

文章编号: 0253-9985(2005)04-0524-06

莺歌海盆地乐东气田天然气地化特征和成藏史

黄保家¹, 李绪深¹, 易平¹, 肖贤明²

(1. 中国海洋石油有限公司湛江分公司, 广东湛江 524057; 2. 中国科学院广州地球化学研究所, 广东广州 510640)

摘要: 莺歌海盆地乐东气田储层流体存在明显的非均质性, 天然气主要成分为甲烷、二氧化碳和氮气。热成因烃气来源于中新统梅山组—三亚组泥岩, 氮气是烃源岩中的有机质在成熟—高成熟阶段的生成物, 无机二氧化碳气可能来自深埋沉积地层中碳酸盐矿物热分解及其与粘土矿物反应生成的二氧化碳, 或许有部分前第三系碳酸盐岩热解成因二氧化碳和少量幔源二氧化碳加入。依据化学组成和碳同位素资料初步确定乐东气田至少存在 3 期天然气的注入, 依次是生物气、热成因富烃气和无机二氧化碳, 天然气的成藏时间大约距今 1.2~0.1 Ma。沟通烃源岩的底辟断裂为天然气向上运移提供了良好的通道, 由于高压流体的幕式排放诱发底辟断裂周期性开启和封闭, 从而造就了莺歌海盆地底辟带气田的多源混合—幕式成藏特点。

关键词: 天然气; 地球化学特征; 幕式成藏; 成藏时间; 乐东气田; 莺歌海盆地

中图分类号: TE112 113 **文献标识码:** A

Geochemical behaviors and reservoiring history of natural gas in Ledong gas field in Yinggehai basin

Huang Baojia¹, Li Xushen¹, Yi Ping¹, Xiao Xianming²

(1. CNOOC China Ltd. Zhanjiang, Guangdong;

2. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou)

Abstract Reservoir fluids in the Ledong gas field in Yinggehai basin have obvious heterogeneity. The natural gas is mainly composed of methane, CO₂ and nitrogen. Thermogenic hydrocarbon gases were sourced from the mudstones in Miocene Meishan-Sanya Fms. Most of nitrogen were generated from the organic materials of the source rocks during mature and postmature stages. Inorganic CO₂ might be the results of thermal decomposition of carbonate minerals and reactions between carbonate and clay minerals in deeply buried sedimentary strata. In addition, some of the CO₂ might be generated by thermal decomposition of the pre-Tertiary carbonate rocks and a little amount of the CO₂ might be added from the mantle. According to the chemical composition and carbon isotope data, it is preliminarily determined that there are at least three stages of gas charging, i.e. successively biogas, thermogenic hydrocarbon-rich gas and inorganic CO₂. The time of gas reservoiring is about 1.2 to 0.1 Ma. The diapiric faults that link up source rocks would have acted as good pathways for upward migration of natural gas. Episodic discharging of high-pressure fluids have induced the periodic opening and closing of diapiric faults, resulting in the mixing of gases from multiple sources and episodic accumulation of gases in the diapiric zone of Yinggehai basin.

Key words natural gas; geochemical behaviors; episodic reservoiring; reservoiring time; Ledong gas field; Yinggehai basin

莺歌海盆地是一个年轻的新生代沉积盆地, 一个气田和一些含气构造。其中, 大乐东气田 (乐东蕴藏着丰富的天然气资源。迄今为止, 已发现 4 22-1、乐东 5-1 和乐东 8-1 等) 由于气层中天

基金项目: 国家“十·五”攻关课题“莺—琼盆地隐蔽气藏勘探技术研究”(2004BA616A-07)

第一作者简介: 黄保家, 男, 47 岁, 高级工程师 (首席工程师), 油气地球化学与成藏研究

收稿日期: 2005-07-30

然气主要成分(烃气、二氧化碳和氮气)变化较大且分布复杂,引起了勘探家们对其来源、运移途径及成藏规律的极大关注。为此,本文旨在通过对大乐东区底辟浅层气田群天然气地球化学特征和气藏流体的非均质性的剖析,调查气田的运聚期次和成藏时间,这将有助于进一步圈定莺歌海盆地天然气勘探有利区带和优质天然气钻探靶区。

