

地质力学学报
Journal of Geomechanics
ISSN 1006-6616,CN 11-3672/P
中文核心期刊
中国科技核心期刊
CSCD 来源期刊（核心库）

《地质力学学报》预出版论文

论文题目：油源断层输导能力定量评价及其对油气富集的控制作用

作者：赵凯，胡洪瑾，徐建永，黄胜兵，郭刚，李楠

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025087
投稿时间：2025-07-18
录用时间：2026-02-09
预出版时间：2026-11-18

《地质力学学报》预出版

预出版版权说明

预出版，是指在网络出版或纸质版印刷出版之前，文章的电子版本在网上提前公开，是正式出版的预备版本。预出版的文章是通过严格的“三审制”审查后，本刊确定录用的文章，其内容的著作权等受《著作权法》等法律法规保护。预出版的文章将在之后的印刷版上刊发，印刷版的文章可能与预出版的文章略有不同，预出版文章经录用后便以电子版本形式在网站发出，没有经过排版和编校，会存在部分文字及编排格式与正式出版有出入，但文章主体内容是完全一致的。

学者研究或引述预出版文章，应当以印刷纸质版内容为准；但如果牵涉首创权等时间问题，则应当以适当方式注明文章的预出版日期。

引用格式：赵凯，胡洪瑾，徐建永，等，xxxx. 油源断层输导能力定量评价及其对油气富集的控制作用[J]. 地质力学学报，x（x）：1−12. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025087

Citation: ZHAO K，HU H J，XU J Y，et al.，xxxx. Quantitative Evaluation of the Hydrocarbon Transport Capacity of Oil-Source Faults and Its Controlling Effects on Hydrocarbon Accumulation[J]. Journal of Geomechanics，x（x）：1−12. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025087

油源断层输导能力定量评价及其对油气富集的控制作用

赵　凯[1]，胡洪瑾[2]，徐建永[1]，黄胜兵[1]，郭　刚[1]，李　楠[1]

ZHAO Kai[1]，HU Hongjin[2]，XU Jianyong[1]，HUANG Shengbing[1]，GUO Gang[1]，LI Nan[1]

1. 中海油研究总院有限责任公司，北京 100028；
2. 自然资源部油气资源战略研究中心，北京 100860
1. *CNOOC Research Institute Ltd.*, *Beijing* 100028, *China*;
2. *Strategic Research Center of Oil and Gas Resources*, *Ministry of Natural Resources*, *Beijing* 100860, *China*

Quantitative Evaluation of the Hydrocarbon Transport Capacity of Oil-Source Faults and Its Controlling Effects on Hydrocarbon Accumulation

Abstract: ［**Objective**］Clarifying the controlling effect of the oil-source fault transport capacity on shallow oil and gas accumulation in fault-depression basins can provide a quantifiable theoretical basis and technical support for the optimization of favorable shallow oil and gas zones.［**Methods**］The study first clarifies the role and influencing factors of faults in the vertical migration of oil and gas through the analysis of fault transport mechanisms, then verifies the effect of key parameters combined with physical simulation experiments, and further integrates multiple parameters to establish a quantitative evaluation model of the fault transport capacity. Through the functional relationship Q = f(sinθ, cosα, L, E), the quantitative coupling between the fault dip angle (θ), the angle between strike and principal compressive stress (α), the extension length (L), and the hydrocarbon expulsion intensity (E) is analyzed.［**Results**］The study shows that the oil and gas transport capacity of faults is mainly controlled by fault static characteristics, fault activity characteristics, and the hydrocarbon supply capacities of source rocks, and the transport capacity has a linear functional relationship with factors such as the fault extension length, the cosine value of the angle between the fault strike and the regional principal compressive stress, the sine value of the fault dip angle, the hydrocarbon expulsion intensity of source rocks, and the fault activity rate and time during the main hydrocarbon accumulation period.［**Conclusion**］When applied to the Zhanhua Sag, the fault transport capacity is divided into three grades: Grade A (Q > 10), Grade B (1 ⩽ Q ⩽ 10), and Grade C (Q < 1). Empirical results show that the oil and gas enrichment degree and the consistency with the Neogene oil and gas enrichment zones are significantly higher in the areas controlled by Grade A-B faults than in areas controlled by Grade C faults.［**Significance**］This study deepens the understanding of the laws governing the formation of fault-controlled reservoirs in fault-depression basins and provides a scientific basis for the selection of favorable shallow oil and gas zones.

Keywords: oil-source fault; transport capacity; quantitative evaluation; Bohai Bay Basin; Zhanhua depression; Neogene

摘　要：明确断陷盆地油源断层输导能力对浅层油气富集的控制作用，可为浅层油气有利区带优选提供可量化的理论依据与技术支撑。首先通过断层输导机理分析研究，厘清断层在油气垂向运移中的作用与

《地质力学学报》预出版

基金项目：国家科技重大专项项目（2025ZD1402801-07）

This research was financially supported by the National Science and Technology Major Project of the Ministry of Science and Technology of China (Grant 2025ZD1402801-07)

第一作者：赵凯（1992—），男，博士，工程师，从事油气地质研究。Email：zhaokai0529@126.com

通信作者：胡洪瑾（1991—），女，博士，副研究员，从事油气地质与资源评价研究。Email：huhongjin1991@163.com

收稿日期：2025−07−18；**修回日期**：2026−02−04；**录用日期**：2026−02−09；**网络出版日期**：；**责任编辑**：范二平

Received：2025−07−18；Revised：2026−02−04；Accepted：2026−02−09；Available Online：；Handling Editor：FAN Erping

影响因素；再结合物理模拟实验验证关键参数作用效应，进而整合多参数构建断层输导能力定量评价模型；最后通过函数关系断层输导能力评价系数 $Q=f(\sin\beta, \cos\theta, L, E)$，实现对断层倾角（$\beta$）、走向与主压应力夹角（$\theta$）、延伸长度（$L$）及排烃强度（$E$）的定量化耦合分析。研究结果表明，断层输导油气能力主要受控于断层静态特征、断层活动特征及烃源岩供烃能力，且与断层延伸长度、断层走向与区域主压应力夹角的余弦值、断层倾角的正弦值、烃源岩排烃强度、主成藏期断层活动速率和主成藏期断层活动时间等因素均成线性函数关系。在沾化凹陷的应用实践中，将断层输导能力划分为3级：A级（Q>10）、B级（1≤Q≤10）、C级（Q<1），实证显示A级、B级断层控制区油气富集度与新近系油气富集区吻合性显著高于C级断层控制区。该研究深化了断陷盆地断层控藏规律认识，并为浅层油气有利区带筛选提供了科学依据。

关键词：油源断层；输导能力；定量评价；渤海湾盆地；沾化凹陷；新近系

中图分类号：TE122.1 **文献标识码**：A **文章编号**：1006−6616(xxxx)00−0001−12

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025087

0 引言

在富含烃源岩的新生代断陷盆地中，浅层非生烃层系中油气藏的分布格局往往受控于油源断层的控制（蒋有录等，2015；Napolitano et al., 2023）。这类断层作为油气垂向运移的优势通道，能够实现烃类物质的快速大规模迁移（甘军等，2024）。研究表明（籍庆佳，2024），断层的输导功能主要集中在其构造活动期，而在静止期多数断层会丧失主要输导能力，因此断层活动期次分析成为输导能力评价的关键。

学界普遍认为，活动断层的油气输导能力主要受控于其动态参数，这些参数不仅决定了诱导裂缝系统的发育规模与开启状态（Gray et al., 2005；Rueda et al., 2022；Su et al., 2024），还影响着烃类运移的动力机制（Wang and Yin, 2023）。基于此认识，研究者建立了包括生长指数、垂直断距、活动速率及停止活动时间等在内的多参数评价体系，用以表征断层活动强度并评估其输导能力（万涛等，2012；刘培等，2013）。然而，这些传统指标仅能反映断层的运动学特征，难以定量比较不同断层的输导能力，更无法解释活动速率相近断层间油气富集程度的显著差异。

