

## 顶底板封闭性对四川盆地及周缘 五峰组—龙马溪组页岩气差异富集的影响

崔哲<sup>1,2</sup>, 杨威<sup>1,2</sup>, 王乾右<sup>1,2</sup>, 左如斯<sup>1,2</sup>, 蔡剑锋<sup>1,2</sup>, 崔政劼<sup>1,2</sup>, 徐亮<sup>1,2</sup>, 李兰<sup>1,2</sup>, 顾小敏<sup>1,2</sup>

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室; 2 中国石油大学(北京)非常规油气科学技术研究院

**摘要** 在对6条野外剖面共6组顶底板样品进行高压压汞分析、排替压力测试及突破压力测试的基础上,开展了四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组顶底板封闭性及其对页岩气差异富集的影响的研究。结果表明:①五峰组—龙马溪组顶底板岩性致密,均表现出低孔—低渗的特征。②顶板样品排替压力分布在11.027~16.677 MPa之间,平均为13.637 MPa;底板排替压力大多分布在13.766~13.798 MPa之间。③顶板突破压力为5~33 MPa,不同地区顶板突破压力差异性较明显;底板突破压力在21~42 MPa之间,普遍大于顶板突破压力,具有好的封闭性。④排替压力、突破压力与孔渗均具有良好的负相关性;含气量与顶板微观封闭参数具有良好的正相关性,与底板微观封闭参数具有一定的正相关性。⑤相比于底板,顶板的微观封闭能力更能影响页岩气的垂向散失,不同地区顶板微观封闭能力的差异性导致了页岩气的差异富集。初步建立了研究区下古生界海相页岩气3大类、9项参数的顶底板封闭性评价参数指标体系,可依据其对顶底板封闭性做出较为准确和合理的评价。

**关键词** 页岩气; 顶底板; 保存条件; 差异富集; 五峰组—龙马溪组; 四川盆地

**中图分类号**: TE132.2 **文献标识码**: A

### 0 前言

四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组海相页岩是页岩气勘探开发的重要层位<sup>[1-3]</sup>。页岩气的富集,不仅与良好的生烃母质和储集空间有关,而且与后期良好的保存条件也密不可分<sup>[4-8]</sup>。页岩气顶底板是指与页岩含气层直接接触,对页岩气具有封存作用的地层<sup>[9]</sup>,顶底板的封闭性对页岩气的后期保存极为重要。例如:高产井焦页1井页岩气层的顶底板厚度大、岩性致密,因此页岩气不易垂向散失<sup>[10-12]</sup>;而渝页1井经历了后期构造改造,使得目的层出露,因而缺乏顶板对页岩气逸散的遮挡,导致其页岩含气性远不如焦页1井<sup>[13-15]</sup>。

顶底板的性质及顶底板与页岩气层的接触关系决定了其对页岩气的保存能力。顶底板的封闭能力

一直是油气勘探开发重点关注的问题<sup>[16]</sup>。康德江等<sup>[17]</sup>通过将顶底板宏观特征、地球物理信息、微观特征相结合的方法进行了综合研究;金之钧等<sup>[18-19]</sup>开展了膏盐岩盖层封闭性研究;张军涛等<sup>[20]</sup>开展了盖层水—岩相互作用方面的研究。构造抬升与断裂作用会对顶底板、页岩自封闭性造成破坏,导致页岩气散失<sup>[21]</sup>。郭旭升等<sup>[22]</sup>研究认为:顶底板岩性致密,而且受构造抬升剥蚀作用的影响弱,则对页岩气富集有利。黄海平等<sup>[23]</sup>研究认为顶底板的封闭能力主要取决于其岩矿组成、孔隙结构类型、埋藏深度、厚度和成岩作用程度等。胡东风等<sup>[3]</sup>、Powley等<sup>[24]</sup>研究认为顶底板的性质决定了岩石物性和封闭性。顶底板的性质对页岩气的保存非常关键:封闭性好的顶底板与含气页岩层段组成流体封存箱,可以有效减缓页岩气的垂向散失;封闭性差的顶底板对流体封存能

收稿日期:2019-08-26; 改回日期:2020-05-07; 网络出版日期:2020-08-17

本文受中国石油大学(北京)拔尖人才科研启动资金“页岩岩相对微观储集空间特征的影响”(编号:2462017BJB07),国家科技重大专项课题下属专题“页岩气成藏要素匹配及综合评价”(编号:2017ZX05035-002-007)、“中生界陆相不同盆地类型页岩气赋存方式与富集规律研究”(编号:2016ZX05034-001-005)联合资助

**第一作者**: 崔哲, 硕士研究生, 从事非常规油气成藏机理等方面的研究工作。通信地址:102249 北京市昌平区府学路18号; E-mail: cuizhecup@126.com

**通信作者**: 杨威, 副研究员, 从事非常规油气储层评价工作。通信地址:102249 北京市昌平区府学路18号; E-mail: yangw@cup.edu.cn

力弱,气体易于向外散失,致使页岩气藏遭到破坏。

顶底板的封闭类型根据封闭机理可划分为物性封闭、超压封闭和烃浓度封闭。其中物性封闭是最基础的,也是最关键的<sup>[25]</sup>。物性封闭是由于盖层与储层的喉道半径差异造成的毛细管压力不同而形成的封闭能力<sup>[26]</sup>。关于四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组海相页岩顶底板的封闭性,前人多通过野外观察从岩性、厚度及区域分布等方面进行分析,或者通过室内模拟实验对顶底板的发育环境、成分组成及成岩演化开展研究<sup>[3,23]</sup>,但很少有人通过微观物性实验分析的手段,来研究顶底板的微观封闭性及其对页岩气差异富集的影响。

目前评价盖层封闭能力的方法主要有高压压汞实验、气体扩散测试、三轴应力实验和突破压力测试等<sup>[27]</sup>。本文采用高压压汞实验、排替压力测试实验和突破压力测试实验等微观分析技术手段,获得顶底板微观封闭参数(孔隙度、渗透率、排替压力和突破压力等),进而分析四川盆地及周缘地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组顶底板的微观封闭能力,并结合页岩气含气性分析,明确顶底板封闭性对页岩气差异富集的影响。

