

塔里木盆地北部地区古近系—白垩系 储层质量影响因素探讨

朱如凯¹⁾, 郭宏莉¹⁾, 高志勇¹⁾, 韩丹¹⁾, 张丽娟²⁾, 孙玉善²⁾, 程明²⁾

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

内容提要: 塔里木盆地北部地区古近系—白垩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, 不同地区、不同层段储集性差异明显。储层物性与沉积相带及岩石相关系密切, 总体上滨岸浅滩相储层物性最好, 辫状河三角洲、曲流河三角洲储层物性好于扇三角洲储层物性; 在辫状河三角洲体系, 三角洲平原储层物性好于三角洲前缘储层物性, 而在扇三角洲体系, 三角洲前缘储层物性好于三角洲平原储层物性。古最大埋深和晚期碳酸盐岩胶结是导致研究区储层物性差异的最主要原因; 研究区内发育有两次明显的改善储层质量的溶蚀作用, 一是在地层进入到中成岩演化 A1 阶段时, 有机质低成熟产生的有机酸对储层有一次较强的溶蚀作用, 第二次溶蚀作用发生在中成岩 A2—B 阶段, 由热还原反应再次产生有机酸对储层进行溶蚀。强烈挤压构造应力对储层影响很大, 一方面构造作用的侧向挤压使储层压实、压溶强度增大, 造成孔隙损失 1%~6%, 另一方面构造作用也产生大量裂缝, 为酸性水的运移提供了通道, 也使孔隙间的连通性变好, 形成裂缝—孔隙型储层。

关键词: 塔里木盆地北部地区; 白垩系—古近系; 岩石相; 成岩作用; 储集性

塔里木盆地北部地区是目前油气探明储量较大的区域, 是中国“西气东输”工程的主要资源基地, 白垩系与古近系是该地区重要的含油气层段。库车坳陷油气资源异常丰富, 目前发现的油气田在南北方向上主要集中在克拉苏—依奇克里克构造带、秋里塔格构造带以及前缘隆起带(塔北); 同时在东西方向上出现构造分段, 由此引起油气富集具有明显分异性, 且油气相态上也有一定差异(宋岩等, 2004)。这种含油气的差异性是否与发育的沉积相类型、沉积体系配置及储集性上的差异有关是值得进一步深入研究的问题。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, 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认识(付清平, 1997; 朱如凯等, 1999, 2006; 朱玉新等, 2000; 林畅松等, 2002; 肖建新等, 2002, 2005; 梅冥相等, 2003, 2004; 纪云龙等, 2003; 王家豪等, 2005), 而储层储集性在研究区不同区带差异非常大, 导致这种储层差异性分布的原因及储集性变化规律、储层质量影响因素、有利储层分布等方面报道较少(张希明, 1994;

贾进华, 2000; 顾家裕等, 2001; 旷红伟等, 2003)。本文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、古埋藏史分析、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, 探讨导致这种差异性分布的主要原因, 指出有利储层分布区带, 对区内油气勘探具有重要意义。

1 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、喜马拉雅期两幕构造运动的控制, 尤其是喜马拉雅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; 总体上表现为南、北分带, 东、西分段和上、下分层的特点(贾承造, 1997)。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

