

基于沉积模拟的虚拟井建立与深水峡谷相控建模策略

——以琼东南盆地中央峡谷陵水段为例

付超¹, 谢玉洪², 宋来明¹, 王晖¹, 徐伟¹, 苑志旺¹, 陈国宁¹

1 中海油研究总院有限责任公司; 2 中国海洋石油集团有限公司

摘要 稀井网-低地震分辨率区域的深水峡谷沉积体储层建模缺少成熟的方法。以琼东南盆地中央峡谷陵水段为研究对象,创新引入沉积正演模拟,综合地震属性、纵波反演数据和正演模拟结果建立虚拟井,按照峡谷的演化过程进行分层建模。针对不同阶段的峡谷形态和沉积过程选择相应的建模策略:①峡谷初始形成阶段:为非限制性沉积背景,峡谷内浊积水道较容易摆动,难以确定砂体边界,仅可以识别范围较大的复合水道带和滑塌体。选择利用井震数据拟合虚拟井数据,采用序贯高斯模拟进行建模。②峡谷稳定发育阶段:上游为非限制性沉积背景,可识别大量滑塌体;下游为限制性沉积背景,发育多期叠置的形态较为顺直的浊积水道,在峡谷底部堆积。选择识别出的复合水道带采用截断高斯模拟进行建模。③峡谷后期改造阶段:为限制性沉积背景,其内部的水道以侧积和加积为主,可以识别出较为明显的水道边界。针对上游区域孤立水道,首先对砂体规模进行统计,然后建立定量化三维训练图像,最后利用多点地质统计学方法进行建模;针对中下游连片水道,仍采用截断高斯模拟进行建模。通过针对不同的沉积充填过程选择针对性的建模策略,可以最大程度地保证各期次内砂体分布预测的可靠程度。

关键词 深水峡谷;相控;虚拟井;储层建模;中央峡谷;琼东南盆地

中图分类号:TE121.3 文献标识码:A

0 前言

随着油气勘探向深水区进军,深水区沉积储层的刻画与表征成为了目前研究的热点。浊积砂体为深水区的主要储层类型,占目前深水区已发现油气田探明储量的75%以上^[1-2]。由于较高的勘探成本,深水区勘探前期的钻井数量少,因此储层研究通常需要基于稀井网展开^[3-4];同时,深水区的地震工区范围有限,无资料覆盖区的范围较大^[5]。在陆相湖盆的早期研究时遇到相似的问题,前人提出了相控逐级建模的“两步法”建模思路,即首先建立沉积相、储层结构模型,然后根据不同沉积相的储层参数定量分布规律,按相带的不同进行井间插值或随机模拟,以达到精细描述储层空间分布格局的目的^[6-9]。付超等^[10]和张文彪等^[11]将该方法应用于深水峡谷建模过程中,实

现了融合地震资料建模。赵迎月等^[12]提出融合地震正演模拟的建模思路,实现了深水区的无井条件下的储层建模。近些年随着多点地质统计学方法的成熟^[13],在利用地震驱动建模的过程中,分别引入Snesim算法和Alluvsim算法对高弯曲度峡谷进行三维图像训练,结合基于目标建模的方法,提高了深水浅层峡谷体系的模型精度^[14-15]。然而,琼东南盆地中央峡谷陵水段埋深较大(超3 000 m),峡谷顺直且古地形变化较快,造成浊积水道的单期次砂体难以识别^[16-17],对这类深水浊积砂体亟需引入新的建模方法。

深水浊积砂体建模存在2个方面特有的难题:①浊积砂体通常表现为幕式发育的特点,在垂向上表现为厚层砂岩和厚层泥岩互层的沉积规律,由此造成不同分层内数据点密度的分布范围差异较大。②浊流在形成过程中,流动性受限于峡谷壁的发育

收稿日期:2022-11-24;改回日期:2023-08-11;网络出版日期:2023-11-27

本文受中国博士后面上基金“深水峡谷沉积物输送体系定量分析与浊积砂岩储层结构响应机制”(编号:2022M723532)与中国博士后科学基金特别资助“深水峡谷浊积水道沉积物输送体系形成过程与地貌驱动机制分析”(编号:2023T160728)联合资助

第一作者:付超,博士后研究员,从事碎屑岩沉积学和储层建模研究工作。通信地址:100028 北京市朝阳区太阳宫南街6号中海油研究总院;E-mail:fuchaopj@163.com

程度和稳定程度,浊积砂体在平面上表现为短变程-高块金值的特点^[18-19]。卜范青等^[20-21]提出了利用分区建立变差函数的方法,克服该类型沉积体在平面上相变快的难题。付超等^[10]和张佳佳等^[22]提出利用分层相控约束、多重属性协同的方法构建深水沉积模型,展现了模型的垂向演化。Ebong等^[23]综合指出分区分层位使用多种建模方法可以较大地提高模型的可靠程度。

本文在前人提出的“两步法”分层分区建模的基础上,针对深水浊积砂体搬运过程的特点,引入“沉积物输送体系理论”,这不仅可以在宏观尺度计算沉积物通量和输送效率,预测浊积砂体的储层结构,而且可以在微观尺度模拟颗粒搬运过程和输砂机制,厘清微观储层结构特征、递变规律及影响因素。利用该理论进行地质建模的方法如下:首先,使用沉积正演模拟早中新世沉积充填过程;而后,沿峡谷建立虚拟井,通过神经网络方法分析其与地震数据、测井数据等资料的相关性,拟合得到虚拟井的沉积相与物性参数等数据;最后,按照分区分层的建模思路建立复合储层模型。该方法解决了两点变差函数建模和基于目标建模对密井网的需求问题,同时也弥补了多点建模中训练图像过于主观的缺陷,为深水稀井网密度下储层建模提供了解决方案。

1 中央峡谷沉积背景与地层格架

琼东南盆地处于海南岛以南、西沙群岛以北的海域(图 1a),是一个大型的新生代裂谷型大陆边缘盆地,呈北东向展布。研究区所在的中央峡谷主要发育在盆地中部,根据其所在的凹陷可以划分为乐东段、陵水段、松涛宝岛段和长昌段。中央峡谷发育于中新世,主要经历了早中新世局部抬升、晚中新世沉降2个大的构造演化阶段,整体构造活动相对稳定,工区无大型断裂发育^[24-27]。峡谷内部浊积砂体的快速侵蚀,使峡谷具有相对稳定的峡谷壁和全盆地可对比追踪的沉积边界。峡谷内部沉积地层包括新近系中新统三亚组、梅山组、黄流组,上新统莺歌海组,第四系更新统乐东组^[27],其中黄流组时期以峡谷充填沉积为主(图 1b)。

琼东南盆地中央峡谷的充填演化可划分为3个演化阶段:初始形成阶段、稳定发育阶段和后期改造阶段。根据岩性变化将本次研究的目的层段黄流组由上至下划分为6个气组(图 1b),即I、II₁、II₂、III、IV和V气组,其中IV—V气组对应峡谷初始形成阶段,II₂—III气组对应峡谷稳定发育阶段,I—II₁气组对应峡谷后期改造阶段,三者之间不存在明显的沉积间断。

