

文章编号: 1001-6112(2006)04-0404-05

# 低渗透储层非均质模式与剩余油分布

——以辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块杜家台油层为例

李红南<sup>1,2</sup>, 徐怀民<sup>2</sup>, 许 宁<sup>3</sup>, 黄石岩<sup>4</sup>

(1. 中国石油大学 资源与信息学院, 山东 东营 257061; 2. 中国石油大学 采收率研究所, 北京 102249;  
3. 辽河油田分公司 勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124000; 4. 中国石油化工股份有限公司, 北京 100029)

**摘要:**综合运用辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块油藏静、动态资料,建立了杜家台油层储层层内、层间及平面 3 个层次的宏观非均质模式,揭示出扇三角洲前缘低渗透储层剩余油的分布规律。研究表明,该储层宏观非均质性强,层内剩余油主要富集在正韵律砂体的上部和复合韵律砂体的低渗透、强非均质部位;平面剩余油主要分布在扇三角洲水下分支河道砂体边缘、连通性差或分布局限的砂体内;层内剩余油富集程度与纵向上层间旋回性基本一致,在物性差、非均质性相对强的层位富集。研究认为宏观非均质性控制平面和垂向剩余油的形成与分布。

**关键词:**剩余油;储层非均质模式;扇三角洲;杜家台油层;齐 9—欢 50 区块;辽河西部凹陷

**中图分类号:** TE323

**文献标识码:** A

## 1 地质概况

齐 9—欢 50 区块位于辽河西部凹陷西斜坡南部的断鼻构造带上,构造面积 9.1 km<sup>2</sup>。杜家台油层属于古近系沙河街组沙四上亚段地层,储集层主要为扇三角洲前缘中—细砂岩、不等砾砂岩和粉砂岩<sup>[1~3]</sup>。油层埋深 2 200~2 775 m,胶结作用强烈,平均孔隙度为 14%,平均渗透率为 71.2×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>,以低孔低渗储层为主。该区块自 1980 年全面注水开发,目前综合含水 56%,采出程度仅 16.42%,纵横向上水驱动用程度不均,剩余油分布异常复杂。本文以储集层宏观非均质性研究为基础,分析预测齐 9—欢 50 区块剩余油的分布规律。

## 2 储层非均质模式

### 2.1 层内非均质模式

#### 2.1.1 层内韵律及非均质模式

沉积微相研究表明,齐 9—欢 50 区块杜家台油层的单层韵律以正韵律为主,复合韵律和反韵律为辅。正韵律多在扇三角洲前缘水下分支河道砂体中出现,单层砂体厚度一般为 1~3 m;复合韵律多出现在多期河道叠置的厚砂体及不同微相交互相沉积砂体中,呈现砂泥交互特征,砂体厚度一般为 3~8 m;反韵律多出现在河口坝沉积中,单层砂体厚度一般为 1.5~3 m。

据岩心物性分析及测井储层评价的成果,杜家

台油层单层渗透率在垂向上也分为正韵律、复合韵律和反韵律 3 种主要模式(图 1)。正韵律模式层内非均质性强,上下部渗透率值相差大,渗透率级差(最大值/最小值)一般大于 95,突进系数平均 3.7,变异系数为 0.4~1,夹层频率 0.1~0.4。反韵律模式呈现上高渗下低渗特征,渗透率差异向下不断减小,渗透率级差一般小于 50,突进系数平均 2.3,变异系数为 0.4~0.6,夹层频率接近 0.2。复合韵律进一步细分为多个物性向上变差的非均质模式、向上变差—变好的模式、向上变好—变差的模式及杂乱模式,即向上变化无规律等,层内非均质特征参数相差较大,渗透率级差最大达 4 000,突进系数一般大于 3,变异系数多大于 1,夹层频率普遍介于 0.2~0.6 之间。

