

◀ 油气勘探与开发 ▶

国外页岩气资源储量评价方法分析

张金华¹, 魏 伟¹, 钟太贤²

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007;

2. 中国石油科技管理部, 北京 100011)

摘 要 页岩气指储集在富含有机质的细粒碎屑岩中的天然气, 全世界页岩气资源量估计为 $456 \times 10^{12} \text{m}^3$, 主要分布在北美、中亚、中国、拉美、中东、北非和前苏联。目前, 国内外页岩气发展势头强劲, 明确页岩气资源规模, 对于制定页岩气发展规划具有重要指导作用。通过研究分析, 总结了国外计算页岩气资源常用的几种方法, 包括类比法、体积法、测井分析法、物质平衡法、递减曲线法和数值模拟法等。其中, 类比法主要用于页岩气新区、气田开发前和生产早期的资源评价。体积法是天然气资源量评估最常用的方法, 它不依赖气井的生产动态趋势, 是勘探开发前期和初期资源量及储量评估的最好方法之一。测井分析方法适用于钻井评价和开发期间, 是以大量钻井、录井、测井及岩心分析工作为基础。物质平衡法在气田开发的中、后期应用十分普遍。递减曲线法适用于气田开发中、后期, 以大量的生产数据为基础。数值模拟方法以生产数据为基础, 适用于气藏开发阶段。我国页岩气资源的勘探开发刚刚起步, 希望通过借鉴国外页岩气资源计算方法, 对我国页岩气的资源开发有所帮助。

关键词 页岩气 资源量 体积法 类比法 物质平衡法 递减曲线法 数值模拟法

1 前言

页岩气是指储集在富含有机质的细粒碎屑岩中的天然气, 一部分以游离态存在于孔隙和裂缝中, 一部分吸附于有机质和黏土矿物表面, 可以是生物成因、热解成因或混合成因, 在一定地质条件下聚集成藏并达到经济开采价值。全世界页岩气资源量估计为 $456 \times 10^{12} \text{m}^3$, 主要分布在北美、中亚、中国、拉美、中东、北非和前苏联^[1]。美国的页岩气发展迅速, 目前已进入页岩气开发的快速发展阶段。据统计, 2009 年美国页岩气产量为 $878 \times 10^8 \text{m}^3$, 2010 年则达到 $1379 \times 10^8 \text{m}^3$ ^[2,3]。我国页岩气资源的勘探开发工作刚刚起步, 实现页岩气资源的规模开发还有很长的路要走, 美国页岩气资源评价的成功经验值得我们借鉴和参考。

国外针对页岩气资源及储量的计算方法主要包括类比法、体积法、物质平衡法、递减曲线分析法以及数值模拟法。其中, 欧美石油公司油气储量计算的一个显著特点就是以经济效益为核心, 在储量参数的选取和计算方法上, 要求快速可靠, 因此在储量计算方法上常用少数几种。例如, 一般在勘探初期主要用类比法及容积法计算油气储量; 投入开

发后, 用产量递减曲线法或油气藏模拟法计算油气储量, 投入开发的油气田每年或二、三年要用产量递减曲线法计算油气储量的变化。

2 勘探初级阶段

在页岩气勘探前期和初期, 由于地质资料相对较少、拥有少量甚至没有页岩气钻井, 一般通过野外地质调查, 借鉴参考常规油气勘探开发中的相关资料和数据, 结合美国成熟的页岩气产区地质特征及采收率情况, 采用类比法和体积法对页岩气新区进行资源评价。

2.1 类比法

类比法主要用于新区、气田开发前和生产早期的资源评价。需评估的新气藏与类比气藏的关联因素主要包括有机碳含量(TOC)、热成熟度(R_o)、分布面积、产层厚度、埋深、气体成因及类型、岩性和沉积环境、原始压力和温度等。例如, 英国页岩气工业尚处于起步阶段^[4], 英国能源与气候变化部通过与

作者简介: 张金华, 硕士, 助理工程师, 2009 年毕业于中国地质大学(北京)岩土工程专业, 目前主要从事页岩气等非常规能源的研究工作。 E-mail: zhangjh69@petrochina.com.cn

