中国科学: 地球科学 2013 年 第 43 卷 第 7 期: 1088 ~ 1095
www.scichina.com earth.scichina.com
《中国科学》杂志社
SCIENCE CHINA PRESS

自然科学基金项目进展专栏

论 文

# 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限

李延钧[①②*], 刘欢[②], 张烈辉[①], 吕宗刚[③], 李其荣[③], 黄勇斌[③]

① 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 成都 610500;
② 西南石油大学资源与环境学院, 成都 610500;
③ 中国石油西南油气田公司蜀南气矿, 泸州 646001
* E-mail: llyyjj99@126.com

收稿日期: 2012-07-22; 接受日期: 2012-11-20; 网络版发表日期: 2013-06-28
国家杰出青年科学基金(批准号: 51125019)资助

**摘要** 本文选取有机质丰度、页岩单层厚度、页岩埋深、成熟度、页岩物性、脆性矿物含量 6 项指标对四川盆地南部志留系龙马溪组页岩气进行评价. 充分应用页岩钻井资料, 研究了海相页岩气的各项评价指标下限: (1) 首次通过有机碳恢复法、含气量反演法、测试法确定有机质丰度(TOC)下限为 1.0%; (2) 根据烃源岩生排烃理论, 结合龙马溪组页岩地层组合特征, 认为页岩单层厚度下限应为 30 m, 并且其中还包含至少 15 m 厚的优质页岩; (3) 利用 TOC 和孔隙度关系确定充气孔隙度下限为 1.2%; (4) 结合实际地质条件对成熟度、埋深、脆性矿物含量等其他指标进行了研究. 综合上述成果, 建立了一套适合高演化海相页岩气的评价指标体系, 该体系在四川盆地南部页岩气地质选区的实际应用中取得了良好的效果, 对于指导该区页岩气勘探开发具有重要的现实意义.

**关键词**
页岩气
评价指标下限
评价指标体系
龙马溪组
四川盆地

页岩气的勘探开发日益受到高度重视, 国土资源部、中国石油、中国石化等公司近年来都开展了初期的页岩气勘探与资源评价工作, 各位专家学者在页岩气的富集成藏机理及评价方法等方面进行了大量的研究, 并取得了较多成果[1~8]. 但我国页岩气分布区地质背景十分复杂、资源调查与勘探开发起步较晚, 所以研究方法主要是通过借鉴国外页岩气的各种地质理论及勘探开发实例, 对比分析国内的情况, 对于适合我国实际地质条件的页岩气地质选区技术与评价方法的建立还不够完善, 特别是在页岩气评价指标下限的问题上有待进一步斟酌[9~15]. 四川盆地南部在早志留世龙马溪期处于深水陆棚环境, 有机质大量生成并得以保存, 沉积了厚度较大、分布面积广、有机质丰富的深色页岩. 该区也被作为中国页岩气的先导试验区, 专家学者对其进行了研究, 中石油西南油气田公司专门针对页岩气层进行钻探, 取得了丰富的第一手资料. 笔者正是结合近几年页岩气地质研究的工作实践, 以该区志留系龙马溪组页岩为例, 应用了页岩钻井测井、试采、岩芯等资料, 对页岩气各项评价指标进行综合分析与研究. 考虑到

中文引用格式: 李延钧, 刘欢, 张烈辉, 等. 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气评价指标下限. 中国科学: 地球科学, 2013, 43: 1088–1095
英文引用格式: Li Y J, Liu H, Zhang L H, et al. Lower limits of evaluation parameters for the lower Paleozoic Longmaxi shale gas in southern Sichuan Province. Science China: Earth Sciences, 2013, 56: 710−717, doi: 10.1007/s11430-013-4579-4

有机质丰度既是页岩气生成的物质基础, 又影响页岩对天然气的吸附能力, 而且大量的有机质在转化为烃类的过程中又能产生微孔缝影响页岩的储集性能. 因此, 首次通过有机碳恢复法、含气量反演法、测试法等多种方法确定 TOC 下限也是本文研究的重点. 另外, 根据烃源岩生排烃理论, 结合四川盆地南部龙马溪组页岩地层组合特征, 确定页岩单层厚度下限; 利用 TOC 和孔隙度关系确定充气孔隙度下限; 综合评价了成熟度、埋深、脆性矿物含量等其他指标; 最后综合以上指标研究结果, 建立了一套适合高演化海相页岩气的评价指标体系, 应用这套体系对四川盆地南部龙马溪组页岩进行地质选区和潜力评价, 评价结果对该区下古生界页岩气勘探开发具有重要的现实意义.

