

塔里木盆地大宛齐油田康村组储层特征及评价

旷红伟¹, 金广春²

(1. 长江大学地球物理与石油资源学院, 湖北 荆州 434023;

2. 长江大学地球化学系, 湖北 荆州 434023)

摘要: 在地层对比的基础上, 深入研究了大宛齐油田康村组储层的岩石学特征、储集砂体成因类型及其特征、储层孔隙类型、孔隙结构特征及储层分布规律。大宛齐油田康村组属于低弯度河进入极浅水湖泊形成的三角洲沉积体系, 决定了它主要的储集砂体成因类型为三角洲砂体, 其中又可细分为三角洲平原分流河道砂体、三角洲前缘水下分流河道砂体和河口砂坝砂体, 主要储集空间类型是剩余原生粒间孔隙, 其次是粒间溶孔和微孔隙。分流河道砂体以粒度较粗的中粗砂岩、含砾砂岩和细砂岩为主, 发育大孔隙, 粗喉道, 孔隙度大, 渗透率高, 储集性能好; 河口砂坝砂体, 粒度相对较细, 以细—粉砂岩为主, 孔隙度相对较低, 孔径也相对较小。纵向上, 康村组中下部砂体较发育, 上部次之, 以砂泥互层形式叠置, 但总体上砂岩含量不高, 一般在15%~30%之间; 康村组储层横向分布受物源等因素影响, 呈现出东北部厚、西北部薄的特点。储层物性总的分布规律是由北东往南西方向, 孔隙度减小, 由南东往北西方向渗透率变差。

关键词: 塔里木盆地; 大宛齐油田; 康村组; 储层特征

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

0 引言

大宛齐油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏专区拜城县境内(图1), 地形南低北高, 地面海拔1430~1560m。其构造位置处于塔里木盆地库车坳陷拜城凹陷西部, 吐孜玛扎背斜之南, 东、西、南三面分别向拜城凹陷倾没, 为一明显的凹中之隆。

大宛齐地区钻遇的地层自上而下为第四系, 新近系康村组、吉迪克组和古近系苏维依组, 库车组缺失。大宛齐油田的主要产层为第四系和新近系康村组储层, 新近系康村组与上覆第四系为角度不整合接触, 与下伏吉迪克组为整合接触(表1)。用标志层组合对比法完成了康村组全区的地层对比后划分出4个岩性段: 第一岩性段以泥岩、砂质泥岩为主, 夹透镜状砂岩、含砾砂岩。其顶部以剥蚀面同第四系不整合接触。第二段岩性与第一段相近, 但砂岩含量较高。第三段为砂泥岩互层, 砂岩横向变化较小。第四段, 岩性与第三段相近, 但

收稿日期: 2003-06-08

基金项目: 国家“九·五”重点科技攻关项目(96-111补2-1)

作者简介: 旷红伟(1969-), 女, 博士, 副教授, 主要从事储层沉积学和层序地层学的教学和研究工作。地址: 湖北省荆州市长江大学地球物理与石油资源学院; 邮编: 434023

大部分并未钻遇或未钻穿(图2)。库车坳陷康村组沉积时,大宛齐地区已演变为一套低弯度河入湖的浅水三角洲沉积^[1-3]。

1 康村组储层特征

1.1 岩石学特征

研究区的岩石类型较为简单,全部为碎屑岩,均为岩屑砂岩或次长石岩屑砂岩。其碎屑颗粒成分复杂,来自三大类岩石,但以沉积岩产物为主,表现为岩屑含量高,石英和长石含量低的特点。其岩屑含量一般可达50%~90%,平均70%。岩屑组分中以沉积岩屑为主,而沉积岩岩屑中又以碳酸盐岩岩屑占绝对优势,占岩屑总量的48%,占碎屑组分的33%。

