

引用格式:王同,熊亮,董晓霞,等.川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):443-451.

WANG Tong, XIONG Liang, DONG Xiaoxia, et al. Characteristics of shale reservoir in new strata of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(3):443-451.

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.03.021

川南地区筇竹寺组新层系页岩储层特征

王同¹,熊亮¹,董晓霞¹,向克满¹,周桦¹,钟文俊¹,罗海金²,郭卫星¹,周静¹

(1.中国石化西南油气分公司,四川成都610016;2.四川省核工业地质调查院,四川成都610052)

摘要:川南地区下寒武统筇竹寺组是海相页岩气勘探的重要层系之一。前期围绕筇竹寺组黑色页岩的勘探取得了一定的成效,但黑色页岩厚度薄,制约了商业产能的突破。筇竹寺组中粉砂质页岩段气测显示良好,因此,有必要加强对该新层系页岩的系统研究,拓宽非常规页岩气的勘探领域。根据TOC(总有机碳含量)、X射线衍射、薄片、扫描电镜、氮气孔隙度、脉冲渗透率、低温液氮吸附、压汞分析等实验数据,开展对新层系页岩地化特征、岩石学特征、储集空间类型、物性特征、孔隙结构等研究。研究表明新层系页岩储层以粉砂质页岩为主,具有低TOC、高脆性、高孔隙度,较好的孔隙连通性、较高含气性特征。储集空间类型以脆性矿物粒间孔及碳酸盐矿物与长石粒内溶蚀孔为主,仅含少量的有机孔,粉砂级脆性矿物颗粒支撑作用是孔隙保存的关键因素。总体认为,川南筇竹寺组新层系页岩储层具备页岩气勘探的良好储集条件。

关键词:川南地区;筇竹寺组;页岩;粉砂岩;储层特征

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Characteristics of shale reservoir in new strata of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan

WANG Tong¹, XIONG Liang¹, DONG Xiaoxia¹, XIANG Keman¹, ZHOU Hua¹, ZHONG Wenjun¹, LUO Haijin²,
GUO Weixing¹, ZHOU Jing¹

(1.Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610016, China;

2.Sichuan Institute of Nuclear Geology, Chengdu, Sichuan 610052, China)

Abstract: The lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan is one of the important strata for marine shale gas exploration. In the early stage, the exploration of black shale in Qiongzhusi Formation has achieved certain results, but the thin thickness of black shale restricts the breakthrough of commercial productivity. Silt-shale of Qiongzhusi Formation's gas logging shows high. Therefore, it is necessary to strengthen the systematic research of this new type of shale reservoir and widen the exploration field of unconventional shale gas. Based on the experimental data such as TOC, X-ray diffraction, thin section, SEM, Helium porosity, pulse permeability, Nitrogen adsorption, and mercury intrusion porosimetry, the studies of the geochemical characteristics, petrological characteristics, reservoir space types, physical properties and pore structure of this new type of reservoir have been carried out. The study shows that the new type of shale reservoir is mainly composed of silty shale, which has the property of low TOC, high brittleness, high porosity, good pore connectivity and high gas bearing. The main types of reservoir space are brittle mineral intergranular pores, carbonate minerals and feldspar dissolution intrapores, with only a small amount of organic pores. The support of silty brittle minerals is the key factor for pore preservation. It is generally considered that the new strata of shale reservoirs in Qiongzhusi Formation of southern Sichuan have good reservoir conditions for shale gas exploration.

Key words: southern Sichuan, Qiongzhusi Formation, shale, siltstone, reservoir characteristics

收稿日期:2020-10-20。

第一作者简介:王同(1987—),男,博士,助理研究员,从事非常规油气地质研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:mrmenzu@aliyun.com

通信作者简介:周桦(1987—),女,硕士,工程师,从事页岩气地质综合研究。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail:130964863@qq.com

基金项目:中国石化科技部重大专项“西南探区天然气富集规律与目标评价”(P20059-3);中国石化西南油气分公司科技项目“西南探区非常规油气测井评价技术研究”(KJ-580-2004)。

四川盆地作为页岩气勘探开发的重点地区,主力层系龙马溪组提交了万亿立方米探明储量,已建成涪陵、威远、威荣、昭通、太阳等大型页岩气田^[1-3]。寻找落实页岩气勘探开发接替层系成为当务之急。近年来,川南地区筇竹寺组黑色页岩是前期页岩气勘探目标,具有埋深适中、有机质丰度高、生烃潜力大、含气性好等优点,但也存在有机质孔隙较低、热演化程度高的不足^[4-7]。早在2010年中国石油威远地区威201井针对筇竹寺组直井压裂获测试产量 $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,随后中国石化于2012年在井研犍为地区A1井筇竹寺组直井压裂20 m获测试产量 $2.88 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。2015年,中国石化在井研犍为地区筇竹寺组实施第一口水平井——B1HF井,获测试产量 $5.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,揭示下寒武统筇竹寺组具有良好的勘探潜力,但黑色页岩厚度薄,制约了商业产能关的突破。因此,有必要深入开展筇竹寺组新层系页岩储层特征研究,探寻非常规页岩气勘探新思路,落实下一步勘探目标,对于实现四川盆地页岩气新层系勘探突破具有重要指导意义。

