

文章编号: 1001-6112(1999)-04-0311-05

# 新疆塔里木盆地沙雅隆起雅克拉断凸储层特征

王梅岭, 赵敖山, 吕媛娥

(中国新星石油公司西北石油局, 乌鲁木齐 830011)

摘要: 雅克拉断凸储层主要有碎屑岩和碳酸盐岩两大类。下古生界以碳酸盐岩为主, 主要储集空间类型为裂缝-孔洞型, 为好-很好的储集岩。下石炭统-中生界以碎屑岩为主, 下石炭统以东河砂岩中等偏好的储层为主, 自西向东储集性能明显变差; 中生界储层则为中等-较好的储层, 储集性能的好与差受沉积环境的影响。

关键词: 雅克拉断凸; 储层特征; 碳酸盐岩; 碎屑岩; 塔里木盆地

中图分类号: P618.13; TE122.2

文献标识码: A

雅克拉断凸位于塔里木盆地沙雅隆起北部, 由于海西运动的影响, 古生界被大幅度剥蚀, 缺失中-上奥陶统-志留-泥盆系-中石炭-二叠系。三叠-侏罗系仅分布于南缘局部地区, 大部分地区白垩系直接覆盖于下奥陶统-前震旦系之上, 至第三纪沉积时转为北侧库车前陆盆地的斜坡。区内油气均产于碳酸盐岩和碎屑岩两类储层中。

## 1 下古生界碳酸盐岩储层

目前已见油气的碳酸盐岩储层有上震旦统奇格布拉克组、中寒武统阿瓦塔格组、上寒武统下丘里塔格群和下奥陶统上丘里塔格群<sup>[1]</sup>, 主要分布于雅克拉、大涝坝(牙哈)地区, 岩性以白云岩为主。

### 1.1 岩性特征

根据下古生界碳酸盐岩的成因可以划分为原生白云岩和次生白云岩。原生白云岩主要有藻叠层石白云岩、藻凝块石和核形石白云岩, 以及伴随有机械成因的藻砂屑、藻粉屑白云岩和泥微晶白云岩。次生白云岩中的交代白云岩是指白云石交代灰岩形成, 由粉-细晶的自形-半自形白云石组成, 可见原岩结构; 结晶白云岩是指后期深埋藏重结晶作用形成的粉晶、细晶、中晶及不等晶云岩, 无残余原生结构。本区下生古界结晶白云岩占 90% 以上, 构成了下古生界主要的储集体。

### 1.2 成岩作用

本区下古生界碳酸盐岩的成岩作用主要包括白云石化作用、重结晶作用、硅化作用、溶蚀作用和充填作用等。对本区碳酸盐岩储层有建设性作用的主要是溶蚀作用, 主要有: 与大气有关的地表淡水溶蚀; 有机酸脱羟作用导致 CO<sub>2</sub> 分压变化形成的埋藏溶蚀。本区下古生界碳酸盐岩在地史过程中发育了 4 期古岩溶作用, 其特征见表 1。

表 1 古生界碳酸盐岩古岩溶作用发育情况表

Table 1 Development of paleo-krast carbonates in the Paleozoic of the Tarim Basin

| 期次  | 名 称        | 层位                             | 发 育 情 况 评 价                        |
|-----|------------|--------------------------------|------------------------------------|
| I   | 加里东早期岩溶    | Z <sub>2</sub>                 | 溶蚀作用相对较弱, 并受后期溶蚀作用改造。              |
| II  | 海西早期岩溶     | Z <sub>2</sub> -O <sub>1</sub> | 岩溶时间自南向北增长, 总体延续时间长, 分布面广, 岩溶作用强烈。 |
| III | 海西晚期-印支期岩溶 | Z <sub>2</sub> -O <sub>1</sub> | 岩溶时间由东向西增长, 岩溶分布面积较广, 岩溶作用比较强烈。    |
| IV  | 燕山期岩溶      | Z <sub>2</sub> -O <sub>1</sub> | 岩溶作用的影响相对较小。                       |

### 1.3 储集岩物性特点

由于在漫长的地史时期经历了各种成岩改造, 特别是多种多期的溶蚀作用, 造成了多样化的孔隙

收稿日期: 1999-07-025.

