doi:10.11764/j.issn.1672-1926.2017.03.015

天然气与经济

非常规天然气经济评价对策思考

苏佳纯[1,2],张金川[1],朱伟林[2]
(1.中国地质大学(北京)能源学院,北京 100083;
2.中国海洋石油集团有限公司,北京 100029)

摘要:以煤层气、页岩气、致密砂岩气为代表的非常规天然气资源是重要的接替能源,但我国非常规天然气工业的发展严重受制于经济评价研究的滞后。结合我国非常规天然气勘探开发及经济评价特点,提出了非常规天然气经济评价的对策思考。根据非常规天然气赋存连续性强、单井生产表现差异大、工业产能边界难以确定等特点,提出"先解剖再整合"的经济评价思路以及"甜点接续评价"的经济评价流程,侧重推荐了微分积分、概率统计、模糊评价及情景分析等 4 种评价方法,以突出不确定性参数及随机过程。采用上述思路、方法和流程构成的评价模式,在某煤层气区块进行了应用,突出了对不确定性和风险的控制,说明了该模式的适用性和可推广性。不同类型天然气的形成和分布具有相互关联性和序列性,因此提出天然气经济评价序列理论,建议按照从常规到非常规、从致密砂岩气到页岩气再到煤层气的顺序,逐步增强经济评价不确定性和风险性的预期,递进开展针对性天然气经济评价。

关键词:非常规天然气;经济评价;评价思路;评价方法;天然气经济评价序列
中图分类号:TE-9 **文献标志码**:A **文章编号**:1672-1926(2018)05-0743-11
引用格式:Su Jiachun,Zhang Jinchuan,Zhu Weilin.Study on unconventional natural gas economic evaluation[J].Natural Gas Geoscience,2018,29(5):743-753.[苏佳纯,张金川,朱伟林.非常规天然气经济评价对策思考[J].天然气地球科学,2018,29(5):743-753.]

0 引言

以致密砂岩气、页岩气、煤层气为代表的非常规天然气资源是全球重要的接替能源。近 10 年,随着北美等地区勘探开发工作进展,非常规天然气新发现储量不断增多,产量逐年增加,引起了全球能源供求格局的巨大变革。尽管我国在非常规天然气勘探开发领域的研究起步较晚,但资源潜力巨大[1-4]、发展速度快,目前已在鄂尔多斯盆地、沁水盆地、四川盆地实现了非常规天然气的工业化生产。

非常规天然气资源进入工业化生产不仅取决于勘探开发技术的可行性,更取决于经济的可行性。目前的非常规天然气相关研究主要集中于地质资源及勘探开发技术领域[5-7],在产项目及相关的数据有限,缺乏全生命周期的完整模型,经济评价工作有限[8-23]且多承袭常规储层气项目的做法,造成了理论与实践的脱节,整体研究非常薄弱。非常规天然气正在逐步成为我国油气增储上产的重要领域,特别是在油价低迷时期,面临着"高技术、高成本"的双重挑战,在相关领域投资决策的理论和方法研究就显得尤为重要。

1 非常规天然气特点

致密砂岩气、页岩气及煤层气分别指以不同方式储集于致密砂岩、页岩及煤层中的天然气,是目前具有工业化开采意义的 3 种主要类型非常规天然

收稿日期:2017-11-08;**修回日期**:2018-03-26.
基金项目:国家自然科学基金项目"碎屑岩盆地天然气聚集主要机理类型及条件转换"(编号:40472073)资助.
作者简介:苏佳纯(1982-),女,北京人,工程师,博士,主要从事非常规油气资源、技术与经济评价研究.**E-mail**:sujch2@cnooc.com.cn.
通信作者:张金川(1964-),男,河南焦作人,教授,博士生导师,主要从事非常规油气、成藏机理、资源评价及盆地流体研究与教学工作.**E-mail**:zhangjc@cugb.edu.cn.

气。与常规储层气相比，非常规天然气在形成地质条件、资源禀赋、勘探开发生产及经济效益等方面均有其特殊性。

在形成地质条件与资源禀赋方面，非常规天然气具有资源规模大、分布范围广、多种类型连续分布，但储层致密、非均质性强且资源丰度低等特点；在勘探方面，由于分布与成藏的连续性强，非常规天然气常可在较大的范围内获得连续发现；在开发方面，非常规天然气常需要在甜点区内使用水平井和压裂造缝技术才能获得具有商业效益的天然气流；在生产方面，非常规天然气单井生产呈现出控制储量低、产量低、最终采收率低、差异性强等特点；在经济方面，非常规天然气具有总投资高、初期投入大、开发井工程投资占比高、单位采气成本高、投资回报率低、不确定性及风险性强等特点。

2 非常规天然气项目经济评价模式

2.1 非常规天然气经济评价思路

天然气勘探开发项目往往以获得经济效益为主要目标。企业所关注的天然气勘探开发项目经济评价，往往指的是狭义的经济评价，即财务评价——进行项目的财务效益和费用分析，评价项目在财务上的可行性。常规储层气的经济评价思路是以单井产能预测分析整个气田的产量，进而以整个气田作为评价对象开展项目全过程经济评价的研究。非常规天然气由于在地质特征以及气井生产表现上的不同而具有不同的评价思路。

常规储层气藏是由圈闭所界定的天然气。即使是同一地质单元中的天然气藏，由于其地质条件存在差异性，不同圈闭中的天然气往往在储层物性、储量、产能及规模等方面存在较大差异，彼此之间的同类型评价参数孤立性较强且变化较大，因此常规储层气藏的地质特征参数更多地具有离散分布特点。与之对应，非常规天然气为同生同变条件下的同一产物，其地质连续性特征较为明显，含气层段常呈大规模连片分布特点。在天然气赋存条件较好的甜点区，地质特征参数之间虽然存在差异但彼此同为一体，在宏观上服从连续分布特点。

