

# 平湖油气田油气成藏新模式

王伟<sup>1</sup>, 张丽艳<sup>1</sup>, 李响<sup>2</sup>

(1 中国石化胜利油田分公司地质科学研究院; 2 长江大学地球科学学院)

**摘要** 通过对区域构造演化、沉积背景、盖层特性以及油气生成和运聚条件等的分析,结合前人研究成果,重新建立了平湖油气田的成藏模式。平湖油气田含上部渐新统花港组 and 下部始新统平湖组两套储层,呈上油下气的油气分布特征。古新世—始新世的断块阶段在区域上初步形成了大断裂控制下的断背斜构造,在平湖组形成圈闭。中新世中期(平湖组沉积后期)发生玉泉运动,花港组开始沉积,同时平湖组内的油源岩大量排烃注入平湖组内部砂体,发生第一期液态烃充注。伴随着花港组的沉积和区域构造运动,平湖组砂体中的液态烃发生部分二次运移,向上运移至花港组储层中。中新世末—现今,平湖组之下的气源岩生气,发生第二期气态烃充注。平湖组被气态烃充注,原先残留的液态烃进一步向上运移,逐渐形成以气藏为主的成藏特征;向上运移的液态烃被进一步注入花港组储层,而向上运移的气态烃则因花港组顶部盖层的缺陷而大量散失,形成花港组以油藏为主的成藏特征。在平湖组下部的深部地层存在异常地层压力段,其泥岩的突破压力相对减小,显示盖层质量变差,不利于气的保存,但可以保存油藏。未受断裂运动影响、砂体规模较大的异常高压地层是形成深部油藏的有利部位。

**关键词** 油气成藏; 成藏模式; 构造演化; 盖层; 新生代; 平湖油气田

**中图分类号**: TE112.31      **文献标识码**: A

平湖油气田总体上为“上油下气”的垂向分布模式,即上部渐新统花港组主要为油藏,下部始新统平湖组主要为气藏。在油田实际开发中,上部的油藏往往含有凝析气,下部的凝析气藏也往往有凝析油产出,而且在平湖组底部也有油藏的存在。随着油气田进入开发后期,深层油气的开发是后续挖潜的主要任务,由于钻井少、流体取样资料少,对于深层油气藏流体性质的判识直接影响着开发方案部署。前人对该油气田的油气成藏模式进行过探讨,分析了区域上的烃源岩类型、生排烃期次和油气在不同构造带的运聚过程<sup>[1-3]</sup>,但研究的重点是宏观上的油气运聚规律,对油气成藏的具体过程还研究不足,尤其是缺乏对平湖组下部深层成藏流体的研究。在前人研究基础上,笔者通过对区域构造演化、盖层特征、成藏条件和过程等的研究,提出了一种新的油气成藏模式,期望能为深层流体的判别提供理论依据。

## 1 地质概况

平湖油气田位于东海陆架盆地东部坳陷带西湖

凹陷中的保俶斜坡带南部、上海市以东约 400 km,主体为八角亭和放鹤亭构造(图 1)。区域地层自上

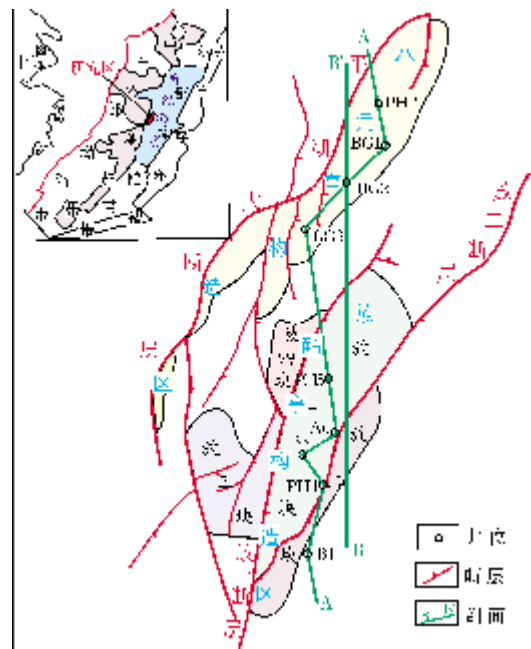


图 1 平湖油气田构造及位置

收稿日期: 2010-09-03

王伟: 1981年生,工程师,硕士。2003年毕业于中国石油大学(华东),2007年于该校获硕士学位,主要从事地质研究和油气藏勘探开发工作。通讯地址: 257015 山东省东营市; 电话: (0546)8715915

