

文章编号: 1001-6112(2008)05-0467-05

# 塔里木盆地塔河地区 泥盆系东河塘组储层特征及其含油气性

冯兴强<sup>1,2</sup>, 郑和荣<sup>1</sup>, 向 赞<sup>3</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083;  
2. 中国石油大学, 北京 102249; 3. 中国石油大港油田公司 勘探开发研究院, 天津 300280)

**摘要:**塔里木盆地塔河地区泥盆系东河塘组砂体总体上呈近南北向展布, 北西厚南东薄。储层的岩石类型以石英砂岩为主, 次为岩屑石英砂岩和少量的长石岩屑砂岩。储集空间以原生粒间孔隙、粒间溶蚀孔隙、粒内溶蚀孔隙等次生孔隙为主, 其他类型孔隙较少。该区东河砂岩储层经历了比较普遍的成岩作用, 主要发育压实作用、胶结作用和溶蚀作用等成岩作用类型。受成岩作用影响和沉积作用控制, 储层砂岩为中低孔、中低渗储层, 平均孔隙度为 11.25%, 平均渗透率  $23.99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 孔渗正相关性好。根据储层物性及评价标准, 该区储层可划分为 3 类, 并对其进行了分类评价。通过研究认为, 储层的沉积环境、岩性及物性对其含油气性具有控制作用。

**关键词:** 含油气性; 储层; 东河塘组; 泥盆系; 塔河地区; 塔里木盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

## THE RESERVOIR CHARACTERISTICS AND ITS PETROLIFEROUS SIGNFICANCE IN THE DEVONIAN DONGHETANG FORMATION, TAHE AREA, THE TARIM BASIN

Feng Xingqiang<sup>1,2</sup>, Zheng Herong<sup>1</sup>, Xiang Zang<sup>3</sup>

(1. *Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;*  
2. *China University of Petroleum, Beijing 102249, China;* 3. *Research Institute  
of Petroleum Exploration, Dagang Oilfield Company, CNOPC, Tianjing 300280, China*)

**Abstract:** The sandbodies of the Devonian Donghetang Formation were trended in direction of S-N in Tahe area, the Tarim Basin, with thick in the northwest and thin in the southeast. The reservoir rocks consisted of quartz sandstone, feldspathic litharenite and subarkose. The pore types of the reservoirs were mainly residual intergranular pore, intergranular dissolved pore and intragranular dissolved pore. The diagenesis of the Donghe sandstones in the area could be divided into the compaction, clay cementation, quartz overgrowth, carbonate cementation and solution. The sandstones were of middle-low porosity with a mean of 11.25% and of middle-low permeability with a mean of  $23.99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  because of their sedimentation and diagenesis. According to the physical property and the criterion of evaluation of reservoirs, the reservoirs are sorted into three types and evaluated respectively. It was indicated that the hydrocarbon-bearing capability of the reservoirs were controlled by sedimentary environment, lithologies and physical properties.

**Key words:** hydrocarbon-bearing capacity; reservoir; Donghetang Formation; Devonian Tahe area; the Tarim Basin

### 1 地质概况

塔河地区泥盆系地层主要分布在托普台研究区, 该区位于新疆维吾尔自治区库车县和沙雅县境

内; 构造位置处于塔里木盆地东北坳陷区沙雅隆起阿克库勒凸起西南倾没端, 北东方向紧邻塔河油田主体区, 北西方向与哈拉哈塘凹陷相接, 南部为顺托果勒低隆(图 1)。

