

页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用^{*}

董大忠¹ 程克明¹ 王世谦² 吕宗刚³

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院 3. 中国石油西南油气田公司蜀南气矿

董大忠等. 页岩气资源评价方法及其在四川盆地的应用. 天然气工业, 2009, 29(5): 33-39.

摘 要 近 10 年来, 在高天然气价格、水平井钻井技术和压裂技术进步的推动下, 页岩气成为美国最重要的天然气开发目标, 形成了适合于不同勘探开发阶段的页岩气资源潜力评价方法, 对页岩气资源的认识不断得到深化。在详细研究美国页岩气资源评价方法基础上, 探索了我国现阶段页岩气资源评价方法, 并针对四川盆地西南部地区及威远气田区下古生界下寒武统筇竹寺组的页岩气资源做了初步预测。结果认为四川盆地页岩气资源丰富, 不少于盆地常规天然气资源量, 是未来值得重视的重要天然气勘探开发新领域。

关键词 页岩气 资源 评价方法 四川盆地 应用

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.007

0 引言

与常规油气勘探开发一样, 页岩气勘探开发的目标选择虽然细节极其复杂, 但关键还是确定其是否具有工业价值。美国在页岩气资源勘探开发实践中, 将具有合适页岩类型、有机质含量、成熟度、孔隙度、渗透率、含气饱和度以及天然裂缝发育等综合条件的页岩作为勘探开发的有利目标^[1], 不断深化页岩气资源潜力认识, 形成了适合不同勘探开发阶段的页岩气资源潜力评价方法。笔者在美国主要页岩气资源评价方法深入、系统调查与分析的基础上, 通过四川盆地西南部及威远气田区古生界下寒武统筇竹寺组页岩气资源的初步估算, 探索适合中国现阶段的页岩气资源潜力评价方法。

1 页岩气资源特点

1.1 全球页岩气资源

自 1821 年发现页岩气以来已有近 200 a 的历史, 但近 10 a 来的产量增长速度惊人, 预测未来的潜在产量会更高。页岩气资源被认为是含油气盆地中最后一类走上开发舞台的油气资源^[1], 在含油气盆地中蕴藏量最丰富。据 Roger(1997) 早期的不完全

估算, 全球页岩气资源量高达 $456 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 超过全球常规天然气资源量($436.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$)。近年来, 在钻、完井(尤其是水平井钻井、连续油管射孔和水力压裂等)技术进步、天然气价格高涨及开发速度快速增长的推动下, 发现页岩气的领域越来越广, 对页岩气资源的认识迅速提高, 估计全球最终页岩气资源量将超过 $1\,000 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

1.2 页岩气资源特点

有关页岩气资源的独有特征, 可归纳概括如下。

1.2.1 资源潜力巨大

现仅以沃斯堡盆地加以说明。沃斯堡盆地是北美地台重要含油气盆地, 20 世纪初发现盆地第一个油田, 1917 年开始油气生产, 至 1995 年共生产原油大于 $3.87 \times 10^8 \text{ t}$ 、天然气约 $2\,200 \times 10^8 \text{ m}^3$; 1982 年在盆地 Barnett 页岩发现 Newark East 页岩气藏, 目前该气藏已成为美国第二大气田^[2]。目前, 在盆地证实的页岩气资源量约 $2.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[3], 2007 年页岩气产量 $315 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 累计页岩气产量 $1\,200 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

1.2.2 含气面积广

页岩气藏为连续型气藏, 缺少明显的圈闭, 也没有明显的气水界线, 分布范围与处于生气窗以内的烃源岩范围基本一致, 为大面积区域含气。

^{*} 本文为中国石油天然气股份公司对外合作非常规天然气技术攻关项目(编号: No. 06-03-01)的部分成果。

作者简介: 董大忠, 1962 年生, 教授级高级工程师, 博士; 主要从事油气勘探与发展战略、非常规油气资源地质勘探与开发技术等方面的研究工作。地址: (100083) 北京市海淀区学院路 910 信箱油气资源规划所。电话: (010) 62098610。E-mail: ddz@petrochina.com.cn

1.2.3 储层致密

页岩气产自被固结至超低孔隙度和渗透率的黏土和粉砂级颗粒组成的页岩中,页岩储层孔隙度一般为4%~6%,渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与常规天然气藏相比,页岩气藏的经济产量在很大程度上要依赖于天然裂缝。页岩中天然裂缝的发育可以大大改善其经济性,在天然裂缝发育区页岩储层孔隙度可达10%、渗透率可达 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.2.4 低产(一般无自然产能)

据美国早期页岩气井统计^[3],40%的井初期裸眼测试无气流,55%的井初始无阻流量没工业价值,所有井都需要实施储层压裂改造。早期开发的5个页岩含气盆地,直井改造后单井产量894~28300 m³/d,平均8063 m³/d。近年来,水平井、水力压裂及分段压裂技术的成功应用,单井产量大幅提高,水平井平均单井产量约20000 m³/d,最大水平井单井产量 $47.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