而下依次为第四系东海群,新近系三潭组、柳浪组、玉泉组以及龙井组,古近系花港组、平湖组、八角亭组以及明月峰组(表1),其中花港组和平湖组是主要的区域含油气层系。

表1 平湖油气田地层表

系	地 统	组	生储盖组合	构造运动	盆地演化
第四系		东海群沉积		冲积运动	
新近系	上渐新统	玉泉组(N <sub>1</sub> )		玉泉运动	拗陷阶段
		柳浪组(N <sub>2</sub> )			
	中渐新统	三潭组(N <sub>3</sub> )			
		龙井组(N <sub>4</sub> )			
古近系	始新统	花港组(E <sub>h</sub> )	花港组砂岩、泥岩	花港运动	拗陷阶段
		八角亭组(E <sub>p</sub> )			
	渐新统	明月峰组(E <sub>m</sub> )			
		平湖组(E <sub>p</sub> )			

图例: 冲积层; ● 油层; ▲ 油层+气层; ▲ 气层

含油气层系上部花港组储层(分为 H1—H8 等 8 个砂组)为厚层块状中细砂岩及含砾砂岩,成分成熟度和结构成熟度较高,属陆相河流—三角洲沉积<sup>[1-4]</sup>。下部平湖组储层(分为 P1—P12 等 12 个砂组)为滨浅海相—海陆过渡相三角洲沉积,整套地层以砂泥岩互层夹少量钙质泥岩和薄煤层为特征。花港组砂岩层段上下各有一套厚层泥岩,分别为花港组和平湖组的盖层。

平湖组—花港组沉积时期本区水体变化较大,海陆相频繁过渡,形成了多期相互搭配的储盖组合模式,油气藏多为构造-岩性和岩性油气藏。油气藏受构造控制,多集中在构造高部位及砂层上部,而且油藏繁杂,不具有统一的油气水界面(图2)。

## 2 构造演化特征

构造演化与油气成藏有着紧密的联系,它不仅影响着区域沉积环境和储层的变化,为烃源岩的运

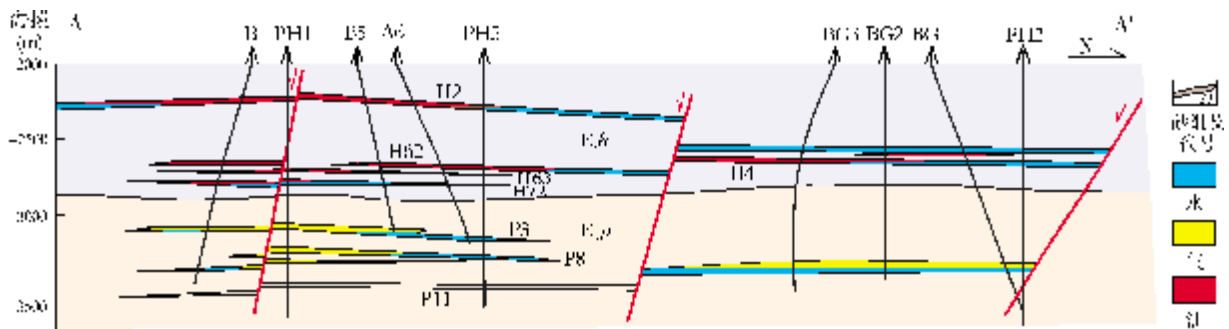


图2 平湖油气田主要油气藏剖面图

E<sub>h</sub> 花港组; E<sub>p</sub> 平湖组。H<sub>2</sub>、H<sub>62</sub> 等为花港组砂组代号; P<sub>3</sub>、P<sub>8</sub> 等为平湖组砂组代号。

A—A' 剖面位置见图1

聚提供通道,也控制着圈闭的形成。由于构造运动总是伴随着断裂活动,后期的构造演化可能会使已形成的油气藏被破坏而发生油气二次运移,也可能疏通油源与新的储层圈闭之间的联系,对于油气藏的最终形成起着关键性的作用。平湖油气田在新生代以后的构造演化可以分为两期<sup>[1-3]</sup>,早期形成断块,晚期为背斜叠置形成复合构造。

古新世—始新世为早期断块发育阶段,此时太平洋板块运动由北北西向转变为北西西向,开始了新的俯冲,西湖凹陷结束了裂陷盆地演化阶段的快速沉降,接受持续稳定沉积。同时在张扭性应力场的作用下凹陷内发育了一系列北东—北北东向正断层,平湖主断裂与一系列的分支断层交织形成若干

