

中国重点地区二叠系海陆过渡相页岩气勘探前景

郭少斌, 王子龙, 马 啸

(中国地质大学(北京) 能源学院, 北京 100083)

摘要:我国海陆过渡相页岩气勘探至今仍未取得较大的突破。通过对重点地区二叠系海陆过渡相页岩的分布特征、有机地球化学特征和储集特征等方面的研究,并与海相和陆相页岩进行对比,分析预测了我国海陆过渡相页岩气的勘探前景。中国海陆过渡相页岩分布面积大,但具有单层厚度薄、岩性变化快的特点;干酪根类型以Ⅲ型为主,除碳质泥岩外,页岩总有机碳含量整体偏低,生烃潜力最小;孔隙类型以无机质孔和微裂缝为主,有机孔不发育,孔体积和比表面积低于海相页岩,储集空间相对不足,气体吸附能力较差;泥页岩黏土矿物含量极高、脆性矿物较少,低孔低渗,储层物性差,不利于后期开发。研究表明,海相页岩仍是页岩气最有利的勘探区域,海陆过渡相页岩气勘探前景在某些方面不如演化程度高的陆相页岩气。

关键词:泥页岩;页岩气;海陆过渡相;勘探前景;中国

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Exploration prospect of shale gas with Permian transitional facies of some key areas in China

GUO Shaobin, WANG Zilong, MA Xiao

(School of Energy, China University of Geosciences (Beijing), Beijing 100083, China)

Abstract: The shale gas exploration of marine-continental transitional facies in China has not yet gained a significant success. To analyze and predict the exploration prospect of transitional shale gas, the distribution, organic geochemical and reservoir characteristics of transitional shale in some key areas of China were compared. The transitional shale is widely distributed in China and is characterized by the thin thickness of single layer and the rapid variation of lithology. The kerogens of transitional shale are mainly of type III. Except for carbonaceous mudstone, the total organic content is generally low, and the hydrocarbon generation potential is the lowest. The dominant pore types of transitional shale are inorganic pores and micro-fractures, while the organic pores on the other hand were not developed. The pore volume and pore specific surface area of transitional shale are lower than those of marine shale, the reservoir space is relatively insufficient, and the gas adsorption capacity is poor. Transitional shale has a remarkable high content of clay minerals, less brittle minerals, low porosity and permeability, and poor reservoir physical properties indicating uncondusive for the late-stage development. Results show that marine shale is still the most favorable area for shale gas exploration, and the exploration prospect of shale gas in transitional facies may not be regarded as good as that of continental shale gas which has a higher thermal mature degree in some aspects.

Key words: mud shale; shale gas; marine-continental transitional face; exploration prospect; China

随着人们对天然气等清洁能源需求的迅速增长和能源行业的不断发展,全球天然气产量稳步提升,世界能源结构的组成正发生着剧烈的变化^[1-2]。我国页岩气产量在 2019 年达到了 $154 \times 10^8 \text{ m}^3$,但与美国相比,仍有较大差距,页岩油气的革命需要进一步发展。

我国页岩油气的革命面临更加巨大的难题和挑战。王淑芳等^[3]通过中美海相页岩对比,提出两者

虽都为深水陆棚环境沉积,但我国海相页岩具有成熟度过高、盆地内外差异大的特征。邹才能等^[4]通过统计我国页岩气的分布和资源潜力,指出我国页岩气勘探开发的现实领域主要是海相页岩,海陆过渡相和陆相则为战略新领域。孙彩蓉等^[5]通过对比我国海相页岩与海陆过渡相页岩,认为两者沉积环境水动力较弱,虽然均有利于有机质的保存和页岩气的生成,但在储层性质上差异较大。周德华等^[6]

对四川地区陆相自流井组和海相龙马溪组进行分析,认为陆相页岩与海相页岩相比,成熟度普遍偏低、有机孔相对不发育且黏土矿物含量明显偏高。总体来说,海相页岩面临的问题是构造演化复杂,盆地外破碎严重,地貌多为山地丘陵;海陆过渡相页岩面临的问题是单层厚度小,黏土矿物含量过高,不利于开发;陆相页岩存在成岩作用低,有机质成熟度较低,储集层非均质性强,油气共存等问题。

多年来,专家和学者针对我国海相页岩气进行了大量研究,已经形成了高有机碳含量(TOC)和适当的成熟度控制页岩的生烃能力,孔隙控制页岩的储集性能,以及孔隙特征、成藏条件和构造变化等因素控制页岩气富集程度的认识^[7-9]。目前,在海相页岩中已经发现多个地质储量超过千亿立方米的气田,3 500 m 以浅的页岩气开采技术已经成熟,并于 2019 年完钻了目前国内最深(6 024 m)的页岩气探井^[7],得到单井日产量超百万立方米的页岩气井,表现出海相页岩气良好的勘探和开发潜力。关于陆相页岩气的研究,目前最全面的是鄂尔多斯盆地延长组页岩,已形成的“吸附成藏”和“吸附+游离复合成藏”两种模式^[10],分别对应深湖相和浅湖相的沉积环境,在实践应用中具有指导意义。

对比海相和陆相取得的进展,我国海陆过渡相页岩气研究主要集中在页岩储层的地化特征和物性特征等方面,对成藏规律和富集主控因素的研究较少。由于其自生自储的特性与海相、陆相存在一定差异,导致海陆过渡相页岩气的成藏模式不能完全借鉴海相和陆相的规律,给研究带来了一定难度。本文在总结海陆过渡相页岩气研究现状的基础上,详细研究了过渡相页岩的分布特征、地化特征和储层特征,并将其与海相和陆相页岩进行比较,分析海陆过渡相页岩气在勘探和开发中的优势与劣势,针对海陆过渡相页岩气存在的问题,对未来发展做出展望与建议。