## 1 评价指标下限研究

### 1.1 有机碳含量下限值

斯伦贝谢公司 Boyer 等[16]提出的页岩气藏有机碳含量评价标准, 把烃源岩有机质丰度定为 6 级, 即 TOC<0.5%为很差, 0.5%~1.0%为差, 1.0%~2.0%为一般, 2.0%~4.0%为好, 4.0%~12%为很好, >12%为极好. Burnaman 等[17]也提出, 页岩中有机碳含量至少为 2.0%. 美国从事页岩气藏勘探开发的石油公司一般将有效页岩 TOC 含量下限值确定为 2.0%, 这一选值实际上相当于石油地球化学家在评定烃源岩等级时所确定的 “好生油岩” 标准. 美国大规模商业开发的五大含气页岩系统有机碳含量 0.5%~25%, 其中目前页岩气单井产量和年产量较高的 Barnett 页岩系统有机碳 2.0%~7.0%[18~23]. 加拿大核心开采区页岩有机碳在 3.0%~10%[24,25]. 对于四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩, 我们将有机碳含量下限定为 1.0%, 主要根据以下三种方法.

(1) 有机碳恢复法. 美国页岩气 TOC 下限尽管可认为 2.0%, 但它的成熟度一般不超过 1.9%, 而四川盆地龙马溪组页岩的成熟度显然要高得多(表 1), 对于高成熟度的烃源岩, 若将残余有机碳恢复到原始状态下, 其原始有机质丰度提高许多. 多数地球化学家认为海相高成熟-过成熟烃源岩原始 TOC 和原始 $S1+S2$ 确实需要进行恢复[26]. 秦建中等[27]研究结果表明, 海相优质烃源岩在高成熟-过成熟阶段, 原始 TOC 一般Ⅰ型最高降低 40%, 恢复系数 1.68; Ⅱ$_1$型最高降低 32%,恢复系数 1.48. 而张林等[28]实验研究四川盆地下古烃源岩恢复系数为 2.7~3.4. 根据以上结论, 美国 Barnett 海相页岩成熟度 $R_o$ 为 1.1%~1.4%, 取恢复系数 $K$=1.4~1.7, 当残余 TOC 为 2.0%, 恢复到原始状态下的 TOC 可达到 2.8%~3.4%; 四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩 $R_o$ 为 2.2%~3.6%, 取 $K$=2.7~3.4, 当残余 TOC 为 1.0%, 恢复后的原始 TOC 能达到 2.7%~3.4%. 所以, 对于四川盆地南部龙马溪组页岩, 要想原始 TOC 达到与美国 Barnett 页岩相似的条件, 其残余 TOC 下限达到 1.0%便可.

(2) 含气量反演法. 对美国含气页岩主要地质特征进行统计(表 1), 我们认为龙马溪组页岩含气量标准大于 1.0 m$^3$/t 时值得开采. 再根据龙马溪组页岩有机碳含量与含气量之间的相关性统计, 含气量=0.913×TOC–0.072(图 1), 可计算当含气量为 1.0 m$^3$/t 时, 所对应的有机碳含量为 1.17%.

(3) 测试法. 测试法能作为最直接的证据. N201 井龙马溪组页岩 TOC 具有以下分布特征: 纵向上龙马溪组页岩可以分为两段, 上段厚度约 80 m, TOC 平均 0.9%, 下段厚度约 30 m, TOC 平均 3.0%; 压裂后测试表明, 上段测试获气 0.7×10$^4$~0.8×10$^4$ m$^3$/d, 下段测试获气 1.0×10$^4$ m$^3$/d 左右, 均达到工业气井的标准,

**表 1 中国四川盆地与美国各盆地含气页岩主要地质特征对比表**

| 盆地 | 沃斯堡 | 阿巴拉契亚 | 密执安 | 伊利诺斯 | 圣胡安 | 四川盆地 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 层位 | 石炭系 | 泥盆系 | 泥盆系 | 泥盆系 | 白垩系 | 下志留统 | 下寒武统 |
| 页岩名称 | Barnett | Ohio | Antrim | New Albany | Lewis | 龙马溪组 | 筇竹寺组 |
| 深度(m) | 1981~2591 | 610~1524 | 183~671 | 184~1494 | 91~1829 | 1600~3600 | 2500~4200 |
| 毛厚度(m) | 61~91 | 91~610 | 48.8 | 30~122 | 152~579 | 80~180 | 100~400 |
| TOC(%) | 1~4.5 | 0.5~23 | 0.5~20 | 1~20 | 0.5~2.5 | 1.88~4.36 | 1.5~5.7 |
| $R_o$(%) | 1.1~1.4 | 1~1.3 | 0.4~1.6 | 0.6~1.3 | 1.6~1.88 | 2.6~3.6 | 3.0~4.2 |
| 总孔隙度(%) | 4~5 | 4.7 | 9 | 10~14 | 3.0~5.5 | 1~5 | 1.5~2.6 |
| 充气孔隙度(%) | 2.5 | 2 | 4 | 5 | 1~3.5 | 2.4~2.7 | 0.1~1.7 |
| 含气量(m$^3$/t) | 8.49~9.91 | 1.69~2.83 | 1.1~2.83 | 1.13~2.26 | 0.4~1.27 | 0.29~5.01 | 0.85~3.51 |