个南窄北宽的菱形断块、断背斜。

始新世末的玉泉运动结束了西湖凹陷的断陷期,西湖凹陷抬升遭受剥蚀,进入晚期演化阶段,渐新世在压扭应力作用下转变为拗陷阶段。区内受到挤压应力作用形成北北东向的挤压长轴背斜,雁行排列,分别由放一断层和平湖大断层控制。该时期以陆相沉积为主,沉积中心向北西迁移。凹陷内部构造平缓,构造对沉积的控制作用明显减弱。放一断层、放二断层均具同生断层性质,放鹤亭构造被分割成多个断块(图1,图3)。八角亭构造则受西北部的平湖主断层控制,在下降盘形成挠曲局部构造。至渐新世晚期,随着放一和放二断层逐渐停止活动,放鹤亭构造和八角亭构造逐渐形成一个统一的构造带。

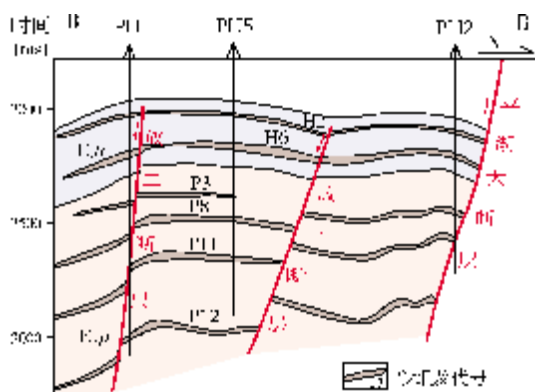


图3 放鹤亭—八角亭南北向剖面主力砂层构造形态  
E<sub>2h</sub> 花港组; E<sub>2p</sub> 平湖组。  
H<sub>2</sub>、H<sub>6</sub> 为花港组砂组代号; P<sub>3</sub>、P<sub>8</sub> 等为平湖组砂组代号。  
B—B' 剖面位置见图1

### 3 盖层与油气成藏的关系

平湖组沉积末期发生玉泉运动,凹陷抬升,海水退出,形成了近海湖盆。由于当时凸起与凹陷高差较大,地形较陡,物源供给充分,河流作用较强,携带大量的碎屑物质直接泻入湖盆,形成大套的厚层块状砂岩,这些砂岩直接覆盖在湖相泥岩层之上。随着气候变化,当沉积物供应减弱时,砂岩层之上又稳定沉积了湖相泥岩层。花港组顶部和底部发育的泥岩构成花港组和平湖组油气藏的区域盖层。

盖层是形成油气藏不可或缺的重要组成部分,油气藏封盖条件的优劣除了受盖层本身条件(厚度和排替压力)的影响外,还受油气藏本身能量强度的影响。

排替压力是表征盖层本身封盖能力内在的最根本的参数,排替压力越大,盖层封闭能力就越强,越有利于油气的聚集和保存<sup>[5-7]</sup>。与油藏相比,天然气藏对储层条件要求低,而对盖层条件要求高<sup>[7-8]</sup>。气藏压力系数大小可以反映其内部能量强度的相对高低,它是影响盖层封盖天然气有效性的外在因素之一。气藏中的压力系数越高,越不利于天然气的聚集和保存。

平湖组气藏上部层段(P8以上)的压力系数为0.97~1.05,属正常压力系统,适合天然气的保存。而平湖组下部地层(如P11层)其压力系数达1.3,属异常高压,表明它可能不适合气藏的保存<sup>[1-4,9-13]</sup>。

平湖油气田盖层突破压力分析也表明<sup>[1-4]</sup>,随着深度的增加,泥岩的突破压力也增大,2600m以上泥岩突破压力不足2MPa,2700~2900m泥岩突破压力最大可达3MPa,2900m以下(本区平湖组埋深一般

在2900m以下)泥岩突破压力迅速增大,最大可达几十兆帕。而在异常地层压力段(图4)泥岩的突破压力反而减小至4MPa以下<sup>[4]</sup>,盖层质量变差。而据统计,天然气成藏需要的盖层突破压力至少在10MPa以上<sup>[7]</sup>。因此较低的泥岩突破压力大大影响了该段油气特别是气的保存,使得在深部(平湖组下部)特别是异常压力段更有可能出现油藏而不是气藏。

