第 28 卷　第 2 期
2026 年　4 月

古　地　理　学　报
JOURNAL OF PALAEOGEOGRAPHY（Chinese Edition）

Vol. 28　No. 2
Apr. 2026

文章编号：1671-1505(2026)02-0600-18　　**DOI**:10.7605/gdlxb.2026.042

断槽内纵向多级坡折对海底扇储层构型的控制作用：以英国北海 X 油田上侏罗统为例*

曹树春[1]　李晶晶[2,3]　齐明明[1]　卜范青[1]　杨依依[1]　沈　默[1]　徐振华[3]

1 中国海洋石油国际有限公司，北京 100028
2 中海石油（中国）有限公司海南分公司，海南海口 570100
3 中国石油大学（北京）地球科学学院，北京 102249

摘　要　陆坡微盆地内部可汇聚大量的海底扇沉积，其古地貌控制着海底扇的构型特征。顺源延伸的同生正断层作用下相关微盆地内可形成侧向断槽并伴生纵向多级坡折，这种纵向多级坡折对海底扇储层构型具有重要的影响，但控制作用与机理尚不清楚。本研究以英国北海 X 油田上侏罗统 B4 油组为例，挖掘井震信息，开展古地貌恢复与储层构型解剖，揭示纵向多级坡折对海底扇构型的控制作用。研究表明：研究区海底扇形成于一个陆坡断槽内部，西侧发育一级上斜坡，坡度约为 7.5°，内部发育 3 个深水坡折，一级坡折上下斜坡的坡度差为 6.3°，而二级与三级坡折上下斜坡的坡度差均小于 3°。纵向多级坡折控制了研究区海底扇构型单元平面组合样式与迁移叠置样式，研究区供给强度大、一级上斜坡陡，导致下坡折水流流速快、佛罗德数大，形成近源过路型海底扇，一级下斜坡沉积过路；一级坡折上下斜坡的坡度差大，导致海底扇砂体厚度大；下斜坡之间的坡折小，水流速度逐渐减小，在二级至三级下斜坡逐渐发育多分支决口水道—溢岸、水道—朵叶体、朵叶体。随着高级次的下斜坡被充填堆高，朵叶体优先沉积于可容空间较大的低级次下斜坡中，表现出溯源退积叠置，并随着侧向限制性增强，朵叶体延伸方向可发生偏转，形态由朵状变为舌状。

关键词　海底扇　断槽　纵向多级坡折　储层构型　北海

第一作者简介　曹树春，男，1975 年生，硕士、高级工程师，主要从事油气田开发地质与开发地震研究。E-mail：caoshch@cnooc.com.cn。

通讯作者简介　李晶晶，女，2000 年生，硕士研究生，主要从事深水沉积学、储层表征与建模研究。E-mail：13687538430@163.com。

中图分类号：P618.130.2　　**文献标志码**：A

Controls of longitudinal multi-step slope breaks in a fault trough on reservoir architecture of submarine fans: a case study of the Upper Jurassic in X Oilfield, North Sea Basin, UK

CAO Shuchun[1]　LI Jingjing[2,3]　QI Mingming[1]　BU Fanqing[1]　YANG Yiyi[1]　SHEN Mo[1]　XU Zhenhua[3]

1 *CNOOC International Limited*, *Beijing* 100028, *China*
2 *CNOOC China Limited*, *Hainan Branch*, *Haikou* 570100, *China*
3 *College of Geosciences*, *China University of Petroleum* (*Beijing*), *Beijing* 102249, *China*

* 国家自然科学基金项目（编号：42002112，42272110）资助。[Financially supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 42002112, 42272110)]

收稿日期：2025-05-15　　改回日期：2025-08-18

Abstract　Submarine fans commonly accumulate on a large scale within continental slope minibasins, where their architectural evolution is predominantly governed by paleotopographic configuration. In settings influenced by dip-oriented synsedimentary normal faults, such minibasins frequently host laterally elongated fault-controlled troughs, which are associated with longitudinally distributed, multi-tiered slope breaks. Although these multi-step slope breaks exert first-order control on the spatial distribution, internal architecture, and stacking patterns of submarine fan reservoirs, the underlying geomorphic and dynamic mechanisms remain inadequately constrained. This study focuses on the Upper Jurassic B4 reservoir in the X Oilfield (North Sea, UK), integrating high-resolution well-log data and 3D seismic interpretation to reconstruct paleobathymetry and decipher reservoir-scale architectural heterogeneity. Our analysis reveals that the submarine fan developed within a structurally confined slope fault trough, characterized by: (i) a western primary upper slope with an average gradient of ~7.5°; (ii) three distinct, longitudinally aligned deepwater slope breaks; (iii) a pronounced gradient differential of 6.3° across the primary slope break, contrasting with sub-3° differentials across the secondary and tertiary breaks. Critically, the longitudinal multi-step slope breaks dictate both planform architectural organization and temporal migration-stacking behavior of fan elements. Elevated sediment supply coupled with steep upper-slope gradients promotes high-velocity, supercritical turbidity currents (Froude numbers >1), resulting in proximal bypass dominance—wherein sediment largely bypasses the primary lower slope. The large gradient differential at the primary break enhances flow confinement and sand-body thickness through hydraulic jump-induced deposition. In contrast, reduced gradient differentials across downstream (secondary-tertiary) slope segments decelerate flows, fostering the development of multibranched avulsion channels, levee-channel complexes, and distributary lobes on the lower slopes. As successive lower-slope tiers become progressively filled and aggraded, lobe deposition preferentially shifts toward lower-tier slopes possessing greater accommodation space, producing retrogradational stacking geometries. Furthermore, enhanced lateral confinement—imposed by adjacent fault-bounded margins—deflects lobe progradation trajectories and modifies lobe morphology from classic lobate to elongate, tongue-shaped forms.

Key words　submarine fan, fault trough, longitudinal multi-step slope breaks, reservoir architecture, North Sea

About the first author　CAO Shuchun, born in 1975, is a master degree candidate, senior engineer. His research primarily focuses on oil and gas field development geology and development seismology. E-mail: caoshch@cnooc.com.cn.

About the corresponding author　LI Jingjing, born in 2000, is a master degree candidate. She is mainly engaged in research on deepwater sedimentology, reservoir characterization and modeling. E-mail: 13687538430@163.com.

深水海底扇是陆源碎屑在海洋聚集的重要场所（Shanmugam，2016；Talling *et al.*，2023；温志新等，2023），蕴藏着巨大的油气资源潜力，一直是油气勘探与开发的热点。近年来，已在墨西哥湾、南大西洋两岸（巴西与西非沿海）、东非沿海、英国北海地区以及中国南海成功发现深水海底扇油气田（庞雄等，2007；张光亚等，2015；王陆新等，2020；张功成等，2017）。由于形成海底扇系的深水沉积重力流触发机制多样（Shanmugam，2016；Zhang *et al.*，2018），沉积过程又会受到物源供给、海平面变化、古地貌、底流等多因素的影响（Reading and Richards，1994；Gervais *et al.*，2006；Spychala *et al.*，2020；Fonnesu *et al.*，2020；林承焰等，2023；李建平等，2024），其沉积构型普遍较为复杂，给深水油气勘探开发带来了巨大挑战。

陆坡微盆地是指在大陆坡或斜坡环境下发育的

一系列局部地形洼陷（Prather *et al.*，1998），其内部可汇聚大量的海底扇沉积。陆坡微盆地可形成于不同的盆地背景，包括被动大陆边缘盆地（Pirmez *et al.*，2012；Jolly *et al.*，2016）、挤压型盆地（Debacker *et al.*，2014）以及拉张型盆地（Choe and Chough，1988），其内部可呈现出不同的古地貌形态特征，从而通过影响可容空间的变化来控制着内部海底扇的沉积演化与内部构型（Prather *et al.*，1998；Spychala *et al.*，2015）。前人研究了逆冲相关微盆地（李磊等，2010；张佳佳和吴胜和，2019；Howlett *et al.*，2019）、底劈相关微盆地（Howlett *et al.*，2021；侯云超等，2022）、沉积相关微盆地（Spychala *et al.*，2015）对于海底扇沉积演化与构型的影响。对于正断层相关的微盆地，前人更多关注于多级横向断阶（Bell *et al.*，2008，2009；Tillmans *et al.*，2021）与转换阶地（Henstra *et al.*，2017；Tillmans *et al.*，2021）对横向海底扇（物源供给方向与断层走向垂直）的影响，而针对纵向海底扇（物源供给方向与断层走向平行），前人仅考虑了断槽侧向限制性的影响（McKinnon，2013；Tian *et al.*，2024）。笔者通过对英国北海 X 油田上侏罗统 B 段储层的研究发现，顺源延伸的正断层相关的断槽内部可发育纵向多级坡折，这种多级坡折会对纵向海底扇内部构型产生明显的控制作用。本研究以该区为例，综合应用岩心、测井、地震等资料，恢复断槽内部的纵向多级坡折古地貌特征，阐明纵向海底扇的宏观分布与内部构型特征，探讨纵向多级坡折对于纵向海底扇储层构型的控制作用，这将对该类油气藏精细开发具有实际意义，同时对深化深水沉积学具有一定意义。

1 研究区地质概况

研究区 X 油田位于英国阿伯丁市北东部北海海域，处于北海三叉裂谷系西部的马里福斯地堑内部斜坡带之上，面积约 111 km^2（朱伟林等，2011）（图 1-a，1-b）。自三叠纪开始，北海三叉裂谷系开始进入裂谷发育期，并在晚侏罗世进入主要裂谷期，断裂系统发育，形成了大量的断槽（Patruno *et al.*，2022）。在晚侏罗世，研究区位于一处南西—北东方向延伸的断槽内部（图 1-c），南北两侧发育 2 条大型限制性的断槽边界断层，内部发育多条限制性相对弱的同沉积断层与复杂的断裂系统（Fraser *et al.*，2003；刘政等，2011；Patruno *et al.*，2022）。

研究区主要含油层段为上侏罗统 B 段，在南西方向的三角洲物源供给下，沉积物沿着斜坡以沉积物重力流被搬运至该断槽内部（图 1-c），形成了典型的深水断槽纵向海底扇储层（Mckinnon，2013），自下而上分为 B1、B2、B3、B4 等 4 个油组（Fraser *et al.*，2003），本次重点研究主力油层 B4 油组，内部可划分 LB4、UB4 共 2 个砂组，细分为 6 个小层（图 1-d），各小层内部又可以细分为多期海底扇沉积。

