

陆相页岩热演化与甲烷吸附性实验研究

仲佳爱^{1,2}, 陈国俊¹, 吕成福¹, 杨巍^{1,2}, 徐勇^{1,2}, 杨爽^{1,2}, 薛莲花¹

(1. 甘肃省油气资源研究重点实验室/中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000;
2. 中国科学院大学, 北京 100049)

摘要:为揭示热演化过程中地质因素演变对页岩甲烷吸附能力的影响,选择鄂尔多斯盆地东南部延长组长 7 段张家滩页岩为研究对象,经过热模拟实验获得 7 个不同模拟埋深的模拟样品,对各样品的有机地球化学参数、矿物组成、孔隙结构以及甲烷吸附量进行测试分析。研究发现,热演化过程中影响页岩甲烷吸附能力的地质因素可以分为比表面积和孔隙等物性因素、TOC 值和成熟度等有机地球化学因素以及黏土矿物和伊/蒙混层含量等矿物成分因素等 3 类。地质因素对于页岩吸附能力的影响是复杂的,综合考虑各因素会增加其与吸附量的相关性。微孔是影响页岩甲烷吸附能力的最重要的因素,两者呈正相关。由于有机质热演化产生的微孔增加了吸附空间,所以吸附量随 TOC 值的降低而增加。此外,页岩埋深与其吸附能力负相关,且埋藏越深吸附能力下降越快。

关键词:热演化;甲烷吸附;影响因素;陆相页岩;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE312 **文献标志码:**A **文章编号:**1672-1926(2015)07-1414-08

引用格式:Zhong Jiaai, Chen Guojun, Lü Chengfu, *et al.* Experimental study of the impact on methane adsorption capacity of continental shales with thermal evolution[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(7):1414-1421. [仲佳爱, 陈国俊, 吕成福, 等. 陆相页岩热演化与甲烷吸附性实验研究[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(7):1414-1421.]

0 引言

页岩气主要以游离态和吸附态赋存在页岩中,众多研究表明,吸附态页岩气占 50% 以上,是页岩气主要的赋存方式^[1-3],所以研究影响页岩中甲烷吸附能力的地质因素至关重要。目前对于影响页岩气吸附特征控制因素的研究比较多,也取得了重要的研究成果,已有研究总结出的影响页岩吸附能力的因素包括:总有机碳含量、有机质类型、成熟度、页岩矿物成分、孔径分布及含水量等^[4-15]。Chalmers 等^[16]对加拿大 British Columbia 省东北部下白垩统页岩的研究发现,TOC 含量是控制甲烷吸附能力最重要的因素,两者具有正相关性。

Zhang 等^[17]研究表明,页岩有机质类型越好,吸附能力越强,成熟度的差异对于页岩气吸附量没有显著的影响。Ross 等^[18]2009 年在对加拿大西部沉积盆地泥盆系一密西西比系页岩的研究中发现,页岩甲烷吸附能力随 TOC 及微孔的增加而增加。吉利明等^[19-20]利用高倍率扫描电子显微镜分别研究了以泥页岩中常见的伊利石、蒙脱石、高岭石、伊/蒙混层以及绿泥石为主的黏土岩的孔隙分布特征,并与甲烷吸附实验的结果进行了对比,发现黏土矿物吸附能力与其孔隙和比表面积呈正相关,吸附能力从大到小依次为蒙脱石>伊/蒙混层>高岭石>绿泥石>伊利石。

但是,以往的研究往往是独立和分散的,缺乏对

收稿日期:2014-12-23;修回日期:2015-01-16.

基金项目:国家自然科学基金(编号:41272144);中国科学院战略性先导科技专项(B类)(编号:XDB10010300);国家自然科学基金青年基金(编号:41402130);中科院“西部之光”项目“甘肃陇东地区三叠系湖相页岩气的赋存条件研究”;甘肃省科技计划(编号:1309RTSAO41)联合资助。

作者简介:仲佳爱(1985-),男,甘肃民勤人,博士研究生,主要从事储层沉积学及非常规油气研究. E-mail: zhongjia555@163.com.

通讯作者:陈国俊(1967-),男,甘肃武威人,研究员,博士生导师,主要从事储层沉积学、油气地质学研究. E-mail: gjchen@lzb.ac.cn.

