

文章编号: 1009-3850(2005)03-0068-06

塔里木盆地阿克库勒凸起卡拉沙依组储层特征研究

刘辰生, 郭建华

(中南大学 地学与环境工程学院, 湖南 长沙 410083)

摘要: 阿克库勒凸起石炭系卡拉沙依组碎屑岩储层中, 长石的含量大于岩屑的含量, 储集层成分成熟度和结构成熟度均较低, 颗粒之间多呈点-线接触。胶结类型为孔隙式, 主要为碳酸盐岩胶结。虽然早期碳酸盐岩胶结降低了砂岩的原始孔隙度和渗透率, 但也为次生孔隙的形成提供了物质基础。该组储集层中次生孔隙的含量远大于原生孔隙。从压汞资料上可以看出, 孔喉分布不均, 但呈粗歪度, 储层孔渗性均较低, 属中低孔、低渗的储层。该组成岩作用已达到晚成岩 A 期, 早期方解石交代石英颗粒并发生大量溶蚀, 生成大量次生孔隙; 晚期方解石没有发生溶蚀, 但交代早期方解石和各种自生粘土矿物。

关键词: 塔里木盆地; 阿克库勒凸起; 石炭系; 储层; 新疆

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

阿克库勒凸起位于塔里木盆地沙雅隆起构造带中段(图 1)。卡拉沙依组由上泥岩段和砂泥岩段组成。上泥岩段是一套浅海陆棚沉积的深灰色泥岩; 砂泥岩段由 4 个砂层组组成, 从下到上依次为 IV、III、II、I。IV 砂层组为高潮坪沉积^[1~3], III 砂层组为潮下带和低潮坪沉积, II 砂层组为中-高潮坪沉积, I 砂层组为陆架型扇三角洲沉积。其中 I 砂层组和 II 砂层组储层的厚度较大, 粒度较粗; II、IV 砂层组砂体厚度薄, 粒度细, 杂基含量高。

1 卡拉沙依组岩石学特征

该区的储集砂体岩性主要为砂岩、砾岩及部分粉砂岩, 属于成分成熟度和结构成熟度均较低的长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和长石砂岩(图 2), 并有部分岩屑砂岩和长石石英砂岩; 而塔中地区则以石英砂岩和岩屑石英砂岩为主(图 3), 砂岩的石英含量明显大于研究区, 储层的储集性能也明显好于研究区。研究区岩石分选从差至中等均有; 次棱角一次圆状; 颗粒填集程度较松散, 颗粒间多为点-线接

触, 少部分凹凸接触; 杂基含量一般在 10% 以下, 个别达到 15%; 胶结物主要为方解石, 少量白云石、高岭石和绿泥石, 方解石含量为 5% ~ 25%, 平均 15.37%, 含量超过 20% 的样品约占 20%。