基金项目: “九五”国家科技攻关项目 (96-111-03-01-01).

作者简介: 王梅岭 (1966-), 女 (汉族), 安徽泗县人, 工程师, 主要从事石油地质研究工作。

空间类型<sup>[2]</sup>,包括晶间孔、粒间孔、晶间溶孔、溶蚀铸模孔、溶蚀孔洞以及规模不等、成因各异的裂缝。其中,各种溶蚀孔洞和晶间孔构成了主要的储集空间,广泛发育的裂缝系统对流体的渗滤起主要的控制作用。

下古生界储集岩层的物性主要受岩溶和成岩作用的控制,不同层位储层之间的储集性相差很小。孔隙度分布于 0.17%~25.04%,平均 3.33% (234 件),小于 6% 的样品占 87.44%。渗透率分布于 (0.002~1693.3)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup> (119 块);小于 1×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup> 的占 79%,平均 17.33×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,去掉 4 个由于裂缝导致渗透率异常增大的样品后,其几何平均值仅为 0.76×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,累计中值仅为 0.06×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。

39 个压汞样品的分析数据表明,排驱压力 0.008~17.75 MPa,平均 1.83 MPa;中值压力 0.067~200 MPa,平均 46.5 MPa;孔喉均值为 8.96~16.7 φ,平均 13.6 φ;变异系数整体数值偏小,分布于 0.039~0.384,平均 0.2。

参照程光英等 (1990)对工区白云岩储层的分类标准,其中 I、II 类储集岩占 68.42%,且丘里塔格群白云岩的储集性相对其它层位较好。

上述物性特征是在小岩心柱数据基础上总结的,只代表了白云岩基础块部分,而大量单溶蚀孔洞和裂缝所构成的孔隙空间由于极强的非均质性,无法用准确的方法定量描述。据岩心观察,工区下古生界白云岩孔洞主要有:①针孔,孔径 0.2~0.5 mm,面孔率为 1%~2%;②溶孔,大小 1~5 mm,有充填;③溶洞,孔径一般为 2~10 mm,最大可达 50 mm,部分充填;④洞穴,通常认为大于 0.5 m,沙参 2 井和沙 6 井钻井过程中钻具落空证明存在这种类型。沙 15 井岩心可见大量溶蚀孔洞呈珠状分布。岩心的裂缝研究则由于在裂缝发育带岩心破碎严重而只能通过观察薄片和完整的岩心来进行。对上震旦统奇格布拉克组白云岩薄片测定裂缝渗透率最大为 43.09×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,最小为 0.654×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,裂缝面孔率为 0.038%~0.34%。

据雅克拉构造采用经验公式计算,古生界产层大型溶孔(或洞穴)的平均孔隙度为 0.6%,中、小溶洞(包括基块)的孔隙度为 5.3%,平均裂缝孔隙度为 0.93%,储层总孔隙度为 6.83%。与岩心实测孔隙度相比,非均质的中大溶洞、裂缝孔隙占 51% 以上,说明储集性主要受控于成岩(各种溶蚀作用)活

动。

结合钻井、录井及测井资料,对区内下古生界白云岩储集岩进行综合分析表明,其主要储集空间类型属于裂缝-孔洞型,储集性为 I 类,即好-很好的储集岩。

#### 1.4 影响储集性的主要因素

从上述下古生界储层成岩作用和储集性的研究,储层发育主要受溶蚀作用的控制。

(1)古岩溶地貌。当地层抬升暴露地表时,古岩溶高地及洼地之间的过渡带首先遭受大气水的淋滤、溶蚀,形成大量的孔洞和溶缝,因此,该部位是储层发育的有利地区。

(2)古岩溶发育的深度。“八五”对下古生界古岩溶发育的研究表明,古岩溶的深度范围主要在古风化壳(T<sub>3</sub>)以下 150 m,在此范围内,地层受多期、多种溶蚀作用的影响,孔洞相对发育,是油气聚集藏藏的有利地带。