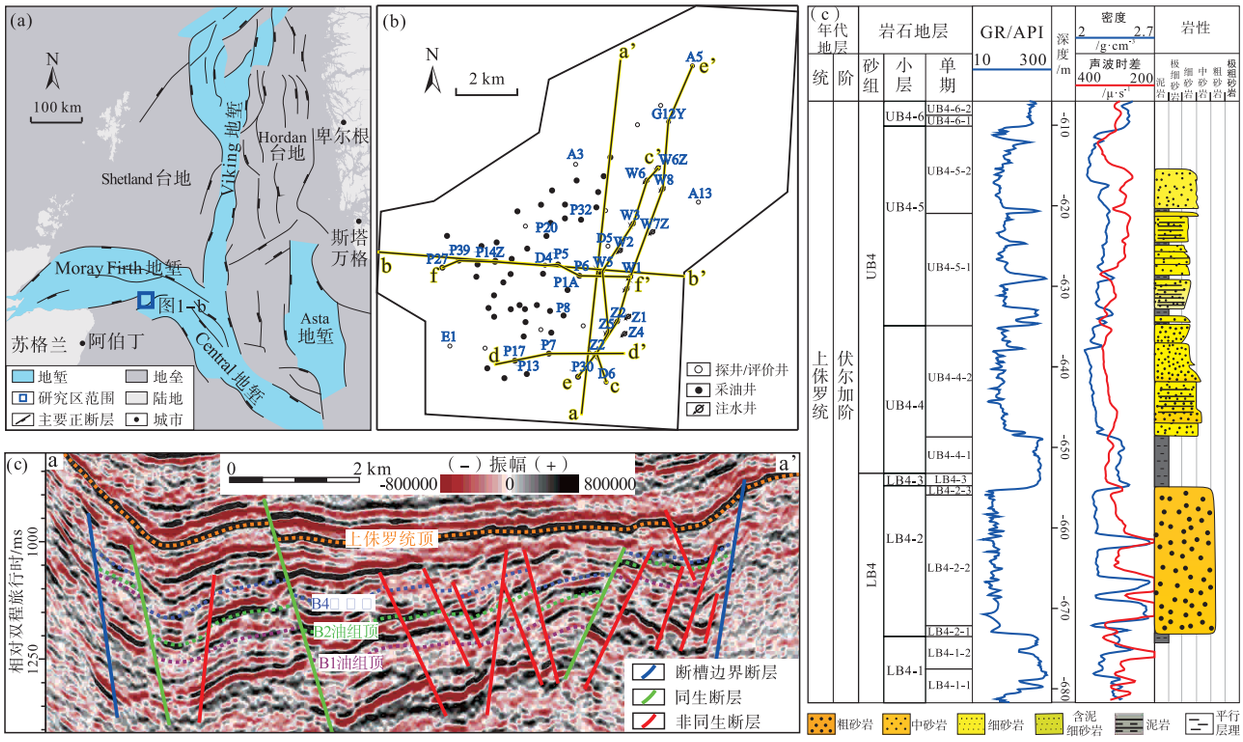
总体上，研究区目的层的海底扇储层由海底水道、朵叶体与块状搬运体等沉积单元组成（Fraser *et al.*，2003；Mckinnon，2013；Taylor *et al.*，2020）。岩性以粗砂岩、中—细砂岩为主，石英含量较高、分选较好、泥质含量较低，受到的压实作用较弱，储层表现出较高的孔渗性，平均孔隙度约为 24%，平均渗透率约为 1600×10^{-3} μm^2，渗透率最高可达 $10\,000\times10^{-3}$ μm^2 以上，为高孔高渗储层。

2 研究方法

研究区具有丰富的井震资料基础：共有 74 口钻井资料，平均井距约为 1 km（图 1-b），常规测井曲线齐全；12 口取心井资料，取心段共计约 1092 m，具有大量高清岩心照片；三维地震约 150 km^2，覆盖研究区，地震主频为 31.5 Hz，频宽为 3~70 Hz（图 1-c）。为探讨纵向多级坡折对于纵向海底扇构型的控制作用，需要综合利用井震资料，开展古地貌恢复与海底扇构型解剖。

2.1 古地貌恢复方法

研究区目的层段沉积时期，始终处于深水非均衡陆坡环境，无剥蚀作用，陆源碎屑沉积物供给充足，处于过补偿状态，因此，可以使用地层厚度印模法进行古地貌恢复（蔺鹏，2024；王建国等，2017；金民东等，2017）。首先，井震标定，开展精细的地震构造与层位解释，在研究区内部识别了 94 条北东东—南西西向正断层，包含 7 条同沉积断层（图 2-a），生长系数多小于 2.5（图 2-b）；在 B4 油组内部追踪地震同相轴 3 条，分别对应于 LB4 砂组、UB4-4~UB4-5 小层与 UB4-6 小层底面（图 1-c；图 2-c）；在目的层段之上，追踪了上



a—北海三叉裂谷系地理及构造位置（据 Steventon *et al.*，2021，有修改）；b—英国北海 X 油田井位图与典型剖面线位置；c—D4 井单井柱状图；d—研究区目的层段地震横剖面（剖面位置如图 1-b 所示）

图 1　英国北海 X 油田区域地质与井震特征图

Fig. 1　Geological and well-seismic characteristics of X Oilfield，North Sea Basin，UK

侏罗统 E 段顶界面的地震同相轴，该层面之下与目的层段无不整合接触，之上地层相对等厚，反映该层面沉积时期地形较为平缓，为本次优选的等时基准面。然后，根据地震追踪层面，计算该基准面与 B4 油组底界面的厚度差；考虑研究区侧向上砂泥岩发育情况，计算压实系数侧向差异，对该厚度差进行去压实校正；同时考虑同沉积断层的影响，基于生长指数对断层上盘厚度进行校正。校正后的厚度差用以恢复 B4 油组沉积前的相对古地貌（图 3）。

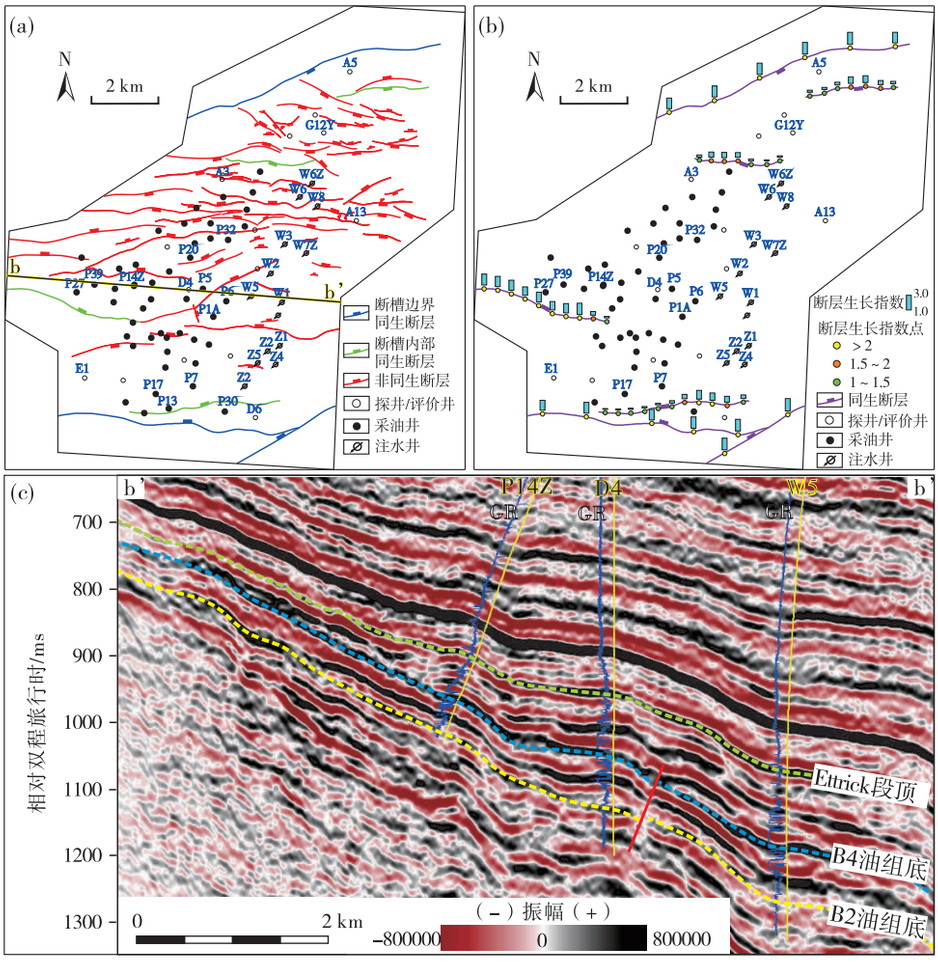
2.2　海底扇构型解剖方法

研究区平均井距较大，约为 1 km；三维地震全覆盖，但地震主频仅为 31.5 Hz，加之复杂断裂的影响，难以直接利用地震属性识别海底扇内部构型。为了充分挖掘井震信息，本次首先采用基于精细等时地层格架的分频智能反演方法进行研究区砂体分布预测，明确单期海底扇的构型分布特征；然后，基于侧向厚度差异变化，识别单一朵叶边界，从而实现海底扇构型解剖。关键方法如下。

2.2.1　单期砂体分布预测方法

首先，在地震层位解释的基础上，综合考虑古地貌特征与同期岩石组构和成分相似性，建立单期级次的等时地层格架。以 LB4 砂组为例，沉积前，南部的古地势较低，海底扇优先沉积于南部并向北逐渐迁移；同期海底扇的石英与长石含量比值相似，而不同期次海底扇之间石英与长石含量比值差异明显，石英与长石含量比值较低的砂体，测井上表现为高 GR、高 AC 的特征；石英与长石含量比值较高的砂体，测井上表现为低 GR、低 AC 的特征，根据石英与长石含量比值差异可以分为低石英-长石比型（<15）与高石英-长石比型（≥15）2 类海底扇（图 4）。最终，在 B4 油组的 6 个小层内部识别了 11 期海底扇沉积（图 1-d）。

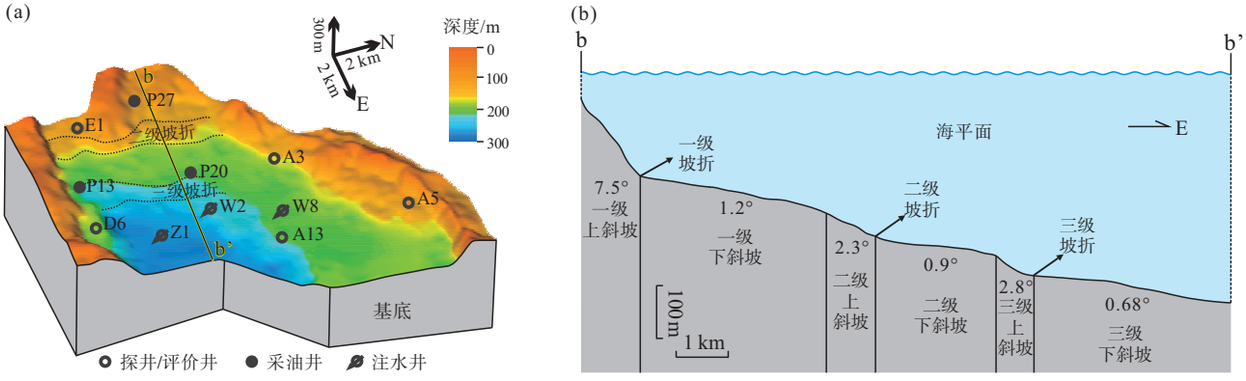
在单期等时地层格架约束下，开展基于分频智能反演的砂体分布预测。研究区单一测井曲线难以直接区分岩性差异，考虑自然伽马曲线可以识别砂岩与泥岩，密度曲线可以识别高孔砂岩、正常砂岩与胶结砂岩，据此，重构岩性曲线 Lithlog，结合波



a—英国北海 X 油田井位及断层平面图；b—同生断层不同位置的生长指数；c—X 油田研究区地震纵剖面图（剖面位置如图 2-a 所示）

图 2 英国北海 X 油田断层平面分布特征与地震剖面图

Fig. 2 Planar distribution characteristics of faults and seismic profile of the X Oilfield, North Sea Basin, UK



a—英国北海 X 油田 B4 油组沉积前相对古地貌三维显示；b—X 油田 B4 油组沉积前相对古地貌东西向剖面显示（剖面位置见图 3-a 所示）

图 3 英国北海 X 油田 B4 油组沉积前相对古地貌三维显示与东西向剖面图

Fig. 3 Three-dimensional display and east-west section display of relative palaeogeomorphology before the deposition of B4 Oil Group in X Oilfield, North Sea Basin, UK

