

第一篇

油气地质

东营凹陷西南部地区油气藏形成与分布规律

荣启宏 蒋有录 宋建勇 胡冬亮 谭丽娟

摘要 本文分析了东营凹陷西南部地区油气藏形成的基本条件,利用含油气系统和油气成藏系统方法划分和初步评价了该区的成藏系统及子系统,探讨了该区的成藏动力学机制,总结分析了该区的油气分布规律及其主要控制因素。研究区具有油源较充足、储层及圈闭发育、封盖保存条件好等成藏有利条件,是东营凹陷含油气系统的一部分。不同成藏系统的油气来源、成藏要素及成藏动力学机制不尽相同。研究区的成藏动力学机制可分为自源封闭成藏动力学机制和它源开放成藏动力学机制。该区纵向上含油气层位多,油气的富集层位具有东、北部深,西、南部浅,东、北部相对富油,西、南部相对富气的特点。不同成藏系统油气富集的控制因素不同,区域构造背景控制油气运移的指向,正向构造带控制了油气的运聚,馆陶组泥岩盖层对西部及南部地区油气富集有重要控制作用。

关键词 成藏条件 油气运移聚集 含油气系统 成藏动力学 油气分布 东营凹陷

一、地质背景

东营凹陷西南部地区在构造上处于渤海湾盆地东营凹陷的西南部,南抵鲁西隆起,东部和北部分别为东营凹陷的牛庄和利津洼陷,西与惠民凹陷相接,包括博兴洼陷及其周围的青城凸起、青城北坡斜坡带、纯化—梁家楼地区,简称博兴地区,即纯梁采油厂所辖勘探范围。研究区西北部以黄河为界,南到金家一带,西部至青城、花沟,东至纯化、梁家楼等油田,勘探面积 2200km²。目前该区已发现高青、大芦湖、正理庄、金家、乔庄、小营、梁家楼、纯化、博兴等 9 个油田和花沟气田(图 1)。

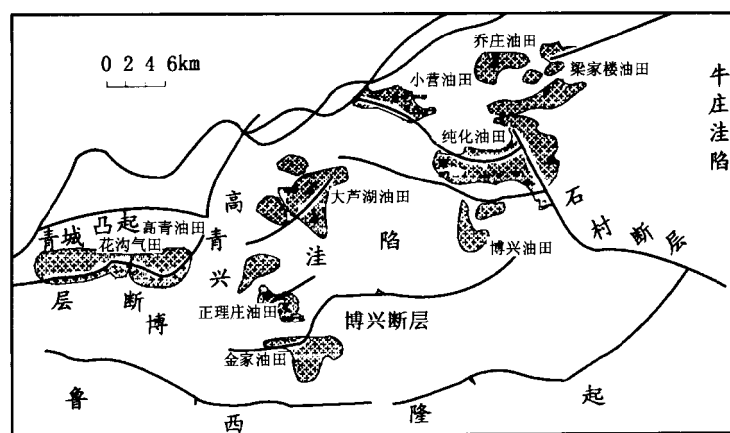


图 1 博兴地区构造地理位置及油气田分布图

博兴地区的主体部分是博兴洼陷，它是东营凹陷西南部的一个次一级构造单元。洼陷东西向呈地堑式，南北呈箕状；洼陷平面上呈三角状，其南部缓坡为底边，石村大断层和高青大断层为另两个边，为一独具地质特征的地堑式洼陷。四周分布有青城凸起、广饶凸起、鲁西隆起，东部和北部分别经草桥—纯化潜山带和平方·王潜山带与牛庄洼陷和利津洼陷相邻；洼陷的形成演化同东营凹陷具有不可分割性，其形成主要受高青断裂和石村断裂控制。

研究区主要发育了高青、石村、博兴三条主要断层，它们对于该区的构造演化、地层发育及油气聚集起了至关重要的作用（图 1）。高青大断层是博兴地区西部一条长期继承性活动的基底大断层，为一级铲式边界正断层。它不但控制着青城凸起和博兴洼陷的形成和演化，而且控制着下降盘生油洼陷的展布、同生构造的形成以及上升盘潜山及披覆构造的发育，同时还是重要的油源通道，对油气聚集起着重要作用。

博兴洼陷及周缘地区发育若干个二级构造带。除青城凸起及北部斜坡带外，根据断层的发育和地层的分布特征，博兴洼陷及相关地区可划分为 1 个负向二级构造带和 7 个正向二级构造带，即博兴洼陷、高青断裂构造带、博兴断裂构造带、纯化—草桥断裂构造带、梁家楼—史南断裂带、金家缓坡超剥带、金家—樊家鼻状构造带、纯化—草桥鼻状构造带。博兴地区的油气聚集明显受正向二级构造带的控制，形成了以正向构造带为背景的多个油气聚集带。

二、油气藏形成的基本条件

油气藏形成的基本要素包括烃源岩、储层、盖层、生储盖配置、圈闭特征等静态条件。博兴地区发育 2 套烃源岩和多套储层，发育多套盖层及生储盖组合，圈闭类型多样，具有较为优越的油气藏形成条件。

1. 烃源岩特征

博兴地区处在渤海湾盆地油气最富集的生油凹陷—东营凹陷的西南部，其油气来源涉及利津、牛庄和博兴 3 个洼陷，其中利津和牛庄洼陷属于生油条件最好的一级洼陷，博兴洼陷属于二级洼陷。

博兴地区所涉及的 3 个洼陷发育沙四上段和沙三段 2 套有效烃源岩层。博兴地区沙四段上部沉积厚度中心位于洼陷中北部，烃源岩厚度一般为 100~250m，中心区厚度较相邻的利津洼陷、牛庄洼陷薄 50~100m。沙四上烃源岩层以灰质泥岩、深灰色泥岩为主，夹薄层油页岩、白云岩、白云质灰岩、鲕状灰岩、膏岩，富含生物化石，层间层理发育，是静水浅湖半咸水型沉积环境的产物。沙四上烃源岩有机质含量丰富，有机碳含量一般为 3% 左右，氯仿沥青“A’，一般大于 0.2%，富含藻类的腐泥型有机质。从有机质的组成及各项地化指标看，东营凹陷南斜坡地区沙四上具备生成大量低成熟油及成熟油气的能力，1500m 即达到生烃门限深度，形成大量石油^[1]。

沙四上烃源岩的生物标志化合物中，具有较强的植烷优势，具有丰富的伽马蜡烷， T_m/T_s 值较大。因此，植烷优势及较强的伽马蜡烷含量是沙四段烃源岩特有的生物标志化合物特征。

