

文章编号: 0253-2697(2017)01-0067-10 DOI:10.7623/syxb201701007

# 富油凹陷洼槽区油气成藏机理与成藏模式

## ——以冀中拗陷饶阳凹陷为例

赵贤正<sup>1,3</sup> 蒋有录<sup>2</sup> 金凤鸣<sup>1,3</sup> 刘华<sup>2</sup> 杨德相<sup>1</sup> 王鑫<sup>2</sup> 赵凯<sup>2</sup>

(1. 中国石油华北油田公司 河北任丘 062552; 2. 中国石油大学地球科学与技术学院 山东青岛 266580;  
3. 中国石油大港油田公司 天津 300280)

**摘要:**随着正向构造带勘探难度的增加,洼槽区逐渐成为渤海湾盆地富油凹陷增储上产的重要领域,而成藏机理的特殊性制约了洼槽区勘探的深入。以冀中拗陷饶阳凹陷为研究对象,通过对洼槽区生烃能力、油气成藏时期、成藏阻力条件以及输导体系等分析,探讨了富油凹陷洼槽区油气藏的形成机理及模式。研究表明,饶阳凹陷富油洼槽区有效生烃范围大,热演化程度较高,存在东营组沉积末期和新近纪明化镇组沉积期2期主要生烃及成藏过程;东营组沉积末期油气充注范围较小,储层物性好,成藏阻力小;而明化镇组沉积充注时期,储层物性差,成藏阻力大,但剩余压力大,油气成藏动力强。洼槽中心区的油气多沿源岩层系中的砂体、裂缝和小断层等进行短距离运移聚集成岩性为主的油气藏;洼槽边缘区往往发育深切入烃源岩的油源断层,成为油气垂向运移的重要通道,油气沿断层运移聚集成构造为主的油气藏。富油洼槽区存在“源内-两期成藏-隐蔽输导-短距离运移”与“源外-单期成藏-断裂输导-垂向运移”2种油气成藏模式,成藏动、阻力条件控制着洼槽区有效烃源岩层系内油气成藏的物性下限,而断层为主体的输导体系分布特征及有效性控制着洼槽区源外油气的分布和富集程度。

**关键词:**富油洼槽;成藏机理;成藏动力;成藏模式;饶阳凹陷

**中图分类号:**TE121.1 **文献标识码:**A

## Hydrocarbon accumulation mechanism and model of sub-sags in hydrocarbon-rich sag: a case study of Raoyang sag in Jizhong depression

Zhao Xianzheng<sup>1,3</sup> Jiang Youlu<sup>2</sup> Jin Fengming<sup>1,3</sup> Liu Hua<sup>2</sup> Yang Dexiang<sup>1</sup> Wang Xin<sup>2</sup> Zhao Kai<sup>2</sup>

(1. PetroChina Huabei Oilfield Company, Hebei Renqiu 062552, China; 2. School of Geosciences, China University of Petroleum, Shandong Qingdao 266580, China; 3. PetroChina Dagang Oilfield Company, Tianjin 300280, China)

**Abstract:** As the exploration difficulty in positive structural zone increases, sub-sags have gradually become the important area to increase reserve and production in hydrocarbon-rich sag, Bohai Bay Basin. However, the special accumulation mechanism restricts further exploration in sub-sags. Taking Raoyang sag in Jizhong depression as the research object, the reservoir formation mechanism and hydrocarbon accumulation model of sub-sags in hydrocarbon-rich sag were discussed through analysis of hydrocarbon generation capacity, accumulation stage, hydrocarbon accumulation dynamics and resistance, pathway system, etc. Research shows that the hydrocarbon-rich sub-sags are characterized by a wide range of effective hydrocarbon generation and high degree of thermal evolution as well as two stages of hydrocarbon generation and accumulation, i. e., late Dongying period and Neogene Minghuazhen period. In the late depositional stage of Dongying Formation, oil and gas charging occurred on a small scale; reservoirs had good physical property and small accumulation resistance. In the charging stage of Minghuazhen period, reservoirs had poor physical property and great accumulation resistance, while possessing great excessive pressure and strong accumulation dynamics. Oil and gas in the center of sub-sags mainly migrate in a short distance through sand bodies, fractures, small faults, etc. in source rocks, accumulate and generally form lithologic reservoirs. Oil source faults deep cutting into source rocks are often developed on the margins of sub-sags, thus becoming an important channel for hydrocarbon vertical migration; hydrocarbon migrates along faults and mainly forms structural reservoirs. There are two accumulation models of “intrasource-two stages of accumulation-subtle pathway-short migration distance” and “extrosourc-one stage of accumulation-fault pathway-vertical migration” in hydrocarbon-rich sub-sags. Meanwhile, the lower limit of physical property for hydrocarbons accumulation in effective source rocks is controlled by accumulation dynamic and resistance, while the distribution and enrichment degree of hydrocarbon outside source rocks is controlled by the distribution characteristics and effectiveness of fault-dominating pathway system.

**Key words:** hydrocarbon-rich sub-sags; accumulation mechanism; accumulation dynamics; accumulation mode; Raoyang sag

**引用:**赵贤正,蒋有录,金凤鸣,刘华,杨德相,王鑫,赵凯.富油凹陷洼槽区油气成藏机理与成藏模式——以冀中拗陷饶阳凹陷为例[J].石油学报,2017,38(1):67-76.

**基金项目:**中国石油天然气集团公司重大科技专项(2014E-35)、国家重大科技专项(2016ZX05006-003)资助。

**第一作者及通信作者:**赵贤正,男,1962年10月生,1986年获华东石油学院学士学位,2005年获中国石油大学(北京)博士学位,现为中国石油大港油田公司总经理、教授级高级工程师、李四光地质科学奖及孙越崎能源大奖获得者,主要从事油气勘探研究和管理工。Email: zxxzhao@petrochina.com.cn

Cite : ZHAO Xianzheng,JIANG Youlu,JIN Fengming,LIU Hua,YANG Dexiang,WANG Xin,ZHAO Kai. Hydrocarbon accumulation mechanism and model of sub-sags in hydrocarbon-rich sag:a case study of Raoyang sag in Jizhong depression[J]. Acta Petrolei Sinica,2017,38(1):67-76.

渤海湾盆地富油凹陷油气资源丰富,已发现的石油储量主要分布在凹陷中的正向构造带,而占凹陷面积约70%的洼陷区,勘探程度较低,勘探潜力巨大<sup>[1-4]</sup>。近10年来,勘探家们在“源控论”与“复式油气聚集区带”理论基础上提出了富油气凹陷理论、隐蔽油气藏形成及勘探理论、洼槽聚油理论、中低丰度岩性、地层油气藏大面积成藏理论等,建立了以凹陷为整体寻找多种类型油气藏的找油模式,为洼陷区的油气勘探提供了理论依据<sup>[5-11]</sup>。

饶阳凹陷作为渤海湾盆地中的一个富油气凹陷,前期勘探一直聚焦于正向构造带的构造油气藏及易于识别的潜山油气藏,而位于洼槽区(陆相断陷盆地中除去正向构造带以外的深陷区及斜坡的中低部位)<sup>[10]</sup>的油气勘探程度和研究认识程度相对较低,成为研究区油气资源的重要接替领域。饶阳凹陷多洼共生,洼槽区的构造、沉积背景具有独特性,有利于岩性等隐蔽油

气藏的形成,但是受控于洼槽区油气成藏机理的特殊性,油气分布规律和成藏主控因素尚不明确,制约了该区的油气勘探。因此,以洼槽发育的饶阳凹陷为例,探讨洼槽区油气成藏机制和成藏模式,对深化富油凹陷油气勘探具有重要的指导意义。

