

文章编号:0253-9985(2012)03-0335-11

四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统页岩气聚集条件

聂海宽¹, 张金川², 包书景¹, 边瑞康¹, 宋晓蛟³, 刘建斌⁴

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国地质大学 能源学院, 北京 100083; 3. 陕西省地质矿产勘查开发局 第二综合物探大队, 陕西 西安 710016; 4. 中国石油 长城钻探工程有限公司 国际钻井公司, 北京 100101)

摘要:通过对 25 处野外露头的观测、采样以及吸附气含量、地化参数和物性参数等测试分析,研究了四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统黑色页岩的沉积相、厚度及分布、有机质类型及含量、成熟度、孔隙度和含气量等页岩气成藏条件。与美国主要产气页岩相比,研究区发育的页岩具有沉积相有利、厚度大、有机碳含量高、成熟度高、孔隙度高和含气量高等特点,具备页岩气藏发育的良好地质条件。此外,建立了预测页岩气藏发育有利区的参数模型,采用综合信息叠合法预测四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统页岩气藏的有利发育区位于川南-黔北-鄂西-渝东和川(渝)东北-鄂西北等地。在各个有利区的具体指标中,川南-黔北有利区具有较高页岩含气量,是目前勘探较为现实的地带。根据实测含气量,采用体积法计算研究区上奥陶统一下志留统页岩气资源量为 $(2.2 \sim 8.5) \times 10^{12} \text{ m}^3$,中值为 $5.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

关键词:成藏条件;有利区带;上奥陶统;下志留统;页岩气;四川盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Shale gas accumulation conditions of the Upper Ordovician – Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery

Nie Haikuan¹, Zhang Jinchuan², Bao Shujing¹, Bian Ruikang¹, Song Xiaojiao³ and Liu Jianbin⁴

(1. SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China; 2. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 3. The Second Comprehensive Geophysical Survey, Shaanxi Bureau of Geology and Mineral Exploration and Development, Xi'an, Shaanxi 710016, China; 4. GWDC International, CNPC, Beijing 100101, China)

Abstract: The sedimentary facies, thickness, distribution, organic matter types and content, maturity, porosity, and gas content, of the Upper Ordovician-Lower Silurian dark shale in the Sichuan Basin and its periphery are investigated by field observation and sampling on 25 outcrops and laboratory test of adsorbed gas content, geochemical and physical parameters. In comparison with the major producing gas shales in U. S., the shale in the study area features in favorable sedimentary facies, large thickness, high TOC, high maturity, high porosity, and high gas content, all being favorable geological conditions for shale gas reservoir development. Parameter models were built for predicting shale gas play fairways. The results show that the shale gas play fairways in the study area occur in the Southern Sichuan-Northern Guizhou, Western Hubei-Eastern Chongqing and Northeastern Sichuan (Chongqing)-Northwestern Hubei, among which the Southern Sichuan-Northern Guizhou play fairway is relatively high in gas content, thus is most prospective in shale gas exploration at present. With the measured gas content, the volumetric method gave a resource volume in the range of 2.2 – 8.5 TCM and a median value of 5.3 TCM.

Key words: accumulation condition, play fairway, Upper Ordovician, Lower Silurian, shale gas, Sichuan Basin

收稿日期:2011-12-01; 修订日期:2012-04-01。

第一作者简介:聂海宽(1982—),男,博士,油气成藏机理与非常规天然气。

基金项目:全国油气资源战略选区调查与评价项目(2009GYXQ15)。

前人研究认为南方地区的下古生界是我国页岩气的有利发育区^[1-3],其中四川盆地及其周缘下古生界具有独特的地质条件,可与美国页岩气产区进行类比,是南方地区页岩气获得突破的重点地区^[1]。研究认为上奥陶统—下志留统黑色页岩具有厚度大、有机碳含量高、页岩埋藏较深、热演化程度较高、含气量较低和储层较致密等特点,具备页岩气发育的良好条件^[1-10]。本文通过对重庆市綦江县安稳镇和四川省珙县双河等25处黑色页岩的露头观察,取样分析,研究了其沉积相、展布、有机质类型及含量、成熟度和孔隙度等页岩气聚集条件,进一步对含气量进行了计算,分析研究区页岩气资源潜力,并预测页岩气藏发育有利区。

1 样品采集及实验测试

本次研究共采集样品25块,主要分布在四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统黑色页岩出露的地区。为了避免露头样品不同程度氧化导

致有机碳含量降低、孔渗扩大等,在有条件的地方,尽量选取矿洞和井下样品(图1)。

2 页岩发育特征

2.1 页岩沉积相

奥陶纪为研究区构造和沉积演化的变革期,由被动大陆边缘转为前陆盆地。上奥陶统五峰组黑色页岩分布在奥陶系顶部,与上覆下志留统龙马溪组连续过渡,本次将上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组合并研究。晚奥陶世—早志留世期间,研究区处于南聚北离的不均匀挤压转换动力背景中,即华南洋向江绍一带俯冲、消减形成江南造山带、雪峰山造山带,与牛首山—黔中古隆起相连,研究区由大陆边缘转为前陆体系,在造山带前缘形成前陆盆地^[12-13]。川南、鄂西—渝东、川北—川(渝)东北3个深水陆棚区发育3个黑色页岩沉积中心(图2),从西向东分别为自贡—宜宾—泸

