

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2019070408

东海西湖凹陷中央背斜带花港组成藏条件及主控因素分析——以 H3 气藏为例

李昆, 张沛, 张萍, 李倩, 万丽芬, 席敏红

中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司勘探开发研究院, 上海 200120

摘要:近年来,西湖凹陷中央背斜带渐新统花港组油气勘探取得重要突破,发现多个大中型含油气构造,在不同的含油气构造中,气藏的气柱高度及圈闭充满度差别大,说明不同的含油气构造具有不同的成藏主控因素。基于三维地震及多口钻井资料,从烃源岩、圈闭条件、储盖组合配置关系等方面,以 H3 气藏为例,通过对典型气藏的解剖,对 H3 气藏的成藏条件进行研究,分析了不同构造气藏的成藏主控因素。结果表明,中央背斜带油气主要来自于始新统煤系烃源岩,渐新统花港组具备良好的圈闭条件及储盖组合配置关系,油气成藏主控因素为有效的输导体系,而良好的后期保存条件则是控制油气富集程度(油气充满度)的重要因素。

关键词:H3 气藏;成藏主控因素;花港组;中央背斜带;西湖凹陷

中图分类号:P744.4

文献标识码:A

Analysis of reservoir-forming conditions and key controlling factors of Huagang Formation in the central anticlinal belt of Xihu Sag of East China Sea——Taking the reservoir H3 for example

LI Kun, ZHANG Pei, ZHANG Ping, LI Qian, WAN Lifan, XI Minhong

Institute of Exploration and Development, SINOPEC Shanghai Offshore Oil & Gas Company, Shanghai 200120, China

Abstract: A great breakthrough in oil and gas exploration has been made recently from the Huagang Formation in the central anticline belt of the Xihu Sag. Several medium to large oil and gas fields have been discovered. However, the gas column height and fullness ratio of trap differs from each other which suggests that every reservoir has its own key controlling factors. Based on seismic and drilling data, this paper selects the H3 reservoir as a case to study the accumulation conditions of source rocks, traps and combination of reservoir-cap systems. Also this paper sums up the key controlling factor of each reservoir by dissecting four typical reservoirs. The results show that the oil and gas accumulated in H3 reservoir come from the source rocks in Pinghu Formation; the reservoir and caprocks matched each other excellently, and the key factors to control oil and gas accumulation are the effective migration system and fault sealing, and the reservoir preservation condition has great influence on hydrocarbon accumulation.

Key words: H3 reservoir; key controlling factors; Huagang Formation; central anticline belt; Xihu Sag

1 区域概况

西湖凹陷是东海陆架盆地东部拗陷带中北部的一个新生代含油气凹陷,属陆缘裂谷盆地,呈北北东向展布,面积约 $5.9 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。西湖凹陷自西向东可划分为保坻斜带、三潭深凹、中央背斜带、白堤深凹及天屏断阶带 5 个次级构造单元^[1](图 1)。新生代西湖凹陷经历了古新世—始新世断陷期、渐新世—中新世拗陷期及上新世以来的区域沉降

3 个构造演化阶段,自下而上沉积了古新统($T_5-T_4^0$),始新统宝石组($T_4^0-T_3^4$)、平湖组($T_3^4-T_3^0$),渐新统花港组($T_3^0-T_2^4$),中新统(龙井组、玉泉组、柳浪组)($T_2^4-T_2^0$), T_2^0 以上为上新统三潭组和第四系东海群^[2](图 1)。拗陷期在北西向挤压应力场的作用下,经历了玉泉、花港及龙井 3 次构造反转运动后,形成了由多个大型反转背斜构造组成的中央背斜带^[3]。

目前,中央背斜带已发现多个大中型油气田及含油气构造,主要目的层为渐新统花港组,具有纵向上含气层数多、含气面积大的特征。其中,花港组上

资助项目:中国石油化工股份有限公司科技项目“西湖中北部大中型气藏富集规律及目标优选”(KJ-2017-01)

