

克拉 2 气田优质砂岩储层控制因素与孔隙演化

贾进华 顾家裕

(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083. E-mail: jjh@petrochina.com.cn)

摘要 通过野外砂体建模、钻井岩芯与测井沉积相研究、井间储层对比等, 认为克拉 2 气田砂岩储层是一套厚度大、分布广、物性好、连续性好和隔夹层少的优质天然气储层。根据大量的岩石薄片、铸体薄片、孔渗物性和压汞参数等资料, 进行了储层成岩作用、控制因素及孔隙形成机理与演化的研究, 认为浅埋藏时期的压实作用和成岩过程中的白云石和方解石胶结物对储层物性下降起了重要作用, 现今压实作用以中~弱为主, 物性较好的储层段无或含较少方解石胶结物; 深埋藏早期仍以剩余原生粒间孔为主, 但因溶蚀作用而出现了部分改造扩大的次生粒间孔, 储层段的自生高岭石是长石和岩屑溶蚀的产物; 深埋藏晚期的构造裂缝和异常高压背景有利于改善和保存这些孔隙。

关键词 库车拗陷 克拉 2 气田 优质砂岩 储层控制因素 孔隙度

克拉 2 气田位于库车拗陷北部克拉苏构造带中段, 北为北部单斜带, 西南为拜城凹陷。克拉 2 气田的第 1 口预探井是克拉 2 井, 发现于 1998 年 1 月, 之后在 1998~2001 年分别钻探了克拉 201 井、克拉 203 井、克拉 204 井和克拉 205 井等 4 口评价井, 5 口井均获得高产工业气流, 获得了 $2840.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气探明储量。

经过科技攻关, 对库车拗陷构造、地层、沉积、储层、烃源岩、油气藏和石油地质综合研究等取得了一系列重要成果和认识, 有力地推动了塔里木盆地油气勘探的进程。如对库车前陆冲断带构造变形与演化的研究^[1~4], 对库车拗陷沉积储层的研究^[5~7], 对库车拗陷古生物地层的厘定^[8], 对库车拗陷烃源岩的研究^[9], 对库车拗陷油气藏和石油地质的综合研究^[10,11]等。以上研究使地质学家和勘探家们更加坚信库车拗陷具备了寻找大油气田的成藏条件, 发育三叠系、侏罗系两套良好的河湖沼泽相煤系烃源岩^[9], 烃源岩具有厚度大、有机质丰度高、演化程度高和生气强度大的特点, 为克拉 2 气田提供了充足的气源, 发育有白垩系砂岩和下第三系膏盐岩区域盖层构成的最优质储盖组合^[5,6], 多期构造运动造成的断裂及不整合面^[12~4]有利于油气运移, 而且构造发育与生排烃匹配关系良好。

克拉 2 气田发现后, 为准确探明气藏天然气储量, 开展了精细的克拉 2 气藏描述工作, 其中储层描述与

评价是气藏描述的核心内容^[12]。目前勘探阶段的油气藏储层描述更加趋于精细刻画^[13], 宏观上是将储层结构层次分析与层序地层学相结合^[15,14], 建立不同级别的储层结构单元^[15], 从而进一步研究储层非均质性及其物性纵横向变化^[16]。微观上是利用多种手段研究储层孔隙结构与演化, 分析储层控制因素及其形成机理^[17~19]。本文重点对克拉 2 气田巨厚层优质砂岩储层特征、储层控制因素及其形成机理进行了研究。

1 克拉 2 气田储层特征

1.1 储层空间分布

克拉 2 气藏主要为常温、超高压、高产能、高丰度的块状砂岩背斜干气藏^[1]。储层主体为下白垩统巴什基奇克组砂岩至下第三系库姆格列木群底砂岩, 以褐色中-细粒岩屑砂岩为主, 砂岩储层总厚度为 231.3~357 m, 其中下白垩统巴什基奇克组储层厚度为 220~345.5 m, 下第三系库姆格列木群底砂岩储层厚度为 11~19.5 m^[2], 其次是下第三系库姆格列木群海相白云岩储层^[6], 它们与上覆的下第三系膏盐岩构成库车拗陷最优质的储盖组合。

