

渤海湾盆地束鹿凹陷沙一段石盐岩中流体包裹体特征及其地质意义

赵艳军¹, 刘成林¹, 张华¹, 王立成¹, 丰勇², 吴悠², 刘宝坤³

1. 中国地质科学院矿产资源研究所, 国土资源部成矿作用与资源评价重点实验室, 北京 100037

2. 长江大学地球科学学院, 湖北武汉 430100

3. 中国地质大学材料科学与工程学院, 北京 100083

摘要: 束鹿凹陷内古新统沙河街组一段石盐岩中发育了大量原生的人字形单一液相水溶液包裹体和次生油包裹体, 这为深刻揭示凹陷内蒸发岩成因及油气运移、保存提供了有利条件。在流体包裹体岩相学研究的基础上, 开展了流体包裹体均一温度测试、并恢复了钻井的埋藏史和包裹体捕获时间及古压力。研究表明石盐岩中与次生油包裹体同期的水溶液包裹体均一温度分为 66.5~91.5 °C 和 103.7~108.9 °C 两期, 其对应的捕获时间为 10.56~10.11 Ma 和 1.10 Ma, 表明油气流体进入盐岩层的时间分别为馆陶组沉积的中晚期和更新统沉积期, 与生烃史的研究结果基本吻合。石盐岩层中部利用包裹体模拟的古压力系数高达 1.64, 底部石盐岩中存在大量超压条件下形成的单一液相油包裹体, 证明盐下存在超压系统, 而超压系统的存在为油气的运移和保存提供了动力条件。

关键词: 石盐岩; 油包裹体; 古压力; 沙一段; 束鹿凹陷; 石油地质。

中图分类号: P611.4

文章编号: 1000-2383(2014)10-1355-09

收稿日期: 2014-02-23

Characteristics and Geological Significance of Fluid Inclusions in Halite of the First Member of Shahejie Formation in Shulu Depression, Bohai Bay Basin

Zhao Yanjun¹, Liu Chenglin¹, Zhang Hua¹, Wang Licheng¹, Feng Yong², Wu You², Liu Baokun³

1. Key Laboratory of Metallogeny and Mineral Assessment, Ministry of Land and Resources, Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China

2. School of Geosciences, Yangtze University, Wuhan 430100, China

3. School of Materials Science and Engineering, China University of Geosciences, Beijing 100083, China

Abstract: A large amount of primary single-phase aqueous fluid inclusions and secondary petroleum inclusions are discovered in the halite in the first member of Palaeogene Shahejie Formation in Shulu depression, which facilitates the determination of the origin of evaporite and the migration and preservation conditions of oil and gas. In this paper, the formation time and the trapping paleopressure of fluid inclusions and the burial history of oil and gas are analyzed by linking the homogenization temperature of both the primary single-phase aqueous fluid inclusions and secondary petroleum inclusions with the petrography of halite. As the results, the homogenization temperature of the aqueous inclusion, which is symbiosis with the petroleum inclusions, ranges from 66.5 to 91.5 °C and 103.7 to 108.9 °C, respectively. The trapping time of the former is about 10.56 to 10.11 Ma and the trapping time of the latter is about 1.10 Ma. It is concluded that the time of oil and gas fluid entering into the salt rock is about the middle-late Guantao Formation and Pleistocene, which is also evidenced by the investigation of the oil and gas generation history. The paleopressure coefficient of the middle part of the salt rock modeled by fluid inclusions is up to 1.64, suggesting that there existed a hyperpressure system under the salt rock which probably facilitated the migration and preservation of oil and gas.

Key words: halite; petroleum inclusion; paleopressure; the first member of Shahejie Formation; Shulu depression; petroleum geology.

基金项目:国家重点基础研究计划 973 项目(No.2011CB403007);国家自然科学基金项目(No.41302059)。

作者简介:赵艳军(1982—),男,助理研究员,主要从事沉积学及流体包裹体地质学研究.E-mail: zhaoyanjun266@163.com

0 引言

美国墨西哥湾、西非尼日尔三角洲以及加蓬等地区的油气勘探实践表明,含盐油气盆地中,盐岩的沉积、成岩及埋藏变形与油气的生成、运移、聚集和保存关系密切,因此对盐岩形成与演化的研究是油气地质研究中一项重要的内容。蒸发环境有很高的生物生产力,且演化中分层卤水的分布特点也有利于有机质的保存(Larsen, 1980; Warren, 1986; Pironon *et al.*, 1995a),但是可能由于沉积速率的不同,导致盐岩并不像页岩和碳酸盐岩那样富含有机质(Hofmann *et al.*, 1993)。在油气勘探开发实践中,含盐系常被作为区域上优质的盖层,可以阻断油气在垂向上的运移而聚集成藏(张厚福等,1999),然而盐岩中断层的发育会破坏其封闭作用,这在塔里木盆地古近系也得到了证实(Zhuo *et al.*, 2013)。

石盐岩中的流体包裹体极其发育,其在沉积和成岩过程中都有可能形成。在沉积过程中原生的流体包裹体群常具有漏斗形和人字形结构,通过对这些流体包裹体的研究可以反演湖盆古卤水的演化和古气候(Roedder, 1984; Roberts and Spencer, 1995; Lowenstein *et al.*, 1998; Benison and Goldstein, 1999; 刘兴起和倪培, 2005; 孟凡巍等, 2011; Meng *et al.*, 2013; Zambito IV and Benison, 2013)。成岩早期,由于淡化作用的发生而造成石盐岩溶解重结晶过程中同样会形成大量流体包裹体,这些包裹体的成分和温度信息可以指示古卤水淡化过程中成分的变化和古水温。而在深埋藏过程中受地层水及油气等流体改造形成的次生包裹体则记录了后期的流体活动事件(Pironon *et al.*, 1995a, 1995b)。渤海湾盆地冀中坳陷束鹿凹陷作为中国东部裂谷系中典型的简单箕状凹陷,本文对其沙河街组一段含盐系地层进行了深入研究,发现石盐岩中发育大量的油包裹体,这对理解裂谷盆地含盐系地层在油气成藏和改造中的作用具有重要的意义。

