

文章编号: 1000-0550 (2005) 04-0664-08

## 层序地层学在油田开发中的应用实践

尹太举<sup>1</sup> 张昌民<sup>1</sup> 李中超<sup>2</sup> 毛立华<sup>2</sup> 邓宏文<sup>3</sup>

1 (长江大学地球科学学院 湖北荆州 434023) 2 (中国石油化工股份公司中原油田分公司 河南濮阳 457001)

3 (中国地质大学能源系 北京 100083)

**摘要** 总结了依据地层基准面原理进行开发调整阶段储层精细对比和油藏精细描述的方法。以湖泛面为层序界面,在濮城油田沙三中 6-10 油藏内识别出超短期、短期、中期和长期四级界面和基准面旋回,短期旋回是油藏细分开发调整的最小单元。短期基准面上升期,形成向上物性变差、高渗段位于砂层下部的层内非均质模式,而短期基准面下降期,形成向上物性变好、高渗段位于中上部的层内非均质模式。中长期基准面较低部位沟道较为发育,砂体厚度大、分布广、物性较好,而在中长期基准面较高部位沟道不发育,砂体厚度薄、面积小、储层物性较差。中长期基准面上升旋回内形成向上物性变差的层间非均质格局,而在中长期下降期则形成向上物性变好的非均质格局。在水下扇前缘区,近湖心剖面砂体中的沟道成份较小,砂体连通性、连续性及物性较差,而向岸方向储层相对较连续,物性较好。基准面低位处的砂体油气储量和储量丰度均较高,而基准面高位处砂体油气储量和丰度较低。基准面低位处砂体物性较好,较易动用,采出油气数量和采出程度较高,但由于其本身的储量较大,剩余油仍占据着主要的地位。基准面高位处砂体物性较差,储量较难动用,采出油量和采出程度均较小,但受其本身储量的限制,剩余油量在剩余可采储量中的比例较小。

**关键词** 基准面 地层格架 非均质性 储量 剩余油分布 开发后期

**第一作者简介** 尹太举 男 1971 年出生 博士后 油田开发地质

**中图分类号** P539.2 **文献标识码** A

基于地层基准面进行油藏描述是近年油藏描述中的一个新亮点。Cross 认为其不仅能解决储层格架的问题,对油田开发分析也具有重要意义<sup>[1]</sup>。自该方法引入国内后<sup>[2]</sup>,国内学者在多个方面进行了探讨<sup>[3,4,5]</sup>,其研究以勘探及开发早期储层地层格架建立为主导<sup>[6]</sup>,尽管在油田开发研究中也有一定的尝试<sup>[7,8,9]</sup>,然而就其开发应用上,目前所作的工作还较少,尤其是依据基准面直接预测油气的分布和剩余油的分布这一油田开发中的最终问题,更是少见。笔者应用该原理对濮城油田沙三中油藏进行了精细的描述,总结了基准面格架内的储层发育、油气及剩余油富集规律。

濮城油田沙三中 6-10 油藏位于东濮凹陷东北缘,储层为水下扇粉细砂岩。东濮凹陷为一中新代裂陷盆地,东侧以兰考—聊城基底断裂与鲁西隆起上的菏泽凸起为界,西侧为内黄隆起,南隔兰考凸起与开封凹陷为邻,北以马陵断层与莘县凹陷相连,呈北北东向展布,北窄南宽。兰聊、长垣、黄河三条基岩断

裂控制了断陷的形成与发展,凹陷早期为箕状凹陷,后发展成为双断式的断陷。凹陷演化从形成到消亡经历了由沉降到抬升两大沉降旋回 ( $E_k-E_{sT}$ )、( $E_{s2}-E_d$ ) 共六个发展阶段,包括初期裂陷 ( $E_k-E_{sT}$ )、强烈裂陷 ( $E_{sL}$ — $E_{s3}$ )、萎缩 ( $E_{s2}$ )、稳定下沉 ( $E_{s1}$ )、收缩 ( $E_d$ ) 和消亡—凹陷 ( $N$ ) 等。凹陷形成过程中,多期旋回形成了多套生储盖组合及多个多层系油气田。

### 1 高分辨率层序地层格架建立

高分辨率层序地层学主张等时对比,同时基准面转换面标志明显,是等时对比优选界面。研究区处于侵蚀不明显区,基准面上升到下降转换面易于识别,据此界面进行旋回的划分和对比。

#### 1.1 钻井岩心基准面旋回的识别

超短期基准面旋回只能在岩心上识别,井间无法对比。依据岩石相组合所记录的基准面变化信息来完成,即通过寻找岩石序列中水深变化或沉积地貌保

存程度或沉积物被侵蚀趋势确定基准面变化方向。一般先确定转换点,进而确定基准面变化方向。

依据超短期旋回所组成的地层叠加样式来确认短期旋回,由向湖阶进、稳定沉积和向陆阶进三阶段组成。旋回顶底是基准面上升与下降的转换面,相当于湖泛面,岩心上以较厚的泥岩为标志,易于识别,基准面变化方向据超短期旋回的叠加样式判别(图 1),研究区发育对称型、上升不对称型和下降不对称型等 3 种类型。

