

DZ

中华人民共和国地质矿产行业标准

DZ / T 0216—2002

煤层气资源 / 储量规范

Specifications for coalbed methane resources / reserves

2002-12-17 发布

2003-03-01 实施

中华人民共和国国土资源部 发布

目 录

- 1 范围
- 2 规范性引用文件
- 3 总则
- 4 定义
 - 4.1 煤层气
 - 4.2 煤层气资源
 - 4.3 煤层气勘查
 - 4.4 煤层气开发
- 5 煤层气资源 / 储量的分类与分级
 - 5.1 分类分级原则
 - 5.2 分类
 - 5.3 分级
 - 5.4 煤层气资源 / 储量分类、分级体系
- 6 煤层气资源 / 储量计算
 - 6.1 储量起算条件和计算单元
 - 6.2 储量计算方法
- 7 煤层气资源 / 储量计算参数的选用和取值
 - 7.1 体积法参数确定
 - 7.2 数值模拟法和产量递减法参数的确定
 - 7.3 储量计算参数取值
- 8 煤层气储量评价
 - 8.1 地质综合评价
 - 8.2 经济评价
 - 8.3 储量报告
- 附录 A (规范性附录) 煤层气储量计算参数名称、符号、单位及取值有效位数的规定
- 附录 B (规范性附录) 煤层气探明地质储量计算关于储层的基本井(孔)控要求
- 附录 C (资料性附录) 煤层气探明储量报告的编写要求
 - C.1 报告正文
 - C.2 报告附图表
 - C.3 报告附件

前 言

煤层气是重要的洁净新能源，制定一个适合我国国情并与国际（油气）准则相衔接的煤层气储量计算、评价和管理规范，可以促进煤层气资源的合理利用。由于目前没有通用的储量分类标准和计算方法，为规范我国煤层气资源 / 储量分类和计算，并促进国际交流，根据 GBn / T 270—88《天然气储量规范》、GB / T17766—1999《固体矿产资源 / 储量分类》，并参考了美国石油工程师学会（SPE）和世界石油大会（WPC）、联合国经济和社会委员会以及美国证券交易管理委员会（SEC）等颁布的有关储量分类标准，制定本标准。

本标准自实施之日起，凡报批的煤层气储量报告，均应符合本标准的规定。

本标准的附录 A、附录 B 是规范性附录。

本标准的附录 C 是资料性附录。

本标准由中华人民共和国国土资源部提出。

本标准由全国地质矿产标准化技术委员会归口。

本标准起草单位：中联煤层气有限责任公司。

本标准主要起草人：杨陆武、冯三利、胡爱梅、李明宅。

本标准由中华人民共和国国土资源部负责解释。

煤层气资源 / 储量规范

1 范围

本标准规定了我国煤层气资源 / 储量分类分级标准及定义、储量计算方法、储量评价标准和储量报告的编写要求。

本标准适用于地面钻井开发时的煤层气资源 / 储量计算，适用于煤层气的资源勘查、储量计算、开发设计及报告编写；可以作为煤层气矿业权转让、证券交易以及其他公益性和商业性矿业活动中储量评估的依据。

2 规范性引用文件

下列文件中的条款通过本标准的引用而成为本标准的条款。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单（不包括勘误的内容）或修订版均不适用于本标准，然而，鼓励根据本标准达成协议的各方研究是否可使用这些文件的最新版本。凡是不注日期的引用文件，其最新版本适用于本标准。

- GBn / T 270—88 天然气储量规范
- GB / T 13610—92 气体组分分析方法
- 储发 [1986] 147 号 煤炭资源地质勘探规范
- MT / T 77—94 煤层气测定方法（解吸法）

3 总则

3.1 煤层气田（藏）储层具有不均质性，其含气性和产能等也是有差别的，宜实行滚动勘探开发，应进行动态储量评估，从发现直到废弃的各个勘探开发阶段，其经营者应根据地质、工程资料的变化以及技术和经济或相关政策条件的变化，分阶段进行储量计算、复算、核算和结算。

3.2 煤层是赋存煤层气的储层，煤田勘查程度和认识程度既是煤层气勘查部署的重要基础，也是煤层气资源 / 储量评估的重要依据。

4 定义

4.1 煤层气

是赋存在煤层中以甲烷为主要成分、以吸附在煤基质颗粒表面为主并部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体。

