

文章编号: 1000-0550(2003)02-0266-06

# 安塞油田坪桥水平井区沉积微相三维建模研究

吴胜和<sup>1</sup> 武军昌<sup>1</sup> 李恕军<sup>2</sup> 吴志宇<sup>2</sup>

1(石油大学 北京 102249)

2(中国石油股份分公司长庆油田分公司 西安 710021)

**摘要** 以安塞油田坪桥水平井区为例,探讨了应用水平井和露头资料及标点过程(示性点过程)方法进行沉积微相三维建模的思路与方法,同时对研究区三角洲前缘分流河道的定量结构模式进行了深入的研究。研究表明,坪桥水平井区三角洲分流河道单砂体宽度一般为 40~100 m 左右。砂体结构呈两种模式,其一为“迷宫状”,砂体离散地分布于湖相泥岩中,其二为“拼合板状”,多个砂体在侧向上叠置而形成连片分布的砂体,但部分单砂体间可被泥质或钙质薄层侧积层所隔挡。应用水平井资料和露头资料,可有效地提取三维建模所必须的地质统计学参数。研究表明,采用标点过程方法,可建立符合地质实际的沉积微相三维模型。

**关键词** 沉积微相 三维储层建模 水平井 露头

**第一作者简介** 吴胜和 男 1963 年出生 博士 教授 博士生导师 沉积学、储层地质学及油藏描述

**中图分类号** TE122.2 P512.2 **文献标识码** A

## 1 前言

沉积微相三维建模即应用多学科信息在三维空间表征沉积微相的分布,这是储层地质学及油藏描述的国际前沿研究方向,同时对切实提高油田开发效益具有十分重要的实际意义<sup>[1,2]</sup>。然而,在三维空间研究沉积微相具有很大的难度,特别是对于纵横向相变快的陆相储层而言。难点主要在于井间砂体的连续性和连通性预测。目前油田的开发井网大部分为数百米级或百米级,而单砂体宽度又往往小于井距,地震资料又由于其垂向分辨率很难达到 5 m 以下的单砂体规模,导致井间砂体预测具有很大的难度。为此,国内外学者试图通过地质统计学随机建模来进行三维储层建模研究<sup>[2-9]</sup>,其十分重要的前提是要预先了解建模目标区的地质统计学特征。但对于砂体宽度小于井距的建模目标区而言,砂体统计学特征同样受到井距太大的“瓶颈”所限,因此,在实际建模过程中,人们往往“借用”其它地区相似沉积环境的原模型(来自露头区、现代沉积或密井网区)的地质知识库来作为建模的输入。然而,利用目标区本身的水平井资料,并结合邻区露头来进行三维建模研究则较为少见。

本文的主要目的便是通过坪桥水平井区的沉积微相三维建模研究,探讨应用多学科信息特别是水平井和露头信息进行三维建模研究的方法与思路,同时,探

讨研究区三角洲前缘分流河道的定量储层结构模式,从而有利于相似地区的三维建模研究

## 2 地质概况

坪桥水平井区位于陕甘宁盆地的中部,安塞油田的北部,处于陕西省安塞县境内。区域构造上位于鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部的大路沟—坪桥鼻隆带上。区内构造简单,无断层发育,地层平缓,地层倾角小于 0.5°,为一东高西低的单斜构造。研究区面积约为 5 km<sup>2</sup>,区内共有 5 口水平井、11 口直井和斜井,其中 1 口为取心井。

坪桥水平井区含油储层为三叠系延长组长 6<sub>1</sub> 油层,可分为三个小层(长 6<sub>1</sub><sup>-1</sup>,长 6<sub>1</sub><sup>-2</sup>和长 6<sub>1</sub><sup>-3</sup>)。油藏埋深 1 200~1 400 m,油层厚度 20~30 m,属内陆淡水湖泊河控三角洲沉积体系。该区块处于油田的边部,油层相对较薄,储层结构复杂,非均质性较强。

