

文章编号:1673-5005(2009)05-0012-05

东营凹陷北部陡坡带 T71 块深水浊积扇 相控孔隙度建模方法

张建林^{1,2}, 吴胜和¹

(1. 中国石油大学 资源与信息学院, 北京 102249; 2. 中石化国际勘探开发公司 委内瑞拉分公司, 北京 100083)

摘要:通过深水浊积扇储层沉积概念模型研究和在此基础上的序贯指示模拟试验,建立 4 种沉积微相速度、密度、声阻抗及孔隙度等参数统计分布模型,模拟了沉积相空间分布,利用相与波阻抗比例模型的滤波作用原理,来控制非储层高波阻抗数据干扰,建立合理的相模型,在相模型的基础上,应用序贯高斯模拟方法模拟空间孔隙度变化。研究表明,以概念模型和沉积相参数分布模型为基础,对不同类型的变量进行分类处理、多步模拟的方法能够较好地控制干扰,提高纵向分辨率,建立符合地质实际的孔隙度模型。

关键词:深水浊积扇; 概念模型; 参数统计分布模型; 相模拟; 多步建模

中图分类号:TE 122.2

文献标识码:A

Method of porosity modelling of deep water turbidity-fan based on facies controlled in T71 block of northern steep structure belt of Dongying depression

ZHANG Jian-lin^{1,2}, WU Sheng-he¹

(1. School of Resource and Information Technology in China University of Petroleum, Beijing 102249, China;

2. Venezuela Branch of SINOPEC International Petroleum Exploration & Production Company, Beijing 100083, China)

Abstract: Through the study of the deep water turbidity-fan reservoir sedimentary conceptual model and the sequence indication simulation test, the distribution models of velocity, density, impedance and porosity of different sub-facies, were built. The spatial distribution of sub-facies in 3 D was simulated. In the process of facies simulation, the high wave impedance interference of nonreservoir can be filtered out using the filtration acting principle of facies and impedance calibration model. Based on the reasonable facies model, the spatial porosity model was built using sequence Gauss simulation method. The results show that the variables were classified to control the interference using multi-step modelling method. The vertical discernibility was increased based on the conceptual model and the parameters distribution model. The porosity model conforming to reality was built.

Key words: deep water turbidity-fan; conceptual model; parameter statistic distribution model; facies simulation; multi-step modelling

1 研究区概况

研究区位于东营凹陷北部、陈家庄凸起南部大断层下降盘陡坡带 T71 区块,面积约 100 km²(图 1),东营凹陷是渤海湾盆地济阳坳陷的一个“箕状”凹陷,其北侧陡、断陷深,南侧为北倾斜坡背景上的

超覆。凹陷北部陡坡带 T71 区块沙三下段深水浊积扇埋深为 3.2 ~ 3.8 km,储层厚度薄,一般为 1 ~ 12 m,储层物性横向变化快,沉积微相与储层含油气性和产能有着密切关系,有利储层预测一直是困扰该区油藏勘探开发的关键。在坨 71 井区已钻 T71, T711, T719 等 13 口探井,在勘探的同时,部署了 12

收稿日期:2009-03-18

基金项目:教育部高等学校博士点专项科研基金项目(20060425004)

作者简介:张建林(1964-),男(汉族),山东曹县人,高级工程师,硕士,主要从事地质及储层建模研究。

口滚动开发井,在投产的开发井中,T71,T719,T71-12等井具有较好的产量,大部分井产量较低。为研究陡坡带深水浊积扇储层物性空间展布,笔者选取T71块为重点解剖区,开展储层随机建模研究。



图1 研究区区域位置示意图

Fig.1 Location sketch of study area

2 储层沉积概念模型的建立

国内通常使用沉积模型(Deposition Model)或沉积相模式作为储层建模的认识基础,但在建模过程中,总会关心储层空间迭置样式和连接方式。通常同类相砂体发育和迭置模式差异较大,沉积模型或相的确定不能给出满意的答案。国外“概念模型”^[1](Concept Model)在储层建模中得到较多应用,该模型侧重储层沉积、迭置样式研究,重点描述砂体空间结构关系,增强地质因素的约束作用^[2,3]。本文中的储层沉积概念模型类同于国外的“概念模型”,是以尽可能完备的地质知识库为指导、以直观的储层原始沉积结构(沉积特征、沉积旋回性或韵律性,岩层的产状、岩石的层理)为依据、以间接的地球物理手段为约束条件,建立储层空间充填迭置概念模式,指导储层建模和储层预测。