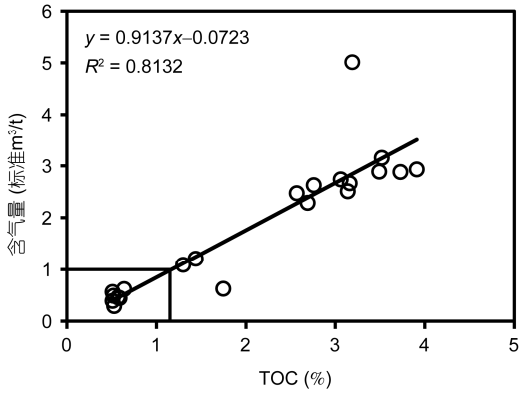


**图 1　W201 井龙马溪组页岩有机碳与含气量关系图**

测试表明 TOC 的下限值达到 1.0%, 页岩具有较好的开采价值.

综上所述, 我们将四川盆地南部地区有机碳含量下限值定为 1.0%. 在评价页岩有机质丰度时, 我们将有机质丰度分为 5 级, 即: TOC<0.5%为很差, 0.5%~1.0%为差, 1.0%~2.0%为一般, 2.0%~4.0%为好, >4.0%为很好. 该分级标准将应用于下文中的评价指标体系.

## 1.2　页岩单层厚度

要形成“自生自储”式油气藏, 烃源岩厚度必须超过有效排烃厚度. 美国 5 大页岩气藏的页岩层厚度为 31~579 m; 加拿大核心开采区的页岩厚度要达到 100~1000 ft(30~300 m). 烃源岩中只有靠近储层 14 m 范围内的烃类可有效排出, 即能够发生排烃过程的烃源岩总厚度不超过 20~30 m, 而厚层烃源岩中大部分排烃效率很低或根本不能排烃[29]. 据文献[29]介绍, 根据生油岩的含烃量由中部向紧邻砂岩的顶底两边递减, 计算排烃率. 北海油田 Kimmeridge 生油泥岩中部的绝对排烃率较低, 为 27%, 在紧邻砂岩处为 83%(图 2)[29], 表明靠近砂岩的烃源岩排烃效率高. 从图 2 中也能看出, 靠近储层的烃源岩 14 m 厚时, 其整段排烃率约为 50%. 若烃源岩上下都与砂岩接触, 自身要想残留 50%的烃类, 其厚度至少为两倍. 所以, 对于与砂岩互层的烃源岩, 其厚度必须在 28 m 以上. 从开采方面来看, 28 m 以上的页岩厚度也有利于水平井和压裂技术的应用.

另外, 从生烃能力来考虑, 形成具有工业开采价值的页岩气藏, 生成烃类的数量是关键, 通过生排烃理论, 利用总生烃量乘以残余烃的比例, 计算出优质页岩(TOC>2.0%)的厚度约为 15 m 时, 能保证生烃量, 达到与国外页岩气盆地相近的储量丰度($1.5\times10^8$ $m^3/km^2$ 左右).

综合上述原理, 结合我国页岩气勘探开发的实际水平, 以及考虑龙马溪组页岩纵向上岩性组合特征, 笔者将龙马溪组页岩单层厚度下限定为 30 m, 并且至少还应包含 15 m 的优质页岩(TOC>2.0%)以满足生烃量.

