

https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.291



# 湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气 成藏特征及勘探潜力

田巍<sup>1</sup>, 彭中勤<sup>1,2\*</sup>, 白云山<sup>1</sup>, 王保忠<sup>1</sup>, 王强<sup>1</sup>, 苗凤彬<sup>1</sup>, 刘飞宇<sup>3</sup>

1. 中国地质调查局武汉地质调查中心, 湖北武汉 430205

2. 中国地质大学地球科学学院, 湖北武汉 430074

3. 核工业二三〇研究所, 湖南长沙 410007

**摘要:** 目前对海陆过渡相页岩的储层及其成藏特征研究较少, 湘中地区涟源凹陷下石炭统测水组海陆过渡相页岩是重要的页岩气勘探层位, 基于二维地震资料、钻井岩心资料和测录井资料, 选取 2015H-D6 井进行了井区构造与测水组岩性描述, 页岩储层地化、物性及含气量等测试分析, 以及单井埋藏史和热史模拟。研究表明: 涟源凹陷海陆过渡相测水组泥页岩沉积于滨岸泻湖或沼泽环境, 有效厚度为 71.8 m, 埋深大于 2 500 m; 泥页岩有机碳含量平均为 1.68%, 干酪根类型以 II 型为主, 具备良好的生气基础和吸附载体; 成熟度分布在 2.30%~3.32%, 平均为 2.96%, 处于过成熟阶段; 储层脆性矿物含量超过 60%, 粘土矿物含量小于 30%, 储层整体表现为低孔低渗特性, 孔隙以微孔隙为主, 具较好的页岩气储层条件。利用测井解释、等温吸附以及现场解析等方法, 揭示出测水组泥页岩具有较好的含气量, 结合模拟结果提出了构造保存并持续沉降是涟源凹陷海陆过渡相测水组页岩气藏形成的关键因素。

**关键词:** 2015H-D6 井; 测水组; 页岩气; 成藏特征; 涟源凹陷; 石油地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2019)03-0939-14

收稿日期: 2018-10-12

## Reservoir Characteristics and Exploration Potential of Lower Carboniferous Shale Gas in Lianyuan Sag, Central Hunan

Tian Wei<sup>1</sup>, Peng Zhongqin<sup>1,2\*</sup>, Bai Yunshan<sup>1</sup>, Wang Baozhong<sup>1</sup>, Wang Qiang<sup>1</sup>, Miao Fengbin<sup>1</sup>, Liu Feiyu<sup>3</sup>

1. Wuhan Center of China Geological Survey, Wuhan 430205, China

2. School of Earth Sciences, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

3. No.230 Institute of Nuclear Industry, Changsha 410007, China

**Abstract:** There are few studies on the reservoirs and hydrocarbon accumulation characteristics of the marine-continental transitional shale. Lower Carboniferous Ceshui Formation transitional shale is one of the most important shale gas exploration beds in Lianyuan Sag of Xiangzhong Depression. In this paper, the accumulation characteristics of marine-terrigenous facies shale of the study area are discussed on the basis of 2D seismic data, drilling core and logging data. Firstly, the structure of Well 2015H-D6, and the lithology of Ceshui Formation are described. Then, testing and analysis of the geochemical, physical properties and gas content of shale reservoir are carried out. Finally, the burial and thermal history of the single well is simulated. Results illustrate that Ceshui shale in Lianyuan Sag deposited in coastal lagoon or swamp environment with a deposition thickness of 71.8 m and

**基金项目:** 中国地质调查局项目(No. DD20160179)。

**作者简介:** 田巍(1986-), 男, 工程师, 博士, 主要从事含油气盆地构造分析及页岩气地质调查。ORCID: 0000-0002-0309-8571。

E-mail: tianweijordan@163.com.

\* **通讯作者:** 彭中勤, ORCID: 0000-0002-2246-4303. E-mail: pzhongqin@cgs.cn.

**引用格式:** 田巍, 彭中勤, 白云山, 等. 2019. 湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气成藏特征及勘探潜力. 地球科学, 44(3): 939-952.

a buried depth of more than 2 500 m. The shale with type II kerogen remains in over-mature stage, with the average organic carbon content of 1.68%, and the maturity ranging from 2.30%~3.32% (average value of 2.96%). The brittle mineral content exceeds 60%, and clay mineral content is less than 30%. The shale is characterized by low porosity and permeability, with microspore dominated reservoir porosity, which shows better shale gas reservoir conditions. It is revealed that the Ceshui shale has a good content of shale gas by well logging interpretation, isothermal adsorption and in-situ gas quantity analysis. Combining with single-well burial, thermal history simulation, and the evolution of shale gas reservoir, it is concluded that the stable tectonic and sustaining subsidence are the key factors of shale gas accumulation formed in Lianyuan Sag.

**Key words:** Well 2015H-D6; Ceshui Formation; shale gas; gas accumulation characteristics; Lianyuan Sag; petroleum geology.

页岩气作为一种资源量非常巨大的非常规天然气资源,在北美地区已经取得良好的勘探开发效益(Bowker, 2007; Martineau, 2007; Bernard *et al.*, 2012; Wang *et al.*, 2014; Misch *et al.*, 2016). 中国富有机质泥页岩广泛发育,页岩气资源潜力巨大,琚宜文等(2016)将页岩气储层按沉积条件分为海相页岩、陆相页岩和海陆过渡相页岩 3 种类型。目前,中国在南方四川盆地周缘海相页岩(张金川等, 2008; 蒲泊伶等, 2010; 聂海宽和张金川, 2011; 吴礼明等, 2011; 郭彤楼和刘若冰, 2013; 林俊峰等, 2017)和鄂尔多斯盆地陆相页岩(王社教等, 2011; 王香增等, 2012; 张丽霞等, 2012)均取得重要突破。

我国海陆过渡相页岩气的勘探开发仍处于起步阶段,海陆过渡相页岩在沉积、构造、岩性、储层特征、含气量等方面与海相、陆相页岩差别较大,有其特殊性(李玉喜等, 2009; 梁兴等, 2011; 包书景等, 2016; 翟刚毅等, 2017)。近年来针对湘中及湘东南地区二叠系、石炭系等海陆过渡相页岩气层系开展了不少研究与勘探工作(罗小平等, 2013; 张琳婷等, 2014; 顾志翔等, 2015; 李国亮等, 2015), 2011 年部署在湖南涟源凹陷的湘页 1 井在二叠系大隆组—龙潭组获得较好页岩气显示。目前在海陆过渡相页岩的沉积、生烃和构造方面取得了重要进展,但对储层及其成藏特征研究较少(张琳婷等, 2014; 包书景等, 2016)。

湘中地区涟源凹陷海陆过渡相测水组泥页岩分布广泛、厚度连续性好,具备较好的页岩气成藏基础条件(苗凤彬等, 2016)。2015 年,武汉地质调查中心在涟源凹陷车田江向斜实施的 2015H-D6 地质调查井,在下石炭统测水组有明显的气体显示,其中富有机质泥页岩样品页岩气现场解析量最大值为  $3.95 \text{ m}^3/\text{t}$ ,最小值为  $1.22 \text{ m}^3/\text{t}$ ,平均值为  $2.29 \text{ m}^3/\text{t}$ ,具有较大的勘探潜力。

本文以涟源凹陷测水组海陆过渡相页岩为例,基于 2015H-D6 井钻井岩心资料、测录井资料,利用有机地化分析、单井埋藏史模拟等手段,通过开展对

测水组页岩的地化特征、储层特征、含气特征、成藏条件和聚集特征等研究,分析涟源凹陷石炭系海陆过渡相页岩气成藏条件。

## 1 区域地质特征

涟源凹陷位于华南上扬子区西北部,是发育在前泥盆系浅变质基底上的晚古生代—中三叠世准地台型沉积拗陷区。涟源凹陷受太平洋板块和特提斯构造的双重影响,同时经历了海西期、印支期、燕山期、喜山期等多期构造活动,具有复杂的构造演化背景。涟源凹陷从东向西包括东部滑覆叠瓦冲断带、中部褶断带和西部叠瓦逆掩冲断带 3 个构造单元,中部褶断带东西分别以凤冠山断裂带和集云断裂带为界,自东向西由恩口—斗笠山向斜、桥头河向斜、车田江向斜以及青峰向斜组成,向斜呈 NE 向平行式展布(图 1)。

向斜形态比较完整,全区中泥盆世至早三叠世基本上连续沉积,从前泥盆系浅变质基底形成后,凹陷内上古生界和三叠系沉积时全区厚度变化不大,各个层位原始沉积厚度基本稳定;区内缺失中三叠统、中上侏罗统和下白垩统;中上泥盆统和下石炭统岩关阶地层在全区都有展布;向斜内部各层系保存较完整,而背斜核部地层剥蚀严重(朱锐等, 2009)(图 1)。

## 2 2015H-D6 井区地质与含气特征

2015H-D6 井位于涟源凹陷中部褶断带的车田江向斜东翼(具体井位见图 1),其开孔层位为二叠系下统栖霞组,依次钻遇二叠系黔阳组、石炭系上统船山组、中统黄龙组以及下统梓门桥组、测水组、石磴子组和刘家塘组,完钻井深 1 504.70 m,其中测水组厚 183 m(1 157.7~1 340.7 m),利用 KH-3S 数控测井系统识别出含气泥页岩厚 34.95 m。车田江

