

# 利用地层压力系数分析黄河口凹陷 中央隆起带新近系油气输导体系

涂丹凤,牛成民,钱 赓,王改卫,黄 振

(中海石油(中国)有限公司天津分公司 渤海石油研究院,天津 300452)

**摘要:**油气输导体系沟通烃源岩和圈闭,在油气成藏过程中具有关键作用。以黄河口凹陷中央隆起带新近系为研究目的层,基于层序地层发育特征,分析研究区4个油田的实测地层压力系数,进而探讨不同地层压力系数条件下的油气输导体系。研究表明,正常地层压力条件下黄河口凹陷中央隆起带新近系发育低地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系、高地层压力系数—中等渗透性储层油气输导体系和中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系。黄河口凹陷中央隆起带的凹陷区—缓坡带的馆陶组与明下段V油组、缓坡带—凸起区的明下段III油组以低地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系为主,凹陷区—缓坡带的明下段III油组以高地层压力系数—中等渗透性储层油气输导体系为主,凸起区以中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系为主。

**关键词:**地层压力系数 油气输导体系 新近系 中央隆起带 黄河口凹陷

中图分类号:TE112.12

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)05-0023-07

## Using formation pressure coefficient to study hydrocarbon carrier system in the central uplift belt of Huanghekou sag

Tu Danfeng, Niu Chengmin, Qian Geng, Wang Gaiwei, Huang Zhen

(Bohai Oilfield Research Institute, Tianjin Branch Company, CNOOC China Ltd., Tianjin City, 300452, China)

**Abstract:** Hydrocarbon carrier system is important as “the bridge and vinculum” between the oil sources and traps in hydrocarbon accumulation process. Based on previous study, the Neogene was taken as the target layer to analyze the measured formation pressure coefficient of four oil fields in the central uplift belt of Huanghekou sag, and then the effect of different formation pressure coefficient on oil and gas migration was discussed within the sequence stratigraphic framework. The results obtained show that there were three kinds of hydrocarbon coefficient in the central uplift belt of Huanghekou sag under the normal pressure condition. They were low pressure coefficient—high permeability carrier system, high pressure coefficient—middle permeability carrier system and middle pressure coefficient—high permeability carrier system. In the central uplift belt of Huanghekou sag, the low pressure coefficient—high permeability sandstone reservoir was the main carrier layer in Guantao and V oil group of lower Minghuazhen Formation in sag—gentle slope belt and in III oil group of lower Minghuazhen Formation in gentle slope—salient area. The high pressure coefficient—middle permeability sandstone reservoir was the main carrier layer in III oil group of lower Minghuazhen Formation in sag—gentle slope belt and the middle pressure coefficient—high permeability massive sandstone reservoir was the main carrier layer in salient area.

**Key words:** formation pressure coefficient; hydrocarbon carrier systems; Neogene; central uplift belt; Huanghekou sag

油气输导体系是连接烃源岩与圈闭的运移通道所组成的输导网络,是油气成藏的必要元素。其

有效性在一定程度上不仅决定着含油气盆地内各种圈闭最终能否成藏,还决定着油气在地下的运移

收稿日期:2016-06-10。

作者简介:涂丹凤(1981—),女,湖北黄冈人,工程师,硕士,从事油气勘探综合地质研究。联系电话:15677312285, E-mail: tudf@cnoc.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“近海隐蔽油气藏勘探技术”(2011ZX05023-002)。

方向、距离、输导样式以及油气聚集量等,进而控制着油气藏的类型和成藏位置<sup>[1-3]</sup>。但是油气的运移和聚集一直是油气地质研究的薄弱环节,而油气输导体系的研究更是油气成藏研究的难点,许多学者曾对此做过大量的研究。张善文等根据济阳拗陷新近系油气成藏特点,提出网毯式油气输导理论,并以此为指导在济阳拗陷的油气勘探中获得重大突破和进展<sup>[4]</sup>。沈朴等基于油气输导体系复杂的结构特点以及输导能力的影响因素,分别采用层序地层学、沉积学、成藏动力学和地球化学等方法对油气输导体系进行研究<sup>[5]</sup>。张新涛等根据新近系明下段断层—砂体耦合接触关系,以建立的半定量静态模型为指导,在黄河口凹陷滚动勘探中取得了良好的效果<sup>[6]</sup>。李月等根据油气在空间输导网络中的运移机制,提出油气输导体系的分类命名原则为输导关键时期—输导方向—输导动力—输导空间;据此确定油气输导体系的有效性,进而预测油气藏的分布以及指导油气勘探<sup>[7]</sup>。这些成果既有宏观研究,也有微观分析,但极少涉及油气运移路径或方式。因此,笔者尝试在网毯式油气输导理论的指导下,基于层序地层发育特征,根据钻井实测地层压力,精细研究黄河口凹陷中央隆起带的油气输导体系,建立不同地层压力系统下的油气输导模式。