根据克拉 2 气田钻井地层划分与对比, 白垩系主要为下白垩统, 缺失上白垩统, 自上而下为巴什基奇克组和巴西盖组, 下白垩统巴什基奇克组可划分为三个段和 10 个亚段^[6], 其中第三段以灰色砂砾岩、灰褐

1) 王招明. 克拉 2 气田新增天然气探明储量报告. 塔里木油田分公司, 2000. 1~96

2) 贾进华. 塔里木盆地克拉 2 气田下第三系-白垩系沉积储层研究. 塔里木, 2000. 1~136

色粗砂岩夹暗褐色厚层泥岩和粉砂质泥岩为主,第二段以棕褐色中-细粒岩屑砂岩夹褐色泥岩为主,第一段以棕褐色中-细粒岩屑砂岩为主,泥岩夹层薄而少。白垩系顶部存在一个区域性的削蚀不整合面(即 T_8 地震界面),之上为下第三系库姆格列木群底砂岩段,岩性为褐色含砾中-粗砂岩。自克拉2井向西至克拉201井和克拉203井,第一段厚度变薄而缺失1~2亚段。

根据克拉2气田井间储层对比(图1)以及邻区克

拉苏河野外剖面砂体解剖^[5],巴什基奇克组属“积木式”储层结构,主要是由互相切割的多个辫状河道砂体叠置而成^[5~7]。巴什基奇克组各亚段储层厚度在横向上分布十分稳定、储层孔渗物性对比良好,泥岩夹层断续,不起封盖作用。纵向上以白垩系巴什基奇克组第一段下部和第二段物性最好,第三段和下第三系底砂岩次之,总体为一套厚度巨大、横向连通性好、隔夹层少的优质天然气储层。

