

DOI:10.19826/j.cnki.1009-3850.2020.07003

中国二叠系海陆交互相页岩气富集成藏特征 及前景分析

翟刚毅^{1,2}, 王玉芳^{1,2}, 刘国恒^{1,2}, 周志^{1,2}, 张聪^{1,2}, 刘晓晨^{1,2}

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100029; 2. 中国地质调查局非常规油气地质实验室, 北京 100029)

摘要:我国二叠系海陆交互相富有机质泥页岩层系分布广泛,主要有以山西组、太原组和龙潭组为代表的形成于滨浅海环境的含煤建造型和以孤峰组、大隆组为代表的含硅质建造型。本文通过大量页岩气富集评价参数资料对比和综合评价,得出两种层系富有机质页岩具有“有机质含量高、热演化适中、含气量高、孔隙度高”等特点,可与四川盆地已经开发的志留系龙马溪组海相页岩参数相媲美。按照页岩气形成富集成藏“岩相控碳、成岩控烃、构造控藏”的三大主控因素,综合评价和优选了鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地、南华北盆地、开江-梁平裂陷槽、城口-鄂西裂陷槽、皖江裂陷槽及湘中、川南-黔西等页岩气勘查远景区,期待对我国二叠系海陆交互相页岩气勘查开发提供支持。

关键词:二叠系;海陆交互相;页岩气;富集成藏;资源前景

中图分类号: P534.46; TE122

文献标识码: A

前言

中国页岩气资源类型多,分布广,资源潜力大^[1-4]。近年来,紧随美国页岩气革命,我国石油企业率先在四川盆地奥陶—志留系的五峰—龙马溪组海相页岩气实现工业突破,2019年产量达100亿立方米。中国地质调查局率先在盆外复杂地质构造区震旦系和寒武系获得高产工业气流^[5-9]。然而我国广泛分布的二叠系海陆交互相页岩,仅在个别地区取得了页岩气发现,是否具有工业价值,业界认识不一^[10-20]。本文依托近年来承担的页岩气地质调查和国家重大专项页岩气项目成果资料,结合前人资料系统收集和分析,并与四川盆地龙马溪组“甜点层段”优质页岩对比,对华北和华南两大陆块二叠系页岩层系形成环境与有机质富集、储层特征与富集成藏等因素进行了深入讨论。对鄂尔多斯盆地、沁水盆地、南华北盆地、黔西南、川北、鄂西及

皖江等重点地区海陆过渡相泥页岩气富集成藏条件进行了解剖研究,初步明确了海陆交互相页岩气赋存机理和富集模式,并进行了有利区预测评价。

北美页岩气勘探开发实践表明,页岩气不仅储存于页岩中,也储存于泥岩和泥页岩的夹层(包括粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩、细砂岩、泥灰岩和白云质灰岩等)中。目前业界趋于将页岩气定义为主要以吸附态或游离态方式,赋存于富有机质泥页岩及其夹层当中的天然气,具有“自生自储”特征,仅发生有邻层运移,而未发生跨层运移^[21-22]。故本文讨论的泥页岩层系为以泥页岩为主、夹互有其他岩性的泥页岩层系组合,主要包括华北陆块的太原—山西组和华南陆块的孤峰—龙潭—大隆组海相和海陆交互相组合。

1 富有机质泥页岩层系分布特征

中国海陆交互相泥页岩主要形成于石炭纪—

收稿日期: 2020-05-12; 改回日期: 2020-06-23

作者简介: 翟刚毅(1958—),男,教授级高级工程师,主要从事油气和页岩气基础地质调查及资源潜力评价等方面的研究。E-mail: zhaigangyi@126.com

资助项目: 中美石炭—二叠系页岩储层评价技术合作研究(2017YEE0106300)、国家科技重大专项页岩气资源评价方法与勘查技术攻关(2016ZX05034)

二叠纪,主要分布在华北和华南两大陆块。富有机质泥页岩多呈大面积广泛分布于潮坪、潟湖、沼泽和三角洲环境^[23]。泥页岩单层厚度薄、但累计厚度大,岩相垂向变化大,且常与致密砂岩、煤层等互层。

1.1 华北陆块二叠系海陆交互富有机质泥页岩分布特征

加里东运动使华北陆块整体抬升,于中石炭世本溪期陆块开始沉降,海水自东、西两侧侵入,形成北高中隆东西凹的古地理格局^[15]。东西两翼为碳酸盐台地沉积,北部阴山古陆南侧为冲积相,中部和南部广大地区堆积了碎屑滨岸砂泥质沉积。太原期海侵范围扩大,东南和西部地区为碳酸盐台地沉积,北部大同—太原—石家庄一线以南,形成三角洲平原—潟湖—潮坪—三角洲前缘环境,沉积成大面积的泥质和细碎屑岩(图1),泥岩厚度可达100余米,主要有河北德州(泥岩总厚度为130m)和鲁西南(平均厚度为101m)两个沉积中心。山西期海水略有退缩,碳酸盐台地缩小。沿宁武—北京—秦皇岛一线以北为山前冲积平原环境,堆积了以粗碎屑为主体的沉积;此线与长治—安阳—济南之间的广阔地区为三角洲环境,形成三角洲平原广为发育的一套砂泥质沉积,分流河间地区则发育泥岩沼泽,形成泥炭堆积;东南广大地区为碎屑滨岸带,堆

积了以泥质为主的堡坝潟湖沉积物。

华北陆块海陆交互泥页岩主要发育在太原组和山西组潮坪、潟湖、沼泽和三角洲环境。由于后期构造运动,现今主要残留和分布于鄂尔多斯盆地、沁水盆地、南华北盆地和渤海湾盆地。华北陆块太原组和山西组在整个盆地发育较为稳定,岩性主要由泥页岩、粉砂岩呈不等厚的互层状,常夹有煤层(图2),富有机质泥页岩常位于上部的高水位体系域,累计厚度大,单层厚度小。

鄂尔多斯盆地太原组富有机质泥页岩厚度0~40m。神木—佳县一带厚度较大,为15~40m。山西组富有机质泥页岩厚度30~80m。靖边、绥德地区厚度大于60m,乌审旗、神木等厚度在50m以上。受多期构造运动影响,整个盆地内的泥页岩埋深变化较大,分布在500~3800m。鄂尔多斯盆地中东部泥页岩埋深在1000~3500m,是页岩气勘探开发的最佳深度。

沁水盆地太原组富有机质泥页岩厚度为20~80m,整体分布稳定。山西组富有机质泥页岩厚度分布在20~70m。沁水盆地整体表现为一向斜构造,边缘浅中央深,盆地东北部和中部泥页岩埋深分别可达1200m和1800m。

南华北盆地太原组富有机质泥页岩10~48m,

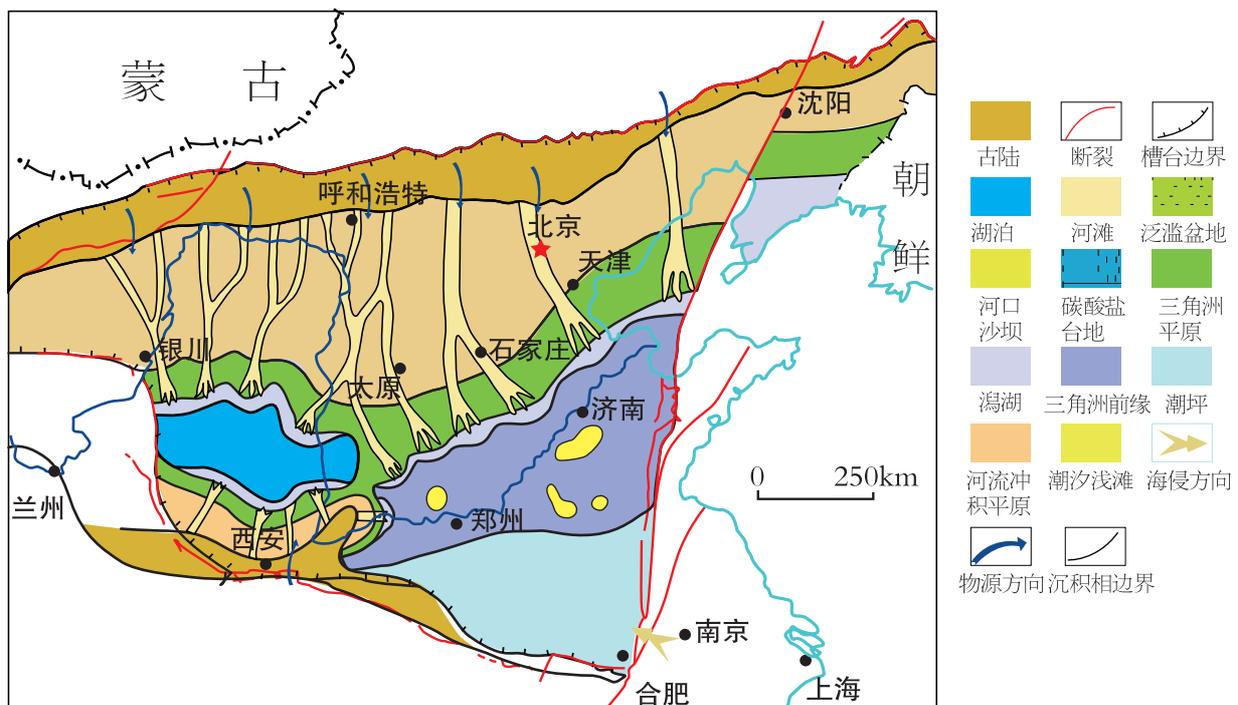


图1 太原期华北沉积岩相图(据参考文献^[24])

Fig. 1 Sedimentary facies map of North China in Taiyuan stage(according to Shao Longyi^[24])

