

文章编号: 1000-0550(2010) 03-0556-07

# 酒东坳陷营尔凹陷下白垩统储层孔隙特征及其影响因素研究<sup>①</sup>

吕成福<sup>1</sup> 陈国俊<sup>1,2</sup> 杜贵超<sup>1,2</sup> 陈吉<sup>1,2</sup> 韩小松<sup>3</sup> 魏浩元<sup>3</sup>

(1 中国科学院油气资源研究重点实验室 兰州 730000; 2 中国科学院研究生院 北京 100049;

3 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** 酒东坳陷营尔凹陷油气储层以低孔、低渗和特低孔、特低渗为特征,储层物性差严重制约着该区油气的勘探和开发。本文通过岩石薄片、铸体薄片、荧光薄片、X衍射、扫描电镜和压汞分析等手段对该区孔隙特征及影响因素进行了研究,结果表明,该区储层孔隙类型主要以长石、硅质岩屑、石英和碳酸盐胶结物的粒间溶蚀孔隙和粒内溶蚀孔隙为主,纵向上在下沟组下段和赤金堡组顶发育有两个次生孔隙带。近物源快速堆积的沉积环境导致储层分选磨和圆差,矿物成分成熟度低,这是储层物性较差的根本原因。从成岩作用角度看,压实作用是导致储层物性变差的主要因素;粘土矿物和碳酸盐胶结物充填了大部分孔隙。胶结作用一方面充填于孔隙中使储层物性变差,另一方面又为后期溶蚀溶解奠定了物质基础。有机质热演化以及粘土矿物在成岩转化过程中释放的酸性水溶蚀及溶解作用产生大量次生孔隙,这是深部储层得以改善的主要原因。

**关键词** 孔隙演化 低孔、低渗 早白垩纪 营尔凹陷 酒泉盆地

**第一作者简介** 吕成福 男 1979年出生 博士 石油地质 E-mail bailu2005@163.com

**中图分类号** TE122.2+3 **文献标识码** A

随着油气勘探技术的不断提高,深部的低孔低渗储层日益得到人们的关注,深部储层已成为扩展勘探领域、增加储量的一种有效途径。酒东坳陷位于河西走廊中段,与酒西坳陷、花海—金塔坳陷共同组成酒泉坳陷<sup>[1]</sup>。自 20 世纪 30 年代,对该区油气勘探开发主要集中于酒西坳陷,90 年代以来,国内石油地质工作者相继对酒东坳陷展开了有益的工作,主要针对烃源岩评价、沉积环境分析、成藏分析和储层的成岩作用研究等<sup>[1-8]</sup>。酒东坳陷具有良好的石油地质条件,发育下白垩统赤金堡组、下沟组与中沟组 3 套生油岩,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<sup>[7]</sup>。近年来,营尔凹陷长沙岭构造带的油气勘探取得突破,但发现深部储层物性差,使得油气勘探受到很大限制。通过对储层孔隙特征和深埋条件下储层物性影响因素研究,可以预测有利储集区带,为油田勘探开发提供依据。

## 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,在区域上主要受祁连山北缘断裂、合黎山南断裂、嘉峪关断裂和榆木山南北断裂控制,

呈不对称的菱形展布,是一个在加里东运动的基础上经历海西、燕山、喜山等多期构造运动而发展起来的中、新生代断拗叠置的陆相沉积坳陷。构造呈北西西向展布,内部可划分为营尔凹陷、马营凹陷、酒泉凹陷、盐池凹陷和文殊山凸起、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)。营尔