收稿日期: 2007-07-11; 修订日期: 2008-08-18。

作者简介: 冯兴强(1975—), 男, 博士后, 从事地质与地球物理综合研究。E-mail: fengxq@pepris.com。

基金项目: 中石化科技部“十条龙”项目(P06004)。

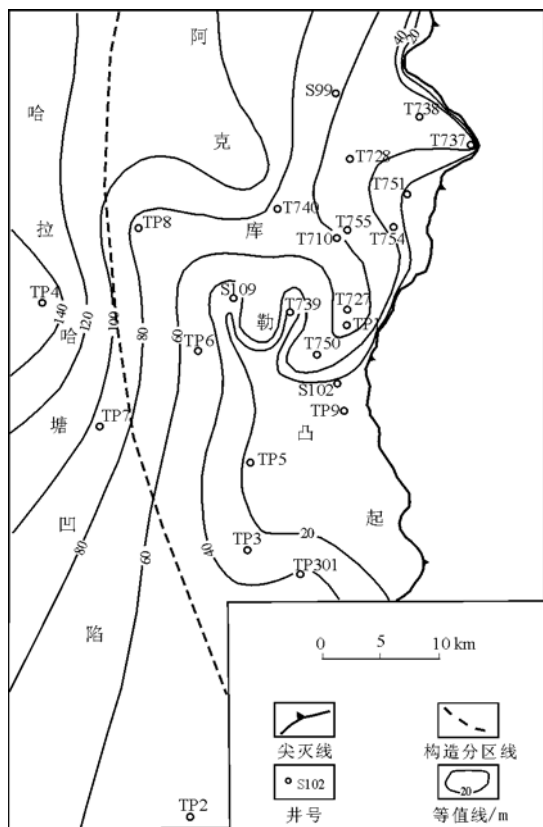


图1 塔里木盆地塔河地区托普台研究区构造分区及东河塘组砂岩厚度分布  
Fig. 1 Geotectonic map of Tuoputai area and sandstone isopach of Donghetang Formation in the Tahe area, the Tarim Basin

该区泥盆系仅发育东河塘组地层,该组地层残留厚度西厚、东薄,最厚处达 180 m,主要分布在 TP4 井区,而在 TP5 井区厚度仅为 20 m。塔河地区近年随着勘探领域不断扩展,一批钻遇泥盆系的探井先后获得良好的油气显示或工业油气流。塔河碎屑岩层系总油气资源量初步预测为  $14.9836 \times 10^8$  t,其中东河塘组  $3.7824 \times 10^8$  t,显示东河塘组具有较大的油气勘探潜力<sup>[1,2]</sup>。

## 2 储层基本特征

### 2.1 储层岩石学特征

据对 20 多口钻井岩心的详细观察及 540 多个岩石薄片的认真分析,东河塘组储层的岩石类型以石英砂岩为主,次为岩屑石英砂岩和少量的长石岩屑砂岩。灰色、灰白色细粒石英砂岩与绿灰、棕褐、深灰色泥岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、灰质泥岩不等厚互层,向南砂岩增多。组成岩石的石英含量在 65%~90%以上,岩屑和长石的平均含量在 10%以下,杂基基本上都是泥质,含量一般在 1%~20%;胶结类型多为孔隙式,少量连晶—基底式胶

结,颗粒支撑,胶结物以灰质为主,含量在 1%~45%;岩石分选中等—好为主,分选差次之;磨圆度以次圆—次棱角为主,棱角状次之,圆状少量<sup>[3~5]</sup>。

### 2.2 砂体展布特征

根据托普台工区近 40 口井的砂岩厚度数据,作出了泥盆系东河塘组砂岩等厚图(图 1)。可以看出,东河塘组砂岩在托普台研究区内基本上都有分布,总体上近南北向展布,砂岩北西厚南东薄。

