

文章编号: 0253-2697(2015)08-0926-14 DOI:10.7623/syxb201508004

四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素

张晓明¹ 石万忠^{1,2} 徐清海¹ 王任¹ 徐壮¹ 王健¹ 王超¹ 袁琪¹

(1. 中国地质大学资源学院 湖北武汉 430074; 2. 构造和油气资源教育部重点实验室 湖北武汉 430074)

摘要:页岩气的生成和聚集具有不同于常规油气藏的独特规律,页岩气储层的研究是页岩气勘探与开发的核心问题。目前,对焦石坝地区页岩气储层的认识是相对有限的,需要对本区页岩气储层做进一步研究。基于大量实验室测试数据的统计分析显示:上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组目的层段总有机碳(TOC)含量介于0.55%~5.89%,平均为2.54%,且具有自上而下有机碳含量逐渐增加的趋势;基于全岩X-射线衍射分析方法,页岩中黏土矿物含量介于16.6%~62.8%,平均为40.9%,自上而下逐渐减少,脆性矿物含量自上而下逐渐增加,总量介于37.2%~83.4%,平均为59.1%;基于氦气注入法检测了目的层段的孔隙度,实测氦气孔隙度介于1.17%~7.98%,平均为4.61%,目的层段孔隙度呈现出“两高夹一低”的三分性特征;稳态法水平渗透率介于0.002~335.209 mD,平均为23.785 mD;通过高压压汞法对储层孔隙结构进行了研究,大量的测试数据表明,介孔级别的孔隙发育,且介孔提供了主要的孔比表面积,而介孔和大孔对渗透率起主要的贡献;将氩离子剥蚀技术和扫描电镜(SEM)相结合对储层的孔隙类型进行了观察,总体表现为自上而下有机孔隙增加、无机孔隙减少;由解吸法测得总含气量介于0.44~5.19 m³/t,平均为1.97 m³/t,从上到下呈现出逐渐增大的趋势。研究表明,焦页1井海相页岩气储层发育的控制因素有矿物组成和有机质发育特征等。TOC是控制下部储层段的主要内在因素,也是提供页岩气储存空间的重要物质;成岩阶段晚期,黏土矿物组合发生变化,蒙脱石向伊利石转变,形成新的微孔隙,增加了储层的孔隙度,对上部储层段有较大影响;脆性矿物含量大于50%,易于形成裂缝,可造成地层渗透性能的显著增强。总体来看,五峰组和龙马溪组的底部层段是优质储层,也是主要的产气层段。

关键词:页岩气储层;孔隙度;孔隙结构;孔隙类型;控制因素;上奥陶统;下志留统;焦石坝

中图分类号:TE112.2

文献标识码:A

Reservoir characteristics and controlling factors of shale gas in Jiaoshiba area, Sichuan Basin

Zhang Xiaoming¹ Shi Wanzhong^{1,2} Xu Qinghai¹ Wang Ren¹ Xu Zhuang¹ Wang Jian¹ Wang Chao¹ Yuan Qi¹

(1. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Hubei Wuhan 430074, China;

2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of the Ministry of Education, Hubei Wuhan 430074, China)

Abstract: The generation and accumulation of shale gas has unique laws different from conventional hydrocarbon reservoirs. The study on shale gas reservoirs is a key issue in the exploration and development of shale gas. At present, the knowledge of shale gas reservoirs is relatively limited in Jiaoshiba area, for which a further study is required. Based on massive laboratory test data, the statistical analysis shows that the total organic carbon of Wufeng Formation, Upper Ordovician and Longmaxi Formation, Lower Silurian is ranged in 0.55%~5.89% and has an average of 2.54% in the target intervals, presenting a gradual increase trend from top to bottom. Based on whole-rock X-ray diffraction method, the content of shale clay mineral is ranged in 16.6%~62.8% and 40.9% on average, gradually reduced from top to bottom. The content of brittle mineral gradually increased from top to bottom, ranged in 37.2%~83.4% and with an average of 59.1%. The helium injection method was used to test the porosity of target interval. The measured helium porosity is ranged in 1.17%~7.98% and 4.61% on average, characterized by trichotomy of a low value between two high values. Based on steady-state method, the measured horizontal permeability is ranged in 0.002~335.209 mD and 23.785 mD on average. The reservoir pore structure has been studied using high pressure mercury injection method. Massive test data show that meso-pores are developed and provide the main specific surface area, while meso-pores and macro-pores make major contributions to permeability. The pore types were observed using SEM in combination with argon-ion milling technology. It is mainly shown that the organic pores increase while inorganic pores are reduced from top to bottom. Measured by desorption method, the total gas content is ranged in 0.44~5.19 m³/t and 1.97 m³/t on average, showing a gradual increase trend from top to bottom. Research results indicate that the development of marine shale gas reservoir in Well Jiaoye 1 is controlled by mineral compositions and the devel-

基金项目:中国地质调查局“中国南方页岩气综合评价参数优选及地球物理表征方法”项目(12120114055801)资助。

第一作者:张晓明,男,1989年9月生,2013年获中国地质大学(武汉)学士学位,现为中国地质大学(武汉)硕士研究生,主要从事页岩气研究。Email:313477907@qq.com

通信作者:石万忠,男,1973年1月生,1996年获中国地质大学(武汉)学士学位,2006年获中国地质大学(武汉)博士学位,现为中国地质大学(武汉)资源学院教授、博士生导师,主要从事层序地层学、成藏动力学及页岩气研究。Email:shiwz@cug.edu.cn

opment characteristics of organic matters. The total organic carbon is not only a major factor to control the lower reservoir member, but also an important material to provide the storage space to shale gas. In the late diagenetic stage, the clay mineral assemblage was changed from montmorillonite to illite, so as to form new micro-pores, leading to an increase in reservoir porosity and great influences on upper reservoir members. The content of brittle mineral is more than 50%, facilitating the development of fractures, so that the permeability performance of reservoirs will be significantly enhanced. In general, Wufeng Formation and the bottom of Longmaxi Formation are high-quality reservoirs as primary pay zones.

Key words: shale gas reservoir; porosity; pore structure; pore type; controlling factor; Upper Ordovician; Lower Silurian; Jiaoshiba area

引用:张晓明,石万忠,徐清海,王任,徐壮,王健,王超,袁琪.四川盆地焦石坝地区页岩气储层特征及控制因素[J].石油学报,2015,36(8):926-939,953.

Cite: Zhang Xiaoming, Shi Wanzhong, Xu Qinghai, Wang Ren, Xu Zhuang, Wang Jian, Wang Chao, Yuan Qi. Reservoir characteristics and controlling factors of shale gas in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 926-939, 953.

美国是世界上最早从事页岩气勘探开发的国家,美国在页岩气资源勘探开发实践中,不断深化页岩气资源潜力认识,形成了适合不同勘探开发阶段的页岩气储层研究方法。总体来讲,页岩气储层的研究主要考虑页岩有机质丰度、类型、成熟度、矿物成分、储集条件等多个因素。典型的页岩具有丰富的有机质含量,其 TOC 大多在 1%~20%,有机碳是控制页岩吸附气含量的主要因素,又由于有机碳具有多微孔的特征,并且随有机碳含量的增大,各种微孔隙类型增多、微孔隙度增大,故有机碳含量对游离气也有一定的影响^[1]。页岩成熟度(R_o)一般分布于 0.4%~3.0%,Jarvie 等^[2]指出,页岩由油窗到气窗的转变发生于 $R_o = 1.4\%$ 阶段, Pollastro 等^[3] 研究认为, Barnett 页岩的生气窗位于 $R_o = 1.1\%$ 。有机质类型影响干酪根转化率, I 型有机质只有当 R_o 处于生气窗时才可能成为好的气源岩,而 II 型和 III 型干酪根则需要较高的氢指数才能保证有足够数量的天然气生成^[4]。页岩矿物成分对页岩气藏物性有两方面的作用:一是高脆性矿物含量容易产生天然裂缝和应力诱导裂缝^[5],后期人工压裂时,高脆性矿物含量更易造成裂缝的形成和延伸, Barnett 页岩之所以能够产生如此多的气体,是因为它是脆性的以及对于人工诱导裂缝的响应^[6];二是黏土矿物是页岩中除了有机质外另一吸附气体的场所,其他条件相近的情况下,吸附气量随黏土矿物含量增加而增加^[7,8],但是黏土矿物颗粒易堵塞渗流通道^[9],且不利于后期储层改造。因此,必须在脆性矿物含量和黏土含量之间找到一个平衡, Bowker 等^[6] 研究认为, Barnett 页岩的最高产气区具有石英含量 45% 和黏土含量 27% 的特征。类似于致密砂岩气藏,游离气在页岩气储层的全部气体中占有重要的比例^[7],因此精确评估页岩气储层的孔、渗特征是最为基础的问题^[9-15]。

焦石坝是中国页岩气第一个工业化地区,上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组是主要的勘探层段。借鉴美国页岩气储层分析的技术方法,结合大量的实验

室分析测试数据,参考前人对该地区的研究成果^[16-23],笔者基于大量分析测试资料的统计,对焦石坝地区上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组页岩气储层特征进行了分析,研究结果能够深刻揭示该区的储层特征。

1 地质概况

焦石坝位于四川盆地东南部涪陵区块中部,地处四川盆地和雪峰山地过渡地带,地势以低山丘陵为主,横跨长江南北、纵贯乌江东西。焦石坝地区隶属于川东褶皱带,位于万县复向斜的南部与方斗山背斜带西侧的交汇区域。焦石坝构造为主体平缓、边缘被断层夹持的断背斜构造,焦石坝断背斜总体为 NE 走向(图 1)。

焦石坝地区发育晚震旦世至三叠纪地层,除中晚志留世到石炭纪外,各时代地层发育齐全(图 2),中寒武统平井组至三叠系嘉陵江组厚约 4 000 m。总体上看,涪陵焦石坝及邻区在上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组,发育了大套的深灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩夹薄层的泥质粉砂岩,属浅海陆棚相沉积。纵向上,依据其岩性、岩相及生物特征等变化,又可进一步将焦石坝地区浅海陆棚相细分为深水陆棚亚相和浅水陆棚亚相。

焦石坝是中国发现的第一个具有工业化页岩气产能的地区,2014 年底建成 $50 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的页岩气产能基地,目前已钻探近百口钻井,其中焦页 1 井是该区第一口发现井。

2 研究资料及思路

焦石坝地区上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组黑色页岩是主要页岩气勘探目的层段。依据岩性、电性曲线变化特征,能够将五峰组和龙马溪组的勘探层段从上到下划分成 9 个小层(图 3)。从宏观上看,每个小层内的岩性、电性曲线特征较为相似,储层特征相差不大,故依据测试资料重点揭示这 9 个小层的储层特征差异。