2.1 沉积及亚相特征

通过岩心观察和粒度、岩矿分析资料,对沙三下段浊积扇体沉积特征进行研究。

近源位置砾岩发育,砾岩呈块状,局部发育递变层理或反递变层理,部分砾石呈直立状,C-M图上为平直段,反映了块体搬运特征。砾石成分为沉积岩和火成岩岩块,最大砾径达9 cm,一般为3~4 cm,为砂质支撑或泥砂混合支撑,砾状砂岩显示近源鲍马浊积岩特征,以Ta和Tab层序为主,多为迭复冲刷序列,含较多的撕裂状泥屑和泥砾。在泥岩段,发育薄层粉砂岩夹于深水泥岩中,显示鲍马序列的Tce和Tbe组合,概率曲线多呈平缓二段式或弧线

形,反应能量减小后的牵引流沉积特征。

扇体中部以砾岩、含砾砂岩为主,发育块状层理、递变层理、斜层理、撕裂屑、鲍马层序。粒度概率曲线以跳跃总体和悬浮总体组成的二段式为主。浊积砂体的C-M图以均匀悬浮QR段为主,可见PQ段,说明除悬浮搬运外尚存在少量滚动搬运颗粒。

浊积扇体可进一步分为内扇、中扇、外扇3个亚相。内扇亚相位于扇根部分,砾岩发育,岩性粗。中扇亚相位于内扇亚相向湖盆延伸方向,以水道发育为特征。外扇亚相围绕中扇外围呈环带状分布,由远岸浊积岩构成,岩性为粉砂岩、泥质粉砂岩、泥岩,具水平层理,含层状黄铁矿、炭屑等。外扇向外与深湖亚相毗邻,过渡为深湖-半深湖暗色泥岩。

沉积微相是储层建模的主要研究对象,根据长岩心扫描图像和岩心及沉积特征、沉积亚相分析,划分如下组合类型:

(1)主水道。季节性洪水携带大量陆源碎屑物质,沿着陡峭古断面,直接泻入湖内,碎屑流对原地地貌进行侵蚀,形成弯曲的沟道,早期沉积沟道会被多次冲刷充填,形成迭置的水道沉积体。主水道岩性为砾岩和含砾砂岩,粒径一般为1~5 cm,块状结构,局部砾石较大,单砂体厚度大于5 m,发育递变层理、平行层理、块状层理,不同期次水道迭加,厚度可达十几米。

(2)支水道。洪水携带的碎屑物具有很强的能量,会冲开主水道形成决口,在决口处形成支水道及其沉积物。支水道岩性为含砾砂岩,粒径较细,一般小于2 mm,发育平行层理、块状层理和波状层理,局部可见几厘米的泥质条带,单砂体厚度小于5 m,不同期次支水道迭加,厚度大于10 m。

(3)水道间。随着碎屑流能量减弱,湖水作用增强,低密度碎屑流在平面上撒开形成漫流沉积,岩性为含砾泥质砂岩、砂岩、泥质砂岩、泥岩。砂岩多含有灰质,岩性致密,单砂层薄,小于5 m。

(4)扇缘。支水道前端碎屑物由于流体搬运能力减弱,与湖水相混合,形成的薄层泥质砂岩、砂质泥岩与泥岩互层沉积,然后过渡为深湖相泥岩、油泥岩。

2.2 扇体纵向发育及构造对沉积的控制作用

根据沉积旋回特征和电性特征及岩石组合特征,扇体由下向上分为3期,每期厚为40~50 m。底部扇体以重力碎屑流、浊流沉积为主,岩性普遍较粗,为较厚层砂砾岩夹有薄层泥岩、少量油页岩,砂体迭合厚度大,砂泥比高,自然电位为箱形、钟形;中

部扇体为重力碎屑流、牵引流混合作用沉积,岩性比第一期扇体相对细,砂体迭合厚度小,砂泥比低,自然电位为钟形、锯齿形;上部扇体为低密度重力流与牵引流混合沉积作用,含砾砂岩不发育,泥质砂岩、泥岩发育,砂体迭合厚度小,砂泥比更低,自然电位为齿形、局部钟形。