1 海陆过渡相页岩气研究现状

我国海陆过渡相页岩主要发育在上古生界,北

方地区主要是石炭系—二叠系,地层包括本溪组、太原组、山西组和下石盒子组,山西组和太原组页岩地层常与煤、致密砂岩、灰岩等伴生,导致页岩垂向连续性较差,单层厚度多小于 15 m,分布面积在 $20 \times 10^4 \text{ km}^2$ 以上;南方地区主要是二叠系,地层包括龙潭组、少量梁山组和小江边组,龙潭组厚度连续性较好,分布较广,面积可达 $30 \times 10^4 \text{ km}^2$ 以上(表 1)。

1.1 北方石炭系—二叠系研究情况

北方海陆过渡相页岩分布在鄂尔多斯盆地、沁水盆地和南华北盆地,以太原组—山西组为主,沉积相为滨海相或三角洲平原的沼泽相。鄂尔多斯盆地是华北克拉通的组成部分,内含 6 个一级构造单元,盆地内沉积多套烃源岩,其中山西组和太原组岩性复杂、单层厚度小、层数多、累计厚度大,单层最大厚度为 64.5 m,累计厚度在 50~180 m 之间。太原组主要分布在天环坳陷,山西组则主要位于伊陕斜坡,二者干酪根类型均以 III 型为主,主要孔隙类型是溶蚀孔、黏土矿物孔和微裂缝。其中,太原组泥页岩的脆性矿物含量和孔隙度优于山西组,而山西组的泥页岩发育程度优于太原组。勘探调查表明,延川地区和大宁—吉县地区的山西组具有页岩气显示^[11]。

沁水盆地处于吕梁隆起带和太行隆起带之间,东西宽 120 km,南北长 330 km,总面积超过 $3 \times 10^4 \text{ km}^2$,是一个 NNE 向的复向斜构造。盆地内研究对象主要为太原组和山西组,页岩地层累计厚度介于 50~200 m 之间,与薄层灰岩互层。页岩埋深较浅,均在 2 000 m 以内,分布规律呈现出以沁源—襄垣一带为最大埋深,向盆地边缘逐渐变浅的特点;页岩有机质类型均为 III 型。太原组 TOC 分布存在北部寿阳—阳泉、中部沁县和南部沁源—端氏—长子共 3 个高值区,并向四周逐渐降低;山西组 TOC 略高,从北向南逐渐增大。

南华北盆地位于华北板块南部,延伸方向是与秦岭—大别山造山带平行的近东西向,盆内包含众多次级凹陷。太原组—山西组干酪根类型以 III 型

表 1 中国重点地区海陆过渡相页岩分布

Table 1 Distribution of marine-continental transitional strata of some key areas in China

地层	层段	埋深/m	页岩厚度/m	面积/ 10^4 km^2	分布地区
北方石炭系—二叠系	山西组	500~2 500	50~180	20~30	华北地区
	太原组				
	龙潭组	1 500~4 500	20~200	30~50	扬子及滇黔桂地区
南方二叠系	梁山组	1 000~3 000	30~300	2	上扬子及滇黔桂地区
	小江边组	300~4 000	50~350		萍乐坳陷

为主,含 II₂ 型;平面上,太原组和山西组的 TOC 以鹿邑、洛阳、伊川地区相对较高,向四周呈环带状下降;垂向上,从下向上 TOC 由高变低;镜质体反射率(R_o)分布规律为北高南低、西高东低。近年来先后部署的蔚参 1 井、牟页 1 井和郑东页 2 井均获得了页岩气流,压裂后获得稳定日产量 1 000~4 000 m³[13],对比海相页岩[14],压裂效果和产量差距较大。

1.2 南方二叠系研究情况

南方二叠系龙潭组在扬子地区广泛分布,可分为四川盆地、贵州地区、下扬子地区等进行评价。四川盆地南西高、北东低,主要沉积区位于川中和川东南。该区龙潭组页岩埋深普遍大于 4 000 m,厚度在 50~200 m 之间;页岩 TOC 分布整体呈东高西低的趋势,以遂宁—大足为中心,向西和西南方向逐渐变小。黏土矿物占主导地位,多含黄铁矿和锐铁矿。盆地内川东南地区东页深 1 井龙潭组多个井段有一定的页岩气流,但开发价值不大[15]。

贵州地区发育大量的阻挡式褶皱和断裂,整体方向为 NE 向,龙潭组页岩厚度在 30 m 以上,以大方—息烽为中心,总体埋深在 3 000 m 以内。页岩 TOC 的平面分布同样以大方为中心,向南北两侧逐渐降低;有机质类型为 III 型。贵州西部(黔西)金沙页 1 井海陆过渡相龙潭组样品的含气量测试结果为 2.07~4.46 m³/t,平均值为 3.15 m³/t,表现出较好的含气性。

下扬子地区位于扬子板块东北缘,整体呈北东宽、南西窄的 V 字型,区内龙潭组页岩东南厚西北薄[16],以江山—上饶和长兴—广德为主要沉积中心。页岩 TOC 为 0.37%~2.90%,干酪根主要为 II 型和 III 型, R_o 分布在 0.55%~2.66%。

2 三种岩相页岩储层的对比

2.1 页岩储层分布特征

由于我国盆地的构造演化与沉积演化具有整体性,导致从新元古代震旦纪—中生代三叠纪主要发育海相页岩,中生代后则以海陆过渡相和陆相页岩为主。地层的叠加关系和后期的构造运动导致海相页岩的埋深范围较广,最大埋深可达 5 500 m,主体在 1 500~4 500 m,从经济角度考虑,4 000 m 以内的储层是最主要的开发区[17]。海陆过渡相和陆相页岩地层形成较晚,且埋深较浅,分布在 80~4 500 m,主体在 3 000 m 的范围内,易被剥蚀破坏,不利于页岩气生成和富集。

石炭系—二叠系沉积环境主要是三角洲和潟湖,因而海陆过渡相页岩的主要特点是累计厚度大但单层厚度薄,垂向上岩性连续变化(表 2)。海相页岩的沉积相多为不同封闭程度的深水陆棚相[18],沉积环境较稳定,页岩沉积厚度大,平均在 100 m 左右,且垂向上连续性好。陆相页岩主要发育在坳陷和断陷湖盆中,沉积相以深湖相和浅湖相为主,中央坳陷区厚度较大,可达几百米以上,但因横向