## 1 地质背景

四川盆地位于上扬子板块的西北部,盆地和周缘的龙门山、米仓山—大巴山、大娄山以及大凉山造山带形成了一个有机联系的复合盆山体系,是长期发育于特提斯构造域内的古生代—中生代海陆相复合的含油气盆地<sup>[28-29]</sup>。受加里东晚期构造抬升的影响,研究区下古生界剥蚀严重,乐山—龙女寺古隆起核部的奥陶系已被剥蚀殆尽。晚奥陶世开始在盆地中西部形成川中古隆起。早志留世造山作用强烈,盆地局限发育陆棚环境,在川中和川南大范围缺失志留系<sup>[30]</sup>。

研究区位于四川盆地及周缘地区(图1),从川东北沿盆地东缘至川南长宁地区。本次研究所选择的6条野外露头剖面所在的区域构造位置有如下特点:白鹿剖面、田坝剖面位于渝东北地区,该区西与米仓山冲断带相连,东南与川东高陡褶皱带相邻,地质构造极为复杂<sup>[31]</sup>。彭水鹿角剖面位于四川盆地东缘地区,该区受彭水—建始断层、大千断层、茶园断层和胡家园断层的影响,构造走向呈北东—近南北展布<sup>[32]</sup>。綦江观音桥剖面位于重庆市綦江县境内,华蓥山断裂、齐岳山断裂以及大娄山褶皱

带的共同影响,使该剖面现今位于南北向构造带和北东向构造带的交会地区<sup>[33]</sup>。习水骑龙村剖面位于黔西北地区,该区的构造介于华蓥山断裂以南,南川—遵义大断裂以西,兴文—古蔺隐伏大断裂以东,受构造运动影响强烈<sup>[34]</sup>。长宁双河剖面位于四川盆地南缘川南构造区,紧邻大娄山褶皱带,长宁地区构造总体为北西—南东向,呈北翼及东翼陡、南翼及西翼缓的不对称单箱型长轴背斜<sup>[35]</sup>。

研究区缺失泥盆系和石炭系,而上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组黑色页岩均为连续沉积,顶板为龙马溪组上段低TOC粉砂质页岩或新滩组石灰岩,底板为中—上奥陶统宝塔组、临湘组和涧草沟组的致密石灰岩。

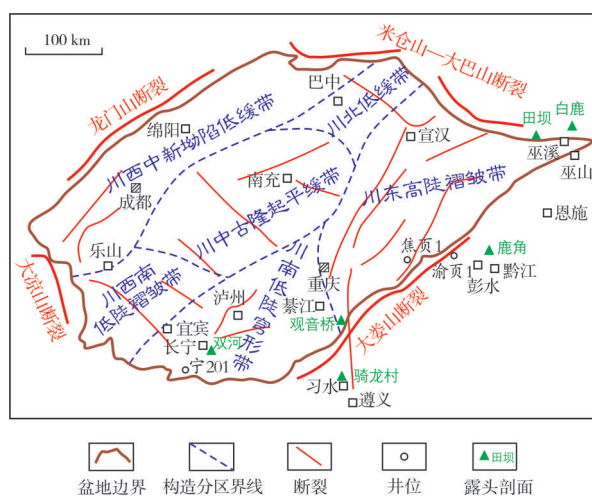


图1 研究区及采样点位置  
Fig. 1 Location of the study area and field outcrops

## 2 样品及分析方法

### 2.1 样品

本次研究的样品为采自6条野外剖面五峰组—龙马溪组顶底板的6组岩心样品(剖面位置见图1)。采样时尽量保证样品的新鲜程度,以避免野外风化作用对实验测试结果的影响。其中,顶板样品岩性主要为粉砂质页岩和钙质页岩,底板样品岩性主要为石灰岩。样品在野外采集时均标示顶、底面。

### 2.2 分析方法

#### 2.2.1 样品处理

对于致密的石灰岩,通过数控钢丝切割台将样品垂直于层面切割成直径2.5 cm、长5 cm的标准柱



塞样;而对于风化较严重的顶板页岩,采用线割法将样品加工成标准柱塞样后,再用普通的胶水涂抹表面进行加固处理,准备进行下一步实验。

## 2.2.2 页岩孔隙特征表征

页岩孔隙特征的测定采用高压压汞法,仪器采用美国 corelab CMS300 和美国 AutoPore IV 9505 压汞仪,实验方法和流程依据《压汞法和气体吸附法测定固体材料孔径分布和孔隙度》(GB/T21650-1—2008)<sup>[36-37]</sup>。

## 2.2.3 排替压力测试

排替压力测定也采用高压压汞法,仪器也采用美国 corelab CMS300 和美国 AutoPore IV 9505 压汞仪,实验方法和流程依据《岩石常规分析方法》(SY/T5336-2006)<sup>[38]</sup>、《岩石毛管压力曲线的测定》(SY/T5346-2005)<sup>[39-40]</sup>。样品测试前在 105℃ 下烘干至恒重,压汞实验包括加压进汞、减压退汞过程,最高实验压力为 200 MPa<sup>[36]</sup>。

## 2.2.4 突破压力测试

突破压力测试实验方法采用分步式(SBS),依

据《岩石气体突破压力测定方法》(SY/T 5748—2013)<sup>[27,41]</sup>完成。具体实验步骤为:①岩心在恒温干燥箱 105℃ 下烘干 8 h,测试长度、直径、密度等参数。②抽真空 8 h 至系统真空度达到 6.67 Pa,并使样品饱和煤油。③将饱和煤油的页岩,放入高压容器中,加压饱和至 20 MPa,饱和时间为 24 h。④将岩心放入夹持器中,缓慢加围压至上覆压力达到 46 MPa(模拟地层深度约为 2 000 m)。⑤恒压 20 MPa 驱替,待渗流稳定后记录稳定流速,测试岩心中煤油的渗透率。⑥采用直接驱替法测量岩心的突破压力。分步加载甲烷气体压力,压力起始值为 5 MPa,每个压力保持 2 h;从被测岩心一端直接驱替饱和岩心中已有的煤油,直至气体从岩心另一端逸出时,记录该气体压力即是被测试件的突破压力。

