

## 基于精细岩相约束的致密低渗储层参数建模研究 ——以红河油田 92 井区长 $C_8$ 致密砂岩储层为例

赵淑霞<sup>1,2</sup>, 孙爽<sup>3</sup>, 周银邦<sup>2</sup>, 何应付<sup>2</sup>

1. 中国石油化工集团公司海相油气藏开发重点实验室, 北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083; 3. 中国石油大学地球科学学院, 北京 102249

**摘要:** 鄂尔多斯盆地红河油田属于低孔、超低渗岩性油气藏。红河油田长 8 储层主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道和分流间湾两种沉积微相, 并且在水下分流河道沉积微相中储层参数变化范围大, 非均质性强, 用常规的单一沉积相控建模方法无法对储层参数空间分布的非均质性进行充分表征。为了精确描述其储层参数及展布特征, 以红河油田 92 井区长  $C_8$  致密砂岩储层为例, 在地质、岩心、测井等资料的基础上, 应用基于精细岩相约束的储层参数建模方法建立了研究区三维地质模型, 即先用沉积相发育模式约束建立沉积微相模型, 再对水下分流河道沉积微相进行岩相细分, 在沉积微相模型和不同岩相概率体的双重控制下建立岩相模型, 然后以岩相模型为约束建立储层参数模型。结果表明, 该方法建立的储层参数模型具有较高的可靠性, 与地质认识符合较好, 为该区油藏数值模拟提供了精确的地质模型, 并为研究区下一步开发方案调整提供了地质依据。

**关键词:** 精细岩相约束; 沉积微相模型; 岩相模型; 储层参数模型; 致密低渗储层; 鄂尔多斯盆地

## PARAMETER MODELING OF LOW PERMEABILITY TIGHT RESERVOIR BASED ON FINE LITHOFACIES CONSTRAINT: A Case Study of $C_8$ Tight Sandstone Reservoir in No. 92 Wellblock of Honghe Oilfield

ZHAO Shu-xia<sup>1,2</sup>, SUN Shuang<sup>3</sup>, ZHOU Yin-bang<sup>2</sup>, HE Ying-fu<sup>2</sup>

1. Key Laboratory of Marine Oil-Gas Reservoir Development, Sinopec, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Production, Sinopec, Beijing 100083, China; 3. School of Earth Sciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

**Abstract:** The Honghe Oilfield in Ordos Basin is a kind of lithologic reservoir with low porosity and ultra-low permeability, among which the C-8 reservoir mainly develops two types of sedimentary microfacies, including underwater distributary channel and interdistributary bay of braided-river delta front. The reservoir parameters of the former vary widely with strong heterogeneity, and the spatial distribution cannot be adequately characterized by conventional single sedimentary facies-controlled modeling. To accurately describe the reservoir parameters and distribution characteristics, taking the C-8<sub>1</sub> tight sandstone reservoir in No. 92 wellblock of Honghe Oilfield as an example, the reservoir parameter modeling method based on fine lithofacies constraint is applied to establish the 3D geological model on the basis of geology, core and well logging data. That is, first using the sedimentary facies development pattern constraint to built sedimentary microfacies model, then subdividing the lithofacies of underwater distributary channel microfacies, and establishing the lithofacies model under the dual control of sedimentary microfacies model and probability bodies of different lithofacies, and finally the reservoir parameter models based on

收稿日期: 2018-09-25; 修回日期: 2019-01-02. 编辑: 张哲.

基金项目: 国家科技重大专项子课题“鄂尔多斯盆地致密低渗油气藏注气提高采收率技术研究”(2016ZX05048-003).

作者简介: 赵淑霞(1967—), 女, 现从事油气田开发相关工作, 通信地址 北京市海淀区学院路 31 号, E-mail//1160411551@qq.com

lithofacies model constraint. The results show that the reservoir parameter model established by this method is highly reliable and consistent with geological understanding, which provides accurate geological models for reservoir numerical simulation and basis for further development adjustment in the study area.

**Key words:** fine lithofacies constraint; sedimentary microfacies model; lithofacies model; reservoir parameter model; low permeability tight reservoir; Ordos Basin

## 0 前言

鄂尔多斯盆地红河油田属于低孔、超低渗岩性油气藏,当前正处于开发初期,主要依靠天然能量开发,但是天然能量开发递减速率快,累产低,采出程度低,因此,该致密低渗油藏急需开展油藏数值模拟和开发方案调整研究工作,而建立合理的三维地质模型成为当前进一步开发的首要任务。

目前,储层建模方法可以分为确定性建模和随机建模两类<sup>[1-3]</sup>。确定性建模方法根据井点已知的数据,对井间未知区域给出确定的、唯一的预测结果,如地震属性的地质变换、数理统计插值方法和克里金插值方法<sup>[1,4]</sup>。随机建模方法的核心是利用随机模拟算法综合地质、地震等多信息对井间储层分布进行随机性的预测,产生多种可能的预测结果,从而对储层非均质性及储集空间的不确定性进行描述,如序贯指示模拟、序贯高斯模拟等<sup>[5-6]</sup>。因为所获取的地下信息有限,所以人们更倾向于利用随机建模方法来建立三维地质模型。通常情况下,油藏中不同沉积相的储层参数分布特征和空间相关性有明显的差异,因此相控建模是目前常用的储层建模方法<sup>[7-12]</sup>。常规相控建模方法直接利用沉积相的三维空间变化特征来约束储层参数建模结果,即先建立沉积微相模型,再以沉积微相模型为约束建立储层参数模型<sup>[13-14]</sup>。但是,红河油田长8储层主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道和分流间湾两种沉积微相<sup>[15-16]</sup>,沉积微相类型比较单一,并且在水下分流河道沉积微相中储层参数变化范围大,非均质性强,用常规的单一沉积相控建模方法无法对储层参数空间分布的非均质性进行充分表征。

本文以红河油田92井区长8<sub>1</sub><sup>2</sup>致密砂岩储层为例,采用基于精细岩相约束的储层参数建模方法建立研究区三维地质模型,试图更精细地描述致密储层参数在三维空间的变化特征,以期为该区油藏数值模拟提供精确的地质模型,并为科学部署井位及开发方案调整提供地质依据。

## 1 研究区地质概况

红河油田构造上位于鄂尔多斯盆地天环拗陷南部,东临伊陕斜坡,南邻渭北隆起,西邻西缘逆冲带(图1)。红河油田92井区位于红河油田西北部,面积约100 km<sup>2</sup>,已钻井24口,是红河油田投入开发较晚的区块。研究区构造特征相对简单,整体为一北东高、南西低的平缓单斜,地层倾角不足1°,主要受北东东向断层控制,局部发育低幅度的小型鼻状隆起。研究区主要沉积中生代、新生代碎屑岩,其中,上三叠统延长组长8储层为主要含油层系。

