

莺歌海盆地乐东10区新近系黄流组储层天然气 充注与超压演化史

范彩伟,刘爱群,吴云鹏,侯静娴

[中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东 湛江 524057]

摘要:莺歌海盆地乐东10区新近系黄流组储层异常高压极其发育,压力系数最高可达2.3,超压的发育和演化与天然气成藏关系密切。基于流体包裹体岩相学观察,通过流体包裹体显微测温 and 激光拉曼光谱分析恢复黄流组储层气包裹体捕获压力,研究储层天然气充注和压力演化的关系。莺歌海盆地乐东10区黄流组储层发育纯CO₂气包裹体、富CH₄气包裹体、CO₂-CH₄混合气包裹体,对应两期CO₂和两期烃类气体充注。两期CO₂充注时间分别在2.0 Ma和1.0 Ma,包裹体中碳同位素显示两期CO₂为无机成因。两期烃类气体充注时间均晚于两期CO₂充注时间,分别是在1.8 Ma和0.4 Ma。黄流组储层超压经历了先增后降的过程。在2.0~1.0 Ma,两期CO₂和一期天然气的充注使黄流组储层压力逐渐升高,第二期CO₂充注到黄流组储层中之后,最大压力系数达到2.43。第二期烃类气体充注对应的黄流组储层剩余压力和压力系数都低于第二期CO₂充注时期,可能指示了在第二期CO₂充注之后,存在天然气泄漏的现象,使储层压力在1.0~0.4 Ma降低。莺歌海盆地乐东10区黄流组储层天然气充注与压力演化的关系对认识天然气成藏规律具有重要意义。

关键词:流体包裹体;拉曼光谱;古压力恢复;天然气充注史;黄流组;新近系;莺歌海盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Gas charging and overpressure evolution history of the Neogene Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

Fan Caiwei, Liu Aiqun, Wu Yunpeng, Hou Jingxian

(Zhanjiang Branch of CNOOC Ltd., Zhanjiang, Guangdong 524057, China)

Abstract: The abnormal high pressure of the Huangliu Formation reservoir in the Yinggehai Basin is quite common with a pressure coefficient reaching up to 2.3. The development and evolution of overpressure are closely related to natural gas accumulation. This study focuses on the relationship between gas accumulation and reservoir pressure evolution, based on the petrographic observation of fluid inclusions, coupled with the trapping pressure of gas inclusions in the Huangliu Formation reservoir revealed by microscopic temperature measurement of fluid inclusions and Laser Raman spectrometry. The reservoir of Huangliu Formation in Ledong 10 area of Yinggehai Basin develops pure-CO₂ gas inclusions, CH₄-rich gas inclusions, as well as mixed CO₂ and CH₄ gas inclusions, corresponding to CO₂ and hydrocarbon gas charging of two stages respectively. The two-stage CO₂ charging occurred 2.0 Ma and 1.0 Ma ago from now, respectively, and the CO₂ is of inorganic origin as shown by the carbon isotopes in the inclusions. The two-stage hydrocarbon gas charging occurred 1.8 Ma and 0.4 Ma ago from now, later compared with the CO₂ charging. The overpressure of Huangliu Formation reservoir experienced a process of increasing first and then decreasing. From 2.0 Ma to 1.0 Ma, the two-stage CO₂ and one-stage natural gas charging gradually increased the reservoir pressure of the study area. As the second-stage CO₂ charging occurred in the formation, the maximum pressure coefficient reached 2.43. The residual pressure and pressure coefficient in the reservoir during the second-stage hydrocarbon gas charging are lower than the second-stage CO₂ charging, which may indicate that natural gas leak might happen after the second-stage CO₂ charging, which functions to reduce the reservoir pressure around 1.0 Ma to 0.4 Ma. The relationship

收稿日期:2022-06-26;修订日期:2022-09-15。

第一作者简介:范彩伟(1973—),男,教授级高级工程师,海上油气勘探开发。E-mail: fancw@cnooc.com.cn。

between natural gas charging and pressure evolution of the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area of Yinggehai Basin is of great significance to understanding the pattern of natural gas accumulation.

Key words: fluid inclusion, Raman spectrum, paleo-pressure restoration, natural gas charging history, Huangliu Formation, Neogene, Yinggehai Basin

引用格式: 范彩伟, 刘爱群, 吴云鹏, 等. 莺歌海盆地乐东10区新近系黄流组储层天然气充注与超压演化史[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(6): 1370-1381. DOI: 10. 11743/ogg20220608.

Fan Caiwei, Liu Aiqun, Wu Yunpeng, et al. Gas charging and overpressure evolution history of the Neogene Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(6): 1370-1381. DOI: 10. 11743/ogg20220608.

储层异常高压的形成往往与油气充注发生压力传递有关^[1-2], 因此储层压力演化与油气充注史关系密切。恢复古压力的常用方法包括压实方法、数值模拟方法和流体包裹体方法。压实方法只适合于恢复由压实不均形成的超压, 而数值模拟方法主要是基于软件自带数学模型计算得到, 由于储层中超压主导成因复杂, 选择合适模拟方法存在困难, 因此难以真实再现压力演化过程, 特别是储层古压力的恢复^[3-5]。通过恢复流体包裹体捕获压力来重建储层孔隙流体压力演化过程是目前最普遍且比较实用的方法。石英毛细管封装固定组分技术的开发, 实现了激光拉曼光谱法定量测定CO₂-CH₄体系中天然流体包裹体^[6-10], 提供关键的约束信息可用于评价流体捕获条件^[11-16]。相较于传统相变测温方法, 激光拉曼原位定量光谱分析方法具有更高的精度。

莺歌海盆地是中国南海北部海域重要的高温、高压含油气盆地^[17-18]。目前在莺歌海盆地莺东乐东10区发现了乐东10-1、乐东10-2和乐东10-3气田等含气构造, 证实了乐东10区优越的天然气成藏条件^[19]。乐东地区黄流组储层异常高压非常发育, 实测压力系数最高可达到2.3。但是对于乐东10区压力演化过程尚未开展相关研究, 限制了莺歌海盆地超压环境油气成藏机理研究。本研究以莺歌海盆地乐东10区新近系黄流组砂岩储层为研究对象, 通过流体包裹体和激光拉曼光谱技术获取黄流组砂岩储层不同类型气包裹体成分、均一温度和盐度等信息, 恢复不同期次流体包裹体捕获压力, 重建莺歌海盆地黄流组储层天然气充注史与压力演化过程, 为莺歌海盆地高温、高压区天然气成藏规律研究提供参考。

1 区域地质概况

莺歌海盆地属于印澳-欧亚板块碰撞所产生的“挤出-逃逸”大型新生代走滑伸展盆地^[19], 盆地走向北西-南东向, 盆地西邻昆崙隆起、东邻北部湾盆地、

海南隆起和琼东南盆地, 呈菱形结构, 划分为河内凹陷和莺歌海凹陷2个次级单元^[20](图1), 其中莺歌海凹陷划分为莺东斜坡、中央底辟区和莺西斜坡3个构造区带, 乐东10区位于莺东斜坡南部。在早期断陷阶段, 莺歌海盆地在岩石圈拉伸和红河断裂走滑双重作用下形成转换-伸展型盆地, 沉积了古近系始新统湖相地层、渐新统崖城组以及陵水组海-陆过渡相和海相地层^[21-22]。在拗陷阶段, 盆地沉积了新近系三亚组、梅山组、黄流组、莺歌海组和第四系海相地层。莺歌海盆地新近纪以来的快速下沉和充填导致盆地发育大规模流体底辟和超高压, 形成莺歌海盆地独特而复杂的底辟成藏系统^[23]。莺歌海盆地烃源岩主要为新近系梅山组 and 三亚组, 有机质类型主要为腐殖型, 生气为主^[24]。较高的地温梯度加速了中央凹陷底辟带的有机质热演化, 使烃源岩提前进入生烃门限。天然气组成和同位素特征显示盆地内CH₄气主要为煤成气成因, 而CO₂既有有机成因, 又有无机成因^[25-26], 浅层和中、深层产出的天然气在成熟度及天然气组成上不具有明显的规律性^[27]。

2 样品与方法

本研究采集了莺歌海盆地乐东10区LD10-A井和LD10-B井的新近系黄流组砂岩储层样品25块, 深度范围为4 039~4 249 m。砂岩储层样品被制成双面剖光的流体包裹体片之后用于开展流体包裹体岩相学观察、显微测温、激光拉曼光谱分析以及流体包裹体捕获压力恢复。

流体包裹体岩相学观察采用的仪器为Nikon80I多通道显微镜。测试流体包裹体的均一温度和冰点温度采用Linkam-THMSG600冷热台, 流体包裹体的盐度根据冰点温度计算获得。冷热台经校正后显微测温误差为±0.1℃, 测温过程中升温速率控制在0.1~5.0℃/min。