### 1 区域概况

饶阳凹陷位于渤海湾盆地冀中拗陷中部,是一个东断西超的新生代箕状凹陷,勘探总面积约5280 km<sup>2</sup>,资源丰度高,探明油气储量占华北油田总量的70%<sup>[1]</sup>。受多期构造运动 and 不同应力的作用,饶阳凹陷具有多洼共生的特点,自北向南依次发育任西、马西、河间、留西与饶南5个生油洼槽<sup>[12]</sup>。研究区自下而上发育元古界、古生界、新生界多套地层,受多期构造活动影响,古生界、元古界多残缺不全,以新生界为主(图1)。勘探

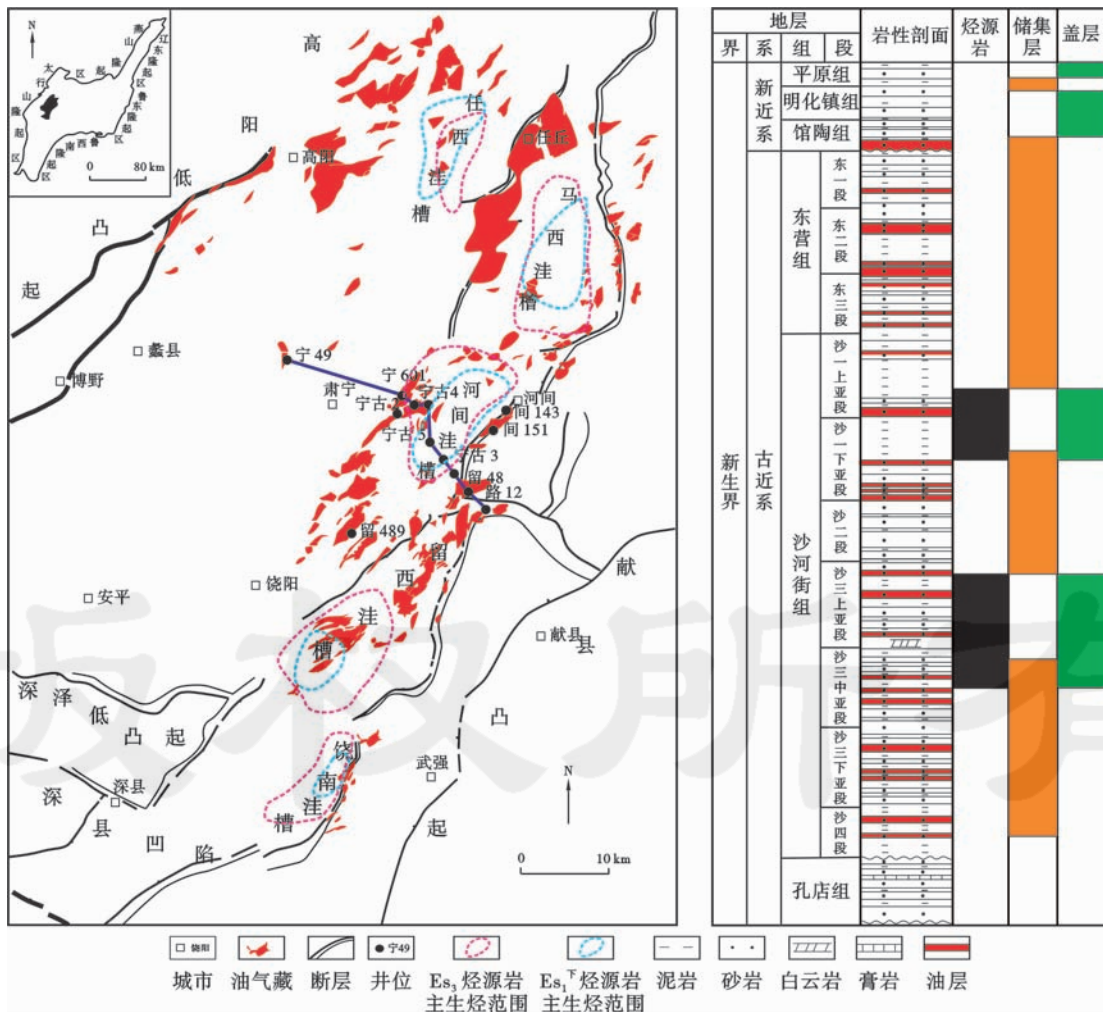


图1 饶阳凹陷区域构造与地层综合柱状

Fig. 1 Regional tectonic and comprehensive stratigraphic column in Raoyang sag

证实,新生界沙河街组三段与一段下部是研究区的主力烃源岩<sup>[13-14]</sup>,共钻遇明化镇组(Nm)、馆陶组(Ng)、东营组(Ed)、沙一段( $Es_1$ )、沙二段( $Es_2$ )、沙三段( $Es_3$ )、雾迷山组(Jxw)、高于庄组(Chg)8套含油层系,油气主要赋存于前古近系和古近系,新近系油气探明储量较少<sup>[12,15]</sup>,古近系勘探潜力巨大。不同层系的油气主要围绕生烃洼槽分布,不仅大多数构造、潜山等大型油气藏分布于洼槽周边,而且众多非构造油气藏也发育在主生烃洼槽中,具有环洼分布特点<sup>[12]</sup>(图 1)。

## 2 洼槽区生烃特征与油气成藏期次

### 2.1 洼槽区生烃特征

富油凹陷不同洼陷生烃能力往往差别很大<sup>[16]</sup>,生烃能力及有效烃源岩的空间展布是洼槽区油气藏形成的关键。在有效生烃区内油气藏的形成机理与源外具有较大差异,因此,明确有效生烃范围是剖析洼槽区油气藏形成机理的前提<sup>[10-11]</sup>。

饶阳凹陷发育 5 个生烃洼槽(图 1),均发育沙三段和沙一下亚段 2 套烃源岩层系,烃源岩的生烃能力以及生烃范围与洼槽区在空间上存在对应关系<sup>[13]</sup>。生烃史分析表明,洼槽区大部分烃源岩的  $R_o$  超过 0.7%,已进入成熟阶段,洼槽中心部分烃源岩  $R_o$  已超过 1.0%,进入高成熟阶段。烃源岩的生烃能力与洼槽的埋深关系密切,约在 2750 m 时, $R_o$  达到 0.5%,

进入生烃门限,2750~3800 m 为低成熟阶段,3800~4550 m 为成熟阶段,大于 4550 m 进入高成熟阶段。

不同生烃洼槽在烃源岩的生烃门限深度、生烃高峰深度和高成熟门限深度等方面存在一定的差异(图 2)。河间洼槽深陷区沙三段烃源岩  $R_o$  大于 1.0%,进入高成熟阶段,沙一下亚段烃源岩也已进入大量生烃阶段, $R_o$  多为 0.7%~1.0%;洼槽区的斜坡中低部位烃源岩成熟度较低,其中沙三段烃源岩  $R_o$  处于 0.7%~1.0%,沙一下亚段烃源岩  $R_o$  则大部分小于 0.5%,仅在 4000 m 以下进入生烃高峰[图 2(a)]。马西、留西洼槽的深陷区和斜坡中低部位的烃源岩成熟度存在一定的差异,沙三段烃源岩  $R_o$  大部分大于 0.7%,深陷区沙一下亚段烃源岩  $R_o$  大于 0.7%,生烃高峰深度为 3500 m[图 2(b)、图 2(c)]。任西洼槽埋深相对较浅,烃源岩成熟度较低, $R_o$  大部分处于 0.5%~0.7%,具有低成熟的特点,仅在埋深达到 4100 m 时,烃源岩进入生烃高峰,但有效生烃范围局限[图 2(d)]。

生油洼槽的生烃能力与生烃范围具有正相关性。其中,马西、河间洼槽烃源岩生烃范围较广,生烃能力较强,生油强度分别为  $1300 \times 10^4 \text{ t/km}^2$  与  $820 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ;留西洼槽次之,仅在洼槽南部生烃,生油强度为  $780 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ;任西洼槽和饶南洼槽生烃能力最差,生烃范围最小<sup>[13]</sup>。

