

四川盆地富顺-永川地区龙马溪组页岩有机孔特征及其影响因素

杨熙雅^{1,2}, 刘成林^{1,2}, 刘文平³, 任浩林^{1,2}

[1. 中国石油大学(北京) 油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京) 地球科学学院, 北京 102249; 3. 中国石油 西南油气田公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610046]

摘要:四川盆地南部广泛发育海相泥页岩层系, 龙马溪组页岩具备优越的页岩气成藏条件。基于钻井岩心观察和分析测试, 对富顺-永川地区下志留统龙马溪组页岩有机孔特征及其影响因素进行了研究。结果显示: 龙马溪组页岩总有机碳(*TOC*)含量主要介于2.45%~5.59%, 有机质丰度高, 镜质体反射率(R_o)介于1.97%~2.23%, 有机质达到了高-过成熟, 为有机孔发育提供了良好基础; 有机孔是页岩气重要的储集空间, 根据扫描电镜观察, 单个有机孔形态以圆形、椭圆形和凹坑形为主, 其次为长条形和不规则形等, 边缘较光滑; 结合氮吸附与高压压汞实验观察, 富顺-永川地区龙马溪组页岩有机孔孔径较小, 大多属于介孔范围, 介孔占比约为57%。通过建立有机孔孔隙度与自然伽马能谱测井值(*U*)的关系模型并对全区的有机孔进行定量分析, 发现富顺-永川地区龙马溪组页岩有机孔孔隙度介于1.10%~3.64%, 平均为2.15%。有机孔发育及保存受多种因素影响, 对有机孔孔隙度与粘土矿物、脆性矿物和*TOC*含量相关关系的研究结果表明: 四川盆地富顺-永川地区龙马溪组页岩有机孔孔隙度的大小与粘土矿物含量成负相关、与脆性矿物和*TOC*含量成正相关, 压实作用对有机孔保存起破坏性作用, 而较高的地层压力系数有利于有机孔的保存。

关键词:脆性矿物; 有机孔; 页岩; 龙马溪组; 富顺-永川地区; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Characteristics of and factors influencing organic pores in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Fushun-Yongchuan area, Sichuan Basin

Yang Xiya^{1,2}, Liu Chenglin^{1,2}, Liu Wenping³, Ren Haolin^{1,2}

[1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610046, China]

Abstract: The Lower Paleozoic marine shale sequences are widely developed in the southern part of Sichuan Basin. Among others, the Longmaxi Formation shale possesses high-quality source rocks favorable for shale gas enrichment. We discuss the characteristics of and factors influencing the organic pores in the Lower Silurian Longmaxi Formation, Fushun-Yongchuan area, based on coring data obtained from the drilling of organic-rich shale, as well as related analysis and tests. The research results indicate that the organic matter abundance of the Longmaxi Formation shale is high with a *TOC* content ranging from 2.45% to 5.59%, and its thermal evolution reaches a high-to-over-mature stage with a vitrinite reflectance (R_o) of 1.97% to 2.23%, providing a favorable basis for the growth of organic pores. As important reservoir space for shale gas, most organic pores are round-, oval- or concave-shaped under scanning electron microscopy (SEM) observation, and a few occur in strips and/or irregular polygons; all pores are smooth-edged. Besides, nitrogen adsorption and high pressure mercury intrusion porosimetry (MIP), show that these organic pores are relatively small in size, most of which are supposed to be ascribed to mesopores, accounting for about 57%. Then, we quantitatively analyze the organic pores across the study area by establishing a relationship model between porosity of

收稿日期: 2021-07-09; 修订日期: 2021-10-18。

第一作者简介: 杨熙雅(1996—), 女, 硕士研究生, 非常规油气地质。E-mail: 18801321355@163.com。

通讯作者简介: 刘成林(1970—), 男, 教授、博士生导师, 油气地球化学与资源评价、非常规油气地质。E-mail: lclzgx@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(41572099, 41872127)。

organic pores and spectral gamma-ray (GR) logs (U), and the results show that the porosity of organic pores varies between 1.10 % and 3.64 %, with an average of 2.15 %. There are multiple factors related to the development and preservation of organic pores. The correlation between organic pore porosity with contents of clay minerals, brittle minerals and TOC , is set up and shows that the porosity of organic pores is positively correlated with contents of brittle minerals and TOC but negatively with clay mineral content. Compaction has a destructive effect on the preservation of organic pores, and a higher formation pressure coefficient is conducive to the preservation of organic pores.

Key words: organic pore, brittle mineral, shale, Longmaxi Formation, Fushun-Yongchuan area, Sichuan Basin

当前页岩气在非常规油气资源开发中处于领先水平,在国内外获得越来越多的认识与关注,是现今石油地质研究的热点^[1-2]。四川盆地已成为中国页岩气勘探开发的热点地区,其中龙马溪组页岩气勘探已取得商业成功,发现了多个页岩气田,如涪陵气田、长宁气田和威远气田等。

有机孔是页岩储层主要的孔隙类型,国内外学者通过扫描电镜、CT扫描、核磁共振、氮吸附和热模拟等多种手段对有机孔进行研究^[3-8],认识到有机孔形成于生烃过程中,其发育受多种因素影响,包括有机质丰度、成熟度、类型、矿物组成、有机质赋存形式、压实作用和孔隙流体及压力等^[4,9-13],成熟度较高的有机质中有机孔更发育,且腐泥型干酪根更有利于产生有机孔。富顺-永川区块龙马溪组页岩为富含有机质黑色页岩,有机质分布广泛,干酪根类型以Ⅰ型和Ⅱ₁型为主,且有机质已达到高-过成熟阶段,为有机孔发育提供了良好的基础。前人研究表明富顺-永川地区龙马溪组页岩中有机孔广泛发育且连通性好,是研究区主要的储集空间类型,但目前针对研究区有机孔的研究多集中在有机孔的形成及有机孔形态特征等,针对有机孔定量特征的分析较少。本文基于页岩岩心观察、有机地化及矿物组成特征分析,采用氩离子抛光、场发射扫描电镜、能谱仪观测、氮吸附及高压压汞等手段,结合定量分析法,系统分析了龙马溪组页岩有机孔特征及其影响因素,为后期页岩气储层研究提供参考。

1 地质背景及研究方法

1.1 区域地质概况

四川盆地是中国最主要的含油气盆地之一,近年来屡有重大油气发现。研究区位于四川盆地南部的富顺-永川区块(图1),区块勘探面积约3 500 km²,蕴藏有丰富的页岩气资源。研究目的层为志留系龙马溪组页岩(图2),具有分布面积广、厚度大、总有机碳(TOC)

含量高、成熟度高和含气量大等特点^[14]。龙马溪组页岩在四川盆地大部分地区广泛分布,页岩沉积厚度大,分布稳定,底部优质页岩层段累计沉积厚度为50~85 m。有机质分布广泛而形态各异,且已达到高-过成熟阶段,有机质内部大量发育生烃孔,为页岩气的富集提供了重要的储集空间。

1.2 样品来源与实验方法

选取研究区D201井和G202井不同层位的19个样品(图2),采用氩离子抛光、场发射扫描电镜与能谱仪观测页岩储集空间,结合氮吸附与高压压汞等实验手段,对有机孔特征进行研究,采用定量分析法结合测井曲线,建立有机孔孔隙度与测井参数值的关系,进行有机孔研究。

定量分析法的工作原理为:利用Adobe Photoshop软件的选取功能,根据孔隙与有机质及矿物之间灰度的差异,对扫描电镜照片中的有机孔和无机孔分别进行精细化选取,计算选区像素值与总像素值的比值,该比值即为孔隙的面孔率,分别得到有机孔面孔率与无机孔的面孔率,建立两者之间的关系。具体步骤为:①每个样品分别选取5张具有代表性的有机孔和无机孔扫描电镜照片,用软件进行精细化选取识别;②读取不同孔隙的像素值与总像素值,求出面孔率;③建立无机孔面孔率与有机孔面孔率之间的关系,得到有机孔占总孔隙的百分比,从而计算有机孔孔隙度。在每个样品中,分别选取5个定点进行观测,在每个定点位置选择相应的有机孔及无机孔扫描电镜照片,用定量分析法进行统计,计算不同类型孔隙的面孔率。