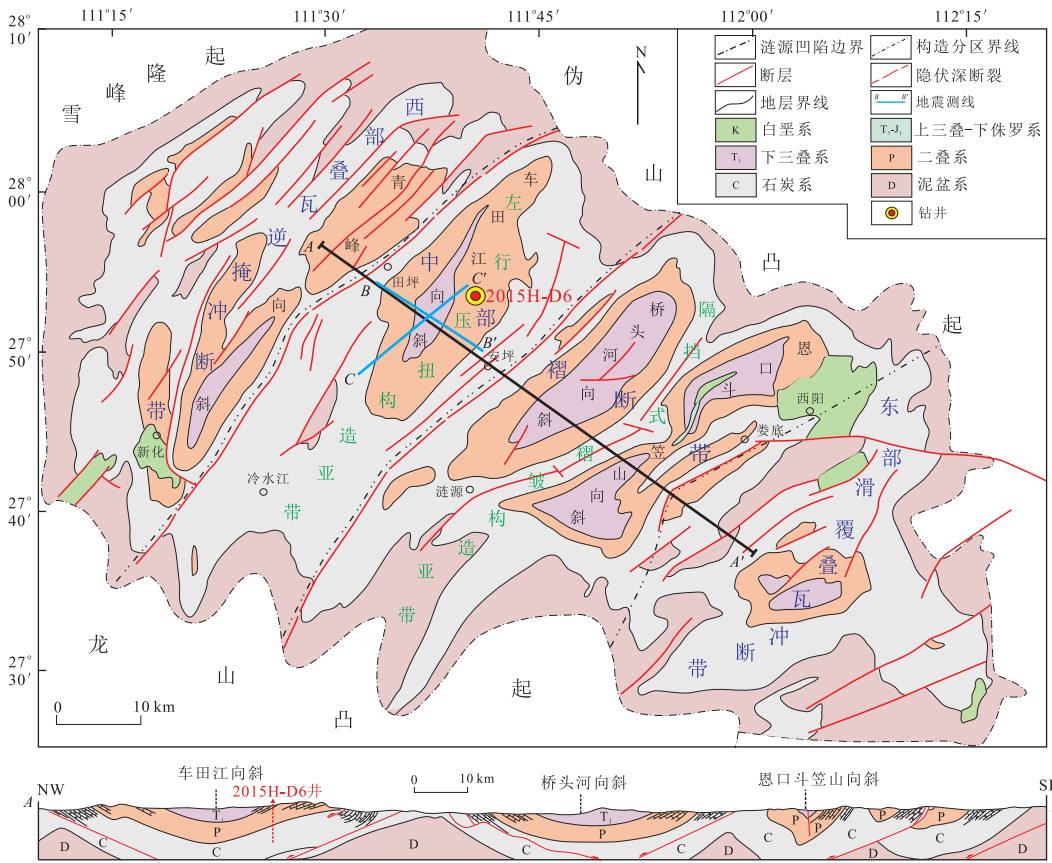


图 1 涟源凹陷构造单元划分

Fig.1 Subdivision of tectonic units in Lianyuan Sag

向斜核部出露下三叠统一石炭系,整体地层较为宽缓,地层倾角为  $10^{\circ} \sim 30^{\circ}$ ,两翼呈近似对称展布,为一直立水平平缓褶皱.向斜核部构造相对简单,只有极少的调节断层发育(图 2).

### 2.1 地层特征

涟源凹陷早石炭世至早三叠世的演化过程中,经历早石炭世刘家塘—石碇子期持续拗陷期,沉积潮坪—半局限海碳酸盐岩夹泥页岩,在早石炭世测水期受淮南运动的影响,沉积一套泻湖—海陆过渡相含煤砂页岩,主要发育滨岸泻湖或沼泽相.

测水组岩性特征比较稳定,以出现浅绿色—灰绿色砂岩为标志,按岩性可分为上、下两段,上、下段以中部一套较为稳定的灰白色厚至巨厚层状石英细砂岩为界.上段主要为粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹灰岩、泥质灰岩及石英细砂岩,下段主要为石英细砂岩、粉砂质泥页岩、泥岩夹煤层(图 3).

### 2.2 有机地球化学特征

2015H-D6 井测水组 18 个泥页岩样品 TOC 分析测试在中南矿产资源监督检测中心完成.测试结果显示,测水组泥页岩的 TOC 为  $0.33\% \sim 2.99\%$ ,有机碳平均含量为  $1.68\%$ .其中  $44.4\%$  的样品 TOC 在  $0.5\% \sim 1.0\%$  之间, $44.5\%$  的样品 TOC 大于  $1.0\%$ (图 4).测水组泥页岩有机质丰富,不仅为页岩气大量生成提供了良好的物质基础,也为页岩气的

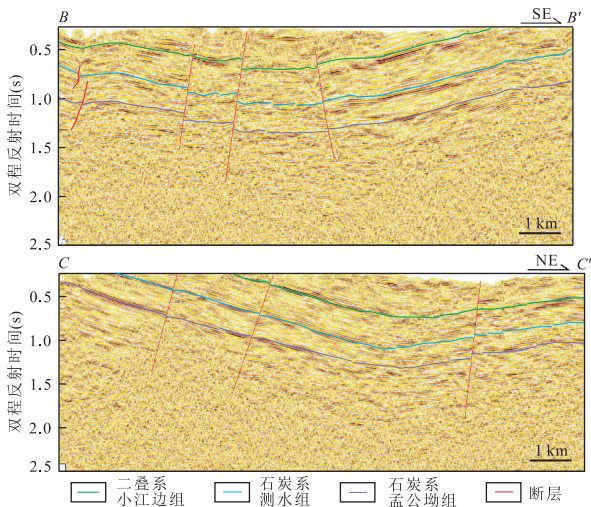


图 2 过车田江向斜地震剖面

Fig.2 The seismic section cross the Chetianjiang syncline 剖面位置见图 1.资料来源于中国地质调查局油气资源调查中心, 2014.湘中地区页岩气调查二维地震勘探成果报告

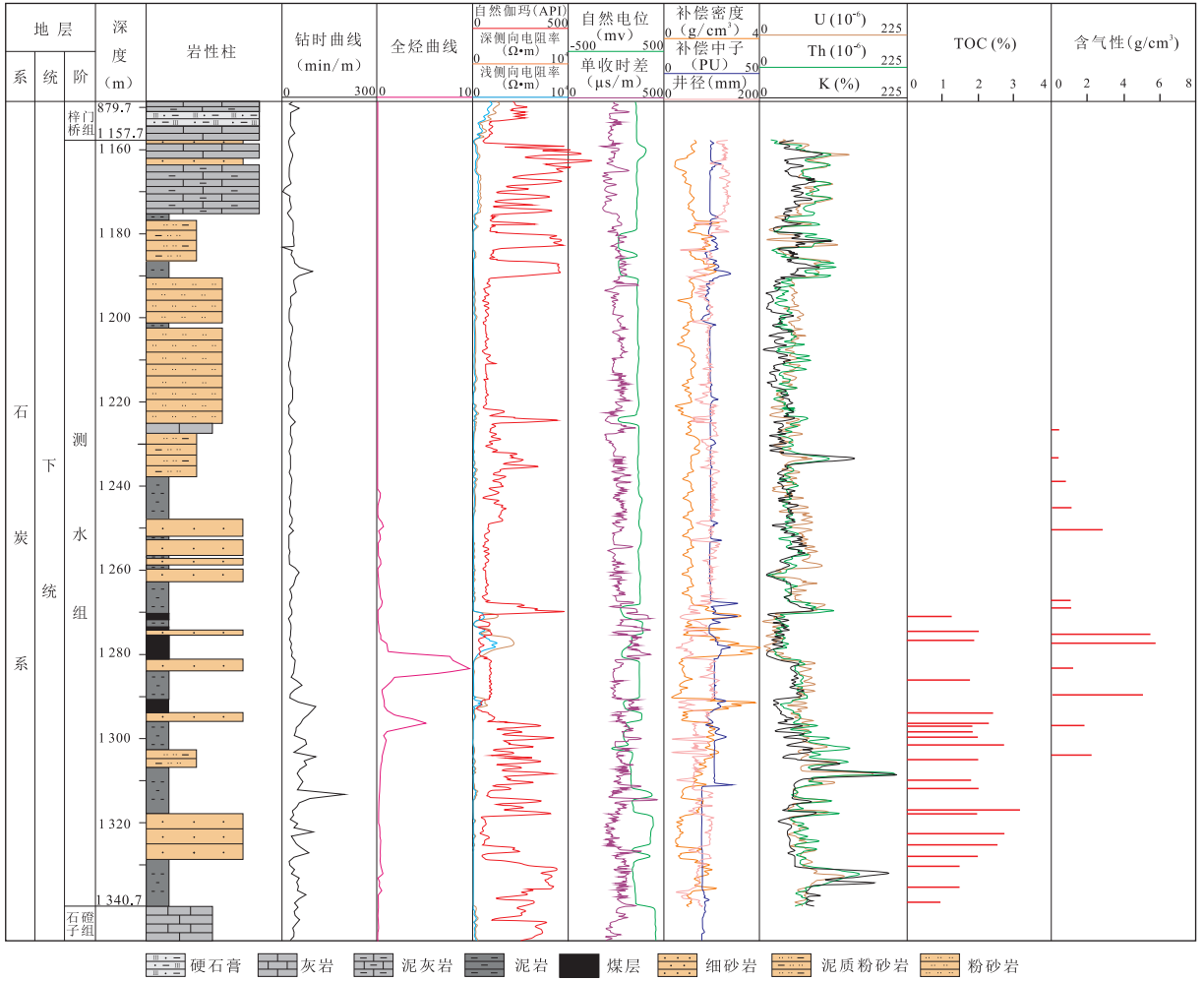


图 3 2015H-D6 井综合柱状图

Fig.3 Integrated histogram of Well 2015H-D6

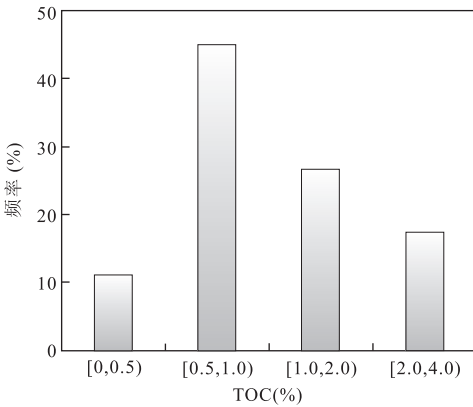


图 4 2015H-D6 井测水组泥页岩 TOC 分布直方图

Fig.4 The TOC distribution histogram of the mud shale of Ceshui Formation in Well 2015H-D6

