文章编号：1006-6616（2015）04-0492-10

东濮凹陷北部沙三段古压力恢复及油气运聚动力构成

朱荣伟，蒋有录，刘景东，胡洪瑾，许娟娟
（中国石油大学（华东）地球科学与技术学院，山东 青岛 266580）

摘　要：综合应用流体包裹体法和盆地模拟法，恢复了东濮凹陷北部沙三段古压力，并分析了成藏期油气运聚动力构成。研究结果表明，沙三段超压分布受构造格局、沉降中心、生烃中心控制明显，超压幅度表现为洼陷区大、中央隆起带次之、西部斜坡带最小，受盐岩层发育影响，濮卫—文留地区盐岩下部层系表现为压力系数高值区。成藏期超压和浮力是研究区沙三段油气运聚的主要动力，压力过渡带和正常压力带是油气的主要聚集场所。研究区主要存在超压驱动、超压-浮力联合驱动和浮力驱动等 3 种类型的驱动机制，其中斜坡带和洼陷带等超压带主要为超压驱动，部分中央隆起带上的压力过渡带为超压-浮力联合驱动，西部斜坡带和部分中央隆起带等正常压力带主要为浮力驱动。

关键词：流体包裹体；盆地模拟；古压力恢复；油气运聚动力；东濮凹陷
中图分类号：TE122. 1　　**文献标识码：**A

含油气盆地中存在异常压力是一种普遍的重要地质现象，且异常压力在油气运聚过程中发挥着重要作用[1~3]。据不完全统计，全球存在异常高压的盆地占已知盆地总数的 2/3，其中约有 160 个沉积盆地的油气分布与超压体系具有因果关系[4~5]，因此异常压力与油气的形成、分布有着十分密切的关系[6~9]。油气成藏时期地层古压力恢复及油气运聚动力是油气成藏动力学研究的重要组成部分。目前古压力恢复的方法主要包括 Fillippone 法[9]、黏土矿物法[10]、声波时差法[11]、盆地模拟法[12]及流体包裹体法[13~14]等，其中盆地模拟法和流体包裹体法应用最为广泛。关于研究区古压力的恢复前人已做过一些工作[15~16]，但在方法应用上还存在一些不足，且缺乏对油气运聚动力构成的研究。本文将盆地模拟法和流体包裹体法相结合，恢复了研究区沙三段古压力特征，并分析了成藏期油气运聚动力构成，对于古压力恢复方法的探讨以及研究区和类似地区的油气运聚动力研究均具有一定的借鉴意义。

1　研究区地质概况

东濮凹陷位于渤海湾盆地东南部，是一个“东断西超、两洼一隆一斜坡”的箕状断陷

收稿日期：2015-02-11
基金项目：国家科技重大专项（2011ZX05006-004）
作者简介：朱荣伟（1988-），男，湖北鄂州人，硕士研究生，主要从事油气成藏机理与分布规律研究。E-mail：zhurongwei1209@126. com

盆地，具有明显“东西分带、南北分块”的构造特征，是渤海湾盆地中既富油又富气的凹陷。研究区自西向东依次发育西部斜坡带、柳屯—海通集洼陷、中央隆起带和前梨园洼陷（见图 1）。钻遇的古近纪地层有沙河街组及东营组，其中沙河街组沙三段厚度可达 3000 m，是东濮凹陷北部主力供烃和储油气层系[17]。流体包裹体均一温度及荧光分析[18]表明，沙三段储层具有两期成藏特征（见图 2），第Ⅰ期为东营组沉积中后期（距今约 27 Ma），第Ⅱ期为明化镇组沉积末期至现今，以第Ⅰ期成藏为主。