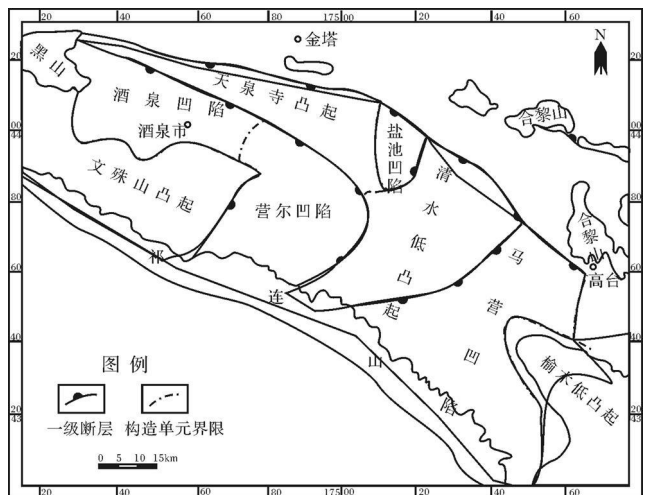


图 1 营尔凹陷构造位置图

Fig 1 The tectonic position of Ying'er Sag in Jiu-dong Depression

<sup>①</sup>国家科技重大专项(编号: 2008ZX05025-006)、2006 年中国科学院西部之光项目联合资助。

收稿日期: 2009-03-18 收修修改稿日期: 2009-07-28

凹陷位于坳陷中部, 其中下白垩统分布面积约 1 900 km<sup>2</sup>, 厚度为 860~ 3 030 m, 是酒东坳陷面积最大、含油气前景最好、勘探程度最高的区域。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。由于受祁连山推覆构造带的影响, 研究区南部地层埋藏较北部深, 主要勘探目的层下沟组下段和赤金堡组南部埋深可达 4 000~ 6 000 m。

研究区早白垩纪沉积以扇三角洲相、滨浅湖相和半深湖相为主, 岩性主要为砂砾岩、粗砂岩、细砂岩、粉砂岩和泥岩。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, 岩性主要为岩屑长石砂岩、长石砂岩、长石岩屑砂岩。石英主要以单晶石英为主, 可见少量再旋回石英, 含量从 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 14% ~ 47% 之间, 平均为 24%。碎屑含量这种含量变化受沉积相带控制明显, 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。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, 一般在 4% ~ 26% 之间, 平均为 8%。

## 2 储层孔隙特征

### 2.1 孔隙类型

通过对营尔凹陷主要探井储层样品的铸体薄片和扫描电镜观察分析, 研究区常见的孔隙类型有储集空间类型有原生孔隙、次生孔隙和裂缝, 且以次生溶孔为主。

#### (1) 原生孔隙

地层中可见的有效原生孔隙主要为粒间压实残余孔隙和基质内微孔隙, 而矿物解理缝和纹理及层理缝基本都被后期胶结物充填, 从而丧失了作为储集空间和流体运移通道的能力。

#### (2) 次生孔隙

研究区次生孔隙广泛发育, 一般在酸性水介质的环境中, 由不稳定矿物长石、岩屑及石英、粘土杂基和胶结物的溶蚀和溶解作用形成<sup>[4]</sup>, 其中碳酸盐胶结物和长石的溶蚀和溶解更普遍, 对储层物性的贡献更大 (图 2a)。次生溶蚀孔隙包括粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔隙、超大孔、胶结物内孔隙和基质内微孔隙等类型。