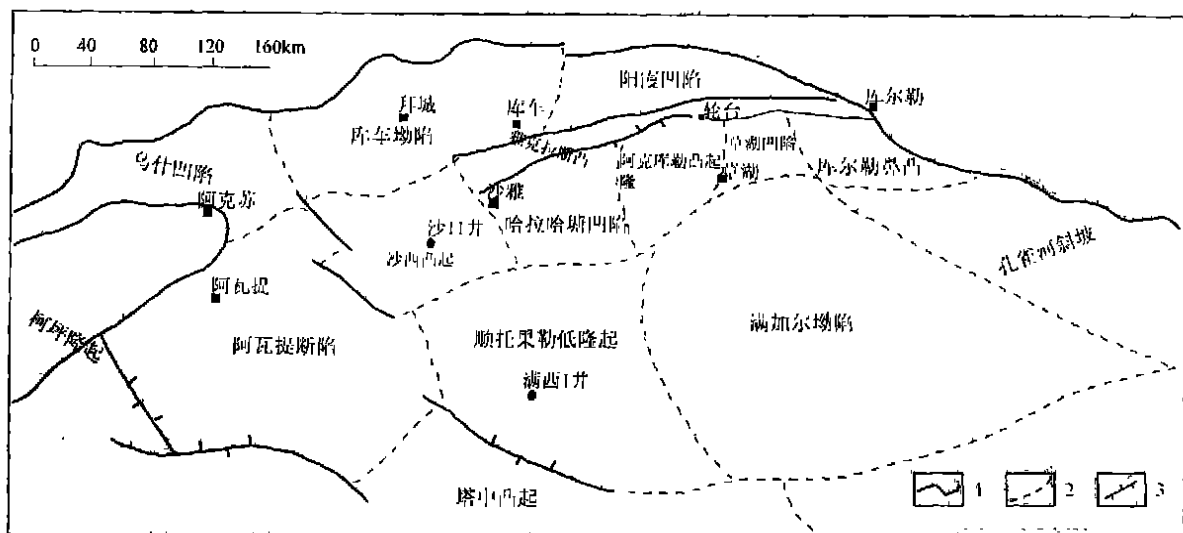
研究区内各井的岩石学特征具有较大的差别, 卡拉沙依组的砂泥岩段石英含量总体上在 55% ~ 80% 之间, 长石含量在 20% ~ 45% 之间。碳酸盐胶结物与泥质填隙物的含量不同并表现的差异较大, 碳酸盐胶结物含量基本在 10% ~ 20% 之间, 泥质含量在 15% 内。

2 储集物性特征

2.1 孔隙类型

(1) 原生孔隙。它通常为机械压实作用和胶结物充填之后残余的粒间孔隙。孔隙被自生石英的平直晶面所限, 未见溶蚀特征。在石英含量高的砂岩中原生孔隙较发育。

(2) 粒间溶孔。它是卡拉沙依组的主要孔隙类型, 常形成于粒间孔周缘的铝硅酸盐碎屑颗粒周缘



研究区位置图

Fig. 1 Location of the study area

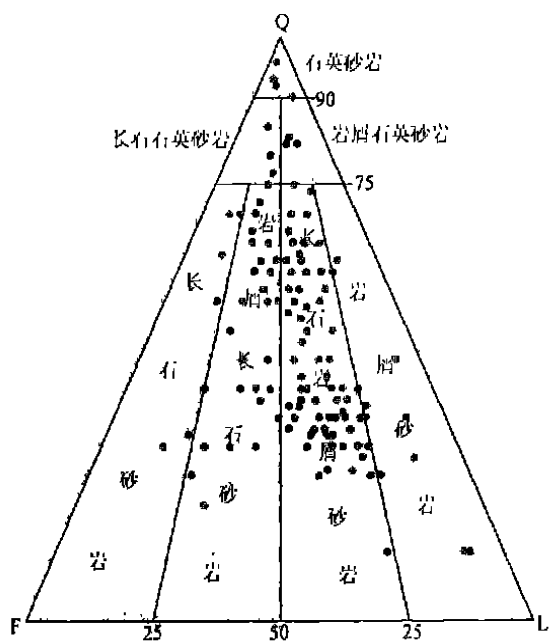


图2 阿克库勒凸起石炭系卡拉沙依组碎屑岩储层岩石组分分类图

Fig. 2 Q—F—L diagram showing the classification of rock types in the clastic reservoir rocks from the Carboniferous Kalashavi Formation on the Akkol uplift of the Tarim Basin

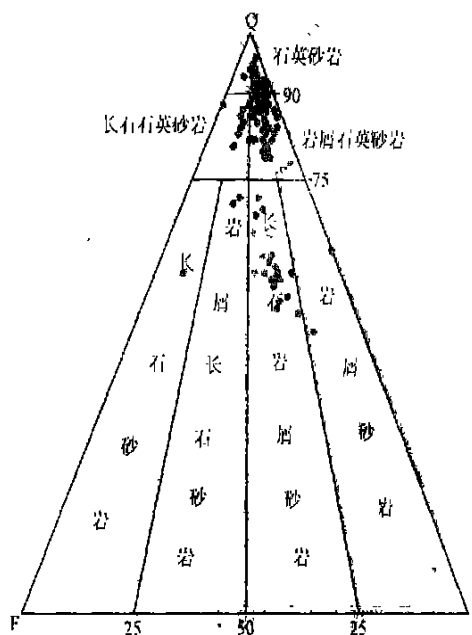


图3 塔中地区石炭系卡拉沙依组碎屑岩储层岩石组分分类图

Fig.3 Q—F—L diagram showing the classification of rock types in the clastic reservoir rocks from the Carboniferous Kalashavi Formation in central Tarim Basin

