

天然气地球化学

蜀南西南地区海相烃源岩特征与评价

戴鸿鸣¹, 黄东¹, 刘旭宁², 杨毅¹, 贺雪萌², 彭海润², 童俊文²

(1. 西南石油大学, 四川 成都 610500;

2. 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川 泸州 646001)

摘要:目前,蜀南西南地区已成为四川盆地勘探的热点和重点地区之一。根据实测和收集的烃源岩数据,从有机碳含量、有机质类型、有机质成熟度以及生烃强度等参数对区内海相烃源岩进行了评价。认为区内烃源岩主要发育在下寒武统筇竹寺组、下志留统龙马溪组、二叠系阳新统以及下三叠统嘉陵江组,其中以泥岩为主;烃源岩有机碳含量高;有机质类型好,干酪根以 I 型为主;成熟度较高,现今处于高成熟—过成熟阶段,以产气为主;下寒武统、下志留统烃源岩条件最好,是该区主力烃源层系,平均生烃强度分别为 $63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、 $44.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

关键词:蜀南西南地区;海相烃源岩;地球化学;成熟度;生烃强度

中图分类号: TE122.1⁺13

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2008)04-0503-06

0 引言

蜀南西南地区位于四川盆地西南边缘,地跨四川与云南 2 省。区域构造属四川盆地川中隆起平缓构造区和川东南拗陷带,区内构造发育有五指山、天宫堂、龙桥、董家山、鹰草湾、两溪口、楼东等构造,研究区面积为 $3\ 200 \text{ km}^2$ (图 1)。蜀南西南地区勘探程度低,目前仅在天宫堂构造完钻了宫 1 井、宫 2 井和宫深 1 井 3 口井,但均未有良好的油气显示,在该区未获得大的突破。但与研究区相邻不远的威远气田早在 20 世纪 80 年代就获得工业油气流。究竟是什么因素导致该区未有大的突破?目前还不明确。本研究拟根据野外样品的实测值和收集的烃源岩资料和数据,从烃源岩条件来研究该区是否具备形成大中型

气田的条件。

1 烃源岩评价标准

关于有效烃源岩的分级评价标准,国内许多专家,如黄第藩(1984)等^[1]曾先后提出各自的划分标准或指标,但目前全国还没有统一的烃源岩划分标准。综合各种因素并结合区域地质特征,本次研究依据王顺玉、戴鸿鸣等^[2]建立的烃源岩划分标准(表 1)进行。

成熟—高成熟烃源岩有机质类型受成熟度的影响较大,其干酪根元素比(H/C、O/C)、红外光谱、岩石热解法等都失去了判别的可行性和准确性^[3]。研究表明,干酪根显微组分和干酪根碳同位素具有较好的烃源岩判定结果(表 2)。

表 1 高成熟地区海相烃源岩有机碳丰度评价标准

烃源岩级别	泥质岩有机碳丰度 (%)		碳酸盐岩有机碳丰度 (%)	
	成熟阶段	高过成熟阶段	成熟阶段	高过成熟阶段
非烃源岩	< 0.4	< 0.16	< 0.1	< 0.04
差烃源岩	0.4 ~ 0.6	0.16 ~ 0.24	0.1 ~ 0.3	0.04 ~ 0.12
较好烃源岩	0.6 ~ 1.0	0.24 ~ 0.4	0.3 ~ 0.74	0.12 ~ 0.28
好烃源岩	1.0 ~ 2.0	0.4 ~ 0.8	0.74 ~ 1.7	0.28 ~ 0.68
最好烃源岩	> 2.0	> 0.8	> 1.7	> 0.68

收稿日期:2007-09-20;修回日期:2008-03-25.

基金项目:四川省重点学科建设基金项目(编号:SZD0414)资助.

第一作者 E-mail:daihm@163.com.

