

中美页岩气成藏条件、分布特征差异研究与启示

李建忠, 李登华, 董大忠, 王社教

(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

[摘要] 美国页岩气大多为海相热成因型,产气页岩主要分布在前陆和克拉通盆地的泥盆—石炭系,埋藏深度一般为1 500~3 500 m。我国页岩分为海相、海陆过渡相与煤系、湖相三类,其中海相页岩主要发育在坳拉槽和克拉通盆地的下古生界,富有机质集中段分布稳定,热成熟度偏高,有较高的含气量,勘探前景最好;海陆过渡相与煤系页岩主要发育在大型坳陷和前陆盆地,层系以石炭系—侏罗系为主,没有明显的富有机质集中段,含气量差别较大,勘探潜力有待落实;湖相页岩主要发育在中、新生代陆相盆地,富有机质集中段厚度大,成熟度较高的凹陷中心区可能具有一定资源前景。预测我国页岩气勘探将经历较长的探索期,未来年产量可达500亿~600亿 m^3 规模。

[关键词] 页岩气;成藏条件;分布特征;富有机质页岩;中美对比;启示

[中图分类号] TE132.2 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2012)06-0056-08

1 前言

美国是全球页岩气发现最早、开发最成功的国家。1821年,第一口商业性页岩气井完钻,比第一口油井早38年^[1]。但因产量低、效益差,页岩气开发进展缓慢,直到1999年美国页岩气产量才突破100亿 m^3 。21世纪以来,随着水平井钻探和分段压裂技术日臻成熟,美国页岩气勘探开发取得突破性进展,产量进入快速增长期。2005年美国页岩气产量突破200亿 m^3 ,2008年突破600亿 m^3 ,2009年,在页岩气的助推下,美国超过俄罗斯成为世界第一大天然气生产国。2010年页岩气产量达到1 378亿 m^3 ,约占美国天然气总产量的23%。2012年初,AEO(Annual Energy Outlook of U. S. Energy Information Administration,美国能源信息署发布的年度能源展望)预测美国待发现的页岩气技术可采资源量为13.6万亿 m^3 ,判断2021年美国将成为天然气净出口国^[2]。

页岩气不仅改变了美国能源结构,对世界天然

气供应格局产生了重大影响,而且在全球掀起一场“页岩气革命”。德国、英国、法国、波兰、中国、印度、澳大利亚和新西兰等国都开始对本国页岩气资源进行前期研究与评价,其中印度、新西兰等已经取得单井突破并进入试验性开采阶段。我国相关部门和企业一直高度重视页岩气的勘探开发,至2011年年底,已设立威远等5个页岩气先导试验区,完钻页岩气井50余口,获气15口,其中9口井初期日产量超过1万 m^3 ^[3]。目前页岩气被批准列为单独矿种,国土资源部已组织多轮区块招标,在全国掀起了“页岩气热”。

页岩气在美国实现了巨大成功,这种成功是否能在我国“复制”?笔者等对中、美页岩气成藏条件和分布特征进行详细对比分析,以期得出一些重要启示,对我国未来页岩气发展前景作出较为准确和客观的判断。

2 中美页岩气成藏条件对比

页岩气的成分以甲烷为主,含有少量轻烃气体,

[收稿日期] 2012-04-06

[基金项目] 中国工程院重大咨询研究项目“我国非常规天然气开发利用战略研究”(2011-ZD-19-2)

[作者简介] 李建忠(1968—),男,河南辉县市人,教授级高级工程师,主要从事油气资源评价和规划部署研究;

E-mail:lijzh@petrochina.com.cn

存在吸附态、游离态和溶解态等多种赋存相态,其中以吸附态和游离态为主体。页岩气藏按其天然气成因可分为三种类型:热成因型、生物成因型和混合型^[4]。目前这三种类型在美国都有发现,其中热成

