



渤海湾盆地秦南凹陷油气成藏主控因素分析

张莹, 刘志峰, 郭刚, 朱文奇, 陈少平, 王涛

Analysis of main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Qinnan Depression, Bohai Bay

ZHANG Ying, LIU Zhifeng, GUO Gang, ZHU Wenqi, CHEN Shaoping, and WANG Tao

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.16562/j.cnki.0256-1492.2023040301>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

西湖凹陷Y构造花港组气藏特征及成藏主控因素

Characteristics of gas reservoir and controlling factors for gas accumulation in the Huagang Formation in Y Structure, Xihu Sag
海洋地质与第四纪地质. 2021, 41(6): 174-182

东海西湖凹陷中央背斜带花港组成藏条件及主控因素分析—以H3气藏为例

Analysis of reservoir-forming conditions and key controlling factors of Huagang Formation in the central anticlinal belt of Xihu Sag of East China Sea—Taking the reservoir H3 for example
海洋地质与第四纪地质. 2020, 40(5): 127-135

东海西部台北坳陷中生界油气成藏模式研究

Hydrocarbon accumulation model of the Mesozoic in Taibei Depression, western East China Sea
海洋地质与第四纪地质. 2019, 39(6): 150-158

南海成藏组合发育特征及勘探潜力评价

CHARACTERISTICS OF PETROLEUM ACCUMULATIONS IN THE SOUTH CHINA SEA AND THEIR EXPLORATION POTENTIAL
海洋地质与第四纪地质. 2017, 37(6): 158-167

琼东南盆地华光凹陷天然气水合物成藏条件及有利区带预测

Gas hydrate accumulation conditions in the Huaguang Depression of Qiongdongnan Basin and prediction of favorable zones
海洋地质与第四纪地质. 2019, 39(1): 134-142

东海陆架盆地东南部白垩系油气成藏条件

Cretaceous hydrocarbon accumulation conditions in the southeastern East China Sea Shelf Basin
海洋地质与第四纪地质. 2019, 39(6): 169-176



关注微信公众号, 获得更多资讯信息

张莹, 刘志峰, 郭刚, 等. 渤海湾盆地秦南凹陷油气成藏主控因素分析 [J]. 海洋地质与第四纪地质, 2023, 43(6): 157-168.

ZHANG Ying, LIU Zhifeng, GUO Gang, et al. Analysis of main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Qinnan Depression, Bohai Bay[J]. Marine Geology & Quaternary Geology, 2023, 43(6): 157-168.

渤海湾盆地秦南凹陷油气成藏主控因素分析

张莹, 刘志峰, 郭刚, 朱文奇, 陈少平, 王涛

中海油研究总院有限责任公司, 北京 100028

摘要:秦南凹陷经历了 46 年勘探, 只发现了秦皇岛 29-2 油气田, 尤其是近 9 年勘探无一油气田发现, 勘探工作陷入困境。为了弄清秦南凹陷油气成藏主控因素, 指明油气勘探方向, 利用三维地震、钻井及化验资料, 梳理基础石油地质条件, 通过已钻井成败分析和类比研究, 明确各储盖组合的成藏主控因素, 并预测有利勘探方向。研究表明: ①秦南凹陷沙三段、沙一段烃源岩发育, TOC 为 1.5%~4%, 类型为 I—II₁ 型, 资源潜力大, 发育潜山、沙河街组-东营组、馆陶组-明下段三套储盖组合。②潜山下组合成藏主控因素为储层非均质性; 沙河街-东营组中组合成藏主控因素为圈闭有效性; 馆陶-明化镇组上组合成藏主控因素为油源断层的运移能力。③东洼与东南洼间低隆起、东洼西斜坡、东洼和东南洼大断层下降盘, 分别是下、中、上组合今后的有利勘探区带。本研究成果为今后秦南凹陷油气勘探提供了依据, 也为类似地区油气勘探工作提供可借鉴的思路。

关键词:储盖组合; 主控因素; 成藏模式; 有利勘探区带; 秦南凹陷

中图分类号: P618.130.2; P744.4

文献标识码: A

DOI: 10.16562/j.cnki.0256-1492.2023040301

Analysis of main controlling factors of hydrocarbon accumulation in Qinnan Depression, Bohai Bay

ZHANG Ying, LIU Zhifeng, GUO Gang, ZHU Wenqi, CHEN Shaoping, WANG Tao

CNOOC Research Institute Co., Ltd., Beijing 100028, China

Abstract: The Qinnan Depression has experienced 46 years of exploration and only the Qinhuangdao 29-2 oil and gas field was discovered. In the past 9 years, no oil and gas fields have been found, and the exploration work runs into difficulties. To clarify the main controlling factors of hydrocarbon accumulation for clear direction of oil and gas exploration, we used 3D seismic, and drilling and laboratory data to sort out the basic petroleum geological conditions. By analyzing the success or failure of drilling and by case analogizing, the main controlling factors of each reservoir and reservoir-caprock assemblage were determined, and the favorable exploration direction was predicted. Results show that the source rocks of the third and first members of the Paleogene Shahejie Formation (Fm) (Es₃ and Es₁, respectively) of Qinnan Depression are developed with TOC of 1.5%~4% in the types of I - II₁, which have great resource potential. Three reservoir-caprock assemblages (1. burial hill; 2. Shahejie Fm to Oligocene Dongying Fm; and 3. Miocene Guantao Fm to the lower member of Miocene-Pliocene Minghuazhen Fm) are developed. The main controlling factor on reservoir formation for the first assemblage is reservoir heterogeneity, for the second assemblage is trap effectiveness, and for the third assemblage is the migration capacity of oil-source faults. We suggested that the favorable exploration zones for future direction should be: the low uplift between the eastern and southeastern depressions in the lower place, the western slope of the eastern depression in the middle place, and the downslope of big fault in the eastern and southeastern depressions in the upper place.

Key words: reservoir-caprock assemblage; main controlling factors; accumulation model; favorable exploration area; Qinnan Depression

秦南凹陷位于渤海海域西北部(图 1), 面积约 1 600 km², 呈 EW 走向, 可划分为西洼、东洼和东南洼等 3 个次一级洼陷^[1-5]。目前已钻探井 32 口, 发现了秦皇岛 29-2 油田和秦皇岛 30-1、秦皇岛 22-3 等 3 个含油气构造。秦南凹陷的油气勘探起于 1976 年, 经历了 46 年, 可大致划分为 3 个勘探阶段, 1976—

2008 年为油气地质条件探索阶段, 在凹陷内钻探了 6 口预探井, 6 口评价井, 揭示了凹陷内的生储盖组合, 并发现了 1 个含油气构造(秦皇岛 30-1)。2009—2013 年是主力油气田发现阶段, 钻探了 2 口预探井, 8 口评价井, 发现并评价了秦皇岛 29-2 油气田。2014—2022 年为复杂油气藏探索阶段, 此阶段钻探

资助项目: 国家科技重大专项“中国近海富烃凹陷优选与有利勘探方向预测”(2016ZX05024-002)