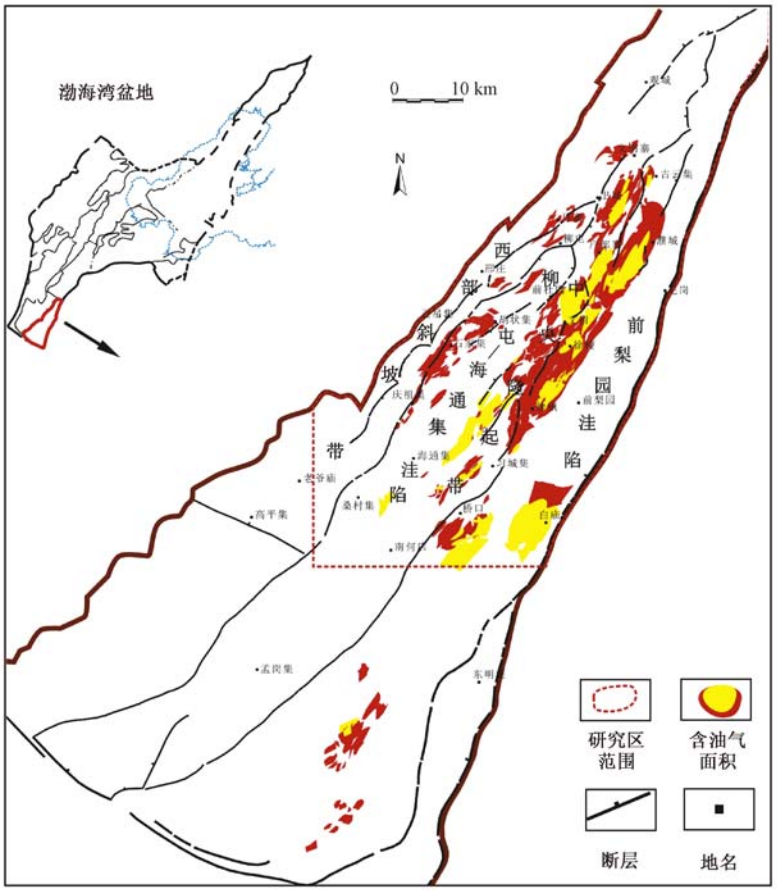

图 1　东濮凹陷构造单元划分及油气分布

Fig. 1　Structural units and oil and gas distribution of Dongpu sag

2　古压力恢复

此次古压力恢复采用的方法是：首先通过流体包裹体均一温度、盐度和冰点等分析，恢复研究区沙三段油气成藏期的古压力；然后借助盆地模拟软件，以流体包裹体恢复的地层压力数据为过程约束、实测地层压力数据为最终约束恢复主要成藏期的压力分布特征。

2.1　流体包裹体法

结合地质背景，选取东濮凹陷北部地区不同构造带沙三段储层流体包裹体样品进行荧光观察、显微测温、冰点试等系统分析，然后根据 Zhang 等[18]建立的相关温压关系等容式计算研究区油气成藏期的古压力。

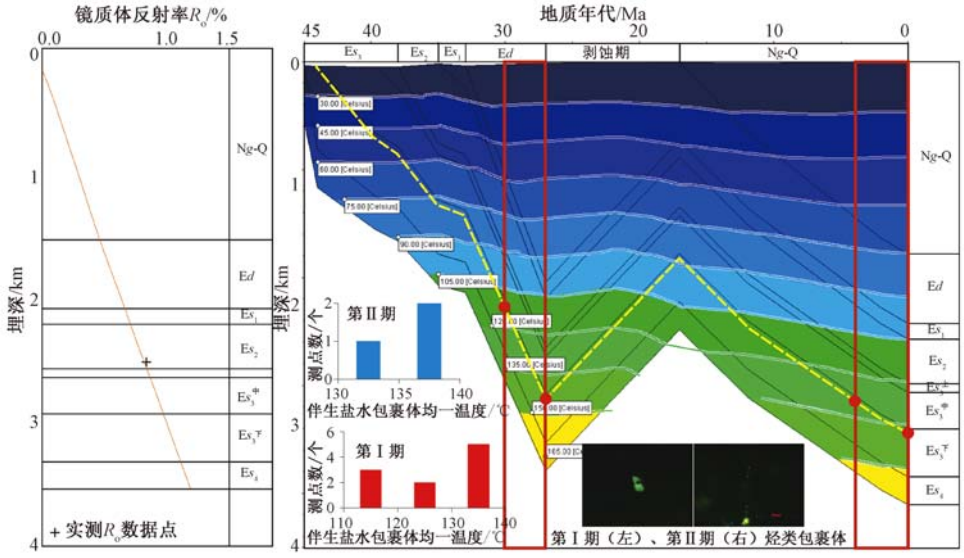

图 2 根据包裹体均一温度确定成藏期

Fig. 2 The determination of accumulation period by homogenization temperature of fluid inclusions

表 1 是东濮凹陷北部地区具有代表性的盐水包裹体古压力计算结果，从中可以看出，研究区沙三段储层流体包裹体古剩余压力和古压力系数整体较高，古剩余压力最高值达 22.35 MPa，古压力系数最高值达 1.98。总体来看，凹陷东部古剩余压力和古压力系数高于西部，呈现由东向西逐渐减小的趋势。

2.2 盆地模拟法

2.2.1 *方法简介*

应用盆地模拟法进行古压力恢复成功与否的关键是建立的地质模型与研究区的实际地质情况是否吻合。进行古压力模拟所需的参数主要包括：各地层的分层厚度、沉积间隔、地层剥蚀量、地层岩性组成以及边界条件如古热流、古地表温度等。此次古压力恢复所需的参数主要参考钻井资料和东濮凹陷第三次资源评价结果。

