

页岩气“压力系数”分级资源评价方法

——以川东南上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组为例

陈斐然,段金宝,张汉荣,魏祥峰,刘珠江,王 强,余光春

(中国石化 勘探分公司,成都 610041)

摘要:随着我国页岩气勘探开发不断深化,亟需完善一套科学适用的页岩气资源潜力评价方法。该文重点考虑页岩气资源分布的非均质性以及保存条件的影响,在查明页岩气“压力系数”主要影响因素的基础上,将刻度区与评价区划分为 A 类区(压力系数大于 1.2)、B 类区(压力系数 1.0~1.2)和 C 类区(压力系数 0.8~1.0)。通过解剖四川盆地涪陵地区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组页岩气刻度区,确定体积资源丰度作为评价区类比计算关键参数,对页岩气资源进行分级类比评价。综合计算川东南地区页岩气总资源量为 $5.52 \times 10^{12} \text{ m}^3$,其中埋深 4 500~6 000 m 的五峰组—龙马溪组页岩气资源量达 $4.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$,表明该地区埋深大于 4 500 m 的深层具有较大的页岩气勘探潜力。

关键词:压力系数;资源评价;页岩气;五峰组—龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE132.2

文献标识码:A

Shale gas resource evaluation based on “pressure coefficient”:

a case study of Upper Ordovician Wufeng–Lower Silurian

Longmaxi formations in southeastern Sichuan Basin

CHEN Feiran, DUAN Jinbao, ZHANG Hanrong, WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, WANG Qiang, YU Guangchun

(SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: With the continuing shale gas exploration and development in China, it is necessary to establish a scientific method to evaluate shale gas resources. This paper focuses on considering the heterogeneity of shale gas resource distribution and the impact of preservation conditions. On the basis of identifying the main influencing factors of shale gas “pressure coefficient”, the study area is divided into A-type area (pressure coefficient > 1.2), B-type area (pressure coefficient 1.0–1.2) and C-type area (pressure coefficient 0.8–1.0). By dissecting the shale gas calibrated area of Upper Ordovician Wufeng–Lower Silurian Longmaxi formations in Fuling, the resource volume is obtained as a key parameter for analog calculation, and the shale gas resources are evaluated by analogy. Comprehensive calculation of the total shale gas resources in the southeastern Sichuan area is $5.52 \times 10^{12} \text{ m}^3$, $4.04 \times 10^{12} \text{ m}^3$ of which is accounted for between 4 500–6 000 m depth, indicating that shale gas with a burial depth greater than 4 500 m in this area has a greater shale gas exploration potential.

Key words: pressure coefficient; resource evaluation; shale gas; Wufeng–Longmaxi formations; Sichuan Basin

2005 年以前我国开展了 3 次全国油气资源评价工作,评价方法主要由单一成因法向统计法、类比法等多方法演化,不同类型刻度区逐渐完善,评价对象从常规油气资源逐渐向煤层气、油砂及油页岩等非常规资源扩展^[1-5]。2012 年,国土资源部公布了中国页岩气地质资源量为 $134 \times 10^{12} \text{ m}^3$,技术可采资源量为 $25 \times 10^{12} \text{ m}^3$,显示我国页岩气资源潜力巨大^[6]。2012 年以来,四川盆地东南部地区页岩

气取得突破性进展,涪陵焦石坝的 JY1HF 井试获日产气 $20.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,取得了页岩气勘探重大突破^[7-8]。近年来,随着我国寒武系、二叠系与侏罗系等新层系与新领域页岩气资源的不断发现和突破,以及四川盆地涪陵、长宁—威远等地区页岩气实现商业开发^[9-10],页岩气资源在我国油气资源中的比重不断增高。

页岩气资源评价方法相对常规油气还不太成

熟,主要以类比法、体积法与统计法为主,评价体系尚未完善^[11-15]。同时,我国地质构造特征复杂,不同地区页岩气保存条件与含气性特征差异较大,且大部分地区仍属于低勘探程度区,页岩气勘探实测资料较少。如何准确评价我国低勘探程度、复杂构造地区页岩气资源潜力,是目前亟待解决的关键问题。

本文在前人研究基础上,结合勘探实践经验,引入页岩气“压力系数”作为分级类比评价关键参数,建立科学完善的页岩气分级资源类比评价方法体系,以四川盆地东南部地区五峰组—龙马溪组为例,开展页岩气资源评价。优选川东南地区作为实例解剖对象,主要考虑该地区五峰组—龙马溪组优质页岩普遍发育,构造保存条件复杂,不同地区页岩含气性差异较大,导致页岩气资源评价难度较大,具有较好的代表性,这对我国其他地区页岩气资源评价具有良好的借鉴意义。

1 方法原理与创新

页岩气“压力系数”分级资源评价方法是一种改进后的类比法,重点考虑了页岩气资源分布的非均质性以及保存条件的重要影响。

该方法主要原理是首先依据研究区勘探程度的差异,将整个研究区划分为高勘探程度刻度区与低勘探程度评价区;然后应用页岩气“压力系数”

将刻度区与评价区划分为 A、B、C 类区;最后根据典型刻度区资源丰度,分级类比评价其他地区页岩气的资源潜力。其主要内容可划分为刻度区解剖、地质与工程风险程度评价及评价区资源评价 3 个部分(图 1)。