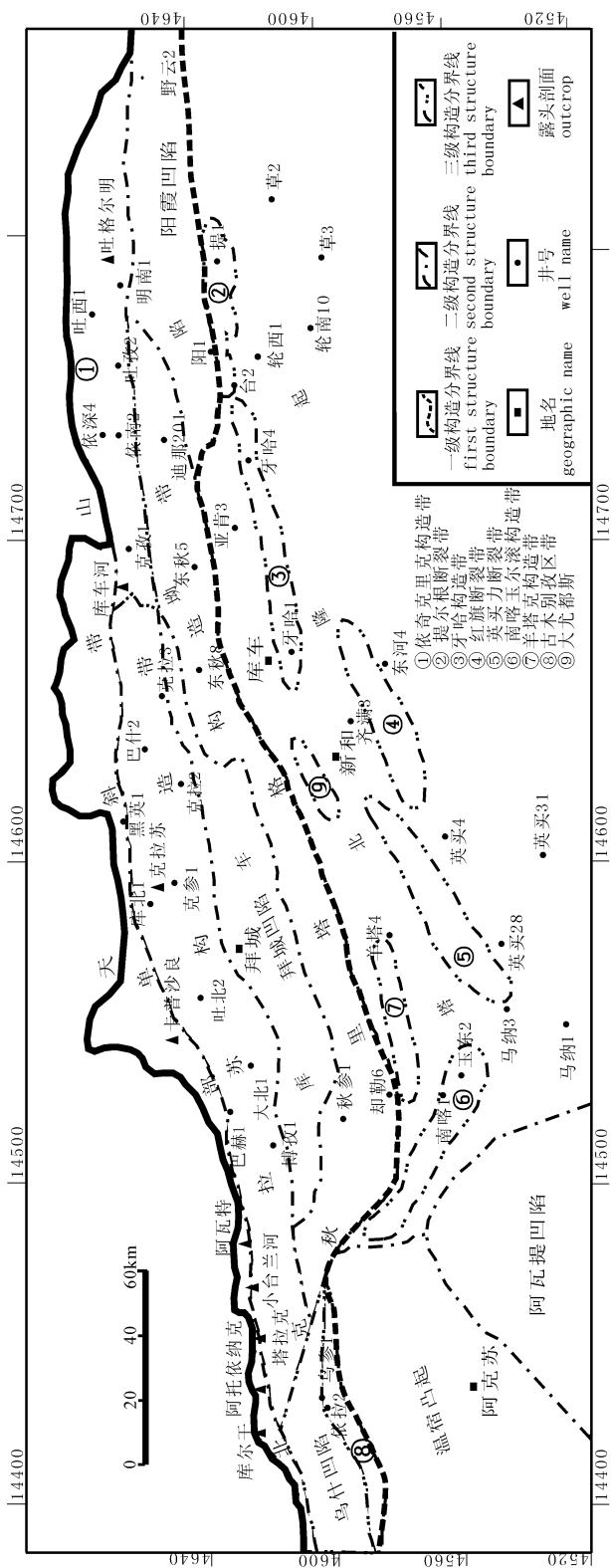


图1 塔里木盆地北部地区构造分区位置图
Fig. 1 The structure division map of northern Tarim Basin

为库姆格列木群和苏维依组。总体上为一套陆相沉积,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、曲流河三角洲)、湖泊、滨岸海滩、潮坪—泻湖等相类型(朱如凯等,2006)。

2 岩石学特征与成岩演化

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;各地区岩石组成上有一定差异,这种差异性主要受其物源区供应影响(朱如凯等,2006)。

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建立了本区的成岩演化序列,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。如英买力构造带和东河塘、轮南井区古近系处于早成岩B期;库车坳陷西北部乌参1井、东部地区吐孜、迪那、野云2井古近系,英买力构造、东河塘、轮南井区的白垩系处于中成岩A1亚期;北部大北、吐北和克拉苏构造带,依南井区古近系和西部乌参1井区、却勒井区,以及东南部地区的牙哈、提2、提3、台1、台2等井区白垩系处于中成岩A2期;库车坳陷北部白垩系储层处于中成岩B期(贾进华,2000)。

3 沉积相带与储集性关系

原始孔隙度发育程度与沉积环境密切相关,通过对研究区内的古近系—白垩系储层与沉积相的对比研究,原始孔隙度发育的沉积亚相带有:滨岸海滩,分选好的河道砂,原始孔隙发育中等的沉积亚相带有三角洲前缘、河口坝、砂坝、三角洲前缘席状砂,三角洲平原河道的原始孔隙比较差,冲积扇原始孔隙度最差。因此储层物性与沉积作用关系非常密切,不同相带储集性差异明显。对于研究区不同类型的三角洲,总体上辫状河三角洲、曲流河三角

