

doi: 10.12363/issn.1001-1986.23.09.0528

四川盆地上二叠统龙潭组深部-超深煤层气 资源开发潜力

明盈¹, 孙豪飞¹, 汤达祯^{2,*}, 徐亮¹, 张本健¹, 陈晓¹, 徐唱¹, 王嘉先¹, 陈世达²

(1. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川 成都 610041; 2. 中国地质大学(北京)

能源学院, 北京 100083)

摘要: 准噶尔盆地彩南地区、鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县和延川南区块 1 000~2 500 m 埋深煤层气井实现高产气流突破, 昭示了深部煤层气开发的巨大潜能。四川盆地上二叠统龙潭组薄-中厚煤层群(7~15 层)主体埋深 2 000~4 500 m, 川中一带北倾单斜, 局部发育低幅隆起, 煤层含气量、含气饱和度、储层压力等开发关键参数全面优于浅部, 具备支持“增储上产”国家天然气发展战略的强大潜力。研究表明: (1) 龙潭组煤系煤-泥岩互层频繁, 煤层层数多, 累计资源量大, 19 号煤层侧向发育稳定(平均 3.2 m; >4 m 有利面积 700 km²); (2) 煤的热演化程度高(2.53%~3.18%), 生烃能力强, 煤系气测全烃显示良好, 2 500 m 埋深处实测含气量 16.64~17.61 m³/t, 含气饱和度达 138%~151%, 游离气含量 4.84~5.6 m³/t; (3) 川南 800 m 以深实测储层压力系数>1.1, 川中一带预测储层压力系数>1.8, 为潜在的异常超高压储层。立足四川盆地煤层深部-超深、超压、超饱和等资源禀赋特征, 借鉴鄂尔多斯盆地东缘大宁一带深部煤层气成功经验, 以 19 号煤层为风险勘探目标, 落实资源潜力和气藏特征, 探索构建深部-超深部薄煤层立体勘探开发技术体系, 对煤层气规模化建产意义重大。

关键词: 四川盆地; 深部-超深; 煤层气; 储层特性; 资源潜力

中图分类号: TE132 文献标志码: A

The development potential of deep-ultradeep coalbed methane resources in the Longtan formation of the upper permian in the Sichuan Basin

MING Ying¹, SUN Haofei¹, TANG Dazhen^{2,*}, XU Liang¹, ZHANG Benjian¹, CHEN Xiao¹, XU Chang¹,

WANG Jiaxian¹, CHEN Shida²

(1. *Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu 610041, China*; 2. *School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China*)

Abstract: The breakthrough in high-yield gas flow in the 1000-2500 m deep coalbed gas wells in the Junggar Basin, the Danning-Jixian and Yanchuan South blocks signifies the enormous potential for deep coal-bed gas development. The main buried depth of the thin to medium thick coal seam group (7-15 layers) in the Longtan Formation of the Upper Permian in the Sichuan Basin is 2000-4500 meters. In the central Sichuan region, there is a northward dipping monocline with locally developed low amplitude uplifts. The key development parameters such as coal seam gas content, gas saturation, and reservoir pressure are all better than those in the shallow part, which has strong potential to support the national natural gas development strategy of "increasing reserves and production". (1)

收稿日期: 2023-09-04; 接收日期: 2023-11-29

基金项目: 国家自然科学基金项目(42130802)

第一作者: 明盈, 1992 年生, 女, 四川武胜人, 硕士, 从事非常规油气勘探开发研究工作. E-mail: mingying2018@petrochina.com.cn

* 通信作者: 汤达祯, 1957 年生, 男, 江苏盐城人, 博士, 教授, 从事非常规油气勘探开发研究工作. E-mail: tang@cugb.edu.cn

The Longtan Formation coal seam has frequent coal mud interbedding, multiple coal seams, and a large cumulative resource. The lateral development of the 19 # coal seam is stable (average 3.2 m; >4 m favorable area of 700 km²). (2) The degree of thermal evolution of coal rock is high (2.53% -3.18%), with strong hydrocarbon generation ability. The total hydrocarbon content of coal measure gas shows good results, with a measured gas content of 16.64-17.61 m³/t at a depth of 2500 m, a gas saturation of 138% -151%, and free gas of about 4.84-5.6 m³/t. (3) The measured reservoir pressure coefficient at a depth of 800 m in southern Sichuan is greater than 1.1, and the predicted reservoir pressure coefficient in the central Sichuan area is greater than 1.8, indicating a potential abnormal ultra-high pressure reservoir. Based on the resource endowment characteristics of coal seams in the Sichuan Basin, such as deep-ultra deep, overpressure, and supersaturation, and drawing on the successful experience of deep coalbed methane in the Daji area of eastern Hubei, taking the 19 # coal seam as the risk exploration target, implementing resource potential and gas reservoir characteristics, and exploring the construction of a three-dimensional exploration and development technology system for deep-ultra deep thin coalbed methane, it is of great significance for the large-scale production of coalbed methane.

Keywords: Sichuan basin; deep-ultra deep; coalbed methane; reservoir properties; resource potential

全球能源格局深刻变化、能源结构加快调整、国内“碳达峰、碳中和”目标下，清洁能源产业的发展迎来重要战略机遇期^[1]。加快煤层气等非常规天然气开发力度，对强化国家能源战略安全保障、夯实资源保供基础意义重大^[2]。经过近几十年的探索，我国煤层气产业发展已初具规模，淮南、沁水盆地南部(沁南)、鄂尔多斯盆地东缘(鄂东)、二连、黔西-滇东等盆地或地区先后部署近20 000口生产井，但85%以上地面井产量来自沁南、鄂东两大生产基地，目的煤层埋深总体小于1 000 m^[3-5]。

深部煤层气资源是我国煤层气资源的重要组成部分，2 000 m以浅煤层气资源量约六成以上赋存深度超1 000 m，2 000~3 000 m埋深的煤层气资源约18.47×10¹² m³^[6-8]。深部煤层气在含气性、地层能量及供气能力等方面普遍优于浅部，具备支持国家天然气“增储上产”发展战略的强大潜力^[9]。近年来，鄂东延川南、大宁-吉县、临兴，准噶尔盆地白家海、阜康，沁南郑庄、柿庄北等区块，部分目的层在1 000~2 500 m埋深的煤层气井先后实现了高产气流突破。2020年以来，储层改造工艺的探索升级(例如，有效支撑压裂^[10]、极限压裂^[11]等)，极大提升了深部煤层气的产出效率，实现了延川南区块1 000~1 600 m和大宁-吉县区块2 000~2 500 m埋深煤层气单井日产量由数百或数千 m³到数万甚至超十万 m³的大幅增加，颠覆了关于煤层气勘探开发深度禁区的固有认识，极大提振了业内对深部煤层气开发的信心和力度。