4.2 煤层气资源

4.2.1 定义

是指以地下煤层为储集层且具有经济意义的煤层气富集体。其数量表述分为资源量和储量。

4.2.2 煤层气资源量

是指根据一定的地质和工程依据估算的赋存于煤层中，当前可开采或未来可能开采的，具有现实经济意义和潜在经济意义的煤层气数量。

4.2.3 煤层气地质储量

4.2.3.1 定义

是指在原始状态下，赋存于已发现的具有明确计算边界的煤层气藏中的煤层气总量。

4.2.3.2 原始可采储量（简称可采储量）

是地质储量的可采部分。是指在现行的经济条件和政府法规允许的条件下，采用现有的技术，预期从某一具有明确计算边界的已知煤层气藏中可最终采出的煤层气数量。

4.2.3.3 经济可采储量

原始可采储量中经济的部分。是指在现行的经济条件和政府法规允许的条件下，采用现有的技术，预期从某一具有明确计算边界的已知煤层气藏中可以采出，并经过经济评价认为开采和销售活动具有经济效益的那部分煤层气储量。经济可采储量是累计产量和剩余经济可采储量之和。

4.2.3.4 剩余经济可采储量

是指在现行的经济条件和政府法规允许的条件下，采用现有的技术，从指定的时间算起，预期从某一具有明确计算边界的已知煤层气藏中可以采出，并经过经济评价认为开采和销售活动具有经济效益的那部分煤层气数量。

4.3 煤层气勘查

4.3.1 定义

是指在充分分析地质资料的基础上，利用钻井、地震、遥感以及生产试验等手段，调查地下煤层气资源赋存条件和赋存数量的评价研究和工程实施过程。可分为两个阶段，包括选区、勘探。

4.3.2 选区

主要根据煤田（或其他矿产资源）勘查（或预测）和类比、野外地质调查、小煤矿揭露以及煤矿生产所获得的煤资源和气资源资料进行综合研究，以确定煤层气勘查目标为目的的资源评价阶段。根据选区评价的结果可以估算煤层气推测资源量。

4.3.3 勘探

在评价选区范围内实施了煤层气勘查工程，通过参数井或物探工程获得了区内关于含煤性和含气性的认识，通过单井和 / 或小型井网开发试验获得了开发技术条件下的煤层气井产能情况和井网优化参数的煤层气勘查实际实施阶段。根据勘探结果可以计算煤层气储量。

4.4 煤层气开发

指在勘探区按照一定的开发方案部署了一定井距的开发井网后进行的煤层气资源的正式开采活动。煤层气通常适合进行滚动勘探开发。

5 煤层气资源 / 储量的分类与分级

5.1 分类分级原则

煤层气储量的分类以在特定的政策、法律、时间以及环境条件下生产和销售能否获得经济效益为原则，在不同的勘查阶段通过技术经济评价，根据经济可行性将其分为经济的、次经济的和内蕴经济的 3 大类。分级以煤层气资源的地质认识程度的高低作为基本原则，根据勘查开发工程和地质认识程度的不同，将煤层气资源量分为待发现的和已发现的两级。已发现的煤层气资源量，又称煤层气地质储量，根据地质可靠程度分为预测的、控制的和探明的 3 级。可采储量可根据所在的地质储量确定相应的级别。

5.2 分类

5.2.1 经济的

在当时的市场经济条件下，生产和销售煤层气在技术上可行、经济上合理、地质上可靠并且整个经营活动能够满足投资回报的要求。

5.2.2 次经济的

在当时的市场经济条件下，生产和销售煤层气活动暂时没有经济效益，是不经济的，但在经济环境改变或政府给予扶持政策的条件下，可以转变为经济的。

5.2.3 内蕴经济的

在当时的市场经济条件下，由于不确定因素多，尚无法判断生产和销售煤层气是经济的还是不经济的，也包括当前尚无法判定经济属性的部分。

5.3 分级

5.3.1 预测的

初步认识了煤层气资源的分布规律，获得了煤层气藏中典型构造环境下的储层参数。因没有进行排采试验，仅有一些含煤性、含气性参数井工程，大部分储层参数条件是推测得到的，煤层气资源的可靠程度很低，储量的可信系数为 0.1~0.2。

5.3.2 控制的

基本查明了煤层气藏的地质特征和储层其含气性的展布规律，开采技术条件基本得到了控制，并通过单井试验和储层值模拟了解了典型地质背景下煤层气地面钻井的单井产能情况。但由于参数井和生产试验井数量有限，不足以完全了解整个气藏计算范围内的气体赋存条件和产气措施，因此煤层气资源可靠程度不高，储量的可信系数为 0.5 左右。

5.3.3 探明的

查明了煤层气藏的地质特征、储层及其含气性的展布规律和开采技术条件（包括储层物性、压力系统和气体流动能力等）；通过实施小井网和或单井煤层气试验或开发井网证实了勘探范围内的煤层气资源及可采性。煤层气资源的可靠程度很高，储量的可信系数为 0.7~0.9。

