

辽河油田曙一区杜 84 块兴隆台油层储层非均质性*

党 伟^{1,2}, 赵 虹², 周立发¹, 隗合明², 顿铁军²

(1. 西北大学地质系, 陕西西安 710069; 2. 长安大学资源学院, 陕西西安 710054)

摘要: 兴隆台油层储层微观非均质性以上、下层系的成分与结构差异明显为特点, 上层系岩石相组合以不含砾砂岩为主, 主要为长石岩屑砂岩; 下层系岩石相组合以含砾砂岩为主, 主要为岩屑砂岩, 较上层系分选性差、颗粒粗。宏观非均质性以储层砂体发育不均及物性变化大为特点。垂向上, 上层系单砂层厚度小、砂层频率高、砂岩密度小; 下层系单砂层厚度大、砂层频率低、砂岩密度大。平面上, 上层系分东、西两个砂体, 且东砂体相对发育, 向上逐渐连为一体; 下层系砂体分布开阔, 但向上面积逐渐缩小, 且东厚西薄。上层系的储层物性较下层系好。层间、层内及平面非均质性明显, 且层间非均质性较层内非均质性强, 层内非均质性自下而上逐渐增强。引起储层非均质的主要原因是沉积环境和构造环境。

关键词: 非均质性; 储层; 兴隆台油层; 杜 84 块; 辽河油田

第一作者简介: 党伟, 男, 36 岁, 讲师(博士生), 油气地质

中图分类号: P618.130

文献标识码: A

辽河油田曙一区杜 84 块位于辽河断陷盆地西部凹陷西斜坡边缘中段, 属曙光鼻状构造带的一部分。构造形态为被多条断层复杂化的单斜, 地层南倾, 倾角 $3^{\circ} \sim 4^{\circ}$ 。研究区面积约 7.3 km^2 , 含油面积 6.2 km^2 , 是曙一区超稠油主要含油区块。

杜 84 块主要发育中、新生界沉积。新生界为一套陆相碎屑沉积夹火山岩, 下第三系自下而上为房身泡组和沙河街组, 缺失东营组。其中沙河街组是本文研究的目的层系, 区域上分为四段(沙一、沙二、沙三、沙四段), 兴隆台油层即处于沙三段上部(下层序)和沙一、二段(上层序)之中。

兴隆台油层是杜 84 块主要含油层系, 埋深一般为 $650 \sim 1\,050 \text{ m}$, 沉积厚度一般为 $100 \sim 425 \text{ m}$ 。可分上、下两套层系, 下层系为一套近岸湖底扇浊流沉积体系, 上层系主要为一套扇三角洲沉积体系。两套层系可进一步划分为 5 个油层组、19 个小层。

1 微观非均质性

杜 84 块兴隆台油层上、下层系沉积碎屑均来自于同一物源区——盆地内与西部凹陷相邻的西

部凸起, 故组成储集岩的碎屑成分基本相同, 主要为火成岩, 其岩石相组合类型也基本相同。另外, 两套层系总体上处于早成岩阶段, 具有成岩差(弱)、岩石结构疏松、成熟度低等共同特征。表现为岩石颗粒分选较差、磨圆度差, 颗粒接触类型为点接触和漂浮状, 泥质胶结, 胶结类型主要为接触式和孔隙式, 储层孔隙发育。但由于上、下两套层系属于两种不同类型的沉积体系, 它们在成分和结构特征上存在明显的非均质性。

2.1 成分

上层系主要为长石岩屑砂岩。碎屑成分中石英占 41.5% , 长石占 32.0% , 岩屑占 26.5% 。岩石成分稳定系数为 0.71, 反映了较低的成分成熟度。岩石相组合有 9 种类型, 分别为砾岩、砂砾岩、砾质砂岩、含砾砂岩、含泥砾质砂岩、含泥含砾砂岩、砂岩、含泥砂岩、不等粒砂岩等, 其中以不含砾岩石为主, 约占 67.1% 。

