

马来盆地成藏规律研究及有利区预测

王永臻, 唐书恒, 郑求根

中国地质大学 能源学院, 北京 100083

摘 要: 马来盆地烃源岩包括湖相页岩和河流三角洲相煤、页岩。湖相烃源岩为盆地主力烃源岩, K 组页岩是盆地中生代烃潜力最好的烃源岩。盆地中部源岩通常都是过成熟, 边缘大多处于生油窗或未成熟。中—晚中新世马来盆地发生构造反转, 反转主要集中在盆地的东南部和中部, 构造反转与油气成藏关系密切。盆地中央的反转强度比侧翼大, 东南方向反转强度增加。马来盆地大致划分为 4 个成藏组合带: 基底成藏组合带、下部成藏组合带、中部成藏组合带和上部成藏组合带。晚渐新世—中中新世构造成藏组合带为马来盆地内最重要的一个成藏组合带, 其石油储量占整个盆地的 85%, 天然气占 48%。盆地烃源岩经历多期生烃和混合生烃的过程, 在盆地南部烃源岩生烃受到抑制。油气运移以横向运移为主, 垂向运移为辅。油气藏分布主要受烃源岩成熟度和盆地形态的控制, 呈现东南部和中部为油藏、北部为气藏的分布格局。将马来盆地划分为 6 个大勘探区域, 其中东南挤压背斜区是马来盆地主力油气产区, 石油储量占整个马来盆地的 69%, 天然气储量占 62%。提出 9 个潜在有利目标区, 其中 3 个为潜在勘探有利区, 6 个为新兴勘探区。

关键词: 马来盆地; 构造反转; 成藏组合带; 成藏规律; 有利区预测

RESERVOIR FORMATION REGULARITY AND FAVORABLE AREA PREDICTION OF MALAY BASIN

WANG Yong-zhen, TANG Shu-heng, ZHENG Qiu-gen

School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China

Abstract: The source rocks of Malay Basin include lacustrine shale and fluvial delta coal and shale, in which the lacustrine source rocks are dominated, and the shale of K Formation has the best hydrocarbon generation potential. The source rocks in central basin are usually over-mature, while those at the edge are mostly in oil generation window or immature. The tectonic inversion of Malay Basin occurred in Middle-Late Miocene, which was mainly concentrated in the southeastern and central basin and closely related with hydrocarbon accumulation. The inversion in the center is more intensive than that in the flank of basin and increases southeastward. The basin is roughly divided into basement, bottom, middle and upper reservoir combinations. The Late Oligocene-Middle Miocene structural reservoir combination is the most significant one, with the oil reserves accounting for 85% and natural gas 48% of the basin. The source rocks experienced the process of multi-phase hydrocarbon generation and mixed hydrocarbon generation, and the hydrocarbon generation in the south of basin was restrained. The oil-gas migration is mainly lateral, supplemented by vertical migration. The distribution of oil-gas reservoir is mainly controlled by source rock maturity and basin shape, which is presented as oil reservoir in the southeast and center and gas reservoir in the north. The Malay Basin is divided into 6

收稿日期: 2019-02-18; 修回日期: 2019-06-05. 编辑: 李兰英.

基金项目: 国家科技重大专项“南大西洋两岸构造及盆地演化研究”(2016ZX05033-001).

作者简介: 王永臻(1985—)男, 博士在读, 主要从事页岩储层评价及海外石油选区方面的研究工作, 通信地址 北京市大兴区采育镇育胜街 36 号满庭春苑小区, E-mail//zhyw019856@126.com

exploration areas, among which the southeastern extruded anticline is the main oil-gas production area with the oil reserves making up 69% and natural gas reserves 62% of the entire basin. Nine target areas are proposed, including 3 potential favorable exploration areas and 6 new exploration areas.

Key words: Malay Basin; tectonic inversion; reservoir combination; reservoir formation regularity; favorable area prediction

0 前言

马来盆地位于马来半岛东部海域,由泰国湾南部向南中国海、印度尼西亚区域延伸。盆地呈北西-南东走向,为非对称的沉积盆地,沉积厚达 14 km(图 1)。马来盆地勘探活动始于 20 世纪 60 年代,1968 年马来西亚政府将近海区块第一次授予埃索石油和雪佛龙石油公司,相继取得商业油气发现。1974 年,组建马来西亚国家石油公司,颁布产品分成协议,吸引国际石油公司参与,实现对马来盆地的大规模勘探和开发。



图 1 马来盆地构造纲要图

Fig. 1 Tectonic sketch map of Malay Basin

1—断层(fault); 2—剖面位置(profile position)

马来盆地油气资源丰富,油气分布受石油气成藏条件控制。盆地石油地质储量 125 亿桶,最终可采地

质储量 43 亿桶,主要分布在盆地东南部,东南部地质储量占整个盆地的 55.5%,已开采的石油 87.3%来自该地区。盆地天然气地质储量 $1.62 \times 10^{12} \text{ m}^3$,最终可采地质储量 $1.12 \times 10^{12} \text{ m}^3$,主要分布在盆地东南部、北部、南部和中部,保有储量主要分布在盆地东南部和南部。虽然对马来盆地的勘探和开发经历半个多世纪,但石油公司进行的大部分研究成果都未公开发表。2000 年之前出版的文献主要关于油藏工程的问题,近 10 年关于复杂板块和构造研究的文献也少有发表,因此,将马来盆地作为一个整体,开展成藏条件、成藏组合带及成藏规律的研究还不够深入。本文在前人研究的基础上,探讨马来盆地成藏条件和成藏规律,进而开展马来盆地勘探潜力区域讨论,最终识别出 3 个潜在有利区和 6 个新兴勘探区有利勘探目标。

1 成藏条件分析

1.1 石油地质特征

马来盆地位于巽他块体的中心,形成于古近纪时期,为新生代断陷盆地(图 1)。始新世伴随着欧亚大陆板块和印度板块碰撞,巽他块体沿着三宝塔断层发生左行旋转,受拉张作用控制盆地进入同断陷期,在巽他裂谷盆地南部和西部发育火成岩,至早渐新世马来盆地基本形成。中—晚渐新世时期构造应力发生转换,盆地进入凹陷阶段,沉积地层厚。中中新世时期区域应力重组,发生构造反转,晚中新世达到顶峰。广泛发育挤压背斜、断背斜,盆地中部反转强度比侧翼大,东南部反转最为强烈^[1]。早期形成的半地堑受挤压作用形成大规模东西向的挤压背斜。晚中新世—第四纪是缓慢沉降期,该时期内没有大的构造活动,为完全开阔海环境(图 2)。

早始新世盆地处于断陷阶段,发育扇三角洲、高能河道、冲积平原、湖泊相沉积,沉积 M、L、K 组地层,沉积厚度达 3000 m(图 2)。L 和 K 组湖相泥页岩生油潜力好,其中 K 组为主力烃源岩, L 组内河成湖相砂岩和

