

四川盆地二叠系龙潭组深层煤岩气地质特征与勘探潜力 ——以NT1H井为例

文龙¹,明盈²,孙豪飞²,张本健²,陈骁²,陈世达³,李松³,李海琪³

[1. 中国石油西南油气田公司,四川成都610051;2. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院,四川成都610051;
3. 中国地质大学(北京)能源学院,北京100083]

摘要:为探索四川盆地二叠系龙潭组深层煤岩气勘探潜力,利用风险探井NT1H井煤层取心样品,进行龙潭组煤岩煤质、储层物性、吸附性和含气性实验测试,研究了龙潭组深层煤岩气地质特征与勘探潜力。研究结果表明:①龙潭组深煤层煤体结构完整、割理发育,镜质体反射率(R_o)为2.70%~3.13%,镜质组、惰质组和无机组分平均含量分别为60.6%、23.4%和16.0%,矿物组分以黏土矿物为主。②煤层总孔隙度较高,孔隙度为4.83%~10.13%,有效孔隙度为2.82%~9.66%,平均值为6.53%。孔隙结构非均质性强,孔隙以粒径小于2 nm的微孔为主,其次为粒径大于10 μm 的宏孔或裂隙,粒径2~50 nm介孔相对不发育。③120 $^{\circ}\text{C}$ 温度条件下煤岩兰氏体积普遍大于25 m^3/t ,兰氏压力平均值为3.24 MPa。④保压取心煤层含气量26.52~31.24 m^3/t ,含气饱和度123%~146%,游离气含量约5~10 m^3/t ,原位含水饱和度相对较低,为18.2%~48.6%。总含气量随埋深加大而增高。综合研究认为深层煤储层含气条件优越。四川盆地龙潭组深层超饱和煤岩气藏具有较大的勘探潜力,建议通过以小间距煤层组为整装对象进行体积压裂立体改造开发煤岩气。

关键词:储层特征;资源潜力;深层煤岩气;龙潭组;四川盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Geological characteristics and exploration potential of deep coalbed methane in the Permian Longtan Formation, Sichuan Basin: A case study of well NT1H

WEN Long¹, MING Ying², SUN Hao-fei², ZHANG Ben-jian², CHEN Xiao², CHEN Shi-da³, LI Song³, LI Hai-qi³

[1. Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 3. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China]

Abstract: To investigate the exploration potential of deep coalbed methane (CBM) in the Longtan Formation, Sichuan Basin, we conduct coring of coal seams in risk exploratory well NT1H. Through experiments and tests on the coal quality and the physical properties, adsorption, and gas-bearing properties of coal reservoirs in the Longtan Formation, we examine the geological characteristics and exploration potential of deep CBM in the formation. The results indicate that the deep coal seams in the Longtan Formation exhibit coals with intact structure and well-developed cleats, vitrinite reflectance (R_o) ranging from 2.70 % to 3.13 %, average vitrinite, inertinite, and inorganic component contents of 60.6 %, 23.4 %, and 16.0 %, respectively, and minerals dominated by clay. These coal seams feature high total porosity, with a porosity varying from 4.83 % to 10.13 % and effective porosity from 2.82 % to 9.66 % (average: 6.53 %). Their pores, with strong structural heterogeneity, are dominated by micropores with sizes less than 2 nm, followed by macropores or fractures with sizes greater than 10 μm , while pores with sizes ranging from 2 to 50 nm are relatively underdeveloped. The coals in the Longtan Formation display Langmuir volume generally exceeding 25 m^3/t and average Langmuir pressure of 3.24 MPa at 120 $^{\circ}\text{C}$. Pressure coring reveals that the coal seams manifest gas content varying from 26.52 to 31.24 m^3/t , gas saturation from 123 % to 146 %, free gas content from approximately 5 to 10 m^3/t ,

收稿日期:2024-07-03;修回日期:2024-09-12。

第一作者简介:文龙(1977—),男,博士、高级工程师,天然气勘探地质综合研究及管理。E-mail: wenlong@petrochina.com.cn。

通信作者简介:明盈(1992—),女,工程师,非常规油气综合地质研究。E-mail: mingying2018@petrochina.com.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42130802)。

and low in-situ water saturation from 18.2 % to 48.6 %. Their total gas content increases with burial depth. In all, the comprehensive investigation suggests that the deep coal reservoirs in the Longtan Formation exhibit conditions favorable for gas-bearing properties. Therefore, the deep reservoirs with supersaturated CBM in the Upper Permian Longtan Formation in the Sichuan Basin have great exploration potential. For these reservoirs, it is recommended to target closely spaced coal seams for integrated volume fracturing and three-dimensional reconstruction for CBM recovery.

Key words: reservoir characteristics, resource potential, deep coalbed methane (CBM), Longtan Formation, Sichuan Basin

引用格式: 文龙, 明盈, 孙豪飞, 等. 四川盆地二叠系龙潭组深层煤岩气地质特征与勘探潜力——以 NT1H 井为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(6): 1678–1685. DOI: 10. 11743/ogg20240614.

WEN Long, MING Ying, SUN Haofei, et al. Geological characteristics and exploration potential of deep coalbed methane in the Permian Longtan Formation, Sichuan Basin: A case study of well NT1H[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(6): 1678–1685. DOI: 10. 11743/ogg20240614.

