

异常高压与油气充注的耦合性

——以东海陆架盆地西湖凹陷花港组和平湖组为例

陈智远¹, 徐志星², 陈飞¹, 徐国盛¹, 张武²

(1. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室(成都理工大学), 成都 610059;

2. 中海石油(中国)有限公司上海分公司, 上海 200030)

摘要: 基于声波时差测井、有机地球化学测试及包裹体测试等资料, 对东海陆架盆地西湖凹陷花港组和平湖组异常高压进行了研究。西湖凹陷花港、平湖组异常压力主要起始于花港组下段, 并且异常高压段具有“阶梯式”增大的特征, 横向上从平湖构造带至西次凹向中央反转构造带及从凹陷的边缘向凹陷的中部, 高压顶界面在地质层位上有变老的趋势。由高压流体注入引起的传导型超压在区内目的层发育, 并对应着良好的油气储层, 说明了异常高压发育与油气充注空间上的一致性。利用盆模软件模拟出剩余地层压力的演化过程, 认为中新世(15~7 Ma)以及上新世至第四纪(3~0 Ma)是剩余地层压力异常的 2 个关键时期。结合油气充注史研究认为, 中—晚中新世和早上新世该区发生了 2 次油气充注, 说明异常高压发育与油气充注时间上的一致性。因此, 证明了西湖凹陷花港、平湖组异常高压与油气充注具有良好的时空耦合性。

关键词: 异常高压; 油气充注; 花港组; 平湖组; 西湖凹陷; 东海陆架盆地

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Coupling of abnormal overpressure and hydrocarbon charging:

A case from the Huagang and Pinghu formations of Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

Chen Zhiyuan¹, Xu Zhixing², Chen Fei¹, Xu Guosheng¹, Zhang Wu²

(1. State Key Laboratory for Oil & Gas Reservoir Geology & Development Engineering (Chengdu University of Technology), Chengdu, Sichuan 610059, China; 2. Shanghai Branch of CNOOC(China) Ltd., Shanghai 200030, China)

Abstract: Abnormal overpressure in the Huagang and Pinghu formations of the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin was studied based on sonic logging data, organic geochemistry and fluid inclusion testing. The abnormal pressure mainly originated from the lower Huagang Formation, and featured a “step type” distribution in the Xihu Sag. The top interface of high pressure becomes older from the Pinghu tectonic zone to the central inversion structural belt and from the edge to the center of the sag. Conductive overpressure due to the injection of high pressure fluid developed in the study area, and corresponds to good oil and gas reservoirs, which showed that the development of abnormal pressure and hydrocarbon charging had consistency in space. The evolution process of residual formation pressure was simulated using the basin simulation software, indicating that Miocene (15–7 Ma) and Pliocene to Quaternary (3–0 Ma) were the two key periods of residual formation pressure. Hydrocarbon charging history showed that hydrocarbon charging took place twice in the middle–late Miocene and the early Pliocene, which indicated that the development of abnormal pressure and hydrocarbon charging had consistency in time. Therefore, the abnormal overpressure of the Huagang and Pinghu formations coupled in time and space with hydrocarbon charging.

Key words: abnormal overpressure; hydrocarbon charging; Huagang Formation; Pinghu Formation; East China Sea Shelf Basin

全球异常高压盆地广泛分布, 世界上 180 个沉积盆地中就有 160 个盆地与超压地层相关^[1], 并且大多数异常高压与油气具有密切关系^[2-9]。研究表明, 异常高压的发育受多种因素的影响, 有学者

根据有无外界流体的参与将其分为他源型和自源型异常高压^[10], 自源型异常高压形成最重要的影响因素就是烃类的生成及排出作用。有研究^[11-14]认为, 烃类等流体通过断裂裂缝、不整合面等通道

向近源油层(储层)传递高压,可形成较大幅度的异常高压,说明异常高压的发育与高压流体(油气)的注入密切相关。

东海陆架盆地西湖凹陷古近系花港组(E_3h)和平湖组(E_2p)异常高压普遍发育,前人^[15-17]多集中于异常压力分布特征及其成藏动力的研究,而对异常压力演化与油气充注在时空上的匹配关系研究相对薄弱。本文依托前人的研究方法,在声波时差测井、有机地球化学测试及包裹体分析等资料的基础上,运用 Eaton 法建立起典型单井地层压力剖面,再利用盆模软件模拟剩余地层压力演化及研究区埋藏史与热演化史,并结合该区目的层油气充注史,厘清研究区异常高压演化与油气充注的时空耦合性,以期为该区油气成藏规律和下一步勘探提供指导。

1 数据与方法

异常高压成因的判断主要基于有效应力定理:垂直有效应力控制压实变形,压实变形导致孔隙度变化。可见,有效应力与孔隙度的关系反映的就是压实过程中发生的力学关系,分析异常高压成因就必须研究这种力学关系。国外学者^[18-19]通过实验得出:岩石在压实过程中发生的应力—应变关系主要有2种,即加载曲线关系和卸载曲线关系,这是判断超压成因的主要方法。

本文所做单井压力预测采用 Eaton 法,该方法对压力的预测主要基于声波时差测井、垂直有效应力及 Eaton 指数,并根据实际钻井压力进行校正,所以此方法普遍适用于复合成因的地层高压预测。其预测方法原理如下:

$$PP = OBG - (OBG - PP_N) \left(\frac{DT_N}{DT_0} \right)^x \quad (1)$$

式中:PP 为目标地层流体压力梯度;PP_N为目的层孔隙流体压力梯度;OBG 为目的层上覆岩层载荷变化(即压力梯度);DT₀为正常电阻率;DT_N为正常声波值;x 为 Eaton 指数(无量纲,一般默认取 3.0)。

本文用于剩余地层压力演化模拟及埋藏—热史分析所需的地层岩性、镜质体反射率(R_o)等数据来自于中海油上海分公司勘探开发研究院,大地热流值、地层剥蚀量及断层活动性参数来自于参考文献^[20-22];模拟中对地层分层、岩性参数、地化参数等进行赋值处理,其他参数使用软件默认值。用于流体包裹体测温的样品双面剖光至 0.2 mm,流体包裹体测温是在 LINKAM-THMS600 冷热台