此外,该区块杜家台油层中还存在一个“单层”内储集物性变化较小的均质韵律模式,它实际是由多层砂体叠置而成<sup>[4]</sup>,在研究区分布极少。

研究区储层的粒度韵律性与储层渗透率的韵律性具有相关性,但不完全一致,这主要与储层原始沉积结构受后期成岩改造有关<sup>[5]</sup>。

#### 2.1.2 层内夹层及分布

层内夹层是指分散在单砂层内的相对低渗透层或非渗透层,它们直接影响单层砂体规模的垂直和水平渗透率比值。通过研究单砂层内夹层的类型及其分布规律,能够揭示储层层内非均质性及其对注入剂波及体积的影响和控制作用<sup>[6,7]</sup>。

收稿日期:2005-12-23;修订日期:2006-06-27。

作者简介:李红南(1972—),女(朝鲜族),吉林梅河口人,博士生,讲师,主要从事油气田开发地质教学和研究工作。

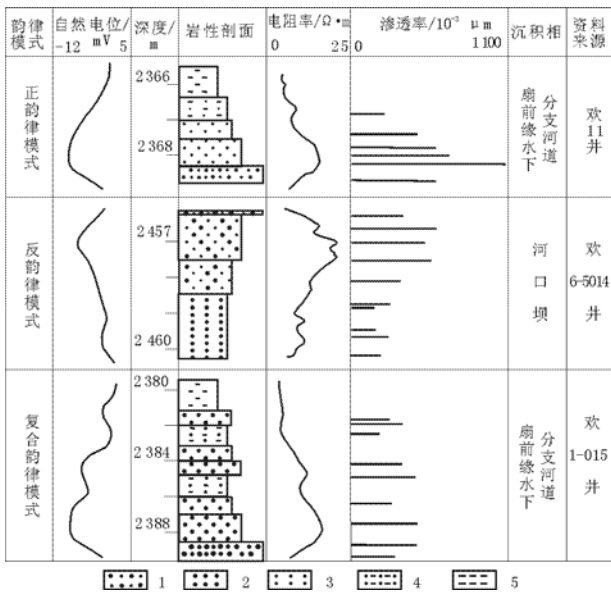


图 1 辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块杜家台油层储层层内非均质模式

1. 砂砾岩; 2. 粗砂岩; 3. 中细砂岩; 4. 泥质粉细砂岩; 5. 泥岩

Fig. 1 The intraformational heterogeneity models of the Dujiatai oil zone in Qi 9-Huan 50 Block, the West Liaohe Depression

研究区各类韵律层内夹层分为泥质夹层、钙质夹层和物性夹层。泥质夹层主要由泥岩、粉砂质泥岩及泥质粉砂岩等组成, 多以泥质薄层和层理中的泥质条带等形式分布; 此类夹层的形成与分布受沉积环境的控制, 泥质薄层常发育在扇前缘水下分支河道及席状砂微相中, 而泥质条带在扇前缘水下分支河道间沉积及不同微相交互处发育。钙质夹层和物性夹层是成岩作用的产物。钙质夹层常在扇前缘水下分支河道厚层砂体顶底与泥岩接触界面附近发育, 被来自泥岩的  $Ca^{2+}$  胶结, 形成顶底被胶结的表层致密条带; 物性夹层则是胶结作用降低储层渗透率而形成的砂体内部隔挡层。这 3 类夹层对储层层内非均质性影响较大。统计各小层渗透率非均质参数, 夹层厚度不均一, 介于 0.25~0.875 m 之间, 夹层频率多为 0.1~0.63, 其中 II 油组 1 砂层组 1 小层的夹层频率高达 0.71, 层内非均质程度最强。

### 2.2 平面非均质模式

平面非均质性是指单一油层砂体的几何形态、规模、连续性、渗透率和孔隙度的空间变化引起的非均质性。研究区砂体发育受沉积微相的控制, 平面上单砂体由北向南顺水流方向长条状展布, 宽约 200~300 m, 在扇前缘水下分支河道部位砂体发育, 沉积厚度大。由于水下分支河道的频繁迁移改道, 砂体侧向上连续性较差, 长宽比为 3:1 至 10:1。

