

引用格式:熊亮,葛忠伟,王同,等.川南寒武系筇竹寺组勘探潜力研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(1):14-21.

Xiong Liang, Ge Zhongwei, Wang Tong, et al. Exploration potential of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 14-21.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.01.003

川南寒武系筇竹寺组勘探潜力研究

熊亮,葛忠伟,王同,温真桃,钟文俊,周桦,何显莉

(中国石化西南油气分公司勘探开发研究院,四川成都610041)

摘要:川南下寒武统筇竹寺组勘探实践表明,页岩厚度薄且多套叠置,页岩层段测试及试采效果不佳。为进一步落实该区有利勘探目标,实现寒武系筇竹寺组效益开发,开展了系统取心、岩心观察及实验分析。结果表明:①川南下寒武统筇竹寺组发育泥页岩、(泥质)粉砂岩、粉砂质页岩等多种岩性,页岩厚度相对较薄,纵向不连续沉积;②页岩热演化程度过高,储集空间类型以无机孔为主,含粉砂质储层段无机孔也占主导地位;③不同岩性的储层品质相当,均具备储集能力;④钻井揭示位于筇竹寺组中部的含粉砂泥页岩段厚度大、储层物性好、含气性好,是有利目标层段。研究认识对该区拓宽勘探思路具有重要的指导意义。

关键词:拉张槽;筇竹寺组;富有机质页岩;粉砂质泥页岩;无机孔

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Exploration potential of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin

Xiong Liang, Ge Zhongwei, Wang Tong, Wen Zhentao, Zhong Wenjun, Zhou Hua, He Xianli

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The exploration of the lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin shows that the shale is thin with multiple strata series, which restricts the effects of testing and pilot production. In order to further implement the favorable exploration targets and realize the benefit development of the Cambrian Qiongzhusi Formation, systematic coring, core observation and experimental analysis have been carried out. The results show that: ①Shale, siltstone (or argillaceous siltstone), silty shale and other lithology develop in the lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin. Shale is relatively thin with longitudinal discontinuous deposition. ②The thermal evolution degree of shale is too high. The reservoir spaces are mainly inorganic pores, meanwhile, inorganic pores are also dominant in silty reservoir section. ③The reservoir quality of various types of lithologic combination section are similar, and they all have storage capacity. ④Drilling reveals that the siltstone-bearing shale in the middle of Qiongzhusi formation is thick with good physical and gas-bearing property, which is the favorable target interval. The research and understanding is of great significance to broaden the exploration ideas in this area.

Key words: intracratonic sag, Qiongzhusi Formation, organic-rich shale, siltstone-bearing shale, inorganic pore

下寒武统筇竹寺组在四川盆地广泛沉积,厚度大,发育两个深水陆棚相富有机质页岩区,即盆内绵阳—长宁“拉张槽”相区、盆缘川东北被动大陆边缘相区^[1-3]。近年来,针对“拉张槽”相富有机质页岩的

钻探主要围绕在绵阳—长宁拉张槽中南段的威远、井研、长宁等区块(图1),先后钻探10余口井,揭示“拉张槽”内富有机质页岩相对厚度较薄,且纵向多层叠置的特征,测试产量 $(1.08 \sim 5.95) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,总体

收稿日期:2020-10-23。

第一作者简介:熊亮(1975—),男,硕士,高级工程师,主要从事天然气勘探生产科研及相关技术管理工作。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail: xiongliang.xnyq@sinopec.com

通讯作者简介:葛忠伟(1982—),男,硕士,高级工程师,主要从事页岩气地质综合评价研究工作。地址:四川省成都市高新区吉泰路688号,邮政编码:610041。E-mail: gezhongwei.xnyq@sinopec.com

基金项目:“十三五”国家科技重大专项“南方海相页岩气勘探潜力与目标评价”(2017ZX05036-003)。

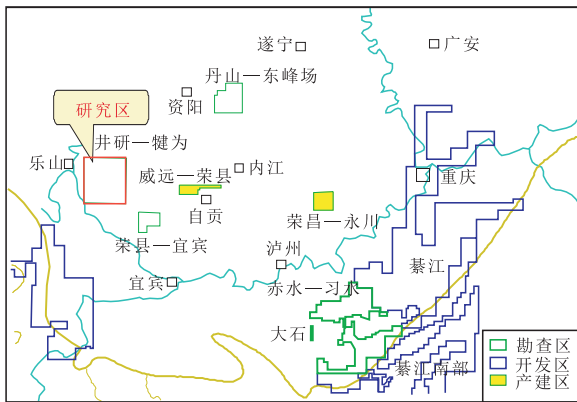


图1 研究区位置

Fig. 1 Location of study area

上勘探效果不明显,未取得商业突破。

近期在“拉张槽”内钻探的一批过路井揭示出寒武系筇竹寺组除钻遇相对较薄的富有机质页岩外,还发育厚层的以粉砂质页岩、粉—细砂岩、泥质粉砂岩为主的岩性,含气性普遍活跃,通过系统取心并开展实验分析表明,其储层品质与富有机质页岩基本相当,具备开展筇竹寺组层内立体勘探的潜力。因此,开展川南“拉张槽相”寒武系筇竹寺组储层评价,明确优质储层段,是实现该类型非常规油气突破的基础。