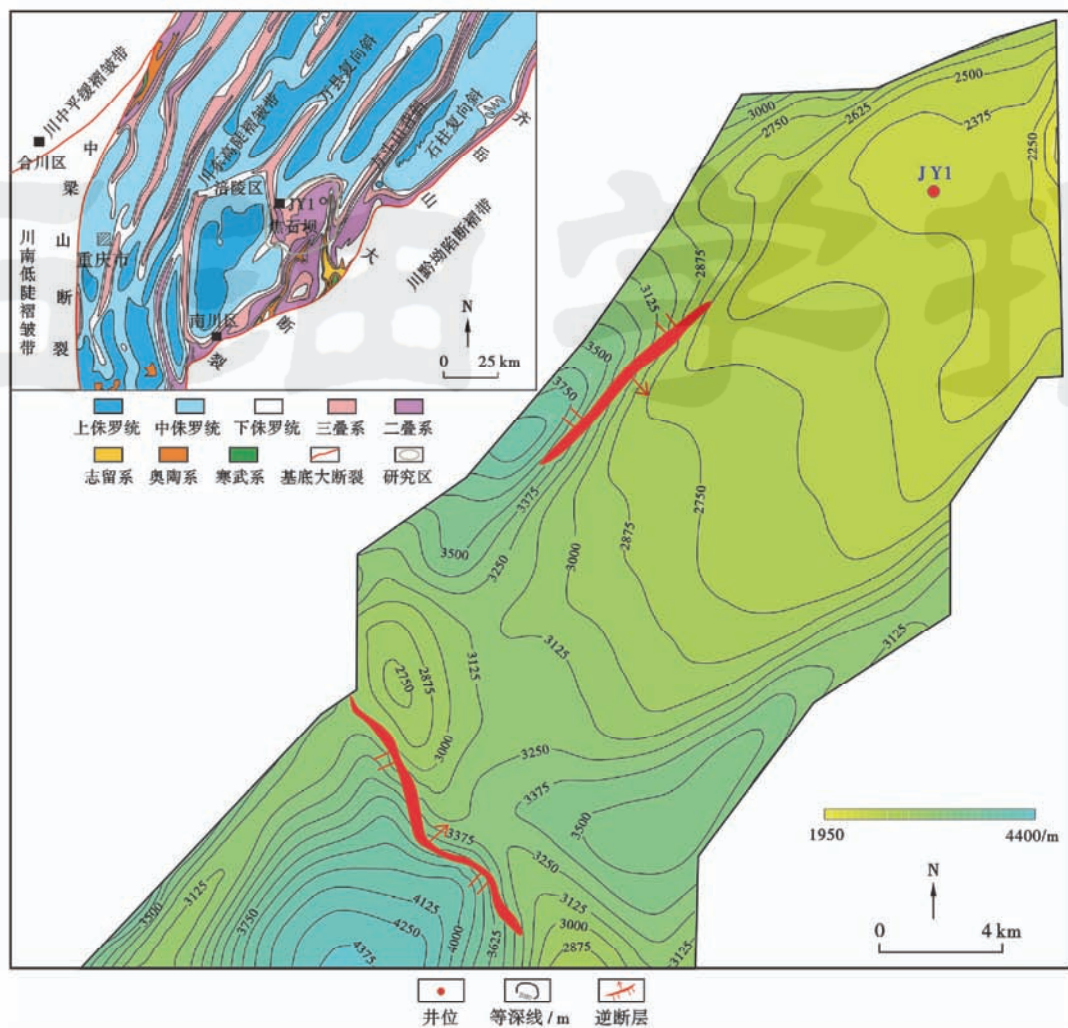


图 1 焦石坝地区构造位置(左上侧缩略图据文献[22]修改)

Fig. 1 Tectonic location of Jiaoshiba area

参照国外页岩气储层的研究思路,系统收集和测试了焦页 1 井有机质丰度、有机质类型、矿物成分、孔隙度、孔隙结构、含气性等测试资料。按采样间隔大约为 0.5 m,在焦页 1 井 2 330.46~2 415.1 m 段共采集了 174 个样品。TOC 分析测试在中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验研究中心完成,依据标准 GB/T19145-2003^[24],采用 LECO CS-200 红外碳硫测定仪进行测试;R_o 分析是从井段 2 339.33~2 414.9 m 中选取 9 个样品,依据标准 SY/T5124-1995^[25],使用 MPV-III 显微光度计进行测试;显微组分测试是在井段 2 349.23 m 和 2 399.33 m 选取 2 个样品,依据标准 SY/T 5125-1996^[26],使用 DM4500P 型仪器进行分析。全岩 X-射线衍射分析和黏土矿物 X-射线衍射分析是在井段 2 330.46~2 414.88 m,大约按 1 m 的采样间隔,共采集测试了 90 个样品;全岩 X-射线衍射分析是在电压 40 kV、电流 40 mA 的条件下,依据标准 SY/T6210-1996^[27],采用

Panalytical X'Pert PRO MPD 型 X-射线衍射仪完成的;黏土矿物 X-射线衍射分析是在电压 40 kV、电流 40 mA 的条件下,依据标准 SY/T5163-1995^[28],采用 Panalytical X'Pert PRO MPD 型 X-射线衍射仪完成。孔隙度和渗透率分析样品分布在井段 2 330.46~2 414.15 m,取样间隔大约为 0.5 m,共测试了 180 块样品,其中孔隙度是依据相关测试标准在油气藏地质及开发工程国家重点实验室特殊岩石物理实验室,通过氦气注入法测试得到的。孔隙结构分析样品分布在井段 2 330.46~2 412.61 m,取样间隔大约为 2 m,共测试了 40 个样品,测试方法为压汞法;解吸法含气量分析样品分布在井段 2 330.44~2 414.9 m,采样间隔大约为 2.5 m,共测试了 31 块样品。基于这些丰富的测试数据,按照所划分的 9 个小层统计并分析页岩的有机质丰度、类型、成熟度、矿物成分、储集条件及含气性,力图通过这些测试资料的统计和对比分析,较为系统地揭示焦石坝地区页岩气储层特征。

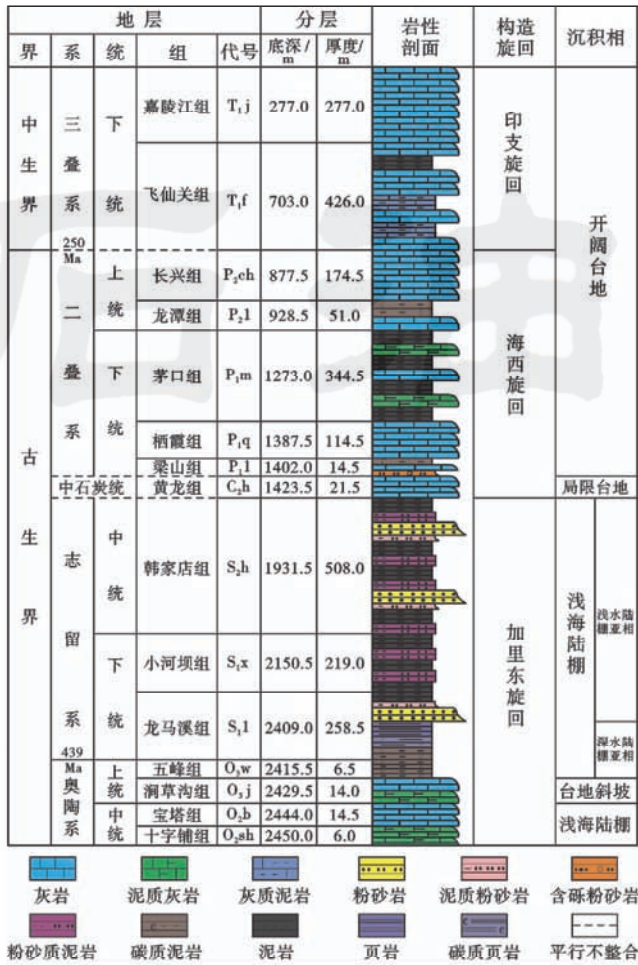


图 2 焦石坝地区地层综合柱状图(以焦页 1 井为例)

Fig. 2 Integrated stratigraphic column of Jiaoshiba area (a case of Well Jiaoye 1)

3 页岩气储层特征

3.1 有机质丰度、类型及成熟度

根据 174 块样品的分析测试数据,涪陵焦石坝地区焦页 1 井五峰组—龙马溪组下部取心段有机碳含量介于 0.55%~5.89%,平均为 2.55%。从上到下其 8 个小层(第 2 小层没有取样)的有机碳含量分布区间分别为:0.55%~1.41%、1.02%~3.26%、1.28%~2.17%、0.91%~1.99%、1.97%~3.96%、1.04%~4.03%、1.29%~5.51%、4.01%~5.89%[图 4(a)—图 4(b)]。总体上看,第 1 小层和第 3 小层以富有机质为主夹少量的中等含量有机质,第 4 小层到第 8 小层主要为中等含量有机质,第 9 小层为有机质含量最差层段,纵向上自上而下有机碳含量逐渐增加(图 3)。

美国 5 大含气页岩的有机碳含量均较高,总体介于 0.50%~25.00%,其中福特沃斯盆地的 Barnett 页岩有机碳含量介于 2.0%~7.0%,平均为 4.5%^[29]。焦页 1 井 1 小层到 8 小层有机碳含量与 Barnett 页岩

类似,具有形成经济开采价值页岩气的潜力。

选取 2 块典型样品进行了干酪根镜检分析(表 1),分析结果表明有机质以藻类体和棉絮状腐泥无定形体为主,无壳质组和镜质组,有机质类型指数为 92.84 和 100,均为 I 型干酪根。对于缺乏镜质组的 I 型干酪根,一般利用测定沥青反射率(R_b)来换算镜质组反射率的方法,本次采用 $R_o = 0.3195 + 0.6790 \times R_b$ 公式^[30]换算镜质体反射率。选取了 9 块样品进行镜质体反射率的测试(表 2), R_o 值介于 2.20%~3.13%,表明五峰组—龙马溪组泥页岩进入过成熟演化阶段,以生成干气为主。

3.2 页岩矿物学特征

焦页 1 井 90 块样品全岩 X-射线衍射和黏土 X-射线衍射实验数据分析显示焦石坝地区五峰组—龙马溪组长达 89 m 井段含气页岩储层矿物成分主要包括石英、长石、黏土矿物、碳酸盐矿物、黄铁矿和赤铁矿。脆性矿物包括石英、钾长石、斜长石、碳酸盐矿物以及黄铁矿和赤铁矿,自上而下呈现逐渐增加趋势(图 3),总量介于 37.2%~83.4%,平均为 59.1%。其中,石英 18.4%~70.6%,长石 3.2%~15.0%,方解石 2.0%~11.8%,白云石 2.3%~31.5%,黄铁矿 1.9%~4.8%。

黏土矿物含量介于 16.6%~62.8%,平均为 40.9%,自上而下呈逐渐减少的趋势(图 3),黏土矿物中主要包括伊/蒙混层和伊利石,其次为绿泥石;伊/蒙混层自上而下逐渐增加(图 3),总量介于 25%~85%,平均为 55%;伊利石自上而下逐渐减少(图 3),总量介于 12%~68%,平均为 39%。