关于剩余的探明经济可采储量的分类、分级参照天然气储量规范，本规范暂不对其进行命名。剩余的探明经济可采储量可以根据开发状态分为已开发的和待开发的两类：

- a) 已开发的，是指从探明面积内的现有井中预期采出的煤层气数量；
- b) 待开发的，是指从探明面积内的未钻井区或现有井加深到另一储层中预期可以采出的煤层气数量。

5.4 煤层气资源 / 储量分类、分级体系

根据煤层气资源 / 储量分类、分级标准及其与勘探控制工程的对应关系，建立煤层气资源 / 储量分类和分级体系（表 1）。

表1 煤层气资源 / 储量分类与分级体系

		分 级														
		煤层气总资源量														
分 类		开 发				勘 探				选 区						
		←—————地质可靠性—————→														
		已发现的											待发现的			
		探明的				控制的				预测的				推测的		
经济可行性	经济的	累计产量		探明经济可采储量	探明地质储量	探明经济可采储量	探明可采储量	探明地质储量	控制经济可采储量	控制可采储量	控制地质储量	预测经济可采储量	预测可采储量	预测地质储量		
		已开发探明储量	待开发探明储量													剩余探明经济可采储量
	次经济的															
	内蕴经济的															推测资源量
工程控制		开发井网				小型井网和 / 或单井试验				单井试验				含煤性、含气性参数井工程	没有实施参数井和试验井、依靠煤田、油气或其他勘探成果综合分析	

6 煤层气资源 / 储量计算

6.1 储量起算条件和计算单元

6.1.1 储量起算条件

煤层气储量计算以单井产量下限为起算标准,即只有在煤层气井产气量达到产量下限的地区才可以计算探明的储量。根据国内平均条件,所确定的单井平均产量下限值见表2。表3中所给出的各级储量勘查程度和认识程度是储量计算应达到基本要求。

表2 储量起算单井产量下限标准

煤层埋深 (m)	单井平均产量 (m ³ /d)
<500	500
500~1000	1000
1000>	2000

表3 各级煤层气储量勘查程度和认识程度要求

储量分级	探明的	控制的	预测的
勘查程度	煤炭钻孔和 / 或煤层气井关于储层的基本控制井(孔)距达到附录B的要求;在有物探工程控制的情况下,附录B的井(孔)控要求可以适当放宽	煤炭钻孔和 / 或煤层气井关于储层的基本控制井(孔)距不超过附录B规定距离的2倍;在有物探工程控制的情况下,附录B中的井(孔)控要求可以适当放宽	有一定的井(孔)或物探控制
	煤层气参数井井距一般不超过附录B规定距离的2倍;参数井煤层全部取心,收获率为75%~90%,进行了地球物理测井,并通过实验和测试获得了气藏煤质、含气量、气水性质、储层物性、压力等资料	已钻煤层气参数井,根据需要进行了煤层取心和测井,并获得了关于煤质、含气量、气水性质、储层物性、压力等资料,有一定的井(孔)控制程度	关键部位有参数井(孔)控制,煤层已有取心资料,钻井(孔)煤层进行了煤质、含气量、气水性质、储层物性、压力等分析,获得了相关资料
	气藏已进行了小型井网开发试验和 / 或单井度采;在气藏地质条件一致的情况下,可以借用邻区试采或生产成果;通过试采已经取得了关于气井压力,产气量、产水量及随时间变化规律等可靠资料;试采井井距不超过附录B规定距离的2倍	在有代表性部位进行了单井试采,取得了关于气井压力,产气量、产水量及随时间变化规律等的相关资料	
认识程度	煤层构造形态清楚,煤层厚度,变质程度、含气量等分布变化情况清楚,提交储量计算图件比例尺不小于1:25000;储量参数研究深入,选值可靠;经过试采取得了生产曲线,获得了气井产能认识;进行了开发概念设计和数值模拟,经济评价,开发是经济的	煤层构造形态、厚度、变质程度、含气量等情况基本清楚,提交储量计算图件比例尺不小于1:50000;进行储量参数研究,选值基本可靠;经过试采取得了生产曲线,基本了解了气井产能;进行了初步经济评价或开发评价,开发是经济的或次经济的	初步了解了煤层构造形态、厚度、变质程度、含气量等分布变化,提交储量计算图件比例尺不小于1:100000;由煤田钻孔合理推测或少数参数井初步确定了储量参数;未进行试采,通过类比求得气井产能;只进行了地质评价和初步经济评价,开发是有经济价值的

