

# 河流相储层层理构型建模方法及等效渗透率计算

陈建波, 舒晓, 汪跃, 王少鹏, 杜相仪  
(中海石油(中国)有限公司天津分公司渤海石油研究院, 天津 300459)

**摘要:** 渗透率是储层非均质性的关键表征参数, 其精准计算是油藏数值模拟精准预测的前提条件。岩心塞由于尺度小, 测量的方向渗透率各向异性小, 均质性强, 无法反映储层中更大尺度层理的非均质性, 在应用于油藏数值模拟时, 历史拟合精度低, 与生产动态偏差大。为解决这一问题, 提出了一种层理构型建模及方向渗透率计算方法, 该方法利用正弦函数描述三维纹层面, 通过迁移正弦函数将纹层面组合成层理几何模型, 然后构建层理的岩相及岩石物理属性模型, 实现层理构型的定量表征。最后, 提出了一种单相流动模拟方法实现了层理模型等效方向渗透率的定量计算。该方法应用于渤海Q油田河流相储层, 有效提高了模型历史拟合精度, 具有明显的推广应用价值。

**关键词:** 层理建模; 储层构型; 储层建模; 构型模型

**中图分类号:** TE122.2 **文献标志码:** A

## Modeling method and equivalent permeability calculation of fluvial reservoir formation configuration

CHEN Jianbo, SHU Xiao, WANG Yue, WANG Shaopeng, DU Xiangyi  
(Bohai Petroleum Research Institute of Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

**Abstract:** Permeability is a critical characteristic parameter of reservoir heterogeneity, and its accurate calculation is a prerequisite for accurate prediction of reservoir numerical simulation. Due to the small size of the core plug, the measured directional permeability is less anisotropic and highly homogeneous, which cannot reflect the heterogeneity of larger-scale stratification in the reservoir. When applied to reservoir numerical simulation, the historical fitting accuracy could be lower and deviate significantly from the production dynamics. In order to solve this problem, a method for modeling bedding configuration and calculating the directional permeability is proposed. The method uses the sine function to describe three-dimensional laminae, combines laminae into a bedding geometric model through the transfer sine function, and then constructs the bedding's lithofacies and petrophysical property model to realize the bedding configuration's quantitative characterization. Finally, a single-phase flow simulation method is proposed to calculate the equivalent directional permeability of the stratification model quantitatively. This method is applied to the fluvial-facies reservoir in the Q Oilfield of the Bohai Sea, which effectively improves the historical fitting accuracy of the model and has obvious application value.

**Key words:** bedding modeling; reservoir configuration; reservoir modeling; configuration model

**引用格式:** 陈建波, 舒晓, 汪跃, 等. 河流相储层层理构型建模方法及等效渗透率计算[J]. 复杂油气藏, 2023, 16(4): 420-426.

CHEN Jianbo, SHU Xiao, WANG Yue, et al. Modeling method and equivalent permeability calculation of fluvial reservoir formation configuration[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2023, 16(4): 420-426.

流体流动的精确模拟对于优化油气采收率至关重要, 但在碎屑岩储层中通常具有挑战性, 因为碎屑岩储层通常表现出广泛的多尺度地质和岩石物理变异性, 难以在储层地质模型中准确表示<sup>[1-6]</sup>。其中, 层理是岩石性质沿垂向变化的一种层状构造, 受其影响, 碎屑岩具有明显的非均质性。目前, 国内外基于露头、岩心对河流相储层的层理构造开展了大量研究, 对其形态、规模、厚度、物性、结构进行了广泛分析。但由于层理复杂的形态和结构, 构

建三维地质模型十分困难。国内外主要的储层构型建模方法(序贯建模、基于对象的建模、多点统计学建模、基于过程的建模、基于面的建模)往往集中于5~3级储层构型表征, 难以解决2~0级构型(层系组、层系、纹层)建模难题<sup>[7-11]</sup>, 因此无法有效表征

收稿日期: 2023-07-27; 改回日期: 2023-10-22。

第一作者简介: 陈建波(1978—), 高级工程师, 主要从事油田开发研究工作。E-mail: geostatistics@foxmail.com。

层理非均质性对油水运动、剩余油分布的控制作用。渤海Q油田是海上最早投入开发的大型河流相油田,在地质模型表征精度达到3级以后,仍然存在开发后期数值模拟历史拟合效果不佳的问题,因此考虑层理尺度2~0级构型的非均质性并应用于油田建模及数模中十分关键。为实现上述目标,首先给出了一种储层层理构型建模方法,然后提出了层理模型的方向渗透率计算方法,最后将渗透率计算结果用于油藏数值模拟中,以期提高历史拟合精度,指导生产预测。

