

文章编号:1000-0550(2008)01-0163-05

# 莱阳凹陷烃源岩中的石油包裹体及油气初次运移研究<sup>①</sup>

刘洪营<sup>1,2</sup> 熊敏<sup>1,2</sup> 刘德汉<sup>1</sup> 肖贤明

(1. 中国科学院广州地球化学研究所有机地球化学国家重点实验室 广州 510640; 2. 中国科学院研究生院 北京 100049)

**摘要** 莱阳凹陷莱孔2井下白垩统莱阳组水南段暗色泥岩为富含藻类体和无定形体的优质烃源岩。用高倍荧光显微镜观察,在这些暗色泥岩的砂质碎屑矿物和自生矿物中,发现丰富的微石油包裹体群。这些石油包裹体的均一温度较集中,为78~82℃。根据莱孔2井水南段古地温演化历史,进一步推算出烃源岩中这些石油包裹体的形成时间为74~77 Ma。根据PVTsim模拟计算,这些石油包裹体的捕获压力为305~307 bar。莱阳凹陷水南段暗色泥岩石油包裹体的发现,说明该凹陷在第三纪抬升以前水南段暗色泥岩曾经历过深埋与生排烃作用,为本区重要的烃源岩。

**关键词** 莱阳凹陷 烃源岩 石油包裹体 油气初次运移

**第一作者简介** 刘洪营 男 1963年出生 高级工程师 博士研究生 油气地质

**通讯作者** 肖贤明 E-mail: xmxiao@gig.ac.cn

**中图分类号** TE122.1<sup>2</sup> **文献标识码** A

## 0 前言

石油包裹体和盐水包裹体一般发育在砂岩和碳酸盐岩储层中<sup>[1-3]</sup>,很少有关于泥质烃源岩中石油包裹体的报道。实际上,泥质烃源岩中赋存的石油包裹体不仅有效地揭示了烃源岩的生-排烃现象,而且还保存了地质历史中烃源岩初次运移温度与压力等信息。本研究在胶莱盆地莱阳凹陷莱孔2井下白垩统莱阳组水南段泥质烃源岩中发现了大量石油包裹体群。本文研究了烃源岩中这些石油包裹体的特征,测定了其均一温度,模拟了其形成的温压条件,探讨了烃类初次运移的条件。

## 1 地质背景与样品地球化学特征

胶莱盆地为中生代残留沉积盆地,主要发育下白垩统莱阳组、青山组、上白垩统王氏组地层,仅局部地区发育了少量的下第三系,地层厚度2 000~5 000 m。第三纪以来由于构造强烈活动与抬升剥蚀,盆地被分割成多个凹陷与凸起,其中莱阳凹陷位于胶莱盆地的北部,为一相对保存较好的残留凹陷(图1)。20世纪80年代就开始对该凹陷进行油气勘探,但进展不明显,仅见油迹、油味和沥青等油气显示<sup>[4]</sup>。2001年钻探的莱孔2井(LK2)揭露了下白垩统莱阳组水南段发育半深湖暗色泥岩<sup>②</sup>,并生产了少量原油,证

明了该凹陷具有一定油气勘探前景。

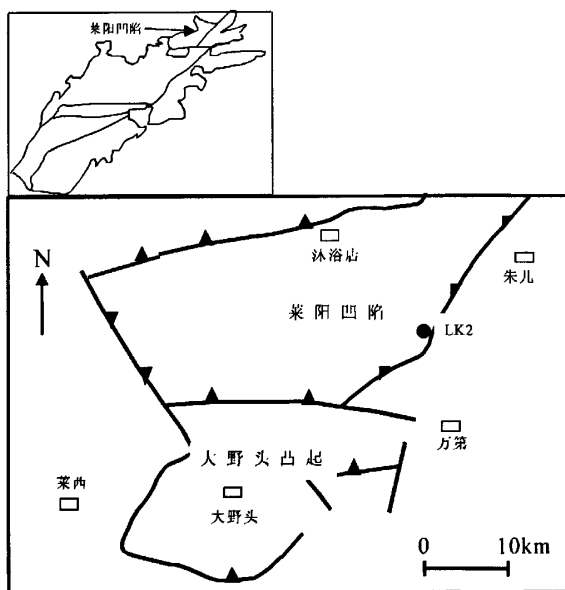


图1 胶莱盆地构造分区及莱阳凹陷位置略图  
(据胜利油田地质院资料,有简化)

