

文章编号: 0253-9985(2001)03-0253-03

濮城油田沙河街组二段剩余油的分布

周 瑜¹, 邓 君¹, 石维民¹, 韩小琴¹, 王晓华¹, 李道亮²

(1. 中原油田分公司勘探开发科学研究院, 河南濮阳 457001;

2. 中原油田分公司采油二厂, 河南濮阳 457001)

摘要: 濮城油田东区沙河街组二段为多油层非均质层状油藏, 现已进入高含水开发期, 其剩余油储量为 396×10^4 t, 主要集中在断层附近、构造高部位及复杂断块区。微构造和储层性质是影响剩余油分布的主要因素, 正向微构造和小断层遮挡所形成的微型屋脊式构造是剩余油集中的部位; 非均质性严重、渗透率低的流动单元其剩余油饱和度高。另外, 注采系统亦对剩余油的分布有一定影响, 注采井距加大, 剩余油饱和度则增大。

关键词: 剩余油; 微构造; 沉积微相; 注采系统; 濮城油田

第一作者简介: 周瑜, 男, 35 岁, 工程师, 油气田开发

中图分类号: TE343

文献标识码: A

濮城油田东区沙河街组二段为一典型的多油层非均质层状油藏, 含油小层多、单层厚度小、层间渗透率差异大(渗透率级差达 20 倍), 在注水开发过程中表现为层间动用差异大, 水驱动用程度低。目前已累积采出地质储量的 28.7%, 综合含水 89.3%, 已进入高含水开发期。

1 定性分析

1.1 密闭取芯井水淹状况

据密闭取芯井濮 3-227 井水淹状况分析, 层内水淹均匀, 层间水淹差异较大。河道砂相为中-强水洗, 剩余油饱和度 36.6%~48.7%; 河间砂相为中等水洗, 剩余油饱和度 37.6%~50.3%; 远砂相为弱水洗或未水洗, 剩余油饱和度 50.4%~55.0%。表明河道砂相水淹程度高, 剩余油少; 河间砂相和远砂相水淹程度低, 剩余油饱和度高。

1.2 室内多层水驱油试验

天然岩芯样品的单层单注单采、两层合注分采和三层合注分采水驱油试验结果表明: (1) 单层单注单采时, 储层渗透率对采收率影响不大, 无论其渗透率大小, 其无水期采出程度和最终采收率均比多层合注单采时高。(2) 当多层合注单采时, 无论储层的非均质性强弱, 对其单层而言, 无水期采出程度和最终采收率都有不同程度的减小, 其见水时间比单层单注单采时提前, 含水上升加快。储层渗

透率级差越大、非均质性越强, 单层随着渗透率的减小, 无水期采出程度和最终采收率减小的幅度增大。因此, 储层非均质性较强时, 其对开发效果影响较大。(3) 多层合注单采时, 综合含水与其渗透率最大的单层含水接近, 当储层渗透率级差不大, 非均质性较弱时, 对单层的采收率影响不大, 与其单注单采时相比有所减小, 各层水驱油较均匀, 层数多少对其开发效果影响不大。(4) 对于多层合注单采时, 随着含水上升达到一定程度(含水为 98%) 时, 将其逐层关闭, 试验结束时, 多层合注单采最终采收率与单层单注单采时接近, 说明多油层合层开采时, 随着油层层数增加, 层间非均质性增强, 采收率降低, 差层动用程度低, 剩余油富集。

1.3 动态监测

据 8 口井产出剖面统计, 河道砂相产层厚度百分数为 44.0%, 相对产液百分数为 35.4%; 河间砂相和远砂相产层厚度百分数分别为 49.0% 和 6.9%, 相对产液百分数为 58.3% 和 6.3% (表 1)。由此可

表 1 东区沙河街组二段下油藏产出剖面统计

Table 1 Statistics of producing profile of the lower oil pool of Sha2 submember in the east part of Pucheng Oilfield

沉积微相	射 开		产 出 层		
	厚度/m	层数/层	厚度/m	层数/层	日产液量/m ³
河道砂相(Sh)	111.3	23	71.7	17	118.6
河间砂相(Q)	114.0	50	79.9	35	195.7
远砂相(Y)	36.0	29	11.3	11	21.2

以看出, 渗透率高、厚度大的河间砂相为主产液层; 远砂相基本上不产液; 河间砂相和远砂相, 水驱动

用差, 剩余油多。

据 49 条吸水剖面统计, 河道砂相吸水厚度百分数为 38.3%, 河间砂和远砂相吸水厚度百分数分别为 40.2% 和 21.5%(表 2)。注水井调剖后, 河道砂吸水厚度减小, 河间砂和远砂相吸水厚度增加。从相对吸水百分数看, 河道砂相对吸水百分数为 45.8%, 高于河间砂和远砂相, 表明河道砂是主要吸水层, 储量水驱动用程度高, 剩余油少; 河间砂和远砂相水驱效果较差, 储量动用程度低, 剩余油相对富集。