1.2.5 页岩气井生产周期长

页岩气井年递减率小,一般2%~3%,最大5%,生产周期一般30~50 a。USGS(2008)甚至认为Barnett页岩气藏的开采寿命可达80~100 a^[3]。

1.2.6 采收率变化较大

美国页岩气藏开发证实,页岩气藏采收率变化范围在5%~60%。埋藏较浅、地层压力低、有机碳与吸附气含量低的页岩气藏采收率约60%;埋藏较深、地层压力高、吸附气含量高的页岩气藏采收率为25%~50%。

1.2.7 勘探开发投资大

美国主要页岩气藏勘探开发成本统计表明,页岩气井单井成本300~800万美元,是2000~2003年美国陆上油井单井成本45万美元的7倍、气井单井成本65万美元的5倍,其中Haynesville页岩气藏单井成本与美国2000~2003年海上油气井的单井成本969万美元相当。

2 页岩气资源潜力评价方法

页岩气藏储层连续分布,具有较强的非均质性,包括多种气体富集机制、控制产能的多样性。因此,页岩气资源评价中既要考虑地质因素的不确定性,也要考虑技术、经济上的不确定性。不同勘探开发阶段适用的方法不同,关键参数不同,参数获取方式不同,资源估算结果也有较大差异。美国形成了多种页岩气资源评价方法,如图1所示。鉴于页岩气藏为连续型气藏,区域分布,USGS在页岩气藏资源

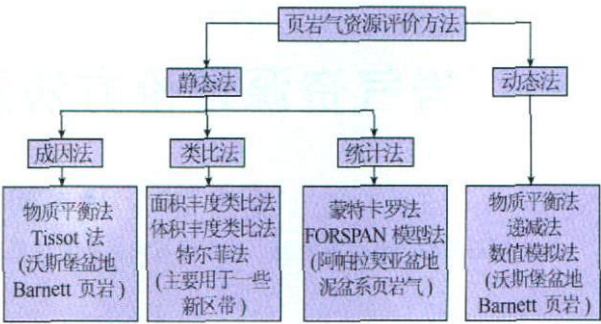


图1 主要页岩气资源评价方法示意图

评价中引入了全含油气系统评价单元概念。笔者在该概念阐述的基础上,论述了主要页岩气藏资源评价方法。

2.1 全油气系统评价单元概念

在页岩气资源评价中,基于资源评价目的,USGS把现有天然气藏划归为两个主要端元型气藏和一个过渡型气藏^[4-5]。两个主要端元型气藏是常规气藏和连续型气藏,同时兼具两个端元型气藏特征的为过渡型气藏。连续型气藏(Schmoker,1996;Pollastro,2002)包括煤层气、页岩气、盆地中心气和致密砂岩气等,其特征具有较大的三维空间延展、无明显油气水界线、不依赖水的浮力连续聚集成藏、源岩与储层联系紧密、在整个源岩范围内均有气藏存在。连续型气藏通过转换带可以渐变为常规气藏。基于连续型气藏概念,USGS(Klett,Magoon和Schmoker等,2000)在资源评价中,提出了全含油气系统评价单元概念(TPS-AU),以取代其1995年以来的成藏组合概念。全含油气系统评价单元概念关注于整个烃类流体系统,包括了Magoon和Dow(1994)定义的所有与已知烃类成藏、油苗、输导体系等油气系统的元素,引入了与成熟源岩相连的所有未发现的油气聚集和相应的地理区域。评价单元建立在相似地质单元和烃类聚集类型基础上,也可以代表需要评价的一套或多套成藏组合。评价单元与成藏组合有明显不同,成藏组合可能包括多套源岩和(或)油气系统,并不局限在单个油气系统内,此外一个成藏组合内的烃类来源于多个油气系统的情况也很常见。因此,全含油气系统评价单元概念对一个全油气系统内与未发现油气的源岩、油气生成、运移和圈闭相关的主要因素和过程有更为清晰的定义。在页岩气资源评价中,对全含油气系统中的以下地质要素进行确定和成图:①烃源岩,尤其是富有机质页岩烃源岩;②富有机质页岩的地理分布;③来源于要评价的页岩中的烃类流体数量和地理展布范

围; ④处在生油窗和生气窗内的富有机质页岩分布;
⑤可生气或有生气潜力页岩分布范围; ⑥生气能力
最佳页岩分布范围。

2.2 主要页岩气资源评价方法

2.2.1 福斯潘(FORSPAN)法^[4]

