

# 东营凹陷沙三—沙四段砂岩储层超压成因与演化

郝雪峰

(中国石化 胜利油田分公司, 山东 东营 257015)

**摘要:**渤海湾盆地东营凹陷沙三—沙四段砂岩储层发育中—强幅度超压, 钻井实测压力换算的最大压力系数为2.0, 最大剩余压力达40 MPa。分析发现, 储层含油性与超压发育程度具有相关性, 认为现今储层超压主要源自烃源岩生油超压流体传递。综合盆地模拟技术和流体包裹体分析, 恢复了沙三—沙四段砂岩储层古压力的演化历史, 认为沙三段—东营组沉积末期的快速沉降作用是导致孔隙流体排出受阻而形成第一期储层流体超压的主要原因, 但东营组沉积末期—馆陶组沉积初期构造抬升的泄压作用可使孔隙流体压力降低至常压; 在明化镇组沉积末期—现今, 由于烃源岩主体仍然处于主油阶段, 烃源岩生烃作用产生的大量含油气超压流体充注砂岩储层是形成第二期储层超压的主导成因。

**关键词:**盆地模拟; 流体包裹体; 超压成因; 储层超压; 沙三—沙四段; 东营凹陷

**中图分类号:** E122.1

**文献标识码:** A

## Overpressure genesis and evolution of sandstone reservoirs in the 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> members of Shahejie Formation, the Dongying Depression

Hao Xuefeng

(Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying, Shandong 257015, China)

**Abstract:** The sandstone reservoirs within the 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> members of Shahejie Formation in Dongying Depression, the Bohai Bay Basin are moderately to strongly overpressured with the maximum pressure coefficient of 2.0 and the maximum excessive pressure of 40 MPa calculated based on the measured pressures. Analysis indicates that oil-bearing properties of the reservoirs correlate to the development degree of overpressure, and current reservoir overpressure is mainly caused by the overpressured fluids from source rocks. Integrated with basin modeling and fluid inclusions analysis, this paper reconstructed the geo-pressure evolutionary history of the sandstone reservoirs in the 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> member of Shahejie Formation. The first stage reservoir overpressure was mainly caused by the rapid subsidence during the deposition of the 3<sup>rd</sup> member of Shahejie Formation to the end of Dongying Formation that blocked pore fluid discharging. The overpressure might be released to hydrostatic pressure along with the tectonic uplifting during the late Dongying Formation to early Guantao Formation. From the late Minghuazhen Formation to the present, the bulk of the source rock is still at peak oil generation and large amount of oil/gas-bearing overpressured fluid generated by the source rocks charge into the sandstone reservoirs, leading to the second stage overpressure.

**Key words:** basin modeling, fluid inclusion, overpressure genesis, reservoir overpressure, 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> member of Shahejie Formation, Dongying Depression

超压现象对于油气的生成—运移—聚集过程具有重要意义<sup>[1]</sup>, 相对于泥岩超压而言, 砂岩超压其本身往往就是油气聚集的直接结果, 然而对于砂岩储层超压的特征、成因及其在油气运聚过程中的作用, 尚缺乏有针对性的深入研究。储层超压的成因机制包括: 超压传递<sup>[2]</sup>、欠压实作用<sup>[3-4]</sup>、原油裂解<sup>[5-6]</sup>、浮力作用<sup>[7]</sup>、构造挤压、水热增压和成岩作用等。东营凹陷沙河街组三段(沙三)以上的浅部超压储层的成因被认为是传递型超压, 而该凹陷单井欠压实储层超压的实例也有发现<sup>[8]</sup>; 也有学者认为

东营凹陷储层超压的机制有超压传递、欠压实和原油裂解等多种成因, 欠压实储层超压发生在沙河街组四段(沙四)、孔店组膏盐层段, 原油裂解增压作用发生在4 000 m以下深埋地层<sup>[9]</sup>。进一步研究表明, 根据超压砂泥岩的密度、骨架应力、声波时差等资料分析, 东营凹陷泥岩超压为生油增压、砂岩超压为传递超压<sup>[10]</sup>; 东营凹陷现今大规模超压发育区与烃源岩生油增压有成因联系, 沙三段—沙四段成熟烃源岩及其生油作用控制了超压分布的主体区域<sup>[11]</sup>。应注意的是上述文献主要研究现今泥岩和砂岩

收稿日期: 2012-11-12; 修订日期: 2013-03-10。

作者简介: 郝雪峰(1971—), 男, 高级工程师, 石油地质。

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05006-003)。

储层超压的特征和成因,公开发表有关储层古超压成因演化的论文很少。从实测储层压力资料出发,分析现今储层超压的特征与成因,然后结合盆地模拟和流体包裹体技术恢复东营凹陷储层古超压的形成与演化。

## 1 地质背景

东营凹陷是渤海湾盆地济阳坳陷东南部典型的富油凹陷,东接青坨子凸起,南部以广饶凸起—鲁西隆起为界,西邻青城凸起,北部终止于滨县—陈家庄凸起,由民丰、利津、牛庄和博兴4个次级洼陷以及北部陡坡带、中央背斜带、南部缓坡带7个二级构造单元组成,总面积约5700 km<sup>2</sup>(图1)。