1 岩性特征

川南“拉张槽”相地层受基底断裂活动与海侵作用共同控制^[4-5],岩性较为复杂,纵向上发育2套相对厚度较薄,一般几米至十几米,横向展布较为稳定的富有机质页岩。由北往南,从川中威远、井研地区往川南长宁地区厚度逐渐减薄,由西往东,由拉张槽边缘往中部厚度逐渐增厚。此外,寒武系筇竹寺组还发育了大套的泥质粉—细砂岩、粉砂质页岩及砂泥互层的复合岩性段,厚度超过300 m,横向展布稳定,且普遍具有较好的气测异常显示。

泥质粉—细砂岩、粉砂质页岩岩性段纵向上被薄层富有机质页岩分隔开,可划分为3种类型的岩性段,即下部的灰色、灰黑色泥质粉砂岩与粉砂质泥岩互层岩性段,中部的灰色(泥质)粉—细砂岩段、粉砂质页岩段,以及上部的灰色粉砂质泥岩段(图2),厚度分别达150~180 m、80~90 m、70~100 m。按照岩性发育特征,筇竹寺组从上往下划分为5个层。

I号层:岩性为灰色粉砂质泥岩,夹钙质粉砂岩

条纹。该段有机碳含量低,颜色浅至灰黑色,砂质含量较高;电性表现为“中低伽马、低铀、低钍铀比、中等中子、相对低电阻”的特征,厚度介于70~100 m。

II、V号层:岩性为黑色页岩,局部区域该段底部见黑色泥砾,黄铁矿发育,有机碳含量高,生物化石发育;电性表现为“高伽马、高铀、低钍铀比、中高中子、相对低电阻”的特征,厚度一般介于5~15 m。

III号层:岩性为灰色、灰黑色(泥质)粉砂岩、粉砂质页岩,局部发育灰质条带、团块,镜下见灰质纹层,生物碎屑较发育,电性表现为“中高伽马、低铀、较高钍铀比、中高电阻、低声波时差、相对低密度,中等中子”,厚度一般介于80~90 m。

IV号层:岩性为灰色、灰黑色泥质粉砂岩与粉砂质泥岩互层岩性段(砂/泥互层),见灰质条带,沉积构造类型多样,见水平层理、斜层理、包卷层理等,电性表现为“中高伽马、低铀、低钍铀比、中高电阻、低声波时差、中高密度、中等中子”的特征,厚度一般介于150~180 m。