作者简介: 张莹(1987—), 女, 硕士研究生, 主要从事综合地质研究, E-mail: zhangying57@cnooc.com.cn

收稿日期: 2023-04-03; 改回日期: 2023-07-04. 文凤英编辑

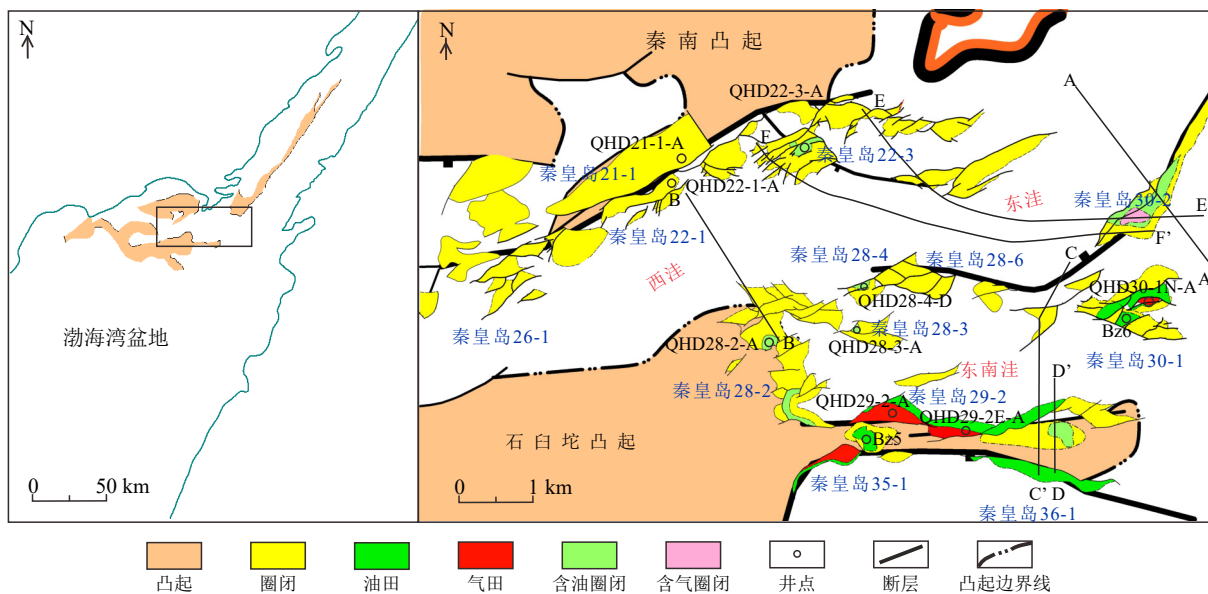


图1 秦南凹陷区域位置图

Fig.1 Regional tectonics of Qinann Depression

了8口预探井,2口评价井,发现1个含油气构造,但无海上开发价值。从勘探历程可以看出秦南凹陷钻探了16口预探井,只发现了一个油气田,尤其是最近9年钻探了7个圈闭,无一商业发现。秦南凹陷成藏主控因素是制约目前勘探的瓶颈问题。前人针对秦南凹陷构造演化、沉积体系、烃源岩开展过系统研究^[6-11],但是关于成藏主控因素研究较少,目前主要针对部分区带如秦南凹陷东南缘等^[12-14]开展过研究,整体系统地分析整个秦南凹陷的研究较少。本文在前人研究基础上,总结秦南凹陷油气地质特征的研究,明确了该区良好的勘探潜力及不同储层组合油气成藏的主控因素,在此基础上对研究区油气成藏模式及其分布规律进行了分析,指出了较为有利的勘探区域。

1 区域地质背景

秦南凹陷新生界地层纵向上依次发育古近系孔店组、沙河街组(沙四段、沙三段、沙二段、沙一段)及东营组(东三段、东二段、东一段),新近系馆陶组、明化镇组以及第四系平原组(图2)。秦南凹陷内发育NE、NEE东和NW向3组大断裂,这3组断裂控制了凹陷的形成与演化,也控制着烃源岩的展布及油气的分布^[6-8]。受三组断裂的控制,秦南凹陷内发育东洼、西洼和东南洼共3个洼陷,其中东洼受NE向和NW向大断层控制,呈东断西超的半地堑结构(图3AA'),凹陷面积为760 km²,其新生界沉积岩最厚可达9 000 m;东南洼受近EW向和

NW向两组断层控制,被断层复杂化,整体呈南断北超的半地堑结构(图3BB'),凹陷面积为350 km²,最大沉积岩厚度约为4 500 m。西洼主要受NE和NW向断层控制,NW向大断层为凹陷的西北边界,呈西北断东南超的半地堑结构(图3CC'),凹陷面积为490 km²,新生界沉积岩厚约5 500 m。

秦南凹陷的形成与演化过程可分为二期裂陷、二次抬升和一期拗陷共5个阶段。古新世末—始新世为裂陷I期,在古新世末—始新世早期控凹大断层活动较弱,断层上、下盘差异升降幅度小,湖泊开始形成,面积小湖水浅,沙四—沙三段下部以冲积扇、浅湖相沉积为主。始新世中期凹陷边界断层活动强,下降盘湖水变深、面积增大,为强裂陷期,欠补偿沉积了沙三段中部厚层半深湖—深湖相泥岩,扇三角洲—浊积砂岩,是主力烃源岩形成期。始新世后期大断层活动减弱,湖水变浅,沉积了沙三段上部三角洲—浅湖相砂泥地层。始新末凹陷抬升,遭受剥蚀,发生准平原化,地震剖面上见局部不整合。渐新世为II期裂陷,渐新世早期控凹大断层又开始活动,下降盘积聚湖水,沉积了沙二段河流—三角洲—滨浅湖砂泥岩,沙一段时期断层活动加强,湖水面增大,水变深,为大面积浅湖相泥岩夹砂岩沉积。渐新世中期控凹大断层活动强烈,为强裂陷期,沉积了东三段半深湖—深湖相厚层泥岩,渐新世晚期大断层活动逐渐减弱,湖水又逐步变浅,沉积了东二、东一段浅湖—三角洲—河流相砂泥岩。渐新世末控凹大断层停止活动,凹陷整体抬升,遭受了强烈剥蚀,从而结束了凹陷的裂陷发展阶段。进

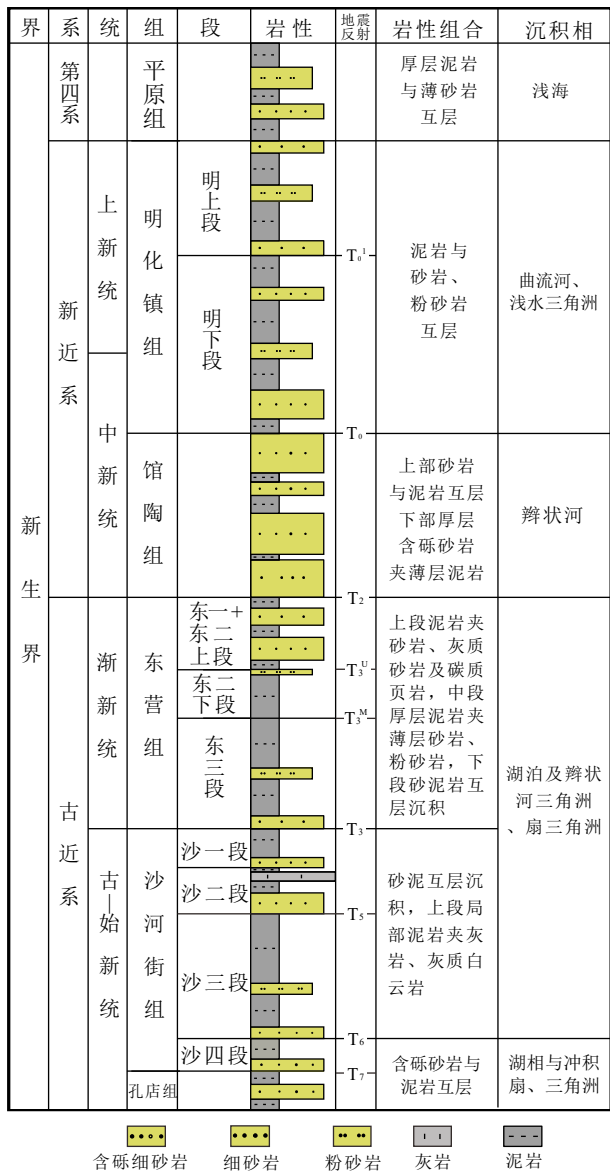


图 2 秦南凹陷地层柱状图

Fig.2 Stratigraphic column and sedimentary facies of the Qinnan Depression

入新近纪时期,控凹大断层活动较弱,在后期稍强,为坳陷发展阶段,此时凹陷整体沉降,大断层对沉积不起控制作用,为区域性冲积扇、河流-三角洲的砂砾岩、砂泥互层沉积。秦南凹陷的构造-沉积演化过程控制了两套烃源岩、三套区域性储盖组合的形成。

2 油气地质条件分析

2.1 烃源特征

秦南凹陷经历了两期裂谷,在强裂陷期形成了沙三段和沙一—东三段两套主力烃源岩,东三段烃

源岩因埋藏深度不够并未成熟。沙三段沉积中期控凹断层活动强,差异升降幅度大,大断层下降盘湖水变深,湖盆面积增大,3 个次洼在此时期成为一个统一凹陷,在凹陷周边沉积一系列的扇三角洲、三角洲,向湖中心逐渐过渡为浅湖、半深湖—深湖,其中半深湖—深湖相面积为 660 km²,是暗色泥岩分布区,烃源岩厚度为 300~600 m,最厚可达 700 m。湖泊藻类是泥岩中有机质的主要来源,其次是陆源植物碎屑,为一套偏腐泥型的好—优质烃源岩,以Ⅱ₁—Ⅰ型干酪根为主,泥岩中有机质丰度主体集中在 2%~4%,生烃潜力(S_1+S_2)为 5~20 mg/g(图 4),沙三段烃源岩埋藏较深,Ro 为 0.5%~0.8%,处于低成熟—成熟阶段^[10-13]。