2.2.2 *模拟中的校正过程*

盆地模拟过程中的地质校正对于模拟结果的准确性具有重要意义。本文首先通过流体包裹体取样深度、均一温度，结合埋藏史图确定出流体包裹体被捕获的时间以及捕获深度，并将流体包裹体古压力投影在叠合有压力模拟结果的埋藏史图上（见图 3）；然后判断投影位置的模拟压力值与利用流体包裹体计算出的压力值是否相等或相近，若两者之间的相对误差超过 ±10%，则调整软件中的模拟参数，使该相对误差保持在 ±10% 以内。与此同时，将现今的实测地层压力值作为最终约束，并与模拟结果进行对比（见图 4），同样将两者的相对误差控制在 ±10% 以内。当两项相对误差均控制在 ±10% 以内时，方可结束模拟的校正过程。

2.2.3 *模拟结果可靠性分析*

图 5 为研究区模拟压力结果的可靠性分析，可以看出，研究区最终模拟结果与流体包裹体计算结果及实测结果具有很好的相关性。其中模拟结果与包裹体恢复结果相对误差范围为 −9.75% ~7.44%，平均负误差为 −4.96%，平均正误差为 3.53%；模拟结果与实测结果

表 1　东濮凹陷北部地区盐水包裹体古压力部分代表性计算结果

Table 1　The representative computation results of paleo-pressure of salt water inclusions in North Dongpu sag

构造位置	井号	现今埋深/m	层位	均一温度/℃	含盐度/%	盐水溶液密度/(g·cm^{-3})	捕获温度/℃	捕获压力/MPa	古埋深/m	古剩余压力/MPa	古压力系数
卫城	卫气 1	2561	$Es_3^{上}$	125.9	14.57	1.04	140.9	41.33	2916	13.31	1.42
		2658		116.8	5.11	0.98	131.8	39.30	2670	12.16	1.47
文东	文 96	2599	$Es_3^{上}$	108.2	23.05	1.12	123.2	45.11	2100	22.06	1.96
				107.5	23.18	1.12	122.5	45.18	2080	22.35	1.98
	文 13-85	3443	$Es_3^{上}$	133.2	18.47	1.06	148.2	42.31	2730	13.95	1.49
				134.5	15.57	1.04	149.5	41.17	2800	12.63	1.44
		3442	$Es_3^{上}$	134.6	2.41	0.95	149.6	37.06	2810	10.90	1.41
				133.8	5.56	0.97	148.8	38.00	2800	11.38	1.42
				134.3	5.11	0.97	149.3	37.83	2790	11.31	1.43
文中	文 95-17	2877	$Es_3^{中}$	123.6	5.56	0.98	138.6	38.84	2900	10.99	1.37
				124.3	7.02	0.99	139.3	39.18	2965	10.41	1.36
				125.1	6.88	0.99	140.1	39.07	3025	6.07	1.33
	文 210	3920	$Es_3^{中}$	132.3	4.80	0.97	147.3	37.91	3089	7.95	1.27
文西	文 153	3779	$Es_3^{中}$	127.3	3.87	0.97	142.3	38.08	2980	9.75	1.35
				129.8	21.89	1.10	144.8	43.81	3020	11.25	1.35
	文 244	3483	$Es_3^{中}$	144.4	16.24	1.04	159.4	40.88	3416	5.39	1.15
东部洼陷	濮深 4	3703	$Es_3^{上}$	141.5	15.27	1.03	156.5	40.66	2715	13.25	1.48
				143.2	17.43	1.05	158.2	41.41	2785	12.75	1.45
				141.7	15.07	1.03	156.7	40.58	2720	13.12	1.47
				145.6	19.84	1.07	160.6	42.3	2806	12.88	1.44
				143.5	18.04	1.05	158.5	41.64	2787	12.96	1.45

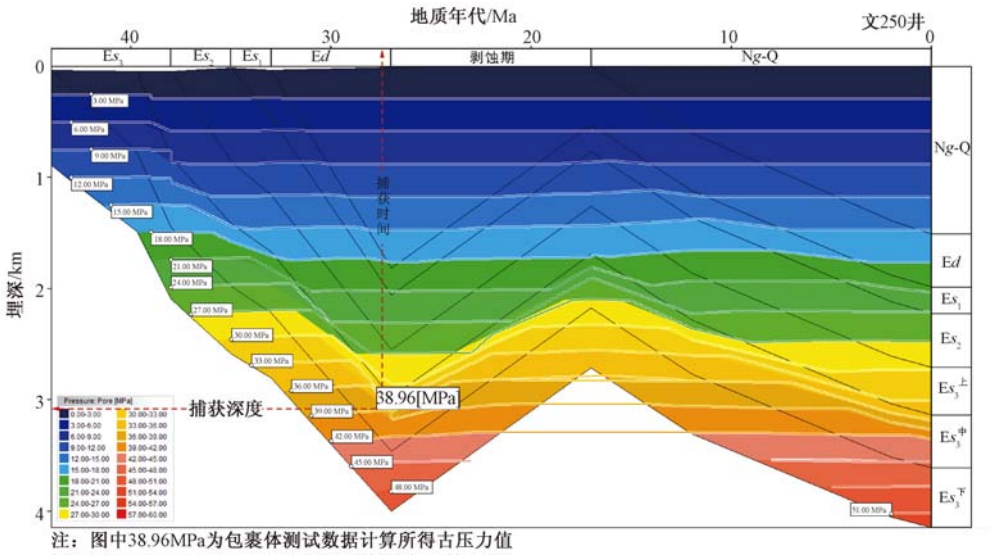

图 3　流体包裹体计算压力进行过程约束校正示意图

Fig. 3　Schematic diagram of the processing correction subject to the pressure calculated by fluid inclusions constraints