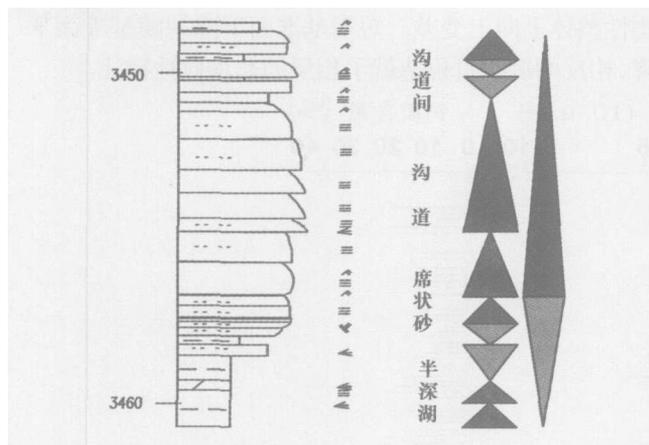


图 1 短期基准面旋回的识别(63井)

Fig 1 The recognition of short-term base-level cycle

中期旋回由短期旋回叠加样式识别,长期基准面旋回由中期基准面旋回构成的地层叠加样式来识别。研究层段内识别出 A、B、C、D、E、F 六个中期旋回和一个长期旋回,由 A1 至 C6 为一种地层向湖推进的地层叠加样式,而由 C7 至 F3 则反映出向岸退积的地层样式特征,从而形成了一个完整的湖退——湖进的长期地层基准面旋回。

### 1.2 地震层位标定

地震剖面上可识别对比的界面有三个:沙三中 6 顶界面(F1),其向岸方向与下伏地层呈现明显的上超特征,为一向岸推进的最大湖泛面;沙三中 8 砂组内上部,有一向湖进积和退积的转换面,为基准面下降与上升的转换面(S1);沙三中底界面(F2),为两向湖进积单元之间的转换面,反映一次湖水的加深,应为一湖泛面。另外还可识别出 FF1、FF2 两个湖泛面,但其连续性较差,不易追踪。FF1 位于 S1 之下,反射连续平直、强反射,为湖泛泥岩;FF2 位于 F2 之上,FF1 之下,有时为强振幅平直反射,有时为上超面。

从 F2 到 S1 湖面积减小,沉积物向湖心推进,基

准面下降;由 S1 到 F1 沉积物向岸方向退积,反映湖面积扩大,基准面上升,由 F1 到 F2 基准面完成了一个完整的下降——上升过程,形成一个完整的旋回,本研究将其定为长期基准面旋回。

由于中、短期旋回界面特征不明显,在 seismic 上未对其进行划分和对比。

### 1.3 测井基准面旋回的识别

短期旋回的识别较为容易,一般地将湖进泥岩确定为中期旋回界面,在旋回内部分析其相组成及相转换,确定基准面的变化方向和基准面转换面,完成短期基准面旋回的划分。

地层叠加样式主要依据自然伽玛值的变化及垂向相组合和相替代规律。自然伽玛值向上增大,表明水体加深,预示退积地层样式;相反则意味着水体变浅,为进积地层样式。没有自然伽玛曲线时,参照自然电位曲线判定。相替代反映了地貌要素的迁移,从湖相泥到席状砂到沟道反映了地貌要素向湖迁移,形成进积型地层样式,反映了基准面的下降;相反从沟道到席状砂到湖相泥反映了地貌要素的向岸迁移,为退积型地层样式,反映了基准面的上升。

中期旋回识别在短期旋回识别及地震标定基础上完成。短期基准面旋回划分后,对旋回进行组合,辨识地层叠加样式,以叠加样式界面为中期旋回转换面备选位置;对过井剖面进行井震对比,确定不同界面地震响应位置,用地震反射特征来帮助确定中期旋回。

### 1.4 层序对比及地层格架的建立

对比遵循 3 个原则:利用地震对长期基准面旋回识别进行约束,结合过井地震剖面,确认长期旋回;

依据地层叠加样式对比中长期旋回,对于中期旋回及其内部地层的对比,依据中期旋回所组成的地层叠加样式来完成,对比的是地层叠加样式;在叠加样式对比框架内,结合短期旋回所处位置,确定短期旋回对应关系,完成短期旋回对比。

研究区位于水下扇的扇中前部及前缘部位,基本上在沉积时都位于基准面之下,一直接受沉积,沟道虽有一定的侵蚀作用,但不强,因而基本上是面与面的对比和岩石与岩石的对比,很少出现岩石与界面的对比,岩石与界面的对比仅出现在短期旋回内部,大多是缺失基准面下降期的沉积。