6.1.2 储量计算单元

储量计算单元一般是煤层气藏,即是各种地质因素控制的含气的煤储集体,当没有明确的煤层气藏地质边界时按煤层气藏计算边界计算。计算单元在平面上一般称称区块,面积很

大的区块可细分井块（或井区），同一区块应基本具有相同或相似的构造条件、储气条件等；纵向上一般以单一煤层为计算单元，煤层相对集中的煤层组可合并计算单元，煤层风化带以浅的煤储层中不计算储量，关于风化带的各项指标参照《煤炭资源地质勘探规范》。

6.1.3 储量计算边界

储量计算单元的边界，最好由查明的煤层气藏的各类地质边界，如断层、地层变化（变薄、尖灭、剥蚀、变质等）、含气量下限、煤层净厚下限（0.5m~0.8m）等边界确定（对煤层组的情况可根据实际条件做适当调整）；若未查明地持边界，主要由达到产量下限值的煤层气井圈定，由于各种原因也可以由矿权区边界、自然地量边界人为储量计算线等圈定。煤层含气量下限值如表 4，表 4 也可根据具体条件进行调整，如煤层厚度不同时应当调整。

表 4 煤层含气量下限标准

煤层类型	变质程度 (Ro,max) %	空气干燥基含气量 (m ³ / t)
褐煤—长焰煤	<0.7	1
气煤—瘦煤	0.7~1.9	4
贫煤—无烟煤	>1.9	8

6.2 储量计算方法

6.2.1 地质储量计算

6.2.1.1 类比法

类比法主要利用已开发煤层气田（或相似储层）的相关关系计算储量。计算时要绘制出已开发区关于生产特性和储量相关关系的典型曲线，求得计算区可类比的储量参数再配合其他方法进行储量计算。类比法可用于预测地质储量的计算。

6.2.1.2 体积法

体积法是煤层气地质储量计算的基本方法，适用于各个级别煤层气地质储量的计算，其精度取决于对气藏地质条件和储层条件的认识，也取决于有关参数的精度和数量。

体积法的计算公式为：

$$G_i = 0.01 Ah DC_{ad}$$

或

$$G_i = 0.01 Ah D_{daf} C_{daf}$$

式中：

- C_{ad} = 100 C_{daf} (100 - M_{ad} - A_d) ;
- G_i ——煤层气地质储量，单位为亿立方米 (10⁸m³) ;
- A ——煤层含气面积，单位为平方千米 (km²) ;
- h ——煤层净厚度，单位为米 (m) ;
- D ——煤的空气干燥基质量密度（煤的容重），单位为吨每立方米 (t / m³) ;
- C_{ad} ——煤的空气干燥基含气量，单位为立方米每吨 (m³ / t) ;
- D_{daf} ——煤的干燥无灰基质量密度，单位为吨每立方米 (t / m³) ;
- C_{daf} ——煤的干燥无灰基含气量，单位为立方米每吨 (m³ / t) ;
- M_{ad} ——煤中原煤基水分 (ω_B)，为百分数 (%) ;
- A_d ——煤中灰分 (ω_B)，为百分数 (%)。

6.2.2 可采储量计算

6.2.2.1 数值模拟法

数值模拟法是煤层气可采储量计算的一个重要方法，这种方法是在计算机中利用专用软件（称为数值模拟器）对已获得的储层参数和早期的生产数据（或试采数据）进行拟合匹配，最后获取气井的预计生产曲线和可采储量。

a) 数据模拟器选择：选用的数值模拟器必须能够模拟煤储层的独特双孔隙特征和气、水两相流体的 3 种流动方式（解吸、扩散和渗流）及其相互作用过程，以及煤体岩石力学性质和力学表现等。

b) 储层描述: 是对储层参数的空间分布和平面展布特征的研究, 是对煤层气藏进行定量评价的基础, 描述应该包括基础地质、储层物性、储层流体及生产动态等 4 个方面的参数, 通过这些参数的描述建立储层地质模型用于产能预测。

c) 历史拟合与产能预测: 利用储层模拟工具对所获得的储层地质和工程参数进行计算, 将计算所得气、水产量及压力值与气井实际产量值和实测压力值进行历史拟合。当模拟的气、水产量动态与气井实际生产动态相匹配时, 即可建立气藏模型获得产气量曲线, 预测未来的气体产量并获得最终的煤层气累计总产量, 即煤层气可采储量。

根据资料的掌握程度和计算精度, 储层模拟法的计算结果可作为控制可采储量和探明可采储量。

6.2.2.2 产量递减法

产量递减法是通过研究煤层气井的产气规律、分析气井的生产特性和历史资料来预测储量, 一般是在煤层气井经历了产气高峰并开始稳产或出现递减后, 利用产量递减曲线的斜率对未来产量进行计算。产量递减法实际上是煤层气井生产特性外推法, 运用产量递减法必须满足以下几个条件:

- 有理由相信所选用的生产曲线具有气藏产气潜能的典型代表意义;
- 可以明确界定气井的产气面积;
- 产量—时间曲线上在产气高峰后至少有半年以上稳定的气产量递减曲线斜率值;
- 必须有效排除由于市场减缩、修井或地表水处理等非地质原因造成的产量变化对递减曲线斜率值判定的影响。

产量递减法可以用于探明可采储量的计算, 特别是在气井投入生产开发阶段, 产量递减法可以配合体积法和储层模拟法一起提高储量计算精度。

6.2.2.3 采收率计算法

可采储量也可以通过计算气藏采收率来计算, 计算公式为:

$$G_v = G_f R_f$$

式中:

- G_f ——煤层气可采储量, 单位为亿立方米 (10^8m^3);
 G_f ——煤层气地质储量, 单位为亿立方米 (10^8m^3);
 R_f ——采收率, 为百分数 (%)。

煤层气采收率 (R_f) 可以通过以下几种方法计算:

- 类比法: 根据与已开发气田或邻近气田的地质参数和工程参数进行类比得出, 只能用于预测可采储量计算。
- 储层模拟法: 在储层模拟产能曲线上直接计算, 可用于控制可采储量和探明可采储量的计算。

$$R_f = G_{PL} / G_{iw}$$

式中:

- G_{PL} ——气井累计气体产量, 单位为亿立方米 (10^8m^3);
 G_{iw} ——井控范围内的地质储量, 单位为亿立方米 (10^8m^3)。

c) 等温吸附曲线法: 在等温吸附曲线上通过废弃压力计算, 只能用于预测可采储量的计算, 也可以作为控制可采储量计算的参考。

$$R_f = (C_{gi} - C_{ga}) / C_{gi}$$

式中:

- C_{gi} ——原始储层条件下的煤层气含量, 单位为立方米每吨 (m^3 / t);
 C_{ga} ——废弃压力条件下的煤层气含量, 单位为立方米每吨 (m^3 / t)。

d) 产量递减法: 在已获得稳定递减斜率的产量递减曲线上直接计算, 可用于探明可采储量的计算。

$$R_f = G_{PL} / C_{iw}$$

式中:

- G_{PL} ——气井累计气体产量, 单位为亿立方米 (10^8m^3);
 G_{iw} ——井控范围内的地质储量, 单位为亿立方米 (10^8m^3)。

7 煤层气资源 / 储量计算参数的选用和取值

7.1 体积法参数确定

7.1.1 煤层含气面积（简称含气面积）

含气面积是指单井煤层气产量达到产量下限值的煤层分布面积。应充分利用地质、钻井、测井、地震和煤样测试等资料综合分析煤层分布的地质规律和几何形态，在钻井控制和地震解释综合编制的煤层顶、底板构造图上圈定，储层的井（孔）控程度应达到附录 B 和表 3 所规定的井距要求。含气面积边界圈定原则如下：

a) 钻井和地震综合确定的煤层气藏边界，即断层、尖灭、剥蚀等地质边界；达不到产量下限的煤层净厚度下限边界；含气量下限边界和瓦斯风化带边界。

b) 煤层气藏边界未查明或煤层气井离边界太远时，主要以煤层气井外推圈定。探明面积边界外推距离不大于附录 B 规定井距的 0.5~1.0 倍，可分以下几种情况（假定附录 B 规定距离为 1 个井距）：

- 1) 仅有 1 口井达到产气下限值时，以此井为中心外推 1 / 2 井距；
- 2) 在有多口相邻井达到产气下限值时，若其中有两口相邻井井间距离超过 3 个井距，可分别以这两口井为中心外推 1 / 2 井距；
- 3) 在有多口相邻井达到产气下限值时，若其中有两口相邻井井间距离超过两个井距，但小于 3 个井距时，井间所有面积都计为探明面积，同时可以这两口井为中心外推 1 个井距作为探明面积边界；
- 4) 在有多口相邻井达到产气下限值，且井间距离都不超过两个井距时，探明面积边界可以边缘井为中心外推 1 个井距。

c) 由于各种原因也可由矿区区边界、自然地理边界或人为储量计算线等圈定。作为探明面积边界距离煤层气井不大于附录 B 规定井距的 0.5~1.0 倍。

7.1.2 煤层有效（净）厚度（简称有效厚度或净厚度）

煤层有效厚度是指扣除夹矸层的煤层厚度，又称为净厚度。探明有效厚度应按如下原则确定：

- a) 应是经过煤层气井试采证实已达到储量起算标准，未进行试采的煤层应与邻井达到起算标准的煤层是连续和相似的；
- b) 井（孔）控程度应达到附录 B 井距要求，一般采用面积权衡法取值；
- c) 有效厚度应主要根据钻井取心或测井划定，井斜过大时应进行井位和厚度校正；
- d) 单井有效厚度下限值为 0.5 m~0.8m（视含气量大小可作调整），夹矸层起扣厚度为 0.05 m~0.10 m。