因型页岩气无论是气藏个数还是资源量都占绝大多数^[5-7](见表1)。我国已发现的页岩气藏均为热成因型,成藏条件与美国有相似之处,但也存在明显的差异。

表1 美国主要产气页岩基础数据表

Table 1 Basic data of major gas shale in America

页岩名称	盆地名称	盆地类型	盆地面积/km ²	页岩时代	页岩类型	埋深/m	有效厚度/m	TOC/%	R _o /%	总孔隙度/%	含气量/(m ³ ·t ⁻¹)	吸附气含量/%	压力系数	可采资源量/(10 ¹² m ³)
Barnett	Fort Worth	前陆	38 100	密西西比系	海相	1 980 ~ 2 590	30 ~ 180	4.5	1 ~ 1.3	4 ~ 5	4.2 ~ 9.9	20	0.99 ~ 1.01	1.22
Eagle Ford	Gulf Coast	克拉通	83 500	上白垩统	海相	1 200 ~ 4 270	30 ~ 90	2.8	1 ~ 2	2 ~ 10	2.8 ~ 5.7	10 ~ 20	1.35 ~ 1.80	0.59
Fayetteville	Arkoma	前陆	23 300	密西西比系	海相	305 ~ 2 135	6 ~ 60	4 ~ 9.8	1 ~ 5	2 ~ 8	1.7 ~ 6.2	20	1.38 ~ 1.84	0.91
Haynesville	East Texas	克拉通	23 300	上侏罗统	海相	3 200 ~ 3 990	60 ~ 90	0.5 ~ 4	1.2 ~ 3	8 ~ 9	2.8 ~ 9.3	10	1.61 ~ 2.07	2.12
Marcellus	Appalachian	前陆	246 050	中泥盆统	海相	1 220 ~ 2 590	15 ~ 60	3 ~ 12	1.2 ~ 3.5	10	1.7 ~ 2.8	20	0.92 ~ 1.38	4.08
Woodford	Anadarko	前陆	28 500	上泥盆统	海相	1 830 ~ 3 350	35 ~ 70	1 ~ 14	1 ~ 4	3 ~ 9	2.8 ~ 5.3	20	1.35 ~ 1.85	0.62
Lewis	San Juan	前陆	22 800	上白垩统	海陆过渡相	915 ~ 1 830	60 ~ 90	0.5 ~ 2.5	1.6 ~ 1.88	3 ~ 5.5	0.4 ~ 1.3	60 ~ 85	0.46 ~ 0.58	0.34
Antrim	Michigan	克拉通	31 100	上泥盆统	海相	180 ~ 670	20 ~ 40	1 ~ 20	0.4 ~ 0.6	9	1.1 ~ 2.8	70	0.81	0.57
New Albany	Illinois	克拉通	112 700	泥盆—石炭系	海相	150 ~ 610	15 ~ 30	1 ~ 25	0.4 ~ 1	10 ~ 14	1.1 ~ 2.2	40 ~ 60	0.99	0.31

注:TOC(total organic carbon)为总有机碳;R_o为热成熟度

2.1 生烃条件

页岩气的工业聚集需要丰富的气源物质基础,要求生烃条件要达到一定标准。美国页岩气勘探开发实践表明,良好的页岩气成藏条件通常要求发育厚层成熟的富有机质黑色泥页岩,即页岩单层有效厚度大于30 m,热成熟度R_o为1.1%~2.0%,TOC含量大于2%。目前美国已发现的页岩气绝大多数为海相热成因型,产气页岩的干酪根以I~II型为主,TOC含量一般大于4%,R_o主体为1.1%~2.0%,有效厚度一般大于50 m。

我国按沉积环境,将富有机质页岩分为3大类:海相、海陆过渡相与煤系、湖相,其中海相页岩的干酪根为I~II型,TOC含量一般可以达到页岩气形成的最低标准^[8]。南方地区古生界页岩的TOC含量平均为1.23%~4.71%。统计发现,下寒武统筲竹寺组页岩TOC含量大于2%的页岩厚度平均可占页岩总厚度的34%,面积约占页岩总面积的71%;上奥陶统五峰—下志留统龙马溪组高TOC页岩的厚度占比为19%,面积占比为87%。塔里

木盆地寒武—奥陶系页岩TOC含量平均为1.5%~2.86%,高TOC页岩厚度占比为10%~20%,面积占比为25%~40%。值得注意的是塔里木盆地东部除发育较好的富有机质页岩外,还发育了一套厚度在100~200 m、TOC含量为1%~10%的海相灰质页岩或泥质灰岩,与海相页岩互层或同期异相。我国海相页岩热成熟度普遍高于北美产气页岩,R_o一般大于2.0%,处于高一过成熟热裂解成气阶段,其中南方地区海相页岩热成熟度更高,下寒武统筲竹寺组页岩R_o为2.3%~5.12%,上奥陶统五峰—下志留统龙马溪组页岩R_o为2.4%~4.3%。从热成熟度来看,我国海相页岩生气潜力与美国存在明显差距。

海陆过渡相与煤系页岩中有机质以陆源高等植物为主,页岩与煤系、砂岩互层,TOC含量一般大于1.0%,炭质页岩TOC含量多数超过10.0%。由于海陆过渡相与煤系页岩单层厚度小,常与砂岩、煤层互层或相变,因此页岩中TOC含量大于2%的高TOC页岩集中段不太发育。海陆过渡相与煤系页岩有机质类型

