

酒泉盆地酒东坳陷下白垩统 低孔渗储层成岩作用研究

吕成福¹, 秦长文², 陈国俊¹, 杜贵超^{1,3}, 陈吉^{1,3}, 韩小松⁴, 魏浩元⁴

(1. 中国科学院油气资源研究重点实验室, 甘肃 兰州 730000;

2. 中海石油(中国)有限公司北京研究中心, 北京 100027; 3. 中国科学院研究生院, 北京 100049;

4. 中国石油玉门油田分公司勘探开发研究院, 甘肃 玉门 735200)

摘要:酒东坳陷油气储层具有低孔低渗和特低孔特低渗特征, 储层物性差严重制约着该区石油天然气的勘探和开发。通过岩石薄片、铸体薄片、荧光薄片、X-射线衍射和扫描电镜等手段对该区储层岩石学特征、成岩阶段和成岩作用类型及对物性的影响进行了研究, 结果表明, 下白垩统储层目前处于晚成岩 A 期和晚成岩 B 期, 主要成岩作用类型为压实作用、胶结作用和溶蚀作用。近物源快速堆积导致储层分选和磨圆差, 矿物成分成熟度低; 在埋藏过程中, 强烈的压实作用是导致储层低孔低渗的根本原因; 粘土矿物和碳酸盐胶结物含量高, 分布不均并且与沉积环境有关, 它们是造成储层物性降低的主要胶结物; 碳酸盐胶结物充填于孔隙中增强了储层抗压实能力, 并为后期溶蚀溶解作用提供了物质基础; 酸性流体使碳酸盐胶结物和长石被溶蚀及溶解而产生大量次生孔隙, 有效地改善了深部储层的物性。

关键词:低孔低渗; 成岩作用; 成岩序列; 储层物性; 酒东坳陷

中图分类号: TE122. 2⁺21

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2010)06-0939-08

0 引言

世界石油的总资源量大概有(12 900~18 600) × 10⁸ t, 其中常规石油约占 30%, 其他的 70% 为非常规油藏。目前, 中高孔渗储集层的石油勘探开发已到中后期, 世界石油工业已经将目光和重点转向了低孔低渗和稠油等非常规油藏的勘探与开发^[1-3], 这已成为扩展勘探领域、增加储量的一种有效途径。酒东坳陷发育下白垩统赤金堡组、下沟组与中沟组 3 套烃源岩, 均为半深湖相的暗色泥岩与泥质白云岩, 具有良好的生油条件^[4-5]。近年来, 酒东坳陷的油气勘探取得较大突破, 但钻遇储层普遍物性差, 使得油气勘探受到很大限制, 优质储层发育特征已经成为该地区油气藏形成与分布的关键问题。

作为流体运移、聚集载体的储层赋存着大量的地质和地球化学证据。本文以酒东坳陷下白垩统沉

积环境为背景, 在野外露头、岩心观察和油气藏地质解剖的基础上, 对 118 个样品进行精确的岩石学和地球化学实验分析。根据成岩矿物形成与演化的形成机理, 从微观矿物学和地球化学的角度, 深入研究储集层的成岩矿物组成、成岩演化特征及对储层物性的影响, 掌握储层的成岩作用控制因素, 探讨低孔低渗储层成岩作用特征以及对储层物性的影响, 为油气勘探开发提供依据, 这对客观评价酒东坳陷油气资源潜力、指示勘探方向具有重要的理论和现实意义。

1 地质背景

酒东坳陷位于祁连山加里东褶皱带与阿拉善地块的过渡带西段, 其与酒西坳陷、花海—金塔坳陷共同组成酒泉盆地, 是一个在加里东运动的基础上经历海西、燕山和喜马拉雅等多期构造运动而发展起

来的中生代、新生代断拗叠置的陆相沉积拗陷^[6-7]。酒东拗陷整体上呈北西西向展布,内部可划分为营尔凹陷、马营凹陷、酒泉凹陷和盐池凹陷及文殊山凸起、天泉寺凸起、清水低凸起和榆木山低凸起等8个二级构造单元(图1)。北部基底是由前震旦系龙首山群古老变质岩系和海西—印支期花岗岩类组成的结晶地块组成,南部基底则为北祁连古生代浅变质褶皱带基底。下白垩统发育有赤金堡组、下沟组(分为下沟组下段和下沟组上段)和中沟组^[8]。早白垩世赤金堡组沉积初期断层活动强烈,断陷湖盆不断稳定下沉,沉积了一套扇三角洲、半深湖为主的碎屑岩地层。早白垩世中期下沟组沉积之前,酒东拗陷在短暂抬升后随即发生新一幕裂陷,使下沟组超覆沉积于赤金堡组之上,沉积了一套(扇)辫状河三角洲、滨浅湖碎屑岩和泥质白云岩地层。早白垩世晚期中沟组沉积时期,裂陷伸展作用减弱,酒东拗陷由断陷沉积转为拗陷沉积,沉积地层以扇三角洲、滨浅湖相碎屑岩为主。早白垩世末的晚燕山运动,酒东拗陷整体抬升使中沟组大面积遭受剥蚀,尤其拗陷南部剥蚀严重,局部缺失中沟组沉积。在晚白垩世,酒东拗陷内未接受任何沉积。

