

我国页岩气富集类型及资源特点*

张金川 姜生玲 唐 玄 张培先 唐 颖 荆铁亚

教育部“海相储层演化与油气富集机理”重点实验室·中国地质大学(北京)

张金川等. 我国页岩气富集类型及资源特点. 天然气工业, 2009, 29(12): 109-114.

摘 要 根据页岩气聚集的机理条件和中、美页岩气地质条件的相似性对比结果认为: 中国页岩气富集地质条件优越, 具有与美国大致相同的页岩气资源前景及开发潜力。中国含气页岩具有高有机质丰度、高有机质热演化程度及高后期改造程度等“三高”特点, 页岩气具有海陆相共存、沉积分区控制以及分布多样复杂等特点。以间接型和直接型页岩气划分方法为基础并结合中国区域地质特点, 将中国的页岩气富集模式划分为南方型、北方型及西北型等 3 种, 分别具有以下特点: ①以扬子地台为核心的南方型页岩气聚集条件有利并以改造较为严重的海相古生界海相页岩气为主, 具有单层厚度大、发育层位多、分布面积广、热演化程度高、后期改造强等特点; ②以华北地台为主体的北方型页岩气具有古一中一新生界页岩发育齐全、沉积迁移特征明显、薄互层变化频率高、沉积相带分隔明显等特点; ③以塔里木地台为基础的西北型页岩气储层以中一古生界为主, 沉积类型多、有机碳丰度高、有机质热演化程度相对较低。结论认为: 中国页岩气可采资源量约为 $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 大致与美国的 $28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 相当。

关键词 中国 页岩气 资源评价 分区特点 富集模式 开发潜力 华北地台 扬子地台 塔里木地台

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.033

作为源岩排烃残余的主要产物, 页岩气的存在具有广泛意义。页岩气是美国大规模经济性勘探开发的三大非常规天然气类型(根缘气、页岩气、煤层气)之一, 近年来得到了空前的发展, 其页岩气年产量相当于目前我国各类天然气年产量的总和。作为非常规油气资源的一种^[1], 页岩气聚集机理特殊, 富集条件多样, 它使得一大批不曾具备常规油气成藏条件的泥页岩重新变得具有直接勘探意义。高含有有机碳泥页岩在中国广泛分布, 页岩气也因此成为值得高度重视且具有广泛而重要勘探开发意义的非常规油气资源类型。

1 泥页岩发育和页岩气富集类型

根据沉积环境条件和特点, 含气页岩可分为海相和陆相两种端元类型: ①海相黑色页岩主要形成于沉积速率较快、地质条件较为封闭、有机质供给丰富的台地或陆棚环境中。以扬子、华北、塔里木等板块为中心^[2], 中国古生代时期形成了分布广泛、厚度巨大且以腐泥型、混合型干酪根为主的黑色页岩层系^[3-5]。在扬子地区, 从震旦纪到中三叠世连续发育

了多次大规模的海相沉积, 最大地层累计厚度超过 10 km, 分布面积超过 $200 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[6], 形成了以下寒武统、上奥陶统一志留统、下二叠统、上二叠统等为代表的 8 套黑色页岩^[7-8]。②陆相暗色泥页岩主要形成于湖泊沉积环境中, 主要表现为与海相页岩相似的水进体系域沉积背景。虽然平面分布受限于分隔性较强的陆相环境, 但泥页岩累计厚度大(50 ~ 2 000 m)、总有机碳含量高(局部平均值大于 4%), 总有机质成熟度变化大, 是我国有待发现页岩气的又一重要领域。在吐哈盆地, 中、下侏罗统地层中的湖相泥页岩以腐殖型干酪根为主, 砂泥岩互层变化频率较快, 形成了八道湾、西山窑组等多套中生界泥页岩; 在渤海湾盆地, 有机质丰富的始新世湖相泥页岩与砂岩交替变化频率更快, 泥页岩的薄互层状展布特点更具特色。海、陆相两种典型类型的泥页岩发育及页岩气富集特点共同构建了中国页岩气的资源特点——直接型(干酪根直接生成天然气)和间接型(原油裂解气)页岩气的同时存在(表 1), 海陆过渡相页岩则进一步丰富了中国的页岩气类型。

古生代结束以来, 全球性的区域板块运动导致

* 本文受到国家自然科学基金项目(编号: 40672087、40472073)及“全国油气资源战略选区调查与评价”国家专项的资助。

作者简介: 张金川, 1964 年生, 本刊第六届编委会委员, 教授, 博士生导师; 现主要从事非常规天然气地质、油气成藏机理与分布规律、油气资源评价及盆地流体分析等研究工作。地址: (100083) 北京市海淀区学院路 29 号。电话: (010) 82322735。E-mail: zhangjc@cugb.edu.cn

