

文章编号: 1009-3850(2010)03-0096-08

中上扬子地区下古生界页岩气资源前景分析

闫剑飞^{1,2}, 余 谦¹, 刘 伟¹, 门玉澎¹

(1. 成都地质矿产研究所, 四川 成都 610081; 2. 成都理工大学 能源学院油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059)

摘要: 我国中上扬子地区下古生界黑色页岩是震旦系、二叠系大中型气田的重要烃源岩, 同时其自身也具有形成页岩气藏的巨大潜力。初步研究表明, 中上扬子地区下古生界有利页岩气层主要发育在下震旦统陡山沱组、下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组, 这些层位的黑色页岩厚度、有机碳含量、以及 R_o 值等各项参数均符合形成页岩气藏的特征, 是今后页岩气勘探的潜力地层。

关键词: 中上扬子地区; 页岩气; 陡山沱组; 筇竹寺组; 龙马溪组; 有机碳

中图分类号: TE122.1⁺1 文献标识码: A

1 概述

页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中, 以吸附或游离状态为主要存在方式的天然气聚集。在页岩气藏中, 天然气也存在于夹层状的粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、甚至砂岩地层中, 为天然气生成之后在源岩层内就近聚集的结果, 表现为典型的“原地”成藏模式^[1,2]。页岩气是一种新的天然气聚集类型, 是现代油气勘探与发现的重要领域, 它在成藏机理上既具有吸附、游离、水溶等多重特征, 又具有自生、自储、自保、储层致密的特点, 为一种典型的连续性大规模、低丰度、非常规的天然气聚集^[3]。

四川盆地、鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地、松辽盆地、吐哈盆地、江汉盆地、塔里木盆地、准噶尔盆地等均有页岩气成藏的地质条件。初步研究表明, 我国南方中上扬子地区的下古生界、华北地区的石炭—二叠系、鄂尔多斯盆地的三叠系、西北地区的侏罗系是页岩气勘探的有利层位^[4~10]。通过与国外页岩

气藏的对比, 我国中上扬子地区海相地层发育区具有优越的页岩气成藏地质条件和丰富的页岩气资源, 有望成为油气资源的重要战略接替区。

2 地质背景

本文所指的中上扬子地区包括四川、贵州的中北部和东部、云南东部、湖北中部及湖南北部地区的中上扬子克拉通盆地。

震旦纪—早寒武世的拉张期, 中上扬子克拉通内和克拉通边缘表现为裂解, 形成地垒、地堑式盆地结构^[11], 控制了冰消后的碳酸盐盖帽和早期黑色页岩沉积, 构造背景也有利于富烃盆地的形成。震旦世冰消后的海平面上升, 沉积了陡山沱组潮坪相黑色页岩烃源岩, 这是下古生界第一套烃源岩; 早寒武世, 中上扬子地区西有川中水下古隆起, 东有鄂中古陆, 环绕这两个古隆起周缘, 发育了川北、川东、鄂西、川南、湘黔 4 个浅水陆棚区^[12], 沉积了筇竹寺组黑色炭质页岩烃源岩。

中寒武世—早奥陶世稳定发展期, 发育了碳酸

收稿日期: 2010-02-15 改回日期: 2010-07-04

作者简介: 闫剑飞 (1979—), 男, 硕士, 主要从事含能盆地沉积与层序地层分析方面的研究与工作

资助项目: 全国油气资源战略选区调查与评价项目 (2009GYXQ15-08)

盐台地和蒸发岩。

中奥陶世—早志留世为中上扬子的挤压期^[11],中上扬子克拉通转为局限浅海;晚奥陶世末的都匀运动使黔中隆起基本定型,江南雪峰隆起已具雏形,上奥陶统五峰组下志留统龙马溪组只分布在不受都匀运动影响的地区。夹持在川中、黔中、江南(雪峰)三大古隆起之间^[12]的川东北、川东鄂西、川南3个隆后局限浅海盆地,沉积了两套黑色页岩烃源岩。此后,边缘隆起和基底提供碎屑物,形成碎屑岩储层和局限环境的泥质岩盖层。

3 下古生界页岩气地质条件

中上扬子区下古生界发育有震旦系、寒武系、奥陶系和志留系等多套海相黑色炭质页岩建造,分布稳定,埋藏深度浅,有机质丰度高。有利于页岩气藏在盆地内部、向斜区以及隆起的低部位等形成与富集^[6~8]。