高分辨率显微共聚焦激光拉曼光谱仪型号为

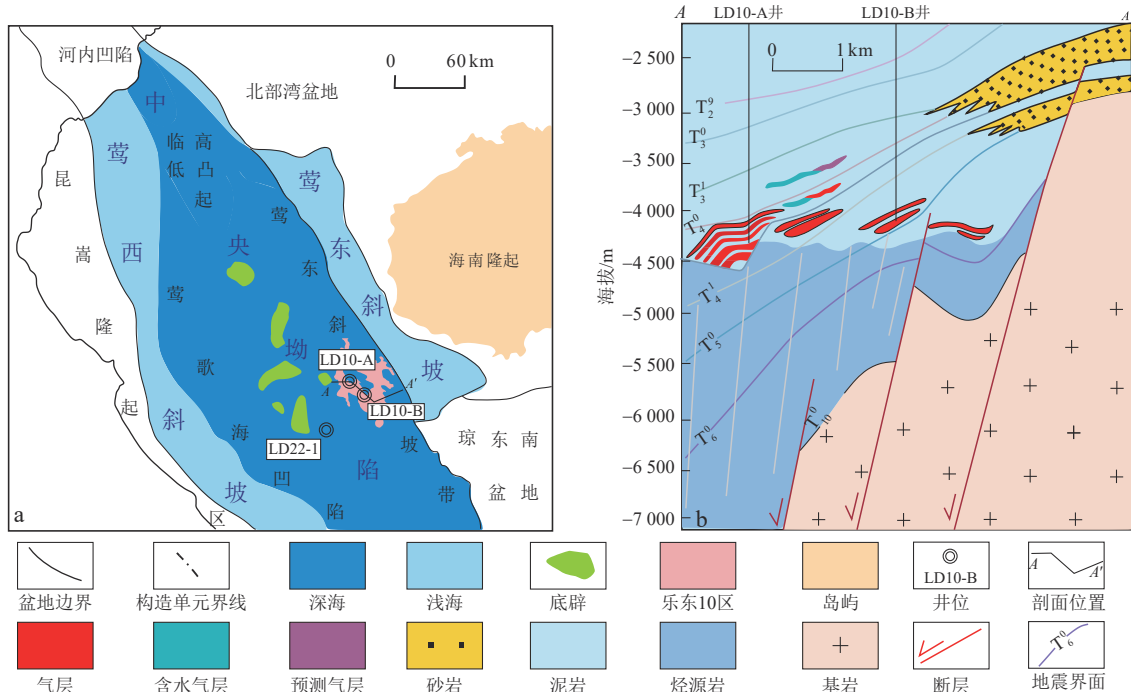


图1 莺歌海盆地构造单元划分和采样井位分布

Fig. 1 Structural unit division and sampling well distribution in the Yinggehai Basin

a. 构造单元划分和井位分布; b. 过A—A'剖面的成藏模式

HORIBA Jobin Yvon S. A. S公司的LabRAM HR800显微激光拉曼光谱仪。测试环境温度为20~25℃,光源为YAG激光器,波长532.06 nm,输出功率350~400 mW。数据单次采集时间一般为10~20 s,叠加100~200次,激光拉曼光谱定量模型的建立和天然包裹体拉曼定量光谱的采集均在中国地质大学(武汉)构造与油气资源教育部重点实验室进行。

采集富气相包裹体激光拉曼光谱采用的是300光栅多窗口模式,所采集的光谱用于定性判断识别均一状态下包裹体的寄主矿物和流体包裹体所含组分。利用氙灯的激光拉曼光谱标准峰对CH₄包裹体的伸缩振动峰进行校正,最终计算确定拉曼峰偏移的真实值。以下是根据实验结果拟合的纯CH₄包裹体CH₄拉曼散射峰位移与CH₄包裹体密度以及初始CH₄拉曼散射峰位移的线性关系式^[28]:

$$D = v_d - v_o = 211.3\rho^4 - 73.238\rho^3 + 24.477\rho^2 - 29.0632\rho \quad (1)$$

式中: D 为实际CH₄峰位移与初始甲烷拉曼散射峰位移的差值,cm⁻¹; v_d 为实际CH₄峰位移,cm⁻¹; v_o 为初始CH₄拉曼散射峰位移,cm⁻¹, $v_o = 2917.58$ cm⁻¹; ρ 为包裹体的密度,g/cm³。

通过获取CH₄气包裹体同期盐水包裹体的均一温度,将密度和均一温度的值代入CH₄体系热力学模型

方程^[29],可以得到CH₄气包裹体的均一压力。

纯CO₂包裹体CO₂费米双峰间距与CO₂包裹体的密度线性关系式^[30]:

$$\Delta = 0.320027\rho^2 + 1.795706\rho + 102.7377 \quad (2)$$

式中: Δ 为CO₂费米双峰间距,cm⁻¹。

通过获取CO₂气包裹体同期盐水包裹体的均一温度,将密度和均一温度的值代入Bakker模型方程^[29],可以得到CO₂气包裹体的均一压力。

基于已建立的CO₂-CH₄混合气拉曼定量模型以及确定的拉曼定量因子,采用多元回归线性公式可以求取包裹体密度^[29],从而可进一步获取CO₂-CH₄混合气包裹体捕获压力^[29]。

$$\rho = \sum_{i=0}^3 \sum_{j=0}^4 b_{ij} \times (C_{CH_4})^i (v_{CH_4})^j \text{ 或 } \rho = \sum_{i=0}^3 \sum_{j=0}^4 b_{ij} \times (C_{CO_2})^i (v_{CO_2})^j \quad (3)$$

式中: i, j, b 是常数,无量纲; C 为物质的摩尔分数,%; v 为物质的拉曼峰位移,cm⁻¹。

采用Basin Mod软件对莺歌海盆地乐东地区LD10-A井开展单井埋藏史和热史模拟,模拟结果采用实测温度和成熟度(镜质体反射率 R_o)进行校正,并模拟了凹陷中心的典型井LD22-1井主力烃源岩梅山组的生烃演化史。储层天然气充注时间是通过CH₄包裹体伴生的盐水包裹体均一温度结合单井埋藏史和热史模拟的方

法确定的,在此结果上恢复储层压力演化过程。

当流体包裹体样品体积较小或者数量较少时,不能采用传统的碎滤技术对其进行同位素分析,无损、有效的拉曼光谱技术可以确定富 CO_2 气包裹体中碳同位素含量。Li等^[29]提供了一种无损、有效的拉曼光谱技术来研究单一 CO_2 包裹体内 CO_2 碳同位素(^{13}C)含量。在LD10-A井和LD10-B井中选择4个富 CO_2 气包裹体来计算其碳同位素含量,4种波峰分为 $1\,267\text{ cm}^{-1}$ 和 $1\,372\text{ cm}^{-1}$ ($\nu^{(13)-}$ 和 $\nu^{(13)+}$), $\sim 1287\text{ cm}^{-1}$ 和 $\sim 1385\text{ cm}^{-1}$ ($\nu^{(12)-}$ 和 $\nu^{(12)+}$),分别对应于 ^{13}C 和 ^{12}C 同位素的含量,通过光谱软件Labspec计算不同峰的峰面积,代入Li等^[29]给出的公式计算可以得到摩尔分数比 $\text{C}^{13}/\text{C}^{12}$ 和碳同位素比值。

3 实验结果

3.1 流体包裹体岩相学特征

莺歌海盆地乐东10区黄流组砂岩中发育丰富的次生含气流体包裹体,主要位于石英微裂隙和加大边中。室温下可以观察到气相、气-液两相以及固-液两相流体包裹体,所观察的包裹体中固相主要为沥青。流体包裹体岩相学观察结合激光拉曼光谱可将黄流组砂岩中气包裹体分为4类,分别为纯-富 CO_2 气包裹体、富 CH_4 气包裹体、 CO_2 - CH_4 混合气包裹体以及含固体沥青气包裹体(图2)。纯-富 CO_2 气包裹体,多呈单一气相,与气-液两相盐水包裹体共生并切穿不同石英颗粒(图2a)。流体包裹体岩相学观察结合原位拉曼光谱测定结果显示富 CO_2 气包裹体主要赋存于石英的愈合裂隙中,直径一般在 $8\sim 18\text{ }\mu\text{m}$,呈圆形、椭圆形或不规则形。可以观察到不同气-液比包裹体在同一条裂纹中发育,说明存在 CO_2 -水在不混溶体系下捕获的现象(图2b,c)。富 CH_4 包裹体在室温下多为单一气相(图2d),部分包裹体边缘可见液相 CO_2 ,此类包裹体常与盐水包裹体伴生,多发育在石英颗粒裂纹中。从富 CH_4 包裹体群与 CO_2 包裹体群交切关系判断,第二期含 CO_2 气包裹体捕获时期晚于第一期富 CH_4 包裹体(图2g,h)。 CO_2 - CH_4 混合气包裹体(图2e)直径范围在 $5\sim 9\text{ }\mu\text{m}$,主要发育在石英加大边中,部分切穿加大边和石英的主颗粒(图2i,j),赋存于加大边和切穿加大边的混合气包裹体群为最晚期捕获。含固体沥青的 CO_2 包裹体主要赋存于石英加大边和石英裂隙内,液态部分为 CO_2 ,直径在 $9\sim 13\text{ }\mu\text{m}$ (图2f)。

