

文章编号: 1000-0550(2007) 01-0110-06

安塞油田 H 区开发中后期储层地质建模

刘建华^{1,2} 朱玉双^{1,2} 胡友洲³ 毕义君³ 李 莉³ 刘艳琴³

(1. 西北大学国家重点实验室 西安 710069

2 西北大学地质学系 西安 710069;

3. 长庆油田公司第一采油厂 陕西延安 716000)

摘 要 安塞油田 H 区为低孔、低渗油藏, 经过 10 多年的注水开采, 已进入开发中后期, 开发矛盾日益明显。分析总结安塞油田 H 区长 6 储层地质和沉积微相特征后, 指出研究区属三角洲前缘亚相沉积, 并详细分析了区内出现的三角洲前缘水下分流河道、河道侧翼、分流间湾、河口坝、水下天然堤和前缘席状砂等六种沉积微相的岩性、电性特征。最后采用指示模拟的方法建立了研究区的沉积微相模型, 并以此模型为基础建立了研究区的储层参数模型。验证结果表明, 在相控条件下所建模型与实际地质情况符合较好, 为成功挖潜剩余油提供了保证。

关键词 开发中后期 储层地质特征 沉积微相特征 储层地质建模 相控建模

第一作者简介 刘建华 男 1980 年出生 硕士研究生 油藏描述 E-mail: ljhljh202@163.com

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

1 前言

安塞油田 H 区属低孔低渗油藏, 经过 10 多年的注水开发, 目前已进入开发中后期, 含水上升快, 稳产难度大; 且部分井区裂缝发育, 平面水驱不均, 注水效果差。研究表明该区沉积成岩作用复杂, 小层多且非均质性强, 前期的油藏描述成果已经无法满足开发中后期油藏管理的需要, 为解决这些问题对研究区储层进行了地质建模研究。

2 基础地质研究

2.1 区域地质背景

安塞油田 H 区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡的中东部, 地层产状平缓, 地层倾角 0.5°左右, 平均地层坡降 8~10 m/km。在单斜背景上由于差异压实作用, 局部形成起伏较小轴向近东西或北东—西南向(隆起幅度 10~30 m)的鼻状隆起。这些鼻状隆起与三角洲砂体匹配, 对油气富集有一定的控制作用。

2.2 小层划分与对比

为适应开发中后期精细油藏描述的要求, 结合研究区的地质实际, 笔者将长 6 油层划分为长 6₁¹⁻²、长 6₁¹⁻²、长 6₁¹⁻³、长 6₂、长 6₃和长 6₆等 6 个小层。其中长 6₁¹⁻¹顶为长 6 和长 4+5 的分界标志层 K4 长 6₆底为长 6₂与长 6₃的分界标志层 K3, 长 6₆底为长 6 与长 7

的分界标志层 K2。标志层 K4、K3、K2 为鄂尔多斯盆地内的区域性标志层, 在研究区发育比较完整, 其特征明显, 易于识别对比, 是控制长 6 油层及划分长 6 小层的重要标志层; 其他小层界线为研究区的局部性标志层, 其特征不太明显, 但在研究区内亦可追踪对比, 因而可作为小层划分与对比的辅助标志层(图 1)。

从沉积旋回上看 6 个小层代表了较为完整的三角洲自旋回体系, 河道呈现出由小变大再变小的特点, 其中在长 6₁¹⁻²时期三角洲体系最为发育, 水下分流河道最宽, 沉积的砂体最厚, 由于长 6₁¹⁻²砂体最为发育, 也是研究区的主力油层, 所以在下面的讨论中将长 6₁¹⁻²时期为例。

2.3 沉积微相研究

安塞油田 H 区长 6 油层组属于湖泊三角洲前缘亚相, 并可进一步细分为水下分流河道、河道侧翼、分流间湾、河口坝、水下天然堤和前缘席状砂等六种沉积微相^[1,2]。