7.1.3 煤质量密度

煤质量密度分为纯煤质量密度和视煤质量密度，在储量计算中分别对应不同的含气量基准。测定方法见 GB 212—91 煤的工业分析方法。

7.1.4 煤含气量

可采用干燥无灰基（dry, ash-free basis）或空气干燥基（air-dry basis）两种基准含气量近似计算煤层气储量，其换算关系可根据下式计算：

$$C_{ad} = 100 C_{daf} (100 - M_{ad} - A_d)$$

式中：

- C_{ad} ——煤的空气干燥基含气量，单位为立方米每吨（ m^3 / t ）；
 C_{daf} ——煤的干燥无灰基含气量，单位为立方米每吨（ m^3 / t ）；
 M_{ad} ——煤中原煤基水分（ ω_B ），为百分数（%）；
 A_d ——煤中灰分（ ω_B ），为百分数（%）。

但是，为了保证计算结果的准确性，最好采用原煤基（in-situ basis）含气量计算煤层气储量。原煤基含气量需要在空气干燥基含气量的基础上进行平衡水分和平均灰分校正，校正公式为：

$$C_c = C_{ad} - \beta [(A_d - A_{av}) + (M_{ad} - M_{eq})]$$

式中:

- C_c ——煤的原煤基含气量, 单位为立方米每吨 (m^3/t);
- C_{ad} ——煤的空气干燥基含气量, 单位为立方米每吨 (m^3/t);
- A_{av} ——煤的平均灰分 (ω_B), 为百分数 (%);
- M_{eq} ——煤的平衡水分 (ω_B), 为百分数 (%);
- β ——空气干燥基含气量与(灰分+水分)相关关系曲线斜率。

各种基准煤层气含量及平衡水分测定参照美国矿务局 USBM 煤层气含量测定和 ASTM 平衡水分测定方法。

煤层气含量确定原则如下:

a) 计算探明地质储量时, 应采用现场煤心直接解吸法(美国矿业局 USBM 法)的实测含气量, 煤田勘查煤心分析法(煤炭行业标准 MT/T 77—94)测定的含气量也可参考应用, 但宜进行必要的校正。采样间隔: 煤层厚度 10 m 以内, 每 0.5 m~1.0 m 1 个样; 煤层厚度 10 m 以上, 均匀分布 10 个样以上(可每 2 m 或更大间隔 1 个样)。井(孔)控程度达到附录 B 规定井距的 1.5~2.0 倍, 一般采用面积权衡法取值, 用校正井圈出的大于邻近煤层气井的等值线, 所高于的含气量值不参与权衡。

b) 计算未探明地质储量时, 可采用现场煤心直接解吸法和煤田勘查煤心分析法(MT/T 77—94 煤层气测定方法)测定的含气量。与邻近的、地质条件和煤层煤质相似的地区类比求得的含气量, 可用于预测地质储量计算。必要时也可根据煤质和埋深估算含气量, 估算的含气量可用于预测地质储量的计算。

c) 矿井相对瓦斯涌出量在综合分析煤层、顶底板和邻近层以及采空区的有关地质环境和构造条件后可作为计算推测资源量时含气量的参考值。用于瓦斯突出防治的等温吸附曲线虽然也能提供煤层气容量值, 但在参考引用时必须进行水分和温度等方面的校正, 校正后可用于推测资源量计算。

d) 气成分测定参见 GB/T 13610—92 气体组分分析方法。煤层气储量应根据气体成分的不同分类计算。一般情况下, 参与储量计算的煤层气含量测定值中应剔除浓度超过 10% 的非烃气体成分。

7.2 数值模拟法和产量递减法参数的确定

数值模拟法和产量递减法参数, 如气水性质、煤质与组分、储层物性、等温吸附特征、温度、压力和气水产量等, 参照 GB 212—91、GB/T 13610—92 及有关标准执行, 或另行制定细则。

