

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2013.11.006

页岩气单井成本效益浅析

□ 浙江金衢丽天然气有限公司(310000) 陈广仁 周俊一 阮长悦 王洋

摘要: 我国的页岩气开发投资风险较高,成本是制约页岩气产业发展的关键因素。本文分析了单口页岩气井的主要成本组成、产能递减规律及投产后的外输增效模式,为页岩气单井成本效益评估提供了参考方法。

关键词: 页岩气井 成本效益 产能递减规律

Cost-benefit Analysis of a Single Shale Gas Well

Zhejiang Jin Qu Li Natural Gas Limitede Cheng Guangren, Zhou Junyi, Ruan Changyue, Wang Yang

Abstract: It's of a high risk to invest a shale gas well in China currently. The high-cost is the key factor to constrain the development of shale gas industry. This paper analyzes the major cost composition of a single shale gas well, the law of diminishing capacity and the efficient transmission mode, providing a reference method of Cost-benefit assessment for a single shale gas well.

Keywords: Shale gas well Cost-benefit Law of diminishing capacity

1 引言

页岩气是指从页岩层中采出的天然气,主要以吸附或游离状态赋存于暗色泥页岩或高碳泥页岩中,是一种非常规天然气。

2009年,美国历史性地超越俄罗斯,一跃成为世界第一大天然气生产国,由一个缺少天然气的进口国转变为出口国。而引发这一深刻变化的主角,就是页岩气。早在20世纪80年代,石油钻探人员已经知道某些地区的页岩层中赋存有巨量的天然气,然而这些天然气却都被束缚在岩石内,并不向钻孔处流动,因此页岩气的开发在较长的一段时期内并没有受到广泛重视,直到水平钻井技术及分段水力压裂技术突破了页岩气开发的技术瓶颈,以美国为代表的页岩气开发出

现了爆发式增长。在2006年至2010年的5年里,美国的页岩气产量增长超过20倍。电力、化工、建筑等相关产业也因此成本大幅降低,竞争力大增。“页岩气革命”成为金融危机后美国重振实体经济的一大动力。

据国土资源部估测,中国的页岩气可采资源潜力为25.08万亿 m^3 ,超过了美国,位列世界第一。相比之下,中国的常规天然气可开采储量只有2.45万 m^3 ,不到页岩气储量的1/10。根据页岩气发展“十二五”规划,页岩气将成为我国重点开发的战略性资源,预计“十三五”期间将有飞跃性发展。但目前我国的页岩气开发投资风险较高,成本是制约页岩气产业发展的关键因素。页岩气单井成本效益估算是页岩气区块开发经济性评价的基础,也是页岩气投资决策所必需

的参考依据,对降低页岩气开发风险具有重要意义。

2 页岩气单井成本组成及发展趋势

单口页岩气井的投资成本主要包含地质调查费、征地借地费、技术使用费、许可及评估费、钻井工程费、录井及测井费、完井工程费(射孔、压裂)等。

2.1 地质调查费

页岩气开发的前期地质调查十分关键,直接影响页岩气开发的成败。若是在页岩气钻探空白区勘探,前期的基础地质调查工作大约需要2年时间。地层的特性需要摸索过程,基础研究需要2年~3年的周期,包括对地质规律的认识,对储存禀赋条件的认识,通过地质分析获取参数,采样研究化验分析有没有页岩气潜质,有没有足够的气体赋存空间,还需做大量的研究实验得出数据,再做二维地震资料采集明晰地质构造,最终才能选择好井位,接着打井,再测井,有好结果了才能进行压裂测试,最终出气。若整个工序衔接的都非常好,打井的准备工作大约需要1年。前期地质调查成本因研究的区块地质复杂程度不同而不同,目前二维地震每千米的成本在10万元左右,对于重点区域的地质调查勘探,每平方千米通常需要花费上千万元,前期地质调查成本较高。

2.2 征地借地费

征地赔付分永久征地和临时借地两部分。永久征地为井口、附属设施面积。临时借地为钻井作业井场面积、道路面积、宿舍区面积等。具体赔付标准因地制宜,耕地、林地、果林地、苗圃地、坟地、各有不同赔付标准,特定地区也有不同标准。钻井作业时单口井所需土地面积为6 700m²左右,在评价井钻井中,井场面积可控制在8 000m²以内。钻井工程完成后,单口井井口及附属设施所需永久征地的面积在1 300m²左右。