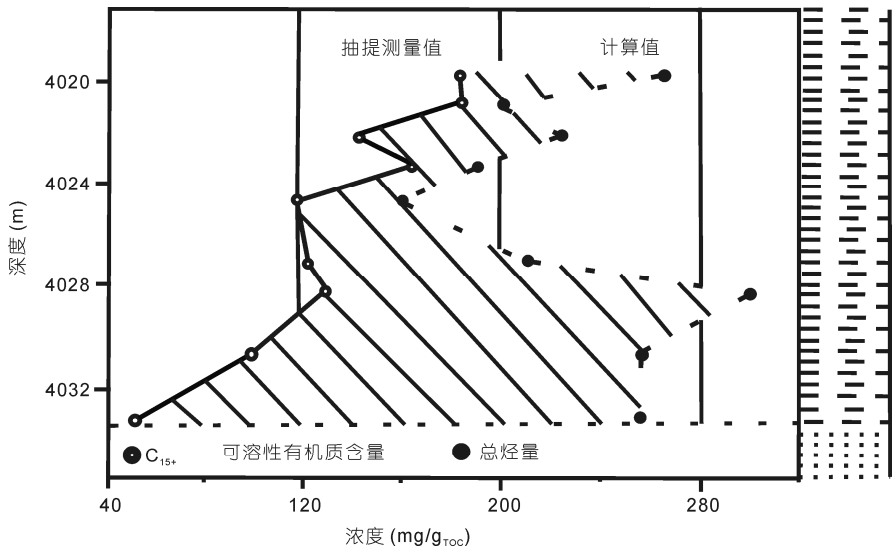


**图 2　北海油田 Kimmeridge 生油岩不同深度段的绝对排烃率[29]**

### 1.3　成熟度

Burnaman 等[17]提出, 含气页岩的镜质体反射率($R_o$)应为 1.0%~3.0%. 埋深极深的页岩, 其镜质体反射率若大于 3.0%, 烃类将开始遭到破坏, 使之不具有商业性价值的地质储量. 从图 3 可以看出, 干酪根热解或是由裂解生成干气的镜质体反射率上限值为 3.0%, 而所生成的干气的保存上限镜质体反射率值为 4.6%. 美国绝大部分 Barnett 页岩气井分布在 $R_o$≥1.1%的范围内. 阿巴拉契亚盆地页岩成熟度的变化范围为 0.5%~4.0%, 产气区的宾夕法尼亚州西部为 2.0%, 在西弗吉尼亚州南部最高可达 4.0%, 且只有在成熟度较高的区域才有页岩气的产出[30].

根据四川盆地南部页岩热演化程度, 多数页岩成熟度分布在 1.0%~3.0%之间, 属于大量生气阶段, 且未超过干气保存上限, 条件较好, 因此针对该区, 对成熟度的下限未设限定.

### 1.4　硅质含量

硅质含量影响页岩的脆性及裂缝发育, 对页岩气层的开采十分重要. 目前, 世界上进行商业化开采的页岩气藏大多数(90%)需要进行压力改造形成微裂缝. 加拿大较好的含气页岩硅质含量达到了 40%, 作为商业开采的下限一般也要到 25%. Burnaman 等[17]也表明页岩中的石英含量通常大于 40%,一般是粉砂岩且有着大量有机成因(海绵骨针和放射虫类)的石英组分, 能增加总孔隙度利于储存游离气. 美国几大主要页岩气盆地石英含量为 28%~50%. 根据四川盆地南部龙马溪组页岩样品的矿物分析统计, 平均硅质含量(石英+长石)达到了 38%, 而较高的井如 G2 井, 龙马溪组页岩硅质含量平均为 51.4%, L32 井平均为 43.2%(表 2). 根据国外页岩气藏压裂所需脆性矿物含量的经验值, 并考虑到龙马溪组页岩中其他脆性矿物的存在, 笔者认为龙马溪组页岩中硅质含量下限应达到 35%, 从而使得页岩具有较好的脆性, 以利

