, 最高达8 370 m³/d^[11], 川高参2井同样形成了2 000 m³/d的高产特征。但是零星高产的煤层气井并未推动煤层气区块的规模开发, 这些气井的产能在煤层气领域内属于高产突破, 在富气、聚气的四川盆地, 这些气井的产能却难以引起重视。四川盆地煤层气埋深较浅, 建井和压裂成本较低, 附近集输管网较为系统化, 根据资源量评价, 仍具有建成年产 20×10^8 m³大气田的可能性。

为论证此种可能性并明确四川盆地煤层气的发展方向, 研究综述了四川盆地煤层构造特征、发育情况以及煤系地层的特性, 剖析了盆地内典型煤层气生产区块的地质

层位特征和生产动态, 明确了四川盆地煤层气的地质特点和发展方向。

1 四川盆地构造与煤层气、煤系气赋存基本特征

1.1 盆地构造特征

四川盆地位于扬子地台西北部, 盆地及周缘煤层气资源丰富, 主要分布在二叠系和三叠系地层, 上二叠统从底部到顶部依次为龙潭组和长兴组。川西南地区的上二叠统由陆相宣威组和峨眉山玄武岩组成; 川东—川北地区龙潭组发生相变为吴家坪组, 在开江—梁平海槽一带, 长兴组相变为大隆组; 川南—川中地区发育龙潭组和长兴组^[12]。其中, 上二叠统龙潭组为海陆过渡相含煤层系, 由于构造运动导致龙潭组埋深较深, 最深达4 500 m, 龙潭组地层厚度介于60~160 m(局部可达200 m), 由深灰—灰黑色的泥页岩、粉砂岩夹煤层组成, 难以形成厚层煤层(表1)^[12]。

1.2 盆地煤层气赋存基本特征

四川盆地龙潭组煤层煤体结构在不同构造分区之间呈现明显差异, 位于川南盆地边缘的区域, 以构造煤为主要特征, 地质构造相对复杂且断层较为发育; 川中地区以原生结构煤为主, 构造较为平稳, 不发育深、大断层, 具备良好的储层压裂改造条件(图1)^[13-14]。根据岩心测试结

表1 四川盆地上二叠统龙潭组、上三叠统须家河组煤层气、页岩气成藏类比

Table 1 Comparison of coalbed methane and shale gas reservoir formation in Upper Permian Longtan Formation and Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin

地层	岩相岩性	暗色泥质岩厚度/m	煤层厚度	有机质丰度/%	有机质类型		评估
					$\delta^{13}C_k$ /‰	有机质类型指数	
上三叠统 须家河组	滨湖沼泽相, 砂页岩含煤	100~1 500 (川东南薄, 川西厚)	烟煤为主, 一般较薄, 累厚可达28 m	0.4~10.0 (平均2%左右, 一般 介于2%~3%)	-24~-27	-40~-80 (Ⅲ型)	威远及川西南— 川南北段, 页岩 气成藏有利
上二叠统 龙潭组	滨海潮坪沼泽相, 页岩碳酸盐岩含煤	0.25~125.00 (大部分低于100 m)	川南南侧无烟煤为主, 累厚介于5~10 m; 川 东南烟煤为主	0.5~13.0 (平均3%左右, 一般 介于3%~5%)	>-26	0~-80 (Ⅲ型, 局部 富氢)	华蓥山及其东 南、南侧, 有利于 煤层气成藏

注: $\delta^{13}C_k$ 为干酪根碳同位素值, 单位‰。

果,川南地区浅于1 000 m的煤层平均孔隙度可达7.68%;而在川中地区,埋藏深度介于2 000~3 000 m的煤层平均孔隙度约为4.55%,其渗透率约为 $0.097 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,与大宁—吉县区块的孔隙度水平大体一致。截至2022年底统计,四川盆地埋藏2 000 m以浅的煤层气资源量为 $10 459 \times 10^8 \text{ m}^3$,作为四川盆地深部煤层气开发主要目标的龙潭组累计煤层气地质资源量为 $119 800 \times 10^8 \text{ m}^3$ [12]。

四川盆地顶底板组合样式主要存在3类:Ⅰ型,煤—泥组合;Ⅱ型,煤—灰组合;Ⅲ型,煤—砂组合[12]。在这3类中,泥岩和顶部煤层作为盖层,对于下伏煤层中和泥质粉砂岩中的天然气保存最为有利。平面上,岩性平面分布受沉积环境控制,在川南部分地区,可见由煤层与砂岩共

同构成的储盖组合,而在川中地区主要特征则是以含粉砂质泥岩或泥质粉砂岩为主的岩性组合[12]。

1.3 盆地煤系气赋存基本特征

四川盆地上三叠统须家河组符合前陆盆地地层沉积模式,形成了“连续型”准层状低—特低孔渗砂岩气,气藏成因主要包括煤成因、热成因和生物成因。准层状“连续型”岩性大气区具有含气面积大、丰度低、气藏规模小、气层厚度薄的聚集特点(图2)[15]。须家河组层序演化由于受构造作用控制,经历了3次构造推覆加载和岩石圈弯曲变形阶段,2次应力恢复和盆地扩展阶段以及1次均衡回弹阶段[16]。