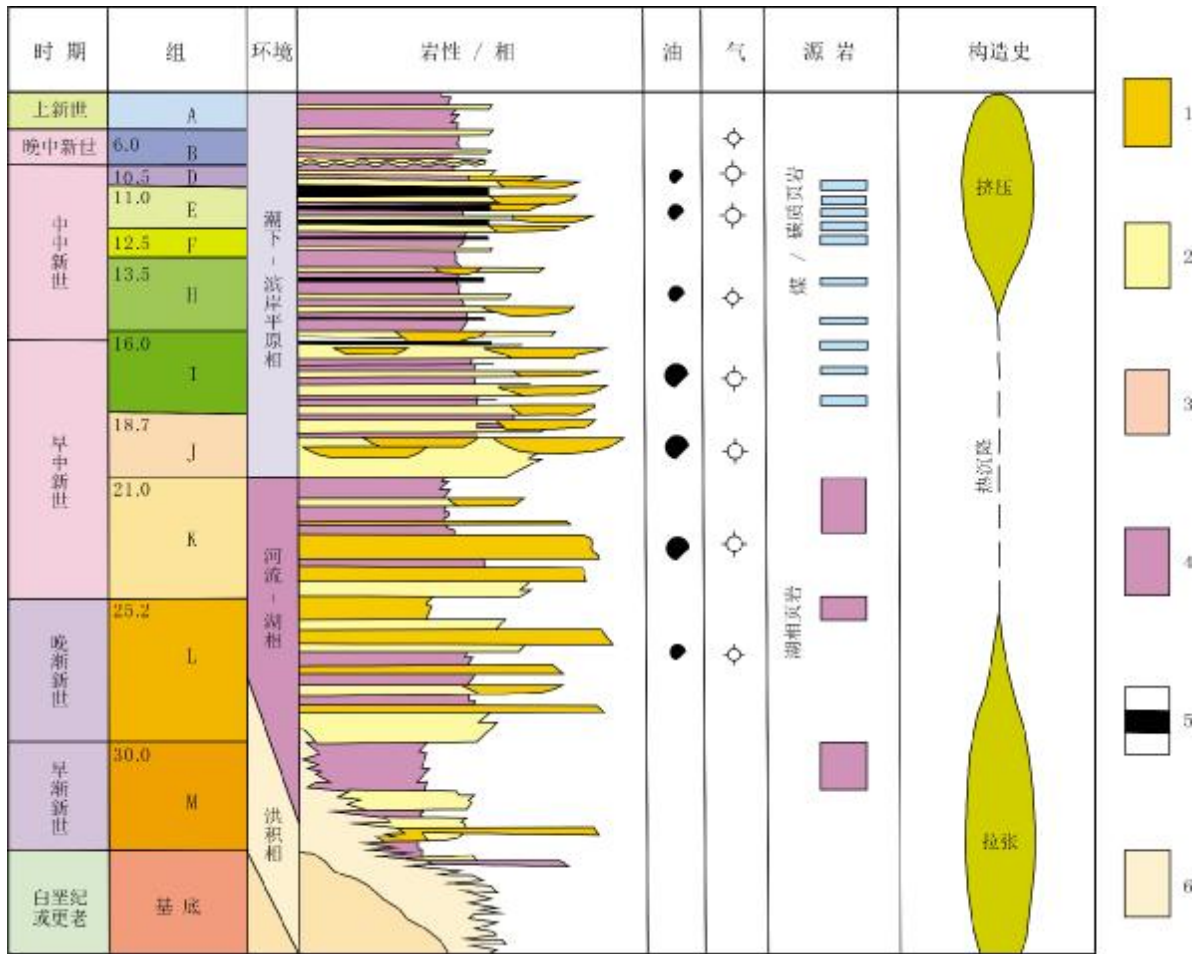


图 2 马来盆地构造演化史及储层、油气生成组合关系

Fig. 2 Tectonic evolution history and relation between reservoir and hydrocarbon generation of Malay Basin

1—河道和河口砂岩(channel and estuarine sandstone); 2—海相和三角洲相砂岩(marine and delta sandstone); 3—滨岸平原和浅海陆架(coastal plain and neritic shelf); 4—湖相页岩(lacustrine shale); 5—煤(coal); 6—洪积扇/洪积平原沉积(diluvial fan/ diluvial plain deposit)

K 组辫状河冲积扇砂岩可以作为优质储层. K 组湖相三角洲前缘页岩是盆地中生烃潜力最好的烃源岩, 沉积厚度超过 50 m, 主要分布在马来盆地轴部, 沿北西向分布 (图 3). 盆地南部和东南部 K 组页岩 R_o 0.5%~1.2%, 处于生油窗, 向盆地中部和北部变为过成熟. 由于盆地中部和北部 K 组页岩埋藏深度的增加成熟度更高^[2] (图 3). L 组为河流-湖泊相沉积, 平均孔隙度为 11%, 渗透率范围为 200~3000 mD. K 组为辫状河冲积扇与湖成三角洲相沉积通常具有良好的孔隙度, 孔隙度 18%~31%, 渗透率 300~3000 mD^[3]. 砂岩在盆地西部和中部广泛分布, 沉积厚达 600 m, 在盆地北部、东部和南部沉积不到 100 m. M 组地层为辫状河沉积相的粗粒砾岩沉积, 孔隙度 8%~15%, 埋藏较深的部位储层物性变差.

早中新世盆地进入凹陷期, 发育近海相、潮间-河口相、滨海平原相沉积, 沉积 J、I 和 H 组地层. I 和 H 组河流相煤和页岩具有一定的油气潜力, I 组煤层生烃潜力较好, 以生气为主. J 组滨岸砂岩为马来盆地最重要的储层, 约 40% 的油气产量来自该套储层. J 组为潮汐相、滨海沙坝相、潮下带浅滩沉积, 砂体走向长 100 km, 厚度 70~250 m^[5], 孔隙度 15%~28%, 渗透率 100~1000 mD. I 组为河流和潮汐相沉积, 是马来盆地南部重要的烃源岩和储层, I 组为连续的厚层含煤地层, 沉积厚 40 m, 接近一半都是煤. I 组煤质烃源岩更易于生气, 部分具有生油能力. H 组为浅海相与河流相的砂岩沉积, 厚度为 95~600 m, 平均厚度 200 m, 平均孔隙度 24%~35%, 渗透率为 500~1160 mD.

中中新世构造反转, 沉积环境由低能量滨海平

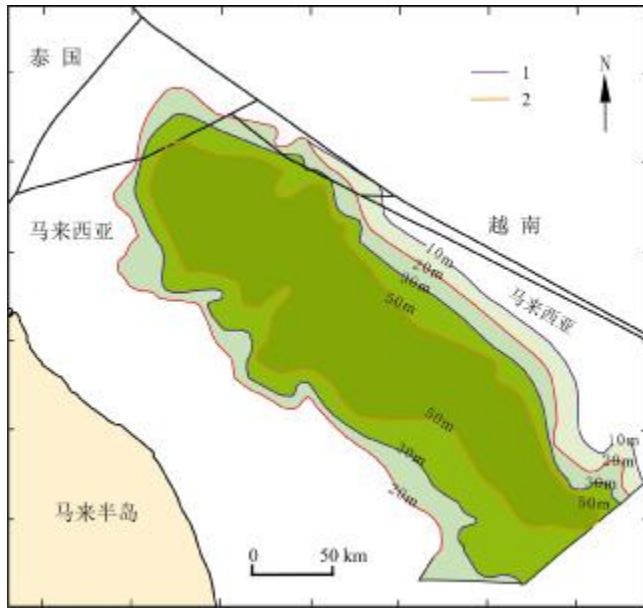


图 3 K 组湖相烃源岩厚度图
(据文献[4])

Fig. 3 Thickness map of the lacustrine source rocks of K Formation
(From Reference [4])

1—油井控制轮廓线(oil well-controlled range); 2—推测等厚线
(inferred isopach)

原、沼泽、河口与潮汐环境的碎屑沉积, 逐渐演变为河流、河口沉积, 反转地层包括 F、E、D 组. F、E 和 D 组储

层是盆地北部主要的天然气-凝析油产层, 这些储层在盆地的南部普遍缺失. 反转地层由低能量的碎屑沉积物沉积在滨海平原、沼泽地、河口与潮汐的环境, 逐渐演变为河流、河口沉积^[5]. Pilong 1 井揭示 F 组储层厚度 25~100 m, 平均孔隙度 15%~16%, 渗透率 7 mD 左右. E 组为河口湾、三角洲前缘和三角洲平原沉积, 岩性为碎屑砂岩与长石质碎屑砂岩. Semang 油田 E 组储层平均孔隙度 14.7%, 渗透率 2~1200 mD, E 组储层是马来盆地中部和北部主力气层^[6].

晚中新世—上新世在整个泰国湾发生海侵不整合, 沉积低能潮汐-海相沉积, 发育 B、A 组地层. B 组砂岩为盆地北部的次级储层, 为滨海和浅海沉积. B 组沉积厚 780 m, 孔隙度 21%. 盆地北部 B 组储层物性较好, 南部由于更偏向于海相环境, 粉砂质和泥质含量更高, 物性变差.