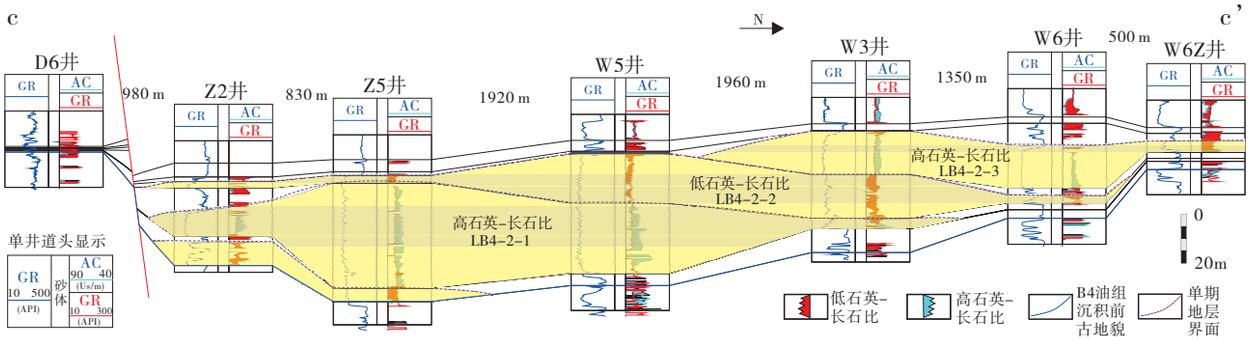


图 4　英国北海 X 油田 LB4 砂组的单期级次的等时地层对比横剖面（剖面位置如图 1-b 所示）

Fig. 4　Cross-section of isochronous stratigraphic correlation of single-stage level in the LB4 sand group in X Oilfield, North Sea Basin, UK (profile location is shown in Fig. 1-b)

阻抗差异，反映不同岩性特征(图 5-a)，并作为反演参数曲线，其表达式为：

$$\text{Lithlog} = \frac{\text{GR}}{\text{GR}_{\max}} \times \left(1 - \frac{\text{DEN}}{\text{DEN}_{\max}}\right) \quad (式 1)$$

式中，GR 为自然伽马测井曲线，单位为 API；$\text{GR}_{\max}$为泥岩基线处的 GR 最大值，取 300 API；DEN 为密度测井曲线；$\text{DEN}_{\max}$为胶结砂岩的 DEN 最大值，取 3。

分频智能反演是有效的手段之一（Li *et al.*, 2019）。研究区地震资料虽然主频不高，但有效频宽较大（3～70 Hz），需要充分挖掘不同频段的地震信息，尤其是高频地震信息，以实现单期砂体分布预测。本次优选出 15 Hz、35 Hz、70 Hz 3 个主频段数据体，分别用于预测研究区厚砂体（约 43 m）、中厚砂体（约 18 m）与较薄砂体（约 9 m）。然后，采用支持向量机的算法，将 Lithlog 曲线与上述 3 个频段井旁道数据建立映射关系，进而开展地震分频反演，融合得到研究区地震反演数据体(图 5-b)，能够有效反映 3 m 以上厚度的砂体，识别准确率超 70%(图 5-c)。

在地震分频反演的基础上，充分利用井信息，开展单期砂体分布预测。利用单期等时地层格架与断层解释结果，井震协同建立单期级次的三维地层—构造模型。以单井砂体解释为条件数据，以地震反演数据作为协同数据，采用协同指示克里金的算法，得到能够反映砂体空间分布概率的三维砂泥模型(图 5-d)，进而提取研究区单期砂体厚度分布(UB4-4-2 期砂体厚度分布如图 5-e 所示)。

2.2.2　单一海底扇朵叶体的识别方法

海底扇朵叶体往往表现出中部厚、两侧薄的沉积特征，单期内部不同海底扇朵叶体的侧向拼接会导致砂体厚度在侧向上呈现出“厚—薄—厚”的特点。基于这一特点，利用井间相变区的厚度差异侧向变化率检测平面边界，该参数（D）定义为砂体厚度沿切物源方向的导数，表达式为：

$$D = \lim_{n} \frac{\mathrm{d}h}{\mathrm{d}y} \quad (式 2)$$

式中，h 为砂体厚度，m；y 为沿切物源方向的距离，m。

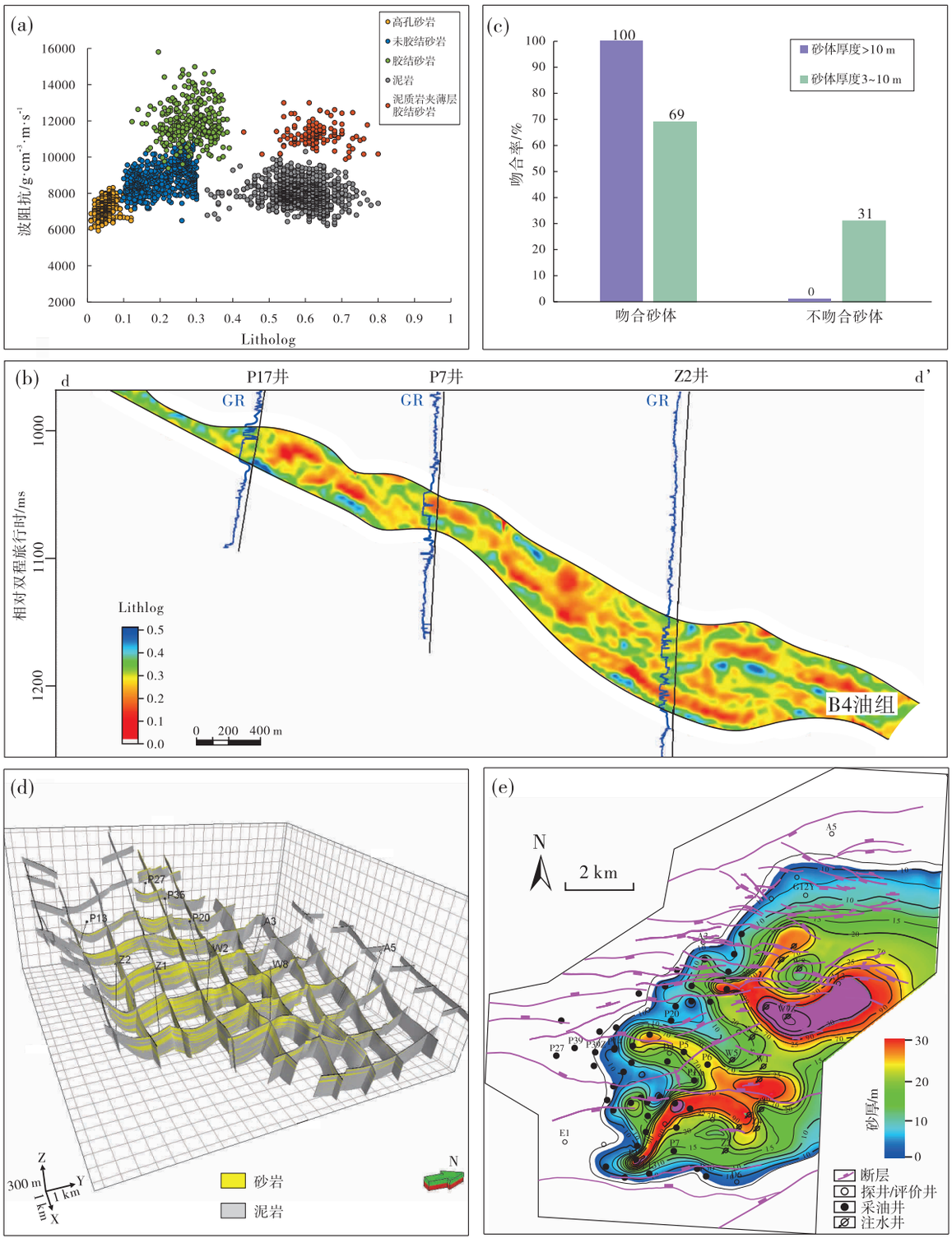
若 $D>0$，反映向南砂体厚度减小，处于北部朵叶内部；若 $D<0$，反映向北砂体厚度减小，处于南部朵叶内部；若 $D=0$，反映此处砂体最薄，为朵叶的侧向边界。

依据 D 的零值分布，结合动态资料，识别了单一海底扇朵叶体的侧向边界，例如，在 UB4-2-2 期砂体中识别了 5 个单一海底扇朵叶体边界(图 6)。

3　构型单元类型及特征

研究区海底扇砂体发育极粗砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、极细砂岩和粉砂岩，以粗砂岩、中砂岩和细砂岩为主；沉积构造类型多样，以块状构造为主，可见递变层理、变形构造以及与低密度浊流相关的层理构造。通过岩心描述结果，研究区 B4 油组海底扇内部可识别出 4 种主要的构型单元类型，即水道、溢岸、朵叶体及半远洋沉积，并确定了各构型单元特征(图 7)。

水道的粒度较粗，以极粗砂岩、粗砂岩、中砂岩为主，底部可见泥砾或泥岩撕裂屑，发育块状构造、正递变层理与底部冲刷构造(图 8-a 至 8-c)。



a—Litholog 值与波阻抗交会图；b—地震分频反演剖面（剖面位置如图 1-b 所示）；c—反演结果的砂体识别准确率；d—三维砂泥模型；e—UB4-4-2 期砂体厚度平面分布图

图 5 英国北海 X 油田基于分频智能反演的砂体分布预测方法

Fig. 5 Prediction method of sand-body distribution based on frequency-division intelligent inversion in X Oilfield, North Sea Basin, UK

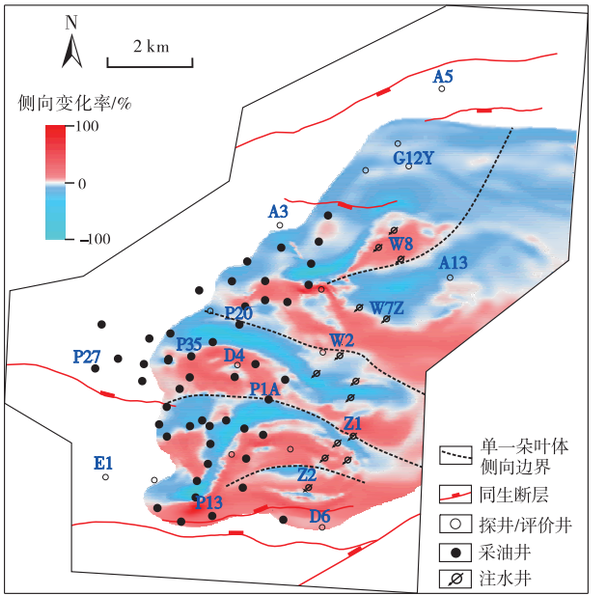


图 6　英国北海 X 油田 UB4-4-2 期砂体厚度侧向变化率平面分布

Fig. 6　Map view of lateral change rate of sand thickness at UB4-2-2 layer in X Oilfield, North Sea Basin, UK

砂体厚度一般大于 7 m，垂向上呈正韵律(图 7-a)。

溢岸是由于水道漫溢而形成于水道顶部两侧的薄层沉积，岩性以极细砂岩和细砂岩为主，呈砂泥互层，发育水平层理和波状交错层理(图 8-d 至 8-e)。砂体厚度多小于 3 m，垂向韵律不明显(图 7-b)。

朵叶体的粒度相比水道更细，以中砂岩和细砂岩为主，沉积构造多为块状构造，少见反递变层理与水平层理，冲刷构造不明显(图 8-f 至 8-h)。砂体厚度多大于 2 m，垂向上呈反韵律。根据粒度与厚度差异，可将朵叶体细分为朵叶主体与朵叶边缘，朵叶主体以中砂岩为主，厚度多大于 8 m(图 7-c)；而朵叶边缘以细砂岩为主，厚度多小于 8 m(图 7-d)。