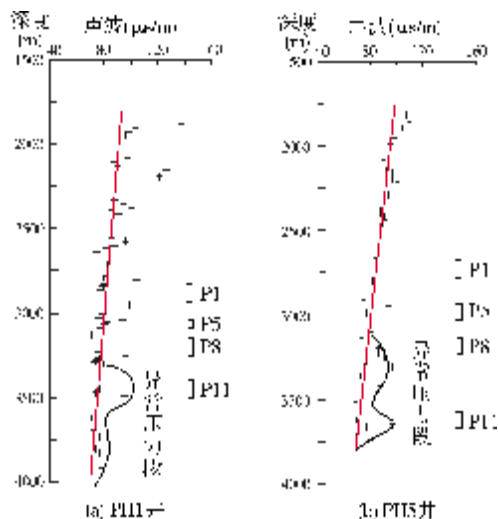


图4 PH1井和PH5井声波时差反映的地层异常压力  
图中红线为正常压力分布线,黑线为异常压力分布线

### 4 油气成藏模式

从开发实践来看,平湖油气田在上部的花港组主要为油藏,而在下部的平湖组主要为气藏。油气源对比<sup>[1-4]</sup>表明本区共有两套烃源岩,平湖组生油源岩和平湖组之下的生气源岩(表1),即本区油和气不同源。花港组原油和平湖组凝析油具有相同的地球化学属性,即平湖油气田两套储层的油源相同。

对于平湖组油气田特殊的上油下气成藏模式前人研究甚多<sup>[1-4]</sup>,认为该油气田早期聚集的原油从平湖组到花港组均有分布,由于后期大量天然气的注入,地层中的原油被天然气所溶解形成了含油凝析气藏。而花港组盖层突破压力比平湖组小,因此造成花港组含油凝析气藏中的天然气散失而保留了轻质油。然而在开发中,油气往往并非以单一形态存在,上部花港组的油藏中往往同时存在相当数量的气,而下部平湖组气藏中也同时有大量的凝析油产出。这表明仅仅以上部盖层较下部盖层突破压力小来解释上油下气的成藏模式还不完善。

平湖组烃源岩在渐新世花港组沉积时期就已经

进入生烃门限<sup>[1-4]</sup>,并在中新世中期达到生排烃高峰。储层流体包裹体资料也揭示区域内存在着两期油气充注<sup>[13-15]</sup>。第一期发生于中新世中期,主要以液态烃充注于平湖组中段、上段和花港组储层之中;第二期发生在中新世末—现今,主要表现为气态烃充注于平湖组 and 花港组储层内。

从区域构造背景分析,中新世中期(平湖组沉积后期)发生玉泉运动,花港组开始沉积。同时平湖组内的烃源岩开始排烃,充注入平湖组内部的砂体储层中(图5a)。平湖组为海相沉积,砂体规模大,且油源岩仅局限于平湖组本身,规模相对较小,可能导致平湖组储层未被全部充满,仍保留部分空间(如图5a中的圈闭B1)。如果油源充足、运聚条件适宜,平湖组储层在该时期也可能被完全充注。

伴随着花港组的沉积和区域构造运动,存储在平湖组砂体中的部分液态烃沿着断层、裂缝和不整合面向上运移至花港组储层中。如图5b中,平湖组油藏D2、E2的充满度降低,而在上部花港组中形成新的油藏。该时期平湖组部分油藏被破坏,但仍有液态烃残留。

中新世末期,平湖组之下的气源岩开始生气,发生第二期充注过程(图5c)。平湖组中原来无油注入的圈闭充气后形成气藏(如圈闭B3);构造变动后油残留量相对较少的油藏油被气溶解从而形成凝析气藏(如油藏E3);而部分油注入量较多或基本饱和的油藏可能会被注入少量的气而仍保持油藏形态(如油藏D3);在特定的条件下,随着下部气体的不断注入,气体也可能会驱替原来的油所占的空间,形成凝析气藏或气藏(如油藏C3),被驱替的油向上继续作为花港组的油源。未注入油藏并滞留在平湖组的其余的气则在压力作用下沿裂缝、断层、不整合面或透过盖层薄弱区上逸进入花港组储层中(图5c)。花港组的圈闭则持续接受油气充注,继续成藏。在整个过程中,受生烃高峰期和断裂运动影响,大部分油注入花港组,而大部分气则被保存在平湖组内。受气源岩生气能力和花港组盖层封闭性能的影响,只有小部分气保存在花港组储层中。在剥蚀作用和断裂运动没有影响到的部分区域,平湖组原来的油(油藏A1)没有逸散,也没有被后来充注的气所溶解,仍以油藏形态存在(油藏A2),它们一般以岩性油藏为主,在构造运动停止较早的断块区可能会存在这类油藏(油藏A3)。如平湖组P11层钻井地层流体取样为凝析油—黑油,通过气测结果对比(表2)可以发现,P11层的气测结果同本区典型油层气测结果相似, $C_1/C_2$ 、 $C_1/C_3$ 、 $C_1/C_4$ 的值<sup>[16]</sup>均同