Fig.1 A sketch map showing the structural framework of the Jiaolai Basin and the position of the Laiyang Depression

本研究样品取自莱孔2井(LK2)下白垩统莱阳组水南段,为暗色泥质样品,孔深12~110 m。对典

<sup>①</sup>中国科学院重点方向项目(批准号:KZCX2-YW-114);国家杰出青年基金项目(批准号:40625011)资助

<sup>②</sup>吴冲龙,孔春芳,佟彦明,等.胶莱盆地原型恢复与构造地温演化分析.中国地质大学(武汉),内部报告,2005。

收稿日期:2007-02-08;收修改稿日期:2007-08-28

型样品进行了 Rock-Eval 及有机岩石学分析。结果表明,这套暗色泥岩具有较高 TOC,一般可达 1% ~ 3%; 烃源岩成熟度低,实测  $R_o$  在 0.50% ~ 0.65% 之间;具有较强的生烃潜力,HI 为 250 ~ 700 mg/g,TOC (表 1),主要生烃母质是藻类体及无定形体,占 80% ~ 95%;为 I 型与 II 型生烃母质。

表 1 莱孔 2 井暗色泥质样品地化分析结果

Table 1 Geochemical analysis results of the dark mudstones from the Well LK2

编号	孔深/m	岩 性	TOC/%	$S_1/(mg/g)$	$S_2/(mg/g)$	$T_{max}/^{\circ}C$	HI/(mg/g <sub>TOC</sub> )	VR <sub>o</sub> /%
JL-23	12.3	深灰色泥岩	1.13	0.56	5.02	437	444	
JL-24	19.7	深灰色泥岩	1.17	0.49	4.19	435	358	
JL-25	22.4	深灰色泥岩	1.69	0.86	9.72	476	575	
JL-27	43.1	深灰色泥岩	1.07	0.25	5.17	439	483	
JL-28	63.5	深灰色泥岩	2.08	0.63	13.3	475	641	0.55
JL-29	65.0	深灰色泥岩	1.33	0.16	6.88	440	517	
JL-30	74.2	深灰色泥岩	1.14	0.26	4.45	436	390	
JL-31	86.5	深灰色泥岩	3.08	0.68	17.9	476	582	0.50
JL-33	89.2	深灰色泥岩	1.19	0.35	7.67	440	674	
JL-34	97.8	深灰色泥岩	2.88	0.61	21.5	442	747	
JL-35	107.4	深灰色泥岩	3.0	0.83	22.8	439	761	0.60

2 烃源岩中的石油包裹体的特征

2.1 石油包裹体的产出和分布

在本研究暗色泥岩样品中发现有大量石油包裹

体。这些包裹体非常细小,本文称之为微石油包裹体。采用高倍荧光显微镜观察,这些微石油包裹体主要为 <1 ~ 2 μm 的纯液态烃包裹体群,一些个体较大,可达 2 ~ 5 μm ,主要有以下两种赋存形式:

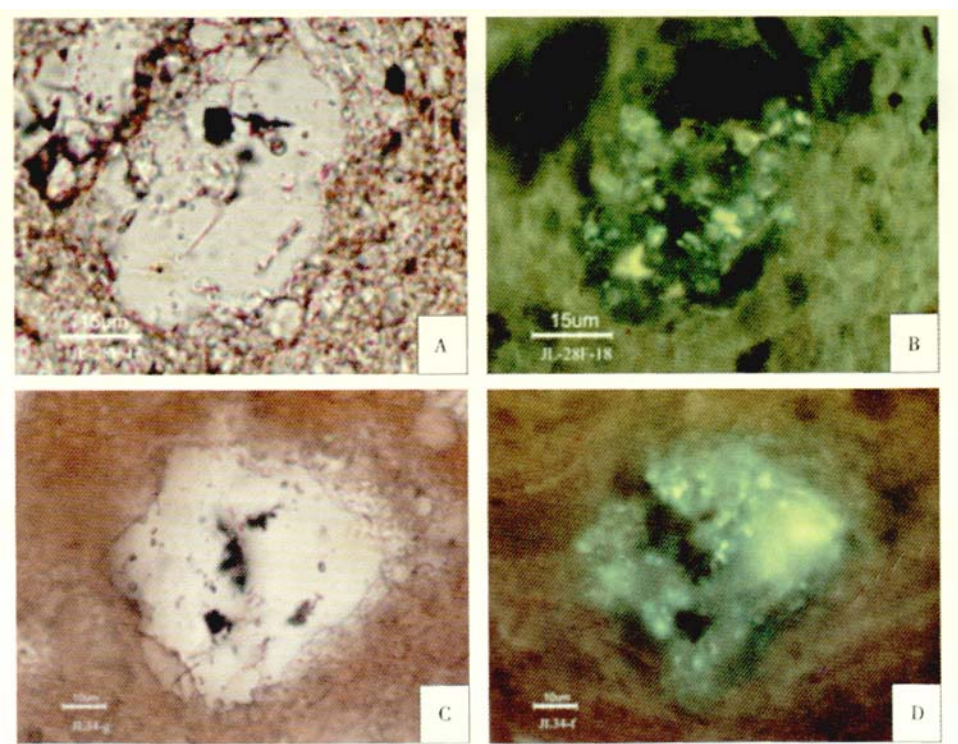


图 2 莱孔 2 井烃源岩矿物中分布的微石油包裹体群

(A. 灰黑色泥岩,63.5 m,水南段,透射光; B. 与 A 同视域, 反射荧光; C. 深灰色泥岩,97.8 m,水南段,透射光; D 与 C 同视域, 反射荧光)

Fig. 2 Micro-petroleum inclusions occurring in the source rocks from the Well LK2

(1) 自生矿物中的石油包裹体群:本研究暗色泥岩样品中存在粒径 30 ~ 50 μm 的自生石英和方解石团块,在这些自生矿物中发育有大量细小和密集分布的石油包裹体,发黄色与黄绿色荧光,成群分布,只有在高倍荧光显微镜下才可分辨出一些个体(图 2A、B)。

(2) 碎屑矿物微裂隙中的石油包裹体群:这些微石油包裹体沿石英的微裂隙呈串珠状分布,发黄绿色荧光,多数单个包裹体 1 ~ 2 μm(图 2C、D)。

2.2 石油包裹体的均一温度测定

由于烃源岩中泥质和有机质含量高,样品透明度低,包含石油包裹体的矿物小,矿物中包含的石油包裹体更小,石油包裹体均一温度测定的难度很大。通常的情况是,在大量烃源岩样品观察中仅能找到个别样品中发育的个别石油包裹体可用于测温研究。本研究发现莱孔 2 井一块暗色泥岩样品(孔深 65 m)自生石英中的石油包裹体个体较大,气泡明显,采用高倍(100 倍)长焦距物镜对样品中的石油包裹体均一温度进行了测定。结果见表 2,可见这些石英颗粒中的石油包裹体均一温度分布较集中,为 78 ~ 82 ℃,体积气/液比较小,为 7.5% ~ 7.6%。

2.3 石油包裹体的 PVTsim 模拟

石油包裹体的 PVTsim 模拟是为进一步求取石油包裹体的捕获温度与捕获压力。方法见 Liu 等<sup>[5]</sup>。根据表 2,选取了两个典型石油包裹体作 PVTsim 模拟:石油包裹体 1 均一温度为 78.5 ℃,体积气/液比

为 7.5%;石油包裹体 5 均一温度为 82 ℃,体积气/液比为 7.6%(表 2)。PVTsim 模拟计算结果见表 3,这两个石油包裹体的最小捕获压力分别为 230 bar、227 bar。