洲物性好于扇三角洲物性,在辫状河三角洲内部,平原相储层物性好于前缘相储层物性,这是因为辫状河三角洲沉积物搬运距离较远,颗粒分选好,杂基含量少,岩性主要为含砾中砂岩、中砂岩;如轮台、牙哈、提尔根、英买力等地区的古近系辫状河三角洲平原相储层孔隙度为 2.79%~20.48%,平均 13.74%,渗透率 0~118×10⁻³ μm²,平均 26.92×10⁻³ μm²;而处于辫状河三角洲前缘相储层物性比较好,孔隙度一般 4.86%~14.15%,渗透率为 0.067×10⁻³~9.48×10⁻³ μm²;如牙哈 6 井 372 个样品的平均孔隙度为 10.34%,平均渗透率为 16.24×10⁻³ μm²。而在扇三角洲内部,前缘相储集性好于平原相。这是因为扇三角洲平原相沉积物近物源快速堆积,颗粒分选、磨圆差,填隙物含量高,成分成熟度和结构成熟度都较低,主要岩性为中细砾岩和含砾不等粒砂岩,砾石骨架间砂泥质填隙物含量可达 30%以上,处于此相带上的储层原始孔隙度低,并且直接影响了储层的后期成岩改造,致使处于此相带的储层物性都很差;如处于库车坳陷北部扇三角洲平原相的吐孜 1 井的库姆格列木群 24 个样品的平均孔隙度为 4.05%,平均渗透率为 0.583×10⁻³ μm²;扇三角洲前缘相离物源相对较远,成熟度处于中等,砾石骨架间砂泥质填隙物含量一般<20%,扇三角洲前缘河道砂主要岩性为细砾岩、含砾砂岩和不等粒砂岩、粗砂岩,如克拉、大北、吐北井区巴什基奇克组、巴西盖组处于扇三角洲前缘相,平均孔隙度一般 2.24%~15.27%,渗透率一般为 0.093×10⁻³~15.17×10⁻³ μm²。

4 岩石相与储层储集性关系

岩相(岩石相)是特定的沉积物集合体,这些沉积物可以根据其岩石物理性质、沉积构造和生物成因构造来加以识别和区别。从本质上来看,岩石相

基本上是一种结构参数的度量,它们也就是储层质量属性的基本度量。岩石相还是垂向相序列研究的基本成分,从这些基本成分可以解释并且预测沉积体系,从而解释并预测砂体构架的储层特征。在研究区下白垩统和古近系内共识别出 8 种岩石相类型,分别是:① 中粒砂岩相(S₁),② 细粒砂岩相(S₂),③ 极细粒和粉砂岩相(S₃),④ 碳酸盐或硬石膏胶结的中粒砂岩相(S_{1c}和 S_{1a})相,⑤ 碳酸盐或硬石膏胶结的细粒砂岩相(S-2c和 S_{2a})相,⑥ 碳酸盐或硬石膏胶结的极细粒或粉砂岩相(S_{3c}和 S_{3a})相,⑦ 砂砾岩相(G_{1c})。

上述各岩相类型在研究区不同井区所占比例是有明显差异的。如在克拉井区主要的砂岩相为 S₁(30%)和 S₂(31%),其余的岩石相为 S₃(5%),S_{1c}(6%),S_{2c}(21%),S_{3c}(4%)和 G_{1c}(3%)。在羊塔克、英买力、玉东地区的探井中主要的砂岩相仍然是 S₁(61%)和 S₂(22%),具有少量的 S₃ 岩相(11%),胶结岩石相少见,如 S_{1c}、S_{2c}分别为 4%和 2%,缺 S_{3c}和 G_{1c}。从研究区各不同井区储层物性分析看,各地区储层质量变化很大,特别是渗透率值有大约 3 个数量级的变化范围。孔隙度和渗透率反映了砂岩的粒度和分选特征,也即与岩石相可进行对比。如在克拉井区,储层质量和岩石相之间表现出明显的差别(图 2),S₁ 砂岩为中粒,分选相对较差且不含骨架成分,平均孔隙度中等(Φ=16.7%)。孔喉相对较小,孔隙之间存在通道但不发育。S₂ 砂岩为细粒,分选中等,平均孔隙度较低,部分是由于颗粒圆度很差(Φ=13.7%),但是,由于孔喉更小并且只有较少的连通孔隙,因此渗透率很低。S₃ 砂岩为极细粒和粉砂级,虽然分选好,但是这类砂岩具有一些骨架黏土、赤铁矿包裹颗粒和充填粒间孔,因此孔隙度很低(Φ=10.3%),极细的粒度和骨架成分大大地降低

