

文章编号 :1000-0550(2002)02-0349-05

# 四川盆地东部长兴组 —飞仙关组气藏地球化学特征及气源探讨<sup>①</sup>

杨家静<sup>1</sup> 王一刚<sup>1</sup> 王兰生<sup>1</sup> 文应初<sup>1</sup> 刘划一<sup>1</sup> 周国源<sup>2</sup>

1( 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院,  
中国石油天然气集团公司天然气成藏与开发重点实验室 碳酸盐岩天然气成藏机理重点研究室 成都 610051 )  
2( 四川石油管理局川东钻探公司化验室 重庆 400021 )

**摘要** 四川盆地上二叠统长兴组生物礁和下三叠统飞仙关组鲕滩是“九五”期间的勘探重点,通过对长兴组—飞仙关组气藏的烃源岩、储层沥青和天然气的地球化学研究,确认了上二叠统的滨岸煤系泥岩和海槽相碳酸盐岩为主要烃源岩,长兴组—飞仙关组气藏天然气主要来源于下伏的上二叠统烃源岩,天然气以垂相运移为主,飞仙关组部分气藏天然气中硫化氢含量较高与储层中膏岩层的分布和热硫酸盐还原作用有关,上述这些特征与沉积相带密切相关。

**关键词** 四川盆地 上二叠统 长兴组 飞仙关组 生物礁 鲕滩 硫化氢 气藏地球化学

**第一作者简介** 杨家静 男 1969 年出生 工程师 博士 有机地球化学和油气勘探

**中图分类号** P593 TE122.3 **文献标识码** A

## 1 引言

四川盆地川东地区飞仙关组自 1963 年的石油沟巴 3 井获得工业气流以来,在“六五”到“八五”期间,共钻局部构造 15 个获气井 31 口,其中 26 口为鲕滩工业气井。1976 年在建南北部建 7 井发现上二叠统生物礁气藏,1984 年在川东石宝 1 井获得长兴组生物礁高产工业气流,揭开了川东长兴组生物礁气藏的勘探序幕。但随着一批生物礁预测专探井的落空,长兴组生物礁气藏的勘探也几起几落,目前已经钻探证实的生物礁气藏共 10 个。“九五”期间,通过对川东东北部地区长兴组—飞仙关组的油气地质研究,明确了开江—梁平海槽形成于二叠纪长兴期,充填、消亡于三叠纪飞仙关期,它不仅控制上二叠统长兴组生物礁的分布,对下三叠统飞仙关组鲕滩的分布也具有明显的控制作用。研究区西至华蓥山断裂,东至七曜山断裂,向北延伸到大巴山前缘,覆盖面积达  $4.8 \times 10^4 \text{ km}^2$  (图 1)。

## 2 烃源岩分布及地球化学特征

上二叠统烃源岩具有类型多样性特点,即具有以腐殖型干酪根(Ⅲ型)为主的滨岸煤系泥岩,主要分布在川东的西南部海陆交互相区,又有以腐泥型干酪根(Ⅰ、Ⅱ1型)为主的海相碳酸盐岩,主要分布在川东的东北部碳酸盐岩深缓坡相区和海槽相区(图 1)。以前认为飞仙关组在川东地区都是浅海充氧环境而缺乏烃

源岩<sup>[1]</sup>,本次研究发现形成于晚二叠世长兴期的开江—梁平古海槽一直延续到飞仙关早期才消亡,说明飞仙关组海槽相烃源岩亦存在。

川东西南部龙潭组海陆交互相煤系烃源岩的有机碳最高达 7.47%,平均 2.91%,其干酪根富氢,壳质组相对富集,干酪根  $\delta^{13}\text{C}$  为  $-23.98\text{‰} \sim -23.49\text{‰}$ ,  $R_o$  为 1.89%~2.63%,已达高成熟晚期演化阶段。川东东北部长兴组碳酸盐深缓坡、碳酸盐海槽相的暗色泥

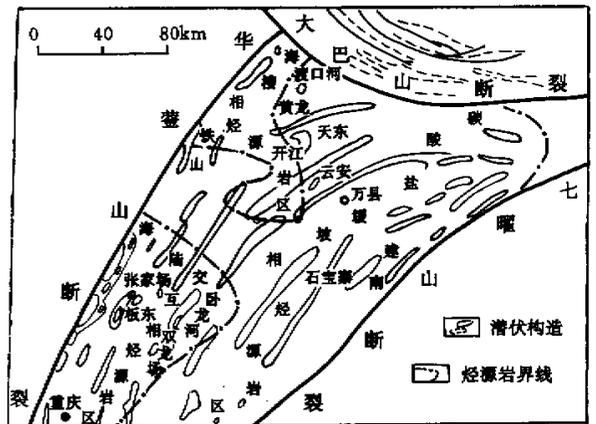


图 1 川东地区长兴组—飞仙关组烃源岩分布  
Fig.1 Distribution of the Changxing Fm—Feixianguan Fm. source rocks in eastern Sichuan Basin