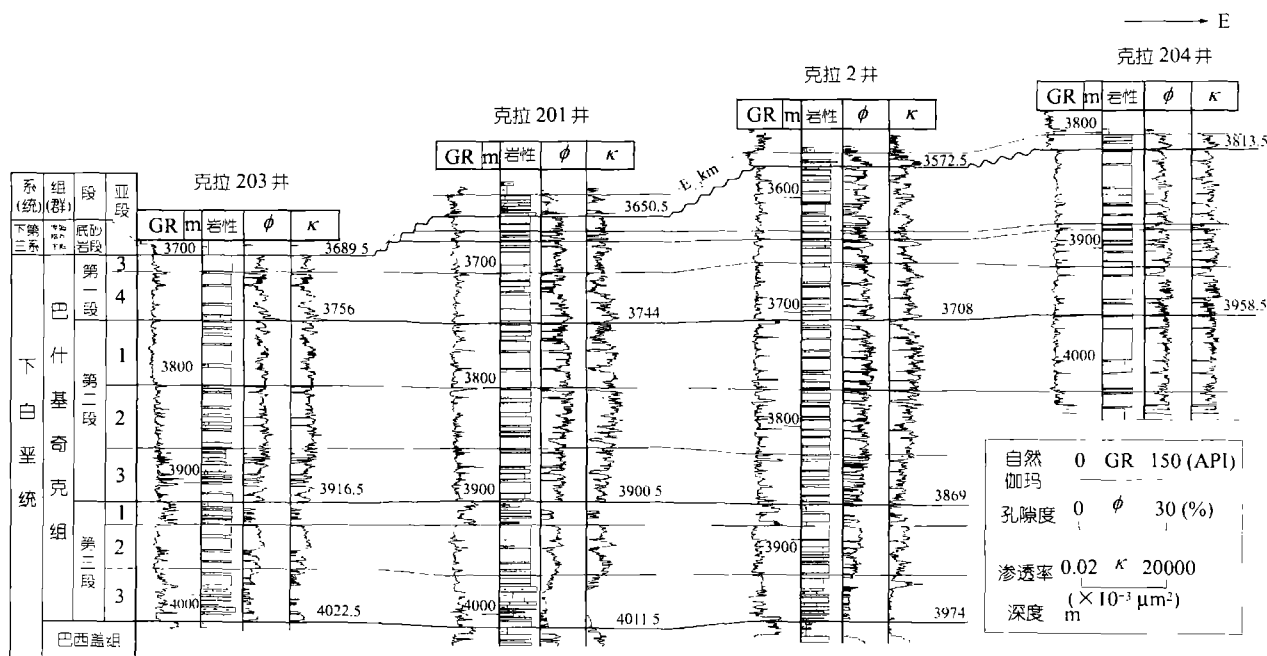


图1 克拉2气田下第三系至白垩系砂岩测井孔渗储层对比图

1.2 储层物性与孔隙结构特征

大量的孔隙率和渗透率资料表明,下第三系底砂岩至下白垩统巴什基奇克组砂岩储层孔隙度为1.1%~22.4%,平均12.8%;渗透率为 $(0.004 \sim 1770.15) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $51.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度和渗透率的相关性好,反映该套砂岩具有良好的储集条件(图2)。

根据大量的铸体薄片观察,克拉2气田下白垩统巴什基奇克组砂岩孔隙类型以剩余原生粒间孔为主,孔隙呈不规则状、伸长状,有的孔隙甚至呈超大孔。喉道类型以缩颈型为主,孔喉分选中等偏好,主要流通孔喉半径为 $0.4 \sim 16 \mu\text{m}$ 。砂岩压汞曲线反映储层排驱压力较低,为 $0.035 \sim 1.2 \text{ MPa}$,平均 0.76 MPa ,总体属中小孔~中细喉的孔隙结构。纵向上巴什基奇克组第一、二段孔隙连通性最好,中值压力和排驱压力较

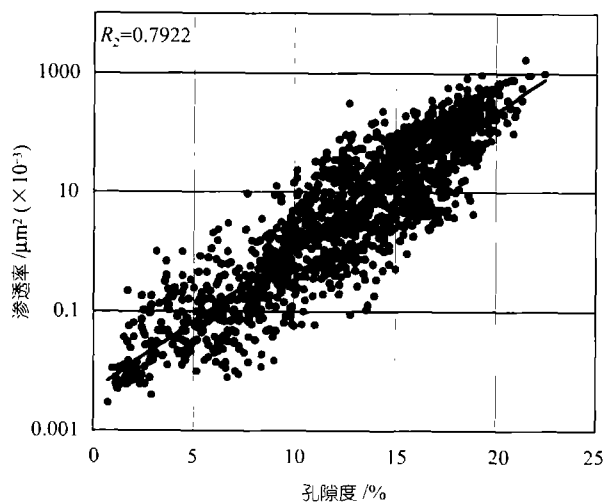


图2 克拉2气田下第三系底砂岩至下白垩统巴什基奇克组砂岩储层孔渗相关图

低,平均值分别为 1.072~5.293 和 0.274~0.685 MPa,对油气的渗流能力强;平均孔喉半径和最大孔喉半径分别为 1.844~2.62 和 7.88~10.53 μm ,最大孔喉配位数为 4,孔喉分选较好,第三段和下第三系底砂岩段孔隙连通性相对较差,中值压力和排驱压力较高,平均值分别为 4.639~7.556 和 1.118~2.798 MPa,渗透能力相对较差,平均孔喉半径和最大孔喉半径分别为 0.44~1.47 和 2.16~5.97 μm 。

2 沉积相与微相是控制优质储层分布与内部非均质性的主导因素

2.1 不同类型砂体控制了其物性特征

扇三角洲至辫状河三角洲相中的不同砂体微相,对储层物性具有明显的控制作用^[19, 20]。根据单井和露头剖面沉积相对比,克拉2气田白垩系巴什基奇克组主要发育3种砂体微相——水下分流河道砂体、河口坝砂体和远端辫状河道砂体^[5]。这是克拉2气田白垩系优质储层发育的最有利地质基础。