近年来,中国深层煤岩气勘探开发取得一系列重大突破,鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县、神府、大牛地、榆林和准东白家海等区块获得重要进展,深部配套理论和适应性技术均取得长足进步,助力全年煤岩气产量超 $110 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1-4]。其中,大宁—吉县地区深层(埋深 200 ~ 2 500 m)煤岩气先导试验年产量超 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$,大牛地煤岩气田部署实施的阳煤 1HF 井(埋深 2 800 m)获 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ 日产气量,风险探井纳林 1H 井和佳煤 2H 井均获高产,神府地区探明千亿立方米深层煤岩气田^[5]。煤岩气勘探开发“深度禁区”的突破,极大推动了中国深层煤岩气领域的前瞻性研究和风险勘探,落实了深层煤岩气“高—超饱和、弱含水、高应力、特低渗”的成藏特征和巨大的资源开发潜力^[6-7]。深层煤岩气已成为中国非常规天然气增储上产的重要突破点,对保障能源安全和助力实现“碳达峰、碳中和”目标意义重大^[8-11]。

但是,当前深层煤岩气的规模建产主要集中在鄂尔多斯盆地的中—高阶煤储层,西北、西南和东北地区的大型含煤盆地尚处于探索阶段,相关基础理论、工程技术和地质资料储备有待深化^[12-14]。其中,四川盆地含煤地层主要为上二叠统龙潭组,属于典型的煤—泥—砂岩薄互层海—陆过渡相沉积,煤层层数多、累计厚度大但单层厚度薄^[14]。先期盆地边缘一带中—浅层煤岩气勘探开发程度相对较高,其中,川高参 1 井优选 C6[#]+C7[#]和 C8[#]煤层(深度 689.3 ~ 695.6 m,厚度 3.2 m 和 1.8 m)为压裂层位,最高日产气量达 $8\,307 \text{ m}^3$,取得了该地区浅层煤层气勘查评价与开发利用的重大突破^[15-16]。但盆地腹部缺少深层煤岩气探井,实测地质资料匮乏,煤储层特征、孔—渗条件和含气性等基础地质条件认识仍停留在推测层面,严重制约了煤岩气勘探开发工作进展^[14]。

为探索川中地区龙潭组是否具备煤岩气勘探潜力,中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司

部署钻探了风险探井——NT1H 井(埋深 > 4 000 m)。该井于 2024 年 3 月完钻,取得了第一手钻井、录井、测井资料和煤岩组分、储层物性、吸附性以及含气性等测试资料,据此分析了深部煤储层基本地质特征及其含气条件,以期为该层系基础性研究和进一步勘探提供理论依据。

1 地质概况

四川盆地位于扬子地台西部,是一个典型的叠合含油气盆地^[17]。其中,龙潭组发育煤层 7 ~ 15 层(累计厚度 2.0 ~ 17.0 m),单层厚度 0.1 ~ 4.5 m。受中生代—新生代印支—燕山运动和喜马拉雅运动的影响,盆地内形成川东高陡构造带、川中平缓构造带和川西低陡构造带。川南低陡构造带煤层埋深主要介于 2 000 ~ 3 000 m,而埋深 3 000 ~ 4 500 m 的煤层主要分布于川中地区相对宽缓的北倾斜坡。NT1H 井位于盆地中间地带,导眼井完钻井深 4 397 m,钻遇龙潭组垂直厚度 122.00 m(埋深 4 224 ~ 4 382 m),煤层累计厚度 11.08 m(图 1a, b)。龙潭组三段(龙三段)煤层不发育,主要岩性为灰岩、砂岩和泥岩;龙潭组二段(龙二段)发育 11 套煤层,直接顶底板为泥岩或炭质泥岩,单层纯煤厚度 0.44 ~ 2.32 m;龙潭组一段(龙一段)钻遇 3 套煤层,单层纯煤厚度 0.45 ~ 1.34 m。

该井取心井段包括 12[#], 13[#], 14[#], 16[#], 18[#], 19[#] 和 24[#] 煤层。根据煤层取心情况,设计开展了煤岩宏观描述、显微组分鉴定、工业分析及扫描电镜、高压压汞、N₂/CO₂ 低温吸附、含水饱和度、孔—渗性、高温—高压等温吸附和气体元素地球化学实验测试分析。其中,19-1[#] 和 19-2[#] 煤层开展了保压取心现场含气量测试,其余煤层均为常规取心测试。目前,该井水平段已完钻但尚未开展压裂试气。