沙一段烃源岩形成于第Ⅱ期强裂陷早期,控凹断层活动较强,但不是最强时期,东三段沉积期是秦南凹陷Ⅱ期裂陷断层活动最强、湖水最深的时期。沙一段沉积期湖盆呈“湖广水浅”的特征,此时处于干热气候,湖水蒸发量大,含盐度较高,利于有机质的保存,是形成沙一段优质烃源岩的重要原因。沙一段烃源岩无定型含量更高,以Ⅰ—Ⅱ₁型干酪根为主,有机质丰度主要为 1.5%~3%,生烃潜力(S_1+S_2)主要为 5~15 mg/g(图 4)。烃源岩厚度约为 50~200 m,面积约为 700 km²,Ro 为 0.5%~0.7%,处于低成熟阶段^[10-13]。

2.2 储盖组合特征

秦南凹陷及邻近凸起上的储层主要有火山岩、碳酸盐岩、碎屑岩 3 种类型,纵向上发育有 3 套区域性稳定的泥岩盖层,依次为沙三段、东二下段及明下段的泥岩,其泥岩单层及累计厚度均较大,横向分布稳定,与下伏储层构成了 3 套区域性储盖组合(图 5),依次是前新生界潜山储层与上覆沙三段泥岩组成的下组合,沙一段—东三段储层与东二下段泥岩盖层组成的中组合,馆陶组-明下段储层与明下段泥岩盖层组成的上组合。钻井揭示已发现的油气层主要分布在这 3 套储盖组合中。

(1) 潜山下储盖组合

基岩潜山储层的岩石类型主要是中生界中酸性火山喷发岩和太古界混合花岗岩,这两种潜山储层主要分布在东洼与东南洼间的低隆起及邻近凹陷的凸起上,局部区分布有下古生界碳酸盐岩潜山储层。中生代白垩纪义县组火山通道相和侵入相的中酸性火山岩(流纹岩、隐爆角砾岩、粗面岩、安山岩、安山质火山角砾岩)是有效储层,呈中高孔-中低渗特征。孔隙度为 5%~20%,渗透率为 (0.1~

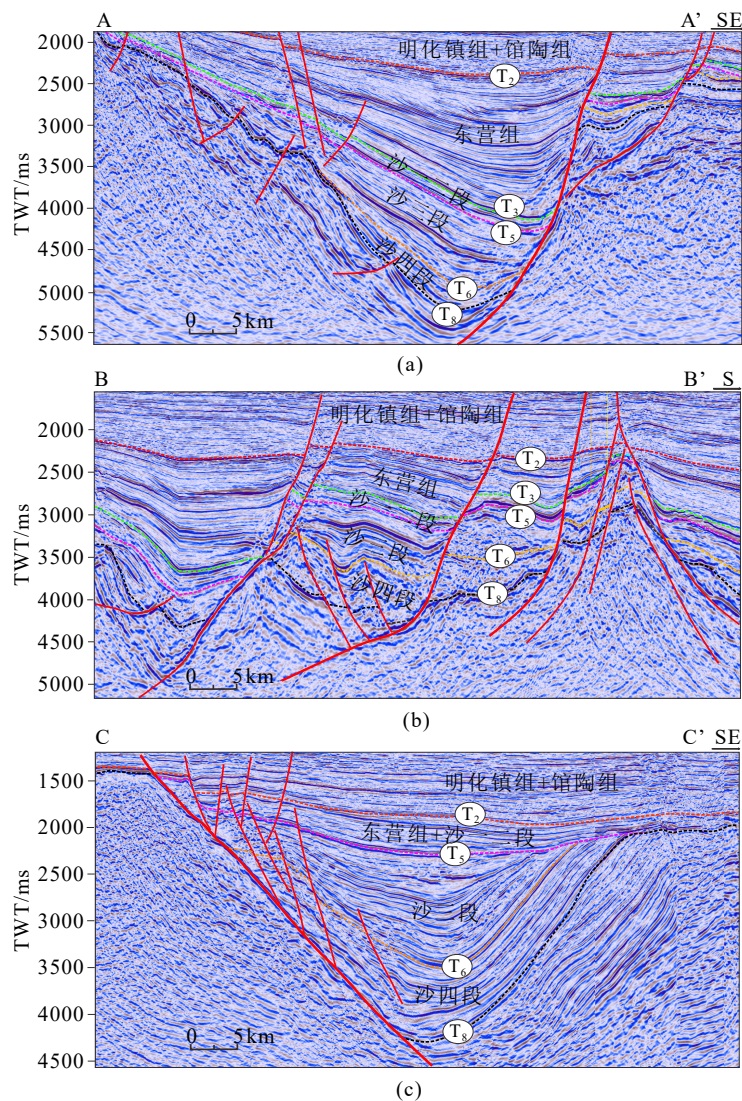


图 3 秦南凹陷各次洼结构特征（位置见图 1）

Fig.3 Structural characteristics of the Qinnan Depression (locations are shown in Fig.1)

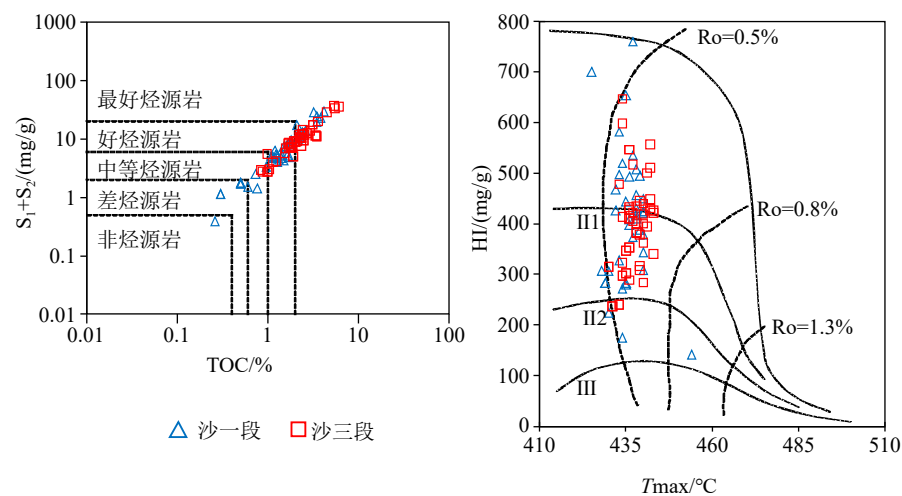


图 4 秦南凹陷沙三段和沙一段烃源岩有机地化指标

Fig.4 The organic geochemical indicators of source rocks in the third and first members of the Paleogene Shahejie Formation of the Qinnan Depression

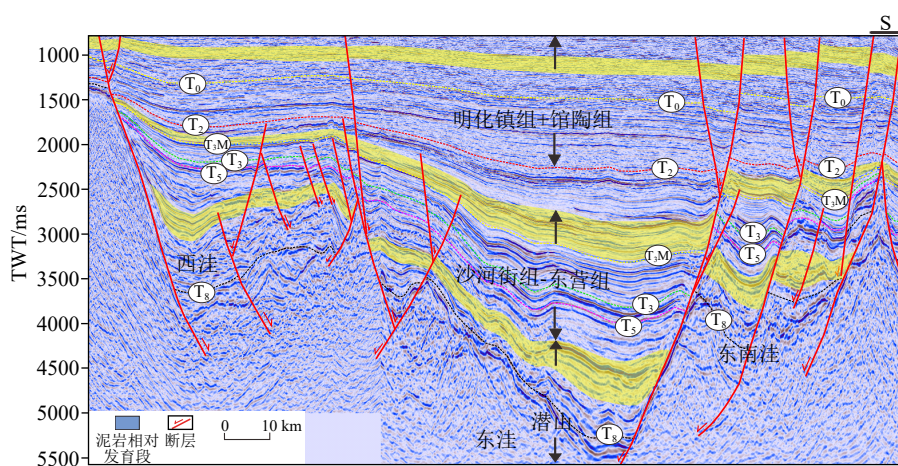


图 5 秦南凹陷储盖组合地震剖面图

Fig. 5 Seismic cross-sections of reservoir-caprock assemblage of the Qinnan Depression