1 地球化学特征

莺歌海盆地乐东气田群位于盆地中央底辟构造带浅层正常压力带,储层为上新统一第四系海相砂岩,埋深 390~2 000 m。天然气主要成分是烃气(CH_4)、二氧化碳(CO_2)和氮气(N_2),且来源比较复杂。

1.1 烃类气

莺歌海盆地浅层气田天然气的干燥系数(C_1/C_{1-5})高达 0.92~0.99,重烃含量甚微(1%~4%);天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 分布范围较宽(-65‰ ~ -27‰),表明莺歌海盆地浅层气田存在不同演化阶段形成的天然气(图 1)。除少部分生物成因气外,绝大多数产气层的天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 -40‰ ~ -27‰ ,推测主要应为成熟-高成熟阶段的产物,也可能有少量过成熟气的混入。与被认为主要是来自渐新统含煤地层的崖 13-1 天然气相比,莺歌海盆地天然气的乙烷、丙烷和丁烷等重烃的碳同位素偏重,以乙烷碳同位素为例,前者的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -27‰ ~ -25‰ ,后者为 -25‰ ~ -20‰ ,表明二者成气母质来源存在差异。另一方面,莺歌海盆地天然气中的单环轻芳烃的含量和甲苯的碳同位素组

成亦与来源于渐新统烃源岩的天然气不同。崖 13-1 煤型气芳烃中单环芳烃含量相对较高(10%~57.69%), $\delta^{13}\text{C}_{\text{甲苯}}$ 为 -25.91‰ ~ -24.48‰ 。莺歌海盆地天然气中单环芳烃的含量通常为 5%~30%, $\delta^{13}\text{C}_{\text{甲苯}}$ 为 -23.63‰ ~ -20.21‰ 。鉴于此,利用天然气和烃源岩的热模拟气的乙烷、甲苯的碳同位素组成进行对比分析,认为莺歌海盆地浅层气田天然气主要来自中新统烃源岩腐殖型有机质^[1]。研究表明,莺黄组下部及梅山组为一套巨厚的三角洲-半封闭浅海沉积,厚 4 000~6 000 m,泥岩占 70%,有机质丰度明显增高,总有机碳含量为 0.4%~2.97%,平均 1.28%,有机质类型为 ㊟_2 ~ ㊟_4 具有巨大的天然气潜力。

1.2 CO_2

根据乐东气田天然气 CO_2 的碳同位素组成和含量,可明显将其分成有机成因和无机成因两类(图 2a)。富有机成因 CO_2 的天然气中的 CO_2 碳

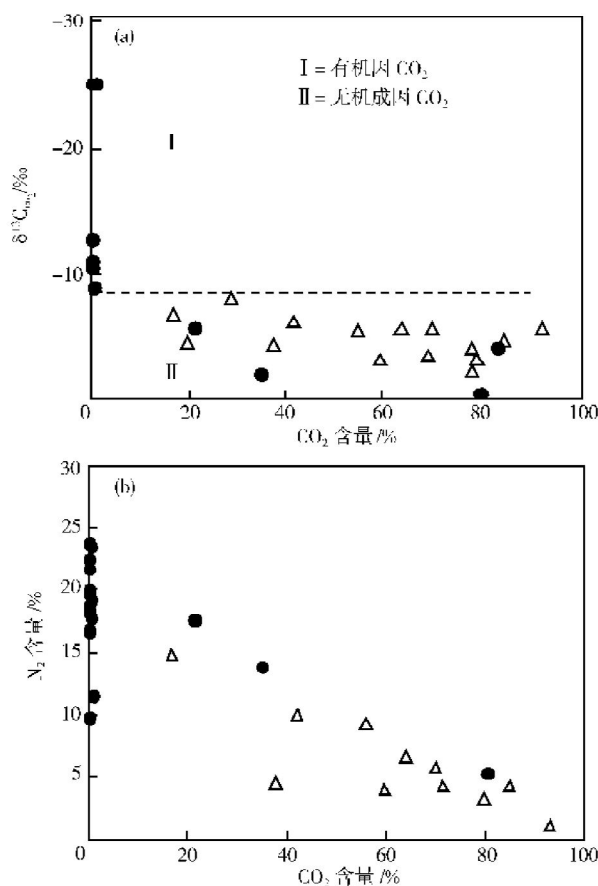


图 2 乐东气田天然气中 CO_2 的成因分类
(a) 及其与 N_2 含量的关系 (b)