生产井的表现常可通过气藏的地质特征进行预测，与常规储层气相比，非常规天然气井的生产表现与地质特征不确定性关系更强。在非常规天然气开发过程中，常会在一个钻井位置上布置多口开发井。连续钻井的开发方式导致非常规气井比常规气井在产气表现方面有更大的变化范围。MIT[8]研究发现，同一页岩产气区块上生产井的初始产气速率迥异，在 Barnett 页岩 2009 年钻井中，一些水平井的 30 天平均初始产气速率仅为 5 663m^3/d，而另一些井则达到 141 585m^3/d 以上，同一井组内的气井产量差异明显，而上述差异并不完全由地质因素所决定。我国山西省沁水盆地潘河煤层气区块也存在类似情况。潘河区块面积较小，构造简单。尽管投产井地质条件基本相当，但局部区域依然有产气效果不理想的井，且高产井与低产井相间分布。由此可见，非常规气井通常产量在较宽范围内分布，不完全受地质因素控制。

由于非常规天然气宏观上地质赋存状态连续、微观上单井生产表现差异大，因此具有不同于常规储层气的经济评价思路。可采用微积分的思想和方法，将非常规气田划分为若干个次级评价单元，进而在分析不同次级评价单元的基础上进行全区域经济评价。进一步，在次级评价单元内部，宜通过统计论及数理统计思想对生产井进行整体分析，以利于建立次级评价单元内地质、生产、经济参数之间的联系，以及进行次级评价单元间的比较。

2.2 非常规天然气经济评价流程

在我国目前的储量申报管理体制下，我国天然气勘探开发项目经济评价流程为：首先开展全区勘探工作并提交探明储量，进而可在局部开展工业示范，而后在明确的开发方案的基础上进行项目整体全过程经济评价，生产期间仅在经开发方案预测具有经济性的区域钻井采气（图 1）。非常规天然气开发生产风险因储层非均质性强而有所增加，开发方案往往会随着钻井工作的开展而进行调整，不确定因素较多（表 1）。继续沿用常规储层气经济评价流程已不能适用于非常规天然气的生产实际。

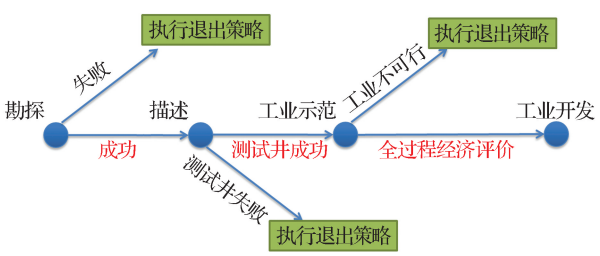


图 1 我国现行天然气勘探开发项目经济评价流程

Fig.1 Current natural gas E&P project economic evaluation flowchart in China

在我国当前储量申报管理的制度下，为了保障非常规天然气经济评价的准确性以及投资决策的时效性，宜采用全区甜点接续开发及经济评价流程

（图 2），即根据勘探结果及气井生产表现，明确甜点区的范围、生产表现及接续顺序，按照从好到差的顺序动用资源，对最先开发的优质甜点区的开发方案进行经济评价，作为先期投资决策依据；同时在未开发区内进一步开展地质研究工作，细化储层描述，落实资源及产量，并采用“有无项目法”对甜点接续区进行经济评价。具体步骤为：①非常规天然气项目在申报全区储量后，先动用优质储量区，进行工业开发先导试验；②在试采结果的基础上，确定甜点接续区 1 的范围，完成全区总体初步开发方案以及甜点接续区 1 的详细开发方案，并分别进行经济评价；③对甜点接续区 1 进行投资决策；④在甜点接续区 1 布井生产，同时通过在未开发区开展进一步勘探和设置实验井组的方式深化地质认识，精细化描述储层，确定甜点接续区 2；⑤完成甜点接续区 2 的详细开发方案，并通过“有无项目法”对其进行经济评价；⑥对甜点接续区 2 进行投资决策……⑦对甜点接续区 n 进行投资决策并布井生产。

表 1　国外某煤层气及致密砂岩气项目开发方案变化情况汇总

Table 1　Summary of development plan changes in a coalbed methane and tight gas project

方案内容	开发方案（第一版）	开发方案（第二版）	开发方案（第三版）
方案完成时间/年	2012	2013	2014
总地质储量/($\times10^8$ m^3)	9 627.78	9 370.09	9 268.15
动用地质储量/($\times10^8$ m^3)	8 594.21	8 602.70	6 127.80
稳产年限/年	10	8	5.5
井数/口	7 367	6 979	4 777
加压站/座	49	48	26
中央处理厂/座	6	6	6
水处理厂/座	3	3	3

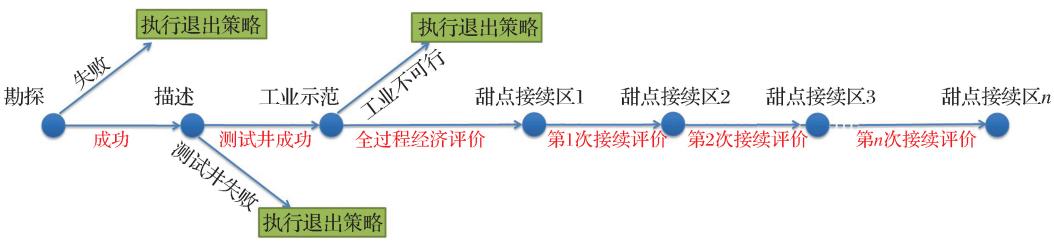


图 2　非常规天然气甜点接续开发经济评价流程

Fig.2　“Sweet spots succeeding” economic evaluation flowchart for unconventional natural gas

以“甜点区”为接续单元的开发及经济评价，与常规储层气评价流程最大的不同在于改变了投资决策的节点。常规储层气投资决策的节点在气藏整体开发方案技术经济评价之后；而在非常规天然气“甜点接续开发及经济评价流程”中，投资决策节点是在其中某个或某几个“甜点区”详细开发方案技术经济评价之后，后续“甜点区”的开发则通过考察增量效益进行评价。“甜点持续”评价流程在整个非常规气田的开发过程中划分出多个投资决策节点，从而使得资金暴露减小，资金回收周期缩短，及时避免地质、工程、产量和市场风险。

2.3　非常规天然气经济评价方法

目前国内外非常规天然气经济评价方法主要采用折现现金流法。折现现金流法的理论基础是资金的时间价值，评价的基本思路是对项目未来的现金流量和风险进行预期，并根据风险的大小对折现率进行合理的选择，将未来的现金流折合成现值。该方法的评价原理在西方企业价值评估中广为使用，也是国内外常规油气勘探开发项目经济评价所采用的最主要方法。