东营凹陷古近系和新近系碎屑岩地层为研究区主要的生储层系,其中沙三中—下亚段( $E_s^{3(中+下)}$ )和沙四上亚段( $E_s^{4(上)}$ )暗色泥岩为主要的烃源岩层系<sup>[12-13]</sup>,沙二段( $E_s^2$ )、沙三段( $E_s^3$ )和沙四段( $E_s^4$ )砂岩为主要的储集层系,沙一段( $E_s^1$ )和明化镇组(Nm)底部泥岩为主要的区域性盖层<sup>[14-16]</sup>。经过50多年的勘探开发,东营凹陷已进入高勘探程度阶段,近年来更是以岩性油气藏为主要勘探目标,中—深埋藏的沙三—沙四段油气的发现逐渐成为储量增长的主体。与浅部沙二段储层不同的是,沙三—沙四段储层具有典型的中—强幅度超压特征,深入认识储层超压现象及其成因,对于指导深部油气勘探十分重要。

## 2 储层现今超压的特征与成因

根据近940口钻井的1368个DST和MDT实测压

力数据(图2),东营凹陷深部储层超压现象发育,且不同深度段的压力梯度变化明显。结合超压顶面深度图<sup>[12]</sup>和实测压力与深度的关系图,深度小于2200 m砂岩储层的压力梯度普遍小于1.2 MPa/100 m,发育常压系统。深度大于2200~2800 m至4400 m砂岩储层的压力梯度大于1.2 MPa/100 m,并且压力梯度随深度的增加而显著增大,最大可达约2.0 MPa/100 m,发育中强幅超压系统。研究区馆陶组(Ng)、东营组(Ed)、沙一段和沙二段一般为常压砂岩储层,沙二段仅局部发育低幅度超压,如辛54井压力系数为1.27,埋深为2104 m。根据目前的资料显示孔店组(Ek)地层压力为常压。根据钻井实测压力揭示,沙三段和沙四段砂岩储层超压发育,最大压力系数分别为2.0(河168井,深度3310.15 m)和1.99(史13井,深度3161.45 m),最大超压深度分别为3637.00 m(王550井,压力系数1.68)和4382.00 m(坨765井,压力系数1.90)。

值得注意的是,沙三段和沙四段同时也是东营凹陷主要的烃源岩层系,这种烃源岩层系与砂岩超压层系相重叠的现象,应该反映储层超压源自于超压烃源岩的压力传递?如果确实如此,那么储层超压的发育程度应该与储层含油性之间存在显著的关联性。基于上述认识,本研究深入分析了沙三段和沙四段储层流体成分与超压系统发育之间的联系(图3)。

据图3可知,沙三段和沙四段储层超压的发育程度随砂岩含油性的增强而有规律的增加。对于沙三段砂岩储层,水层超压(压力系数>1.2)比率为8%,油层发育超压的比率为13%,油层超压的发育比率则高达43%;对于沙四段砂岩储层,水层超压(压力系