四川盆地发育有多套区域性烃源岩层系，天然气资源储量巨大^[12]。据不完全统计，盆地内有340余口井钻遇龙潭组，316口井见油气显示1 018次，显示段

主要以煤层为主。然而，盆地内先期煤层气勘探开发投入工作量较少，工程部署主要集中于盆缘筠连、古叙等一带^[13]。2016年川高参1井的高产突破(峰值日产8 300 m³^[14])进一步落实了盆地内浅部煤层气的资源基础与商业开发价值，但川中深部-超深部煤层气地质资源特征及开发潜力尚处于起步探索阶段。

据此，笔者基于国内关于深部煤层气地质理论认识，通过盆地内老井复查、测井解释、钻井取心、实验表征等手段，系统梳理了川中-蜀南龙潭组深部煤层气成藏地质条件，从含煤性、含气性、地层能量、储层物性、构造特征等方面综合剖析煤层气成藏潜力和资源特征，初步提出了超深部煤层气开发有利区和目标层段，以期为西南地区煤层群背景下深部煤层气的勘探开发提供借鉴与指导。

1 区域地质概况

四川盆地位于扬子地台西北部，上二叠统自下而上划分为龙潭阶和长兴阶：川西南部地区上二叠统为峨眉山玄武岩和陆相宣威组；川南-川中发育龙潭组和长兴组；川北-川东地区龙潭组相变为吴家坪组，开江-梁平海槽内长兴组相变成大隆组。龙潭组地层厚度60~160 m(局部可达200 m)，为一套海陆过渡相含煤层系，由深灰-灰黑色的泥页岩、粉砂岩夹煤层组成(图1)。龙潭组、宣威组(陆相地层)下部和吴家坪组(海相地层)属于盆地内的同期异相沉积：宣威组与下伏茅口组呈不整合接触，与上覆仙关组呈整合接触，岩性为灰、灰绿色及紫红色泥页岩、粉砂岩夹砂质铁质岩及煤层；吴家坪组与下伏孤峰组(茅口组)呈不整合接触，与上

覆大隆组/长兴组呈整合接触，主要为石灰岩、含硅质灰岩、硅质页岩及钙质页岩，底部发育铝土质黏土岩，局部地区见炭质页岩夹薄煤层。

四川盆地雏形生成于印支期，经喜马拉雅期强烈压扭性断褶运动而定型。盆地现今构造分布样式整体上可划分为川东南斜坡高陡构造区、川中平缓构造区

和川西坳陷低陡构造区，包括六个次一级构造区：川北低平、川西低陡、川中低平、川西南陡缓、川东高陡和川南低陡(图1)。川南以低陡构造为主，川中整体为宽缓的北倾斜坡，局部发育低幅隆起，深大断裂不发育，煤层气藏保存条件优越。

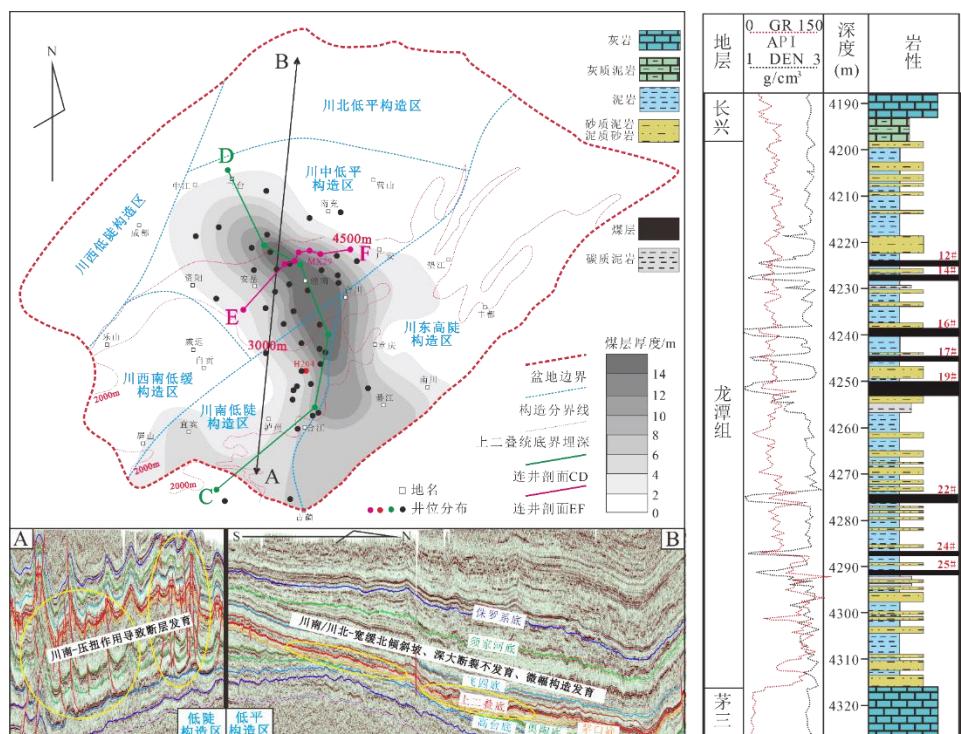


Fig.1 四川盆地构造分区及龙潭组煤层厚度分布
Fig.1 Structural zoning and cumulative thickness of coals in Longtan Formation of Sichuan Basin

2 成藏地质基础

2.1 煤层几何分布特征

川中-蜀南一带龙潭期广泛发育海陆过渡沉积环境,以西部康滇古陆为主要物源区,自西向东依次发育冲积平原、潮坪-潟湖、混积台地、开阔台地沉积环境^[15]。龙潭期煤岩主要沿海岸线发育,龙潭早期至晚期,海岸线持续向西迁移,海侵不断加剧,聚煤中心不断西迁、范围缩小。根据老井复查,龙潭组煤层分布面积约 $4.52 \times 10^4 \text{ km}^2$,煤层累厚2~17 m,累厚 $\geq 6 \text{ m}$ 面积 $2.8 \times 10^4 \text{ km}^2$,遂宁-合江一带为聚煤中心(图1);垂向上,煤层几何分布表现为层数多(7-15层)、成群赋存、间距小、单一煤层薄(0.1~4.5 m)、尖灭分岔现象显著等特点。龙二段水深增长缓慢,海岸线相比于龙一段时期无明显迁移,长期处于水体深度适中的潮上带-潮间带泥炭沼泽沉积环境,为主要的聚煤期,稳定煤层厚度最大、层数最多、间距最小,是勘探开发的