随着油气运移理论的深化，断层走向、倾向等静态参数对流体输导的影响逐渐被揭示。相关研究表明，综合考虑断层走向、倾向、长度等静态特征的评价方法在实际应用中展现出良好效果（吕延防等，2013；胡洪瑾等，2019）。但单纯依赖静态参数会忽略断层活动的脉动性特征，导致评价结果出现偏差。值得注意的是，断层的幕式活动往往伴随着短时间内大规模的油气运移（Felipe et al., 2023），这种高效输导过程还需要与之对接的烃源岩具备充足的供烃能力。因此，建立完整的断层输导能力评价体系需要整合动态、静态及源岩条件等多维参数。

在断层输导能力定量评价方法研究方面，近年来取得了显著进展。相关学者发展了多种定量评价模型，包括考虑断面形态与岩性配置关系的输导能力分类方案（胡志伟等，2017），以及综合动态与静态参数的断层输导指数（FTI）模型（刘景东等，2024）。物理模拟实验在定量评价中发挥了关键作用，通过构造变形与油气充注一体化实验，研究者建立了基于断层断距和泥岩厚度比的输导能力定量标准（郭凯等，2010）。此外，层次分析法（AHP）等多参数综合评价方法的应用，使断层−砂体输导体系的定量表征更加精确（刘景东等，2024）。然而，当前研究仍面临断层动、静参数整合评价不足等挑战，需要进一步开展研究。

基于上述认识，研究选取渤海湾盆地典型富油凹陷——沾化凹陷为研究对象，通过整合断层输导机理分析与物理模拟实验，系统考察影响断层输导油气能力的关键因素，进而构建适用于浅层油源断层的定量评价模型。在此基础上，进一步探讨断层输导能力与新近系油气富集规律之间的耦合关系。研究结果不仅能够弥补当前断层输导能力定量评价方法的不足，还可为沾化凹陷新近系油气勘探提供理论依据。同时，研究成果对陆相裂陷盆地浅层油气藏的勘探实践具有重要参考价值，可为类似地质背景下的油气运聚规律研究提供借鉴。

《地质力学学报》预出版

1　断层输导能力影响因素

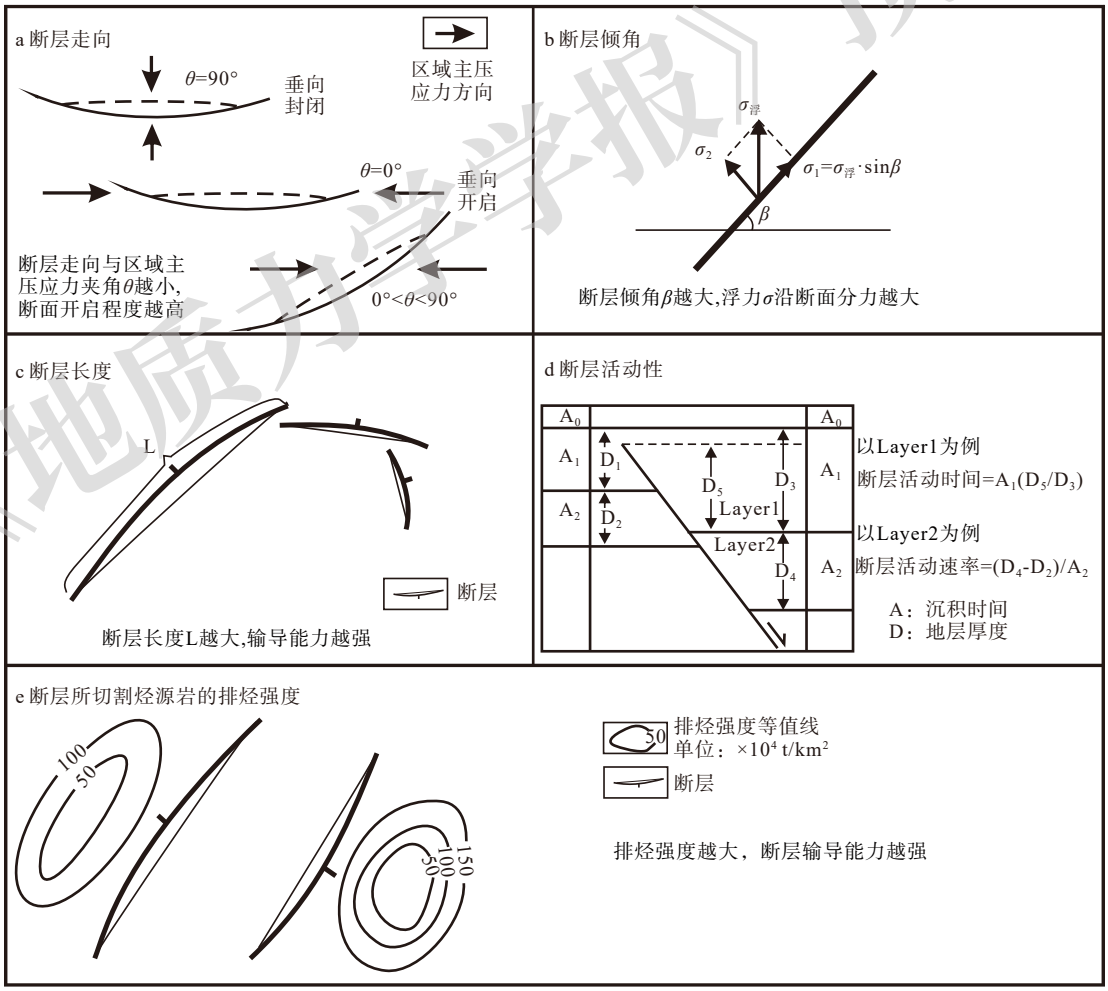
基于断层输导机理研究，油气主要通过切割成熟烃源岩的断层系统进行垂向运移，并沿断层面向构造高部位汇聚。研究表明，油源断层的输导能力主要受 3 个关键因素控制，包括断层静态特征、主成藏期断层活动特征和烃源岩排烃动力学特征。

（1）断层静态特征

区域构造应力场研究表明，断层走向与主压应力方向夹角（θ）是控制断层输导能力的关键参数（刘景东等，2024）。当 θ 值减小时，断层伴生裂缝网络发育程度显著增加，破碎带内充填物胶结程度降低，孔隙度可提升 15%～25%，断面开启程度越高（图 1a），该结论基于沾化凹陷区域应力场条件（北东东—南西西向挤压）。微观结构分析显示，当 θ<30°时，裂缝密度可达 5～8 条/m，明显高于 θ>60°时的裂缝密度（1～3 条/m）（Ferrill and Morris, 2003）。这种结构差异导致断层垂向渗透率存在 1～2 个数量级的变化，直接影响油气的运移效率（Faulkner et al., 2010）。

断层倾角（β）通过影响浮力分解力的大小调控油气运移动力。物理模拟实验表明，当 β 从 30°增至 60°时，浮力沿断面方向的分力增大了 1.73 倍（图 1b）。在沾化凹陷实际案例中，β>55°断层控制的油气藏储量占比达 78%，而 β<35°断层仅控制 12% 油气藏储量。这一现象证实了断面倾角对油气运移的重要控制作用。

断层延伸长度（L）决定了油源接触面积和输导体积，与油气运移量呈明显的正相关关系（图 1c）。



σ_1—沿断层方向浮力分力；σ_2—垂直断层方向浮力分力；L—断层延伸长度；A_1、A_2、A_3—不同地层沉积时间；D_1、D_2、D_3—不同地层厚度

图 1　浅部层系油源断层输导能力影响因素原理

Fig. 1　Principle factors influencing the transport capacity of oil-source faults

a: Fault strike, b: Fault dip angle, c: Fault extension length, d: Fault activity, e: Hydrocarbon expulsion intensity of source rocks cut by fault.