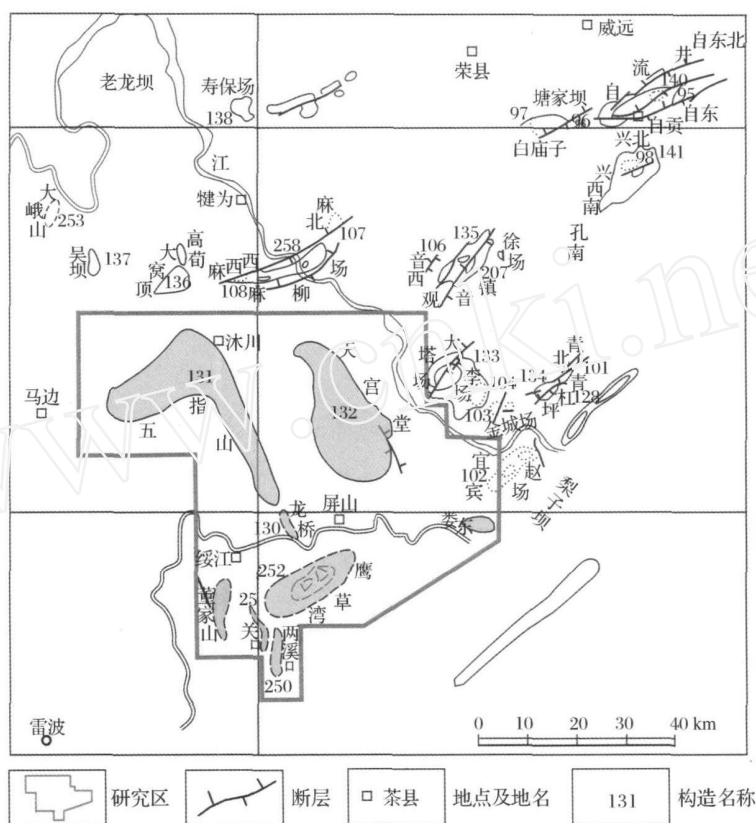


图1 研究区位置示意

表2 有机质类型划分标准

类型	干酪根 ^{13}C (‰)	干酪根显微组分 TI 值
	< -29	> 80
1	-29 ~ -27	40 ~ 80
2	-27 ~ -25	0 ~ 40
	> -25	< 0

在古生界地层中一般难于找到标准的镜质体,给源岩的成熟度研究和定量评价带来了一定的难度。但由于源岩成熟度高,且有机质类型好,在样品中往往有固态沥青赋存。采用丰国秀等^[4]在四川盆地测定大量沥青反射率的基础上建立的镜质体反射率与沥青反射率之间的关系,得到折算镜质体反射率,并以此来定量研究烃源岩的热演化程度。

2 有机质丰度

纵向上,泥质岩以下二叠统(阳新统梁山组+栖霞组)平均有机碳含量最高,达4.5%,但野外观察发现该套岩层均为薄层状,厚度小,难以成为优质烃源岩^[4],其次分布在下志留统和下寒武统;碳酸盐岩中以下二叠统平均有机碳含量最高,达0.3%,其次分布在下三叠统和下寒武统(图2)。

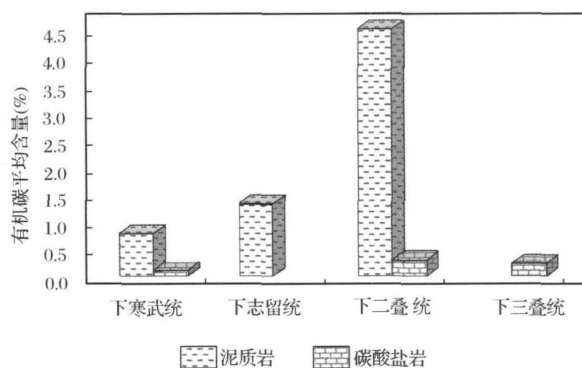


图2 蜀南西南部有机碳含量分布

平面上,下寒武统筇竹寺组烃源岩有机碳含量较高,有机碳高值区分布在研究区的屏山—沐川一带,其中官深1井有机碳含量约为1.1%(图3);下志留统龙马溪组烃源岩有机碳高值区分布在雷波—长宁一带,有机碳含量约为1%;阳新统烃源岩包括泥质烃源岩和碳酸盐岩烃源岩,阳新统泥质烃源岩有机碳含量分布具有研究区中部高,四周低的特征,在沐川—马边一带有机碳含量高,约7%~8%,其中窝深1井处有机碳含量高达8%;碳酸盐岩烃源岩有机碳含量高值区分布在犍为一带,有机碳含量为0.9%~1.0%,有机碳低值区分布在峨边—雷波