表 2 中国重点地区不同类型页岩的分布地区及参数

Table 2 Distribution areas and parameters of different types of shale strata of some key areas in China

类型	地层	层段	埋深/m	页岩厚度/m	面积/10 ⁴ km ²	分布地区
海相	石炭系	德坞组—大塘组		50~100	6	滇黔桂
	泥盆系	罗富组		100~600	13	滇黔桂、湘西—湘南
	志留系	五峰组—龙马溪组	1 600~4 200	30~700	42	扬子区
	奥陶系	大乘寺组		20~100	3	上扬子西部
	寒武系	牛蹄塘组	2 600~4 600	100~700	30~50	扬子区
	震旦系	陡山沱组	2 000~5 000	10~100	15	上扬子东部—中扬子西部
海陆过渡相	侏罗系	水西沟组	>450	50~600	0.3~0.5	吐哈盆地
	侏罗系	西山窑组	350~1 500	350~400	2.0~3.0	准噶尔盆地
	侏罗系	克孜勒努尔组		300~800	7.0~9.0	塔里木盆地
	石炭系—二叠系	龙潭组 山西组,太原组 滴水泉组	1 500~4 500 500~3 500 1 300~2 500	20~200 50~180 200~450	30.0~50.0 20.0~30.0 2.0~3.0	扬子地区 华北地区 准噶尔盆地
陆相	三叠系	延长组	600~800	50~100	4.0~5.0	鄂尔多斯盆地
	白垩系	沙河子组	630~4 000	20~160	4.0~5.0	松辽盆地
	侏罗系	自流井组大安寨段	3 800~4 500	30~130	0.3~5.0	四川盆地
	古近系	沙河街组	80~2 300	700~2 500	0.8~1.0	辽河凹陷
	古近系	沙河街组	2 000~2 500	700~2 500	1.0~1.5	黄骅坳陷
	古近系	沙河街组	220~1 300	700~2 500	1.2~1.5	济阳坳陷
	古近系—新近系	干柴沟组	1 500~4 000	50~500	0.3~3.5	柴达木盆地

厚度变化大,导致连续性差,单层厚度小。根据页岩分布情况来看,海陆过渡相虽有较大的分布面积,但是页岩沉积稳定性不如海相页岩,也不如陆相页岩在沉积中心有较厚的页岩发育,导致其页岩

气单一开采并不足以满足钻井成本。

2.2 页岩储层有机地球化学特征

海陆过渡相页岩的干酪根类型主要是Ⅲ型,部分为Ⅱ₁型^[19-30](表3)。Ⅲ型干酪根生烃潜力较

表 3 中国重点地区不同类型页岩储层的有机地球化学参数^[19-30]

Table 3 Organic geochemical parameters of different types of shale reservoirs of some key areas in China

页岩类型	地层	地区	$\omega(\text{TOC})/\%$	$R_o/\%$	干酪根类型	
海相	震旦系陡山陀组	湘西北地区	$\frac{0.52 \sim 6.79}{2.25}$	$\frac{2.38 \sim 2.87}{2.56}$	I	
			寒武系牛蹄塘组	$\frac{1.69 \sim 3.57}{2.51}$	$\frac{\text{大于 } 3.20}{4.21}$	I
	志留系龙马溪组	川西地区	$\frac{1.45 \sim 4.47}{2.70}$	$\frac{2.47 \sim 2.96}{2.75}$	I—II ₁	
			贵州地区	$\frac{2.00 \sim 6.00}{3.50}$	$\frac{1.45 \sim 4.47}{2.70}$	I—II ₁
		川东南彭水地区	$\frac{1.20 \sim 6.46}{3.27}$		I—II ₁	
		四川盆地及周缘	$\frac{1.18 \sim 6.21}{2.64}$	$\frac{2.30 \sim 2.80}{2.54}$	I—II ₁	
	二叠系大隆组	湘中、川东北地区	$\frac{0.45 \sim 10.47}{3.91}$	$\frac{1.63 \sim 1.72}{1.69}$	I—II ₁	
	寒武系九门冲组	川中—黔北、 渝东—鄂西—黔南地区	$\frac{1.39 \sim 5.10}{3.10}$	$\frac{2.67 \sim 3.29}{3.26}$		
	海陆过渡相	二叠系太原组	沁水盆地	$\frac{0.36 \sim 3.94}{1.89}$	$\frac{1.06 \sim 2.44}{2.01}$	II
			鄂尔多斯盆地	$\frac{0.14 \sim 5.25}{2.44}$	$\frac{3.22 \sim 3.23}{3.22}$	II ₁ —III
二叠系山西组		南华北盆地	$\frac{0.88 \sim 3.76}{3.32}$		II ₁ —III	
		沁水盆地	$\frac{0.43 \sim 6.42}{2.07}$	$\frac{1.26 \sim 2.43}{1.92}$	II ₁	
二叠系山西组		鄂尔多斯盆地	$\frac{0.06 \sim 3.13}{1.96}$	$\frac{2.63 \sim 2.68}{2.66}$	II—III	
		南华北盆地	$\frac{0.76 \sim 5.09}{2.07}$	0.43~7.80	II—III	
二叠系龙潭组		四川盆地	$\frac{0.80 \sim 35.7}{7.51}$	$\frac{1.96 \sim 2.40}{2.22}$	II—III	
		贵州地区	$\frac{0.53 \sim 17.30}{6.07}$	$\frac{1.57 \sim 2.66}{2.45}$	III	
二叠系龙潭组		湘中及湘东南地区	$\frac{1.02 \sim 16.40}{3.54}$	1.20~2.10	II—III	
		三叠系延长组	鄂尔多斯盆地	6.00~22.00	0.90~1.16	I—II ₁
白垩系青山口组	松辽盆地	0.50~4.50	0.60~1.20	I—II ₁		
三叠系须家河组	四川盆地	1.00~4.00	1.58~2.42	I—II ₁		
陆相	侏罗系自流井组	川东北元坝地区	$\frac{0.33 \sim 3.33}{1.05}$	$\frac{1.47 \sim 1.82}{1.69}$	I—II ₁	
		川东北涪陵地区	$\frac{0.48 \sim 3.78}{1.42}$	$\frac{1.11 \sim 1.54}{1.30}$	I—II ₁	
	白垩系营城组	松辽盆地南部	$\frac{0.32 \sim 3.55}{1.12}$	$\frac{0.91 \sim 1.11}{1.02}$	II ₁ 和II ₂	
	白垩系沙河子组	松辽盆地南部	$\frac{0.62 \sim 4.63}{2.70}$	$\frac{2.06 \sim 2.35}{2.25}$	II ₁ 和II ₂	
	白垩系火石岭组	松辽盆地南部	$\frac{0.49 \sim 9.74}{2.97}$	$\frac{0.99 \sim 1.17}{1.08}$	II ₁	

