

# 莺歌海莺黄组气藏烃源探讨 及勘探方向

何家雄

(中国海洋石油总公司南海西部石油公司勘探开发研究院, 广东湛江 524057)

莺黄组浅层常压气藏的烃源问题,是本区天然气勘探及石油地质研究中所必须搞清的重大问题之一。本文在已获地质地球化学资料的基础上,对其烃源及成藏富集条件进行了深入剖析和研究,进而综合判识和确认浅层常压气藏的烃源主要来自莺黄组中下部生烃岩。

关键词 浅层气藏油气成熟度 天然气类型 烃源分析与判识 莺歌海泥拱带

作者简介 何家雄 男 38岁 工程师 石油地质及石油地球化学

莺歌海盆地中央泥拱带莺黄组浅层常压气藏的烃源问题,目前尚存两种认识,即“梅开四度”的深源论和自生自储的浅成论。深源论观点认为目前发现的泥拱带东方1-1、乐15-1浅层气藏及琼东南崖13-1气田、崖北崖14-1含油构造、莺歌海浅海油气苗,均来自莺歌海盆地中部拗陷3800m以下的梅山组高熟-过熟生烃岩。笔者通过近几年的勘探及研究表明,目前所发现的浅层常压气藏及浅海油气苗的烃源,并非深源成因,而是主要来自莺黄组中下部生烃岩(2400~3400m)。从成藏富集条件综合分析,浅层常压气藏属于本区上含烃(气、油)体系自生自储的主要成藏类型。

## 1 浅层常压气藏烃源判识 与确认证据

### 1.1 天然气及凝析油成熟度偏低

东方1-1、乐15-1构造浅层常压气藏目前所获天然气及凝析油成熟度普遍偏低,并非高熟-过熟油气。低熟特征具体表现在以下4点。第一,天然气及凝析油轻烃成熟度参数石蜡指数、庚烷值偏低,其值分别为0.38~1.00和11.3%~19.6%, $iC_4/nC_4$ 及 $iC_5/nC_5$ 值高,其值分别可达0.94~1.30和1.38~2.24(表1),根据国内外轻烃成熟度划分标准(程克明等,1987; Thompson KFM, 1983),均

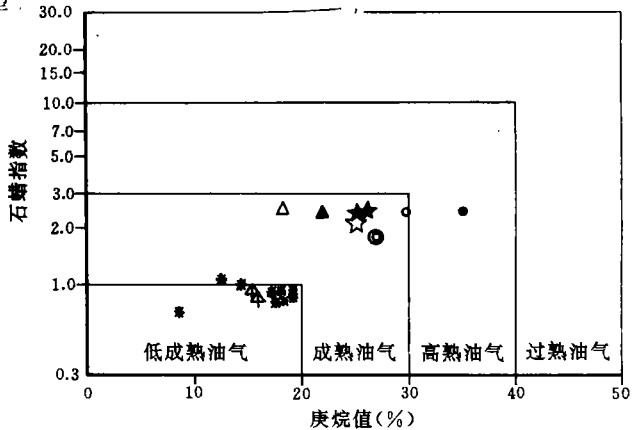


图1 南海北部大陆架莺黄组气藏成熟度分类图  
(据程克明,1987)

- ★洞14-2-1井 DST<sub>5</sub>DST<sub>5</sub>油
- ◎洞10-3-6井 2255m气
- ☆洞14-2-1井 DST<sub>4</sub>气
- ▲神孤9-2-1井 DST<sub>4</sub>油
- 洞6-1-1井 DST<sub>1</sub>油
- △神孤9-2-1井 DST<sub>4</sub>气
- 洞6-1-1井 DST<sub>1</sub>气
- ※乐15-1-1井油气(莺歌海)
- ♣乐15-1-1,2井气(莺歌海)

只达低成熟-成熟范围,尚未达高熟阶段(图1)。第二,天然气 $\delta^{13}C_1 - C_1/\Sigma C_n$ 及 $\delta^{13}C_1 -$