1.2 构造反转的意义

中中新世—晚中新世马来盆地发生构造反转, 反转主要集中在盆地的东南部和中部, 构造反转与油气成藏关系密切. 盆地中央的反转强度比侧翼大, 东南方向反转强度增加^[6]. 在西纳土纳盆地, 反转构造与逆断层和转换断层有关^[1]. 盆地反转引起大型扭转性挤压背斜的发展, 大多分布在盆地的轴向地区, 反转背

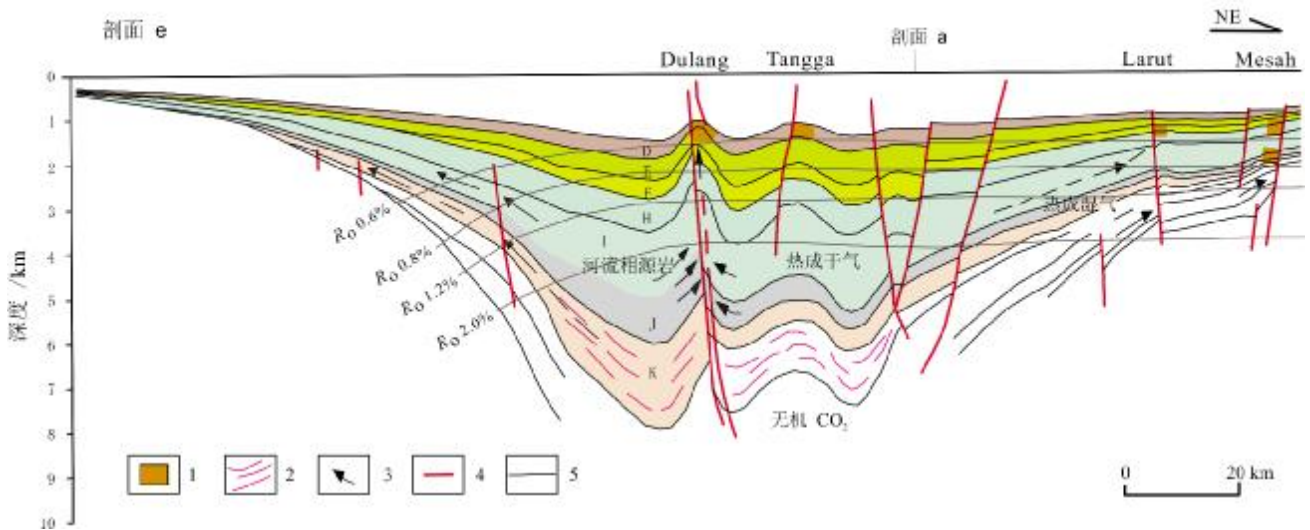


图 4 马来盆地典型成藏模式
(据文献[8-9])

Fig. 4 Typical accumulation model of Malay Basin
(From References [8-9])

1—油气聚集(oil-gas accumulation); 2—烃源岩(source rock); 3—油气运移(oil-gas migration); 4—断层(fault); 5—地质界线(geological boundary); 剖面位置见图 1 (Profile position shown in Fig. 1)

斜的位置和几何结构形态受到基底断层的控制^[7]. EPIC 研究表明, 反转构造在整个盆地内大致是同步的, 挤压作用的开始与 H 组的顶部是等时的. 但是挤压背斜形成期是不同的, 盆地南部挤压背斜形成比北部早. 盆地反转引起了大规模的构造抬升和花状构造

发育, 盆地整体加速沉降.

构造反转使盆地东南部抬升早, 烃源岩埋藏变浅, 处于生油窗; 盆地北部、东北部沉降区烃源岩埋藏变深, 处于生气阶段. 南部圈闭形成时间较早, 早期生成的油主要在南部聚集; 北部圈闭形成时间晚, 后期生成

表 1 马来盆地成藏组合带要素

Table 1 Elements of the reservoir combination zones of Malay Basin

成藏组合带	地质年代	烃源岩	储层单元	盖层	圈闭类型	发育区带	油气田数	储量							
上部成藏组合带	上新统	B 组黏土岩褐煤、D 组煤层和 E 组碳质页岩煤	B 组近岸和浅海砂	B 组黏土			1	油 凝析油 天然气	30.0	<1%					
							3	油 凝析油 天然气	1.6	<1%					
								油 凝析油 天然气	91.0	<1%					
中部成藏组合带	中中新统一晚中新统	I 组碳质页岩和煤夹层、K 组和 F 组碳质黏土岩褐煤	H 组河道砂、E 组砂	H 组含碳页岩、E 组泥页岩	地层	马来盆地东北部和中部	16	油 凝析油 天然气	5.0	26.1	3,683.7	<1%	6.00%	6.00%	
							16	油 凝析油 天然气	600.2	144.2	21,306.3	11.00%	35.00%	34.00%	
								14	油 凝析油 天然气	100.7	102.8	7,350.6	2.00%	25.00%	12.00%
									1	油 凝析油 天然气	8.0	250.0	<1%	<1%	
下部成藏组合带	中渐新统一中中新统	K 组湖相页岩	L 组浅海相, 河流相砂岩	K 组、L 组泥岩和页岩	不整合圈闭	盆地南部和盆地西北缘	1	油 凝析油 天然气		15.0	<1%				
							1	油 凝析油 天然气	4,528.3	139.1	30,134.4	85.00%	34.00%	48.00%	
								122	油 凝析油 天然气	50.0	<1%				
基底构造成藏组合带	白垩纪晚期—古新世	临近的上覆 M 组页岩、L 组泥岩和 K 组页岩	二叠-白垩纪的变质岩, 二叠-三叠纪的结晶花岗岩深成体风化破碎带	K 组页岩	构造	天鹅背斜东侧	1		油 凝析油 天然气	50.0	<1%				

储量单位: 石油为 100 万桶, 天然气为 10 亿立方英尺 (1 立方英尺 $\approx 0.0283 \text{ m}^3$), 百分数值为占盆地总储量的百分比.

的气在北部聚集^[10]. 盆地主要发育挤压背斜圈闭、正断层相关圈闭及岩性地层圈闭, 圈闭类型及分布明显受构造控制. 构造反转作用下基底断层被激活, 可以

作为油气藏侧向封堵, 也可能对油气藏造成破坏, 使早期形成的油气藏埋藏变浅或者溢出点发生变化, 打破油气藏平衡使油气发生二次运移(图 4).