1 区域地质概况

四川盆地南部地区筇竹寺组沉积主要受控于桐湾运动及兴凯运动^[8]。在这两期构造运动影响下,形成绵阳—长宁拉张槽^[9]。拉张槽内筇竹寺组表现为3套黑色页岩—深灰色、灰色粉砂质页岩—粉砂岩的沉积旋回。根据沉积旋回及岩—电组合特征,可将筇竹寺组分为两段(第一段、第二段),11层(①—⑪号层)(图1)。根据目前钻探的5口井分析,其中①、⑤、⑨号层为黑色页岩,厚度0~15.5 m,展布不稳定,D1井、B2井⑤号层发生相变,不发育黑色页岩。统计各井①、⑤、⑨号层储层参数平均值,TOC为0.5%~2.4%,孔隙度为1.5%~3.8%;⑥—⑧号层粉砂质页岩、含黏土粉砂岩厚度83~105.5 m,气测显示良好,表现为“低密度,低中子”的天然气挖掘效应。统计各井⑥—⑧号层储层参数平均值,TOC为0.25%~0.41%,孔隙度为2.2%~2.9%。因此,本次研究主要针对①、⑤、⑨号层黑色页岩与⑥—⑧号层粉砂质页岩、含黏土粉砂岩。

2 矿物岩石学特征

根据川南地区筇竹寺组XRD(X射线衍射,

X-Ray Diffraction)分析样品,①、⑤、⑨号层矿物主要以石英为主(21%~47%),平均32%;长石占5%~29.5%,平均13.48%;黏土矿物占11%~58.4%,平均含量40.5%;碳酸盐矿物较少(3%~19.5%),平均7.62%(图2a)。⑥—⑧号层矿物主要以石英为主(8.1%~57.7%),平均39.11%;长石占8%~32.2%,平均21.69%;黏土矿物占5.9%~45%,平均22.29%;碳酸盐矿物较少(2.4%~70%),平均14.29%(图2b)。⑥—⑧号层局部由于发育钙质粉砂岩条带、透镜体,因此,表现为高碳酸盐特征。

3 有机地化特征

3.1 有机质类型

对于演化程度高的页岩来说,干酪根镜检结果仅供参考^[10],典型的干酪根组分依然以无定形腐泥为主,见少量海相镜质体(图3),生烃潜力好。根据饱和烃色谱及干酪根碳同位素综合分析结果表明,干酪根碳同位素分析①、⑤、⑨号层 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB,国际标准 Pee Dee Belemnite)为 $-34.96\text{‰} \sim -32.09\text{‰}$,⑥—⑧号层 $\delta^{13}\text{C}$ (PDB)为 $-34.09\text{‰} \sim -31.31\text{‰}$ 。筇竹寺组主峰碳为18~23,主峰碳数较小,表明筇竹寺组有机质类型相对优,综合饱和烃色谱Ph/C₁₈-Pr/C₁₇关系分析,其中,Ph为植烷(Phytane),Pr为姥鲛烷(Pristane),筇竹寺组泥页岩有机质为I—II₁型。

3.2 成熟度

对于古生界烃源岩热成熟度的判断一直是学术界争论的热点^[11-12]。分析6口井的沥青质反射率(R_b)、岩石热解高峰温度(T_{max})及黏土矿物XRD,综合判断筇竹寺组热成熟度。利用测得的沥青质反射率(R_b)换算等效镜质体反射率(R_o),公式为 $R_o = 0.618R_b + 0.4$ ^[13]。页岩黏土矿物组合反映了黏土矿物的成岩演化程度。3种实验方法结论较为一致, R_o 为2.35%~2.67%, T_{max} 为520~530℃,黏土矿物主要以伊利石(49%)及混层比为5%~10%的伊蒙混层(39%)为主,含有少量绿泥石(13%),不含蒙脱石、高岭石。

3.3 有机质丰度

筇竹寺组具有旋回性特征,因此,有机质丰度差异较大,①、⑤、⑨号层为海侵背景下形成的凝缩段

黑色页岩,有机质大量富集,TOC为0.77%~3.55%,平均1.85%。在高成熟背景下,生烃转化率高,高达90%。⑥—⑧号层沉积期由于粉砂注入,有机质被稀释,TOC为0.09%~0.94%,平均0.3%。因此,页岩气勘探有待解放思路,探索有机质并不富集的粉砂质页岩这一新层系。