表 1 东方 1-1、乐 15-1 天然气及凝析油轻烃组成分布特征

代表井 样 品	深度(m) 测试号	C <sub>6</sub> 烃组成 (%)				C <sub>7</sub> 烃组成				iC <sub>4</sub> nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub> nC <sub>5</sub>	湿度 (%)	石蜡指数 庚烷值(%)
		正 构	异 构	环 烷	芳 烃	正 构	异 构	环 烷	芳 烃				
东方 1-1-2 气	1284~1296.0 DST <sub>4</sub>	18.8	29.2	37.5	14.6	15.8	18.4	50.0	15.8	0.97	1.47	1.90	$\frac{1.00}{15.0}$
	1331~1361.5 DST <sub>3</sub>	19.6	29.4	39.2	11.8	16.3	20.9	48.8	14.0	0.94	1.41	3.99	$\frac{0.86}{15.9}$
	1414~1452.5 DST <sub>2</sub>	16.7	25.0	31.7	26.7	15.4	13.5	40.4	30.8	0.97	1.38	3.82	$\frac{0.86}{17.8}$
东方 1-1-1 气	2580~2664.0 DST <sub>1C</sub>	16.3	32.7	42.9	8.2	11.5	16.7	62.8	9.0	1.16	2.24	8.10	$\frac{0.38}{11.3}$
乐 15-1-1 油	1417~1557.0 DST <sub>3</sub>	11.0	22.6	18.9	47.5	8.1	13.3	27.5	51.1	1.03	1.73		$\frac{0.86}{15.4}$
乐 15-1-1 气	18.2	46.5	24.2	11.1	12.2	29.5	49.4	8.9	1.30	1.79	7.88	$\frac{1.00}{11.7}$	
	2200~2225.0 DST <sub>4</sub>	19.6	34.1	28.3	18.1	17.5	19.3	40.4	22.8	1.08	1.51	12.00	$\frac{0.90}{19.6}$
东方 1-1-1 产层水 (溶解烃)	1284~1296.0 DST <sub>4</sub>	6.3	8.2	16.8	68.8	10.9	14.3	33.5	41.4	3.60	1.17	13.77	$\frac{1.09}{16.7}$
	1331~1361.5 DST <sub>3</sub>	12.5	17.3	30.4	39.8	13.0	17.9	42.0	27.1	2.67	1.13	32.08	$\frac{1.04}{16.0}$

$R^o$  成熟度判识,亦只达成熟阶段。东方 1-1、乐 15-1 天然气  $C_1/\Sigma C_n$  为 0.91~0.97,  $\delta^{13}C_1$  分布范围为 -31.20~-37.28‰, 在 Tissot (1984) 的  $C_1/\Sigma C_n - \delta^{13}C_1$  关系图上 (图 2a), 其点群均展布于成熟区域, 尚未达高熟及热裂解的阶段。又据徐永昌、沈平 (1991) 在“七五”期间所总结归纳出来的  $\delta^{13}C_1 - R^o$  关系方程及  $\delta^{13}C_1 - R^o$  关系图, 若将东方 1-1、乐 15-1 天然气甲烷碳同位素值沿油型气回归线与煤型气回归线分别标于不同的成熟度区域 (图 2b), 由此可知, 倘若天然气为油型气, 其成熟度应属过热裂解阶段, 其天然气成熟度相当于  $R^o > 2.0\%$  以上, 这显然与本区油气产状、烃源母质类型及地质条件不符。若其天然气属煤型气 (腐殖气), 则其成熟度仅达热催化成熟的早中期阶段 ( $R^o = 0.8\% \sim 1.3\%$ ), 表明其天然气应伴生少量凝析油或轻质油, 这与本区天然气及凝析油的产出特征完全吻合, 即偏腐殖母质在低熟—成熟阶段所形成的煤型气及少量凝析油。第三, 天然气的  $^3He/^4He$  值低, 其值为  $0.084 \times 10^{-8} \sim 0.095 \times 10^{-8}$ , 属壳源成因, 根据沈平 (1993) 建立的  $^3He/^4He$  值与热流值关系图 (图 3), 本区这种低  $^3He/^4He$  值天然气显然是在低热流值场作用下生烃岩处于低熟—成熟阶段的烃类产物。然而, 尚须探索的是, 莺歌海盆地热流值高, 平均为  $62.177 m\bar{W}/m^2$ , 这与本区低  $^3He/^4He$  值的天然气似乎存在矛盾, 但详细分析其地热场特征则可得出圆满解释。据该区地热研究成果 (李雨梁, 1990), 区内热异常主要出现在 3000m 以下, 该深度以下, 地温梯度平均为  $4.26^\circ C/100m$ , 3000m 以上, 地温梯度平均为  $3.60^\circ C/100m$ , 故其高热流主要产生