射率和岩石热解测试在湖南省勘查设计研究院试验检测中心完成,其中干酪根显微组分及类型和镜质体反射率采用德国徕卡 DM4500P 偏光显微镜,岩石热解采用 YQ-VII 油气显示评价仪.对 2015H-D6 井下石炭统测水组干酪根显微组分的鉴定分析表明,干酪根类型以 II<sub>2</sub> 型(腐泥—腐殖型)为主,干酪根类型指数(TI)为 7.75~36;小部分干酪根类型为 II<sub>1</sub> 型(腐殖—腐泥型),其 TI 在 48~62.5 之间.相较于中国海陆过渡相页岩气主要盆地的页岩(王莉萍,2012;郭少斌和王义刚,2013;刘娇男等,2015;闫德宇等,2015;贾俊杰,2016;孙则朋等,2017),涟源凹陷总有机碳含量较高,仅低于四川盆地南部(张吉振等,2015)和湘东南的龙潭组(罗小平等,2013;顾志翔等,2015;李国亮等,2015);干酪根类型与湘中及湘东南二叠系大隆组、龙潭组类似,主要为 II 型,属于较好的烃源岩(表 1).

吸附富集成藏提供了优质的载体.

泥页岩样品干酪根显微组分及类型、镜质体反

表 1 中国主要海陆过渡相页岩气储层参数对比

Table 1 Comparison of major transitional facies shale gas reservoir parameters in China

储层参数	层位	总有机碳 TOC(%)	成熟度 R <sub>o</sub> (%)	有机质 类型	平均孔隙度 (%)	基质渗透率 (μm <sup>2</sup> )	脆性矿物 含量(%)	含气量 (m <sup>3</sup> /t)
沁水盆地	太原组	2.5	1.7~3.6	Ⅱ <sub>2</sub> 型	1.66	0.9	32.1~45.2	1.23
	山西组	3.11	1.0~2.35	Ⅱ <sub>2</sub> 型	4.15	1.1	68	1
鄂尔多斯盆地	本溪组	2.7	1.52	Ⅲ/Ⅱ <sub>2</sub> 型	3.89	180	30.6	0.98
	山西组	2.30	1.3~2.68	Ⅲ型	3.44	2.5	43.7	0.38
四川盆地南部	龙潭组	6.73	1.95~2.4	Ⅲ型	6.3	—	27.7	1.0~3.0
湘中及湘东南	大隆组	2.7	1.16~2.6	Ⅱ <sub>2</sub> 型	0.68	6.5	79.8	3.45
	龙潭组	4.48	2.2~3.5	Ⅱ <sub>1</sub> 型	1.42	5.4	29~86	2.74
涟源凹陷	测水组	1.68	2.3~3.3	Ⅱ <sub>2</sub> 型	3.53	50.7	69.13	2.29

表 2 2015H-D6 井测水组泥页岩样品热解分析结果

Table 2 Pyrolysis analysis results of Ceshui Formation shale samples in Well 2015H-D6

取样深度(m)	S <sub>1</sub> (mg·g <sup>-1</sup> )	S <sub>2</sub> (mg·g <sup>-1</sup> )	T <sub>max</sub> (℃)
1 183.3	0.04	0.09	497
1 215.0	0.08	0.28	496
1 238.3	0.04	0.11	533
1 303.5	0.05	0.10	534
1 308.4	0.03	0.08	534
1 316.9	0.03	0.03	428

中国海陆过渡相页岩储层的有机质成熟度为 1.0%~3.6%(表 1).对 2015H-D6 井测水组暗色泥页岩镜质体反射率的测定表明,涟源凹陷热演化程度高(R<sub>o</sub>为 2.30%~3.32%,平均值为 2.96%),处于过成熟阶段,以生气为主.T<sub>max</sub>被广泛用作判定烃源岩成熟度.表 2 中样品热解分析 T<sub>max</sub>值为 428~534℃,揭示测水组泥页岩热演化程度处于高成熟—过成熟阶段.

由上可知,涟源凹陷测水组的有机质丰度高,镜质体反射率 R<sub>o</sub>大多在 2%以上,进入过成熟热演化时期,是很好的烃源岩,处于热裂解干气生成阶段.

### 2.3 储层特征

**2.3.1 矿物成分** 石英和碳酸盐岩等脆性矿物含量是影响页岩基质孔隙和微裂缝发育程度、含气性及压裂改造方式等的重要因素(邹才能等,2010).测水组主要岩性为炭质(泥)页岩、粉砂质泥岩、石英细砂岩、粉砂岩等,部分层段夹煤层.

2015H-D6 井测水组(1 157.7~1 340.7 m)10 个泥页岩样品全岩和粘土矿物 X-衍射定量分析在湖南省勘查设计研究院试验检测中心完成,采用荷兰帕纳科 X pert powder 衍射仪.分析结果显示,石英

含量为 52.37%~73.88%,均值为 67.16%;方解石含量为 0.71%~3.42%,均值为 2.07%;斜长石含量为 1.51%~3.38%,均值为 2.44%;白云石含量为 0.76%~2.05%,均值为 1.49%;黄铁矿含量为 1.2%~7.47%,均值为 4.46%;菱铁矿含量为 0.71%~1.12%,均值为 0.91%;粘土矿物含量为 16.99%~33.38%,均值为 26.53%(图 5).

大部分样品中含黄铁矿,指示强还原沉积环境,有利于有机质的富集和保存.脆性矿物(石英、长石、方解石、白云石)含量为 60.19%~75.54%,均值为 69.13%;脆性矿物含量高,粘土矿物含量低于 30%,可以有效改善页岩的储集空间和渗流通道,有利于页岩气的储集和开采.

2015H-D6 井测水组页岩储层粘土矿物分析结果表明其组成主要是伊利石,其次为高岭石、伊/蒙混层、绿泥石,不含蒙皂石(表 3).同时,页岩储层中吸附气含量与粘土矿物的含量具有一定的关系,其中最主要的是伊利石(Ross and Bustin,2009);而蒙皂石类膨胀性粘土矿物则不利于后期储层压裂(蒋裕强等,2010).

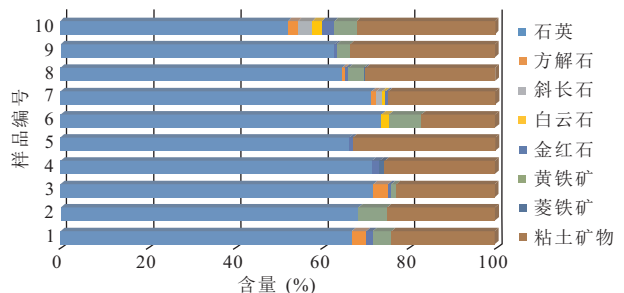


图 5 2015H-D6 井测水组泥页岩矿物成分含量对比  
Fig.5 The contrast for mineral composition contents of Ceshui Formation shale in Well 2015H-D6

表 3 2015H-D6 井测水组泥页岩粘土矿物组成

Table 3 Statistics on clay mineral compositions of Ceshui Formation shale in Well 2015H-D6

粘土矿物	相对含量(%)		
	最小值	最大值	平均值
S	/	/	/
I	24	71	43.5
K	6	45	21.9
C	6	31	11.8
I/S	5	20	16.0
C/S	/	/	/

**2.3.2 储集空间特征** 页岩储层的储渗空间可分为基质孔隙和裂缝。2015H-D6 井岩心样品的氩离子抛光一扫描电镜观察在江苏地质矿产设计研究院完成,采用美国 Ilion II 697 型宽束氩离子抛光仪和德国卡尔·蔡司 SIGMA 扫描电镜。观察结果显示,测水组泥页岩存在大量微孔隙与微裂隙,微孔隙主要包括有机质与矿物之间微裂隙、有机质孔隙、晶间微孔隙和矿物溶蚀孔隙 4 类,微孔隙主要为收缩缝和微裂缝。这些微孔隙及微裂隙为页岩气提供了重要的储集空间和流通通道。

有机质与矿物之间的微裂隙具有连通有机质和矿物质孔的作用,使得有机质中生成的页岩气能够运移至矿物质孔赋存,对页岩气聚集有重要意义。测水组泥页岩中可见少量的这类孔隙,孔径为  $0.041 \sim 0.098 \mu\text{m}$  (图 6a)。有机质在热降解排烃过程中会产生纳米级裂缝和微孔隙,测水组高成熟页岩有机质中微孔隙呈条带状,总体呈蜂窝状(图 6b),孔隙孔径约为  $25 \text{ nm}$ ,缝宽皆不足  $10 \text{ nm}$ 。有机质孔也是页岩气主要储集空间,有利于页岩气成藏。晶间微孔隙主要以草莓状黄铁矿微球团颗粒为主(图 6c),黄铁