2 有机孔特征

2.1 孔隙类型及特征

四川盆地龙马溪组页岩储层储集空间类型丰富,主要包括无机孔、有机孔和裂缝,其中有机孔是页岩

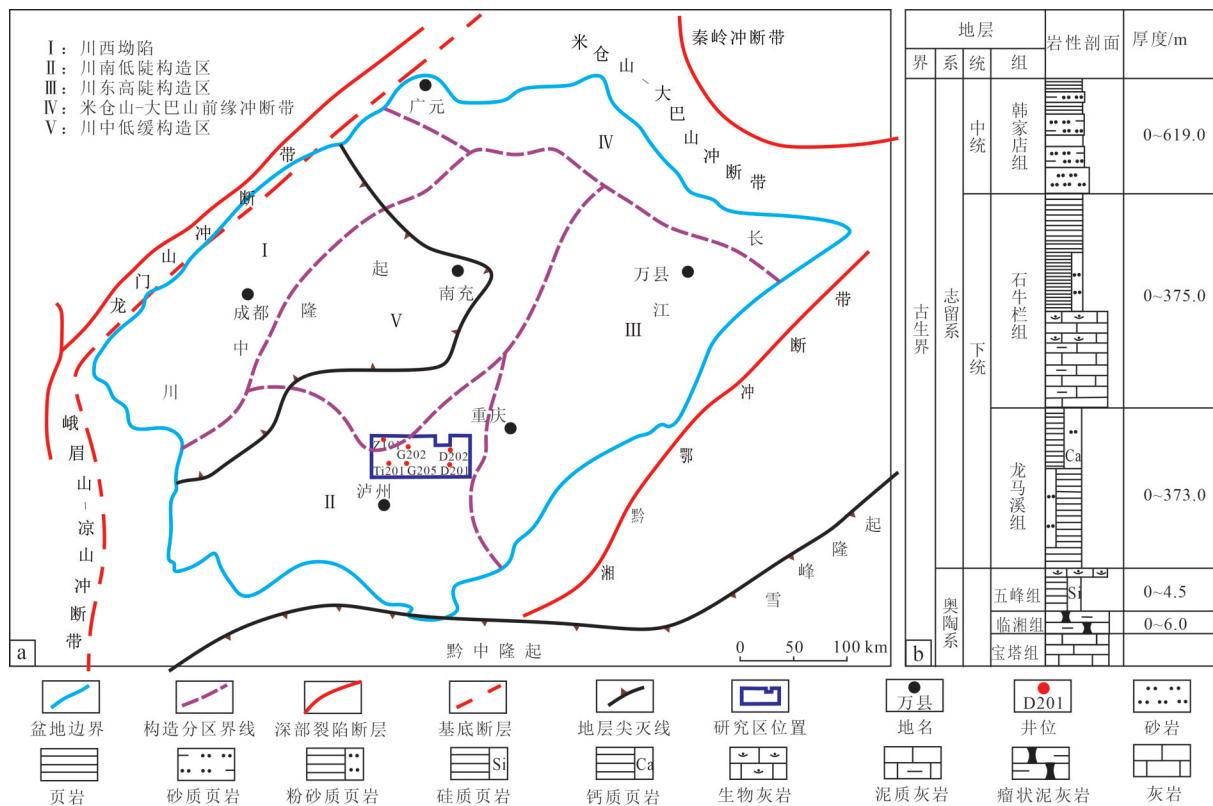


图1 四川盆地构造(据文献[15]和[16]修改)

Fig. 1 Tectonic map of Sichuan Basin (modified after references [15], [16])

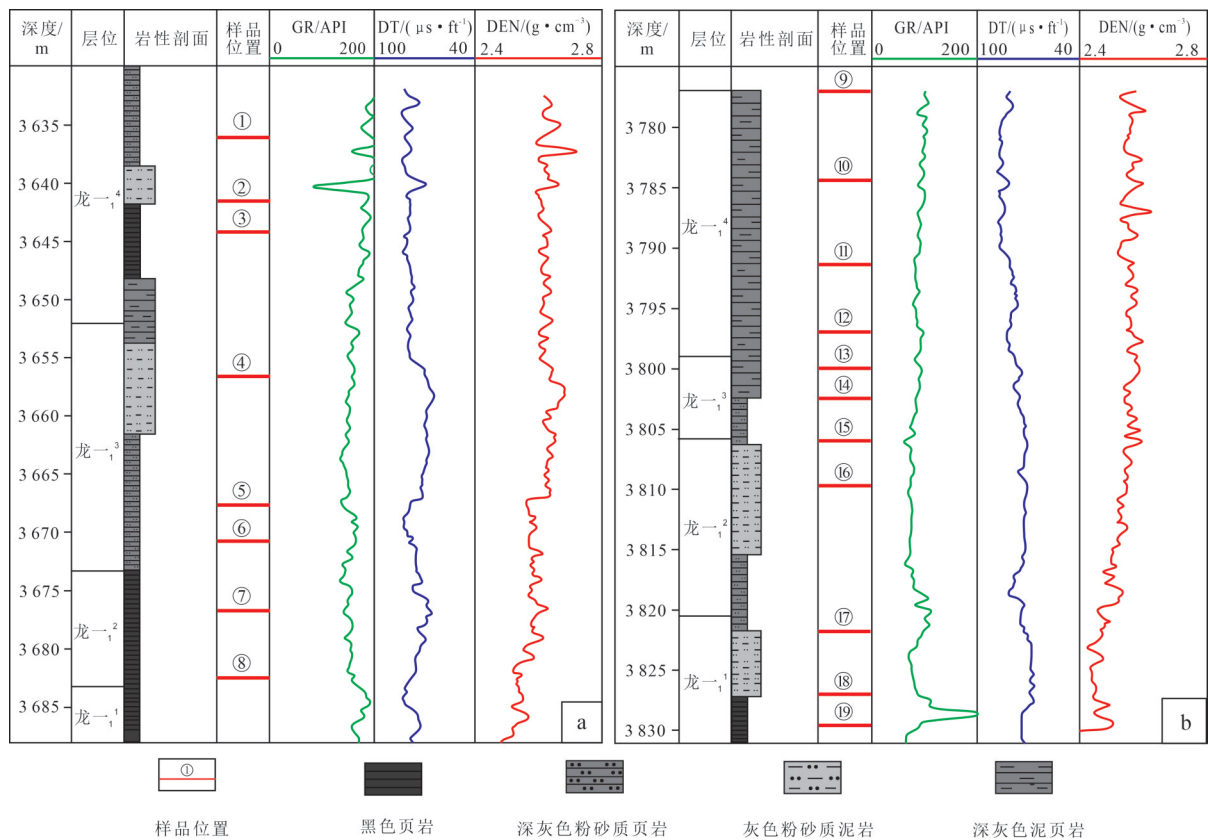


图2 四川盆地富顺-永川区块D201井(a)和G202井(b)的钻井柱状图及样品位置

Fig. 2 Stratigraphic column, logs and sampling locations of Wells D201(a) and G202(b) in Fushun – Yongchuan block, Sichuan Basin

气主要的储集空间。根据有机孔分布位置及形成方式的不同,将页岩有机孔分为有机质生烃孔和生物体腔孔,由于生物化石埋藏时间久,生物体腔孔多被沥青等物质充填,以生烃孔为主。按照孔径大小,可将有机孔划分为微孔($<2\text{ nm}$)、介孔($2\sim 50\text{ nm}$)和宏孔($>50\text{ nm}$)^[17-18]。通过扫描电镜观察发现:研究区页岩储层有机孔和无机孔都很发育;有机孔主要分布在有机质内或有机质间,部分有机孔被粘土矿物包裹,其结构和分布受粘土矿物影响,形态呈长条状、三角形和不规则状等(图3a),且连通性较好;孤立有机孔单个气孔形状以圆形和椭圆形为主(图3b,c),其次为长条形,边缘较光滑,轮廓清晰(图3d);在团块状有

机质中可见蜂窝状有机孔(图3e,f),边缘不规则,有些相邻的微孔隙彼此连通形成较大的孔隙;有机质孔直径从几纳米到几十纳米不等,大多属于微孔和介孔范围。

为进一步明确研究区页岩储层孔隙特征,联合氮吸附及高压压汞实验手段,定量表征研究区页岩储层不同尺度孔隙孔径分布,明确孔隙类型。通过实验结果可以看出(图3g),微孔孔径主要分布在 $0.8\sim 1.2\text{ nm}$,介孔孔径主要分布在 $10\sim 30\text{ nm}$,宏孔孔径主要分布在 $1\sim 5\text{ }\mu\text{m}$,从孔径分布百分比图(图3h)来看,页岩储层中孔隙类型以介孔为主,平均含量约占总体的57%,其次为微孔。

