

基于 PRMS 准则的煤层气资源/储量划分与评估

法贵方¹, 衣艳静¹, 刘娅昭², 原瑞娥¹, 王忠生¹

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151)

摘要:介绍了基于国际通用准则“石油资源管理系统”(PRMS)的各级煤层气资源/储量的定义及分类要求,从资产所有权、政府监管与项目审批条件、井控程度、测试程度、基础设施和销售市场、开发与生产时间以及经济参数这 7 个方面详细分析煤层气各级储量的划分依据。结合煤层气地质条件和工程条件、现行经济条件、操作条件以及政府相关政策等,初步制定了煤层气 3P 储量和条件储量的确定原则并进行实例分析,为合理评估煤层气储量提供重要参考。

关键词:3P 储量;条件储量;储量评估;分类体系;分类原则;PRMS 准则;煤层气

中图分类号:TE155

文献标志码:A

Classification and evaluation of coalbed methane resources/reserves based on the Petroleum Resources Management System (PRMS) rules

Fa Guifang¹, Yi Yanjing¹, Liu Yazhao², Yuan Ruie¹, Wang Zhongsheng¹

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Abstract: This paper introduces a set of definitions and classification requirements for coalbed methane (CBM) resources/reserves based on the Petroleum Resources Management System (PRMS). General requirements for the classification of CBM reserves are outlined from seven perspectives: ownership considerations, governmental regulatory and project approval considerations, drilling requirements, testing requirements, infrastructure and market considerations, timing of production and development, and economic requirements. Combined with the geological and engineering conditions, current economics, operating conditions and government policies of CBM, the principles used to classify Proved, Probable, and Possible (3P) reserves and contingent resources were formulated, and demonstrated by a case analysis. These data provide important reference points for the reasonable assessment of CBM reserves.

Key words: Proved, Probable, and Possible (3P) reserves; contingent resources; reserve evaluation; classification system; classification principle; Petroleum Resources Management System (PRMS) rule; coalbed methane (CBM)

煤层气又称煤层甲烷或煤层瓦斯^[1-4],全球煤层气总资源量达 9 000 Tscf(万亿标准立方英尺)以上。开展煤层气勘探开发的国家主要有美国、加拿大、澳大利亚、俄罗斯、印度和中国等,超过 40 个国家已经完成煤层气资源评价^[5]。美国在 20 世纪 80 年代开始进行煤层气商业开采,成为目前世界上煤层气开发最成功、技术最成熟、产业化规模最大的国家,2009 年美国煤层气年产量达 1.9 Tscf。加拿大也形成商业煤层气产能,且煤层气生产规模仍在扩大。可以预见,在未来世界能源供给中煤层气将发挥重要作用。

煤层气的开发利用具有热值高、污染少、安

全性高的特点,完全可以成为石油和天然气等常规能源的重要补充,许多油公司都加快煤层气的勘探与开发。2007 年 SPE/AAPG/WPC/SPEE 联合发布了石油资源管理系统(Petroleum Resources Management System,简称 PRMS)^[6],并于 2011 年更新颁布了 PRMS 的应用指南。该分类体系不仅适用于常规的油气资源,同时也适用于煤层气等非常规油气资源,成为国际通用的评估准则。开展基于 PRMS 准则下的煤层气资源/储量评估工作,搞清煤层气资源/储量状况,是油公司参与煤层气项目开采竞争及制定能源发展战略的首要任务。

1 煤层气资源/储量分类系统

PRMS 是基于项目的资源/储量分类体系,其纵向按项目是否发现原地量及项目能够实施并且达到商业产能的机会,划分为未发现原地量、已发现次商业原地量和已发现商业原地量三类,其对应的可采资源量分别为远景资源量、条件储量和储量三类,横向上 PRMS 以估算采出量的确定性程度进行分级^[7-13](图 1)。

下列术语及定义适用于基于 PRMS 准则的煤层气资源/储量分类体系。

(1)煤层气总原地量:是指原始赋存于煤层气藏中的煤层气估算量,包含在某给定日期所估算的生产之前煤层气藏中赋存的煤层气资源量以及尚未发现的煤层气资源量(相当于煤层气总资源量)。