相对误差范围为 -9.17% ~6.25%，平均负误差为 -3.74%，平均正误差为 2.81%，表明经校正后的模拟模型与实际地质模型较为接近，模拟结果具有可信性。

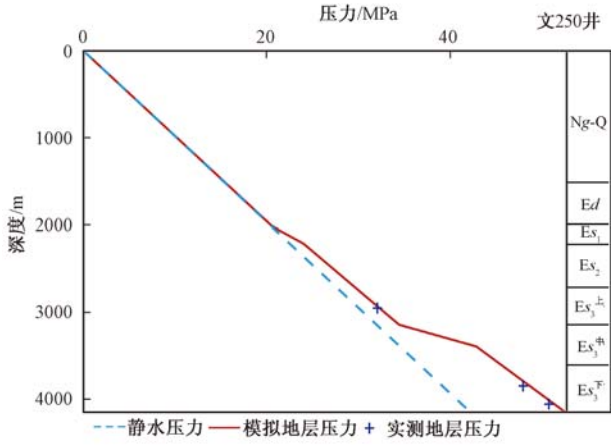

图 4 现今实测压力进行最终约束校正示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the final correction subject to the present measured pressure constraints

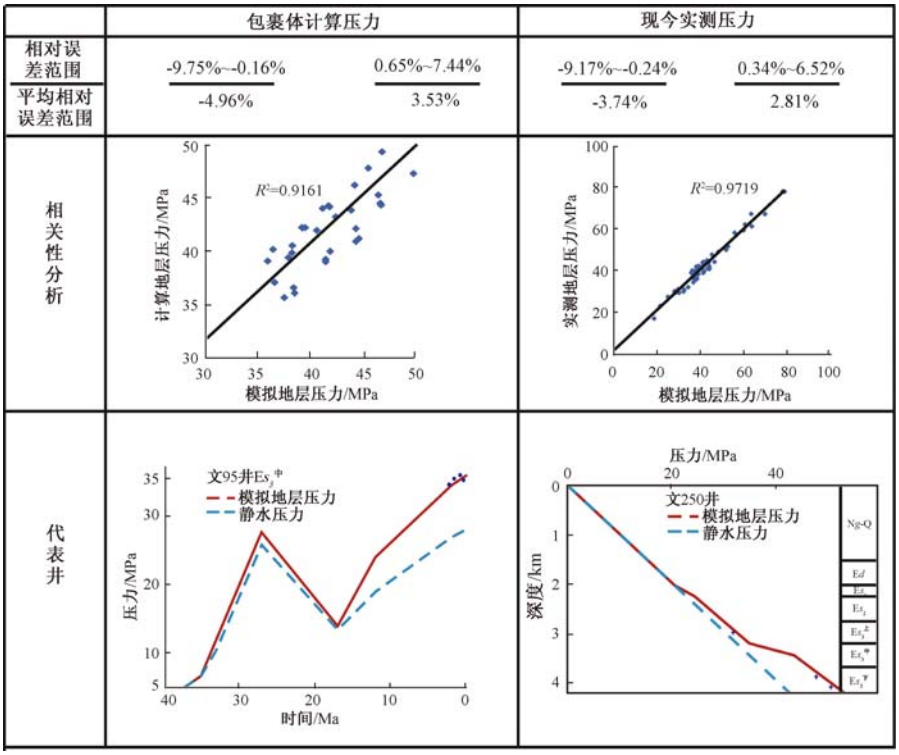

图 5 模拟结果可靠性分析图

Fig. 5 The reliability analysis of the simulation results

3 沙三段古压力特征

3.1 古压力演化

东濮凹陷不同构造带模拟井的古压力演化曲线类似（见图 6），依次经历了超压原始积

累、超压释放和超压重新形成 3 个阶段。超压原始积累阶段主要发生于东营组剥蚀（距今 27 Ma）之前，由于沙三段埋藏深度的不断增加和烃类的逐渐生成，地层压力不断积累，至东营组沉积末期达到最大值；东营组抬升剥蚀期（距今 27 ~ 17 Ma），强烈的构造运动使得本区已有的断层活动性增强，为异常压力释放提供了条件；东营组抬升剥蚀期之后（距今 17 Ma 之后），上覆地层厚度逐渐增加，封闭系统重新形成，地层压力再次逐渐增加，形成了现今的压力分布格局。