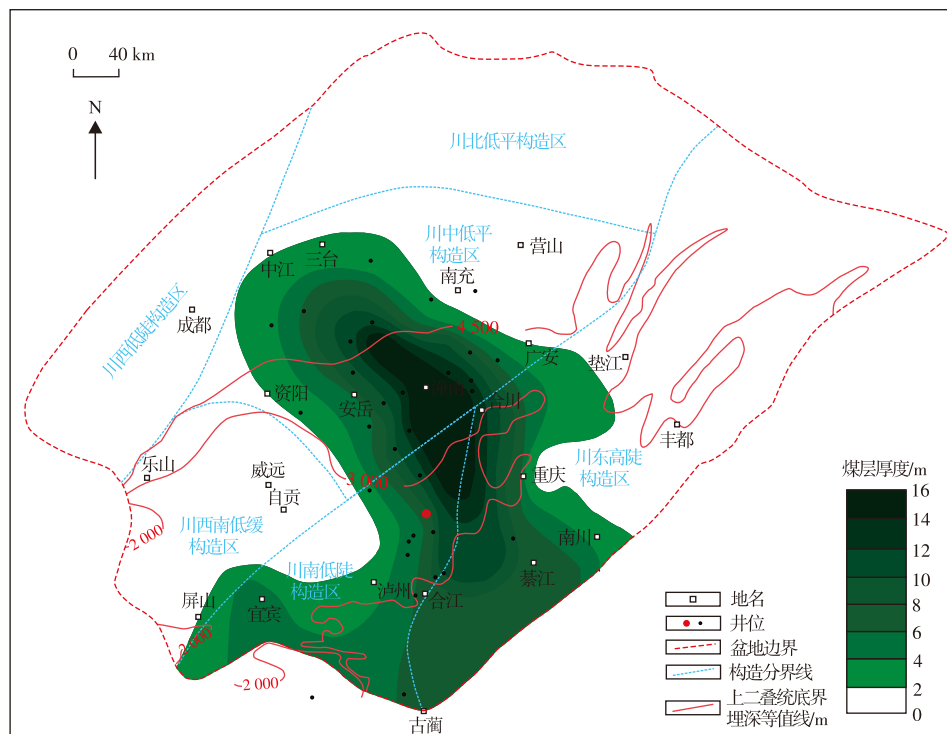


图1 四川盆地构造分区、龙潭组煤层厚度分布

Fig. 1 Tectonic division of Sichuan Basin and coal seam thickness distribution in Longtan Formation

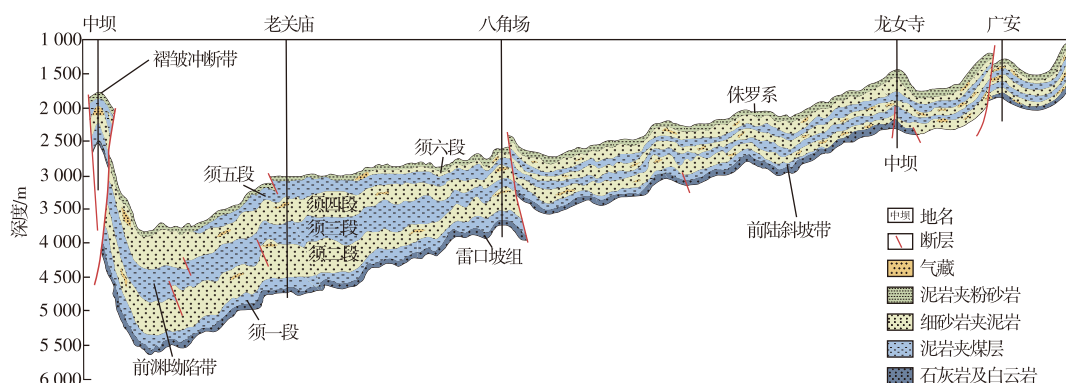


图2 四川盆地须家河组烃源岩、储集层纵向分布剖面

Fig. 2 Vertical distribution profile of source rocks and reservoirs in Xujiahe Formation, Sichuan Basin

须家河组一段(须一段)、须家河组三段(须三段)、须家河组五段(须五段)为面积广且厚度大的含煤层段,在川中地区排烃强度高达到 $(10\sim 30)\times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$ 以上,这3段以层状蒸发式排烃为须家河组提供了成藏基础。须家河组二段(须二段)、须家河组四段(须四段)、须家河组六段(须六段)为构造静止期三角洲沉积形成的砂岩,储存了烃源岩产生的煤系气。砂岩上方的烃源岩作为盖层阻挡了气体的逸散,在须家河组形成了典型的煤成气“连续型”大气区,该类气区具有生烃连续、储层连续、开采连续的特征^[15]。

须家河组煤系大气区无直接盖层和明显圈闭,煤系气资源量大但丰度较低,开采难度大。且储集层为三角洲沉积,非均质性强,孔隙度基本低于10%,渗透率介于 $(10^{-9}\sim 1)\times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$,为低—特低孔渗致密储层^[15]。同时,沉积作用和成岩作用影响了气藏分布,难以确定有利储层的位置。此类煤系“连续型”准层状砂岩气藏中,物性和连通性好的连续砂体不一定富集天然气形成气藏^[17-18],但由于“煤—砂—煤”特殊的箱型封闭体存在,完全可以提供 $5\ 000\text{ m}^3/\text{d}$ 左右的产气量。

2 四川盆地煤层气地质储层特征及开发现状

以前,四川盆地煤层气生产区块多与煤炭开采区相邻,煤层气的开发主要以井下瓦斯抽排为主,地面钻井生产处于探索阶段,且生产效果并不理想。近年来,川南和川东南地区煤层气勘探与开发取得了新的进展,古蔺大村、筠连沐爱和大桥三个区块相继出现了产量超过 $2\ 000\sim 3\ 000\text{ m}^3/\text{d}$ 的高产气井。

2.1 川东南地区

1) 石宝矿区

川中—川东南地区烃源岩主要为上二叠统龙潭组发育的有机质泥岩。在川中地区此层段的埋深通常介于 $3\ 000\sim 4\ 500\text{ m}$,而川东南区域则多介于 $1\ 000\sim 3\ 500\text{ m}$ ^[19]。近年在川东南的多口钻井中发现龙潭组地层富含有机质,东页深1井、宋7井、桐6井在钻遇龙潭组煤层组时均出现了气层显示及井涌现象^[19-20]。