(2)已发现煤层气原地量:是指在某给定日期所估算的、在生产之前赋存于已知煤层气藏中的资源量。

(3)未发现煤层气原地量:是指在某给定日期,尚未发现的煤层气藏的估算量,包含远景可采资源量和目前技术经济条件下不可采的资源量。

(4)商业性(Commercial):指基本的社会、环境、政治、法规、合同、技术及经济条件能够满足项目商业有效运转^[14]。

(5)次商业性(Sub-Commercial):指基本的社会、环境、政治、法规、合同、技术及经济条件不能够满足项目商业有效运转。

(6)储量(Reserve):指在某个时间点,在目前经济技术条件下,已证实具有商业生产潜力(产能

测试),气体可销售,含气量和煤层厚度(煤样,气样)满足商业条件,煤层埋深在经济极限范围内,并在煤的富集区内(如 200~1 000 m),开发方案可行,市场存在,在合理的时间范围内确定可进行开发,已经获得审批或即将审批,通过的可能性非常大。储量分为证实储量(Proved,简称 P1)、概算储量(Probable,简称 P2)和可能储量(Possible,简称 P3),按概率计算,1P、2P(P1+P2)和 3P(P1+P2+P3)对应的概率值至少为 90%、50%和 10%^[15-17]。

(7)条件储量或潜在储量或表外可采资源量(Contingent Resources):截至一个给定日期,已通过钻井、测试、取样或测井证实含气量(如煤样或气体流量),煤层厚度足够赋存大量潜在的流动碳氢化合物(如有数据指示渗透率足以允许煤层内气体流动),气体流动速率可能未经论证或不经济,气体销售市场不确定,与已存在的具有商业潜力的井相距甚远,在煤的富集区外侧或可接受的埋深范围外,需要迄今未证实的井技术(例如未试验的增产技术或水平井/多分支井),未获得法律许可的区域(如保护区),开发方案未成熟或次经济,没有获得批准,条件储量可以细分为 1C、2C 及 3C,分别表示条件储量的低估算值、最佳估算值和高估算值。

(8)远景资源量(Prospect Resources):勘探地质家根据盆地的有利成煤条件,推测可能具有存在煤层气聚集,尚未打过井证实,包含推断中可采出的煤层气资源量以及不可采量。其中推断的可采出的煤层气资源量只能作为远景可采资源量,按概率计算,可分为低估算值、最佳估算值和高估算值。

(9)不可采量(Unrecoverable Resources):截至一个给定日期,估算的未来开发项目不能采出的已发现或未发现煤层气资源量。当未来的经济和技术条件的变化,不可采量中的一部分可能转化为可采量,但剩余部分则由于地下流体和储层的相互作用,可能永远无法采出。

2 煤层气资源/储量分类原则

2.1 煤层气储量分类一般要求

煤层气资源/储量分类伴随着煤层气藏勘探开发生产的全过程,并随着煤层气藏的认识程度、经济技术条件、公司内部管理和政府监管等因素发生类别或级别的双向变化^[18]。进行煤层气储量评估和分类一般应满足下列 7 个宏观方面的条件。

(1)资产所有权。要求赋予煤层气储量的油公司或煤矿公司应该在一段时间内拥有某一区块

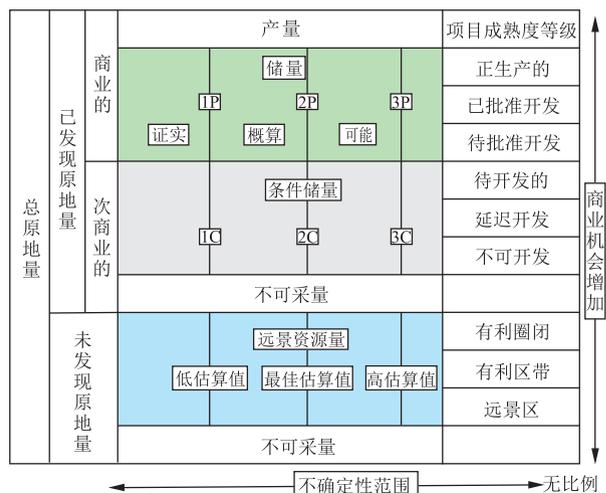


图 1 PRMS 资源/储量分类

Fig.1 Classification of resources or reserves in the Petroleum Resources Management System (PRMS)

