

# 煤层气藏与页岩气藏

王湘玉

(中石化华东分公司采油厂地质所)

**摘 要** 该文介绍了煤层气藏和页岩气藏的储层机理及其钻井、完井和开采方法;储量的计算方法;商业价值的评估;美国主要煤层气藏和页岩气藏的地理位置、产量和开采特点;煤层气藏和页岩气藏开发的技术支持以及在美国以外国家的发现现状。煤层气藏和页岩气藏的开发在美国已进行了二十多年,美国的经验会对其他国家的煤层气开发起到很好的借鉴作用。

**关键词** 煤层气藏 页岩气藏 储层机理 完井与开采

在美国,煤层气藏与页岩气藏的天然气年产量接近2.7 Tscf, 占总天然气产量的15%。其中约1.7 Tscf 产自至少二十个不同盆地的40 000多口煤层气井,余下的1.0 Tscf产自五个主要盆地的40 000多口页岩气井。当煤层气钻井步伐开始放慢时,页岩气继续成为美国最热门的气藏之一,钻井规模在迅速扩大,尤其在美国中南部(巴涅特页岩及其等价物),Appalachian盆地与许多Rocky Mountain盆地。

在美国以外,40多个国家已经调研了煤层气的潜力,澳大利亚,加拿大,中国和印度已有了商业开发方案。目前在美国以外还没有商业的页岩气开发方案,但在继续鉴别新的页岩气藏并仍在不断增加现有气藏的页岩气产量。考虑到在世界范围内,煤层气资源估计超过9,000 Tscf,页岩气资源估计超过16 000Tscf,很显然,未来存在着巨大的增长潜力。

## 1 储层基理

煤是沉积岩,含有大于50% (wt) 的有机物质,而页岩的有机物质小于50% (wt)。在埋藏期间,通过细菌(生物成因气体)过程

及地球化学(热成因气体)过程,这种有机物转化生成甲烷。甲烷气通过多种机制存储,包括微孔中的游离气体和有机物内表面上的吸附气体。几乎所有的煤层气都被认为是吸附气体,而页岩气是吸附气体与游离气体的混合物。

煤层气藏有个称为割理的正交裂缝系。它定向垂直于岩石的层理,是流体流动的主要通道。气体从基质扩散,进入割理,流向井筒。在页岩气藏中,有时是通过混夹在页岩中的更具渗透性的砂或淤泥层,通过天然裂缝或页岩基质本身而产生气体。有些情况下,天然裂缝被矿物充填而愈合,必须通过水力压裂改造来施力打开。也有可能是页岩和煤混夹在单一储层里,产生来自两种岩性的气体。

煤层气藏中,控制气体地质储量的关键参数有煤层厚度、煤的成分、含气量和气体组分。煤的成分是指煤中有机成分的量 and 类型,它对可吸附气体的量有重要影响。煤层的含气量差别很大(从<1到>25m<sup>3</sup>/t),它是煤的成分、热成熟度、埋藏与隆升的历史外加运移的热气体或生物气体的函数。气体组分

通常是大于90%的甲烷，少量的液态烃、二氧化碳和（或）氮气。

煤层气藏的气体产能主要受渗透率及气饱和状态控制。产区的渗透率一般范围为几至几十毫达西，虽然也有过超过一达西的渗透率。当气体从煤脱附时，绝对渗透率随时间而增大，造成基质收缩，割理加宽，尽管由于地层压力递减而加大了净应力，这仍可能会被割理缝隙的缩小所抵消。

气体饱和的煤会立刻产生气体，而不饱和煤要到储层压力降到煤的饱和压力之下才会产生气体。这可能需要数年的排水。

页岩气藏资源量和产能的控制与煤层气藏相似。但是，页岩气藏一般更厚（30~300ft），吸附气含量更低（ $<10\text{m}^3/\text{t}$ ）且孔隙空间有更多的游离气体。此外，页岩气藏