福斯潘模型(FORSPAN)法是 USGS 在 1999 年为连续型油气藏资源评价而提出的一种评价方法。该方法以连续型油气藏的每一个含油气单元为对象进行资源评价, 即假设每个单元都有油气生产能力, 但各单元间含油气性(包括经济性)可以相差很大, 以概率形式对每个单元的资源潜力作出预测。以往也用体积法对连续型油气藏资源潜力作过评价。在体积法中, 原始资源量估算常用的参数主要是一些基本地质参数(如面积、厚度、孔隙度等), 这些参数有很大的不确定性, 且各单元间关系密切、缺乏独立性。因此, 参数选取及标准确定较困难。福斯潘(FORSPAN)法建立在已有开发数据基础上(图 2), 估算结果为未开发原始资源量。因此, 该方法适合于已开发单元的剩余资源潜力预测。已有的钻井资料主要用于储层参数(如厚度、含水饱和度、孔隙

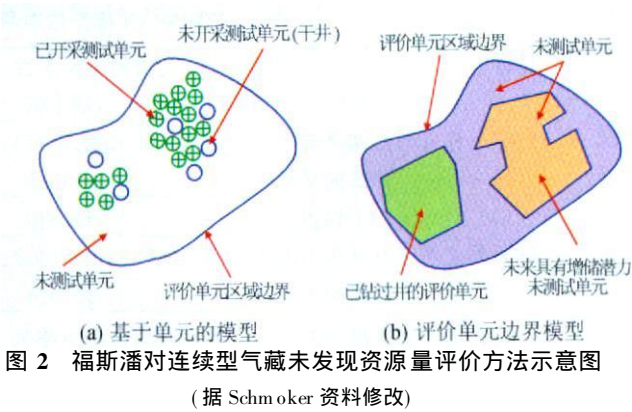


图 2 福斯潘对连续型气藏未发现资源量评价方法示意图
(据 Schm oker 资料修改)

度、渗透率)的综合模拟、权重系数的确定、最终储量和采收率的估算。如果缺乏足够的钻井和生产数据, 评价也可依赖各参数的类比取值。

福斯潘法涉及参数众多, 基本参数有评价目标特征、评价单元特征、地质地球化学特征和勘探开发历史数据等(见表 1、2)^[3]。USGS 在 2003 年、2008 年用该方法对沃斯堡盆地 Barnett 页岩气资源做了估算, 2003 年评价结果为 $7\,400 \times 10^8\text{ m}^3$, 2008 年评价结果为 $2.66 \times 10^{12}\text{ m}^3$ 。两次评价相差 3.6 倍, 原

表 1 FORSPAN 模型法中评价单元特征参数表

评价单元类型: 石油(< 20 000 cf g/ bo)或者天然气(≥20 000 cf g/ bo), 包括发现的和潜在的增储潜力
各单元最小总储量: _____ (石油评价单元为 mmbo), _____ (天然气评价单元为 bcfg)
已测试单元数(个): _____, 已测试单元中总储量大于最小总储量的单元数(个): _____
确定的(已有发现的)单元数(个): _____, 假设的(未发现的)单元数(个): _____
各单元总储量平均值(石油: mmbo, 天然气: bcfg): 早期发现 _____, 中期发现 _____, 晚期发现 _____
评价单元概率: 单个因素发生概率(0~ 1.0), 总概率为 1、2、3 的共同作用结果
1. 充注: 未测试单元有丰富的油气充注(总储量 ≥ 最小总储量): _____
2. 岩石: 未测试单元有充足的储层、圈闭和盖层(总储量 ≥ 最小总储量): _____
3. 时机: 未测试单元有有利的地质时间耦合(总储量 ≥ 最小总储量): _____

注: cf g 为立方英尺天然气, 1 cf g= 0.0283 m³; bo 为原油桶, 1 bo= 0.136 t; mmbo 为百万桶油; bcfg 为 10 亿立方英尺天然气。

因在于沃斯堡盆地页岩气藏含气范围扩大至原来的 3 倍, 整个盆地成为有利页岩气产区, 其次是页岩气井生产周期变长, 由初期评价时的 30 a 增长到 50 a, 其核心产区的生产周期甚至估算到 80~ 100 a。这一结果说明页岩气资源量估算结果不是一成不变, 是动态评价过程, 同时也说明了页岩气资源的复杂性。

2.2.2 单井(动态)储量估算法

单井(动态)储量估算法由美国 Advanced Resources Informational(ARI)提出^[5], 核心是以 1 口井控制的范围为最小估算单元, 把评价区划分成若干最小估算单元, 通过对每个最小估算单元的储量计算, 得到整个评价区的资源量数据, 即

$$GIP_{总} = \sum_{i=1}^n q_i \cdot f$$

式中: q_i 为单井储量, 10^8 m^3 ; i 为估算单元; f 为钻探成功率, %。

该方法在页岩气藏资源估算中有以下 5 个关键步骤。

1) 确定评价范围: 综合利用评价区早期生产数据, 尽可能准确圈定页岩含气边界。如利用烃源岩热成熟度研究成果, 圈定出处于生气窗范围内的烃源岩, 即可认为是最大的含气面积; 或利用页岩厚度资料, 以最小净产层厚度法圈定评价边界; 或利用其他资料综合确定评价区边界。无论资料多寡, 都需综