### 2.3 储层的储集空间类型

根据薄片、铸体薄片观察和资料统计,研究区泥盆系储层中原生粒间孔隙和次生溶蚀孔隙比较发育。

根据孔隙组构特征及其成因其孔隙可分为 4 种类型:1)原生粒间孔。位于颗粒之间未被充填或半充填的孔隙,它们绝大多数是经压实和胶结作用缩小而形成的残余粒间孔隙,这类孔隙较少且孔径不大,孔隙往往呈不规则外形(图 2A);2)粒间溶孔。颗粒之间的填隙物被地下水溶解或碎屑颗粒边缘被溶蚀而形成的孔隙,在该区泥盆系中主要有溶蚀粒间孔和粒缘溶蚀孔 2 种类型,2 种孔隙往往同时存在,其形状不规则,孔径较大,是本区泥盆系的主要孔隙类型(图 2B,C);3)粒内溶孔。岩石颗粒组分内部溶解而形成的组分内孔隙,主要是在长石、不稳定岩屑等颗粒内部形成,呈孤立状分布,常与其它类型溶蚀孔隙伴生,分布也比较普遍(图 2D);4)微裂缝。由于构造运动所产生的裂缝,界面较平直,是沟通孔隙的桥梁,分布很局限,仅在个别井中见到。

### 2.4 储层物性特征

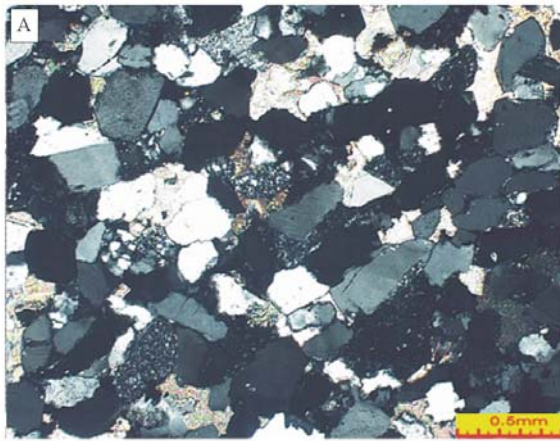
从东河砂岩孔隙度和渗透率统计结果(图 3)来看,平均孔隙度一般为 6%~20%,最小 1.1%,最大 33.55%,平均为 11.25%;渗透率为  $(0.1 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最小  $0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,最大  $388 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均值为  $23.99 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。上述孔隙统计数据表明,虽然东河塘组砂岩物性相对较好,但仍为中低孔、中低渗储层。东河塘组砂岩孔隙正相关性好(图 4),当孔隙度小于 12%时,渗透率很小(多数小于  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ );当孔隙度大于 12%,渗透率随孔隙度的增大而迅速增大。裂缝存在的标志不明显,物性参数反映该储层是孔隙性储层的特点。

### 2.5 储层成岩作用

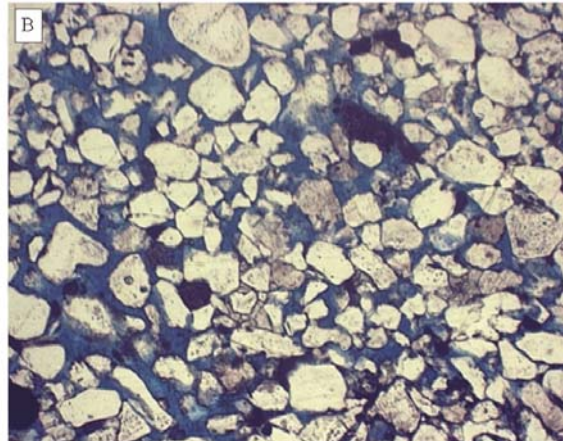
根据大量岩石薄片的成岩作用特征观察、储层样品的扫描电镜分析和阴极发光分析等结果,本区东河砂岩储层主要经历了如下成岩作用<sup>[6~10]</sup>。