3.2 流体包裹体均一温度和盐度

对含烃类和 CO_2 气包裹体共生的盐水包裹体进行均一温度和盐度测试。对于这种不混溶体系捕获的包裹体组合,一般选择盐水包裹体群中均一温度的最小值作为其捕获温度。黄流组不同深度储层中流体包裹体显微测温结果显示(图3),LD10-A井黄流组深度4 170 m和深度4 249 m样品中纯-富 CO_2 气包裹体伴生盐水包裹体均一温度主峰可以分为两个区间,分别是 $155\sim 160\text{ }^\circ\text{C}$ 和 $170\sim 175\text{ }^\circ\text{C}$ 。LD10-B井黄流组深度4 039 m样品中的纯-富 CO_2 气包裹体伴生盐水包裹体均一温度范围是 $155\sim 165\text{ }^\circ\text{C}$ 。富 CH_4 气包裹体伴生盐水包裹体的均一温度范围为 $160\sim 165\text{ }^\circ\text{C}$ 。LD10-A井黄流组4 249 m样品中 CO_2 - CH_4 混合气包裹体伴生盐水包裹体的均一温度范围是 $180\sim 185\text{ }^\circ\text{C}$ 。纯-富 CO_2 气包裹体伴生的盐水包裹体盐度普遍高于与 CH_4 气包裹体伴生的盐水包裹体盐度。与纯-富 CO_2 气包裹体伴生的盐水包裹体盐度存在两个范围,分别为 $6.3\%\sim 7.8\%$ 和 $3.1\%\sim 3.8\%$ 。与富 CH_4 气包裹体伴生的盐水包裹体盐度范围为 $0.4\%\sim 1.5\%$,只有一个流体包裹体盐度值超过 1.5% 。

3.3 气包裹体激光拉曼光谱特征

原位激光拉曼光谱测试结果反映乐东10区黄流组储层中的 CO_2 包裹体室温下多由气态 CO_2 和液态 CO_2 组成,纯 CO_2 流体包裹体具有典型的费米双特征峰(图4a—c),而富 CO_2 流体包裹体除了费米双峰之外,还有 CH_4 的伸缩振动峰,说明此类 CO_2 包裹体内含有少量 CH_4 气。LD10-A井黄流组纯-富 CO_2 流体包裹体费米双峰间距变化范围在 $103.9\sim 104.9\text{ cm}^{-1}$,LD10-B井黄流组纯-富 CO_2 流体包裹体费米双峰间距变化范围在 $104.0\sim 104.4\text{ cm}^{-1}$ 。LD10-A井黄流组储层中发育大量次生富 CH_4 气包裹体,拉曼光谱中可见到高强度 CH_4 伸缩振动峰,同时可见低强度 CO_2 费米双峰(图4d—f),所测得 CH_4 伸缩振动峰范围在 $2\,912.95\sim 2\,913.10\text{ cm}^{-1}$ 。LD10-A井黄流组储层中还发现 CO_2 - CH_4 混合气包裹体(图4h),其中混合气包裹体中费米双峰间距变化范围在 $103.9\sim 104.1\text{ cm}^{-1}$, CH_4 伸缩振动峰范围在 $2\,911.80\sim 2\,911.83\text{ cm}^{-1}$ 。

3.4 气包裹体密度和成分

通过拉曼峰面积比计算得到莺歌海盆地乐东10区LD10-A井和LD10-B井黄流组储层富 CO_2 包裹体中 CO_2 含量为 $92.2\%\sim 96.5\%$, CH_4 含量为 $3.5\%\sim$

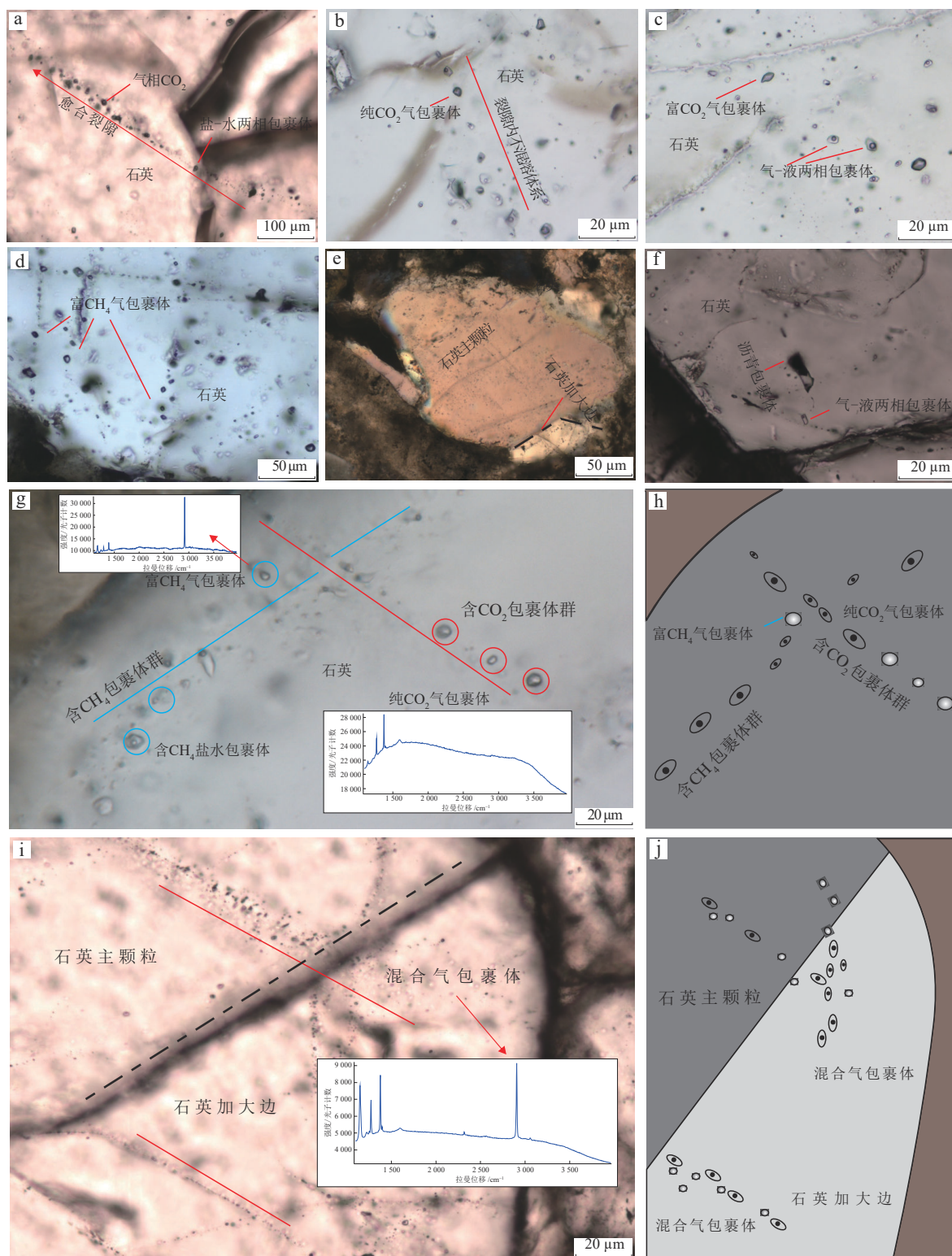


图2 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层流体包裹体岩相学特征显微照片

Fig. 2 Micrographs showing the petrographic characteristics of fluid inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

a. 多个石英裂隙内发育的气相 CO_2 和气-液两相包裹体群, 透射光, LD10-B井, 埋深4 064.8 m; b. 石英裂隙内部发育纯 CO_2 气包裹体, 透射光, LD10-A井, 埋深4 171.0 m; c. 不混溶体系 CO_2 气包裹体, 透射光, LD10-A井, 埋深4 171.0 m; d. 多个裂隙发育的次生富 CH_4 气包裹体, 透射光, LD10-A井, 埋深4 249.0 m; e. 石英颗粒加大边内部发育的混合气包裹体, 正交光, LD10-A井, 埋深4 249.0 m; f. 含固体沥青质颗粒的包裹体, 透射光, LD10-B井, 埋深4 039.0 m; g. 含 CH_4 气流体包裹体组合与含 CO_2 气包裹体组合呈共轭的穿插关系, 透射光, LD10-A井, 埋深4 134.5 m; h. 代表g图中包裹体岩相学关系模式; i. 穿过石英主颗粒及加大边的混合气包裹体组合, 透射光, LD10-A井, 埋深4 249.0 m; j. 代表i图中包裹体岩相学关系模式