表 1 中国页岩气富集类型和特点比较表

比较项目	间接型	直接型
地质时代	下古生界—上古生界	中生界—新生界
沉积环境	海相(黑色页岩)	陆相(暗色泥岩及页岩)
伴生地层	海相砂质岩、碳酸盐岩	陆相砂质岩
泥页岩产状	书页状、板片状,风化特点明显:球状、鱼鳞状	块状、纹层状,风化特征不甚明显:球状、不规则状
泥页岩产出	厚层状、相对独立发育	薄层状,与砂质岩互层频繁
有机质类型	腐泥型、混合型为主	腐殖型为主
有机质热演化程度	成熟—过成熟	低熟—高成熟
天然气成因	热裂解、生物再作用($R_o > 1.2\%$)	生物、热解($R_o > 0.4\%$)
地层压力	低压—常压	常压—高压
发育规模	区域分布,局部被叠合于现今的盆地范围内	局部发育,受现今盆地范围影响较大(中生界差异较大)
主体分布区域	南方、东北、西北、青藏	华北、东北、西北
伴生产物	残余沥青	原油、油页岩
主要类型	浅埋型、深埋型	深埋型为主
“甜点(游离气储集介质)”	裂缝为主	裂缝、孔隙及层间砂岩夹层
埋藏深度及开发成本	浅埋,开发成本低	深埋,开发成本高

亚洲大陆发生碰撞作用并经受了强烈的挤压作用^[9-10],在各板块拼合并导致海水区域性退出的同时,使得古生界海相页岩地层经受了强烈改造、挤压变形或隆升剥蚀,在扬子地区普遍形成了大面积暴露及近地表埋藏的古生界页岩。而在构造相对稳定的华北、塔里木等地台区,构造保存条件相对较好,目前仍有埋深不等的多套较大厚度的海相页岩地层分布。不同有机质条件、埋藏深度和产烃能力的黑色页岩分别可能成为其他层位油气富集的烃源岩、可能具有原地“成藏”特点^[11-12]页岩气的物质基础或者两种可能:进入中生代,陆相沉积逐渐成为主体,主要在中国北方地区形成了区域分布的三叠系(如鄂尔多斯盆地等,也包括川西^[13-15])、侏罗系(如准噶尔^[16]、吐哈等盆地)及白垩系(如松辽^[17]、海拉尔等盆地)湖相暗色泥页岩。虽然新生代的差异性构造运动导致了部分地层的裸露剥蚀,但目前仍有大规模的残留保存和区域分布,结果导致产生了不同地质时代、埋藏深度和热演化程度泥页岩的同时发育。对于抬升幅度较大、保存条件较差的富含有机质泥页岩,虽然它们已不再适合作为常规天然气圈闭的源岩基础,但仍有可能是页岩气资源富集的潜在目标;与古生界和中生界泥页岩的多期作用特点不同,新生界泥页岩主要发育在保存条件较好的盆地区域内^[18]。由于其他层系天然气的聚集需要首先满足其自身对天然气聚集的需要,故常规油气地质分析中的气源岩(泥页岩)将有可能同时成为页岩气勘探的新对象。

中国与美国在页岩气富集条件上具有许多相似之处,美国页岩气大规模的成功开发为中国的页岩气勘探研究提供了参考模式。在美国,围绕加拿大

地盾南缘形成了广泛的古生界海相沉积,后期的改造和演化形成了现今呈弧形展布的一系列盆地;在中国,塔里木、华北和扬子地台及其周缘广泛发育了不同地质时代的多套黑色页岩,其页岩气形成条件完全可与北美相媲美(表 2)。以美国东部与中国南方为例,两者分别在页岩发育时代、地层沉积格局、有机质热演化程度、后期构造演化、破坏程度与保存条件、页岩含气性以及页岩气聚集模式等方面具有可比之处。从两者系统对比的结果可以看出,中国页岩气形成的地质条件优越。

2 中国页岩气资源特点

2.1 中国页岩气富集模式

依据页岩发育地质基础、区域构造特点、页岩气富集背景以及地表开发条件,可将中国的页岩气分布有利区域划分为南方、北方、西北和青藏 4 个大区^[12],其中每个大区又可进一步细分(图 1)。由于各区页岩气地质条件和特点差异明显,据此又可划分为不同的页岩气富集模式——南方型、北方型和西北型。

2.1.1 南方型

该类型主要分布在扬子地台及其周缘,南方地区是一个中心抬升并向四周倾没的古隆起区(江南隆起),除隆起中心发育一系列北东东—南西西走向的元古界、周缘地区发育一条相对完整连续的中生界环边以外,大部分地区均发育古生界地层。进一步,该区又可划分为古生界发育齐全的扬子地块(I₁)和上古生界与花岗岩不规则分布的东南地块(I₂)两大部分。东南地块上古生界厚度较薄、有机