巴什基奇克组第三段储集体主要是扇三角洲前缘的水下分流河道砂体(图3)。其厚度通常为5~10 m,物性相对较差,岩芯孔隙度为1.1%~17.3%,平均8.4%,渗透率为 $(0.004\sim311.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $13.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,这与扇三角洲的快速堆积、填隙物含量高有关。第一、二段储集体主要为辫状河三角洲前缘的水下分流河道砂体和受湖浪改造的河口坝砂体,以及辫状河三角洲平原的远端辫状河道砂体,其厚度为3~6 m,以水下分流河道砂体物性最好,岩芯孔隙度为18%~20%,渗透率大于 $(100\sim1000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;河口坝砂体次之,岩芯孔隙度为10%~15%,渗透率为 $(0.1\sim10) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.2 砂岩的结构、粒度对储层物性有明显的控制作用

不同成分、结构和粒级的砂岩储层有不同的物性特征^[21]。据大量的岩芯薄片资料,克拉2气田砂岩储层主要为褐色中-细粒岩屑砂岩,其中石英含量为46.2%~49%;长石以钾长石为主,次为斜长石,含量为9.3%~16%;岩屑以硅质变质岩屑为主,次为沉积岩屑,岩浆岩屑含量较少,含量为40%~45.5%,颗粒呈次棱至次圆状,点至线接触,分选中等到好,总体具有结构成熟度中等偏高和成分成熟度较低的特点。

克拉2气田不同粒级的砂岩物性统计(图4)表明,

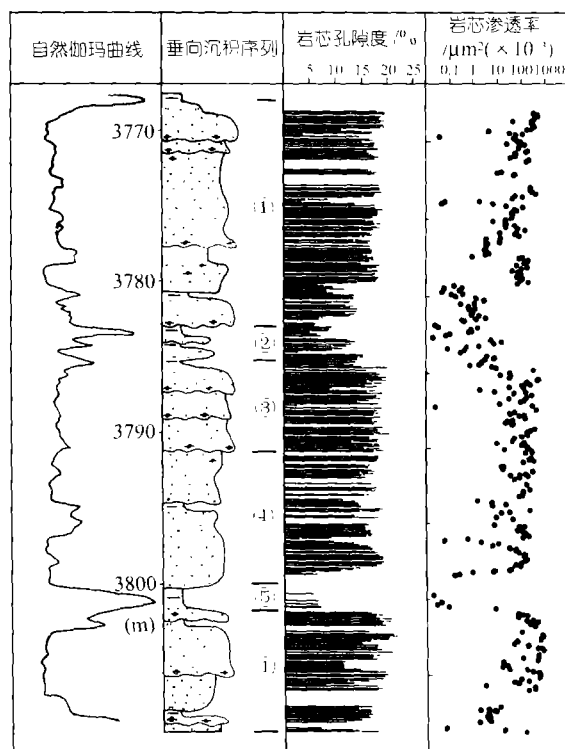


图3 克拉201井白垩系巴什基奇克组不同微相砂体的物性变化^[5]

① 进积式分流河道; ② 河口砂坝; ③ 退积式分流河道; ④ 加积式分流河道; ⑤ 浅湖泥

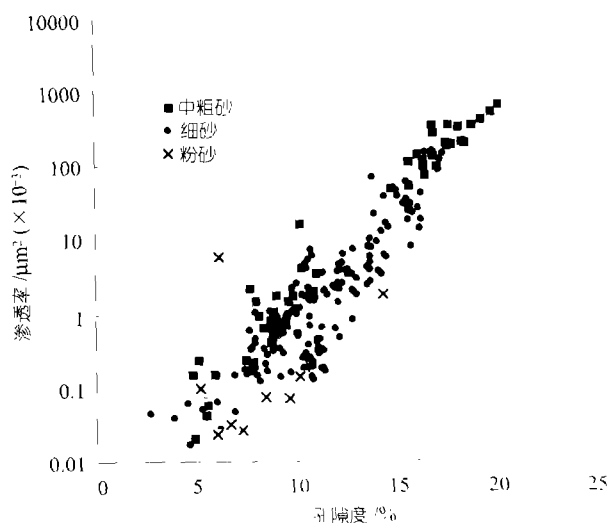


图4 克拉2气田不同粒度砂岩孔隙度与渗透率关系图

中粗砂岩物性最好,孔隙度为4.71%~20.15%,渗透率为 $(0.22\sim551) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;细砂岩次之,孔隙度为2.67%~17.8%,渗透率为 $(0.017\sim198) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;粉砂