高勘探程度区是指评价目的层具有地震详查或三维地震资料,有大量钻遇目的层的预探井、评价井以及相关分析化验、测井等资料,对该区基本石油地质条件及油气富集规律清楚,可较为全面地获取评价关键参数资料的地区;低勘探程度区是指仅有少量二维地震资料与钻遇目的层的预探井或区域探井等资料,有部分分析测试资料,对基本石油地质条件基本不清楚,评价关键参数不完善或缺乏的地区。

针对不同勘探程度区,运用不同的方法进行评价,高勘探程度刻度区主要运用曲面积分法^[16]。相对低勘探区主要运用分级资源丰度类比法计算页岩气资源量^[17-18],该方法首先需要根据评价区的保存条件预测压力系数,并将评价区划分为 A、B、C 3 个级别若干地质单元;再选择与所分类区地质特征相似的典型刻度区分别进行地质条件类比评价,确定各评价区对应的相似系数,从而求得评价区的资源丰度、地质资源量与可采资源量(图 1)。

该方法首次应用页岩地层“压力系数”来反映不同地区页岩气保存条件差异,将评价区分为 A、

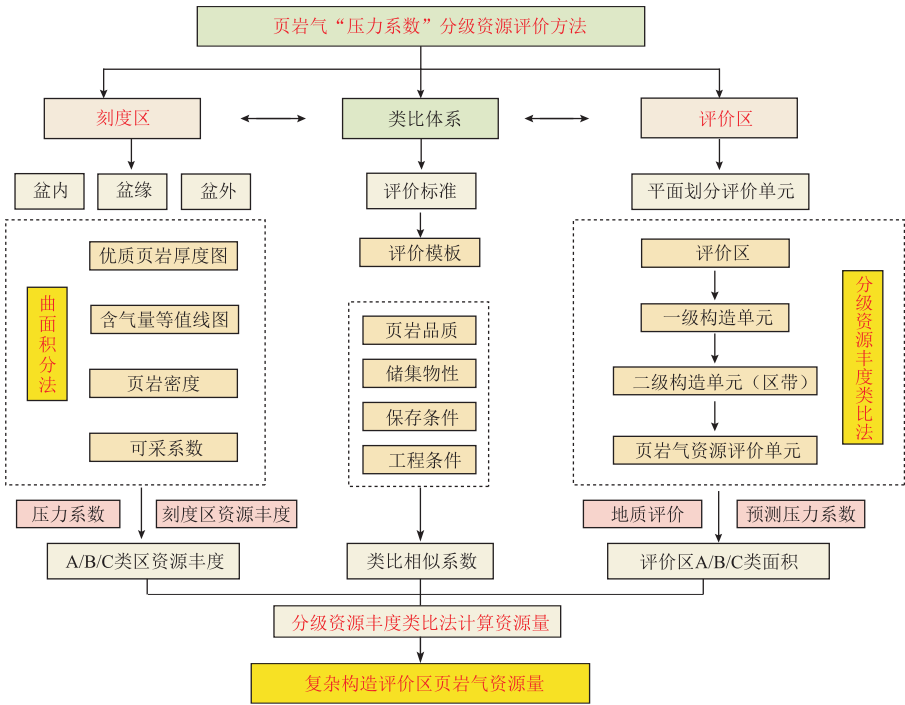


图 1 页岩气“压力系数”分级资源评价方法思路

Fig.1 Schematic diagram of “pressure coefficient” evaluation method of shale gas resources

B、C 三个级别进行类比评价,能充分反映地质构造保存条件对页岩气富集成藏的关键影响,达到准确评价的目的。

2 方法参数选取

页岩气在构造演化特征、储集空间类型、储集层物性、富集机理等方面与常规气藏有较大差异。页岩气在选区评价中所采用的主要有地质条件类和工程技术条件类参数,前者控制页岩气的生成与富集,包括含气页岩面积、厚度、有机质丰度、类型、成熟度及含气量等;后者控制页岩气的开发成本,包括埋藏深度、地表地貌条件、水源条件等。

页岩气资源评价的关键参数取值都有一定的要求,如页岩的有效厚度,一般海相泥页岩要求单层厚度应大于 10 m,有机碳含量(TOC)大于等于 1.0%、I-II₁型干酪根,镜质体反射率 $R_o \geq 1.3\% \sim 4.0\%$ 。该类参数作为页岩气资源评价的一般参数前人已有大量研究,本文重点阐述页岩气“压力系数”的分级与评价标准。

2.1 压力系数分级

优选“压力系数”作为页岩气资源分级评价指标,主要是由于晚期构造改造作用是决定页岩气是否具有良好保存条件的关键,关键要素包括构造改造强度、时间等,而压力系数是保存条件的综合判断指标。高压或超压意味着良好的保存条件,高地层压力系数页岩基本具备较好的孔隙度和含气性。以 JY2 井、DY1 井和 RY1 井为例,这 3 口井都位于川东南地区五峰组—龙马溪组深水陆棚相区,但位于不同构造带,压力系数分别为 1.55,1.08,1.00,其中 JY2 和 DY1 井测试日产量分别为 $33.69 \times 10^4 \text{ m}^3$ 和 $3.40 \times 10^4 \text{ m}^3$,RY1 井气测显示差,未测试。北美及中国页岩气的勘探开发实践证实,页岩气高产区的气藏压力系数通常大于 1.2(图 2)。