地下矿权或勘探开发煤层气资源的合同权益,即要求拥有某一区块的勘探、开发及生产销售煤层气的工作或租让权益。

(2) 政府批准。资源量/储量的划分首先要确定是否拥有资产所有权,如果没有取得资产所有权或存在争议,就不能进行资源量/储量划分。储量的划分依据政府批准情况。证实储量必须取得政府批准;概算储量和可能储量已获得政府批准,或紧邻已获得批准的区块,取得政府批准的可能性非常大;条件储量并无政府批准方面的要求。

(3) 井控程度。煤层气储量一定要分布在被钻井所证实的煤层气藏中,一般而言,单井控制的含气范围为 0.65 km²(井控范围)^[19]。钻井已证实的煤层气藏,可以根据测井或岩心资料等进行灰分、含水量、镜煤含量、解吸和等温吸附曲线分析等,进一步划分不同级别的储量;对于未被钻井所证实的潜在煤层气藏,只能作为远景资源量。

距证实已开发井 1 个井控范围内可划分为证实已开发储量^[20](图 2);距证实已开发区相隔 1 个井控范围内可划分为证实未开发储量;距证实储量相隔 2 个井距范围内划分为概算储量;距概算储量相隔 2 个井控范围内或地质/地理限制范围内划分为可能储量;距测井显示的煤层气井(可能未进行商业产能测试)6 个井控范围内,可划分为条件储量。若煤层品质好且横向连续性好,评估者可结合煤层具体地质条件以及以往的经验,将证实未开发储量、概算储量和可能储量面积进行适当的扩大。评估者也可根据煤层特征进行合理的产能预测及资源量分级,资源量边界必须由观测点界定。

(4) 测试程度。已发现煤层气藏的商业生产

能力必须具有高置信度才能够划分成储量,即至少有一口井可以明确证实存在煤层气藏,并且具有商业生产能力。

正生产或已进行产能测试可以证明具有商业性的煤层气藏才能划分为证实储量。在缺乏产能测试的情况下,测井资料和岩心分析表明存在煤层气藏,并且可类比邻区已进行商业开采的煤层气藏,类比结果显示具有商业生产潜力的煤层气资源可划分为概算储量或可能储量。

除了传统的产能测试,煤层气项目还需进行注水测试、用氮量、用水量和用气量测试等,这些测试可以评估煤层渗透性以及产气能力^[21-25]。若这些测试仍不能明确地论证煤层气产气能力,则不能划分为储量。对于没有明确资料证实的煤层气聚集,只能划分为未发现的煤层气资源量。

(5) 基础设施和销售市场。煤层气项目同常规油气项目一样都需要设备和油田设施,设备承载力和操作压力影响煤层气的产量。湿气煤层气井的水处理能力在生产的早期阶段要比晚期阶段大^[26-27]。在评价湿气煤层气项目时,必须考虑与水处理相关的操作成本(如注水成本、运输和处理成本等)。

(6) 开发与生产时间。煤层气储量的估算要考虑开发和生产时间。因煤层气产量相比常规油气而言,递减比较缓慢,生产周期比较长。

对于正生产的储量,储量的外推要考虑到在未来很长一段时间内,产量、财政、市场及基础设施等不确定因素。在此建议储量估算 50 年以内的,除非有明确的理由可以无限延长。

对于已开发未生产的储量,划分为该类储量必须靠近已存在的基础设施,仅需要少量资本支出,并在 2 年时间内可进行开发。煤层气项目的开发需要大规模压缩设备,在进行储量评估时,必须考虑到操作者在这一时间段内可获得必要设备的确定性。

(7) 经济参数。给定一个时期,在预期合理油价及成本的基础上,将已知煤层气资源实施开发且预期可商业开采的煤层气资源划分为储量,湿气煤层气藏要考虑与排水及水处理相关的资本费用和操作成本^[28-29]。在给定期限内,由于经济条件限制不能进行开发或生产的已知煤层气聚集划分为条件储量。

