

四川盆地嘉陵江灰岩的油气形成

张子枢

(四川石油管理局地质勘探开发研究院, 成都)

前 言

嘉陵江灰岩是四川盆地三叠系下统嘉陵江组(Tc)的俗称。早在公元1840年前后,四川自流井背斜上的磨子井(誉称自贡火井王),就钻开嘉陵江灰岩中的气层(Tc³),开始采气,到1980年底的统计,累积采气量占四川各气层累积采气量的42%;嘉陵江组剩余的天然气探明储量,是海相碳酸盐岩总探明储量的24%。无论从采气量,或剩余储量上看,嘉陵江组均是各气层之冠。因此,嘉陵江灰岩的油气形成问题是引人注目的研究课题。安作相(1959)^[1]从有机质丰度及沉积环境,论证了嘉陵江灰岩有自生自储的天然气,同时也指出川南Tc的气也可能来自二叠系^[1]。最近,程耀黄(1982)^[2]根据嘉陵江灰岩有机质丰度低,产出的天然气组分干(甲烷组分量在95%以上)、甲烷中富集重碳同位素($\delta^{13}C_1$ 平均值大于-33‰),而认为嘉陵江组的气来自下伏二叠系煤系气。但是从地质上讲,嘉陵江组气层是区域层状展布,层间被膏盐层分隔,且与下伏的煤系隔一套数百米厚的致密地层,除局部背斜上有断层与二叠系串通,有来自二叠系的气外,无论是川南或其它地区,都是嘉陵江组原生气。

气源问题,涉及嘉陵江组的勘探方向,即作为区域性目的层,或作为特定条件(有断层与二叠系连通)的目的层,都有必要进一步探讨嘉陵江灰岩油气形成问题。

嘉陵江组的沉积相

早二叠世末的东吴运动,使四川盆地西侧的康滇古陆进一步崛起及峨眉山玄武岩的喷溢,直至晚二叠世,四川盆地的基底为西高东低,海水向东撤退。三叠系的沉积就在这种古地理条件下开始。早三叠世飞仙关期,盆地西侧的康滇古陆及彭一灌断裂带的岛弧,均露出水面成为飞仙关组的物源区;盆地东北侧的大巴山及盆地东南侧的江南古陆为水下隆起,阻碍了北侧秦岭海槽及南侧黔桂海槽向盆地内的扩展。此时飞仙关组的沉积相带,受控于康滇古陆,形成了南北向的相带,并由西向东,依次为陆相、海陆过渡相、台地相、台地边缘相(川东、川南)及广海陆棚相(鄂西)¹⁾。

早三叠世的嘉陵江期之初,继承了飞仙关期的沉积相带,而到嘉陵江之后期,盆地

1) 万湘仁、下三叠统嘉陵江组浅滩相储集岩(1979, 2)

东南侧的江南古陆及盆地边缘的岛链、水下隆起的抬升，形成了半封闭海蒸发台地相碳酸盐沉积。川中南充至乐至一带，亦属碳酸盐台地蒸发相沉积；华莹山古断裂东侧有串珠状的碳酸盐台内滩相沉积；川东及鄂西属碳酸盐开阔海台地相沉积。

中三叠世雷口坡期，盆地东南侧的江南古陆由水下隆起露出水面，至中晚期由于受印支运动的影响，沿华莹山大断裂及遵义大断裂发育起来的泸州—开江古隆起，使其东西两侧沉积相带迥然不同。东侧（川东鄂西）为紫红色砂泥岩（巴东）；西侧（南充、乐至）为碳酸盐台地蒸发相沉积。

中三叠世末的印支运动，使海水大部分退出四川盆地，结束了陆表海碳酸盐台地相沉积。泸州—开江古隆起也遭受剥蚀（隆起的核部泸州地区缺失雷口坡组至嘉陵江组），使中、晚三叠世的地层之间呈假整合接触。

嘉陵江期沉积过程中，四川盆地受印支期的振荡运动的影响，形成了纵向上的三个沉积旋回，即T₁下部，从碳酸盐岩开阔海台地—台内浅滩—局限海台地—蒸发台地相沉积；从开阔海台地—台内浅滩—局限海台地—蒸发台地相沉积；上部是台内浅滩—局限海台地—蒸发台地相沉积。

嘉陵江组的有机质特征

丰度

在开阔台地相及局限海台地相的嘉陵江期的深灰色及灰色灰岩中，有机质的丰度高，残余有机碳量平均是0.18%；氯仿沥青A的浓度平均是330ppm。它显然高于飞仙关期与雷口坡期同类岩石的有机质的丰度（表1）。而且这类岩石的总厚可达200米，具