Fig. 2 Genetic classification of CO_2 in the natural gas of Ledong gas field (a) and its relationship with the N_2 content (b)

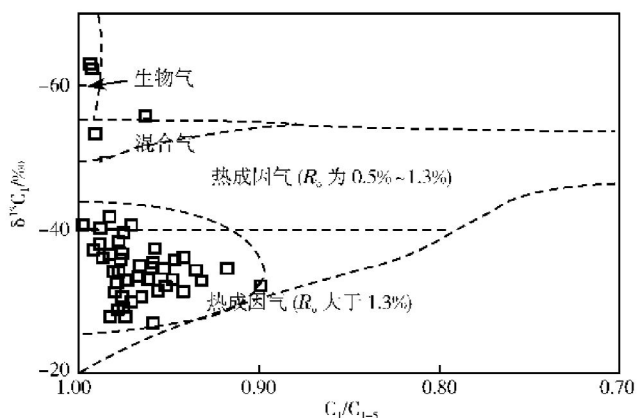


图 1 乐东气田天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ 关系

Fig. 1 $\delta^{13}\text{C}_1$ (‰) vs $\text{C}_1/\text{C}_{1-5}$ of the natural gas in Ledong gas field

同位素值明显偏轻, $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 为 $-20.7\text{‰} \sim -10.6\text{‰}$ (小于有机成因 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2} = -8\text{‰}$ 的上限值), 而且 CO_2 含量很低, 通常小于 5%, 这类 CO_2 与富烃气共生, 显然是有机质在成气过程中伴生的 CO_2 。而在富无机 CO_2 的天然气中, CO_2 的含量通常为 51.60% ~ 71.00%, 并具有重的碳同位素组成, 一般 $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ 值为 $-3.4\text{‰} \sim -2.8\text{‰}$, 而且天然气中稀有气体 He 含量甚微, 仅为 $5 \times 10^{-6} \sim 45 \times 10^{-6}$, $^3\text{He}/^4\text{He}$ 为 $9.8 \times 10^{-8} \sim 6.99 \times 10^{-7}$, 明显小于空气中的 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 标准值 ($R_a = 1.4 \times 10^{-6}$), R/R_a ($R_{\text{样品}} = ^3\text{He}/^4\text{He}$ 实测值与 $R_{\text{空气}} = ^3\text{He}/^4\text{He}$ 值之比) 为 0.07 ~ 0.48 与我国东部幔源 CO_2 气藏的 R/R_a (2.54 ~ 5.07)^[2] 差别很大, 显示出本区气藏主要为壳源氮同位素组成特征, 仅乐东 8-1 气田高 CO_2 气层的 $^3\text{He}/^4\text{He}$ 值较高, 为 $1.47 \times 10^{-6} \sim 2.19 \times 10^{-6}$ (R/R_a 为 1.05 ~ 1.56), 约有 19.8% 幔源氮份额, 指示可能有部分幔源 CO_2 的贡献。这也间接地证实气田中高丰度的 CO_2 以壳源无机成因为主, 可能主要来自第三系沉积物中碳酸盐矿物的热分解及其与粘土矿物反应生成的 CO_2 , 或许有部分前第三系碳酸盐岩热解成因 CO_2 , 而幔源 CO_2 加入较少^[3]。

1.3 N_2

莺歌海盆地乐东气田 N_2 的含量变化较大, 变化范围为 1.05% ~ 23.48%。几乎所有 N_2 的含量大于 15% 的天然气中, 都仅含有机 CO_2 (图 2b)。这些富氮天然气的 $\delta^{15}\text{N}$ 值比较低, 主要分布在 $-8\text{‰} \sim -2\text{‰}$ 与德国北部石炭系天然气的 $\delta^{15}\text{N}$ 值 ($-15\text{‰} \sim -5\text{‰}$)^[4] 和 Hoering & Moore 测定有机质生成的氮的 $\delta^{15}\text{N}$ 值 ($-15\text{‰} \sim -2\text{‰}$) 相近^[5]。尽管氮碳同位素组成来源比较复杂, 但有机来源的氮通常有偏负的 $\delta^{15}\text{N}$ 值。据报道, 腐殖有机质在主生烃阶段^[6]或在甲烷生成高峰之后^[7]可生成比较多的氮。在乐东气田, 氮含量随 CO_2 含量增大而降低, 而 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值相对变重, 与来自陆源有机质在高温阶段生成丰富氮的情况 (R_o 大于 3.0%)^[7] 相反, 说明本区天然气中大多数氮可能来自烃源岩有机质热演化阶段 (R_o 小于 2.0%)^[6]。根据乐东 22-1S 模拟结果 (图 3), 这些氮气更可能由 R_o 达到 1.3% ~ 2.5% 的梅山组—三亚组煤和腐殖有机质所生。