表 2 中、美典型聚气页岩的生气条件对比表

国家	盆 地	页岩层段	地 层	<i>T</i> OC (%)	<i>R</i> _o (%)	页岩厚度 (m)	天然气成因
美国	圣胡安	Lewis	上白垩统	0.5~ 2.5	1.6~ 1.9	152~ 579	热、裂解
	阿巴拉契亚	Ohio	石炭系	0.5~ 23.0	0.4~ 1.3	91~ 610	热解
	密执安	Antrim	泥盆系	0.3~ 24.0	0.4~ 1.6	49	生物、热解
	伊利诺伊	New Albany	泥盆系	1.0~ 25.0	0.4~ 1.3	31~ 122	生物、热解
	富特沃斯	Barnett	泥盆系	1.0~ 4.5	1.0~ 1.4	61~ 91	热解
	柴达木	七个泉组	第四系	0.3~ 0.6	0.2~ 0.5	0~ 800	生物
	渤海湾	沙三段	古近系	0.3~ 33.0	0.3~ 1.0	230~ 1 800	生物、热解
	松辽	青一段	白垩系	2.2	0.7~ 3.3	> 100	热、裂解
中 国	松辽	沙河子组	白垩系	0.7~ 1.5	1.5~ 3.9	100~ 350	裂解
	羌塘盆地	夏里组	中侏罗统	0.3~ 6.2	1.4	400~ 600	裂解、生物再作用
	吐哈	水西沟群	中、下侏罗统	1.3~ 20.0	0.4~ 1.1	50~ 600	生物、热解
	准噶尔	西山窑组	中侏罗统	0.2~ 6.4	0.6~ 2.5	350~ 400	热、裂解
	四川	须家河组	上三叠统	1.0~ 4.5	1.0~ 2.2	150~ 1 000	热、裂解
	鄂尔多斯	延长组	三叠系	0.6~ 5.8	0.7~ 1.1	50~ 120	热解
	南方(扬子)	龙潭组	上二叠统	0.4~ 22.0	0.8~ 3.0	20~ 2 000	裂解、生物再作用
	鄂尔多斯	山西组	石炭-二叠系	2.0~ 3.0	> 1.3	60~ 200	热解
	南方(扬子)	龙马溪组	下志留统	0.5~ 3.0	2.0~ 3.0	30~ 100	热解、生物再作用
	南方(扬子)	筇竹寺组	下寒武统	1.0~ 4.0	3.0~ 6.0	20~ 700	热解、生物再作用

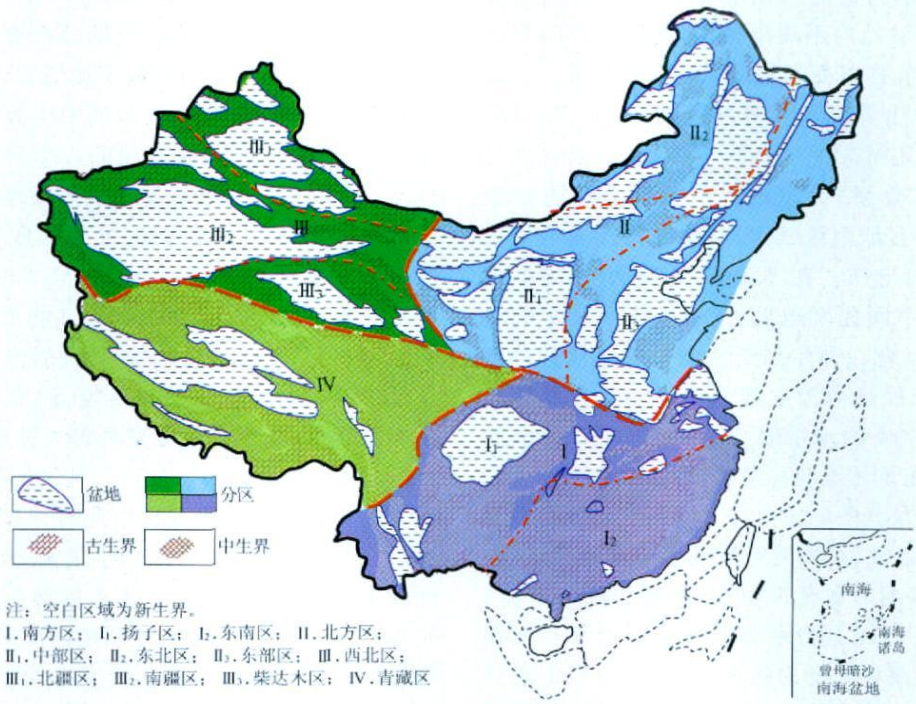


图 1 中国页岩气富集分区图
(据张金川等, 2008 年, 有修改)

质条件较差且花岗岩大规模发育其中, 上古生界主要发育在地块的西北部分, 黑色页岩分布范围、有机质丰度和热演化程度均相对较小。

扬子地块包含了四川盆地、长江流域及其周缘地区(平面上形成“厂”字形格局), 发育了自震旦纪以来的多套海相古生代地层, 黑色页岩具有分布面积广、地层厚度大、构造变动强、埋深变化大等特点,

与美国东部地区页岩气地质条件非常相似。该区复杂的地质背景形成了特色明显的页岩气富集类型(南方型模式), 即在可作为潜在页岩气勘探目标层的 8 套页岩中, 尤其以 -C₁、S₁、P₁ 和 P₂ 为佳, 普遍具有总有机碳含量高^[19-20]、热演化程度高和构造复杂程度高等典型的南方区域特征。如下志留统龙马溪组黑色页岩地层厚度为 80~ 120 m, 总有机碳含量