## 2 下石炭统碎屑岩储层

下石炭统碎屑岩储层主要包括“东河砂岩段”的砂岩、砾岩。主要分布于南侧西段波斯坦地区,为沿岸-障壁砂坝沉积的巨厚砂岩层,厚 160~260 m,以东河 8 井向北、向西减薄。

东河砂岩所经历的成岩作用包括压实作用、胶结交代作用和溶蚀作用,后者对储集性有较大影响。以碳酸盐胶结为主,溶蚀作用则以碳酸盐胶结物的溶蚀为主,因此,碳酸盐矿物的交代充填和溶蚀是控制储层发育的主要成岩作用。

砂岩储层的孔隙空间类型是以粒间孔为主,其次为粒间溶孔和粒内溶孔、填隙物内孔等微孔。储层物性统计表明,孔隙度 16%~22%,平均 14.8%,渗透率 (1~200)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,平均 60×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。根据碎屑岩储层的分类标准,属中等偏好的储集岩。

研究证实,下石炭统砂岩储层具有较强的非均质性,其垂直渗透率与水平渗透率在 (0.217~0.879)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup> 之间,渗透率和孔喉半径变异系数为 0.7~1.0,均质系数一般在 0.2~0.4 之间。砂岩储集性受沉积组构的影响,并且在一定程度上受成岩作用的控制。然而,沉积相是控制储层发育及储集性的最主要因素,波斯坦地区砂岩沉积以障壁砂坝为主,砂岩经波浪的淘洗成分选好,粒间填充物少,原生孔隙相对比较发育的储层,同时次生溶蚀活

动也因此比较活跃。

### 3 中、新生界碎屑岩储层

区内碎屑岩储层主要分布于苏维依组、上白垩统—下第三系、卡普沙良群底块砂岩段和上三叠统—下侏罗统。

#### 3.1 砂体展布

下侏罗统储层主要为西部雅克拉—波斯坦的沼泽相沉积,波斯坦地区以粉—细砂岩为主,砂体呈北西—南东向展布,向北西变薄进而尖灭,厚度一般 20~40m。卡普沙良群底块砂岩仅分布于本区南部,纵向上砂岩被中部一层区域上分布稳定的泥岩分隔,砂岩厚度较薄,雅克拉地区最厚,可达 50m,向北逐渐减薄并尖灭。上白垩统—下第三系砂岩全区均有分布,砂岩厚度 200~500m,从南向北逐渐减薄,砂岩厚度一般占地层总厚度的 70% 以上,砂岩单层厚度一般 5~10m,最大 25m。苏维依组砂岩全区分布。在沙 3 井及牙哈 2—3 井区砂岩厚度最大,向周围逐渐减薄。纵向上砂岩集中于该组的顶部(顶砂岩段)和底部(底砂岩段),中部为一套含膏泥岩。顶、底砂岩段在区内分布稳定,顶砂岩段厚度一般 25~40m,底砂岩段厚度一般 30~60m。

吉迪克组以泥岩为主,砂岩多以薄层间夹于泥岩间,砂岩累计厚度 100~150m,砂岩单层薄,一般 1~5m,以粉砂岩为主。

康村组在雅克拉一带为泥岩与砂岩略等厚互层,砂岩占地层总厚的 45%~50%,累计厚度可达 350~400m,单层厚度一般 2~15m,最大 30m;向北至牙哈—大涝坝一带变为以泥岩为主夹砂岩,砂岩占地层厚度的 20%~25%,以粉砂岩为主,单层厚度薄,如牙哈 301 井,砂岩单层厚度仅 2~5m,最厚 8m,砂体呈透镜状分布,连通性差。

#### 3.2 岩性特征

区内卡普沙良群至吉迪克组砂岩岩石成分组成总体表现长石、岩屑含量高的特征,苏维依组及吉迪克组和卡普沙良群石英含量高于上白垩统—下第三系。砂岩粒度分布表现为向上变细的特点,卡普沙良群以中砂岩及中—细砂岩为主,吉迪克组及康村组则以粉砂岩为主。