2 充注历史

由于储层之间存在非渗透层、泥岩隔层或断

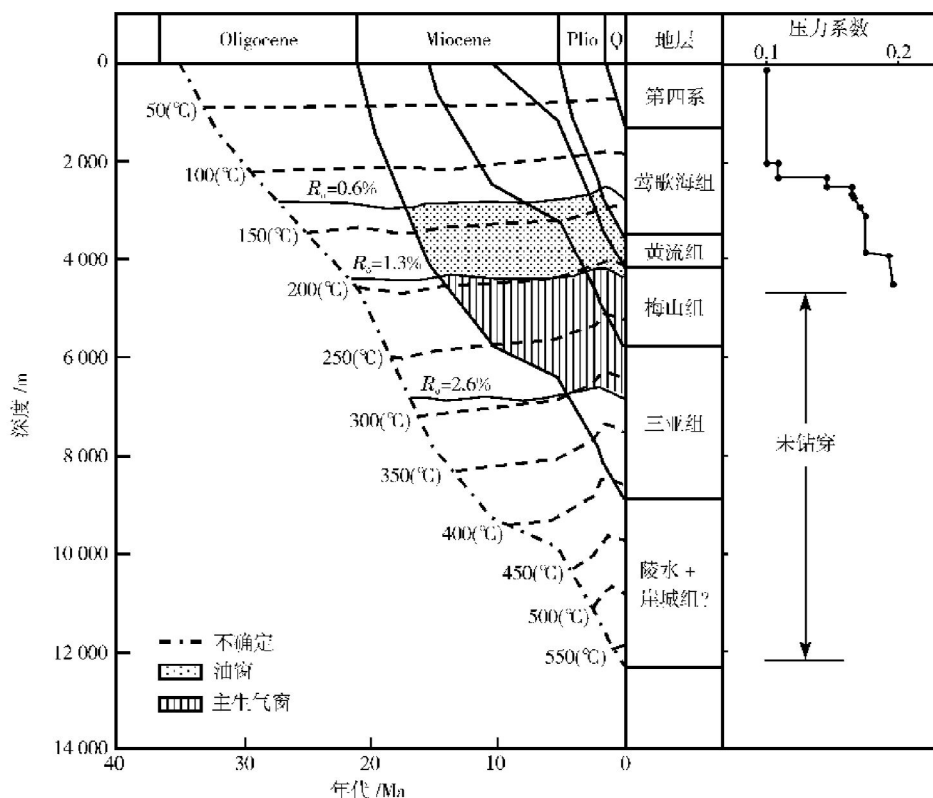


图 3 乐东 22-1S 井地层埋藏史曲线与压力演化剖面

Fig. 3 Burial history curves and pressure evolution profiles in LD22-S1 well

层等的封隔作用, 导致多源流体或同一源岩不同成熟阶段生成的流体“幕式”充注引起气藏中流体组成的垂向和侧向变化, 据此可追踪天然气的充填历史^[8]。笔者通过对莺歌海盆地乐 22-1 气田储层天然气的非均质性剖析, 依据天然气组成和碳同位素资料, 将天然气的注入过程分为 3 期(图 4)。