水下分流河道是三角洲体系的重要组成部分, 本区水下分流河道底部与下伏地层多为冲刷面接触, 河道底部存在泥砾段, 泥砾砾径 0.5~8 cm 不等, 有的被水流撕裂。水下分流河道是研究区主要储层相带, 岩性以中、厚层中—细粒长石砂岩、岩屑长石砂岩为主, 与顶部的粉砂岩构成下粗上细的正韵律, 砂体形

态在横断面上呈透镜状或楔状, 向河岸方向趋于尖灭, 平面上为舌状, 顶部粉砂岩具波状层理或平行层理。自然伽玛、自然电位测井曲线表现为二种方式,

一种是顶、底突变的箱形, 表明水下分流河道水流能量强且稳定; 另一种是底部突变、顶部渐变的钟形, 表明水下分流河道水流能量由强变弱。

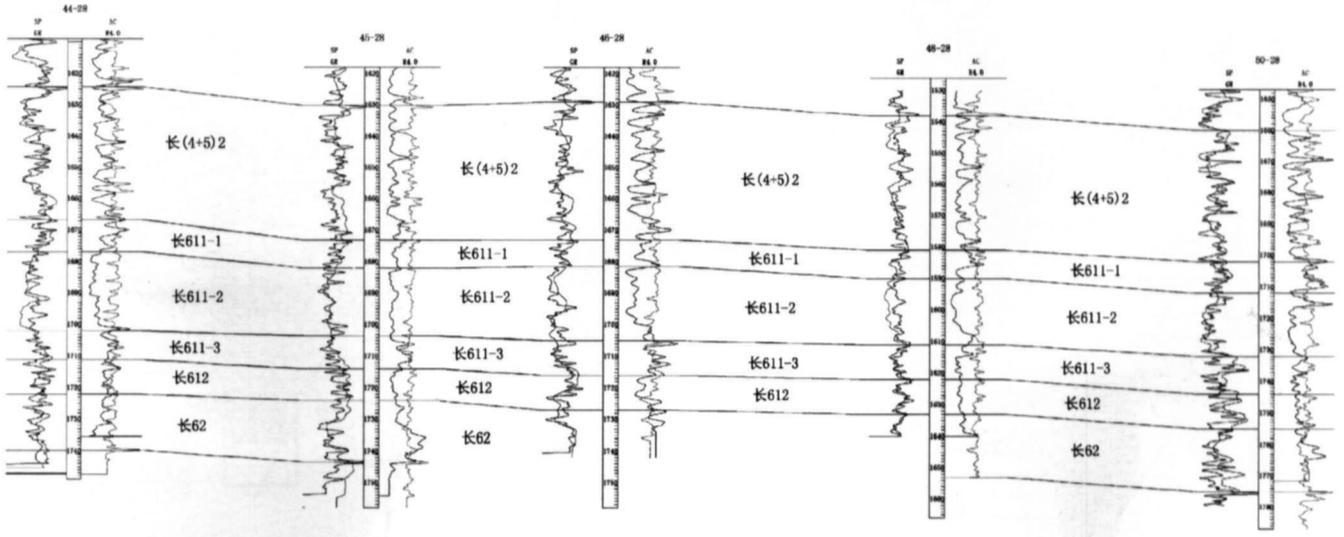


图 1 小层对比图

Fig. 1 Maps of substratum correlation

河道侧翼位于主河道两侧, 其形态受主河道控制。在研究区河道侧翼微相岩性较主河道细, 多为粉砂岩与泥质粉砂岩互层, 夹薄层的细砂岩、泥岩及煤线。多见波状层理、沙纹交错层理、水平层理等。自然电位曲线和自然伽玛曲线呈多个漏斗状或台阶状叠加, 且从主河道向河道侧翼, 钟形逐渐增多, 曲线形态渐变成不规则锯齿状, 曲线幅度变小。

位曲线呈现出光滑的漏斗形或指状。席状砂主要为河口坝砂体受到波浪和岸流的改造并重新分布而形成, 位于河口砂坝的前方, 沉积特征与河口坝差异明显, 颗粒变细, 砂层减薄, 一般砂体分布稳定, 分布面积较广, 分选性好, 砂质纯净。