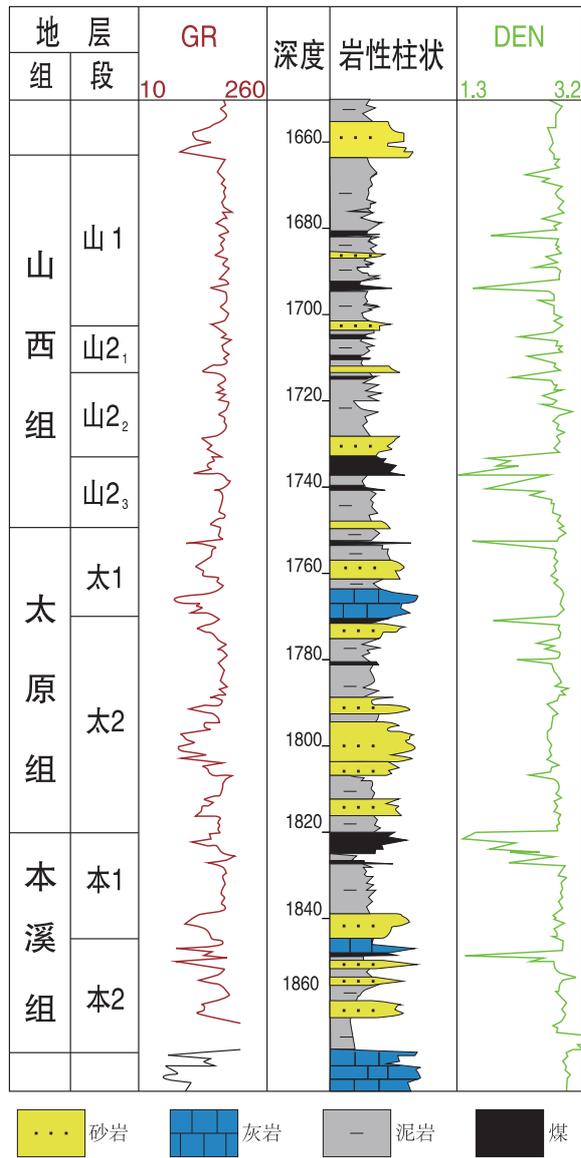


图2 华北陆块太原山西组地层剖面(据秦勇^[14])

Fig. 2 Stratigraphic Section of the Taiyuan Formation and the Shanxi Formation in North China Block (according to Qin Yong^[14])

在三门峡、永城—淮北、新郑—开封—周口—阜阳一带,厚度较大,局部厚达 50m。山西组富有机质泥页岩厚度为 10 ~ 40m。在济源南侧、三门峡—新安—洛阳—登封—郑州、平顶山—漯河—周口、开封—拓城—永城—淮北一带,局部地区厚超过 40m。

渤海湾盆地中,太原组富有机质泥页岩在大港、中原一带厚达 60 ~ 100m,山西组富有机质页岩厚 50 ~ 80m,埋深 1000 ~ 3000m。

1.2 华南陆块二叠系海陆交互相富有机质泥页岩分布特征

华南陆块二叠系海陆交互相页岩主要形成于

晚二叠世吴家坪和长兴期,常见层位有孤峰组、龙潭组、大隆组及相当层位。结束于中二叠末的东吴运动,使华南地壳普遍抬升,并遭受差异剥蚀,造就了东西两侧古隆起夹持、南北两端裂陷槽围限的广阔陆表海环境。西侧为腾冲—临沧—康滇古隆起链,东侧为云开—浙闽粤隆起;南侧为右江—湘桂裂陷槽,北侧为开江—梁平裂陷槽^[25-26]、城口—鄂西裂陷槽和皖江裂陷槽,中间为开阔碳酸盐台地。海陆交互相页岩主要位于北部裂陷槽和东西两侧古隆起向中央台地倾斜的滨岸三角洲—潟湖—潮坪环境。南部裂陷槽为海相台盆相(图 3)。

孤峰组主要分布于开江—梁平裂陷槽、城口—鄂西裂陷槽和皖江裂陷槽。前二者岩性自下而上分为四段:底部硅质泥岩段、中部硅质岩段、上部富炭硅质泥岩段(局部有硅质灰岩)和顶部炭质泥岩段。皖江地区岩性三分:下段泥岩段(局部含磷、硅)、中段硅质岩段(含放射虫)、上段炭质泥页岩段(局部含硅、钙)。区域上,孤峰组富有机质泥页岩厚度比较稳定,一般为 30 ~ 50m,东部皖江地区稍厚。龙潭组除分布于华南陆块北缘裂陷槽外,还主要分布于康滇古陆东缘川中—黔西南、华夏古陆西缘苏北—湘中一带,为广域的三角洲—潟湖—潮坪环境。岩性可三分:下部为黄及灰黄色粉砂岩和长石砂岩;中部为灰黄色砂岩夹煤层;上部为灰黑色页岩及砂质灰岩。其中上段为富有机质页岩层段,页岩累计厚度较大,多在 100m 以上,而单层厚度较小,一般小于 40m,通常与煤层和致密砂岩甚至与灰岩互层。

大隆组在继承了龙潭组分布范围基础上,由于海侵沉积范围进一步扩大,其中右江裂陷槽向北东扩展形成湘桂裂陷槽,并与湘鄂裂陷槽联通。大隆组岩性主要为黑色硅质岩、炭质页岩、硅质页岩,局部地区顶部发育有灰岩和白云岩。富有机质页岩层段在开江—梁平裂陷槽厚 30 ~ 50m、下扬子裂陷槽厚 30 ~ 70m、湘鄂裂陷槽厚 20 ~ 30m。

1.3 海陆交互相富有机质页岩形成古地理环境与沉积类型

华北和华南两套海陆交互相富有机质泥页岩,均形成于构造抬升剥蚀后的沉降期,但古地理环境有所差异。华北陆块太原组和山西组富有机质泥页岩,形成于陆块内部广阔的滨浅海环境中,其中三角洲前缘、潟湖、沼泽环境,水体安静、阳光充足、温度适宜、环境闭塞,既有陆源有机质的带入,同时

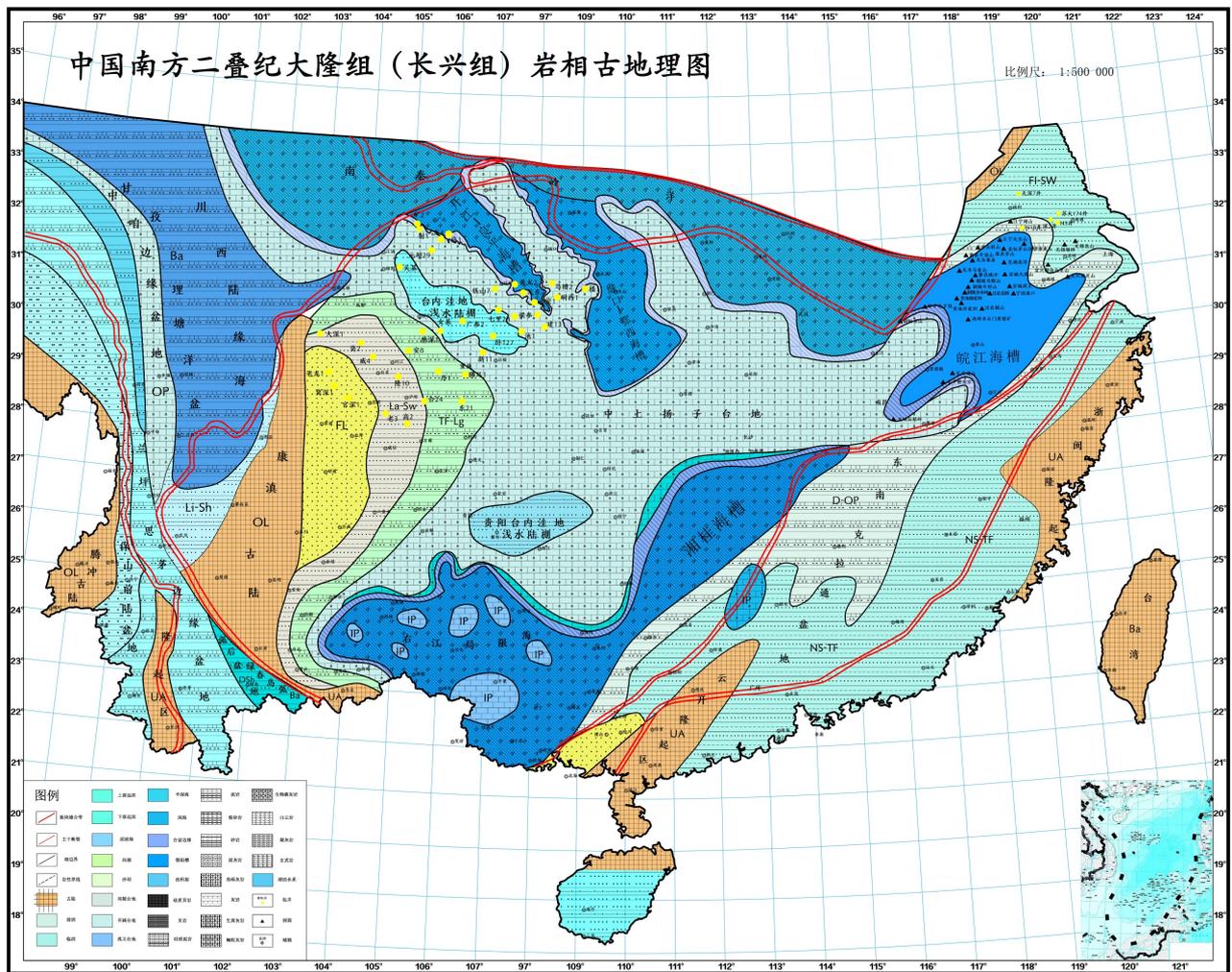


图3 华南陆块大隆期岩相古地理图

Fig. 3 Paleogeographic map of the South China Landmass in Dalong stage

植物及微生物大量繁殖,是有机质富集有利部位。从岩性组合上,山西-太原组主要为泥页岩、粉砂岩呈不等厚的互层状,常夹有煤层,故称之为含煤建造型。华南陆块孤峰-大隆组富有机质泥页岩主要形成于陆块南北边缘裂陷槽中,以海相页岩为主,常与硅质岩伴生,故可称之为硅质建造型。龙潭组主要形成于东西两端古陆内侧的滨浅海环境,且与煤层共生,称之为含煤建造型。

2 富有机质泥页岩有机地球化学特征

泥页岩有机地化特征决定生烃潜力,有机质含量(TOC)、有机质类型和有机质热演化程度常作为重要评价指标。有机质丰度和类型决定了其原始生烃能力,热演化程度用以衡量生烃强度。基于二叠系海陆交互相富有机质页岩分布和现今地质构造格局,本文拟按层序和分区域介绍页岩有机地球