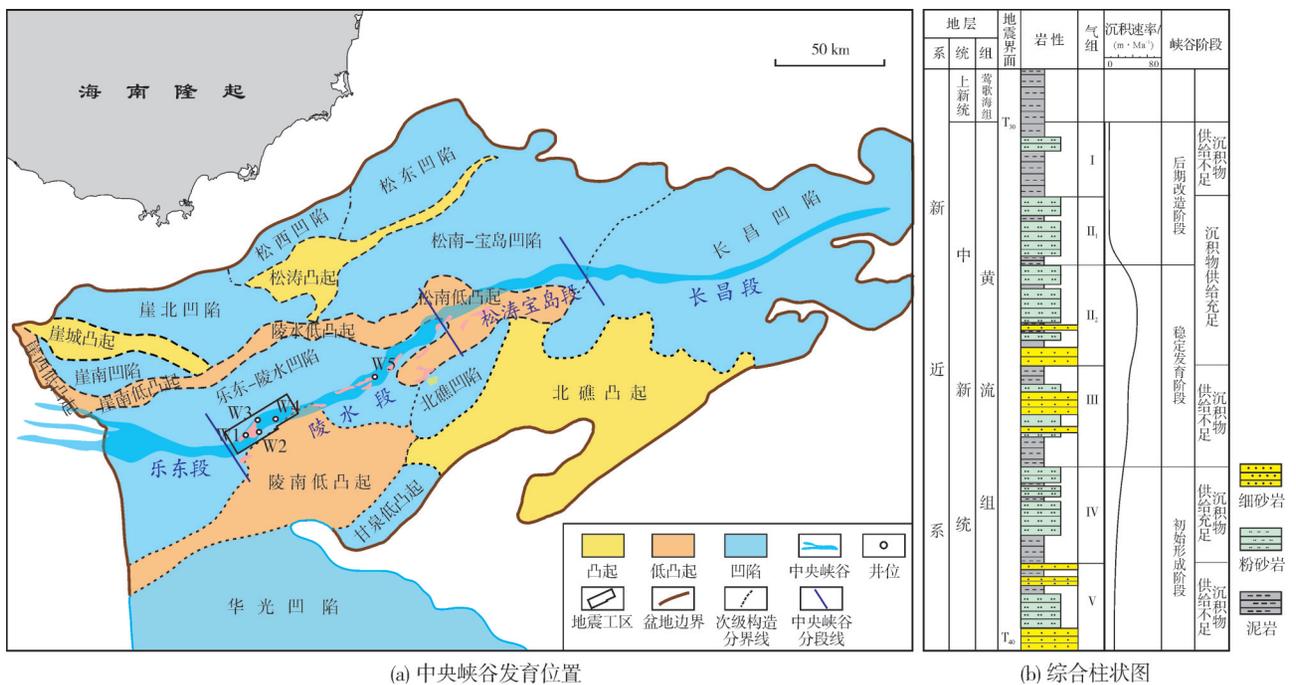


图 1 琼东南盆地中央峡谷发育位置与充填期次划分

Fig. 1 Location of Central Canyon in Qiongdongnan Basin and its filling stage division

2 深水峡谷样式与沉积参数

2.1 深水峡谷刻画与定量参数统计

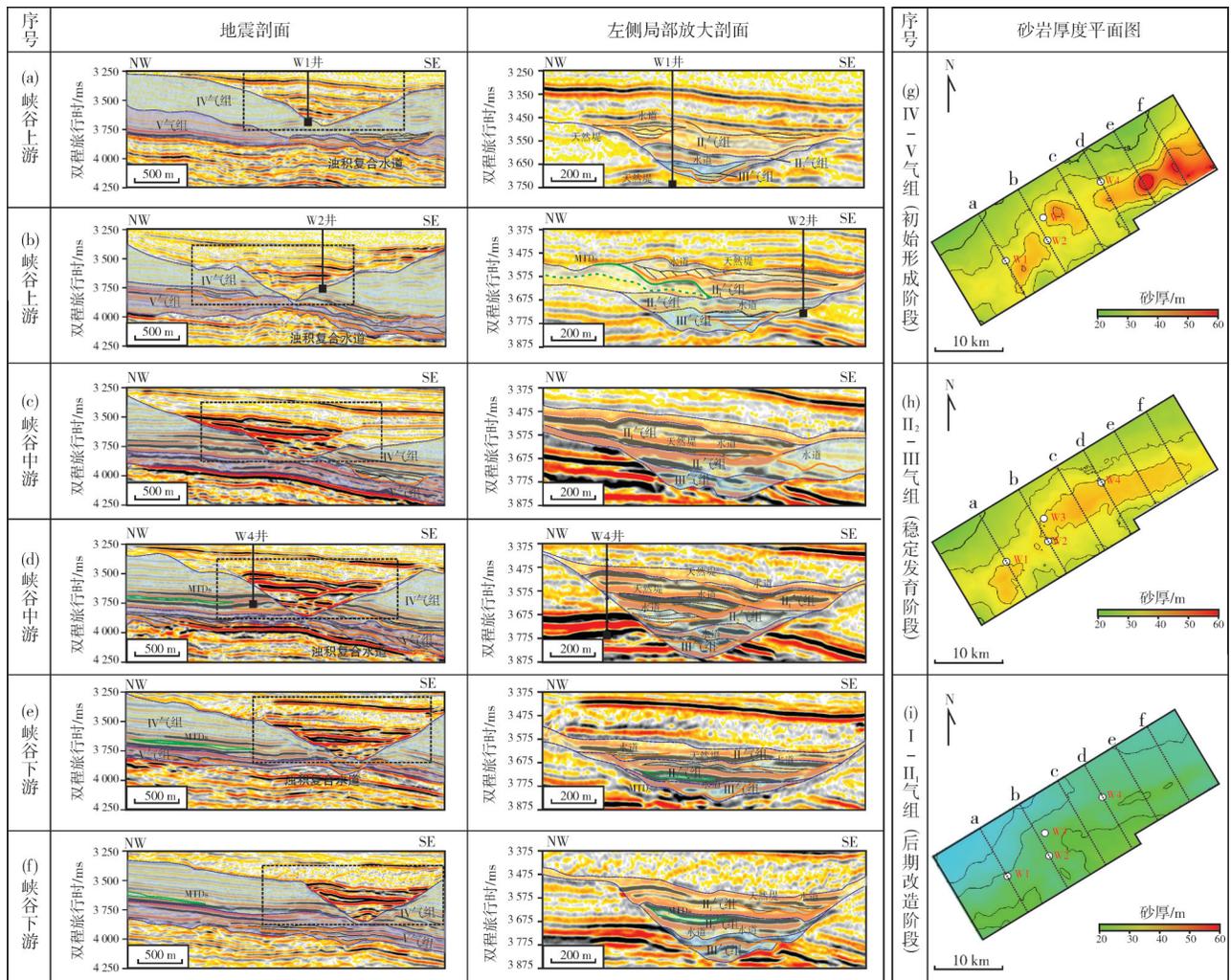
选择中央峡谷陵水段由上游至下游的6条地震剖面(图2),依次刻画峡谷形态。

峡谷上游(图2a,2b) IV—V气组地层相对较薄,无法识别出明显的峡谷边界。非限制性峡谷内部可以识别少量切叠的浊积水道带,水道带宽度较大,平面上同样无明确边界,水道带厚度为20~30 m。I—III气组厚度由峡谷内部向两翼快速减薄(3个气组厚度分别为60 m、40 m和20 m)。限制性峡谷内部可以识别出3条明显的水道。其中,III气组水道呈对称宽“U”形,水道深度较大(约为60 m); II气组水道变为“W”形和不对称“U”形,水道深度减小

(约为10 m)。

峡谷中游(图2c,2d) IV—V气组表现出与上游峡谷和河道相近的特点,但是水道带宽度增大。I—III气组峡谷充填厚度较上游有所增加,同样可以识别3~4条水道,表现出对称的宽“U”形,水道厚度减薄(约为10 m)。参考龚承林等^[17]对研究区沉积展布的研究,认为该时期峡谷样式较为顺直,浊积砂体多在峡谷底部充填。

峡谷下游(图2e,2f) IV—V气组地层厚度增大,其中除水道带外,可见少量条带状透镜体,厚度范围为5~10 m。参考程聪等^[28]对研究区的沉积认识,将透镜体解释为MTDs。I—III气组峡谷充填厚度较上游有明显减薄,可以识别2~3条水道,水道内部连续性增强,表现出宽“U”形和碟形。



注：地震剖面位置见平面图上对应的序号；MTDs为块状搬运沉积的带状透镜体（粗粒滑塌体）。

图2 琼东南盆地不同阶段深水峡谷及其砂岩厚度平面图

Fig. 2 Seismic profiles showing deep water canyon at different stages and its sand thickness contours in Qiongdongnan Basin

通过单井砂体厚度标定,结合古地貌趋势绘制研究区砂岩厚度平面图(图2g—2i)。砂岩厚度反映在IV—V气组沉积时期,研究区表现出北高南低的特点,峡谷未发育,仅存在少量冲沟。在II₂—III气组沉积时期,浊积砂体快速充填进入半限制性峡谷内部,砂厚高值区显示沉积物在峡谷上游和中上游堆积;该时期峡谷进入半限制性背景,峡谷面积约为450 km²。在I—II₁气组沉积时期,随着浊积砂体的持续充填,沉积物向下游搬运;该时期中游区域砂体厚度较大,同时随着峡谷的进一步充填,峡谷范围减小,其面积约为360 km²。