上进行,开始经过温度校正,起初升温速率为 20 °C/min,在流体包裹体中气泡开始明显变小、接近均一温度时,升温速率降到 5 °C/min。流体包裹体均一温度的测试精度为 ±1 °C,测试数据由中国石化石油勘探开发研究院提供。

2 地质背景

西湖凹陷位于东海陆架断陷盆地东北部,具有东断西超的典型特征,凹陷内自西向东分别为西部斜坡带、中央洼陷—反转构造带和东部断阶带,“两洼夹一隆”,东西分带、南北分块是其在构造上的典型特征,研究区主要位于西湖凹陷中南部(图 1)。西湖凹陷古近系始新统和渐新统主要发育平湖组 and 花港组地层^[23],平湖组是区内烃源岩发育层位^[24-25],花港组则为储集层相对发育层位^[26-27]。因此,西湖凹陷平湖组和花港组可以作为研究异常压力与油气充注关系的有利场所。

3 异常高压成因判别及分布

3.1 异常高压成因判别

根据前述异常高压成因判别方法,以 XCA-3 井为例,建立起声波速度—垂直有效应力和岩石密度—垂直有效应力的交会图(图 2),欠压实增压的

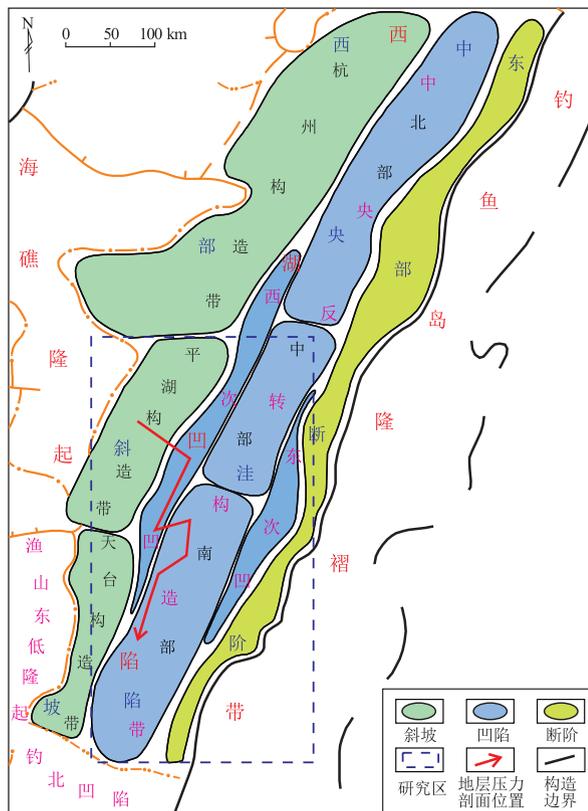


图 1 研究区构造位置

Fig.1 Structural location of the study area

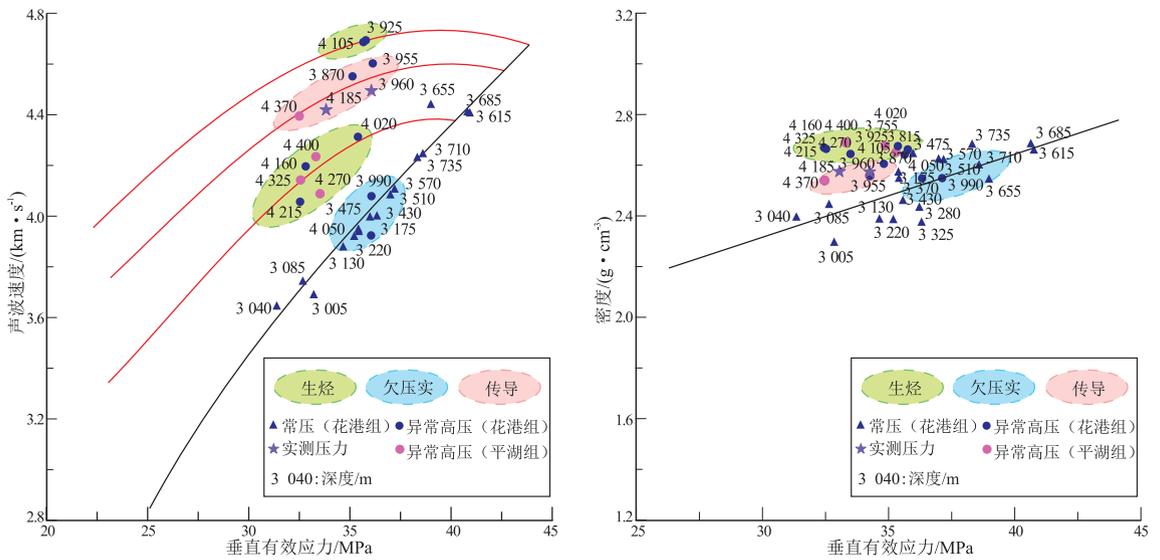


图 2 东海陆架盆地西湖凹陷 XCA-3 井声波速度、岩石密度—垂直有效应力交会图

Fig.2 Crossplots of acoustic velocity, rock density and vertical effective stress of well XCA-3, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