化学特征。

2.1 太原组-山西组富有机质泥页岩有机地球化学特征

2.1.1 有机质类型

有机质类型影响其生烃潜力、生烃类型、生烃门限以及对天然气的吸附率和扩散率。华北陆块太原组和山西组碳同位素比较接近,鄂尔多斯盆地中东部太原组有机质 $\delta^{13}C$ 含量分布在 $-24.1\% \sim -23.5\%$,山西组有机质 $\delta^{13}C$ 含量分布在 $-22.6\% \sim -22.3\%$;沁水盆地太原组有机质 $\delta^{13}C$ 含量分布在 $-24.0\% \sim -23.4\%$,山西组有机质 $\delta^{13}C$ 含量分布在 $-25.0\% \sim -23.6\%$ 。南华北盆地太原组有机质 $\delta^{13}C$ 含量分布在 $-24.3\% \sim -23.9\%$,山西组有机质 $\delta^{13}C$ 含量分布在 $-24.0\% \sim -23.3\%$ 。依据现有划分标准,华北陆块太原组和山西组泥页岩的有机质类型均为Ⅲ型,倾向于生成热成因的天然气。

2.1.2 有机质丰度

有机质是生烃母体,其丰度决定着生烃强度,同时自身多孔隙性的特征,为游离气提供存储空间^[27]。表1中列出了华北陆块太原组和山西组富有机质页岩的有机碳含量,总体来讲,山西组和太原组 TOC 含量均达到国际公认的具有商业开采价值的泥页岩下限(2%),太原组 TOC 较高,其中鄂尔多斯盆地中东部太原组泥页岩 TOC 在 2%~4% 占 80%,沁水盆地太原组 2%~4% 占 50%,南华北牟页 1 井太原组和山西组 TOC 大于 2% 连续层段厚度达 47m 和 53m,预示着较好的物质基础和较高的生烃能力。

2.1.3 热演化程度

有机质只有在达到一定的热成熟度后才能开始大量生烃和排烃,一定范围内,泥页岩的热成熟度越高,生气能力越强,吸附气量也会逐渐增大。一般来讲,成熟度取决于所寄存母岩埋藏深度和时间,受后期构造控制,各构造单元同一地层成熟度也不尽相同。表1中显示,华北陆块太原组和山西组在不同构造单元差异性较大,主要取决于差异性的构造沉降史。但总体来说,鄂尔多斯、沁水、南华北地区太原组和山西组,均已达到高成熟-过成熟阶段,有利于有机质热解生气。渤海湾盆地热演化相对较低,处于生油-生气阶段。

2.2 孤峰-大隆组富有机质泥页岩有机地球化学特征

2.2.1 有机质类型

华南陆块孤峰-大隆组富有机质泥页岩,形成于海陆交互过渡相构造背景,其有机质类型,因形成的古地理环境的差异,呈现出复杂多样(表1),总体上孤峰组以 I 型为主,少量 II₁ 型,其中腐泥质占 80%;龙潭组主要为 III 型,少量 II₂ 型,其中惰殖组占 60%~80%;大隆组主要为 II₂ 和 II₁ 型。同一层位在不同沉积环境有机质类型也有所差异,位于南北裂陷槽环境中的孤峰-大隆组以 I 型为主,而位于东西两端古陆内侧滨浅海环境中,则以 III 型为主。

2.2.2 有机质丰度

华南陆块二叠系海陆交互相页岩有机碳整体较高,一般在 2%~20% 之间,平均值为 4%~7%。平面上北缘裂陷槽富有机质页岩较高,其中西部龙门山、鄂西较东部下扬子地区高。层位上孤峰组、大隆组较龙潭组略高,反映偏海相环境较偏陆相环

境有机质含量高。与四川盆地已开发的五峰-龙马溪组页岩 TOC 相当,甚至略高,显示具有良好的生烃物质基础。按照烃源岩评价标准,已达到好-中等烃源岩。

2.2.3 热演化程度

热演化程度高低主要取决于地质演化历史中页岩的埋深和时间。因此,不同的构造单元,热演化程度不同。表1所列数据显示,华南二叠系海陆交互相富有机质页岩热演化程度普遍达到高演化阶段,Ro 为 1.1%~3.16%,均处在良好的生气窗,有利于生成干气。

2.3 与海相页岩层系有机地化对比

与四川盆地已经形成工业气田的焦石坝、长宁-威远地区志留系甜点层段页岩有机地化特征对比,不难发现,华北和华南陆块海陆交互相页岩 TOC 和 Ro 两项指标都与之相当,且局部地区 TOC 含量更高,说明二叠纪海陆交互相页岩具有页岩气形成的物质基础和环境基础。但由于有机质类型的差异,在生烃强度、过程和环境要求方面有所差异。海陆交互相页岩有机质主要来自于陆源高等植物,部分来自海相低等生物,有机质类型以腐殖型-混合型为主,具有较强的生气能力。

3 富有机质泥页岩储层物性特征

页岩是页岩气储存的母体,其储层物性特征决定着页岩气的储集能力,也影响后期开发压裂改造效果^[28-29]。影响富有机质泥页岩吸附和储集能力的主要因素包括岩石矿物组成、储集空间类型、孔隙发育特征、孔径分布特征、孔隙度和渗透率,而影响压裂改造效果的主要因素是脆性矿物含量。

3.1 矿物组成

泥页岩主要由黏土矿物、脆性矿物和碳酸盐矿物组成,三类矿物含量的差异会影响到泥页岩的吸附能力、储集能力和压裂改造效果。表2列出了华南和华北两大陆块二叠系海陆交互相泥页岩矿物组成,不难看出含煤建造型泥页岩(太原组、山西组、龙潭组)黏土矿物成分最高,均超过 50%,硅质矿物含量较高,普遍达到 40% 左右,碳酸盐矿物含量低,均小于 5%。硅质建造型的孤峰组和大隆组泥页岩,硅质含量较高,可达 50%~80%,黏土矿物和碳酸盐矿物一般低于 30%。

表1 中国主要海陆交互相富有机质页岩有机地球化学参数表

Table 1 Geochemical parameters of main marine continental alternative facies organic shales in China

地区	层位	厚度 m	有机质类型	TOC/平均值 % (样品数)	Ro/平均值%	数据来源	
鄂尔多斯	太原组	30~60	Ⅲ	0.14~4.62/2.54	3.20~3.33/3.29	本项目及收集统计	
	山西组	30~40	Ⅲ	0.06~9.21/1.20	0.63~2.68/1.72		
沁水	太原组	20~50	Ⅲ	0.92~7.21/2.91	1.72~2.35/2.00		
	山西组	10~30	Ⅲ	0.91~5.91/2.48	1.6~2.5/2.0		
南华北	太原组	15~130	Ⅲ	0.92~3.74/2.16	1.20~4.13/3.33		
	山西组	15~48	Ⅲ	0.63~5.1/2.53	0.93~4.47/3.21		
渤海湾	太原组	60~100	Ⅲ	0.6~8.0	0.7~2.4		
	山西组	50~80	Ⅲ	0.5~30.8	0.9~1.1		
龙门山	大隆组	59.5	Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂	2.5~8.96/4.49	1.61~1.7/1.69		龙4井
	孤峰组	30	Ⅱ ₁	2~9/5(30)			(张玺华,2019) ²
鄂西	孤峰组	24	Ⅲ	1.46~14.64/7.17(17)	1.82~2.75/2.46		鄂建页1井
	龙潭组	20	Ⅲ	2.27~12.96/8.16(6)	1.8~2.68/2.43		高地1井,湖北地调院
	大隆组	39	Ⅱ ₂ (Ⅱ ₁ 、Ⅲ)	0.29~14.2/6.16(52)	1.77~2.62/2.34	鄂建页1井	
	大隆组	41	I	10.44~14.72/5(55)	1.81~2.62/2.38	鹤地1井	
下扬子	大隆组	40~70	Ⅱ ₁	1.71~9.28/(4.13)	1.1~2.0/1.35		
	龙潭组	202	Ⅲ	0.5~5.0		皖宣页1井	
	孤峰组	40~50	I	1.18~12.76/8.02(20)	1.5~3.03/2.52		
湘中	大隆组	116	Ⅱ ₁ 、Ⅱ ₂	0.69~6.79/2.92(45)	1.22~1.37	湘页1井	
	龙潭组	26	Ⅱ ₂ 、Ⅲ	1.72~10.29/5.23(5)	1.41~1.42	本项目	
川东南	龙潭组	40	Ⅲ	0.57~18.37/3.23	1.96~2.4/2.22	东深页1井	
黔西	龙潭组	126	Ⅲ	0.36~9.92/5.7	2.8~3.0	金沙页1井	

数据源自项目汇报交流

表2 中国主要海陆交互相富有机质泥页岩矿物成分统计

Table 2 Mineral composition statistics of main marine continental alternative facies organic argillite rocks in China

地区	层位	硅质矿物/平均值%	黏土矿物/平均值%	碳酸盐矿物/平均值%	资料来源	
鄂尔多斯	太原组	33.75~42.00/37.87	53.75~55.25/54.50	2.75~12.50/7.63	本项目测试及统计	
	山西组	40.07~49.50/45.43	48.00~58.00/53.30	0~3.00/1.27		
沁水	太原组	38.00~44.50/40.67	53.00~61.00/56.00	0.50~8.00/3.33		
	山西组	36.00~44.50/39.88	54.50~63.00/58.88	1.00~2.00/1.24		
南华北	太原组	38.00~44.50/40.67	53.00~61.00/56.00	0.50~8.00/3.33		
	山西组	36.00~44.50/39.88	54.50~63.00/58.88	1.00~2.00/1.24		
鄂西	大隆组	24~90/71.8	7~72/23.3			鄂建页1井
	大隆组	23.9~68.6/46.8	10.3~40.0/28	1.7~43.6/28		鹤地1井
下扬子	大隆组	37~51/41.16	40.1~59.8/43.72			皖宣页1井
	孤峰组	71.8~85.8/80.08	7.4~20.9/16.48			
湘中	大隆组	29~63/46	8~36/24	12~38/23		湘页1井
	龙潭组	14~53/34	31~60/50	3~16/8		
川东南	龙潭组	0.3~71.9/22.2	6.2~90.6/48.3	0.2~82.0/13.9	东深页1井	
黔西	龙潭组	36.52~71.50/57.91	28.50~45.00/34.45	0~27.72/7.64	本项目	