基于上述对于地震剖面的解释,对研究区深水峡谷沉积体参数(图3)进行统计,统计参数包括形态参数(峡谷方向、相对弯曲度)和剖面参数(水道的摆动幅度、摆动距离、宽度和深度等)^[17-18](表1)。其中形态参数基于砂岩厚度图中砂岩厚度高值区走向测量得到;剖面参数基于连续地震剖面(时间域)统计得到,结合时深转换公式,得到深度域参

数。表1中的Zone为本次建模研究的垂向单元,在地层划分中对应气层组,由下至上划分为Zone1(对应IV—V气组)、Zone2(对应II₂—III气组)、Zone3(对应I—II₁气组)三个单元。

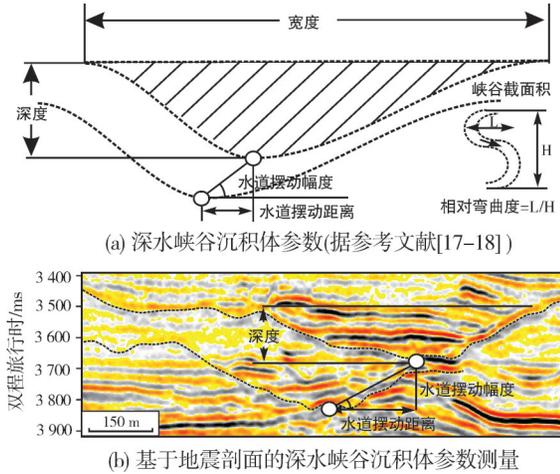


图3 深水峡谷剖面参数示意图

Fig. 3 A sketch illustrating deep water canyon profile parameters

表1 琼东南盆地深水峡谷沉积体参数统计表

Table 1 Parameters of the sedimentary bodies of deep water canyon in Qiongdongnan Basin

Zone	气组	形态参数			剖面参数			
		方向/(°)	相对弯曲度/(°)	峡谷截面积/m ²	水道摆动幅度/(°)	水道摆动距离/km	宽度/km	深度/m
Zone3	I气组	30~38 (35)	0.01~0.02 (0.01)	200~350 (250)	3.5~4.2 (4)	4.5~6.2 (5)	5~35 (10)	20~50 (40)
	II ₁ 气组	30~38 (35)	0.01~0.02 (0.01)	210~380 (230)	3.5~4.2 (4)	3.0~5.2 (4)	5~35 (10)	20~50 (40)
Zone2	II ₂ 气组	30~38 (35)	0.01~0.02 (0.01)	200~350 (300)	3.5~4.2 (4)	1.5~3.2 (2)	5~35 (12)	20~50 (40)
	III气组	35~40 (38)	0.01~0.02 (0.01)	300~550 (400)	2.8~3.1 (3)	0.5~1.2 (1)	10~35 (15)	40~70 (50)
Zone1	IV气组	40~42 (40)	0.04~0.06 (0.05)	10~55 (20)	9.6~14.1 (12)	9.5~11.2 (10)	1~5 (3)	20~50 (30)
	V气组	40~42 (40)	0.04~0.06 (0.05)	10~35 (15)			2~4 (2)	20~50 (30)

注:表中数据表示为最小值~最大值(平均值)。

2.2 深水峡谷充填过程模拟与虚拟井建立

根据上述建立的中央峡谷陵水段充填规律和沉积体参数统计,利用DionisosFlow©软件进行沉积正演模拟(图4)。参考胡勇等^[29]和刘建良等^[30]的沉积正演模拟方法,步骤可分为沉积参数输入、古地貌输入、沉降速率输入、模拟步长设定和模拟结果分析。其中:①沉积参数输入(包括砂泥占比等)可依据目前钻井资料统计得到。②古地貌数据可基

于三维地震资料解释得到(图4a),其具体做法为通过井震标定和等时界面追踪,对于泥质含量较高的区域需进行去压实校正。③沉降速率输入参考Konsoer等^[31]建立的砂体几何形态和沉积通量关系,通过地震资料解释(与反演)数据识别并测量砂体几何参数,计算出研究区沉积物供给速率。此外,基于沉积通道附近的岩(壁)心粒度和沉积构造(交错层理、递变层理等)规模,改进了Komar^[32]利用沉积构造和粒度递变计算浊流流速的方法,恢复中央峡谷浊流流动过程。

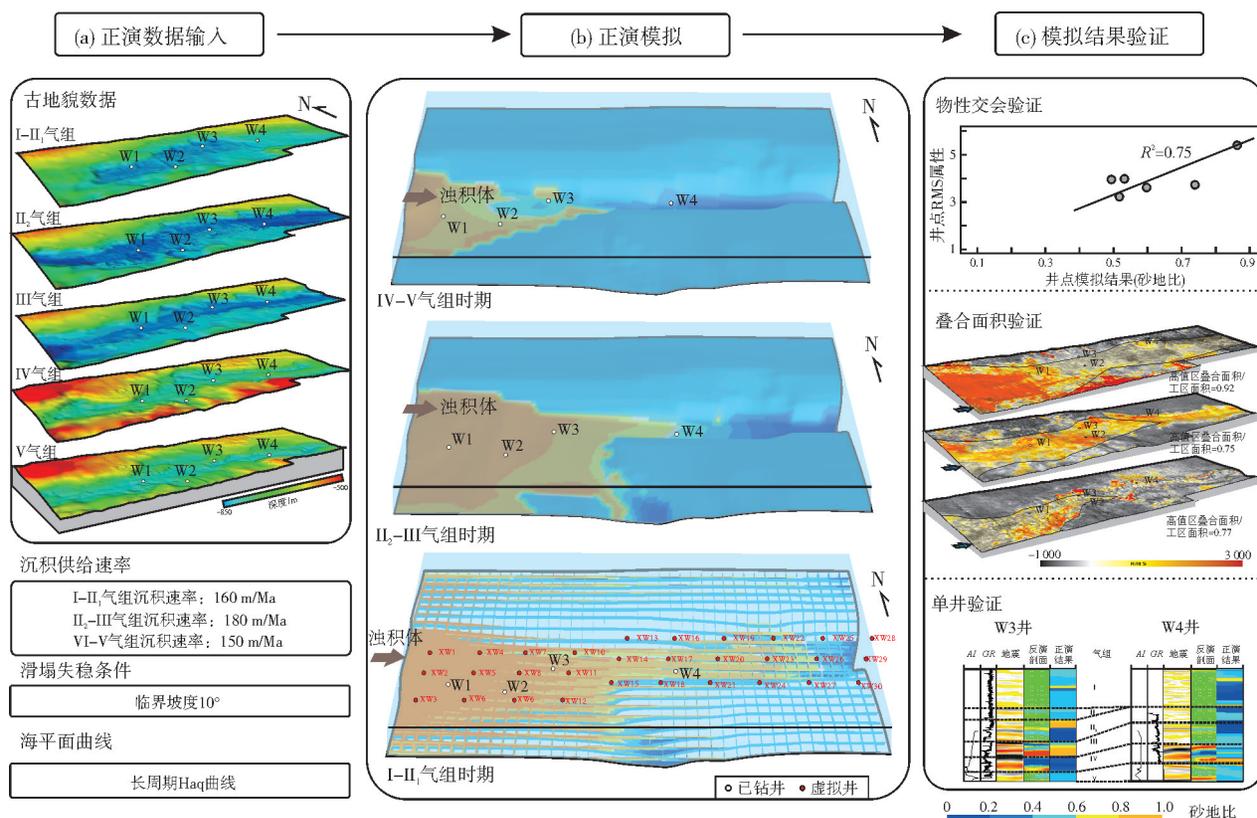


图4 琼东南盆地深水峡谷基于沉积正演模拟建立的虚拟井与虚拟井数据校对

Fig. 4 Pseudo-wells and pseudo-well data verification based on sedimentary forward modeling of the deep water canyon in Qiongdongnan Basin

计算结果与袁玉松等^[33]的计算结果(179 m/Ma)相近。④模拟步长设置为0.5 Ma,滑塌过程设定的临界坡度为10°,模拟得到黄流组沉积时期的充填过程(图4b)。然后,沿沉积物流动方向设定虚拟井,虚拟井井距为1 000 m,在峡谷内均匀分布。

分三步验证沉积模拟结果的可靠性(图4c):①拟合井点地震(RMS)属性与井点沉积模拟结果(砂地比)(拟合度高于70%);②叠合RMS属性高值区与沉积模拟结果富砂区域(叠合占比大于70%);③通过单井对比沉积模拟结果验证关键界面发育位置(相对可靠)。