2.3 技术使用费

页岩气开发的两大核心技术为水平钻井技术与分段水力压裂技术。

(1)页岩层水平钻井的技术的核心主要有两个:一是在长水平段使用的地质导向,即LWD,俗称“随钻录井”(Logging While Drilling);另一个是钻井液,俗称“泥浆”。

水平段使用的地质导向方面,目前中国已经初步掌握LWD,国内可生产相关低端产品,价格在300万元左右,国外LWD低端产品也只有几百万元,但高端产品近5 000万元。在中国将要开钻的区块内,国内生产的LWD已可以胜任。

钻井液方面,目前国内已经建成或在建的页岩气井使用的钻井液多是哈里伯顿和贝克休斯生产。此前,钻井液的主要技术只有哈里伯顿、贝克休斯和斯伦贝谢拥有,这些企业一般只卖配方。一张配方价格约600万元~800万元。

由于地质条件不同,一张配方只能供应一口井,但是现在随着试验井的频繁试验,国内部分企业已经初步掌握相关配方技术,同时由于同一地区地质条件有相似处,所以钻井液未来在规模化生产后可以反复利用,那么钻井液的成本将大幅下降。

钻井关键技术掌握后主要是成本是否经济。目前勘探开采主体,主要是将钻井工程交给钻井队,钻井所需的设备、人员、技术都由钻井队购买配置,如LWD、钻井液、钻头、钻井等。

(2)分段水力压裂技术是页岩气井完井工程中的核心。页岩气田开发初期以打勘探评价井为主,探井多为直井,直井压裂技术在国内已经比较成熟,因此直井压裂服务费较水平井低很多。若勘探井见气并显示出良好的工业气产量前景,则可进一步打水平生产井,水平生产井完井时的水平井分段压裂技术比较复杂,此技术目前国内还不成熟,需邀国外压裂服务公司技术支持,掌握此技术的国外公司有贝克休斯、哈里伯顿、斯伦贝谢等公司,具体服务费用需根据具体地质条件及施工环境与国外石油技术服务公司谈判商定。

2.4 许可及评估费

许可及评估费包含用水许可、用地许可、环保评估等。以用水许可为例,平均每口水平井压裂耗水1.5万m³,以2.8元/m³的用水均价计算,用水费用为4.2万元。而办理用水许可、用地许可等行政许可需要发生相应的间接费。环保评估需请有专业资质的第三方机构评估,也要发生相应的评估费用。

2.5 钻井工程成本

目前在我国对于一口斜深约3 000m,垂深1 800m,水平段长1 000m的水平井而言,钻井的工程成本一般

情况下在5 000万元左右。钻井队的成本核算方法有两种：一是当钻井队没有钻井作业时，人员及设备每天的费用约为2.5万元；另一个是当钻井队进行钻井作业时，钻井成本为每米1 000元~2 000元左右。

2.6 录井及测井费

录井就是随着钻头测试地层的岩石性质，有没有油气，该技术国内已经比较成熟，成本为每月16万元~20万元左右。录井的周期基本与钻井相同，约为60天，也是以服务队的方式收费，一个水平井录井的最大成本在40万元左右。

测井主要目的是寻找气层，其次是把底层参数提取上来。测井一般需要做2次，一次在固井前，一次在固井后射孔前，第二次测井叫工程测井，两次的测井时间都为20h左右。

测井所要的核心设备是测井仪。工程测井与第一次测井的设备不同。第一次测井的设备主要是数控测井仪和成像测井仪：数控测井仪只有国产，成本为2 000万元/套左右；成像测井仪国外价格为1亿元/套左右，国产为5 000万元/套左右。工程测井所用设备为1 000万元/套左右。目前单口井的测井服务综合成本约50万元左右。

两次测井之间的固井成本主要是泥沙等原材料和人工费，一个生产水平井的固井成本在500万元左右。

2.7 完井工程成本（射孔、压裂）

单口页岩气水平井的射孔成本约为200万元。压裂技术方面，目前中国第四石油机械厂、四川宏华集团已经可以生产页岩气开发用的国产大型压裂机组成套设备，部分核心设备已经实地应用，包括大型压裂泵装置、大型混沙装置、大型压裂控制装置及压裂辅助装置。从目前技术水平看，一口水平井压裂服务的成本在200万元~1 500万元左右。综合一口水平井的完井最高成本约为1 700万元。

