

临盘-商河油田沙河街组三段砂岩 成岩作用及次生孔隙特征

郑清 信荃麟

(华东石油学院第三系综合研究室)

临盘-商河油田沙河街组三段上部砂岩,在埋藏过程中经历了未成熟期、半成熟期和成熟期三个阶段,各阶段的成岩作用及孔隙特征明显不同。成熟期是次生孔隙最发育的阶段,成为最重要的储集空间,分为粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、微孔及裂隙五种类型,受物源沉积环境和构造活动控制。

临盘-商河油田位于山东省境内的惠民凹陷中部,沿临邑带状断裂带分布。临盘油田位于该断裂带收敛端的马寨、临邑地区;商河油田位于断裂带撒开端的商河西地区(图1)。

沙河街组三段是上述两个油田的主力含油层系,它可进一步分为上、中、下三部分。本文重点对沙三段上部砂岩成岩作用及对储集性的影响进行了研究。共观察临45、临41-3、临63、商23、商8-35、商67、商13-25、商13-检58等八口井约600m岩心,薄片302块、铸体薄片30块、扫描电镜21块、阴极发光15块、X光衍射19块,另外还收集了压汞(97块)、物性(1257块)、粒度(1185块)等资料。

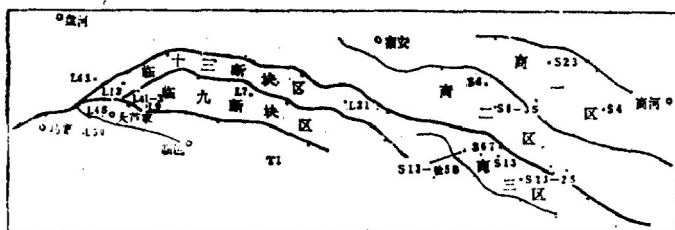


图1 研究区位置图

一、成岩序列与孔隙演化

砂岩在埋藏过程中,随着埋深增加所引起的温度、压力及地下流体性质等条件的改变,经历了一系列复杂的物理和化学作用,从而使孔隙度发生变化。研究表明,使本区沙三段上部砂岩孔隙度降低的成岩作用包括压实作用、硅质与碳酸盐胶结作用、自生矿物(自生粘土、自生石英及自生铁白云石)充填作用;而使其孔隙度增加或回升的主要

作用是溶蚀作用。

本区沙三段上部砂岩埋深为1700 m(商一区)到3200 m以上(大芦家地区)。据有关生油资料,沙三段上部泥岩中镜质体反射率 R_o 均大于0.5,表明已进入施密特等(Schmidt等, 1979)所划分的中期成岩作用阶段^[1]。砂岩中的成岩变化及自生矿物表明砂岩经历了中期成岩阶段的前三个亚阶段,即未成熟阶段、半成熟阶段、成熟阶段。

(一) 未成熟阶段(埋深几十到一千米, 地温低于50℃)

本阶段以砂质沉积物随埋深不断压实致密, 原生孔隙不断减小为特征。压实作用证据包括:(1)颗粒紧密填集;(2)软性颗粒压实变形,如变形云母和软性岩屑;(3)泥质岩屑、火山岩屑等软性颗粒被挤压形成假基质,充填在粒间孔隙中(图版I-1);(4)颗粒间呈线状接触,硬颗粒(如石英、长石)压实嵌入软颗粒(如泥质岩屑、碳酸盐岩屑)中。

压实作用的宏观影响表现为随埋深增加,砂岩的物性变差。如商河油田一区到三区(表1),孔隙度下降梯度为每100 m降低1.3%。据文献一般长石砂岩、岩屑砂岩在早期压实作用下,可使孔隙从原始的40—50%降低到20—30%(Pettijahn, 1972)^[2],本区情况与此相符。

表1 商河油田沙三段上部物性变化与埋深的关系

分 区	一 区	二 区	三 区	
井 号	商23	商8-35	商67	商13-25
埋 深 (m)	1650	2050	2350	2350
平均孔隙度(%)	26.7	23.6	18.2	17.4
平均渗透率(mD)	149.4	40.0	25.7	6.3

(据刘坤华, 1985)

除压实作用外,还有早期方解石胶结物形成,呈隐晶质不规则粒状,粒径0.01—0.05 mm,含量一般为1—3%,充填在粒间孔隙中。这种早期方解石可能是准同生成因的,由于受沉积水体的影响,钙、镁及相伴生的阴离子浓度均较低,再加微生物的生物化学作用及物理化学沉淀作用,常形成结晶程度低的泥晶方解石胶结物。