溶蚀, 或粒间孔内充填的碳酸盐岩和铝硅酸盐组分被溶蚀面形成。

(3)粒内溶孔。它是由于长石和岩屑被溶蚀后留下的孔隙。

(4)高岭石晶间孔。孔径一般为 $1 \sim 10^4 \mu\text{m}$, 甚至更小。包括两种类型: 泥板岩岩屑、千枚岩岩屑等岩屑颗粒或泥质杂基蚀变形形成的高岭石晶间隙, 这种类型最为常见; 充填在粒间溶孔、粒内溶孔内的自生高岭石晶间隙, 此类高岭石由于生长时空间宽阔, 自

形较好,晶间隙较宽,但这种类型较少。

研究区还常见以粒间溶蚀扩大孔为主体,以不同方式和比例与其它孔隙类型相结合形成多种孔隙结构。以点计法统计表明,研究区次生溶蚀孔隙所占比例总体远高于原生孔隙,次生孔隙是储层的主要储集空间(表1)。

2.2 物性及孔喉特征

通过对样品的统计发现,卡拉沙依组孔、渗具有较好的相关性(图4)。卡拉沙依组储集砂岩最大孔隙度25.6%,最小孔隙度1%,小于5%的占样品总数22.8%,5%~12%占47.3%(图5),大于12%的占29.9%,平均孔隙度9.3%。渗透率差异较大,分布

在 $(0.002 \sim 1268.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 区间,平均 $41.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率小于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占总数的42%,有32%左右的样品渗透率大于 $10.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,其中有12%的样品渗透率大于 $100.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因此,卡拉沙依组储层应属于低孔、低渗储层。

根据样品分析数据的统计,研究区卡拉沙依组砂岩排驱压力最大5.613MPa,最小为0.047MPa,一般在0.047~1.2MPa之间,具有较低的排驱压力(表2)。反映卡拉沙依组储层产油能力的中值压力与半径中值,分别为0.269~11.36MPa和0.0659~2.787 μm 之间。卡拉沙依组砂岩孔喉分选系数在

表1 研究区储层孔隙类型统计
Table 1 Statistics of porosity types from the reservoir rocks in the study area

井号	井深/m	孔隙度/%	面孔率/%	粒间溶孔/%	粒内溶孔/%	原生孔隙/%
沙59	4848.7	15.6	9.35	95.37	0.87	3.67
沙70	5164.0	14.3	7.23	92.06	4.86	3.08
沙79	5307.2	14.2	6.23	90.92	3.95	4.72
沙96	5176.8	9.10	2.64	95.47	3.63	0.00
沙99	4733.4	7.30	4.18	94.11	3.94	1.95
沙101	4897.4	7.50	0.22	34.69	65.31	0.00