河口坝砂体宽约 200~400 m, 常与分支河道砂体交汇叠加。前缘席状砂砂体呈叶状连片分布, 连续性较好, 但宽厚比值较大, 主要在研究区南侧发育。由于扇前缘不同微相沉积物的堆积、下切和拼贴, 致使纵、横向上地层岩性和厚度的变化较大。砂体间具有复杂多样的连通方式, 其中以砂体的下切叠加和侧向拼贴方式为主。当扇三角洲前缘水流强度增强时, 水下分支河道变宽, 横向上砂体连片分布, 纵向上分支河道主流线附近上下两层之间的砂体常下切叠置, 平面非均质性相对弱; 当扇三角洲前缘水流能量减弱时, 微相带发育窄, 砂体分隔性强, 连通系数低, 致使平面非均质性增强。据区内注采关系分析, 扇三角洲前缘水下分支河道微相厚约 4 m 的叠置砂体, 在相邻井距 180~240 m 范围内具有横向连通性。

小层渗透率和孔隙度的平面非均质性也较强, 孔隙度主要为 8%~17%, 渗透率的变化范围较大, 为  $(0 \sim 360) \times 10^{-3} \mu m^2$ , 最高达  $4\ 000 \times 10^{-3} \mu m^2$ , 低孔低渗值分布范围较大。

储层物性的平面非均质性受沉积微相及砂体发育程度控制(图 2)。扇三角洲前缘水下分支河道和河口坝主体部位砂体厚度大, 物性好, 砂体边缘及前缘席状砂砂体次之, 扇三角洲前缘分支河道间沉积物物性最差, 基本为低值区。

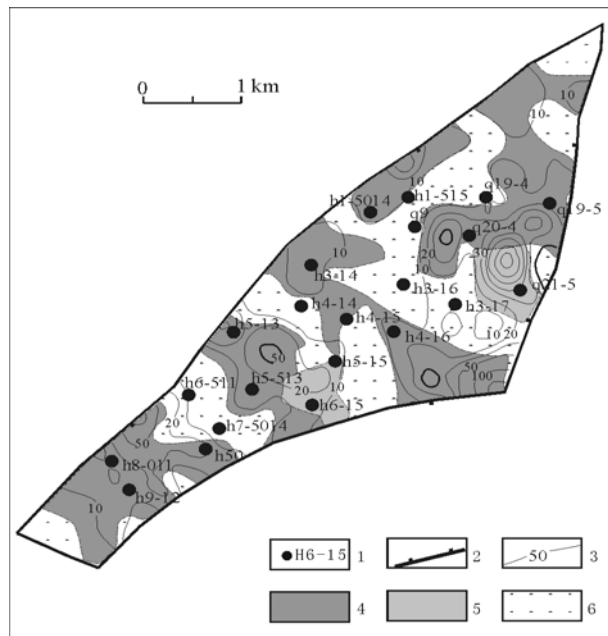


图 2 辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块杜家台油层不同沉积微相渗透率分布

1. 井位井号; 2. 断层线; 3. 渗透率等值线; 4. 水下分支河道; 5. 河口坝; 6. 水下分支河道间

Fig. 2 The permeability distribution of the different micro-sedimentary facies in Dujiatai oil zone in Qi 9-Huan 50 Block, the West Liaohe Depression

### 2.3 层间非均质模式

齐 9—欢 50 区块杜家台油层地层厚度达 237.2 m, 自下而上划分为 3 个油组、9 个砂层组及 29 个小层, 反映层间隔层多、储层薄的特点。

储层层间渗透率的差异是揭示层间非均质特征最为敏感的参数。以 I 油组 3 砂层组为例, 该砂层组共分 3 个小层, 其中  $I_3^3$  小层砂体最发育, 扇三角洲前缘水下分支河道砂体分布面积广; 最高渗透率达  $234.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 平均渗透率为  $42.44 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 向上  $I_3^2$  和  $I_3^1$  小层砂体发育规模逐渐减弱, 最高渗透率及平均渗透率均降低(表 1)。总体上,  $I_3^3$ ,  $I_3^2$  和  $I_3^1$  小层的非均质性逐渐增强, 垂向上显示正旋回特征。