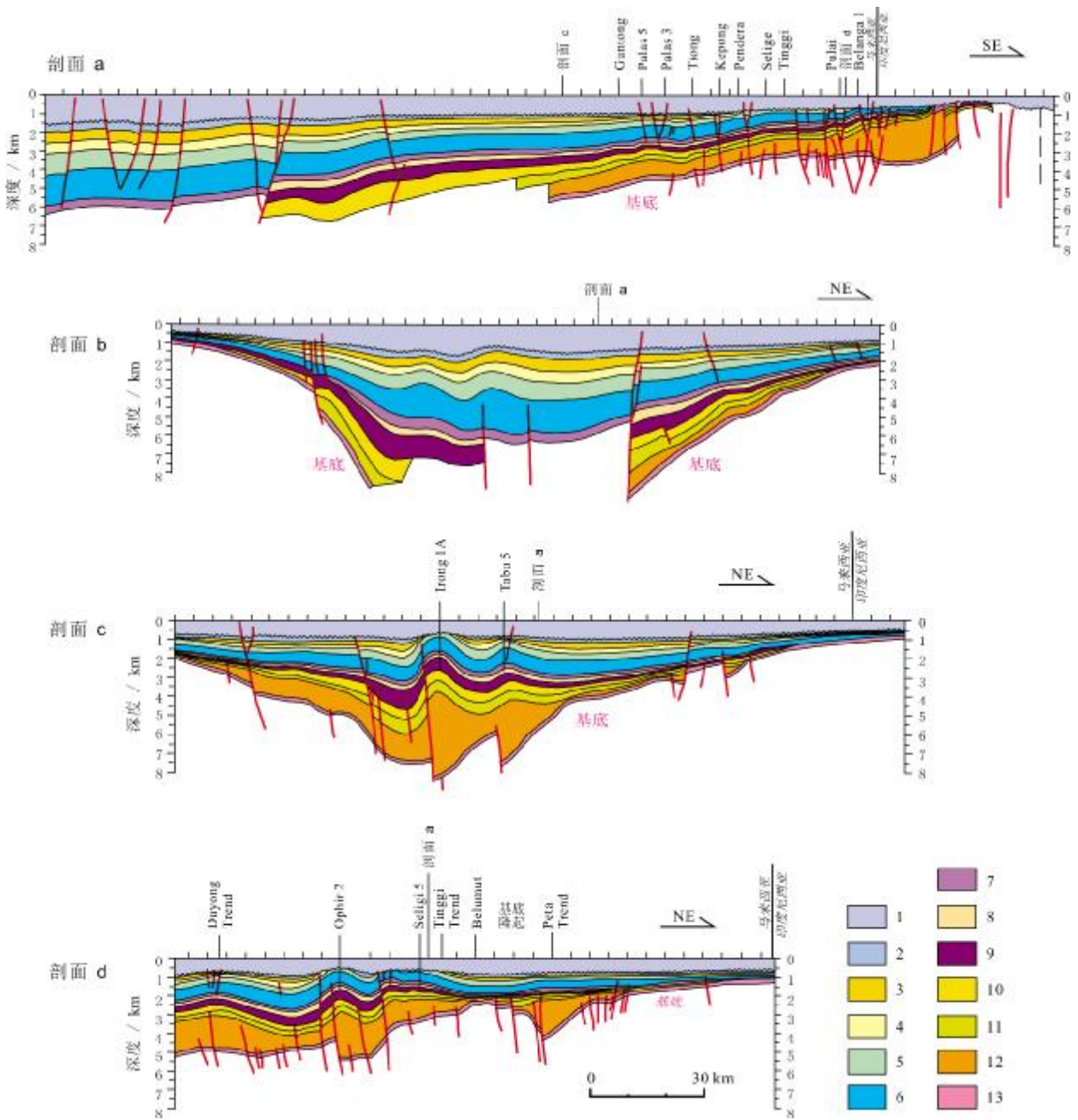


图 5 马来盆地成藏组合剖面图
(据文献[8-9])

Fig. 5 Reservoir combination profile of Malay Basin
(From References [8-9])

1—A+B 组(A+B fms.); 2—D 组(D fm.); 3—E 组(E fm.); 4—F 组(F fm.); 5—H 组(H fm.); 6—I 组(I fm.); 7—J 组页岩(shale of J fm.); 8—J 组砂岩(sandstone of J fm.); 9—K 组页岩(shale of K fm.); 10—K 组砂岩(sandstone of K fm.); 11—L 组砂岩(sandstone of L fm.); 12—M 组(M fm.); 13—基底(basement); 剖面位置见图 1 (Profile position shown in Fig. 1)

2 成藏组合带划分

基于对马来盆地成藏条件的分析, 马来盆地马来

西亚部分可以划分为4个成藏组合带: 基底成藏组合带、下部成藏组合带、中部成藏组合带和上部成藏组合

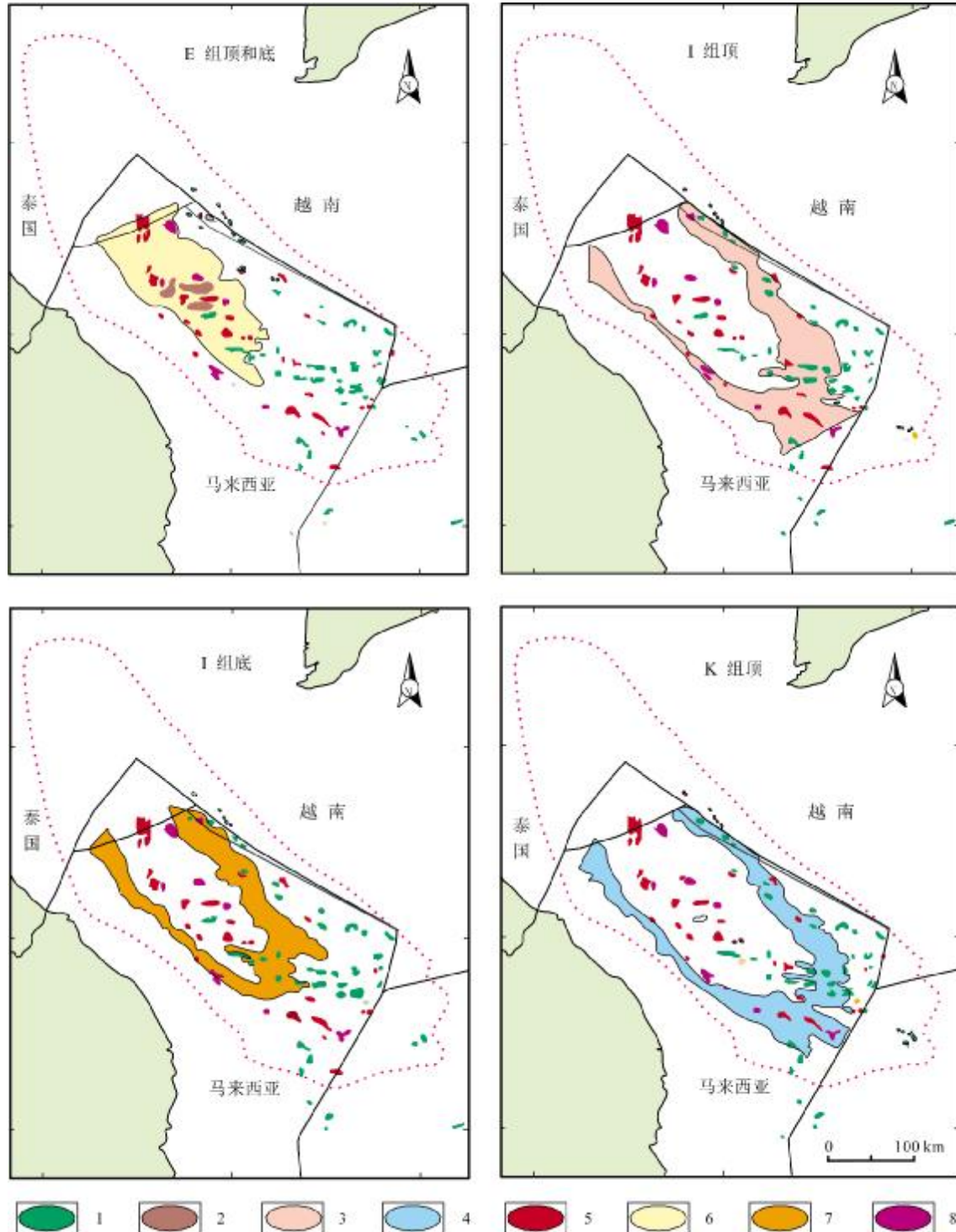


图6 E组、I组及K组烃源岩成熟度分布图

Fig. 6 Maturity distribution map of source rocks in E, I and K formations

1—油田(oil filed); 2—E组顶部(top of E fm.); 3—I组顶部(top of I fm.); 4—K组顶部(top of K fm.); 5—气田(gas field); 6—E组基底(top of E fm.); 7—I组底部(bottom of I fm.); 8—气凝析油田(gas field/ condensate oil field)

带(表1、图5)。

2.1 基底成藏组合带

盆地的基底为前古近系变质岩和火成岩。该带发育于白垩纪晚期—古新世,主要分布在盆地西南部,圈闭类型以构造圈闭为主^[11];储集层为前古近系变质岩和火成岩破碎带;烃源岩为上覆的M组页岩、L组泥岩和K组页岩主;盖层主要为K组页岩。目前该成藏组合带只发现1个油田;发现石油资源量相对较少。

2.2 下部成藏组合带

该带主要分布在盆地南部,天鹅岛穹隆附近^[12],划分为4个类型。

(1)地层-构造圈闭成藏组合带

该带发育于晚渐新世—中中新世,是马来盆地内的一个次级的成藏组合带。储层为J组、K组和L组的砂岩层,其下方为K组和L组的湖相页岩。盖层为砂质页岩互层封堵或断层侧向封堵。断层封盖能力不好,成藏风险较高。该成藏组合带共发现14个油气田;原油地质储量近1亿桶,占盆地总储量的2%;凝析油1.03亿桶,占盆地凝析油总储量的25%;天然气储量 $0.21 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占盆地天然气总储量的12%。

