

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2026.104>



渤海海域中南部潜山源-储配置与油气成藏规模研究

官大勇, 王 昕, 叶 涛, 彭靖淞, 滑彦岐

中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459

摘要: 渤海海域中南部潜山类型多样且油气勘探潜力巨大, 但不同潜山的油气富集规模差异显著, 其主控因素有待明确. 源-储配置关系是控制油气高效成藏与富集规模的核心. 本研究综合利用地震、地质与地球化学资料, 系统剖析了研究区不同构造位置潜山的源-储配置特征及其对成藏规模的控制作用. 根据潜山与烃源岩的空间耦合关系、输导体系及储层发育特征, 将潜山划分为源储叠置型、源储侧接型与远源输导型三类. 研究表明: 源储叠置型潜山, 多位于注陷区, 虽然埋藏较深, 但具有近油源、源储压差大与“源盖一体”的优质保存条件, 成藏效率最高, 是发现特大型油气田的最优配置; 源储侧接型潜山, 常位于斜坡带/低凸起, 具有多源供烃、立体输导与较好储盖组合的特征, 可形成大中型油气田; 而远源输导型潜山, 多处于凸起区, 虽然埋藏较浅, 但因油源距离远、源储压差小、输导效率低及保存条件差, 勘探风险较高. 研究建立了基于源-储配置的潜山分类与评价模式, 指出注陷区至斜坡带中源储叠置型与源储侧接型潜山是下步勘探的有利区域, 这为“超级盆地”注陷区规模潜山油气田的勘探部署提供了重要理论依据与决策指导.

关键词: 超级盆地; 渤海海域; 潜山油气藏; 源储配置关系; 油气富集; 勘探方向; 石油地质学; 海洋地质学.

中图分类号: P618

文章编号: 1000-2383(2026)05-1652-15

收稿日期: 2025-12-31

Source-Reservoir Configuration and Hydrocarbon Accumulation Scale of Buried Hills in Central-Southern Bohai Sea Area

Guan Dayong, Wang Xin, Ye Tao, Peng Jingsong, Hua Yanqi

Tianjin Branch of CNOOC (China) Limited, Tianjin 300459, China

Abstract: The central-southern Bohai Sea area develops diverse types of buried hills with substantial petroleum exploration potential. However, the scale of hydrocarbon accumulation varies significantly among different buried hills, and the key controlling factors remain to be clarified. The source-reservoir configuration is the core element controlling efficient hydrocarbon accumulation and enrichment scale. This study systematically analyzes the source-reservoir configuration characteristics of buried hills in different structural positions within the study area and their control on accumulation scales by integrating seismic, geological, and geochemical data. Based on the spatial coupling relationship between buried hills and source rocks, migration pathways, and reservoir development characteristics, the buried hills are classified into three types: source-reservoir superimposed, source-reservoir lateral-connected, and distal-source transported types. The results indicate that source-reservoir superimposed buried hills, typically located in sag areas, exhibit the highest accumulation efficiency due to their proximity to source rocks, large source-reservoir pressure differential, and superior preservation conditions characterized by “source-caprock integration”, securing their optimal configuration for discovering giant oil and gas fields. Source-reservoir lateral-connected

基金项目: 中海油重大科技专项“渤海油田上产4 000万吨新领域勘探关键技术”(No.CNOOC-KJ135ZDXM36TJ08TJ).

作者简介: 官大勇(1979-), 男, 正高级工程师, 长期从事海洋石油地质与综合成藏研究. ORCID: 0000-0002-8802-9064. E-mail: guandy@cnooc.com.cn

引用格式: 官大勇, 王昕, 叶涛, 彭靖淞, 滑彦岐, 2026. 渤海海域中南部潜山源-储配置与油气成藏规模研究. 地球科学, 51(5): 1652-1666.

Citation: Guan Dayong, Wang Xin, Ye Tao, Peng Jingsong, Hua Yanqi, 2026. Source-Reservoir Configuration and Hydrocarbon Accumulation Scale of Buried Hills in Central-Southern Bohai Sea Area. *Earth Science*, 51(5): 1652-1666.

buried hills, often situated in slope zones/low uplift, feature multiple source rock contributions, three-dimensional migration pathways, and favorable reservoir-seal assemblages, facilitating the formation of medium to large oil and gas fields. In contrast, distal-source transported buried hills, predominantly found in uplift areas, despite their shallow burial depths, present high exploration risks due to long migration distances from source rocks, small source-reservoir pressure differentials, low migration efficiency, and poor preservation conditions. This study establishes a buried hill classification and evaluation model based on source-reservoir configuration, identifying source-reservoir superimposed and lateral-connected buried hills in sag to slope zones as favorable targets for subsequent exploration. The findings provide an important theoretical basis and decision-making guidance for the exploration deployment of large-scale buried hill oil and gas fields in sag areas of "Super basins".

Key words: Super basin; Bohai Sea; buried hill oil and gas reservoirs; source-reservoir coupling relationship; hydrocarbon enrichment; exploration direction; petroleum geology; marine geology.

0 引言

渤海湾盆地是典型的陆相超级盆地(刘树根等,2020;张功成等,2024),潜山油气藏作为其特色勘探领域,近年来不断获得重大突破,展现出巨大的勘探潜力(王德英等,2019;肖述光等,2019;徐长贵等,2019,2023a,2023b,2024,2025;杨海风等,2025).渤海海域中南部地处渤海湾盆地东部,涵盖黄河口凹陷、莱州湾凹陷、渤中凹陷南部等多个富烃凹陷,区内断裂体系发育,潜山类型多样,为潜山油气成藏提供了良好的基础地质条件(邓运华,2015;胡志伟等,2023).近年来,随着勘探程度的不断加深,研究区相继发现了一批潜山油气藏,但不同潜山的油气富集程度差异显著,部分潜山勘探效果未达预期.前人研究多集中在对潜山的储层特征与发育模式(Landes,1960;Dmitriyevskiy,1993;薛永安和李慧勇,2018;王德英等,2019),但针对控制潜山油气差异富集的源-储配置关系的认识尚不够清晰.

源-储配置关系是指烃源岩与储集层在空间分布、时空匹配及油气运移通道等方面的组合关系,是控制油气成藏与富集的关键因素(薛永安和李慧勇,2018;刘树根等,2020).对于潜山油气藏而言,烃源岩通常发育于潜山周缘的凹陷或紧邻潜山的烃源岩层系,油气需通过断裂、不整合面等通道从烃源岩运移至潜山储层中聚集成藏(肖述光等,2019;徐长贵等,2019).不同构造位置的潜山,其与烃源岩的空间距离、运移通道的发育程度及储层的发育特征存在显著差异,导致源-储配置模式各不相同,进而影响油气成藏效率.

目前,关于潜山的分类方案较多,主要基于潜山的成因类型、构造形态、储层岩性等(王德英等,2019;肖述光等,2019;徐长贵等,2019),但基于源-

储配置关系的分类研究相对薄弱,难以有效指导勘探部署.因此,为深化源储耦合控藏认识并指导勘探,本文以渤海中南部为研究区,通过分析区域地质背景与潜山发育特征,明确源-储配置的核心控制要素,建立基于源-储配置关系的潜山分类方案,系统探讨不同类型潜山的成藏特征与勘探潜力,为研究区潜山油气勘探提供新的思路与理论支撑.

1 潜山发育特征

渤海湾盆地位于我国大陆东部,是在华北克拉通上发育的一个中生代陆相断陷盆地(王璞珺等,2009;漆家福等,2010;唐华风等,2012;邓运华,2015;杨海风等,2018).研究区位于其海域部分的中南部,主要包括渤中凹陷和黄河口凹陷两个富烃凹陷(图1a).区域潜山地层发育较全,自下而上发育太古宇-古元古界变质岩基底、古生界海相碳酸盐岩沉积和中生界火山岩.太古宇潜山岩性以变质岩为主,主要为花岗片麻岩、碎裂岩和糜棱岩,主要储集空间为中-新生代构造活动与后期流体溶蚀形成的裂缝体系(王昕等,2012;官大勇等,2024);古生界潜山主要发育海相碳酸盐岩、海陆交互相碳酸盐岩、煤沉积相特征系和红色碎屑岩系,储集空间主要为孔隙、溶洞和裂缝等(吴庆勋等,2018);中生界火山岩岩性主要发育安山岩、玄武岩、流纹岩和火山碎屑岩,火山岩储集空间以次生构造裂缝和溶蚀孔隙为主(杨海风等,2018;郭涛等,2025)(图1b).该区潜山上覆地层主要为古近系沙河街组和东营组,以半深湖-深湖相沉积为主,其中古近系沙河街组三段(E_{s3})和东营组(E_d)是区域内最主要的湖相优质烃源岩,为研究区潜山提供了优越的供烃条件(谢玉洪,2020)(图1b).