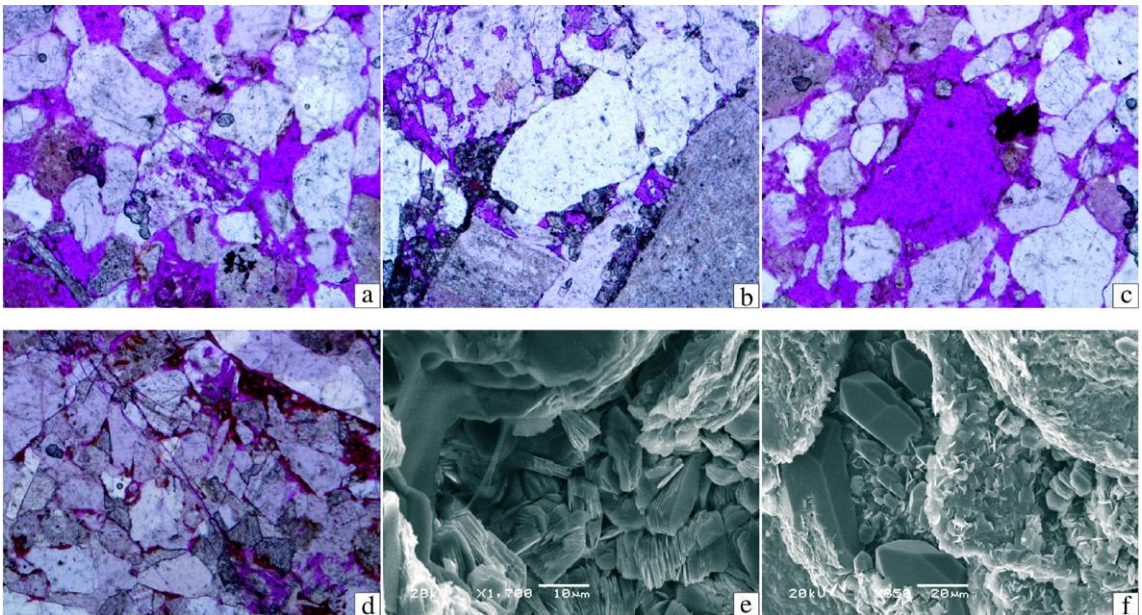


图 2 下白垩统储层镜下微观特征

a 石英、长石颗粒以及充填于孔隙碳酸盐胶结物溶解形成良好的孔隙度, Q1 井, 4288.2m, K<sub>1</sub>g<sup>2</sup>, × 50 (-); b 方解石交代石英颗粒后被溶解形成次生溶孔, C3 井, 4851.4m, K<sub>1</sub>c, × 50 (-); c 酸性喷出岩岩屑被方解石交代后溶解形成铸模溶孔, Q1 井, 4 288.2m, K<sub>1</sub>g<sup>2</sup>, × 50 (-); d 广泛发育的铁方解石胶结物和长石颗粒溶蚀并不强烈, 成岩后期构造裂缝改善储层物性, C101 井, 3 937.26m, K<sub>1</sub>g<sup>2</sup>, × 50 (-); e 钾长石受酸性流体影响发生高龄石化, 高龄石以洁净的假六方片状为主, JC1 井, 3865.04 K<sub>1</sub>g<sup>1</sup>, 扫描电镜; f 自生石英和高岭石充填孔隙, JC1 井, 3 865.04, K<sub>1</sub>g<sup>1</sup>, 扫描电镜

Fig 2 Imaging showing the microscopic characteristics in lower cretaceous reservoir

粒间溶孔是本区最主要的次生孔隙类型,由粘土杂基、早期形成的胶结物、长石、石英及岩屑等碎屑组分溶蚀、溶解而成,孔隙形态极不规则,常见港湾状;

粒内溶孔以长石、硅质岩屑颗粒内部溶蚀孔隙最为常见,有些粒内溶孔表现为碳酸盐胶结物交代碎屑颗粒后再经溶蚀而形成(图2b),也经常可以见到长石颗粒沿解理被溶蚀而形成的粒内溶孔。

某些粒内溶蚀孔隙进一步扩大而使长石、岩屑等不稳定碎屑颗粒被完全溶蚀只留下矿物颗粒轮廓就形成铸模孔隙(图2c),通过镜下观察发现,这些铸模孔隙也可以由不稳定碎屑颗粒被碳酸盐完全交代后再溶蚀而形成。此类孔隙在物性较好的祁1井和长3井可以见到,在物性较差的长2井也有出现。

超大孔是指溶孔粒径大于视域内颗粒平均粒径1.5倍以上的溶蚀孔隙,该孔隙的是互相接触的颗粒和胶结物相继被溶解形成的结果,既可以在铸模孔隙的基础上进一步发展所形成,也可以是粒间溶蚀孔隙的基础上发展而成,这种超大孔的形成对于提高储集空间影响很大。

胶结物内孔隙表现在铁方解石等碳酸盐胶结物和高岭石等粘土矿物胶结物内部的溶解作用而产生的次生孔隙;基质内为微孔隙,其直径一般小于 $3\mu\text{m}$ ,这类孔隙发育在杂基含量较高、碳酸盐胶结和溶解较弱的酒参1井和长2井周围地区。

### (3) 裂缝

研究区存在成岩裂缝和构造裂缝两种,它们对提高储层孔隙度和改善储层渗透率起着重要作用。不同成因的成岩裂缝在整个下白垩统均有出现,但分布不均。压溶缝合缝一般在较深的赤金堡组较为发育。成岩收缩缝发育在杂基填隙物较多且主要以粘土矿物胶结的地区,这类裂缝一般不穿越刚性颗粒。刚性颗粒破裂缝在整个下白垩统均很发育,但早期形成的破裂缝经常被粘土矿物和碳酸盐胶结物堵塞而丧失流体通过和保存的能力,只有下沟组下段出现的破裂缝对改善储层物性比较有利。构造裂缝一般具有统一走向,直接切穿碎屑颗粒和基质,裂缝面平直光滑

(图2d),主要发育在下沟组下段和赤金堡组中。

## 2.2 孔隙结构

孔隙的存在是油气储集的前提条件,但油气能否运移成藏并被开采,则需要储层有一定的渗透性。孔隙结构主要指孔隙大小、孔喉类型、孔喉半径等因素。孔隙结构特征可以从侧面反映储层次生孔隙的广泛发育,次生溶孔型储层的孔隙度与渗透率相关性较差<sup>[9]</sup>,这是因为溶蚀孔隙对储集空间有贡献,而对渗透率的贡献明显减小,而原生孔隙型碎屑岩储层往往具有较好的孔隙度—渗透率相关性。