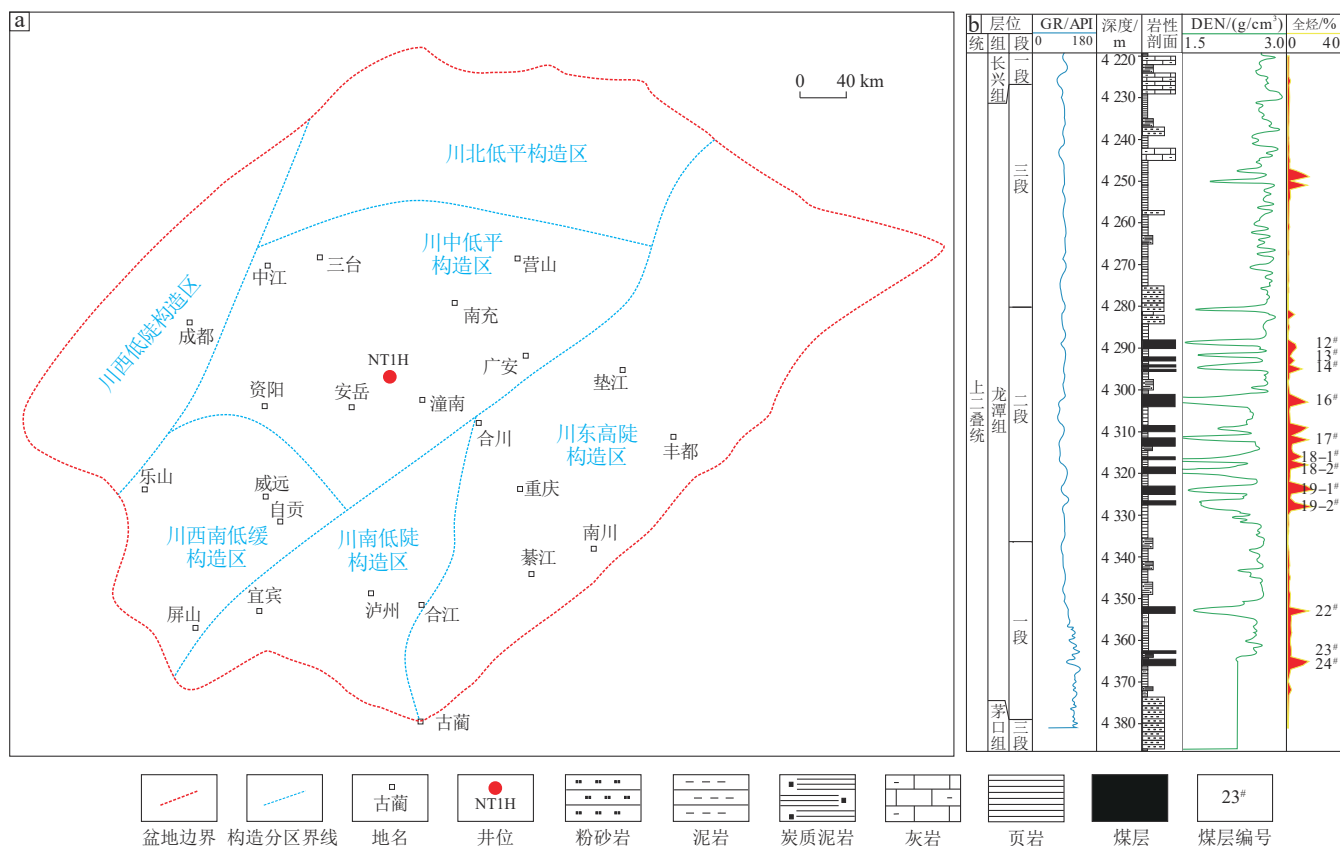


图1 四川盆地构造分区(a)及NT1H井岩性剖面(b)

Fig. 1 Structural zoning of the Sichuan Basin (a) and lithological profile of NT1H well (b)

2 煤岩煤质特征

NT1H井位于盆地腹部低缓构造区,构造简单,煤体结构完整,以原生结构和块状构造为主,半亮煤和半暗煤较为常见。煤岩原生割理系统极为发育(18#煤层割理线密度2~3条/cm;19#煤层割理线密度,2~4条/cm),断面可见明显的方解石充填(图2)。该井钻遇的煤层镜质体反射率(R_o)介于2.70%~3.13%,属于典型的无烟煤,与大宁—吉县地区深部煤储层(埋深>2500 m)热演化程度基本相当,具备大量生烃和富集成藏的煤阶基础^[18]。煤储层主要为低-中灰分(含量10.46%~25.84%)、中-高固定碳(含量71.00%~83.00%)和特低挥发分(含量6.00%~9.00%)煤;显微组分以镜质组为主(含量53.0%~68.0%,平均值60.6%),惰质组含量18.0%~30.0%(平均值23.4%),无机矿物含量10.0%~24.0%(平均值16.0%)。其中,无机矿物组分以黏土矿物(平均含量37.6%)和石英(平均含量34.7%)为主,且二者平均含量基本相当,其次为重晶石、方解石和黄铁矿,脆性矿物含量整体较高,具备良好的可压性(图3)。

3 煤层孔隙结构特征

扫描电镜下,NT1H井煤岩孔隙类型多样,以气孔(呈群分布,圆形或椭圆形)、有机质孔(孔径相对较大)、粒间孔(形态不规则)为主,存在部分铸模孔和溶蚀孔(图4);黏土矿物见伊利石、伊/蒙混层和高岭石等,主要充填有机质孔和微裂缝,自生矿物见晶粒状黄铁矿发育。尽管部分大孔或裂隙被矿物完全或部分填充,但丝状、片状伊利石和蠕虫状高岭石等黏土矿物填隙物中仍发育具备一定连通性的部分开放型孔隙或微裂隙,仍可作为甲烷的储集空间^[19-20]。

基于高压压汞实验和 N_2/CO_2 低温吸附实验的联测结果,可实现煤岩微观孔隙结构的综合表征,即得到不同孔径和孔隙体积对总孔隙体积的贡献率。由图5可见,NT1H井深部煤储层孔径分布曲线总体呈U型,孔隙结构以孔径小于2 nm的微孔隙和孔径大于10000 nm的微裂缝为主,其中又以微孔隙最为发育(孔隙体积占比平均91%),孔径2~10000 nm的孔隙体积占比平均仅9%。根据国际理论与应用化学协会(IUPAC)孔隙类型划分方法,可将孔隙划分为微孔(孔径<2 nm)、

