

辽河盆地欢喜岭油田欢北杜家台油藏 扇三角洲储层地质建模及其应用效果

廖成君^{1,2}, 宋兴文², 张庆龙¹

(1. 南京大学地球科学与工程学院, 江苏 南京 210093;

2. 中国石油辽河油田公司勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124010)

摘要:辽河盆地欢喜岭油田欢北杜家台油藏具有低孔、低渗、非均质性强的特点, 经20多年的开发, 措施产量下降, 层间矛盾日益突显。沉积微相特征分析表明, 扇三角洲前缘亚相是研究区主要的沉积相类型; 通过对水下分支河道、水下分支河道间(湾)、河口砂坝和前缘席状砂等沉积微相的岩性、电性和沉积构造特征进行分析, 优选出3个有利目标区块, 采用小网格模拟出研究区沉积微相模型, 并在此基础上建立了储层物性参数模型。开发验证结果表明, 相控条件下所建模型更接近地下地质实际, 可为老区剩余油挖潜提供依据。

关键词:扇三角洲储层; 沉积微相; 地质建模; 欢北杜家台

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2008)06-0801-04

0 引言

欢喜岭油田欢北杜家台油藏位于辽河断陷盆地西部凹陷西斜坡南部的断鼻构造带上, 是在凹凸不平的基底上超覆充填沉积而成。油气储层成岩作用复杂、非均质性强, 以低孔、低渗为主要特征。经过20多年的开发和加密调整, 目前油藏地层压力低, 油井利用率低, 同时措施产量下降快, 层间矛盾突出, 剩余油分布复杂, 为此需要对该油藏进行储层地质建模研究。

1 沉积微相特征

研究区沉积相类型属于扇三角洲前缘亚相^[1], 可进一步细分为水下分支河道、水下分支河道间(湾)、河口砂坝和前缘席状砂4种沉积微相。

水下分支河道是扇三角洲沉积体系的重要组成部分, 研究区水下分支河道底部与下伏地层多为冲刷面接触, 河道底部多含泥砾、泥岩撕裂屑或含砾砂岩、砂砾岩, 是研究区最发育的储集相带, 岩性以岩屑长石含砾砂岩、长石砂砾岩为主, 与顶部的细粉砂岩组成下粗上细的正韵律。河道主流线上的砂体粒

度粗、厚度大, 向边部砂体发育程度变差。砂体形态在横剖面上呈透镜状或楔状, 平面上呈舌状, 多具小型交错层理和斜层理, 顶部的细粉砂岩具波状交错层理或水平层理。自然电位曲线及视电阻率曲线表现为2种方式, 一种是顶、底突变的箱形, 表明水下分支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或梯形, 表明水下分支河道水流能量由强渐弱。

水下分支河道间(湾)发育在水下分支河道之间的低洼地区, 是洪水溢岸或决口及平水期的沉积, 其岩性混杂, 以粉砂岩、细粉砂岩及泥岩为主, 砂泥互层, 砂岩单层厚度1~2 m, 发育水平层理、交错层理、包卷层理、透镜变形层理和压扁层理, 富含植物茎干、炭屑。自然电位曲线及视电阻率曲线形态为低幅指形、齿形或微齿形, 显示较弱水动力条件。

河口砂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, 属于河道向湖心的延伸部分, 由于河道的径向流能量减弱而潮流作用相对加强, 砂体分选相对较好, 自然电位曲线及视电阻率曲线呈现出顶、底渐变的光滑的漏斗形和指形。砂层厚度大, 多发育向上变粗的反韵律。岩性以粉砂岩、细粉

砂岩及泥岩为主,发育小型交错层理,偶见平行层理;砂体边部岩性变细、厚度减薄,渐变为砂泥薄互层,其测井曲线多呈齿状漏斗形。

前缘席状砂属于砂坝前缘与前三三角洲泥之间发育的过渡区域,是河口坝砂体受到波浪和岸流的改造并重新分布而形成的,其沉积特征与河口坝差异明显,颗粒变细、砂层减薄、分布稳定、分选较好且发育水平层理、波状层理的薄层砂。自然电位曲线及视电阻率曲线为薄层中、高幅指形。