根据非常规天然气的特点，推荐在折现现金流法的基础上引入微分积分法、概率统计法、模糊评价法及情景分析法等研究手段，以更准确地刻画非常规天然气的特色。

2.3.1　微分积分法

非常规天然气资源存在于大面积遍布的天然气聚集中，属于连续型沉积矿产。在纵向上，同一个非常规储层气田内沉积有形成于不同地质年代的多套地层；在横向上，形成于同一地质年代的地层由于沉积环境不同而具有不同特征。裂隙、断层等也对天

然气的分布有影响。上述因素导致储层在纵向和横向上非均质性较强,从而使不同层位、不同区域的非常规天然气资源赋存情况存在较大差异。

针对非常规天然气资源赋存连续且储层非均质性强的特征,可采用微分积分法进行分层分区评价。该方法主要根据地质特征等因素,在三维空间中,按照垂直方向上的不同地层和水平方向上的不同区域,将气田划分为若干个次级评价单元,每一个次级评价单元内部的地质特征相对稳定,单元间彼此联系又彼此差异;进而针对不同次级评价单元,进行生产表现预测以及财务效益与费用估算,最后将各评价单元的财务效益和费用进行加和,进行全区域经济评价,从而提高经济评价结果的准确性。

该方法的核心是对评价单元的划分,单元划分的基础及关键是对非常规气田地质特征的充分认识,不仅在平面上考虑评价单元的差异性,而且在垂向上也研究评价单元的变化性,在三维空间范围内对气田内的非均质性、经济评价主要参数及其影响变化进行描绘。其中,垂向上的分层主要参考开发层系的划分,而开发井型的选择也对评价单元的划分有所影响。尽管计算量有所增加但并不复杂,操作相对简单,实用性强。

2.3.2 概率统计法

非常规天然气单井生产表现差异大,与地质特征之间关系的不确定性较强。针对这种不确定性,可采用概率的理论来研究上述随机现象的统计规律。方法要求一定数量的随机数据作为研究基础,通过随机数据及其出现的概率拟合概率密度分布曲线,确定数据集合呈现出的整体规律性,并分别求取期望、标准差,代表研究对象在50%概率下的平均值和数据的离散程度。方法的核心是统计规律的确定,基础是大量的随机数据分析。由于我国目前在产项目少,数据积累较为有限,方法的使用受到一定制约。

概率统计法不仅可以进行单因素的不确定分析,还可进行多因素不确定性分析,从而对含有多个随机变量的非常规天然气勘探开发项目进行经济评价。蒙特卡罗分析法是从概率分布中重复取样以建立输出变量分布的随机模拟方法,可在多参数具有不确定性的情况下,求得待解决问题的统计特征,其核心是确定主要参数的概率分布。对非常规天然气勘探开发项目经济评价影响较大的输入参数主要是采收气量、气价、资本支出以及操作成本。根据生产实际,采收气量及气价变动性更为灵活,概率分布可向任何一方偏移,适宜用 Beta 分布来描述,而资本支出和操作成本的值域更为明确,分布更趋向于向均值靠拢,可采用正态分布。蒙特卡罗分析法的计算过程较为抽象复杂,一般通过特殊的计算机软件进行,提供经济评价结果的概率分布特征,通常以概率为50%时的评价结果作为决策依据。

2.3.3 模糊评价法

非常规天然气往往在甜点区才能获得具有工业价值的气流。甜点接续开发及经济评价流程需要对甜点区进行判断、描述和比选,以确定开发及评价的优先顺序。甜点区可视作储层有效厚度、渗透率、含气量及地表工矿等参数的最优重叠。其中,部分参数可定量描述,而部分特征量仅能进行定性描述;部分参数不确定性相对较小,部分参数的不确定较强;国内外生产实践表明,各参数对资源赋存情况的影响程度不同,叠合后情况更加复杂,对甜点区的评判具有模糊性。

针对上述特点,可采用模糊评价法对“甜点区”的优劣进行综合评价。模糊评价法用模糊数学的隶属度理论将定性评价转为定量评价,对受多个复杂因素制约的对象进行总体评价。应用模糊评价法,首先确定评价因素,再确定权重向量,进而构建评价矩阵,最后进行评价矩阵与权重的合成,对结果向量进行解释。在评价因素及其逻辑关系确定的情况下,方法的核心是权重向量的确定。该方法可以量化直观地对甜点区的优劣进行比较,作为开发及经济评价优先顺序确定的依据。“甜点区”模糊评价的评价因素数量较少且逻辑层次简单,计算简便;权重向量的确定通常依赖专家经验,评价结果具有一定主观性。

2.3.4 情景分析法

非常规天然气勘探开发项目初期投入大、持续时间长、风险性高,而对其经济性的判断,则主要依据对项目发展趋势及所处环境的预测。为了充分考量非常规天然气勘探开发经济评价中不确定性,可引入情景分析的预测方法。情景分析法根据发展趋势的多样性,通过对系统内外相关因素的自身变化规律、变化特点的具体分析,在假定上述变化趋势将持续到未来的前提下,设计出几种可能出现的未来情景,而后结合设定的几种可能情景所发生的概率,研究预测对象可能出现的影响或引起的后果。该方法的核心是情景设定,情景设定的基础在于对影响未来发展趋势的主要因素的选择,而主要因素往往是不确定性强、影响程度大的因素。对于非常规天

然气勘探开发项目，情景分析主要考虑的因素是地质因素以及气价，通常围绕着不同气价预期情形下、具有经济性的可动用储量的风险情况，设置基准及高、低方案分别进行经济评价及决策分析。情景分析的研究思路通常简单直观，考虑了多个影响因素，将不确定性的预测过程转化为由多个确定性评价结果组成的取值范围作为决策依据，符合我国企业当前决策习惯。