在目前经济技术条件下,从整个项目计算周期来看,并不能满足基准投资回报率的煤层气资源划分为条件储量。技术上可行,但不具备商业开发价

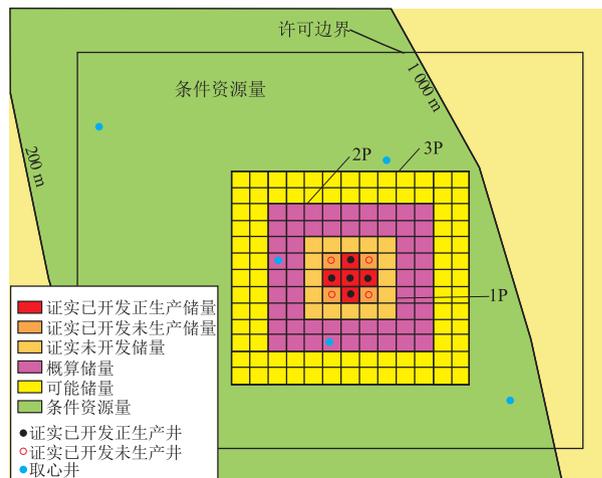


图 2 煤层气 3P 储量划分示意

Fig.2 Classification of Proved, Probable, and Possible (3P) reserves of coalbed methane (CBM)

值的煤层气资源只能划分为条件储量。

2.2 煤层气储量划分的确定原则

考虑煤层气地质和工程条件、现行经济和操作条件以及政府相关政策等多方面的因素,制定煤层气储量划分具体细节。

2.2.1 证实储量

①项目已有开发方案和经济评价,已获得政府和公司批准,拥有该区块的勘探、开发及生产销售油气的工作或租让权益;②在预期合理油价及成本的基础上,项目具有经济性;③证明项目具有商业价值或可与邻近商业成功的项目类比;④证实已开发储量无采样密度要求。证实未开发储量部分,毗邻至少具有1口达到经济产能的煤层气生产井/测试井的井控单元;⑤证实已开发储量,若有充足的生产数据可进行动态法储量评估,就不需要提供解吸资料;证实未开发储量,5 km 范围内至少存在1个解吸点,解吸资料必须来自岩心或岩屑的解吸,其中岩屑必须是有效的,可类比邻区的岩心;⑥具有高置信度,实际采出量等于或超过估算值的概率至少为90%。

2.2.2 概算储量

①项目已有开发方案和经济评价,已获得政府和公司批准,或者项目已提交了所有政府批复的申请,且位于政府已批准区块旁,并且无重大问题提出,获得政府批准的可能性非常大;②在考虑油价不变价格或可变价格及成本的基础上,项目具有经济性;③证明项目具有商业价值或可与邻近商业成功项目类比;④紧邻已有证实储量的井控单元,或者确定煤储层在地质上是连续和连通的;⑤5 km 范围内存在1个解吸点,解吸资料必须来自岩心或岩屑的解吸,其中岩屑必须是有效的,可类比邻区的岩心;⑥具有中置信度,证实储量+概算储量的实际采出量等于或超过估算值的概率至少为50%。

2.2.3 可能储量

①项目已有开发方案和经济评价,已获得政府和公司批准,或者项目已提交了所有政府批复的申请,且位于政府已批准区块旁,并且无重大问题提出,获得政府批准的可能性非常大;②在预期合理油价及成本的基础上,项目具有经济性;③是否获得商业成功开采尚存疑问;④2个井控范围的测井资料显示煤层,且3个井控范围内至少具有1口经济产能的煤层气生产井/测试井;⑤5 km 范围内存在1个解吸点,解吸资料必须来自岩心或岩屑的解吸,其中岩屑必须是有效的,可类比邻区的岩心;⑥具有低置信度,证实储量+概算储量+可能储量的实际

