

引用格式: 付广, 麻泽宇, 张良伟. 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度研究方法[J/OL]. 沉积学报, 2025, DOI: 10.14027/j.issn.1000-0550.2025.025.
CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2025.025. [FU Guang, MA ZeYu, ZHANG LiangWei. Method for Assessing the Degree of Weakening of
Hydrocarbon Transport Capacity of Oil Source Faults by Mudstone Caprocks[J/OL]. Acta Sedimentologica Sinica, 2025, DOI:
10.14027/j.issn.1000-0550.2025.025. CSTR: 32268.14/j.cjxb.62-1038.2025.025.]

泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度研究方法

付广^{1,2}, 麻泽宇^{1,2}, 张良伟^{1,2}

1. 东北石油大学多资源协同陆相页岩油绿色开采全国重点实验室, 黑龙江大庆 163318

2. 东北石油大学地球科学学院, 黑龙江大庆 163318

摘要 【目的】为了研究含油气盆地泥岩盖层之上油源断裂处油气富集特征。【方法】在泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力机制及程度研究的基础上, 通过泥岩盖层内古断距、倾角, 上覆沉积载荷重量产生的古正压力, 源岩古地层孔隙流体压力差及供油气能力指数, 先计算未穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力指数; 再将该指数除以泥岩盖层古连接厚度, 得到穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力指数。基于二者相对大小, 构建了一种泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度研究方法, 并将其应用于渤海湾盆地歧口凹陷——沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度的研究。【结果】测点 4~10 处, 沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度为 0%, 测点 1~3 处及 11~12 处, 为 100%, 测点 3~4 处及 10~11 处, 介于 0~100%。测点 4~10 处沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度相对较小, 应是油气在东三段内聚集成藏的有利部位, 这与当前港东断裂处沙三段油气井主要集中于测点 6~10 处的实际情况相符合。【结论】研究表明, 所构建的方法可有效用于泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度的研究。

关键词 泥岩盖层; 油源断裂; 输导油气能力; 减弱程度; 研究方法

第一作者简介 付广, 男, 1962 年出生, 教授, 博士生导师, 从事油气藏形成与保存研究, E-mail: fuguang2008@126.com

中图分类号: P512.2 **文献标志码:** A **文章编号:** 1000-0550 (2025) 00-0000-00

0 引言

油气勘探实践证实, 在下部源岩发育的断陷盆地(如我国的渤海湾盆地南堡凹陷、歧口凹陷、松辽盆地、海拉尔盆地和二连盆地等), 泥岩盖层之上的油源断裂处虽已发现油气, 但不同部位油气聚集特征存在显著差异(张文朝等, 2008; 周新源等, 2013; 褚榕等, 2019; 蒋有录等, 2020; 孙同文等, 2023; 刘国勇等, 2024)。除圈闭和储层发育差异的影响外, 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度是关键控制因素, 仅当处在泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度相对较小的部位时, 下伏源岩供给油气才易在泥岩盖层之上聚集成藏, 钻探发现的油气规模也相对较大; 反之则相对较小。由此可见, 准确研究泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度, 对揭示含油气盆地泥岩盖层之上油源断裂处油气富集特征、预测油

收稿日期: 2024-10-20; 收修改稿日期: 2025-07-15

基金项目: 国家自然科学基金项目(42072157); 黑龙江省自然科学基金资助项目(LH2022D011)

气勘探有利目标均具有重要意义。

前人对油源断裂输导油气能力的研究主要集中于两个方面：其一，基于油源断裂自身的输导通道特征（长度、倾角、断距和断层岩泥质含量）开展研究（孙永河等，2006；付广等，2008），认为油源断裂的长度、倾角及断距越大，且断裂填充物泥质含量越低，其输导油气能力越强；反之则越弱。其二，结合油源断裂的输导通道与动力特征开展研究（付广等，2017；付广和于桐，2023），认为输导通道越发育，动力越强，油源断裂的输导油气能力越强；反之则越弱。上述两种方法虽然尚存在不足之处（前者未考虑油源断裂输导油气动力对能力的影响，后者虽考虑了动力影响，但仅涉及倾角造成的浮力大小的影响，未涵盖源岩剩余地层孔隙流体压力差的影响（付广等，2007），可能导致油源断裂输导油气能力的计算存在误差），但仍对揭示油源断裂输导油气能力、预测有利勘探目标发挥了重要作用。

然而，截至目前，尚未见文献报道泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度的研究。现有相关研究多聚焦于油源断裂输导油气穿过泥岩盖层部位的预测（吕延防等，2014；蒋飞等，2024），仅仅给出油源断裂输导油气穿过泥岩盖层部位，无法确定输导能力的减弱程度，难以准确反映泥岩盖层之上油源断裂处油气富集潜力，使得该指标指导油气勘探必然存在风险。因此，开展泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度研究，对厘清含油气盆地泥岩盖层之上油源断裂处油气富集特征和预测油气勘探有利目标均具有重要意义。

1 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力的机制及程度

在含油气盆地中，在活动时期油源断裂可以作为油气向上运移的输导通道，若断裂向上延伸遇到泥岩盖层时，则会出现以下两种情况：若油源断裂在泥岩盖层内部未连续生长，则该断裂不可作为输导通道，油气无法通过泥岩盖层继续向上输导（图 1a）；反之，盖层内部油源断裂连续生长，该断裂可以作为输导通道，油气可沿着断裂通过泥岩盖层继续向上输导。但由于泥岩盖层内断裂带填充物泥质成分相对较多，对油气输导形成的阻力显著增大，导致油源断裂输导油气穿过泥岩盖层的能力，较未穿过泥岩盖层时明显减弱（图 1b）。