分流间湾发育在分流河道之间的低洼地区或废弃的三角洲朵体下陷地区, 其在平面上与湖相泥相连, 水体一般较深。岩性主要为暗色富含有机质泥、泥炭或褐煤沉积, 少见薄的粉砂岩夹层, 具块状层理、透镜状层理, 可见浪成波痕, 生物扰动构造、虫孔、虫迹构造等发育。自然电位和自然伽玛曲线形态呈低幅度微齿状或线状。

由于研究区水动力条件较弱且湖底平坦, 河流进入平坦安静的浅水湖泊, 所携带的沉积物快速推进, 冲刷作用明显, 很难形成较完整的河口坝、席状砂和水下天然堤沉积, 因此区内经常可以见到河道砂与湖相泥岩直接呈冲刷接触, 而缺乏河口坝、席状砂和水下天然堤沉积作用。

水下天然堤以粉砂及粉砂质泥沉积为主, 厚度一般为 1~2m, 由于水下分流河道的迁移摆动, 水下天然堤难于保存, 因此, 该微相只在取心并取心段岩性岩相柱状剖面图上可见, 而在平面图上未见显示。河口坝是由河流带来的碎屑物质在河口处因流速降低堆积而成。在剖面上出现向上变粗的反韵律层序, 岩性以细粉砂岩或泥质粉砂岩为主, 分选较好, 自然电

从图 2中可以看出水下分流河道沉积主要呈北东—南西向展布, 主河道在东北方向为一条主河道, 向西南方向逐渐演变为三条主河道, 并一直向南西向延伸出研究区域; 河道侧翼分布分流河道两边, 分流间湾分布两者外侧。由图 3可以看出砂体展布与沉积微相展布极为相似, 也是北东—南西方向展布, 厚砂带由一支演变为三支。从图 4可以看出物性分布(这里以孔隙度为例)也与沉积微相和砂体分布相似。这说明研究区物性主要受沉积作用控制。

