

## 渤海湾盆地冀中坳陷石油地质条件、 资源潜力及勘探方向

马学峰<sup>1</sup>, 杨德相<sup>1</sup>, 王建<sup>2</sup>, 曹兰柱<sup>1</sup>, 田建章<sup>1</sup>,  
余雁<sup>1</sup>, 钟雪梅<sup>1</sup>, 刘海涛<sup>2</sup>, 韩琪<sup>1</sup>

1 中国石油华北油田分公司; 2 中国石油勘探开发研究院

**摘要** 渤海湾盆地冀中坳陷最主要的烃源层是古近系的沙三段、沙一段, 新生古储和自生自储是发现储量最多、石油资源最丰富的2种成藏组合。近年来, 冀中坳陷在富油洼槽区地层-岩性油藏、隐蔽型潜山油藏以及致密油领域勘探不断取得重要突破与发现, 展现了良好的勘探前景。通过冀中坳陷常规与非常规油藏形成条件解剖, 分析成藏主控因素, 构建多类型油藏成藏模式并总结富集规律, 完善建立不同类型油藏资源评价参数, 优选评价方法, 开展了新一轮资源潜力评价。结果表明: 冀中坳陷常规石油地质资源量为  $24.4 \times 10^8 \text{t}$ , 资源探明率为 46%, 致密油地质资源量为  $5.19 \times 10^8 \text{t}$ 。由于剩余石油资源依然丰富, 未来要持续深化富油洼槽区及斜坡带的构造-岩性及隐蔽型常规油藏勘探, 稳步推进束鹿凹陷泥灰岩致密油勘探, 加强致密油甜点区综合评价。

**关键词** 地质条件; 资源评价; 勘探潜力; 石油; 富油洼槽; 冀中坳陷; 渤海湾盆地

**中图分类号**: TE155

**文献标识码**: A

### 0 前言

冀中坳陷位于渤海湾盆地西部, 勘探面积  $3.2 \times 10^4 \text{km}^2$ , 主要有饶阳、霸县、廊固等6个含油凹陷。古近系的沙三段、沙一段为最主要的烃源层, 新生古储和自生自储是发现储量最多、石油资源最丰富的成藏组合, 冀中坳陷具有“环状富集、满洼含油, 多类型、多层系复式聚集”的富集规律。随着勘探的不断深入, 勘探对象埋藏更深、储层更致密、成藏更复杂, 接替领域局限等问题凸显, 需要新的理论认识指导油气勘探。

2003年以来, 针对冀中坳陷富油凹陷的勘探实践, 立足富油凹陷“洼槽聚油”理论新认识<sup>[1]</sup>, 在不断探索与总结所形成的油气勘探理论与富集规律的认识指导下, 油气勘探在地层-岩性油藏和隐蔽型潜山等新领域取得了重要突破和新发现, 展现了冀中坳陷广阔的勘探前景和持续发现规模储量的勘探潜

力。通过加强富油洼槽区勘探, 马西、霸县及束鹿洼槽等获得规模整装储量发现; 通过聚焦隐蔽型潜山油藏成藏机理和勘探技术的创新, 发现了 At1x 井、Jg21 井、Nd1 井等 10 个高产高效潜山及内幕油藏, 实现了潜山油藏的高效勘探与发现<sup>[2-3]</sup>; 通过积极推动致密油勘探, 束鹿凹陷泥灰岩、砾岩致密油勘探获重要突破, 钻探 3 口井均获工业油流, 其中 St1h 井、St3 井获高产。这些油气勘探的突破引起了地质认识的变革, 也对资源评价技术方法和资源评价工作提出了新要求。

近 10 年来, 随着高勘探程度区石油成藏理论与认识的不断深化, 第三次资源评价结果<sup>[4]</sup>与勘探进展、储量增长之间的矛盾日益突出, 主要增储的富油凹陷(区带)的三级储量已接近(或超过)地质资源量, 增储上产领域及富油凹陷精细勘探都需要对常规、非常规资源潜力及分布规律重新认识与评价。

收稿日期: 2018-12-06; 改回日期: 2019-05-24; 网络发表日期: 2019-08-07

本文受国家科技重大专项之专题“渤海湾盆地冀中坳陷深层油气形成条件与有利区评价”(编号: 2017ZX05008-006-002-005)、中国石油集团重大专项“华北油田持续有效稳产勘探开发关键技术研究与应用”(编号: 2017E-15)、国家科技重大专项之专题“冀中坳陷增储领域地质评价与勘探实践”(编号: 2016ZX05006-005003)和中国石油集团重大专项“中国石油第四次油气资源评价”之课题“华北坳陷第四次油气资源评价”(编号: 2013E-0502-0403)联合资助

**第一作者**: 马学峰, 高级工程师, 硕士, 主要从事勘探综合研究与资源评价。通信地址: 062552 河北省任丘市建设中路华北油田勘探开发研究院; E-mail: jyj\_mxf@petrochina.com.cn

**通信作者**: 王建, 高级工程师, 博士, 主要从事油气地球化学与油气资源评价。通信地址: 100082 北京市海淀区学院路 20 号中国石油勘探开发研究院; E-mail: jyj\_wangj@petrochina.com.cn

鉴于上述问题和实际需求,本文以新的地质理论认识为指导,开展冀中坳陷石油地质条件分析、油藏成藏模式构建及富集规律总结,完善建立油气资源评价技术方法体系,常规油气突出“层区带”评价,非常规油气以源储共生区为评价单元,通过多方法开展冀中坳陷常规、非常规石油资源精细评价,进一步明确了冀中坳陷不同领域和区带的石油资源潜力和分布规律,为冀中坳陷石油勘探方向与目标评价提供了重要依据。

## 1 地质概况

冀中坳陷是渤海湾盆地西部以新生代沉积为主的坳陷,夹持在太行山、燕山和沧县隆起之间,坳陷

四周被隆起包围,坳陷内被凸起分隔,具有“多凸多洼、凸洼相间”的构造格局,发育了多个生油洼槽和洼边正向构造带,以东部凹陷带为主要产油区(图1)。多期湖盆叠加发育,生油洼槽内形成了沙一段、沙三段、沙四段—孔店组多套烃源岩,以及新生古储、自生自储和下生上储3大套生储盖组合和多种油气藏类型;多含油层、多类型油气藏纵向叠置、横向连片分布,形成前古近系潜山油气藏、古近系—新近系构造和岩性油气藏复式油气聚集特征(图2)。

