

文章编号: 0253-9985(2009)01-0017-09

济阳坳陷东营凹陷沙三中亚段流体包裹体古流体势场恢复

蔡李梅^{1,2}, 陈红汉^{1,2}, 李纯泉^{1,2}, 李兆奇^{1,2}, 刘惠民³, 郝雪峰³

(1. 中国地质大学 湖北省油气勘探开发理论与技术重点实验室, 湖北 武汉 430074;

2. 中国地质大学 资源学院 石油系, 湖北 武汉 430074;

3. 中国石油化工股份有限公司 胜利油田分公司, 山东 东营 257000)

摘要:通过对东营凹陷沙三中亚段砂岩储层中 376 块流体包裹体样品的系统分析, 将研究区的油气充注划分为 3 个期次, 并确定出 3 期油气充注发生的时间。运用流体包裹体 *PVT* 热动力学模拟的方法, 获得了 3 个充注期的古压力演化, 结合本区平面和剖面上现今地层压力的分布, 确定了沙三中亚段油气藏可视为处于同一个含油气压力系统中。在此基础上, 利用流体包裹体所获得的参数恢复了沙三中亚段 3 期古油水势场的演化, 并分析了其分布特征, 探讨了油气充注期中的有利油气聚集区。认为东营凹陷油气藏的分布与古流体势的演化有密切的联系, 3 期油气充注时期古油势控制成藏的阈值分别为 7, 10.5 和 22 kJ/kg, 利津洼陷北坡和牛庄洼陷南坡是第一期有利的油气低势聚集带, 围绕牛庄洼陷和利津洼陷这两大高油势中心的周边区域为第二期有利油气成藏带, 第三期油气有利成藏带逐渐扩展到民丰和博兴两大洼陷边缘区域。

关键词: 古流体势场; 油气成藏; 流体包裹体; 东营凹陷; 济阳坳陷

中图分类号: TE112.1

文献标识码: A

Reconstruction of the paleo-fluid potential field of Es³ in the Dongying Sag of the Jiyang Depression with systematic fluid inclusion analysis

Cai Limei^{1,2}, Chen Honghan^{1,2}, Li Chunquan^{1,2}, Li Zhaoqi^{1,2}, Liu Huimin³, Hao Xuefeng³

(1. Hubei Provincial Key Laboratory of Theory and Technique for Petroleum Exploration & Production, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;

2. Department of Petroleum, Faculty of Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China;

3. SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shandong 257015, China)

Abstract: Based on the analyses of 376 samples of fluid inclusions from the middle Es³ in the Dongying sag, hydrocarbon charging in the study area was divided into three different stages with exact time. The evolution of paleo-formation pressure during these three charging stages was obtained through *PVT* thermodynamic modeling of the fluid inclusions. The results in combination with the plane and sectional views of current pressure distribution reveal that the hydrocarbon reservoirs in Es³ belong to the same pressure system. The evolution of paleo-fluid potential fields in Es³ during these three stages were reconstructed with the parameters obtained from fluid inclusion analysis and their distribution features were analyzed. The favorable areas for hydrocarbon accumulation during these three periods of hydrocarbon charging were discussed. It is believed that the reservoir distribution in the Dongying sag was closely related to the evolution of paleo-fluid potential, and the thresholds of paleo-fluid potential controlling hydrocarbon accumulation in these three charging periods were 7 kJ/kg, 10.5 kJ/kg and 22 kJ/kg respectively. The northern slope of the Lijin subsag and the southern slope of the Niuzhuang subsag were the favorable

收稿日期: 2008-10-10。

第一作者简介: 蔡李梅(1982—), 女, 硕士研究生, 油气成藏研究。

areas for hydrocarbon accumulation during the first period of hydrocarbon charging; the surrounding areas of the Lijin and the Niuzhuang subsags (high oil potential centres) were the favorable areas during the second period of hydrocarbon charging; while the surrounding areas of the Minfeng and the Boxing subsags were the favorable areas during the third period of hydrocarbon charging.

Key words: paleo-fluid potential field; hydrocarbon accumulation; fluid inclusion; Dongying Sag; Jiyang Depression

流体势反映了地下温度、重力、应力等因素对地下流体的综合作用, 决定了地下流体运移和聚集的过程; 流体总是自发地由高能区向低能区方向流动。流体势场与油气运移、聚集具有密切关系已被广大石油地质学家所认同, 已成为定量研究油气运移及聚集成藏问题的理论基础和依据^[1-7]。

传统的古流体势恢复方法通常是收集现有油井中原油、气和油田水的测试数据来计算流体密度; 根据单井压实曲线应用平衡深度法计算获得地下流体压力数据; 根据现高程和埋藏历史恢复获得古海拔高程^[8]。它是以油气运移演化过程中遗留下来的“最终痕迹”的测定参数为依据的, 这就使得该参数可能反映的是油气运移高峰期的特征。在多旋回盆地中存在多期生排烃和油气运聚过程的情况下, 该方法计算出的流体势难以分析不同时期油气运聚的动力学特征。但利用流体包裹体计

算流体势就可有效解决多期生排烃的问题^[9-12]。

前人对东营凹陷的古流体势场演化已做了大量卓有成效的研究, 但主要是采用压实分析法或盆地数值模拟的方法求其古流体势^[13,14], 且缺乏对本区流体势时空分布和演化的整体上的了解。本文通过运用流体包裹体系统分析技术, 在划分油气充注期次和确定成藏时期以及分析目的层位含油气压力系统的研究基础之上, 恢复沙三中亚段各个油气充注时期的古流体势, 旨在揭示其油气藏的分布规律, 从而为下一步的油气勘探提供决策依据。