通过毛细管压力法结合铸体薄片和扫描电镜等方法,研究认为研究区储层孔喉类型以缩颈型细孔喉为主,孔喉分选中等,孔隙连通性较差,孔隙排驱压力较高,平均排驱压力为 $0.76\text{MPa}$ 平均中值压力为 $12.92\text{MPa}$ 总体上属于细孔喉的孔隙结构。

从表1可以看出,赤金堡组上段储层孔隙连通性最好,排驱压力相对较低,平均排驱压力为 $0.17\text{MPa}$ 平均中值压力为 $7.85\text{MPa}$ 平均孔喉半径为 $0.5265\mu\text{m}$ 平均孔喉偏度为 $-1.113$ 平均孔隙分选系数为 $3.19$ 渗透率较高,属于中孔喉的孔隙结构,储层物性也相对较好。下沟组下段和赤金堡组下段储层孔隙连通性较差,排驱压力较高,平均排驱压力分别为 $0.49\text{MPa}$ 和 $1.17\text{MPa}$ 平均中值压力为 $12.97\text{MPa}$ 和 $16.8\text{MPa}$ 储层渗透能力相对较差,平均孔喉半径的均值分别为 $0.1784\mu\text{m}$ 和 $0.0227\mu\text{m}$ 。属于细孔喉的孔隙结构。

## 2.3 孔隙演化特征

图3为研究区岩心实测孔隙度与深度关系图。从图中可以看出,在纵向上由于机械压实作用的不断增强和早期胶结物充填作用, $1000\sim 3000\text{m}$ 范围内孔隙度急剧下降,孔隙类型为粒间原生孔隙和基质内微孔隙为主。而在下沟组下段和赤金堡组顶部存在两个孔隙发育异常带,深度范围分别在 $3700\sim 4200\text{m}$ 和 $4700\sim 5300\text{m}$ 之间,平均孔隙度为 $10.13\%$ ,孔隙类型以粒间溶蚀孔隙、粒内溶蚀孔隙、铸模溶孔和超大孔为主,局部发育成岩裂缝和构造裂缝,孔喉

表1 下白垩统储层毛管压力数据综合统计(平均值)

Table 1 Statistical data of capillary pressure in lower cretaceous reservoir(average)

地层	排驱压力 /MPa	中值压力 /MPa	孔喉半径 / $\mu\text{m}$	孔喉偏度	孔隙分选系数
赤金堡组上段	1.17	16.8	0.0227	-1.125	3.3
赤金堡组下段	0.49	12.97	0.1784	-1.113	3.19
下沟组下段	0.17	7.85	0.5265	-1.113	3.19

分选中等, 连通性较好; 深度范围大于 5 500 m 的赤金堡组中下段储层进一步压实, 缺乏溶蚀作用, 次生孔隙不发育, 孔隙度很小, 形成致密岩层。

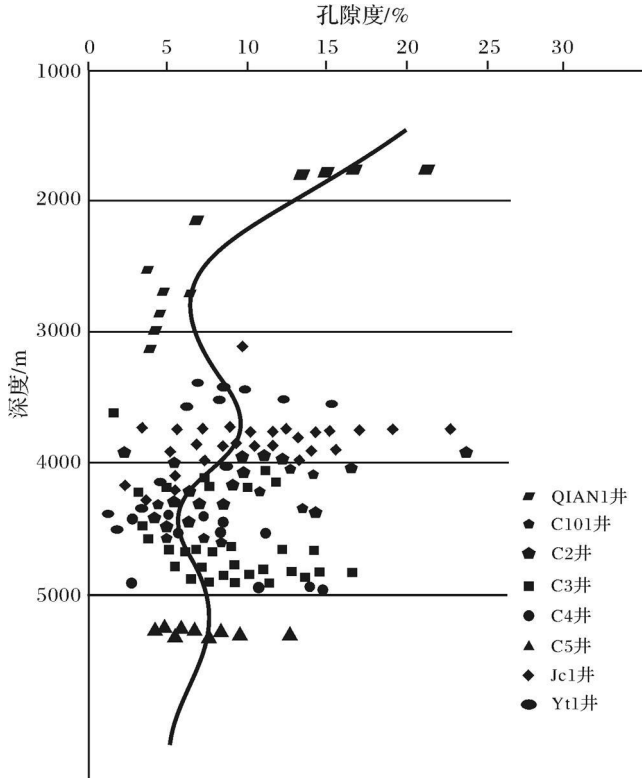


图 3 实测孔隙度与深度关系图

Fig 3 Relationship between depth and porosity in Ying'er sag

### 3 影响孔隙发育的主要因素

影响储层孔隙发育的因素有很多, 诸如: 母岩性质、气候、沉积环境、岩石组分、结构以及成岩作用等都对其有很大的影响<sup>[10~12]</sup>。笔者通过大量的数据分析和综合研究认为, 沉积环境的宏观控制作用与成岩作用的后期改造作用是影响研究区孔隙发育的主要因素。