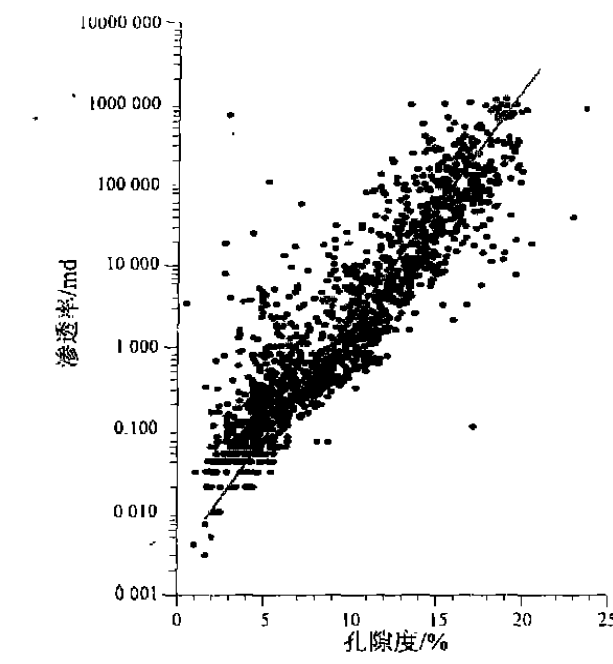


图4 卡拉沙依组孔隙度与渗透率对应关系
Fig. 4 Porosity (%) vs. permeability (md) plot for the Kalashayi Formation

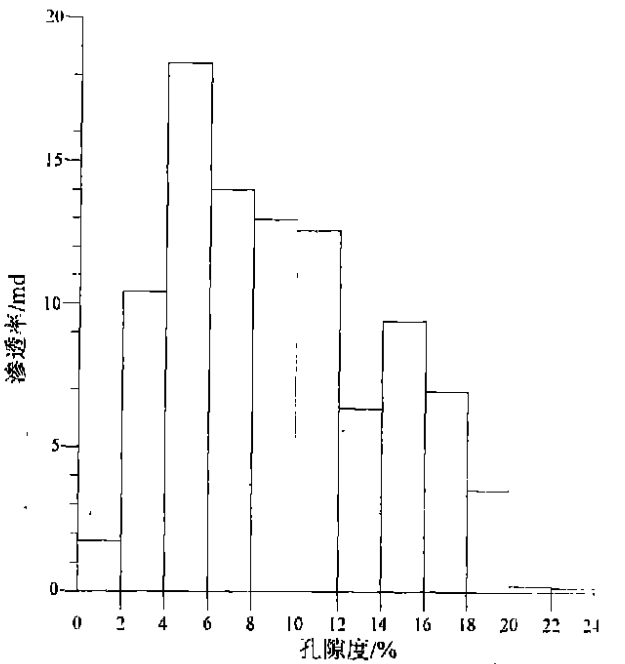


图5 阿克库勒地区卡拉沙依组孔隙度直方图
Fig. 5 Histogram of the porosity in the Kalashayi Formation in the Akkol region

表 2 研究区储层孔喉特征统计

Table 2 Statistics of the pore throats of the reservoir rocks in the study area

井号	深度/m	排驱压力/MPa	平均孔喉半径/ μm	均值系数	歪度	分选系数
沙 10	4888.50	5.613	0.0274	0.1070	2.654	1.514
沙 59	4848.67	0.047	4.0520	0.2339	0.663	0.886
沙 70	5164.00	0.174	0.9439	0.1565	1.685	1.084
沙 79	5307.20	0.091	1.9340	0.2129	0.469	0.743
沙 96	4853.93	0.667	0.3053	0.1171	2.453	0.200
沙 98	4733.36	1.430	0.1840	0.2185	1.828	0.979
沙 101	4899.15	2.650	0.0998	0.1359	2.420	1.357
沙 104	5495.45	1.180	0.2272	0.2089	1.922	1.010
塔 709	5247.50	1.670	0.1472	0.1919	1.856	0.977

0.0216~3.282之间,多小于0.5,表明砂岩储层分选性差,孔喉分布不均匀。从表2中可以看出卡拉沙依组平均喉道宽度在3.53~25.44 μm 之间;卡拉沙依组孔隙半径在16.04~91.96 μm 之间。研究区内卡拉沙依组砂岩压汞曲线分析孔隙喉道歪度在0.4~1.95之间,多数均大于1,表现为正偏(粗偏)。卡拉沙依组砂岩最大连通孔隙半径大小不等,分布在0.1336~15.83 μm 之间,表明既有好的储层,又有差的储层,一般为中等储层。