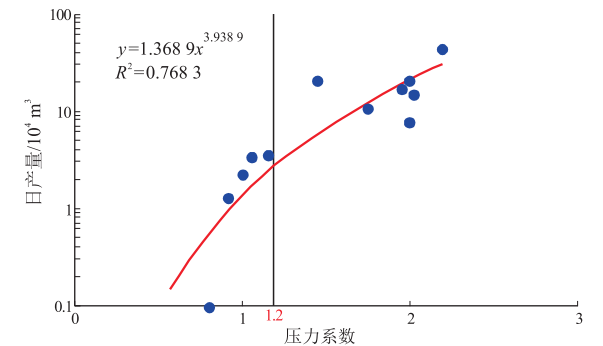


图 2 页岩气井气产量与压力系数关系
Fig.2 Relationship between shale gas well production and pressure coefficient

为准确反映不同地区构造保存条件差异,本文引入压力系数来划分 A、B、C 区,压力系数大于 1.2 的超压区为 A 类区,1.0~1.2 的常压区为 B 类区,0.8~1.0 的地区为 C 类区。

2.2 压力系数评价标准

依据前期地质勘探实践,认识到区域盖层、顶底板条件、页岩自封闭性、构造改造条件、断裂发育情况及地层形变强度等均对页岩气保存富集存在一定影响,其中页岩埋深、距剥蚀区距离及距不同级次断裂距离为主要影响因素^[9-10,19-23]。

2.2.1 页岩层埋深

高演化程度的海相泥页岩,由于抬升剥蚀作用地层压力大幅度减小,造成自身裂缝开启程度增加,这是页岩气保存条件遭受破坏的重要因素,通常研究认为具有一定埋深(>1 500 m)的页岩具有持续的保存能力。

2.2.2 距剥蚀区距离

前人研究认为,页岩气层段横向散失作用远远大于垂向,扩散作用是造成页岩气散失的重要因素。影响扩散作用最重要的因素就是页岩层距离地层露头剥蚀区或地层缺失区的距离,距离越短,散失作用越强烈。通过实钻数据统计:距离剥蚀露头区或地层缺失区距离小于 5 km,保存条件差;5~10 km 之间,保存条件一般;10~15 km,保存条件较好;大于 15 km,保存条件好。

2.2.3 距不同级次断裂的距离

构造断裂规模及性质对压力系数影响较大,一般认为延伸长度大、纵向切穿地层多、断距大,保存条件相对较差,同时走滑断裂对页岩气产量、压力系数影响较大。对川东南地区断裂的影响范围进行了统计,初步认为:距一级断裂 10 km 以上保存条件较好;距二级走滑断裂 3~5 km 以上保存条件较好;距二级走滑较弱的断裂 2~4 km 以上保存条件较好;距三级断裂 1~3 km 以上保存条件较好;而四级断裂影响范围较小,有的穿过断裂的井也有较好的产量。

综合前期研究认识,在分析抬升剥蚀、顶底板条件、断裂分布等构造保存条件的基础上,建立了四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气资源评价压力系数评价标准,并对不同评价参数设定不同权值,依据评价区实际地质条件进行打分,可类比评价确定研究区压力系数取值(表 1)。

2.3 压力系数分布

依据五峰组—龙马溪组页岩气资源评价压力系数评价标准,结合钻井实测数据,编制了四川盆

类比参照标准的地质单元,通过刻度区解剖,可获得资源丰度等类比参数^[24-25]。

对照刻度区建立基本条件,涪陵页岩气田目前在焦石坝主体、江东区块以及平桥区块提交地质探明储量 $6\,008.14\times10^8\text{ m}^3$ 。勘探有利层段具有高TOC、高孔隙度、高硅质矿物和高含气量“四高”特征,成藏主控因素明确,基本符合高勘探程度、高探明程度和高地质认识程度“三高”特征,可作为川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气刻度区进行解剖^[9-10,26-27]。

3.1.1 刻度区范围

涪陵页岩气田刻度区位于四川盆地东部川东隔挡式褶皱带、盆地边界断裂——齐岳山断裂以西,行政区划隶属于重庆市涪陵区。刻度区范围主要包括焦石坝主体一期三维区和焦石坝南部二期三维区,包括目前已提交探明储量地区,即焦石坝主体、江东区块 JY9 井区和平桥区块 JY8 井区北部,面积 $1\,530\text{ km}^2$ (图3)。

3.1.2 曲面积分法计算资源量

应用曲面积分法计算页岩气资源量,首先确定涪陵页岩气田刻度区页岩有效厚度与总含气量分布,绘制平面分布等值线图,确定刻度区页岩有效厚度主要分布在 $65\sim120\text{ m}$,含气量主要分布在 $3.5\sim5.3\text{ m}^3/\text{t}$ (图4)。

根据实测数据确定刻度区五峰组—龙马溪组

泥页岩密度为 $2.55\sim2.64\text{ g/cm}^3$,平均 2.60 g/cm^3 ,可采系数采用刻度区储量计算值 0.25。将计算图层与参数输入 PetroV 软件,可确定涪陵刻度区五峰组—龙马溪组页岩气地质资源量达 $15\,491.10\times10^8\text{ m}^3$,可采资源量为 $3\,872.78\times10^8\text{ m}^3$ 。

涪陵焦石坝刻度区页岩气面积资源丰度平均达 $10.13\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,体积资源丰度平均达 $101.50\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^3$ 。不同井区资源丰度差异较大,焦石坝主体与西部风来向斜深层区资源丰度高于其他地区, JY5、JY6 井区及其他靠近断裂区资源丰度相对较低(图5)。