《地质力学学报》预出版

研究表明，渤海湾盆地延伸长度较大的主油源断层由于纵向沟通范围广、横向输导能力强，能够有效连接深层优质烃源岩与浅层储集层，从而形成高效的油气运移通道，促使相关圈闭具有较高的充满度。相比之下，延伸长度较小的次油源断层，因输导路径受限、活动期次较短或与主力烃源岩沟通不充分，导致其控制的圈闭充满度普遍偏低（蒋有录等，2022）。沾化凹陷中 L>5 km 的单条断层控制的油气藏数量平均达到 3～5 个，而 L<2 km 的断层通常仅控制单个小型油气藏，由此揭示出不同断层长度对断层输导能力的差异化影响。

（2）断层活动性

断层活动期与烃源岩主排烃期的匹配程度是控制输导能力的关键因素。主成藏期断层活动速率与输导能力呈显著正相关关系，当断面滑动速率超过 0.1 mm/a 时，断层带孔隙度可提升 30%～50%，渗透率增加 1～2 个数量级（Faulkner et al., 2010）；同时，晚期活动断层（如新近纪仍活动的断层）由于保持更完整的输导通道，其油气运移效率较早期停止活动的断层高出 40%～60%（孙波等，2013；支东明等，2024；图 1d）。这种时空动态演化特征在沾化凹陷等实际案例中得到了充分验证（刘培等，2013），为断层输导能力的定量评价提供了重要理论依据。

（3）断层所切割烃源岩排烃强度

强排烃烃源岩体系对断层输导系统具有双重促进作用：一方面，高排烃强度（通常>20×10^4t/km^2）为油气运移提供了充足的物质基础；另一方面，烃类生成产生的超压（可达静水压力的 1.2～1.5 倍）为垂向运移提供了重要的驱动力（徐长贵等，2022；李剑等，2023）。在同等条件下，断层所切割烃源岩系的排烃强度越大，断层垂向输导油气数量越大（图 1e）。

2 物理模拟实验

综上所述，断层输导能力主要受断层活动性、断层静态特征以及断层所切割烃源岩的排烃强度 3 个因素共同控制。由于断层活动性的影响最为显著，仅依靠地质统计方法往往难以准确反映断层静态特征及烃源岩排烃强度的控制作用。因此，有必要通过物理模拟实验，在控制变量的条件下开展进一步研究，以更精确地揭示各因素的作用机制。物理模拟实验是通过实验室条件下再现地质过程、验证构造演化机制与变形特征及参数间因果关系的核心研究手段（钱诗友等，2008）。鉴于相关研究已证实断层活动速率和活动时间等动态参数与输导能力存在显著正相关关系（万涛等，2012），同时考虑到断层动态活动模拟的复杂性，此次实验设计重点针对断层静态参数与烃源岩排烃特征对断层输导能力的耦合影响进行量化表征。

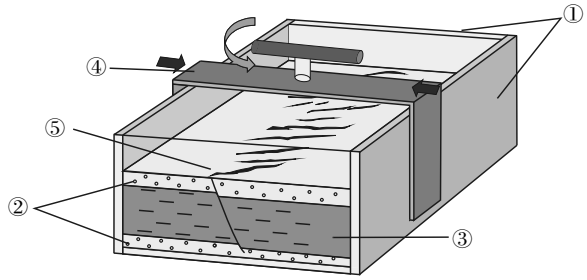
2.1 实验模型设计

研究采用物理模拟实验方法，以渤海湾盆地沾化凹陷新近系油气成藏过程为原型，系统评价断层输导能力的主控因素。沾化凹陷为渤海湾盆地济阳坳陷东北部重要的油气富集单元（赵凯等，2018）。凹陷内古近系沙河街组三段（沙三段）中—下部为主力烃源岩层，发育优质湖相烃源岩（总有机碳含量为 2.0%～4.5%，生烃潜量>15 mg/g），与新近系馆陶组河流相砂岩（孔隙度为 18%～28%）构成“下生上储”式成藏组合。其中馆陶组探明油气储量占全区的 66%。北东向油源断层系统（如孤南断层、孤北断层）作为关键输导通道，在新近纪（5～2 Ma）超压驱动下（压力系数为 1.2～1.5）将深部油气输导至浅层聚集成藏（张守春等，2022）。由于断层未切穿明化镇组区域性盖层，油气散失率<15%，形成典型的“断–砂输导、晚期成藏”模式（蒋有录等，2014），其油气富集程度主要取决于断层输导能力与盖层完整性的动态平衡关系。

实验设计基于地质原型的三维相似准则，重点模拟伸展背景下油源断层系统的油气运移过程。模型构建采用多层介质结构：顶层石英砂（粒径 0.1～0.3 mm）模拟新近系河流相储层，底部石英砂体作为油气运移的“中转站”，中间塑性黏土层（渗透率<1 mD）模拟东营组区域性盖层。实验装置集成应力调节系统（模拟沾化凹陷主成藏期北东东—南西西向挤压应力场；刘朝露和夏斌，2007）、断层位移监测模块和多相流体注入系统，其中中性煤油（使用浓度 5% 的苯酚染色）定量表征不同排烃强度条件下的烃源供给。通过控制变量法，系统分析断层几何参数（倾角、位移量）、内部结构（破碎带宽度）与排烃强度的耦合效应对输导能力的控制作用。所有实验组均保持相同岩层厚度以消除厚度变量的影响。每组实验重复 3 次，取平均值以降低误差。该实验设计实现了材料参数（渗透率、泊松比）、时间尺度（成藏期次）和应力条件（2～5 MPa 围压）的三维相似性，确保了实验结果的可靠性。

实验装置采用五元结构设计，包括①模型边

界、②石英砂层、③黏土层、④应力调节阀和⑤小断层系统(图 2)。实验采用标准化的岩层厚度(误差<±0.5 mm)以消除厚度效应干扰。通过精密调节阀系统控制北东—南西向构造应力，采用苯酚染色的中性煤油(25℃下黏度为 3.5 mPa·s)-蒸馏水两相体系模拟油气运移过程，其中煤油注入量(40～160 mL)定量表征沙三段烃源岩排烃强度梯度变化(10×10^4～40×10^4 t/km^2)。该设计实现了材料力学性质、时间尺度和边界条件的三维相似性。



①–模型边界；②–砂岩层；③–黏土层；④–压紧调节阀；⑤–小断层

图 2　实验模型示意图

Fig. 2　Diagrammatic sketch of the experimental model

实验初始阶段，按照标准流程依次铺设 2 cm 石英砂层和 4 cm 黏土层，并采用真空饱和法确保沉积体含水饱和度达到 100%。通过调节阀系统施加北西—南东向拉张应力，成功模拟沾化凹陷古近纪(65～23 Ma)正断层系统的形成过程，模型中逐渐形成一系列小断层(图 2)。为准确再现新近纪(5～2 Ma)成藏期的构造环境，实验过程中动态调整应力场至北东东—南西西向挤压状态，该参数设置基于沾化凹陷现今地应力测量数据(刘朝露和夏斌，2007)。实验启动后，以恒定速率(0.5 mL/min)向底部“中转站”砂体注入染色煤油。观测显示：①煤油在浮力和超压(模拟)共同驱动下，优先沿断层破碎带发生垂向运移；②运移前锋在 12 h 内到达最大距离，形成典型的“断层–砂体”输导模式，统计断层附近表层砂体染色面积，即代表该断层的输导油气能力。通过 Image-Pro Plus 软件定量分析染色区域(RGB 阈值：R>180、G<100、B<100)，获得各断层的有效输导面积(精度±0.5 cm^2)。该参数与断层倾角(β)、破碎带宽度(W)呈显著正相关(R^2>0.85)。

2.2　实验结果分析

实验观测数据表明，具有优势参数的断层系统表现出显著的油气输导优势：当断层倾角正弦值($\sin\beta$)、走向与主应力夹角余弦值($\cos\theta$)、延伸长度(L)和排烃强度(E)等关键参数处于高值区间时，其对应表层砂体浸染面积(S)可增大 2～3 倍，这一现象与断层优势通道理论预测高度吻合。通过单变量回归分析揭示，各参数与浸染面积均呈现显著线性相关(图 3)：其中充油量(表征排烃强度)相关性最强(R^2=0.87、斜率 k=0.08 cm^2/mL)，其次为断层延伸长度(R^2=0.83、k=0.66 cm^2/m)；断层倾角(R^2=0.77、k=6.6 cm^2/(°))和应力夹角(R^2=0.48、k=2.5 cm^2/(°))的影响程度依次递减。这一量化关系证实了“高角度、长延伸、顺应力断层在强排烃条件下具有最优输导能力”的成藏规律。(图 3)。

