

# 塔里木盆地北部地区白垩系—古近系 储集性与储层评价

朱如凯<sup>1</sup> 郭宏莉<sup>1</sup> 高志勇<sup>1</sup> 韩 丹<sup>1</sup>  
张丽娟<sup>2</sup> 孙玉善<sup>2</sup> 程 明<sup>2</sup>

(1. 中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心, 北京 100083;  
2. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000)

**摘要:**塔里木盆地北部地区白垩系—古近系储层岩性主要为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩, 主体处于中成岩阶段, 主要储集空间为残留原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、基质微孔, 但在不同地区、不同层段岩石组成、成岩演化、孔隙组合类型有一定差异, 导致储集性差异明显, 储集性主要受原始沉积环境、成岩作用控制。根据不同地区、不同构造带古近系、白垩系储层岩性、物性参数等将本区储层分为 4 个级别, I、II 类储层可以作为油气勘探的主要目的层, III 类储层属低渗透储层可以作为寻找天然气的目的层, 而 IV 类储层为特低孔特低渗非常致密型储层, 甚至为非储层。

**关键词:**塔里木盆地北部地区; 白垩系—古近系; 成岩演化; 储集性; 储层评价

**中图分类号:** P618.130.2      **文献标志码:** A      **文章编号:** 1000-3657(2007)05-0837-06

## 1 引言

塔里木盆地库车坳陷和塔北隆起是目前塔里木盆地勘探程度较高、油气探明储量较大的地区, 是中国西部开发“西气东输”工程的主要资源基地, 白垩系与古近系是盆地内重要的含油气层段<sup>[1]</sup>。针对库车坳陷与塔北隆起区白垩系、古近系沉积体系与沉积相的研究, 前人已做过大量研究工作<sup>[2-8]</sup>, 对于研究区的沉积构造背景(古构造、古气候等)及沉积特征已有较为明确的认识。而储层的储集性变化规律、储层质量影响因素、有利储层分布等方面报道较少。笔者在前人沉积相研究与沉积体系平面分布规律认识的基础上, 以岩矿分析、铸体薄片分析、粘土矿物分析、岩心物性分析、测井物性等资料为基础, 分析储层质量影响因素, 指出有利储层分布区带, 对区内油气勘探具有重要意义。

## 2 区域沉积构造背景

塔里木盆地北部地区包括库车坳陷和塔北隆起的大部(图 1), 库车坳陷经历了多期构造运动影响, 但构造主要受燕山期、喜山期两幕构造运动的控制, 尤其新近纪喜山末期的

这一幕构造运动最强烈, 形成了天山山前大型逆冲褶皱系及一系列逆冲断层, 构成了库车坳陷现今四带三凹的构造格局; 自南天山构造带向塔北隆起方向, 构造带成排成带分布。二级构造单元包括北部单斜带、克拉苏构造带、吐格爾明—依奇克里克构造带、拜城凹陷、秋里塔格构造带、阳霞凹陷和南缘斜坡带; 这些构造带以断裂为界或与断裂伴生。褶皱—逆冲断层带在东西向构造走向上具有分段性, 大致以库车河为界, 可分为东、西两段。东段吐格爾明—依奇克里克构造带走向为东西向, 滑脱层主要是中下侏罗统煤层; 西段克拉苏构造带走向主要为北东向, 巴什基奇克背斜表现为断背斜构造, 向西转化为单斜, 向东与依奇克里克背斜相连, 西段滑脱层主要是古近系膏盐层, 变形强度大于东段。东、西段变形时代存在差异, 东段吐格爾明背斜核部三叠系不整合叠覆于古生界基底之上, 古近系苏维依组与下伏下白垩统为不整合接触, 反映东段变形早<sup>[9]</sup>。

库车坳陷—塔北地区白垩系仅发育下白垩统, 自下而上为亚格列木组、舒善河组、巴西盖组和巴什基奇克组, 其中亚格列木组、舒善河组、巴西盖组统称为卡普沙良群。古近系自下而上为库姆格列木群和苏维依组。总体上为一套陆相沉