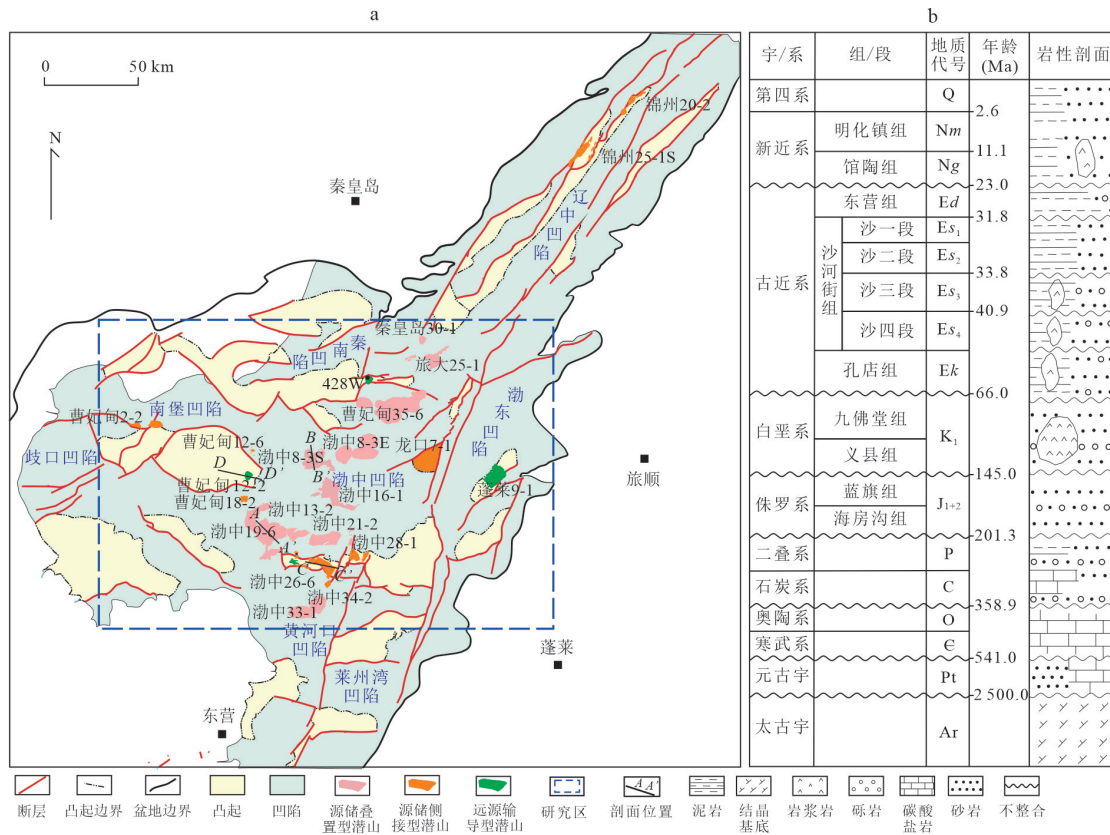


图1 渤海海域潜山勘探区域(a)和地层综合柱状图(b)
 Fig.1 Exploration area map of buried hills in the Bohai Sea area (a) and comprehensive stratigraphic column (b)

2 渤海海域中南部潜山成藏的源储条件

2.1 烃源岩条件

渤中凹陷自新生代以来先后发育了沙三段、沙一十二段、东三段及东二下亚段四套有效烃源岩，这四套烃源岩的分布受层序地层与沉积相的限制，具有湖相烃源岩特有的地质、地球化学性质。沙三段烃源岩在凹陷深部沉积厚度多超过 500 m，沉积中心的厚度超过 2 000 m(图 2)，而根据沉积相展布预测烃源岩厚度分布来看，沙三段烃源岩的平均泥地比最高，有效烃源岩占整套烃源岩的 92%。有机质丰度方面，沙三段 TOC 值由主洼向周缘逐渐减小，最大值位于渤东低凸起以西主洼中心附近，TOC 高达 4.01%，西南洼 TOC 值也较大，整体分布范围在 0.50%~4.01%，平均值为 3.2%，属于好-很好烃源岩。有机质类型方面，沙三段烃源岩干酪根的 H/C 和 O/C 原子比分别在 0.92~1.51 和 0.04~0.27 的范围内，干酪根有机质类型在 I 型和 II₁ 型中均有分布，以 II₁ 型干酪根为主；干酪根显微组分和岩石热解数据同样支持以上结论，沙三段烃源岩干

酪根以壳质组和腐泥组为主，有机质类型指数 (TI) 在 37~87，属于 II₁ 型干酪根；沙三段烃源岩热解峰温 (T_{max}) 平均值为 441.19 °C、氢指数 (HI) 平均值为 504.25 mg/g，干酪根类型为 I-II₁ 型，以 II₁ 型为主。成熟度方面，沙三段烃源岩超过 89% 处于成熟度 (R_o) 为 0.55%~1.3% 的生油窗内 (生油早期-主生油期-生油晚期)，而埋深大于 3 800 m 对应成熟度 (R_o) 超过 1.3%，已进入生湿气阶段。综上所述，在所有四套烃源岩中，沙三段烃源岩不仅发育面积广且厚、而且有机质类型最好、热演化程度也最高，极具生烃潜力，是渤海最优质的烃源岩，构成了渤中凹陷最重要的“油仓”。

除渤中凹陷外，研究区在黄河口凹陷同样发育厚层的沙三段优质烃源岩，黄河口凹陷主要发育沙三段、沙一-二段、东二段下亚段-东三段三套烃源岩，而沙三段烃源岩又可分为上-中-下三个亚段，受沉积环境及构造演化的影响，它们之间的地球化学特征存在明显差异。从厚度分布来看，沙三上段烃源岩存在三个厚度中心，最大厚度中心位于东南部，可达 150 m 以上；沙三中段存在东西次凹两个中心，厚度可达 300 m 以上；沙三下段存在东西次洼

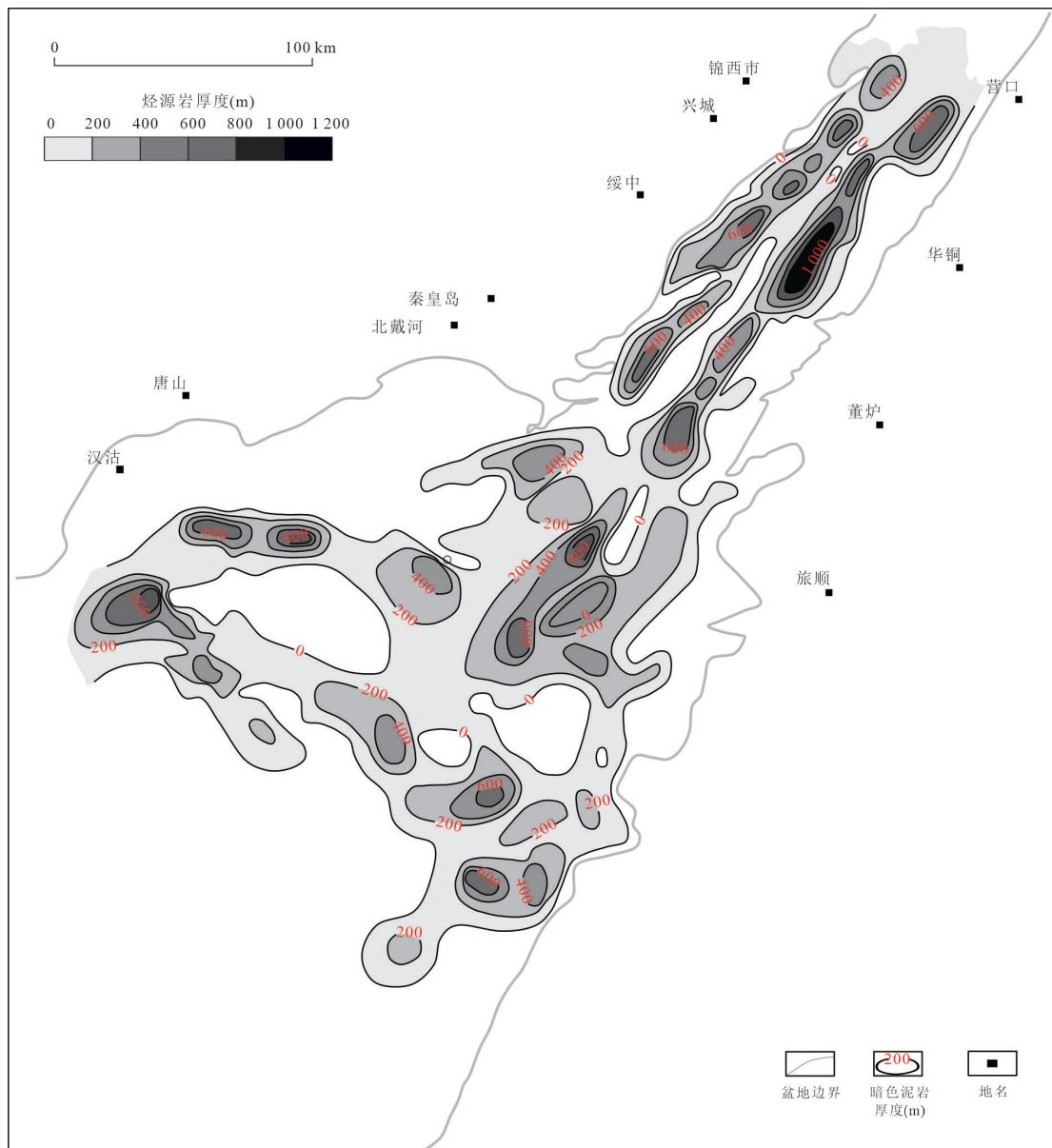


图 2 渤海海域沙三段烃源岩厚度分布

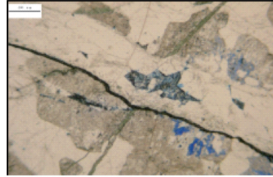
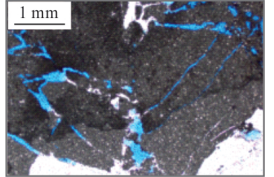
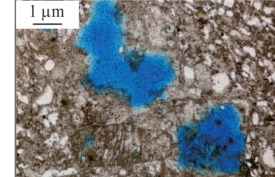
Fig.2 Thickness distribution map of source rocks of the third member of Shahejie Formation in the offshore Bohai Bay area

两个中心,西次洼厚度较大,厚度中心可达300 m以上.有机质丰度方面,沙三上段烃源岩,有机碳含量在0.33%~3.9%,平均值为1.67%,58%以上TOC大于1%,24%的TOC大于2%;沙三段烃源岩,有机碳含量在0.21%~5.97%,平均值为2.0%,58%以上TOC大于1%,50%的TOC大于2%;沙三下段烃源岩,有机碳含量在0.25%~9.19%,平均值为3.91%,83%以上TOC大于1%,75%的TOC大于2%,沙三段烃源岩的有机质丰度有由上至下升高的趋势,总体上属于好-极好烃源岩.有机质类型方面,沙三上段烃源岩干酪根H/C原子比在0.81~1.61,O/C原子比在0.1~0.68,干酪根有机质