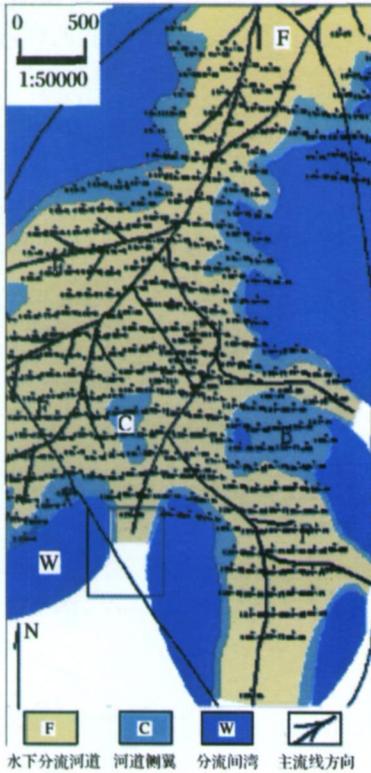


图 2 沉积微相平面图

Fig. 2 Map of microfacies

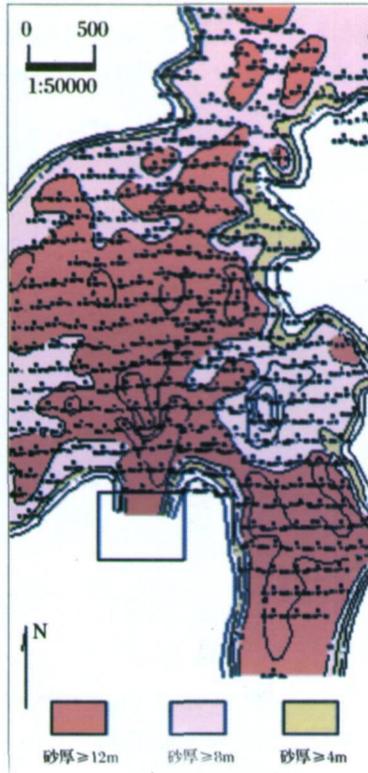


图 3 砂体展布图

Fig. 3 Map of sandbody



图 4 孔隙度展布图

Fig. 4 Map of porosity

3 储层地质建模

储层地质模型实际上就是用模型来表征储层结构及储层参数的空间分布和变化特征。储层地质建模的核心问题是井间储层预测。为提高地质建模精度,针对鄂尔多斯盆地的沉积特点笔者采用传统的旋回对比和层序地层相结合的方法对研究区进行了等时小层划分与对比,确保地质建模等时建模原则的实现^[3,4]。由于研究区已经进行了 10 多年的开发,对研究区地下地质特征有了一定的认识,且该区并网比较完善,井距也较小(300 m 左右),只是在边部需要作出一定范围的预测,因此在地质建模过程中采用了确定性建模和随机建模相结合的方法。同时,鉴于该区砂体展布和储层物性主要受沉积微相控制,因此在建立储层物性模型之前笔者先建立了研究区的沉积微相模型。本次研究中应用的建模软件为 RMS 软件,平面网格步长为 15 m × 15 m,垂向上网格步长为 1 m。

3.1 建立研究区构造模型

构造模型是一切其它模型的基础,在这项建模过程中必须遵循从点、面、体的建模步骤,首先建立井

模型,然后建立层模型,最后建立三维构造模型。根据这一思想先对区内所有井进行等时地质划分与对比和单井相分析,建立每口井的单井卡片,卡片内容包括每个数据点(0-125 m 为一个数据点)的坐标数据、海拔数据、分层数据、沉积微相代码数据、孔隙度、渗透率、含水饱和度和泥质含量数据。然后通过井间插值把不同井的等时点连接起来,形成等时层面,再在等时层面间插值,建立三维构造模型。

3.2 沉积微相建模

储层内的沉积微相的空间分布是储层的一个重要性质,它的特征是控制流体在储层中的分布和流动的重要因素。所以在建立物性参数模型之前需要建立能够表征储层较大规模非均质性的沉积微相模型^[5,6]。

研究区共有 6 种沉积微相,其各自特征和展布情况如前述。RMS 软件沉积微相建模的特点及其优点就在于能够分层分相进行,也即是每一层每一相分别对应不同的变差函数。但是并不是微相分得越细越好,且研究区内河口坝、前缘席状砂、水下天然堤和河道侧翼四种沉积微相都只是零星分布,所以为研究方便在建模过程中根据 6 种沉积微相各自的特点将它

们合并为 3 种沉积微相组合, 并分别赋以不同的相代码, 即: 水下分流河道 + 河口坝组合为代码 1; 水下天然堤 + 河道侧翼 + 前缘席状砂组合为代码 2; 分流间湾为代码 3。

沉积微相建模过程充分体现了确定性建模和随机建模相结合的原则, 确定性建模考虑的是局部估计值的精确程度, 力图对估计点的未知值做出最优和无偏的估计。其优点在于忠于观测点的原始值, 其建模成败的关键在于准确地确定变差函数^[7]。与确定性建模不同, 随机模拟首先考虑的是结果的整体性质和模拟值的统计空间相关性, 其次才是局部估计值的精度。虽然对于每一个局部的点, 模拟值并不完全真实, 但是模拟曲线却能更好的表现真实曲线的波动情况^[8]。研究区井网较密, 为体现上述原则应尽可能结合测井、录井、地震和试油等资料, 使井点处资料更加全面准确, 体现确定性建模思想, 并为随机建模提供更加准确的限制条件。另外, 随机建模思想是通过改变各层各相的变程 (方位角、主变程、次变程和垂

直变程), 随机产生一系列沉积微相实现的, 然后从中挑出最合理的实现, 并以此作为后续物性参数建模的基础。

打开过滤器和数据分析窗口, 统计并记录各层各相的体积百分数 (表 1) 和变程; 将随机产生的多个沉积微相实现与手工绘制的沉积相图比较, 从中挑选一个最合理的沉积微相实现。如图 5 分析认为沉积微相实现 B 更符合实际情况, 将用于后续的储层物性模拟。