(2)地层-构造-不整合成藏组合带

该带存在于盆地南部。储层为L组上层的砂岩层,由层内页岩所覆盖,圈闭为北东东走向的背斜,受基底隆起作用发育尖灭和区域不整合。该组合只发现1个油田,石油储量800万桶,天然气储量 $70.75 \times 10^8 \text{ m}^3$,资源潜力有限。

(3)地层-不整合成藏组合带

该带存在于Lerek 1A油田中,储集层为I组、J组、K组的砂岩,烃源岩以I组、J组、K组层内的泥岩和页岩为主,盖层主要为I组、J组、K组层内的泥岩和页岩,圈闭类型以地层不整合圈闭为主,发现1个油田,原油储量1500万桶。

(4)构造成藏组合带

该晚渐新世—中中新世构造成藏组合带是最重要的一个成藏组合带。储层为H、I、J和K组的浅海相、河流相的砂岩。砂岩中包含有I组泥质页岩和煤夹层以及K组和L组湖相页岩夹层。生成的油气从K组和L组源岩层排出,沿着向上倾斜砂岩储层长距离的运移。盖层为组内的页岩和泥岩,侧向盖层为邻近的砂质页岩。该成藏组合共发现122个油气田,原油储量

45亿桶,占盆地总储量的85%;凝析油1.39亿桶,占盆地凝析油总储量的34%;天然气储量 $0.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占盆地天然气总储量的48%。

2.3 中部成藏组合带

该组合带有3个类型:地层圈闭、地层-构造圈闭、构造圈闭。

(1)地层成藏组合

储集层为H组河道砂、E组砂,烃源岩以I组碳质页岩和煤夹层、K组和F组碳质黏土岩褐煤为主,盖层为H组含碳页岩、E组泥页岩,圈闭类型以地层圈闭为主。该成藏组合共发现5个油气田,凝析油储量160万桶,天然气储量 $25.753 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

(2)地层-构造成藏组合

该中—晚中新世地层-构造成藏组合为马来盆地重要的成藏组合类型之一。储集层为H组河道砂、E组砂,烃源岩以I组碳质页岩和煤夹层、K组和F组碳质黏土岩褐煤,盖层为H组含碳页岩。圈闭类型包含砂岩透镜体、滚动背斜、地层尖灭。该成藏组合共发现16个油气田,石油地质储量500万桶,凝析油2610万桶,天然气储量 $0.10 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

(3)构造成藏组合

该中—晚中新世构造成藏组合是马来盆地内第二重要的成藏组合带,主要分布于盆地中部。储层为D组和E组的浅海相砂岩,源岩为I组页岩,盖层为D组和E组的层内页岩和泥岩。圈闭由单一的穹隆状背斜、非对称背斜以及正断层边界四面封堵。该成藏组

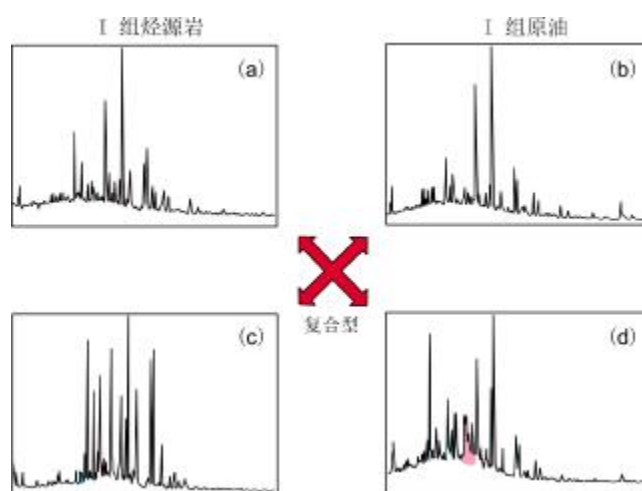


图7 I组石油油源对比(m/z 191)

Fig. 7 Comparison of sources for oil of I Formation (m/z 191)

合原油储量 6 亿桶;凝析油 1.44 亿桶,占盆地凝析油总储量的 35%;天然气储量 $0.59 \times 10^{12} \text{ m}^3$,占盆地天然气总储量的 34%.

2.4 上部成藏组合带

该上新世构造藏组合带主要位于盆地北部,储层为次级 B 组砂岩,发现小规模天然气藏. 该成藏组合带发现 1 个气藏,天然气地质储量 $8.49 \times 10^8 \text{ m}^3$,约占盆地天然气总储量的 1%,目前还没有油和凝析油发现.

3 马来盆地成藏规律

3.1 油气生成规律

马来盆地烃源岩主要为湖泊和河流三角洲相烃源岩,湖相烃源岩为盆地主力烃源岩,K 组页岩是盆地中生烃潜力最好的烃源岩. 由于中中新世构造反转南部整体抬升,烃源岩埋深变浅生烃受到抑制,仍处于生油窗;盆地北部整体沉降继续,烃源岩埋藏深,处于生湿气和干气阶段^[13](图 6). 盆地西南边缘主要倾向于生气,这与中中新世一晚中新世的隆起、生长断裂以及

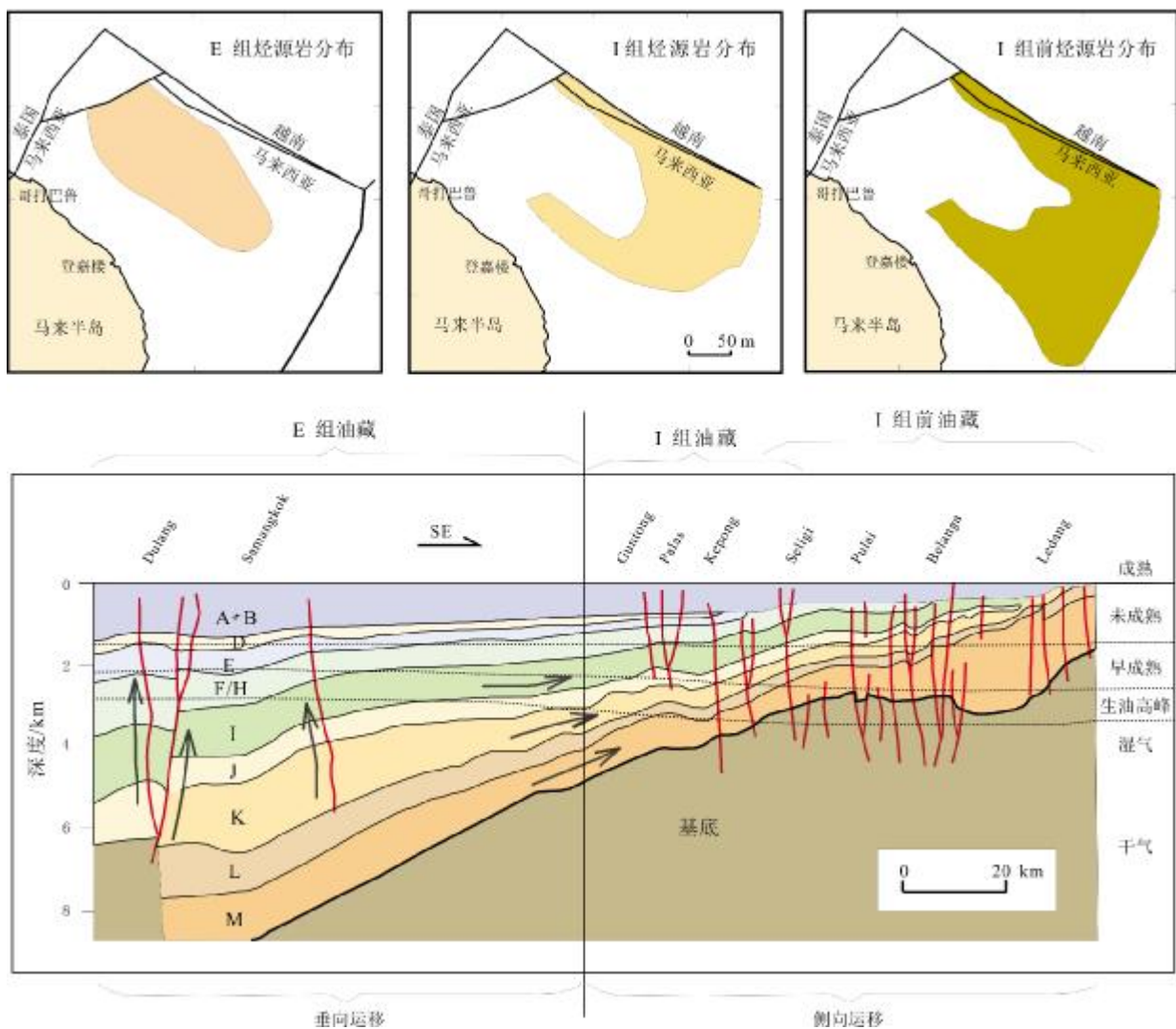


图 8 马来盆地运移成藏特征
(据文献[8-9])