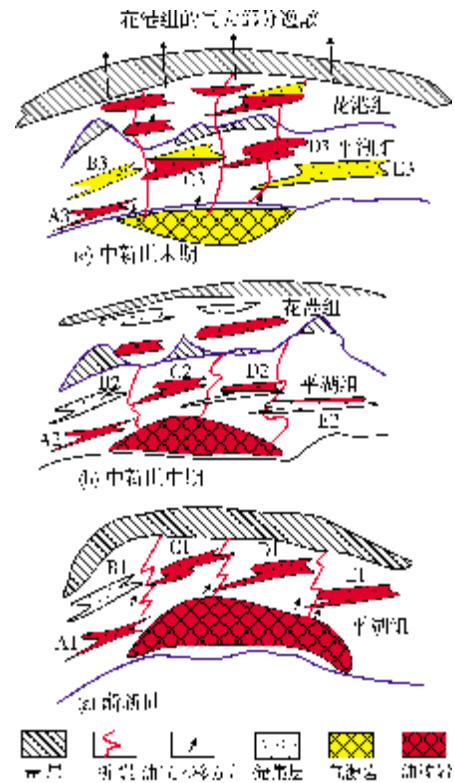


图5 平湖油气田油气成藏模式图

- 渐新世,花港组沉积初期,平湖组内部油源岩排烃,平湖组储层被油充注。
- 中新世中期,随着玉泉运动的发生,断裂活动造成平湖组盖层和油藏轻度破坏,导致石油发生二次运移,向上逸散至花港组储层形成新的油藏。
- 中新世末期,平湖组之下的气源岩开始排烃,对平湖组遭受破坏的油藏二次充注;平湖组未受破坏的油藏也受到充注气体所驱替的影响,继续发生二次运移。由于花港组顶部盖层的突破压力小,运移至花港组的气大部分逸散,仅有极小部分残留

区内电性油层气测结果相近,大于气层气测结果,应当属于未受破坏的原生油藏。

## 5 结论

(1)古新世—始新世的断块阶段,平湖油气田初步形成了大断裂控制下的断背斜构造,平湖组发生了自生自储的油藏成藏过程。

(2)始新世末玉泉运动使西湖凹陷抬升遭受剥蚀,渐新世西湖凹陷进入拗陷阶段。伴随着断裂活动,平湖组自生自储的成藏模式被破坏,早期形成的油藏被轻度破坏发生油的二次运移,它们沿断裂进入上部花港组储层中。至渐新世晚期,区域大断层逐渐停止活动,放鹤亭构造和八角亭构造成为一个统一的构造带。

(3)中新世末期,平湖组之下的气源岩开始生气并注入上部的储层中。平湖组顶部区域盖层较好的

表2 平湖油气田 PH5 井 P11 层和区内典型油气层气测结果对比表

对比项目	全烃 (%)	组分(摩尔百分数)					烃湿度比 (%)	C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub> /C <sub>3</sub>	C <sub>1</sub> /C <sub>4</sub>
		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>				
典型油层	1.324	70.43	11.06	8.91	5.73	1.58	27.28	6.37	7.90	12.29
典型气层	4.28	84.55	6.09	3.18	1.46	0.2	13.7	13.88	26.59	57.91
P11 砂组	1.015	75.37	8.49	4.04	4.41	1.86	18.8	8.88	18.66	17.09