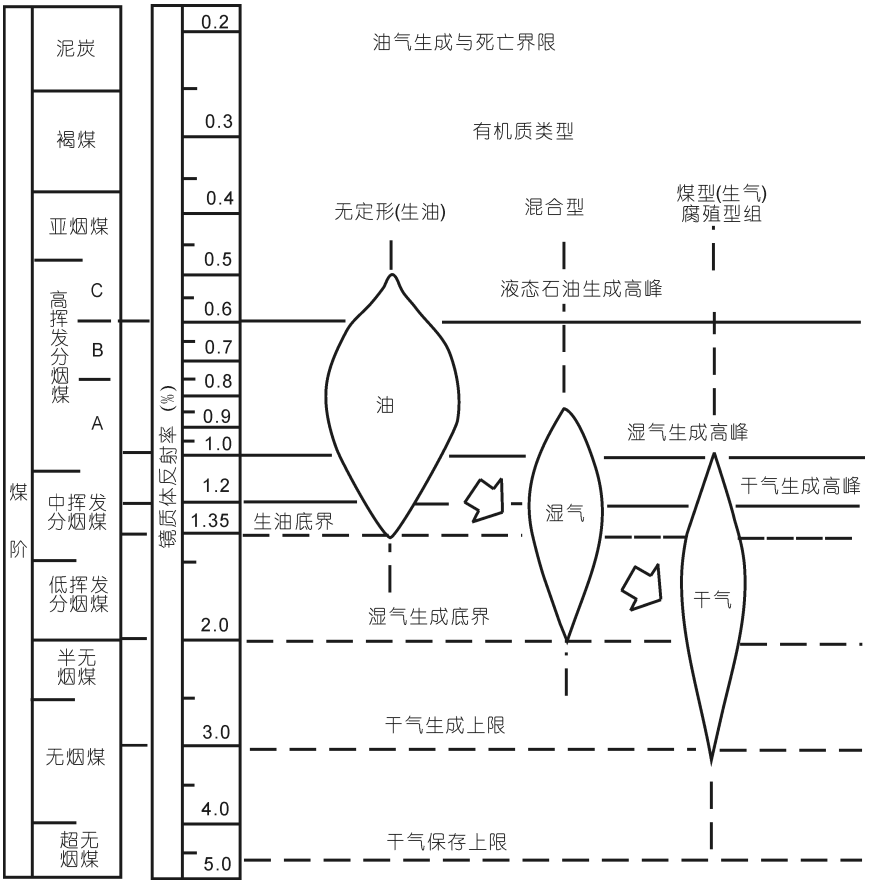


**图 3　镜质体反射率界限与生烃过程[17]**

**表 2　四川盆地南部各井志留系龙马溪组页岩矿物组分(%)**

| 井名 | 岩性 | 粘土总量 | 石英 | 正长石 | 斜长石 | 方解石 | 白云石 | 磷灰石 | 黄铁矿 | 石膏 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| G2 | 泥页岩 | 29.81 | 47.52 | 2.98 | 0.88 | 9.58 | 9.23 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| L32 | 泥页岩 | 50.22 | 33.33 | 2.95 | 6.96 | 3.52 | 3.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| N201 | 黑色页岩 | 30.00 | 34.00 | 2.00 | 6.00 | 15.00 | 8.00 | 1.00 | 4.00 | 0.00 |
| W201 | 黑色页岩 | 43.00 | 37.00 | 1.00 | 3.00 | 5.00 | 8.00 | 1.00 | 2.00 | 0.00 |
| SH | 黑色页岩 | 59.99 | 25.40 | 2.56 | 4.07 | 6.22 | 1.78 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| P1 | 泥页岩 | 49.10 | 22.10 | 1.70 | 5.90 | 16.40 | 4.20 | 0.00 | 0.00 | 0.50 |
| DS1 | 泥页岩 | 54.81 | 23.68 | 0.51 | 3.09 | 0.42 | 17.49 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 平均值 | | 45.28 | 31.86 | 1.96 | 4.27 | 8.02 | 7.39 | 0.29 | 0.86 | 0.07 |

于裂缝的形成以及后期页岩储层的改造.

### 1.5　储层物性

储层物性直接影响页岩气的产能, 对页岩气的赋存也是至关重要. 最好的页岩具有平均充气孔隙度大于 4%, 越高越好. 斯伦贝谢公司将页岩有效孔隙度下限定在 4.0%(表 3). 美国商业规模开发的五大含气页岩系统含气孔隙度 1.0%~5.0%(总孔隙度为 3.0%~14%), 其中目前页岩气单井产量和年产量较高的 Barnett 页岩系统平均含气孔隙度 1.0%~5.0%(总孔隙度 4.0~5.0%)(表 1). 图 4 中总有机碳与充气孔隙度的相关图中, 充气孔隙度与 TOC 具有很好的相关性, TOC 为 1.0%的点所对应的充气孔隙度 1.2%可作为有效页岩评价指标的下限.

页岩气储层具有非常低的渗透率($K$), 一般在 0.001~0.000001 mD 之间, 比致密砂岩储层的渗透率(0.1~0.001 mD)低 2~3 个数量级. 对于页岩渗透率下限, 我们参考斯伦贝谢公司确定的下限值, 页岩渗透率须大于 $1.0\times10^{-4}$ mD(表 3).

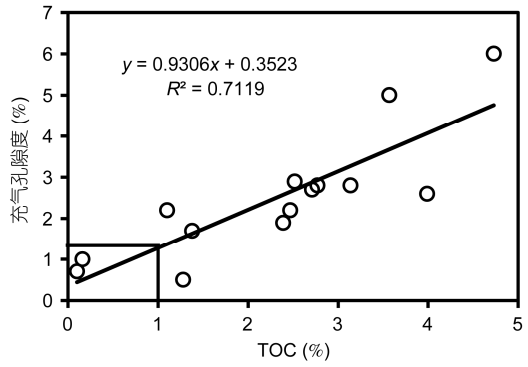


**图 4　龙马溪组页岩总有机碳与充气孔隙度相关图**

**表 3　四川盆地南部龙马溪组页岩气评价指标下限标准**

| 评价指标 | 下限 | 备注 |
|---|---|---|
| TOC | >1% | 1%~2%为有利, >2%为优质 |
| 单层厚度 | >30 m | 包含 15m 以上的优质页岩 |
| 硅质含量 | >35% | |
| 埋深 | <3500 m | 3500 m 以上作为潜力区 |
| 充气孔隙度 | >1.2% | |
| 孔隙度 | >4% | 引自文献[16] |
| 渗透率 | $>1\times10^{-4}$ mD | |
| 含水饱和度 | <45% | |
| 含油饱和度 | <5% | |

### 1.6　页岩埋深

含气页岩的埋藏深度是评价页岩能否进行经济开发的重要参数. 美国商业规模开发的五大含气页岩系统埋藏深度 183~2591 m, 近期又有资料表明, 美国最深的页岩气井 Haynesville 达到了 11500 ft (3505.2 m), 超过了 3000 m. 加拿大核心页岩气开采区深度一般在 400~17000 ft (122~5000 m)[18~25].