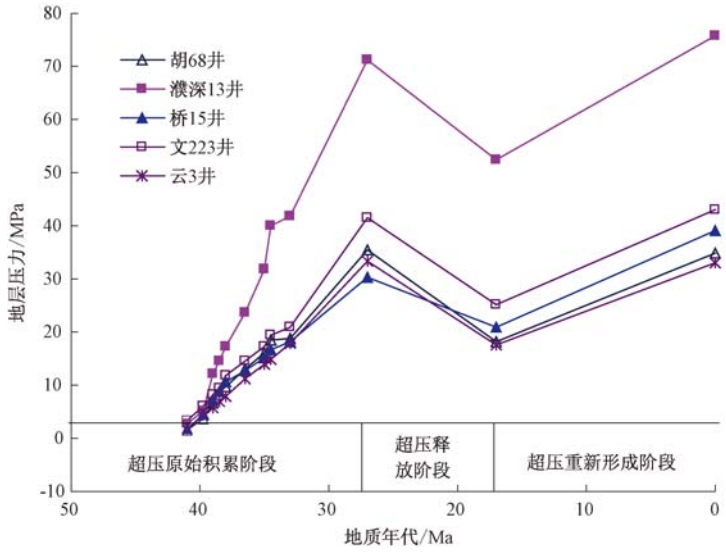

图 6　东濮凹陷北部地区地层压力演化曲线

Fig. 6　The evolution of formation pressure in North Dongpu sag

3.2　压力平面特征

东营组沉积末期（距今 27 Ma），研究区沙三段成藏期超压分布明显受“两洼一隆一斜坡”的构造格局与盐岩分布差异的控制，与构造格局、沉降中心具有较好的对应关系（见图 7a）。如：前梨园洼陷和柳屯—海通集洼陷沙三段地层压力系数最大，洼陷带超压极为发育，压力系数等值线呈北东向展布；中央隆起带次之，一般发育弱超压，且在中央隆起带内部，受盐岩发育的影响，濮城—卫城地区地层压力明显高于文留中部地区；西部斜坡带以及东部陡坡带压力系数值最低，以常压为主。

现今的地层压力分布格局与东营组沉积末期基本一致，但受东营组沉积末期构造抬升剥蚀以及新近系再度接受沉积的影响，两时期的压力值也存在一定的差异。西部斜坡带新近纪补偿厚度小于东营组沉积末期的剥蚀厚度，导致其地层压力相对于东营组沉积末期有所降低，西部常压区范围相对增大；而前梨园洼陷以及桥口-白庙等东南部地区，由于新近纪的补偿厚度大于东营组沉积末期的剥蚀厚度，导致东南部地区地层压力相对增大（见图 7b）。

3.3　压力剖面特征

剖面上，研究区古剩余压力和现今剩余压力同样受构造格局和岩性分布控制明显（见图 8），整体上洼陷区超压发育明显，而中央隆起带和西部斜坡带多以常压为主，洼陷区和中央隆起带中间以压力过渡带为主。但局部受盐岩或超压沿流体传递等因素影响，局部隆起带同样存在不同程度的超压。如东营组沉积末期，同一深度条件下卫城断裂带和濮城断裂带相对濮卫、濮城洼陷剩余压力偏高。