### 1 油田概况及存在问题

Q油田位于渤海湾盆地石臼坨凸起中部,是一个成熟的大型海上河流相油田,油气主要分布在新近系明化镇组下段(明下段)。明下段沉积时期,Q油田受近南北向区域应力场扭动作用,形成一组近北东东向断层,发育成被断层复杂化的大型披覆构造,周边为渤中、秦南及南堡三大富油凹陷所环绕,成为渤海海域油气富集的有利地区。综合河流现代沉积调研、Q油田区域沉积背景、岩心沉积特征和测井相等分析,认为Q油田明下段发育北西向物源、低成熟度、低坡度、牵引流为主的曲流河沉积体系(见图1)。实钻井统计单期点坝砂体厚度6~10 m,垂向上具有正韵律特征。储层岩性是一套以石英、岩屑、长石成分为主的细砂岩和粉砂岩,岩石类型为岩屑质长石砂岩。砂岩颗粒分选好—中等,磨圆度为次圆—次棱角状,胶结类型以孔隙式为主,胶结物为泥质,含量小于10%。黏土矿物中蒙脱石含量45%~94%,高岭石3%~51%,伊利石1%~20%。孔隙度主要分布在20%~45%之间,平均孔隙度36%,渗透率介于 $(100 \sim 11\,487) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,平均渗透率 $3\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,属于高孔、高渗储层。

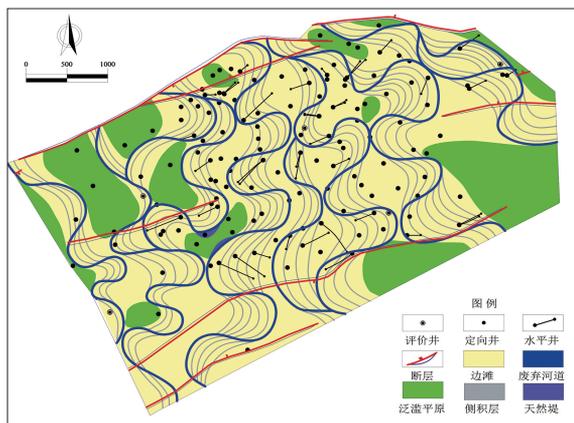


图1 Q油田主力砂体沉积微相

Q油田明下段主要发育边水油藏,自2001年10月投产,已有20多年开发历史。目前油田所用地质模型局部构型表征精度已经达到3级(点坝内部侧积体),地质模型使用的孔隙度—渗透率关系曲线来自岩心实验分析(见图2)。但试井求取的孔隙度—渗透率关系与岩心塞求取的孔隙度—渗透率关系偏差很大,同时油藏数值模拟结果表明油田历史拟合在开发后期偏差较大(见图3)。