## 1 区域地质概况

黄河口凹陷位于渤海湾盆地济阳拗陷的东北部,其北侧为渤南低凸起,南侧为垦东—青坨子凸起和莱北低凸起,东侧为庙西凹陷,整体呈北断南超的箕状凹陷。郯庐断裂西支穿过黄河口凹陷,受其控制形成黄河口凹陷中央隆起带,并将凹陷分割为东、西2个次洼。自20世纪80年代以来,在油气晚期优势成藏理论的指导下,以黄河口凹陷新近系为主要勘探目的层,相继发现渤中34油气田群及渤中29-4、渤中28-2S、渤中26-3、垦利3-2等一系列大、中型油气田<sup>[8]</sup>,三级石油地质总储量近 $6 \times 10^8$  t,证实黄河口凹陷为油气优势富集区。根据黄河口凹陷中央隆起带的构造和地层分布特征,可将其进一步划分为凹陷区、缓坡带和凸起区(图1);在凹陷区已发现渤中A油田和垦利B油田,在缓坡带已发现垦利C油田,在凸起区已发现垦利D油田;研究区已有探井61口,其中27口探井获得工业油气流,三级石油地质储量约为 $2.7 \times 10^8$  t。黄河口凹陷中央隆起带的主要含油层系为明下段,且由凹陷区至凸起区油气成藏层系逐渐变浅,呈现阶梯式分布特征,

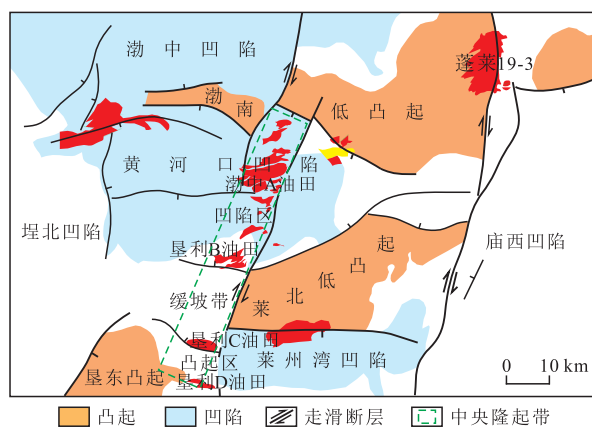


图1 黄河口凹陷区域构造位置

Fig.1 Regional location of Huanghekou sag

但油质更稠。虽然新近系自身不生油,但研究区为黄河口富生烃凹陷的一个洼中隆构造带,受走滑构造作用影响发育多条深切油源的断裂,为凹陷区渤中A油田和垦利B油田的油气成藏提供了有利条件。此外,油源对比结果证实,研究区垦利C油田和垦利D油田的油源也主要来自于黄河口凹陷,但由于其远离生油凹陷,因此油气输导体系的有效性是制约其油气成藏的关键因素。

## 2 层序地层特征

渤海海域新生界可分为古近系裂陷和新近系拗陷2期沉积旋回。古近系发育孔店组、沙河街组和东营组;新近系发育馆陶组、明化镇组和平原组。其中,馆下段为灰白色厚层砂砾岩、含砾砂岩夹棕红色、灰绿色泥岩;馆上段为灰白色含砾砂岩、粗砂岩与棕红色、灰绿色泥岩互层。明下段为灰绿色、棕红色泥岩夹灰绿色、浅灰色粉细砂岩;明上段为灰绿色、棕红色泥岩与灰白色中、细砂岩互层。

黄河口凹陷中央隆起带主力含油层系为明下段,以发育河流—极浅水三角洲—湖泊沉积体系为主<sup>[9]</sup>。根据层序地层发育特征,可将明下段自上而下划分为I—V油组(图2)。由于研究区物源主要来自西南方向的垦东凸起,自凸起区向缓坡带、凹陷区砂岩的粒度和厚度总体上呈现出由粗到细、由厚减薄的趋势。其中,V油组的岩性以含砾细砂岩和细砂岩为主,测井曲线上表现为区域性的高自然伽马段;Ⅲ和Ⅳ油组在缓坡带—凹陷区的岩性以大段泥岩夹细砂岩为主,砂岩含量仅为21.1%,而在凸起区储层粒度变粗、厚度增大,砂岩含量超过60%,测井曲线上多表现为指状;I—Ⅱ油组岩性的横向变化特征与Ⅲ和Ⅳ油组类似,但其储层更为发育,测井曲线表现为齿化的钟形或箱形。