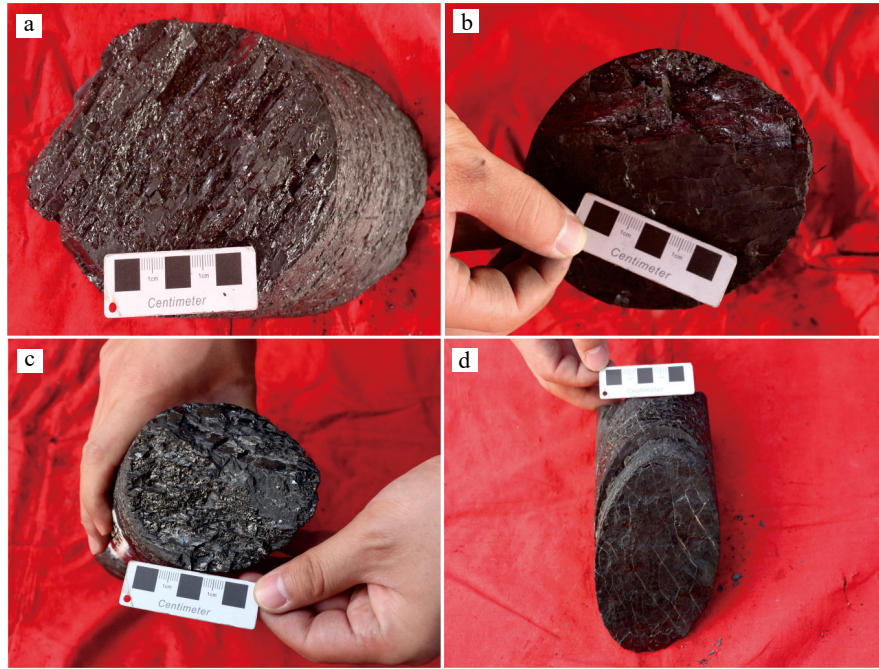


图2 四川盆地龙潭组 NT1H 井煤心断面照片与割理特征

Fig. 2 Photos showing sections and cleats of coal cores from the Longtan Formation in NT1H well, Sichuan Basin

a. 18-2[#]煤, 阶梯状断口, 埋深 4 318.37 m; b. 18-2[#]煤, 割理闭合紧密, 埋深 4 319.52 m; c. 19-1[#]煤, 内生裂隙发育, 埋深 4 323.35 m; d. 19-1[#]煤, 细条状结构, 割理闭合, 埋深 4 325.99 m

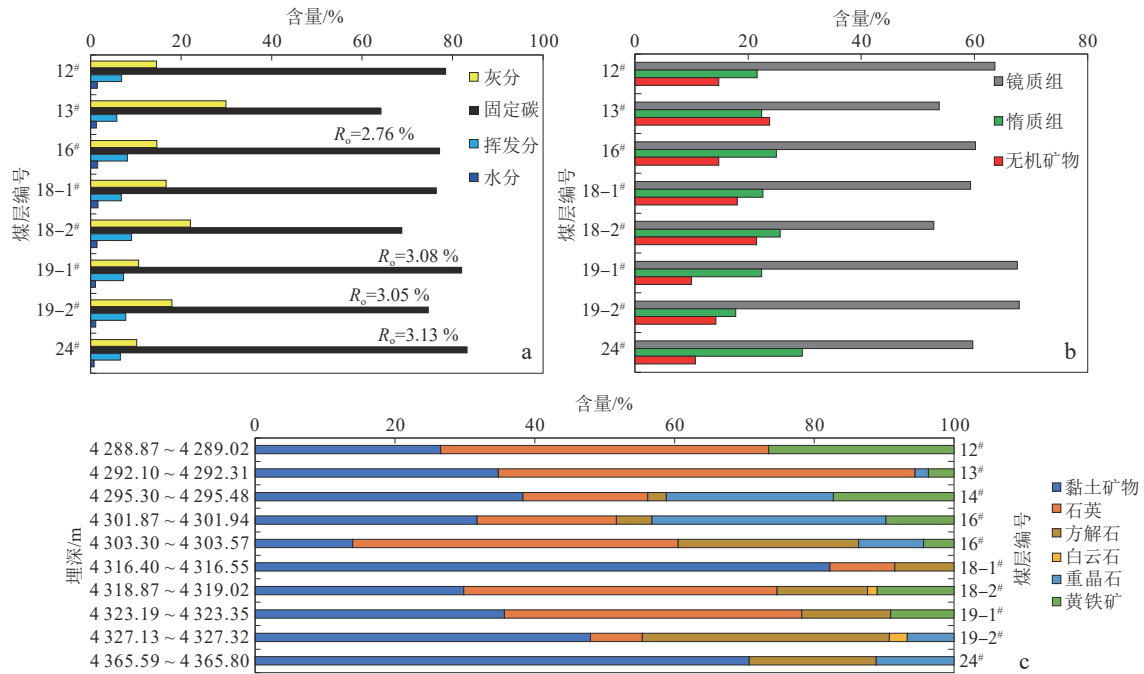


图3 四川盆地龙潭组 NT1H 井不同煤层工业组分、显微组分和矿物构成特征

Fig. 3 Macerals, industrial components, and mineral compositions of different coal seams of the Longtan Formation in NT1H well, Sichuan Basin