石宝矿区的龙潭组在地层演化初始阶段,沉积作用以潮坪与海湾相为主,随后,随着来自西侧物源的增多,

逐渐过渡为潮坪—三角洲沉积。晚期,由于东南方向海水的侵入,沉积环境转变为以三角洲为主^[21]。龙潭组下段与茅口组灰岩之间为假整合接触,上部煤层厚度为 2.65 m ,为灰黑—黑色半亮型煤,呈粉煤特征,多呈泻湖亚相特征;龙潭组中段厚度约为 69.52 m ,包含8层煤层,间夹泥质页岩、碳质泥岩以及粉砂岩和细砂岩,上部为三角洲平原亚相沉积,整体表现为“砂泥互层”构造特征,主要为黄铁矿层;龙潭组上段整合接触长兴组灰岩,主要包括碳质泥岩夹粉砂岩和煤层^[22]。现场对该地区的探井SD1井钻井岩心进行了解吸实验,煤层附近的泥页岩测试结果显示其含气量介于 $0.61\sim 4.70\text{ m}^3/\text{t}$,整体含气性较好,解吸气含量均高于 $0.5\text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $2.16\text{ m}^3/\text{t}$,符合工业开采下限^[23]。煤层含气量则介于 $3.10\sim 26.31\text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $12.32\text{ m}^3/\text{t}$,显示出较高的开发潜力;而煤层邻近的致密(粉)砂岩含气量相对较低,仅介于 $0.11\sim 0.46\text{ m}^3/\text{t}$,平均为 $0.24\text{ m}^3/\text{t}$,但仍然具有与煤层合压后投产的潜力。

2) 南川地区

南川区块位于四川盆地东南缘,川东高陡构造带万县复向斜内,该区龙潭组地层主要为潮坪—泻湖—碳酸盐岩台地沉积体系,主要发育灰黑色泥岩、粉砂质泥岩夹煤层和灰岩,下与茅口组以平行不整合接触,上与长兴组则呈整合接触。

龙潭组一段1号、2号煤层是南川地区主力煤层,全区分布稳定,1号煤层沉积环境稳定^[24-25],厚度介于 $1.5\sim 4.2\text{ m}$,其顶板多见灰黑色泥岩和灰质泥岩,部分地带还分布有灰岩,而底板则由铝土质泥岩构成。

该区由于天然裂缝与最大主应力方向呈较小夹角,有助于裂缝的开启并可延伸形成大规模缝网。受地质构造作用影响,南川区块煤层埋藏深度差异较大:主体部分介于 $1\ 000\sim 3\ 000\text{ m}$,背斜区域通常介于 $1\ 000\sim 2\ 500\text{ m}$,而向斜部位多超过 $2\ 500\text{ m}$,最深达 $4\ 500\text{ m}$ ^[26]。

南川区块广泛分布具有中高热演化水平的煤层,为煤层气富集提供了重要的物质条件。该区大量煤田钻探和井下资料均显示,川东南地区的龙潭组煤层展现出良好的含气性。实验表明:南川区块煤层具备“高含气量及高游离气占比”的特征,总气量介于 $12\sim 37\text{ m}^3/\text{t}$,且随着埋深的增加而升高。通过煤样的等温吸附实验可知:该区块煤层在约 $1\ 500\text{ m}$ 埋深处出现吸附临界转变,超过此深度后,煤层的吸附能力在地层中逐渐降低,而游离气占比随埋深增大而逐渐升高,一般介于 $24.4\%\sim 35.6\%$ (表2)。

表2 四川盆地南川区块龙潭组煤层含气量及游离气占比统计(据参考文献[27]修改)

Table 2 Statistics of gas content and free gas proportion in coal seams of Longtan Formation, Nanchuan block, Sichuan Basin (modified from reference [27])

井号	埋深/m	解吸气量/(m^3/t)	损失气量/(m^3/t)	总含气量/(m^3/t)	理论气量/(m^3/t)	游离气占比/%
Y2	1 976	16.0	15.6	31.6	23.9	24.4
Y1	2 700	18.0	19.6	37.6	24.2	35.6

在四川盆地东南边缘的南川区块,中国石化华东油气分公司部署了4口煤层气直井。其中,NY1井经常规压裂测试后,日产气量可达3 000 m³;另有3口井引入有效支撑压裂技术^[13],测试日产气量达到(0.65~1.30)×10⁴ m³。Y2井埋深1 976 m,直井自喷日产气量为1.3×10⁴ m³,表现出良好的稳产性能。证实了川东南地区龙潭组深部煤层气良好的勘探潜力。现场含气量测试解吸速率呈先上升后下降的特征,解吸速率前期上升阶段主要是因为游离气、吸附气同时采出的结果。Y2直井生产层位煤-砂互层,自喷生产这一生产特征也证实区块富含游离气^[26]。

2.2 川南地区

目前四川盆地煤层气主力区块主要集中在川南煤田的芙蓉、筠连和古叙三大矿区。根据勘探成果,估计川南地区具有4 500×10⁸ m³左右的煤层气资源,其中优选出高县、沐爱和石屏一大村区块3个有利区,资源量达2 125×10⁸ m³左右,蕴藏着极大的勘探开发潜力。其他地区也有一定煤层气开发,但是规模较小,例如蜀南地区位于四川盆地南缘、云贵高原北麓川滇两省结合部,目前该区块产气量为21.9×10⁴ m³/d,区内生产井数328口,有77口井峰值产气量超过1 000 m³/d,但多数井平均产量仍低于600 m³/d^[28-29]。