下层系主要为岩屑砂岩。碎屑成分中石英占 35.1% , 长石占 24.0% , 岩屑占 40.9% 。岩石成分稳定系数为 0.54, 反映了更低的成分成熟度。岩石相组合亦有上述 9 种类型, 但其组合特征却有较大差异, 以含砾岩石为主, 约占 70.3% 。

2.2 结构

上层系储层岩石粒度中值平均为 0.31 mm , 磨圆中等, 分选系数平均为 1.9, 胶结类型以接触式

* 辽河油田科研项目“辽河油田曙一区杜 84 块兴隆台油层超稠油藏地质研究”成果之一

收稿日期: 2002-04-25

和孔隙式为主。砾石砾径一般为 1~2 cm, 砾石排列方式呈无序状, 各油层组最大砾径平均为 8.5 cm。

下层系储层岩石粒度中值平均为 0.47 mm, 较上层系粗, 分选系数平均为 2.72, 较上层系分选性差, 磨圆差, 胶结类型以孔隙式为主, 基底式为次。砾石砾径一般为 2~3 cm, 砾石排列方式一般呈无序状, 但有成层排列的、直立的和斜立的等多种方式, 各油层组最大砾径平均为 11 cm。

2 宏观非均质性

2.1 砂体分布

杜84块兴隆台油层砂体分布主要受沉积环境和构造作用(古地理条件)因素影响和控制, 非均质性特征明显。由于上、下两套层系属两种不同类型的沉积体系, 因而其砂体在分布形态、规模及砂泥分异等方面存在明显差异。另外, 由于沙三段末及沙一段末两期构造(抬升)运动的影响, 导致上、下层系顶部均遭受不同程度的剥蚀和上层系底部的缺失,

并引起湖盆萎缩, 沉积范围缩小, 砂体缺失或尖灭。

2.1.1 垂向

上层系是一套扇三角洲相沉积砂体, 单砂层的平均厚度一般为 2~5 m, 砂层频率一般在每百米 20~24 层, 砂岩密度一般为 60%~70%。说明这套储层砂泥分异较好, 是一套中-厚层状储层。

下层系为一套近岸浊流相沉积砂体, 单砂层的厚度在 13~16 m 之间, 砂体叠加厚度大, 泥岩隔层不发育, 砂层频率低, 只有每百米 6.6~6.8 层, 砂岩密度大, 一般在 80%~87% 之间。说明这套储层砂泥分异性不及上层系, 为一套厚层或块状储层。

2.1.2 平面

上层系可分为东、西两个砂体, 中间缺失沉积。两砂体间的距离各时期变化不同, 其中兴 IV₄ 小层沉积时缺失距离最宽(约 2.3 km), 之后随着水体的不断扩大逐渐缩小, 到兴 III₂ 时期缺失区开始接受泥质沉积, 向上渐有薄层砂沉积, 直到兴 I 组沉积时东西砂体才连成一片(表 1)。

表 1 上层系东、西砂体间沉积缺失及砂岩钻遇率变化表

Table 1 Absence of deposition between east and west sand bodies in the upper layer series and variation of rate of sandstone drilling-encountered

小 层 号	兴 IV ₄	兴 IV ₃	兴 IV ₂	兴 IV ₁	兴 III ₄	兴 III ₃	兴 III ₂	兴 II ₂	兴 I ₃
缺失区长度/km	2.2	2.2	2.2	2.2	1.4	1.3	0.6	0	0
缺失区宽度/km	2.3	2.0	1.8	1.4	1.0	0.3	0.1	0	0
砂岩钻遇率/%	15.0	23.3	36.9	38.8	40.6	65.7	84.1	88.6	90.6

东砂体较发育, 砂体长(1.7~2.5 km)而宽(0.1~2.5 km), 且厚度大(中部 8~16 m, 边部 4~8 m), 连片分布, 面积大, 呈 SN 向展布, 且具北窄南宽的特点, 分流河道骨架砂体特征明显。西砂体不够发育, 因地处古地形较高部位, 砂体长(0.1~1.5 km)、宽(0.1~0.2 km)及厚度(中部 7~15 m, 边部 3~6 m)均相对较小, 连片性差, 面积小, 分流间洼地多, 将分流河道分开, 砂体延伸呈 NW-SE 向, 分流河道骨架砂体特征不十分明显。