作者简介:李昆(1988—),女,硕士,工程师,主要从事油气勘探地质研究工作, E-mail: lik.shhy@sinopec.com

收稿日期:2019-07-04; 改回日期:2020-05-09. 蔡秋蓉编辑

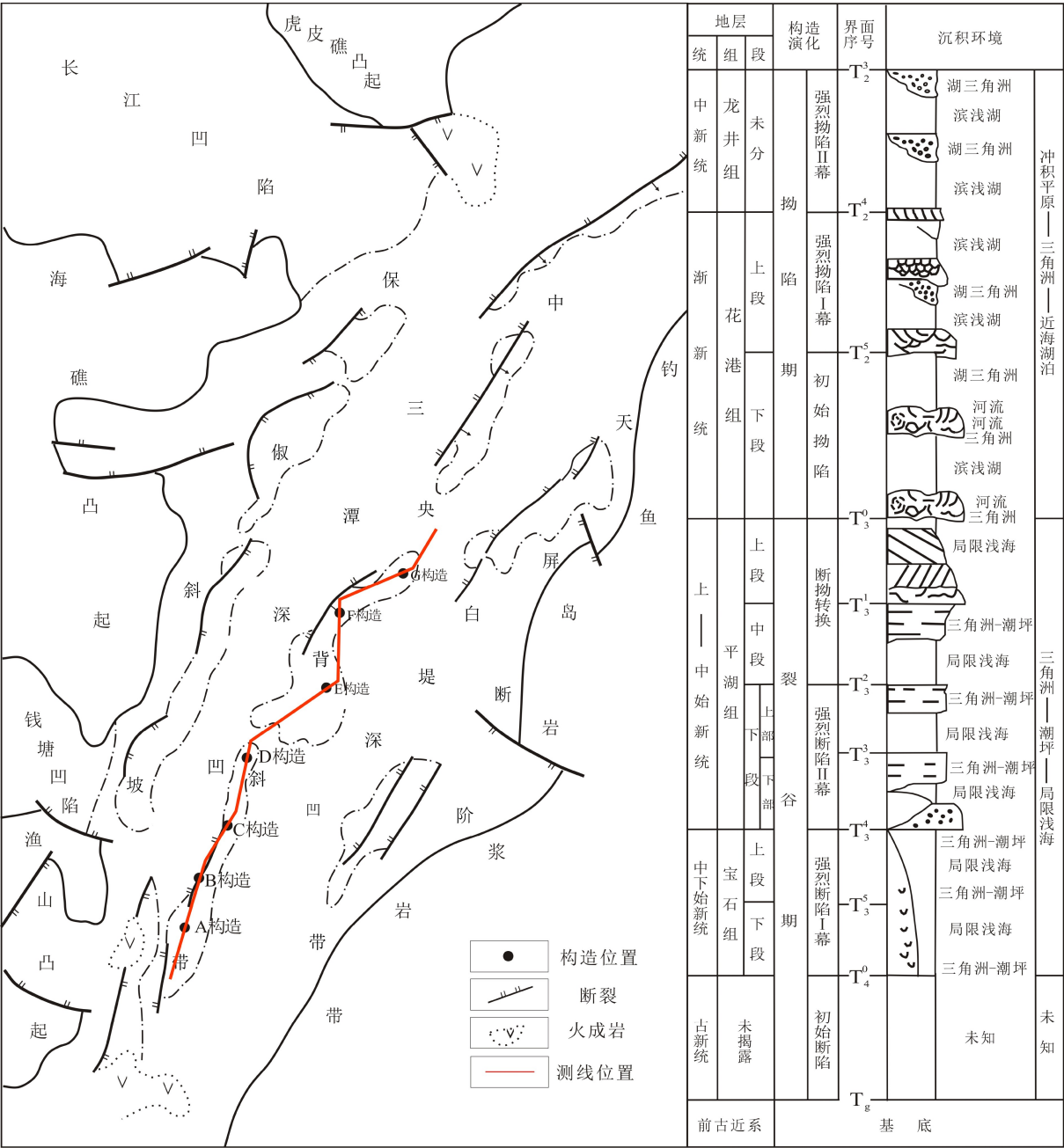


图 1 西湖凹陷中央背斜带位置图及地层柱状图

Fig.1 The structural location of central anticlinal belt and the integrated stratigraphic column of Xihu Sag

段的 H3 砂层组为拗陷期大型辫状河三角洲沉积^[4], 储层厚度大, 分布稳定, 多口钻井测试获得工业气流。前人对中央背斜带的油气成藏条件从不同的角度进行了分析, 谢月芳等通过对中南部晚期剪切断层的分析认为油气藏的形成规律就是晚期剪切断层对油藏的破坏规律^[5]; 熊斌辉等认为花港组及以上地层缺少区域性盖层, 保存条件是油气勘探首先要考虑的因素^[6]; 钟韬等通过对储层致密化过程与油气成藏关系的分析, 认为花港组深层储层“先致密后成藏”是造成含气饱和度普遍较低的重要原因^[7]。目前, 对于花港组成藏主控因素的研究主要集中于背

斜带南部, 对北部研究涉及较少, 本文通过中央背斜带几个典型油气藏解剖对比认为, 有利的油气运移通道是控制油气藏形成的主要因素, 而晚期油气藏的保存条件对油气的富集程度起关键控制作用。

2 中央背斜带成藏条件分析

2.1 优越的烃源条件

作为一个新生代断拗叠合盆地, 西湖凹陷新生代发育了巨厚的碎屑岩沉积。其中, 始新世断陷期, 西湖凹陷在渔山隆起附近与海相通, 形成半封

闭海湾的沉积环境,发育了宝石组及平湖组含煤地层,特别是中始新世亚热带气候为浮游生物和高等植物的繁盛提供了良好的环境,具有较高的有机质产率,加之水体性质为还原—弱还原、咸性—弱咸性,弱水动力使平湖组具备发育广覆式烃源岩的条件[8-10]。这套海湾型含煤地层具有厚度大、有机质含量高、成熟度高的特征。始新统西湖凹陷地层厚度为 200~1 500 m,中央背斜带平湖组泥质烃源岩厚度超过 1 000 m,煤系烃源岩最厚处接近 50 m;有机质类型为Ⅱ₂-Ⅲ型,生气为主,生油次之,煤层 TOC 平均为 61.84%;暗色泥岩 TOC 均值为 1.31%,有机碳均值为 0.77%~4.13%,生烃潜量为 0.74~10.37 mg/g,为较好—好烃源岩[11-13]。单井烃源岩成熟史模拟表明,中央背斜带宝石组及平湖组烃源岩分别于始新世(约 45 Ma)和早渐新世(约 35~32 Ma)开始进入成熟阶段,并于中新世末进入排烃高峰[14-15]。

根据 Prinzhofer 等的研究,具有气源关系的气源岩干酪根碳同位素比天然气丁烷重约 1‰[16]。西湖凹陷天然气 δ¹³C₄ 平均值约为-25.7‰,平湖组烃源岩干酪根的 δ¹³C₄ 平均值为-25.4‰(表 1),稍重于天然气丁烷。同时,天然气 C₅₋₇ 系列化合物中,大多数样品 C₅₋₇ 的正构烷烃相对含量为 26%~31%(图 2),指示天然气成因类型偏煤型气[17-18]。并且中央背斜带天然气成熟度多大于 1.2%,为高熟—过熟天然气(图 3),而花港组烃源岩成熟度基本小于 1%,只有平湖组及其以下烃源岩的成熟度达到 1% 以上,表明天然气应主要来源于始新统优质烃源岩层,中央背斜带具备优越的烃源条件,为大—中型油气藏的发育奠定了坚实的物质基础。

2.2 储盖组合特征

中央背斜带勘探的主要目的层为渐新统花港组,此时,西湖凹陷进入拗陷期,内部地形平缓,具

表 1 中央背斜带天然气、烃源岩碳同位素值

Table 1 Statistical table of carbon isotope value of natural gas and source rock in central anticlinal belt

	碳同位素值/‰ (样品数)				
	丁烷	花港组泥	花港组煤	平湖组泥	平湖组煤
G构造	-27.3 (8)	-26.7 (5)	—	-26.4 (2)	—
H构造	-23.7 (3)	-25.6 (3)	-24.5 (1)	—	—
C构造	-24.0 (1)	-26.2 (19)	-25.7 (2)	—	—
A构造	-27.1 (9)	—	—	—	—
B构造	-27.0 (6)	-26.4 (4)	—	-25.8 (7)	-25.7 (2)

