

文章编号: 1000-0550(2007) 01-0053-06

富县探区低孔低渗砂体的成因类型与层内非均质模式

陈景山¹ 周彦¹ 彭军¹ 谭秀成¹ 王明献² 苟迎春³

(1. 西南石油大学 成都 610500 2. 中原油田分公司 河南濮阳 457000 3. 中国石油勘探开发研究院西北分院 兰州 730020)

摘要 根据露头剖面、钻井、岩芯、分析化验、测井等资料的沉积相精细分析, 鄂尔多斯盆地富县探区上三叠统延长组长 6 段主要发育三角洲、湖泊和湖底扇三种沉积相, 在其中识别出的砂体成因类型主要有分流河道、河口坝、远砂坝、重力流水道、远源浊积等 10 种不同微相类型的砂体, 它们的孔隙度分布于 2.20% ~ 14.90%, 渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 6.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 多数属于低孔低渗储层类型。导致这些砂体最终演变成低孔低渗储层的主要原因是沉积期后的压实作用和胶结充填作用, 求得压实损孔率为 18% ~ 19%, 胶结充填损孔率平均约为 9%, 最终使这些砂体的现今平均孔隙度仅在 10% 左右。根据单砂体内粒度、孔隙度、渗透率等储层参数及其测井响应特征在垂向上的变化型式, 区分出孔渗向上变差型、孔渗向上变好型、复合型、复杂型等四种基本类型的层内非均质模式, 分析并指出了前三种层内非均质性主要受控于砂体微相类型、沉积水动力、沉积物粒度、沉积序列等因素, 而复杂型层内非均质性则主要与砂体内差异胶结作用、差异埋藏溶蚀作用等成岩改造因素有关。

关键词 砂体成因类型 层内非均质性 模式 控制因素 低孔低渗 富县探区

第一作者简介 陈景山 男 1944 年出生 教授 沉积地质学及储层地质学 E-mail: chenjs2005@163.com

中图分类号 P512.2 TE122.2 **文献标识码** A

1 引言

储集砂体或储层的层内非均质性一般是指一个单砂层内储层性质的垂向变化, 通常按垂向粒度分布的韵律性划分为正韵律、反韵律、复合韵律、均质韵律、无韵律等五种基本类型^[1, 2]。它们不仅是油气生产中引起层内矛盾的内在原因, 直接影响和控制单砂层内水淹厚度波及采收率, 而且对单砂层内的油水分布和剩余油分布也具有一定的控制作用^[3, 4]。因此, 层内非均质性早就受到研究者的关注, 一直是储层地质学和开发地质学的重要研究内容之一^[1, 5, 6, 7]。本文针对鄂尔多斯盆地东南部富县探区上三叠统延长组长 6 段低孔低渗的储集砂体, 通过露头剖面、钻井、岩芯、储层样品配套分析、测井等资料相结合的分析, 在沉积微相精细解释的基础上, 研究单砂体的成因类型与层内非均质性及其控制因素, 建立层内非均质模式, 试图为低孔低渗储层的油气分布预测及分层注采提供地质依据。

2 砂体成因类型及储层物性分布

沉积盆地内砂体的形成、特征及分布主要受沉积环境和沉积相的控制。根据露头剖面、钻井、岩芯、分

析化验、测井等资料的沉积相精细分析, 富县探区长 6 段主要发育三角洲—湖泊—湖底扇沉积体系 (图 1), 砂体类型繁多, 规模大小不等, 按其形成环境与成因, 大致可归纳为以下三类: 三角洲环境与牵流作用有关的砂体, 主要包括陆上与水下分流河道、河口坝、远砂坝、决口扇、天然堤、前缘席状砂等砂体类型; 湖底扇环境与浊流沉积作用有关的砂体, 包括重力流水道砂体和远源浊积砂体; 浅湖环境与湖浪和湖流改造作用有关的砂体, 主要包括漫流席状砂体和砂质滩坝砂体。