沙三段烃源岩是东营凹陷最重要的烃源岩，主要集中于沙三中下段。沙三下亚段烃源岩以灰褐色油页岩夹深灰色泥岩为主，烃源岩围绕利津、民丰、牛庄和博兴 4 个沉积中心广泛分布，厚 200~300m，形成于潮湿、微咸水深水环境。沙三中亚段烃源岩主要为灰色、深灰色块状泥岩夹油页岩，形成于三角洲快速堆积的前三角洲亚相。该套烃源岩厚度大，分布广

泛，有机质含量丰富，有机质类型以腐泥型为主，其次以腐殖—腐泥型为主，有机质演化程度较高，大多数地区的埋深超过门限深度 2200m，可提供大量成熟油气。

根据牛庄洼陷牛 38 井、牛 20 井及东营南斜坡沙三段烃源岩地化分析，显示均具有相似的生物标志化合物特征。姥鲛烷优势及微弱的伽马蜡烷含量是沙三段烃源岩层特有的生物标志化合物特征。

根据烃源岩与原油地球化学特征，可将博兴地区已发现的原油大致归为“沙三型”和“沙四型”。东北部的梁家楼、小营、乔庄、大芦湖等油田的原油具有姥鲛烷优势及微弱的伽马蜡烷，表现出与沙三段烃源岩有着密切的亲缘关系；西部高青油田和东部博兴油田的原油具有高植烷、中高伽马蜡烷的特点，同沙四段烃源岩层相一致；而中南部地区的正理庄、金家油田以及东部的纯化油田，不同层系的原油来源可能不同，沙三、沙四段含油层系中的原油主要来自本层系（图 2）。因此，可将博兴地区的原油来自于沙三段或沙四上烃源岩。很多情况可能是二者的混合，即多数油田的油气具有沙三和沙四两种来源，为沙四上和沙三段的混合型油。

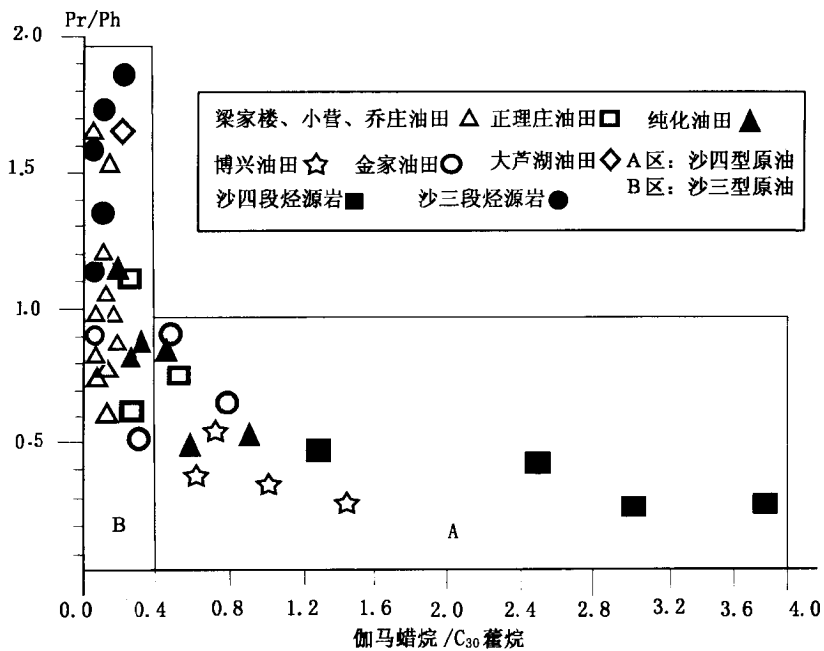


图 2 博兴地区原油、烃源岩的 Pr/Ph 与伽马蜡烷 /C₃₀藿烷关系

2. 储层特征

博兴地区各类储层非常发育，发育有中生界、下第三系孔店组、沙四段、沙三段、沙二段、沙一段、东营组以及上第三系馆陶组等多套储层。在博兴地区中西部地区，沙河街组发育高青砂体、樊家砂体、正理庄砂体、金家砂体等多个砂岩体，为该区的油气聚集提供了足够的空间。另外，在西部地区还发育火成岩储层。

孔店组储层主要分布于高青大断层下盘青城凸起以北的超剥带。储层以厚层块状粉、细砂岩为主。一般埋深小于 1300m，压实作用弱，碎屑岩储集空间类型较为单一，均为原生粒间孔隙，连通性较好，孔隙度、渗透率都较高。

沙四段储层是纯化、小营、博兴等油田的主力储层，分为砂岩和碳酸盐岩两种类型，碳酸盐岩储层主要分布在纯化油田。砂岩储层主要为粗粉砂岩和细砂岩，属中低孔隙度，低到中等渗透率，储层物性较差，是由于埋深较大（2100~3000m）、颗粒较细、分选差、泥岩含量高、碳酸盐含量高、胶结作用强等多方面因素造成的。

碳酸盐岩储层岩性为石灰岩、白云岩、泥灰岩、泥云岩，为中等孔隙度、低渗透率储层。

沙三段储层作为主力储层主要分布于大芦湖、梁家楼和乔庄等油田。沙三段沉积时期，博兴地区的西部、南部和东南部由于受到青城凸起、鲁西隆起和广饶凸起的影响，分别发育水下扇和扇三角洲沉积，博兴地区处在凹陷边缘，砂体广泛分布，但主要储层是沙三中的浊积砂体。梁家楼油田沙三中储层为深水浊积砂体，岩性主要为砾岩、不等粒砂岩和砾岩。储集空间以粒间孔为主，属中低渗透率储层。

沙二段是博兴洼陷南坡正理庄油田的主要储层，主要发育三角洲砂体。正理庄油田沙二段储层孔隙度与梁家楼油田沙二段相近，均属中等孔隙度，但渗透率差别很大，前者属于中等渗透率，后者为特高型渗透率。

沙一段是南坡金家、正理庄油田的主力储层。沙一段沉积时期，博兴地区处于旋回的高水位体系域，属于浅湖相沉积。砂岩厚度变化很大，具有西厚东薄的特点。沿高青断层下降盘沉积厚度最大，可达180余米，中东部沉积砂体很薄，普遍在10m以下。岩性为细砂岩、粉细砂岩以及砾岩等。储层埋藏浅，小于1000m，物性好，属高孔、高渗储层。

东营组是高青油田三大主力储层之一，主要为三角洲前缘河口坝沉积，储层岩性主要为岩屑粗粉砂岩，储层孔隙度较高，平均为35.2%，渗透率中等，属高孔中渗型储层。正理庄南区东营组属河流相沉积，以细砂质粉砂岩为主，埋深为1000~1350m，属高孔、中渗型储层。