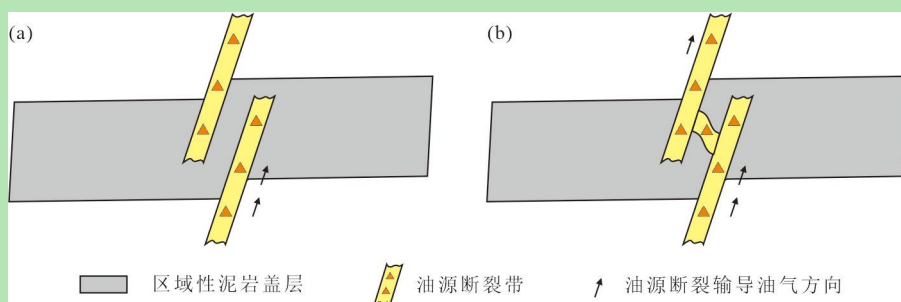


图 1 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力示意图

(a) 泥岩盖层未减弱油源断裂输导油气能力；(b) 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力

Fig.1 Schematic diagram of how the mudstone caprock weakens the transport capacity of oil and gas by source faults

(a) No weakening the hydrocarbon transport capacity of the oil-source fault; (b) weakening of the hydrocarbon transport capacity of the oil-source fault

由上可知，泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度，可由公式（1）来表示：

$$a = \frac{T_{\text{未穿}} - T_{\text{穿}}}{T_{\text{未穿}}} \times 100\% \quad (1)$$

式中： a 为泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度指数（%）； $T_{\text{未穿}}$ 为未穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力指数； $T_{\text{穿}}$ 为穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力指数。

由公式（1）可知， a 值越大，表明泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度越大；反之则越小。

2 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度研究方法

由上可知，确定 $T_{\text{未穿}}$ （未穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力指数）和 $T_{\text{穿}}$ （穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力指数）是研究泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度的关键参数，而研究穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力的影响因素是确定 $T_{\text{穿}}$ 的基础和前提。

构造运动时期油源断裂开启，并伴随着大量裂缝产生，此类伴生裂缝通常具有较好的渗透性，在油气运移的过程中可作为输导油气的通道。同时，断裂的开启会导致地层孔隙流体的压力发生改变，断裂带中地层孔隙流体压力相对较小，而围岩地层孔隙流体压力相对较大，二者间形成地层孔隙流体压力差；在该压力差作用下，油气会进入断裂带，并在剩余的地层孔隙流体压力差的推动下继续沿着油源断裂向上输导。此外，油气沿油源断裂穿过泥岩盖层时，还将受到泥岩盖层的阻挡作用。

综上，穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力主要受到以下 4 个方面因素的影响：（1）油源断裂输导油气运移通道特征：油源断裂伴生裂缝越发育、断裂开启程度越高，输导通道有效性越强，输导油气能力越强；反之则越弱。（2）油源断裂输导油气动力特征：源岩剩余地层孔隙流体压力差越大、油源断裂倾角越陡，油源断裂输导油气动力越强；反之则越弱。（3）源岩供油气能力：若源岩自身供油气区和中转站（邓运华，2012；李振明等，2019）同时向断裂供油气，供油气能力强；仅源岩中转站供油气时，能力次之，仅源岩自身供油气区供油气时，能力最差。（4）泥岩盖层的阻挡作用：泥岩盖层连接厚度越大，对油气输导的阻力越大；反之则越小。

依据上述因素与穿过泥岩盖层油源断裂输导油气能力之间的正负关系，利用公式（2）

计算 $T_{\text{穿}}$ ：

$$T_{\text{穿}} = \frac{\sin \theta \Delta p (L - L_{\min}) y}{N_f H_f} \quad (2)$$

式中： θ 为油源断裂古倾角（°）； Δp 为源岩古地层孔隙流体压力差（MPa）； L 为油源断裂古断距（m）； $L_{\min}$ 为研究区油源断裂伴生裂缝发育要求的断距最小阈值（m）； N_f 为上覆沉积载荷重量产生的古正压力（MPa）； y 为源岩供油气能力指数； H_f 为泥岩盖层古连接厚度（m）。

由公式（2）可见， $T_{\text{穿}}$ 与 $\sin \theta$ 、 Δp 、 $(L - L_{\min})$ 及 y 呈正比，与 N_f 和 H_f 成反比， $T_{\text{穿}}$ 值越大，表明油源断裂输导油气能力越强，反之则越弱。通过三维地震数据测量到油源断裂倾角。借助声波时差数据，依据袁红旗等（2019）提出的公式（3）计算得到油气成藏期源岩剩余地层孔隙流体压力差（ Δp ）：

$$\Delta p = \rho_r z - \frac{1}{c} \ln \frac{\Delta t}{\Delta t_0} (\rho_r - \rho_w) - \rho_w z \quad (3)$$

式中： z 为源岩埋深（m）； Δt 为源岩声波时差值（ $\mu\text{s}/\text{m}$ ）； Δt_0 为地表处源岩声波时差值（ $\mu\text{s}/\text{m}$ ）； c 为地层压实指数； ρ_r 为沉积岩平均密度（ g/cm^3 ）； ρ_w 为地层水密度（ g/cm^3 ）。