## 2 层序格架内储层非均质性

尽管成岩对储层有着较强的改造作用,影响了储

层的非均质性特征,基准面旋回格架对储层非均质性的控制还是比较明显的。

### 2.1 短期/超短期基准面旋回样式控制砂体层内非均质模式

在超短期基准面下降期,随着基准面的下降,沉积物供给与可容空间的比值减小,更多的沉积物被带入到沉积区,粗粒沉积物的比例增大,形成向上变粗的沉积韵律。基准面下降伴随着水动力加强,使得砂体向上分选变好,细粒填充物减少,砂体组构更为有序,形成向上物性变好的总体特征。而上升期情况则相反。

在短期基准面上升期,每期水动力条件较前期

弱,使得后期沉积时携带的粗粒沉积物数量和最大粒径较前期小,同时后期水动力的减弱也使其对沉积物的改造能力较小,从而形成短期旋回内后期韵律物性较前期韵律差的总体物性分布特征。而且后期水动力的减弱,使其对前期韵律顶部的细粒沉积冲刷能力减小,韵律顶部细粒沉积保存能力增强,这使得短期基准面旋回上升期内砂体向上层内夹层的数量和厚度增大,稳定性和分隔性增强。图 2 是由多个超短期旋回组成的基准面上升旋回沟道沉积,随基准面上升砂体物性整体上向上变差。短期基准面下降期随基准面下降,相反的沉积过程造就了相反的非均质性特征。

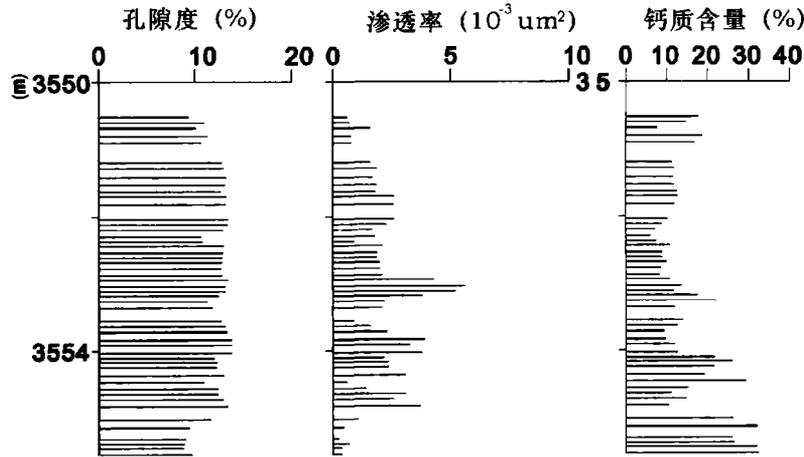


图 2 短期基准面上升期沟道砂体层内非均质模式

Fig 2 Heterogeneity pattern in a short term rising semi-cycle

### 2.2 中长期基准面旋回控制砂体层间非均质性

无论是均值还是单井,在基准面处于最低位置处,砂体具有最大的厚度和有效厚度,而在基准面处于较高位置处则砂体的厚度和有效厚度较小。随基准面的下降,单砂体的厚度和有效厚度增大,相反随基准面的上升,单砂体的厚度和有效厚度减小。在 A 旋回内,由 A1 至 A4 基准面上升,砂体的厚度和有效厚度减小,在 B 旋回内也是基本上由下而上减小,与基准面上升相一致, C 旋回内由 C1 至 C7 基准面都是下降的,而砂体也显出微向上变厚的趋势, D 旋回基本由 D1 至 D5 变厚, D5 至 D6 变薄, E 旋回则在 E2、F 旋回在 F3 基准面处于最低位置处厚度与有效厚度较大(图 3A)。整个长期旋回看, C7 附近砂体整体上厚度和有效厚度较大,与长期基准面低部位相一致。

具有较高的孔隙度和渗透率的层位与中(长)期基准面的低点相一致,而低孔低渗层位则往往位于中

(长)期基准面处于较高的位置处(图 3B、C)。

中长期基准面较低部位 A/S 较小,沉积物向湖推进较深,使得大量的粗粒沉积搬至湖中并沉积下来,形成沉积物以粗粒为主,细粒沉积较薄且连续性较差,即隔(夹)层厚度较小、分布局限、连续性较差。中长期基准面较低部位 A/S 较大,沉积物向湖推进少,沉积物以细粒为主,使得隔层厚度大、连续性较好。如图 4,中期基准面上升与下降的转换位置处,如 A4、B4、D6、E1 等处是中期旋回内夹层最厚的位置,而 F2、C6 等基准面下降与上升的转换位置则与夹层最小值位置相一致。在长期基准面下降与上升的转换处 C6 处,也是夹层最薄的位置。

### 2.3 长期基准面位置控制储层的平面非均质性特征

中期基准面旋回高部位砂体钻遇率较低,多低于 50%,砂体平面连续性和连通性较差,孤立分布。中期旋回低部位,砂体钻遇率较高,多达 70%,最高超过 90%,砂体连续分布,连续性和连通性均较好。如