1 地质背景

束鹿凹陷位于渤海湾盆地冀中坳陷南缘(图1),凹陷走向北北东向,东部以新河断裂为边界与新河凸起分隔,西部古近系—新近系沉积岩超覆到宁晋凸起上,北部以衡水断层与深县凹陷分隔,南部超覆到小刘村凸起之上,是中国东部裂谷系中典型

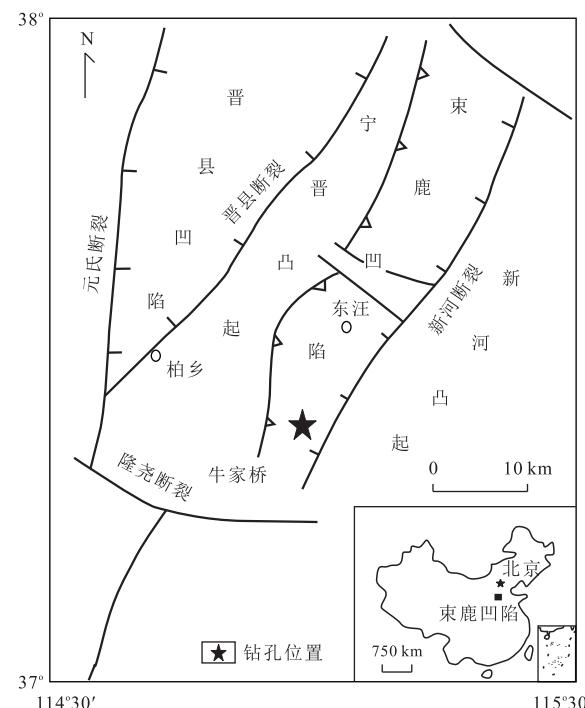


图1 渤海湾盆地束鹿凹陷构造及位置

Fig. 1 Sketch structure geological map and situation of Shulu depression, Bohai bay basin

据陈冬晴,1985;王椿墉和张先康,1994

表1 束鹿凹陷沙河街组岩性特征

Table 1 The petrography character of Shahejie Formation in Shulu depression

地层	厚度(m)	岩性
沙河街组一段	0~800	上部为浅灰色的细砂岩、粉砂岩和紫红色泥岩,下部为红色和黑色的泥岩、碳酸盐岩、石膏、泥质石膏和盐岩,在凹陷的南部发育从北向南依次为灰岩—白云岩—石膏—盐岩的特殊岩性段
沙河街组二段	0~400	棕色、紫色泥岩和浅灰色细砂岩互层
沙河街组三段	0~2 200	棕色和灰色砾岩,砾石主要由灰岩或白云岩组成,褐灰色、灰色、灰白色泥岩,局部页岩,上部为深灰色和灰色细砂岩
沙河街组四段	500~1 000	凹陷周缘主要为碎屑沉积,中部为泥岩和泥膏岩

的东断西超的简单箕状凹陷(孔冬艳等,2005)。束鹿凹陷形成于始新世(表1),孔店组—沙四段为凹陷形成早期,盆地周缘主要发育碎屑沉积,凹陷中部发育泥岩和泥膏岩沉积;始新世至渐新世沙三段—沙二段沉积时期,北洼泥岩颜色偏红,发育大量灰绿色灰白色粉砂岩,台家庄凸起之上泥岩较红,中洼往南岩性变细,中南洼发育膏岩,南洼沙三段发育盐岩和

石膏盐,凹陷周缘坡积物主要为碳酸盐岩。台家庄凸起以北水体较开放,以南水体较封闭。沙一段沉积时期,台家庄凸起北部与南部地层截然不同,在南部沙一段底部具有一向南逐渐增厚的特殊岩性段,岩性组合为从北向南:灰岩—白云岩—石膏—盐岩。本沉积期末,湖盆逐渐消亡,转为陆上平原沉积(陈冬晴,1985)。

2 石盐岩特征

本研究的沙河街组一段蒸发岩系主要发育“竹节状”薄夹层的灰白色石盐岩(图 2a,2b)、盐间深灰色灰泥岩和深灰色页岩。盐间灰泥岩中常见花瓣状和板状的钙芒硝(图 2c),仅在裂缝中发育少量脉冲填的肉红色石盐岩(图 2d)。使用日本 Rigaku 公司生产的 D/max-rA12kw X 射线衍射仪分析矿物组成表明大多数样品为较纯石盐,部分样品含少量硬石膏。

沙河街组一段石盐晶体形态各异,既有自形一半自形(图 3a,3b),也有半自形—他形(图 3c,3d),晶体间孔隙常被粘土、碳酸盐和硬石膏的胶结物胶结,结构较为致密。少量样品石盐晶体可见明显定向排列(图 3e,3f),晶体呈条带状,表明其发生了较大程度的变形,这显然是石盐岩遭受了较大程度的压实作用所致,但压实作用的影响是不均匀的。

石盐岩晶体大小变化很大,除原生的细晶石盐岩外,不仅有大段由石盐岩重结晶形成大小 3~5 cm 的巨晶石盐岩(图 4a),而且在盐间“薄夹层”附

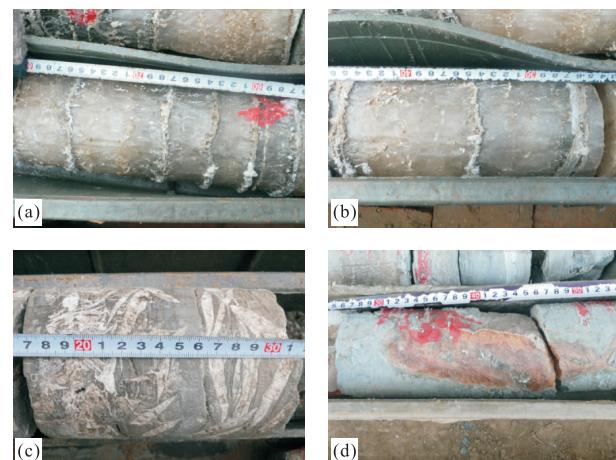


图 2 束鹿凹陷沙河街组一段蒸发岩宏观特征

Fig.2 Macrofeature of the evaporite in the first member of Shahejie Formation in Shulu depression