1 区域地质概况及样品采集

东营凹陷位于山东省北部, 属于渤海湾盆地济阳坳陷的一个次级构造单元(图1), 是一个四

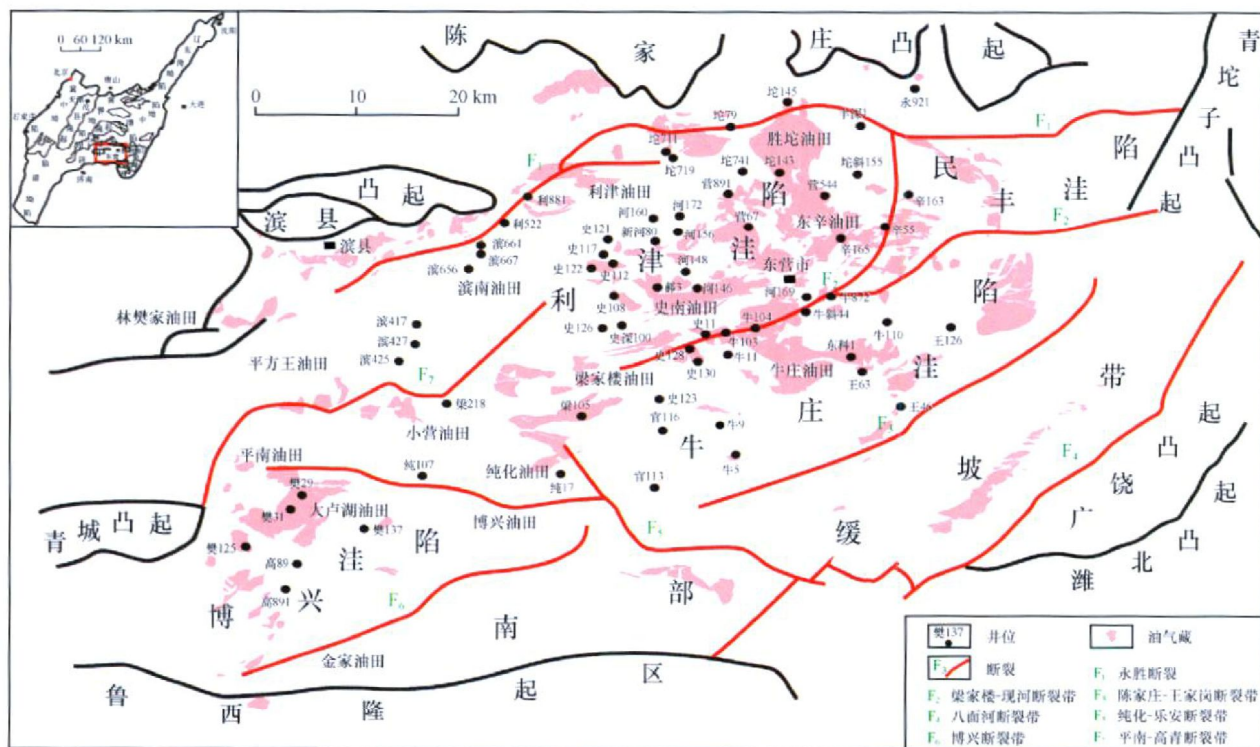


图1 东营凹陷构造单元划分及流体包裹体样品分布

Fig. 1 Map showing the structural units and the sampling points of fluid inclusion in the Dongying sag



图 2 东营凹陷沙河街组岩性柱状图

Fig. 2 Lithological column of the Tertiary Shahejie Formation in the Dongying sag

周被突起环绕的晚侏罗世—古近纪的断陷拗陷复合盆地,也是济阳拗陷油气资源最丰富的凹陷之一。它由利津、博兴、牛庄和民丰 4 个次级洼陷以及中央隆起带、北部陡坡带、南部斜坡带等若干个二级构造带组成。据钻井资料,东营凹陷由老至新发育有太古界泰山群,下古生界寒武系和奥陶系,上古生界石炭系和二叠系,中生界侏罗系和白垩系以及新生界第三系和第四系,第三系为盆地充填的主体。其中古近系包括孔店组、沙河街组和东营组。沙河街组为区内沉积厚度最大、分布最稳定和最重要的含油气地层单元^[15]。根据其沉积旋回和岩性特征,将沙河街组自上而下划分为沙四、沙三、沙二、沙一共 4 个层段,其中沙三又可分为上、中、下 3 个亚段(图 2),中亚段是本文研究的目标层段。

本研究共采集了 118 口井砂岩储层中 376 块流体包裹体样品,样品分布从洼陷到斜坡或隆起,确保了平面和垂向层位、各种油气藏等样品信息齐全,采样井位置分布见图 1。

2 古流体势恢复的原理和方法

2.1 古流体势计算原理

Hubbert^[16] 和 England^[17] 将流体势定义为从

基准面传递单位体积的流体到研究点所必须做的功。最为常用的 Hubbert 的流体势表达式为

$$\Phi = gz + \int \frac{1}{\rho} dp + \frac{1}{2} v^2 \tag{1}$$

式中:

- Φ ——流体势, m^2/s^2 ;
- g ——重力加速度, m/s^2 ;
- z ——该点相对于某一基准面的高程, m ;
- p ——该点流体压力, Pa ;
- ρ ——该点流体密度, kg/m^3 ;
- v ——该点流速, m/s 。