#### 3.1 沉积环境

不同沉积环境形成的岩石其结构成熟度和成分成熟度不同, 沉积埋藏后孔隙流体性质也有差异, 进而导致储层的孔隙度出现差异。在相同的沉积背景下不同沉积相引起的结构成熟度差异是孔隙发育最直接的控制因素, 因为粒级和分选度的差异决定着储层原始孔隙度, 并严重影响压实作用破坏原生孔隙的程度和次生孔隙的改造程度。

研究区储层为一套以扇三角洲和滨浅湖沉积为主的陆源碎屑地层。碎屑沉积物并未经过长途搬

运和分选就快速沉积在凹陷中, 分选、磨圆均较差, 矿物成熟度也比较低, 杂基含量较高, 后期压实作用和胶结作用导致孔隙度和渗透率均较低, 平均孔隙度为 8.6%, 在不同的沉积微相发育的储层物性有所差别。扇三角洲前缘亚相水下分流河道和河口坝砂岩由于受河水和湖水共同作用, 分选相对较好, 泥质含量也较低, 孔隙度较高, 平均孔隙度为 10.3%, 滨浅湖滩坝砂体物性略差, 平均孔隙度为 7.7%, 而分流间湾、前三角洲和下临滨席状砂体粒度细, 泥质含量最高, 孔隙度也最差, 平均孔隙度仅为 4% 左右。可以看出, 不同的沉积环境发育的储层其物性各有差异。

#### 3.2 成岩作用

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成岩作用。破坏性成岩作用包括机械压实作用、胶结作用、自生矿物和交代作用等。建设性成岩作用主要为溶蚀作用和溶解作用。

##### 3.2.1 压实作用和胶结作用

近物源的快速堆积使储层矿物成熟度和成分成熟度较低, 砂体塑性岩屑和杂基含量高, 沉积物分选磨圆差, 在早期压实作用(机械压实作用)下, 碎屑沉积物被迅速压实, 平均损失的粒间原生孔隙度在 28% 左右。粘土矿物和次生石英胶结物充填孔隙和吼道(图 2e), 后期成岩作用也很难改造, 对储层破坏孔隙度严重。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。从古水介质性质角度看, 在整个早白垩世, 酒东坳陷盆地为微咸水一半咸水环境<sup>[12]</sup>。同沉积阶段, 湖水介质中高浓度的  $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $SO_4^{2-}$  等离子, 一方面保留在地层孔隙水中, 一方面被细粒的粘土物质所吸附沉积下来。在后期成岩演化过程中, 这些矿物离子在储层随着孔隙水的运移过程中以胶结物的形式沉积下来, 这是本地区储层中碳酸盐胶结物广泛发育的重要原因。

根据 Housknecht 在 1987 年提出压实作用、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损失量。从图 4 中可以看出, 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度占粒间孔隙损失的 37%和 29%。