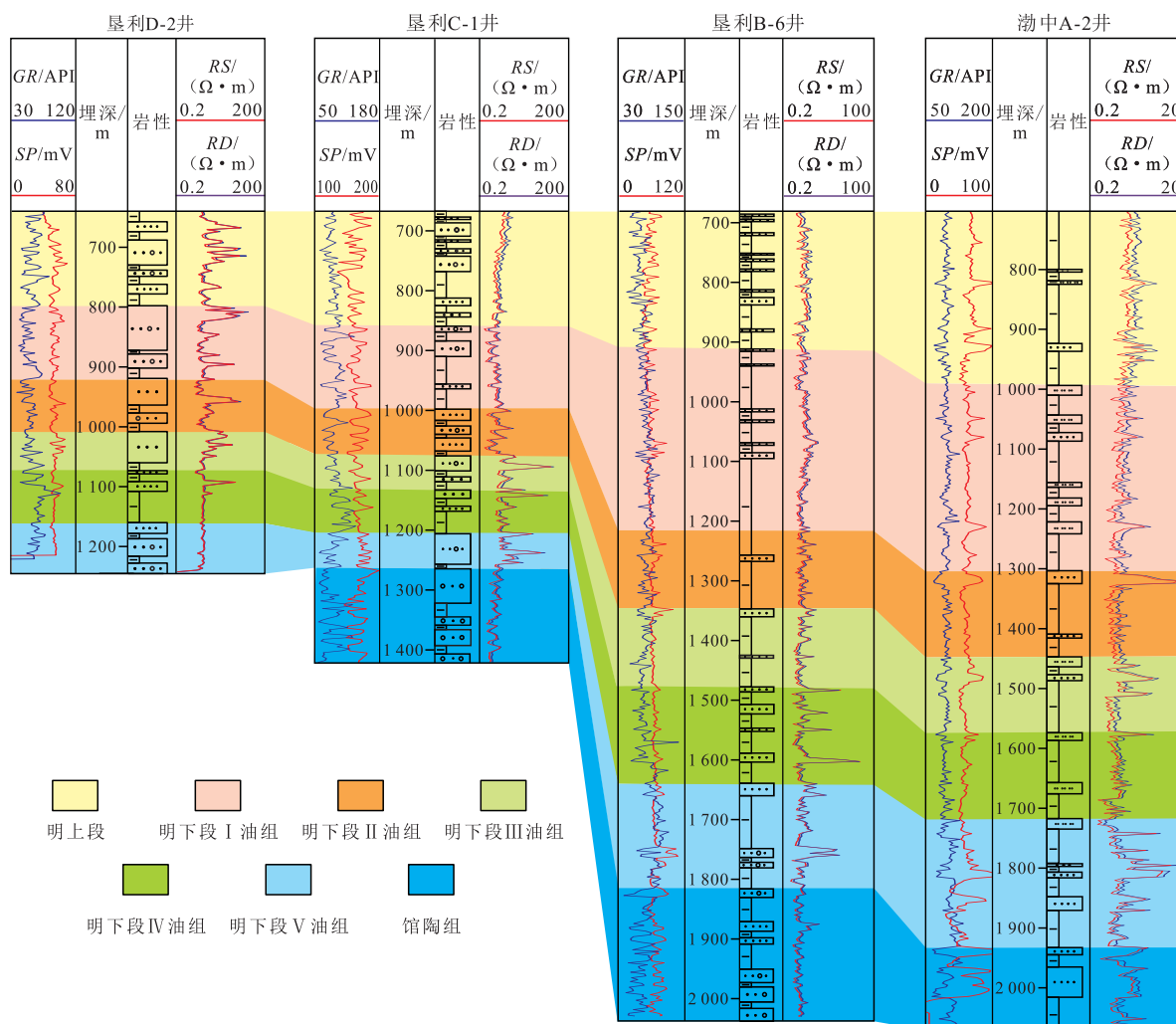


图2 黄河口凹陷中央隆起带连井地层对比剖面

Fig.2 Crosswell stratigraphic correlation profile in the central uplift belt of Huanghekou sag

### 3 地层压力系数特征

前人对地层压力的研究多集中于对深层超压的分析, Hunt 提出运用实测的地层流体压力, 计算其压力梯度, 据此鉴别异常地层压力的方法<sup>[10]</sup>。超压系统释放或泄漏的超压流体的流动而引起其他地层压力系统孔隙流体压力增加的作用即为压力传递, 而超压既可以向常压系统, 也可以向先存的超压系统传递<sup>[11]</sup>。当存在分布广泛、连通性好的砂岩层时, 流体(和压力)即沿着水平方向移动, 即为压力的横向传递<sup>[12]</sup>。李继亭等运用盆地模拟方法分析东营凹陷新生界异常地层压力的演化特征, 认为早期形成的异常地层压力为沙河街组部分烃源岩中的油气向邻近圈闭的运移聚集提供了充足的成藏动力, 且有利于油气藏的保存<sup>[13]</sup>。Thomas 提出油气运移过程势必伴随地层压力的输导, 同一输导体系上的储层具有相似或继承性的地层压力特征;