这些砂体由于其成分、粒度、分选性、泥质含量、规模等本身固有的特征各有千秋, 再加上后期成岩作用的差异改造, 导致其储集性能千差万别, 有的砂体甚至几乎完全丧失作为储集体的功能。根据长 6 段不同微相砂体的物性统计分析 (表 1), 它们的储层物性分布差异较大, 孔隙度从 2.20% 到 14.90% 不等, 渗透率为 $0.01 \times 10^{-3} \sim 6.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 多数属于低孔低渗储层类型。根据 807 块样品的孔渗相关性分析结果, 渗透率的对数值与孔隙度具有较好的正相关关系 ($R=0.67$)。从孔隙度、渗透率以及单砂体厚度来看, 分流河道砂体和重力流水道砂体最好, 平均孔隙度分别为 10.01% 和 10.08%, 平均渗透率分别为

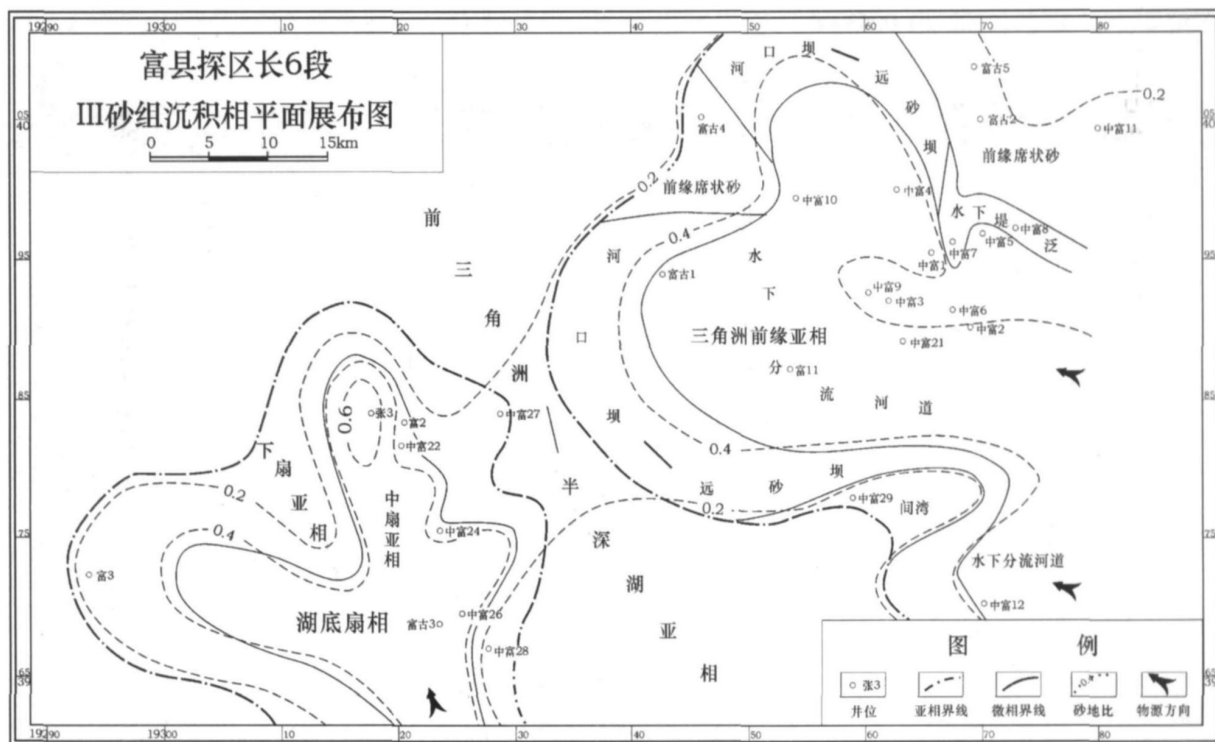


图 1 富县探区上三叠统长 6 段沉积相平面分布图

Fig 1 Sketch map showing distribution of sedimentary facies in Chang 6 Member Upper Triassic, Fuxian exploration area