<sup>①</sup> “九五”国家重点科技攻关项目“四川盆地东北部长兴组—飞仙关组气藏形成条件研究”(编号 99-110-02-01-04)部分成果。

晶灰岩有机碳为 0.19%~1.17%,富腐泥组显微组分,干酪根  $\delta^{13}C$  为 -29.55‰~-26.63‰,  $R_0$  达 1.77%~2.23%,演化程度已达高成熟阶段。飞仙关组海槽相暗色泥晶灰岩有机碳为 0.06%~0.73%,干酪根  $\delta^{13}C$  为 -29.43‰~-26.98‰,干酪根类型和显微组分与长兴组海槽相源岩相近,  $R_0$  为 1.14%~1.50%,有机质处于成熟晚期阶段。除有机碳含量较长兴组低以外,成熟度也偏低,但飞仙关组烃源岩仍具有一定的生烃能力,可作为次要烃源岩。横向上位于海槽相带烃源岩热演化程度高,纵向上上二叠统烃源岩演化程度比下三叠统高,这与长时期开江梁平海槽的发育一直持续到飞仙关早期消亡有关。

### 3 储层可溶沥青地化特征及其来源

川东东北部海槽相碳酸盐烃源岩和边缘相带气藏储层沥青的  $Pr/Ph < 0.68$ ,  $Ph/nC_{18} > Pr/nC_{17}$ ,较丰富的烷基环己烷、烷基取代苯、 $\gamma$  和  $\beta$  胡萝卜素、 $C_{18} \sim C_{33}$ 类胡萝卜素系列、 $C_{30}$ 甲基甾烷、孕甾烷和长侧链三环萜烷,  $C_{23}$ 三环萜烷比  $C_{21}$ 高,低重排甾烷以及高伽玛蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷比值,饱/芳比值、干酪根碳同位素组成和显微组分非常相近,正构烷烃碳数分布一致,规则甾烷组成相似(图 2),这些均表明储层沥青来源于上二叠统海相还原环境烃源岩有机质。川东东南部的板东 4 井长兴组礁气藏储层沥青中伽玛蜡烷/ $C_{30}$ 藿烷相对较低,  $C_{21}$ 与  $C_{23}$ 三环萜烷丰度相近,并含有二环倍半萜,储层沥青组分碳同位素明显偏重(图 3),显示与海陆交互龙潭煤系源岩有关。

储层可溶沥青饱和烃色谱峰分布为前高后低型,

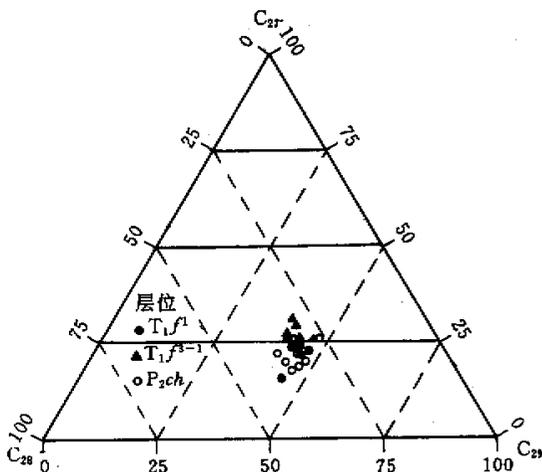


图 2 规则甾烷组成三角图

Fig.2 Composition triangle diagram of regular steranes

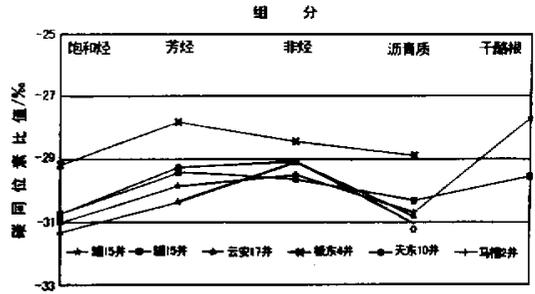
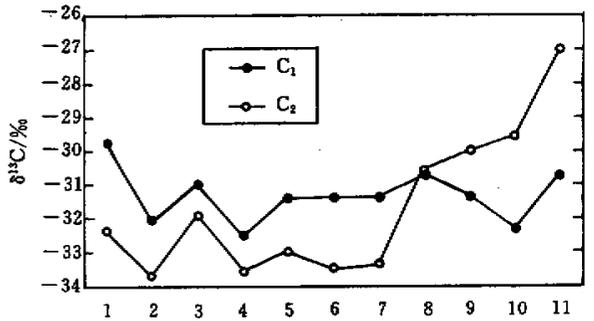