北美 Barnett 页岩含石英 23%~58%,长石 3%~12%,方解石 0~37%,白云石 0~41%,黄铁矿 1%~46%,黏土矿物总量 7%~48%^[31]。比较后可知,焦页 1 井矿物组成与北美福特沃斯盆地 Barnett 页岩类似,脆性矿物含量总体比较高,容易在外力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝,有利于渗流^[5]。

脆性指数是考量地层可压裂性的一个较为常用的指标,通常定义脆性指数 = 石英/(石英 + 碳酸盐 + 黏土),焦页 1 井五峰组—龙马溪组下部取心段脆性指数介于 19.71%~74.27%,平均为 42.30%。从上到下其 8 个小层(第 2 小层没有取样)的脆性指数分布区间分别为:19.71%~33.59%、20.35%~40.62%、26.20%~43.77%、29.57%~40.17%、38.09%~49.43%、36.29%~56.48%、36.81%~63.41%、36.98%~74.27%[图 5(a)—图 5(h)]。总体上看,下部第 1 小层和第 3 小层脆性指数平均值大于 50%,为有利的可压裂层段,第 9 小层脆性指数最小,纵向上自上而下脆性指数逐渐增加(图 3)。

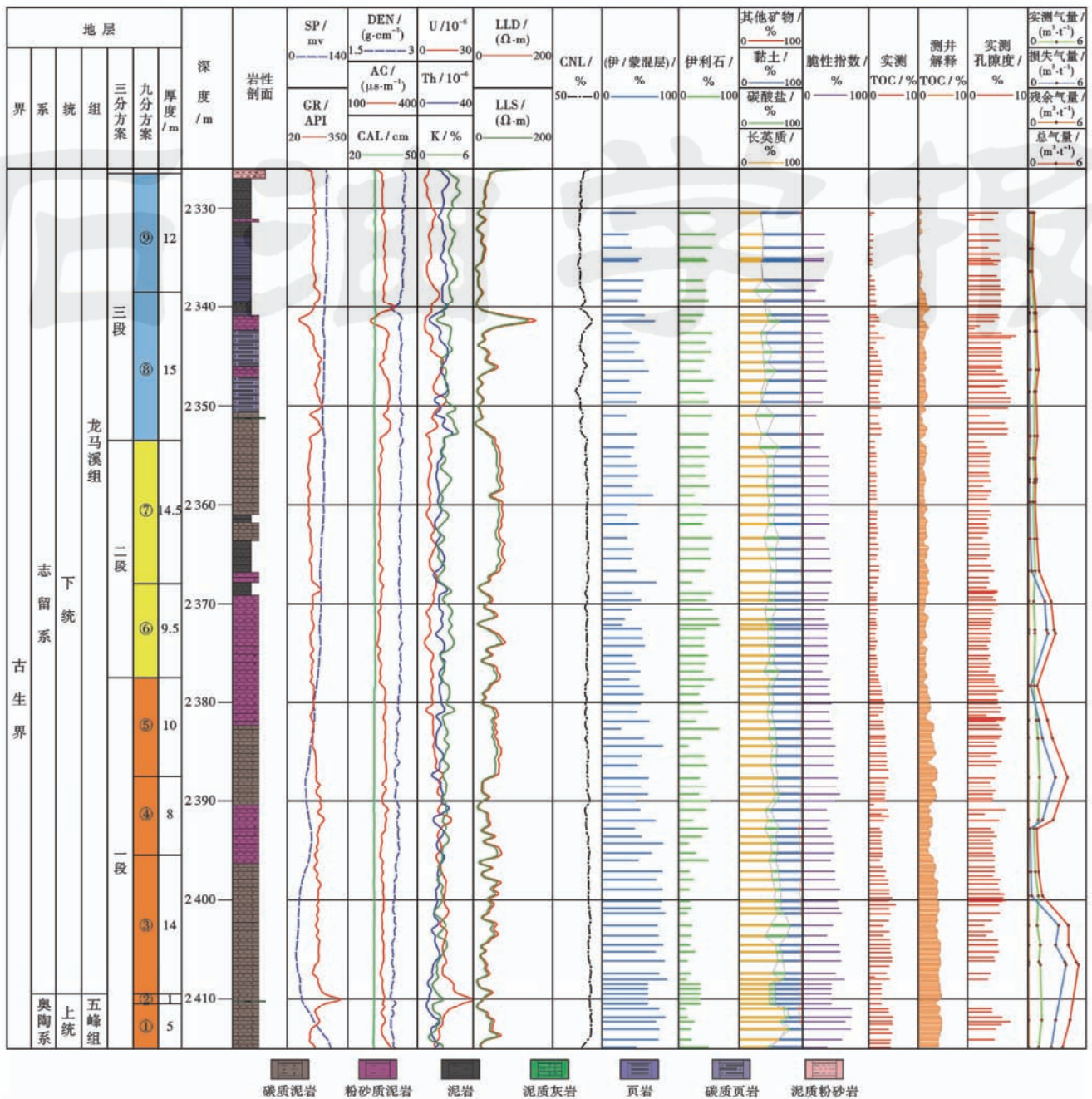


图3 焦页1井五峰组—龙马溪组页岩气综合评价

Fig. 3 Integrated evaluation of shale gas in Wufeng-Longmaxi Formation, Well Jiaoye 1

3.3 储集类型及性能

3.3.1 孔隙度

从焦页1井180块样品物性分析化验数据统计结果来看,89m页岩储层段孔隙度介于1.17%~7.98%,平均为4.61%。从上到下其8个小层(第2小层没有取样)的孔隙度分布区间分别为:1.17%~6.11%、1.17%~7.98%、2.63%~4.37%、3.19%~5.09%、3.07%~6.31%、2.83%~6.24%、2.78%~6.39%、4.05%~7.08%[图6(a)—图6(h)]。总体上看,第1小层、第3小层、第4小层、第5小层、第6小

层、第8小层和第9小层的孔隙度中等,平均值介于4%~6%;第7小层孔隙度平均值为3.50%,储集性能最差;纵向上整体体现出“两高夹一低”的三分性特征(图3)。

3.3.2 渗透率

从稳态法水平渗透率测定结果来看,焦页1井89m页岩储层段水平渗透率介于0.002~335.209mD,平均为23.785mD。从上到下其8个小层(第2小层没有取样)非裂缝点渗透率分布区间分别为:0.021~0.604mD、0.002~0.981mD、0.004~0.217mD、0.006~

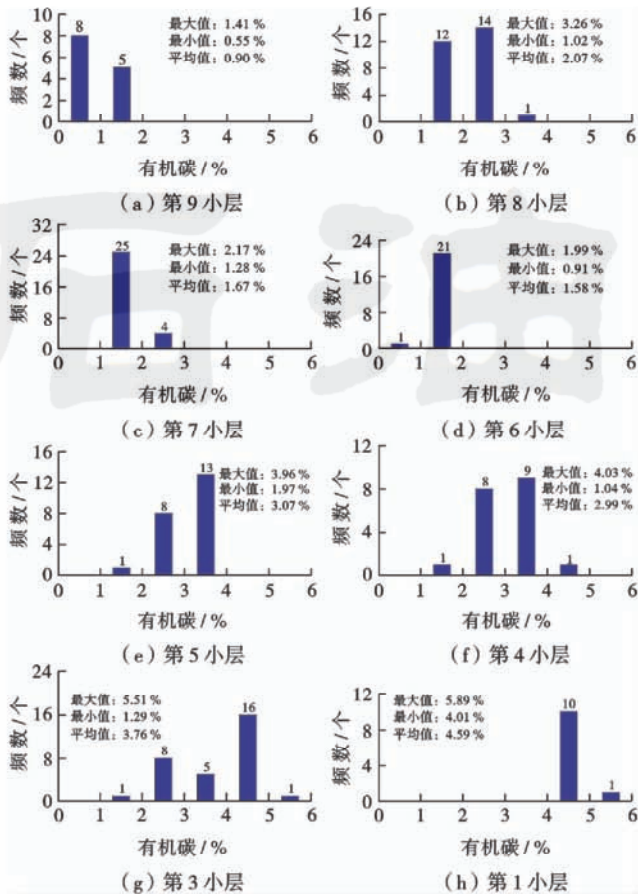


图 4 焦页 1 井总有机碳分布直方图

Fig. 4 Distribution histogram of total organic carbon in Well Jiaoye 1

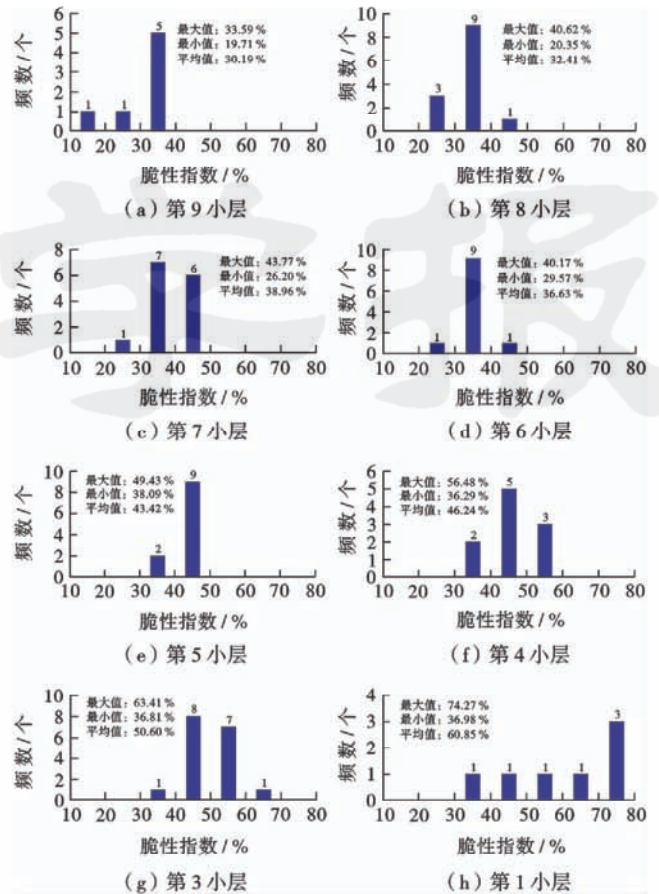


图 5 焦页 1 井脆性指数分布直方图

Fig. 5 Distribution histogram of brittleness index in Well Jiaoye 1

表 1 焦页 1 井干酪根显微组分分析数据

Table 1 Kerogen maceral composition analysis data of Well Jiaoye 1

| 样号 | 井深/m | 腐泥组 | | | | | | | | 类型 指数 | 有机质 类型 |
|--------|---------|--------|--------|----|-----|-------|-------|----|---------|----------|-----------|
| | | 腐泥无定形体 | | | | 藻类体 | | | | | |
| | | 含量/% | 透光 | 荧光 | 特征 | 含量/% | 透光 | 荧光 | 特征 | | |
| No. 01 | 2349.23 | 40.27 | 浅灰—灰褐色 | 无 | 棉絮状 | 52.57 | 灰褐—黑色 | 无 | 具藻类细胞结构 | 92.84 | I 型 |
| No. 02 | 2399.33 | 71.21 | 浅灰—灰褐色 | 无 | 棉絮状 | 28.79 | 灰褐—黑色 | 无 | 具藻类细胞结构 | 100.00 | I 型 |