通过岩性电性标定，确定研究区各类沉积微相的测井解释标准并完成了单井沉积微相的解释。研究区 B4 油组的水道、朵叶体与溢岸均属于储层砂体，占比达到 64%，其中，朵叶体占砂体的 75%，水道与溢岸占砂体的 25%。

4　海底扇内部构型特征

依据砂体厚度分布与构型单元解释标准，绘制了研究区 B4 油组单期海底扇砂体的构型单元平面分布图(图 9)。从图中可以看出，海底扇主要由水道与朵叶体组成，形成水道—朵叶体复合砂体。本节将针对单一水道—朵叶体，分析其形态特征、定量规模及接触关系。

4.1　构型单元形态与规模

单一水道—朵叶体表现向溯源方向逐渐减薄甚至尖灭、宽度逐渐减小的特点，可呈现出近源过路型与近源沉积型(图 9)。研究区 B4 油组的水道—朵叶体以近源过路型为主，向溯源方向砂体逐渐减薄并尖灭，由研究区中西部水道—溢岸砂体变为近源端的水道过路(图 9-a 至 9-c)。相对地，部分期次的水道—朵叶体表现为近源沉积型，砂体向溯源方向逐渐减薄并尖灭，近源端为厚度较小、宽度较窄的水道—溢岸砂岩(图 9-d)。

无论近源过路型或近源沉积型水道—朵叶体，都表现出相似的构型单元顺源演变样式，由水道—溢岸组合样式逐渐演化为朵叶体(图 9)：

相对近源段，发育水道—溢岸砂体，水道平面上呈条带状，剖面上呈顶平底凸形态，下切下部地层，厚度较大、宽度较窄。值得注意的是，水道往往表现出溯源交汇、顺源分散的特点，推测单期内部多个水道可能是由近源段的主水道（可能是过路水道）顺源决口形成的。溢岸发育于水道顶部两侧，剖面上呈透镜状，厚度较薄、宽度相对较宽。近源过路型水道—朵叶体的水道—溢岸延伸较短，长度多小于 2 km；近源沉积型水道—朵叶体的水道—溢岸延伸较长，长度可超过 3 km(图 10-a)。

在中部段，水道—溢岸转变为水道化朵叶体，水道下切于朵叶主体，可浅切或深切朵叶体，宽度约占水道化朵叶体的 1/2~1/3。水道化朵叶体作为水道—朵叶体的一种过渡状态，延伸很短，多小于 1 km(图 10-a)。

在远源段，水道化朵叶体转变为朵叶体沉积。此处，水道不发育，朵叶体的中心厚度较大，可超过 20 m，顺源与侧缘由朵叶主体过渡为朵叶边缘，厚度逐渐减小，表现出底平顶凸的剖面形态。平面上，朵叶体可呈现朵状与舌状形态。研究区 B4 油组的朵叶体多呈舌状，长宽比大于 2，长度多大于 4 km，多向北东方向延伸，如 LB4-2-3 期、UB4

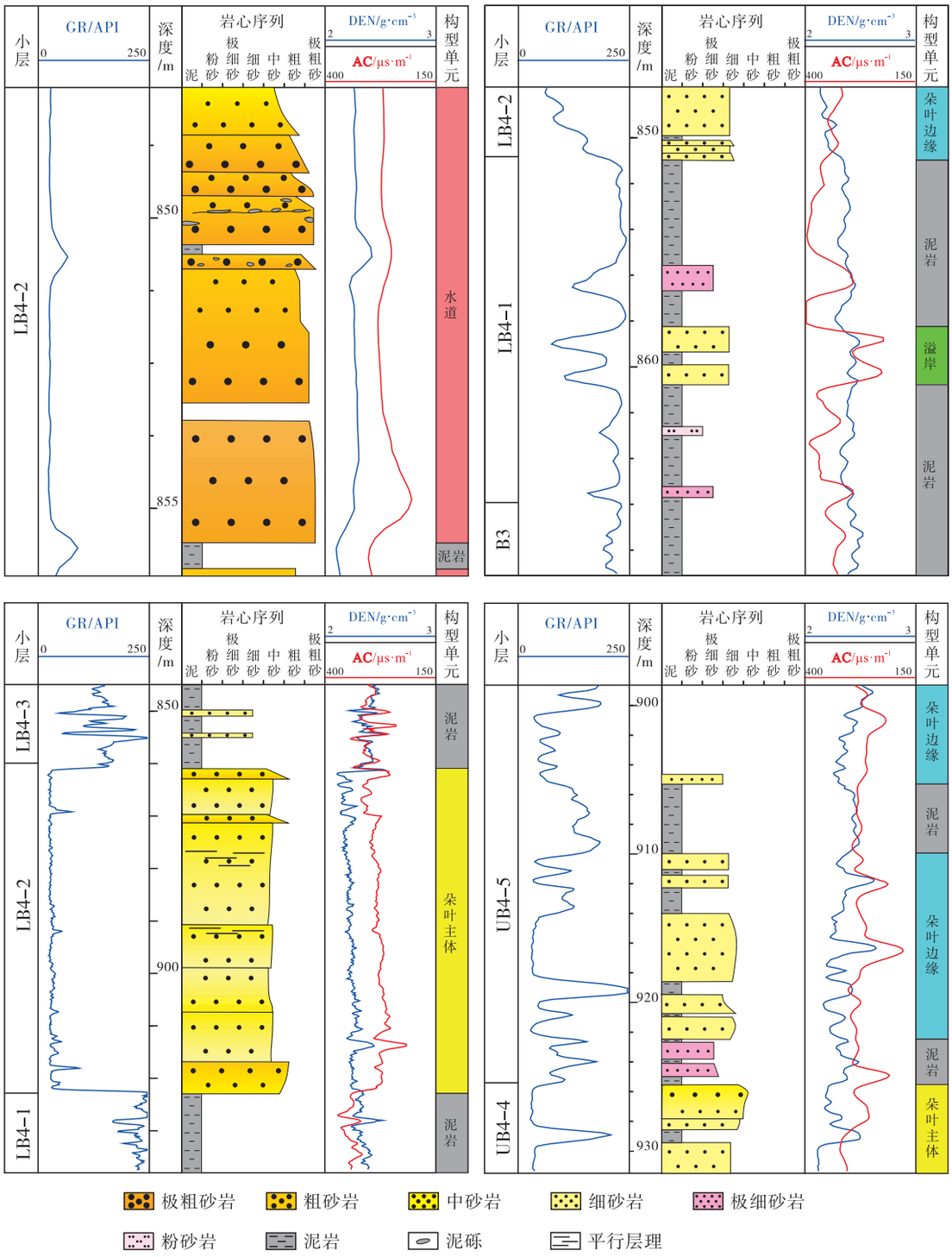


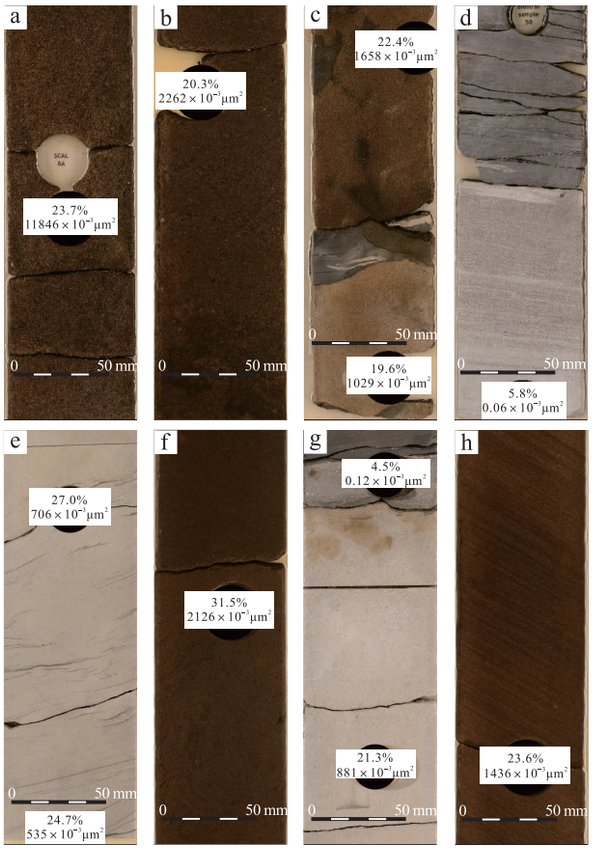
图 7 英国北海 X 油田不同类型构型单元的典型岩心柱状图

Fig. 7 Typical core columns of different types of architectural units in X Oilfield, North Sea Basin, UK

-6-2 期；部分期次的朵叶体可呈朵状，长宽比小于 2，长度多小于 4 km，多向近东方向延伸（图 10-b）。

4.2 构型单元接触关系

侧向上，研究区 B4 油组单一水道—朵叶体之间存在着多种侧向接触关系，与顺源位置相关。在



a—块状极粗砂岩，P1A 井，828 m；b—正递变层理粗砂岩，P1A 井，818 m；c—含泥砾粗砂岩，P1A 井，836 m；d—水平层理细砂岩，P1A 井，899 m；e—波状交错层理细砂岩，D5 井，772 m；f—块状细砂岩，P1A 井，780 m；g—反递变层理细砂岩，D5 井，775 m；h—平行层理细砂岩，P8 井，869 m

图 8　英国北海 X 油田典型岩心照片

Fig. 8　Typical core photographs in X Oilfield, North Sea Basin, UK

相对近源段，朵叶体不发育，水道之间以溢岸或者泥质岩侧向相接；在中—远源段，朵叶体发育程度较高，朵叶体之间以朵叶主体或朵叶边缘直接侧向相接(图 9)。

垂向上，水道—朵叶体表现出迁移叠置特征。在 LB4 砂组，水道—朵叶体表现出侧向迁移叠置特征，自下而上，水道—朵叶体逐渐由南部向北部迁移，迁移程度高，朵叶体形态由向近东方向延伸的朵状逐渐转变为向北东方向延伸的舌状(图 11)。在 UB4 砂组，自下而上，水道—朵叶体的侧向迁移程度相对弱(图 11)，溯源退积叠置的特征更为显著(图 12)，上倾尖灭位置也逐渐溯源退积，海底扇也由近源过路型逐渐变为近源沉积型的样式。

5　纵向多级坡折地貌特征

从图 4-a 中可以看出，B4 油组沉积时期，研究区位于斜坡带之上的一个断槽内部，古地貌较为复杂，具有侧向断槽、纵向多级坡折的地貌特征。

侧向上，研究区南北两侧发育 2 个边界同沉积断层，生长指数均大于 2.4 (图 2-b)，在其限制作用下，研究区 B4 油组沉积时期处于侧向上不对称的断槽内部，具有南深北浅、南陡北缓、向东开口的古地貌特点(图 3-a)。