最终选取可靠度较高的模拟结果用于虚拟井数据学习中。按照Banchs等^[34]提出的神经网络方法:首先对虚拟井和实际井的参数进行相关性分析,选择其中相关性较低的参数(均方根振幅、波阻抗和密度)进行拟合,确定储层岩石类型(图5a—5c),明确浊积砂体的泥质含量范围为0.2~0.5(平均值0.3)(图5d)、有效孔隙度范围为0.2~0.8(平均值0.25)(图5e)、含气饱和度范围0.4~0.9(平均值0.85)(图5f)。最终根据测井曲线与地震属性值交会图

版,确定对岩性与物性较为敏感的曲线类型,并拟合得到虚拟井的物性分布。

3 深水峡谷分区分层建模策略

上述对峡谷充填过程的恢复分析表明,深水峡谷表现出从早期非限制性峡谷到后期半限制性峡谷的演化特征。因此,需要考虑差异沉积背景下不同类型峡谷的建模过程。对于限制性峡谷,目前通常采用改进算法的多点地质统计学建模方法^[11,14],其基本过程为:①根据峡谷流动方向确定主要发育的水道中线;②根据几何参数给出水道的弯曲程度、下切程度等参数进行图像训练;③在辅助参数(例如砂地比)约束的背景下建立对应的模型。而对于非限制性峡谷,主要采用相带边界约束下的序贯高斯(如边界清晰可采用截断高斯)建模方法^[20,35]。

本文采用针对不同层位、不同区域进行分区分层建模的思路(图6)。三维构造模型平面上采用50 m×50 m的网格;垂向上,根据界面接触关系和气组分布特点,划分了3个Zone:Zone1包含IV—V气组,对应峡谷初始形成期,厚度范围为30~40 m,划

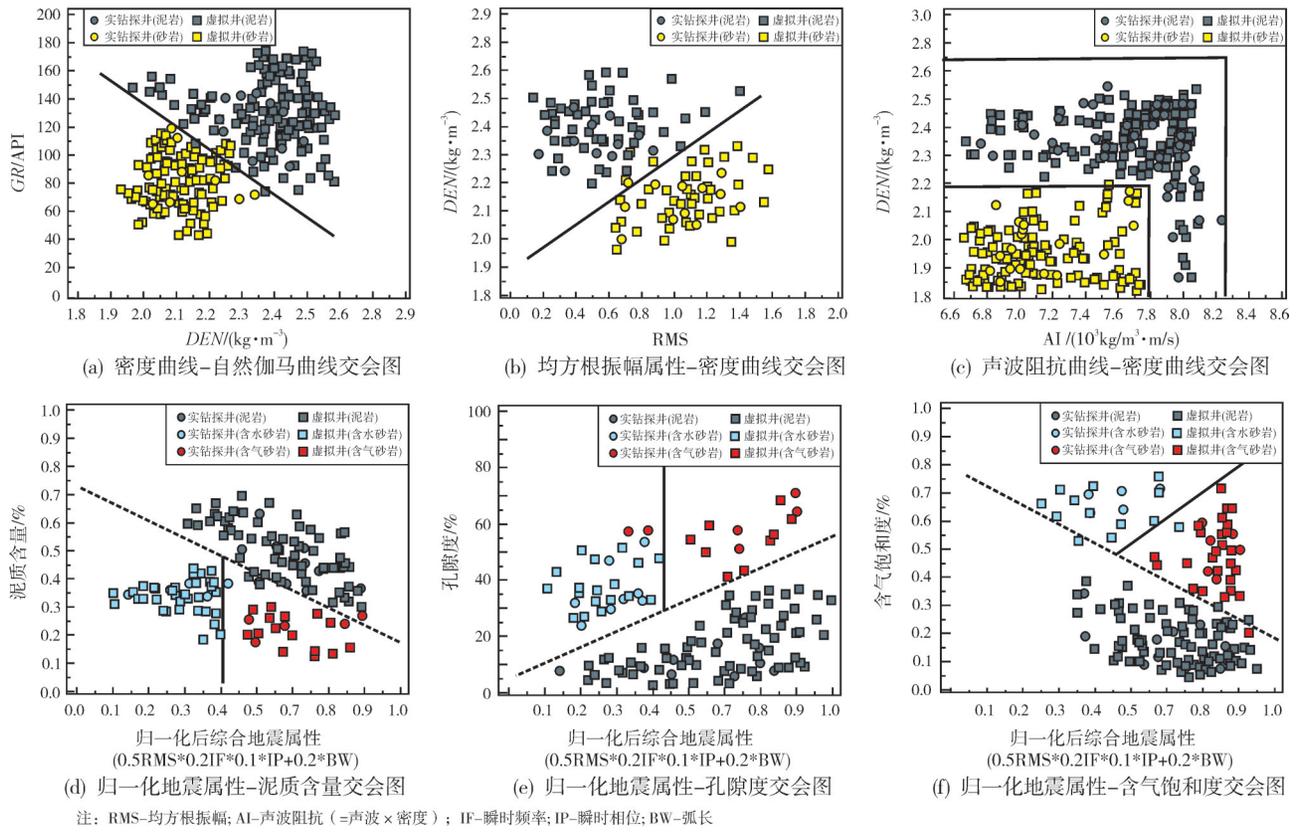


图5 琼东南盆地深水峡谷沉积体测井参数-测井参数与测井参数-地震属性交会图

Fig. 5 Crossplot charts of logging parameter-logging parameter and logging parameter-seismic attribute of deep water canyon sedimentary body in Qiongdongnan Basin

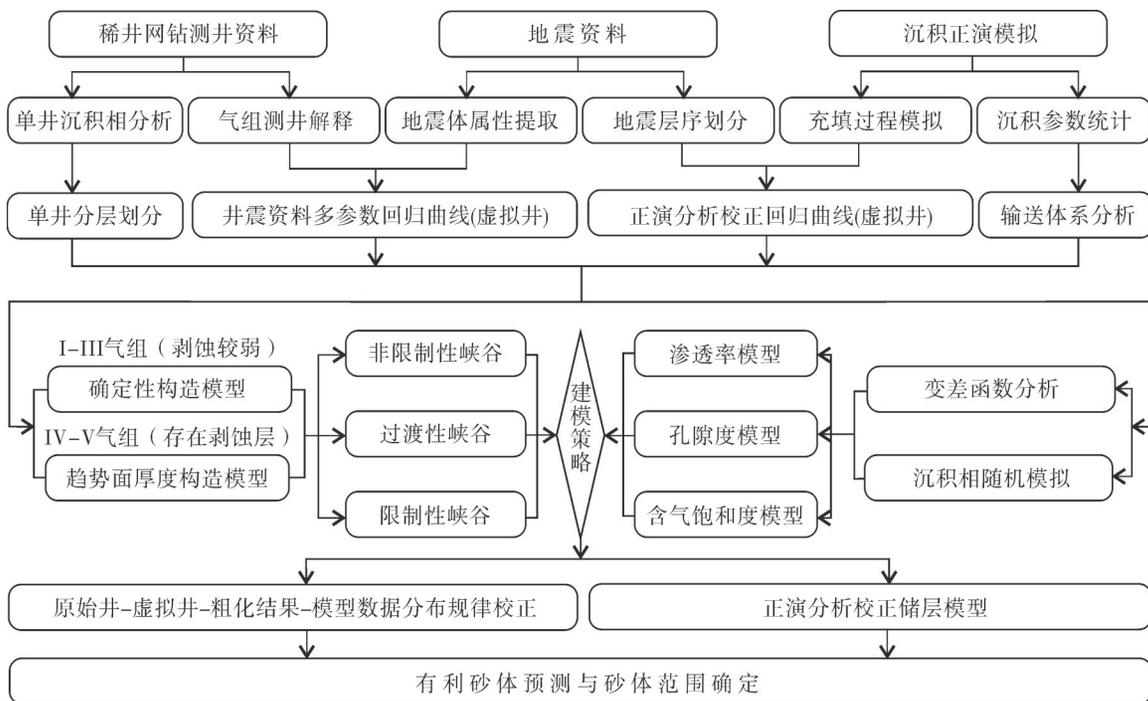


图6 琼东南盆地深水峡谷沉积体建模方法流程图

Fig. 6 Flow chart of modeling method of deep water canyon sedimentary body in Qiongdongnan Basin