由于本阶段以机械压实作用为主,故又可称为早期压实阶段。

(二) 半成熟阶段(埋深1000—1700m, 地温50—70℃)

进入该阶段后,机械压实作用已不重要或基本停止,胶结作用上升为主导地位。主要包括碳酸盐胶结和石英加大,在原生粘土较多的粉砂岩中,粘土也起一定的胶结作用。

绝大多数为单晶石英加大,少量为复晶石英加大,主要发育在渗透性好的富石英纯净砂岩中。显微镜下可见石英颗粒边缘有断续分布的“尘线”与不规则加大边,加大边与主颗粒同时消光(图版I-2)。“尘线”代表较早期形成的粘土衬边,而加大边的不规则是由于后期被碳酸盐胶结物交代和遭受溶蚀所致。

石英次生加大的分布及发育程度有明显选择性,表现在:(1)纵向上常发育在单砂岩层顶部或底部近泥岩互层处,如商13-25井第三砂组第一砂岩层顶部加大明显,而中

部却大大减弱,可能与泥岩排出水提供 SiO_2 有关;(2)发育在细-中砂岩中,而粉砂岩(尤其细粉砂岩)中则不发育或未见其踪迹;(3)发育在杂基含量低的纯净砂岩中,杂基含量愈高,加大愈少;(4)早期粘土衬边发育的颗粒或早期碳酸盐胶结物发育的部位,不利于石英加大形成。关于这一方面佩特曼等(Pittman等,1968)和其他文献早有论述^[9];(5)分布在早期碳酸盐胶结物不发育区;(6)受 SiO_2 来源影响,如沙三时期商河地区水下火山喷发频繁强大,可提供大量溶解的 SiO_2 ,从而造成商河油田比临盘油田砂岩中石英加大发育得多。

据观察和统计,石英加大主要出现在商河油田,以商三区为最。石英加大的数量最多不超过总胶结物的15%,对砂岩孔隙度影响较少,只能使孔隙喉道变窄,对渗透率产生一定影响。

形成石英加大的基本条件是酸性介质与丰富的 SiO_2 来源。本区 SiO_2 来源可能有三种:(1)原生粒间水中的溶解 SiO_2 ,主要由不稳定颗粒(如火山岩屑,火山玻璃)溶解形成;(2)邻近泥岩压实排水提供的 SiO_2 ;(3)水下火山喷发作用形成的溶解 SiO_2 。

在此阶段中,碳酸盐胶结作用明显分为两期。第一期为含铁方解石胶结,紧贴颗粒生长,阴极发光下呈棕红色;第二期为方解石胶结,位于孔隙中央,阴极发光下呈亮黄色。它们与早期碳酸盐胶结物不同,均为粉-细晶半自形-自形亮晶方解石,尤以第二期自形程度更高。两期方解石总含量一般为3—10%,部分样品中高达20—30%。有些样品表现为粗大晶体的嵌晶式胶结(图版 I-3),此时均为含铁量较低的方解石,无法将两期胶结物区别开来,这是后期重结晶作用的结果。

方解石的沉淀需碱性介质条件和钙离子,铁方解石则还需一定的低价铁离子。本区钙离子来源可能有三种:(1)由物源区碳酸盐岩风化提供富钙水溶液,北侧埕宁隆起与南侧鲁西隆起上均发育古生界碳酸盐岩,可作为钙的来源区;(2)沙三段上部砂层上覆的富钙水向下渗流;(3)下伏深部富钙溶液(深部溶蚀作用形成的)在上覆地层压力下沿断层或其它通道向上覆低压区运移^[1]。

碳酸盐胶结物均分布在石英加大边外侧,并交代加大边,这表明石英加大形成较早。孔隙水介质性质的改变和碳酸盐胶结物的大量出现,阻止了石英加大的继续进行。在缺乏碳酸盐胶结物的砂岩样品中,石英加大则继续生长,并随埋深增加不断增强,此时表现为石英加大边平直,无明显交代现象。

化学胶结作用(尤以碳酸盐胶结作用)使砂岩的原生孔隙大部或几乎全部丧失。但另一方面,它又阻止了机械压实作用的进行,从而起了保护孔隙的作用,为后期形成次生溶蚀孔隙创造了有利条件。

交代作用也是本阶段中较重要的成岩作用,明显的交代作用有四种:(1)碳酸盐胶结物交代石英、长石、燧石等颗粒,使颗粒边缘模糊并呈不规则状,甚至大部或全部“吃掉”某些颗粒,形成残余结构及“悬浮状”填集(图版 I-3,4);(2)铁白云石交代铁方解石及方解石,即白云石化作用;(3)粘土矿物交代碎屑颗粒,使颗粒边缘模糊不规则(图版 I-5);(4)碳酸盐交代粘土矿物。其中以第一种最普遍且意义最大,第四种次之。因为这两种交代作用的产物比硅质颗粒和粘土易溶蚀得多,为以后的溶蚀作用创造了有利条件。