截至2017年底,发现油气田43个以及元古宇、古生界、新生界等14套含油层系,它们主要分布于坳陷东部带的饶阳、霸县等6个富油凹陷内,资源探明率为46%。

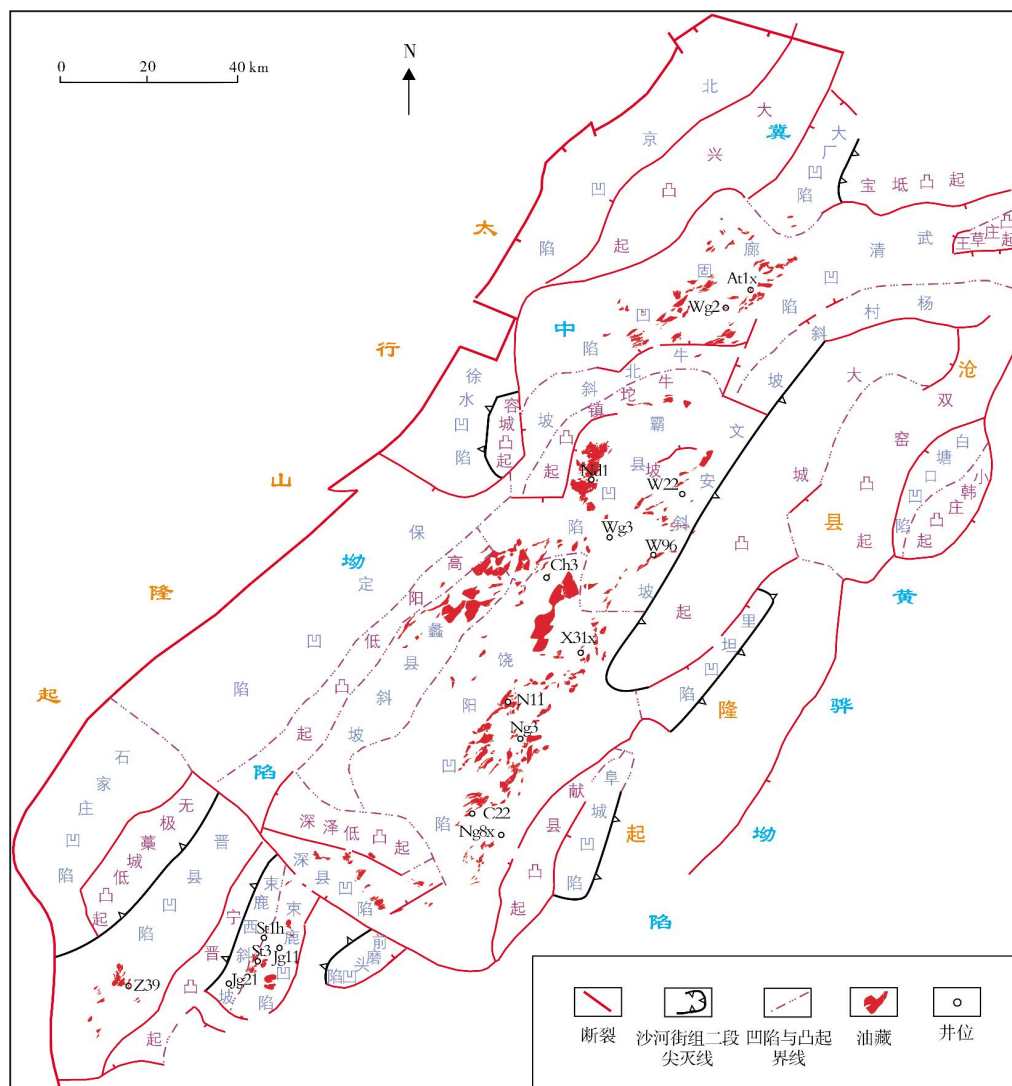


图1 渤海湾盆地冀中坳陷构造单元划分及油藏分布图

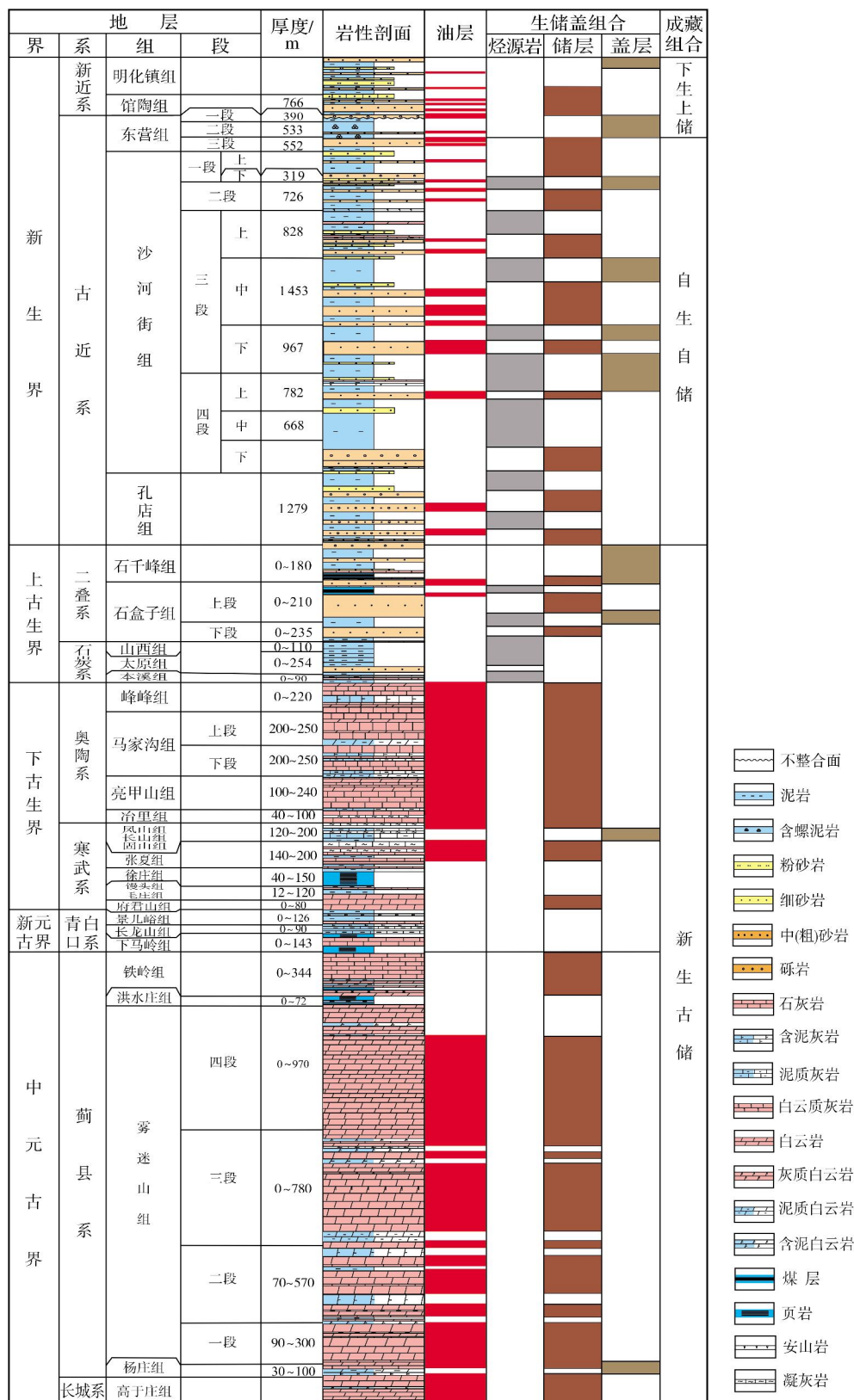


图2 渤海湾盆地冀中坳陷地层-生储盖综合柱状图



## 2 渤海湾盆地冀中坳陷油藏形成条件

### 2.1 常规油藏基本地质条件

#### 2.1.1 发育多套烃源层,具有良好的成油物质条件

冀中坳陷发育古近系湖相烃源岩、石炭系—二叠系煤系烃源岩、中生界湖相烃源岩和中—新元古界海相烃源岩等4套烃源岩。其中古近系为最主要烃源层,以沙三段和沙一段生油条件最好,多分布于东部凹陷带内。油源对比证实<sup>[5-6]</sup>:目前探明的油气储量均源于古近系烃源岩,仅少部分为石炭系—二叠系和古近系的混源。

古近系湖相泥岩主要发育沙一段下亚段、沙三段和沙四段—孔店组3层烃源岩。沙一段下亚段烃源岩在中部饶阳凹陷最为发育,有机质丰度高,有机碳含量(TOC)平均为1.07%,氯仿沥青“A”含量最高可达0.7%,有机质类型为Ⅱ<sub>1</sub>型,为一套好烃源层,是冀中坳陷形成未熟—低熟油的主要层段。沙三段烃源岩在整个坳陷内厚度大、分布区域广,TOC大于2.0%,最高达5.7%,是区域主力烃源层。沙四段—孔店组烃源岩TOC多大于1.0%,有机质类型总体偏差,以Ⅱ<sub>2</sub>—Ⅲ型为主,为中等烃源岩;但在湖盆中心以及最大湖泛面的上下层段,其TOC介于1.5%~3.0%之间,氯仿沥青“A”含量介于0.15%~0.25%之间,有机质丰度较高。