表 2 FORSPAN 模型法中具增储潜力未测试单元特征表

1. 评价单元总面积(英亩): (初始设定值的不确定性)
计算的平均值_____, 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
2. 每个具有增加储量潜力的未测试单元面积(英亩): (每个单元的面积原则上是可变或不相同的)
计算的平均值_____, 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
平均值误差_____, 最小值_____, 最大值_____
3. 未测试单元总面积占评价单元总面积的比例(%): (初始设定值的不确定性)
计算的平均值_____, 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
4. 具有增加储量潜力的未测试单元面积占评价单元总面积比例(%): (必备的标准是单元总储量 ≥ 最小储量; 初始设定值的不确定性)
计算的平均值_____, 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
5. 评价所需的地质要素
6. 各单元总储量(具增加储量潜力的未测试单元的总储量):
(其值原则上是可变或不相同的; 石油评价单元为 mmbo, 天然气评价单元为 bcfg)
计算的平均值_____, 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
7. 未测试单元平均产油气比率(为估算相关产品储量) (初始设定值的不确定性)
石油评价单元 气/油比率(dg/bo): 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
凝析气/气比率(bngl/ mmcfg): 最小值_____, 众值_____, 最大值_____
天然气评价单元 液/气比率(bliq/ mmcfg): 最小值_____, 众值_____, 最大值_____

注: 1 英亩= 4 047 m²; bngl 为 10 亿立方英尺天然气凝析液体; mmcfg 为百万立方英尺天然气; bliq 为液态石油桶。

合利用各种信息, 以保证所确定的评价区边界有效。

2) 确定最小估算单元: 综合生产数据、储层性质和致密地层标准曲线模型(如 METEOR 模型), 建立经过严格分析的单井排泄范围。以单井排泄范围为最小估算单元, 并对评价区做出全部划分。

3) 确定单井储量规模: 依据页岩厚度、岩性特征、有机碳含量、成熟度、吸附气含量等有关页岩气藏特征数据, 结合页岩气井生产动态, 建立综合性的、精确的单井储量模型。该模型可以为一个单值, 或是分区建立的多个值, 或是一种概率分布。

4) 确定钻探成功率: 尽管可能在生气窗范围内的所有富有机质页岩都具有产气能力, 但并不能保证该范围内钻探的所有页岩气井都成功, 其原因在页岩沉积上的差异或热演化上的不均一等。在页岩气藏资源估算中, 对不成功部分的估算用探井成功率给予扣除。

5) 确定气藏“甜点”: 通过上述 4 个工作环节, 可以估算出每个评价单元及整个评价区的资源前景。进一步结合区域构造、裂缝发育规律等地质因素及地面条件、基础设施等经济因素, 评价确定具有地质上富集、经济上高产的气藏“甜点”区块。

ARI(2006) 用该方法估算了全美 48 州的页岩气资源, 总可采资源量约 $3.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 其中探明可采储量为 $3\,398.04 \times 10^8 \text{ m}^3$, 待探明可采资源量

为 $3.63 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。与 USGS、NPC 的估算对比, USGS(2006) 的估算为 $1.7 \times 10^{12} \text{ m}^3$, NPC(2003) 的估算为 $8\,212 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。三者差异明显, ARI 认为对诸如页岩气藏这样的连续型气藏的资源潜力评估对大量数据的需要和资源前景的快速变化常常使评估结果的大小和“甜点”的选择变得很困难, 成功地引入地质新认识、钻井和完井技术进步、大量“专家论证”及动态评价非常重要。

2.2.3 容积法

容积法是页岩气生产商常用的评价方法, 其评价基础是页岩气的蕴藏方式。页岩气蕴藏在页岩的基质孔隙空间、裂缝内以及吸附在有机物和黏土颗粒表面。因此, 容积法估算的是页岩孔隙、裂缝空间内的游离气、有机物和黏土颗粒表面的吸附气体积的总和, 即

$$GIP_{总} = GIP_{游} + GIP_{吸}$$

估算基本过程如下:

2.2.3.1 页岩气藏压力、温度计算

$$P = H p_d$$

式中: H 为气藏埋藏深度; p_d 为压力梯度, 实测或 $p_d = 1.54 \text{ psi/m}$ ($1 \text{ psi} = 6.894\,76 \text{ kPa}$)。

$$T = 60 + t_d \frac{H}{100}$$

式中: H 为气藏埋藏深度; t_d 为地温梯度, 实测或 $t_d = 5.91 \text{ }^\circ\text{F}/100 \text{ m}$, $^\circ\text{C} = \frac{5}{9} (^\circ\text{F} - 32)$ 。