总体来看，目前我国钻探一口页岩气水平井的成本约为7 000万元~1亿元人民币。相对而言，北美页岩气开发单井费用为250万美元~600万美元，两者相差甚大，这其中既有我国地质条件比北美复杂，页岩气储层埋深较北美深的原因，也有目前我国页岩气开发专业设备少、专业施工队伍缺乏以及技术还不完善的原因，更为重要的是我国页岩气开发还未实现规模

化生产。页岩气开发规模化生产可以有效降低成本，例如一个区块开发形成规模化效应后，页岩气水平井就可以由每年3口~5口的钻井速度，变为15口~20口。由3口~5口变为15口~20口，意味着很多过去只能短期保存或不得不抛弃的重复利用品得以效用最大化，即随着重复利用频率的提高，使得成本下降。如泥浆，规模化生产前只能用在一口井上，由于周期太长，同时不同地质条件试验造成泥浆损坏，不能重复利用而只能抛弃（保存成本更高）。预计未来10年，随着我国页岩气产业的不断发展，规模化生产加上专业设备、专业施工队伍数量的增多，以及适合我国地质条件的页岩气开发技术的不断成熟，我国页岩气开发单井成本势必会大幅降低，未来页岩气勘探水平井成本有望由目前大约1 200万美元/口降至400万美元/口。

3 页岩气产量递减与收益分析

页岩气井的产量递减规律与常规气井有所不同：页岩气井通常在投产后一个月之内出现日产气量峰值，随后便进入产量递减期，投产一年后的日产气量可能不到峰值时期的10%。虽然页岩气井的初始产量递减速率较快，但一般情况下，产量递减速率会在投产2年~3年后趋于平缓，页岩气井会以较低的日产气量维持较长的生产周期，通常一口页岩气井能维持30年~50年的开采寿命。

页岩气井的产能递减规律是由其内在的生产机制所决定的。页岩气藏的储层一般呈低孔、低渗透率的物性特征，气流的阻力比常规天然气大，大部分井都需要实施储层压裂改造才能开采出来。页岩气井的生产周期可分3个阶段（见图1）：第一阶段为主裂缝中的页岩气储量释放量过程。在这一阶段中，主裂隙中的游离天然气迅速通过压裂改造后形成的主裂缝进入井筒，产气量急剧上升，但产量递增持续时间不长，一般不超过1个月。第二阶段为储层微裂缝中的页岩气释放过程，这一阶段页岩气井的日产气量递减较迅速。第三阶段为储层孔隙内的甲烷逐渐解析与扩散的过程。页岩孔隙中的甲烷解析与扩散释缓慢，产气量较低，但能维持较长的时间，通常能持续30年~50年。