$3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 目前已有 BZ5、BZ6、BZ13 等井钻遇此类储层。太古界变质花岗岩、混合花岗岩是本区较有利的储层, 孔隙度一般为 3%~5%, 渗透率为 $(0.01 \sim 615) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均值为 $5.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。目前已在 QHD30-2-A、QHD36-1-A 等探井揭示了此类储层。在中生界火山岩及太古界混合花岗岩潜山储层上覆盖了沙河街组湖相泥岩盖层, 泥岩厚度为 30~110 m, 横向分布稳定, 为油气富集提供了封盖条件(图 6)。

(2) 沙河街-东营组中储盖组合

中组合的东二下段泥岩平面上稳定分布, 在凹陷周边的探井都揭示了该套泥岩, 局部地区东三段与东二段泥岩连续分布, 厚度更大(最厚可达 500 m), 盖层条件更好, 全区分布的东二下段泥岩厚度一般为 110~310 m, 是一套优质的区域性盖层(图 6), 已发现的秦皇岛 29-2 亿吨级大油田的主要油气层就在这套区域盖层之下。从全凹陷范围来看, 东二下段区域盖层之下发育有沙二段、沙一段、东三段的砂岩及生物碎屑灰岩储层。生物碎屑灰岩形成于沙一段沉积期, 只在局部高地展布, 累计厚度为 10~25 m 不等, 物性好, 孔隙度为 20%~40%, 渗透率为 $(1 \sim 1500) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为中高孔-中高渗优质储层, 可形成高产油气层, 秦皇岛 30-1、秦皇岛 29-2 构造均有碳酸盐岩储层的发育。砂岩储层形成于凹陷边缘的扇三角洲和辫状河三角洲, 储层段含砂率 30%~65%, 单层砂层厚度一般为 7~16 m, 孔隙度为 18%~22%, 渗透率为 $(100 \sim 400) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 物性也较好, 能形成高产油气层。

(3) 馆陶组-明下段上储盖组合

秦南凹陷中新世是一套正旋回沉积, 从馆陶组底部到明下段由粗变细, 由冲积扇逐渐演变为河流

相, 再到三角洲, 泥岩逐渐增多, 盖层条件变好。其中明下段的储盖配置最好, 砂岩含量为 25%~42%, 砂岩单层厚度 2~35 m (一般 3~8 m), 泥岩单层厚度 25~150 m, 是一套区域性泥夹砂岩组合, 加之埋深较小, 成岩后生作用弱, 储层孔隙度为 20%~35%, 渗透率 $(100 \sim 8000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 是一套物性优良的区域性储盖组合(图 6)。

2.3 运移条件

断层是秦南凹陷油气运移的重要通道, 除控注大断层之外, 控制构造带和圈闭形成的断层也是继承性发育, 这 3 类断层均可作为油气运移通道^[14-16]。在烃源岩内与断层接触的砂体需先将分散的油气“泵吸”到砂体内^[17], 发生初次运移, 当饱和度达到约 10% 之后, 砂体内富集的油气伴随着断层活动向上发生二次油气运移。另外, 与烃源岩广泛接触的基岩不整合面及不整合面上的砂体也是油气运移的重要通道。秦南凹陷油气主运移-成藏期为 5.1 Ma 以来, 经油-岩地化指标对比分析, 秦南凹陷已发现的油气储量主要来自沙三段烃源岩的贡献, 其次来自沙一段烃源岩。

2.4 圈闭类型及保存条件

秦南凹陷及邻近凸起上发育多种类型的圈闭^[6-9, 18-19], 不同部位的主要圈闭类型不同, 主要受控凹大断层、地层产状及基底高 3 个因素的控制。凹陷陡坡带受控凹大断层的影响, 在秦南凹陷的东南洼南部、西洼北部陡坡带大断层下降盘发育有构造-岩性、断鼻、断块圈闭, 如秦皇岛 29-2 油气田, 缺乏类型好的逆牵引背斜圈闭。在深凹陷带构造圈闭不发育, 但有利于浊积扇等岩性圈闭的形成,

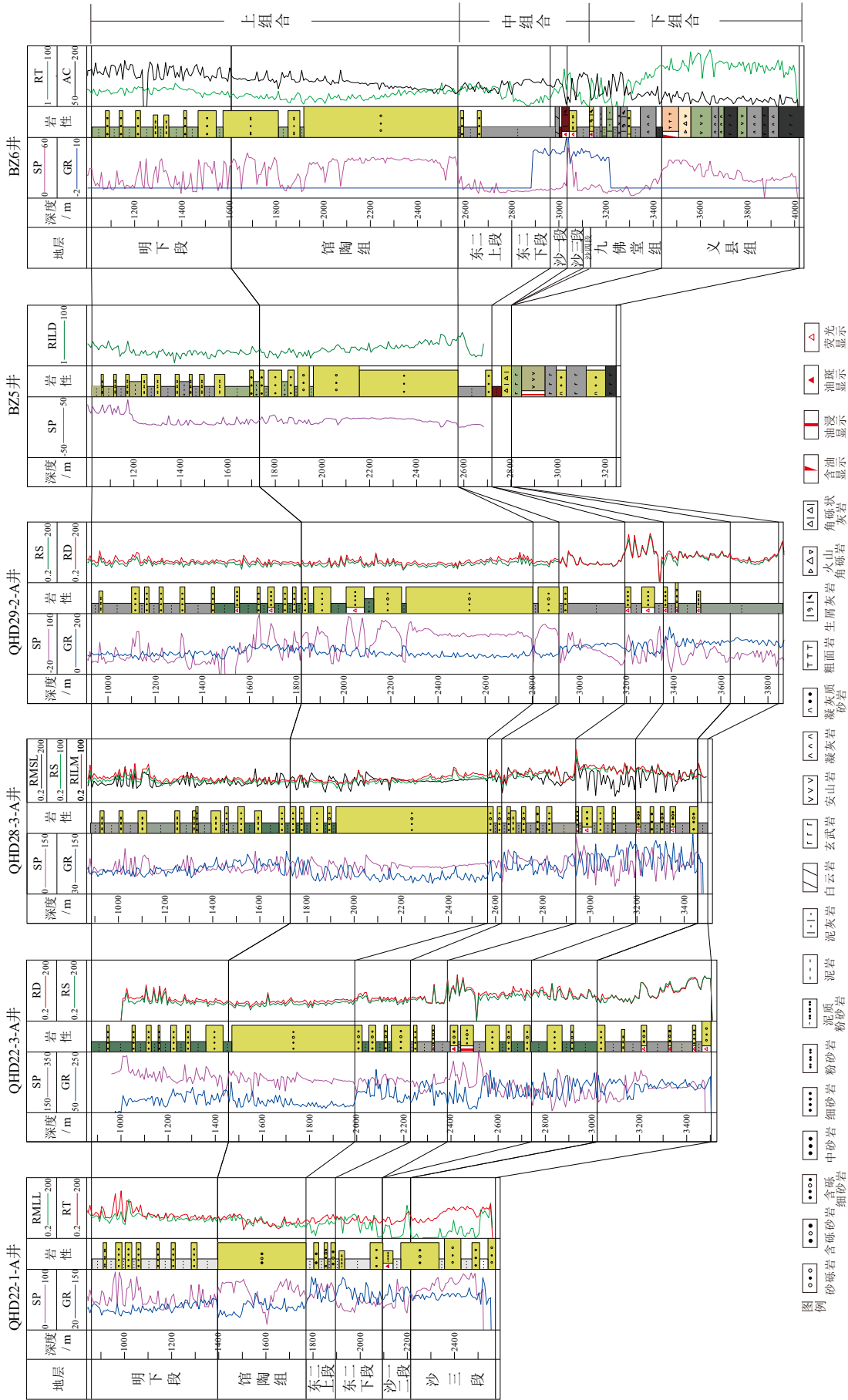


图 6 秦南凹陷储盖组合连井图

Fig.6 Loggings of multiple wells of reservoir-caprock assemblage in the Qinnan Depression