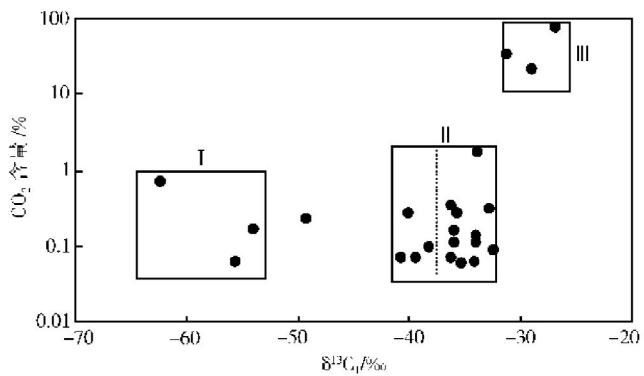


图 4 乐东气田天然气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 CO_2 含量关系
iv—生物气为主, ㊦—热成因气, ㊧—富无机 CO_2 气

Fig. 4 $\delta^{13}\text{C}_1$ (‰) vs CO_2 content of
the natural gas in Ledong gas field

第 1 期: 来自储层附近未成熟泥岩的生物气最初充注该构造最顶部第四系储层, 深度为 300~600 m。特点是天然气以 CH_4 为主(含量为

87.09%~88.14%), 重烃含量很低, 干燥系数高达 0.98~0.99 且 $\delta^{13}\text{C}_1$ 明显偏轻 ($-63.14\text{‰} \sim -55.72\text{‰}$), 属典型的生物气。

第 2 期: 随盆地的沉降和泥底辟的拱张, 来自深部中新统梅山组—三亚组主力烃源岩的偏气有机质, 在气窗范围生成的热成熟气沿着底辟活动派生的断裂向上运移充注储层, 通常分布于生物气层之下, 气层埋深为 500~1 600 m。这类天然气的特点是甲烷占优势, N_2 含量相对较高, 为 13.3%~23.7%, 但有机 CO_2 含量很低, 小于 1%。甲烷碳同位素值 ($\delta^{13}\text{C}_1$) 变化比较宽, 为 $-40.15\text{‰} \sim -28.60\text{‰}$, 成熟度高。就沉积有机质热解成因天然气来说, 其 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值主要与成气母质类型和热演化程度有关, 莺歌海盆地主力气源中新统梅山组—三亚组主要为㊦—㊧型, 其热解生成的天然气 $\delta^{13}\text{C}_1$ 受母质类型影响很小, 主要与源岩的成熟度有关, 即随着有机质热演化程度增加, $\delta^{13}\text{C}_1$ 变重。

第 3 期: 晚期伴随着底辟构造的强烈活动, 富 CO_2 天然气大规模注入紧靠底辟断裂储层。天然气 CO_2 含量高达 21.46%~80.4%, 烃气为 14.3%~61%, 甲烷同位素值 $\delta^{13}\text{C}_1$ 为 $-29.08\text{‰} \sim -26.92\text{‰}$, 较 2 期富烃气的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 值重, 表明其源