研究区同沉积断层发育,古地貌复杂,区内发育大小断层8条,4个局部洼地,3个鼻状构造。边界断层切割凸起与凹陷,形成盆地内部最大的断裂坡折,内部断层对盆地进一步改造,形成局部高低不平的古地貌及规模较小的断裂坡折或阶地,这两个坡折对沉积产生重要影响。在第一坡折区,由于距物源近而且水体相对较浅,沉积的扇体颗粒较粗;在第二坡折区底部由于构造坡度的存在,在第一个坡折区沉积的扇体会继续向前推进,并在第二坡折面底部堆积。断裂及古地貌差异影响了水体及沉积扇体的分布和粒度分异。

2.3 储层沉积概念模型

根据沉积特征及旋回性、岩心观察、构造及古地貌对沉积的影响,浊积扇储层沉积概念模型纵向上分为两部分(图2)。

下部以高密度重力流沉积为主,分为近物源高密度缓坡水道,水道交叉切割,迭合厚度较大;局部发育下切谷;第二坡折区发育浊流水道,由于坡度较大,有局部的卸载作用,使水道连续堆积,厚度大;远端洼地内发育浊积砂体。

上部以低密度重力流为主,同时有牵引流混合作用,包括近物源低密度水道,水道交切,厚度较小;在第二坡折区发育坡折重力流水道,由于碎屑流能量减小,水体加深,不同期次扇体呈现退积结构,规模收缩,砂体减少。

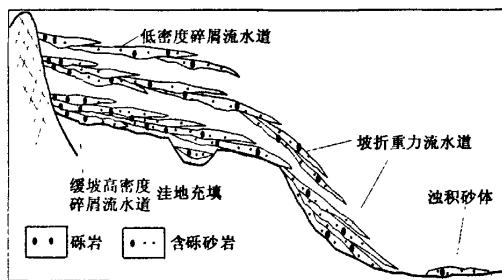


图2 储层沉积概念模型

Fig.2 Reservoir sedimentary conceptual model

3 储层参数统计分布模型

储层测井参数及岩心数据分析是储层建模的重

要研究内容,它是把钻井获得的岩心、录井和测井资料推广应用到空间的关键结合点,也是储层建模的关键控制点^[4],尤其是只有测井曲线而无岩心和岩屑录井资料的情况,把已知井信息推广到未知井,从而应用更多的资料来控制建模就更有意义。

储层与测井响应之间有着定量的对应关系,包括定性的特征描述和定量关系描述。在量化研究方面通常关注参数间的线性关系,线性方法描述了数据间的一种变化趋势,具有直观性和便捷性。但是,从储层与层速度、密度、孔隙度以及储层与波阻抗等多种参数的统计分析看,数据的对应点都是离散的,不是一一对应的,线性关系难以描述大量数据关系的离散性,而离散性也正反映了地下储层各种参数的客观特性。结合沉积微相研究,对4种微相类型的声波、孔隙度、密度及声阻抗统计分布特征进行分析。

主水道:声波时差优势分布为200~260 $\mu\text{s}/\text{m}$,密度为2.4~2.58 g/cm^3 ,速度为2.8~4.8 km/s ,波阻抗为900~1200 $\text{kg}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,孔隙度为11%~15%(图3)。

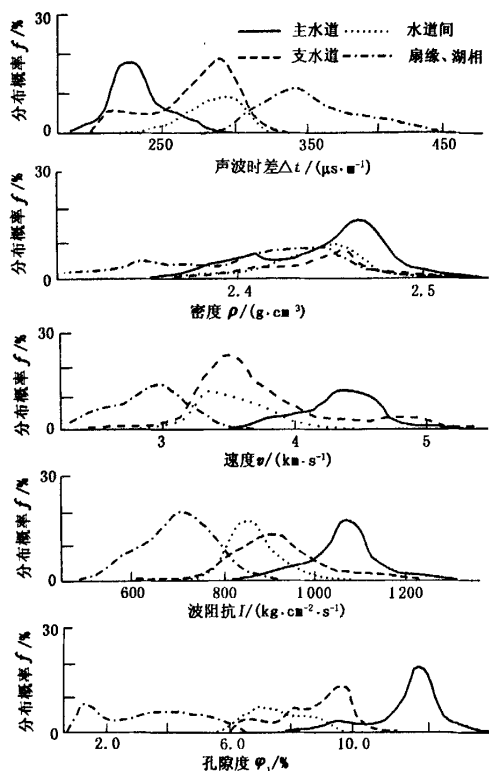


图3 不同微相多参数的统计分布

Fig.3 Statistic distribution of multiple parameters of different sub-facies

支水道:声波时差优势分布为210~305 $\mu\text{s}/\text{m}$,密度为2.3~2.58 g/cm^3 ,速度为3.1~4.5 km/s ,波阻抗为900~1220 $\text{kg}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,孔隙度为7%~10%。