表 2 东区沙河街组二段下油藏吸水剖面统计

Table 2 Statistics of water absorbing profile of the lower oil pool of Sha₂ member in the east part of Pucheng Oilfield

沉积微相	射 开		吸 水 层		绝对吸水 /m ³ ·d ⁻¹	相对吸水 /%
	厚度 /m	层数 /层	厚度 /m	层数 /层		
河道砂相(Sh)	501.1	158	287.6	98	3 188	45.8
河间砂相(Q)	532.8	289	302.4	130	2 568	36.9
远砂相(Y)	350.9	323	161.5	93	1 199	17.2

1.4 水淹层测井

据 33 口新井水淹层测井资料解释分析, 河道砂水淹层共 80 层, 厚 264.3 m, 厚度百分数为 62.2%; 河间砂和远砂相水淹层分别为 57 层和 10 层, 厚 99.7 m 和 15.1 m, 厚度百分数为 46.2% 和 32.1%。表明河道砂相水淹严重, 高含水; 河间砂和远砂相水淹程度较轻, 含水低, 是调整挖潜的主要对象。

2 定量研究

2.1 网格系统划分

东区沙河街组二段下油藏共划分为 8 个含油砂层组, 50 个流动单元。建立模拟模型时, 根据精细数值模拟的要求, 纵向上以流动单元为模拟小层, 平面上以控制构造大断层的延伸方向为纵轴, 垂直方向为横轴建立网格系统。平面上网格划分选取不等距的不规则网格系统, 南北方向与濮 31、濮 49、濮 25 等断层一致, 划分为 107 个网格, 东西向划分为 35 个网格, 网格步长一般在 50 m 左右。东区沙河街组二段下精细数值模拟网格总节点数为 187 250 个, 其中有效节点数 70 908 个。

2.2 历史拟合

油藏历史拟合主要是对压力、含水和气油比等参数随时间变化关系的拟合, 对注水开发的油藏历史拟合主要是压力和含水变化历史的拟合。压力拟合包括全油田压力和单井地层压力拟合, 全油田

压力主要与压缩系数和产量、注水量有关, 在储量拟合的基础上, 拟合全区、单井的采出量和注入量, 最后全区压力也得到较好的拟合。含水拟合也就是地下含水饱和度分布的拟合, 主要受相对渗透率和局部地区渗透率的影响。依据油水相对渗透率曲线及油水粘度, 依照分流量公式计算含水率 f_w 。

在历史拟合达到精度要求后, 应用 Earthvision 三维可视化软件进行后处理, 绘制出剩余油饱和度分布图(图 1)。

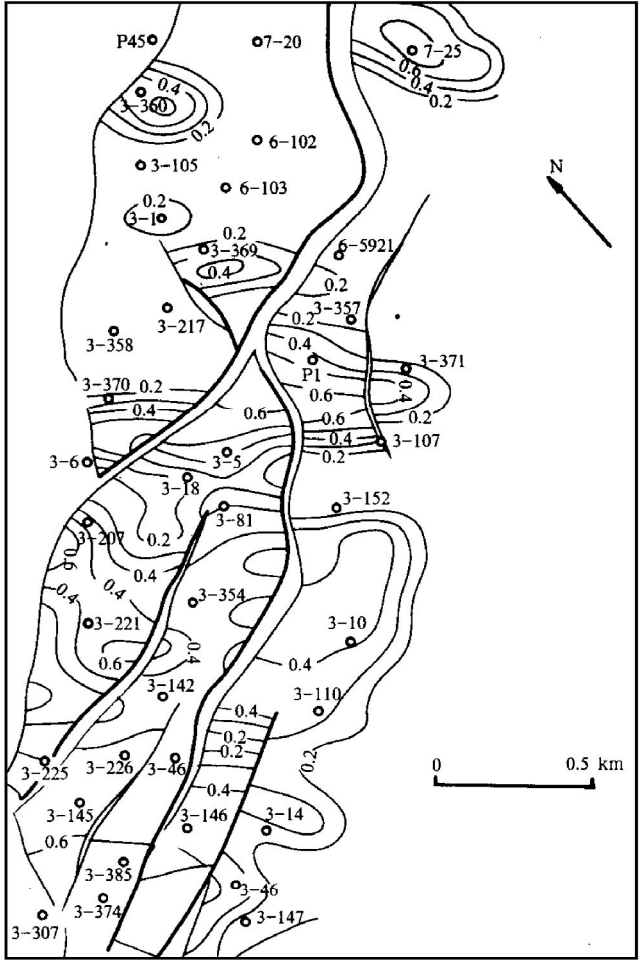


图 1 东区沙河街组二段下 4⁴ 剩余油饱和度图

Fig. 1 Remaining oil saturation of the lower 4⁴ sublayer of the Sha₂ member in the east part of Pucheng Oilfield