3　断层输导能力评价方法

基于断层输导机理的理论研究和物理模拟实验的系统分析，建立了综合考虑多因素的油源断层输导能力(Q)定量评价模型。该模型揭示了断层输导能力与 6 个关键参数之间的线性函数关系，将断层静态特征、动力学条件和烃源供给能力等关键参数进行有机结合，具体表达式如下：

$$Q=\sum_{i=1}^{n}\left(Li\cdot\cos\theta i\cdot\sin\beta i\cdot Ei\cdot Vi\cdot Ai\right) \qquad (1)$$

式中，Q—断层输导能力评价系数，无量纲；L_i—断层延伸长度，km；θ_i—断层走向与区域主压应力方向的夹角，(°)；β_i—断层倾角，(°)；E_i—烃源岩排烃强度，10^4 t/km^2；V_i—主成藏期断层活动速率，m/Ma；A_i—主成藏期断层活动时间，Ma；i—所评价分段断层的自定义序号；n—所评价断层的分段总数。

油源断层是一个相互关联的立体通道系统。在实际应用中，基于其作为油气运移“整体通道系统”的属性，油气仍可通过“优势分段”主导、“弱势分段”辅助的方式实现整体运移。在此过程中，各分段的输导能力呈现“协同贡献”特征而非“孤立作用”，其总和更能客观反映断层作为整体的输导能力。鉴于此，该模型采用平均长度分段计算、加权处理后累加的运算方法，既兼顾了断层不同区段的差异性特征，又确保了整体评价的系统性与准确性。

针对切割多套烃源岩的复杂断层系统，模型引入加权平均算法来计算排烃强度参数，同时基于构造演化历史对断层活动速率进行动态权重分配，从而解决传统评价方法中存在的参数单一性和多解性问题，为油气运移通道评价和勘探目标优选提供

《地质力学学报》预出版

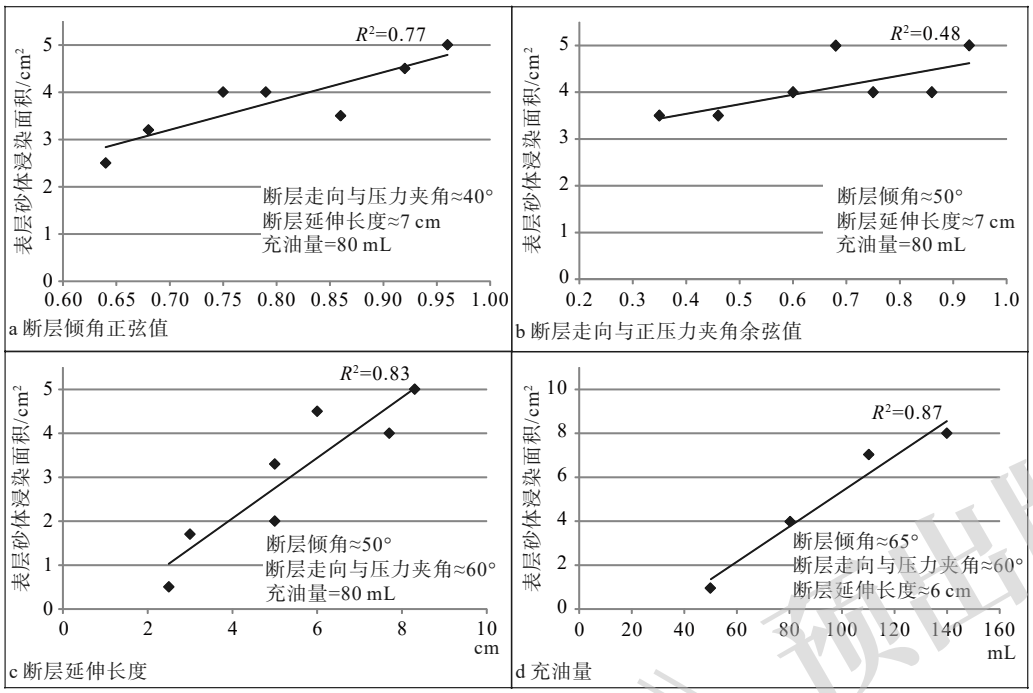


图 3 砂体浸染面积与单一地质参数的关系

Fig. 3 Relationship between sandstone impregnation area and individual geological parameters

a: The sine of the fault dip angle. b: The cosine of the angle between the fault strike and the compressive stress. c: Fault length. d: Oil filling volume.

了定量化的理论工具。实际应用中需结合区域地质背景，对各项参数进行合理标定，以确保评价结果的可靠性。

4 应用实例

沾化地区具有典型的新生代箕状断陷结构，发育孤南断层、孤北断层、孤东断层、垦东断层等一系列油源断层（图 4）。这些断层不仅作为油气运移的关键通道，为油气从生烃洼陷向浅部储集层系的输导提供了路径，更是各个正向构造带形成的控制因素，通过多期次的活动与位移调整，主导了各个构造带的形态塑造与圈闭发育（赵凯等，2018）。受上述油源断层差异活动的影响，区域整体形成了洼陷与凸起相间分布的构造格局，其中洼陷区作为主要的生烃中心，接受了巨厚的新生代烃源岩沉积，而凸起及斜坡带则成为油气聚集成藏的有利场所，这种空间配置关系为油气成藏提供了基础的构造沉积条件，也使该区域凸起及斜坡带浅层成为油气勘探的重点靶区。