4 储层特征

4.1 储集空间类型

基于氩离子抛光扫描电镜观察,认为川南筇竹寺组页岩储集空间可归纳为有机质孔隙、无机质孔

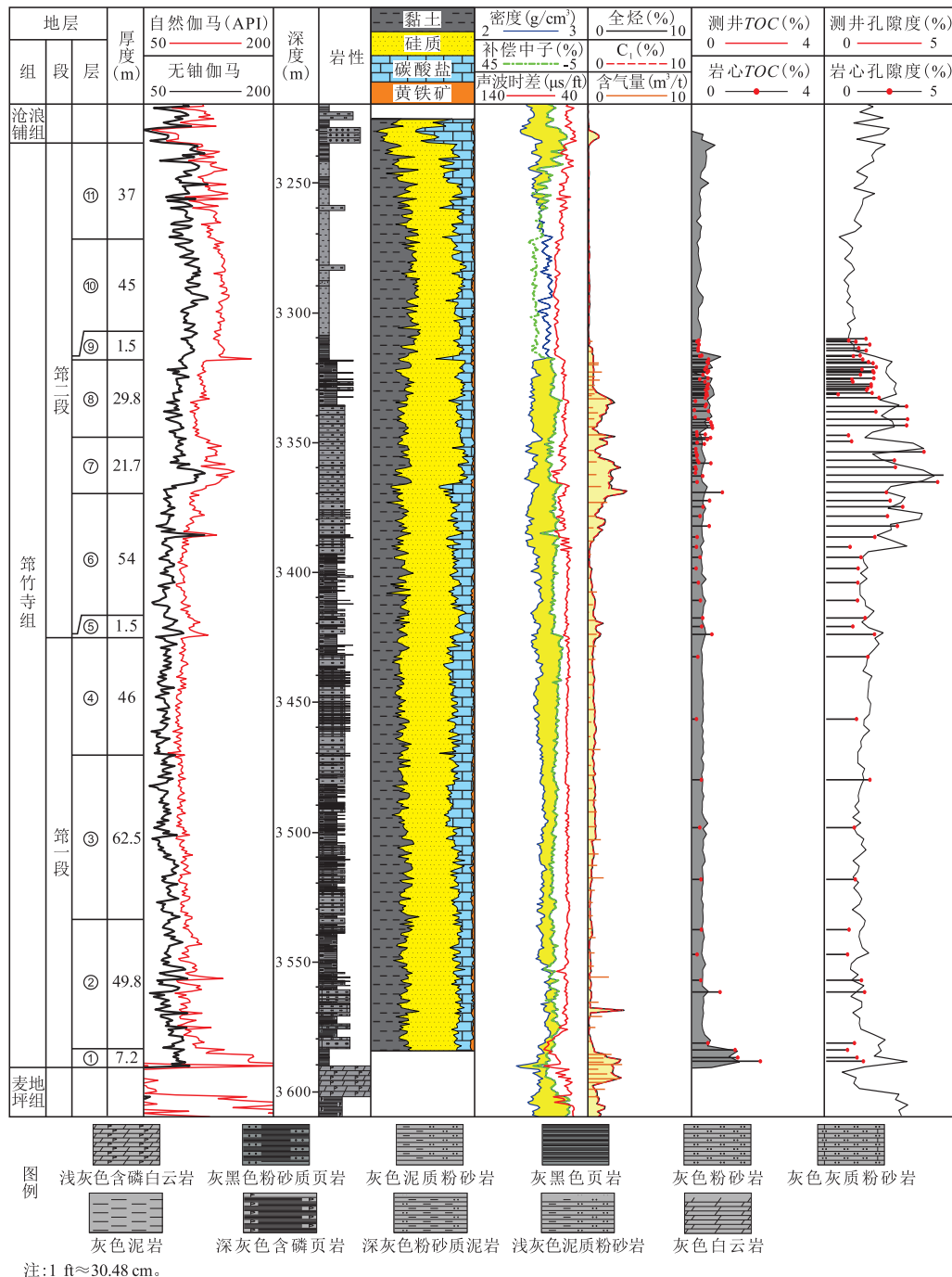


图1 川南地区筇竹寺组地层综合柱状图

Fig. 1 Composite histogram of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan

隙和微裂缝三大类^[14]。

筇竹寺组①、⑤、⑨号层表现为黑色富有机质页岩(图4a),有机质呈星散状大量分布于微晶石英之间,少量与黄铁矿、黏土矿物共生。有机质孔是黑色页岩的主要的储集空间。有机质孔结构表现为结构型蜂窝状分布(图4b)。无机孔发育较少,主要为黏土矿物晶间孔(图4c),长石或碳酸盐矿物溶蚀孔。脆性矿物颗粒间孔主要表现为黄铁矿晶粒间印模孔。岩心裂缝几乎不发育,微裂缝主要表现为成岩作用过程中造成矿物收缩或溶蚀(图4d)。

筇竹寺组⑥—⑧号层表现为贫有机质粉砂质页岩(图4e)、含黏土粉砂岩(图4f),有机质仅零星分布于粉砂碎屑颗粒之间,少量发育圆度较高的有机质孔(图4g),反映出在成岩作用较强的背景下,依然存在脆性矿物颗粒间的抗压实作用,有利于储集空间的保存。主要储集空间以无机孔为主,粉砂颗粒多呈点线接触(图4h),黏土矿物大多赋存于粉砂颗粒之间,形成大量的黏土矿物层间孔(图4i、j)。岩心裂缝并不发育,缝密度0.1条/m,仅见少量的应力卸载缝及方解石充填高角度缝(图4k)。同时全岩XRD实验分析结果表明长石占8%~32.2%,碳酸盐矿物占2.4%~70%,结合扫描电镜观察结果来看,长石

岩(图4e)、含黏土粉砂岩(图4f),有机质仅零星分布于粉砂碎屑颗粒之间,少量发育圆度较高的有机质孔(图4g),反映出在成岩作用较强的背景下,依然存在脆性矿物颗粒间的抗压实作用,有利于储集空间的保存。主要储集空间以无机孔为主,粉砂颗粒多呈点线接触(图4h),黏土矿物大多赋存于粉砂颗粒之间,形成大量的黏土矿物层间孔(图4i、j)。岩心裂缝并不发育,缝密度0.1条/m,仅见少量的应力卸载缝及方解石充填高角度缝(图4k)。同时全岩XRD实验分析结果表明长石占8%~32.2%,碳酸盐矿物占2.4%~70%,结合扫描电镜观察结果来看,长石