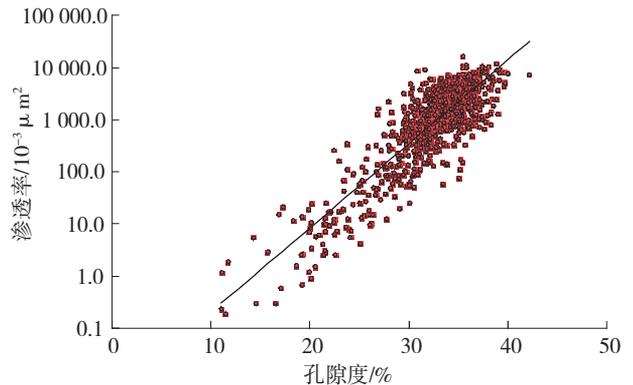


图2 岩心计算的孔隙度—渗透率关系

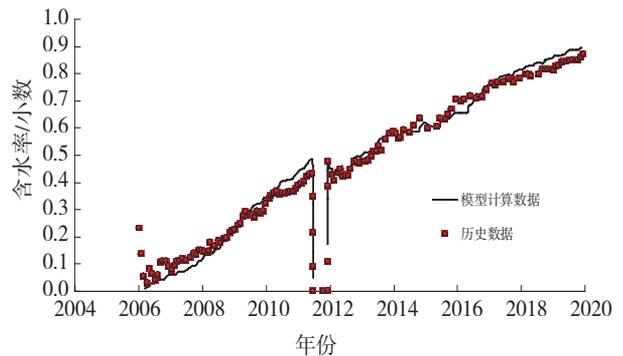


图3 油田模型含水率历史拟合结果

此外,Q油田岩心塞实验分析表明,垂直渗透率 $K_v$ 与水平渗透率 $K_h$ 的比值接近1,垂直渗透率 $K_v$ 明显被高估。前人研究发现,产生这一现象的原因在于渗透率测量结果与测量体积相关(见图4),适用于油藏数值模拟的渗透率测量体积需要大于 $5\,000 \text{ cm}^3$ ,而2~3 cm直径的岩心塞反映的储层体积有限,测量的方向渗透率均质性强,忽视了更大尺度的层理非均质性对渗透率各向异性的影响。因此,需要在油藏数值模拟时考虑层理对渗流的影响,对孔渗关系进行调整,以提高历史拟合效果。下面将介绍如何构建层理构型模型,并给出了层理模型方向渗透率的计算方法。最后,我们将计算结果应用于油田尺度模型,证明了该方法可以提高历史拟合精度,指导生产预测。

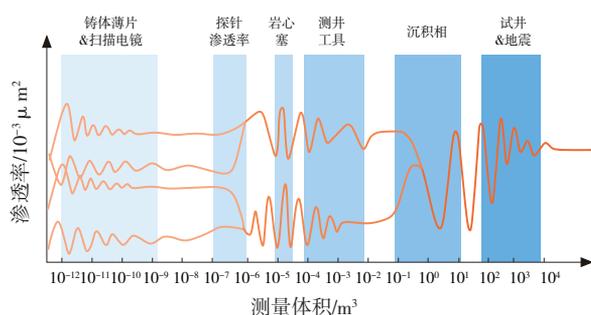


图4 不同尺度渗透率测量差异

## 2 层理构型建模方法

传统的基于网格的建模方法将相和岩性分布在预定义的地层面控制的网格上,只考虑了主要地层的几何形态,更小尺度的构型单元、构型界面的几何形态被大幅简化。基于面的建模思路适用于构建具有复杂几何形态的沉积构型要素,在基于面的建模工作流程中,储层构型描述不受网格限制,如构建曲流河点坝内部的侧积层时就采取了基于面的建模思路<sup>[10-11]</sup>。为精细描述层理等沉积构造的复杂形态,采用基于面的方法和基于过程的思路创建高分辨率的结构以表征层理。该方法通过正弦函数描述底形界面(纹层界面)的三维形态、通过随机函数或者正弦函数对底形进行迁移和叠加,模拟纹层、层系和层系组的形成过程,构建出层理的复杂结构和形态,最后通过角点网格构建层理的网格模型,并在其中模拟孔隙度、渗透率等岩石物理属性(见图5)。

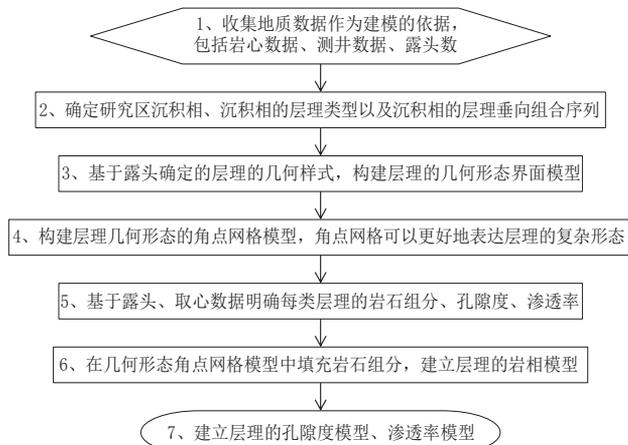


图5 储层层理构型建模流程

整体来说,层理构型建模包括三维几何形态模拟和岩石物理模拟两部分。为描述层理的形态,定义了下述函数,以描述底形界面(纹层界面)的形态:

$$z(x,y)^t = A \sin(x/L_x + \Theta_x) + B \sin(y/L_y + \Theta_y) + g(x,y) \quad (1)$$