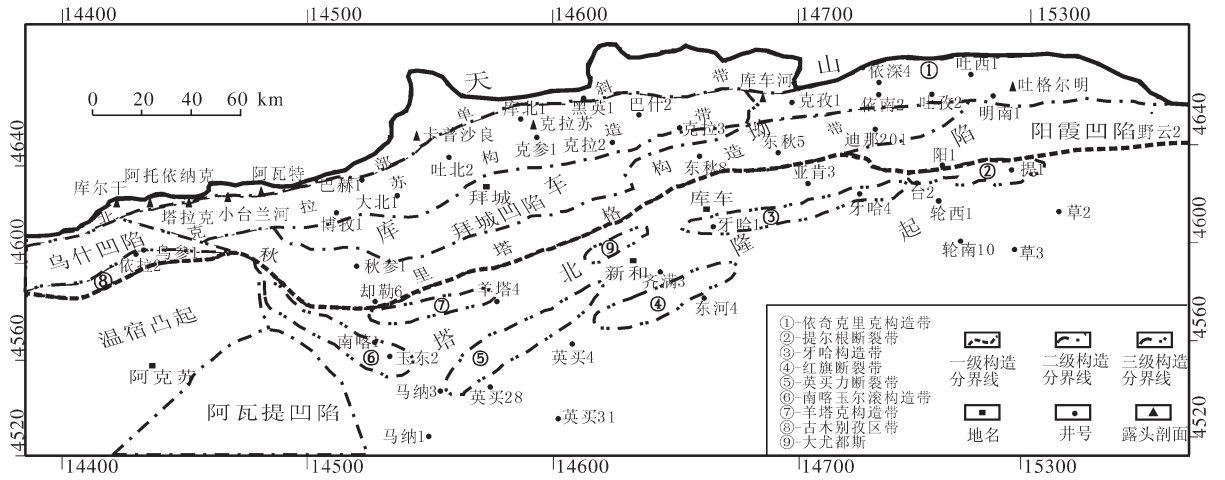


图1 研究区构造分区位置图

Fig.1 Structure divisions of the study region

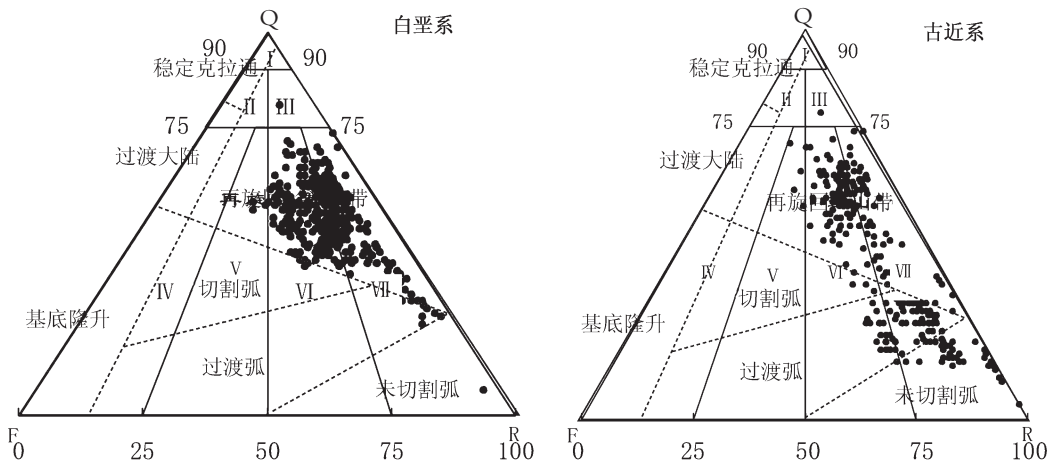


图2 研究区岩石类型图

Fig.2 Rock types in the study region

积,只是在古近系库姆格列木群沉积时,在西部至中东部的广大地区发生广泛的海侵,形成了一套海相碳酸盐岩及碎屑岩沉积。沉积相类型多样,包括冲(洪)积扇、终端扇、河流、三角洲(扇三角洲、辫状河三角洲、正常三角洲)、湖泊、滨岸海滩、潮坪—泻湖等相类型<sup>[2-8,10-11]</sup>。

### 3 不同构造带(井区)岩性及岩石学特征

研究区古近系—白垩系储层岩性主要为厚层状灰褐色砂砾岩、含砾砂岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩与薄层状褐灰色泥岩组成的不等厚互层,在西部地区古近系发育膏盐岩和碳酸盐岩。储层岩性主要为