4.1 定量评价

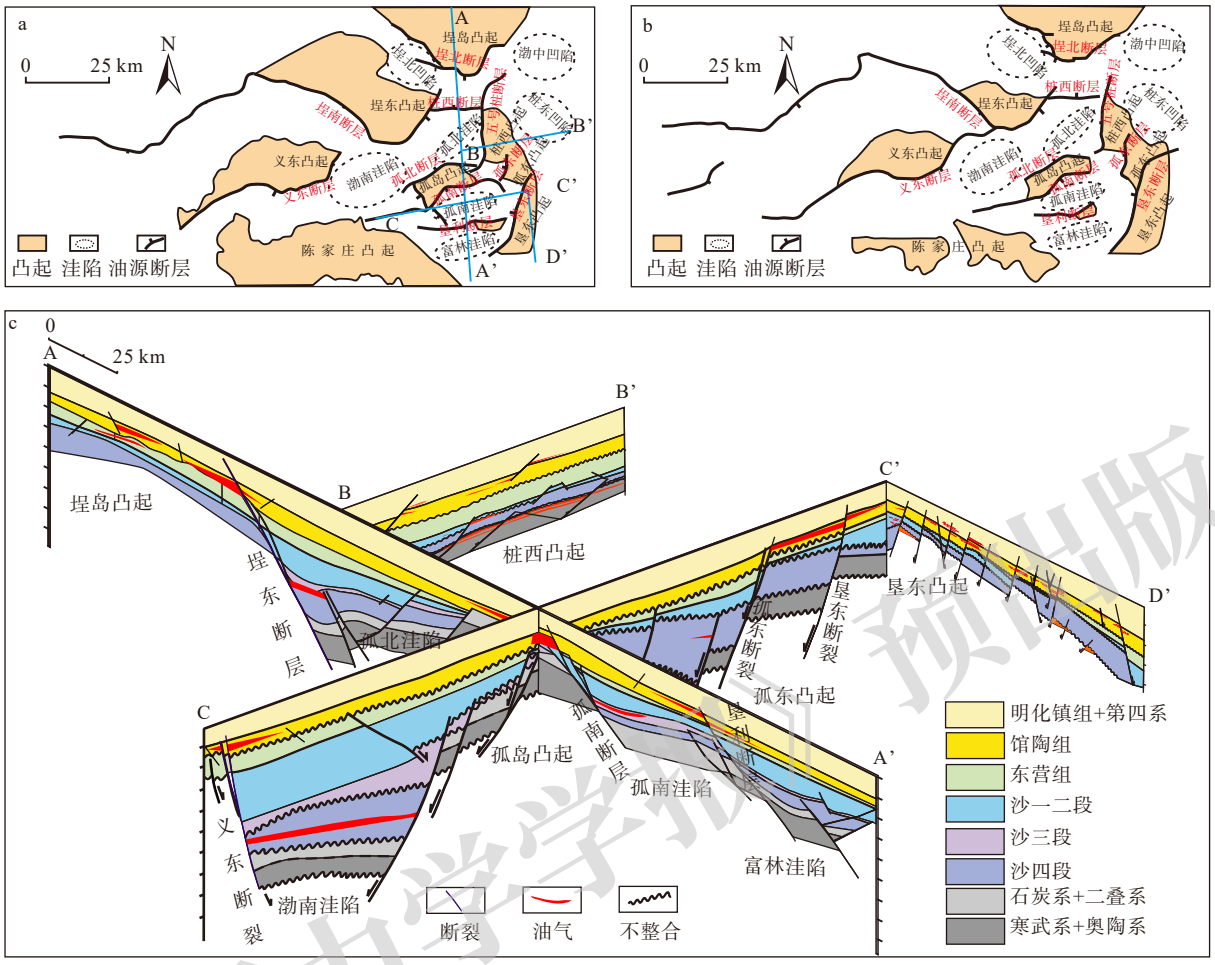
在沾化凹陷，油源断层普遍切穿沙四段、沙三段及沙一段等多套烃源岩层，其输导性能及油气运移效率受断层多期活动性与烃源岩生排烃时序的共同控制。牛子铖等（2022）研究表明，沙三段烃源岩作为主力烃源层，生烃潜力大，排烃高峰期集中于馆陶组沉积中晚期—明化镇组沉积早期，该时期断层活动强烈，二者耦合性好，油气得以高效向上输导，形成明化镇组等重要浅层油气藏。沙四段烃源岩排烃时间相对较早，集中于东营组沉积中晚期，但其排烃高峰与部分断层较强活动期（馆陶组沉积早期）存在一定重叠，仍具备有效供烃条件；沙一段烃源岩排烃期较晚且强度较弱，其排烃高峰与明化镇组沉积期断层活动减弱阶段相匹配，供烃效率相对较低，多以局部或次要油源为主。在加权计算中，依据各层段烃源岩的分布规模、有机地球化学指标及已有油源对比结果（牛子铖等，2022），将沙四段、沙三段、沙一段的排烃强度权重分别赋值为 2、3、1，据此建立烃源岩综合排烃强度加权公式：

$$E_i = 2E_{s4} + 3E_{s3} + E_{s1} \quad (2)$$

式中，E_i—烃源岩排烃强度加权参数，10^4 t/km^2；E_{s4}、E_{s3}、E_{s1}—沙四段、沙三段和沙一段的烃源岩排烃强度，10^4 t/km^2。

沾化凹陷不同时期的油源断层活动对油气成藏的贡献存在显著差异。根据已有研究成果（刘培

《地质力学学报》预出版



a—沙三段油源断层平面展布图；b—馆陶组油源断层平面展布图；c—油源断层立体分布图，剖面位置见图 4a.

图 4　沾化凹陷油源断层分布示意图

Fig. 4　Schematic diagram showing the distribution of oil-source faults in the Zhanhua Depression

a: Areal distribution of oil-source faults in the 3rd Member of Shahejie Formation; b: Areal distribution of oil-source faults in Guantao Formation; c: Three-dimensional distribution of oil-source faults, with the section location shown in Fig. 4a.

等，2013），明化镇组沉积期是油源断层大规模输导油气的最主要时期，该期断层活动强烈且与主力烃源岩（沙三段）排烃高峰期匹配良好，输导能力高；馆陶组沉积期断层活动虽也存在，但其活动强度和与烃源岩排烃的匹配性均次于明化镇组沉积期。为量化表征这 2 个关键活动期对输导能力的相对贡献，此次研究在权重赋值中，以断层活动强度、持续时限及其与烃源岩排烃高峰的耦合关系为主要依据，将馆陶组沉积期和明化镇组沉积期的断层活动速率分别赋值为 1 和 2，据此建立断层活动速率加权公式：

$$V_i=V_{\mathrm{Ng}}+2V_{\mathrm{Nm}} \tag{3}$$

式中，V_i—断层活动速率加权参数，m/Ma；V_{Ng}、V_{Nm}—馆陶组和明化镇组沉积期断层活动速率，m/Ma。

沾化凹陷新近纪进入坳陷阶段，盆地整体下沉，明化镇组沉积晚期断层活动逐渐减弱至停止（蒋有录等，2015），上覆的第四系稳定沉积，地势平缓，区域构造较稳定，现今断层静态特征可近似代表主成藏期特征（表 1）。沾化凹陷馆陶组—明化镇组沉积期处于北东东—南西西向挤压场中，结合明化镇组油源断层平面分布，可量化断层与区域主压应力之间的夹角。

在此基础上，建立沾化凹陷油源断层输导能力定量表征模型公式：

$$Q=\frac{1}{10^5}\sum_{\mathrm{i}=1}^{\mathrm{n}}[Li\cdot\cos\theta_{\mathrm{i}}\cdot\sin\beta_i\cdot(2E_{Es4}+3E_{Es3}+E_{Es1})\cdot(V_{Ng}+2V_{Nm})\cdot Ai] \tag{4}$$

表 1 沾化凹陷油源断层输导能力计算参数统计表

Table 1 Statistical parameters of oil-source faults used in the calculation of the transport capacity

断层名称	分段序号	cosθ	sinβ	L_i/km	E_{si}/(10^4 t/km^2)	V_{fi}/(m/Ma)	A_i/Ma	Q_i	Q	输导能力级别
埕北断层	1	0.34	0.64	10	0	22.9	2.7	9.95	27.90	A
	2	0.64	0.67	10	0	13.4	2.4	12.68		
	3	0.34	0.71	10	0	12.9	2.1	5.27		
孤北断层	1	0.85	0.94	6	20	5.0	2.5	3.57	20.76	
	2	0.93	0.97	6	20	6.7	2.4	5.31		
	3	0.87	0.97	6	20	7.9	2.3	6.06		
	4	0.87	0.97	6	20	3.4	1.7	3.49		
	5	0.96	0.96	6	20	3.6	1.2	2.33		
孤南断层	1	0.93	0.82	6	0	8.3	2.5	2.97	18.10	
	2	0.82	0.92	6	10	6.7	2.5	4.45		
	3	0.74	0.89	6	10	9.0	2.3	5.60		
	4	0.99	0.90	6	10	4.7	2.1	2.25		
	5	0.91	0.71	8	10	6.5	2.4	2.83		
埕南断层	1	0.68	0.64	6	40	4.4	0.0	0	14.12	
	2	0.68	0.79	6	50	6.4	2.3	4.03		
	3	0.67	0.82	6	60	8.1	2.1	10.09		
义东断层	1	0.97	0.92	8	30	9.5	1.6	2.74	13.57	
	2	0.91	0.95	8	40	12.6	1.6	5.08		
	3	0.50	0.94	8	50	13.5	1.7	5.75		
孤东断层	1	0.50	0.84	7	0	8.2	2.1	3.2	7.49	B
	2	0.57	0.87	7	0	12.4	1.9	4.28		
垦利断层	1	0.82	0.71	12	0	5.2	2.0	0.86	1.67	
	2	0.94	0.67	12	0	3.5	1.9	0.81		
垦东断层	1	0.34	0.87	10	0	9.6	2.1	0.58	3.32	
	2	0.62	0.89	12	0	12.4	2.3	1.92		
	3	0.48	0.87	10	0	8.3	2.0	0.82		
埕东断层	1	0.68	0.82	7	0	24.3	2.5	0	0.82	C
	2	0.77	0.87	7	0	22.7	2.1	0		
	3	0.87	0.86	7.3	0	23.2	2.1	0.82		
邵家断层	1	0.77	0.72	8	20	1.0	0.6	0.03	0.04	
	2	0.64	0.73	7	10	0.9	0.3	0.01		
义南断层	1	0.94	0.82	8	10	3.4	0.0	0	0.00	
	2	0.89	0.82	8	10	4.2	0.0	0		
罗西断层	1	0.71	0.68	8	20	0.0	0.0	0	0.00	
	2	0.64	0.66	8	20	0.0	0.0	0		
孤西断层	1	0.34	0.71	6	50	0.0	0.0	0	0.00	
	2	0.50	0.72	6	20	0.0	0.0	0		
	3	0.50	0.77	6	0	0.0	0.0	0		
五号桩断层	1	0.17	0.72	10	30	0.0	0.0	0	0.00	
	2	0.34	0.78	10	30	0.0	0.0	0		
	3	0.45	0.68	10	10	0.0	0.0	0		