而不同的油气输导体系, 其地层压力也必然存在差异<sup>[14]</sup>。由此可见, 油气运移与地层压力的传递效应相伴生。

黄河口凹陷中央隆起带实测地层压力主要集中于馆上段和明下段。其地层压力为 5.52 ~ 22.07 MPa, 地层压力梯度平均为  $9.79 \times 10^{-3}$  MPa/m, 地层压力系数为 1.00 ~ 1.05 (假设地层水的密度恒定, 为  $1 \text{ g/cm}^3$ )。地层压力与静水压力接近, 地层压力梯度基本保持恒定, 因此地层压力梯度不能准确反映新近系地层压力的变化; 而地层压力系数可以反映地层压力的相对变化, 同一输导体系地层压力系数近似或继承性发育, 且地层压力系数随埋深变化的敏感性很强, 反映出在正常地层压力条件下, 油藏具有独立的地层压力系统, 即各油藏彼此独立。因此, 笔者尝试利用地层压力系数来分析黄河口凹陷中央隆起带新近系的油气输导体系。

#### 3.1 纵向特征

受构造演化与沉积过程的控制作用, 断陷盆地



在纵向上发育不同的地层压力系统,且不同地层压力系统的油气成藏条件、分布规律及模式等均存在差异<sup>[15]</sup>。黄河口凹陷中央隆起带主力含油层系的地层压力系数随埋深呈分段变化特征。以垦利C油田垦利C-1井为例(图3),其主力含油层系的地层压力系数自下而上可以划分为3段式结构:①低地层压力系数段。该段埋深约为1 215~1 275 m,地层压力系数相对较低、分布较集中且稳定,地层压力系数的主体区间为1.006~1.012。储层为馆上段砂砾岩与明下段V油组含砾细砂岩、细砂岩,砂岩含量平均约为53.3%;且由馆上段砂砾岩层过渡至明下段V油组细砂岩层,砂岩含量逐渐降低,粒度变细,地层压力系数逐渐升高。②高地层压力系数段。该段埋深约为1 125~1 215 m,地层压力系数相对较高,地层压力系数的主体区间为1.018~

1.028,且地层压力系数曲线表现为明显的单齿状分布特征。储层为明下段IV油组泥岩夹细砂岩,砂岩含量约为21.1%。③中等地层压力系数段。该段埋深约为1 025~1 125 m,地层压力系数的主体区间为1.012~1.018。储层为明下段II—III油组泥岩与细砂岩、含砾细砂岩互层,砂岩含量约为57.6%。整体上,垦利C-1井主力含油层系的地层压力系数曲线表现为震荡分布特征,连续发育多个单齿状地层压力系数分布组合,以底部单齿状分布特征最为明显,与高地层压力系数段单齿状分布特征的高压层构成了垦利C-1井地层压力系数与埋深关系的双峰结构。

### 3.2 横向特征

黄河口凹陷中央隆起带相同构造区地层压力系数的研究表明,相邻井的地层压力系数在纵向上具有明显的3段式结构;但同一层序地层的地层压力系数具有相似的特征,且横向上具有相似地层压力系数特征的储层均属于同一油气输导体系。

以研究区垦利C油田为例。垦利C油田的低地层压力系数段分布于馆上段及明下段V油组的中下部,其砂砾岩与含砾细砂岩储层具有较好的物性特征。垦利C-2井低地层压力系数段的孔隙度平均为29.1%,渗透率平均为 $1\ 936.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,具有较高的渗透性,成为油气运移的良好输导层;且易于通过断裂与地表水沟通,地层压力更接近于静水压力,这也是馆陶组顶部油气不易成藏的原因。垦利C油田的高地层压力系数段分布于明下段IV油组,其细砂岩储层的孔隙度平均为29.5%,渗透率平均为 $2\ 085.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;但是较低的砂岩含量使其储层在纵向上互不连通,造成地层压力系数具有明显差异。垦利C-1,C-2和C-4井地层压力系数曲线均具有单齿状分布特征且有较强的可对比性,反映出同期同源的油气充注特征。垦利C油田的中等地层压力系数段分布于明下段II—III油组。垦利C-2井细砂岩、含砾细砂岩储层的孔隙度平均为31.3%,渗透率平均仅为 $335.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,这可能是垦利C-4井中等地层压力系数段的地层压力系数曲线不具有明显的单齿状分布特征的原因。由垦利C油田的地层压力系数特征可发现,相同构造区的地层压力系数均具有可对比性。

纵向上,岩性组合与储层物性特征决定不同油气输导体系的地层压力系数特征;横向上,同一套地层内储层之间的连通关系及储层的渗透性决定了同一油气输导体系的地层压力系数特征(图4a)。