各种控制因素的综合评价以及和地质条件的关联。前人对于干酪根成熟度对页岩吸附能力影响的研究较少,得出的结论也不尽相同,目前鲜有关于页岩热演化对于其吸附能力的影响的相关研究^[21-22]。本文通过热模拟实验,模拟了地质条件下页岩的热演化过程,对不同温压条件下的模拟样品进行了有机地球化学、岩石学及吸附性测试,分析了热演化过程中样品各项参数的变化及其对吸附性的影响,进而对影响页岩吸附能力的各因素进行了分类并总结了主控因素。

1 样品与实验

1.1 样品

本研究在鄂尔多斯盆地东南部何家坊地区新鲜露头采集延长组长 7 段张家滩页岩一块,样品有机碳含量为 28.8%,氢指数为 631mg/g,氧指数为 2mg/g,岩石热解 T_{\max} 值为 438℃,游离烃含量 S_1 值为 9.32mg/g,热解烃含量 S_2 值为 201.16mg/g,有机质类型为 I 型,热成熟度 R_o 值为 0.53%。对块状页岩进行切割后,在同一层页岩上钻取直径 2.5cm 的岩心柱 7 个,编号从 HJF-0 到 HJF-6,根据不同的地质埋深情况,分别设置不同的温度、压力及时间对柱状样品进行热模拟实验,样品热模拟参数设置见表 1。

表 1 样品热模拟实验参数

Table 1 The experimental parameters of the thermal simulation test

样品 编号	温度点 /℃	模拟埋深 /m	压力/MPa		恒温时间 /h
			地层压力	流体压力	
HJF-0		1 000			
HJF-1	250	1 300	29.3	16.9	72
HJF-2	300	1 700	38.3	22.1	72
HJF-3	325	2 100	47.3	27.3	72
HJF-4	350	2 500	56.4	32.5	72
HJF-5	370	2 900	65.4	37.7	72
HJF-6	370	3 300	74.4	42.9	144

1.2 实验条件

热模拟实验在中国科学院地质与地球物理研究所兰州油气资源研究中心高温高压热模拟生烃实验室进行,所采用的仪器为 WYMN-3 型高温高压模拟仪。采用高压釜加温模拟装置,用液压系统及高压去离子水分别为样品提供地层压力和流体压力,2h 内升温至样品设置温度点后恒温,恒温期间仪器

根据设置压力阈值进行自动排烃及补压。达到恒温时间后,采集生成的油、气、水计量并留做其他分析,收集页岩残渣作为本文研究的初始样品进行有机地球化学、岩石学及吸附性分析。

该实验的 7 块原始柱状样品来自同一块新鲜页岩样品,从而保证了原始样品的一致性,同时模拟过程考虑了地质演化过程中的流体压力,设置了自动补压装置,使得实验过程更接近实际的地质过程。

2 实验结果与分析

总有机碳含量、有机质类型、成熟度、页岩矿物成分、孔径分布等是影响页岩吸附能力的主要因素,热模拟过程中这些因素都会发生变化。为了了解各地质因素的变化情况,并进一步研究各地质因素对页岩吸附能力的影响。本研究对热模拟制备的样品与原始样品经过洗油处理后,进行了全岩有机碳、镜质体反射率(R_o)、全岩及黏土矿物 X-射线衍射、扫描电镜及低温氮气吸附等分析测试。

2.1 有机地球化学及岩石学实验

样品 TOC 及成熟度测试结果见表 2,样品总有机碳含量(TOC)总体呈现随热演化程度的增加而下降的趋势。原始地质样品 R_o 值为 0.53%,随模拟温压及恒温时间的增加,成熟度不断增大,最大达到 1.07%,该过程均处于有机质演化的成熟阶段,干酪根中脂肪族链状结构减少,芳香结构相对含量增加。

表 2 热模拟样品 TOC、成熟度

Table 2 The TOC and maturity of thermal simulation sample

样品号	TOC/%	成熟度/%
HJF-0	28.8	0.53
HJF-1	27.9	0.61
HJF-2	25.2	0.63
HJF-3	26.3	0.67
HJF-4	15.9	0.68
HJF-5	17.5	1.07
HJF-6	16.3	1.05