有利煤组(图 2)。

后期构造运动导致龙潭组煤层埋深范围较广, 最大埋深可达 4 500 m, 自南向北逐渐变深(图 1)。其中, 埋深 2 000~3 000 m 煤层主要分布在川南低陡构造区, 面积约 $1.06 \times 10^4 \text{ km}^2$; 埋深 3 000~4 500 m 煤层主要分布在川中低缓构造区, 面积 $3.46 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

上二叠统含煤 40 余层, 可对比编号煤层 25 层, 包括长兴阶 8 层(1 号—8 号)和龙潭阶 17 层(9 号—25 号)。基于盆地 58 口探井统计分析发现, 16、17、19、22 和 24 号煤层发育分布较广且侧向连续性较好, 是潜在的优质可采煤层(图 3)。龙二段下部 19 号煤埋深介于 2 500~4 000 m, 厚度主要集中于 1.5~4.5 m(平均 3.2 m), 单层厚度、区域稳定性和可对比性显著优于其他煤层。其中, 19 号煤层单层厚度大于 3 m 的有利面积达 2 900 km², 单厚大于 4 m 有利面积约 700 km², 具备良好的可采性, 是盆地深部乃至超深部煤层气勘探开发的甜点目标层段(图 2 和图 3)。

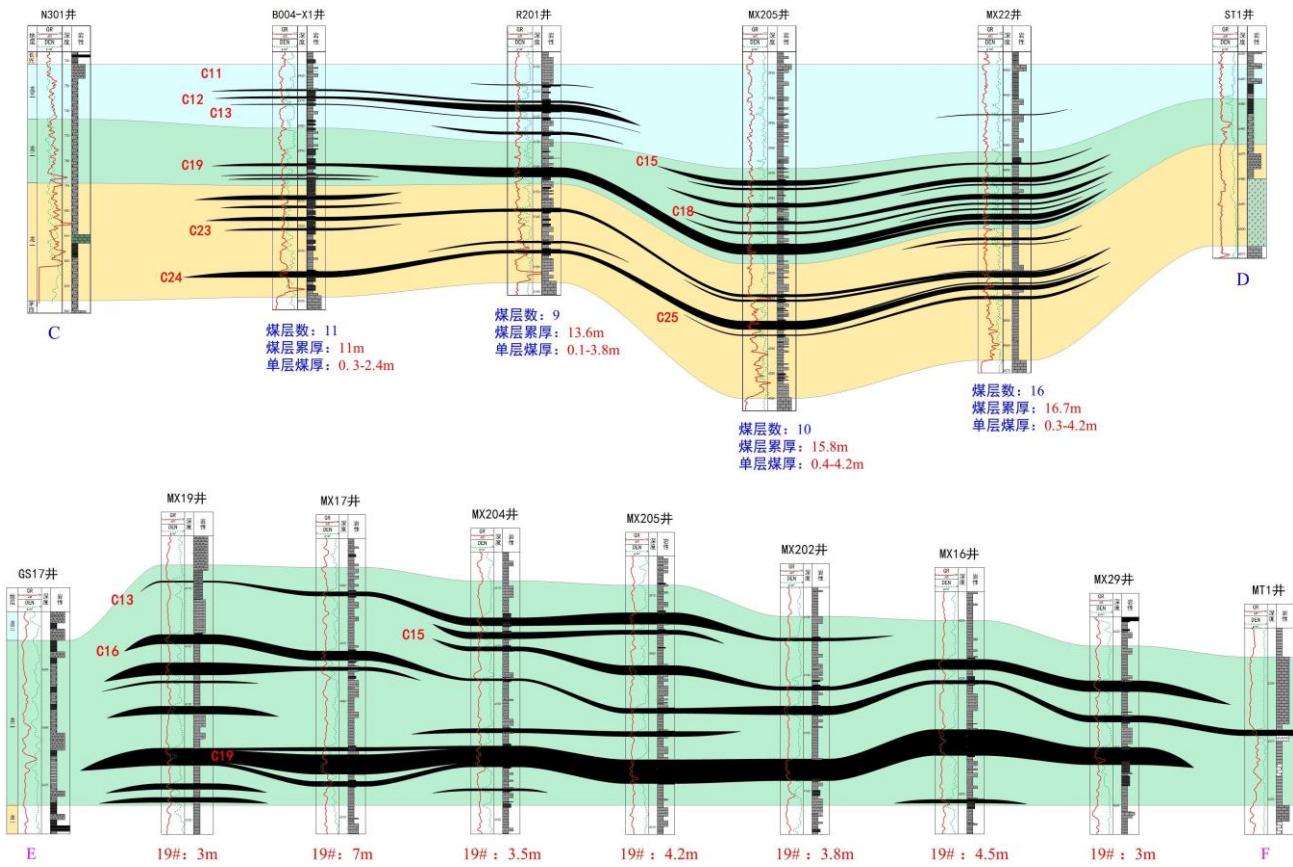


图 2 四川盆地龙潭组煤层连井剖面(剖面位置如图 1 所示)

Fig.2 Cross-sections of coal seams in Longtan Formation of Sichuan Basin

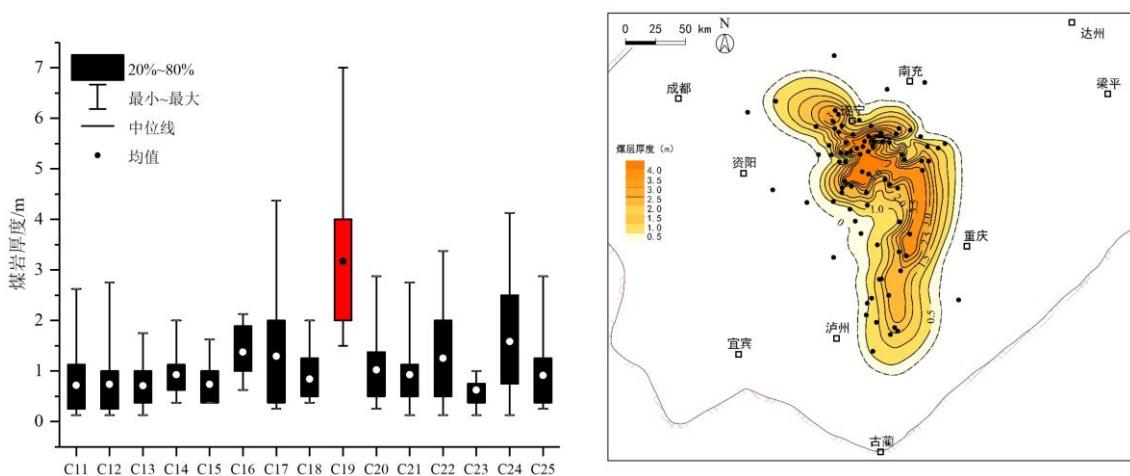


图 3 龙潭组煤层分布箱型图及 19 号煤厚度等值线

Fig.3 Box diagram of coals and coal thickness contour map of 19 # in Longtan Formation