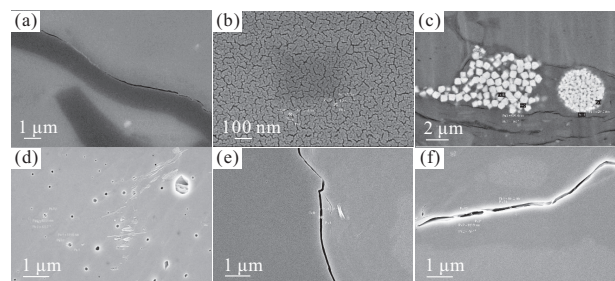


图 6 2015H-D6 井测水组泥页岩孔隙类型

Fig. 6 Pore types of Ceshui Formation shale in Well 2015H-D6

a. 有机质与矿物之间微裂隙; b. 有机质孔隙; c. 黄铁矿晶间孔; d. 矿物溶蚀孔隙; e. 同沉积收缩缝; f. 微裂缝

矿晶间微孔隙的孔径为  $63 \sim 179 \text{ nm}$ ,晶体之间大多紧密排列,孔隙连通性差,粒间被粘土矿物充填。有机质分解过程中会产生有机酸,从而促使溶蚀孔的生成,当溶蚀程度较低时,碳酸盐矿物会出现孤立的矩形小孔(图 6d),孔径为  $0.042 \sim 0.246 \mu\text{m}$ 。微裂隙是页岩储层中最重要的储集空间类型,多为成岩过程中形成的同沉积收缩裂缝(图 6e)和后期构造运动过程中形成的裂缝(图 6f)。

**2.3.3 储层物性特征** 岩石孔隙是页岩储层中重要的有效储集空间和确定游离气含量的关键参数(葛敏娜等,2012)。中国主要海陆过渡相产气页岩样品分析结果表明,其孔隙度主要分布在  $0.68\% \sim 6.30\%$  之间,平均值为  $3.07\%$ ;渗透率一般小于  $100 \mu\text{m}^2$ 。2015H-D6 井测水组页岩实测结果显示页岩孔隙度分布在  $0.73\% \sim 7.29\%$ ,平均值为  $3.53\%$ ;渗透率为  $1.43 \sim 277 \mu\text{m}^2$ ,平均值为  $51 \mu\text{m}^2$ ,测水组泥页岩储层整体表现出低孔、低渗特性。

## 2.4 页岩含气性特征

**2.4.1 含气量** 含气量是评价页岩含气性最重要的指标(王社教等,2011)。根据页岩气层的孔隙度、TOC 和含气量可将页岩气层划分为 4 类(表 4)。测井资料的采集采用河北时力拓地质仪器有限公司 KH-3S 数控测井系统。测水组主要含气层在井深  $1265 \sim 1341 \text{ m}$  之间,笔者利用测井曲线响应特征和数据处理对 2015H-D6 井测水组泥页岩进行了综合评价,共解释页岩气层 5 层,累计厚度  $34.95 \text{ m}$ ;其中 II 类页岩气层 1 层,厚  $2.00 \text{ m}$ ,III 类页岩气层 4 层,厚  $32.95 \text{ m}$ (图 7)。

①号层( $1268.90 \sim 1270.90 \text{ m}$ )厚度为  $2.00 \text{ m}$ ,孔隙度较高,平均值为  $9.16\%$ ,TOC 平均值为  $9.4\%$ ,总含气量平均值为  $2.86 \text{ m}^3/\text{t}$ ,为 II 类页岩气层;②号层( $1296.60 \sim 1313.00 \text{ m}$ )厚度为  $16.40 \text{ m}$ ,孔隙度较高,平均值为  $10.35\%$ ,TOC 平均值为  $4.07\%$ ,总含气量平均值为  $1.27 \text{ m}^3/\text{t}$ ,为 III 类页岩气层;③号层( $1314.95 \sim 1318.60 \text{ m}$ )厚度为  $3.65 \text{ m}$ ,

表 4 页岩气储层类别划分

Table 4 Classification for shale gas reservoir

类别	评价参数			
	孔隙度(%)	渗透率( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	TOC(%)	含气量( $\text{m}^3/\text{t}$ )
I 类	$\Phi \geq 10$	$100 \leq K < 500$	$\text{TOC} \geq 4.0$	$Q \geq 4$
II 类	$5 \leq \Phi < 10$	$10 \leq K < 100$	$2.0 \leq \text{TOC} < 4.0$	$2 \leq Q < 4$
III 类	$2 \leq \Phi < 5$	$1 \leq K < 10$	$1.0 \leq \text{TOC} < 2.0$	$1 \leq Q < 2$
IV 类	$\Phi < 2$	$K < 1$	$\text{TOC} < 1.0$	$0 \leq Q < 1$

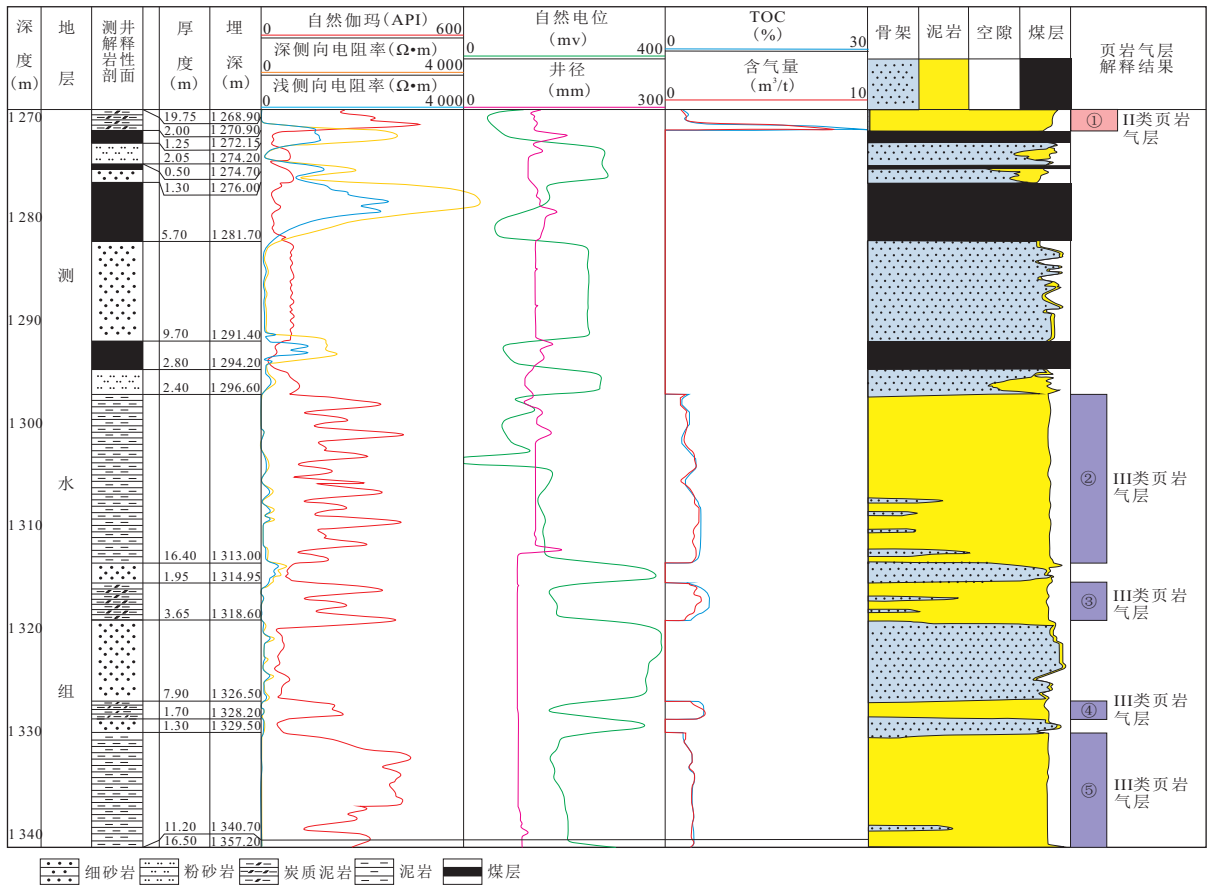


图 7 测水组页岩气层测井解释成果

Fig.7 Logging interpretation results of Ceshui Formation shale gas

表 5 2015H-D6 井页岩气储层测井成果解释

Table 5 Logging result interpretation for shale gas reservoir in Well 2015H-D6

层号	顶部	底部	岩层 厚度 (m)	孔隙度(%)		TOC(%)		游离气 (m³/t)	吸附气 (m³/t)	总含气量(m³/t)	
	埋深 (m)	埋深 (m)		最小值—最大值	平均值	最小值—最大值	平均值			最小值—最大值	平均值
①	1 268.90	1 270.90	2.00	5.95~13.99	9.16	2.41~33.17	9.40	0.80	2.06	0.68~8.92	2.86
②	1 296.60	1 313.00	16.40	8.53~11.34	10.35	2.45~5.35	4.07	0.29	0.97	0.73~1.68	1.27
③	1 314.95	1 318.60	3.65	8.53~11.98	10.52	2.45~6.55	4.62	0.29	1.08	0.77~1.83	1.37
④	1 326.50	1 328.20	1.70	8.53~13.17	10.88	2.91~5.76	4.41	0.23	1.04	0.77~1.98	1.28
⑤	1 329.50	1 340.70	11.20	3.13~11.81	10.84	2.58~5.35	4.31	0.34	1.02	0.88~1.68	1.36