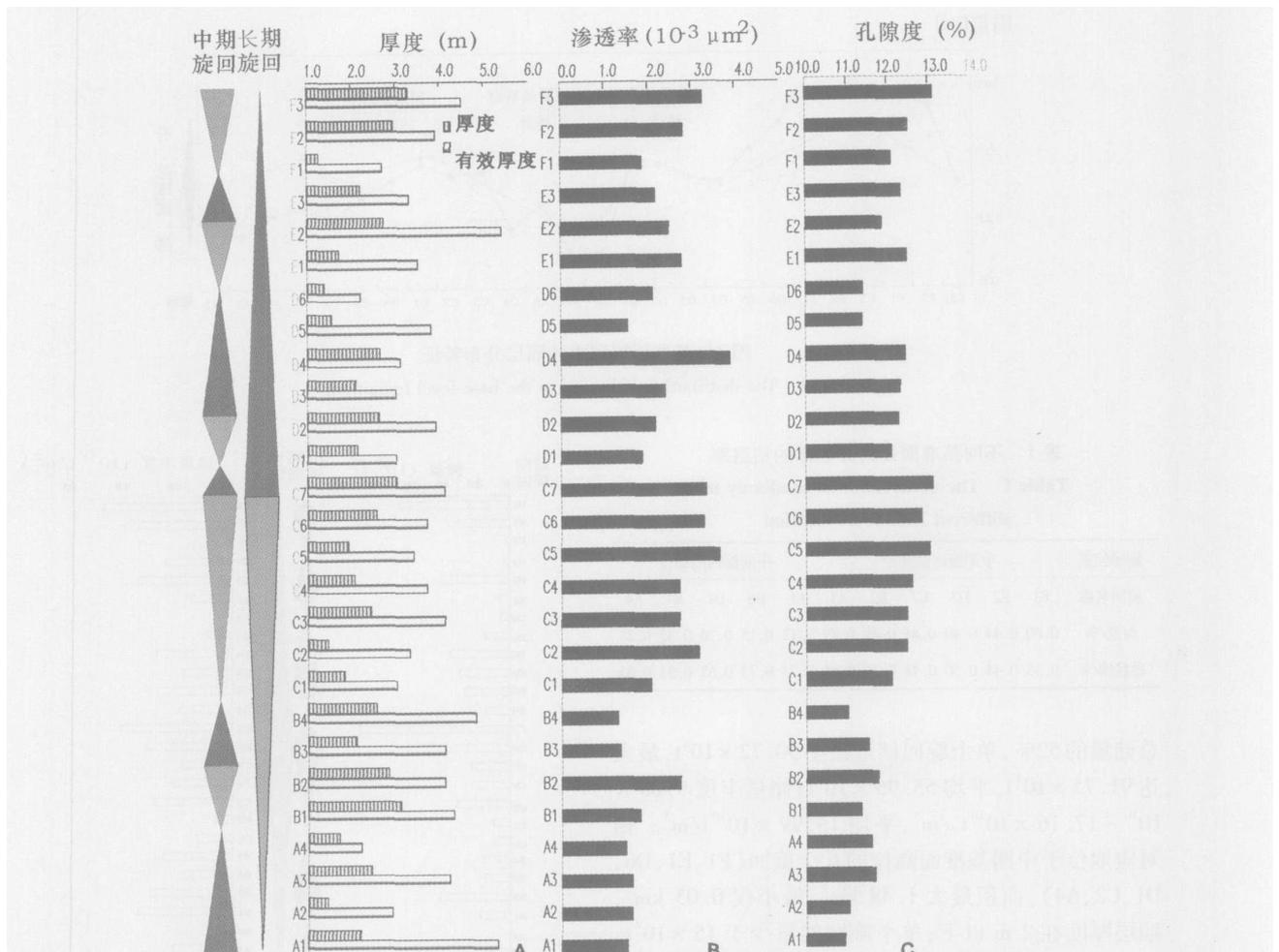


图 3 中长期基准面旋回内砂体的非均质性

Fig 3 Heterogeneity in medium to long term base-level cycles

A 砂体厚度及有效厚度 B 平均渗透率 C 平均孔隙度

A average thickness of sand & net pay, B average permeability, C average porosity

C 旋回低部位的 C7 旋回, 钻遇率达 95%, 基本全区连片, 具有很好的连续性、连通性。而 C1 旋回位于 C 旋回低部位, 钻遇率仅 50%, 分布于研究区东南隅, 砂体主体之间不连通, 连续性和连通性较差。

基准面低部位沟道推进较强, 沟道延伸远、规模大, 平面相组成以沟道相为主, 夹部分的沟道间沉积; 基准面高部位沟道推进能力较弱, 沟道窄, 延伸短, 平面微相组成主要以席状薄砂体为主。如表 1, 在中期基准面处于最低位处的 A1、B2、C7、D2、E2、F3 处, 沟道的钻遇率较大, 一般都在 40% 以下, 而位于中期基准面高位附近的 F1、D6、D1、B4、A4 旋回中沟道的钻遇率多在 30% 以下。