表 2 焦页 1 井沥青反射率测定数据

Table 2 Bitumen reflectance measurement data of Well Jiaoye 1

| 编号 | 层位 | 岩性 | 井深/m | 沥青反射率/% | 镜质体反射率/% |
|----|-----|----------|---------|---------|----------|
| 1 | | 灰黑色页岩 | 2339.33 | 3.66 | 2.80 |
| 2 | | 黑色碳质页岩 | 2349.23 | 3.31 | 2.57 |
| 3 | 龙 | 灰黑色碳质泥岩 | 2358.60 | 3.27 | 2.54 |
| 4 | 马 | 灰黑色粉砂质泥岩 | 2367.40 | 3.33 | 2.58 |
| 5 | 溪 | 灰黑色粉砂质泥岩 | 2376.10 | 2.77 | 2.20 |
| 6 | 组 | 灰黑色粉砂质泥岩 | 2385.40 | 3.27 | 2.54 |
| 7 | | 灰黑色碳质泥岩 | 2397.10 | 4.04 | 3.06 |
| 8 | | 灰黑色碳质泥岩 | 2406.20 | 4.14 | 3.13 |
| 9 | 五峰组 | 灰黑色碳质泥岩 | 2414.90 | 3.10 | 2.42 |

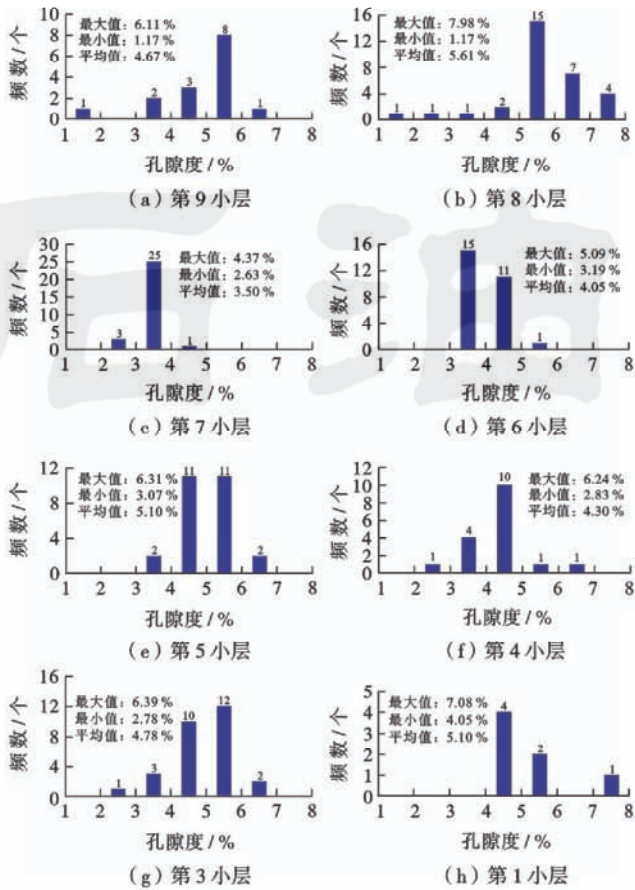
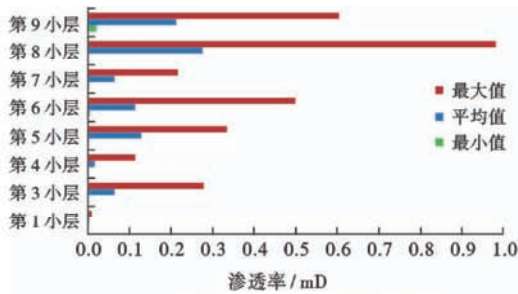


图6 焦页1井孔隙度分布直方图

Fig. 6 Porosity distribution histogram of Well Jiaoye 1



0.499 mD、0.003~0.335 mD、0.002~0.114 mD、0.002~0.279 mD、0.002~0.010 mD。总体上看,第5小层、第6小层、第8小层和第9小层的渗透率较大,平均值介于0.1~0.3 mD;第3小层、第4小层和第7小层渗透率较小,平均值介于0.01~0.1 mD;第1小层渗透率最小,平均值为0.004 mD;纵向上整体呈现出自上而下渗透率减小的特征[图7(a)]。从上到下其8个小层(第2小层没有取样)裂缝点渗透率分布区间分别为:2.030~49.763 mD、1.001~122.555 mD、1.036~333.087 mD、1.122~231.556 mD、1.364~288.316 mD、3.573~316.865 mD、3.113~335.209 mD、0.545~0.545 mD。总体上看,第3小层和第4小层渗透率最大,平均值介于100~150 mD;第5小层、第6小层、第7小层,第8小层和第9小层渗透率较大,平均值介于10~100 mD;第1小层渗透率最小,平均值为0.545 mD;纵向上整体呈现出自上而下渗透率增大的特征[图7(b)]。由此可见,水平页理缝的发育大大改善了页岩储层的水平渗透能力,且下部层段页理缝较上部层段发育,改善效果更为显著。

根据美国的勘探开发实践,商业性开发的页岩气储层孔隙度一般大于4.00%,美国主要页岩气储层孔隙度在4.22%~6.51%,渗透率为 40.9×10^{-6} mD。若处于断裂带或裂缝发育带,孔隙度、渗透率增加,孔隙度最高可达11.00%,渗透率约为2.0 mD^[32]。与美国主要页

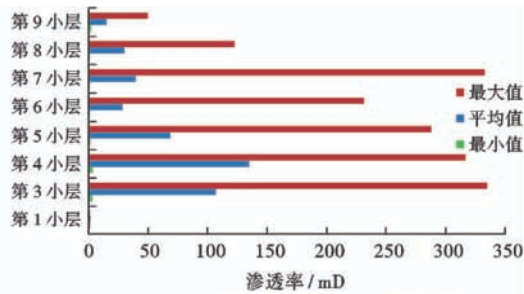


图7 焦页1井渗透率分布直方图

Fig. 7 Permeability distribution histogram of Well Jiaoye 1

岩气储层孔隙度和渗透率对比后可知,焦页1井储层段孔隙度和渗透率条件有利于页岩气的储存和渗流。

3.3.3 孔隙类型

结合氩离子抛光扫描电镜观察结果,焦页1地区五峰组—龙马溪组页岩储层段发育有机孔隙、无机孔隙、微裂缝3种储集空间类型,有机孔隙属于有机质在后期热演化过程形成的孔隙;无机孔隙主要包括无机矿物粒间孔、无机矿物粒内孔、黄铁矿晶间孔以及无机矿物溶蚀孔隙;页理缝则主要发育于纹层发育段。

本研究区有机质孔隙较为发育,平面上呈圆形、椭

圆形及不规则形状,空间上形成管柱状、洞穴状等复杂内部结构,管状孔隙吼道连接纳米级孔隙。有机质孔隙孔径变化范围较大,从纳米级到微米级[图8(a)—图8(b)]。

无机矿物粒间孔孔径多数在1~10 μm,部分粒间孔具备溶蚀港湾状边缘,主要分散于碎屑颗粒之间;成岩作用阶段,黏土矿物脱水转化,体积减小形成次生粒内孔隙,多呈长条状分布;部分黄铁矿晶粒间因有机质填隙物在后期热演化过程中消耗殆尽从而形成黄铁矿晶间孔;无机矿物中的不稳定矿物(长石和碳酸盐矿物)

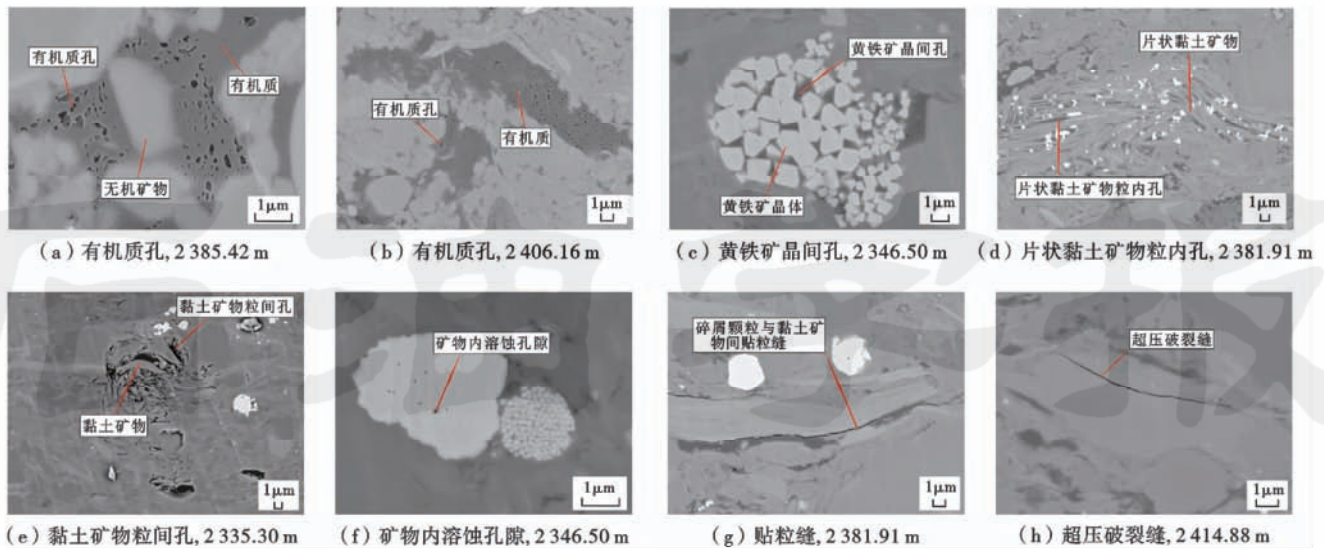


图 8 焦页 1 井孔隙类型

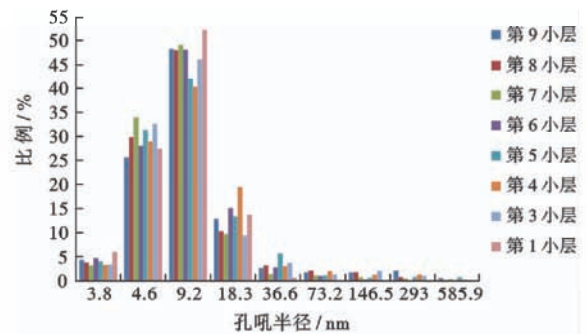
Fig. 8 Pore types of Well Jiaoye 1

易溶蚀形成溶蚀孔隙^[33,34],孔径多在 50 nm 以上,属于大孔级别[图 8(c)—图 8(f)]。

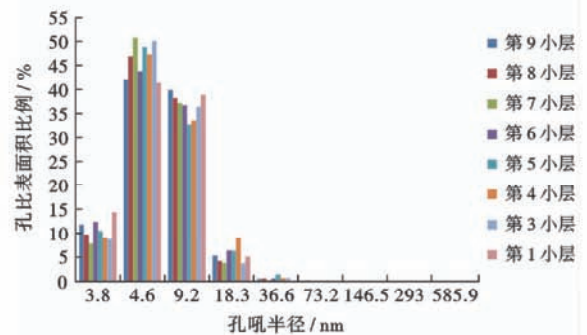
泥页岩储层中发育的裂缝系统,对页岩气的开发成败起到关键性的作用,不仅有利于游离气的富集,同时还是页岩气渗流运移的主要通道,并且它们还对后期诱导裂缝的扩展产生强烈影响[图 8(g)—图 8(h)]。

