

文章编号: 1000-0747(2016)03-0317-10 DOI: 10.11698/PED.2016.03.01

中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素

郭彤楼

(中国石化勘探分公司)

基金项目: 国家油气重大专项(2011ZX05005-003); 国土资源部油气专项(2009GYXQ15-06);

中国地质调查局地质调查工作项目(1212011220758)

摘要: 基于对中国南方和美国页岩气地质特点的分析, 探讨了中国式页岩气成藏富集主控因素及勘探开发的关键问题。中国式页岩气地质特点包括: 构造演化阶段多, 构造类型复杂, 断裂发育, 页岩层系连续分布面积小, 寒武系、志留系两套主要页岩层系现今的热演化程度和埋深没有对应关系。通过对影响页岩气富集的主要因素(裂缝、构造类型、页岩气运移、含气量等)的分析和探讨, 提出了中国式页岩气的富集机理: “沉积相带、保存条件”是控制页岩气成藏的主要因素, 控制页岩气选区; “构造类型、构造作用”是控制页岩气富集的主要因素, 控制甜点区的选择。中国页岩气勘探开发下一步攻关方向为: ①与美国页岩气发展刚好相反, 中国页岩气勘探开发要从超压区向常压区甚至低压区发展; ②四川盆地内应从中深层向深层发展, 开展埋深大于4 000 m页岩层系成藏富集机理, 特别是水平井压裂工艺技术的攻关; ③借鉴海相页岩气的勘探开发经验, 推动海陆过渡相、陆相页岩气的发展。图4表3参33

关键词: 页岩气; 构造作用; 保存条件; 页岩气成藏; 页岩气运移; 页岩气富集; 页岩气选区

中图分类号: TE122

文献标识码: A

Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas

GUO Tonglou

(Exploration Company, Sinopec, Chengdu 610041, China)

Abstract: By analyzing geological characteristics of shale gas in Southern China and the United States, main factors controlling the accumulation and key issues in the exploration and development of shale gas in China have been examined. The geological characteristics of shale gas in China include multi-stages of tectonic evolution, complex structure types, abundant faults, small continuous distribution area of shale formations, and no corresponding relationship between current thermal evolution degree and current burial depth of two main sets of shale formations (the Cambrian and Silurian). According to the analysis of the factors affecting shale gas enrichment such as fracture, tectonic type, shale gas migration, and gas content etc, the enrichment mechanisms of shale gas in China are: “sedimentary facies and preservation condition” are the main reservoir-controlling factors affecting the accumulation of shale gas, and “structure types and tectonism” are the main factors controlling the enrichment of shale gas in China; the former factors define shale gas plays, and the latter ones determine the position of sweet spots. The future research directions of shale gas in China are: firstly, contrary to the shale gas development in the United States, shale gas exploration and development in China should extend from the overpressure to normal pressure, and even low pressure areas; secondly, shale gas exploration in the Sichuan basin should extend from middle-deep to deep formations, studies should be done on the shale gas enrichment mechanism and accumulation models in formations more than 4 000 m deep, and horizontal well fracturing technology for these formations; thirdly, the development of transitional facies and continental facies shale gas should be brought along by drawing on exploration and development experience of marine shale gas.

Key words: shale gas; tectonism; preservation condition; shale gas accumulation; shale gas migration; shale gas enrichment; shale gas play

0 引言

2009年以来, 中国南方页岩气勘探开发与研究工作取得了很大进展。先后在四川盆地上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组、下寒武统筇竹寺组(牛蹄塘组)取得勘探突破, 发现了涪陵、长宁、昭通、威远等页岩气田。同时在四川、重庆、贵州、湖南、湖北等省市

实施了一批页岩气探索井, 获得了大量的宝贵资料。对四川盆地侏罗系、中上扬子地区二叠系、鄂尔多斯盆地三叠系泥页岩进行了页岩气评价, 取得了侏罗系、三叠系延长组页岩气的突破。但除四川盆地上述几个页岩气田外, 没有取得商业性的页岩气发现^[1-2]。越来越多的勘探实践证实, 中国页岩气的勘探开发还存在诸多特殊地质问题需要解决, 因此, 中国页岩气的发

展不能简单复制美国页岩气的成功经验,而应结合中国页岩气发育的地质背景,创新中国的页岩气勘探开发理论与技术^[3-10]。

1 中国式页岩气的地质特点

没有一样的盆地,也没有一样的页岩气田,即使在同一盆地,不同核心区控制页岩气富集的地质因素也是不同的。关于中国南方与北美地区页岩气地质条件,有很多学者作过对比^[4-11],但对其共性强调过多,笔者认为中美两国页岩气地质条件的差异更应成为关注的重点。页岩发育的地质背景、页岩基础地质条件(有机碳含量、矿物含量、热演化程度、物性等)不是影响中美两国页岩气富集差异的主因,而现今页岩的分布、保存与其经历的构造演化过程,才是决定因素,因此以“中国式页岩气”来论述与美国页岩气的主要差别。

1.1 美国页岩气田地质特点与启示

1.1.1 地质特点

关于北美地区页岩气发育的地质背景,前人进行了较多论述^[8,12-13]。美国页岩气发育于两类盆地,即前陆盆地和克拉通盆地,且以前者为主,如2004年以后进入大规模勘探开发阶段的 Marcellus、Haynesville、Fayetteville、Woodford、Barnett 5 大页岩气田都位于前陆盆地;20 世纪 80—90 年代投入勘探开发的 5 大页岩气田中 3 个位于前陆盆地,分别是泥盆系 Ohio 气田、密西西比系 Barnett 气田和白垩系 Lewis 气田,位于克拉通盆地的页岩气田只有泥盆系 Antrim 气田和 New Albany 气田。