美国页岩气成藏条件的类比,预测英国页岩气资源潜力约为 $1500 \times 10^8 \text{m}^3$ (见表 1)。

表 1 通过类比法计算的英国页岩气资源量表

地区	盆地名称	资源量/ 10^8m^3	类比对象
英国	Weald	56.6	Antrim
	Wessex	8.5	Antrim
	Pennine	1330	Barnett
	Cambrian	85	Barnett

2.2 体积法

体积法是天然气资源量评估最常用的方法,它不依赖气井的生产动态趋势,是勘探开发前期和初期资源量及储量评估的最好方法之一。对于页岩气资源量计算,主要包括游离气和吸附气两部分^[5-7],主要表达式如下:

$$GIP = A \times h \times \rho \times G_{ct} \quad (1)$$

$$G_{ct} = g_{cf} + g_{cs} \quad (2)$$

对于游离气部分,通常借助于地质模型来描述气藏的几何形态,即通过直接观察或对气藏的厚度、孔隙度、含水饱和度以及储层在平面上的展布的评估来确定模型所需要的参数,将这些参数输入到地质模型,从而确定气藏的体积。结合气藏压力、温度条件下的流体性质,进而评估出气藏中单位岩石游离气的体积,计算表达式为:

$$g_{cf} = \frac{1}{\rho \times B_g} \times [\phi_{eff}(1 - S_w)] \quad (3)$$

$$B_g = \left[\frac{p_{sc}}{Z_{sc}(1.8T_{sc} + 491.67)} \right] \times \left[\frac{Z(1.8T + 491.67)}{p} \right] \quad (4)$$

对于吸附气部分,在缺乏等温吸附实验数据的情况下,可以参考成熟区块页岩气中吸附气含量所占的比例,粗略估算页岩气资源量;对样品做朗格缪尔等温吸附实验,假定吸附状态为单分子层吸附,利用朗格缪尔平衡方程 $g_{cs} = V_{lc}p/(p + p_u)$,求得单位岩石含气量,在有测井等资料情况下,可进一步对朗格缪尔方程修正求解,得到一定温度条件下的吸附气量,修正后的计算表达式如下:

$$g_{cs} = V_{lc}p/(p + p_u) \quad (5)$$

其中:

$$V_{lc} = V_{lu} \times \frac{TOC_{lg}}{TOC_{iso}} \quad (6)$$

$$V_{lu} = 10^{[-c_1 \times (T + c_2)]} \quad (7)$$

$$p_u = 10^{[-c_2 \times (T + c_3)]} \quad (8)$$

$$c_4 = \log(32.4 \times V_{li}) + c_3 \times T_i \quad (9)$$

$$c_8 = \log \frac{p_i}{6.89 \times 10^{-3}} + (-c_7 \times T_i) \quad (10)$$

3 试井及投产阶段

3.1 测井分析评价

测井分析方法适用于钻井评价和开发期间,是以大量钻井、录井、测井及岩心分析工作为基础。在勘探开发实践积累的基础上,斯伦贝谢公司通过测井数据以及岩心分析等资料,建立了关于吸附气、游离气以及总气量的数学模型和与测井曲线的对应关系^[8],从而达到通过测井曲线评价页岩气资源量的目的,涉及的主要参数包括岩性、矿物及黏土含量、有机碳含量(TOC)、含水饱和度(S_w)、基质密度、孔隙度及基质渗透率等。

3.2 物质平衡法

物质平衡法在气田开发的中、后期应用十分普遍,比体积法的计算结果更加准确。物质平衡法要求气藏压力测值更为精确,既要求原始地层压力,又要求生产期间不同时段内的平均地层压力,同时要求这一时间段的油气产出体积量。以物质平衡为基础,对平均地层压力和采气量之间的隐含关系进行分析,建立适合气藏的物质平衡方程^[9],通过描绘出 p/Z^* 与 G_p 图,最后计算出总体积,主要计算表达式如下:

$$G_p = \frac{V_{b2}\phi_i Z_{sc} T_{sc}}{p_{sc} T} \left\{ \left[\frac{(1 - S_{wi})p_i}{Z_i} + \frac{RTC_{Ei}}{1000\phi_i} \right] - \left[\frac{[1 - c_\phi(p_i - p)](1 - S_{wavg})p}{Z} + \frac{RTC_E}{1000\phi_i} \right] \right\} \quad (11)$$

$$Z^* = \frac{Z}{[1 - c_\phi(p_i - p)](1 - S_{wavg}) + \frac{ZRTC_E}{1000\phi_i p}} \quad (12)$$

$$V_{bc} = \frac{-mp_{sc}T}{\phi_i Z_{sc} T_{sc}} \quad (13)$$

$$S_{wavg} = \frac{S_{wi}[1 + c_w(p_i - p)] + \frac{W_e - B_w W_p}{\phi_i V_{b2}}}{1 - c_\phi(p_i - p)} \quad (14)$$

计算的主要步骤包括:

①假定几个在期望泄流面积范围内的 V_{ba} 的值;②对于每一个 V_{ba} 值,利用公式(14)计算每一压力下的平均含水饱和度;③对于每一个 V_{ba} 值,利用公式(12)计算每一压力下的值;④对于每一个 V_{ba} 值,绘制 p/Z^* 与 G_p 曲线图;⑤对于每一个 V_{ba} 值,确定其 p/Z^* 图的斜率 m 值;⑥根据 p/Z^* 图的斜

率值,依据公式(13)计算总体积 V_{bc} ;⑦绘制计算的总体积与假定的总体积的关系图;⑧计算的总体积与原始单元斜率线的交点值就是实际的总体积;⑨利用这个总体积以及初始气体饱和度、初始储层压力和初始吸附气含量,计算原始地质储量。

其中,在绘制计算总体积与假定总体积曲线交点,确定总体积,是通过一个收敛的迭代过程来完成的,步骤包括:①假设一个总体积 V_b 值;②利用公式(14)计算平均含水饱和度;③利用公式(12)计算;④绘制 p/Z^* 与 G_p 曲线图;⑤确定 p/Z^* 图的斜率;⑥根据 p/Z^* 图的斜率,利用公式(13)计算总体积;⑦返回步骤②继续操作,直到其收敛为止。

3.3 递减曲线分析法

递减曲线法适用于气田开发中、后期,以大量的生产数据为基础。从生产历史曲线上建立生产下降的趋势,并设计出未来的生产趋势,直至井的经济极限,从而估算出资源储量。最常用的为阿普斯递减曲线,主要包括指数、双曲线和调和曲线^[10,11]三种形式。它们的一般形式为:

$$q = q_i \frac{1}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \quad (15)$$

Valko 提出了一个与阿普斯方法完全不一样的递减曲线分析法,其特点包括:①有限的(和逼真的)最终采收率随着生产时间逐渐变大;②适用于瞬时和稳定流动状态;③待确定的参数数量有限。Valko 速率方程如下:

$$q = q_i \exp \left[- \left(\frac{t}{\tau} \right)^n \right] \quad (16)$$

Ilk 等人提出了一个相似的模型:

$$q_g = \hat{q}_{gi} \exp[-D_i t - \hat{D}_i t^n] \quad (17)$$

模型中主要包括以下几个函数:

$$\alpha = \frac{G}{q_{gi}/D_i} \quad (18)$$

$$q_D = 1 - \alpha G_{pD} + \frac{\alpha}{2} G_{pD}^2 \quad (19)$$

$$q_D = \frac{q_g}{q_{gi}} \quad (20)$$

$$G_{pD} = \frac{G_p}{G} \quad (21)$$

$$\frac{q_{gi} - q_g}{G_p} = D_i - \frac{1}{2} \frac{D_i}{G} G_p \quad (22)$$

$$q_g = q_{gi} - DG_p + \frac{1}{2} \frac{D_i}{G} G_p^2 \quad (23)$$

$$\alpha = \frac{1 - \frac{q_g}{q_{gi}}}{\frac{G_p}{G} - \frac{1}{2} \left(\frac{G_p}{G} \right)^2} \quad (24)$$