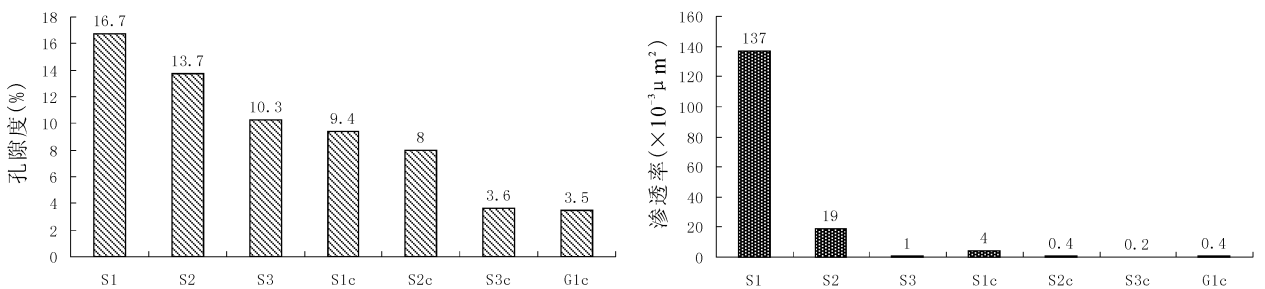


图 2 克拉井区岩石相与储层物性分布频率图(1706 数据)

Fig. 2 The distribution of petrographic facies and physical properties in Kela wells

了渗透率($k=1.3\text{md}$)。S_{1c}, S_{1a}, S_{1g}, S_{2c}, 和 S_{3c} 砂岩及 G_{1c} 砾岩都被严重胶结, 与其相对应的未胶结岩石相比, 显示出特别差的储层质量, S_{1c} 砂岩例外, 大多数为非储层。

在羊塔克、英买力、玉东地区, S₁ 砂岩为中粒, 分选相对较差且不含骨架成分, 平均孔隙度中等($\Phi=21.8\%$), 孔喉较小, 但孔隙之间通道很发育。S₂ 砂岩为细粒, 分选中等, 平均孔隙度较低, 部分是由于颗粒圆度很差($\Phi=17.9\%$), 由于孔喉较小并且渗流通道较不发育, 因此对流体渗透率中等。S₃ 砂岩为极细粒, 虽然分选好, 但是这类砂岩具有一些骨架黏土、赤铁矿包裹颗粒和充填粒间孔, 因此孔隙度很低($\Phi=12.1\%$), 极细的粒度和骨架成分大大地降低了渗透率。S_{1c}, S_{2c}, 和 S_{3c} 砂岩都是被严重胶结的, 与其相对应的未胶结的岩石相比, 显示出特别差的储层质量, 但是根据孔隙度下限标准来判断, 至少 S_{1c} 砂岩仍然可以被认为是潜在的储层(图 3)。

5 压实作用、胶结作用对原始孔隙度的损失率

储层中由于压实对原始孔隙度的减少是必然的, 而早期的碳酸盐或硫酸盐胶结作用对最终储层的影响可以是有利的, 胶结物形成在机械压实作用发生之前, 且岩石孔隙度没有完全被破坏, 胶结物才有可能提供一种更加致密的结构来帮助岩石抵抗由于深埋而引起的压实作用。但如果大量杂基充填的砂砾岩如冲积扇端杂基支撑的砂砾岩, 原始岩石就比较致密, 后期的成岩流体受阻, 对储层的改造不利, 仅能对少量的颗粒进行部分溶解, 往往形成一些孤立的粒内溶孔, 孔隙之间连通性差。研究区内古近系一白垩系碎屑岩在成分和结构上都是低成熟

的, 主要为岩屑砂岩、长石质岩屑砂岩, 这样由于埋藏而引起的机械压实对孔隙度的影响起了特别重要的作用, 根据对研究区不同井作古埋藏史分析, 可以看出西部英买力、羊塔克地区的井目前处于最大埋藏深度, 而坳陷中心及北部山前带由于后期的抬升和回剥, 当前构造位置上的储层都没有在其最大埋藏深度上(表 1)。在北部山前带, 克拉 2 井白垩系见到最小的埋深(6800m), 因而也具有山前带及坳陷中心区最好的孔隙度和渗透率。东秋 5 井、克参 1 井区在储层段的埋深均已超过 7000m, 且由于有更多的始新统载荷, 在边缘较高的热地温条件下经历了明显更长的深埋时间, 因而渗透率很低。