表 1 长 6 段不同沉积微相砂体物性统计表

Table 1 Statistical data about physical parameters of sandbodies of various microfacies in Chang 6 Member

沉积相	三角洲				湖底扇	
	分流河道	河口坝	远砂坝	前缘席状砂	重力流水道	远源浊积
孔隙度	5.70~13.30	5.20~14.90	3.30~11.50	2.40~3.44	2.20~14.80	3.70~11.10
(范围 均值) %	/10.01	/9.21	/8.76	/3.13	/10.08	/7.79
渗透率	0.01~6.50	0.01~5.00	0.01~1.66	0.01~1.01	0.01~0.98	0.01~0.40
(范围 均值) / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	/0.61	/0.35	/-0.26	/0.17	/0.20	/0.17
单砂体厚度 /m	0.5~5	0.5~3	0.5~2	1~2	2~4.5	1~2

$0.61 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 其次为河口坝砂体, 平均孔隙度为 9.21%, 平均渗透率为 $0.35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 再次为远砂坝和远源浊积砂体。它们可以成为相对较好的储集砂体, 砂层薄、粒度细、并且与泥岩频繁互层的小规模砂体, 例如前缘席状砂、漫流席状砂、决口扇、天然堤等类型的砂体, 储渗性能往往很差, 孔隙度一般小于 5%, 渗透率低于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 很难成为有效砂体。

上述砂体主要由中砂岩、细砂岩和粉砂岩组成, 属于长石砂岩和岩屑质长石砂岩类型, 经历了压实、胶结、交代等破坏性成岩作用以及导致孔隙度增加的埋藏溶蚀作用, 现今处于晚成岩阶段 A 期—B 期。根据砂岩粒度分析结果, 采用经验公式 $\phi_{原} = 20.91 +$

$22.9/S_0$ (S_0 为 Trask 分选系数) 计算得到这些砂体的原始孔隙度平均为 37% 左右。导致它们演变成低孔低渗砂体的主要原因是沉积期后的压实作用和胶结充填作用。根据砂岩薄片的显微镜下鉴定结果, 计算得到压实损孔率为 18%~19%, 胶结充填损孔率平均约为 9%, 最终使这些砂体的现今平均孔隙度仅在 10% 左右 (表 2)。

3 层内非均质模式及其控制因素

影响储层非均质性的因素很多, 主要是沉积作用和成岩作用^[5,8]。杨春彦和郑荣才^[9]在研究陕北靖安地区长 6 段短期基准面旋回与储层非均质性关系时, 根据储层物性在垂向上的变化型式提出了 6 种不

同的层间非均质模式; 林承焰等^[2]对冷东地区沙三段油组建立了 4 大类 20 小类的层内非均质模式。这里在上述精细分析单个储集砂体的微相类型及成因的基础上, 分别研究不同微相类型砂体的粒度、孔隙度、渗透率等储层参数及其测井响应特征在垂向上的变化型式, 识别出孔、渗向上变差型、孔、渗向上变好型、复合型、复杂型等四种基本类型的层内非均质性(图 2), 未发现孔、渗无变化的均质砂体。

3.1 孔、渗向上变差型

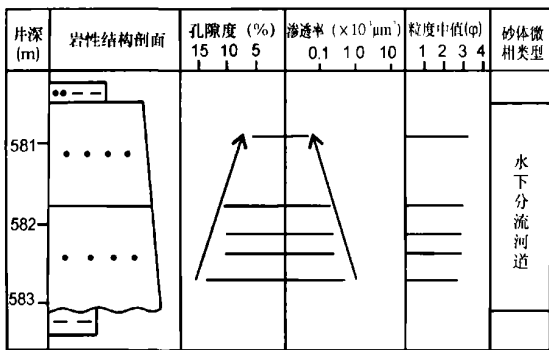
这种类型的层内非均质性以一个单储层或单砂体内孔隙度和渗透率从下到上逐渐降低为典型特征, 尤其是渗透率的垂向变化表现得更为明显。如图 2A 所示, 在中富 3 井一个厚约 2.6 m 的、具有向上变细