3 各砂层组储层发育情况及展布

据目前的钻井资料统计,Ⅱ砂层组砂体累计平均厚度最大,为14.5m;Ⅳ砂层组砂体累计平均厚度最小为12.8m,Ⅲ砂层组为13.9m,Ⅰ砂层组为12.9m;Ⅱ砂层组大于4m的钻遇率最大,为55%;Ⅱ砂层组的钻遇率最小,为41%;Ⅰ砂层组为48%,Ⅳ砂层组为42%。从以上统计数据可以看出,Ⅲ砂层组和Ⅰ砂层组砂体较为发育,Ⅱ砂层组砂体最不发育,Ⅳ砂层组介于中间。

据物性数据统计,Ⅲ砂层组物性最好,平均孔隙度为11.4%,渗透率为94.4 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;Ⅰ砂层组次之,为11.35%和65.1 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;Ⅳ砂层组为9.73%和45.1 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$;Ⅱ砂层组物性最差为9.6%和32.9 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。所以,Ⅱ砂层组和Ⅰ砂层组储层是卡拉沙依组最好的储集砂体,Ⅱ砂层组储集性能最差,这与各砂层组沉积环境有关:Ⅲ砂层组砂体属潮下高能沙坝沉积,砂体的储集性能最好,Ⅰ砂层组为扇三角洲沉积的厚层、粗粒储层,储集性能也较好,而Ⅱ砂层组属高潮坪沉积,虽然砂体的累计厚度较大,但单砂体的厚度小,物性差,不能形成优质储层。

Ⅰ砂层组储层主要为扇三角洲水下分支河道砂

体及扇缘沙坝砂体,砂体的厚度相对较大,展布范围广。砂体在平面上呈扇形展布,延伸长度可达3~4km,砂体连通性好,但纵向非均质性强。Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ砂层组主要为潮下高能沙坝和潮道砂体,单层砂体的厚度较薄,普遍含灰质,但累计厚度大。砂体在平面上主要为土豆状及条带状,纵向上一般呈透镜状,横向连通性差,难以追踪和对比。

4 碎屑岩成岩作用

4.1 成岩作用的类型

根据岩石薄片、铸体薄片观察及储层样品的扫描电镜和阴极发光分析结果,该区石炭系储层主要经历的成岩作用有压实(压溶)作用、胶结作用、溶蚀作用和交代作用。

(1)压实(溶)作用。区内储集岩颗粒间一般为点-线接触和线接触,少量凹凸接触。与对应的埋深相比,表明砂岩压实程度不强,且主要为机械压实,压溶作用很弱。

(2)自生矿物的胶结、交代和充填作用。纵观该区卡拉沙依组储层,其中的自生矿物种类虽然较多,但普遍含量较少,含量最多的是碳酸盐胶结物。碳酸盐胶结分为成岩早期胶结和晚期胶结,早期方解石中由于一般不含 Fe^{2+} ,因此在阴极射线照耀下常发红色光^[4-9],常呈连晶基底式胶结,使岩石颗粒成漂浮状。晚期铁方解石主要以斑状胶结物或分散的晶体产出于粒间,常交代长石碎屑、石英加大边和石英颗粒,交代溶蚀长石的残余部分和自生高岭石,此类方解石未见溶蚀特征(图6)。

(3)溶蚀作用。溶蚀作用是与该区砂岩储层质量关系最密切的成岩作用。溶蚀物质以长石、岩屑、粒间杂基或碳酸盐胶结物以及石英加大边的溶蚀

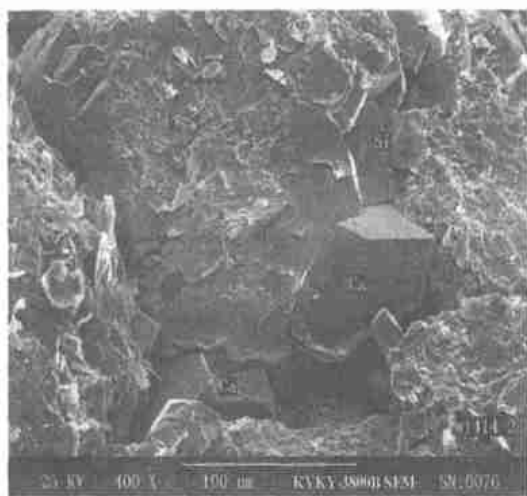


图6 卡拉沙依组粒间孔内充填的石英和方解石

Fig. 6 Quartz and calcite filled in the intergranular solution openings in the Kalashayi Formation