通过三维地震数据测量油源断裂断距，根据刘哲等（2013）建议的方法计算得到油气成藏期油源断裂古断距（ L ）。统计研究区已知井点处油源断裂古断距和其油气显示特征，按照徐海轩和李江海（2025）提供的方法确定研究区油源断裂输导油气要求的断距最小阈值（ $L_{\min}$ ）。

利用钻井、测井和分析测试资料，依据付广等（2022）建议的方法确定源岩排油气分布区，即源岩自身供油气区。再由钻井试油资料确定源外油气分布区，即源岩中转站，最后结合油源断裂分布，确定源岩供油气能力指数（ y ），若二者同时供油气时， $y=1$ ；仅中转站供油气时， $y=0.75$ ；仅自身供油气时， $y=0.5$ 。

利用三维地震资料标定油源断裂埋深，根据王浩然等（2023）所使用的方法恢复油气成藏期油源断裂古埋深，由公式（4）求取上覆沉积载荷重量产生的正压力（ N_f ）：

$$N_f = \rho_r z \cos \theta \quad (4)$$

式中： z 为断裂填充物埋深（m）。

通过三维地震数据测量泥岩盖层厚度及其内油源断裂断距，依据前人提到的方法（刘哲等，2013；付广等，2022）计算得到油气成藏期泥岩盖层古厚度及其内油源断裂古断距，二

者之差即为泥岩盖层古连接厚度 (H_f)。

将上述已确定出的各计算参数代入公式 (2) 中, 便可以得到 $T_{穿}$ 。当油源断裂输导油气未穿过泥岩盖层时, 其输导油气能力主要受到油源断裂输导油气通道、动力及源岩供油气能力三个特征的影响, 不受盖层阻力影响, 公式 (2) 中 N_f 可取 1 (既不影响计算结果, 又可以确保计算出的 $T_{未穿}$ 值也无量纲。), 代入参数即可求取 $T_{未穿}$ 。最后将上述已确定出的 $T_{未穿}$ 和 $T_{穿}$ 代入公式 (1), 即可求得泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度指数 α 。

3 实例应用

为了验证上述方法的可行性, 以渤海湾盆地歧口凹陷港东断裂及沙一中亚段泥岩盖层为研究对象, 采用该方法对沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度开展研究, 分析研究成果与目前港东断裂处东三段已发现油气富集之间的相关性, 进一步验证其可行性。

港东断裂是歧口凹陷北部发育的一条正断层, 走向北东向, 长约 23 km, 钻井揭示歧口凹陷北部下部为古近系 (孔店组、沙河街组、东营组), 上覆新近系 (馆陶组), 再上为少量第四系。从剖面上看, 港东断裂从近地表向下延伸至沙三段顶部, 倾角最大为 71° , 最小为 55° , 向南东方向倾斜, 具长期活动特征 (图 2)。

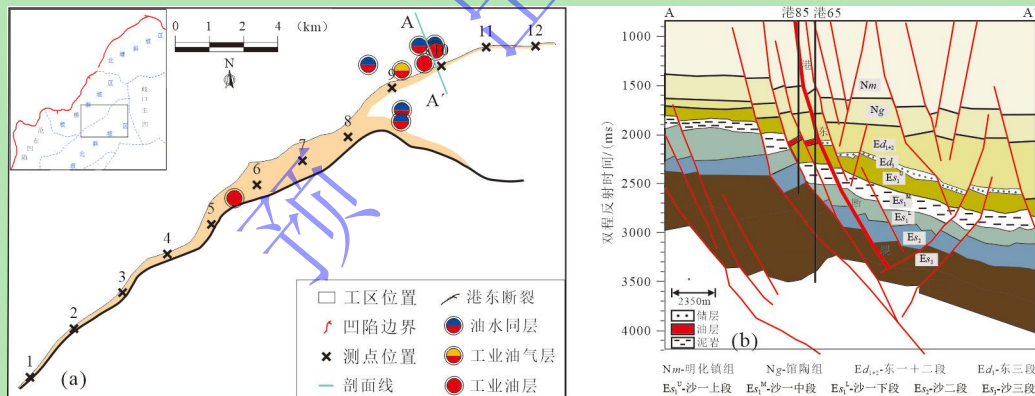


图 2 港东断裂处东三段油气分布关系图

(a) 港东断裂平面图; (b) 过港东断裂地层剖面

Fig.2 Distribution of oil and gas in Ed_3 at the Gangdong fault

(a) plan view of the Gangdong fault; (b) stratigraphic section across the Gangdong fault

当前港东断裂区的钻探结果显示, 沙一下亚段钻遇油气最多, 其次是东三段和馆陶组。油气源对比结果显示, 油气与下部沙三段分布的暗色泥岩有亲缘关系, 而沙一段源岩相对埋藏较浅, 目前成熟度较低, 不是油气的主要源岩 (孙肖等, 2020)。沙三段源岩与东三段储层之间由沙一中亚段泥岩盖层分隔, 付广等 (2023) 研究认为, 港东断裂是沙三段生成油气源岩通过沙一中亚段泥岩盖层向东三段输导的油源断裂。目前港东断裂处东三段油气分布在

测点 6~10 处（图 2），推测该分布特征与沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度相关。因此，开展沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度研究，对揭示港东断裂处东三段油气富集特征、预测油气勘探有利目标至关重要。