地下流体的流速(v)通常是极缓慢的,而且水、油通常可以看作不可压缩流体,其密度 ρ 不随压力变化,另外在压力变化范围不大的情况下,天然气的密度,也可以看作为一个常数,因此简化之后的公式为

$$\Phi = gz + \frac{p}{\rho} \tag{2}$$

式中右端的第一项,可以看作将单位质量的流体从基准面移至高程为 z 处克服重力所做的功;第二项则可看作将单位质量的流体从压力为零处移至压力为 P 处克服压力所做的功。从而可知,单位质量流体的势能是重力势能和弹性位能的总和,二者的能量共同决定流体的流动方向,即由高势区流向低势区。需要指出的是,当地层中压力变化较大时,其密度 ρ 随压力而变化,将密度随压力变化的关系式带入,才能获得流体势的精确数值。从公式(2)中可以看出,古流体势求取中的关键是地层古高程、古流体压力及地下流体密度等参数的获得。

2.2 古流体势各参数计算方法

分别对同一地层、同一时期的流体包裹体进行测定,可以计算出流体密度、压力和相对古高程的准确数值,采用的方法如下。

1) 古高程(z):把所测样品各期次盐水包裹体的平均均一温度“投影”到标有温度的精细埋藏史图中,该点所对应的高程可近似作为各成藏期的古高程。

2) 古压力(P):采用流体包裹体 PVT 热力学模拟的方法。其基本原理是运用同期盐水包裹体和含烃或烃类包裹体化学体系在 $P-T$ 空间投影的等容线单值变化和不同组成流体包裹体等容线

在此 P - T 空间只相交一次的物理特性, 确定烃类流体包裹体最小捕获压力^[18, 19]。

用 100 倍 8 mm 长焦工作镜头的 Olympus 显微镜测定室温压条件下流体包裹体气、液直径, 计算其半径立方比, 作为其气/液比; 把用真空研磨仪外接四极质谱仪获得的流体包裹体化学成分, 作为测定期次包裹体的“平均成分”; 将各期次盐水包裹体的平均均一温度及其共生的同期含烃盐水包裹体或烃类包裹体的平均均一温度、气/液比和化学组成输入 PVT 热动力学模拟软件——VTFLINC 软件, 即可求取各期次流体包裹体的最小捕获压力, 近似作为油气运移期的地层古流体压力^[19-21]。

3) 流体密度 (ρ): 根据 Pichavant 等人推导出的特殊热力学体系的相律表达式, $F = c + 1$, 其中 F 表示自由度, c 表示组分数, 这个体系的平衡移动实际上是单变的。因此, 在实验测得温度、盐度后, 体系的容积、密度也就确定了。对于盐水密度, 我们采用刘斌盐水溶液流体密度式计算盐水密度^[22]; 对于油密度, 我们根据烃类包裹体荧光颜色换算的 API 度所求得^[23, 24]。

3 油气充注期次划分与成藏时间

对采集的流体包裹体样品双面抛光制片, 在偏光显微镜和荧光显微镜下对其进行岩相学特征观察, 结合成岩序列^[23], 可以初步确定沙三段至少发生过 3 期油气运聚: 第一期有机包裹体主要产于石英颗粒内愈合裂隙, 透射光下呈深褐色、褐色, 反映了早期低成熟油充注; 第二期有机包裹体主要产于石英、长石的次生加大边中, 也有少部分分布于粒间的方解石胶结物中, 主要呈浅褐色, 反映了该期的成熟油气充注; 第三期有机包裹体主要分布于穿石英颗粒裂纹中, 亮晶方解石胶结物中, 浅褐色-无色透明, 反映了该期的高成熟油气充注。

根据有机包裹体显微荧光观察和微束荧光光谱^[25] 分析, 可进一步认为沙三段至少发生过三期油气充注, 依次为发橙黄-黄色荧光的低成熟油气充注—发淡黄色荧光的成熟油气充注—发蓝白色荧光的高成熟油气充注。

在前期荧光观察的基础上, 对标定的有机包

裹体及其同期盐水包裹体进行显微测温^[26-29], 并将各期与油、气包裹体相伴生的同期盐水包裹体的均一温度投影到单井埋藏史图中, 再统一到同一时间轴上(图 3), 可知东营凹陷沙三段油气藏总体发育 3 期油气成藏: 第一期 34.0~24.0 Ma, 发生于东营早期; 第二期 13.8~8.0 Ma, 发生于馆陶晚期—明化镇早期; 第三期 8.0~0 Ma, 发生于第四纪。4 个洼陷均发育 3 期油气充注, 最早充注时间在 34.0 Ma 左右, 但主要充注期次是第二和第三期, 尤其是第三期充注奠定了最终油气分布格局。