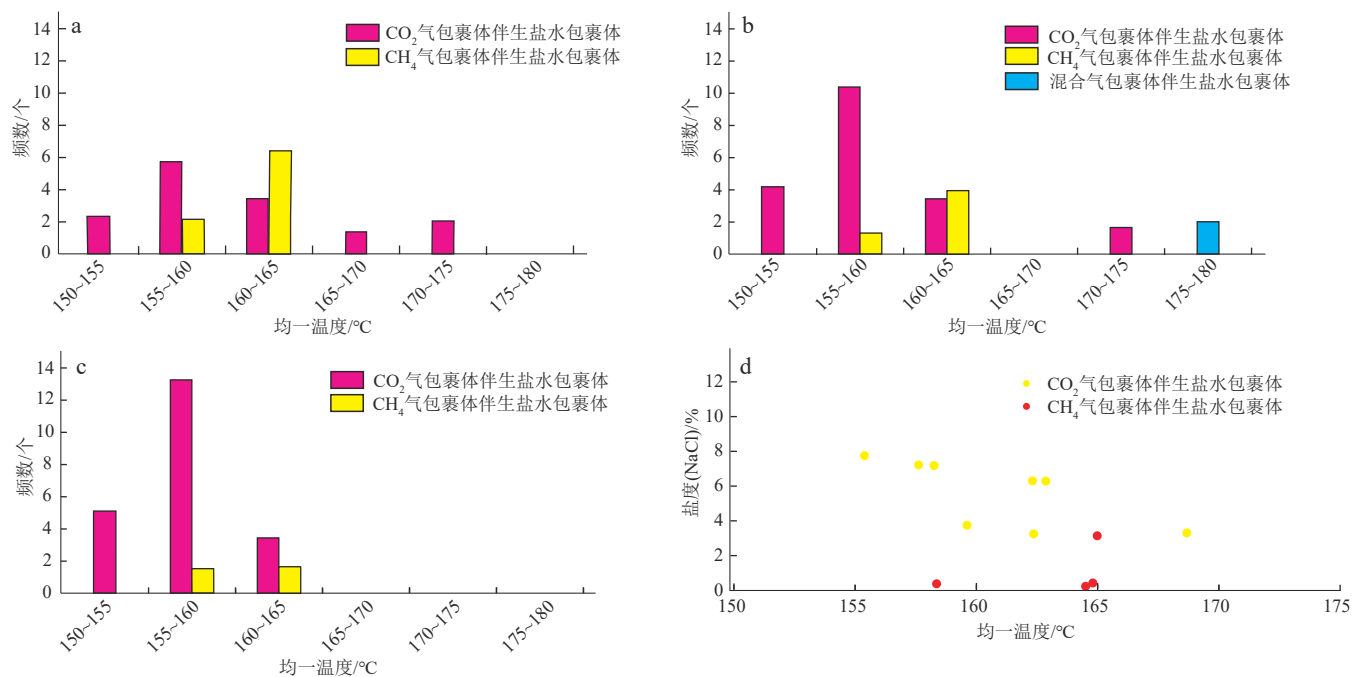


图3 莺歌海盆地乐东10区黄流组流体包裹体均一温度直方图和均一温度与盐度关系

Fig. 3 Histograms of homogenization temperature for different fluid inclusions, and diagram showing the relationship between homogenization temperature and salinity of fluid inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

a. 均一温度直方图, LD10-A井, 埋深4 170.0 m; b. 均一温度直方图, LD10-A井, 埋深4 249.0 m; c. 均一温度直方图, LD10-B井, 埋深4 039.0 m; d. 均一温度与盐度投图, LD10-A井和LD10-B井

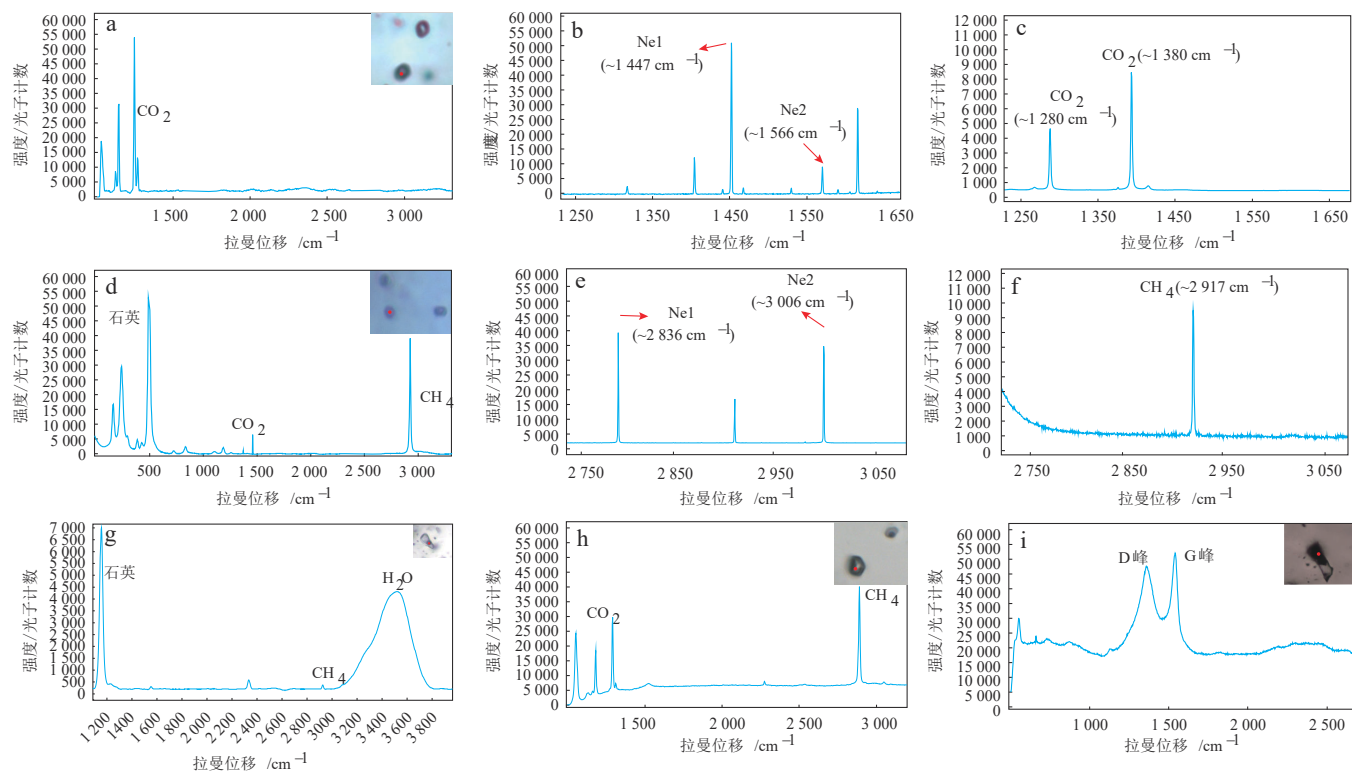


图4 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层典型流体包裹体拉曼光谱

Fig. 4 Raman spectra of typical natural gas fluid inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

a. 纯CO₂包裹体300光栅拉曼光谱; b. 拉曼光谱Ne灯拉曼光谱; c. 纯CO₂包裹体1 800光栅拉曼光谱; d. 富CH₄包裹体300光栅拉曼光谱; e. 拉曼光谱Ne灯拉曼光谱; f. 富CH₄包裹体1 800光栅拉曼光谱; g. 含CH₄盐水包裹体300光栅拉曼光谱; h. CO₂-CH₄包裹体300光栅拉曼光谱; i. 沥青包裹体300光栅拉曼光谱

7.8%。根据激光拉曼测得CO₂包裹体费米双峰间距的分布范围计算得到对应的CO₂包裹体密度分别为0.47~0.53 g/cm³和0.67~0.90 g/cm³(表1),密度的不同指示了CO₂气包裹体捕获的期次性。富CH₄气包裹体中含有少量CO₂,通过拉曼峰面积比计算CO₂含量为3.2%~8.5%,CH₄含量为91.5%~96.8%。采用CH₄拉曼峰位移与密度之间的关系计算得到LD10-A井黄流组储层石英矿物中次生纯CH₄流体包裹体的密度范围为0.171~0.177 g/cm³(表2)。针对CO₂-CH₄混合气包裹体,根据均一状态下CH₄和CO₂的激光拉曼峰面积比计算气体相对含量。结果显示,LD10-A井中黄流组砂岩中的CO₂-CH₄混合气包裹体中CO₂占61.0%~63.0%,CH₄占37.0%~39.0%,与现今气层中CO₂-CH₄组分含量基本一致(表3),验证了数据的准