1) 芙蓉、筠连、古叙矿区

芙蓉、筠连、古叙三大矿区内构造形式为背斜与向斜相互叠置,煤岩处于应力集中的构造带,经历挤压作用后变形明显。由于历经多次构造活动,该区埋深自西向东从3 000 m增至5 050 m,这一时期生产了大量的煤层气。随着盆地的抬升与剥蚀作用,原本有利于煤层气保存的地质条件开始消失,现存煤系地层多受泥岩盖层所保护,具有良好的封闭性及煤层物性^[28](表3)。

2010年,中国石油浙江油田在建设昭104井的过程中,在上二叠统乐平组找到了一套较好的煤层气储层,并对其进行了勘探。相继投产的YSL1井等煤层气井日产能介于1 000~3 500 m³,区域内施工超过40口地质评价井和450多口煤层气生产井。另外,在沐爱区优选建设

年产3×10⁸ m³的煤层气开发区。2016年,沐爱区块成为四川首个上报已探明煤层气储量的区块,其储量占四川天然气资源总量的2%,约为93.84×10⁸ m³。到2021年,区块天然气年产量达到1.25×10⁸ m³左右,成功实现商业化开发^[30],截至目前筠连沐爱矿区地面抽排井已达450余口,连续5 a产气量超过1.00×10⁸ m³^[9]。

2003年,四川省煤田地质局在古叙矿区开展了煤层气勘查和开采工作,在此基础上,对石屏一大村地区2个煤层瓦斯参数测试井进行了研究。2007至2010年对DCMT-3等3口试验井进行了试采,发现单井产气量达650~1 858 m³/d,标志着南方高阶煤层气开采取得了重要进展^[29]。“十二五”期间,古叙矿区进一步加强煤层气勘探,在大村、石宝、河坝等井田完成了约20口参数井的试验开采。其中,大村地区的丛3-2定向井顺利获得持续稳定的工业气流,并取得了较好的经济效益。

相比之下,芙蓉矿区的开发工程相对较少,但单井存在巨大潜力。2015年,系统研究了四川南部地区上二叠统宣威组与龙潭组煤系气,确定了底洞—上罗—九丝城、石碑—九丝城和文江3个优选区。其中,文江地区的煤系气面积为109.55 km²,埋深1 500 m以内的煤层气和页岩气储量为292.23×10⁸ m³。中国地质调查局在矿区西翼布设了3口评价井,现场解吸的煤层气含量介于8.38~18.29 m³/t,平均为11.90 m³/t^[11]。其中,川高参1井最高日产气量达到8 307 m³,并连续90 d稳定在6 000 m³左右。这一调查在新区煤层气勘查工作中取得了重要突破,对南部地区开展煤层气开发利用工作意义重大。

2) 古叙矿区大村矿段

据初步估算,古叙矿区煤层气储量为1 001×10⁸ m³,是一个具有千亿立方米的大规模煤田。古叙矿区大村矿段位于四川省古蔺县以东60 km处,是一处未开采的大型整装煤田,煤层气储量超过百亿立方米。该矿段的煤矿初步设计产能为360×10⁴ t/a,在资源评价研究中被初步认定为高瓦斯矿井,是全国13个大型煤炭基地的核心矿井。川南煤田为高瓦斯及煤与瓦斯突出矿井。实测数据显

表3 三大矿区煤储层主要参数

Table 3 Main parameters of coal reservoirs in three major mining areas

矿区	煤层发育层位	主力煤层	主力煤层总厚度/m	煤层间距/m	平均含气量/(m ³ /t)	煤体结构	临界解吸压力/MPa	储层压力系数	割理密度/(条/5 cm)	渗透率/10 ⁻³ μm ²
芙蓉	宣威组上部	B ₂ 、B ₃ 、B ₄	1.75~6.18	0~2.00	15	以原生结构为主	5.80~6.70	1.14~1.34	6~18	0.030~0.190
筠连	宣威组中上部	C ₂ 、C ₃ 、C ₇ 、C ₈	3.30~7.10	0~2.70	15	以原生结构为主	2.90~7.40	0.72~1.06	5~10	0.020~0.180
古叙	龙潭组	C ₁₃ 、C ₁₄ 、C ₁₇ 、C ₁₉ 、C ₂₃ 、C ₂₄ 、C ₂₅	7.44~9.95	3.46~11.58	18	以破裂、碎粒结构为主	2.10~3.50	0.65~1.29	4~12	0.001~0.500

示, C_{19} 煤层的瓦斯突出量介于 $16.99\sim 26.33\text{ m}^3/\text{t}$, C_{23} 煤层介于 $15.85\sim 21.55\text{ m}^3/\text{t}$, C_{25} 煤层则介于 $17.85\sim 22.55\text{ m}^3/\text{t}$ ^[31]。该区煤层展现出了良好的解吸特性。从排采井抽出的水样清澈微黄, 且不含煤粉, 这表明地层未发生吐砂现象, 裂隙仍处于开启状态。

DCMT-3 井为四川省煤田地质局于 2007 年部署的一口参数井, 位于古蔺复背斜二郎坝向斜的西北翼。该井在针对上二叠统龙潭组的 C_{19} 、 C_{23} 与 C_{25} 三层主力煤层压裂施工完成后, 于 12 月 16 日正式启动排采作业, DC-1 井和 DC-2 井也在同一时间投产。DCMT-3 井、DC-1 井、DC-2 井的抽油泵分别安装在井深分别为 603.61、459.87、498.87 m 处, 经过约 40 d 的抽采后进入产气阶段, DCMT-3 井、DC-1 井和 DC-2 井分别于 2010 年 2 月 2 日、2 月 9 日和 3 月 8 日顺利点火。截至 6 月 30 日, 共计采出煤层气 $35.1\times 10^4\text{ m}^3$, 采出地层水 $2\,005.4\text{ m}^3$ ^[32]。DCMT-3 井的日产气量超过 $1\,000\text{ m}^3$, 持续时间长达 11 个月(图 3)。