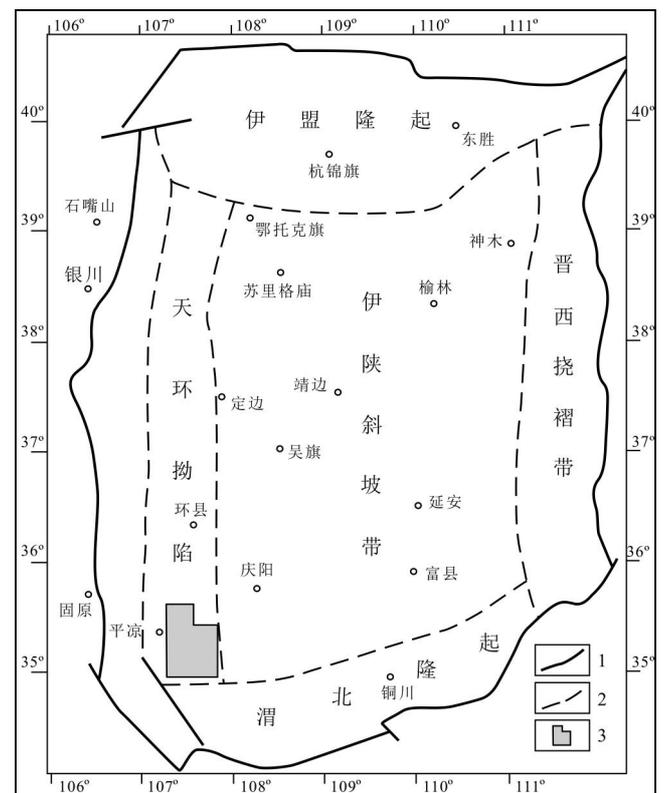


图1 红河油田构造位置图

Fig. 1 Tectonic location map of Honghe Oilfield

1—断层(fault); 2—构造区划分界线(boundary of tectonic division);  
3—红河油田(Honghe Oilfield)

本文地质建模研究对象长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层,为获工业油流

层,厚度为 14~21 m,平均厚度 16 m. 研究区长  $8_1^2$  小层为辫状河三角洲前缘沉积,主要发育水下分流河道和分流间湾沉积微相<sup>[15-16]</sup>,岩性主要为浅灰色细-粉砂岩、泥质粉砂岩与深灰色泥岩、粉砂质泥岩的互层. 根据岩心物性分析资料统计,长  $8_1^2$  储层孔隙度和渗透率变化范围大,非均质性强,平均孔隙度为 10.7%,平均渗透率为 0.20 mD,表现为低孔超低渗储层(图 2).

### 2 基于精细岩相约束的致密低渗储层参数建模思路

对于红河油田 92 井区长  $8_1^2$  小层,常规的单一相控建模难以对河道内部复杂的储层非均质性进行充分表征. 研究表明,该区长  $8_1^2$  小层水下分流河道沉积微相储层参数主要受岩相类型的影响<sup>[17]</sup>. 因此,本文利用基于精细岩相约束的致密低渗储层参数建模方法建

立研究区储层参数模型,即在地质、岩心、测井等资料的基础上,先建立精确的地层构造模型,再利用沉积相发育模式约束建立沉积微相模型,然后对水下分流河道沉积微相进行岩相细分,以岩相发育规律为指导,在沉积微相模型和不同岩相发育概率体的双重控制下建立岩相模型,最后以岩相模型为约束建立储层参数模型.

### 3 致密低渗储层地质模型的建立

#### 3.1 三维构造模型

在区域地质规律的指导下,结合断层在地震剖面上的响应特征以及断层发育规律,根据地震断层解释成果建立研究区断层模型(图 3a). 研究区内共有 9 条断层,主要分布在研究区北部,走向均为北东东向,倾

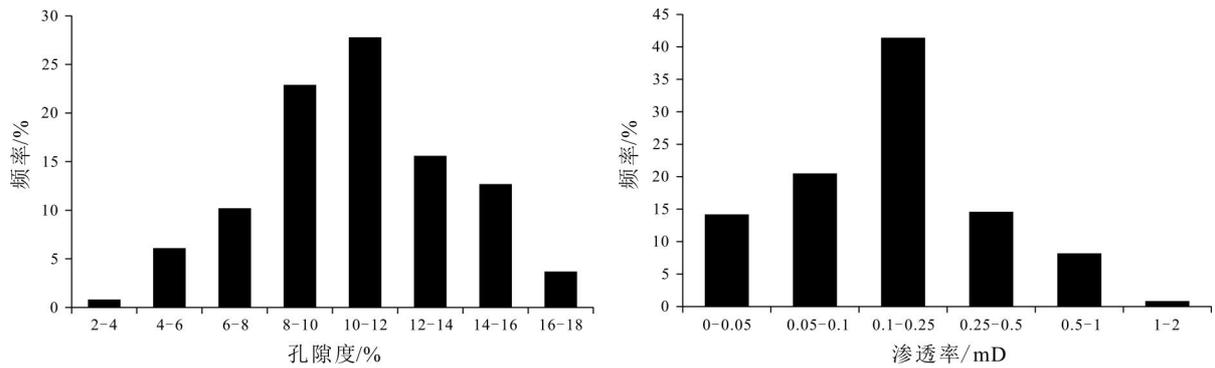


图 2 长  $8_1^2$  储层岩心孔隙度和渗透率分布直方图

Fig. 2 Porosity and permeability histograms of C- $8_1^2$  reservoir

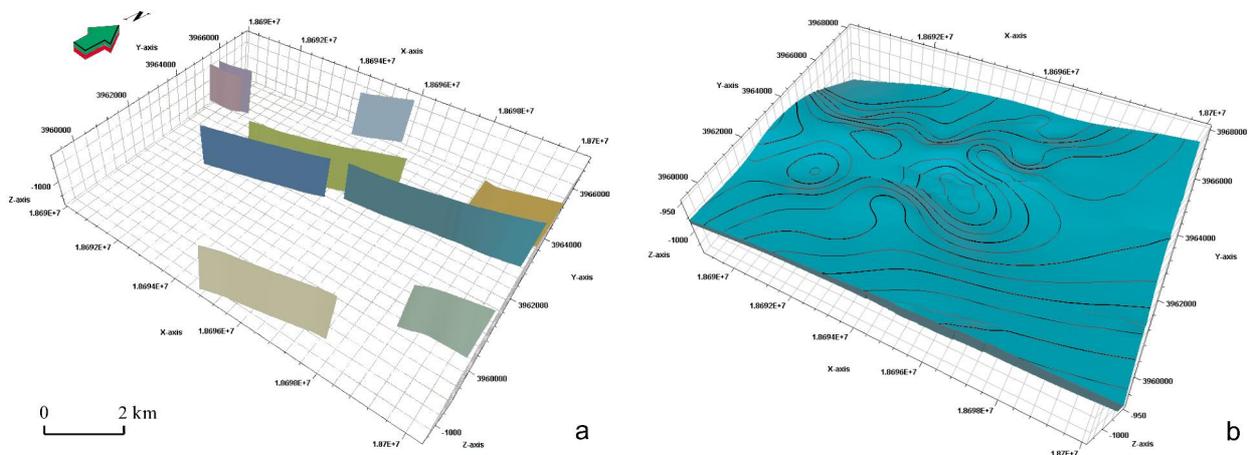


图 3 红河油田 92 井区断层模型和长  $8_1^2$  小层地层构造模型

Fig. 3 Fault model and stratigraphic structural model of C- $8_1^2$  sublayer in No. 92 wellblock

a—断层模型(fault model); b—长  $8_1^2$  地层构造模型(stratigraphic structural model of C- $8_1^2$ )

角均为高角度,延伸长度一般小于5 km.在断层模型的基础上,以井点分层数据为条件数据,利用地震解释的长8顶标志层作为趋势约束,分别生成 $8_1^2$ 小层顶底两个构造层面,然后对构造层面进行调整,使之合理并且符合断层性质,从而得到研究区地层构造模型(图3b).