2.2 煤岩煤质特征

四川盆地龙潭组煤层煤体结构分布与构造分区密切相关, 川南盆缘一带构造相对复杂且断层发育, 构

造煤占比相对较高,川中地区构造类型简单,深大断层不发育,以原生结构煤为主,具备储层压裂改造基础(图4)。区内上二叠统煤层变质类型主要为深成变质作用,热演化程度整体较高,镜质体最大反射率 R_{max} 普遍大于2.0%,贫煤、无烟煤均有发育。川南地区浅部煤层镜质组体积分数介于22.8%~88.74%(平均58.34%),惰质组体积分数平均20.79%;川中一带岩心实测 R_{max} 值为2.55%~3.5%,显微组分以镜质组为主(68.21%~84.5%),惰质组平均10.46%,无机矿物体

积分数平均21.33%。其中,无机矿物组分以黏土矿物类(0.18%~36.9%,平均12.79%)、硫化物类(0.17%~5.41%,平均4.26%)、碳酸盐类(0.18%~36.9%,平均12.79%)和氧化硅为主。整体上,龙潭组煤变质程度与鄂东延川南(R_{max} 平均2.5%)、大宁-吉县(R_{max} 平均2.7% R_o)等深部区块基本相当,略高于临兴区块(R_{max} 平均1.8%),有利于热成因气的大量生成,为煤层气富集成藏奠定了气源基础^[16]。



图4 川中地区深煤层岩心照片与宏观割理

Fig.4 Images and cleats of deep drilling coal core in the center of Sichuan basin

2.3 煤层储渗条件

川中地区煤体结构完整,割理系统呈网状分布,面割理密度5~10条/5cm,端割理密度7~19条/5cm,部分割理被无机矿物填充(图4)。孔隙类型包括气孔、铸模孔、粒间孔、溶蚀孔、晶间孔等,其中尤以气孔最为常见。深部煤样进汞曲线呈典型的两段式分布,即压力小于10 MPa时呈现较陡的斜线段;当压力大于10 MPa后,曲线呈近水平直线段,进汞饱和度快速增高。这类曲线形态表明煤岩以微小孔发育为主,中、大孔相对不发育。压汞结果与核磁共振结果基本一致, T_2 谱曲线在0.1~2.5 ms和10~100 ms处分别存在两个主峰,渗流空间谱峰面积极小,煤岩较为致密,微小孔占据主导(BET比表面积1.7~2 m²/g),相对不利于煤层气的渗流产出。根据岩心测定结果,川南地区1 000 m以浅煤储层孔隙率2.5%~17.9%(平均7.68%);相对而言,川中2 000~3 000 m埋深煤层孔隙率明显降低(2.8%~6.89%,平均4.55%),渗透率介于(0.002~0.48)×10⁻³ μm²,平均仅0.097×10⁻³ μm²,与大宁-吉县区块孔隙度基本相当(图5a)。

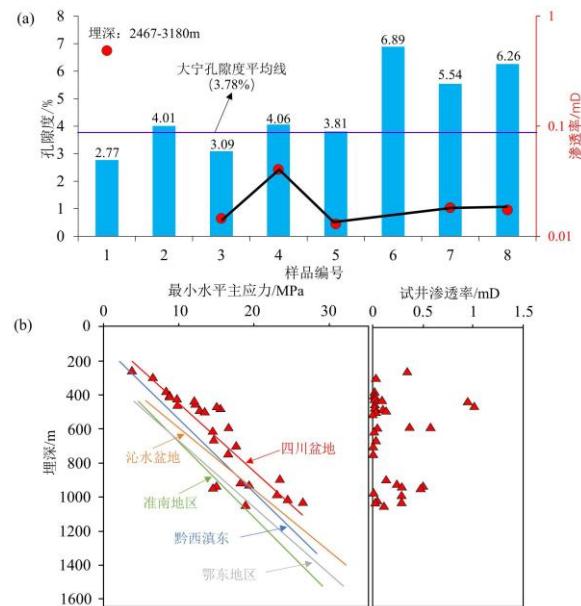


图5 煤岩取心及试井孔渗测定结果

Fig.5 Core and well testing results of coal porosity and permeability

值得注意的是,我国西南地区承受的现今地应力强度较华北和西北地区明显增高^[17],盆地内1 200 m以浅煤层试井渗透率均小于1 mD,绝大多数煤层(60%)

渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 5b)。可以推测, 深部乃至超深部煤储层多属于极低渗透层, 加之高应力梯度, 对压裂(特别是加砂强度)要求更高。

2.4 保存条件

四川盆地主要存在三类顶底板组合样式: I型, 煤-泥组合; II型, 煤-灰组合; III型, 煤-砂组合。其中, 泥岩盖层对下覆煤层气保存最为有利, 砂岩盖层疏导能力强, 不利于气藏的保存。据统计, 区内煤层泥岩顶板的厚度介于 3~17.26 m, 气测全烃范围 31.58%~93.68%, 平均 65.43%; 灰岩顶板厚度介于 1.75~2.9 m, 气测全烃范围 20.37%~86.59%, 平均 32.36%; 顶

板砂岩的厚度介于 12.36~30.34 m, 气测全烃范围 12.36%~20.34%, 平均 14.68%(图 6)。

平面上, 岩性平面分布受沉积环境控制, 盆地西部陆相环境砂岩以厚层河道砂为主, 川南局部地区发育煤-砂储盖组合, 川中以煤泥(含粉砂质泥岩或泥质粉砂岩)组合最为常见, 分布面积达到 33 300 km²。其中, 19 号煤层顶板泥岩厚度普遍大于 8 m, 最厚可达 12 m, 为深部(层)煤层气的保存提供了优良条件。例如, 川中 MX202 井 19 号煤岩泥岩顶板厚度为 8 m, 气测峰值为 96.36%; R201 井顶板泥岩厚度为 12 m, 气测峰值高达 99.99%。