样品中石英、长石及黄铁矿等矿物含量变化不大(图 1),所表现出的微小差异可能是由原始样品的不均质性造成的。黏土矿物主要为伊/蒙混层和伊利石。

2.2 孔径分布及比表面积实验

样品的孔径及比表面积采用低温氮气吸附实验来测定,实验仪器为 ASAP 2020 全自动快速比表面

积及介孔/微孔分析仪。仪器的工作原理为等温物理吸附的静态容量法。实验方法为粉碎样品至40~60目,加热真空脱气后通入高纯氮气,在-195.8℃

条件下进行等温物理吸附—脱附测定。根据得到的吸附、脱附等温线分别采用 DFT 模型和多点 BET 模型回归得到样品的孔径分布及比表面积(图 2)。

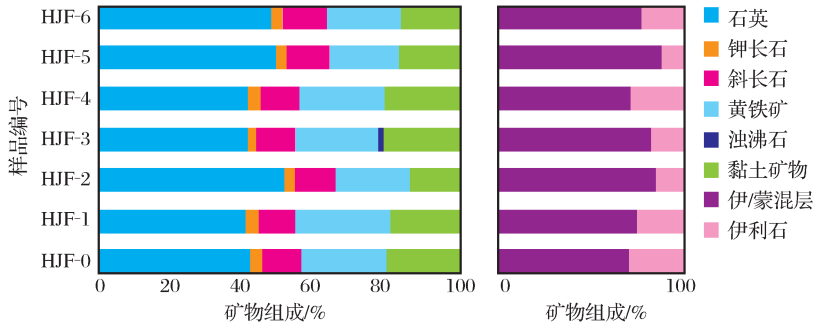


图 1 样品矿物组成特征

Fig. 1 Characteristic of the samples mineral composition

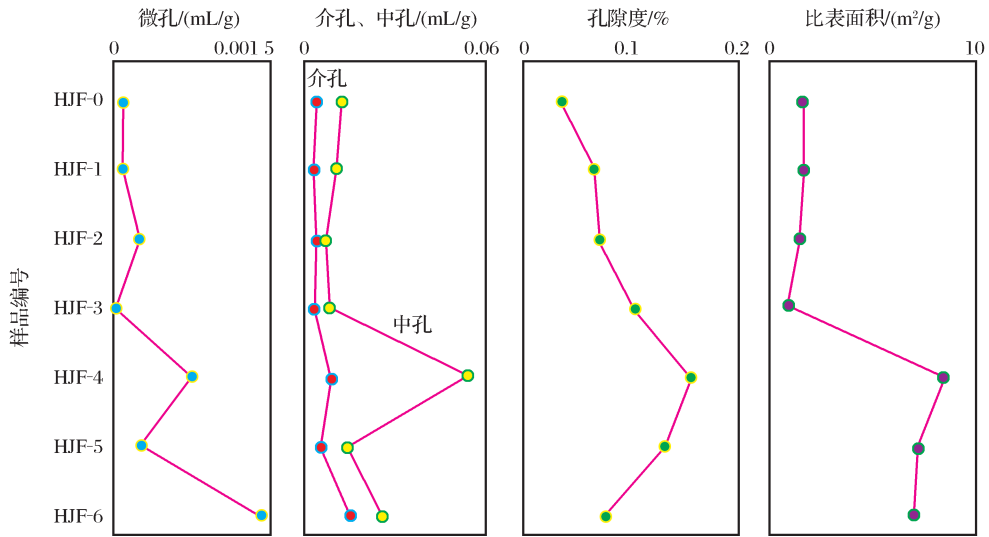


图 2 样品孔径分布及 BET 比表面积

Fig. 2 The pore size distribution and BET surface area of the samples

2.3 等温吸附实验

目前,页岩吸附气量的测试最常用的方法是容量法和重量法。重量法对于吸附量的测定是通过一套带温度和压力控制的磁悬浮天平来测量吸附前后样品质量的变化从而求得样品对指定气体的吸附量,具有精度高、数据获取更直观、可以自动保压从而消除系统漏气影响等优点。所以本研究采用重量法来测定样品吸附量,实验在国土资源部重庆矿产资源监督检测中心完成,实验仪器为 Rubotherm 公司生产的 Isosorp HP Static III 型磁悬浮天平高压气体等温吸附/解吸仪。

吸附实验分为 2 组,第一组测试了 50℃ 条件下 HJF-0、HJF-2、HJF-3、HJF-4 及 HJF-5 共 5 块样品在 0~35MPa 时的吸附等温线;第二组测试了 HJF-0、

HJF-2、HJF-4 及 HJF-6 共 4 块样品在模拟埋深的温压条件下的吸附等温线,2 组实验的实验条件设置见表 3。

表 3 等温吸附实验条件

Table 3 Experimental conditions of isothermal adsorption test

样品编号	模拟埋深 /m	第一组		第二组	
		温度/℃	压力/MPa	温度/℃	压力/MPa
HJF-0	1 000	50	13	50	13
HJF-1	1 300	×	×	×	×
HJF-2	1 700	50	13	80	22
HJF-3	2 100	50	13	×	×
HJF-4	2 500	50	13	120	33
HJF-5	2 900	50	13	×	×
HJF-6	3 300	×	×	150	43

第一组 5 块样品的等温吸附曲线如图 3 所示, 吸附量随压力的升高而增加, 压力增大到 25MPa 左右各样品达到吸附平衡, 整个增压过程中样品吸附量从大到小顺序依次是 HJF-4>HJF-2>HJF-5>HJF-0>HJF-3。

第二组 4 块样品的等温吸附曲线如图 4 所示, 吸附量随埋深的增加而降低, 与微孔含量负相关, 与

TOC 含量呈正相关。在模拟地质实际埋深条件下, 模拟埋深 1 300m 的样品 HJF-0 尚未达到吸附平衡, 其他埋深的样品均达到了吸附平衡。观察等温吸附曲线, 各样品达到吸附平衡的压力点分别是: HJF-6 为 16MPa、HJF-4 为 30MPa、HJF-2 为 19MPa、HJF-0 为 21MPa, 总体呈现出随模拟埋深的增加平衡压力下降的趋势。

