

文章编号: 1009-3850(2012) 04-0029-05

河南濮城油田沙二上2+3砂层组末端 扇沉积特征及剩余油分布

李红南¹, 于文文², 刘伟³

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580; 2. 东方地球物理勘探有限责任公司研究院, 河北 涿州, 072750; 3. 中国石化中原油田采油二厂, 河南 濮阳 457532)

摘要: 本文以濮城油田沙二上2+3砂层组为例, 分析了末端扇储层的沉积特征, 建立了末端扇沉积模式, 确定了剩余油分布。末端扇储层分为近端亚相、中部亚相和远端亚相, 中部亚相的分流河道微相是主要储集砂体。剩余油平面上主要集中在分流河道侧翼过渡区及近水道漫溢、远水道漫溢和分散的井网难控制的小透境体中, 垂向上集中在正韵律顶部和反韵律底部等物性差的地方。二砂组主要富集在 S_2^3 、 S_2^4 小层的近气顶区, 三砂组主要富集在 S_3^4 、 S_3^5 小层的濮53、文17断块构造高部位及注采不完善的地区。

关键词: 濮城油田; 末端扇; 沉积模式; 剩余油

中图分类号: P512.2

文献标识码: A

濮城油田位于东濮凹陷中央隆起带北部, 南区位于濮城构造南端, 沙二段油藏面积近 15km^2 , 是被断层复杂化的带气顶的断块油藏, 濮53块和濮12块为富含油断块^[1]。沙二上亚段2+3砂层组是主要含油层系, 经研究认为是末端扇沉积体系。

1 末端扇国内外研究现状

Mukerji(1975)^[2]和Friend(1978)^[3]等人首次提出了末端扇的沉积学概念, 认为末端扇是在干旱-半干旱环境下, 河流末端由于蒸发量减少, 随着地形逐渐变缓, 水流向四方散开, 流速骤减, 水深变浅, 遂携物质大量沉积, 临近补给水道区的宽而浅的河道向扇体转变并逐渐变成片流形成的扇状堆积体。Parkash等(1983)^[4]通过对印度马坎达河地区扇体形态学及岩相的详细描述, 对末端扇的形成及沉积过程进行了初步解释。Kelly等人(1993)^[5]提出了末端扇的沉积模式, 把末端扇分成3个相带: 补给水道、分流河道和远端盆地。Newell等(1999)^[6]通过对俄罗斯南乌拉尔阶上二叠纪横向

河流沉积系统的研究, 进一步划分了沉积微相, 把分流河道相带分为片状洪水流、河道流和漫溢相沉积, 深入研究了各自的岩性组成、沉积构造、沉积环境及层序等特征, 为末端扇沉积体系的深化研究提供了重要的理论依据。Tooth等(1999, 2000)^[7-8]根据澳大利亚北部河流终端末端扇的沉积模式特点, 认为末端扇主要有两种沉积特征。第一种是在干旱气候下, 在断层控制的斜坡断裂带由于坡度骤然减小, 使水流能量减少, 河流沉积物负载快速下沉, 斜坡上没有断裂带, 河流流量通过渗滤和蒸发迅速减少, 进而造成水流能量的快速降低, 最终形成末端扇的砂质堆积物; 第二种是由于水流流量的减缓速度很慢, 沿着河道水流能量也不断损失, 河流没有能力再搬运沉积物, 沉积物将在很长的流程中不断沉积, 最后在河流末端水流中几乎已没有沉积物负载, 因此不可能形成明显的扇形堆积体。

国内对于末端扇的研究比较晚。张金亮等(2007)^[9]通过对濮城油田古近系沙河街组沙二上亚段2+3砂组沉积相的研究, 首次在国内提出末端

扇这一沉积相类型。之后很多学者对濮城地区的末端扇进行了沉积特征和储层非均质性的研究^[10-13],但是对于末端扇沉积相储层的剩余油分布研究较少。

2 末端扇沉积特征

濮城油田沙二上亚段 2 + 3 砂组油藏岩性大致分为 4 种:中粗砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩。砂岩以灰绿色、灰色为主,大部分泥岩颜色为灰绿色,磨圆为次棱-次圆,分选中等-好。濮城油田沙二上 2 + 3 砂组末端扇沉积体系包括近端亚相、中部亚相和远端亚相。