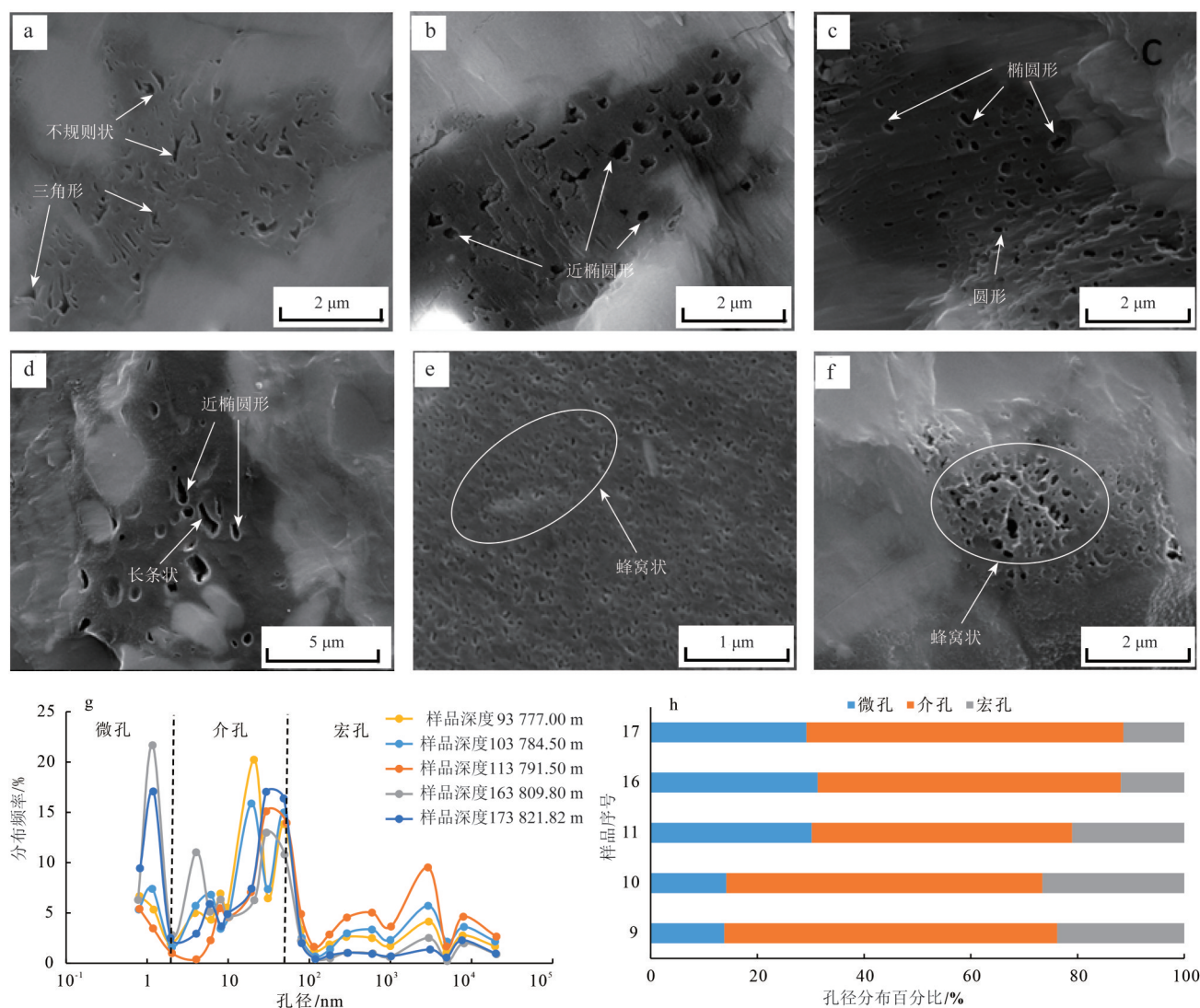


图3 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔类型及孔径分布

Fig. 3 Types and size distribution of organic pores in the Longmaxi Formation shale in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin
a. D201井,埋深3 689.40 m,不规则状和三角形有机孔,SEM;b. D201井,埋深3 682.50 m,近椭圆形有机孔,SEM;c. G202井,埋深3 809.80 m,圆形、椭圆形有机孔,SEM;d. G202井,埋深3 800.00 m,近椭圆形、长条状有机孔,SEM;e. G202井,埋深3 784.50 m,蜂窝状有机孔,SEM;f. G202井,埋深3 784.50 m,蜂窝状有机孔,SEM;g. 孔径分布;h. 孔径分布百分比

2.2 有机孔孔隙度定量分析

2.2.1 SEM面孔率分析

对选择的19个样品,采用定量分析法进行有机孔面孔率 and 无机孔面孔率的统计(图4),进而得到19个样品的有机孔和无机孔面孔率(表1)。

根据富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔面孔率与无机孔面孔率占比(表2),得到有机孔占总孔隙比例约为22.4%~82.6%,平均占比54.0%,根据有机孔的占比计算各样品对应深度的有机孔孔隙度,平均有机孔孔隙度为2.15%。其中,有机孔占比=有机孔面孔率/(有机孔面孔率+无机孔面孔率)。

2.2.2 建立有机孔孔隙度与测井的关系

TOC含量对页岩有机孔的发育极其重要。张盼盼等^[19-21]通过分析有机质和烃类生成过程中页岩孔隙空间的相互作用来对页岩储层孔隙形态进行研究,认为与有机质含量高的岩石相比,有机质含量相对较低的样品孔隙形态变化较小。页岩有机孔孔隙发育情况主要受TOC含量控制,TOC含量越高,越有利于有机孔的发育。而有机碳与铀存在密切关系,有机质对铀有吸附作用,当有机质含量增加时其吸附铀的能力增强,建立有机孔孔隙度与自然伽马能谱测井的U值的相关关系模型:

$$y = 0.03x + 0.3599 \quad (1)$$

式中:y为有机孔孔隙度,%;x为自然伽马(GR)能谱测井的U值, 10^{-6} 。

有机孔孔隙度与GR(U)值之间呈现良好的线性相关关系(图5),从而可以用来很好的计算研究区页岩有机孔孔隙度,测井得到铀的自然伽马能谱测井值,利用公式(1)对各井平均有机孔孔隙度及各小层有机孔孔隙度进行计算,结果见表3。

表1 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔和无机孔的面孔率统计

Table 1 Statistics of thin section porosity for both organic and inorganic pores in the Longmaxi Formation shale in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

样品 编号	深度/m	有机孔 像素	无机孔 像素	总像素	有机孔面 孔率/%	无机孔面 孔率/%
1	3 635.98	4 495	5 776	241 664	1.86	2.39
2	3 641.70	5 341	2 030	241 664	2.21	0.84
3	3 644.30	4 857	3 625	241 664	2.01	1.50
4	3 656.63	5 607	5 993	241 664	2.32	2.48
5	3 667.78	6 187	5 945	241 664	2.56	2.46
6	3 670.85	6 718	1 474	241 664	2.78	0.61
7	3 676.80	4 882	6 017	241 664	2.02	2.49
8	3 682.50	4 592	13 171	241 664	1.90	5.45
9	3 777.00	8 144	4 882	241 664	3.37	2.02
10	3 784.50	5 196	3 987	241 664	2.15	1.65
11	3 791.50	1 885	7 105	241 664	0.78	2.94
12	3 797.00	5 413	4 181	241 664	2.24	1.73
13	3 800.00	6 887	4 567	241 664	2.85	1.89
14	3 802.50	6 477	1 764	241 664	2.68	0.73
15	3 806.00	7 177	5 872	241 664	2.97	2.43
16	3 809.80	7 733	1 643	241 664	3.20	0.68
17	3 821.82	5 365	6 791	241 664	2.22	2.81
18	3 826.99	2 078	7 178	241 664	0.86	2.97
19	3 829.58	5 437	4 374	241 664	2.25	1.81