注:表中分式意义为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$,后面表中意义相同。

小,主要生气;Ⅱ₁型干酪根富氢贫氧,可大量生气排烃,但是含量较少^[31]。对比以生油为主且能将早期生成的液态烃在热演化后期裂解生成气态烃^[32]的海相和陆相的Ⅰ—Ⅱ型干酪根,其生烃潜力最低。

有机质碳含量决定页岩的生烃能力,并影响着有机质内部孔隙的形成。由于海陆过渡相页岩在形成过程中沉积环境变化较快,TOC变化范围大,总体均值分布在1.89%~7.51%之间,部分碳质泥岩TOC存在异常高值,整体呈南方略高于北方的特征。海相页岩TOC介于0.45%~10.47%,均值稳定在2%以上,不同地区的同一层位也有较大的变化,其变化趋势与区域构造带密切相关。陆相页岩TOC分布在0.33%~22.0%,主体集中在1.0%~3.0%,高值多位于沉积中心。

对于Ⅲ型干酪根,天然气的转化率在成熟度 R_o 值达到1.0%和2.5%时分别是40%和95%,此时是有机质最主要的生气阶段。我国海陆过渡相泥页岩的成熟度介于1.0%~3.0%,主体在1.5%~2.5%之间,分布比较均匀,除部分 R_o 过高(>3.0%)可能已失去生气能力以外,多处于成熟—过成熟阶段,以原油裂解生气为主^[33]。陆相页岩成熟度较低,均在2.5%之下,大部分处于生油高峰阶段^[34],以生油为主。

对比可知,海陆过渡相页岩有机质生烃潜力不如海相和陆相,生烃能力最差;TOC变化较大,不如海相稳定,且高值TOC比例较低;有机质成熟度低于海相高于陆相,处于自身的生气高峰阶段,由于干酪根类型的限制无法大量生成有机孔。

2.3 页岩储层储集特征

高凤琳等^[35]的研究表明,当TOC保持不变时,较高的黏土矿物含量会导致较强的吸附能力。海陆过渡相页岩多为碳质页岩,脆性矿物集中在30%~50%,碳酸盐矿物大多分布在5.0%之下,含量较少,黏土矿物则大都超过50%。对比商业开发条件(脆性矿物含量大于40%,黏土矿物含量小于30%)^[36],可知矿物组成问题是海陆过渡相页岩气开发面临的巨大挑战。

对比海相、陆相和海陆过渡相页岩的矿物组成,可知脆性矿物含量最高的是海相,陆相次之,过渡相最低;黏土矿物含量最高的是海陆过渡相,陆相次之,海相最低(表4)。海陆过渡相黏土矿物的组成均以伊蒙混层为主,几乎不含蒙脱石,高岭石与绿泥石并存。海相不含高岭石,原因是黏土矿物的转化程度与有机质演化成正比^[34],而海相页岩的成熟度要优于海陆过渡相。因埋深和地下水成

分不同,海相蒙脱石转化为伊利石的比例更高,自生脆性矿物含量高于其余两相,这是由于海相页岩处于深水环境,陆源碎屑补给较弱,所以有利于自生脆性矿物的生成。

有机质成熟度、矿物组分和压实作用控制着孔隙的发育程度^[37]。海陆过渡相页岩主要发育无机孔和微裂缝,有机质孔不发育。无机孔包括溶蚀孔、粒间孔和黏土矿物孔;微裂缝产生在高岭石通过伊蒙混层向着伊利石进行转变、黏土矿物脱水体积缩小的过程中,主要是层间裂缝。海相页岩由于热演化程度高,原生孔隙较少,次生孔隙居主导地位;孔隙类型主要是蜂窝状有机孔,其次是晶间孔和热演化过程中形成的溶蚀孔等,同时还存在少量的微裂缝。陆相页岩演化程度低,原生基质孔隙占主导地位,有机孔和微裂缝均较少,储集空间不发育。

由于海陆过渡相页岩与煤层互层频繁,且煤层普遍具有低孔低渗的特征,因此,与海相和陆相相比,海陆过渡相页岩孔渗性较差(表5)。鄂尔多斯盆地山西组、沁水盆地太原组和四川盆地龙马溪组的页岩含气量分别为0.59~4.05,0.79~4.03^[29],1.75~9.60 m³/t^[30]。总体而言,海相页岩含气性最好,其后依次为陆相和海陆过渡相。根据前文对有机质演化的分析,海陆过渡相页岩大多已经过了充分的生气过程,但是由于排烃效率高,降低了自身的含气量。

页岩孔隙表征结果表明,海相页岩的孔体积最高(表6)^[38-40],海陆过渡相和陆相页岩相差不大;比表面积由大到小依次为海相、陆相和海陆过渡相。海相页岩的孔体积和孔比表面积均为其余两相的2~3倍,具有最优质的储集空间。孔体积分布特征表明,三种岩相页岩均是中孔占比最大,大多超过60%,而微孔和宏孔占比普遍低于40%;在比表面积分布中,海相和海陆过渡相均以微孔和中孔为主,宏孔可忽略不计,而陆相的宏孔比表面积占了一部分比重。对比可知,海相页岩除中孔外,微孔也较为发育,此现象与海相页岩中大量发育的有机孔有关;海陆过渡相页岩的黏土矿物成分较高,导致中孔更为发育,微孔发育程度介于海相页岩和陆相页岩之间;陆相页岩以中孔为主,微孔和宏孔发育程度相当。海相页岩整体孔径分布小于海陆过渡相页岩和陆相页岩的孔径分布。