隔层是指分割不同砂体的非渗透层, 其作用是将上下相邻的油层完全隔开, 使层间不发生油、气、水窜流, 形成 2 个独立的开发单元。杜家台油层以泥质隔层为主, 岩性为泥岩、砂质泥岩及泥质粉砂岩等; 其次为胶结致密的物性隔层, 包括砂质砾岩和泥质砾岩。由于湖盆逐渐发育, 水体加深, 上部 I 油组中隔层的厚度及分布范围大于中下部 II, III 油组, 而不同时期扇三角洲前缘水流能量的变化及水下分支河道的不稳定性, 则影响砂层组内部隔层的发育程度。各小层间隔层厚度平均值介于 2.3~9.4 m 之间, 厚度小于 3 m 的隔层占隔层总数的 8.9%, 3~5 m 的隔层占隔层总数的 13.8%, 大于 5 m 的泥质隔层占隔层总数的 77.3%。

层间隔层的广泛分布及岩性、厚度在纵横向上的不均一性, 导致单砂层厚度小, 砂层层数多。该区杜家台油层分层系数在 8.4~25.7 之间, 平均分层系数为 14.4, 具有较强的层间非均质性。

## 3 剩余油分布

### 3.1 层内剩余油分布

#### 3.1.1 正韵律模式

正韵律模式主要出现在扇三角洲前缘水下分支河道沉积砂体中, 在研究区分布较普遍。这种模

式主要受粒度及渗透率的垂向差异影响, 砂体水洗段位于韵律的下部, 上部绝大多数未被水波及到, 水驱效率低, 剩余油富集(图 3)。

#### 3.1.2 反韵律模式

单砂层粒度下细上粗, 渗透率值下低上高, 是河口坝微相砂体的典型特征。此类砂体在水驱过程中表现出驱油效率高的特点, 韵律上部水淹较强, 中部水淹中等, 下部水淹较弱, 剩余油分布于渗透率相对较低的下部层段(图 3)。

#### 3.1.3 复合韵律模式

这种模式是该区分布最广泛的一种, 约占研究区砂体的 40%, 主要是扇三角洲前缘多期水下分支河道迁移叠置的产物, 在不同微相相互交叉叠合部位、前缘席状砂砂体及成岩作用改造的正韵律砂体中也发育。此类砂体厚度大, 且垂向粒序及渗透率变化复杂, 水洗段在韵律的上、下部位不匀, 使剩余油的垂向分布复杂化, 剩余油主要富集在层内渗透率相对低、非均质性较强的部位(图 3)。

总之, 杜家台油层扇三角洲前缘砂体层内垂向非均质性强, 储层具有低渗透特点, 水驱波及效率低, 水淹程度较低, 层内剩余油分布复杂。

### 3.2 平面剩余油分布

平面剩余油分布受砂体的外部几何形态、连通性及顶底起伏控制<sup>[8,9]</sup>。沿着扇三角洲前缘水下分支河道主流线方向, 砂体连通性好, 孔渗性相对较高, 油气原始富集程度高, 但易水淹。在水下分支河道的短轴方向上, 砂体边缘及连通砂体侧向拼贴部位, 孔渗性变化快, 阻碍了流体的均匀渗流, 水淹程度相对较弱。据欢 6—15 注采井组的数据分析, 欢 5—515 井与欢 7—14 井的注水效果差异很大。因欢 7—14 井和欢 6—15 井主力产层位于同一分支河道主流线上, 注水效果明显, 注水初期自喷生产, 日产油达 54 t; 而欢 5—515 井位于分流间湾及前缘薄层砂部位, 很难见到注水效果, 产量较低。总体上, 砂体连通性差、水驱波及效果差的部位剩余油相对富集, 但剩余可采储量丰度低。