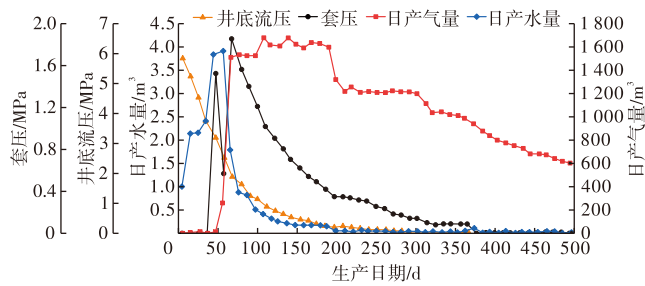


图3 四川盆地 DCMT-3 井排采曲线

Fig. 3 Production curves of DCMT-3 well in Sichuan Basin

3) 长宁地区

长宁背斜与筠连潜伏构造之间形成的向斜区是长宁页岩气的主力建产区, 部分井进行了煤层气试采, 为二叠系煤层气评价提供了大量实物资料(表 4)。该地区全区煤层发育段为龙潭组顶部 C_1-C_{10} , 全区分布稳定, 单层煤厚最大达到 8.6 m。主力煤层 C_7-C_8 连续发育, 在全区稳定分布, 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。煤层平均厚度为 2.86 m, 以半亮煤为主, 岩心呈现金属和玻璃光泽。长宁地区宏观煤体结构以原生结构为主。

长宁地区 C_7-C_8 煤层分布稳定, 深层煤含气量介于 $13.56\sim 27.52\text{ m}^3/\text{t}$, 中浅层含气量介于 $10.9\sim 17.2\text{ m}^3/\text{t}$, 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, 长宁区块煤杨氏模量介于 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近, 有利于压裂改造。川高参 1 井获得了南方地区最高稳定日产气量, 在地质调查研究项目中取得了重要性认识(图 4), 川高 2 井在勘探开发经营体系中取得创新突破, 获取 4 个月以上持续稳定高产 $1\,500\text{ m}^3/\text{d}$, 预测 EUR(经济可采储量)为 $630\times 10^4\text{ m}^3$, 见气压力更高, 日产气量更稳, 生产潜力更大。

表 4 四川盆地长宁地区煤层气生产井情况

Table 4 Coalbed methane production wells in Changning area, Sichuan Basin

井号	类别	煤层深度/m	煤层厚度(开发煤层)/m	日产气量/ m^3	累计产气量/ 10^4 m^3
川高参 1	煤层气	805.61	5.02	8 307	226.00
川高参 2	煤层气	868.00	6.22	3 626	56.64
川高 2	煤层气	834.00	5.10	1 500	
FB-1	煤层气	682.80	8.55	1 750	
FB-2	煤层气	817.50	1.95	829	
FB-3	煤层气	753.80	6.20	1 896	

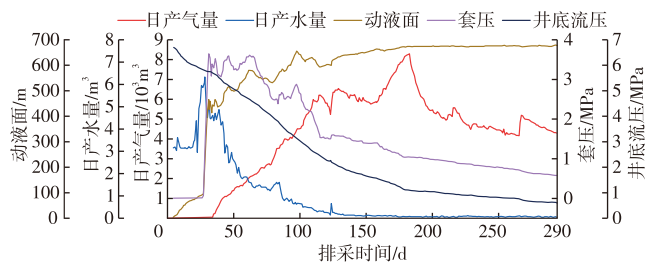


图4 四川盆地川高参 1 井排采动态曲线

Fig. 4 Production dynamic curves of Chuangaocan 1 well, Sichuan Basin

3 四川盆地煤层气发展现状与前景分析

3.1 四川盆地煤层气勘探开发现状

近年来, 四川省在煤层气勘探开发方面取得了显著进展, 形成了一定的产业基础。四川盆地煤层气分布具有地区和层位集中的特点, 预测埋深 2 000 m 以浅总资源量达 $6\,715\times 10^8\text{ m}^3$, 其中 70% 的煤层气资源聚集在芙蓉、

筠连和古叙矿区,总计约 $4\,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。与沁水盆地南部、鄂尔多斯盆地东缘等国内典型煤层气生产基地不同,四川盆地的煤层多为海陆过渡相分布不稳定的薄煤层以及致密砂岩叠置互层的构造煤(表5)。

这种薄煤层和致密砂岩叠置互层的煤层发育源于海陆过渡相沉积环境的不稳定,对生产动态也有相当的影响。相比沁水盆地南部煤层,四川盆地煤层构造复杂,变质程度和厚度更低,横向上目标煤层埋深范围更广,从浅层到深层均有发育,虽 C_7 — C_8 煤层均有发育,但是厚度和含气性并不稳定。对于芙蓉、筠连和古叙三大矿区,煤层气开发效果差异较大,高产井产量($3\,000 \sim 5\,000 \text{ m}^3/\text{d}$)和区块的平均产量($800 \sim 1\,200 \text{ m}^3/\text{d}$)差异可以高达3~4倍。开发区块的探井和压裂生产的气井产能通常处于该区块产量的中上水平,反而是经过特别针对煤层的“地质-工程”双“甜点”指标体系评价后得到的优势区块,没有展现出应有的高产和稳产能力。