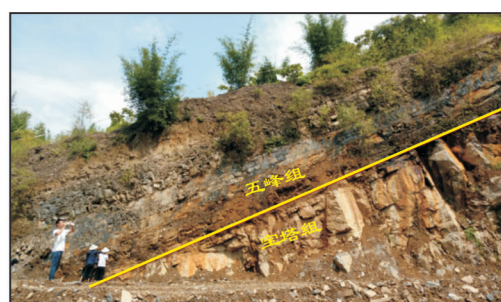
# 3 结果与讨论

## 3.1 顶底板宏观发育特征

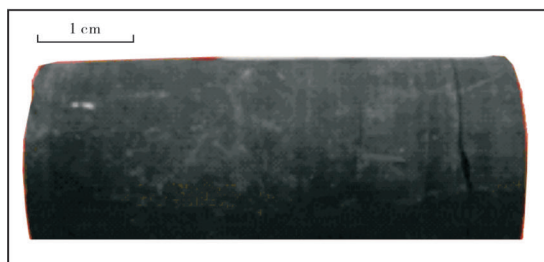
綦江观音桥剖面龙马溪组顶板为龙马溪组上段低 TOC 的钙质页岩和粉砂质页岩,地层倾角为 0°~20°,厚度可达 30 m(图 2a);盆地内部长宁等地



(a) 灰黑色粉砂质页岩。整体呈块状,野外厚度可达 30 m,地层倾角为 20°左右,发育水平层理,裂缝多被方解石脉体充填。下志留统龙马溪组上段,綦江观音桥剖面



(b) 左上部为五峰组底部页岩,露头厚度可达 5 m,发育水平层理。右下部为宝塔组泥质灰岩,厚度较大,裂缝不发育或被方解石和黄铁矿脉体充填。长宁双河剖面



(c) 黑色页岩,发育层理缝。下志留统龙马溪组上段,习水骑龙村剖面。柱塞样品



(d) 灰色泥质灰岩,裂缝被方解石脉充填。上奥陶统宝塔组上部,长宁双河剖面。柱塞样品

图2 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组顶底板发育特征

Fig. 2 Development characteristics of the roof and floor of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

区顶板多为泥页岩,厚度可达150 m,大面积连续分布;盆地外围白鹿、田坝等剖面的顶板为粉砂质页岩,厚度不足100 m。五峰组底板为宝塔组、临湘组,盆地内如长宁地区普遍发育,岩性多为泥质灰岩(图2b),厚度约为30 m;盆地外缘地区底板岩性多为石灰岩和粉砂质灰岩,并且抬升时间早,裂缝普遍发育,多被方解石和黄铁矿脉体充填。

顶板及底板均发育2种类型的裂缝:第1类裂缝为层理缝,与地层相平行,宝塔组石灰岩与龙马溪组上段均有发育;第2类为高角度裂缝,延伸较远,切穿地层,多发育于龙马溪组上段灰黑色粉砂质页岩。根据野外观察,裂缝均被方解石脉体或者黄铁矿充填。通过观察柱塞样品(图2c,2d),得到的结果与野外观察结果大体一致,部分样品出现层理

缝(图2c)。而林潼等<sup>[27]</sup>研究认为,样品的厚度对排替压力和突破压力分析没有影响,故所形成的层理缝对实验结果没有影响。

### 3.2 顶底板孔隙发育特征

顶底板的孔喉特征是决定顶底板封闭能力的关键。对野外露头目的层位顶底板共采了6组样品,应用高压压汞实验对其孔隙特征进行表征及定量分析(表1)。结果显示:顶板孔隙体积为 $(0.48 \sim 2.22) \times 10^{-2} \text{ cm}^3/\text{g}$ ,平均为 $1.08 \times 10^{-2} \text{ cm}^3/\text{g}$ ;孔隙度为1.27%~3.60%,平均为2.45%。底板孔隙体积为 $(0.09 \sim 1.49) \times 10^{-2} \text{ cm}^3/\text{g}$ ,平均为 $0.73 \times 10^{-2} \text{ cm}^3/\text{g}$ ;孔隙度为0.25%~2.79%,平均为1.73%。通过对比发现,底板的孔隙体积和孔隙度大多小于顶板。

表1 四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组顶底板压汞参数、突破压力及典型页岩气井含气量表  
Table 1 Mercury-injection parameters and breakthrough pressure test data of roof and floor and gas content of typical wells of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

地区名称	剖面名称	取样位置	样品岩石名称	压汞参数					突破压力/ MPa	典型页岩气井 平均含气量/ ( $\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$ )
				孔隙体积/ ( $10^{-2} \text{ cm}^3 \cdot \text{g}^{-1}$ )	中值孔径/ nm	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	排替压力/ MPa		
巫溪白鹿地区	白鹿剖面	顶板	粉砂质页岩	1.02	22	3.60	0.018 0	11.027	5	0.29
		底板	临湘组石灰岩	1.06	16	2.79	0.003 1	13.784	27	
巫溪田坝地区	田坝剖面	顶板	泥页岩	0.97	14	2.48	0.008 0	12.798	21	1.50
		底板	临湘组石灰岩	0.52	12	1.41	0.006 0	13.779	42	
彭水地区	鹿角剖面	顶板	泥页岩	0.55	10	1.46	0.009 0	13.775	33	2.12
		底板	宝塔组石灰岩	1.49	26	2.79	0.008 9	13.798	21	
綦江地区	观音桥剖面	顶板	泥页岩	0.48	12	1.27	0.009 0	16.677	28	3.07
		底板	临湘组石灰岩	0.96	10	2.49	0.005 0	13.766	37	
习水地区	骑龙村剖面	顶板	泥页岩	1.22	28	3.19	0.000 6	13.769	22	2.77
		底板	涧草沟组石灰岩	0.26	14	0.62	0.001 1	13.778	33	
长宁地区	双河剖面	顶板	泥页岩	2.22	20	2.69	0.001 2	13.775	31	4.60
		底板	宝塔组石灰岩	0.09	10	0.25	0.001 0	24.065	32	

图3为具有代表性的白鹿剖面(图3a,3b)和双河剖面(图3c,3d)顶板累计进退汞曲线及孔径分布曲线。2组顶板岩样进退汞曲线表明:孔隙以半封闭一半连通为主;孔径分布曲线表明:孔隙均以宏孔为主,且含有一定量的“墨水瓶型”孔隙。双河地区孔径相对更小,对页岩气保存也相对更有利。由于顶板样品为野外采集的龙马溪组上段低TOC含量的粉砂质页岩与钙质页岩,因此认为部分宏孔的形成,可能与样品内部有部分未被发现的裂缝有关。