半成熟阶段中以胶结作用（尤以碳酸盐胶结作用）为主，故又可称为胶结作用阶段。部分未遭受后期溶蚀的致密胶结砂岩仍保留着此阶段的特征（图版Ⅰ-3）。

（三）成熟阶段（埋深1700—3200 m以上，地温70—120℃以上）

成熟阶段又可据成岩作用的差别分为早、晚两期。

1. 成熟早期

溶蚀作用强烈，广泛发育多种溶蚀孔隙。埋深为1700—2800 m，地温70—105℃。

本区沙三段上部砂岩均已进入成熟早期，溶蚀现象普遍且多样，以碳酸盐胶结物及交代物溶蚀为主，次为长石等不稳定颗粒的溶蚀。表明溶蚀作用的主要岩石学证据包括：（1）岩心中常见不受层理和沉积结构控制的不规则含油斑块和无油斑块、不规则含油条带及致密不含油夹层，表明不均匀溶蚀作用；（2）岩心中孔隙不均匀分布；（3）显微镜及扫描电镜下见长石、云母、燧石、生物介壳，甚至石英等颗粒遭受溶蚀，边缘不规则，内部形成大量粒内孔隙，呈“蜂窝状”（图版Ⅳ-6, 2）；（4）碳酸盐胶结物部分溶蚀，形成不规则残余结构（图版Ⅳ-4）；（5）残余碳酸盐胶结物不均匀分布造成颗粒不均匀填集，孔隙不均匀分布（图版Ⅰ-3）；（6）具特大孔隙、拉长孔隙（图版Ⅰ-4, 5）。

对于含油气盆地中的这种深部溶蚀作用，目前多认为与有机质热演化有关。在有机质成熟期，与砂岩互层的泥岩或下倾方向泥岩中的干酪根发生演变，形成有机酸和大量CO₂气，使孔隙水pH值降低变为酸性，并随泥岩压实、脱水作用将酸性水挤入砂岩层中，还可沿砂层或断层等通道使酸性水进入上倾方向或上覆砂岩层中，造成砂岩的溶蚀^[1,4]。惠民凹陷生油和粘土研究表明，该区生油门限在2000 m左右，与溶蚀作用开始活跃的深度很接近；1700 m以下粘土中以伊利石/蒙脱石混层粘土为主，且随埋深增加伊利石层的比例不断增加，到2500 m左右时，伊利石在混层粘土中约占80—90%。因此本区存在上述溶蚀机理的可能性很大，但不排除有其它机理存在的可能。深部溶蚀作用除与酸性水有关外，地温也是一个重要因素。模拟实验表明，当温度为270℃、压力为200 atm时，碳酸钙在水中溶解度比通常条件下大20倍。

在溶蚀孔隙形成的同时或之后，开始有自生粘土析出。硅质颗粒（长石、火山岩岩屑、燧石、黑云母等）的溶蚀及粘土矿物的转化为形成自生粘土提供物质来源；而溶蚀孔隙则为自生粘土生长提供所必需的空间。

据筛析资料，沙三段上部砂岩中泥质（<0.01 mm）含量一般为4—15%，最高达30%；薄片观察，粘土基质一般为5—15%，与筛析结果吻合。总的变化趋势是随粒度变粗泥质减小，而随埋深增加泥质也增加。砂岩中粘土包括原生与自生两部分。扫描电镜与X光衍射综合分析表明，自生粘土以高岭石、伊利石为主，主要发育在较深层的粗粉砂岩和中-细砂岩中。粘土含量随深度增加主要是由于自生粘土增加所致；细粉砂岩中含较多粘土主要与含较多碎屑成因原生粘土有关，自生粘土不发育。

威尔逊和佩特曼（Wilson and Pittman, 1977）曾详细论述过区别自生粘土与原生粘土的标志^[5]。我们识别自生粘土主要依据：（1）粘土呈颗粒衬边形式存在，围绕颗粒生长或形成粘土包壳（图版Ⅳ-5）；（2）具完好晶形；（3）与其它颗粒密切共生，如高岭石与淋滤长石共生（图版Ⅳ-6）。