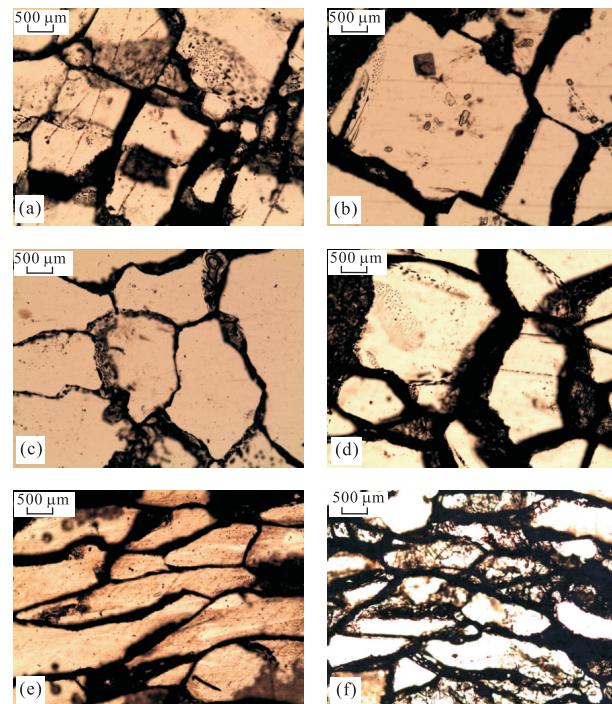


图 3 束鹿凹陷沙河街组一段石盐岩的显微特征

Fig.3 Microscopic characteristic of the halite in the first member of Shahejie Formation in Shulu depression

a.深度 2 980.65 m; b.深度 3 060.40 m; c.深度 2 977.88 m; d.深度 2 878.1 m; e,f.深度 2 968.85 m

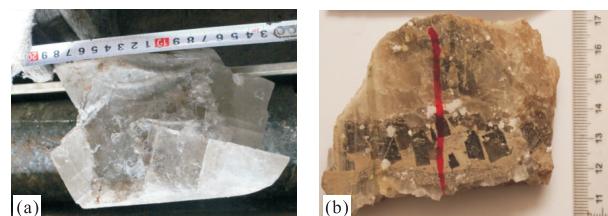


图 4 束鹿凹陷沙河街组一段石盐岩的重结晶现象

Fig.4 Recrystallization of the halite in the first member of the Shahejie Formation in the Shulu depression

a.深度 2 817.38 m, 巨晶石盐岩; b.深度 2 811.37 m, 盐间“薄夹层”附近重结晶的石盐

近,由于淡化水的注入也常见重结晶作用形成的颗粒较细的石盐岩(图 4b)。

3 石盐岩中的流体包裹体

3.1 流体包裹体的类型

通过显微镜下观察,石盐岩中大量的次生包裹体与原生包裹体共生,而原生包裹体在颗粒的中部较多,次生包裹体多分布于石盐晶体的边缘或者直接贯穿数个石盐晶体(图 4),原生包裹体群常为明暗

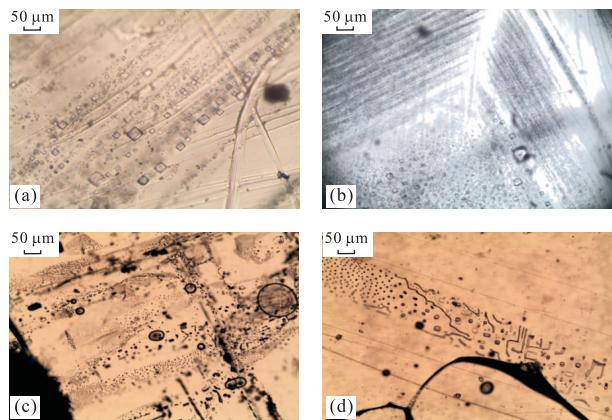


图5 東鹿凹陷沙河街组一段石盐岩中的水溶液包裹体
Fig.5 Aqueous inclusions in the halite in the first member
of the Shahejie Formation in Shulu depression
a.明暗相间的条带状原生包裹体;b.人字形分布的原生包裹体;c.大量次生带状包裹体,次生包裹体条带可以贯穿多个石盐晶体;d.次生带状包裹体

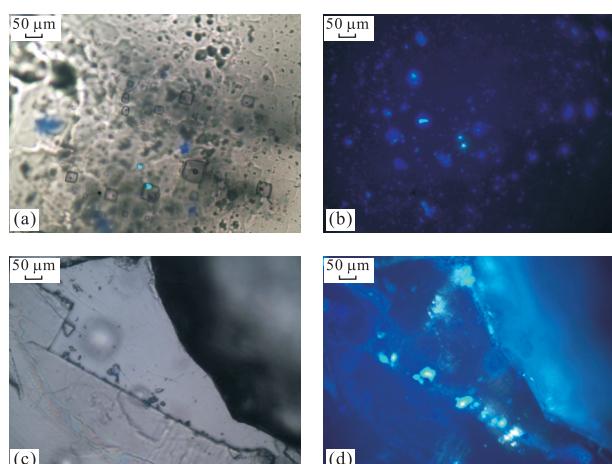


图6 東鹿凹陷沙河街组一段石盐岩中的油包裹体
Fig.6 Petroleum inclusions from the halite in the first
member of Shahejie Formation in Shulu depression
a.c.为透射光;b.d.为对应的紫外光

相间的带状(图5a)或人字形结构(图5b),包裹体形态为正方形或近正方形,大小多数为2~50 μm,少数可达100 μm以上。原生包裹体有单一液相和气液两相2种。次生包裹体形态多变,常呈带状或扇形分布,大小几微米至数百微米,单一液相、气液两相和纯气相均大量发育(图5c,5d)。