为了进行储层三维建模,必须对建立的地层构造模型进行三维网格化.三维模型的网格尺寸划分越小,其模型越细,精度也越高.考虑研究区储层参数变化特征及建模精度要求,地层构造模型网格设计精度 $X$ 、 $Y$ 、 $Z$ 方向为 $20\text{ m}\times 20\text{ m}\times 0.5\text{ m}$ ,总网格数为8 560 384个.

### 3.2 沉积微相模型

沉积微相模型反映了储层内部不同类型沉积微相的三维空间分布,是相控建模的基础.在本研究中,沉积相建模工作是前期储层沉积特征研究工作的继续.研究表明,红河油田92井区长 $8_1^2$ 小层主要发育辫状河三角洲前缘水下分流河道和分流间湾沉积微相<sup>[15-16]</sup>.水下分流河道沉积物主要为浅灰色、灰色细砂岩和粉砂岩,含油后细砂岩为灰褐色或深灰色,细砂岩底部发育交错层理,冲刷面明显,向上出现平行层理、小型交错层理、波状层理和水平层理.自然伽玛曲线呈箱形,电阻率减小,声波时差增大.分流间湾沉积物主要为深灰色粉砂质泥岩和泥页岩,断面见植物茎叶碎片化石,页理和水平层理发育.自然伽玛曲线呈高值,电阻率增大,声波时差减小.根据不同沉积微相的电性特

征进行单井沉积微相划分,并将此数据作为沉积微相建模的硬数据.

目前,离散变量建模算法主要有基于目标的方法、截断高斯模拟、序贯指示模拟等.基于目标的方法适用于几何形态较为规律的地质体,要求地质体的几何形态参数已知,如形状、长度、宽度等;截断高斯模拟适合于多种具有明显相序关系的沉积相模拟,但无法准确表征不同沉积相的各向异性;序贯指示模拟可以用于模拟非均质性较强的地质现象,较为灵活.因为研究区沉积微相类型比较单一,并且水下分流河道缺少准确的几何形态参数统计资料,所以选取序贯指示模拟算法进行研究区沉积微相建模.

研究区井数较少,井距较大,单纯地通过井间插值建立的沉积微相模型不确定性高,与地质实际吻合性差,故在建模过程中需要充分发挥先验地质认识和地质规律对井间模拟的约束作用.研究表明,区内水下分流河道主要沿南西—北东方向展布,在平面上呈条带状分布<sup>[18]</sup>.以研究区沉积相发育模式为指导,根据井点数据绘制研究区砂地比平面图(图4a).由图可知,砂地比由河道中间向河道边缘逐渐减小.在此基础上,以单井沉积微相解释成果为建模硬数据,以砂地比等值线图作为平面约束数据,用序贯指示模拟算法建立研究区沉积微相模型(图4b).通过观察发现,沉积微相模型中水下分流河道砂体主要分布在研究区北部且大体上呈南西—北东方向展布,与地质认识吻合

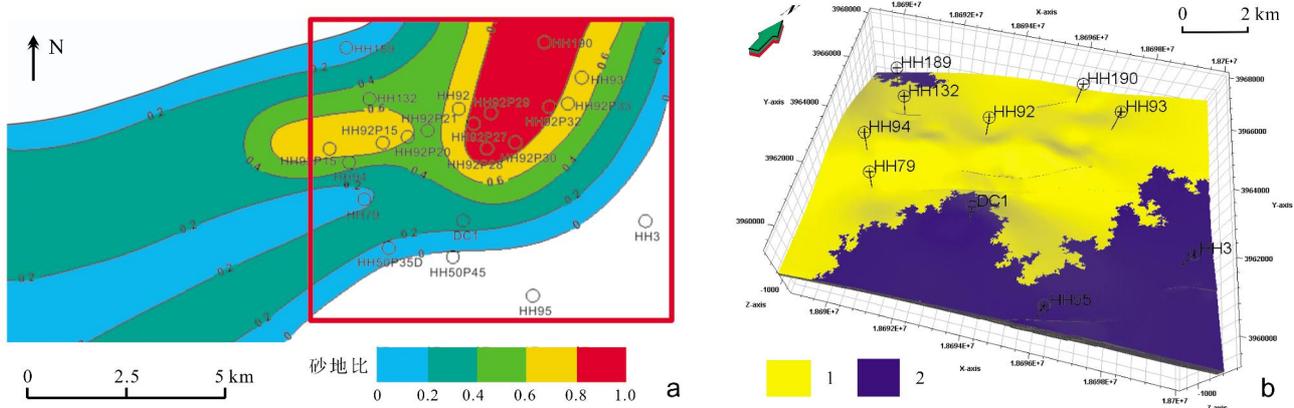


图4 红河油田92井区长 $8_1^2$ 储层砂地比等值线图和沉积微相模型

Fig. 4 Contour map of sandstone-formation thickness ratio and sedimentary microfacies model of C- $8_1^2$  in No. 92 wellblock

a—砂地比等值线图(contour map of sandstone-formation thickness ratio); b—沉积微相模型(sedimentary microfacies model); 1—水下分流河道(underwater distributary channel); 2—分流间湾(interdistributary bay)

较好(图 4b).

### 3.3 岩相模型

研究区分流间湾主要沉积泥岩和泥页岩, 为非储层; 而水下分流河道主要沉积细砂岩和粉砂岩, 是主要的储层发育区. 根据岩心物性分析资料统计, 水下分流河道沉积微相中长  $8_1^2$  储层孔隙度和渗透率变化范围较大, 储层非均质性较强(图 2). 在这种情况下, 沉积微相无法充分反映致密砂岩储层物性差异的分布规律. 因此, 本文根据微观孔隙结构和宏观储层物性差异对水下分流河道沉积微相进行岩相细分, 然后在总结水下分流河道微相内各细分岩相地质规律的基础上, 构建不同岩相发育概率体, 并以此为约束条件, 在沉积微相的控制下建立岩相模型, 明确具有不同储层参数分布特征的岩相空间展布特征, 从而用岩相控制储层参数的分布, 建立更精细的储层参数模型.

