

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.556>



# 乌干达 K 油田扇三角洲沉积正演模拟与应用

徐伟<sup>1</sup>, 房磊<sup>1</sup>, 张新叶<sup>1</sup>, 王鹏飞<sup>2</sup>, 刘钧<sup>1</sup>, 杨希濮<sup>1</sup>

1. 中海油研究总院, 北京 100028

2. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452

**摘要:** 乌干达 K 油田位于 Albert 盆地, 由于钻井数较少, 地震资料品质差, 沉积储层空间分布预测存在严峻挑战。根据岩心、测井、古生物、重矿物、粒度分析等资料综合分析后认为, 乌干达 K 油田属滨浅湖环境, 发育受边界断层控制的近源扇三角洲沉积, 物源方向位于油田东南部, 以低能长期的水下分流河道牵引流搬运为主。在沉积主控因素定量分析的基础上, 将可容纳空间变化、物源供应及沉积物搬运等参数定量表征, 并在年代地层框架约束下, 通过正演模拟, 再现地质历史时期地层沉积演化过程, 建立了三维储层砂岩分布概率模型, 进一步认识了研究区各层砂体的空间分布特征。将沉积演化模拟的砂岩分布结果转化为三维地质建模的定量控制条件, 对沉积相模型进行约束, 建立了更符合沉积认识的高精度相控地质模型, 实现了扇三角洲储层砂体定量预测与表征。

**关键词:** 扇三角洲; 储层分布; 沉积正演模拟; 三维地质模型; 油田。

中图分类号: P539.2

文章编号: 1000-2383(2019)02-0513-11

收稿日期: 2018-12-10

## Sedimentary Forward Simulation and Application of Fan Delta in K Oil Field in Uganda

Xu Wei<sup>1</sup>, Fang Lei<sup>1</sup>, Zhang Xinye<sup>1</sup>, Wang Pengfei<sup>2</sup>, Liu Jun<sup>1</sup>, Yang Xipu<sup>1</sup>

1. CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China

2. Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300452, China

**Abstract:** Due to the poor quality of seismic data and few wells, it is full of challenge to predict reservoir distribution in K oil field which is located at the south of Albert basin in Uganda. According to the comprehensive analyses of core, well logging, paleontology, heavy minerals and grain size, K oil field in Uganda is a shallow lake environment and developed near the source fan delta controlled by bounding fault. The direction of the sediment source located at southeast of this field and it was supplied by predominant distributary channel traction current in low energy and long term. On the basis of quantitative analysis of sedimentary impact factors, the quantified accommodation space variation, sedimentation supply and sediment transportation were put into sedimentary forward simulation under the control of chronostratigraphic framework to reconstruct stratigraphic evolution progress in geological history. Thus a three-dimension reservoir sand proportion distribution model was constructed to facilitate further understanding the spatial distribution characteristic of the sand in each zone. After transforming the results of sedimentary forward simulation into quantitative constraints for 3D geological modeling to control the facies model, a more accurate geological model which is consistent with the high accuracy of the sedimentary concept is established to predict and characterize the fan delta reservoir sand quantitatively.

**Key words:** fan delta; reservoir distribution; sedimentary forward simulation; 3D geological model; oil field.

**基金项目:** 国家科技重大专项“海外重点油气田开发钻采关键技术”(No.2017ZX05032-004)。

**作者简介:** 徐伟(1985-), 男, 硕士研究生, 工程师, 主要从事油气田开发地质研究。ORCID: 0000-0002-7123-9313. E-mail: xuwei6@cnooc.com.cn

**引用格式:** 徐伟, 房磊, 张新叶, 等, 2019. 乌干达 K 油田扇三角洲沉积正演模拟与应用. 地球科学, 44(2): 513-523.

## 0 引言

扇三角洲主要形成于构造活动强烈、地形高差较大、盆地斜坡较陡的背景下,经历了复杂的沉积演化过程,储层砂体往往呈现多期次叠置、横向变化快、孔隙结构复杂的特征,导致储层展布特征和非均质性研究面临严峻挑战(Blair, 2000; 朱筱敏, 2008; Muravchik *et al.*, 2014; 王改云等, 2016). 大量的扇三角洲储层特征研究表明,粗粒沉积的前缘水下分流河道砂体物性最好,是最有利的油气储集砂体(Benvenuti, 2003; 杨田等, 2015). 在野外露头精细研究或密井网的基础上,利用详实的数据可以建立扇三角洲原型骨架模型,系统解剖砂体几何特征,能够获得水下分流河道砂体的几何形态、分布规律、砂体规模等定性和定量地质知识库(贾爱林等, 2000; 陈程等, 2006).

然而,合适的野外露头数据往往难以获取,直接利用露头资料推测地下实际情形仍存在很大困难. 目前,沉积正演数值模拟逐渐成为国际上沉积研究的前沿和热点领域,作为能够多维度定量描述盆地形成和沉积充填的有效工具,已成功应用于大尺度和长时间沉积的碎屑岩与碳酸盐岩地层中,为储层空间分布和非均质性表征提供了新的思路与方法(Warrlich *et al.*, 2008; Alzaga-Ruiz *et al.*, 2009). Salles *et al.* (2008) 通过沉积模拟重建了深水浊流沉积的物理过程,有效提高了深水储层潜在目标的预测精度. Edmons *et al.* (2009) 通过沉积模拟发现,沉积物内在凝聚力对三角洲的形态会产生显著影响,凝聚力强的沉积物易于形成鸟足状三角洲,反之凝聚力弱则偏向于形成扇状三角洲形态. 近年来国内外学者的研究成果进一步表明,沉积模拟不仅能够研究储层尺度的砂体发育过程,还可以定量分析储层连通程度(Yin *et al.*, 2016). 沉积模拟技术的发展,为储层三维地质建模中储层模型的模拟提供了更多有效的约束条件,二者的有机结合在很大程度上实现了资料欠缺情况下储层空间分布特征的预测和刻画(Yin *et al.*, 2017).

然而目前关于裂谷盆地扇三角洲沉积体系正演模拟的研究尚处于起步阶段,缺乏系统、详细的深入分析,特别是对处于开发前期资料有限的油田,进行精细的油藏描述研究困难重重. 乌干达 Albert 盆地 K 油田目前处于开发前期阶段,仅有的 5 口钻井均位于主体区构造高部位,井控程度低. 由于地震数据受浅层气、地面采集条件的影响,资料品质差,不支

持储层精细表征,砂体空间分布特征难以预测. 本文采用沉积正演模拟的研究思路,通过分析沉积演化的多项控制因素,并进行量化处理,基于扩散方程原理模拟该油田含油层段的沉积演化过程,建立了 K 油田储层砂岩分布概率模型,并作为三维地质建模的约束条件,精细刻画了储层砂体的分布特征,有效解决了资料有限情况下难以刻画扇三角洲储层空间分布特征的难题.