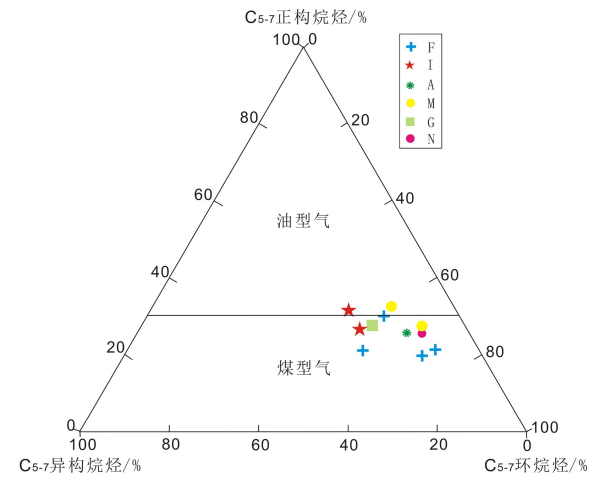


图 2 中央背斜带天然气 C₅₋₇ 系列化合物三角图
Fig.2 C₅₋₇ components of natural gas of the central anticlinal belt

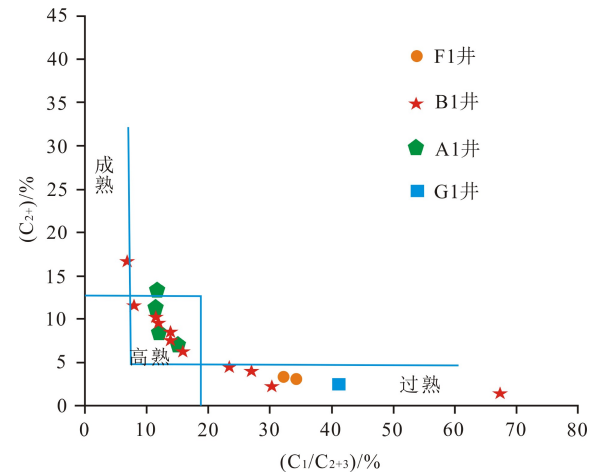


图 3 中央背斜带天然气甲烷含量与重烃含量关系图
Fig.3 The relationship between CH₄ and heavy hydrocarbon in natural gas of central anticlinal belt

有东北部长轴及东部短轴双物源体系, A/S 比低, 发育中—大型辫状河三角洲沉积[19-21], 储集砂岩类型以辫状河三角洲平原分支河道砂、前缘水下分流河道砂、河口坝砂为主。H3 砂层组位于花港组上部(图 1), 发育低位域厚层灰色砂岩, 在凹陷内连片分布, 厚度为 56.5~212.9 m, 砂岩百分含量为 42%~78%, 由南向北砂岩厚度增大, 砂地比增高(图 4, 表 2)。受埋深差异影响, 南部储集空间以溶孔—粒间孔为主, 孔隙度基本大于 10%, 渗透率大于 1 mD, 多为中孔—中渗储层; 北部由于压实作用强烈, 孔隙类型多为溶蚀孔, 储层物性受溶蚀作用的规模、强度影响, 非均质性强, 孔隙度为 2%~20%, 渗透率为 0.02~79.3 mD, 为中低孔—中低渗储层。

H1-H2 砂层组为水侵—高位域沉积, 以厚层泥岩夹薄层砂岩或频繁的砂泥岩互层为主, 泥岩分布

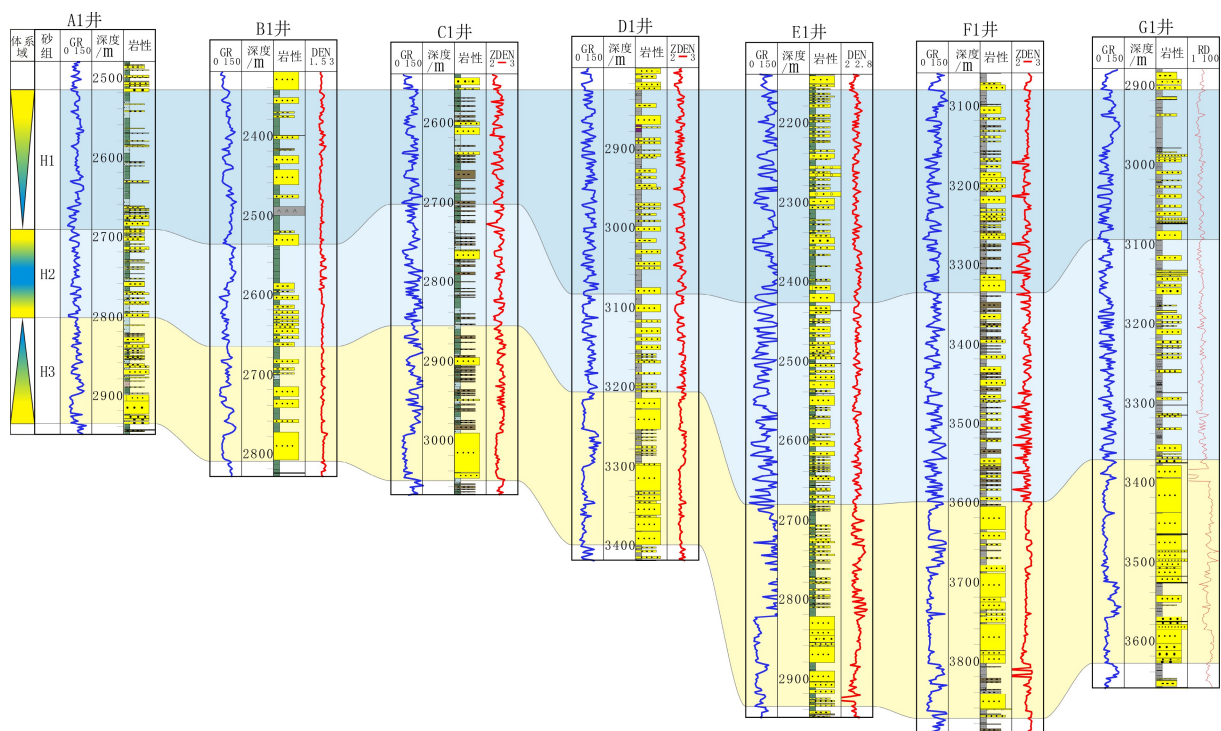


图 4 中央背斜带 H1-H3 砂层组储盖组合配置关系剖面图

Fig.4 Profile of reservoir-cap combination in H1-H3 sand groups of central anticlinal belt

