

文章编号:1673-5005(2018)03-0041-09 doi:10.3969/j. issn. 1673-5005. 2018. 03. 005

输导脊中转能力定量表征及在渤海东部 油气勘探中的应用

张宏国¹, 徐长贵¹, 官大勇¹, 刘朋波¹, 苏凯¹, 程燕君²

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459; 2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580)

摘要:通过对渤海东部油气运移条件的研究,建立潜山不整合面、新近系馆陶组底部骨架砂体两种输导脊横向聚油和垂向中转模型,并对输导脊中转能力进行定量化表征。结果表明:潜山不整合面输导脊横向聚油能力与输导脊-烃源岩接触程度、输导脊倾角及输导脊顶部圈闭面积有关,在已发现油田数据的基础上创建聚油系数 I_a ,当 $I_a>30\text{ km}\cdot\text{km}^2$ 时,潜山上覆新近系具备形成千万吨级油田的潜力;馆陶组底部骨架砂体输导脊中转能力受控于输导脊顶面圈闭面积、输导脊倾角、输导脊-断层配置、断层活动性等方面,结合已成藏井区建立骨架砂体输导脊无量纲的偏差系数 I_d 和中转系数 I_t ,当 $I_d<0.5$ 且 $I_t>100$ 时,骨架砂体之上浅层成藏可能性较高;研究提供了输导脊中转能力的定量评价思路与方法,在渤海东部斜坡带新近系油气勘探中取得了较好的应用效果。

关键词:渤海东部新近系; 潜山不整合面; 骨架砂体; 输导脊中转能力; 定量表征

中图分类号:TE 122.2 **文献标志码:**A

引用格式:张宏国,徐长贵,官大勇,等.输导脊中转能力定量表征及在渤海东部油气勘探中的应用[J].中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(3):41-49.

ZHANG Hongguo, XU Changgui, GUAN Dayong, et al. Quantitative description of transfer capability of transporting ridges and its implication in hydrocarbon exploration in eastern area of Bohai Sea[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2018, 42(3): 41-49.

Quantitative description of transfer capability of transporting ridges and its implication in hydrocarbon exploration in eastern area of Bohai Sea

ZHANG Hongguo¹, XU Changgui¹, GUAN Dayong¹, LIU Pengbo¹, SU Kai¹, CHENG Yanjun²

(1. China National Offshore Oilfield Corporation Limited-Tianjin, Tianjin 300459, China;
2. School of Geosciences in China University of Petroleum(East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: Based on the study of hydrocarbon migration conditions in the eastern area of Bohai Sea, models of lateral accumulation and vertical transfer of transporting ridges for buried hill unconformity and body sands in the bottom of the Guantao formation were established, and further quantified the transfer capacities for shallow Neogene accumulation. The results show that the accumulation capacity of buried hill unconformity is related to contact size between source rock and ridge, ridge dip and trap area on the ridge. An index of accumulation (I_a) for transporting ridge is introduced which combines known oilfields data. A ten-million-ton class Neogene oilfield above the buried hill can be predicted if I_a is bigger than $30\text{ km}\cdot\text{km}^2$. Transfer capacity of sand body ridge in the Guantao formation is controlled by the trap area on the ridge, ridge dip, configuration between ridge and fault, and fault activity. A non-dimensional index of difference (I_d) and an index of transfer (I_t) are established from successful reservoirs to show that the transfer capacity of sand ridge becomes beneficial for shallower accumulation if I_d is smaller than 0.5 and I_t is larger than 100. The study provides insights into quantitative description of transporting ridge' transfer capacity, and has proven a successful implication in the Neogene exploration of slope zones in the eastern area

收稿日期:2017-09-18

基金项目:“十二五”国家科技重大专项(2011ZX05023-006-002)

作者简介:张宏国(1986-),男,工程师,硕士,研究方向为油气勘探与石油综合地质。E-mail:zhanghg2@cnooc.com.cn。

of Bohai Sea.

Keywords: Neogene in eastern area of Bohai Sea; unconformity of buried hill; body sand; transfer capacity of transporting ridge; quantitative description

油气中转分为源内型“中转站”和远源型“中转站”两种模式。其中,源内型“中转站”是在中国东部油气勘探实践中总结出来的主要针对凹陷区油气勘探的重要成藏模式^[1-2],研究认为处于大断层根部且与烃源岩接触的砂体充当中转站角色,砂体发育程度控制了浅层油气的丰度,先后发现了渤中25-1、渤中34-1、渤中28-2南等一系列大中型油田。随着斜坡凸起区新近系勘探的日益深入,远源型“中转站”成藏模式也随之建立。与源内型中转相似,远源型“中转站”模式中输导脊的运聚能力(中转能力)是新近系成藏丰度高低的关键控制因素,初步形成了成藏背景之上“汇油”面积决定了油田规模的定性认识^[3]。对于输导脊“中转”能力的研究主要针对于骨架砂体与不整合面两部分。其中,骨架砂体输导脊方面,Allen、裘怿楠、King、Ringrose、Jackson、罗晓容等^[4-9]在以开发效果为导向的砂体连通性方面研究颇多,基于河流沉积相、潮汐沉积相的二维模型、三维模型,或者基于大型露头的三维模型等,通过泊松随机分布、逾渗等理论,利用砂地比探讨骨架砂体形成输导脊的定量表征,运移能力表征方面,姜振学等^[10]通过物理模拟试验表明砂岩的优势通道(输导脊)运移了绝大部分的油气,宋国奇等^[11]利用倾角和临界油柱高度建立了骨架砂体输导能力指数,尚晓庆等^[12]将砂体中油气显示层段的厚度和孔隙度的乘积定义为砂体的输导系数。不整合面输导脊方面,主要针对于输导脊垂向分层及控藏模型的建立^[13-14],分析表明不整合面半风化岩石与上覆风化泥岩盖层组成良好的输导条件,不整合面结构类型控制不同的成藏模式;宋国奇等^[15]研究表明由于岩性变化导致济阳坳陷不整合面结构不能做长距离横向输导路径,高长海等^[16]利用不整合面倾角、渗透率、原油黏度、源-储距离等数据建立不整合面输导效率参数。上述研究主要针对输导脊的运移作用,成藏角度即横向聚油和纵向中转作用研究较少,特别是“中转”能力的定量评价方面还存在忽略汇油面积、断层活动性、要素配置等关键问题。笔者依据潜山不整合面和新近系馆陶组骨架砂体两种输导脊的聚油与中转模型,对两种输导脊进行聚油和中转能力的定量表征,并应用于渤海东部新近系油气勘探。