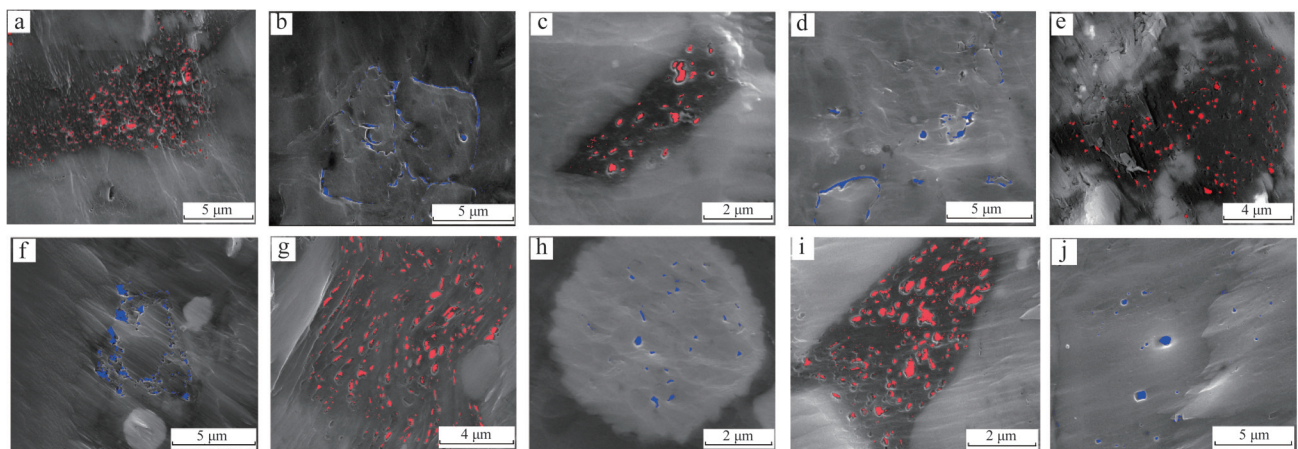


图4 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔和无机孔识别

Fig. 4 Microscopic identification of organic and inorganic pores in the Longmaxi Formation shale in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin
a. D201井,埋深3 641.70 m,有机孔,SEM;b. D201井,埋深3 641.70 m,无机孔,SEM;c. D201井,埋深3 656.63 m,有机孔,SEM;d. D201井,埋深3 656.63 m,无机孔,SEM;e. D201井,埋深3 682.50 m,有机孔,SEM;f. D201井,埋深3 682.50 m,无机孔,SEM;g. G202井,埋深3 777.00 m,有机孔,SEM;h. G202井,埋深3 777.00 m,无机孔,SEM;i. G202井,埋深3 809.80 m,SEM,有机孔;j. G202井,38 09.80 m,无机孔,SEM

表2 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔孔隙度计算结果

Table 2 Calculation results of organic porosity of the Longmaxi Formation shale in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

样品编号	深度/m	有机孔面孔率/%	无机孔面孔率/%	有机孔占比	总孔隙度/%	有机孔孔隙度/%
1	3 635.98	1.86	2.39	0.44	3.97	1.74
2	3 641.70	2.21	0.84	0.72	3.17	2.29
3	3 644.30	2.01	1.50	0.57	3.31	1.89
4	3 656.63	2.32	2.48	0.48	3.75	1.81
5	3 667.78	2.56	2.46	0.51	3.18	1.62
6	3 670.85	2.78	0.61	0.82	3.28	2.68
7	3 676.80	2.02	2.49	0.45	2.81	1.26
8	3 682.50	1.90	5.45	0.26	4.78	1.24
9	3 777.00	3.37	2.02	0.63	4.55	2.84
10	3 784.50	2.15	1.65	0.57	4.66	2.64
11	3 791.50	0.78	2.94	0.21	5.44	1.14
12	3 797.00	2.24	1.73	0.56	5.10	2.88
13	3 800.00	2.85	1.89	0.60	4.17	2.51
14	3 802.50	2.68	0.73	0.79	4.63	3.64
15	3 806.00	2.97	2.43	0.55	4.08	2.24
16	3 809.80	3.20	0.68	0.83	3.78	3.12
17	3 821.82	2.22	2.81	0.44	5.49	2.43
18	3 826.99	0.86	2.97	0.22	4.88	1.10
19	3 829.58	2.25	1.81	0.55	3.32	1.84

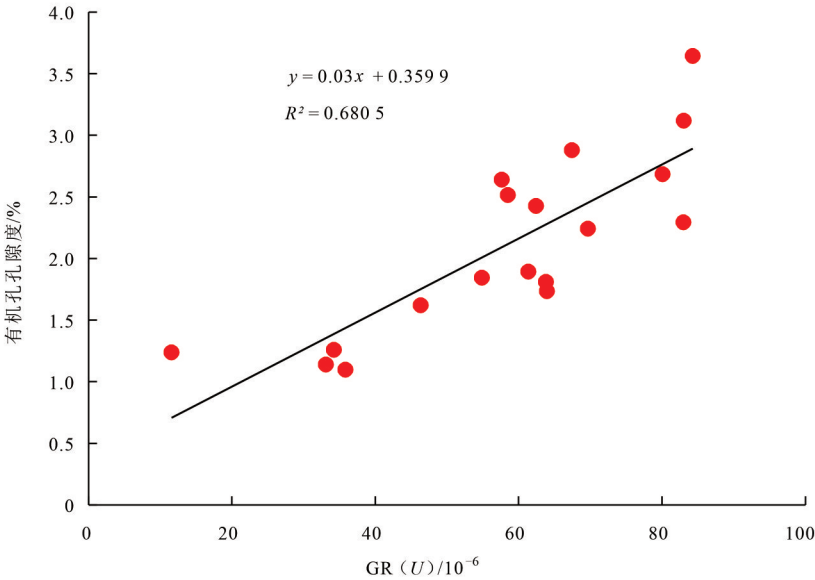


图5 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔孔隙度与GR(U)值交会图

Fig. 5 Cross correlation between organic porosity and GR (U) of the Longmaxi Formation shale in various wells in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

表3 四川盆地富顺-永川区块各井龙马溪组页岩有机孔孔隙度数据

Table 3 Statistics of organic porosity of the Longmaxi Formation shale in various wells in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

井号	龙一 ₄ 小层有机孔 孔隙度/%	龙一 ₃ 小层有机孔 孔隙度/%	龙一 ₂ 小层有机孔 孔隙度/%	龙一 ₁ 小层有机孔 孔隙度/%	平均有机孔 孔隙度/%
D201	2.54	3.12	3.92	5.40	3.75
G202	2.45	4.86	4.09	5.49	4.22
G205	2.42	3.16	3.16	4.89	3.41
L101	2.97	3.33	3.32	4.54	3.54
T101	2.31	3.03	3.43	3.88	3.16
Ti201	2.37	3.27	3.18	4.32	3.29
Y101	2.82	3.48	3.74	5.44	3.87
Z101	3.15	3.05	2.93	3.97	3.28

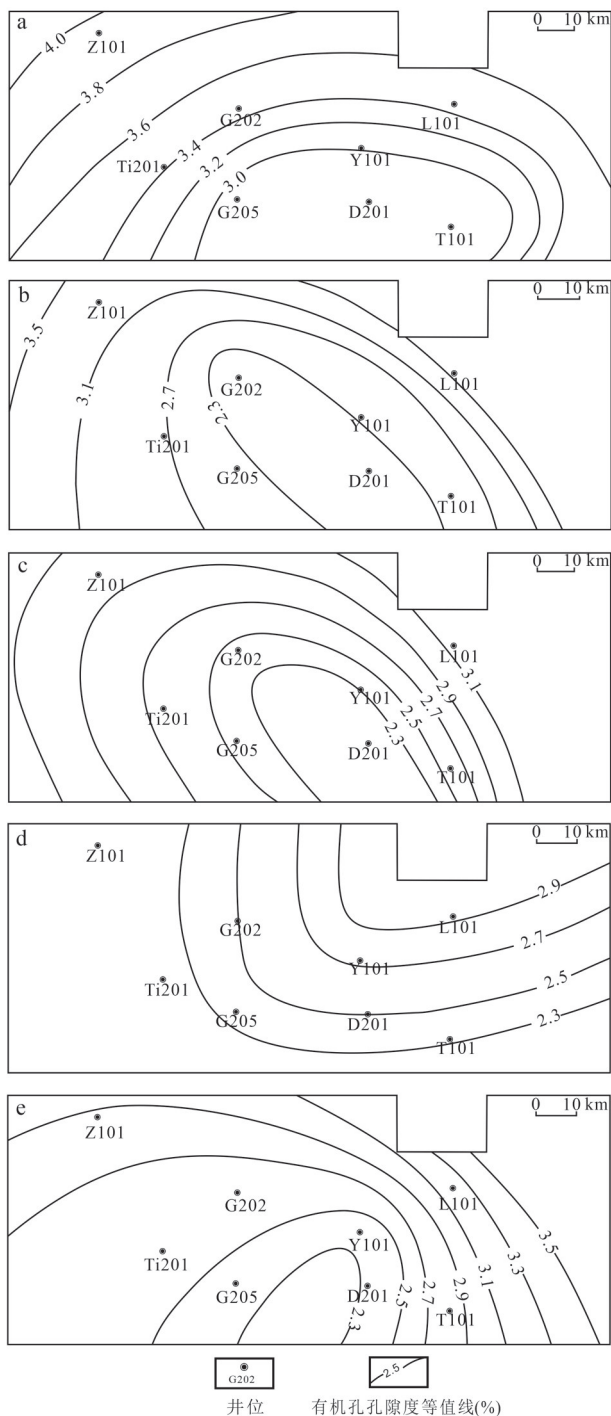


图6 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩各层有机孔孔隙度平面分布等值线

Fig. 6 Contour maps of organic porosity for each layer of the Longmaxi Formation shale in different wells in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