## 1 油田地质背景

乌干达 Albert 盆地位于东非裂谷西支北端,受一系列北东—南西向深断裂所控制,是一个富含油气的新生代地堑(图 1),大部分被横跨乌干达和刚果的 Albert 湖覆盖,目前研究程度较浅. Albert 盆地西侧边界断层控制了陡坡沉积体系,东侧边界断层为一组正断裂,东侧北部为缓坡沉积体系区域,而南部为陡坡沉积体系区域,中部为构造转换带(杨小丽等, 2015). K 油田位于 Albert 盆地东南部陡坡带,为边界断层下降盘上的半背斜构造,东侧被基底变质岩封堵,向西构造倾覆. 油田圈闭分南部主体区和北区次高点,圈闭受控于盆地边界主断裂(杨小丽等, 2016).

Albert 地堑基底以片麻岩、片岩、石英岩、花岗岩为主,是 K 油田沉积地层的母岩,其上为风化壳,上覆充填了从中新世至全新世的多套裂谷地层(图 1). K 油田目前主体区已钻 5 口井,均位于构造高部位,其中 K-3S 是唯一一口侧钻取心井. 油田主要含油层为上新统中下部(P1)砂岩储层(图 1),以中粗粒长石石英砂岩为主,差到中等分选,磨圆度为次圆到次棱角状,结构成熟度较低. K 油田含油地层垂向上划分为 A、B、C 这 3 个四级层序,可进一步划分为 10 个五级层序,其中 A 层和 C 层均可细分为 3 个五级层序, B 层细分为 4 个五级层序. 从连井剖面上看, A 层和 C 层储层连续性较好, B 层储层连续性相对较差,其中 C 层砂体最厚达 26 m,为该油田主力含油层(图 4).

前人对 K 油田沉积环境和沉积相综合研究表明,该油田含油层段发育近物源为主的扇三角洲前缘沉积,主力储层为水下分流河道,少量溢岸与河口坝(杨小丽等, 2016). A 层和 C 层水下分流河道较为发育,砂体分布范围广, B 层则砂体较少,分布范围比较有限. 由于扇三角洲储层在纵向和横向上变化较快,砂体空间分布特征往往难以定量预测.

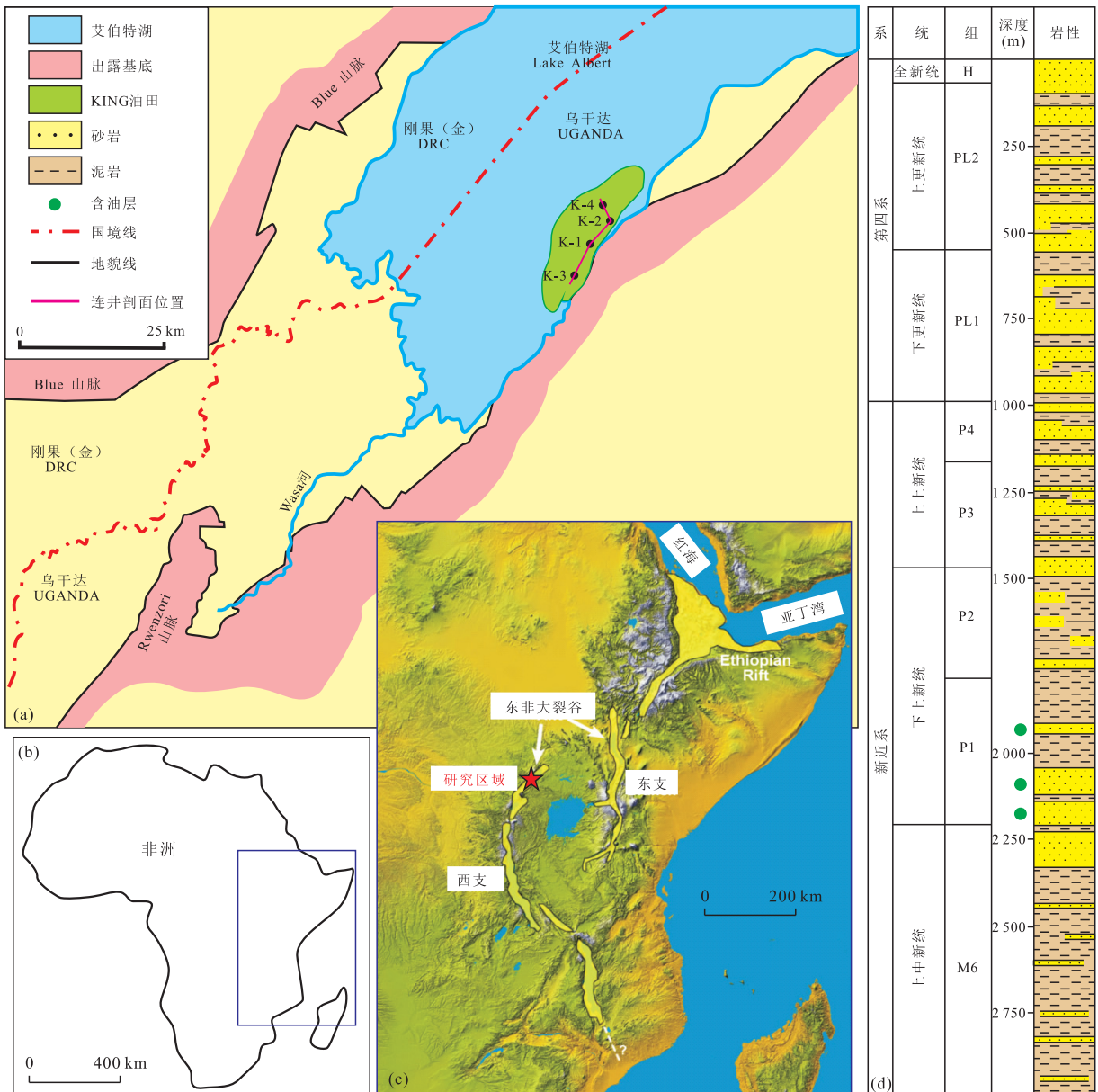


图 1 乌干达 K 油田地理位置与构造背景

Fig.1 Geographical location and tectonic background of K oil field, Uganda

a.乌干达 K 油田构造地理位置图;b.研究区地理位置图;c.研究区区域构造位置图;d.研究区综合地层柱状图

## 2 模拟原理与方法

本文选择法国石油研究院开发出的三维地层模拟软件系统 Dionisos 进行研究,该软件的核心是沉积物搬运的扩散方程,即用于描述非稳态过程的 Fick 第二定律(Harbaugh *et al.*, 1970).自然界的沉积过程一般为非稳态,因此利用长时间跨度(十几万年~几十个百万年)和大尺度(十几公里~几百公里)下的 Fick 第二定律,可以描述沉积物分布及影响因素(如斜坡或流体速度)随时间变化的过程,从而对盆地的地层充填样式随时间的演化进行模拟

(朱红涛等,2007).Dionisos 中用于定义搬运能力的扩散方程为  $Q_s = A * Q_w * S$ ,其中  $Q_s$  为沉积物搬运能力( $m^2/s$ ), $A$  是经验系数,砂岩、粉砂岩大约为 0.1, $Q_w$  是水流载荷( $m^2/s$ ), $S$  是盆地坡度( $m/km$ ).通过模拟盆地每个时间和空间点的沉积或者剥蚀作用,可以进一步模拟盆地的变形和沉积充填,三维定量描述沉积体的形态,在三角洲、扇三角洲等沉积环境中应用效果良好(Csato *et al.*, 2013).