3.1 下震旦统陡山沱组页岩

中上扬子克拉通盆地在南华纪冰消后,接受了早震旦世快速海侵沉积,形成第一段白云岩(陡山沱组下部),向上为局限台地相黑色页岩和开阔台地相碳酸盐岩的间互层。

中上扬子区早震旦世陡山沱组沉积序列可分为四段:第一段、第三段为白色碳酸盐岩,第二段、第四段为黑色炭质页岩(图1),俗称“两白两黑”。其沉积环境变化较大,上扬子区为碳酸盐潮坪相,中扬子区为潮缘及碳酸盐台地沉积。

陡山沱组第二段、第四段的黑色炭质页岩是较好的烃源岩地层;其岩性主要为深灰色至灰黑色炭质泥页岩、硅质页岩夹灰色含粉砂质泥页岩、粉砂质泥岩,富含有机质。中上扬子地区,陡山沱组厚度一般为25~70m,最厚可达302m(湖北三峡地区),有机碳含量为0.41%~12.62%,氯仿“A”为20~84×10⁻⁶,以腐泥型(I)有机质为主,R₀值为2.59%~

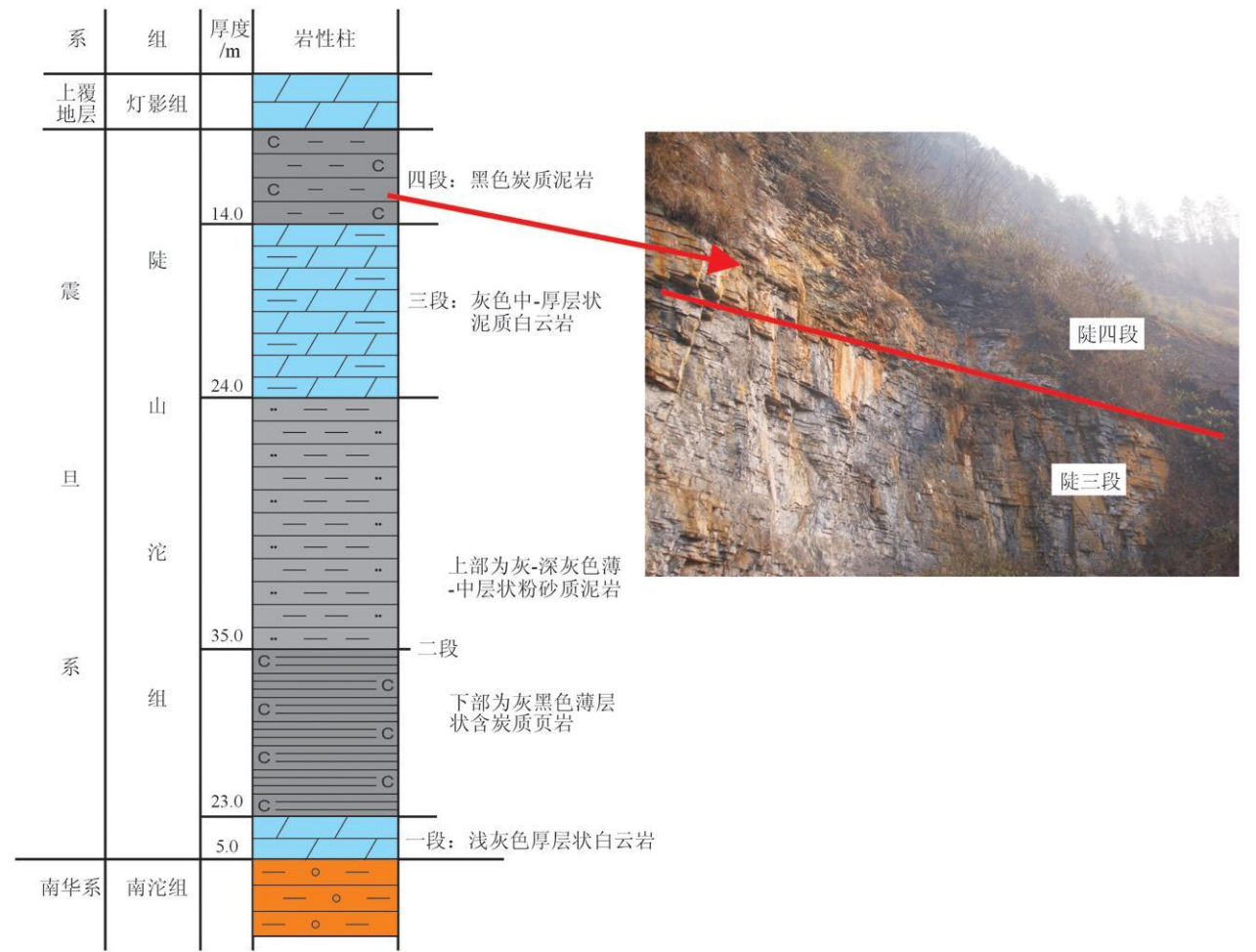


图1 震旦系陡山沱组沉积柱状图, 重庆秀山

Fig 1 Sedimentary column through the Sinian Doushanuo Formation in Xiushan, Chongqing

3 84%，处于过成熟干气阶段。

3.2 下寒武统筇竹寺组页岩

早寒武世筇竹寺期,随着海平面的上升,在中上扬子区造成缺氧环境,主要在上扬子地区沉积了内陆架灰黑色粉砂岩、砂质页岩夹细砂岩为主的浅色碎屑岩系,在中扬子地区沉积了外陆架黑色含炭质页岩为主夹少量粉砂岩、粉砂质页岩的黑色碎屑岩系。

下寒武统筇竹寺组分布面积大、范围广,可及整个扬子地台区,与之相当的层位还有牛蹄塘组、九老洞组、杨家坪组、小烟溪组一段、渣拉沟组下部等。其岩性主要为黑色炭质页岩、炭硅质页岩夹黑色粉砂质页岩、粉砂岩(图2)。