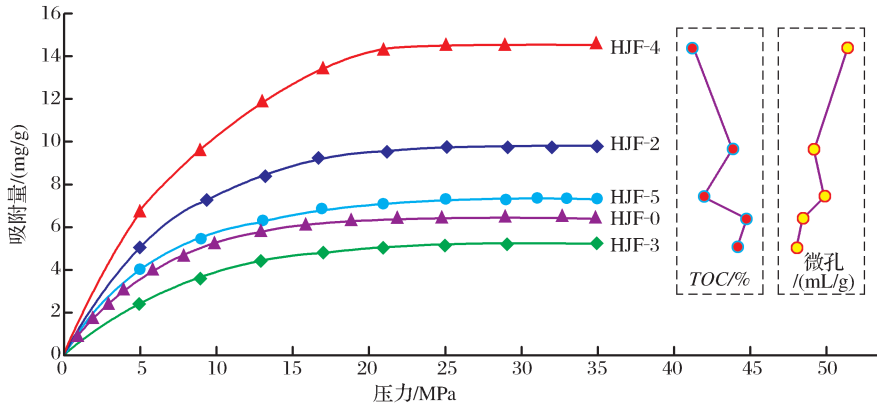


图 3 第一组样品等温吸附曲线

Fig. 3 Adsorption isotherm of the first group sample

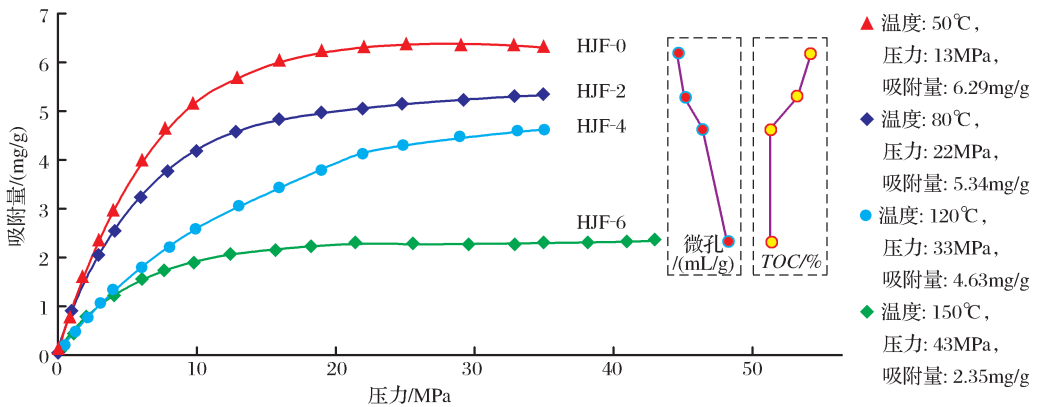


图 4 第二组样品等温吸附曲线

Fig. 4 Adsorption isotherm of the second group samples

3 热演化与吸附性的关系

3.1 热演化过程中各地质因素的变化与页岩吸附能力的相关性

页岩热演化过程中各种地球化学参数、物性参数、矿物成分等均发生相应演变, 各种因素与页岩吸附量的相关系数计算结果见表 4。从表 4 可以看出, 微孔与吸附量的相关系数最高, 达到 0.926 8, 其次是 TOC 和比表面积, 分别达到了 0.422 2 与 0.401 7, 其他因素与吸附量的相关系数都低于 0.3, 相关性最低的为石英含量和成熟度。TOC 值、 R_0

值及石英含量与吸附能力呈负相关, 其他因素都是正相关。值得注意的是前人的研究一致认为 TOC 值是影响页岩甲烷吸附能力的最重要的因素, 在 R_0 值相近的情况下, TOC 值与吸附能力呈正相关性^[23-25], 但本研究得出, 热演化过程中 TOC 值与吸附能力负相关。分析认为, 造成这种现象的原因是页岩热演化是一个 TOC 值降低的过程, 在该过程中矿物成分及孔隙、比表面积等也同时发生了变化, 特别是有机质演化生成油气从而产生了大量的微孔, 为甲烷提供了吸附空间, 从而增加了页岩的甲烷吸附能力, 所以热模拟表现出 TOC 值与吸附能力

呈负相关性。

3.2 影响页岩吸附能力的各因素分类

利用具有 Kaiser 标准化的正交旋转法对各地质因素进行主成分分析,经过 5 次迭代后收敛得到 3 个主成分,成分矩阵如表 5 所示。按照主成分载荷大于 0.85 为标准,可以看出第一主成分主要代表

了样品的比表面积和孔隙等物性因素,第二主成分代表了样品的 TOC 值和成熟度等有机地球化学因素,第三主成分代表了样品中黏土矿物和伊/蒙混层含量等矿物成分因素。因此,可以把页岩热演化过程中影响其甲烷吸附能力的因素分为 3 个方面:物性因素、有机地球化学因素及矿物成分因素。