石炭系—二叠系煤系烃源岩主要分布于冀中东北部和冀南地区。煤岩厚度为10~40m,泥质烃源岩厚度为100~300m。泥岩有机质丰度以中等为主,TOC在1%~5%之间,母质类型为Ⅱ<sub>1</sub>、Ⅱ<sub>2</sub>和Ⅲ型。煤岩TOC平均为56.1%,生烃潜量( $S_1+S_2$ )平均为130.5 mg/g;碳质泥岩TOC平均为14.41%, $S_1+S_2$ 平均为36.86 mg/g。武清凹陷煤系烃源岩厚度大、有机质丰度高、埋藏深,烃源岩条件最好。

中生界湖相烃源岩主要发育在北京凹陷和石家庄凹陷的下白垩统。北京凹陷下白垩统烃源岩TOC平均值为1.10%,氯仿沥青“A”含量平均为0.089 6%, $S_1+S_2$ 为4.31 mg/g,有机质丰度比较高,为一套中等烃源岩;石家庄凹陷下白垩统烃源岩TOC平均值为0.64%,氯仿沥青“A”含量平均为0.046 3%, $S_1+S_2$ 为0.51 mg/g,有机质丰度低,为差烃源岩。

中—新元古界海相烃源岩主要分布于蓟县系和

青白口系。蓟县系主要为碳酸盐岩、藻白云岩夹黑色页岩,洪水庄组页岩TOC为0.85%,属于中等烃源岩,成熟度较高,沥青反射率最高为2.85%,有机质已进入干气阶段。青白口系为深灰色泥页岩、海绿石石英砂岩、泥灰岩夹碳酸盐岩,下马岭组页岩TOC平均为0.49%,氯仿沥青“A”含量平均为0.02%,有机质类型以Ⅰ型为主,露头剖面样品受长期风化影响,干酪根“老化”变差,有机质类型多为Ⅱ<sub>1</sub>—Ⅲ型,属于差或非烃源岩。

#### 2.1.2 发育碳酸盐岩、碎屑岩2大类优质储层

冀中坳陷钻遇的储集岩有碳酸盐岩、碎屑岩、火成岩和变质岩等4类,均已获得工业油气流。其中,中元古界—下古生界海相碳酸盐岩、新生界碎屑岩(以砂岩为主)储层分布广、厚度大、物性好,是主要的储油层;石炭系—二叠系碎屑岩,古近系湖相碳酸盐岩、火成岩,太古宇变质岩等储层分布局限,是次要储油层。

##### (1) 中元古界—下古生界海相碳酸盐岩储层

冀中坳陷碳酸盐岩储层主要发育在中元古界长城系高于庄组、蓟县系雾迷山组和下古生界寒武系、奥陶系,分为潜山型和内幕型2类储层,它们是目前冀中坳陷最为高产、高效的储层。岩心观察、薄片鉴定、岩矿分析、测井解释及岩心物性分析显示:储集空间类型以微缝孔隙型占绝对优势,占总数的78.6%;似孔隙型、孔洞缝复合型及溶洞裂缝型占7.1%。这表明深潜山油气藏产层以奥陶系为主,大缝洞的储集空间类型不发育。碳酸盐岩储层往往遭受淋滤溶蚀或因构造应力作用产生大量的断层和裂隙,因而储集能力强,且不因埋深加大而减小<sup>[7]</sup>(图3)。

##### (2) 古近系碎屑岩储层

碎屑岩是冀中坳陷古近系分布最广、最具储集意义的一类储集岩。根据冀中坳陷古近系主要油田储层物性资料统计,碎屑岩储层总体偏差,但差中有好<sup>[8]</sup>。研究表明:冀中坳陷碎屑岩储层受构造、沉积控制,储层岩相岩性有洪(冲)积扇砂砾岩体,以及河道、辫状河三角洲、扇三角洲、近岸水下扇、滩坝、浊积扇等多种成因的沉积砂体,且沉积微相控制储集体的储集性能和油气富集。

辫状河道、辫状水道、扇中主水道、辫状沟道等微相的沉积砂体,是冀中坳陷分布最广、发育时期最

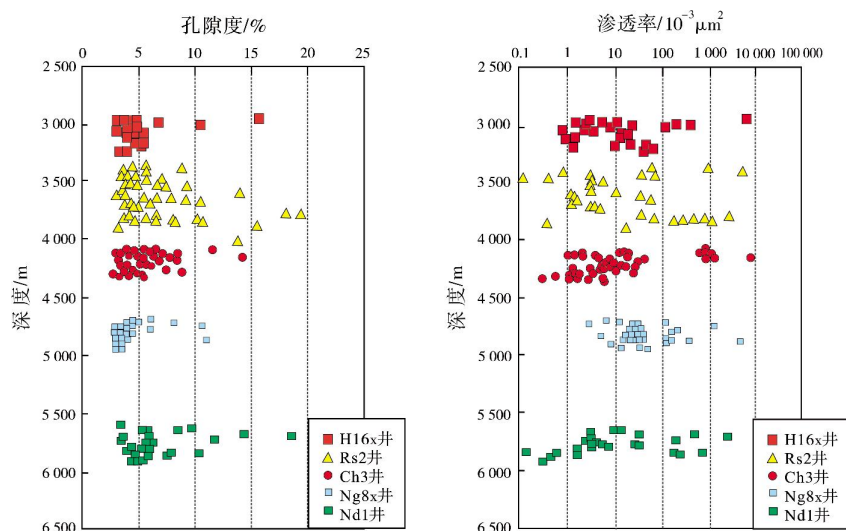


图3 渤海湾盆地冀中坳陷雾迷山组不同深度潜山储层物性特征

多和成藏条件最好的一类储集体,主要受坡折带、断折带等控制,水动力条件强、岩性粗、泥质含量低,储层物性好。勘探实践表明:孔隙度为13%~35.4%、渗透率为 $(20\sim1000)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的储层含油性最好,主要控制块状和整装油气储量形成。

分支河道、分流水道、沟道等微相沉积的砂体,储集性能和含油性中等—较好,水动力条件较强,岩性较细,主要受凹陷中带和斜坡内带的控制,砂地比在35%~55%之间,储层条件和含油性中—差,孔隙度一般在13%~18%之间,渗透率为 $(2\sim144)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,主要控制厚层状油气藏的高产富集。

楔状砂、沟道侧翼、河漫滩、生物滩、河泛平原、

水道间、浊积砂等微相与外扇亚相沉积的砂体,由于水动力条件较弱,主要为粉砂岩和泥质粉砂岩,砂地比为10%~35%,孔隙度一般为6%~13%,渗透率为 $(0.7\sim29.7)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,砂岩中泥质含量高,砂体横向变化快,其储集性能和含油性较差,主要形成薄层状油藏。

同时,近年来中深层研究结果也表明<sup>[9-10]</sup>:超压是保护中深层储层物性的重要因素,洼槽区超压带控制了油气成藏,异常高压带对(次生)孔隙发育带和油气运聚具有明显的控制作用;位于异常高压带的地层,深部砂岩储层仍可保持较好的物性,具有良好的成藏条件和勘探前景(图4)。

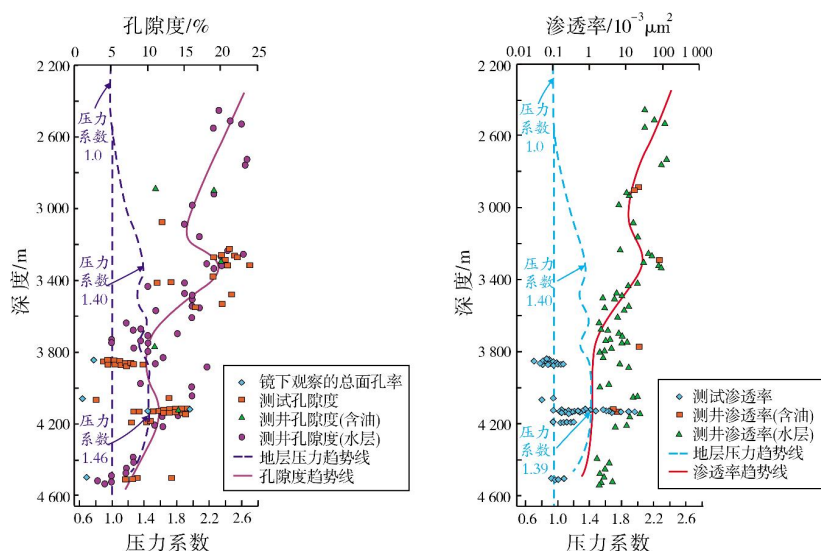


图4 渤海湾盆地冀中坳陷饶阳凹陷 C22 井异常压力与物性关系图

### 2.1.3 发育4套区域性盖层和储盖组合,有利于油气的保存

冀中坳陷主要发育石炭系煤系地层,古近系沙三段、沙一段下亚段和东二段湖相泥岩等4套良好的区域性盖层。

石炭系煤系盖层主要分布于冀中坳陷东北部地区和沧县隆起,以及冀中坳陷西南部地区;岩性主要有铝土质泥岩、暗色泥岩及少量红色泥岩,累计厚度达100~668 m,最大单层厚度为13~51 m。