考虑到我国页岩气勘探刚刚起步、开发技术难度及保存条件, 有利富集区埋藏深度 1000~3500 m 为宜, 并且分布在盆地斜坡或盆地中心部位, 构造相对稳定. 3500 m 以上的区域随着技术的进步也将变得有利, 故将其作为未来开发的潜力区.

其他页岩气评价指标, 如渗透率、总孔隙度、含水饱和度、含油饱和度等均引用斯伦贝谢的标准. 综合以上研究, 建立了四川盆地南部下古生界龙马溪组页岩气各项评价指标下限标准表(见表 3).

## 2　评价指标综合体系

根据以上研究结果, 择优选取六项重要评价指

标对研究区块进行评价选区, 考虑一定区域内各个地质条件的复杂性与差异性等特点, 要做到评价的系统性及准确性, 可对每个指标进行细分, 并在不同的区间赋予分值, 每个指标也根据其重要性赋予权重, 这样就能算出任一区块的地质评价系数, 根据该系数能优选有利区(表 4).

## 3　应用

### 3.1　区块划分

根据四川盆地南部龙马溪组页岩的沉积相展布、地层对比、优质页岩的厚度分布和埋藏深度, 综合考虑将工区分为 5 个区块, 分别为威远-老龙坝、天宫堂-长宁、隆昌-永川、宜宾-綦江、仁寿-安岳-大足(图 5).

**表 4　四川盆地南部龙马溪组页岩气评价标准**

| 评价指标 | 权重系数 | 级别(评分) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 一级 | 二级 | 三级 | 四级 | 五级 |
| | | (100) | (80) | (60) | (40) | (20) |
| TOC(%) | 0.2 | ≥4.0 | 4.0~2.0 | 2.0~1.0 | 1.0~0.5 | <0.5 |
| 优质页岩厚度(m) | 0.2 | ≥100 | 100~60 | 60~35 | 35~15 | <15 |
| 埋深(m) | 0.2 | 300~1500 | 1500~2500 | 2500~3500 | 3500~4500 | >4500 |
| 充气孔隙度(%) | 0.15 | ≥8 | 8~5 | 5~3 | 3~1.2 | <1.2 |
| 硅质含量(%) | 0.15 | ≥40 | 40~35 | 35~25 | 25~15 | <15 |
| $R_o$(%) | 0.1 | 1.5~2.0 | 1.1~1.5 或 2.0~3.0 | 3.0~4.5 | 0.5~1.1 或>4.5 | <0.5 |