以杜 I₃² 小层为例,该小层沉积时期欢喜岭、齐家潜山出露规模较小,由北北西向南东方向发育的多条水下分支河道,与从西向东延伸的水下分支河道,在齐家潜山和欢 12 潜山之间汇聚。由于研究区水力条件较强且湖底地形高低起伏,凹凸不平,在频繁的洪泛事件中大量的碎屑物沿控制古河流流向的潜山间沟槽部位沉积下来,形成比较完整的水下分支河道,而河口砂坝和前缘席状砂沉积的规模远不如前者(图 1)。

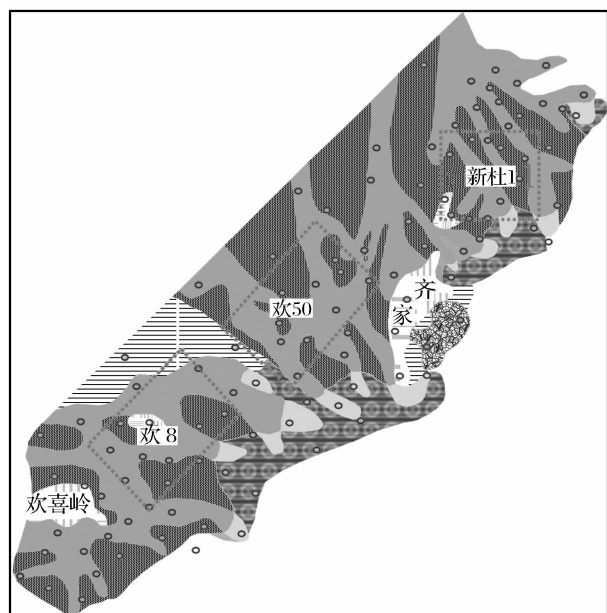


图 1 欢北杜家台油层杜 I₃² 小层沉积微相平面特征

2 储层地质建模

考虑到研究区范围较大,需要对全区进行有利区块优选分析,选出具有代表性的典型区块,以便深入开展精细油藏描述研究,储层地质建模时优选了

3 个重点有利目标区块(欢 50、欢 8 和新杜 1 区块)分别进行模型的建造(图 1)

储层地质模型是储层特征及其非均质性在三维空间上分布和变化的具体表征^[2]。建立储层地质模型的目的就是通过储层参数的定量研究,准确界定有利储层的空间位置和分布范围,并预测出井间储层参数的变化。本文采用确定性建模与随机建模相结合的方法建立沉积微相模型,然后根据不同沉积微相的储层参数定量分布规律,分相带建立储层参数分布模型。研究区井距在 250~350 m 之间,考虑将平面网格步长设计为 20m×20m,可以保证绝大多数井与井之间具有 10 个以上网格;在纵向上单砂体厚度一般都在 1~5 m,设计垂向网格步长为 0.5 m,可识别出厚度小于 1 m 的砂体。

2.1 沉积微相建模

研究表明^[3-4],沉积相控制着储层的空间分布和原始物性。储层物性的变化与沉积相关系密切,对于具有多种相带分布的储层来说,在建立物性参数模型之前需要建立能够表征储层较大尺度范围内非均质性的沉积微相模型^[5]。

储层沉积微相随机建模在国内外已经广泛开展^[6-9]。在构造模型的基础上,根据单井相划分的沉积微相作为输入,同时以微相平面图为约束条件,参考微相控制下砂体的平面展布形态,对各微相的离散化数据进行分析,在数据分析的过程中要考虑各沉积微相的规模、走向和展布规律是否与油田基本地质认识一致。将研究区内主要沉积微相水下分支河道、水下分支河道间(湾)、河口砂坝和前缘席状砂分别以数字代码 1、2、3、4 表示,采用指示克里金方法,模拟出研究区内沉积微相分布模型。