油层平均厚度 14.75 m,孔隙度 11%~14%,平均有效渗透率  $0.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,含油饱和度 55%,地层压力 8.3~9.8 MPa,压力系数 0.7~0.8,平均饱和压力 6.0 MPa,原始油气比 65~79,为溶解气驱的岩性油藏。在该区常规钻井无初产期,经压裂后才能获得工业油流,单井产量一般 2~3 吨/日,属典型的低渗、低压、低产的“三低”油田。深入地开展沉积微相及砂体结构的三维建模研究,建立三维储层模型,对油田的调整挖潜具有十分重要的指导意义。

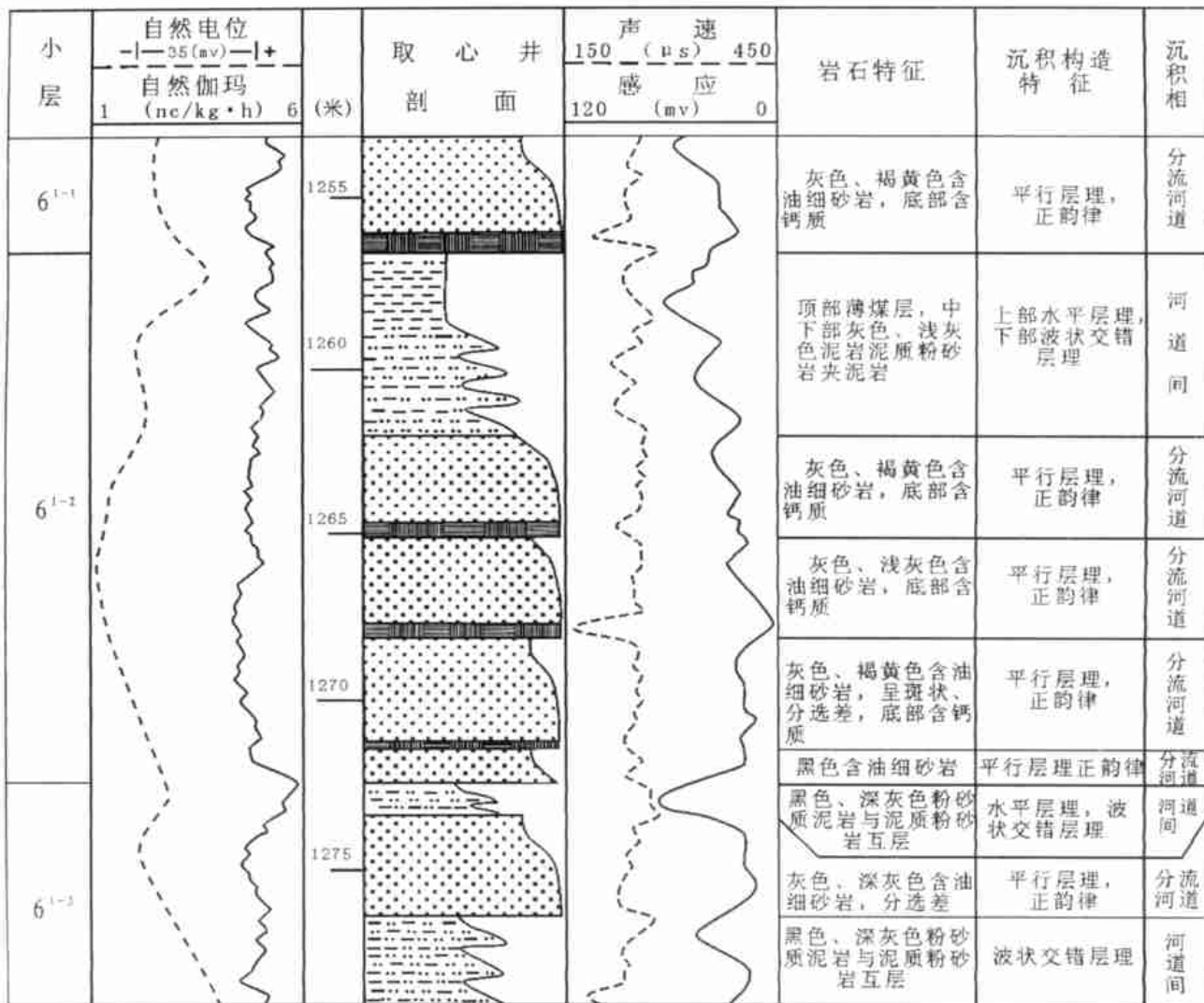


图 1 坪 24-24 井取心段沉积微相垂向分布

Fig. 1 Vertical distribution of microfacies within core section of Well P24-24

### 3 沉积微相类型与特征

区域沉积相表明,坪桥水平井区长 6<sup>1</sup>油层属于湖泊三角洲前缘亚相。通过取心井(坪 24-24 井)岩心的观察分析,其微相主要为分流河道和河道间微相。分流河道微相主要发育细砂岩,具有向上变细的正韵律,层理较为发育,如平行层理、交错层理等,底部一般含钙质;而河道间微相主要以泥岩为主,夹粉砂岩、钙质粉砂岩或与其互层。其中,粉砂岩、钙质粉砂岩为分流河道间的漫溢产物。

图 1 为坪 24-24 井取心段的沉积微相解释剖面。从图可以看出,长 6<sup>1-1</sup> 小层为分流河道沉积,岩性以灰色、棕黄色含油细砂岩为主,底部含钙质。长 6<sup>1-2</sup> 小层在该井分为两个岩性段,其上部为河道间相沉积,以灰色、浅灰色泥岩、泥质粉砂岩、Ca 质粉砂岩为主;下

部为三个水下分流河道的叠加,每个砂体由下向上为正韵律,岩性以灰色、棕褐色细砂岩为主,砂体之间为 Ca 质砂岩隔开,多为块状层理、平行层理。长 6<sup>1-3</sup> 小层为河道间相的灰黑色、灰色粉砂岩、泥岩为主夹分流河道相砂岩。