1 输导脊聚油与中转能力的成藏意义

输导脊是油气横向优势运移路径。从油气运移的动力出发,从烃源岩生、排烃之后,受控于密度差和高差的浮力成为油气二次运移的主要动力,浮力与输导层排替压力的对比就决定了优势运移方向和路径。对于相邻区域,烃类与地层水密度差以及输导层排替压力变化不大,高差是浮力的主控因素,输导脊是构造脊。从凹陷区到斜坡区,油气的运移是由发散到收敛,最终归于沿输导脊的横向优势运移方向。渤海低凸起东段北斜坡带潜山至少发育4条深层输导脊(图1(a)),均以倾末端的形式深入渤中凹陷,由凹陷区到凸起区形成了高势区向低势区的转化,为凸起与斜坡区的新近系成藏提供了良好的运聚背景(图1(b))。大部分斜坡凸起区下伏地层不具备生烃能力,其浅层的成藏必须通过油气的横向输导,输导脊中转能力的精细评价对于油气富集块勘探至关重要,同时也有助于解释斜坡带钻井出现明显的差异成藏的现象。

输导脊中转能力包括横向聚油能力与垂向运移能力。其中聚油能力受控于汇油面积,还与输导层物性、输导脊倾角、油品性质等密切相关;垂向运移能力在聚油能力的基础之上,还受控于运移断层的活动强度及与输导脊的配置关系。运移断层在整个地质时期存在幕式活动的特点,高效运移时间相对较短^[17-18],油气沿输导脊向高点运移是持续的过程,在断裂高效运移期间,输导脊具备一定规模的油气聚集至关重要,输导脊的聚油与中转是浅层成藏的保证。油气充注模拟试验也表明油气是在输导脊横向聚集之后,才在断裂幕式活动中向浅层发生规模性的垂向运移^[19]。受控于断层的幕式活动,输导脊充当油气“中转站”,并控制浅层的含油丰度,中转量越大,浅层丰度越高。

在输导脊无圈闭背景下,油气的过路运移配以短期高效充注往往形成低丰度油藏;在输导脊局部高点处,圈闭形成局部汇聚配以短期高效充注易于形成中等丰度油藏;在输导脊区域高点处,圈闭持续横向汇聚油气配以短期高效充注易于形成高丰度油藏。根据输导脊与运移断层的配置关系,分为“脊-断”、“坡-断”、“槽-断”3种类型,在“脊-断”配置

关系中, 良好的圈闭背景具有强大汇油能力, 断层与输导脊含油区接触面积大, 可形成规模性的垂向运

移量, 输导脊聚油量以及和断层配置产生的油气中转量对输导脊之上的浅层成藏至关重要。

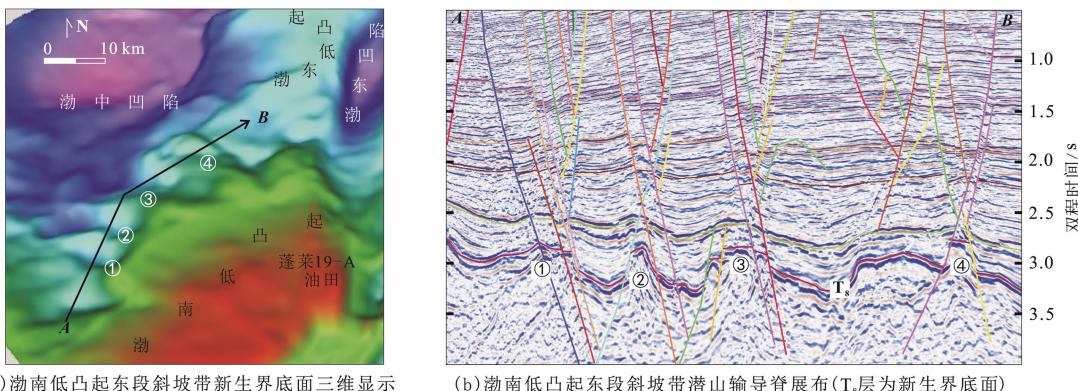


图 1 输导脊形成条件及展布特征

Fig. 1 Formation of transporting ridge and distribution characteristic

2 潜山不整合面输导脊“聚油能力”