式中，Q—油源断层输导能力评价系数，无量纲；L_i—断层延伸长度，km；θ—断层走向与区域主压应力方向的夹角，(°)；β—断层倾角，(°)；E_{s4}—沙四段烃源岩排烃强度，10^4 t/km^2；E_{s3}—沙三段烃源岩排烃强

《地质力学学报》预出版

度，10^4 t/km^2；E_{s1}—沙一段烃源岩排烃强度，10^4 t/km^2；V_{Ng}—馆陶组沉积时期的断层活动速率，m/Ma；V_{Nm}—明化镇组沉积时期的断层活动速率，m/Ma；A_i—明化镇组沉积期断层活动时间，Ma。

4.2　评价结果分析

由公式(4)可知，Q 值的大小与浅部层系油源断层的输导能力呈正相关关系：Q 值越大，意味着断层作为油气运移通道的有效性越强，能够输导更多油气向浅部层系运移；反之，Q 值越小，输导能力则越弱，对油气运移的贡献有限。基于该公式，先对沾化凹陷内所有已识别油源断层的不同分段进行输导能力量化计算，再通过累加各分段的计算结果，最终得到整条断层的综合输导能力参数，以此实现对断层输导潜力的整体评估。评价结果显示出各断层输导能力的层级差异：埕东断层、邵家断层、义南断层、罗西断层和孤西断层的评价系数均小于 1，这类断层因活动性弱、破碎带封闭性强等因素，输导能力处于较弱水平，难以满足大规模油气运移的需求；孤东断层、垦利断层、垦东断层的评价系数介于 1～10，输导能力中等，可在一定程度上输导油气，但运移效率和规模受到明显限制；而埕北断层、孤南断层、孤北断层、埕南断层、义东断层的评价系数均大于 10，其断层带开启性好、与烃源岩沟通充分，输导能力较强，是油气向新近系运移的优势通道。

以评价系数 1 和 10 为临界值，将油源断层的输导能力划分为 A 级(>10)、B 级(1～10)、C 级(<1) 3 个级别。进一步结合油气分布特征分析发现，输导能力系数相对较大的 A 级、B 级断层，其空间展布范围与新近系油气富集区具有高度吻合性。这些断层不仅能高效连接深部烃源岩与浅部储层，还能为油气聚集成藏提供持续动力，因此其所控制的有利地区，新近系油气储量丰度高、分布范围广；而输导能力系数较小的 C 级断层，由于难以形成有效运移通道，其控制的圈闭中，新近系油气往往仅呈零星分布，富集程度显著偏低(图 5)。

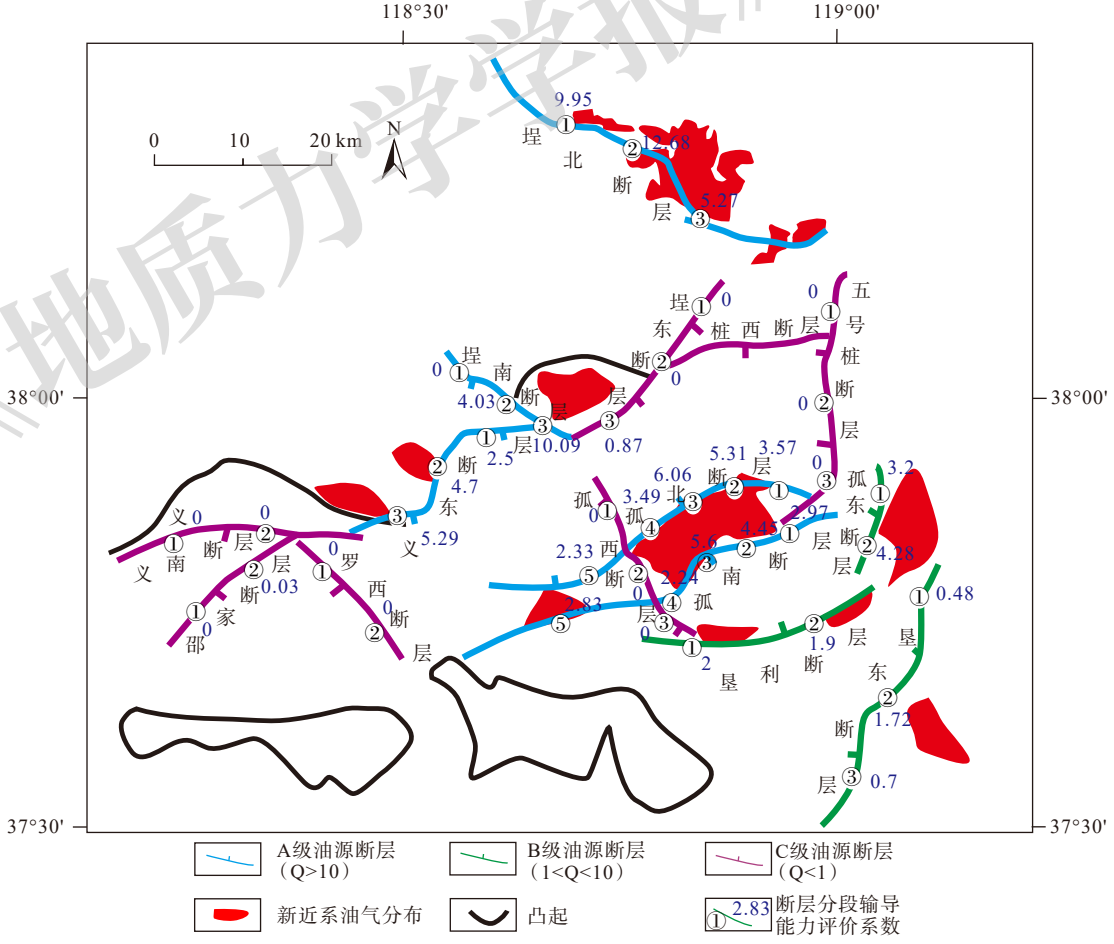


图 5　沾化凹陷油源断层输导能力评价结果与新近系油气平面分布特征

Fig. 5　Relationship between the transport capacity coefficient of oil-source faults and hydrocarbon distribution in Neogene near faults in the Zhanhua Depression

《地质力学学报》编辑部

值得注意的是，即使在同一油源断层内部，不同分段的输导能力差异也会直接影响油气的局部富集特征：输导能力高值区因断层破碎带渗透性好、与储层匹配度高，往往成为油气优先聚集的场所，新近系油气显示丰富；而输导能力低值区则因断层封闭性增强或与储层沟通不畅，油气富集程度明显降低。这一现象进一步印证了断层输导能力对油气分布的精细控制作用。

在系统完成工区内所有油源断层输导能力的定量表征后，进一步厘清了浅层油气富集程度与油源断层输导能力的关联。通过拟合浅层各油气田探明地质储量与对应主控断层输导能力的定量关系，可建立科学的勘探潜力评价标准，为预测未来油气勘探的有利区域提供量化依据。以埕南断层和义东断层为例，对其输导能力评价系数与新近系已探明储量的对比分析显示：这 2 条断层控制区域内的油气田探明储量均显著低于其输导能力评价系数对应的理论成藏潜力（图 6）。这种储量与输导能力的不匹配性，清晰表明埕南断层和义东断层控制区仍存在未被发现的油气资源，具备较大的勘探开发空间，因此可将其列为未来油气勘探的核心靶区。