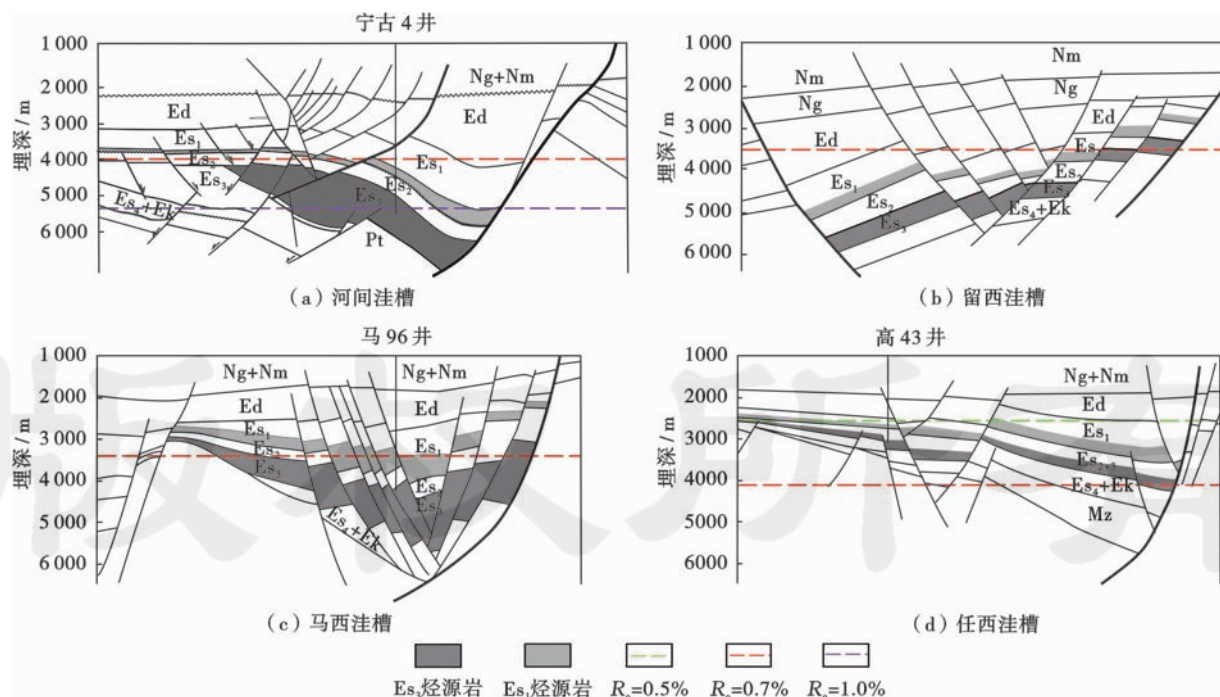


图 2 饶阳凹陷生烃洼槽烃源岩热演化

Fig. 2 Thermal evolution of source rock in hydrocarbon-generating sub-sags, Raoyang sag



## 2.2 洼槽区油气成藏时间及期次

饶阳凹陷已发现的油气主要围绕生烃洼槽呈“环洼分布”,富集于深洼槽周围正向构造带,少量分布于生烃洼槽内。不同洼槽、不同含油气层系油气成藏期存在一定的差异,油气成藏过程不尽相同。

烃源岩热演化史证实饶阳凹陷存在2次生烃过程:东营组沉积末期,沙三段烃源岩开始进入成熟阶段,沙一下亚段烃源岩处于未熟—低成熟阶段;馆陶组沉积中后期,沙三段烃源岩进入生排烃高峰期,沙一下亚段烃源岩进入成熟阶段<sup>[13]</sup>。基于流体包裹体法<sup>[17-19]</sup>,测定了储层中烃类伴生盐水包裹体的均一

温度,并结合单井埋藏史与热史模拟,明确了饶阳凹陷不同洼槽区油气藏的形成时间和期次。研究表明,河间、马西及留西洼槽深陷区存在2期油气充注:第一期为东营组沉积中后期至抬升初期(28~26 Ma),第二期为馆陶组沉积末期至明化镇组沉积期(14~5 Ma),为主成藏期;洼槽区斜坡中低部位仅存在1期油气充注,即明化镇组沉积期(10~2 Ma)<sup>[图3(a)—图3(c)]</sup>。由于任西洼槽区烃源岩热演化程度较低,仅存在一次生烃过程和1期油气充注,即明化镇组沉积期至今(9~0 Ma),油气成藏时间相对较晚<sup>[图3(d)]</sup>。

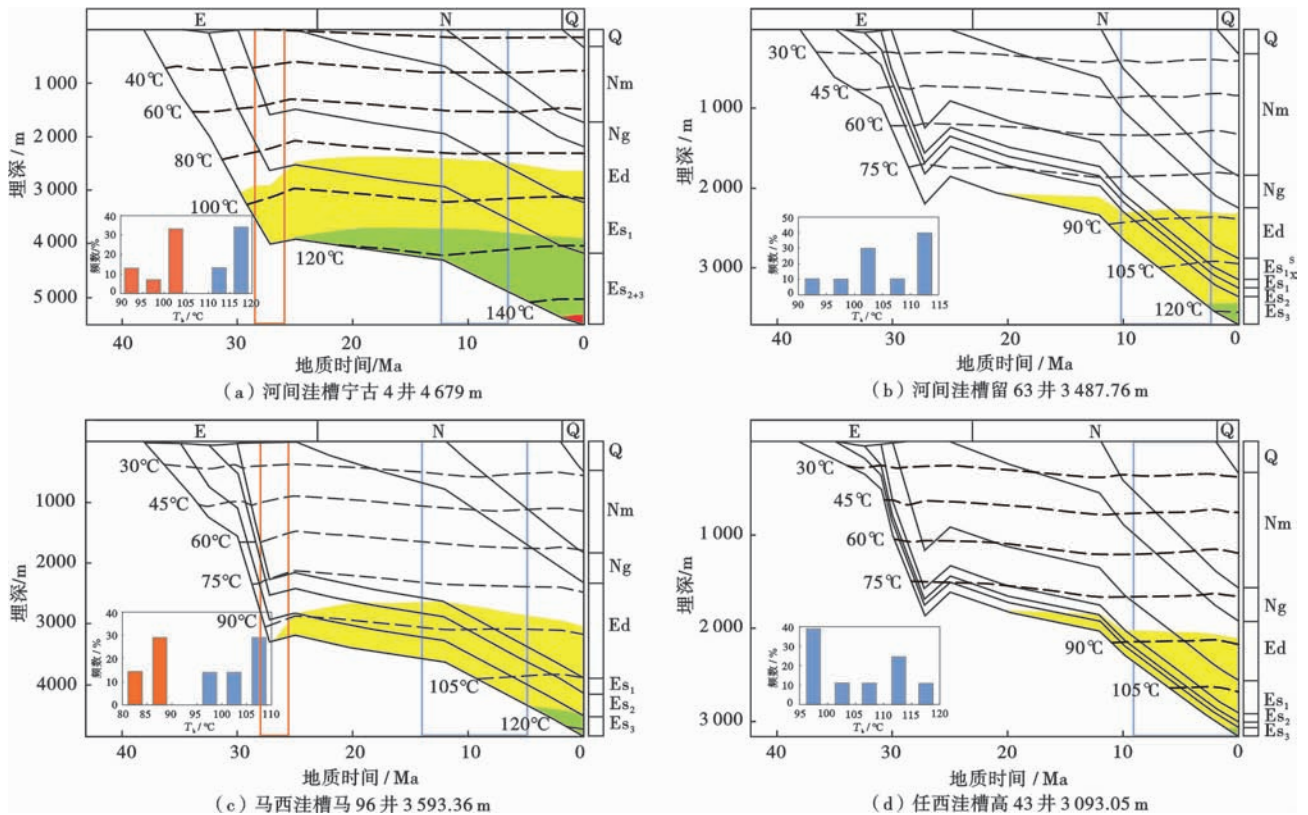


图3 饶阳凹陷油气充注历史分析

Fig. 3 Analysis of charging history in Raoyang sag

结合烃源岩生烃特征及流体包裹体数据分析,认为饶阳凹陷洼槽区油气具有2期成藏、晚期为主的特征。平面上,第一期主要分布在生烃洼槽中心,第二期广泛分布于洼槽内部及洼槽边缘正向构造带,其中河间、马西及留西洼槽内部均为2期成藏、晚期为主,任西洼槽内部为1期晚期成藏。纵向上,浅部源外层系多为单期成藏,深部源内层系多为2期成藏,第一期油气成藏多集中分布于主力生烃层系内。