表 1 重点井储层目前埋深与预测最大埋深对应关系表(白垩系底)

Table 1 The well depth and palaeo depth of important wells

井号	目前埋深(m)	预测最大埋深(m)	井号	目前埋深(m)	预测最大埋深(m)
乌参 1	6139.5	6900	却勒 1	5858	6500
克参 1	6150	7600	玉东 2	4824	5400
克拉 2	4130	6800	英买 7	5211	5211
东秋 5	5316	7900	羊塔 1	5470	5500
依南 5	3208	5200	台 2	5469.5	6700
亚肯 3	6300	6600	提 3	5417	6700

对于成分成熟度低的岩石, 硅酸盐胶结作用(石英和长石增生)一般来说比机械压实作用要小, 但后期的压实作用, 即使是很低级别的压实作用都可以破坏岩石的渗透率, 在坳陷中埋藏深度已经足以使所有的储层都有增生胶结的风险。如东秋 5 井、大北 1 井, 经试油证实剩余的渗透率可能主要是由于裂缝所致。但克拉 2 井区由于具有更早的成岩史,

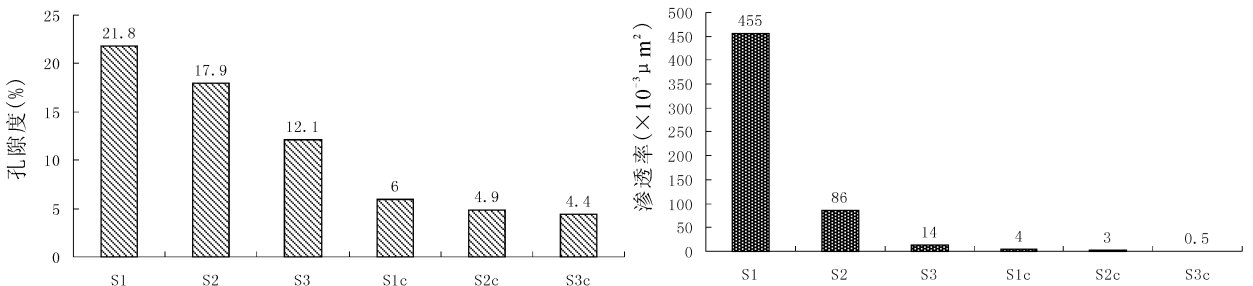


图 3 羊塔克、英买力、玉东地区岩石相与储层物性分布频率图(712 个数据)

Fig. 3 The distribution of petrographic facies and physical properties in Yangtake, Yingmeili and Yudong area

如克拉井区探井中均可见到赤铁矿包裹粘土膜,该粘土膜的发育在储层深埋期间可以阻止石英和长石的增生,后来普遍分布的碳酸盐胶结物又阻滞了压实作用和增生胶结作用的发生,但也降低了孔隙度和渗透率,同时也能使这些井受压实作用的影响相对较小,这也是克拉井区能保持相对较好的储层质量的主要因素。同时由于油气的注入可以阻止后期胶结作用的发育,这也是克拉 2 井区与克拉 1、克拉 3 井区之间白垩系储层质量差异的主要原因。在克拉 2 气田区,克拉 202 井砂岩储层质量比其它探井的都要差,其原因是该井位于主要断块的下降盘上,埋藏更深(大约 800m),这样引起更大的压实作用,更广泛的发育粒间胶结物,占据了孔隙空间并阻塞了喉道。

储层物性与碳酸盐胶结物含量具明显的负相关性,在北部迪那 201 井区和东秋 5 井区,由胶结作用损失的原始孔隙度大于由压实作用造成的孔隙损失量,平均胶结作用损失孔隙率 21.8%,平均压实作用损失孔隙率 15.3%,储层平均视压实率为 38.25%,南部由胶结作用导致的原始孔隙损失率小于由压实作用造成的孔隙损失率,平均胶结作用损失孔隙率 12.93%,平均压实作用损失孔隙率 20.0%,储层平均视压实率为 52.0%(图 4)。北部由于胶结物含量高,起到了一定的抗压实作用,保留了一定的粒间体积,但要寻找好的储集层段必须是