在 Dionisos 中需要 3 个主要参数:(1)可容纳空间,受海平面变化和构造沉降的综合控制,该研究区为陆相湖盆,可容纳空间可用地层厚度和湖盆水

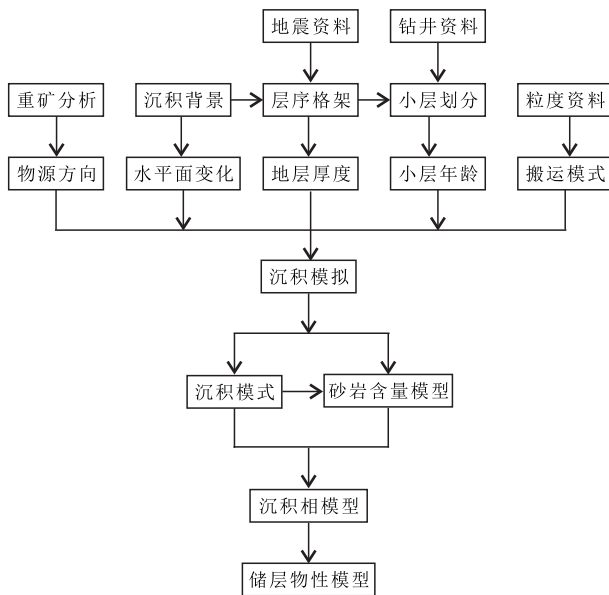


图 2 沉积演化模拟流程图

Fig.2 Sedimentary evolution simulation workflow scheme

深变化来表征；(2)沉积物供应包括物源区的位置和供应量；(3)搬运参数，包括水流载荷，坡度，颗粒粒径，波浪能量等(Yin *et al.*, 2017).这些参数通常可以通过分析测井曲线和地震数据进行估计.Dionisos的输出成果为三维地层和沉积相模型，可对地层的几何形态(位置，厚度，延伸距离)和其内部的沉积属性(砂/泥比，水深，坡度)进行精细三维定量描述(吕明等，2010；黄秀等，2013).

沉积模拟方法应用的关键主要体现在输入参数选取和结果解释及应用两方面(魏洪涛，2015).基于K油田钻井资料较少、地震资料信噪比低的现状，提出了适用于此类油田的沉积正演模拟技术路线(图2):首先根据地震剖面、测井曲线、录井岩性及地层压力等数据建立层序格架，进行层序划分对比，并基于米兰科维奇旋回分析方法确定各五级层序沉积时间间隔.然后根据沉积背景资料及前人研究成果，确定沉积类型和物源方向，结合地层厚度、湖平面变化、工区大小及时间间隔确定可容纳空间的变化和沉积物供应量变化，由粒度分析结果确定沉积物搬运模式，最后将这些参数量化后输入软件进行沉积数值模拟，根据钻井结果调整模型至与井点数据吻合.得到合理的模拟结果后，计算出砂岩含量模型，将其转化为三维地质建模的空间约束条件，采用随机算法模拟沉积相模型，精细刻画储层的空间展布特征.

### 3 年代地层框架

沉积模拟是模拟地层随时间变化的演变过程，必须要有初始时间和结束时间，并根据研究精度要求定义时间步长.基于米兰科维奇周期的旋回地层学分析不仅能够建立精确的高分辨率天文年代标尺，还为计算地层沉积速率随时间的变化提供了新方法(徐伟和解习农，2012).各级米兰科维奇理论周期(偏心率、斜率和岁差周期)之间存在相对稳定的比例关系，在稳定沉积环境相对整合的地层中，这一比例与各级旋回厚度的比值一致(Berger *et al.*, 1992).众所周知，自然伽马强度反映沉积物中泥质和有机质含量变化，能够作为反映古环境和古气候变化的替代指标(Thomas *et al.*, 2001; 吴淑玉和刘俊，2015).通过对自然伽马数据进行频谱分析，并与理论周期比对，可以识别出地层中保存的米兰科维奇旋回周期(徐伟等，2015).

前人根据 Lasker 轨道要素计算方法计算了 Albert 盆地早上新世的理论轨道周期，可作为本次研究天文周期进行比对的参考(Laskar *et al.*, 2011; 徐伟等，2015).对 K 油田取心井 K-3S 井自然伽马数据进行频谱分析，结果表明，主要旋回厚度实际比例与该盆地早上新世时期米氏周期的理论比例非常接近，因此可认为旋回厚度 13.98 m 和 6.52 m 分别对应于偏心率周期 209 ka 和 96 ka，旋回厚度 3.62 m 和 2.61 m 分别对应于斜率周期 54 ka 和 40 ka，而旋回厚度 1.55 m、1.46 m 和 1.29 m 分别对应于岁差周期 24 ka、22 ka 和 19 ka(图 3、表 1).根据压实校正后的旋回厚度及其对应的周期，计算出 K 油田目的层平均沉积速率为 0.066 m/ka，沉积时间间隔为 1.46 Ma.对各五级层序的地层厚度进行压实校正后，除以平均沉积速率，即可计算出各五级层序的沉

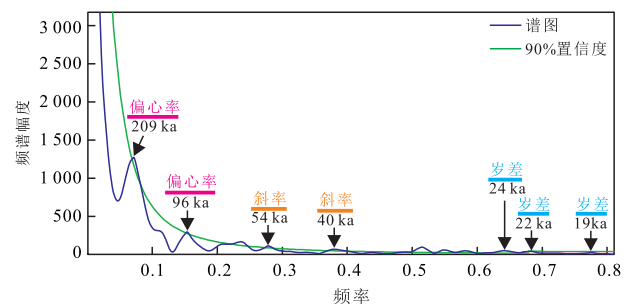


图 3 乌干达 K 油田 K-3S 井 GR 曲线频谱分析

Fig.3 Spectrum analysis of GR from well KF-3S in K oil field, Uganda

表 1 乌干达 K 油田米氏旋回周期与沉积速率估算

Table 1 Milankovitch cycles and sedimentary rate estimation of K oil field, Uganda

周期类型	理论周期(ka)	理论比例	旋回厚度(m)	实际比例	沉积速率(m/ka)
偏心率周期	209	11.06	13.98	10.86	0.067
	96	5.08	6.52	5.07	0.068
斜率周期	54	2.85	3.62	2.81	0.067
	40	2.14	2.61	2.03	0.065
岁差周期	24	1.25	1.55	1.21	0.065
	22	1.18	1.46	1.13	0.065
	19	1.00	1.29	1.00	0.068