封闭性使得气藏易于保存,花港组顶部盖层封闭性较差,运移进入花港组的气大部分逸散。

(4)平湖组下部的深层不利于气藏的保存,但具有油藏保存的条件。未受断裂运动影响,砂体规模较大的异常高压地层是形成深部油藏的有利部位。

#### 参考文献

- [1] 胡芬,叶加仁,刘俊海. 东海西湖凹陷平湖构造带油气运聚特征[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2003, 23(1):95-97.
- [2] 叶加仁,陈海红,陈景阳,等. 东海西湖凹陷成藏流体历史分析[J]. 天然气工业, 2006, 26(9):40-43.
- [3] 陈桂华,李友川,付宁,等. 平湖油气田油气分布主控因素分析[J]. 中国海上油气(地质), 2003, 17(3):164-167.
- [4] 袁志云,孔令洪,王成林. 东海平湖油气田花港组储层地震预测研究[J]. 国外测井技术, 2009, (1):14-16.
- [5] 王伟. 东营凹陷青坨子凸起馆陶组沉积相演化特征及相模式[J]. 石油与天然气学报, 2009, 31(3): 167-170.
- [6] 王伟,张世奇,纪友亮. 青坨子凸起馆陶组地震相研究[J]. 断块油气田, 2007, 14(1):16-18.
- [7] 吕延防,付广,于丹. 中国大中型气田盖层封盖能力综合评价及其对成藏的贡献[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(6): 742-753.
- [8] 蒋有录. 气藏与油藏形成和保存条件差异问题讨论[J]. 天然气地球科学, 1998, 9(2):1-4.
- [9] 陈学国,徐仁,穆星,等. 相对泊松比分析技术在平湖地区中深层砂岩气藏检测中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(1):62-65.
- [10] 傅宁,李友川,刘东,等. 东海平湖气田天然气运移地球化学特征[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(5):32-35.
- [11] 陈桂华,翁斌. 平湖油气田扩建中的储层预测[J]. 石油天然气学报, 2005, 27(2):186-189, 248.
- [12] 王红旗,鲁烈琴,刘文卿,等. 三维叠前深度偏移技术在复杂地区的应用[J]. 新疆石油地质, 2004, 25(5):498-499.
- [13] 谢月芳. 平湖油气田放鹤亭构造平湖组储层精细反演[J]. 石油物探, 2008, 47(6):590-593.
- [14] 李贤庆,钟宁宁,王铁冠,等. 东海盆地西湖凹陷下第三系烃源岩显微组分组成和成烃组分割析. 中国海上油气(地质), 1995, 9(1):19-25.
- [15] 叶军,郭迪孝. 东海西湖凹陷天然气地化特征. 石油实验地质, 1996, 18(2):174-181.
- [16] 景凤江,宋春华. 海上凝析气藏烃类相态综合识别[J]. 中国海上油气, 2009, 21(5):316-319.

编辑:吴厚松

## A Model of Hydrocarbon Accumulation for Pinghu Oil and Gas Field, East China Sea Basin

Wang Wei, Zhang Liyan, Li Xiang

**Abstract:** There are two sets of reservoirs, Oligocene Huagang oil reservoir in the upper and Eocene Pinghu gas reservoir in the lower, in Pinghu Field, East China Sea Basin. The anticline structure controlled by the large fault formed during Paleocene to Eocene and traps formed in Pinghu phase. Accompanying with Yuquan movement that happened after deposition of Pinghu Formation, deposition of Huagang Formation started during middle Miocene, meanwhile hydrocarbon expelled and immigrated from the Pinghu source rock into sandstone reservoir within Pinghu Formation, which is the first injection for liquid hydrocarbon. Accompanying with the deposition of Huagang Formation and regional tectonic movement, hydrocarbon in Pinghu sandstone reservoir migrated up partly into Huagang reservoir. From the end of Miocene till now, gas generated from source rock below Pinghu Formation, which is the secondary injection for gaseous hydrocarbon. Since gaseous hydrocarbon injected into Pinghu Formation, the liquid hydrocarbon was forced to migrate upwards to Huagang Formation and gas-dominating reservoir formed gradually. The upwards-migrating liquid hydrocarbon injected into Huagang reservoir and oil-dominating reservoir formed because of the weakening breakthrough pressure in cap rock at the top of Huagang, which resulted in escaping of gas but was favorable to preservation of oil. The large-scaled sandstone bodies with abnormal high pressure without affection of a tectonic movement are the promising oil reservoirs in deep.

**Key words:** Hydrocarbon accumulation; Model; Tectonic Evolution; Cap Rock; Cenozoic; Pinghu Oil and Gas Field; East China Sea Basin

Wang Wei: Master, Geologist. Add: Geological Scientific Research Institute of SINOPEC Shengli Oilfield Company, Dongying, Shangdong, 257015 China