首先, 根据储层岩性、微观孔隙结构特征和宏观储层物性, 将水下分流河道沉积微相细分为 3 种岩相类型: I 类细砂岩相、II 类细砂岩相、粉砂岩相(表 1, 图 5、6). I 类细砂岩相是具有 I 类孔隙结构的细砂岩, 平

均排驱压力 0.2 MPa, 平均最大孔喉半径 0.6  $\mu\text{m}$ , 孔隙类型以粒间孔为主, 为中细喉道型, 其孔隙度一般大于 11%, 渗透率大于 0.5 mD(图 5、6). II 类细砂岩是具有 II 类孔隙结构的细砂岩, 平均排驱压力 1 MPa, 平均最大孔喉半径 0.3  $\mu\text{m}$ , 发育粒间孔和粒内溶孔, 为细喉道型, 其孔隙度一般为 7.5%~11%, 渗透率为 0.1~0.5 mD(图 5、6). 粉砂岩相主要包括粉砂岩和泥质粉砂岩, 一般具有 III 类孔隙结构, 平均排驱压力 2.8 MPa, 平均最大孔喉半径 0.1  $\mu\text{m}$ , 孔隙类型以粒内溶孔和晶间微孔为主, 为细微喉道型, 其孔隙度一般小于 7.5%, 渗透率小于 0.1 mD(图 5、6).

其次, 综合利用岩心录井资料和常规测井资料对研究区内所有井进行单井岩相划分. 先根据储层岩性、孔隙结构特征和储层物性, 对所有取心井水下分流河道微相进行岩相识别. 但是由于研究区取心井数量有限并且取心井段长度也有限, 大量的非取心井还是要靠常规测井曲线来判断岩相类型. 本研究从取心井岩相识别成果出发, 通过岩电标定, 分析不同岩相类型与常规测井响应的关系, 优选敏感的常规测井曲线建

表 1 岩心岩相类型及特征

Table 1 Lithofacies types and characteristics of cores

岩相	岩性	孔隙结构类型	平均排驱压力/MPa	平均最大孔喉半径/ $\mu\text{m}$	孔隙类型	喉道类型	孔隙度/%	渗透率/mD
I 类细砂岩相	细砂岩	I 类	0.2	0.6	粒间孔为主	中细喉道	>11	>0.5
II 类细砂岩相	细砂岩	II 类	1	0.3	粒间孔、粒内溶孔	细喉道	7.5~11	0.1~0.5
粉砂岩相	粉砂岩、泥质粉砂岩	III 类	2.8	0.1	粒内溶孔、晶间微孔	细微喉道	<7.5	<0.1

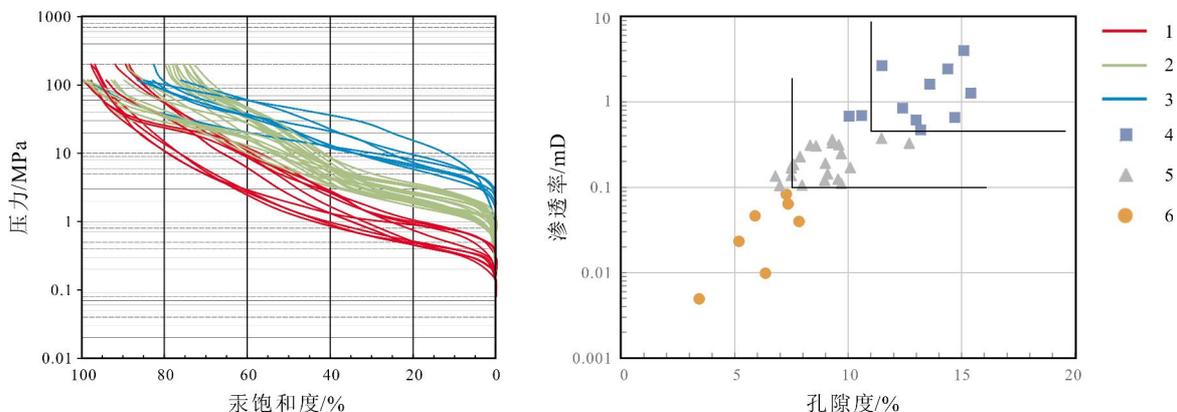


图 5 长  $8_1^2$  储层不同孔隙结构类型毛管压力曲线和孔渗关系

Fig. 5 Capillary pressure curves and porosity-permeability relationship of different pore structures of C- $8_1^2$  reservoir

1、4— I 类孔隙结构(Type I pore structure); 2、5— II 类孔隙结构(Type II pore structure); 3、6— III 类孔隙结构(Type III pore structure)

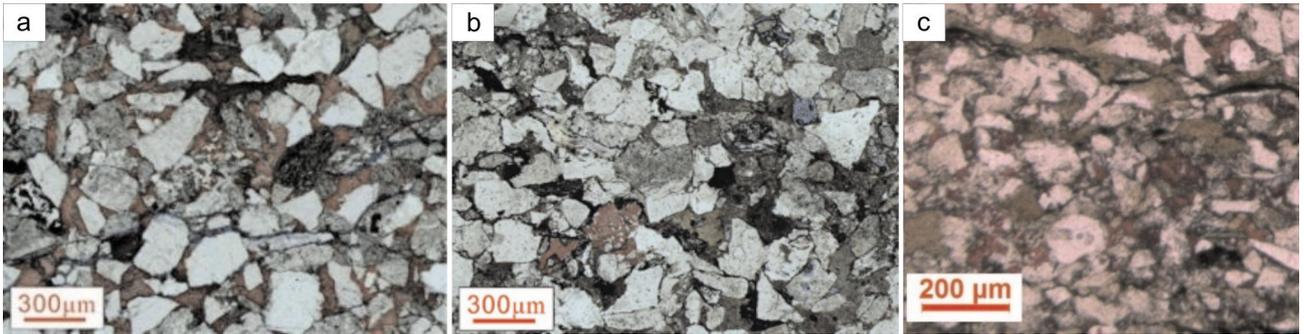


图 6 不同岩相类型薄片照片

Fig. 6 Thin section photographs of different lithofacies

a— HH92, 2266.41 m, I 类细砂岩相 (Type I fine sandstone facies); b— HH92, 2260.43 m, II 类细砂岩相 (Type II fine sandstone facies); c— ZJ27, 2186.85 m, 粉砂岩相 (siltstone facies)

立岩相的测井识别标准. 通过大量实验, 认为 GR 和 AC 曲线与岩相的相关性较好, 通过这两条测井曲线的交汇可以明显地识别出 3 类岩相(图 7). 由图可知, 按照 GR=96 API 的取值可以先将粉砂岩相进行区分, 然后用 AC=221  $\mu\text{s}/\text{m}$  可以对 I 类细砂岩相和 II 类细砂岩相进行区分. 在此基础上, 根据 GR 和 AC 曲线的识别标准对工区内所有井进行岩相划分. 通过测井岩相解释结果和取心井岩相识别结果的对比分析, 岩相总判别符合率为 80.7%, 识别精度较高(图 8).