岩屑砂岩和长石岩屑砂岩;岩石组成在不同地区、不同层位有一定差异(图2),如东部野云2井区白垩系岩石类型主要为含灰质和灰质细粒岩屑砂岩、粗—中粒岩屑砂岩。吐孜—依南—迪那构造带白垩系以岩屑砂岩为主;古近系主要为岩屑砂岩和次长石岩屑砂岩。东部牙哈、提尔根、轮台构造带白垩系主要为次岩屑长石砂岩、岩屑砂岩;古近系为长石岩屑砂岩,次长石岩屑砂岩。东秋立塔格构造带主要为中—细粒岩屑砂岩和膏质不等粒岩屑砂岩、次长石岩屑砂岩。克拉苏构造带主要为中、细粒岩屑砂岩。吐北、大北构造带白垩系主要为含灰质细粒岩屑砂岩、不等粒岩屑砂岩;古近系为含灰质或灰质细粒、中粒岩屑砂岩或长石岩屑砂岩。依拉克构造带白

垩系以含灰和灰质的含砾、砾质中粒岩屑砂岩为主,其次为含灰砾岩、含灰细砂质极细粒岩屑砂岩;古近系主要由含灰质细粒长石岩屑砂岩、含灰质细粒岩屑砂岩组成,其次为含灰质和灰质中粒长石岩屑砂岩和岩屑砂岩,含灰极细粒、中粗粒长石岩屑砂岩和少量含砾中粒岩屑砂岩。却勒—羊塔克地区白垩系为次岩屑长石砂岩、次长石岩屑砂岩、长石砂岩、长石岩屑砂岩及岩屑砂岩;古近系主要为含膏质、白云质细粒岩屑砂岩、长石岩屑砂岩。南喀—玉尔滚构造带白垩系主要为次长石岩屑砂岩、长石砂岩、岩屑砂岩;古近系主要为岩屑砂岩。英买力构造带白垩系主要为岩屑砂岩,次长石岩屑砂岩;古近系主要为次长石岩屑砂岩、岩屑砂岩。

#### 4 成岩演化

根据自生矿物生成顺序、粘土矿物含量变化、孔隙类型组合特征、有机质热演化参数、矿物包裹体均一温度等对本区成岩演化序列进行了综合分析,认为碎屑岩储层主体处于中成岩阶段,但不同地区成岩演化上有一定差异。

早成岩 B 期:主要分布在英买力构造带和东河塘、轮南井区的古近系,最大古地温 <85℃,I/S 混层为无序混层,S% > 50%,孔隙类型以原生粒间孔为主,如英买 1 井原生孔占 78.6%。

中成岩 A1 亚期:库车坳陷西北部的乌参 1 井、东部地区吐孜、迪那、野云 2 井的古近系,英买力构造、东河塘、轮南井区的白垩系处于此成岩阶段。最大古地温 <110℃,I/S 混层矿物中 S < 50%~35%,有机质低成熟。如英买 21 井白垩系仍保留有 75%的粒间孔隙,少量溶孔。

中成岩 A2 期:北部的大北、吐北和克拉苏构造带,依南、迪那井区古近系,及西部乌参 1 井区、却勒井区,以及东南部地区的牙哈、提 2、提 3、台 1、台 2 等井区白垩系处于此成岩阶段。最大古温度 110~140℃,I/S 混层矿物中 S 层 35%~15% (表 1),有机质成熟。