复杂,以混合型—腐殖型为主。热成熟度 R_o 为 1.0 % ~ 3.0 %,处于成气高峰期。华北地区石炭—二叠系页岩 TOC 含量受沉积相影响大,TOC 含量为 0.5 % ~ 36.79 %,其中沼泽相炭质页岩 TOC 含量高,为 10 % ~ 30 %。 R_o 一般为 1.0 % ~ 2.5 %,局部地区达 3.0 %。南方地区二叠系页岩有机质含量与类型受沉积环境影响,TOC 含量平均 4.7 %,多数达 3 % ~ 5 %。有机质中高等植物、底栖藻类、海湾泻湖或滞留盆地环境生物均有发育,有机质类型呈腐泥型、混合型和腐殖型多类型组合,热成熟度 R_o 为 1.2 % ~ 3.2 %。四川盆地、塔里木盆地及吐哈—准噶尔盆地的三叠—侏罗系页岩 TOC 含量平均为 1.5 % ~ 3.3 %,有机质类型为 II ~ III 型,热成熟度 R_o 为 0.7 % ~ 2.2 %,为成熟—高成熟演化阶段。

湖相页岩形成时间晚,岩石类型主要为厚层状黑色页岩,干酪根以 I ~ II 型为主。热演化程度低,主体处于生油阶段,盆地中心或埋深较大地区进入成气阶段。如松辽盆地上白垩统青山口组一段,有机质类型主要为 I ~ II 型,热成熟度 R_o 为 0.4 % ~ 1.3 %, R_o 大于 1.0 % 的区域分布在古龙、三肇、长岭等凹陷,成气页岩厚 50 ~ 60 m,面积约 3 000 km²。鄂尔多斯盆地上三叠统长 7 段页岩 TOC 含量平均为 8.3 %;长 9 段页岩 TOC 含量平均为 3.14 %。两套页岩热成熟度 R_o 为 0.73 % ~ 1.16 %,在吴旗—庆阳—富县一带 R_o 大于 1.0 %,进入生气窗,成气页岩厚 60 ~ 90 m,面积约 3 800 km²。

2.2 储集条件

页岩气为自生自储的非常规天然气,储层的物性、含气性、单层有效厚度和脆性矿物含量对页岩气富集及后期开发至关重要。根据美国勘探开发实践,商业性开发的页岩气储层孔隙度一般大于 4 %,含气量一般大于 2 m³/t,单层有效厚度大于 15 m,石英、长石、碳酸盐岩等脆性矿物含量在 40 % 以上。如现代页岩气工业的鼻祖——Fort Worth 盆地的 Barnett 页岩,孔隙度为 4 % ~ 5 %,含气量 4.2 ~ 9.9 m³/t,单层有效厚度一般大于 30 m,脆性矿物含量大于 40 %。目前产气量最高的 East Texas 盆地的 Haynesville 页岩,孔隙度一般为 8 % ~ 9 %,含气量为 2.8 ~ 9.3 m³/t,单层有效厚度一般大于 60 m,脆性矿物含量大于 30 %。

我国海相页岩也具有相似特点,孔隙度、含气量、脆性矿物含量较高,单层有效厚度大。储集空间以纳米级孔隙为主,含气量为 1 ~ 3 m³/t,脆性矿物

含量一般都在 40 % 以上,单层富有机质黑色页岩厚度一般大于 30 m。上扬子地区下古生界页岩孔隙直径 5 ~ 750 nm,集中分布在 20 ~ 80 nm,孔喉半径 10 ~ 30 nm,平均为 20 nm。页岩孔隙度 2 % ~ 12 %,平均 4.0 % 左右,渗透率 25 nD ~ 1.73 mD,一般小于 100 nD。威远、长宁等海相页岩气先导试验区钻井岩芯含气量实际测定表明,下寒武统筇竹寺组页岩含气量平均为 2.1 m³/t,上奥陶统五峰—下志留统龙马溪组页岩含气量平均为 2.4 m³/t,基本处于或略超过美国有利页岩气区含气量下限^[9]。我国海相页岩脆性矿物含量丰富,一般都在 40 % 以上。脆性矿物组成中,石英含量为 24.3 % ~ 52 %、长石含量为 4.3 % ~ 32.3 %、方解石含量为 8.5 % ~ 16.9 %,总脆性矿物含量为 53.3 % ~ 78.2 %。粘土矿物含量低,小于 40 %,一般为 25.6 % ~ 39.5 %。粘土矿物以伊利石为主,含少量绿泥石和高岭石,不含蒙脱石,或仅在个别样品中偶有出现,含量甚微。这表明高一过成熟海相页岩中粘土矿物已大部分转化为稳定矿物,不具水敏性,有利于大型清水压裂。下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组富有机质页岩均集中在地层中下部,单层有效厚度一般超过 30 m,最厚可达 70 m 以上。