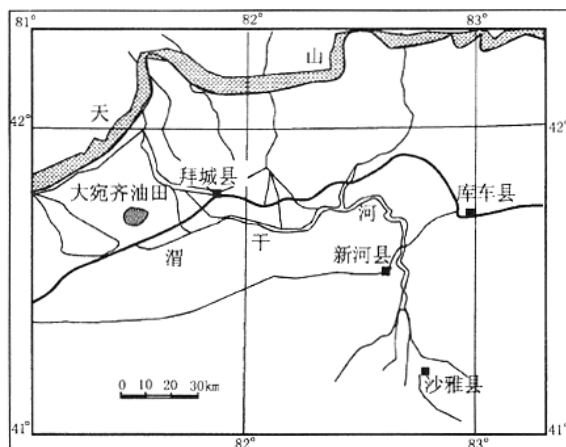


图1 大宛齐油田位置示意图

Fig.1 Sketch map of the location of the Danwanqi oilfield

表1 大宛齐油田钻遇的地层层序表

Table 1 Stratigraphical successions of the Danwanqi oilfield

系、统	组	钻厚(m)	岩性	沉积相
第四系		270~360	棕色、棕黄色泥岩与灰色砂岩、含砾砂岩及杂色小砾岩不等厚互层	冲积扇与河流相
上新统	康村组(N _k)	666~826.5	上部:棕黄、棕色泥岩夹浅灰色砂岩及杂色小砾岩 中、下部:棕色泥岩、粉砂质泥岩与灰色、黄灰色砂岩、含砾砂岩不等厚互层。	低弯度河三角洲相
中新统	吉迪克组(N _j)	1597~2162	上部:棕色、黄灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色、黄灰色泥质粉砂岩、砂岩、含砾砂岩间互层。 中部:棕色、暗棕红色泥岩、含膏泥岩夹灰色、黄灰色砂岩。 下部:棕色、棕红、褐色泥岩与灰色砂岩不等厚互层。	三角洲与浅湖相
渐新统	苏维依组(E)	2054.5(未穿)	上部:棕色泥岩、膏质泥岩、棕色及白色泥膏岩夹薄层棕色及灰色粉砂岩。 中、下部:灰白色盐岩、棕褐色泥质盐岩及灰白色泥膏岩。	盐湖相

其次是变质岩岩屑,占岩屑总量的20%~40%;岩浆岩占岩屑总量的5%~35%左右。康村组砂岩具岩屑组分含量高而杂基碳酸盐岩屑含量异常高的特点,反映出其成分成熟度是很低的。填隙物由杂基和胶结物组成,杂基主要是陆源粘土,另有少量微细长英质碎屑、铁质及云母。胶结物类型单一,以方解石胶结物占绝对优势,具少量铁方解石、微量含铁泥质和黄铁矿^[4]。康村组储集岩中,砂岩和砾岩普遍为中等致密程度或较疏松,磨圆度为次圆—次棱角状,分选中等—差,颗粒以点接触或线接触为主,胶结类型多为孔隙式,少量接触式;粉砂岩致密程度中等—疏松,磨圆较差,为棱角—次棱角状,分选中等—好,孔隙—基底式胶结,部分为基底式胶结。上述储层结构特征,表明其结构成熟度也比较低。

1.2 储集砂体成因类型及其特征

大宛齐油田康村组属于低弯度河进入极浅水湖泊形成的三角洲沉积体系，决定了它主要的储集砂体成因类型为三角洲砂体，其中又可细分为三角洲平原分流河道砂体、三角洲前缘水下分流河道砂体和河口砂坝砂体，下面分述之：

(1) 分流河道砂体和 水下分流河道砂体

此类砂体在研究区分布广泛，尤以 DW1 井区以东最为发育，是大宛齐油田康村组的主要储集砂体。

岩性特征：由褐灰色、灰褐色或棕褐色细砾岩、含砾不等粒砂岩、粗砂岩、细砂岩构成多个正韵律沉积，夹少量河道间的细粒沉积物。沉积构造以大型交错层理和平行层理为主，发育冲刷、充填构造，横剖面呈透镜状，纵向上沿河床呈长条形分布，水下分流河道分叉增多，沉积速度加大。单层最大厚度 8.5m，最小 0.5m，总厚度在 78 ~ 120.5m 之间变化（表 2）。颗粒成分以岩屑为主，石英和长石含量较少，分选差，胶结疏松。

电性特征：自然电位呈中—高负异常，以钟型、箱型为主，单个河道韵律一般为钟型或齿化钟型，底部为突变，顶为渐变，而多个韵律叠合成复合韵律，则多呈块状。

(2) 河口砂坝砂体

主要分布在 DW107 井 ~ DW105 井以西的地区，离物源相对较远，是一套较好的储集砂岩体，纵向上主要分布在第二岩性段以下，即康村组下部。

岩性特征：以褐色或褐灰色细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩为主，可见交错层理，单个层序有向上变粗的趋势，常具液化变形层理。单层厚度和总厚度均较薄，单层最大厚度 9m，最小 1m，一般 3 ~ 4m，累计厚度不超过 23.5m，不如分流河道砂体发育（表 2）。分选中等，磨圆较好，为次圆状，胶结疏松，物性较好。