## 3 洼槽区源内油气充注机理

富油凹陷洼槽区源内油气成藏往往具有近源聚

集、多期充注、油源充足的特点,但由于储层埋藏较深,物性较差,油气充注阻力大,同时砂体的连通性较差,缺乏有效的输导通道<sup>[1-4]</sup>。因此,油气成藏动力与输导体系成为制约富油凹陷洼槽区源内油气成藏的重要因素。

### 3.1 源内油气成藏动、阻力条件

异常高压是富油凹陷源内油气运移的主要动力<sup>[20-23]</sup>,而油气成藏的阻力主要为储层的毛细管力,受控于储层孔喉结构、烃类和水界面张力、润湿角等,可以用排驱压力表征<sup>[24-26]</sup>。因此,明确成藏期古剩余压力发育特征与储层排驱压力下限是分析源内油气成藏的关键。

### 3.1.1 古剩余压力与油气成藏动力

饶阳凹陷发育沙三段与沙一下亚段 2 套烃源岩,源岩展布面积广、厚度大,是异常压力的主要发育层系<sup>[13]</sup>。实测地层压力资料统计表明,洼槽区在东营组底部开始发育异常压力,由深陷区至斜坡中低部位,超压顶界深度不断变浅,其中河间、马西洼槽异常压力较强,最大剩余压力为 20.8 MPa 与 17.6 MPa,而留西、任西洼槽相对较弱,最大剩余压力为 12.4 MPa、8.1 MPa。

通过恢复不同洼槽深陷区典型井沙一段与沙三段压力演化特征可以发现,受东营组沉积末期构造抬升作用影响,整体上各洼槽地层压力演化均经历了压力积累—压力释放—压力再积累的 3 个阶段(图 4),与油气藏的形成时期存在较好的对应性,为不同时期的油气充注提供了动力条件。东营组沉积中后期至抬升初期为研究区油气的第 1 期充注,该时期超压发育规模小、幅度低,其中沙三段河间、马西洼槽超压强度相对较高,剩余压力为 10.2 MPa、10 MPa,而沙一段则以河间与任西洼槽较高,剩余压力为 3.1 MPa、2.6 MPa。第 2 期油气充注时间为馆陶组沉积末期至明化镇组沉积期,该时期洼槽区普遍发育超压,超压幅度高,其中河间洼槽超压强度最大,沙三段与沙一段烃源岩

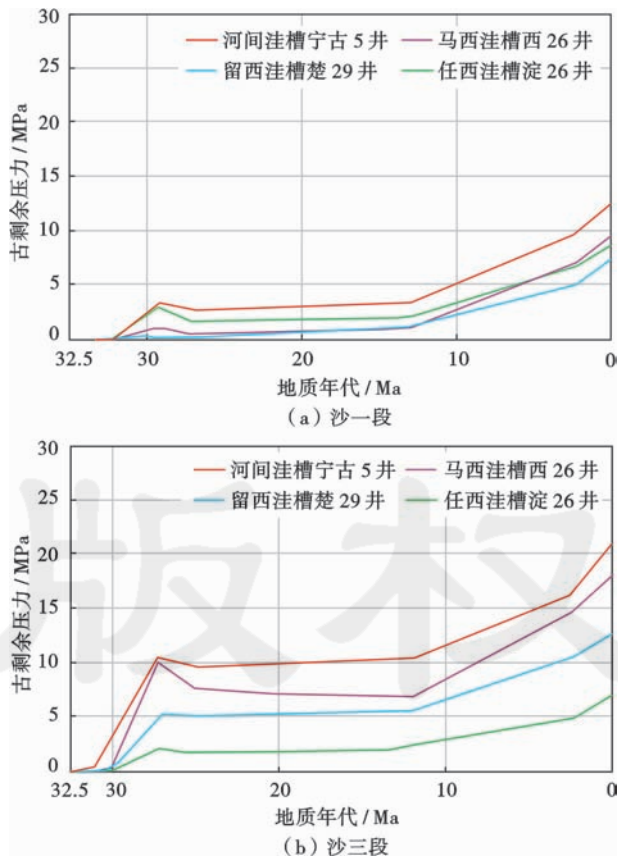


图 4 饶阳凹陷不同洼槽古压力演化史

Fig. 4 Evolution history of paleopressure in various sub-sags, Raoyang sag

内的剩余压力达 20.8 MPa 与 13.2 MPa,其余洼槽超压相对较弱(图 4)。此外,同一洼槽内深陷区的剩余压力明显高于同期的斜坡中低部位的剩余压力,为埋深较大的致密储层提供更为充足的油气运移动力条件。

### 3.1.2 排驱压力下限与油气成藏阻力

运用试油法、含油产状法以及分布函数曲线法<sup>[25]</sup>,确定了各洼槽区在不同埋深下的有效储层物性下限,并以此为标定结合孔渗性和排驱压力的关系<sup>[26]</sup>,恢复了研究区源内储层排驱压力下限的演化过程。结果表明,在机械压实作用和胶结作用影响下,研究区沙三段和沙一段储层物性随埋深增加变差,明化镇组沉积时期(12 Ma)有效储层物性下限降低,排驱压力下限快速增大,尤以河间和马西洼槽最为明显(图 5)。第 1 次油气充注期,洼槽区埋深小,储层尚未致密化,其中河间洼槽深陷区沙三段与沙一段储层物性下限为 12.8% 与 13.6%,储层排驱压力下限为 0.41 MPa 与 0.36 MPa,其他洼槽也具有相似的特征;进入主成藏期后,随埋深增大,储层致密化程度增强,不同洼槽排驱压力下限存在明显差异,沙三段储层以河间与马西洼槽致密化程度最大,物性下限为 9.2% 与 9.5%,排驱压力下限为 2.4 MPa 与 2.2 MPa;沙一段储层由于埋深相对较浅,排驱压力下限较低,河间洼槽储层排驱压力下限为 0.51 MPa,其次为马西与任西洼槽,排驱

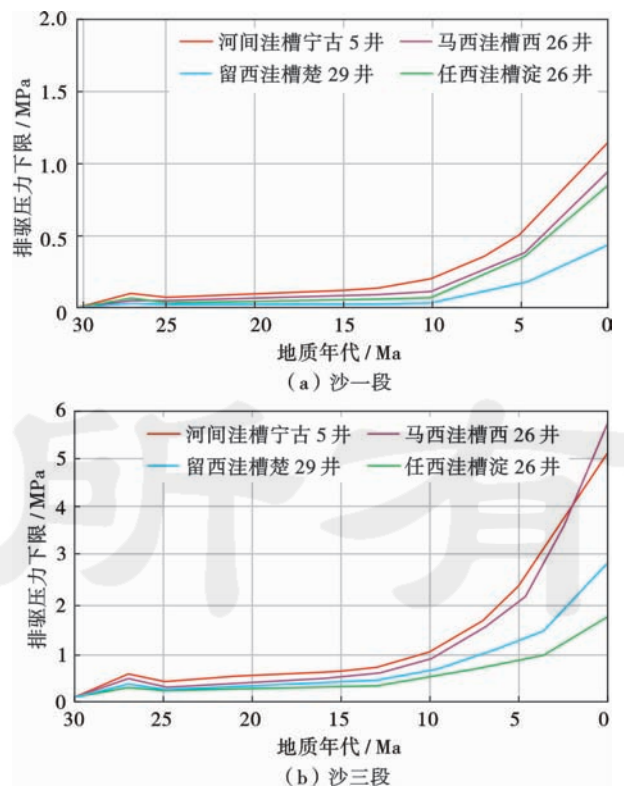


图 5 饶阳凹陷不同洼槽储层排驱压力下限演化史

Fig. 5 Evolution history of lower limit of reservoir displacement pressure in various sub-sags, Raoyang sag