沉积序列的水下分流河道砂体内, 由下而上, 渗透率从 $0.58 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 逐渐降低到 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度从 13.3% 降到 5.7%; 在中富 22 井一个厚约 1.85 m

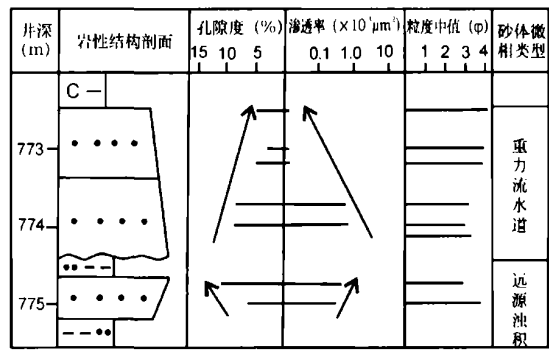
表 2 长 6 段各砂组孔隙度演变分析表

Table 2 Analysis on porosity evolution in various sand-suits of Chang 6 Member

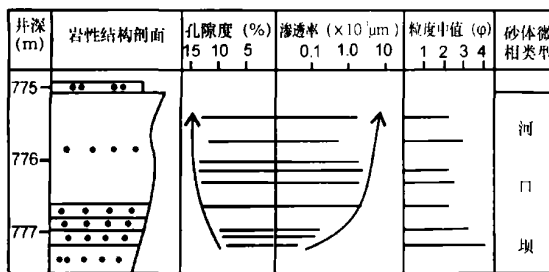
砂组	孔隙度	恢复的	压实损	胶结损	溶蚀增	油气充	沥青损	现今孔
	原始孔	孔率	孔率	孔率	孔率	注期孔	孔率	孔隙度
	孔隙度 %	%	%	%	%	孔隙度 %	%	%
砂组	37.38	18.88	9.01	7.88	17.37	7.24	10.13	
砂组	36.98	18.48	9.32	2.98	12.16	3.20	8.96	
砂组	37.15	19.00	9.14	5.30	14.31	4.93	9.38	
平均	37.17	18.78	9.16	5.38	14.61	5.12	9.49	



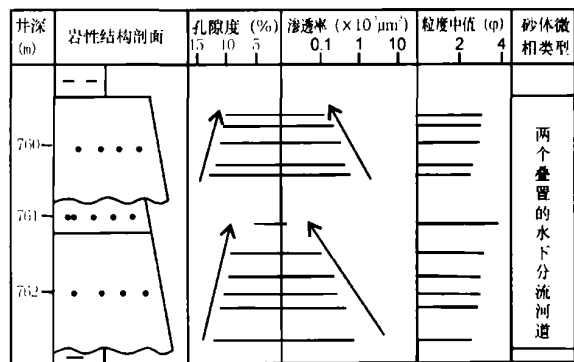
(A)



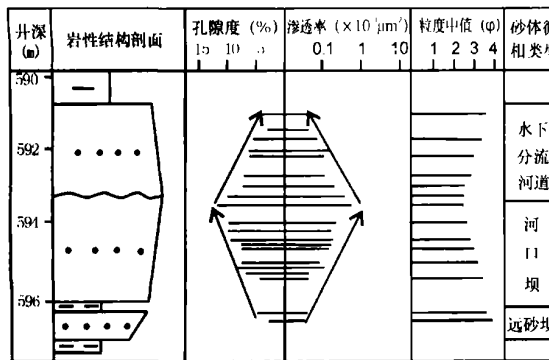
(B)