2 岩石学特征

对110多块薄片(普通、铸体)进行镜下鉴定和统计后认为,研究区储层岩性主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,其次为长石砂岩和岩屑砂岩(图2),各层段岩石碎屑成分比较相似,结构成熟度和成分成熟度均较低。石英主要以单晶石英为主,可见少量再旋回石英,含量为29%~76%,平均为43%。长石的含量一般在20%~44%之间,平均为33%,以钾长石和斜长石为主,且二者含量相当。岩屑的含量变化较大,一般在14%~47%之间,平均为24%,岩屑成分主要为酸性喷出岩、花岗岩和变质石英岩,其次为变质泥岩、千枚岩、板岩和基性喷出岩。填隙物包括粘土杂基和胶结物。杂基填隙物主要以高岭石和伊利石为主,含量较高且变化较大,在1%~26%之间,平均为7%,随着地层深度的增加高岭石和伊利石都有增加的趋势,其含量与砂岩分选性有关。粘土矿物平面分布受沉积相带控制明显,在酒泉盆地周围,由于距离物源区较近,砂岩分选性更差,杂基含量较高,而位于酒泉盆地中部的地区,砂岩分选较好,粘土杂基相对也较少。胶结物含量为5%~33%,矿物主要为粘土矿物、(铁)方解石和(铁)白云石,胶结类型以孔隙式为主,其次为压嵌—

孔隙式。

3 储层成岩作用类型及特征

3.1 压实作用

机械压实作用贯穿于整个储层埋藏成岩过程中,主要表现为碎屑颗粒间的接触关系及塑性岩屑或矿物压实变形。通过岩石薄片镜下观察可以发现,研究区碎屑颗粒之间的接触关系主要为线接触和凹凸接触,部分为点接触或缝合式接触。变质泥岩等塑性岩屑受力变形而形成假杂基(图3a),有些黑云母矿物碎片被压弯变形甚至破碎,而刚性颗粒之间形成缝合式接触和颗粒内部出现压裂缝。下白垩统地层属于近物源快速沉积的产物,储层砂岩分选磨圆差,杂基和塑性岩屑含量高,在后期埋藏过程中,储层抗压实能力弱,压实作用比一般地区表现的尤为强烈。但对研究区的岩石薄片观察,几乎未见到压溶现象,这与砂岩的结构成熟度和成分成熟度有关,首先,该段主要为陆相沉积,刚性颗粒含量在砂岩中所占的比例相对较小,彼此很少有机会相互接触;其次,粒间充填的杂基和早期形成的胶结物起到支撑作用,刚性颗粒相互接触的机会就更小了,这是研究区砂岩中压溶作用不发育的主要原因。

3.2 胶结作用

研究区砂岩储集层中胶结物类型丰富,多期胶结等情况使胶结作用复杂多样。在不同的区域内,随着储层所处成岩环境的变化,胶结作用类型和特征也有所不同。

3.2.1 碳酸盐胶结物

综合镜下薄片、扫描电镜和X-射线衍射等多方面资料的研究发现,碳酸盐胶结物是酒东拗陷分布广、含量高且影响大的一种胶结物类型,但其主要发育在粘土杂基含量较少的三角洲前缘水下分流河道砂体、河口坝砂体和滨浅湖滩坝砂体中(图3b)。按其成分主要分为方解石类和白云石类,在局部地区也有少量的菱铁矿自生矿物出现。碳酸盐胶结物的形成历史可以贯穿于碎屑沉积物沉积和成岩过程的各个时期,具有分布普遍性、形成多期性以及成因多样性的特点。根据茜素红硫和铁氰化钾混合液染色薄片的偏光显微镜观察,确定研究区碳酸盐胶结物的形成顺序是:泥晶方解石、同生白云石→粒状、片状方解石→细晶状方解石→早期块状方解石、菱形铁方解石、铁白云石→嵌晶状铁方解石→晚期块状方解石、铁方解石、铁白云石→嵌晶状白云石、铁白云石。