2.2 储层物性参数建模

储层物性参数模型是油藏地质模型的核心,是储层特征及其非均质性在三维空间上的分布和变化的具体表征。相控建模的目的不仅要建立沉积微相模型,而且在所建微相模型基础上,对 4 种主要微相砂体的主方向(平行砂体走向)、次方向(垂直砂体走向)和垂向方向分相带调用物性参数进行变差函数分析,计算出物性参数的变差函数(表 1、表 2),最后在井资料约束下用序贯高斯模拟方法^[10-11]生成物性参数模型。以欢 50 区块杜家台杜 I₃² 小层孔隙度和渗透率模型为例,欢 50 区块孔隙度和渗透率都较低,两者相关性很差,水下分支河道和河口坝渗透率、孔隙度值明显高于分支河道间(图 2)。

图 3 为欢 50 区块杜 I₃² 小层模拟前后孔隙度与

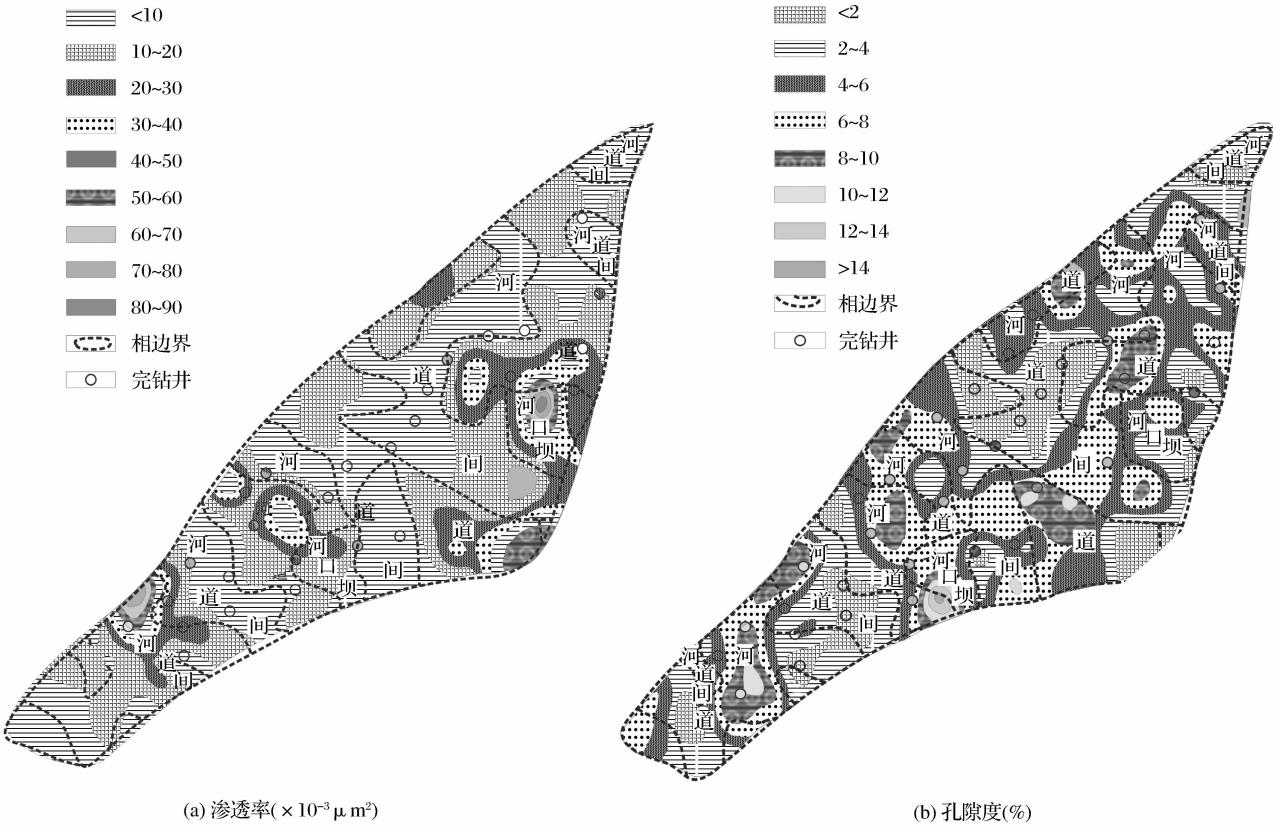


图 2 欢 50 区块杜家台油层杜 I₃ 小层渗透率、孔隙度与沉积相迭加