次生孔隙发育的溶蚀带,而南部胶结物含量低,岩石的抗压实能力弱,但颗粒支撑保留了较多的原生粒间孔,使得后期的成岩流体在储层内易流动,往往造成一些颗粒的部分溶解或胶结物的溶解,因此南部储层以原生与次生混合型孔隙分布为主。

6 溶蚀作用与构造应力作用对储集性能的影响

溶蚀作用在不同组段不同程度改善储层物性,是一种建设性成岩作用。在成岩演化过程中随时可以发生,但对储层产生明显作用的主要有两次溶解作用,一是在地层进入到中成岩演化 A1 阶段时,有机质达低成熟排烃的同时产生的有机酸对储层的一次较强的溶蚀作用,形成了一个次生孔隙发育带,如羊塔 1 井巴什奇基克组 5300~5500m 井段,由于南部地温梯度低,虽然埋深比较大,但成岩演化处于中成岩 A1 阶段,处于此段的储层由于保留了部分原生孔隙,加之有机酸的溶解作用,使得此段的储层物性非常好,平均孔隙度可达 19.32%,平均渗透率为 $358.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,是最优质储层,据统计,粒间溶孔平均占储集空间的 29.28~90%,对储层的改善起到重要作用。第二次溶解作用发生在温度 $>100^\circ\text{C}$ 时,热还原反应再次产生有机酸对储层进行溶解,此次溶解作用一般发生在中成岩 A2—B 阶段。如处于北部的克拉 3 井巴什奇基克组和巴西盖组,虽然