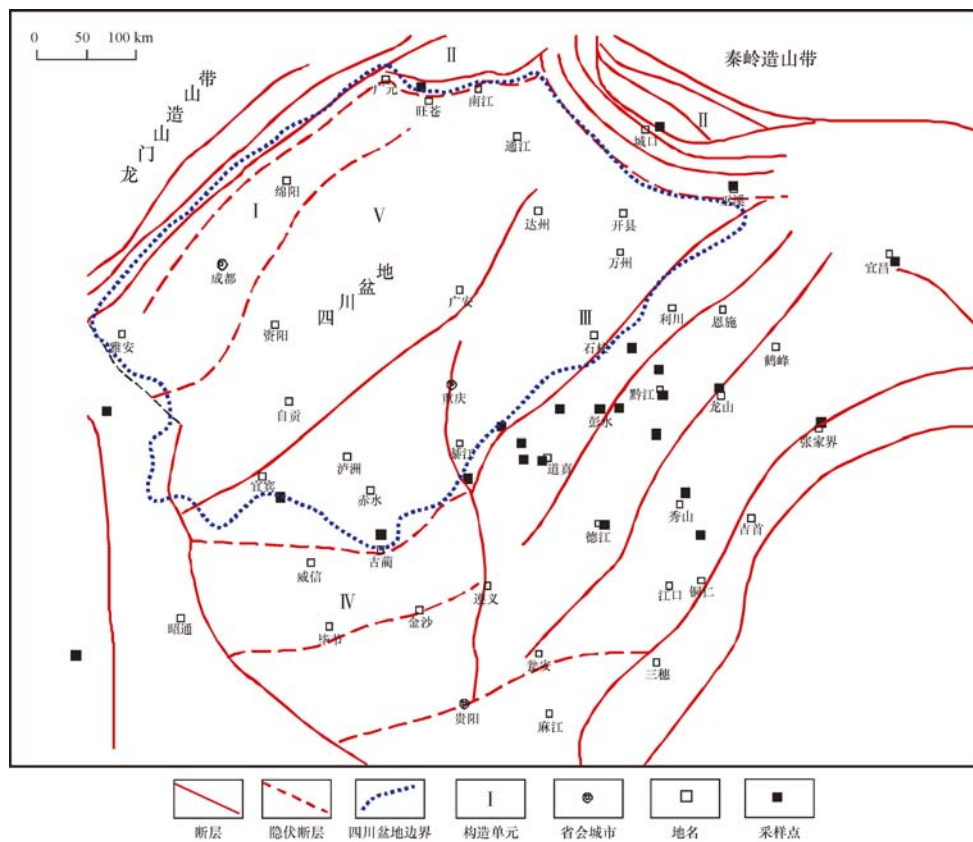


图1 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统黑色页岩样品分布(底图据文献[11])

Fig. 1 Distribution map of dark shale samples of the Upper Ordovician - Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery^[11]

I. 龙门山前陆褶皱冲断带; II. 米仓山—大巴山褶皱冲断带; III. 渝东—湘鄂西—黔北—雪峰山基底拆离带;

IV. 川南—黔北—黔中褶皱冲断带; V. 川中克拉通台地

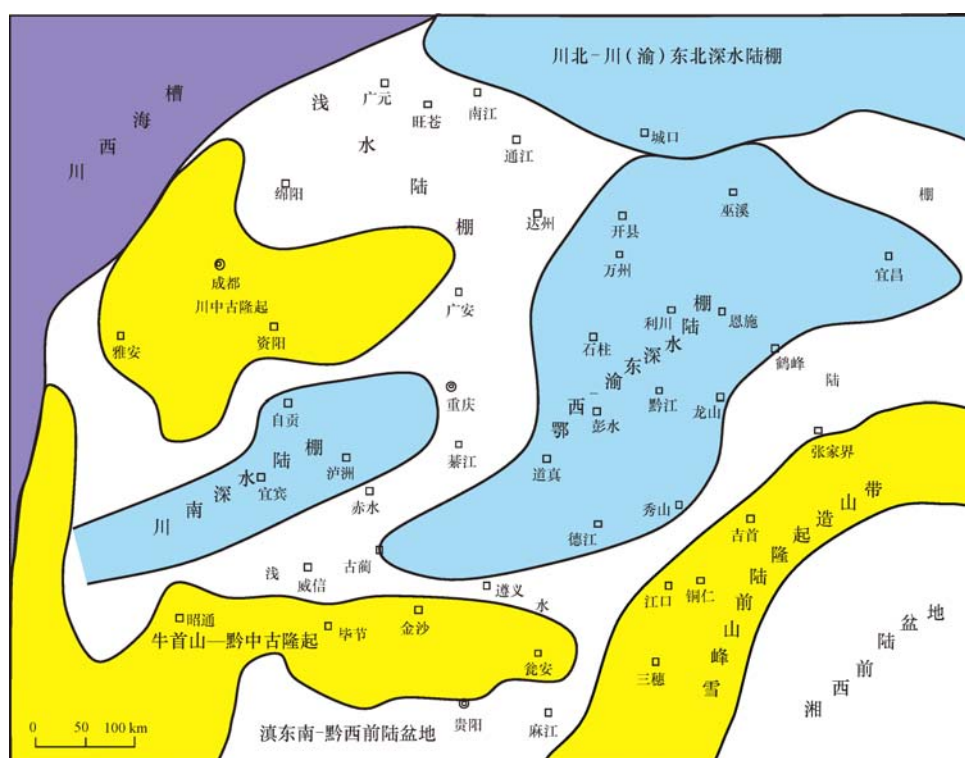


图2 四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统沉积相(据文献[13]修改)

Fig. 2 Sedimentary facies of the Upper Ordovician – Lower Silurian in Sichuan Basin and its periphery^[13]

洲、巫溪-利川-黔江-彭水-道真和镇巴-城口-镇坪。上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组黑色、深灰色炭质、钙质页岩、硅质泥页岩,富含笔石和黄铁矿,主要形成于闭塞、半闭塞滞留环境的深水陆棚或次深海,是研究区一套很好的烃源岩。

2.2 页岩分布

上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组主要发育在牛首山-黔中古隆起至江南-雪峰隆起以北较深水的非补偿性缺氧环境中。上奥陶统五峰组厚度不大(一般不超过30 m),但分布稳定,几乎遍及整个研究区,岩性为黑色硅质页岩、含砂质页岩、炭质页岩及含炭泥质页岩等;下志留统龙马溪组黑色页岩集中分布于该套地层底部,主要为黑色硅质岩、页岩、炭质页岩、深灰色泥岩等,厚度一般约30~120 m,其空间展布与上奥陶统黑色页岩相似,主要分布在川南-鄂西-渝东和川东北等地(图3)。上奥陶统一下志留统黑色页岩主体呈北东向带状分布,形成了以下3个页岩发育中心:川南区的自贡-宜宾-泸州一带厚度为80~120 m;鄂西-渝东的石柱-彭水-道真-桐梓一带厚度约60~100 m,可进一步分为石柱-彭水和道真-桐

梓两个次级沉积中心,黑色页岩厚度均超过100 m;川(渝)东北的镇巴-城口-镇坪一带厚度80~120 m。总体来看,研究区上奥陶统一下志留统黑色页岩分布在牛首山-黔中古隆起、雪峰山隆起和川中古隆起之间的区域,具有分布面积大、范围广的特点,现今残留面积约为 $30 \times 10^4 \text{ km}^2$,其中厚度大于30 m的分布面积约为 $24 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。