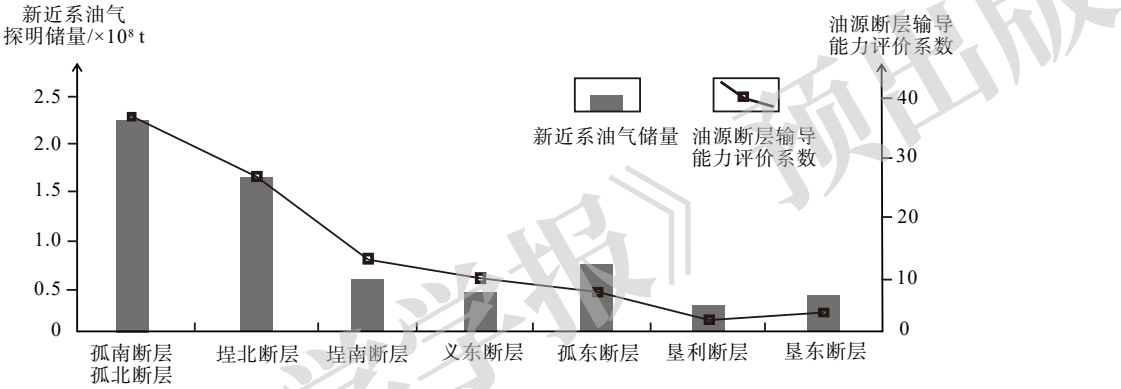


图 6 沾化凹陷油源断层输导能力评价系数与新近系油气探明储量拟合图

Fig. 6 Relationship between the transport capacity coefficient of oil-source faults and proven reserves in the Neogene near faults in the Zhanhua Depression

值得注意的是，受孤东断层、垦利断层及垦东断层控制区域的探明储量，均略超出其对应主干断层的输导能力评价系数所限定的理论成藏规模。这一现象揭示，孤东凸起、垦利凸起和垦东凸起的油气运移并非仅依赖主干油源断层的单一通道，而是存在更为复杂的多元输导网络。以垦东油田为例，其在依托垦东断层垂向沟通渤南洼陷主力烃源岩的基础上，西侧发育的若干次级断层与馆陶组辫状河三角洲砂体、明化镇组曲流河砂体构成了“断-砂”复合输导体系。这些次级断层通过切割不同层位的砂体形成横向连通通道，将黄河口凹陷沙一段烃源岩生成的油气沿层间不整合界面侧向输导至构造高部位，形成了对主力输导路径的有效补充。这种多路径协同输导机制的存在，不仅解释了储量与单一断层输导能力的不匹配性，更为沾化凹陷拓展勘探靶区、识别隐蔽性油气藏提供了关键的地质线索。

5 结论

（1）浅部层系油源断层输导油气的能力主要受控于断层静态特征、主成藏期断层的活动特征和烃源岩排烃强度。具体表现为，浅部层系油源断层输导能力与断层延伸长度、断层走向与区域主压应力夹角的余弦值、断层倾角的正弦值、烃源岩排烃强度、主成藏期断层活动速率和主成藏期断层活动时间等因素均成线性函数关系。

（2）基于对断层输导能力多影响因素的系统解析，构建了油源断层输导能力量化评价公式。将该量化评价方法应用于沾化凹陷油源断层评价，其结果与沾化凹陷已知油气藏的分布规律、储量规模等实际地质情况高度契合，充分验证了该评价体系的科学性与实践适用性。但该模型适用于新生代断陷盆地浅层“下生上储”成藏模式，对于前陆盆地、深盆气藏等特殊地质背景，需调整参数权重或补充

《地质力学学报》预出版

适应性修正。

（3）依据定量评价结果，沾化凹陷油源断层的输导能力可划分为 A 级、B 级、C 级 3 个等级。其中，A 级、B 级断层因输导能力系数较高，能够高效连接烃源岩与浅部有利圈闭，其控制区域内的新近系油气呈现出高富集特征；而 C 级断层由于输导能力系数较低，难以实现油气的大规模运移聚集，对应圈闭的新近系油气富集程度明显偏低。此外，油源断层输导能力评价结果与其所控制圈闭的油气探明储量呈显著正相关。这一规律证实了断层输导能力是控制新近系油气富集程度的关键要素，为精准锁定油气勘探靶区提供了重要理论依据。

作者贡献声明： 赵凯、胡洪瑾负责论文构思、数据分析、研究方法、绘图和论文写作；徐建永、黄胜兵参与数据分析和技术手段的实践应用；郭刚、李楠参与数据分析、研究方法和修改。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Author's Contributions: ZHAO Kai and HU Hongjin conceived the study, performed data analysis, designed the research methodology, and drafted the manuscript; XU Jiangyong and HUANG Shengbing participated in data analysis, practical application of technical approaches, and figure generation; GUO Gang and LI Nan were involved in data analysis, refinement of the research methodology, and manuscript revision. All authors have read and approved the submission and publication of the manuscript.

利益冲突声明： 本文所有作者声明本研究无任何利益冲突。

Conflict of Interests: All authors declare no conflict of interests.

References

FAULKNER D R, JACKSON C A L, LUNN R J, et al., 2010. A review of recent developments concerning the structure, mechanics and fluid flow properties of fault zones[J]. Journal of Structural Geology, 32(11): 1557-1575.

FELIPE S, DANIEL E, MURIEL G, et al. , 2023. Fluid flow migration, rock stress and deformation due to a crustal fault slip in a geothermal system: a poro-elasto-plastic perspective[J]. Earth and Planetary Science Letters, 604, 117994.

FERRILL D A, MORRIS A P, 2003. Dilational normal faults[J]. AAPG Bulletin, 25(2): 183-196. GAN J, GAO Z Y, XIONG X F, et al. , 2024. Natural gas episodic accumulation mode based on the physical simulation experiments: a case study of the northern step-fault zone of the Baodao Sag in the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. Natural Gas Geoscience, 35(7): 1202-1213. (in Chinese with English abstract)

GRAY M B, STAMATAKOS J A, FERRILL D A, et al., 2005. Fault-zone deformation in welded tuffs at Yucca Mountain, Nevada, USA[J]. Journal of Structural Geology, 27(10): 1873-1891.

GUO K, ZENG J H, LU X J, et al., 2010. An experimental study of oil migration controlled by vertical conduction of faults and reservoir heterogeneity[J]. Geoscience, 24(6): 1164-1170. (in Chinese with English abstract)

HU H J, JIANG Y L, LIU J D, et al., 2019. Dynamic accumulation process of coal-formed gas in Wenliu area, Dongpu Depression[J]. Journal of Geomechanics, 25(2): 215-222. (in Chinese with English abstract)

HU Z W, XU C G, YANG B, et al., 2017. Influences of faults on the petroleum dominant migration pathway and its controlling reservoir types in the Bohai area[J]. Geological Science and Technology Information, 36(3): 38-45. (in Chinese with English abstract)

JI Q J, ZHOU W W, HAN R S, et al., 2024. Characteristics of life-cycle stages and reservoir control in the development of extensional faults in the Dongying Sag[J]. Journal of Geomechanics, 30(4): 595-608. (in Chinese with English abstract)

JIANG Y L, LIU P, LIU H, et al., 2014. Difference of reservoir forming conditions of different depressions and accumulation models of Neogene hydrocarbon in Bohai Bay Basin[J]. Journal of China University of Petroleum, 38(1): 14-21. (in Chinese with English abstract)

JIANG Y L, LIU P, SONG G Q, et al., 2015. Late Cenozoic Faulting activities and their influence upon hydrocarbon accumulations in the Neogene in Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 36(4): 525-533. (in Chinese with English abstract)

JIANG Y L, SU S M, ZHAO K, 2022. Relationship between transporting ability of oil-source faults and hydrocarbon enrichment in non-hydrocarbon generating strata: a case study of Chengdao area of Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 43(8): 1122-1131, 1184. (in Chinese with English abstract)