石盐岩中除大量原生和次生的水溶液包裹体外,还常发育油包裹体(图6)。油包裹体形态多变,并且常发育在石盐晶体的边缘或者裂缝边缘(图6c,6d)。在紫外光下,油包裹体常发蓝色荧光。油包裹体主要为单一液相,气、水和油三相,气相在包裹体中

所占比例较大,常为25%~60%,明显不同于含油气盆地砂岩中石英颗粒裂纹及加大边中的油包裹体(气相比通常小于10%)。

3.2 流体包裹体的均一温度

石盐岩流体包裹体均一温度的测试分原生的水溶液包裹体和次生的油包裹体及其同生的水溶液包裹体两部分。原生的水溶液包裹体测试对象为单一液相包裹体,以反映其结晶时的卤水温度;油包裹体测试对象为气水油三相包裹体及其同生的气液两相水溶液包裹体。因为重复降温升温的测试过程可能导致测试结果有一定误差(孟凡巍等,2011),为保证测试结果的准确性,所有样品仅进行一次测温。

单一液相包裹体的测试方法参考 Lowenstein *et al.*(1998)、Benison and Goldstein(1999)和 Lowenstein and Brennan(2002)的方法:先用小刀沿解理面将石盐岩颗粒切开,获得厚度约0.5~1.0 mm的石盐解理片。将解理片置于显微镜下观察、照相,重点记录原生的和早成岩期重结晶形成的流体包裹体的产状和形态,对单一液相包裹体重点照相。然后用塑料自封袋封好,放进密封性好的塑料盒内,并放入干燥剂进行保护,在海尔冰箱中冷冻约1周(冰箱内温度经多次测量稳定在-18℃),待单一液相包裹体冷冻成核出现气泡后开展均一温度的测试。均一温度的测试使用 linkam THMSG600型冷热台完成,采用0.5℃/min的升温速率,在气泡逐渐变小接近均一时(本次实验选择在20℃)降至0.1℃/min。次生油包裹体的测试采取室温下直接升温的办法。

原生单一液相水溶液包裹体的测试在深度3 028.04 m和3 188.61 m的2个样品中进行(图7)。经测试在深度3 028.04 m样品中共获得60个原生单一液相包裹体的均一温度有效数据,均一温度的平均值为39.8℃,最小值为24.4℃,最大值为50.5℃;深度3 188.61 m样品中共获得61个原生单一液相包裹体的均一温度有效数据,均一温度的平均值为37.3℃,最小值为17.7℃,最大值为50.7℃。

次生油包裹体在3 188.61 m样品中为单一液相或油水两相,不发育气液两相或三相包裹体,其均一温度无法测试。与油包裹体同期的水溶液包裹体均一温度测试共获得5个有效数据,均一温度范围为66.5~91.5℃,平均值为83.44℃。在深度3 028.04 m样品中油包裹体及其同期水溶液包裹体均一温度测试结果明显可分为两期(图8):第1期油包裹体均一温度72.9~81.9℃,平均值为76.47℃(6个数据),其同期水溶液包裹体均一温度为66.1~

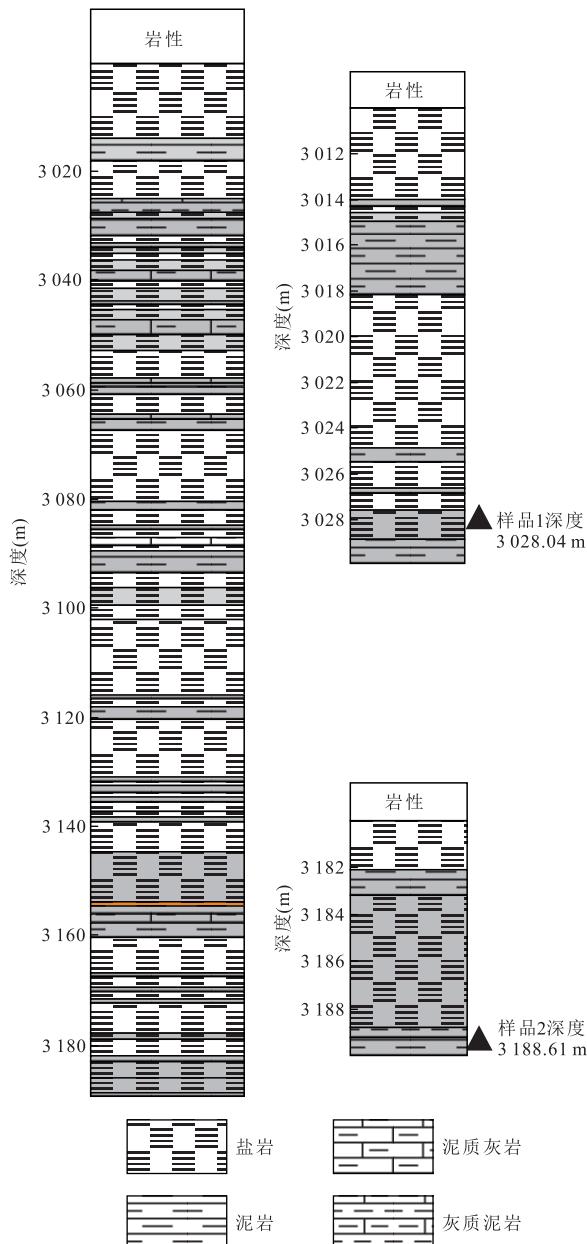


图 7 流体包裹体均一温度测试样品位置

Fig.7 The sampling depth of the halite for the homogenization temperature test

83.4 °C, 平均值为 79.48 °C; 第 2 期油包裹体均一温度 96~97.8 °C, 平均值为 96.9 °C(2 个数据), 其同期水溶液包裹体均一温度为 103.7~108.9 °C, 平均值为 105.7 °C。所有样品在测试过程中都对烃类包裹体及其同期水溶液包裹体的产状和均一温度进行对比分析, 如果同一产状(如同一裂缝)中流体包裹体的均一温度范围差距过大, 则要详细分析其成因, 避免将一期油气运移过程中不同阶段捕获的包裹体均一温度差异和受包裹体捕获后改造引起的均一温度差异混淆。