2.2.3.2 游离气量估算

$$GIP_{游} = 0.028h \frac{\varphi_g}{B_g}$$

式中: h 为有效页岩厚度; φ_g 为页岩含气孔隙度; B_g 为体积系数, $B_g = 0.0283 zT/p$, z 为气体偏差系数。

2.2.3.3 吸附气量估算

$$GIP_{吸} = 7.9V_{甲} \rho$$

式中: $V_{甲}$ 为页岩吸附气含量; ρ 为页岩密度; h 为有效页岩厚度。

$$V_{甲} = V_{\text{兰}} p / (p_{\text{兰}} + p)$$

式中: $V_{\text{兰}}$ 为兰格缪尔体积, $V_{\text{兰}} = f(\text{TOC}, \%)$; $p_{\text{兰}}$ 为兰格缪尔压力, $p_{\text{兰}} = f(T)$, $V_{\text{兰}}$ 、 $p_{\text{兰}}$ 由岩心分析或测井解释得到, 也可通过地质类比借用。

该方法可简化表示为:

$$GIP_{总} = GIP_{游} + GIP_{吸} = Sh(\varphi_g S_g + \rho G_i)$$

式中: S 为页岩含气面积, km^2 ; h 为有效页岩厚度, km ; φ_g 为含气页岩孔隙度, $\%$; S_g 为含气饱和度, $\%$; ρ 为页岩岩石密度, t/km^3 ; G_i 为吸附气含量, $10^8 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

孔隙度(φ_g)、含气饱和度(S_g)、吸附气含量(G_i)是影响该方法结果可靠程度的关键参数。

2.2.4 资源丰度类比法

资源丰度类比法是勘探开发程度较低地区常用的方法, 也是一种简单快速的评价方法。简要过程是: 首先确定评价区页岩系统展布面积、有效页岩厚度; 其次根据评价区页岩吸附气含量、页岩地化特征、储层特征等关键因素, 结合页岩沉积、构造演化等地质条件, 已知含气页岩对比, 按地质条件相似程度, 估算评价区资源丰度或单储系数; 最终按如下方式估算评价区页岩气资源量:

$$Q = Sk \text{ 或 } Q = Sha$$

式中: Q 为评价区页岩气资源量, 10^8 m^3 ; S 为评价区有效页岩面积, km^2 ; h 为有效页岩厚度, m ; k 为页岩气资源丰度, $10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; a 为页岩气单储系数, $10^8 \text{ m}^3/(\text{km}^2 \cdot \text{m})$ 。

上述评价方法涉及参数 10 余项, 与常规油气资源评价相比, 这些参数既有内涵上的较大差异, 又存在获取上的较大难度。尤其突出的是一些关键评价参数, 如有效页岩面积、有效页岩厚度、有机碳含量、可采系数等。如有效页岩面积有严格的限定, 指有效厚度大于 15 m、有机碳含量大于 2%、热演化程度处于生气窗以内、埋藏深度位于氧化带(300 m)以下页岩的展布面积。因此, 在页岩气资源评价中参数研究非常重要。

3 四川盆地古生界页岩气资源潜力评价

四川盆地下寒武统筇竹寺组为深海陆棚环境下沉积的灰黑色碳质页岩、黑色页岩、深灰色—灰色砂质页岩、粉砂岩及灰绿色含钙细砂岩, 厚度 400~ 500 m。区域上由威远地区向南厚度逐渐增加, 南至盆地边缘厚度增至 1 000 m 以上。四川盆地西南部下寒武统筇竹寺组厚度大、有机碳含量高、类型好, 以往的钻探中, 普遍见到放空、井漏、气侵、井涌及井喷等良好气显示, 其中威 5 井筇竹寺组 2 783.2~ 2 799.85 m 井段取心 7.46 m 见 309 处冒气; 2 795~ 2 798 m 井段裂缝发育, 缝洞率达 1.22%~ 3.34%; 2 797.4~ 2 797.6 m 井段放空 0.2 m, 并发生漏失和井喷(喷高 15~ 22 m), 中途测试获日产气 $2.46 \times 10^4 \text{ m}^3$, 酸化后日产气 $1.35 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。上述事实表明该区筇竹寺组存在页岩气资源并具有一定的商业前景。鉴于四川盆地乃至全国还没有页岩气勘探开发成功实例的现实, 笔者从页岩气资源评价方法研究的实际出发, 采用资源丰度类比法和容积法对四川盆地西南部地区及威远气田区下寒武统筇竹寺组的页岩气资源进行估算, 检验两种页岩气资源评价方法在中国的适应性。

3.1 川西南下寒武统筇竹寺组页岩气资源量估算

3.1.1 下寒武统筇竹寺组页岩厚度

页岩厚度的确定是页岩气资源评价的基础, 方法是根据沉积环境、岩性特征、结构组成等因素, 将目的层中黑色页岩划分出来, 单独进行统计。首先根据区域地质、地震、钻井等资料分析四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩系统的区域展布规律, 确定和划分页岩系统, 对页岩系统中的黑色页岩、碳质页岩、黑灰色粉砂质和砂质页岩统计成图。其次, 在此基础上, 依据有机碳含量、热成熟度、钻井气显示等特征, 确定有效页岩厚度(图 3)。四川盆地西南部地区