a. 龙一₁¹小层; b. 龙一₁²小层; c. 龙一₁³小层; d. 龙一₁⁴小层; e. 龙马溪组页岩平均有机孔孔隙度

根据8口井有机孔孔隙度分别绘制龙一₁¹小层、龙一₁²小层、龙一₁³小层、龙一₁⁴小层和龙马溪组页岩平均有机孔孔隙度等值线图(图6)。由图中可看出,龙

一₁¹小层、龙一₁²小层、龙一₁³小层有机孔孔隙度与各井平均有机孔孔隙度分布趋势大体相同, G205井、Y101井和D201井有机孔孔隙度较小, 以这3口井为中心向北部逐渐增大。龙一₁⁴小层有机孔孔隙度向东北逐渐增大。

3 有机孔特征影响因素

有机孔是研究区主要的储集空间类型之一。研究表明有机孔的发育受多方面因素的影响, 包括有机质丰度、有机质成熟度、有机质类型及矿物组成等内因和压实作用、孔隙流体及压力等外因作用, 其中内因是有机孔发育的主要控制因素。有机质是页岩有机孔发育的基础, 好的有机质类型及较高的有机质成熟度均有利于有机孔发育; 粘土矿物粒度细, 有较大的矿物比表面积, 为有机质附着提供空间, 有利于有机孔中的微孔和介孔的发育; 脆性矿物含量很大程度上影响人们对富有机质泥岩的改造, 在页岩气储层评价中显得尤为重要^[22]。分别建立有机孔孔隙度与粘土矿物含量、脆性矿物含量和TOC含量之间的关系交会图, 探究各因素对有机孔孔隙度的影响。

3.1 有机质类型及有机质成熟度的影响

研究表明, 并不是所有的有机质都会发育孔隙(图7), 它的形成与有机质类型及成熟度相关。有机质类型对有机孔发育的影响取决于有机质显微组分, 有的显微组分会生成液态或气态烃排出, 形成有机孔, 有的显微组分在热解过程中难以生烃, 不能或很少形成孔隙。图7a中为I型干酪根, 图7b和图7c中均为II₂型干酪根, 图7a和图7b的镜质体反射率 R_o 均为1.97%, 图7c的镜质体反射率 R_o 为1.99%。其中图7a与图7b热演化程度相同, 有机质类型不同, 导致有机孔发育情况相差悬殊, 图7b和图7c的有机质演化均达到较高成熟阶段, 因其干酪根为II₂型, 有机孔基本不发育。

有机质成熟度是影响有机孔的一个重要因素。有机质在未成熟阶段($R_o < 0.5\%$)时, 极少部分页岩有机质内发育有机孔, 大多数页岩在未成熟阶段几乎不存在有机孔。当有机质进入生油窗($R_o = 0.5\% \sim 1.2\%$)时, 有机孔普遍生成, 孔隙度逐渐增加, 孔隙以微孔和介孔为主; 生湿气阶段($R_o = 1.2\% \sim 2.0\%$), 有机孔多被沥青质充填, 导致孔隙度减小; 生干气阶段($R_o = 2.0\% \sim 3.5\%$), 油和沥青的裂解会产生大量有机孔, 孔隙度随之增大, 孔隙以微孔为主; R_o 大于3.50%以后, 有机质处于过成熟阶段, 有机质碳化, 孔隙遭受破

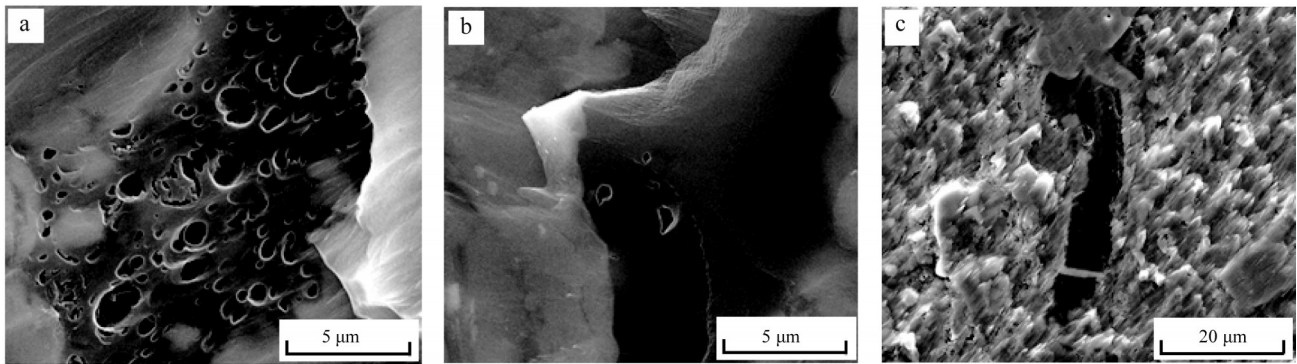


图7 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔发育情况

Fig. 7 Organic pore development of the Longmaxi Formation shale in Fushun-Yongchuan block , Sichuan Basin

a. D201井,埋深3 644. 30 m,有机孔发育,SEM;b. G202井,埋深3 777. 00 m,有机孔基本不发育,SEM;c. D201井,埋深3 656. 63 m,有机孔不发育,SEM

坏,数量变少。在不同演化阶段,有机质生烃量不同,有机孔发育程度也不同。龙马溪组页岩处于高-过成熟阶段,根据研究区页岩样品的沥青反射率(R_{ob}),利用丰国秀等^[23]总结的经验公式($R_o=0.3364+0.6569R_{ob}$),折算出等效 R_o 值, R_o 主要分布于1.97%~2.23%,处于高-过成熟阶段。该阶段内页岩生成大量页岩气,有机质生排烃后在有机质内部形成大量微小的有机孔,从而形成页岩气重要的储集空间。

从以上研究可以看出,富顺-永川区块龙马溪组页岩有机质热演化程度高,已经具备了有机孔大量发育的条件,因而有机质中有机孔的发育情况主要受有机质类型影响。Chalmers等^[24]认为,I型和II型干酪根更容易产生有机孔。

龙马溪组为浅海-深海陆棚沉积,沉积环境为低能、欠补偿和缺氧的环境,大量水生生物和部分陆源有机物源源不断输入,包括藻类化石、牙形刺、笔石和放射虫等,其中以笔石为主,沉积物源中大量的低等水生植物及生物使得下志留统龙马溪组页岩的有机质类型以腐泥型干酪根为主。本研究通过干酪根镜下显微组分分析,获得各类显微组分含量百分比,根据公式(2)求得干酪根类型指数 TI 。

$$TI=100a+50b-75c-100d \tag{2}$$

式中: TI 为干酪根类型指数,无量纲; a 为腐泥组百分含量,%; b 为壳质组百分含量,%; c 为镜质组百分含量,%; d 为惰质组百分含量,%。当 $TI \geq 80$ 时划分为I型,当 $40 \leq TI < 80$ 时为II₁型,当 $0 \leq TI < 40$ 时为II₂型,当 $TI < 0$ 时为III型。计算结果显示,D201井和G202井干酪根类型均以I型和II₁型为主,含少量II₂型(表4),表明研究区龙马溪组页岩具备很好的有机孔发育条件。

表4 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组干酪根类型

Table 4 Kerogen type index (KTI) of Longmaxi Formation shale in Fushun-Yongchuan block , Sichuan Basin