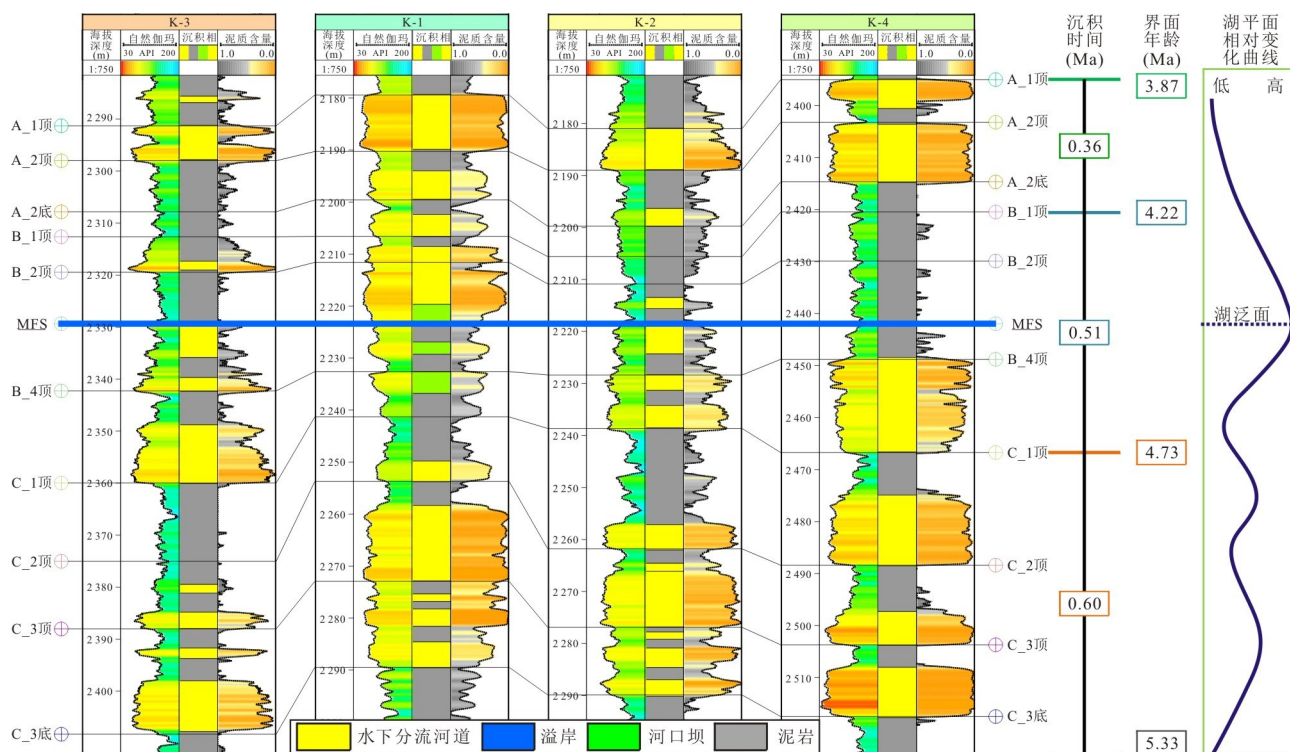


图 4 乌干达 K 油田层序划分与对比

Fig.4 Sequence division and correlation of K oil field, Uganda

积时间间隔,K 油田含油层底面为中新世与上新世界面(杨小丽等,2016),根据国际地层委员会(ICS)2017年2月发布的最新国际地层年代表,该界面的年龄为5.33 Ma,在该年龄的控制下,计算了各五级层序界面的实际年龄值,用于沉积演化模拟的时间约束(图4)。

## 4 沉积控制因素分析

### 4.1 可容纳空间

可容纳空间的变化主要通过地层厚度和湖盆水深变化两个参数来分析并量化,作为模拟输入条件。

#### 4.1.1 地层厚度 采用旋回对比、分级控制的原理

则,该油田储层垂向上可划分为3套含油层,分别为A、B和C层.通过井震标定,在地质模式的指导下解释了目的层4个层面(图7a).作为可容纳空间估计的基础参数之一,地层厚度可由井震标定后的地震解释层面和井点分层数据计算获得.地震剖面与井点综合分析结果表明,K 油田含油层段地层厚度有从构造高部位向翼部减薄的趋势(图7a),其中A层厚度较小并呈局部发育特征,向翼部逐渐尖灭,平均厚度25.9 m,主力层C层最厚,平均厚度47 m.边界断层以东为基底剥蚀区,无地层沉积。

#### 4.1.2 湖盆水深变化 K-3S井岩心古生物分析结果表明,K 油田含油层段含大量淡水藻类,同时含有葡萄藻属和盘星藻属,而蕨类孢子既有陆生的杪孢

表 2 乌干达 K 油田供应速率与供应量估计

Table 2 Supply rate and quantity of K oil field, Uganda

地层	平均厚度(m)	沉积时间(Ma)	时间跨度(Ma)	供应量(km <sup>3</sup> )	供应速率(km <sup>3</sup> /Ma)
A	25.9	4.22~3.87	0.36	4.2	11.67
B	39.3	4.73~4.22	0.51	6.3	12.35
C	47.0	5.33~4.73	0.60	7.6	12.67

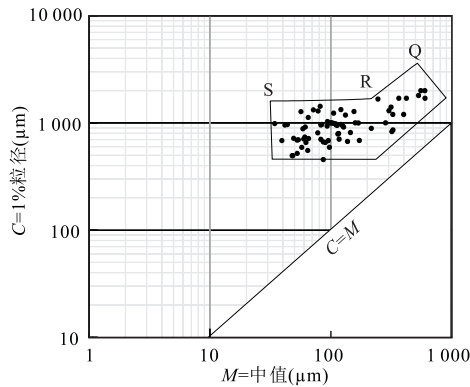


图 5 K 油田储层砂岩粒度 C-M 图

Fig.5 C-M plot of reservoir sand grain size in K oil field, Uganda

属,也有水生一半水生的光面单缝孢属,说明沉积环境为水陆过渡的滨浅湖环境(苏新等,2012).岩心中发育生物钻孔及生物扰动构造,虫孔多为垂直层面,指示近岸浅水环境(杨华等,2016).分析已钻井各层泥岩含量分布发现,B层泥质含量明显较A层和C层含量高,C层沉积初期水体较浅,随后湖平面开始波动上升,至B层中部达到最大湖泛面,之后湖平面开始逐渐下降,至A层形成较浅水体(图4).

#### 4.2 沉积物源参数

从古水系演化上看,晚中新世到晚上新世,Albert盆地南部主要发育古卡夫河并伴有来自东部边界断层的小规模水系(Dou *et al.*, 2004).K油田位于盆地东南部,紧邻边界断层,含油层段沉积期间主要受盆地东部小规模水系控制.根据重矿物组合分析结果,沉积物母岩为边界断层上升盘的变质基岩,目的层ZTR指数较小,表明为近物源特征(操应长等,2011),稳定矿物的平面变化指示可能的物源方向为东南向.由于模拟工区与油田范围一致,因此认为工区范围内在目的层沉积时期均有沉积物沉积下来.模拟工区面积乘以各层平均地层厚度,即可估算出沉积物的总供应体积,然后除以各层的沉积时间间隔,可计算出各层的沉积物供应速率(表2).