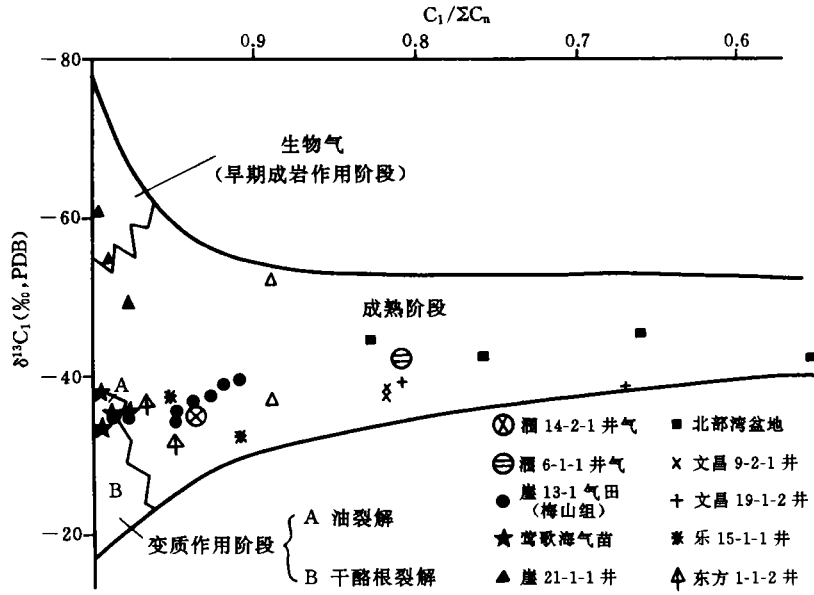


图 1  $C_1/\Sigma C_n$  与  $\delta^{13}C$  关系图

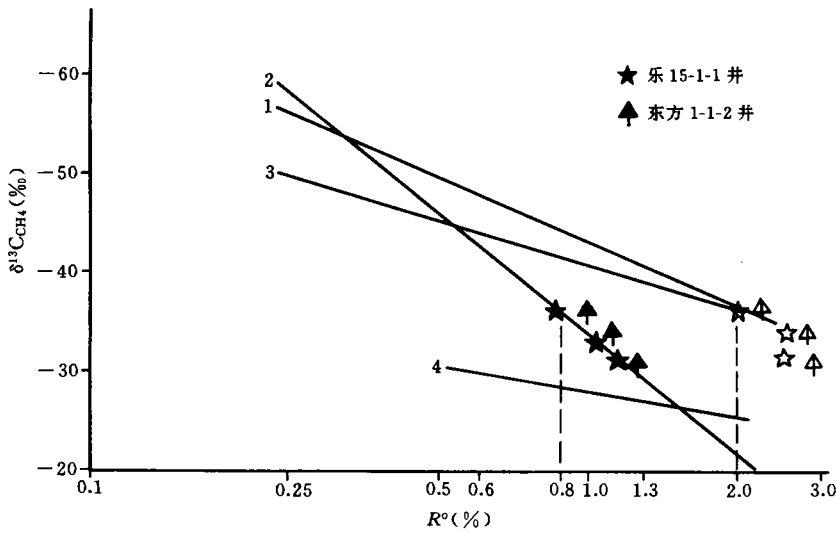


图 2b 油型气和煤型气  $\delta^{13}C_{CH_4}$  与  $R^0$  演化模式图

(据徐永昌, 1990)

1.  $\delta^{13}C_{CH_4} = 21.72 \log(R^0) - 43.3$  油型气; 2.  $\delta^{13}C_{CH_4} = 40.49 \log(R^0) - 34.00$  煤型气;
3.  $\delta^{13}C_{CH_4} = 14.80 \log(R^0) - 41.00$  斯塔尔 I 型; 4.  $\delta^{13}C_{CH_4} = 8.60 \log(R^0) - 28.00$  斯塔尔 II 型

在 3000m 以下, 对 3000m 以上无大的影响。由此可以推测和判定本区低<sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He 值天然气主要与低热流场有关, 即来自 3000 以上的生烃岩, 符合一般的<sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He 值与热流值的线性正相关关系, 亦进一步佐证了天然气并非深源成因而是来自莺黄组本身低熟—成熟生烃岩

的结论。第四,凝析油甾烷分子成熟度参数偏低,东方 1-1、乐 15-1 凝析油及轻质油甾烷分子成熟度参数  $C_{29} \frac{20S}{20(R+S)}$  值为 26.8%~28.6%,  $C_{29} \frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$  值为 25.3%~39.1%, 莺黄组中下部生烃岩  $C_{29} \frac{20S}{20(R+S)}$  值为 21.2%~37.6%,  $C_{29} \frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$  值为 23.6%~39.8%(表 2),油/岩均未达到热力学平衡的终点,依据有机质热演化过程中甾烷“立体化学阶梯”(曾宪章等,1986)以及甾烷分子成熟度划分标准,凝析油及轻质油成熟度亦只达低熟—成熟阶段,尚未达高熟演化阶段。

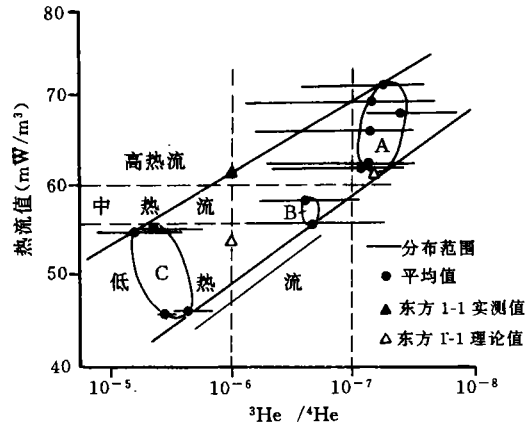


图 3 天然气中<sup>3</sup>He/<sup>4</sup>He 值与大地热流值的关系图 (据沈平,1993)