a. 工业分析组分含量柱状图; b. 显微组分含量柱状图; c. 矿物组分含量柱状图

介孔(孔径 2 ~ 50 nm)和宏孔(孔径 > 50 nm)。其中,微孔体积占比 89.0 % ~ 96.0 %,且以孔径小于 1 nm 的孔隙为主;介孔体积占比小于 5.3 %,主要来自孔径 20 ~ 50 nm 孔隙体积的贡献;宏孔体积平均占比约 6.0 %。

这种煤岩孔径分布特征可能与较高的热演化程度有关,且与大宁—吉县地区深部煤储层孔隙结构高度相似^[19-22]。从煤岩气富集角度来看,较发育的微孔可以增大煤岩比表面积及其对甲烷的吸附能力,宏孔可

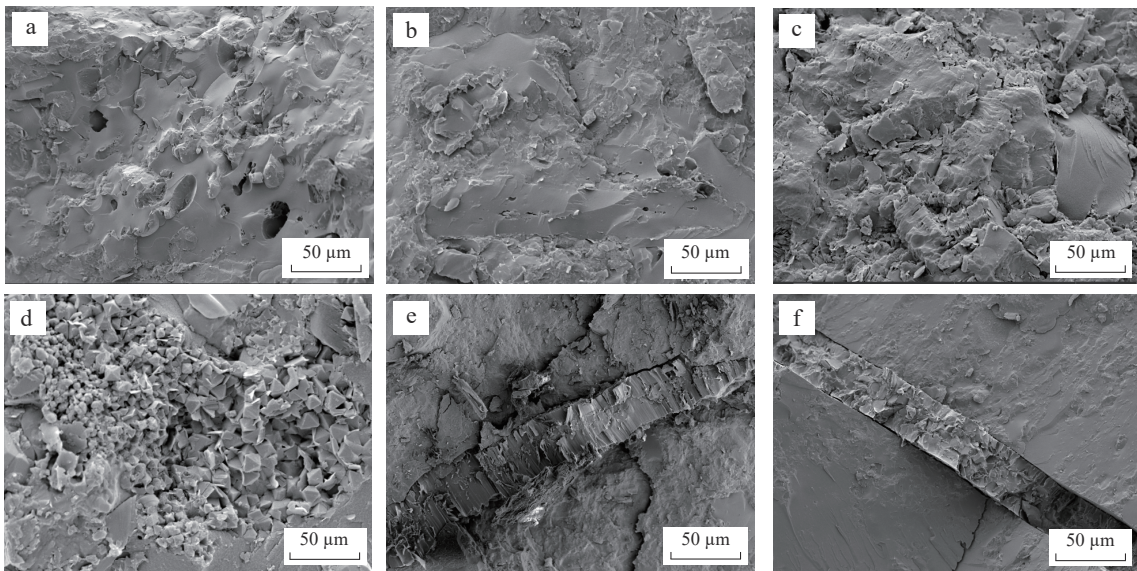


图4 四川盆地龙潭组NT1H井煤岩孔隙、裂隙及矿物充填特征扫描电镜照片

Fig. 4 Scanning electron microscope (SEM) images showing the characteristics of pores, fissures, and mineral fillings in coal reservoirs of the Longtan Formation in NT1H well, Sichuan Basin

a. 有机质孔,埋深4 288.87~4 289.02 m;b. 有机质溶蚀孔,埋深4 288.87~4 289.02 m;c. 残余粒间孔,埋深4 301.87~4 301.94 m;d. 局部晶粒状黄铁矿富集,埋深4 301.87~4 301.94 m;e. 黏土矿物充填裂缝,埋深4 318.87~4 319.02 m;f. 黏土矿物充填裂缝,埋深4 318.87~4 319.02 m

以提供游离态甲烷的赋存空间,有利于多相态气体的共存^[23]。但是,介孔相对缺失不利于微孔中气体的渗流,这可能也是深部大规模体积压裂奏效的原因之一,即最大程度破碎煤岩、构建多级渗流通道,保证束缚在高压微孔中的甲烷得以产出^[9]。基于柱塞样液体饱和法测得的煤层总孔隙度介于4.88%~12.25%,平均值8.94%,与大宁—吉县地区深部8#煤层孔隙度(4.83%~10.13%,平均值8.85%)基本相当,属于典型的低孔、低渗储层。此外,基于称重法得到煤样原始含水饱和度和为18.20%~48.60%(平均值27.10%),有效孔隙

度(总孔隙度-含水饱和度)为2.82%~9.66%(平均值6.53%),是大宁—吉县区块深煤层(孔隙度1.15%~4.71%,平均值3.07%)的2倍,表现出良好的储集条件(图6)。