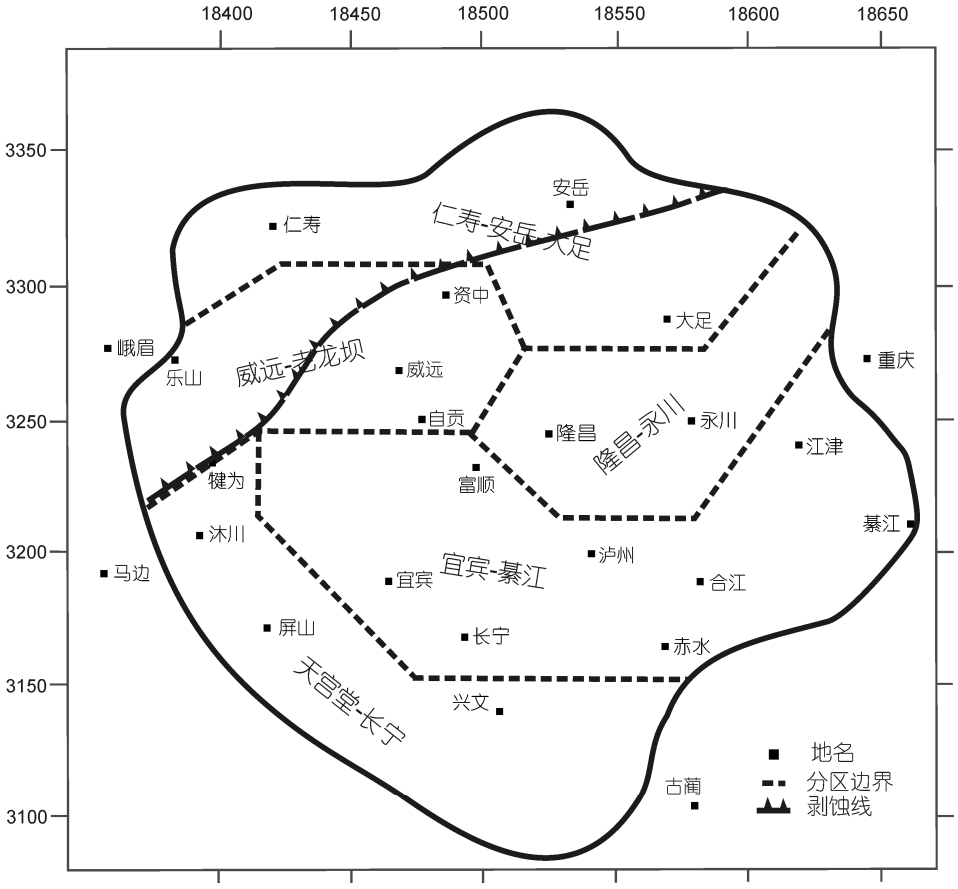


**图 5　四川盆地南部区块划分图**

**表 5　四川盆地南部各个区块页岩气评价结果**

| 区块 | | TOC(%) | $R_o$(%) | 厚度(m) | 埋深(m) | $\Phi$(%) | Si(%) | 地质评价系数 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 隆昌-永川 | 取值 | 4.00 | 2.80 | 80.00 | 3500~4000 | 5.00 | 40.00 | 75.5 |
| | 打分 | 90 | 80 | 80 | 40 | 80 | 90 | |
| 天宫堂-长宁 | 取值 | 2.80 | 3.00 | 50.00 | 1500~3500 | 3.50 | 45.00 | 73 |
| | 打分 | 80 | 70 | 60 | 70 | 60 | 100 | |
| 威远-老龙坝 | 取值 | 2.70 | 2.60 | 40.00 | 1000~3000 | 2.50 | 49.00 | 72 |
| | 打分 | 80 | 80 | 60 | 75 | 40 | 100 | |
| 宜宾-綦江 | 取值 | 3.00 | 3.60 | 60.00 | 4000~6000 | 3.00 | 40.00 | 65 |
| | 打分 | 80 | 60 | 80 | 30 | 50 | 90 | |
| 仁寿-安岳-大足 | 取值 | 2.00 | 2.80 | 30.00 | 4000~4500 | 2.00 | 38.00 | 56 |
| | 打分 | 70 | 80 | 40 | 40 | 40 | 80 | |

### 3.2　地质选区

各评价区块各个评价指标取值统计如表 5 所示. 根据上文中建立的页岩气评价标准, 可以找出评价区各指标对应的分值, 并根据权重算出总的地质评价系数[31~33]. 总的地质评价系数最后由公式 $K = P_{\mathrm{TOC}}K_{\mathrm{TOC}} + P_{R_o}K_{R_o} + P_{\mathrm{Si}}K_{\mathrm{Si}} + P_{\Phi}K_{\Phi} + P_hK_h + P_HK_H$ 确定, 式中 $K$ 表示评价指标分值, $P$ 代表权重系数.

在表 5 中, 按地质评价系数大小排序依次为: 隆昌-永川(75.5)、天宫堂-长宁(73)、威远-老龙坝(72)、宜宾-綦江(65)、仁寿-安岳-大足(56). 依据这一结果可以优选有利区, 认为隆昌-永川、天宫堂-长宁、威远-老龙坝应是重点页岩气勘探区. 如果进一步对各个区块的页岩气资源丰度进行计算, 隆昌-永川区块页岩气资源丰度约为 $5.0\times10^8$~$9.0\times10^8$ $m^3/km^2$, 天宫堂-长宁区块约为 $4.0\times10^8$~$7.0\times10^8$ $m^3/km^2$, 威远-老龙坝区块约为 $2.0\times10^8$~$3.0\times10^8$ $m^3/km^2$. 资源丰度计算结果与地质评价系数评价的结果一致, 进一步验证了评价方法的准确性.

## 4　结论

(1) 依据评价指标对选区的重要程度, 优先选择了有机质丰度、页岩单层厚度、页岩埋深、成熟度、页岩物性、脆性矿物含量等指标作为四川盆地南部下古生界志留系龙马溪组页岩评价选区的重点指标. 其他影响因素, 比如影响压裂的顶、底板条件, 油气聚集的构造背景, 温度压力、吸附气游离气比例、储集孔隙类型、资源规模等, 随着勘探程度的加深, 也是我们需要进一步探索的问题.

(2) 应用页岩钻井资料, 首次通过有机碳恢复法、含气量反演法、测试法等方法, 认为 TOC 大于 1.0%左右可作为四川盆地南部下古生界志留系龙马溪组页岩气有机碳评价指标下限; 利用 TOC 和孔隙度关系确定充气孔隙度下限为 1.2%.

(3) 根据烃源岩生排烃理论, 结合四川盆地南部页岩的实际地层组合特征, 认为页岩单层厚度应大于 30 m, 同时还应包含至少 15 m 厚的优质页岩才能满足生烃量, 达到这一标准才有利于页岩气藏的形成.

(4) 综合各个指标研究结果, 建立了一套适合四川盆地南部高演化海相页岩气的评价指标体系. 应用这套体系对该区龙马溪组页岩气进行地质选区和潜力评价, 取得了良好的效果.