分为40个Layers; Zone2包含II₂—III气组, 对应峡谷最大充填期, 厚度范围为20~100 m, 划分为80个Layers; Zone3包含I—II₁气组, 对应峡谷后期改造期, 厚度范围为0~40 m, 划分为40个Layers。由于研究区内峡谷存在快速尖灭, 因此采用角点网格进行建模。在此基础上建立沉积相模型、岩性模型和物性(孔隙度、渗透率和含气饱和度)模型。对于不同分层根据其沉积充填特征选择对应的建模方法。

Zone1(IV—V气组)峡谷初始形成阶段 该时期峡谷陆坡走向平行发育, 表现为非限制性沉积特点, 砂体多表现出分区分布的特点^[16], 主要集中在峡谷中游的W4井附近(图2g)。该时期的沉积体无法识别出其准确的边界, 因此主要利用井震数据拟合虚拟井数据, 进行序贯高斯模拟。

Zone2(II₂—III气组)峡谷稳定发育阶段 该时期峡谷内部快速充填, 多表现出厚层的浊积砂体(图2), 砂体较为连片分布, 此外根据地震剖面解释, 该时期复合水道带宽度接近峡谷宽度, 故为了简化计算, 采用截断高斯模拟进行储层建模。

Zone3(I—II₁气组)峡谷后期改造阶段 上游地震剖面(图2a—2b)显示具有明确的孤立浊积水道砂体, 并且水道发育较为连续, 因此可采用基于训练图像的多点地质统计学建模方法; 而中下游(图2c—2e)则表现出快速充填的特征, 故采用基于趋势面的截断高斯模拟方法进行建模。

4 相控储层建模

4.1 沉积相模型随机模拟

根据前述沉积相带认识, 划分出3种类型的相带(浊积水道、天然堤与峡谷壁、远洋细粒泥岩)按照上述建模策略进行逐层建模(图7)。

Zone1(IV—V气组) 单井(包含实际井与虚拟井)粗化数据显示浊积水道占比为24.8%, 天然堤与峡谷占比为15.0%, 远洋细粒泥岩占比为60.2%。分别对3个相带的变差函数进行分析, 利用球形曲线, 设定主变程范围为165 m, 次级变程范围为25 m(主变程范围参考水道长度, 次级变程范围参考峡谷宽度^[36-38])。在沉积相建模中选取序贯指示模拟, 利用Cell visitation引入均方根振幅属性体(图7c)进行联合建模, 得到IV—V气组的沉积相模型。统计模型中浊积水道、天然堤与峡谷、远洋细粒泥岩的比例为2:1:5。

Zone2(II₂—III气组) 选取与Zone1相同的方法进行数据分析, 同样利用Cell visitation引入均方根振幅属性体进行截断高斯建模, 截断边界根据图2中砂岩边界(砂厚约为20 m)进行确定, 其中截断边界内部浊积水道、天然堤与峡谷、远洋细粒泥岩的比例为5:2:3, 截断边界外三者的比例为1:4:5。

Zone3(I—II₁气组) 划分为上游部分和中下游部分进行分区建模。上游部分基于Petrel软件中

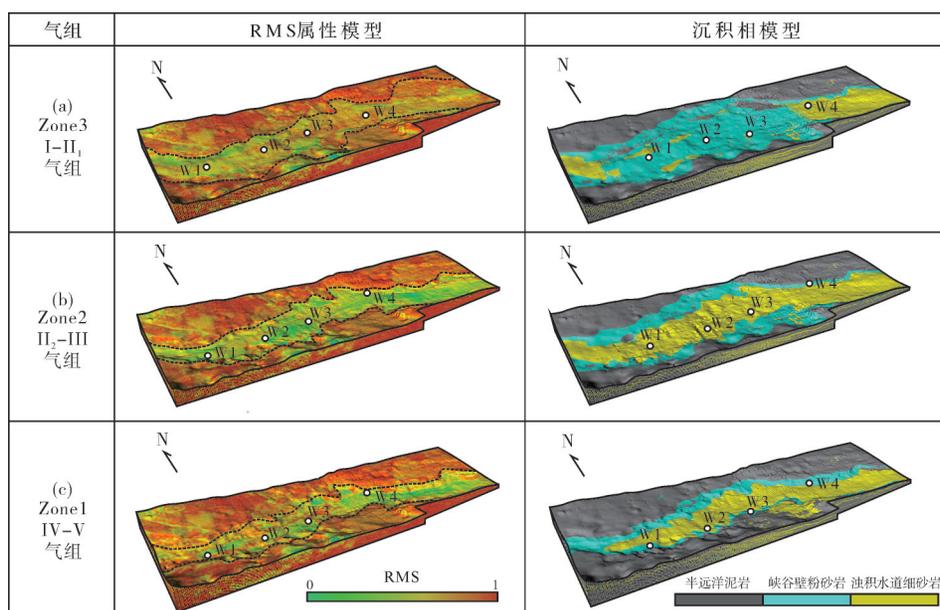


图7 琼东南盆地深水峡谷沉积体RMS属性模型与沉积相随机模型

Fig. 7 RMS attribute model and sedimentary facies stochastic model of deep water canyon sedimentary body in Qiongdongnan Basin

Snesim 算法,模拟过程主要包括数据准备、扫描训练图像并构建稳定的搜索树、调整匹配参数、选择随机路径,利用基于条件概率分布函数的多点模拟方法,最终建立相模型。其结果验证可采用对比地震数据与模型剖面中的相带分布,进而确定其模型的合理性。对于中下游部分,采用截断高斯进行建模。

4.2 物性模型随机模拟

在沉积相模型的基础上,对研究区所有井的泥质含量、孔隙度、渗透率和含气饱和度4个连续数据

进行粗化,在分区分层分析变差函数(表2)的基础上建立对应的模型(图8)。

表2 琼东南盆地深水峡谷沉积体分区分层位建模参数统计

Table 2 Zoned and layered modeling parameters of deep water canyon sedimentary body in Qiongdongnan Basin

Zone	分区	方位角/(°)	主变程/m	次变程/m	块金值	基台值
Zone1		45	1 600	100	2.5	10
Zone2		40	2 000	250	2.5	5
Zone3	上游	30	2 000	200	1	2.5
Zone3	中下游	30	1 800	300	1	2.5