沙三段盖层分布于各凹陷的较深部位,岩性以湖相暗色泥页岩为主,累计厚度为100~2 800 m,单层厚度在6~570 m之间。

沙一段下亚段盖层在各凹陷分布广泛,主要为滨浅湖相暗色泥页岩,累计厚度为50~350 m,最厚达506 m,单层厚度为10~75 m。

东二段盖层主要分布于坳陷的东部凹陷带,为河流相及湖-沼相的紫红色、绿色泥岩以及少量浅灰色泥岩,由于富含螺化石,故通称含螺泥岩段(图2)。

上述4套区域性盖层与下伏储层构成冀中坳陷4套重要的含油层系和有利储盖组合。

### 2.1.4 发育多种类型的圈闭

冀中坳陷圈闭类型和数量都比较丰富,且在空间上有规律地分布。在生油凹陷内部及其邻近的构造带上,发育潜山山顶圈闭、潜山山坡圈闭、潜山山腹圈闭,以及古近系—新近系披覆背斜圈闭、断鼻圈闭、断块圈闭、逆牵引背斜圈闭、挤压背斜圈闭、岩性圈闭和地层圈闭<sup>[11-12]</sup>,为油气聚集创造了极其有利的条件,形成不同层位、不同类型、大小不等的油气藏在构造带上多层叠置、横向上连片分布的复式油气聚集特征。

### 2.1.5 石油生、排、运、聚时空配套,形成3类成藏组合

冀中坳陷深层沙四段—孔店组烃源岩于沙三段沉积早期进入生油阶段,在沙三段沉积后期至东营组沉积期进入生烃高峰;沙三段烃源岩的主要排烃和运移期为东营期—馆陶期。主要烃源层的主要生烃期、运聚期均在新近纪前和新近纪,主要圈闭形成期在新近纪前,三者之间配套最佳,有利于油气成藏。

冀中坳陷的油气藏形成于3大成藏组合:新生古储、自生自储和下生上储(图2)。其中,古近系湖

相烃源层逐层超覆于古潜山之上,通过不整合面和断面使烃源岩与古潜山储层直接对接,有利于油气向潜山运聚。这类新生古储的古潜山油气藏是最主要的油气藏类型。以自生自储和下生上储为主的新生界碎屑岩油藏广泛分布于冀中坳陷古近系。在多次构造运动作用下,砂岩储层和烃源岩在纵向上交互发育,由断裂或渗透砂体沟通源、储形成近源充注;在大规模生排烃高峰期间(东营末期和馆陶期—明化镇期),油气沿断层—不整合面—储集体构成的立体输导网络进入圈闭聚集成藏。

综合研究表明,冀中坳陷油气藏形成的区带构造位置、烃源层、储层、盖层、圈闭和油气运移通道等条件要素在空间上具有很好的配置关系,因此能够形成油气高效富集。

## 2.2 非常规石油成藏条件

冀中坳陷发育有沙一段下亚段特殊岩性段、沙三段湖相致密砂岩、束鹿凹陷沙三段下亚段泥灰岩及砾岩致密油类型。其中,束鹿凹陷是冀中坳陷致密油条件最好,且目前已取得勘探发现的凹陷,已钻探的3口井均获工业油流。研究认为影响致密油分布的主控因素是烃源岩分布和储层特征,本文重点阐述束鹿凹陷泥灰岩、砾岩致密油成藏条件。

### 2.2.1 烃源岩条件

束鹿凹陷中南洼槽相对封闭的湖盆发育了巨厚的泥灰岩,厚度可达300~1 500 m,通过对St1h井、St2x井、St3井分析样品的TOC、S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>、氯仿沥青“A”、总烃等综合评价认为,束鹿凹陷沙三段下亚段泥灰岩有机质丰度,特别是可溶有机质丰度高,为好烃源岩(图5)。从以往的钻探井分析,沙三段下亚段Ⅰ油组泥灰岩为中等—好烃源岩,Ⅱ油组泥灰岩为好烃源岩,Ⅲ油组泥灰岩为好—很好烃源岩<sup>[13]</sup>。沙三段下亚段有机碳含量在1%以上的面积有140 km<sup>2</sup>,氯仿沥青“A”含量大于0.1%的分布区域也是140 km<sup>2</sup>。

依据氢指数(HI)、Pr/Ph、伽马蜡烷、H/C原子比等参数综合评价,束鹿凹陷沙三段下亚段Ⅰ—Ⅲ油组HI介于600~800 mg/g之间(图5),属于Ⅱ<sub>1</sub>型干酪根;Ⅳ油组HI介于200~400 mg/g之间,属Ⅱ<sub>2</sub>—Ⅲ型干酪根。泥灰岩热解氢指数较高,热解氢指数在350 mg/g以上的Ⅱ<sub>1</sub>型的泥灰岩分布区域大约有110 km<sup>2</sup>。沙三段



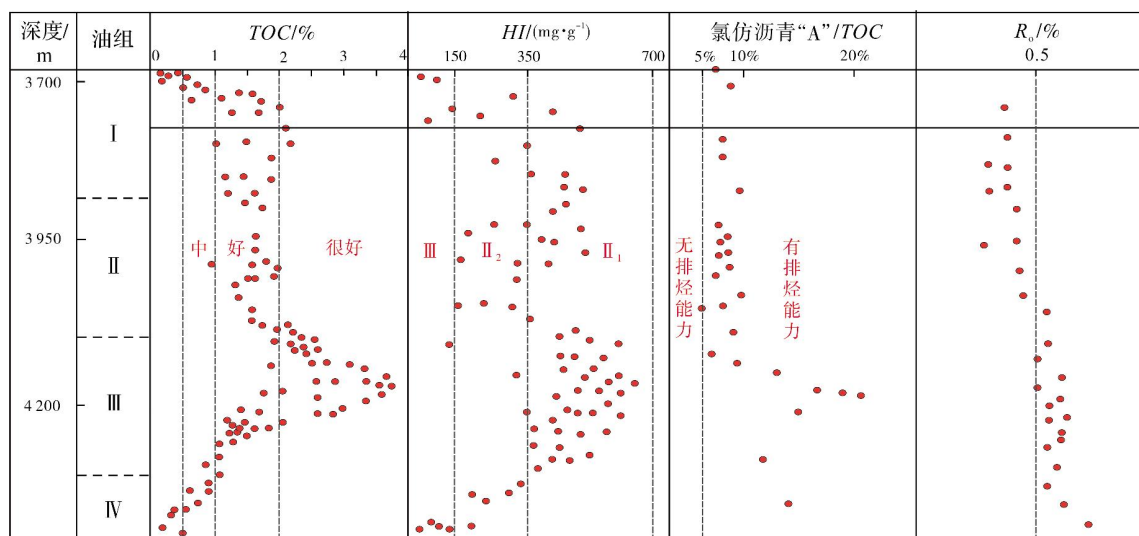


图5 渤海湾盆地冀中坳陷Siliu井沙三段下亚段泥灰岩烃源岩地化剖面

下亚段泥灰岩已经成熟,有机质转化率高,普遍具有排烃能力。Ⅲ油组氯仿沥青“A”/TOC介于20%~30%之间,主体为25%,具有较强的排烃能力;Ⅰ、Ⅱ、Ⅳ油组氯仿沥青“A”/TOC介于0~15%之间,主体为10%,也具有排烃能力。泥灰岩在馆陶组沉积末期进入成熟门限,开始大量生、排烃,目前整体处于大量生油阶段。总之,束鹿凹陷沙三段下亚段泥灰岩TOC高、有机质类型好、转化率高、排烃能力强,为优质成熟烃源岩,是一套主力油气源岩,也是当前致密油气勘探的主要对象。