**致谢**　中国石油西南油气田公司对本项目给予了大力支持, 蜀南气矿各位专家和现场工作人员对本文提出了许多宝贵建议, 审稿人耐心审阅并提出了宝贵的修改意见, 作者在此一并表示诚挚的感谢.

**参考文献**

1　张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件. 天然气工业, 2008, 28: 151–156

2　张金川, 徐波, 聂海宽, 等. 中国天然气勘探的两个重要领域. 天然气工业, 2007, 27: 1–6

3 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势. 石油学报, 2010, 31: 689–694
4 蒲泊伶, 蒋有录, 王毅. 四川盆地下志留统龙马溪组页岩气成藏条件及有利地区分析. 石油学报, 2010, 31: 225–230
5 李世臻, 乔德武, 冯志刚, 等. 世界页岩气勘探开发现状及对中国的启示. 地质通报, 2010, 29: 918–924
6 聂海宽, 张金川. 页岩气藏分布地质规律与特征. 中南大学学报(自然科学版), 2010, 41: 700–708
7 杨振恒, 李志明, 沈宝剑, 等. 页岩气成藏条件及我国黔南坳陷页岩气勘探前景浅析. 中国石油勘探, 2009, (1): 24–28
8 张雪芬, 陆现彩, 张林晔. 页岩气的赋存形式研究及其石油地质意义. 地球科学进展, 2010, 25: 597–604
9 王祥, 刘玉华, 张敏, 等. 页岩气形成条件及成藏影响因素研究. 天然气地球科学, 2010, 21: 350–356
10 《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. 北京: 石油工业出版社, 2009
11 《页岩气地质与勘探开发实践丛书》编委会. 中国页岩气地质研究进展. 北京: 石油工业出版社, 2011
12 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布. 天然气工业, 2004, 24: 15–18
13 李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件. 天然气工业, 2009 , 29: 27–32
14 王社教, 王兰生, 黄金亮, 等. 上扬子区志留系页岩气成藏条件. 天然气工业, 2009, 29: 45–50
15 陈更生, 董大忠, 王世谦, 等. 页岩气藏形成机理与富集规律初探. 天然气工业, 2009, 29: 17–21
16 Boyer C, Kieschnick J, Lewis R E, et al. Producing gas from its source. Oilfield Rev, 2006, 18: 36–49
17 Burnaman M D, Xia W W, Shelton J. Shale gas play screening and evaluation criteria (in Chinese). China Petrol Expl, 2009, 14: 51–64
18 Bowker K A. Barnett Shale gas production, Fort Worth Basin: Issues and discussion. AAPG Bull, 2007, 91: 523–533
19 Kinley T J, Cook L W, Breyer J A, et al. Hydrocarbon potential of the Barnett Shale (Mississippian) Delaware Basin, West Texas and Southeastern New Mexico. AAPG Bull, 2008, 92: 967–991
20 Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, north-central Texas: Gas shale play with multitrillion cubic foot potential. AAPG Bull, 2005, 89: 155–175
21 Ronald J H, Etuan Z, Barry J K, et al. Modeling of gas generation from the Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bull, 2007, 91: 501–502
22 Curtis J B. Fractured shale gas system. AAPG Bull, 2002, 86: 1921–1938
23 Martini A M, Walter L M, Ku T C W, et al. Microbial production and modification of gases in sedimentary basins: A geochemiscal case study from a Devonian shale gas play, Michigan Basin. AAPG Bull, 2003, 87: 1355–1375
24 Ross D J K, Bustin R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation. AAPG Bull, 2008, 92: 87–125
25 Ross D J K, Bustin R M. Shale gas potential of the Lower Jurassic Gordondale Member, northeastern British Columbia, Canada. Bull Can Petrol Geol, 2007, 55: 51–75
26 金强. 生油岩原始有机碳恢复方法的探讨. 石油大学学报, 1989, 13: 1–8
27 秦建中, 郑伦举, 腾格尔. 海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究. 地球科学——中国地质大学学报, 2007, 32: 853–860
28 张林, 魏国齐, 韩龙, 等. 四川盆地震旦系-下古生界高过成熟度烃源岩评价. 石油实验地质, 2008, 30: 286–290
29 李明诚. 石油与天然气运移. 第三版. 北京: 石油工业出版社, 2004. 101–103
30 聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测. 石油学报, 2009, 30: 484–491
31 朱华, 姜文利, 边瑞康, 等. 页岩气资源评价方法体系及其应用——以川西坳陷为例. 天然气工业, 2009, 29: 130–134
32 董大忠, 程克明, 王世谦, 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: 33–39
33 李延钧, 刘欢, 刘家霞, 等. 页岩气地质评价选区及资源潜力评价方法. 西南石油大学(自然科学版), 2011, 33: 1–4