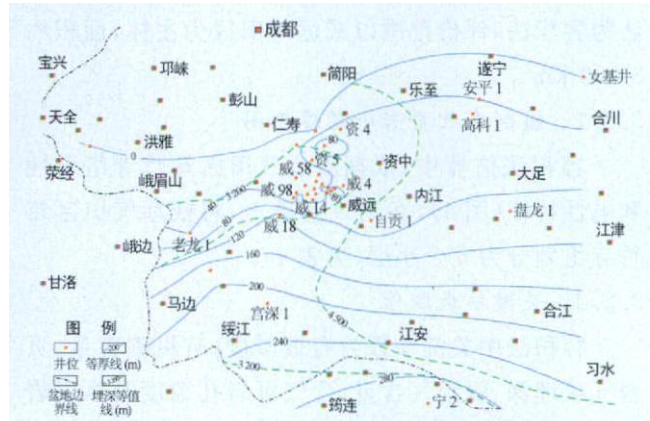


图 3 四川盆地下寒武统筇竹寺组页岩有效厚度等值线图

筇竹寺组有效页岩面积约 55 828 km², 有效厚度 20 ~ 300 m, 盆地南部边界宁 2 井区厚度最大(约 450 m)。为便于页岩气资源估算后的进一步经济评价, 对不同埋深下的有效页岩面积做了统计, 埋深大于 4 500 m 的有效页岩面积为 27 425 km², 埋深 4 500 ~ 3 200 m 的有效页岩面积 20 684.2 km²; 埋深小于 3 200 m 的有效页岩面积 7 718.8 km²。

3.1.2 下寒武统筇竹寺组页岩气资源丰度

为确定四川盆地西南部地区下寒武统筇竹寺组页岩气资源丰度, 笔者在威远气田区实施了 1 口钻井密闭取心, 并对其进行岩心吸附气含量测试。威

远气田区下寒武统筇竹寺组页岩有机碳含量为 0.34% ~ 2.8%, 吸附气含量 0.43 ~ 0.86 m³/t。需要说明的是根据区域地层研究, 上述钻井没能得到该组中最好的黑色页岩和碳质页岩段岩心, 因此, 测得的有机碳与吸附气含量仅具有不完全代表性, 这一问题有待继续研究。将筇竹寺组页岩特征与美国五大页岩气含气盆地对比(见表 3), 确定出四川盆地西南部地区下寒武统筇竹寺组页岩气资源丰度为 0.74 × 10⁸ ~ 1.52 × 10⁸ m³/km²。

3.1.3 下寒武统筇竹寺组页岩气资源量

依据资源丰度 0.74 × 10⁸ ~ 1.52 × 10⁸ m³/km²、

表 3 四川盆地西南部地区下寒武统筇竹寺组页岩气资源丰度表

盆 地	页岩系统	地 层	页岩系统厚度 (m)	有效页岩厚度 (m)	有机碳含量 (%)	R _o (%)	资源丰度 (10 ⁸ m ³ /km ²)
密歇根	Antrim	泥盆系	48	21~ 36	0.3~ 24	0.4~ 0.6	0.66~ 1.64
阿帕拉契亚	Ohio	泥盆系	90~ 300	9~ 30	0~ 4.7	0.4~ 1.3	0.55~ 1.09
伊里诺依	New Albany	泥盆系	30~ 120	15~ 30	1~ 25	0.4~ 1.0	0.76~ 1.09
沃斯堡	Barnett	密西西比系	60~ 90	15~ 60	4.5	1.0~ 1.3	3.28~ 4.37
圣胡安	Lewis	白垩系	150~ 570	60~ 90	0.45~ 2.5	1.6~ 1.88	0.87~ 5.46
四川盆地 西南部地区	-C ₁	筇竹寺组	180~ 340	20~ 300	0.34~ 2.8	1.83~ 3.23	0.74~ 1.52

有效页岩面积 55 828 km², 根据资源丰度法估算出四川盆地西南部下寒武统筇竹寺组页岩气资源量为:

$$Q = Sk =$$
$$55\,828\text{ km}^2 \times (0.74 \sim 1.52) \times 10^8\text{ m}^3/\text{km}^2 =$$
$$(4.13 \sim 8.48) \times 10^{12}\text{ m}^3$$

3.2 威远气田区筇竹寺组页岩气资源量估算

威远气田区下寒武统筇竹寺组页岩气资源量的估算, 以中国石油与美国新田石油公司的《四川盆地威远地区页岩气勘探开发联合研究》为基础, 估算方法为容积法, 评价范围以威远气田区为主体, 面积约 3 000 km²。