通过三维地震数据测量不同测点处沙一中亚段泥岩盖层内埋深和沙三段源岩埋深，使用王浩然等（2023）提出的方法恢复油气成藏期（明化镇组沉积中晚期）的古埋深（图 3）。通过三维地震数据测量不同测点处沙一中亚段泥岩盖层内港东断裂倾角，使用前人提出的方法（杨德相等，2017；袁红旗等，2021）恢复油气成藏期不同测点处沙一中亚段泥岩盖层内港东断裂古倾角（图 3）。利用钻井、测井和分析测试资料，使用付广等（2022）提出的方法确定沙三段源岩排油气分布区，即沙三段源岩自身供油气区（因源岩已进入排油气门限可向外排出油气，可供断裂输导，图 4）。利用钻井试油资料，统计沙三段源岩外和沙一下亚段之下油气显示分布，确定沙三段源岩中转站（图 4）。将沙三段源岩中转站、源自身供油气区和港东断裂分布叠合，便可以得到不同测点处沙三段源岩向港东断裂供油气能力指数均为 1（图 4）。通过三维地震数据测量港东断裂在沙一下亚段内断距，利用刘哲等（2013）提出的方法求得明化镇组沉积中晚期港东断裂在沙一下亚段内古断距（图 3）。统计得到歧口凹陷沙一下亚段内油源断裂伴生裂缝发育要求的断距最小阈值约为 15 m（图 5）。将上述已确定出的各个参数代入公式（2）中，能够获取不同测点处未穿过沙一中亚段泥岩盖层港东断裂向东三段输导油气能力指数（图 6）。未穿过沙一中亚段泥岩盖层港东断裂向东三段输导油气能力指数高值区主要分布在测点 7~10 处，其余测点输导油气能力指数相对较小（图 6）。

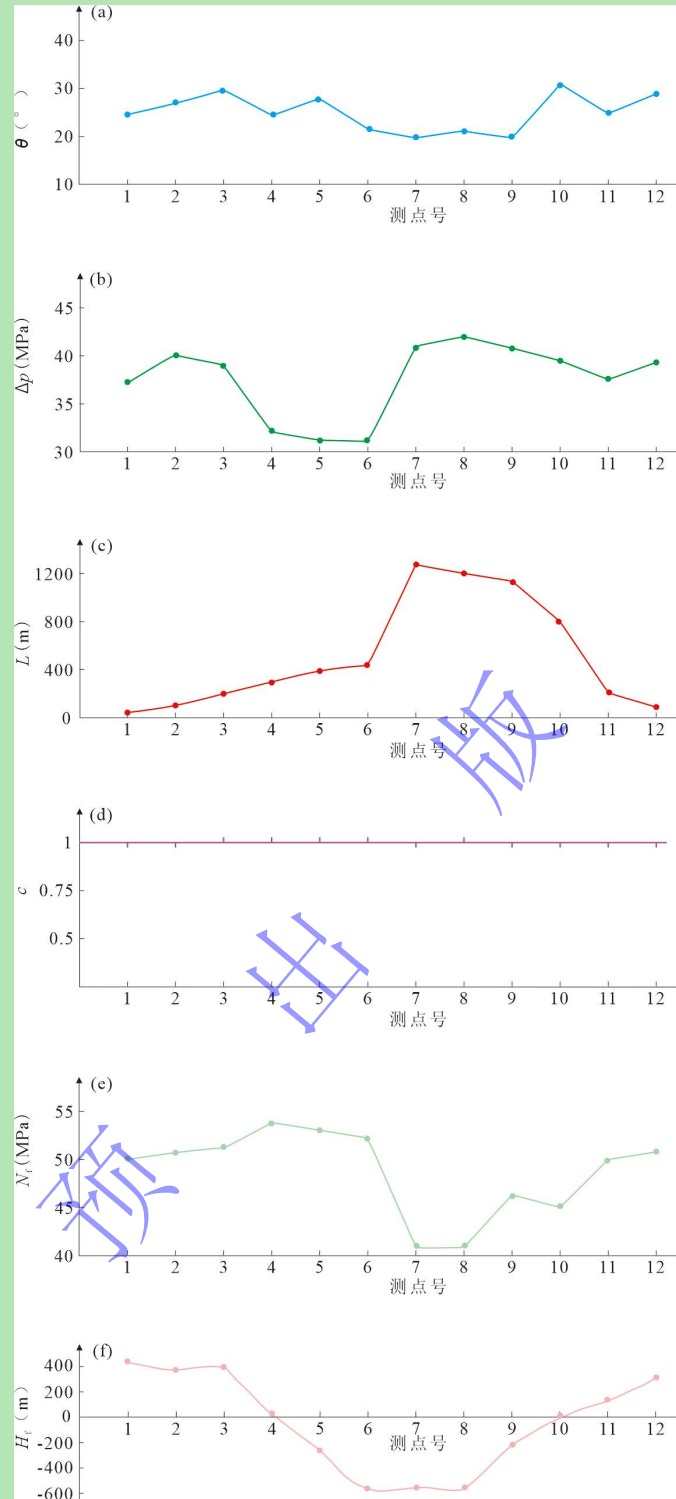


图3 明化镇组沉积中晚期穿过沙一中亚段港东断裂向东三段输导油气能力指数计算参数分布特征图
 (a) 港东断裂在沙一中亚段古倾角; (b) 沙三段源岩古地层孔隙流体压力差; (c) 港东断裂在沙一中亚段内古断距; (d) 沙三段源岩向港东断裂供油气能力指数; (e) 港东断裂在沙一中亚段内上覆沉积载荷重量产生的古正压力; (f) 沙一中亚段泥岩盖层古连接厚度

Fig.3 Calculation parameter distribution of hydrocarbon transport capacity index from Gangdong fault to Ed_3 through Es_1^M in the middle and late stages of Minghuazhen Formation deposition

(a) paleo-dip angle of Gangdong fault in Es_1^M ; (b) paleo-formation pore fluid pressure difference of source rocks in Es_3 ; (c) paleo-fault throw of Gangdong fault within Es_1^M ; (d) hydrocarbon supply capacity index of Es_3 source rocks to Gangdong fault; (e) paleo-normal

pressure generated by the weight of overlying sedimentary load on Gangdong fault within Es_1^M ; (f) paleo-connection thickness of mudstone caprock in Es_1^M .