图4为白鹿剖面和双河剖面底板累计进退汞曲线及孔径分布曲线。2组底板岩样进退汞曲线和顶板样品差异较大:白鹿地区孔隙以连通为主,而双河地区孔隙以封闭为主;孔径分布曲线也与顶板孔径分布曲线有一定的差异,显示孔隙均以宏孔—介孔为主。白鹿地区孔径相比双河地区更大,对页岩气保存不利。由于底板样品均为野外采集的宝塔组、临湘组和涧草沟组的致密石灰岩,质地坚硬且脆,部分宏孔可能为样品内部肉眼观察不到的裂缝,因此底板孔隙度比顶板更小。

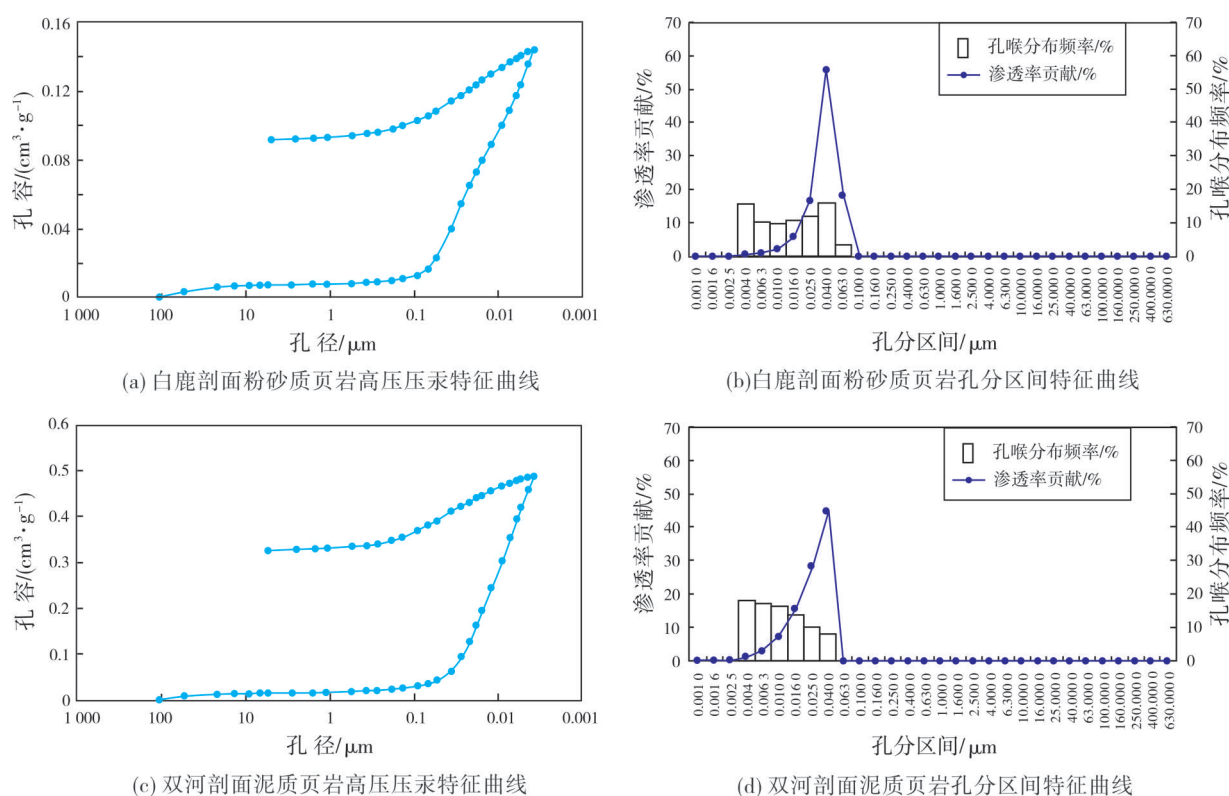


图3 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组顶板样品压汞孔隙特征

Fig. 3 Mercury-injection pore characteristics of roof samples of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

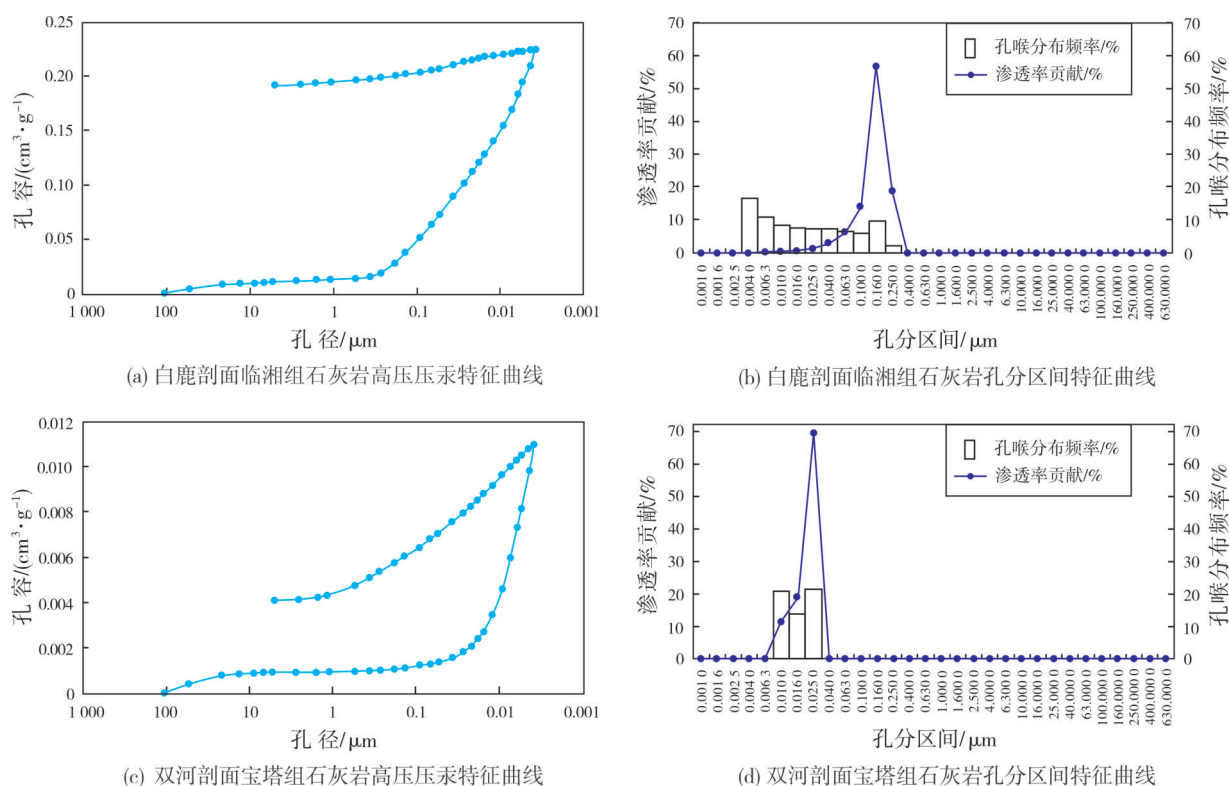


图4 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组底板样品压汞孔隙特征

Fig. 4 Mercury-injection pore characteristics of floor samples of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas



### 3.3 顶底板排替压力特征

排替压力是指非润湿相流体开始进入岩样最大喉道的压力,也就是非润湿相流体刚开始进入岩样的压力。排替压力越大,表明顶底板样品最大喉道越小,岩样越致密,对页岩气的封闭性能越强,保存条件越好。研究区顶底板排替压力如表1所示。虽然各地区顶底板均表现出低孔-低渗的特征,但通过排替压力可表现出不同顶底板封闭能力的差异性。由表1可知:研究区6条剖面顶板样品排替压力分布在11.027~16.677 MPa之间,其中白鹿剖面顶板排替压力最小,綦江观音桥剖面

顶板排替压力最大。底板排替压力表现为长宁地区最大,其他地区相差不大,在13.766~13.798 MPa之间,究其原因主要是长宁地区底板发育泥质灰岩,相比其他地区发育的石灰岩更加致密,裂缝不发育,这表明长宁地区页岩气的保存条件可能更好。

通过排替压力与孔渗相关分析(图5)可以看出,四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组海相页岩顶底板样品的孔隙度、渗透率与排替压力具有良好的负相关性,即孔隙度、渗透率越小,则排替压力越大,表明岩性越致密,页岩气垂向封闭性能越强。

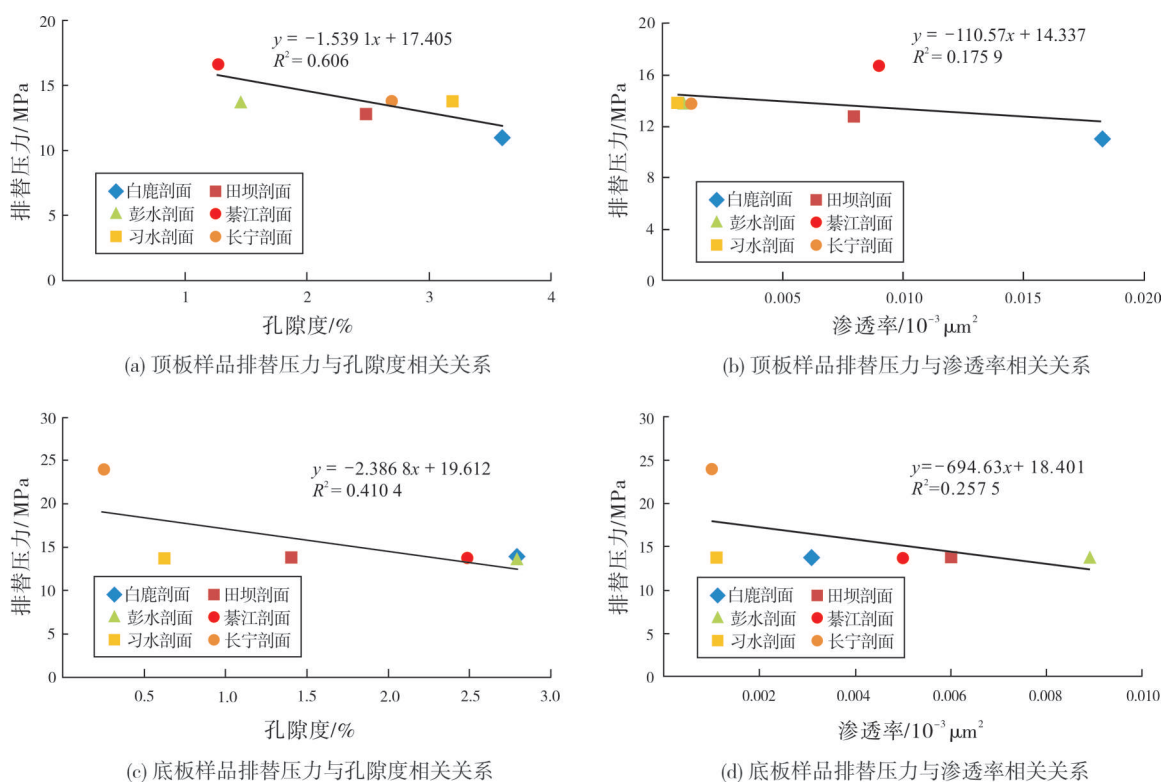


图5 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组顶底板排替压力与孔渗相关图

Fig. 5 Crossplot of displacement pressure and porosity and permeability of roof and floor of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

### 3.4 顶底板突破压力特征

突破压力是指岩石中连通孔隙内的润湿相流体被非润湿相流体驱替时所需施加的最小压力,在数值上近似等于多孔介质中连通的最大的孔隙的毛细管压力,是反映流体渗流通过多孔介质固有特性的特征压力。由于顶底板的物性封闭能力主要受

孔隙结构控制,而岩性是影响孔隙结构的主要因素,故突破压力与物性参数之间存在相关性。岩石的孔隙结构越好,孔隙度和渗透率越大,则岩石的突破压力越小,物性封闭能力越弱。

对6组顶底板样品的突破压力进行了测试,结果如表1所示。巫溪白鹿地区顶板岩性为粉砂质页岩,突破压力值相比其他地区较小,这是由于该样

品的取样位置距离裂缝发育部位较近,可能影响了突破压力值。而不同地区底板突破压力虽也有差异,仍处在正常的变化范围<sup>[42]</sup>。

根据郑德文<sup>[42]</sup>提出的盖层评价标准,白鹿地区顶板突破压力为5 MPa,顶板封盖性差;田坝、綦江和习水地区顶板突破压力在20~30 MPa,顶板封盖性较好;彭水鹿角和长宁地区顶板突破压力大于30 MPa,顶板封盖性好。而底板岩性均为石灰岩、粉砂质灰岩和泥质灰岩,相比顶板岩性更加致密,除彭水地区外,其他地区底板突破压力均比顶板大。彭水地区底板突破压力小于顶板,可能是因为底板层位更靠近断裂,才导致此结果。根据郑德文<sup>[42]</sup>提出的标准,研究区底板均具有良好的封闭性,但是不同地区还存在一些差异。