表1 嘉陵江组石灰岩的有机质丰度
Table 1 Abundance of organic matters
in Jialingjiang Group

地层代号	采样井及剖面	样品	岩样数	A ppm	C %	A/C %
Tc ³	胜6井	岩心	25	416	0.247	16.8
Tc ⁴⁺⁵	卧2井	"	4	605	0.203	29.9
Tc	川16井	岩屑	2	346	0.149	23.2
Tc	黄14井	岩心	1	406	0.110	36.9
Tc ¹	建13井	"	2	84	0.06	14.0
Tc ⁵	油1井	"	8	32	0.03	10.4
Tc ¹⁺³	地面	岩样	3	218	0.10	21.8
合计	8条		45	333	0.179	18.6
Tf合计	5条		7	71	0.079	9.0
Tr合计	6条		57	193	0.15	12.9

据程耀黄，1983，统计数据表

有丰富的生油母质。

类型

据残留在岩石中的有机质的微粒组分分析,腐泥质占80—90%;腐殖质占2—12%;惰性组分(碳)占2—8%(油罐顶1号井)¹⁾。

岩石中分离出的干酪根,在扫描电镜下图象呈絮状(卧龙河39井及64井)。

岩石中可溶有机质(氯仿沥青A)的族组分,饱和烃一般大于50%;芳烃族组分量在10%左右;饱和烃/芳香烃的比值大于5。

成熟度

嘉陵江组与下伏的飞仙关组及上覆的雷口坡组是连续沉积,但与三叠系上统及下伏的二叠系上统,均有沉积间断。而且四川盆地又是多旋回的构造沉积盆地,燕山期以前的运动主要是升降运动,较新的喜山期的运动又是强烈的褶皱运动,这类早期稳定、晚期活动的盆地,使用时间—温度指数(TTI值),作为有机质的成熟度的标志,可靠性较差。本文采用了不同地区十口井的岩屑实测的固态有机质的镜质体反射率(R_o)值,作为有机质热成熟度的指标(表2)。

表2 嘉陵江组及上、下邻层的 R_o 值
Table 2 Vitrinite reflectance (R_o) in Middle
Lower Triassic of Jialingjiang Group

印支期古构造	现今构造	井号	地层	R_o /样品数	地层	R_o /样品数	地层	R_o /样品数
川东斜坡	相国寺背斜	相14井	Tr		Tc	1.17/1	Tf	1.55/1
	建南背斜	建28井	Tr	1.29/4	Tc	1.27/1		
川南隆起	阳高寺背斜	阳深2井	Tr	0.79/3	Tr	0.96/2		
川西南斜坡	威远背斜	威28井	Tr	0.78/1	Tc	1.18/3	Tf	1.63/1
川西坳陷	油罐顶背斜	油1井	Tr	1.04/3	Tc	1.12/1		
	大兴背斜	大参1井	Tr	1.63/6	Tc	1.72/3		
川中斜坡	龙女寺背斜	女基井	Tr	1.31/3	Tc	1.05/2		
	八角场背斜	角13井	Tr	1.55/1				
川北坳陷	老关庙背斜	关基井	Tr	1.70/5	Tc	1.49/1		
	九龙山背斜	龙1井	Tr	2.10/3				

从表2的 R_o 值可知,嘉陵江组有机质,均已进入高成熟期,其中泸州印支期古隆起的核部,埋深较浅,属高成熟前期,外围及凹陷均进入高成熟后期。

油气与源岩的关系

嘉陵江组的油气产状、地化指标,特别是天然气本身的成熟度与源岩的成熟度的关

1) 美国坦尼科石油公司的分析资料(1982)

系，说明油气与该组内的源岩有亲缘关系。

1、**油气产状与源岩分布有关** 油气产层在台内浅滩相及潮间带的粗结构的碳酸盐及白云岩的六个产层，其间有膏盐层作盖层，产层与源岩相邻。

横向分布有一显著特征，在川南泸州印支期古隆起区，产气及凝析油、轻质原油，如云锦向斜2井，测试时日产气14.98万米³，油37.8吨；得胜场向斜2井，测试日产气2.2万米³，油18吨；此外在阳高寺（阳2、阳6、阳11、阳20井）黄家场、荔子滩、海潮构造上的井，都见原油；而在隆起区外围的井，只产干气。这种油气产状与嘉陵江组油源岩成熟度的分布区有一致性。