### 4 建模方法

沉积微相三维建模即是在三维空间描述沉积微相的分布,其核心是井间沉积微相的预测。建模方法很多,主要有标点过程、截断高斯模拟和指示模拟等<sup>[2,9]</sup>。其中,标点过程是三角洲相建模的优选方法<sup>[8]</sup>。研究区目的层段主要为三角洲前缘储层,因此,本文主要采用标点过程方法进行三维储层相建模。标点过程是基于目标的随机模拟方法,主要对背景相中的目标(如河道、隔夹层)进行模拟。它的基本思路是根据点过程的

概率定律按照空间几何物体的分布规律,产生在这些物体的空间分布,然后将物体性质(如物体几何形状、大小、方向等)标注于各点之上。从地质统计学的角度讲,标点过程即是要模拟物体点及其性质在三维空间的联合分布。

在实际建模过程中,我们主要应用 RMS/STORM 软件进行三维相建模<sup>[2]</sup>。对于标点过程方法而言,建模输入参数主要包括以下两个方面:

(1)井眼微相数据:目标区各井沉积微相解释数据(沿井轨迹的垂向网格微相数据),此为沉积微相建模的控制数据(硬数据)

(2)统计特征参数:用于井间微相预测,包括主流线方向、微相形状、长度、宽度、厚度、体积含量等。

### 5 沉积微相三维建模

#### 5.1 建模输入参数

沉积微相三维建模的重要环节是确定建模输入参数。一般地,井眼微相、厚度和体积含量可通过单井解

释和统计较容易地得到,但反映微相侧向变化的主流向及砂体几何学参数需要进行系统和深入的分析。本文综合应用露头、岩心、水平井及常规井资料,研究砂体的主流线方向、砂体形状、长、宽分布等。

#### 5.1.1 储油砂体厚度分布及主流线方向

根据研究区各井各小层的储油砂体厚度资料,编绘了长 6<sub>1</sub> 储油砂体厚度等值线图(图 2)。从图可以看出,研究区长 6<sub>1</sub> 储油砂体厚度 5.2~28.2 m,其中有两个厚度大于 15 m 的砂体分布带,其一分布于坪 27-31 井至坪 28-24 井一带,其二分布于坪 24-24 井及塞平 5 井一带。厚度等值线呈北东-南西向的带状分布,说明古主流线方向为北东-南西向,这与区域沉积相的物源方向是一致的。

#### 5.1.2 水平井段砂体分布特征

工区内有 5 口水平井,其水平位移均达 600 m,而水平井段一般为 350 m 左右,均在长 6<sub>1-2</sub> 小层。水平井轨迹的平面投影与主流线方向斜交和直交。通过对 5 口水平井的砂体微相解释(如图 3),可知分流河道砂