火成岩储层主要分布于博兴西部地区。在高青地区火成岩储层岩性主要为玄武岩，有效储集空间的纵横向分布规律与构造位置密切相关。处于不整合面上遭受风化剥蚀的火成岩有一定数量的缝洞，且有大缝大洞存在，而位于不整合面附近同时又处于断裂带上的火成岩，其缝洞发育程度最好。另一种火成岩储层为灰绿岩，以裂缝为储集空间。

3. 盖层特征

盖层是形成油气聚集的必要条件之一。区域性盖层对一个盆地或凹陷的油气纵向富集层位有重要的控制作用。博兴地区主要发育了沙三段、沙一段和馆陶组3套重要区域盖层。

沙三段泥岩在全区分布广泛，博兴洼陷区的沙三段泥岩厚度均在350m以上，梁家楼、乔庄地区的沙三段泥岩厚度较薄，但也在100m以上，是该区最重要的一套区域性盖层。大芦湖、纯化、梁家楼、小营、乔庄等油田的沙三、沙四段油藏均以该套泥岩作为区域盖层。

沙一段稳定分布的泥岩可以作为博兴地区沙二段和沙三段油藏的区域盖层。博兴东部、北部地区沙一段泥岩沉积厚度较大，在100m以上，小营油田地区沙一段泥岩厚度可达200m以上；南部缓坡带的正理庄油田沙一段泥岩的厚度也在50m以上。这套区域性盖层对博兴东部、北部地区油气的富集起了重要的封盖作用。

馆陶组在博兴地区具有重要的作用。晚第三纪馆陶组沉积时期，博兴地区同整个东营凹陷一样，开始发生整体沉降，沉积较厚的馆陶组地层，馆陶组泥岩构成了高青断裂带、青城凸起和南部缓坡带的区域盖层。高青油田主要有东营组、孔店组和中生界3套含油气层系，它们均以馆陶组作为直接盖层。馆陶组泥岩直接覆盖于其上，形成了孔店组的地层不整合遮

挡油藏、中生界潜山油藏和东营组的断块油藏及构造—地层复合油气藏。对于南部缓坡带，地层厚度逐渐向鲁西隆起减薄。金家油田的沙一段油气主要集中在剥蚀线附近，上覆的馆陶组地层对油气的聚集起了重要的封盖作用，形成沙一段地层不整合油藏。

馆陶组在南斜坡的沉积厚度在 120m 以上，向北部地区逐渐增大，反映了不断向鲁西隆起超覆的过程。考虑到盖层的有效性，馆陶组盖层在南斜坡及西部地区要真正起到封盖作用，必须在明化镇组沉积中期之后。

4. 生储盖配置关系

按照烃源岩层、储层和盖层形成的时间关系，可将博兴地区分为连续的生储盖组合和不连续的生储盖组合。前者生、储、盖层为连续沉积，后者生、储、盖层存在沉积间断，如中生界储油，而馆陶组为直接盖层。按照生、储、盖层在空间上的组合关系，可把该区的生储盖层组合关系分为自生自储自盖式（包裹式、互层式）、下伏式（下生上储式）和侧变式等主要类型，以自生自储自盖式组合为主。

5. 圈闭类型

博兴地区处在东营凹陷的西南部，包括洼陷、斜坡、低凸起等多种构造单元，构造及地层接触关系复杂，特殊的地质背景造就了该区多种多样的圈闭及油气藏类型。根据圈闭的成因、形态和遮挡条件以及油气聚集的主要控制因素，可将研究区的圈闭类型分为构造、地层、岩性、复合等四大类，进一步分为 9 种基本类型：背斜、断层、裂缝性、地层不整合覆盖、潜山、砂岩透镜体、岩性上倾尖灭、构造—岩性、构造—地层等。由于储层发育，储盖组合有利，形成了大量的圈闭，为油气的聚集创造了充裕的空间。

油气藏的类型丰富多样，断层油气藏占主导地位，其次是地层油气藏，构造—地层复合及断层—岩性复合油气藏也占有较大比例。从储层的岩性来说，以砂岩油气藏占绝对优势，另外还发育碳酸盐岩油气藏及火成岩油气藏。

三、油气成藏系统的划分和基本特征

1. 含油气系统与油气成藏系统的基本概念

90 年代以来，含油气系统成为石油地质学界广为重视的热门研究领域，已成为油气资源评价和研究油气在地壳中的分布及降低勘探风险的重要手段^[2]，并为越来越多的石油地质家所接受。

含油气系统包含成熟的烃源岩及所有与其有成因关系的油气藏，并包含形成油气藏所必不可少的一切地质要素及作用^[3]。含油气系统的划分主要以有效烃源岩的分布为依据，每一套有效烃源岩层与其相关的油气聚集之间都构成一个独立的含油气系统。

博兴地区作为东营凹陷的重要组成部分，其油气藏的形成离不开东营凹陷的成藏地质背景。因此，研究东营凹陷含油气系统有助于揭示博兴地区的油气成藏特征。东营凹陷只有沙四上和沙三两套有效烃源岩，其他烃源岩目前尚未找到与其有关的油气藏。因此，可以沙四上和沙三段的生油岩为中心，将东营凹陷划分为 2 个含油气系统。根据烃源岩层段及所提供的油气主要富集的层系及可靠性程度，可命名为沙四上—沙四上、沙二段（！）含油气系统，沙三段—沙二段、沙三段（！）含油气系统。但由于沙四上和沙三段在纵向上相连接，所生成的油气在纵向上串通、叠置，形成多套含油气层系，在许多情况下，很难将这 2 套烃源岩对应的油气聚集区分开。实际上，东营凹陷是一个复合含油气系统。

博兴地区隶属于渤海湾盆地济阳拗陷，属于高勘探成熟区。简单地套用含油气系统，以

凹陷为单元的含油气系统划分意义已不大。为了使含油气系统方法更有效地应用于高勘探成熟区，必须在含油气系统研究的基础上划分相对独立的油气运聚单元。本文提出了油气成藏系统的概念来进行划分评价。

油气成藏系统是在含油气系统内或之间的一个油气运移、聚集的相对独立单元，它包括同一运聚系统内有效烃源岩及与其相关的油气藏以及油气藏形成所需要的一切地质要素和作用。同一烃源岩可为一个或多个油气成藏系统供给油气，一个成藏系统可由一套或多套烃源岩提供油气。油气成藏系统是以藏为核心，或者说是以控制油气运移指向的构造单元为核心，在纵向上由区域性稳定分布的封隔层分隔开生储配置，其边界在剖面上为油气垂向运聚边界，即区域性分布的烃源岩层和盖层；在平面上由向斜轴线或流体高势分界线及封堵面（封闭性大断层或盆地边界）分开。也可理解为成藏系统在空间上包括形成一个或一组相关油气藏所涉及的泄油区及油气运移聚集所涉及的层系，每个成藏系统具有相似的油气运聚特征^[4]。