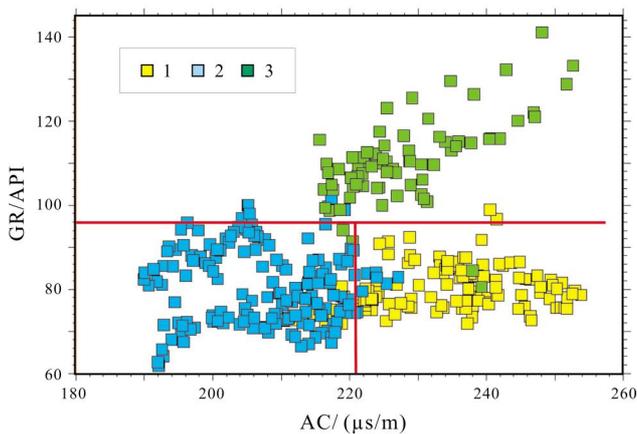


图 7 不同岩相类型 GR-AC 交汇图

Fig. 7 The GR-AC crossplot of different lithofacies

1— I 类细砂岩相 (Type I fine sandstone facies); 2— II 类细砂岩相 (Type II fine sandstone facies); 3—粉砂岩相 (siltstone facies)

然后, 将各井岩相解释数据作为条件数据, 以各岩相发育规律为指导, 分别构建水下分流河道沉积微相中不同岩相发育概率体(图 9). I 类细砂岩相物性好, 孔隙度和渗透率较高, 反映了强水动力条件, 主要分布

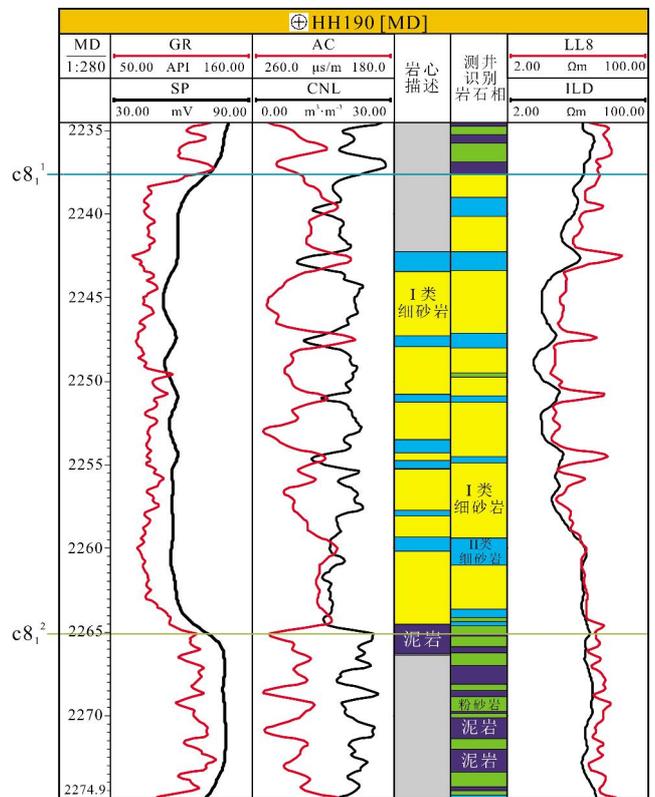


图 8 HH190 井岩相识别结果验证

Fig. 8 Verification of lithofacies identification of HH190 well

在分流河道中部, 在河道砂体厚度最大的位置发育概率最大, 并且发育概率由河道中部向河道边缘逐渐减小. 粉砂岩相物性差, 反映了较弱的水动力条件, 主要分布在河道边缘, 发育概率由河道边缘向河道中部逐渐减小. II 类细砂岩相物性介于上述两者之间, 主要分布在河道中部砂体厚度较大的位置, 发育概率向河道边缘呈减小趋势.

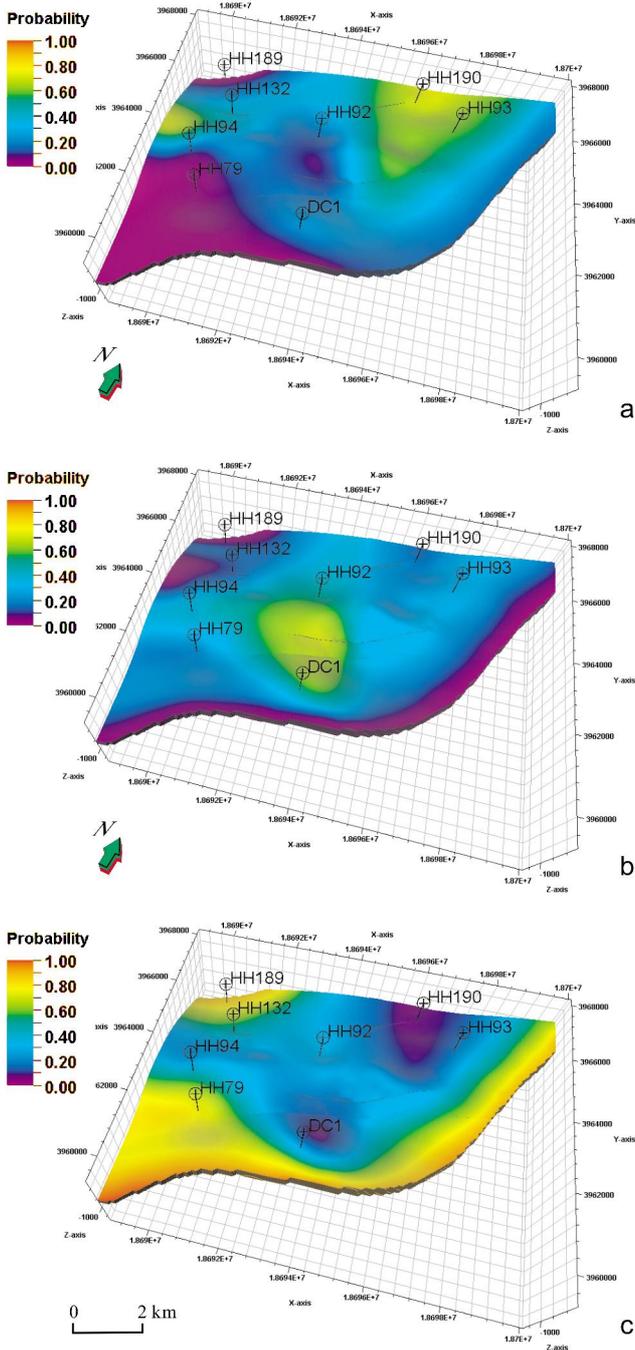


图9 红河油田92井区长 $8_1^2$ 小层水下分流河道沉积微相中不同岩相概率体

Fig. 9 Probability bodies of different lithofacies in underwater distributary channel sedimentary microfacies of C- $8_1^2$  in No. 92 wellblock

a— I类细砂岩相概率体 (probability body of Type I fine sandstone facies); b— II类细砂岩相概率体 (Type II fine sandstone facies); c— 粉砂岩相概率体 (siltstone facies)