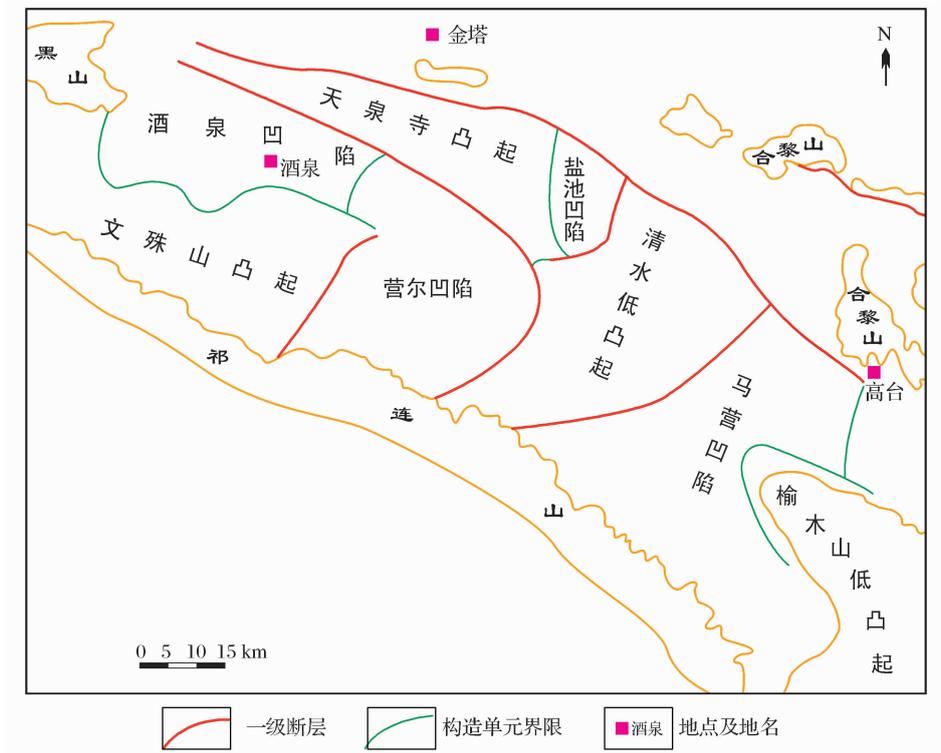


图1 酒东坳陷构造单元

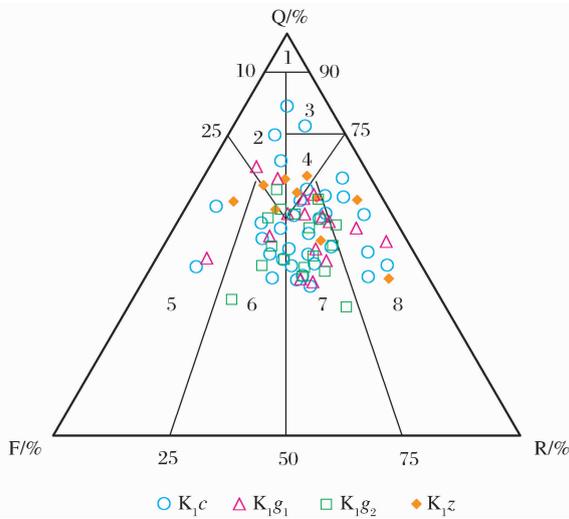


图2 酒东坳陷下白垩统砂岩组分三角投点

- 1 石英砂岩; 2 长石质石英砂岩; 3 岩屑质石英砂岩;
- 4 长石岩屑质石英砂岩; 5 长石砂岩; 6 岩屑质长石砂岩;
- 7 长石质岩屑砂岩; 8 岩屑砂岩

3.2.2 硅质胶结物

硅质胶结作用在研究区下沟组储层和赤金堡组储层中比较常见,但含量较低(一般在1%~3%之间),主要以石英、长石次生加大边和自形石英晶体形式出现,局部还可以见到少量玉髓。石英次生加大一般与石英颗粒共轴生长,并且随埋深的增加次生加大的级别和含量都不断增加,在赤金堡组硅质

胶结物含量增加到平均3%左右,石英加大为Ⅲ—Ⅳ级(图3c),并有极少量的长石加大伴生。研究区储层泥质含量较高,刚性石英颗粒压溶现象较少而局部地区酸性不稳定矿物溶蚀溶解提供的SiO₂有限,导致各种来源的SiO₂供给不足,这可能是造成硅质胶结物含量较少的最主要原因。

3.2.3 粘土矿物胶结物

研究区碎屑岩储层中的粘土矿物胶结物比较发育,并且主要以高岭石和伊利石为主,含有少量绿泥石和伊/蒙混层(图4),一般分布在低能沉积环境形成的储层砂体中,在一定程度上抑制了石英和碳酸盐等胶结物的形成。自生高岭石胶结物分布广、含量高,并且随深度的增加其含量也随之增加,呈细小的分散片状、蠕虫状和书页状充填在砂岩孔隙之中。而地层深部自生高岭石的生成主要为来自酸性环境中长石的蚀变(图3d),高岭石含量高处,次生溶蚀孔隙也相应发育^[9-10],因此可以认为地层深部高岭石的大量出现是次生孔隙发育的一个标志。