图 3 烃源岩及储层沥青组分碳同位素关系图

Fig.3 Distribution of stable carbon isotopes of components in reservoir bitumen and source rocks



1. 渡 4 井 ( $T_{1f}$ ) 2. 铁山 5 井 ( $T_{1f}$ ) 3. 宝 1 井 ( $P_{2ch}$ );
4. 张 23 井 ( $P_{2ch}$ ) 5. 铁山 5 井 ( $P_{2ch}$ ) 6. 铁山 14 井 ( $P_{2ch}$ );
7. 铁山 21 井 ( $P_{2ch}$ ) 8. 天东 10 井 ( $P_{2ch}$ ) 9. 成 16 井 ( $T_{1f}$ );
10. 板东 4 井 ( $P_{2ch}$ ); 11. 卧 118 井 ( $P_{2ch}$ ).

图 4 长兴组—飞仙关组气藏  $\delta^{13}C_1$  和  $\delta^{13}C_2$  关系图

Fig.4 Diagram of  $\delta^{13}C_1$  associated with  $\delta^{13}C_2$

in the Changxin Fm—Feixianguan Fm. gas reservoirs

主峰碳为  $C_{17}$  或  $C_{18}$ ,烃源岩为前低后高型,主峰碳为  $C_{25}$  或  $C_{27}$ ,  $C_{21}/C_{22}^+$  和  $(C_{21} + C_{22}) / (C_{28} + C_{29})$  储层可溶沥青比烃源岩高,一般储层可溶沥青有机质含量比烃源岩高,比如沥青转化率(沥青“ A ”/TOC)较高,这些差异与储层和烃源层的岩性和孔渗条件有关。一般地,烃源岩为细粒致密的灰岩和泥岩,其中的微裂隙只允许分子半径较小的烃类运移,大分子烃类因不易排出而残留在烃源岩中。反映运移效应的生标参数三环萜烷 ( $C_{25}/C_{26}^+$ )  $Ts / (Ts + Tm)$  和孕甾烷/规则甾烷比值均表现为储层比烃源层高,进一步地说明长兴组—飞仙关组礁滩气藏储层可溶沥青是由上二叠统烃源岩有机质运移而来的。

### 4 长兴组—飞仙关组气藏天然气地化特征及气源探讨

川东地区长兴组—飞仙关组气藏天然气属有机成

表 1 长兴组—飞仙关组气藏天然气的组成(%)

Table 1 Compositions of natural gases in Changxing Fm.—Feixianguan Fm. gas reservoirs