美国页岩气的地质特点可以概括为:①含页岩(气)盆地多、埋藏浅、分布面积广,美国的页岩主要发育在 20 个州的 50 多个盆地,页岩气技术可采资源量约为 $28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[8];②页岩层系多、厚度大、品质高、均为海相地层;③同一盆地内,热演化程度变化范围大,以阿巴拉契亚盆地 Marcellus 页岩为例, R_o 值从凹陷区的大于 2%过渡到斜坡区的小于 0.5%,并且和现今埋藏深度呈正相关^[14];④地层压力系数范围大,有低压、常压、超压地层,2004 年以前投入勘探开发的 5 个气田基本上以低压、常压为主,其后的 5 大页岩气田主要以超压为主;⑤构造稳定,页岩分布连续、面积大;⑥有效孔隙度高,多在 5%以上。

1.1.2 启示

①美国的页岩气勘探开发始于异常低压气田,实践证明异常低压气田也能获得长时间的稳定产量,如 1981—1999 年 Ohio 页岩气产量一直保持在 ($28.3 \sim$

36.8) $\times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$; Big Sandy 气田位于阿巴拉契亚盆地,产层为上泥盆统 Ohio 页岩,发现于 1914 年,该气田也是低压气田,已产出超过 $707.9 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的页岩气^[15]。

②国家对基础研究的主导作用促进了页岩气的发展。20 世纪 70 年代,美国能源署启动了东部页岩气计划,东部页岩气计划的时间跨度超过 16 年,研究内容从地质、地球化学、地球物理特征到水力压裂、化学爆破压裂和定向钻探等油气作业模拟实验,这些研究形成了大量的报告、文章、评论和数据库,大大推动了 Big Sandy 气田向 West Virginia 中部、西南部和 Ohio 东南部的拓展^[14]。

③技术的不断创新是页岩气快速发展的保障。美国页岩气的快速发展得益于几次重要的技术进步。美国政府实施的东部页岩气计划,使得 20 世纪 80 年代中后期页岩气地质理论和开发技术的研究取得了重要突破,页岩气产量实现了快速增长^[16]。1997—1999 年,页岩气储集层改造技术逐渐成熟;2002—2003 年,水平井技术开始大量应用于页岩气开发,页岩气产量得到飞速提高^[11]。随后,页岩气的勘探开发实现了从浅到深的跨越(从异常低压、常压再到超压气田),发现了 Marcellus、Haynesville、Fayetteville 等一批超压、高产、储量规模大的页岩气田。美国页岩气产量从 2007 年开始出现快速增长,2004 年仅为 $196 \times 10^8 \text{ m}^3$,2006 年为 $311 \times 10^8 \text{ m}^3$,2007 年为 $366 \times 10^8 \text{ m}^3$,2010 年为 $1\,378 \times 10^8 \text{ m}^3$,2011 年超过 $1\,970 \times 10^8 \text{ m}^3$,2012 年达 $2\,300 \times 10^8 \text{ m}^3$,2014 年达 $3\,637 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[8,17]。

④不拘泥于定义的争论——产自页岩的天然气即是页岩气。美国商业天然气工业始于 1821 年,通过 8.2 m 深的钻井在纽约 Chautauqua 县泥盆系 Dunkirk 页岩发现天然气,该井没有采取其他措施,推测储集层裂缝应该很发育,但关于产出气具体是泥页岩裂缝气还是页岩气的争论很少,对于页岩中是否含有粉砂岩、碳酸盐岩夹层,以及夹层产气是常规气还是页岩气也没有严格的区分。

1.2 中国页岩发育区地质特点

中国页岩气勘探的重点是南方地区,四川盆地及其周缘是实现页岩气勘探突破和商业性开发的有利地区。因此,以四川盆地及邻区为代表,以筇竹寺组、五峰组—龙马溪组页岩为重点,分析中国页岩发育和保存的地质特点。

1.2.1 沉积特征

与美国主要页岩层系形成于前陆盆地不同,四川盆地及周缘地区筇竹寺组、五峰组—龙马溪组页岩均发育于扬子克拉通盆地内。

③断裂发育，不同方向、不同期次的断裂叠加，造成四川盆地东部和盆外寒武系、志留系两套主要页岩层系被切割得支离破碎，导致页岩连续分布面积小、断层影响范围大，可供勘探面积有限。

④区别于美国主要页岩气田位于前陆盆地、现今的埋深趋势和热演化趋势一致，研究区寒武系、志留系两套主要页岩层系现今的热演化程度与目前的埋深没有对应关系。

⑤构造类型多样且复杂，简单的构造单斜和大范围分布的隆起、背斜基本不发育。

上述特点，与美国页岩气形成的构造环境存在很大差异，可称为“中国式页岩气”构造环境。因而，中国页岩气勘探区带、靶区的选择，以及在确定有利页岩分布区后，查明构造类型、演化过程及其改造对保存条件的影响，是页岩气勘探能否成功的关键^[3-7]。