3.2.1 编制有效页岩小层厚度图

容积法估算中, 依据威远气田区筇竹寺组岩性和电性特征(图 4), 在图 3 基础上, 将威远气田区筇竹寺组划分为 6 个小层(见表 4)。

3.2.2 关键参数取值

容积法中关键参数为有效厚度、有机碳含量、页岩气藏埋深、吸附气含量、含气页岩孔隙度及页岩岩石密度等。页岩有效厚度依据图 3、图 4 确定; 有机

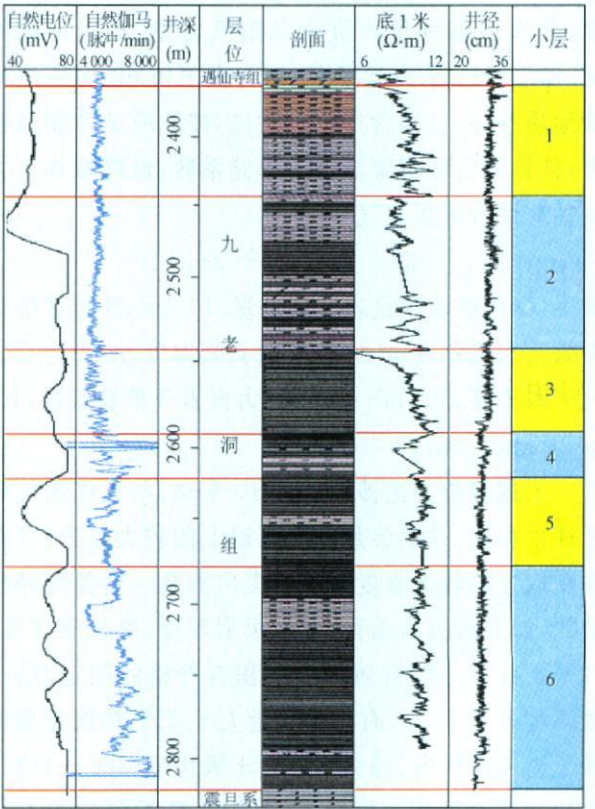


图 4 威远气田下寒武统筇竹寺组小层划分图

表 4 威远气田区下寒武统筇竹寺组页岩气资源估算结果表

小层	有效页岩厚度 (m)	资源量 (10 ⁸ m ³)	资源丰度 (10 ⁸ m ³ /km ²)	单储系数 (10 ⁸ m ³ /km ² ·m)
1	26.0	972.3~ 5 238.8	0.32~ 1.75	0.012 3~ 0.058 2
2	38.0	2 232.8~ 5 988.6	0.74~ 2.00	0.019 5~ 0.045 6
3	21.7	1 156.8~ 3 987.1	0.39~ 1.33	0.018 0~ 0.052 1
4	9.6	255.6~ 2 389.5	0.09~ 0.8	0.009 4~ 0.052 1
5	22.8	1 271.5~ 4 858.3	0.42~ 1.62	0.018 4~ 0.061 8
6	42.0	2 795.1~ 9 230.6	0.93~ 3.08	0.022 1~ 0.133 2
合计	160	8 684.1~ 3 1692.9	2.89~ 10.56	0.018 1~ 0.066 0

碳含量根据钻井岩心、岩屑分析数据和测井解释综合确定;气藏埋深以震旦系顶部埋深为依据计算;吸附气含量以岩心测试为依据,结合有机碳含量综合类比确定;含气孔隙度(1-φ_w)和岩石密度以岩心实测和测井解释综合确定。

3.2.3 威远气田区筇竹寺组页岩气资源量估算

在参数取值基础上,利用有效页岩小层等厚线图,应用 Geographix 软件(美国新田石油公司,2008),估算的威远气田区下寒武统筇竹寺组页岩气资源量见表4。威远气田区页岩气总资源量 8 684×10⁸~ 31 693×10⁸ m³,资源丰度为 2.89×10⁸~ 10.56×10⁸ m³/km²,单储系数为 0.02×10⁸~ 0.07×10⁸ m³/(km²·m)。据表 4 反映,有效页岩厚度上部第 2 小层和底部第 6 小层较大,两个小层的页岩气丰度及资源量较高,厚度分别为 38 m 和 42 m,资源量分别为 2 233×10⁸~ 5 989×10⁸ m³ 和 2 795×10⁸~ 9 231×10⁸ m³。据此表明威远气田区页岩气藏资源丰富,有较好勘探开发前景,筇竹寺组底部是最有利页岩气藏勘探开发层段,值得进一步深入研究。

4 结论

1)页岩气在全球已成为现实的油气勘探开发重要目标,全球页岩气资源蕴藏量巨大,具有广泛的勘探开发前景。页岩气藏为具极低孔渗条件的连续型气藏,是典型的非常规天然气,目前对它的认识还很局限,尤其是对其复杂的成藏机理、资源形成条件和富集规律的认识正在形成和发展中。