### 2.2.2 储层条件

以岩心识别为主线,宏观与微观相结合,分析岩石学特征,表明束鹿凹陷沙三段下亚段发育4种岩石类型:砾岩、岩屑砂岩、泥灰岩和纹层状泥质白云质灰岩。其中以泥灰岩和砾岩为主要的储集岩类:泥灰岩类有纹层状泥灰岩、块状泥灰岩和砾状泥灰岩,砾

岩类可分为颗粒支撑陆源砾岩、颗粒支撑混源砾岩和杂基支撑陆源砾岩。纹层状泥灰岩、颗粒支撑砾岩孔缝较发育,物性和含油性好,为致密油储层的优势储集岩性。

有效储集空间主要为层间缝、高角度构造缝以及溶蚀孔洞,储集空间具有双重孔隙结构。纹层状泥灰岩发育微裂缝和微米级孔隙;颗粒支撑砾岩发育裂缝、溶蚀孔洞,同时砾内存在大量微孔,溶蚀孔洞多与构造缝密切相关<sup>[14]</sup>。受母岩类型的影响,研究区泥灰岩和砾岩均较致密,储集性能较差,岩心样品实测砾岩的平均孔隙度为2.12%,渗透率为 $(0.04\sim 8.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,泥灰岩的平均孔隙度为2.85%,渗透率为 $(0.01\sim 36.5)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,总体为低孔特低渗储层(表1)。纹层状泥灰岩和颗粒支撑陆源砾岩在本区分布广、厚度大,由于碳酸盐矿物含量高,因此脆性较好,这有利于储层体积压裂改造。

表1 冀中坳陷束鹿凹陷沙三段下亚段主要储层岩性-物性统计表

岩性	孔隙度/%			渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$		
	最小值	最大值	平均值	最小值	最大值	平均值
颗粒支撑陆源砾岩	0.60	5.80	2.88	0.04	10.30	0.91
颗粒支撑混源砾岩	0.60	2.50	1.12	0.04	0.57	0.27
杂基支撑陆源砾岩	0.70	1.60	1.07	0.04	5.77	1.30
岩屑砂岩	0.10	4.10	0.94	0.04	2.10	0.25
纹层状泥灰岩	0.20	10.70	0.96	0.04	18.90	2.44
块状泥灰岩	0.10	4.30	0.71	0.04	18.60	0.61

3 常规与非常规石油主控因素与成藏模式

渤海湾盆地冀中坳陷油藏分布主要受富生烃凹陷、储盖配置以及输导体系等因素的控制,不同

类型油藏富集的主控因素又存在差异。本文基于断陷洼槽区油气成藏特点及成藏新认识、潜山成藏特点,通过解剖已发现的典型油藏,分析成藏主控因素,构建成藏模式。不同地区成藏模式和特征差异明显(表2)。

表 2 冀中坳陷典型油藏成藏模式分类

编号	成藏模式名称	成 藏 特 征	代表油藏
a	断网输导、耦合成藏、叠置富集	沙三段、沙一段烃源岩供烃,油源断层垂向与砂体侧向耦合输导	N11
b	源内隐蔽输导、短距离运移	断裂体系发育,水下扇、三角洲前缘砂伸入洼槽优质源岩内	X31
c	远源供烃、多级输导、河道砂聚集	远源供烃,以断-盖耦合垂向与砂体侧向分流输导,阶梯状成藏	W22
d	“红盖侧运”成藏模式	潜山构造带顶部被非生烃层系覆盖,优质烃源岩与潜山侧向接触	Ng8x
e	“坡腹层状”成藏模式	斜坡构造背景上的低幅潜山内幕圈闭以断层为输导通道聚集成藏	Wg3
f	“古储古堵”成藏模式	洼槽内潜山构造带,碳酸盐岩潜山内幕地层侧向封堵,形成油藏	Ch3
g	“源储共生”型致密油成藏模式	颗粒支撑砾岩被优质烃源岩覆盖或包裹,泥灰岩生成的油气就近运移到砾岩体内,形成“源储共生”砾岩油藏	St3
h	“源储一体”型致密油成藏模式	泥灰岩既是生油岩,又是储层,形成泥灰岩源储一体致密油藏	St1

3.1 成藏主控因素

研究表明:源储对接窗口大小、内幕储层物性与断层输导体系的配置关系,以及保存条件是控制潜山成藏的重要因素<sup>[15-17]</sup>。断陷洼槽区油气的富集主要受主生烃洼槽、主成湖区砂体规模和主汇流通道等 3 大因素所控制<sup>[18-19]</sup>。

致密油甜点发育区主要受优质烃源岩灶和有利储层分布的控制。优质烃源岩分布区控制了致密油分布范围,储层物性较好是甜点区重要的条件,储层脆性大是甜点区发育的必要条件<sup>[20]</sup>,优越的源储配置有利于成藏。

3.2 成藏模式

3.2.1 断陷洼槽区油气成藏模式

以陆相洼槽聚油理论为指导<sup>[21]</sup>,构建了洼槽区 3 种典型油气成藏模式<sup>[22-23]</sup>(图 6a—6c,表 2 中的 a、b、c)。以洼槽区“断网输导、耦合成藏、复合连片、叠置富集”成藏模式为例(图 6a,表 2 中的 a),这类油藏由沙三段、沙一段烃源岩共同供烃,以油源断层垂向与砂体侧向耦合输导为主,在东营组和沙一段发育构造、

构造-岩性、岩性油气藏,是古近系油藏发现储量规模最大的成藏模式。

3.2.2 新生古储成藏模式

为隐蔽型深潜山与潜山内幕成藏模式(图 6d—6f,表 2 中的 d、e、f),已发现多个这种模式的高产高效潜山及内幕油藏。以 Wg3 井潜山为例(图 6e,表 2 中的 e),该类油藏是以斜坡构造背景上的低幅潜山内幕构造为圈闭,洼槽区油气以断层为输导通道,在潜山内幕聚集成藏,从而拓展了潜山的勘探空间<sup>[24]</sup>。

3.2.3 致密油成藏模式

在束鹿凹陷发育 2 种致密油成藏模式(图 6g—6h,表 2 中的 g、h)。束鹿凹陷中的颗粒支撑砾岩形成了“源储共生”型致密油藏,由于在滑塌体“近端”和冲积扇“扇根”受到了片流冲刷,使得砾岩杂基中的泥质含量低,导致砾/粒间的微孔发育,储层物性变好,从而发育甜点储层有利相带(图 6g)。而泥灰岩既是生油岩,又是有效储层,形成了“源储一体”型致密油藏,在斜坡带和洼槽区靠近坡折部位的纹层状泥灰岩厚度大、TOC 高,裂缝发育,为储层有利相带(图 6h)。优质烃源岩内或紧邻烃源岩发育特殊岩性和砂岩类储层,形成了源储互层或源储紧邻的关系<sup>[25]</sup>。