2.3 有机质类型和含量

虽然本次研究尽可能取新鲜样品,如在有条件的地区取浅钻或矿洞样品,但还是不可避免地采集一些野外露头样品,风化严重。但是实验结果表明,在有机质较为丰富的地区,露头样品分析的有机碳含量和附近浅钻(矿洞)样品分析的数据差异较小,表明所取样品露头区域和浅钻(矿洞)区域沉积环境差异不大,亦说明地表氧化对有机碳损耗的影响较小。因此,露头分析的数据能基本代表样品的真实有机碳含量,具有一定的分析价值。

研究区上奥陶统一下志留统黑色页岩有机质

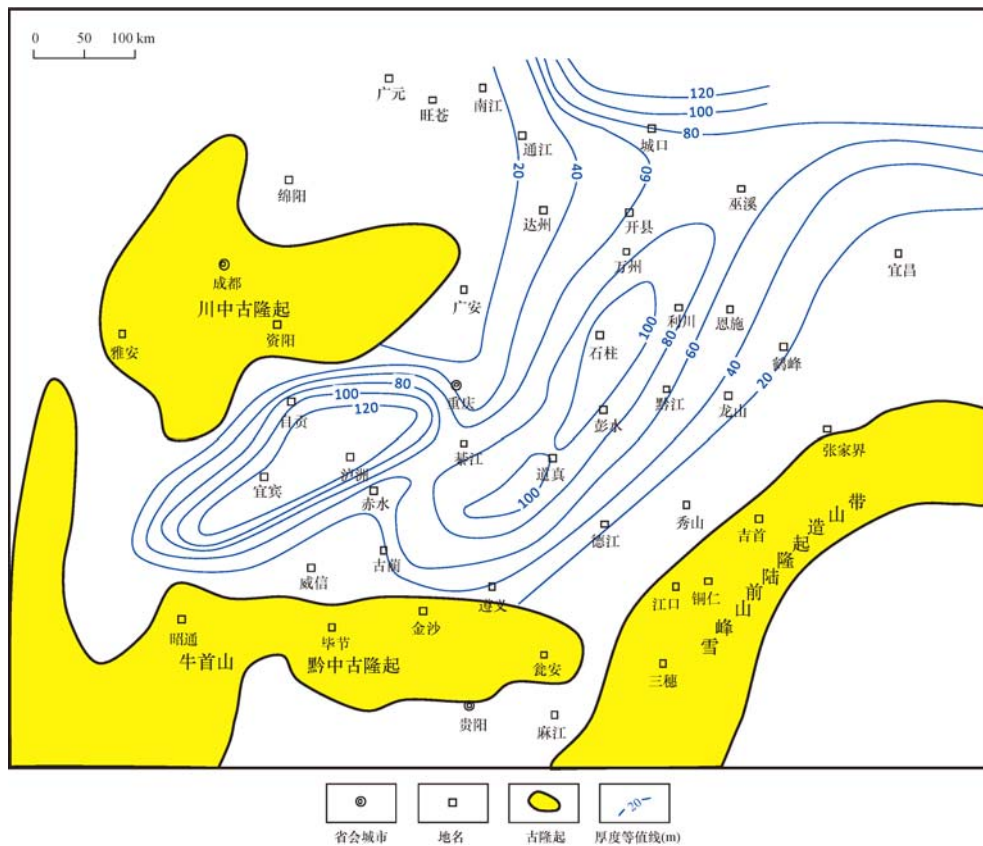


图3 四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统黑色页岩厚度(据文献[13]修改)

Fig. 3 Thickness of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery^[13]

类型主要为Ⅰ型,少量为Ⅱ₁型。通过对重庆市綦江县安稳镇和四川省珙县双河等25块样品分析,有机碳含量分布在0.07%~7.97%,平均2.38%。其中大于1%的样品数占总数的87%,大于2%的样品数占总数的30%(图4),这表明上奥陶统一志留统黑色页岩有机碳含量高。在平面上,围绕川中古隆起、牛首山-黔中古隆起和雪峰山隆起形成川南-黔北-鄂西-渝东和川北-川(渝)东北-鄂西北3个有机碳含量高值区。在宜宾-叙永一带为川南-黔北高值区,有机碳含量普遍大于

2%,局部地区超过4%,如在四川省珙县双河黑色页岩的实测有机碳含量高达4.27%。在鄂西-渝东的武隆-彭水-黔江-龙山一带也为有机碳的高值区,普遍大于2%,在武隆-彭水-黔江一带超过4%,如重庆市武隆县江口黑色页岩的实测有机碳含量高达5.3%。川北-川(渝)东北-鄂西北一带的有机碳含量均超过1%,城口-巫溪-宜昌一带高达5%,如重庆市城口县治平乡和重庆市巫溪县徐家黑色页岩的实测有机碳含量分别高达3.9%和7.1%(图5)。

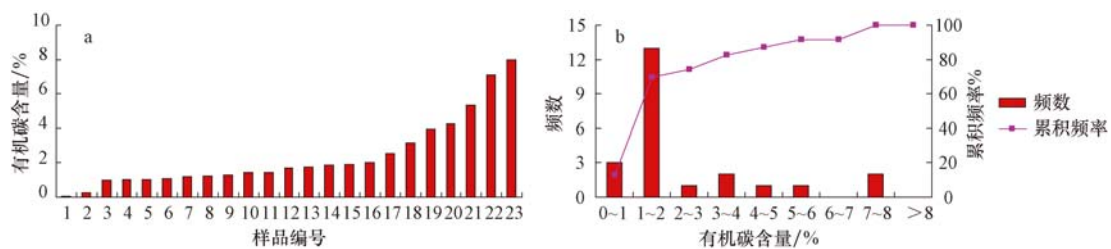


图4 四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统实测样品有机碳含量(a)和累积频率分布(b)

Fig. 4 Total organic carbon content(a) and cumulative frequency distribution(b) of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery

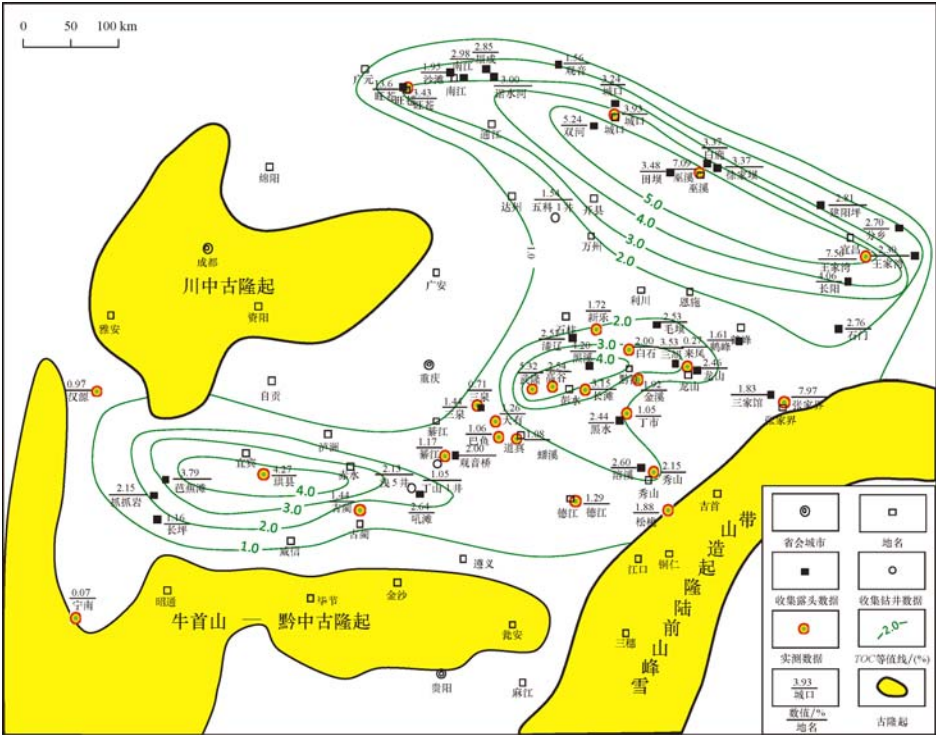


图5 四川盆地及其周缘上奥陶统一下志留统黑色页岩有机碳含量

Fig. 5 TOC of the Upper Ordovician – Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery

2.4 成熟度

镜质体反射率(R_o)是国际上公认的标定有机质成熟度阶段的一项独立指标,但不适用于下古生界烃源岩^[14]。上奥陶统一下志留统缺乏来源于高等植物的标准镜质组,无法直接获得镜质体反射率。国内外学者提出了诸如沥青反射率、镜状体反射率、牙形刺相对荧光强度等成熟度的判识指标^[14-17],并将这些反射率通过相差计算转换成镜质体反射率,即“等效镜质体反射率”,其中沥青反射率已成为表征那些缺乏镜质体而含有沥青的海相页岩有机质成熟度的一个重要指标^[14,16-17]。据干酪根镜鉴和有机显微组分鉴定,本次采集的下古生界样品富含沥青,故本文采用换算过的沥青反射率(等效镜质体反射率)评价成熟度。根据前人研究成果,认为生烃基本终止线 $R_o = 4\%$ ^①。本文黑色页岩成熟阶段划分标准见表1,按此划分标准研究区上奥陶统一下志留统黑色页岩大部分已进入过成熟阶段。

表1 中国南方黑色页岩成熟阶段划分标准

Table 1 Criteria for division of thermal maturity stages of the dark shale in South China

成熟阶段	未熟期	成熟期	高成熟期	过成熟早期	过成熟晚期	变质期
$R_o/\%$	<0.5	0.5~1.3	1.3~2	2~3	3~4	>4
成烃阶段	生物气	成油期	凝析油-湿气	干气	干气	生烃终止

通过对重庆市綦江县安稳镇观音桥和四川省珙县双河等25块黑色页岩的成熟度分析,全区未见成熟度(R_o)小于1%的样品,总体演化程度较高,分布在1.03%~3.62%,平均2.11%,1%~2%的占33.3%,2%~3%的占61.9%,3%~4%的占4.8%(图6)。平面上,形成川(渝)东北和川南-黔北两个高值区,其中川(渝)东北的成熟度分布在2%~4%,处在过成熟阶段,在宣汉-开县-万州-利川一带,成熟度超过4%,达到变质期,失去生气能力;在川南-黔北成熟度在2.5%~3.5%,处在过成熟阶段,尚具备生气能力。在普遍演化程度较高的情况下,局部存在演化程度

① 沃玉进,肖开华,周雁,等. 中国南方海相选区评价研究. 中国石化石油勘探开发研究院,2005.

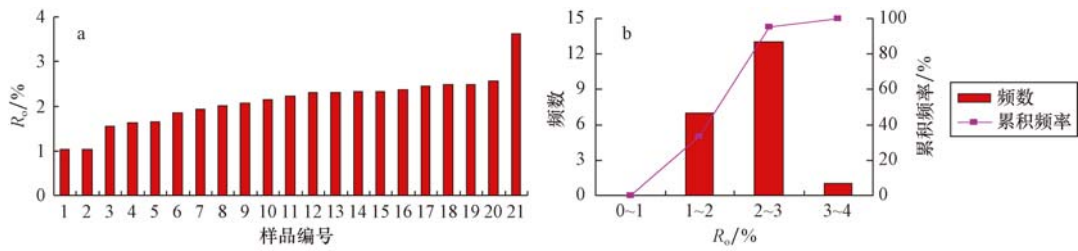


图6 四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统实测样品 R_o (a) 和累积频率分布(b)

Fig. 6 Measured thermal maturity R_o (a) and cumulative frequency distribution (b) of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery

较低的地区,如江南隆起边缘、黔江区白石乡-彭水县长滩乡-贵州省德江县和川北(旺苍-南江-镇巴-城口)等低值区,如重庆市秀山县石耶、城口县治平乡和贵州省德江县黑色页岩的实测成熟度分别为2.22%,1.04%和1.85%(图7),处在高成熟和过成熟早期阶段,尚具备生气能力,是页岩气勘探值得关注的地区。

2.5 孔隙度

上奥陶统一志留统黑色页岩孔隙度分布在0.8%~15.1%,平均6.4%;小于2%的仅占

9.1%,分布在2%~7%的占54.6%,大于7%的占36.4%,孔隙度分布中值(2%~7%)占的比例较大。在平面上,孔隙度高值区主要位于古隆起附近,基本上大于5%,可能是沉积时水体较浅,且后期经历的埋藏比较浅的缘故,而在盆地中心,孔隙度基本上小于4%,亦基本上分布在3%~4%(图8)。