井号	深度/m	干酪根类型指数	有机质类型
D201井	3 635. 98	98	I型
	3 644. 30	100	I型
	3 656. 63	35	II ₂ 型
	3 667. 78	78	II ₁ 型
	3 676. 80	69	II ₁ 型
G202井	3 777. 00	39	II ₂ 型
	3 791. 50	90	I型
	3 800. 00	65	II ₁ 型
	3 806. 00	83	I型
	3 826. 99	88	I型

3.2 粘土矿物含量的影响

通过分析8口井有机孔孔隙度随粘土矿物含量变化(图8)可知:8口井中有机孔孔隙度与粘土矿物含量之间均为负相关,且为线性负相关;G202井相关性较差,但整体上随着粘土矿物含量的增加,有机孔孔隙度减小;G205井、L101井和Ti201井中粘土矿物对有机孔孔隙度的影响更明显;研究区粘土矿物含量最高近70.00%,最低近10.00%,平均为40.25%。

3.3 脆性矿物含量的影响

通过建立有机孔孔隙度与脆性矿物含量的关系交会图(图9)发现:有机孔孔隙度随着脆性矿物含量的增加而增加,有非常好的正相关关系。

页岩中的脆性矿物易形成刚性骨架,有利于有机质附着,从而为有机孔发育提供基础。龙马溪组发育大量生物,放射虫和硅质海绵等硅质生物在成岩过程

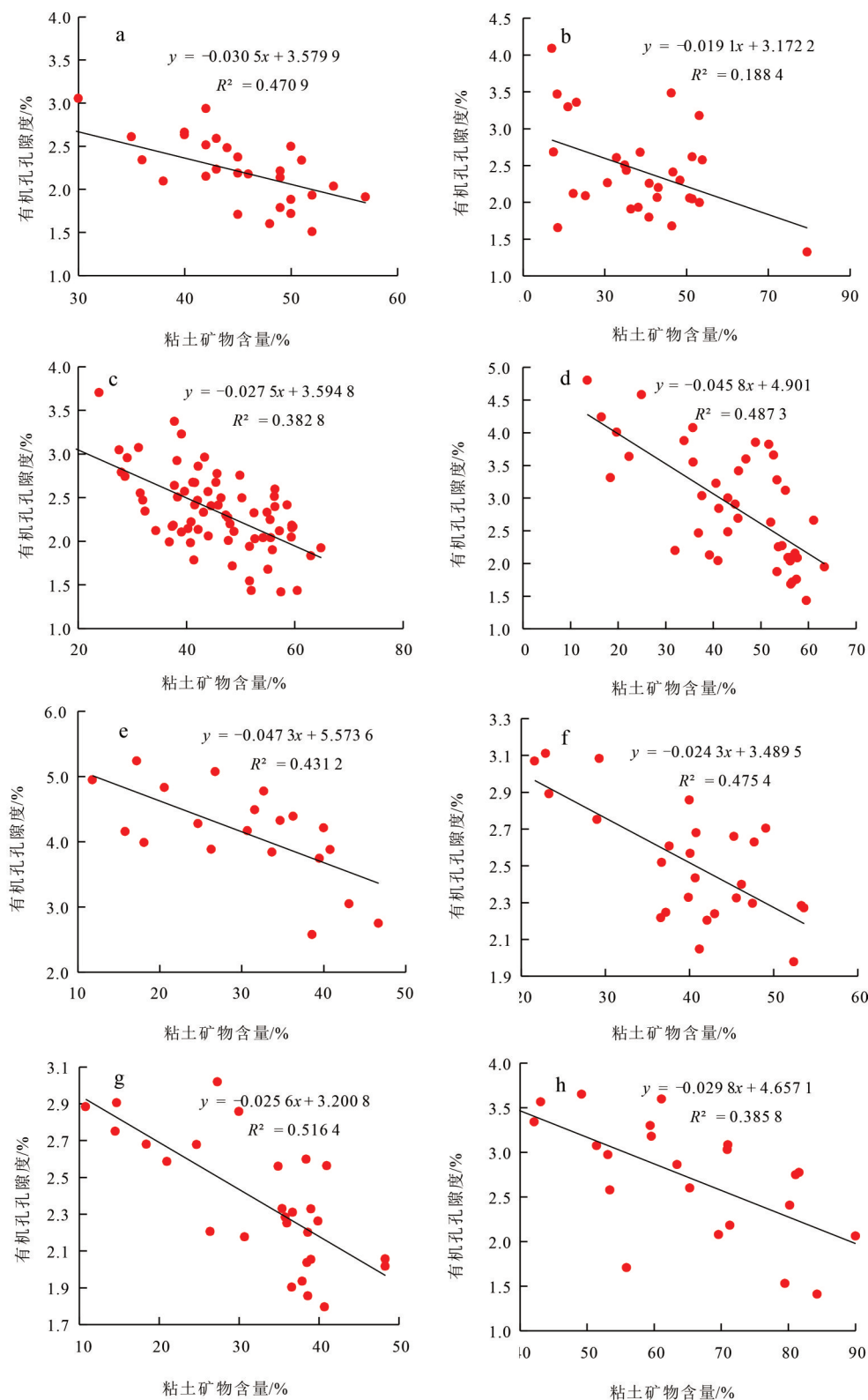


图8 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔孔隙度与粘土矿物含量交会图

Fig. 8 Cross correlations of organic porosity with clay mineral content of the Longmaxi Formation shale in different wells in

Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

a. D201井; b. G202井; c. G205井; d. L101井; e. T101井; f. Ti201井; g. Y101井; h. Z101井

中溶解之后再沉淀形成大量硅质石英^[25],这种石英多分布在颗粒周缘和充填颗粒间孔隙,在一定程度上抑

制了后期的压实,在早成岩一中成岩早期得以保留的孔隙为迁移有机质提供储存空间,从而有利于产生大

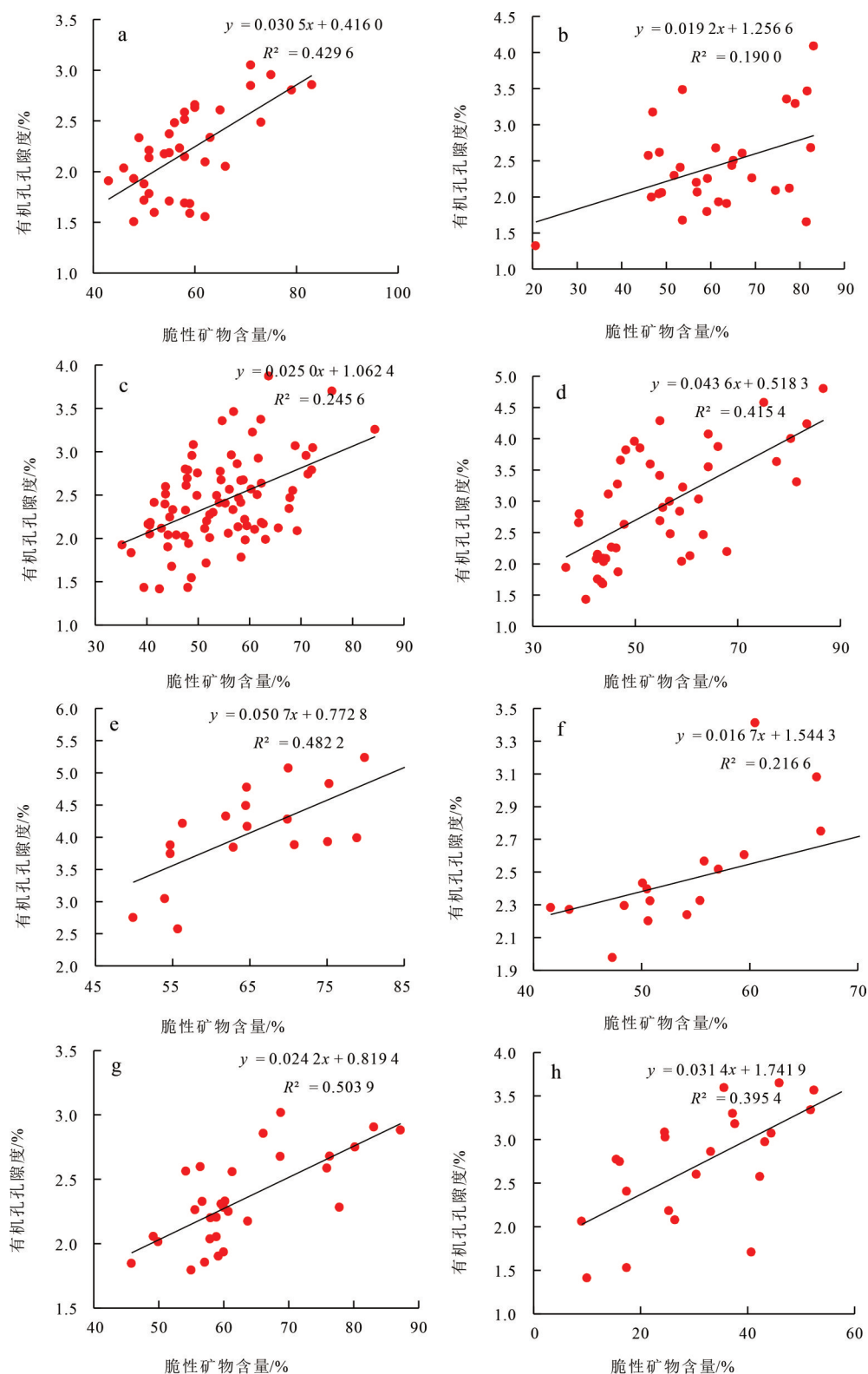


图9 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔孔隙度-脆性矿物含量交会图

Fig. 9 Cross correlation of organic porosity with brittle mineral content of the Longmaxi Formation shale in different wells in

Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

a. D201井; b. G202井; c. G205井; d. L101井; e. T101井; f. Ti201井; g. Y101井; h. Z101井

量的有机质孔隙。

3.4 TOC含量的影响

有机碳为页岩有机孔发育提供基础,在有机孔演化过程中,有机碳含量控制着有机孔的宏观占比,当TOC值较高时,相应的有机孔在页岩储集空间中的占比也会提高^[26-27]。通过观察研究区TOC与有机孔孔隙度的关系(图8)及研究区龙马溪组页岩有机孔孔隙度与TOC分布等值线图(图10),可以看出:有机孔孔隙度与页岩TOC含量密切相关,TOC含量越高,越有利于有机孔的发育,从而有机孔孔隙度越大;龙马溪组平均有机孔孔隙度与TOC含量分布等值线图以D201井, G205井和Y101井为中心,向四周增大。

3.5 外因的影响

影响有机孔发育的外因主要包括压实作用、孔隙流体和压力等,其对有机孔的影响主要体现在有机孔的后期保存^[28]。压实作用对有机孔保存起破坏性作用,在有机孔形成之后,由于有机质抗压能力较低且塑性强,压实作用会破坏有机孔,导致有机孔变形,孔径变小甚至消失(图5a,d),使得有机孔孔隙度降低,页岩储层致密。地层压力对有机孔的影响主要体现为上覆地层压力的压实破坏及孔隙流体压力的保护,储层孔隙流体压力能够抵消上覆地层压力作用,并且流体产生的异常高压能够抑制压实作用,对有机孔的保存起建设性作用。不同压力条件地区有机孔发育情况不同,鄂尔多斯盆地长7段张家滩页岩为典型的异常低

压,压力系数在0.8~0.9,基本不发育有机孔,而研究区地层压力系数多介于1.6~2.1,处于超压环境,有机孔大量发育,可以看出高的地层压力系数有利于有机孔的保存。

4 结论

1)四川盆地志留系龙马溪组页岩有机质丰度高,页岩处于高-过成熟阶段,有机孔是页岩气重要的储集空间。通过扫描电镜观察发现,单个有机孔形态以圆形、椭圆形和凹坑形为主,其次为长条形和不规则形等,边缘较光滑,轮廓清晰,有机质孔孔径较小,大多属于微孔和介孔范围。

2)通过建立富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔孔隙度与自然伽马能谱测井(U)的测井值的关系模型($y = 0.03x + 0.3599$),并将其应用到全区,计算得研究区页岩有机孔孔隙度介于1.10%~3.64%,平均有机孔孔隙度为2.15%。

3)富顺-永川地区页岩有机孔的发育受有机质类型及成熟度、TOC含量、粘土矿物含量、脆性矿物含量及压实作用,以及压力等因素的影响,研究区页岩有机质成熟度高,有机质类型以I型和II₁型为主,为有机孔发育提供了良好的条件。有机孔孔隙度大小与脆性矿物和TOC含量成正相关、与粘土矿物含量成负相关。研究区有机孔还受外因影响,压实作用对有机孔保存其破坏性作用,较高的地层压力系数有利于有机孔的保存。

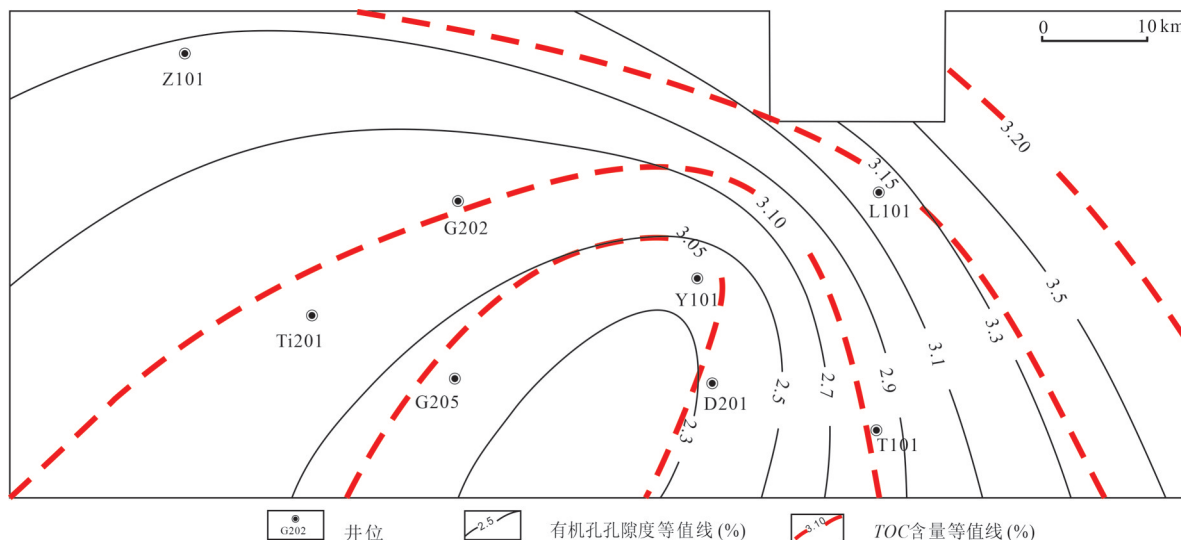


图10 四川盆地富顺-永川区块龙马溪组页岩有机孔孔隙度与TOC含量分布

Fig. 10 Contour map of organic porosity and TOC content of the Longmaxi Formation shale in different wells in Fushun-Yongchuan block, Sichuan Basin