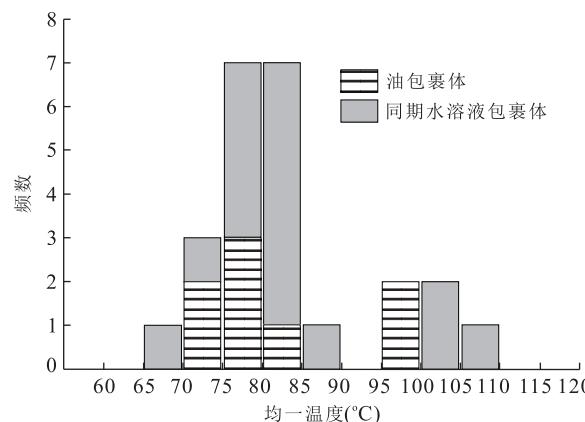


图 8 深度 3 028.04 m 石盐岩样品油及其同期盐水包裹体均一温度统计直方图

Fig.8 Statistical histogram of the homogenization temperature of the both oil and aqueous fluid inclusion from the halite sample at the depth of 3 028.04 m

4 讨论

深度 3 028.04 m 和 3 188.61 m 的 2 个样品测试的结果结合原生单一液相水溶液包裹体和次生油包裹体的产状特征表明, 前者的均一温度能够很准确地反映石盐结晶时古湖水的温度, 进而推测古气温。

受水、气和油等多相流体成分以及油包裹体中可能存在一些显微镜中无法观察到水的影响(卢焕章等, 2004; 孟凡巍等, 2008), 油包裹体的均一温度通常低于油气运移至宿主矿物被捕获形成包裹体时的温度, 而与油包裹体同期的盐水包裹体则可以很好地反演古流体被捕获形成包裹体时的温度(陈红汉, 2007; 赵艳军和陈红汉, 2008; 葛云锦等, 2009)。将现今已知埋深样品的各期次水溶液包裹体平均均一温度“投影”到标有等温线的埋藏史图上, 对应于时间轴上的年龄即代表油气充注储层的年龄(陈红汉, 2007; 李华明等, 2009; 熊万林等, 2013)。

在东鹿凹陷沙河街组一段 3 188.61 m 石盐岩样品中与油包裹体同期的水溶液包裹体均一温度测试获得的 5 个有效数据平均值为 83.44 °C, 将其“投影”在该井的埋藏史图上(图 9), 获得其对应的油包裹体捕获的时间为 10.11 Ma。深度 3 028.04 m 样品中油包裹体及其同期水溶液包裹体均一温度测试结果明显可分为两期: 第 1 期与油包裹体同期水溶液包裹体均一温度平均值为 79.48 °C, “投影”在该井的埋藏史图上(图 9), 获得其对应的油包裹体捕获的时间为 10.56 Ma; 第 2 期与油包裹体同期的水溶液包裹体均一温度平均值为 105.7 °C, “投影”在该

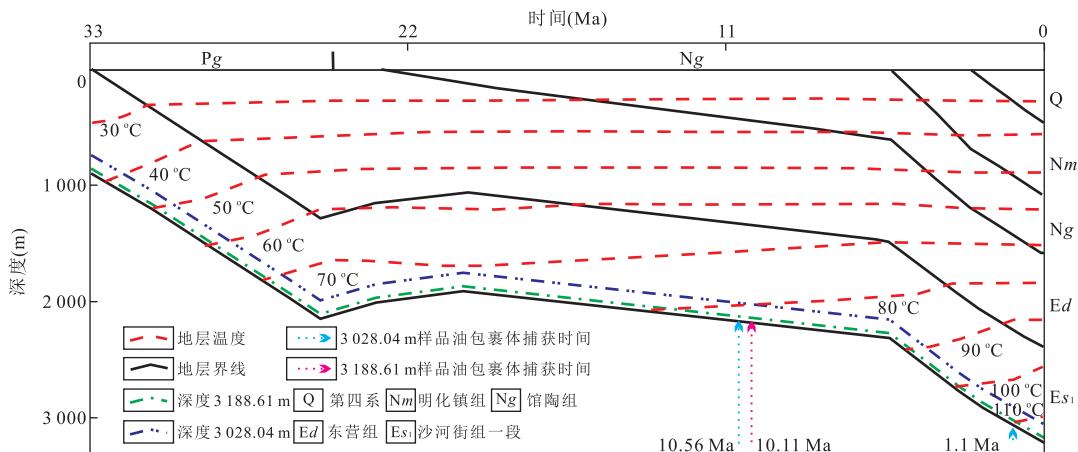


图9 東鹿凹陷沙河街组一段石盐岩中油包裹体捕获时间的确定

Fig.9 The verification of petroleum inclusions' capture time of the halite in the fist member of the Shahejie Formation in the Shulu depression

井的埋藏史图上(图9),获得其对应的油包裹体捕获的时间为1.10 Ma.

刘铁铨和江宏涛(1985)通过研究東鹿凹陷沙河街组的构造发育史和生油岩的生排烃史,认为沙四段—孔店组生油岩排烃期应是馆陶组早期到中晚期.沙二—沙三段生油岩排烃期,是在馆陶组中晚期到明化镇组早期.沙一段生油岩排烃期相对较长些,一般是在馆陶晚期到明化镇组晚期.而本次研究获得的石盐岩中油包裹体的捕获时间为10.56~10.11 Ma和1.10 Ma两期,分别为馆陶组沉积的中晚期和更新统沉积期.由于2个样品中油包裹体的荧光颜色主要为蓝白色,其成熟度相对较高(赵艳军和陈红汉,2008),在馆陶组中晚期,沙一段—孔店组的生油岩都进入成熟阶段(刘铁铨和江宏涛,1985),

三套生油岩叠加以及受断裂活动影响,油气与地层水混合进入盐岩层溶解石盐岩,发生重结晶形成次生的油包裹体.而更新统沉积期(1.10 Ma)形成的油包裹体则可能是油气藏改造破坏的记录.