图2和图3分别为Barnett页岩气田和Fayetteville页岩

岩气田每年新增页岩气井的平均日产气量统计图^[1]。为了更有效地对比分析页岩气井的产量递减规律，每年新增井转为同一投产起始日后再求其日产气量的平

均值，绘制出每年新增井的平均日产气量统计图。

通过对Barnett和Fayetteville页岩气田的页岩气井平均日产气量数据拟合分析，可得出页岩气井的日产

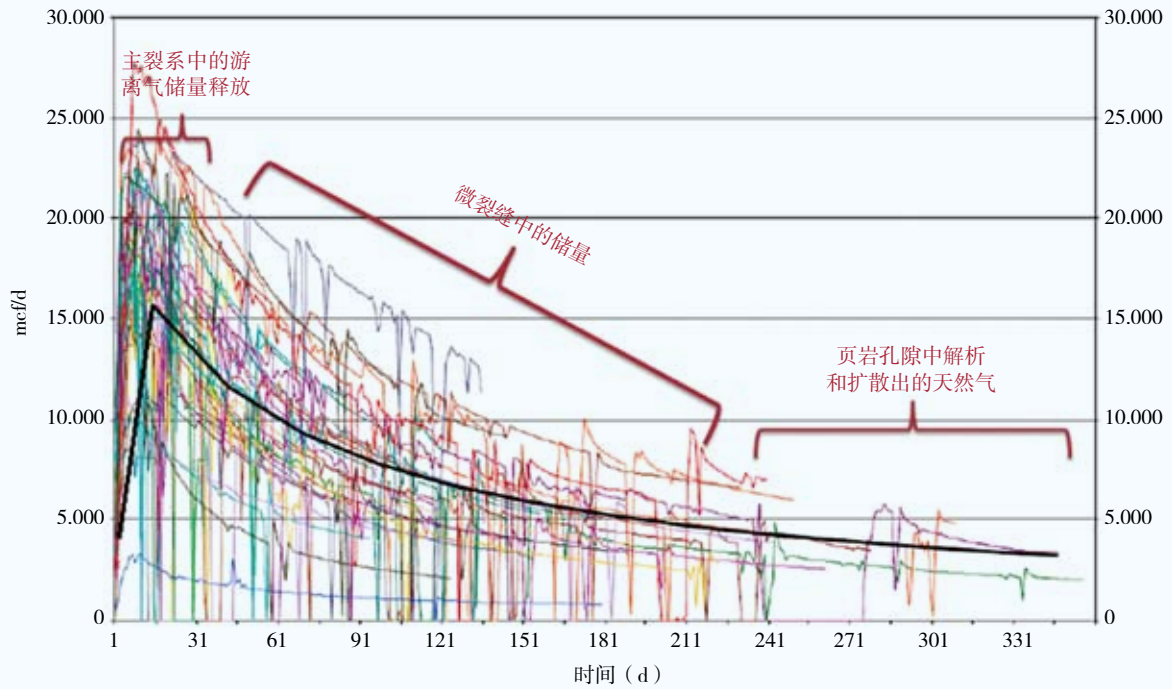


图1 页岩气井产能变化示意图（以Haynesville页岩气井统计数据为例）

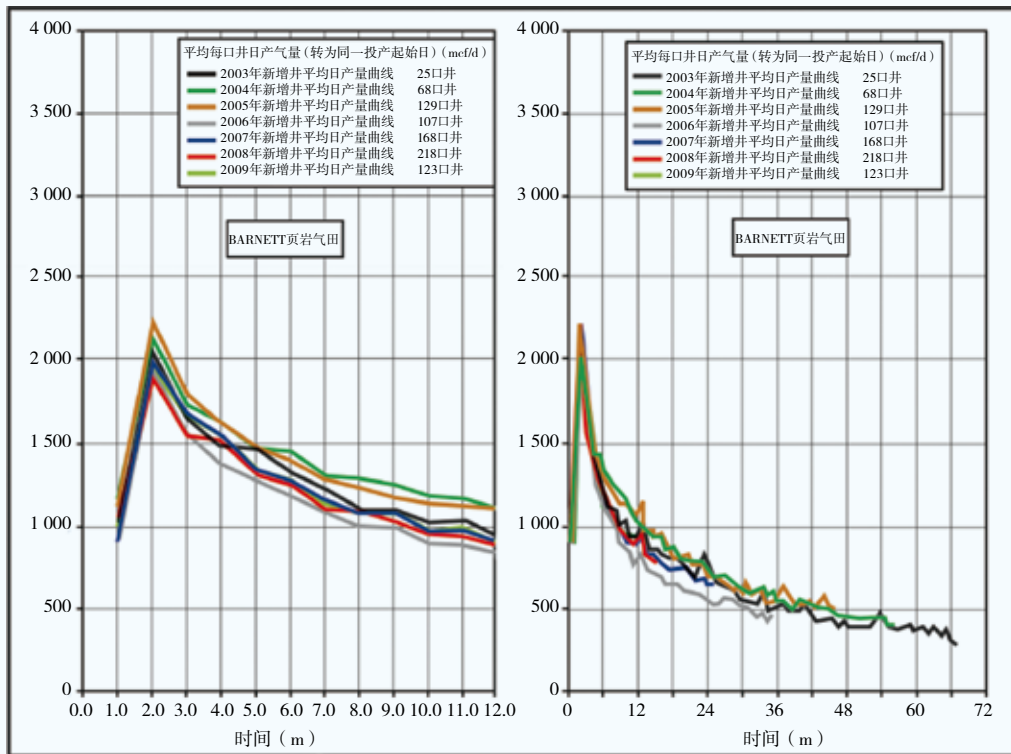


图2 Barnett页岩气田每年新增页岩气井的平均日产气量统计图

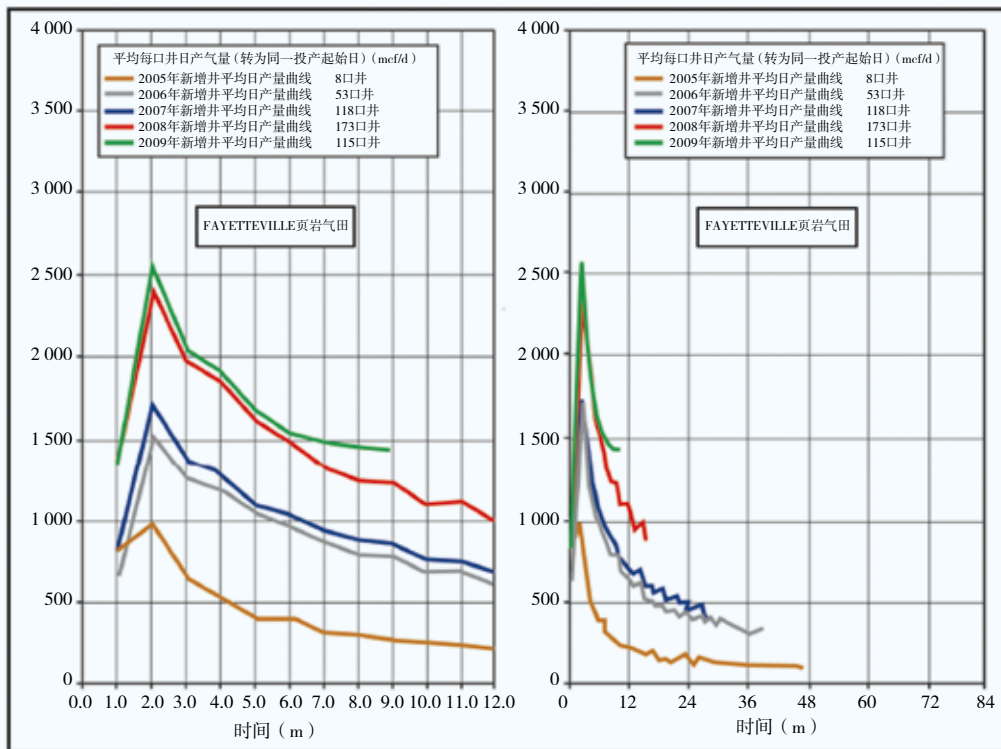


图3 Fayetteville页岩气田每年新增页岩气井的平均日产气量统计图

量公式为：

$$\begin{cases} q=at+q_0 & (0 < t \leq t_m) \\ q=\frac{q_m}{[1+bD_i(t-t_m)]^{\frac{1}{b}}} & (t \geq t_m) \end{cases}$$

其中， q_0 为页岩气井投产时的初始产气量；

a 为页岩气井投产后日产气量递增时期的递增率；

q_m 为页岩气井的日产气量峰值；

t_m 为页岩气井出现日产气量峰值的日期（即投产后第几天出现日产气量峰值）；

D_i 为页岩气井开始递减时的初始递减率；

b 为递减常数。

日产气量峰值一般在气井投产后的1个月内出现，日产气量峰值出现后便开始递减。在达到日产气量峰值前，页岩气日产量通常呈线性递增，式中 a 、 q_0 分别为递增曲线的斜率和截距，递增曲线的斜率与储层岩石特征、工作条件及可能含有的液体含量有关。

经典的Arps双曲递减曲线公式适用于页岩气井的产量递减预测。即

$$q = \frac{q_m}{(1+bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$$