油气运移物理模拟试验表明油滴运移至输导层顶部之后才进行横向运移, 实际钻探结果也证实油气显示段一般位于输导层受盖层封盖的顶部, 输导脊的输导效率与其厚度无相关性^[20-21]。潜山不整合面垂向分为三层结构, 其中水进砂体(底砾岩)、半风化岩石形成上、下双向输导通道。渤海东部潜山岩性丰富, 底砾岩横向展布变化快, 半风化岩石为主要横向运移路径^[22]。

在渤海油田中生界花岗岩(蓬莱 9-A 油田)、古生界碳酸盐岩(渤中 28-A 油田)、元古界变质岩(蓬莱 20-A 构造)、中生界火山岩(蓬莱 7-A 构造)及太

古界变质岩(锦州 25-A 油田)等均发现了油气藏或油气运移痕迹, 表明油气从深凹区到凸起区, 沿不同岩性潜山不整合面半风化岩石运移路径是通畅的。在渤中、渤东凹陷充足烃源的供应之下, 潜山不整合面半风化岩石物性、原油性质等因素虽然会影响输导脊聚油速率, 但是对最终聚油量影响不大, 可作为影响潜山输导脊横向聚油作用的次要因素。现今得到的油品参数一般不能代表运移时期原始参数, 特别是经历后期的氧化、水洗作用, 黏度变大(蓬莱 9-1 油田原油黏度介于 $(147 \sim 19469) \times 10^{-3}$ Pa·s), 而且潜山半风化岩石物性横向变化大, 在钻井数较少的情况下, 相同岩性或者不同岩性潜山统计出来的渗透率等差异较大(表 1), 实际应用存在困难。

表 1 渤海油田不同岩性潜山物性数据

Table 1 Physical properties statistics of buried hills with different lithology in Bohai Oilfield

岩性类型	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	数据来源
碳酸盐岩	0.08 ~ 29.8/4.89	0.01 ~ 1 044/24.5	渤中 28-1 油田 BZ21-2-1 井
酸性	0.1 ~ 15.9/4.1	0.01 ~ 33.59/0.90	蓬莱 9-1 油田
火成岩	2.8 ~ 30.3/14.09	0.36 ~ 6.7/1.88	BZ6 井, BZ13 井, QHD30-1-1 井
基性	2.1 ~ 35/17.07	0.02 ~ 1.6/0.19	JZ20-3-1 井 JZ20-2-4 井
变质岩	1 ~ 23.3/10.1	0.07 ~ 2 611/600.12	锦州 25-1 南油田

注: 表中数据为“最小值 ~ 最大值/平均值”。

从油气初次运移开始到横向运聚, 是烃源岩生、排烃, 然后沿潜山半风化岩石运移, 在输导脊圈闭内聚集的过程。烃源岩供烃能力、烃源岩与输导脊配置程度、油气横向运移动力、输导脊圈闭形态及大小、半风化岩石储集空间大小等都会影响油气横向聚油量。渤海整体处于晚期拗陷背景, 基底潜山多为Ⅱ型^[23], 在断层晚期活动的驱动下为新近系成藏提供良好的中转条件。在郯庐断裂后期强烈改造作用下, 渤海潜山半风化岩石发育程度相近, 厚度一般

在 100 ~ 200 m。基于石油地质条件分析, 选取输导脊与主力烃源岩的接触程度、油气沿输导脊斜向运移动力、以及输导脊汇油面积等 3 个主要影响因素(图 2), 建立潜山不整合面半风化岩石输导脊聚油系数 I_a (index of accumulation) 公式:

$$I_a = LS \sin \theta. \quad (1)$$

式中, L 为潜山不整合面输导脊与沙河街组烃源岩接触长度, km, 表征源-脊接触程度; θ 为输导脊倾角, ($^\circ$); S 为输导脊之上的圈闭面积, km^2 , 表征汇油

面积。 I_a 单位为 $\text{km} \cdot \text{km}^2$ 。若 3 个因子数值越大, 聚油系数 I_a 值就越大, 表明潜山不整合面半风化岩石输导脊聚油量越大。

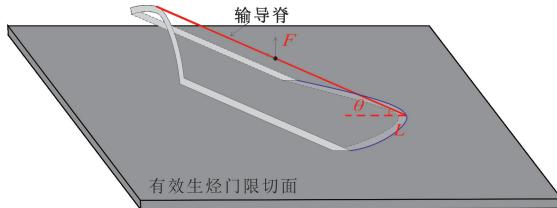


图 2 潜山不整合半风化岩石输导脊横向聚油模式

Fig. 2 Lateral accumulation model for semi-weathered rocks ridge in unconformity of buried hill

3 骨架砂体输导脊“中转能力”

在典型源内型“中转站”模式中, 大型断裂下降盘根部沙河街组烃源岩内砂体发育程度控制了油气横向聚集量, 随着大断裂的幕式活动, 砂体的中转作用显现, 通过断层向浅层供油^[1], 砂体与烃源接触面积越大, 砂体体积越大, 断层活动强度越大, 砂体中转能力就越强。在远源型“中转站”模式中, 新近系骨架砂体不与烃源岩直接接触, 其中转能力主要受控于输导脊横向聚油能力与垂向运移能力, 其中横向聚油能力受到输导脊物性、厚度、之上圈闭面积的控制, 而垂向运移能力主要受到输导脊倾角、断层活动强度及其与输导脊配置关系等多因素的影响(图 3)。