海陆过渡相与煤系页岩孔隙度偏低,单层有效厚度薄且横向变化快,含气量两极分化,脆性矿物含量较高,但粘土矿物中水敏矿物含量较高。该类页岩储集空间以原生孔缝为主,局部发育有机质纳米孔,孔隙度偏低,平均为 1.2 %。含气量呈现两级分化,低压异常区一般小于 1 m³/t,如鄂尔多斯盆地的石炭—二叠系页岩含气量为 0.05 ~ 0.73 m³/t;高压异常区接近 3 m³/t,与优质海相产气页岩含气量相当,如川西坳陷须家河组页岩含气量为 2.57 ~ 2.99 m³/t。该类页岩没有明显的富有机质页岩集中段,单层有效页岩厚度一般为 5 ~ 15 m,且横向上缺乏连续性。矿物组成与海相页岩差别不大,脆性矿物含量一般大于 35 %,如四川盆地上三叠统须家河组页岩石英含量 33.2 % ~ 52.9 %,长石含量 3.0 % ~ 20.0 %;鄂尔多斯盆地石炭—二叠系页岩石英含量 32 % ~ 54 %。粘土矿物虽以伊利石为主,但伊蒙混层和高岭石等水敏矿物含量偏高,如四川盆地上三叠统页岩粘土矿物中伊利石含量 49.4 % ~ 78.0 %,伊蒙混层 12.7 % ~ 22.0 %,高岭石含量 11.0 % ~ 38.0 %,绿泥石 11.0 % ~ 56.0 %。由此产生的影响是海陆过渡相与煤系页

岩储集空间不太发育,物性条件较差。

湖相页岩孔隙度偏低,主体处于生油窗内,单层有效厚度大、横向较连续,脆性矿物含量较高,但粘土矿物中水敏矿物含量较高。湖相页岩储集空间以原生孔缝为主,少见有机质纳米孔。由于我国湖相页岩主要发育在中、新生代盆地,热演化程度偏低, R_o 主体小于 1.1%,以生油为主,但在凹陷中心区已进入生气阶段,具有一定的页岩气勘探潜力。如渤海湾盆地古近系发育多套富有机质页岩,岩性以钙质页岩、厚层黑色页岩为主,广泛分布于各断陷中,面积约 1.8 万~2.3 万 km^2 ,厚 10~600 m。有机质为湖相富藻类生物,有机质类型为 I~II₁ 型,热演化程度大部分处于液态烃范围,在埋深大于 4 000 m 区域进入生气范围。沙一段 R_o 为 0.7%~1.8%,沙三段 R_o 为 0.4%~2.0%,沙四段 R_o 为 0.6%~3.0%。页岩发育粘土矿物间孔、无机矿物粒间孔、生物骨架孔、碳酸盐岩与黄铁矿晶间孔、页岩干缩缝等,孔隙直径 44~250 nm,平均 76 nm,孔隙度 0.5%~9.8%,平均 5.6%;渗透率 0.06~1.6 mD。由于陆相湖盆砂质碎屑供给丰富,石英等脆性矿物含量较高,一般大于 40%,但粘土矿物含量一般大于 30%,且伊蒙混层等水敏矿物含量偏高。如四川盆地侏罗统页岩中石英等脆性矿物含量平均 49.6%,粘土矿物含量平均 48.7%。粘土矿物主要为伊利石(23%~54%)、绿泥石(0%~36%)、伊蒙混层(10%~66%),伊蒙混层中混层比低(2.5%~16%)。

2.3 保存条件

页岩超低的孔隙度和渗透率使其本身就可以作为盖层,因此页岩气对于盖层的要求不像常规气藏那么苛刻,不需要特定的圈闭条件就可以成藏。当然,如果存在良好的封盖层条件,页岩气可以得到更加有效的保存。如美国 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩,顶底均发育致密灰岩,页岩内部还发育一套 Forestburg 组灰岩^[4],使得 Barnett 页岩成为目前全球累计产气量最高的页岩。

页岩中的天然裂缝有利于页岩气的运聚,但如果裂缝过于发育,独立封闭体系容易遭受破坏,页岩气很容易通过裂缝散失,因此构造运动频繁、断裂过于发育的地区,页岩气反而难以成藏。北美地台整体相对稳定,构造运动比较简单,因此美国的产气页岩保存条件一般较好。中国大陆处于太平洋、印度和西伯利亚等板块交汇处,动力学体系复杂,地质构造具多块体拼

合、多期次、多旋回的复杂构造特征,形成了多类型、结构复杂、多期叠合、多期构造变动的沉积盆地。虽然我国发育三大类、多套富有机质页岩,但整体保存条件比美国差,尤其是海相页岩,后期改造强烈,页岩气藏很容易遭受破坏。如处于四川盆地南部稳定区的宁 203 井,下志留统龙马溪组实测含气量为 3.5~6.5 m^3/t ,压力系数 2.03;而处于四川盆地之外改造区的昭 101 井,下寒武统牛蹄塘组实测含气量为 0.33 m^3/t ,且 90% 为氮气,说明遭受了破坏。