2 关键问题与探讨

在页岩气研究与勘探过程中，关于裂缝、构造类

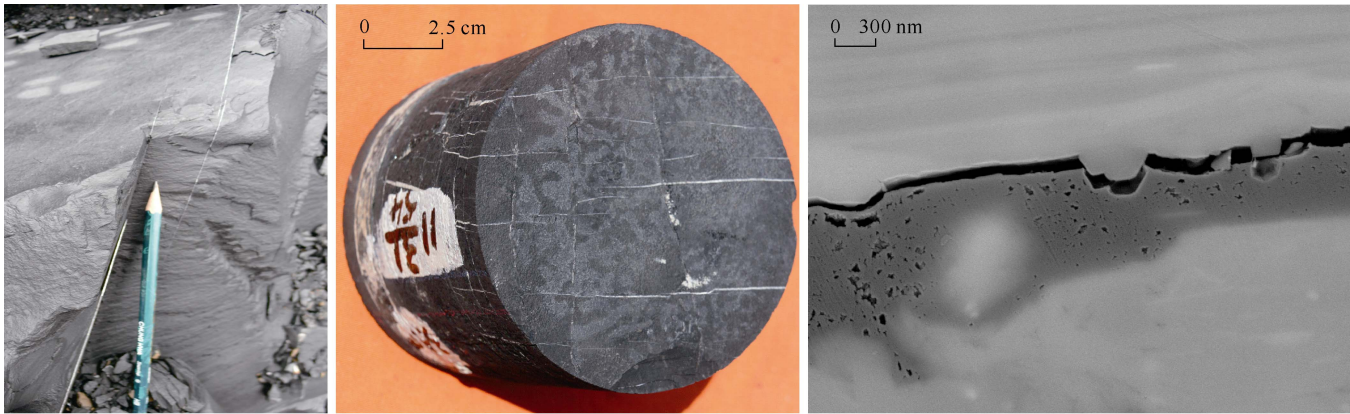
型、含气量影响因素、页岩气运移等对页岩气高产富集的影响还有诸多不确定性，作者曾做过一些探讨^[3-7,21]。本文根据新补充的资料进一步论述上述因素对页岩气，尤其是中国式页岩气高产富集或选区评价的影响。

2.1 裂缝

以五峰组—龙马溪组为例，可见不同尺度的（微）裂缝，部分充填、部分未充填。在五峰组—龙马溪组一段底部可见垂直缝、斜交缝和水平缝（页理缝、滑动缝），从而形成相对发育的裂缝网络（见表1、图2）。垂直缝缝长为20~150 mm，主要发育于五峰组，焦石坝南部局部地区龙马溪组中上部也有发育（缝长为60~250 mm）；水平缝多贯穿岩心，其中除页理缝发育外，滑动缝也较发育，在裂缝面可见明显的镜面和擦痕现象，裂缝宽度以0.5~1.0 mm居多，最宽可达6 mm。多数层段裂缝密度主要介于0.1~4.0条/m，仅五峰组—龙马溪组一段底部裂缝密度较大，可达20~40条/m；裂缝多被方解石充填，另外还可见少量被沥青、泥质、黄铁矿等充填物半充填或完全充填。裂缝

表1 焦页1井五峰组—龙马溪组一段取心井段裂缝统计表

取心井段/m	段长/m	裂缝条数/条			裂缝密度/ (条·m ⁻¹)	裂缝宽度/ mm	裂缝长度/ mm	充填
		斜交缝	垂直缝	水平缝				
2 330.02~2 330.75	1.73	1	9	3	13.0	1.0~2.0	40~130	垂直缝方解石全充填
2 332.40~2 336.95	4.55	0	1	2	0.6	1.0~2.0	20~100	垂直缝方解石全充填
2 336.95~2 340.87	3.92	0	2	2	1.0	0.5~2.0	50~100	垂直缝方解石全充填
2 340.87~2 350.12	9.25	1	2	2	0.5	0.5~1.0	50~100	垂直缝方解石全充填
2 350.12~2 351.34	1.22	0	0	5	4.0	0.5~2.0	60~120	未充填
2 351.34~2 358.90	7.56	1	0	22	3.0	1.0~2.0	30~120	未充填
2 358.90~2 360.98	2.08	0	1	0	0.5	0.5~1.0	贯穿岩心	垂直缝方解石全充填
2 360.98~2 368.20	7.22	0	0	0	0	0	0	
2 368.20~2 377.70	9.50	0	0	0	0	0	0	
2 377.70~2 387.15	9.45	0	0	0	0	0	0	
2 387.20~2 390.37	3.17	0	0	2	0.6	1.0~2.0	70~130	未充填
2 390.37~2 392.35	1.98	0	0	0	0	0	0	
2 392.35~2 396.34	3.99	0	12	0	3.0	0.1~2.0	贯穿岩心	垂直缝方解石全充填
2 396.34~2 401.60	5.26	1	10	4	2.9	0.1~0.5	贯穿岩心	垂直缝方解石全充填
2 401.60~2 411.00	8.40	0	0	3	0.5	0.1~1.0	贯穿岩心	未充填
2 411.00~2 415.00	4.00	14	33	32	20.0	0.1~5.0	20~150	垂直缝方解石充填



(a)露头照片 (b)焦页1井岩心照片（直径为10 cm） (c)焦页1井氩离子抛光扫描电镜照片

图2 五峰组—龙马溪组页岩裂缝发育特征

发育具有两个明显特征:①五峰组较龙马溪组发育(表1取心段为2 411~2 415 m);②岩性变化段高角度裂缝和水平裂缝最为发育^[21](见表1、图3)。

恢复可以确定油气成藏期次和时间,基于五科 1 井和焦石坝构造焦页 1 井等 3 口井的流体包裹体均一温度,研究表明有机质成熟后至少经历了 3~4 期裂缝发育时期^[21]。因此,五峰组—龙马溪组优质页岩层段裂缝发育,是焦石坝构造主体几乎所有钻井均能获得高产的关键。如在 Marcellus 页岩气田,有前景的区带中裂缝对直井、水平井初始产量的作用已经得到证实。当然,天然裂缝的发育程度并不是越高越好,如果裂缝的发育影响有效压裂或者破坏了盖层,就会起负面作用^[14]。因此裂缝的发育既能提高页岩气产量,也会引起破坏,裂缝发育的规模是影响勘探开发过程的关键因素。