7.3 储量计算参数取值

a) 储量计算中的参数可由多种资料和多种方法获得, 在选用时应详细比较它们的精度和代表性进行综合选值, 并在储量报告中论述确定参数的依据;

b) 计算地质单元的参数平均值时, 煤层厚度原则上应根据实际构造发育规律, 采用等值线面积平衡法或井点控制面积权衡法, 但在煤田勘查的详查区和精查区可直接采用算术平均法计算, 其他参数一般应采用煤层气参数试验井井点控制面积权衡法计算;

c) 各项参数名称、符号、单位及有效位数见附录 B 的规定, 计算中一采用四舍五入进位法;

d) 煤层气储量应以标准状态(温度 20℃, 压力 0.101 MPa)下的干燥体积单位表示。

8 煤层气储量评价

8.1 地质综合评价

8.1.1 储量规模

按储量规模大小, 将煤层气田的地质储量分为 4 类, 如表 5。

8.1.2 储量丰度

按煤层气田的储量丰度大小, 将煤层气田的地质储量丰度分为 4 类, 如表 6。

8.1.3 产能

按气井的稳定日产量，将气藏的产能分为4类，如表7。

8.1.4 埋深

按埋藏深度，将藏分为3类，如表8。

表5 储量规模分类表

分 类	气田煤层气地质储量 (10 ⁸ m ³)
特大型	>3 000
大型	300~3 000
中型	30~300
小型	<30

表6 储量丰度分类表

分 类	地质储量丰度 (10 ⁸ m ³ / km ²)
高	>3.0
中	1.0~3.0
低	0.5~1.0
特低	<0.5

表7 煤层气井产能分类表

分 类	稳定日产量 (10 ⁴ m ³ / d)
高	>1.0
中	0.3~1.0
低	0.1~0.3
特低	<0.1

表8 煤层气藏埋深分类表

分 类	产层中部埋深 m
深	>1 000
中	500~1 000
浅	<500

8.2 经济评价

a) 采用净现值分析法对煤层气勘查开发各阶段所提交的各级储量在未来开发时的费用和效益进行预测，分析论证其财务可行性和经济合理性优选勘探开发项目，以获得最佳的经济效益和社会效益；

b) 储量经济评价应贯穿于煤层气勘探开发的全过程，对各级储量均应进行相应的经济评价；

c) 所有申报的探明储量必须进行经济评价；

d) 经济评价中关于投资、成本和费用的估算应依据煤层气田的实际情况，充分考虑同类已开发或邻近煤层气田当年的统计资料；

e) 对新气田煤层气井产能的预测，必须有开发部门编制的开发概念设计作为依据，平均单井稳定日产量可依据储层数值模拟做专门的论证。

8.3 储量报告

煤层气田或区块申报储量时应编写正式报告。储量报告的编写要求参照附录C。

附录 A
(规范性附录)

煤层气储量计算参数名称、符号、单位及取值有效位数的规定

表 A.1 煤层气储量计算参数 名称、符号、单位及取值有效位数的规定

参 数		单 位		取值位数
名 称	符 号	名 称	符 号	
煤层含气面积	A	平方千米	km ²	小数点后 1 位
煤中灰分 (ω _B)	A _d	无因次	%	小数点后 2 位
煤的平均灰分 (ω _B)	A _{av}	无因次	%	小数点后 2 位
煤的原煤基含气量	C _c	立方米每吨煤	m ³ / t	小数点后 1 位
煤的空气干燥基含气量	C _{ad}	立方米每吨煤	m ³ / t	小数点后 1 位
煤的干燥无灰基含气量	C _{daf}	立方米每吨煤	m ³ / t	小数点后 1 位
废弃压力条件下的煤层气含量	C _{ga}	立方米每吨煤	m ³ / t	小数点后 1 位
原始储层条件下的煤层气含量	C _{gi}	立方米每吨煤	m ³ / t	小数点后 1 位
煤的空气干燥基质量密度	D	吨每立方米	t / m ³	小数点后 2 位
煤的干燥无灰基密度	D _{daf}	吨每立方米	t / m ³	小数点后 2 位
煤层气地质储量	G _i	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数点后 2 位
煤层气井控范围内的地质储量	G _{iw}	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数点后 2 位
气井累计气体产量	G _{PL}	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数点后 2 位
煤层气可采储量	G _r	亿立方米	10 ⁸ m ³	小数点后 2 位
煤层净厚度	h	米	m	小数点后 1 位
煤层埋深	H	米	m	小数点后 1 位
渗透率	k	平方米	m ²	小数点后 2 位
煤中原煤基水分 (ω _B)	M _{ad}	无因次	%	小数点后 2 位
煤的平衡水分 (ω _B)	M _{eq}	无因次	%	小数点后 2 位
原始储层压力	P _i	兆帕	MPa	小数点后 2 位
废弃储层压力	P _a	兆帕	MPa	小数点后 2 位
闭合压力	P _c	兆帕	MPa	小数点后 2 位
兰氏压力	P _L	兆帕	MPa	小数点后 2 位
临界解吸压力	P _d	兆帕	MPa	小数点后 2 位
破裂压力	P _f	兆帕	MPa	小数点后 2 位
压力梯度	K _p	兆帕每百米	Mpa / 100 m	小数点后 2 位
井底压力	P _{wf}	兆帕	MPa	小数点后 2 位
单井日产气量	g _g	立方米每天	m ³ / d	小数点后 2 位
单井日产水量	g _w	立方米每天	m ³ / d	小数点后 2 位
采收率	R _f	无因次	%	有效位数 1 位
平均井控面积	S _w	平方千米每口	km ² / 口	小数点后 1 位
吸附时间	τ	小时	h	小数点后 1 位
储层温度	T	摄氏度	℃	整数
兰氏体积	V _L	立方米	m ³	小数点后 2 位
地层倾角	α	度	(°)	小数点后 1 位
空气干燥基含气量与 (灰分+平衡水分) 相关关系曲线斜率	β	无因次		小数点后 2 位