3 页岩含气量

页岩含气量是研究页岩气聚集的重要内容,

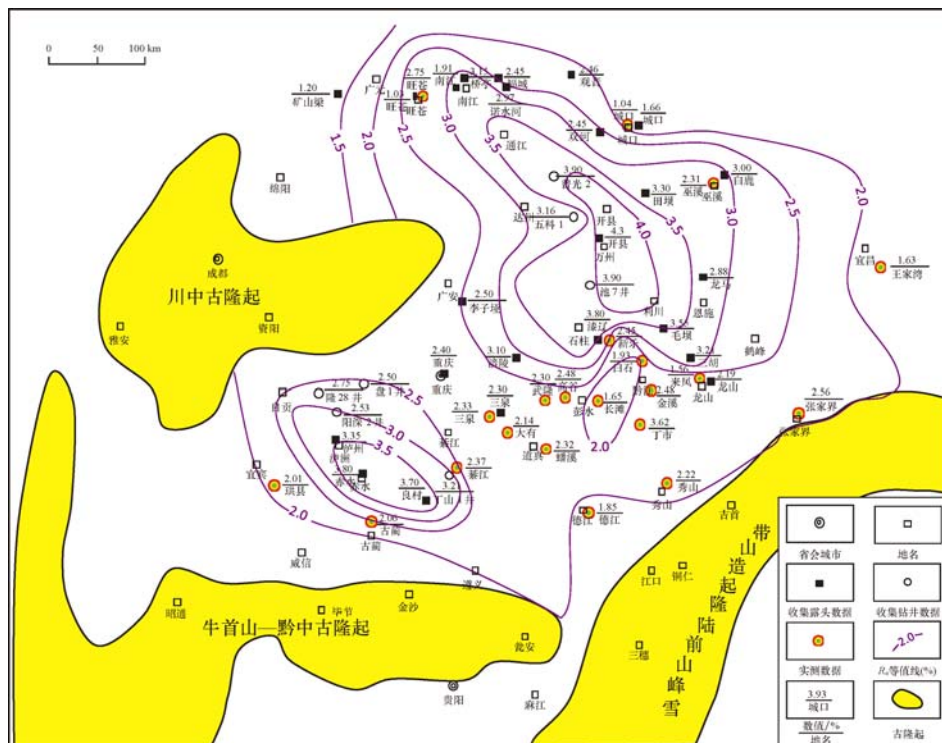


图7 四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统黑色页岩成熟度

Fig. 7 Thermal maturity (R_o) of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery

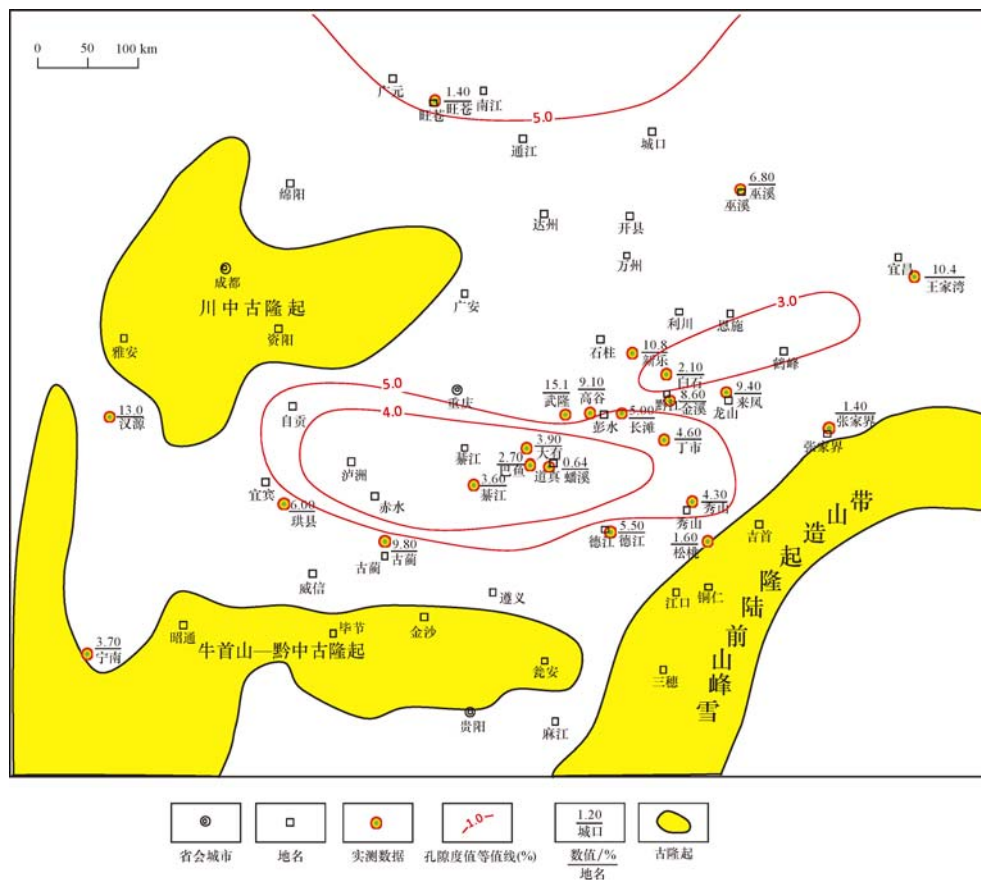


图8 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统黑色页岩孔隙度

Fig. 8 Porosity of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery

包括吸附气含量和游离气含量。自20世纪80年代认识到页岩气的吸附机理及其对天然气的聚集作用以来,美国页岩气资源量、储量和产量得到迅速上升。正确分析两种赋存类型对准确评价一个页岩气藏非常重要,但准确判断吸附气含量是一项非常艰巨的工作,不同学者在这方面进行了积极的探索。如Bowker^[18]对福特沃斯盆地Newark East气田南部Johnson县Mildred Atlas 1井罐装解吸气分析表明,在原始气藏条件下(20.69 ~ 27.57 MPa),吸附气含量为2.97 ~ 3.26 m³/t,比早期分析数据(大约1.13 m³/t^[19])高很多。福特沃斯盆地Denton县K. P. Lipscomb 3井,吸附气含量是占天然气总量5.57 m³/t的61%^[19]。

由前述可知,含气量包括吸附气含量和游离气含量,本次研究采用实测法和公式回归法计算300 m埋深(大约3 MPa)页岩的最大含气量,目的是把两种计算结果进行对比,相互验证。

1) 实测法,吸附气含量和游离气含量均为实验测试获得。分析结果表明,研究区上奥陶统—

下志留统黑色页岩含气量在0.39 ~ 2.97 m³/t,平均1.19 m³/t。含气量小于0.5 m³/t的仅占13.6%,分布在0.5 ~ 1 m³/t的占39.1%,分布在1 ~ 2 m³/t的占34.8%,大于2 m³/t的占13%。其中,吸附气含量在10% ~ 91%,游离气含量在9% ~ 90%(图9)。经分析,含气量大于2 m³/t是孔隙度过高(游离气含量高)导致,比实际含气量偏高,在编制平面图时不考虑这些数据。采用克里格网格化法对吸附气含量和游离气含量进行网格化,然后将两层数据进行相加,并结合地质意义对结果进行校正,进而得出含气量平面图。