孔隙度较高,平均值为 10.52%,TOC 平均值为 4.62%,总含气量平均值为 1.37 m³/t,为Ⅲ类页岩气层;④号层(1 326.50~1 328.20 m)厚度为1.70 m,孔隙度较高,平均值为 10.88%,TOC 平均值为 4.41%,总含气量平均值为 1.28 m³/t,为Ⅲ类页岩

气层;⑤号层(1 329.50~1 340.70 m)厚度为 11.20 m,孔隙度较高,平均值为 10.84%,TOC 平均值为 4.31%,总含气量平均值为 1.36 m³/t,为Ⅲ类页岩气层(表 5)。

**2.4.2 等温吸附曲线** 等温吸附曲线显示页岩的最大吸附气含量与压力的关系,是衡量页岩吸附天然气能力的重要参数(张烈辉等,2014).泥页岩的吸附能力通常用 Langmuir 体积  $V_L$  和 Langmuir 压力  $P_L$  来进行评价.在江苏地质矿产设计研究院采用美国岩心公司 GAI-100 型高压气体等温吸附仪,利用 Langmuir 等温吸附模型对 2015H-D6 井测水组泥页岩进行等温吸附试验,测试温度为 30 °C.实验结果表明:等温条件下吸附气量随着压力增大而增长,在低压 0~4 MPa 阶段,吸附量随压力增加而以较大的增长率呈线性增长,此后吸附量增长率逐渐变小,直至近似于零,泥页岩的吸附达到饱和状态,反映出低压吸附能力强的特点(图 8).泥页岩样品的 Langmuir 体积  $V_L$  为 7.74 cm<sup>3</sup>/g,对应的 Langmuir 压力  $P_L$  为 1.17 MPa.

测水组煤层及川东南地区龙马溪组泥页岩(1 400~1 800 m)等温吸附曲线的对比结果显示测水组 1 号煤样的最大吸附量为 19.92 cm<sup>3</sup>/g,对应解析气含量为 12.25 cm<sup>3</sup>/g;2、3、4 号页岩样品的最大吸附量为 6.07~7.74 cm<sup>3</sup>/g,对应解析气含量为 1.96~2.07 cm<sup>3</sup>/g;5 号龙马溪组泥页岩样的最大吸附量为 1.48 cm<sup>3</sup>/g(郭为等,2013).表明测水组海陆过渡相页岩吸附气含量较煤样明显偏低,较龙马溪组海相页岩偏高.

**2.4.3 页岩气现场解析气量** 现场解析试验采用四川煤田地质局的 SH-CBMB 型全自动高精度页岩气含量多路测定仪以及自制热解析仪进行测试.选取 2015H-D6 井测水组不同深度的 17 个泥页岩样品进行现场解析分析,结果显示页岩气现场解析量最大值为 3.95 m<sup>3</sup>/t,最小值为 1.22 m<sup>3</sup>/t,平均值为

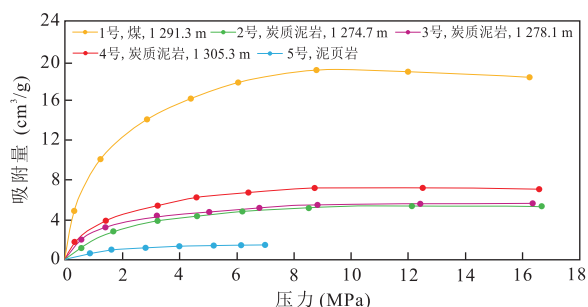


图 8 2015H-D6 井测水组页岩、煤以及川东南地区龙马溪组页岩等温吸附曲线对比

Fig.8 The comparison of isothermal adsorption curves among shale and coal of Ceshui Formation in Well 2015H-D6 and Longmaxi Formation shale in southeastern Sichuan Basin

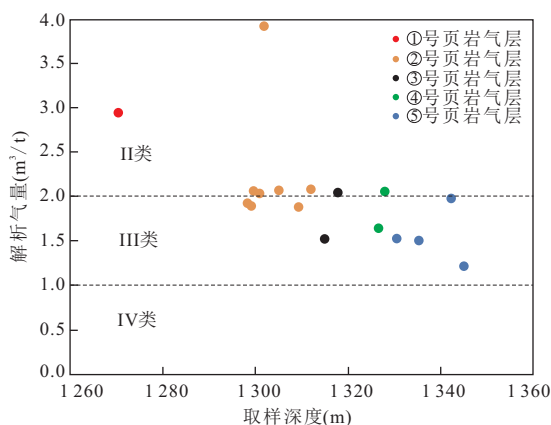


图 9 2015H-D6 井测水组页岩气解析气量分布

Fig.9 Analytical gas distribution of Ceshui Formation shale gas in Well 2015H-D6

2.29 m<sup>3</sup>/t(图 9).

### 3 页岩气成藏演化特征

#### 3.1 页岩气成藏过程

盆地的热史、埋藏史模拟反映了盆地的沉降、沉积及热演化过程,同时对烃源岩、储层的演化及油气运聚成藏过程具有重要的控制作用(向才富等,2007).基于古地表温度 32°C,古地温梯度 3.4°C/100 m并结合单井数据,笔者利用 Genesis 盆地模拟软件对 2015H-D6 井进行单井热史、埋藏史模拟(图 10).

埋藏史模拟结果显示:研究区自早三叠世以来经历了 3 期抬升剥蚀和 3 期沉降,其中第 1 期抬升为中三叠世至晚三叠世,研究区受印支运动影响强烈隆起,长期处于剥蚀状态,剥蚀厚度大;第 2 期为中侏罗世至早白垩世,受太平洋板块斜向俯冲的影响,再次遭受强烈剥蚀;第 3 期为晚白垩世之后,喜马拉雅运动使本区再次抬升隆起,致使中-新生界遭受强烈剥蚀.第 1 期沉降为海西运动和印支运动早期的石炭系、二叠系、三叠系连续沉降,埋深大,其中测水组埋深超过 2 500 m;第 2 期沉降为印支晚期至燕山早期的上三叠统、下侏罗统的短暂沉降,埋深较浅;第 3 期沉降为燕山运动晚期的上白垩统的稳定沉降,埋深较大.热史模拟(叠加  $R_o$ )结果显示:测水组页岩在早三叠世达到最大埋深,在深埋作用和较高地温梯度的双重作用下,该套页岩进入干气生成阶段;随后,在强烈的印支运动作用下,测水组页岩经历较快的抬升作用,对前期形成的常规气藏有



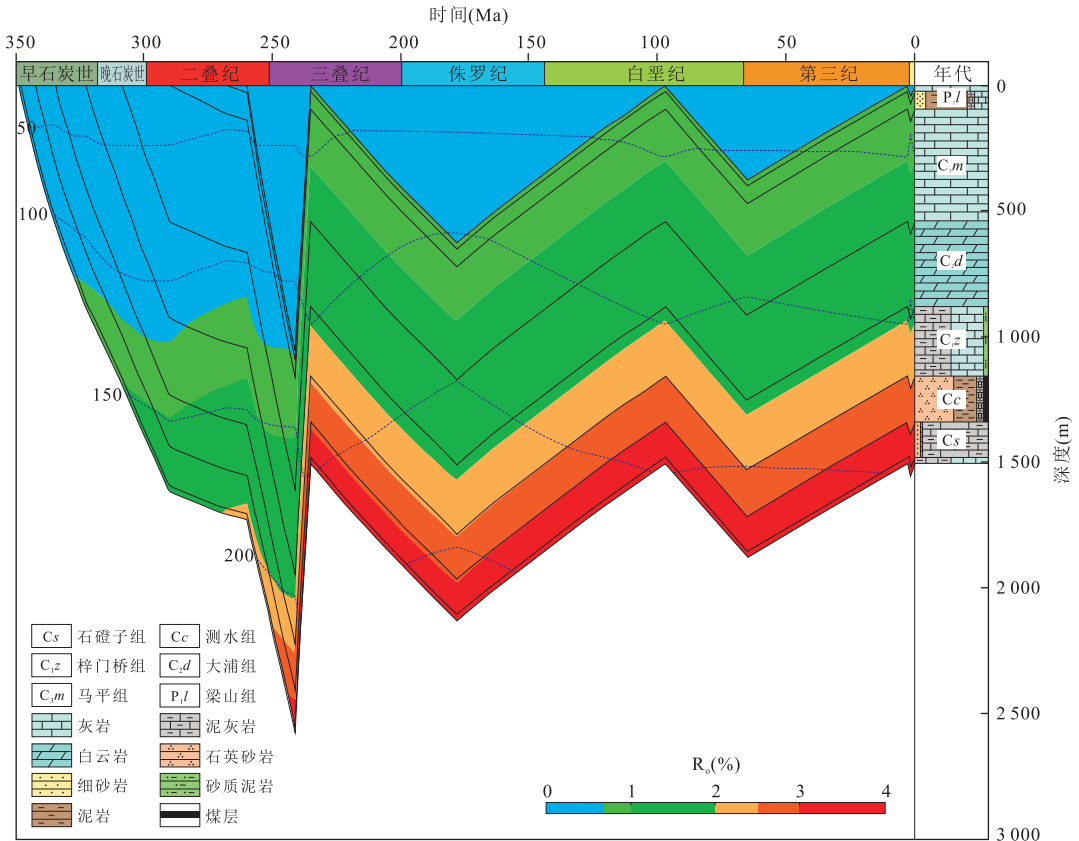


图 10 2015H-D6 井单井热史、埋藏史模拟

Fig.10 Single well simulation of the thermal and burial history for Well 2015H-D6

较大的破坏,但赋存于烃源岩层中的页岩气因仍处于生气阶段而得以较好保存.