附录 B
(规范性附录)

煤层气探明地质储量计算关于储层的基本井(孔)控要求

表 B.1 煤层气探明地质储量计算关于储层的基本井(孔)控要求

构造复杂程度		储层稳定程度		基本井距 km
类	特点	型	特点	
第 I 类 构造简单	1. 煤系产状平缓 2. 简单的单斜构造 3. 宽缓的褶皱构造	第一型	煤层稳定, 煤厚变化很小, 或沿一定方向逐渐发生变化	3.0~4.0
		第二型	煤层厚度有一定变化, 但仅局部地段出现少量的减薄, 没有尖灭	2.0~3.0
		第三型	煤层不稳定, 煤层厚度变化很大, 且具有明显的变薄、尖灭或分叉现象	1.5~2.0
第 II 类 构造较复杂	1. 煤系地层产状平缓, 但具有波状起伏 2. 煤系地层呈简单的褶皱构造, 两翼倾角较陡, 并有稀疏断层 3. 煤系地层呈简单褶皱构造, 但具有较多断层, 对煤层有相当的破坏作用	第一型	煤层稳定, 煤厚变化很小, 或沿一定方向逐步发生变化	2.0~3.0
		第二型	煤层厚度有一定变化, 但仅局部地段出现少量的减薄, 没有尖灭	1.0~2.0
		第三型	煤层不稳定, 煤层厚度变化很大, 具有明显的变薄, 尖灭或分叉现象	0.5~1.0
第 III 类 构造复杂	1. 煤系地层呈紧密复杂褶皱, 并伴有较多断层, 产状变化剧烈 2. 褶皱虽不剧烈, 但具有密集的断层, 煤层遭受较大破坏 3. 煤层受到火成岩体侵入, 使煤层受到的严重破坏	第一型	煤层稳定, 煤厚变化很小, 或沿一定方向逐步发生变化	1.0~2.0
		第二型	煤层厚度有一定变化, 仅局部地段出现少量的减薄, 没有尖灭	0.5~1.0
		第三型	煤层不稳定, 煤层厚度变化很大, 具有明显变薄, 尖灭或分叉现象	0.5

附录 C
(资料性附录)

煤层气探明储量报告的编写要求

C.1 报告正文

C.1.1 前言

煤层气田名称、地理位置、登记区块名称和许可证号码、已有含气面积和储量、本次申报含气面积和储量申报单位等。

C.1.2 概况

勘查开发简史、煤田勘查背景，煤炭生产概况，煤层气勘查所实施的工作量、勘查单位、资料截止日期和取得资料情况等。

C.1.3 地质条件

区域构造位置、构造特征、地层及煤层发育特征、水文地质特征、煤层气勘查工程的地质代表性、储层特征、含气性及其分布特征等。

C.1.4 排采试验与产能分析

单井排采或小井网开发试验的时间、生产工艺，单井和井网产能及开发生产动态特征等。

C.1.5 储量计算

储量计算方式与方法选择、储量级别和类别的确定、参数确定、计算结果、可采储量计算和采收率确定方法与依据，以及储量复算或核算前后储量参数变化的原因和依据。

C.1.6 储量评价

规模评价、地质综合评价、经济评价、可行性评价等。

C.1.7 存在问题与建议

C.2 报告附图表

a) 附图：气田位置及登记区块位置图、含气面积图、煤层底板等高线图，煤层厚度等值线图、煤层含气量等值线图、主要气井气水产量曲线图、确定储量参数依据等的有关图件。

b) 附表：气田地质基础数据表、排采成果表、储层模拟成果表、储量参数原始数据表、主要气井或分单元储量参数和储量计算表、开发数据表、经济评价表。

C.3 报告附件¹⁾

附件可包括：地质研究报告、煤储层描述研究报告、储量参数研究报告、关键井单井评价报告、试验生产报告等。