3.2 需要重视“煤—砂—煤”烃源封存箱体的特殊意义

从大量气井的生产动态和测井数据可知,以煤层为主力层位而进行地质“甜点”优化的生产井,产量通常难以超过 $1\,500 \sim 2\,000 \text{ m}^3/\text{d}$,而高产井周围的煤层物性并非区域最佳,但却能达到 $3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上的产量,甚至在累计厚度6 m的煤层中,达到了 $8\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的峰值产量。通过分析测井数据的层位信息可知:此类高产井的煤层附近,通常伴生一定的弱含气的致密砂岩。例如,长宁地区的川高参1井和川高2井, C_6 — C_8 煤层中存在明显含气的泥质粉砂岩和粉砂岩夹层(图5)。

对于长宁地区的川高2井而言, C_7 — C_{10} 煤层具有总体横向分布连续,纵向薄互层交替叠置的特征,三层总厚共5~10 m。单个煤层厚度的横向分布并不稳定,这是由于长宁地区宣威组在沉积期发育了三角洲—沼泽相沉积体系,沉积环境和水动力差异加大。虽然煤层厚度发育和分布并不稳定,但是“煤层+砂岩+泥岩”3种岩性的组合,分布较为稳定。尤其是长宁地区,存在以 C_7 号煤层为顶部,以 C_{10} 号煤层为底部,中间夹泥砂互层的弱含气层,总体厚度介于6~10 m的典型“煤—砂—煤”烃源封存箱体。

“煤—砂—煤”烃源封存箱体可以描述为顶底均为煤层的“煤—砂—煤”稳定分布地层组合,这种组合的顶底部煤层对天然气的封闭效应明显,不仅可以作为煤层气生成、运移和储集的有利条件,还由于砂岩部分往往具有一定的渗透性,可以富集煤层演化过程中生成的天然气,对气井的产能贡献具有重要意义。这也是长宁地区 C_6 — C_8 煤层压力系数明显超过1.1的原因(表5)。类似的结构,在川西区域的须家河组地层中也大量存在,多个明显的异常高压带分布于须五段中部、须四段中上部的“煤—砂—煤”封存箱体内。钻遇封存箱体的煤层气井(川高参1井、川高参2井等),产量甚至可以超过 $3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

由于海陆过渡相沉积环境的特殊性,四川盆地川南地区煤层附近都会伴生一定的弱含气致密砂岩。这些致密砂岩与泥岩互层,含气性在测井上响应并不明显,但在录井上有明显的气侵。笼统压裂煤层的裂缝不可能只沟通煤层,而 $2\,000 \sim 3\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 的致密砂岩产气能力也

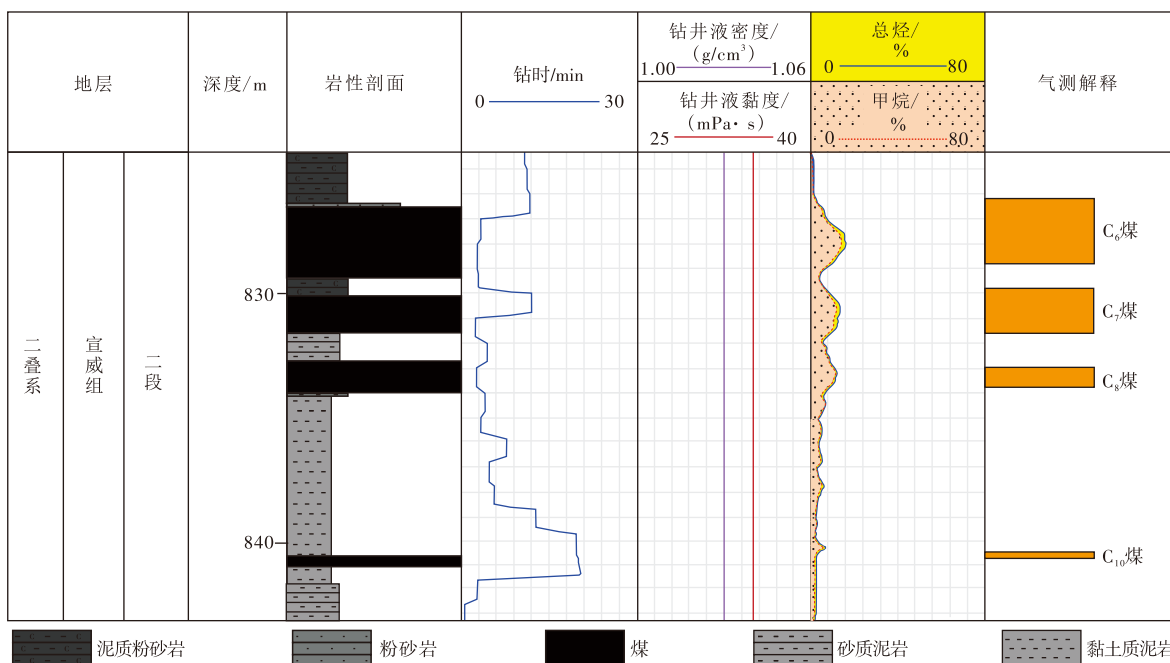


图5 四川盆地川高2井气测结果
Fig. 5 Gas logging results of Chuangao 2 well, Sichuan Basin

表5 中国和川南地区典型煤层气储层地质动态特征对比

Table 5 Comparison of geological and dynamic characteristics of typical coalbed methane reservoirs in China and southern Sichuan area

区块	地质条件					物性条件				
	煤体结构	变质程度/%	煤层纵向分布	煤层厚度/m	埋深/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	含气性/ (m^3/t)	压力系数	见气压力/ MPa
长宁	仅局部发育构造煤	2.91~2.97	主力煤层2~4层,薄煤层	4.3~5.1	500~1 400	4.20~7.70	0.20~1.37	10.6~18.4	1.18~1.34	5.80~6.94
筠连沐爱	仅局部发育构造煤	2.63~2.90	主力煤层2~4层,薄煤层	4.0~6.0	500~900	5.34	0.20	7.2~17.7	0.90~1.00	1.30~4.50
陕西韩城	破裂煤和碎粒煤	1.60~1.80	主力煤层2~3层,中厚煤层	3.0~8.0	300~1 000	4.50~5.70	2.10	9.7~11.2	0.60~0.80	1.50
沁南樊庄	厚原生煤,构造煤	3.68~4.36	单煤层,中厚煤层	6.0~7.0	300~800	6.20	1.30	19.3	1.00	1.00~4.80