#### 4.3 沉积物搬运参数

本次沉积模拟研究中,模拟软件在搬运参数设

置中包含两种搬运模式,一是低能长期搬运,二是高能短期搬运.由于研究区气候温暖湿润,植被较茂盛,不易形成大规模的泥石流及粗碎屑沉积.断崖被小规模水流冲蚀形成小型冲沟,下降盘坡度较平缓,适于形成以砂质为主的牵引流沉积(于水等,2013).K油田储层粒度C-M图具有Q-R-S段特征(图5),为递变和均匀悬浮沉积,代表牵引流的沉积特征.因此,K油田发育以水下分流河道砂质为主的牵引流沉积,属低能长期搬运模式.在此模式下,进一步考虑了水流载荷、岩性及波浪能量等参数影响.由于本油田物源位于东部,本次模拟时设置了一个单一物源,因此认为水流的载荷能力与物源供应能力相当.沉积物岩性比例主要根据已钻井的岩性进行统计,对砂岩、粉砂岩和泥岩分别给定了相应的比例.由于研究区沉积环境属于滨浅湖水下环境,受波浪改造作用影响较小,本次模拟时暂未考虑波浪的影响.

## 5 模拟结果与应用

### 5.1 模拟结果分析

**5.1.1 平面分布特征** 在模拟软件中定义工区范围和年代框架后,输入地层厚度、湖平面变化曲线、沉积物源供应和沉积物搬运等参数,对K油田含油层段进行沉积正演模拟,再现地质历史时期地层沉积演化过程.模拟结果可通过一系列平面图和剖面图三维显示,并与实钻井钻遇结果和地震反射特征对比,以保证得到最符合实际情况的结果.沉积模拟结果为研究K油田砂体平面展布特征提供了新的证据,弥补地震资料品质问题引起的不足.

从K油田模拟结果平面图上可见,扇三角洲砂体整体上从东部边界断层向西呈扇形分布,靠近物源位置含砂率高,向翼部逐渐降低并过渡为湖泊泥岩.C层沉积时期,由于可容纳空间较大,湖平面较低,沉积物供应充足,砂体分布范围广.随着湖平面上升,在B层中部达到最大湖泛面,沉积物供应速率减慢,B层砂体分布范围明显缩小.B层沉积末期,湖平面逐渐下降,A层砂体分布较B层有所扩

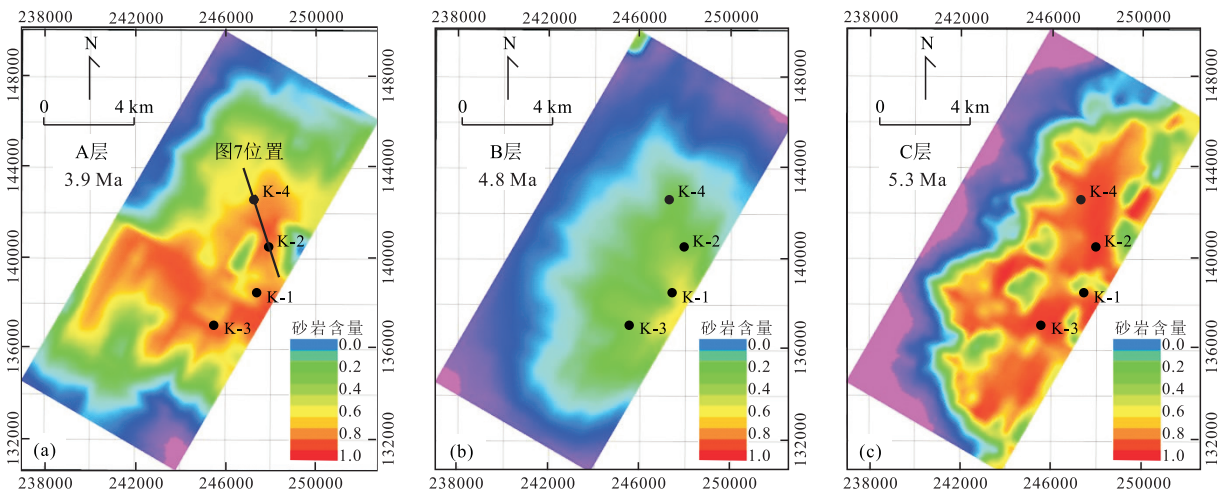


图 6 乌干达 K 油田含砂率模型

Fig.6 Sand proportion model of K oil field, Uganda

a.A 层含砂率模型,  $t=3.9$  Ma; b.B 层含砂率模型,  $t=4.8$  Ma; c.C 层含砂率模型,  $t=5.3$  Ma

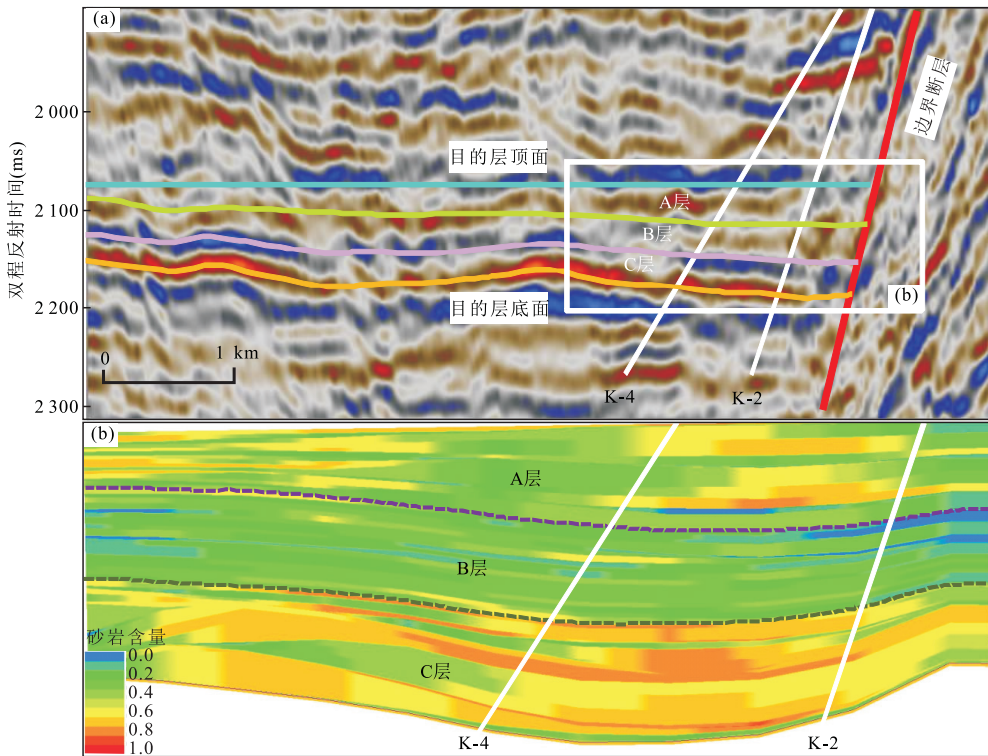


图 7 乌干达 K 油田地震反射剖面(a)和沉积模拟结果剖面(b)

Fig.7 Seismic reflection profile (a) and sedimentary simulation profile (b) of K oil field, Uganda

大,整体上不如 C 层范围广(图 6).北区相对主体区而言,砂体含量较低,范围也较小.这一模拟结果与实钻情况和沉积认识一致.