2.2 构造类型

阿巴拉契亚盆地的基底构造不仅影响了 Marcellus 气田中页岩的成熟度变化趋势,还与已识别出的超压区密切相关^[14]。Hughes^[25]指出,自 2010 年以来,美国 5 大页岩气田中其他 4 个气田的平均产量一直在下降,但 Marcellus 页岩气田产量却依然保持增长,其特殊的构造背景是造成这一现象的重要因素。笔者^[3-7]曾对焦石坝、长宁、威远、彭水等已发现页岩气地区的构造类型、构造演化进行了深入对比分析和总结,提出在多期次叠加改造、高演化程度地区,正向构造是最有利页岩气富集的构造类型,区域大断裂晚期的走滑作用对页岩气超压的保持至关重要。随着页岩气勘探开发的推进,越来越多的钻井资料证实,焦石坝构造主体页岩气富集程度、产量和压力明显高于构造低部位、断向斜,如单斜(JY6 井)、断鼻(JY5 井)明显不如断背斜(JY8 井)。

2.3 页岩气运移

页岩气生成和储藏于页岩本身,页岩内部不存在常规气藏所具有的断层、不整合面、大范围连通的孔隙性储集层等油气输导体系,因而一般认为页岩气只经历了较短距离的运移^[16]。对焦石坝页岩气田进行解剖,认为页岩气在页岩中可以通过相邻孔缝的接力传递,实现大范围的页岩气运移,从而保证高部位的油气富集^[6]。个别直井、水平井经射孔后,直接放喷,基本不产气,但经水力压裂后,即有中、高产页岩气产出。表明在大型水力压裂作用下,页岩中的孔、缝连通,人工裂缝连通天然裂缝,从而扩大了井筒周围的供气面积,增加了气产量^[22]。地质历史中的地震、构造运动也必然会在页岩中产生裂缝,目前在页岩岩心中即可观察到多期裂缝及其充填物,通过流体包裹体分析,也证实存在不同时期形成的天然气。涪陵页岩气田焦石坝构造 100 余口钻井试气资料证明,构造主体单井产量高、地层压力梯度高,构造低部位产量、地层压力梯度明显变低,说明存在页岩气由低部位向

高部位运移富集的过程。

2.4 含气量影响因素

Bowker^[26]认为 Barnett 页岩高产区存在 5 个影响含气性的因素:①有机碳含量,页岩气勘探目标 TOC 值应达 2.5%~3.0%;②页岩厚度,应大于 15 m,30 m 厚的富有机质页岩足以产出商业气流;③成熟度,热演化程度应该处在生气窗;④孔隙度和含水饱和度, Barnett 页岩高产区的孔隙度为 5.5%,含水饱和度为 25%;⑤黏土矿物含量应小于 50%。

上述几个因素一般比较容易确定,前述也探讨了影响含气量的因素,但在这几个参数基本一致的情况下,含气量变化范围依然很大,且含气量高的井不一定高产。以焦石坝及周缘地区为例(见图 1、表 2),从产量看,可分为高产、低产和微产 3 种类型;从井位分布看,焦页 1 井、JY5 井位于焦石坝构造,与 NY1 井均位于四川盆地东部边缘,而彭页 1 井位于四川盆地之外;从地层压力来看,焦页 1 井五峰组—龙马溪组页岩地层压力系数为 1.55, JY5 井、彭页 1 井为常压, NY1 井推测地层压力系数为 1.4~1.5。威 201 井五峰组—龙马溪组页岩 TOC 值为 3.14%,地层温度(64.3 °C)下吸附气含量为 1.35 m³/t; N201-H1 井五峰组—龙马溪组页岩 TOC 值为 3.13%,地层温度(79.6 °C)下吸附气含量为 3.5 m³/t^[27];焦页 1 井五峰组—龙马溪组页岩 TOC 值为 3.09%,地层温度(85 °C)下吸附气含量为 3.96 m³/t。JY5 井除了构造类型外,各项指标与焦页 1 井基本相似,而产量、压力差距甚大;更有甚者, RY1 井为单斜构造,页岩参数与焦石坝相当,但页岩不含气。上述井资料,一方面反映了地层压力对含气性的重要影响,也间接表明保存条件是复杂构造区、高演化程度地区页岩勘探的重要影响因素,必须予以高度重视;同时,含气量的测试和计算方法是否需要改进,以及如何保证含气量客观反映地下含气的真实情况,也还需进一步探索。

表 2 焦石坝及周缘地区典型井五峰组—龙马溪组页岩参数对比

井名	厚度 (TOC >2.0%)/m	TOC/%	孔隙度/%	R _o /%	解吸气/(m ³ ·t ⁻¹)	总含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	测试产量/(10 ⁴ m ³ ·d ⁻¹)
焦页 1	38	3.56	4.8	2.59	1.05	6.03	20.3
JY5	43	3.18	3.5	2.48	1.57	4.39	4.5
彭页 1	24	3.31	4.1	2.55	1.08	2.06	2.3
NY1	29	3.17	4.1	2.53	1.09	3.69	微气

2.5 斑脱岩与极低电阻率

世界上斑脱岩主要发育于奥陶系和志留系^[28],中国南方钾质斑脱岩主要分布在五峰组和龙马溪组底部。中上扬子地区斑脱岩分布具有很好的一致性,宜

昌王家湾剖面与桐梓红花园南坝子剖面相距 500 km，但均发育了 25 层斑脱岩（其中，五峰组 19 层，龙马溪组底部 6 层）^[29]。焦页 1 井在五峰组—龙马溪组底部也发育了 26 层斑脱岩。

在四川盆地东南部及湘鄂西地区，五峰组—龙马溪组底部发育极低电阻率地层（一般仅有几欧姆米，甚至小于 1 Ω·m），如昭通地区宝 1 井、仁怀地区

RY1 井、利川利页 1 井、恩施河页 1 井，而焦石坝构造主体高产页岩气井相同层段电阻率一般为几十欧姆米。以 RY1 井为例（见图 4），中国石化华东分公司通过孔隙度、渗透率测定和岩心样品加热实验，对 RY1 井低电阻的原因进行分析，认为“有机质总体较为分散，块状有机质少，孔隙度低、连通性较差，储集层束缚水含量较高，容易形成导体”。