各层位砂岩颗粒分选中等—较差,磨圆度中等;粒间填隙物成分复杂,含量较高。

#### 3.3 成岩作用

卡普沙良群至吉迪克组的成岩作用主要包括压实作用、压溶作用、杂基的充填与交代作用、胶结与交代作用及溶蚀作用。

(1) 压实、压溶作用:砂岩颗粒的接触特征及产出状态表明,砂岩所受的机械压实作用强度随埋深逐渐增强,卡普沙良群已达中等压实,其上压实程度弱;而压溶作用则均微弱。

(2) 杂基充填与交代作用:砂岩间泥质杂基分布不均,一般含量 5%,苏维依组和吉迪克组局部可高达 20%~40%。杂基成分以云母质为主,约占 90%,随埋深加大普遍重结晶并交代沉积颗粒。

(3) 胶结与交代作用:以碳酸盐岩矿物和硫酸盐矿物为主,其次为赤铁矿。碳酸盐胶结物分布最普遍,以方解石为主,根据其生长顺序和结晶形态可分为 3 期,即同生—准同生期的泥晶方解石、早成岩期的亮晶方解石及中成岩期的含铁方解石。硫酸盐主要分布于上白垩统—下第三系及其以上层位,以硬石膏为主,其次为石膏,由浅至深含量逐渐减少,硫酸盐矿物并可交代颗粒及包壳,以及赤铁矿和粘土杂基,为早成岩期产物。

(4) 溶蚀作用:各成岩阶段均可发生溶蚀作用,但以发生于中成岩期的中期溶蚀作用对有效次生孔隙的形成意义最大,表生及早期溶蚀孔多被其后的胶结作用破坏。被溶物包括沉积颗粒及粒间填隙物,其中以硅酸盐矿物为主,其次是碳酸盐和硫酸盐矿物。溶蚀强度以苏维依组和上白垩统—下第三系最强,次为卡普沙良群,再次为吉迪克组。中成岩期是溶蚀作用发育的主要时期。

#### 3.4 储集性能

区内中新生界碎屑岩储层均为孔隙型储层,孔隙类型以原生孔为主,次生孔隙约占总孔隙的 20%~40%。其中,卡普沙良群底块砂岩及吉迪克组以原生孔隙为主,兼有次生孔隙;上白垩统—下第三系及苏维依组以原生孔隙为主,次生孔隙较发育。

(1) 卡普沙良群底块砂岩:本区卡普沙良群底块砂岩仅见于南部。波斯坦地区孔隙度在 12%~16%,平均值为 13.07%;雅克拉地区则分布于 2%~21.21%,平均 12.07%。雅东地区孔隙度值在 0~19%,平均 8.9%;二八台地区孔隙度值在 3.24%~15.28%,平均值为 11.52%;拉依苏地区孔隙度 1.3%~14.10%,平均 7.27%。从横向上看,波斯坦和雅克拉地区砂岩的物性较好,而向东的雅东、二八台、拉依苏地区则孔、渗较差;纵向上,下侏罗统砂岩

的物性较差,下白垩统底砂岩略好。因此,卡普沙良群底砂岩储层总体为中等储层,从波斯尼亚-雅克拉-二八台-拉依苏略有变差的趋势

(2) 上白垩统-下第三系砂岩:雅克拉地区孔隙度 5%~23.1%,平均 15.50% (19件 22个样);渗透率  $(0.17\sim 2303.5)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $23\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。雅东地区孔隙度 14.4%~20.50%,平均 18.24%,渗透率  $(364\sim 786)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $500.03\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (37件);二八台地区孔隙度 4.30%~18.93%,平均 13.01% (5个样);渗透率  $(0.77\sim 214.05)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $32\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (5件);轮台地区孔隙度 3.54%~20.75%,平均 9.81% (304件),渗透率  $(0.04\sim 193.51)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $2.9\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (279件);托乎拉地区孔隙度 15.0%~25.9%,平均 19.75%,渗透率  $(0.85\sim 5254)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $757.95\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (124件)。大涝坝仅有 1 个样品,孔隙度 14.20%,渗透率  $24.80\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。拉依苏地区孔隙度 1.7%~2.15%,平均 13.4% (31件);渗透率  $(0.0571\sim 1070)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $200\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (31件)。因此,上白垩统-下第三系储层以雅克拉地区最好,托乎拉为较好储层,其次为大涝坝及二八台地区,为中等偏好储层;轮台地区为中等偏差储层