电性特征：自然电位中—高负异常，大多为漏斗型、对称齿型或漏斗型 + 箱型，个别有漏斗型 + 钟型。

1.3 储集空间类型与特征

大宛齐油田康村组主要的储集空间类型是原生粒间孔，其次是微孔隙和溶蚀孔。按孔隙分布、形态和大小，可分为粒间孔隙、粒内孔隙、填隙物内微孔隙和裂缝孔隙。

(1) 粒间孔隙

粒间孔隙是研究区最主要的孔隙空间类型。

① 剩余原生粒间孔隙：颗粒间以点接触为主，少量线接触，颗粒本身基本无溶蚀现象；粒间孔分布均匀，孔径大，连通性好，剩余原生粒间孔隙占总孔隙度的 58.2% ~ 100%。

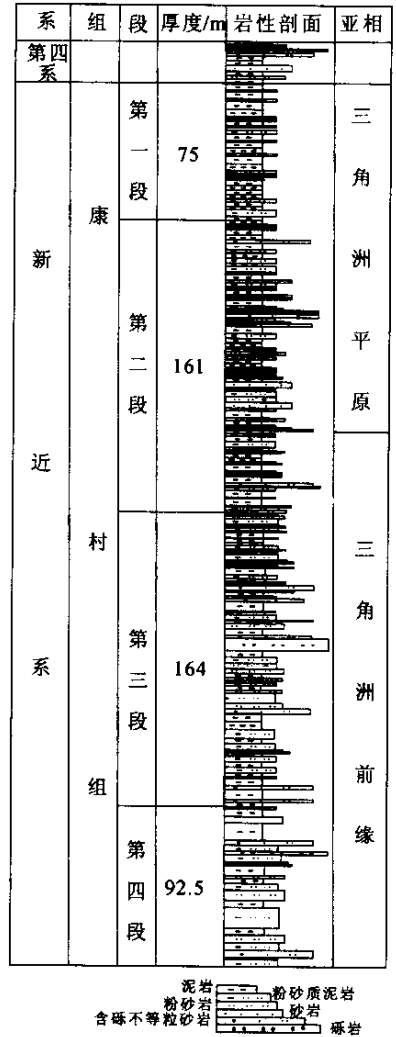


图 2 大宛齐油田康村组柱状图

Fig.2 Sketch map of the Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield

表 2 大宛齐油田康村组储集砂体类型、厚度及分布

Table 2 Types, thicknesses and distribution of reservoir bodies in the Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield

井号	储集体类型	岩性	累计厚度 (m)	单层厚度 (m)	分布
				最大~最小 一般	
DW105 井	分流河道及水下分流河道砂体	细砾岩、砂质砾岩、含砾不等粒砂岩、细砂岩	78.0	$\frac{8.5 \sim 0.5}{1.5 \sim 2}$	全组
	河口砂坝砂体	泥质粉砂岩、粉砂岩	23.5	$\frac{9.0 \sim 1.5}{3.0}$	第二段底部以下
DW109 井	分流河道及水下分流河道砂体	细砾岩、砂质砾岩、含砾不等粒砂岩	120.5	$\frac{7.0 \sim 0.5}{1.5 \sim 2.5}$	全组
	河口砂坝砂体	粉砂岩	10.0	$\frac{4.0 \sim 2.0}{4.0}$	第二段以下
DW111 井	分流河道及水下分流河道砂体	含砾不等粒砂岩、细砂岩	118.5	$\frac{5.0 \sim 1.0}{1.5 \sim 2.0}$	全组
	河口砂坝砂体	粉砂岩	5.0	$\frac{2.0 \sim 1.0}{2.0}$	第二段以下

②粒间溶孔：是其主要的次生孔隙。据大宛 105 井 18 块样品统计，砂岩中粒间溶孔占总孔隙的 21.2%，而其他次生孔隙的总和仅为总孔隙的 9.1%，粉砂岩中也不例外（表 3）。