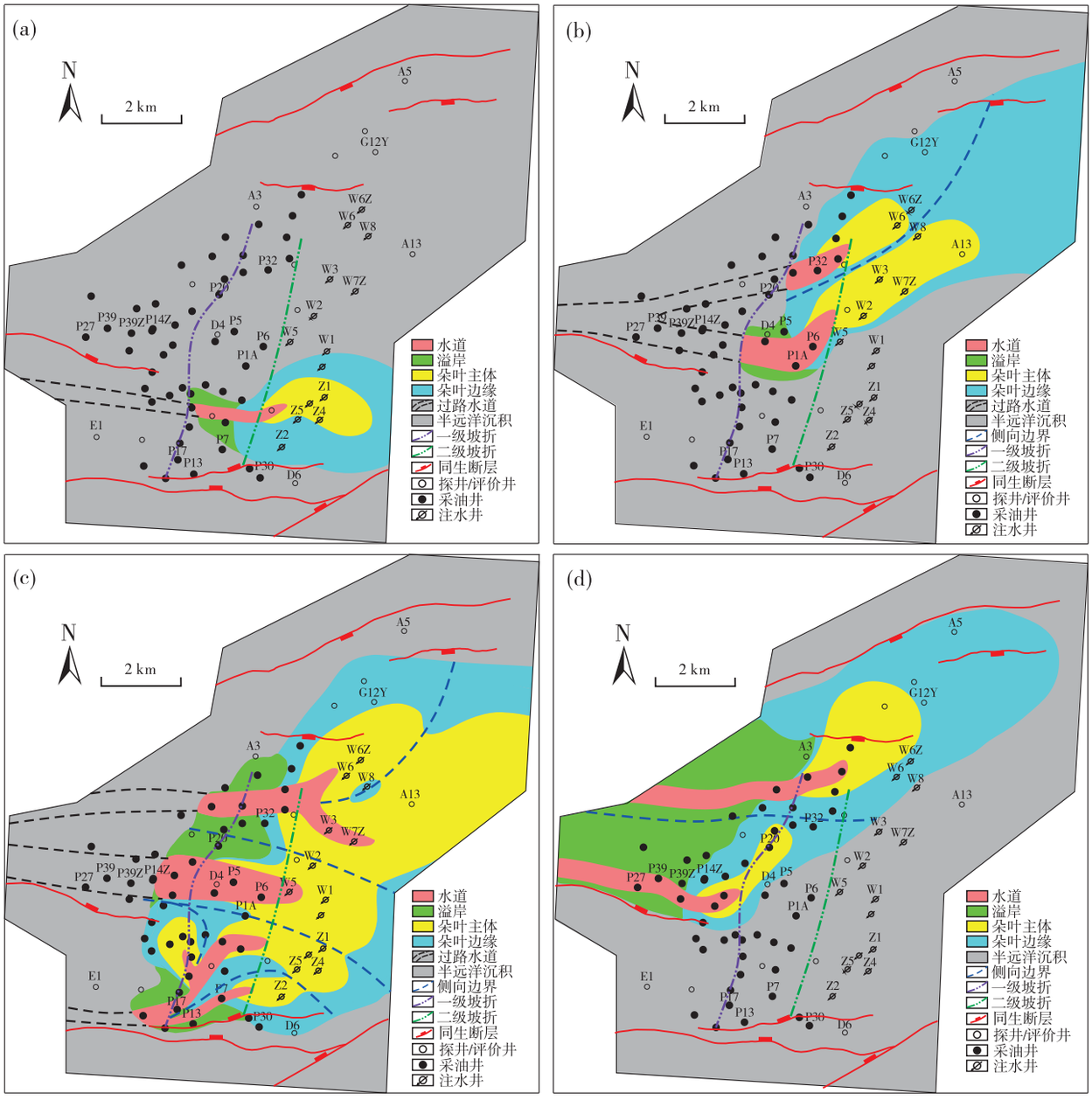
纵向上，研究区 B4 油组沉积时期处于倾向向东的顺源斜坡上，断槽内部呈多级坡折的地貌特征(图 3-b)。在研究区西部发育一级上斜坡，坡度较陡，估算古坡度约为 7.5°；在一级坡折处坡度骤减，形成研究区一级下斜坡，顺源坡度约为 1.2°，顺源长度约为 2.3 km；横向宽度约为 6 km。在研究区中部，顺源坡度增加，发育二级上斜坡，顺源延伸长度不足 1 km，坡度达到 2.3°；二级坡折之下坡度骤减，形成研究区二级下斜坡，顺源坡度约为 0.9°，顺源长度约为 2.3 km；横向宽度约为 8 km。在研究区东部，顺源坡度再次突然增加，相似地，发育三级上斜坡，顺源长度不足 1 km，坡度达到 2.8°；三级上斜坡之下发育三级坡折，下坡折坡度骤减，形成研究区三级下斜坡，顺源坡度约为 0.68°，顺源长度约为 3.8 km；侧向宽度约为 11 km。

这种纵向多级坡折地貌可能与同生正断层不同位置的差异活动性有关。同生正断层的活动越强，其下降盘一侧的沉降幅度越大，形成更为低洼的断槽地貌。研究区南北两侧边界同生正断层的活动性最强，生长系数远大于 2.4，导致研究区断槽范围内沉降幅度增加，形成了研究区西部的一级坡折，坡度由 7.5°降至 2°左右，一级坡折之下发育一级下斜坡(图 2-b；图 3)。在一级坡折下倾方向，同沉积断层的数量与活动性存在着明显的不均一性，进而形成了研究区断槽内部的第二、三级坡折地貌(图 2-b；图 3)。

6　讨论

6.1　纵向多级坡折地貌对海底扇构型的控制作用分析

海底扇形成会受到多种因素的综合影响，因而

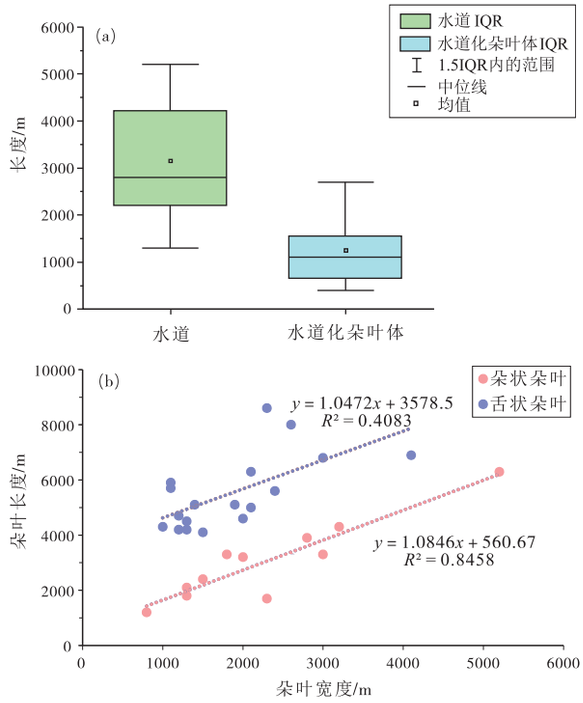


a—LB4-1-2；b—LB4-2-3；c—UB4-4-2；d—UB4-6-2

图 9 英国北海 X 油田 B4 油组典型期次的海底扇砂体构型单元平面分布

Fig. 9 Map views of distribution for typical layers of architectural units of submarine sand bodies within B4 oil group in X Oilfield, North Sea Basin, UK

表现出复杂、多样的构型特征。物源供给是影响海底扇砂体构型的重要控制因素，在细粒、富泥沉积物供给下，海底扇主要由弯曲水道与溢岸组成，延伸长度较远；在粗粒、富砂沉积物供给下，海底扇以朵叶成因砂体为主，延伸长度较短，水道呈顺直状（Reading and Richards，1994；Hawie *et al.*，2019）。海平面变化则可以通过影响物源供给速率与类型，影响海底扇砂体的成因类型与规模（Gong *et al.*，2016；Zhang *et al.*，2018）。深水环境中通常还存在各种类型的底流，可形成大规模的沉积物波以及底流改造后的海底扇沉积（Gong *et al.*，2018；Chen *et al.*，2024）。



a—单一水道与水道化朵叶体长度分布箱型图；b—单一朵叶体长宽关系

图 10　英国北海 X 油田 B4 油组海底扇不同类型构型单元的定量规模统计结果

Fig. 10　Quantitative scale statistics of different architectural units of submarine fan in B4 oil group in X Oilfield, North Sea Basin, UK

研究区 B4 油组沉积时期，气候相对干旱、海平面相对较低，物源供给能力强（Hesselbo, 2008；Hesselbo *et al.*, 2009），因此，海底扇砂体表现出厚度大、砂泥比高（约为 2）、粒度较粗（粗—中砂为主）、砂包泥的沉积特点，为典型的富砂型海底扇，主要发育朵叶体沉积，水道的弯曲度较低。但是，B4 油组内部，海平面变化不大、物质供给相似，垂向上不同期次海底扇砂体的构型特征仍存在一定的差异，同一期次海底扇不同部位的构型也有差异，仅靠物源供给与海平面变化，不易解释清楚。

陆坡微盆地特征则是影响海底扇构型的另一个重要因素。前人提出了充填—溢出的海底扇建造模式，即重力流优先充填靠近物源一侧的微盆地而后再向靠近盆地一侧的微盆地溢出充填（Prather *et al.*, 1998）。在微盆地内部，其古地貌主要通过影响可容空间的变化来控制内部海底扇的构型分布演化，例如，海底扇朵叶体优先充填于可容空间较大的区域，水道所需要的可容空间相比朵叶体要小（李磊等，2010；Prather *et al.*, 2012；张佳佳和吴胜和，2019）。研究区海底扇沉积期处于一个正断层相关的断槽内部，横向上发育断槽，纵向上发育多级坡折。断槽使得微盆地的侧向限制性增强（Mckinnon, 2013；Tian *et al.*, 2024），进而导致海底扇朵叶体分布局限，面积较小而厚度较大（Prélat *et al.*, 2010；张佳佳和吴胜和，2019）（图 9）。断槽所导致的南深北浅、南陡北缓古地貌，造就了南大北小的可容空间侧向差异分布，在 LB4 沉积时期，海底扇朵叶体优先充填于南部，并逐渐向北部迁移叠置，并迫使海底扇延伸方向发生转变、形态由朵状转变为舌状（图 13-a）。但是，断槽内部的纵向多级坡折地貌对海底扇构型的控制作用与控制机理尚不清楚。

研究区海底扇构型与纵向多级坡折地貌存在着明显的耦合关系，主要体现在 2 个方面：

其一，纵向多级坡折控制了研究区海底扇构型单元平面组合样式。LB4 油组沉积时期，研究区发育着 3 级坡折，在一级下斜坡内，海底扇砂体不发育，主要为过路沉积，造就了近源过路型海底扇的形成；在二级下斜坡内，发育 2~4 个向不同方向延伸的分支水道与溢岸沉积；在三级下斜坡内，发育厚层的水道化朵叶体与朵叶体沉积，而同期朵叶体之间侧向拼接（图 13-a）。这种耦合关系的形成机理可以通过纵向多级坡折控制的水动力变化来解释。坡度的大小通过影响流速大小决定着海底浊流的侵蚀还是沉积，而坡折则导致流速快速减小从而增加下斜坡的沉积作用（García and Parker, 1989；García, 1993；郭彦英和黄河清，2013；Pohl *et al.*, 2020）。研究区断槽西侧边界发育较陡斜坡，坡度约为 7.5°，而一级下斜坡的坡度仅为 1.2°，坡折处的坡度差达到 6.3°。前人基于水槽实验发现，在上斜坡的坡度大于 6°时，水流流度宽度，表现出超临界流特征（佛罗德数大于 1），上斜坡海底扇会发生完全的沉积过路，并且在下斜坡的近源段也会发生一段距离的沉积过路（Pohl *et al.*, 2020），这就导致了研究区近源过路型海底扇的形成。坡折的大小则控制着海底扇砂体的厚度，研究区 6.3°的坡折差也促进了 LB4 油组厚层海底扇的形成。上斜坡的坡度较大、沉积物供给强度较大，经过坡折后，水流仍具有较高的流速，下斜坡的沉