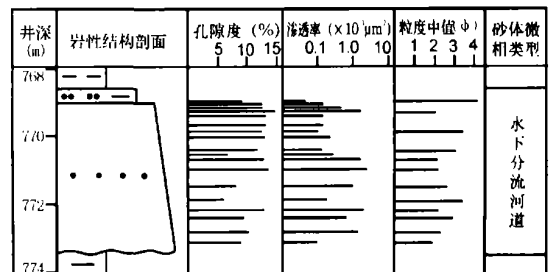
(C)



(D)



(E)



(F)

图 2 长 6 段单砂体的层内非均质模式

Fig 2 Intraformational heterogeneity pattern of the single sandbody in Chang 6 Member

(A) 孔、渗向上变差型, 三角洲前缘水下分流河道砂体(中富 3 井); (B) 孔、渗向上变差型, 湖底扇重力流水道砂体(中富 22 井); (C) 孔、渗向上变好型, 河口坝砂体(中富 2 井); (D) 孔、渗向上变差复合型, 两个冲刷叠置的水下分流河道砂体(中富 22 井); (E) 孔、渗向上变好再变差复合型, 水下分流河道砂体冲刷叠置在河口坝砂体上(中富 22 井); (F) 孔、渗变化复杂型, 水下分流河道砂体(中富 2 井)。

的、具有正粒序的湖底扇重力流水道砂体中,下部渗透率为 $0.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,上部渗透率则降低到 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右,孔隙度则从 8.5% 降到 2.2%。孔隙度和渗透率总体上表现为向上变差。储层孔、渗性在垂向上的这种变化型式,是对具有正韵律粒度或者具有向上变细沉积序列的单砂体的物性响应,对应的电测井曲线通常呈钟型或箱形,多出现在水道型砂体中,例如三角洲相的陆上分流河道和水上分流河道砂体^[10],湖底扇相的重力流水道砂体等。这类水道型砂体往往具有底冲刷面和下粗上细的沉积序列,下部水动力较强,沉积物较粗,泥质含量较少,因此其孔、渗性要优于水动力相对较弱、沉积物较细、泥质含量较多的上部。孔、渗相对较好的储层一般分布于沉积序列的下部和中部。

3.2 孔、渗向上变好型

孔、渗向上变好型的层内非均质性,总体上表现出一个单储层或单砂体内孔隙度和渗透率从底到顶逐渐增大的变化趋势,或者说砂体上部的孔、渗性好于下部。图 2C 表示中富 2 井中的一个三角洲前缘河口坝砂体剖面,厚约 2.6 m,发育典型的向上变浅的沉积序列,具有下细上粗的反韵律结构,下部孔隙度小于 10%,渗透率低于 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,中上部孔隙度大于 10%,可高达 15% 左右,渗透率大于 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,可高达 $5.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体上呈现出孔、渗向上增大的变化趋势,对应的电测井曲线多呈漏斗形或者倒三角形。这种类型的层内非均质性是对具有向上变浅、变粗沉积序列或者具有逆粒级递变的单砂体的物性响应,常发育于三角洲前缘的河口坝、远砂坝、前缘席状砂等微相的砂体内,少量见于湖底扇内具有逆粒序的浊积砂体中。

这种层内非均质类型的成因与沉积环境关系密切。发育向上变浅序列的河口坝和远砂坝—河口坝复合体,其下部沉积时水体相对较深,水动力较弱,沉积物较细,泥质含量较高,因此孔、渗性较差;由下而上,水体逐渐变浅,水动力逐渐增强,沉积物变粗,泥质含量降低,分选性变好,导致储层物性变好。孔、渗相对较好的储层往往位于沉积序列的中上部和顶部。

3.3 复合型

复合型层内非均质性一般是指一个单储层或单砂层内由上述的孔、渗向上变差型和(或)孔、渗向上变好型以不同的方式在垂向上叠置而成。这里的单储层或单砂层实际上是由两个或两个以上的,其间没有明显隔层和夹层的单个微相砂体在垂向上叠置而