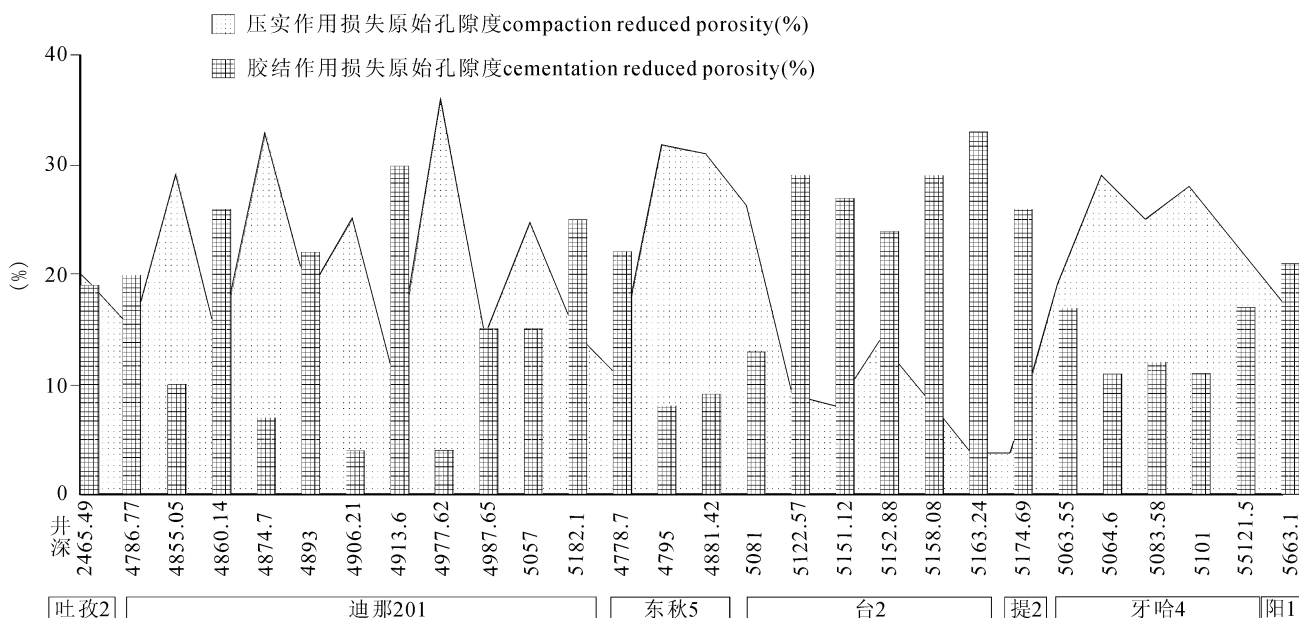


图 4 库车东部古近系储层压实与胶结作用导致的孔隙损失率

Fig. 4 The porosity loss by depression and cementation in eastern Kuqa

埋深较南部浅,仅 3500~4100m,但由于受北部造山带的影响,地温高,因此成岩演化处于中成岩 A2—B 阶段,此次溶解作用比中成岩 A1 段弱,但如果有裂缝的存在,构造缝被溶蚀扩大形成的溶扩缝对于改善储集性能也起到不可忽视的作用,仍能产生非常好的储层,如克拉 2 井,主要表现为岩屑、长石颗粒及胶结物如方解石的部分溶蚀。溶蚀作用改善了储层孔隙结构,形成超大孔、伸长孔,但储层的非均质性很强。

库车前陆盆地在形成过程中,特有的强烈挤压构造应力对储层影响很大。一方面构造作用的侧向挤压使储层压实、压溶强度增大,造成孔隙损失 1%~6%,另一方面构造作用也产生大量裂缝,为酸性水的运移提供了通道,也使孔隙间的连通性变好,形成裂缝—孔隙型储层。不同地区的构造变形方式和变形强度不一致,因而受到的侧向挤压也不一样,库车东部吐格尔明地区构造变形为断层转折褶皱,为中—弱应变带,侧向挤压造成孔隙损失 0.2%~4%;西部构造变形为断层传播褶皱,为高应变带,构造挤压造成孔隙损失 6%~9%。构造作用产生的裂缝可成为油气的主要运移通道,使得储层的渗透率提高 1~2 个数量级,克拉 2 气田井下岩心观察可见较多剪性和张剪性高角度裂缝,为白云质和膏质充填—半充填—未充填,裂缝具局部扩溶。乌参 1 井白垩系裂缝较为发育,在压实和胶结致密砂岩之中裂缝较为明显,以枝状为主,个别呈非连续顺层发育,一般砂岩中多表现在颗粒刺穿并具定向的特征。但裂缝的延伸距离较远,长可达 1~2m;缝宽一般为数毫米,为方解石和石膏充填或半充填。岩心可见裂缝,一般皆是半充填裂缝,现今仍可作为有效的油气运移通道。裂缝主要以高角度缝和垂直缝为主,按充填物性质又可分为方解石充填缝和硬石膏充填缝等类型。砂岩中泥质团块、泥砾在成岩作用早期脱水形成的成岩收缩缝也对连通孔隙、提高渗透率极具改善作用,据镜下观察,在却勒 1 井古近系库姆格列木群砂砾岩段普遍发育这种成岩收缩缝,这也是却勒 1 井储集性较好的主要原因。据却勒 1 井取心段 64 个物性样品分析,平均孔隙度 7.78%,较低,平均渗透率 $12.18 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,明显具有较好的渗透性。

7 有利储层分布规律

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四个级别。I 类

储层孔隙度 $>15\%$,渗透率 $>100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,II 类储层孔隙度处于 $15\% \sim 10\%$ 之间,渗透率 $>10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,III 类储层孔隙度介于 $10\% \sim 6\%$ 之间,渗透率介于 $10 \times 10^{-3} \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,IV 类储层孔隙度 $<6\%$,平均渗透率 $<1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

I 类储层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。II 类储层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。III 类储层分布区域最广,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。IV 类储层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。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储层非常致密型储层,甚至为非储层。

8 结论

(1) 塔里木盆地北部地区古近系—白垩系储层物性与沉积相带及岩石相关关系密切,总体上滨岸浅滩相储层物性最好,辫状河三角洲、曲流河三角洲物性好于扇三角洲物性,在辫状河三角洲体系,三角洲平原物性好于三角洲前缘物性,而在扇三角洲体系,三角洲前缘物性好于三角洲平原物性。

(2) 古最大埋深和晚期碳酸盐岩胶结是导致研究区储层物性差异的最主要原因。不同地区压实和胶结作用引起的孔隙损失程度是不一样的,如研究区东部的迪那 201 井区和东秋 5 井区由胶结作用损失的原始孔隙度大于由压实作用造成的孔隙损失量,而牙哈地区由胶结作用导致的原始孔隙损失率小于由压实作用造成的孔隙损失率。

(3) 研究区内发育有两次明显的改善储层质量的溶蚀作用,一是在地层进入到中成岩演化 A1 阶段时,有机质达低成熟排烃的同时产生的有机酸对储层的一次较强的溶蚀作用,第二次溶解作用发生