### 3 基准面旋回内储量分布

中期旋回内储量分布与基准面有较好的相关关系。整体上中期基准面高部位含油面积小、储量和储量丰度低, 而中期基准面低部位含油面积大、储量多、丰度高 (图 5)。C7 处于 C 旋回基准面最低部位, 其厚度、含油面积最大, 储量和储量丰度最高, C1 至 C7 砂体厚度、含油面积、储量和储量丰度也由小增大。其它 A、B、D 中期旋回也有此规律。处于中期基准面低位处的 6 个旋回 (F3、E2、D3、C7、C6、B2) 含油面积基本大于 3 km<sup>2</sup> (仅 E2 为 2.93 km<sup>2</sup>), 平均含油面积最大达 5.90 km<sup>2</sup>; 6 个旋回储量和 335.77 × 10<sup>4</sup> t, 占

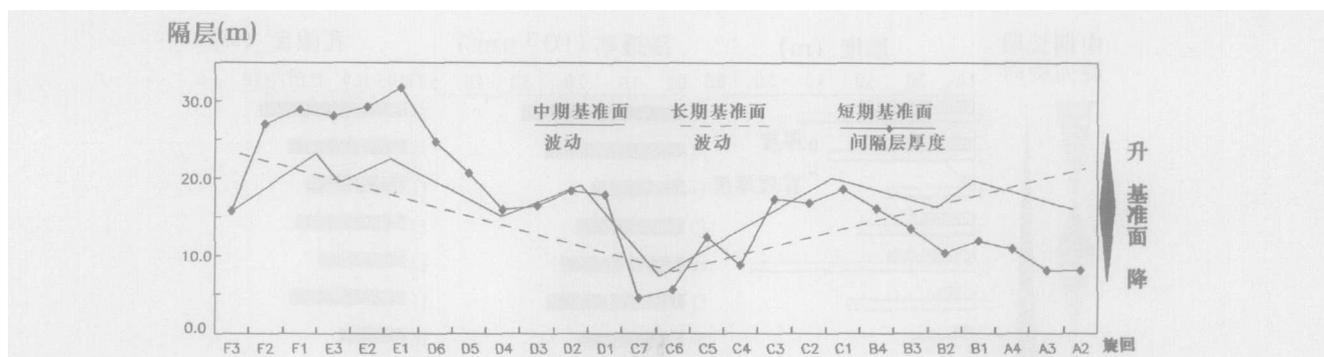


图 4 基准面旋回内的隔层分布特征

Fig 4 The distribution of barrier in the base-level framework

表 1 不同基准面位置处砂体的钻遇率

Table 1 The occurrence of sandbody in different base-level location

旋回位置	中期旋回低部位						中期旋回高部位					
旋回名称	F3	E2	D2	C7	B2	A1	F1	D6	D1	B4	A4	
沟道 /%	0.60	0.44	0.40	0.44	0.49	0.49	0.13	0.15	0.26	0.32	0.21	
席状砂 /%	0.33	0.44	0.50	0.41	0.36	0.48	0.77	0.73	0.65	0.52	0.65	

总储量的 52%, 单个旋回储量最小  $30.72 \times 10^4$  t, 最大达  $91.75 \times 10^4$  t, 平均  $55.96 \times 10^4$  t; 储量丰度  $9.65 \times 10^{10} \sim 17.16 \times 10^{10}$  t/m<sup>3</sup>, 平均  $13.99 \times 10^{10}$  t/m<sup>3</sup>。相对应地位于中期基准面高位的 6 个旋回 (F1、E1、D6、D1、C2、A4), 面积最大 1.48 km<sup>2</sup>, 最小仅 0.05 km<sup>2</sup>, 油层厚度在 2 m 以下; 单个旋回储量少于  $15 \times 10^4$  t, 最小仅  $0.09 \times 10^4$  t, 6 个旋回的储量和  $39.39 \times 10^4$  t, 只占总储量的 6%; 储量丰度很低, 在  $10 \times 10^{10}$  t/m<sup>3</sup> 以下, 平均仅  $8.42 \times 10^{10}$  t/m<sup>3</sup>。

整个油藏内 C 旋回顶部储量和储量丰度高的旋回较集中, 基本上与长期基准面的最低位置相一致。而在 A、E 等长期基准面较高处, 低储量和低储量丰度的旋回较多。

## 4 基准面格架内剩余油分布

### 4.1 中长期基准面位置决定了砂体开发响应特征和剩余油富集程度

中长期基准面低部位砂体面积广、厚度大、内部非均质性较弱, 储量大, 易于动用, 为主力油层, 多重开发, 强注强采, 采油量高, 采出程度高而动用充分, 开发中后期多成为强淹区, 但由于厚度大、物性好、原始储量大, 剩余油数量仍很可观。