三种岩相页岩在对气体的吸附能力上存在巨大差异。如表7所示,单位TOC条件下,海相页岩的吸附性能占绝对优势,远超陆相和海陆过渡相页岩;陆相页岩次之,海陆过渡相页岩最低。

表 4 中国重点地区不同类型页岩储层的矿物组分^[19-30]

Table 4 Mineral composition of different types of shale reservoirs of some key areas in China

页岩类型	层位	地区	全岩定量分析/%				
			黏土矿物	石英	长石	碳酸盐矿物	黄铁矿
海相	牛蹄塘组	川西南地区	19.8~43.0	29.4~46.1	17.9~27.8	6.5~8.5	3.3~5.5
			31.0	36.6	22.0	7.5	4.4
		渝东南地区	15.7~44.5	34.0~70.9	4.4~19.6	4.6~14.4	
			29.6	48.4	9.70	8.6	
	五峰组— 龙马溪组	川西南地区	12.4~57.0	29.4~72.0	2.7~7.5	8.1~17.7	1.5~3.6
			41.1	45.6	5.4	10.4	2.8
		贵州北部	44.0~69.1	18.3~44.0	3.3~12.6	8.9~15.8	1.5~3.6
			59.9	28.3	6.8	11.1	2.8
	大隆组	下扬子宣城地区	24.0~50.0	33.0~51.0	3.0~11.0	0~26.0	4.0~8.0
			36.0	40.3	6.1	11.3	6.2
	湘中、川东北	20.0~30.0	10.0~53.0	4.5	15.0~35.0		
		22.4	35.1				
孤峰组	下扬子宣城地区	0~40.0	33.0~97.0	0~7.0	0~10.0	0~18.0	
		21.0	65.0	3.0	5.4	4.7	
九门冲组	川中—黔北、渝东— 鄂西—黔南地区	10.0~30.0	17.0~65.0	12.6	0~9.0		
		20.2	52.3				
山西组	鄂尔多斯盆地	20.0~96.0	4.0~80.0		0.3~3.0		
		57.5	39.9		1.3		
	沁水盆地	50.0~63.0	36.0~48.0		1.0~2.0		
		58.0	40.8		1.2		
太原组	鄂尔多斯盆地	4.0~94.0	4.0~96.0		0.5~16.6		
		50.7	45.9		5.3		
	沁水盆地	53.0~62.0	38.0~44.0		1.0~8.0		
		56.6	40.2		3.2		
龙潭组	四川盆地	20.3~92.3	6.3~65.7				
		61.9	27.7				
	贵州地区	41.4	47.8				
	湘中及湘东南地区	25.0~41.0	59.0~75.0		23.0~50.0		
		35.0	65.0		38.0		
须家河组	四川盆地川西坳陷须五段	43.2	42.5		8.1	6.2	
		25.0	63.1		6.7	5.2	
		49.5	31.9		18.0	0.6	
		47.0	45.0		2.8	5.2	
自流井组	四川盆地川南地区	61.5	34.5		3.9	0.1	
自流井组	四川盆地川东北地区	26.0~64.0	17.6~49.4	1.0~6.1	3.0~50.6	1.7	
		46.8	24.9	2.4	21.6	1.1	
营城组、沙河子组、 火石岭组	松辽盆地南部	10.4~59.4					
		39.9					

综上所述,海相、海陆过渡相和陆相页岩在分布规律、地化特征、矿物特征、孔隙发育类型、孔隙结构特征和吸附性能等方面存在巨大的差别。海相页岩埋深较深,海陆过渡相和陆相页岩埋深较浅。海陆过渡相页岩虽然分布面积较广,但页岩沉积稳定性不如海相页岩,也不如陆相页岩在沉积中心有较厚的页岩发育。海陆过渡相页岩 TOC 变化较大,高值比例低,不如海相稳定;干酪根以Ⅲ型为主,相比海相和陆相的Ⅰ—Ⅱ型干酪根,生烃潜力

最差;有机质成熟度低于海相高于陆相,处于生气高峰阶段。海陆过渡相页岩多为碳质页岩,黏土矿物含量超 50%,内部组成以伊蒙混层为主,给页岩气开发增加了困难。受限于干酪根类型,海陆过渡相页岩有机质内部无法生成大量孔隙,因而孔隙类型主要是无机孔和微裂缝;因与煤层互层频繁,且煤层具有普遍低孔低渗的特征,导致其孔渗性比海相与陆相页岩的孔渗性差。海相页岩孔体积和比表面积最大,主要发育微孔和中孔,整体孔径分布

表 5 中国重点地区不同类型页岩储层的孔隙参数^[29-30]
Table 5 Porosity and permeability parameters of different types of shale reservoirs of some key areas in China

页岩类型	层位	地区	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
海相	牛蹄塘组	川西南地区	1.46~2.61	0.02
	五峰组—龙马溪组	四川盆地及周缘	$\frac{1.00\sim 5.00}{4.95}$	0.01
	震旦系陡山沱组	湘西北地区	$\frac{0.60\sim 8.70}{3.90}$	<0.04
海陆过渡相	山西组	鄂尔多斯盆地	$\frac{0.28\sim 5.00}{2.30}$	$\frac{0.001\sim 0.70}{0.04}$
		沁水盆地	2.15~6.95	0.000 4~0.60
	太原组	鄂尔多斯盆地	0.50~16.60	
		沁水盆地	$\frac{0.40\sim 5.46}{1.66}$	
	龙潭组	湘中坳陷	$\frac{0.54\sim 5.15}{1.42}$	$\frac{0.003\ 87\sim 0.006\ 77}{0.005\ 38}$
		黔西	$\frac{2.16\sim 4.26}{3.38}$	$\frac{0.000\ 4\sim 6.61}{0.003\ 7}$
陆相	自流井组	四川盆地川东北地区	$\frac{1.50\sim 6.70}{3.90}$	0.12~0.50
	沙河子组	松辽盆地南部	$\frac{0.50\sim 3.90}{2.55}$	$\frac{0.000\ 25\sim 0.439}{0.092}$