类型大体上属于II₂型;沙三中段H/C原子比在0.79~2.66,O/C原子比在0.14~0.8,总体上偏向II₁-II₂型;沙三下段烃源岩干酪根H/C原子比在0.81~1.17,O/C原子比在0.07~0.15,总体上偏向II₁-II₂型,受演化程度影响,H/C原子比略低.沙三段烃源岩氢指数(HI)为72~901 mg/g,平均值为402 mg/g,普遍大于200 mg/g,总体上属于I-II₂型干酪根,但沙三下段有机质类型略好于中段和上段.烃源岩成熟度方面,通过对镜质体反射率(R_o)与深度的对应关系,可以确定烃源岩的成熟度和所处热演化阶段,沙三段烃源岩在凸起附近的R_o为0.6%~0.8%,烃源岩处于低成熟阶段,少部分

表1 渤海潜山三种典型储层特征对比

Table 1 Comparison of characteristics of three typical reservoir types in Bohai buried hills

储层类型	太古界变质花岗岩储层	古生界碳酸盐岩储层	中生界火山岩储层
典型岩性	变质花岗岩、花岗片麻岩为主，局部夹闪长玢岩、辉绿岩	灰岩、白云岩为主，局部发育白云质灰岩、角砾状灰岩	流纹岩等酸性溢流相为主，次为火山角砾岩、凝灰岩、玄武岩、安山岩
孔隙类型	孔隙-裂缝“网状”储集系统	“孔洞-裂缝”复合型储集体系	“孔隙-裂缝-溶蚀孔洞”复合型储集空间
孔隙度	低孔	低孔-中孔	以低孔为主，局部中孔
	3.48%~4.07%	2.5%~8.2%	4%~7%
渗透率	低渗	低渗-中渗过渡	经改造后可达中渗
	2~4 md	1~5 md	1~8 md
储层成因	长期风化淋滤与构造破裂作用	岩溶作用与构造裂缝协同控制	岩相类型为基础，后期构造裂缝与流体溶蚀叠加改造
储集体结构	垂向分带的网状结构	垂向分带的复合体系	受岩相和构造控制的复合体
	(强风化带、次风化带、内幕带)	(表层岩溶带、水平潜流带最优)	(酸性岩裂缝最发育溶蚀改造强烈)
典型构造/油气藏	渤中19-6、渤中13-2、渤中26-6	渤中28-1、渤中21-2、曹妃甸2-2	渤中22-2、渤中8-3南、龙口7-1
埋藏深度	3 600~4 300 m	2 800~3 500 m	3 200~4 000 m
典型薄片	 BZ19-6-C, 4 358.5 m, 沿裂缝的溶蚀孔隙	 CFD2-1-A, 3 544.35 m, 溶蚀扩大孔发育	 BZ8-3S-B, 4 979.2 m, 流纹岩气孔

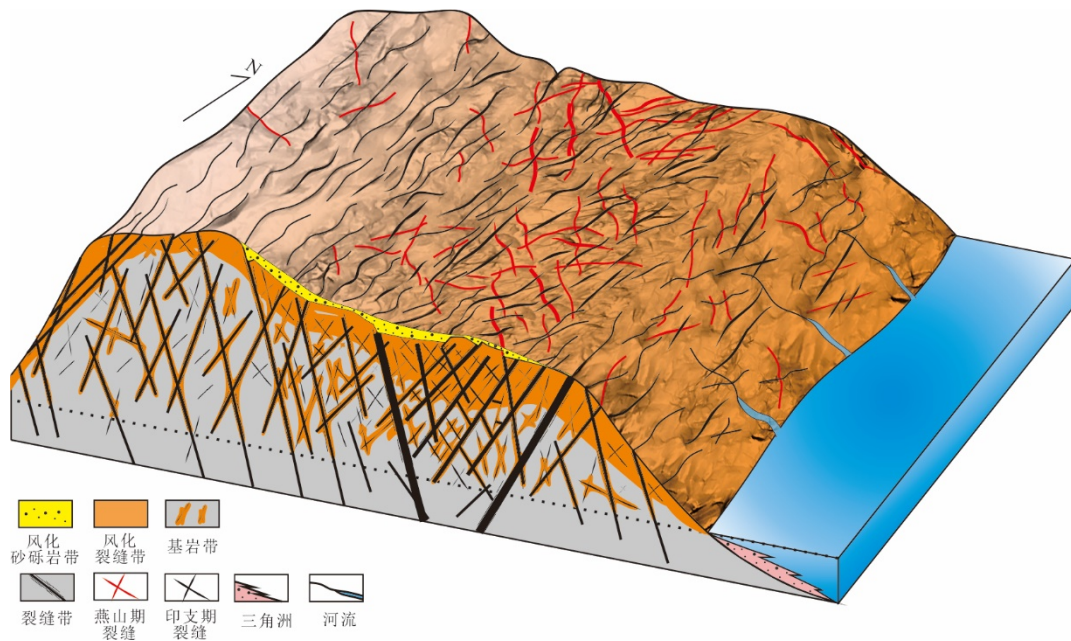


图3 渤海海域太古界潜山成储模式

Fig.3 Reservoir-forming pattern map of Archaean buried hills in the offshore Bohai Bay area

开始大量生油。生烃中心主要位于西次洼，中心 R_o 可以达到 2.0%，已经进入生凝析油阶段，生烃中心已经进入热裂解生干气阶段；东部和南部 R_o 达到 1.0%，已经进入生油高峰，处于生油阶段。结合前文所述渤中凹陷沙三段烃源岩的特征，黄河

口凹陷的沙三段烃源岩具有与之相似的生烃能力，因此可以为周边潜山提供充足的油气来源。

2.2 潜山规模性有效储集体

渤海海域中南部潜山地层与储层岩性多样，主要包括太古界变质花岗岩储层、古生界碳酸盐岩储

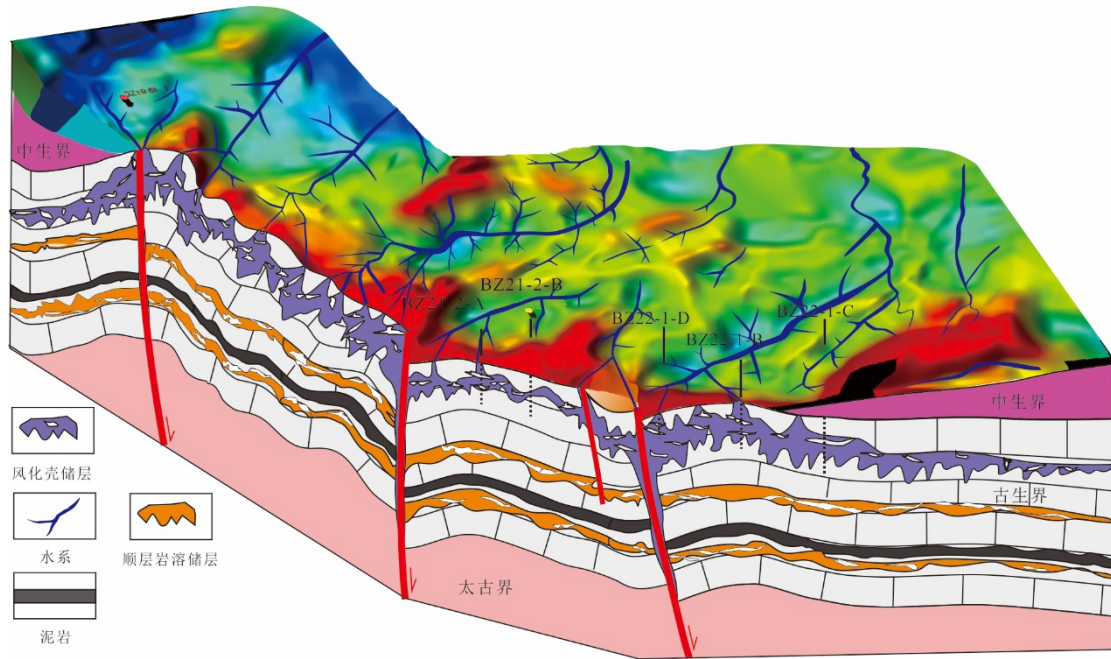


图4 渤海海域古生界潜山成储模式

Fig.4 Reservoir-forming pattern map of Paleozoic buried hills in the offshore Bohai Bay area

层与中生界火山岩储层,不同岩性差异较大,规模性成储机制存在明显差异(表1)。

太古界变质花岗岩储层(表1):渤中凹陷西南部太古界变质花岗岩储层集中发育于渤南低凸起带等区域,如渤中19-6、渤中13-2、渤中26-6等亿吨级潜山油气藏均以此类岩性为主要储集体,埋深普遍达3 600~4 300 m,其中渤中19-6埋深4 000 m、渤中13-2埋深4 300 m、渤中26-6埋深3 600 m。岩性主要包括变质花岗岩、花岗片麻岩等,部分构造夹闪长玢岩、辉绿岩或发育花岗片麻岩、碎裂岩等(Xu *et al.*, 2024)。以渤中19-6气田为例,储层总孔隙度分布在3.48%~4.07%,平均值为3.86%,试井解释渗透率为2~4 md,属于低孔低渗型储层,且孔隙度不受埋深控制,深层仍具备有效储集能力。

太古界潜山普遍经历了长期风化淋滤与构造破裂作用,形成了孔隙、裂缝相互交织的“网状”储集系统(图3)。垂向分布上可划分为强风化带、次风化带及内幕带,强风化带裂缝最发育,储层厚度与裂缝发育程度呈正相关,是优质储层主要发育段。这种网状储集系统能够为油气提供多元的储集空间和渗流通道,极大提升了油气储集能力,是规模性油气藏聚集的关键(薛永安和李慧勇,2018;王德英等,2019)。