表 4 各地质因素与吸附量的相关系数

Table 4 The correlation coefficients of adsorbing capacity and geological factors

地质因素	微孔	介孔	孔隙度	比表面积	TOC	R _o	石英	黏土矿物	伊利石	伊/蒙混层
相关系数	0.926 8	0.190 7	0.256 9	0.401 7	-0.422 2	-0.006 5	-0.000 4	0.013 1	0.137	-0.137

表 5 主成分分析成分矩阵

Table 5 The component Matrix of principal component analysis

变量	成分		
	1	2	3
比表面积	0.875	0.454	-0.005
微孔	0.985	0.058	-0.106
介孔	0.939	0.305	0.037
大孔	0.499	0.84	-0.044
TOC	-0.232	-0.971	0.042
孔隙度	0.786	0.401	0.269
黏土矿物	0.155	-0.36	0.895
伊/蒙混层	-0.086	0.181	0.974
成熟度	0.249	0.967	-0.047
	比表面积及孔隙	有机碳及成熟度	黏土矿物

3.3 各因素对页岩吸附能力的综合影响

页岩热演化过程中各地质因素都会发生变化,因此对于其甲烷吸附能力的影响也要综合考虑各因素的作用。TOC 值被认为是影响页岩甲烷吸附能力的最重要的因素,在这里引入单位 TOC 吸附量的概念,分析比表面积和孔隙度与单位 TOC 吸附量的关系(图 5),发现相关性都有不同程度的增加,比表面积的相关系数从 0.401 7 增加到 0.758 1,孔隙度的相关系数从 0.256 9 增加到 0.524 3,分析其他地质因素与单位 TOC 吸附量的关系也得出相同的结果。

图 6 是吸附量与地质因素的三维关系图,图中相关系数都达到 0.85 以上,相对于单一因素与吸附量的相关性均有了大幅度的提高。尽管 R_o 值与吸

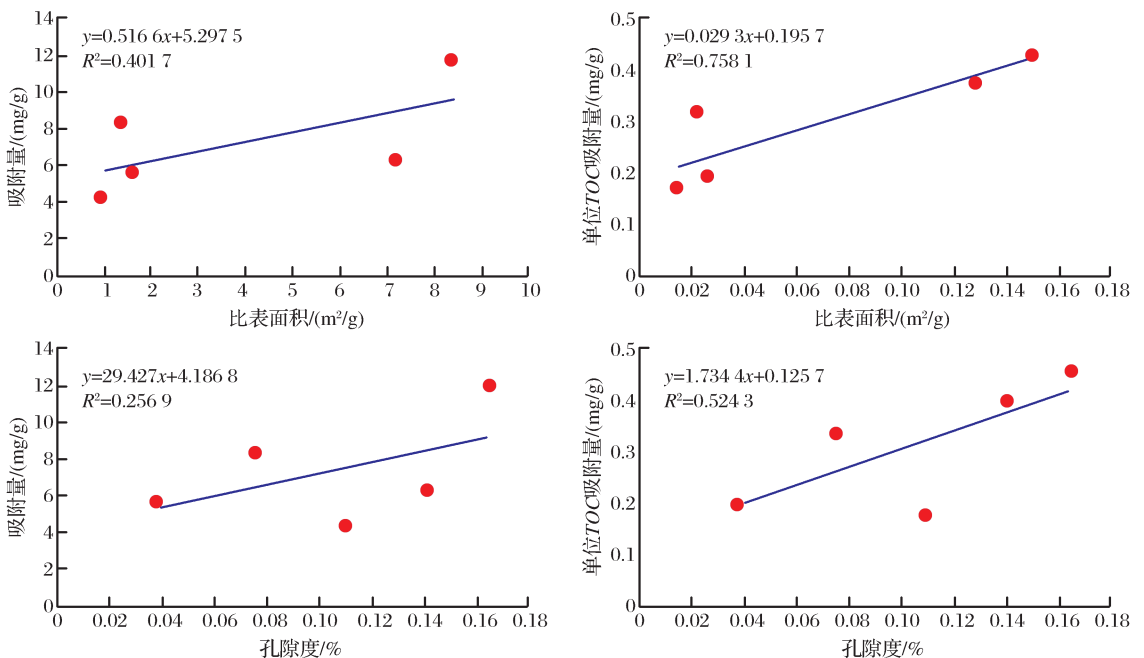


图 5 微孔、孔隙度与吸附量及单位 TOC 吸附量关系对比

Fig. 5 Comparison chart of the relationship between micro-pore, porosity and adsorbing capacity, per TOC