井号	层位	H <sub>2</sub>	He	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	C <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub> <sup>+</sup>
板东 4 井	P <sub>2</sub> ch	0.07	0.02	0.46	0	0.97	97.61	0.54	0.16	0.06	0.07	0.03	微	0
板东 5 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0	0.02	0.93	0.012	0.19	97.99	0.46	0.1	0.057	0.052	0.032	0.045	0.12
宝 1 井	P <sub>2</sub> ch	0.08	0.02	0.57	0.39	6.3	92.46	0.18	微	0	0	0	0	0
草 10 井	T <sub>1</sub> f <sup>1</sup>	0.004	0.041	1.87	微	0.004	96.85	0.53	0.38	0.065	0.069	0.029	0.052	0.061
草 8 井	T <sub>1</sub> f <sup>1</sup>	0	0.046	0.92	微	0.04	97.81	0.91	0.19	0.02	0.013	0.04	0.007	0.034
成 16 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0	0.034	0.7	0.114	0.001	98.75	0.37	0.02	0.005	0	0	0	0
渡 1 井	T <sub>1</sub> f <sup>2</sup>	0.116	0.014	0.42	16.21	0.46	82.7	0.04	0.04	0	0	0	0	0
渡 4 井	T <sub>1</sub> f <sup>2-3</sup>	0.01	0.04	0.96	0	0	98.78	0.19	0.01	0	0	0	0	0
峰 4 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0.001	0.014	0.64	7.07	1.31	90.87	0.09	0.002	0	0	0	0	0
罐 22 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0.005	0.017	1.05	微	0.87	97.75	0.28	0.01	0.003	0.003	0	0.1	0
罐 6 井	T <sub>1</sub> f <sup>3-1</sup>	0	0.02	0	微	0.18	98.65	0.35	0.02	0.004	0.003	0	0.003	0
罐 9 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0	0.028	0.56	微	0.01	99.05	0.33	0.02	0	0	0	0	0
坡 1 井	T <sub>1</sub> f <sup>3-1</sup>	0.013	0.032	0.98	10.92	7.01	80.9	7	0.07	0	0	0	0	0
天东 10 井	P <sub>2</sub> ch	0	0.02	0.71	0.19	2.79	95.99	0.26	0.04	0	0	0	0	0
天东 56 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0.058	0	0.3	8.52	2.57	88.39	0.16	0.01	0	0	0	0	0
天东 5 井	T <sub>1</sub> f <sup>2-3</sup>	0	0.015	0.29	6.35	2.28	90.82	0.22	0.02	0.003	0.003	0	0	0
铁山 11 井	T <sub>1</sub> f <sup>2-1</sup>	0	0.025	0.86	0.12	0.73	97.99	0.23	0.1	0.002	0.002	0	0	0
铁山 14 井	P <sub>2</sub> ch	0	0.03	0.92	0.08	0.77	97.9	0.29	微	0	0	0	0	0
铁山 21 井	P <sub>2</sub> ch	0	0.03	0.92	0.08	0.67	98.04	0.25	0.01	0	0	0	0	0
铁山 21 井	T <sub>1</sub> f <sup>2</sup>	0	0.027	0.94	0.59	0.57	97.64	0.2	2	0.01	0	0	0	0
铁山 5 井	P <sub>2</sub> ch	0	0.03	0.85	0.08	0.65	98.16	0.23	微	0	0	0	0	0
铁山 5 井	T <sub>1</sub> f <sup>2</sup>	0	0.027	0.51	0.02	0.6	98.6	0.23	0.01	0.002	0.001	0	0	0
卧 118 井	P <sub>2</sub> ch	0.06	0.01	0.64	0	0.94	97.85	0.41	0.06	0.02	0.02	0	0	0
新 12 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0.001	0.021	0.91	微	0.1	98.55	0.35	0.05	0.009	0.008	0	0	0
新 9 井	T <sub>1</sub> f <sup>3</sup>	0.096	0.024	1.12	0.02	0.81	97.46	0.37	0.05	0.014	0.019	0.006	0.01	0
张 23 井	P <sub>2</sub> ch	0	0.02	0.56	0.13	1.9	97.1	0.31	微	0	0	0	0	0

因的干气,主要还是油裂解气(储层中存在大量固态沥青)。甲烷/总烃大于 98.97%, C<sub>2</sub><sup>+</sup>/总烃小于 1%, Log(C<sub>1</sub>/C<sub>2</sub><sup>+</sup>) 大于 2.05, N<sub>2</sub> 大多低于 1.0%, He 多数为 100 × 10<sup>-6</sup> ~ 300 × 10<sup>-6</sup>, δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 为 -29.83‰ ~ -32.56‰, 而 δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> 为 -26.99‰ ~ -33.80‰, 黄籍中等认为上二叠统天然气属于不同母源和不同演化阶段天然气的叠合的复合型天然气<sup>①</sup>。位于煤系地层源岩之上的卧龙河、新市、黄草峡和板东构造天然气的 δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> > δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub>, δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> - δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 值大于 +1.43‰, 属于热成熟度较低的天然气, 上述构造的长兴组生物礁及飞仙关组鲕滩气藏天然气均较湿(表 1), 且均有少量的凝析油产出。渡口河、张家场和铁山构造油系气的 δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> < δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub>, δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> - δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 值小于 -1.02‰, 属于热成熟度较高的天然气<sup>①</sup>(图 4), 这与上述构造气藏所处的沉积相带和其埋深差异较为吻合。纵向上飞仙关组鲕滩气

藏天然气比长兴组生物礁的成熟度低, 除与两者的层位有关外, 可能与飞仙关组自身成熟度较低的烃源岩生成的天然气混入也有关。δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> - δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 也受源岩母质的影响, 可以作为识别混源程度的指标, 即气藏天然气 δ<sup>13</sup>C<sub>2</sub> - δ<sup>13</sup>C<sub>1</sub> 差值越正的其来自煤系烃源岩的比例越高。如卧 118 井长兴组天然气即具有较为显著的煤系气特征。