由于在3188.61 m样品中观察到的油包裹体均为单一液相,而单一液相油包裹体压力较高,是储集层超压期间捕获的(Pironon and Bourdet, 2008; 刘可禹等, 2013),因此该层段油包裹体是在超压环境下石盐岩破裂溶解重结晶过程中形成的.深度3028.04 m样品中运用油包裹体及其同期水溶液包裹体均一温度的测试结果,采取“共生盐水和含烃液体包裹体等容线交汇法”、以及相应的PVT模拟软件VTFLINC(陈红汉等, 2002)对油包裹体捕获时的最小古压力进行了模拟(图10, 表2).同时,把所

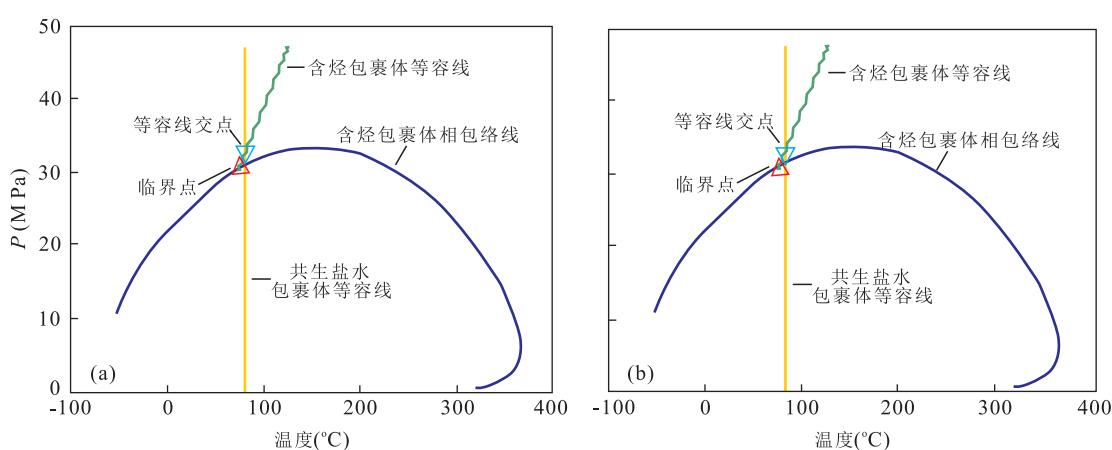


图10 東鹿凹陷沙河街组一段流体包裹体古压力模拟相

Fig.10 Paleopressure facies diagram for fluid inclusions in the first member of the Shahejie Formation in the Shulu depression
a.同期盐水包裹体 $T_h=79.5^\circ\text{C}$, 模拟古压力 32.7 MPa;b.同期盐水包裹体 $T_h=80.4^\circ\text{C}$, 模拟古压力 32.8 MPa

表 2 東鹿凹陷沙河街组一段石盐岩中油包裹体捕获时古压力及压力系数计算

Table 2 Modeling data of fluid inclusions in the first member of Shahejie Formation in the Shulu depression

油包裹体均一温度(℃)	74.0	74.6	96.7
同期盐水包裹体均一温度(℃)	79.5	80.4	105.7
VTFLINC 软件模拟古压力(MPa)	32.7	32.8	34.4
埋藏史图计算古埋深(m)	2 000	2 000	2 900
压力系数	1.64	1.64	1.19

测样品各期次水溶液包裹体的平均均一温度“投影”到标有温度的埋藏史图中,该点在埋藏史图中所对应的高程可作为样品在包裹体捕获时的古高程。再将古静水压力梯度取值为 0.98 MPa/100 m,即可近似求得各成藏期的古压力系数(刘建章等,2008)。

已有研究表明,渤海湾盆地东濮凹陷文东地区膏盐层之上的含油气层系的压力系数为 0.85~1.25,而其下压力骤然上升,压力系数达 1.5~1.8,最高可达 2.0(李熙哲等,1997;梁正中等,2011)。古压力模拟及压力系数的计算结果表明,在馆陶组中晚期油气突破盐岩层运移至沙河街组一段盐岩层中部深度 3 028.04 m 时(古埋深约 2 000 m)的古压力约为 32.7~32.8 MPa,压力系数高达 1.64。而盐岩层底部石盐岩中发育大量代表高压的单一液相油包裹体,该现象表明可能受断裂活动等因素的影响,盐下超压系统中保存的油气流体刺穿盐岩层向上运移,超压发生传递,在盐岩层中部压力下降,但仍然为强超压,这也反过来证明了盐下超压系统的存在。虽然在更新世油气改造过程中,盐岩层中部的压力系数(1.19)发生了下降,但依然为超压环境。

5 结论

東鹿凹陷沙河街组一段石盐岩中发育大量原生的人字形单一液相水溶液包裹体和次生油包裹体。原生水溶液包裹体形成于盐湖演化过程中,其均一温度能够很准确地反映石盐结晶时古湖水的温度(24.4~50.7 ℃)。

石盐岩中的次生油包裹体主要为单一液相,油水两相,气、水和油三相,气相在包裹体中所占比例较大。次生油包裹体在 3 188.61 m 石盐岩样品中不发育气液两相或三相包裹体,其均一温度无法测试,与油包裹体同期的水溶液包裹体均一温度平均值为 83.44 ℃,“投影”在埋藏史图上获得的油包裹体捕获时间为 10.11 Ma。深度 3 028.04 m 石盐岩样品发育

气、水和油三相包裹体,其 2 期同期水溶液包裹体均一温度平均值为 79.48 ℃ 和 105.7 ℃,对应的捕获时间为 10.56 Ma 和 1.10 Ma。表明油气流体进入盐岩层的时间分别为馆陶组沉积的中晚期和更新统沉积期,与生烃史的研究基本吻合,石盐岩作为盖层其封闭是相对的。

盐岩层底部 3 188.61 m 石盐岩中大量发育的单一液相油包裹体是超压环境的标志,且利用 3 028.04 m 样品油包裹体及其同期水溶液包裹体均一温度等模拟的古压力系数高达 1.64。由于盐岩层砂岩不发育,油气流体需要依靠断裂和裂隙运移,通过断裂传递依然存在超高压,证明盐下存在超压系统,为油气藏的形成和改造提供了动力条件。