古生界碳酸盐岩储层(表1):从分布与物性数据来看,古生界碳酸盐岩储层集中发育于渤中凹

陷周边凸起带及断裂构造带,典型构造如渤中28-1、渤中21-2等油气藏均发育此类储层,埋深普遍介于2 800~3 500 m,其中渤中28-1储层埋深3 200~3 400 m,渤中21-2储层埋深2 900~3 100 m。岩性细分以灰岩、白云岩为主,局部发育白云质灰岩、角砾状灰岩,其中白云岩因晶体结构差异,岩溶孔洞更易发育,储集性能优于灰岩;角砾状灰岩多由构造破碎后再胶结形成,内部裂缝密集,是优质储层的重要发育类型。物性方面,储层孔隙度分布范围较广,介于2.5%~8.2%,平均值为4.8%,试井解释渗透率为1~5 md,属于低孔低渗-中孔中渗过渡型储层,物性差异主要受岩溶发育程度和裂缝沟通效果控制。垂向分布上可划分为表层岩溶带、垂向渗滤带、水平潜流带及深部缓流带,表层岩溶带和水平潜流带因溶蚀孔洞与裂缝交织,储集性能最优,是油气富集的核心层段;深部缓流带虽岩溶作用减弱,但构造裂缝仍能改善局部渗透性。岩溶作用形成的溶蚀孔洞与构造裂缝相互沟通,构成“孔洞-裂缝”复合型储集体系。

但由于古生界碳酸盐岩潜山储集空间的发育主要受岩溶作用和构造裂缝的协同控制,不同区域岩溶发育规模、裂缝分布密度的差异性,导致储层物性在横向和纵向上变化较大,储层非均质性极强(图4)。构造活动是储层改造的核心驱动力,印支期、燕山期及喜山期多期构造运动不仅导致碳酸盐

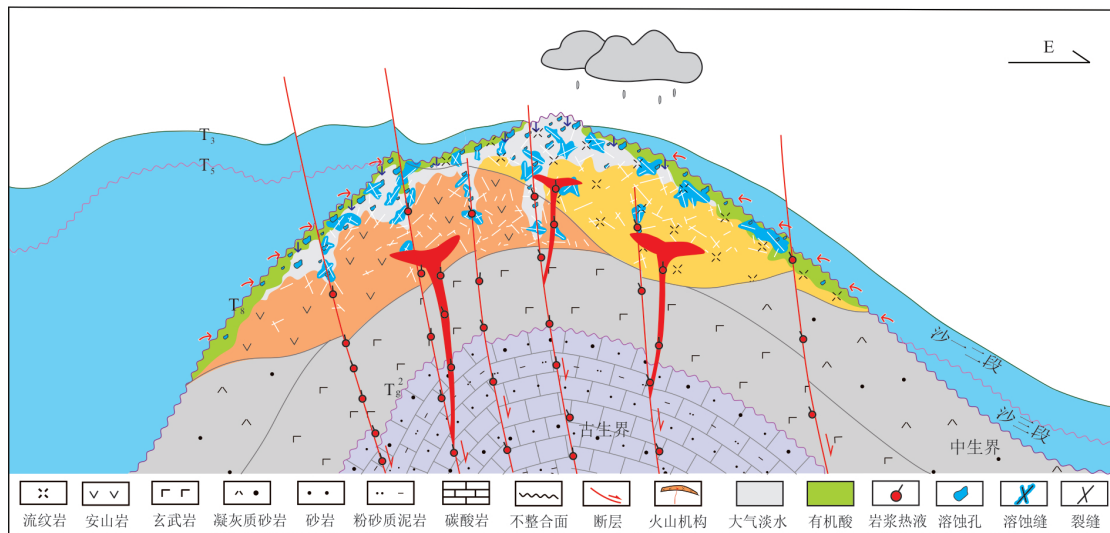


图5 渤海海域中生界潜山成储模式

Fig.5 Reservoir-forming pattern map of Mesozoic buried hills in the offshore Bohai bay area

岩地层发生脆性破裂,形成大量构造裂缝(以高角度剪切缝和网状共轭缝为主,裂缝密度可达2~6条/m)(官大勇等,2024),更通过断裂抬升使地层暴露地表,为大气淡水淋滤形成岩溶体系创造了关键条件(邓运华,2015;肖述光等,2019)。

中生界火山岩储层(表1):渤海中生界火山岩潜山集中发育于渤东低凸起、渤南低凸起周缘及渤中凹陷等区域,典型构造如渤中22-2、渤中8-3南、龙口7-1等,埋深普遍为3 200~4 000 m,其中渤中22-2储层埋深为3 400~3 700 m,渤中8-3南储层埋深为3 300~3 600 m,龙口7-1储层埋深为3 500~3 900 m.岩性细分流纹岩等酸性溢流相岩石为优势类型,同时发育火山角砾岩、凝灰岩、玄武岩及安山岩等,不同岩相储集性能差异显著:流纹岩等酸性岩因脆性大、溶蚀响应好,储层孔隙度可达4%~7%,渗透率经构造-溶蚀改造后可达1~8 md;火山角砾岩原生孔隙相对发育,是重要的储集岩相;凝灰岩因颗粒分选差、胶结致密,原生孔隙不发育,储集性能主要依赖后期构造-溶蚀双重改造;玄武岩、安山岩等中基性溢流相岩性脆性较弱、溶蚀作用不显著,仅在断裂密集带或气孔发育带具备一定储集潜力.垂向分布上,酸性溢流相流纹岩集中发育于火山活动旋回的中上部,厚度为15~60 m,裂缝发育程度与地层埋深呈负相关,浅部(3 200~3 500 m)受构造抬升与大气淡水溶蚀叠加影响,储层性能更优;爆发相火山角砾岩多分布于火山活动中心部位,溢流相玄武岩、安山岩垂向分布较广,但仅在断裂附近或火山口周边因构造-溶蚀改造形成有效储

层.构造裂缝的发育与流体溶蚀作用的叠加,不仅显著改善了储层渗透性,更构建了高效的油气运移通道,使中生界火山岩储层具备良好的油气储集与富集能力(杨海风等,2018;郭涛等,2025)。

渤海中生界火山岩潜山储集性能主要受岩相类型、后期构造裂缝发育程度及流体溶蚀作用的协同控制,其中流纹岩等酸性溢流相岩石因脆性极强、易于发生构造破裂,是该类储层最核心的优势成储岩性,其成缝效率显著高于玄武岩、安山岩等中基性溢流相岩性(图5).构造活动对储层的优化起到关键作用,燕山期-喜山期的走滑断裂活动使火山岩地层发生广泛脆性破裂,形成以高角度剪切缝为主的裂缝体系,尤其在渤东低凸起、渤南低凸起周缘等断裂发育区,裂缝密度可达3~7条/m(王昕等,2025),不仅为流体运移提供了通道,更增强了岩石的渗透性.值得注意的是,大气淡水、有机酸等流体沿构造裂缝渗透,对岩石产生强烈的溶蚀改造作用,进一步扩大了裂缝宽度,并形成大量溶蚀孔洞,与原生孔隙、构造裂缝共同构成“孔隙-裂缝-溶蚀孔洞”复合型储集空间,大幅提升了储层的储集与渗流能力(吴智平等,2013;周心怀等,2022)。

3 源-储配置关系分类

源-储配置关系是决定潜山油气成藏的关键因素,其核心要素包括三个方面.一是源-储空间匹配关系,即潜山与烃源岩的空间位置关系,直接决定了油气运移的距离与方向;二是油气运移通道条

表 2 渤海中南部不同源-储对接关系潜山分类

Table 2 Buried hill classification by different source-reservoir connection relationships in the central-southern offshore Bohai bay area

潜山类型	构造区带	顶面埋深	构造位置	与烃源岩距离	运移通道
源储叠置	凹陷内部	>3 500 m	低位潜山	垂向<2 km	断裂+不整合面
源储侧接	斜坡带/低凸起	2 000~3 500 m	中位潜山	侧接 2~5 km	断裂+不整合面
远源输导	凸起区	<2 000 m	高位潜山	>5 km	以不整合面为主

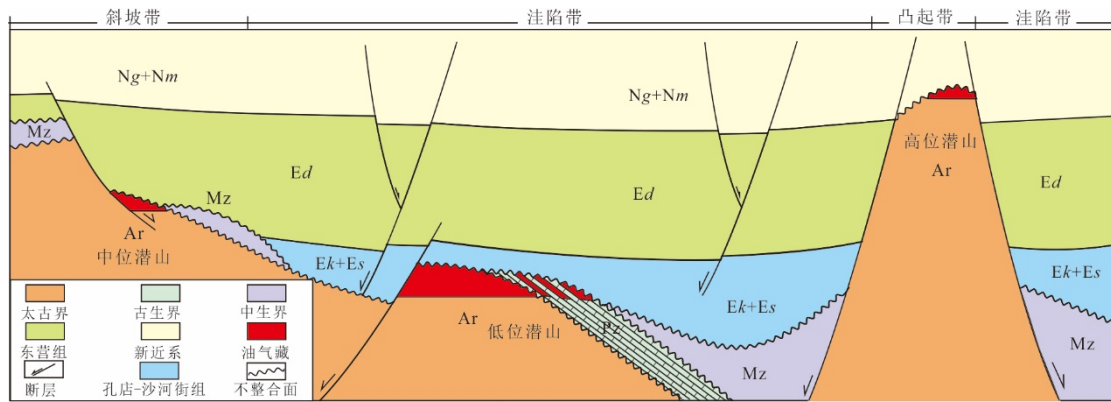


图 6 渤海海域中南部源-储配置关系与潜山类型划分

Fig.6 Source-reservoir configuration relationship and buried hill classification in the central-southern offshore Bohai bay area

件,包括断裂、不整合面等通道的发育程度及其连通性,通道的有效性直接影响油气运聚效率;三是储层发育特征,包括储层类型、储集空间类型、物性参数及分布范围,优质储层是油气富集的基础(邓运华,2015;刘树根等,2020;张功成等,2024)。