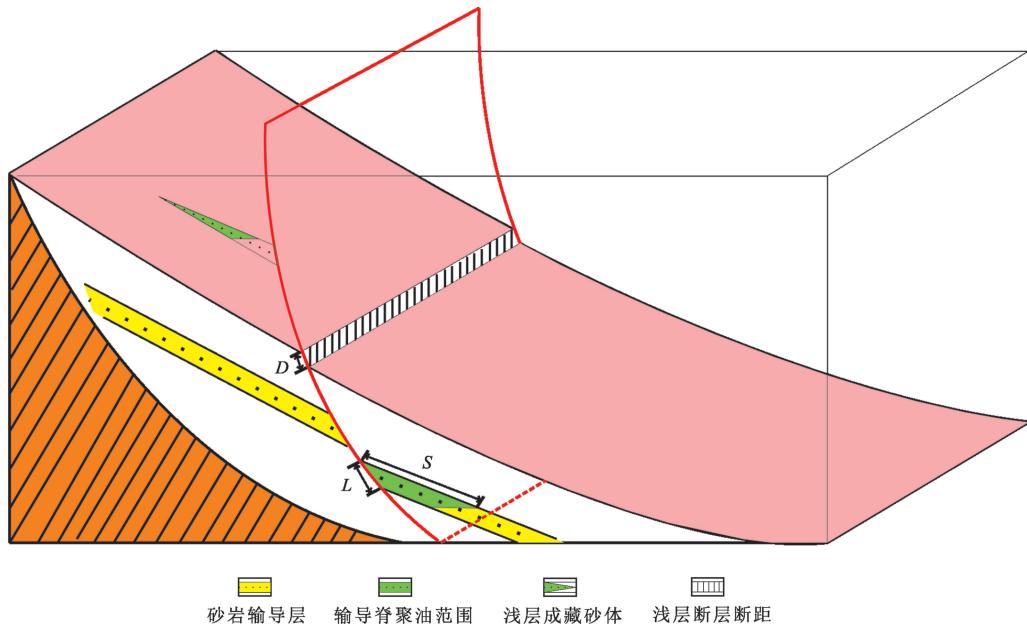


图 3 新近系骨架砂体输导脊纵向中转模式

Fig. 3 Vertical transfer model for transporting ridge of sand body in Neogene

某一特定区块在构造、沉积背景相同的情况下, 构造形态稳定, 新近系骨架砂体连片分布, 骨架砂体倾角、物性、厚度差异不明显, 但是骨架砂体输导脊之上汇油面积、运移断层与输导脊配置、运移断层活动性是 3 个存在明显差异的因素。3 个因素的数值、偏差程度共同控制了骨架砂体的中转能力, 数值越大且偏差越小, 中转能力就越强。中转系数 I_t (index of transfer) 定量表征 3 个因素数值范围(图 3)。借鉴储层非均质程度研究成果^[24], 建立配置偏差系数 I_d (index of difference) 来定量表征 3 个因素的偏差程度。

$$I_t = \frac{100X_1}{\sum_{i=1}^3 X_i} \frac{100X_2}{\sum_{i=1}^3 X_i} \frac{100X_3}{\sum_{i=1}^3 X_i}. \quad (2)$$

$$I_d = \frac{\sqrt{\frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 (X_i - \bar{X})^2}}{\bar{X}}. \quad (3)$$

式中, X_1 为新近系骨架砂体输导脊圈闭面积, km^2 , 表征汇油背景面积; X_2 为输导脊与运移断层接触长度, km , 表征输导脊与运移断层接触程度; X_3 为运移断层晚期断距, m , 表征断层活动强度。

在利用上述公式计算之前, 必须对 X_1 、 X_2 、 X_3 参数进行归一化处理。首先, 将 X_1 、 X_2 、 X_3 在所在因素中分别做纵向上的归一化处理; 然后, 将初步归一化的 X_1 、 X_2 、 X_3 在横向再进行归一化处理, 规避单位的差异对于配置关系的影响, 保证配置计算的准确性。数据处理之后经公式计算, I_t 与 I_d 无量纲, 中

转系数 I_t 越大且偏差系数 I_d 越小, 表明 3 个因素数值较大且相差不大, 断层与输导脊配置关系越好, 骨架砂体输导脊“中转”能力越强。

4 输导脊定量评价在渤海东部勘探中的应用

4.1 渤海东部地质概况

渤海东部地区位于渤海湾盆地中东部, 具有三凹三凸的构造格局, 渤东、渤中、庙西凹陷被渤东低凸起、渤南低凸起、庙西凸起所环绕, 各凸起以倾末端形式延伸至深凹区(图 4(a)), 沙河街组为主力烃源岩层系, 新近系为主要含油层系^[25-26], 主成藏期为距今 0.5~5 Ma 之前。

斜坡带新近系的成藏研究偏重于模式的建立^[26-27], 忽略了输导脊的关键中转作用。研究区馆陶组辫状河骨架砂体、潜山不整合面具有形成输导脊的潜力。其中馆陶组为河湖交互沉积, 砂岩含量为 20%~50%, 早期低位域(馆陶组下段)对应粗粒辫状河河道沉积为主(图 4(b)), 砂岩含量相对较高, 具备横向输导的物质基础。凸起潜山以倾末端的形式伸入深凹区, 潜山顶部不整合面半风化岩石与上覆古近系富泥地层形成稳定的输导层-盖层组合, 有利于油气顺势向上横向运聚。