岩最差,孔隙度为 5.16%~14.38%,渗透率为 $(0.024\sim6.03)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

3 成岩作用对储层的影响

克拉 2 气田下第三系至白垩系砂岩储层黏土矿物组合以它生伊利石、绿泥石和伊-蒙混层矿物为主,次为自生高岭石和绿泥石-蒙脱石间层矿物,反映了偏碱性成岩环境,晚期伴随有机酸进入可以出现酸性成岩环境^[22]。成岩作用对储层物性的影响主要表现为早成岩期压实作用^[23]、后期的白云石和方解石胶结物使原生孔隙降低,长石和岩屑的溶蚀可以增加部分次生孔隙^[24]。

3.1 早成岩期的压实作用是导致储层孔隙度下降的主要因素

根据克拉 2 气田大量的薄片观察,砂岩岩石颗粒以点~线接触为主,反映了中等至弱压实程度。泥岩声波时差与深度关系反映出,从下第三系膏盐岩盖层之下至白垩系,偏离正常压实曲线为欠压实状态,也反映了其受压实程度较弱。

岩石的受压实程度可以用压实率表示,视压实率 = (原始孔隙度至粒间体积)/原始孔隙度 $\times 100\%$ ^[21],原始孔隙度 = $20.91 + 22.9/S_0$ (S_0 为 Trask 分选系数),当视压实率 $<30\%$ 时,压实作用较弱;当视压实率为 $30\%\sim70\%$ 时,压实中等;当视压实率 $>70\%$ 时,压实作用较强^[25]。根据以上公式计算,克拉 2 气田砂岩储层的视压实率为 $11\%\sim40\%$,反映了中等至弱压实程度。

正常压实作用对孔隙度和渗透率物性的影响主要发生在早成岩期,早成岩期由于正常压实作用引起的降孔率^[26]约为 $18.2\%\sim24.8\%$ 。

本区压实作用较弱的原因与其特殊的成岩地质背景有关,长期浅埋和短期深埋的埋藏史决定了压实作用进行得不彻底;白垩纪至老第三纪时期,库车拗陷处于干旱氧化沉积环境,黏土矿物组合反映了偏碱性成岩环境,砂岩杂基含量不高,但含有一定的早期白云石胶结物,加上晚期的异常高压背景,从而抑制了压实作用的进行。

3.2 白云石和方解石胶结物对降低储层物性起了重要的作用

沉积成岩的偏碱性水介质条件和局部酸性水介质条件,决定了储层胶结作用具有发生时间早、作用时间长和胶结矿物种类多的特点。克拉 2 气田砂岩胶

结作用相对露头剖面较差,胶结物平均含量为 $2.5\%\sim9\%$,以孔隙式胶结为主,杂基含量低,为 $6\%\sim9\%$,以泥质和铁泥质为主。其中下第三系库姆格列木群底砂岩主要是白云石、铁白云石和膏质胶结物,白垩系巴什基奇克组胶结物以白云石为主,其次是方解石,少量膏质、硅质和方沸石、黄铁矿等。白垩系巴西盖组胶结物主要为方解石、白云石、铁方解石、铁白云石、硅质和黄铁矿等。

纵向上,自生胶结物的含量和类型有一定变化规律。一般产气段砂岩自生胶结物含量较干、层低。白云石和铁白云石主要分布在巴什基奇克组第二、三段;方解石仅分布在巴什基奇克组第一、三段和巴西盖组;膏质主要分布在下第三系;方沸石主要分布在巴什基奇克组第二段;硅质从巴什基奇克组第二段至巴西盖组有向下逐渐增加的趋势。白垩系下部巴西盖组砂岩中方解石和硅质都较上部巴什基奇克组有明显增加,而方解石的形成可能与白垩系巴什基奇克组层序顶底对应的两个层序界面有关^[5]。在层序界面附近由于沉积间断,受地表大气淡水的渗滤而形成一定量的粒间方解石胶结物,这与现今地表白垩系砂岩都是方解石胶结物而无白云石胶结物的事实一致,从而使储层性质明显变差,是影响储层性质的重要因素之一。