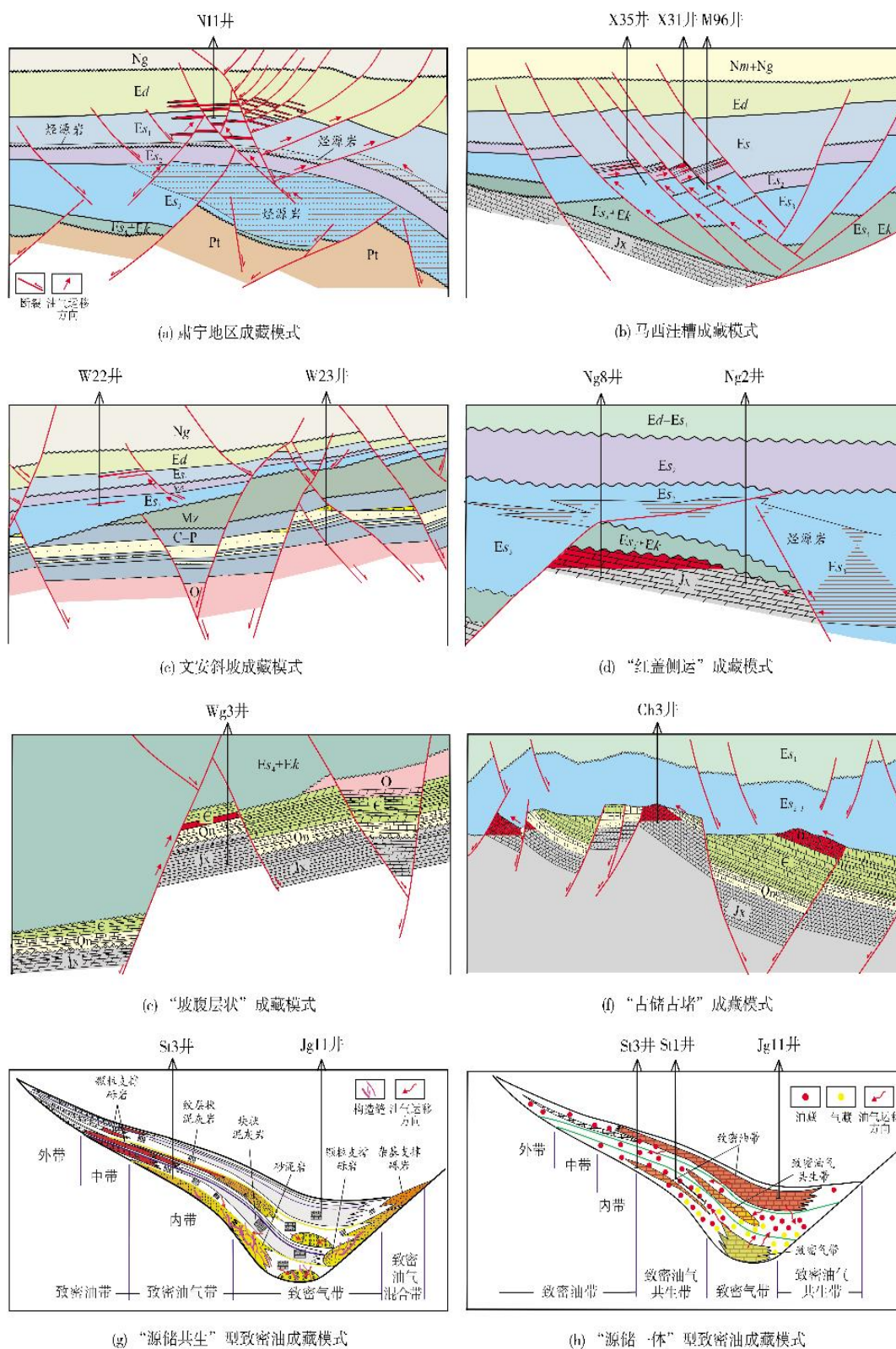


图 6 冀中拗陷典型油气成藏模式图

4 常规与非常规石油资源潜力评价

4.1 常规石油资源评价

常规石油资源评价采用成因法、统计法和类比法等多种方法,实现了分层系、分区带、分油藏类型的精细评价<sup>[26-27]</sup>。成因法以确定总生油量和运聚系数这2项关键参数来实现资源量计算。总生油量计算采用产烃率图版法;通过钻井地球化学分析测试,开展精细烃源岩分类评价,编制不同类型的主要烃源岩厚度、有机质丰度等基础数据等值线图;开展生排烃热模拟实验以完善产烃率图版,模拟标定17口井生烃动力学参数及热史参数;再利用盆地模拟软件实现五史模拟,计算冀中坳陷12个凹陷不同地质时期的分层系生油量。计算结果表明:冀中坳陷总生油量为 $336.41 \times 10^8 \text{ t}$ ,其中沙三段和沙四段的生油量占总生油量的88%;6个主要富油凹陷的总地质资源量为 $22.84 \times 10^8 \text{ t}$ 。

应用统计法中的油藏规模序列法对冀中坳陷油气资源进行预测:对冀中坳陷已发现的944个油藏储量数据进行分析评价,得到的石油地质资源量约为 $22 \times 10^8 \text{ t}$ 。

本次类比法评价流程是:按照“层区带”的评价思路,在第三次资评的评价单元划分的基础上,进一步细分评价单元106个,依据刻度区解剖结果优选类比参数,分别对冀中坳陷不同评价单元按层系、按领域量化打分,依据石油地质条件及相似系数选择类比刻度区,然后计算评价单元的资源量。以八里庄评价单元为例(表3),以层区带为评价单元类比得到资源量为 $5000 \times 10^4 \text{ t}$ 。最终汇总各区带资源量,得出冀中坳陷主要凹陷类比法资源量总计 $23.297 \times 10^8 \text{ t}$ (表4)。

对不同方法赋予不同的权重系数,采用特尔菲法计算,冀中坳陷石油地质资源量约为 $24.4 \times 10^8 \text{ t}$ ,相比第三次资评的结果增长了约 $6 \times 10^8 \text{ t}$ 。

4.2 致密油资源评价

根据冀中坳陷致密油藏形成地质条件和致密油藏刻度区评价结果,结合勘探与研究进展,对投入工作较多的束鹿凹陷泥灰岩进行解剖,对优质烃源岩厚度、储层厚度和物性、含油饱和度、充注系数等参数开展研究,明确主要成藏条件,建立致密油地质类比评价参数标准。本次致密油评价优选小面元容积法与资源

表3 冀中坳陷八里庄刻度区类比资源量计算表

评价单元	面积/ km <sup>2</sup>	层系	圈闭类型	类比刻度区	相似系数	地质资源量/ 10 <sup>4</sup> t
八里庄	150	东营组	断块	留楚	0.85	600
				深南	0.67	
			构造-岩性	留楚	0.75	500
				肃宁	0.59	
		沙河街组	断块	南马庄	0.92	900
				高阳	0.73	
			构造-岩性	南马庄	0.79	500
				高阳	0.63	
			潜山	南马庄	1.14	2500
				雁翎—刘李庄	0.80	
霸县二台阶	0.79					
合 计						5000

表4 冀中坳陷主要凹陷常规油类比法资源量汇总表

凹陷	含油层系		总地质资源量/10 <sup>8</sup> t
	界	系/组	期望值
廊固凹陷	新生界	沙河街组	2.469
	下古生界	奥陶系	0.199
霸县凹陷	新生界	新近系	0.045
		古近系	0.993
	中元古界—下古生界	雾迷山组—奥陶系	2.270
			0.857
饶阳凹陷	新生界	新近系	0.385
		古近系	1.815
	中元古界—下古生界	雾迷山组—奥陶系	5.217
			5.603
深县凹陷	新生界	新近系	0.064
		古近系	0.466
	中元古界—下古生界	雾迷山组—奥陶系	0.084
			0.245
束鹿凹陷	新生界	古近系	0.758
	下古生界	奥陶系	0.132
晋县凹陷	新生界	古近系	1.238
武清凹陷	新生界	古近系	0.340
	下古生界	奥陶系	0.117

丰度类比法2种方法<sup>[28-29]</sup>,计算出束鹿凹陷沙河街组三段下亚段泥灰岩致密油地质资源量为 $1.96 \times 10^8 \text{ t}$ ,地质资源丰度为 $78.97 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ,因此它是冀中坳陷致密油资源规模最大的凹陷。而“源储共生”型致密油资源主要分布在饶阳凹陷沙一段下亚段的页岩、白云