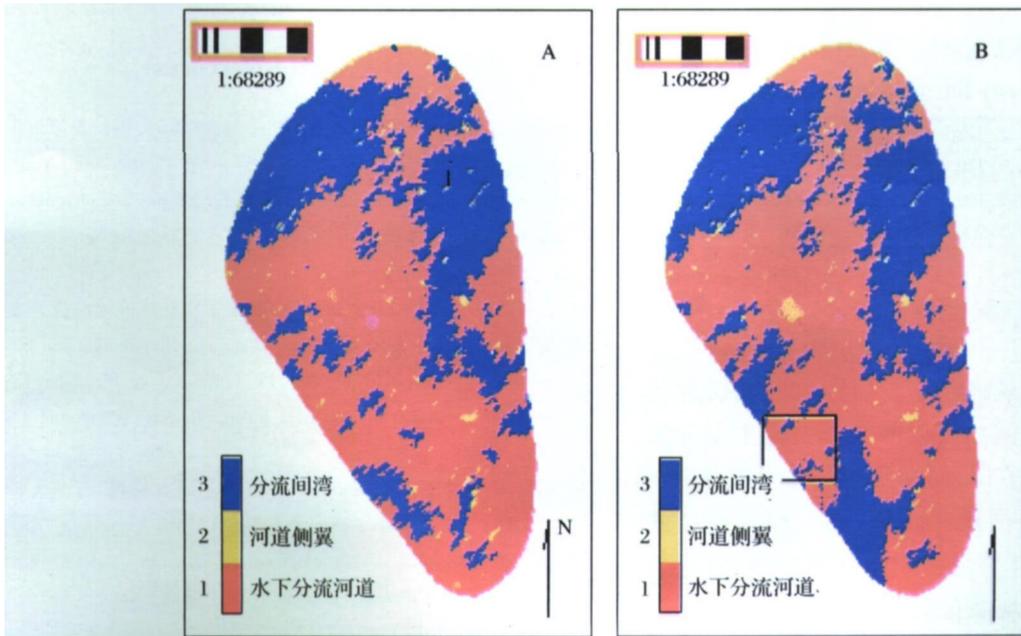
3.3 储层物性建模

相控建模的最终目的并不是建立沉积微相模型, 而是要在所建沉积微相模型的基础上, 根据各网格点的沉积微相类型, 分别调用不同沉积微相物性参数的分布函数进行蒙特卡洛插值, 得到各个网格点的物性参数值, 以建立物性参数模型^[8]。物性参数模型能形象、直观地将储层物性在三维空间的展布和组合关系表达出来, 揭示储层的内部结构及物性参数的分布特征和变化。

表 1 研究区主要油层沉积相统计表

Table 1 Statistics of facies for main layers of the study area

层位	相代码	数据点	百分数 %	最小值	平均值	最大值	标准偏差
长 6 ₁ ¹⁻²	1	238	58.774	2.000	10.185	20.000	4.867
	2	61	5.082	1.797	3.436	15.798	2.464
	3	354	36.145	0.010	4.211	18.800	3.830