筇竹寺组黑色岩系的分布范围、厚度及有机碳含量在区域上基本稳定,差异不大;其岩层厚度为50~500m,有机质丰度高,有机碳含量为0.11%~18.19%,以大于2.0%为主,氯仿“A”的含量为5~840×10⁻⁶,以腐泥型(I)有机质为主,次为腐殖腐泥型(II₁),R_o值为3.07%~3.81%,处于过成熟干气阶段。

四川盆地下寒武统筇竹寺组井下样品有机碳含量平均为0.36%~5.02%^[13];露头样品有机碳含量平均为1.95%~35.01%(表1)。川中乐山龙女寺

地区筇竹寺组发育最好,为一套浅水陆棚环境下沉积的黑色、深灰色炭质页岩,厚度一般为100~400m,资阳—威远地区达250~350m,由古隆起顶部向南部拗陷区其厚度大幅度增加^[14]。

3.3 上奥陶统五峰组页岩

晚奥陶世五峰期,康滇古陆及黔中古隆起、川中古隆起较前期扩大,中上扬子海域被古隆起围限,为一局限海盆,海域面积缩小。局限浅海相带几乎遍及整个中上扬子沉积区,沉积的黑色岩系厚度薄且分布稳定,生物以笔石(图3)占绝对优势。

五峰组的黑色碎屑岩系是扬子地区重要的生油岩系,分布稳定,大范围内均可对比。岩性主要为黑色页岩、炭质页岩、硅质页岩、粉砂质页岩,也有薄层硅岩,上部见少量泥灰岩,富含笔石(图3),为笔石相,但含硅质岩和放射虫,为低能沉积环境;岩石厚度一般仅数米至数十米,是一个大面积的欠补偿的缺氧沉积海域。

上奥陶统五峰组烃源岩分布遍及整个扬子地区,有机质丰度高,有机碳含量为0.29%~4.54%,以大于1.5%为主,氯仿“A”含量为12~191×10⁻⁶,以腐泥型(I)有机质为主,次为腐殖腐泥型(II₁);上扬子地区R_o值为2.79%~3.98%,处于过成熟干气阶段,中扬子地区热演化程度稍低,R_o值一般