川东地区长兴组生物礁及飞仙关组鲕滩气藏储层中固态沥青屡见不鲜, 主要分布在溶蚀孔缝中。从储层中固态沥青的产状看, 它们是液态烃类运移进入储层后因热裂解作用形成的残留物。就局部构造而言, 天东、黄龙、铁山等长兴组边缘礁气藏以及渡口河、铁山坡、铁山等飞仙关组鲕滩气藏储层中自下而上均可

① 黄籍中, 宋家荣等. 四川盆地上二叠统成烃条件、地化特征及天然气成因类型研究, 1988

见到沥青。储层中见到的大量固态沥青,说明液态烃曾聚集成为古油藏,而古油藏的液态烃在沉积埋藏过程中裂解为气并被继承性的圈闭捕获形成长兴组生物礁及飞仙关组鲕滩天然气气藏。

从储层沥青与烃源岩关系及天然气地化特征可知,长兴组—飞仙关组气藏的天然气来源与其所处的沉积相带关系密切。具体而言,深缓坡内带的椿木坪、板东4井等长兴组生物礁气藏和黄草峡、板东等飞仙关组鲕滩气藏因位于乐平期海陆交互相聚煤区之上,其储层沥青、凝析油及天然气均主要或全部来自煤系烃源岩,而川东北部的长兴组生物礁和飞仙关组鲕滩气藏因远离煤系烃源岩,故其储层沥青、天然气具油系气特征。烃源岩受沉积相带控制,造成其气藏天然气特征的差异,说明气藏成藏过程中烃类运移以垂向为主。

## 5 硫化氢成因浅析

天然气组分具有长兴组生物礁气藏  $H_2S$  气体低,部分飞仙关组鲕滩气藏高的特征(表1),并且  $H_2S$  和  $CO_2$  具有一定的相关性。上二叠统烃源岩有机质含硫化物少,热成熟过程中仅能生成微量的  $H_2S$  气体。由于长兴组—飞仙关组气藏天然气同源(如铁山构造的天然气),显然天然气组分中酸性气体含量的差别不是由烃源岩产生的。长兴组生物礁沉积于海侵域,在开阔海条件下少有硫酸盐矿物形成,而飞仙关组鲕滩沉积于高水位域,在海平面上升缓慢期和下降期于潮坪环境中沉积了大量的硫酸盐矿物。如在天东、渡口河和铁山坡构造中部分飞仙关组探井的岩心中均见到硬石膏层或其结核层。飞仙关组气藏  $H_2S$  气体含量高与硫酸盐矿物密切相关,表明  $H_2S$  是次生的。Orr<sup>[2]</sup>

将发生于温度超过  $100^\circ C$  的由硫酸盐矿物还原生成  $H_2S$  的过程称为热硫酸盐还原作用(TSR)。Hunt<sup>[3]</sup>指出 TSR 的证据是高含量的  $H_2S$  产层总是与碳酸盐—蒸发岩相地层伴生。Machel 等<sup>[4]</sup>将烃类在热的作用下还原硫酸盐的反应概括为:烃类 +  $SO_4^{2-} \rightarrow$  蚀变的烃类 + 固体沥青 +  $HCO_3^-$  ( $CO_2$ ) +  $H_2S$  ( $HS^-$ )

## 6 结论

通过对长兴组—飞仙关组气藏的烃源岩、储层沥青和天然气的地球化学研究,确认了上二叠统的滨岸煤系泥岩和海槽相碳酸盐岩为主要烃源岩,长兴组—飞仙关组气藏天然气主要来源于下伏的上二叠统烃源岩,天然气以垂相运移为主。部分飞仙关组气藏天然气中硫化氢含量较高,与储层中膏岩层的分布和热硫酸盐还原作用有关。上述这些特征与沉积相带密切相关。

### 参 考 文 献 (References)

- 1 文应初. 四川地区早三叠世飞仙关期碳酸盐岩台地增生与有利储集相带展布[J]. 天然气工业, 1998, 8(18): 18~24 [ Wen Yingchu, et al. Extension of Carbonate Platform in Feixianguan Age of Early Triassic and the Distribution of Favorable Reservoir Facies Belts in Sichuan [J]. Natural Gas Industry, 1998, 18(2): 18~24 ]
- 2 Orr W L. Changes in sulfur content and isotopic ratios of sulfur during petroleum maturation—Study of Big Horn Basin Paleozoic oils [J]. AAPG, 1974. 58
- 3 Hunt J M. Petroleum geochemistry and geology [M]. 1996, second edition
- 4 Machel G H et al, Products and distinguishing criteria of bacterial and thermo-chemical sulfate reduction [J]. Applied Geochemistry, 1995, 10: 373~389