致谢:感谢编辑和审稿专家提出的宝贵意见和建议,使文章在质量上得到了很大提高。

References

- Benison, K.C., Goldstein, R.H., 1999. Permian Paleoclimate Data from Fluid Inclusions in Halite. *Chemical Geology*, 154: 113—132. doi: 10.1016/S0009-2541(98)00127-2
- Chen, D. Q., 1985. Seismic Facies, Sedimentary Facies and Hydrocarbon Accumulation Conditions of Shulu Sag (Dissertation). China University of Petroleum, Beijing, 1—31 (in Chinese).
- Chen, H. H., 2007. Advances in Geochronology of Hydrocarbon Accumulation. *Oil & Gas Geology*, 28(2): 143—150 (in Chinese with English abstract).
- Chen, H. H., Dong, W. L., Zhang, S. L., et al., 2002. Application of Fluid Inclusion in Palaeopressure Modelling Research. *Oil & Gas Geology*, 23(3): 207—211 (in Chinese with English abstract).
- Ge, Y. J., Chen, Y., Zhou, Y. Q., et al., 2009. Characteristics of Synthetic Hydrocarbon-Bearing Inclusions in Carbonatic Rocks under Various Oil-Water Ratios. *Acta Geologica Sinica*, 83(4): 542—549 (in Chinese with English abstract).
- Hofmann, P., Huc, A. Y., Carpentier, B., et al., 1993. Organic Matter of the Mulhouse Basin, France: A Synthesis. *Organic Geochemistry*, 20(8): 1105—1123. doi: 10.1016/0146-6380(93)90003-T
- Kong, D. Y., Shen, H., Liu, J. Y., et al., 2005. Origin of the Transverse Accommodation Zone of the Shulu Subbasin in the Jizhong Depression. *Geology in China*, 32(4): 690—695 (in Chinese with English abstract).
- Larsen, H., 1980. Ecology of Hypersaline Environments. In: Nissenbaum, A., ed., *Hypersaline Brines and Evaporitic Environments. Developments in Sedimentology* 28.

- Elsevier, Amsterdam, 23—39.
- Li, H. M., Chen, H. H., Zhao, Y. J., 2009. The Hydrocarbon Charging Events and Ages in the Volcanic Reservoir of Santanghu Basin. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 34(5): 785—791 (in Chinese with English abstract).
- Li, X. Z., Yang, Y. F., Guo, X. L., et al., 1997. Pressure Features and Controlling Factors of Overpressure Belt Formation in Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 18(3): 236—242 (in Chinese with English abstract).
- Liang, Z. Z., Yuan, B., Chang, Z. H., et al., 2011. Distribution of Evaporites and Over-Pressured Reservoirs in the Shahejie Formation in the Eastern Wenliu Area, Dongpu Depression, Bohai Bay Basin. *Marine Geology Frontiers*, 27(10): 22—26 (in Chinese with English abstract).
- Liu, J. Z., Chen, H. H., Li, J., et al., 2008. Paleo-fluid Pressure Distribution and Evolution of Inclusions in the Second Member of Shanxi Formation in Yi-Shan Slope of Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 29(2): 226—230, 234 (in Chinese with English abstract).
- Liu, K. Y., Bourdet, J., Zhang, B. S., et al., 2013. Hydrocarbon Charge History of the Tazhong Ordovician Reservoirs, Tarim Basin as Revealed from an Integrated Fluid Inclusion Study. *Petroleum Exploration and Development*, 40(2): 171—180 (in Chinese with English abstract).
- Liu, T. Q., Jiang, H. T., 1985. A Preliminary Analysis of the Formation of Oil and Gas Reservoirs on Shulu Depression. *Petroleum Exploration and Development*, 3: 5—12 (in Chinese with English abstract).
- Liu, X. Q., Ni, P., 2005. Advances in Studies of Fluid Inclusions in Halite Formed in Earth's Surface Environments. *Advances in Earth Science*, 20(8): 856—862 (in Chinese with English abstract).
- Lowenstein, T. K., Brennan, S. T., 2002. Fluid Inclusions in Paleolimnological Studies of Chemical Sediments Tracking Environmental Change Using Lake Sediments. In: Last, W. M., Smol, J. P., eds., *Developments in Paleoenvironmental Research*. Springer, Berlin, 189—216.
- Lowenstein, T. K., Li, J. R., Brown, C. B., 1998. Paleotemperatures from Fluid Inclusions in Halite: Method Verification and a 100 000 Year Paleotemperature Record, Death Valley, CA. *Chemical Geology*, 150: 223—245. doi: 10.1016/S0009-2541(98)00061-8
- Lu, H. Z., Fan, H. R., Ni, P., 2004. Fluid Inclusions. Science Press, Beijing, 30—32 (in Chinese).
- Meng, F. W., Ni, P., Ding, J. Y., et al., 2008. Homogenization Temperatures from Synthetic Fluid Inclusions: Implications for Oil and Gas Geology. *Acta Petrologica Sinica*, 24(9): 1975—1980 (in Chinese with English abstract).
- Meng, F. W., Ni, P., Ge, C. D., et al., 2011. Homogenization Temperature of Fluid Inclusions in Laboratory Grown Halite and Its Implication for Paleotemperature Reconstruction. *Acta Petrologica Sinica*, 27(5): 1543—1547 (in Chinese with English abstract).
- Meng, F. W., Ni, P., Yuan, X. L., et al., 2013. Choosing the Best Ancient Analogue for Projected Future Temperatures: A Case Using Data from Fluid Inclusions of Middle-Late Eocene Halites. *Journal of Asian Earth Sciences*, 67—68: 46—50. doi: 10.1016/j.jseas.2013.02.008
- Pironon, J., Bourdet, J., 2008. Petroleum and Aqueous Inclusions from Deeply Buried Reservoirs: Experimental Simulations and Consequences for Overpressure Estimates. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 72(20): 4916—4928. doi: 10.1016/j.gca.2008.07.019
- Pironon, J., Pagel, M., Lévéque, M. H., et al., 1995a. Organic Inclusions in Salt. Part I: Solid and Liquid Organic Matter, Carbon Dioxide and Nitrogen Species in Fluid Inclusions from the Bresse Basin (France). *Organic Geochemistry*, 23(5): 391—402. doi: 10.1016/0146-6380(95)00025-A
- Pironon, J., Pagel, M., Walgenwitz, F., et al., 1995b. Organic Inclusions in Salt. Part 2: Oil, Gas and Ammonium in Inclusions from the Gabon Margin. *Organic Geochemistry*, 23(8): 739—750. doi: 10.1016/0146-6380(95)00057-L
- Roberts, S. M., Spencer, R. J., 1995. Paleotemperatures Preserved in Fluid Inclusions in Halite. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(19): 3929—3942. doi: 10.1016/0016-7037(95)00253-V
- Roedder, E., 1984. The Fluids in Salt. *American Mineralogist*, 69: 413—439.
- Wang, C. Y., Zhang, X. K., Lin, Z. Y., et al., 1994. Crustal Structure of the Shulu Fault Basin and Its Vicinity. *Acta Seismologica Sinica*, 16(4): 472—479 (in Chinese).
- Warren, J. K., 1986. Shallow-Water Evaporitic Environments and Their Source Rock Potential. *Journal of Sedimentary Research*, 56(3): 442—454.
- Xiong, W. L., Chen, H. H., Yun, L., et al., 2013. Hydrocarbon Charging History for Silurian Reservoirs Shuntuogoule Block in the North Slope of Tazhong Uplift, Tarim Basin: Constraints from Fluid Inclusion of Well Shun 9. *Acta Petrolei Sinica*, 34(2): 239—246 (in Chinese with English abstract).