**5.1.2 纵向分布特征** 为了更直观显示目的层沉积时期的古地貌特征,对地震剖面和正演模拟结果的目的层顶面均进行拉平处理.地震剖面反射特征表明,目的层集中于边界断层附近,内部反射杂乱,

无明显进积特征,地层厚度向翼部逐渐减薄(图 7a).沉积模拟结果相同位置的剖面显示,从地层厚度向构造翼部减薄趋势上看,模拟结果剖面与地震剖面特征具有较高的一致性(图 7b).另外,正演模拟结果显示,C 层砂体最为发育,A 层次之,B 层最差,其中,A 层至少发育两期水下分流河道相互叠置,而 C 层至少发育 3 期水下分流河道,B 层则水下分流河

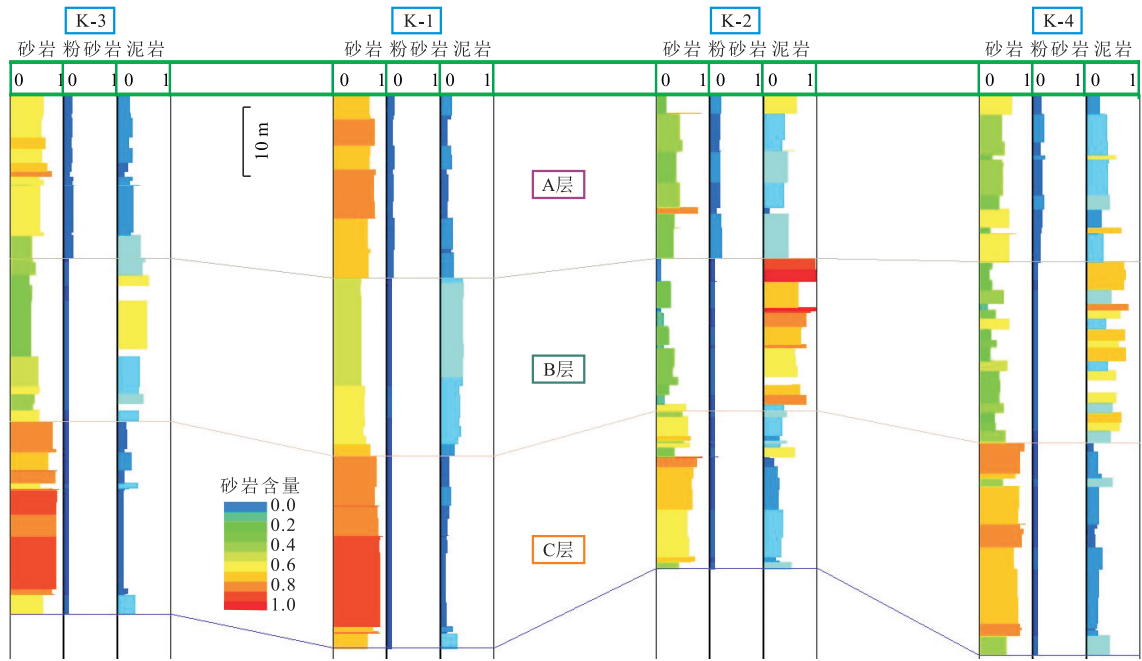


图 8 乌干达 K 油田沉积模拟结果岩性连井图

Fig.8 Lithology correlation of sedimentary simulation of K oil field, Uganda

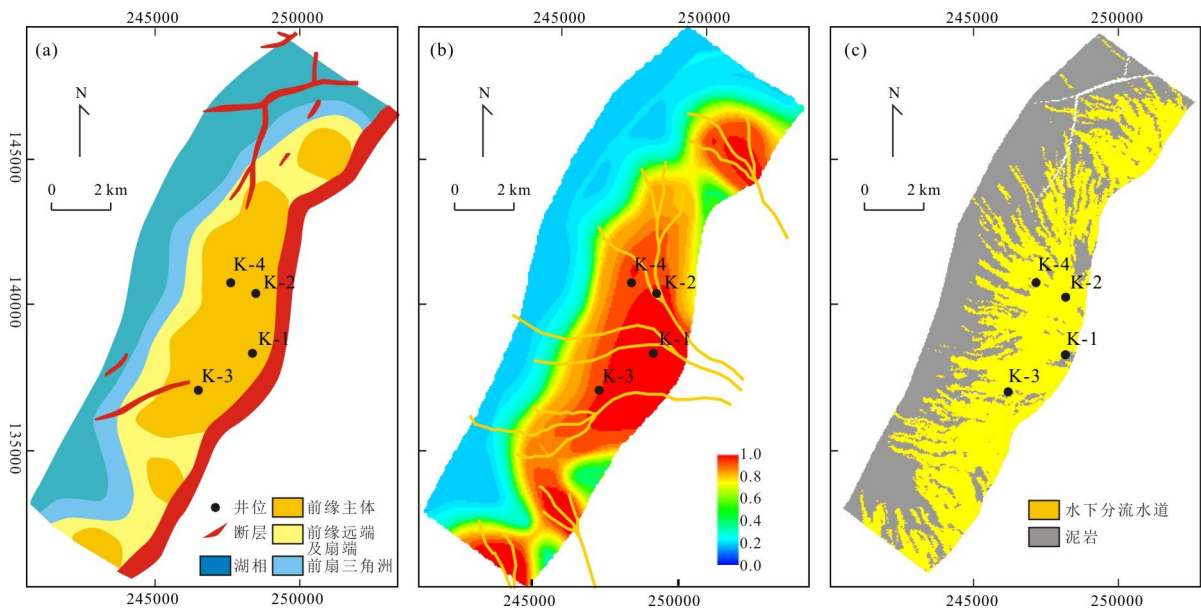


图 9 C 层相模型约束条件与模拟结果

Fig.9 Model constraint map and simulation result of zone C

a. 沉积相平面图; b. 砂体分布概率图与水下分流河道流线; c. 沉积相模型

道发育较少(图 7b),这一砂体垂向分布特征与井点砂体垂向变化趋势一致。

从沉积模拟结果连井岩性剖面上看,垂向上 A 层以砂岩和粉砂岩为主,泥岩含量低;B 层的显著特点是泥岩含量高,而砂岩分布较为有限;C 层作为主力含油层,砂岩含量普遍较高,粉砂岩不发育,泥岩含量低(图 8)。沉积模拟结果岩性特征与实钻井点岩

性分布特征基本吻合,表明 K 油田沉积正演模拟结果可靠。

### 5.2 模拟结果转化

基于以上沉积演化模拟结果中的含砂率分布特征,结合单井沉积相解释结果、地层厚度及地震同相轴反射特征变化等信息,绘制了沉积相平面图。以 C 层为例,该层沉积时为湖平面相对较低,物源较为充



足.从沉积相平面图上看,砂体主要以扇形沿边界断层分布,自盆地边界断层向湖盆中央推进,分布范围较为广泛(图 9a).基于上述地质认识,结合沉积模拟得到的含砂率模型,绘制本油田储层砂体分布概率图(图 9b),同时根据物源方向分析,结合含砂率分布,勾画出水下分流河道流线(图 9b).砂体分布概率图和水下分流河道流线共同作为地质建模的约束条件,有效地控制了沉积相模型的平面分布特征(图 9c).