LI J, TIAN J X, WANG B, et al., 2023. Accumulation conditions and exploration potential of deep natural gas in the Qaidam Basin[J]. Journal of Geomechanics, 29(5): 618-630. (in Chinese with English abstract)

LIU J D, REN C G, WANG X J, et al., 2024. Quantitative assessment of hydrocarbon transport effectiveness along faults in the Middle Jurassic Shaximiao Formation, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 45(6): 1705-1719. (in Chinese with English abstract)

LIU P, JIANG Y L, HAO J G, et al., 2013. The relationship between the fault activity and the Neogene hydrocarbon enrichment during the main hydrocarbon generation period in Qikou Sag of Bohai Bay Basin[J]. Geology in China, 40(5): 1474-1483. (in Chinese with English abstract)

LIU Z L, XIA B, 2007. Relationship between Cenozoic tectonic evolution and plays in Jiyang Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 18(2): 209-214, 228. (in Chinese with English abstract)

LV Y F, FU G, FU X F, et al. , 2013. Effect of faults on hydrocarbon migration and plugging[M]. Beijing: Petroleum Industry Press. (in Chinese)

NAPOLITANO F, GABRIELLI S, DE SIENA L, et al., 2023. Imaging overpressurised fracture networks and geological barriers hindering fluid migrations across a slow-deformation seismic gap[J]. Scientific Reports,

《地质力学学报》预出版

13(1): 19680.

NIU Z C, WANG Y S, WANG X J, et al., 2022. Hydrocarbon generation potential of pre-Paleogene source rocks in the Jiyang Depression[J]. Geological Journal of China Universities, 28(1): 73-85. (in Chinese with English abstract)

QIAN S Y, ZENG J H, LIN H X, et al., 2008. Physical simulation experiment and mechanism analysis on oil migration and accumulation in East Liaodong area[J]. Natural Gas Geoscience, 19(5): 604-610. (in Chinese with English abstract)

RUEDA J, MEJIA C, ROEHL D. 2022. 3D unrestricted fluid-driven fracture propagation based on coupled hydromechanical interface elements[J]. Engineering Fracture Mechanics, 272: 108680.

SU Y P, LYU Y F, MA F, et al., 2024. Fault interior structure index construction and quantitative seismic interpretation of fault facies[J]. Applied Geophysics, 21(4): 848-868.

SUN B, ZHANG S W, WANG Y S, 2013. Quantitative evaluation of fault transporting capacity and its application in hydrocarbon exploration-case study of west Qingtuozi uplift of Jiyang Depression[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 20(6): 10-14. (in Chinese with English abstract)

WAN T, JIANG Y L, DONG Y X, et al., 2012. Relationship between fault activity and hydrocarbon accumulation and enrichment in Nanpu Depression[J]. Journal of China University of Petroleum, 36(2): 60-67. (in Chinese with English abstract)

WANG L Y, YIN Z Y, 2023. Fluid flow and mass transport in fractured media with curved fractures and varying apertures: a 3D modeling approach[J]. International Journal for Numerical Methods in Engineering, 124(19): 4311-4338.

XU C G, DU X F, PANG X J, et al., 2022. The source-sink system and its control on large-area lithologic reservoirs of the lower Minghuazhen Formation in the southern Bohai Sea[J]. Journal of Geomechanics, 28(5): 728-742. (in Chinese with English abstract)

ZHANG S C, WANG X J, WANG X H, et al., 2022. Dynamic difference and characterization of reservoir fluid in continental rift basins[J]. Petroleum Geology & Experiment, 44(6): 941-949. (in Chinese with English abstract)

ZHAO K, JIANG Y L, LIU H, et al., 2018. Analysis on the causes of different enrichment of hydrocarbon in Gudao and Chengdao buried-hills, Jiyang Depression[J]. Journal of Geomechanics, 24(2): 220-228. (in Chinese with English abstract)

ZHI D M, XIE A, YANG F, et al., 2024. Exploration prospects of the whole oil and gas system in the Permian hydrocarbon depressions in the Eastern Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics, 30(5): 781-794. (in Chinese with English abstract)

附中文参考文献

甘军, 高之业, 熊小峰, 等, 2024. 基于物理模拟实验的天然气幕式动态成藏模式: 以琼东南盆地宝岛凹陷北部断阶带为例[J]. 天然气地球科学, 35(7): 1202-1213.

郭凯, 曾溅辉, 卢学军, 等, 2010. 断层纵向输导与储层非均质性耦合控运模拟实验研究[J]. 现代地质, 24(6): 1164-1170.

胡洪瑾, 蒋有录, 刘景东, 等, 2019. 东濮凹陷文留地区煤成气运聚机理及成藏过程[J]. 地质力学学报, 25(2): 215-222.

胡志伟, 徐长贵, 杨波, 等, 2017. 渤海海域断裂对油气优势运移通道的影响及其控藏类型[J]. 地质科技情报, 36(3): 38-45.

籍庆佳, 周维维, 韩润生, 等, 2024. 东营凹陷张性断层发育的生命演化阶段特征及其控藏作用[J]. 地质力学学报, 30(4): 595-608.

蒋有录, 刘培, 刘华, 等, 2014. 渤海湾盆地不同凹陷新近系油气成藏条件差异性及聚集模式[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 38(1): 14-21.

蒋有录, 刘培, 宋国奇, 等, 2015. 渤海湾盆地新生代晚期断层活动与新近系油气富集关系[J]. 石油与天然气地质, 36(4): 525-533.

蒋有录, 苏圣民, 赵凯, 2022. 油源断层输导能力与非生烃层系油气富集的关系: 以渤海湾盆地埕岛地区为例[J]. 石油学报, 43(8): 1122-1131, 1184.

李剑, 田继先, 王波, 等, 2023. 柴达木盆地深层天然气富集条件及勘探潜力[J]. 地质力学学报, 29(5): 618-630.

刘景东, 任成刚, 王小娟, 等, 2024. 川中地区中侏罗统沙溪庙组断层输导有效性定量评价[J]. 石油与天然气地质, 45(6): 1705-1719.

刘培, 蒋有录, 郝建光, 等, 2013. 渤海湾盆地歧口凹陷主要生烃期断层活动与新近系油气富集关系[J]. 中国地质, 40(5): 1474-1483.

刘朝露, 夏斌, 2007. 济阳坳陷新生代构造演化特征与油气成藏组合模式[J]. 天然气地球科学, 18(2): 209-214, 228.

吕延防, 付广, 付晓飞, 等, 2013. 断层对油气的输导与封堵作用[M]. 北京: 石油工业出版社.

牛子铖, 王永诗, 王学军, 等, 2022. 济阳坳陷前古近纪烃源岩生烃潜力分析[J]. 高校地质学报, 28(1): 73-85.

钱诗友, 曾溅辉, 林会喜, 等, 2008. 辽东东地区石油运移和聚集物理模拟实验及机理分析[J]. 天然气地球科学, 19(5): 604-610.

孙波, 张善文, 王永诗, 2013. 断层输导能力定量评价及其在油气勘探中的应用: 以济阳坳陷青西地区为例[J]. 油气地质与采收率, 20(6): 10-14.

万涛, 蒋有录, 董月霞, 等, 2012. 南堡凹陷断层活动与油气成藏和富集的关系[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 36(2): 60-67.

徐长贵, 杜晓峰, 庞小军, 等, 2022. 渤海南部明化镇组下段源-汇体系及其对大面积岩性油气藏的控制作用[J]. 地质力学学报, 28(5): 728-742.

张守春, 王学军, 王秀红, 等, 2022. 陆相断陷盆地成藏流体动力差异性及表征[J]. 石油实验地质, 44(6): 941-949.

赵凯, 蒋有录, 刘华, 等, 2018. 济阳坳陷孤岛与埕岛潜山油气差异富集原因分析[J]. 地质力学学报, 24(2): 220-228.

支东明, 谢安, 杨帆, 等, 2024. 准噶尔盆地东部二叠系富烃凹陷全油气系统勘探前景[J]. 地质力学学报, 30(5): 781-794.

《地质力学学报》预出版