沉积微相实现 A

沉积微相实现 B

图 5 沉积微相模型

Fig 5 Micro facies model

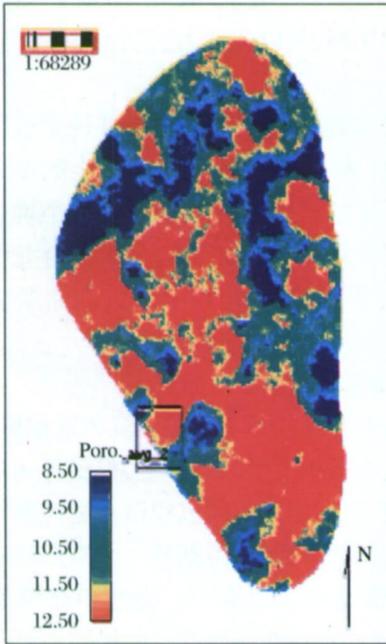


图 6 孔隙度模型

Fig. 6 Porosity model

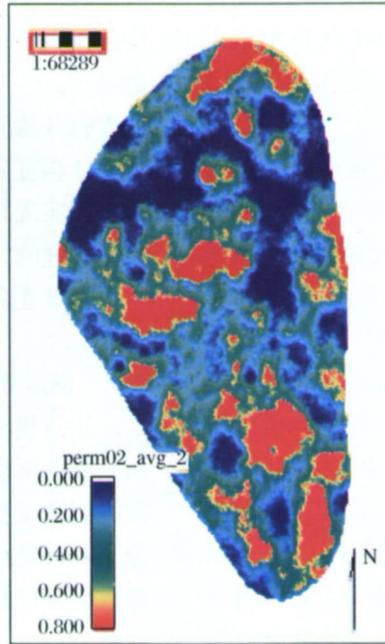


图 7 渗透率模型

Fig. 7 Permeability model

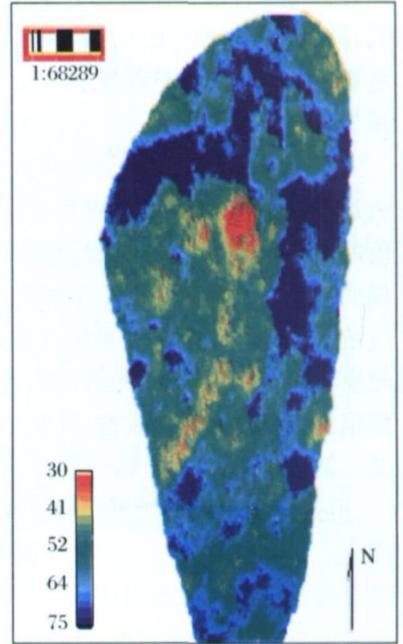


图 8 含水饱和度模型

Fig. 8 Water saturation model

在建立合适的沉积微相模型后,在微相模型基础上采用顺序高斯模拟方法对物性参数进行插值:首先通过软件的数据分析功能,统计各层各相每一物性参数的概率分布特征(见表 2);通过改变滤波条件,记录每一物性各层各相的变差函数和高斯变换结果;最后启动模拟器建立储层物性模型(图 6~8)。

表 2 研究区主要油层孔隙度统计表

Table 2 Statistics of porosity for main layers of the study area

层号	相代码	数据点	最小值	平均值	最大值	标准偏差
长 6 ₁₋₂	1	1257	9.730	13.607	17.400	12.161
	2	109	9.420	13.104	16.640	1.401
	3	807	5.000	7.500	8.000	0.500

4 结果讨论

通过上面的方法最终建立了研究区的储层地质模型。由图 5 之沉积微相模型 B 可以看出水下分流河道微相发源于北东方向,向南西方向延伸并由一条河道逐渐发散为三条河道;分流间湾微相分布在两侧,河道侧翼微相组合只是在期间有零星分布;这与图 2 所示沉积微相平展展布情况吻合很好,也说明沉积微相建模是成功的。图 6 所示孔隙度模型也与图 4 所示孔隙度平面展布情况相似,说明物性建模也是成功的。在以所建储层物性分布模型为静态参数场

的后续数值模拟工作中,动态拟合好较好,也反过来证明了储层物性模型的合理性。另外,图 2 至图 6 中小方框范围为本次研究所提供的滚动扩边有利方向,后续油田开发实际证明该方向上确实存在开发潜力,几口新钻油井均发现油气显示,研究表明新钻井长 6₁₋₂ 为水下分流河道沉积,砂体厚,孔、渗、含油性较好,这再次证明所建模型是成功的。

参考文献 (References)