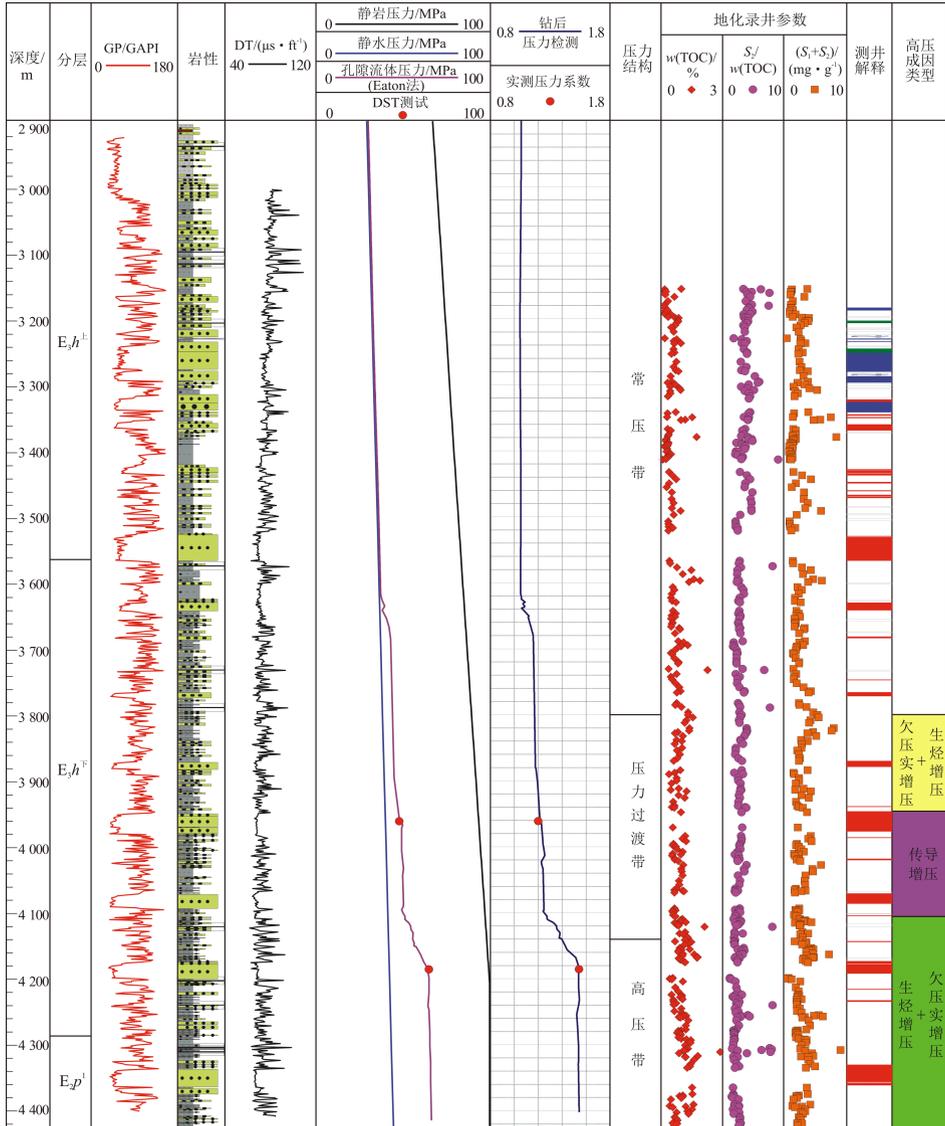


图 3 东海陆架盆地西湖凹陷 XCA-3 井地层压力综合柱状图

Fig.3 Composite histogram of formation pressure of well XCA-3, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

交会点落在加载曲线上(黑线),生烃增压和传导增压交会点落在卸载曲线上(红线),并结合区域地质特征区分生烃和传导增压,综合以上说明异常高压的成因类型。该井花港组下段泥岩厚度较大,累计可达 433.7 m,可占花港组下段厚度的 50.65%,其次是花港组沉积期沉积速率可达 135 m/Ma,具备形成泥岩欠压实高压的条件;此外,该层段内 TOC 含量和生烃潜力也相对较高(图 3),结合图 2 可以判断出 XCA-3 井花港组下段异常高压主要是由欠压实作用结合生烃作用形成的,生烃作用占主导,生烃增压对该层段内异常高压幅度的迅速增加起到了至关重要的作用。该异常高压层段内实测油气层产量较高,图 2 中粉红色阴影区域的部分点即为实测点,从图 2 中可以看出,此部分点可以判断为流体充注传导作用形成的。

3.2 异常高压分布特征

根据实测地层压力资料,结合研究区单井压力预测情况,并参考国内学者的地层压力分类划分方案^[15],确定了研究区的地层压力划分标准(表 1)。

3.2.1 实测压力分布特征

实测地层孔隙流体压力是指利用钻井过程中随钻测量得到的钻井参数及地质资料来评估出的地层孔隙压力。根据研究区 62 口单井实测地层压力资料,其中有 38 口井花港组、平湖组钻遇异常地层高压,从实测压力数据分析可知(图 2),花港和平湖组地层异常高压顶界面(压力系数 1.2)主要起始于 3 300~3 500 m,压力系数主要集中在 1.2~1.7 之间,异常高压绝大多数处于压力过渡带和高压带,研究区没有钻遇超强高压的单井(图 4)。

3.2.2 异常高压纵向分布特征

根据对花港组、平湖组单井地层压力计算发现,研究区目的层普遍发育有异常高压。本次研究以平湖构造带 PB-3 和西次凹 XCA-3 等 2 口典型异常高压井为例进行分析。

PB-3 井位于西湖凹陷平湖构造带平北区宁

表 1 东海陆架盆地西湖凹陷花港组和平湖组地层压力划分

Table 1 Division of formation pressure of Huagang and Pinghu formations in Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

压力分类	压力系数
常压	0.98~1.2
压力过渡带	1.2~1.4
高压	1.4~1.7
强高压	1.7~2.0
超强高压	>2.0

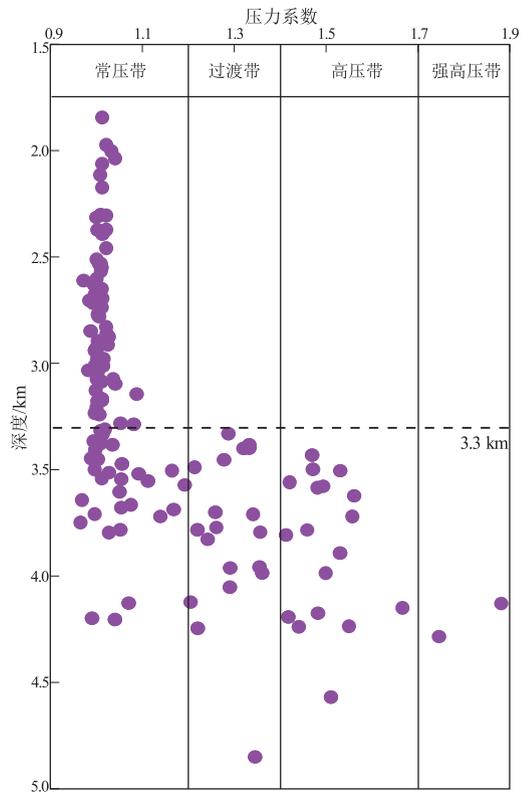


图 4 东海陆架盆地西湖凹陷花港、平湖组实测地层压力纵向分布特征

Fig.4 Vertical distribution of measured formation pressure of Huagang and Pinghu formations in Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