中成岩 B 期:库车坳陷北部白垩系储层已进入了中成岩 B 期,最大古温度 >140℃,I/S 混层中 S < 15%,有机质处于高

成熟、凝析油湿气阶段。如克拉 2 井、克拉 3 井白垩系包裹体均一温度大于 140℃。

#### 5 储集空间

研究区内主要储集空间为残留原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、基质微孔;不同层段、不同地区孔隙组合类型有一定差异。如亚格列木组在东部吐孜井区及依矿、吐格尔明露头孔隙类型以粒间孔隙为主,孔隙大小以粗、中孔为主,喉道以中、小喉为主。舒善河组以粒间溶孔为主,次为杂基微孔隙,以细孔或微孔为主,喉道细小;在西部乌参 1 井孔隙类型主要为粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔,同时在方解石胶结致密的岩石中和泥岩中可见构造缝的发育。巴西盖组包括残余原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔、基质内微溶孔,微裂缝。巴什基奇克组主要为粒间溶孔,其次为残余原生粒间孔和粒内溶孔,各种裂缝均不太发育;如吐北、大北井区以残余原生粒间孔为主,颗粒溶孔与粒内溶孔次之,杂基内微孔所占比例很低;在羊塔克、玉东、英买力地区包括残余原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔、基质内微溶孔,微裂缝,残余原生粒间孔占储集空间的 70%左右,其次为粒间溶孔,占 15%左右;玉东 2 井区以溶蚀孔隙为主,占储集空间的 63%左右。库姆格列木群砂砾岩段的储集空间以粒间溶孔、基质内微孔为主,次为残余粒间孔、粒内溶孔及各种裂缝,基质内微孔具局部溶蚀特征,成基质溶孔;如吐北、大北井区孔隙发育较差,砾岩以砾内溶孔、岩屑内溶孔、杂基微孔为主,并有少量的粒缘缝、收缩缝等;英买力井区发育粒间孔和溶孔,以原生粒间孔为主,整体上孔隙发育,孔喉配置好。却勒井区以粒间溶孔和粒间孔为主,其次是泥晶白云石晶间孔和泥质杂基中的微孔隙,还有少量的粒内溶孔、构造缝和收缩缝等,收缩缝沿粒缘分布,构造缝呈微细状,延伸短;羊塔 5 井孔隙类型以粒间溶孔为主,占 91%~100%,少量的粒内溶孔,占 0~9%。苏维依组主要为残余原生粒间孔及粒间溶孔,颗粒溶孔、微孔隙、微裂缝少<sup>[6-9]</sup>。

表 1 迪那地区古近系砂泥岩粘土矿物含量与混层比/%

Table 1 Content of clay minerals and percentage of mixed-layer clay minerals in Paleogene arenaceous-argillaceous rocks in the Dina area

样品数	亚段	伊利石	绿泥石	高岭石	绿/蒙混层	伊/蒙混层	绿/蒙混层比	伊/蒙混层比
38	1	38~76	8~38	/	/	10~54	/	15~20
		50	21			30		17
22	2	31~73	11~32	4~8	/	7~51	/	15~20
		53	19	6		28		17
29	3	36~80	9~58	4~12	/	3~52	/	15~20
		57	22	7		20		18
15	4	34~68	9~40	3~24	/	15~20	/	15~20
		53	18	7		19		19
15	19	48~75	15~32	/	/	6~35	/	15~20
		62	24			20		18

### 6 储层分布与主控因素

根据北部地区不同构造带古近系、白垩系储层岩性、物性参数等将本区储层分为4个级别。I、II类储层可以作为油气勘探的主要目的层,III类储层属低渗透储层可以作为寻找天然气的目的层,而IV类储层为特低孔特低渗非常致密型储层,甚至为非储层。

(1) I类储层:孔隙度>15%,渗透率>100×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,主要分布区域与层段为轮南、东河塘地区的苏维依组,英买力、羊塔克、玉东、东河塘的库姆格列木群、巴什基奇克组,在英买力巴西盖组、克拉2井区的库姆格列木群局部也有I类储层存在。如羊塔井区白垩系605个样品平均孔隙度19.16%,平均渗透率428.706×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,最大孔隙度为25.86%,最大渗透率3539.41×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>(图3);英买19井古近系234个样品平均孔隙度19.75%,平均渗透率339.6×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>;英买21井古近系165个样品平均孔隙度15.95%,平均渗透率184.3×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,玉东2井白垩系379块样品平均孔隙度17.75%,平均渗透率236.2×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,最大孔隙度为25.49%,最大渗透率959×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,I类储层孔隙以粒间孔、粒间溶孔为主,孔径大,一般0.05~0.2mm,连通性好,分布在原生孔隙发育带和混合孔隙发育带,仅克拉2井分布在次生孔隙+裂缝发育带。

I类储层主要受两个因素控制,一是受原始沉积环境所控制,如英买力构造带上的滨岸浅滩、英买力、羊塔井区的分流带远端沉积;其次受构造裂缝控制,裂缝发育导致溶解作用增强,如克拉2井;I类储层主要分布在早成岩B期和中成岩A1期即原生孔隙和混合孔隙发育带,但克拉2井例外,克拉2井处在中成岩A2-B期,次生孔隙减少而裂缝发育。