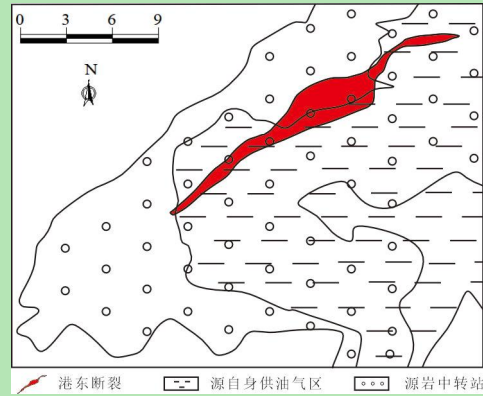


图 4 港东断裂与沙三段源岩中转站和自身供油气区分布关系图

Fig.4 Gangdong fault and internal and external oil and gas supply areas of Es_3 source rock



图 5 歧口凹陷沙一下亚段内油源断裂伴生裂缝发育要求的断距最小阈值厘定图

Fig.5 Determination of the minimum fault throw threshold required for fracture development associated with oil source faults in Es_1^L in the Qikou Sag

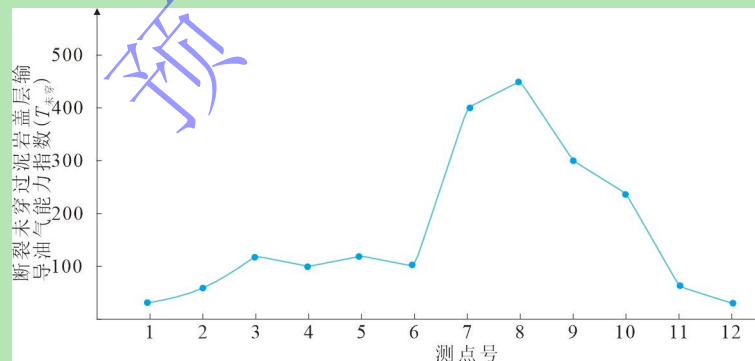


图 6 港东断裂未穿过沙一中亚段区域性泥岩盖层输导油气能力分布图

Fig.6 Hydrocarbon conductance distribution where the Gangdong fault does not penetrate the regional shale cap rock of Es_1^M

通过三维地震数据测得沙一中亚段泥岩盖层厚度及其内港东断裂断距,使用前人提出的方法(刘哲等, 2013; 付广等, 2022)获得明化镇组沉积末期沙一中亚段泥岩盖层古厚度及其内港东断裂古断距,进而利用前面恢复结果减去后面恢复结果计算出沙一中亚段泥岩盖层

古连接厚度（图 3）。由歧口凹陷油源断裂在沙一中亚段泥岩盖层内连接要求的连接厚度最大阈值约为 139 m（图 7），可以得到测点 1~3 处和 12 处港东断裂输导油气不能穿过沙一中亚段泥岩盖层，沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度为 100%。再由上述已确定出的其余各参数（图 3），代入公式（2）中便可以求得其余测点处穿过沙一中亚段泥岩盖层港东断裂向东三段输导油气能力指数（图 8）。可以看出，其余测点处穿过沙一中亚段泥岩盖层港东断裂向东三段输导油气能力指数，高值区也主要分布在测点 7~10 处，其次是测点 4~6 处，测点 3 处和 11~12 处相对较小。

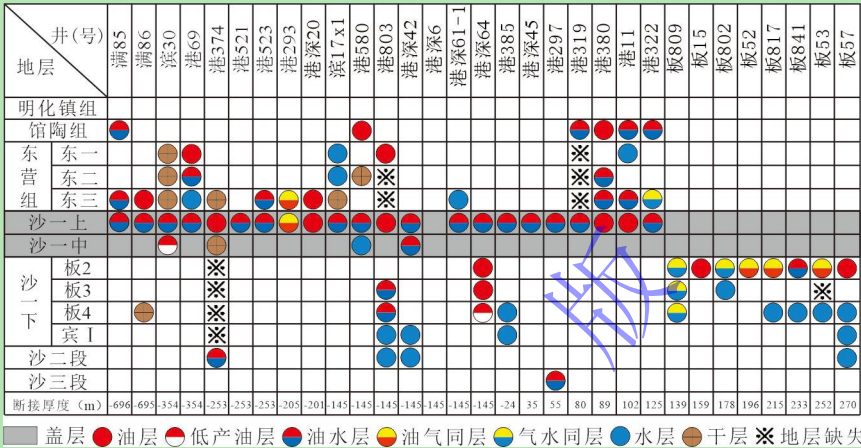


图 7 歧口凹陷油源断裂在沙一中亚段泥岩盖层内连接要求的连接厚度最大阈值厘定图

Fig.7 Determination of maximum thickness threshold for growth connection of oil source faults within the shale cap rock of Es₁^M in the Qikou Sag