2) 公式法,首先对有机碳含量平面图和孔隙度平面图进行克里格网格化,然后采用有机碳含量、孔隙度与含气量的多元线性拟合公式^[20]计算含气量平面图(图10)。其计算公式如下:

$$V = 0.1903C_{\text{TOC}} + 0.1185\Phi \quad (1)$$

式中: V 为页岩含气量, m³/t; C_{TOC} 为有机碳含量, %; Φ 为孔隙度, %。

由图10可以看出,采用实测法和公式法求得

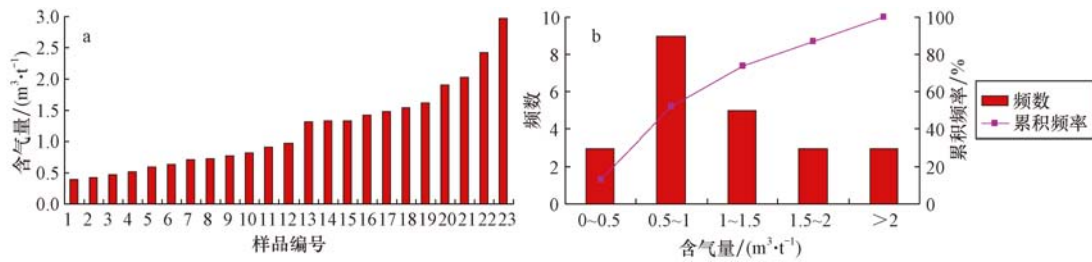


图9 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统实测样品含气量(a)和累积频率分布(b)
Fig. 9 Gas content(a) and cumulative frequency distribution(b) of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery

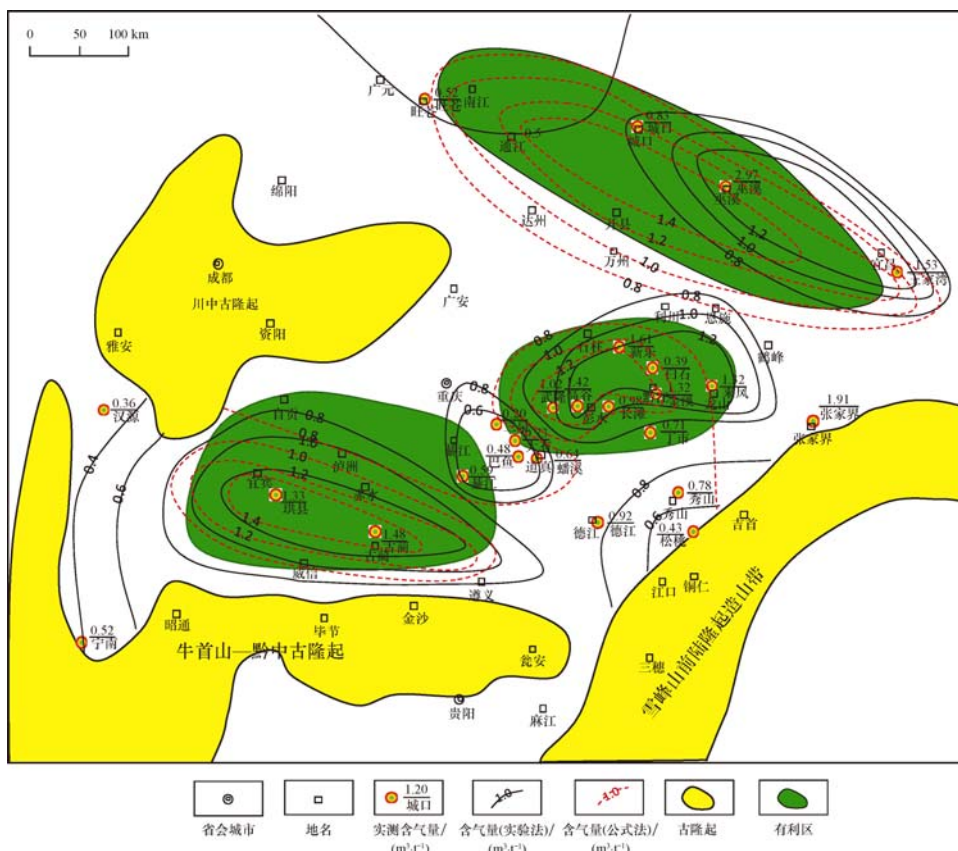


图10 四川盆地及其周缘上奥陶统—下志留统黑色页岩含气量和页岩气发育有利区(埋深300 m)
Fig. 10 Gas content and the shale gas play fairways of the Upper Ordovician - Lower Silurian dark shale in Sichuan Basin and its periphery(burial depth 300 m)

的含气量吻合度较高。在平面上,含气量最大的区域主要分布在川南-黔北-鄂西-渝东和川北-川(渝)东北-鄂西北3个区域,在渝东南-黔东北的南川-綦江-道真一带和湘黔交界的德江-松桃-秀山一带含气量小于0.8 m³/t。在川南-黔北的宜宾-珙县-叙永-古蔺-桐梓一带含气量超

过1 m³/t,且在珙县-叙永-古蔺一带含气量高达1.4 m³/t。在鄂西-渝东的黔江-彭水-武隆-石柱一带含气量也超过1 m³/t,且在黔江-彭水一线以北至石柱的区域含气量超过1.2 m³/t。在渝东北-鄂西北的城口-宜昌一带含气量也超过1 m³/t。

4 有利区预测与资源潜力分析

4.1 有利区预测

与美国主要盆地产气页岩相似^[1-3],四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统黑色页岩具有分布面积广、厚度大、有机碳含量高、成熟度高(已转化为油型裂解气)和含气量大(普遍大于 $1\text{ m}^3/\text{t}$)等特点。鉴于我国页岩气研究处在起步阶段,可供研究的资料较少,本次有利区预测主要选取厚度、有机碳含量、成熟度和含气量等指标,采用综合信息叠合法对研究区页岩气发育有利区进行预测。综合对页岩气聚集机理、聚集条件和研究区黑色页岩特征的研究,并参考美国页岩气勘探开发经验,提出了研究区页岩气发育有利区预测的参数模型:研究区黑色页岩热演化程度较高,普遍大于2%,相应的有机碳含量可以适当降低,但至少应为2%;深度、厚度类比福特沃斯盆地Barnett页岩气藏的最大深度和最小厚度,分别为2 591 m和30 m;成熟度达到1%即可(对热成因的页岩气而言);含气量类比美国的生产经验并考虑预测层系的深度假设(300 m),含气量达到 $0.5\text{ m}^3/\text{t}$ 即可。