自生伊利石和伊/蒙混层胶结物以针状和丝絮状或膜状分布于孔隙和喉道内侧,有时完全堵塞喉道,其含量平均在11%左右。总体上,随埋藏深度的增加其含量也随之增加,但是由于酸性流体的侵入,下沟组下段储层伊利石的含量略有降低。自生绿泥石胶结物含量普遍比较低,常与自生石英伴生。

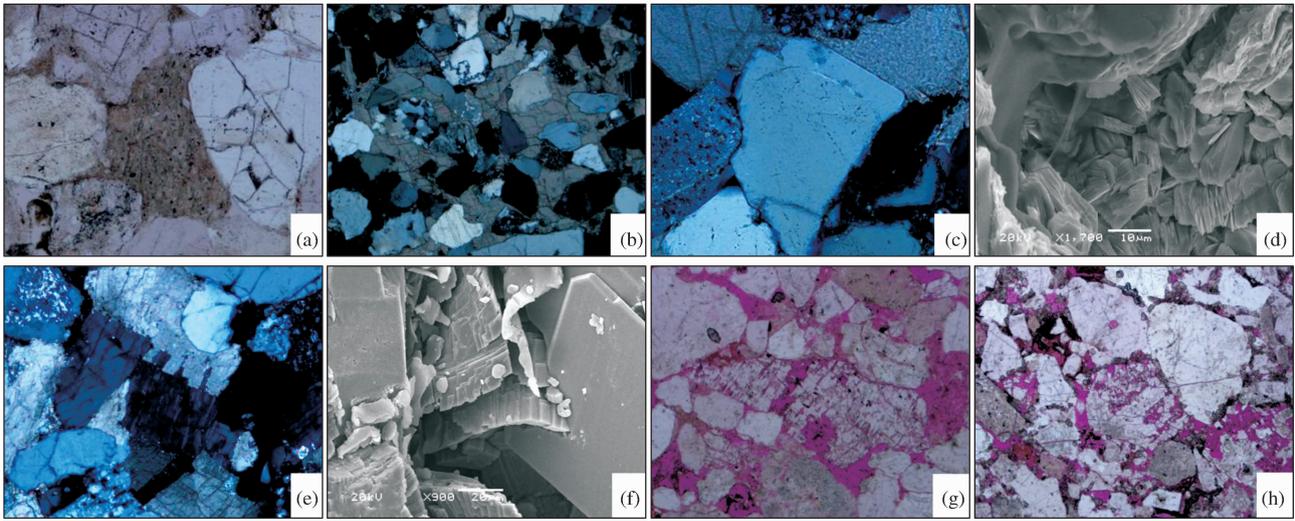


图3 酒东坳陷储层主要成岩作用特征

(a) 强压实导致刚性颗粒发生破裂而塑性颗粒被压缩变形, Q1井, 4 288.18 m, K_1z , $\times 100(-)$; (b) 晚期亮晶方解石胶结物呈连晶式发育, C101井, 4 192.67 m, K_1z , $\times 50(+)$; (c) 石英Ⅲ级次生加大, C101井, 4 192.67 m, K_1z , $\times 200(+)$; (d) 钾长石受酸性流体影响发生高岭石化并形成次生孔隙, JCl井, 3 865.04 m, K_1g_1 , 扫描电镜; (e) 方解石沿长石解理方向交代, C101井, 4 196.40 m, K_1z , $\times 100(+)$; (f) 铁方解石交代石英晶体, C3井, 4 851.4 m, K_1z , 扫描电镜; (g) 粒间碳酸盐胶结物溶解形成粒间扩大溶孔和长石颗粒溶解形成粒内溶孔, Q1井, 4 288.2 m, K_1g_2 , $\times 50(-)$; (h) 石英溶蚀形成粒内溶孔并见构造裂缝发育, C3井, 4 851.4 m, K_1c , $\times 25(-)$