式中, $z(x,y)^t$ 是 $t$ 时刻的层理形态函数, $m$ ;  $x$ 和 $y$ 是空间坐标, $m$ ;  $t$ 是名义时间增量, $s$ ,实际为位移向量, $m$ ;  $A$ 和 $B$ 是底形在迁移方向和走向方向上的振幅, $m$ ;  $L_x$ 和 $L_y$ 是底形在迁移方向和走向方向上的波长, $m$ ;  $\Theta_x$ 和 $\Theta_y$ 是初始相位角,rad;  $g(x,y)$ 是一个二维随机函数, $m$ 。该函数描述了底形界面的空间形态,同时描述了底形界面如何随着位移向量迁移。底形界面的位移会在相邻的底形界面之间创建一个三维薄层,一个薄层代表一个纹层。在底形界面完成多次的迁移模拟后,即完成一组纹层模拟后,则组成一个层系。之后模拟一个间断,通过新的时间序列进行沉积,即启动新的层系模拟。最后多个模拟的层系构成层系组,完成最终的模拟。这一界面模型在 $x$ 和 $y$ 方向上以规则间距离散化,最后使用角点网格格式网格化。

图6是底形在时刻 $t=1$ 和时刻 $t=2$ 之间迁移生成纹层过程的示意图。黄色区域是底形迁移后生成的一个纹层,箭头表示位移向量。为简化起见,图中没有显示 $y$ 方向,实际生成的纹层是一个三维体。

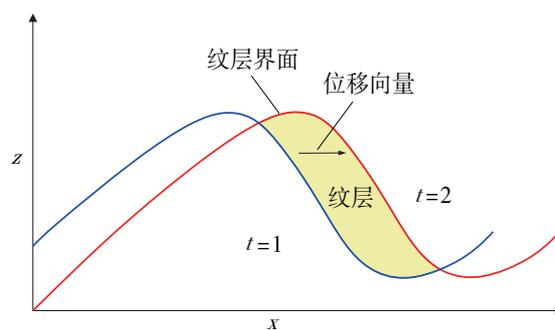


图6 基于正弦曲线移动的纹层生成过程示意

建模中采用的层理几何样式主要来源于在野外开展露头调查分析(见图7),各类层理都具有独特的形态和结构特征。

在确定了层理的几何形态特征后,还需要基于油田实际取心确定组成层理的岩石类型和岩石物理性质(见图8)。首先,确定组成层理的岩石类型和所占比例,通过岩心观察发现,研究区多系灰黄色中砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩;然后,通过岩心测量渗透率数据确定层理内不同岩石类型的孔隙度、渗透率的平均值和标准差,以反映层理的岩石物理性质;最后,根据统计数据,在每类层理岩相模型中通过随机高斯模拟算法模拟孔隙度和渗透率分布。

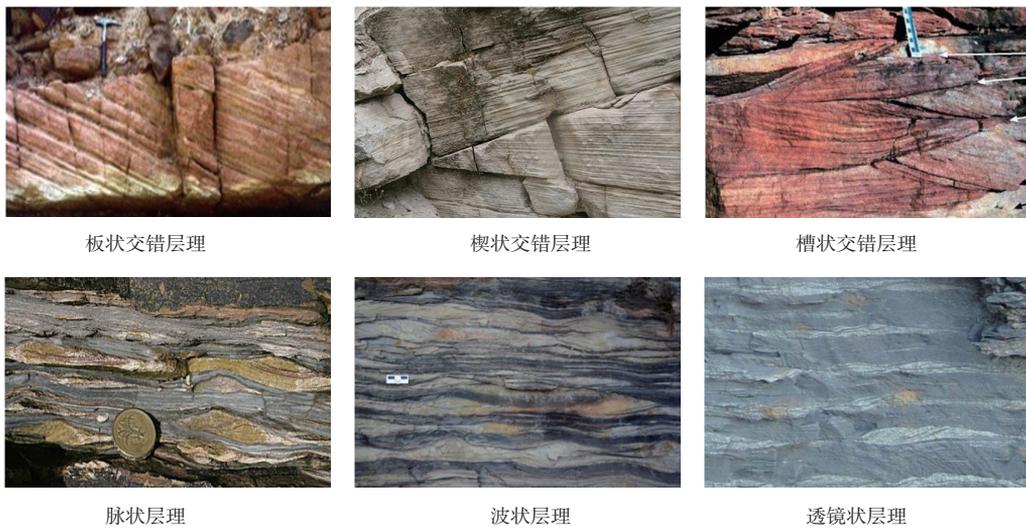


图7 不同类型层理露头照片

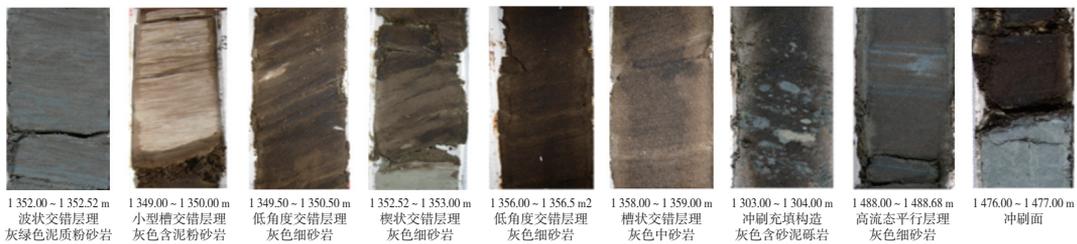


图8 Q油田部分层理构造岩心照片

在上述分析基础上,构建了河流相储层中不同类型层理的岩相模型,模型中不同颜色代表不同类型岩石组分(见图9)。任一模型尺寸为 $\Delta X=\Delta Y=\Delta Z$