### 3.2 页岩气保存条件

湘中涟源凹陷经历了多期构造活动,构造样式复杂,凹陷内不同区域泥页岩含气量具有较大的差异性.研究区构造相对简单,为宽缓的向斜,只在向斜两翼零星发育调节断层(图 2),对页岩气藏影响较弱.单井埋藏史模拟表明,石炭系为连续稳定沉降,测水组埋深超过 2 500 m.

区内测水组主要为炭质(泥)页岩、粉砂质泥岩、石英细砂岩和粉砂岩,厚度连续性较好,内部又夹有煤层.在盖层方面,结合测水组岩性特征与上覆盖层在区内的埋深、岩性组合、厚度分布和封盖能力等特征,对涟源凹陷不同地区盖层性质的综合评价表明,中部褶皱带宽缓向斜中心盖层封闭性较好,以车田江向斜中心及南翼、桥头河向斜中心区盖层封盖性最好.测水组上覆地层为梓门桥组灰岩、泥质灰岩以及膏岩层,已有钻井资料表明,车田江向斜南部及周缘膏岩层厚度较大,最大累计厚度为 15.47 m,往桥头河向斜区膏岩层厚度减薄(图 11,图 12);同时,在

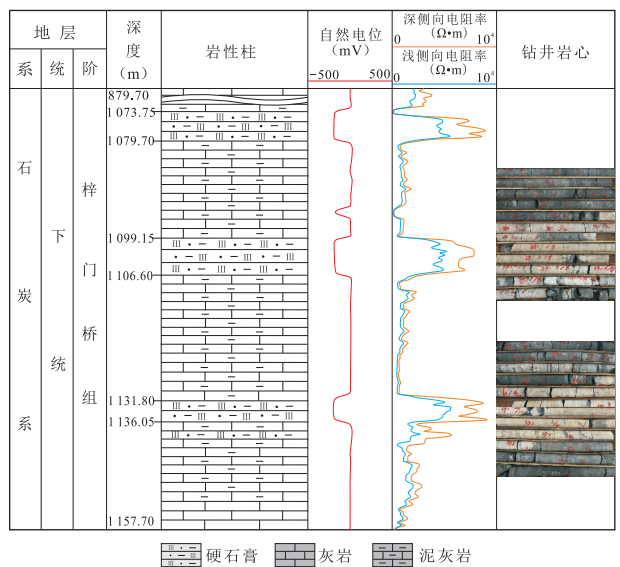


图 11 梓门桥组膏岩层测井及岩心特征

Fig. 11 Logging and core characteristics of gypsolyte of Zimenqiao Formation

测水组含气层的上部有一套厚层致密砂岩覆盖,为区内页岩气的储存提供了很好的盖层.综上所述,构造保存并持续沉降是涟源凹陷海陆过渡相页岩气藏

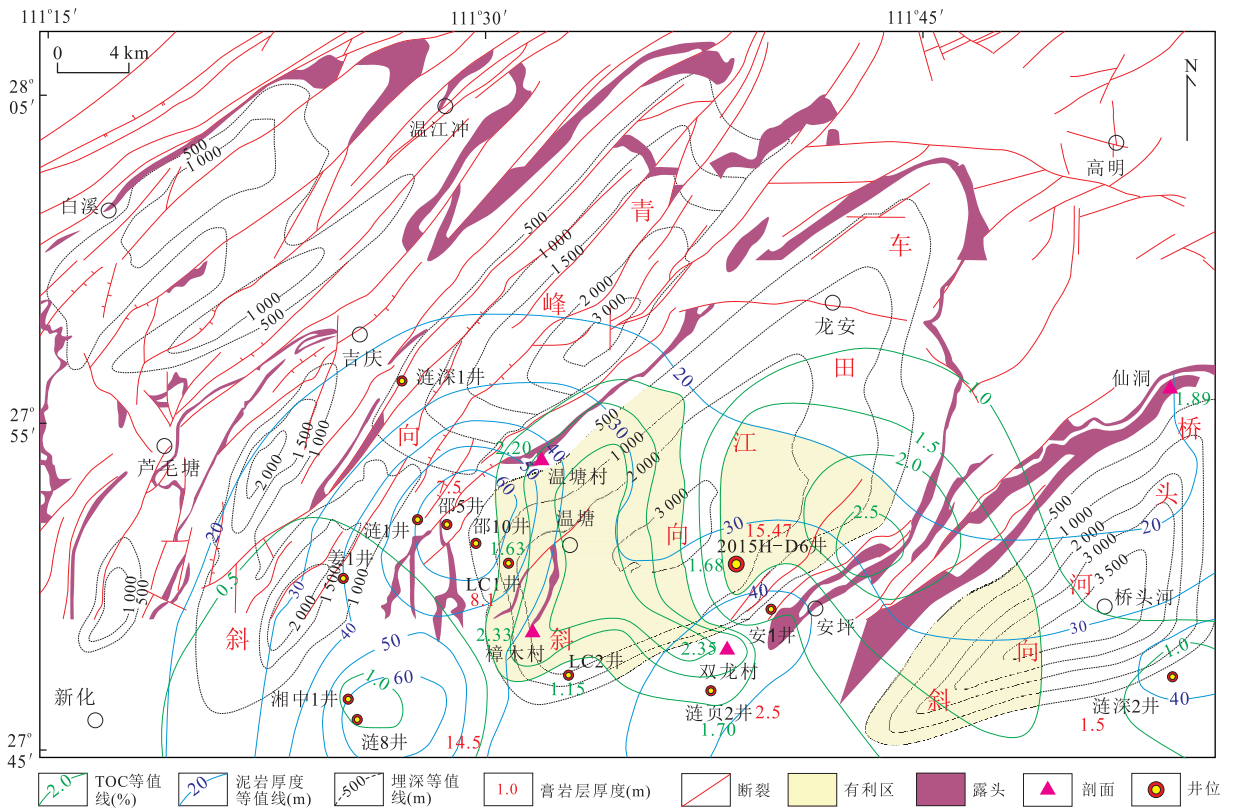


图 12 湘中涟源凹陷测水组埋深图及有利区分布

Fig.12 Buried depth map and favorable area distribution of Ceshui Formation in Lianyuan Sag

据张琳婷等(2014)修改

形成的关键因素。

### 4 测水组页岩气勘探潜力

#### 4.1 有利区分布

根据已有钻井资料、区域地质调查资料、野外露头样品采集和分析测试,以及前人的成果资料,基于对研究区内有机碳含量与镜质体反射率均大于 0.5%、埋深介于 500~4 500 m 之间的富有机质测水组泥页岩层厚度的统计,揭示出测水组富有机质泥页岩厚度在桥头河、车田江、青峰三大向斜整体表现为由北向南增大的趋势。在涟源凹陷南部、南东部埋藏较深,主要发育在桥头河、车田江、青峰三大向斜核部,局部地区超过 3 000 m。北西段测水组埋深为 500~1 000 m,南西段埋深为 500~2 000 m,且中、西部地层较缓,南段地层相对较陡(图 12)。

涟源凹陷经历多期次构造挤压、隆升剥蚀造成区内中、上三叠统及其上覆地层几乎完全缺失,下三叠统和二叠系仅在向斜中心残存。凹陷内不同构造带、构造部位抬升剥蚀强度的差异性,使得页岩气保

存条件具有分带性。东部和西部断褶带及中部褶皱带的背斜区因抬升剥蚀作用强烈,导致测水组埋深浅甚至出露地表,使得保存条件较差。而中部褶皱带车田江向斜、桥头河向斜等宽缓的向斜区远离断裂带,受抬升剥蚀和断裂活动影响小,地表多出露三叠系或二叠系,构造相对简单,测水组泥页岩埋深主要分布于 500~2 000 m,最大埋深为 3 000 m,且其上覆地层保存完整,有利于页岩气的保存。本文以埋深在 500~4 500 m 之间、富有机质页岩层段厚度大于 20 m、海陆过渡相页岩 TOC 大于 1.5%、且断裂发育少、构造保存条件好作为有利区划分标准,涟源凹陷页岩气有利区主要分布在车田江向斜和桥头河向斜南部(图 12)。

#### 4.2 页岩气资源量

非常规气藏资源量计算包括类比法、容积法及动态法等方法,其精度取决于对气藏地质条件和储层条件的认识,也取决于有关参数的精度和数量。本次以容积法为主,结合含气量类比法,利用页岩气资源评价系统赛格(SGRE2.0)软件计算测水组页岩气藏资源量。

软件模拟结果显示,测水组有利区面积为

表6 涟源凹陷测水组有利区页岩气资源评价参数值

Table 6 Evaluation parameters of shale gas resources in favorable area of Ceshui Formation in Lianyuan Sag

参数	P <sub>5</sub>	P <sub>25</sub>	P <sub>50</sub>	P <sub>75</sub>	P <sub>95</sub>	
体积参数	面积(km <sup>2</sup> )		262.40			
	有效厚度(m)	35.63	34.72	32.31	25.75	22.52
含气量参数	总含气量(m <sup>3</sup> /t)	2.46	2.29	2.29	0.33	0.33
其他参数	TOC(%)		1.15~1.70			
	页岩密度(g/cm <sup>3</sup> )		2.60			
地质资源量(10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> )		752.46	559.73	398.48	87.72	55.69