2.4　非常规天然气经济评价案例分析

2.4.1　案例选取

我国的煤层气、页岩气及致密砂岩气目前处于增储上产的重要阶段，相关经济评价研究将对其商业化勘探开发具有重要的指导意义。基于非常规天然气在地质、勘探、开发、生产及经济等方面所具备的共性，可通过代表性资源的经济评价研究来建立非常规天然气经济评价对策。经济评价研究需要收集有关探究对象的大量资料，涉及地质、工程、生产、投资、市场等各方面内容，以利于形成完整的项目模型；同时还需要有一定量的同类在产项目，以便于进行对比研究。目前，煤层气在我国的开发历史有 20 年以上，已建成勘探开发示范区 30 余个，成熟在产区块较多，数据积累相对丰富，适于进行系统研究；页岩气在我国开发时间相对较短，工业化生产不足 5 年，在产项目仅有重庆涪陵区块，四川威远—长宁区块尚处于工业开发的早期阶段，数据积累不充分，系统研究难于开展；致密砂岩气尚未在我国定义为独立矿种，缺少针对性研究。因此，在当前我国非常规天然气开发生产的整体形势下，可将煤层气作为具有代表性的研究对象，对非常规天然气经济评价模式进行探讨。

由“先解剖再整合”的评价思路、甜点接续的评价流程以及微分积分、概率统计、模糊评价、情景分析等评价方法构成的非常规天然气评价模式已在我国多个煤层气区块的经济评价过程中取得了应用，并取得了良好的效果。在此以我国某煤层气区块开发项目经济评价为例进行上述模式的应用分析。该区块位于我国主要煤层气产区，已进行了勘探以及部分试生产工作，但气藏非均质性强，钻井数相对较少且分布集中，地质认识不够全面深入，低孔低渗储层使生产受限，气井生产表现差异大，项目存在较大开发风险。该区的基本情况在我国非常规天然气开发区块中较有代表性。

2.4.2　案例概况

某煤层气田主要目的煤层为山西组 2 号煤层和太原组 8 号、9 号煤层，叠合含气面积为 130km^2，探明地质储量为 120×10^8 m^3，技术可采储量为 63×10^8 m^3。主力煤储层总体具有低孔、低渗、欠压、低温、较高饱和度、中高含气量、低丰度的特征（表 2）。

表 2　某煤层气区块各煤层主要地质参数汇总

Table 2　Geological parameters of coal seams at a coalbed methane block

地层	煤层	煤质	埋深/m	厚度/m	孔隙度/%	渗透率/($\times10^{-3}\mu$m^2)	温度/℃	含气量/(m^3/t)	含气饱和度/%
山西组	2	瘦	238～863 564.2	0.9～2.8 1.63	1.35～5.1 3.53	0.11	17.63	5.82～16.46 9.87	53.14
太原组	8	瘦	317～941 639.7	2.5～8.5 2.62	2.19～6.58 3.88	0.01～0.15 0.07	20.13～29.5 23.71	5.46～5.71 8.94	88.82
	9	瘦	325～951 644.4	2.5～8.5 2.69	1.39～14.88 6.07	0.04～0.05 0.043	21.52～29.6 26.87	6.9～14.73 9.80	96.59

注：$\frac{325\sim951}{644.4}=\frac{\text{最小值—最大值}}{\text{平均值}}$

2.4.3　区块解剖与评级

该煤层气区块作为非常规天然气藏，宏观上地质赋存状态连续、微观上单井生产表现差异大，采用“先解剖再整合”的思路进行评价。区块解剖采用微分积分法，产区评级采用模糊评价法，试采井表现分析采用概率统计法。

区块解剖采用微分积分法。太原组 8 号、9 号煤层气在开发范围内全区可动用，但山西组 2 号煤层气的地质特征、产气效果、动用范围与动用方式尚不完全明确，因此，只动用太原组 8 号、9 号煤层气储量，2 号煤根据试验井的效果确定开发方案。由于 8 号、9 号煤层采用一套开发层系进行开发，所以纵向上不再分层，地质研究单元的划分只考虑平面分区。利用储层地质参数的变化趋势，可将 8 号、9 号煤层按照储层性质由好到差分别分为高、中、低 3 类产区，从区域上基本上是从西向东依次分布。

产区评级采用了模糊评价法。该煤层气田的地面情况较为类似，开发技术条件相同，试产井只在某

个局部甜点分布、无法进行区域间的对比，因此高、中、低产区的划分依据主要是地质因素。根据该区域煤层气试产经验及非均质性特点，有利区划分的参数分别为资源丰度、临储比、渗透率及埋深(表3)，采用专家法确定权重比例划分为0.6/0.1/0.1/0.2(合计为1)。考虑到各类地质参数的差异性，采用模糊数学对各参数进行归一化处理(表4)，利用处理后的结果进行综合对比，并绘制有利区综合参数等值线图，从而为高、中、低产区的划分提供依据。其中，高产区面积占全区总面积的38%，中等产区面积占比52%，低产区面积占比10%。采用数值模拟的方法，预测高产区、中等产区、低产区直井/定向井单井产能分别为1 450m³/d、1 270m³/d、1 060m³/d。

表3 某煤层气区块各参数井主要地质参数汇总

Table 3 Geological parameters of test wells in a coalbed methane block

井号	丰度 /(×10⁸m³/km²)	临储比	渗透率 /(×10⁻³μm²)	埋深 /m
1	0.66	0.41	0.15	439.38
2	0.45	0.7	0.05	650.4
3	0.69	0.35	0.1	535.6
4	0.49	0.42	0.09	646.25
5	0.21	0.7	0.09	478.15
6	0.33	0.55	0.07	597.75
7	0.97	0.83	0.03	783.4
8	0.72	0.96	0.07	458.4
9	0.95	0.79	0.04	915.5

表4 某煤层气区块各参数井主要地质参数归一化处理结果

Table 4 Normalized geological parameters of test wells in a coalbed methane block

井号	丰度	临储比	渗透率	埋深	综合
1	45.96	2.05	5.00	18.00	71.01
2	31.50	3.50	1.25	12.00	48.25
3	47.66	1.75	2.50	16.00	67.91
4	33.76	2.10	2.25	12.00	50.11
5	14.66	3.50	2.25	18.00	38.41
6	23.11	2.75	1.75	16.00	43.61
7	68.24	4.15	0.75	8.00	81.14
8	50.07	4.80	1.75	18.00	74.62
9	66.45	3.95	1.00	4.00	75.40