在产量递减预测中，对产气量生产数据进行拟

合，确定递减率 D_i ，递减指数 b ，初始产量 q_0 。对常规油气藏而言，递减指数取值范围为 $0 < b < 1$ 。但在实际应用过程中，页岩气藏的递减指数 b 常常超过1，而其典型曲线形式上与双曲递减一致，因此可以称之为广义的双曲递减。

对Barnett和Fayetteville页岩气井的平均日产气量拟合，可得Barnett页岩气田的 D_i 为0.0089， $b=1.5933$ ；

Fayetteville页岩气田 D_i 为0.0325， $b=0.6377$ 。

累积产气量：

$$\begin{aligned} N_p &= \int_0^{t_m} (at+q_0) dt + \int_{t_m}^{t_z} \frac{q_m}{(1+bD_i t)^{\frac{1}{b}}} dt \\ &= \frac{1}{2} at_m^2 + q_0 t_m + \frac{1}{1-b} \frac{q_m}{D_i} \left\{ 1 - [1+bD_i(t_z-t_m)]^{\frac{b-1}{b}} \right\} \\ &= \frac{1}{2} (q_0+q_m)t_m + \frac{1}{1-b} \frac{q_m}{D_i} \left\{ 1 - [1+bD_i(t_z-t_m)]^{\frac{b-1}{b}} \right\} \end{aligned}$$

页岩气产出收益为

$$P = (P_w + P_a) N_p$$

其中， P_w 为每标方页岩气井口价；

P_a 为每 Nm^3 政府补贴；

评估单口页岩气井的成本效益时需比较投资成本与页岩气产出收益的关系。

实例计算:某区块一口页岩气井投资总成本为8 000万元,投产后初始产量为2.8万m³/d,投产后第18天出现日产气量峰值达6.5万m³/d,随后日产量开始递减,产量递减率系数D_i为10.83×10⁻⁴(1/d),递减常数b为0.6377。若设当地天然气井口价为1.2元/Nm³,每标方的政府补贴为0.4元,一年的生产日期按350日计算,预测投产后多长时间能收回投资成本并产生盈利?