近端亚相由补给水道和水道间的沉积物组成^[14-15]。补给水道为河流河道沉积的延续,主要由杂基支撑至碎屑支撑的中粗砂岩和砂岩组成,厚度 5 ~ 10m。碎屑颗粒粗、成分复杂、泥质含量高,分选差。以垂向加积沉积作用为主,河道一般深而窄。水道间为泥岩沉积夹薄层粉细砂岩沉积。本区未见明显的近端亚相发育,从沉积特征推测,近端亚相位于研究区东部相邻地区。

中部亚相是末端扇沉积体系的主体,是砂体最发育部位,可作为良好的油气储集层。进一步可划分为 4 个沉积微相:分流河道、泥滩、近水道漫溢和远水道漫溢。

(1) 分流河道微相:分流河道是上游方向河流补给水道的继承,为末端扇的骨架砂体。因干旱气候下季节性降雨造成的洪水作用,分流河道频繁改道。同时物源供应的强弱变化,充填作用造成的地形地貌变化等多种因素使分流河道层序组合多样化。常由数个单河道复合而成,在垂向上为多个小韵律层(常为 2 ~ 4 个)叠置成较厚的复合韵律层,在平面上为河道频繁迁移而形成广泛分布的分流河道复合体。

(2) 泥滩微相:主要在末端扇间的低洼区,是有障碍的较浅洪水延伸沉积而形成,以悬浮沉积为主。岩性主要有厚层紫红色、浅棕色泥岩,薄层含有干裂泥岩,薄层灰绿色泥岩、含粉砂泥岩及含泥粉砂岩。

(3) 近水道漫溢微相:该微相在分流河道的两侧或前缘,为洪水期分流河道水流溢出形成的沉积物。粉细砂岩为主,泥质含量较高,少见中粗砂岩沉积,分选极差,常是颗粒流形式沉积为主。

(4) 远水道漫溢微相:在近水道漫溢前缘,岩性为粉砂岩、泥质粉砂岩与浅棕色、灰绿色泥岩间互

沉积,泥质含量很高。主要是正韵律和均匀韵律为主,席状的砂岩向上变细,具明显底界和侧向边界,常为水平层状。

远端亚相,亦称远端盆地亚相,位于中部亚相更向湖地带,在远水道漫溢前方地形较平坦的地方^[16]。沉积物较细,分选性较好,以悬浮总体为主,岩性以灰绿色、浅棕色泥岩为主,夹泥质含量很高的薄层泥质粉砂岩,在特大洪水期有细砂沉积。

本区的主要沉积构造类型有层理构造、侵蚀构造、变形构造和生物成因构造。层理类型主要有平行层理、槽状交错层理、波状层理、透镜状层理、低角度交错层理和水流沙纹层理等。因末端扇相各相带的沉积环境和水动力条件不同,因而层理构造及层序特征也不同。

3 末端扇沉积模式

根据研究,濮城油田末端扇属于上文 Tooth 提出的第一种沉积模式,但它又有自身的特点(图 1)。

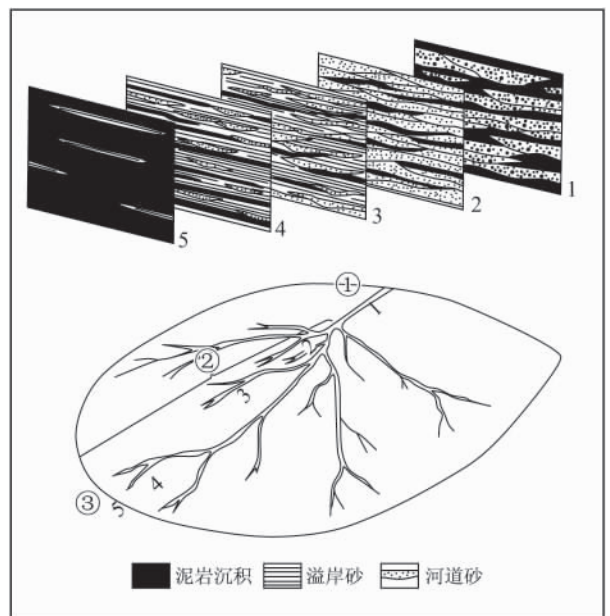


图 1 濮城油田沙二上 2 + 3 砂组沉积相模式图

①近端亚相;②中部亚相;③远端亚相 1. 补给水道微相;2. 分流河道微相;3. 近水道溢岸微相;4. 远水道溢岸微相;5. 远端盆地

Fig. 1 Sedimentary model for Nos. 2 + 3 sand sets in the upper oil reservoirs of the second member of the Shahejie Formation in the Pucheng Oil Field