压力下限为 0.41 MPa 与 0.38 MPa(图 5)。

结合古压力演化模拟与储层排驱压力下限研究,认为饶阳凹陷洼槽区第 1 期油气充注时,储层尚未致密,有效储层物性下限约为 12.8%,排驱压力下限小于 0.41 MPa,油气成藏阻力小。第 2 期为主成藏期,洼槽深陷区埋深较大,储层在压实作用与胶结作用下致密程度明显增大,有效储层物性下限为 9.2%,而该时期超压发育强度与范围明显增大,洼槽深陷区剩余压力值已超过了排驱压力下限 2.4 MPa,能够克服较高的油气成藏阻力,为洼槽区源内油气成藏提供了动力保障。

### 3.2 源内油气输导体系特征

受古地貌和古环境的影响,饶阳凹陷洼槽深陷区发育较窄,来自陡、缓两侧的碎屑沉积均有可能到达洼槽中心,形成各种重力流成因的湖底扇砂体沉积。生烃范围

内烃源岩和砂体间互发育,形成了大量的岩性圈闭<sup>[1]</sup>。

当烃源岩大量生成油气后,烃源岩层系中的岩性圈闭具有优越的供烃条件,在压差的作用下油气发生直接充注。此外,当超压满足岩石破裂条件,泥岩会产生大量裂缝和小断层,也可以成为源内输导油气的通道。储层镜下观察发现,河间洼槽深陷区的沙三段微裂缝数量较多,大多垂直层面或者近平行层面分布,充填物以颗粒状方解石或石膏等次生矿物为主,多被液态烃类浸染或含固体沥青(图 6),证实裂缝是研究区油气运移的通道。裂缝的发育沟通了原先孤立存在的孔隙,对洼槽区源内油气运移具有重要意义。由于主洼槽带储层砂体物性较低,横向连通性较差,且深洼区油源断层欠发育,油气缺乏有效的垂向运移通道,有利于形成岩性油气藏<sup>[27]</sup>。

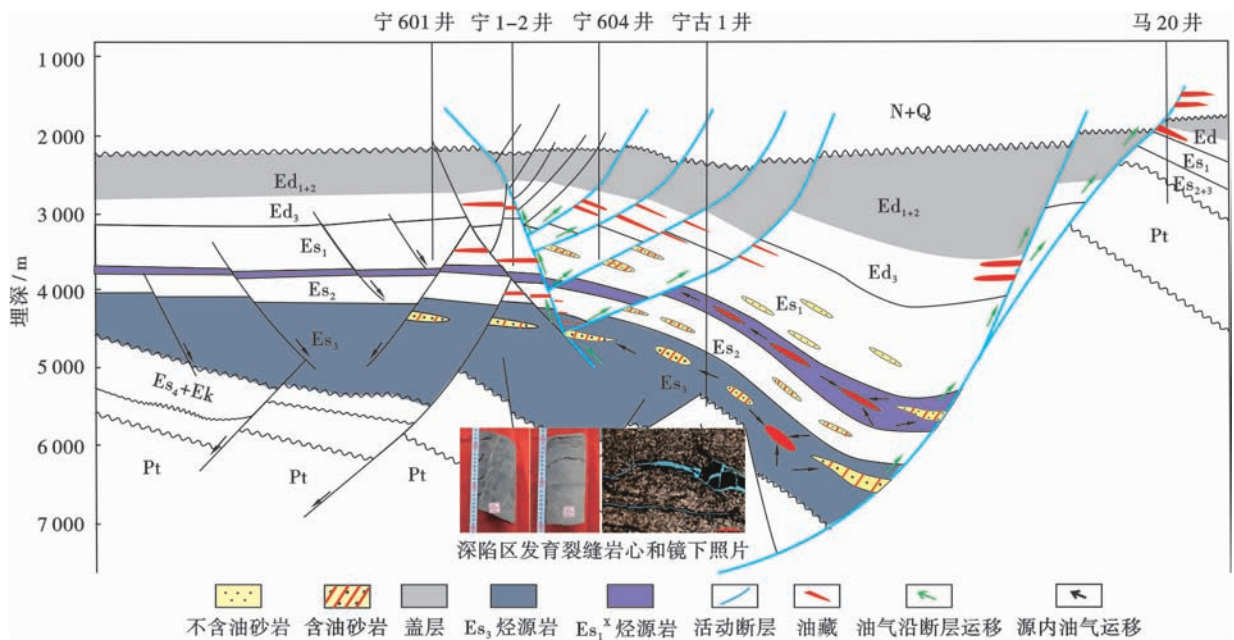


图 6 河间洼槽区输导体系发育特征

Fig. 6 Development characteristics of pathway system in Hejian sub-sag

## 4 洼槽区源外油气运聚机理

源内油气藏的形成主要受控于成藏动、阻力的耦合关系,受输导体系的影响相对较小。由于有效烃源岩的空间展布小于洼槽区范围,因此,分布于洼槽区内烃源岩以外的油气藏则具有更加复杂的成藏机制,其中,油源的充足程度和输导体系对源外油气的形成影响明显。对于富油洼槽区来说,油源的充足程度可以保障,因此,输导体系的输导能力显得更为关键。

如前所述,洼槽深陷区的输导体系主要由源岩层中的砂体、裂缝和小断层所构成<sup>[28]</sup>,与之相比,洼槽区边缘的输导要素特征更接近于正向构造带,往往发育以断层-砂体为主体的源外输导体系<sup>[29]</sup>。洼槽区边缘

陡坡带和隆起带通常发育深切入烃源岩的边界断层,断层产状能够控制古水系进入湖盆的入口,在断层凹槽部位下降盘形成扇三角洲或近岸水下扇沉积,砂体厚度大,横向连通好,有利于烃源岩层油气的侧向汇聚。若烃源岩生排烃期断层停止活动,则油气主要在洼槽区边缘断层下降盘形成砂岩上倾尖灭或断层遮挡油气藏;若生排烃期断层垂向开启,则断层成为油气垂向运移的重要通道,油气沿断层运聚形成构造为主的源外油气藏,如河间洼槽(图 6)。

油源断层活动时间与油气成藏期的匹配关系,决定了断层在油气运移成藏中的贡献<sup>[30-31]</sup>。饶阳凹陷各洼槽断层活动特征存在差异,自北向南,断层活动停止时间逐渐变晚,与成藏期匹配关系变好,与之对应的,

各洼槽源上油气探明储量占洼槽区油气总储量的比例也逐渐增大。例如,马西洼槽断层新近纪生长指数平均为 1.05,断层停止活动时间为距今 11.2 Ma,上部层系东营组和新近系探明储量约占洼槽总量的 33%;而留西洼槽断层新近纪生长指数平均为 1.15,断层停止活动时间为距今 5.31 Ma,断层活动强度及断层活动时间与成藏期的配置关系均比马西洼槽要好,东营组和新近系油气探明储量达到了洼槽总量的 62%。由此可见,断层活动的差异性为源外输导体系输导能力不均衡的重要因素,很好地解释了饶阳凹陷源外油气“南富北贫”的分布现象。

此外,非生烃层系油气的垂向分布层位还受控于盖层垂向遮挡的控制作用。饶阳凹陷纵向上发育东一段、东二段和沙一下亚段 3 套区域性盖层,但不同洼槽 3 套盖层的封闭能力存在差异。河间洼槽沙一下亚段盖层垂向封闭差,东营组盖层垂向封闭好,油气主要富集于东三段和沙一上亚段储层中,探明储量约占洼槽总储量的 83.9%,而新近系少有油气富集,探明储量仅占洼槽总量的 1.6%。留西洼槽东营组盖层受断层破坏程度较高,垂向封闭能力弱于河间洼槽,油气纵向上呈现出多层系富集的特征,新近系已发现超过  $700 \times 10^4 \text{ t}$  的探明储量,说明油气能够穿过东营组盖层运移至浅层聚集成藏。