秦皇岛 26-1 构造是位于西洼的湖底扇岩性圈闭。在 3 个洼陷的缓坡带缺乏断鼻、披覆背斜圈闭,因为顺向和反向断层发育,形成了秦皇岛 22-1、秦皇岛 22-3、秦皇岛 28-2、秦皇岛 28-3、秦皇岛 28-4 等断块、断鼻圈闭,同时因地层向斜坡上倾方向超覆,形成了秦皇岛 23-1、秦皇岛 22-2 等地层-岩性圈闭。在凹内低隆起及邻近凸起上,基底高及上倾超覆地层形成了潜山-披覆背斜圈闭,如秦皇岛 36-1、秦皇岛 30-1、秦皇岛 30-3、秦皇岛 28-6、秦皇岛 21-1 等均属于此类型。秦南凹陷由于位于渤海海域中北部,新近纪断层活动并不强,加之上、中、下三套区域盖层厚度较大,横向分布稳定,油气藏保存条件好,某种程度上弥补了圈闭的不足,在一些类型较差的圈闭内形成油气聚集。如秦皇岛 29-2 和秦皇岛 29-2E 构造是东南洼陡坡带大断层下降盘的构造-岩性圈闭,因东二段-东三段泥岩盖层条件优越,弥补了圈闭类型的缺陷,形成了亿吨级大油气田。

3 成藏主控因素分析

3.1 潜山上生下储成藏主控因素

至目前为止,在秦南凹陷及相邻凸起上已钻探 5 个潜山圈闭,分别是秦皇岛 28-2、秦皇岛 30-1、秦皇岛 30-2、秦皇岛 35-1 和秦皇岛 36-1。在已钻的 5 个潜山圈闭中,在 4 个圈闭中发现了油气层,但油气藏储量小,没有开发价值,地质成功率为 80%,商业成功率为零。钻探前的目标论证及钻后对比分析都说明,5 个潜山圈闭均位于凹陷邻近的凸起或凸起倾没端基底高上,四周下倾的古近系湖相泥岩覆盖在潜山之上,整体潜山圈闭类型好,湖相泥岩分布稳定,封盖条件优越;新生界底不整合面及大断层沟通了潜山圈闭与烃源岩,运移路径顺畅;新近纪晚期断层活动较弱,保存条件也较好。因此综合分析认为 5 个已钻潜山没有发现商业油气田的主要问题是潜山储层条件较差。这 5 个潜山储层可分为两类,即中生界火山岩(秦皇岛 30-1、秦皇岛 30-2、秦皇岛 35-1、秦皇岛 28-2)、古生界的碎屑岩和碳酸盐岩(秦皇岛 36-1)。储层非均质性是潜山成藏的主控因素。

秦皇岛 35-1 潜山圈闭位于秦南凹陷南部石臼坨凸起东倾末端,受秦南凹陷和渤中凹陷双源供烃,潜山之上覆盖了 150~330 m 的东营组泥岩盖层,潜山顶圈闭面积约 40 km²,凹陷与凸起的边界大断层是油气运移的良好通道,并且秦南、渤中凹

陷沙三段烃源岩超压普遍发育,为潜山油气充注提供了充足动力,因此该圈闭的烃源、运移、圈闭、盖层、保存条件均较好。目前在秦皇岛 35-1 潜山圈闭内共钻探了 13 口井,只有 6 口井在中生界火山岩内获得了油气发现,有效储层厚度为 12~42 m,7 口井测井解释为致密层(表 1)。其中测试最高产量的是 BZ5 井,日产油近百吨,日产气几万方,但整体井控含油面积仅有 1 km² 左右,储量较小,探明石油地质储量仅为百万吨,没有开发价值。分析其主要原因是火山岩储层非均质性强,横向变化大,油气层受岩性控制作用,油气层均集中在近火山口的火山通道相和侵出相的安山角砾岩内,而远离火山口的溢流相、爆发相内不发育安山岩储层,主要发育凝灰岩、玄武岩,多为致密层(图 7)。可见火山岩储层控制了秦皇岛 35-1 潜山油气储量,而火山岩相带决定了储层质量,火山岩相带的精细分析预测是提高该区潜山探井成功率的关键。

秦皇岛 36-1 潜山在石臼坨凸起东倾末端,圈闭中、西部主体部位是上古生界二叠系碎屑岩储层,砂泥岩互层,见炭质泥岩、煤层。砂岩见一定显示,均为差油层、致密层,物性很差,孔隙度小于 5%,渗透率 $(0\sim1)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,为特低孔、特低渗储层,测试结论多为低产油层、低产油水同层;在构造东侧的下部分布有下古生界寒武系风化壳碳酸盐岩储层,物性较好,测试获得高产,日产油上百吨,日产气近几万方,但该地层分布范围小,储量小,探明石油储量小,未商业开发。分析认为该潜山圈闭未获商业油气发现主要原因是高部位储层差而油气不富集。

3.2 始新统一渐新统自生自储成藏主控因素

始新统一渐新统是秦南凹陷的主要勘探层系,共钻探了秦皇岛 22-1、秦皇岛 22-2、秦皇岛 22-3、秦皇岛 26-1、秦皇岛 28-3、秦皇岛 28-4、秦皇岛 29-2、秦皇岛 29-2E、秦皇岛 30-1 等多个构造,包含一个(包含秦皇岛 29-2 和秦皇岛 29-2E 等构造)油气田,3 个含油气构造,其他构造内均无油气发现。圈闭的地质成功率为 36%,商业成功率为 9%,其商业成功率远低于渤海油区的其他凹陷。勘探实践揭示在已证实的富生烃凹陷内,油气富集程度与圈闭类型有着重要的关系,同一类型的圈闭其成藏主控因素具有相似性,下面将分类探索凹陷内自生自储油藏的成藏主控因素。秦皇岛 29-2 油田是秦南凹陷内发现的唯一亿吨级油气田,它具有独特的油气成藏条件,秦皇岛 29-2E 构造是一个构造-岩性复合圈闭,位于秦南凹陷与石臼坨凸起分界大断层下降

表 1 秦皇岛 35-1 构造钻井岩性及油气发现统计

Table 1 Statistics of lithology and hydrocarbon discovery in the Qinhuangdao 35-1 Structure

井名	中生界地层厚度/m	岩石厚度/m				有效储层厚度/m
		玄武岩	安山岩、安山质火山角砾岩	火山碎屑岩、集块岩、细晶岩	凝灰岩、凝灰质砂岩、泥岩	
BZ5	444	258	55	4	127	40
BZ13	170	49	50	17	54	39
BZ13-1	190	93	70	26	1	65
BZ13-9	260	105	125	20	10	125
BZ13-2	220	113	11	21	75	0
BZ13-4	241	207	8	10	16	0
BZ13-7	357	218	7	38	94	0