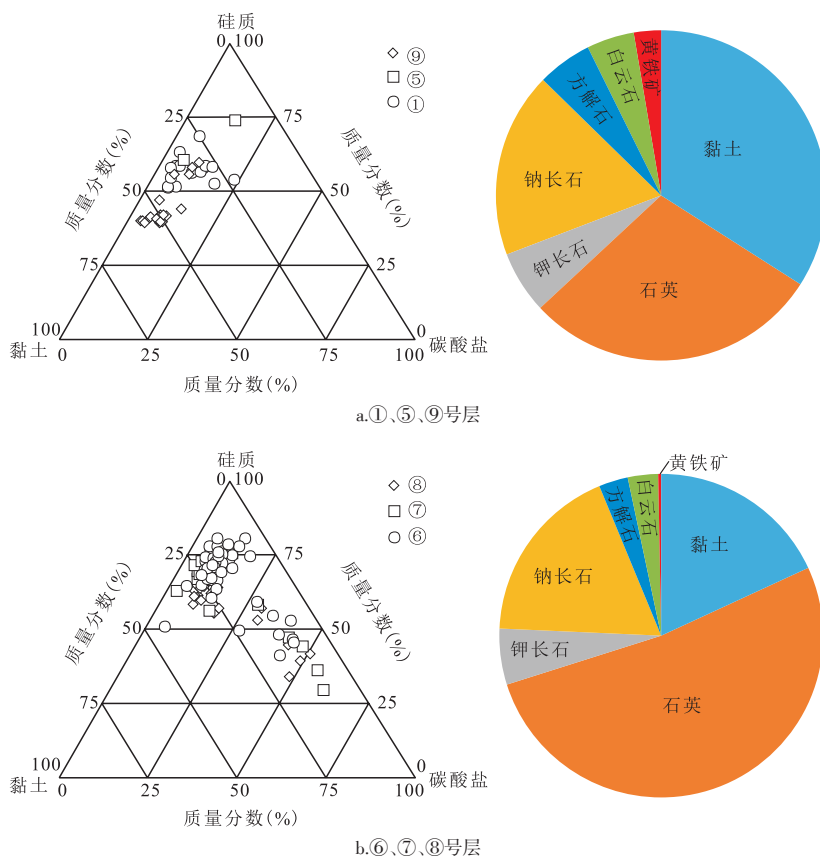


图2 川南筇竹寺组矿物学特征

Fig. 2 Mineralogical characteristics of Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan

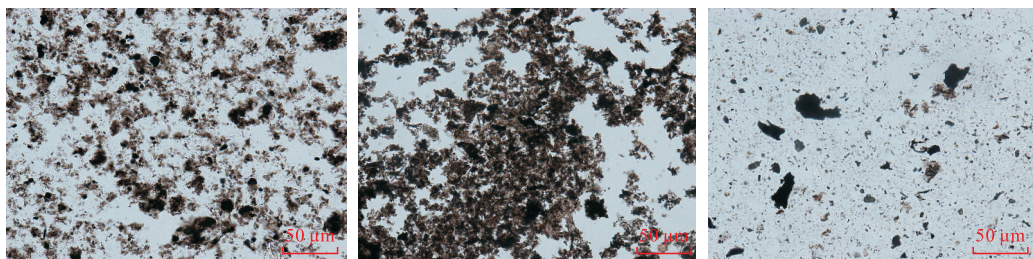
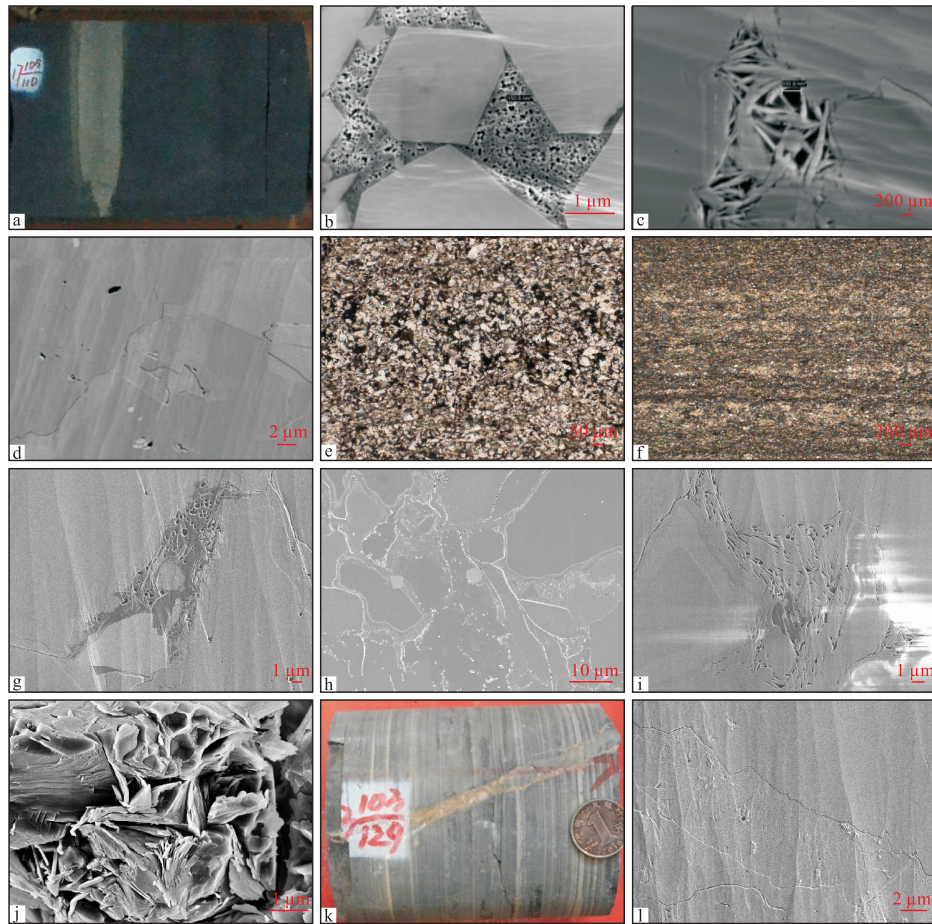