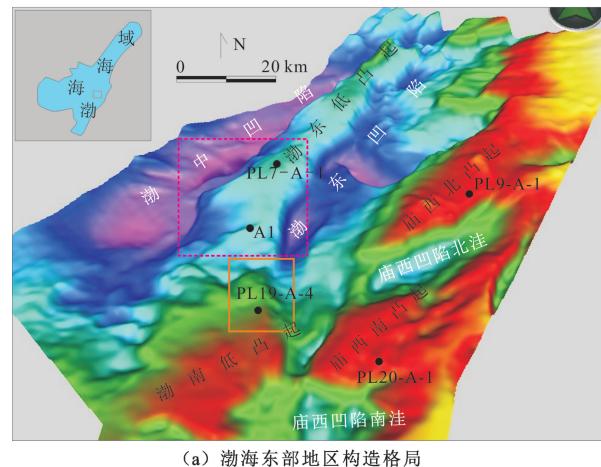
4.2 实践应用

4.2.1 潜山不整合面输导脊

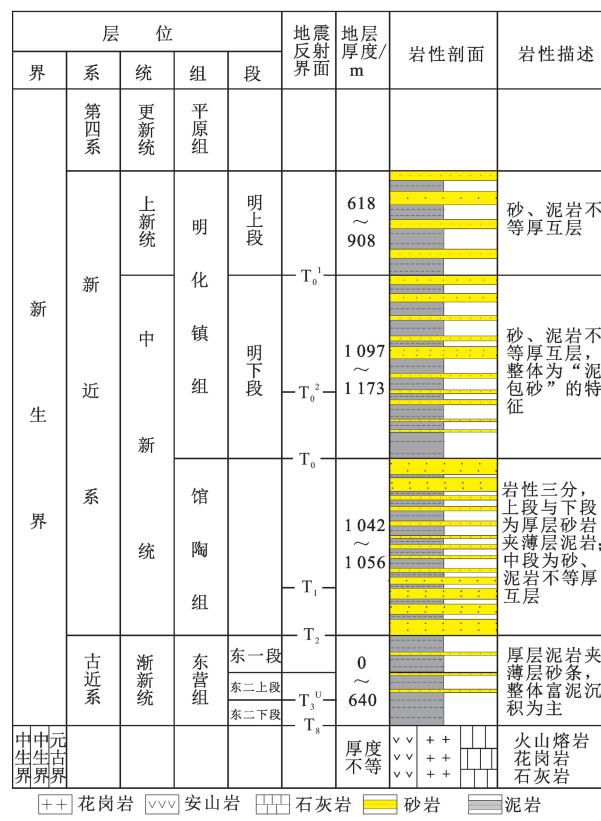
计算渤海东部蓬莱 7-A、蓬莱 9-A、渤中 28-A、蓬莱 20-A 多个潜山油田及含油气构造等潜山半风化岩石聚油系数 I_a , 通过与相对应构造储量、资源量比较, 呈明显的正相关关系(图 5), 证明该聚油系数可以较好地反映深层输导脊的聚油能力。利用聚油系数的计算可以半定量—定量的评价某个潜山不整合面圈闭对应深层或浅层油气丰度的高低。

蓬莱 A 区块长期属于中外合作区(图 4(a)中红色虚线框), 勘探程度低, 凹陷区通源、通脊断层发育程度低, 已钻井证实潜山不整合面为主要横向运移路径。蓬莱 A 区块紧邻渤中凹陷, 油气沿潜山不整合面横向运移通畅。经计算, 区块内 a 构造的潜山不整合面横向聚油系数 I_a 为 $20.37 \text{ km} \cdot \text{km}^2$, 横向聚油量约为 $3000 \times 10^4 \text{ t}$, 运移断层长期活动且切至潜山输导脊圈闭高点, 潜山输导脊与运移断层配置良好, 表明浅层新近系具备形成油气高丰度断块的物质基础且深层输导脊中转能力较强。钻探表明, A1 井新近系油气显示十分活跃, 油气丰度约为

$400 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ 。



(a) 渤海东部地区构造格局



(b) 渤海东部斜坡凸起区地层发育

图 4 渤海东部地区地质概况

Fig. 4 Main geological map and sedimentary sequence in eastern area of Bohai Sea

4.2.2 馆陶组底部骨架砂体输导脊

蓬莱 B 区块位于蓬莱 19-A 油田北部斜坡带(图 4(a)中橙色实线框), 圈闭数量众多, 目标的优选难度较大, 低部位的钻井已经证实了馆陶组底部骨架砂体的横向输导作用。在输导脊圈闭与断层配置关系一致, 骨架砂体物性、发育厚度差异不大的情况下, 统计馆陶组底部骨架砂体输导脊面积、断层与输导脊接触面积(长度)、断层活动强度(断距)等 3

个因素,通过数据的处理后,计算各个运移断层对应的配置偏差系数 I_d 和中转系数 I_t (表 2)。

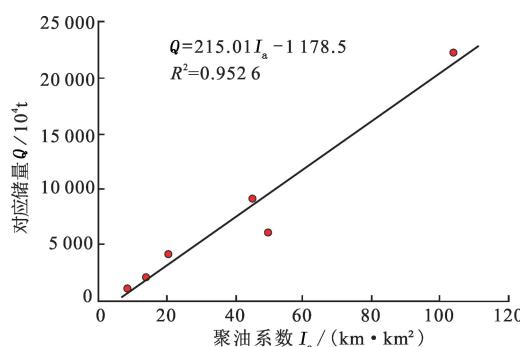


图 5 渤东地区潜山半风化岩石输导系数与对应储量关系

Fig. 5 Correlation between I_a and discovered reserves in eastern area of Bohai Sea