岩石的胶结程度可用胶结率来表示:胶结率 = 胶结物含量/原始孔隙体积 $\times 100\%$ 。当胶结率 $<30\%$ 为弱胶结; $30\%\sim60\%$ 为中等胶结; $>60\%$ 为强胶结。克拉 2 气田白垩系储层胶结率一般 $<60\%$,为中至弱胶结,且随深度增加,胶结率有增大的趋势;因胶结作用而引起的储层孔隙度降低约为 $2.5\%\sim13.4\%$ 。

根据岩石薄片观察,克拉 2 气田砂岩储层的胶结作用至少有两期:早期主要是沉积成因的白云石胶结物,它们起抗压实作用;晚期主要是铁白云石和方解石胶结物,呈自形晶或围绕早期白云石呈环带分布;方沸石为早成岩期产物,反映了成岩水为富含 SiO_2 、Ca、K 和 Na 等离子的高矿化度碱性水介质;石英次生加大可能与长石及岩屑的溶蚀作用有关;膏质为晚成岩期产物,反映了高盐度和高矿化度的碱性成岩水介质环境。

3.3 溶蚀作用改善了储层孔隙结构

溶蚀作用主要表现为长石、岩屑的溶蚀和少量石英的部分溶蚀,其结果是在储层砂岩中出现一定量的自生高岭石,占黏土矿物相对含量的 $3\%\sim59\%$,平

均 17.2%~18.3%，而泥岩则不含高岭石。在弱酸性介质($\text{pH} \approx 5$)中，长石和岩屑的溶蚀作用，钾长石溶解为钾离子和铝离子，可以形成高岭石和二氧化硅(即石英次生加大)^[27]。溶蚀作用使得孔隙在砂岩中重新分配，改善了储层孔隙结构，溶蚀改造并扩大了残余粒间孔，形成超大孔和伸长孔，使得孔隙连通性明显变好，其增孔率约为 0.4%~1.2%。溶蚀作用的发生与深埋藏早期的开放成岩体系有关，晚期异常高压形成后，成岩体系相对封闭，溶蚀作用也相对较弱。

区域对比表明，克拉 2 气田储层段的溶蚀作用强于邻区的克拉 3 井，表现为二者在相同沉积相带、相同埋藏深度和相同孔隙度时，渗透率却有明显差异，而且克拉 2 气田储层段有一定量的自生高岭石，但克拉 3 井却未见到自生高岭石。

4 构造裂缝有利于改善储层渗透性

受前陆冲断带强烈的构造挤压作用，本区断裂和裂缝十分发育，对储集空间有很大影响。构造裂缝不仅为流体侵入提供了运移通道，而且本身也是重要的储集空间，使储集体的储集性能得到较大改善^[28]。对克拉 2 气田各井岩芯观察，可见到不同程度的张剪性高角度裂缝，裂缝呈雁列式或共轭排列，最小间距仅几厘米，裂缝多为白云质和膏质充填、半充填或未充填，沿裂缝可见明显的溶蚀现象，从而使得孔隙连通性变好，从而提高了储层渗透能力，使得局部渗透率可达 $2040 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5 异常高压有利于孔隙保存

克拉 2 气田储层地层压力异常高，压力系数达 1.94~2.2。泥岩声波时差与深度所反映的压实曲线表明：异常高压主要分布在下第三系区域性膏盐岩盖层之下^[29]。

从异常高压的形成看，强烈的构造挤压、晚期快速深埋以及良好的封闭盖层对克拉 2 气田异常高压形成起着主导作用^[29]。在超压状态下，随着超压泄漏，隙间超压流体的溶解能力大大高于地表的常压流体，有利于对矿物及胶结物的溶解而形成次生孔隙，使储层连通性变好^[30]。另一方面，深埋藏时期的快速沉降负载作用不但有利于下伏烃源岩成熟排烃而导致储集层流体压力增加，同时晚期间隙超压流体对颗粒的有效支撑作用，有助于该类孔隙的保存。