3.3.4 孔隙结构

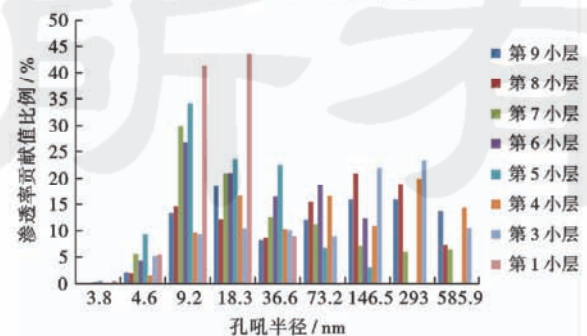
通过高压压汞法对焦页 1 井五峰组—龙马溪组 40 个样品的孔隙结构进行了研究,最大进汞压力为 200 MPa,探测孔隙半径下限为 3.8 nm。统计结果表明,该套页岩气储层 9 小层孔径分布类似,孔喉半径主要集中在 4.6~9.2 nm,所占比例分别为:第 9 小层为 73.894%、第 8 小层为 77.847%、第 7 小层为 83.058%、第 6 小层为 76.077%、第 5 小层为 73.461%、第 4 小层为 69.348%、第 3 小层为 78.830%、第 1 小层为 79.619%[图 9(a)]。该套页岩气储层 9 小层孔比表面积分布也具有类似性,主要集中在 4.6~9.2 nm,所占比例分别为:第 9 小层为 82.007%、第 8 小层为 85.108%、第 7 小层为 87.881%、第 6 小层为 80.502%、第 5 小层为 81.534%、第 4 小层为 80.844%、第 3 小层为 86.513%、第 1 小层为 80.363%[图 9(b)]。9 小层孔隙的渗透率贡献值分布差异较大,第 1 小层对渗透率起贡献的集中分布在 9.2~18.3 nm,所占比例为 85.019%,第 3 小层和第 4 小层对渗透率起贡献的分布在 9.2~585.9 nm,所占比例分别为 94.690%和 98.411%,第 5 小层对渗透率起贡献的集中分布在 4.6~36.6 nm,所占比例为 89.636%,第 6 小层和第 7 小层对渗透率起贡献的分布在 9.2~146.5 nm,所占比例分别为 95.336%和 81.788%,第 8 小层和第 9 小



(a) 9小层孔径分布直方图



(b) 9小层孔比表面积分布直方图



(c) 9小层孔隙的渗透率贡献值分布直方图

图 9 焦页 1 井孔隙结构分布直方图

Fig. 9 Distribution histogram of pore structure in Well Jiaoye 1

层对渗透率起贡献的分布在 9.2~585.9 nm,所占比例分别为 97.978%和 97.717%[图 9(c)]。按照 IU-PAC 分类标准,9 小层的孔径属于介孔级别,且介孔提供了主要的孔比表面积,而介孔和大孔对渗透率起主要的贡献作用。

3.4 含气性特征

对焦页 1 井五峰组—龙马溪组取心段进行了现场解吸法含气量测试,从含气量实测结果来看,勘探目的层段总含气量介于 0.44~5.19 m³/t,平均为 1.97 m³/t,以损失气与解吸气为主,残余气含量低。损失气含量介于 0.11~3.90 m³/t,平均为 1.14 m³/t;解吸气含量介于 0.31~1.40 m³/t,平均为 0.79 m³/t;残余气含量介于 0.01~0.07 m³/t,平均为 0.04 m³/t。其中,第 9 小层总含气量介于 0.44~0.63 m³/t,全部小于 1.0 m³/t;第 8 小层总含气量介于 0.81~1.08 m³/t,主要集中在 0~1.0 m³/t,占总数的 80.00%;第 7 小层总含气量介于 0.74~1.14 m³/t,主要集中在 0~1.0 m³/t,占总数的 83.33%;第 6 小层总含气量介于 2.38~2.83 m³/t,全部集中分布在 2.0~3.0 m³/t;第 5 小层总含气量介于 0.94~2.50 m³/t,主要集中在 2.0~3.0 m³/t,占总数的 66.67%;第 4 小层总含气量介于 0.89~4.04 m³/t,大于 2.0 m³/t 的样品占总数的 66.67%;第 3 小层总含气量介于 1.08~5.19 m³/t,主要集中在大于 3.0 m³/t 的范围,占总数的 66.67%;第 1 小层总含气量介于 3.55~4.31 m³/t,全部大于 3.0 m³/t[图 10(a)—图 10(h)]。总体上看,第 1 小层和第 3 小层总含气量平均值大于 3.0 m³/t,为高含气段,第 4 小层、第 5 小层和第 6 小层总含气量平均值介于 1.0~3.0 m³/t,为中含气段,第 7 小层、第 8 小层和第 9 小层总含气量平均值小于 1.0 m³/t,为低含气段,纵向上整体呈现出自上而下总含气量增高的特征(图 3)。

4 页岩储层发育控制因素

4.1 沉积环境

不同的富有机质泥页岩形成于不同的沉积环境,古水深、沉积类型、古气候等直接影响其发育特征。综合分析焦页 1 井生物化石、岩性及电性曲线特征,焦页 1 井 89 m 储层段主体应为深水陆棚沉积环境,自下而上进一步可划分出深水硅泥质陆棚、深水泥质陆棚、深水混积陆棚和深水砂泥质陆棚 4 类沉积微相类型,分别发育 4 种不同的岩石类型组合^[35]。

(1) 暗色富硅质富有机质泥页岩

具备高有机质丰度和高自生硅质含量的“双高”典型特征,有机质丰度普遍高于 3%,自生硅质含量最高可达 50%以上,富含笔石化石和海绵、放射虫及骨针

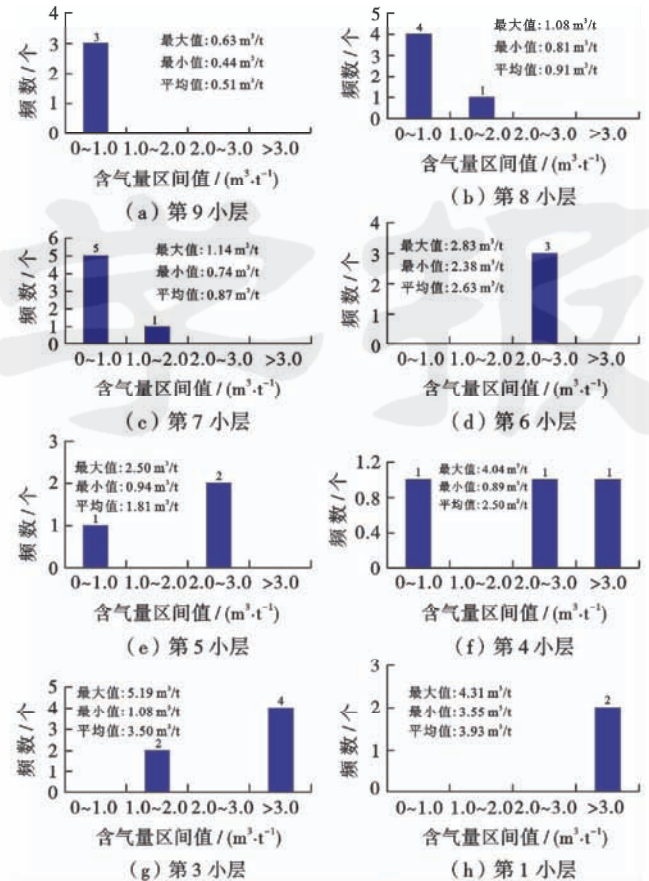


图 10 焦页 1 井总含气量分布直方图

Fig. 10 Distribution histogram of total gas content in Well Jiaoye 1

等硅质骨骼类生物化石;黄铁矿较为发育,多呈星散状分布于地层之中,部分呈条纹状或条带状[图 11(a)—图 11(c)];岩心宏观较为均质,该岩石类型代表了水体较深的深水硅泥质陆棚微相沉积环境,纵向上主要位于焦页 1 井 1~3 小层。

(2) 暗色富有机质泥页岩

TOC 含量高于 2%,陆源粉砂质含量相对较低,化石类型较为单一,含有大量的笔石化石,黄铁矿较发育、呈星散状或纹层状[图 11(d)],可见页理,多发育于深水泥质陆棚微相沉积环境中,纵向上主要位于焦页 1 井 4~5 小层。

(3) 暗色富有机质钙质泥页岩

有机质含量相对较高,普遍高于 2%,岩心富含灰质,滴酸起泡较为强烈,陆源硅质含量相对较低,化石类型较为单一,主要为笔石化石,页理发育,偶夹粉砂质纹层;岩心富含黄铁矿,呈星散状分布于岩石中,或密集成条带状和团块状[图 11(e)—图 11(g)];该岩石类型代表了水体相对较深的深水混积陆棚微相沉积环境,纵向上主要位于焦页 1 井第 8 小层。

(4) 暗色富有机质砂泥质泥页岩

有机质含量普遍低于 2%,自生硅质含量普遍低于 2%,陆源硅质含量相对较高,化石类型较为单一,

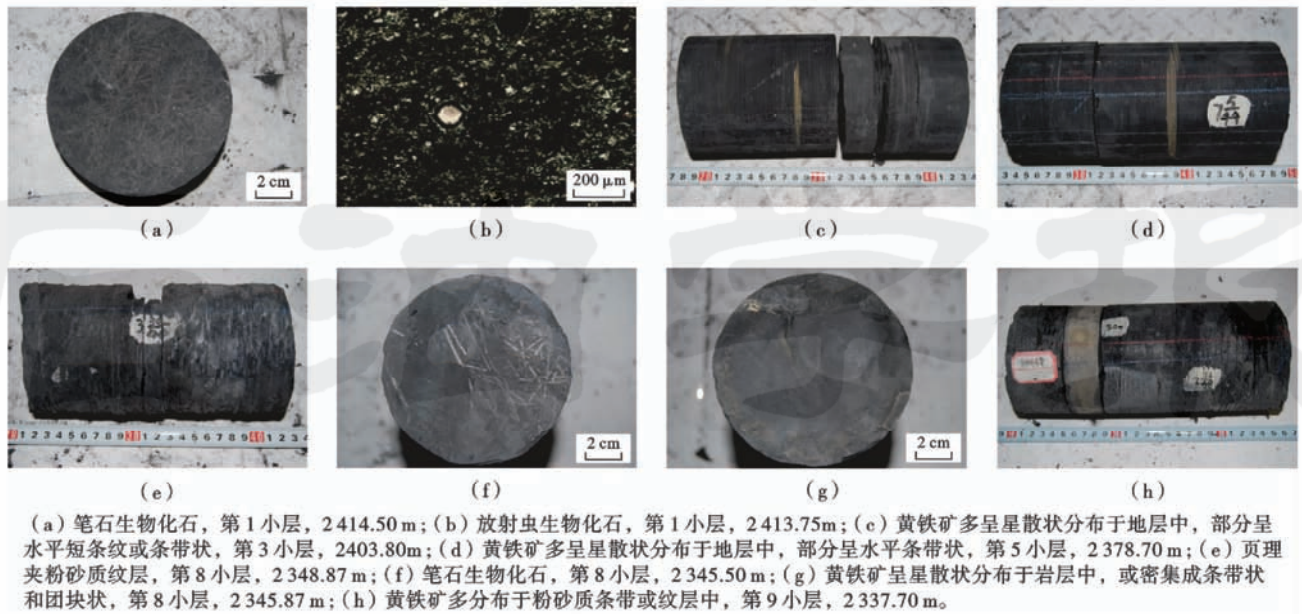


图 11 焦页 1 井岩心及镜下特征

Fig. 11 Core and microscopic characteristics of Well Jiaoye 1

主要为笔石类化石,发育粉砂质粗纹层和条带,黄铁矿多分布于粉砂质条带或粗纹层中[图 11(h)],该岩石类型代表水体相对较浅的深水砂泥质陆棚微相沉积环境,纵向上主要位于焦页 1 井第 6、7、9 小层。