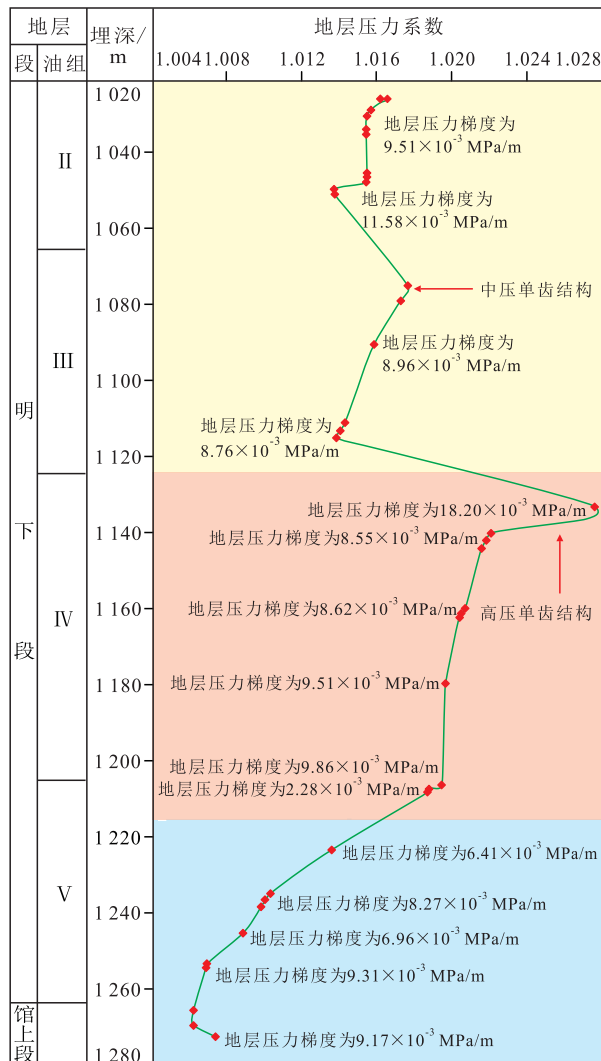


图3 垦利C-1井地层压力系数与埋深及岩性的关系  
Fig.3 Variation of formation pressure coefficient with depth and lithology of Well KenliC-1

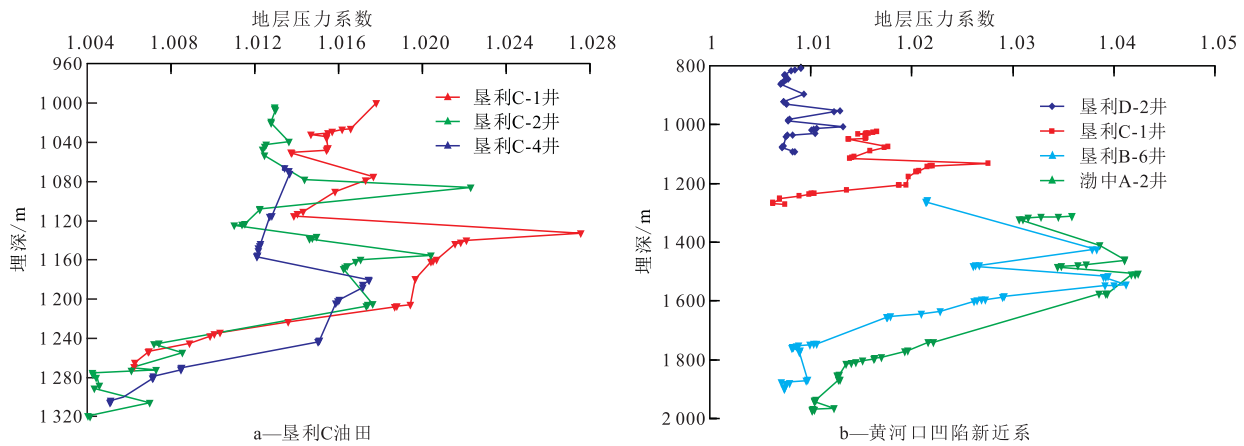


图4 黄河口凹陷中央隆起带地层压力系数特征对比

Fig.4 Formation pressure coefficient contrasts in the central uplift belt of Huanghekou sag