水道间:声波时差优势分布为250~310 $\mu\text{s}/\text{m}$,密度为2.41~2.47 g/cm^3 ,速度为3.2~4.0 km/s ,波阻抗为800~980 $\text{kg}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,孔隙度为7%~9%。

扇缘、湖相:声波时差优势分布为300~420 $\mu\text{s}/\text{m}$,密度为2.3~2.52 g/cm^3 ,速度为2.25~3.4 km/s ,波阻抗为550~770 $\text{kg}/(\text{cm}^2 \cdot \text{s})$,孔隙度为1%~6%。

通过微相多种参数定量统计分布研究,明确了不同岩相各参数优势分布特征及参数间主体分布可区分性。从迭加水道相到湖相,声波时差优势分布逐步向高值区移动,速度、声阻抗、孔隙度优势分布均向低值区移动,密度分布区间的变化并不明显。在5种参数中波阻抗及孔隙度具有相对好的主体可区分性,是建模的主要应用参数。

4 相控多步法孔隙度建模

相控多步建模是将相似的沉积相综合在一起,先模拟油藏中主要岩相的空间结构,再模拟各岩相内岩石孔隙分布^[5-7],因此相建模是储层孔隙度建模的最重要一环。在相建模过程中,进行了指示克里金估计和指示模拟建模试验,结果表明指示模拟结果优于指示克里金估计,原因在于指示克里金估计仅应用井资料进行相建模,而井数量有限,井间和井外侧缺少控制,指示模拟能够考虑波阻抗的控制作用,使得空间相变化更趋于合理。因此,地震波阻抗是研究相三维空间分布的一种重要约束参数^[8-9],但也会遇到具有高阻抗值但不是储层的干扰,在相建模过程中,应用序贯指示模拟技术及相比比例模型“滤波”作用能较好地解决这个难题。

4.1 序贯指示模拟及相比比例模型的“滤波”作用

序贯指示模拟是用于类型变量模拟的重要技术方法。基础是指示克里金估计和序贯指示模拟,指示克里金估计方法是一种非参数方法,它是对原始数据的指示变换值进行克里金估计。指示变换是按一定规则将原始数据变换成另一类数据类型的过程,通过指示变差函数控制,求取变量累积分布函数的估计和分布,然后进行序贯指示模拟,其中不同类型变量的累积分布构成了相比比例模型的基础。

相比比例模型是由不同微相对应的波阻抗经过指

示变换和概率累积分布计算得到,是波阻抗与微相对应转换的量化图形表达形式(图4),是控制相模拟的重要工具。在这个模型中,横坐标为阻抗值,纵坐标为主水道、支水道、水道间、扇缘及湖相等不同相所占的比例数。

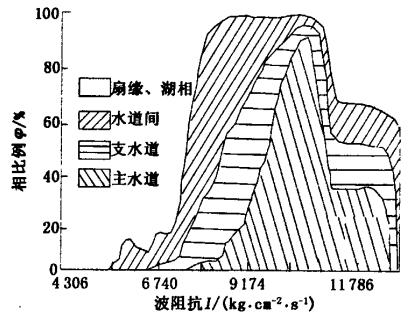


图4 相与波阻抗比例模型

Fig.4 Facies and impedance calibration model

不同相态比例模型形态类似于信号处理过程中的“带通”或“高通滤波器”,根据信号处理过程中的滤波原理,只要设定滤波器频率范围,就能够得到所需的信号,去除干扰信号,而相比比例模型中的波阻抗值就相当于数字信号处理的频率值,所占的比例数就相当于信号的能量。应用这一原理,按照不同沉积微相波阻抗统计分布特征,调整波阻抗值及其所占的相比比例进行相转换(图5)。可见,底部水道发育,向上水道减少,与储层沉积概念模型相似,能

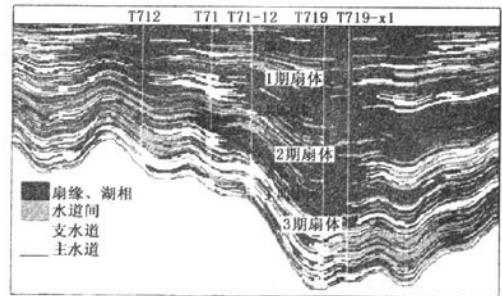


图5 沉积微相序贯指示模拟剖面

Fig.5 Sequence indication simulation section of sedimentary sub-facies

够达到满意的相建模结果。序贯指示模拟把波阻抗属性与沉积相结合,通过建立两者的比例和分布来调节波阻抗的作用。通常地震波阻抗是以线性比例参与建模,这种线性作用会同时放大或缩小有用波阻抗和干扰部分,这种干扰来源于具有高阻抗值而非储层的特殊岩性,相比比例模型的合理设计较好地解决了这一难题,它可以根据地质情况突出有用的