以得到气藏评价(测井难以识别+气藏工程难以评价)的重视,但2 000~3 000 m^3/d 的产量规模对于煤层气则是较高的产量。因此,四川盆地煤层气的开发就需要重视“煤—砂—煤”烃源封存箱体对气井产能的特殊意义。

3.3 废弃煤矿瓦斯资源亟须地面钻井解决

四川盆地是煤炭生产基地,也是全国瓦斯地质和瓦斯灾害防治工作开展得较好的地区之一。由于煤炭地质的前期研究以及煤矿选址对煤层厚度发育的考虑,四川盆地煤层气生产区块也多在煤矿附近。2019年以来,按照《四川省30万吨/年以下煤矿分类处置方案》,四川地区2021年关闭退出计划的105处煤矿,2022年关停4处,2023年关停1处。矿井关闭或废弃后,遗煤或含瓦斯非煤储层中残留、聚集着大量瓦斯资源。由于废弃矿井采空区、开采扰动卸压区中的遗煤已经完全卸压,其渗透率已大为增加,所含瓦斯大多处于游离态,吸附态的瓦斯也容易解吸扩散形成游离态,完全适合现有地面建井的开采技术,并获得高产气井。“十二五”国家重大专项研究成果表明:在废弃煤矿的采空区、开采扰动卸压区采用地面钻井生产或是工作面打水平井抽排,完全能够获得平均单井产量介于10 000~30 000 m^3/d 的高产井^[33]。

四川省在煤层气地面钻井开采和井下瓦斯抽排系统方面均有布局,但仍以井下抽排为主。2021年四川瓦斯抽采量为 $4.2 \times 10^8 \text{m}^3$,主要采用井下抽采,明显存在甲烷含量偏低,难以实现商业利用的问题。由此可知,四川盆地的废弃煤矿瓦斯抽采存在巨大潜力,需要采用地面钻井为主,井下抽排为辅的方式进行突破。

4 结论与建议

1) 四川省在煤层气勘探方面取得了显著进展,形成了一定的产业基础。四川盆地煤层气资源丰富,但盆地煤层多为海陆过渡相的薄层及与致密砂岩互层的构造

煤,现有技术难以对煤层气进行有效开发,生产区块同样存在单井产量过低,高产井技术推广效果不佳的问题。

2) 亟须改变以“煤层”作为煤层气井唯一目标层位的开发思路。四川盆地高产煤层气井与煤层邻近的弱含气砂岩发育有关。盆地中海陆过渡相发育的煤层并不稳定,但是稳定发育了“煤层+砂岩+泥岩”3种岩性的组合。特殊的岩性组合形成了“煤—砂—煤”烃源封存箱体,可以有效储集煤层自身生成的煤层气,成为了煤系气的地质“甜点”。

3) 考虑煤层厚度发育,四川盆地煤层气生产区块多位于煤矿附近。近年来,四川省关停大量煤矿,而废弃煤矿由于卸压渗透率已大幅升高,煤层气也已扩散形成游离态,具备建立高产量气井的条件。目前废弃煤矿的瓦斯抽排仍以井下为主,亟须结合地面钻井开发手段对矿井关停区、矿井采空区和开采扰动卸压区的富集煤层气资源进行二次开采。

参考文献

- [1] 邹才能,林敏捷,马锋,等.碳中和目标下中国天然气工业进展、挑战及对策[J].石油勘探与开发,2024,51(2):418-435.
ZOU Caineng, LIN Minjie, MA Feng, et al. Development, challenges and strategies of natural gas industry under carbon neutral target in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 418-435.
- [2] 贾爱林,程刚,陈玮岩,等.双碳背景下中国天然气供需形势预测[J].石油勘探与开发,2023,50(2):431-440.
JIA Ailin, CHENG Gang, CHEN Weiyan, et al. Forecast of natural gas supply and demand in China under the background of “Dual Carbon Targets”[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 431-440.
- [3] 钟诚,杜鹏,刘自亮,等.碳中和与中国海洋油气发展的内在联结性[J].石油与天然气化工,2023,52(4):32-40.
ZHONG Cheng, DU Peng, LIU Ziliang, et al. Interconnection between carbon neutrality and development of offshore oil and gas in China[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2023, 52(4): 32-40.
- [4] 徐凤银,侯伟,熊先钺,等.中国煤层气产业现状与发展战略[J].石油勘探与开发,2023,50(4):669-682.
XU Fengyin, HOU Wei, XIONG Xianyue, et al. The status and development strategy of coalbed methane industry in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(4): 669-682.
- [5] 尹中山,魏文金,肖建新.四川煤层气勘探开发现状、关键问