图3 A103井筇竹寺组干酪根组分

Fig. 3 Kerogen macerals of Qiongzhusi Formation in Well-A103



a. 黑色页岩见黄铁矿条带, A103井, 3 584.74 m; b. 黑色页岩, 黄铁矿晶间充填有机质内孔隙, B1井, 3 288.46 m; c. 灰黑色页岩, 黏土矿物晶间孔, B1, 3 304.31 m; d. 黑色页岩, 成岩收缩缝, B1井, 3 301.11 m; e. 深灰色粉砂质页岩, A103井, 3 351.56 m; f. 深灰色含黏土粉砂岩, A103井, 3 362.76 m; g. 深灰色粉砂质页岩, 有机质孔, A103井, 3 371.29 m; h. 深灰色含黏土粉砂岩, 粉砂颗粒点线接触, A103井, 3 332.47 m; i. 深灰色粉砂质页岩, 颗粒间黏土矿物层间孔, A103井, 3 415.24 m; j. 深灰色含黏土粉砂岩, 黏土矿物层间孔, A103井, 3 414.22 m; k. 深灰色粉砂质页岩, 应力卸载缝, 高角度缝被方解石充填, 缝宽6 mm, A103井, 3 417 m; l. 深灰色含黏土粉砂岩, 方解石表面溶孔及粒缘缝, A103井, 3 364.21 m

图4 川南筇竹寺组微观储集空间类型

Fig. 4 Micro-reservoir space types of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan

及碳酸盐矿物粒内溶孔及粒缘缝对于孔隙也具有一定的贡献(图4l)。

4.2 物性特征

结合氮气孔隙度与测井模型,纵向上,⑤号层与⑨号层之间所夹的⑥—⑧号层表现为高孔隙度特征,孔隙度为0.52%~5.03%,平均为3.3%;①、⑤、⑨号层孔隙度为1.8%~4.2%,平均值分别为2.4%、2.1%、1.5%(图5)。

4.3 孔隙结构

利用物理吸附法表征岩石孔隙结构已被广泛应用^[15],低温氮气吸附曲线可用以判断微—中—大孔孔

径分布,滞后回环判断孔隙形态^[16],压汞曲线在页岩中可以用来判断孔隙分选及大孔分布^[17]。

①、⑤、⑨号层氮气吸附量大,低压区—中压区具有一定吸附量,说明发育微孔及较大中孔,当相对压力接近1时,吸附量增加,说明有大孔的存在。吸附回环为H2(b)与H3型的复合特征,对应细颈墨水广体孔为主,含少量狭缝形孔(图6a)。压汞曲线与低温氮气吸附法联测结果分析,孔径分布集中在1~2 nm微孔区(图6b)。

⑥—⑧号层氮气吸附量适中,当相对压力为0.9~1时,吸附量激增,说明发育有中孔与大孔为主。吸附回环为H3型,对应细狭缝形孔(图6c)。利用压汞曲线判断宏孔分选及展布特征,进汞曲线及退汞

曲线具有“三段式”特征,5~30 MPa大量进汞、退汞效率为29.7%,为细歪度、分选较好,反映大孔连通性良好(图6d)。压汞曲线与低温氮气吸附法联测结果分析,孔径分布呈两个峰值,2~10 nm与50~200 nm(图6e)。结合扫描电镜观察,明确了颗粒间充填的黏土矿物层间孔大量发育,占据主要储集空间。

4.4 含气性特征

根据5口井实钻情况揭示筇竹寺组①、⑤、⑨号层及⑥—⑧号层气显示较活跃,含气性较好,钻井液

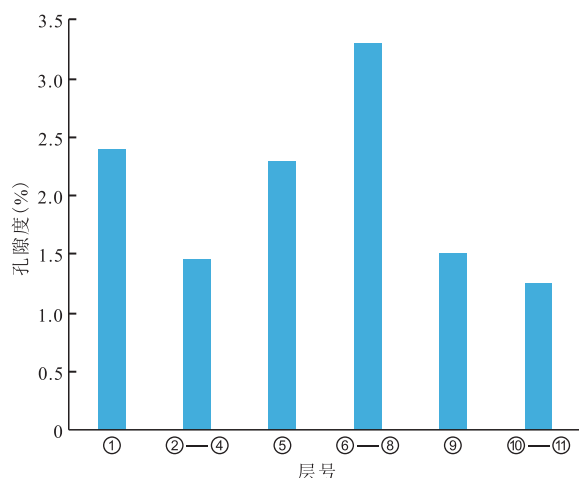


图5 川南地区筇竹寺组纵向孔隙度特征

Fig. 5 Vertical porosity characteristics of Qiongzhusi Formation in southern Sichuan

密度普遍介于1.34~1.60 g/cm³(图7)。B1井钻井液密度1.45 g/cm³,⑨号层全烃显示高达26.88%,槽面见5%~10%针尖状气泡,解释为气层;⑤号层全烃显示达4.74%,①号层全烃显示为3.16%,均解释为含气层。C1井⑥—⑧号层钻井液密度1.55 g/cm³,全烃显示最高达24.76%,槽面见5%针尖状气泡,录井解释为气层。A103井⑥—⑧号层钻井液密度1.60 g/cm³取心钻进,全烃显示最高达3.74%。B2井⑥—⑧号层钻井液密度1.42 g/cm³,全烃显示10.60%。全区多口井⑥—⑧号层多段解释为含气层或气层。