表 2 H1-H3 砂层组地层岩性统计

Table 2 The statistical table of lithology form sand group H1 to H3

	A1			B1			C1			D1			E1			F1			G1		
	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3
地层厚度/m	173	110	135	195.5	126.7	143.5	143.5	152.6	193	257	131	185	267	254	255	254	271	265	188.5	280.5	256
砂岩厚度(粉砂及以上)/m	25	27.5	56.5	64.5	30.54	66	30.5	12	84	87	40	139	71	120.5	98	90	65	179	48	84.5	191.5
砂岩百分含量/%	14	25	42	33	24	46	21	8	43	34	31	75	27	47	38	35	24	68	25	30	75
泥岩厚度/m	140.5	62	61.5	128	128	72.5	93.5	107.5	88	168	81	37	150	107	122	129	143	75	130.5	171.5	58.5
泥岩百分含量/%	81	56	46	65	60	51	65	70	46	65	62	20	56	42	48	51	53	28	69	61	23

稳定, 单层厚度为 2.7~35 m, 累计最大可达 103 m, 泥质含量可达 60% 以上, 突破压力为 6.2~26.7 MPa, 可以作为良好的区域盖层, 与 H3 砂层组形成了有利的储盖组合配置关系(图 4)。

2.3 有利的圈源时空配置条件

西湖凹陷在构造演化过程中发育早、中、晚 3 期断裂系统, 相应地形成了构造上“三层复合叠加”的特征^[22](图 5), 古—始新世断陷期, 形成 NE-NNE 向雁行排列的正断层系统, 发育了与断层走向相同的潜山披覆构造群, 为下构造层; 拗陷期, 在玉泉运动挤压应力作用下, 早期构造受到继承性改造, 形成挤压背斜构造带的雏形, 中新世末龙井运动, 在强烈水平挤压作用下, 发生地层反转、褶皱、

抬升及剥蚀, 伴随北-东北向逆断层形成, 定型成大型反转构造带, 为中构造层; 上新世末至更新世在冲绳海槽运动的剪切应力场作用下, 上新统以下地层中发育了一系列近东西向剪切张性正断层, 将背斜构造复杂化, 同时形成了披盖式沉积, 为上构造层。因此, 中央背斜带的构造圈闭是潜山背景下受到后期挤压应力作用下形成的背斜或半背斜的圈闭, 具有规模大, “凹中隆”的特征(图 1), 发育位置及圈闭形态十分优越。

生排烃史研究表明: 中央背斜带平湖组烃源岩于渐新世中期(29.7 Ma)开始生烃, 于中中新世、晚中新世和现今具有较高的生烃速率; 并于早—中新世(33.6~29.1 Ma)开始有烃类排出, 中新世末开始大规模排烃(图 6)。因此, 圈闭定性与烃源岩大

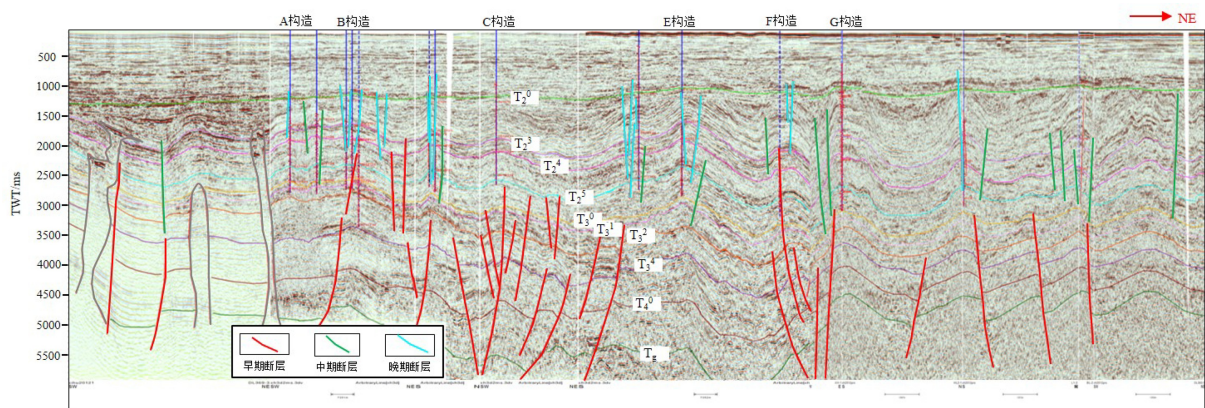


图 5 西湖凹陷中央背斜带南-北地震剖面图(测线位置见图 1)

Fig.5 Seismic profile through central anticlinal belt from south to north(The line position is shown in Fig 1)