下层系砂体分布开阔, 连片分布面积大。但因构造剥蚀, 砂体发育不均, 自下而上分布面积逐渐减小。兴 VI₃ 全区分布, 砂岩钻遇率为 89.6%, 兴 VI₂ 沉积向东萎缩, 砂岩钻遇率为 47.0%, 兴 VI₁ 分布面积最小, 仅分布在研究区东部, 砂岩钻遇率只有 20.4%。砂体东厚西薄, 如全区发育的兴 VI₃ 砂体, 东部厚度基本都在 50 m 以上, 大于 100 m 的占 44% 以上, 而西部砂体厚度一般在 70 m 以下, 小

于 50 m 的将近占 50%。各微相砂体中, 水道相骨架砂体特别发育, 砂体长(1.6~2.5 km)而宽(0.2~0.6 km), 且厚度大(10~50 m)。骨架砂体主体为 NE-SW 向延伸, 水道分支程度远不及上层系。

2.2 物性

杜84块兴隆台油层由于成岩作用弱、岩石结构疏松, 粒间孔隙发育, 储层物性普遍好。各油层组孔隙度平均值在 25%~35% 之间, 渗透率平均值在 $1.062 \times 10^{-3} \sim 2.277 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 属高孔高渗型储层。但宏观来看, 上层系物性较下层系好, 且层间、层内及平面上物性都存在着明显的非均质性。

2.2.1 渗透率

渗透率是反映储层非均质性比较敏感的一个重要参数, 可以从层内、层间和平面等方面来研究。本文选用渗透率的变异系数(V_k)、突进系数(S_k)、

级差(N_k)、层内水平与垂直渗透率之比(K_H/K_V)等非均质参数^[1,2]及渗透率的平均值(K_{ave})、最大值(K_{max})、最小值(K_{min})等参数^[3]进行评价分析。

2.2.1.1 层内非均质性

由兴隆台油层层内非均质参数特征(表 2)可以看出,上、下两套层系层内非均质性都比较强,尤

表 2 杜 84 块兴隆台油层渗透率层内非均质参数特征

Table 2 Inner-layer Heterogeneity parameters of permeability in Xinglongtai reservoir in Du No. 84 block										
层 位			单砂层号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$			层内非均质参数			非均质强度
层系	油层组	小层		K_{max}	K_{min}	K_{ave}	V_k	S_k	N_k	
上层系	兴 I	2	2	7 732	42	4 907	0.46	1.58	184.0	弱-强
	兴 II	2	6 ²	179	38	88	0.73	2.00	4.7	弱-强
	兴 III	1	8	465	59	194	0.82	2.4	7.9	中-强
		2	9 ¹	4 658	117	1 680	1.01	2.77	39.8	中-强
		3	9 ²	5 930	136	1 286	1.07	4.60	43.6	强
	兴 IV	1	10	6 165	87	1 779	1.29	3.50	70.9	强
下层系	兴 VI	3	11	9 054	57	1 727	1.14	5.24	158.9	很强

其是下层系层内非均质性很强。同时,渗透率非均质参数值自上而下均呈增大的趋势,表明了兴隆台油层自上而下层内非均质性逐渐增强的特征。上、下层系单砂层层内水平渗透率与垂直渗透率之比平均为 1.62 和 1.78,则从另一个角度反映了层内非均质性特征,且下层系略强于上层系。

2.2.1.2 层间非均质性

层间非均质性是对一套砂、泥岩间互的含油气层系的总体描述^[1]。可以指单砂层之间渗透率的变化,也可指砂岩组之间、油层组之间乃至层系之间渗透率的变化。据层间非均质参数特征(表 3)及表 2 中单砂层渗透率值变化特征分析,兴隆台油层各单砂层间渗透率非均质性强。由表 3 可知层系间非均质性更强,这与上述微观非均质性特征有内在关系。