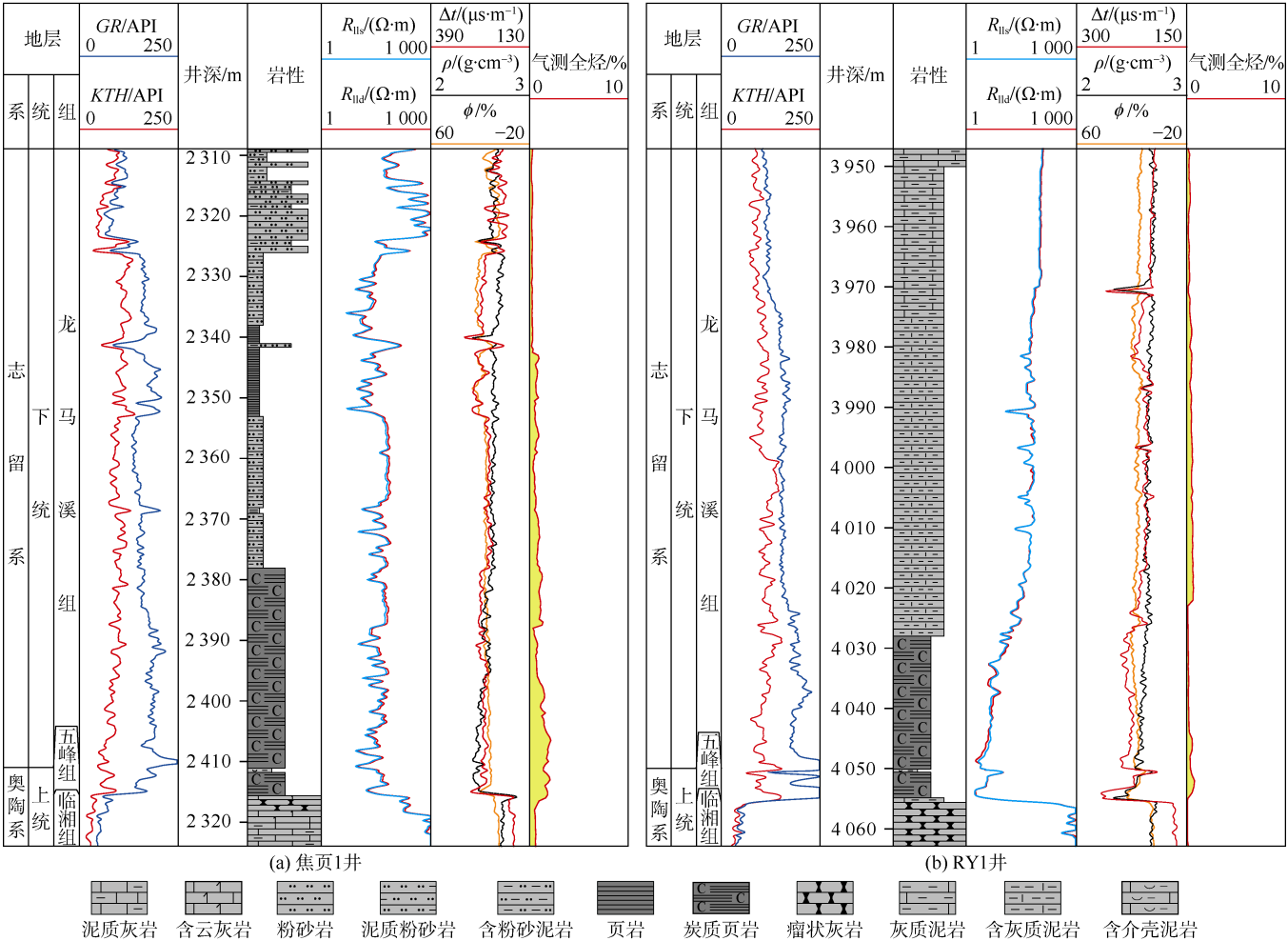


图 4 焦页 1 井与 RY1 井五峰组—龙马溪组电阻率对比图（ ρ —密度； Δt —声波时差； ϕ —补偿中子孔隙度）

但从斑脱岩本身特点来看，其具有强的吸湿性、膨胀性，可吸附 8~15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍，还具有很强吸附性，能吸附有色物质、有机物质。根据斑脱岩的这种特性，和 RY1 井靠近盆地边界断层、处在单斜构造背景的情况，作者综合分析认为，保存条件变差、大气淡水的侵入，是导致五峰组—龙马溪组底部含水量高、电阻率低、含气性差的原因。换言之，出现极低电阻率，即可以判断地层保存条件差、含气性差。

2.6 含煤泥页岩

南方地区二叠系龙潭组是一套重要的烃源岩，也

是四川盆地普光气田、元坝气田、龙岗气田、罗家寨气田等三叠系飞仙关组、二叠系长兴组气层的主力烃源岩。周东升等^[30]把南方龙潭组和美国圣胡安盆地 Lewis 页岩进行了对比，认为龙潭组各项指标优于 Lewis 页岩（见表 3）。西页 1 井位于贵州省毕节地区黔西县境内，为页岩气参数调查井，龙潭组黑色炭质页岩各项指标更好，TOC 值为 0.40%~17.85%，平均值为 4.25%； R_o 值为 2.68%~3.48%，平均值为 3.06%；富有机质页岩层系厚度为 148.85 m，总含气量为 1.40~19.60 m³/t^[31]。此外，国土资源部、华电集团也在湘鄂西鹤峰地区针大隆组、龙潭组进行了钻探评价，取得

表3 Lewis 页岩与龙潭组页岩主要评价指标对比(据文献[31]修改)