表 1 辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块杜家台油层  $I_3$  砂层组非均质特征参数

Table 1 The heterogeneity parameters of  $I_3$  sand set in Dujiatai oil zone in Qi 9-Huan 50 Block, the West Liaohe Depression

层位	隔层厚度/m		夹层频率		渗透率/( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )		渗透率突进系数		渗透率变异系数	
	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
$I_3^1$	0~12.25	5.67	0~0.31	0.12	0.1~88.0	27.23	1.29~13.25	3.60	0.34~2.30	0.94
$I_3^2$	0~12.00	4.48	0~0.35	0.14	0.4~199.1	40.44	1.22~11.20	3.37	0.20~2.62	0.85
$I_3^3$	0~14.25	5.01	0~0.43	0.15	1.0~234.6	42.44	1.07~11.56	3.24	0.07~2.21	0.82

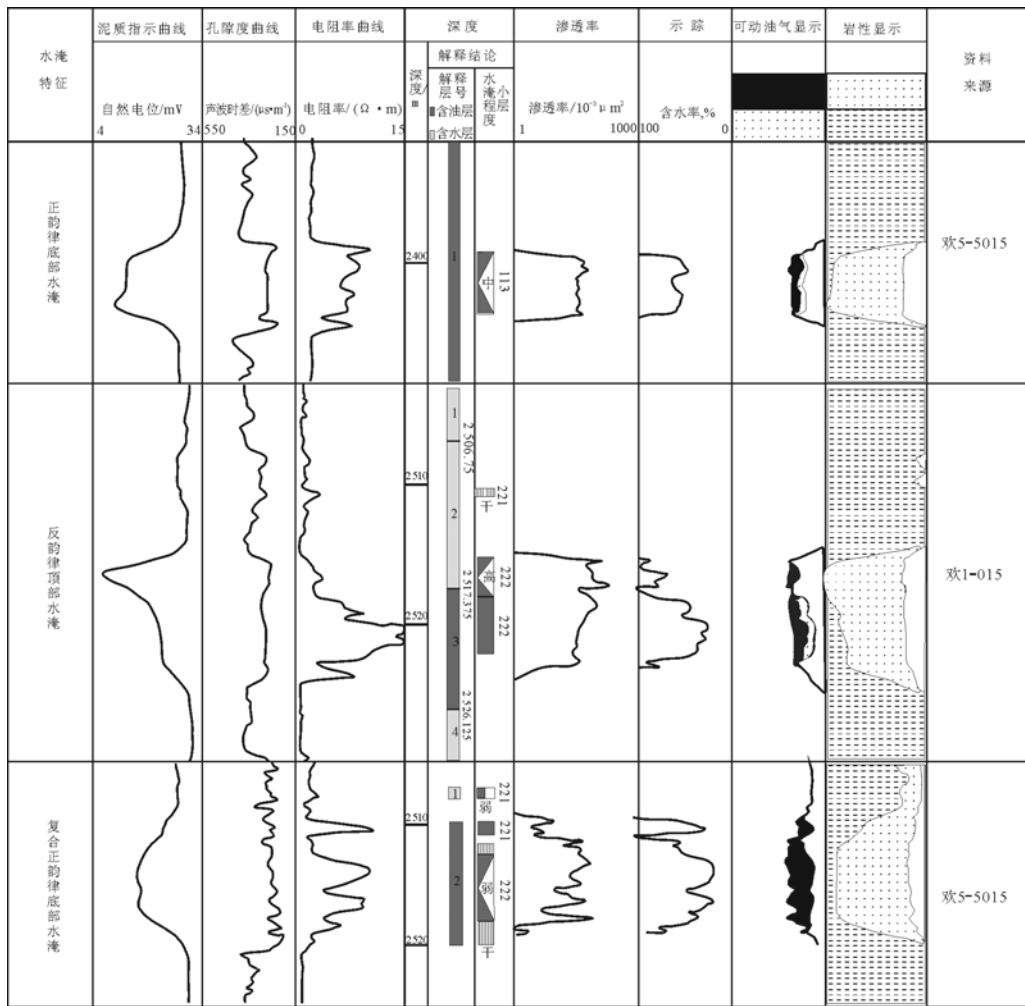


图 3 辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块杜家台油层层内不同韵律模式水淹特征

Fig. 3 The intraformational waterflood features of different sedimentary rhythms in Dujiatai oil zone in Qi 9-Huan 50 Block, the West Liaohe Depression