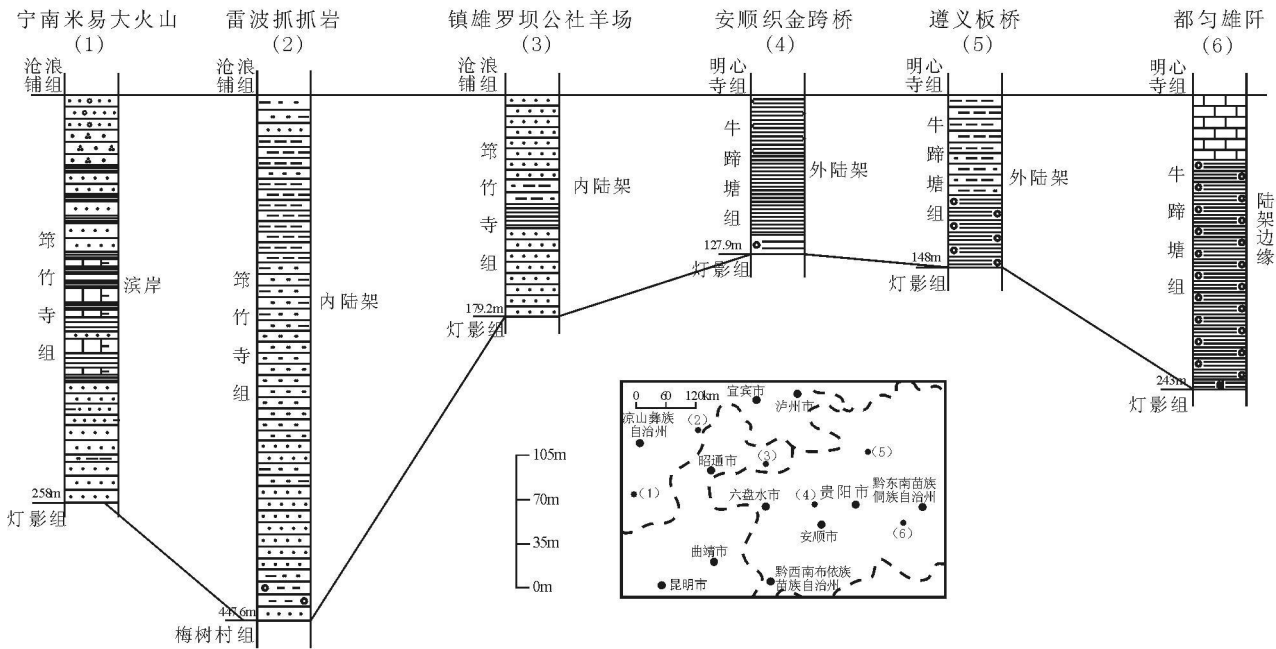


图2 中上扬子地区寒武系筇竹寺组地层剖面对比图

Fig 2 Correlation of the stratigraphic sections in the Cambrian Qiongzhusi Formation in the middle upper Yangtze area

表 1 四川盆地寒武统筇竹寺组各类页岩有机碳含量表 (据程克明等, 有修改)

Table 1 Organic carbon contents in the shales from the Cambrian Qiongzhusi Formation in the Sichuan Basin (modified from Cheng Ken ming et al., 2009)

井号 /剖面	深度 /m	岩性	有机碳含量 /%		备注
			区间值	平均值①	
威 3	2640 ~2869	黑色砂质页岩	0.21 ~2.12	0.79/13	岩屑
威 13	2547 ~2855	灰色砂质页岩	0.14 ~1.08	0.44/12	岩屑
威 15	2855 ~3205	深灰色砂质页岩	0.10 ~2.32	0.36/19	岩屑
威 106	2677 ~2781	黑色页岩	1.01 ~2.95	1.98/6	岩芯
威基井	/	黑色页岩	/	1.68/3	岩芯
威 11	3075 ~3076	黑色炭质页岩	3.45 ~7.99	5.02/3	岩芯
威 28	2974.71 ~2977.34	黑色炭质页岩	2.66	2.66/1	岩芯
南江仙女洞	/	黑色页岩	1.78 ~4.12	2.45/9	露头
乐山范店	/	黑色炭质泥岩	1.77 ~2.13	1.95/2	露头
广元东溪河	/	黑色炭质泥岩	1.84 ~2.24	2.04/2	露头
建峰矿山梁	/	沥青矿	35.01	35.01/1	露头

注: ①有机碳含量 /样品数



图 3 奥陶系五峰组炭质笔石页岩, 贵州习水

Fig 3 Carbonaceous graptolite shale from the Ordovician Wufeng Formation in Xishui, Guizhou