- 李斌,朱永铭,管英柱.靖安油田上三叠统延长组长 6 段沉积相研究.新疆石油地质, 2005, 26(1): 57~ 61 [Li Bin, Zhu Yongming, Guan Yingzhu. Sedimentary facies of Chang-6 member of Yanchang formation of upper Triassic on Jing'an Oilfield. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(1): 57~ 61]
- 长庆油田公司勘探开发研究院.鄂尔多斯盆地油气勘探开发论文集.北京:石油工业出版社, 2000 [Petroleum Exploration and Development Institute of Changqing Oilfield. Corpus About Petroleum Exploration and Development in Ordos Basin. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000]
- 胡向阳,熊琦华,吴胜和.储层建模方法研究进展.石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(1): 107~ 112 [Hu Xiangyang, Xiong Qihua, Wu Shenghe. A development of reservoir modeling methods. Journal of the University of Petroleum, China (Natural Science Edition), 2001, 25(1): 107~ 112]
- 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.石油大学学报(自然科学版), 2001, 25(1): 55~ 58 [Wu Shenghe, Zhang Yiwei, Li Shujun, et al. Geological constraint principles in

- reservoir stochastic modeling. Journal of the University of Petroleum, China (Natural Science Edition), 2001, 25(1): 55~58]
- 5 吕晓光, 王德发. 储层地质模型及随机建模技术. 大庆石油地质与开发, 2002, 19(1): 10~13 [Lv Xiaoguang, Wang Defa. Reservoir modeling and the technology of stochastic modeling. Petroleum Geology and Development of Daqing, 2002, 19(1): 10~13]
 - 6 李少华, 张尚锋, 张昌民, 等. 沉积微相控制下的储层物性参数建模. 江汉石油学院报, 2003, 25(1): 24~26 [Li Shaohua, Zhang Shangfeng, Zhang Changmin, *et al.* Modeling of reservoir petrophysical parameters under the control of sedimentary microfacies. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 2003, 25(1): 24~26]
 - 6 吕晓光, 张永庆, 陈兵, 等. 深度开发油田准确性与随机建模相结合的相控建模. 石油学报, 2004, 25(5): 60~64 [Lv Xiaoguang, Zhang Yongqing, Chen Bing, *et al.* Facies-controlled modeling for mature developed oilfield by integrating determinacy and stochastic methods. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(5): 60~64]
 - 7 张团峰, 王家华. 试论克里金估计与随机模拟的本质区别. 西安石油学院学报, 1997, 12(2): 51~55 [Zhang Tuanfeng, Wang Jiahua. The difference of Kriging and stochastic modeling. Journal of Xi'an Petroleum University, 1997, 12(2): 51~55]
 - 8 桂峰, 黄智辉, 马正. 利用相控模型进行井间参数预测. 地球科学—中国地质大学学报, 2001, 26(1): 49~53 [Gui Feng, Huang Zhihui, Ma Zheng. Application of lithofacies-controlled model to prediction of physical parameters between wells. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2001, 26(1): 49~53]

Reservoir Modeling for Middle or Later Step of Exploitation in H Area of Ansai Oilfield

LU Jian-hua^{1, 2} ZHU Yu-shuang^{1, 2} HU You-zhou³ BI Yi-jun³ LI Li³ LU Yan-qin³

(1 State Key Laboratory of Continental Dynamics, Xi'an 710069;

2 Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069;

3 The first Oil Production Factory, PetroChina, Changqing Oilfield Company, Yan'an Shaanxi 716000)

Abstract The reservoir of Ansai oilfield was low porosity and low permeability reservoir. The characteristic of the reservoir and microfacies of Chang6 reservoir in H area of Ansai oilfield was analyzed, and the characteristic of the six microfacies include underwater channel, riverside, interfluvial, debouch bar, underwater lateral levee, and sheet sand in the area were analyzed in detail. The facies model and reservoir model of the study area were built up by using lots of indicators. The results of the modeling show that, under the control of facies model, the reservoir model can show the facts underground better, and the model is fit for the work for developing the remaining oil.

Key words middle or later step of oilfields exploitation, reservoir characterization, reservoir modeling, facies-controlled modeling