现场含气量分析表明①、⑤、⑨号层黑色页岩段含气量相对较高,介于1.05~4.26 m³/t,平均值达到1.5 m³/t以上;⑥—⑧号层含气量为0.12~1.87 m³/t,平均值0.765 m³/t。从吸附机理来看,①、⑤、⑨号层黑色页岩解析速率要低于⑥—⑧号层粉砂质页岩及含黏土粉砂岩,因此,⑥—⑧号层岩心含气量多在井筒逸散,造成现场含气量测值偏低,无法很好地表征含气性特征。

4.5 孔隙发育的影响因素初探

通常非常规页岩气勘探目标为黑色页岩,具有一定厚度,脆性高,抗压实性好,有机质孔大量发育,同时形成生烃增压,有利于保存孔隙^[18-19]。⑥—⑧号层中粉砂颗粒以石英、长石为主,随着硅质矿物增

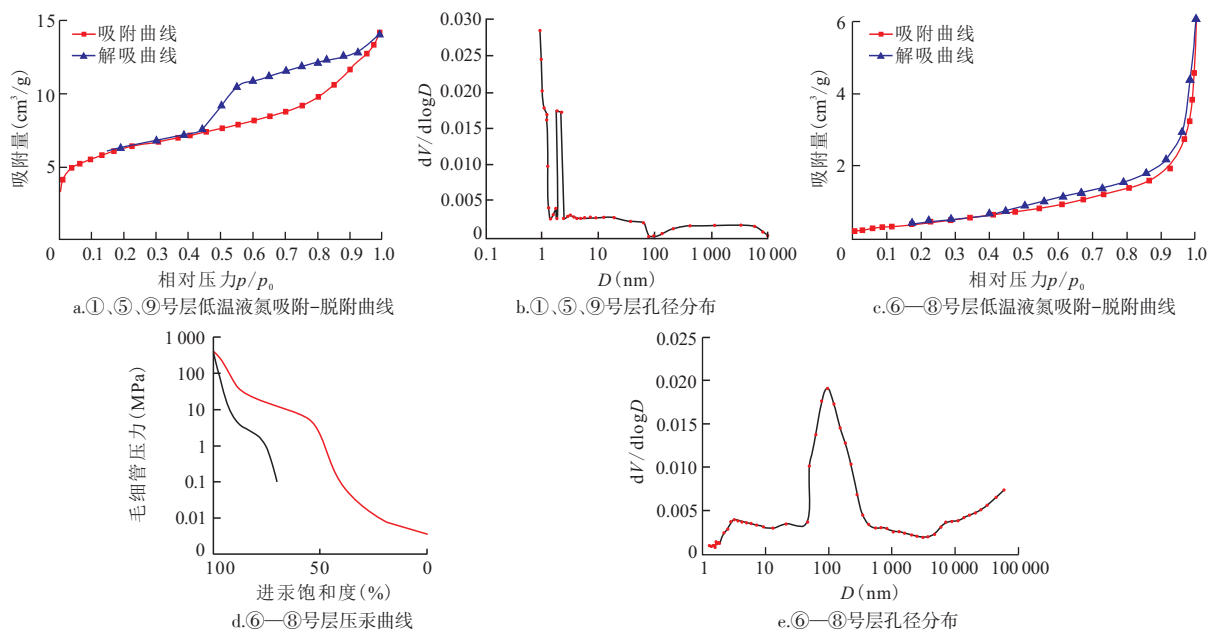


图6 川南筇竹寺组孔隙结构特征

Fig. 6 Pore structure characteristics of the Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan

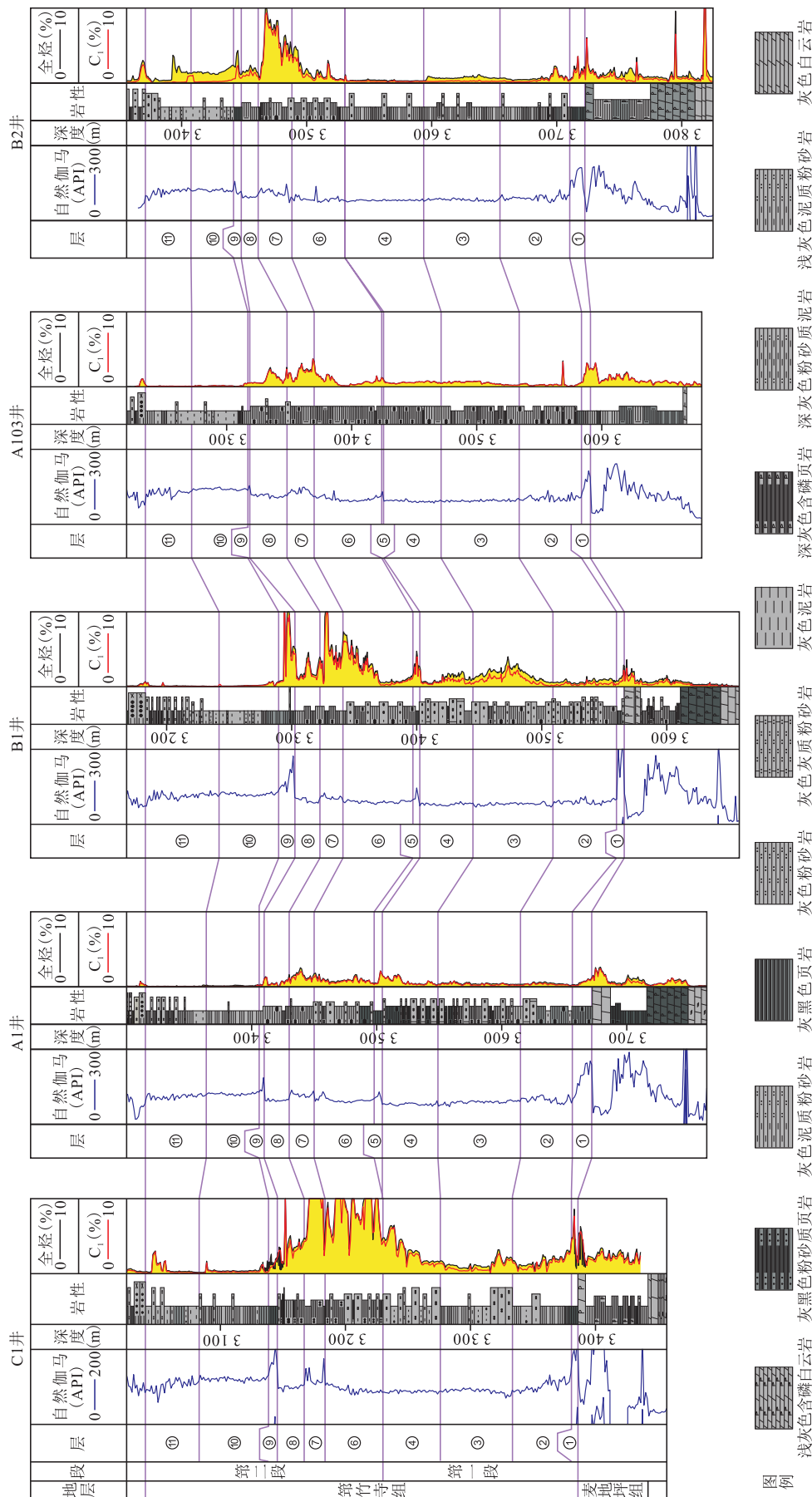


图7 川南筇竹寺组气测显示对比
Fig. 7 Gas logging correlation of Qiongzusi Formation in southern Sichuan

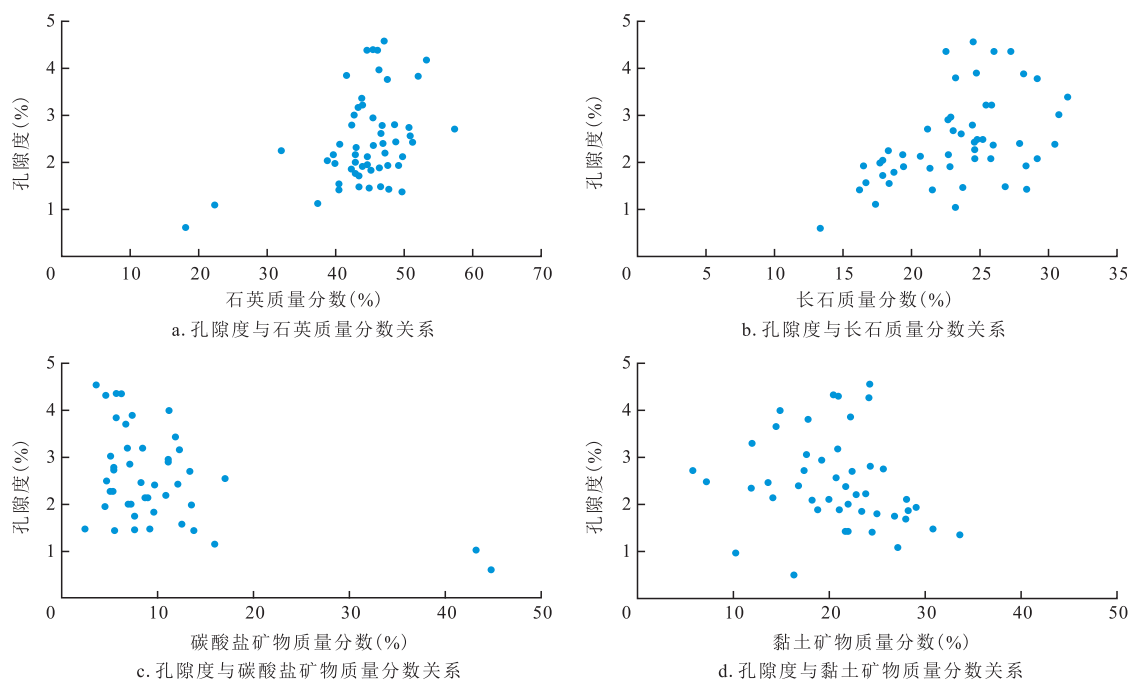


图8 筇竹寺组⑥—⑧号层矿物质量分数与孔隙度关系

Fig. 8 Relation between porosity and mineral content of ⑥—⑧ layers in Qiongzhusi Formation

加,孔隙度也随之增大(图8a、b),结合前述扫描电镜观察表明硅质矿物抗压作用,有利于孔隙保存,具有源内富集的条件,并不受高演化程度的影响。碳酸盐矿物与孔隙度相关性并不明显,但碳酸盐矿物过多时储集空间多被钙质胶结,表现为低孔隙度特征(图8c)。黏土矿物过多表现为塑性增强,在压实过程中,孔隙度降低(图8d)。同时,JY1井实测地层压力系数高达1.51,⑥—⑧号层发育在⑤、⑨号黑色页岩层之间,呈“三明治”结构,其孔隙度较高,具有良好的储集性能,有利于形成压力封存。

5 结论

1) 川南地区筇竹寺组①、⑤、⑨号层发育黑色页岩具有高TOC、高演化程度、高生烃潜力、较高孔隙度特征,但厚度较薄;⑥—⑧号层粉砂质页岩、含黏土粉砂岩,具有高孔隙度,高脆性特征,气测显示良好。