## 4 油气输导体系

对比位于黄河口凹陷中央隆起带凹陷区的渤中A油田和垦利B油田的地层压力系数,发现其3段式结构基本出现于同一埋深、同一套地层,且高、中等和低地层压力系数段在主力含油层系中所占比例大致相当(图4b)。渤中A油田和垦利B油田均发育断至古近系烃源岩的油源断裂,其幕式活动特征使油气沿断层向上涌流排烃<sup>[16-17]</sup>;低地层压力系数段的馆上段与明下段Ⅳ—Ⅴ油组高渗透层形成低地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系,高地层压力系数段的明下段Ⅲ油组大段泥岩夹中等渗透性细砂岩储层形成高地层压力系数—中等渗透性储层油气输导体系,中等地层压力系数段的明下段Ⅱ油组高渗透性细砂岩储层形成中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系。其中,低地层压力系数段和中等地层压力系数段的高渗透性储层在涌流排烃模式下成为油气优势充注目标;当油气排替压力暂时与充注压力平衡时,油气开始大规模高压充注进入明下段Ⅲ油组中等渗透性细砂岩储层,直至油气充注结束。相比之下,低地层压力系数段的高渗透性储层更易于接受油气充注,其排替压力下降也更快;高地层压力系数段储层的渗透性明显劣于低地层压力系数段,油气高压充注于该段储层,因此其油气充注量要少于低地层压力系数段;而中等地层压力系数段的油气充注能力介于高地层压力系数段与低地层压力系数段之间。在高、中等和低地层压力系数段储层排替压力与油气充注压力的动态平衡过程中,油气首先在渤中A油田与垦利B油田馆陶组与明化镇组聚集成藏,并沿高渗透性储层向地层压力低势区运移。

研究区缓坡带的垦利C油田的地层压力系数特征与渤中A油田和垦利B油田的基本类似,但不同的是由于缓坡带反向断层F1的发育,使垦利B油田馆陶组部分高渗透性储层与垦利C油田明下段Ⅴ油组高渗透性储层相对接,导致部分油气运移至垦利C油田明下段Ⅴ油组聚集成藏;而另一部分垦利B油田馆陶组高渗透性地层与垦利C油田馆上段高渗透性储层对接,同时垦利C油田馆上段又与断层下盘高渗透性储层对接,因此导致油气继续向垦东凸起运移。垦利B油田高地层压力系数段与垦利C油田明下段Ⅳ油组低渗透性储层相接,保持并继承其高地层压力特征;而垦利C油田明下段Ⅲ油组储层更为发育,渗透性更好,从而使油气输导路径更为丰富,地层压力系数曲线呈现震荡分布特征,因此垦利C油田以发育中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系为主。

垦利D油田垦利D-2井地层压力系数相对更低,但仍具有明显的3段式结构。其低地层压力系数段已上移至明上段Ⅳ油组附近,受断层F2的影响,垦利D-2井低地层压力系数段与垦利C油田馆上段对接。此外,在纵向上,尽管研究区4个油田的低地层压力系数段位于不同埋深和地层,但其地层压力系数非常接近,说明凹陷区—缓坡带馆陶组与明下段Ⅴ油组是研究区油气输导的主要层系;高地层压力系数段受油气高压充注的影响,无论是油气的后期保存还是在向地层压力低势区运移的过程中,仍然保持着较强的输导能力,直至油气运移至凸起区。受垦利D油田明下段Ⅰ—Ⅱ油组储层更为发育的影响,其中等地层压力系数段相当于垦利C油田明下段Ⅲ油组的中等地层压力系数段,但地层压力系数分布更为分散,以发育中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系为主。

## 5 油气输导机制及模式

黄河口凹陷中央隆起带的低、中等和高地层压力系数段发育相对独立的油气输导体系。低地层压力系数段的油气沿着高渗透性储层进行输导,形成低地层压力系数—高渗透性储层油气输导模式,同时其储层的高渗透性也致使低地层压力系数段以油气运移为主而仅有少部分聚集成藏。高地层压力系数段的大部分输导层为砂岩含量较低的中等渗透性细砂岩储层,受其岩性组合特征控制形成高地层压力系数—中等渗透性储层油气输导模式。中等地层压力系数段在凸起区垦利C油田至垦利D油田储层相对较发育条件下形成中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导模式(图5)。

在正常地层压力条件下,断层的幕式活动使来自深层的油气以涌流形式运移至浅层,进而对不同层系分别进行油气充注,而油气输导层的排替压力则决定了油气充注的能力<sup>[18]</sup>。从黄河口凹陷中央隆起带的凹陷区到缓坡带,馆陶组及明下段V油组砂砾岩与含砾细砂岩储层具有良好的渗透性,地层压力更接近于静水压力,是浅层油气输导最主要的层系;而砂岩含量最低、以细砂岩为主的明下段Ⅲ

油组储层的渗透性相对较差,决定其在排替压力相对较高的情况下须采取高压油气充注的方式,相对高压的油藏特征使中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系在空间上具有良好的可对比性。

从黄河口凹陷中央隆起带的缓坡带至凸起区明下段砂岩含量逐渐升高,在浮力作用的驱动下以低地层压力或者更接近于静水压力的方式进行油气输导。与凹陷区至缓坡带的油气输导模式不同,受断层控制的砂体对接关系使凸起区的油气输导至更浅的层系聚集成藏。沿缓坡带馆陶组砂砾岩与明下段V油组含砾细砂岩相对接,又与高部位砂岩含量更高的明下段Ⅲ油组对接;在砂岩对接关系的控制下,油气输导层的埋深越来越浅,仅在侧向封堵条件较好时油气才能聚集成藏。