含油气系统与油气成藏系统的空间展布范围不同。含油气系统强调源与藏的成因关系，以源为中心，将某一有效源岩体及与其有关的油气聚集划在一个系统中，而油气成藏系统强调以藏为核心，空间上包括与藏有关的泄油区，它是相对独立的油气生成、运移、聚集单元。油气成藏系统是在含油气系统研究基础上划分和评价的，也即是说，为了更好地评价区带含油气远景，使勘探目标更加明确，可在含油气系统研究的基础上，进一步划分成藏系统，进而定量评价成藏系统的含油气潜力。

2. 油气成藏系统的划分和基本特征

按照油气成藏系统的定义和划分原则，根据博兴地区油气来源和运移聚集特征，以及烃源岩大量排烃期主力含油层系沙二段的构造面貌与现今相似的特点，在平面上将其划分为四大油气成藏系统，即西部高青断裂带成藏系统、中部樊家—正理庄—金家鼻状构造带成藏系统、东部纯化—梁家楼成藏系统、北部小营—平方王成藏系统。各成藏系统大致以油气运移的“分水岭”为界，即以洼陷轴线或其他控制油气运移指向的分界线为界（图3）。

西部和中部油气成藏系统的油气来自博兴洼陷，且主要来自沙四上段烃源岩，油气源较单一。西部成藏系统包括高青、花沟等油气田；中部油气成藏系统包括大芦湖、正理庄、金家等油田，油气来自博兴洼陷，油气聚集受鼻状构造带构造背景控制，油源相对单一。东部纯化—梁家楼成藏系统油气来自利津、牛庄、博兴等洼陷，具多洼陷供油气特点，包括纯化、博兴、梁家楼、乔庄等油田；北部成藏系统油气来自利津和博兴洼陷，包括小营、平方王等油气田（图3）。

根据成藏地质背景和油气运聚特征的差异，每个成藏系统又可进一步划分为若干个油气成藏子系统，成藏子系统之间相互有成因联系，其展布范围存在叠加现象。西部成藏系统可划分为高青断裂东段成藏子系统和西段成藏子系统；前者油气来自博兴洼陷西部，后者除博兴洼陷提供油气外，还混有部分幔源气。中部成藏系统可分为樊家—正理庄成藏子系统和金家南斜坡成藏子系统；前者油气来自博兴洼陷，油气富集区本身也可提供油气，后者主要聚集来自洼陷区的油气，油气富集区本身不具备生油气条件。东部成藏系统划分为博兴成藏子系统、纯化成藏子系统和乔庄—梁家楼成藏子系统。博兴子系统油气来自博兴洼陷沙四上，受石村断层控制；纯化子系统受纯化潜山控制，油气来自利津、牛庄和博兴3个洼陷；乔庄—梁家楼成藏子系统油气来自利津和牛庄洼陷，油气聚集受东营凹陷中央隆起带南段控制。可见，高青断裂带油气的来源范围较小，只局限于向斜轴线以西的狭窄地区，而博兴地区沙

四段生成的油气主要向南斜坡地区运移（图 3）。

四、油气成藏动力学机制

油气藏形成的动力学机制问题越来越受到地质家们的重视。研究油气成藏动力学机制，不仅有助于油气成藏理论问题研究的深入，而且对于油气勘探也具有实际意义。成藏动力学系统是盆地内流体运动的一个客观存在的复杂的天然系统。成藏动力学系统的压力状态反映了油气运聚的方式及动力，油气供给条件代表了该系统的充注条件及方式，封闭性能则反映了该系统与外界交换或流体能够混合的程度。因此，可根据反映成藏动力系统的不同方面的重要特征进行组合分类，如自源原生封闭成藏动力学系统、它源开放常压成藏动力学系统。

东营凹陷浅部层系上第三系和第四系为常压开放系统，油气来自下第三系，故形成典型的它源开放成藏动力学系统；而下第三系沙三段、沙四段具有自生自储、异常高压等特点，故为自源封闭或半封闭成藏动力学系统；沙二段至东营组的地层压力一般为常压，油气来自下部烃源岩，多数油气藏为原生油气聚集，故可以称为它源原生成藏动力学系统。

根据异常压力在平面上和纵向上的分布特点以及油气藏形成特征，可将博兴地区的成藏动力学机制划分为自源封闭型成藏动力学机制和它源开放型成藏动力学机制（图 4）。

1. 自源封闭型成藏动力学机制

以这类成藏动力学机制形成的油气藏主要包括博兴洼陷东部纯化、博兴、小营等油田的沙四段油藏和梁家楼、乔庄油田的沙三段油藏以及博兴洼陷中部大芦湖油田的沙三段油藏。油气来源于本层系泥质烃源岩，故为自源；储集砂体多为异常高压，形成自生自储型生储配置关系，具相对封闭和半封闭特征。该类成藏动力学系统的排烃运移方式是烃源岩层在向相邻储层垂向排烃的同时，储集体内有较大规模的侧向运移，尤其是沙四段。

沙三段油藏以厚层泥质烃源岩包裹的浊积砂体储油为主。烃源岩中的油气在剩余流体压力作用下，向相对低压的砂体运移，进入构造部位相对较高、剩余流体压力相对较小的沙三段浊积砂体中。被断层切割的砂体，压力易于释放，聚集油气的条件更好。目前该区发现的沙三段油藏多数为断层一岩性复合油藏。沙四段储集体以薄层砂岩为主，纵向上砂泥岩频繁间互，砂岩横向分布范围广，有利于油气的侧向运移。

从油气充注和聚集方式看，博兴地区沙三、沙四段成藏动力学系统属于正常充注，聚集方式为高阻。从泥岩声波时差资料可以看出，沙三、沙四段普遍处于欠压实状态。目前在这些层系中发现的油藏多具有异常高压，说明封闭条件良好。从已探明石油地质储量来看，沙三段、沙四段含油气层系的石油地质储量占博兴地区的 60% 以上。这与东营凹陷中央隆起带和北带有明显差异，在那些地区，大多数油气富集于沙二段及以上层系中，而沙三、沙四段生油层系中的油气不超过总探明储量的三分之一。