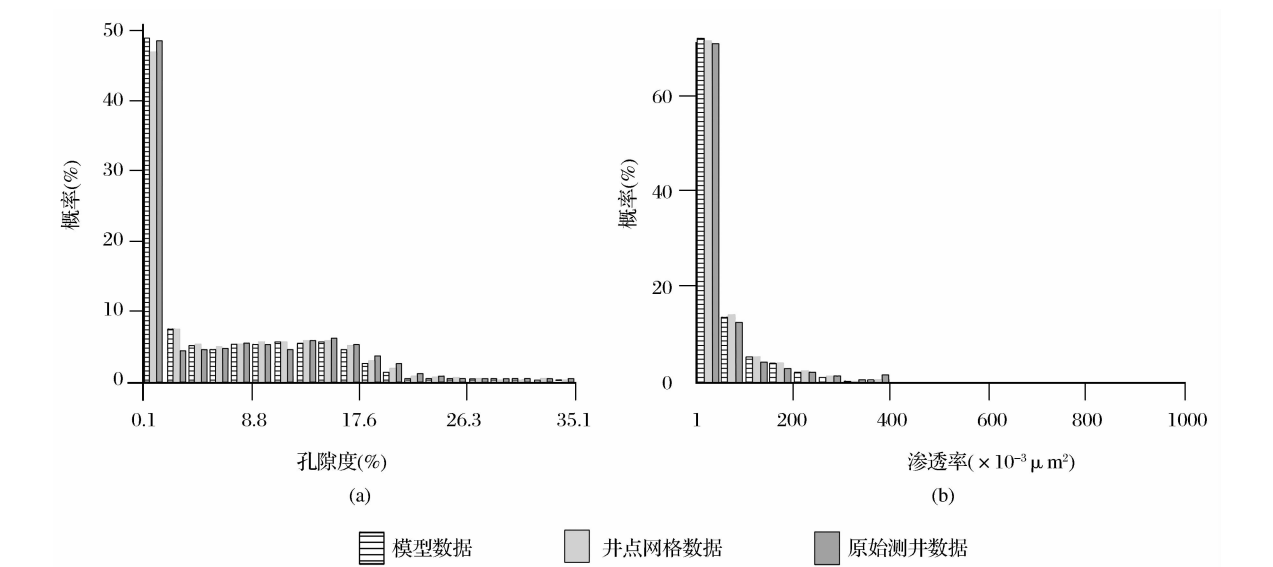


图 3 欢 50 区块杜 I₃ 小层模拟前后孔隙度(a)与渗透率(b)频率分布对比

表 1 欢 50 区块杜家台层 I ₃ 小层				
不同微相砂体孔隙度变差函数及拟合结果				
微相砂体	孔隙度变程(m)			主变程方位 (°)
	主变程	次变程	垂向变程	
水下分支河道	1 500	500	2	110
水下分支河道间(湾)	2 000	800	3	120
河口砂坝	500	200	2	110

表 2 欢 50 区块杜家台层 I ₃ 小层				
不同微相砂体渗透率变差函数及拟合结果				
微相砂体	渗透率变程(m)			主变程方位 (°)
	主变程	次变程	垂向变程	
水下分支河道	1 200	400	2	120
水下分支河道间(湾)	3 000	1 000	2	60
河口砂坝	450	200	1	110