参 考 文 献

- [1] 张金川,徐波,聂海宽,等. 中国页岩气资源勘探潜力[J]. 天然气工业,2008,28(6):136-140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Exploration potential of shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6):136-140.
- [2] 张大伟. 加速我国页岩气资源调查和勘探开发战略构想[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(2):135-139.
Zhang Dawei. Strategic concepts of accelerating the survey, exploration and exploitation of shale gas resources in China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 135-139.
- [3] Tenger B, Lu L F, Yu L J, et al. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(4): 798-812.
- [4] Cao T T, Song Z G, Wang S B, et al. Characterizing the pore structure in the Silurian and Permian shales of the Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2015, 61: 140-150.
- [5] 霍建峰,高健,郭小文,等. 川东地区龙马溪组页岩不同岩相孔隙结构特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(6):1162-1175.
Huo Jianfeng, Gao Jian, Guo Xiaowen, et al. Characteristics and controlling factors of pore structures of various lithofacies in shales of Longmaxi Formation, eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6):1162-1175.
- [6] 王亮,曹海虹. 一种可能的页岩有机孔隙演化机理——以下扬子大隆组页岩为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 520-523.
Wang Liang, Cao Haihong. A possible mechanism of organic pores evolution in shale: A case from Dalong Formation, lower Yangzi area [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 520-523.
- [7] 张福,黄艺,蓝宝锋,等. 正安地区五峰组-龙马溪组页岩储层特征及控制因素[J]. 地质科技通报, 2021, 40(1):49-56.
Zhang Fu, Huang Yi, Lan Baofeng, et al. Characteristics and controlling factors of shale reservoir in Wufeng Formation-Longmaxi Formation of the Zheng'an area[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2021, 40(1):49-56.
- [8] 方栋梁,孟志勇. 页岩气富集高产主控因素分析——以四川盆地涪陵地区五峰组-龙马溪组一段页岩为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(1):37-41.
Fang Dongliang, Meng Zhiyong. Main controlling factors of shale gas enrichment and high yield: A case study of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(1):37-41.
- [9] 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.
- [10] 丁江辉,张金川,杨超,等. 页岩有机孔成因演化及影响因素探讨[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2019, 41(2):33-44.
Ding Jianghui, Zhang Jinchuan, Yang Chao, et al. Formation evolution and influencing factors of organic pores in shale[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2019, 41(2): 33-44.
- [11] 仰云峰,鲍芳,腾格尔,等. 四川盆地不同成熟度下志留统龙马溪组页岩有机孔特征[J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 387-397.
Yang Yunfeng, Bao Fang, Tengge Tengge, et al. Characteristics of organic matter-hosted pores in Lower Silurian Longmaxi shale with different maturities, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3):387-397.
- [12] 王红岩,施振生,孙莎莎,等. 四川盆地及周缘志留系龙马溪组一段深层页岩储层特征及其成因[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1):66-75.
Wang Hongyan, Shi Zhensheng, Sun Shasha, et al. Characterization and genesis of deep shale reservoirs in the first member of the Silurian Longmaxi Formation in southern Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1):66-75.
- [13] Zhang W W, Huang Z L, Guo X B, et al. A study on pore systems of Silurian highly mature marine shale in Southern Sichuan Basin, China[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020, 76:103094.
- [14] 聂海宽,张金川,包书景,等. 四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统页岩气聚集条件[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 335-345.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan, Bao Shujing, et al. Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician-Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3):335-345.
- [15] 耿一凯. 川东南地区龙马溪组页岩储层质量控制因素研究[D]. 北京:中国石油大学(北京), 2017.
Geng Yikai. Controlling factors on quality of shale reservoir of Longmaxi Formation in the Southeastern Sichuan Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum, Beijing, 2017.
- [16] 刘文平,张成林,高贵冬,等. 四川盆地龙马溪组页岩孔隙度控制因素及演化规律[J]. 石油学报, 2017, 38(2):175-184.
Liu Wenping, Zhang Chenglin, Gao Guidong, et al. Controlling factors and evolution laws of shale porosity in Longmaxi Formation, Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 175-184.
- [17] 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. Micropore characteristics of high thermal evolution shale in the Lower Cambrian Series in Upper Yangtze area [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(7):1096-1107.
- [18] 葛明娜,庞飞,包书景. 贵州遵义五峰组-龙马溪组页岩微观孔隙特征及其对含气性控制:以安页1井为例[J]. 石油实验地质, 2019, 41(1):23-30.
Ge Mingna, Pang Fei, Bao Shujing. Micro pore characteristics of Wufeng-Longmaxi shale and their control on gas content: A case study of well Anye 1 in Zunyi area, Guizhou Province [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1):23-30.

- [19] 张盼盼,刘小平,关铭,等. 沧东凹陷孔二段低熟页岩纳米孔隙特征及主控因素[J]. 特种油气藏,2021,28(2):20-26.
Zhang Panpan, Liu Xiaoping, Guan Ming, et al. Study on characteristics and main controlling factors of nanopores in low-maturity shale reservoirs in member 2 of Kongdian Formation in Cangdong Sag[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2):20-26.
- [20] 梁峰,邱岫晰,戴赟,等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩纳米孔隙发育特征及主控因素[J]. 石油实验地质,2020,42(3):451-458.
Liang Feng, Qiu Xunxi, Dai Yun, et al. Characteristics and main controls of nano-pores in the Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3):451-458.
- [21] 蔡苏阳,肖七林,朱卫平,等. 川南地区五峰组-龙马溪组页岩储层纳米孔隙发育特征及其控制因素——以四川盆地南部长宁双河剖面为例[J]. 石油实验地质,2020,42(6):920-927.
Cai Suyang, Xiao Qilin, Zhu Weiping, et al. Characteristics and controlling factors of nano pores in shale reservoirs of Wufeng-Longmaxi formations in southern Sichuan Basin: Insights from Shuanghe outcrop in Changning area [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(6):920-927.
- [22] 洪剑,唐玄,张聪,等. 中扬子地区龙马溪组页岩有机质孔隙发育特征及控制因素——以湖南省永顺地区永页3井为例[J]. 石油与天然气地质,2020,41(5):1060-1072.
Hong Jian, Tang Xuan, Zhang Cong, et al. Characteristics and controlling factors of organic-matter pores in Longmaxi Formation shale, Middle Yangtze Region: A case study of Well YY3 [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5):1060-1072.
- [23] 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(3):7,30-35.
Feng Guoxiu, Chen Shengji. The relationship between the reflectivity of asphalt and vitrinite in rocks [J]. Natural Gas Industry, 1988(3):7,30-35.
- [24] Chalmers G R L, Bustin R M. The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous Strata of Northeastern British Columbia, Canada [J]. International Journal of Coal Geology, 2007, 70(1-3):223-239.
- [25] 陈红宇,卢龙飞,刘伟新,等. 蛋白石硅质页岩成岩过程中的孔隙结构变化特征[J]. 石油实验地质,2017,39(3):341-347.
Chen Hongyu, Lu Longfei, Liu Weixin, et al. Pore network changes in opaline siliceous shale during diagenesis [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(3):341-347.
- [26] 蔡苏阳,肖七林,朱卫平,等. 渝东南地区五峰-龙马溪组页岩储层纳米孔隙发育特征及影响因素——以重庆石柱剖面为例[J]. 科学技术与工程,2021,21(25):10603-10612.
Cai Suyang, Xiao Qilin, Zhu Weiping, et al. Nanopore structure characteristics and impacting factors of Wufeng-Longmaxi formation shale in southeast Chongqing: A case study of Shizhu Outcrop [J]. Science Technology and Engineering, 2021, 21(25):10603-10612.
- [27] 胡微雪,刘洪,靳雅夕,等. 川东南龙马溪组页岩孔隙演化特征研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版),2021,23(3):40-44.
Hu Weixue, Liu Hong, Jin Yaxi, et al. Study on pore evolution of Longmaxi Formation shale in southeastern Sichuan Basin [J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2021, 23(3):40-44.
- [28] 王濡岳,聂海宽,胡宗全,等. 压力演化对页岩气储层的控制作用——以四川盆地五峰组-龙马溪组为例[J]. 天然气工业,2020,40(10):1-11.
Wang Ruyue, Nie Haikuan, Hu Zongquan, et al. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: A case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(10):1-11.

(编辑 梁 慧)

(上接第1294页)

- [55] 方义生,徐树宝,李士伦. 乌连戈伊气田开发实践和经验[J]. 天然气工业,2005,25(6):90-93.
Fang Yisheng, Xu Shubao, Li Shilun. Development practice and experience of Urengoy gas field [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(6):90-93.
- [56] 闫海军,贾爱林,冀光,等. 岩溶风化壳型含水气藏气水分布特征及开发技术对策——鄂尔多斯盆地高桥区下古气藏为例[J]. 天然气地球科学,2017,28(5):801-811.
Yan Haijun, Jia Ailin, Ji Guang, et al. Gas-water distribution characteristic of the karst weathering crust type water-bearing gas reservoirs and its development countermeasures: case study of Lower Paleozoic gas reservoir in Gaoqiao, Ordos Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5):801-811.
- [57] 马新华. 创新助推磨溪区块龙王庙组大型含硫气藏高效开发[J]. 天然气工业,2016,36(2):1-8.
Ma Xinhua. Innovation-driven efficient development of the Long-
- wangmiao Fm large-scale sulfur gas reservoir in Moxi block, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(2):1-8.
- [58] 闫海军,邓惠,万玉金,等. 四川盆地磨溪区块灯影组四段强非均质性碳酸盐岩气藏气井产能分布特征及其对开发的指导意义[J]. 天然气地球科学,2020,31(8):1152-1160.
Yan Haijun, Deng Hui, Wan Yujin, et al. The gas well productivity distribution characteristics in strong heterogeneity carbonate gas reservoir in the fourth Member of Dengying Formation in Moxi area, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(8):1152-1160.
- [59] 马新华. 四川盆地天然气发展进入黄金时代[J]. 天然气工业,2017,37(2):1-10.
Ma Xinhua. A golden era for natural gas development in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(2):1-10.

(编辑 张亚雄)