2. 它源开放型成藏动力学机制

属于这种成藏机制成藏的油气藏包括博兴地区沙二段及以上所有层系油气藏以及高青地区孔店组和中生界油气藏。油气来自其他层系，砂体较发育，流体易于在其中运移，形成它源开放型成藏动力学机制，形成的油气藏埋藏较浅。从实测地层压力和泥岩声波时差资料来看，该类成藏机制形成的油气藏为正常压力。

以这种成藏动力学机制形成的油气藏油气来自于沙三段和沙四上段烃源岩层系，其运移方式包括侧向运移和垂向运移。下伏烃源岩层生成的油气经初次运移进入紧邻烃源岩层的上覆储层或断裂发育带，在输导层中发生侧向运移，油气在浮力及突发性的构造作用力下沿断

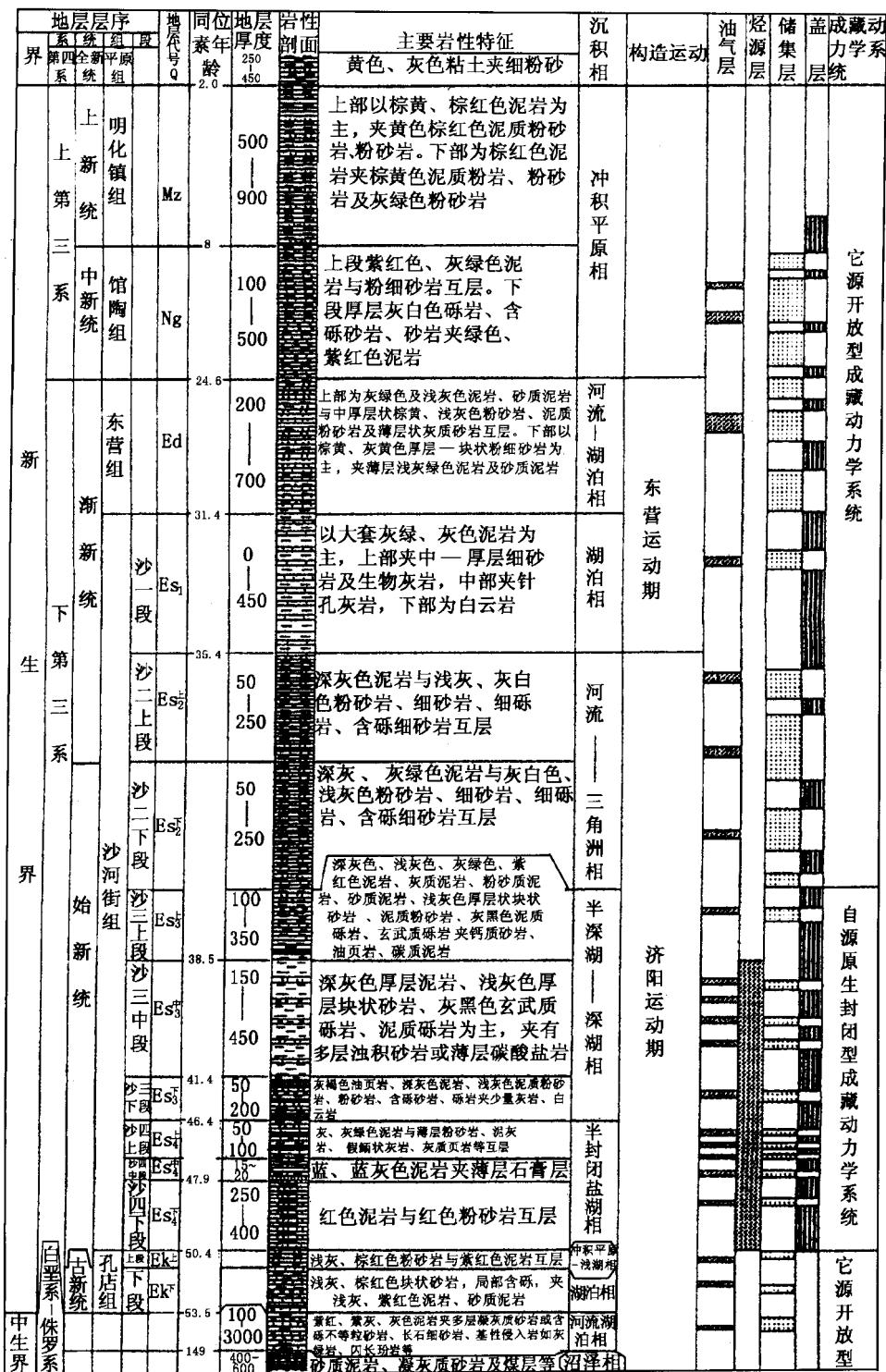


图 4 博兴地区油气成藏动力学系统划分图

层作垂向运移，在上覆地层中有利的圈闭中聚集形成原生油气藏。有部分油气藏是属于次生的，即已经形成的原生油气藏由于受到构造运动的破坏，油气沿断层或不整合运移到后期的圈闭中聚集成藏。但总体上来说，次生油气藏数量少、分布局限，梁家楼、纯化地区沙二段油藏主要应为下伏原生油气藏遭破坏后，油气沿断裂运移聚集形成的次生油气藏。

在这种成藏动力学系统中，断层和不整合起了重要作用。对于南部缓坡的断块油气藏和地层不整合油气藏，侧向运移的油气一方面沿断层进行垂向运移，遇到适宜的断层圈闭聚集成藏。另一方面油气沿断层进入上、下第三系之间的不整合进行长距离侧向运移，在金家地区下第三系地层不整合圈闭中聚集成藏。在西部地区，博兴洼陷生成的油气沿发育的砂体进入在高青断裂带中，主要沿高青大断层进行垂向运移。若下降盘发育局部构造，则形成油气聚集，如高 17、高 19 等鼻状构造的东营组油气藏；油气进入上升盘，主要形成中生界和孔店组潜山油气藏和地层不整合油气藏（图 3）。

3. 流体封存箱与油气成藏模式

异常压力流体封存箱是沉积盆地中由封闭层分割的异常压力系统^[5]。从流体封存箱角度来说，博兴地区处在东营凹陷高压封存箱的南部，大部分地区处在封存箱外，只有北部和东部沙四、沙三段处在高压封存箱内。因此，存在箱外成藏和箱内成藏两种成藏模式。无论是箱内成藏，还是箱外成藏，都有较大规模的油气横向运移。不同成藏系统和子系统，油气运聚模式有差异。