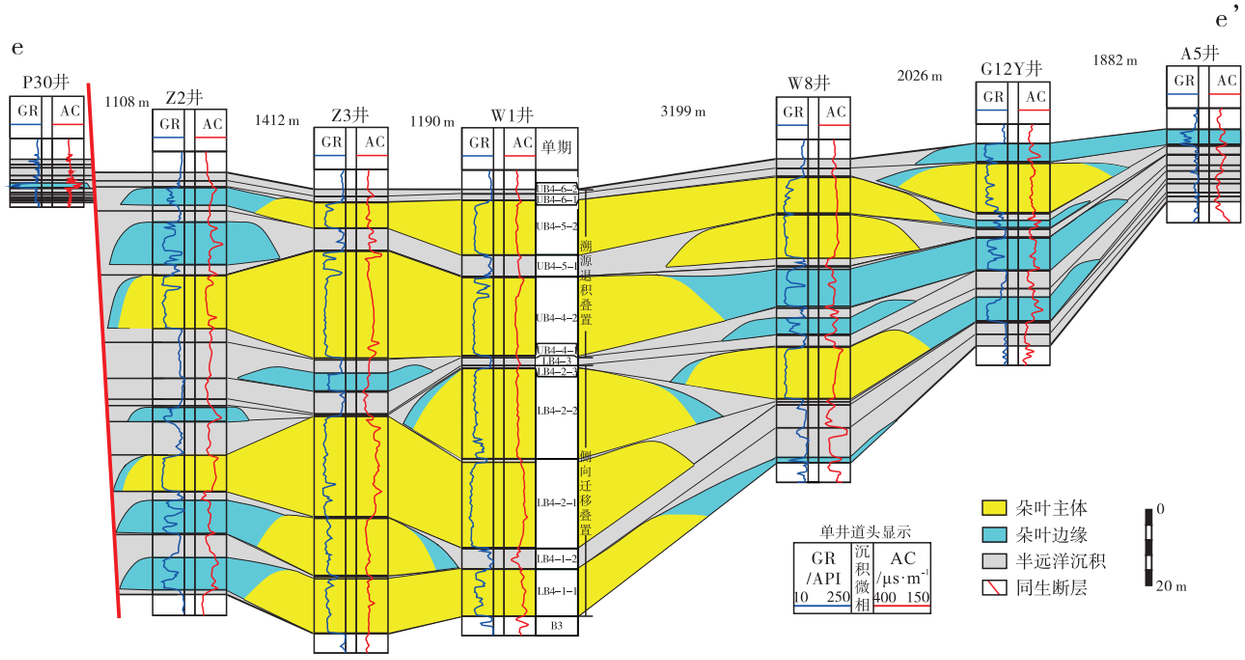


图 11 英国北海 X 油田 B4 油组切物源构型剖面图（剖面位置见图 1-b）

Fig. 11 Architectural cross-section of B4 oil group in X Oilfield, North Sea Basin, UK (profile location is shown in Fig. 1-b)

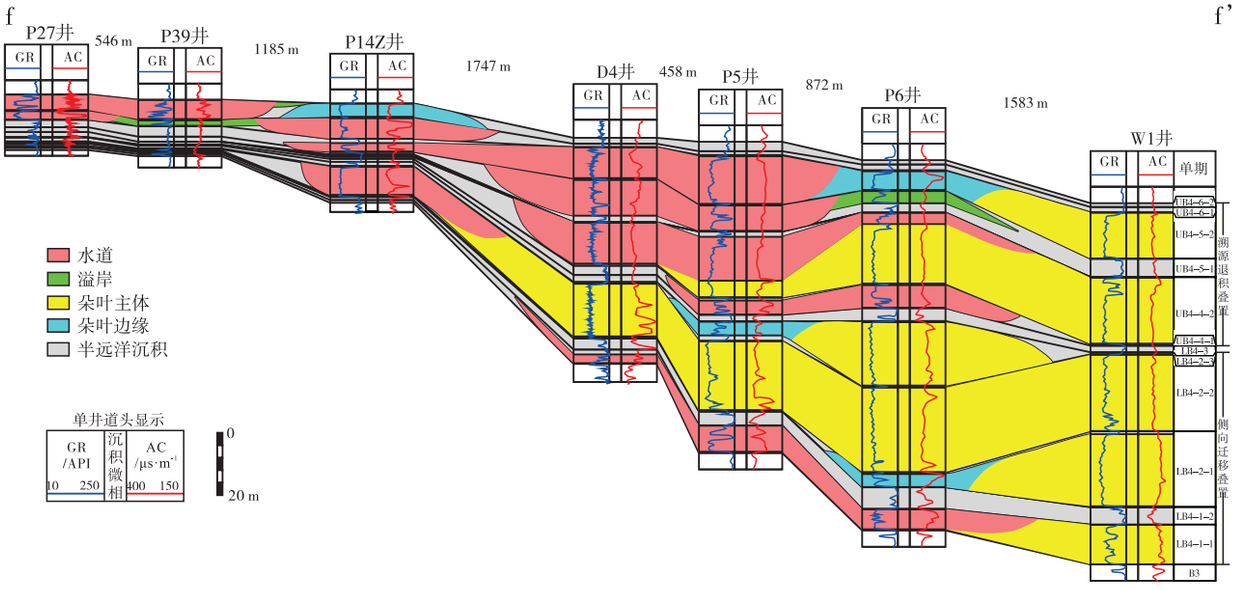
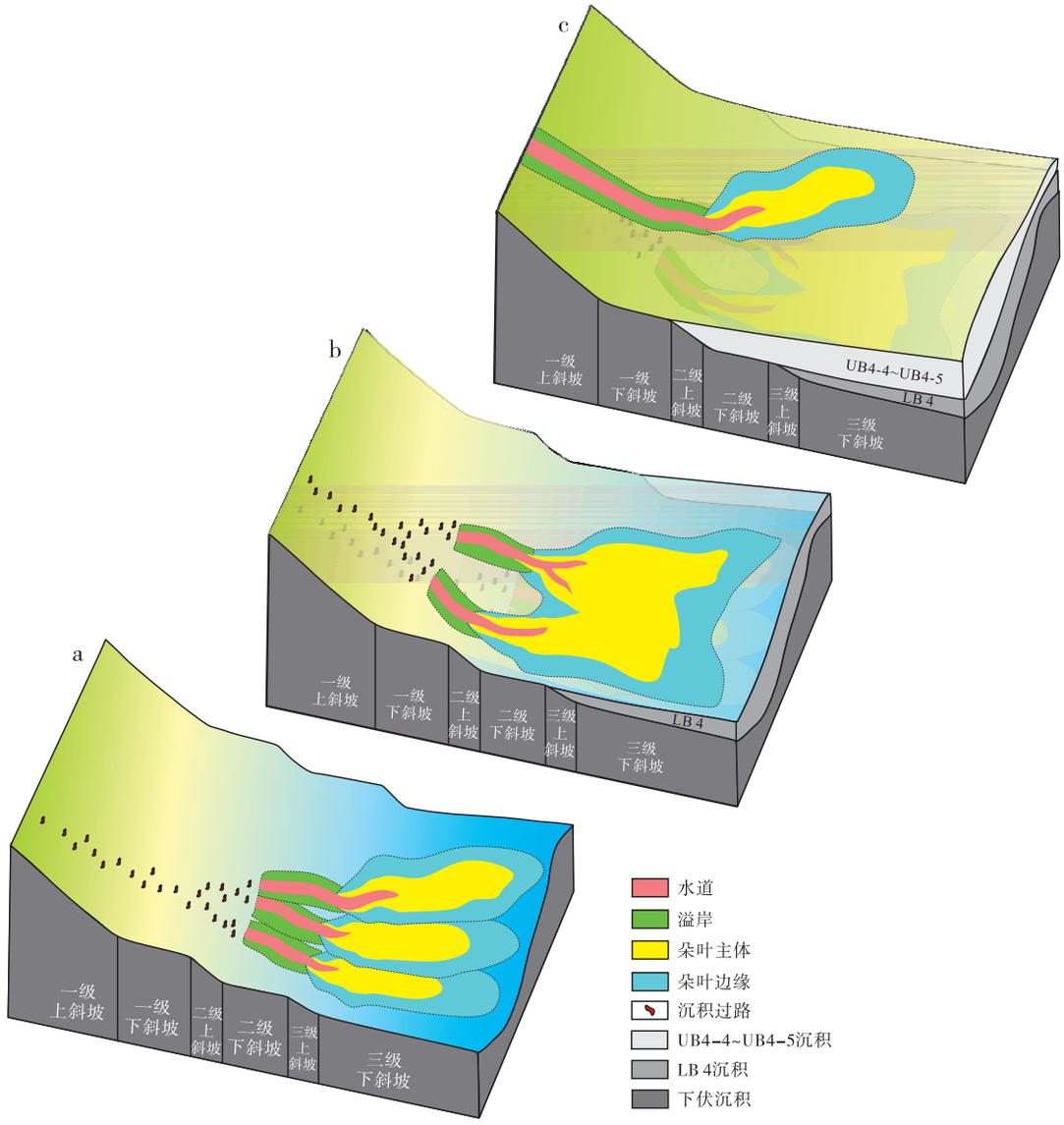


图 12 研究区顺物源构型剖面图（剖面位置见图 1-b）

Fig. 12 Architectural longitudinal-section of B4 oil group in X Oilfield, North Sea Basin, UK (profile location is shown in Fig. 1-b)

积过路距离也较远（Pohl *et al.*, 2020），在研究区 LB4 油组沉积时期，这一距离超过了一级下斜坡的距离，经过二级坡折的作用，水流进一步减速（佛罗德数小于 1），海底扇砂体开始沉积于二级下斜坡。在沉积过路区域，水流流速较快并表现出超临界流特征（佛罗德数大于 1），多可以侵蚀底形，形成过路水流；在二级下斜坡的近端，水流流速降低，易发生水跃现象，并且，水流虽然开始表现出亚临界流特征（佛罗德数小于 1），但佛罗德数仍较高，这样的水动力条件有利于形成水道—溢岸沉积（Wahab *et al.*, 2022），水流减速过程中会发生一定的扩散作用，从而在研究区形成多个决口分支



a—早期朵叶体沉积模式（LB4）；b—中期朵叶体沉积模式（UB4-4~UB4-5）；c—晚期朵叶体沉积模式（UB4-6）

图 13　英国北海 X 油田不同沉积时期断槽内部纵向多级坡折控制下的海底扇构型模式

Fig. 13　Architectural patterns of submarine fan controlled by longitudinal multi-step slope breaks in fault trough during different depositional periods in X Oilfield, North Sea Basin, UK

水道。水流经过二级坡折，流速进一步降低，佛罗德数也进一步减小，此时水流易发生扩散并形成朵叶体（Wahab *et al.*, 2022），因此在相对开阔的三级下斜坡，砂体由分支水道与溢岸转变为水道化朵叶体与朵叶体沉积。

其二，纵向多级坡折控制了研究区海底扇砂体的迁移叠置样式。LB4 油组沉积时期，朵叶体由南向北迁移叠置（图 13-a），至 LB4 油组沉积结束，三级下斜坡被完全充填，至 UB4 油组沉积时，三级下斜坡已不存在，朵叶体开始溯源退积，在二级下斜坡内发育水道化朵叶体与朵叶体沉积，并相互之间侧向拼接（图 13-b）。至 UB4-6 小层沉积时期，二级下斜坡被完全充填，此时朵叶体进一步溯源退积至一级下斜坡，不再发生沉积过路，海底扇由近源过路型转变为近源沉积型，水道—朵叶体向北东方向延伸，呈舌状（图 13-c）。LB4 油组沉积时期朵叶体的由南向北迁移叠置与不对称的断槽地貌相关，随后的朵叶体溯源退积则与纵向多级坡折