蓬莱 B 区块北部的蓬莱 19-A 油田 4 井区、蓬莱 19-B 油田 2 井区、3 井区证实含油丰度较高,F7、F18、F19 运移断层,与对应的馆陶组底部的输导脊配置关系好,垂向运移能力较强,对应的偏差系数均小于 0.5,且中转系数均大于 100(表 2,图 6)。结合蓬莱 19-A、蓬莱 19-B 油田已知井区数据认为,当 $I_d < 0.5$ 且 $I_t > 100$ 时,断层与对应输导脊聚油配置关系较好,中转能力较强,断层垂向运移能力较强;当 $I_d \geq 0.5$ 且 $I_t \leq 100$ 时,断层与对应输导脊配置关系较差,中转能力偏弱,断层垂向运移能力也较弱。通过计算,蓬莱 B 区块内 F5、F6、F16、F18 等断层对应的偏差系数小于 0.5 且中转系数大于 100,预测具有较强的运移能力,与之对应的西支走滑带 2、3 号块以及东支走滑带 4 号块成藏丰度可能较高(图 6)。

表 2 渤海东部蓬莱 B 区块骨架砂体 3 个因素数据统计

Table 2 Statics of three factors data in sand body in block B of Penglai in the eastern area of Bohai Sea

断层 编号	输导脊圈闭面积/ km^2		输导脊-断层接触长度/km		晚期断层断距/m		纵向占比/%	偏差系 数 I_d	中转系 数 I_t
	原始数据	归一化 处理	纵向占 比/%	原始数据	归一化 处理	纵向占 比/%	原始数据	归一化 处理	
F1	0.8	0.10	3.74	3.3	0.51	8.68	120	0.39	7.34
F3	0.7	0.25	3.27	2.0	0.67	5.26	35	0.08	2.14
F4	0.4	0.03	1.87	1.9	0.37	5.00	100	0.59	6.12
F5	1.1	0.25	5.14	2.2	0.41	5.79	80	0.34	4.89
F6	2.8	0.38	13.08	2.9	0.32	7.63	120	0.30	7.34
F7	1.6	0.41	7.48	2.2	0.41	5.79	55	0.18	3.36
F8	0.7	0.64	3.27	1.3	0.36	3.42	30	0.00	1.83
F9	4.2	0.49	19.63	3.5	0.35	9.21	90	0.16	5.50
F10	1.0	0.20	4.67	3.1	0.68	8.16	50	0.13	0.89
F11	1.0	0.14	4.67	1.5	0.10	3.95	200	0.76	12.23
F13	0.8	0.22	3.74	1.1	0.00	2.89	115	0.78	7.03
F14	0.7	0.10	3.27	2.2	0.33	5.79	135	0.58	8.26
F15	0.3	0.00	1.40	1.7	0.31	4.47	100	0.69	6.12
F16	1.1	0.23	5.14	2.2	0.38	5.79	90	0.38	5.50
F17	0.4	0.03	1.87	2.2	0.48	5.79	90	0.48	5.50
F18	1.9	0.38	8.88	2.2	0.31	5.79	90	0.31	5.50
F19	1.9	0.29	8.88	2.5	0.30	6.58	135	0.41	8.26