总体上来说，具有箱内成藏的成藏子系统，在其箱外的上覆地层也可聚集成藏。但由于受断裂活动、油气源供给、圈闭条件的限制，在箱外聚集成藏的规模较小，大部分在箱内成藏。不具箱内成藏的成藏子系统，油气主要通过横向运移进入到箱外侧缘聚集成藏。因此，博兴地区的油气成藏模式可分为箱内成藏和箱外成藏两大类模式；而箱外成藏可进一步分为箱外顶部成藏和箱外边部成藏 2 种模式。

五、博兴地区油气分布的主要特征

东营凹陷是渤海湾盆地油气最富集的生油凹陷，该凹陷含油气丰富的主要原因是油气源充足、生储盖配置优越、圈闭及后期保存条件好等，其中油气源充足是先决条件。从整个凹陷来说，正向构造带控制了油气的富集区带，有利的生储配置和断裂活动控制了油气的纵向富集层位，地层压力和古水动力环境控制了油气的运移和聚集。由于油气从洼陷中心向边缘发散运移，致使油气在平面上基本以生油洼陷为中心，环绕生油洼陷中心呈环带状分布。

博兴地区处在这一油气富集凹陷西南端，由于博兴洼陷的结构及生储条件与其他洼陷的差异，其油气富集的特点及控制因素有其独特的特点。

1. 油气集中分布于“一隆两边一鞍部”的正向构造带

“一隆”指博兴洼陷中部呈南北向展布的金家—正理庄—樊家鼻状构造带，这一正向构造带具有长期发育的特点，其上的局部构造成为油气富集的场所。“两边”是指西侧的高青—平南断裂带和东侧的纯化—小营鼻状构造带；在“西侧”油气沿高青断裂两侧成带分布，已发现花沟气田、高青油田和平南油田；在“东侧”油气沿石村断层两侧分布，受草桥—纯化镇鼻状构造带控制。“一隆”两边在平面上组成一个“个”字。“一鞍部”是指乔庄—梁家楼地区，它们与博兴洼陷无直接关系，油气来自利津和牛庄洼陷，处在这两个洼陷的过渡区（鞍部）油气源条件极为优越（图 1）。

2. 油气富集层位及埋深呈现由北向南、由东往西依次抬高的趋势

北部乔庄、梁家楼、大芦湖等油田的油藏埋藏较深，均以沙三段为富集层系。小营油田以沙四段为主力含油层系，主力油藏埋深可达 3000 多米；向南至中部正理庄油气田，主力油层变为沙二、沙一段，油藏埋深也变浅；至南端的金家油田油藏埋藏更浅，沙一段为主力层系。由东向西变化规律更明显，东部纯化、梁家楼油田，以沙四段、沙三段为主力油层，中部以沙三、沙二、沙一段为主力油藏，至西部高青断裂带则以馆陶组泥岩覆盖下的东营组、孔店组为主力油层，花沟气田更以馆陶组为主要富气层位。油藏埋藏深度由东向西明显变浅。另外一种现象是，东部富油、西部富气，西部游离气富集并形成了气田；北部富油、南部富气，这主要是由于油藏埋藏深度差异以及天然气更易于向浅部高部位运移聚集所致。

3. 不同油田及不同含油层系的石油富集程度悬殊，富集层系具有分区性

博兴地区已发现高青、正理庄、樊家、金家、乔庄、小营、梁家楼、纯化和博兴 9 个油田和花沟气田，共发现 8 套含油气层系，即馆陶组、东营组、沙一段、沙二段、沙三段、沙四段、孔店组和中生界。累计探明含油面积 220km²，探明石油地质储量 2.2×10^8 t。

从不同油田和不同含油气层系的石油储量的分布可看出，在纵向上，博兴地区不同含油气层系的石油富集程度悬殊，在平面上也存在很大差异。

博兴地区最重要的含油气层系有三套，即沙四段、沙三段和沙一段，石油地质储量分别占全区探明石油地质储量的 34.8%、30.7% 和 17.8%，合计占 83.3%；其次为沙二段，占 9.1% 东营组、孔店组和中生界的石油地质储量合占 7.5%。显示了油气在纵向上分布层系上的极其不均一性。

部分油田含油气层系较单一，如乔庄油田和博兴油田都只有一套含油气层系，分别为沙三段和沙四段。而多数油田具有多套含油气层系，但主力层系突出。中部地区的大芦湖、正理庄、金家等油田也都发育多套含油气层系。纯化油田和小营油田都发育有沙四段和沙二段含油气层系，主力层系均为沙四段，它们分别占所在油田的 98.4% 和 65.3%。梁家楼油田有沙二段、沙三段和沙四段 3 套含油气层系。

不同油田的石油富集程度差异很大，纯化油田的石油地质储量最大，其次是梁家楼油田和金家油田，其主力含油气层系分别是沙四段、沙三段和沙一段，这三套层系也是博兴地区最富集的含油气层系。

石油富集层系具有明显的分区性。东营组含油气层系主要分布在高青油田和正理庄油田，其中高青油田东营组石油地质储量占本层系总量的 80.8%；正理庄油田东营组占本层系的 19.2%。

沙一段含油气层系主要分布在博兴地区南部和西部的金家油田、正理庄油田和高青油田，其中金家油田的储量占本层系的 78.5%。沙二段含油气层系在博兴地区分布较广，其中正理庄油田的石油地质储量最大，占本层系的 43.6%；其次是金家油田，占 24.9%。沙三段含油气层系主要分布于博兴地区北部和东北部的梁家楼油田和大芦湖油田，这两个油田的石油地质储量占本层系石油地质储量的 89%，其余储量分布于正理庄油田和乔庄油田。沙四段含油气层系主要集中在博兴地区东部的纯化、梁家楼、博兴和小营等油田，其中纯化油田沙四段拥有的储量占本层系石油地质储量的 76.5%，梁家楼、博兴油田分别占 12.2% 和 6.7%。

孔店组和中生界含油气层系仅分布在博兴地区西部的高青油田，其石油地质储量所占比例较少。

可见，不同层系的油气在平面上有一定的展布规律，油气相对富集区与全区主力含油气层系的分布有良好的对应关系。

4. 天然气具有环状分布特点，气藏气集中分布于外环带浅部层系

博兴地区内天然气主要分布在花沟和高青地区，其次是正理庄和金家地区。其中花沟地区以气藏为主，有少量稠油；高青地区东营组分布有大量气顶气，馆陶组分布有气藏气。除烃类天然气外，花沟气田西部还分布有储量很大的 CO_2 气，主要赋存于馆陶组内，其中以高 53 块 CO_2 含气面积最大，为博兴地区内最为丰富的 CO_2 气区。