本区沙三段上部砂岩中自生粘土以高岭石为主，次为伊利石，其特征为：

高岭石——据砂岩中粘土的X光衍射分析，其中高岭石占30—90%。粒度较粗的砂岩中，高岭石占的比例较高，暗示自生高岭石较多。扫描电镜下观察，自生高岭石单晶为自形假六方片状（一般为5—20 μm ），呈杂乱状或“书页状”、“蠕虫状”集合体，充填在粒间或粒内孔隙中，（图版Ⅳ-6，Ⅲ-1，2）。在高岭石发育样品中，X光衍射曲线具典型的高岭石反射峰（图2），反射峰能量强，峰的形态尖锐对称，表明以高岭石为主，且主要为结晶度高的自生高岭石。个别样品中见原生高岭石，呈边缘遭受磨蚀的不规则片状（图版Ⅲ-3）。

从自生高岭石的产状判断，可能有两种成因。一种是再生成因的，即与长石蚀变有关；另一种是新生成因的，即由富K、Al、SiO₂等离子的孔隙水中直接沉淀形成的。前一种高岭石常成堆出现并与长石伴生；后一种单个晶体较大，常呈“书页状”或“蠕虫状”集合体充填在粒间孔隙内。

伊利石——据X光衍射分析，砂岩粘土中伊利石占10—40%。与高岭石不同，在较细的泥质含量较高的砂岩中，伊利石含量反而较高，这表明原生粘土以伊利石为主，它们可能由原生蒙脱石转变而来。富伊利石砂岩样品的X光衍射曲线特征如图3，反射能量较强，但对称性和尖锐度均较低。这表明原生伊利石比例较大，伊利石结晶度较低。扫描电镜下，自生伊利石呈弯曲片状（5—25 μm ），附着在颗粒表面形成粘土包层（图版Ⅳ-5），或横跨颗粒之间形成粘土桥（图版Ⅲ-4）；原生伊利石呈不规则凝聚状附着在颗粒上或充填在孔隙中，不具明显的片状外形（图版Ⅲ-5）。

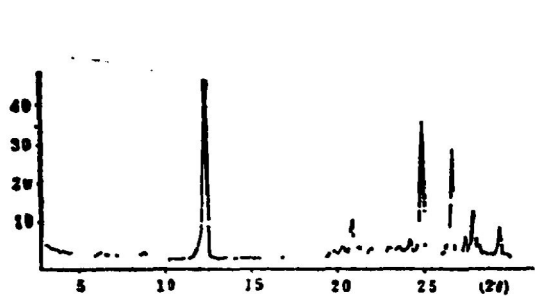


图2 高岭石X光衍射曲线特征

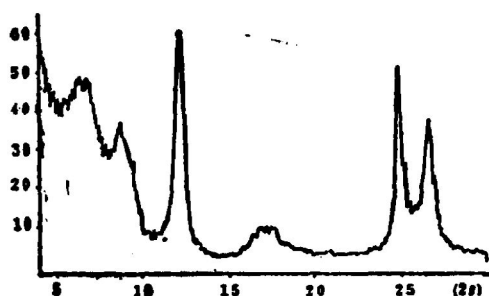


图3 伊利石的X光衍射曲线特征

自生伊利石可由火山岩岩屑、火山玻璃、云母等蚀变转化而来，也可从孔隙水中直接沉淀，另外不排除由原生伊利石重结晶的可能。

自生粘土的发育，使溶蚀作用形成的大孔隙变为小孔隙和微孔隙，并常堵塞喉道；粘土包层使颗粒比表面增加，吸附性增强，结果使砂岩的孔隙度，尤其是渗透率下降。实际资料表明，百分之五的自生粘土就可使渗透率下降两个数量级。自生粘土只在溶孔发育的砂岩中发育，而在碳酸盐胶结物较多的砂岩中不发育。

除自生粘土外，该阶段中还有晚期石英加大、自生石英、自生铁白云石形成。

晚期加大可在早期加大基础上继续发育，或在其它颗粒上重新开始，表现为具尖锐棱角的加大边（图版Ⅲ-6）。它与早期石英加大的区别在于，具有自形外形，无溶蚀交代现象。自形石英为六棱柱或六方双锥自形晶，以单晶（一般<10 μm ）或晶簇状出现，附着在石英加大颗粒上或充填在粒间孔隙中（图版Ⅳ-1），晚期加大与自生石英形成于