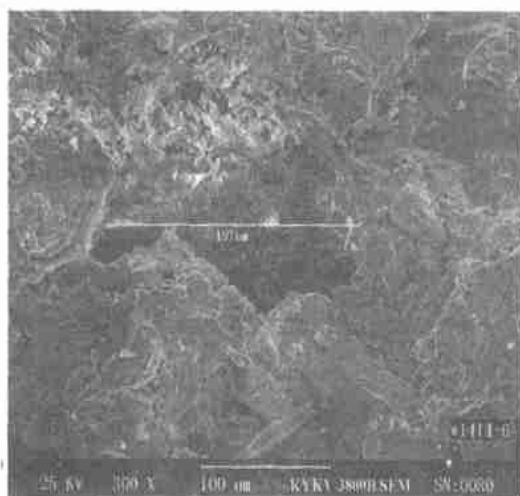


图7 卡拉沙依组发育的粒间溶孔

Fig. 7 The intergranular solution openings developed in the Kalashayi Formation

等。从其溶蚀孔隙的发育特征以及它与其它成岩作用现象间的关系,可划分出2~3期溶蚀,这些不同时期的溶蚀作用形成了大量的粒间溶孔(图7)、粒内溶孔和铸模孔、特大孔,有效改善了储层的储集性能。

(4)交代作用。薄片观察到的交代作用主要包括早期浅埋藏阶段中性—弱酸性介质条件下方解石交代石英,黄铁矿交代长石及硬石膏,后期方解石交代长石、粘土矿物。

在以上各成岩作用事件中,碳酸盐矿物的沉淀和溶蚀作用是该区卡拉沙依组储层所经历的最重要的成岩现象。当储层中碳酸盐胶结物含量很高时,储层较为致密,但当后期碳酸盐胶结物溶蚀较强时,储层储集性明显变好。

4.2 成岩作用的过程及成岩序列

1. 早成岩期

流体是偏碱性的^[9],因此沉淀了大量的碳酸盐矿物,它们强烈交代岩石颗粒和充填部分原生孔隙。同时由于该过程中流体富含镁离子,因此生成了少量的绿泥石,附着在颗粒表面。早期碳酸盐岩的沉积有效的阻止了压实作用对孔隙的破坏作用^[5],并为后期碳酸盐岩的溶蚀提供了物质基础。

2. 晚成岩“A”期

随着埋藏深度的增加,卡拉沙依组和其下的巴楚组中的暗色泥岩排除部分有机酸,这些有机酸对储层中的易溶颗粒进行了部分溶蚀作用。但由于该区这两套储层中的暗色泥岩少,且其中的有机酸含

量低,形成的有机酸极为有限,发生的溶蚀作用较低,形成的部分溶蚀孔隙不仅本身量少,而且在进一步的压实过程中又遭到了破坏。因此在目前储层中极少见到这类孔隙。由于受到海西晚期构造运动的影响,不仅卡拉沙依组受到了构造抬升作用,而且在地层中形成了断达寒武系—奥陶系烃源岩的断裂、裂缝系统^[7],使得邻近不整合面的储层受到了大气淡水的溶蚀作用,形成部分次生孔隙,其它储层也在下伏有机酸进入后发生了酸性环境中的溶蚀作用,形成了该区储层中较为发育的溶蚀孔隙。喜马拉雅期,研究区周围烃源岩全面成熟,大量有机酸进入储层,形成了卡拉沙依组最大规模的次生溶蚀孔隙,特别是对碳酸盐胶结物的溶蚀,同时形成了溶蚀作用的副产物——高岭石、绿泥石、石英等。石英的次生加大也在此时形成。