小于 2.0%。

3.4 下志留统龙马溪组页岩

早志留世龙马溪期是继晚奥陶世以来中上扬子地区盆山格局发生重大转变的时期, 该时期陆块边缘处于挤压、褶皱造山过程, 为形成古隆起的高峰阶段。除边缘的川西 滇中古陆、汉南古陆扩大以外, 川中隆起的范围不断扩大, 扬子南缘的黔中隆起、武陵隆起、雪峰隆起和苗岭隆起基本相连形成了滇黔桂大的隆起带。中上扬子克拉通转为由古隆起带包围的一个局限浅海深水盆地, 隆起边缘主要发育潮坪—泻湖相、向中部过渡为局限浅海陆架, 地层厚度也由南往北逐渐增厚。

下志留统龙马溪组主要为一套细碎屑岩。扬子区近古陆边缘为潮坪—泻湖相, 岩性主要为灰色至

灰黑色泥页岩夹粉砂质泥页岩, 局部夹粉细砂岩; 局限浅海陆架沉积以灰色至灰黑色炭质泥页岩为主, 下部多为黑色笔石页岩 (图 4), 局部夹粉细砂岩, 岩层厚度 100 ~ 700m。本组页岩有机碳含量较高, 分布稳定, 是一套高效烃源岩, 具有形成页岩气藏的优越条件^[15~17]。

中上扬子地区下志留统龙马溪组有机碳含量变化较大, 分布在 0.29% ~ 4.8% 之间, 多数大于 1%, 平均值可达 2.11%, 且呈现自下而上有机碳含量逐渐减少的特点; 氯仿 “A” 为 $18 \sim 155 \times 10^{-6}$, 以腐泥型 (I) 或腐泥腐植型 (II₁) 为主; 由于龙马溪组与其下的五峰组烃源岩形成叠置, 因此其泥页岩热演化程度与上奥陶统基本一致, 在上扬子地区 Ro 值一般为 1.9% ~ 3.05%, 已处于过成熟干气阶段。在