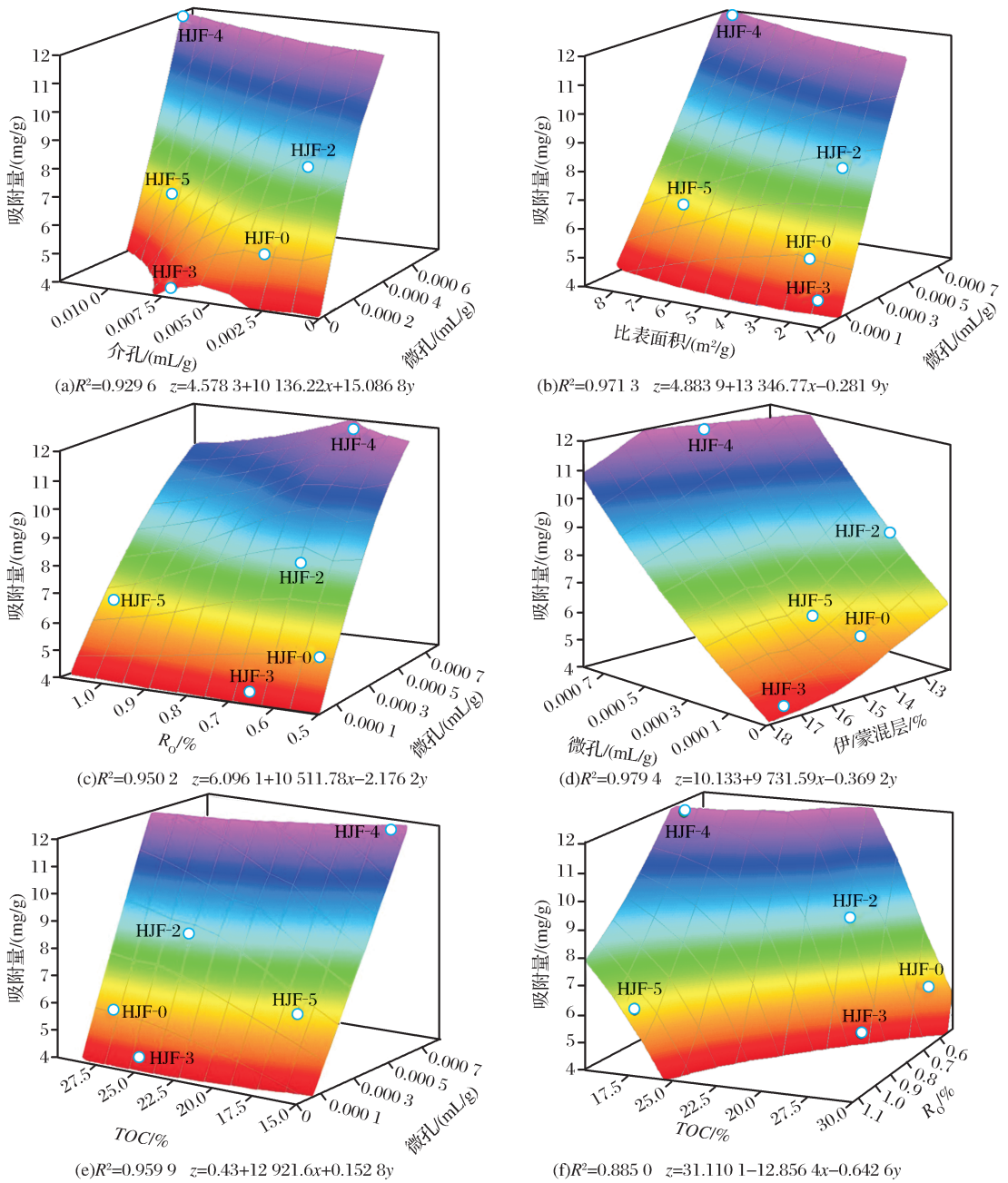


图 6 TOC—成熟度—吸附量关系

Fig. 6 The relational graph of TOC, maturity and adsorbing capacity

吸附量的相关系数只有 0.006 5,但是 R_o 值、微孔与吸附量的相关系数达到了 0.952 7, R_o 值、TOC 值与吸附量的相关系数也达到了 0.885 0。观察其他因素与微孔和吸附量的线性相关方程,微孔的系数远远大于其他因素的系数,说明微孔是影响页岩吸附能力最重要的因素。另外,通过 TOC 值、 R_o 值和吸附量的线性相关方程可以看出,两者的系数相差不大,与吸附量都呈负相关。

3.4 热演化与吸附性的关系

随着页岩埋深的加大,页岩所处的压力、温度亦

增大,其热演化程度变高。根据第二组等温吸附实验可以发现,随着模拟埋深的增加,吸附量逐渐下降,埋深大的时候吸附量下降速度较埋深浅的时候快。压力较低时压力对吸附量的影响较大,随压力的升高吸附量快速增加;压力较高时,吸附量主要取决于温度,温度越低吸附量越高。当埋藏较深时,地层压力已经达到足够大,页岩的吸附能力主要由温度决定,所以表现出吸附能力与埋深呈负相关。对比 2 组等温吸附实验结果,样品的吸附量都随压力的升高而增加,同一个样品第一组实验的吸附量高于第二组实验,是