表 6 中国重点地区部分页岩储层孔隙表征参数^[38-40]

Table 6 Pore characterization parameters of shale reservoirs of some key areas in China

页岩类型	层位	孔体积比例/%			总孔体积/ ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)	孔比表面积比例/%			总比表面积/ ($\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$)
		微孔	中孔	宏孔		微孔	中孔	宏孔	
海相	牛蹄塘组	22.27	62.61	15.12	0.03	60.10	39.84	0.05	29.09
	龙马溪组	16.30	66.34	17.36	0.03	54.85	45.09	0.05	24.08
海陆过渡相	山西组	16.87	49.50	33.64	0.01	51.94	47.98	0.08	10.54
	太原组	15.79	43.27	40.94	0.01				8.97
陆相	延长组	10.53	66.91	22.55	0.01				11.54
	须家河组	15.16	64.93	19.91	0.01	51.41	33.09	15.51	11.45

表 7 中国重点地区不同类型页岩储层的等温吸附参数
Table 7 Isothermal adsorption parameters of different types of shale reservoirs of some key areas in China

页岩类型	分布地区	地层	样品编号	单位 TOC 兰格缪尔体积/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$	
				30 °C	50 °C
海相	四川盆地	龙马溪组	PY1-12	1.25	0.91
海陆过渡相	黔西地区	龙潭组	HV3-1	0.60	0.35
陆相	鄂尔多斯盆地	延安组	J601-1	0.76	0.63

最小;海陆过渡相页岩和陆相页岩则主要发育中孔,孔径分布较大。海相页岩的吸附性能远超陆相和海陆过渡相页岩。

3 结论

(1)海陆过渡相页岩主体分布在华北及东北地区,分布面积较大,与海相页岩相当;南方地区埋

深较深,北方地区埋深较浅且保存条件较差;页岩垂向上厚度不如陆相有较厚的沉积中心,横向连续性不如海相厚度稳定,具有单层厚度薄、岩性变化快的特点。

(2)海陆过渡相页岩干酪根类型以Ⅲ型为主,生烃潜力不如海相和陆相; R_o 介于 1.5%~2.5%,高于陆相,低于海相,处于生气高峰阶段,但受限干

酪根类型,有机质孔不发育;TOC 集中分布在 2%~3% 之间,除碳质泥岩外,TOC 总体偏低,生烃能力不如海相页岩。

(3) 海陆过渡相页岩矿物组成复杂,黏土矿物占绝对优势,脆性矿物低于其余两相,不利于压裂;其孔隙发育程度和孔径分布介于海相与陆相之间,孔体积以中孔和宏孔为主,比表面积以微孔和中孔为主;有机孔不发育,孔隙类型主要是无机孔和微裂缝,导致孔体积和孔比表面积均不如海相页岩。

(4) 对比三种岩相页岩的各项特征可知,海相页岩具有分布面积大、TOC 高、热演化程度高、脆性矿物含量高、有机孔最发育、含气量高、吸附性能强的优势,最具开发前景;陆相页岩分布面积小、热演化程度低,但湖盆中心的沉积厚度和 TOC 较大,有望在部分高成熟度的凹陷区实现突破,具有勘探前景;海陆过渡相页岩单层厚度薄、与其他岩性互层频繁、TOC 低值占比大、有机质孔不发育、脆性矿物含量低,具有一定的勘探潜力。

参考文献:

- [1] 邹才能,潘松圻,荆振华,等.页岩油气革命及影响[J].石油学报,2020,41(1):1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1):1-12.
- [2] 李剑,余源琦,高阳,等.中国天然气产业发展形势与前景[J].天然气工业,2020,40(4):133-142.
LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Natural gas industry in China: development situation and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4):133-142.
- [3] 王淑芳,董大忠,王玉满,等.中美海相页岩气地质特征对比研究[J].天然气地球科学,2015,26(9):1666-1678.
WANG Shufang, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. A comparative study of the geological feature of marine shale gas between China and the united states[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(9):1666-1678.
- [4] 邹才能,董大忠,王社教,等.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J].石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6):641-653.
- [5] 孙彩蓉,唐书恒,魏建光.中国南方海相页岩气与华北煤系页岩气储层特征差异分析[J].中国矿业,2017,26(3):166-170.
SUN Cairong, TANG Shuheng, WEI Jianguang. The differences of reservoir features between southern marine shale gas and northern coal-bearing shale gas in China[J]. China Mining Magazine, 2017, 26(3):166-170.
- [6] 周德华,孙川翔,刘忠宝,等.川东北地区大安寨段陆相页岩气藏地质特征[J].中国石油勘探,2020,25(5):32-42.
ZHOU Dehua, SUN Chuanxiang, LIU Zhongbao, et al. Geological characteristics of continental shale gas reservoir in the Jurassic Da'anzhai Member in the northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(5):32-42.
- [7] 姜振学,宋岩,唐相路,等.中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J].石油勘探与开发,2020,47(3):617-628.
JIANG Zhenxue, SONG Yan, TANG Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(3):617-628.
- [8] 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.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4):561-574.
- [9] 何贵松,何希鹏,高玉巧,等.中国南方 3 套海相页岩气成藏条件分析[J].岩性油气藏,2019,31(1):57-68.
HE Guisong, HE Xipeng, GAO Yuqiao, et al. Analysis of accumulation conditions of three sets of marine shale gas in southern China[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(1):57-68.
- [10] 杜燕,刘超,高潮,等.鄂尔多斯盆地延长探区陆相页岩气勘探开发进展、挑战与展望[J].中国石油勘探,2020,25(2):33-42.
DU Yan, LIU Chao, GAO Chao, et al. Progress, challenges and prospects of the continental shale gas exploration and development in the Yanchang exploration area of the Ordos Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2):33-42.
- [11] 祁攀文,薛培,赵谦平,等.鄂尔多斯盆地地下寺湾地区山西组页岩气储层特征与评价[J].非常规油气,2019,6(4):10-17.
QI Panwen, XU Pei, ZHAO Qianping, et al. Research on evaluation methods and characteristics of shale gas reservoirs in Shanxi Formation in Xiasiwang area, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2019, 6(4):10-17.
- [12] 李平,李盛富,刘宇,等.沁水盆地煤系页岩气成藏模式分析[J].地质与勘探,2018,54(2):395-403.
LI Ping, LI Shengfu, LIU Yu, et al. Reservoir models of the coal measure shale gas in the Qinsui Basin[J]. Geology and Exploration, 2018, 54(2):395-403.
- [13] 翟刚毅,王玉芳,刘国恒,等.中国二叠系海陆交互相页岩气富集成藏特征及前景分析[J].沉积与特提斯地质,2020,40(3):102-117.
ZHAI Gangyi, WANG Yufang, LIU Guoheng, et al. Enrichment and accumulation characteristics and prospect analysis of the Permian marine continental multiphase shale gas in China[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2020, 40(3):102-117.
- [14] 徐姣,孙庆莉,段杰,等.四川盆地东部海相页岩分布及综合评价[J].天然气技术与经济,2019,13(5):14-20.
XU Jiao, SUN Qingli, DUAN Jie et al. Evaluation on distribution of marine shale, eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2019, 13(5):14-20.
- [15] 郭旭升,胡东风,刘若冰,等.四川盆地二叠系海陆过渡相页岩气地质条件及勘探潜力[J].天然气工业,2018,38(10):11-18.