A—东部;B—中原华北;C—中西部

表 2 东方 1-1、乐 15-1 油/岩甾烷分子成熟度参数对比

井号	深度 (m)	样品位	$C_{29} \frac{20S}{20(R+S)}$ (%)	$C_{29} \frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$ (%)
东方 1-1-1	2580~2664	轻质油 Ny+h	26.8	25.3
乐 15-1-1	1417~1557	凝析油 Ny+h	28.6	39.1
乐 15-1-1	2155	泥岩 Ny+h	30.3	28.8
乐 15-1-1	2502	泥岩 Ny+h	30.4	28.9
东方 1-1-1	2460	泥岩 Ny+h	21.2	23.6
东方 1-1-1	2649~2651	泥岩 Ny+h	37.6	39.8

### 1.2 油/岩烃源直接对比

泥拱带浅层气藏东方 1-1、乐 15-1 所获与天然气伴生的极少量凝析油及轻质油(产层水中萃取)饱和烃色谱及甾、萜烷生物标志物组成分布特征与莺黄组中下部生烃岩的直接对比如图 4,图 5a、b 所示,从该图不难看出,油/岩饱和烃分布特征及甾、萜烷组成特点均完成一致,只是在饱和烃组成的碳数分布及  $C_{18}$  的低碳数烃的含量上,以及萜烷组成中奥利烷的含量有所差异。凝析油及轻质油饱和烃色谱碳数分布较窄( $C_{13} \sim C_{28}$ ), $C_{18}$  轻烃居优势,主峰碳多为  $C_{16}$ 、 $C_{17}$ ,莺黄组中下部生烃岩饱和烃色谱碳数分布较宽,多为  $C_{15} \sim C_{34}$ , $C_{18}$  重烃居优势,主峰碳为  $C_{19}$ 、 $C_{20}$ ,表征其油/岩之间存在烃类运移聚集后所产生的运移效应的影响。

凝析油及轻质油馏烷组成与莺黄组中下部生烃岩一致,两者均具有高含  $C_{27}$  胆甾烷、较高  $C_{27}/C_{29}$  胆甾烷比值的特点,萘烷组成分布特征油/岩亦基本相似,只是奥利烷含量对于不同气藏的凝析油及所在区域的生烃岩均有所差异,东方 1-1 浅层常压气藏所伴生的轻质油(萃取)萘烷组成中奥利烷丰富,奥利烷/ $C_{30}\alpha\beta$  萘烷值高达 0.86,其所在井区的莺黄组中下部(2400m 以下)生烃岩奥利烷亦较丰富(图 5a),奥利烷/ $C_{30}\alpha\beta$  萘烷值为 0.15~0.39,表明其具有密切的成因联系。乐 15-1 浅层常压气藏所伴生的凝析油萘烷组成中,奥利烷含量甚低,奥利烷/ $C_{30}\alpha\beta$  萘烷值为 0.04,其所在井区的莺黄组中下部生烃岩奥利烷丰度亦低或无,奥利烷/ $C_{30}\alpha\beta$  萘烷值为 0~0.08(图 5b),亦表征其油/岩具有密切的亲缘关系。