3.2 孔隙发育特征

孔隙是页岩气的储集空间,孔隙类型、大小和连通性直接影响页岩气的储集方式和能力。页岩

孔隙常被划分为有机质孔、无机矿物孔和微裂缝,由于泥页岩 TOC 含量、矿物组成和有机质类型的差异,其孔隙类型、孔隙形态、孔径大小等特征也存在

明显的差异。从有机质类型来讲,Ⅲ型干酪根有机孔发育不如Ⅰ型和Ⅱ₁型。华北陆块太原组和山西组孔隙类型复杂,有机孔发育较少,且孔径较小,主要为黏土矿物层间孔、粒间孔。华南陆块二叠系海陆交互富有机质页岩孔隙类型更为复杂,但普遍有机质孔相对要多,如下扬子地区大隆组有机质孔较为发育,孔径一般在10~200nm之间,以5~

50nm为主;大隆组孔径10~50nm约占41.6%,2~10nm约占29.0%。与川南龙马溪组页岩储层相比,海陆交互相页岩孔隙度相近,但有机质孔发育较差。孔隙体积和比表面积小,但单个孔隙直径较大。总体渗透率较低,但均已达到工业价值标准(表3)。

表3 主要地区海陆交互富有机质泥页岩孔隙度及渗透率统计

Table 3 Porosity and permeability statistics of main marine continental alternative facies organic argillutite rocks in China

项目 地区	层位	孔隙度/平均值(%)	孔体积占比%			渗透率/平均值(mD)	资料来源	
			微孔	中孔	宏孔			
鄂尔多斯	太原组	3.14~4.42/3.86	4.99	23.15	71.86	0.341~0.541/0.441	本项目测试及统计	
	山西组	3.43~5.30/4.18	5.29	42.39	52.32	0.251~0.485/0.368		
沁水	太原组	1.65~4.67/3.47	15.79	40.94	43.27	0.224~1.918/0.689		
	山西组	2.15~6.95/4.21	14.00	51.30	34.70	0.043~4.546/0.151		
南华北	太原组	2.09~4.79/3.94	10.02	51.32	38.66	0.040~1.020/0.556		
	山西组	0.85~5.75/2.11	11.86	41.65	46.49	0.001~0.566/0.549		
鄂西	大隆组	0.45~2.34/1.71				0.17~3.85/2.01		鹤地1井
	孤峰组	1.29~2.99/2.05				<0.01		
下扬子	大隆组	2~4/3.0				0.001~0.196/0.08		皖宣页1井
	孤峰组	2.65~4.88/3.5				0.04~1.52/1.11		
湘中	大隆组	1.4~7.4/4.25(4)						湘页1井
	龙潭组	4.9~12.6/6.5(8)						本项目
川东南	龙潭组	1.13~9.00/5.53				0.015	东深页1井	
黔西	龙潭组	2.16~4.26/3.38	11.13	64.87	24.00	0.123~0.427/0.295	本项目	

3.3 渗透率特征

页岩渗透率是页岩内部孔隙发育和连通性的重要表征,其影响因素一方面是组成岩石的矿物成分和结构,另一方面也反映了成岩演化过程。表3所列参数显示,我国海陆交互相页岩渗透率均低于0.1mD,具有特低渗特征,与我国南方龙马溪组海相页岩气相似,为页岩气典型特征。

4 富有机质泥页岩含气性特征

泥页岩含气性是页岩气勘探有利区优选、资源量计算、开发方案制定的关键参数。页岩气赋存方式包括游离气、吸附气和溶解气,含气量测试方法包括岩心解析直接获得法、测井数据预测评价等方法。限于文章篇幅和资料完整程度,表4中仅笼统列出了含气量数据,虽不能准确的用于储量计算等,但能客观地反映出资源潜力。

4.1 华北陆块太原山西组页岩含气性特征

延长石油集团在延安甘泉施工的云页平1井,

获得山西组页岩含气量为0.59~4.05m³/t。民营企业在鄂尔多斯东缘佳县—大吉地区二叠系太原—山西组页岩施工多口直井,获得了很好页岩气显示,其中DJ51井山西组二段泥页岩现场解析气量达0.5~3.71m³/t,平均为1.58m³/t(11个样品,图4)。中联煤层气公司在寿阳地区钻井获得山西组页岩含气量3.78~5.51m³/t,房超(2013)在山西组页岩岩心解析含气量为1.0~6.4m³/t^[30]。南华北中牟页岩气区块牟页1井太原组解析气量为0.42~4.93m³/t,平均为1.93m³/t;山西组含气量>1.5m³/t页岩层系连续厚达60m(图5)。这些数据表明,华北陆块太原组和山西组页岩具有良好的含气性,且厚度大,具备页岩气勘探开发前景。

4.2 华南陆块海陆交互相页岩含气性

鄂西分别在建始、宜昌、鹤峰等地区,已有多口井获得二叠系页岩气发现。其中,代表性的有鹤地1井和鄂建页1井。鹤地1井大隆组含气量达0.5~4.39m³/t,平均为1.06m³/t,孤峰组含气量0.45~

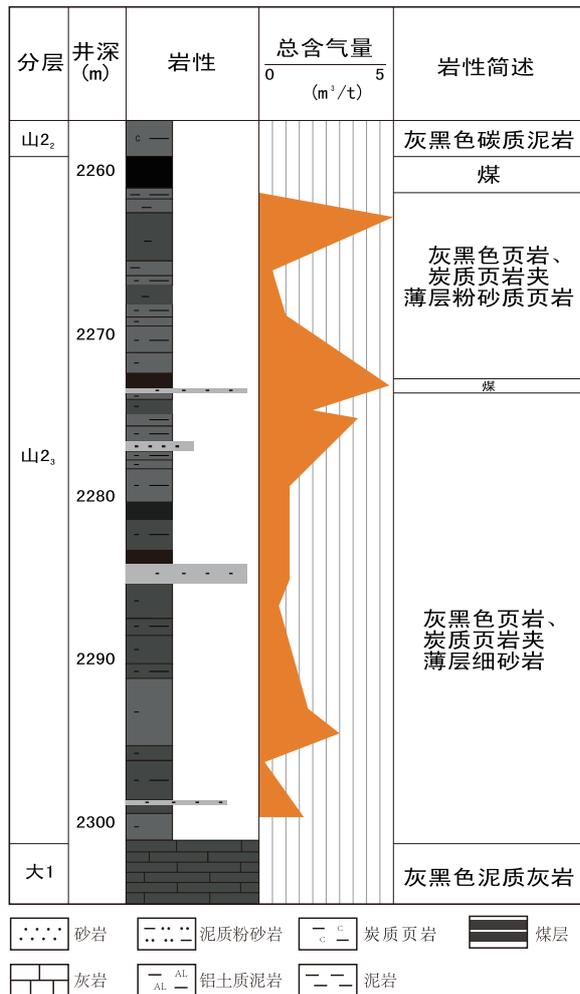


图4 鄂尔多斯东缘 DJ51 井山西组含气性剖面

Fig. 4 Gas-bearing profile of the Shanxi Formation ,Well DJ51 in the east margin of Ordos Basin

2. 34m³/t, 平均为 1. 71m³/t(图 6)。鄂建页 1 井大隆组含气量为 0. 74 ~ 3. 70m³/t, 平均 2. 7m³/t, 龙潭组因夹有煤层含气量大于 10m³/t, 大孤峰组含气量 1. 8m³/t。且各层段厚度均大于 30m, 显示良好的页岩气资源前景。鄂高地 1 井大隆组现场解析含气量多大于 2m³/t, 最大含气量近 3m³/t; 孤峰组现场解析含气量可达 1. 5m³/t 以上。

下扬子地区二叠系页岩气发现以港地 1 井和皖宣页 1 井为代表, 分别在孤峰、龙潭和大隆组均取得了页岩气显示。其中港地 1 井在上二叠统获得了页岩气、煤层气、致密砂岩气和页岩油“一油三气”重要显示。在大隆组发现含油层厚约 30m; 页岩气层厚约 70m, 现场解析气量为 0. 5 ~ 1. 2m³/t; 在龙潭组发现煤层气和致密砂岩气显示, 含煤层气层厚 0. 7m, 现场解析气量为 7. 49m³/t(图 7)。泾页 1 井

龙潭组岩心现场解析气量为 0. 01 ~ 9. 33m³/t, 平均为 1. 75m³/t(12 个样品); 大隆组岩心现场解析气量为 0. 26 ~ 1. 07m³/t, 平均值为 0. 65m³/t(3 个样品), 成分均以甲烷为主。另外, 芜湖地区徽页 1 井在二叠系气测显示活跃, 气样组分以甲烷为主, 高达 93. 11%, 页岩含气量一般为 1. 4 ~ 1. 6m³/t。

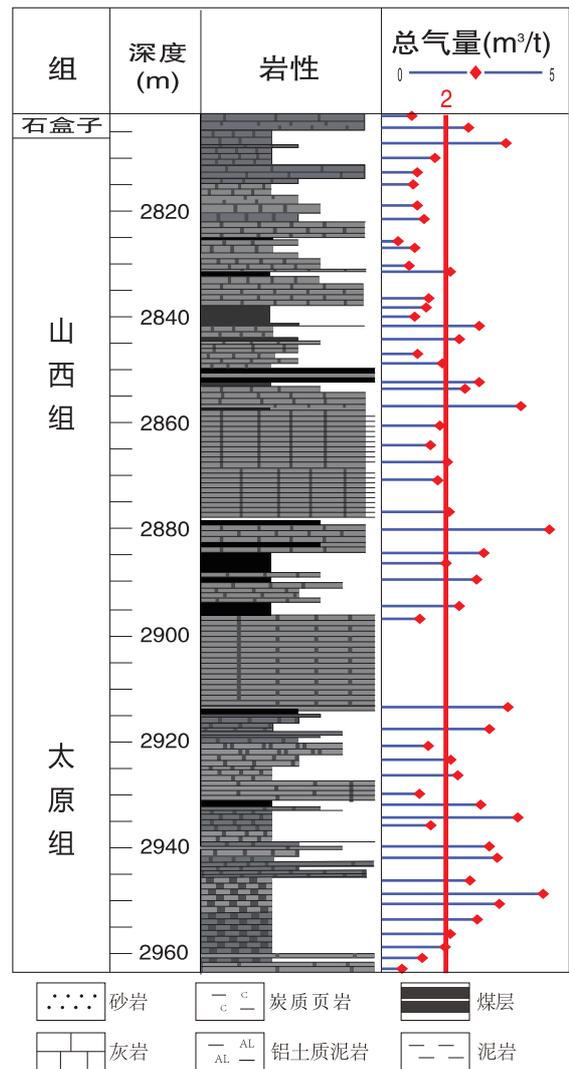


图5 南华北牟页 1 井含气性剖面

Fig. 5 Gas-bearing profile of Nanhuabeimu Well 1

湘中地区湘页 1 井大隆组页岩现场解析气含量为 0. 25 ~ 0. 73m³/t, 平均为 0. 43m³/t; 测井解释含气量为 0. 46 ~ 1. 17m³/t, 平均为 0. 81m³/t; 等温吸附含气量为 1. 16 ~ 3. 15m³/t, 平均为 2. 29m³/t(图 8)。仅从数据上看, 含气量均不高, 但仅 600m 井深, 直井压裂获得了日产 1260 方产量, 显示很好页岩气勘查前景。