地层压力是反映页岩气藏保存条件好坏的关键指标。美国热成因型的页岩气,大多表现为超压异常(见表 1)。我国的海相页岩在广大的南方地区大多呈现低压异常,仅在四川盆地等构造相对稳定的地区气藏压力系数较高,如四川盆地南部的长宁地区,下志留统龙马溪组页岩气藏压力系数普遍大于 2.0,页岩含气量和单井产量较高。海陆过渡相与煤系页岩低压与高压异常并存,含气性差别很大。如鄂尔多斯盆地东部石炭—二叠系页岩地层普遍为低压异常,含气量均小于 1 m^3/t ,甚至低于 0.05 m^3/t ;而四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组页岩地层压力系数可达 1.8 以上,须一、三段页岩实测含气量接近 3 m^3/t 。湖相页岩大多表现为常压—高压,保存条件较好,在部分地区已获得工业气流。如川西坳陷元坝 9 井在下侏罗统自流井组东岳庙段页岩初期日产气超过 1 万 m^3 ,元坝 21 井在下侏罗统自流井组大安寨段常规射孔测试日产气 50.7 万 m^3 ,元坝 102—侧 1 井、元坝 11 井、元坝 101 井和元坝 5—侧 1 井在大安寨段均获页岩气流^[3];鄂尔多斯盆地东部的柳坪 177 井和新 57 井在上三叠统延长组 7 段页岩压裂获气^[10]。

我国页岩气成藏条件可概括为:a. 页岩发育具广泛性,不同时代、不同地区都发育规模不等的富有机质页岩;b. 页岩展布具非均衡性,海相页岩厚度大、分布稳定,海陆过渡相与煤系页岩厚度小、横向变化快,湖相页岩盆地凹陷中心区厚度大、分布较稳定;c. 页岩成气潜力具多样性,有机质含量总体丰富,高有机碳含量(TOC > 2%)页岩发育程度和集中程度不一;页岩有机质类型存在腐泥型、腐殖型和混合型等多种类型;页岩形成时代、赋存地质背景不同,热成熟度变化范围大;d. 页岩储层具差异性,不同页岩岩性组合、含气量、矿物组成与含量、纳米孔隙发育程度等存在明显差异。

3 中美页岩气分布特征分析

美国产气页岩绝大多数为海相,呈“U”型分布在

Appalachian 早古生代逆冲褶皱带、Ouchita 晚古生代逆冲褶皱带和 Laramide 中生代逆冲褶皱带前缘的前陆盆地及其相邻地台之上的克拉通盆地中^[11], 时代以晚古生代泥盆纪、石炭纪为主, 其次为中生代侏罗纪、白垩纪(见表 1), 横向上大面积厚层连续展布, 页岩气勘探开发主体深度为 1 500 ~ 3 500 m。

我国海相页岩主要分布在坳拉槽和克拉通边缘拗陷盆地中, 时代以早古生代寒武纪和志留纪为主, 区域上分布于华北、南方、塔里木和青藏 4 个地区, 纵向上位于各层系的中下部。除四川盆地、塔里木盆地等构造稳定的地台区保存较好外, 其余多处于现今盆地范围之外的褶皱造山带, 遭受过多期构造改造, 地下构造变形强烈, 地表多为山地。华北和塔里木地区埋深一般大于 4 500 m, 青藏地区海拔高、气候恶劣, 南方大部地区保存条件较差, 且地表多为山地和丘陵, 综合评价认为目前最现实的页岩气勘探领域是四川盆地及其周缘地区^[12~16]。

海陆过渡相与煤系页岩主要分布在前陆和克拉通拗陷盆地中, 时代以晚古生代石炭—二叠纪为主, 其次为中生代侏罗纪。区域上分布于华北、南方和西北 3 个地区, 纵向上与砂岩及煤层互层, 没有明显的集中段, 且横向变化快, 无法形成大面积连续分布。除四川盆地、鄂尔多斯盆地等构造相对稳定区保存较好外, 其余均处于现今盆地之外, 并遭受过多期构造改造。初步研究认为, 四川盆地川西拗陷的

上三叠统须家河组页岩气潜力较大。

湖相页岩主要分布在中新生代陆相盆地, 其次为二叠系, 区域上分布于东北、华北、南方和西北 4 个地区的各主要产油气盆地, 富有机质页岩集中段纵向上厚度大, 横向上大面积连续分布。由于埋深适中, 主体在 2 000 ~ 4 000 m, 地表条件良好, 且地面管网较发达, 如能解决水平井和分段压裂等关键技术问题, 在进入生气阶段的各盆地凹陷中心区应能实现规模开发。初步研究认为, 松辽盆地中央凹陷区上白垩统青一段、渤海湾盆地凹陷中心区沙河街组、四川盆地川北地区中下侏罗统、鄂尔多斯盆地东部上三叠统长 7、长 9 段等有一定的页岩气勘探前景。