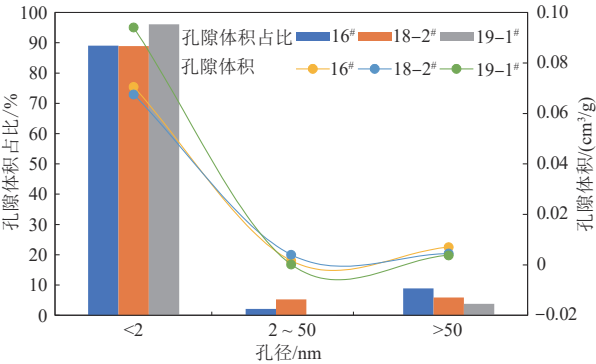


图5 四川盆地龙潭组NT1H井全孔径孔隙体积分布柱状图及不同孔隙体积分比

Fig. 5 Pore size distribution and pore volume ratio of different pore sizes of the Longtan Formation in NT1H well, Sichuan Basin

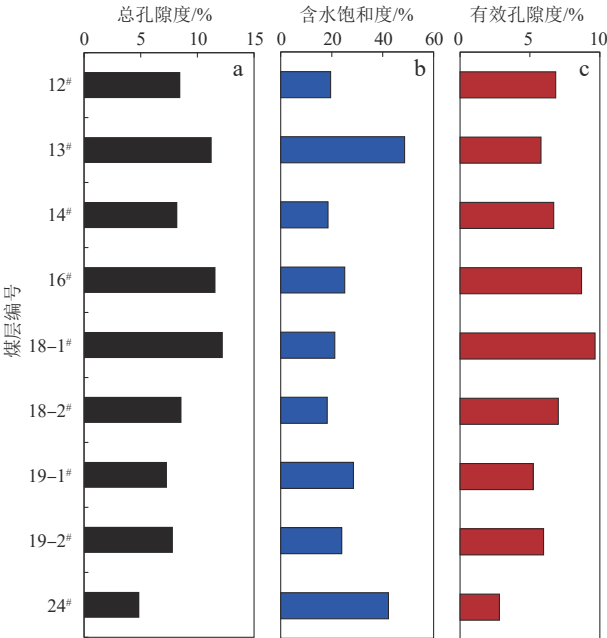


图6 四川盆地龙潭组NT1H井煤样总孔隙度(a)、含水饱和度(b)及有效孔隙度(c)分布柱状图

Fig. 6 Total porosity, water saturation, and effective porosity of coal samples from the Longtan Formation in NT1H well, Sichuan Basin

4 煤层吸附性与含气性

根据地层条件下(120℃)干燥煤样的等温吸附实验结果,除13#煤层灰分产率高导致兰氏体积相对较低外,其余煤层对甲烷的吸附能力整体较强,兰氏体积介于24.48~28.03 m³/t(平均值27.14 m³/t),考虑实际含水饱和度条件的校正兰氏体积为16.28~28.50 m³/t(平均值21.14 m³/t);兰氏压力为2.98~4.09 MPa,平均值3.24 MPa。结合NTH井常规取心含气量测试结果,12#、13#、16#、18#和24#煤层常规取心测得的解吸气和残余气总量介于12.4~23.0 m³/t(图7)。但是,现行煤层气USBM损失气估算方法对深煤层的适应性较差,基于解吸数据线性拟合得到的损失气量过高,导致其总含气量远高于保压取心含气量测试结果,故未作进一步探讨。

该井第4筒(19-1#煤层)和第5筒(19-2#煤层)进行了密闭取心含气量测试。根据保压测试结果,19-1#煤层和19-2#煤层含气量分别为31.24 m³/t和26.52 m³/t,原位地层压力(基于钻井泥浆密度和Eaton法估算^[14],约60 MPa)条件下的饱和吸附量分别为21.02 m³/t和21.98 m³/t,含气饱和度介于123%~146%,游离气含量为5~10 m³/t。保压筒天然气组成(气相色谱法)以甲烷为主(含量为92.09%),含微量乙烷与丙烷,未见其他重烃组分;甲烷碳同位素值介于-33.90‰~-31.95‰,指示热成因气;无机气体组分含量较少,主要为氮气和氢气,二氧化碳占比较低(含量为0.24%)。根据先期2 000 m深度以浅二叠系常规取心井和近来部署的2口深层保压取心井含气量测试数据,煤层原位总含气量随埋深增大整体趋于增高,2 000 m

深度处含气量大于15 m³/t,3 000 m深度处含气量可达20 m³/t以上,4 000 m深度处普遍高于25 m³/t、部分煤层超过30 m³/t,深层煤储层整体表现出极为优越的含气条件(图8)。

从上述NT1H井风险勘探成果来看,四川盆地腹部深层煤储层成藏地质条件与鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县地区相当,煤储层热演化程度高(R_o 为2.70%~3.13%),物质结构、生烃潜力和储层孔径分布也高度一致,盆内含气量普遍较高且2 000 m深度处表现为超饱和气藏,4 000 m深度处游离气含量达5~10 m³/t,勘探潜力巨大。煤层厚度较薄是制约该盆地深层煤岩气高效开发的关键,开发方案设计建议以小间距煤层组及其夹层炭质泥岩(或泥岩)为整装对象进行开发。同时,体积改造是构建深部低渗煤储层流体高效传质通道的关键方法,但高应力约束下煤岩和泥岩力学强度存在极大差异,如何保证垂向多层改造效果是压裂面临的难题^[24-26]。