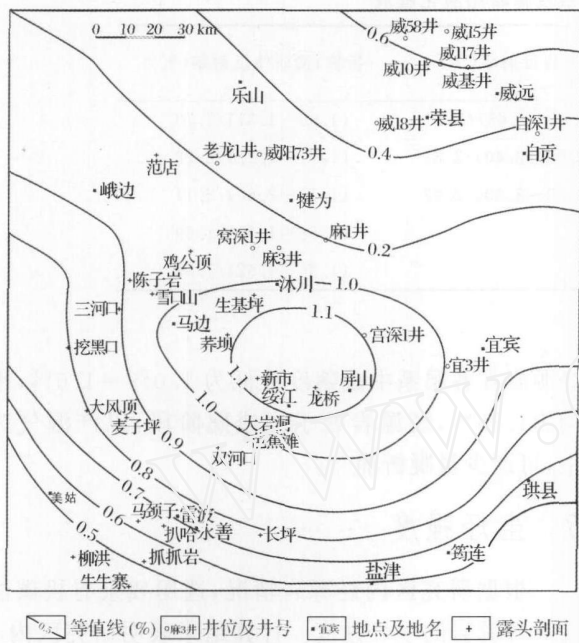


图3 下寒武统筇竹寺组有机碳含量分布

抓抓岩一带,有机碳含量为0.1%~0.3%,其中雷波抓抓岩有机碳含量为0.1%。下三叠统嘉陵江组碳酸盐岩有机碳含量分布具有东西两侧高,中部低的特征。其中西侧的峨边—美姑一带有机碳含量高,有机碳含量为0.3%。

研究区内泥质岩有机质丰度较碳酸盐岩有机质丰度高。泥质岩有机碳分布范围为0.1%~12.8%,平均为1.26%,其中有机碳含量大于0.24%的样品占45.2%;碳酸盐岩有机碳分布范围为0.06%~0.92%,平均为0.19%,其中有机碳含量大于0.12%的样品占54%。总体看来,下寒武统泥岩和下志留统泥岩属好—较好烃源岩,二叠系阳新统和下三叠统烃源岩属次一级烃源岩。

3 有机质类型

综合判断结果显示干酪根类型总体呈现出随着地层年代的变新,有机质类型变差的趋势,各层位特征如下:

下寒武统筇竹寺组泥质烃源岩显微组分表现为腐泥组含量高,分布范围为82%~88%,平均为85.6%,沥青组含量为12%~18%,平均为14.4%,缺乏镜质组、惰质组和壳质组,其TI值反映出有机质类型好;干酪根碳同位素值为-28.86‰~-29.46‰,平均为-29.16‰;干酪根呈絮粒状、絮片状集合体形态,综合判断属I型干酪根。

下志留统龙马溪组显微组分特征与干酪根碳同

位素特征存在一定差异。显微组分中,腐泥组含量较高,分布范围为82%~83%,平均为82.5%,沥青组为11%~15%,平均为13%,缺乏镜质组、惰质组和壳质组,其TI值反映出有机质类型好;干酪根碳同位素值为-23.49‰~-29.15‰,平均为-26.32‰,测得的干酪根同位素值偏重,可能与有机质来源和实验误差有关;干酪根呈粒状、絮粒状集合体形态。综合判断该套烃源岩属有机质类型好的I型干酪根。

二叠系阳新统泥质烃源岩干酪根类型较差,而碳酸盐岩干酪根类型较好,显微组分特征与干酪根碳同位素特征一致。泥岩显微组分中,腐泥组占50%,镜质组和惰质组占47%,其TI值反映出有机质类型较差;碳酸盐岩显微组分中,腐泥组为72%~88%,平均为84%,镜质组+惰质组为7%~28%,平均为13.2%,其TI值反映出有机质类型好;干酪根碳同位素值为-26.90‰~-29.46‰,平均为-28.18‰;干酪根呈块状、粒状、絮片状集合体形态,属I型干酪根。

下三叠统嘉陵江组烃源岩显微组分特征与干酪根碳同位素特征存在一定差异。显微组分中,腐泥组为61%~71%,平均为66%,镜质组+惰质组为29%~37%,平均为33%。而测得的干酪根碳同位素偏轻,平均为-29.04‰。干酪根呈块状、粒状、絮片状集合体形态,综合判断属I型干酪根。

4 有机质成熟度

纵向上,由老地层到新地层,烃源岩成熟度逐渐变小(表3)。根据沥青反射率折算镜质体反射率,下二叠统与下志留统折算镜质体反射率接近,平均在2.79%~2.28%之间,表明加里东运动末期地壳抬升、剥蚀对下古生界油气演化具有明显的滞后作用,且油气的生成主要受后期的沉积、埋藏等作用的影响^[5]。

根据烃源岩成熟度特征可将蜀南西南部地区烃源岩划分为3个阶段:下寒武统处于过成熟阶段,下志留统—二叠系阳新统处于高成熟—过成熟阶段,三叠系嘉陵江组—须家河组处于成熟—高成熟阶段。由于研究区内烃源岩的成熟度高,根据源控理论并结合油气不同演化阶段产物特征^[6],研究区内油气勘探应以找气为主。