为 0.5% ~ 3%, R_o 介于 1.3% ~ 4.5%, 均达到过成熟阶段。在该区内, 重庆市所辖区域及其周缘横跨在四川盆地东部(盆地西部古生界埋深较大, 上覆中生界是另一套潜在的目标层系)的隔档式褶皱与盆外抬隆区之上, 形成页岩气的多种可能地质条件同时具备, 是页岩气发育及勘探研究的有利区域。该区发育了多套黑色(碳质)页岩, 分布广厚度大、变形强埋藏浅, 有机质含量高、热演化程度相对适中, 区域上典型的隔档式背斜褶皱带及断裂带易于产生裂缝并形成“甜点”, 区内已发现页岩气存在的间接和直接证据(如锰矿中的瓦斯爆炸)。该区页岩气地质分区特点明显, 适宜于进一步建立不同地质条件下的页岩气聚集模式, 如渝西为盆地内隔档带、渝东为区域强烈隆升带、下古生界在渝南广泛出露而上古生界则覆盖渝北地区。

2.1.2 北方型

该类型可作为页岩气潜在勘探目标的层位较多, 但由于后期盆地的不规则叠加, 页岩发育时代具有明显的向南东方向变新迁移特点, 在平面上出现了由古生界、中生界到新生界的逐渐变化。在以鄂尔多斯盆地及其周缘为中心的中部地区, 以古生界(奥陶、石炭、二叠系)为主的黑色页岩分布范围较广, 从鄂尔多斯盆地西缘、沁水盆地经二连盆地至松辽盆地南缘均有分布。在渤海湾、南华北、苏北盆地及其周缘也有不同程度地揭示; 中生界及其中的暗色泥页岩主要发育在鄂尔多斯盆地中东部及其东部边缘地区, 向东经渤海湾盆地西侧延伸至东北地区中西部。就中生界的地层时代及页岩分布来说, 亦存在着由西向东的逐渐转移趋势, 即由西向东渐变为白垩系; 新生界及其中的暗色泥页岩则主要分布在北方区的东部, 即苏北、渤海湾至依兰伊通盆地沿线, 在地层时代上亦表现为明显的向东滚动延展特点。

在北方地区, 泥页岩系沉积环境由老到新逐渐由海相、海陆过渡相转变为陆相, 潜在的源岩由老到新逐渐由黑色海相页岩转变为暗色湖相泥岩, 形成了潜在含气页岩层系多(古—中—新生界)、地层时代向东逐渐变新特点。页岩母质类型逐渐从以黑色海相页岩为主的建造转变为以黑褐色陆相为主的建造。主要发育在东部地区的新生界湖相暗色泥页岩厚度大、总有机碳含量高、有机质演化程度适中, 是页岩气勘探值得考虑的重要领域。在渤海湾盆地(如辽河拗陷), 始新统(沙河街组)页岩具有明显的聚气优势, 具有有机质类型多、有机质丰度高、热演化程度适中、生气能力强等特点, 多处不同程度的天

然气显示说明了盆地内潜在的页岩气潜力。沙河街组泥页岩属于典型的陆相成因, 适宜于形成对陆相页岩气地质理论的进一步补充。该区泥页岩沉积在剖面上的相变及页岩气富集条件在平面上的迁移构成了典型的北方型页岩气富集特点, 形成了页岩层系多、成因变化复杂、滚动沉积特征明显、相带分隔明显、薄互层变化频率高、页岩气富集条件多变的区域特征。

2.1.3 西北型

古生界、中生界分布范围较广并大致以天山为中心形成南、北“跷跷板”式沉积特点, 即早古生代时以天山以南的塔里木地块为沉降沉积中心, 形成较大面积分布的海相页岩。晚古生代时则以天山以北的准噶尔地块为中心形成页岩沉积。晚二叠纪末—中生代以来, 全区进入陆相沉积环境, “跷跷板”运动基本结束, 总体上表现出总有机碳含量向上逐渐增加的趋势。

在西北部地区, 页岩气的分布更多地受现今盆地特点约束, 总有机碳含量平均值普遍较高, 成熟度变化范围较大, 区域上分布的中生界(侏罗系、三叠系等)和盆地边缘埋深较浅的古生界泥页岩是页岩气发育的有利区。吐哈盆地吐鲁番拗陷水西沟群地层的暗色泥页岩和碳质泥页岩累积厚度平均超过 600 m, 总有机碳含量一般介于 1.3% ~ 20%, R_o 介于 0.4% ~ 1.5%, 有利于页岩气的形成和富集。在西北地区, 古生界和中生界是页岩气产出的主要层位, 沉积类型齐全、有机质丰度高、有机质热演化程度相对较低, 构成了西北型页岩气资源的主要特点。