$=30\text{ cm}, 27\ 000\ \text{cm}^3$ 。网格单元尺寸为 $dx=dy=0.1\ \text{cm}, dz$ 在2 mm到1 cm之间变化。这样的网格划分方案可以准确表征层理模型的复杂地质特征。

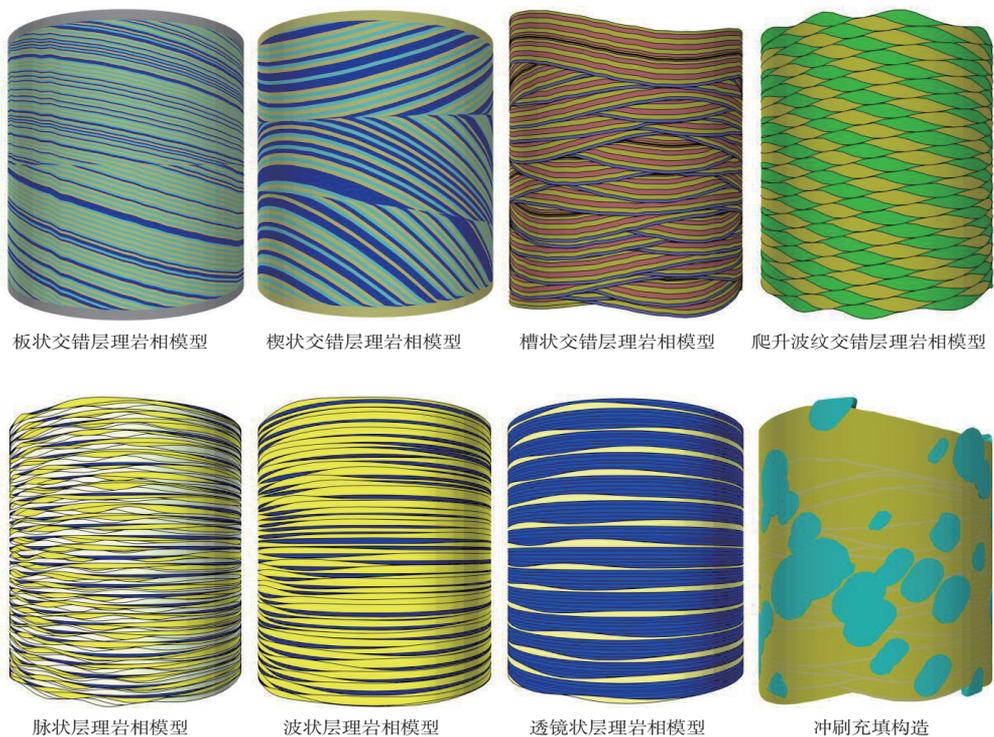
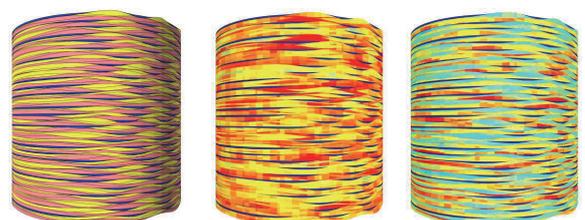


图9 Q油田层理构型岩相模型

在层理岩相模型基础上,进一步构建了孔隙度和渗透率模型(见图10)。以脉状层理为例,包括两种砂岩成分(黄色及粉色)和一种泥岩组分。每个模型网格中孔隙度、渗透率参数值来自岩心塞对不同岩石组分的测量和统计。