Fig. 8 Migration and accumulation characteristics of Malay Basin
(From References [8-9])

褶皱作用导致的热流异常升高有关^[14-15]。

马来盆地烃源岩经历多期生烃和混合生烃的过程^[3]。湖相页岩生烃受河流相煤、页岩影响,图7a为湖相页岩地化特征,图7c为河流相烃源岩地化特征,I组原油呈现湖相和河流相烃源岩混合来源的特征^[16]。

3.2 油气运移规律

马来盆地油气运移具有以横向运移为主,以垂向运移为辅的特点,运移距离有限,一般油气近源聚集成藏。盆地西北部油气以垂向运移为主,中部背斜圈闭油藏同时存在横向运移和垂向运移,盆地东南部、北部和西部斜坡油气以横向运移为主(图8)。

盆地中部油藏K和J组储层与K组烃源岩生物标志物特征具有相似性^[16](图9),表明K组湖相页岩生成的石油既可以通过纵向运移在K组砂岩聚集,也可以在J组砂岩储层聚集成藏,证明盆地中部存在两种运移方式。

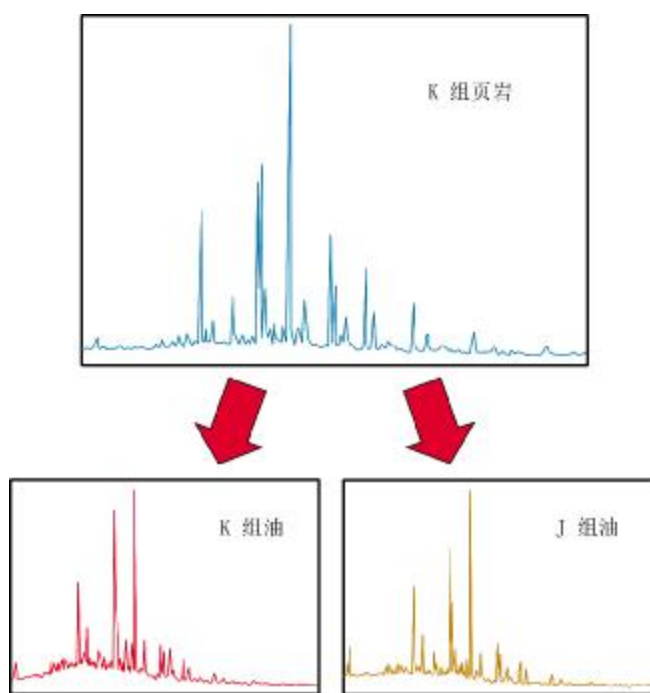


图9 K组页岩与J、K组原油生物标志物对比(m/z 191)

Fig. 9 Comparison of biomarkers of the shale in K Formation with crude oil in J and K formations (m/z 191)

3.3 油气藏分布规律

马来盆地油气藏的分布主要受烃源岩成熟度和盆地形态的控制^[8-9],大致呈现东南部和中部以油藏为主,北部以气藏为主。西南部气藏较多,这与异常热流使烃源岩处于生气阶段有关^[17]。东北部主要为油藏(图

10)。

造成油气南北差异主要有两方面的原因。1)生烃因素:北部烃源岩,沉积和沉降快、埋深大,有利于成熟生烃,多数烃源岩已经进入生气阶段;由于后期东南部的抬升生烃受到抑制,生气较少^[8]。2)圈闭因素:南部圈闭形成时间早,北部圈闭形成时间晚;早期生成的油在南部聚集,北部逸散;后期生成的气在北部有效聚集^[18]。

4 勘探潜力分析及有利区预测

4.1 勘探潜力分析

根据石油地质成藏条件和成藏组合带类型将马来盆地大致划分为6大勘探区域,依次为东南部挤压背斜油区、东北部斜坡带、中央构造带油气区、北部挤压背斜气区、西部断层圈闭区和西南部挤压背斜气区(图11)。

(1)东南挤压背斜油区:为油气最为富集的区域,石油储量占整个盆地的69%,天然气储量占62%,也是最主要的油气生产区。相继发现许多Sekgi、Tapis等亿吨级油田。马来盆地深部一般都是超压的,深部H和I是未来勘探的重点,可能存在大型气藏和凝析油藏。

(2)中央构造带油气区:油气资源较为丰富, Semangkok 和 Dulang 油田仍在产。该区断裂较为发育,断层对油气藏形成具有控制作用,需加大断裂系统的研究。

(3)东北部斜坡带:东北部的探井比中部多,产量却比中部少。东北斜坡带H、L组河道砂体及J-L岩性地层圈闭为勘探重点,具有发现油藏和气藏的潜力。

(4)北部挤压背斜气区:为马来盆地重要的气区,发现Jerneh等巨型气田,天然气产量占整个盆地的34%。北部挤压背斜气区H、L组高压带是天然气勘探的有利区。

(5)西部断层圈闭区:仅钻探井12口,发现Resak气田。整体勘探程度较低,为有利的油气远景区。主要勘探目标为I、J、K和L组断层圈闭。另外,I组河道砂体和J-L地层圈闭为重要潜在勘探目标,由于勘探程度低,比较隐蔽,随着勘探的深入会有大的发现。