2 储层品质分析

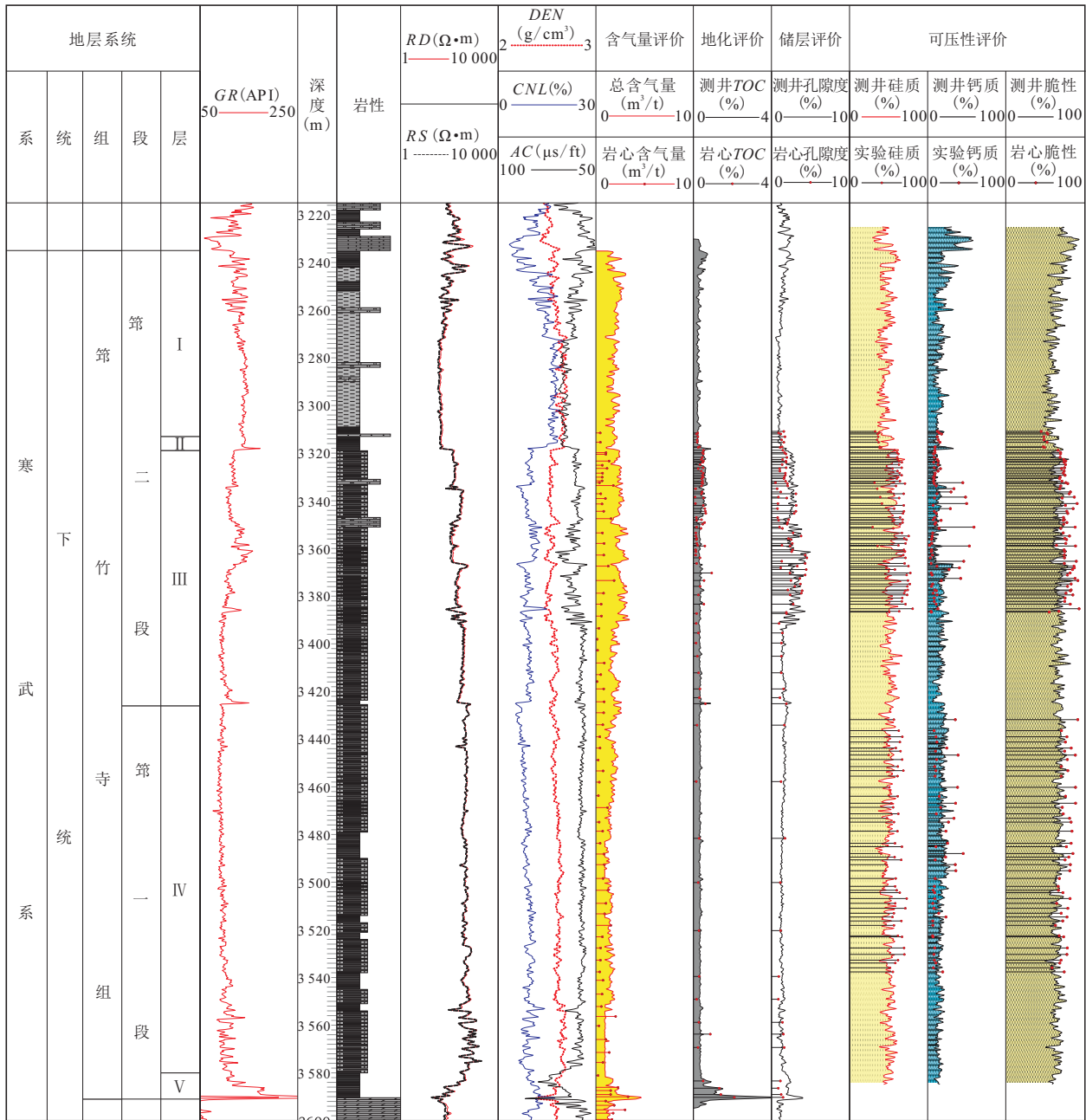
2.1 岩石矿物学特征

X射线衍射测试表明,“拉张槽”内钻井及野外剖面筇竹寺组页岩脆性矿物含量较高,II号层脆性矿物含量平均46%,V号层脆性矿物含量平均58%;黏土矿物含量次之,平均27.2%,成份主要为伊利石、伊蒙混层,少量高岭石和绿泥石,其中II号层黏土矿物含量47%,V号层黏土矿物含量平均29%。含粉砂岩性段(III、IV号层)脆性矿物含量分别为68.4%~71.1%、55.1%~62.7%,黏土含量21.4%~30.4%、36.1%~43.8%。总体上,筇竹寺组不同岩石类型均表现出高脆性、低黏土的岩石学特征^[6-7](图2、表1)。

表1 筇竹寺组矿物含量

Table 1 Mineral content of Qiongzhusi Formation

层	岩性	脆性矿物(%)	黏土矿物(%)
V	黑色页岩	58	29
IV	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	55.1~62.7	36.1~43.8
	黑色页岩	64	33
III	泥质粉砂岩、粉砂质页岩	68.4~71.1	27.4~30.4
II	黑色页岩	46	47
I	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	44.0~66.5	26.4~50.0



注:1 ft=0.304 8 m。

图2 川南寒武系筇竹寺组综合柱状图

Fig. 2 Lithologic column diagram of Cambrian Qiongzhusi Formation of southern Sichuan Basin

2.2 有机地化特征

川南威远、井研、资阳地区下寒武统筇竹寺组钻井页岩显微组分分析表明,有机质以藻类体和棉絮状腐泥无定形体为主,藻类体以多细胞藻类为主,局部见螺旋状蓝藻、蓝藻丝体。腐泥组含量88.21%~99.06%,少量固体沥青,含量为3.04%~11.79%,未见壳质组、镜质组、惰质组。类型指数TI为88.21%~96.96%,显示有机质类型为I型干酪根。

川南拉张槽相筇竹寺组有机质丰度与岩性关系密切,表现出泥页岩TOC含量显著高于其他含粉砂质岩性的特征(图3、表2)。泥页岩发育段(II、V号层)TOC平均含量分别为1.61%、2.18%;含粉砂岩性段(III、IV号层)TOC含量分别为1.0%~1.7%、0.4%~0.8%。