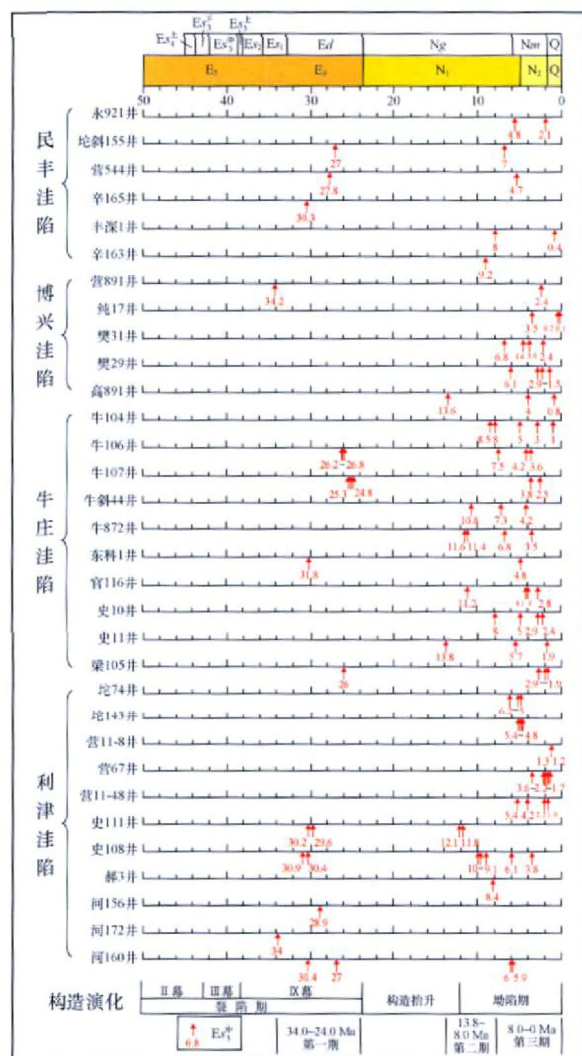


图 3 东营凹陷流体包裹体油气充注期次及成藏时间

Fig. 3 Map showing the hydrocarbon charging stages and the time of hydrocarbon pooling defined from fluid inclusion in the Es^3 in the Dongying sag

4 含油气压力系统分析

只有在同一期次, 同一压力系统中, 运用流体势研究油气的运聚才有意义。一个含油气系统往往表现为单一的压力系统, 由压力系统控制着油气的运移和聚集^[9, 10, 30]。

前人大量研究表明^[31~ 34], 东营凹陷古近系烃源岩中普遍发育异常高压, 其平面分布呈现环状结构, 内环为超高压系统, 中环为高压系统, 外环为低压- 常压系统, 并且中环高压系统和内环超高压系统构成了封闭的巨型超压封存箱复合体。在剖面上, 东营凹陷的超压主要分布于沙河街组三段中- 下亚段的大套泥岩和沙四段灰色膏盐岩段中, 常压- 低压系统发育于上部层段, 包括沙二段上亚段、东营组、馆陶组、明化镇组和更新统。

对于东营凹陷沙三段各期次油气运移的古压力, 本研究运用流体包裹体 *PVT* 热动力学模拟的方法可以求得。由古流体压力系数随时间演化图(图 4)可以看出东营凹陷沙三段地层古流体压力在古近纪东营期仍为正常压力, 随着东营运动的结束, 整个凹陷进入热沉降时期, 至新近纪馆陶

中期, 开始发育异常高压, 随着时间的推移, 超压程度逐渐增强。总体上, 东营凹陷沙三段 3 期油气充注对应压力系统为, 第一期(34.0~ 24.0 Ma)常压成藏系统; 第二期(24.0~ 13.8 Ma)低幅超压成藏系统; 第三期(8.0~ 0 Ma)中幅、强超压成藏系统。

由此可见, 沙三段油气藏可以视为同一个含油气压力系统中, 我们可以用流体势来有效地描述其运移聚集特征。

5 古流体势场恢复

鉴于所采集的流体包裹体样品分布于不同的深度点, 加上恢复的古高程也并不在统一深度平面上, 如果直接采用恢复的不同深度的古流体势来研究, 深度差将对分析结果带来一定的误差。要想获得各期次古流体势某一平面等值线图, 可以设计一假想的平面, 使得该平面的埋深为恢复的古高程的统计均值。然后做这个古深度平面的流体势切片, 即可得到各个油气充注时期的流体势平面等值线图。对于那些不在此深度的样品, 在设计统一的温- 压系统之中, 将采用平均古