表1 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层中纯-富CO₂包裹体拉曼定量参数

Table 1 Summary of Raman quantitative parameters of pure/CO ₂ -rich inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin								
序号	井名	深度/m	赋存位置	费米双峰间距/cm ⁻¹	密度/(g·cm ⁻³)	同期盐水包裹体 均一温度/°C	捕获压力/MPa	压力系数
1	LD10-A	4 165.8	石英裂隙	104.5	0.72	175.6	62.2	1.48
2	LD10-A	4 165.8	石英裂隙	104.0	0.53	161.4	36.7	1.05
3	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	104.5	0.72	177.3	62.8	1.50
4	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	104.5	0.72	177.3	62.8	1.50
5	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	104.5	0.72	177.3	62.8	1.50
6	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	104.9	0.90	175.6	100.6	2.45
7	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	104.9	0.90	175.6	100.6	2.45
8	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	104.0	0.53	155.3	34.5	1.05
9	LD10-A	4 134.5	石英裂隙	104.5	0.72	177.3	62.8	1.50
10	LD10-A	4 134.5	石英裂隙	103.9	0.47	155.3	29.8	0.90
11	LD10-B	4 039.0	石英裂隙	104.4	0.67	170.8	53.9	1.46
12	LD10-B	4 039.0	石英裂隙	104.0	0.53	158.7	35.7	1.05
13	LD10-B	4 064.8	石英裂隙	104.0	0.53	158.7	35.7	1.05
14	LD10-B	4 064.8	石英裂隙	104.0	0.53	158.7	36.1	1.06

表2 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层中富CH₄包裹体拉曼定量参数

Table 2 Statistics of Raman quantitative parameters of CH ₄ -rich inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin								
序号	井名	深度/m	赋存位置	CH ₄ 拉曼峰 位移/cm ⁻¹	密度/(g·cm ⁻³)	同期盐水包裹体 均一温度/°C	捕获压力/MPa	压力系数
1	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	2 913.02	0.174	165.0	45.56	1.25
2	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	2 912.95	0.177	165.0	46.71	1.28
3	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	2 913.10	0.171	168.3	44.85	1.22
4	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	2 912.99	0.175	168.3	46.59	1.27
5	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	2 912.99	0.175	168.3	46.59	1.27
6	LD10-A	4 170.0	石英裂隙	2 912.99	0.175	168.3	46.59	1.27
7	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	2 912.99	0.175	168.3	46.59	1.27
8	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	2 912.99	0.175	168.3	46.59	1.27
9	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	2 912.97	0.176	168.3	46.96	1.28
10	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	2 912.99	0.175	168.3	46.63	1.27
11	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	2 912.97	0.176	168.3	46.96	1.28
12	LD10-A	4 249.0	石英裂隙	2 912.96	0.177	168.3	47.13	1.28

表3 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层中混合气包裹体拉曼定量参数

Table 3 Statistics of Raman quantitative parameters of mixed gas inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin											
序号	井名	深度/m	赋存位置	峰面积比	CO ₂ :CH ₄ (百分含量比)		费米双峰 间距/cm ⁻¹	CH ₄ 拉曼峰 位移/cm ⁻¹	同期盐水包裹体 均一温度/°C	捕获 压力/MPa	古压力 系数
					混合气包裹体	现今气藏					
1	LD10-A	4 249.0	石英加大边	0.660 9	61.1:38.9	66.1:33.9	103.9	2 911.80	181.3	91.5	2.15
2	LD10-A	4 249.0	石英加大边	0.658 7	61.0:39.0	64.3:35.7	104.1	2 911.83	181.3	95.6	2.25
3	LD10-A	4 249.0	石英加大边	0.716 7	63.0:37.0	65.6:34.4	104.0	2 911.81	181.3	94.3	2.22

确性,对应的 CO_2 - CH_4 混合气包裹体的密度范围为 $0.62 \sim 0.71 \text{ g/cm}^3$ (图5)。

3.5 气包裹体捕获压力

莺歌海盆地乐东10区LD10-A井和LD10-B井黄流组储层流体包裹体古压力恢复结果显示(图6),纯-富 CO_2 包裹体捕获压力范围比较大,在 $29.80 \sim 100.60 \text{ MPa}$,对应的压力系数为 $0.90 \sim 2.45$ (表1)。其中LD10-B井黄流组储层中纯-富 CO_2 包裹体捕获压力变化范围较小,在 $35.70 \sim 53.90 \text{ MPa}$,对应的压力

系数为 $1.05 \sim 1.46$ 。所得到的黄流组储层富 CH_4 包裹体捕获压力范围相对比较集中,在 $45.56 \sim 47.13 \text{ MPa}$,对应的压力系数范围在 $1.22 \sim 1.28$ (表2)。 CO_2 - CH_4 混合气包裹体捕获压力比较高,主要在 $91.50 \sim 95.60 \text{ MPa}$,压力系数都在 2.10 以上(表3)。

4 讨论

4.1 天然气充注期次和时间

CH_4 和 CO_2 包裹体密度结合共生盐水包裹体均一温度和盐度综合分析认为,莺歌海盆地乐东10区黄流组储层存在两期 CO_2 和两期天然气充注。第一期充注的 CO_2 密度是 $0.47 \sim 0.53 \text{ g/cm}^3$,对应的 CO_2 气包裹体伴生盐水包裹体均一温度范围是 $155 \sim 160^\circ\text{C}$ (图5),发生在约 2.0 Ma (图7)。第二期 CO_2 密度相对第一期偏高,密度范围是 $0.67 \sim 0.90 \text{ g/cm}^3$,对应的伴生盐水包裹体均一温度范围是 $170 \sim 175^\circ\text{C}$,充注时间大约是在 $1.5 \sim 1.0 \text{ Ma}$ (图7)。第一期天然气充注对应的 CH_4 气包裹体密度范围是 $0.171 \sim 0.177 \text{ g/cm}^3$,伴生盐水包裹体均一温度范围是在 $160 \sim 165^\circ\text{C}$,发生在 1.8 Ma 左右。第二期天然气充注对应的 CH_4 包裹体密度范围为 $0.62 \sim 0.71 \text{ g/cm}^3$,伴生盐水包裹体均一温度范围是 $180 \sim 185^\circ\text{C}$,充注时间大约为 0.4 Ma 。混合气包裹体为第二期天然气充注到储层之后捕获形成,包裹体内 CO_2 与 CH_4 相对摩尔含量与现今气藏比例几乎一致,低密度低压力的第一期天然气流体与高密度和高压力的第二期

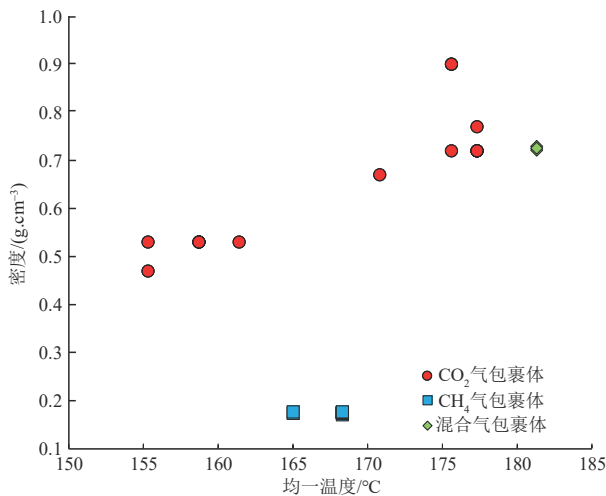


图5 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层不同类型流体包裹体密度与共生盐水包裹体均一温度关系

Fig. 5 Homogenization temperature of associated saline fluid inclusions vs. density of different types of fluid inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