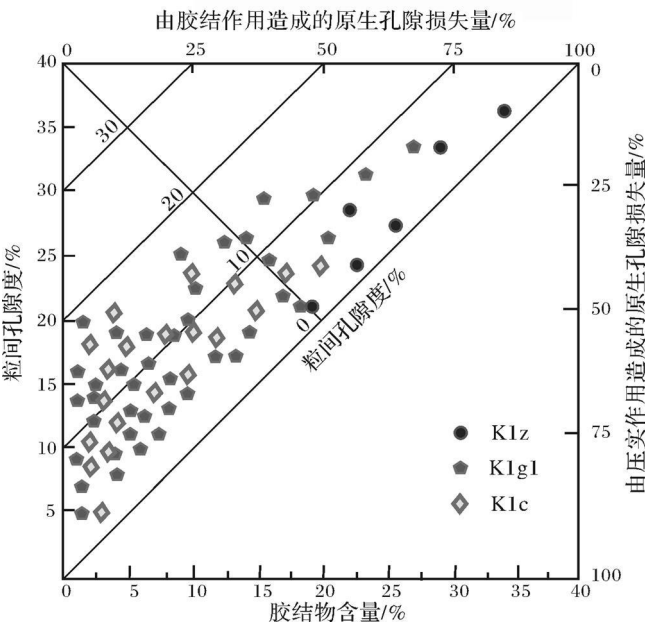


图 4 胶结作用和压实作用与孔隙关系图

Fig 4 Plot of porosity vs cementation and compaction

总体来看,压实作用是粒间孔隙损失的主要因素,但在相同的沉积背景和成岩环境下,压实作用和胶结作用对不同类型储层的孔隙度的影响程度也不尽相同。

滨浅湖滩坝砂体除受压实作用影响外,胶结作用对孔隙损失影响的也不容忽视,由胶结作用损失的粒间孔隙占总损失量在 3% ~ 70%之间,平均 43%。河口坝、水下分流通道和半深湖一前三角洲砂体胶结物含量较低,粒间孔隙损失主要是受压实作用影响,平均占粒间孔隙总损失量的 72%和 80%。总体来看,随着碳酸盐胶结物含量和粘土矿物含量增加,储层孔隙度降低,尤其是粘土矿物含量的增加,储层孔隙度降低更快,因为压实作用的影响也更为显著。

压实作用和胶结作用对储层渗透率也同样具有重要影响。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 以下的地层中渗透率一般在  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  左右。影响储层渗透率的另一个主要因素是原生粘土矿物伊利石和高岭石的胶结作用。粘土矿物通常以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(图 5)。

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,从图 6 中也可以看出,储层渗透率随碳酸盐胶结物含量的增加基本保持稳定。石英和长石等胶结物虽然分布广但含量少,对物性影响很有限。

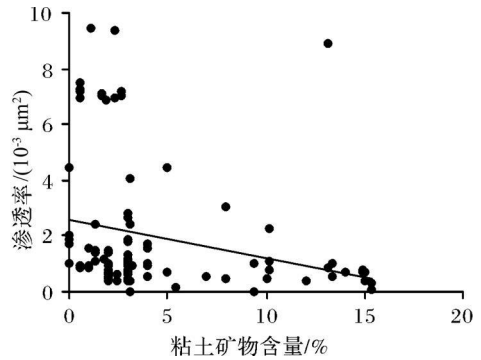


图 5 粘土矿物含量与渗透率关系图

Fig 5 Plot of clay content vs permeability

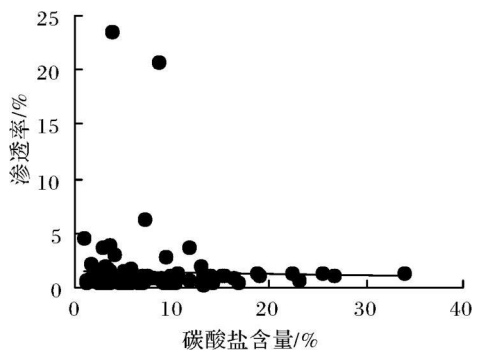


图 6 碳酸盐胶结物含量与渗透率关系图

Fig 6 Plot of carbonate cements vs permeability

### 3.2.2 溶蚀及溶解作用

由溶蚀及溶解作用所形成的次生孔隙是本区目的层孔隙度改善的最主要因素,平均增加的孔隙度为 2.7% 左右,占孔隙总量的 34% 左右,但分布不均。被溶蚀或溶解的组分主要为碳酸盐胶结物、长石和岩屑,其它碎屑矿物的溶蚀对孔隙度的影响不大。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 2f)。从图 3 可以看出,在 3 700~ 4 200 m 和 4 700~ 5 300 m 井段出现两个孔隙度增大现象,这是由溶蚀及溶解作用造成的。溶蚀及溶解作用引起的孔隙度增大一般在 2% ~ 8% 之间,但孔隙度和渗透率的相关性不强,这说明粒内次生溶蚀孔隙比较发育。酸性流体对储层的溶蚀及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。

### 3.3 其它因素

构造裂缝对储集空间有很大影响, 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。长沙岭构造带赤金堡组都发育大量张剪性高角度构造裂缝, 这些裂缝把不同位置的孔隙连通起来, 对改善储层物性也大有帮助。成岩收缩作用产生干缩裂缝、刚性颗粒压溶作用所产生的岩溶缝合线对本区储层物性的改善有一定的积极作用。