2.3 储集空间类型及储层物性

川南寒武系筇竹寺组有机质演化程度高, R_o 普

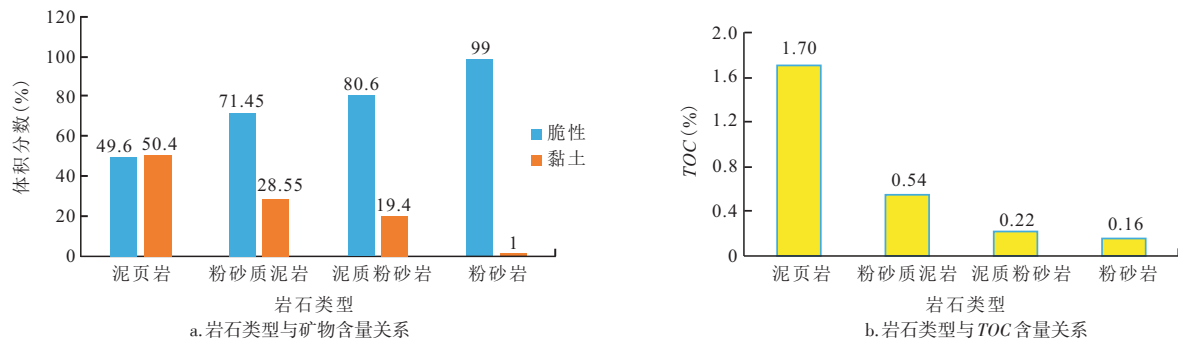


图3 不同岩石类型与矿物组成及TOC关系

Fig. 3 Mineral composition and TOC content of different rock types

表2 筇竹寺组 TOC 含量

Table 2 TOC content of Qiongzhusi Formation

层	岩性	厚度(m)	TOC(%)
V	黑色页岩	5.0 ~ 15.5	2.18
IV	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	150 ~ 180	0.4 ~ 0.8
III	黑色页岩	0 ~ 5.5	1.05
	泥质粉砂岩、粉砂质页岩	80 ~ 90	1.0 ~ 1.7
II	黑色页岩	4 ~ 15	1.61
I	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	70 ~ 105	0.7 ~ 0.9

表3 筇竹寺组物性

Table 3 Physical property of Qiongzhusi Formation

层	岩性	厚度(m)	渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	孔隙度 (%)
V	黑色页岩	5.0 ~ 15.5		1.8
IV	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	150 ~ 180	0.005 3	2.0 ~ 2.4
III	黑色页岩	0 ~ 5.5		2.3
	泥质粉砂岩、粉砂质页岩	80 ~ 90	0.004 3	2.5 ~ 3.4
II	黑色页岩	4 ~ 15		3.1
I	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	70 ~ 105	0.142 5	1.4 ~ 2.2

表4 筇竹寺组含气量

Table 4 Gas content of Qiongzhusi Formation

层	岩性	厚度(m)	含气量(m ³ /t)
V	黑色页岩	5.0 ~ 15.5	1.5
IV	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	150 ~ 180	1.8 ~ 2.4
III	黑色页岩	0 ~ 5.5	2.2
	泥质粉砂岩、粉砂质页岩	80 ~ 90	2.7 ~ 3.8
II	黑色页岩	4 ~ 15	1.6
I	粉砂质页岩与泥质粉砂岩互层	70 ~ 105	1.5 ~ 2.4

遍高于3.0%，均已进入过成熟阶段^[8-15]。页岩有机孔发育程度不高，储集空间主要由碎屑颗粒无机矿物孔为主。在筇竹寺组浅水陆棚相区，有机质零星分布于碎屑颗粒间及黏土矿物晶间未被完全充填的孔隙中，有机孔基本不发育，而无机孔类型多样，包括粒内溶蚀孔、粒间孔、黏土矿物层间孔、微裂缝等(图4)，分布广泛，孔径多在几百纳米。在深水陆棚相区，有机质相对发育，内部孔隙较发育，孔径一般10~50 nm，但占比较低，无机孔占比仍然较高，孔径以300~800 nm为主。

不同岩石类型孔隙度差异不大，A1井筇竹寺组岩心实测表明，泥页岩孔隙度1.87%，粉砂质泥岩1.84%，泥质粉砂岩1.63%。不同岩性组合段孔隙度也表现出接近的特征，页岩发育段II号层孔隙度3.1%，V号层孔隙度1.8%；含粉砂岩性段III号层孔隙度2.5%~3.4%，IV号层孔隙度2.0%~2.4%。孔隙度与TOC含量相关性分析表明筇竹寺组储层有机孔对储集空间贡献不大，而无机孔起主导作用(图5)。筇竹寺组页岩储层TOC、孔隙度(表3)、含气量(表4)较龙马溪组储层小，脆性矿物含量相当。

3 顶、底板条件分析

部分学者认为^[16-18]，筇竹寺组底部未与下伏的震

旦系灯影组直接接触，其间沉积了一套含磷的硅质岩(麦地坪组)，从岩心观察来看，岩性致密，硅质含量高，可做为筇竹寺组的底板。但从近年来川中地区针对震旦系灯影组的勘探实践表明，灯影组气藏蕴藏的几千亿立方米天然气探明储量均来自上覆的筇竹寺组烃源岩，两者地层在四川盆地及南方地区多为平行不整合接触，且该层段岩心发育一定规模的天然裂缝(图6)。从构造演化分析来看，“桐湾运动”平行不整合面以及桐湾运动至喜马拉雅运动产生大量微裂缝^[19]，使威远、井研地区筇竹寺组底板的封闭作用降低甚至丧失，天然气能够运移至灯影组、龙王庙常规储层，形成震旦系气田和寒武系气田，从