此外, 青藏地区^[21]和南方地区同属于特提斯域, 两者的页岩沉积过程和特点亦有许多相似之处。但由于区域构造作用特点不同, 青藏地区海水退出时间较晚, 因此古生界和中生界的海相黑色页岩仍然是页岩气发育的主体。青藏地区页岩厚度大、有机质丰度高、热演化程度高, 有利于页岩气富集, 但由于地面条件较差, 因此视为页岩气勘探开发的有利远景区。由于勘探程度较低, 该区页岩发育特点尚不甚清楚, 对页岩气的资源类型和特点尚不能展开进一步的详细讨论。

2.2 中国页岩气资源特点

2.2.1 页岩分布

海相页岩在中国有广泛的发育和分布, 层位上集中出现在古生界, 从早寒武世(距今 540 Ma)开始以来, 先后形成了 10 多套特点各异、连续发育和区域分布的优质页岩层系(图2)。其中, 仅在距今 290 Ma

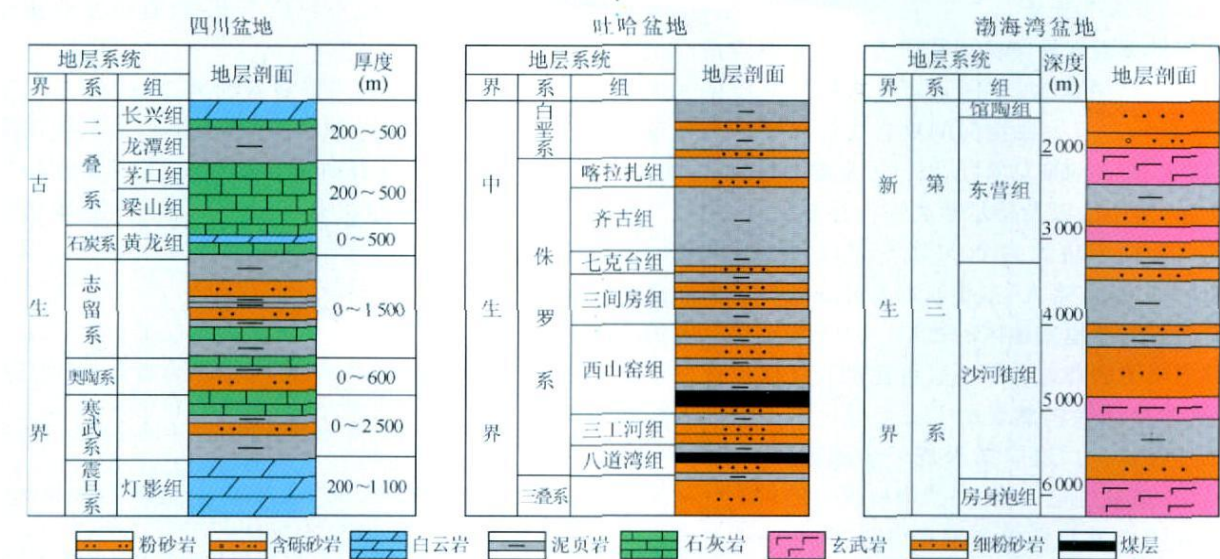


图 2 頁岩分布类型和特点剖面图

的古生代时期内就形成了 8 套广泛发育的海相、海陆过渡相黑色頁岩，它们多与碳酸盐岩或其他碎屑岩共生，具有延伸时代长、发育层系多、地域分布广、构造改造强烈及后期保存多样化等特点，其累计最大地层沉积厚度超过 10 km(刘光鼎, 2001)，陆上沉积面积达到 $330 \times 10^4 \text{ km}^2$ (贾承造, 2007)。这些頁岩埋藏浅、变动强，常规油气藏难以形成，而頁岩气则可构成主要的资源类型。

除川西坳陷以外，具有頁岩气资源潜力的中生界陆相暗色泥頁岩主要发育在中国北方地区，整体上表现为较大范围内的连续性，总体上具有发育层位多、单层厚度大等特点；新生界暗色泥頁岩地层则主要分布在北方区的东部，具有相对明显的分隔、多套、层厚等特点。此外，中—新生代时期也有少量的非陆相頁岩发育，局部出现于中国的南方及西藏等地区，增加了頁岩分布的多样性。

2.2.2 頁岩生气

由于沉积环境在地质历史上的多重复杂变化，海相、海陆过渡相及陆相背景下形成的多种类型有机质均有发育。暗色泥頁岩沉积类型多样，从海相碳酸盐岩台地相到海陆过渡浅水相再到陆相湖盆沼泽相沉积，极大地丰富了頁岩及其中的有机质类型。受板块结构及地质演变的复杂特点影响，上述頁岩的有机质类型、含量、生气能力和特点变化亦差别明显。