在渤海中南部,烃源岩主要分布于凹陷内部,而潜山按照位置差异可以分别发育在凹陷边缘、凸起带及凹陷内部.不同构造位置的潜山与洼内烃源岩的空间距离、运移通道的发育情况及储层的发育特征存在显著差异,导致源-储配置模式各不相同.因此,以源-储配置关系的核心要素为依据,可对研究区潜山进行科学分类,明确不同类型潜山的成藏潜力。

基于上述分类核心要素,结合渤海中南部潜山的发育特征与分布规律,将研究区潜山划分为源储叠置型潜山、源储侧接型潜山与远源输导型潜山三类(图 6,表 2).各类潜山的具体划分标准如下:

(1)源储叠置型潜山:位于凹陷内部或凹陷边缘深部位,潜山顶面埋深较大,通常大于 3 500 m,通常为低位潜山,潜山直接与烃源岩垂向叠置,油气运移距离短(距离小于 2 km);主要依托断裂作为油气运移通道,不整合面发育程度相对较低;储层中为变质岩、碳酸盐岩与火山岩均发育,低位潜山由于风化时间相对较短,规模性优质储层的发育需依赖构造裂隙或溶蚀作用改善物性。

(2)源储侧接型潜山:位于凹陷边缘斜坡带/低凸起,潜山顶面埋深适中,介于 2 000~3 500 m,通常为中位潜山,潜山与烃源岩侧向接触,距离烃源岩 2~5 km,油气运移距离适中;断裂与不整合面均较为发育,形成复合运移通道网络,油气运聚效率高;相比低位潜山,风化剥蚀程度与构造改造作用较强,储层物性较好,优质储层分布广泛。

(3)远源输导潜山:位于凸起带主体部位,潜山顶面埋深较浅,通常小于 2 000 m,通常为高位潜山,潜山不与烃源岩直接接触,远源供烃(距离大于 5 km);运移通道以不整合面为主,断裂发育程度较低且连通性较差,油气规模运移难度大;储层由于风化时间长、埋深浅,且叠加构造活动改造,储层物性较好,但受封盖条件与充注能力限制,油气富集程度普遍不高。

4 源-储配置对规模油气成藏的主控作用

源储配置关系是控制渤中西南地区潜山成藏规模的核心因素,不同匹配模式下成藏潜力差异显著.若潜山储层与烃源岩直接接触或通过断裂高效沟通,形成“近源-优质储层-高效输导”配置,可充分捕获油气并大规模富集,成藏规模多达亿吨级。

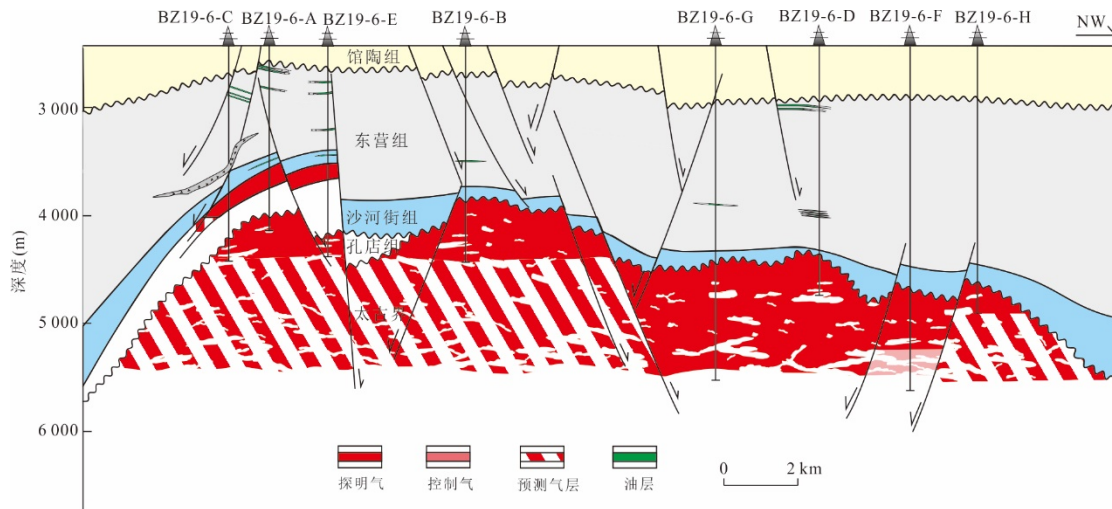


图7 渤中19-6潜山成藏模式

Fig.7 Reservoir-forming pattern map of the Bozhong 19-6 buried hill

剖面位置见图1a图A-A'剖面

若储层远离烃源岩且输导体系不发育,或储层物性差难以承接油气,即便岩性具备成储条件,成藏规模也受限,多为中小型油气藏(刘树根等,2020;张功成等,2024)。

4.1 源储叠置潜山成藏模式

源储叠置潜山成藏模式主要分布于凹陷内部或边缘深部,具有“近源”优势。其直接接触或邻近 E_{s3} 段主力烃源岩,在烃源岩超压(压力系数为1.5~1.9)的驱动下(彭靖淞等,2016),油气可沿不整合面和断面向潜山充注。储层物性受构造裂隙与溶蚀作用控制:储层以变质岩、碳酸盐岩和火山岩为主,深埋使原生孔隙不发育,主要依靠构造裂隙及后期溶蚀孔隙,孔隙度一般为5%~10%,渗透率为0.1~10 mD。断裂活动既可产生裂隙改善渗透性,又为有机酸或大气淡水渗入提供条件,促进溶蚀孔隙发育。另外,低位潜山上覆古近系巨厚(1000~2000 m)泥岩盖层,为大规模成藏提供了良好的保存条件。

渤中19-6构造位于渤中凹陷西南环构造带,埋深大于4000 m,是源储叠置太古界潜山成藏模式的典型实例(图7)。其大规模成藏的关键在于极佳的源储配置与强超压驱动。 E_{s3} 段优质烃源岩直接与潜山叠置,形成“近源包裹”格局,油源供给充足高效。烃源岩在生烃高峰期形成显著超压(压力系数为1.5~1.7)(薛永安和李慧勇,2018;施和生等,2019;谢玉洪,2020),该超压不仅为油气运移提供了强劲动力,同时促进了潜山内部剪切裂缝的发育,并有效抑制了深部压实,使太古界变质岩储层在埋深超

3800 m条件下仍能保持5%~12%的孔隙度(邓运华,2015;徐长贵等,2019)。此外,上覆的东营组泥岩盖层同样具超压特征(压力系数约为1.4),形成了“超压封存”的有利保存体系,共同保障了该大型(千亿方储量)气藏的有效成藏(薛永安和李慧勇,2018)。

渤中8-3S构造位于渤中凹陷中央隆起区,埋深大于4500 m,是源储叠置中生界潜山成藏模式的典型实例(图8)。其大规模成藏的关键同样依赖于优越的近源条件与更强的超压驱动。该构造上覆沙一段、沙三段及东营组三套优质烃源岩(亦是盖层),烃源岩与潜山直接对接或短距离侧向接触,供烃条件优越。烃源岩层产生的强超压环境(压力系数高达1.5~1.8)为油气运移提供了强劲的动力,驱动油气通过断裂及不整合面向潜山高效充注(徐长贵等,2025;杨海风等,2025)。超压有效支撑了储层空间,与构造、风化及流体等多元改造作用叠加,使原本致密的火山岩(如流纹岩)形成了以溶蚀孔和裂缝为主的规模性有效储集体。最终形成了高温高压、高产(日产千方井)的大型凝析气藏。

4.2 源储侧接潜山成藏模式

源储侧接潜山成藏模式主要分布于凹陷边缘斜坡带或凸起带边缘,兼具“近源”与“优质储层”优势。源-储空间匹配较好:距离 E_{s3} 、 E_{s1} 段烃源岩2~5 km,运移距离适中,可接受多源供烃,油气来源广泛—该套烃源岩普遍具有中等超压特征(压力系数约为1.2~1.5),为油气运移提供了重要动力;断裂与不整合面交织形成立体网络,油气运移高效。优

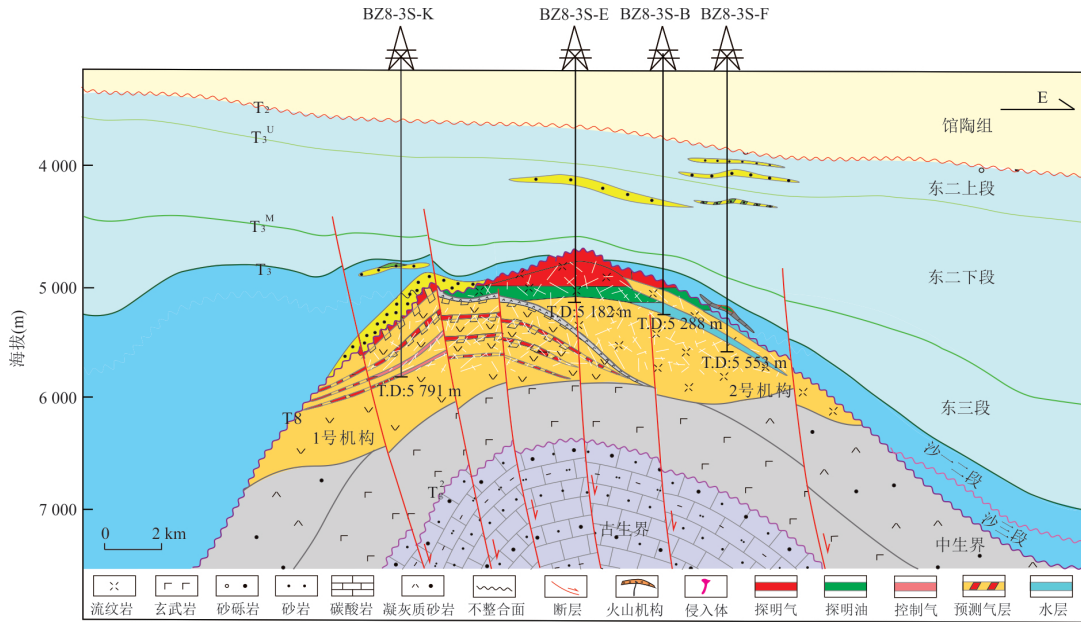


图 8 渤中 8-3S 潜山成藏模式

Fig.8 Reservoir-forming pattern map of the BZ8-3S buried hill

剖面位置见图 1a 图 B-B' 剖面

质储层广泛发育:处于过渡部位,风化剥蚀强,构造裂隙发育,物性优良.储层类型多样,包括变质岩风化壳、碳酸盐岩溶洞-裂隙及碎屑岩孔隙储层,孔隙度为 8%~18%,渗透率为 1~50 mD.另外,其封盖条件亦较好,上覆古近系泥岩厚度大、分布广,潜山内部泥质夹层或致密岩层也可作为局部盖层.