成。相邻的上、下砂体实际是连通的,因此可将其视为一个单储层或一个单砂层。

在本区长 6 段三角洲前缘亚相内,水下分流河道非常发育并且具有较强的冲刷能力,因此常常造成水下分流河道砂体冲刷并直接叠置在下伏的砂体上,导致上下相邻的砂体以冲刷面相互连通,其间缺失泥质隔层和夹层,组合成一个单砂层或单储层。这种组合关系比较常见的有以下三种情况: 两个或两个以上的水下分流河道砂体在垂向上的冲刷叠置,导致其孔隙度和渗透率的垂向分布表现出两个或两个以上的孔、渗向上变差型序列的叠加(图 2D),对应的电测井曲线常呈圣诞树形,可称之为孔、渗向上变差复合型层内非均质性。在湖底扇的重力流水道微相砂体中也有这种型式的层内非均质性分布; 上部的水下分流河道砂体与下部的河口坝或远砂坝砂体呈冲刷叠置,组合成一个单砂层,对应的孔隙度和渗透率从底到顶的垂向分布型式呈现出向上逐渐变好再逐渐变差,或者说由下部的孔、渗向上变好型序列和上部的孔、渗向上变差型序列叠置组合而成。总体来看,中部的孔、渗性较好,顶部和底部的孔、渗性较差(图 2E)。这种层内非均质性可称之为孔、渗向上变好再变差复合型或者中部凸出型^[10]; 由两个或两个以上的河口坝砂体或者远砂坝砂体的连续叠置组成的单砂层,对应的孔隙度和渗透率的垂向分布型式以发育两个或两个以上的孔、渗向上变好型叠置序列为特征,对应的电测井曲线常呈倒圣诞树形。例如中富 21 井 771.5~776.3 m 岩心段,三个连续叠置的远砂坝砂体具有三个孔、渗向上变好型序列的叠加。这种层内非均质性可称之为孔、渗向上变好复合型。实际上,还可能发育其它型式的叠置关系,例如水下分流河道、河口坝等规模较大的砂体与水下决口扇、水下天然堤、前缘席状砂等小型砂体的组合,它们的孔、渗垂向变化型式通常比较复杂,可以归入复杂型层内非均质性类型。另一方面,由于小型砂体的孔、渗性一般很差,因此作为储层的实际意义不大。

3.4 孔、渗变化复杂型

这种型式的层内非均质性表现在单储层或单砂层内孔隙度和渗透率在垂向上变化较大并且没有一定的规律性。如图 2F 所示,在中富 2 井一个厚约 4.5 m 的、下粗上细的水下分流河道砂体内,孔隙度变化于 6%~15% 之间,渗透率从 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 到 $3.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 不等,它们在垂向上呈无序分布,粒度的韵律性也不明显,对应的电测井曲线常呈齿化箱

形、齿化钟形、齿化漏斗形等。这种层内非均质性在本区长 6 段砂体中分布很普遍, 无论是具有下粗上细韵律的水下分流河道砂体和重力流水道砂体, 还是呈现出向上变粗的河口坝、远砂坝砂体等, 都有这种类型的层内非均质性出现。显然, 孔渗变化复杂型层内非均质性与砂体微相类型的关系不密切, 也不受砂体沉积韵律和沉积序列的控制。根据对相应岩心薄片的显微镜下鉴定, 单砂层内孔隙度和渗透率在垂向上的复杂变化主要与后期差异成岩改造作用有关, 尤其是与不均匀的胶结作用和埋藏溶蚀作用有关。胶结段孔渗变差, 溶蚀段发育粒内溶孔、铸模孔、粒间溶孔等次生孔隙(图 3), 导致储层孔渗性变好。

综上所述, 表 3 归纳了本区长 6 段储集砂体的层内非均质性的类型与特征。从渗透率级差和渗透率突进系数的分布来看, 不同微相类型的单砂体的层内非均质性基本上处于同一数量级, 这是由于它们总体上属于低孔低渗储层的缘故, 但是它们的物性参数垂