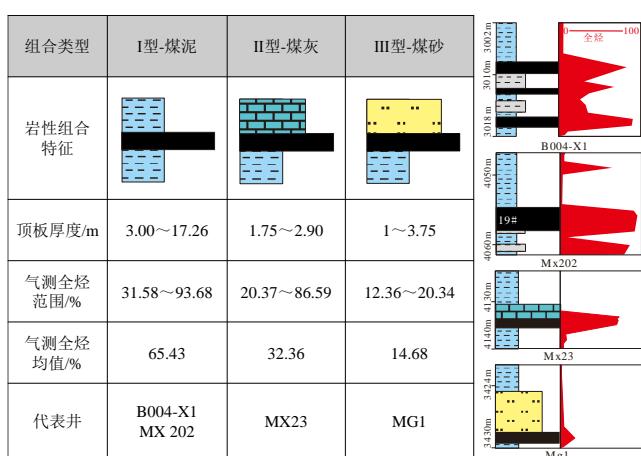


图 6 四川盆地煤层储盖组合类型及 19 号泥岩顶板厚度等值线

Fig.6 Coal-cap combinations and contour map of mudstone roof thickness of 19 # in Sichuan Basin

3 成藏地质特点

3.1 含气特征

含气特征是煤层气地质评价的基础。研究区浅部煤层实测含气量平均值 $13.95 \text{ m}^3/\text{t}$, 深部煤层实测含气量平均值 $15.27 \text{ m}^3/\text{t}$ (图 7)。2 000 m 以深煤层气前期投入工作量较少, 仅浙江油田分公司于 2022 年在 2 500 m 埋深附近进行了两套煤层的取心及含气量现场测试(保压取心未成功, 含气量 $16.64\text{--}17.61 \text{ m}^3/\text{t}$, 图 8)。深部煤层吸附气和游离气并存, 根据井等温吸附试验结果, 原位温度条件下煤层 Langmuir 体积为 $12.4\text{--}14.4 \text{ m}^3/\text{t}$, 地层条件下最大吸附量介于 $11\text{--}12.8 \text{ m}^3/\text{t}$, 含气饱和度达 138%~151%, 处于超饱和状态, 游离气含量为 $4.84\text{--}5.6 \text{ m}^3/\text{t}$ 。相对于其他含煤盆地的高阶煤储层, 四川盆地深部煤层吸附能力略低, 这可能与成煤环境制约下煤层的较高灰分产率(平均 30%)有关。

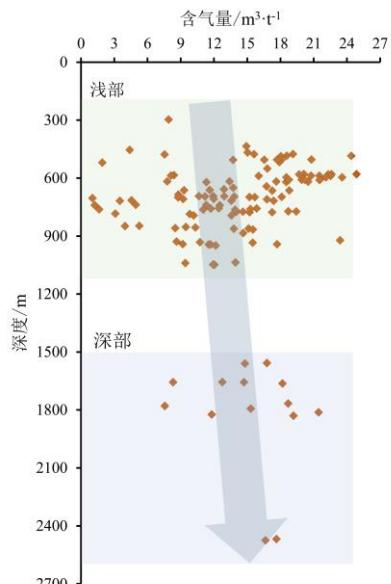
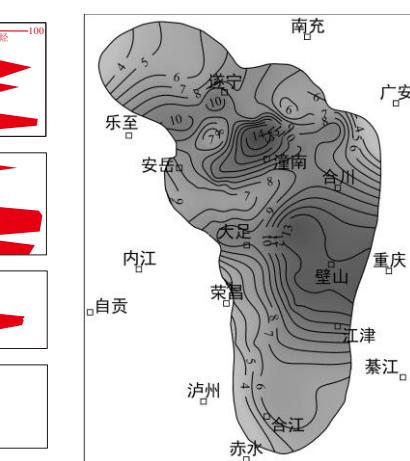


图 7 实测含气量垂向变化

Fig.7 Vertical variation of measured gas content

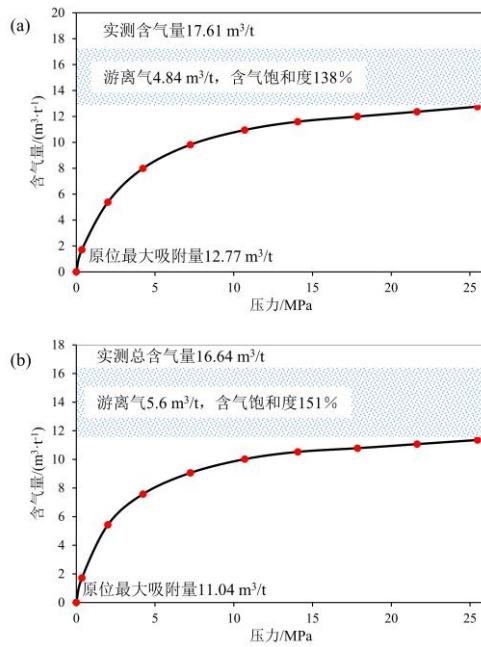


图 8 取心井等温吸附试验结果

Fig.8 Isothermal adsorption test results of coring wells.

根据等温吸附曲线曲率特征,求曲率方程的一阶导数和二阶导数,一阶导数为0时对应转折压力,二阶导数为0时分别对应启动压力和敏感压力^[18,19],具体表达式为:

$$p_t = \sqrt{V_L p_L} - p_L \quad (1)$$

$$p_f = \left(\frac{7-\sqrt{41}}{4}\right)^{0.25} \sqrt{V_L p_L} - p_L \quad (2)$$

$$p_s = \left(\frac{7+\sqrt{41}}{4}\right)^{0.25} \sqrt{V_L p_L} - p_L \quad (3)$$

式中: p_t 、 p_f 、 p_s 分别为转折压力、启动压力、敏感压力, MPa; V_L 为Langmuir 体积, m^3/t ; p_L 为Langmuir 压力, MPa。

根据式(1)—式(3),计算两套取心煤层的启动压力、转折压力和敏感压力依次为0.97、3.56、5.97 MPa 和 0.93、3.08、5.09 MPa(图9)。鉴于原位地层条件下煤层含气饱和度均超过100%,即吸附气和游离气赋存,煤层实际排采过程中游离气和吸附气将并行产出,且吸附气将经历煤层气解吸全过程(低效解吸→缓慢解吸→快速解吸→敏感解吸)。

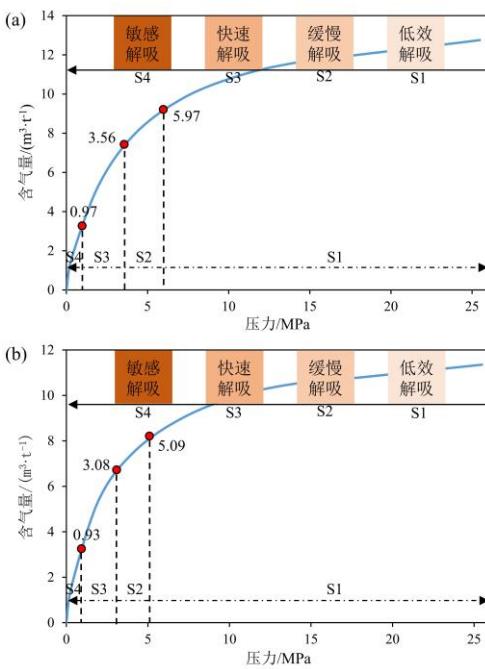


图 9 取心井解吸阶段示意

Fig.9 Schematic diagram of the desorption stage of the coring well.