5 结论

1) 四川盆地风险探井NT1H井是中国第一口埋深超过4 000 m的煤岩气探井,钻井揭示龙潭组煤层累计厚度11.08 m,单层厚度较薄(0.45~1.34 m),煤体结构完整,热演化程度高(R_o 为2.70%~3.13%),有机质组分占比平均84%,无机组分以黏土矿物为主,表现出良好的生、储潜力。

2) NT1H井龙潭组深部煤储层孔隙结构非均质性较强,整体以发育微孔(孔径<2 nm)为主(占比89%~96%),其次为孔径大于10 000 nm的宏孔或裂隙,介孔(孔径2~50 nm)相对不发育;煤层总孔隙度介于

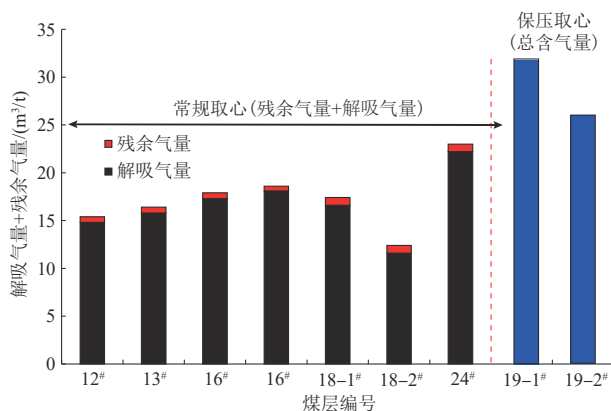


图7 四川盆地龙潭组NT1H井典型干燥煤样等温吸附曲线特征

Fig. 7 Isothermal adsorption curve of typical dry coal samples from the Longtan Formation in NT1H well, Sichuan Basin

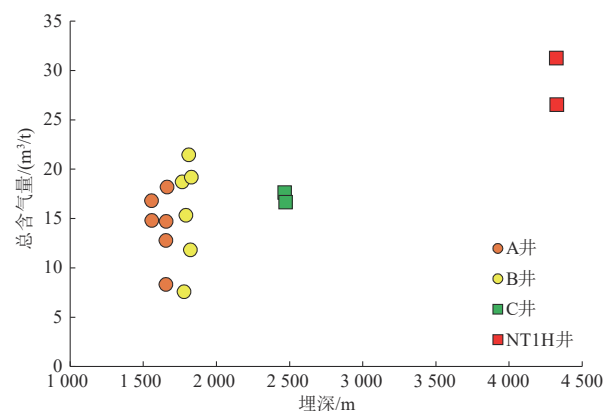


图8 四川盆地龙潭组煤层含气量随埋深的变化

Fig. 8 Vertical variation of gas content with burial depth of coal seams in the Longtan Formation, Sichuan Basin

4.83%~10.13%,含水饱和度较低(18.20%~48.60%),有效孔隙度平均6.53%,具备良好的游离气储集空间。

3) 四川盆地龙潭组煤层含气量随埋深增大趋于增高,2 000 m深度处含气量大于15 m³/t,3 000 m深度处含气量可达20 m³/t以上,4 000 m深度处普遍高于25 m³/t、部分煤层超过30 m³/t。其中,地层温度条件下NT1H井煤岩兰氏体积普遍大于25 m³/t,兰氏压力平均3.24 MPa;保压取心煤层含气量26.52~31.24 m³/t,含气饱和度介于123%~146%,游离气含量为5~10 m³/t。