1.3 油气苗与莺黄组生烃岩的直接对比  
二十世纪五十年代末发现的莺歌海

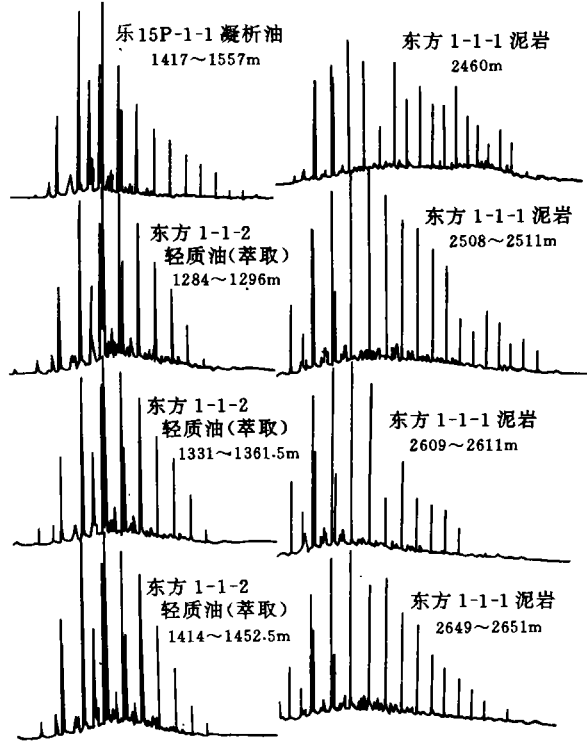


图 4 东方 1-1、乐 15-1 构造油/岩饱和烃色谱特征对比

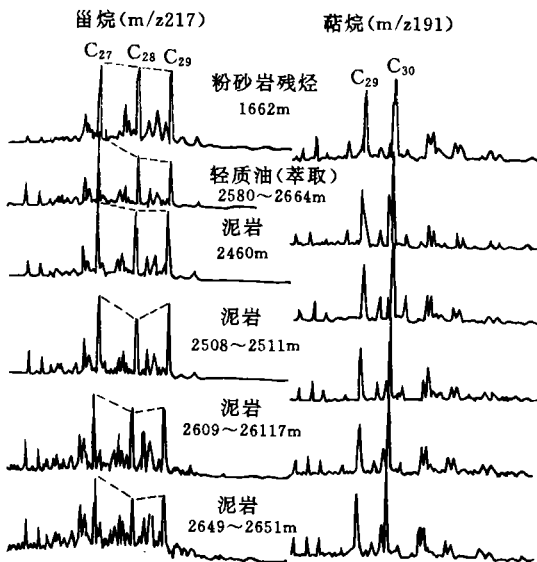


图 5a 东方 1-1 油/岩馏烷、萘烷组成分布特征对比

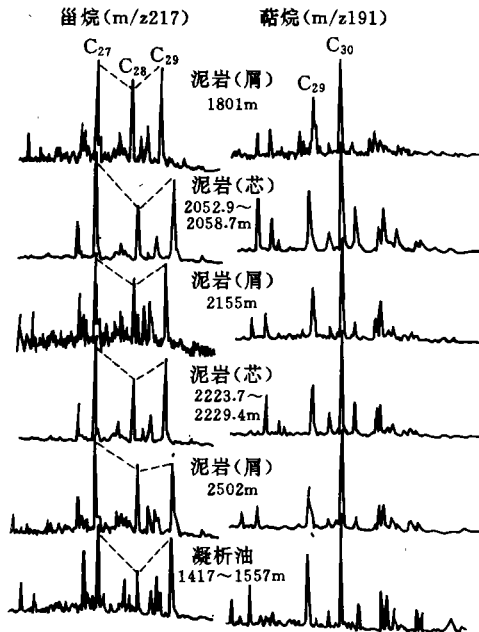


图 5b 乐 15-1 油/岩馏烷、萘烷组成分布特征对比

油气苗以及近年来捞获的莺歌海海底油砂、钻探所获砂岩残烃、地压气砂体残烃与莺黄组中下部生烃岩的甾、萜烷生物标志物的对比表明，油气苗与莺海组生烃岩两者具有密切的成因联系，其烃源来自莺黄组生烃岩(图 6)，油气苗及砂岩残烃可能经历了大规模的长距离侧向运移(林壬子,1986;何家雄等,1989)。

1.4 莺黄组生烃岩具备生烃潜力

地化及热模分析表明，莺黄组中下部生烃岩有机质丰度较高，有机碳平均可达 0.69%，属于低—中等丰度的生烃岩，若以气源岩标准可评为优质气源岩。生源母质类型属偏腐殖混合型，生烃潜力大，实测产烃率为 40~60mg/g，热模产烃率高达 496~600.0m<sup>3</sup>/t，达到了优质陆相烃源岩的产烃率标准(表 3)。莺黄组生烃岩热演化经历了低熟—成熟乃至高熟的成烃过程(图 7)，大致在 2700~2800m 即可进入成烃阶门限，且生烃岩厚度大(成熟生烃岩大于 2500m)，分布广，具备了良好生烃条件及烃源物质基础。

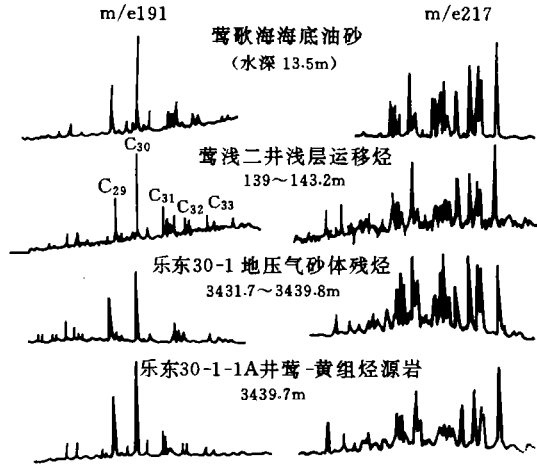
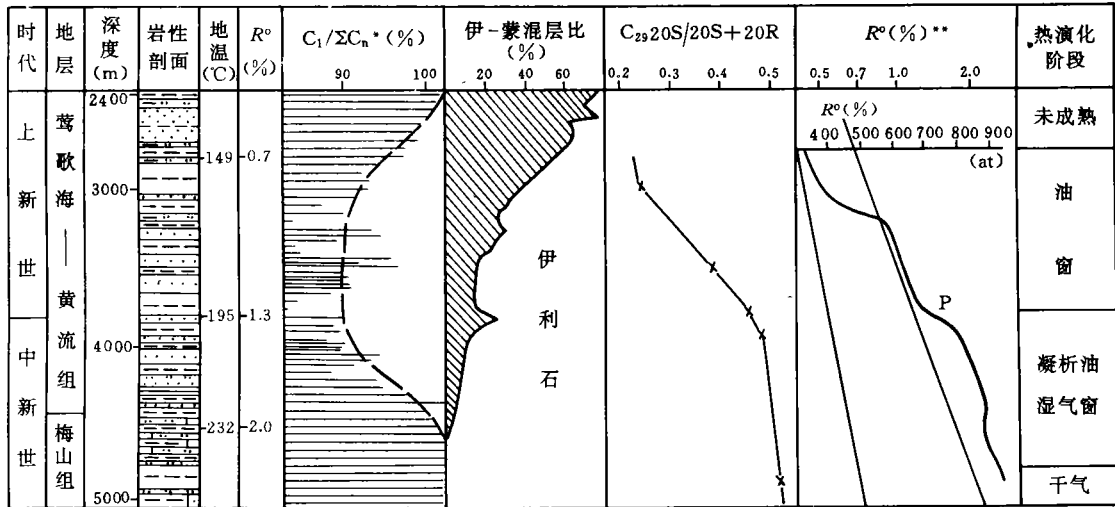