晚成岩A期的晚期,有机酸开始脱羧,有机酸的浓度减少,孔隙流体逐渐向偏碱性转化,含铁方解石和白云石开始形成,并交代早期形成的方解石、白云石、自生粘土矿物和石英。方解石两相包体实测均一温度最高为132℃,利用同位素内部测温法计算的最高温度为136.23℃,与包体的最高均一温度相当,说明成岩作用并未达到晚成岩B期。

综上所述,可以看出卡拉沙依组成岩作用相对顺序(从早到晚)是:孔隙衬垫绿泥石—压实作用—早期方解石、白云石充填、交代颗粒—早期溶蚀作用—石英加大—晚期溶蚀作用—高岭石、自生石英充填—含铁方解石、白云石胶结和交代作用。

5 结 论

(1)研究区储层岩石类型多为岩屑长石石英砂岩,砂岩的分选中等,次棱角状,所以结构成熟度和成分成熟度比较低。

(2)研究区储层多为低孔、低渗的储层,孔隙度平均9.3%,渗透率平均值为 $41.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞资料显示,储层孔喉分选性较差,但呈现粗偏度。

(3)研究区成岩作用已经达到晚成岩A期,石英次生加大少见,电子探针检测显示,方解石胶结分为两期,早期方解石和晚期方解石胶结,早期方解石发生溶解生成大量次生孔隙,成为研究区重要的储集空间。

参考文献:

- [1] 阎相宾,李永宏.塔河油田石炭系砂层划分对比及横向预测[J].勘探地球物理进展,2002,25(5):36—51.
- [2] 宋杉林,张春冬,等.新疆塔河油田石炭系卡拉沙依组储层特征及油气分布[J].沉积与特提斯,2002,22(2):54—57.
- [3] 李永宏,阎相宾,张涛,等.塔河油田石炭系卡拉沙依组储层特征及其控制因素[J].石油实验地质,2004,26(1):18—21.
- [4] 应凤祥,王衍琦,王克玉.中国油气储层研究图集(卷一)·碎屑岩[M].北京:石油工业出版社,1944.155—179.
- [5] 许怀先,陈丽华,等.石油地质实验测试技术与应用[M].北京:石油工业出版社,2001.148—150.
- [6] 罗静兰,张晓莉,等.成岩作用对河流—三角洲相砂岩储层物性演化的影响[J].沉积学报,2001,19(4):542—547.
- [7] 周永昌,杨国龙.塔里木盆地阿克库勒凸起油气地质特征及勘探前景[J].石油学报,2001,22(3):1—6.

The clastic reservoir rocks from the Kalashayi Formation on the Akkol uplift of the Tarim Basin, Xinjiang

LIU Chen-sheng, GUO Jian-hua

(Central-South China University, Changsha 410083, Hunan, China)

Abstract: The clastic reservoir rocks from the Carboniferous Kalashayi Formation on the Akkol uplift of the Tarim Basin, Xinjiang consist mostly of lithic arkosite, and the feldspar contents are found to be higher than those of lithoclastics. The clastic reservoir rocks exhibit low compositional maturity and textural maturity, point to linear contact between grains and pore-space cementation by carbonate rocks. Although the early carbonate cementation may cause the decrease of the primary porosity and permeability of sandstones, it has contributed to the formation of secondary porosity. The amounts of secondary porosity are much more than those of the primary porosity. It can be seen from the data obtained from mercury-injection method that the pore throats display an inhomogeneous distribution, and both the porosity and permeability are relatively low, indicating the moderate or low porosity and low permeability of the reservoir rocks. The diagenesis in the Kalashayi Formation may be assigned to Stage A of late diagenesis. Abundant secondary pore spaces created by the dissolution of early calcite are considered as the important oil-bearing structures in the study area.

Key words: Tarim Basin; Akkol uplift; Carboniferous; reservoir rock; Xinjiang