的渗透率通常比煤层气藏低得多，其值一般在毫微至微达西的范围。以如此低的渗透率要获得商业产气量，常常要打开长的完井层段（使渗透率-厚度值kh最大）并需要水力压裂改造来配合。

煤层气藏及页岩气藏都是连续气藏，其气藏体系具有的含气地层都不是密度分层的，都没有气水界面并都占有很大的地理区域。这些气藏的难题不是找气，而是找到那些商业产气的区域。解决该难题可能是很困难的，因为纵向和区域上的变化不定以及为了表征储层特性需要获得足够多的岩心、测井、地震和试井资料。

表1是评价这些储层所需的关键资料的汇总（表1）。

表1 评价煤层气藏与页岩气藏的关键资料汇总

分 析	结 果
含气量	吸附气体（从罐中的煤样获取），残留气体（从碎煤中获取）和漏失的气体（通过计算）的体积。这些总和是给定煤层的层内气体含量。
岩石评估热解	评估样本中石油生成的潜力及有机物的热成熟度。确定已转化成碳氢化合物的有机物的份额及可通过完全热转换生成的碳氢化合物的总量。
总有机碳	确定岩石中碳的总量，包括游离烃中碳的量。
气体组分	确定吸附气中的甲烷、二氧化碳、氮气和乙烷的百分比，被用来确定气体纯度并建立复合脱附等温线。
岩心描述	从视觉上看煤的亮度、带状、割理间距、矿物成分、煤厚及其它因素。给出对煤层的成分、渗透率及非均质性的看法。
吸附等温线	描述了在恒温下，可吸附在表面的气体体积与压力的函数关系。描述了一个煤层能够储存多少气体以及该气体释放得多快。
近似分析	给出灰、水分、固定碳及挥发物的百分比，被用来修正气体含量和对无灰基的吸附等温线，修正含水等温线及确定高煤级煤的成熟度。
矿物分析	用岩石学和/或X光衍射确定大块矿物成分，用X光衍射和/或扫描电子显微镜确定粘土矿物成分。
镜质体反射率	由镜质体显微组分反射的人射光的量表示的值。这一技术是确定较高煤级煤的成熟度的快捷而便宜的方法。
热 值	煤样燃烧产生的热。用来确定较低煤级煤的成熟度。
显微组分分析	获得不同显微组分的类型、丰度和空间关系。这些差别可能与气体吸附能力及脆度的差别有关，这影响气体含量和渗透率。
体积密度	体积密度与其它参数的关系（例如灰分含量和气体含量）可用来建立体积密度截频来计算采用体积密度测井的煤和页岩厚度。
常规测井	自然电位、 $\gamma$ 射线、深浅电阻率、微电极测井、测径仪、密度、中子及声波测井。用来识别煤和页岩以及确定页岩的孔隙度和饱和度值。
特殊测井	分解裂缝的成像测井及确定层内气体含量的电缆能谱测井。
不稳定试井	确定地层压力、渗透率、表皮因子以及探测裂缝性储层动态的压力恢复或注入压降试井。
三维地震	用来确定断层位置、储层深度、厚度与测向连续性的变化以及煤/页岩性能。

## 2 钻井、完井与开采方法

从历史上看,在煤层和页岩气藏的钻井活动大多数是在直井进行的。浅井(150~1 000 m深)通常用欠平衡旋冲钻井方法钻进,钻速高(达15 m/h)而地层损坏最小。采用轻质泥浆的常规旋转钻井(平衡到欠平衡)用于较深的深度(1 000~2 500 m),在此深度,预计储层压力更高、水流更多并可能出现井壁稳定性问题。