波 13-4 构造中部,是该区最为重要的油气富集区之一,其中平湖组是该井的主要目的层段和产层段。如图 5 为 PB-3 井地层压力综合剖面,从图中可以看出,异常高压主要起始于 E_2p^1 , 高压顶界面深度约为 3 510 m, $E_3h^下$ 以上基本为正常地层压力, E_2p^2 以下普遍发育异常高压,最大压力系数超过 1.50,大部分处于压力过渡带和高压带,并且异常高压带压力和压力系数均具有阶梯式增大的特征(图 5)。从声波时差预测结果与实测压力结果对比可知,两者具有较高的吻合性,说明声波时差对异常高压发育层段的响应具有敏感性,预测可信度高。PB-3 井平湖组沉积厚度较大,热演化程度较高,最大 R_o 值可达 0.765%,已经进入生烃高峰;并且异常高压层段对应的地层密度小于正常密度值,烃源岩参数以及气测参数(TG)具有随异常高压增大而增大的现象,可以判断该井平湖组异常高压的发育是由泥岩欠压实和生烃作用共同造成的,并以生烃作用为主。其中 E_2p^3 下部为实测油气产层(图 5),推断为下部烃源岩成熟后排出的高压流体形成的异常高压。

XCA-3 井位于中央洼陷区西次凹黄岩 1-1 构

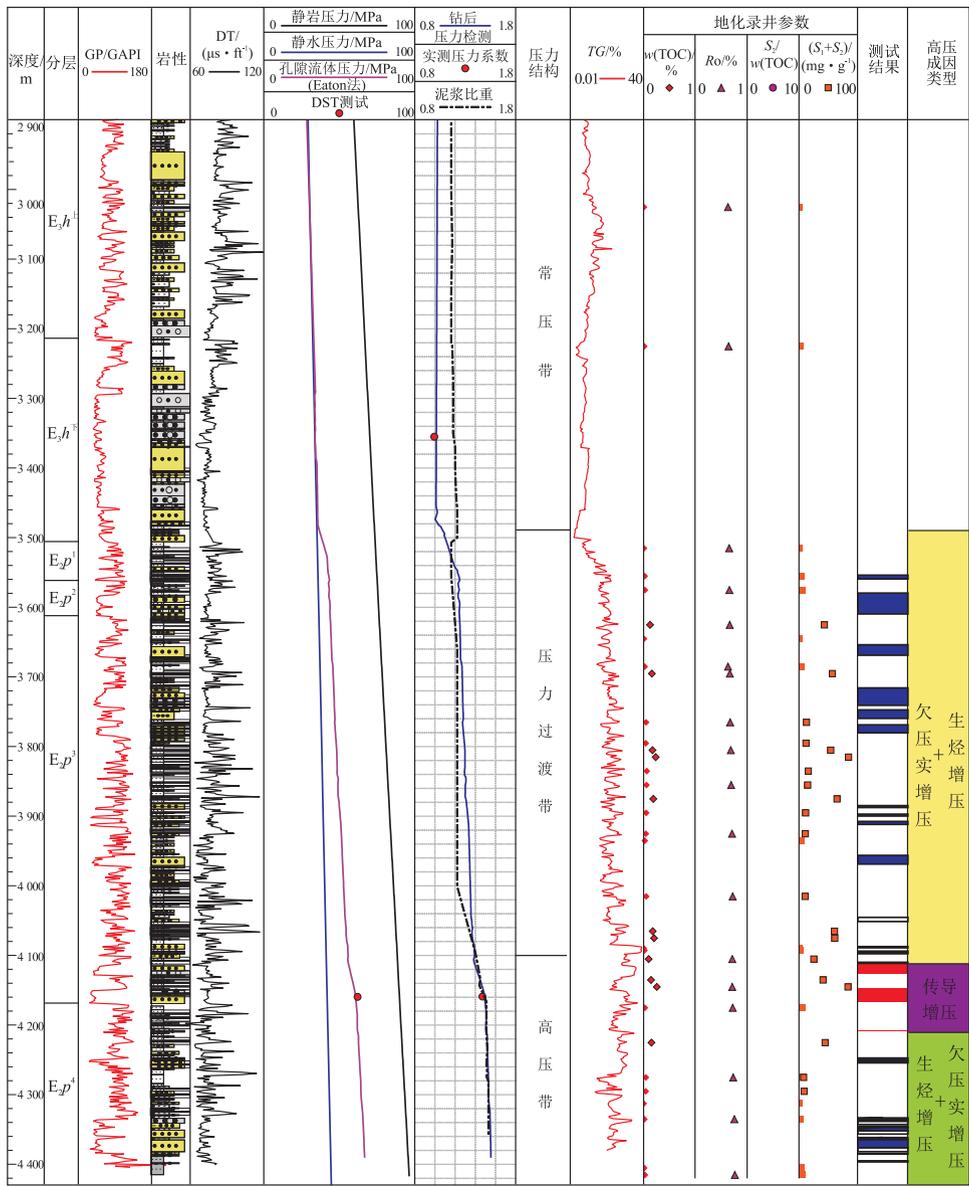


图 5 东海陆架盆地西湖凹陷 PB-3 井地层压力综合柱状图

Fig.5 Composite histogram of formation pressure of well PB-3, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