渤中 26-6 构造位于富烃凹陷斜坡带渤南低凸起西段,埋深大于 3 500 m,是源储侧接潜山成藏模式的典型实例(图 9).其大规模成藏的关键依赖于南北双向多元供烃与立体输导网络.该潜山南侧直接通过边界断层接触黄河口凹陷烃源岩,北侧通过边界断层和不整合面连接渤中凹陷烃源岩,形成了独特的双向供烃格局,油源条件极为优越.多期构造运动形成的裂缝系统与区域不整合面共同构成了立体运移通道,高效输导油气.这些裂缝为后期大气淡水的溶蚀作用提供了路径,通过“构造-溶蚀”耦合改造,使原本致密的太古界变质花岗岩形成了以裂缝和溶蚀孔洞为主的优质储集体.最终,油气在裂缝网络中聚集成藏,并被上覆巨厚、稳定的东营组泥岩盖层(具弱超压,压力系数为 1.3)有效封存,从而在传统认为不利的斜坡带,形成了储量巨大的亿吨级油田(徐长贵等, 2023;周家雄等, 2023a, 2023b;官大勇等, 2025).

4.3 远源输导潜山成藏模式

远源输导潜山成藏模式主要分布于凸起区主体部位,埋深浅但距烃源岩远(>5 km),源-储匹

配差,运移通道条件不佳,成藏模式为“远源不整合面局限成藏”.油气来源有限:长距离运移导致损耗大,通道制约油气规模供给.运移通道以不整合面为主:凸起带断裂发育弱且多为早期断裂,连通性差;油气主要依靠不整合面横向运移,但其渗透性受风化程度与后期充填影响,常因泥质充填而效率低下.储层物性中等且发育不均:风化剥蚀程度高,发育风化裂隙,但构造裂隙较少,孔隙度为 10%~20%,渗透率为 10~100 md,分布受地形、岩性控制.封盖条件受限:上覆新近系泥岩薄甚至缺失,封盖性较差,地层压力低,油气易逸散,仅在局部盖层较好处形成小规模油气藏.

曹妃甸 12-2 构造位于沙垒田凸起高部位,埋深大于 2 700 m,是远源输导潜山成藏模式的典型实例(图 10).其成藏的关键受限于远源侧向供烃与浮力主导的弱动力.该潜山远离主力生烃凹陷,油源需通过长距离的不整合面及断裂体系进行侧向运移,路径复杂且效率较低.成藏动力以浮力为主,缺乏强超压驱动,导致油气充注强度弱、效率低.储层发育主要依赖于早期大气淡水的风化淋滤所形成的古岩溶,但由于埋藏较浅、后期构造抬升剧烈,储层较为发育.但潜山顶部直接覆盖沙河街组砂砾岩,区域盖层较薄,油气保存条件差,因此在潜山顶仅钻遇 8 m 油层,勘探成效不佳.

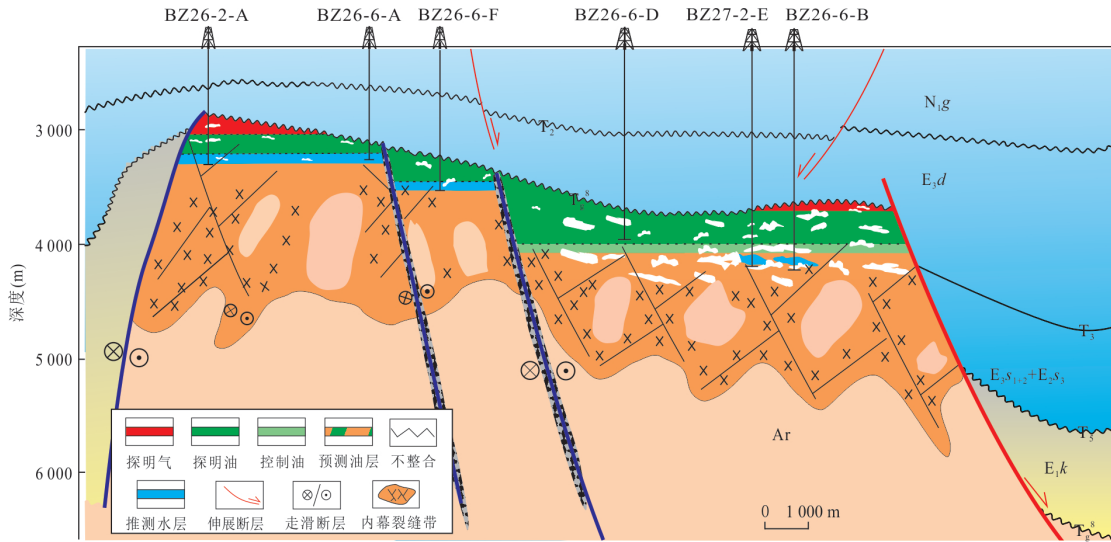


图9 渤中 26-6 潜山成藏模式

Fig.9 Reservoir-forming pattern map of the BZ 26-6 buried hill

剖面位置见图 1a 图 C-C' 剖面

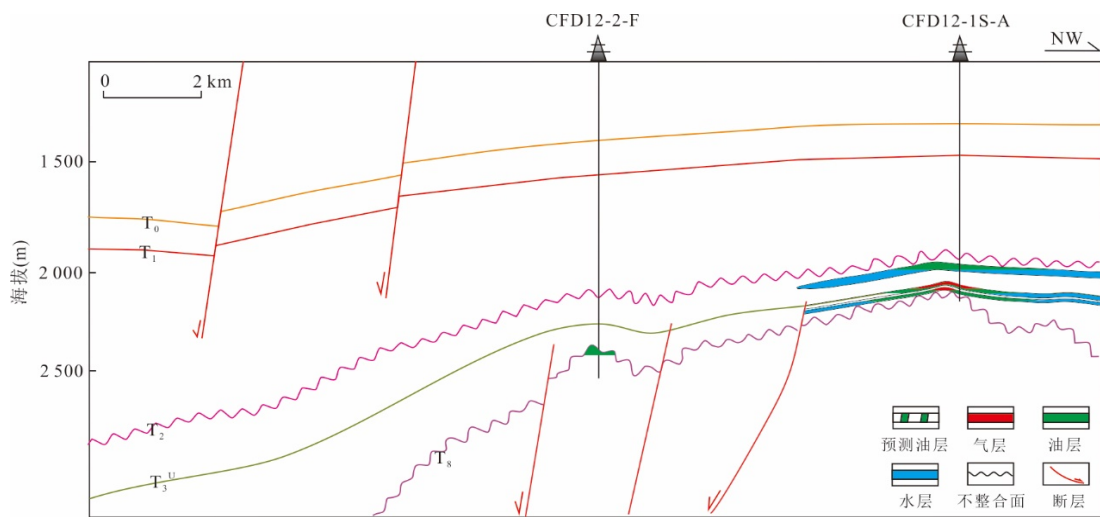


图 10 曹妃甸 12-2 潜山成藏模式

Fig.10 Reservoir-forming pattern map of the CFD12-2 buried hill

剖面位置见图 1a 图 D-D' 剖面

4.4 源储关系与潜山成藏模式

4.4.1 源储叠置型潜山成藏模式 该模式通常位于洼陷区,多为低位潜山,烃源岩与储层“零距离”接触,虽然储层条件并不优秀,但生烃产生的强超压(源储压差 >10 MPa)可直接作用于储层,显著降低了有效储层的物性下限.这种配置不仅提供了空前强劲的垂向充注动力,还天然构成了“源盖一体”的顶级保存条件,因此最易形成充满度高、规模巨大的油气藏,如渤中 19-6 特大型气田(图 11,表 3).渤中凹陷中部,现存在大量的此类潜山是下步勘探的主要战略接替区.

4.4.2 源储侧接型潜山成藏模式 该模式通常位于斜坡带/低凸起,多为中位潜山,油气需要经过一定距离的侧向运移,其成藏动力是超压与浮力的复合(源储压差为 $2\sim 10$ MPa),运移效率低于源储叠置潜山.其富集成藏的关键在于能否建立起高效的侧向输导网络(如断层、不整合面),并具备稳定的区域盖层.渤中 26-6 大型油田的成功,证明了此类潜山仍是寻找规模储量的重要战场(表 3).