① = proximal subfacies; ② = middle subfacies; ③ = distal subfacies. 1 = influx channel microfacies; 2 = distributary channel microfacies; 3 = proximal channel overbank microfacies; 4 = distal channel overbank microfacies; 5 = distal basin

沙二沉积时为半干旱气候环境下,河流终端河流流量的减少,物源区的碎屑物质被季节性降雨和由此产生的洪水流搬运在河流终端形成砂质沉积为主的末端扇沉积,水动力条件主要是牵引流。但因研究区的末端扇主要发育在涨缩湖盆,湖盆水面升降频繁,以及季节性降雨和洪水流的交替影响^[17],使河道砂岩沉积中泥条及泥质夹层极发育,溢岸沉积砂泥互层极为频繁,是该区末端扇沉积的重要特征^[18]。

4 末端扇与剩余油分布

4.1 平面剩余油分布

储层沉积微相控制注入水在油层中运动,是控制剩余油平面分布的主因。

濮城油田沙二上 2 + 3 砂层组发育末端扇沉积体系,中部亚相的分流河道是主要的储集体,受物源影响,自东向西河道厚度逐渐减小。分流河道中心的物性比侧翼过渡区近水道漫溢及远水道漫溢砂体好,注水开发时,中心相带吸水能力相对较好,注入水在平面驱替时也首先沿中心相带窜流,使中

心相带水淹程度高,驱油效率高,其它侧缘相带则水淹程度相对较低,驱油效率低。平面上分流河道常呈“指状”、“手套状”的相对高渗带,水道漫溢相砂体为“裙边”状或“裙边”外零星土豆状的低渗带。剩余油主要在分流河道侧翼过渡区、近水道漫溢远水道漫溢和分散的井网难控制小透境体中(图 2)。

据 1990 年~2004 年水井吸水剖面及油井单采研究,南区沙二上 2 + 3 油藏砂坝主体井层的每米相对吸水量和单井产液量、产油量、综合含水率比侧缘相井常较高,表明分流河道砂坝侧缘及溢岸相砂体井层水淹程度低于砂坝主体井层。

4.2 垂向剩余油分布

对于主力小层来说,剩余油的分布主要取决于单层内部物性差异。在正韵律层底部和反韵律层顶部油层多为高渗层,均质程度高,是水驱油最彻底的部位,含水饱和度较大,残余油饱和度低。正韵律的顶部和反韵律底部水驱较差,剩余油饱和度较高。复合韵律层,受层内非均质性控制,剩余油分布无特定规律。常随物性变化,在低渗透段含油饱和度值较高。对于这类油层,注入水驱动前缘虽