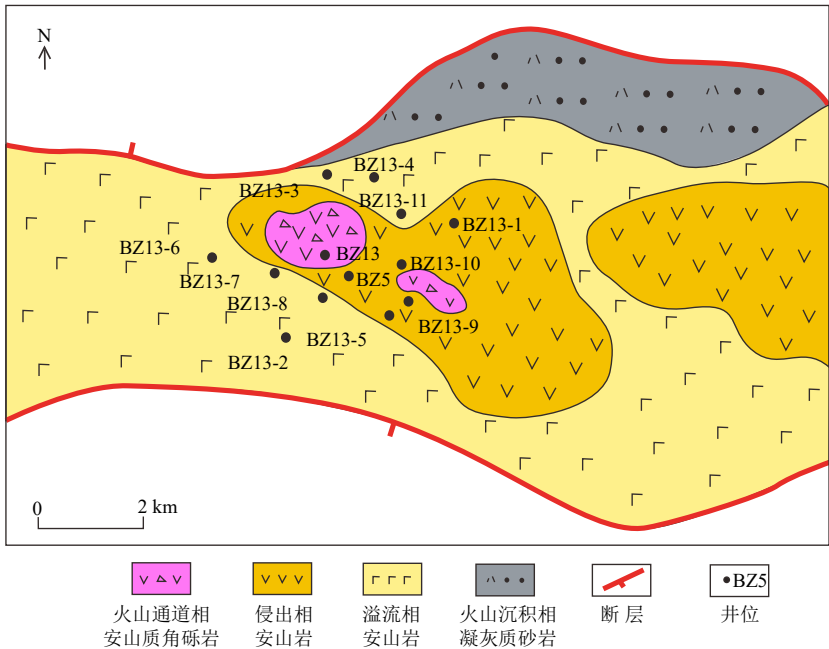


图 7 秦皇岛 35-1 构造中生界岩相分布图

Fig.7 Mesozoic lithofacies distribution of the Qinhuangdao 35-1 Structure

盘,其圈闭类型并不好,是一个顺向断块,地层没有向断层方向回倾,圈闭内东营组-沙二段储层与断层上升盘中生界地层对接侧封,并有一段是储层上倾尖灭在凸起上。由于盖层条件非常优越,储层之上东二上段-东三段泥岩厚达 110~330 m,覆盖了整个圈闭,优越的盖层弥补了圈闭的不足(图 8),秦皇岛 29-2E 圈闭内东三段-沙二段储层为扇三角洲和湖相碳酸盐岩混积滩沉积,埋深 2 500~3 500 m,物性好,油气层段实测孔隙度主体分布在 16%~24%,平均孔隙度 19.2%,渗透率主体分布在 (400~1 000)×10⁻³ μm²,平均渗透率 270×10⁻³ μm²,具有中孔、中渗的物性特征。该圈闭位于东南洼富生烃洼陷内,烃源条件优越,属自生自储式成藏,因其烃源、运移、

储层、盖层条件优越,形成了秦南凹陷内目前发现的唯一大油气田。

由于秦南凹陷内断层多,活动时间长,决定了断块、断鼻为凹陷中最发育的圈闭类型。已钻探的秦皇岛 22-1、秦皇岛 22-2、秦皇岛 22-3、秦皇岛 28-3、秦皇岛 28-4 等圈闭均为断块、断鼻构造。通过对已钻的断鼻、断块圈闭进行系统分析,认识到它们都是由 3—7 个断块、断鼻组成,单个断块、断鼻面积 0.6~4 km²,整个构造面积 5~17 km²。钻井揭示,沙河街-东营组储层发育(表 2),含砂率 20%~60%,单层砂岩厚约 2~30 m,其上覆东二下段区域性泥岩盖层,油气显示较多,单井显示厚度 70~270 m,但多数井饱和度较高储层较薄,一般为几米到十几

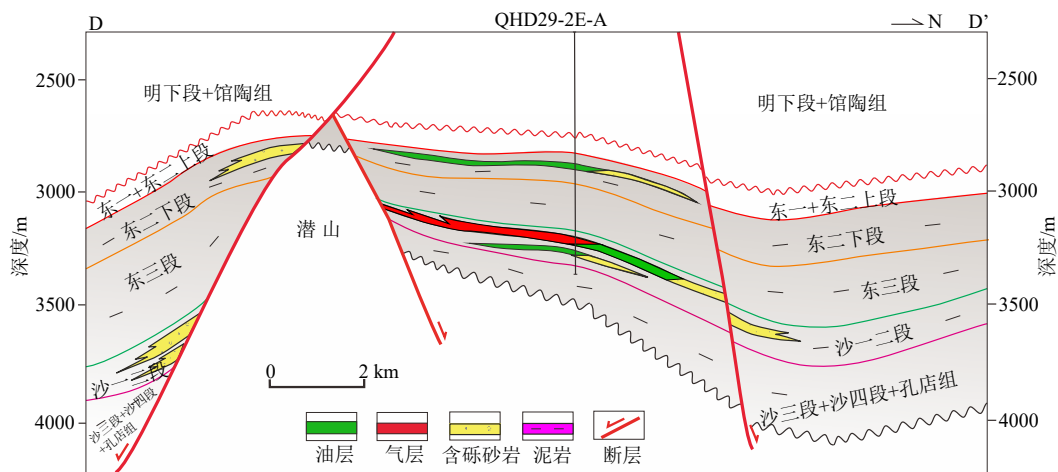


图 8 秦皇岛 29-2E 构造油气成藏模式图
剖面位置见图 1。

Fig.8 Hydrocarbon accumulation pattern of the Qinhuangdao 29-2E Structure
Locations are shown in Fig.1.

表 2 秦南凹陷沙河街组-东营组钻井岩性及油气发现统计

井名	泥岩单层厚度/m	砂岩单层厚度/m	含砂率/%	砂岩总厚度/m	油气显示厚度/m	饱和度较高储层厚度/m
QHD22-3-A	1~75	1~24	40	606	105	38
QHD28-2-B	1~104	1~76	33	241	100	12
QHD28-3-A	2~101	1~22	38.7	363	70	13
QHD28-4-D	1~89	1~34	39	350	35	5
QHD29-2-A	2~192	3~89	20	208	115	76
QHD29-2E-A	2~158	2~60	58	397	70	46
QHD30-1N-A	2~51	1~31	34	180	15	10

米不等, 只有一口井近 40 m(QHD22-3-A), 单个断块探明储量较小。

综合分析认为, 断块、断鼻构造成藏主控因素是断层的侧封即圈闭有效性。秦皇岛 22-3 构造的钻探结果充分说明断层侧封的重要性。该构造位于东洼西北部, 为大断层下降盘的断块圈闭, 由 25 条小断层切割成 10 个断块, 储层是沙二段、东三段扇三角洲砂岩, 砂岩单层厚度 2~15 m, 泥岩单层厚度 4~55 m, 东二下段的控圈断层断距为 30~50 m。在砂泥岩互层之上是东二下段区域性泥岩盖层, 泥岩分布稳定, 厚度为 80~130 m。钻探的 QHD22-3-A 显示层为 105 m, 但有效储层只有 37 m。井所在断块盖层之下断层两侧砂泥对接封堵性好, 为油层, 往下部砂砂对接增多, 侧封条件变差, 为水层, 见油斑显示。可见井所在断块油层厚度取决于控圈断层断距、泥岩厚度、界岩关系, 即断层封堵性(图 9), 断层封堵性是决定其是否成藏的关键。

沙河街组-东营组自生自储成藏组合中还有一类重要的圈闭类型是披覆在潜山之上的呈背斜形态的圈闭, 属于构造-岩性圈闭的一种。已钻的秦皇岛 30-1、秦皇岛 30-2 属于此类圈闭, 多位于邻近秦南凹陷的凸起倾没端基底高上。秦皇岛 30-1、秦皇岛 30-2 在秦南东洼的东部边界大断层上升盘, 辽西低凸起的西南倾没端, 中生界基底高上沉积了沙一段、东三段、东二段地层, 背斜形态好, 上覆沙一段、东三段、东二段泥岩盖层分布稳定且厚度大(100~450 m), 且靠近东洼和东南洼, 油源及运移条件好, 但圈闭内缺储层, QHD30-2-A 井在基岩潜山面之上古近系为厚层泥岩夹薄砂岩、粉砂岩(单厚 0.5~6 m), 致使圈闭内没有油气富集, 而秦皇岛 30-1 构造已钻 4 口井, 只有一口井揭示沙一段的 10 m 生物碎屑灰岩为有效储层, 其他井沙一段均为泥岩。因储层不发育, 因此油气不富集。从已钻井可以看出, 始新统-渐新统披覆背斜油气富集的主控因

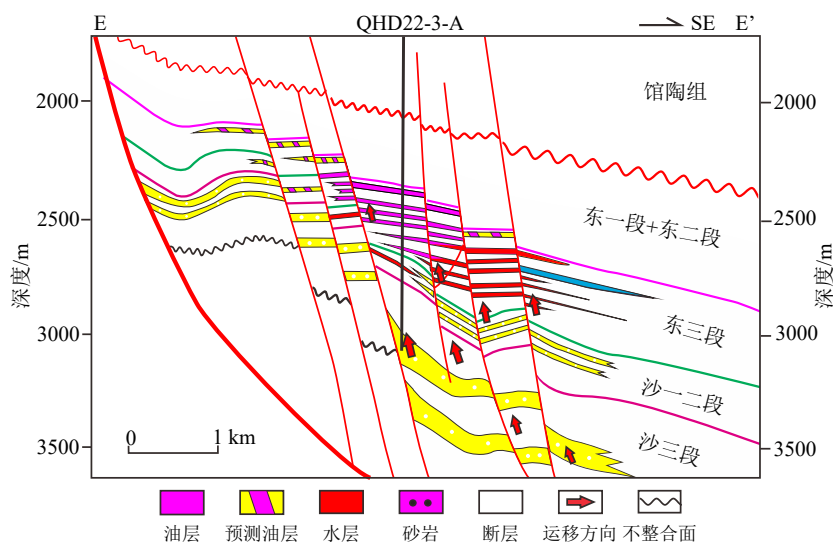


图 9 过 QHD22-3-A 井到东洼油气运移模式图

剖面位置见图 1。

Fig.9 Pattern of hydrocarbon migration from Well QHD22-3-A to the eastern depression

Locations are shown in Fig.1.