4.4.3 远源输导型潜山成藏模式 该模式通常位于凸起区,多为高位潜山,油源供给不足且运移路径长,其成藏主要依靠微弱的浮力(源储压差

表3 潜山源储配置类型及其成藏特征

Table 3 Types of source-reservoir configuration and their reservoir-forming characteristics of buried hills

源储配置类型	源储叠置型潜山	源储侧接型潜山	远源输导型潜山
构造位置	洼陷区:低位潜山	斜坡带/低凸起:中位潜山	凸起区:高位潜山
成藏模式	源储叠置-超压驱动型 (规模成藏最佳配置)	源储侧接-超压浮力驱动 (中-大型油田有利目标)	远源输导-浮力主导型 (高风险勘探目标)
源储配置	烃源岩直接“包裹”潜山,油源极近.	源储侧接:烃源岩与潜山侧向接触.	远源:油源距离远.
源储压差	大于10 MPa	2~10 MPa	小于2 MPa
动力	核心动力:烃源岩强超压驱动, 油气短距离、高效率充注.	复合动力:超压与浮力复合驱动,通过断面等 侧向运移,常具多源、多期充注特点.	动力不足:以浮力为主,缺乏强超压 驱动,运移路径复杂、效率低.
保存条件	最优:上覆厚层烃源岩本身即为优质 盖层,“源盖一体”,封闭性好.	较好:依赖上覆区域盖层和侧向封堵条件.	差:顶部盖层条件通常较差,经历多 期构造抬升,油气易散失.
典型案例	渤中19-6(变质岩)渤中8-3S (火山岩)	渤中26-6(变质岩、碳酸盐岩) 曹妃甸2-2(碳酸盐岩)	曹妃甸1-6(变质岩) 曹妃甸12-2(变质岩)

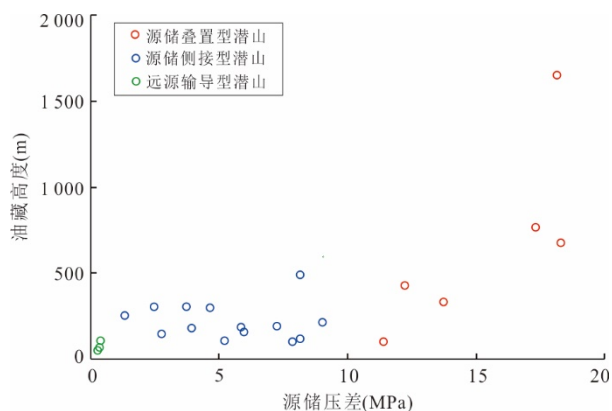


图11 源-储压差与油藏高度的关系

Fig.11 Relationship between source-reservoir pressure differential and hydrocarbon column height

小于2 MPa),虽然储层条件较好,但缺乏有效的超压驱动.加之盖层和保存条件通常较差,油气难以大规模有效聚集,勘探风险较高(图11,表3).

综上所述,从洼陷区的源储叠置型潜山到凸起区的远源输导型潜山,源储压差呈现系统性递减趋势,油气充注动力与运移效率随之显著降低,导致油气富集规模与勘探成功率呈现阶梯式下降.该规律清晰表明,油气勘探应优先聚焦于洼陷区源储叠置型潜山至斜坡带/低凸起源储侧接型潜山,这类潜山受较强超压驱动,具有更高的成藏潜力,是实现勘探效益最大化的重点方向.目前,渤中凹陷与黄河口凹陷洼陷区仍发育大量此类潜山(图1),如源储叠置型潜山渤中8-3E、渤中16-1、龙口7-1、曹妃甸35-6、渤中33-1、渤中34-2和源储侧接型潜山龙口7-1,是下步勘探的有利目标.

5 结论

本研究系统分析表明,在渤海湾盆地海域中南部,潜山与烃源岩之间的空间配置关系是决定油气成藏规模差异的核心控制因素.基于源-储配置特征,可将潜山划分为低位、中位与高位三类,其成藏条件与勘探潜力具有显著区别.

(1)源储叠置型潜山,常位于凹陷区,虽然埋藏较深(通常为低位潜山),但具备近源、厚储、源储压差最大(大于10 MPa)与优质盖层等优势,成藏效率最高,是寻找规模型乃至特大型油气田的最有利目标.勘探部署应聚焦于被富烃凹陷主力烃源岩直接覆盖的“洼中隆”及深洼区潜伏潜山.

(2)源储侧接型潜山,常位于斜坡带/低凸起,埋藏深度适中(通常为中位潜山),具有适中的油气运移距离、复合输导网络及较好的储层物性,源储压差中等(2~10 MPa),可形成中-大型油气田,是当前及近期重要的勘探接替领域.

(3)远源输导型潜山,常位于凸起区,虽然埋藏较浅(通常为高位潜山),因油源距离远,但输导体系统受限、源储压差最小(小于2 MPa),保存条件较差,成藏规模有限、勘探风险较高.针对此类目标的勘探需对输导通道与封盖条件进行极端精细的评价.

从洼陷区的源储叠置型潜山到凸起区的远源输导型潜山,源储压差呈现系统性递减趋势,油气充注动力与运移效率随之显著降低,导致油气富集规模与勘探成功率呈阶梯式下降.该规律明确指示,油气勘探应优先聚焦于洼陷区至斜坡带/低凸起中受较强超压驱动的源储叠置型与源储侧接型潜山.目前,渤中凹陷与黄河口凹陷洼陷区仍发育大量此类有利

目标,包括源储叠置型潜山渤中 8-3E、渤中 16-1、曹妃甸 35-6、渤中 33-1、渤中 34-2 等,是下步实现勘探效益最大化的重点方向。

本研究所建立的源-储配置分类与评价模式,从源储耦合的角度优化目标筛选,深化了对渤海海域潜山油气成藏规律的认识。同时,该模式为渤海湾盆地这类“超级盆地”中洼陷区规模油气田的高效寻找提供理论依据与勘探指导。

References

- Deng, Y. H., 2015. Formation Mechanism and Exploration Practice of Large-Medium Buried-Hill Oil Fields in Bohai Sea. *Acta Petrolei Sinica*, 36(3): 253–261 (in Chinese with English abstract).
- Dmitriyevskiy, A. N., Kireyev, F. A., Bochko, R. A., et al., 1993. Hydrothermal Origin of Oil and Gas Reservoirs in Basement Rock of the South Vietnam Continental Shelf. *International Geology Review*, 35(7): 621–630. <https://doi.org/10.1080/00206819309465547>
- Guan, D. Y., Shi, W. L., Zhao, D. J., et al., 2025. Accumulation Characteristics and Charging Process of Heterogeneous Mixed Reservoir in Bozhong 26-6 Buried Hill Oilfield, Bohai Bay Basin. *Earth Science*, 50(2): 478–493 (in Chinese with English abstract).
- Guan, D. Y., Wang, X., Liu, P. B., et al., 2024. The Characteristics and Development Pattern of Carbonate Buried Hill Reservoirs in the Southern Bohai Sea: A Case Study of Bozhong 28-29 Area. *Journal of Northeast Petroleum University*, 48(3): 1–13, 131 (in Chinese with English abstract).
- Guo, T., Wang, D. Y., Li, H., et al., 2025. Source-to-Sink System of Third Member of Shahejie Formation in Qinnan Sag and Its Control on Source Rock. *China Offshore Oil and Gas*, 37(4): 14–27 (in Chinese with English abstract).
- Hu, Z. W., Lyu, D. Y., Wang, D. Y., et al., 2023. Deformation Characteristics of Critical Tectonic Periods during Pre-Cenozoic and Significance of Buried Hill Hydrocarbon Accumulation in the Bohai Sea Area. *China Offshore Oil and Gas*, 35(1): 50–62 (in Chinese with English abstract).
- Landes, K. K., Amorouso, J. J., Charlesworth, L. J. J., et al., 1960. Petroleum Resources in Basement Rocks. *AAPG Bulletin*, 44(10): 1682–1691.
- Liu, S. G., Deng, B., Sun, W., et al., 2020. May Sichuan Basin be a Super Petroliferous Basin?. *Journal of Xihua University (Natural Science Edition)*, 39(5): 20–35 (in Chinese with English abstract).
- Peng, J. S., Xu, C. G., Wei, A. J., et al., 2016. Hydrocarbon Migration Caused by Rupture of Pressure Compartment in South Liaozhong Sag, Bohai Bay Basin, Offshore China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(3): 425–434 (in Chinese with English abstract).
- Qi, J. F., Zhou, X. H., Wang, Q. S., 2010. Structural Model and Cenozoic Kinematics of Tan-Lu Deep Fracture Zone in Bohai Sea Area. *Geology in China*, 37(5): 1231–1242 (in Chinese with English abstract).
- Shi, H. S., Wang, Q. B., Wang, J., et al., 2019. Discovery and Exploration Significance of Large Condensate Gas Fields in BZ19-6 Structure in Deep Bozhong Sag. *China Petroleum Exploration*, 24(1): 36–45 (in Chinese with English abstract).
- Tang, H. F., Wang, P. J., Li, R. L., et al., 2012. Classification of Volcanic Edifices and Its Characteristics of Gas Pool in Faulted Sequence of the Songliao Basin, NE China. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 42(3): 583–589 (in Chinese with English abstract).
- Wang, D. Y., Wang, Q. B., Liu, X. J., et al., 2019. Characteristics and Developing Patterns of Gneiss Buried Hill Weathering Crust Reservoir in the Sea Area of the Bohai Bay Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 35(4): 1181–1193 (in Chinese with English abstract).
- Wang, P. J., Gao, Y. F., Ren, Y. G., et al., 2009.⁴⁰Ar/³⁹Ar Age and Geochemical Features of Mugearite from the Qingshankou Formation: Significances for Basin Formation, Hydrocarbon Generation and Petroleum Accumulation of the Songliao Basin in Cretaceous. *Acta Petrologica Sinica*, 25(5): 1178–1190 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X., Chen, L., Gao, Y. F., et al., 2025. Discovery and New Understanding of Oil and Gas Exploration in Volcanic Buried Hill of LK7-1 in Bohai Sea. *China Offshore Oil and Gas*, 37(2): 14–26 (in Chinese with English abstract).
- Wang, X., Wang, Y. L., Guan, D. Y., et al., 2012. Shallow Petroleum Geology and Exploration Potential in the Slope Area, Circum-Bozhong Sag. *China Offshore Oil and Gas*, 24(3): 12–16 (in Chinese with English abstract).
- Wu, Q. X., Wei, A. J., Wang, Y. C., et al., 2018. Tectonic Difference and Genetic Mechanism of Buried Hill in Southern Bohai Area. *Earth Science*, 43(10): 3698–3708 (in Chinese with English abstract).
- Wu, Z. P., Xue, Y., Yan, S. Y., et al., 2013. The Develop-