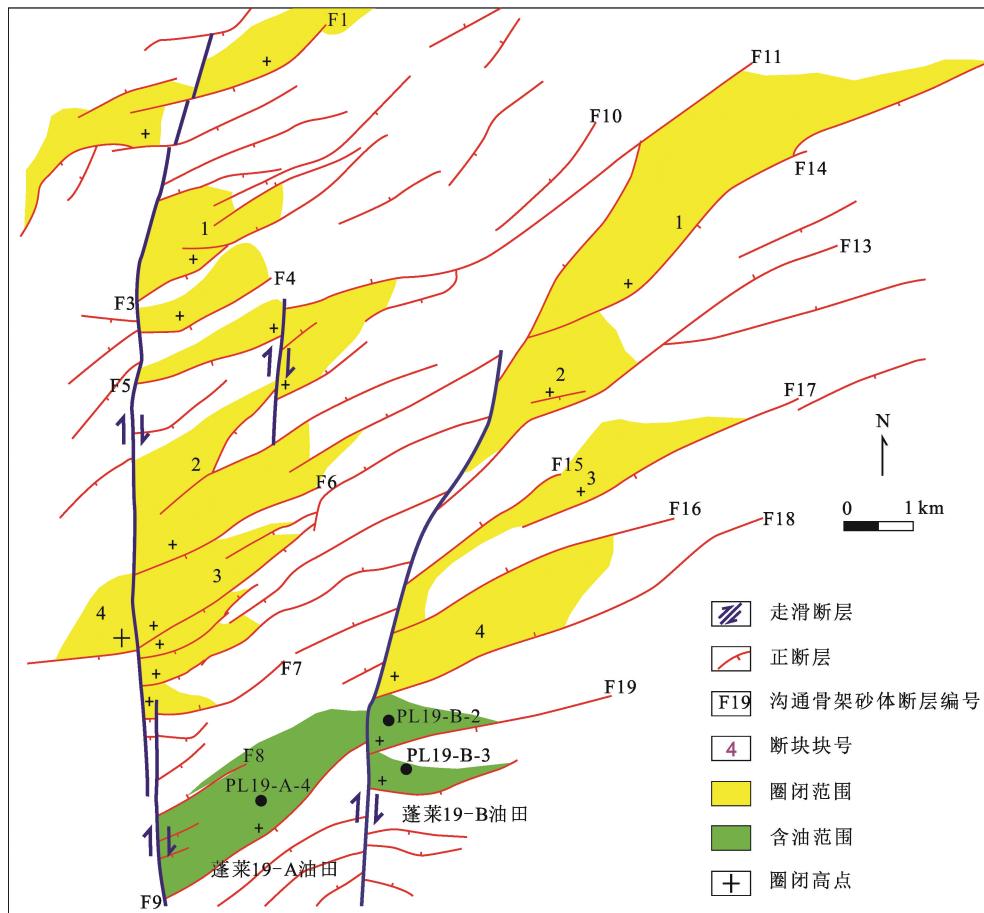


图 6 渤海东部蓬莱 B 区块馆陶组顶面构造

Fig.6 Surface structure of Guantao formation in block B of Penglai in the eastern Bohai Sea

5 结 论

(1) 渤海东部潜山不整合面输导脊的横向聚油能力主要受到输导脊与烃源岩接触程度、输导脊倾角及输导脊顶部圈闭面积的控制,建立横向聚油系数 I_a 。该系数同已发现的油田或含油构造储量、资源量呈良好的正相关性,可以指导新近系高丰度断块的钻探。

(2) 渤海东部新近系骨架砂体输导脊的纵向中转能力主要与输导脊之上圈闭面积、输导脊倾角、输导脊与运移断层配置等多种因素相关,建立输导脊中转系数 I_t 及偏差系数 I_d 来定量评价输导脊中转能力。通过与已钻井区的对比优选,中转系数越大且偏差系数越小,输导脊中转能力越强,可以指导新近系高丰度断块的优选。

(3) 聚油和中转定量评价公式参数的选取与研究区地层发育、构造格架等基础石油地质条件有关,在不同区域应用时可能需要变化。输导脊的定型期与主成藏期的配置关系决定了深层输导脊中转能力与浅层油藏的匹配关系,研究中也需要引起重视。

参考文献:

- [1] 邓运华. 断裂-砂体形成油气运移的“中转站”模式 [J]. 中国石油勘探, 2005, 15(6): 14-17.
DENG Yunhua. "Transfer station" model of oil-gas migration formed by fault-sandbody [J]. China Petroleum Exploration, 2005, 15(6): 14-17.
- [2] 邓运华. 裂谷盆地油气运移“中转站”模式的实践效果:以渤海油区第三系为例 [J]. 石油学报, 2012, 33(1): 18-24.
DENG Yunhua. Practical effect of "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.
- [3] 邓运华. 试论汇油面积对油田规模的控制作用 [J]. 中国海上油气, 2014, 26(6): 1-6.
DENG Yunhua. A discussion on the controls of oil collecting area on oilfield size [J]. China Offshore Oil and Gas, 2014, 26(6): 1-6.
- [4] ALLEN J R L. Studies in fluvial sedimentation: an exploratory quantitative model for the architecture of avul-