素是优质储层的发育程度。

3.3 中新统一上新统下生上储成藏主控因素

在秦南凹陷及邻近凸起上以中新统一上新统为主要目的层钻探了秦皇岛 21-1、秦皇岛 28-2、秦皇岛 28-4、秦皇岛 30-1N 等 4 个圈闭, 其中在秦皇岛 28-2、秦皇岛 28-4、秦皇岛 30-1N 构造中发现了油气层, 油气层厚几米, 无开发价值。根据已钻井分析, 中新统下部的馆陶组为厚层砂岩、砂砾岩夹薄层泥岩, 储层十分发育, 泥岩盖层薄, 而中新统上部的明化镇组下段是区域性的河流-三角洲沉积, 在秦南凹陷及邻近凸起上为泥岩夹砂岩, 含砂率 25%~35%, 泥岩单层厚 5~65 m, 砂岩单层厚 1~5 m, 储盖配置好, 是一套区域性储盖组合(图 6)。上述已钻的 4 个构造均是如此。运用三维地震资料发现的断块、断鼻、构造层-岩性圈闭可靠, 钻井过程中在明下段见油气显示, 但油气层较薄, 油气层较薄的主要原因是圈闭不在油气优势运移路径上, 致使已钻构造在明下段油气不富集。

秦皇岛 21-1 构造位于秦南凹陷西洼控凹大断层上升盘, 明下段断块圈闭面积 16 km², 钻井揭示明下段储盖条件很好, 但只见微弱显示, 没有油气层, 主要原因是运移条件差, 距离油源较远, 导致该构造无油气聚集。秦皇岛 28-4 构造位于东洼西南部大断层上升盘, 明下段储盖条件好, 砂岩单层厚度 2~35 m, 泥岩单层厚度 3~36 m, 断块圈闭和构造-岩性圈闭落实, 紧邻东洼深凹陷区, 油源丰富,

有大断层沟通烃源岩与圈闭内储层, 明下段显示层十余米, 测井解释油层几米, 分析油气不富集的原因主要是大断层运移能力不足。断层根部缺砂体“中转站”连接烃源岩与断面, 断面与烃源岩接触面积较小, 不能吸附大量分散的油气到断层根部初次聚集。因供给断层的油源不足, 致使明下段内油层薄, 富集程度低。由此可见, 明下段圈闭油气不富集的主要原因是运移条件差。油气运移是秦南凹陷及邻近凸起馆陶组-明下段组合成藏的主控因素(图 10)。

4 勘探方向预测

秦南凹陷虽然位于盆地边缘, 但钻井揭示其东洼和东南洼有很好的烃源条件, 沙三段和沙一段两套主力烃源岩有机质丰度高、类型好, 且已成熟, 生成了大量油气(西洼的生油条件还未被钻井证实), 凹陷内储层发育、储盖组合配置好、类型好且规模大的构造圈闭不多, 但中一小型断鼻、断块、潜山圈闭较多, 另外, 构造-岩性、地层-岩性圈闭也较多, 虽侧封条件较构造圈闭稍差, 但优质盖层可弥补圈闭的不足, 也可形成油气田。下面将按潜山下组合, 沙河街组-东营组中组合, 馆陶组-明化镇组上组合这 3 个层系预测秦南凹陷的勘探前景。

4.1 基岩潜山勘探方向

秦南凹陷内东洼与东南洼之间的低隆起带上

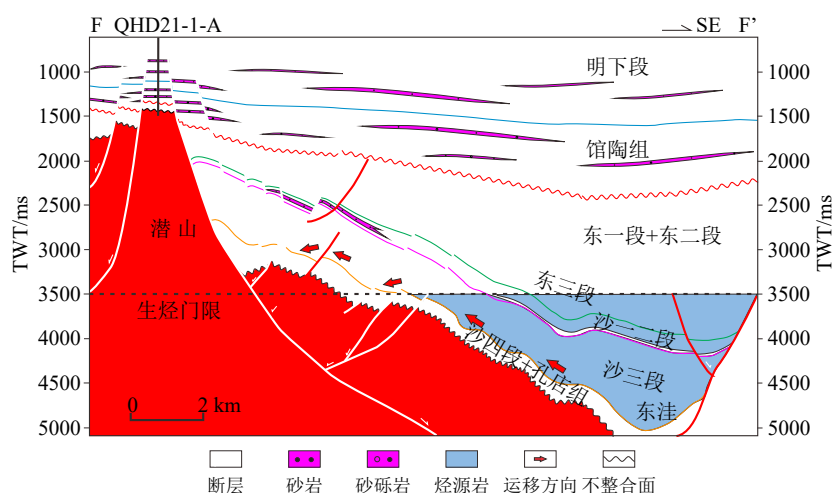


图 10 过 QHD21-1-A 井到东洼的油气运移模式图

剖面位置见图 1。

Fig.10 Pattern of hydrocarbon migration from well QHD21-1-A to the eastern depression

Locations are shown in Fig.1.

发育潜山圈闭,储层是中生界火山岩和太古界混合花岗岩,在地震剖面上中生界火山岩中见“丘状”杂乱反射特征,是近火山通道相和侵出相特征,这两类相储层物性较好,太古界混合花岗岩在地震剖面上为“蠕虫状”杂乱反射特征,基岩断层发育,断层与岩性的耦合决定了潜山储层物性较好。在中生界火山岩和太古界混合花岗岩储层之上是沙河街组湖相泥岩,盖层条件好。继承性活动大断层沟通了东洼、东南洼内烃源岩与潜山圈闭内储层,烃源及运移条件优越。在东洼与东南洼之间的低隆起上有多个潜山圈闭未钻探,是下一步勘探的有利方向。

4.2 沙河街组-东营组勘探方向

秦南东洼的西斜坡是以沙河街组-东营组为主要勘探层系的有利地区,此斜坡上顺向与反向断层多,且断层长期活动,形成数量较多的断鼻、断块构造圈闭,单个圈闭面积不大(1~4 km²),但连在一起组成断块群,若发现油气田,可联合开发,沙河街组及东营组为三角洲-湖相沉积,砂泥互层,储层发育,断层对面的泥岩与断块内砂岩储层对接,形成封堵,约 30%~60% 储层侧封条件较好。东洼是已证实的富烃凹陷,而斜坡是最有利的油气运移方向,在西斜坡上已经发现了一个断块油藏秦皇岛 22-3 构造,但单个断块储量较小,还有较多的断块、断鼻圈闭没有钻探,是有利的勘探目标。

4.3 馆上段-明下段勘探方向

秦南凹陷内东洼和东南洼大断层下降盘馆陶组-明化镇组构造-岩性和岩性圈闭是浅层找油的有

利部位,继承性发育的大断层沟通了东洼和东南洼内成熟的烃源岩,是油气垂向运移的有利通道,馆上-明下段为河流-三角洲-浅湖相沉积,砂岩与泥岩不等厚互层,因砂岩横向变化大,易形成构造-岩性和岩性圈闭,沿大断层纵向运移的油气到达馆上段-明下段后,作横向运移,在具有构造背景的圈闭内聚集成藏。邻近大断层,具有构造背景的馆上段-明下段岩性、构造-岩性圈闭是浅层油气勘探的有利方向。

5 结论

(1)秦南凹陷钻探 32 口预探井,只发现了一个油气田,但生烃条件好,沙三段、沙一段欠补偿中-深湖相烃源岩发育,有机质丰度达 1.5%~4%,有机质类型为 I—II₁ 型,生烃量大,过去勘探效果差是因对其成藏主控因素认识不清。