### 5.3 应用效果分析

沉积正演模拟结果转化得到的砂体分布范围控制了水下分流河道的空间分布位置,水下分流河道走向趋势能对砂体平面上的流向进行约束.在三维地质建模过程中,首先将井点解释的沉积相数据粗化到网格中去,采用基于目标的随机模拟算法,在砂体分布范围、水下分流河道走向等条件约束下,建立了精细的扇三角洲沉积相模型(图 9c).沉积正演模拟与三维地质建模有机结合,建立的沉积相三维模型更加符合沉积地质认识,能够精细刻画 K 油田储层的空间分布特征.

## 6 结论

乌干达 K 油田含油层段物源为边界断层东南部近物源供给,发育扇三角洲前缘亚相,主力储层为水下分流河道,砂体横向变化快.颗粒搬运多见以水下分流河道为主的牵引流特征,属低能长期搬运模式.

通过输入地层厚度、沉积物源供应和沉积物搬运等参数,对 K 油田含油层段进行基于扩散方程的沉积正演模拟,精细刻画了各层砂体的空间分布.A 层以砂岩和粉砂岩为主,砂体分布范围较大.B 层则以泥岩为主,砂体分布较为有限.C 层以砂岩为主,砂体厚度大,分布范围广,是油田的主力含油层段.

根据沉积正演模拟得到的砂岩分布概率模型,结合单井沉积相解释结果、地层厚度变化、物源方向等信息,创建砂岩分布概率图和水下分流河道走向图,作为约束条件应用到储层三维地质建模中,定量刻画了 K 油田扇三角洲储层空间分布特征.

致谢:衷心感谢所有匿名审稿专家和编辑对本文提出的诸多宝贵建议!

## References

Alzaga-Ruiz, H., Granjeon, D., Lopez, M., et al., 2009. Gravitational Collapse and Neogene Sediment Transfer across the Western Margin of the Gulf of Mexico: Insights from Nu-

merical Models. *Tectonophysics*, 470 (1 - 2): 21 - 41. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2008.06.017>

Benvenuti, M., 2003. Facies Analysis and Tectonic Significance of Lacustrine Fan-Deltaic Successions in the Pliocene-Pleistocene Mugello Basin, Central Italy. *Sedimentary Geology*, 157 (3 - 4): 197 - 234. [https://doi.org/10.1016/s0037-0738\(02\)00234-8](https://doi.org/10.1016/s0037-0738(02)00234-8)

Berger, A., Loutre, M.F., Laskar, J., 1992. Stability of the Astronomical Frequencies over the Earth's History for Paleoclimate Studies. *Science*, 255 (5044): 560 - 566. <https://doi.org/10.1126/science.255.5044.560>

Blair, T. C., 2000. Sedimentology and Progressive Tectonic Unconformities of the Sheetflood-Dominated Hell's Gate Alluvial Fan, Death Valley, California. *Sedimentary Geology*, 132 (3 - 4): 233 - 262. [https://doi.org/10.1016/s0037-0738\(00\)00010-5](https://doi.org/10.1016/s0037-0738(00)00010-5)

Cao, Y. C., Song, L., Wang, J., et al., 2011. Application of Heavy Mineral Data in the Analysis of Sediment Source: A Case Study in the Paleogene Lower Submember of the Third Member of the Liushagang Formation, Weixian Depression. *Acta Sedimentologica Sinica*, 29 (5): 835 - 841 (in Chinese with English abstract).

Chen, C., Sun, Y.M., Jia, A.L., 2006. Development and Application of Geological Knowledge Database for Fan-Delta Front in the Dense Spacing Area. *Acta Petrolei Sinica*, 27 (2): 53 - 57 (in Chinese with English abstract).

Csato, I., Granjeon, D., Catuneanu, O., et al., 2013. A Three-Dimensional Stratigraphic Model for the Messinian Crisis in the Pannonian Basin, Eastern Hungary. *Basin Research*, 25 (2): 121 - 148. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.2012.00553.x>

Dou, L. R., Wang, J. J., Cheng, D. S., et al., 2004. Geological Conditions and Petroleum Exploration Potential of the Albertine Graben of Uganda. *Acta Geologica Sinica (English Edition)*, 78 (4): 1002 - 1010. <https://doi.org/10.1111/j.1755-6724.2004.tb00222.x>

Edmonds, D.A., Slingerland, R.L., 2009. Significant Effect of Sediment Cohesion on Delta Morphology. *Nature Geoscience*, 3 (2): 105 - 109. <https://doi.org/10.1038/ngeo730>

Harbaugh, J. W., Bonham, C. G., 1970. Computer Simulation in Geology. John Wiley & Sons, New York.

Huang, X., Liu, K.Y., Zou, C.N., et al., 2013. Forward Stratigraphic Modelling of the Depositional Process and Evolution of Shallow Water Deltas in the Poyang Lake, Southern China. *Earth Science*, 38 (5): 1005 - 1013 (in Chinese with English abstract).