- 题与建议[J]. 中国煤炭地质, 2019, 31(1): 66-69.
- YIN Zhongshan, WEI Wenjin, XIAO Jianxin. CBM exploration and exploitation status, key issues and proposals in Sichuan Province[J]. Coal Geology of China, 2019, 31(1): 66-69.
- [6] 熊建龙, 贾天让, 赵文峰, 等. 四川省煤层瓦斯赋存分布规律[J]. 煤炭技术, 2023, 42(1): 143-146.
- XIONG Jianlong, JIA Tianrang, ZHAO Wenfeng, et al. Gas occurrence and distribution of coal seam in Sichuan Province[J]. Coal Technology, 2023, 42(1): 143-146.
- [7] 李昌昊, 时志强, 闫长辉, 等. 川东南地区上二叠统龙潭组沉积相新认识: 第十七届全国古地理学及沉积学学术会议摘要集[C]. 北京: 中国矿物岩石地球化学学会岩相古地理专业委员会, 2023.
- LI Changhao, SHI Zhiqiang, YAN Changhui, et al. New understanding of the sedimentary phases of the Upper Permian Longtan Formation in Southeast Sichuan: Abstracts of the 17th National Conference on Paleogeography and Sedimentology[C]. Beijing: Petrographic Paleogeography Committee of China Mineralogical and Rock Geochemical Society, 2023.
- [8] 梁兴, 单长安, 张磊, 等. 中国南方复杂构造区多类型源内成储成藏非常规气勘探开发进展及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2179-2199.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, ZHANG Lei, et al. Exploration and development progresses and resource potentials of multi-type unconventional gas reservoirs characterized by in-source reservoir and accumulation in complex tectonic areas of southern China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2179-2199.
- [9] 梁兴, 单长安, 李兆丰, 等. 山地煤层气勘探创新实践及有效开采关键技术: 以四川盆地南部筠连煤层气田为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 107-129.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, LI Zhaofeng, et al. Exploration innovation practice and effective exploitation key technology of mountain coalbed methane: Taking the Junlian coalbed methane field in southern Sichuan Basin as an example[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 107-129.
- [10] 尹中山, 肖建新, 汪威. 四川古蔺 DCMT-3 井排采曲线特征及开发前景分析[J]. 中国煤炭地质, 2012, 24(1): 13-16.
- YIN Zhongshan, XIAO Jianxin, WANG Wei. Analysis of DCMT-3 Well drainage curve characteristics and exploitation prospect, Gulin, Sichuan[J]. Coal Geology of China, 2012, 24(1): 13-16.
- [11] 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.
- [12] 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. Potential for the production of deep to ultradeep coalbed methane resources in the Upper Permian Longtan Formation, Sichuan Basin[J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 102-112.
- [13] 姚红生, 陈贞龙, 何希鹏, 等. 深部煤层气“有效支撑”理念及创新实践: 以鄂尔多斯盆地延川南煤层气田为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 97-106.
- YAO Hongsheng, CHEN Zhenlong, HE Xipeng, et al. “Effective support” concept and innovative practice of deep CBM in South Yanchuan Gas Field of the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 97-106.
- [14] 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.
- [15] 邹才能, 陶士振, 朱如凯, 等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布: 以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 307-319.
- ZOU Caineng, TAO Shizhen, ZHU Rukai, et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: A case from the Upper Triassic Xujiahe Formation giant gas province Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 307-319.
- [16] 李英娇. 四川盆地晚三叠世须家河组层序—古地理与聚煤规律[D]. 北京: 中国矿业大学(北京), 2014.
- LI Yingjiao. Sequence-palaeogeography and coal accumulation of the Late Triassic Xujiahe Formation in the Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Mining and Technology(Beijing), 2014.
- [17] 朱如凯, 赵霞, 刘柳红, 等. 四川盆地须家河组沉积体系与有利储集层分布[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(1): 46-55.
- ZHU Rukai, ZHAO Xia, LIU Liuhong, et al. Depositional system and favorable reservoir distribution of Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1): 46-55.
- [18] 任杰, 姜淑霞, 罗周亮, 等. 通南巴气田须家河组致密砂岩储层特征及分类评价[J]. 断块油气田, 2023, 30(6): 914-924.
- REN Jie, JIANG Shuxia, LUO Zhouliang, et al. Characteristics and classification evaluation of tight sandstone reservoir in Xujiahe Formation of Tongnanba Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(6): 914-924.
- [19] 郭旭升, 胡东风, 刘若冰, 等. 四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2018, 38(10): 11-18.
- GUO Xusheng, HU Dongfeng, LIU Ruobing, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(10): 11-18.
- [20] 翟刚毅, 王玉芳, 刘国恒, 等. 中国二叠系海陆交互相页岩气富集成藏特征及前景分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2020, 40(3): 102-117.
- ZHAI Gangyi, WANG Yufang, LIU Guoheng, et al. Enrichment and accumulation characteristics and prospect analysis of the Permian marine continental multiphase shale gas in China[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2020, 40(3): 102-117.
- [21] 邵龙义, 高彩霞, 张超, 等. 西南地区晚二叠世层序—古地理及聚煤特征[J]. 沉积学报, 2013, 31(5): 856-866.
- SHAO Longyi, GAO Caixia, ZHANG Chao, et al. Sequence-palaeogeography and coal accumulation of Late Permian in southwestern China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2013, 31(5): 856-866.
- [22] 邓敏, 兰叶芳, 程锦翔, 等. 川东南石宝矿区龙潭组页岩气(煤层气)潜力分析: 以SD1井为例[J]. 地球学报, 2022, 43(3): 295-308.
- DENG Min, LAN Yefang, CHENG Jinxiang, et al. Shale gas(CBM) potential of Longtan Formation in Shibao mining area, Southeast Sichuan: A case study of well SD1[J]. Acta Geoscientica Sinica, 2022, 43(3): 295-308.
- [23] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 69-75.
- HUANG Jinliang, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 69-75.
- [24] 孙斌, 张培先, 高全芳, 等. 川东南南川地区茅口组一段碳酸盐岩储层特征及富集模式[J]. 非常规油气, 2022, 9(3): 21-31.
- SUN Bin, ZHANG Peixian, GAO Quanfang, et al. Reservoir properties and accumulation mode of carbonate rocks in Mao 1 Member of Nanchuan Area in southeast Sichuan[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(3): 21-31.