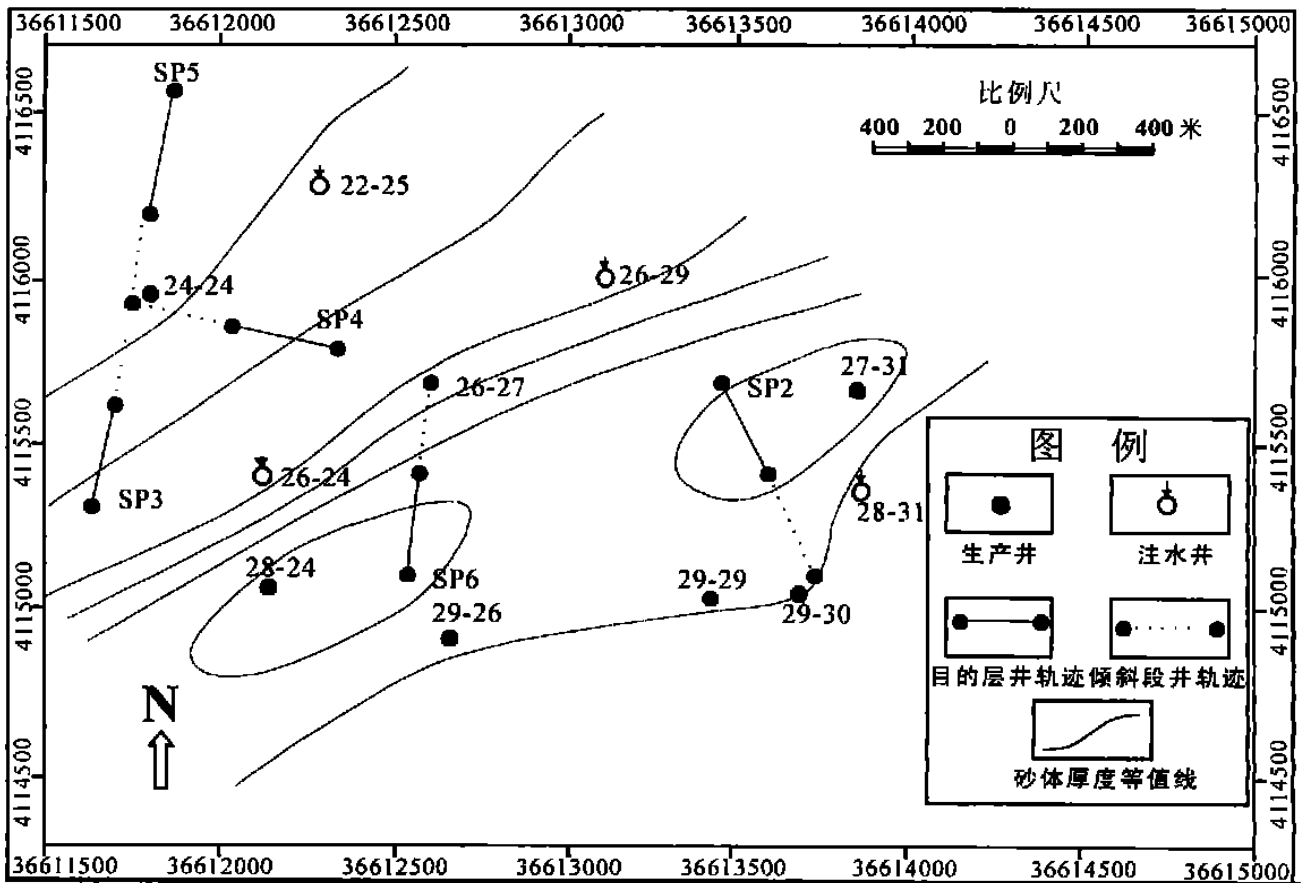


图 2 坪桥水平井区长 6<sub>1</sub> 含油砂体等厚图

Fig. 2 Thickness distribution of oil-bearing sandbodies of Chang 6<sub>1</sub> of Triassic in the study area