## 5 洼槽区油气动态成藏过程

在油气成藏时间与期次研究的基础上,结合不同时期油气运移动、阻力条件及其输导体系的组成特点,恢复了洼槽区油气动态成藏过程。

东营组沉积中后期至抬升初期(28~27 Ma),洼槽区沙三段烃源岩进入生烃门限,开始第 1 期油气充注,而沙一下亚段烃源岩有机质热演化程度较低,尚未达到生烃门限。此时洼槽区地层埋深较浅,储层尚未致密化,砂体物性较好,油气成藏阻力较小,各洼槽有效储层物性下限约为 12.8%,而排驱压力下限小于 0.41 MPa。该时期,油气一部分沿洼槽区源内砂体侧向运移,由于源内砂体横向连通性较差,油气运移距离较短,在洼槽区深部动力的推动下向烃源岩内砂岩体或临接源岩的砂岩体中运移形成岩性油气藏。此外,少量油气沿断层和砂体向构造高部位运移,在断层遮挡下形成构造-岩性油藏(图 7)。由于该时期断层活动能力强,具有垂向开启性,油气可在压差驱动下沿断层垂向运移至地表发生逸散,不能形成有效的油气聚集。因此,受生烃量有限的影响,该时期形成的油藏数量较少,仅分布于洼槽区内的有效烃源岩内。

东营组沉积末期(27~25 Ma),洼槽区发生区域隆升构造运动,烃源岩生烃中止,异常压力释放,油气运聚过程停止。馆陶组沉积时期(25~14 Ma),随着地层持续沉降,烃源岩埋深超过抬升之前时开始二次生烃。由于该时期地层沉积速率较低,源岩生烃作用较弱,超压主要积蓄在沙三段生烃层系中,仅有少量油气在源内砂体中发育自生自储岩性油气藏(图 7)。

馆陶组沉积末期至明化镇组沉积中期(14~5 Ma),沙三段烃源岩达到成熟—高成熟阶段,沙一段烃源岩也进入生烃门限,洼槽区进入主成藏期。该时期洼槽区地层埋深不断加大,储层已致密化,有效储层物性下限为 9.2%,排驱压力下限为 2.4 MPa。与此对应,该时期也是异常压力的快速积累阶段,河间洼槽剩余压

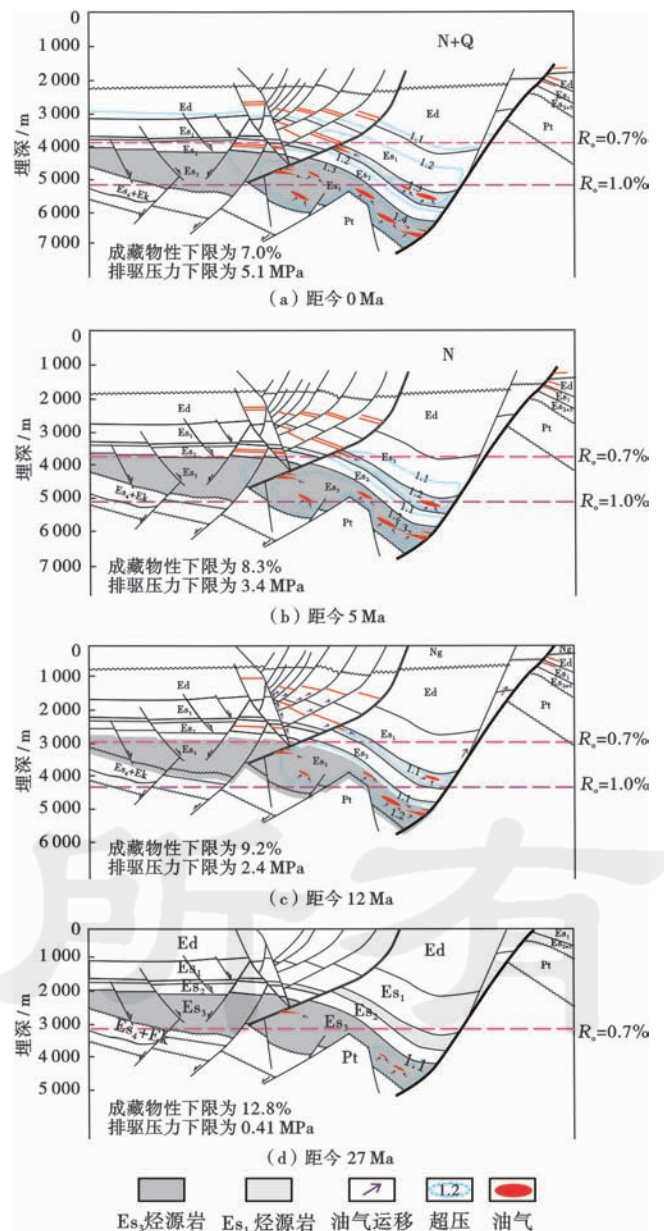


图 7 河间洼槽区油气动态成藏过程

Fig. 7 Dynamic accumulation process in Hejian sub-sag



力高达 20.15 MPa,其他注槽剩余压力也均大于 4 MPa,为油气的运移提供了充足的动力。此时源内油气直接向近源砂体充注,泥岩和致密砂体内形成的微裂缝和小断层成为源内油气运移的主要通道。陡坡带和注中隆起带发育的断层持续活动,垂向开启,成为注槽区源外油气垂向运移的主要通道,早期在断层下降盘形成的油气藏因断层活动而遭受破坏,而后油气沿着活动断层向上调整至沙一段和东营组聚集成藏(图 7)。

明化镇组沉积晚期,注槽区储层进一步致密化,超压发育强度及范围达到最大。同时研究区的断层基本停止活动,垂向运移通道封闭,油气大规模的垂向运移基本停止。该时期烃源岩持续生烃,源岩层内油气在超压驱动下可发生连续运移,形成源内岩性油气藏和断层油气藏;源外油气在浮力驱动下进行横向运移或调整,在构造高部位聚集成藏,并最终演变为现今的油气分布格局。

## 6 注槽区油气成藏模式

综合上述分析,注槽区主要发育 2 种油气成藏模式:“源内-两期成藏-隐蔽输导-短距离运移”模式、“源外-单期成藏-断裂输导-垂向运移”模式。

### 6.1 “源内-两期成藏-隐蔽输导-短距离运移”油气成藏模式

该成藏模式发育于注槽区沙三段与沙一段有效源岩层中,供烃层系单一。受 2 套烃源岩生烃史的影响,沙三段源内油气存在 2 期成藏并以晚期为主,早期为东营组沉积末期,具有先成藏后致密;晚期为馆陶组沉积末期至明化镇组沉积中后期,具有先致密后成藏的特征。而沙一段烃源岩由于埋藏浅,存在馆陶组沉积末期至明化镇组沉积期 1 期成藏的特征。源内油气均为自生自储,超压强度大,异常高压成为油气充注的主要动力,源岩层中的砂体、裂缝和小断层构成主要的油气运移通道,在注槽深陷区聚集形成砂岩透镜体油藏,在靠近陡坡带及注中断裂带形成砂岩上倾尖灭油藏和构造-岩性油藏(图 8)。

源内油气藏的形成主要受控于注槽的有效生烃范围和生烃能力,其次受控于有效生烃层系内古压力大小控制下的储层物性下限。对于生烃能力较强的注槽区来说,源内成藏具有更大的空间范围,可以形成规模储量的岩性油气藏。早期形成的源内油藏,储层物性较好,能否形成大规模的油气聚集主要取决于有效生烃范围。对于晚期的源内油气成藏来说,成岩作用较强,压实作用与胶结作用导致储层致密化,油气成藏阻力大,而该时期异常压力的发育范围以及剩余压力强