与美国相比, 我国陆上页岩具有“一深二杂三多”的特点, 主要表现在埋藏较深, 埋深超过 3 500 m 的页岩占 65 %; 地表条件与页岩热演化史复杂, 南方和中西部地区以山地与丘陵为主, 海相页岩成熟度偏高, 陆相页岩成熟度偏低; 页岩类型、分布层位和构造运动多, 发育海相、海陆过渡相与煤系、湖相 3 类页岩, 涵盖上元古界—新生界十余套层系, 历经加里东、海西和喜马拉雅期等多次构造运动(见表 2)。总体而言, 我国海相页岩气勘探前景最好, 其中四川盆地及其周缘地区最为现实; 海陆过渡相与煤系页岩气勘探潜力有待落实; 湖相页岩气主要分布于凹陷中心区, 具有一定的勘探潜力。

表 2 中、美页岩气综合条件对比表

Table 2 Comparison on comprehensive conditions between China and U. S.

项目	中国	美国	
地质条件	构造	复杂, 多次改造, 断裂发育	简单, 一次抬升, 断裂较少
	沉积类型	发育 3 大类, 海相有效范围保存少	单一, 主要为海相页岩
	有机碳含量	中等—好, 以 1 % ~ 5 % 为主	丰富, 以 5 % ~ 10 % 为主
	含气量	偏低(平均 1 ~ 3 m ³ /t)	高(平均 3 ~ 6 m ³ /t)
	热演化程度	变化大, 海相偏高($R_o > 2\%$), 陆相偏低($R_o < 1.3\%$)	适中(R_o 为 1.1 % ~ 2.0 %), 普遍为成气高峰阶段
开发条件	埋深	偏大, >3 500 m 埋深为主	较浅, 以 1 500 ~ 3 500 m 为主
	地表条件	复杂, 南方多高山, 北方少水	平原或丘陵, 水源好
	油气管网	总体不够匹配, 部分地区无管网	发达, 遍及全国

4 启示

4.1 我国页岩气勘探前景展望

页岩气的成功开发, 已使美国从过去的天然气进口国基本上实现了自给自足, 将来甚至有可能成为天然气出口国。虽然中、美两国的地质条件差异较大, 但美国的成功经验对我国页岩气的发展具有

重要启示。

4.1.1 页岩气规模开发要经历较长时间的准备

美国的页岩气开发已有几十年的历史, 前期并不是很成功, 但在政府各种优惠政策的支持下, 中小油气公司一直坚持开展深入的研究和技术研发, 最终在水平井技术和水力压裂技术出现突破之后, 实现了页岩气开发的突飞猛进。例如 Barnett 页岩

1981 年开始探索, 历经了 22 年产量才达到 100 亿 m³。整个开发过程分为 5 个阶段: 局部发现、整体评价、落实资源、确定核心区、拓展外围区, 开发区的面积也由最初的 60 km² 扩展到目前的 1.07 万 km²。说明页岩气的发展需要经过较长时间的技术探索和规模应用的准备。

4.1.2 自身必须掌握核心技术

美国依靠持续的技术突破实现了页岩气的商业化, 并开始向外输出技术, 明显具有用技术控制资源的用意。我国在煤层气领域起步较早, 但受制于开发体制不顺畅和对外技术依赖, 发展的速度远远落后于美国。因此页岩气应在抓住机会引进国外先进技术的同时, 立足于自主创新, 加大科研攻关力度, 形成适合我国地质条件的页岩气勘探开发技术, 并实现页岩气重大装备自主生产制造。

4.1.3 需要政府给予政策支持

政府可资助前期技术开发和勘探研究, 同时在发展初期提供必要的优惠政策支持。这样可以使页岩气的开发活动有利可图, 对吸引更多资本进入有决定性作用。当页岩气进入商业化阶段后, 政府再逐渐减少或取消特殊优惠, 既可减轻政府负担, 又可刺激技术创新。用资源税、增值税、所得税等税收减免而不是直接补贴的方式更有利于鼓励开发商进行设备投资和降低成本。

4.1.4 严格的环境监管是持续发展的保障

开发主体多、开发速度快, 并非必然带来开采混乱, 关键是要在大规模开采之前就制定并执行严格的监管制度。环境问题应作为页岩气的监管重点, 借鉴了解美国在页岩气环境监管方面的最新动态, 并结合我国特点, 及时制定有关法规和管理办法, 确保监管先行到位, 开发可控。

4.2 对我国页岩气产量发展规模的预测

与北美相比, 我国页岩气勘探起步较晚。与全球其他地区相比, 我国页岩气勘探相对领先, 是北美以外率先开展工业化先导试验和获得页岩气流的 国家。实际上, 我国油气勘探对于页岩气并不陌生。1994—1998 年间我国针对页岩裂缝油气藏做过大量工作, 此后一些学者在个别地区涉及过页岩气的研究。迄今, 我国页岩气勘探经历了裂缝性页岩油气藏勘探、基础地质条件研究与技术储备, 正处于工业化生产先导试验阶段。