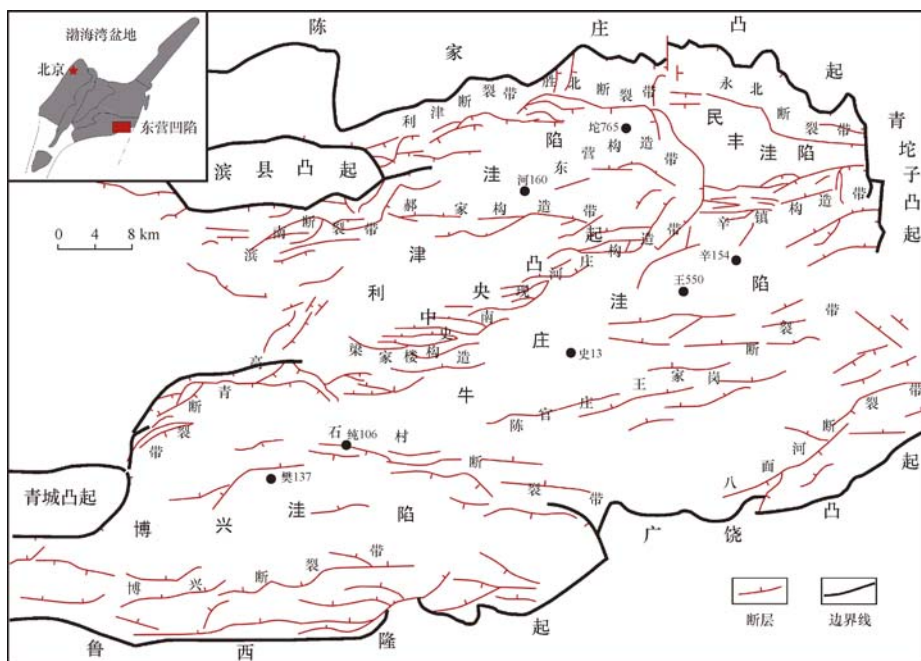


图1 东营凹陷构造单元划分与取样井分布

Fig. 1 Structure units and sampling wells in the Dongying Depression

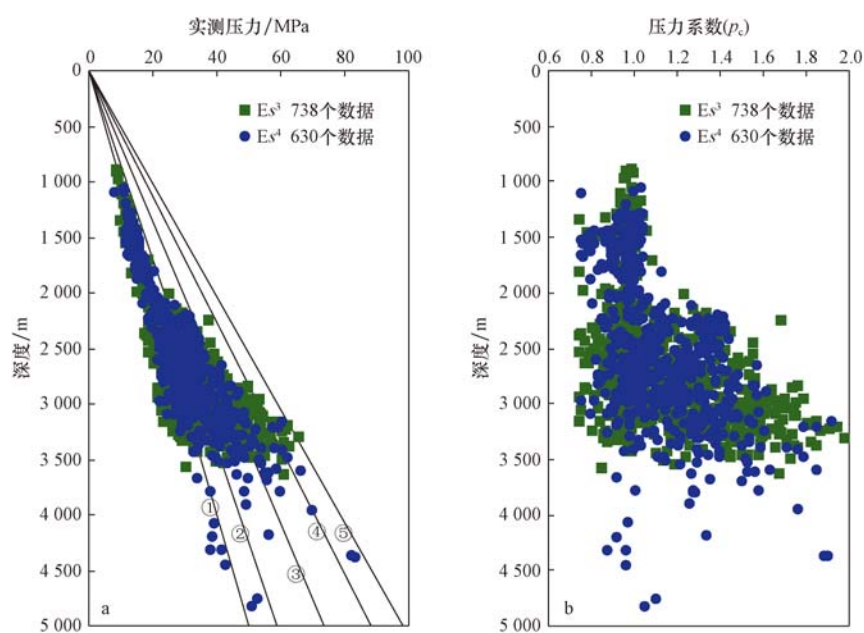


图2 东营凹陷 Es<sup>3</sup>—Es<sup>4</sup> 实测压力—深度(a)及压力系数—深度(b)关系

Fig. 2 Measured pore pressures vs. depths (a) and pressure coefficients vs. depths (b) of the 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> members of Shahejie Formation in the Dongying Depression

(①,②,③,④和⑤分别对应压力梯度 1.0,1.2,1.5,1.8,2.0 MPa/100 m<sub>o</sub>)

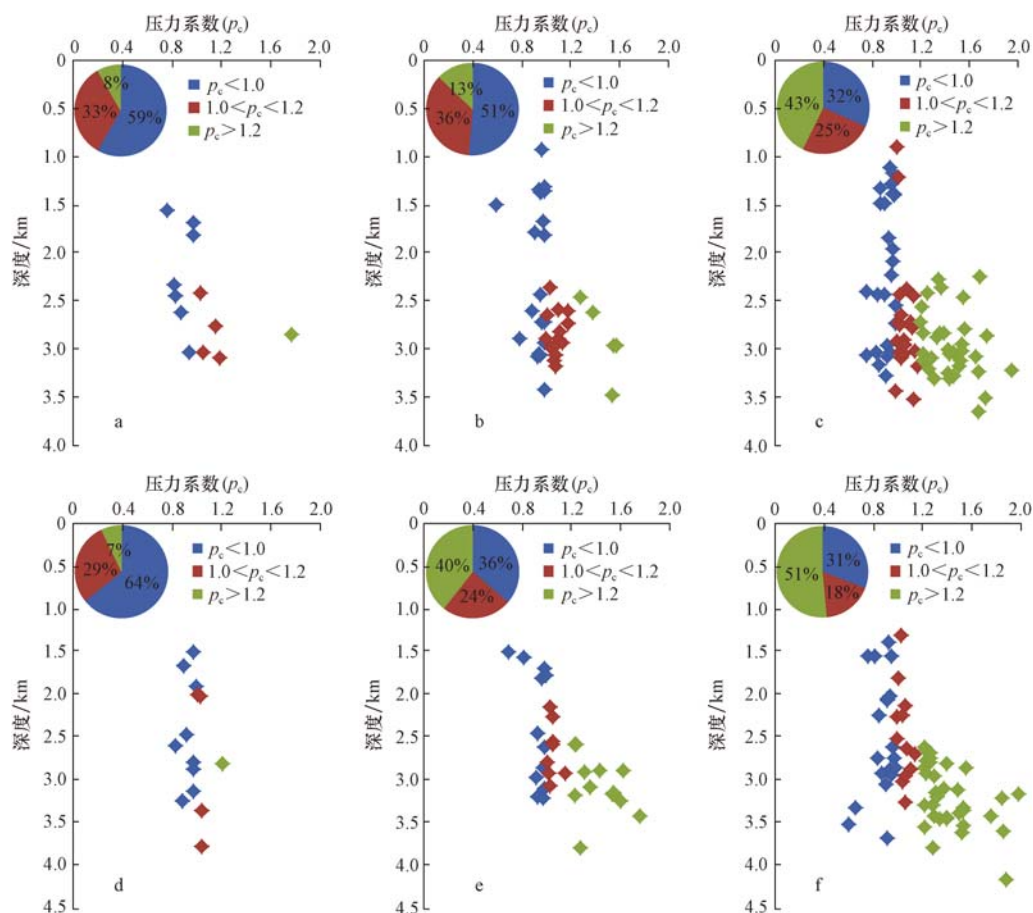


图3 东营凹陷沙三段和沙四段砂岩储层超压与油水层关系

Fig. 3 Relationships between sandstone reservoir overpressures and oil/water layers of the 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> members of Shahejie Formation in the Dongying Depression