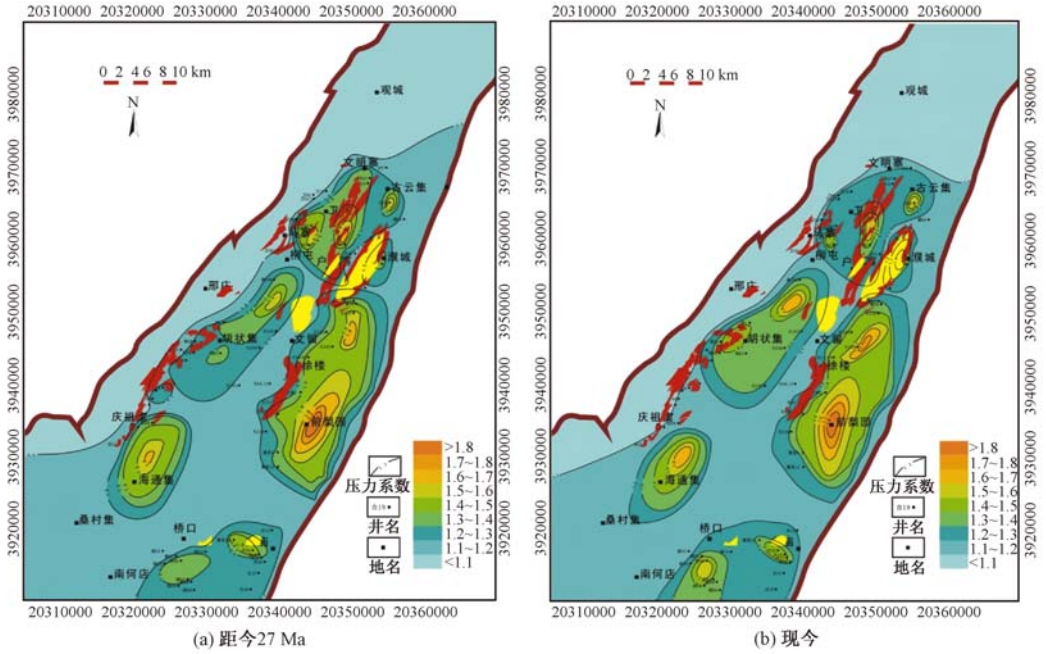

图 7 沙三段压力系数与油气分布叠合图

Fig. 7 The ouerlay of pressure coefficient and hydrocarbon distribution in Es_3 member

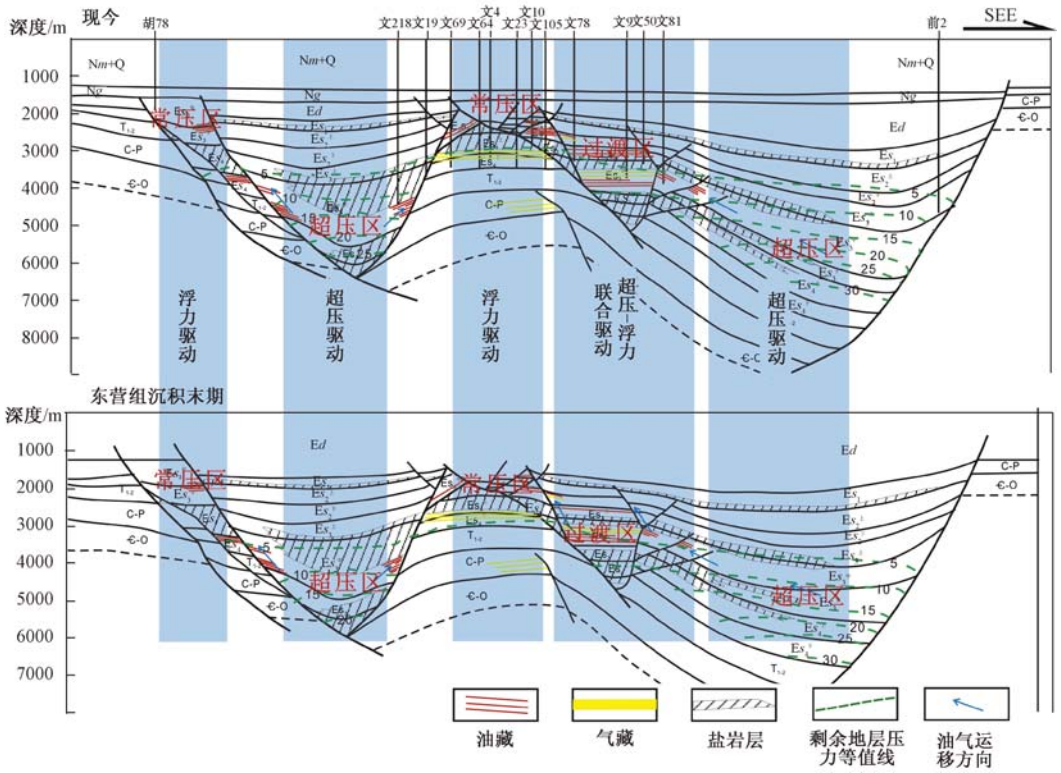

图 8 胡 78 井—前 2 井剩余压力、油气分布及油气运聚动力构成关系

Fig. 8 The relationship of residual pressure, oil-gas distribution and dynamic mechanism for oil-gas migration and accumulation from Well Hu78 to Well Qian2

4　油气运聚动力构成

一般来说，在流体动力驱动下，油气沿动力降低方向运移，遇到合适的圈闭或较好的遮挡条件便聚集成藏。盆地流体流动的驱动机制大致可分为压力驱动和热力驱动，前者是研究区内最重要的驱动机制[1,14]。根据研究区流体动力分析，认为驱动研究区油气运聚的动力主要为超压和浮力，并存在超压驱动、超压-浮力联合驱动和浮力驱动 3 种油气驱动方式。