油源断层的活动方式、储层的渗透性、砂岩的分布与含量、断层两盘岩性的对接关系以及古地貌等因素共同控制着研究区油气的输导与聚集成藏。在浅层正常的地层压力条件下,浮力作用驱动油气由高势区向连通性低势区储层运移;在同一运移路径上油藏所受浮力会随着埋深的变浅而有规律地减小,而在不同运移路径上油藏的地层压力系统的相关性则相对较差。

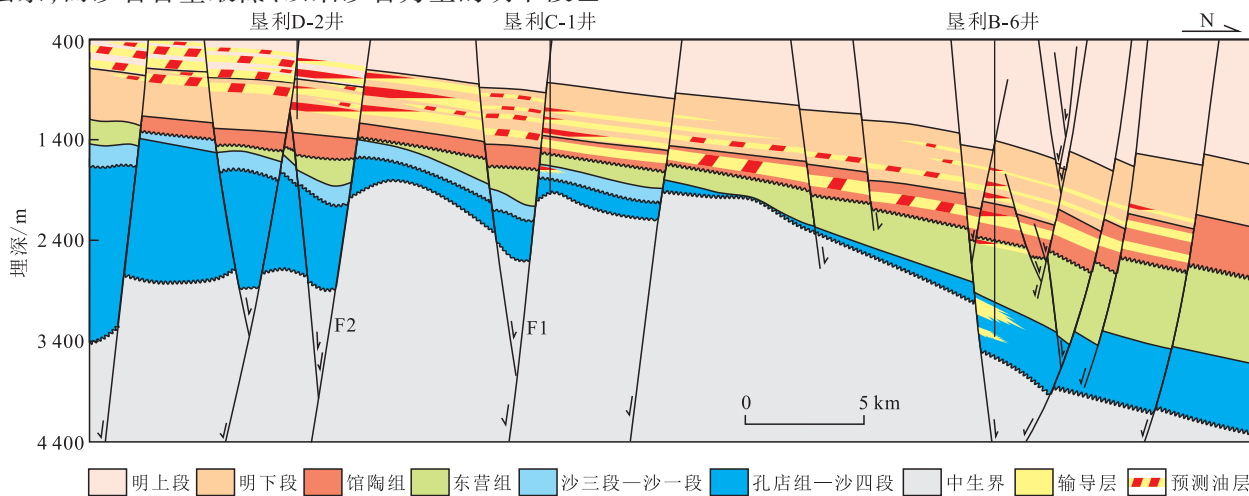


图5 黄河口凹陷新近系油气输导模式

Fig.5 Hydrocarbon carrier model of the Neogene in Huanghekou sag

## 6 结论

在正常地层压力条件下,黄河口凹陷中央隆起带新近系馆陶组与明化镇组发育低地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系、高地层压力系数—中等渗透性储层油气输导体系、中等地层压力系数—高渗透性储层油气输导体系3种类型。研究

区的凹陷区—缓坡带馆陶组与明下段V油组、缓坡带—凸起区明下段Ⅲ油组以低地层压力系数—高渗透性砂岩储层为主力输导层,凹陷区—缓坡带的明下段Ⅲ油组以高地层压力系数—中等渗透性砂岩储层为输导层,凸起区以中等地层压力系数—高渗透性块状砂岩储层为主要输导层。油源断层的活动方式、储层的渗透性、砂岩的分布与含量、断层两盘的岩性对接关系以及古地貌是黄河口凹陷浅



层油气输导与聚集最主要的控制因素。利用地层压力系数可以反映地层压力的变化特征,分析研究区的油气输导体系及模式,进一步深化对黄河口凹陷中央隆起带油气成藏规律的认识,有助于指导成熟探区及周围地区的油气新发现。