a. Es<sup>3</sup> 水层; b. Es<sup>3</sup> 油层; c. Es<sup>3</sup> 油层; d. Es<sup>4</sup> 水层; e. Es<sup>4</sup> 油层; f. Es<sup>4</sup> 油层

图中水层包括试油水层和部分干层(只产水、不产油);油层包括试油含油层、油水同层以及含水油层;油层包括试油油层、低产油层、稠油层和部分干层(只产油、不产水)。

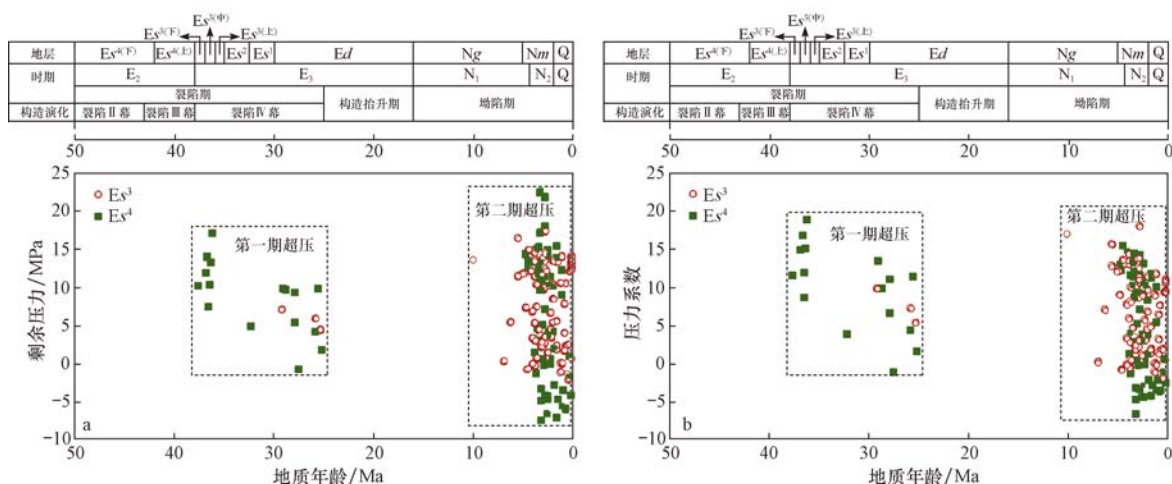


图4 沙三段和沙四段流体包裹体古剩余压力(a)和压力系数(b)随时间变化特征

Fig. 4 Excessive pressures (a) and paleo-pressure coefficients (b) of fluid inclusions vs. time for the 3<sup>rd</sup> and 4<sup>th</sup> members of Shahejie Formation in the Dongying Depression

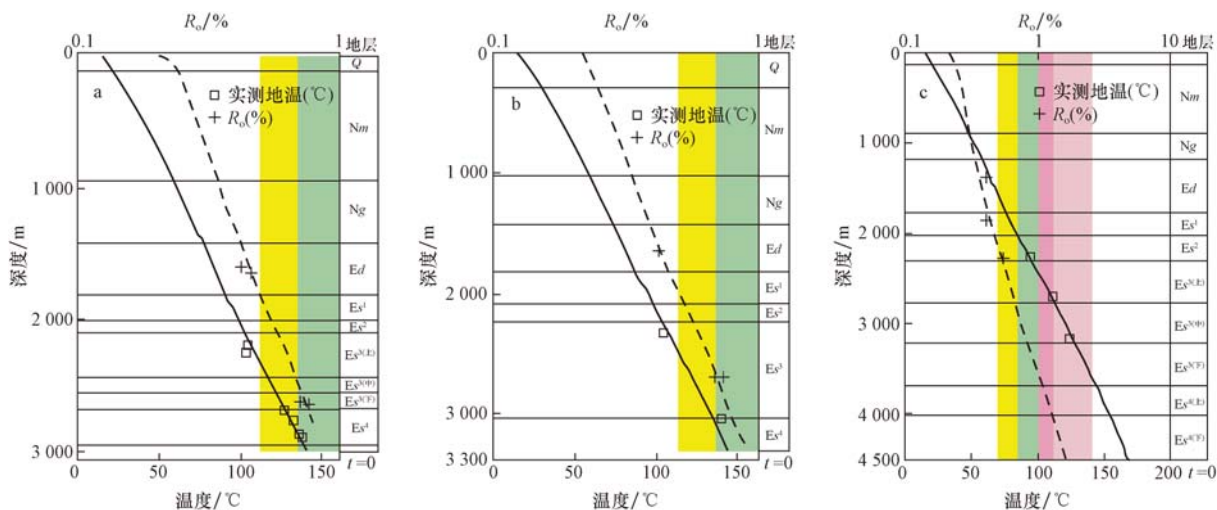


图5 纯106井、樊137井、河160井盆地模拟温度、成熟度与实测值的关系

Fig. 5 Diagrams showing the relationships among the basin-modeling temperatures, maturity and the measured values for Well Chun 106, Fan 137 and He 160