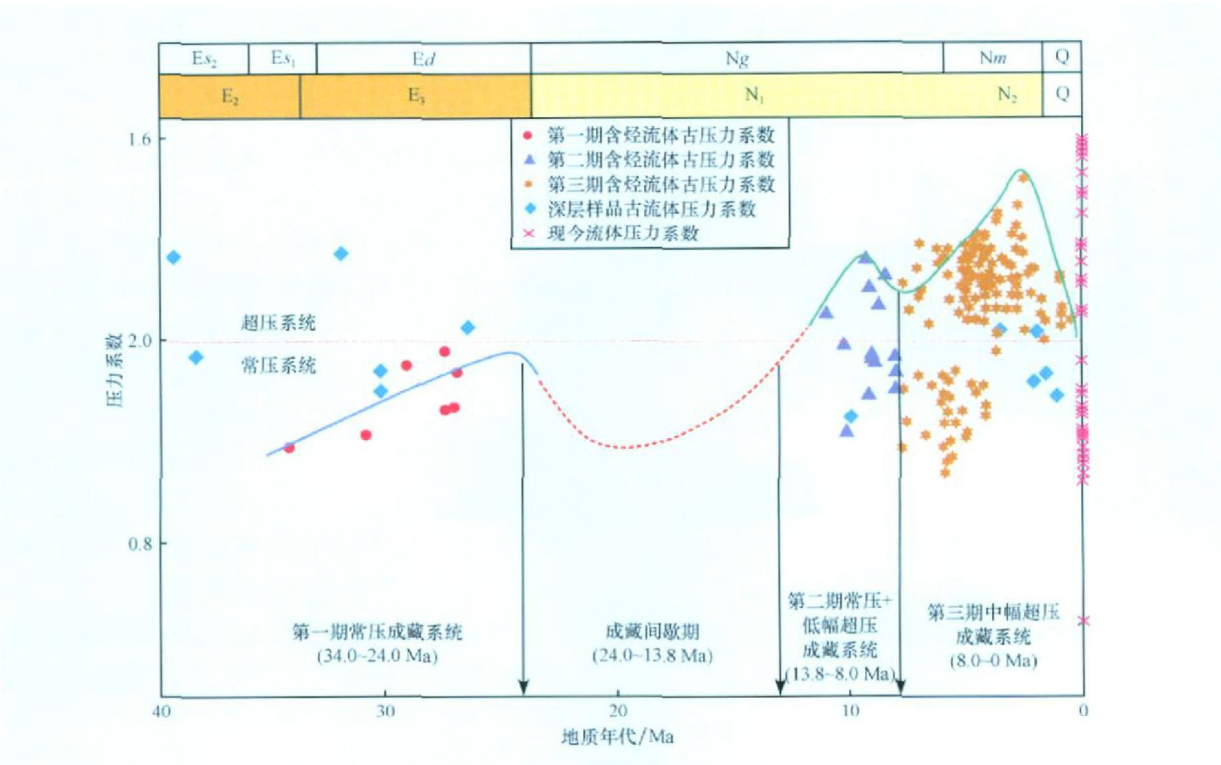


图 4 东营凹陷古流体压力系数随时间轴演化趋势图

Fig. 4 Map showing the evolution of paleo-fluid pressure with time in the Dongying sag

地温梯度和静水压力梯度插值法求取,即高于此深度的样品将加上其与古深度段的温-压(势)差值,低于此古深度的样品将减去其与古深度段的温-压(势)差值。

运用上述方法,我们获得东营凹陷沙三中段第一期油气充注时期的切片深度为1 900 m;第二期油气充注时期的切片深度为1 950 m;第三期油气充注时期的切片深度为2 350 m(图5)。

根据上述方法对东营凹陷沙三中段在各充注期的流体势场进行了恢复,并作出了不同时期的流体势平面等值线图。

5.1 古水势分析

一定时期水势的大小及其在平面上的相对分布反映了该时期地下流体所处的水动力环境;而不同时期水势的演化,则是盆地演化特征在水动力方面的具体体现。考虑以地面作为基准面,当

计算出的水势小于0时,代表地形起伏对水势的贡献超过压能的贡献,即可将水流类型判断为主要是重力水流在起作用;而当计算的水势大于0时,代表压能对水势的贡献超过地形起伏的贡献,从而可认为水流类型主要表现为压实水流。

东营凹陷沙三中段第一期油气充注时期(34.0~24.8 Ma)古水势等值线与沙三中段油藏平面分布叠合显示,发育牛庄、民丰、利津和博兴洼陷等4个与压实流岩有关的高水势中心,其中,博兴洼陷水势相对最弱。

东营凹陷沙三中段第二期油气充注时期(13.8~8.0 Ma)古水势等值线与沙三中段油藏平面分布叠合显示,仅发育牛庄、民丰、利津洼陷3个等与压实流岩有关的高水势中心;博兴洼陷即南部斜坡带均成为低水势场所。

东营凹陷沙三中段第三期油气充注时期(8.0~0 Ma)古水势等值线与沙三中段油藏平面分布叠合显示,发育牛庄、民丰、利津-博兴洼陷3个与压实流岩有关的高水势中心;博兴洼陷与利津洼陷似乎成为统一的水势系统。

5.2 古油势分析

东营凹陷沙三中段第一期油气充注时期(34.0~24.8 Ma)古油势等值线与沙三中段油藏平面分布叠合图(图6a)显示:牛106-牛105井区的高油势中心主要与低序次断层超压传递有关;博兴洼陷的梁218井区是一个次级的高油势中心;第一期油气大部分充注于油势低于7 kJ/kg阈值的古流体势区域圈闭内;辛165井区以南区域为民丰高势区和牛106-牛105井区高势区之间的相对低势区,利津洼陷北坡和牛庄洼陷南坡均是第一期有利的油气低势聚集带。

东营凹陷沙三中段第二期油气充注时期(13.8~8.0 Ma)古油势等值线与沙三中段油藏平面分布叠合图(图6b)显示:发育牛庄洼陷和利津洼陷两大与烃源岩有关的高油势中心,