川东南 - 黔西龙潭组有大量钻孔获得很好的

页岩气显示。中石化勘探公司在川南施工的东神页1井,测试解析气量介于 $0.24 \sim 2.77\text{m}^3/\text{t}$,平均值为 $0.77\text{m}^3/\text{t}$,总含气量介于 $0.56 \sim 8.78\text{m}^3/\text{t}$,平均值为 $2.02\text{m}^3/\text{t}$ (图9)。本项目与贵州煤田局在黔西金山施工的金沙页1井,龙潭组页岩获得 $2.07 \sim 4.46\text{m}^3/\text{t}$ 含气量,平均为 $3.15\text{m}^3/\text{t}$ 。从华南地区孤峰-大隆组页岩含气性数据来看,总体上大隆组含

气性较好,且主要分布于开江-梁平、鄂西、下扬子以及湘桂裂陷槽。龙潭组主要在川东南-黔西、湘中现实好,孤峰组仅在鄂西和下扬子显示较好。

4.3 从含气性看富集成藏条件

含气性是页岩气富集成藏的直观衡量参数,而影响含气性的因素有三:一是泥页岩本身的生排烃能力,二是后期保存条件,三是测试方法的误差。因

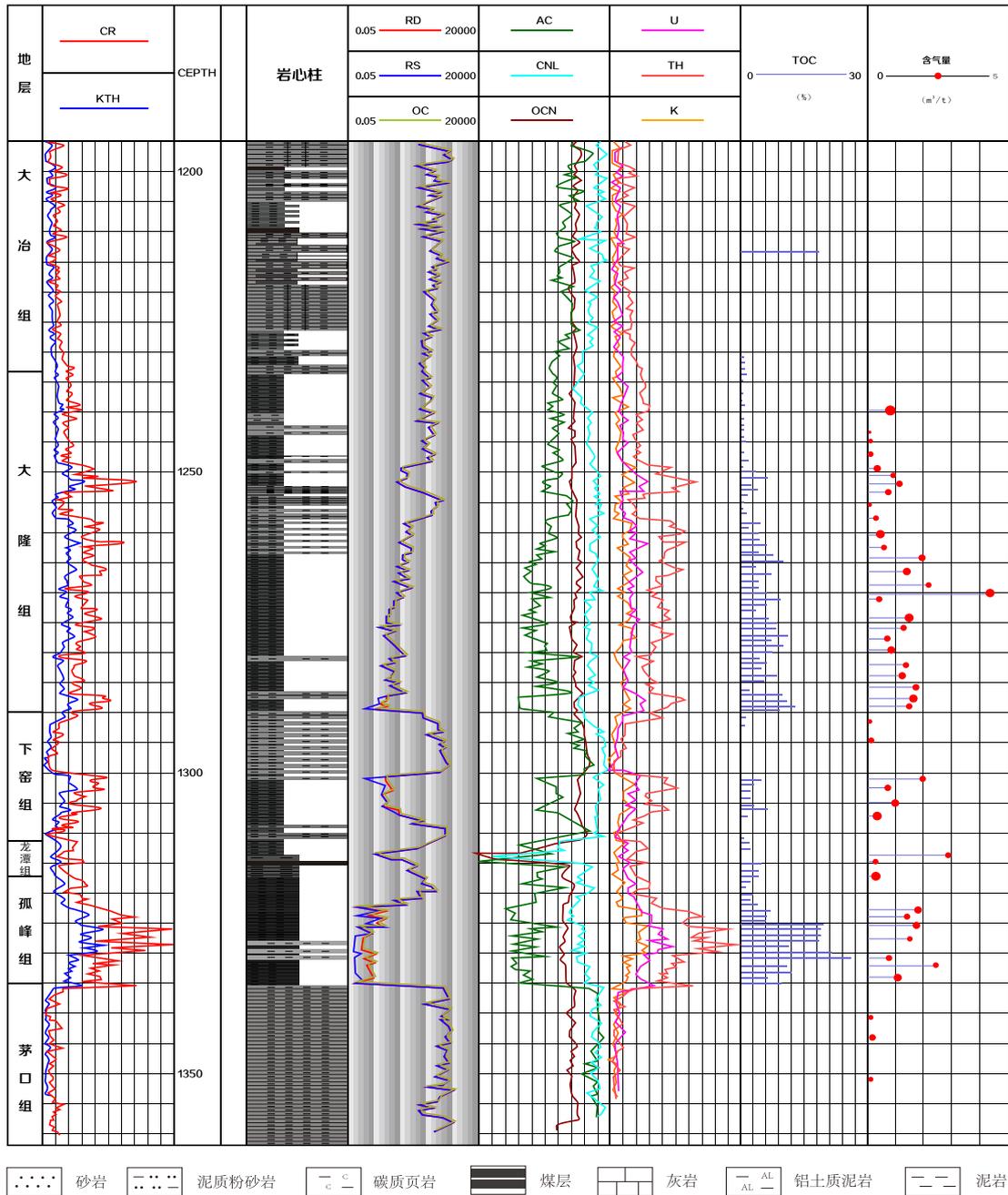


图6 鄂西鹤地1井含气性剖面

Fig. 6 Gas-bearing profile of Well Hedi 1 in west Hubei

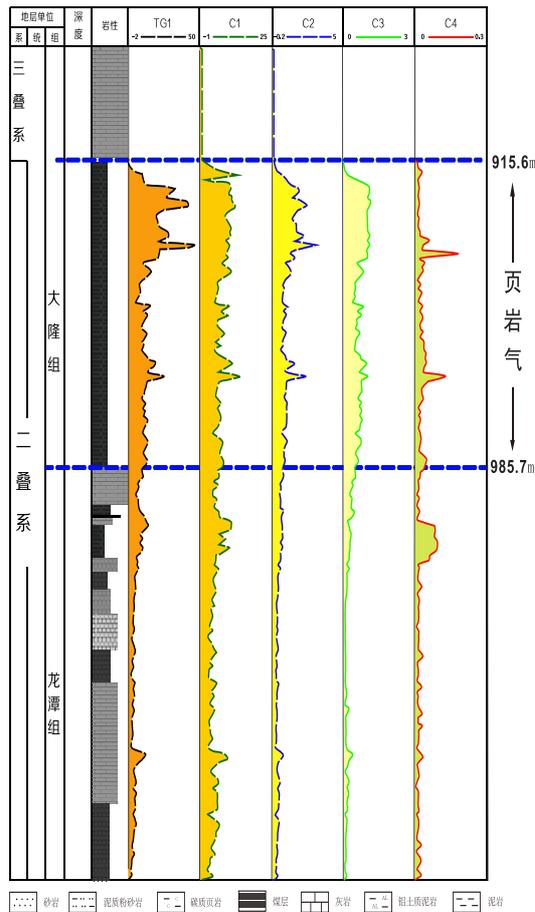


图7 皖江港地地1井含气性剖面

Fig. 7 Gas-bearing profile of Well Didi 1 in Wanjiang Port

素一取决于泥页岩本身的有机质类型及丰度、热演化程度,我国二叠系两种类型五个层系海陆交互相泥页岩,均有良好的生烃物质基础。前面所列的页岩热演化和含气性数据,足以说明二叠系泥页岩经历了充分的生排烃过程,另外从生烃埋藏史结果来看(图10,11),南北方二叠系页岩一进入成熟和高成熟阶段,显示具备页岩气形成的温床。因素二主要受后期构造抬升及破坏造成的页岩气运移和散失,一方面取决于泥页岩顶底板,另一方面取决于断裂裂缝构造的发育程度。因此,页岩气资源评价和勘探开发一个重要的评价要素就是保存条件,限于本文篇幅就不再赘述。不管哪种因素影响,但文中所含气量是最客观的证据,尽管其数值低于实际生烃能力,但足以证实我国二叠系海陆交互相泥页岩具有良好的页岩气形成过程。

5 页岩气资源前景分析

目前工业界普遍将页岩厚度、有机质含量、热

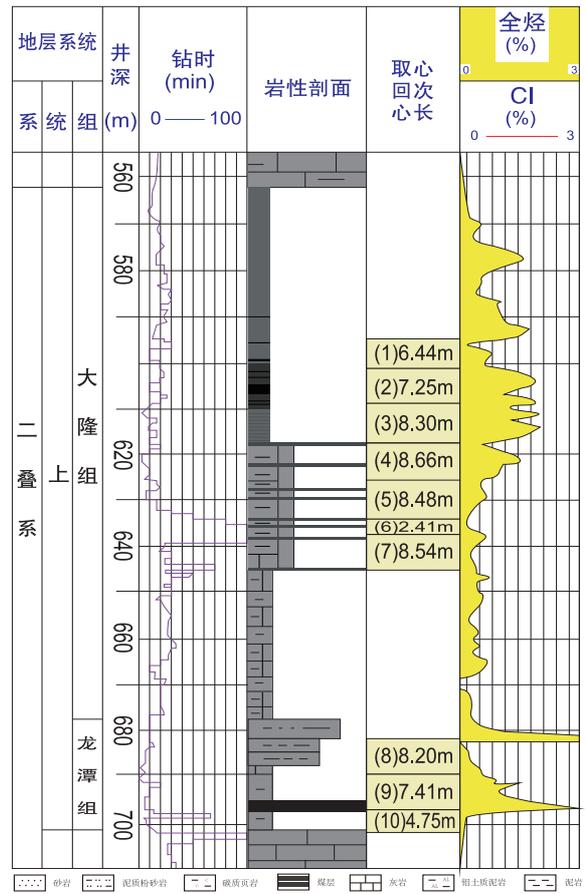


图8 湘页1井含气性剖面

Fig. 8 Gas-bearing profile of Xiangye well 1 in west Hunan

演化程度、孔隙度、渗透率及含气量作为页岩气有利区评价的主要参数,按照 GB/T34483-2015《页岩气地质评价方法》规定的页岩气有利区优选参数标准,通过参数优选评价(表4),结合区域地质资料对比分析,筛选出9个二叠系海陆交互相页岩气勘查远景区(图12)。