Ilk 模型针对速率累积的估算包括 q_{gi}/G_p 与 G_p 关系图、 α 与 G_p/G 关系图、 q_g/q_{gi} 与 G_p/G 关系图,以及 q_g 与 G_p 关系图(见图1),利用4个图函数共同建立最佳模型^[12],从而进行地质资源量的估算。

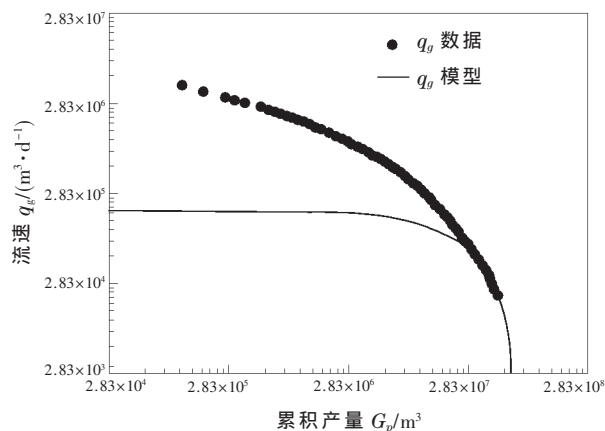


图1 q_g 与 G_p 关系图

3.4 数值模拟

数值模拟方法以生产数据为基础,适用于气藏开发阶段。进入开发生产后,利用数值模拟软件对已获得的储层参数和实际的生产数据(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。例如,Special Core Analysis Laboratory 公司 Quick-Desorption™ and Shale Evaluation 软件^[13],计算出的总含气量包括测量的气体、散失的气体以及滞留的气体3部分(见图2)。

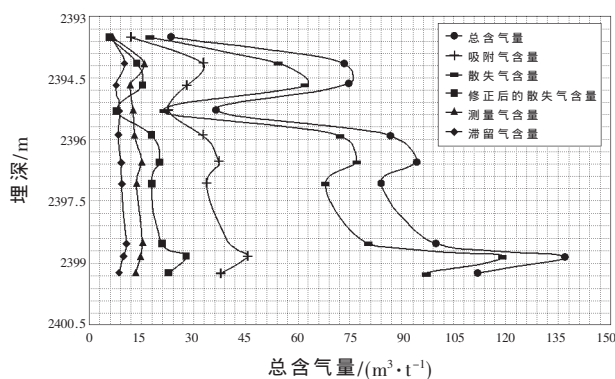


图2 含气量计算曲线图

A.Kalantari-Dahaghi 提出 Top-Down 智能储层模型^[14],其计算步骤主要包括:①对产量历史数据进行递减曲线分析;②对生产数据进行特征曲线拟

合;③拓展预测模型,基于建立的数据库,利用人工智能等手段进行储量等的计算。此外,埃克森美孚也建立了 Bayesian Belief Networks(BBN)模型^[15],提供了一个很好的工具,通过概率的手段去模拟页岩气等非常规天然气资源,并且可以与地理信息系统(GIS)相结合,更好地平衡专家系统知识库,提供更为快捷的评价计算。

4 结论

页岩气藏作为非常规气藏,主要以吸附气和游离气两种天然气形式赋存,具有基质孔隙和裂缝两种存储空间,页岩气藏由基质孔隙中的游离气、裂缝中的游离气和吸附气3部分组成。

国外页岩气藏资源量及储量计算的方法有类比法、体积法、测井分析法、物质平衡法、递减曲线法和数值模拟法。我国页岩气勘探开发尚处于初级阶段,成藏规律及富集条件尚不清楚,示范区建设启动时间不长。在此背景下,对于我国页岩气资源量的评价,推荐先通过类比法和体积法对我国页岩气资源进行初步估算,并随着示范区的建设及钻井和试井资料的丰富,可选择更为合适的评价方法,选取正确的评价参数,建立合适的解释模型及校验公式,对我国页岩气的资源量进行较全面的计算。

符号说明:

A 为页岩分布面积, m^2 ; α 为边界限定下流动特征参数; B_g 为气体的地层体积系数, 储层/气体(体积比); B_w 为水的地层体积系数, 储层/水(体积比); b 为阿普拉斯双曲线递减常量, 无量纲; c_3, c_4, c_7, c_8 为常数, c_3 和 c_7 分别为 0.0027 和 0.005; c_ϕ 为岩石压缩系数, MPa^{-1} ; C 为摩尔浓度, mol/L ; C_E 为相平衡等温线摩尔浓度, mol/L ; C_{Ei} 为初始相平衡等温线摩尔浓度, mol/L ; c_w 为水的压缩系数, MPa^{-1} ; D 为阿普拉斯递减率, $1/时间$; D_i 为阿普拉斯初始递减率, $1/时间$; \hat{D}_i 为 Ilk 等人改进模型的初始递减率, $1/时间$; D_∞ 为 Ilk 等人模型在无限时间下的递减常数, $1/时间$; GIP 为原始地质资源量, m^3 ; G 为原始地质总体积, 体积; G_p 为天然气总体积, m^3 ; G_{pd} 为无量纲的累积产量; G_{ct} 为单位岩石质量含气量, m^3/t ; g_{cs} 为单位岩石吸附气含量, m^3/t ; g_{cf} 为单位岩石游离气含量, m^3/t ; g_c 为含气量, m^3/t ; h 为页岩厚度, m ; m 大小等于 p/Z^* 曲线斜率值, m^3/MPa ; p_i 为初始储层

压力, MPa ; p_{sc} 为标准压强, MPa ; p 为储层压力, MPa ; p_i, p_l 为朗格缪尔压力, MPa ; p_{li} 为储层温度下朗格缪尔压力, MPa ; ρ 为体积密度, g/cm^3 ; q 为时间 t 时的生产速度, 体积/时间; q_g 为天然气产气速度, 体积/时间; q_{gi} 为天然气初始生产速度, 体积/时间; q_D 为无因次速率; q_i 为零时刻的生产速度, 体积/时间; R 为普适气体常数, $8.31J/K \cdot mol$; S_w 为含水饱和度, $\%$; S_{wi} 为初始含水饱和度, $\%$; S_{wavg} 为平均含水饱和度, $\%$; TOC_{iso} 为从等温线上获得的有机碳含量, $\%$ (质量分数); TOC_{lg} 为从测井曲线上获得的有机碳含量, $\%$ (质量分数); T_{sc} 为标准温度, $^\circ C$; T 为储层温度, $^\circ C$; T_i 为等温线温度, $^\circ C$; τ 为 Valkó 模型参数(特征周期数), 时间; V_i, V_L, V_{sL} 为朗格缪尔体积, m^3/t ; V_{lc} 为经 TOC 修正后的朗格缪尔体积, m^3/t ; V_{li} 为储层温度下朗格缪尔体积, m^3/t ; V_{ba} 为假定的孔隙总体积, m^3 ; V_{bc} 为计算的孔隙总体积, m^3 ; V_{b2} 为次生孔隙总体积, m^3 ; W_e 为水侵入量, m^3 ; W_p 为产水量, m^3 ; ϕ_{eff} 为有效孔隙度, $\%$; ϕ 为孔隙度, $\%$; ϕ_i 为初始孔隙率, $\%$; Z^* 为非常规天然气气体因子, 无量纲; Z 为气体超压缩性系数, 无量纲; Z_i 为气体初始压缩性系数, 无量纲; Z_{sc} 为标准状态下气体压缩因子, 无量纲。

参考文献:

- [1] 刘洪林, 王红岩, 刘人和, 等. 中国页岩气资源及其勘探潜力分析[J]. 地质学报, 2010, 84(9): 1374-1378.
- [2] 李世臻, 乔德武, 冯志刚, 等. 世界页岩气勘探发现及对中国的启示[J]. 地质通报, 2010, 29(6): 918-924.
- [3] Shale gas is a global phenomenon[EB/OL]. <http://www.eia.gov/pressroom/releases/press357.cfm>.
- [4] Department of Energy and Climate Change. The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins-shale gas [EB/OL]. https://www.og.decc.gov.uk/UKpromote/onshore_paper/UK_onshore_shalegas.pdf.
- [5] LEWIS R, INGRAHAM D, PEARCY M, et al. New evaluation techniques for gas shale reservoirs[J/OL]. <http://www.sipeshouston.org/presentations/Pickens%20Shale%20Gas.pdf>.
- [6] HARTMAN R C, LASSWELL P, BHATTA N. Recent Advances in the Analytical Methods Used for Shale Gas Reservoir Gas-in-Place Assessment[R]. <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2008/08209hartman/hartman-40317.pdf>.
- [7] HARTMAN C. Shale gas core analyses required for gas reserve estimates[R]. 2009.