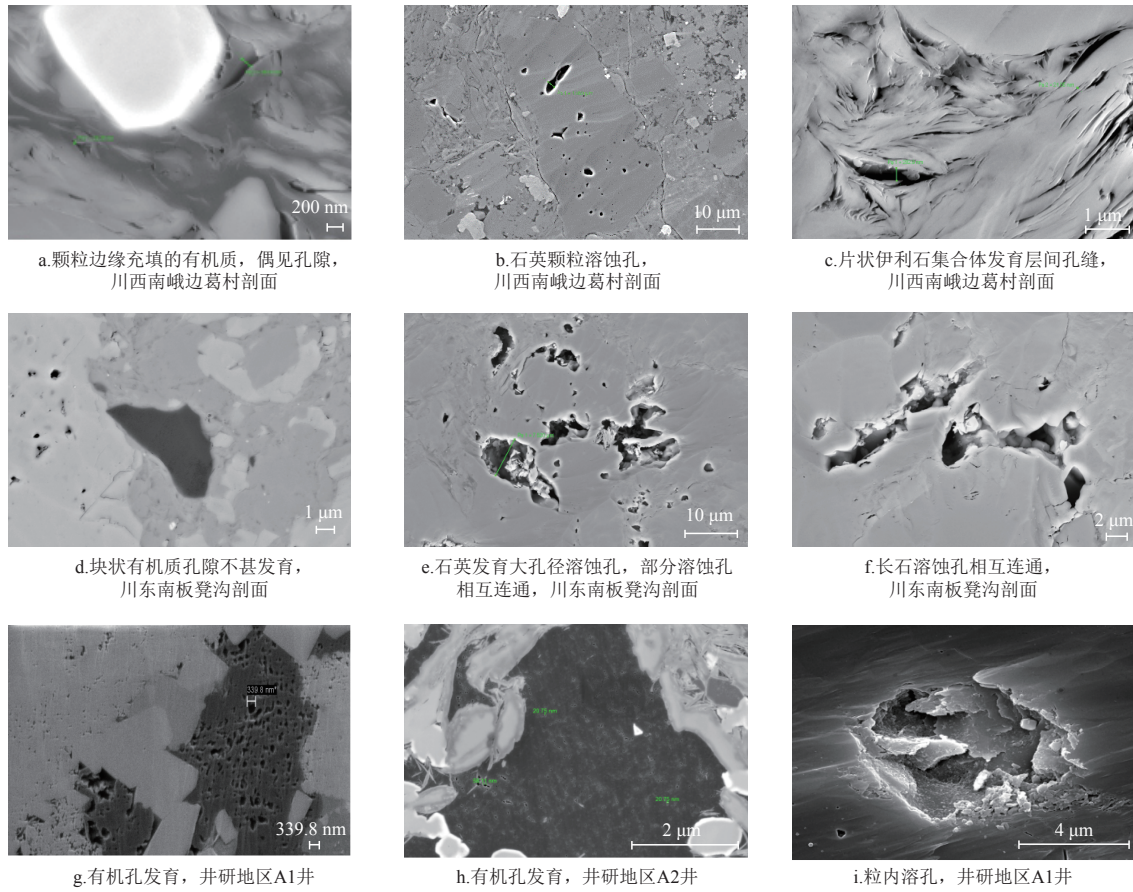


图4 四川盆地南部寒武系筇竹寺组储集空间类型

Fig. 4 Reservoir space types of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin

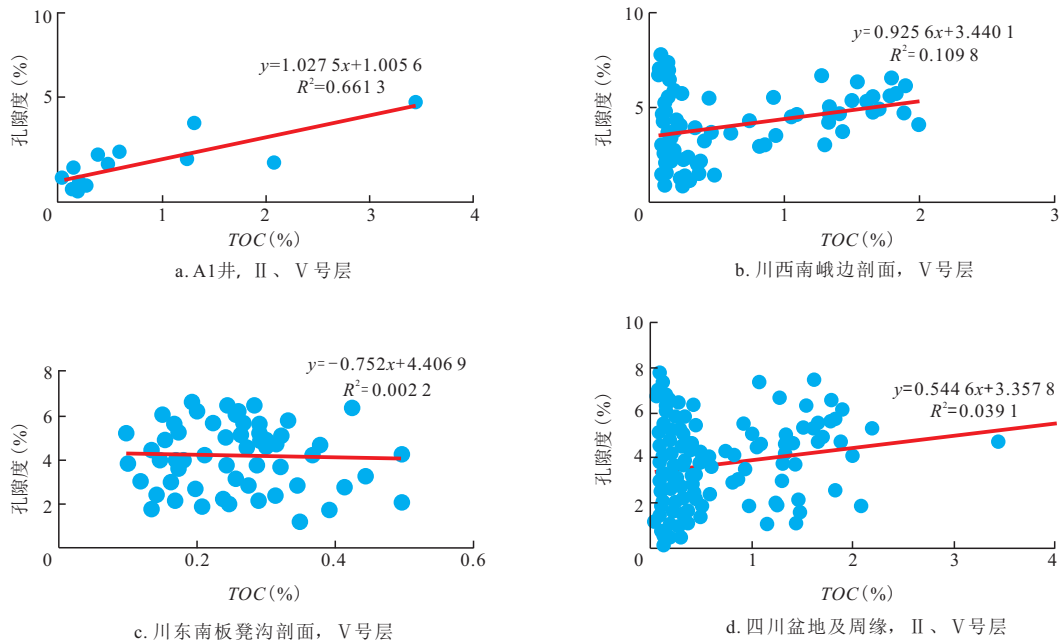


图5 寒武系筇竹寺组TOC与孔隙度关系

Fig. 5 Correlation between TOC and porosity of the Cambrian Qiongzhusi Formation

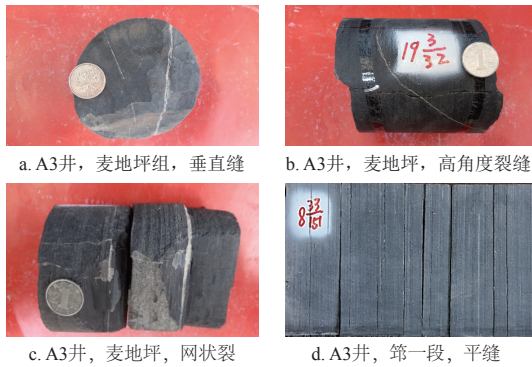


图6 筇竹寺组含气层段底板岩心

Fig. 6 Core of bottom plate of gas-bearing interval in Qiongzhusi Formation

A3井麦地坪组取心裂缝发育也验证了这一点。

此外,麦地坪组之上的筇竹寺组一段(IV号层),从取心来看见大量的砂质、钙质纹层,平缝发育,在拉张槽边缘斜坡带油气可能通过裂缝侧向运移至不整合接触的下伏储层中。因此,不管是麦地坪组,或者是筇竹寺组下部地层,对其内部的页岩气保存条件都有一定程度的影响,钻井实测地压系数也普遍偏低(表5)。

顶板除筇竹寺组上覆沧浪铺组致密地层外,筇竹寺组上部沉积的一套灰色厚层泥岩夹薄层粉砂质泥岩,粉砂岩(即I号层),厚度70~100 m,有机碳含量相对较低,低孔、低渗(渗透率 $0.1425 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),A3井实验分析该层段黏土含量41.2%~53.5%,孔隙度0.93%~1.73%,明显低于筇竹寺组中部的岩性组合段,表明其对筇竹寺组中部含气储层段能起到良好的封隔作用。

从钻井油气显示来看,筇竹寺组中部以页岩为主的岩性段(II号层)气测活跃,气测全烃普遍高于10%。井研区块A1井针对该页岩层钻探水平井,测试获产 $5.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,目前已累产天然气 $1800 \times 10^4 \text{ m}^3$,表明该层段含气性好,保存条件优良。

4 有利层段优选及资源潜力

当前,四川盆地寒武系筇竹寺组烃源层系尚未建立统一的页岩气储层评价标准,沿用志留系龙马溪组的评价标准来衡量筇竹寺组往往受沉积环境、热演化程度等差异的影响,不能客观反映其真实的储层品质及含气特征。因此,基于不同岩性段的储层参数差异、储层发育段的厚度、热演化程度等因素来优选有利层段及开展有利区综合评价。

从近年来取得油气成果的B201、C1、A1等井的油气层分布位置来看^[20-22],筇竹寺组中部以页岩、粉砂质页岩、泥质粉砂岩为主的II、III号层厚度多大于80 m,油气显示活跃,是有利勘探层段(图7),资源丰度超过 $3 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,勘探潜力大,可同时探索页岩气和紧邻富有机质页岩层段的“新层系页岩气”。

川南拉张槽内富有机质页岩小层(II号层),由拉张槽边缘往中心逐渐增厚,钻井及地球物理预测最厚在15 m左右(图8),井研区块位于拉张槽边缘,前期钻探实施的A1井针对该页岩层段虽然测试获得了一定产量,但是总体上产量不高,主要受页岩厚度薄的影响,资源丰度低。页岩厚度相对较大的区域主要分布在威远、资阳地区,是下步有利的勘探目标。含粉砂质泥页岩段厚度大,横向展布稳定,整体上筇竹寺组地层由拉张槽边缘往中部逐渐增厚(图9)。此外,从川南寒武系筇竹寺组热演化程度(R_o)分布看, R_o 整体在2.0%以上,往川南盆地逐渐增大(图10)。相对优质的储层有机碳含量(TOC)整体在1.0%以上。因此基于热演化程度、储层厚度、目的层埋深、顶底板条件等主要指标建立了研究区选区评价标准(表6),综合评价认为川南拉张槽环境下的筇竹寺组有利区主要分布在井研、威远及长宁等地区(图11)。

表5 川南寒武系筇竹寺组页岩气藏封闭条件对比

Table 5 Comparison of sealing conditions of shale gas reservoirs in Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin

井号	层位	产量($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	重要构造事件	构造样式	保存条件			评价
					底板条件	输导体系	压力系数	
B201	ϵ_1q	1.08			平行不整合		1.01	中
B201-H1	ϵ_1q	1.00			优质白云岩	不整合面	1.00	中
B201-H3	ϵ_1q	1.60~2.80	桐湾运动 (约520 Ma)	盆内背斜	平行不整合	断裂不发育		良
B5	ϵ_1q	2.46			平行不整合	贯通裂缝发育		差
A1	ϵ_1q	5.95			平行不整合	断裂不发育	1.51	良