2) 川南地区筇竹寺组①、⑤、⑨号层黑色页岩储集空间以有机质孔为主,是高成熟度页岩气的有利储集空间;⑥—⑧号层粉砂质页岩、含黏土粉砂岩储集空间以粒间孔及长石、碳酸盐矿物溶蚀孔为主,粒缘缝改善其渗流能力。

3) 川南地区筇竹寺组⑥—⑧号层粉砂质页岩、含黏土粉砂岩发育在⑤、⑨号黑色页岩层之间,呈“三明治”结构,有利于形成压力封存,具有良好的储集性能,是下一步有利勘探目标。

参考文献

- [1] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [2] 邹才能,赵群,董大忠,等.页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J].天然气地球科学,2017,28(12):1781-1796.
ZOU Caineng, ZHAO Qun, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(12): 1781-1796.
- [3] 郭彤楼.中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J].石油勘探与开发,2016,43(3):317-326.
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326.
- [4] 腾格尔,秦建中,付小东,等.川西北地区海相油气成藏物质基础——优质烃源岩[J].石油实验地质,2008,30(5):478-483.
Tenger, QIN Jianzhong, FU Xiaodong, et al. Basic conditions of marine hydrocarbon accumulation in north Sichuan Basin: High quality sourcerocks[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(5): 478-483.
- [5] 王同.川南地区下寒武统麦地坪组—筇竹寺组储层特征及形成机理研究[D].成都:成都理工大学,2016.

- WANG Tong. Reservoir characteristics and formation mechanism of the Lower Cambrian Maidiping-Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2016.
- [6] 付小东,秦建中,腾格尔.四川盆地东南部海相层系优质烃源层评价——以丁山1井为例[J].石油实验地质,2008,30(6):621-628642.
- FU Xiaodong, QING Jianzhong, Tenger. Evaluation on excellent marine hydrocarbon source layers in southeast area of the Sichuan Basin: An example from well D-1[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(6): 621-628642.
- [7] 马勇,钟宁宁,程礼军,等.渝东南两套富有机质页岩的孔隙结构特征——来自FIB-SEM的新启示[J].石油实验地质,2015,37(1):109-116.
- MA Yong, ZHONG Ningning, CHENG Lijun, et al. Pore structure of two organic-rich shales in southeastern Chongqing area: Insight from Focused Ion Beam Scanning Electron Microscope (FIB-SEM)[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(1): 109-116.
- [8] 王濡岳,丁文龙,龚大建,等.渝东南—黔北地区下寒武统牛蹄塘组页岩裂缝发育特征与主控因素[J].石油学报,2016,37(7):832-845.
- WANG Ruyue, DING Wenlong, GONG Dajian, et al. Development characteristics and major controlling factors of shale fractures in the Lower Cambrian Niutitang Formation, southeastern Chongqing-northern Guizhou area[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(7): 832-845.
- [9] 高波,刘忠宝,舒志国,等.中上扬子地区下寒武统页岩气储层特征及勘探方向[J].石油与天然气地质,2020,41(2):254-294.
- GAO Bo, LIU Zhongbao, SHU Zhiguo, et al. Reservoir characteristics and exploration of the Lower Cambrian shale gas in the Middle-Upper Yangtze area[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 284-294.
- [10] ZHANG M Z, JI L M, DU B X, et al. Palynology of the Early Cretaceous Hanxia Section in the Jiuquan Basin, Northwest China: The discovery of diverse early angiosperm pollen and paleoclimatic significance[J]. Palaeogeography Palaeoclimatology Palaeoecology, 2015, 440: 297-306.
- [11] PETERS K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. AAPG Bulletin, 1986, 70(3): 318-329.
- [12] 史洪亮,王同,陈霞,等.川南下古生界高演化页岩成熟度指标[J].断块油气田,2018,25(1):43-47.
- SHI Hongliang, WANG Tong, CHEN Xia, et al. Research on thermal maturity indicators of Lower Palaeozoic over-mature shale in southern Sichuan area[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2018, 25(1): 43-47.
- [13] JACOB H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid bitumen[J]. Journal of coal geology, 1989, 11, 65-79.
- [14] 王同,熊亮,徐猛,等.川南地区下寒武统筇竹寺组页岩储层特征[J].石油实验地质,2016,38(2):197-203.
- WANG Tong, XIONG Liang, XU Meng, et al. Shalereservoir characteristics of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2): 197-203.
- [15] 近藤藤一,石川达雄,安部郁夫.吸附科学[M].李国希译.北京:化学工业出版社,2010.
- KONDO Seiichi, ISHIKAWA Tatsuo, ABE Ikuo. Adsorption science[M]. Translated by LI Guoxi. Beijing: chemical industry press, 2010.
- [16] THOMMES M, KANEKO K, NEIMARK A V, et al. Physisorption of gases, with special reference to the evaluation of surface area and pore size distribution (IUPAC Technical report) [J]. Pure and Applied Chemistry, 2015, 87(9): 1051-1069.
- [17] 杨峰,宁正福,胡昌蓬,等.页岩储层微观孔隙结构特征[J].石油学报,2013,34(2):301-311.
- YANG Feng, NING Zhengfu, HU Changpeng, et al. Characterization of microscopic pore structures in shalereservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(2): 301-311.
- [18] 郭彤楼,张汉荣.四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J].石油勘探与开发,2014,41(1):28-36.
- GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [19] 金之钧,胡宗全,高波,等.川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J].地学前缘,2016,23(1):1-10.
- JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.

(编辑 顾丽媛)