总的来说,纵向上,下部储层段沉积于水体较深、生物生产率较高的缺氧环境,往上随着水深变浅,缺氧环境逐渐变差,底部黑色页岩中的 TOC 和自生硅质含量较高,往上逐渐减小。

4.2 有机质

有机质孔隙是由固体干酪根转化为烃类流体而在干酪根内部形成的孔隙^[2,31,36]。有机质类型是影响有机质孔隙发育的重要因素,焦页 1 井目的层段有机质类型为 I 型,具有很好的生烃潜力,即有发育大量有机质孔隙的潜力。而页岩在成熟度 $R_o < 0.8\%$ 时,干酪根内的孔隙很少或者几乎没有^[31],孔隙度随着干酪根的热分解过程和烃类的生成而增大^[37]。北美研究表明,应用低成熟富有机质的 Barnett 页岩样品(R_o 为 0.55%, TOC 含量为 6.41%)进行热模拟,当热成熟度由 0.55% 增高到 1.40% 时,岩样因有机质分解可产生 4.3% 的体积孔隙度^[2]。但是,页岩有机质孔隙并非总是随着 R_o 增大而持续增加,当 R_o 达到和超过一定界限以后,随着有机质碳化程度的增加,有机质孔隙逐渐减少。Curtis 等^[38]通过对具有不同镜质体反射率的 Woodford 页岩样品开展扫描电镜观察和孔隙度测试分析,发现该页岩有机质孔隙在液态窗阶段较少,进入气态窗后快速增加,且在 R_o 为 3.6% 时达到高峰,但随后随着 R_o 增加而减小。本区页岩镜质体反射

率 R_o 值介于 2.20%~3.13%,处于有机孔隙生成的最佳阶段,通过氩离子剖光扫描电镜观察结果也证实焦页 1 井页岩储层段发育大量的有机质孔隙。通过焦页 1 井五峰组—龙马溪组 TOC 与孔隙度之间相互拟合关系发现:89 m 储层段内 TOC 与孔隙度之间仅呈现一个微弱的正相关关系,如果分开考虑,下部有机质最为丰富的 1、3 小层 TOC 与孔隙度之间的正相关性较上部有机质贫乏的层段变好[图 12(a)—图 12(c)]。由此表明,焦页 1 井下部层段有机质较多,发育的有机质内微孔较多,增加了储层的储集空间,提高了孔隙度。因此,TOC 是控制下部页岩气储层段的主要内在因素。

4.3 黏土矿物含量

页岩中的黏土矿物与石英和方解石相比,具有较多的微孔隙和较大的比表面积^[7,8]。特别是伊利石、伊/蒙混层等,其晶形大多呈片状、层状、纤维状,晶粒间发育有大量的纳米级无机晶间孔^[9]。从[图 13(a)—图 13(c)]中看出,焦页 1 井 89 m 全段黏土矿物含量和孔隙度之间仅呈现一个微弱的正相关关系,而在上部二、三段黏土矿物含量和孔隙度之间的正相关性明显,下部一段黏土矿物含量和孔隙度之间无相关性。进一步研究表明,焦页 1 井上部三段,伊利石含量与孔隙度之间有较为明显的正相关性,而下部一段伊利石含量与孔隙度之间无明显的关系[图 13(d)—图 13(f)]。在成岩阶段晚期,随着埋深增加,当孔隙水偏碱性、富钾离子时,蒙脱石向伊利石转化,体积减小,增加了孔隙空间,提高了储层的孔隙度^[5,33,39]。因此,焦页 1 井上部黏土矿物含量较多的层段,储集空间类型以黏土

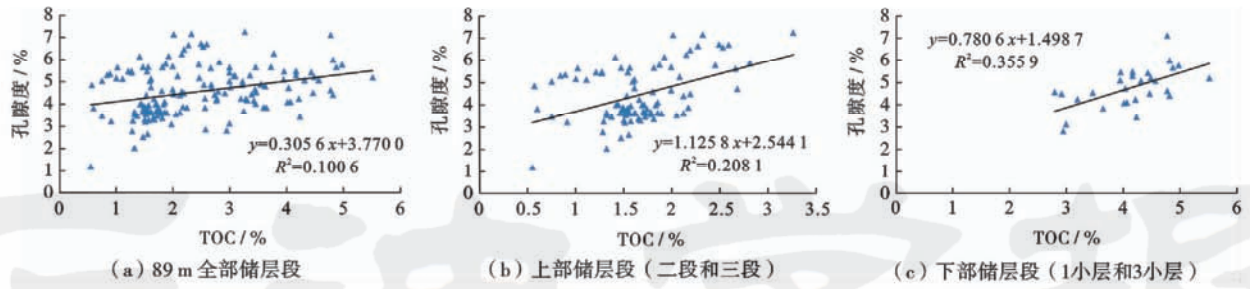


图 12 焦页 1 井储层段孔隙度与有机碳含量关系

Fig. 12 Relationship between reservoir porosity and TOC of Well Jiaoye 1

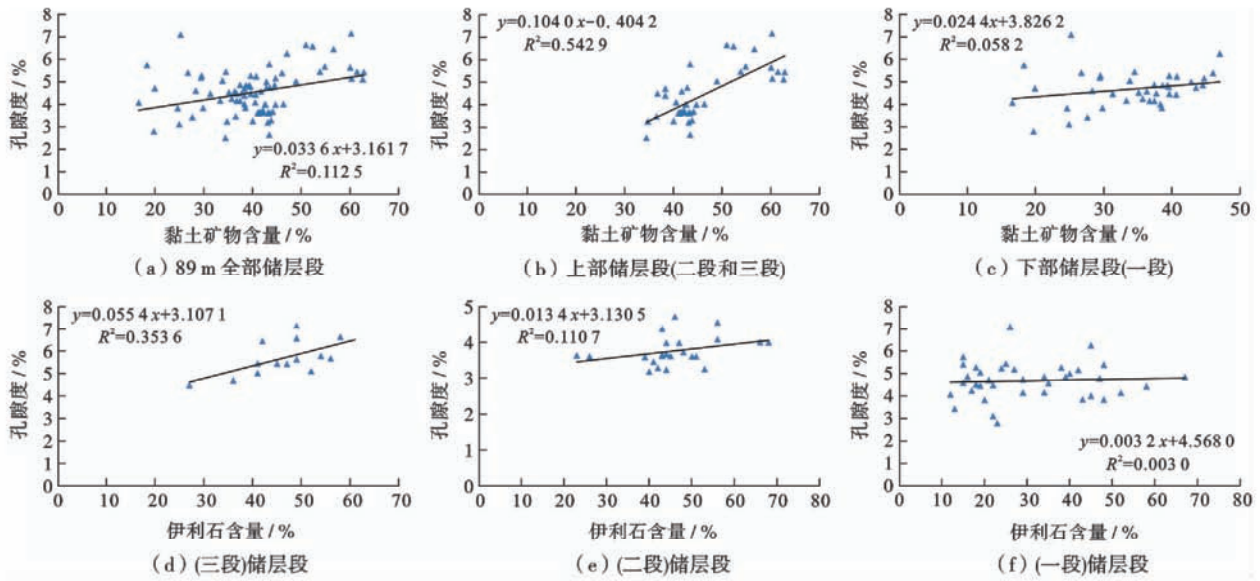


图 13 焦页 1 井储层段孔隙度与黏土矿物含量关系

Fig. 13 Relationship between porosity and clay mineral content of Well Jiaoye 1

矿物(主要是伊利石)晶间孔为主,孔隙度主要受黏土矿物含量及类型的控制。

4.4 脆性矿物含量

当泥页岩中硅质、碳酸盐等矿物含量较多时,岩石脆性较大,容易在外力作用下形成天然裂缝和诱导裂缝,有利于渗流^[5]。从图 14 中也可以看出,焦页 1 井储层段裂缝点渗透率普遍高于 1 mD,并且裂缝点主要分布于脆性矿物含量大于 50%的区域。而通过各类脆性矿物与实测孔隙度的拟合关系证实,无论是上部层段,还是下部层段,孔隙度与石英和长石均不具备相关性,仅与碳酸盐含量呈现微弱的负相关关系[图 15(a)——图 15(f)]。成岩过程中,以方解石为主的碳酸盐矿物具有很强的化学胶结作用,易充填原生孔隙与裂缝^[29,40,41],Barnett 页岩气生产实践证明,断层附近的微裂缝密度很高,但基本都被碳酸盐所封堵^[42],因而碳酸盐矿物的增加会对泥页岩的孔隙产生阻塞作用导致孔隙度降低。又由于,长石和碳酸盐矿物在页岩有机质生烃过程中产生的有机酸溶蚀作用下形成次生溶

蚀孔隙^[33,34],所以其含量与孔隙度关系不显著。但总体上,碳酸盐对孔隙的发育有抑制作用。

郭旭升等^[43]运用王道富等提出的孔隙度岩石物理计算模型^[44]求取了焦页 1 井龙马溪组页岩脆性矿物、黏土矿物和有机质三者单位质量内微孔隙体积,分

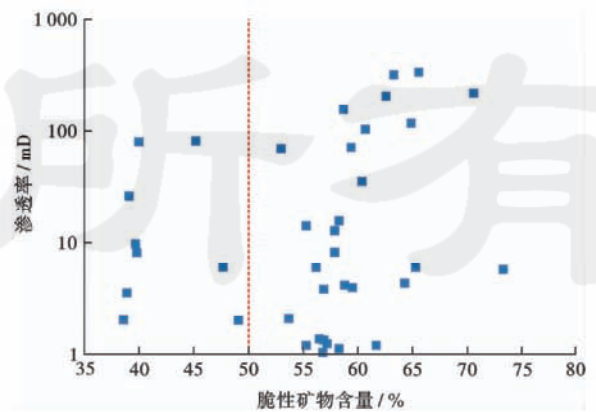


图 14 焦页 1 井储层段裂缝点处渗透率与脆性矿物含量关系
Fig. 14 Relationship between permeability and brittle mineral content at reservoir fracture point of Well Jiaoye 1