2、**嘉陵江组产出的油与其源岩的地化标志有可比性** 在泸州古隆起核部的九奎山、南井荔子滩背斜上产出的油，是比重为0.82—0.85的原油，油中含胶质（11.6—19.7%）及蜡（3—8.3%）；饱和烃的组分量是55.8—71.3%；芳烃组分量12.3—44.3%；姥鲛烷/植烷的比值是1.15—1.44；饱和烃的 $\delta^{13}\text{C}$ 是-31‰；而斜坡带上的付家庙、白节滩、庙高寺背斜上产出的是比重为0.76的凝析油，油中不含胶质和蜡；饱和烃的组分量94%，芳烃组分量5—6%；饱和烃与芳烃比是15左右¹⁾；在斜坡带外侧的打鼓场、太和场、旺隆场背斜上，无凝析油。液态烃的地化标志的差异，也反映了古隆起核部及外围成熟度有差别，而这种差别与源岩成熟度的分区有一致性。

嘉陵江灰岩产出的凝析油及轻质原油与煤系中的凝析油不同，饱和烃/芳香烃比值高，不含姥鲛烷（表3）。它是腐泥型有机质的产物。这与嘉陵江灰岩的有机质类型一致。

表3 嘉陵江灰岩与煤系的凝析油对比

Table 3 Comparison between the condensate of coal series and the limestone in Jialingjiang Group

产层	井号	饱和烃 %	芳香烃 %	饱和烃	正烷烃最大碳数峰	姥鲛烷 植烷	红外光谱 1380cm ⁻¹ /1720 cm ⁻¹	芳香紫外测定 单环/双-叁环	饱和烃 $\delta^{13}\text{C}\%$
				芳香烃					
煤系	中2	81.90	18.10	4.52	C ₂₀	6.17	5.13	8.34	-27.7
	中9	82.70	17.30	4.78	C ₂₁	4.17	4.91	8.03	-27.3
灰岩	付4	93.75	6.25	15.00	C ₁₇	无姥鲛烷	4.22	4.8	-30.1
Tc	寺3	93.93	6.07	15.47	C ₁₈	"	3.93	无双-叁环	-28.7

据陈海树，1982，“凝析油地化特征的分析研究”编制

3、**天然气的成熟度与源岩的成熟度一致** 嘉陵江组的天然气，利用碳同位素差值法求出的天然气本身的成熟度，与嘉陵江组源岩的成熟度有一致性。根据James（1983）^[3]的天然气成熟度图，及Hood（1975）^[4]R₀与L₀M值的关系，编制出了天

1) 陈海树，四川盆地凝析油、轻质油地化特征，1982。

然气成熟度表(表4)。根据表4及由实测气样的甲、乙、丙、正丁烷的碳同位素值计算出的 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 、 $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_1$ 、 $\delta^{13}\text{C}_4 - \delta^{13}\text{C}_1$ 差值,可直接求出天然气本身的成熟度。

表4 天然气成熟度表

Table 4 Natural gas maturity

成熟度	成熟	高成熟
$\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$	11.8—6.5	<6.5
$\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_1$	16.8—7.5	<7.5
$\delta^{13}\text{C}_4 - \delta^{13}\text{C}_1$	19.0—8.5	<8.5
R ₀	0.0—1.3	>1.3
LoM	8—12	>12

泸州印支古隆起的付家庙气田,嘉陵江期气层的天然气(付15井),气样实测的甲、乙、丙及正丁烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 值,依次为-36.5‰、-33.2‰、-29.1‰及-31.5‰,计算出 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 差值是3.3; $\delta^{13}\text{C}_3 - \delta^{13}\text{C}_1$ 是7.4; $\delta^{13}\text{C}_4 - \delta^{13}\text{C}_1$ 是5.0。这些差值在天然气成熟度表(表4)中属高成熟期。而泸州古隆起的嘉陵江灰岩中固态有机质的成熟度(R₀值)在1.5以上,也属于高成熟期,嘉陵江期气层中天然气的成熟度与该层固态有机质成熟度的一致性,说明天然气是原生气。

4、甲、乙烷 $\delta^{13}\text{C}$ 值的逆转现象与源岩的成熟度的变化一致 据 Виноградов (1970)〔5〕的研究成果,在高成熟期,同位素的交换起主导作用的,不是动力学同位素效应——不同同位素的反应能力不同,引起反应速度不同,轻同位素组成的分子比由重同位素组成的分子反应快,而是热力学同位素效应,即同位素的交换起主导作用的是同位素的物质的热力学参数有关。由此,他建立了甲、乙、丙烷的 $\delta^{13}\text{C}$ 值与温度的关系,即温度160℃时, $\delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_1$; 在温度200℃时, $\delta^{13}\text{C}_3 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_1$ 。利用这种关系,笔者建立了高成熟期及过成熟期的天然气成熟度(表5)。

表5 高一过成熟期的天然气成熟度表

Table 5 Natural gas maturity in high-post mature stage

成熟度	高成熟前期	高成熟后期	过成熟期
天然气的 $\delta^{13}\text{C}$ 值	$\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2$	$\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2$	$\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$
温度℃	<160℃	160℃—200℃	>200℃
R ₀ 值	1.3—2.0	2.0—2.5	>2.5