博兴地区天然气的分布总体具有含气层系多，含气层系储层岩性、圈闭类型多样，气层气埋藏深度浅，主要分布在洼陷周边的浅层等特点。

从区域上来看，东营凹陷天然气的分布具有三个环带^[6]：从凹陷（洼陷）中心向边缘凸起（隆起）区，依次分为内环溶解气带、中环气顶气带和外环气藏气带。内环带压力及压力系数高，埋藏较深，天然气呈溶解状态存在于石油中，未见纯气藏。博兴地区的东部纯化、梁家楼及北部的大芦湖、小营等地区属于该带。中环带由于埋藏深度变浅，压力降低，溶解气大量析出形成气顶气。博兴地区南部的正理庄、高青断裂带、平方王等地区属于该带。再向外至凹陷边缘地区，由于温度、压力的降低，天然气呈游离状态，并聚集成纯气藏，这种纯气藏往往与下伏稠油藏相伴生，博兴地区的青城凸起、花沟地区、金家地区属于外环带。可见，博兴地区分布有 3 个天然气赋存带。

从博兴地区和整个东营凹陷来看，天然气主要赋存于中环带和外环带中，这与本区烃源岩热演化程度、天然气运移通道和动力条件等有直接关系。下第三系沙河街组烃源岩总体上演化程度处于成熟—高成熟阶段，以大量生油为主，并生成伴生气，尚未进入大量生气阶段，故这套源岩提供的烃类以油为主，洼陷中心深部层系不可能出现游离气。天然气易于运移的特性，使更多的天然气沿连通储层、断层、不整合等向洼陷边缘中浅层运移，并在合适的部位聚集成藏。内环带—中环带气藏以沙三段、沙一段泥岩为盖层，而外环带以馆陶组—明化镇组泥岩为盖层。

5. 油气藏的类型在纵向上和平面上有一定的展布规律

从纵向上来说，构造油气藏分布于各个层系，但主要分布于沙四段和沙二段层系中；岩性、断层—岩性油气藏主要出现于沙三段层系，其次是馆陶组；地层油气藏、构造—地层油气藏主要分布于沙一段、沙四段、东营组中。总体上来说，大多数岩性油气藏埋藏较深，地层油气藏埋藏较浅。埋深在 2500m 以下的多属岩性油气藏，且均为不饱和油藏；地层油气藏埋深多在 700~1500m，发育大量饱和或过饱和油气藏；气藏埋深更浅，一般为 300~1000m。

由于博兴地区不同油田的主力含油气层系不同，在空间上有一定的展布规律，致使油气藏在平面上也有一定的分布规律。岩性油气藏、断层—岩性油气藏主要分布于洼陷中心的大芦湖地区和东北部的乔庄、梁家楼地区；构造油气藏分布于洼陷中部或边部的正向构造带，如纯化、小营、正理庄等油田；而地层油气藏主要分布于东营凹陷南坡金家地区、青城凸起北部和高青断裂带，它们被馆陶组不整合覆盖，埋藏较浅。

从区域上看，东营凹陷中的 4 个生油洼陷均为生排烃中心，油气围绕洼陷中心呈环状分布。由于不同相带成藏条件差异，形成各类油气藏呈环状分布的特征。在洼陷中心生油层系中发育岩性油气分布带，正向构造带发育构造油气藏分布带，向凹陷边缘发育地层油气藏和浅层气藏分布带。这与博兴地区油气藏的分布规律相一致。

六、油气富集的主要控制因素

1. 正向构造带的展布控制了油气运聚的区域指向

博兴地区纯化一小营断裂鼻状构造带、高青断裂带、青城凸起及其北部斜坡、金家—樊家鼻状构造带等正向构造带是油气运移的指向区，也是油气聚集的有利区域。

纯化一小营构造带为一长期继承性发育的潜山披覆构造带，呈北西—南东走向，向东抬起，向西倾伏。受石村断层的控制，至早第三纪末构造发育才定型。受其影响，上第三系地层沉积逐层披覆于潜山之上，形成披覆构造。沙四段储层与断层结合形成断层圈闭及断层—岩性圈闭，沙四上—沙三中下生成的油气主要沿断层、连通砂体及层间层理向地层上倾方向运移，最终在本构造带构造位置较高的纯化等地区的沙四段聚集成藏。该构造带主要控制着沙四段油气的富集。

处于博兴洼陷中央的金家—樊家鼻状构造带不仅为油气的聚集提供了有利的圈闭条件，而且对本区及邻区的砂体展布也有直接影响；同时，该构造带北部邻近博兴洼陷油源中心，油源条件良好。该构造带由南及北不同区块，断裂发育及砂体展布特征各异，导致油气分布不均匀性明显。

南部金家超剥带地层超覆、地层不整合等圈闭发育，由洼陷中心至斜坡区储层连通性好，由此造成本区油气运聚条件也比较优越。

长期活动的高青断裂带不仅控制了博兴西部地区地层的发育和分布，同时也控制了青城凸起的抬升及油气向高青断裂带的运移聚集，是青城凸起和高青断裂带油气富集的重要控制因素。

2. 断层对油气富集的控制作用

断裂是断陷盆地的主要构造表现形式，长期多次断裂活动不仅控制着盆地的构造格局和沉积发育，而且对油气的生成、运移和聚集都有重要的控制作用。因此，从某种意义上说，断裂活动是断陷盆地内控制油气聚散的主导因素。在油气的运聚成藏过程中，断层起到了重要的运移通道和遮挡双重作用，正是因为断层开启与封闭的双重性，使得油气沿断层富集。博兴地区内断层比较发育，它既可作为油气运移的通道，又可遮挡油气形成与断层有关的油气藏。

高青断层和石村断层对博兴地区的影响最大，它们控制了博兴地区地层的发育和分布，同时对油气的富集特征也起了很大的控制作用，距断裂带越近，含油层组越多，油层越厚，油气越富集。而控制各断块区的次级断层直接影响了各断块区油气富集的层位。造成油气藏在垂向上有两种典型的分布模式：断裂构造带上的垂向叠合分布和边缘斜坡上的阶梯式分布。

3. 油气源条件是制约博兴西部地区油气富集的根本原因

博兴西部地区是博兴地区内砂体最发育的地区，高青砂体、金家砂体、樊家砂体及正理庄砂体均分布于此。丰富的砂岩储集体为油气的聚集提供了足够的空间，上覆沙一段、馆陶组等区域盖层则为油气聚集提供了良好的封盖条件。但相对于发育的砂岩储集体来说，油气富集程度并不高。

以位于高青断层下降盘的高青砂体为例，上覆有良好的馆陶组区域盖层封闭，西侧被高青断层遮挡，沿断层发育若干个断鼻构造，具有非常好的聚油气条件，但主要在东营组上部几个砂层组富含油气，其他层系发现的油气数量较少。这说明与博兴地区东部纯化、梁家楼