#### 2.5.1 压实作用

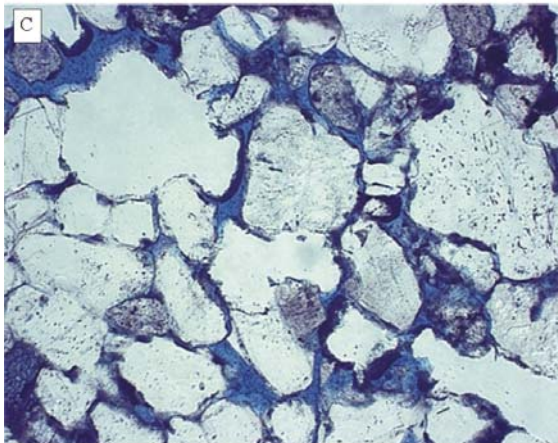
压实作用随埋深的增加而逐渐加强。颗粒之



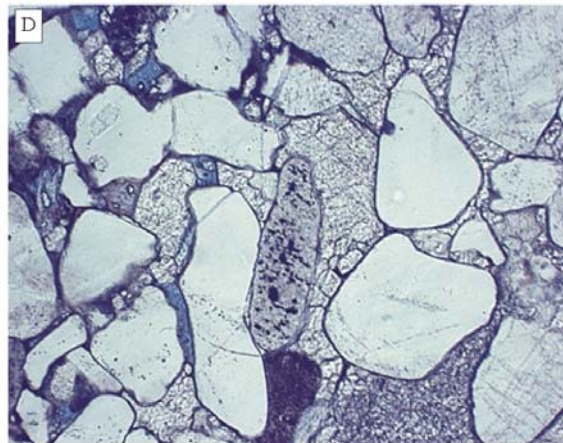
T741, D<sub>3</sub>d, 第1次取心第17块样, 5 516.48 m, 油浸细砂岩, 具残余粒间孔, 10×10正交, 铸体薄片



T749, D<sub>3</sub>d, 第3次取心, 5 418.55 m, 浅灰色油迹中砂岩, 连通性较好的溶蚀粒间孔, 10×5, 单偏光, 铸体薄片



T740, D<sub>3</sub>d, 第3次取心, 5 749.72 m, 浅灰色油迹中砂岩, 连通性较好的溶蚀粒间孔和粒缘溶蚀孔, 10×10, 单偏光, 铸体薄片



T740, D<sub>3</sub>d, 第3次取心, 5 759.85 m, 浅灰色油迹中砂岩, 粒间孔及粒内溶孔, 10×10, 单偏光, 铸体薄片

图 2 塔里木盆地塔河地区东河塘组铸体薄片

Fig. 2 The casting lamella of Donghetang Formation in the Tahe area, the Tarim Basin

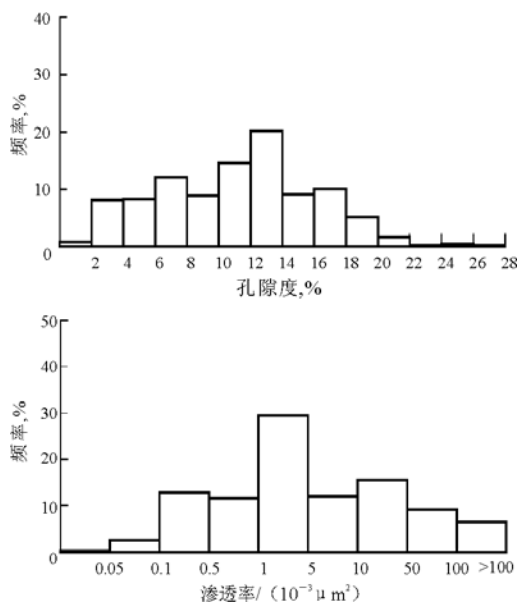


图 3 塔里木盆地塔河地区东河塘组砂岩孔渗直方图

Fig. 3 Histogram of porosity and permeability of Donghetang Formation sandstone in the Tahe area, the Tarim Basin