随着近来井底技术的改进及相关成本的降低,水平钻井已引起人们的兴趣。首次在煤层气储层大规模应用单井水平井是20世纪90年代中期在美国俄克拉荷马州的Arkoma盆地。随后,在美国西佛吉尼亚的中部Appalachian盆地开发了分支井技术。该技术由一口原始直井跟着一口水平井组成,水平井定向与直井在产权煤层交汇。然后,水平井多分支钻进产生羽状分布,类似叶片上的脉状分布。一般来说,水平分支井是裸眼完井的,泵放在直井中。其它的分支井网从引进羽状系统以来已得到发展并正在几个盆地进行测试。水平分支技术在页岩气藏的应用也已迅速展开。尤其在巴涅特页岩,有90%以上的新井都是水平井。

许多压裂改造的设计用在煤层气藏。美国新墨西哥的Raton盆地,使用稠化液,以砂为支撑剂,在细的单个裂缝实施多套管井连续油管压裂改造。美国怀俄明州的Powder River盆地,煤层渗透率高,井是裸眼完井的,用水以<5bbl/min的速率冲洗煤来冲掉煤粉,打开割理,使井筒与煤藏有效连接。加拿大阿尔伯特省的Horseshoe Canyon煤层不出水,只用氮气进行压裂处理以防液体通过粘土膨胀、粉煤运移或其它机制损害煤层。总之,采用单级或多级水力压裂的套管射孔井眼是煤层井完井的最常用形式。

页岩气井几乎都靠水力压裂来使天然裂缝与井筒相连。虽然有几口水平裸眼井在美国Illinois盆地的New Albany页岩进行了尝试,但大多数页岩气水平井是采用沿水平段长度

泵进的多级处理作业的方式来下套管、注水泥和射孔的。一些新技术包括测斜仪与微地震学被用来监测这些作业并实时调整压裂改造泵送进度。这些新技术对巴涅特页岩尤为重要,其中,关键的是要避免裂缝生长进入艾伦伯格群下面的潮湿岩石。

大部分煤层气藏和一部分页岩气藏(例如美国Michigan盆地的Antrim页岩)是水饱和的,初期产量中水占主导,有少量气。由于这水产自天然裂缝体系,所以储层压力下降,气体就从基质脱附,而产水量增加,产气量就增加。产气量最终达到峰值或一段时间的稳定状态,然后以一定的速率下降,该速率受关键储层参数(尤其是渗透率)和相邻井干扰效应控制。相反,干的煤层气藏和页岩气藏一般像常规气藏那样运行,有个峰值初产,随后慢慢下降,因为气体脱附作用重新补充了天然裂缝体系。

所有煤层和页岩气藏共有的生产特性是产能极其易变。例如美国阿拉巴马州Black Warrior盆地一平方英里范围的一个有23口井的煤层气的开发,所有的井在单一煤层基本上以同样方法钻井和完井,但气体产能仍存在着巨大的差异(图1)。裂缝强度和裂开宽度的不同造成渗透率的局部变化,被认为是产生这种差异的主要原因。

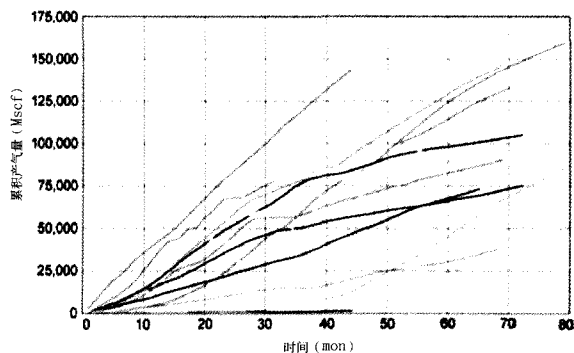


图1 美国阿拉巴马州Black Warrior盆地煤层甲烷气井动态

## 3 资源与储量

由于这些储层的非均质性及在资料收

集与分析上的内在不确定性,准确确定煤层和页岩气藏的气体地质储量值就可能是困难而耗时的。对于煤层气藏,气体地质储量值通常被认为是吸附气体的值。气体地质储量是煤层厚度、面积延伸、密度与含气量的乘积。要确定煤层厚度,常用的是 $1.75 \text{ g/cm}^3$ 的保守密度极限,虽然采用 $2.5 \text{ g/cm}^3$ 的密度极限可以捕捉到夹杂着煤层的倾气性页岩。平均地下煤密度可以通过密度测井或岩心测试来估算出。按惯例,含气量可以通过实验室的岩心样本脱附以及逸散与残留气体的校正来获取。另一种方法,可以用最新引进的井底激光光谱仪进行吸附气体含量的地下测量。