渗透率频率分布对比直方图,从图中可以看出,原始测井、井点网格和所做模型 3 种数据分布频率基本一致,说明建模过程忠实于井点参数的原始分布,模型结果值得信赖。

3 结论

(1)通过对辽河盆地欢喜岭油田欢北杜家台油藏扇三角洲储层沉积微相岩性、电性和沉积构造特征的分析,优选出了 3 个有利区块,采用小网格模拟出了这些区块的微相模型,在此基础上建立了该储层的物性参数模型。

(2)采用确定性建模与随机建模相结合、地质学家的地质经验与微相分布的不确定性相结合的方法进行沉积微相模拟,可以使所建模型更接近地下地质实际。

(3)研究区储层孔隙度、渗透率的分布受沉积微相控制明显,采用相控建模的方法解决了岩性与物性参数分布不匹配的问题。

(4)三维立体模型可直接用于储层非均质性研究,结合生产动态和数模结果,寻求合理的开发方案。实践证明在研究区范围较大的情况下,对研究区进行有利区块优选分析,在具有代表性的典型区块进行油藏地质建模不但可提高地质模型的精度,而且可提高油藏数值模拟的精度和工作效率。

参考文献:

[1] 吴铁生,王明武. 辽河油田勘探 40 年[M]. 北京:石油工业出

版社,2007:167-177.

- [2] 吴胜和,金振奎,黄伦钿,等. 储层建模[M]. 北京:石油工业出版社,1999:83-111.
- [3] 李士祥,胡明毅,李浮萍. 川西前陆盆地上三叠统须家河组砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学,2007,18(4): 535-539.
- [4] 李士祥,胡明毅,李霞. 榆林气田山西组 2 段砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学,2005,16(2):200-205.
- [5] Damsleth E, Omre H, Haldorsen H, *et al.* A two-stage stochastic model applied to North Sea reservoir[J]. Journal of Petroleum Geology, 1992, 44(4):402-408.
- [6] 裘怿楠,贾爱林. 储层地质模型十年[J]. 石油学报,2000,21(4):101-104.
- [7] 吴胜和,金振奎,黄伦钿,等. 储层建模[M]. 北京:石油工业出版社,2000:1-11.
- [8] Srivastava R M. An overview of stochastic methods for reservoir characterization[M]//Yarus J M, Chambers R L. Stochastic Modeling and Geostatistics: Principles, Methods and Case Studies. AAPG Computer Applications in Geology, 1994:3-16.
- [9] 吕晓光,王德发. 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):10-16.
- [10] Haldorsen H, Damsleth E. Stochastic modeling[J]. Journal of Petroleum Technology, 1990, 42(4):404-412.
- [11] Tyler J, Henriquez A, Svanes T. Modeling Heterogeneities in Fluvial Domains: A Review of the Influence on Production Profiles[M]. American Association of Petroleum Geologists Computer Application in Geology, 1995:77-90.

Modeling for Fan Delta Reservoir in Dujiatai, North of Huanxiling Oilfield

LIAO Cheng-jun^{1,2}, SONG Xing-wen², ZHANG Qing-long¹

(1. Department of Earth Science and Engineering, Nanjing University, Nanjing 210093, China;

2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Liaohe Oilfield Company, Panjin 124010, China)

Abstract: The reservoir of Dujiatai in the north of Huanxiling Oilfield is of low porosity, low permeability and high heterogeneity. The characteristics of the reservoir and the microfacies in the study area was analyzed and researched. The characteristics of the microfacies, including underwater channel, underwater interfluvial bar and sheet sand, were analyzed in the area. The microfacies model and the reservoir model of the study area were built up by using fine grid and lots of indicators in three target blocks. The results show that, under the control of the facies model, the reservoir model can show the underground facts better, and the model is fit for the work of developing the remaining oil.

Key words: Fan delta reservoir; Microfacies study; Reservoir modeling; Dujiatai in the north of Huanxiling.