一般情况下,受温压作用的共同影响,深部煤层气吸附气量在临界深部以深逐渐降低,游离气量随深度增加呈增加的趋势。这类超饱和气藏富含原地游离气,煤层气产出不明显依赖于排水降压,投产即见气,可以大大缩短见气时间,保证地层能量充分利用,后续吸附气快速或敏感解吸后可形成产能接替^[9]。从开发角度而言,游离气可统称为有效资源,吸附气理论产气潜力(解吸至枯竭阶段吨煤累计产气量)需进一步考虑煤层气解吸历程和废弃压力值。因此,深部煤层气有效资源量为游离气量和有效解吸气量的叠加。通常,美国煤层气井废弃压力取0.7 MPa,中国废弃压力经验取值介于0.2~1.0 MPa之间^[20,21]。在此基础上,以0.1 MPa为梯度,可计算废弃压力由0.1 MPa递增至1 MPa时对应的有效资源量(表1),该井取心样有效资源量介于13.20~16.79 m^3/t ,残余含气量0.82~3.44 m^3/t ,理论采收率>80%,资源和开发潜力相对于中浅部煤层显著增高。

表 1 不同废弃压力下累计解吸量

Table 1 Accumulated desorption amount under different waste pressures

样品 A			样品 B		
废弃压力/MPa	残余含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	有效资源量/(m ³ ·t ⁻¹)	废弃压力/MPa	残余含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	有效资源量/(m ³ ·t ⁻¹)
0.2	0.82	16.79	0.2	0.88	15.76
0.3	1.20	16.41	0.3	1.28	15.36
0.4	1.55	16.06	0.4	1.65	14.99
0.5	1.89	15.72	0.5	2.00	14.64
0.6	2.21	15.40	0.6	2.32	14.32
0.7	2.51	15.10	0.7	2.63	14.01
0.8	2.80	14.81	0.8	2.91	13.73
0.9	3.08	14.53	0.9	3.18	13.46
1.0	3.34	14.27	1.0	3.44	13.20

3.2 储层压力特征

煤层气储层压力是地层能量的具体表现形式,决定了煤层气的运移、产出动力。四川盆地龙潭组煤层试井多集中于盆缘一带筠连、古叙等矿区1 000 m以浅的煤层,储层压力系数与埋深存在良好的正相关关系,700 m以深的两个测点表现为异常高压储层(压力系数>1.1,图10)。基于Eaton公式法原理^[22],结合地层压实、有效应力和均衡理论,利用密度测井和声波对龙潭组煤层压力系数进行了预测(下式),预测结果与实测误差范围0.85%~2.24%,证实该方法具备一定的可靠性(图10)。储层压力大于钻井液柱有效压力时会生生气侵,因此,钻井泥浆密度可定性判断压力系数。根据Eaton法计算结果与钻井泥浆密度推测,四川盆地3 000 m以深地层压力系数普遍大于1.8,磨溪-遂宁一带为超压中心,压力系数可达2.2。

$$P_f = \left(\int \rho_z g dH - \left(\int \rho_z g dH - P_w \right) \left(\frac{dT_n}{dT_o} \right)^c \right) / \rho_w g H \quad (4)$$

式中: ρ_z 为密度测井值,g/cm³;g为重力加速度,m/s²,d为回归系数;H为深度,m; ρ_w 为水的密度,g/cm³,一般取1; P_f 为地层压力系数。

储层压力大于钻井液柱有效压力时,发生气侵,因此钻井泥浆密度可定性判断压力系数。

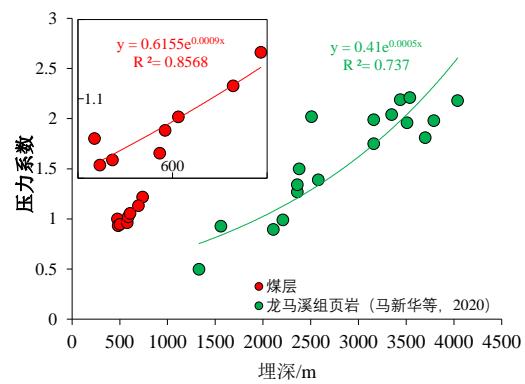


图10 试井储层压力系数随埋深变化

Fig.10 Vertical variations in reservoir pressure coefficient measured with well testing

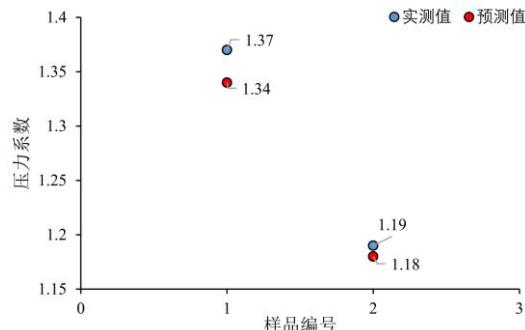


图11 压力系数误差分析

Fig.11 Error analysis of pressure coefficient

事实上,地层超压在四川盆地并不鲜见,龙马溪组页岩压力系数与埋深也表现出明显的正相关(图11)^[23]。相同储层条件下,压力系数2.0区域总含气量是压力系数1.0区域的1.35倍。地层超压可能与区域构造作用有关,盆地中部变形微弱,源岩大量生烃后仍具有较好保存条件,使超压得以保持^[24]。相对于鄂东或准噶尔盆地深部煤层(欠压-常压为主),四川盆地