采出量等于或超过估算值的概率至少为10%。

2.2.4 条件储量

①不需要获得政府和公司批准;②项目的经济效益不确定;③待开发项目的商业开发依赖于技术改进完善;④6个井控范围内测井资料显示煤层,必须根据煤层特征对产能有合理的预期,煤层气藏必须圈定在观测范围内;⑤条件储量,煤层参数可以根据同一盆地同一地层参数的深度相关性估算得到;⑥可划分为低估算值(1C)、中估算值(2C)和高估算值(3C),当只考虑技术因素时分别与对应储量(1P、2P、3P)的确定性程度相当。

3 实例分析

X项目煤层面积1200 km²,其商业潜力预测为3.2 Tscf。根据先导试验和评价井,初步证实该项目50%可进行开发。项目区共有26口井,开发区内一些取心井正在钻探,通过这些钻井及研究分析,将项目区划分为A、B和C区(图3)。

A区勘探程度高,煤层参数齐全,已有完整的开发方案及经济评价,计划钻180口开发井,已获得政府和项目公司的批准,属于高置信度区,面积180 km²。

B区基本地质条件已掌握,勘探程度较高,煤层参数较为齐全,已有开发方案并获得政府批准,计划钻420口开发井,属于中置信度区,面积420 km²。

C区勘探程度中等,已获得煤层基本参数,已初步制定开发方案,未来计划钻600口开发井,属于低置信度区,面积600 km²。

其中A区和B区共有600口开发井,井距为1 km,包含相关基础设施建设(输油管、加工处理设施、气体压缩设施和水处理设施等),设计产能

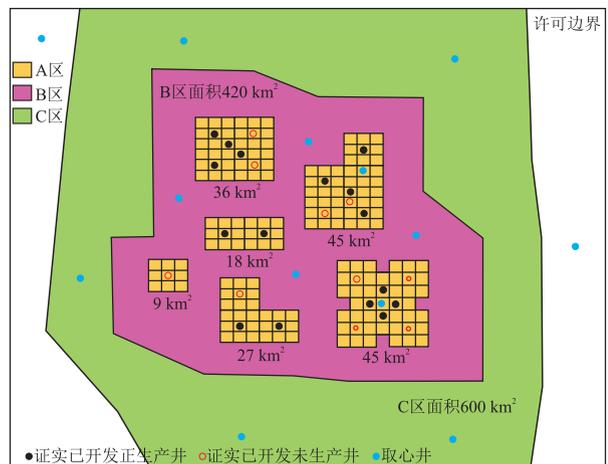


图3 X项目示意

Fig.3 Sketch map of X project

150 MMscf/d(百万标准立方英尺/天)。2P 储量为 1 200 Bscf(十亿标准立方英尺)或 2 Bscf/口,足以实现项目的商业价值。

技术数据分析结果显示,采收率估算的不确定性受渗透率、煤层厚度、含气量以及煤层横向展布等因素综合作用。这些因素影响井网部署、产能及每口井可采量的估算。根据独立变量的补偿效应,分析显示这些因素有助于估算每口井采收率不确定范围,假定井距都为 1 km,分析结果如表 1 所示。

A 区,每口井的采收率平均为 2 Bscf,不确定程度比较低,幅度为±20%,即采收率为 1.6~2.4 Bscf/口。

B 区,相比最佳估算值,采收率不确定幅度为±30%,即采收率为 1.4~2.6 Bscf/口。

C 区,相比最佳估算值,采收率不确定程度为±50%,即采收率为 1~3 Bscf/口。如果实际采收率为这一幅度的最低值,即 1 Bscf/口,这一区域将不能满足商业开发。

基于 PRMS 准则的煤层气储量登记结果见表 2。

根据 PRMS 准则,A 区和 B 区的 600 口开发井均已获得政府批准,并且满足商业开发,获批区域储量不确定范围 876~1 524 Bscf,则最低估算值 876 Bscf可作为 1P 储量,最佳估算值 1 200 Bscf 可做 2P 储量,最高估算值 1 524 Bscf 可作为 3P 储量。

C 区虽然已有开发方案,但未提交政府,储量不确定范围 600~1 800 Bscf,若实际采收率为 1 Bscf/口,将不能满足商业开发。该区经济效益不确定,可作为条件储量,其最低估算值 1C、最佳估算值 2C 和最高估算值 3C 分别为 600,1 200,1 800 Bscf。