最后,依据沉积微相相控思路,以单井岩相划分数

据为建模硬数据,以不同岩相概率体作为约束数据,在沉积微相模型的控制下,用序贯指示模拟算法分别对水下分流河道沉积微相中各岩相类型进行模拟,从而建立研究区岩相模型(图10)。根据岩相建模结果,水下分流河道中不同岩相近似呈环带状分布,I类细砂岩相主要分布在河道中部砂体厚度最大的位置,向外为II类细砂岩相,也主要分布在河道中部,但反映了减弱的水动力条件,物性变差,粉砂岩相则主要分布在河道边缘。这与地质规律符合较好,可在一定程度上说明所建立岩相模型的可靠性。

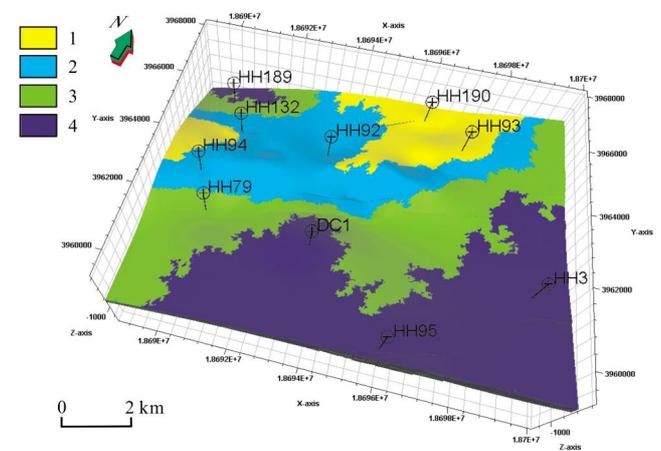


图10 红河油田92井区长 $8_1^2$ 储层岩相模型  
Fig. 10 The lithofacies model of C- $8_1^2$  reservoir in No. 92 wellblock

1— I类细砂岩相 (Type I fine sandstone facies); 2— II类细砂岩相 (Type II fine sandstone facies); 3—粉砂岩相 (siltstone facies); 4—泥岩相 (mudstone facies)

### 3.4 储层参数模型

储层参数模型是揭示储层物性参数和含油性参数的空间分布特征和变化规律的三维地质模型,一般包括孔隙度、渗透率、含油饱和度和净毛比模型<sup>[19]</sup>。由于研究区储层参数分布主要受岩石类型的影响,本文利用基于精细岩相约束的储层参数建模方法建立研究区储层参数模型,即先用沉积相发育模式约束建立沉积微相模型,再对沉积微相进行岩相细分,通过沉积相控建立岩相模型,然后在岩相的控制下用序贯高斯模拟方法,建立研究区长 $8_1^2$ 储层孔隙度、渗透率、含油饱和度和净毛比参数模型。

#### 3.4.1 孔隙度和渗透率模型

先根据单井解释的孔隙度和渗透率数据,分别统

计不同岩相孔隙度和渗透率的分布特征,同时以地质发育规律为指导,对不同岩相的孔隙度和渗透率变差函数进行拟合,定量描述储层参数的空间相关性.然后,以单井解释孔渗数据和变差函数作为输入参数,结合不同岩相储层参数的统计特征,先在岩相模型的控制下用序贯高斯模拟方法建立孔隙度模型(图 11),再以孔隙度模型作为软数据,以孔隙度和渗透率的相关系数作为协同因子,在岩相模型的控制下利用序贯高斯协同模拟方法建立渗透率模型(图 12).由模型可知,储层孔隙度和渗透率的分布特征具有较好的一致性,高值区均主要分布在河道中部,并且由河道中部向河道边缘孔隙度和渗透率逐渐减小.

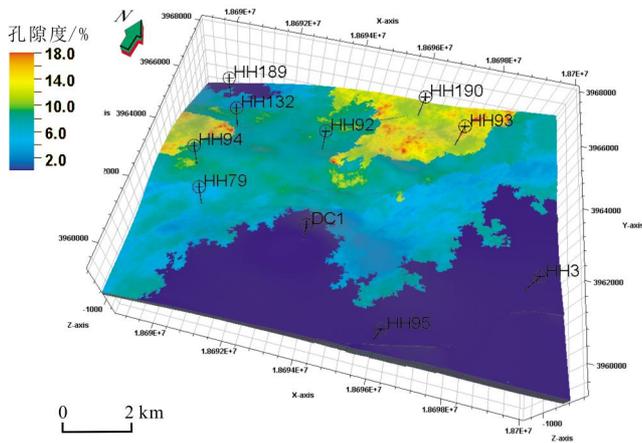


图 11 红河油田 92 井区长  $8_1^2$  储层孔隙度模型  
Fig. 11 The porosity model of C- $8_1^2$  reservoir in No. 92 wellblock

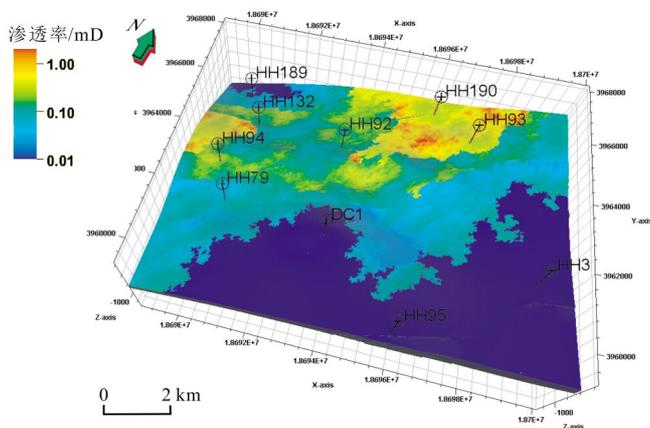


图 12 红河油田 92 井区长  $8_1^2$  储层渗透率模型  
Fig. 12 The permeability model of C- $8_1^2$  reservoir in No. 92 wellblock

### 3.4.2 含油饱和度模型

根据岩心和试油试采资料分析, I 类细砂岩相和 II 类细砂岩相含油性较好,均为有效储层,而粉砂岩相含油性较差,含油饱和度近似为 0,视为无效储层.因此,本研究利用岩相模型约束建立含油饱和度模型.对于 I 类细砂岩相和 II 类细砂岩相,以单井解释含油饱和度曲线为建模硬数据,依据各岩相含油饱和度变差函数,在岩相模型控制下用序贯高斯模拟方法进行井间预测;而粉砂岩相和泥岩相均为无效储层,可以直接设定值为 0,最终建立研究区含油饱和度模型(图 13).由模型可知,长  $8_1^2$  储层含油饱和度模型与孔隙度、渗透率模型具有一定的相关性,孔隙度大和渗透率高的区域,含油饱和度一般也较大,而孔隙度小和渗透率低的区域,含油饱和度一般较小.这与岩性油气藏的分布特征符合较好.