在平面和剖面上，从成藏期超压与油气分布关系（见图 7，图 8）可以看出，研究区沙三段油气主要分布于西部斜坡带、文留地区北部和濮城—卫城地区，主要处于压力过渡带和正常压力带。西部斜坡带油气处于正常压力带，是柳屯—海通集洼陷生成的油气在剩余压力驱动下向西部斜坡带方向运移，至西部斜坡带主体剩余地层压力减小直至消失，至断裂发育处部分油气发生聚集，部分油气依靠浮力继续沿断裂向上运移，并在西部斜坡带形成与断裂有关的油气藏；在油气运聚动力构成上，洼陷区表现为超压驱动，至西部斜坡带主体部位演变为浮力驱动。卫城构造油气主要在剩余地层压力驱动作用下由濮城向卫城主体运移，受到卫西断层遮挡而聚集，主要表现为超压驱动。另外，文留北部地区油气藏主要处于高压系统中的相对低压区，濮城构造处于前梨园洼陷、濮城之间，同样为压力相对低值区，在洼陷带和洼陷斜坡带多以超压驱动为主，但在文留北部和濮城主体构造部位存在超压-浮力联合驱动以及浮力驱动，二者均是油气聚集的有利场所。从不同构造带油气运聚动力构成的变化来看，由洼陷带向中央隆起带和西部斜坡带依次表现为超压驱动、超压-浮力联合驱动和浮力驱动的变化规律。

5　结论

研究区沙三段成藏期超压分布受构造格局、沉降中心、生烃中心控制明显，整体表现为洼陷区大、中央隆起带次之，西部斜坡带最小，但濮城—卫城至文留地区受盐岩等因素影响，局部发育超压；受后期地层补偿厚度差异的影响，桥口—白庙地区和前梨园洼陷等凹陷东南部的现今超压幅度高于东营末期。

超压是研究区驱动油气运聚的主要动力，研究区中央隆起带和西部斜坡带为剩余压力低值区或相对低值区，有利于油气的运聚成藏；研究区驱动油气运聚的动力构成主要包括超压驱动、超压-浮力联合驱动和浮力驱动 3 种类型，自洼陷带向中央隆起带和西部斜坡带，表现为由超压驱动逐渐向超压-浮力联合驱动和浮力驱动过渡。

参　考　文　献

[1] 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 Xi-nong, LI Si-tian, LIU Xiao-feng. Basin fluid dynamics in abnormally pressured environments［M］. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2006.

[2] 杜栩，郑洪印，焦秀琼. 异常压力与油气分布［J］. 地学前缘，1995，2（4）：137～148.
DU Xu, ZHENG Hong-yin, JIAO Xiu-qiong. Abnormal pressure and hydrocarbon accumulation［J］. Earth Science Frontiers, 1995, 2（4）: 137～148.

[3] 查明，曲江秀，张卫海. 异常高压与油气成藏机理［J］. 石油勘探与开发，2002，29（1）：19～23.
ZHA Ming, QU Jiang-xiu, ZHANG Wei-hai. The relationship between overpressure and reservoir forming mechanism［J］.

Petroleum Exploration and Development, 2002, 29 (1): 19 ~ 23.

[4] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74 (1): 1 ~ 12.

[5] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理 [M]. 北京: 科学出版社, 2005.
HAO fang. Kinetics of hydrocarbon generation and mechanisms of petroleum accumulation in overpressure Basins [M]. Beijing: Science Press, 2005.

[6] 陈中红, 查明. 断陷湖盆超压分布特征及其与油气成藏的关系 [J]. 石油学报, 2008, 29 (4): 509 ~ 515.
CHEN Zhong-hong, ZHA Ming. Distribution characteristics of overpressure and its controlling to hydrocarbon accumulation in terrigenous faulted basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29 (4): 509 ~ 515.

[7] 刘华, 蒋有录, 宋国奇, 等. 渤海湾盆地东营凹陷沙四下亚段地层压力演化与天然气成藏沉积学报 [J]. 2012, 30 (1): 197 ~ 203.
LIU Hua, JIANG You-lu, SONG Guo-qi, et al. Pressure evolution and gas accumulation of the Fourth Member of the Shahejie Formation in Dongying Depression, Bohai Bay Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2012, 30 (1): 197 ~ 203.

[8] 刘士林, 郑和荣, 林舸, 等. 渤海湾盆地东营凹陷异常压力分布和演化特征及与油气成藏关系 [J]. 石油实验地质, 2010, 32 (3): 233 ~ 237.
LIU Shi-lin, ZHENG He-rong, LIN Ge, et al. Distribution and evolution characteristics of abnormal pressure and its relationship with hydrocarbon accumulation in the Dongying sag of Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010, 32 (3): 233 ~ 237.

[9] Fillippone W R. Estimation of formation parameters and the prediction of overpressures from seismic data [J]. Geophysics, 1983, 48 (4): 482 ~ 483.

[10] 邹海峰. 大港探区前第三系古流体和古温压特征及演化 [D]. 长春: 吉林大学地球科学学院, 2000.
ZOU Hai-feng. The characteristics and evolution of paleo-fliud and paleo-temperature-pressure of Pre-Tertiary in Dagang exploration area [D]. Changchun: College of Earth Sciences, Jilin University, 2000.