岩、泥岩、砂岩互层形成的特殊岩性段,以及霸县凹陷沙三段中—上亚段致密砂岩中。其中,饶阳凹陷沙一段下亚段特殊岩性段致密油地质资源量为 $1.85 \times 10^8 \text{ t}$ ,地质资源丰度为 $15.26 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ;霸县凹陷沙三段

中—上亚段砂岩致密油地质资源量为 $1.38 \times 10^8 \text{ t}$ ,占冀中坳陷致密油总地质资源量的27%,地质资源丰度为 $30.17 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ (表5)。本次评价的冀中坳陷致密油总地质资源量为 $5.19 \times 10^8 \text{ t}$ ,可采资源量为 $4.745 \times 10^4 \text{ t}$ 。

表 5 渤海湾盆地冀中坳陷致密油综合评价结果

凹陷	层系	岩性	面积/ $\text{km}^2$	方法	权重系数	地质资源量/ $10^8 \text{ t}$	可采资源量/ $10^4 \text{ t}$
束鹿凹陷	沙三段下亚段	泥灰岩	248	小面元容积法	0.5	1.96	1 669
		砾岩		资源丰度类比法	0.5		
饶阳凹陷	沙一段下亚段	白云质粉砂岩	1 214	小面元容积法	0.5	1.85	1 761
				资源丰度类比法	0.5		
霸县凹陷	沙三段中—上亚段	砂岩	458	小面元容积法	0.5	1.38	1 315
				资源丰度类比法	0.5		

## 5 剩余石油资源分布与有利勘探方向

本次资源评价结果,使冀中坳陷各凹陷、各领域的勘探潜力更加明晰,也进一步明确了下一步的勘探方向,油气勘探和增储领域将逐渐转向洼槽区地层-岩性油藏、隐蔽型深潜山及致密油藏等新类型、新领域。

### 5.1 常规石油剩余资源分布

冀中坳陷石油资源量为 $24.4 \times 10^8 \text{ t}$ ,截至2017年底,剩余石油地质资源量 $13.26 \times 10^8 \text{ t}$ ,剩余石油资源

主要集中在富油凹陷,亿吨级以上的凹陷有4个(饶阳凹陷、霸县凹陷、廊固凹陷和晋县凹陷),合计资源量占冀中坳陷总剩余石油资源的81%。

富油凹陷主富烃洼槽控制优质烃源岩的发育与分布(厚度可达300~400 m),处于高生油强度区,也是剩余资源主要分布区。富油洼槽占富油凹陷剩余资源的55%~79%,留西洼槽、河间洼槽、霸县洼槽、桐南—柳泉洼槽区剩余资源均在亿吨级。河间洼槽、杨武寨洼槽和柳泉洼槽中晚期扇状断裂体系发育,这有利于形成源上油藏,是冀中坳陷中浅层寻找优质储量的有利区(图7)。

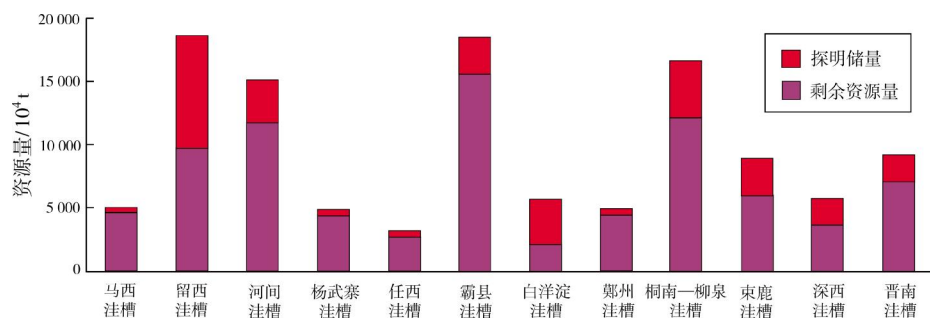


图7 冀中坳陷主要富油洼槽常规石油资源分布

剩余资源主要集中在沙河街组,其总地质资源量为 $13.32 \times 10^8 \text{ t}$ ,占总资源量的54%;剩余地质资源量为 $9.84 \times 10^8 \text{ t}$ ,占剩余资源的71%。从油藏类型看,地层-岩性油藏的剩余资源最多,为 $6.73 \times 10^8 \text{ t}$ ;其次是构造油藏,为 $5.15 \times 10^8 \text{ t}$ 。它们是未来的勘探主体。

依据地质风险评价与剩余资源分布(图8),结合成藏新认识与勘探进展,优选冀中坳陷多个勘探有

利区和勘探领域:富油凹陷洼槽区地层-岩性油藏和隐蔽型潜山油藏及潜山内幕油藏是常规油持续增储领域,例如,留西洼槽、河间洼槽、霸县洼槽及柳泉洼槽区,以及蠡县斜坡和文安斜坡是寻找中浅层及深层优质储量的有利区;河西务、泗村店、深西—何庄深潜山带及束鹿潜山带、文安斜坡潜山、南马庄潜山是下一步潜山领域深化勘探的主攻方向和区带。



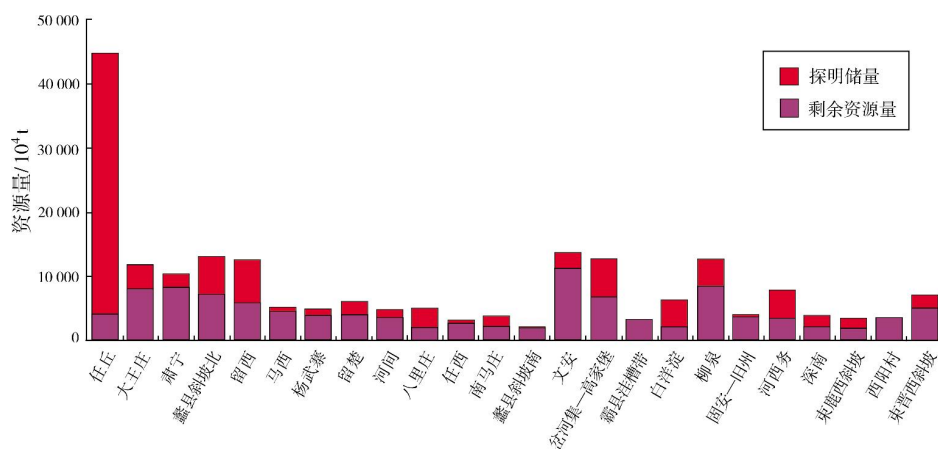


图8 冀中拗陷主要区带常规石油资源分布

## 5.2 非常规石油资源分布

冀中拗陷致密油总地质资源量为 $5.19 \times 10^8$  t,可采资源量为 $4.745 \times 10^4$  t,地质资源丰度为 $27.04 \times 10^4$  t/km<sup>2</sup>,可采资源丰度为 $2.47 \times 10^4$  t/km<sup>2</sup>。地质资源丰度以束鹿洼槽沙三段下亚段泥灰岩的最大,为 $78.97 \times 10^4$  t/km<sup>2</sup>;饶阳凹陷沙一段下亚段特殊岩性段致密油由于储层段较薄,一般在10~20 m之间,所以资源丰度较低,为 $15.26 \times 10^4$  t/km<sup>2</sup>。冀中拗陷致密油评价显示,富集区域基本在富油凹陷的主洼槽区,束鹿洼槽区沙三段下亚段泥灰岩,饶阳中北部马西、肃宁、河间洼槽沙一段下亚段特殊岩性段,霸县岔河集—高家堡沙三段中—上亚段致密砂岩段是目前冀中拗陷致密油现实有利的勘探目标区。未来几年,在加强储层甜点预测,提高勘探开发技术的基础上,致密油有望成为未来储量接替领域。

## 6 结论

(1)冀中拗陷发育多套烃源层、多个富烃凹陷、多种类型储集体和多种类型圈闭,拥有丰富的油气资源和多套成藏组合,形成了冀中拗陷特有的以“环状富集、满洼含油,多类型、多层系复式油气聚集,东富西贫、南油北气”为特征的3大富集规律。