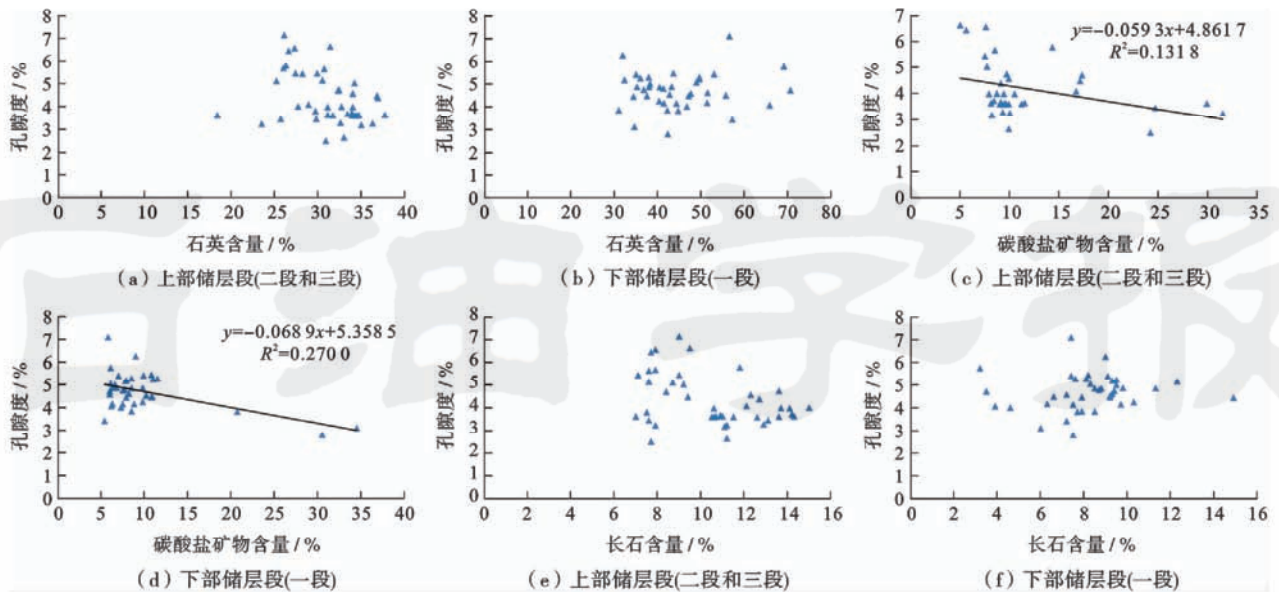


图 15 焦页 1 井储层段孔隙度与脆性矿物含量关系

Fig. 15 Relationship between porosity and brittle mineral content of Well Jiaoye 1

别为 $0.0017 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $0.0270 \text{ m}^3/\text{t}$ 、 $0.2688 \text{ m}^3/\text{t}$ 。并在此基础上,根据各测点矿物成分和 TOC 含量对各类孔隙所占的比例进行了测算,结果表明:有机质孔和黏土矿物间孔对孔隙度的贡献最大,两者共占了总孔隙的 90%,脆性矿物间孔仅占 10%。并且自上而下随 TOC 增大、黏土矿含量减少,具有有机孔比例逐渐增大、黏土矿物间孔逐渐减少的趋势。这一结论也从另一方面证明了上文所讨论的合理性。

4.5 页理缝

从焦页 1 井实测水平渗透率统计情况来看,具备微裂缝的样品实测渗透率普遍高于 1 mD ,最高可达 355.2 mD ,而不具备微裂缝的样品实测渗透率普遍低于 1 mD ,由此可见页理缝的发育可造成地层渗透性能的显著增强(图 16)。但通过裂缝点和非裂缝点孔隙度与渗透率交会图来看,页理缝本身对于储层储集性能的贡献作用并不明显(图 17),然而,页理缝的发育

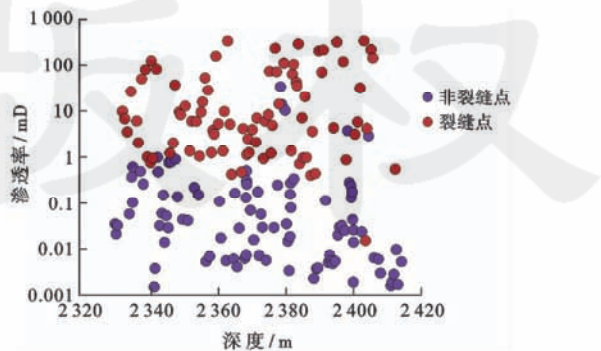


图 16 焦页 1 井储层段实测渗透率统计

Fig. 16 Statistical graph of measured reservoir permeability in Well Jiaoye 1

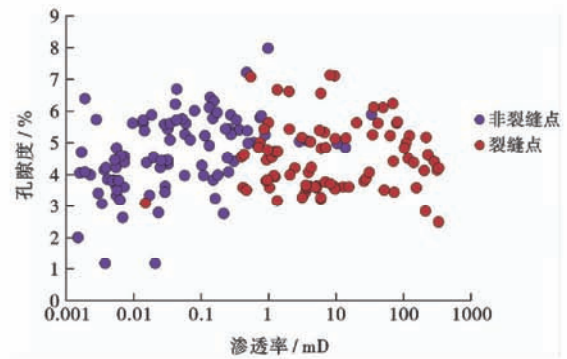


图 17 焦页 1 井储层段孔隙度与渗透率关系

Fig. 17 Relationship between reservoir porosity and permeability of Well Jiaoye 1

可以连通更多的无机孔隙和有机孔隙,从而使得总的有效孔隙体积增加。

5 结论

(1) 焦石坝地区五峰组和龙马溪组干酪根以 I 型干酪根为主,生烃能力较强;页岩总有机碳含量介于 $0.55\% \sim 5.89\%$,平均为 2.54% ,自上而下逐渐增加;R. 值介于 $2.20\% \sim 3.13\%$,处于过成熟演化阶段。

(2) 焦石坝地区五峰组和龙马溪组脆性矿物含量介于 $37.2\% \sim 83.4\%$,平均为 59.1% ,自上而下逐渐增加;黏土矿物以伊/蒙混层和伊利石为主,含量介于 $16.6\% \sim 62.8\%$,平均为 40.9% ,自上而下逐渐减少;页岩孔隙度中等,呈现出“两高夹一低”的二分性特征;水平渗透率介于 $0.002 \sim 335.209 \text{ mD}$,平均为 23.785

mD, 页理缝的发育对下部层段水平渗透率有更为明显的改善; 孔隙类型包括有机孔隙、无机孔隙和微裂缝; 介孔级别的孔隙发育, 且介孔提供了主要的孔比表面积, 而介孔和大孔对渗透率起主要的贡献。

(3) 焦石坝地区五峰组和龙马溪组总含气量介于 $0.44 \sim 5.19 \text{ m}^3/\text{t}$, 平均为 $1.97 \text{ m}^3/\text{t}$, 从上到下呈现出逐渐增大的趋势, 以损失气与解吸气为主, 残余气含量低。

(4) 焦页1井海相页岩气储层发育的主控因素包括有矿物组成和有机质发育特征等。TOC是控制下部储层段的主要内在因素, 也是提供页岩气储存空间的重要物质; 成岩阶段晚期, 黏土矿物组合发生变化, 蒙脱石向伊利石转变, 形成新的微孔隙, 增加了储层的孔隙度, 对上部储层段有较大影响; 脆性矿物含量大于50%, 易于裂缝的形成, 可造成地层渗透性能的显著增强。

(5) 焦石坝地区五峰组和龙马溪组底部暗色泥页岩发育, 有机质丰度高, 热演化处于干气阶段, 页岩气形成条件优越; 同时, 储集空间的发育保证了页岩气的富集, 较高的脆性矿物含量有利于后期的压裂改造, 是最为有利的页岩气储层。

参 考 文 献

- [1] 聂海宽, 张金川. 页岩气聚集条件及含气量计算—以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. 地质学报, 2012, 86(2): 349-361.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Shale Gas Accumulation Conditions and Gas Content Calculation: A Case Study of Sichuan Basin and Its Periphery in the Lower Paleozoic[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(2): 349-361.
- [2] Jarvie D M, Hill R J, Ruble T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.
- [3] Pollastro R M. Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 551-578.
- [4] Kotarba M J, Curtis J B, Lewan M D. Comparison of natural gases accumulated in Oligocene strata with hydrous pyrolysis gases from Menilite Shales of the Polish Outer Carpathians[J]. Organic Geochemistry, 2009, 40(7): 769-783.
- [5] 干阳, 陈洁, 胡琳, 等. 沉积环境对页岩气储层的控制作用——以中下扬子区下寒武统筇竹寺组为例[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 845-850.
Wang Yang, Chen Jie, Hu Lin, et al. Sedimentary environment control on shale gas reservoir: A case study of Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in the Middle Lower Yangtze area[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 845-850.
- [6] Bowker K A. Recent developments of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin[J]. West Texas Geological Society Bulletin, 2003, 42(6): 4-11.
- [7] Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [8] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 四川盆地南缘下志留统龙马溪组页岩气储层矿物成分特征及意义[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 775-782.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Characteristics and significance of mineral compositions of Lower Silurian Longmaxi Formation shale gas reservoir in the southern margin of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(5): 775-782.
- [9] 王亮, 陈云燕, 刘玉霞. 川东南彭水地区龙马溪组页岩孔隙结构特征[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(5): 80-88.
Wang Liang, Chen Yunyan, Liu Yuxia. Shale Porous Structural Characteristics of Longmaxi Formation in Pengshui Area of Southeast Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2014, 19(5): 80-88.
- [10] Slatt R M, O'Brien N R. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine grained rocks[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2017-2030.
- [11] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [12] Curtis M E, Sondergeld C H, Ambrose R J, et al. Microstructural investigation of gas shales in two and three dimensions using nanometer-scale resolution imaging[J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(4): 665-677.
- [13] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 川南龙马溪组页岩气储层纳米孔隙结构特征及其成藏意义[J]. 煤炭学报, 2012, 37(3): 438-444.
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Structure characteristics and accumulation significance of nanopores in Longmaxi shale gas reservoir in the southern Sichuan Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(3): 438-444.
- [14] Mastalerz M, Schimmelpenninck A, Drobnik A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [15] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiller D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177-200.
- [16] 蒲伯伶, 蒋有录, 王毅, 等. 四川盆地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230.
- [17] 王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.
Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561.
- [18] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南志留系龙马溪组页岩气形成条件与有利区分析[J]. 煤炭学报, 2012, 37(5): 782-787.
Huang Jinliang, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Shale gas accumulation conditions and favorable zones of Silurian Longmaxi Formation in south Sichuan Basin, China[J]. Journal of China Coal Society, 2012, 37(5): 782-787.