度明显增大,成藏动力越强,源内油气成藏的范围与规模越大。因此,成藏动、阻力关系影响了饶阳凹陷注槽区源内油气成藏特征,是决定源内储层物性下限的关键。

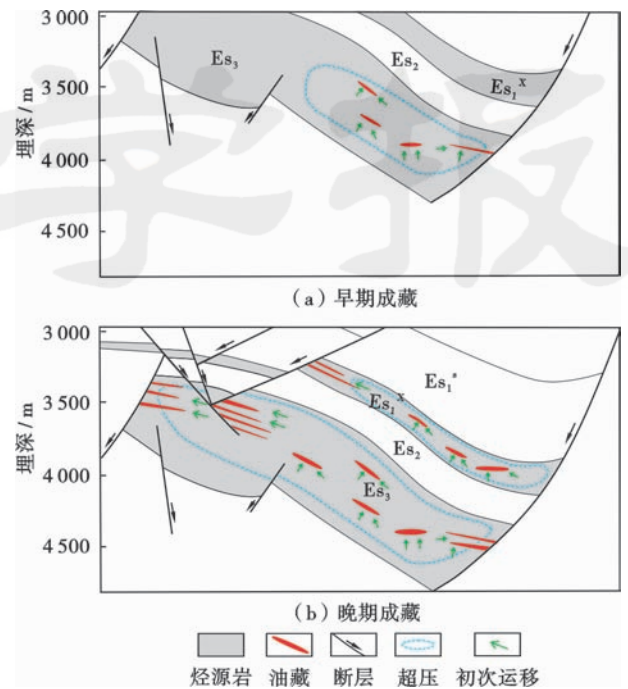


图 8 “源内-两期成藏-隐蔽输导-短距离运移”油气成藏模式  
Fig. 8 Accumulation model of “intrasource-two stages of accumulation-subtle pathway-short distance migration”

### 6.2 “源外-单期成藏-断裂输导-垂向运移”油气成藏模式

该成藏模式主要发育于注槽区非烃源岩层系或有效烃源岩外,由沙三段和沙一段烃源岩共同供烃,以油源断层垂向输导为主,具有馆陶组沉积末期至明化镇组沉积期 1 期成藏的特征。由于断层贯穿烃源岩超压层和上部常压地层,异常高压能够提供油气成藏的动力条件(图 9)。

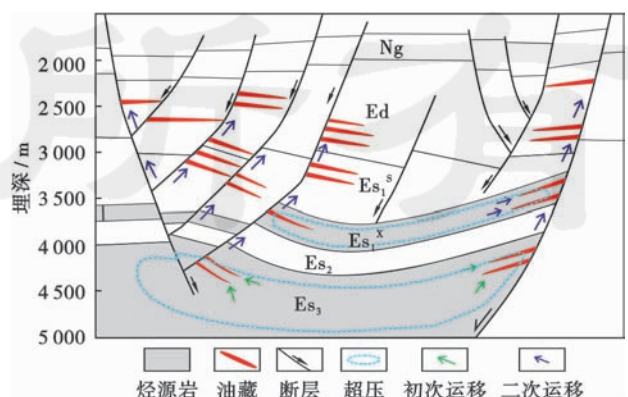


图 9 “源外-单期成藏-断裂输导-垂向运移”油气成藏模式  
Fig. 9 Accumulation model of “extrosourc-one stage of accumulation-fault pathway-vertical migration”



有效的输导体系是洼槽区源外油气成藏的关键。洼槽区往往发育切穿烃源岩层系、且在明化镇组沉积期持续活动的油源断层,断层下降盘通常发育大规模砂体沉积,有利于烃源岩层油气侧向汇聚,油源断层与烃源岩内部砂体相配合,油气向上部层系运移,并在有利储层中聚集成藏。洼槽区源上油气富集程度取决于源外输导体系的垂向输导能力和断层切穿烃源岩的生烃能力,一般烃源岩生烃能力越强,油源断层活动与成藏期配置关系越好,洼槽区源上油气富集程度越高。

## 7 结 论

(1) 饶阳凹陷洼槽区具有较强的生烃能力,有效生烃范围大,热演化程度高,存在2期生烃及2期成藏过程:东营组沉积末期为第1期油气充注,生烃范围较小,油气仅在生烃洼槽中心的储层内聚集;第2期油气充注主要发生于明化镇组沉积期,沙三段和沙一段2套烃源岩进入大量生油气阶段,油气成藏规模大、范围广,是研究区的主成藏期。

(2) 东营组沉积末期,洼槽区储层物性较好,成藏阻力小,油气多在源内形成岩性油气藏;而明化镇组沉积期充注时,储层埋深较大,物性较差,成藏阻力大,但剩余压力增大,成藏动力增强;深洼槽的油气多沿源岩层系中裂缝和砂体等进行短距离运移,形成岩性为主的油气藏;洼槽区的斜坡中低部位往往发育深切入烃源岩的油源断层,成为油气垂向运移的重要通道,聚集成藏形成构造为主的油气藏。

(3) 饶阳凹陷富油洼槽区主要存在“源内-两期成藏-隐蔽输导-短距离运移”与“源外-单期成藏-断裂输导-垂向运移”2种油气成藏模式。成藏动、阻力条件影响了洼槽区源内油气成藏特征,控制着洼槽区有效烃源岩层系内油气成藏的物性下限,油气成藏动力越强,洼槽区源内油气成藏范围与规模越大,而源外油气富集程度取决于源外输导体系的输导能力。

## 参 考 文 献

- [1] 赵贤正,金凤鸣,王权,等. 华北探区断陷洼槽区油气藏形成与分布[J]. 中国石油勘探,2008(2):1-8.  
ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, WANG Quan, et al. Oil and gas reservoir formation and distribution in sags of fault depressions in Huabei Exploration Area[J]. China Petroleum Exploration, 2008(2): 1-8.
- [2] 李建忠,赵文智,胡素云,等. 岩性地层型油气聚集区带的基本特征[J]. 石油学报,2007,28(1):14-19.  
LI Jianzhong, ZHAO Wenzhi, HU Suyun, et al. Principal features of stratigraphic-lithological hydrocarbon accumulation zone[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(1): 14-19.
- [3] 赵力民,赵贤正,刘井旺,等. 冀中坳陷古近系地层岩性油藏成藏

特征及勘探方向[J]. 石油学报,2009,30(4):492-497.

ZHAO Limin, ZHAO Xianzheng, LIU Jingwang, et al. Characteristics of Paleogene stratigraphic and lithologic reservoirs and its exploration direction in Jizhong Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30(4): 492-497.