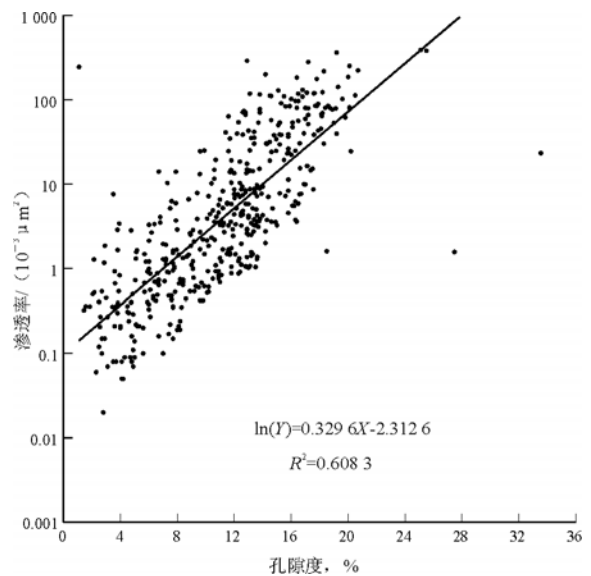


图 4 塔里木盆地塔河地区东河塘组砂岩孔渗相关图

Fig. 4 The relationship between porosity and permeability of Donghetang Formation sandstone in the Tahe area, the Tarim Basin

间的接触关系也由点接触变为线接触,甚至凸凹式接触。通过薄片观察可知研究区颗粒之间呈点接触—线接触,说明压实对储层的影响较小。这主要是由于研究区东河砂岩沉积后一直处于浅埋藏阶段,仅新近纪才处于深埋阶段。

### 2.5.2 胶结作用

研究区内主要有泥质、碳酸盐胶结及石英加大等胶结。

**铁泥质胶结:**铁泥质基质在压实过程中把周围的颗粒粘结起来,这种粘土矿物一般是铁绿泥石和蒙脱石,它们与颗粒同时沉积,随后附着在颗粒表面。铁泥质胶结是岩石最早期胶结,降低孔隙度 2%~10%。

**碳酸盐胶结:**碳酸盐是本区最为发育的胶结矿物,局部层段碳酸盐胶结物可达 40%,主要以方解石、含铁方解石和白云石为主,以孔隙式胶结类型为主,见有基底式和基底—孔隙式胶结。

**石英加大胶结:**发育普遍,一般含量 5%~7%,少数达 10%,以窄加大边为主,充填于压实后的残孔和石膏溶孔中,局部形成石英岩状砂岩,硅质岩屑加大多为栉壳状颗粒石英。这与杂基较少,粘土环边不发育,石英含量较高,结构成熟度高,塑性压实较弱等许多因素有关。此外尚有部分石英粒状胶结,部分长石加大较大。

### 2.5.3 溶蚀作用

东河砂岩在本区溶蚀作用不太明显,较大的一期在碳酸盐化和高岭石化之后,多沿高岭石化部位进行,溶蚀碳酸盐、岩屑、长石、高岭石、石英等自生矿物和颗粒,形成零星分布的超大溶孔、孔隙等,最大 1.4 mm,一般 0.1~0.75 mm,含量一般 3%左右。多残留高岭石,然后为少量沥青所充填。

## 3 储层评价

通过以上的分析研究,依据本区储层发育状况,结合储层物性,将研究区泥盆系储层划分为 3 种储层类型<sup>[11,12]</sup>。

### 3.1 I 类储层

该类储层具有较高的孔渗性能,孔隙度大于 15%,渗透率大于  $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,为中孔—中渗型储层;孔喉均值半径大于  $9 \mu\text{m}$ ,排驱压力小于 0.1 MPa,压汞曲线呈粗歪度或略粗歪度,平台很短;岩性以中细粒石英砂岩为主,填隙物含量少,且以泥质为主。

### 3.2 II 类储层

该类储层的孔隙度为 9%~15%,渗透率在

$(10 \sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间,为中低孔—中低渗型储层;孔隙空间以各类溶蚀孔隙以及残余原生粒间孔隙为主;孔喉均值半径为  $2 \sim 9 \mu\text{m}$ ,相对较小,因此排驱压力值在 0.1~0.3 MPa 间分布,且压汞曲线歪度不大,中值平台不明显或很短;岩性主要为极细—细粒岩屑石英砂岩、长石石英砂岩等;泥质杂基少,弱碳酸盐胶结。