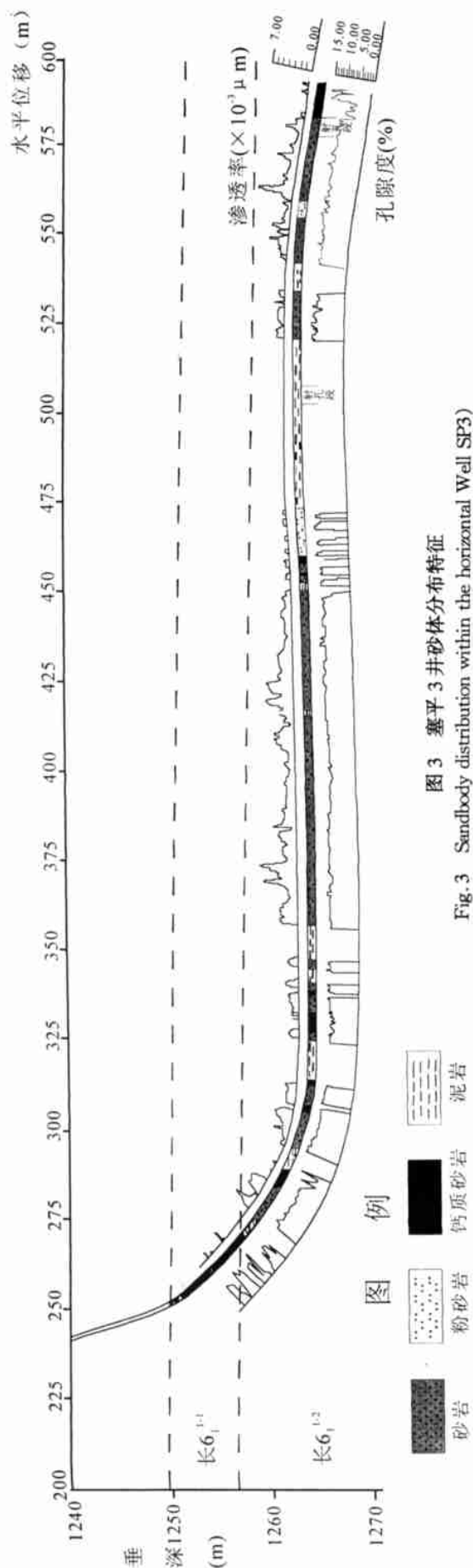


图 3 塞平 3 井砂体分布特征  
Fig. 3 Sandbody distribution within the horizontal Well SP3

体(图中为砂岩)的横向延伸宽度较小,沿水平井轨迹砂体与河道间泥岩交互,单砂体横向延伸宽度一般为 40~100 m,多砂体横向叠合可宽达 210 m,而砂体内部又多被钙质砂岩所分隔。

### 5.1.3 野外露头砂体分布特征

为了更进一步研究砂体的分布规律,我们对研究区附近的延长县白家川三叠系延长组长 6 野外露头进行了调查。其沉积相与研究区相同,均为三角洲前缘。我们重点对三角洲前缘分流河道砂体的分布进行了研究。研究表明,分流河道砂体呈条带状,剖面上呈典型的“顶平底凸”的形态,单砂体宽度为 40~100 m 左右(图 4),多个砂体侧向叠置可形成连片分布的砂体,但砂体间可被泥质或钙质侧积层所隔挡。

从上可知,坪桥水平井区砂体微相主要为水下分流河道及河道间漫溢微相,主流线方向为北东—南西向,单河道砂体呈条带状,宽度一般为 40~100 m(小于目前的井距)。

### 5.2 三维建模结果

建模目标相主要为分流河道砂体(细砂岩),其次为河道间漫溢砂体(粉砂岩),而河道间泥岩则作为背景相。应用 RMS/STORM 软件,输入相应的参数后,对工区目的层段的三个小层进行了三维沉积微相建模。

图 5 为长 6<sup>1-2</sup> 小层三维沉积微相建模的一个实现。其中,深灰色为分流河道,灰色为漫溢砂,浅灰色为河道间泥岩。该小层分流河道发育且互相叠置,侧向拼接而连片,砂体间连通性相对较好,属“拼合板”状分布模式。图 6 为长 6<sup>1-3</sup> 小层三维沉积微相建模的一个实现,该小层分流河道呈离散式分布,分流河道及漫溢砂均不甚发育,呈“迷宫状”分布模式。