平面上,各层系烃源岩成熟度有较大变化。下寒武统筇竹寺组烃源岩折算镜质体反射率最大,该区烃源岩成熟度分布范围为1.66%~4.31%,平均

表3 蜀南西南部地区各层系烃源岩热演化程度

层位		岩性	沥青反射率(%)	(折算)镜质体反射率(%)
系	统(组)			
寒武系	下寒武统	泥岩、页岩	(2.01~6.65)/3.7*	(1.66~4.31)/2.79
志留系	下志留统	泥岩、页岩	(2.09~3.40)/2.81	(1.71~3.25)/2.28
二叠系	阳新统	泥岩、泥灰岩	(2.59~3.30)/2.92	(1.75~2.60)/2.11
三叠系	嘉陵江组	泥灰岩		(1.68~1.71)/1.69
	须家河组	煤		(1.36~1.62)/1.51

*:(a~b)/c指(最小值~最大值)/平均值

已达2.5%,表明烃源岩已达过成熟阶段,以产干气为主。研究区北侧的犍为一乐山一带烃源岩成熟度高,均已超过3.0%,其中老龙1井成熟度最高,约为4.0%;西侧的美姑—西河一带烃源岩成熟度相对较低,约为2.1%,研究区东南侧的屏山—长宁—珙县一带烃源岩成熟度也相对较低,小于2.1%(图4);下志留统龙马溪组烃源岩成熟度分布具有东侧高西侧低的特点,且烃源岩演化程度较高为2.4%~3.2%,平均达2.8%,烃源岩处于高成熟—过成熟阶段,以生气为主。西侧马边—陈子岩一带烃源岩

烃源岩在各层系中成熟度最低为1.0%~1.6%,平均为1.35%,烃源岩处于高成熟阶段,以产湿气为主,可产少量凝析油^[7]。

5 生烃强度

根据研究区内烃源岩情况,选用残余有机碳法计算烃源岩的生烃强度。计算结果表明研究区内4套烃源岩的平均生烃强度分别为:下寒武统筇竹寺组为 $63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、下志留统龙马溪组为 $44.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、二叠系阳新统为 $11.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 、下三叠统嘉陵江组为 $0.85 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ (图5)。各烃源层生烃强度的展布特征^[8-9]如下:

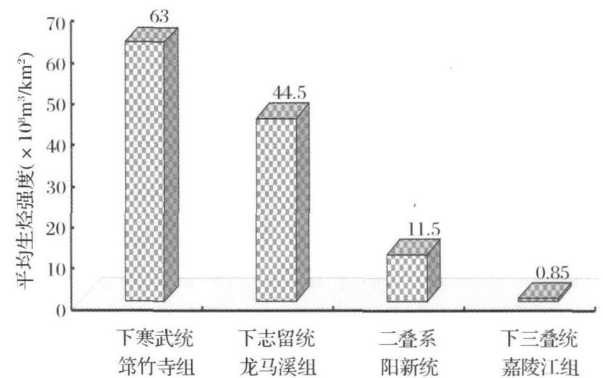


图5 各层系平均生烃强度

下寒武统筇竹寺组烃源岩生烃强度高值区位于研究区北东侧的荣县—威远—自贡一带,最大生烃强度为 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,平均生烃强度位于珙县—屏山—犍为一乐山一带(图6)。

下志留统龙马溪组烃源岩生烃强度高值区位于工区东南侧的宜宾—筠连一带,最大生烃强度为 $100 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,平均生烃强度位于美姑—绥江—自贡一带(图7)。

二叠系阳新统烃源岩的生烃强度高值区位于沐川—越西一带,其最大生烃强度达 $18 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,平均生烃强度区位于犍为一屏山—自贡一带(图8)。