Jia, A.L., Mu, L.X., Chen, L., et al., 2000. Approach for De-

- tailed Study of Reservoir Outcrop. *Acta Petrolei Sinica*, 21(4): 105–108 (in Chinese with English abstract).
- Laskar, J., Fienga, A., Gastineau, M., et al., 2011. La2010: A New Orbital Solution for the Long-Term Motion of the Earth. *Astronomy & Astrophysics*, 532: A89. <https://doi.org/10.1051/0004-6361/201116836>
- Lü, M., Wang, Y., Xu, W., 2010. An Application of Sedimentation Simulation in Bonaparte Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 22(2): 83–90 (in Chinese with English abstract).
- Muravchik, M., Bilmes, A., D'Elia, L., et al., 2014. Alluvial Fan Deposition along a Rift Depocentre Border from the Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentary Geology*, 301: 70–89. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2013.12.007>
- Salles, T., Lopez, S., Eschard, R., et al., 2008. Turbidity Current Modeling on Geological Time Scales. *Marine Geology*, 248(3–4): 127–150. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2007.10.004>
- Su, X., Ding, X., Jiang, Z. X., et al., 2012. Using of Multi-Microfossil Proxies for Reconstructing Quantitative Paleo-Water Depth during the Deposit Period of LST of Es<sub>4</sub> in Dongying Depression. *Earth Science Frontiers*, 19(1): 188–199 (in Chinese with English abstract).
- Thomas, W., 2001. Gamma-Ray Measurement in the Kirchrode I and II Boreholes. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 174: 97–105. [https://doi.org/10.1016/S0031-0182\(01\)00288-7](https://doi.org/10.1016/S0031-0182(01)00288-7)
- Wang, G. Y., Liu, J. P., Jian, X. L., et al., 2016. Characteristics and Genetic Mechanism of Tight Sandstone Reservoirs of Lower Cretaceous in North Yellow Sea Basin. *Earth Science*, 41(3): 523–532 (in Chinese with English abstract).
- Warrlich, G., Bosence, D., Waltham, D., et al., 2008. 3D Stratigraphic Forward Modelling for Analysis and Prediction of Carbonate Platform Stratigraphies in Exploration and Production. *Marine and Petroleum Geology*, 25(1): 35–58. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.04.005>
- Wei, H. T., 2015. Numerical Simulation of Sublacustrine Fan Deposition of Lower Ed<sub>2</sub> Formation and Its Application in Northern Liaozhong Depression. *Lithologic Reservoirs*, 27(5): 183–188 (in Chinese with English abstract).
- Wu, S. Y., Liu, J., 2015. Characteristics of Milankovitch Cycle in Eocene Formation, Eastern Depression of the North Yellow Sea Basin. *Earth Science*, 40(11): 1933–1944 (in Chinese with English abstract).
- Xu, W., Xie, X. N., 2012. A New Method to Calculate Sedimentary Rates Based on Milankovitch Cycles: A Case Study on Middle Section of 3rd Member of Shahejie Formation in Well Niu 38, Dongying Sag, Bohai Bay Basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 34(2): 207–214 (in Chinese with English abstract).
- Xu, W., Yang, X. L., Li, X., et al., 2015. Milankovitch Cyclostratigraphy of Pliocene in the North Albert Basin, Uganda. *Geological Science and Technology Information*, 34(1): 57–62 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H., Fu, Q., Qi, Y. L., et al., 2016. The Paleontology Phase Zones and Its Geological Significance on the Late Triassic Yanchang Stage Palaeo-Lacustrine Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 34(4): 688–693 (in Chinese with English abstract).
- Yang, T., Cao, Y. C., Wang, Y. Z., et al., 2015. Genesis of High-Quality Reservoirs of Fan Delta Front in Lower Part of the Fourth Member of Shahejie Formation in Bonan Subbasin. *Earth Science*, 40(12): 2067–2080 (in Chinese with English abstract).
- Yang, X. L., Fang, L., Xu, W., et al., 2016. Fan Delta Deposition Evolution of High Pour-Point Oil Reservoir in Albert Rift Basin. *Special Oil & Gas Reservoir*, 23(2): 18–21 (in Chinese with English abstract).
- Yang, X. L., Hu, G. Y., Pang, Y. M., et al., 2015. Retrogradation Shallow Water Delta Sedimentary Model and Reservoir Characteristics in North Area of Albert Lacustrine Basin. *China Offshore Oil and Gas*, 27(5): 55–61, 75 (in Chinese with English abstract).
- Yin, X. D., Huang, W. H., Lu, S. F., et al., 2016. The Connectivity of Reservoir Sand Bodies in the Liaoxi Sag, Bohai Bay Basin: Insights from Three-Dimensional Stratigraphic Forward Modeling. *Marine and Petroleum Geology*, 77: 1081–1094. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.08.009>
- Yin, X. D., Huang, W. H., Wang, P. F., et al., 2017. Sedimentary Evolution of Overlapped Sand Bodies in Terrestrial Faulted Lacustrine Basin: Insights from 3D Stratigraphic Forward Modeling. *Marine and Petroleum Geology*, 86: 1431–1443. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.09.010>
- Yin, X. D., Lu, S. F., Wang, P. F., et al., 2017. A Three-Dimensional High-Resolution Reservoir Model of the Eocene Shahejie Formation in Bohai Bay Basin, Integrating Stratigraphic Forward Modeling and Geostatistics. *Marine and Petroleum Geology*, 82: 362–370. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.02.007>
- Yu, S., Han, W. M., Zhao, W., et al., 2013. Delta Sedimentation and Origin Model within Steep Faulted Zones in Rift Basins: A Case of Albertine Graben in East African Rift Valley. *China Offshore Oil and Gas*, 25(6): 31–35 (in Chinese with English abstract).

- Zhu, H. T., Liu, K. Y., Du, Y. S., et al., 2007. Progress and Developing Tendency of Sequence Stratigraphy Simulation. *Geological Science and Technology Information*, 26(5): 27-34 (in Chinese with English abstract).
- Zhu, X. M., 2008. Sedimentary Petrology. Petroleum Industry Press, Beijing, 76-79, 305-311 (in Chinese).
- ### 附中文参考文献
- 操应长, 宋玲, 王健, 等, 2011. 重矿物资料在沉积物物源分析中的应用—以涠西南凹陷古近系流三段下亚段为例. *沉积学报*, 29(5): 835-841.
- 陈程, 孙义梅, 贾爱林, 2006. 扇三角洲前缘地质知识库的建立及应用. *石油学报*, 27(2): 53-57.
- 黄秀, 刘可禹, 邹才能, 等, 2013. 鄱阳湖浅水三角洲沉积体系三维定量正演模拟. *地球科学*, 38(5): 1005-1013.
- 贾爱林, 穆龙新, 陈亮, 等, 2000. 扇三角洲储层露头精细研究方法. *石油学报*, 21(4): 105-108.
- 吕明, 王颖, 徐微, 2010. 沉积模拟方法在 Bonaparte 盆地的应用. *中国海上油气*, 22(2): 83-90.
- 苏新, 丁旋, 姜在兴, 等, 2012. 用微体古生物定量水深法对东营凹陷沙四上亚段沉积早期湖泊水深再造. *地学前缘*, 19(1): 188-199.
- 王改云, 刘金萍, 简晓玲等, 2016. 北黄海盆地地下白垩统致密砂岩储层特征及成因. *地球科学*, 41(3): 523-532.
- 魏洪涛, 2015. 辽中凹陷北部东二下亚段湖底扇沉积数值模拟及应用. *岩性油气藏*, 27(5): 183-188.
- 吴淑玉, 刘俊, 2015. 北黄海东部坳陷始新统米兰科维奇旋回特征. *地球科学*, 40(11): 1933-1944.
- 徐伟, 解习农, 2012. 基于米兰科维奇周期的沉积速率计算新方法—以东营凹陷牛38井沙三中为例. *石油实验地质*, 34(2): 207-214.
- 徐伟, 杨小丽, 李雪, 等, 2015. 乌干达 Albert 盆地北部上新统旋回地层学研究. *地质科技情报*, 34(1): 57-62.
- 杨华, 傅强, 齐亚林, 等, 2016. 鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组古湖盆生物相带划分及地质意义. *沉积学报*, 34(4): 688-693.
- 杨田, 操应长, 王艳忠, 等, 2015. 渤南洼陷沙四下亚段扇三角洲前缘优质储层成因. *地球科学*, 40(12): 2067-2080.
- 杨小丽, 房磊, 徐伟, 等, 2016. 裂谷盆地高凝油藏扇三角洲沉积演化模式. *特种油气藏*, 23(2): 18-21.
- 杨小丽, 胡光义, 庞玉茂, 等, 2015. Albert 湖盆北区退积型浅水三角洲沉积及储层特征. *中国海上油气*, 27(5): 55-61, 75.
- 于水, 韩文明, 赵伟, 2013. 裂谷盆地陡断带三角洲沉积特征与成因模式—以东非裂谷 Albertine 地堑为例. *中国海上油气*, 25(6): 31-35.
- 朱红涛, Liu Keyu, 杜远生, 等, 2007. 层序地层学模拟研究进展及趋势. *地质科技情报*, 26(5): 27-34.
- 朱筱敏. *沉积岩石学*, 2008. 北京: 石油工业出版社, 76-79, 305-311.