对于页岩气藏,确定吸附气体组分(使用煤层气藏所用的同样的技术)与游离气体组分是很重要的。游离气量可从常规测井资料估算出,但该方法由于基质孔隙度低、束缚水份量大及过渡带可能长而变得复杂了。岩心测试,尤其是孔隙度和排驱压力的测试对计算基质的储藏性能极为重要。裂缝孔隙度也可能是气体储藏的重要组成部分。尽管裂缝孔隙度通常较低(低于储层总容积的2%),但它可占到低基质孔隙度页岩储存容量的10%以上。

给煤层气藏和页岩气藏分配已探明储量需要有一定比率的气产量。一般来说,只有当存在足够多的天然气地质储量、足够大的渗透率、成功的排水、足够高的气价和价格划算的钻井、完井及开采作业时才有可能进行分配。已探明储量也需要生产剖面,在气产量上升后的排水阶段,是难以进行预测的。有些人使用相类似储层的井生产剖面来进行这个预测,其它人则靠包括数值模拟在内的更复杂的技术来进行预测。

数值模拟是一个强有力的工具,它通过评价关键储层参数的变化效果、合并一些特有的成分例如方向渗透率及游离气体与吸附气体以及评估各种开发策略的效果包括井距、井网和压裂改造设计,来综合岩心、测井和试井资料,帮助量化生产动态。该模型

一旦建立,就可随定期获得的生产数据、地层静压力及井底生产压力而更新,从而更好地了解及预测未来的井生产动态。

储层排水后,或者如果储层不需要排水,生产动态及储量就可用常规技术计算出,例如物质平衡法和递减曲线分析法。使储量在这些储层中最大化一个重要元素是使废弃压力最小化。吸附气藏的储存性能是较大容积的气体在较低的储层压力下释放出。图2表明,对不同成熟度的煤,如果平均储层压力从100 psia减小到50 psia,会比同样减少50 psia,压力从200 psia减小到150 psia释放出多得多的气体。

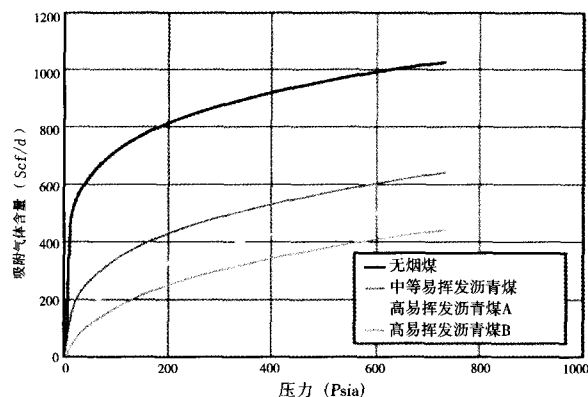


图2 Langmuir等温线显示不同煤级的煤甲烷吸附能力的变化。提示:等温线的形状导致对于给定的压降低压比高压释放出更多的气体。

## 4 评估策略与商业方面

在评估煤层和页岩气聚集上遇到的难题是识别出最有前景的区域并有效地评价和开发它们。成功的项目都有着许多类似之处,包括进入技术与天然气市场,浓缩的气源以及良好的储层特性(表2,表3)。

分析新区域的第一步是从常规井、地质研究和地球物理勘探中收集现有的资料。一个很重要但常被忽略的信息源是来自采矿业的资料,包括地下地貌图、煤质特性和采矿钻孔资料。这些资料可用来识别出具有足够热成熟度、有机富集度、厚度、深度和面积延伸,会成为有潜力储层的煤和页岩。然