表 3 大宛齐油田新近系康村组储层孔隙特征^①

Table 3 Pore properties of the reservoir of the Neogene Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield

井号	岩类	孔隙类型 (%)				孔隙特征参数			样品数
		粒间孔	粒间溶孔	粒内溶孔	基质溶孔	面孔率 (%)	最大孔径 (μm)	孔隙配位数最大区间	
DW103	粉砂岩	94.73	—	5.27	—	4.46	170	3.69/0~3	13
	砂岩	93.10	—	5.34	1.56	16.68	710	6.93/4~6	27
DW105	粉砂岩	58.22	38.86	2.91	—	3.4	160	4/0~3	6
	砂岩	69.0	21.20	8.10	1.10	9.3	300	4.92/3~4	12
DW106	粉砂岩	100	—	—	—	1.83	83	3.67/2~3	6
	砂岩	73.13	12.80	7.04	7.04	12.08	250	4.96/2~4	53

(2) 粒内溶孔：由于康村组埋深不大，长石等矿物的溶解量甚微，因此粒内溶孔不发育，仅占总孔隙的 2.91%~11.03%（表 3）。

(3) 微孔隙：康村组储层微孔隙中基质溶孔占总孔隙的 1.1%~7.04%。

(4) 裂缝孔隙：在砂岩储集层中，虽然裂缝孔隙度顶多只能提供百分之几的储集空间，但将大大提高储集岩的渗透能力，在研究区，构造作用主要是形成一些微裂缝，缝宽 0.01

① 朱国华，库车坳陷大宛齐地区第三系储层研究 [R]. 库尔勒：中国石油塔里木油田分公司，1996.

~0.03mm，且延伸短；裂缝孔隙度 < 1%。

综上所述，大宛齐油田康村组的主要储集空间类型是剩余原生粒间孔隙，其次是粒间溶孔和微孔隙。原生粒间孔主要分布在杂基含量低的砂岩和压实程度低的粉砂岩中，微孔隙和粒间溶孔分布于填隙物含量高的砂岩和粉砂岩中。原生粒间孔发育的储层具大孔隙、粗喉道，孔渗性均好；粒间溶孔多为孤立状态，虽有一定孔隙度，但连通性较差；微孔隙发育的储层，孔隙度虽高，但渗透率很低。

1.4 孔隙结构特征

储层的孔隙结构是一个复杂的孔喉系统，砂岩储集岩孔隙的大小受控于砂岩颗粒的大小及成岩后生变化。大宛齐油田康村组三角洲平原分流河道砂体和三角洲前缘水下分流河道砂体发育，储集岩以粒度较粗的中粗砂岩、含砾砂岩和细砂岩为主，以大—中型孔隙居多。康村组下部（三、四段）三角洲前缘河口砂坝砂体，粒度相对较细，以细—粉砂岩为主，因此孔隙度相对较低，孔径也相对较小；分流河道砂体以大孔隙、粗喉道为主，孔隙度大，渗透率高，储集性能好。

大宛齐油田康村组储集岩按其孔隙喉道大小分为四级：Ⅰ级，粗喉型， $D_m > 3\mu\text{m}$ ；Ⅱ级，中喉型， $1.5\mu\text{m} < D_m < 3\mu\text{m}$ ；Ⅲ级，细喉型， $0.4\mu\text{m} < D_m < 1.5\mu\text{m}$ ；Ⅳ级，微喉型， $D_m < 0.4\mu\text{m}$ （表 4）。孔隙喉道的大小和形态取决于颗粒的接触类型和胶结类型，以及砂粒本身的大小和形状。按喉道形态和孔喉直径比又可分为：①缩径喉道；②点状喉道；③片状或弯片状喉道；④管束状喉道^[5]。在大宛齐油田康村组储集岩中，以①、②、④类喉道常见，由于它埋深较浅，压实作用和压溶作用不是很强烈，故片状弯片状喉道欠发育。

表 4 大宛齐油田康村组储层评价标准

Table 4 Reservoir evaluation standard of the Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield

	评价依据	评价标准			
			同前	河漫砂，天然堤	漫溢砂，堤岸
质量依据	砂体类型	水下分流河道，分流河道，河口坝			
	成岩作用带	早成岩 A 期	早成岩 A 期		
	胶结类型	以孔隙式为主，少量接触—孔隙式	孔隙式为主，接触—孔隙式增加	以孔隙—接触式为主	基底式为主
	粒级区间	细砾岩，砂砾岩，粗中砂岩	细砾岩，砂砾岩，砂岩	砂砾岩，粉砂岩	灰质砂砾岩，粉砂岩
	平均孔喉半径 (μm)	> 8 ~ 10	10 ~ 5	5 ~ 1	1.5 ~ 1.0
	平均孔隙度 (%)	> 25	25 ~ 18	20 ~ 15	15 ~ 5
	平均渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	> 1000	1000 ~ 100	100 ~ 10	10 ~ 1.0
	砂岩孔隙度 (%)	> 20	20 ~ 15	20 ~ 10	15 ~ 5
	粉砂岩孔隙度 (%)	> 30	> 20	25 ~ 15	20 ~ 10
	厚度依据	组段	> 50	20 ~ 50	20 ~ 10
	综合评价	I	II	III	IV

2 储层分布规律

2.1 储层厚度分布规律

1) 纵向分布规律

纵向上,康村组中下部砂体较发育,上部次之,以砂泥互层形式叠置,但总体上砂岩含量不高,一般在 15%~30% 之间(图 2)。单砂层厚度薄,单层厚度 >5m 的储层,频率百分含量一般 <8%,个别达 18%;单层厚度 $\geq 2\text{m}$ 、<5m 的储层,频率百分含量在 18.39%~75.59% 之间,单层厚度 $\geq 1\text{m}$ 、<2m 的储层,频率百分含量为 34.55%~61.90%。由此可知,康村组储层单砂层厚度一般都在 1~5m 之间,且以 <2m 者居多。

2) 横向分布规律

康村组储层横向分布受物源等因素影响,呈现出东北部厚、西北部薄的特点(图 3)。

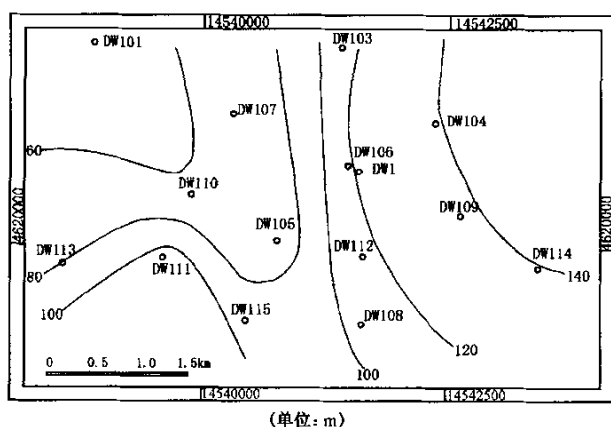


图 3 大宛齐油田康村组第一至三段砂岩累计厚度等值线图

Fig.3 Contour map of the cumulative sandstone thickness of the Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield (members 1~3)

2.2 储层物性分布规律

从图 4 和图 5 可知,大宛齐油田康村组储层物性总的分布规律是由北东往南西方向孔隙度减小,由南东往北西方向渗透率变差。东北部和东南部高孔隙度和高渗透率相匹配,物性好;西北部是高孔低渗储层,西南部是低孔、低渗储层,物性较差。此外,孔隙度的分布略具分带性,由北西往南东方向,表现为高→低→高→低→高的变化趋势,两个低值区分别位于 DW107~DW113 井区和 DW112 井区。

3 储层评价

要进行合理的储层评价,取决于两个方面,一是评价依据和类别标准的合理性,二是评价方法的实用性和科学性。大宛齐康村组储层埋藏浅,单砂层厚度薄,储层非均质性严重,取心井段不全,勘探程度低,地震测网的密度较低(仅为 $4\text{ km} \times 4\text{ km}$),对储层进行精细评价还有一定困难。本文采用综合评价体系对康村组储层进行评价^[6~10](表 4)。