(2) II类储层:孔隙度为15%~10%,渗透率>10×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,主要分布区域与层段有牙哈井区、台2井区、提2井区苏维依组、玉东2井的库姆格列木群,克拉2、3井区的巴什基奇克组局部和轮南井区的苏维依组。如牙哈井区、台2井区、提

2井区苏维依组主要胶结物为方解石,成岩演化处于中成岩A1期,孔隙类型中原生粒间孔占总孔隙的44%,物性相对比较好。提2井苏维依组平均孔隙度13.69%,平均渗透率26.98×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,玉东2井库姆格列木群平均孔隙度8.58%,平均渗透率60.38×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,牙哈6井372个样品平均孔隙度10.34%,平均渗透率16.24×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,轮南3井舒善河组平均孔隙度14.61%,平均渗透率18.66×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,轮南26井亚格列木组10个样品平均孔隙度20.53%,平均渗透率1058.8×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。II类储层孔隙类型以粒间溶孔为主,部分粒间孔,孔径较I类储层小,一般0.01~0.1mm,孔隙连通性较I类储层差,多处于混合孔隙发育带。

影响储层分布的因素也是多方面的,但不同的区域有不同的主控因素,II类储层受控于沉积环境和成岩作用,II类储层沉积相主要为滨浅湖、辫状三角洲前缘,成岩演化处于中成岩A1、A2期,孔隙的发育与否取决于胶结物含量与溶解作用的强弱。

(3) III类储层:孔隙度为10%~6%,渗透率为10×10<sup>-3</sup>~1×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,分布区域最广,几乎各个层段均有,区域上主要分布在依南井区、吐孜井区、迪那井区苏维依组;吐北、却勒、东秋、克拉井区的库姆格列木群和巴什基奇克组,英买力井区的舒善河组。如吐孜1井苏维依组平均孔隙度6.04%,平均渗透率1.27×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,吐北2井库姆格列木群平均孔隙度8.46%,平均渗透率4.49×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,克拉2井巴什基奇克组平均孔隙度7.72%,平均渗透率6.65×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,英买4井舒善河组平均孔隙度9.98%,平均渗透率1.88×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。III类储层主要处于中成岩A1-A2段,大量方解石-硬石膏组合胶结是破坏储层物性最主要原因。总体上在北部以次生孔隙为主,孔隙连通性差,南部以保留少量原生粒间孔为主,但孔隙内有泥晶碳酸盐充填,使孔隙度减少,孔径变小,孔径一般为0.01~0.05mm。

III类储层主要分布在北部山前带,沉积环境为扇三角

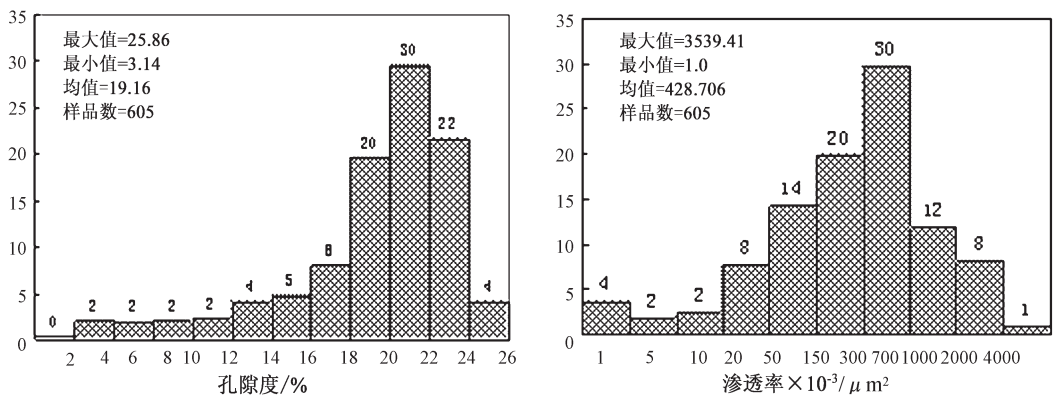


图3 研究区西部羊塔克井区白垩系孔渗分布频率图  
 Fig.3 Frequency distribution of porosity and permeability of Cretaceous strata in the Yangtake well area in the western part of the study region