表 2 莱孔 2 井一块暗色泥岩样品(孔深 65 m)中石油包裹体均一温度测定结果

Table 2 The measuring results of homogenization temperatures of petroleum inclusions from a source rocks of Well LK2 (burial depth of 65 m)			
宿矿物	石油包裹体及特征	石油包裹体	
		均一温度/℃	气/液比/%
石英颗粒	包裹体 1: 黄绿色荧光	78	7.5
石英颗粒	包裹体 2: 黄绿色荧光	78.5	7.5
石英颗粒	包裹体 3: 黄绿色荧光	79	7.6
石英颗粒	包裹体 4: 黄绿色荧光	81	7.6
石英颗粒	包裹体 5: 黄绿色荧光	82	7.6

因本研究暗色泥岩样品中未找到与石油包裹体同期形成的盐水包裹体,根据 Aplin 等的方法,可采用比石油包裹体的均一温度高 15 ℃作为捕获温度来模拟石油包裹体的捕获压力<sup>[6,7]</sup>。据此,求得两个石油包裹体的捕获压力分别为 305 bar、307 bar(表 3)。根据 Liu 等<sup>[5]</sup>的研究,应用 PVTsim 模拟计算石油包裹体的捕获压力有较高的精度,如捕获温度可靠,模拟计算的捕获压力误差在 4% 以内。因此,选取的两个典型石油包裹体的捕获压力范围为:293 ~ 317 bar 与 295 ~ 319 bar。

表 3 莱孔 2 井一块暗色泥岩样品(孔深 65 m)中石油包裹体 PVT 模拟结果

Table 3 The PVT simulation results of petroleum inclusions from a source rocks from Well LK2 (burial depth of 65 m)

石油包裹体	石油包裹体均一温度	石油包裹体气液比	石油包裹体 P-T 等容线方程	石油包裹体最小捕获压力	石油包裹体捕获压力
	/℃	/%		/bar	/bar *
石油包裹体 1	78.5	7.5	$P = 5.08T - 168.4$	230	305
石油包裹体 5	82	7.6	$P = 4.92T - 170.1$	227	307

\* 按捕获温度 = 均一温度 + 15℃ 计算。

3 油气初次运移深度与时间

烃源岩中石油包裹体的形成条件与储层中相同,应具备一定温压环境,同时流体中必须含有烃类<sup>[8]</sup>。当烃源岩埋深进入热演化生烃阶段,产出的烃类流体不仅沿层理、裂隙排出烃源岩,而且烃类流体也可进入烃源岩中的粉砂质矿物微裂隙中或是被烃源岩中的成岩自生矿物所捕获,从而形成微石油包裹体。因此,烃源岩中的石油包裹体形成的温压条件指示了烃

源岩生一排烃温度与油气初次运移的深度与时间。应用石油包裹体捕获温度与压力确定油气运移的时间与深度的方法是:首先确定研究样品在地史时期所受温压演化史图;然后将该样品中所含石油包裹体的温压条件标注在该图上,所对应的地质时间或埋藏深度即油气运移的地质时间与深度<sup>[9]</sup>。根据胜利油田地质院的资料,莱阳陷莱孔 2 井地层埋藏史见图 3。根据吴冲龙等所作的研究<sup>②</sup>,自中生代以来,莱阳凹陷古地温梯度的演化有由低到高、

再由高到低的规律。具体是:莱阳期(140~110 Ma)为 $3.1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ ,青山期(110~99 Ma)为 $4.0\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ ,王氏期为 $3.1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ ,现今 $2.6\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}^{-1}$ 。青山期古地温梯度高主要与该时期火山活动活跃有关。