涪陵页岩气刻度区面积资源丰度分布受页岩有效厚度差异影响较大,南区五峰组—龙马溪组 TOC 大于 1% 的页岩厚度较大,导致面积资源丰度明显大于北部地区,最高可达 $13.36\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,高于北部焦石坝主体地区,这与含气量分布差异较大、未能较好地反映保存条件对含气性与单井产量的影响有关。因此,本次页岩气分级资源评价方法体系推荐使用体积资源丰度类比法计算评价单元页岩气资源量。

3.1.3 A/B/C 类刻度区资源丰度

根据五峰组—龙马溪组页岩气刻度区单井压力系数实测值及构造保存条件,绘制刻度区压力系数平面分布图(图6)。涪陵页岩气刻度区压力系数主要受大耳山断裂、白家断裂及乌江断裂等二级

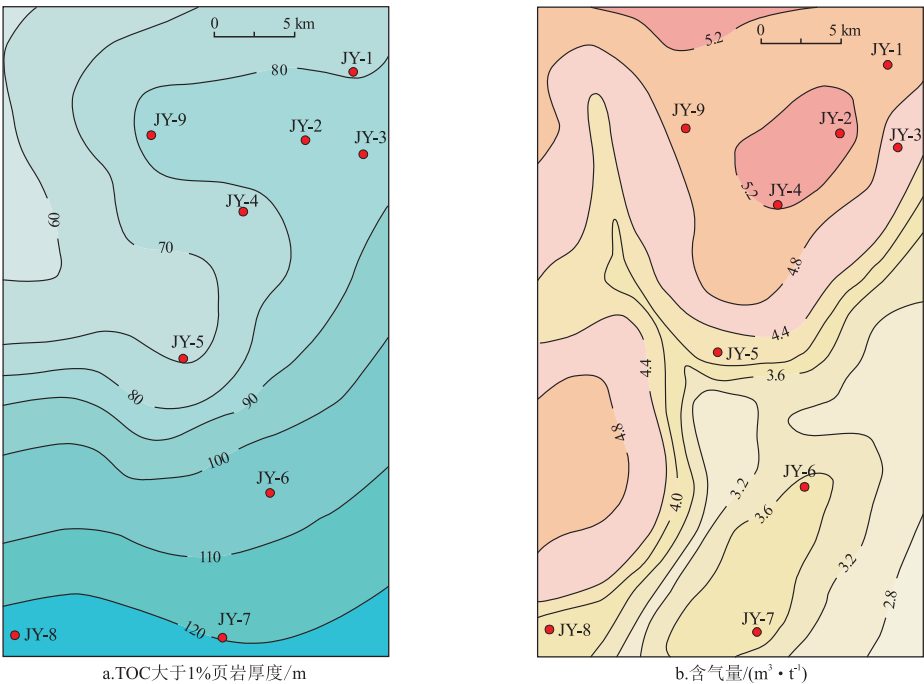


图4 四川盆地涪陵刻度区五峰组—龙马溪组 TOC 大于 1% 的页岩厚度和含气量
平面图位置见图3 刻度区。

Fig.4 Shale thickness and gas content of Wufeng-Longmaxi formations (TOC>1%) in Fuling calibrated area, Sichuan Basin

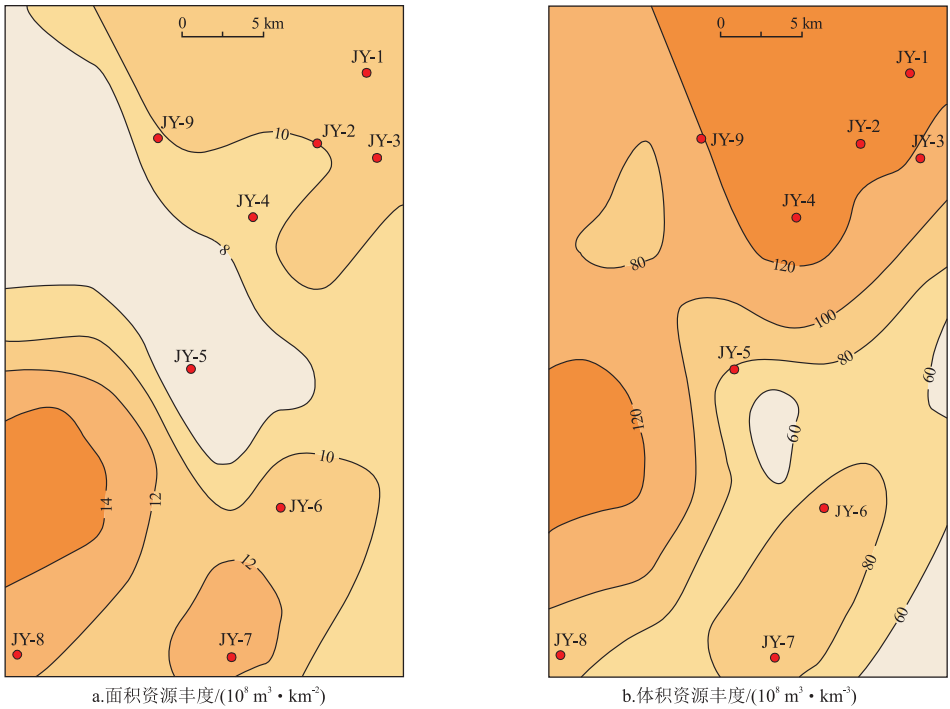


图 5 四川盆地涪陵刻度区五峰组—龙马溪组资源丰度分布

Fig.5 Resource abundance distribution of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling calibrated area, Sichuan Basin