研究区顶板突破压力与孔渗相关分析(图6)表明:顶板样品的突破压力与孔渗具有良好的负相关性,即顶板孔隙度、渗透率越小,则顶板的突破压力越大,岩性越致密,页岩垂向封闭作用越强。研究区五峰组—龙马溪组海相页岩的底板

为临湘组的致密石灰岩和宝塔组连续沉积的灰色含泥瘤状灰岩,空间分布相对稳定,垂向封闭性均较好。相比之下,底板比顶板具有更强的垂向封闭能力。

### 3.5 顶底板条件对页岩气保存的影响

以典型页岩气井的平均含气量代表地区含气量,研究区内不同地区的含气量在0.29~4.60 m<sup>3</sup>/t之间(表1),其中白鹿地区最低,长宁地区最高。结合前人对顶板突破压力的研究成果<sup>[7,43-45]</sup>,通过含气量与顶底板封闭性关键参数(排替压力与突破压力)的相关性分析发现(图7):不同地区页岩气含气量与顶板排替压力、突破压力均有良好的正相关性,与底板排替压力、突破压力也具有一定的正相关性(但不明显)。不同地区页岩含气性差异大,分析认为主要原因在于页岩气的散失主要为向上运移逸散,顶板封闭性比底板封闭性更能影响页岩气的保存,而研究区的顶板封闭性存在较大差异。

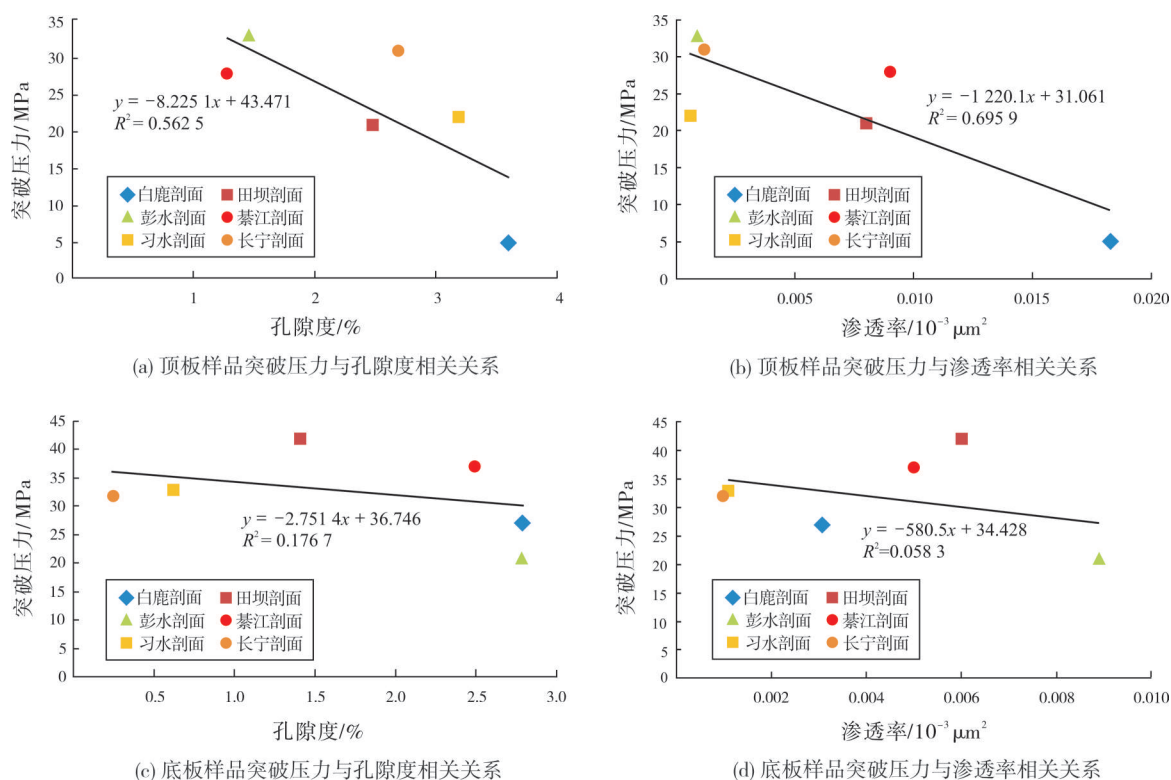


图6 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组顶底板突破压力与孔渗相关图

Fig. 6 Crossplot of breakthrough pressure and porosity and permeability of roof and floor of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