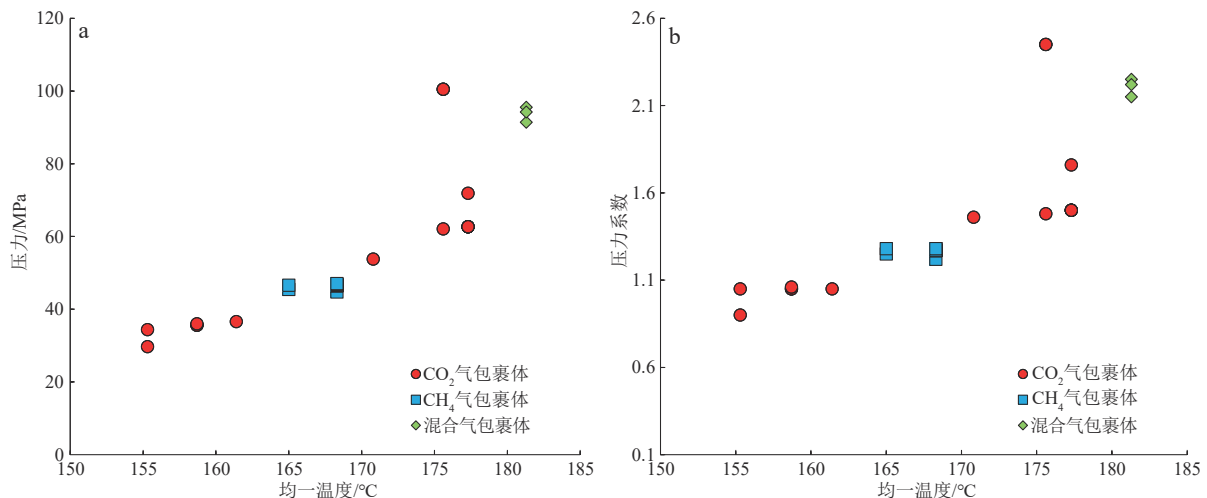


图6 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层不同类型流体包裹体均一温度与捕获压力和压力系数的关系

Fig. 6 Homogenization temperature of diverse types of fluid inclusions vs. trapped pressure and pressure coefficient in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

a. 均一温度与古压力投图; b. 均一温度与古压力系数投图

CO₂流体混合后,不可能形成对应于此类混合气包裹体中CO₂和CH₄的相对摩尔含量及捕获压力(表3),莺歌海盆地两期CO₂和两期天然气充注均发生在约2.0 Ma以来,与始新世第三期走滑伸展活动初期^[28]具有对应关系。两期天然气充注时间与烃源岩大量生气阶段也具有很好的对应关系(图7b)。乐东10区具有早期浅埋后期快速深埋的特征,主力烃源岩中新统梅山组和三亚组晚期生烃且快速生气。烃源岩早期热演化程度相对较低,2.5 Ma左右开始进入生气阶段,在2.0 Ma之后大量生气^[28](图7)。烃类气体组分以CH₄为主,主要是

烃源岩生烃的有机成因来源,然而通过富CO₂气包裹体中碳同位素含量的计算可知两期CO₂都为无机成因来源(表4)。姜平^[31]等人仅对乐东10区的天然气充注幕次进行了划分,而没有对具体CH₄和CO₂不同类型天然气充注幕次进行划分,税蕾蕾^[32]等认为乐东地区黄流组储层经历了至少两期富CO₂的热液流体活动,郭潇潇^[33]等认为乐东区的烃类气体的充注均在1.7 Ma之后,前人工作成果与本研究的结论较吻合,但前人研究没有通过可靠手段来详细刻画CO₂和CH₄的流体活动期次,这限制了烃类气体有利富集区的进一步勘探部署。

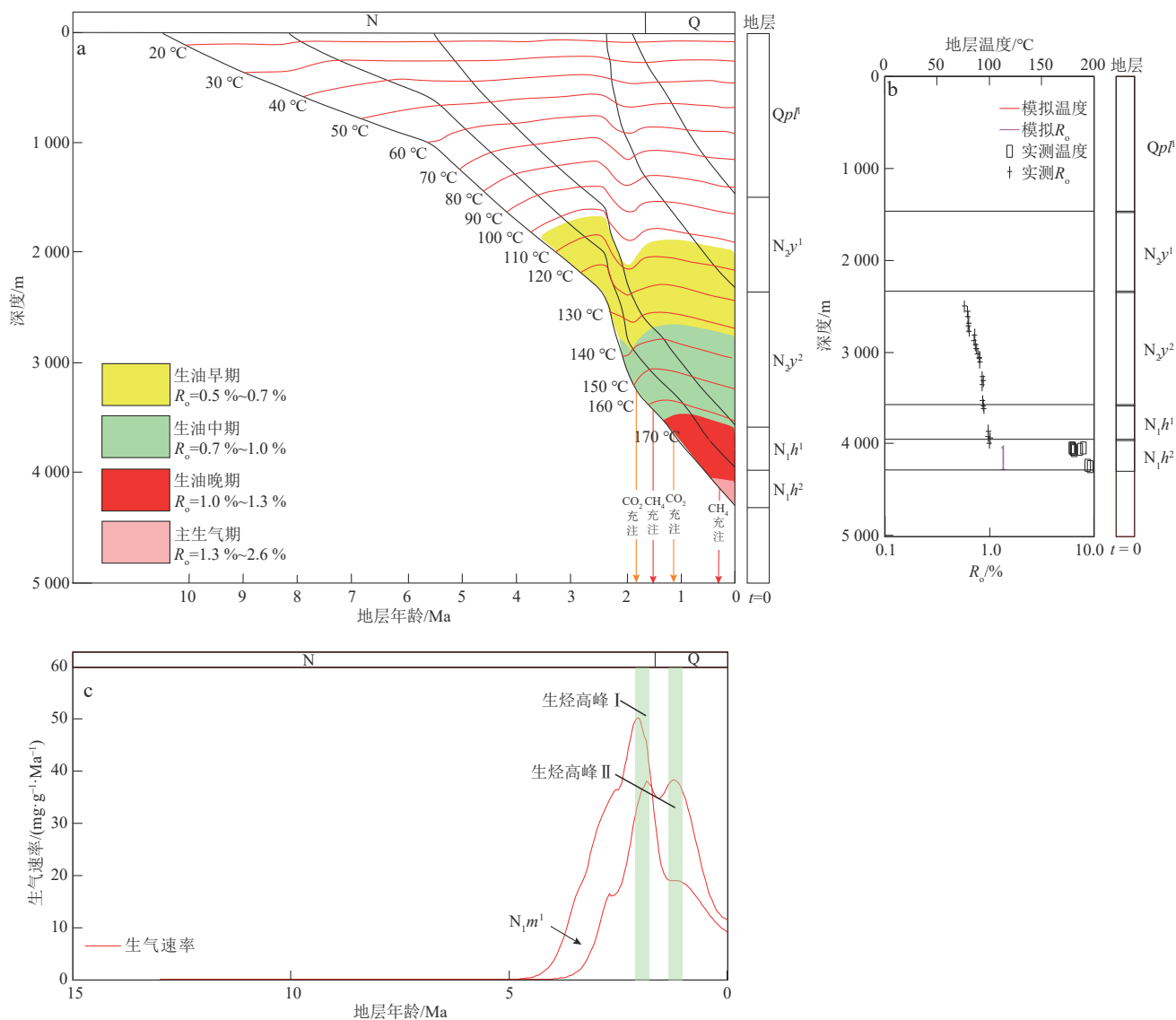


图7 莺歌海盆地乐东10区油气充注和生烃过程

Fig. 7 Diagrams showing the hydrocarbon charging and generating processes in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

a. LD10-A井埋藏史、热史模拟和天然气充注时间; b. LD10-A井模拟地层温度和镜质体反射率校正图; c. LD22-1井生烃史模拟

N. 新近系; Q. 第四系; Q_{pl}¹. 第四系乐东组一段; N_{2y}¹. 上新统莺歌海组一段; N_{2y}². 上新统莺歌海组二段; N_{1h}¹. 中新统黄流组一段; N_{1h}². 中新统黄流组二段; N_{1m}¹. 中新统梅山组一段

表4 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层中富CO₂气包裹体同位素参数Table 4 Statistics of isotopic parameters of CO₂-rich gas inclusions in the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

井号	深度/m	A ⁽¹²⁾⁻	A ⁽¹²⁾⁺	A ⁽¹³⁾⁻	A ⁽¹³⁾⁺	A ^{(13)/A⁽¹²⁾}	F	δ ¹³ C _{CO₂}	CO ₂ 成因
LD10-A	4 165.8	8 509.638	14 108.990	378.846 3	163.014 0	0.023 956 373	0.466 972 6	-4.469 9	无机成因
LD10-A	4 165.8	5 417.402	9 041.003	215.094 4	131.695 7	0.023 985 364	0.466 972 6	-3.265 2	无机成因
LD10-A	4 170.0	3 207.608	1 080.343	63.572 6	39.251 6	0.023 979 789	0.466 972 6	-3.496 8	无机成因
LD10-B	4 039.0	17 456.410	30 384.380	701.269 1	441.214 6	0.023 880 954	0.466 972 6	-7.604 0	无机成因