区块内已达产试产井共23口，全部为直井，主要布置在中、高产区，对8号、9号煤层气进行合采。气井所处地质条件较为相似，但产气量差异比较大(表5)，可采用概率统计法分析试产井的稳产气量分布规律。直井单井日产气量最高达1 758m³/d，最低为297m³/d，高产井与低产井相间分布，与国内其他煤层气区块的产气特征一致。设定试产井产量分布符合Beta分布，为了简化计算，采用其变形Pert分布的计算公式，对试产井稳产气量的期望值和标准差分别计算[式(1)，式(2)]。其中，a 代表最高稳产气量；b 代表最低稳产气量；m 代表最可能稳产气量，即出现频率最高的稳产气量，此处取1 183m³/d、1 181m³/d、1 164m³/d、1 108m³/d的算术平均值；$\sum$代表试产井稳产气量的期望，即平均稳产气量或在50%概率下的稳产气量；σ 代表试产井稳产气量的标准差，表示试产井稳产气量的离散程度。通过计算可知，试产井稳产气量的期望为1 115m³/d，标准差为244m³/d。试产井稳产气量的期望与中产区单井产能预测数值较为接近；稳产气量标准差较大，体现了在相似的地质条件下，煤层气井生产表现具有一定随机性。

$$\sum = (a + 4m + b)/6 \tag{1}$$

$$\sigma = (b - a)/6 \tag{2}$$

表5 某煤层气区块试产井稳产气量统计

Table 5 Daily production rates of test wells during stable production period at a coalbed methane block

井号	日产气量/(m³/d)	井号	日产气量/(m³/d)
1	1 758	13	862
2	1 632	14	848
3	1 353	15	793
4	1 310	16	622
5	1 274	17	621
6	1 183	18	550
7	1 181	19	514
8	1 164	20	457
9	1 108	21	388
10	975	22	306
11	960	23	297
12	938		

2.4.4 甜点区接续经济评价

针对煤层气区块面积大、非均质性强的特征，该项目采用了甜点接续的评价流程，以多个甜点区的组合作为决策单元，分为2期实施。首先在申报储量的基础上，根据先导试验区试采效果以及对开发风险的预测，制定项目整体开发方案。开发方案一期工程动用区内优质资源，井位布署在甜点接续区

1，即先导试验区周边和区块西北部；分 2 年建设，第一年先完善先导试验区，第二年再向西推进。为了完善先导试验区，开发井首先布署在排采效果好的先导试验井的周边，与已施工的先导试验区形成一个整体，以巩固开发效果。在完善先导试验区的同时，在未开发区域由北向南布置 3 组试验井组，以落实该区域资源地质条件和产气效果，评估开发风险、预测经济指标，寻找新的甜点接续区，为二期工程的接续开发打下基础。在一期工程建成约 2 年、生产试验井组见效的基础上，后 3 年围绕着生产试验井组建设二期工程，开发顺序根据生产试验井组的产气效果以及地质条件确定，进行甜点接续开发；同时在尚未开发的东南部建设一个生产试验井组，以摸清该区域的地质条件及产气情况，确定甜点区，为产量接替期做准备。

基准方案开发目的层为太原组 8 号和 9 号煤层，项目全过程拟动用探明储量为 $82\times10^8 m^3$，部署开发井 1 046 口，建成产能 $4.00\times10^8 m^3$/年，稳产 3 年，预测 15 年累产 $46\times10^8 m^3$，总投资约 29 亿人民币。其中一期工程部署 457 口井，建设产能 $2.2\times10^8 m^3$/年，投资约 15 亿人民币。项目平均单位操作成本为 0.39 元/m^3，平均单位作业费为 0.49 元/m^3，气价采用含增值税价为 1.35 元/m^3，考虑财政补贴为0.3 元/m^3。分别对项目全过程以及一期工程进行经济评价，前者提供基于目前的地质认识条件下对项目基准方案经济性的整体判断；后者为一期工程的投资决策提供依据。根据经济评价结果，项目全过程及一期工程的税后内部收益率均大于行业基准收益率 8%，由于一期工程地面工程建设包括了部分二期内容，一期税后内部收益率比全过程低了约 1.2 个百分点。在纳入了二期试验效果不佳、无法按照预期执行的风险后，一期工程的经济评价结果仍是具有效益的，因此可作为一期工程投资决策的依据。若二期试验井组生产情况满足预期，且区域内地质条件进一步落实，则根据试验结果及深化的地质认识调整制定二期开发方案，采用“有无项目法”进行二期项目接续经济评价，作为二期工程投资决策的依据；产量接替期接续评价同理。

2.4.5　经济评价结果情景分析

采用情景分析法围绕储量动用的情况对项目的潜力和风险进行分析，分别制定高方案和低方案。高方案考虑动用 2 号煤层资源厚度大于 1.5m、含气量大于 6m^3/t 的区域，采用 3 层煤分压合采技术，涉及区域共 73km^2，压裂 557 口开发井，动用 2 号、8 号、9 号煤层探明地质储量为 $94\times10^8 m^3$，建设年产能 $4\times10^8 m^3$/年，稳产 4 年，15 年累产 $52\times10^8 m^3$，总投资增加约 1.6 亿元，全过程内部收益率增加 0.3 个百分点。低方案根据主力煤层的资源分布情况，暂不考虑动用二期范围内 8 号、9 号煤层厚度不足 2.5m，含气量不足 8m^3/t 的叠合区域，涉及面积为 18km^2，约占全区面积的 14%，动用探明地质储量为 $70\times10^8 m^3$，扣除潜在低效井 139 口井，建设年产能 $3.33\times10^8 m^3$/年、稳产 4 年，15 年累产 $38\times10^8 m^3$，总投资减少约 3.5 亿元，全过程内部收益率减少约 1 个百分点，仅略高于基准收益率 8%。高低方案的评价结果显示，合采 2 号煤只需花费一定的压裂费用，但可带来经济效益的提升，应尽早实现合采以提高经济效益；而二期工程范围内资源赋存条件相对较差区域则可能对整个项目的经济性造成较大的负面影响，从而进一步论证了“甜点接续评价流程”在此项目应用的必要性，同时为了规避风险也指导了二期实验井组应尽量部署在上述资源条件相对较差的风险区。

由此可见，非常规天然气经济评价模式的应用可以进行更为细致的经济评价结果，在最大程度上揭示并控制非常规天然气勘探开发风险。

3　非常规天然气经济评价对策

由于煤层气、页岩气、致密砂岩气为代表的非常规天然气具有资源连续、非均质性强、不确定性大、风险高的共性，非常规天然气经济评价模式不仅可以应用于煤层气，上述模式也可推广至页岩气、致密砂岩气，当然需要结合其各自特性进行适当修正。根据天然气成藏机理序列理论[24]，由于构建成藏系统的要素特征具有彼此过渡的渐变性规律，不同的成藏要素控制着不同机理类型气藏的形成，成藏系统内所形成的常规储层气、致密砂岩气、页岩气、煤层气为逐渐过渡的序列，成藏特征从常规向非常规愈加偏移，经济评价对策也随之逐渐变化（表 6）。