表 3 杜 84 块兴隆台油层渗透率层间非均质参数特征

Table 3 interlayers Heterogeneity parameters of permeability in Xinglongtai reservoir in Du No. 84 block											
层位	$K/10^{-3} \mu\text{m}^2$			单砂层间非均质参数			样品 块数	$K_{ave}/10^{-3} \mu\text{m}^2$	层系间非均质参数		
	$K_{\max}$	$K_{\min}$	K_{ave}	V_k	S_k	N_k			V_k	S_k	N_k
上层系	7 732	38	1 898	1.1	4.1	203	53	1 786	1.4	5.1	323
下层系	9 054	57	1 727	1.1	5.2	158	100				

2.2.1.3 平面非均质性

储层渗透率非均质特征在平面上与沉积相带

密切相关。区内不同相带,各非均质参数值的分布特点不同(表 4)。由表 4 可以看出,三种非均质参

表 4 不同相带渗透率非均质强度分布

Table 4 Distribution percentage of heterogeneous intensity for permeability in various facies zones										
层系	非均质参数	相 带								
		辫状分流河、水道			河口坝、水下坝			分流河、水道间薄层砂		
		弱	中	强	弱	中	强	弱	中	强
上层系	V_k	11.1	27.8	29.8	/	5.6	5.6	1.0	9.1	10.0
	S_k	6.0	25.5	28.2	0.7	8.1	6.0	8.1	11.4	6.0
	N_k	/	23.4	28.0	0.4	16.6	7.1	1.8	15.9	6.8
下层系	V_k	15.0	18.7	20.9	11.2	13.9	7.0	5.3	5.9	1.1
	S_k	6.1	21.4	13.6	0.4	13.9	11.5	0.8	22.1	10.2
	N_k	/	14.9	25.9	/	8.4	15.8	/	31.1	3.9

数分布特征均反映出兴隆台油层骨架砂体辫状分流河道和水道相砂体非均质性最强, 其次是分流河道、水道间薄层砂。

不同相带渗透率值的区间百分比(表 5)则清楚的显示出: 上层系与下层系的骨架砂体分流河道

砂岩与水道砂岩为渗透率最好的相带, 其次为河口坝、水下坝与分流河道、水道间薄层砂体, 反映了不同相带间渗透率非均质性较强。从而也说明骨架砂体不仅物性最好, 其非均质性也最强。

表 5 不同相带渗透率分布百分比

Table 5 Distribution percentage of permeability in various facies zones

渗透率 / μm^2	相 带					
	辫状分流河、水道		河口坝、水下坝		分流河、水道间薄层砂	
	上层序/ $\%$	下层序/ $\%$	上层序/ $\%$	下层序/ $\%$	上层序/ $\%$	下层序/ $\%$
> 2	0.6	/	2.1	0.5	0.6	/
2~ 0.5	30.5~ 51.3	5.1~ 9.8	2.4~ 13.8	3.3~ 4.8	4.7~ 13.0	1.0~ 3.8
< 0.5~ 0.1	8.2~ 27.9	35.2~ 49.3	3.2~ 10.5	20.1~ 23.9	7.5~ 21.5	13.0~ 30.7
< 0.1~ 0.01	0.3~ 2.1	0.3~ 2.0	0.6	0.5	0.3~ 2.7	/

2.2.2 孔隙度

兴隆台油层属高孔高渗型储层, 孔隙度与渗透率具有较好的相关性, 在平面上具有类似的分布特

征。高孔隙度主要分布在辫状分流河道与水道相的骨架砂体中, 其次为河口坝、水下坝砂体与分流河道、水道间薄层砂体(表 6)。

表 6 不同相带孔隙度分布百分比

Table 6 Distribution percentage of porosity in various facies zones

孔隙度/ $\%$	相 带					
	辫状分流河、水道		河口坝、水下坝		分流河、水道间薄层砂	
	上层序/ $\%$	下层序/ $\%$	上层序/ $\%$	下层序/ $\%$	上层序/ $\%$	下层序/ $\%$
> 30	36.9	2.5	9.7	0.5	10	/
30~ 25	17.2	45.0	9.3	22.3	16.1	13.8
< 25~ 15	0.4	12.9	/	3.0	0.4	/