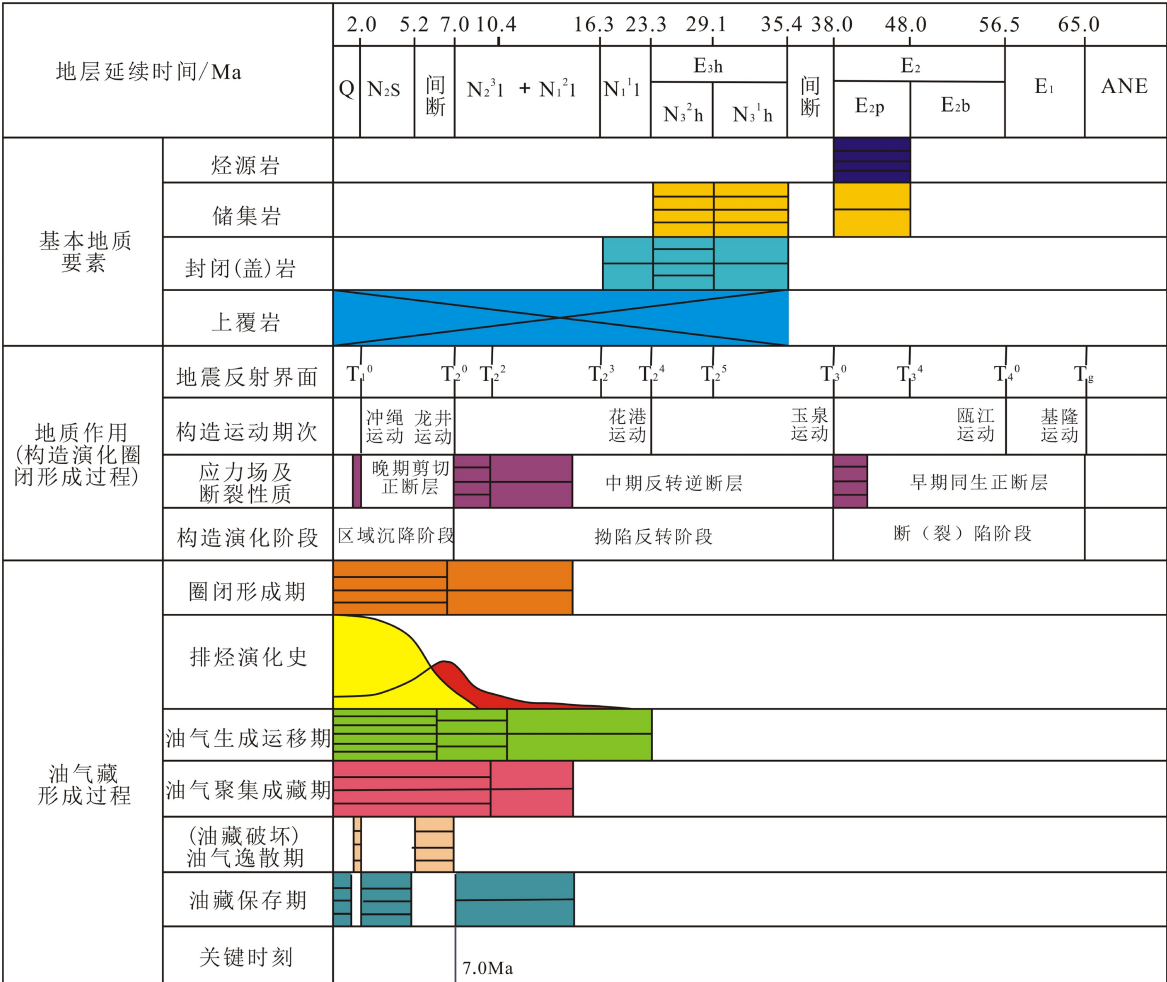


图 6 中央背斜带平湖组含油气系统事件图(测线位置见图 1)

Fig.6 The oil and gas system events of Pinghu Formation of central anticlinal belt

规模排烃期基本一致, 具有较好的圈源时空配置关系。

3 成藏主控因素分析

在良好的烃源、储盖组合及圈源时空配置条件

下, 中央背斜带发现了多个大型含油气构造, 但每个含油气构造的圈闭充满度及气柱高度差异较大。通过对中央背斜带 B、C、D、F 四个典型油气藏的解剖及对比分析认为, 有效的输导体系是油气成藏的主要控制因素, 良好的后期保存条件则是油气富集的重要因素。

3.1 典型含油气构造 H3 砂层组油气发育特征

B、C、D、F 四个构造均是中—大型的背斜或断背斜构造,B 构造位于最南部,是一个沿北北东方向展布的“S”形大型挤压反转背斜,纵向上含气层位多,H3 气藏为块状底水气藏,充满度低,只有 35.7%;中南部的 C 构造是一个近南北走向形态较完整的低幅背斜构造,钻井揭示 H3 砂层为水层,而之下的多个砂层钻遇了油气层,且越向深部,油气丰度越高;中部的 D 构造是中新世末定型的断背斜构造,该构造的 H3 砂层组为含气水层,油气显示较

差;北部的 F 构造为一个北北东走向的宽缓背斜,H3 砂层组圈闭幅度约 232 m,H3 砂层组共发现 H3a、H3b 及 H3c 3 套气层,其中 H3b 储层,烃柱高度 232 m,圈闭充满度为 100%(图 7,表 3),为中央背斜带充满度最高、含油气性最好的构造。

3.2 主控因素：有效的输导体系

输导体系是连接烃源岩与圈闭的油气运移通道的空间组合体,其静态要素主要包括断层(含裂缝)、骨架砂体(储集层)和不整合面(层序界面)^[23]。中央背斜带花港组的主要输导体系为断层及骨架