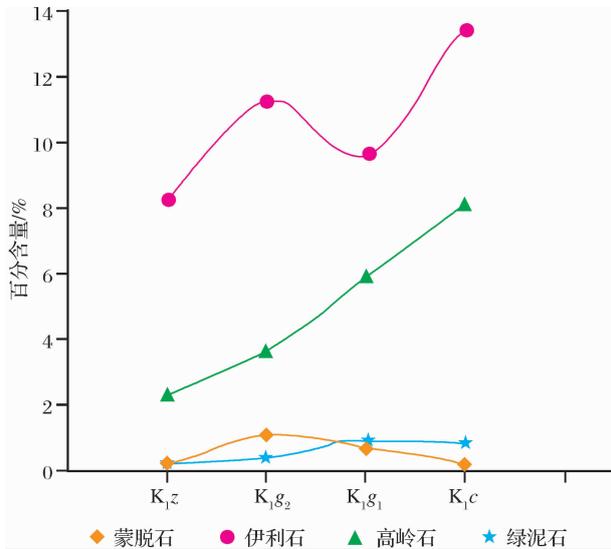


图4 酒东坳陷下白垩统粘土矿物百分含量

3.2.4 其他胶结物

研究区其他类型胶结物含量比较低且分布局限, 主要有沸石胶结物、硫酸盐胶结物和赤铁矿等。方沸石、钙沸石和钠沸石等沸石矿物主要分布在中沟组储层和下沟组上段储层中, 呈微晶状、连片状充填粒间孔隙和交代碎屑颗粒, 有时与自生石英晶体和绿泥石针叶状晶体共生, 偶尔可见溶蚀现象。常见的硫酸盐矿物主要为石膏、硬石膏和重晶石。石膏为同生期和准同生期产物^[11], 常被方解石交代, 出现于中沟组储层中。硬石膏和重晶石多以交代碎

屑颗粒和方解石胶结物的方式在下沟组和赤金堡组储层中发育。

3.3 交代作用

3.3.1 自生矿物对碎屑颗粒的交代

碳酸盐对长石、石英及硅质岩屑的交代作用是研究区最为普遍的交代现象, 交代作用尤为强烈且对储层孔隙发育影响较大。长石(尤其是碱性长石)在较为酸性或碱性的环境中均易溶解, 当长石在地层流体 pH 值大于 9 时溶解, 此时方解石沉淀并占据其位置。一般碳酸盐矿物沿长石的节理缝和颗粒边缘等薄弱处交代, 形成晶间充填、粒间充填, 完全交代后可形成碳酸盐矿物的长石铸模, 常见港湾状交代边缘、交代残余和交代幻影等现象(图 3e)。

当地层流体 pH 值大于 9.8、温度升高时孔隙水对石英不饱和但对方解石饱和, 石英表面首先被溶解, 溶液中的 Ca^{2+} 和 HCO_3^- 结合形成晚期方解石, 并占据石英溶蚀的部位。常见方解石交代石英次生加大边(图 3b, 图 3f)和颗粒表面, 出现颗粒边缘呈港湾状和锯齿状的现象。碳酸盐矿物交代硅质岩屑中石英长石矿物的交代过程和原理与上述相同, 但岩屑的其他矿物组分保存完好, 使碳酸盐矿物分散分布于硅质岩屑中。

3.3.2 自生矿物之间的交代

自生矿物之间的交代关系对研究区复杂的成岩演化序列具有实际意义^[12]。中沟组储层主要表现

4.2 晚成岩 B 期

有机质处于高成熟阶段,镜质体反射率大于 1.2%^[14-15],钻遇地层温度达到 155℃^[16]。粘土矿物主要为伊利石,其次为伊/蒙混层和高岭石,混层中蒙脱石的含量小于 13%。砂岩地层的碳酸盐和粘土矿物胶结进一步进行而溶蚀作用减弱,致使次生孔隙减少,强烈压实作用使颗粒之间大多为凹凸接触或者缝合式接触。铁方解石和铁白云石的再胶结作用大量发育,常见其交代长石、石英和岩屑。石英次生加大可达 III—IV 级,也可见少量长石加大。

结合薄片观察和扫描电镜对各类成岩现象的分析,按照自生矿物或成岩事件出现的相对顺序,可以将研究区砂岩成岩作用序列归纳如下:机械压实→早期粘土膜和泥晶方解石形成→铁方解石生成和石英、长石次生加大→有机酸进入→方解石、长石及岩屑颗粒溶蚀→自生高岭石形成→石油侵位作用→晚期铁方解石、铁白云石充填。

5 成岩作用对储层物性的影响

根据对孔隙的改善和破坏情况,可以将研究区成岩作用分为建设性和破坏性 2 类,破坏性成岩作用包括机械压实作用和胶结作用,建设性成岩作用主要为溶蚀作用和溶解作用。

5.1 压实作用和胶结作用

近物源的快速充填使研究区储层矿物成熟度和成分成熟度较低,塑性岩屑和杂基含量高,沉积物分选磨圆差,因此储层砂岩的抗压性比通常的石英砂岩或岩屑石英砂岩差。储层表现为大部分碎屑颗粒之间以线接触为主,部分石英砂岩中碎屑呈凹凸接触,早期压实作用使碎屑沉积物粒间原生孔隙度迅速缩小。

除了压实作用对孔隙发育起破坏作用外,粘土矿物和碳酸盐以及硅质等的胶结作用对储层孔隙发育起到了重要的影响。以伊利石和高岭石为主的粘土矿物胶结物分布广、含量高,一般以充填孔隙和喉道的形式出现,对储层孔隙破坏明显,后期成岩作用也很难改造。