- ment Characteristics of the Fault System and Basin Structures of the Bodong Sag, East China. *Geological Journal of China Universities*, 19(3): 463–471 (in Chinese with English abstract).
- Xiao, S. G., Lü, D. Y., Hou, M. C., et al., 2019. Mesozoic Tectonic Evolution and Buried Hill Formation Mechanism in the Southwestern Bohai Sea. *Natural Gas Industry*, 39(5): 34–44 (in Chinese with English abstract).
- Xie, Y. H., 2020. Gas Resources and Accumulation Model of BZ19-6 Archean Buried-Hill Large-Scale Gas Reservoir in Bozhong Sag, Bohai Bay Basin. *Petroleum Geology and Experiment*, 42(5): 858–866 (in Chinese with English abstract).
- Xu, C. G., Hou, M. C., Wang, Y. C., et al., 2019. Type and Genesis of Pre-Tertiary Deep Buried Hills in the Bohai Sea Area. *Natural Gas Industry*, 39(1): 21–32 (in Chinese with English abstract).
- Xu, C. G., Lai, W. C., Zhang, X. T., et al., 2023a. New Progress and Future Exploration Thinking of CNOOC Oil and Gas Exploration. *China Offshore Oil and Gas*, 35(2): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Xu, C. G., Zhou, J. X., Yang, H. F., et al., 2023b. Discovery of Large-Scale Metamorphic Buried-Hill Oilfield in Bohai Bay Basin and Its Geological Significance. *Acta Petrolei Sinica*, 44(10): 1587–1598, 1611 (in Chinese with English abstract).
- Xu, C. G., Wang, Q. B., Zhu, H. T., et al., 2024. Hydrothermal Alteration Mechanisms of an Archean Metamorphic Buried Hill and the Models for Reservoir Zonation, Bozhong Depression, Bohai Bay Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 164: 106843. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2024.106843>
- Xu, C. G., Wang, X., Yang, H. F., et al., 2025. Natural Gas Exploration of Mesozoic Ultra-Deep Volcanic Buried Hills in Bozhong Sag of Bohai Sea and Its Significance. *Acta Petrolei Sinica*, 46(5): 843–856, 908 (in Chinese with English abstract).
- Xu, C. G., Yang, H. F., Wang, F. L., et al., 2024. Formation Conditions of Deep to Ultra-Deep Large Composite Buried-Hill Hydrocarbon Reservoirs in Offshore Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 51(6): 1421–1434 (in Chinese with English abstract).
- Xue, Y. A., Li, H. Y., 2018. Large Condensate Gas Field in Deep Archean Metamorphic Buried Hill in Bohai Sea: Discovery and Geological Significance. *China Offshore Oil and Gas*, 30(3): 1–9 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H. F., Xu, C. G., Niu, C. M., et al., 2018. Joint Control of the Cenozoic Faults and Magma on Hydrocarbon Accumulation in BZ34-9 Oilfield in Huanghekou Sag, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 39(5): 1056–1064 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H. F., Ye, T., Yan, G., et al., 2025. Reservoir-Forming Conditions and Models of Large- and Medium-Sized Mesozoic Volcanic Oil and Gas Fields in the Bozhong Sag and Its Surrounding Areas. *China Offshore Oil and Gas*, 37(1): 1–12 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, G. C., Tong, D. J., Chen, K., et al., 2024. Tectonic Evolution and Source Rocks Development of the Super Oil-Rich Bohai Bay Basin, East China. *Petroleum Exploration and Development*, 51(5): 1165–1182 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, J. X., Yang, H. F., Guan, D. Y., et al., 2023. Discovery of BZ26-6 Metamorphic Rock Buried Hill Oilfield in Bohai Bay Basin and Understanding Innovation. *China Offshore Oil and Gas*, 35(4): 1–11 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, X. H., Wang, D. Y., Yu, H. B., et al., 2022. Major Controlling Factors and Hydrocarbon Accumulation Models of Large-Scale Lithologic Reservoirs in Shallow Strata around the Bozhong Sag, Bohai Bay Basin, China. *Petroleum Exploration and Development*, 49(4): 758–769 (in Chinese with English abstract).

中文参考文献

- 邓运华, 2015. 渤海大中小型潜山油气田形成机理与勘探实践. *石油学报*, 36(3): 253–261.
- 官大勇, 石文龙, 赵弟江, 等, 2025. 渤海湾盆地渤中26-6潜山油田油气异源混合成藏特征及充注过程. *地球科学*, 50(2): 478–493.
- 官大勇, 王昕, 刘朋波, 等, 2024. 渤海南部碳酸盐岩潜山储层特征及发育模式: 以渤中28-29区为例. *东北石油大学学报*, 48(3): 1–13, 131.
- 郭涛, 王德英, 李虹, 等, 2025. 秦南凹陷沙三段“源-汇”体系及其对烃源岩的控制. *中国海上油气*, 37(4): 14–27.
- 胡志伟, 吕丁友, 王德英, 等, 2023. 渤海海域前新生代关键构造期变形特征与潜山油气成藏意义. *中国海上油气*, 35(1): 50–62.
- 刘树根, 邓宾, 孙玮, 等, 2020. 四川盆地是“超级”的含油气盆地吗. *西华大学学报(自然科学版)*, 39(5): 20–35.
- 彭靖淞, 徐长贵, 韦阿娟, 等, 2016. 渤海湾盆地辽中南注压力封存箱的破裂与油气运移. *石油勘探与开发*, 43(3): 386–395.
- 漆家福, 周心怀, 王谦身, 2010. 渤海海域中郯庐深断裂带

- 的结构模型及新生代运动学. 中国地质, 37(5): 1231—1242.
- 施和生, 王清斌, 王军, 等, 2019. 渤中凹陷深层渤中 19-6 构造大型凝析气田的发现及勘探意义. 中国石油勘探, 24(1): 36—45.
- 唐华风, 王璞珺, 李瑞磊, 等, 2012. 松辽盆地断陷层火山机构类型及其气藏特征. 吉林大学学报(地球科学版), 42(3): 583—589.
- 王德英, 王清斌, 刘晓健, 等, 2019. 渤海湾盆地海域片麻岩潜山风化壳型储层特征及发育模式. 岩石学报, 35(4): 1181—1193.
- 王璞珺, 高有峰, 任延广, 等, 2009. 松辽盆地青山口组橄榄组安岩: $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ 年龄、地球化学及其成盆、成烃和成藏意义. 岩石学报, 25(5): 1178—1190.
- 王昕, 陈磊, 高雁飞, 等, 2025. 渤海海域龙口 7-1 火山岩潜山油气勘探发现及成藏新认识. 中国海上油气, 37(2): 14—26.
- 王昕, 王永利, 官大勇, 等, 2012. 环渤中凹陷斜坡区浅层油气地质特征与勘探潜力. 中国海上油气, 24(3): 12—16.
- 吴庆勋, 韦阿娟, 王粤川, 等, 2018. 渤海南部地区潜山构造差异与成因机制. 地球科学, 43(10): 3698—3708.
- 吴智平, 薛雁, 颜世永, 等, 2013. 渤海海域渤东地区断裂体系与盆地结构. 高校地质学报, 19(3): 463—471.
- 肖述光, 吕丁友, 侯明才, 等, 2019. 渤海海域西南部中生代构造演化过程与潜山形成机制. 天然气工业, 39(5): 34—44.
- 谢玉洪, 2020. 渤海湾盆地渤中凹陷太古界潜山气藏 BZ19-6 的气源条件与成藏模式. 石油实验地质, 42(5): 858—866.
- 徐长贵, 侯明才, 王粤川, 等, 2019. 渤海海域前古近系深层潜山类型及其成因. 天然气工业, 39(1): 21—32.
- 徐长贵, 赖维成, 张新涛, 等, 2023a. 中国海油油气勘探新进展与未来勘探思考. 中国海上油气, 35(2): 1—12.
- 徐长贵, 周家雄, 杨海风, 等, 2023b. 渤海湾盆地大型变质岩潜山油田勘探发现及地质意义. 石油学报, 44(10): 1587—1598, 1611.
- 徐长贵, 王昕, 杨海风, 等, 2025. 渤海海域渤中凹陷中生界超深层火山岩潜山天然气勘探发现及意义. 石油学报, 46(5): 843—856, 908.
- 徐长贵, 杨海风, 王飞龙, 等, 2024. 渤海湾盆地海域深层: 超深层大型复合潜山油气藏形成条件. 石油勘探与开发, 51(6): 1227—1239.
- 薛永安, 李慧勇, 2018. 渤海海域深层太古界变质岩潜山大型凝析气田的发现及其地质意义. 中国海上油气, 30(3): 1—9.
- 杨海风, 徐长贵, 牛成民, 等, 2018. 渤海湾盆地黄河口凹陷 BZ34-9 油田新生界“断裂-岩浆”联合控藏作用. 石油与天然气地质, 39(5): 1056—1064.
- 杨海风, 叶涛, 燕歌, 等, 2025. 渤中凹陷及周边地区中生界大中型火山岩油气田成藏条件及模式. 中国海上油气, 37(1): 1—12.
- 张功成, 佟殿君, 陈凯, 等, 2024. 渤海湾超级油盆构造演化及其烃源岩发育. 石油勘探与开发, 51(5): 1008—1023.
- 周家雄, 杨海风, 官大勇, 等, 2023. 渤海湾盆地渤中 26-6 变质岩潜山大油田发现与认识创新. 中国海上油气, 35(4): 1—11.
- 周心怀, 王德英, 于海波, 等, 2022. 环渤中地区浅层大规模岩性油藏的成藏主控因素与成藏模式. 石油勘探与开发, 49(4): 660—669, 740.