### 3.3 III 类储层

该类储层孔喉中值半径较小,排驱压力较大,以低孔—低渗构成的孔隙体系为主;毛管压力曲线特征为细歪度,几乎没有歪度中值平台;储层孔隙度为 6%~9%,以粒内溶孔、粒间溶孔、微孔隙为主;渗透率一般在  $(1 \sim 10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  之间。岩性为一些极细—细粒岩屑长石砂岩及含钙质较重的极细—细粒长石岩屑砂岩等,并有一定泥质杂基。

## 4 储层与油气的关系

研究区钻遇泥盆系的多口井均有不同级别的油气显示,但从岩心、分析化验等资料来看,储层的非均质性比较强<sup>[13]</sup>,造成了储层的含油气性差异。

### 4.1 储层沉积环境与油气的关系

储层所处的沉积环境不同,其含油气性也不同。在前滨、临滨中的上滨面以及三角洲分流河道沉积环境中发育的储层,大都见到饱含油—油斑显示;下滨面、后滨环境中发育的储层基本上没有油气显示,只是偶见油斑、荧光显示,这主要是由于前滨、临滨中的上滨面以及三角洲分流河道的水体能量强,在这些沉积环境中发育的砂体分选好,杂基少,物性好,利于油气聚集。

### 4.2 储层岩性与油气的关系

储层的岩性不同,其油气显示级别也有差异。细砂岩中一般以油斑、油迹显示为主,偶见油浸显示;中砂岩中多见油浸、含油、油迹显示,油斑显示较少;粉砂岩中基本上没有油浸显示,主要以油斑显示为主(表 1)。

### 4.3 储层物性与油气的关系

储层的储集物性不同,其含油气性也不一样。统计分析本区细砂岩的储集物性,可以发现总体上随着储层物性逐渐变好,油气显示级别从荧光到油砂逐渐变高,这也说明储层的储集性能对含油气性具有一定的控制作用(图 5)。

## 5 结论

1)研究区东河塘组储层的岩石类型以石英砂岩为主,次为岩屑石英砂岩和少量的长石岩屑砂岩;

表 1 塔里木盆地塔河地区东河塘组砂岩储层粒度与油气关系

Table 1 The relationship between the reservoir granularity and hydrocarbon of Donghetan Formation sandstone in the Tahe area, the Tarim Basin

井号	井段/m	储层岩性	显示级别
TP3	5 345~5 347.3	细砂岩	油斑
	5 343~5 343.95	细砂岩	油浸
	5 342~5 343	中砂岩	油浸
	5 341~5 342	细砂岩	含油
	5 337~5 341	中砂岩	含油
T728	5 783.5~5 794	细砂岩	油斑
	5 781.5~5 783.5	中细砂岩	油斑
	5 779~5 781.5	粉砂岩	油迹
	5 751~5 779	中细砂岩	油斑
T738	5 810~5 813.57	中砂岩	油迹
T740	5 747~5 766.5	细砂岩	油浸
T750	5 498.5~5 512.5	细砂岩	油斑—油迹
TP1	5 572.5~5 577	细砂岩	油迹
	5 559~5 562	中砂岩	油斑
	5 524.5~5 527.5	中砂岩	油迹
	5 511~5 513	细砂岩	油斑
T751	5 748~5 751	粉砂岩	油斑
S99	5 898.1~5 902.5	细砂岩	油斑
	5 881.12~5 883.1	细砂岩	油斑
	5 864.62~5 867.7	中砂岩	油浸
T755	5 673.5~5 679	中砂岩	油迹—油浸
T727	5 538~5 540	中砂岩	油浸
	5 535~5 537	中砂岩	油浸
TP4	5 782.04~5 784.75	细砂岩	油浸
	5 776.03~5 781.1	中砂岩	饱含油
TP9	5 431~5 439	细砂岩	油斑
TP7	5 586.45~5 589.35	中砂岩	油浸