密切相关，形成机理可以通过水动力与可容空间的变化来解释。研究区一级坡折上下斜坡的坡度差较大（6.3°），但是断槽内部多级坡折上下斜坡的坡度差较小（小于 3°），因此，一级坡折对水流的减速作用较强，较高的一级上斜坡坡度导致过路距离较远，而断槽内部的多级坡折对水流的减速作用较弱，因此，在 LB4 油组沉积时期，逐渐在二级下斜坡形成水道—溢岸、三级下斜坡形成水道化朵叶体与朵叶体沉积。随着朵叶体的沉积，三级下斜坡逐渐被填平并形成沉积地貌凸起，可容空间相比二级下斜坡更小，而朵叶体需要的可容空间较大（李磊等，2010；Prather *et al.*，2012），因此不再形成于三级下斜坡而退积于二级下斜坡。相似地，在二级下斜坡被充填后，朵叶体被迫溯源退积至一级下斜坡，一级上斜坡与一级坡折的坡度逐渐减小，沉积过路的位置可退至一级上斜坡（Pohl *et al.*，2020），研究区范围内，海底扇由近源过路型转变为近源沉积型，一级坡折的坡度减小会导致砂体延伸长度增加、厚度减小，在局限性的一级下斜坡内部，海底扇砂体向北东方向偏转。此外，在限制性地貌环境下，朵叶体趋于呈舌状、垂向加积（Zhang *et al.*，2016；张佳佳和吴胜和，2019），与 UB4-6 小层内部 2 个海底扇砂体特征吻合。

6.2 断槽内部纵向微阶地控制下的海底扇构型模式

在同生正断层成因的陆坡微盆地内部，前人分别考虑了多级横向断阶（如 Tillmans *et al.*，2021）、转换阶地（如 Henstra *et al.*，2017；Tillmans *et al.*，2021）、断槽侧向限制作用（Mckinnon，2013；Tian *et al.*，2024）控制下的海底扇构型模式。本次研究发现，在断槽内部可发育纵向多级坡折，与横向断阶不同的是，并非由于横向正断层上下盘的高程差直接导致的，而是由于纵向同生正断层的差异活动性，导致断槽内部纵向上不同位置的沉降幅度存在差异，在斜坡背景下形成多级坡折。这种断槽内部的纵向多级坡折在同生断层成因的陆坡微盆地内部应是常见的，如北海三叉盆地内部、南海莺歌海盆地内部等，但纵向多级坡折控制下的海底扇构型模式尚未建立。

本研究以北海盆地 X 油田为例，建立了断槽内部纵向多级坡折控制下的海底扇构型模式（图 14），主要表现为 2 个方面：一方面，纵向多级坡折控制着构型单元平面组合样式，在近源的一级上斜坡与一级下斜坡位置，海底扇可表现出沉积过路。随着纵向坡折级次的增加，海底扇构型单元

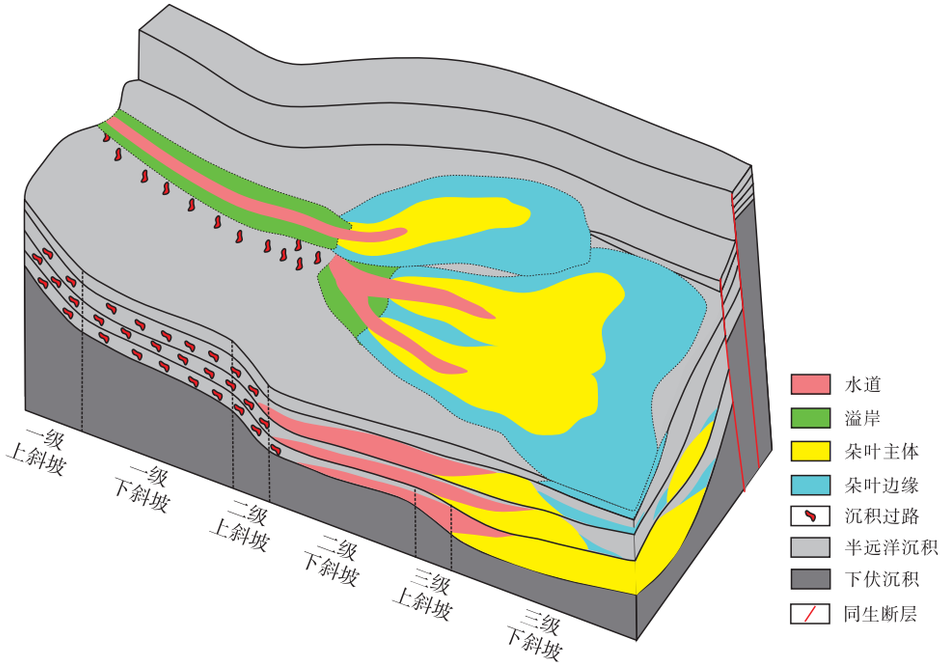


图 14 英国北海 X 油田断槽内部纵向多级坡折控制下的海底扇构型模式

Fig. 14 Architectural patterns of submarine fan controlled by longitudinal multi-step slope breaks in fault trough in X Oilfield, North Sea Basin, UK

平面组合样式可变为多分支决口水道—溢岸、水道—朵叶体组合样式（水道化朵叶体）、朵叶体组合样式，朵叶体厚度较大。另一方面，纵向多级坡折控制着海底扇迁移叠置样式，在强供给、陡斜坡背景下，海底扇近源过路，朵叶体优先充填于高级次的下斜坡内部，并在充填完成后，向低级次的下斜坡溯源退积叠置。

7　结论

本研究基于北海 X 油田上侏罗统 B4 油组，揭示了断槽内部纵向多级坡折古地貌特征及其控制下纵向海底扇水道—朵叶体储层构型。

1）研究区海底扇发育于侧向上不对称的陆坡断槽内部，具有南深北浅、南陡北缓、向东开口的特点；纵向上，西侧发育一级上斜坡，坡度约为 7.5°，内部发育 3 个深水坡折，一级坡折上下斜坡坡度差为 6.3°，二级与三级坡折上下斜坡的坡度差均小于 3°。一级与二级下斜坡顺源长度相对较短，三级下斜坡顺源长度大且开阔。

2）研究区海底扇水道—朵叶体发育近源过路型与近源沉积型，顺源由过路沉积演变为分支决口水道—溢岸、水道化朵叶体与朵叶体，朵叶体总体厚度较大，可见朵状与舌状 2 种形态；垂向上，海底扇砂体侧向迁移、溯源退积叠置。

3）纵向多级坡折控制了研究区海底扇构型单元平面组合样式与迁移叠置样式。一级上斜坡供给强度大，近源水流流速快、佛罗德数大，形成近源过路型海底扇，一级下斜坡发育过路沉积；一级坡折上下斜坡坡度差大，导致海底扇砂体厚度大；下斜坡之间的坡折小，水流速度逐渐减小，在二级与三级下斜坡逐渐发育多分支决口水道—溢岸、水道—朵叶体、朵叶体。随着二级下斜坡与三级下斜坡逐渐被充填堆高，朵叶体优先沉积于近源的高可容空间中，逐渐溯源退积叠置，由于侧向限制性增强，朵叶体在沉积晚期由朵状变为舌状，并发生偏转。

参考文献（References）

郭彦英，黄河清. 2013. 海底浊流在坡道转换处的流动及沉积的数值模拟. 沉积学报，31(6)：994－1000. [Guo Y Y, Huang H Q. 2013. Numerical simulation of the flow and deposition of turbidity currents with different slope changes. Acta Sedimentologica Sinica, 31(6)：994－1000]

侯云超，樊太亮，李一凡，蔡文杰，王宏语，刘隆隆，尹思琪，李冬. 2022. 盐构造与深水重力流的相互作用及响应：以墨西哥湾 Sureste 盆地中新统为例. 沉积学报，40(1)：22－33. [Hou Y C, Fan T L, Li Y F, Cai W J, Wang H Y, Liu L L, Yin S Q, Li D. 2022. Interactions and responses between salt structures and deep water gravity flow：a case study from the Miocene strata in the Sureste Basin, Gulf of Mexico. Acta Sedimentologica Sinica, 40(1)：22－33]

金民东，谭秀成，童明胜，曾伟，刘宏，钟波，刘庆松，连承波，周星合，许浒，罗冰. 2017. 四川盆地高石梯—磨溪地区灯四段岩溶古地貌恢复及地质意义. 石油勘探与开发，44(1)：58－68. [Jin M D, Tan X C, Tong M S, Zeng W, Liu H, Zhong B, Liu Q S, Lian C B, Zhou X H, Xu H, Luo B. 2017. Karst paleogeomorphology of the fourth Member of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi area, Sichuan Basin, SW China：restoration and geological significance. Petroleum Exploration and Development, 44(1)：58－68]

李建平，贾万丽，李宏义，张成，闫琢玉. 2024. 物源—地貌双控背景下海底扇沉积储层特征及勘探意义：以琼东南盆地梅山组为例. 地质科学，59(1)：148－165. [Li J P, Jia W L, Li H Y, Zhang C, Yan Z Y. 2024. Sedimentary reservoir characteristics and exploration significance of submarine fan under the dual control of provenance and geomorphology：taking the Meishan Formation in Qiongdongnan Basin as an example. Chinese Journal of Geology, 59(1)：148－165]

李磊，王英民，张莲美，黄志超. 2010. 尼日尔三角洲下陆坡限定性重力流沉积过程及响应. 中国科学：地球科学，40(11)：1591－1597. [Li L, Wang Y M, Zhang L M, Huang Z C. 2010. Confined gravity flow sedimentary process and its impact on the lower continental slope, Niger Delta. Scientia Sinica (Terrae), 40(11)：1591－1597]

林承焰，陈柄屹，任丽华，董春梅，张宪国. 2023. 沉积数值模拟研究现状及实例. 地质学报，97(8)：2756－2773. [Lin C Y, Chen B Y, Ren L H, Dong C M, Zhang X G. 2023. A review of depositional numerical simulation and a case study. Acta Geologica Sinica, 97(8)：2756－2773]

蔺鹏. 2024. 基于沉积学原理的被动陆缘陆坡古地貌恢复方法. 石油物探，63(2)：503－516. [Lin P. 2024. Sedimentology-based palaeogeomorphologic restoration for passive continental marginal slope. Geophysical Prospecting for Petroleum, 63(2)：503－516]

刘政，何登发，童晓光，杜鹏，李涤. 2011. 北海盆地大油气田形成条件及分布特征. 中国石油勘探，16(3)：31－43. [Liu Z, He D F, Tong X G, Du P, Li D. 2011. Formation and distribution of giant oil and gas fields in North Sea Basin. China Petroleum Exploration, 16(3)：31－43]

庞雄，陈长民，朱明，何敏，柳保军，申俊，连世勇. 2007. 深水沉积研究前缘问题. 地质论评，53(1)：36－43. [Pang X, Chen C M, Zhu M, He M, Liu B J, Shen J, Lian S Y. 2007. Frontier of the deep-water deposition study. Geological Review, 53(1)：36－43]

王建国，蒋传杰，常森，杜孝华，何顺利，顾岱鸿. 2017. 克拉通盆地微

古地貌恢复的构造趋势面转换法. 石油学报,38(1): 77-83,104. [Wang J G,Jiang C J,Chang S,Du X H,He S L,Gu D H. 2017. Structural trend surface conversion method for micro-amplitude paleotopographic restoration of cratonic basins. Acta Petrolei Sinica,38(1): 77-83,104]

王陆新,潘继平,杨丽丽. 2020. 全球深水油气勘探开发现状与前景展望. 石油科技论坛,39(2): 31-37. [Wang L X,Pan J P,Yang L L. 2020. Present conditions and prospect of global deepwater oil and gas exploration and development. Petroleum Science and Technology Forum,39(2): 31-37]