围绕这两个高油势中心的周边区域为第二期相对低势的有利油气充注带,特别是郝3-史11-

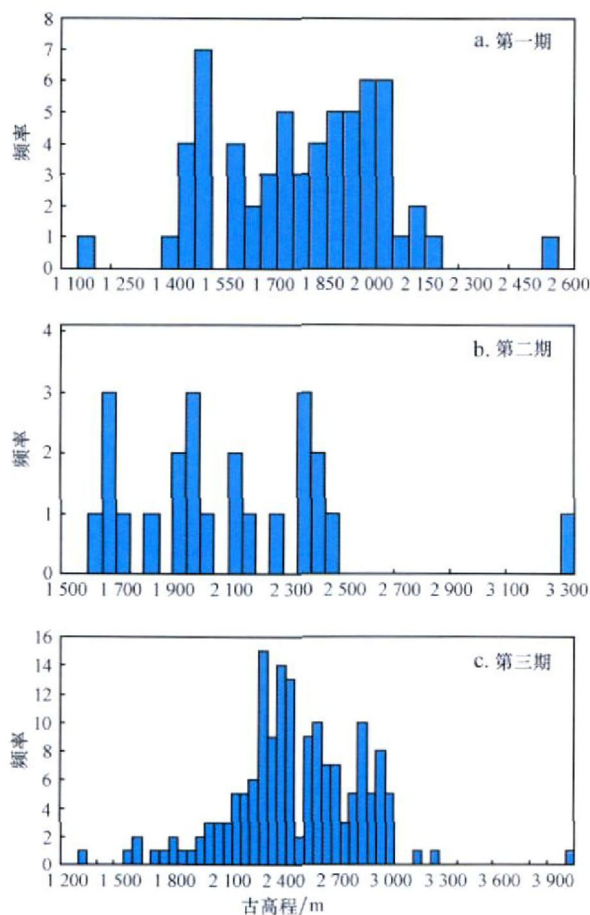
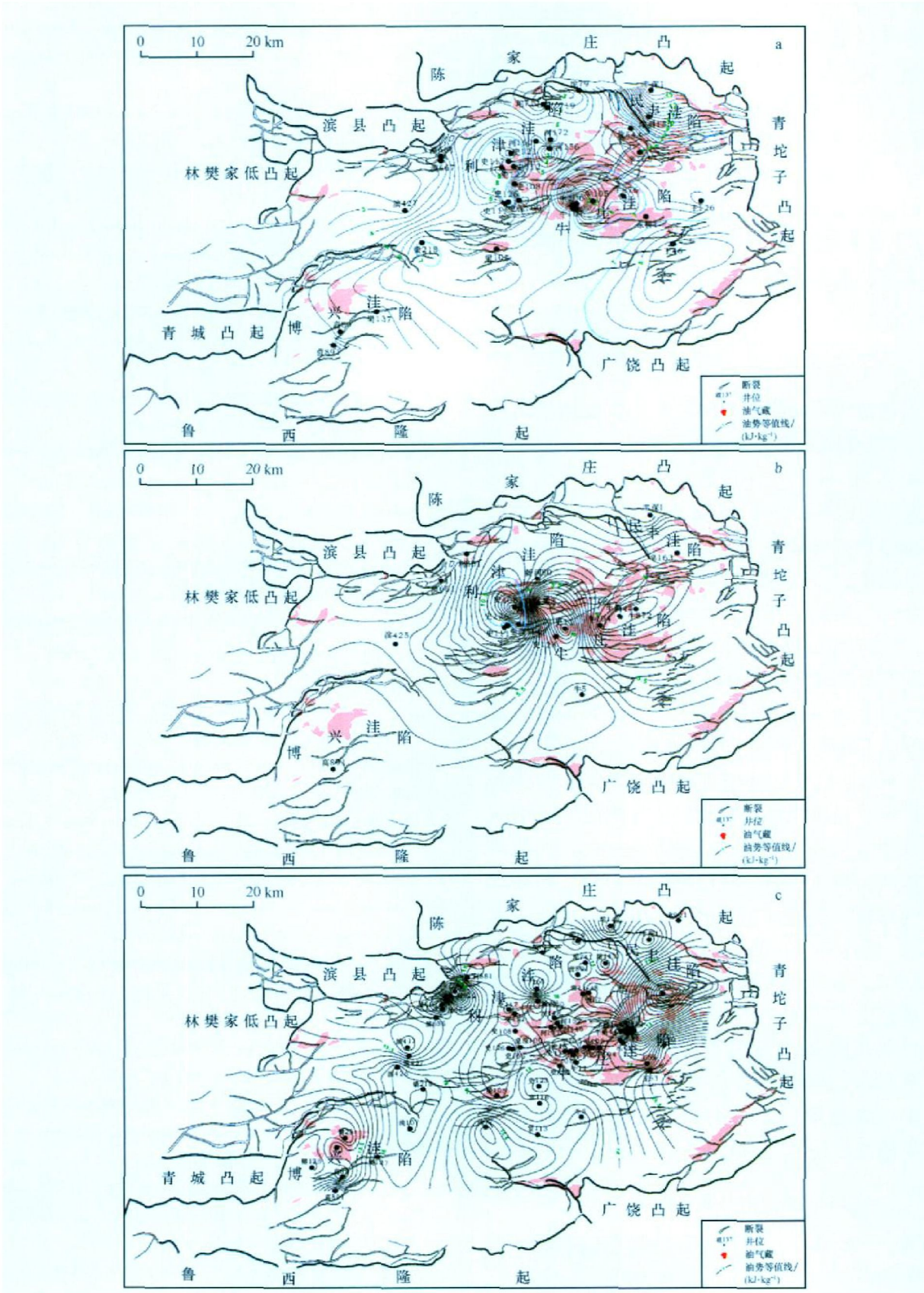


图5 东营凹陷沙三中段第一期、第二期、第三期油气充注时期的古高程分布图



话,该时期大部分区域均可满足势控成藏条件。

东营凹陷沙三中亚段第三期油气充注时期(8.0~0 Ma)古油势等值线与沙三中亚段油藏平面分布叠合图(图6c)显示:发育牛庄洼陷、民丰、利津和博兴洼陷4个与烃源岩有关的高油势中心,而沿着断裂带发育的局部高油势中心主要与断层超压传递有关;油气围绕高油势中心呈环状分布,说明流体势为22 kJ/kg的阈值以下区域均有利于油气充注成藏。