地区	地层	深度/m	厚度/m	TOC/%	R_o /%	天然气成因	总含气量/($m^3 \cdot t^{-1}$)	顶底板岩性
San Juan	Lewis	914~1 829	152~579	0.45~2.50	1.60~1.88	热裂解	0.43~1.28	砂岩
上扬子	龙潭组	0~5 800	20~200	0.50~13.00	1.30~3.40	热裂解	1.00~2.00(吸附气)	碳酸盐岩

了页岩气评价的各项参数,见较好气显示^[32]。四川盆地龙潭组脆性矿物含量高,但与龙马溪组相比石英含量偏低,黏土矿物含量偏高。由于地层含煤,砂岩夹层多,地层非均质性更强,应单独作为一种勘探开发类型,从地质评价、成藏机理、工程技术方面加以攻关研究。

2.7 陆相泥页岩

以四川盆地侏罗系为代表的陆相泥页岩层系具有分布面积广、连续厚度大、主要位于盆地内部、保存条件好的特点。但与海相泥页岩层系相比,其有机碳含量低、黏土矿物含量高、产量低,没有成功的经验可以借鉴。四川盆地北部元坝地区是侏罗系自流井组页岩气勘探程度较高的地区,自流井组形成于浅湖—半深湖环境,暗色泥页岩厚度较大,有机碳含量较高,有机质热成熟度适中,处于生气高峰期。泥页岩矿物成分中石英含量普遍在40%以上,黏土含量在45%以下,泥页岩含气量高,具备页岩气形成和勘探的基本条件,是页岩气勘探的有利层系^[1]。通过在四川盆地元坝、涪陵、建南等地区实施直井、水平井钻探和试气,发现其存在低产井多、稳产难的现象,目前条件下不具备实现商业开发的条件。但正像陆相生油奠定了中国的石油工业基础一样,广泛发育的陆相烃源岩应成为中国页岩气的战略发展方向,针对黏土含量高、含气量低、夹层多的特点,可以借鉴巴肯模式,先从泥页岩层系孔渗条件好、脆性矿物含量高的砂岩、碳酸盐岩夹层入手,循序渐进,开展前瞻性攻关研究。

3 中国式页岩气的成藏富集主控因素

通过分析中国南方几套泥页岩层系发育和构造特点,较美国海相页岩层系,中国页岩层系海相、陆相及海陆过渡相并存。目前勘探程度高、已获页岩气商业发现的地区主要集中在四川盆地及周缘,下面以该区为例,探讨中国式页岩气成藏富集主控因素。

中国式页岩气的构造特点,前文已作总结。从勘探实践来看,在四川盆地外五峰组—龙马溪组优质页岩发育区普遍见页岩气显示,有的还试获低产页岩气,并能长期稳产,如彭水地区;有的直井通过取心入水实验,可见强烈气泡,如湘鄂西来凤地区的来页1井;有的直井经压裂可以成功点火,如黔东南岑巩页1井;有的不仅点火成功,还可获得稳定的低产气流,

如渝东南黔江地区的黔页1井;在构造复杂的大巴山构造带钻探的城地1井也见较好的页岩气显示;贵州六盘水钻探的一口温泉井钻遇石炭系大塘组页岩层段时,1 700 m处就开始出现井涌,2 100~2 200 m处出现井喷,短期日产可达 $2 \times 10^4 m^3$ 。上述地区中目前只有彭水地区实现页岩气开采和销售,彭水区块已完钻页岩气水平井4口,通过压裂改造现已投产3口。自投产以来,3口页岩气井已累计产出天然气 $1 000 \times 10^4 m^3$,采用CNG(压缩天然气)日供气能力为 $2 \times 10^4 m^3$ ^[33]。因此,在盆地外优质页岩发育区,均可见页岩气显示。

研究盆地外未试获高产页岩气的制约因素,以彭水地区为例,对比焦石坝页岩气田,其差异表现在:①构造类型,焦石坝为背斜,彭水为向斜。②页岩分布面积,焦石坝五峰组—龙马溪组页岩为大面积分布,而彭水地区不仅分布面积小,埋深大于1 500 m的面积更小,仅有166 km²。③地层压力系数,焦石坝页岩气田为超压,彭水页岩气田为常压。④产量,焦石坝为高产,彭水为低产,彭水试采时的压力仅有3.7~3.9 MPa,基本与焦石坝JY6-2井产出 $1.8 \times 10^8 m^3$ 页岩气之后的压力相当^[7]。

沉积相带是页岩气成藏的基础,深水沉积发育是优质页岩形成的前提。美国主要盆地页岩分布广、埋藏深度适中,有页岩就有页岩油气。但区别于此,中国南方构造改造强烈,油气保存条件是页岩气能否成藏的一个重要因素。如,河页1井等多口页岩气井钻遇了龙马溪组优质页岩,但因断裂破坏,页岩气显示极弱,地层产淡水;而彭水页岩气田所在的桑柘坪向斜虽然面积小,但钻探证实具备油气保存条件,地层水矿化度可达40~50 g/L,水型为氯化钙型。因此,在中国南方并非有优质页岩就能形成页岩气藏,页岩气控藏因素可以概括为“沉积相带与保存条件”,这是页岩气选区的前提。

页岩气成藏且富集高产是实现商业开发的前提。关于页岩气的富集主控因素,笔者曾作过多次探讨^[3-7],均强调了在现今中国南方页岩气保存、分布的构造条件下,构造类型和构造作用过程、方式对页岩气富集、保存的控制作用,即构造类型决定富集带的分布,构造作用控制富集方式(超压的保持和裂缝发育方式、部位、强度),页岩气的富集(控富)取决于构造类型、构造作用。