3 结论

兴隆台油层储层微观非均质性表现在上、下层系成分和结构特征差异明显。上层系主要为长石岩屑砂岩, 石英和长石含量较高, 岩屑含量较低; 成分和结构成熟度较低; 岩石相组合以不含砾岩石为主。而下层系主要为岩屑砂岩, 石英和长石含量较低, 岩屑含量较高; 成分和结构成熟度较上层系更低; 岩石相组合以含砾岩石为主。

兴隆台油层储层宏观非均质性以储层砂体发育不均及特性变化大为特点。(1) 砂体发育不均。上层单砂层厚度小, 砂层频率高, 砂岩密度小, 属一套中-厚层状储层。平面上分东、西两个砂体, 中间自兴 IV₄ 始缺失沉积, 直到兴 I 时才连成一片, 且东砂体较为发育。下层系单砂层厚度大, 砂层频率低, 砂岩密度大, 属一套厚层或块状储层。砂体分布开阔, 东厚西薄, 但自下而上面积逐渐缩小, 兴

VI₅ 最大, 兴 VI₁ 最小。(2) 层内及层间储层物性非均质性都较强, 而层间非均质性较层内非均质性更强, 且层内非均质性自上而下呈逐渐增强的特点。(3) 平面上储层物性非均质性亦较强, 主要受沉积微相的影响和控制, 上层系辫状河分流河道砂体物性最好, 下层系分流水道砂体物性最好。且物性好的相带相应的非均质性也强。

兴隆台油层成岩作用弱, 沉积环境和构造作用的影响, 是导致其储层非均质性明显的主要原因。

参 考 文 献

1 裘怿楠, 陈子琪. 油藏描述[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996. 184~ 196
2 刘泽容, 信荃麟, 王伟锋, 等. 油藏描述原理与方法技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1993
3 尹寿鹏. 渗透率非均质性参数计算及代表性分析[J]. 石油实验地质, 1999, 21(2): 146~ 149

RESERVOIR HETEROGENEITY OF XINGLONGTAI OIL LAYER IN DU- NO. 84 BLOCK OF SHUGUANG- 1 AREA, LIAOHE OILFIELD

Dang Ben^{1,2} Zhao Hong^{1,2} Zhou Lifa¹ Wei Heming² Dun Tiejun²

(1. Department of Geology, Northwest University, Xi'an; 2. Institute of Resources, Chang'an University, Xi'an)

Abstract: Xinglongtai oil reservoir is characterized, in terms of micro heterogeneity, by obvious distinctions on component and structure of rock between underlayer series and upper one. Rock assemblage in upperlayer series mostly consists of sandstones without gravel which are mainly feldspar rock – fragment ones, whereas rock assemblage in underlayer series is chiefly composed of sandstone with gravel which are mainly feldspar rock fragments. The sorting of sandstone grains is poorer in underlayer series than that in upper one. The particle size in underlayer series is thicker than that in upper one. Macro heterogeneity shows uneven growth of sand body and obvious variations of porosity and permeability. Vertically, the thickness of single sand body and the frequency of sand body as well as the density of sand rock are all smaller in upperlayer series than that in under one. Horizontally, the sand body in the upperlayer series is divided into two parts locating in the east and west which gradually join together upwards. The distribution of sand bodies in the underlayer series is wide. Whereas the distribution area gradually decreases upwards. Inter- layer, internal and plane heterogeneity of porosity and permeability is obvious, moreover the inter- layer heterogeneity is intense than internal heterogeneity which gradually gather head from bottom to top. Primary reasons leading to reservoir heterogeneity are sedimentary environment and tectonism.

Key words: heterogeneity; reservoir; Xinglongtai reservoir; Du No. 84 block; Liaohe oilfield