我国近年的页岩气热潮始于 2005 年。2005 年以来, 中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团

公司、国土资源部油气研究中心、中国地质大学等单位相继借鉴北美成功经验, 以老井复查、区域地质调查为基础, 开展了中国陆上页岩气形成地质条件和资源潜力评价, 在页岩气远景区进行地质浅井、参数井和地震勘探, 获取页岩气评价关键参数, 评价优选有利页岩气区带, 钻探页岩气评价井, 实现了我国页岩气勘探初步突破, 证实了我国富有机质页岩具有较好的页岩气勘探前景。

页岩气资源的勘探开发前景日益凸显, 已引起各方的广泛关注。有效利用页岩气资源可以在很大程度上缓解我国能源紧张的状况, 为天然气工业的快速发展提供重要接替资源。据 EIA (U. S. Energy Information Administration, 美国能源信息署) 等机构预测, 未来全球页岩气产量将有较快增长, 其中美国页岩气产量将在 2035 年占其天然气总产量的 45% 以上^[2]。通过对比分析我国已开展页岩气先导试验的四川盆地南部地区(蜀南)与作为美国现代页岩气工业摇篮的 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩(见表 3), 认为页岩气从发现到规模开发需要经历较长时间的基础理论研究和 技术准备。

表 3 蜀南下古生界页岩与 Barnett 页岩基础数据对比表
Table 3 Comparison on basic data between the Lower Paleozoic shale in the southern of Sichuan basin and Barnett shale

项目	Barnett	蜀南下古生界	对比结论
可采资源量/(万亿 m ³)	1.22 万	约 1 万	大致相当
埋深/m	1 980 ~ 2 590	1 500 ~ 4 000	偏深
有利面积/(万 km ²)	1.04	1.45	约 1.5 倍
核心区面积/km ²	4 162	约 5 000	大致相当
有利施工核心区面积/km ²	约 4 000	约 4 000	大致相当
有效页岩厚度/m	30 ~ 180/ 中值 90	30 ~ 150/ 中值 60	约 2/3
含气量/(m ³ · t ⁻¹)	4.2 ~ 9.9	2 ~ 4	约 1/2
年产量/(亿 m ³)	530	<0.1	200 ±

我国具有后发优势, 在借鉴国外先进经验的基础上, 可以适当缩短探索周期。综合对比核心区比例、含气性、埋深、资源和地面等条件, 预测蜀南地区最有可能在未来 5 ~ 10 年实现工业性突破, 具备形成 200 亿 m³ 左右页岩气产量规模的资源条件。按照美国页岩气前 20 年(1980—2000 年)平均年新增产量 5 亿 m³, 后 10 年(2001—2010 年)平均年新增产量 90 亿 m³ 的综合发展趋势, 如果中国页岩气产量稳产 20 年, 采用 Pad 井场, 每个井场钻 6 口水平井, 可控制面积 3 km², 在不同单井产量规模下, 核心

区面积估算为:单井初始产量 10 万 m³/d,最小页岩气核心区面积 0.77 万 km²;单井初始产量 8 万 m³/d,最小页岩气核心区面积 0.96 万 km²;单井初始产量 6 万 m³/d,最小页岩气核心区面积 1.28 万 km²;单井初始产量 5 万 m³/d,最小页岩气核心区面积 1.53 万 km²。本次评价我国页岩气有利区面积 25 万~30 万 km²,理论上可以满足页岩气年产 500 亿~600 亿 m³规模的需要,但发展节奏将不可能太快,预计 2020 年后可进入快速发展阶段。

5 结语

1)美国页岩气大多为海相热成因型,产气页岩平面上呈“U”型大面积连续分布在 3 条古生代—中生代逆冲褶皱带前缘及周边的前陆和克拉通盆地中,剖面上主要分布在上古生界泥盆—石炭系,其次为中生界侏罗—白垩系地层,勘探开发主体深度为 1 500~3 500m。

2)我国页岩总体呈现为“一深二杂三多”的特点,具体表现为埋藏较深,地表条件与页岩热演化史复杂,页岩类型、分布层位和构造运动多。

3)我国海相页岩勘探前景最好,其中四川盆地及其周缘地区最为现实;海陆过渡相与煤系页岩难以形成规模区块,勘探潜力有待落实;湖相页岩在主要含油气盆地凹陷中心区已进入生气阶段,可望实现规模开发。

4)美国页岩气的勘探开发经验表明,页岩气从发现到规模开发需要较长的理论创新、技术准备和工业化推广时期,我国在突破理论和技术瓶颈后,未来页岩气年产量可达 500 亿~600 亿 m³。