因为吸附能力与温度呈负相关^[26-28]。

4 结论

(1)通过页岩热模拟实验结合等温吸附试验研究,可以把页岩热演化过程中影响甲烷吸附能力的因素分为3类:物性因素、有机地球化学因素及矿物成分因素。

(2)页岩热演化过程中,其甲烷吸附能力受到各种地质因素的综合影响,微孔是影响页岩甲烷吸附能力的最重要的因素,微孔含量越高吸附量越大;TOC值与页岩甲烷吸附能力呈负相关,黏土矿物及伊利石与吸附量呈正相关性。

(3)页岩埋深与其吸附能力呈负相关,且埋藏越深吸附能力下降越快。主要是由于埋藏越深温度越高,吸附能力与温度呈负相关。

参考文献 (References):

- [1] Lu X C, Li F C, Watson A T. Adsorption measurements in Devonian shales[J]. *Fuel*, 1995, 74(4): 599-603.
- [2] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [3] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, *et al.* Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas-shale play with multitrillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155-175.
- [4] Hou Yuguang, He Sheng, Yi Jizheng, *et al.* Effect of pore structure on methane sorption capacity of shales[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(2): 248-256. [侯宇光, 何生, 易积正, 等. 页岩孔隙结构对甲烷吸附能力的影响[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(2): 248-256.]
- [5] Zhang Han, Zhu Yanming, Xia Xiaohong, *et al.* Comparison and explanation of the absorptivity of organic matters and clay minerals in shales[J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 812-816. [张寒, 朱炎铭, 夏筱红, 等. 页岩中有机质与黏土矿物对甲烷吸附能力的探讨[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 812-816.]
- [6] Zhang Xuefen, Lu Xiancai, Zhang Linye, *et al.* Occurrences of shale gas and their petroleum geological significance[J]. *Advances in Earth Science*, 2010, 25(6): 597-598. [张雪芬, 陆现彩, 张林晔, 等. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义[J]. *地球科学进展*, 2010, 25(6): 597-604.]
- [7] Chen Ji, Xiao Xianming. Evolution of nanoporosity in organic-rich shales during thermal maturation[J]. *Fuel*, 2014, 129: 173-181.
- [8] 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): 223-39.
- [9] Yan Jianping, Zhang Tongwei, Li Yanfang, *et al.* Effect of the organic matter characteristics on methane adsorption in shale [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(5): 805-811. [闫建萍, 张同伟, 李艳芳, 等. 页岩有机质特征对甲烷吸附的影响[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(5): 805-811.]
- [10] Guo Wei, Xiong Wei, Gao Shusheng, *et al.* Impact of temperature on the isothermal adsorption/desorption characteristics of shale gas [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 481-485. [郭为, 熊伟, 高树生, 等. 温度对页岩等温吸附/解吸特征影响[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 481-485.]
- [11] Zeng Weite, Zhang Jinchuan, Ding Wenlong, *et al.* The gas content of continental Yanchang shale and its controlling factors: A case study of Liuping-171 well in Ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(2): 291-301. [增维特, 张金川, 丁文龙, 等. 延长组陆相页岩含气量及其主控因素——以鄂尔多斯盆地柳坪171井为例[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(2): 291-301.]
- [12] Guo Huijuan, Jia Wanglu, Peng Ping'an, *et al.* The composition and its impact on the methane sorption of lacustrine shales from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 57: 509-520.
- [13] Zhao Yuji, Guo Wei, Xiong Wei, *et al.* Study of impact factors on shale gas adsorption and desorption [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(6): 940-946. [赵玉集, 郭为, 熊伟, 等. 页岩等温吸附/解吸影响因素研究[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(6): 940-946.]
- [14] Gao Hequn, Cao Haihong, Ding Anxu, *et al.* Isotherm adsorption characteristic of marine and continental shale and its controlling factors [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(6): 1290-1297. [高和群, 曹海虹, 丁安徐, 等. 海相页岩和陆相页岩等温吸附特性及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(6): 1290-1297.]
- [15] Guo Shaobin. Experimental study on isothermal adsorption of methane gas on three shale samples from Upper Paleozoic strata of the Ordos Basin [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, 110: 132-138.
- [16] Chalmers G R L, Bustin R M. Lower Cretaceous gas shales in northeastern British Columbia, part I: Geological controls on methane sorption capacity [J]. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 2008, 56(1): 1-21.
- [17] Zhang T W, Ellis G S, Ruppel S C, *et al.* Effect of organic matter type and thermal maturity on methane adsorption in shale-gas systems [J]. *Organic Geochemistry*, 2012, 47: 120-131.
- [18] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26(6): 916-927.
- [19] Ji Liming, Qiu Junli, Xia Yanqing, *et al.* Micro-pore characteristics and methane adsorption properties of common clay minerals by electron microscope scanning [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2012, 33(2): 249-256. [吉利明, 邱军利, 夏燕青, 等. 常见黏土矿物电镜扫描微孔隙特征与甲烷吸附性[J]. *石油学报*, 2012,