向分布型式却表现出明显的差异, 而且复合型的层内非均质性要比其它类型强。



图 3 长石砂岩中的粒间溶孔和粒内溶孔
(红色铸体片, $\times 10$, 中富 22 井)

Fig 3 Interganular and intragranular porosity
of the feldspar sandstone

表 3 层内非均质性的类型与特征

Table 3 Type and characteristics of intraformational heterogeneity

层内非均质类型	砂体微相类型	沉积序列及韵律性	测井响应特征	渗透率级差	渗透率突进系数
孔、渗向上变差型	陆上和下水分流河道, 重力流水道	向上变深和变细序列, 正韵律	钟形, 箱形, 三角形	650	2.45
孔、渗向上变好型	河口坝和远砂坝, 三角洲前缘席状砂, 远源浊积岩	向上变浅和变粗序列, 反韵律	漏斗形, 倒三角形	500	2.82
复合型	远砂坝、河口坝、分流河道砂体叠加	反正复合韵律	中间凸出形	800	4.44
复合型	两个以上的分流河道砂体或者重力流水道砂体叠加	复合正韵律	圣诞树形	925	2.26
复合型	两个以上的远砂坝—河口坝砂体叠加	复合反韵律	倒圣诞树形	700	3.68
孔、渗变化复杂型	各种微相的砂体	无韵律, 正韵律, 反韵律, 均质韵律	齿化的箱形、钟形、漏斗形	300	3.57

4 结论

鄂尔多斯盆地富县探区上三叠统延长组长 6 段主要发育三角洲、湖泊和湖底扇三种沉积相, 主要的砂体成因类型包括分流河道、河口坝、远砂坝、重力流水道、远源浊积等 10 种不同微相类型的砂体, 多数属于低孔低渗储层类型。导致这些砂体最终演变成低孔低渗储层的主要原因是沉积期后的压实作用和胶结充填作用。单砂体内储层参数在垂向上的变化型式可归纳为孔渗向上变差型、孔渗向上变好型、复合型、复杂型等四种基本类型的层内非均质模式。前三种层内非均质性主要受控于砂体成因类型、沉积序列

及其砂岩粒度的垂向变化, 而复杂型层内非均质性则主要与砂体内差异胶结作用、差异埋藏溶蚀作用等成岩改造因素有关。

参考文献 (References)

- 夏位荣, 张占峰, 程时清. 油气田开发地质学. 北京: 石油工业出版社, 1999. 22~27 [Xi Wei-rong, Zhang Zhang-feng, Cheng Shi-qing. Development Geology of Oil and Gas Field. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 22~27]
- 林承焰, 信荃麟, 刘泽容. 冷东地区沙三段油组储层非均质模式. 石油与天然气地质, 1997, 18(3): 243~246 [Lin Cheng-yan, Xin Quan-lin, Liu Ze-rong. Reservoir heterogeneity model of the second oil bearing set of the Third Member of Shahejie Formation in Lengdong Region. Oil & Gas Geology, 1997, 18(3): 243~246]