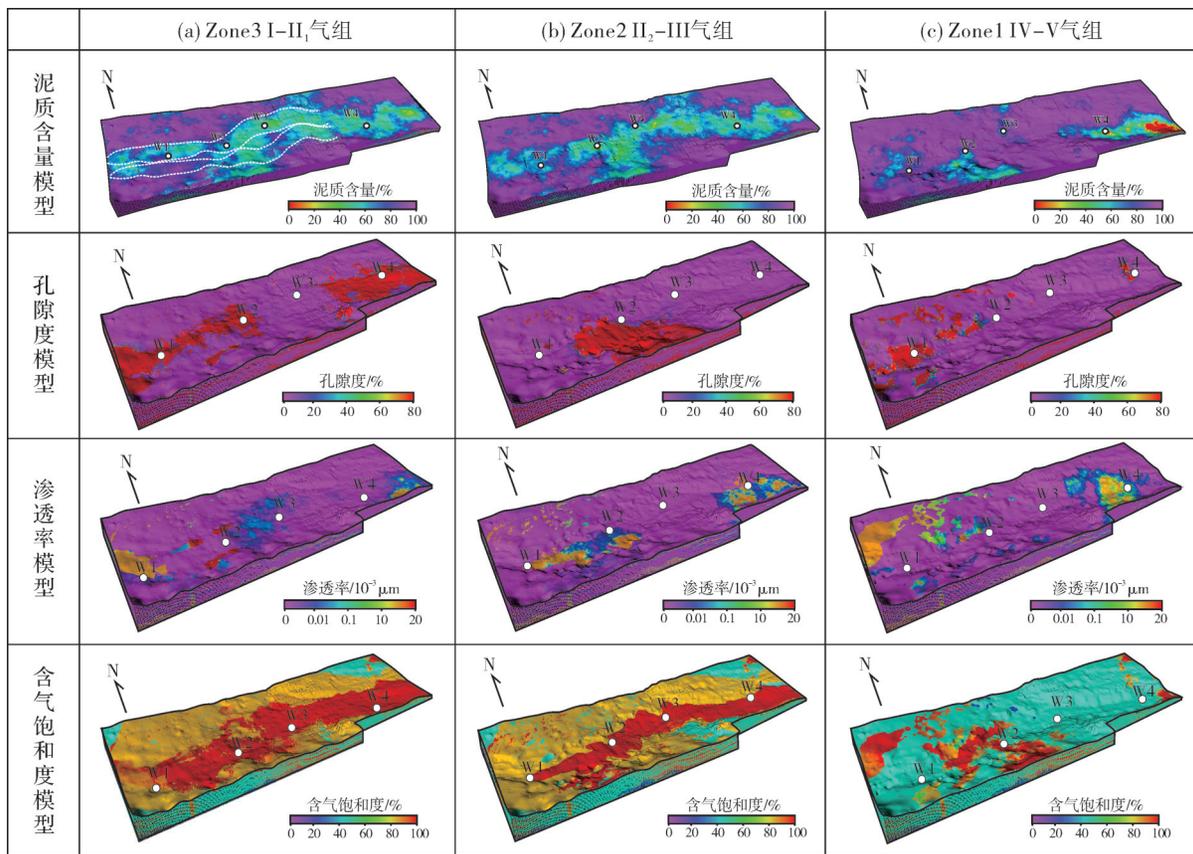


图8 琼东南盆地深水峡谷沉积体泥质含量、孔隙度、渗透率、含气饱和度模型建立

Fig. 8 Establishment of mud content, porosity, permeability and gas saturation model of deep water canyon sedimentary body in Qiongdongnan Basin

4.2.1 泥质含量模型

针对 Zone1(IV—V 气组)时期峡谷处于非限制性背景这一特征,在变差函数分析方面,与上述沉积相模型一样考虑长变程高块金值的特点进行建模^[38]。结合 RMS 属性进行随机建模,生成泥质含量模型的 100 个随机实现,最终通过算术平均处理得到泥质含量模型(图 8c)。针对 Zone2(II₂—III 气组)水道快速充填且较为顺直的特点^[17],借鉴 Rongier

等^[40]对于叠置水道的建模策略,使用上述相模型作为约束边界,采用球状模型确立主副变程范围(基台值为 5,块金值为 2.5,主变程为 2 000 m,次变程为 250 m),得到该层对应的泥质含量模型(图 8b)。针对 Zone3(I—II₁ 气组)同样采用分区建模(图 8a),上游区在沉积相模型的约束下,采用球状模型确定变差函数范围(基台值为 2.5,块金值为 1),变程范围内数据量吻合程度较好,中下游浊积砂体沉积相变较快,其主

变更为1 800 m, 基台值为2.5, 块金值为1。

建立的泥质含量模型显示, Zone1 (IV—V 气组) 峡谷充填早期高砂地比范围主要集中在峡谷上游(图8c), 表现出多个孤立的区域, 指示了浊积砂体和MTDs在峡谷中的滞留沉积。该认识与李超等^[16], 通过地震剖面解释的结论一致。Zone2 (II₂—III 气组) 的砂地比高值区集中于峡谷内部和峡谷壁一侧(图8b), 结合上述地震剖面解释结论^[16]认为这是由于该时期较为发育的浊积砂体和MTDs快速充填峡谷所致。Zone3 (I—II₁ 气组) 砂地比高值区集中在峡谷内部(图8a), 并且上游区域砂地比高值区范围小于中下游区域, 认为其沉积成因为浊积砂体经搬运后在中下游局部平坦区域堆积。

4.2.2 孔隙度、渗透率与含气饱和度模型

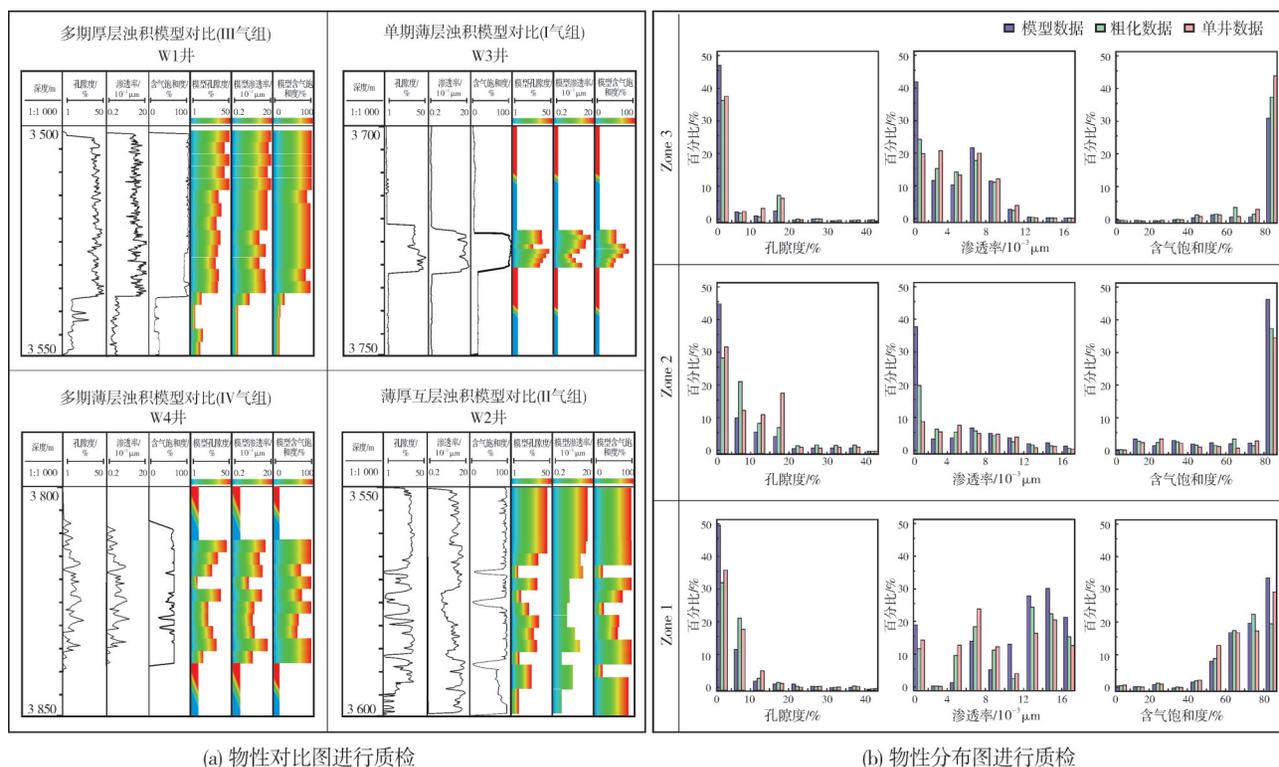
孔隙度、渗透率与含气饱和度的建模方法与泥质含量模型的建立方法基本一致, 并且分布相似。不同的是: 泥质含量的原始数据是单峰式分布, 转化成正态数据横坐标值变化较小; 孔隙度、渗透率和含气饱和度数据为多峰式, 因此转换成正态数据横坐标值变化较大。同样采用沉积相进

行约束, 得到对应的模型(图8)。

4.3 模型结果质控

本次研究从2个方面对模型建立质控: ①通过物性对比图进行质检(图9a)。对比测井解释的孔隙度、渗透率与含水饱和度的取值范围和模型结果, 偏差小于10%, 认为模型较为可靠。②通过物性分布图进行质检(图9b)。对比模型参数、粗化参数与实际井数据之间趋势分布的相关性, 粗化结果与单井实测结果差异小于10%。

该方法的模型结果与井点存在差异的主要原因上游区域沉积地层相对下游较薄, 但是各层采用统一的网格密度, 造成上游网格数据粗化结果与实际井存在误差。模型参数与粗化参数之间的差异是由于虚拟井主要沿峡谷设置, 对于峡谷壁两侧的物性高值区难以进行控制所致。总之, 与传统建模方法得到的峡谷模型相比, 该方法采用融合沉积正演模型设定虚拟井, 并利用分区分层建模的策略, 最大程度地保证了对峡谷内物性展布规律的控制, 后续建模方法可以在物性敏感性分析、多点建模策略选择等方面进行改进^[41-43]。



(a) 物性对比图进行质检

(b) 物性分布图进行质检

图9 基于物性对比和物性分布的模型结果质控

Fig. 9 Quality control of model results based on the property comparison and property distribution