262.4 km<sup>2</sup>,埋深范围为500~3 000 m,TOC>1%的暗色页岩厚度预测为22~36 m.其中LC2井测水组富含页岩气页岩层厚23 m,TOC平均值为1.15%,现场解析含气量平均为0.33 m<sup>3</sup>/t.涟页2井测水组富含页岩气页岩层厚28 m,TOC平均值为1.70%,成熟度参数R<sub>o</sub>范围为2.05%~3.62%,平均为2.62%,现场解析含气量平均为2.46 m<sup>3</sup>/t.2015H-D6井测水组富含页岩气页岩层厚34.95 m,TOC平均值为1.68%,成熟度参数R<sub>o</sub>范围为2.30%~3.32%,平均2.96%,现场解析含气量平均为2.29 m<sup>3</sup>/t.岩石密度平均值为2.6 g/cm<sup>3</sup>;含气量取值依据钻井实钻结果,范围为0.33~2.46 m<sup>3</sup>/t.厚度与含气量二维随机变量法(蒙特卡洛法)计算结果揭示出区内测水组页岩气有利区P<sub>50</sub>总地质资源量为3.984 8×10<sup>10</sup> m<sup>3</sup>(表6).由此可见涟源凹陷海陆过渡相测水组具有较好的页岩气勘探前景.

## 5 结论

(1)涟源凹陷车田江向斜下石炭统测水组泥页岩有机质含量丰富,TOC平均值为1.68%,干酪根类型为II型(腐泥腐殖型),热演化程度高,R<sub>o</sub>平均值为2.96%,处于过成熟阶段,利于页岩气生成.

(2)X射线衍射分析结果表明,涟源凹陷车田江向斜下石炭统测水组富有机质泥页岩中脆性矿物含量为60.19%~75.54%,均值为69.13%,脆性矿物含量高,可以有效改善页岩的储集空间和渗流通道,有利于后期页岩气的压裂开采,粘土矿物组成以伊利石为主,利于页岩储层中吸附气含量.

(3)氩离子抛光—扫描电镜观察结果显示,涟源凹陷车田江向斜下石炭统测水组泥页岩发育有机质与矿物之间微裂隙、有机质孔隙、晶间微孔隙和矿物溶蚀孔隙,以及收缩缝、微裂缝.孔隙发育且类型多

样,为页岩气赋存提供了较好的储集空间.

(4)针对测水组泥页岩的测井解释、等温吸附实验及现场解析均获得较好的含气量.其中测井解释将测水组划分出II类和III类页岩气层,II类含气量为2.86 m<sup>3</sup>/t,III类含气量为1.27~1.37 m<sup>3</sup>/t;现场解析气量为1.22~3.95 m<sup>3</sup>/t;等温吸附实验表明测水组海陆过渡相泥页岩吸附能力在煤和海相页岩之间.

(5)2015H-D6井的单井热史埋藏史揭示出研究区自早三叠世以来经历了3期抬升剥蚀和3期沉降,其中测水组沉积时间为持续沉降期,埋深超过2 500 m.同时研究区具有构造简单、页岩储层优质组合及良好封闭盖层的较好保存条件,有利于页岩气藏形成.

(6)涟源凹陷测水组主要发育在桥头河、车田江及青峰向斜核部,总体表现为北薄南厚,埋深主体分布在500~2 000 m,最大埋深为3 000 m.测水组页岩气在车田江向斜构造保存条件较好,有利区分布在车田江向斜及桥头河向斜南部.利用容积法结合含气量类比法估算测水组页岩气资源量约为3.984 8×10<sup>10</sup> m<sup>3</sup>,揭示出涟源凹陷测水组具有良好的页岩气勘探潜力.

## References

Bao, S. J., Lin, T., Nie, H. K., et al., 2016. Preliminary Study of the Transitional Facies Shale Gas Reservoir Characteristics: Taking Permian in the Xiangzhong Depression as an Example. *Earth Science Frontiers*, 23(1): 44–53 (in Chinese with English abstract).

Bernard, S., Horsfield, B., Schulz, H. M., et al., 2012. Geochemical Evolution of Organic-Rich Shales with Increasing Maturity: A STXM and TEM Study of the Posidonia Shale (Lower Toarcian, Northern Germany). *Marine and Petroleum Geology*, 31(1): 70–89.

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2011.05.010>

- Bowker, K. A., 2007. Barnett Shale Gas Production, Fort Worth Basin: Issues and Discussion. *AAPG Bulletin*, 91 (4): 523–533. <https://doi.org/10.1306/06190606018>
- Ge, M. N., Zhang, J. C., Li, X. G., et al., 2012. Gas-Bearing Property Analysis on Upper Paleozoic Shale in Eastern Uplift of Liaohe Basin. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 19 (6): 722–726 (in Chinese with English abstract).
- Guo, S. B., Wang, Y. G., 2013. Shale Gas Accumulation Conditions and Exploration Potential of Carboniferous Benxi Formation in Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 34(3): 445–452 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T. L., Liu, R. B., 2013. Implications from Marine Shale Gas Exploration Breakthrough in Complicated Structural Area at High Thermal Stage: Taking Longmaxi Formation in Well JY1 as an Example. *Natural Gas Geoscience*, 24(4): 643–651 (in Chinese with English abstract).
- Guo, W., Xiong, W., Gao, S. S., et al., 2013. Impact of Temperature on the Isothermal Adsorption/Desorption Characteristics of Shale Gas. *Petroleum Exploration and Development*, 40(4): 481–485 (in Chinese with English abstract).
- Gu, Z. X., Peng, Y. M., He, Y. B., et al., 2015. Geological Conditions of Permian Sea-Land Transitional Facies Shale Gas in the Xiangzhong Depression. *Geology in China*, 42 (1): 288–299 (in Chinese with English abstract).
- Jia, J. J., 2016. Study on the Marine-Continental Transitional Shale Gas Accumulation Conditions in the Upper Paleozoic Qinshui Basin. *West-China Exploration Engineering*, 28(2): 47–50 (in Chinese).
- Jiang, Y. Q., Dong, D. Z., Qi, L., et al., 2010. Basic Features and Evaluation of Shale Gas Reservoirs. *Natural Gas Industry*, 30(10): 7–12 (in Chinese with English abstract).
- Ju, Y. W., Qi, Y., Fang, L. Z., et al., 2016. Chinese Shale Gas Reservoir Types and Their Controlling Factors. *Advances in Earth Science*, 31(8): 782–799 (in Chinese with English abstract).
- Li, G. L., Wang, X. H., Bo, D. Y., et al., 2015. Potentiality Exploration of the Upper Permian Longtan Formation Shale Gas in Central and Southeastern Hunan Province. *Geological Science and Technology Information*, 34 (3): 133–138 (in Chinese with English abstract).
- Li, Y. X., Nie, H. K., Long, P. Y., 2009. Development Characteristics of Organic-Rich Shale and Strategic Selection of Shale Gas Exploration Area in China. *Natural Gas Industry*, 29 (12): 115–118 (in Chinese with English abstract).
- Liang, X., Ye, X., Zhang, J. H., et al., 2011. Evaluation of Preservation Conditions of Lower Paleozoic Marine Shale Gas Reservoirs in the Northern Part of Dianqianbei Depression. *Marine Origin Petroleum Geology*, 16 (4): 11–21 (in Chinese with English abstract).
- Lin, J. F., Hu, H. Y., Li, Q., 2017. Geochemical Characteristics and Implications of Shale Gas in Jiaoshiiba, Eastern Sichuan, China. *Earth Science*, 42 (7): 1124–1133 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.091>
- Liu, J. N., Zhu, Y. M., Liu, Y., et al., 2015. Characteristics of the Mud Shale Reservoirs of Transitional Facies: With Qinshui Basin as an Example. *Coal Geology & Exploration*, 43(6): 23–28 (in Chinese with English abstract).
- Luo, X. P., Li, Y. F., Wu, C. R., et al., 2013. Characteristics of Mud Shale Reservoirs in Upper Permian Longtan Formation of Southeast Hunan Depression, China. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 40 (5): 588–594 (in Chinese with English abstract).
- Martineau, D. F., 2007. History of the Newark East Field and the Barnett Shale as a Gas Reservoir. *AAPG Bulletin*, 91(4): 399–403. <https://doi.org/10.1306/intro910407>
- Miao, F. B., Tan, H., Wang, Q., et al., 2016. Preservation Conditions in Shale Gas of Carboniferous Ceshui Formation of Lianyuan Depression in the Middle of Hunan Province. *Geological Science and Technology Information*, 35(6): 90–97 (in Chinese with English abstract).
- Misch, D., Gross, D., Mahlstedt, N., et al., 2016. Shale Gas/Shale Oil Potential of Upper Visean Black Shales in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine). *Marine and Petroleum Geology*, 75(4): 203–219. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.017>
- Nie, H. K., Zhang, J. C., 2011. Types and Characteristics of Shale Gas Reservoir: A Case Study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 33 (3): 219–225, 232 (in Chinese with English abstract).
- Pu, B. L., Jiang, Y. L., Wang, Y., et al., 2010. Reservoir-Forming Conditions and Favorable Exploration Zones of Shale Gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 31 (2): 225–230 (in Chinese with English abstract).
- Ross, D. J. K., Bustin, R. M., 2009. The Importance of Shale Composition and Pore Structure upon Gas Storage Potential of Shale Gas Reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 26 (6): 916–927. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2008.06.004>
- Sun, Z. P., Wang, Y. L., Wei, Z. F., et al., 2017. Shale Gas Content and Geochemical Characteristics of Marine-Conti-