脉状层理岩相模型 脉状层理孔隙度模型 脉状层理渗透率模型

图10 Q油田脉状层理岩相、孔隙度、渗透率模型

### 3 基于单相流动模拟的有效方向渗透率计算

本文使用ECLIPSE软件基于高分辨率的层理非均质性模型开展单相流动模拟,并使用达西定律从压力梯度反算三个流动方向(层理倾向、走向和垂直)的渗透率,达西定律表达式如下:

$$K_e = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad (2)$$

式中, $K_e$ 为有效方向渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $Q$ 为体积流量, $\text{m}^3/\text{s}$ ;  $\mu$ 为黏度, $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ;  $L$ 为流动方向上的模型长度, $\text{m}$ ;  $A$ 为垂直于流动方向的模型横截面积, $\text{m}^2$ ;  $\Delta P$ 为流体势在流动方向上的每个面上的压降, $\text{Pa}$ 。

如图11所示,为了计算不同方向的渗透率,将流体注入模型的一侧,并从对面的一侧产出流体,其他四个模型面被密封。与主要趋势的交错层表面平行的水平流动称为倾向导向流动,其渗透率表示为 $K_d$ ;垂直于倾向方向的水平流动称为走向导向流动,其渗透率表示为 $K_s$ ,垂直方向的有效渗透率表示为 $K_v$ 。注入和采出面设置一层高渗透性缓冲单元格,以确保流动均匀分布且流体势(即压力场

减去静水压力)均匀。在进出口面分别定义了一个单独的注入—采出井,注入速率受到最大压力的限制,该压力高于出口压力;而采出速率受到固定目标的控制。每次模拟运行直到达到稳态,注入和采出速率相同,平均流体势保持恒定。岩石和流体具有微小但非零的可压缩性,这使得模拟器能够在每个时间步长更快地收敛到稳定解,并在短时间内达到稳态。在稳态下,确定了流量 $Q$ 和势降 $\Delta P$ ,使用公式(2)计算出有效渗透率。

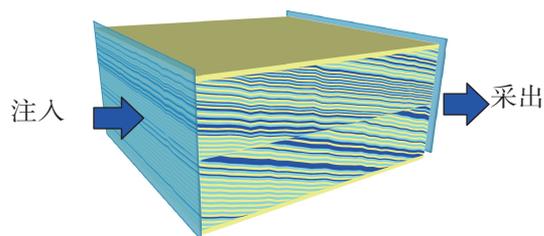


图11 基于层理模型流动模拟求取方向渗透率

基于单相流动模拟方法计算了不同类型层理的三个方向的渗透率 $K_s$ 、 $K_d$ 、 $K_v$ (见表1),该模拟结果表明由于岩心塞体积仅有 $8 \text{ cm}^3$  ( $\Delta X = \Delta Y = \Delta Z = 2 \text{ cm}$ ),所代表的储层体积只是层理构造中的一小部分,其测量的渗透率实际为层理中岩石组分的渗透率。无论取了多少岩心塞,难以代表更大尺度的由层理结构产生的非均质性,无法反映出沉积层理构造对油水运动的影响,直接应用于油田米级尺度网格的数值模拟中存在尺度不匹配性。与基于岩心塞物理实验求取的方向渗透率相比,层理模型计算的各向异性显著增大。沉积走向上的水平有效渗透率 $K_s$ 要高于沉积倾向上的水平有效渗透率 $K_d$ ,因为砂岩纹层在走向上更具连续性,而在倾向方向,水平流动必须绕过穿过多个泥岩纹层遮挡,流动的弯曲度增加,并且泥岩纹层的互连可能会形成死胡同。垂直有效渗透率 $K_v$ 通常远低于 $K_d$ 和 $K_s$ 。这种效应归因于泥岩纹层的发育,成为垂直流动的遮挡。

表1 不同类型层理模型方向渗透率计算结果

层理类型	输入的岩石组分渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	输入的岩石组分孔隙度	统计的层理模型平均孔隙度	统计的层理模型净毛比	统计的层理模型同平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_d / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_s / 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$K_v / 10^{-3} \mu\text{m}^2$
板状交错层理	砂(1)=2 188 砂(2)=1 509 泥=0.1	砂(1)=0.35 砂(2)=0.34 泥=0.05	0.3	0.82	301.34	592.94	1 479.43	1.24
脉状层理模型	砂(1)=162 砂(2)=235 泥=0.1	砂(1)=0.28 砂(2)=0.29 泥=0.05	0.25	0.89	86.76	180.51	180.35	10.67

## 4 层理方向渗透率约束的油藏尺度数值模拟

Q油田当前使用的曲流河储层地质模型的网格单元尺寸为 $\Delta X=\Delta Y=25\text{ m}$ 和 $\Delta Z=1\text{ m}$ 。模型孔隙度