(2)此凹陷发育下、中、上三套储盖组合,通过对已钻井深入系统分析,认为优质储层、有效圈闭和沟通油源断层分别是潜山下组合、沙河街-东营组中组合、馆陶组-明化镇组上组合油气成藏的关键控制因素。

(3)研究认为秦南凹陷东洼与东南洼间的低隆起是下组合勘探的有利方向,东洼西斜坡是中组合下一步勘探的有利方向,东洼和东南洼大断层下降盘是上组合勘探的有利方向。

参考文献 (References)

- [1] 徐长贵,周心怀,邓津辉.渤海锦州 25-1 大型轻质油气田的发现与

- 启示[J]. *中国石油勘探*, 2010, 15(1): 34-38. [XU Changgui, ZHOU Xinhui, DENG Jinhui. Discovery of large-scale Jinzhou 25-1 light oil & gas field in Bohai sea area and its enlightenment[J]. *China Petroleum Exploration*, 2010, 15(1): 34-38.]
- [2] 黄正吉. 中国近海优质烃源岩的发育特征及古生态标志[J]. *中国石油勘探*, 2012, 17(5): 10-16, 26. [HUANG Zhengji. Growth and paleoecological marker of high-grade source rocks in China marginal seas[J]. *China Petroleum Exploration*, 2012, 17(5): 10-16, 26.]
- [3] 周心怀, 余一欣, 汤良杰, 等. 渤海海域新生代盆地结构与构造单元划分[J]. *中国海上油气*, 2010, 22(5): 285-289. [ZHOU Xinhui, YU Yixin, TANG Liangjie, et al. Cenozoic offshore basin architecture and division of structural elements in Bohai sea[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2010, 22(5): 285-289.]
- [4] 侯贵廷, 钱祥麟, 蔡东升. 渤海湾盆地中、新生代构造演化研究[J]. 北京大学学报: 自然科学版, 2001, 37(6): 845-851. [HOU Guiting, QIAN Xianglin, CAI Dongsheng. The tectonic evolution of Bohai Basin in Mesozoic and Cenozoic Time[J]. *Acta Scientiarum Naturalium Universitatis Pekinensis*, 2001, 37(6): 845-851.]
- [5] 徐杰, 周本刚, 计凤桔, 等. 渤海地区新构造格局[J]. *石油学报*, 2011, 32(3): 442-449. [XU Jie, ZHOU Bengang, JI Fengju, et al. A primary study on the neotectonic pattern of the Bohai area in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(3): 442-449.]
- [6] 蔡少武, 周东红, 王德英, 等. 渤海湾盆地秦南凹陷构造发育特征与有利勘探方向[J]. *石油学报*, 2019, 40(5): 532-541. [CAI Shaowu, ZHOU Donghong, WANG Deying, et al. Tectonic development characteristics and favorable exploration direction of Qinnan sag in Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(5): 532-541.]
- [7] 蔡少武, 吕丁友, 贺电波, 等. 渤海湾盆地秦南凹陷构造迁移特征及其对油气聚集的影响[J]. *石油学报*, 2019, 40(S2): 67-78. [CAI Shaowu, LÜ Dingyou, HE Dianbo, et al. Characteristics of tectonic migration in Qinnan Sag of the Bohai Bay Basin and its impact on hydrocarbon accumulation[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(S2): 67-78.]
- [8] 赖维成, 徐长贵, 王晓刚, 等. 秦南凹陷古近系层序地层和沉积体系研究及油气勘探方向探讨[J]. *中国海上油气*, 2007, 19(5): 300-305. [LAI Weicheng, XU Changgui, WANG Xiaogang, et al. A study on Paleogene sequence stratigraphy and sedimentary systems and a discussion on hydrocarbon exploration directions in Qinnan depression[J]. *China Offshore Oil and Gas*, 2007, 19(5): 300-305.]
- [9] 张震, 徐春强, 郭瑞, 等. 渤海秦南凹陷新生代断裂体系与构造演化[J]. *断块油气田*, 2019, 26(2): 159-161, 167. [ZHANG Zhen, XU Chunqiang, GUO Rui, et al. Cenozoic fault system and tectonic evolution of Qinnan Sag in Bohai Sea[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2019, 26(2): 158-161, 167.]
- [10] 庄新兵, 邹华耀, 李楠, 等. 秦南凹陷烃源岩特征与油气勘探新领域[J]. *断块油气田*, 2011, 18(2): 146-149. [ZHUANG Xinbing, ZOU Huayao, LI Nan, et al. Characteristics of source rock and new region of oil and gas exploration in Qinnan Sag[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2011, 18(2): 146-149.]
- [11] 杨传超, 郭瑞, 王富民, 等. 渤海秦南凹陷沙三段烃源岩有机碳含量定量预测[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2019, 46(5): 549-557. [YANG Chuanchao, GUO Rui, WANG Fumin, et al. Quantitative prediction of TOC in source rocks of the Member 3 of Shahejie Formation in Qinnan Depression, Bohai Sea, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2019, 46(5): 549-557.]
- [12] 王德英, 张藜, 杨传超, 等. 秦皇岛 29-2 东隐蔽油气藏基本特征及油气富集条件[J]. 成都理工大学学报: 自然科学版, 2019, 46(5): 513-522. [WANG Deying, ZHANG Li, YANG Chuanchao, et al. Basic characteristics and enrichment mechanism of the subtle reservoir in QHD29-2E, Qinnan Sag, Bohai Sea, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2019, 46(5): 513-522.]
- [13] 石文龙, 李慧勇, 茆利, 等. 渤海海域秦南凹陷油气地质特征及勘探潜力[J]. *中国石油勘探*, 2014, 19(5): 32-40. [SHI Wenlong, LI Huiyong, MAO Li, et al. Hydrocarbon geological characteristics and exploration potential of Qinnan depression in offshore area of Bohai Sea[J]. *China Petroleum Exploration*, 2014, 19(5): 32-40.]
- [14] 刘丹丹, 张雪芳, 周园园, 等. 渤海海域秦南凹陷东南缘断层活动对古近系油气富集的控制[J]. *海洋地质前沿*, 2020, 36(4): 45-54. [LIU Dandan, ZHANG Xuefang, ZHOU Yuanyuan, et al. Fault activities on the southeastern margin of the Qinnan sag in the Bohai Sea and their control over Paleogene hydrocarbon accumulations[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2020, 36(4): 45-54.]
- [15] 王福焕, 王振宇, 张云峰, 等. 轮古东奥陶系断裂特征及其对油气成藏的控制[J]. *中国石油勘探*, 2011, 16(1): 15-20. [WANG Fuhuan, WANG Zhenyu, ZHANG Yunfeng, et al. Fault characteristics and their controlling roles to hydrocarbon pool-formation of Ordovician in Eastern Lungu[J]. *China Petroleum Exploration*, 2011, 16(1): 15-20.]
- [16] 胡贺伟, 李慧勇, 肖述光, 等. 沙垒田凸起西段走滑断裂发育特征及其对油气的控制作用[J]. *海洋地质前沿*, 2022, 38(3): 36-44. [HU Hewei, LI Huiyong, XIAO Shuguang, et al. Characteristics of strike-slip faults on the western Shaleitian Uplift and their control over oil and gas accumulation[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2022, 38(3): 36-44.]
- [17] 邓运华. 裂谷盆地油气运移“中转站”模式的实践效果: 以渤海油田第三系为例[J]. *石油学报*, 2012, 33(1): 18-24. [DENG Yunhua. Practical effect of the “transfer station” model for oil-gas migration in rift basin: a case study on the tertiary in the Bohai oil province[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(1): 18-24.]
- [18] 孙和风, 张蕾, 黄传超, 等. 渤海南部断裂系统特征及其对油气成藏的控制[J]. *中国石油勘探*, 2012, 17(4): 29-35. [SUN Hefeng, ZHANG Lei, HUANG Chuanchao, et al. Characteristics of fault system and its control on hydrocarbon accumulation in south of Bohai sea[J]. *China Petroleum Exploration*, 2012, 17(4): 29-35.]
- [19] 石文龙, 魏刚, 鲁凤婷, 等. 石臼坨凸起南斜坡区古近系成藏规律[J]. *大庆石油地质与开发*, 2012, 31(6): 36-40. [SHI Wenlong, WEI Gang, LU Fengting, et al. Forming laws of eogene reservoir on south slope of Shijiutuo swell[J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2012, 31(6): 36-40.]