5 结 论

(1)以琼东南盆地中央峡谷陵水段为研究对象,引入基于峡谷充填参数的沉积正演模拟,模拟结果显示峡谷初始形成时期浊积物在上游非限制性峡谷内发育,后期在限制性峡谷内部充填。在此基础上,利用正演模拟结合地震属性和测井数据建立虚拟井,通过交会图分析地震属性与测井数据之间的关系,建立虚拟井物性分布规律,明确密度、波阻抗、自然伽马在不同岩性间的截断范围。

(2)提出分层分区“两步法”的建模策略,明确了对于非限制性峡谷采用序贯高斯模拟方法,早期快速充填顺直水道采用截断高斯模拟方法,晚期摆动水道上游采用多点地质统计学方法、中下游采用截断高斯模拟方法;实现了“两步法”在琼东南盆地中央峡谷的应用,刻画了峡谷内部物性差异,并分析其沉积成因。

参 考 文 献

- [1] 谢玉洪. 中国海油近海油气勘探实践与思考[J]. 中国海上油气, 2020, 32(2): 1-13.
XIE Yuhong. Practices and thoughts of CNOOC offshore oil and gas exploration [J]. China offshore oil and gas, 2020, 32(2): 1-13.
- [2] 谢玉洪, 高阳东. 中国海油近期国内勘探进展与勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 20-30.
XIE Yuhong, GAO Yangdong. Recent domestic exploration progress and direction of CNOOC [J]. China petroleum exploration, 2020, 25(1): 20-30.
- [3] 赵晓明, 刘飞, 葛家旺, 等. 深水水道沉积构型单元分级与结构样式[J]. 沉积学报, 2023, 41(1): 37-51.
ZHAO Xiaoming, LIU Fei, GE Jiawang, et al. Sedimentary architecture unit classification and structural style of deep-water channels [J]. Acta sedimentologica sinica, 2023, 41(1): 37-51.
- [4] 万琼华, 吴胜和, 陈亮, 等. 基于深水浊积水道构型的流动单元分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(2): 306-313.
WAN Qionghua, WU Shenghe, CHEN Liang, et al. Analysis of flow unit distribution based on architecture of deep-water turbidite channel systems [J]. Oil & gas geology, 2015, 36(2): 306-313.
- [5] MACDONALD A C, FÄLT L M, HEKTOEN A L. Stochastic modeling of incised valley geometries [J]. AAPG bulletin, 1998, 82(6): 1156-1172.
- [6] 张守鹏. 渤南洼陷沙四上段非均质性储层“二步建模”方法及应用[J]. 地学前缘, 2008, 15(1): 202-208.
ZHANG Shoupeng. The approach of two-stage modeling and its application in the study of heterogeneous reservoir of Upper Member 4 of Shahejie Formation in Bonan Subsag [J]. Earth science frontiers, 2008, 15(1): 202-208.
- [7] STREBELLE S, PAYRAZYAN K, CAERS J. Modeling of a deepwater turbidite reservoir conditional to seismic data using principal component analysis and multiple-point geostatistics [J]. SPE journal, 2003, 8(3): 227-235.
- [8] 张焱, 胡斌, 杨希冰, 等. 多重分形法在琼东南盆地北礁凹陷砂体展布规律研究中的应用[J]. 海相油气地质, 2018, 23(1): 56-62.
ZHANG Yan, HU Bin, YANG Xibing, et al. Multifractality of the sand body distribution in Beijiao Sag of Qiongdongnan Basin [J]. Marine origin petroleum geology, 2018, 23(1): 56-62.
- [9] 吴胜和, 李宇鹏. 储层地质建模的现状与展望[J]. 海相油气地质, 2007, 12(3): 53-60.
WU Shenghe, LI Yupeng. Reservoir modeling: current situation and development prospect [J]. Marine origin petroleum geology, 2007, 12(3): 53-60.
- [10] 付超, 樊雪, 于兴河, 等. 南海北部陆坡神狐海域水合物储层分层建模方法与有利区带预测[J]. 中国海上油气, 2019, 31(2): 83-92.
FU Chao, FAN Xue, YU Xinghe, et al. Hierarchical modeling method and favorable zone prediction of hydrate reservoirs in Shenhu waters in continental slope of northern South China Sea [J]. China offshore oil and gas, 2019, 31(2): 83-92.
- [11] 张文彪, 陈志海, 刘志强, 等. 深水水道形态定量分析及沉积模拟: 以西非 Gengibre 油田为例[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 41-49.
ZHANG Wenbiao, CHEN Zhihai, LIU Zhiqiang, et al. Morphology quantitative analysis and simulation of deepwater channel: a case study of Gengibre Oilfield in west Africa [J]. Acta petrolei sinica, 2015, 36(1): 41-49.
- [12] 赵迎月, 顾汉明, 汪勇, 等. 无井条件下建立碎屑岩储层地震地质模型研究[J]. 地球物理学报, 2013, 56(6): 2055-2064.
ZHAO Yingyue, GU Hanming, WANG Yong, et al. Research on constructing clastic reservoir seismic geologic model under no well condition [J]. Chinese journal of geophysics, 2013, 56(6): 2055-2064.
- [13] WONG P M, SHIBLI S A R. Modelling a fluvial reservoir with multipoint statistics and principal components [J]. Journal of petroleum science and engineering, 2001, 31(2/4): 157-163.
- [14] 胡迅, 尹艳树, 冯文杰, 等. 深水浊积水道训练图像建立与多点地质统计建模应用[J]. 石油与天然气地质, 2019, 40(5): 1126-1134.
HU Xun, YIN Yanshu, FENG Wenjie, et al. Establishment of training images of turbidity channels in deep waters and application of multi-point geostatistical modeling [J]. Oil & gas geology, 2019, 40(5): 1126-1134.
- [15] 张文彪, 段太忠, 刘志强, 等. 深水浊积水道多点地质统计模拟: 以安哥拉 Plutonio 油田为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 403-410.
ZHANG Wenbiao, DUAN Taizhong, LIU Zhiqiang, et al. Application of multi-point geostatistics in deep-water turbidity channel simulation: a case study of Plutonio oilfield in Angola [J]. Petroleum exploration and development, 2016, 43(3):