- [8] LEWIS R. Evaluation of shale gas reservoirs[EB/OL].<http://wenku.baidu.com/view/6099f70f52ea551810a6878c.html>.
- [9] KING G R. Material Balance Techniques for coal seam and Devonian shale gas reservoirs[J].SPE Reservoir Engineering, 1993, 8(1): 67-72.
- [10] LEE J.A better way to forecast production in unconventional gas reservoir [R].http://spemc.org/resources/presentation_100710.pdf.
- [11] LEE W J, SIDLE R E. Gas reserves estimation in resource plays[C]//SPE Unconventional Gas Conference, 23-25 February 2010, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [12] JOHNSON N L, CURRIE S M, ILK D, et al. A simple methodology for direct estimation of gas-in-place and reserves using rate-time data [C]//SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, 14-16 April 2009, Denver, Colorado.
- [13] SCAL, Inc. Quick-Desorption Shale Evaluation/Tight Rock Analysis Sorption Isotherms Performed on Rotary Sidewall Samples[EB/OL].<http://www.scalinc.com/QuickDesorption.pdf>.
- [14] KALANTARI-DAHAGHI A, MOHAGHEGH S D. Intelligent top-down reservoir modeling of New Albany Shale[C]//SPE Eastern Regional Meeting, 23-25 September 2009, Charleston, West Virginia, USA.
- [15] STEFFEN K. Using Bayesian Belief Networks to evaluate continuous gas resources (shale gas, tight gas, and coal bed methane): Tools to calibrate the expert and exploit knowledge[J/OL].http://www.searchanddiscovery.net/documents/2010/40571steffen/ndx_steffen.pdf.

(编辑 常雪红)

Evaluation Methods Analysis about Resources and Reserves of Foreign Shale Gas

Zhang Jinhua¹, Wei Wei¹, Zhong Taixian²

(1. Langfang Branch, PetroChina Exploration & Development Research Institute, Langfang Hebei 065007;

2. CNPC Science & Technology Management Department, Beijing 100011)

[Abstract] Shale gas refers to the natural gas gathered in fine grained clastics rocks with richness in organic material. Amount of shale gas resources in the whole world is about $456 \times 10^{12} \text{m}^3$, mainly distributed in North America, Central Asia, China, Latin America, Middle East, North Africa and former Soviet Union. At present, the momentum of development of shale gas is powerful at home and abroad. It is important to know the scale of shale gas resources, which plays an important role in drawing up the development plans for the shale gas. Through research and analysis, this paper summarizes some commonly used evaluation methods for shale gas resources abroad, including analogy method, volume method, logging analysis method, material balance method, decline curve method and numerical simulation method. Among them, the analogy method is mainly used for evaluating gas resources of new area of the shale gas, pre-development and early stage of production of gas fields. Volume method is one of the most common evaluation method for the natural gas resources assessment, and it does not rely on the dynamic trend of gas well production, which is one of the best one for the assessment of resources and reserves for the early stage of gas exploration and development. Logging analysis method is applicable during the period of well drilling evaluation and development of gas field, which is based on lots of drilling, well logs and core analysis. Material balance method is commonly used in the middle and later stage of gas field development. Decline curve method, based on a large amount of production data, is suited to the middle and later stage of gas field development. Numerical simulation method, based on production data, is suitable for gas reservoir development stage. Through learning the foreign evaluation methods of the shale gas, hoping to have an inspiring in calculating shale gas resources of China.

[Keywords] shale gas; amount of resources; volume method; analogy method; material balance method; decline curve method; numerical simulation method