图 6 莺歌海盆地海相油/岩甾、萜组成分布特征对比



\* 气测烃数据 \*\* 校正后 R° 值 图 7 乐东 30-1-1A 井有机质热演化特征剖面图 (据何家雄,1993)

1.5 莺黄组自生自储组合有利于富集成藏

天然气不断生成、不断散失，只有当其生成速度大于散失速度时方可聚集成藏，因此，天然气成藏是一种生、运、聚、散的动态平衡过程，只有当其封盖条件好、运聚损失量最小时，才能富集成藏，而自生自储、下生上储的成藏组合则是一种最佳的富气成藏的组合。本区莺黄组浅层常压气藏亦为自生自储、下生上储的富气组合，由莺黄组中下部生烃岩与其上覆

表3 莺琼盆地上第三系生烃岩有机质丰度及生烃潜力综合评价

代表井	井段(m) 层位	有机 碳 (%)	氯仿沥 青“A” (%)	总烃 ( $\times 10^{-6}$ )	实 测 产 烃 率 (mg/g)	热 模 产 烃 气 率 ( $m^3/t$ )	$I_H$ (mg/g)	$S_1+S_2$ (mg/g)	$R^o$ (%)	综合 评价	地 区
东方 1-1-1	1395~2541.6 Nyth	0.48 25	0.0227 12	210.3 5	50.6 2	496.0	<100	<1	0.4~0.6	低 - 中 等 度 低 - 丰 熟 成 偏 腐 混 型 生 烃 岩	莺 歌 海 中 部 拗 陷 区
乐 15-1-1	1900~2374.0 Nyth	0.56 24	0.0367 8	277.4 7	40.0 7	/	45~120	<1	0.46~0.47		
	2040~2540.0 Nyth	0.69 6	0.0570 3	438.7 3	61.3 3	/	53~108	<1	0.56~0.58		
莺 2	1751~2335.0 Nyth	0.43 19	0.0154 3	98.3 3	25.0 3		31~72	<1	0.35~0.56		
莺 1	1764~2030.0 Nm	0.48 5	0.0248 6	117.6 4	33.8 3		112 1	<1	0.49~0.55	低 丰 度 低 熟 偏 腐 混 型 生 烃 岩	莺 歌 海 北 部 斜 坡
临 高 20-1-1	1100~2550.0 Nyth	0.33 10	0.0119 10	205.3 3	56.2 3		<100	<1	0.35~0.55	低 丰 度 熟 成 腐 殖 生 烃 岩	莺 歌 海 中 部 拗 陷 临 高 背 斜
	2725~3575.0 Nm	0.45 36	0.0199 18	214.1 9	41.9 9		<100	<1			
	3605~3770.0 Ns	0.49 9	0.0308 6	226.6 5	45.9 5		<100	<1			
崖 21-1-1	1856.2~3706.4 Nyth	0.43 97	0.0154 22	91.7 22	22.1 22		<50	<1	0.43~0.73	低 中 等 丰 度 成 熟 偏 腐 混 型 生 烃 岩	琼 东 南 盆 地 南 部 拗 陷 区
	3712.5~4014.2 Nyth	0.37 32	0.0316 4	249.8 4	49.8 4		<50	<1	0.66~1.08		
崖 21-1-2	1804.4~3728.9 Nyth	0.41 85	0.0178 21	111.0 19	27.1 19		33.2 81	<1	0.39~0.89	低 丰 度 成 熟 偏 腐 混 型 生 烃 岩	莺 歌 海 中 部 拗 陷 东 南 区
	3730~4056.3 Nm	0.40 18	0.0338 2	245.0 2	61.3 2		31.2 16	<1	0.82~0.98		
	4060~4554.3 Ns	0.51 91	0.0351 10	268.0 10	52.5 10		30.6 78	<1	0.92~1.24		
	4560~4690.9 El	0.62 7	0.0456 1	374.0 1	60.3 1		14.4 7	<1	>1.16		
乐 东 30-1-1A	2475~4395.2 Nyth	0.46 96	0.0974 8	726.3 8	143.2 8	600.0	<50	<1	0.6~1.3	低 丰 度 成 熟 偏 腐 混 型 生 烃 岩	莺 歌 海 中 部 拗 陷 东 南 区
	4517~5026.2 Nm	0.69▲ 8	0.0444 3	282.8 3	37.4** 3	386.0*	<50	<1	1.5~2.2	中 等 丰 度 高 熟 偏 腐 混 型 生 烃 岩	