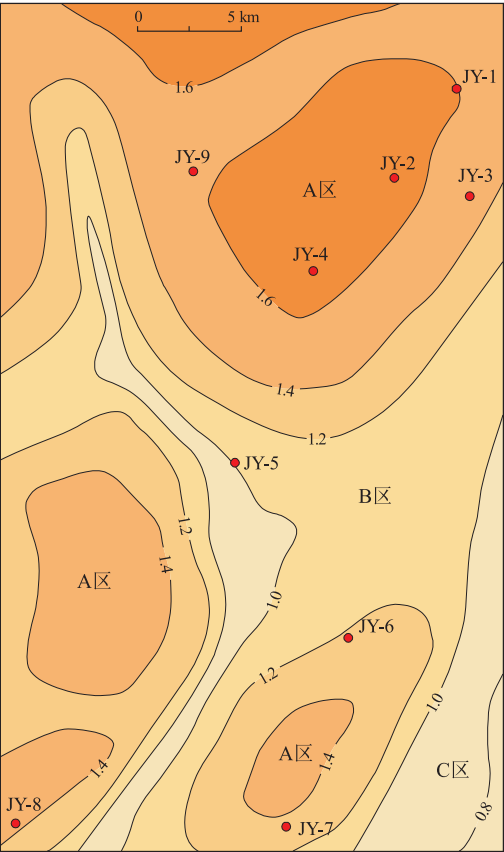


图 6 四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组页岩气刻度区分级
按压力系数分区: A 区(>1.2), B 区(1.0~1.2), C 区(0.8~1.0)

Fig.6 Classification of the shale gas calibrated area of Wufeng-Longmaxi formations in Fuling, Sichuan Basin

断裂影响,断裂附近页岩气保存条件较差,压力系数明显偏低。

在运用曲面积分法计算焦石坝刻度区页岩气资源量的基础上,借助 PetroV 软件得到焦石坝地区页岩气面积资源丰度与体积资源丰度分布;再结合刻度区压力系数分布等值线图,可分别得到刻度区 A(压力系数大于 1.2)、B(压力系数 1.0~1.2)和 C(压力系数 0.8~1.0)类区面积资源丰度与体积资源丰度,作为下一步类比法计算评价区页岩气资源量的类比关键参数(图 6)。

刻度区解剖最终可获得 A、B、C 类区类比体积资源丰度,分别为 116.55×10^8 , 97.26×10^8 , $75.62 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^3$,作为低勘探程度评价区页岩气资源评价关键参数。

3.2 评价单元划分与地质风险评价

页岩气评价单元划分的主要目的是将具有相似地质条件与富集成藏特征的页岩气资源,在平面上进行地质单元划分,并结合地质特征进行地质风险评价,获取类比评价相似系数,最后结合刻度区类比资源丰度评价研究区页岩气资源量。

3.2.1 评价单元划分

以页岩气“二元富集”理论为指导,以页岩气保存条件为主线,根据页岩气生成聚集的客观规律和保存条件分析,划分页岩气富集的基本单元,以此为基础确定川东南地区页岩气基本评价单元。

页岩气评价单元主要按一级构造单元、次一级构造单元及区带进行细分。川东南地区受齐岳山断裂、华蓥山断裂及綦江断裂控制,主要可划分为川东高陡褶皱带、川东南高陡褶皱带、川东隔档式高陡褶皱带、渝东隔档式高陡断褶皱带、川东槽挡转换带、川南低陡构造带及黔北断褶皱带 7 个评价单元(图 7)。

3.2.2 地质风险评价

对比分析发现不同评价单元内页岩分布厚度、地化参数、埋深、保存条件及可压裂性均存在一定差异。为类比评价表示评价区与刻度区成藏条件的相似程度,需要对页岩品质、储集物性、保存条件

及工程条件等方面建立类比参数评价标准,进行地质风险评价。主要类比参数包括富有机质页岩厚度、成熟度 R_o 、有机碳含量、有机质类型、孔隙度、渗透率、顶底板条件、断裂发育情况、压力系数等参数(表 2)。

根据五峰组—龙马溪组页岩气类比参数评价标准,结合评价区具体数值,对各评价单元进行地质工程风险评价,获得页岩气形成与富集条件的风险(地质、工程)评价结果,再类比相对应级别的刻度区评价结果,可获得该评价单元相似系数,计算公式如下:

$$a_i=R_e/R_c$$

(1)