# The Origin of Natural Gases and Geochemistry Characters of Changxing Reef and Feixianguan Oolitic Beach Gas Reservoirs in Eastern Sichuan Basin

YANG Jia-jing<sup>1</sup> WANG Yi-gang<sup>1</sup> WANG Lan-sheng<sup>1</sup>

WEN Ying-chu<sup>1</sup> LIU Hua-yi<sup>1</sup> Zhou Guo-yuan<sup>2</sup>

<sup>1</sup>(Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Branch Company, PetroChina,

Subkey Laboratory of Carbonate Gas Reservoir Formation Mechanism,

Key Laboratory of Gas Reservoir Formation and Exploitation, CNPC, Chengdu 610051)

<sup>2</sup>Laboratory of Drilling and Exploration Company of Eastern Sichuan, Sichuan Petroleum Administration, Chongqing 400021)

**Abstract** Changxing Reef of Upper Permian and Feixianguan oolitic beach of Lower Triassic are the focus point of exploration work in Sichuan Basin during the ninth-five-year-plan. Through the study on organic geochemistry of source rocks of Upper Permian and Lower Triassic, reservoir bitumen and natural gases of Changxin Fm. reef

and Feixianguan Fm. oolitic beach gas reservoirs, the shoreside coal measures mudstone and the sea trough carbonate of Upper Permian Series have been defined as the main source rocks, which are high maturate and controlled by the different sedimentary facies, and the reservoir bitumen and natural gases of Changxing Fm. reef and Feixianguan Fm. oolitic beach gas reservoirs are originated from the source rock of Upper Permian Series, the natural gas is a dry gas being thermally degraded from oil, the solid bitumen is a residue of oil retained in reservoir rocks, and the migration of natural gases is mainly vertical.

The volume of  $H_2S$  is high in some exploratory wells of Feixianguan Fm. oolitic beach gas reservoirs, such as Gaofengchang, Longmen, Tieshanpo, Dukouhe, Luojiashai structure, etc.  $H_2S$  is associated with the distribution of anhydrite in Feixianguan Fm. oolitic beach reservoir and related with the thermochemical sulfate reduction (TSR). And all above are closely related with the sedimentary facies.

**Key words** Sichuan Basin, Upper Permian series, Changxing Formation, Feixianguan Formation, reef, oolitic beach, hydrogen sulfide, gas reservoir geochemistry

( Continued from page 348 )

pores of quartz grains, were usually small in their size and low in their abundance. Up to 80% of organic inclusions existed in the state of liquid hydrocarbon phase, only some 20% of them in gaseous and gaseous-liquid hydrocarbon phases. In addition to organic inclusions, there were some saline-aqueous solution inclusions. Combined with the evolution history of the diagenesis and organic matter maturation, the fluid inclusions were mainly formed in the stage of late diagenesis in late Jurassic. The homogenization temperatures of inclusions fell in the temperature interval of  $101 \sim 130^\circ\text{C}$ , with ranges of  $101 \sim 110^\circ\text{C}$  and of  $121 \sim 130^\circ\text{C}$  as two peaks. According to the temperature history of Sangonghe Formation, the temperature of  $101 \sim 110^\circ\text{C}$  was consistent with the temperature of Sangonghe Formation in late Jurassic and the peak of  $121 \sim 130^\circ\text{C}$  with the temperature in the end of Jurassic when the formation reached its deepest burial in geohistory. The composition of hydrocarbon inclusion also showed two peaks in gas chromatogram with one peak in  $C_{18}$  or  $C_{20}$  and the other in  $C_{26}$  or  $C_{27}$ , which indicated the two formation periods of the inclusion. The maturity indices of inclusion component showed that the inclusions were formed in low mature stage of source rock. In summary, the fluid inclusion of Sangonghe formation of Jurassic in Yanqi basin were mainly formed in two periods, with one in late Jurassic when the source rock of the basin was in low mature stage, and the other in the end of Jurassic when the formation reached its deepest burial and the source rock in mature stage.

**Key words** Yanqi Basin, fluid inclusion, homogenization temperature, petroleum entrapment, oil and gas migration