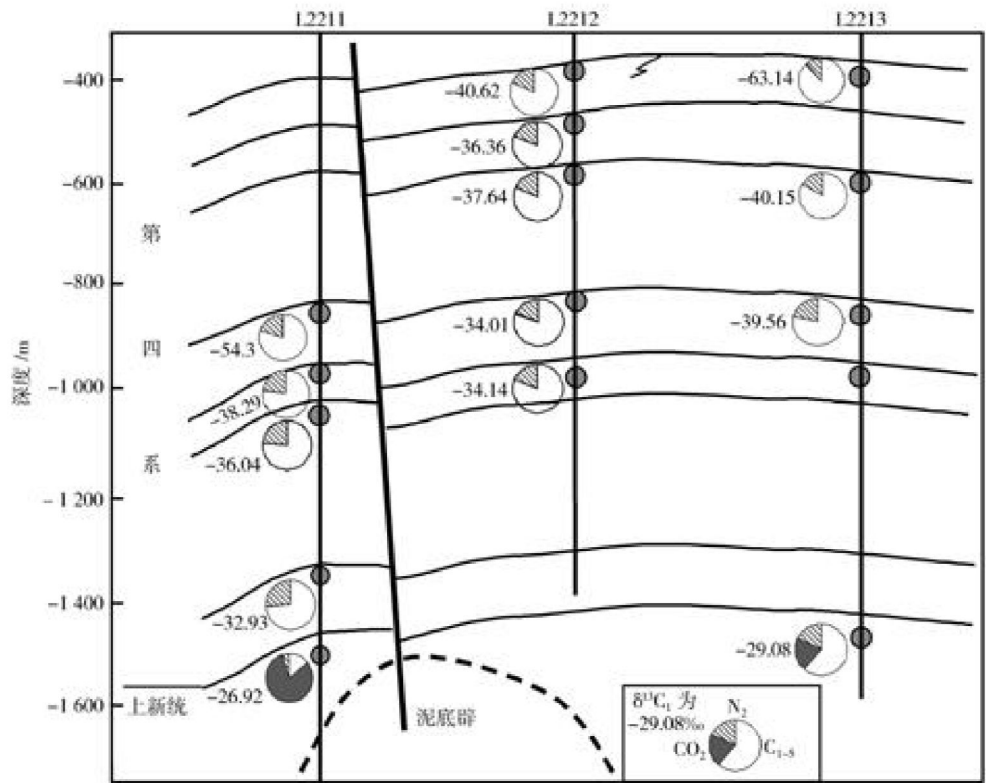


图 5 乐东 22-1 气藏剖面图

Fig. 5 Cross section of LD 22-1 gas reservoir

岩成熟度更高,注入储层时间晚。 CO_2 的碳同位素重达 $-5.74\text{‰} \sim -0.56\text{‰}$, $^3\text{He}/^4\text{He}$ 通常为 $0.20 \times 10^{-7} \sim 0.98 \times 10^{-7}$, 为典型壳源无机 CO_2 。

垂向上,中晚期充注的热成因气和富无机 CO_2 气在下部,早期充注的生物气通常在上部,值得一提的是,局部储层单元早期注入的生物气可能被后期充注的高成熟气及 CO_2 气驱赶至圈闭翼部甚至散失殆尽(图 5)。此外,由于存在底辟断层和压力差异,会出现“窜层”现象。

乐 22-1 气田的乐 22-1S 井已钻遇超压(图 3),井深 2 150m 的压力为 33.74MPa,地层温度为 105.5℃,压力系数为 1.6,每百米地温梯度为 4.25℃。乐 22-1 底辟构造高压顶面深度大约在 2 000m,强超压带(压力系数为 1.6)包括了黄流组、梅山组、三亚组,并为莺歌海组页岩封盖,超压顶面的深度朝着构造轴部逐渐变浅。这种深部强超压是底辟形成、流体压裂和运移的关键动力。随着 5Ma 以来莺歌海盆地转换伸展应力场的共同作用,导致深部塑性泥岩孔隙压力最终达到或超过地静压力,从而刺穿顶部封闭层、产生 5 排近南北向雁行排列的底辟构造。这些底辟断裂为深部成熟烃类气和无机 CO_2 气向上运移提供了良好的通道^[9,10]。流体主要是气和水趋于向较高的构造位置运移,最终大部分在异常压力带顶部附近的储层聚集。随着天然气的向上排放,运移通道逐渐封闭并恢复压力直到下一次突破,这种封闭和破裂的循环过程在莺歌海盆地可能会持续几千年至数十万年^[10]。因此,大多数天然气聚集在底辟构造高压顶层附近圈闭储层之中,并留下了多幕成藏的烙印。

3 成藏时间

油气运移时间的确定是一个非常复杂的问题,研究方法视盆地的地质背景和运移条件而定。通常是采用流体包裹体资料研究油气充注时期^[11~14],并将包裹体形成温度与精细的埋藏史相结合来计算油气运移深度和时间^[11,13]。在一些古老的盆地中,也可利用 K-Ar 放射性同位素校正自生钾长石和伊利石年龄,确定水-岩相互作用的时间,进而推断油气充注成藏时间,这种方法的误差较大。然而,对于年青、高压的莺歌海盆地来说,正常压力带的圈闭主要形成于上新统至第四系、