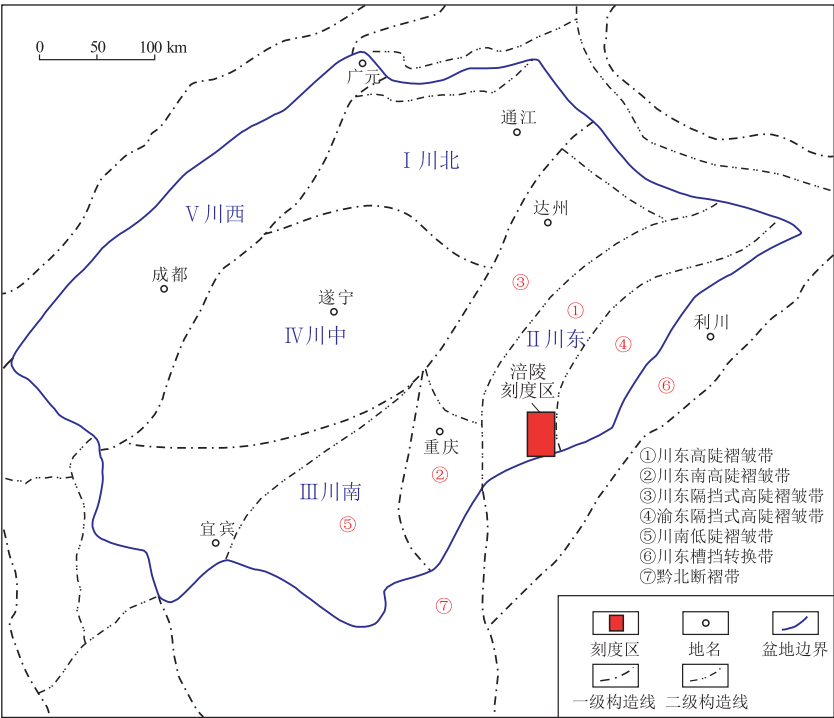


图 7 四川盆地及周缘构造纲要与评价单元划分

Fig.7 Structural outline and evaluation unit division in Sichuan Basin and its periphery

表 2 四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩气类比参数评价标准

参数类型		赋 值		
		1.0~0.75	0.75~0.5	0.5~0
页岩分布与地化特征	富有机质页岩厚度/m	>60	60~30	30~10
	成熟度 R_o /%	2.0~3.0	1.3~2.0 或 3.0~4.0	<1.3 或 >4.0
	有机碳含量/%	>3	3~2	<2
	有机质类型	I 型	II ₁ 型	II ₂ 型
储集物性条件	孔隙度/%	>3	3~2	<2
	基质渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	>0.1	0.1~0.01	<0.01
保存条件	顶底板条件	致密	较致密	不致密/不整合面
	断裂发育情况	断裂较少	断裂较发育	断裂发育
	压力系数	>1.2	1.2~1.0	<1.0

式中: a_i 为评价单元与对应刻度区的相似系数; R_e 为评价单元页岩气形成与富集条件风险评价结果; R_c 为刻度区页岩气形成与富集条件风险评价结果。

评价结果显示,川东高陡褶皱带、川东南高陡褶皱带与川南低陡褶皱带主体位于盆内地区,页岩气保存条件相对较好,富有机质页岩厚度较厚,类比相似系数分别为 0.87,0.75,0.72,是四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气重点勘探地区。川东隔档式高陡褶皱带和渝东隔档式高陡断褶皱带构造褶皱较紧闭,断裂活动对页岩气保存条件影响较大,类比相似系数分别为 0.67 和 0.63。川东槽挡转换带和黔北断褶皱带主体位于盆缘及盆外地区,埋深相对较浅,构造断裂活动分析与实际钻探资料表明,该区带内页岩气保存条件相对较差,类比相似系数分别为 0.61 和 0.58。

3.3 评价区资源量计算

评价区面积、类比资源丰度及相似系数是分级资源丰度类比法计算的 3 个关键性参数,类比资源丰度与相似系数由刻度区解剖和地质风险评价获得,而确定评价区面积是分级资源丰度类比法评价页岩气资源量的关键步骤之一。

3.3.1 确定评价区面积

评价区面积主要根据富有机质页岩分布、埋深及保存条件分析确定。川东南地区五峰组—龙马溪组 TOC 大于 1.0% 的页岩厚度在 40~120 m,为富有机质页岩分布有利区。在依据 TOC 大于 1.0% 页岩分布基础上,结合川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气压力系数分布,叠合该地区五峰组底界埋深图,可最终确定 A 类区(压力系数大于 1.2)、B 类区(压力系数 1.0~1.2)和 C 类区(压力系数 0.8~1.0)面积。以涪陵区块为例,五峰组—龙马溪组埋深小于 6 000 m 的 A 类区面积达 1 095 km²。

3.3.2 评价区页岩气资源量

结合川东南地区矿权分布,初步确定埋深

4 500~6 000 m 评价区面积大于 4 000 km²,占总面积的 56.2%,主要分布在川东高陡褶皱带与川东南高陡褶皱带;且埋深大于 4 500 m 地区构造活动较弱,页岩自封闭性与保存条件相对较好,压力系数基本大于 1.2,主要为 A 类评价区,页岩气勘探潜力较大。

在依据压力系数确定评价区 A、B、C 类区面积基础上,结合评价单元页岩厚度与涪陵页岩气刻度区 A、B、C 类区类比体积资源丰度,可计算各评价单元 A、B、C 类区资源量(表 3)。其中川东南地区五峰组—龙马溪组埋深 4 500~6 000 m 页岩气资源量达 4.04×10¹² m³,占该地区总资源量 73.2%,证实川东南地区五峰组—龙马溪组埋深大于 4 500 m 的深层页岩气资源勘探潜力较大。

4 方法结果对比及先进性

常用的体积法计算页岩气资源量,主要是由富有机质页岩面积、厚度、总含气量及岩石密度计算获得。其中面积为类比法 A、B、C 类区面积总和,厚度、总含气量与页岩密度取实测数据平均值。以川东高陡褶皱带为例,运用体积法计算五峰组—龙马溪组页岩气资源量为 16 700.71×10⁸ m³,与“压力系数”分级资源评价方法计算结果基本一致。

与体积法相比,“压力系数”分级资源评价方法更能充分体现不同地区受页岩分布及保存条件影响含气性差异,能准确获得 A、B、C 类区页岩气资源分布,为后期页岩气目标优选与勘探部署奠定基础。

5 结论

(1)页岩气“压力系数”分级资源评价方法是一种改进后的类比法,重点考虑页岩气资源分布的非均质性以及保存条件的影响。

(2)该方法将刻度区与评价区划分为 A 类区(压力系数大于 1.2)、B 类区(压力系数 1.0~1.2)