超高压系数区域一方面可以降低煤层应力敏感性,保持割理裂隙张开程度;另一方面,生产过程可以提

供更强的气体运移产出动力和更大的可压降空间,保证气井上产潜力和稳产周期(图 12)。

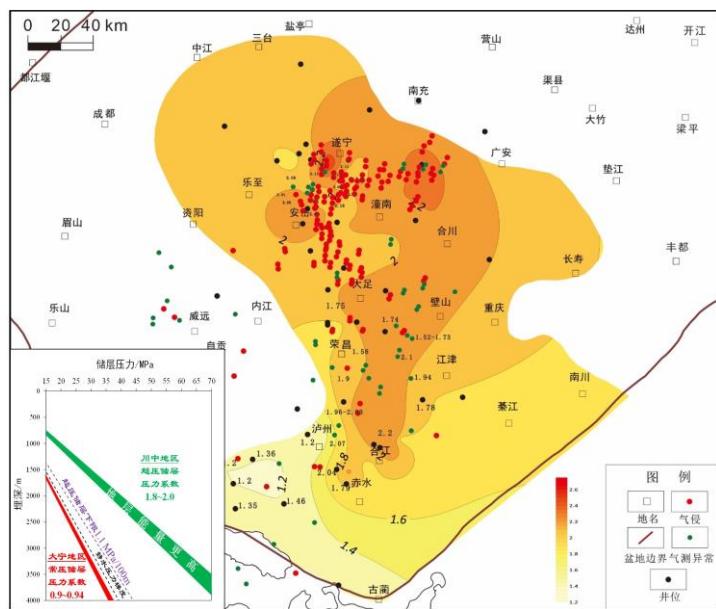


图 12 四川盆地龙潭组煤层压力系数等值线图(Eaton 法)及气侵钻井泥浆密度分布

Fig.12 Contour map of pressure coefficient of coals and mud density distribution of gas-cutting wells

4 龙潭组深部-超深部煤层气开发潜力

我国深部煤层气区块尺度开发目前主要集中在延川南(中深部, 1 000~1 600 m)和大宁-吉县区块(深部, 2 000~2 500 m)的高阶煤储层。相对于上述区块, 四川盆地龙潭组煤层生烃条件和孔渗性与之基本相当, 总含气量略低但游离气占比高, “储层异常超压”和“气藏超饱和”地质优势明显。根据体积法估算, 龙潭组煤层气累计地质资源量 $11.98 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 资源丰度 $1.98 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 可采资源量 $3.59 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中, 埋深 2 000~3 000 m, 3 000~4 500 m 和>4 500 m 煤层气地质资源量分别为 $1.95 \times 10^{12} \text{ m}^3$, $7.92 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 和 $2.11 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 开发潜力巨大。开发单元厚度的局限性(19号煤层, 平均厚度 3.2 m)是制约四川盆地深部-超深部煤层气高效开发的关键, 水平井工程施工(井眼轨迹控制、煤层钻遇率等)面临重大挑战。此前, 浅部薄煤层煤层气水平井开发已有先例, 中石化华东局在珠藏向斜部署两口水平井(1 口 U 型井, 1 口 J 型井, 埋深 500~600 m, 目的层厚<2 m), 尽管煤层钻遇率仅 50%, 但单井稳产达 4 000~5 000 m^3 , 是邻近合采井单层气量贡献的 10 倍, 一定程度表明了水平井在薄煤层开发中的可行性。

近年来, 油气领域关键核心技术旋转地质导向获突破, 结合地质工程一体化跟踪处理流程, 已实现川南页岩气水平段 2~3 m 平均钻遇率 96.7%, 为下一步盆地内深部薄层煤层气的开采奠定了良好的工程技术基础 [25]。

参考大宁-吉县深部煤层气区带评价方法, 以 19 号煤层为目标层段, 以煤层埋深为背景, 从“生、储、保”和含气性等几大方面, 建立了四川盆地龙潭组煤层气有利区评价标准(表 2)。其中, 煤层厚度和煤变质程度用于综合反映资源条件, 构造条件和顶板岩性用以表征煤层保存条件, 压力系数反映产出潜力。厚煤层发育区、富游离气区、高变质区、泥煤组合区、构造简单区的叠合区作为 I 类有利区。依据该标准, 通过多参数叠合法, 初步落实勘探有利区 $10 400 \text{ km}^2$, 估算资源量 $3.77 \times 10^{12} \text{ m}^3$ (图 13)。其中, 川中低缓构造区煤层气 I 类有利区埋深 3 000~4 500 m, 面积 $4 413 \text{ km}^2$, 估算资源量 $1.71 \times 10^{12} \text{ m}^3$; 川南低陡构造区煤层气 I 类有利区埋深 2 000~3 000 m 面积 $3 045 \text{ km}^2$, 估算资源量 $1.07 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。整体上, 四川盆地深部-超深部煤层

气勘探潜力和资源规模巨大,立足盆地超深、超压、超饱和等煤层气资源禀赋优势,以I类区为目标区、19号煤层为先期主力目标层,规划开展风险井钻探、老井压裂试气,进一步落实资源基础,梳理成藏特征

与赋存规律,探索形成深部-超深部薄煤层煤层气开发工程技术系列,对实现我国深部煤层气资源的规模化开发具有重要意义。

表 2 龙潭组 19号煤层气有利区综合评价

Table 2 Comprehensive evaluation of favorable areas for 19# CBM in the Longtan Formation

评价指标	川中低缓构造区			川南低陡构造区		
	埋深/3 000~4 500 m			埋深/2 000~3 500 m		
	I-a	I-b	II	I-a	I-b	II
19号煤层厚度/m	≥3	2~3	1~2	≥3	2~3	1~2
压力系数	2.0~2.2	1.8~2.0	1.8~2.0	1.8~2.0	1.6~1.8	1.6~1.8
$R_{max}/\%$	2.2~2.6	1.8~2.2	1.8~2.2	2.2~2.6	1.8~2.2	1.8~2.2
面积/km ²	2 306	2 107	1 490	600	2 445	1 495

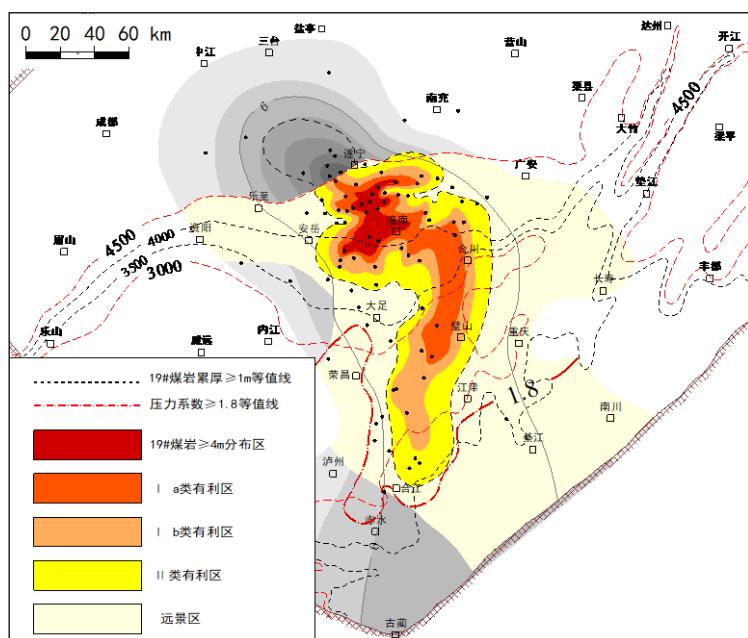


图 13 龙潭组 19号煤层气有利区分布

Fig.13 Favorable areas for CBM development of coal seam No.19 in the Longtan formation