如 C4—C7 旋回, 位于长期旋回低部位处, 储量大、

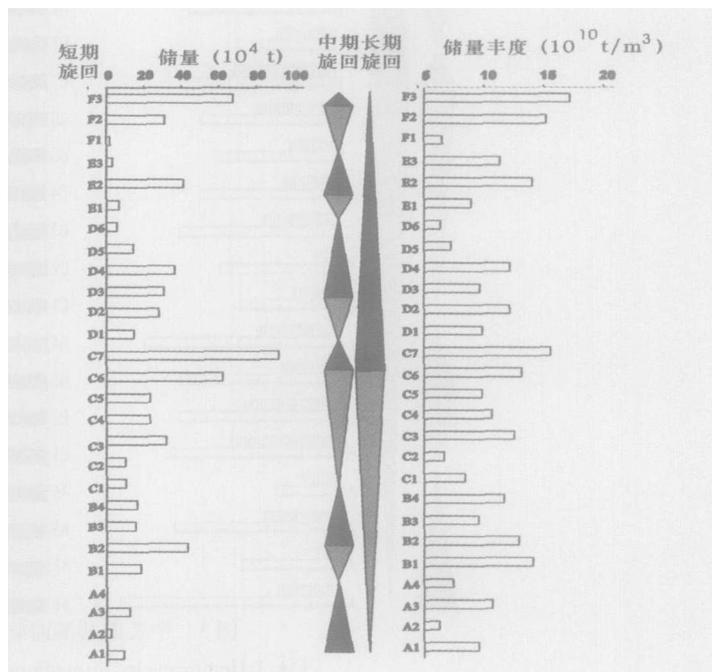


图 5 旋回格架内储量(左)及储量丰度(右)

Fig 5 Reserve &amp; reserve abundance in the base-level framework

丰度高, 一直作为重点产层, 累计产油量较大、采出程度较高。特别是 C6—C7 旋回, 位于中、长期旋回的低部位, 产油量远高于其它层位。据 1998 年以来 31 口调整井、5 井次产液剖面、25 井次吸水剖面射孔统计 (表 2), C4—C7 四个旋回射开层的厚度、层数均达整个油藏的 30% 以上, 而其砂层数只占钻遇砂层数的 15% 强, 说明该层段是作为主力层开采的。该段水淹厚度达射开厚度的 45%, 层数达 37%, 分别占监测的 50% 强和 48%, 水淹比例高出其它部位 20 个百分点 (厚度高出 21.7%, 层数高出 18%); 产液厚度

和层数分别占射开数的 68.7% 和 66.7%, 高出其它部位 30% 以上, 占整个的 60.9% 和 54.5%; 吸水剖面监测中吸水厚度和层数占层段射开的 63.8% 和 52.1%, 高出其它层位 20% 以上, 占整个的 43% 上下。尽管该段产油量和采出程度都较高, 其剩余油还是非常丰富。

表 2 长期旋回低部位动用情况统计

Table 2 The development statistics on lower locations of long term base-level cycles

监测类型	射孔		占总射开厚度	
	厚度 /m	层数 /层	厚度 /%	层数 /%
水淹层解释	169.0	59	34.2	32.2
产液量剖面	87.0	27	45.1	37.5
吸水剖面	310.5	119	32.7	31.8

中期基准面高部位砂体面积小、厚度薄、物性差, 为非主力层, 甚至为表外层, 一般不作为主要动用对象, 常未射孔, 即使生产, 其注采对应性也较差, 因而动用差甚至未动用, 剩余油连片分布, 但因本身厚度小、物性差、剩余储量不易动用。如位于 E 旋回高部位的 E1 旋回含油面积  $0.75 \text{ km}^2$ , 地质储量  $7.54 \times 10^4 \text{ t}$ , 油水井 5 口, 水驱控制程度 35.61%, 水驱动用程度 4.09%, 累积产油  $0.23 \times 10^4 \text{ t}$ , 采出程度仅 3%, 剩余可采储量  $0.87 \times 10^4 \text{ t}$ , 而位于 C 旋回最低部位的 C7 旋回储量达  $91.75 \times 10^4 \text{ t}$ , 油水井 52 口, 水驱控制程度 58.54%, 水驱动用程度 31.77%, 采出油量达  $7.34$

$\times 10^4 \text{ t}$ , 采出程度 7.74%, 其剩余储量仍达  $84 \times 10^4 \text{ t}$ , 剩余可采储量达  $22.22 \times 10^4 \text{ t}$ , 是其它短期旋回所无法相比的。砂体吸水能力统计 (表 3) 表明, 中期旋回低部位 6 个短期旋回 (A1、B2、C6、C7、D3、F3) 要比中期旋回高部位 6 个短期旋回 (A4、B5、D1、D6、E1、F1) 在吸水层数、厚度、吸水总量、吸水强度上均高数倍。调整井水淹情况统计表明 (表 4), 中期基准面旋回低部位水淹比例是高部位的 2.5 倍, 水淹层数是高部位的 7 倍。对不同中期旋回部位产液统计表明 (表 5), 中期旋回低部位产液能力远高于高部位, 低部位产液量是高部位的 40 余倍, 产液强度则是高部位的 3 倍。以上分析充分说明, 中期旋回低部位吸水能力强、产出量大, 水淹程度高; 高部位则产液量小、吸水能力差、水淹程度较低。