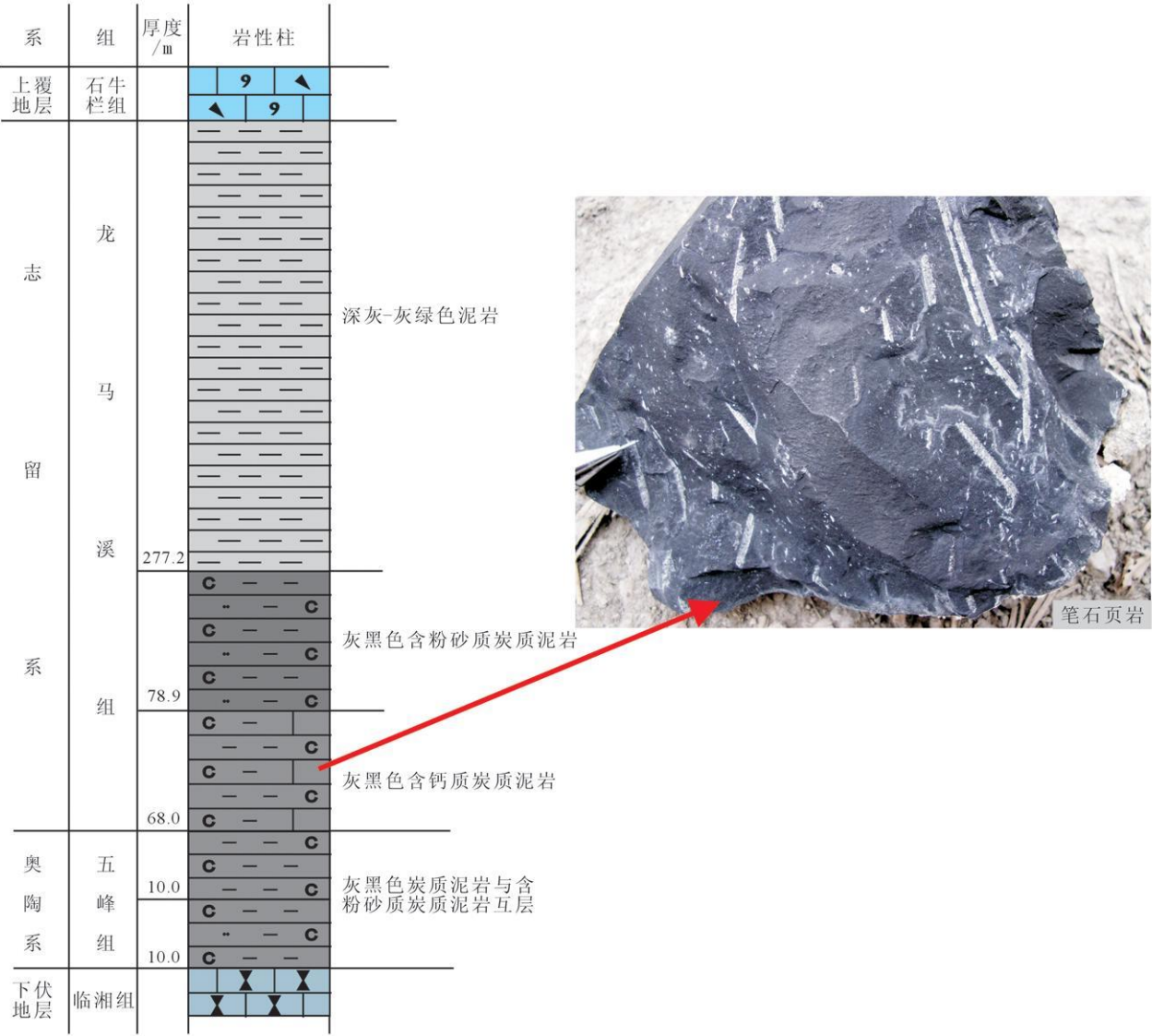


图 4 奥陶系五峰组 志留系龙马溪组沉积柱状图, 四川雷波

Fig 4 Sedimentary column through the Ordovician Wufeng Formation, Silurian Longmaxi Formation in Leibo, Sichuan

中扬子地区热演化程度稍低, R_o 值一般小于 2.0%。

4 页岩气潜力分析

由于我国的页岩气勘探目前尚处于起步阶段, 没有相关的实验性生产和测试数据, 故只能与国外页岩气勘探开发程度较成熟的地区如沃思堡盆地、圣胡安盆地和密歇根盆地^[18-19]等进行对比并确定评价标准。国外的生产实践证明, 页岩形成气藏的储层条件为: 页岩厚度下限为 15m, $TOC \geq 2.0\%$, R_o 介于 1.1% ~ 3.0%, 石英含量 $\geq 30\%$ ^[2, 20-23]。

4.1 烃源岩厚度

中上扬子地区, 震旦纪陡山沱组厚度一般为 25 ~ 70m, 其中黑色炭质页岩厚度为 10 ~ 40m; 寒武系筇竹寺组主要为黑色炭质页岩、炭硅质页岩, 厚度

50 ~ 500m; 奥陶系五峰组虽然厚度较薄, 一般厚仅数米至十数米, 但由于它与其上的志留系马溪组烃源岩形成叠置, 厚度一般可以达到 100 ~ 700m, 是一套高效烃源岩。中上扬子地区震旦系、寒武系、奥陶系和志留系的页岩厚度基本上均大于 15m, 具有形成页岩气藏的基本条件。

4.2 有机质丰度及类型

震旦系陡山沱组有机碳含量为 0.41% ~ 12.62%, 有机质类型以腐泥型 (I) 为主; 寒武系筇竹寺组有机碳含量为 0.11% ~ 18.19%, 且多以大于 2.0% 为主, 有机质类型以腐泥型 (I) 为主, 次为腐殖腐泥型 (II₁); 奥陶系五峰组有机碳含量为 0.29% ~ 4.54%, 以大于 1.5% 为主, 有机质类型以

腐泥型(Ⅰ)为主, 次为腐殖腐泥型(Ⅱ₁); 志留系龙马溪组有机碳含量为0.29%~4.8%, 多数大于1%, 平均值达2.11%, 有机质类型以腐泥型(Ⅰ)或腐泥腐殖型(Ⅱ₁)为主。中上扬子地区震旦系、寒武系、奥陶系和志留系页岩的有机碳含量大都大于2.0%, 有机质类型以腐泥型(Ⅰ)为主, 次为腐殖腐泥型(Ⅱ₁), 具有形成页岩气藏的优越条件。

4.3 有机质成熟度

震旦系陡山沱组 R_o值为2.59%~3.84%; 寒武系筇竹寺组 R_o值为3.07%~3.81%; 奥陶系五峰组上扬子地区 R_o值为2.79%~3.98%, 中扬子地区热演化程度稍低, R_o值一般小于2.0%; 上扬子地区志留系龙马溪组 R_o值一般为1.9%~3.05%, 中扬子地区 R_o值一般小于2.0%。