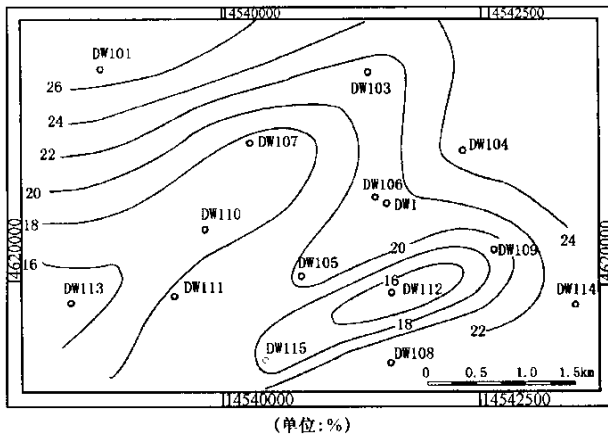


图 4 大宛齐油田康村组储层孔隙度等值线图

Fig.4 Contour map of the porosity of the Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield

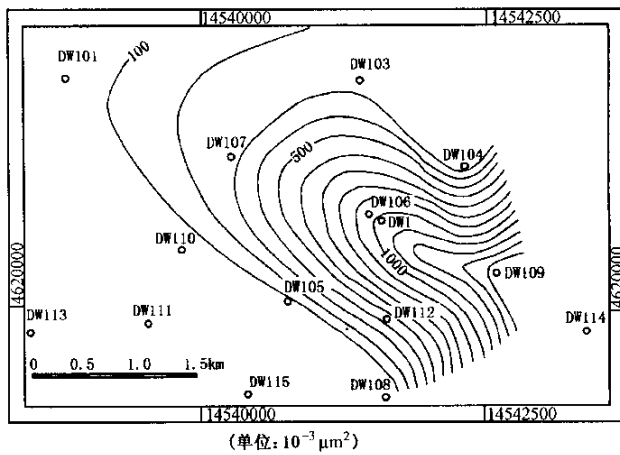


图 5 大宛齐油田康村组储层渗透率等值线图

Fig.5 Contour map of the permeability of the Kangcun Formation in the Dawanqi oilfield

大宛齐油田康村组储层普遍含粗颗粒物，砂岩具低杂基低方解石胶结物特征，粉砂岩的杂基含量明显增加；康村组埋深在 261.5 ~ 900.0m 之间，主要砂体类型为低弯度河入湖形成的浅水三角洲分流河道砂体、水下分流河道砂体，河口坝砂体次之。

统计表明，大宛齐主体区块康村组中，大于 5m 厚的砂层产出频率一般 < 8%，18.39% ~ 75.59% 的砂层单层厚度在 2 ~ 5m 之间，34.55% ~ 61.90% 的砂层单层厚度为 1 ~ 2m，而且含砂量不高，一般为 15% ~ 30%，连续性较差，以砂泥岩互层形式出现。因此，康村组储层总体上说厚度不大，单砂层薄，连续性差。

埋藏浅，压实与胶结的强度不太高，砂岩的孔隙体系以剩余原生粒间孔为主，粉砂岩则以微孔隙为主。砂岩和粉砂岩的面孔率分别达 12.3% 和 3.53%，平均孔喉半径分别达 10.47μm 和 0.96μm，毛管压力曲线显示孔喉良好的分选性，孔喉频率分布集中于 10 ~ 40μm 区间，砂岩的平均孔隙度和渗透率分别达 21.59% 和 1490.7 × 10⁻³ μm²，综合评价储层砂岩以

I、II类为主,粉砂岩以III类为主。

1) 第一岩性段

储层厚度分布不稳定,累计厚度为12.5~21.5m不等,砂岩百分含量的高值区位于研究区东南和东北部。以含砾砂岩、细砂岩、粉砂岩为主,平均孔喉半径 $0.22\mu\text{m}$,毛管压力曲线显示孔喉频率分布集中于 $0.04\sim 1.0\mu\text{m}$ 之间,储层的平均孔隙度达20.86%,平均渗透率 $< 50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,以III类储层为主。

2) 第二岩性段

储层最厚达52.5m,由东北向南西、北西、南东减弱,横向较不稳定,连续性较差,粒度较粗,以三角洲平原的粗粒沉积为主。平均孔喉半径 $2.5\mu\text{m}$,毛管压力曲线分选良好,孔喉频率分布集中于 $10\sim 2.5\mu\text{m}$ 之间,砂岩平均孔隙度达19.0%,平均渗透率为 $200\times 10^{-3}\sim 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,综合评价以II、III类储层为主。