a. 牛庄洼陷, 纯106井; b. 博兴洼陷, 樊137井; c. 利津洼陷, 河160井

数>1.2)比率仅为7%,油水层发育超压的比率为40%,油层超压的发育比率则高达51%。这种随砂岩含油性的增强,储层超压增强的现象,表明现今储层超压是烃源岩生烃增压传递的结果。

纵向对比沙三段和沙四段相同含油类型的储层压力还可以发现,沙四段油水层超压的发育比例为40%,高于沙三段油水层超压的发育比例13%;沙四段油层超压发育比例为51%,同样高于沙三段油层的超压发育比例43%。研究表明,东营凹陷沙三段的沉积速率整体大于沙四段的沉积速率<sup>[17]</sup>,如果该区现今超压的形成由欠压实主导,那么沙三段超压发育程度应该比沙四段的超压发育程度高,这显然与实测压力数据不符。沙四段超压发育程度高于沙三段超压发育程度的现象(水层样品点较少,规律略不明显),可能反映了沙四段较高的干酪根生油速率<sup>[18]</sup>与超压现象之间的成因吻合。

### 3 储层古超压的成因与演化

含油气盆地古流体压力的研究方法主要有盆地模拟法和流体包裹体捕获压力法两种。盆地模拟可以恢复单井埋藏史、热史、烃源岩生烃史和地层压力史等,将包裹体均一温度投点到埋藏史图上可以确定包裹体的形成深度和时间,对比包裹体最小捕获压力数据与盆地模拟古压力结果就可以相对准确的分析地层古压力的形成与演化,进而研究地层流体的活动期次(图4)。