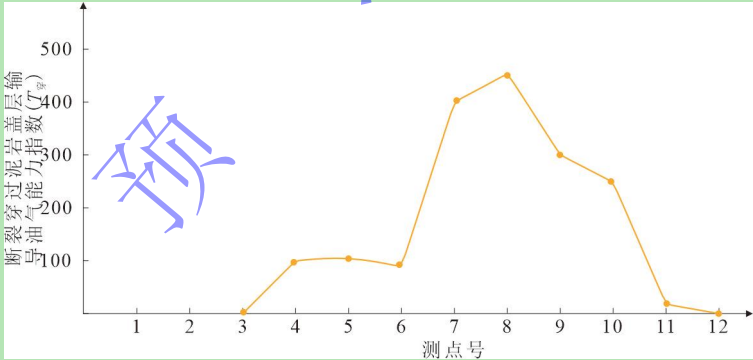


图 8 港东断裂穿过沙一中亚段区域性泥岩盖层输导油气能力指数分布图

Fig.8 Hydrocarbon conductance index distribution where the Gangdong fault penetrates the regional shale cap rock of Es₁^M

将已获得的未穿过和穿过沙一中亚段泥岩盖层港东断裂向东三段输导油气能力指数代入公式（1），便可以得到沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度。测点 4~10 处沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度为 0%，而测点 1-3 和 11~12 处沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度为 100%。测点 3~4 处和 10~11 处介于 0%~100%。

现阶段港东断裂处东三段油气井主要集中在测点 6~10 处(图 3);这一现象恰好与沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度为 0%处相对应(图 6, 8),此时港东断裂可有效输导沙三段源岩供给的油气穿越沙一中亚段泥岩盖层,在东三段形成油气藏,进一步验证了方法的有效性。

4 结论

(1) 泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度,主要受控于 $T_{\text{穿}}$ 和 $T_{\text{未穿}}$ 的相对大小。 $T_{\text{穿}}$ 相对于 $T_{\text{未穿}}$ 越小,泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度越大;反之则越小。

(2) 基于泥岩盖层内油源断裂古断距、倾角,上覆沉积载荷重量产生的古正压力,源岩古地层孔隙流体压力差及源岩供油气能力指数,首先计算 $T_{\text{穿}}$;再将 $T_{\text{穿}}$ 除以泥岩盖层古连接厚度,便可得到 $T_{\text{未穿}}$,据此构建了一种泥岩盖层减弱油源断裂输导油气能力程度研究方法。

(3) 渤海湾盆地歧口凹陷测点 4~10 处沙一中亚段泥岩盖层减弱港东断裂向东三段输导油气能力程度为 0%,测点 1~3 处和 11~12 处为 100%,测点 3~4 处和 10~11 处介于 0~100% 之间。测点 4~10 处为沙三段源岩供给油气在东三段内聚集成藏的有利部位,与当前港东断裂带东三段油气井主要集中在测点 6~10 处情况相符合。实例应用结果表明,上述方法适合研究含油气盆地泥岩盖层减弱张性油源断裂输导油气能力程度。

致谢 感谢审稿专家和编辑部老师提出的宝贵意见。

参考文献

- 褚榕, 刘海涛, 王海学, 等. 2019. 不同类型断层控制油气垂向富集的差异: 以渤海湾盆地歧口凹陷歧南斜坡区为例[J]. 石油学报, 40(8): 928-940. [Chu Rong, Liu Haitao, Wang Haixue, et al. 2019. Differences of vertical hydrocarbon enrichment controlled by different types of faults: A case study of Qi'nan slope of Qikou Depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 40(8): 928-940.]
- 邓运华. 2012. 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, 33(1): 18-24. [Deng Yunhua. 2012. 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, 33(1): 18-24.]
- 付广, 吕延防, 杨一鸣. 2007. 我国大中型气田断裂输导天然气能力综合评价[J]. 地球学报, 28(4): 382-388. [Fu Guang, Lü Yanfang, Yang Yiming. 2007. A comprehensive evaluation of gas-transporting capacity through faults of large and medium gas fields in China[J]. Acta Geoscientica Sinica, 28(4): 382-388.]
- 付广, 王国民, 黄劲松. 2008. 断裂静止期有无输导油气能力的判别方法[J]. 沉积学报, 26(5): 850-856. [Fu Guang, Wang Guomin, Huang Jinsong. 2008. A method judging the existence or not of transporting oil-gas ability of fault in the Stillstand Period[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 26(5): 850-856.]
- 付广, 李世朝, 杨德相. 2017. 断裂输导油气运移形式分布区预测方法及其应用[J]. 沉积学报, 35(3): 592-599. [Fu Guang, Li