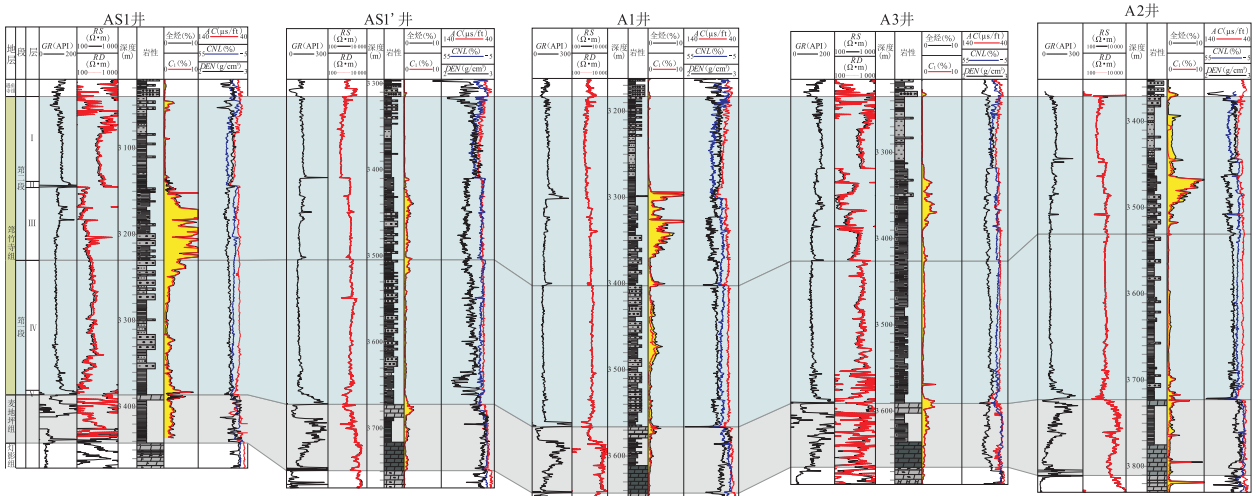


图7 研究区筇竹寺组有利层段地层对比

Fig. 7 Stratigraphic correlation of favorable strata of Qiongzhusi Formation in study area

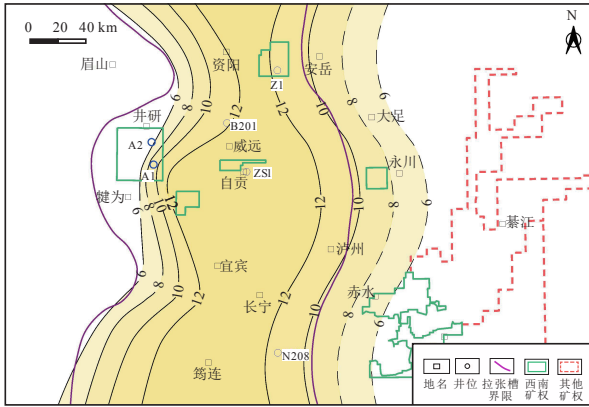
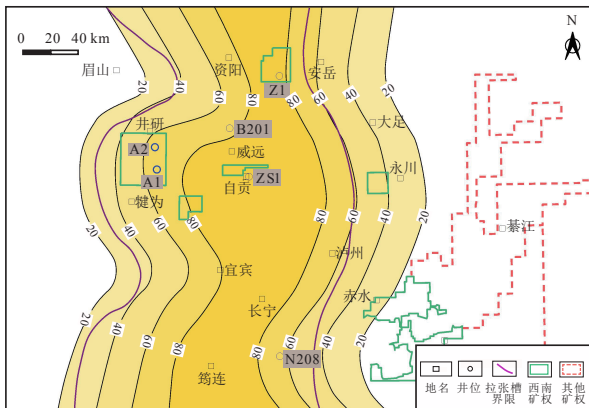


图8 川南拉张槽筇竹寺组II号层(页岩段)厚度等值线
Fig. 8 Thickness contour of layer II (shale section) of Qiongzhusi Formation of intracratonic sags in southern Sichuan Basin



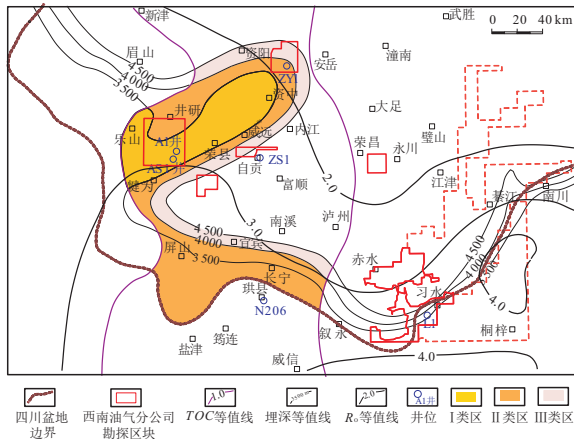


图11 川南寒武系筇竹寺组有利区综合评价

Fig. 11 Comprehensive evaluation of favorable area of Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin

无机孔为主,储层表现为“中TOC、中孔隙度、较高含气量、高脆性矿物、低黏土矿物”的特征,储层厚度大,平面上有拉张槽边缘往中部逐渐增厚,且含气性较好。

3) 位于筇竹寺组中部的Ⅱ、Ⅲ号层顶、底板条件优良,储层发育,资源丰度高,是重点勘探层段。

4) 综合热演化程度、储层厚度、目的层埋深、顶底板条件等几项选区评价因素,分析认为川南拉张槽环境下的筇竹寺组勘探有利区主要分布在井研、威远及长宁等地区。

参考文献

[1] 赵建华,金之钧,杨畅松,等.上扬子地区下寒武统筇竹寺组页岩沉积环境[J].石油与天然气地质,2019,40(4):701-715.
Zhao Jianhua, Jin Zhijun, Yang Changsong, et al. Shale sedimentary environment of Lower Cambrian Qiongzhusi formation in Upper Yangtze area[J]. Petroleum and Natural Gas Geology, 2019, 40(4): 701-715.

[2] 刘忠宝,高波,张钰莹,等.上扬子地区下寒武统页岩沉积相类型及分布特征[J].石油勘探与开发,2017,44(1):21-31.
Liu Zhongbao, Gao Bo, Zhang Yuying, et al. Sedimentary facies types and distribution characteristics of Lower Cambrian shale in Upper Yangtze area[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 21-31.

[3] 李延钧,赵圣贤,黄勇斌,等.四川盆地南部寒武统筇竹寺组页岩沉积微相研究[J].地质学报,2013,87(8):1136-1148.
Li Yanjun, Zhao Shengxian, Huang Yongbin, et al. Sedimentary microfacies of Lower Cambrian Qiongzhusi formation in southern Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(8): 1136-1148.

[4] 郭彤楼,曾萍.复杂构造区页岩气地质特征、资源潜力与成藏关键因素[M].北京:科学出版社,2017.
Guo Tonglou, Zeng Ping. Geological characteristics, resource potential and key factors for shale gas in the tectonically

complex region[M]. Beijing: Science Press, 2017.

[5] 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):284-294.
Gao Bo, Liu Zhongbao, Shu Zhiguo, et al. Lower Cambrian shale gas reservoir characteristics and exploration direction in the middle and upper Yangtze Region[J]. Petroleum and Natural Gas Geology, 2020, 41(2): 284-294.

[6] 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):197-210.
Wang Tong, Xiong Liang, Xu Meng, et al. Shale reservoir characteristics of Lower Cambrian Qiongzhusi formation in southern Sichuan[J]. Petroleum Experimental Geology, 2016, 38(2): 197-210.

[7] 董晓霞,熊亮.川南筇竹寺组页岩储集空间类型及发育影响因素[J].物探化探计算技术,2016,38(3):415-422.
Dong Xiaoxia, Xiong Liang. Shale reservoir space types and development influencing factors of Qiongzhusi formation in southern Sichuan[J]. Geophysical and Geochemical Calculation Technology, 2016, 38(3): 415-422.

[8] 江强,朱传庆,邱楠生,等.川南地区热史及下寒武统筇竹寺组页岩热演化特征[J].天然气地球科学,2015,26(8):1563-1570.
Jiang Qiang, Zhu Chuanqing, Qiu Nansheng, et al. Thermal history of southern Sichuan and thermal evolution characteristics of Lower Cambrian Qiongzhusi formation shale[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1563-1570.

[9] 王道富,王玉满,董大忠,等.川南下寒武统筇竹寺组页岩储集空间定量表征[J].天然气工业,2013,33(7):1-10.
Wang Daofu, Wang Yuman, Dong Dazhong, et al. Quantitative characterization of shale reservoir space of Lower Cambrian Qiongzhusi formation in southern Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7): 1-10.

[10] 祝彦贺,张道旻,陈桂华,等.上扬子地区龙马溪组与筇竹寺组的差异性分析[J].西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(4):18-24.
Zhu Yanhe, Zhang Daomin, Chen Guihua, et al. Difference analysis of Longmaxi formation and Qiongzhusi formation in Upper Yangtze Region[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2016, 31(4): 18-24.

[11] 刘忠宝,冯动军,高波,等.上扬子地区下寒武统高演化页岩微观孔隙特征[J].天然气地球科学,2017,28(7):1096-1107.
Liu Zhongbao, Feng Dongjun, Gao Bo, et al. Micro pore characteristics of the lower Cambrian high evolution shale in the upper Yangtze Region[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(7): 1096-1107.

[12] 周文,徐浩,余谦,等.四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组与筇竹寺组页岩含气性差异及成因[J].岩性油气藏,2016,28(5):18-25.
Zhou Wen, Xu Hao, Yu Qian, et al. Shale gas bearing difference and genesis of Wufeng Longmaxi formation and Qiongzhusi formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. Lithologic Oil and Gas Reservoir, 2016, 28(5): 18-25.

(下转第55页)