(3) 苏维依组砂岩:托乎拉地区孔隙度 12.10%~24.8%,平均 20.10% (42件),渗透率  $(8.28\sim 3746)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $1049.62\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (42件);大涝坝地区孔隙度 1.36%~24.260%,平均 13.14% (1063件),渗透率  $(0.01\sim 3080)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $11.8\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (1057件);雅克拉地区孔隙度 15.82%~26.29%,平均 22.16% (68件),渗透率  $(0.179\sim 2338)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均值  $800\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (51件);雅东孔隙度 3.3%~27.4%,平均 19.5% (30件),渗透率  $(0.18\sim 905)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $439.92\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (30件);二八台地区孔隙度 3.17%~26.29%,平均 14.80% (66件),渗透率  $(0.03\sim 744.03)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $12.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (65件);轮台地区孔隙度 2.4%~20.83%,平均 9.51% (193件),渗透率  $(0.02\sim 195.91)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均值  $1.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (181件)。因此,苏维依组储层以雅克拉地区为好储层区,向北至大涝坝地区和向西至托乎拉地区为中等储层区,向东至二八台地区为中等偏好储层区,至轮台地区则为中等偏差储层

吉迪克组砂岩:仅有雅克拉及轮台地区少量资料,雅克拉地区孔隙度 16.5%~20.29%,平均 17.57% (9件),渗透率  $(12.5\sim 34.7)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $23.08\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (4件);轮台地区孔隙度 5.49%~13.23%,平均 11.11% (6件),渗透率  $(0.2\sim 0.4)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $0.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。两地区均为中等偏差储层

(5) 康村组砂岩:仅雅克拉、大涝坝及轮台有少量样品。雅克拉地区孔隙度 16.5%~20.29%,平均 17.57%;渗透率平均  $23.08\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (4件);大涝坝地区孔隙度 10.39%~14.67%,平均 12.50% (6件),渗透率仅 1 件样为  $1.44\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ;轮台地区孔隙度 4.5%~7.0%,平均 5.58%,渗透率  $(0.2\sim 0.4)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,平均  $0.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  (4件)。因此,康村组以雅克拉地区为中等偏好储层,轮台地区为差储层

### 3.5 储层评价

(1) 卡普沙良群底块砂岩:仅分布于区内南部,主要为辫状三角洲相,轮台一带为冲积扇-辫状河相;钻孔揭示厚度多在 30~50m,分布较稳定;波斯尼亚-雅克拉-二八台一带为辫状三角洲前缘沉积,储集性能中等,综合评价中等(III类)储层;推测其南储集性能变好,为较好储层(II类);轮台地区为冲积扇-辫状河沉积,推测为中等偏差储层(III<sub>2</sub>类),其南为辫状三角洲平原沉积,储集性好,推测为较好-好储层(I-III类)

(2) 上白垩统-下第三系:区内北部为扇三角洲-盐湖沉积,南部为曲流河-三角洲沉积。砂岩厚度大,多为 250~500m,具向南增厚的趋势。波斯尼亚-雅克拉一带为三角洲平原沉积,其中雅克拉地区物性较好,评价为较好储层(II类),推测向南为好储层(I类);东部为曲流河沉积,推测为中等偏好储层(III<sub>1</sub>);轮台以北地区为扇三角洲沉积,物性中等-较差,评价为中等偏差储层(III<sub>2</sub>);库车-大涝坝以北主要为滨岸盐湖相,所含砂岩物性差,推测为差储层(IV类)

(3) 苏维依组:区内北部为扇三角洲-咸化湖沉积,南部为曲流河-三角洲沉积;砂岩厚度多在 70~130m,较稳定。波斯尼亚-雅克拉一带为三角洲平原沉积,物性好,评价主要为好储层(I类);其北新和-大涝坝一带为三角洲前缘沉积,物性中等,评价为中等偏好储层(III<sub>1</sub>类)。两者之间的过渡地带推测为较好储层(II类)。轮台以北为三角洲沉积,物