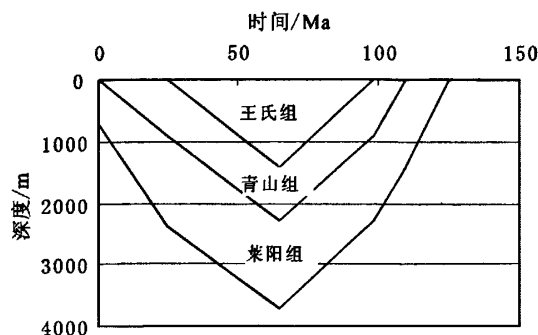


图3 莱孔2井地层埋藏史图(根胜利油田地质院的资料)  
Fig.3 Burial history of strata from the Well LK2

据此,恢复了莱孔2井水南段烃源岩古地温与古压力演化图。将石油包裹体的捕获温度条件反映在该图中(图4A),可见,石油包裹体的形成时间为74~77 Ma。然而,石油包裹体的捕获压力要明显高于该样品在地质历史时期所受静水压力,该烃源岩样品在地史时期最大静水压力为300 bar,在74~77 Ma间静水压力为248 bar~258 bar(图4B)。按石油包裹体的捕获压力中值306 bar推算,石油包裹体形成时压力系数可达1.19~1.23。值得特别说明的是,本研究捕获压力推算是基于:捕获温度=均一温度+15 $^{\circ}\text{C}$ 计算(表3),可能会导致模拟计算的捕获压力有较大的误差,但既使按捕获温度=均一温度+10 $^{\circ}\text{C}$ 模拟计算,所得捕获压力也大于当时的静水压力。因此,本研究认为这套烃源岩在油气初次运移时可能存在超压。

本研究烃源岩中丰富的微石油包裹体不仅进一步说明下白垩统莱阳组水南段暗色泥岩是生烃性能和生烃潜力很好的烃源岩,而且还揭示了这套烃源岩的有效生烃与排烃温度为93~99 $^{\circ}\text{C}$ ,按王氏期 $3.1\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ 古地温梯度计算,对应埋藏深度应为2600~2750 m。虽然莱孔2井水南段烃源岩现埋深不到200 m,其在地质历史时期曾一度埋深超过2600 m,进入了有效生排烃阶段。据此,可进一步推断在莱阳凹陷中心,水南段烃源岩曾埋藏更深,已进入主生油阶段,生成过大量油气。莱阳凹陷油气评价与勘探应寻找保存较好的早期圈闭构造。

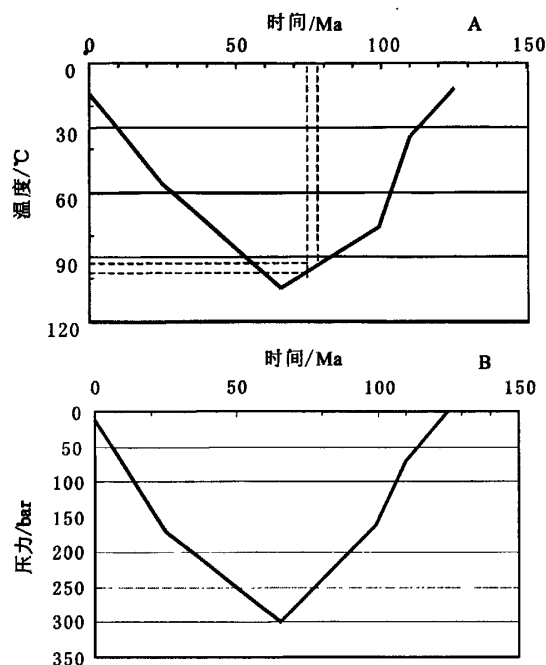


图4 莱孔2井烃源岩中石油包裹体形成时间推算结果  
Fig.4 The formation time of petroleum inclusion from the source rock of Well LK2

## 4 结论

(1) 莱阳凹陷莱孔2井水南段暗色泥岩为富含有机质的优质烃源岩,在烃源岩的自生矿物与碎屑矿物微裂隙中发育有丰富的微石油包裹体群,对典型烃源岩样品石油包裹体研究表明,其均一温度为78~82 $^{\circ}\text{C}$ ,模拟计算捕获压力为305~307 bar。

(2) 结合烃源岩温压演化历史,推算出莱孔2井水南段暗色泥岩微石油包裹体形成地质时间在74~77 Ma左右,水南段烃源岩的有效生烃与排烃温度为93~99 $^{\circ}\text{C}$ ,排烃深度为2600~2750 m。