中国南方地区沉积厚度巨大并经历了多期次构造运动，后期改造、抬升剥蚀作用强烈。地史时期内的深埋作用导致古生界海相源岩热演化程度高，如

下寒武统烃源岩 R_o 。在大部分地区都大于 3.0%，局部地区高达 7.0%；下志留统 R_o 集中在 2.0% ~ 3.0%，个别地区高达 6.0%；二叠系有机质 R_o 集中在 1.0% ~ 2.0%，局部地区可达 3.3%。结合区域统计结果分析认为，古生界黑色頁岩与中生界泥頁岩具有大致相同的有机质丰度，大部分地区或盆地总有机碳含量平均值达到 2.0%，而新生界泥頁岩有机质含量总体较低且变化较快(图 3)。平面上，西北地区不同时代泥頁岩总有机碳含量平均值最高，北方最低(图 4)。宏观上，中国产气頁岩具有典型的高有机质丰度、高热演化程度及高后期变动程度的“三高”特点。

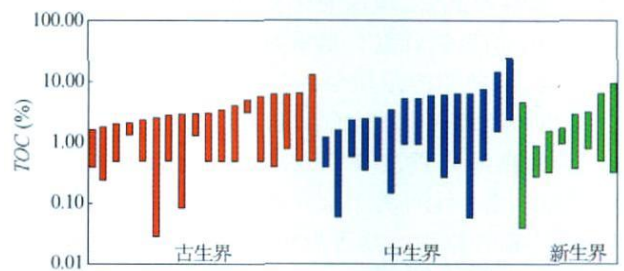


图 3 不同时代暗色泥頁岩平均有机质丰度图

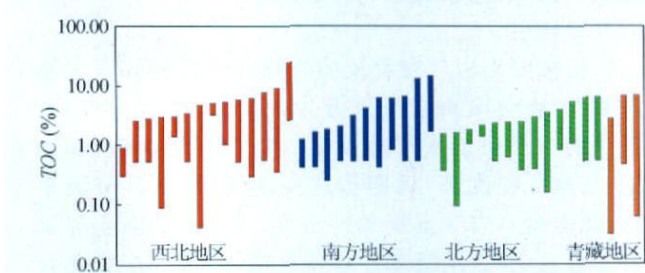


图 4 不同地区暗色泥頁岩平均有机质丰度图

2.2.3 页岩气资源

根据页岩气聚集机理和中美页岩气地质条件相似性对比结果认为:中国页岩气富集的地质条件优越,具有与美国大致相同的页岩气资源前景及开发潜力。以笔者前期估算结果^[12]为基础,采用成因法、统计法、类比法以及特尔菲法进行补充估算,中国页岩气可采资源量约为 $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$,较之 2008 年的 $23.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 略大,主要原因是补充统计了上次未参加计算的盆地或地区的数据。由于本次计算中仍未对不同地区和盆地的所有可能页岩气层位进行计算,故计算结果仍然表示了主要层位所可能代表的页岩气资源量。这一结果进一步逼近美国的 $28 \times 10^{12} \text{ m}^3$,故从理论上讲,当我国所投入的页岩气勘探及研究工作量与美国大致相当时,我国的页岩气也将有可能达到与美国基本相同的产量水平。补充后的计算结果表明,南方、北方、西北及青藏地区各自占我国页岩气可采资源总量的 46.8%、8.9%、43% 和 1.3%;古生界、中生界和新生界各自占我国页岩气资源总量的 66.7%、26.7% 和 6.6%。

3 结论

1) 在从寒武纪到第四纪的 540 Ma 地质时期内,延续形成了从海相、海陆过渡相到陆相等多种沉积环境条件下的 10 余套富含有机质及页岩气资源潜力的泥页岩系,它们平面分布广、剖面层位多、累计厚度大,构成了中国页岩气发育的强大物质基础。经过后期多次的构造运动改造,显现出页岩构造变动强、保存模式多、埋深变化大等特点。

2) 中国页岩气发育地质条件与美国具有许多相似之处,但多变的地质条件导致了多样的页岩气发育类型和模式。中国含气页岩具有总体上的有机质丰度高、热演化程度高以及后期变化程度高等“三高”特点,进一步可将页岩气划分为间接型和直接型两大类,前者以南方地区为代表,是中国主要的页岩气富集模式和资源类型;后者主要分布于中国北部,陆相条件下的直接型页岩气是我国页岩气资源赋存的重要特色。

3) 按照页岩气发育地质背景并考虑勘探开发地表条件,将中国页岩气划分为四大区域、三大模式。其中南方型页岩单层厚度大、以古生界海相沉积为主、热演化程度高、后期构造变动强,页岩气资源丰富;北方型页岩气富集条件多变,古—中—新生界页岩发育齐全、滚动沉积迁移特征明显、薄互层变化频率高、沉积相带分隔明显;西北型以古生界和中生界

为主,沉积类型齐全、有机质丰度高、有机质热演化程度相对较低。

4) 中国页岩气可采资源量约为 $26 \times 10^{12} \text{ m}^3$,这一结果大致和美国的 $28 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 相当,故当我国所投入的页岩气勘探及研究工作量与美国大致相当时,我国的页岩气也将有可能达到与美国基本相同的产量水平。