本文选取纯106井、樊137井和河160井等3口钻井为研究实例,分析阐述东营凹陷沙三段和沙四段砂岩储层古压力的形成和演化。

盆地模拟过程中分别采用倒数模型<sup>[19]</sup>重建地层压埋藏史,采用裂谷模型<sup>[20]</sup>恢复地层热演化史,采用修



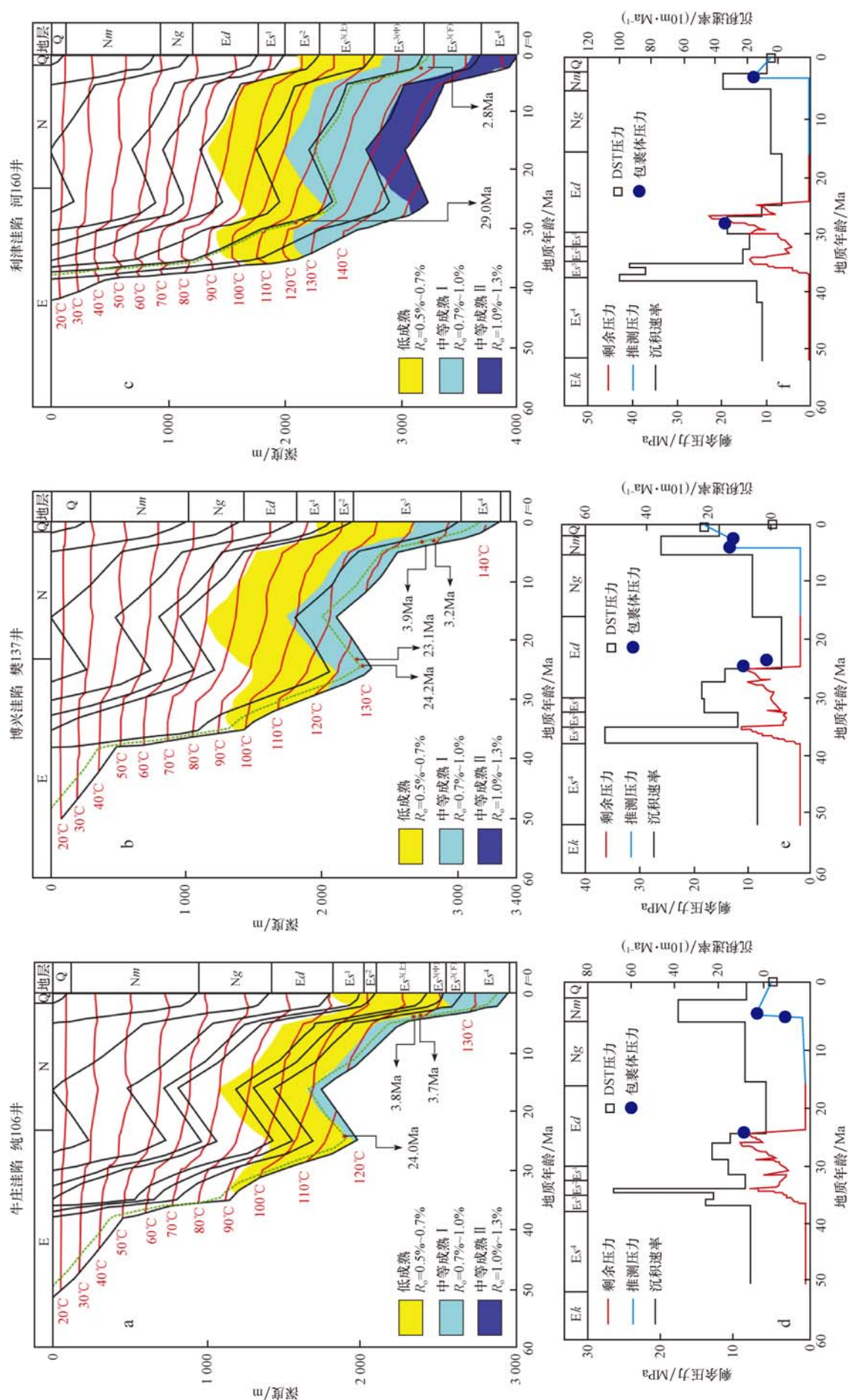


图6 纯106井、樊137井、河160井埋藏史、压力史模拟结果及包裹体最小捕获压力投点结果

Fig.6 Results of burial history, pressure evolution and the minimum trapping pressure of fluid inclusions for Well Chun106, Fan137 and He160

表1 纯106井、樊137井、河160井包裹体压力及相应埋藏史投点结果

Table 1 Results of minimum trapping pressure of fluid inclusions with burial history of Chun 106, Fan 137 and He 160 three wells

| 井号           | 埋深/<br>m | 年代/<br>Ma | 静水压力/<br>MPa | 均一温度/℃ |        | 捕获压力/<br>MPa | 压力系数 | 剩余压力/<br>MPa |
|--------------|----------|-----------|--------------|--------|--------|--------------|------|--------------|
|              |          |           |              | 油包裹体   | 盐水包裹体  |              |      |              |
| 牛庄洼陷<br>纯106 | 1 890.00 | 24.0      | 18.90        | 84.5   | 115.7  | 27.80        | 1.47 | 8.90         |
|              | 2 310.00 | 3.8       | 23.10        | 92.0   | 118.1  | 30.10        | 1.30 | 7.00         |
|              | 2 315.00 | 3.7       | 23.15        | 91.1   | 118.6  | 25.87        | 1.12 | 2.72         |
|              | 2 883.40 | 0         | 28.83        | DST 数据 | DST 数据 | 33.17        | 1.15 | 4.34         |
| 博兴洼陷<br>樊137 | 2 270.00 | 24.2      | 22.70        | 90.5   | 128.0  | 33.40        | 1.47 | 10.70        |
|              | 2 250.00 | 23.1      | 22.50        | 95.0   | 125.0  | 29.20        | 1.30 | 6.70         |
|              | 2 705.00 | 3.9       | 27.05        | 106.5  | 124.3  | 39.50        | 1.46 | 12.45        |
|              | 2 800.00 | 3.2       | 28.00        | 106.5  | 127.1  | 40.60        | 1.45 | 12.60        |
|              | 3 170.30 | 0         | 31.70        | DST 数据 | DST 数据 | 49.49        | 1.56 | 17.79        |
| 利津洼陷<br>河160 | 2 100.00 | 29.0      | 21.00        | 77.6   | 113.6  | 42.00        | 2.00 | 21.00        |
|              | 3 175.00 | 2.8       | 31.75        | 93.2   | 128.3  | 45.00        | 1.42 | 13.25        |
|              | 3 265.30 | 0.0       | 32.65        | DST 数据 | DST 数据 | 41.54        | 1.27 | 8.89         |

注:选取有 DST 实测点的砂岩样品进行包裹体检测,若盐水包裹体均一温度在埋藏史图上的投点存在多解,则参考同期油包裹体均一温度对其进行分期。

正的 Kozeny - Carmen 渗透率模型<sup>[21]</sup>模拟地层压力的演化史(该计算过程只考虑压实作用,而不考虑生烃作用的贡献),采用 Easy % $R_o$  生烃动力学模型<sup>[22]</sup>描述干酪根热成熟生烃史。地层温度、岩性、厚度以及镜质体反射率数据使用实测资料,现今热流根据实测地温计算,地表温度、古热流、地层绝对年龄、剥蚀厚度参考相关学者研究成果<sup>[23-25]</sup>,其他模拟参数使用 BasinMod 软件默认值。