碳酸盐胶结物一般以充填粒间孔隙的形式出现,这类早期形成的胶结物对储层物性的影响比较复杂:一方面占据着原生孔隙,对储层孔隙度破坏性较强;另一方面早期碳酸盐胶结物充填于孔隙中,使储层抗压实能力增强,为后期溶蚀及溶解作用提供了条件。

根据 Housknecht 在 1987 年提出的压实作用、

胶结作用与粒间孔隙损失关系图,可直观定量地评价压实作用和胶结作用使原生粒间体积的损失量。总体来看,压实作用是粒间孔隙损失的主要因素(图 6)。在纵向上,随着埋藏深度的增加,由压实作用损失的粒间孔隙不断加大,中沟组储层由胶结作用和压实作用共损失的粒间孔隙度为 31%,其中压实作用损失的孔隙度只占总损失量的 37%,而胶结作用所损失的孔隙度占总损失量的 63%。在下沟组下段储层及赤金堡组储层中压实作用成为粒间孔隙损失的主要原因,分别占粒间孔隙损失的 63% 和 71%,胶结作用损失的孔隙占粒间孔隙损失的 37% 和 29%。

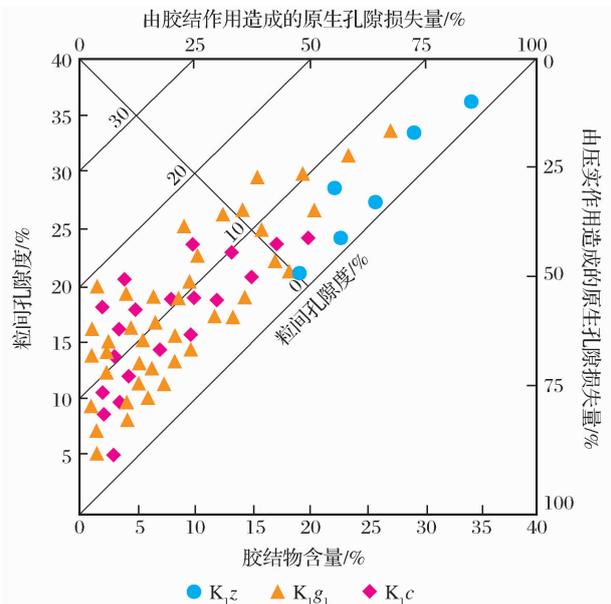


图 6 胶结作用和压实作用与孔隙关系

压实作用和胶结作用对储层渗透率也同样具有重要影响^[17-18]。压实作用随着埋深的增加而不断增强,喉道也随之迅速缩小,在下白垩统 3 000 m 以下的储层中渗透率一般在 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右。影响储层渗透率的另一个主要因素是自生伊利石和高岭石的胶结作用。粘土矿物通常在颗粒周围形成粘土膜甚至交代碎屑颗粒的形式充填孔隙和喉道,随着储层粘土矿物含量的增加渗透率明显下降。尽管研究区碳酸盐胶结物含量较高,但大都以孔隙式胶结为主,连晶式或基底式胶结很少,对渗透率的影响不大。

5.2 溶蚀作用和溶解作用

通过岩石薄片和扫描电镜观测发现长石颗粒、岩屑颗粒被强烈溶蚀,有的仅剩残骸(图 3g, 图 3h)。溶蚀作用和溶解作用引起的孔隙度增大,但孔隙度和渗透率的相关性不强,这说明溶蚀孔隙产生粒间扩大孔,同时也产生大量粒内溶孔。被溶蚀或溶解

的组分主要为碳酸盐胶结物、长石和岩屑,其他碎屑矿物的溶蚀对孔隙度的影响不大。由溶蚀作用和溶解作用所形成的次生孔隙是研究区储层孔隙度改善的最主要因素,平均增加的孔隙度一般在2%~8%之间,占现存残留孔隙总量的34%左右,但分布不均。酸性流体对储层的溶蚀作用和溶解作用具有一定的选择性,分选好、成分成熟度高的储层有利于原生孔隙保存和碳酸盐胶结物的发育,酸性流体容易进入并对其进行溶蚀改造。在研究中还发现,有些地区首先发生的是方解石和铁方解石胶结物对长石和粘土矿物进行交代,后期这部分碳酸盐胶结物被溶解而形成次生孔隙。

6 结论

(1)储层岩性主要为岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩,其次为长石砂岩和岩屑砂岩,砂岩分选和磨圆差,矿物成分成熟度较低,这是近物源快速沉积的产物。