造上,该构造位于深凹的边缘,主力烃源岩为平湖组,区域性盖层为花港组上段的滨浅湖泥岩,储层为花港组水下分流河道砂体,储集条件优越。从 XCA-3 井地层压力综合剖面(图 3)中可以看出,高压顶界面深度为 3 800 m,位于 E_3h^F 上部层段,往上为正常压力带,往下为异常高压带,最高压力系数达到 1.54,大部分处于压力过渡带和高压带。从声波时差预测结果与实测压力结果对比可知,两者吻合较好,说明声波时差和电阻率对异常高压的发育层段的响应具有敏感性,预测可信度高。该井高压发育的层位地层密度顺着减缓的正常演化趋势(密度增大)并逐渐接近其极限值,烃源岩参数具有随异常高压增大而增大的现象,可以判断异常高压的发育是欠压实作用和生烃作用共同造成的,

并以生烃作用为主。从测井解释成果及 DST 测试结果来看,实测油气层主要分布在花港组下段中部的储层中,其高压带中油气聚集是油气从高压带本身的高能带向相对低能区运移传导的结果。

3.2.3 异常高压横向分布特征

由 PB-11—ZHS-6 井联井剖面(图 6)可以看出,平湖构造带、西次凹、中央反转构造带南部浅部地层(埋深在 3 500 m 之上)压力系数多数在 0.98~1.20 之间,表现为常压;埋深在 3 800 m 以下的深部地层压力系数随深度呈阶梯状快速增高,高压发育,高压异常多属于压力过渡带和高压带。

凹陷内异常高压顶界面的深度和地质层位分布,在不同构造区具有明显的差异(图 6)。西部斜坡区的平湖构造带高压异常顶界深度开始出现于

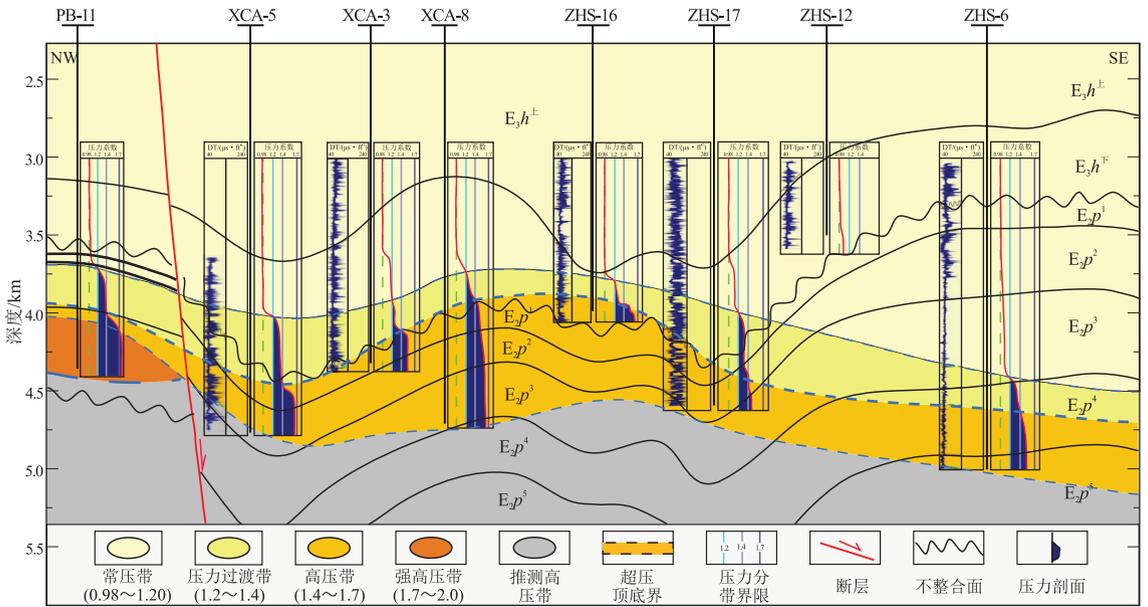


图 6 东海陆架盆地西湖凹陷 PB-11—ZHS-6 井地层压力剖面位置见图 1。

Fig.6 Formation pressure of well PB-11~ZHS-6, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

3 300 m,多数位于 3 700 m 以下,地质层位上则开始于平湖组二段,多数位于平湖组三段、四段;从平湖构造带平中区带向北区带,高压异常顶界面的有变深的趋势,地质层位上则主要在平湖组二段、三段内,可见平湖构造带高压发育主要受层位控制。西次凹高压异常顶界面深度开始出现于 3 700 m,多数位于 3 900 m 以下,地质层位上则开始于花港组下段;从西次凹边缘向西次凹中部,高压异常顶界面深度变深,地质层位主要在花港组下段内。中央反转构造带南部高压异常顶界面深度开始于 3 800 m,多数位于 4 000 m 以下,地质层位上主要出现于花港组下段,平湖组顶界面反转抬升,高于井深 3 700 m 后,高压异常顶界面又下落到平湖组三段。从平湖构造带—西次凹—中央反转构造带及从凹陷的边缘向凹陷的中部,高压异常顶界面有变深的趋势,地质层位上则有变老的趋势。

4 剩余压力演化史和油气充注史

4.1 剩余压力演化史

在利用 Petromod 盆模软件恢复剩余地层压力过程中,其模型主要基于以下 4 个条件:①地下流动中的流体质量守恒;②孔隙中流动的流体服从达西定律;③地下岩层的压实是由孔隙中流体的排出造成的;④地下岩层在压实过程中,岩石骨架颗粒及孔隙中的流体不能被压缩。

在上述条件下,剩余地层压力演化史模型数学表达式如下:

$$\lg C = \frac{\varphi^{ini} - \varphi}{\varphi^{ini} - 5\%} \lg C^5 + \frac{\varphi - 5\%}{\varphi^{ini} - 5\%} \lg C^{ini} \quad (2)$$

$$\nabla \frac{k}{v} \nabla p_f - C \frac{\partial p_f}{\partial t} = -C \frac{\partial (p_s - p_h)}{\partial t} \quad (3)$$

式中: C 为压缩系数; φ^{ini} 为初始孔隙度; C^5 为孔隙度为 5%对应的压缩系数; C^{ini} 为初始压缩系数; k 为渗透率; v 为流体流动速度; p_f 为地层孔隙流体压力; p_s 为上覆地层压力; p_h 为静水压力; t 为时间。