在研究区黑色页岩沉积环境、厚度、有机碳含量、成熟度和含气量等指标综合分析基础上,参数模型预测结果表明,研究区上奥陶统一志留统页岩气藏最有利发育区位于川南-黔北、鄂西-渝东和川(渝)东北-鄂西北地区(图10)。实际勘探中,应将各有利区内页岩剥蚀区排除。

1) 川南-黔北:在黔中古隆起和川中古隆起夹持的前陆盆地滞留环境的深水陆棚中沉积了厚层的黑色页岩,厚度较大,最小厚度超过40 m,自贡-宜宾-泸州一带厚度为80~120 m;有机碳含量普遍大于1%,在宜宾-叙永一带超过2%;页岩成熟度较大,形成自贡-泸州-习水-桐梓高值区,成熟度介于2%~3.5%,处于过成熟早期阶段和过成熟晚期阶段早期,虽失去生气能力,但由于其高有机碳含量和孔隙度,也能在条件适合的区域保存大量天然气资源;在宜宾-珙县-叙永-古蔺-桐梓一带含气量超过 $1\text{ m}^3/\text{t}$,且在珙县-叙永-古蔺一带高达 $1.4\text{ m}^3/\text{t}$ 。

2) 鄂西-渝东:该区黑色页岩在石柱-武隆-道真-桐梓一带厚度约60~100 m,可进一步分为石柱-武隆和道真-桐梓两个次级厚度中心,厚度均超过100 m;有机碳合理普遍大于2%,在武隆-彭水-黔江-龙山一带为高值区;页岩成熟度介于2%~2.5%,处于过成熟早期阶段;在鄂西-渝东的黔江-彭水-武隆-石柱一带含气量超过 $1\text{ m}^3/\text{t}$,且在黔江-彭水一线以北至石柱的区域含气量超过 $1.2\text{ m}^3/\text{t}$ 。

3) 川(渝)东北-鄂西北:在与古秦岭洋相通的深水陆棚环境下沉积了厚层的黑色页岩,厚度较大,在川东北的镇巴-城口-镇坪一带厚度80~120 m;有机碳含量均超过1%,城口-巫溪-宜昌一带高达5%;成熟度主体上分布在2%~4%,处于过成熟阶段;含气量普遍大于 $0.8\text{ m}^3/\text{t}$,在城口-宜昌一带含气量超过 $1\text{ m}^3/\text{t}$ 。

4.2 资源潜力分析

本次采用体积法计算资源量,计算公式如下:

$$Q = SH\rho V\varepsilon \quad (2)$$

式中: Q 为页岩资源量, 10^{12} m^3 ; S 为页岩面积, 10^6 m^2 ; H 为页岩厚度,m; ρ 为页岩密度, t/m^3 ; V 为页岩含气量, m^3/t ; ε 为含气饱和度,%。

在参数选取上,面积采用黑色页岩分布的最大面积($300\,000 \times 10^6\text{ m}^2$)和厚度大于30 m的分布面积($240\,000 \times 10^6\text{ m}^2$);厚度采用一个区间值,即取美国页岩气藏发育的最小厚度(30 m)和研究区页岩的平均厚度(120 m);页岩密度采用实测值的平均($2.45\text{ t}/\text{m}^3$);含气量采用实验得到的总含气量的平均值($1.01\text{ m}^3/\text{t}$);结合美国页岩气含气饱和度和研究区页岩含气量实验,含气饱和度按10%计算^[20,21]。根据上述参数由公式(2)计算结果为:研究区上奥陶统一志留统页岩气资源量为 $(2.2 \sim 8.5) \times 10^{12}\text{ m}^3$,中值为 $5.3 \times 10^{12}\text{ m}^3$ 。

5 结论

1) 四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统黑色页岩具有厚度大、有机碳含量高、成熟度高和含气量高等特点,具备页岩气藏发育的良好地质条件。

2) 通过与美国主要产页岩气盆地参数类比,

建立了预测页岩气藏发育有利区的参数模型,并采用综合信息叠合法对四川盆地及其周缘上奥陶统一志留统页岩气藏最有利发育区进行了预测。结果表明,上奥陶统一志留统页岩气藏最有利发育区位于川南-黔北-鄂西-渝东和川(渝)东北-鄂西北地区。

3) 采用体积法计算的研究区上奥陶统一志留统页岩气资源量为 $(2.2 \sim 8.5) \times 10^{12} \text{ m}^3$, 中值为 $5.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