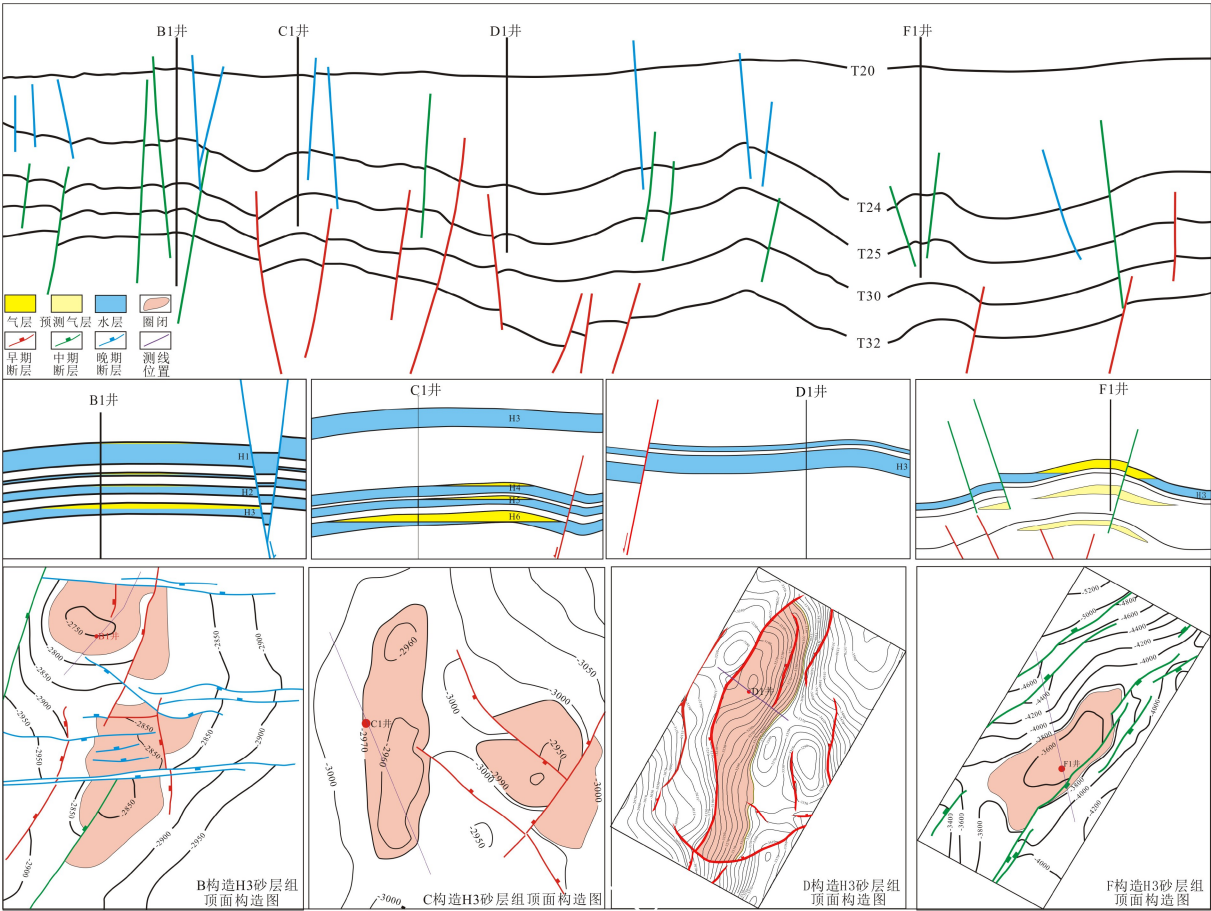


图 7 中央背斜带典型构造油气成藏模式示意图(测线位置见图 1)

Fig.7 An abridged general view of hydrocarbon accumulation model for four typical cases in central anticlinal belt

(The line position is shown in Fig 1)

表 3 中央背斜带典型构造油气藏参数

Table 3 Statistical table of carbon isotope value of natural gas and source rock in central anticlinal belt									
构造名称	圈闭面积/km ²	圈闭幅度/m	气水界面深度/m	综合解释结论	含气面积/km ²	气柱高度/m	充满度/%	气水关系	气藏类型
B	32.0	140	-2781	气层	11.42	50	35.7	层状底水	构造气藏
C	23.6	50	-	水层	-	-	-	-	-
D	12.4	20	-	含气水层	-	-	-	-	-
F	42.65	232	-3812.2	气层	42.65	232	100	层状边水	构造气藏

砂体。断层纵向上沟通烃源岩与储集层,而油气的横向运移主要依赖辫状河三角洲形成的大规模连续厚层砂岩。前已述及,在凹陷构造演化过程中发育了早、中、晚 3 期断裂系统,断陷期, NW-SE 向的拉张应力场下形成了 NE-SW 向的拉张正断层体系,此时期的正断层具有“形成时间早、活动时间长、断穿层位深、断层断距大”的特征,向下可以沟通始新统烃源岩,为良好的沟源断层;拗陷期,在挤压应力的作用下形成了 NE-SW 向的逆断层,同时使早期正断层断距减小,少数早期正断层甚至发生反转,断层活动期与中新世末大规模排烃期一致,也是油气运移的主要通道,活动期结束后对油气藏起封堵和保存的作用。区域沉降期,发育了一定数量的 E-W 向剪切断层,虽然断层规模较小(图 7),但多个油气田均显示了剪切断裂对原生油气藏起到了破坏作用。

3 期断裂体系在 4 个构造上均有体现,但每一期断层数量、断层规模及断穿层位在 4 个构造上具有不同的特点。B 构造 3 期断层均有发育,早期断层数量较少,向下断至基底,上至花港组中部,中期挤压断层数量多,下至平湖组下段,上至中新世龙井组之上,配合早期断层可以形成有效的纵向输导体系;晚期断层向下多切穿 T_2^5 界面,向上断层断至 T_2^0 界面之上。C 构造早期断层发育数量多,向上断

穿层位在 H3 砂层组之下 T_2^5 界面附近,但中期断层基本不发育,垂向上,油气难以运移至 H3 砂层组成藏,因此, B1 井 H3 砂层组为水层。D 构造早期及中期断层发育,晚期断层基本不发育,早期及中期断层形成纵向上输导体系,因此,在 H3 砂层组见到油气显示。F 构造早期及中期断层发育较好,在花港组下段衔接,形成优越的垂向输导体系,晚期断层基本不发育(图 7)。从 4 个构造 3 期断层发育情况对比来看, B、D、F 三个构造早期、中期断层发育,匹配关系良好,可以形成有效的纵向输导体系,在 3 个构造 H3 砂层组均有油气发现;而 C 构造早期断层向上断至层位深,中期断层不发育,导致 H3 砂层缺少沟源断层,为水层,而其下伏的 H4-H6 砂层组发育沟源断层均有油气发现。综上所述:有效的输导体系是中央背斜带油气成藏的主控因素。

3.3 影响油气藏充满度的重要因素: 良好的后期保存条件

具备输导体系的 B、D、F 三个构造中 H3 砂层组虽然均具有油气显示,但三者含油气性差异大。B 构造为块状底水气藏,圈闭充满度为 37.5%, H3 之上砂层组圈闭充满度只有 20%~30%,对其晚期断层分析发现, B 构造晚期近东西向剪切正断层发育,向下可断至 H3 砂层组之下的 T_2^5 界面附近,断