3.1　经济评价思路的对策

常规储层气的评价思路往往将气藏作为整体评价单元处理，非常规天然气经济评价思路围绕资源赋存连续性展开，采用微积分思想，分层分区将含气区划分为多个次级评价单元，进行“先解剖再整合”的评价。致密砂岩气、页岩气及煤层气分别储集于致密砂岩、页岩及煤层，由于 3 种岩石均为致密且储集介质条件不同，3 种储层中天然气的赋存分别以游离、游离与吸附混合以及吸附方式存在，导致不同

类型地层中的含气量、天然气可采性及开采经济价值逐次递变。在非常规天然气中，致密砂岩气赋存状态与常规储层气相似性最强，80%以上为赋存在致密砂岩中的游离气，吸附气不考虑。页岩气的赋存状态同时具有吸附态和游离态，吸附态与游离态大约各占50%，变化在20%～80%之间，气体以吸附态赋存于泥页岩地层或砂岩夹层的基质中，其他多以游离态赋存在裂隙中。煤层气主要以吸附气赋存在煤层中，吸附气含量通常大于80%，只有少量以游离态或溶解态存在于孔隙空间或地层水中。从赋存状态来看，主要呈吸附态的煤层气明显连续性最好，页岩气次之，而致密砂岩气与常规储层气的相似性更强，气藏分布趋势趋于离散。因此，对于煤层气和页岩气参数更有必要针对其连续性特征，采取分层分区的经济评价思路；致密砂岩气则可依然沿用常规储层气的整体经济评价思路，做适当修改。

表6 基于天然气成藏机理序列理论的非常规天然气经济评价对策

Table 6 Coping strategies of unconventional natural gas economic evaluation based on the natural gas accumulating and distribution spectra in clastic basins

特点	常规储层气	致密砂岩气	页岩气	煤层气
界定	浮力作用影响下，聚集于储层顶部的天然气	不受或部分不受浮力作用控制、游离相聚集于致密储层中的天然气	主要以吸附和游离状态聚集于泥/页岩系中的天然气	主要以吸附状态聚集于煤系地层中的天然气
储集介质	孔隙性砂岩、裂缝性碳酸盐岩等	致密储层及其间的泥、煤质夹层	页/泥岩及其间的砂质岩夹层	煤层及其中的碎屑岩夹层
天然气赋存	各种圈闭的顶部高点，不考虑吸附影响因素	吸附气量小于20%，砂岩底部含气、气水倒置	20%～80%为吸附，其余为游离和水溶	80%以上为吸附，其余为游离和水溶
成藏条件	输导体系、圈闭等	直接上覆于生气源岩之上的致密储层	生气页/泥岩、裂缝等工业规模聚气条件	生气煤岩、形成工业聚集的其他条件
成藏及勘探有利区	正向构造(圈闭)的高部位	紧邻烃源岩储层中的“甜点”	2 000m以深4 000m以浅的页岩裂缝带	3 000m以浅的煤岩成熟区、高渗区
单井生产特点	呈指数衰减	呈指数衰减，衰减速度快于常规储层气	压裂后初始产气量高，随后迅速衰减，衰减速度最快	通常经过排水增产、稳产、衰减3个阶段
开发方式	成片开发	成片开发或甜点接续开发	甜点接续开发，可根据气井生产表现灵活调整后续钻井位置、时机及顺序	甜点区接续开发，甜点区内连续打井、成片开发
经济评价思路	将气藏作为整体评价单元处理	多将含气区作为整体评价单元处理	将含气区划分为数个次级评价单元，进行“先解剖再整合”的评价	将含气区划分为数个次级评价单元，进行“先解剖再整合”的评价
经济评价流程	基于总体开发方案的项目整体全过程评价	根据储层非均质性选用项目整体全过程评价或甜点接续评价	甜点接续评价，甜点范围的调整单元为井	甜点接续评价，甜点范围的调整单元为区
经济评价方法	确定性方法，输入参数及评价结果为确定数值，分析计算过程具有确定性	确定性方法，输入参数及评价结果为确定数值，分析计算过程具有确定性	不确定性方法，输入参数及评价结果有较宽取值范围，分析计算过程具有随机性	不确定性方法，输入参数及评价结果有较宽取值范围，分析计算过程具有随机性

3.2 经济评价流程的对策

常规储层气采用基于气藏总体开发方案的项目全过程经济评价流程，非常规天然气的经济性受甜点区的影响大，经济评价流程主要围绕储层非均质性特点开展，以甜点区为单元进行接续评价。致密砂岩气、页岩气、煤层气均易在孔渗度高的区域，如裂隙空间，聚集形成甜点区。其中，页岩气由于赋存介质、运移聚集、赋存状态最为复杂而非均质性最强，在勘探开发过程中，较难直接确定其甜点位置，同时也最不适宜整体开采及经济评价，最有必要采用甜点接续的评价流程。由于页岩气井在压裂后初始产气量高，而后产量下降较迅速，可以较快地对气井生产效果进行评价，并调整后续钻井位置，因此，在接续过程中对于甜点的评估选择最为灵活迅速，

甜点范围的调整单元为井，而经济评价结果对接续效果也最为敏感。煤层气资源赋存非均质性较强，同样适宜采用甜点接续的经济评价流程。煤层气开发需要经过降压排水解吸的过程，气井见气时间与达产时间较为滞后，难以对气井生产效果作出即时判断，因此，在接续过程中，甜点区的评估选择更加依赖于前期勘探和试验井工作的成效，在单个甜点区内则连续钻井、成片开发，甜点范围的调整单元为区，而经济评价结果受接续效果影响很大。致密砂岩气则可根据资源赋存非均质性的程度选择非常规天然气的甜点接续经济评价流程，或常规储层气项目整体全过程经济评价流程。