6 结论

通过对东营凹陷沙三段3期古流体势场的恢复,可以看出其主要有以下几个特征。

1) 东营凹陷沙三段地下水属沉积压实水系统,油气受压实水控制,水流方向为离心流,油水各期流体势方向基本一致。高势区多分布于洼陷中心及附近,低势区处于凹陷周缘构造带。

2) 油气藏的分布与古流体势的演化有密切的联系,势控成藏特征明显。3期油气充注时期古油势控制成藏的阈值分别为第一期大约为7 kJ/kg;第二期大约为10.5 kJ/kg;第三期大约为22 kJ/kg,低于阈值以下的均为有利于油气充注成藏的区域。

3) 3期油气充注期中有利油气聚集区的范围逐渐扩大。利津洼陷北坡和牛庄洼陷南坡是第一期有利的油气低势聚集带;围绕牛庄洼陷和利津洼陷这两大高油势中心的周边区域为第二期相对低势的有利油气充注带,特别是郝3-史11-牛104井区为这两个高油势供烃的相对低势区,是最有利的第二期成藏带;第三期油气有利成藏带逐渐扩展到民丰和博兴两大洼陷周缘区域。

4) 并非所有的、发育于高势区周围的油气低势区都是油气运移、聚集的有利区,而是取决于油气运聚系统的分布,还应强调输导层、断层、不整合面等油气运移通道和沉积相带的展布。

参 考 文 献

- 1 李鹤永,刘震,马达德,等.柴西地区古流体势场演化对油气成藏的控制作用.石油大学学报(自然科学版)[J].2005,29(3):11~16
- 2 赵阳,刘震,宋书君.渤海湾盆地东营凹陷南区通王断裂带下第三系成藏动力及输导体系特征[J].石油实验地质,2004,26(6):557~561
- 3 李延钧,陈又才,杨远聪,等.板桥凹陷古流体势与油气运移聚

集史研究[J].沉积学报,1996,14(4):94~101

- 4 Magara K. Compaction and fluid migration practical petroleum geology[M]. New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978
- 5 Hooper E C D. Fluid migration along growth faults in compaction sediments[J]. J. Geol., 1991, 14(2): 181~196
- 6 Bradely J S. Abnormal formation pressure[J]. AAPG Bulletin, 1975, 60(7): 1127~1128
- 7 Cartwright J A. Episodic basin-wide fluid expulsion from geopressured shale sequences in the North Sea Basin[J]. Geology, 1994, 22: 447~450
- 8 刘超英,闫相宾,徐旭辉,等.应用流体包裹体研究惠民凹陷南斜坡油气充注史[J].石油与天然气地质,2008,29(4):491~501
- 9 刘斌,沈昆.包裹体流体势图在油气运聚研究方面的应用[J].地质科技情报,1998,17(增刊):81~86
- 10 谈迎,刘德良,杨晓勇,等.应用流体包裹体研究古流体势及油气运移[J].中国科学技术大学学报,2002,32(4):470~480
- 11 刘德汉,肖贤明,田辉,等.含油气盆地中流体包裹体类型及其地质意义[J].石油与天然气地质,2008,29(4):291~301
- 12 陈红汉,李纯泉,张希明,等.运用流体包裹体确定塔河油田油气成藏期次及主成藏[J].地学前缘,2003,10(1):190
- 13 宋书君,刘震,赵阳,等.东营凹陷通王断裂带古流体势演化及其对油气藏分布的控制[J].中国海上油气(地质),2003,17(2):108~111
- 14 查明.压实盆地油气运移动力学模型与数值模拟——以东营凹陷为例[J].沉积学报,1997,15(4):86~90
- 15 祝厚勤,庞雄奇,姜振学,等.东营凹陷岩性油藏成藏期次与成藏过程[J].地质科技情报,2007,26(1):65~70
- 16 Hubbert M K. Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions[J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(8): 1954~2026
- 17 England W A, Mackenzie A S, Mann D M, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface[J]. Journal of the Geological Society, 1987, 144: 327~347
- 18 Munz I A. Petroleum inclusions in sedimentary basins: systematics, analytical methods and applications[J]. Lithos, 2001, 55: 195~212
- 19 陈红汉,董伟良,张树林,等.流体包裹体在古压力模拟研究中的应用[J].石油与天然气地质,2002,9:207~211
- 20 Chen H H, Wang J H, Xie Y H, et al. Geothermometry and geobarometry of overpressured environments in Qiongdongnan basin, South China Sea[J]. Geofluids, 2003, 3: 77~187
- 21 张莉,柳广弟,谢增亚,等.川西前陆盆地南部储层流体包裹体特征及其在天然气成藏研究中的应用[J].石油与天然气地质,2005,26(6):800~807
- 22 刘斌.利用流体包裹体及其主矿物共生平衡的热力学方程计算形成温度和压力[J].中国科学(B辑),1987,(3):303~310
- 23 Goldstein R H, Reynolds T J. Systematics of fluid inclusions in diagenetic minerals: SEPM Short Course 31[M]. Tulsa, Oklahoma, USA: SEPM, 1994