表2 选定的商业性煤层气项目特性的比较

盆地	气田	区域 (mile <sup>2</sup> )	煤厚 (ft)	煤级	含气量 (ft <sup>3</sup> /t)	渗透率 (md)	井距 (acre)	井数	产气量/井 (Mscf/D)	原始天然气地质储量 (Bscf)	采收率 (%OGIP)	储量 (Bscf/well)
San Juan (美国)	Ignacio Blanco	60	40~70	沥青煤	300~600	5~50+	60~320	130	1.500	1,760	66	3~15
Uinta (美国)	Drunkard's Wash	120	4~48	沥青煤	425	5~20	160	450	500	1,571	57	1.5~4
Black Warrior (美国)	Cedar Cove	65	25~30	沥青煤	250~500	1~25	80	520	100	809	53	0.5~1.5
Powder River (美国)	Recluse Rawhide Butte	75	40~90	次烟煤	30~70	5+	80	600	150	288	62	0.2~0.5
Western Canadian Sedimentary (阿尔伯特)	Horseshoe Canyon	620	35~110	次烟煤	55~110	0.1~100	80~160	3,300	45	4,393	28	0.25~0.5
Bowen Basin (澳大利亚)	Fairview	430	50~100	沥青煤	200~400	100	250	80	700	450	60	2.5~3.5
沁水盆地 (中国)	阳城 沁水	22	20~40	无烟煤	300~900	<1~5	80	40	70~140	100	20	0.4~0.8

表3 美国选定的商业性页岩气项目特性的比较

页岩气藏	盆 地	有效厚度 (ft)	含气量 (ft <sup>3</sup> /t)	kh (md-ft)	地层 压力 (psia)	井距 (acre)	产气量/井 (Mcf/D)	产水量/井 (B/D)	原始天然气地质储量 (Bscf/mile <sup>2</sup> )	采收率 (%OGIP)	储 量 (Bscf/D)
Antrim	Michigan	70~120	40~100	1~1,500	400	30~160	20~550	5~1 500	5~35	20~60	0.2~0.8
Ohio	Appalachian	30~100	60~100	0.2~50	500~2 000	40~160	30~500	0	5~10	10~20	0.15~0.6
New Albany	Illinois	50~150	40~80	1~1,800	300~700	80	30~100	5~1 500	7~10	10~20	0.15~0.6
Barnett	Fort Worth	50~200	150~350	0.01~2	3 000~4 000	80~160	100~3,000	0	30~40	5~20	0.5~3.0
Lewis	San Juan	200~300	15~45	6~400	1 000~1 500	80~320	100~500	0	8~50	5~15	0.6~2.0

后，可以钻宽距离直评估井以量化含气量、气体饱和度、有机物特性及渗透率。钻足够数量的评估井对于量化储层物性尤其是渗透率的变化是极其重要的，甚至在相距很近的井之间，这种变化也达几个数量级。

如果评估井的性能是令人鼓舞的，就可以进行以下几个选项：评估井投产，如果储层不需排水，可能会产出相当数量的气；钻水平井或分支井使储层迅速排水和产气；或钻一组直的实验井。历史上看，多井试点项目一直是最常用的方法，因为大部分储层需要排水，而且水平井可能不适宜用在项目初期。如果有多重储层要评估并要考虑到许多

的不确定性，例如断层、侧相变化以及井壁稳定性，那就尤其如此。

大部分多井先导性试验是钻5点或9点井网的近距离井。先导性试验的主要目的是要证明能获得有商业价值的产气量及大规模开发是否划算。通常，试点井井距应小于80mile，开采至少6~12mon。试点操作时，资料（例如产液量，压力和吸液测量）应按常规采集。

不是所有的煤层气藏都需要多井先导性试验。有些储层，例如美国Appalachian盆地，储层是厚而浅的连续煤层，就可以在一开始就用水平井开发。干煤，例如加拿大阿尔伯特省Horseshoe Canyon的煤，不需排水且已在评估井