致谢:感谢中国地质大学(北京)龙鹏宇、张培先、林拓等同志在样品采集和整理方面所做的工作。

参 考 文 献

- [1] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Shale gas accumulation geology conditions of Sichuan basin[J]. Natural Gas Industry, 2008a, 28(2): 151-156.
- [2] 张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国页岩气资源量勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(6): 136-140.
Zhang Jinchuan, Xu Bo, Nie Haikuan, et al. Shale gas exploration potential in China [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(6): 136-140.
- [3] 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及我国南方页岩气发育有利区预测[J]. 石油学报, 2009, 30(4): 484-491.
Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 484-491.
- [4] 聂海宽, 张金川. 页岩气储层类型和特征研究——以四川盆地及其周缘上古生界为例[J]. 石油实验地质, 2011, 33(3): 219-225.
Nie Haikuan, Zhang Jinchuan. Types and characteristics of shale gas reservoir: A case study of Lower Paleozoic in and around Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(3): 219-225.
- [5] 陈波, 皮定成. 中上扬子地区志留系龙马溪组页岩气资源潜力评价[J]. 中国石油勘探, 2009, 3: 15-19.
Chen bo, Pi Dingcheng. Silurian Longmaxi shale gas potential analysis in Middle & Upper Yangtze region [J]. China Petroleum Exploration, 2009, 3: 15-19.
- [6] 朱炎铭, 陈尚斌, 方俊华, 等. 四川地区志留系页岩气成藏的地质背景[J]. 煤炭学报, 2010, 35(7): 1160-1164.
Zhu Yanming, Chen Shangbin, Fang Junhua, et al. The geologic background of the Silurian shale-gas reservoiring in Sichuan, China [J]. Journal of China Coal Society, 2010, 35(7): 1160-1164.
- [7] 蒲伯伶, 蒋有录, 王毅, 等. 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[J]. 石油学报, 2010, 31(2): 225-230.
Pu Boling, Jiang Youlu, Wang Yi, et al. Reservoir-forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(2): 225-230.
- [8] 董大忠, 程克明, 王玉满, 等. 中国上扬子区下古生界页岩气形成条件及特征[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(3): 288-299, 308.
Dong Dazhong, Cheng Keming, Wang Yuman, et al. Forming conditions and characteristics of shale gas in the Lower Paleozoic of the Upper Yangtze region, China [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(3): 288-299, 308.
- [9] 黄文明, 刘树根, 马文辛, 等. 四川盆地奥陶系油气勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2011, 31(3): 461-473.
Huang Wenming, Liu Shugen, Ma Wenxin, et al. Petroleum exploration potential of the Ordovician in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 461-473.
- [10] 刘文汇, 王杰, 腾格尔, 等. 中国南海相层系天然气烃源新认识及其示踪体系[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 819-825.
Liu Wenhui, Wang Jie, Teng Ge'er, et al. New Knowledge of gas source rocks in the marine sequences of South China and relevant index system for tracing [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 819-825.
- [11] 沃玉进, 汪新伟. 中、上扬子地区地质结构类型与海相层系油气保存意义[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(2): 177-187.
Wo Yujin, Wang Xinwei. Geologic configuration types of the middle-upper Yangtze region and their significance for hydrocarbon preservation in marine strata [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(2): 177-187.
- [12] 马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 中国南方大地构造和海相油气地质(上册)[M]. 北京: 地质出版社, 2004. 1-200.
Ma Li, Chen Huanjiang, Gan Kewen, et al. Geostucture and marine facies hydrocarbon geology of South China (Volume one) [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2004: 1-200.
- [13] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(三): 南方四套区域性海相烃源岩的沉积相及发育的控制因素[J]. 海相油气地质, 2009, 14(2): 1-19.
Liang Digang, Guo Tonglou, Bian Lizeng, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, Southern China (Part 3): controlling factors on the sedimentary facies and development of Palaeozoic marine source rocks [J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2009, 14(2): 1-19.
- [14] 腾格尔, 高长林, 胡凯, 等. 上扬子北缘下组合优质烃源岩

- 分布及生烃潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(2): 254–259.
- Teng Geer, Gao Changlin, Hu Kai, et al. High quality source rocks of Lower Combination in the Northern Upper-Yangtze area and their hydrocarbon potential[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(2): 254–259.
- [15] Jacob H. Disperse solid bitumens as an indicator form igrational-and maturity in prospecting for oil and gas[J]. Erdol & Kohle Erd-gas Petrochemie, 1985, 38(3): 365.
- [16] 丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, 8(2): 20–25.
- Feng Guoxiu, Chert Shengji. Relationship between the reflectance of bitumen and vitrinite in rock[J]. Natural Gas Industry, 1988, 8(2): 20–25.
- [17] 涂建琪, 金奎励. 表征海相烃源岩有机质成熟度的若干重要指标的对比与研究[J]. 地球科学进展, 1999, 14(1): 18–23.
- Tu Jianqi, Jin Kiuli. Study and comparison on some important indicators with reference to the degree of organic maturation of marine hydrocarbon source rocks[J]. Advance in Earth Sciences, 1999, 14(1): 18–23.
- [18] Bowker K A. Recent development of the Barnett Shale play, Fort Worth Basin[J]. West Texas Geological Society Bulletin, 2003, 42(6): 4–11.
- [19] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas; Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential[J]. AAPG Bulletin, 2005, 89(2): 155–175.
- [20] 聂海宽. 页岩气成藏机理及其应用[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2010.
- Nie Haikuan. Shale Gas Accumulation Mechanism and Its Application[D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2010.
- [21] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bull, 2002, 86(11): 1921–1938.

(编辑 董立)

(上接第334页)

- Wang Xinzhou, Song Yitao, Wang Xuejun. Simulation of petroleum genesis and expulsion—method, mechanism and application [M]. Dongying: Petroleum University Press, 1996: 145–241.
- [13] 胡济世. 异常高压、流体压裂与油气运移(上)[J]. 石油勘探与开发, 1989, 22(2): 16–23.
- Hu Jishi. Abnormal pressure, fluid fracturing, and migration of oil and gas (1)[J]. Petroleum Exploration and Development, 1989, 17(2): 16–23.
- [14] 胡济世. 异常高压、流体压裂与油气运移(下)[J]. 石油勘探与开发, 1989, 22(2): 16–23.
- Hu Jishi. Abnormal pressure, fluid fracturing, and migration of oil and gas (2)[J]. Petroleum Exploration and Development, 1989, 17(2): 16–23.
- [15] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid Compartments[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1–12.
- [16] 张守春, 张林晔, 查明. 湖相烃源岩排烃差异性模拟研究——以东营凹陷古近系沙三段为例[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(6): 32–35.
- Zhang Shouchun, Zhang Linye, Zha Ming. Research on simulation of hydrocarbon expulsion difference in lacustrine source rocks—a case study of Paleogene Es³ Member in the Dongying Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(6): 32–35.
- [17] 卢龙飞, 蔡进功, 刘文汇, 等. 泥质烃源岩中蒙皂石与有机质的水桥结合作用——来自原位漫反射红外光谱的证据[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 47–63.
- Lu Longfei, Cai Jingong, Liu Wenhui, et al. Water bridges mechanism of organo-smectite interaction in argillaceous hydrocarbon source rocks; evidences from in situ DRIFT spectroscopic study [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1): 47–63.
- [18] 李延钧, 宋国奇, 李文涛, 等. 济阳拗陷东营凹陷北带丰深1井区深层沙四下古油藏与天然气成因[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(2): 173–179.
- Li Yanjun, Song Guoqi, Li Wentao, et al. A fossil oil-reservoir and the gas origin in the Lower Sha-4 Member of the Well Fengshen-1 area, the North Dongying zone of the Jiyang Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2): 173–179.
- [19] 熊永强, 耿安松, 张海祖, 等. 油型气的形成机理及其源岩生烃潜力恢复[J]. 天然气工业, 2004, 24(2): 11–13.
- Xiong Yongqiang, Geng Ansong, Zhang Haizu, et al. Formation mechanism of oil-formed gas and hydrocarbon generation potential restoration of its source rocks [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(2): 11–13.

(编辑 董立)