3) 第三岩性段

本段无论从砂体厚度、百分含量和连续性来说,均优于其他段。砂体类型以三角洲前缘的水下分流河道和河口坝砂体为主,平均喉道半径 $6.76\mu\text{m}$,孔喉分布频率在 $10\sim 40\mu\text{m}$ 之间,平均孔隙度为19.81%,渗透率最高达 $5320\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均渗透率 $> 1000\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,综合评价以I、II类储层为主。

4) 第四岩性段

由于大部分并未钻遇,故未作评价,但整体面貌与第三段相似。

研究结果显示,大宛齐油田康村组储层质量下部优于上部(即第三、四段优于第一、二段);东北部优于西南部,东南优于西北。平面上,第一、二段,储层分布的有利区块在DW1井区、DW105井区、DW110井区;第三、四段,储层分布的有利区块在DW1井区、DW105井区、DW111井区和DW115井区。为油田开发布井提供了依据。

参 考 文 献

- [1] 旷红伟,高振中,翟永红,等.库车坳陷第三系储层特征研究[J].石油学报,2003,24(1):25~30.
- [2] 高振中,郭建华,等.库车坳陷中、新生界储层研究及目标评价[R].中国石油塔里木油田、江汉石油学院,1999.
- [3] 旷红伟,高振中,彭德堂,等.塔里木盆地库车坳陷新生界低弯度河三角洲沉积[J].石油勘探与开发,2002,29(6):25~28.
- [4] 旷红伟,牛世忠,张晓龙,等.塔里木盆地大宛齐油田康村组成岩作用及其控制因素[J].现代地质,2003,17(2):211~216.
- [5] 罗蛰谭,王允诚.油气储层的孔隙结构[M].北京:科学出版社,1986.23~29.
- [6] 顾家裕.塔里木盆地沉积层序特征及其演化[M].北京:石油工业出版社,1996.277~291.
- [7] 高振中,李维峰,彭德堂.塔里木盆地库车坳陷中生代辫状河三角洲[A].见:沉积相及岩相古地理学新进展[C].北京:石油工业出版社,1995.355~360.
- [8] 赵澄林,朱筱敏.沉积岩石学[M].北京:石油工业出版社,2001.241~281.
- [9] 张希明,刘青芳.塔北地区辫状河三角洲沉积特征及油气勘探意义[J].石油勘探与开发,1999,26(1):21~24.
- [10] 冷里荣,陈丽华,纪友亮.吐哈盆地北部凹陷低渗透储层特征及控制因素[J].石油勘探与开发,1995,22(1):68~73.

RESERVOIR CHARACTERISTICS AND EVALUATION OF THE KANGCUN FORMATION IN THE DAWANQI OILFIELD , TARIM BASIN

KUANG Hong-wei , JIN Guang-chun

(*Changjiang University , Jingzhou , Hubei 434023 , China*)

Abstract : On the basis of stratigraphic correlation , the characteristics of reservoir rocks of the Kangcun Formation , origin , types and features of sand bodies , pore types and textures of reservoir rocks and distribution characteristics of the reservoir in the Dawanqi oilfield have been intensively studies. The Kangcun Formation of the Dawan oilfield belongs to a delta sedimentary system formed when a river with a low meandering curvature enters a very shallow lake , which determines that its main reservoir sand bodies are of deltaic sand body type. The sand bodies may be subdivided into delta plain distributary channel sand bodies , delta-front subaqueous distributary channel sand bodies and river mouth bar sand bodies. The main reservoir space types are residual primary intergranular pores and next come intergranular solution pores and micropores. The distributary channel sand bodies consist predominantly of medium and coarse sandstone , pebbly sandstone and fine sandstone , which are characterized by development of large pores and throats , high porosity and permeability and good accumulation properties , and the river mouth bar sand bodies are composed chiefly of fine sandstone and siltstone with a relatively fine grain size , a relatively low porosity , a high permeability and a relatively small pore diameter. Vertically , sand bodies are better developed in the middle and lower parts of the Kangcun Formation and less developed in the upper part , where arenaceous beds and argillaceous beds alternate with each other but generally the sandstone content is not high , commonly ranging from 15 to 30% . Laterally , due to the influence of factors such as provenance , the Kangcun Formation reservoir is thick in the northeast and thin in the northwest. The general distribution pattern of the physical properties of the reservoir is that : the porosity decreases from northeast to southwest and the permeability becomes poor from southeast to northwest.

Key words : Tarim basin ; Dawanqi oilfield ; Kangcun Formation ; reservoir characteristics