[11] 刘福宁. 异常高压区的古沉积厚度和古地层压力恢复方法探讨 [J]. 石油与天然气地质, 1994, 15 (2): 180 ~ 185.
LIU Fu-ning. An approach to reconstruction of paleo-sedimentary thickness and paleo-formation pressure in abnormal high pressure region [J]. Oil & Gas Geology, 1994, 15 (2): 180 ~ 185.

[12] 米敬奎, 肖贤明, 刘德汉, 等. 利用储层流体包裹体的 PVT 特征模拟计算天然气藏形成古压力——以鄂尔多斯盆地上古生界深盆气藏为例 [J]. 中国科学: D 辑, 2003, 33 (7): 679 ~ 685.
MI Jing-kui, XIAO Xian-ming, LIU De-han, et al. Using PVT features of reservoir fluid inclusion to model and calculate formation palaeopressure of gas pool: Case study from deep basin gas pool of the Upper Palaozoic, Ordos Basin [J]. Science in China: Series D, 33 (7): 679 ~ 685.

[13] 李善鹏, 邱楠生. 利用盆地模拟方法分析昌潍坳陷古压力 [J]. 新疆石油学院学报, 2003, 15 (4): 5 ~ 8.
LI Shan-peng, QIU Nan-sheng. Analyzing the paleopressure of Changwei depression by the use of basin modeling method [J]. Journal of Xinjiang Petroleum Institute, 2003, 15 (4): 5 ~ 8.

[14] 陈中红, 查明. 盆地流体与油气成藏 [M]. 北京: 科学出版社, 2013.
CHEN Zhong-hong, ZHA Ming. Basin fluid and hydrocarbon accumulation [M]. Beijing: Science Press, 2013.

[15] 刘景东, 蒋有录. 东濮凹陷中央隆起带北部古近系异常高压与油气成藏的关系 [J]. 天然气工业, 2012, 32 (12): 30 ~ 36, 126.
LIU Jing-dong, JIANG You-lu. Relationship between abnormally high pressure and hydrocarbon accumulation of the Paleogene reservoirs in the northern part of central uplift, Dongpu sag, Bohai Bay Basin [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32 (12): 30 ~ 36, 126.

[16] 孙波, 蒋有录, 石小虎, 等. 渤海湾盆地东濮凹陷压力演化与超压形成机制 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37 (2): 28 ~ 35.
SUN Bo, JIANG You-lu, SHI Xiao-hu, et al. Pressure evolution and formation mechanism of overpressure in Dongpu depression, Bohaiwan Basin [J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2013, 37 (2): 28

~35.

[17] 刘景东，蒋有录. 东濮凹陷北部地区古近系烃源岩热演化特征［J］. 中国地质，2013，40（2）：498~507.
LIU Jing-dong，JIANG You-lu. Thermal evolution characteristics of Paleogene source rocks and their maincontrolling factors in northern part of Dongpu depression［J］. Geology in China，2013，40（2）：498~507.

[18] ZHANG Yi-gang，FRANTZ J D. Determination of the homogenization temperatures and densities of supercritical fluids in the system NaCl-KCl-CaCl $_2$-H_2O using synthetic fluid inclusions［J］. Chemical Geology，1987，64（3）：335~350.

PALEO-PRESSURE RESTORATION AND DYNAMIC MECHANISM FOR HYDROCARBON MIGRATION AND ACCUMULATION OF Es_3 MEMBER IN NORTH DONGPU SAG

ZHU Rong-wei，JIANGYou-lu，LIU Jing-dong，HU Hong-jin，XU Juan-juan
（*School of Geosciences*，*China University of Petroleum*，*Qingdao* 266580，*Shandong*，*China*）

Abstract：With the application of fluid inclusions and basin simulation method，we restored the paleo-formation pressure of the third member of Shahejie formation（Es_3）in North Dongpu sag，and analyzed the dynamic mechanism for hydrocarbon migration and accumulation. The results showed as follows：The formation pressure of Es_3 during accumulation period was mainly controlled by the structural framework and the centers of subsidence and hydrocarbon generation，and the overpressure amplitude was largest in the sub-sag area with relatively larger in the central uplift belt and smallest in the west slope area. Controlled by the salt layer，the residual pressure of the lower formation was relatively high in Puwei and Wenliu. The overpressure and buoyancy were the main driving forces for the hydrocarbon accumulation of Es_3，and the normal pressure zone and transitional zone were the main hydrocarbon accumulation places. There are three types of dynamic mechanism for hydrocarbon migration and accumulation in the study area including overpressure drive，overpressure-buoyancy drive and buoyancy drive. Overpressure zone including the slope zone and the sub-sag zone is mainly overpressure driven. Overpressure transition zone including part of the central uplift belt is mainly overpressure-buoyancy driven. And normal pressure zone including the west slop and part of the central uplift belt is mainly buoyancy driven.

Key words：fluid inclusion；basin simulation；paleo-pressure restoration；dynamical mechanism；Dongpu sag