表 3 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气分级资源丰度类比法计算
Table 3 Abundance calculation of shale gas graded resource of Wufeng-Longmaxi formations in southeastern Sichuan Basin

项目	川东高陡褶皱带	川东南高陡褶皱带	川南低陡褶皱带	川东隔档式高陡褶皱带	渝东隔档式高陡断褶皱带	川东槽挡转换带	黔北断褶皱带	合计
有效厚度/m	82.40	76.10	112.90	40.20	118.00	106.50	35.00	571.10
类比系数	0.87	0.75	0.72	0.67	0.63	0.61	0.58	4.83
资源量/ 10 ⁸ m ³	A 类区	13 545.52	21 320.44	4 340.26	1 168.50	951.00		41 325.72
	B 类区	3 307.12	2 750.01	2 292.73		1 677.43	293.56	10 715.24
	C 类区					940.21	1 181.21	3 188.46
	合计	16 852.64	24 070.44	6 633.00	1 168.50	3 568.64	1 474.77	55 229.42

和C类区(压力系数0.8~1.0),建立类比参数评价标准确定相似系数,进行分级资源类比评价。

(3)通过解剖涪陵五峰组—龙马溪组页岩气刻度区,确定A、B、C类区体积资源丰度作为评价区类比计算关键参数。川东南地区可进一步细分为7个页岩气资源评价单元,计算页岩气总资源量为 $5.52\times 10^{12}\text{ m}^3$,其中埋深4 500~6 000 m资源量达 $4.04\times 10^{12}\text{ m}^3$,占总资源量73.2%,表明该地区埋深大于4 500 m的深层具有较大的页岩气勘探潜力。

参考文献:

[1] 李建忠,吴晓智,郑民,等.常规与非常规油气资源评价的总体思路,方法体系与关键技术[J].天然气地球科学,2016,27(9):1557-1565.
LI Jianzhong, WU Xiaozhi, ZHENG Min, et al. General philosophy, method system and key technology of conventional and unconventional oil & gas resource assessment[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1557-1565.

[2] 陈新军,包书景,侯读杰,等.页岩气资源评价方法与关键参数探讨[J].石油勘探与开发,2012,39(5):566-571.
CHEN Xinjun, BAO Shujing, HOU Dujie, et al. Methods and key parameters of shale gas resources evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(5): 566-571.

[3] 李浩涵,陈科,包书景,等.鄂西黄陵背斜南翼震旦系陡山沱组有利目标区页岩气资源潜力评价[J].石油实验地质,2019,41(1):31-37.
LI Haohan, CHEN Ke, BAO Shujing, et al. Evaluation of shale gas resources of the Sinian Doushantuo Formation in the southern Huangling anticline, western Hubei Province[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 31-37.

[4] 黄正清,周道容,李建青,等.下扬子地区寒武系页岩气成藏条件分析与资源潜力评价[J].石油实验地质,2019,41(1):94-98.
HUANG Zhengqing, ZHOU Daorong, LI Jianqing, et al. Shale gas accumulation conditions and resource potential evaluation of the Cambrian in the Lower Yangtze area[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2019, 41(1): 94-98.

[5] 米石云,郭秋麟,胡素云,等.油气资源与目标一体化评价技术研究及系统集成[J].石油实验地质,2009,31(4):420-426.
MI Shiyun, GUO Qiulin, HU Suyun, et al. A study on integrated evaluation of Petroleum resources with objects and its system integration[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(4): 420-426.

[6] 周庆凡.世界页岩气和致密油技术可采资源量分布[J].石油与天然气地质,2017,38(5):830.
ZHOU Qingfan. Distribution of technical recoverable resources of shale gas and tight oil in the world[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5): 830.

[7] 郭旭升.涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M].北京:科学出版社,2014.

GUO Xusheng. Enrichment mechanism and exploration technology at Jiaoshiba area, Fuling Shale Gasfield [M]. Beijing: Science Press, 2014.

[8] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.

[9] 郭旭升,胡东风,魏祥峰,等.四川盆地焦石坝地区页岩裂缝发育主控因素及对产能的影响[J].石油与天然气地质,2016,37(6):799-808.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Xiangfeng, et al. Main controlling factors on shale fractures and their influences on production capacity in Jiaoshiba area, the Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(6): 799-808.

[10] 郭旭升,胡东风,李宇平,等.涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J].石油勘探与开发,2017,44(4):481-491.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 481-491.

[11] 郭秋麟,陈宁生,刘成林,等.油气资源评价方法研究进展与新一代评价软件系统[J].石油学报,2015,36(10):1305-1314.
GUO Qiulin, CHEN Ningsheng, LIU Chenglin, et al. Research advance of hydrocarbon resource assessment method and a new assessment software system [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(10): 1305-1314.

[12] 陈元千,齐亚东,傅礼兵,等.井控页岩气可动地质储量和可采储量的评价方法[J].油气地质与采收率,2018,25(4):73-78.
CHEN Yuanqian, QI Yadong, FU Libing, et al. Methods for estimating well-controlled movable in-place and recoverable reserves of shale gas[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25(4): 73-78.

[13] 罗文斌,刘辰生.湘中地区下古生界烟溪组页岩气资源潜力评价[J].断块油气田,2019,26(6):697-702.
LUO Wenbin, LIU Chensheng. Evaluation of shale gas resources potential of Lower Paleozoic Yanxi Formation in central Hunan Province[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(6): 697-702.