- mental Transitional Shale: A Case from the Shanxi Formation of Ordos Basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 46(4): 859—868 (in Chinese with English abstract).
- Wang, L. P., 2012. Shale Gas Exploration Prospect of Shanxi Formation in Qinshui Basin. *Petrochemical Industry Application*, 31(12): 1—3, 14 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Q., Chen, X., Jha, A. N., et al., 2014. Natural Gas from Shale Formation—The Evolution, Evidences and Challenges of Shale Gas Revolution in United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30: 1—28. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.065>
- Wang, S. J., Li, D. H., Li, J. Z., et al., 2011. Exploration Potential of Shale Gas in the Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 31(12): 40—46 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X. Z., Zhang, J. C., Cao, J. Z., et al., 2012. A Preliminary Discussion on Evaluation of Continental Shale Gas Resources: A Case Study of Chang 7 of Mesozoic Yanchang Formation in Zhiluo-Xiasiwan Area of Yanchang. *Earth Science Frontiers*, 19(2): 192—197 (in Chinese with English abstract).
- Wu, L. M., Ding, W. L., Zhang, J. C., et al., 2011. Fracture Prediction of Organic-Enriched Shale Reservoir in Lower Silurian Longmaxi Formation of Southeastern Chongqing Area. *Journal of Oil and Gas Technology*, 33(9): 43—46 (in Chinese with English abstract).
- Xiang, C. F., Feng, Z. Q., Pang, X. Q., et al., 2007. Late Stage Thermal History of the Songliao Basin and Its Tectonic Implications: Evidence from Apatite Fission Track (AFT) Analyses. *Scientia Sinica Terrae*, 37(8): 1024—1031 (in Chinese).
- Yan, D. Y., Huang, W. H., Zhang, J. C., 2015. Characteristics of Marine-Continental Transitional Organic-Rich Shale in the Ordos Basin and Its Shale Gas Significance. *Earth Science Frontiers*, 22(6): 197—206 (in Chinese with English abstract).
- Zhai, G. Y., Wang, Y. F., Bao, S. J., et al., 2017. Major Factors Controlling the Accumulation and High Productivity of Marine Shale Gas and Prospect Forecast in Southern China. *Earth Science*, 42(7): 1057—1068 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.085>
- Zhang, J. C., Nie, H. K., Xu, B., et al., 2008. Geological Condition of Shale Gas Accumulation in Sichuan Basin. *Nature Gas Industry*, 28(2): 151—156 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, J. Z., Li, X. Q., Wang, Y., et al., 2015. Accumulation Conditions and Reservoir Characteristics of Marine-Terrigenous Facies Coal Measures Shale Gas from Longtan Formation in South Sichuan Basin. *Journal of China Coal Society*, 40(8): 1871—1878 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L. H., Tang, H. M., Chen, G., et al., 2014. Adsorption Capacity and Controlling Factors of the Lower Silurian Longmaxi Shale Play in Southern Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 34(12): 63—69 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L. T., Guo, J. H., Jiao, P., et al., 2014. Accumulation Conditions and Exploration Potential of Shale Gas of Lower Carboniferous in Lianyuan Depression in the Middle of Hunan Province. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 45(7): 2268—2277 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L. X., Jiang, C. F., Guo, C., 2012. Exploration Potential of Upper Paleozoic Shale Gas in the Eastern Ordos Basin. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 27(1): 23—26, 34 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, R., Guo, J. H., Kuang, L. X., 2009. Vitrinite Reflectance and Resume of the Strata Degradation Thickness in Lianyuan Depression in the Middle of Hunan Province. *Geological Survey and Research*, 32(1): 22—26 (in Chinese with English abstract).
- Zou, C. N., Dong, D. Z., Wang, S. J., et al., 2010. Geological Characteristics, Formation Mechanism and Resource Potential of Shale Gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 641—653 (in Chinese with English abstract).

## 附中文参考文献

- 包书景,林拓,聂海宽,等,2016.海陆过渡相页岩气成藏特征初探:以湘中坳陷二叠系为例. *地学前缘*, 23(1): 44—53.
- 葛明娜,张金川,李晓光,等,2012.辽河东部凸起上古生界页岩含气性分析. *断块油气田*, 19(6): 722—726.
- 郭少斌,王义刚,2013.鄂尔多斯盆地石炭系本溪组页岩气成藏条件及勘探潜力. *石油学报*, 34(3): 445—452.
- 郭彤楼,刘若冰,2013.复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘 JY1 井为例. *天然气地球科学*, 24(4): 643—651.
- 郭为,熊伟,高树生,等,2013.温度对页岩等温吸附/解吸特征影响. *石油勘探与开发*, 40(4): 481—485.
- 顾志翔,彭勇民,何幼斌,等,2015.湘中坳陷二叠系海陆过渡相页岩气地质条件. *中国地质*, 42(1): 288—299.
- 贾俊杰,2016.沁水盆地上古生界海陆过渡相页岩气成藏条件研究. *西部探矿工程*, 28(2): 47—50.
- 蒋裕强,董大忠,漆麟,等,2010.页岩气储层的基本特征及其

- 评价.天然气工业,30(10):7-12.
- 据宜文,戚宇,房立志,等,2016.中国页岩气的储层类型及其制约因素.地球科学进展,31(8):782-799.
- 李国亮,王先辉,柏道远,等,2015.湘中及湘东南地区上二叠统龙潭组页岩气勘探前景.地质科技情报,34(3):133-138.
- 李玉喜,聂海宽,龙鹏宇,2009.我国富含有机质泥页岩发育特点与页岩气战略选区.天然气工业,29(12):115-118.
- 梁兴,叶熙,张介辉,等,2011.滇黔北下古生界海相页岩气藏赋存条件评价.海相油气地质,16(4):11-21.
- 林俊峰,胡海燕,黎祺,2017.川东焦石坝地区页岩气特征及其意义.地球科学,42(7):1124-1133.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.091>
- 刘娟男,朱炎铭,刘宇,等,2015.海陆过渡相泥页岩储层特征研究——以沁水盆地为例.煤田地质与勘探,43(6):23-28.
- 罗小平,李奕霏,吴昌荣,等,2013.湘东南拗陷龙潭组泥页岩储层特征.成都理工大学学报(自然科学版),40(5):588-594.
- 苗彬彬,谭慧,王强,等,2016.湘中涟源凹陷石炭系测水组页岩气保存条件.地质科技情报,35(6):90-97.
- 聂海宽,张金川,2011.页岩气储层类型和特征研究——以四川盆地及其周缘下古生界为例.石油实验地质,33(3):219-225,232.
- 蒲泊伶,蒋有录,王毅,等,2010.四川盆地志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析.石油学报,31(2):225-230.
- 孙则朋,王永莉,魏志福,等,2017.海陆过渡相页岩含气性及气体地球化学特征——以鄂尔多斯盆地山西组页岩为例.中国矿业大学学报,46(4):859-868.
- 王莉萍,2012.沁水盆地山西组页岩气勘探前景.石油化工应用,31(12):1-3,14.
- 王社教,李登华,李建忠,等,2011.鄂尔多斯盆地页岩气勘探潜力分析.天然气工业,31(12):40-46.
- 王香增,张金川,曹金舟,等,2012.陆相页岩气资源评价初探:以延长直罗一下寺湾区中生界长7段为例.地学前缘,19(2):192-197.
- 吴礼明,丁文龙,张金川,等,2011.渝东南地区下志留统龙马溪组富含有机质页岩储层裂缝分布预测.石油天然气学报,33(9):43-46.
- 向才富,冯志强,庞雄奇,等,2007.松辽盆地晚期热历史及其构造意义:磷灰石裂变径迹(AFT)证据.中国科学(D辑),37(8):1024-1031.
- 闫德宇,黄文辉,张金川,2015.鄂尔多斯盆地海陆过渡相富含有机质泥页岩特征及页岩气意义.地学前缘,22(6):197-206.
- 翟刚毅,王玉芳,包书景,等,2017.我国南方海相页岩气富集高产主控因素及前景预测.地球科学,42(7):1057-1068.<https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.085>
- 张吉振,李贤庆,王元,等,2015.海陆过渡相煤系页岩气成藏条件及储层特征——以四川盆地南部龙潭组为例.煤炭学报,40(8):1871-1878.
- 张金川,聂海宽,徐波,等,2008.四川盆地页岩气成藏地质条件.天然气工业,28(2):151-156.
- 张丽霞,姜呈馥,郭超,2012.鄂尔多斯盆地东部上古生界页岩气勘探潜力分析.西安石油大学学报(自然科学版),27(1):23-26,34.
- 张烈辉,唐洪明,陈果,等,2014.川南下志留统龙马溪组页岩吸附特征及控制因素.天然气工业,34(12):63-69.
- 张琳婷,郭建华,焦鹏,等,2014.湘中地区涟源凹陷下石炭统页岩气藏形成条件.中南大学学报(自然科学版),45(7):2268-2277.
- 朱锐,郭建华,旷理雄,2009.湘中涟源凹陷镜质体反射率与地层剥蚀厚度恢复.地质调查与研究,32(1):22-26.
- 邹才能,董大忠,王社教,等,2010.中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力.石油勘探与开发,37(6):641-653.