油气运移和集聚的时间比较晚且具有幕式的特点,上述两种方法难以合理估算天然气集聚成藏的时间。为此,我们采用近几年来发展起来的生烃动力学及碳同位素动力学研究方法推定气田成藏时间^[15,16]。以乐东 22-1 气田为例,天然气主要聚集在上新世晚期—第四纪沉积的海相砂岩中。为了确定这些天然气注入储层的时间,首先,通过模拟实验获得中新统梅山组烃源岩干酪根热解生烃实验获得的 C_{1-5} 产率、活化能和 C_{1-5} 碳同位素组成数据,利用专门的动力学软件^[15] 结合烃源岩埋藏史(图 3),建立该气田下部主要供烃灶梅山组烃源岩逼近地下条件的生烃动力学和碳同位素动力学模型(图 6)。然后,基于前已述及的乐东 22-1 气田天然气幕式注入、累积成藏特点,将气层气的热成因甲烷碳同位素数据 ($-40.62\text{‰} \sim -28.87\text{‰}$) 点在图 6 的累积曲线上,初步确定为天然气充注成藏时间大约在 1.2~0.1Ma。其中,富 CO_2 天然气伴生的甲烷同位素值 $\delta^{13}\text{C}_1$ 通常重于 -30‰ ,其注入可能是 0.3Ma 以后发生的事件(图 6)。尽管时间如此短促,但由于高压系统的流体“幕式”集中运移,在一定程度上提高了排烃和聚集效率,因此,天然气依然能在底辟浅层圈闭聚集成藏。

综上所述,底辟带浅层正常压力带天然气成藏条件优越,迄今为止,发现的气田主要位于这一个带。由于底辟断裂作为深部天然气向上运移的主要通道,中深层压力过渡带显然是天然气向上运移的必经之路且近烃源,因此,也应是天然

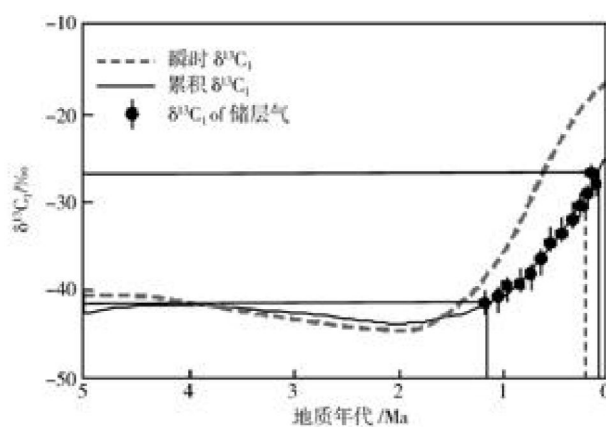


图 6 利用梅山组烃源岩生成天然气的碳同位素动力学模型确定乐东气田成藏时间

Fig. 6 Reservoiring time of Ledong gas field determined by the dynamic model of carbon isotopes of gas generated from Meishan Fm source rocks

气运聚的有利场所,是寻找大中型气田的重要领域,关键是有发育好且规模比较大的储层,给以水溶相注入的天然气造就一个良好的离析空间和输导系统,才有可能形成大规模的油气聚集。