产气量的基础上进行了开发。同样,对于不需排水的Barnett, Ohio, 和Lewis页岩,也是如此。

不论需不需要试点井,对任一煤层气藏或页岩气藏前景的技术评估都是分阶段进行的,需要一个综合性策略加上明确界定的成功指标和出口准则。许多公司放弃了现已具有商业价值的项目,是因为他们未能进行彻底评估或没有持续投资下去。此外,一旦成为商业化项目,公司就会把可持续开发当作使成本最低的“气体生产过程”主要目标。这种策略收集不到重要的附加数据,也不能做技术创新的试验,而技术创新能提高收益率。

要量化并降低煤层/页岩气项目相关的财务风险,就应在同时尽可能降低技术风险。其策略包括利用资源国政府提供的财务奖励,或使用世界银行或其它实体的国际资本资源。降低风险的另一重要方面是发展合作伙伴关系以尽可能减少损失、创造规模经济并产生营运综效。例如,煤层气项目与常规气项目的等值轮换或许能确保气体连续稳产25a。常规项目的主要产气是在早期,而煤层气项目的大部分产气是在晚期。

由于非常规气体的商业化在许多国家仍是个新工艺,因此,外国公司面临着可能增加金融风险的几个问题:在各种授权与调节机构之间可能存在竞争对手、在产量分成合同谈判中有无数的障碍以及缺乏可靠的油田服务或每日(现货)气体市场,这些风险的存在使得与一个在利益国有经验的公司联手显得尤为重要。

## 5 煤层气与页岩气项目案例

### 5.1 美国Powder River盆地的Fort Union煤层气

位于怀俄明州东北与蒙大拿州西南的Powder River盆地,目前是美国最活跃的煤层气藏,2006年约钻了3 000口井。由于古新纪Fort Union煤含气量低( $<100\text{scf/t}$ ),所以该盆地的开采延迟了许多年。到1999年4月为止,

仅有848口井总共产气135MMscf/d;但到2005年底,有超过16 000口井共生产900MMscf/d。钻井深度浅(250~1 500ft)、煤层厚(累积达300ft)、渗透率高( $0.1\sim 2\mu\text{m}^2$ 以上)以及钻井完井费用低( $<100\ 000$ 美元/井),这些合起来弥补了低的含气量而储量达100~500MMscf/d的情况,以井距40~80英亩可开采5~8a。

绝大部分井是在单一煤层完井的裸眼井,常见的是定位于单体煤层的单点多井。每一层是用管下扩眼或喷射来扩大钻孔,用低速注水来清除井壁损伤。操作人员最近才开始用多煤层合采完井。钻井完井不到一个星期。在一年内,具有高变量峰值的气产量从30 Mscf/d达到大于1 MMscf/d。最初的产水量很高,可能超过1 000bbl/d。所幸将水排到地面花费并不高,这有助于将租赁经营费用减少到0.3美元/Mscf以下。一般来说,井的峰值气产量要保持9~12mon,然后气产量以每年近20%的速率下降。到目前为止,总回收气体将近2 Tscf,估计总可采气体范围在20~40 Tscf。

### 5.2 美国Fort Worth盆地的巴涅特页岩气

密西西比系巴涅特页岩是德克萨斯州最大的产气田,6 600多口井2.1 bscf/d。Mitchell Energy公司在20世纪80年代早期钻了第一批井,1999年时只有近450口生产井。从那时起出现钻臂,是几个因素造成的:水平井的应用,到目前为止,所有已钻井的近25%是水平井(新井90%以上);减水阻压裂改造与再造的应用,比早期凝胶为基质的压裂处理成本更低收效更大;成藏初始岩心区以外的成功扩张,该扩张不断向西,超过100家公司涉足其间,潜在储量估计超过30Tscf。