可以看出, 中上扬子地区下古生界的富有机质页岩层均已达到过成熟干气阶段, 与国外产气页岩层相比, 显得成熟度过高。

4.4 页岩层油气显示

据不完全统计, 中上扬子地区油气勘探过程中, 在100口余钻井中见到天然气显示(表2)。

据四川盆地威远地区36口钻井统计, 下寒武统筇竹寺组页岩在30口井中有气显示, 下志留统龙马溪组在13口井中有10口见气显示。威远地区的威5、威9、威18、威22和威2等井在下寒武统泥页岩中均见气侵井涌和井喷, 其中威5井在下寒武统筇竹寺组2795~2798m页岩井段发现气侵与井喷, 中途测试日产气2.46×10⁴m³, 酸化后日产气1.35×10⁴m³[13]。

表2 中上扬子地区部分钻井泥页岩层特征
Table 2 Characteristics of clay shales from some drilled wells in the middle-upper Yangtze area

钻井位置	井号	层位	钻厚/m	地层特征
威远	威15井	筇竹寺组Є ₁ ^q	350	下部深灰色页岩; 上部页岩与石英砂岩间互 TOC为0.10%~2.32%, 平均0.36%
	威3井	筇竹寺组Є ₁ ^q	229	TOC为0.21%~2.12%, 平均0.79%
虎庄	黔山1井	牛蹄塘组Є ₁ ⁿ	112	黑色炭质页岩及薄层硅质岩
大方	方深1井	牛蹄塘组Є ₁ ⁿ	99	下部炭质页岩; 上部页岩与石英砂岩间互 TOC为0.74%~8.02%, 平均2.7%
綦江	丁山1井	牛蹄塘组Є ₁ ⁿ	189	炭质页岩夹粉砂岩
		龙马溪组 S ₁ ^m	145	下部炭质页岩; 上部钙质页岩
高石梯	高科1井	筇竹寺组Є ₁ ^q	141.5	下部炭质页岩; 上部粉砂质页岩
阳高寺	阳深2井	龙马溪组 S ₁ ^m	490	下部炭质页岩; 上部页岩气测异常
长宁	长芯1井	龙马溪组 S ₁ ^m	>153	黑色炭质页岩; 页岩气含量平均0.15m ³ /t; TOC大于2.0%的累计厚度可达80m

川东南地区阳高寺构造带的阳深2、宫深1、付深1、阳63、阳9、太1和隆32等井在下志留统龙马溪组层位发现多处气显示^[15], 其中阳63井下志留统龙马溪组3505~3518.5m黑色页岩酸化后获日产气3500m³, 隆32井下志留统龙马溪组3164.2~3175.2m黑色炭质页岩段日产气1948m³。另外, 贵州大方地区的方深1井在下寒武统牛蹄塘组也发现良好气显示^[13], 该井在井深1686~1785m处钻遇下寒武统牛蹄塘组(厚99m), 其岩性上部为一套深灰色含碳质粉、细砂岩与碳质页岩互层, 中下部为黑色碳质页岩; 有机碳含量2.97%~8.02%, 成熟度为高一过成熟。钻井中, 在1723.4~1726.7m井段见气测异常, 泥浆见雨状气泡, 含气38%, 点燃呈蓝色火焰, 下伏震旦系全井段气测异常, 电测解释有6个含气层。

2008年底, 由中国石油勘探开发研究院设计实施的我国首口页岩气取心浅井—长芯1井在宜宾长宁珙县地区顺利完钻, 对龙马溪组下部黑色页岩进行了153m连续取心, 并进行了有机碳含量分析^[15]。结果显示, 在0~110m TOC含量为1%~3%, 平均为2%, 110~153m井段(龙马溪组最底部) TOC均大于2%, 平均值可达到6%。全井段统计, TOC大于2.0%的累计厚度可达80m, 主要分布于龙马溪组下段(含约10m厚的上奥陶统五峰组炭质页岩), 是形成页岩气藏最有利层段。

长芯1井证实了浅层志留系页岩气的存在, 页岩气含量平均为0.15m³/t; 该套页岩微裂缝发育, 石英和方解石含量较高; 采用体积法初步估算的四川盆地及邻区龙马溪组页岩气资源量为4.0×10¹²~12.4×10¹²m³[15], 显示了该区页岩气巨大的勘探潜