- Shizhao, Yang Dexiang. 2017. A method forecasting distribution areas of fault transporting oil-gas migration and its application[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 35(3): 592-599.]
- 付广, 沙子萱, 赵凯. 2022. 海拉尔盆地苏德尔特地区油气“中转”运聚成藏: 研究方法与有利部位预测[J]. *地质论评*, 68(1): 253-261. [Fu Guang, Sha Zixuan, Zhao Kai. 2022. “Transit”, migration and accumulation of oil and gas in Sudeerte area of Hailar Basin: Research methods and prediction of favorable positions[J]. *Geological Review*, 68(1): 253-261.]
- 付广, 于桐. 2023. 断裂附近源断砂空间配置油气运聚有利部位预测方法及其应用[J]. *沉积学报*, 41(1): 270-279. [Fu Guang, Yu Tong. 2023. Proposed method for predicting favorable locations for oil and gas migration and accumulation in source-faulted-sand zones near faults and its application[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 41(1): 270-279.]
- 付广, 于桐, 梁木桂. 2023. 三种主要源储配置油源断裂厘定方法及其应用[J]. *沉积学报*, 41(3): 909-918. [Fu Guang, Yu Tong, Liang Mugui. 2023. Methods of determining oil-source faults in three major source-reservoir configurations and their application[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 41(3): 909-918.]
- 蒋飞, 付广, 张姣, 等. 2024. 渤海湾盆地黄骅坳陷乌马营地区断盖配置对上古生界天然气向孔店组运移的控制[J]. *天然气地球科学*, 35(6): 938-948. [Jiang Fei, Fu Guang, Zhang Jiao, et al. 2024. Control of fault-caprock configuration on the migration of the Upper Paleozoic natural gas to Kongdian Formation in Wumaying area, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 35(6): 938-948.]
- 蒋有录, 苏圣民, 刘华, 等. 2020. 渤海湾盆地古近系油气富集差异性及其主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 41(2): 248-258. [Jiang Youlu, Su Shengmin, Liu Hua, et al. 2020. Differential hydrocarbon enrichment of the Paleogene and its main controlling factors in the Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 41(2): 248-258.]
- 李振明, 邱楠生, 刘念, 等. 2019. 利用定量荧光技术表征厚层泥岩层系的油气运聚机制: 以渤海湾盆地廊固凹陷沙河街组四段为例[J]. *石油学报*, 40(10): 1158-1171. [Li Zhenming, Qiu Nansheng, Liu Nian, et al. 2019. Applying quantitative fluorescence techniques to characterize mechanism of hydrocarbon migration and accumulation in thick source strata: A case study of member 4 of Shahejie Formation, Langgu Sag in Bohai Bay Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 40(10): 1158-1171.]
- 刘国勇, 刘华, 陈蕾, 等. 2024. 南堡凹陷油气分布有序性与差异富集主控因素[J]. *中国石油勘探*, 29(2): 112-122. [Liu Guoyong, Liu Hua, Chen Lei, et al. 2024. Orderly distribution of oil and gas and the main controlling factors for the differential hydrocarbon enrichment in Nanpu Sag[J]. *China Petroleum Exploration*, 29(2): 112-122.]
- 刘哲, 吕延防, 付广, 等. 2013. 断层古侧向封闭能力恢复方法及其应用[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 44(5): 1964-1970. [Liu Zhe, Lü Yanfang, Fu Guang, et al. 2013. A recovering method for ancient lateral sealing ability of fault and its application[J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 44(5): 1964-1970.]
- 吕延防, 许辰璐, 付广, 等. 2014. 南堡凹陷中浅层盖—断组合控油模式及有利含油层位预测[J]. *石油与天然气地质*, 35(1): 86-97. [Lü Yanfang, Xu Chenlu, Fu Guang, et al. 2014. Oil-controlling models of caprock-fault combination and prediction of favorable horizons for hydrocarbon accumulation in Middle-Shallow sequences of Nanpu Sag[J]. *Oil & Gas Geology*, 35(1): 86-97.]
- 孙同文, 王芳, 王有功, 等. 2023. 海拉尔盆地贝西南地区南屯组断层—砂体组合类型及油气差异富集机理[J]. *大庆石油地质与开发*, 42(1): 40-49. [Sun Tongwen, Wang Fang, Wang Yougong, et al. 2023. Fault-sandbody assemblage types and differential enrichment mechanism of hydrocarbon in Nantun Formation in Beixinan area, Hailar Basin[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 42(1): 40-49.]
- 孙肖, 魏真真, 王丙贤, 等. 2020. 歧口凹陷古近系原油地球化学特征及油源分析[J]. *科学技术与工程*, 20(12): 4671-4679. [Sun