(2)冀中拗陷常规石油地质资源量为 $24.4 \times 10^8$  t,剩余石油地质资源量为 $13.26 \times 10^8$  t,主要分布在东部富油凹陷主生烃洼槽区,以沙河街组最丰富,且地层-岩性油藏是剩余资源赋存的主体;致密油地质资源量为 $5.19 \times 10^8$  t,饶阳凹陷沙一段下亚段特殊岩性段、霸县凹陷沙三段中—上亚段致密砂岩及束鹿凹

陷泥灰岩、砾岩致密油的地质资源量均在亿吨以上,以束鹿凹陷泥灰岩的致密油资源量最大( $1.96 \times 10^8$  t),地质资源丰度可达 $78.97 \times 10^4$  t/km<sup>2</sup>。

(3)综合勘探发现、地质条件评价和剩余资源潜力,提出冀中拗陷下一步的勘探重点:持续深化富油洼槽区及斜坡带的构造-岩性油藏勘探,扩大储量规模;落实优选河西务斜坡、束鹿西斜坡等隐蔽型潜山目标,寻找高效储量;加强致密油甜点区综合评价,选择埋藏适中的靶区进行钻探,实现资源接替。

### 参考文献

- [1] 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:以渤海湾盆地冀中拗陷和二连盆地为例[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 18-24.
- [2] 赵贤正,金凤鸣,王权,等. 渤海湾盆地牛东1超深潜山高温油气藏的发现及其意义[J]. 石油学报, 2012, 32(6): 915-927.
- [3] 杜金虎,何海清,赵贤正,等. 渤海湾盆地廊固凹陷杨税务超深超高温奥陶系潜山油气勘探重大突破实践与启示[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(2): 1-11.
- [4] 杜金虎,苏强,王宗礼,等. 华北油田第三次油气资源评价研究[R]. 任丘: 华北油田勘探开发研究院, 2003.
- [5] 梁狄刚,曾宪章,王雪平,等. 冀中拗陷油气的生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
- [6] 王建,王权,师玉雷,等. 冀中拗陷霸县凹陷古近系超深层油气成因分析[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1): 21-27.
- [7] 赵贤正,金凤鸣,王权,等. 冀中拗陷隐蔽深潜山及潜山内幕油气藏的勘探发现与认识[J]. 中国石油勘探, 2014, 19(1): 10-21.
- [8] 张文朝,崔周旗,降栓奇,等. 冀中拗陷古近系沉积、储层与油气[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- [9] 侯凤香,董雄英,吴立军,等. 冀中拗陷马西洼槽异常高压与油气成藏[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(4): 707-712.
- [10] 操应长,张会娜,慈克来,等. 饶阳凹陷南部古近系中深层有效储层物性下限及控制因素[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2015, 45(6): 1567-1579.



- [11] 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, 13(2): 1-8.
- [12] 杜金虎, 邹伟宏, 费宝生, 等. 冀中拗陷古潜山复式油气聚集区[M]. 北京: 科学出版社, 2002.
- [13] 宋涛, 李建忠, 姜晓宇, 等. 渤海湾盆地冀中拗陷束鹿凹陷泥灰岩源储一体式致密油成藏特征[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(6): 47-54.
- [14] 韩超, 田建章, 赵蕊, 等. 束鹿凹陷沙河街组三段下亚段泥灰岩-砾岩致密储层聚集空间类型及成因[J]. 石油学报, 2015, 36(增刊1): 31-39.
- [15] 赵贤正, 王权, 金凤鸣, 等. 冀中拗陷隐蔽型潜山油气藏主控因素与勘探实践[J]. 石油学报, 2012, 33(增刊1): 71-79.
- [16] 吴小洲, 牛嘉玉, 吴丰成, 等. 渤海湾盆地奥陶系潜山内幕油气成藏主控因素研究[J]. 海相油气地质, 2013, 18(1): 1-12.
- [17] 方杰, 吴小洲, 王居峰. 黄骅拗陷下古生界深潜山油气聚集条件及成藏因素分析[J]. 中国石油勘探, 2013, 18(4): 11-18.
- [18] 杨德相, 蒋有录, 赵志刚, 等. 冀中拗陷洼槽地质特征及其与油气分布关系[J]. 石油地球物理勘探, 2016, 51(5): 990-1001.
- [19] 金凤鸣, 侯凤香, 焦双志, 等. 断陷盆地断层-岩性油藏成藏主控因素: 以饶阳凹陷留107区块为例[J]. 石油学报, 2016, 37(8): 986-995.
- [20] 赵贤正, 朱洁琼, 张锐锋, 等. 冀中拗陷束鹿凹陷泥灰岩-砾岩致密油气成藏特征与勘探潜力[J]. 石油学报, 2014, 35(4): 613-622.
- [21] 赵贤正, 金凤鸣, 王权, 等. 陆相断陷洼槽聚油理论与勘探实践: 以冀中拗陷及二连盆地为例[M]. 北京: 科学出版社, 2009.
- [22] 刘华, 蒋有录, 徐昊清, 等. 冀中拗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.
- [23] 赵贤正, 蒋有录, 金凤鸣, 等. 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.
- [24] 高长海, 查明, 赵贤正, 等. 渤海湾盆地冀中拗陷深层古潜山油气成藏模式及其主控因素[J]. 天然气工业, 2017, 37(4): 52-59.
- [25] 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(增刊1): 1-9, 30.
- [26] 郭秋麟, 谢红兵, 黄旭南, 等. 油气资源评价方法体系与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2016.
- [27] 金之钧, 张金川. 油气资源评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- [28] 吴晓智, 王社教, 郑民, 等. 常规与非常规油气资源评价技术规范体系建立及意义[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1640-1650.
- [29] 郭秋麟, 陈宁生, 吴晓智, 等. 致密油资源评价方法研究[J]. 中国石油勘探, 2013, 18(2): 67-76.

编辑: 黄革萍

## The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin

MA Xuefeng, YANG Dexiang, WANG Jian, CAO Lanzhu, TIAN Jianzhang,  
YU Yan, ZHONG Xuemei, LIU Haitao, HAN Qi

**Abstract:** The Member-3 and the Member-1 of the Paleogene Shahejie Formation are the most important hydrocarbon source beds in Jizhong Depression of Bohai Bay Basin. It is proved that the patterns of "late source and early reservoir" and "self-generation and self-reservoir" are the two types of reservoir-forming assemblages with the largest discovered reserves and the richest oil resources. In recent years, it is showing so better exploration prospects in Jizhong Depression that important breakthroughs and discoveries have been made in fields of lithologic reservoir, buried-hill reservoirs and tight oil in the oil-rich troughs. In this paper, conventional and unconventional oil reservoir-forming conditions and main controlling factors are analyzed, multi-types of oil reservoir-forming patterns are setup and their enrichment rules are summarized. On this basis, suitable assessment methods and parameters are selected to estimate the oil resource potential, and the favorable exploration targets and prospects are selected. The results show that the amount of the conventional oil resource is  $24.40 \times 10^8$  t, with the proved reserves accounting for 46%, and that of tight oil is  $5.19 \times 10^8$  t. As remaining oil resources are still considerable, the exploration of structural-lithological reservoirs and hidden conventional reservoir in oil-enriched troughs and slopes would be continuously deepened, and the exploration of marl tight oil in Shulu Sag should be stably promoted, and the comprehensive evaluation for desert area of tight oil should be strengthened.

**Key words:** geological conditions; resource assessment; exploration potential; oil; oil-enriched trough; Jizhong Depression; Bohai Bay Basin

MA Xuefeng, First author: MSc, Senior Engineer, engaged in petroleum geology and resource assessment. Add: Huabei Oilfield Exploration and Development Research Institute, Jianshezong Rd., Renqiu, Hebei 062552, China

WANG Jian, Corresponding author: PhD, Senior Engineer, engaged in research on geochemistry and resource assessment. Add: PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, No. 20 Xueyuan Rd., Haidian District, Beijing 100082, China