▲已剔除褐煤添加剂的污染样品, \*崖 13-1-2 梅山组, \*\*分子为平均值,分母为样品数

的莺黄组上部不同类型砂岩储层所构成，莺黄组中下部生烃岩生成的天然气直接进入其上覆浅层的砂岩储层或通过底辟通道及断裂等输送到上部浅层圈闭的砂岩储层之中(图 8)，形成浅层常压气藏。须强调指出的是，倘若其烃源来自莺黄组以下的梅山—三亚组生烃岩(3800m 以下)，则其天然气必然要通过垂向运移通道穿越莺黄组中下部 3000m 厚的大套泥页岩，方可进入莺黄组上部浅层圈闭的砂岩储层聚集成藏，很显然这种长距离运聚对于极易扩散及渗透损失的天然气聚集成藏而言，是不大可能的。这是由于天然气这种高流动性的流体无论通过何种运移通道进行大规模长聚集垂向运聚，其散失效率均是甚大的，况且目前的研究表明，其深部尚无理想的垂向运移通道存在，即使有良好的垂向运移通道，天然气经长距离运移，其通道上的散失损耗亦会使其损失殆尽。因此，从天然气成藏的生、运、聚、散的动态平衡条件分析，莺黄组自生自储的成藏组合，是本区天然气动态平衡成藏的最佳机制，由此可判定和确认与天然气产层同沉积的莺黄组中下部泥页岩是形成莺黄组浅层常压气藏的主要烃源岩。

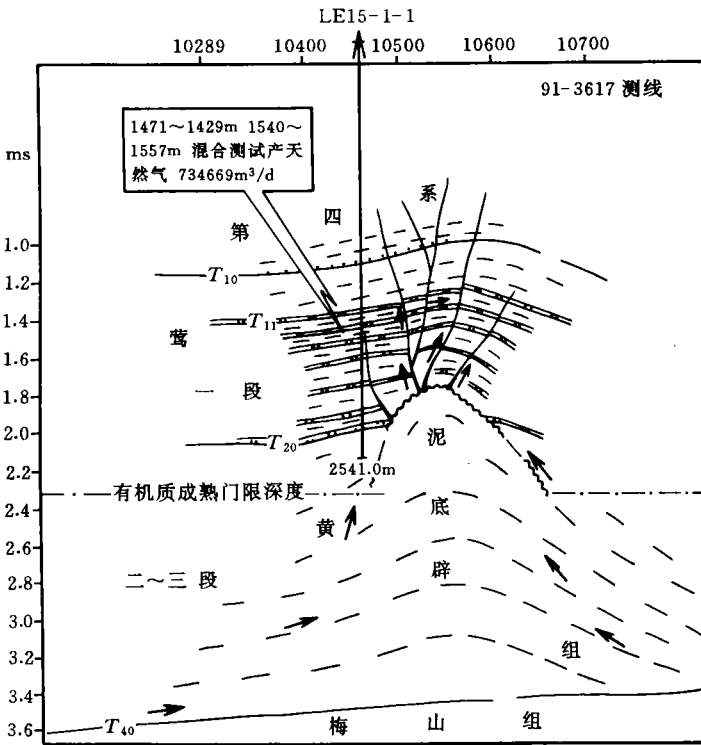


图 8 乐 15-1 构造成藏模式示意图

综上所述，从天然气及凝析油的低熟特征，油/岩直接烃源对比以及二十世纪五十年代末油气苗的烃源对比、莺黄组生烃岩热模分析、天然气生、运、聚、散的动态平衡特点等综合判识和确认其浅层常压气藏烃源主要来自具备生烃条件的莺黄组中下部生烃岩。



## 2 · 浅层常压气藏成藏富集条件及勘探方向

中央泥拱带浅层常压气藏,目前已获重大突破,勘探成功率达 50%,已钻探井 6 口,均见良好油气显示和获工业气流,无阻流量高达  $300 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,稳定求产最高达  $73 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,探井成功率达 66.7%,已发现了两个中小型气田,表明该区具有良好的勘探前景和资源潜力。根据泥拱带石油地质条件的综合分析研究,以及浅层常压气藏的钻探成果,对其浅层常压气藏的成藏富集条件可初步总结为以下 5 点。第一,烃源丰富,生烃高峰期晚。烃源对比证实莺黄组中下部及以下地层均具备良好的生烃条件,且生烃期晚,生气高峰在第四纪末期,距今仅一、二百万年(图 9)。第二,底辟伴生构造发育,构造圈闭条件较好。不同沉积环境下的各种类型的砂岩储集层均较发育,物性良好。第三,底辟活动为巨厚泥岩排烃运移提供了动力,亦为伴生构造(油气聚集场所)的形成提供了有利条件。第四,后期构造活动稳定,底辟伴生购置的顶封盖条件好,未遭受破坏或破坏程度小。只有顶封盖条件好的底辟伴生构造(早期高拱、中拱、低拱、晚期低拱、中拱型)方可圈闭天然气而富集成藏。第五,莺黄组自生自储、下生上储的储盖组合之含烃体系,是最佳的成藏组合,有利于富集成藏而最大限度减少运聚中的散失。