- [19] 梁超,姜在兴,杨懿婷,等.四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J].石油勘探与开发,2012,39(6):691-698.
Liang Chao, Jiang Zaixing, Yang Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng-Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 691-698.
- [20] 龙鹏宇,张金川,姜文利,等.渝页 1 井储层孔隙发育特征及其影响因素分析[J].中南大学学报:自然科学版,2012,43(10):3954-3963.
Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Jiang Wenli, et al. Analysis on pores forming features and its influence factors of reservoir well Yuye-1[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2012, 43(10): 3954-3963.
- [21] 郭旭升,胡东风,文治东,等.四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素—以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J].中国地质,2014,41(3):893-901.
Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.
- [22] 郭旭升.南方海相页岩气“二元富集规律”—四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J].地质学报,2014,88(7):1209-1218.
Guo Xusheng. Rules of Two-Factor Enrichment for Marine Shale Gas in Southern China—Understanding from the Longmaxi Formation Shale Gas in Sichuan Basin and Its Surrounding Area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [23] 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.
- [24] 中华人民共和国质量监督检验检疫总局. GB/T 19145-2003 沉积岩中总有机碳的测定[S].北京:中国标准出版社,2003.
General Administration of Quality Supervision, Inspection and Quarantine of the People's Republic of China. GB/T 19145-2003 Determination of total organic carbon in sedimentary rock[S]. Beijing: China Standards Press, 2003.
- [25] 中国石油天然气总公司. SY/T 5124-1995 沉积岩中镜质组反射率测定方法[S].北京:石油工业出版社,1996.
China National Petroleum Corporation. SY/T 5124-1995 Determination of vitrinite reflectance in sediment rocks[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [26] 中国石油天然气总公司. SY/T 5125-1996 透射光-荧光干酪素显微组分鉴定及类型划分方法[S].北京:石油工业出版社,1997.
China National Petroleum Corporation. SY/T 5125-1996 Transmitted light-fluorescence kerogen maceral identification and type division method[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [27] 中国石油天然气总公司. SY/T 6210-1996 沉积岩中粘土矿物总量和常见非粘土矿物 X 射线衍射定量分析方法[S].北京:石油工业出版社,1997.
China National Petroleum Corporation. SY/T 6210-1996 Quantitative analysis of total contents of clay minerals and common non-clay minerals in sedimentary rocks by x-ray diffraction[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [28] 中国石油天然气总公司. SY/T 5163-1995 沉积岩粘土矿物相对含量 X 射线衍射分析方法[S].北京:石油工业出版社,1996.
China National Petroleum Corporation. SY/T 5163-1995 Analytical method for relative contents of clay minerals in sedimentary rock by x-ray diffraction[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996.
- [29] 罗小平,李奕霏,吴昌荣,等.湘东南拗陷龙潭组泥页岩储层特征[J].成都理工大学学报:自然科学版,2013,40(5):588-594.
Luo Xiaoping, Li Yifei, Wu Changrong, et al. Characteristics of mud shale reservoirs in Upper Permian Longtan Formation of Southeast Hunan depression, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2013, 40(5): 588-594.
- [30] 丰国秀,陈盛吉.岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J].天然气工业,1988,8(3):20-25.
Feng Guoxiu, Chen Shengji. Relationship between the Reflectance of Bitumen and Vitrinite in Rock[J]. Natural Gas Industry, 1988, 8(3): 20-25.
- [31] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, Genesis, and Distribution of Nanometer Scale Pores in Siliceous Mudstones of the Mississippian Barnett Shale[J]. Journal of Sedimentary Research, 2009, 79(12): 848-861.
- [32] 关小旭,伊向艺,杨火海.中美页岩气储层条件对比[J].西南石油大学学报:自然科学版,2014,36(5):33-39.
Guan Xiaoxu, Yi Xiangyi, Yang Huohai. Contrast of Shale Gas Reservoir Conditions in China and the United States[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(5): 33-39.
- [33] 蒋裕强,董大忠,漆麟,等.页岩气储层的基本特征及其评价[J].天然气工业,2010,30(10):7-12.
Jiang Yuqiang, Dong Dazhong, Qi Lin, et al. Basic features and evaluation of shale gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 7-12.
- [34] 黄振凯,陈建平,薛海涛,等.松辽盆地白垩系青山口组泥页岩孔隙结构特征[J].石油勘探与开发,2013,40(1):58-65.
Huang Zhenkai, Chen Jianping, Xue Haitao, et al. Microstructural characteristics of the Cretaceous Qingshankou Formation shale, Songliao Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 58-65.
- [35] 张上万,李忠平,龙胜祥,等.江汉专著 气藏地质特征[M].(中国石油化工有限公司内部资料)
- [36] Ross D J K, Bustin R M. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2007, 55(1): 51-75.
- [37] Robert R, Loucks R. Imaging Nanoscale Pores in the Mississippian Barnett Shale of the Northern Fort Worth Basin[C]. AAPG Annual Convention Abstracts, California, 2007, 16: 115.
- [38] Curtis M E, Cardott B J, Sondergeld C H, et al. Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity[J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 103: 26-31.
- [39] 陈文玲,周文,罗平,等.四川盆地长芯 1 井下志留统龙马溪组页岩气储层特征研究[J].岩石学报,2013,29(3):1073-1086.
Chen Wenling, Zhou Wen, Luo Ping, et al. Analysis of the shale gas reservoir in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Changxin 1 well, Southeast Sichuan Basin, China[J]. Acta Petrologica Sinica, 2013, 29(3): 1073-1086.

- cene deep-water fan lobes and their application to an upper Miocene reservoir model, offshore East Kalimantan, Indonesia[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(7): 919-949.
- [43] Peters K E, Snedden J W, Sulaeman A, et al. A new geochemical-sequence stratigraphic model for the Mahakam Delta and Makassar Slope, Kalimantan, Indonesia[J]. AAPG Bulletin, 2000, 84(1): 12-44.
- [44] Mann U, Stein R. Organic facies variations, source rock potential, and sea level changes in Cretaceous black shales of the Quebrada Ocal, (Upper Magdalena Valley, Colombia) [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(4): 556-576.
- [45] Sassen R. Lower Tertiary and Upper Cretaceous source rocks in Louisiana and Mississippi: implications to gulf of Mexico crude oil[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(6): 857-878.
- [46] Mancini E A. Petroleum source rock potential of Mesozoic condensed section deposits of southwest Alabama[M]. Alabama: Geological Survey of Alabama, 1993.
- [47] Rangel A, Parra P, Niño C. The La Luna formation: chemostratigraphy and organic facies in the Middle Magdalena Basin[J]. Organic Geochemistry, 2000, 31(12): 1267-1284.
- [48] Howes J V C, Noble R A. Proceedings of Conference on Petroleum Systems of SE Asia and Australasia[C]. Jakarta, Indonesia: Indonesian Petroleum Association, 1997.
- [49] Bustin R M. Sedimentology and characteristics of dispersed organic matter in Tertiary Niger Delta; origin of source rocks in a deltaic environment[J]. AAPG Bulletin, 1988, 72(3): 277-298.
- [50] Mallory F B, Gordon J T, Conner R L. The isolation of a pentacyclic triterpenoid alcohol from a protozoan[J]. Journal of the American Chemical Society, 1963, 85(9): 1362-1363.
- [51] Sinninghe-Damsté S J S, Kenig F, Koopmans M P, et al. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1995, 59(9): 1895-1900.
- [52] Samuel O K J. Molecular and isotopic constraints on oil accumulation in tertiary deltas [D]. England: Newcastle University, 2008.
- [53] Huang W Y, Meinschein W G. Sterols as ecological indicators[J]. Geochimica Et Cosmochimica Acta, 1979, 43(5): 739-745.
- [54] Deng Yunhua. River-gulf system—the major location of marine source rock formation[J]. Petroleum Science, 2012, 9(3): 281-289.
- [55] 程克明, 王铁冠, 钟宁宁, 等. 烃源岩地球化学[M]. 北京: 科学出版社, 1995.
- Cheng Keming, Wang Tieguan, Zhong Ningning, et al. Geochemistry of source rock[M]. Beijing: Science Press, 1995.
- [56] van Krevelen D W. Coal: typology-physico-chemistry -constitution [M]. 3rd Ed. Netherlands: Elsevier Science, 1993.
- [57] Tissot B P, Welte D H. Petroleum formation and occurrence [M]. Berlin: Springer-Verlag, 1978.
- [58] Durand B, Alpern B. Kerogen: insoluble organic matter from sedimentary rocks[M]. Paris: Technip Press, 1980.
- [59] Suárez Ruiz I, Flores D, Mendonça Filho J G, et al. Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications [J]. International Journal of Coal Geology, 2012, 99: 54-12.
- [60] Stankiewicz B A, Kruger M A, Mastalerz M, et al. Geochemistry of the alginite and amorphous organic matter from Type II-S kerogens[J]. Organic Geochemistry, 1996, 24(96): 495-509.
- [61] Orr W L. Kerogen/asphaltene/sulfur relationships in sulfur-rich Monterey oils[J]. Organic Geochemistry, 1986, 10(1/3): 499-516.
- [62] Vandenbroucke M, Largeau C. Kerogen origin, evolution and structure[J]. Organic Geochemistry, 2007, 38(5): 719-833.
- [63] Dembicki Jr. H. Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 341-356.
- [64] Williams L A. Subtidal stromatolites in Monterey formation and other organic-rich rocks as suggested source contributors to petroleum formation[J]. AAPG Bulletin, 1984, 68(12): 1879-1893.

(收稿日期 2015-02-10 改回日期 2015-05-17 责任编辑 张怡)

(上接第 939 页)

- [40] 聂海宽, 张金川. 页岩气储层类型和特征研究—以四川盆地及其周缘下古生界为例[J]. 石油实验地质, 2011, 33(3): 219-225.
- Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir: A case study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(3): 219-225.
- [41] 黄磊, 申维. 页岩气储层孔隙发育特征及主控因素分析: 以上扬子地区龙马溪组为例[J]. 地学前缘(中国地质大学(北京); 北京大学), 2015, 22(1): 374-385.
- Huang Lei, Shen Wei. Characteristics and controlling factors of the formation of pores of a shale gas reservoir: A case study from Longmaxi Formation of the Upper Yangtze region, China [J]. Earth Science Frontiers (China University of Geosciences (Beijing); Peking University), 2015, 22(1): 374-385.
- [42] Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [43] 郭旭升, 李宇平, 刘岩冰, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及其控制因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 9-16.
- Guo Xusheng, Li Yuping, Liu Ruobing, et al. Characteristics and controlling factors of micro-pore structures of Longmaxi Shale Play in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 9-16.
- [44] 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 reservoir space in the Lower Cambrian Qiongzhusi Shale, Southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(7): 1-10.

(收稿日期 2015-03-05 改回日期 2015-06-26 责任编辑 张怡)