洲,原始沉积距物源近,岩石成分与结构成熟度低,致使原始孔隙就不发育,后期又受构造挤压,使岩石颗粒紧密接触,成岩期的大量方解石、硬石膏胶结最终导致储层致密,若有裂缝发育,成岩流体的运移对储层进行局部溶解可以造成局部好的储层形成。

(4) IV类储层:孔隙度 $<6\%$ ,平均渗透率 $<1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,主要分布在北部山前带构造裂缝不发育的地区,如库车坳陷北部乌参1井、大北1井、克拉苏构造带、迪那井区、吐孜井区的苏维依组、库姆格列木群,巴什基奇克组、巴西盖组和舒善河组均有分布,阳北构造的野云2井卡普沙良群储层物性也非常差。如迪那201井苏维依组454块样品平均孔隙度6.71%,平均渗透率 $0.983\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,库姆格列木群122个样品平均孔隙度2.65%,平均渗透率 $0.067\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,局部最大孔隙度可达11.28%,最大渗透率可达 $1.05\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,整体储层物性很差。克拉3井白垩系巴西盖组和舒善河组10块样品平均孔隙度3.38%,平均渗透率 $0.037\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。吐孜1井24块样品平均孔隙度4.05%,平均渗透率 $0.583\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,局部最大孔隙度可达5.4%,最大渗透率 $6.97\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,整体储层物性也很差。

IV类储层发育区裂缝不发育、胶结作用强,成岩演化处于中成岩A2或B期,孔隙类型除极少量孤立的粒间溶孔、粒内溶孔,主要为微孔隙,孔径 $<0.01\text{mm}$ ,连通性极差。在北部造成储层差的原因主要是由于成岩作用强,石英次生加大发育,颗粒紧密接触,方解石致密胶结,导致孔隙很少。

## 7 结论

(1)研究区白垩系-古近系储层岩性主要为岩屑砂岩和长石岩屑砂岩,主体处于中成岩阶段,主要储集空间为残留原生粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、基质微孔,储集性差异主要受原始沉积环境、成岩作用控制。

(2) I类储层主要原始沉积环境为滨岸浅滩和分流带远端沉积;构造裂缝发育对其有重要影响,主要分布在早成岩B期和中成岩A1即原生孔隙和混合孔隙发育带。

(3) II类储层受控于沉积环境和成岩作用,沉积相主要为滨浅湖、辫状河三角洲前缘,处于中成岩A1、A2期,孔隙的发育与否取决于胶结物含量与溶解作用的强弱。

(4) III类储层主要分布在北部山前带,为扇三角洲沉积,原始孔隙不发育,成岩期大量方解石、硬石膏胶结最终导致储层致密。

(5) IV类储层发育区裂缝不发育、胶结作用强,石英次生加大发育,成岩演化处于中成岩A2或B期,孔隙类型主要为微孔隙,连通性极差。

## 参考文献 (References):

[1] 秦胜飞, 贾承造, 陶士振. 塔里木盆地库车坳陷油气成藏的若干特征[J]. 中国地质, 2002, 29(1):103-108.

Qin Shengfei, Jia Chengzao, Tao Shizhen. Some characteristics of oil and gas accumulation in the Kuqa depression, Tarim basin [J]. Geology in China, 2002, 29(1):103-108(in Chinese with English abstract).

[2] 朱如凯, 魏伟. 塔里木盆地库车坳陷新生界终端扇沉积体系与储层研究[J]. 沉积学报, 1999, 17(增刊):35-42.

Zhu Rukai, Weiwei. The terminal fan depositional system and reservoir characteristics of Neozoic on Kuqa depression Tarim [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1999, 17 (supp.):35-42 (in Chinese with English abstract).

[3] 朱如凯, 高志勇, 郭宏利, 等. 塔里木盆地库车、塔北早白垩世-古近纪沉积岩相古地理 [J]. 西北大学学报 (自然科学版), 2006, 36 (增刊):68-75.

Zhu Rukai, Gao Zhiyong, Guo Hongli, et al. Lithofacies palaeogeography of the early Cretaceous and early Tertiary in northern of Tarim basin [J]. Journal of Northwest University(natural science edition), 2006, 36 (supp.):68-75 (in Chinese with English abstract).

[4] 梅冥相, 于炳松, 靳卫广. 塔里木盆地库车坳陷白垩纪层序地层格架及古地理演化[J]. 古地理学报, 2004, 6(3):261-278.