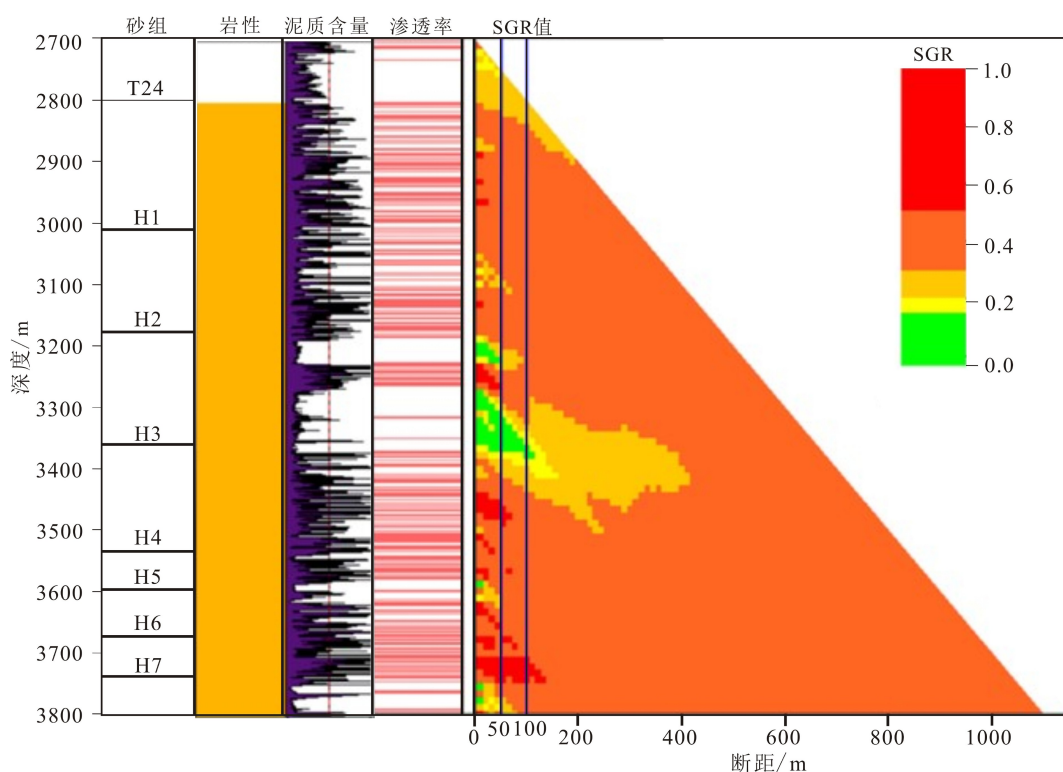


图 8 D 构造西侧主控断层 SGR 图

Fig.8 The SGR diagram of controlling fault in the west of D structure

距约为 30 m, 向上可延伸至第四系(图 7), 在气藏形成之后的断层活动期破坏了早期背斜油气藏, 导致油气沿断层面浅层逸散, 造成了原始油气藏的规模减小, 油气充满度降低, 含气层增多、变浅, 或直接逸散至海底散失。D 构造 H3 砂层组为含气水层, 对该构造解剖认为 D 构造主要受两条早期大断层控制, 西侧主控断层在 H3 砂层组附近断距小, 只有 10~30 m, H3 砂层组钻遇的两套厚储层厚度分别为 41 和 103 m, 造成断层两盘地层砂-砂对接(图 7), 而表征断层封堵性的 SGR 值只有 0.2, 显示封堵性较差(图 8), 油气向更高部位运移, 该层具有一定的测、录井显示也是地史时期油气运移的一种表现。相比之下, F 构造主体部位晚期剪切断层基本不发育(图 7), 在气藏形成之后未对气藏产生破坏作用, 花港组上段只发育逆断层, 具有较好的封堵性, 使得充满度高的原生油气藏得以保存完整。因此, 良好的后期保存条件是影响油气藏丰度的重要因素。

4 结论

(1) 西湖凹陷中央背斜带烃源充足, 圈闭形态好, 圈源时空配置关系有利, 储层厚度大、分布广, 储层物性较好, 为中低孔—中低渗储层, 为油气成藏奠定了良好的基础石油地质条件。

(2) 中央背斜带在构造演化过程中主要发育 3 期断裂系统, 早期及中期断裂系统组合形成纵向油气运移输导体系, 是油气成藏的主控因素。而主控断层的封堵性及晚期剪切正断层破坏原生气藏, 造成油气在浅部聚集或逸散, 是控制气藏丰度的重要因素。

(3) 中央背斜带天然气勘探成功的关键因素在油源断裂和油气藏后期保存条件两方面, 在中央背斜带下步勘探中要寻找早—中期断层发育、晚期剪切断层不发育、主控断层封堵性好的构造。

参考文献 (References)

- [1] 朱立新, 宋在超. 东海西湖凹陷原型盆地构造格架与演化分析[J]. 海洋石油, 2016, 36(1): 1-6. [ZHU Lixin, SONG Zaichao. Analysis of tectonic framework and evolution of prototype basin in Xihu Sag of the East China Sea [J]. Offshore Oil, 2016, 36(1): 1-6.]
- [2] 何将启, 杨凤丽. 东海西湖凹陷新生代盆地原型分析[J]. 海洋石油, 2003, 23(S1): 13-20. [HE Jiangqi, YANG Fengli. Prototype basin analysis in Cenozoic for Xihu Sag, East China Sea [J]. Offshore Oil, 2003, 23(S1): 13-20.]
- [3] 郑求根, 周祖翼, 蔡立国, 等. 东海陆架盆地中生代构造背景及演化[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(2): 197-201. [ZHENG Qiugen, ZHOU Zuyi, CAI Ligu, et al. Meso-Cenozoic tectonic setting and evolution of East China Sea shelf basin [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(2): 197-201.]
- [4] 胡明毅, 柯岭, 梁建设. 西湖凹陷花港组沉积相特征及相模式[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(5): 1-5. [HU Mingyi, KE Ling, LIANG Jianshe. The characteristics and pattern of sedimentary facies of Huagang formation in Xihu Depression [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(5): 1-5.]
- [5] 谢月芳, 陈敏娟, 王坚勇. 东海西湖凹陷浙东中央背斜带中南部油气成藏规律与晚期剪切断层的关系探讨[J]. 海洋石油, 2002, 22(2): 8-13. [XIE Yuefang, CHEN Minjuan, WANG Jianyong. Pattern of oil and gas accumulation in the South and Middle Part of Zhedong Central anticline area [J]. Offshore Oil, 2002, 22(2): 8-13.]
- [6] 熊斌辉, 张喜林, 张锦伟, 等. 西湖凹陷油气成藏的主控因素[J]. 海洋石油, 2008, 28(2): 14-24. [XIONG Binhui, ZHANG Xilin, ZHANG Jinwei, et al. The key factor controlling hydrocarbon accumulation in Xihu Depression [J]. Offshore Oil, 2008, 28(2): 14-24.]
- [7] 钟韬, 李键, 曹冰, 等. 西湖凹陷花港组储层致密化及其与油气成藏的关系[J]. 海洋地质前沿, 2018, 34(1): 20-27. [ZHONG Tao, LI Jian, CAO Bing, et al. Densification timing of reservoir and its bearing on hydrocarbon accumulation in the Huagang formation of Xihu Sag [J]. Marine Geology Frontiers, 2018, 34(1): 20-27.]
- [8] 魏恒飞, 陈践发, 陈晓东, 等. 西湖凹陷平湖组滨海型煤系烃源岩发育环境及其控制因素[J]. 中国地质, 2013, 40(2): 487-497. [WEI Hengfei, CHEN Jianfa, CHEN Xiaodong, et al. The controlling factors and sedimentary environment for developing coastal coal-bearing source rock of Pinghu Formation in Xihu Depression [J]. Geology in China, 2013, 40(2): 487-497.]
- [9] 李昆, 周兴海, 吴嘉鹏, 等. 西湖凹陷中下始新统宝石组沉积相研究[J]. 海洋石油, 2017, 37(1): 16-20. [LI Kun, ZHOU Xinghai, WU Jiapeng, et al. Sedimentary facies of middle-lower Eocene Baoshi formation in Xihu Sag, East China Sea shelf basin [J]. Offshore Oil, 2017, 37(1): 16-20.]
- [10] 吴嘉鹏, 万丽芬, 张兰, 等. 西湖凹陷平湖组岩相类型及沉积相分析[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(1): 27-34. [WU Jiapeng, WAN Lifan, ZHANG Lan, et al. Lithofacies types and sedimentary facies of Pinghu formation in Xihu Depression [J]. Lithologic Reservoirs, 2017, 29(1): 27-34.]
- [11] 李上卿, 李纯洁. 东海西湖凹陷油气资源分布及勘探潜力分析[J]. 石油实验地质, 2003, 25(6): 721-728. [LI Shangqing, LI Chunjie. Analysis on the petroleum resource distribution and exploration potential of the Xihu Depression, the East China Sea [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2003, 25(6): 721-728.]
- [12] 叶加仁, 顾惠荣, 贾健宜. 东海西湖凹陷油气地质条件及其勘探潜力[J]. 海洋地质与第四纪地质, 2008, 28(4): 111-116. [YE Jiaren, GU Huirong, JIA Jianyi. Petroleum geological condition and exploration potential of Xihu Depression, East China Sea [J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2008, 28(4): 111-116.]
- [13] 朱扬明, 周洁, 顾圣啸, 等. 西湖凹陷始新统平湖组煤系烃源岩分子地球化学特征[J]. 石油学报, 2012, 33(1): 32-39. [ZHU Yangming,