- 24 Burruss R C. Practical aspects of fluorescence microscopy of petroleum fluid inclusions[J]. SEPM Short Course, 1991, 25 (1): 1- 7
- 25 Burruss R C. Hydrocarbon fluid inclusions in studies of sedimentary diagenesis[A]. In: Hollister L S, Crawford M L, eds. Fluid inclusions: applications to petrology[C]. Mineralogical Association of Canada Short Course Notes, 1981. 138- 156
- 26 Parnell J, Chen Honghan. Application of fluid inclusion studies to understanding oil charge, pre-salt succession, offshore Angola[J]. Geological Society of London, Special Publications, 2003, 207: 275- 283
- 27 李纯泉, 陈红汉, 张希明, 等. 塔河油田奥陶系储层流体包裹体研究[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 42~ 46
- 28 冯乔, 马硕鹏, 樊爱萍. 鄂尔多斯盆地上古生界储层流体包裹体特征及其地质意义[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 28 ~ 32
- 29 李兆奇, 陈红汉, 刘惠民, 等. 流体包裹体多参数综合划分东营凹陷沙三段油气充注期次及充注时期确定[J]. 地质科技情报, 2008, 27(4): 69~ 74
- 30 李明诚. 石油与天然气运移研究综述[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 3~ 9
- 31 陈中红, 查明. 断陷湖盆超压封存箱形成机理与油气成藏机制——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. 地质科学, 2008, 43(1): 50~ 64
- 32 陈中红, 查明, 金强. 东营凹陷超压系统的幕式排烃[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(4): 444~ 454
- 33 刘晓峰, 解习农. 东营凹陷流体压力系统研究[J]. 地球科学, 2003, 28(1): 78~ 86
- 34 郑和荣, 黄永玲, 冯有良. 东营凹陷下第三系地层异常高压体系及其石油地质意义[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 67~ 70

(编辑 董立)

(上接第 16 页)

参 考 文 献

- 1 周翥虹, 周瑞年, 管志强. 柴达木盆地东部第四系气源岩地化特征与生物气前景[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(2): 30~ 37
- 2 顾树松. 柴达木第四系生物气藏的形成与模式[J]. 天然气工业, 1996, 16(5): 5~ 9
- 3 管志强, 徐子远, 周瑞年, 等. 柴达木盆地第四系生物气的成藏条件及控制因素[J]. 天然气工业, 2001, 21(6): 1~ 5
- 4 党玉琪, 侯泽生, 徐子远, 等. 柴达木盆地生物气成藏条件[J]. 新疆石油地质, 2003, 25(5): 374~ 378
- 5 戚厚发, 关德师, 钱贻伯. 中国生物气成藏条件[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 1~ 268
- 6 王明明, 李本亮, 魏国齐, 等. 柴达木盆地东部第四纪水文地质条件与生物气成藏[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(4): 341~ 345
- 7 徐志远, 姜桂凤, 韩凤祥. 柴达木盆地生物气资源现状与勘探方向[A]. 张一伟, 党玉琪, 熊继辉, 等编. 柴达木盆地油气勘探论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 2004. 197~ 203
- 8 梁全胜, 刘震, 常迈, 等. 柴达木盆地三湖坳陷浅层生物气成藏模式分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2005, 20(3): 36~ 39
- 9 程付启, 金强, 林会喜, 等. 柴达木盆地三湖地区储盖组合有效性对生物气富集的控制作用[J]. 地质科学, 2008, 43(2): 333~ 346
- 10 张祥, 纪宗兰, 杨银山, 等. 试论柴达木盆地第四系盖层的封盖机理[J]. 天然气地球科学, 2004, 15(4): 383~ 386
- 11 张水昌, 赵文智, 李先奇, 等. 生物气研究新进展与勘探策略[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 90~ 96
- 12 关德师. 甲烷菌的生存条件与生物气[J]. 天然气工业, 1990, 10(5): 13~ 19
- 13 王庭斌. 中国大中型气田成藏的主控因素及勘探领域[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 572~ 583
- 14 魏国齐, 刘德来, 张英, 等. 柴达木盆地第四系生物气形成机理、分布规律与勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(4): 84~ 89
- 15 康宴, 王万春, 张道伟, 等. 柴达木盆地第四系脂肪酸分布特征与生气潜力的关系[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 778~ 785
- 16 张晓宝, 徐自远, 段毅, 等. 柴达木盆地三湖地区第四系生物气的形成途径与运聚方式[J]. 地质论评, 2003, 49(2): 168~ 174
- 17 Prinzhofer A, Huc A. Genetic and post-genetic molecular and isotopic fractionation in natural gas[J]. Chemical Geology, 1995, 126: 281~ 290
- 18 Snowden L R. Natural gas composition in a geological environment and the implications for the processes of generation and preservation[J]. Organic Geochemistry, 2001, 32: 913~ 931
- 19 李剑, 刘朝露, 李志生, 等. 天然气组分及其同位素扩散作用模拟实验研究[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(6): 463~ 468
- 20 史基安, 卢龙飞, 王金鹏, 等. 天然气运移物理模拟实验及其结果[J]. 天然气工业, 2004, 24(12): 32~ 34
- 21 程付启, 金强. 成藏后天然气组分与同位素的分馏效应研究[J]. 天然气地球科学, 2005, 16(4): 522~ 525
- 22 Leythaeuser D. Diffusion of light hydrocarbons through near-surface rocks[J]. Nature, 1980, 284(4): 522~ 525
- 23 Krooss B M, Leythaeuser D, Schaefer R G. The quantification of diffusive hydrocarbon losses through cap rocks of natural gas reservoirs—a reevaluation[J]. AAPG Bulletin, 1992, 76(3): 403~ 406

(编辑 李军)