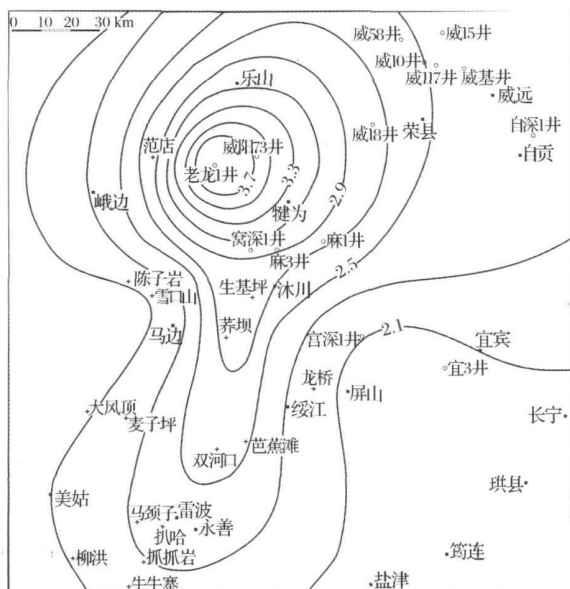


图4 下寒武统筇竹寺组烃源岩成熟度分布

成熟度相对较低,约为2.4%;二叠系阳新统烃源岩成熟度较高为2.0%~2.7%,平均为2.35%,烃源岩处于高成熟—过成熟阶段,以生气为主。在峨边—乐山—威远一带烃源岩演化程度相对较低,为2.0%~2.1%;而研究区南侧和东南侧的宜宾—屏山—雷波一带烃源岩演化程度较高,为2.6%~2.7%,其中官深1井为2.6%;下三叠统嘉陵江组

(2) 下寒武统、下志留统、二叠系阳新统和下三叠统烃源岩在研究区内普遍发育,有机质丰度高,类型好,热演化程度高。在纵向上可划分出3个热演化阶段:下寒武统处于过成熟阶段,下志留统—二叠系阳新统处于高成熟—过成熟阶段,三叠系嘉陵江组—须家河组处于成熟—高成熟阶段。因此,研究区内油气勘探应以找气为主。

(3) 生烃强度计算表明,下寒武统平均生烃强度最大达 $63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,其次为下志留统,为 $44.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

(4) 研究区油气源充足,具备形成大中型气田的物质基础。该区油气勘探未有大的突破可能与该区油气成藏条件复杂有关。

致谢:本文工作过程中曾得到蜀南气矿梁仲才高级工程师等的大力帮助,在此表示衷心感谢!

参考文献:

- [1] 黄第藩,周翥虹.陆相有机质演化和成烃机理[M].北京:石油工业出版社,1984.
- [2] 王顺玉,戴鸿鸣,王海清,等.大巴山、米仓山南缘烃源岩特征研究[J].天然气地球科学,2000,11(4/5):4-16.
- [3] Baskin D K.利用干酪根 H/C 比评价烃源岩热成熟度与生烃潜力[J].刘全有译.天然气地球科学,2002,13(5/6):41-49.
- [4] 丰国秀,陈盛吉.沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J].天然气工业,1988,8(3):20-24.
- [5] 张林,魏国齐,李熙喆,等.四川盆地震旦系—下古生界高过成熟烃源岩演化史分析[J].天然气地球科学,2007,8(5):726-731.
- [6] 戴鸿鸣,王顺玉,陈义才,等.油气勘探地球化学[M].北京:石油工业出版社,2000.
- [7] 王兰生,李子荣,谢姚祥,等.川西南地区二叠系碳酸盐岩生烃下限研究[J].天然气地球科学,2003,14(1):39-46.
- [8] 郝石生,高岗,王飞宇,等.高成熟海相烃源岩[M].北京:石油工业出版社,1996.
- [9] 梁狄刚,张水昌,张宝民,等.从塔里木盆地看中国海相生油问题[J].地学前缘,2000,7(4):534-547.

Characteristics and Evaluation of Marine Source Rock in Southwestern Shunan

DAI Hong-ming¹, HUANG Dong¹, LIU Xu-ning², YANG Yi¹,
HE Xue-meng², PENG Hai-run², TONG Jun-wen²

(1. Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. Shunan Gas Mine of Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Luzhou 646001, China)

Abstract: At present, the southwestern Shunan region has become a hot spot for exploration and a key area. According to measured and collected data of source rocks, parameters, such as organic carbon content, organic matter type, maturity of organic matter and the intensity to generate hydrocarbon have been evaluated. It shows that source rocks in the area are mainly developed in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation, the Lower Silurian Longmaxi Formation, the Permian Yangxin Series and Lower Triassic Jialingjiang Formation. Among them, clay-stone is predominant. The organic carbon content is high in the source rock. The organic material type is good. The main kerogen type is — 1. Maturity is high. Gas generation is predominant during the high mature and post mature phases. The hydrocarbon generation intensity shows that the condition of Lower Cambrian and Lower Silurian source rock is the best. And they are the main source layer systems in this area. The average hydrocarbon generation intensity is $63 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ and $44.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, respectively.

Key words: Shunan southwest region; Marine source rock; Geochemistry; Maturity; Hydrocarbon generation intensity.