因此, 中国式页岩气的成藏与富集要素包括两个方面, 控藏与控富, 即: “沉积相带与保存条件”控藏, 即控制页岩气的选区; “构造类型与构造作用过程”控富, 即控制甜点区(富集带)的选择。

4 结论

本文强调了中国南方和美国页岩气地质条件的差异, 探讨了中国式页岩气的7个关键地质问题, 总结了中国式页岩气的成藏和富集主控因素。涪陵、长宁、昭通、威远等页岩气田的发现、勘探和开发, 以及对自江苏到贵州整个南方针对不同层系参数井、调查井、评价井的探索, 取得了不同的勘探效果, 但与美国还存在很大的差距, 中国能否像美国那样实现页岩气革命, 值得进一步思考。

首先, 提出了中国式页岩气的成藏和富集主控因素: “沉积相带与保存条件”控藏——控制页岩气的选区; “构造类型与构造作用过程”控富——控制甜点区(富集带)的选择。美国主要沉积盆地页岩大面积连续分布, 甜点区分布面积大。而中国南方, 以志留系、寒武系两套分布最广的页岩为例, 即使在四川盆地内, 其分布和保存也常为高陡构造所破坏; 在盆地之外, 更是为断裂、褶皱所破坏, “开天窗”及长期暴露地表的普遍存在, 此类地区所占比例甚大。因此, 此方面可仿效美国, 实行政府主导开展基础研究, 形成中国式的页岩气选区、选带评价标准及理论体系。

其次, 由于中国不具备北美地区大规模勘探开发页岩气的地质、地理条件, 现阶段中国页岩气只能定位于起步阶段。必须通过在典型地区的摸索, 在地质理论、评价方法、工程技术方面积累经验取得突破, 才能大规模展开。正如美国水平井钻探和大规模多级水力压裂技术取得突破, 才促使了其页岩气勘探开发取得了突飞猛进的发展。

第三, 攻关方向。大约在2004年之前, 美国开发的页岩气田主要为常压、低压气田, 经过10余年的勘探开发, 实现了向更深层(相对)超压气田的转移, 从而发现了更多储量规模大、产量高的商业页岩气田。中国从地质条件来看, 页岩气勘探开发应着重于3个领域: ①与美国刚好相反, 应从盆内超压区向盆外常压区甚至低压区发展; ②四川盆地内应从中深层向深层发展, 开展埋深大于4 000 m页岩层系成藏富集机理, 特别是水平井压裂工艺技术的攻关; ③从海相向海陆过渡相、陆相发展。只有在这3个领域实现重大突破, 中国的页岩气才能真正成为常规天然气的重要补充。

参考文献:

- [1] 郭彤楼, 李宇平, 魏志红. 四川盆地元坝地区自流井组页岩气成藏条件[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 1-7.
GUO Tonglou, LI Yuping, WEI Zhihong. Reservoir-forming conditions of shale gas in Ziliujing formation of Yuanba Area in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 1-7.
- [2] 王香增, 张金川, 曹金舟, 等. 陆相页岩气资源评价初探: 以延长直罗—下寺湾区中生界长7段为例[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 192-197.
WANG Xiangzeng, ZHANG Jinchuan, CAO Jinzhou, et al. 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[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 192-197.
- [3] 郭彤楼, 刘若冰. 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[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643-651.
GUO Tonglou, LIU Ruobing. Implications from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi formation in well JY1 as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651.
- [4] 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.
GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiaba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36.
- [5] GUO T L. Evaluation of highly thermally mature shale-gas reservoirs in complex structural parts of the Sichuan Basin[J]. Journal of Earth Science, 2013, 24(6): 863-873.
- [6] GUO T L. The Fuling shale gas field: A highly productive Silurian gas shale with high thermal maturity and complex evolution history, southeastern Sichuan Basin, China[J]. Interpretation, 2015, 3(2): 1-10.
- [7] GUO T L, ZENG P. The structural and preservation conditions for shale gas enrichment and high productivity in the Wufeng-Longmaxi Formation, Southeastern Sichuan Basin[J]. Energy Exploration & Exploitation, 2015, 33(3): 259-276.
- [8] 肖贤明, 宋之光, 朱炎铭, 等. 北美页岩气研究及对我国下古生界页岩气开发的启示[J]. 煤炭学报, 2013, 38(5): 721-727.
XIAO Xianming, SONG Zhiguang, ZHU Yanming, et al. Summary of shale gas research in North American and revelations to shale gas exploration of Lower Paleozoic strata in China south area[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(5): 721-727.
- [9] 刘树根, 冉波, 郭彤楼, 等. 四川盆地及周缘下古生界富有机质黑色页岩: 从优质烃源岩到页岩气产层[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
LIU Shugen, RAN Bo, GUO Tonglou, et al. Lower Palaeozoic organic-matter-rich black shale in the Sichuan Basin and its periphery: From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [10] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术: 兼论非常规油气地质学[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385-399.
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399.
- [11] 张金川, 姜生玲, 唐玄, 等. 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.
- ZHANG Jinchuan, JIANG Shengling, TANG Xuan, et al. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114.
- [12] 李新景, 胡素云, 程克明. 北美裂缝性页岩气勘探开发的启示[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(4): 392-400.
- LI Xinjing, HU Suyun, CHENG Keming. The suggestion from the exploration and production of fractured shale-gas in North America[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(4): 392-400.
- [13] 赵靖舟, 方朝强, 张洁, 等. 由北美页岩气勘探开发看我国页岩气选区评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2011, 26(2): 1-7.
- ZHAO Jingzhou, FANG Zhaoqiang, ZHANG Jie, et al. Evaluation of China shale gas from the exploration and development of North American shale gas[J]. Journal of Xi'an Shiyu University(Natural Science Edition), 2011, 26(2): 1-7.
- [14] ZAGORSKI W A, WRIGHTSTONE G R, BOWMAN D C. The Appalachian Basin Marcellus gas play: Its history of development, geologic controls on production, and future potential as a world-class reservoir[C]//BREYER J A. Shale reservoirs: Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97. Tulsa: AAPG, 2012: 172-200.
- [15] PEGGY W. Big Sandy[J]. Oil and Gas Investor, 2005, 8: 73-75.
- [16] CURTIS J B. Fractured shale gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [17] 邹才能, 杨智, 朱如凯, 等. 中国非常规油气勘探开发与理论技术进展[J]. 地质学报, 2015, 89(6): 979-1007.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHU Rukai, et al. Progress in China's unconventional oil gas exploration and development and theoretical technologies[J]. Acta Geologica Sinica, 2015, 89(6): 979-1007.
- [18] 魏国齐, 杨威, 杜金虎, 等. 四川盆地震旦纪—早寒武世克拉通内裂陷地质特征[J]. 天然气工业, 2015, 35(1): 24-35.
- WEI Guoqi, YANG Wei, DU Jinhui, et al. Geological characteristics of the Sinian-Early Cambrian in tectonic rift, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 24-35.
- [19] 徐政语, 蒋恕, 熊绍云, 等. 扬子陆块下古生界页岩发育特征与沉积模式[J]. 沉积学报, 2015, 33(1): 21-25.
- XU Zhengyu, JIANG Shu, XIONG Shaoyun, et al. Characteristics and depositional model of the Lower Paleozoic organic rich shale in the Yangtze Continental Block[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2015, 33(1): 21-25.
- [20] 梁峰, 拜文华, 邹才能, 等. 渝东北地区巫溪 2 井页岩气富集模式及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 350-358.
- LIANG Feng, BAI Wenhua, ZOU Caineng, et al. Shale gas enrichment pattern and exploration significance of Well WuXi-2 in northeast Chongqing, NE Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 350-358.
- [21] 郭彤楼. 涪陵气田发现的启示与思考[J]. 地质前缘, 2015, 23(1): 1-15.
- GUO Tonglou. Characteristics and discovery of Fuling shale gas field and its enlightenment and thinking[J]. Earth Science Frontiers, 2015, 23(1): 1-15.
- [22] HAMMES U, HAMLIN H S, EWING T E. Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville shale in east Texas and west Louisiana[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(10): 1643-1666.
- [23] GALE J F W, HOLDER J. Natural fractures in some U.S. shales and their importance for gas production[C]//VINING B A, PICKERING S C. Petroleum Geology: From mature basins to new frontiers. London: The Geological Society, 2010: 1131-1140.
- [24] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: Part 1: Shale-gas resource systems[C]//BREYER J A. Shale reservoirs: Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97. Tulsa: AAPG, 2012: 69-87.
- [25] HUGHES J D. Energy: A reality check on the shale revolution[J]. Nature, 2013, 494(7437): 307-308.
- [26] BOWKER K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 523-533.
- [27] 黄勇斌, 李其荣, 高贵冬, 等. 蜀南地区下古生界页岩气勘探潜力评价及区带优选[J]. 天然气工业, 2012, 32(S1): 25-27.
- HUANG Yongbin, LI Qirong, GAO Guidong, et al. Exploration potential evaluation and play optimization of Lower Paleozoic shale gas in South Sichuan area[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(S1): 25-27.
- [28] HUFF W D, KOLATA D R, BERGSTROM S M, et al. Large magnitude Middle Ordovician volcanic ash falls in North America and Europe: dimensions, emplacement and post-emplacement characteristics[J]. Journal of Volcanology and Geothermal Research, 1996, 73(3/4): 285-301.
- [29] 苏文博, 何龙清, 王永标, 等. 华南奥陶—志留系五峰组及龙马溪组底部斑脱岩与高分辨综合地层[J]. 中国科学: 地球科学, 2002, 32(3): 207-219.
- SU Wenbo, HE Longqing, WANG Yongbiao, et al. K-ben-tonite beds and high-resolution integrated stratigraphy of the uppermost Ordovician Wufeng and the lowest Silurian Longmaxi formations in South China[J]. SCIENCE CHINA Earth Sciences, 2003, 46(11): 1121-1133.
- [30] 周东升, 许林峰, 潘继平, 等. 扬子地块上二叠统龙潭组页岩气勘探前景[J]. 天然气工业, 2012, 23(12): 6-10.
- ZHOU Dongsheng, XU Linfeng, PAN Jiping, et al. Prospect of shale gas exploration in the Upper Permian Longtan Formation in the Yangtze Massif[J]. Natural Gas Industry, 2012, 23(12): 6-10.
- [31] 王中鹏, 张金川, 孙睿, 等. 西页 1 井龙潭组海陆过渡相页岩含气性分析[J]. 地质前缘, 2015, 22(2): 243-250.
- WANG Zhongpeng, ZHANG Jinchuan, SUN Rui, et al. The gas-bearing characteristics analysis of the Longtan Formation transitional shale in Well Xiye 1[J]. Earth Science Frontiers, 2015, 22(2): 243-250.
- [32] 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-continental shale gases in China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(5): 535-540.
- [33] 夏海帮, 袁航, 岑涛. 彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 21-26.
- XIA Haibang, YUAN Hang, CEN Tao. Study and application of drainage methods for shale gas wells in Pengshui Block[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(4): 21-26.

作者简介: 郭彤楼 (1965-), 男, 江苏邳州人, 博士, 中国石化勘探分公司教授级高级工程师, 主要从事构造与石油地质综合研究和勘探管理工作。地址: 四川省成都市高新区吉泰路 688 号, 中国石化西南科研办公基地中国石化勘探分公司, 邮政编码: 610041. E-mail: guotl.ktnf@sinopec.com

收稿日期: 2015-12-24 修回日期: 2016-03-14

(编辑 魏玮 王大锐)