5.1 鄂尔多斯盆地

鄂尔多斯东缘远景区北起河曲,南到韩城,西至定边,东抵黄河,面积约10万平方千米,太原组和山西组富有机质泥页岩层系厚20~80m,西薄东厚,其中兴县-吴堡、永和吉县两个沉降中心厚度可达100m,埋深1300~300m,展现出东浅西深特点。TOC平均1.7%~2.5%,Ro为1.7%~3.3%,处于生干气高峰。延长集团率先在延安甘泉取得山西组页岩气勘探突破,施工的云页平3井试气获得日产量5.3万方,云页平1井组、云页平6井等日产量在2~3万方工业气流。民营企业在鄂尔多斯东缘佳县-大吉二叠系太原-山西组页岩施工多口直井

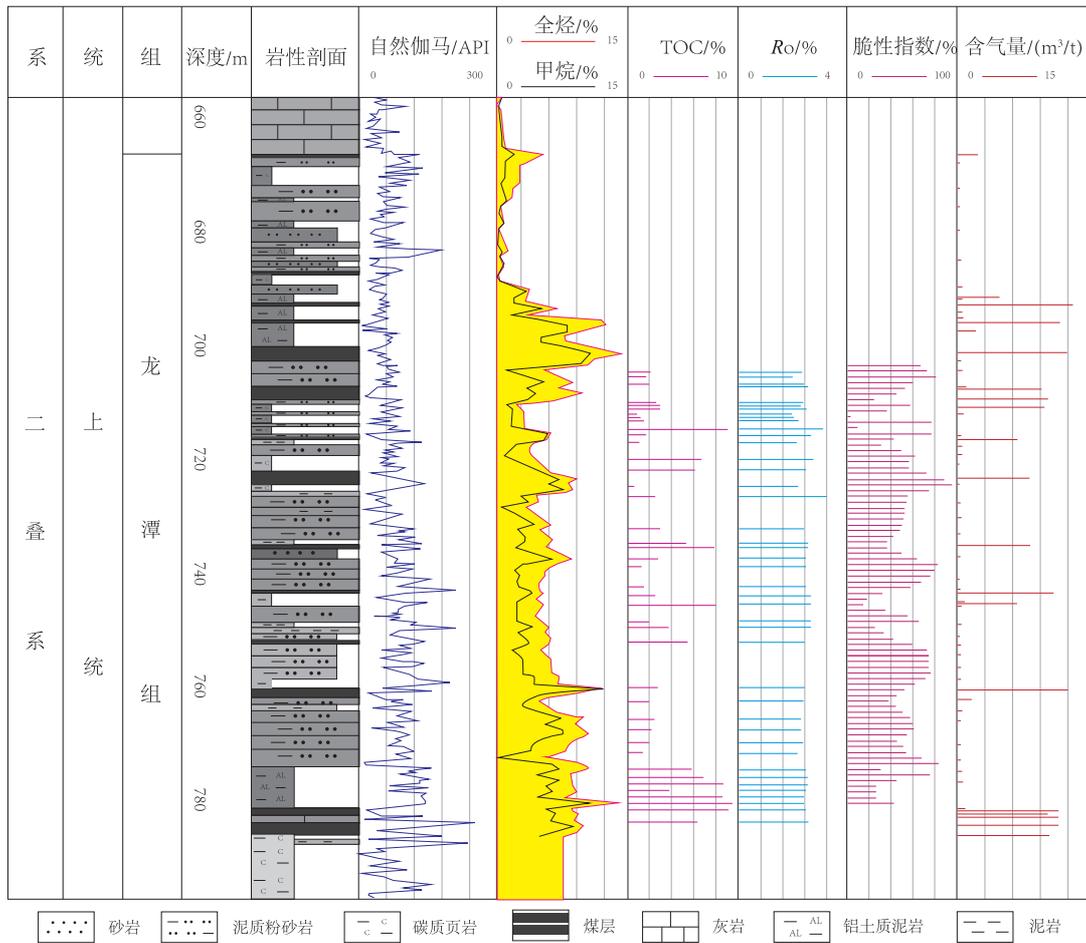


图9 黔西金山1井含气性剖面

Fig. 9 Gas-bearing profile of Jinshan well 1 in west Guizhou

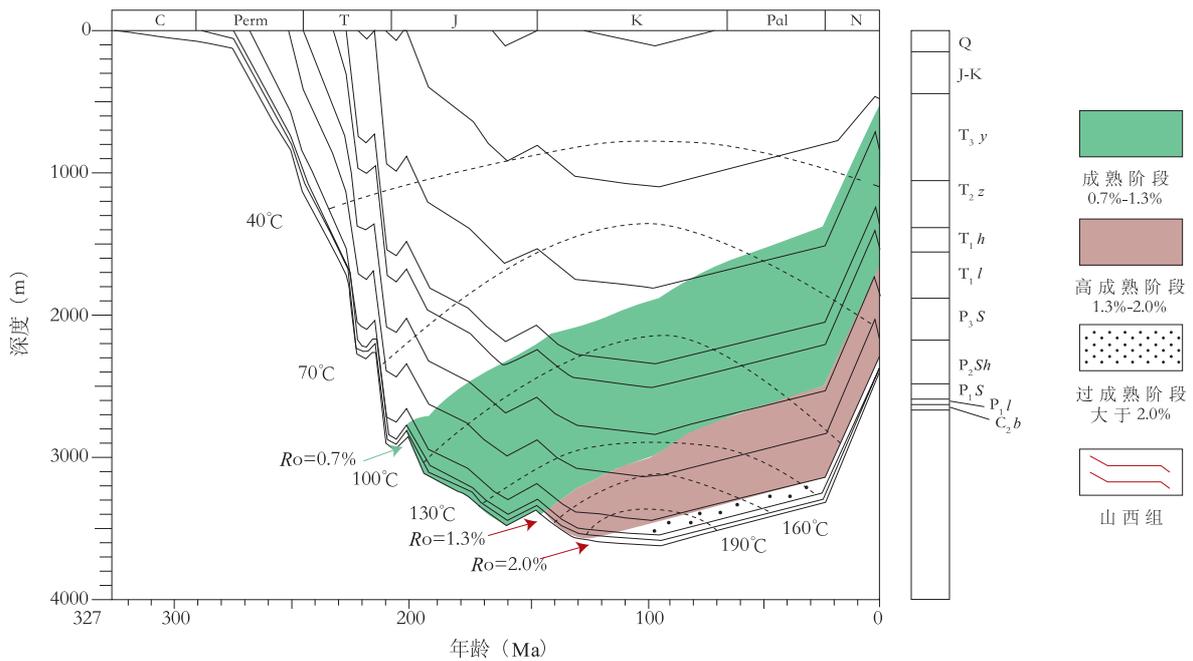


图10 陕西延安YY501井山西组埋藏史(据参考文献^[31])

Fig. 10 Buried history diagram of the Shanxi Formation in Yan'an, YY501 Well, Shaanxi

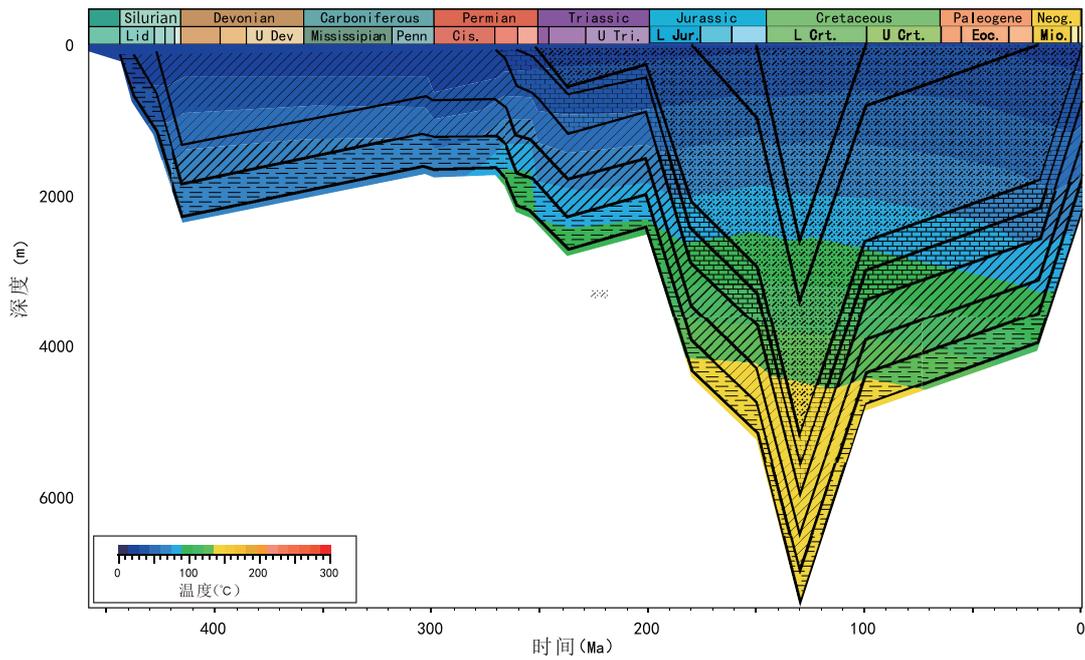


图 11 湖北鄂西鄂建页 1 井大隆组埋藏史图

Fig. 11 Burial history diagram of the Dalong Formation, Well Jianye 1, west Hubei