致谢 在研究过程中,得到翟光明、胡见义、童晓光、贾承造、袁士义、马永生、胡文瑞、孙龙德、高瑞琪、

柳广弟等院士、专家的热情指导,特致以真诚的感谢。

参考文献

- [1] Jarvie D M, Ronald J Hill, Tim E Ruble, et al. Unconventional shale-gas systems; the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. American Association of Petroleum Geologists, 2007, 91(4):475-499.
- [2] U. S. Energy Information Administration. Annual energy outlook 2012 early release overview[R]. 2012.
- [3] 王孝祥,张学斌. 元坝地区页岩气勘探获重大突破[N]. 中国石化报,2012-3-8.
- [4] 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.
- [5] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. American Association of Petroleum Geologists, 2002, 86(11):1921-1938.
- [6] U. S. Department of Energy. Modern shale gas development in the United States; a primer[R], 2009.
- [7] U. S. Energy Information Administration. Review of emerging resources; U. S. shale gas and shale oil plays[R], 2011.
- [8] 董大忠,邹才能,李建忠,等. 页岩气资源潜力与勘探开发前景[J]. 地质通报,2011,30(2/3):324-336.
- [9] 邹才能,董大忠,王社教,等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2010,37(6):641-653.
- [10] 王社教,李登华,李建忠,等. 鄂尔多斯盆地页岩气勘探潜力分析[J]. 天然气工业,2011,31(12):40-46.
- [11] 聂海宽,张金川. 页岩气藏分布地质规律与特征[J]. 中南大学学报:自然科学版,2010,41(2):700-708.
- [12] 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.
- [13] 董大忠,程克明,王世谦,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.
- [14] 李玉喜,聂海,龙鹏宇,等. 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,2010,29(12):115-118.
- [15] 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,2010,29(12):109-114.
- [16] 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.

Comparison and enlightenment on formation condition and distribution characteristics of shale gas between China and U. S.

Li Jianzhong, Li Denghua, Dong Dazhong, Wang Shejiao

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Petrochina, Beijing 100083, China)

[Abstract] Shale gas in America mostly comes from thermogenic marine shales, and gas shales mainly dis-

tribute in Devonian and Carboniferous of Foreland and Craton basins, while the buried depth is 1 500 ~ 3 500 m. Shales in China include 3 types: marine, transitional and lacustrine. Marine shales basically distribute in the lower Paleozoic of Aulacogen and Craton basins; organic-rich concentrated parts are steady-going, and thermal maturity phase and gas content are high, so the explorational prospect is the best. Transitional shales mostly distribute in Carboniferous-Jurassic of Foreland and Craton basins; there is no obvious organic-rich concentrated part, and gas content changes greatly, so the explorational potential needs to be proved. Lacustrine shales typically distribute in Mesozoic and Cenozoic of rift and Craton basins; organic-rich concentrated parts are thick and stable, and explorational potential is probably great in center of depression which reaches generating gas stage. It is forecast that shale gas exploration will take a long time and output will be 50 billion ~ 60 billion m³ in the future.

[**Key words**] shale gas; formation condition; distribution characteristics; organic-rich shale; comparison between China and U. S. ; enlightenment

(上接 55 页)

Formation conditions of shale oil and gas in Bonan sub-sag, Jiyang Depression

Zhang Shanwen¹, Wang Yongshi², Zhang Linye², Li Zheng²,
Zhu Jiajun², Gong Jianqiang², Hao Yunqing²

(1. Shengli Oilfield Branch of SINOPEC Co. Ltd., Dongying, Shandong 257001, China; 2. The Geological Scientific Research Institute of Shengli Oilfield Branch, SINOPEC Co. Ltd., Dongying, Shandong 257015, China)

[**Abstract**] Through abundant data of seism, drilling, logging, mineral, geochemistry and physical properties, it is concluded that the shale of Paleogene Es1, Lower Es3 and Upper Es4 in Bonan sub-sag, Jiyang Depression is characterized by wide distribution and high abundance, better types (mainly with type I and II) and wide maturity range of organic matter, with a material basis for the formation of shale oil and gas in a large scale. Meanwhile, the low content of clay mineral and high content of brittle mineral (mainly with carbonate) in the 3 sets of shale are favorable for the exploitation of shale oil and gas. In addition, the high pressure coefficient and the development of different micro-pores and micro-cracks in the shale are also favorable for the preservation of shale oil and gas, because the reticular storage system is easy to form under this condition. According to the oil and water saturation data, the upper of No. 12 layer to upper of No. 13 layer in the Lower Es3 formation are the favorable layers for shale oil and gas exploration in Bonan sub-sag because of their high oil and gas content in unit rock. Especially, as the most favorable rock type, the lamiated argillaceous limestone could be effectively explored.

[**Key words**] shale oil and gas; Paleogene; terrestrial shale; mineral composition; organic carbon content