研究区杜家台油层以低孔低渗储层为主,同一砂体内部低渗透率的分布范围广,渗透率平面非均质性强。水驱过程中,注入水沿平面上的相对高渗透带迅速突进,而低渗透带注水驱动减小,水驱效率低,降低了其水淹面积,导致低渗透区剩余油相对富集。

此外,砂体顶底组合为正向地形时,有利于剩余油的富集。油藏数值模拟研究表明,研究区欢 1—015 井区和欢 5—513 井区微断鼻顶部是剩余油分布的有利区域。

### 3.3 层间剩余油分布

层间差异导致水驱油波及厚度和采出程度的差异。齐 9—欢 50 区块杜家台油层剩余油一般在非均质相对强、物性较差的层位富集。油层总体上处于中等水淹程度,油层纵向水淹程度表现为 III 油组最强, II 油组次之, I 油组最差。油组内下部砂层组的水淹程度较大,同一砂层组内也表现为类似的水淹特征,这与油层层间旋回性基本一致。受水

淹程度的影响,区块 I 油组剩余可采储量最大,其次为 II 油组和 III 油组,各油组中上部小层内剩余油相对富集(图 4)。

## 4 结论

1) 扇三角洲前缘沉积砂体单层内呈现正韵律、反韵律和复合韵律 3 种非均质模式。齐 9—欢 50 区块杜家台油层以正韵律模式和复合韵律模式为主,非均质性强,水淹不均匀,层内剩余油主要分布于渗透率较低、非均质性相对强的部位。

2) 扇三角洲前缘沉积砂体的几何形态、连通性及顶底起伏、渗透性决定了油层的水淹面积和平面剩余油分布。平面剩余油主要分布在水下分支河道砂体的边缘、连通性差的砂体内及平面渗透率相对较低的强非均质部位。

3) 层间剩余油富集程度与纵向上层间旋回性基本一致,剩余油在非均质相对强、物性差的层位富集。

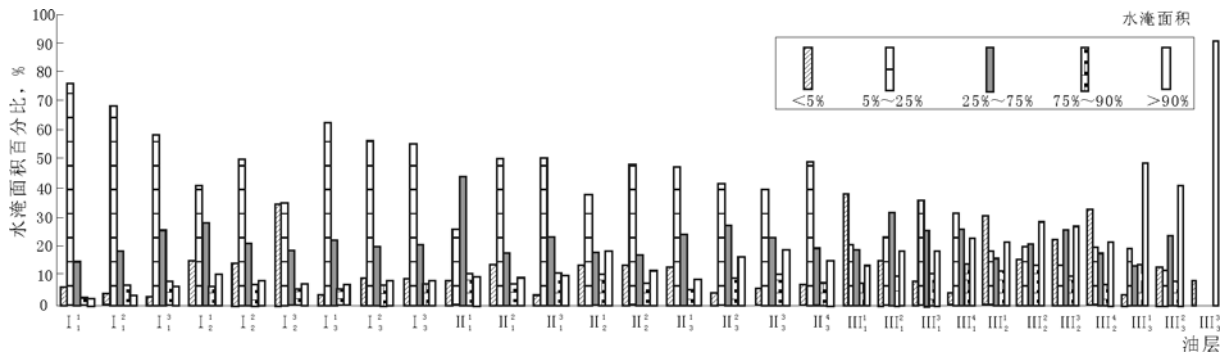


图 4 辽河西部凹陷齐 9—欢 50 区块杜家台油层各小层水淹面积分布比例

Fig. 4 Waterflood-area distribution of each member in Dujiatai oil zone in Qi 9-Huan 50 Block, the West Liaohe Depression