地区、北部小营地区相比，向博兴中西部地区运移的油气数量不很充足。可以说，相对于博兴西部地区十分发育的砂体和圈闭而言，博兴洼陷提供的油源并不充足，这是博兴中西部地区油气资源不如东部地区丰富的根本原因。

4. 区域性盖层对油气纵向富集有重要的控制作用

沙三段、沙一段和馆陶组等区域盖层对博兴地区的油气富集具有重要影响。

沙三段泥岩作为全区沙三、沙四段油藏的区域盖层，厚度较大，普遍具有异常高压，封盖条件良好，是控制樊家、梁家楼、乔庄等地区沙三段和纯化、博兴、小营等地区沙四段油气富集的重要因素。同时，由于这些油田的断层发育主要集中于沙四段—沙三中下，缺乏纵向延伸长、贯穿多层系的较大断层，油气垂向运移受到限制。在区域性盖层的控制下，油气主要富集于沙四段、沙三段，而上覆地层仅有零星油气分布。

沙一段稳定分布的泥岩可作为全区沙二段和沙三上油藏的区域盖层，但由于沙三段区域盖层的作用，东部的小营油田、梁家楼油田和纯化油田在沙二段仅有少量油气分布。沙二段构造与储集条件都较好、砂体单层较薄的南斜坡正理庄、金家地区油气较富集；在东部地区，于构造有利部位形成了沙二段富集区块；而高青砂体由于砂体连续叠置，缺乏较稳定的泥岩隔层，没有形成大规模的油气聚集。

馆陶组泥岩区域盖层主要对西部高青断裂带东营组、青城凸起中生界及北部斜坡孔店组、南部金家缓坡带沙一段等的油气富集起到了重要的控制作用。这套盖层是控制南斜坡沙一段地层不整合油气藏、高青断裂带东营组构造—地层不整合油气藏以及青城凸起中生界及北部斜坡带孔店组地层不整合油气藏形成的重要因素。

5. 地层不整合是控制南部斜坡带及青城凸起北坡油气运移聚集的重要因素

在博兴南斜坡金家地区，沙河街组地层遭受剥蚀，馆陶组泥岩直接覆盖于不整合面之上，形成地层不整合圈闭。不整合面作为油气运移的重要通道，油气沿着不整合面由洼陷区向构造较高部位运移。由于不整合被馆陶组泥岩隔层封闭，从而在以不整合面形成的圈闭内聚集成藏。当不整合面之上覆盖馆陶组砂岩时，油气运移至不整合面散失部分轻质组分，重质组分残留下来形成沥青封堵，油气可在其下聚集成藏。

在高青断层西侧的青城凸起和北部斜坡带，不整合对油气聚集也有重要影响。青城凸起在馆陶组底的不整合下发育中生界潜山油藏和不整合遮挡油藏；北部斜坡带孔店组、沙四段油气主要富集于靠南部剥蚀线附近，离剥蚀线的远近，成为北区斜坡带油气富集程度的主要控制因素。这说明不整合对油气富集起了很重要的作用。

七、 结 论

(1) 博兴地区具有优越的油气成藏条件，博兴洼陷及东侧的牛庄洼陷、北侧的利津洼陷沙四上、沙三段烃源岩可为博兴地区提供较充足的油气源。博兴地区储层发育，圈闭类型多，尤其是发育各类厚层砂岩体，为油气的运移和聚集提供了充裕的空间。沙三段、沙一段和馆陶组 3 套区域性盖层，为本区油气藏的形成和保存提供了良好的封盖条件。

(2) 成藏系统是相对独立的油气运聚系统。博兴地区分为四大成藏系统，即西部高青断裂带成藏系统、中部金家—正理庄—樊家鼻状构造带成藏系统、东部纯化—梁家楼成藏系统和北部小营—平方王成藏系统。在此基础上，根据各成藏系统的成藏要素、油气来源及运聚特征的不同，划分为 8 个成藏子系统。西部和中部成藏系统的油气来自博兴洼陷，东部成藏系统油气来源复杂，油气来自利津、牛庄、博兴 3 个洼陷；北部小营子系统油气主要来自利

津洼陷，其次为博兴洼陷。不同成藏系统具有不同的成藏动力学特点。

(3) 根据博兴地区的地层压力与油气藏形成特征，将其归为两类成藏动力学机制。一类是自源封闭成藏动力学机制，博兴洼陷北部及东部的沙四、沙三段油藏属于此类；另一类是它源开放成藏动力学机制，博兴地区非生油层系中的油气藏的形成均属此类机制。按流体封存箱理论，本区油气藏具有箱内成藏、箱外顶部成藏和箱外边部成藏 3 种模式，前者具异常压力，为自源封闭成藏机制；后者为正常压力，为它源开放成藏机制。

(4) 博兴地区油气主要富集于“一隆两边一鞍部”中，即中部樊家—正理庄—金家鼻状隆起带、西北边高青断裂带、东北边纯化—小营构造带以及东营凹陷中央隆起带南端梁家楼—乔庄鞍部。油气的富集层位具有东、北部深，西、南部浅；东、北部相对富油，西、南部相对富气的特点。油气藏类型丰富多样，不同类型油气藏在平面上和纵向上有一定的展布规律。

(5) 控制博兴地区油气富集的因素是多样的，不同成藏系统的油气控制因素不同。总体而言，区域构造背景控制油气运移的指向，鼻状构造带是油气富集的最有利地带，有利的生储配置对油气的纵向富集层位有重要影响，馆陶组泥岩盖层对西部油气富集有重要控制作用，博兴洼陷东、西两侧的边界断层对油气富集带的形成起了重要作用。

参 考 文 献

- [1] 张林晔，张春荣．低熟油生成机理及成油体系——以济阳坳陷牛庄南斜坡为例．北京：地质出版社，1999
- [2] 中国石油学会．中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社，1997
- [3] Magoon L B. Dow W G. The Petroleum System - From Source to Trap. AAPG. Memoir 60, 1994
- [4] 蒋有录，荣启宏．油气成藏系统及其在东营凹陷博兴地区的应用．石油大学学报，2002，(5)
- [5] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. AAPG Bull. Vol. 74, No. 1. 1999
- [6] 吴永清，李学田．济阳坳陷天然气藏形成条件和分布规律．天然气地质研究．北京：石油工业出版社，1992
- [7] Steven Losh. Vertical and lateral fluid flow related to a large growth fault, south Eugene Island block 330 field, offshore Louisiana. AAPG Bull, Vol. 83, No. 2, 1999