据此，笔者研究了泸州古隆起核部及外围气田的天然气成熟度的变化与源岩成熟度的关系。该古隆起核部的阳高寺气田， $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2$ ，属高成熟前期，而外围的庙高寺及合江气田， $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$ ，属高成熟后期（表6）。

表6 泸州古隆起的天然气成熟度

Table 6 Natural gas maturity of Luzhou Palaeobuildup

构造部位	气田	气层	井位	$\delta^{13}C_1$	$\delta^{13}C_2$	$\delta^{13}C_1$ 与 $\delta^{13}C_2$	天然气成熟度
				%	%	对比	按表5划分
泸州古隆起核部	阳高寺	嘉陵江灰岩	阳11	-33.2	-31.8	$\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2$	高成熟前期
			阳23	-34.0	-32.9	$\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2$	
泸州古隆起外围	合江	嘉陵江灰岩	合9	-29.5	-31.9	$\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$	高成熟后期
			合19	-30.2	-32.1	$\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$	
	庙高寺		寺2	-32.0	-33.3	$\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$	
			寺3	-31.9	-33.3	$\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2$	

上述的天然气成熟度的变化与古隆起核部及外围源岩固态有机质的成熟度的变化——从高成熟前期（阳24， R_0 值是1.5）到高成熟后期（纳16井， R_0 值2.08）是一致的。这种一致性正反应了天然气是原生气。

收稿日期：1984年4月9日

参 考 文 献

- [1] 安作相, 1959, 地质评论, 第6期, 253—256。
- [2] 程耀黄, 1982, 天然气工业, 第1期, 29—31。
- [3] James, A.T., 1983, AAPG., 67/7, 1176—1187
- [4] Hood, A., 1975, AAPG., 59/6 986—996.
- [5] Виноградов, П.А. 1970, Геохимия, №. 3, 275—295.

HYDROCARBON FORMATION IN THE JIALINGJIANG LIMESTONE OF SICHUAN BASIN

Zhang Zishu

(Geological Exploration and Development Research Institute, Sichuan petroleum Administration)

Abstract

The gas reservoir in the Lower Triassic Jialingjiang Group is the main gas layer in the Sichuan Basin. There are two different views on its gas source, non-indigenous gas and indigenous gas.

Those who hold the view that the gas is non-indigenous have the following opinions: (1) The organic carbon content in the Jialingjiang limestone is lower (about 0.1%), but the organic carbon content in the underlying Leping coal series (Upper Permian) is higher (over 0.5%); (2) The organic matter maturity of solid state in the Jialingjiang Group is in the stage between maturity to high-maturity (R_o 0.95 to 1.5%), In addition, the group also produces condensate and light crude oil (about 0.80 in specific weight). Its $\delta^{13}C$ value and the heavy hydrocarbon content show an unusual negative correlation that is $\delta^{13}C_1 > \delta^{13}C_2 > \delta^{13}C_3$. Therefore, the gas of high $\delta^{13}C_1$ value formed in the Leping coal series and then migrated to the Jialingjiang Group.

The author holds the view that limestone-reservoired gas in the Jialingjiang Group is indigenous, and the main reasons are as follows:

(1) The Jialingjiang Group is an interbedding between limestone, and gypsum. The limestone contains organic rocks with rich sapropel, which can be regarded as gas source rocks. This gas-producing layer is closed by the gypsum layer and has no apparent fault connecting with Permian; therefore, the Permian gas could not migrate into the Jialingjiang Group on a large scale and form area gas-producing layer.

(2) The geochemical indices in the condensate and light crude oil of Jialingjiang Group are closely related to the source rocks of sapropel, but they are different from the source rocks of deviated humus in the Leping coal series.

(3) The maturity of the natural gas in the Jialingjiang Group, whi-

ch is determined according to the different values of carbon isotope of gaseous hydrocarbon, is the same as the maturity of solid-state organic matter in the Jialingjiang Group.

The maturity of the natural gas in the Indo-Chinese paleobuildup part in Luzhou belongs to high maturity at the early stage. Therefore, $\delta^{13}\text{C}_1 < \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$ indicates normal distribution in carbon isotope of gaseous hydrocarbon, but in the periphery of the Indo-Chinese Paleo-buildup part, the maturity of the natural gas belongs to high maturity at the late stage. And so, $\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$ shows inverse distribution in carbon isotope of gaseous hydrocarbon. It is a reflection of maturity, but not the gas of high $\delta^{13}\text{C}_1$ value from the Leping coal series, which is mixed into the periphery of the Indo-Chinese paleo-buildup part.