根据前述模拟中的模型和数据选取原则,以及模拟时对参数的赋值处理,本文选取西湖凹陷平湖构造带 PB-2 井进行剩余地层压力演化史单井数值模拟。模拟显示该井 4 304 m 处现今剩余地层压力在 11.87~12.48 MPa 之间,与实测剩余地层压力 12.05 MPa(实测压力系数为 1.28)误差在 -1.5%~3.6%之间,模拟结果吻合度较高,结果可信(图 7)。

PB-2 井模拟结果显示(图 7),该井从花港组下段开始,剩余地层压力在地质历史中出现了 2 次异常,距今约 15.6~7 Ma 之间,花港组及平湖组剩余地层压力增大至 4.53~8.20 MPa,尤其是距今 10 Ma 左右,目的层剩余地层压力达到最大值;距今约 3~0 Ma 之间,花港组及平湖组剩余地层压力再次增大至 5.14~12.48 MPa,演化至今仍保持相对较高的剩余地层压力。

因此,根据上述单井剩余地层压力模拟可知,研究区花港组和平湖组在地质历史时期出现过

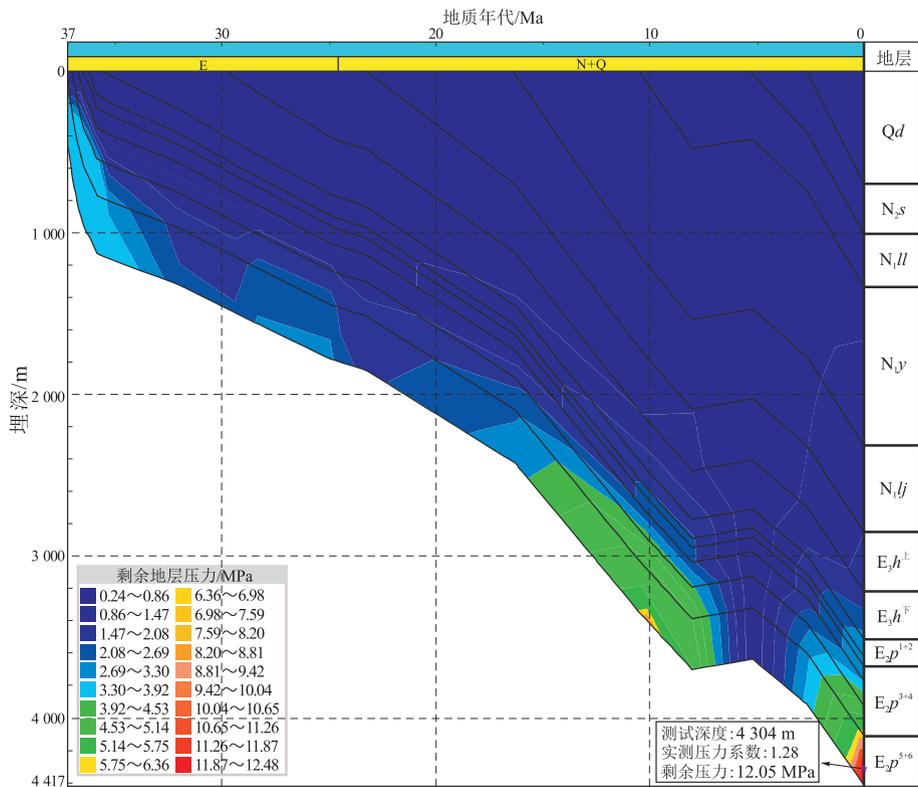


图 7 东海陆架盆地西湖凹陷 PB-2 井剩余压力演化史

Fig.7 Evolution history of residual pressure of well PB-2, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

2 次剩余地层压力异常,也即为中新世以及上新世—第四纪是该区剩余地层压力异常的主要时期。

4.2 油气充注史

流体包裹体记录着烃类成藏的信息,是研究含油气盆地中烃类流体历史的一种重要手段和方法^[28-30]。通过研究区流体包裹体显微测温数据可知(表 2),平湖构造带 PB-2 井花港组和平湖组均可区分 2 期流体包裹体,其中花港组储层内 2 期流体包裹体对应的均一温度为 67~78℃和 92~106℃,平湖组为 92~115℃和 116~124℃。

结合地层分层数据、地层抬升剥蚀量以及 R_o 值等资料,利用盆模软件建立起 PB-2 井单井地层

埋藏史—热史图(图 8),可以看出,自中新世以来,花港组和平湖组有机质热演化进入成熟阶段,到中中新世目的层达到生烃高峰。通过流体包裹体均一温度结果(表 2)分析可知,PB-2 井目的层在地质历史时期经历了 2 期油气充注,其花港组和平湖组 2 期流体包裹体所代表的油气充注时间大致距今 17~13 Ma 和 5~3 Ma,即分别对应中中新世和上新世,因此,该时期为 PB-2 井 2 期油气充注的关键时间。

根据西湖凹陷花港组、平湖组埋藏—热史分析,结合流体包裹体均一温度测试结果,认为研究区目的层油气充注的关键时期大致在中—晚中新

表 2 东海陆架盆地西湖凹陷 PB-2 井花港和平湖组流体包裹体测温数据

Table 2 Temperatures of fluid inclusions in Huangang and Pinghu formations of well PB-2, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

深度/m	层位	岩性	包裹体测试对象		测点数	均一温度 (平均值)/℃
			寄主矿物	包裹体		
2 977.1	E ₃ h ^上	中细砂岩	石英次生加大边	A	7	67~78(72)
3 299.8	E ₃ h ^下	细砂岩	石英次生加大边	B	8	92~106(98)
3 543.9	E ₂ p ¹⁺²	粉细砂岩	石英次生加大边	B	8	96~114(104)
3 568.8	E ₂ p ³⁺⁴	细砂岩	石英次生加大边	B	8	100~116(111)
3 810.3	E ₂ p ³⁺⁴	中细砂岩	石英次生加大边	B	8	95~115(105)
3 814.0	E ₂ p ³⁺⁴	中细砂岩	石英次生加大边	B	8	106~116(110)
4 048.1	E ₂ p ³⁺⁴	细砂岩	石英次生加大边	B	8	111~124(116)