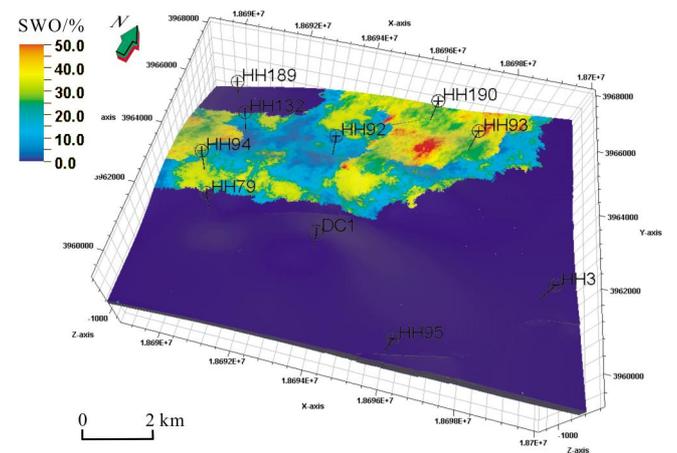


图 13 红河油田 92 井区长  $8_1^2$  储层含油饱和度模型  
Fig. 13 The oil saturation model of C- $8_1^2$  reservoir in No. 92 wellblock

### 3.4.3 净毛比模型

净毛比是有效储层厚度与地层厚度的比值,数值介于 0 与 1 之间.传统的净毛比模型简单地认为净毛比为 0 或 1,当某一模型网格中含有可动油气时,该模型网格的净毛比就是 1,否则为 0.但是,实际上净毛比并非只是简单的 0 或 1,而是介于 0 与 1 之间的任意数值.因此,本文参照其他储层参数建模方法,对净毛比建模提出一定的改进.首先,根据储层有效性建立单井净毛比曲线,有效储层段曲线值为 1,无效储层段曲线值为 0,即 I 类细砂岩相和 II 类细砂岩相对应曲线值为 1,粉砂岩相和泥岩相对应曲线值为 0.然

后,因为净毛比一般与储层物性如孔隙度具有一定的相关性,即储层平均孔隙度越大,净毛比越大,所以本文以单井净毛比曲线为建模硬数据,以孔隙度模型为软数据,在岩相模型的控制下用序贯高斯协同模拟建立净毛比模型(图 14). 其中,粉砂岩相和泥岩相均为无效储层,可以用赋值的方法,直接设定值为 0. 结果表明,利用该方法建立的净毛比模型为介于 0 与 1 之间的数值,代表每个网格真正的净毛比,并且净毛比

高值主要分布在I类细砂岩相中,而II类细砂岩相净毛比值相对减小,体现了不同岩相的控制作用,更接近地质实际.

### 3.5 模型验证

本次基于精细岩相约束所建立的储层参数模型通常具有一定的随机性和不确定性,因此,需要结合地质认识和地质规律对建立的模型加以验证,以确保模型的可靠性. 本文主要采用概率分布一致性检验和储量计算两种方法对研究区地质模型进行检验.

概率分布一致性检验是指对储层参数原始输入数据和地质模型模拟输出数据的频率分布直方图进行一致性检验. 从直方图可以看出,各储层参数输入数据和输出数据具有相似的统计分布特征,可在一定程度上说明建立的参数模型与地质实际情况吻合较好,可靠性较高(图 15).

储量计算检验方法是指根据建立的储层三维地质模型,应用容积法对整个研究区进行储量计算,然后将其与现有的地质认识进行对比检验. 结果表明,根据建立的三维地质模型计算得到的研究区长  $8_1^2$  小层地质储量误差小于 2%,与现有地质认识符合较好,这说明建立的模型比较可靠.

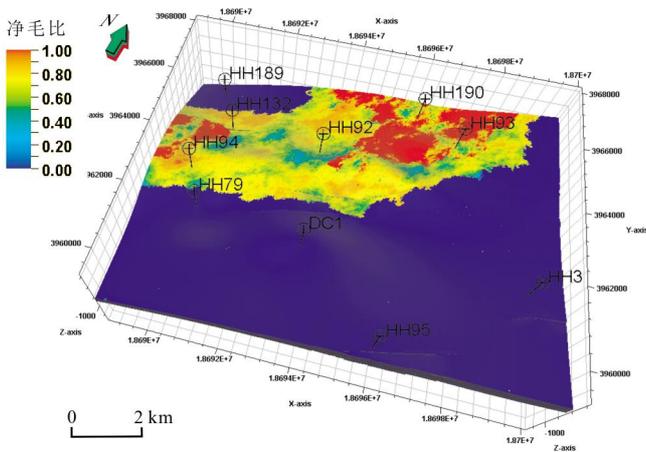


图 14 红河油田 92 井区长  $8_1^2$  净毛比模型

Fig. 14 The net-gross ratio model of C- $8_1^2$  reservoir in No. 92 wellblock

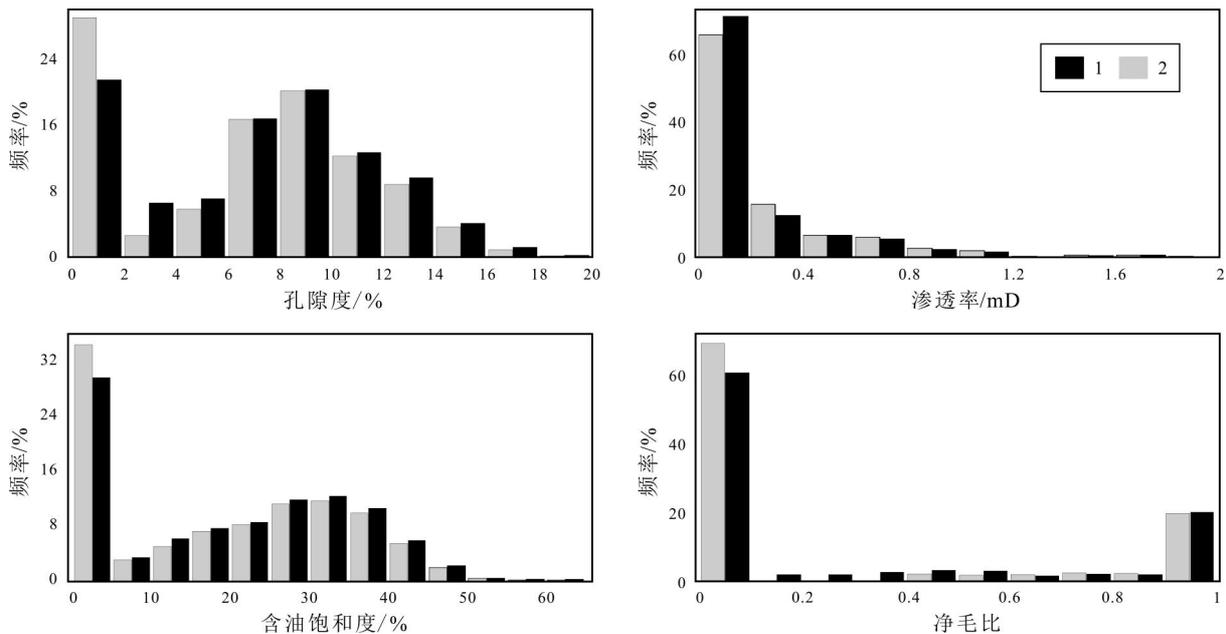


图 15 红河油田 92 井区长  $8_1^2$  储层参数原始数据与模拟数据频率分布直方图

Fig. 15 Frequency distribution histogram of original and simulated data of C- $8_1^2$  reservoir parameters in No. 92 wellblock