Mei Mingxiang, Yu Bingsong, Jin Weiguang. Sequence stratigraphic framework and palaeogeograph evolution of the Cretaceous in Kuqa Depression, Tarim Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2004, 6(3): 261-278(in Chinese with English abstract).

[5] 张希明. 塔里木盆地雅克拉地区卡普沙良群一段储油砂岩体沉积与孔隙发育特征[J]. 石油实验地质, 1994, 16(4):389-396.

Zhang Ximing. Characteristics of the reservoir sand-body sedimentation and pore-evolution in the 1ST section of the Kapushaliang GR. Yakela area of the Tarim basin [J]. Experimental Petroleum Geology, 1994, 16(4):389-396(in Chinese with English abstract)

[6] 贾进华. 库车前陆盆地白垩纪巴什基奇克组沉积层序与储层研究 [J]. 地学前缘, 2000, 7(3):133-142.

Jia Jinhua. Study on sedimentary sequences and reservoirs for the Cretaceous of the Kuqa Foreland Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(3):133-143(in Chinese with English abstract).

[7] 顾家裕, 方辉, 贾进华. 塔里木盆地库车坳陷白垩系辫状三角洲砂体成岩作用和储层特征[J]. 沉积学报, 2001, 19(4):517-523.

Gu Jiayu, Fang Hui, Jia Jinhua. Diagenesis and reservoir characteristics of Cretaceous braided delta sandbody in Kuqa depression, Tarim basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19 (4):517-523(in Chinese with English abstract).

[8] 旷红伟, 高振中, 翟永红, 等. 塔里木盆地库车坳陷第三系储层特征研究[J]. 石油学报, 2003, 24(1):25-30.

Kuan Hongwei, Gao Zhenzhong, Zhai Yonghong, et al. Characteristics of Tertiary reservoir in Kuqa depression of Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(1):25-30(in Chinese with English abstract).

[9] 贾承造. 中国塔里木盆地构造特征与油气[M]. 北京:石油工业出版社, 1997:1-428.

- Jia chengzao. Tectonic Features and Combinational Gas [M]. Beijing:Petroleum Industry Press, 1997:1-428(in Chinese). 85:339-374.
- [10] Sean B Kelly, Henrik Olsen. Terminal fans -a review with reference to Devonian examples [J]. Sedimentary Geology, 1993, [11] Shaun P Sadler, Sean B Kelly. Fluvial processes and cyclicity in terminal fan deposits:an example from the Late Devonian of southwest Ireland[J]. Sedimentary Geology, 1993, 85:375-386.

## Characteristics and evaluation of Cretaceous-Paleogene reservoirs in the northern Tarim basin

ZHU Ru-kai<sup>1</sup>, GUO Hong-li<sup>1</sup>, GAO Zhi-yong<sup>1</sup>, HAN Dan<sup>1</sup>,  
ZHANG Li-juan<sup>2</sup>, SUN Yu-shan<sup>2</sup>, CHENG Ming<sup>2</sup>

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing, 100083, China;

2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina Tarim Oilfield Limited Company, Korla 841000, Xinjiang, China)

**Abstract:** The main lithologies in the Cretaceous-Paleogene in the northern Tarim basin are litharenite and feldspathic litharenite, which are in the middle diagenetic stage. The main pore spaces are relict primary intergranular pores, intergranular solution pores, intragranular solution pores, pores in grain films and matrix micropores. However, there are certain differences in rock composition, diagenetic evolution and pore association types in different areas and intervals of strata, thus resulting in appreciable difference in hydrocarbon storage capacity, which is mainly controlled by the primary sedimentary environment and diagenesis. According to the lithologies and physical parameters of Paleogene and Cretaceous reservoirs in different areas and tectonic belts, the reservoirs in the region mainly fall into four classes. Classes I and II are main targets for oil and gas exploration and reservoirs of class III belong to low-permeability ones and may serve as targets for gas exploration, while the class IV reservoirs are very low-porosity, very low-permeability and very compact type reservoirs and even non-reservoirs.

**Key words:** northern Tarim; Cretaceous-Paleogene; diagenesis; physical properties; reservoir evaluation

---

**About the first author:** ZHU Ru-kai, male, born in 1968, Ph.D, mainly engaged in the study of sedimentology and reservoir geology; E-mail: zrk@petrochina.com.cn.