参 考 文 献

- [1] 赵鹏大,汤军,陈建平,等.油气地质异常与非传统油气资源勘探研究[J].地质与勘探,2002,38(2):1-5.
- [2] 李景明,罗霞,冉君贵.三大古板块是中国寻找大气田的重要领域[J].天然气工业,2006,26(12):15-19.
- [3] 金之钧,蔡立国.中国海相系油气地质理论的继承与发展[J].地质学报,2007,81(8):1017-1024.
- [4] 贾承造,李本亮,张兴阳,等.中国海相盆地的形成与演化[J].科学通报,2007,52(1):1-8.
- [5] 金之钧,蔡立国.中国海相油气勘探前景、主要问题与对策[J].石油与天然气地质,2006,27(6):722-730.
- [6] 刘光鼎.中国油气资源的二次创业[J].地球物理学进展,2001,16(4):1-3.
- [7] 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、下[M].北京:地质出版社,2004.
- [8] 文玲,胡书毅,田海芹.扬子地区寒武系烃源岩研究[J].西北地质,2001,34(2):67-73.
- [9] 王鸿祯,何国琦,张世红.中国与蒙古之地质[J].地学前缘,2006,13(6):1-13.
- [10] 郭占谦.中国含油气盆地的变格[J].新疆石油地质,2003,24(1):8-12.
- [11] 张金川,金之钧,袁明生.页岩气成藏机理和分布[J].天然气工业,2004,24(7):15-18.
- [12] 张金川,徐波,聂海宽,等.中国页岩气资源勘探潜力[J].天然气工业,2008,28(6):136-141.
- [13] 叶军,曾华盛.川西须家河组泥页岩气成藏条件与勘探潜力[J].天然气工业,2008,28(12):18-25.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] 李剑,姜正龙,罗霞,等.准噶尔盆地煤系烃源岩及煤成气地球化学特征[J].石油勘探与开发,2009,36(3):365-374.
- [17] 张枝焕,吴聿元,余凯,等.松辽盆地长岭地区烃源岩地球化学特征[J].新疆石油地质,2002,23(6):501-506.
- [18] 张林晔,李政,朱日房,等.济阳拗陷古近系存在页岩气资源的可能性[J].天然气工业,2008,28(12):26-29.
- [19] 戴金星,倪云燕,周庆华,等.中国天然气地质与地球化学研究对天然气工业的重要意义[J].石油勘探与开发,2008,35(5):513-525.
- [20] 戴金星,邹才能,陶世振,等.中国大气田形成条件和主控因素[J].天然气地球科学,2007,18(4):473-484.
- [21] 伍新和,张丽,王成善,等.西藏羌塘盆地中生界海相烃源岩特征[J].石油天然气地质,2008,29(3):348-353.

(收稿日期 2009-11-23 编辑 居维清)

Then this paper discussed the requirements for the soft and hard software for the establishment of this Centered Well Station, then present good results and problems exposed in the pilot stations when this management mode is carried out, and finally pointed out what work need to be completed and what measures to be taken in the further promotion of this project of Centered Well Stations. Through comparison analysis of data and case verification of practices, it is concluded that the performance of the Centered Well Stations will help the company to set up people-oriented harmonious management, save the energy and reduce the consumption, and successfully ease the strains on human resource management during the rapid development of the company.

KEY WORDS: PetroChina, Centered Well Stations, management mode, optimization, simplization

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.031

XIAO Xian-shun (senior economist), born in 1951, holds an M. Sc. degree, and is deputy Chief economist of the PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company.

Add:No. 3, Sec. 1, Fuqing Rd., Chengdu, Sichuan Province 610051, P.R. China

Tel: + 86-28-8601 1905 **Mobile:** + 86-13808093383 **E-mail:** xiaoxs@petrochina.com.cn

Achievement of an intrinsically safe system in the production process of Changbei gas field, Ordos Basin

LI Zhan-ping, YAO Zhao-xiang, LIU Wei-ping

(No. 2 Gas Production Plant, PetroChina Changqing Oilfield Company, Yulin 719000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 12, pp. 105-108, 12/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: The Changbei gas field has been developed jointly by the PetroChina and the Shell since years ago. During the whole process of this cooperative project being undertaken, both companies surely take "none accident" as their primary objective in the HSE management, so they work out the corresponding program and management system, especially the intrinsically safe system in the production process. Therefore, in comparison with the differences in the intrinsic safety between these two companies, this paper outlined the following features of the intrinsically safe system in the production process of this cooperative project: a. the intrinsic safety, with its corresponding control and management methods, is brought into the whole project including design, construction, operation and production, and repair and maintenance; b. the cost put into the intrinsically safe system is relatively low, reasonable and feasible; c. safety instruments are all kept working in a stable state and with a low failure rate, thus to achieve the interlocking protection of the whole production system; d. trial running is strictly undertaken according to the design requirement to ensure smooth work of regular production; e. the advanced SAP (Systems Application Products), a kind of ERP (Enterprise Resource Planning) system, is adopted to maintain the routine work of equipments and ensure safe and reliable operation of the process system.