巴涅特页岩的气体是热成因衍生气体,而且页岩是气体饱和的,所以没有初期的产水。大部分气体存在于孔隙空间(游离气体)而不是吸附于岩石上。井呈现出随开采的正常衰减。在许多地方,巴涅特页岩有几处天然开口裂缝,因此,被认为是可分裂页岩而不是裂缝性页岩。照此,几乎所有的井都是激

发裂缝型。巴涅特页岩是在6,500~8,500ft的深度发现的。直井花费了700,000美元到150万美元。水平井有500~3,500ft长度的横向变化,花费差不多是直井的2倍。但它们的气产量和采收率是直井的2~4倍。一般水平井的初期产气量范围在1~3 MMscf/d,一口寿命30a的井,储量在1.5~3 Bscf。

## 6 技术与未来趋势

煤层气与页岩气工业在过去的二十年迅速发展,很大程度上得益于上游技术的重大进步。这些技术包括水平钻井、专门的完井技术及新的水处理方法。由于对工艺技术的依赖,很明显,未来创新会对开发程度和开发增长率产生重大影响。

煤层气与页岩气开发所需的整体技术的分类与常规气藏的基本项目相同:储层描述、钻探、完井和生产运作。但煤层气藏与页岩气藏所需的关键技术取决于储层非均质程度、岩石的机械性能和流体类型。此外,由于一些可能很有用的工艺技术例如三维地震,目前也许因成本太高而受到限制,所以气产量与储量也在开发过程中起作用。

由于各种原因,煤层气的开发在美国以外国家的扩张进展缓慢,包括储层特性不理想、基础设施不充分以及与常规气藏的竞争。在某些情况下,租约转手几次以后,有着合适的公司规模、技术知识与合同条款的操作人员才能完成一个成功的项目。然而,近来气价的高涨使十年前没有资金资助的项目也获得了投资。

虽然目前美国以外没有商业化的页岩气项目,但许多公司在进行深入细致的工作:识别出最有前景的盆地并收集决策开发所需的资料。最有前景的机会看来似乎是在加拿大西部,那些盆地的地层与美国西部盆地的地层相类似,被认为是含有超过1 000 Tscf的页岩气源。看来很显然,页岩气在美国以外

进行商业化开采不会太远了。

未来趋势是煤层气与页岩气开发与二氧化碳注入相结合。页岩中的煤与有机成分会先释放出吸附的甲烷然后是二氧化碳,这就提高了甲烷回收率并隔离了碳。虽然这样仍有技术问题——例如,由于吸附二氧化碳使煤溶胀,渗透率降低。——但在一些国家有许多已计划的或正在进行中的提高回收率与碳封存相结合的项目。

## 7 结论

与常规气藏相比,煤层气藏与页岩气藏有如下特征:较大的非均质性、多重气体储藏机制以及独特的产能控制属性。在过去的二十年里,对这些复杂性的了解已随着钻井、完井和开采技术的实质性改善而取得了进步。

这些成功的实例鼓励了许多公司去寻求国际机遇。其结果,过去的十年间,在美国以外,许多的小~中型煤层气藏已被开采,并已有重大的投资来鉴别世界上最有前景的页岩气盆地。假如技术革新的步伐得以保持并且气价保持良好的话,有充分的理由相信,在不远的将来,会开发更多的煤层气藏与页岩气藏,而产出的气会越来越成为世界能源的重要组成部分。

### 参考文献:

- [1] Curtis.J.B.断裂的页岩气体系.AAPG Bulletin.85 (11): 1921-1938.
- [2] Kawata.Y.2100年以前可允许的非常规烃类可利用率的预测.雅加达SPE亚太油气会议论文.2001, April.17-19
- [3] Von.Schoenfeld.H.美国及海外非常规储层的非常规钻井方法.国际煤层气研讨会论文.阿拉巴马州立大学, 2004,3-7
- [4] Weida.S.D.挑战传统的煤层气勘探与评价模式.西维吉尼亚摩根城的SPE东区域会议论文.2005, 14-16

(收稿日期:2009-02-02)