1—原始数据(original data); 2—模拟数据(simulated data)

#### 4 结论

(1)针对沉积微相类型比较单一,储层非均质性强的致密低渗储层,基于精细岩相约束的储层参数建模方法建立的地质模型更加接近地质实际。

(2)红河油田 92 井区长 8<sub>1</sub><sup>2</sup> 储层参数分布主要受岩相类型的控制,因此,先用沉积相发育模式约束建立沉积微相模型,再在沉积微相模型和岩相发育规律的双重控制下建立岩相模型,然后以岩相模型为约束建立储层参数模型。

(3)基于精细岩相约束所建立的储层参数模型可靠性较高,更精细地描述了储层参数在三维空间的变化特征,为该区油藏数值模拟提供了精确的地质模型,并为研究区下一步开发方案调整提供了地质依据。

#### 参考文献:

- [1]胡向阳,熊琦华,吴胜和. 储层建模方法研究进展[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2001,25(1):107-112.
- [2]Journal A G, Huijbergets C J. Mining geostatistics[M]. New York: Academic Press, 1978:135-142.
- [3]吕晓光,王德发,姜洪福. 储层地质模型及随机建模技术[J]. 大庆石油地质与开发,2000,19(1):10-13.
- [4]文钢锋,王智,韩军,等. 地质模型反演预测隐蔽油气藏[J]. 岩性油气藏,2009,21(1):94-98.
- [5]张淑品,陈福利,金勇. 塔河油田奥陶系缝洞型碳酸盐岩储集层三维地质建模[J]. 石油勘探与开发,2007,34(2):175-180.

- [6]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.
- [7]李玉君,邓宏文,张新培,等. 辽河油田龙 10 块 Es<sub>3</sub><sup>1</sup> 密井网条件下相控随机建模[J]. 石油勘探与开发,2007,34(6):677-681.
- [8]吕晓光,张永庆,陈兵,等. 深度开发油田确定性与随机建模结合的相控建模[J]. 石油学报,2004,25(5):60-64.
- [9]谢锐杰,张艳文,秦刚,等. 相控建模在红连油田精细油藏描述中的应用[J]. 岩性油气藏,2011,23(1):86-89.
- [10]惠钢,董树正,李凡华,等. 大港埕海二区沙三下亚段相控建模技术[J]. 科学技术与工程,2011,11(15):3427-3434.
- [11]左毅,芦凤明,刘天鹤. 相控建模技术在河流相复杂断块的应用[J]. 特种油气藏,2006,13(1):36-39.
- [12]胡望水,甘永年,邹小朋. 冀东南堡凹陷一号构造 1-1 区储层建模研究[J]. 科学技术与工程,2012,12(7):1611-1614.
- [13]于兴河,陈建阳,张志杰,等. 油气储层相控随机建模技术的约束方法[J]. 地学前缘,2005,12(3):237-244.
- [14]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]. 中国石油大学学报:自然科学版,2001,25(1):55-58.
- [15]吴凤,田飞,段昕婷,等. 鄂尔多斯盆地南部延长探区长 8 油层组储层特征及影响因素分析[J]. 石油地质与工程,2015,29(5):50-53.
- [16]冉令波,丁晓琪,张熙. 鄂尔多斯盆地镇泾油田长 8<sub>1</sub> 小层沉积相类型及沉积演化研究[J]. 石油天然气学报,2010,32(6):341-345.
- [17]翟治洲. 鄂尔多斯盆地白豹区块长 8<sub>1</sub> 三维地质建模[D]. 西安:西北大学,2013.
- [18]吉伟平. 红河油田 HH105 井区长 8 段致密砂岩优质储层预测[D]. 北京:中国石油大学,2016.
- [19]阮基富,李新玲,唐青松. 相控建模技术在磨溪气田嘉二段气藏中的应用[J]. 岩性油气藏,2013,25(4):83-88.

(上接第 502 页 /Continued from Page 502)

#### 参考文献:

- [1]贾静,饶竹. 吹扫捕集-气相色谱质谱法测定土壤中的挥发性有机化合物[J]. 岩矿测试,2008,27(6):413-417.
- [2]秦宏兵,顾海东,尹燕敏. 吹扫捕集气相色谱质谱法测定土壤中挥发性有机物[J]. 中国环境监测,2009,25(4):38-41.
- [3]贾静,刘艳. 吹扫捕集气相色谱-质谱法测定土壤中 54 种挥发性有机物[J]. 分析实验室,2011,30(10):92-97.
- [4]李丽君,宋丽华,王海娇,等. 吹扫捕集-气相色谱-质谱法同时测定土壤中 27 种挥发性有机物[J]. 理化检验:化学分册,2011(8):937-941.
- [5]EPA Method 8260B. Volatile organic compounds by chromatography/mass spectrometry(GC/MS)[S].
- [6]EPA Method 5035. Closed-system purge and trap and extraction for volatile organics in soil and waste samples[S].
- [7]吴健,沈根祥,黄沈发. 挥发性有机物污染土壤工程修复技术研究进

- 展[J]. 土壤通报,2005,36(3):430-435.
- [8]李宁,刘杰民,温美娟,等. 吹扫捕集-气相色谱联用技术在挥发性有机化合物测定中的应用[J]. 色谱,2003,21(4):343-346.
- [9]殷月芬,文凌飞,李必芬,等. 土壤中挥发性有机化合物的 GC-MS 测定[J]. 分析测试学报,2003,22(1):86-88.
- [10]刘慧,朱优峰,徐晓白,等. 吹扫-捕集气质联用法测定北京郊区土壤中挥发性有机物[J]. 复旦学报:自然科学版,2003,42(6):856-860.
- [11]陈勇,吕桂宾,尹辉. 吹扫捕集-气相色谱质谱法分析土壤和沉积物中挥发性有机物[J]. 中国环境监测,2011,27(6):26-30.
- [12]卢迎红. 土壤中挥发性有机物的测定-吹脱-捕集 GC/MS 法[J]. 辽宁农业科学,2005(2):22-24.
- [13]汪鑫,李洋,栾和林,等. 土壤中挥发性有机物的 GC-MS 测定[J]. 稀有金属,2006,30(Z1):23-25.
- [14]刘梅,贾静,饶竹,等. 土壤样品挥发性有机物定量分析时基体的选择及处理研究[J]. 分析实验室,2009,28(8):32-35.