6 储层孔隙演化

克拉 2 气田下第三系至白垩系埋藏史，反映其经历了一个长期浅埋(140~23.3 Ma)和相对短暂深埋(23.3 Ma~至今)的演化史(图 5)。据包裹体测温、黏土矿物和成岩作用判断，克拉 2 气田储层成岩阶段已达晚成岩 A 期^[5, 7]。

浅埋藏时期(23.3 Ma 以前)，以持续的压实作用为主，溶蚀作用较弱。早期的白云石胶结物，起抗压压实作用；有泥质胶结物的地方，压实作用强烈，孔隙流体以同生沉积水为主，为偏碱性成岩环境，此阶段主要表现为原生孔隙的逐渐降低。

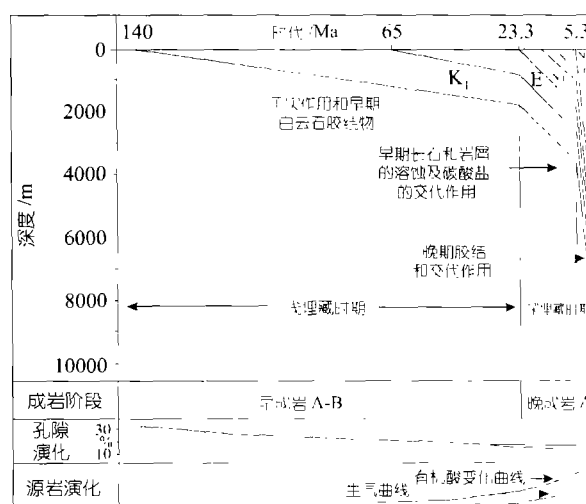


图 5 克拉 2 气田下第三系至白垩系成岩演化图
据文献[5]修改

深埋藏早期(23.3~5.3 Ma)，相当于中新世吉迪克期至康村期，以强烈的溶蚀作用为主，压实作用和胶结作用较弱。首先在碱性环境下石英和硅质岩屑发生溶蚀^[31]。之后，在 7~5.3 Ma，由于自北向南逆冲断裂的活动和三叠系、侏罗系有机质成熟产生的大量有机酸顺断裂注入，使得成岩环境呈酸性，从而导致长石和岩屑的继续溶蚀，并对剩余原生粒间孔进行溶蚀改造并扩大，形成以剩余原生粒间孔为主兼有部分次生孔的面貌。

深埋藏晚期(5.3 Ma 至今)，相当于上新世库车期至第四纪，以晚期胶结作用和交代作用为主，表现为铁白云石胶结物呈自形晶充填部分孔隙或围绕早期白云石呈环带分布。随着天山造山带的不断隆升，自北向南强烈的逆冲挤压活动使得本区形成异常高压

背景,有利于这些剩余原生孔隙的保存.同时随着构造圈闭的形成,有利于油气成藏.

致谢 研究过程中得到贾承造总地质师和王招明院长的指导,并与朱国华教授、张柏桥等专家共同讨论,特此致谢.本工作受国家“九五”重点科技攻关项目(99-111-01-02-05)资助.