4.2 储层孔隙流体压力演化

含气包裹体的古压力恢复结果结合流体包裹体捕获时间得到的莺歌海盆地乐东地区黄流组储层超压和压力系数演化过程见图8。莺歌海盆地10区黄流组储层压力演化受天然气充注控制,可划分为4个阶段:①在2 Ma时CO₂气体充注到黄流组储层中,储层表现为常压状态,压力系数大约为1.05;②在1.8 Ma时,烃源岩生成的天然气充注使储层中形成弱超压,压力系数达到1.24;③在大约1.0 Ma时,CO₂再次充注到黄流组储层,使地层从超压快速升高,地层压力从弱超压快速上升至强超压,压力系数达到2.43,此时储层剩余压力为64.6 MPa;④大约在0.5 Ma,流体包裹体证据

指示存在一期CH₄充注,捕获了一期混合气包裹体,对应的储层压力系数为2.25,剩余压力为55.8 MPa。第二期烃类气体充注之后的储层剩余压力和压力系数均低于第二期CO₂充注之后,从储层中的压力系数和剩余压力来看,我们推测黄流组储层充注第二期CO₂之后存在天然气泄漏,从而使储层压力降低,当储层孔隙压力大于岩石破裂压力的90%,地层会发生破裂,天然气发生进一步运移和逸散,该地区超压形成的大量微裂隙^[31]也证明了天然气可能存在散失。接着第二期CH₄充注到储层之后便形成现今的CO₂-CH₄混合气藏。其中CO₂气包裹体中古压力系数高达2.45,中海油(海南)分公司研究院资料显示,黄流组上部盖层泥岩密度可达到2.75 g/cm³,到压实平衡阶段,密度稳定在2.6 g/cm³左

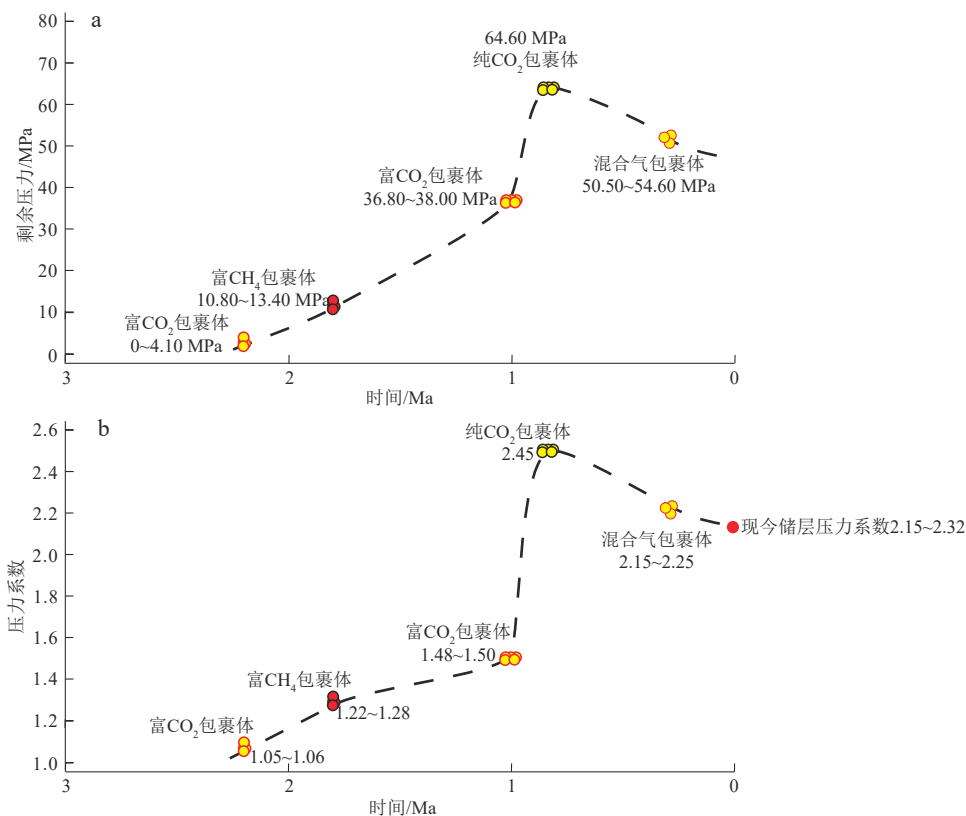


图8 莺歌海盆地乐东10区黄流组储层超压和压力系数演化

Fig. 8 Overpressure and pressure coefficient evolution of the Huangliu Formation reservoir in Ledong 10 area, Yinggehai Basin

a. 储层剩余压力随地质时间的演化;b. 储层压力系数随地质时间的演化

右,包裹体的捕获压力揭示了孔隙流体古压力达到静岩压力的89%,说明第二期CO₂充注是储层超高压的主要成因机制。现今黄流组储层压力系数在2.15~2.32,与古压力演化结果基本一致,验证了实验结果的可靠性。

5 结论

1) 莺歌海盆地乐东10区高温高压气田黄流组储层发育纯-富CO₂气包裹体、富CH₄气包裹体、CO₂-CH₄混合气包裹体。依据激光拉曼峰面积比计算得出纯-富CO₂包裹体中CH₄含量小于10%,富CH₄气包裹体中CH₄含量为91.5%~96.8%,CO₂-CH₄混合气包裹体中CH₄含量为37.0%~39.0%,与现今气藏成分相似。

2) 乐东10区黄流组储层存在两期CO₂充注和两期烃类气体充注:第一期低密度CO₂充注时间大约在2.0 Ma;第二期高密度CO₂充注发生在大约1.0 Ma;两期烃类气体充注时间均晚于两期CO₂充注时间,对应的充注时间分别是在1.8 Ma和0.4 Ma,两期CO₂主要是无机来源,CH₄主要是有机来源,由烃源岩生烃作用产生。

3) 黄流组储层压力演化过程显示,在2.0 Ma左右,第一期CO₂充注到储层中,储层压力系数为0.90~1.05,属于常压状态,接着一期烃类气体的充注使黄流组储层达到弱超压状态,压力系数大约为1.24。在1.0 Ma左右,第二期CO₂充注使黄流组储层压力系数快速增加至2.43。在0.5 Ma左右,第二期烃类气体的充注使储层压力系数降到2.25,接近岩石破裂压力,储层中压力下降可能指示了在第二期CO₂充注之后发生了天然气泄漏,使储层压力降低。

参 考 文 献

- [1] 赵靖舟. 幕式成藏的机理和规律探讨[J]. 天然气工业, 2006, 26(3):9-11.
Zhao Jingzhou. Mechanism and regularity of episodic reservoring [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(3):9-11.
- [2] 邹华耀, 杨旭升, 王敏芳, 等. 油气幕式成藏及其驱动机制和识别标志[J]. 地质科学, 2003, 38(3):403-412.
Zou Huayao, Yang Xusheng, Wang Minfang, et al. Episodic petroleum accumulation, its driving mechanisms and distinguishing markers[J]. Chinese Journal of Geology, 2003, 38(3):403-412.
- [3] 陈红汉, 吴悠, 丰勇, 等. 塔河油田奥陶系油气成藏期次及年代学[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6):806-819.
Chen Honghan, Wu You, Feng Yong, et al. Hydrocarbon accumulation times and chronology of Ordovician in Tahe Oilfield [J]. Oil and Gas Geology, 2014, 35(6):806-819.
- [4] 李文, 何生, 张柏桥, 等. 焦石坝背斜西缘龙马溪组页岩复合脉体中流体包裹体的古温度及古压力特征[J]. 石油学报, 2018, 39(4):402-415.
Li Wen, He Sheng, Zhang Baiqiao, et al. Characteristics of paleo-temperature and paleo-pressure of fluid inclusions in shale composite veins of Longmaxi Formation at the western margin of Jiaoshiba Anticline [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(4):402-415.
- [5] 邱楠生, 刘一锋, 刘雯, 等. 沉积盆地地层古压力定量重建方法与研究实例[J]. 中国科学:地球科学, 2020, 50(6):793-806.
Qiu N, Liu Y, Liu W, Jia J. Quantitative reconstruction of formation paleo-pressure in sedimentary basins and case studies [J]. Science China: Earth Sciences, 2020, 50(6):793-806.
- [6] Lu W, Chou I, Burruss R C, et al. A unified equation for calculating methane vapor pressures in the CH₄-H₂O system with measured Raman Shifts [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2007, 71(16):3969-3978.
- [7] Seitz J C, Pasteris J D, Chou I M. Raman spectroscopic characterization of gas mixtures; I, Quantitative composition and pressure determination of CH₄, N₂ and their mixtures [J]. American Journal of Science, 1993, 293(4):297-321.
- [8] Huang Y, Tarantola A, Wang W, et al. Charge history of CO₂ in Lishui Sag, East China Sea Basin: Evidence from quantitative Raman analysis of CO₂-bearing fluid inclusions [J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 98:50-65.
- [9] Wang X, Chou I M, Hu W, et al. Raman spectroscopic measurements of CO₂ density: Experimental calibration with high-pressure optical cell (HPOC) and fused silica capillary capsule (FSCC) with application to fluid inclusion observations [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2011, 75(14):4080-4093.
- [10] Dubessy J, Lhomme T, Boiron M C, et al. Determination of chlorinity in aqueous fluids using Raman spectroscopy of the stretching band of water at room temperature: Application to fluid inclusions [J]. Applied Spectroscopy, 2002, 56(1):99-106.
- [11] Dubessy J, Poty B, Ramboz C. Advances in C-O-H-N-S fluid geochemistry based on micro-Raman spectrometric analysis of fluid inclusions [J]. European Journal of Mineralogy, 1989, 1(4):517-534.
- [12] Burke E A J. Raman microspectrometry of fluid inclusions [J]. Lithos, 2001, 55(1-4):139-158.
- [13] Garcia-Baonza V, Rull F, Dubessy J. Raman spectroscopy of gases, water and other geological fluids [J]. European Mineralogical Union Notes in Mineralogy, 2012, 12(1):279-320.
- [14] 刘华, 李君, 冯月琳, 等. 渤海湾盆地渤南洼陷沙河街组三段剩余压力梯度与油气分布关系[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5):1083-1091.
Liu Hua, Li Jun, Feng Yuelin, et al. Relationship between excess pressure gradient and hydrocarbon distribution in the 3rd member of Shahejie Formation in Bonan Sag, Bohai Bay Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5):1083-1091.
- [15] 蒋有录, 苏圣民, 刘华, 等. 渤海湾盆地油气成藏期差异性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6):1255-1264.
Jiang Youlu, Su Shengmin, Liu Hua, et al. Differences in hydrocarbon accumulation stages and main controlling factors in the

- Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1255-1264.
- [16] 陈家旭, 王斌, 郭小文, 等. 应用方解石激光原位U-Pb同位素定年确定多旋回叠合盆地油气成藏绝对时间[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1365-1375.
- Chen Jiaxu, Wang Bin, Guo Xiaowen, et al. Application of laser in-situ U-Pb dating of calcite to determination of the absolute time of hydrocarbon accumulation in polycyclic superimposed basins: A case study on Tahe oilfield, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1365-1375.
- [17] 谢玉洪, 黄保家. 南海莺歌海盆地东方13-1高温高压气田特征与成藏机理[J]. *中国科学: 地球科学*, 2014, 44(8): 1731-1739.
- Xie Y H, Huang B J. Characteristics and accumulation mechanisms of the Dongfang 13-1 high temperature and overpressured gas field in the Yinggehai Basin, the South China Sea [J]. *Science China: Earth Sciences*, 2014, 44(8): 1731-1739.
- [18] 杨计海, 黄保家. 莺歌海凹陷东斜坡L气田天然气成因及运移模式[J]. *石油勘探与开发*, 2019, 46(3): 450-460.
- Yang Jihai, Huang Baojia. Origin and migration model of natural gas in L gas field, eastern slope of Yinggehai Sag, China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, 46(3): 450-460.
- [19] 范彩伟. 莺歌海大型走滑盆地构造变形特征及其地质意义[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(2): 190-199.
- Fan Caiwei. Tectonic deformation features and petroleum geological significance in Yinggehai large strike-slip basin, South China Sea [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(2): 190-199.
- [20] 李伟, 刘平, 艾能平, 等. 莺歌海盆地乐东地区中深层储层发育特征及成因机理[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(1): 19-26.
- Li Wei, Liu Ping, Ai Ningping, et al. Development characteristics and genetic mechanism of med-deep reservoirs in Ledong area, Yinggehai Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(1): 19-26.
- [21] 吴仕玖, 范彩伟, 招湛杰, 等. 莺歌海盆地乐东地区碳酸盐胶结物成因及地质意义[J]. *地球科学*, 2019, 44(8): 2686-2694.
- Wu Shijiu, Fan Caiwei, Zhao Zhanjie, et al. Origin of carbonate cement in reservoirs of Ledong area, Yinggehai Basin and its geological significance [J]. *Earth Science*, 2019, 44(8): 2686-2694.
- [22] 张建新, 袁超, 党亚云, 等. 莺歌海盆地乐东地区中深层大型储集体发育特征[J]. *特种油气藏*, 2016, 23(1): 62-66.
- Zhang Jianxin, Yuan Chao, Dang Yayun, et al. Developmental features of middle-deep large reservoirs in Ledong Region of Yinggehai Basin [J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2016, 23(1): 62-66.
- [23] 谢玉洪, 张迎朝, 李绪深, 等. 莺歌海盆地高温超压气藏控藏要素与成藏模式[J]. *石油学报*, 2012, 33(4): 601-609.
- Xie Yuhong, Zhang Yingchao, Li Xushen, et al. Main controlling factors and formation models of natural gas reservoirs with high-temperature and overpressure in Yinggehai Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(4): 601-609.
- [24] 何文祥, 王培荣, 潘贤庄, 等. 莺-琼盆地原油类型划分及成因探讨[J]. *天然气地球科学*, 2004, 2(15): 134-136.
- He Wenxiang, Wang Peirong, Pan Xianzhuang, et al. The discussion of the crude oil type and its origin in Yingqiong Basin [J]. 2004, 2(15): 134-136.
- [25] 黄保家, 李绪深, 易平, 等. 莺歌海盆地乐东气田天然气地质特征和成藏史[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(4): 524-529.
- Huang Baojia, Li Xushen, Yi Ping, et al. Geochemical behaviors and reservoiring history of natural gas in Ledong gas field in Yinggehai Basin [J]. *Oil and Gas Geology*. 2005, 26(4): 524-529.
- [26] 赵宝峰. 莺歌海盆地流体垂向导输体系特征及其对天然气成藏的控制作用[D]. 武汉: 中国地质大学(武汉), 2014: 99.
- Zhao Baofeng. Feature of vertical flowing-conduits system and their control on natural gas accumulation in Yinggehai Basin [D]. Wuhan: China University of Geosciences (Wuhan), 2014: 99.
- [27] 黄保家, 肖贤明, 董伟良. 莺歌海盆地烃源岩特征及天然气生成演化模式[J]. *天然气工业*, 2002, 26(1): 26-30.
- Huang Baojia, Xiao Xianming, Dong Weiliang. Source rock characteristics and natural gas generation and evolution model in Yinggehai Basin. *Natural Gas Industry* [J], 2002, 26(1): 26-30.
- [28] Zhang J, Qiao S, Lu W, et al. An equation for determining methane densities in fluid inclusions with Raman Shifts [J]. *Journal of geochemical exploration*, 2016, 171: 20-28.
- [29] Le V, Caumon M, Tarantola A, et al. Calibration data for simultaneous determination of P-V-X properties of binary and ternary CO₂-CH₄-N₂ gas mixtures by Raman spectroscopy over 5-600 bar: Application to natural fluid inclusions [J]. *Chemical Geology*, 2020, 552: 119783.
- [30] Wang W, Caumon M, Tarantola A, et al. Raman spectroscopic densimeter for pure CO₂ and CO₂-H₂O-NaCl fluid systems over a wide P-T range up to 360 °C and 50 MPa [J]. *Chemical Geology*, 2019, 528: 119281.
- [31] 姜平, 何胜林, 杨朝强, 等. 莺歌海盆地LD10区高含CO₂天然气充注期次精细厘定与成藏模式[J]. *地球科学*, 2022, 47(5): 1569-1585.
- Jiang Ping, He Shenglin, Yang Chao, et al. High CO₂ natural gas charging events, timing and accumulation pattern in LD10 area of Yinggehai Basin [J]. *Earth Science*, 2022, 47(5): 1569-1585.
- [32] 税蕾蕾, 梁茹, 孟祥豪, 等. 莺歌海盆地乐东地区石英裂隙内流体包裹体特征及其对天然气成藏制约[J]. *沉积与特提斯地质*, 2020, 40(1): 8.
- Shui Leilei, Liang Ru, Meng Xianghao, et al. Characteristics of fluid inclusions in quartz fractures in Ledong area of Yinggehai Basin and its constraints on gas accumulation [J]. *Sedimentary Geology and Tethyan Geology*, 2020, 40(1): 8.
- [33] 郭潇潇, 徐新德, 熊小峰, 等. 莺歌海盆地中深层天然气成藏特征与有利勘探领域[J]. *天然气地球科学*, 2017, 28(12): 9.
- Guo Xiaoxiao, Xu Xinde, Xiong Xiaofeng, et al. Gas accumulation characteristics and favorable exploration directions in mid-deep strata of the Yinggehai Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*. 2017, 28(12): 9.

(编辑 梁 慧)