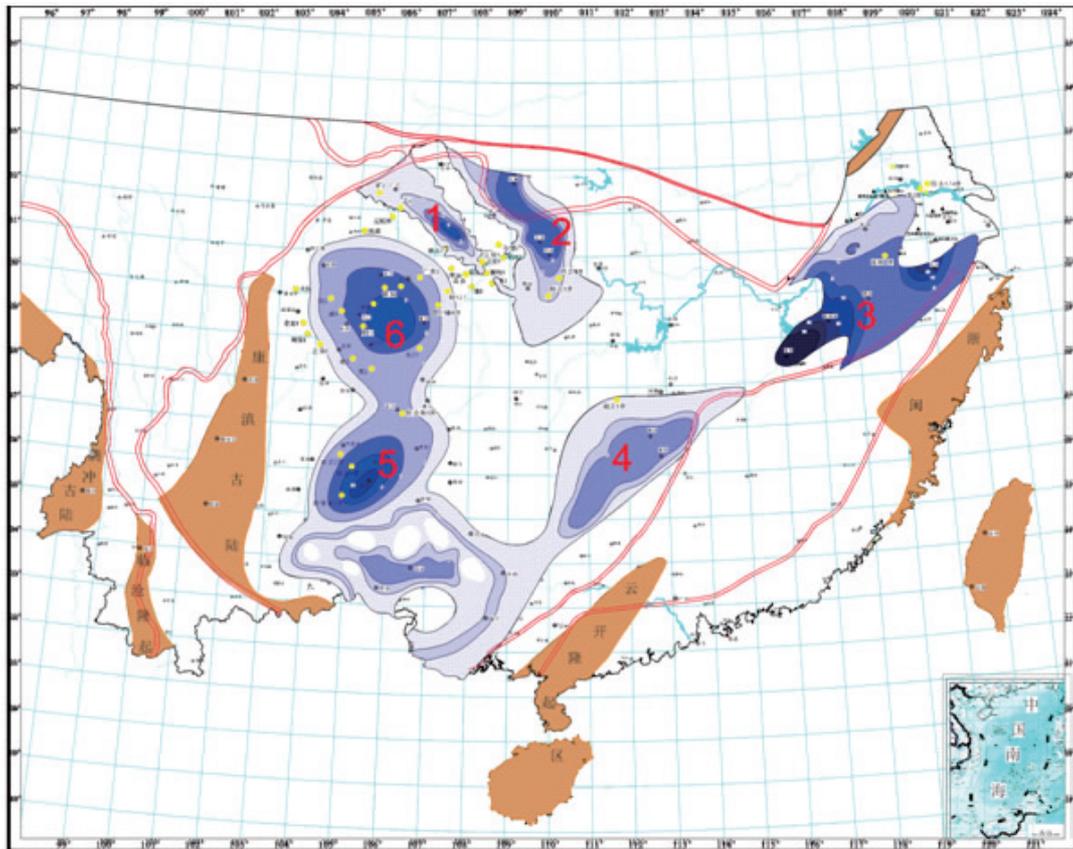


图 12 华南地区二叠系页岩气远景区

1. 开江-梁平裂陷槽; 2. 城口-鄂西裂陷槽; 3. 皖江裂陷槽; 4. 湘中; 5. 黔西; 6. 川南

Fig. 12 Potential prospecting areas for Permian shale gas in South China

表4 主要页岩气远景区参数统计表

Table 4 Statistical Parameters of main potential prospecting areas for shale gas

地区	层位	优质页岩 厚度(m)	TOC(%)	Ro(%)	总含气量 (m ³ /t)	脆性矿物 含量(%)	黏土矿物 含量(%)	孔隙度 (%)	渗透率 (10 ⁻³ mD)
GB/T34483-2015		15,夹层<3 砂地比<30%	1.0	>0.9	>1.0	>40	<40	>2	>0.001
鄂尔多斯	山西组	30~60	1.2	1.7	1.58	45	53	4.2	0.37
	太原组	30~40	2.5	3.3	/	37	54	3.9	0.44
沁水	山西组	20~50	2.48	2.0	4.6	41	59	3.8	0.15
	太原组	10~30	2.91	2.0	/	40	56	4.2	0.68
南华北	山西组	15~130	2.53	3.2	2.1	39	57	4.2	0.55
	太原组	15~48	2.16	3.3	1.93	40	56	3.8	0.56
龙门山	大隆组	60	4.49	1.69					
鄂西	大隆组	40	5.56	2.38	1.711.06	71.8	23	1.7	0.21
	孤峰组	24	7.17	2.64		/	/	2.1	/
皖江	大隆组	40~70	4.13	1.35	1.2	41	43	3.0	0.8
	孤峰组	40~50	8.02	2.12	1.0	80	17	3.5	0.11
湘中	大隆组	60	2.92	1.3	0.81	46	24	4.26	
	龙潭组	40	2.53	1.4	/	80	16	6.5	
川南	龙潭组	40	3.23	2.22	2.02	22	48		15.0
黔西	龙潭组	60	5.7	2.9	3.15	57	34	3.38	0.60
焦页1HF井	龙马溪	38	3.5	2.2~3.06	0.44~5.19	56.5	40.5	1.17~7.22	0.0015~335.21

压裂,获得日产 2000~1000 方产量。这些勘查发现,充分说明鄂尔多斯东缘有良好的页岩气开发前景。

5.2 沁水盆地

沁水盆地太原-山西组泥页岩厚度 30~100m,埋深 600~1300m。富有机质页岩 TOC 分别达 2.91%、2.48%;Ro 平均 2.0%,含气性高达 4.8m³/t。对比 GB/T34483-2015,仅黏土矿物含量偏高。近年来,中联煤层气等企业在沁水开展煤层气和页岩气联合开发,已经取得了很好的效果,苏育飞等预测沁水盆地太原-山西组页岩气资源量达 2.14 万亿。依据富有机质泥页岩厚度、TOC、Ro 及埋深等关键参数预测评价,有利区主要位于寿阳-昔阳、长子、沁源等地区。

5.3 南华北盆地

南华北地区太原组和山西组泥页岩、碳质泥页岩厚度稳定、有机质指标良好,埋深适中,泥页岩储层物性较好。富有机质泥页岩厚着可达 100m,TOC 分别达 2.16%、2.53%;Ro 值为 3.2%,含气量为 2.48m³/t,是页岩气形成的有利条件。中国地质调查局和河南地勘局先后在河南尉氏县蔚参 1 井和中牟县牟页 1 井、郑东页 2 井取得了页岩气勘查重要

发现。其中,牟页 1 井、郑东页 2 井直井压裂分别获得稳定日产量 1256 方和 3614 方,显示出良好的勘探开发前景。主要有利区位于郑州-周口、徐州-宿州一带。

5.4 开江-梁平裂陷槽

川北孤峰组、大隆组富有机质页岩,主要发育在开江-梁平裂陷槽内,分别厚约 30m 和 60m。中石油施工的 ST2 井、LT1 井、L16 井和 L17 井孤峰组 30 个岩屑样品 TOC 测试表明,孤峰组泥岩 TOC 为 2%~9%,大多数样品 TOC 约为 5%。龙 4 井、川府 85 井等 19 个样品测试,TOC 为 2.5%~8.96%,平均为 4.49%,Ro 为 1.69%。川北孤峰组和大隆组富有机质页岩,有机质类型好,主要为 I 型、II₁型干酪根,有机质含量高,且处于高成熟度阶段,有利于干气形成,是重要的页岩气资源潜力区。同时,裂陷槽边部的礁滩相灰岩是常规天然气有利聚集区。

5.5 城口-鄂西裂陷槽

鄂西地区大隆组和孤峰组富有机质页岩厚度大,TOC>2.0%富有机质页岩累计厚度普遍超过 25m,单层最大厚度最大可超过 15m,主要集中在鄂西建始-鹤峰一带,呈近南北向展布;埋深在 800~2500m 之间。有机地化测试结果证实,大隆组

和孤峰组富有机质泥页岩 TOC 平均分别达 6.16%、7.17%;有机质类型以 II₁型为主,热演化程度适中, Ro 介于 1.8%~2.4%。在该区部署实施的钻井均在二叠系大隆组、龙潭组和孤峰组均钻获良好的页岩气显示,证实鄂西地区二叠系具有良好的页岩气勘探前景,有望成为鄂西地区页岩气勘探开发新层系。

5.6 皖江裂陷槽

下扬子皖江地区二叠系大隆组、龙潭组、孤峰组为海陆交互相泥页岩累积厚度可达 90~370m,其中大隆组和孤峰组富有机质泥页岩分别厚达 50m 和 70m, TOC 分别达 4.13%、8.04%; Ro 平均 1.3%,含气量为 1.0~1.2m³/t,埋深在 0~3500m 之间。该区多口钻井都获得很好的页岩气显示,港地 1 井在上二叠统获得了页岩气、煤层气、致密砂岩气和页岩油“一油三气”重要显示。在大隆组发现含油层厚约 30m;页岩气层厚约 70m;在龙潭组发现煤层气和致密砂岩气显示,现场解析气量 7.49m³/t。泾页 1 井龙潭组、大隆组岩以及芜湖地区徽页 1 井在二叠系气测显示活跃。因此,皖江地区将是二叠系海陆交互相页岩气的重要勘查区。

5.7 湘中地区

湘中地区二叠系大隆组、龙潭组主要残留于涟源和邵阳的凹陷中,龙潭组泥页岩主要位于其上段层位,厚度 50~180m,其中涟源市附近最厚。大隆组富有机质页岩厚 20~100m,其沉积中心位于涟源凹陷桥头河向斜^[13]。两套页岩层系有机碳含量高,分别为 2.53%和 2.92%, Ro 适中(1.4%),正好处于生气窗。含气量 0.81m³/t,但连续厚度大。中石化华东公司施工的湘页 1 井,对大隆组上部直井压裂,获得日产量 1620 方,显示该区具有良好的页岩气资源前景。