- 33(2):249-256.]
- [20] Ji Liming, Ma Xiangxian, Xia Yanqing, *et al.* Relationship between methane adsorption capacity of clay minerals and micropore volume[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(2):141-152. [吉利明, 马向贤, 夏燕青, 等. 黏土矿物甲烷吸附性能与微孔隙体积关系[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(2):141-152.]
- [21] Hu Haiyan, Zhang Tongwei, Wiggins-Camacho J D, *et al.* Experimental investigation of changes in methane adsorption of bitumen-free Woodford Shale with thermal maturation induced by hydrous pyrolysis[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2014, 59:114-128.
- [22] Hu Haiyan. Porosity evolution of the organic-rich shale with thermal maturity increasing[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2013, 34(5):820-825. [胡海燕. 富有机质 Woodford 页岩孔隙演化的热模拟实验[J]. *石油学报*, 2013, 34(5):820-825.]
- [23] Xiong Wei, Guo Wei, Liu Honglin, *et al.* Shale reservoir characteristics and isothermal adsorption properties[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(1):113-116, 130. [熊伟, 郭为, 刘洪林, 等. 页岩的储层特征以及等温吸附特征[J]. *天然气工业*, 2012, 32(1):113-116, 130.]
- [24] Sun Mengdi. Reservoir Characteristics and Adsorption Capacity of Methane of the Lower Cambrian Niutitang Formation Shale in Southeast of Chongqing[D]. Beijing: China University of Geosciences(Beijing), 2014. [孙梦迪. 渝东南地区下寒武统牛蹄塘组页岩储层特征及甲烷吸附能力[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2014.]
- [25] Song Xu, Wang Sibao, Cao Taotao, *et al.* The methane adsorption features of Cambrian shales in the Yangtze platform[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2013, 87(7):1041-1048. [宋叙, 王思波, 曹涛涛, 等. 扬子地台寒武系泥页岩甲烷吸附特征[J]. *地质学报*, 2013, 87(7):1041-1048.]
- [26] Li Wuguang, Yang Shenglai, Chen Feng, *et al.* The sensitivity study of shale gas adsorption and desorption with rising reservoir temperature[J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2012, 32(2):115-120. [李武广, 杨胜来, 陈峰, 等. 温度对页岩吸附解吸的敏感性研究[J]. *矿物岩石*, 2012, 32(2):115-120.]
- [27] Wu Jingshu, Yu Bingsong, Li Yuxi. Adsorption capacity of shale gas and controlling factors from the well Yuye 1 at the southeast of Chongqing[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2012, 34(4):40-48. [武景淑, 于炳松, 李玉喜. 渝东南渝页 1 井页岩气吸附能力及其主控因素[J]. *西南石油大学学报:自然科学版*, 2012, 34(4):40-48.]
- [28] Gao Lafan, Wang Qianqian, Yin Shuai, *et al.* Research of shale gas absorption[J]. *Sichuan University of Arts and Science Journal*, 2014, 24(2):60-64. [高拉凡, 王倩倩, 尹帅, 等. 页岩气吸附作用研究进展[J]. *四川文理学院学报*, 2014, 24(2):60-64.]

Experimental Study of the Impact on Methane Adsorption Capacity of Continental Shales with Thermal Evolution

ZHONG Jia-ai^{1,2}, CHEN Guo-jun¹, LÜ Cheng-fu¹, YANG Wei^{1,2},
XU Yong^{1,2}, YANG Shuang^{1,2}, XUE Lian-hua¹

(1. Key Laboratory of Petroleum Resources, Gansu Province/Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China;
2. University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: In order to reveal methane adsorption capacities influenced by the geological factors in the process of thermal evolution, a shale sample of the Yanchang Formation Chang 7 member in southeastern Ordos Basin was collected to get 7 different simulation burial depth samples through the thermal simulation experiment. The organic geochemical parameters, mineral composition, pore structure and methane adsorption capacities were measured. According to this study, the influence factors on methane adsorption capacity with thermal evolution can be divided into three kinds: Physical factors such as specific surface area and pore diameter, organic geochemical factors such as TOC and thermal maturity, and mineral composition factors such as clay minerals and andreattite. Geological factors have intricate impacts on the methane adsorption capacity and the consideration to combine each factor together may increase the relevance of the adsorption amount and influence factors. Micro-pore, which is the most important factor, has a positive correlation with the methane adsorption capacity. The adsorption quantity increases with the decrease of TOC due to the thermal evolution of organic produced micro-pores that increases the adsorption space. In addition, the adsorption capacity of the shale has a negative correlation to the burial depth, and the deeper it buried the faster the adsorption capacity decreased.

Key words: Thermal evolution; Methane adsorption; Influence factors; Continental shale; Ordos Basin