#### 参考文献:

- [1] 林玉祥,孙宁富,郭凤霞,等.油气输导机制及输导体系定量评价研究[J].石油实验地质,2015,37(2):237-245.  
Lin Yuxiang, Sun Ningfu, Guo Fengxia, et al. Mechanism and quantitative evaluation method of the petroleum migration system [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(2): 237-245.
- [2] 王良军,邹华耀,段金宝.元坝气田油气输导体系及其对成藏的控制作用[J].油气地质与采收率,2014,21(5):40-44.  
Wang Liangjun, Zou Huayao, Duan Jinbao. Study of carrier system and its control on hydrocarbon reservoirs, Yuanba gas field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(5): 40-44.
- [3] 王勇,杨道庆,郭军参,等.春光探区油气输导体系及对成藏的控制作用[J].特种油气藏,2015,22(2):27-30.  
Wang Yong, Yang Daoqing, Guo Juncan, et al. Control effect of oil/gas conduction system on reservoir forming in Chunguang area [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(2): 27-30.
- [4] 张善文,王永诗,石砥石,等.网毯式油气成藏体系——以济阳拗陷新近系为例[J].石油勘探与开发,2003,30(1):1-10.  
Zhang Shanwen, Wang Yongshi, Shi Dishu, et al. Meshwork-carpet type oil and gas pool-forming system—Taking Neogene of Jiyang depression as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 1-10.
- [5] 沈朴,张善文,林会喜,等.油气输导体系研究综述[J].油气地质与采收率,2010,17(4):4-7.  
Shen Pu, Zhang Shanwen, Lin Huixi, et al. Overview on hydrocarbon migration pathway [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 4-7.
- [6] 张新涛,牛成民,黄江波,等.黄河口凹陷渤中34区明化镇组下段油气输导体系[J].油气地质与采收率,2012,19(5):27-30.  
Zhang Xintao, Niu Chengmin, Huang Jiangbo, et al. Hydrocarbon migration of Bozhong34 in Lower Minghuazhen Formation, Huanghekou sag, offshore Bohai Sea [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(5): 27-30.
- [7] 李月,胥凯,颜世永,等.含油气盆地油气输导体系分析[J].油气地质与采收率,2015,22(1):32-36.  
Li Yue, Xu Kai, Yan Shiyong, et al. Study on hydrocarbon carrier system in petroliferous basins [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 32-36.
- [8] 孙和风,周心怀,彭文绪,等.黄河口凹陷新近系浅水三角洲岩性油气藏成藏模式[J].大庆石油学院学报,2010,34(2):11-15,37.  
Sun Hefeng, Zhou Xinhui, Peng Wenxu, et al. Lithological reservoir forming patterns of Neogene shallow water delta in Huanghekou sag [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(2): 11-15, 37.
- [9] 代黎明,李建平,周心怀,等.渤海海域新近系浅水三角洲沉积体系分析[J].岩性油气藏,2007,19(4):75-81.  
Dai Liming, Li Jianping, Zhou Xinhui, et al. Depositional system of the Neogene shallow water delta in Bohai Sea area [J]. Lithologic Reservoirs, 2007, 19(4): 75-81.
- [10] Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormal pressured fluid compartment [J]. AAPG Bulletin, 1990, 74(1): 1-12.
- [11] 刘晓峰.超压传递:概念和方式[J].石油实验地质,2002,24(6):533-536.  
Liu Xiaofeng. Overpressure transference: concept and ways [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(6): 533-536.
- [12] Mann D M, Mackenzie A S. Prediction of pore fluid pressures in sedimentary basins [J]. Marine & Petroleum Geology, 1990, 7(1): 55-65.
- [13] 李继亭,曾溅辉,吴嘉鹏.利用东营凹陷典型剖面分析地层压力演化与油气成藏关系[J].岩性油气藏,2011,23(4):58-63.  
Li Jiting, Zeng Jianhui, Wu Jiapeng. Application of typical profile to analysis of reservoir pressure evolution and hydrocarbon accumulation in Dongying Sag [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 58-63.
- [14] Thomas Finkbeiner, Mark Zoback, Peter Flemings, et al. Stress, pore pressure and dynamically constrained hydrocarbon columns in the South Eugene Island 330 field, Northern Gulf of Mexico [J]. AAPG Bulletin, 2001, 85(6): 1 007-1 031.
- [15] 程付启,王永诗,宋国奇,等.断陷盆地压力系统及其成藏特征——以沾化凹陷孤南洼陷古近系为例[J].油气地质与采收率,2015,22(1):20-25.  
Cheng Fuqi, Wang Yongshi, Song Guoqi, et al. Pressure systems and their hydrocarbon accumulation characteristics in faulted basins: a case study of the Palaeogene in Gunan subsag of Zhanhua sag [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 20-25.
- [16] 彭文绪,孙和风,张如才,等.渤海海域黄河口凹陷近源晚期优势成藏模式[J].石油与天然气地质,2009,30(4):510-518.  
Peng Wenxu, Sun Hefeng, Zhang Rucai, et al. Late-stage near-source preponderant hydrocarbon pooling pattern in the Huanghekou Sag of the Bohai Sea waters [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(4): 510-518.
- [17] 周心怀,牛成民,滕长宇.环渤中地区新构造运动期断裂活动与油气成藏关系[J].石油与天然气地质,2009,30(4):469-475,482.  
Zhou Xinhui, Niu Chengmin, Teng Changyu. Relationship between faulting and hydrocarbon pooling during the Neotectonic movement around the central Bohai Bay [J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(4): 469-475, 482.
- [18] 潘树新,王天琦,田光荣,等.松辽盆地扶杨油层成藏动力探讨[J].岩性油气藏,2009,21(2):126-132.  
Pan Shuxin, Wang Tianqi, Tian Guangrong, et al. Discussion on dynamics of Fuyang reservoir in Songliao Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(2): 126-132.