信息,压制干扰信息。

4.2 序贯高斯模拟建立孔隙度模型

序贯高斯模拟是应用高斯概率理论和序贯模拟算法产生连续变量空间分布的随机模拟方法,模拟过程是从一个象元到另一个象元序贯进行,而且用于计算某象元条件概率分布函数的条件数据除原始数据外,还考虑这次模拟中已模拟过的所有数据,从累积条件分布函数中随机地提取分位数便可得到模拟现实。在建立三维空间合理相模型的基础上,建立不同微相孔隙度统计分布模型,同时建立孔隙度纵、横向变差函数模型,用序贯高斯模拟方法把相模型转换为孔隙度模型。

模型纵向和横向上能较好地反映不同期次扇体储层及其物性的发育特征,对储层内部细节反映更清晰,特别是凹陷区域,由于合理地设计了不同微相波阻抗比例模型,使得具有高阻抗值而非储层产生的高孔隙干扰明显减少。

5 结 论

(1) 储层沉积概念模型和沉积相参数统计分布模型是相控多步法建模的重要基础。

(2) 相与波阻抗比例模型对波阻抗参与相建模具有调节作用,能够结合地质认识控制非储层高波阻抗数据的干扰,建立合理的相模型。

(3) 多步法建模能够应用多种统计模拟技术和地质、测井、地震等不同类型的数据源,融合地质家的认识,建立可靠的储层参数模型,对于降低勘探开发风险有很大的实用价值。

参考文献:

- [1] PAL L Heller, CHRIS Paola, IN-GUL Hwang, et al. Geomorphology and sequence stratigraphy due to slow and rapid base-level changes in an experimental subsiding basin[J]. AAPG, 2001, 85(5): 817-838.
- [2] 吴胜和, 张一伟, 李恕军, 等. 提高储层随机建模精度的地质约束原则[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2001, 25(1): 55-57.
WU Sheng-he, ZHANG Yi-wei, LI Shu-jun, et al. Geological constraint principles in reservoir stochastic modeling [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2001, 25(1): 55-57.
- [3] 裘祚楠, 贾爱林. 储层地质模型 10 年[J]. 石油学报, 2000, 21(4): 101-104.
QIU Yi-nan, JIA Ai-lin. Development of geological reservoir modeling in past decade [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(4): 101-104.
- [4] MANUEL Poupon, FLAGSHIP Geosciences, HOUSTON. Integrating seismic facies and petroacoustic modeling[J]. World Oil, 1999, 200(6): 75-80.
- [5] 吴胜和, 武军昌, 储勇, 等. 陡坡扇储集层三维沉积相建模研究[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(3): 111-113.
WU Sheng-he, WU Jun-chang, CHU Yong, et al. 3-D modeling of sedimentary facies of steep-slope fan reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(3): 111-113.
- [6] 张春雷, 熊琦华, 张一伟. 随机模拟技术在勘探阶段油藏描述中的应用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2001, 25(1): 59-62.
ZHANG Chun-lei, XIONG Qi-hua, ZHANG Yi-wei. Application of stochastic simulation to reservoir characterization in the exploration stage of oilfield [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2001, 25(1): 59-62.
- [7] 吴胜和, 金振奎, 黄沧钊, 等. 储层建模[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999: 59-50, 100-103.
- [8] 张应波, 张骥东. 地震岩性预测新方法探索[J]. 石油地球物理勘探, 1999, 34(6): 711-722.
ZHANG Ying-bo, ZHANG Ji-dong. Prediction of lithologic traps using seismic [J]. Oil Geophysical Prospecting, 1999, 34(6): 711-722.
- [9] 张娥, 高书琴, 侯成福, 等. 利用地震属性预测砂岩储集层厚度及含油饱和度[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(1): 92-94.
ZHANG E, GAO Shu-qin, HOU Cheng-fu, et al. Predicting the sandstone reservoir thickness and oil saturation by using seismic attributes [J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(1): 92-94.

(编辑 徐会永)