注:A.盐水包裹体(未见共生烃类包裹体);B.与烃类包裹体共生的盐水包裹体。

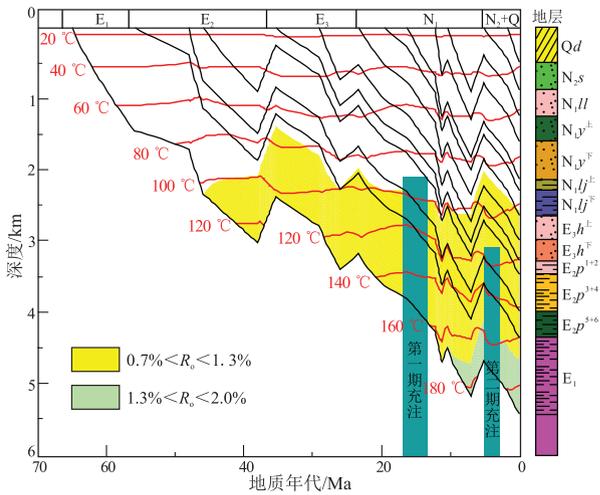


图 8 东海陆架盆地西湖凹陷 PB-2 井花港和平湖组埋藏—热史及油气充注史

Fig.8 Burial, thermal and hydrocarbon charging histories of Huagang and Pinghu formations of well PB-2, Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin

世和早上新世。

5 结论

(1) 西湖凹陷古近系花港、平湖组普遍发育异常高压, 花港组以下的异常高压主要呈阶梯式增大, 其异常高压多数处于压力过渡带和高压带, 横向上从平湖构造带至西次凹向中央反转构造带及从凹陷的边缘向凹陷的中部, 高压异常顶界面有变深的趋势, 地质层位上则有变老的趋势; 花港和平湖组地层异常高压顶界面(压力系数 1.2) 主要起始于 3 300~3 500 m, 其层位多属于花港组下段。

(2) 研究区异常高压带内对应着良好的油气储层, 其异常高压为烃源岩排出的高压流体造成; 中中新世后西湖凹陷花港组、平湖组烃源岩演化达到生烃高峰, 并在中新世以及早上新世—第四纪出现 2 次剩余地层压力异常, 流体包裹体也证明中—晚中新世和早上新世发生了 2 次油气充注; 花港组、平湖组异常高压的发育与油气充注具有良好的时空耦合性, 油气充注是该区储集层异常高压发育的关键因素, 异常高压是促使天然气自平湖组烃源层向平湖组、花港组储集层运移聚集的动力。

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] Spencer C W.Hydrocarbon generation as a mechanism for overpressuring in Rocky Mountain region[J].AAPG Bulletin, 1987, 71(8): 368-388.

[3] Hindle A D.Petroleum migration pathways and charge concentration; a three-dimensional model [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(9): 1451-1481.
 [4] Terken J M J, Frewin N L, Indrelid S L.Petroleum systems of Oman: Charge timing and risks [J]. AAPG Bulletin, 2001, 85(10): 817-1845.
 [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: 137-239.
 Hao Fang.Kinetics of hydrocarbon generation and mechanisms of petroleum accumulation in overpressure basin [M]. Beijing: Science Press, 2005: 137-239.
 [6] 陈中红, 查明.盆地流体与油气成藏[M].北京: 科学出版社, 2013: 3-161.
 Chen Zhonghong, Zha Ming.Basin fluid and hydrocarbon accumulation [M]. Beijing: Science Press, 2013: 3-161.
 [7] 黄娟, 叶德燎, 韩彧.超深层油气藏石油地质特征及其成藏主控因素分析[J].石油实验地质, 2016, 38(5): 635-640.
 Huang Juan, Ye Deliao, Han Yu.Petroleum geology features and accumulation controls for ultra-deep oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(5): 635-640.
 [8] 王勇, 宋国奇, 刘惠民, 等.济阳拗陷页岩油富集主控因素[J].油气地质与采收率, 2015, 22(4): 20-25.
 Wang yong, song guoqi, liu huimin, et al.Main control factors of enrichment characteristics of shale oil in Jiyang Depression [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 20-25.
 [9] 谭绍泉, 曾治平, 宫亚军, 等.准噶尔盆地腹部超压控制烃、储演化与油气充注过程[J].断块油气田, 2014, 21(3): 287-291.
 Tan Shaoquan, Zeng Zhiping, Gong Yajun, et al.Control of abnormal overpressure on hydrocarbon-reservoir evolution and hydrocarbon filling process in central of Junggar Basin [J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2014, 21(3): 287-291.
 [10] 解习农, 李思田, 刘晓峰, 等.异常压力盆地流体动力学 [M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2006: 107-179.
 Xie Xinong, Li Sitian, Liu Xiaofeng, et al.Basin fluid dynamics in abnormally pressured environments [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2006: 107-179.
 [11] Osborne M J, Swarbrick R E.Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; A reevaluation [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 1023-1041.
 [12] 申家年, 丛永山, 毛立全, 等.松辽盆地古龙凹陷葡萄花油层超压成因[J].地质科学, 2009, 44(2): 502-512.
 Shen Jianian, Cong Yongshan, Mao Liquan, et al.Mechanism of Putaohua oil layer's overpressure in the Gulong Sag, Songliao Basin [J]. Chinese Journal of Geology, 2009, 44(2): 502-512.
 [13] 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 Paleogene of Dongying Depression [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2009, 31(3): 34-38.
 [14] Satti I A, Ghosh D P, Yusoff W I W, et al.Origin of overpressure

in a field in the southwestern Malay Basin[J].SPE Drilling & Completion,2015,30(3):198-211.

[15] 刘金水.西湖凹陷平湖构造带地层压力特征及与油气分布的关系[J].成都理工大学学报(自然科学版),2015,42(1):60-69.
Liu Jinshui.Characteristics of formation pressure and their relationship with hydrocarbon distribution in Pinghu tectonic belt of Xihu Sag,East China Sea[J].Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition),2015,42(1):60-69.