生产实践表明,所建立的三维沉积微相与生产动态吻合很好。

## 6 结论

(1)坪桥水平井区三角洲分流河道单砂体宽度一般为 40~100 m 左右。砂体结构呈两种模式,其一为“迷宫状”,砂体离散地分布于湖相泥岩中,其二为“拼合板状”,多个砂体在侧向上叠置而形成连片分布的砂体,但部分砂体间可被泥质或钙质薄层侧积层所隔挡。

(2)应用水平井资料和露头资料,可有效地提取三维建模所必须的地质统计学参数,特别是砂体侧向变化的参数。研究表明,采用标点过程方法,可建立符合地质实际的沉积微相三维模型。



图 4 陕北延长县白家川露头分流河道砂体特征

Fig. 4 Distributary channel distribution in the outcrop of Baijiachuan, Yanchang County, Shaanxi province

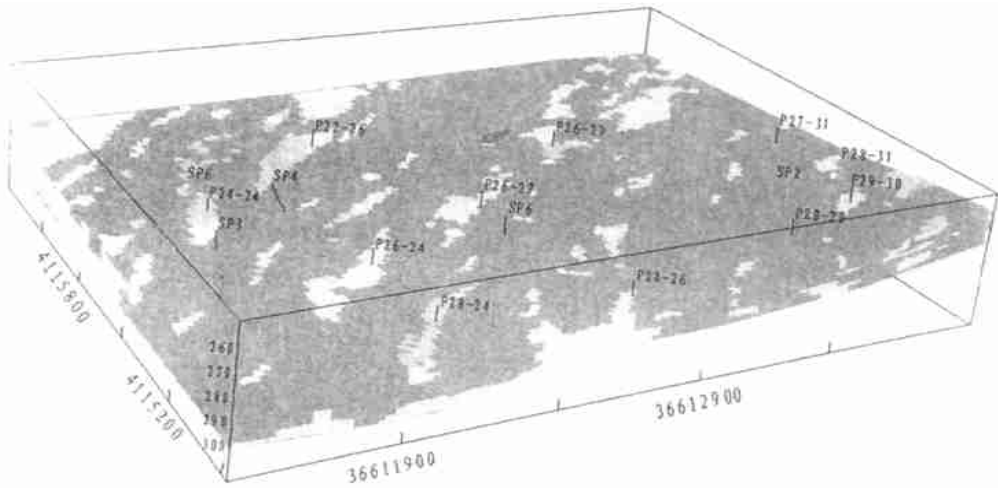


图 5 长 6<sup>-2</sup>小层三维沉积微相建模的一个实现

Fig. 5 One realization of 3D microfacies modeling of Layer Chang 6<sup>-2</sup>

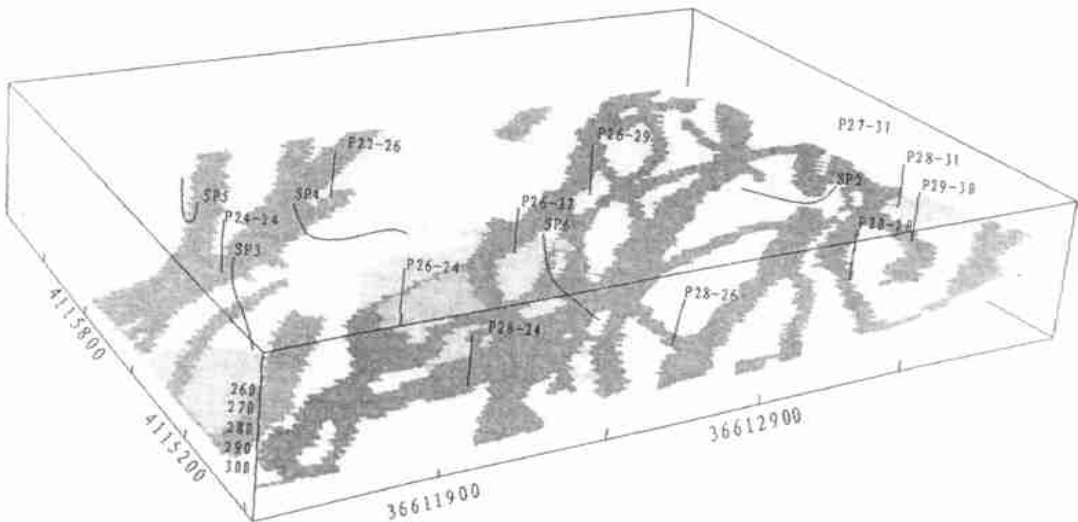


图 6 长 6<sup>-3</sup>小层三维沉积微相建模的一个实现

Fig. 6 One realization of 3D microfacies modeling of Layer Chang 6<sup>-3</sup>

## 参考文献 (References)

- 1 裘怿楠, 贾爱林. 储层地质模型 10 年 [J]. 石油学报, 2000, 21(4): 101~104 [Qiu Yanan, Jian Ailin. Development of geological reservoir modeling in past decades [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 12(4): 101~104]
- 2 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. 83~111 [Wu Shenghe, Jin Zhenkui, Huang Cangdian, et al. Reservoir Modeling [M]. Beijing Petroleum Industry Press, 1999. 83~111]
- 3 Alabert F, Modot V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities [A]. SPE24893, SPE Annual Technical Conference and Guide [C]. Second Edition. Oxford University Press, 1996. 360
- 4 Damsles E, et al. A two-stage stochastic model applied to a North sea reservoir [J]. JPT, 1992, April, 404~408
- 5 Haldorsen H, Damsleth E. Stochastic Modeling [J]. JPT, 1990, 404~412
- 6 Journel A G. Non-Parametric estimation of spatial distribution [J]. Math Geol, 1983, 15: 445~468
- 7 Matheron G, et al. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs [C]. SPE 16753, 1987
- 8 MacDonald A C, Aasen J O. A prototype procedure for stochastic modeling of facies tract distribution in shoreface reservoirs [A]. In: Yarus and Chamber, eds. Stochastic modeling and geostatistics principles, methods, and case studies [C]. AAPG Computer Application in Geology, 1994, 3: 77~89