表 1 X 项目采收率不确定程度

Table 1 The results of the uncertainly analysis in X project

区块	面积/km ²	井距/km	井数/口	单井可采量/Bscf			可采量/Bscf		
				低	中	高	低	中	高
A	180	1.0	180	1.6	2.0	2.4	288	360	432
B	420	1.0	420	1.4	2.0	2.6	588	840	1 092
C	600	1.0	600	1.0	2.0	3.0	600	1 200	1 800
合计	1 200		1 200				1 476	2 400	3 324

表 2 X 项目储量登记(基于 PRMS 准则)

Table 2 Booked reserves of the X project (based on PRMS rules)

储量级别	可采量/Bscf	储量级别	可采量/Bscf
P1	876	3P	1 524
P2	324	1C	600
P3	324	2C	1 200
1P	876	3C	1 800
2P	1 200		

4 结论

(1)PRMS 评估准则是国际通用的油气资源/储量分类及上报体系,熟知 PRMS 准则并建议基于该准则下的煤层气资源/储量分类体系,不仅是满足资本市场与国际层面的需要,也是中国石油公司生产经营的重要基础,这为跨国油公司准确把握煤层气投资项目的资源状况,参与煤层气开采项目竞争,积极开拓海外煤层气新市场奠定基础。

(2)基于 PRMS 准则下的煤层气资源量/储量级别的划分,是在综合考虑资产所有权、政府监管与项目审批、井控程度、测试程度、基础设施和销售市场、计划开发生产时间及经济参数这 7 个宏观方面来确定的,煤层气项目是否具有 3P 储量的关键因素是其开发方案在合理预期内获批,基础设施具备,满足商业开发。

(3)基于项目的煤层气储量评估是一个动态的、逐渐趋近于真值的过程。各级储量的划分与地质认识、技术和经济条件等密切相关,随着勘探开发程度的提高,低级别的储量逐渐升级到高级别的储量,一旦实例中 C 区经济效益确定,满足商业开发,即可升级为 3P 储量。

参考文献:

[1] 贾承造.煤层气资源储量评估方法[M].北京:石油工业出版社,2007:1-12.
Jia Chengzao.Evaluation methods for coalbed methane resources and reserves[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2007:1-12.

[2] 苏俊.煤层气勘探开发方法与技术[M].北京:石油工业出版社,2011:1-7.
Su Jun.Method and technology for coalbed methane exploratory development[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2011:1-7.

[3] 邹才能.非常规油气地质[M].北京:地质出版社,2011:94-98.
Zou Caineng.Unconventional petroleum geology[M].Beijing: Geological Industry Press,2011:94-98.

[4] 孙赞东,贾承造,李相方,等.非常规油气勘探与开发[M].北京:石油工业出版社,2011:619-652.
Sun Zandong, Jia Chengzao, Li Xiangfang, et al.Unconventional oil & gas exploration and development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press,2011:619-652.

[5] Jenkins C D, Boyer II C M.Coalbed- and shale-gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Technology,2008,60(2):92-99.

[6] SPE/AAPG/WPC/SPEE.Petroleum resources management system[S].2007.

[7] 中国石油天然气股份有限公司勘探与生产分公司.SEC/SPE 油气资源储量分类体系及分类原则[C]//SEC 准则油气储量评估论文集.北京:石油工业出版社,2012:1-16.
Petrochina Exploration & Production Company.Classification system and categorization principles of SEC/SPE for oil & gas resources and