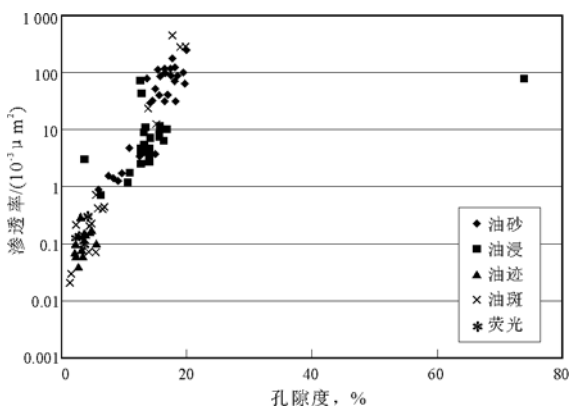


图 5 塔里木盆地塔河地区不同油气显示级别的细砂岩物性分布

Fig. 5 The physical property distribution of fine sandstone of different hydrocarbon shows in the Tahe area, the Tarim Basin

砂体总体上近南北向展布,北西厚南东薄。

2)储层的储集空间以原生粒间孔隙和次生溶蚀孔隙为主,其他类型孔隙较少。

3)研究区东河塘组砂岩储层主要经历了压实作用、胶结作用和溶蚀作用等成岩作用;根据储层物性以及发育状况,将研究区储层划分为 3 种储层类型。

4)研究区东河塘组储层非均质性强,储层的沉积环境、岩性及物性对其含油气性均有一定的控制作用。

参考文献:

- 郭建华,朱美衡,刘辰生等. 阿克库勒凸起东河砂岩的沉积相与层序地层[J]. 石油与天然气地质,2005,26(6):808~815
- 徐国强,刘树根,李国蓉等. 塔中—塔北古隆起形成演化及油气地质条件对比[J]. 石油与天然气地质,2005,26(1):118~123
- 王根长. 塔里木盆地碎屑岩储层基本特征[J]. 石油实验地质,2001,23(1):62~66
- 叶德胜,王恕一,刘清芳等. 塔北地区志留系—第三系碎屑岩储层特征[A]. 中国塔里木盆地石油地质文集[C],北京:地质出版社,1996.124~134
- 顾家裕. 塔里木盆地石炭系东河砂岩沉积环境分析及储层研究[J]. 地质学报,1996,70(2):153~161
- 郭建华,朱锐,周小康. 塔河地区西南缘东河砂岩的成岩作用与孔隙演化[J]. 中南大学学报(自然科学版),2006,37(3):572~578
- 郭建华,石媛媛,刘辰生等. 塔里木盆地阿克库勒凸起西缘东河砂岩储集物性非均质性研究[J]. 沉积学报,2005,23(3):406~411
- Surdam R C, Crossey L J. Integrated diagenetic modeling: a process oriented approach for clastic system[J]. Annual Review of Earth and Planetary Sciences, 1987, 15: 141~170
- Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic inorganic interaction and sandstone diagenesis [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73: 1~23
- 张惠良,张荣虎,王月华等. 粘土膜对砂岩储集性能的影响:以塔里木盆地群 6 井区泥盆系东河塘组下段为例[J]. 石油实验地质,2006,28(5):493~498
- 裘亦楠,薛叔浩. 中国陆相油气储集层[M]. 北京:石油工业出版社,1997.9
- 裘亦楠. 油气储层评价技术[M]. 北京:石油工业出版社,1997
- 张哨楠,刘家铎,田景春等. 塔里木盆地东河塘组砂岩储层发育的影响因素[J]. 成都理工大学学报,2004,31(6):658~662

(编辑 徐文明)