#### 4.2 中长期基准面旋回性质决定了开发层系内的开发响应和剩余油分布

中长期基准面下降期形成的砂层组多层合采时,

下部的砂体动用差, 而上部的砂体动用好。例如 F

表 3 不同中期旋回部位砂体吸水特征

Table 3 The correlation of water injection on lower location vs higher location of medium base-level cycles

旋回位置	射孔		吸水			
	厚度	层数	厚度	层数	总量	强度
	/m	/层	/m	/层	/ $\text{m}^3$	/ $(\text{m}^3/\text{mod})$
中期高部位	122.9	56	30.3	15	161.4	5.33
中期低部位	623	222	197.7	77	2037.6	10.31

注: 据 25 口注水井吸水剖面统计

表 4 中期旋回高部位与低部位水淹情况对比

Table 4 The correlation of water cut on lower location vs higher location of medium base-level cycles

旋回位置	层数 / (层)	比例 / (%)	占总层数 / (%)
中期低部位	29	10	43.9
中期高部位	4	4	6.1

注: 据 31 口调整井统计

表 5 中期旋回高部位与低部位产液情况对比

Table 5 The correlation of liquid output on lower location vs higher location of medium base-level cycles

基准面部位	射开			产液	
	层数 / 层	厚度 / 层	层数 / 层	绝对量 / $\text{m}^3$	强度 / $(\text{m}^3/\text{mod})$
中期低部位	13	82.4	13	37.36	0.45
中期高部位	7	36	1	0.9	0.15

注: 据 5 口井产液剖面统计

旋回内, 由 F1 至 F3, 其采油量由  $0.13 \times 10^4 \text{ t}$  升至  $1.65 \times 10^4 \text{ t}$ , 最后达  $7.4 \times 10^4 \text{ t}$ , 其采出程度则由 5.93% 上升至 9.8%。

中长期基准面上升期形成的砂层组多层合采时, 重点多放在下部物性好, 厚度大的砂体上, 而上部厚度小, 物性差的储层动较差。

## 5 结论

基于地震、钻井、测井的基准面分析, 能为开发后期的油田建立起精细的地层格架, 为深化油田的地质认识打下坚实的基础。

短期基准面旋回控制储层层内非均质性、中长期基准面旋回及其位置决定层间和平面非均质性, 而基准面旋回格架内的地理位置决定不同剖面的非均质特性。因而基于基准面旋回分析, 不仅可对储层的非均质性得以认知, 还可从成因上加以把握, 使得对储层的非均质性分析纳入到一个宏观格架内, 可将其系

统、有机地联系起来。

储层层序格架控制着油藏内的原始油气分布,基准面低位处的砂体油气储量和储量丰度较高,而基准面高位处砂体的油气储量和丰度较低。

油藏内砂体的开发响应与基准面旋回密切相关。基准面低位处砂体物性好,易动用,采出油气数量和采出程度较高,但由于其本身的储量较大,剩余油仍占据着主要的地位;高位处物性较差,储量较难动用,采出油量和采出程度均较小,但其本身储量的限制,其剩余油量在剩余可采储量中的比例仍较小。

#### 参考文献 (References)

- 1 Cross T A, Baker M R, Chapin M A, *et al* Applications of high-resolution sequence stratigraphy to reservoir analysis. In: Eschard R, Doligez B, eds Reservoir characterization from outcrop investigations: Proceedings of the 7th Exploration and Production Research Conference. Paris Techniq, 1993. 11 ~ 33
- 2 邓宏文. 美国层序地层研究中的新学派——高分辨率层序地层学. 石油天然气地质, 1995, 16(2): 90 ~ 97 [Deng Hongwen. A new school of thought in sequence stratigraphic studies in U. S.: high-resolution sequence stratigraphy. Oil & Gas Geology, 1995 16(2): 89 ~ 97]
- 3 邓宏文, 王洪亮, 宁宁. 沉积物体积分配原理——高分辨率层序地层学的理论基础. 地质前缘, 2000, 7(4): 305 ~ 313 [Deng Hongwen, Wang Honhliang, Ning Ning. Sediment volume partition principle: theory basis for high-resolution sequence stratigraphy. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4): 305 ~ 313]
- 4 郑荣才, 尹世民, 彭军. 基准面旋回结构与叠加样式的沉积动力学分析. 沉积学报, 2000, 18(3): 369 ~ 375 [Zheng Rongcai, Yin Shimin, Peng Jun. Sedimentary dynamic analysis of sequence structure and stacking pattem of base-level cycle. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(3): 369 ~ 375]
- 5 郑荣才, 彭军, 吴朝容. 陆相盆地基准面旋回的级次划分和研究意义. 沉积学报, 2001, 19(2): 249 ~ 255 [Zheng Rongcai, Peng Jun, Wu Chaorong. Grade division of base level cycles of terrigenous basin and its implications. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(2): 249 ~ 255]
- 6 邓宏文, 王洪亮, 李熙喆. 层序地层地层基准面的识别、对比技术及应用. 石油与天然气地质, 1996, 17(3): 177 ~ 184 [Deng Hongwen, Wang Hongliang, Li Xizhe. Identification and correlation technique of squence stratigraphic base-levels and their application. Oil & Gas Geology, 1996, 17(3): 177 ~ 184]
- 7 尹太举, 张昌民. 依据高分辨率层序地层学进行剩余油分布预测. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 79 ~ 82 [Yin Taiju, Zhang Changmin. High remaining oil distribution prediction based on high-resolution sequence stratigraphical analysis. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(4): 79 ~ 82]
- 8 尹太举, 张昌民, 李中超, 等. 濮城油田沙三中 6-10 砂组高分辨率层序地层研究. 沉积学报, 2003, 21(4): 663 ~ 669 [Yin Taiju, Zhang Changmin, Li Zhongchao, *et al* High resolution sequence stratigraphy analysis of Es<sub>32</sub> in Pucheng Oil Field, Dongpu Depress. Acta Sedimentologica Sinica, 2003, 21(4): 663 ~ 669]
- 9 尹太举, 张昌民, 李中超, 等. 濮城油田沙三中层序格架内储层非均质性研究. 石油学报, 2003, 25(5): 74 ~ 78 [Yin Taiju, Zhang Changmin, Li Zhongchao, *et al* The heterogeneities analysis in the base level framework: the case of Pucheng oilfield. Acta Petrolei Sinica 2003, 24(5): 74 ~ 78]