营尔凹陷下沟组下段地层中不同程度地存在异常高压现象<sup>[15, 16]</sup>。以酒参1井为例, 在厚层泥岩或白云质泥岩中基本为正常压实, 而在充满地层水的砂岩层中却存在异常高压, 其异常高压形成的主要原因是水热增压作用和上覆地层荷载<sup>[7]</sup>。含有流体的砂岩层被完全封闭, 形成一个封闭体系把水体固定在基本固定的体积内, 水体受热后其体积发生膨胀。当储层在深埋过程中形成封闭体系后, 上覆地层增加的荷载不再由岩石骨架支撑而是由孔隙中的水来支撑, 从而压实作用很难进行下去; 另一方面, 封闭空间内储层内部流体性质较难改变, 并且由于高压流体的存在, 有利于矿物、胶结物和岩屑的溶蚀溶解而形成次生孔隙, 使储层孔隙度有所增大。因此, 广泛发育的异常高压一方面增强了储层的抗压实能力, 对储层原生孔隙保存较为有利<sup>[17]</sup>。

## 4 结论

(1) 营尔凹陷下白垩统储层孔隙类型有原生孔隙、次生孔隙和裂隙, 以次生孔隙为主, 且次生孔隙是长石、岩屑和碳酸盐胶结物等受酸性流体溶蚀改造的结果。在纵向上存在两个次生孔隙带, 分布范围在3 700~4 200 m和4 700~5 300 m之间。

(2) 影响孔隙发育的主要因素是沉积环境和成岩作用。其中近源扇三角洲沉积储层的压实作用和胶结作用是导致研究区物性降低的主要原因; 溶蚀和溶解作用是改善物性的主要原因。

### 参考文献 (References)

1 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, 1997, 18(4): 301-308 [Li Wenhou, Zhou Lifa, Zhao Wen zhi. Fan-delta in Ying'er depression, Jidong Basin[J].

Oil & Gas Geology, 1997, 18(4): 301-308]

- 2 赵伦, 赵澄林, 袁选俊. 酒东盆地营尔凹陷古湖泊水介质研究[J]. 西安石油学院学报, 1998, 13(5): 6-10 [Zhao Lun, Zhao Chenglin, Yuan Xuanjun. Study on the lacustrine water medium in Ying'er Sag, Jidong Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyou University, 1998, 13(5): 6-10]
- 3 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 [Han Yongke, Liu Yongchang, Yue Zhizhong. Prospect of petroleum exploration in Changshaling structural belt of Ying'er Sag in Jiuquan Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2003, 24(6): 490-493]
- 4 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 [Zhao Lun, Zhao Zhenlin, Tu Qiang. Diagenesis of Clastic reservoirs in Ying'er Depression of Jidong Basin[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 1998, 20(4): 12-16]
- 5 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 [Ren Zhanli, Liu Chi yang, Zhang Xiaohui. Research on the relations between geothermal history and oil-gas generation in Jidong Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2000, 18(4): 619-623]
- 6 赵鹏, 陈世加, 李丽萍, 等. 酒东盆地营尔凹陷下白垩统油源对比[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(2): 192-195 [Zhao Peng, Chen Shijia, Li Liping. Down cretaceous oil sources comparative study of Ying'er Depression in Jidong Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(2): 192-195]
- 7 陈建平, 黄第藩, 陈建军, 等. 酒东盆地油气生成和运移[M]. 北京: 石油工业出版社, 1996, 14-109 [Chen Jianping, Huang Diefan, Chen Jianjun. Generation and Migration of Oil and Gas in Jidong Basin[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1996, 14-109]
- 8 娄占伟, 潘良云, 张宏伟, 等. 甘肃酒泉盆地营尔凹陷层序地层特征与岩性勘探目标[J]. 现代地质, 2005, 19(4): 563-569 [Lou Zhanwei, Pan Liangyun, Zhang Hongwei, et al. The characteristics of sequence stratigraphy and lithological exploration target in Ying'er Depression of Jiuquan Basin, Gansu province[J]. Geoscience, 2005, 19(4): 563-569]
- 9 张满郎, 李熙枯, 谢武仁. 鄂尔多斯盆地山2段砂岩储层的孔隙类型与孔隙结构[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(4): 480-486 [Zhang Manlang, Li Xikou, Xie Wuren. Pore types and pore texture of sandstone reservoir of 2nd Member of Shanxi Formation, Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(4): 480-486]
- 10 张福顺, 朱允辉, 王芙蓉. 准噶尔盆地腹部深埋储层次生孔隙成因机理研究[J]. 沉积学报, 2008, 26(3): 469-478 [Zhang Fushun, Zhu Yunhui, Wang Furong. Forming mechanism of secondary pores in deep buried reservoirs of Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(3): 469-478]
- 11 孟元林, 姜文亚, 刘德来, 等. 储层孔隙度预测与孔隙演化史模拟方法探讨——以辽河拗陷双清地区为例[J]. 沉积学报, 2008, 26(5): 780-788 [Meng Yuanlin, Jiang Wenya, Liu Delai. Reservoir porosity prediction and its evolving history modeling: a case of Shuangqing region in the Liaohewest depression[J]. Acta Sedimentologica