- 9 Srivastava R M. An overview of stochastic methods for reservoir characterization [A]. In: Yarus and Chamber, eds. Stochastic modeling and geostatistics principles, methods, and case studies [C]. AAPG Computer Application in Geology, 1994, 3: 3~20

### 3D Microfacies Modeling of Pingqiao Horizontal Well Region of Ansai Oilfield

WU Sheng-he<sup>1</sup> WU Jun-chang<sup>1</sup> LI Shu-jun<sup>2</sup> WU Zhi-yu<sup>2</sup>

<sup>1</sup>(Institute of Resources and Information, University of Petroleum, Beijing 102249)

<sup>2</sup>(Changqing Oilfield Corporation, CNPC, Xi'an 710021)

**Abstract** Taking the Pingqiao horizontal well region of Ansai oil-field as an example, this paper deals with the method of 3D modeling of sedimentary microfacies using horizontal well and outcrop data and Marked Point Processes technique, in addition deeply study the quantitative architecture model of the delta front in study area.

The oil-bearing strata of the study area is Chang 6<sup>1</sup> of Triassic Yanchang Formation, 20 m or so in thickness. The microfacies is distributary channel, splay and inter-channel shale. There are 10 vertical wells and 5 horizontal wells in the study area in addition to nearby outcrop. Research shows that the width of single channel sandbody is generally from 40 m to 100 m, smaller than the distance among vertical wells. There exist two kinds of reservoir architecture. One is labyrinth reservoir architecture, in which narrow and lenticular sand bodies are distributed discretely within lacustrine shale. The other is jigsaw-puzzle reservoir architecture, which consists of a series of channel sand bodies that laterally overlapped to continuous sandbodies, in which some lateral shaly or calcite non permeable barriers exist among single sandbodies.

Geostatistical parameters for 3D microfacies modeling can be picked up effectively using horizontal well and nearby outcrop data. Research shows that Marked Point Processes method is adapt to 3D microfacies modeling of delta front reservoir with known sandbody geometry. The created microfacies model of the study area is in line with dynamic production data.

**Key words** sedimentary microfacies, 3D reservoir modeling, horizontal wells, outcrop