- reserves[C]//Proceedings of SEC rules for evaluating oil & gas reserves.Beijing;Petroleum Industry Press,2012;1-16.
- [8] 黄学斌,魏萍,郭鸣黎,等.SEC 储量成本指标计算方法探讨[J].石油实验地质,2014,36(4):506-510.
Huang Xuebin,Wei Ping,Guo Mingli,et al.Discussion of cost index calculation method on SEC reserves[J].Petroleum Geology & Experiment,2014,36(4):506-510.
- [9] 魏萍,张玲,翟中喜,等.SEC 石油储量替代率预测方法探讨[J].石油实验地质,2013,35(6):702-706.
Wei Ping,Zhang Ling,Zhai Zhongxi,et al.Forecasting methods of SEC reserves replacement rate.Petroleum Geology & Experiment,2013,35(6):702-706.
- [10] Elliott D C.The evaluation,classification and reporting of unconventional resources[R].SPE114160,2008.
- [11] Society of Petroleum Evaluation Engineers(Calgary Chapter),Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (Petroleum Society).Canadian oil and gas evaluation handbook (Reserves definitions and evaluation practices and procedures) (Volume 1)[M].Calgary;SPEE,2007;Section 5,3-14.
- [12] Chan P B,Etherington J R,Aguilera R.A process to evaluate unconventional resources[R].SPE134602,2010.
- [13] Etherington J R,Ritter J E.The 2007 SPE/AAPG/WPC/SPEE reserves and resources classification,definitions,and guidelines; defining the standard! [R].SPE107693,2007.
- [14] 王忠生,法贵方,原瑞娥,等.基于 SPE-PRMS 准则下的油砂资源/储量划分与评估[J].大庆石油地质与开发,2012,31(3):73-78.
Wang Zhongsheng,Fa Guifang,Yuan Ruie,et al.Resources/reserves classification and evaluation of the oil sand based on SPE-PRMS rules [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing,2012,31(3):73-78.
- [15] SPE/AAPG/WPC/SPEE/SEG.Guidelines for application of the Petroleum Resources Management System[S].2011.
- [16] Society of Petroleum Evaluation Engineers(Calgary Chapter),Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum (Petroleum Society).Canadian oil and gas evaluation handbook (Detailed guidelines for estimation and classification of oil and gas resources and reserves) (Volume 2)[M].Calgary;SPEE,2005;Section 3,4-9.
- [17] Lee W J.Reserves in unconventional reservoirs; effect of new SEC rules[R].SPE 123384,2009.
- [18] 王青,王建君,齐梅,等.加拿大 NI 51-101 油气储量评估报告分析[J].断块油气田,2009,16(2):17-20.
Wang Qing,Wang Jianjun,Qi Mei,et al.Analyzing reserves report by the standard of Canadian National Instrumental 51-101 [J].Fault-Block Oil & Gas Field,2009,16(2):17-20.
- [19] Society of Petroleum Evaluation Engineers(Calgary Chapter).Canadian oil and gas evaluation handbook (CBM reserves and resources international properties bitumen and SAGD reserves resources) (Volume 3) [M] Calgary;SPEE,2007;Section 3,3-9.
- [20] Barker G J.Application of the PRMS to coal seam gas[R].SPE 117124,2008.
- [21] Bustin R M,Clarkson C R.Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content [J]. International Journal of Coal Geology,1998,38(1/2):3-26.
- [22] Hall F E,Zhou C H,Gasem K A M,et al.Adsorption of pure methane,nitrogen,and carbon dioxide and their binary mixtures on wet fruitland coal[R].SPE 29194,1994.
- [23] McLennan J D,Schafer P S,Pratt T J.A guide to determining coalbed gas content,gas research institute report[R].No.GRI-94/0396,Chicago,Illinois,1995.
- [24] Yang Z B,Qin Y,Wang Z F,et al.Desorption-diffusion model and lost gas quantity estimation of coalbed methane from coal core under drilling fluid medium[J].Science China Earth Sciences,2010,53(4):626-632.
- [25] Dutta A.Multicomponent gas diffusion and adsorption in coals for enhanced methane recovery[D].California,United States;Stanford University,2009:46-80.
- [26] U.S.Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory Strategic Center for Natural Gas. Powder river basin coalbed methane development and produced water management study[R].DOE NETL-1184,2002;Section 5,1-11.
- [27] Rice C A,Nuccio V.Water produced with coal-bed methane[R].USGS Fact Sheet FS-156-00,2000.
- [28] United States Environmental Protection Agency.Coalbed methane extraction;detailed study report[R].Washington D C;USEPA,2010;Section 3,8-17.
- [29] Bank C G,Kuuskræ V A.The economics of powder river basin coalbed methane development[R].U.S.Department of Energy,2006;Section 2,1-12.

(编辑 徐文明)