(2)下白垩统储层主要成岩作用有压实作用、胶结作用、交代作用、溶蚀作用和溶解作用等类型,其中压实作用、胶结作用和溶蚀作用最为重要。储层目前处于晚成岩A期和晚成岩B期阶段,主要表现为强烈的压实作用和粘土矿物胶结作用。

(3)在埋藏过程中,强烈的压实作用是导致储层总体上呈现低孔低渗特征的根本原因。三角洲前缘分流水下河道砂体、河口坝砂体和滨浅湖滩坝砂体中碳酸盐胶结物比较发育,局部酸性流体运移通畅的部位发生了溶蚀作用和溶解作用并产生大量次生孔隙,形成较为优质的中—高孔、中—高渗储层,但此类储层孔隙结构非均质性强,不但层间孔隙结构差异较大,层内孔隙结构也有明显的不同。

参考文献:

- [1] Zhang Longhai, Zhou Cancan, Liu Guoqiang, *et al.* Origin and property differences of various types of low-porosity and low-permeability reservoirs and well logging evaluation strategies [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2007, 34(6): 702-710. [张龙海, 周灿灿, 刘国强, 等. 不同类型低孔低渗储集层的成因、物性差异及测井评价对策[J]. *石油勘探与开发*, 2007, 34(6): 702-710.]
- [2] Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, *et al.* Diagenetic facies types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability sandstones of the Fourth Member Xujiahe Formation Guang'an area, Sichuan basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2010, 28(2): 50-57. [张响响, 邹才能, 陶士振, 等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价[J]. *沉积学报*, 2010, 28(2): 50-57.]
- [3] Yan Jianping, Liu Chiyang, Zhang Weigang, *et al.* Diagenetic characteristics of the lower porosity and permeability sandstones of the upper Paleozoic in the south of Ordos basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2010, 84(2): 272-279. [闫建萍, 刘池阳, 张卫刚, 等. 鄂尔多斯盆地南部上古生界低孔低渗砂岩储层成岩作用特征研究[J]. *地质学报*, 2010, 84(2): 272-279.]
- [4] Han Yongke, Liu Yongchang, Yue Zhizhong, *et al.* Prospect of petroleum exploration in Changshaling structural belt of Ying'er sag in Jiuquan basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2003, 24(6): 490-493. [韩永科, 刘永昌, 岳智忠, 等. 酒泉盆地营尔凹陷长沙岭构造带油气勘探前景[J]. *新疆石油地质*, 2003, 24(6): 490-493.]
- [5] Li Wenhou, Zhou Lifa, Zhao Wenzhi, *et al.* Fan-delta in Ying'er depression, Jiudong basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 1997, 18(4): 301-308. [李文厚, 周立发, 赵文智, 等. 酒东盆地营尔凹陷的扇三角洲[J]. *石油与天然气地质*, 1997, 18(4): 301-308.]
- [6] Wang Chongxiao, Ma Guofu, Zhou Zaihua. Structure evolution and sedimentary filling of Jiuquan basin in Mesozoic-Cenozoic Period, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(1): 33-36. [王崇孝, 马国福, 周在华. 酒泉盆地中、新生代构造演化及沉积充填特征[J]. *石油勘探与开发*, 2005, 32(1): 33-36.]
- [7] Pan Liangyun, Xie Jielai, Li Mingjie, *et al.* Cretaceous-Cenozoic regional tectonic evolution in Jiuquan basin and petroleum exploration [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(1): 62-69. [潘良云, 谢结来, 李明杰, 等. 酒泉盆地白垩纪—新生代区域构造演化与油气勘探[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(1): 62-69.]
- [8] Ran Bo, Wang Chengshan, Zhu Lidong, *et al.* Primary research of early Cretaceous sedimentary facies characteristics and structural style for the Jiuquan basin [J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2006, 30(2): 189-192. [冉波, 王成善, 朱利东, 等. 酒泉盆地早白垩世沉积相特征与构造样式浅析[J]. *大地构造与成矿学*, 2006, 30(2): 189-192.]
- [9] Lei Bianjun, Liu Bin, Li Shilin, *et al.* Diagenesis of tight sandstone and the influence on reservoir [J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science and Technology Edition*, 2008, 30(6): 57-61. [雷卞军, 刘斌, 李世临, 等. 致密砂岩成岩作用及其对储层的影响[J]. *西南石油大学学报: 自然科学版*, 2008, 30(6): 57-61.]
- [10] Liu Qiong, He Sheng, Chen Zhenlin, *et al.* Diagenesis and pore evolution of the Cretaceous sandstone in the southwest Jianghan basin [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2007, 27(2): 78-85. [刘琼, 何生, 陈振林, 等. 江汉盆地西南缘白垩系渔洋组砂岩储集层成岩作用和孔隙演化[J]. *矿物岩石*, 2007, 27(2): 78-85.]
- [11] Zhao Lun, Zhao Chenglin, Tu Qiang. Diagenesis of clastic reservoirs in Ying'er depression of Jiudong basin [J]. *Journal of Jiangnan Petroleum Institute*, 1998, 20(4): 12-16. [赵伦, 赵澄林, 涂强. 酒东盆地营尔凹陷碎屑岩储层成岩作用特征研究