3.3　经济评价方法的对策

常规储层气通常采用确定性的评价方法，评价结果往往是确定数值；非常规天然气经济评价方法增强了不确定性分析。受储层非均质性特征、开发方式与效果以及市场波动情况等因素的影响，非常规天然气的地质、工程、生产及经济的参数往往在更宽的范围内取值，从而导致经济评价结果比常规储层气项目具有更强的不确定性。从常规储层气到非常规天然气、从致密砂岩气到页岩气和煤层气，作为逐渐过渡的天然气序列，成藏特征从常规向非常规愈加偏移，经济评价方法也应按照上述序列的顺序，逐渐增强不确定性及风险预期。对于非常规特征最为突出的页岩气和煤层气，其经济评价结果的不确定性和风险预期也是最强的，有必要通过引入概率统计、情景分析等方法，采用随机性过程，来增强不确定性分析。致密砂岩气因为与常规储层气最为相似，则通常沿用确定性的研究方法。

3.4　投资策略

常规及非常规天然气的投资策略应结合资源自身特点展开。基于总产气量和投资规模，从常规储层气到非常规天然气，从致密砂岩气到页岩气和煤层气，天然气勘探开发项目的投资回收周期总体上逐渐变长。基于单井生产特征（图 3），致密砂岩气井与常规储层气井最为相似；煤层气井达产慢、产量衰减慢、生产期较长，前期排采费用高，投资回收慢；页岩气单井产量在初期迅速衰减，为维持产量后续补打井与气井增压费用高，但投资回收比煤层气快。在投资决策过程中，页岩气井的经济性对完井后3～5 年的气价更为敏感，而煤层气井对中长期气价更为敏感。通过上述资产的有效组合，可以减少对天然气项目的投资风险。除了自身的特点之外，外部销售市场范围与定价机制对天然气项目的经济性也

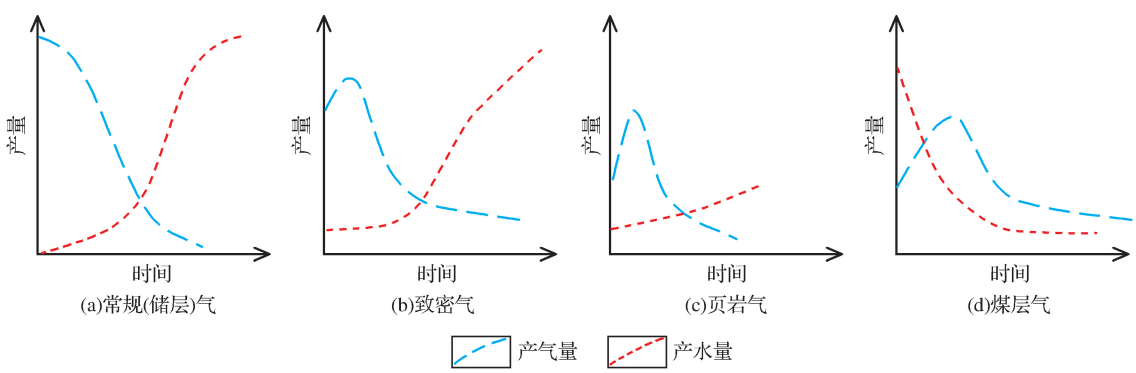


图 3　不同类型气藏的开发生产曲线

Fig.3　Well production profiles of different natural gases

有重大影响，宜结合天然气项目的特点，根据生产成本、井口压力、运距决定天然气产品最适宜的市场，或面向邻近市场，或长距离输运，或制成 LNG，明确决策气价，以保障天然气资产价值的最大化。

4　结论

通过研究非常规天然气在资源、勘探、开发、生产及经济方面的特点，提出了非常规天然气经济评价的对策建议，并以某煤层气项目为例进行了非常规天然气经济评价模式的分析。

（1）由于非常规天然气具有地质赋存状态连续、储层非均质性强、单井生产表现差异大、经济评价参数及结果不确定性强等特点，非常规天然气在经济评价思路、流程及方法上均有别于常规储层气。

（2）结合非常规天然气地质分布特点，在评价思路上可通过微积分的思想将非常规气田分层分区划分为若干个次级评价单元，采用“先解剖再整合”的思路进行全区域经济评价，提出了非常规天然气以

甜点区为单元的接续评价流程，涉及微分积分、概率统计、模糊评价、情景分析等4种评价方法。

(3)根据天然气成藏机理序列的理念，按照从常规储层气到非常规天然气，从致密砂岩气到页岩气和煤层气的顺序，成藏特征逐渐从常规向非常规过渡，天然气开发项目经济评价对策也应该逐渐增强对非常规特性的考量，分别提出了煤层气、页岩气、致密砂岩气经济评价对策。

致谢：感谢中国海洋石油集团有限公司咨询中心、中联煤层气有限责任公司各位专家及研究人员的有益探讨和支持。

参考文献(References)

[1] Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, *et al*. Types, characteristics, genesis, and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 3(32): 173-187.
邹才能，朱如凯，吴松涛，等. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望——以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报，2012，3(32)：173-187.

[2] Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan, *et al*. Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry. 2009, 29(12): 109-114.
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，2009，29(12)：109-114.

[3] Jia Chengzao, Zheng Min, Zhang Yongfeng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 129-136.
贾承造，郑民，张永峰. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. 石油勘探与开发，2012，39(2)：129-136.

[4] Qiu Zhen, Zou Caineng, Li Jianzhong, *et al*. Unconventional petroleum resources assessment: Progress and future prospects[J]. Natural Gas Geosciences, 2013, 24(2): 238-246.
邱振，邹才能，李建忠，等. 非常规油气资源评价进展与未来展望[J]. 天然气地球科学，2013，24(2)：238-246.

[5] Sun Zandong, Jia Chengzao, Li Xiangfang, *et al*. Unconventional Oil and Gas Exploration and Development[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 54.
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，2011：54.

[6] Zhang Jinchuan, Xue Hui, Bian Changrong, *et al*. Remarks on unconventional gas exploration in China[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 53-56.
张金川，薛会，卞昌蓉，等. 中国非常规天然气勘探雏议[J]. 天然气工业，2006，26(12)：53-56.

[7] Qi Yishi. An economic analysis of sand fracturing in the gas reservoirs of Shaximiao Formation, Xinchang Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2000, 20(4): 95-98.
齐翊时. 新场气田沙溪庙组致密气藏加砂压裂经济分析[J]. 天然气工业，2000，20(4)：95-98.