- Sinica, 2008, 26(5): 780-788]
- 12 朱剑兵, 陈丽华, 纪友亮, 等. 鄂尔多斯盆地西缘逆冲带上古生界孔隙发育影响因素[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 37-41 [Zhu Jianbing Chen Lihua Ji Youliang Influence factors for development of the Upper Paleozoic pore in thrust belt of western Ordos Basin [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 27(3): 37-41]
  - 13 蒋恕, 蔡东升, 朱筱敏, 等. 辽东湾地区孔隙演化的机理[J]. 地球科学-中国地质大学学报, 2007, 32(3): 366-371 [Jiang Shu Cai Dongsheng Zhu Xiaomin et al. Mechanism of the pore evolution in Liaodong Bay Area [J]. Earth Science-Journal of China University of Geosciences, 2007, 32(3): 366-371]
  - 14 李晓光, 陈振岩. 辽河坳陷古近系碎屑岩储层孔隙演化特征探讨[J]. 古地理学报, 2006, 8(2): 251-258 [Li Xiaoguang Chen Zhenyan. Discussion on pore evolution features of clastic rock reservoir of the Paleogene in Liaohe Depression [J]. Journal of Paleogeography, 2006, 8(2): 251-258]
  - 15 寇克鹏, 李永民, 柳广弟. 酒东盆地营尔凹陷异常压力与油气成藏关系[J]. 新疆石油地质, 2007, 28(1): 57-59 [Kou Kepeng Li Yongmin Liu Guangdi. Relationship between abnormal pressure and hydrocarbon accumulation in Ying'er Sag, Jidong Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2007, 28(1): 57-59]
  - 16 陈世加, 吴恩伟, 路俊刚, 等. 营尔凹陷下白垩统油气勘探应避免高压水层[J]. 天然气工业, 2006, 26(11): 24-26 [Chen Shijia Wu Enwei Lu Jungang. Effects of high-pressure water zones to hydrocarbon migration in lower cretaceous of Ying'er Sag [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(11): 24-26]
  - 17 李忠, 费卫红, 寿建峰, 等. 华北东濮凹陷异常高压与流体活动及其对储集砂岩成岩作用的制约[J]. 地质学报, 2003, 77(1): 126-134 [Li Zhong Fei Weihong Shou Jianfeng. Overpressure and fluid flow in the Dongpu depression North China. Their constraints on diagenesis of reservoir sandstones [J]. Acta Geologica Sinica, 2003, 77(1): 126-134]

## Characteristics of Pore Evolution and Its Controls of Lower Cretaceous Reservoir in Ying'er Depression, Jidong Basin

LV Cheng-fu<sup>1</sup> CHEN Guo-jun<sup>1,2</sup> DU Gu-chao<sup>1,2</sup> CHEN Ji<sup>1,2</sup>  
HAN Xiao-song<sup>3</sup> WEI Hao-yuan<sup>3</sup>

(1. Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000;

2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049;

3. Yumen Petroleum Exploration and Development Institute, Yumen Gansu 735200)

**Abstract** The reservoirs of Ying'er depression in Jidong basin are characterized by low porosity and low permeability. The general poor physical properties of the reservoirs strictly restrict the exploration in this area. Based on analyses of thin sections, casting thin sections and fluorescence thin sections, X-ray diffraction analyses, SEM observations and mercury porosimetry measurements of the reservoir sandstones, this research shows that the main pore types are the inter-granular dissolved pore and intra-granular dissolved pore of feldspar, siliceous debris, quartz and carbonate cements. Two secondary pore zones are developed in the lower member of Xigou formation and the top part of Chijinbao formation. Sandstones in the study area are characterized by poor sorting, poor roundness and low mineralogical maturity. These are the characteristics of fast accumulation and closure to provenance of the sediments. Mechanical compaction is the main factor in making the properties of reservoirs poor. Clay minerals and carbonate cements block pores. Cements fill in the pore space and destroy the reservoir property, meanwhile, they provide space for dissolution in the later stage. Secondary pore is widely developed because of dissolution of minerals caused by acidic water that released by hydrocarbon generation process and diagenesis processes of clay minerals. It is the main factor that improves the reservoir property in the deep layers of the basin.

**Key words** pore evolution; low-porosity and low-permeability reservoir; early cretaceous; Ying'er depression; Jiquan Basin