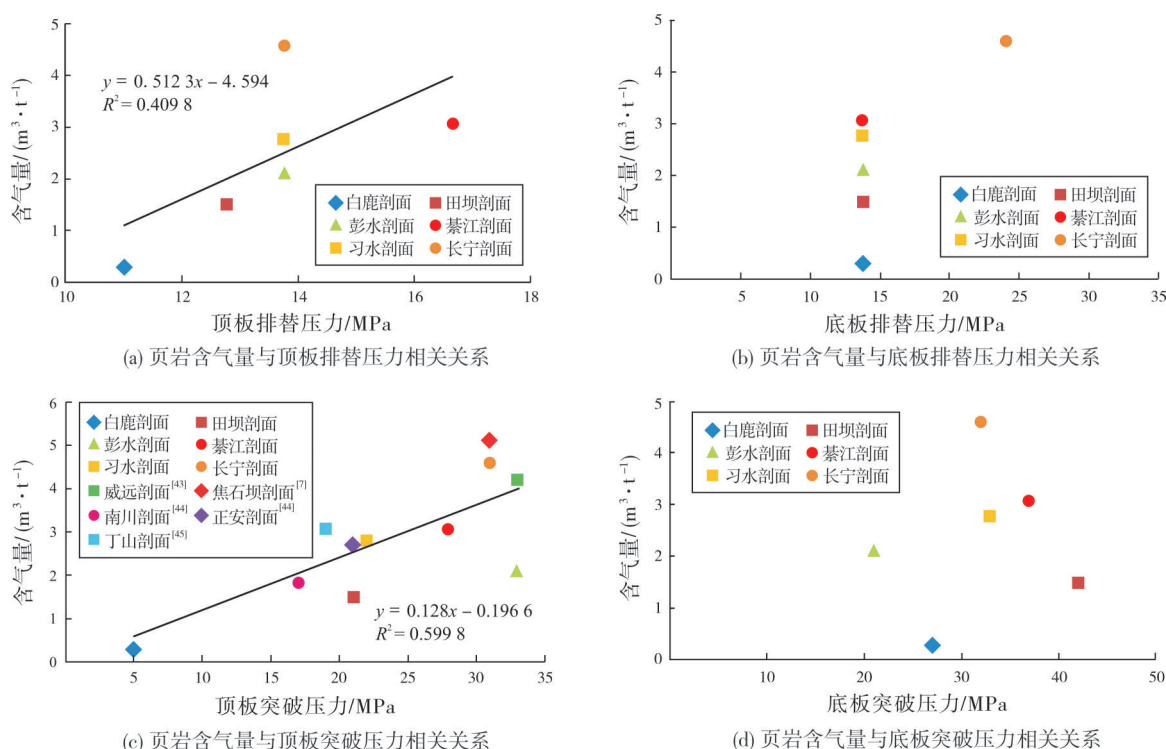


图7 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组含气性与顶底板排替压力和突破压力相关图

Fig. 7 Crossplot of gas content and displacement pressure and breakthrough pressure of roof and floor of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

胡东风等<sup>[3]</sup>、雷子慧等<sup>[46]</sup>认为顶底板岩性越致密,突破压力越高,封闭性越好,越有利于页岩气富集。综合分析,顶底板封闭性的差异最终导致了研究区页岩气富集的差异性。页岩气含气量高的地区,如长宁、綦江等位于川东南的区块,顶底板排替压力和突破压力相对较大,表明顶底板岩性更致密,垂向封闭性相比其他地区更好,更有利于页岩气的后期保存和页岩气成藏。而白鹿、田坝等位于川东北盆地北缘受构造影响强烈的区块,顶底板封

闭性差,页岩气垂向散失量较大,不利于页岩气的后期保存和富集成藏。

### 3.6 顶底板封闭性评价参数指标体系

根据以上研究内容,初步建立了四川盆地及周缘地区下古生界海相页岩气3大类、9项参数的顶底板封闭性评价参数指标体系(表2),主要综合了顶底板的岩性、厚度分布及微观封闭性,另外含气性也可以在一定程度上指示顶底板封闭性的优劣。

表2 四川盆地及周缘地区五峰组—龙马溪组海相页岩气顶底板封闭性综合评价参数指标体系

Table 2 Comprehensive evaluation index system of sealing property of marine shale gas roof and floor of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas

评价因素	评价参数	评分等级		
		好	中等	差
顶板	岩性	泥页岩	粉砂质页岩	粉砂质页岩、泥质粉砂岩
	厚度/m	>150	150 ~ 100	<100
	孔隙度/%	<1.5	1.5 ~ 2.0	>2.0
	突破压力/MPa	>25	25 ~ 15	<15
底板	岩性	泥质灰岩	泥质灰岩、粉砂质灰岩	粉砂质灰岩
	厚度/m	>30	30 ~ 15	<15
	孔隙度/%	<0.5	0.5 ~ 2.0	>2.0
	突破压力/MPa	>30	30 ~ 20	<20
含气性	含气量/(m³·t⁻¹)	>4.0	4.0 ~ 2.0	<2.0



## 4 结 论

(1) 上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气层顶底板岩性致密, 均表现为低孔—低渗特征, 而排替压力和突破压力在不同的地区有所不同。顶底板样品的排替压力和突破压力均与孔渗有良好的负相关性: 孔隙度、渗透率越小, 顶底板排替压力、突破压力越大。

(2) 通过研究区含气性与顶底板排替压力和突破压力的相关性分析发现, 含气性与顶板的微观封闭性有良好的正相关性, 与底板微观封闭性也有一定的正相关性, 但不明显。这表明相对于底板, 顶板封闭性能的差异更能影响页岩气的富集程度。

(3) 以顶底板岩性、厚度分布、孔隙度和突破压力为评价参数, 结合页岩气层含气性特征, 建立了四川盆地及周缘地区下古生界海相页岩气顶底板封闭性综合评价指标体系, 可依据其对顶底板封闭性做出较为准确和合理的评价。