KEY WORDS: Ordos Basin, Changbei gas field, process system, intrinsic safety, special evaluation, Shell, working criteria for design and engineering, safety instrument, SAP, ERP, security auditing, comparison

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.032

LI Zhan-ping (engineer), born in 1977, graduated in automation engineering from Daqing Petroleum Institute in 2000 with a B. Sc. degree. He is now in charge of the Repair & Maintenance Working Group of Natural Gas Development Project Department of PetroChina Changqing Oilfield Company, being mainly engaged in repair and maintenance of automatic instruments and gauges. He has published more than 12 papers in domestic periodicals.

Add: Yulin, Shaanxi Province 719000, P. R. China

Tel: + 86-912-3359 569 ext 5522 **Mobile:** + 86-13992284517 **E-mail:** lzp_cq@163.com

Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China

ZHANG Jin-chuan, JIANG Sheng-ling, TANG Xuan, ZHANG Pei-xian, TANG Ying, JIN Tie-ya

(Key Laboratory of Marine Reservoir Evolution and Hydrocarbon Accumulation Mechanism, Ministry of Education, China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 12, pp. 109-114, 12/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Through comparison analysis of shale gas accumulation conditions and the similarity of geological conditions in the U.S. A and China, this study concluded that both countries have similar geological conditions favorable for shale gas accumulation and have approximate shale gas resource reserves and development potentials. In general, the gas-bearing shale layers in China possess high TOC, high thermal maturity and a high degree of later reformation. Shale gas accumulations are characterized by terrestrial facies deposit, controlled by sedimentation region division, and various and complicated distribution. Shale gas accumulations can be classified into direct and indirect types, and also can be divided into three types as southern type, northern type and north-western type according to the regional geologic conditions in China. The southern type of shale gas, distributed around the Yangtze plate, is mostly accumulated in the Paleozoic marine shale which experienced intensive structural reformation, and is featured by a large thickness of a single layer, multiple developed layers, a wide distribution area, high thermal maturity, and a high degree of later reformation, etc. The northern type of shale gas, distributed in the north China plate, is mostly accumulated in the groups from Paleozoic via Mesozoic to Neozoic, and is characterized by sedimentary migration, a high frequency of thin interbedded layers, and an obvious division between sedimental facies. The north-western type of shale gas, distributed around the Tarim Plate, is accumulated in the groups from Paleozoic to Mesozoic, and has the characteristics of various types of sedimentation, high TOC, and relatively low thermal maturity. It is concluded that the recoverable shale gas resources is predicated to be about 26 tcm in China, close to 28 tcm of that in the U.S. A.

KEY WORDS: China, shale gas, resource evaluation, feature, accumulation pattern, development potential, North China platform, Yangtze platform, Tarim platform

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.033

ZHANG Jin-chuan (professor), born in 1964, is mainly engaged in research of non-conventional oil and gas resources, hydrocarbon accumulation mechanism and pattern, petroleum resources assessment, and basin fluids.

Add: No. 29, Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, P.R. China

Tel: + 86-10-8232 2735 **E-mail:** zhangjc@cugb.edu.cn

Development characteristics of organic rich shale and strategic selection of shale gas exploration area in China

LI Yu-xi¹, NIE Hai-kuan², LONG Peng-yu²

(1. Oil & Gas Strategy Research Center, Ministry of Land and Resource, Beijing 100034, China; 2. China University of Geosciences, Beijing 100083, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 12, pp. 115-118, 12/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: Shale gas, as a new type of unconventional natural gas resources, its exploration and development have got great success in the U.S. A., and fast progress in Canada, Australia and other countries. Shale gas exploration in China has just started and its study is still focused on shale gas reservoir conditions and favorable area evaluation. China's preferred shale gas favorable area is mainly related with organic-rich clay and shale, and the major optimization is a prospective area for shale gas. Complicated geological background and multi-stage evolution lead to many types of China's petroleum basins whose structures are complex. Different evolution history of each basin directly controls the development and distribution of organic-rich shale. By the different formation environment, organic-rich shale can be divided into marine thick layer organic-rich shale, continent-sea intercrossing organic-rich shale, coal-bearing strata organic-rich shale, and lacustrine organic-rich shale. Among them, the thick layer marine organic-rich shale is of first priority in China's near future shale gas exploration; continent-sea intercrossing organic-rich shale and coal-bearing strata organic-rich shale are thin in single-layer, but they have symbiotic conditions with tight sandstone gas and coal-bed gas, so the multi-layer co-mining technology of shale gas, tight sandstone gas and many other types of natural gas resources has great practical significance; the lacustrine organic-rich shale's diagenesis degree is generally low, and needs further optimization of a horizon with high-strength rock and the conditions of open hole completion for exploration and development.

KEY WORDS: China, shale gas, mud shale, play, marine facies, transitional facies, continental coal measure strata, lacustrine facies

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.12.034

LI Yu-xi (researcher), born in 1962, is mainly engaged in research of petroleum geology and resource strategy.

Add: No. 17, Yangrou Hutong, Xicheng District, Beijing 100034, P.R. China