## Application of Sequence Stratigraphy to Improving Mature Oil Field Recovery

YN Tai-ju<sup>1</sup> ZHANG Chang-min<sup>1</sup> LI Zhong-chao<sup>2</sup>  
MAO Li-hua<sup>2</sup> DENG Hong-wen<sup>3</sup>

1(Yangtze University, Jingzhou Hubei 434023) 2(Zhongyuan Oil Field Company Ltd, SINOPEC, Puyang Henan 457001)

3(China University of Geoscience, Beijing 100083)

**Abstract** Pucheng oil field is located in the Dongpu depress, Henan province. Four scales of sequence cycles are distinguished in study area, including very short term cycle, short term one, medium term one and long term cycle. The heterogeneities study indicates that base level controlled sand distribution and the reservoir heterogeneities. In the rising semi-cycle of short cycle, the property are better at the bottom of the sands and becoming poorer to top, while with a totally different way in the falling semi-cycle. At the lower position of medium and long term cycles, braided channel are well developed with a widespread area and good property, while at the high position of the cycles, the braided channel are small and the sand spread area are limited with poor property. In the rising semi-cycle of long-

and medium-cycles, the reservoir become poorer from bottom to top, while it becomes better in the falling semi-cycle. From the bank to lacustrine center, the braided channel becomes weaker and smaller, and the reservoir architecture turns to be mainly of sheet-like sands near the front of middle fan from mainly of channel sands near the middle fan, and finally of lacustrine mud at the lake center. The distribution of OOIP (original oil in place) and the residual oil are also controlled by the baselevel framework. OOIP is high at the low baselevel place in the framework, and high while the baselevel is at the high place. Sandbody at the low baselevel place is always with good property and easy to be diploid, so it is often placed on the important place in the development, and with large output. But with high OOIP, its remaining amount is always in large quantities. Sandbody at the high baselevel is always with poor property and difficult to diploid, and be put in the secondary place in the development, so its output is little. But with low OOIP, its ratio of remaining oil in the reservoir is not important.

**Key words** base level, framework architecture, heterogeneities, OOIP, remaining oil, mature oilfield

---

## 欢迎订阅《沉积学报》

《沉积学报》是中国矿物岩石地球化学学会沉积学专业委员会、中国地质学会沉积地质专业委员会、中国科学院兰州地质研究所共同主办的综合性学术刊物,是全国自然科学核心期刊。主要刊载沉积学、沉积矿产、地球化学以及相关分支学科、交叉学科的基础和应用基础研究的创新性研究成果和水平论文,介绍沉积学研究的新技术、新理论及国内外最新沉积学论著,同时也报导有关学术活动、学科研究动态及学术思想的讨论和争鸣。优先发表国家、省、部级重大科技项目及基金资助的在沉积学、地球化学前沿各分支领域以及学科交叉点上有创造性的研究成果。读者对象为大专院校地学专业的师生及科研院所的地学工作者。

2006年起,《沉积学报》改为双月刊,16开本,每期144页,逢双月10日出版,定价30元,全年定价180元。国内外公开发行人,欢迎广大读者到当地邮局订阅。

国内邮发代号:54-45 国外发行代号:Q832

同时欢迎各位专家学者踊跃投稿。

地 址:兰州市东岗西路382号中国科学院兰州地质研究所《沉积学报》编辑部

邮政编码:730000

联系电话:(0931)4960916 传 真:(0931)8278667

E-mail: cjxb@ns.lzh.ac.cn