参 考 文 献

- Huang B J, Xiao X M, Li X X. Geochemistry and origins of natural gases in the Yinggehai and Qiongdongnan basins offshore South China Sea [J]. Organic Geochemistry, 2003, 34: 1009–1025
- 许多,周瑶琪,朱岳年,等. 中国东部幔源 CO_2 气藏的 CO_2 ^3He 比率及形成机制 [J]. 石油与天然气地质, 1999, 20 (4): 290–294
Xu Duq, Zhou Yaoqi, Zhu Yuenian, et al. CO_2 ^3He ratio of mantle-derived CO_2 gas pool and its formation mechanism in eastern China. Oil & Gas Geology, 1999, 20 (4): 290–294
- Huang Baojia, Xiao Xianming, Zhu Weilin. Geochemistry, origin and accumulation of CO_2 in natural gases of the Yinggehai basin offshore South China Sea [J]. AAPG Bull, 2004, 88: 1277–1293
- Stahl W J. Carbon and nitrogen isotopes in hydrocarbon research and exploration [J]. Chemistry Geology, 1977, 20: 121–149
- Hoering T G, Moore H E. The isotopic composition of the nitrogen in natural gases and associated crude oils [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1958, 13: 225–232
- Hunt J M. Petroleum geology and geochemistry (2nd ed) [M]. San Francisco: Freeman and Company, 1996: 743
- Little R, Krooss B, Idiz E, et al. Molecular nitrogen in natural gas accumulation: generation from sedimentary organic matter at high temperatures [J]. AAPG Bull, 1995, 79: 410–430
- Schoell M. Isotope analysis of gas in gas field and gas storage operations [J]. SPE Production Engineering, 1993, 8: 337–344
- 董伟良,黄保家. 莺歌海盆地流体压裂与热流体活动及天然气的幕式运移 [J]. 石油勘探与开发, 2000, 27 (4): 36–40
Dong Weiliang, Huang Baojia. Overpressured fluid fracturing heat fluid flowing and episodic gas migration in the diapirs Yinggehai basin [J]. Petroleum Exploration & Development, 2000, 27 (4): 36–40
- 解习农,李思田,胡祥云,等. 莺歌海盆地底辟带热流体输导系统及其成因机制 [J]. 中国科学 (D 辑), 1999, 29 (3): 247–256
Xie Xinong, Li Sitian, Hu Xiangyun, et al. Migration system of heat fluid and its formation mechanism in the diapir belt of the Yinggehai basin [J]. Science in China Series D (Geoscience), 1999, 29 (3): 247–256
- 施继锡. 有机包裹体及其与油气运移的关系 [J]. 中国科学 (D 辑), 1987, 17 (3): 318–325
Shi Jixi. Organic fluid inclusions and their relationship with oil-gas migration [J]. Science in China (Series D), 1997, 17 (3): 318–325
- 柳少波,顾家裕. 包裹体在石油地质研究中的应用与问题讨论 [J]. 石油与天然气地质, 1997, 18 (4): 326–331
Liu Shaobo, Gu Jiayu. Application of fluid inclusions to petroleum geological study and discussion [J]. Oil & Gas geology, 1997, 18 (4): 326–331
- 肖贤明,刘祖发,刘德汉,等. 应用储层流体包裹体研究天然气藏的成藏时间 [J]. 科学通报, 2002, 47 (12): 957–960
Xiao Xianming, Liu Zufu, Liu Dehan, et al. Fluid inclusions of reservoirs: application to study of natural gas reservoir filling times. Chinese Science Bulletin, 2002, 47 (12): 957–960
- 杨克明,叶军,吕正祥. 四川西坳陷三叠统成藏年代学特征 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26 (2): 208–213
Yang Kaming, Ye Jun, Lu Zhengxiang. Chronological characteristics of Upper Triassic reservoirs in western Sichuan depression [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26 (2): 208–213
- Tang Y C, Perry J K, Jenden P D, et al. Mathematical modeling of stable carbon isotope ratios in natural gases [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2000, 64: 2673–2687
- Cramer B, Faber E, Gerling P, et al. Reaction kinetics of stable carbon isotopes in natural gas—insights from dry, open system pyrolysis experiments [J]. Energy & Fuels, 2001, 15: 517–532

(编辑 高 岩)

(上接第 523 页)

- Freitas T, Ulrich M. Kilometre scale microbial in a rimmed carbonate platform succession, Arctic Canada: new insight on Lower Ordovician reef facies [J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 1995, 43 (4): 407–432
- 傅强. 成岩作用对储层孔隙的影响——以辽河盆地荣 37 块气田下第三系为例 [J]. 沉积学报, 1998, 16 (3): 94–96
Fu Qiang. Diagenesis effect on reservoir Pores—Taking the Rong-37 block of the Lower Tertiary Liaohe basin as an example. Acta Sedimentologica Sinica, 1998, 16 (3): 94–96
- 蔡进功,谢忠怀,田芳,等. 济阳坳陷深层砂岩成岩作用及孔隙演化 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 23 (1): 84–88
Cai Jingong, Xie Zhonghuai, Tian Fang, et al. Diagenesis and pore evolution of deep sandstones in Jiyang depression [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23 (1): 84–88
- 冯增昭. 沉积岩石学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993: 281
Feng Zengzhao. Sedimentology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1993: 281
- 覃建雄,张长俊,李天生,等. 西昌盆地流体包裹体及其在油气勘探中的应用 [J]. 石油与天然气地质, 1994, 15 (3): 216–225
Qin Jianxiong, Zhang Changjun, Li Tiansheng, et al. Fluid inclusion in Xichang basin and its application to hydrocarbon exploration [J]. Oil & Gas Geology, 1994, 15 (3): 216–225

(编辑 高 岩)