4) 四川盆地腹部深层煤岩气成藏地质条件整体与鄂尔多斯盆地大宁—吉县地区相当,但其资源量受煤层厚度限制。开发过程中,建议以小间距煤层组为整装对象进行立体开发,充分考虑煤系地层地质力学及互层渗流能力特征,科学确定工程甜点。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] LI Song, QIN Yong, TANG Dazhen, et al. A comprehensive review of deep coalbed methane and recent developments in China [J]. International Journal of Coal Geology, 2023, 279: 104369.
- [3] 徐凤银,闫霞,李曙光,等. 鄂尔多斯盆地东缘深部(层)煤层气勘探开发理论技术难点与对策[J]. 煤田地质与勘探, 2023, 51(1): 115-130.
XU Fengyin, YAN Xia, LI Shuguang, et al. Theoretical and technological difficulties and countermeasures of deep CBM exploration and development in the eastern edge of Ordos Basin [J]. Coal Geology & Exploration, 2023, 51(1): 115-130.
- [4] 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.
- [5] 吴裕根,门相勇,娄钰. 我国“十四五”煤层气勘探开发新进展与前景展望[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(1): 1-13.
WU Yugen, MEN Xiangyong, LOU Yu. New progress and prospect of coalbed methane exploration and development in China during the 14th Five-Year Plan period [J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(1): 1-13.
- [6] 李勇,徐立富,张守仁,等. 深煤层含气系统差异及开发对策[J]. 煤炭学报, 2023, 48(2): 900-917.
LI Yong, XU Lifu, ZHANG Shouren, et al. Gas bearing system difference in deep coal seams and corresponded development strategy [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48 (2): 900-917.
- [7] 李勇,徐立富,刘宇,等. 深部煤层气水赋存机制、环境及动态演化[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 40-51.
LI Yong, XU Lifu, LIU Yu, et al. Occurrence mechanism, environment and dynamic evolution of gas and water in deep coal seams [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 40-51.
- [8] 秦勇. 中国深部煤层气地质研究进展[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1791-1811.
QIN Yong. Progress on geological research of deep coalbed methane in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44 (11): 1791-1811.
- [9] 陈世达,汤达祯,侯伟,等. 深部煤层气地质条件特殊性与储层工程响应[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1993-2006.
CHEN Shida, TANG Dazhen, HOU Wei, et al. Geological particularity and reservoir engineering response of deep coalbed methane [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1993-2006.
- [10] 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.
- [11] 陈世达,侯伟,汤达祯,等. 煤储层含气性深度效应与成藏过程耦合关系[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 52-59.
CHEN Shida, HOU Wei, TANG Dazhen, et al. Effects of depth on gas-bearing properties of coal reservoirs and their coupling relationships with coalbed methane accumulation [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 52-59.
- [12] 郭绪杰,支东明,毛新军,等. 准噶尔盆地煤岩气的勘探发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 38-49.
GUO Xujie, ZHI Dongming, MAO Xinjun, et al. Discovery and significance of coal measure gas in Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 38-49.
- [13] 沈霞,公海涛,邵明礼,等. 松辽盆地南部王府断陷深部煤层气地质特征及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2024, 52(2): 113-121.
SHEN Xia, GONG Haitao, SHAO Mingli, et al. Geological characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Wangfu fault depression, southern Songliao Basin [J]. Coal Geology & Exploration, 2024, 52(2): 113-121.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 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 Changan, LI Zhao Feng, 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.
- [17] 熊亮, 邓虎成, 吴冬, 等. 四川盆地及其周缘下寒武统筇竹寺组细粒沉积特征与影响因素[J]. 石油实验地质, 2023, 45(5): 857–871.
- XIONG Liang, DENG Hucheng, WU Dong, et al. Fine-grained sedimentary characteristics and influencing factors of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and on its periphery [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(5): 857–871.
- [18] 李曙光, 王成旺, 王红娜, 等. 大宁-吉县区块深层煤层气成藏特征及有利区评价[J]. 煤田地质与勘探, 2022, 50(9): 59–67.
- LI Shuguang, WANG Chengwang, WANG Hongna, et al. Reservoir forming characteristics and favorable area evaluation of deep coalbed methane in Daning-Jixian Block [J]. Coal Geology & Exploration, 2022, 50(9): 59–67.
- [19] 唐淑玲, 汤达祯, 杨焦生, 等. 鄂尔多斯盆地大宁—吉县区块深部煤储层孔隙结构特征及储气潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1854–1866, 1902.
- TANG Shuling, TANG Dazhen, YANG Jiaosheng, et al. Pore structure characteristics and gas storage potential of deep coal reservoirs in Daning-Jixian block of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1854–1866, 1902.
- [20] SINGH A K, CHAKRABORTY P P. Geochemistry and hydrocarbon source rock potential of shales from the Palaeo-Mesoproterozoic Vindhyan Supergroup, central India [J]. Energy Geoscience, 2023, 4(3): 100073.
- [21] 张雷, 边利恒, 侯伟, 等. 深部煤储层孔隙结构特征及其勘探意义——以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1867–1878.
- ZHANG Lei, BIAN Liheng, HOU Wei, et al. Pore structure characteristics and exploration significance of deep coal reservoirs: A case study of Daning-Jixian block in the eastern margin of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1867–1878.
- [22] 邓泽, 王红岩, 姜振学, 等. 深部煤储层孔裂隙结构对煤层气赋存的影响——以鄂尔多斯盆地东缘大宁—吉县区块为例[J/OL]. 煤炭科学技术: 1–18[2024-04-11]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240311.1045.005.html>.
- DENG Ze, WANG Hongyan, JIANG Zhenxue, et al. Influence of deep coal pore and fracture structure on occurrence of coalbed methane: A case study of Daning-Jixian Block in the eastern margin of Ordos Basin [J/OL]. Coal Science and Technology: 1–18[2024-04-11]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2402.TD.20240311.1045.005.html>.
- [23] 李勇, 高爽, 吴鹏, 等. 深部煤层气游离气含量预测模型评价与校正——以鄂尔多斯盆地东缘深部煤层为例[J]. 石油学报, 2023, 44(11): 1892–1902.
- LI Yong, GAO Shuang, WU Peng, et al. Evaluation and correction of prediction model for free gas content in deep coalbed methane: A case study of deep coal seams in the eastern margin of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(11): 1892–1902.
- [24] 杨帆, 李斌, 王昆剑, 等. 深部煤层气水平井大规模极限体积压裂技术——以鄂尔多斯盆地东缘临兴区块为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 389–398.
- YANG Fan, LI Bin, WANG Kunjian, et al. Extreme massive hydraulic fracturing in deep coalbed methane horizontal wells: A case study of the Linxing Block, eastern Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 389–398.
- [25] CHEN Shida, TAO Shu, TANG Dazhen. In situ coal permeability and favorable development methods for coalbed methane (CBM) extraction in China: From real data [J]. International Journal of Coal Geology, 2024, 284: 104472.
- [26] 李倩, 李童, 蔡益栋, 等. 煤层气储层水力裂缝扩展特征与控因研究进展[J]. 煤炭学报, 2023, 48(12): 4443–4460.
- LI Qian, LI Tong, CAI Yidong, et al. Research progress on hydraulic fracture characteristics and controlling factors of coalbed methane reservoirs [J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(12): 4443–4460.

(编辑 刘格云)