- 403-410.
- [16] LI Chao, CHEN Guojun, ZHOU Qianshan, et al. Multistage geomorphic evolution of the Central Canyon in the Qiongdongnan Basin, NW South China Sea[J]. Marine geophysical research, 2021, 42(3): 27.
- [17] GONG Chenglin, LI Dongwei, QI Kun, et al. Flow processes and sedimentation in a straight submarine channel on the Qiongdongnan margin, northwestern South China Sea [J]. Journal of sedimentary research, 2020, 90(10): 1372-1388.
- [18] MAYALL M, JONES E, CASEY M. Turbidite channel reservoirs—key elements in facies prediction and effective development [J]. Marine and petroleum geology, 2006, 23(8): 821-841.
- [19] PYRCZ M J, SECH R P, COVAULT J A, et al. Stratigraphic rule-based reservoir modeling [J]. Bulletin of Canadian petroleum geology, 2015, 63(4): 287-303.
- [20] 卜范青, 张旭. 深水重力流复合下切水道体系精细地质表征与建模: 以西非尼日尔三角洲盆地 OML130 区块为例 [J]. 海相油气地质, 2018, 23(2): 90-96.
- BU Fanqing, ZHANG Xu. Geological modeling of combined incised-channel system in deep-water sediment gravity flow deposits: a case of block OML130 in Niger Delta Basin, West Africa[J]. Marine origin petroleum geology, 2018, 23(2): 90-96.
- [21] 卜范青, 张宇焜. 高弯度深水浊积水道建模方法分析[J]. 科技导报, 2013, 31(28/29): 70-73.
- BU Fanqing, ZHANG Yukun. Modeling of high-sinuosity deep water turbidite channel [J]. Science & technology review, 2013, 31(28/29): 70-73.
- [22] 张佳佳, 吴胜和, 范廷恩, 等. 海底扇水道储层参数建模新思路: 以西非 A 油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(2): 407-418.
- ZHANG Jiajia, WU Shenghe, FAN Tingen, et al. New method for reservoir petrophysical modeling of submarine fan channels: a case from Oilfield A in West Africa[J]. Oil & gas geology, 2017, 38(2): 407-418.
- [23] EBONG E D, AKPAN A E, EKWOK S E. Stochastic modeling of spatial variability of petrophysical properties in parts of the Niger Delta Basin, southern Nigeria[J]. Journal of petroleum exploration and production technology, 2020, 10(2): 569-585.
- [24] 雷超, 任建业, 李绪深, 等. 琼东南盆地深水区结构构造特征与油气勘探潜力[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(5): 560-569.
- LEI Chao, REN Jianye, LI Xushen, et al. Structural characteristics and petroleum exploration potential in the deep-water area of the Qiongdongnan Basin, South China Sea[J]. Petroleum exploration and development, 2011, 38(5): 560-569.
- [25] 姚根顺, 袁圣强, 吴时国, 等. 琼东南盆地深水区双物源沉积模式及勘探前景[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(6): 685-691.
- YAO Genshun, YUAN Shengqiang, WU Shiguo, et al. Double provenance depositional model and exploration prospect in deepwater area of Qiongdongnan Basin[J]. Petroleum exploration and development, 2008, 35(6): 685-691.
- [26] 唐武, 王英民, 黄志超, 等. 琼东南盆地南部深水区中新统层序地层地震相与沉积演化特征[J]. 海相油气地质, 2012, 17(2): 20-25.
- TANG Wu, WANG Yingmin, HUANG Zhichao, et al. Seismic facies and sedimentary evolution characteristics of miocene sequence strata in the deep-water region, Southern Qiongdongnan Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2012, 17(2): 20-25.
- [27] 李才, 尤丽, 朱继田, 等. 琼东南盆地深水区中央拗陷断裂体系及其对油气成藏的控制[J]. 海相油气地质, 2016, 21(1): 73-78.
- LI Cai, YOU Li, ZHU Jitian, et al. Effect of fault systems on hydrocarbon accumulation in central depression below deep sea, Qiongdongnan Basin[J]. Marine origin petroleum geology, 2016, 21(1): 73-78.
- [28] CHENG Cong, JIANG Tao, KUANG Zenggui, et al. Seismic characteristics and distributions of Quaternary mass transport deposits in the Qiongdongnan Basin, northern South China Sea [J]. Marine and petroleum geology, 2021, 129(1): 105118.
- [29] HU Yong, XIAO Juan, HE Wenxiang, et al. Application of high frequency lake level change in the prediction of tight sandstone thin reservoir by sedimentary simulation [J]. Marine and petroleum geology, 2021, 128(4): 105049.
- [30] LIU Jianliang, LIU Keyu, HUANG Xiu. Effect of sedimentary heterogeneities on hydrocarbon accumulations in the Permian Shanxi Formation, Ordos Basin, China: insight from an integrated stratigraphic forward and petroleum system modelling [J]. Marine and petroleum geology, 2016, 76: 412-431.
- [31] KONSOER K, ZINGER J, PARKER G. Bankfull hydraulic geometry of submarine channels created by turbidity currents: relations between bankfull channel characteristics and formative flow discharge[J]. Journal of geophysical research: earth surface, 2013, 118(1): 216-228.
- [32] KOMAR P D. The hydraulic interpretation of turbidites from their grain sizes and sedimentary structures[J]. Sedimentology, 1985, 32(3): 395-407.
- [33] 袁玉松, 杨树春, 胡圣标, 等. 琼东南盆地构造沉降史及其主控因素[J]. 地球物理学报, 2008, 51(2): 376-383.
- YUAN Yusong, YANG Shuchun, HU Shengbiao, et al. Tectonic subsidence of Qiongdongnan Basin and its main control factors [J]. Chinese journal of geophysics, 2008, 51(2): 376-383.
- [34] BANCHS R E, MICHELENA R J. From 3D seismic attributes to pseudo-well-log volumes using neural networks: practical considerations[J]. The leading edge, 2002, 21(10): 996-1001.
- [35] 曹向阳, 郝立华, 韩文明, 等. 深水沉积储层地震精细描述技术研究及应用[J]. 海洋地质前沿, 2019, 35(10): 43-48.
- CAO Xiangyang, HAO Lihua, HAN Wenming, et al. Geophysics technology for fine description of deep water reservoir and its application [J]. Marine geology frontiers, 2019, 35(10): 43-48.
- [36] SURLYK F, JENSEN S K, ENKILDE M. Deep channels in

- the Cenomanian–Danian chalk group of the German North Sea sector: evidence of strong constructional and erosional bottom currents and effect on reservoir quality distribution [J]. *AAPG bulletin*, 2008, 92(11): 1565–1586.
- [37] ZHANG Jiajia, WU Shenghe, WANG Xing, et al. Reservoir quality variations within a sinuous deep water channel system in the Niger Delta Basin, offshore West Africa [J]. *Marine and petroleum geology*, 2015, 63: 166–188.
- [38] CHEN Zhuoheng, OSADETZ K G, GAO Haiyu, et al. An object-based model for predicting the locations of undiscovered oil and gas resources, western Sverdrup Basin, Canada [J]. *Marine and petroleum geology*, 2004, 21(6): 767–777.
- [39] 周展, 杨朝强, 洪楚侨, 等. 深水少井区重力流薄泥岩隔夹层预测方法[J]. *天然气工业*, 2020, 40(12): 52–58.
- ZHOU Zhan, YANG Chaoqiang, HONG Chuqiao, et al. A prediction method of thin mudstone interlayers with gravity flow in deep water areas with fewer wells [J]. *Natural gas industry*, 2020, 40(12): 52–58.
- [40] RONGIER G, COLLON P, RENARD P. A geostatistical approach to the simulation of stacked channels [J]. *Marine and petroleum geology*, 2017, 82: 318–335.
- [41] PYRCZ M J, WHITE C D. Uncertainty in reservoir modeling [J]. *Interpretation*, 2015, 3(2): SQ7–SQ19.
- [42] HU L Y, LIU Y, SCHEEPENS C, et al. Multiple-point simulation with an existing reservoir model as training image [J]. *Mathematical geosciences*, 2014, 46(2): 227–240.
- [43] DALY C, CAERS J. Multi-point geostatistics: an introductory overview [J]. *First break*, 2010, 28(9): 39–47.

编辑: 黄革萍

Pseudo-well setting and strategy of facies-controlled reservoir modeling of deep water canyon based on sedimentary simulation: taking the Lingshui section of the Central Canyon in Qiongdongnan Basin as an example

FU Chao, XIE Yuhong, SONG Laiming, WANG Hui, XU Wei, YUAN Zhiwang, CHEN Guoning

Abstract: As a critical target for the hydrocarbon resource, the deep water canyon's sand body is paid more and more attention by the academia and industry. Its reservoir modeling has become a hotspot and challenging issues in current research, especially for areas covered with sparse well pattern and low seismic resolution. This study takes the Lingshui section of the Central Canyon in Qiongdongnan Basin as an example. The pseudo-well is setted by integrating seismic attributes, P-impedance data and sedimentary forward simulation result. Then, with the layered modeling strategy being carried out, the reservoir model is built according to the evolution process of the canyon. We select corresponding modeling strategies for different stages of canyon morphology and sedimentation process: (1) The initial formation stage of the canyon: being in a non restricted sedimentary background, and the turbid water channel inside the canyon is prone to oscillation, making it difficult to determine the boundary of the sand body. Only a large range of composite channel zones and landslide bodies can be identified. So we use well seismic data to fit virtual well data, and use sequential Gaussian simulation for modeling. (2) Stable development stage of the canyon: the upstream is a non restricted sedimentary background, which can be identified a large number of landslide bodies. The downstream is a restricted sedimentary background, with the development of multi-stage stacked turbidite channels with relatively straight morphology, which accumulate at the bottom of the canyon. So we select the identified composite waterway zone and use truncated Gaussian simulation for modeling. (3) The later reconstruction stage of canyon: the restrictive canyon is infilled by the lateral and vertical accretion channels, which could be identified more obviously from the seismic profiles. For isolated waterways in the upstream area, firstly, the size of the sand body is statistically analyzed, then a quantitative three-dimensional training image is established, and finally, multi-point geostatistics methods are used for modeling. For downstream connected waterways, truncated Gaussian simulation is still used for modeling. By selecting targeted modeling strategies for different sedimentary filling processes, the reliability of predicting the distribution of sand bodies in each stage can be maximized.

Key words: deep water canyon; facies-controlled; pseudo-well; reservoir modeling; Central Canyon; Qiongdongnan Basin

FU Chao, First author: Postdoctoral Researcher, engaged in sedimentology and reservoir modeling of clastic rock. Add: CNOOC Research Institute, No. 6 Taiyangong South Street, Chaoyang District, Beijing 100028, China