2.3 剩余油储量

通过剩余油定量研究和定性分析, 剩余油储量为 396×10^4 t, 占油藏储量的 47.0%。剩余油饱和度大于 60% 的储量 300×10^4 t, 其中, 透镜状油砂体储量 98×10^4 t, 占总储量的 12.0%; 已控制未水驱储量 106×10^4 t, 占总储量的 13.0%; 弹性开采储量 96×10^4 t, 占总储量的 12.0%。剩余油饱和度 50%~60% 的储量(即弱水淹) 96×10^4 t, 占总储量的 10.0%。

3 剩余油分布

3.1 平面分布

(1) 区域分布: 剩余油饱和度大于 50% 的地区主要集中在断层附近、构造高部位及复杂断块区。

(2) 注采井间分布: 远离注水井的地区剩余油饱和度高, 注水井附近低(小于 45%); 沿河道主流线方向水淹程度高, 非主流线方向剩余油多; 注采井间分流线处往往是水动力“滞流区”, 剩余油饱和度高; 岩性、物性剧烈变化部位主要在有效厚度零线附近及油藏边界附近, 油层零散分布, 厚度小, 井网未控制, 剩余油饱和度高。

(3) 分布形态: 多为孤岛状或窄条带分布。

3.2 层间分布

根据储层物性和储量丰度将 50 个流动单元分为 I 类、II 类和 III 类流动单元。从各流动单元剩余油分布来看, 储层物性好、储量丰度大的 I 类流动单元($3^{4,5}$, $4^{2,6}$, $5^{1,6}$) 剩余油饱和度低; 储层物性差、储量丰度低的 II 类和 III 类流动单元剩余油饱和度高。纵向上剩余油分布规律是 III 类流动单元剩余油饱和度高于 II 类流动单元, II 类流动单元高于 I 类流动单元。

3.3 层内分布

不同沉积韵律的油层在注水开发过程中, 会出现不同的剩余油分布形式。正韵律油层底部物性好于上部, 注入水沿底部突进, 上部水淹程度轻; 反韵律油层注入水首先沿顶部推进, 随着注水量的不断增加, 加之重力和毛细管力的作用, 水驱厚度逐渐扩大, 下部中低渗透层逐步受到水驱, 纵向上水线推进比较均匀, 水淹厚度大; 复合韵律油层, 中上部类似正韵律水驱, 下部近似反韵律水驱^[1]。东区沙河街组二段下油层呈正韵律特征, 但单层厚度小, 层内均质程度高, 经计算, 层内厚度波及系数最终可以达到 1.0, 表明小层层内剩余油挖潜难度小, 有利于提高小层的最终采收率。

4 影响因素

4.1 微构造

微型构造通常有正向微构造、负向微构造和斜向微构造 3 种类型^[2]。通过对东区沙河街组二段下油藏微构造的研究, 主要有正向微构造、负向微构造和小断层遮挡所形成的微型屋脊式构造, 其中正向微构造和小断层遮挡所形成的微型屋脊式构

造是剩余油集中部位。1996~1997 年在有利微构造部位部署 9 口调整井, 电测解释油层和 II 级水淹层厚度百分数为 62.3%, 投产初期平均单井日产油 19.3 t, 平均含水 35.9%。

4.2 储层非均质性及沉积微相

从剩余油分布来看, 非均质性严重、渗透率低的 II 类和 III 类流动单元, 剩余油饱和度高。在同一井组不同方向上, 剩余油饱和度的高低主要受岩性、物性的影响。除此之外, 砂体的发育状况和尖灭体的存在对剩余油的影响也较大, 当水流方向垂直于尖灭线或由于尖灭体的遮挡, 使注入水波及不到而形成剩余油。

储层砂体的发育程度、储层物性的好坏及非均质性等与砂体所处的相带密切相关。河道砂厚度大, 孔隙度、渗透率高, 河间砂位于河道砂体侧翼, 分布面积大, 但厚度小, 物性差, 远砂体孔隙度、渗透率低, 砂体最薄。河道砂水淹严重, 剩余油饱和度低; 河间砂和远砂剩余油饱和度高(图 2)。