(6)南部挤压背斜气区:随着Angsi油田的发现,最近勘探活动增加。南部挤压背斜气区J组与断裂有关的圈闭及基底披覆圈闭为主要的勘探目标,该区用

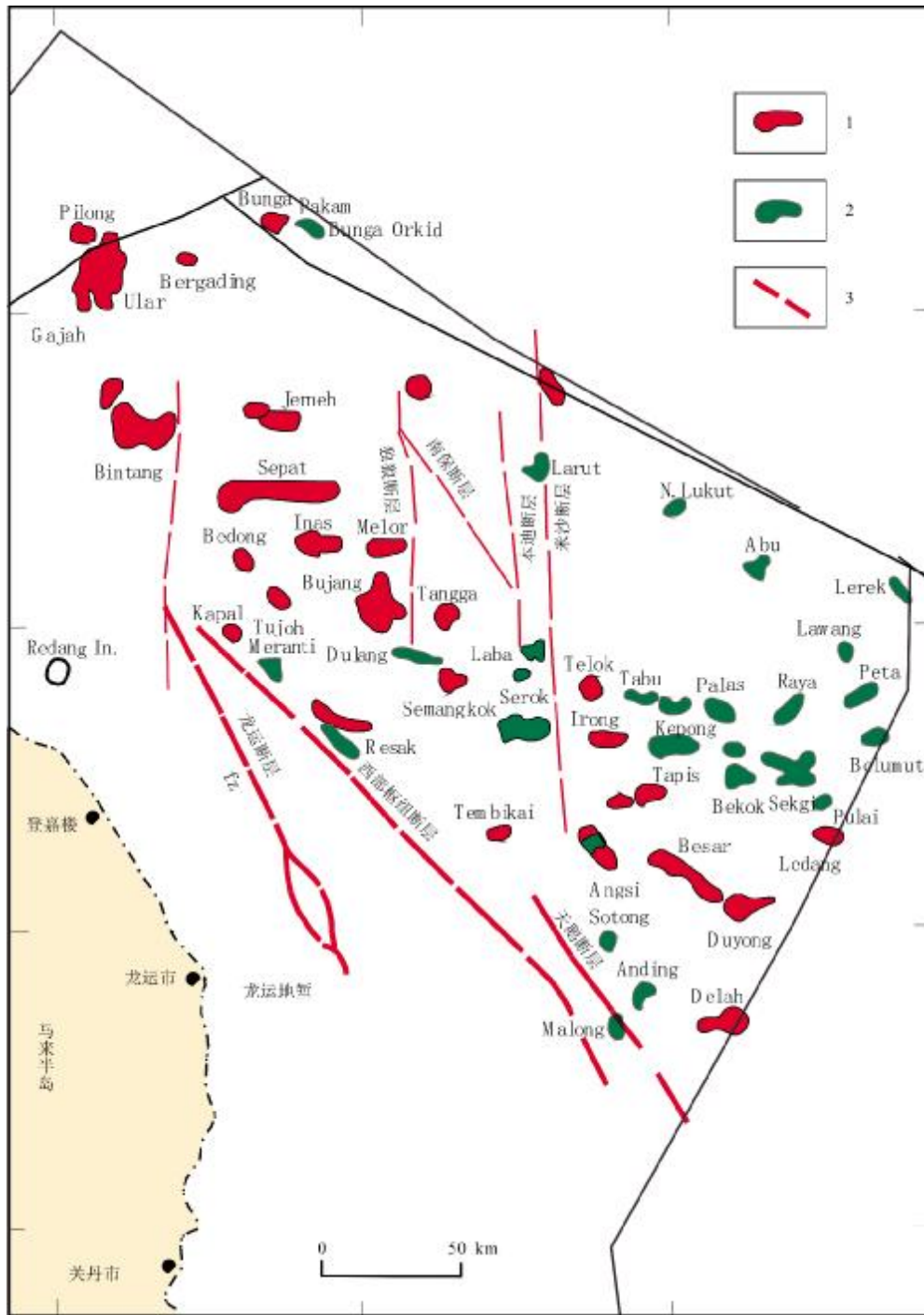


图 10 马来盆地油气田分布图
(据文献[8-9])

Fig. 10 Distribution map of oil and gas fields in Malay Basin
(From References [8-9])

1—气田(gas field); 2—油田(oil filed); 3—主要断层(major fault)

新的地质观点仍有新发现的潜力.

4.2 有利区预测

马来盆地油气资源富集, 勘探相对比较成熟. 本

文主要基于对马来盆地成藏条件分析、成藏组合带及成藏规律的研究, 并结合盆地油气发现情况对未来油气潜力区进行预测, 共识别出 9 个有利目标区, 其中 3

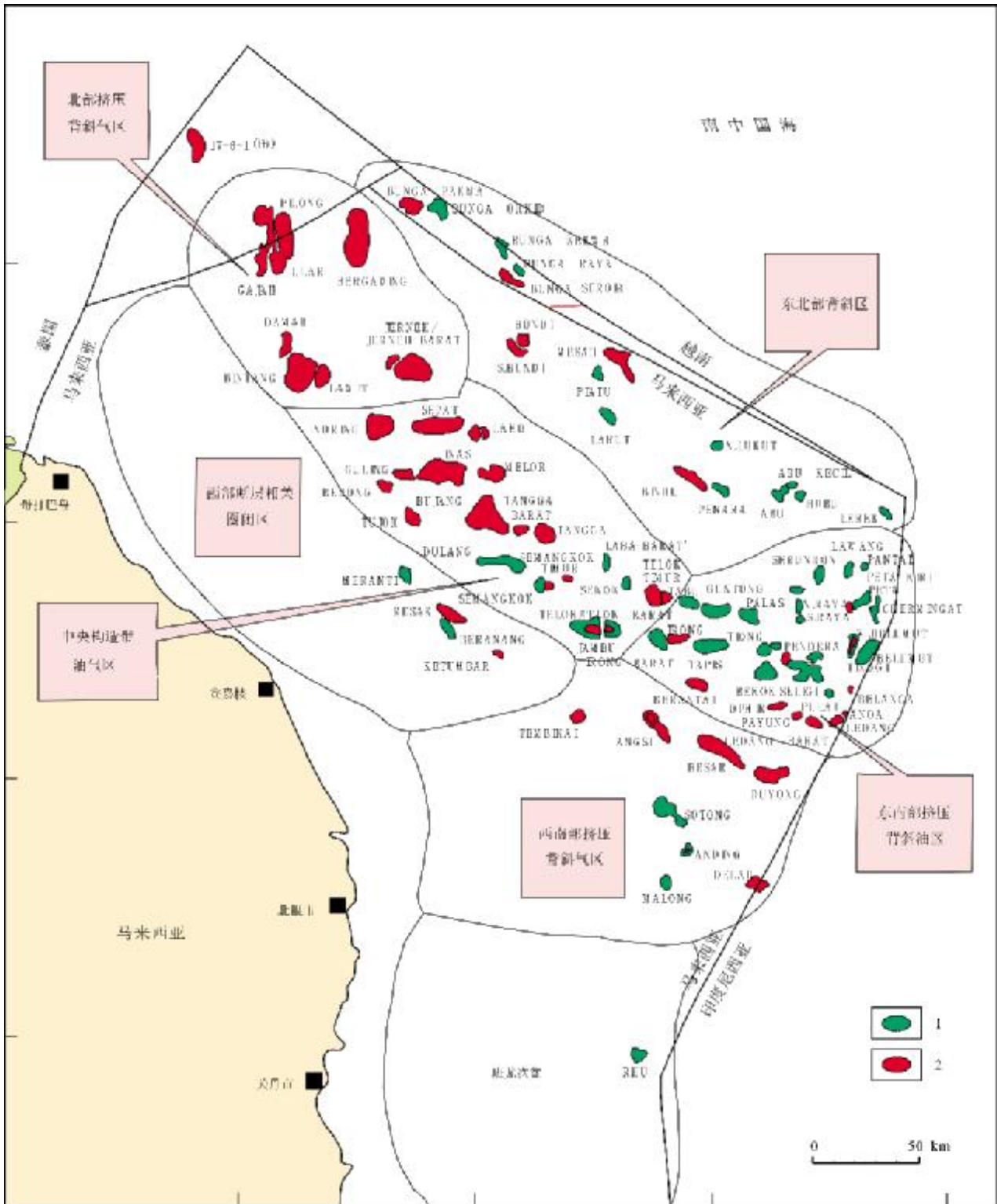


图 11 马来盆地 6 个勘探区划分图

(据 Robert Wong 修改)

Fig. 11 Exploration division map of Malay Basin

(Modified from Robert Wong)

个为潜在勘探有利区, 6个为新兴勘探区(图12)。

潜在勘探有利区: 1)盆地西北部H和I组河道岩性圈闭; 2)盆地西部J-L组地层圈闭; 3)盆地南部J组断裂带。

新兴勘探区: 1)盆地北部H-L组基底披覆构造圈闭; 2)盆地北部H和L组深部高压带; 3)盆地东北部H和L组河道砂体; 4)盆地东北部J-L组上超地层不整合圈闭; 5)盆地南部J-K组基底披覆构造圈