力。

5 结 论

(1)中上扬子地区下古生界有利页岩气层主要发育在下震旦统陡山沱组、下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组和下志留统龙马溪组,其岩性主要为黑色炭质泥页岩、硅质泥页岩、粉砂质泥页岩等。

(2)中上扬子地区下古生界页岩物性指数均符合形成页岩气藏的储层特征,即页岩厚度下限为15m; $T_0\geq 2.0\%$, R_0 介于1.1%~3.0%之间,石英含量 $\geq 30\%$ 。

(3)阳深2井、宫深1井、方深1井、威5井、威9井等钻井证实,中上扬子地区下古生界页岩井段存在非常好的气显示,新完钻的我国首口页岩气取心浅井—长芯1井也证实了志留系页岩气的存在。

参考文献:

[1] 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,2010,21(2):22—26

[2] 张金川,薛会,张德明,等.页岩气及其成藏机理[J].现代地质,2003,17(4):466

[3] 董大忠,程克明,等.页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用[J].天然气工业,2009,29(5):33—39

[4] 赵群,王红岩,刘人和,等.世界页岩气发展现状及我国勘探前景[J].天然气技术,2008,2(3):11—14

[5] 张金川,金之均,袁明生.页岩气成藏机理与分布[J].天然气工业,2004,24(7):15—18

[6] 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

[7] 聂海宽,唐玄,边瑞康.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,2009,30(4):484—452

[8] 王世谦,陈更生,董大忠,等.四川盆地地下古生界页岩气藏形成条件与勘探前景[J].天然气工业,2009,29(5):51—58

[9] 徐士林,包书景.鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩气形成条件及有利发育区预测[J].天然气地球科学,2009,20(3):460—

465.

[10] 梁狄刚,陈建平,张宝民,等.塔里木盆地库车坳陷陆相油气生成[M].北京:石油工业出版社,2004.

[11] 甘克文.特提斯域的演化和油气分布[J].海相油气地质,2000,5(3—4):21—34

[12] 梁狄刚,郭彤楼,边立曾,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

[13] 程克明,王世谦,董大忠,等.上扬子区下寒武统筇竹寺组页岩气成藏条件[J].天然气科学,2009,29(5):26—29

[14] 陈波,兰正凯.上扬子地区下寒武统页岩气资源潜力[J].中国石油勘探,2009,14(3):10—14

[15] 王社教,王兰生,黄金亮,等.上扬子区志留系页岩气成藏条件[J].天然气科学,2009,29(5):45—50

[16] 蒲泊伶,蒋有录,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—229

[17] 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,2009,14(3):15—19

[18] LOUCKS R G, RUPPEL S C. Mississippian Barnett Shale Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas [J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 579—601.

[19] MONTGOMERY S L, JARVE 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] 李登华,李建忠,王社教,等.页岩气藏形成条件分析[J].天然气工业,2009,29(5):22—26

[21] GARETH R L, MARC BUSTIN R. Lower Cretaceous gas shales in northeastern British Columbia. Part I: Geological controls on methane sorption capacity [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2008, 56(1): 1—21.

[22] MARTINI A M, WALTER L M, JENNIFER C M. Identification of microbial and thermogenic gas components from Upper Devonian black shale cores, Illinois and Michigan Basin [J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(3): 327—339.

[23] DOW W G. Kerogen studies and geological interpretations [J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7(2): 79—99.

Perspectives of the Lower Palaeozoic shale gas resources in the middle upper Yangtze area

YAN Jian-fei^{1,2}, YU Qian¹, LIU Wei¹, MEN Yu-peng²

(1. Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610081, Sichuan, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China)

Abstract: The Lower Palaeozoic black shales in the middle upper Yangtze area have proven to be important source rocks of the Sinian to the Permian large to medium-sized gas fields, and also are of great potential in the accumulation of shale gas. The results of the preliminary study show that the favourable shale gas horizons are mainly developed in the Lower Sinian Doushantuo Formation, Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, Upper Ordovician Wufeng Formation and Lower Silurian Longmaxi Formation. All these strata may be potential stratigraphic horizons for the future exploration of the shale gas due to favourable thickness of black shales, organic carbon contents and Ro values.

Key words: middle upper Yangtze area; shale gas; Doushantuo Formation; Qiongzhusi Formation; Longmaxi Formation; organic carbon