性中等-较差,评价为中等偏差储层(III<sub>2</sub>类);轮台南东为曲流河沉积,推测为中等偏好储层(III<sub>1</sub>类)。

### 3.6 控制砂岩储集性能的主要因素

控制砂岩储集性能最主要的因素是沉积相<sup>[3]</sup>。三角洲及辫状河三角洲砂体一般储集物性好-较好,尤其是平原亚相最佳,次为前缘亚相;曲流河相砂体储集性能一般中等偏好,而前三角洲砂体及冲积砂体储集性能中等-较差。

成岩作用也是控制砂岩储集性能的主要因素,尤其是溶蚀作用和压实作用。区内中新生界储层中苏维依组及上白垩统-下第三系砂岩溶蚀作用强烈,被溶物以碳酸盐、硫酸盐矿物(苏维依组)或硅酸盐矿物(上白垩统-下第三系)为主,溶蚀孔隙可占总孔隙的 40% 或更多;而下白垩统及吉迪克组砂岩溶蚀作用相对较弱,溶蚀孔隙仅占总孔隙的 20% 左右。因而,就总体而言,区内苏维依组及上白垩统-下第三系砂岩的储集性要优于下白垩统及吉迪克组砂岩储层。压实作用对储集性能的控制也很明显,如苏维依组与上白垩-下第三系沉积相类似,两者溶蚀作用均较发育,而苏维依组储集性能要略优于相同沉积相的上白垩统-下第三系,这主要是因为苏维依组埋藏相对较浅,受压实作用相对较弱。此外,胶结作用对储集性能也有相当的影响,胶结物分布不均,造成储层储集性能的非均质性增强。

## 4 结论

本区储层主要有碎屑岩和碳酸盐岩两大类。下古生界储层以白云岩为主,在成岩过程中经历了白云岩重结晶、硅化、溶蚀、充填作用,各种成岩改造成多样化孔隙空间类型,综合研究表明,其主要储集空间类型属于裂缝-孔洞型,储集性为 I 类,好-很好的储集岩。下石炭统储层以东河砂岩为主,为一套巨厚石英砂岩,孔隙空间类型以粒间孔为主,沙 5 井相变为砾岩,自西向东,储集层明显变差,主要为中等偏好,东为中等偏差的储集岩。中、新生界碎屑岩储层,总体上表现长石、岩屑含量多的特征,卡普沙良群底砂岩总体为中等-好储层,上白垩统-下第三系储层从雅克拉最好,托乎拉为较好储层,大涝坝及二八台地区为中等偏好储层,轮台地区为中等偏差储层;苏维依组砂岩储层雅克拉地区最好,大涝坝、托乎拉地区为中等储层,二八台地区为中等储层区,轮台地区为中等偏差储层区。储集性能的好坏受沉积环境的影响。

### 参考文献:

- [1] 康玉柱.塔里木盆地古生代海相油气田[M].武汉:中国地质大学出版社,1992.
- [2] 刘宝训.沉积岩石学[M].北京:科学出版社,1979.
- [3] 郑浚茂,庞明.碎屑储集岩的成岩作用研究[M].武汉:中国地质大学出版社,1989.

## RESERVIOR CHARACTERISTICS OF YAKELA BLOCK IN THE NORTHERN TARIM BASIN

WANG Mei-ling, ZHAO Ao-shan, LU Yuan-e

(Northwest Bureau of Petroleum Geology, CNSPC, Urumqi 830011, China)

**Abstract** There are two kinds of reservoirs consisting of clastics and carbonates in Yakela Block. Reservoirs in the Lower Paleozoic are dominated by carbonate rocks with fracture as storing space, which are favorable for hydrocarbon accumulation. Clastic reservoirs were developed in the Lower Carboniferous, Mesozoic and Cenozoic. Donghe sandstones in the Lower Carboniferous was fair reservoir worsening east - toward. Quality of reservoirs in the Mesozoic and Cenozoic was controlled by their sedimentary environments.

**Key words** Yakela Block; reservoir characteristics; clastics; carbonates; the Tarim Basin