- GUO Xusheng, HU Dongfeng, LIU Ruobing, et al. Geological conditions and exploration potential of Permian marine-continent transitional facies shale gas in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(10): 11-18.
- [16] 闫德宇, 黄文辉, 陆小霞, 等. 下扬子区海陆过渡相不同沉积环境页岩气成藏条件对比[J]. *煤炭学报*, 2016, 41(7): 1778-1787.
- YAN Deyu, HUANG Wenhui, LU Xiaoxia, et al. Contrast of reservoir-forming conditions of marine-continent transitional shale gas in different sedimentary environments in the Lower Yangtze area of China [J]. *Journal of China Coal Society*, 2016, 41(7): 1778-1787.
- [17] 李昌伟, 陶士振, 董大忠. 国内外页岩气形成条件对比与有利区优选[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(5): 986-1000.
- LI Changwei, TAO Shizhen, DONG Dazhong. Comparison of the formation condition of shale gas between domestic and abroad and favorable areas evaluation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(5): 986-1000.
- [18] 郭曼, 李贤庆, 张明扬, 等. 黔北地区牛蹄塘组页岩气成藏条件及有利区评价[J]. *煤田地质与勘探*, 2015, 43(2): 37-43.
- GUO Man, LI Xianqing, ZHANG Mingyang, et al. Reservoir-forming conditions and evaluation of favorable area of shale gas in Niutitang Formation in northern Guizhou [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2015, 43(2): 37-43.
- [19] 陈娟. 下扬子宣城地区二叠系海相页岩储层特征研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
- CHEN Juan. The characteristics of permian marine shale reservoirs in Xuancheng area of Lower Yangtze [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.
- [20] 张艺凡. 中国南方典型地区海相页岩储层孔隙特征与渗透性研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2020.
- ZHANG Yifan. Study of pore structure and permeability characteristics of marine shale in typical area of South China [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2020.
- [21] 徐浩. 南方海相页岩储层微观孔隙表征方法及含气特征分析[D]. 成都: 成都理工大学, 2019.
- XU Hao. Micropores characterization method and gas content analysis for marine shale reservoirs in Southern China [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2019.
- [22] 赵静. 陆相页岩气成藏条件分析以松辽盆地南部S洼槽为例[J]. *断块油气田*, 2019, 26(3): 290-293.
- ZHAO Jing. Accumulation conditions of shale gas in continental facies; taking S depression of Songliao Basin as an example [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2019, 26(3): 209-293.
- [23] 左如斯, 杨威, 王乾右, 等. 川西坳陷须家河组陆相页岩岩相控制下的微观储集特征[J]. *特种油气藏*, 2019, 26(6): 22-28.
- ZUO Rusi, YANG Wei, WANG Qianyou, et al. Lithofacies-control microscopic reservoir characterization of the continental shale in the Xujiahe Formation of Western Sichuan Depression [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2019, 26(6): 22-28.
- [24] 魏祥峰, 黄静, 李宇平, 等. 元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 970-981.
- WEI Xiangfeng, HUANG Jing, LI Yuping, et al. The main factors controlling the enrichment and high production of Da'anzhai Member continental shale gas in Yuanba area [J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 970-981.
- [25] 陈果, 刘弼行, 李洪玺, 等. 四川盆地上三叠统须家河组陆相页岩气资源潜力分析[J]. *天然气技术与经济*, 2019, 13(5): 21-29.
- CHEN Guo, LIU Gexing, LIU Hongxi, et al. Resource potential of continental shale gas in Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Technology*, 2019, 13(5): 21-29.
- [26] 马奔奔, 操应长, 王艳忠, 等. 渤南洼陷北部陡坡带沙四上亚段成岩演化及其对储层物性的影响[J]. *沉积学报*, 2015, 33(1): 170-182.
- MA Benben, CAO Yingchang, WANG Yanzhong, et al. Diagenetic evolution and its influence on physical properties of reservoir in the northern steep zone of the Bonan Sag [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2015, 33(1): 170-182.
- [27] 李昂, 丁文龙, 张国良, 等. 滇东地区马龙区块筇竹寺组海相页岩储层特征及对比研究[J]. *地学前缘*, 2016, 23(2): 176-189.
- LI Ang, DING Wenlong, ZHANG Guoliang, et al. Reservoir characteristics of marine shale in the Malong block of eastern Yunnan province and comparison analysis [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(2): 176-189.
- [28] 包书景, 林拓, 聂海宽, 等. 海陆过渡相页岩气成藏特征初探: 以湘中坳陷二叠系为例[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 44-53.
- BAO Shujing, LIN Tuo, NIE Haikuan, et al. Preliminary study of the transitional facies shale gas reservoir characteristics: taking Permian in the Xiangzhong Depression as an example [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 44-53.
- [29] 郭少斌, 付娟娟, 高丹, 等. 中国海陆交互相页岩气研究现状与展望[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(5): 535-540.
- GUO Shaobin, FU Juanjuan, GAO Dan, et al. Research status and prospects for marine-continent shale gases in China [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(5): 535-540.
- [30] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 499-510.
- ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(4): 499-510.
- [31] HUANG Liang, NING Zhengfu, WANG Qing, et al. Effect of organic type and moisture on CO₂/CH₄ competitive adsorption in kerogen with implications for CO₂ sequestration and enhanced CH₄ recovery [J]. *Applied Energy*, 2018, 210: 28-43.
- [32] KO L T, LOUCKS R G, ZHANG Tongwei, et al. Pore and pore network evolution of Upper Cretaceous Boquillas (Eagle Ford equivalent) mudrocks: results from gold tube pyrolysis experiments [J]. *AAPG Bulletin*, 2016, 100(11): 1693-1722.
- [33] WOOD D A, HAZRA B. Characterization of organic-rich shales for petroleum exploration & exploitation: a review—part 2: geochemistry, thermal maturity, isotopes and biomarkers [J]. *Journal of Earth Science*, 2017, 28(5): 758-778.
- [34] PANNO S V, HACKLEY K C, LOCKE R A, et al. Formation waters from Cambrian-age strata, Illinois Basin, USA: constraints on their origin and evolution [J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2013, 122: 184-197.