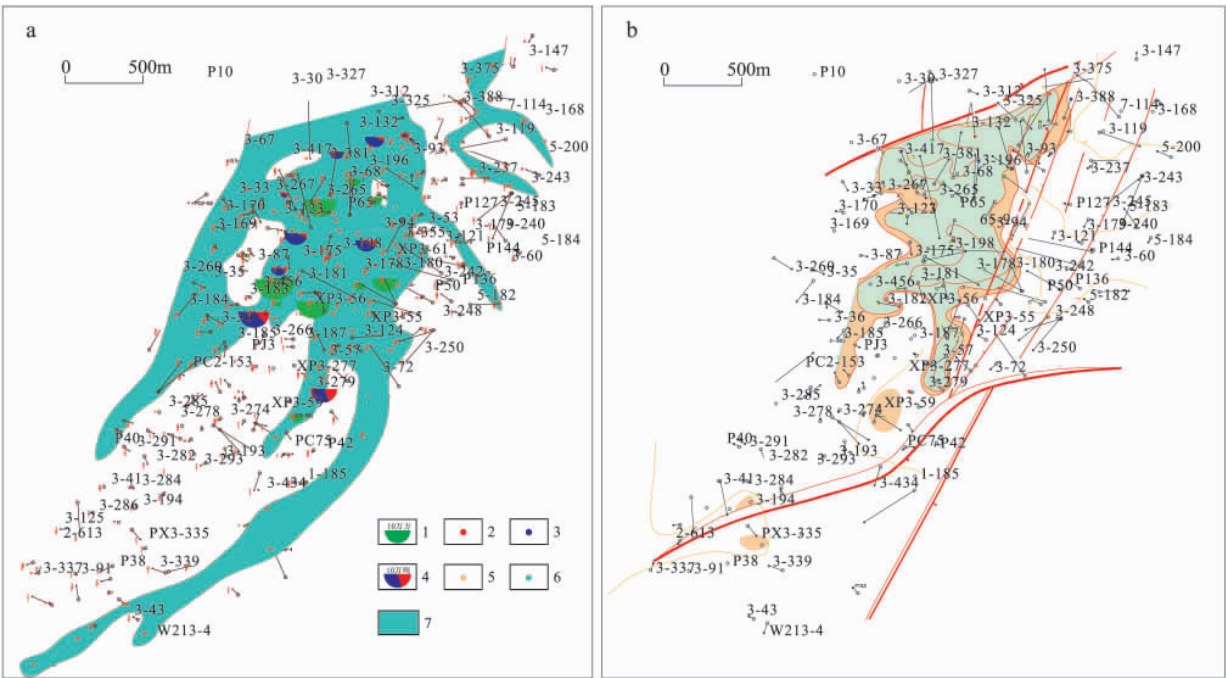


图 2 濮城油田沙二上油藏沉积微相及水淹规律分布对比图
a. 2007 年沙二上沉积微相图; b. 2007 年沙二上水淹图

1. 累注水; 2. 正常油井; 3. 正常水井; 4. 累产油水; 5. 曾采油井; 6. 曾注油井; 7. 河道微相

Fig. 2 Comparison of the sedimentary microfacies(a) and flooding areas(b) in the upper oil reservoirs of the second member of the Shahejie Formation in the Pucheng Oil Field

1 = cumulative water injection; 2 = normal oil well; 3 = normal water well; 4 = cumulative water and oil; 5 = oil-producing well; 6 = water injection well; 7 = channel microfacies

已经通过,但在低渗透带注入水并未波及到。这些低渗透段的油主要是由毛细管力作用来交换和注入水的逐步侵入来驱替,剩余油饱和度的高低与油层孔喉大小、均质程度关系密切。复合韵律层含油饱和度与油层的均质程度为反比,均质程度越高,含油饱和度越低。在相同的井网和注入条件下,反韵律、复合反韵律、复合正韵律、正韵律的水驱油效果自好变差。

分流河道常有垂向加积和侧积沉积的砂体,垂向上,常为正韵律和复合韵律。复合韵律主要是分流河道砂体叠复,是多个正韵律砂体的叠加。故在注水开发中,流体多沿砂体中下部单段或多段式优先渗流,从而在油层顶部或低渗带内剩余油较富集。如2006年新钻的濮3-377井,测井组合图中主力小层顶部有剩余油,射孔试油,初期几乎不含水,日产油0.5t,两个月后含水上升80%以上,是因底部水淹区突破,导致含水上升很快。

对于层间的剩余油分布,主要受控于隔夹层的发育分布。本区隔夹层极其发育,主要形成在泥滩、近水道漫溢、远水道漫溢和远端盆地等4种微沉积环境^[10]。其分布特征受远水道漫溢和近水道漫溢微相发育期次和规模的控制。

研究发现,层间非均质性导致的剩余油主要分布在物性较差的流动单元内,二砂组剩余油主要富集在 S_2^3 、 S_2^4 小层的近气顶区,三砂组剩余油主要富集在 S_3^4 、 S_3^5 小层的濮53、文17断块构造高部位及注采不完善的地区,局部剩余油饱和度可高达50%,是极有利挖潜和提高采收率的部位。

5 结论

(1) 濮城油田沙二上2+3油藏为末端扇沉积体系,分为近端亚相、中部亚相和远端亚相,其中中部亚相的分流河道微相是主要储集砂体。

(2) 濮城油田沙二上2+3油藏剩余油平面上主要分布在分流河道侧翼过渡区、近水道漫溢、远水道漫溢和分散的井网难控制小透境体中。

(3) 濮城油田沙二上2+3油藏剩余油垂向上分布在正韵律顶部和反韵律底部等物性差的地方。二砂组主要富集在 S_{23} 、 S_{24} 小层的近气顶区,三砂组主要富集在 S_{34} 、 S_{35} 小层的濮53、文17断块构造高部位及注采不完善的地区。

参考文献:

- [1] 李建,李红南.濮城油田南区沙二段油藏剩余油研究[J].石油勘探与开发,2003,30(6):98-101.
- [2] MUKERJI A B. Geomorphic patterns and processes in the terminal tract of inland streams in Sutlej-Yamuna plain[J]. Journal of the Geological Society of India, 1975, 16: 450-459.
- [3] FRIEND P F. Distinctive features of some ancient river systems [A]. Miall A D. Fluvial Sedimentology [C]. Canadian Society of Petroleum Geologists, 1978, 5: 531-542.
- [4] PARKASH B, AWASTHI A K, GOHAIN K. Lithofacies of the Markanda terminal fan, Kurukshetra district, Haryana, India [A]. Collinson J D, Lewin J. Modern and Ancient Fluvial Systems [C]. International Association of Sedimentologists special publication, 1983, 6: 337-374.
- [5] KELLY S B, OLSEN H. Terminal fans - a review with reference to Devonian examples [J]. Sedimentary Geology, 1993, 85: 339-374.
- [6] ANDREW J. NEWELL, VALENTIN P. TVERDOKHLEBOV, MICHAEL J. BENTON. Interplay of tectonics and climate on a transverse fluvial system, Upper Permian, Southern Uralian Foreland Basin, Russia [J]. Sedimentary Geology, 1999, 127: 11-29.
- [7] TOOTH S. Floodouts in Central Australia [A]. Miller A J, Gupta A. Varieties of Fluvial [C]. New York: John Wiley and Sons, 1999, 219-247.
- [8] TOOTH S. Downstream changes in dryland river channels: the Northern Plains of arid central Australia [J]. Geomorphology, 2000, 34: 33-54.
- [9] 张金亮,戴朝强,张晓华.末端扇 - 在中国被忽略的一种沉积作用类型[J].地质论评,2007,53(2):170-179.
- [10] 谢俊,张金亮,梁会珍,等.濮城油田末端扇储层隔夹层成因及分布特征[J].中国海洋大学学报,2008,38(4):653-657.
- [11] 谢俊,张金亮,梁会珍,等.濮城油田沙二上1砂组末端扇沉积体系研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2008,30(2):61-67.
- [12] 徐卫东,游小森.濮城油田沙二上1油藏储层非均质性[J].断块油气田,2009,16(3):33-35.
- [13] 夏宝华,刘笑翠,孟佩.濮城油田沙二上亚段2+3砂组沉积微相及沉积模式[J].石油天然气学报,2008,30(2):211-215.
- [14] ABDULLATIF O M. Channel-fill and sheet-flood facies sequences in the ephemeral terminal River Gash, Kassala, Sudan [J]. Sedimentary Geology, 1989, 63: 171-184.
- [15] RHEE C W, CHOUGH S K. The Cretaceous Pyonghae Basin, southeast Korea: sequential development of crevasse splay and avulsion in a terminal alluvial fan [J]. Sedimentary Geology, 1993, 83: 37-52.
- [16] VICTOR A P, RON J S. Wet-dry, terminal fan-dominated depositional sequences on the lake plain: a case study in the lower green river formation of southern Uinta Basin [J]. AAPG Annual Meeting, 2003.
- [17] 柯林森 J D, 卢恩 J I. 现代和古代河流沉积体系 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1991. 1-5.
- [18] 张金亮. 油藏地质与油藏表征 [M]. 陕西: 西安地图出版社, 2002. 84-95.

Sedimentary characteristics of the terminal fan deposits and distribution of residual oil in the upper oil reservoirs of the second member of the Shahejie Formation in the Pucheng Oil Field , Henan

LI Hong-nan¹ , YU Wen-wen² , LIU Wei³

(1. *College of Geosciences and Technology , China University of Petroleum (East China) , Qingdao 266580 , Shandong , China*; 2. *Research Institute , Eastern Geophysical Exploration Co. , Ltd. , Zhuozhou 072750 , Hebei , China*; 3. *No.2 Oil Production Plant , Zhongyuan Oil Field , SINOPEC , Puyang 457532 , Henan , China*)

Abstract: Exemplified by Nos. 2 + 3 sand sets in the upper oil reservoirs of the second member of the Shahejie Formation in the Pucheng Oil Field , the present paper deals with the sedimentary characteristics and model for the terminal fan reservoirs and distribution of residual oil. The terminal fan facies may be subdivided into the proximal fan , middle fan and distal fan subfacies. The distributary channel microfacies of the middle fan subfacies is believed to be the main reservoir sandstones. The residual oil is concentrated to the transitional zones of the flanks of the distributary channel microfacies , proximal overbank , distal overbank and lens which are difficult to be controlled by well spacing patterns. Vertically , the residual oil tends to be enriched in the areas with poor physical properties such as the top of the normal rhythmic successions and base of the reverse rhythmic successions. More precisely , the residual oil occurs in the areas near the gas cap in S_2^3 and S_2^4 beds of No. 2 sand sets , and structural highs of Pu-53 and Wen-17 fault blocks within S_3^4 and S_3^5 beds of No. 3 sand sets.

Key words: Pucheng Oil Field; terminal fan; sedimentary model; residual oil