致谢:本课题研究过程中,得到了中国石油大学(北京)刘慧卿教授、张丹丹、李发有及辽河油田勘探开发研究院高洁、阎军生、李程等同志的大力支持和帮助,在此深表谢意。

参考文献:

- 1 盛和宜. 辽河断陷湖盆的扇三角洲沉积[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(3): 60~66
- 2 薛叔浩, 罗平, 杨永泰. 辽河坳陷沉积体系与油气分布[J]. 石油勘探与开发, 1997, 24(4): 19~22
- 3 陈和平, 杨周平, 高洁等. 辽河西部凹陷欢 50 块杜家台油层储集岩特征[J]. 石油实验地质, 1997, 19(4): 363~367

- 4 郭建华, 邹华耀. 欢 50 块杜家台油层储层非均质性研究[J]. 矿物岩石, 1997, 17(4): 39~46
- 5 孙洪斌, 张凤莲. 辽河断陷西部凹陷古近系砂岩储层[J]. 古地理学报, 2002, 4(3): 83~91
- 6 加东辉, 杨香华, 吴小红等. 中等井网密度控制下的浅水三角洲相隔夹层研究[J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(2): 19~22
- 7 侯加根, 焦巧平, 幸华刚等. 大港段六拨油田网状河沉积及储层非均质性研究[J]. 石油实验地质, 2003, 25(4): 399~402
- 8 曾发富, 董春梅, 宋浩生等. 滩坝相低渗透油藏储层非均质性与剩余油分布[J]. 石油大学学报, 1998, 22(6): 39~45
- 9 李继红, 曲志浩, 岳乐平等. 二连盆地蒙古林砾岩油藏阿三段储层宏观非均质性及剩余油分布研究[J]. 石油实验地质, 2003, 25(2): 153~157

## THE HETEROGENEITY MODEL OF LOW PERMEABILITY RESERVOIR AND REMAINING OIL DISTRIBUTION

### —A CASE STUDY OF DUJIATAI OIL ZONE IN QI 9-HUAN 50 BLOCK, THE WEST LIAOHE DEPRESSION

Li Hongnan<sup>1,2</sup>, Xu Huaimin<sup>2</sup>, Xu Ning<sup>3</sup>, Huang Shiyan<sup>4</sup>

- (1. College of Geo-Resources and Information, China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257061, China;
2. Oil Recovering Research Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
3. Institute of Petroleum Exploration and Development, Liaohe Oilfield, Panjin, Liaoning 124010, China;
4. SINOPEC, Beijing 100029, China)

**Abstract:** Three macro-heterogeneity models of reservoir, interbedded, intraformational and planar, has been established for the Dujiatai reservoirs in Qi 9-Huan 50 Block in the West Liaohe Depression based on the dynamic and static data. And the distribution principle of remaining oil for low permeability reservoirs in the front of fan delta facies has been revealed. Moreover, the effect of macro-heterogeneity on forming and distribution of remaining oil has been discussed. Research shows that the macro-heterogeneity of this set of reservoir beds is apparent, that the vertical distribution of remaining oil within oil zones is controlled by interbedded and intraformational anisotropism and that the planar distribution is controlled by planar and intraformational anisotropism.

**Key words:** remaining oil; heterogeneity model of reservoir; fan delta; Dujiatai oil zone; Qi 9-Huan 50 Block; the West Liaohe Depression