- tion and Maokou Formation, Sichuan Basin [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2017, 22(1): 25-31.
- [13] 杜金虎, 邹才能, 徐春春, 等. 川中古隆起龙王庙组特大型气田战略发现与理论技术创新 [J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(3): 268-277.
- DU Jinhu, ZOU Caineng, XU Chunchun, et al. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of a giant gas field in Cambrian Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(3): 268-277.
- [14] 魏国齐, 刘德来, 张林, 等. 四川盆地天然气分布规律与有利勘探领域 [J]. 天然气地球科学, 2005, 16(4): 437-442.
- WEI Guoqi, LIU Delai, ZHANG Lin, et al. The exploration region and natural gas accumulation in Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2005, 16(4): 437-442.
- [15] 魏国齐, 杨威, 金惠, 等. 四川盆地上三叠统有利储层展布与勘探方向 [J]. 天然气工业, 2010, 30(1): 11-14.
- WEI Guoqi, YANG Wei, JIN Hui, et al. Distribution of favorable reservoirs and exploration targets in the Upper Triassic of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(1): 11-14.
- [16] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 四川盆地高石梯—磨溪古隆起构造特征及对特大型气田形成的控制作用 [J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(3): 257-265.
- WEI Guoqi, YANG Wei, DU Jinhu, et al. Tectonic features of Gaoshiti-Moxi paleo-uplift and its controls on the formation of a giant gas field, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(3): 257-265.
- [17] 杨雨, 文龙, 谢继容, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩天然气勘探进展与方向 [J]. 中国石油勘探, 2020, 25(3): 44-55.
- YANG Yu, WEN Long, XIE Jirong, et al. Progress and direction of marine carbonate gas exploration in Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3): 44-55.
- [18] 朱彤. 四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型 [J]. 石油实验地质, 2020, 42(3): 345-354.
- ZHU Tong. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(3): 345-354.
- [19] 唐大海, 谭秀成, 王小娟, 等. 四川盆地须家河组致密气藏成藏要素及有利区带评价 [J]. 特种油气藏, 2020, 27(3): 40-46.
- TANG Dahai, TAN Xiucheng, WANG Xiaojuan, et al. Tight gas accumulation elements and favorable zone evaluation of Xujiache Formation in Sichuan Basin [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(3): 40-46.
- [20] 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.

(编辑 黄娟)

(上接第 385 页)

- [35] 高凤琳, 宋岩, 姜振学, 等. 黏土矿物对页岩储集空间及吸附能力的影响 [J]. 特种油气藏, 2017, 24(3): 1-8.
- GAO Fenglin, SONG Yan, JIANG Zhenxue, et al. Influence of clay minerals on shale storage space and adsorptive capacity [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2017, 24(3): 1-8.
- [36] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力 [J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 69-75.
- HUANG Jinliang, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 69-75.
- [37] 刘小平, 李文奇. 基于热模拟实验的富有机质泥页岩孔隙演化研究进展 [J]. 科学技术与工程, 2020, 20(22): 8849-8859.
- LIU Xiaoping, LI Wenqi. Research advance on pore evolution of organic-rich shale based on thermal simulation experiment [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(22): 8849-8859.
- [38] 杨潇, 姜振学, 宋岩, 等. 渝东南牛蹄塘组与龙马溪组高演化海相页岩全孔径孔隙结构特征对比研究 [J]. 高校地质学报, 2016, 22(2): 368-377.
- YANG Xiao, JIANG Zhenxue, SONG Yan, et al. A comparative study on whole-aperture pore structure characteristics between Niutitang and Longmaxi formation of high-maturity marine shales in southeastern Chongqing [J]. Geological Journal of China Universities, 2016, 22(2): 368-377.
- [39] 王子龙, 郭少斌. 鄂尔多斯盆地延安地区山西组泥页岩孔隙表征 [J]. 石油实验地质, 2019, 41(1): 99-107.
- WANG Zilong, GUO Shaobin. Pore characterization of shale in Shanxi Formation, Yan'an area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 99-107.
- [40] 熊健, 罗丹序, 刘向君, 等. 鄂尔多斯盆地延长组页岩孔隙结构特征及其控制因素 [J]. 岩性油气藏, 2016, 28(2): 16-23.
- XIONG Jian, LUO Danxu, LIU Xiangjun, et al. Characteristics and controlling factors of shale pore structure of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(2): 16-23.

(编辑 徐文明)