[14] 李东晖,聂海宽.一种考虑气藏特征的页岩含气量计算方法:以四川盆地及其周缘焦页1井和彭页1井为例[J].石油与天然气地质,2019,40(6):1324-1332.
LI Donghui, NIE Haikuan. A new method to calculate shale gas content based on gas reservoir characterization: a case study of Wells JY1 and PY1 in Sichuan Basin and its surrounding areas[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(6): 1324-1332.

[15] 陈花,关富佳,张杰,等.高压下页岩气吸附量计算新方法[J].油气地质与采收率,2019,26(2):87-93.
CHEN Hua, GUAN Fujia, ZHANG Jie, et al. New method for calculating shale gas adsorption amount at high pressure[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(2): 87-93.

[16] 吴晓智,王社教,郑民,等.常规与非常规油气资源评价技术规范体系建立及意义[J].天然气地球科学,2016,27(9):1640-1650.

WU Xiaozhi, WANG Shejiao, ZHENG Min, et al. Standard system establishment for conventional and unconventional hydrocarbon resources assessment techniques and its significance[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1640-1650.

[17] 郭秋麟, 周长迁, 陈宁生, 等. 非常规油气资源评价方法研究[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 12-19.

GUO Qiulin, ZHOU Changqian, CHEN Ningsheng, et al. Evaluation methods for unconventional hydrocarbon resources [J]. Northwest Oil & Gas Exploration, 2011, 23(4): 12-19.

[18] 王社教, 李峰, 郭秋麟, 等. 致密油资源评价方法及关键参数研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1576-1582.

WANG Shejiao, LI Feng, GUO Qiulin, et al. Tight oil resource assessment methods and key parameters[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1576-1582.

[19] 罗兵, 郁飞, 陈亚琳, 等. 四川盆地涪陵地区页岩气层构造特征与保存评价[J]. 石油实验地质, 2018, 40(1): 103-109.

LUO Bing, YU Fei, CHEN Yalin, et al. Structural features and preservation evaluation of shale gas reservoirs in the Fuling area, Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2018, 40(1): 103-109.

[20] 何希鹏, 齐艳平, 何贵松, 等. 渝东南构造复杂区常压页岩气富集高产主控因素再认识[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 32-39.

HE Xipeng, QI Yanping, HE Guisong, et al. Further understanding of main controlling factors of normal pressure shale gas enrichment and high yield in the area with complex structure of the southeast area of Chongqing[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 32-39.

[21] 何顺, 秦启荣, 周吉羚, 等. 川东南 DS 地区龙马溪组页岩气形成及富集控制因素[J]. 特种油气藏, 2018, 25(6): 70-76.

HE Shun, QIN Qirong, ZHOU JiLing, et al. Shale gas generation and enrichment in the Longmaxi formation of DS, southeast Sichuan[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(6): 70-76.

[22] 方志雄. 中国南方常压页岩气勘探开发面临的挑战及对策[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 1-13.

FANG Zhixiong. Challenges and countermeasures for exploration and development of normal pressure shale gas in southern China[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 1-13.

[23] 刘鹏, 吴佩津, 彭钰洁. 焦石坝地区构造特征及页岩气保存模式研究[J]. 特种油气藏, 2018, 25(2): 37-41.

LIU Peng, WU Peijin, PENG Yujie. Structure characterization and shale gas preservation pattern in Jiaoshiba[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2018, 25(2): 37-41.

[24] 李登华, 李建忠, 汪少勇, 等. 四川盆地侏罗系致密油刻度区精细解剖与关键参数研究[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1666-1678.

LI Denghua, LI Jianzhong, WANG Shaoyong, et al. Fine dissection of Jurassic tight oil calibrated area and key parameters research in Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1666-1678.

[25] 王玉满, 黄金亮, 王淑芳, 等. 四川盆地长宁、焦石坝志留系龙马溪组页岩气刻度区精细解剖[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(3): 423-432.

WANG Yuman, HUANG Jinliang, WANG Shufang, et al. Dissection of two calibrated areas of the Silurian Longmaxi Formation, Changning and Jiaoshiba, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 423-432.

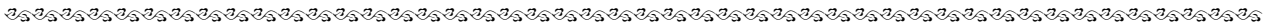
[26] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.

GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEN Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: a case study of the Wufeng-Longmaxi formation of Jiaoshiba area [J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901.

[27] 魏祥峰, 李宇平, 魏志红, 等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质, 2017, 39(2): 147-153.

WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2017, 39(2): 147-153.

(编辑 徐文明)



(上接第 377 页)

[21] 李洁. 蜀南地区龙马溪组优质页岩段岩相分布及其特征研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2018.

LI Jie. Study on the lithofacies distribution and its characteristics of the high quality shale section of the Longmaxi Formation in the south Sichuan [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2018.

[22] 马乔. 川东地区页岩岩相及其控气性特征研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2015.

MA Qiao. Study on shale rock facies and air control characteristics in east Sichuan Basin [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2015.

[23] 王超, 张柏桥, 舒志国, 等. 四川盆地涪陵地区五峰组—龙马溪组海相页岩岩相类型及储层特征[J]. 石油与天然气地质, 2018, 39(3): 485-497.

WANG Chao, ZHANG Boqiao, SHU Zhiguo, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of marine shales of the Wufeng Formation - Longmaxi Formation in Fuling area, the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 485-497.

[24] 赵澄林, 朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 3 版. 北京: 石油工业出版社, 2001.

ZHAO Chenglin, ZHU Xiaomin. Sedimentary petrology [M]. 3rd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.

(编辑 徐文明)