- [4] 赵贤正,王权,金凤鸣,等. 渤海湾盆地富油凹陷二次勘探工程及其意义[J]. 石油勘探与开发,2015,42(6):723-733.  
ZHAO Xianzheng, WANG Quan, JIN Fengming, et al. Re-exploration program for petroleum-rich sags and its significance in Bohai Bay Basin, East China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2015, 42(6): 723-733.
- [5] 赵文智,邹才能,汪泽成,等. 富油气凹陷“满凹含油”论——内涵与意义[J]. 石油勘探与开发,2004,31(2):5-13.  
ZHAO Wenzhi, ZOU Caineng, WANG Zecheng, et al. The intention and signification of "Sag-wide Oil-Bearing Theory" in the Hydrocarbon-rich Depression with terrestrial origin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(2): 5-13.
- [6] 袁选俊,谯汉生. 渤海湾盆地富油气凹陷隐蔽油气藏勘探[J]. 石油与天然气地质,2002,23(2):130-133.  
YUAN Xuanjun, QIAO Hansheng. Exploration of Subtle Reservoir in Prolific Depression of Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(2): 130-133.
- [7] 李丕龙,张善文,宋国奇,等. 断陷盆地隐蔽油气藏形成机制——以渤海湾盆地济阳坳陷为例[J]. 石油实验地质,2004,26(1):3-10.  
LI Pilong, ZHANG Shanwen, SONG Guoqi, et al. Forming mechanism of subtle oil pools in fault basins-taking the Jiyang Depression of the Bohaiwan Basin as an example[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(1): 3-10.
- [8] 张善文. 济阳坳陷第三系隐蔽油气藏勘探理论与实践[J]. 石油与天然气地质,2006,27(6):731-740.  
ZHANG Shanwen. Exploration theory and practice of the Tertiary subtle reservoirs in Jiyangdepression[J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 731-740.
- [9] 贾承造,赵文智,邹才能,等. 岩性地层油气藏地质理论与勘探技术[J]. 石油勘探与开发,2007,34(3):257-272.  
JIA Chengzao, ZHAO Wenzhi, ZOU Caineng, et al. Geological theory and exploration technology for lithostratigraphic hydrocarbon reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(3): 257-272.
- [10] 赵贤正,金凤鸣,王权,等. 陆相断陷盆地洼槽聚油理论及其应用——以渤海湾盆地冀中坳陷和二连盆地为例[J]. 石油学报,2011,32(1):18-24.  
ZHAO Xianzheng, JIN Fengming, WANG Quan, et al. Theory of hydrocarbon accumulation in troughs within continental faulted basins and its application: a case study in Jizhong Depression and Erlian Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 18-24.
- [11] 赵文智,汪泽成,王红军,等. 中国中、低丰度大油气田基本特征及形成条件[J]. 石油勘探与开发,2008,35(6):641-650.  
ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, WANG Hongjun, et al. Principal characteristics and forming conditions for medium-low abundance large scale oil/gas fields in China[J]. Petroleum Exploration & Development, 2008, 35(6): 641-650.
- [12] 蒋有录,卢浩,刘华,等. 渤海湾盆地饶阳凹陷新近系油气富集特

- 点与主控因素[J]. 石油学报, 2011, 32(5): 791-796.
- JIANG Youlu, LU Hao, LIU Hua, et al. Enrichment characteristics and major controlling factors of hydrocarbons in the Neogene of Raoyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(5): 791-796.
- [13] 赵利杰, 蒋有录, 刘华, 等. 饶阳凹陷烃源岩热演化特征及其与油藏分布的关系[J]. 油气地质与采收率, 2012, 19(4): 1-4.
- ZHAO Lijie, JIANG Youlu, LIU Hua, et al. Thermal evolution of Paleogene source rocks and relationship with reservoir distribution in Raoyang sag, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(4): 1-4.
- [14] 易士威, 蒋有录, 范炳达, 等. 渤海湾盆地饶阳凹陷古近系源岩特征与新近系油气来源[J]. 石油实验地质, 2010, 32(5): 475-479.
- YI Shiwei, JIANG Youlu, FAN Bingda, et al. Neogene petroleum source and characteristic of paleogene hydrocarbon source rock in the Raoyang Sag, Bohai Bay Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2010, 32(5): 475-479.
- [15] 刘华, 蒋有录, 徐昊清, 等. 冀中坳陷新近系油气成藏机理与成藏模式[J]. 石油学报, 2011, 32(6): 928-936.
- LIU Hua, JIANG Youlu, XU Haoqing, et al. Accumulation mechanisms and modes of Neogene hydrocarbons in Jizhong Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(6): 928-936.
- [16] 蒋有录, 卓勤功, 谈玉明, 等. 富油凹陷不同洼陷烃源岩的热演化及生烃特征差异性[J]. 石油实验地质, 2009, 31(5): 500-505.
- JIANG Youlu, ZHUO Qingong, TAN Yuming, et al. Diversity in the thermal evolution and hydrocarbon generation of source rocks in different sub-depressions of rich oil depression[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2009, 31(5): 500-505.
- [17] MUNZ I A. Petroleum inclusions in sedimentary basins: systematics, analytical methods and applications[J]. *Lithos*, 2001, 55(1/4): 195-212.
- [18] MIDDLETON D, PARNELL J, CAREY P, et al. Reconstruction of fluid migration history in Northwest Ireland using fluid inclusion studies[J]. *Journal of Geochemical Exploration*, 2000, 69-70: 673-677.
- [19] JENSENIUS J, BURRUSS R C. Hydrocarbon-water interactions during brine migration: Evidence from hydrocarbon inclusions in calcite cements from Danish North Sea oil fields[J]. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1990, 54(3): 705-713.
- [20] 刘华, 蒋有录, 谷国翠, 等. 沾化凹陷渤南洼陷古近系压力特征及成因机制[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2013, 37(4): 46-51.
- LIU Hua, JIANG Youlu, GU Guocui, et al. Pressure characteristics and formation mechanisms of Paleogene in Bonan sag, Zhanhuadepression[J]. *Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science*, 2013, 37(4): 46-51.
- [21] 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. Hydrocarbon generation dynamics and accumulation mechanism in overpressured basins[M]. Beijing: Science Press, 2005.
- [22] HUNT J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments[J]. *AAPG Bulletin*, 1990, 74(1): 1-12.
- [23] OSBORNE M J, SWARBRICK R E. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation[J]. *AAPG Bulletin*, 1997, 90(81): 1023-1041.
- [24] 王震亮. 致密岩油的研究进展、存在问题和发展趋势[J]. 石油实验地质, 2013(6): 587-595.
- WANG Zhenliang. Research progress, existing problem and development trend of tight rock oil[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2013(6): 587-595.
- [25] 李爱芬. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2011: 178-182.
- LI Aifen. Reservoir physics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2011: 178-182.
- [26] 蒋有录, 万涛, 林会喜, 等. 成藏期剩余压力与储层排替压力下限耦合恢复油气成藏过程——以济阳坳陷车西洼陷为例[J]. 石油学报, 2011, 32(2): 265-272.
- JIANG Youlu, WAN Tao, LIN Huixi, et al. Reconstruction of hydrocarbon accumulation process by the matched relationship between surplus pressure and lower limit of reservoir displacement pressure in the hydrocarbon accumulation period: taking Chexi Sag in Jiyang Depression as an example[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(2): 265-272.
- [27] 赵贤正, 姜在兴, 张锐锋, 等. 陆相断陷盆地特殊岩性致密油藏地质特征与勘探实践——以束鹿凹陷沙河街组致密油藏为例[J]. 石油学报, 2015, 36(s1): 1-9.
- ZHAO Xianzheng, JIANG Zaixing, ZHANG Ruifeng, et al. Geological characteristics and exploration practices of special-lithology tight oil reservoirs in continental rift basins: A case study of tight oil in Shahejie Formation, Shulusag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(s1): 1-9.
- [28] 卓勤功. 断陷盆地洼陷带岩性油气藏成藏机理及运聚模式[J]. 石油学报, 2006, 27(6): 19-23.
- ZHUO Qingong. Reservoir-forming mechanism and migration-accumulation mode of lithological pool in deep sub-depression of rift-sub-sidence basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(6): 19-23.
- [29] 武芳芳, 朱光有, 张水昌, 等. 塔里木盆地油气输导体系及对油气成藏的控制作用[J]. 石油学报, 2009, 30(3): 332-341.
- WU Fangfang, ZHU Guangyou, ZHANG Shuichang, et al. Types of hydrocarbon migration pathways and its controlling effects on hydrocarbon distribution in Tarim Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(3): 332-341.
- [30] 蒋有录, 刘培, 宋国奇, 等. 渤海湾盆地新生代晚期断层活动与新近系油气富集关系[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 525-533.
- JIANG Youlu, LIU Pei, SONG Guoqi, et al. Late Cenozoic Faulting activities and their influence upon hydrocarbon accumulations in the Neogene in Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 525-533.
- [31] LIU H, ZHAO D, JIANG Y, et al. Hydrocarbon accumulation model for Neogene traps in the Chengdao area, Bohai Bay Basin, China[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2016, 77: 731-745.