5.8 川南地区

川东南二叠系龙潭组富有机质泥页岩呈南北带状分布于南充—赤水之间,长约 325km,西自自贡东到涪陵,宽约 150km,面积约 5 万平方千米。区内富有机质泥页岩分布稳定,厚度约 20~100m,其中南充—合江厚度超过 80m。页岩有机碳含量高(3.23%),热演化适中(2.22%),含气量高(0.56~8.78m³/t)。区内 10 多口井在龙潭组均获页岩气显示,东页深 1 井、宋 7 井、桐 6 井钻遇龙潭组时均发生了后效显示和井涌,表明龙潭组泥页岩具有良好的含气性。

5.9 黔西地区

黔西地区龙潭组泥页岩累计厚度分布在 20~280m,变化幅度较大。黔西南兴仁地区的龙潭组泥页岩厚度最大,黔西北威宁地区和黔南东部望谟地区的龙潭组泥页岩厚度最小。富有机质泥页岩位于龙潭组中段和上段,常夹有煤层,厚度在 20~140m 之间,以南部盘县兴仁地区厚度较大。页岩有机质含量高(TOC5.7%), Ro(2.9%)处于生气高峰,含气量高(3.15m³/t)。初步预测评价盘县—晴隆—兴仁和金沙—大方一带相对有利。贵州煤田地质局在盘县地区实现了直井井组开发突破,为黔西龙潭组页岩气开发提供了经验和技術。

6 结论

(1)我国上古生界海陆交互相富有机质泥页岩广泛发育,主要有两种类型,一是形成于滨浅海环境的三角洲前缘—沼泽—潟湖—潮坪相环境,主要表现为泥页岩夹薄层砂岩,常与煤层共生,富有机质泥页岩常位于上部高水位体系,以 III 型干酪根为主。主要有华北地区的太原组和山西组和分布于川南—黔西和湘中的龙潭组。二是分布于华南陆块南北两条裂陷槽带的孤峰组、龙潭组和大隆组,主要岩性为炭质泥页岩、硅质页岩和硅质岩,干酪根类型以 II 型为主。

(2)与四川盆地已进入页岩气开发的龙马溪组页岩相关地球化学特征相比,二叠系海陆交互相泥页岩,同样具有“高有机碳、高热演化程度、高含气量、高孔隙度”等特征。但渗透率较低,且华北陆块太原组、山西组黏土矿物相对较高。从当前页岩气开发技术和已经取得突破的经验来看,这不足以制约该类型页岩气开发。

(3)鄂尔多斯东缘、沁水盆地、南华北盆地中部的太原组和山西组富有机质泥页岩厚度大、埋藏适中、含气量高,是页岩气勘查开发的重要潜力区。在资源评价和勘查中,应加强与之相伴的砂岩和煤层夹层的致密气、煤层气综合评价、综合勘查、综合开发。

(4)华南陆块开江—梁平裂陷槽、城口—鄂西裂陷槽和下扬子皖江裂陷槽的孤峰组、大隆组富有机质厚度大、分布广,有机碳含量高、热演化适中、页岩含气性高,具有重要的页岩气勘探开发前景。

(5)川南—黔西、湘中二叠系大隆组和龙潭组是页岩气勘探开发重要远景区。泥页岩有机质含

量高、含气性好、孔隙度较高,常与煤层共伴生,是页岩气、煤层气和致密砂岩气共探共采的有利区。

(6)我国二叠系海陆交互相泥页岩具有良好的页岩气勘探开发前景,寻找工业价值的勘探开发区,既要考虑页岩气形成富集的地化参数,更重要的是加强保存条件的评价,以期获得规模效益。

参考文献:

- [1] 张金川,姜生玲,唐玄,张培先,唐颖,荆铁亚.我国页岩气富集类型及资源特点[J].天然气工业,2009,29(12):109-114.
- [2] 董大忠,邹才能,杨桦,王玉满,李新景,陈更生,王世谦,吕宗刚,黄勇斌.中国页岩气勘探开发进展与发展前景[J].石油学报,2012,33(S1):107-114.
- [3] 李玉喜,聂海宽,龙鹏宇.我国富含有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区[J].天然气工业,2009,29(12):115-118.
- [4] 米华英,胡明,冯振东,刘瑜.我国页岩气资源现状及勘探前景[J].复杂油气藏,2010,4(3):10-13.
- [5] 郭旭升,胡东风,李宇平,魏志红,魏祥峰,刘珠江.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.
- [6] 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.
- [7] 王红岩,刘玉章,董大忠,赵群,杜东.中国南方海相页岩气高效开发的科学问题[J].石油勘探与开发,2013,40(5):574-579.
- [8] 翟刚毅,包书景,王玉芳,陈科,王胜建,周志,宋腾,李浩涵.古隆起边缘成藏模式与湖北宜昌页岩气重大发现[J].地球学报,2017,38(4):441-447.
- [9] 王玉芳,翟刚毅,包书景,周志,宋腾,李浩涵.鄂阳页1井陡山沱组页岩储层含气性及可压性评价[J].中国矿业,2017,26(6):166-172.
- [10] 郭少斌,付娟娟,高丹,李贺洋,黄家国.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.
- [11] 郭旭升,胡东风,刘若冰,魏祥峰,魏富彬.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.
- [12] 包书景,林拓,聂海宽,任收麦.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.
- [13] 顾志翔,彭勇民,何幼斌,胡宗全,翟羽佳.湘中坳陷二叠系海陆过渡相页岩气地质条件[J].中国地质,2015,42(1):288-299.
- [14] 秦勇,梁建设,申建,柳迎红,王存武.沁水盆地南部致密砂岩和页岩的气测显示与气藏类型[J].煤炭学报,2014,39(8):1559-1565.
- [15] 邵龙义,董大啸,李明培,王海生,王东东,鲁静,郑明泉,程爱国.华北石炭-二叠纪层序-古地理及聚煤规律[J].煤炭学报,2014,39(8):1725-1734.
- [16] 石刚,徐政宇,郑红军,殷启春,腾龙,周道容,方朝刚,邵威,王佳龙,黄正清.下扬子地区“三气一油”钻探发现及成藏地质条件——以皖南港地1井钻探发现为例[J].地质通报,2019,38(9):1564-1570.
- [17] 苏育飞,张庆辉,魏子聪.沁水盆地石炭系-二叠系页岩气资源潜力评价[J].中国煤炭地质,2016,28(4):27-34.
- [18] 付小东,秦建中,腾格尔,王小芳.四川盆地北缘上二叠统大隆组烃源岩评价[J].石油实验地质,2010,32(6):566-577.
- [19] 夏茂龙,文龙,王一刚,洪海涛,范毅,文应初.四川盆地上二叠统海槽相大隆组优质烃源岩[J].石油勘探与开发,2010,37(6):654-662.
- [20] 彭威龙,庞雄奇,范立勇,祝渭平,王阳洋,王安忆.鄂尔多斯盆地上古生界烃源岩排烃特征及资源潜力评价[J].石油天然气学报,2014,36(7):40-46.
- [21] 张金川,金之钧,袁明生.页岩气成藏机理和分布[J].天然气工业,2004,24(7):15-18.
- [22] 陈更生,董大忠,王世谦,王兰生.页岩气成藏形成机理与富集规律初探[J].天然气工业,2009,29(5):17-21.
- [23] 刘宝珺,许效松.中国南方岩相古地理图集(震旦纪-三叠纪)[M].科学出版社,1994.
- [24] 邵龙义,董大啸,李明培,等.华北石炭-二叠纪层序-古地理及聚煤规律[J].煤炭学报,2014,39(8):1725-1734.
- [25] 王一刚,文应初,洪海涛,夏茂龙,宋蜀筠.四川盆地开江-梁平海槽内发现大隆组[J].天然气工业,2006,26(9):32-36.
- [26] 张玺华,陈聪,黄婕,文龙,谢忱,徐诗薇,高兆龙.四川盆地中二叠世广元-巴中拉张槽的发现及油气地质意义[J].中国石油勘探,2019,24(4):466-475.
- [27] 王祥,刘玉华,张敏,等.页岩气形成条件及成藏影响因素研究[J].天然气地球科学,2010,(02):44-44.
- [28] 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):1-14.
- [29] 王成善,李祥辉.沉积盆地分析原理与方法[M].高等教育出版社,2003.
- [30] 房超,顾娇杨,张兵,等.海陆交互相含煤盆地页岩气储量估算参数选取简析——以沁水盆地为例[J].化工矿产地质,2013,(3):43-48.
- [31] 王宁,李荣西,王香增,等.鄂尔多斯盆地山西组海陆过渡相页岩生烃动力学及页岩气形成过程研究[J].地球化学,2019,48(5):493-501.

Enrichment and accumulation characteristics and prospect analysis of the Permian marine continental multiphase shale gas in China

Zhai Gangyi^{1,2}, Wang Yufang^{1,2}, Liu Guoheng^{1,2}, Zhou Zhi^{1,2}, Zhang Cong^{1,2}, Liu Xiaochen^{1,2}
(1. *Oil & Gas Survey, China Geological Survey, Beijing 100029, China*; 2. *Unconventional Oil and Gas Geology Laboratory, China Geological Survey, Beijing 100029, China*)

Abstract: In China, the marine and continental multiphase shale systems of Permian are widely distributed, mainly including coal bearing formation in the coastal shallow water environment represented by Shanxi formation, Taiyuan Formation and Longtan Formation, and siliceous bearing formation represented by Gufeng formation and Dalong formation. Based on the comparison and comprehensive evaluation of a large number of shale gas enrichment evaluation parameters, two types of organic rich shale that have the characteristics of "high organic matter content, moderate thermal evolution, high gas content and high porosity", which can be compared with the marine shale parameters of Silurian Longmaxi formation in Sichuan Basin are confirmed. According to the three main controlling factors of shale gas enrichment and accumulation, which are lithofacies controlling carbon, diagenesis controlling hydrocarbon and structure controlling reservoir, the shale gas exploration prospect areas such as the eastern margin of Ordos Basin, Qinshui Basin, the north of South China Basin, Kaijiang-Liangping trough, Chengkou-Exi trough, Wanjiang trough, Central Hunan and South Sichuan-Qianxi are comprehensively evaluated and optimized. These shale gas exploration prospect areas will provide support for exploration and development of Permian marine continental multiphase shale gas of China.

Key words: Permian; marine and continental multiphase; shale gas; enrichment and accumulation; resource prospect