- 3 张小莉, 查明, 王鹏. 单砂体高部位油水倒置分布的成因机制. 沉积学报, 2006, 24(1): 148~152 [Zhang Xiaoli, Cha Ming, Wang Peng. Oil/water inversion and its genetic mechanism in the higher portions of the single sandstone body. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2006, 24(1): 148~152]
- 4 杨少春, 周建林. 胜坨油田二区高含水期三角洲储层非均质特征. 石油大学学报, 2001, 25(1): 37~41 [Yang Shaochun and Zhou Jianlin. Heterogeneity characteristics of delta sandstone reservoir with high water-cut in the Second District of Shenguo Oilfield. *Journal of The University of Petroleum*, 2001, 25(1): 37~41]
- 5 裘亦楠. 沉积方式与碎屑岩储层的层内非均质性. 石油学报, 1985, 6(1): 41~49 [Qiu Yinan. Depositional pattern and intraformational heterogeneity of clastic reservoirs. *Acta Petroleologica Sinica*, 1985, 6(1): 41~49]
- 6 方少仙, 侯方浩. 石油天然气储层地质学. 山东东营: 石油大学出版社, 1998. 170~176 [Fan Shaoxian, Hou Fanhao. *Reservoir Geology of Oil and Gas*. Dongying Shandong Press of Petroleum University, 1998. 170~176]
- 7 刘孟慧, 赵激林, 等编译. 第二届国际储层表征技术研讨会论文集. 山东东营: 石油大学出版社, 1990. 103~120, 125~140, 161~179, 247~267 [Edited and translated by Liu Menghui, Zhao Chenglin, et al. *Second International Reservoir Characterization Technical Conference*. Dongying Shandong Press of Petroleum University, 1990. 103~120, 125~140, 161~179, 247~267]
- 8 尹太举, 张昌民, 李中超, 等. 层序地层学在油田开发中的应用实践. 沉积学报, 2005, 23(4): 664~671 [Yin Taiju, Zhang Changmin, Li Zhongchao, et al. Application of sequence stratigraphy to improving mature oil field recovery. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2005, 23(4): 664~671]
- 9 杜春艳, 郑荣才. 陕北长6油层组短期基准面旋回与储层非均质性的关系. 成都理工学院学报, 1999, 26(1): 17~22 [Du Chunyan, Zheng Rongcai. Control of sequence of strata over reservoir heterogeneity of the Chang 6 oil formation in northern Shaanxi. *Journal of Chengdu University of Technology*, 1999, 26(1): 17~22]
- 10 欧成华, 陈景山. 大芦家地区渐新统东二1亚段三角洲前缘砂体微相及储集性研究. 沉积学报, 1998, 16(4): 85~90 [Ou Chenghua, Chen Jingshan. Study on microfacies and reservoir characteristics of the delta-front sandbody of the First Submember of the Second Member of Dongying Formation, Oligocene Series in Dalujia Area. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1998, 16(4): 85~90]

Genetic Type and Intraformational Heterogeneity Pattern of Low-porosity and Low-permeability Sandbodies in Fuxian Exploration Area

CHEN Jing-shan¹ ZHOU Yan¹ PENG Jun¹ TAN Xiu-cheng¹
WANG Ming-xian² GOU Yin-chun³

(1. Southwest Petroleum University, Chengdu 610500;

2. Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyan Henan 457000;

3. Northwest Branch of PetroChina Exploration and Production Research Institute, Lanzhou 730020)

Abstract On the basis of a careful analysis of sedimentary facies from outcrop sections, cores, test data, drilling and well loggings, delta lake and sub-lacustrine fan facies are mainly developed in the Chang 6 Member Yangchang Formation, Upper Triassic in Fuxian Exploration Area of Ordos Basin. Ten microfacies types of sand-body have been distinguished in these sedimentary facies, for example distributary channel, river-mouth bar, distal bar, gravity-flow channel and distal turbidite sandbodies. Their reservoirs range from 2.20% to 14.90% in the porosity and vary from $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ to $6.50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ in the permeability. These sandbodies are mostly the reservoir type of low porosity and permeability. They are resulted from post-depositional compaction, cementation and filling. The loss ratio of porosity from the compaction is 18%~19%, and those from cementation and filling is equally about 9%. An average of ultimate porosity is equally about 10% today. Four basic types of intraformational heterogeneity are recognized by the vertical pattern of grain size, porosity, permeability and other reservoir parameters and logging response. These types of intraformational heterogeneity are porosity and permeability pooring upward, porosity and permeability improving upward, compound and complex types. The former three types of intraformational heterogeneity are determined by sandbody microfacies, depositional hydrodynamics, sediment grain-size, depositional sequence. The complex type of intraformational heterogeneity is largely related to the diagenetic reworking, including differential cementation and differential buried dissolution.

Key words intraformational heterogeneity, genetic type of sandbody, pattern, controlling factor, low porosity and permeability, Fuxian Exploration Area