[16] 叶加仁,顾惠荣,贾健谊.东海陆架盆地西湖凹陷油气成藏动力学[J].天然气工业,2005,25(12):5-8.
Ye Jiaren, Gu Huirong, Jia Jianyi. Research on the hydrocarbon accumulation dynamics of Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(12):5-8.

[17] 姜文斌,陈永进,李敏.东海盆地西湖凹陷成藏动力系统特征[J].特种油气藏,2011,18(5):33-36.
Jiang Wenbin, Chen Yongjin, Li Min. Characteristics of migration-accumulation dynamic system in the Xihu Depression, East China Sea Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2011, 18(5):33-36.

[18] Chow Y K, Yong D M, Yong K Y, et al. Dynamic compaction analysis[J].Journal of Geotechnical Engineering,1992,118(8):1141-1157.

[19] Tingay M R P, Hillis R R, Swarbrick R E, et al. Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei[J].AAPG Bulletin,2009,93(1):51-74.

[20] 何将启.东海西湖凹陷构造—热历史分析[D].上海:同济大学,2004:92.
He Jiangqi. Tectono-thermal history of Xihu Depression, East China Sea[D]. Shanghai: Tongji University, 2004:92.

[21] Yang Fengli, Yu Haixiao, Zhang Qinglin, et al. Correlations between shortening rate, uplift rate, and inversion rate in central inversion zone of Xihu Depression, East China Sea Basin [J]. Journal of Earth Science, 2009, 20(4):699-708.

[22] 胡望水,蔡峰,胡芳,等.东海西湖凹陷平湖斜坡带裂陷期变换构造特征及其演化规律[J].石油天然气学报,2010,32(3):7-12.
Hu Wangshui, Cai Feng, Hu Fang, et al. The characteristics of tectonic transform evolutionary rules of chasmic cycles in Pinghu Slope of Xihu Depression of East China Sea[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(3):7-12.

[23] 陈琳琳,王文强.东海陆架盆地西湖凹陷深层烃源岩探讨[J].海洋石油,1999(2):1-8.
Chen Linlin, Wang Wenqiang. Discussion on the source rock of deep strata in Xihu trough, the East China Sea[J]. Offshore Oil, 1999(2):1-8.

[24] 全志刚,贺清,何仕斌,等.东海西湖凹陷地温场及其对烃源岩的作用[J].石油实验地质,2009,31(5):466-471.
Tong Zhigang, He Qing, He Shibin, et al. Geothermal field and its effect on source rock in the Xihu Sag, the East China Sea Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2009, 31(5):466-471.

[25] 徐国盛,赵莉莉,徐发,等.西湖凹陷某构造花港组致密砂岩储层的渗流特征[J].成都理工大学学报(自然科学版),2012,39(2):113-121.
Xu Guosheng, Zhao Lili, Xu Fa, et al. Seepage flow characteristics of tight sandstone reservoirs in Huagang Formation in a certain structure of Xihu Depression in East China Sea Basin[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2012, 39(2):113-121.

[26] 蔡全升,胡明毅,胡忠贵,等.东海盆地西湖凹陷中央隆起带古近系花港组储层特征及成岩孔隙演化[J].天然气地球科学,2013,24(4):733-740.
Cai Quansheng, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, et al. Reservoir characteristics and evolution of diagenetic porosity of Huagang Formation of Paleogene in the central anticlinal belt of Xihu Sag, Donghai Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4):733-740.

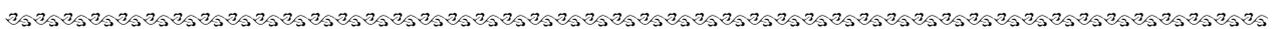
[27] 张远兴.东海西湖凹陷流体动力场演化及其对油气成藏的影响作用[D].武汉:中国地质大学(武汉),2009:1-6.
Zhang Yuanxing. The evolution of fluid dynamic field and its impact on hydrocarbon accumulation in Xihu depression, East China Sea Shelf Basin [D]. Wuhan: China University of Geoscience (Wuhan), 2009:1-6.

[28] Eadington P J, Hamilton P J, Bai G P. Fluid history analysis: A new concept for prospect evaluation [J]. APEA Journal, 1991, 31(1):282-294.

[29] Oxtoby N H, Mitchell A W, Gluyas J G. The filling and emptying of the Ula Oilfield: Fluid inclusion constraints [M]//Cubitt J M, England W A. The geochemistry of reservoirs. London, UK: Geological Society Special Publications, 1995:141-157.

[30] 王飞宇,金之钧,吕修祥,等.含油气盆地成藏期分析理论和新方法[J].地球科学进展,2002,17(5):754-762.
Wang Feiyu, Jin Zhijun, Lv Xiuxiang, et al. Timing of petroleum accumulation: Theory and new methods [J]. Advance in Earth Sciences, 2002, 17(5):754-762.

(编辑 徐文明)



(上接第 185 页)

[19] 王鸿升,胡天跃.渤海湾盆地沾化凹陷页岩油形成影响因素分析[J].天然气地球科学,2014,25(1):141-149.
Wang Hongsheng, Hu Tianyue. Analysis of influence factors of shale oil formation in Zhanhua Depression of Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(1):141-149.

[20] 武晓玲,高波,叶欣,等.中国东部断陷盆地页岩油成藏条件与勘探潜力[J].石油与天然气地质,2013,34(4):455-462.
Wu Xiaoling, Gao Bo, Ye Xin, et al. Shale oil accumulation conditions and exploration potential of faulted basins in the east of China[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(4):455-462.

[21] 康仁华,刘魁元,赵翠霞,等.济阳拗陷渤海湾古近系沙河街组沉积相[J].古地学报,2002,4(4):19-29.
Kang Renhua, Liu Kuiyuan, Zhao Cuixia, et al. Sedimentary facies of the Shahejie Formation of Paleogene in Bonan Sag of Jiyang Depression[J]. Journal of Palaeogeography, 2002, 4(4):19-29.

(编辑 韩 彧)