- sion-controlled alluvial suites [J]. *Sedimentary Geology*, 1978, 21(2):129-147.
- [5] QIU Y N, PEI H X, JING S X. Fluvial sandstone bodies as hydrocarbon reservoirs in the lake basins [M]// ETHEridge F G, FLORES R M, HARVEY M D. Recent developments in fluvial sedimentology: special publication 39. Tulsa Oklahoma: The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1987:329-342.
- [6] KING P R. The connectivity and conductivity of overlapping sand bodies [M]// BULLER A T. North sea oil and gas reservoirs II. London: Graham & Trotman, 1990: 353-358.
- [7] PHILIP S R, ERIK S, CARSTEN E. Permeability estimation functions based on forward modelling of sedimentary heterogeneity [C]. Denver Colorado: Society of Petroleum Engineers Inc, 2003:1-6.
- [8] MATTEW D J, SHUJI Y, ANN H M, et al. Three-dimensional reservoir characterization and flow simulation of heterolithic tidal sandstones [J]. *AAPG Bulletin*, 2004, 89(4):507-528.
- [9] 罗晓容,雷裕红,张立宽,等.油气运移输导层研究及量化表征方法[J].*石油学报*,2012,33(3):428-436.
LUO Xiaorong, LEI Yuhong, ZHANG Likuan, et al. Characterization of carrier formation for hydrocarbon migration: concepts and approaches [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3):428-436.
- [10] 姜振学,庞雄奇,曾溅辉,等.油气优势运移通道的类型及其物理模拟实验研究[J].*地学前缘*,2005,12(4):507-516.
JIANG Zhenxue, PANG Xiongqi, ZENG Jianhui, et al. Research on types of the dominant migration pathways and their physical simulation experiments [J]. *Earth Science Frontiers*, 2005, 12(4):507-516.
- [11] 宋国奇,宁方兴,郝雪峰,等.骨架砂体输导能力量化评价:以东营凹陷南斜坡东段为例[J].*油气地质与采收率*,2012,19(1):4-6.
SONG Guoqi, NING Fangxing, HAO Xuefeng, et al. Study on quantitative evaluation of sandbody framework transporting capacity: case of southern slope of Dongying sag [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2012, 19(1):4-6.
- [12] 尚晓庆,刘洛夫,高小跃,等.断裂-砂体复合输导体系输导效率的定量评价:以库车前陆盆地北带白垩系为例[J].*石油天然气学报*,2012,34(3):38-43.
SHANG Xiaoqing, LIU Luofu, GAO Xiaoyue, et al. Quantitative evaluation of transporting efficiency of composite fault-sand body pathways system: by taking the cretaceous in the north belt of Kuqa foreland basin for example [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2012, 34(3):38-43.
- [13] 吴孔友,李林林,查明.不整合面纵向结构及其成藏作用物理模拟[J].*石油实验地质*,2009,31(5):537-541.
WU Kongyou, LI Linlin, ZHA Ming. Vertical structures of unconformity and its simulation experiment of hydrocarbon accumulation mechanism [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2009, 31(5):537-541.
- [14] 吴孔友,邹才能,查明,等.不整合结构对地层油气藏形成的控制作用研究[J].*大地构造与成矿学*,2012,36(4):518-524.
WU Kongyou, ZOU Caineng, ZHA Ming, et al. Controls of unconformity on the formation of stratigraphic reservoirs [J]. *Geotectonica et Metallogenesis*, 2012, 36(4):518-524.
- [15] 宋国奇,隋凤贵,赵乐强.济阳坳陷不整合结构不能作为油气长距离运移的通道[J].*石油学报*,2010,31(5):744-747.
SONG Guoqi, SUI Fenggui, ZHAO Leqiang. No unconformity structure in Jiyang depression as long distance migration pathway of hydrocarbon [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2010, 31(5):744-747.
- [16] 高长海,查明,陈力,等.渤海湾盆地冀中坳陷大柳泉构造不整合输导油气能力的定量表征[J].*天然气地球科学*,2016,37(4):619-627.
GAO Changhai, ZHA Ming, CHEN Li, et al. Quantitative characterization of unconformity migration capacity of the Daliuquan structure in Jizhong Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 37(4): 619-627.
- [17] 罗群,宋子学.油气沿断裂向下幕式运移的机理[J].*新疆石油地质*,2008,29(2):170-171.
LUO Qun, SONG Zixue. Mechanism of episode petroleum migration along faults down [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2008, 29(2):170-171.
- [18] 张少华,杨明慧,罗晓华.断裂带油气幕式运移:来自物理模拟实验的启示[J].*地质论评*,2015,61(5):1183-1191.
ZHANG Shaohua, YANG Minghui, LUO Xiaohua. Hydrocarbon episodic migration in fault zones: insights from physical simulation experiments [J]. *Geological Review*, 2015, 61(5):1183-1191.
- [19] 张善文,王永诗,石砾石,等.网毯式油气成藏体系:以济阳坳陷新近系为例[J].*石油勘探与开发*,2003,30(1):1-9.
ZHANG Shanwen, WANG Yongshi, SHI Dishi, et al. Meshwork-carpet type oil and gas pool-forming system:

- taking neogene of Jiayang Depression as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(1): 1-9.
- [20] MICHELE M T, JAMIE A C. Scaled physical model of secondary oil migration [J]. AAPG Bulletin, 1995, 79(1):19-29.
- [21] 赵忠新,王华,郭齐军,等. 油气输导体系的类型及其输导性能在时空上的演化分析 [J]. 石油实验地质, 2002, 24(6):527-532.
ZHAO Zhongxin, WANG Hua, GUO Qijun, et al. Types of passage system and analysis of evolution of its capabilities in temporal and spatical range [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(6):527-532.
- [22] 邓运华. 渤海大中型潜山油气田形成机理与勘探实践 [J]. 石油学报, 2015, 36(3):253-261.
DENG Yunhua. Formation mechanism and exploration practice of large-medium buried-hill oil field in Bohai Sea [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(3):253-261.
- [23] 蒋有录,叶涛,张善文,等. 渤海湾盆地潜山油气富集特征与主控因素 [J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(3):20-29.
JIANG Youlu, YE Tao, ZHANG Shanwen, et al. Enrichment characteristics and main controlling factors of hydrocarbon in buried hill of Bohai Bay Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(3):20-29.
- [24] 张世奇,纪友亮. 油气田地下地质学 [M]. 东营:中国石油大学出版社,2006.
- [25] 张宏国,官大勇,宿雯,等. 复合型花状构造油气富集规律:以渤海海域蓬莱 C 构造为例 [J]. 东北石油大学学报, 2015, 39(4):38-44.
ZHANG Hongguo, GUAN Dayong, SU Wen, et al. Oil and gas enrichment characteristic of compound flower structure:taking Penglai C structure of Bohai Sea for example [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2015, 39(4):38-44.
- [26] HAO Fang, ZHOU Xinhui, ZHU Yangming, et al. Charging of the Neogene Penglai 19-3 field, Bohai Bay Basin, China: oil accumulation in a young trap in an active fault zone [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(2): 155-179.
- [27] 蒋有录,刘培,刘华,等. 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), 2014, 38(1):14-21.
JIANG Youlu, LIU Pei, LIU Hua, et al. 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 (Edition of Natural Science), 2014, 38(1):14-21.

(编辑 徐会永)