- Xiao, Wei Zhenzhen, Wang Bingxian, et al. 2020. Geochemistry and source analysis of oil from Paleogene in Qikou Sag[J]. Science Technology and Engineering, 20(12): 4671-4679.]
- 孙永河, 吕延防, 付广, 等. 2006. 断裂输导体系输导天然气效率评价方法及其应用[J]. 天然气地球科学, 17(1): 73-77. [Sun Yonghe, Lü Yanfang, Fu Guang, et al. 2006. Evaluation method on transporting natural gas efficiency of fault transportation system and its application[J]. Natural Gas Geoscience, 17(1): 73-77.]
- 王浩然, 宿碧霖, 付广. 2023. 油源断裂内油气运移优势通道识别方法及其应用[J]. 地质论评, 69(4): 1329-1336. [Wang Haoran, Su Bilin, Fu Guang. 2023. A method to recognize preferential pathway for hydrocarbon migration inside source-fault and its application[J]. Geological Review, 69(4): 1329-1336.]
- 徐海轩, 李江海. 2025. 松辽盆地巴彦查干地区油源断裂向葡萄油层输导油气时空展布特征[J]. 大庆石油地质与开发, 44(3): 50-56. [Xu Haixuan, Li Jianghai. 2025. Temporal and spatial distribution characteristics of source faults transporting oil and gas to Putaohua Reservoir in Bayanchagan area of Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 44(3): 50-56.]
- 杨德相, 付广, 孙同文, 等. 2017. 油源断裂优势通道输导油气能力综合评价方法及其应用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 47(6): 1678-1686. [Yang Dexiang, Fu Guang, Sun Tongwen, et al. 2017. Comprehensive evaluation method and its application of oil carrying capacity through dominant channel of oil source fault[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 47(6): 1678-1686.]
- 袁红旗, 张姗姗, 于英华, 等. 2019. 油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法及其应用[J]. 地质论评, 65(2): 445-452. [Yuan Hongqi, Zhang Shanshan, Yu Yinghua, et al. 2019. The research method and its application of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults[J]. Geological Review, 65(2): 445-452.]
- 袁红旗, 魏鸣禄, 于英华. 2021. 油源断裂油气成藏期优势通道输导能力综合评判方法及其应用[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 51(3): 694-703. [Yuan Hongqi, Wei Minglu, Yu Yinghua. 2021. Comprehensive evaluation method for oil and gas transmission capacity of oil source fracture dominant channel in oil and gas accumulation Period and its application[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 51(3): 694-703.]
- 张文朝, 降栓奇, 陈彦君, 等. 2008. 断陷盆地“相—势—导”成藏模式与油气成藏[J]. 石油学报, 29(5): 680-687, 693. [Zhang Wencho, Jiang Shuanqi, Chen Yanjun, et al. 2008. "Facies-potential-transport" reservoir model and Formation of reservoirs in Fault Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 29(5): 680-687, 693.]
- 周新源, 吕修祥, 杨海军, 等. 2013. 塔中北斜坡走滑断裂对碳酸盐岩油气差异富集的影响[J]. 石油学报, 34(4): 628-637. [Zhou Xinyuan, Lü Xiuxiang, Yang Haijun, et al. 2013. Effects of strike-slip faults on the differential enrichment of hydrocarbons in the northern slope of Tazhong area[J]. Acta Petrolei Sinica, 34(4): 628-637.]

Method for Assessing the Degree of Weakening of Hydrocarbon Transport Capacity of Oil Source Faults by Mudstone Caprocks

FU Guang^{1,2}, MA ZeYu^{1,2}, ZHANG LiangWei^{1,2}

1. State Key Laboratory of Continental Shale Oil, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China

2. College of Earth Science, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China

Foundation: National Science Foundation of China, No. 42072157, Natural Science Foundation of Heilongjiang Province, No. LH2022D011

Abstract: [Objective] Petroleum exploration practices have confirmed that hydrocarbon enrichment at oil-source faults above mudstone caprocks is significantly controlled by the weakening effect of mudstone caprocks on the hydrocarbon transport capacity of oil-source faults. Thus, the characteristics of hydrocarbon enrichment at oil-source faults above mudstone caprocks in petroliferous basins must be studied. [Methods] Based on the research on the mechanism and degree of weakening of hydrocarbon transport capacity of oil-source faults by mudstone caprocks, the paleo-fault throw and dip angle within the mudstone caprock, paleo-normal pressure generated by the weight of overlying sedimentary load, paleo-formation pore fluid pressure difference of source rocks, and hydrocarbon supply capacity index were used to calculate the hydrocarbon transport capacity index of oil-source faults not penetrating the mudstone caprock. The hydrocarbon transport capacity index of oil-source faults penetrating the mudstone caprock was then obtained by dividing the above value by the paleo-connection thickness of the mudstone caprock. A method for evaluating the weakening degree of hydrocarbon transport capacity of oil-source faults by mudstone caprocks was established based on the relative magnitudes of the two indices and applied to study the weakening effect of the mudstone caprock in the middle sub-member of the first Shahejie Formation (E_{s1}^M) on the hydrocarbon transport capacity from the Gangdong Fault to the third member of the Dongying Formation (E_{d3}) in the Qikou Sag of the Bohai Bay Basin. [Results] The hydrocarbon transport capacity index of faults not penetrating the regional mudstone caprock of E_{s1}^M ranges from approximately 100–450 at measurement points 4–10, and the hydrocarbon transport capacity index of faults penetrating the caprock is also approximately 100–450, resulting in a 0% weakening degree of the E_{s1}^M mudstone caprock on the hydrocarbon transport capacity from the Gangdong Fault to E_{d3} . At measurement points 1–3 and 11–12, the hydrocarbon transport capacity index of faults not penetrating the caprock is approximately 34–117 and 32–65, respectively, whereas the hydrocarbon transport capacity index of faults penetrating the caprock is 0 and 0–20, respectively, indicating a 100% weakening degree. At measurement points 3–4 and 10–11, the hydrocarbon transport capacity index of faults not penetrating the caprock is 100–115 and 62–234, respectively, and the hydrocarbon transport capacity index of faults penetrating the caprock is 0–100 and 20–150, respectively, with the weakening degree ranging between 0% and 100%. Measurement points 4–10, where the weakening degree of the E_{s1}^M mudstone caprock on the hydrocarbon transport capacity from the Gangdong Fault to E_{d3} is relatively small, are favorable for hydrocarbon accumulation in E_{d3} , which is consistent with the current distribution of hydrocarbon wells in the E_{s3} source rock at the Gangdong Fault, which is mainly concentrated at measurement points 6–10. [Conclusions] The method is feasible for studying the weakening degree of hydrocarbon transport capacity of oil-source faults by mudstone caprocks.

Key words: mudstone caprock; oil source fault; hydrocarbon transport capacity; weakening degree; research method