- [J]. 江汉石油学院学报, 1998, 20(4): 12-16.]
- [12] Hou MingCai, Dou Weitan, Chen Hongde, *et al.* Study on diagenesis of the He 8 Member and Shan 1 Member in north of the Sulige gas field, Ordos basin[J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2009, 29(4): 66-74. [侯明才, 窦伟坦, 陈洪德, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田北部盒 8、山 1 段成岩作用及有利储层分布[J]. 矿物岩石, 2009, 29(4): 66-74.]
- [13] Wang Buqing, Chen Hanlin, Yang Shufeng, *et al.* Characteristics of late Cretaceous overturned structures in Jiuquan basin[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(3): 32-35. [王步清, 陈汉林, 杨树锋, 等. 酒泉盆地晚白垩世反转构造特征研究[J]. 天然气工业, 2005, 25(3): 32-35.]
- [14] Han Yongke, Hu Ying, Wang Chongxiao, *et al.* The differences between two oil-enriched sags and their exploration prospects in Jiuquan basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(4): 691-693. [韩永科, 胡英, 王崇孝, 等. 酒泉盆地两个富油凹陷的区别与勘探潜力[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(4): 691-693.]
- [15] Ma Liyuan, Cheng Keming, Xiong Ying, *et al.* Biomarker characteristic of crude oil and source correlation in Ying'er sag, Jiudong basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2006, 27(1): 32-34. [马立元, 程克明, 熊英, 等. 营尔凹陷原油生物标志物特征及油源对比[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(1): 32-34.]
- [16] Ren Zhanli, Liu Chiyang, Zhang Xiaohui, *et al.* Research on the relations between geothermal history and oil-gas generation in Jiudong basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(4): 619-623. [任战利, 刘池阳, 张小会, 等. 酒东盆地热演化史与油气关系研究[J]. 沉积学报, 2000, 18(4): 619-623.]
- [17] Wang Qi, Bai Bin, Li Xiaoyan, *et al.* Diagenetic evolution characteristics of deeply-buried clastic reservoirs, northern Qaidam basin: A case study from well Kun2[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(2): 157-164. [王琪, 白斌, 李小燕, 等. 柴达木盆地北缘深部碎屑岩储层成岩演化特征研究——以昆特依凹陷昆 2 井为例[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2): 157-164.]
- [18] Chen Guojun, Du Guichao, Zhang Gongcheng, *et al.* Diagenesis and main factors controlling the Tertiary reservoir properties of the Panyu low-uplift reservoirs, Pearl River mouth basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(6): 854-861. [陈国俊, 杜贵超, 张功成, 等. 珠江口盆地番禺低隆起第三系储层成岩作用及物性影响因素分析[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(6): 854-861.]

Diagenesis of Lower Cretaceous Reservoir Sandstones from Jiudong Depression in Jiuquan Basin

LV Cheng-fu¹, QIN Chang-wen², CHEN Guo-jun¹,

DU Gui-chao^{1,3}, CHEN Ji^{1,3}, HAN Xiao-song⁴, WEI Hao-yuan⁴

(1. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000, China; 2. CNOOC Research Center, Beijing 100027, China; 3. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China; 4. Yumen Petroleum Exploration and Development Institute, Yumen 735200, China)

Abstract: Reservoir sandstones in Jiudong depression were characterized by low porosity and low permeability and poor reservoir properties were restrictive factors for oil and gas explorations. Here we studied the petrography, diagenetic stage and diagenesis of this area, and their effects on reservoir quality based on analyses of thin sections, SEM observations, casting thin sections and fluorescence thin sections, X-ray diffraction and mercury porosimetry measurements. The reservoir sandstones of lower Cretaceous were at the late diagenetic stage A and B, with the diagenesis of compaction, cementation and dissolution. The reservoir sandstones were poor sorted, poor rounded and showed near-source characteristics. Compaction was the main factor that caused the tight reservoirs in the buried history. Clay and carbonate cements with high contents in sandstones distributed inhomogeneously, which was related to different sedimentary environments. Clay and carbonate cements were important factors controlling the quality of reservoirs. Carbonate cements greatly preserved the porosity in eodiagenesis by prevention of early mechanical compaction, and generated secondary pores in the late diagenesis by dissolution. Dissolution of feldspar grains and carbonate cements created a secondary porosity zones, thus greatly improved the reservoir qualities.

Key words: Low porosity-low permeability; Diagenesis; Diagenetic sequence; Reservoir quality; Jiudong depression.