来自经过岩心标定的测井解释孔隙度,模型渗透率来自岩心数据建立的孔隙度—渗透率关系曲线变换孔隙度模型得到。本次研究,将基于层理非均质性模型计算得到的方向渗透率输入油田尺度地质模型中开展油藏数值模拟(见图12)。

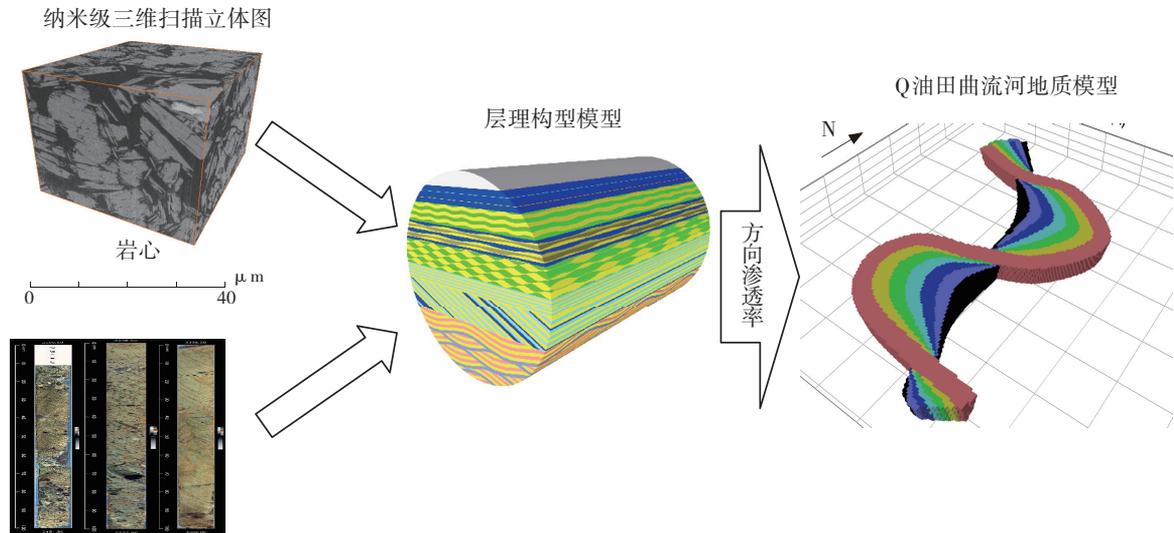


图12 基于层理模型求取方向渗透率用于Q油田数值模拟

油藏数值模拟结果表明:通过修正模型中的水平和垂直渗透率,历史拟合程度与老模型相比显著提高(见图13)。拟合效果的提高表明,河流相储层的非均质性在岩心尺度上被显著低估。新方法构建出厘米尺度网格,米级规模的层理模型,通过单相流动模拟计算三个方向的渗透率,将河流相储层层理的非均质性体现到米级尺度的油田实际模型上,有效提高了历史拟合和剩余油预测精度。

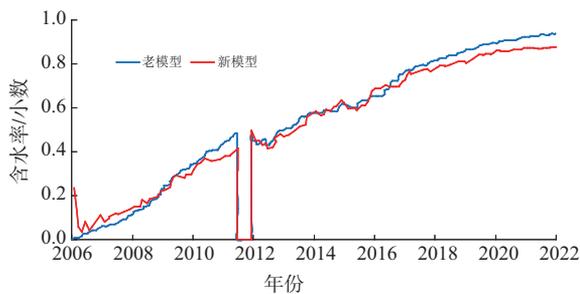


图13 新老模型数值模拟含水率拟合对比

## 5 结论

(1)提出了一种基于面和过程的层理构型建模方法,基于迁移正弦函数构建了层理几何模型,并在角点网格模型中构建层理岩相模型及岩石物理属性模型,实现了层理构型的定量表征。

(2)提出了一种基于单相流动模拟的层理模型

方向渗透率计算方法,计算了不同方向上的层理渗透率,有效反映了2~0级构型(层系组、层系、纹层)非均质性对流体流动的影响。

(3)渤海Q油田应用表明,提出的建模及数模方法实际有效,有效提高了历史拟合精度,具有良好推广前景,今后将逐步推广应用于海上多个开发后期河流相老油田。

### 参考文献:

- [1] 吴胜和. 储层表征与建模[M]. 北京:石油工业出版社, 2010:1-448.
- [2] 李少华,张昌民,尹艳树. 河流相储层随机建模的几种方法[J]. 西安石油学院学报(自然科学版), 2003, 18(5):10-16.
- [3] DEUTSCH C V, PYRCZ M. Geostatistical reservoir modeling[M]. 2nd ed. Oxford: Oxford University Press, 2014: 27-116.
- [4] DEUTSCH C V, WANG L B. Hierarchical object-based stochastic modeling of fluvial reservoirs[J]. Mathematical Geology, 1996, 28(7): 857-880.
- [5] HOLDEN L, HAUGE R, SKARE Ø, et al. Modeling of fluvial reservoirs with object models[J]. Mathematical Geology, 1998, 30(5): 473-496.
- [6] DEUTSCH C V, TRAN T T. FLUVSIM: a program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional

- systems [J]. *Computers&Geosciences*, 2002, 28 (4) : 525-535.
- [7] 吴胜和,岳大力,刘建民,等.地下古河道储层构型的层次建模研究[J]. *中国科学D辑(地球科学)*, 2008, 38 (z1): 111-121.
- [8] 邓猛,舒晓,金宝强,等.渤海W油田复杂低阻油藏含油分布模式及应用[J]. *地质找矿论丛*, 2022, 37(3): 336-343.
- [9] 舒晓,赵永军,王兵杰.一种新的曲流河点坝砂体内部构型模拟方法[J]. *石油地球物理勘探*, 2013, 48(S1): 151-156.
- [10] 赵永军,舒晓,胡勇,等.一种复杂曲流带储层三维构型建模新方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2015, 39(1):1-7.
- [11] 舒晓,金宝强,缪飞飞,等.基于曲流河演化模拟的海上大井距油田点坝内部构型建模方法[J]. *复杂油气藏*, 2019, 12(1):38-43, 56.
- (编辑 卞 炜)

(上接第409页)

参考文献:

- [1] 朱振宇,王小六,何洋洋,等.海上时移地震关键技术研究与应用[J]. *中国海上油气*, 2018, 30(4): 76-85.
- [2] 鲍祥生,尹成,符志国,等.油田注水过程中油藏物性变化规律研究[J]. *西南石油学院学报*, 2004, 26(2) : 18-21.
- [3] 李延.时移地震油藏参数的差异性反演研究及应用[D].北京:中国地质大学, 2016.
- [4] 胡宇霆.时移岩石物理图版在时移地震定量解释中的应用[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 44 (6):21-28.
- [5] 张兴.OBN采集技术在渤海X油田中的应用[J]. *中国石油和化工标准与质量*, 2022, 42(18): 150-153.
- [6] 薛东川,王小六,朱振宇.G油田OBN采集位置误差影响分析[C]//中国石油学会2021年物探技术研讨会论文集.成都:《中国学术期刊(光盘版)》电子杂志社有限公司, 2021:4.
- [7] GASSMANN F. Elastic waves through a packing of spheres [J]. *Geophysics*, 1951, 16(4): 673-685.
- [8] DVORKIN J P, NUR A M. Elasticity of high-porosity sandstones: theory for two North Sea data sets [J]. *Geophysics*, 1996, 61(5): 1363-1370.
- [9] MINDLIN R D. Compliance of elastic bodies in contact [J]. *Journal of Applied Mechanics*, 1949, 16 (3) : 259-268.
- [10] HASHIN Z, SHTRIKMAN S. A variational approach to the theory of the elastic behaviour of multiphase materials [J]. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 1963, 11(2): 127-140.
- [11] KRIEF M, GARAT J, STELLINGWERFF J, et al. A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full-waveform sonic) [J]. *The Log Analyst*, 1990, 31(6): SPWLA-1990-v31n6a2.
- [12] 云美厚,易维启,庄红艳.砂岩的弹性模量与孔隙率、泥质含量、有效压力和温度的经验关系[J]. *石油地球物理勘探*, 2001, 36(3): 308-314.
- [13] AVSETH P, MUKERJI T, MAVKO G. Quantitative seismic interpretation [M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2005.
- [14] MAVKO G, MUKERJI T, DVORKIN J. The rock physics handbook: tools for seismic analysis of Porous media [M]. 2nd ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.
- [15] HILL R. The elastic behaviour of a crystalline aggregate [J]. *Proceedings of the Physical Society*, 1952, 65 (5) : 349-354.
- [16] HILTERMAN F J, 孙夕平, 赵良武. 地震振幅解释[M]. 北京:石油工业出版社, 2006.
- [17] REUSS A. Berechnung der fleissgrenze von misch-kristallen auf grund der plastizitätsbedingung für einkristalle [J]. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik*, 1929, 9(1): 49-58.
- (编辑 刘义梅)