闭; 6)班尤次盆渐新世同生裂谷带。

马来盆地西部H和I组河道砂和J-L地层圈闭, 由于勘探程度低, 比较隐蔽, 勘探潜力较大. 南部天鹅岛弧带的J组地层圈闭勘探程度也不高, 具有一定的勘探前景。

5 结论

(1)马来盆地在中中新世—晚中新世发生构造反

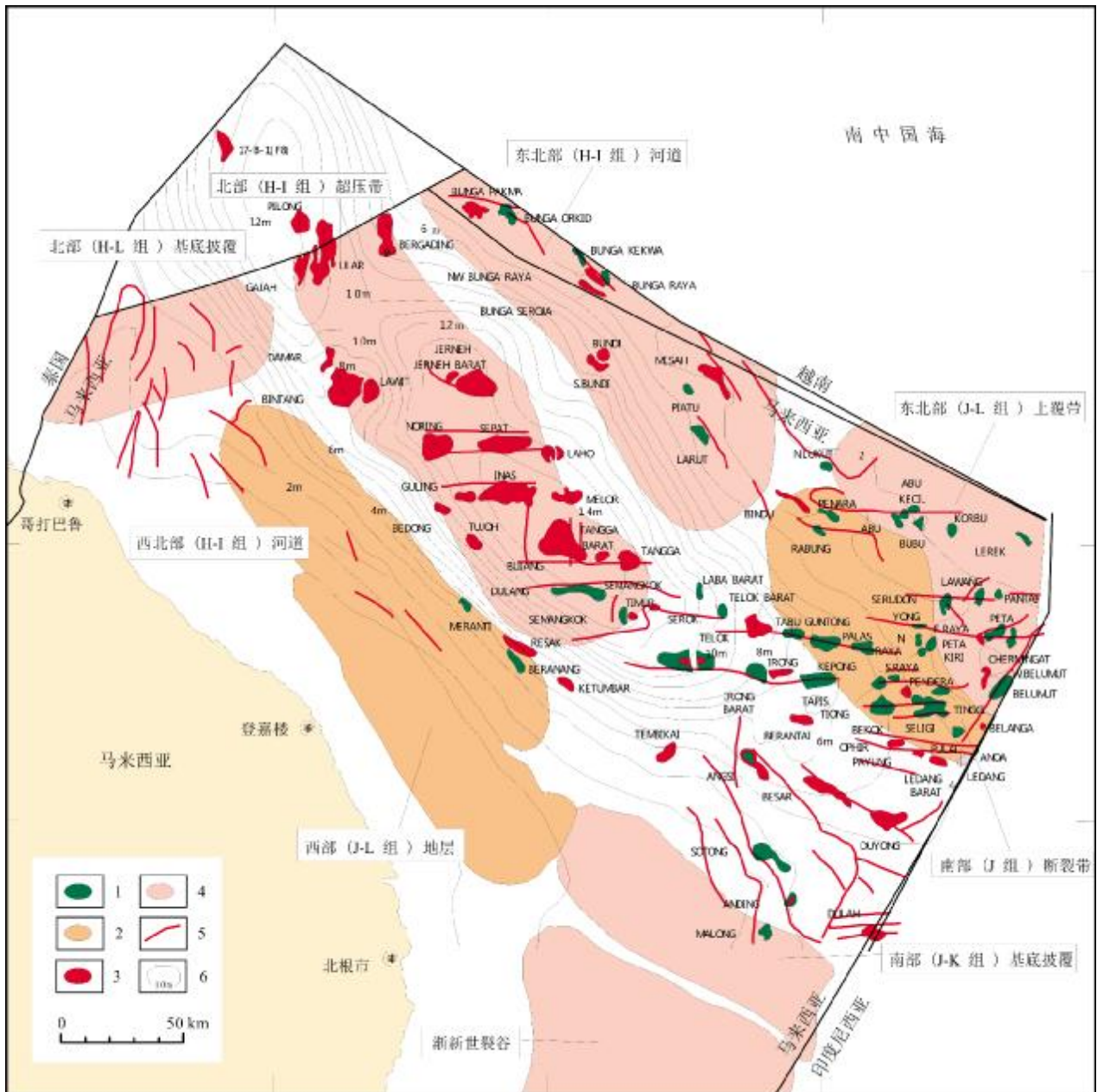


图12 马来盆地有利区预测

Fig. 12 Favorable area prediction in Malay Basin

1—油田(oil filed); 2—潜在区(potential area); 3—气田(gas field); 4—新兴区(new area); 5—断层(fault); 6—圈闭闭合高度(closure height of entrapment)

转,反转主要集中在盆地的东南部和中部,构造反转与油气成藏关系密切.盆地中央的反转强度比侧翼大,东南方向反转强度增加.马来盆地烃源岩经历多期生烃和混合生烃的过程,在盆地南部烃源岩生烃受到抑制.油气藏分布主要受烃源岩成熟度和盆地形态的控制,呈现东南部和中部为油藏、北部为气藏的分布格局.

(2)马来盆地划分为基底成藏组合带、下部成藏组合带、中部成藏组合带和上部成藏组合带等4个成藏组合带.其中,晚渐新世—中新世构造组合带最重要,主要分布于盆地东南部.中—晚中新世构造组合带是马来盆地内第二重要的成藏组合带,主要分布于盆地中部.

(3)马来盆地可以划分为6大勘探区域,其中东南挤压背斜区是马来盆地主力油气产区.指出9个潜在有利目标区,其中3个为潜在勘探有利区,6个为新兴勘探区.

参考文献:

- [1]Ginger D C, Ardjakusuma W O, Hedley R J, et al. Inversion history of the West Natuna Basin: Examples from the Cumi-Cumi PSC[C]//Proceedings of the 22nd Annual Conference, Indonesian Petroleum Association. Indonesian Petroleum Association, 1993:635-658.
- [2]Tjia H D, Liew K K. Changes in tectonic stress field in northern Sunda Shelf basins[M]//Hall R, Blundell D J. Tectonic Evolution of Southeast Asia. London: Geological Society of London Special Publication, 1996:291-306.
- [3]Flores J. Development and reservoir engineering studies for the Pulau Field offshore Peninsular Malaysia[C]//Proceedings of Offshore South East Asia Show. Singapore: SPE, 1982:9-12.
- [4]Madon M B H. Depositional setting and origin of berthierine oolitic ironstones in the lower Miocene Terengganu shale, Tenggol Arch, offshore Peninsular Malaysia[J]. Journal of Sedimentary Research, 1992,62(5):899-916.
- [5]Ramli N. Depositional model of a Miocene barred wave-and storm-dominated shoreface and shelf, Southeastern Malay Basin, offshore West Malaysia[J]. AAPG Bulletin, 1986,70(1):34-47.
- [6]Kader M S B. Abnormal pressure occurrence in the Malay and Penyu basins, offshore Peninsular Malaysia—A regional understanding[J]. Bulletin of the Geological Society of Malaysia, 1994,36:81-91.
- [7]Kong L K. Structural development at the west-central margin of the Malay Basin[J]. Bulletin of the Geological Society of Malaysia, 1994,36:67-80.
- [8]Madon M B H. Analysis of tectonic subsidence and heat flow in the Malay Basin (Offshore Peninsular Malaysia)[J]. Bulletin of the Geological Society of Malaysia, 1997,41:95-108.
- [9]Madon M B, Watts A B. Gravity anomalies, subsidence history and the tectonic evolution of the Malay and Penyu basins[J]. Basin Research, 1998,10(4):375-392.
- [10]Ismail M T. Relationship of structural timing and hydrocarbon migration in the Malay Basin[J]. Warta Geologi, 1995,21(6):396-397.
- [11]Arshad A R M, Mohd D, Tjia H D. A deep seismic section across the Malay Basin: Processing of data and tectonic interpretation[J]. Warta Geologi, 1995,21(6):412.
- [12]Ng T S. Trap styles of the Tenggol Arch and the southern part of the Malay Basin[J]. Bulletin of the Geological Society of Malaysia, 1987,21:177-193.
- [13]Hunt J M, Whelan J K, Eglinton L B, et al. Gas generation—A major cause of deep Gulf Coast overpressures[J]. Oil & Gas Journal, 1994,92:59-62.
- [14]Yusoff W I W. Heat flow in offshore Malaysian basins[J]. CCOP Technical Publication, 1990,21:39-54.
- [15]Yusoff W I W. Geothermics of the Malay Basin, offshore Malaysia[D]. Durham: Durham University, 1993:213.
- [16]Waples D W, Warren L, Ramly M. A thermal model for evaluation of the Malay Basin[C]//Proceedings of AAPG International Conference and Exhibition. Kuala Lumpur, Malaysia: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1994:1169.
- [17]Waples D W, Ramly M. Geochemistry of gases in the Malay Basin[J]. Warta Geologi, 1995,21(6):413.
- [18]叶德燎. 东南亚与南亚油气资源及其评价[M]. 北京:石油工业出版社,2004.