钻井实测地温数据代表现今地层的温度状况,镜质体反射率( $R_o$ )值可以反映有机质所经历的埋藏过程中的最大地层温度,上述3口钻井的盆地模拟温度和成熟度趋势线与实测地温和 $R_o$ 数据均可以较好的吻合(图5),说明盆模拟的结果有实际意义。

利用 BasinMod 软件生成了上述3口钻井的埋藏史、压力史模拟结果(图6)。在此基础之上,将与油包裹体同期的盐水包裹体的均一温度投点到埋藏史图上,读取地史时期的埋深与时间,用包裹体捕获的压力值代表地层压力,通过古埋藏深度换算静水压力、压力系数和剩余压力值(表1;图6)。

图4综合了盆地模拟压力、流体包裹体压力、实测 DST 压力等资料,基本上可以反映上述3口钻井储层超压的发育和演化历史。

第一期超压流体的包裹体古压力值与盆地模拟压实作用的古压力值可以很好的对应(图6),一定程度上佐证了东营凹陷早期超压的欠压实成因较为重要。研究区早期欠压实超压主要为沙三段快速沉降导致孔隙流体排出受阻引起地层压力逐渐增加的结果,砂岩储层压力的演化具有连续性(图6);后期储层超压主要为烃源岩生油增压传递的结果(图3及相关论述),砂岩储层压力的演化具有突变性(图6)。

依据上述3口钻井为实例的古压力演化分析方法,本研究共模拟计算了79口钻井(图1)149个包裹

体最小捕获压力数据并对其进行埋藏史投点,以最小捕获压力值代表该深度的地层压力,即可换算出该时间的压力系数和剩余压力值(图6)。

从砂岩样品剩余压力及压力系数演化趋势(图6)可以发现,东营凹陷沙三段和沙四段砂岩储层共发育两期含油气超压流体。在沙三段—东营组沉积末期,快速沉降导致孔隙流体排出受阻引起地层压力增加,砂岩储层发育第一期流体超压,但在东营组沉积末期—馆陶组沉积初期构造抬升的泄压作用可使孔隙流体压力降低甚至到常压。在明化镇组沉积末期—现今,沙三段和沙四段烃源岩进入生烃高峰,烃源岩生烃作用产生大量含油气超压流体并充注砂岩储层,形成第二期主要与生烃增压有关的砂岩储层超压并保存至今。

## 4 结论

东营凹陷馆陶组、东营组、沙一段、沙二段和孔店组砂岩一般为常压储层,局部保存了沿断层注入式的深部向上传递的超压;沙三段和沙四段砂岩广泛存在中—强幅度超压现象,实测压力换算的最大压力系数为2.0,最大剩余压力达40 MPa;通过分析砂岩储层含油性与超压发育程度的关联性,指示了现今储层超压源于烃源岩生油超压流体的传递作用。

东营凹陷沙三—沙四段砂岩储层的盆地模拟和包裹体古压力演化史恢复结果显示,沙三段—东营组沉积末期的快速沉降作用导致孔隙流体排出受阻而形成第一期流体超压,但在东营组沉积末期—馆陶组沉积初期构造抬升的泄压作用可使孔隙流体压力降低直至常压;在明化镇组沉积末期—现今,主要由烃源岩生油作用产生的大量含油气超压流体充注砂岩储层,形成第二期储层流体超压并保存至今。