温志新,王建君,王兆明,贺正军,宋成鹏,刘小兵,张宁宁,季天愚. 2023. 世界深水油气勘探形势分析与思考. 石油勘探与开发,50(5): 924-936. [Wen Z X,Wang J J,Wang Z M,He Z J,Song C P,Liu X B,Zhang N N,Ji T Y. 2023. Analysis of the world deepwater oil and gas exploration situation. Petroleum Exploration and Development,50(5): 924-936]

张功成,屈红军,赵冲,张凤廉,赵钊. 2017. 全球深水油气勘探 40 年大发现及未来勘探前景. 天然气地球科学,28(10): 1447-1477. [Zhang G C,Qu H J,Zhao C,Zhang F L,Zhao Z. 2017. Giant discoveries of oil and gas exploration in global deepwaters in 40 years and the prospect of exploration. Natural Gas Geoscience,28(10): 1447-1477]

张光亚,马锋,梁英波,赵喆,秦雁群,刘小兵,张可宝,客伟利. 2015. 全球深层油气勘探领域及理论技术进展. 石油学报,36(9): 1156-1166. [Zhang G Y,Ma F,Liang Y B,Zhao Z,Qin Y Q,Liu X B,Zhang K B,Ke W L. 2015. Domain and theory-technology progress of global deep oil & gas exploration. Acta Petrolei Sinica,36(9): 1156-1166]

张佳佳,吴胜和. 2019. 海底扇朵叶沉积构型研究进展. 中国海上油气,31(5): 88-106. [Zhang J J,Wu S H. 2019. Research progress on the depositional architecture of submarine-fan lobes. China Offshore Oil and Gas,31(5): 88-106]

朱伟林,杨甲明,杜栩. 2011. 欧洲含油气盆地. 北京: 科学出版社,354-374. [Zhu W L,Yang J M,Du X. 2011. European Petroliferous Basins. Beijing: Science Press,354-374]

Bell R E,McNeill L C,Bull J M,Henstock T J. 2008. Evolution of the offshore western Gulf of Corinth. Geological Society of America Bulletin,120(1-2): 156-178.

Bell R E,McNeill L C,Bull J M,Henstock T J,Collier R E L,Leeder M R. 2009. Fault architecture,basin structure and evolution of the Gulf of Corinth Rift,central Greece. Basin Research,21(6): 824-855.

Chen M,Wu S H,Wang R F,Zhang J J,Xie P F,Wang M,Wang X F,Xiong Q C,Yu J T,Miramontes E. 2024. Sedimentary architecture of submarine lobes affected by bottom currents: insights from the Rovuma Basin offshore East Africa. Basin Research,36: e12829.

Choe M Y,Chough S K. 1988. The Hunghae Formation,SE Korea: Miocene debris aprons in a back-arc intraslope basin. Sedimentology,35(2): 239-255.

Debacker T N,Verniers J,Strachan L J,Dumon M,Belmans M. 2014. Sedimentological thickness variations within Silurian mudstone-dominated turbidite deposits and the effects on cleavage fanning(Anglo-Brabant Deformation Belt,Belgium). Journal of the Geological Society,171(2): 193-209.

Fonnesu M,Palermo D,Galbiati M,Marchesini M,Bonamini E,Bendias D. 2020. A new world-class deep-water play-type,deposited by the syndepositional interaction of turbidity flows and bottom currents: the giant Eocene Coral Field in northern Mozambique. Marine and Petroleum Geology,111: 179-201.

Fraser S I,Robinson,A,Johnson H,Underhill J,Kadolsky D,Connell R,Johannessen P,Ravnås R. 2003. Upper Jurassic. In: Evans D,Graham C,Graham C,Armour A,Bathurst P(eds). The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea. Geological Society of London,157-189.

García M H. 1993. Hydraulic jumps in sediment-driven bottom currents. Journal of Hydraulic Engineering,119(10): 1094-1117.

García M H,Parker G. 1989. Experiments on hydraulic jumps in turbidity currents near a canyon-fan transition. Science,245(4916): 393-396.

Gervais A,Savoye B,Mulder T,Gonthier E. 2006. Sandy modern turbidite lobes: a new insight from high resolution seismic data. Marine and Petroleum Geology,23(4): 485-502.

Gong C L,Steel R J,Wang Y M,Lin C S,Olariu C. 2016. Grain size and transport regime at shelf edge as fundamental controls on delivery of shelf-edge sands to deepwater. Earth-Science Reviews,157: 32-60.

Gong C L,Wang Y M,Rebesco M,Salon S,Steel R J. 2018. How do turbidity flows interact with contour currents in unidirectionally migrating deep-water channels? Geology,46(6): 551-554.

Hawie N,Covault J A,Sylvester Z. 2019. Grain-size and discharge controls on submarine-fan depositional patterns from forward stratigraphic models. Frontiers in Earth Science,7: 334.

Henstra G A,Gawthorpe R L,Helland-Hansen W,Ravnås R,Rotevatn A. 2017. Depositional systems in multiphase rifts: seismic case study from the Lofoten margin,Norway. Basin Research,29(4): 447-469.

Hesselbo S P. 2008. Sequence stratigraphy and inferred relative sea-level change from the onshore British Jurassic. Proceedings of the Geologists' Association,119(1): 19-34.

Hesselbo S P,Deconinck J F,Huggett J M,Morgans-Bell H S. 2009. Late Jurassic palaeoclimatic change from clay mineralogy and gamma-ray spectrometry of the Kimmeridge Clay,Dorset,UK. Journal of the Geological Society,166(6): 1123-1133.

Howlett D M,Ge Z Y,Nemec W,Gawthorpe R L,Rotevatn A,Jackson C A-L. 2019. Response of unconfined turbidity current to deep-water fold and thrust belt topography: orthogonal incidence on solitary and segmented folds. Sedimentology,66(6): 2425-2454.

Howlett D M,Gawthorpe R L,Ge Z Y,Rotevatn A,Jackson C A L. 2021. Turbidites,topography and tectonics: evolution of submarine channel-lobe systems in the salt-influenced Kwanza Basin,offshore Angola. Basin Research,33(2): 1076-1110.

Jolly B A, Lonergan L, Whittaker A C. 2016. Growth history of fault-related folds and interaction with seabed channels in the toe-thrust region of the deep-water Niger delta. Marine and Petroleum Geology, 70: 58-76.

Li W, Yue D L, Wu S H, Wang W F, Li J, Wang W R, Tian T H. 2019. Characterizing meander belts and point bars in fluvial reservoirs by combining spectral decomposition and genetic inversion. Marine and Petroleum Geology, 105: 168-184.

Mckinnon M. 2013. Depositional character of "syn-rift" deep-water deposits: a case study from the upper Jurassic Buzzard turbidite system. University of Aberdeen, 1-334.

Patruno S, Kombrink H, Archer S G. 2022. Cross-border stratigraphy of the Northern, Central and Southern North Sea: a comparative tectono-stratigraphic megasequence synthesis. In: Patruno S, Archer S G, Chiarell D, Howell J A, Jackson C A L, Kombrink H (eds). Cross-Border Themes in Petroleum Geology I: The North Sea. Geological Society of London 494, 13-83.

Pirmez C, Prather B E, Mallarino G, O'Hayer W W, Droxler A W, Winker C D. 2012. Chronostratigraphy of the Brazos-Trinity depositional system, western Gulf of Mexico: implications for deepwater depositional models. In: Prather B E, Deptuck M E, Mohrig D C, Hoorn B V, Wynn R B (eds). Application of the Principles of Seismic Geomorphology to Continental-Slope and Base-of-Slope Systems: Case Studies from Seafloor and Near-Seafloor Analogues. SEPM Special Publication 99, 111-143.

Pohl F, Eggenhuisen J T, Cartigny M J B, Tilston M C, de Leeuw J, Hermidas N. 2020. The influence of a slope break on turbidite deposits: an experimental investigation. Marine Geology, 424: 106160.

Prather B E, Booth J R, Steffens G S, Craig P A. 1998. Classification, lithologic calibration, and stratigraphic succession of seismic facies of intraslope basins, deep-water Gulf of Mexico. AAPG Bulletin, 82(5): 701-728.

Prather B E, Pirmez C, Winker C D. 2012. Stratigraphy of linked intraslope basins: Brazos-Trinity system western Gulf of Mexico. In: Prather B E, Deptuck M E, Mohrig D, Hoorn B V, Wynn R B (eds). Application of the Principles of Seismic Geomorphology to Continental-Slope and Base-of-Slope Systems: Case Studies from Seafloor and Near-Seafloor Analogues. SEPM Special Publication 99, 83-109.

Prélat A, Covault J A, Hodgson D M, Fildani A, Flint S S. 2010. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes. Sedimentary Geology, 232(1): 66-76.

Reading H G, Richards M. 1994. Turbidite systems in deep water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin, 78(5): 792-822.

Shanmugam G. 2016. Submarine fans: a critical retrospective (1950-2015). Journal of Palaeogeography, 5(2): 110-184.

Spychala Y T, Hodgson D M, Flint S S, Mountney N P. 2015. Constraining the sedimentology and stratigraphy of submarine intraslope lobe deposits using exhumed examples from the Karoo Basin, South Africa. Sedimentary Geology, 322: 67-81.

Spychala Y T, Eggenhuisen J T, Tilston M, Pohl F. 2020. The influence of basin setting and turbidity current properties on the dimensions of submarine lobe elements. Sedimentology, 67(7): 3471-3491.

Steventon M J, Jackson C A, Johnson H D, Hodgson D M, Kelly S, Omma J, Gopon C, Stevenson C, Fitch P. 2021. Evolution of a sand-rich submarine channel-lobe system, and the impact of mass-transport and transitional-flow deposits on reservoir heterogeneity: Magnus Field, Northern North Sea. Petroleum Geoscience, 27(3): petgeo2020-petgeo2095.

Talling P J, Cartigny M J B, Pope E, Baker M, Clare M A, Heijnen M, Hage S, Parsons D R, Simmons S M, Paull C K, Gwiazda R, Lintern G, Hughes Clarke J E, Xu J P, Silva Jacinto R, Maier K L. 2023. Detailed monitoring reveals the nature of submarine turbidity currents. Nature Reviews Earth & Environment, 4(9): 642-658.

Taylor E E, Webb N J, Stevenson C J, Henderson J R, Kovac A, Millington J J, Rhodes J A. 2020. The buzzard field, blocks 19/5a, 19/10a, 20/1 and 20/6a, UK north sea. In: Goffey G, Gluyas J G (eds). United Kingdom Oil and Gas Fields: 50th Anniversary Commemorative Volume. Geological Society, London, Memoirs, 52: 691-704.

Tian D M, Liang C, Jiang T, Pei J X, Liao J. 2024. Architecture and depositional processes of a submarine channel during the late Miocene in the Yinggehai basin, northwestern South China Sea. Marine and Petroleum Geology, 167: 106964.

Tillmans F, Gawthorpe R L, Jackson C A L, Rotevatn A. 2021. Syn-rift sediment gravity flow deposition on a Late Jurassic fault-terraced slope, northern North Sea. Basin Research, 33(3): 1844-1879.

Wahab A, Hoyal D C, Shringarpure M, Straub K M. 2022. A dimensionless framework for predicting submarine fan morphology. Nature Communications, 13(1): 7563.

Zhang J J, Wu S H, Fan T E, Fan H J, Jiang L, Chen C, Wu Q Y, Lin P. 2016. Research on the architecture of submarine-fan lobes in the Niger Delta Basin, offshore West Africa. Journal of Palaeogeography, 5(3): 185-204.

Zhang J J, Wu S H, Hu G Y, Fan T E, Yu B, Lin P, Jiang S N. 2018. Sea-level control on the submarine fan architecture in a deepwater sequence of the Niger Delta Basin. Marine and Petroleum Geology, 94: 179-197.

（责任编辑　李新坡）