## 参 考 文 献

- [1] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24–37.
- [2] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 561–574.
- [3] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 17–23.
- [4] 苏思远, 姜振学, 宁传祥, 等. 沾化凹陷页岩油富集可采主控因素研究[J]. 石油科学通报, 2017, 2(2): 187–198.
- [5] 毛小龙, 刘月田, 冯月丽, 等. 双重有效应力再认识及其综合作用[J]. 石油科学通报, 2018, 3(4): 390–398.
- [6] 张博, 姜振学, 原园, 等. 灰色关联度分析法在筛选页岩含气量主控因素中的应用[J]. 石油科学通报, 2018, 3(2): 134–143.
- [7] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. 地学前缘, 2012, 19(3): 280–294.
- [8] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147–153.
- [9] 王鹏万, 邹辰, 李娴静, 等. 昭通示范区页岩气富集高产的地质主控因素[J]. 石油学报, 2018, 39(7): 744–753.
- [10] 刘树根, 邓宾, 钟勇, 等. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏—强改造独特地质作用[J]. 地学前缘, 2016, 23(1): 11–28.
- [11] 王志刚. 涪陵大型海相页岩气田成藏条件及高效勘探开发关键技术[J]. 石油学报, 2019, 40(3): 370–382.
- [12] 冯建辉, 牟泽辉. 涪陵焦石坝五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素分析[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(3): 32–39.
- [13] 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.
- [14] 翟刚毅, 王玉芳, 包书景, 等. 我国南海相页岩气富集高产主控因素及前景预测[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1057–1068.
- [15] 张金川, 李玉喜, 聂海宽, 等. 渝页1井地质背景及钻探效果[J]. 天然气工业, 2010, 30(12): 114–118, 134.
- [16] 周雁, 金之钧, 朱东亚, 等. 油气盖层研究现状与认识进展[J]. 石油实验地质, 2012, 34(3): 234–245, 251.
- [17] 康德江, 付广, 吕延防. 贝尔断陷布达特群泥岩盖层综合评价[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(5): 44–46.
- [18] 金之钧, 周雁, 云金表, 等. 我国海相地层膏盐岩盖层分布与近期油气勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 715–724.
- [19] 金之钧, 龙胜祥, 周雁, 等. 中国南方膏盐岩分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(5): 571–583, 593.
- [20] 张军涛, 吴世祥, 李宏涛, 等. 川东南志留系泥岩盖层水岩相互作用的实验模拟及其研究意义[J]. 石油实验地质, 2011, 33(1): 96–99, 104.
- [21] 付常青. 渝东南五峰组—龙马溪组页岩储层特征与页岩气富集研究[D]. 北京: 中国矿业大学, 2017.
- [22] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 481–491.
- [23] 黄海平, 邓宏文. 泥岩盖层的封闭性能及其影响因素[J]. 天然气地球科学, 1995, 6(2): 20–26.
- [24] POWLEY D E. Pressures and hydrogeology in petroleum basins[J]. Earth-science reviews, 1990, 29(1/4): 215–226.
- [25] 屈泰来, 吴宝海, 李小地, 等. 油气藏破坏控制因素与模式划分[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(3): 297–301.
- [26] 王晓波, 李剑, 王东良, 等. 天然气藏盖层研究进展及发展趋势[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(6): 664–668.
- [27] 林潼, 王孝明, 张璐, 等. 盖层厚度对天然气封闭能力的实验分析[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(3): 322–330.
- [28] 邓宾. 四川盆地中—新生代盆—山结构与油气分布[D]. 成都: 成都理工大学, 2013.
- [29] 沈传波, 梅廉夫, 徐振平, 等. 四川盆地复合盆山体系的结构构造和演化[J]. 大地构造与成矿学, 2007, 31(3): 288–299.
- [30] 张岳桥, 董树文, 李建华, 等. 中生代多向挤压构造作用与四川盆地的形成和改造[J]. 中国地质, 2011, 38(2): 233–250.
- [31] 郭秀梅. 渝东北地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件及有利区预测[D]. 成都: 成都理工大学, 2015.
- [32] 潘仁芳, 李笑天, 金吉能, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气储层非均质性特征及主控因素[J]. 天然气工业, 2018, 38(12): 26–36.
- [33] 周立夫, 陈孔全, 唐永, 等. 川南綦江—赤水地区晚燕山期以来差异构造变形[J]. 地质科技情报, 2016, 35(4): 66–73.
- [34] 王玉世, 刘树根, 孙玮, 等. 黔中隆起北部上奥陶统—下志留统页岩特征[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2012, 39(6): 599–605.
- [35] 孙博. 川南长宁地区构造形变与流体活动特征[D]. 成都: 成都理工大学, 2018.
- [36] 张涛, 王小飞, 黎爽, 等. 压汞法测定页岩孔隙特征的影响因素分析[J]. 岩矿测试, 2016, 35(2): 178–185.
- [37] 全国筛网筛分和颗粒分检方法标准化技术委员会. 压汞

- 法和气体吸附法测定固体材料孔径分布和孔隙度:GB/T 21650.1—2008[S].北京:中国标准出版社,2008.
- [38] 油气田开发专业标准化委员会.岩石常规分析方法:SY/T 5336—2006[S].北京:石油工业出版社,2006.
- [39] 王新江.恒速法-岩石毛管压力曲线测定标准方法探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2013,33(20): 79, 83.
- [40] 油气田开发专业标准化委员会.岩石毛管压力曲线的测定:SY/T 5346—2005[S].北京:石油工业出版社,2005.
- [41] 石油地质专业标准化技术委员会.岩石气体突破压力测定方法:SY/T 5748—2013[S].北京:石油工业出版社,2013.
- [42] 郑德文.天然气毛密封闭层评价标准的建立[J].天然气地球科学,1994,5(3): 29-33.
- [43] 展铭望.川中大气田盖层封闭性定量评价及控藏作用[D].大庆:东北石油大学,2015.
- [44] 闫剑飞.黔北地区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组黑色岩系页岩气富集条件与分布特征[D].成都:成都理工大学,2017.
- [45] 王津义,付孝悦,潘文蕾,等.黔西北地区下古生界盖层条件研究[J].石油实验地质,2007,29(5): 477-481.
- [46] 雷子慧,赵安坤,余谦,等.贵州北部安场向斜下志留统龙马溪组页岩气保存条件[J].地质科技情报,2016,35(4): 121-127.

编辑:黄革萍

## Sealing property of roof and floor of Wufeng Formation-Longmaxi Formation and its influence on shale gas differential enrichment in Sichuan Basin and its surrounding areas

CUI Zhe, YANG Wei, WANG Qianyou, ZUO Rusi, CAI Jianfeng,  
CUI Zhengjie, XU Liang, LI Lan, GU Xiaomin

**Abstract:** Based on the high pressure mercury-injection analysis, displacement pressure test and breakthrough pressure test of 6 groups of roof and floor samples from 6 outcrops, the sealing properties of the roof and floor of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its surrounding areas and its influence on the shale gas differential enrichment are studied. The results show that: (1) The rocks of the roof and floor of Wufeng Formation-Longmaxi Formation are dense, showing the characteristics of low porosity and low permeability. (2) The displacement pressure of roof samples ranges from 11.027 MPa to 16.677 MPa, with an average of 13.637 MPa; most of the displacement pressures of floor samples range from 13.766 MPa to 13.798 MPa. (3) The breakthrough pressure of roof samples ranges from 5 to 33 MPa, and the difference in different areas is obvious; the floor breakthrough pressure ranges from 21 to 42 MPa, which is generally greater than that of the roof, showing good sealing property of the floor. (4) The displacement pressure and breakthrough pressure have good negative correlation with the porosity and permeability; shale gas content has a good positive correlation with micro sealing parameters of roof, and has a certain positive correlation with that of the floor. (5) Compared with the floor, the micro sealing ability of roof can more affect the vertical loss of shale gas, and the difference of micro sealing ability of roof leads to the shale gas differential enrichment in different areas. The evaluation index system of roof and floor sealing of three categories and nine parameters of Lower Paleozoic marine shale gas in the study area is preliminarily established, which can be used to make a more accurate and reasonable evaluation on the sealing of roof and floor.

**Key words:** shale gas; roof and floor; preservation conditions; differential enrichment; Wufeng Formation-Longmaxi Formation; Sichuan Basin

**CUI Zhe**, First author: MSc, engaged in research of unconventional oil and gas accumulation mechanism. Add: No.18 Fuxue Road, Changping District, Beijing 102249, China

**YANG Wei**, Corresponding author: Associate Researcher, engaged in the geology and evaluation of unconventional reservoir. Add: No.18 Fuxue Road, Changping District, Beijing 102249, China