## 参 考 文 献

- [1] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. AAPG Bulletin,1990,74(1):1-12.
- [2] Yardley G S, Swarbrick R E. Lateral transfer: a source of additional overpressure? [J]. Marine and Petroleum Geology, 2000, 17: 523-537.
- [3] Magara K. Compaction and fluid migration: practical petroleum geology[M]. New York: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
- [4] Osborne M J, Swarbrick R E. Mechanisms for overpressure in sedimentary basin: a reevaluation[J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 1023-1041.
- [5] Daines S R. Aquathermal pressuring and geopressure evaluation[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(7): 931-939.
- [6] Barker C. Calculated volume and pressure changes during the thermal cracking of oil to gas in reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(8): 1254-1261.
- [7] Bradley J S. Abnormal formation pressure[J]. AAPG Bulletin, 1975, 59(6): 957-973.
- [8] 解习农, 李思田, 刘晓峰. 异常压力盆地流体动力学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2006.  
Xie Xinong, Li Sitian, Liu Xiaofeng. Basin fluid dynamics in abnormally pressured environments[M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2006.
- [9] 操应长, 徐涛玉, 王艳忠, 等. 东营凹陷古近系储层超压成因及其成藏意义[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(3): 34-38.  
Cao Yingchang, Xu Taoyu, Wang Yanzhong, et al. The origin of reservoir overpressure and its implication in hydrocarbon accumulation in the Paleocene of Dongying Depression[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2009, 31(3): 34-38.
- [10] 郭小文, 何生, 宋国奇, 等. 东营凹陷生油增压成因证据[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2011, 36(6): 1085-1094.  
Guo Xiaowen, He Sheng, Song Guoqi, et al. Evidences of overpressure caused by oil generation in Dongying Depression[J]. Earth Science—Journal of China University Geosciences, 2011, 36(6): 1085-1094.
- [11] 何生, 宋国奇, 王永诗, 等. 东营凹陷现今大规模超压系统整体分布特征及主控因素[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2012, 37(5): 1029-1042.  
He Sheng, Song Guoqi, Wang Yongshi, et al. Distribution and major control factors of the present-day large-scale overpressured system in Dongying Depression[J]. Earth Science-Journal of China University Geosciences, 2012, 37(5): 1029-1042.
- [12] 张林晔, 刘庆, 张春荣, 等. 东营凹陷成烃与成藏关系研究[M]. 北京: 地质出版社, 2005.  
Zhang Hualin, Liu Qing, Zhang Chunrong, et al. Study on the genetic relationships between hydrocarbon occurrence and pools formation in Dongying Depression[M]. Beijing: Geological Publishing House, 2005.
- [13] 蔡希源. 湖相烃源岩生排烃机制及生排烃效率差异性——以渤海湾盆地东营凹陷为例[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 329-334  
Cai Xiyuan. Hydrocarbon generation-expulsion mechanisms and efficiencies of lacustrine source rocks: a case study from the Dongying sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 329-334.
- [14] 朱筱敏, 钟大康, 张琴, 等. 济阳拗陷古近系碎屑岩储层特征和评价[M]. 北京: 科学出版社, 2008.  
Zhu Xiaomin, Zhong Dakang, Zhang Qin, et al. Paleogene clastic reservoir characteristics and the evaluation of Jiyang Depression[M]. Beijing: Scientific Press, 2008.
- [15] 远光辉, 操应长, 王艳忠. 东营凹陷民丰地区沙河街组四段—三段中亚段沉积相与沉积演化特征[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(2): 277-286.  
Yuan Guanghui, Cao Yingchang, Wang Yanzhong. Sedimentary facies and their evolution of the 4<sup>th</sup>-middle 3<sup>rd</sup> members of Shahejie Formation in Minfeng area, Dongying Sag[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 277-286.
- [16] 孙海宁, 万念明, 徐涛玉. 渤海湾盆地东营凹陷广利地区沙四上亚段物源体系及其对沉积的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(5): 583-593.  
Sun Haining, Wan Nianming, Xu Taoyu. Provenance systems and their control on the sedimentation of the upper Es<sup>4</sup> in Guangli area of the Dongying Sag, the Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(5): 583-593.
- [17] 林畅松, 郑和荣, 任建业, 等. 渤海湾盆地东营、沾化凹陷早第三纪同沉积断裂作用对沉积充填的控制[J]. 中国科学: 地球科学, 2003, 33(11): 1025-1036.  
Lin Changsong, Zheng Herong, Ren Jianye, et al. The sedimentary filling controlled by the early Tertiary syn-depositional faulting in Dongying and Zhanhua Depressions of Bohai Bay Basin[J]. Science in China (Series D), 2003, 33(11): 1025-1036.
- [18] 郭小文, 何生, 郑伦举, 等. 生油增压定量模型及影响因素[J]. 石油学报, 2011, 32(4): 637-644.  
Guo Xiaowen, He Sheng, Zheng Lunju, et al. A quantitative model for the overpressure caused by oil generation and its influential factors[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(4): 637-644.
- [19] Falvey D A, Middleton M F. Passive continental margins: evidence for a prebreakup deep crustal metamorphic subsidence mechanism[J]. Oceanologic Acta, 1981, 4(S1): 103-114.
- [20] McKenzie D. Some remarks on the development of sedimentary basins[J]. Earth and Planetary Science Letters, 1978, 40(1): 25-32.
- [21] Ungerer P J, Burrus B S, Doligez P Y, et al. Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(3): 309-335.
- [22] Sweeney J J, Burnham A K. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics[J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(10): 1559-1570.
- [23] 张善文, 张林晔, 张守春, 等. 东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究[J]. 科学通报, 2009, 54(11): 1570-1578.  
Zhang Shanwen, Zhang Linye, Zhang Shouchun, et al. Formation of abnormal high pressure and its application in the study of oil-bearing property of lithologic hydrocarbon reservoirs in the Dongying Sag[J]. Chinese Science Bulletin, 2009, 54(11): 1570-1578.
- [24] 张海峰, 姚益民, 何青芳, 等. 利用米氏旋回法计算东营凹陷胜坨地区古近—新近系不整合的剥蚀量[J]. 中国海上油气, 2008, 20(4): 228-235.  
Zhang Haifeng, Yao Yimin, He Qingfang, et al. A calculation of denudation amount on Palaeogene-Neogene unconformity in Shengtuo area of Dongying Sag using Milankovitch cycle method[J]. China Offshore Oil and Gas, 2008, 20(4): 228-235.
- [25] 吴智平, 韩文功. 济阳拗陷早晚第三纪沉积间断地层剥蚀量研究[J]. 中国海上油气, 2000, 14(5): 320-323.  
Wu Zhiping, Han Wengong. Erosiveness under the hiatus between Paleocene and Neocene in Jiyang Depression[J]. China Offshore Oil and Gas, 2000, 14(5): 320-323.