English abstract).

Zambito IV, J.J., Benison, K.C., 2013. Extremely High Temperatures and Paleoclimate Trends Recorded in Permian Ephemeral Lake Halite. *Geology*, 41(5): 587—590. doi: 10.1130/G34078.1

Zhang, H. F., Fang, C. L., Gao, X. Z., et al., 1999. Petroleum Geology. Petroleum Industry Press, Beijing, 120—123 (in Chinese).

Zhao, Y. J., Chen, H. H., 2008. The Relationship between Fluorescence Colors of Oil Inclusions and Their Maturities. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 33(1): 91—96 (in Chinese with English abstract).

Zhuo, Q. G., Meng, F. W., Song, Y., et al., 2013. Hydrocarbon Migration through Salt: Evidence from Kelasu Tectonic Zone of Kuqa Foreland Basin in China. *Carbonates and Evaporites*, 29(3): 291—297. doi: 10.1007/s13146-013-0177-y

附中文参考文献

- 陈冬晴, 1985. 東鹿凹陷地震相、沉积相特征及油气成藏形成条件探讨(硕士学位论文). 北京: 中国石油大学, 1—31.
- 陈红汉, 2007. 油气成藏年代学研究进展. 石油与天然气地质, 28(2): 143—150.
- 陈红汉, 董伟良, 张树林, 等, 2002. 流体包裹体在古压力模拟研究中的应用. 石油与天然气地质, 23(3): 207—211.
- 葛云锦, 陈勇, 周瑤琪, 等, 2009. 不同油水比条件下人工合成碳酸盐岩烃类包裹体特征实验研究. 地质学报, 83(4): 542—549.
- 孔冬艳, 沈华, 刘景彦, 等, 2005. 冀中坳陷東鹿凹陷横向调节带成因分析. 中国地质, 32(4): 690—695.
- 李华明, 陈红汉, 赵艳军, 2009. 三塘湖盆地火山岩油气藏油

气充注幕次及成藏年龄确定. 地球科学——中国地质大学学报, 34(5): 785—791.

李熙哲, 杨玉凤, 郭小龙, 等, 1997. 渤海湾盆地压力特征及超压带形成的控制因素. 石油与天然气地质, 18(3): 236—242.

梁正中, 袁波, 常振恒, 等, 2011. 渤海湾盆地文东地区膏盐岩与超压油气藏分布. 海洋地质前沿, 27(10): 22—26.

刘建章, 陈红汉, 李剑, 等, 2008. 鄂尔多斯盆地伊—陕斜坡山西组 2 段包裹体古流体压力分布及演化. 石油学报, 29(2): 226—230, 234.

刘可禹, Bourdet, J., 张宝收, 等, 2013. 应用流体包裹体研究油气成藏. 石油勘探与开发, 40(2): 171—180.

刘铁铨, 江宏涛, 1985. 東鹿凹陷油气藏形成初探. 石油勘探与开发, 3: 5—12.

刘兴起, 倪培, 2005. 表生环境条件形成的石盐流体包裹体研究进展. 地球科学进展, 20(8): 856—862.

卢焕章, 范宏瑞, 倪培, 2004. 流体包裹体. 北京: 科学出版社, 30—32.

孟凡巍, 倪培, 丁俊英, 等, 2008. 人工合成烃类流体包裹体测温数据对石油地质的指示. 岩石学报, 24(9): 1975—1980.

孟凡巍, 倪培, 葛晨东, 等, 2011. 实验室合成石盐包裹体的均一温度以及古气候意义. 岩石学报, 27(5): 1543—1547.

王椿镛, 张先康, 林中洋, 等, 1994. 東鹿断陷盆地及其邻近的地壳结构特征. 地震学报, 16(4): 472—479.

熊万林, 陈红汉, 云露, 等, 2013. 塔中隆起北坡顺托果勒区块志留系储层油气充注历史——以顺 9 井流体包裹体分析为例. 石油学报, 34(2): 239—246.

张厚福, 方朝亮, 高先志, 等, 1999. 石油地质学. 北京: 石油工业出版社, 120—123.

赵艳军, 陈红汉, 2008. 油包裹体荧光颜色及其成熟度关系. 地球科学——中国地质大学学报, 33(1): 91—96.