2)页岩气资源潜力是 有利页岩气藏勘探开发目标优选的关键因素之一,北美已形成了多种适宜于

不同勘探开发阶段的页岩气资源评价方法。页岩矿物组成和结构、有机碳含量、热成熟度、吸附气含量、有效厚度、基质孔隙及裂缝等是影响页岩气资源评价的关键因素。

3)经过严格分析,借用国外现有一些评价方法,可以概略评价我国页岩气资源潜力。四川盆地西南部地区和威远气田区下寒武统筇竹寺组页岩气资源估算表明,四川盆地页岩气资源丰富,不少于盆地常规天然气资源,是未来值得重视的重要天然气勘探开发新领域。

4)我国页岩气勘探开发尚处于探索阶段,为尽快了解我国页岩气资源潜力、推动我国页岩气藏勘探开发发展,引进和发展我国页岩气资源潜力评价方法和技术刻不容缓。

参 考 文 献

[1] CHARLES BOYER, JOHN KUESCHNICJ, ROBERTO SU AREX-RIVERA. 页岩气藏的开采[J]. 油田新技术(斯伦贝谢公司), 2006 年秋季刊: 18-31.

[2] MARTINEAU D F. History of the Newark East field and the Barnett shale as a gas reservoir[J]. AAPG Bulletin, 1991(4): 399-403.

[3] 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会. 北美地区页岩气勘探开发新进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009.

[4] USGS. Forspan model users guide[M]. [S. l.]: USGS, 2003.

[5] VELLO A, KUUSKRAA. 非常规气资源潜力估计可能会有很大变化[J]. JPT, 2007(9): 14 16.

(收稿日期 2009-03-16 编辑 韩晓渝)

Add: Mail Box 910, No. 20, Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, P.R. China

Tel: + 86-10-6209 8666 **E-mail:** xinjingli@petrochina.com.cn

An evaluation method of shale gas resource and its application in the Sichuan basin

DONG Da-zhong¹, CHENG Ke-ming¹, WANG Shi-qian², LU Zong-gang³

(1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China*; 2. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610051, China*; 3. *South Sichuan Gas Field, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Luzhou 646000, China*)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 5, pp. 33-39, 5/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: In recent 10 years, with the promotion of high natural gas price and advancement of horizontal well and fracturing techniques, shale gas resource has become the most important development object in the United States, thus forming an evaluation method on shale gas resource potential suitable for varied exploration and development stages, which made it increasingly improved to acknowledge shale gas resource. Based on researching into the American shale gas resource evaluation method, we probed into the evaluation method nowadays in China and have done the primary prediction on shale gas resource in southwest Sichuan basin and Lower Cambrian Qiongzhusi formation of the Lower Paleozoic in Weiyuan gas field. It is believed that the Sichuan basin is an important new region worthwhile to be paid more attention in the field of natural gas exploration and development in future since it is rich in shale gas resource, the reserves of which is no less than that of conventional natural gas resource.

KEY WORDS: shale gas, resource, evaluation method, Sichuan basin, application

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.05.007

DONG Da-zhong (professor of senior engineer), born in 1962, holds a Ph. D degree and is mainly engaged in research works on exploration and development strategies of oil and gas resource, geologic exploration and development of unconventional oil and gas resource.

Add: Mail Box 910, Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100083, P.R. China

Tel: + 86-10-6209 8610 **E-mail:** ddz@petrochina.com.cn

Accumulation conditions of shale gas reservoirs in the Lower Cambrian Qiongzhusi formation, the Upper Yangtze region

CHENG Ke-ming¹, WANG Shi-qian², DONG Da-zhong¹, HUANG Jin-liang¹, LI Xin-jing¹

(1. *PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China*; 2. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610051, China*)

NATUR. GAS IND. VOLUME 29, ISSUE 5, pp. 40-44, 5/25/2009. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: In China, shale gas will be an important, realistic and new alternative energy resource for the growth of natural gas reserves in future. By using of the geological data, gas show in drilling and geochemical information from the Lower Cambrian black shale in Qiongzhusi formation in the Upper Yangtze region, this paper analyzed the accumulation condition of shale gas reservoirs. It is believed that this area is the most favorable for forming shale gas resource because it develops black shale characterized by stable regional distribution and presents three distribution areas of excellent source rocks such as southern Sichuan, northern Guizhou and western Hunan and Hubei closely related to bay environment system; Along Weiyuan and Bijie-Dafang in northwestern Guizhou, there encounters gas show in different level such as gas cut and well kicks when drilling the Lower Cambrian black shale in Qiongzhusi formation during exploring gas reservoir in Sinian Dengyin formation in which parts of black shale contain low-medium commercial adsorption gas ranging from 0.4–0.83 m³/t tested by pressure coring data, especially the shale in Jiulaodong in Weiyuan area shows such distribution characteristics as it is not controlled by gas-water boundary and tectonic factors but closely related to the distribution of efficient shale. It is suggested that the southern China