参 考 文 献

- 1 贾承造. 前陆冲断带油气勘探. 北京: 石油工业出版社, 2000. 1~351
- 2 卢华复, 贾东, 陈楚铭, 等. 库车新生代构造性质和变形时间. 地学前缘, 1999, 6(4): 215~222
- 3 魏国齐, 贾承造, 施央申, 等. 塔里木新生代复合再生前陆盆地构造特征与油气. 地质学报, 2000, 74(2): 123~133
- 4 汪新, 贾承造, 杨树锋, 等. 南天山库车冲断褶皱带构造变形时间——以库车河为例. 地质学报, 2002, 76(1): 55~63
- 5 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. 地学前缘, 2000, 7(3): 133~143
- 6 贾进华, 顾家裕, 郭庆银, 等. 塔里木盆地克拉 2 气田白垩系储层沉积相研究. 古地学报, 2001, 3(3): 67~75
- 7 顾家裕, 方辉, 贾进华. 塔里木盆地库车拗陷白垩系辫状三角洲砂体成岩作用和储层特征. 沉积学报, 2001, 19(4): 517~523
- 8 王启飞, 高琴琴, 卢辉楠, 等. 关于库车巴什基奇克组时代的讨论. 地层学杂志, 2001, 25(4): 299~302
- 9 王飞宇, 张水昌, 张宝民, 等. 塔里木盆地库车拗陷中生界烃源岩有机质成熟度. 新疆石油地质, 1999, 20(3): 221~224
- 10 周兴熙. 库车油气系统成藏作用与成藏模式. 石油勘探与开发, 2001, 28(2): 8~10
- 11 吕修祥, 金之钧, 周新源, 等. 塔里木盆地库车拗陷与膏盐岩相关的油气聚集. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 20~21
- 12 裘亦楠, 薛淑浩, 编著. 油气储层评价技术(修订版). 北京: 石油工业出版社, 1997. 1~343
- 13 赵翰卿, 付志国, 吕晓光, 等. 大型河流-三角洲沉积储层精细描述方法. 石油学报, 2000, 21(4): 109~113
- 14 Eschard R, Lemouzy P, Bacchiana C, et al. Combining sequence stratigraphy, geostatistical simulations, and production data for modeling a fluvial reservoir in the Chaunoy Field (Triassic, France). AAPG Bulletin, 1998, 82(4): 545~568
- 15 Miall A D. Architecture elements: a new method of facies analysis applied to fluvial deposits. Earth Science Reviews, 1985, 22: 261~308
- 16 焦养泉, 李思田, 李祯, 等. 碎屑岩储层物性非均质性的层次结构. 石油与天然气地质, 1998, 2: 89~92
- 17 Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485~491
- 18 黄思静, 侯中健. 地下孔隙度和渗透率在空间和时间上的变化及影响因素. 沉积学报, 2001, 19(2): 224~232
- 19 罗静兰, Morad S, 阎世可, 等. 河流-湖泊三角洲相砂岩成岩作用的重建及其对储层物性演化的影响——以延长油区侏罗系-上三叠统砂岩为例. 中国科学, D 辑, 2001, 31(12): 1006~1016
- 20 Atkinson C D, McGowen J H, Bloch S, et al. Braidplain and deltaic reservoir, Prudhoe Bay Field, Alaska. In: Barwis J H, McPherson J G, Joseph R J, eds. Sandstone Petroleum Reservoir. New York: Springer-Verlag, 1990. 7~29
- 21 Beard D C, Weyl R E. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. AAPG Bulletin, 1973, 57: 349~369
- 22 Surdam R C, Crossey L J, Sven H E, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1~23
- 23 Bloch S. Empirical prediction of porosity and permeability in sandstones. AAPG Bulletin, 1991, 75(7): 1145~1160
- 24 Marfil R, Schere M, Turrero M J. Diagenetic processes influencing porosity in sandstones from the Triassic Buntsandstein of the Iberian Range, Spain. Sedimentary Geology, 1996, 105: 203~219
- 25 Atkin J E, McBride E F. Porosity and packing of Holocene river, dune and beach sands. AAPG Bulletin, 1992, 76(3): 339~355
- 26 Robinson A G, Gluyas J G. Model calculations of sandstone porosity loss due to compaction and quartz cementation. Mar Pet Geol, 1992, 9: 319~323
- 27 伏万军. 粘土矿物成因及对砂岩储集性能的影响. 古地学报, 2000, 2(3): 59~68
- 28 寿建峰, 斯春松, 朱国华, 等. 塔里木盆地库车拗陷下侏罗统砂岩储层性质的控制因素. 地质论评, 2001, 47(3): 272~277
- 29 周兴熙. 塔里木盆地库车油气系统中, 新生界的流体压力结构和油气成藏机制. 地学前缘, 2001, 8(4): 351~361
- 30 Wilkinson M, Darby D. Secondary porosity generation during deep burial associated with overpressure leak-off, Fulmar formation, U K. central Graben. AAPG Bulletin, 1997, 81(5): 803~813
- 31 邱隆伟, 姜在兴, 操应长, 等. 泌阳凹陷碱性成岩作用及其对储层的影响. 中国科学, D 辑, 2001, 31(9): 752~759

(2002-04-02 收稿, 2002-08-09 收修改稿)