根据泥拱带浅层常压天然气成藏富集条件及其规律,本区浅层常压气藏的勘探方向是,整体解剖泥拱带不同类型的底辟伴生构造,寻找未遭破坏顶封盖条件好、储层发育的底辟伴生构造圈闭,进行重点钻探,争取在已知气田周围发现一批气田群,进而搞清楚整个气聚集带(区)的分布规律及成藏模式,以期找到更多的中小型气田,建成一个中小型气田成群连片的天然气联合开发经济区。

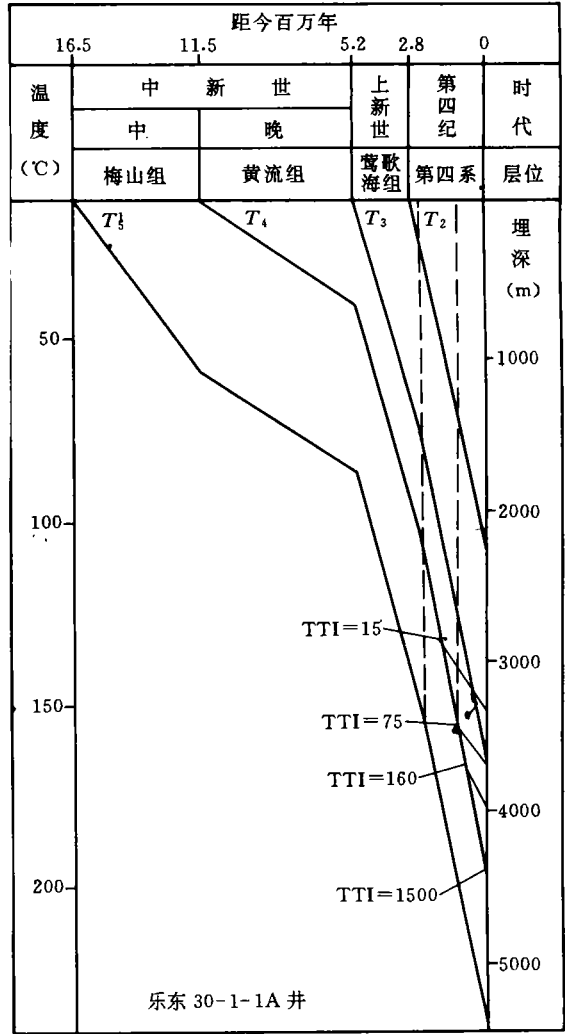


图 9 莺歌海盆地第三系生烃岩热埋藏史剖面

(收稿日期:1994 年 2 月 22 日)

## 参 考 文 献

- 1 程克明等. 陆相原油及凝析油的轻烃单体组成特征及地质意义. 石油勘探与开发, 1987, (1): 34~43
- 2 Thompson K F M. Classification and thermal history of petroleum on light hydrocarbons, *Geochim. Cosmochim. Acta*, 47(2): 303~316
- 3 李雨梁. 南海北部大陆架西区地热特征. 南海石油, 1990, (4): 1~8
- 4 曾宪章等. 我国某些陆相原油和生油岩中甾烷、萜烷的地球化学. 有机地球化学论文集, 北京: 科学出版社, 1986, 38~49
- 5 林壬子. 莺歌海盆地上第三系油气远景的地球化学研究. 江汉石油学院报告集, 1986, 169~180
- 6 何家雄等. 莺歌海盆地上第三系油气远景的初步研究. 南海石油, 1989, (4): 24~30

## THE SOURCES OF GAS POOLS IN YINGHUANG FORMATION AND ITS EXPLORATORY IMPLICATION IN THE YINGGEHAI BASIN

He Jiexiong

*(Institute of Petroleum Exploration and Development  
of Nanhai Western Oil Company, CMPC)*

### Abstract

The question about the source of shallow gas accumulation with normal pressure in Yinghuang formation is a key to gas exploration and geological research. Based on geological and geochemical data, the hydrocarbon sources and accumulation conditions were analysed in detail. Conclusively, the shallow gas pools with normal pressure mostly sourced the rocks of the middle and lower Yinghuang formation.

~~~~~  
(上接 100 页)

## EXPERIMENT ON CLASTIC DISSOLUTION OF HEAVY OIL RESERVOIRS AND ITS GEOLOGICAL SIGNIFICANCE

Dun Tiejun

*(Xian College of Geology)*

### Abstract

In the process of heat mining of heavy oil, sands seriously come out from oil-well as a result of interaction of clasts of the reservoirs with the injected alkaline steam, which remains a technical problem in the world. 10 core samples from the most severe sand well of Biqian G51310 of Henan oil field were experimented on clastic dissolution under site heat mining conditions. Their geological significance was discussed, which may provide some useful information for heat mining of heavy oil.