投资成本I≤页岩气产出收益P

$$I \leq (P_w + P_g) N_p \Rightarrow I \leq (P_w + P_g) \left\{ \frac{1}{2} (q_0 + q_m) t_m + \int_{t_m}^{t'} \frac{q_m}{[1 + b D_i (t - t_m)]^{\frac{1}{b}}} dt \right\}$$

$$\Rightarrow 8\,000 \times 10^4 \leq 1.6 \times \left\{ 83.7 \times 10^4 + \frac{1}{1 - 0.6377} \frac{6.5 \times 10^4}{10.83 \times 10^{-4}} \left[1 - (1 + 0.6377 \times 10.83 \times 10^{-4} (t - 18)) \frac{0.6377 - 1}{0.6377} \right] \right\}$$

$$\Rightarrow t \geq 1\,262 \text{天} = 3.6 \text{年}$$

即预测需要3.6年可以收回投资成本并产生盈利。

若变动单井投资成本总额及日产气量峰值,其它条件不变,经计算得出的投资回收年限对比结果见表1。

表1 页岩气井投资回收成本年限计算结果对比表 (年)

收回投资成本年限 单井投资成本总额(万元)	万m ³				
	10	8	6	4	2
10 000	2.7年	3.8年	6.2年	17.1年	□ 20年
9 000	2.3年	3.2年	5.0年	12.4年	□ 20年
8 000	2.0年	2.7年	4.1年	9.1年	□ 20年
7 000	1.7年	2.2年	3.3年	6.8年	□ 20年
6 000	1.4年	1.8年	2.6年	5.0年	□ 20年
5 000	1.0年	1.4年	2.0年	3.7年	16.4年
4 000	0.8年	1.1年	1.5年	2.6年	8.7年

4 产出气外输及增效措施

为了更好地提高页岩气开发效益,合理选择产出气的外输和利用方式至关重要。页岩气井产气后,产出的页岩气需要运输到消费市场:对于远离天然气管网设施、初期产量较小的勘探开发区,可以使用小型CNG或LNG装置,通过罐车运输的方式将页岩气

从气田运送到消费地;对于产气量较大的勘探开发区(产区内页岩气开发已规模化),则需要修建天然气管网,通过管道输送的方式将页岩气输送到消费地。

除了将产出的页岩气外输到消费市场这一传统方式外,近年来随着天然气分布式能源概念的兴起,在页岩气区块内建立井口天然气分布式发电站,将产出的页岩气能源通过分布式发电站转化成电能经电网输出到能源消费地是一种页岩气能源有效开发的新理念,这种开发模式或许能比修建天然气外输管网成本更低,效益更好。同时一个页岩气区块在开发建设期间本身需要大量能耗,而我国页岩气开发区块往往处于能源供给不便的地区,产出的页岩气就地通过天然气分布式发电站发电,可以实现区块开发能源自给,能够有效降低区块开发的能耗成本。而且除了发电外,分布式发电站可充分利用发电余热,就地供热、供冷,能源综合利用率可达80%以上,超过大型煤电发电机组一倍,对于节能减排具有重大意义。

5 结语

页岩气勘探开发有别于常规的经营项目,具有不确定因素多,地质与技术风险难以预计的特点。目前我国页岩气开发尚处于起步阶段,由于缺乏以往的开发经验,往往难以确定初始投资规模和效益预期。为了提高页岩气的开发效益,降低投资风险,除了充分研究开发区块的地质条件、开发的技术可行性外,应从技术经济学角度研究分析主要的成本组成、产能递减规律及投产后的外输增效模式,基于深入调研、科学论证的成本效益评估能够对页岩气开发的正确投资决策起到重要作用。

参考文献

- 1 Rates, Jason Baihly, Raphael Altman, Raj Malpani, Fangluo. Study Assesses Shale Decline[J]. The American Oil&Gas Reporter, 2011; 5
- 2 姜汉桥,姚军,姜瑞忠. 油藏工程原理与方法[M]. 中国石油大学出版社, 2006: 1