- ZHOU Jie, GU Shengxiao, et al. Molecular geochemistry of Eocene Pinghu Formation coal-bearing source rocks in the Xihu Depression, East China Sea Shelf Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(1): 32-39.]
- [14] 叶加仁, 顾惠荣. 东海西湖凹陷浙东中央背斜带烃源岩生排烃史研究[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2001, 21(3): 75-80. [YE Jiaren, GU Huirong. A study on hydrocarbon generation history and expulsion history of source rock in the Zhedong central anticline belt, Xihu Depression [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2001, 21(3): 75-80.]
- [15] 周瑾. 西湖凹陷中央背斜带两种热体制下烃源岩的热演化[J]. *中国海上油气(地质)*, 2003, 17(1): 64-68. [ZHOU Jin. Thermal evolution of source rocks under two thermal systems in the central anticlinal zone in Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *China Offshore Oil and Gas (Geology)*, 2003, 17(1): 64-68.]
- [16] Prinzhofer A, Girard J P, Buschaert S, et al. Chemical and isotopic characterization of hydrocarbon gas traces in porewater of very low permeability rocks: The example of the Callovo-Oxfordian argillites of the eastern part of the Paris Basin [J]. *Chemical Geology*, 2009, 260(3-4): 269-277.
- [17] 曹倩, 徐旭辉, 曾广东, 等. 东海盆地西湖凹陷天然气及原油地化特征分析[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(5): 627-632. [CAO Qian, XU Xuhui, ZENG Guangdong, et al. Geochemical characteristics of natural gases and crude oils in the Xihu Sag of East China Sea Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(5): 627-632.]
- [18] 苏奥, 陈红汉, 王存武, 等. 东海盆地西湖凹陷油气成因及成熟度判别[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(5): 521-527. [SU Ao, CHEN Honghan, WANG Cunwu, et al. Genesis and maturity identification of oil and gas in the Xihu Sag, East China Sea Basin [J]. *Petroleum exploration and Development*, 2013, 40(5): 521-527.]
- [19] 蒋海军, 胡明毅, 胡忠贵, 等. 西湖凹陷古近系沉积环境分析-以微体古生物化石为主要依据[J]. *岩性油气藏*, 2011, 23(1): 74-78. [JIANG Haijun, HU Mingyi, HU Zhonggui, et al. Sedimentary environment of Paleogene in Xihu Sag: Microfossil as the main foundation [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2011, 23(1): 74-78.]
- [20] 董春梅, 赵仲祥, 张宪国, 等. 西湖凹陷中北部花港组物源及沉积相分析[J]. *东北石油大学学报*, 2018, 42(5): 25-34, 72. [DONG Chunmei, ZHAO Zhongxiang, ZHANG Xianguo, et al. Analysis of provenance and sedimentary facies of Huagang formation in the north central of Xihu Sag [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2018, 42(5): 25-34, 72.]
- [21] 蔡佳, 祁鹏, 宋双. 东海盆地西湖凹陷花港组下段沉积相分析[J]. *海洋地质与第四纪地质*, 2017, 37(2): 56-65. [CAI Jia, QI Peng, SONG Shuang. Sedimentary facies of the Lower Huagang formation in Xihu Depression of Donghai Basin [J]. *Marine Geology & Quaternary Geology*, 2017, 37(2): 56-65.]
- [22] 蒋一鸣, 何新建, 张绍亮. 东海陆架盆地“反转-改造”构造迁移演化特征——以西湖凹陷边缘构造为例[J]. *长江大学学报: 自科版*, 2016, 13(26): 1-7. [JIANG Yiming, HE Xinjian, ZHANG Shaoliang. The characteristics of “Inverse-transform” tectonic migration evolution of the East China Sea Shelf Basin-By taking the marginal structure of Xihu Sag for example [J]. *Journal of Yangtze University: Natural Science Edition*, 2016, 13(26): 1-7.]
- [23] 徐发, 张建培, 张田, 等. 西湖凹陷输导体系特征及其对油气成藏的控制作用[J]. *海洋地质前沿*, 2012, 28(7): 24-29. [XU Fa, ZHANG Jianpei, ZHANG Tian, et al. Features of migration system in Xihu Sag and its control on hydrocarbon accumulation [J]. *Marine Geology Frontiers*, 2012, 28(7): 24-29.]