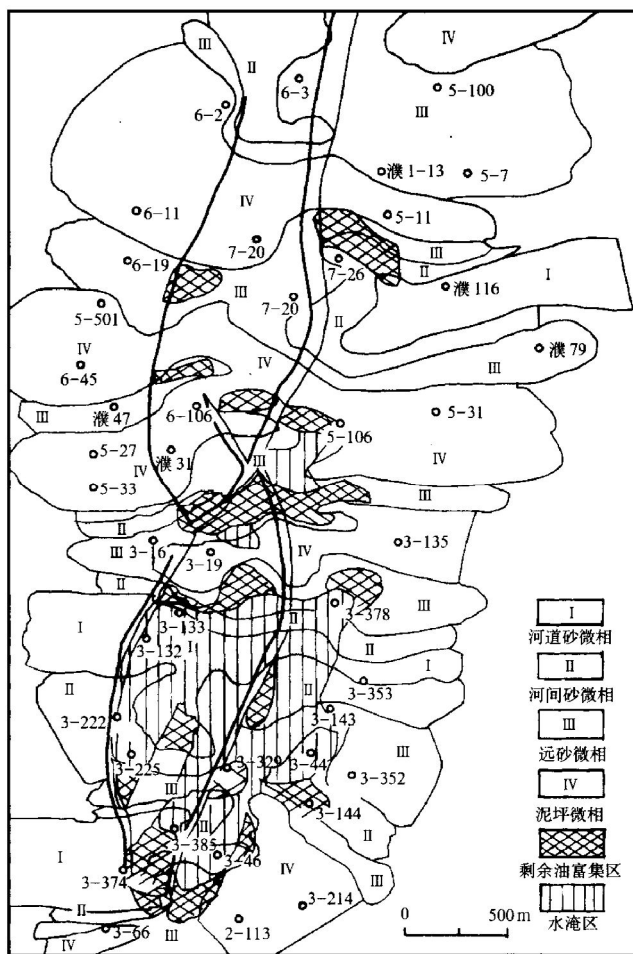


图 2 沉积微相与剩余油分布关系图

Fig. 2 Relation between sedimentary microfacies and remaining oil distribution

(下转第 260 页)

petroleum systems. According to oil shows and oil-source correlation, the Lower Tertiary in the sag could be divided into two petroleum systems: 1. the known Sha-3 member petroleum system which contains two subsystems such as the lower Sha-3 submember and the middle and upper Sha-3 submember subsystems. Oil pools of Jia-2 Well and Sheng-4 Well were discovered in the first subsystem but no oil shows have been found in the last subsystem; 2. the deduced petroleum system of Sha-4 member and the Kongdian Formation could be divided into Sha-4 member subsystem and Kongdian Formation subsystem, and no oil shows have been discovered in the second subsystems. The oil pools developed within the petroleum systems are mainly structural oil pool, structural-lithologic oil pool and lithologic oil pool which were formed in Miocene Epoch. The distribution of oil pools are controlled by hydrocarbon generation sag, hydrocarbon generation stage and fault-sealing ability. It is considered that circumsag belt in Tangyi Subsag is favourable for hydrocarbon pool formation.

Key Word: petroleum system; Lower Tertiary System; oil and gas pool; Shengxian Sag

(上接第 255 页)

4.3 注采系统

由于注采系统不完善,形成只注不采或只采不注,甚至透镜状油砂体井网未控制的状况。注采井距影响着注采完善程度,井网不规则和较大的井距往往影响注入水平面波及程度。按流动单元实际生产井点统计,各流动单元井距不均系数为 0.15~0.35,对点状面积注水井网,其地下井距不均系数是偏大的(井距不均系数小于 0.1 时,认为基本均

匀)。从井间剩余油分布来看,随着注采井距的加大,剩余油饱和度有增大趋势。因此,应在调整挖潜的过程中,补孔完善注采对应;在注采井距较大的地区,增加注采井点,进一步完善注采系统。

参 考 文 献

- 1 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993
- 2 李兴国. 应用微型构造和储层沉积微相研究油层剩余油分布[J]. 油气采收率技术, 1994, 1(1): 68~80

DISTRIBUTION OF REMAINING OIL IN SHA-2 MEMBER OF PUCHENG OILFIELD

Zhou Yu¹ Deng Jun¹ Shi Weimin¹ Han Xiaoqin¹ Wang Xiaohua¹ Li Daoliang²

(1. Research Institute of Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan;

2. The Second Oil Production Factory, Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan)

Abstract: The oil pool of Sha-2 member in the east part of Pucheng Oilfield is a multi-layer heterogeneous bedded oil pool, and has entered into high aquiferous exploration stage. The remaining reserve of the pool is 396×10^4 t, mainly distributed near faults, in the higher parts of structures and complicated fault-blocks. Micro-structures and reservoir property are the basic factors influencing the distribution of remaining oil; normal micro-structures and micro-roof type structures are the positions for oil enrichment; the fluid flow unit with lower permeability has higher remaining oil saturation. Besides, the saturation increases with the increasing of waterflood well spaces.

Key Words: remaining oil; micro-structure; sedimentary microfacies; water flood recovery system, Pucheng Oilfield