(3) 莱阳凹陷中心水南段烃源岩在地质历史时期已进入主生油阶段,生成过大量油气,该凹陷油气评价与勘探应寻找保存较好的早期圈闭构造。

## 参考文献 (References)

- 1 刘德汉. 包裹体研究——盆地流体追踪的有力工具[J]. 地学前缘, 1995, 4(4): 149-153 [Liu Dehan. Study of fluid inclusion: a useful tool to trace basin fluid[J]. Earth Science Frontiers, 1995, 4(4): 149-153]
- 2 卢焕章, 范宏瑞, 倪培, 等. 流体包裹体[M]. 北京: 科学出版社, 2004: 17-202 [Lu Huanzhang, Fan Hongrui, Ni Pei, et al. Fluid In-

- clusion[M]. Beijing: Science Press, 2004: 172-202]
- 3 McIlmains R K. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs [J]. *Applied Geochemistry*, 1987, 2(5/6):585-603
  - 4 胜利油田石油地质志编写组. 中国石油地质志(六)[M]. 北京: 石油工业出版社, 1987:491-505 [Editorial Committee of Petroleum Geology of Shengli Oilfield. *Petroleum Geology of China* (Vol. 6) [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1987:491-505]
  - 5 Liu D H, Xiao X M, Mi J K, *et al.* Determination of trapping pressure and temperature of petroleum inclusion using PVT simulation inclusion of lower Ordovician carbonates from the Lunnan low uplift, Tarim Basin [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2003, 20: 29-43
  - 6 Aplin A C, Macleod G, Larter S R, *et al.* Combined use of confocal scanning microscopy and PVT simulation for estimating the composition and physical properties of petroleum in fluid inclusion[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1999, 16: 97-110
  - 7 Aplin A C, Larter S R, Bigge M A, *et al.* PVT history of the north sea's Judy oilfield [J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2000, 69-70: 641-644
  - 8 刘斌, 沈昆. 流体包裹体热力学[M]. 北京: 地质出版社, 1999:12-16 [Liu Bin, Shen Kun. *Thermodynamics of fluid inclusion* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1999:12-16]
  - 9 Xiao X M, Xiong M, Tian H, *et al.* Determination of the source area of the Ya13-1 gas pool in the Qingdongnan Basin, South China Sea [J]. *Organic Geochemistry*, 2006, 37: 990-1002

## Investigation of Petroleum Inclusion and Primary Migration of Petroleum of Source Rocks in the Laiyang Depression

LIU Hong-ying<sup>1,2</sup> XIONG Min<sup>1,2</sup> LIU De-han<sup>1</sup> XIAO Xian-ming<sup>1</sup>

(1. State Key Laboratory of Organic Geochemistry, Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou 510640;

2. Postgraduate Institute of Chinese Academy of Science, Beijing 100049)

**Abstract** The dark mudstone in the Shuinan Section, Laiyang Formation of the Cretaceous age from the Laiyang Depression belongs to a type of fine source rock with dominant source matter of aglinites and amorphinites. With high magnification of microscopy, a lot of petroleum inclusions were found, which occur in the fissures of sand grains and authigenic minerals in the source rock. The petroleum inclusions have a narrow range of homogenization temperature of 78 ~ 82 °C. Combined use of the geothermal evolution history of the Shuinan Section in the borehole LK2 and the trapping temperature of the petroleum inclusions, its formation time was deduced to be 74 ~ 77 Ma. According to the PVT simulation calculation, the trapping pressure of the petroleum inclusions was in the range of 305 ~ 307 bar. The occurrence of the petroleum inclusions has shown that the source rock underwent a deep burial and petroleum generation and expulsion before the uplifting of the Laiyang Depression in Tertiary, and the Shuinan section is the important source rock in this depression. This result has provided important information for further evaluation and exploration of this depression.

**Key words** Laiyang Depression, source rock, petroleum inclusion, primary migration of petroleum