5 结论

a. 上二叠统发育海陆过渡相沉积体系,煤层数多、间距小、单厚薄但累厚大,埋深2 000~4 500 m,16、17、19、22和24号煤分布范围广且侧向连续性较好,19号煤层(煤厚1.5~4.5 m,平均3.2 m)是煤层气勘探开发的甜点层段。

b. 龙潭组深部-超深部煤储层具有煤体结构完整、热演化程度高、封盖条件好、气藏超饱和、地层能量强、储层超压、构造变形微弱等有利成藏条件,是深部煤层气勘探开发战略突破的重要目标。

c. 四川盆地深部-超深部煤层气勘探潜力和资

源规模巨大,立足盆地超深、超压、超饱和资源禀赋优势,规划开展风险勘探和老井试气,落实资源潜力,梳理成藏特征,探索薄煤层深部煤层气开发技术系列,对我国煤层气的规模化建产意义重大。

参考文献(References)

- [1][1] 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 世界能源转型革命与绿色智慧能源体系内涵及路径[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 633~647.
ZOU Caineng, MA Feng, PAN Songqi, et al. Global energy transition revolution and the connotation and pathway of the green

- and intelligent energy system[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 633–647.
- [2] 徐凤银, 侯伟, 熊先锐, 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.
- [3] QIN Yong, MOORE T A, SHEN Jian, et al. Resources and geology of coalbed methane in China: A review[J]. International Geology Review, 2018, 60(5–6): 777–812.
- [4] TAO Shu, CHEN Shida, PAN Zhejun. Current status, challenges, and policy suggestions for coalbed methane industry development in China: A review[J]. Energy Science & Engineering, 2019, 7(4): 1059–1074.
- [5] 高德利, 毕延森, 鲜保安. 中国煤层气高效开发井型与钻完井技术进展[J]. 天然气工业, 2022, 42(6): 1–18.
GAO Deli, BI Yansen, XIAN Baoan. Technical advances in well types and drilling & completion for high-efficient development of coalbed methane in China[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(6): 1–18.
- [6] 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.
- [7] 李辛子, 王运海, 姜昭琛, 等. 深部煤层气勘探开发进展与研究[J]. 煤炭学报, 2016, 41(1): 24–31.
LI Xinzi, WANG Yunhai, JIANG Zhaochen, et al. Progress and study on exploration and production for deep coalbed methane[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(1): 24–31.
- [8] 刘成林, 朱杰, 车长波, 等. 新一轮全国煤层气资源评价方法与结果[J]. 天然气工业, 2009, 29(11): 130–132.
LIU Chenglin, ZHU Jie, CHE Changbo, et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130–132.
- [9] 康永尚, 邓泽, 皇甫玉慧, 等. 中煤阶煤层气高饱和–超饱和带的成藏模式和勘探方向[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1555–1566.
KANG Yongshang, DENG Ze, HUANGFU Yuhui, et al. Accumulation model and exploration direction of high-to over-saturation zone of the medium-rank coalbed methane[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1555–1566.
- [10] 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.
- [11] 徐凤银, 王成旺, 熊先锐, 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.
- [12] 李国辉, 苑保国, 朱华, 等. 四川盆地超级富气成因探讨[J]. 天然气工业, 2022, 42(5): 1–10.
LI Guohui, YUAN Baoguo, ZHU Hua, et al. Genesis of super-rich gas in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(5): 1–10.
- [13] 尹中山, 邓舸, 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.
- [14] 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.
- [15] 曹清古, 刘光祥, 张长江, 等. 四川盆地晚二叠世龙潭期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.
- [16] 张心罡, 庞宏, 庞雄奇, 等. 四川盆地上二叠统龙潭组烃源岩生、排烃特征及资源潜力[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 621–632.
ZHANG Xingang, PANG Hong, PANG Xiongqi, et al. Hydrocarbon generation and expulsion characteristics and resource potential of source rocks in the Longtan Formation of Upper Permian, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 621–632.
- [17] CHEN Shida, TANG Dazhen, TAO Shu, et al. In-situ stress measurements and stress distribution characteristics of coal reservoirs in major coalfields in China: Implication for coalbed methane (CBM) development[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 182: 66–84.
- [18] ZHANG Zheng, QIN Yong, WANG G X, et al. Numerical description of coalbed methane desorption stages based on isothermal adsorption experiment[J]. Science China(Earth Sciences), 2013, 56(6): 1029–1036.
- [19] 孟艳军, 汤达祯, 许浩, 等. 煤层气解吸阶段划分方法及其意义[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(5): 612–617.
MENG Yanjun, TANG Dazhen, XU Hao, et al. Division of coalbed methane desorption stages and its significance[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(5): 612–617.
- [20] 傅雪海, 秦勇, 韦重韬. 煤层气地质学[M]. 徐州: 中国矿业大学出版社, 2007.
- [21] 秦勇, 郑长东, 王博洋, 等. 基于等温吸附曲线的煤储层产气潜力定量评价: 以黔北地区长岗矿区为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(9): 40–47.
QIN Yong, ZHENG Changdong, WANG Boyang, et al. Quantitative evaluation on the gas production potential of coal reservoirs based on isothermal adsorption curves: A case study of the Changgang Field, northern Guizhou, China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 40–47.
- [22] 周云秋, 贺锡雷, 林凯, 等. 基于动态有效应力系数的地层压力估算方法[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(2): 245–251.
ZHOU Yunqiu, HE Xilei, LIN Kai, et al. Formation pressure estimation method based on dynamic effective stress coefficient[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(2): 245–251.
- [23] 马新华, 谢军, 雍锐, 等. 四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(5): 841–855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(5): 841–855.
- [24] 唐令, 宋岩, 赵志刚, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组–下志留统龙马溪组页岩气藏超压成因及演化规律[J]. 天然气工业, 2022, 42(10): 37–53.
TANG Ling, SONG Yan, ZHAO Zhigang, et al. Origin and evolution of overpressure in shale gas reservoirs of the Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(10): 37–53.
- [25] 严俊涛, 叶新群, 付永强, 等. 川南深层页岩气旋转导向钻井技术瓶颈的突破[J]. 录井工程, 2021, 32(3): 6–10.
YAN Juntao, YE Xinqun, FU Yongqiang, et al. A breakthrough in the technical bottleneck of rotary steering drilling for deep shale gas in southern Sichuan[J]. Mud Logging Engineering, 2021, 32(3): 6–10.