在中成岩 A2—B 阶段,由热还原反应再次产生有机酸对储层进行溶解。

参 考 文 献 / References

- 顾家裕,方辉,贾进华. 2001. 塔里木盆地库车坳陷白垩系辫状河三角洲砂体成岩作用和储层特征. 沉积学报, 19(4):517~523.
- 付清平. 1997. 陆相前陆盆地层序地层学研究:以塔里木盆地北部下白垩统地层为例. 岩相古地理, 17(2):1~9.
- 贾承造. 1997. 中国塔里木盆地构造特征与油气. 北京:石油工业出版社, 1~428.
- 贾进华. 2000. 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, 7(3):133~142.
- 纪云龙,林畅松. 2003. 塔北库车坳陷白垩纪盆地充填样式及构造特征. 现代地质, 17(增刊):75~78.
- 旷红伟,高振中,翟永红,彭德堂,刘学峰. 2003. 塔里木盆地库车坳陷第三系储层特征研究. 石油学报, 24(1):25~30.
- 林畅松,刘景彦,张燕梅,肖建新,陈建强. 2002. 库车坳陷第三系构造层序的构成特征及其对前陆构造作用的响应. 中国科学(D辑), 32(3):177~183.
- 梅冥相,靳卫广,赖兴运,于炳松,陈晓林,刘建清. 2003. 沙漠沉积体系的层序地层学研究:以新疆库车盆地白垩统为例. 现代地

- 质, 17(1):59~67.
- 梅冥相,于炳松,靳卫广. 2004. 塔里木盆地库车坳陷白垩纪层序地层格架及古地理演化. 古地理学报, 6(3):261~278.
- 王家豪,王华,陈红汉,严德天. 2005. 库车前陆盆地前渊带层序地层分析——以白垩系卡普沙良群为例. 地质科技情报, 24(1):25~29.
- 宋岩,方世虎,赵孟军,柳少波. 2005. 前陆盆地冲断带构造分段特征及其对油气成藏的控制作用. 地学前缘, 12(3):31~38.
- 肖建新,林畅松,刘景彦. 2002. 塔里木盆地北部库车坳陷白垩系层序地层与体系域特征. 地球学报, 23(5):453~458.
- 肖建新,林畅松,刘景彦. 2005. 塔里木盆地北部库车坳陷白垩系沉积古地理. 现代地质, 19(2):253~260.
- 张希明. 1994. 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. 石油实验地质, 16(4):389~396.
- 朱玉新,郭庆银,邵新军,宋文杰,付建奎,李东明. 2000. 新疆塔里木盆地北缘白垩系储层沉积相研究. 古地理学报, 2(4):58~65.
- 朱如凯,魏伟. 1999. 塔里木盆地库车坳陷新生界终端扇沉积体系与储层研究. 沉积学报(增刊): 35~42.
- 朱如凯,高志勇,郭宏莉,韩丹,张丽娟,孙玉善,程明. 2006. 塔里木盆地库车坳陷—塔北早白垩世—古近纪沉积岩相古地理. 西北大学学报(自然科学版), 36(增刊):68~75.

Probe into Influence Factors to the Physical Properties of the Cretaceous and Eocene Reservoir in northern Tarim Basin

ZHU Rukai¹⁾, GUO Hongli¹⁾, GAO Zhiyong¹⁾, HAN Dan¹⁾, ZHANG Lijuan¹⁾, SUN Yushan²⁾, CHENG Ming²⁾

1) Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing, 100083;

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

Abstract

There are mainly litharenite and feldspathic litharenite, which are middle diagenesis stage. The reservoir physical properties have relationship with depositional facies and petrographic facies. The shore reservoirs are the best, and the reservoirs of braid and stream delta are better than the reservoirs of fan delta. The braid delta plain reservoirs are better than braid front reservoirs, and the fan delta front reservoirs are better than the fan plain reservoirs. The palaeo depth and late cements are the main factors controlling the reservoir physical properties. There are two stages dissolution which improve the reservoir physical properties. Intense extrusion has also effect on the reservoir physical properties.

Key words: northern Tarim; Cretaceous and Tertiary; petrographic facies diagenesis; physical properties