[8] MIT Energy Initiative. The future of natural gas: An interdisciplinary MIT study[EB/OL]. Cambridge, MA: MITEI Publications, 2011[2018-3-20]. http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies/future-natural-gas.

[9] Cook P, Beck V, Brereton D, *et al*. Engineering energy: Unconventional gas production, a study of the shale gas in Australia[EB/OL]. Melbourne, Australia: Australian Council of Learned Academics, 2013[2018-3-20]. http://www.acola.org.au/index.php/projects/securing-australia-s-future/project-6.

[10] Yuan Jiehui, Luo Dongkun, Feng Lianyong. A review of the technical and economic evaluation techniques for shale gas development[J]. Applied Energy, 2015, 148: 49-65.

[11] Weijermars R. Economic appraisal of shale gas plays in continental Europe[J]. Applied Energy, 2013, 106(11): 100-115.

[12] Kaiser M. Haynesville shale play economic analysis[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 82-83(2): 75-89.

[13] Ikonnikova S, Gülen G, Browning J, *et al*. Profitability of shale gas drilling: A case study of the Fayetteville shale play[J]. Energy, 2015, 81: 382-393.

[14] Gao Shikui, Zhu Wenli, Yin Cheng. An economic analysis of shale gas resources: A case study of the Marcellus shale play [J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 141-148.
高世葵，朱文丽，殷诚. 页岩气资源的经济性分析——以 Marcellus 页岩气区带为例[J]. 天然气工业，2014，34(6)：141-148.

[15] Xia Liangyu, Luo Dongkun. A method for calculating economic critical depth of shale gas resources in China via break-even analysis[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2014, 21: 1091-1098.

[16] National Energy Board, Canada, Overview and economics of Horseshoe Canyon coalbed methane development [R/OL]. Calgary, Alberta: National Energy Board, 2007 [2018-3-20]. http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/archive/hrsshcnynclbdmthn2007/hrsshcnynclbdmthn-eng.html.

[17] United States Environmental Protection Agency, Economics analysis for existing and new projects in the coalbed methane industry (EPA 820-R-13-006)[EB/OL]. Washington, DC: Environmental Protection Agency, 2013 [2018-3-20]. https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-06/documents/cbm_economic-analysis_final_2013.pdf.

[18] Cao Yan, Wang Xiuzhi. Economic evaluation of CBM gas development projects[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(11): 103-106.
曹艳，王秀芝. 煤层气地面开发项目经济评价[J]. 天然气工业，2011，31(11)：103-106.

[19] Luo Dongkun, Xia Liangyu. Economic evaluation method for

CBM prospect resources[J].Journal of Daqing Petroleum Institute,2009,33(4):115-119.
罗东坤,夏良玉.煤层气目标区资源经济评价方法[J].大庆石油学院学报,2009,33(4):115-119.

[20] Zhang Suian, Wang Zhuping, Li Yanhong. Economic evaluation and prediction model for coalbed methane development [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2004,33(3):314-317.
张遂安,王竹平,李艳红.煤层气开发项目经济评价方法与预测模型[J].中国矿业大学学报,2004,33(3):314-317.

[21] Wang Xianhua, Lu Xia, Jiang Weidong, *et al*. Economic evaluation of coal-bed gas development in Fanzhuang block, Qinshui coal-bed gas field[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(5): 137-139.
王宪花,卢霞,蒋卫东,等.沁水煤层气田樊庄区块煤层气开发经济评价[J].天然气工业,2004,24(5):137-139.

[22] Liu Jinjian, Cai Yunfei. An economic evaluation of the coalbed gas development in Liulin, Shanxi Province[J]. Natural Gas Industry, 2001, 21(supplement 1): 113-116.
刘金剑,蔡云飞.山西柳林煤层气开发经济评价[J].天然气工业,2001,21(增刊 1):113-116.

[23] Yang Yongguo, Wang Guiliang, Qin Yong, *et al*. Research on method of evaluating economically the coal methane project [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2001,30(2):126-129.
杨永国,王桂梁,秦勇,等.煤层气项目经济评价方法及应用研究[J].中国矿业大学学报,2001,30(2):126-129.

[24] Zhang Jinchuan, Tang Xuan, Jiang Shengling, *et al*. Natural gas accumulating and distribution spectra in clastic basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 11-17.
张金川,唐玄,姜生玲,等.碎屑岩盆地天然气成藏及分布序列[J].天然气工业,2008,28(12):11-17.

Study on unconventional natural gas economic evaluation

Su Jia-chun[1,2], Zhang Jin-chuan[1], Zhu Wei-lin[2]
(1.*School of Energy Resources, China University of Geological Science, Beijing* 100083, *China*;
2.*China National Offshore Oil Corporation, Beijing* 100029, *China*)

Abstract: Research on unconventional natural gas economic evaluation is still in its infancy in China. Most approaches are directly borrowed from conventional natural gas models without proper adaptations or adjustments, which causes errors in field practice. To provide better tools for investment decision-making, principles, processes, methods, and coping-strategies of unconventional natural gas economic evaluation were proposed based on the resource properties, and were illustrated in a case study of a coalbed methane project. Theories of calculus and probability were applied to the evaluation principle due to the strong continuity in resources and vast differences in well performances. The principle required dividing the unconventional gas field into 3D-subunits based on diverse reservoir properties in different regions and different formations, and the economic evaluation of the entire field was grounded on the analysis of individual subunits. In each subunit, the production performances of different wells were further studied statistically based on probabilities. As unconventional reservoirs are commonly characterized by strong heterogeneity and commercial gas flow is usually obtained in the "sweet spots", a chain evaluation process with the sweet spots as succeeding units was suggested in order to achieve a more accurate and timely evaluation, and to minimize risk. Four methods, including integration, probability statistics, fuzzy assessment and scenario analysis, were used in the evaluation, which put more emphasis on the uncertain parameters and stochastic processes. Based on the theory of natural gas accumulation and distribution spectra in clastic basins, natural gas economic evaluation spectra were proposed as the coping strategies for the economic assessment of different natural gas types, which suggested a gradual increase of the uncertainty expectations and risk appetites from conventional to unconventional, from tight gas to shale gas, and to coalbed methane.

Key words: Unconventional natural gas; Economic evaluation; Evaluation principle; Method improvement; Natural gas economic evaluation spectra