溶蚀作用高峰期后, 相当成熟早期的后期, 由硅质颗粒的溶蚀形成大量剩余 SiO_2 , 溶蚀孔隙提供必要的空间。

自生铁白云石在显微镜下呈蓝色(S—茜素红染色)菱形自形晶粒, 粒度为0.01—0.03 mm, 充填在粒间孔隙中(图版Ⅰ-1)。自生铁白云石常与自生粘土、自生石英共存于同一粒间孔内, 分布在孔隙中央。据产状和水介质性质变化趋势推测, 它形成于自生粘土和自生石英之后, 随着溶蚀作用的进行和酸性水的消耗, 孔隙水由酸性向碱性转化, 同时形成大量溶解的Ca、Mg、Fe等离子, 为形成自生铁白云石创造了条件。铁白云石的发育与溶蚀程度和烃类进入时间有关, 方解石胶结物多而溶蚀孔隙不发育的砂岩中, 铁白云石不发育; 烃类进入早的砂岩中铁白云石较少, 而烃类进入晚的则较多, 无烃类进入的砂岩中则可形成自生铁白云石致密胶结(图版Ⅳ-3)。

成熟早期的溶蚀作用使砂岩产生大量溶蚀孔隙, 孔隙度和渗透率明显回升, 如临41-3井中2200—2300m井段的砂岩, 孔隙度达28—34%, 平均30%, 渗透率一般为几百个毫达西, 最高达一千多个毫达西; 但之后的自生矿物充填又使溶蚀孔隙部分遭受破坏, 孔隙度和渗透率下降。该阶段前期以溶蚀作用为主, 后期形成多种自生矿物充填, 又可称为溶蚀-充填阶段。

2. 成熟晚期

埋深范围为2800—3200 m以上, 主要出现在大芦家地区砂层中。该期溶蚀作用大大减弱, 成熟早期的自生石英或自生铁白云石可在此阶段持续进行。由于成熟早期溶蚀作用使砂岩骨架抗压强度下降, 到成熟晚期在上覆岩层重力作用下压实作用又变得活跃起来。如临45井中2880—3100 m井段中, 由于压实作用, 颗粒填集致密, 颗粒呈线状或缝合状接触, 结果使溶蚀孔隙大量丧失(图版Ⅰ-2), 砂岩孔隙度由早期的30%左右降为此时的10—14%, 渗透率由几百毫达西变为小于1到5mD。此阶段又可称为晚期压实阶段。

砂岩被烃类占据后, 除机械压实作用外, 绝大多数化学成岩作用停止或受到抑制, 仅少数样品中发现有自生立方体黄铁矿形成。

综上所述, 本区沙三段上部砂岩经历了以下成岩作用和孔隙演化过程: 未成熟阶段的早期压实作用使原生孔隙度下降三分之一到二分之一; 半成熟阶段的硅质及碳酸盐胶结作用使原生孔隙大部或几乎全部丧失; 成熟早期的溶蚀作用形成大量溶蚀孔隙, 孔隙度回升, 但较晚的自生粘土矿物、自生石英、自生铁白云石等的充填又使孔隙度有所下降; 成熟晚期的压实作用使溶蚀孔隙进一步遭受破坏, 孔隙度进一步下降。

二、次生孔隙类型与特征

据铸体薄片及扫描电镜, 将本区沙三段上部砂岩中孔隙划分为五种基本类型, 即粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、微孔和裂隙。上述孔隙常以伴生或复合的形式存在, 其特征是:

1. 粒间溶孔 由颗粒间填隙物及交代物溶蚀而成, 主要是碳酸盐胶结物及交代物的溶蚀。过度的溶蚀可形成长拉孔隙(图版Ⅰ-5), 它的特点是孔隙长度超过邻近最大

颗粒的长轴长度。粒间孔隙直径一般为10—100 μm ，其分布与原生孔隙有关。

2. 粒内溶孔 由长石、燧石、云母、生物介壳等颗粒内部遭受淋滤作用而形成（图版Ⅳ-6，Ⅰ-6），常呈“蜂窝状”，孔径一般为0.5—20 μm ，形成及分布与原生孔隙无关。

3. 铸模孔 长石、岩屑及生物介壳等全部溶蚀时，则形成铸模孔。当铸模孔与粒间溶孔复合时，可形成特大孔隙，其孔径超过邻近最大颗粒的粒径（图版Ⅰ-4）。

4. 微孔隙 主要指颗粒间自生粘土、自生石英、自生铁白云石等充填物之间的微孔隙，孔隙直径一般为<0.1—5 μm 。

5. 裂隙 包括颗粒内和岩石内裂隙，后者较重要，裂隙宽1—5 μm ，长100—300 μm ，常起连通其它孔隙的作用。另外在个别富粘土基质的粉砂岩样品中，见到一种由于粘土失水收缩而形成的收缩孔隙，它实际上是一种基质内裂隙（图版Ⅰ-6）。

在上述各类孔隙中，粒间溶孔、微孔隙和粒内溶孔数量最多、最重要，其它较次。

据压汞资料结合孔隙类型，可将本区沙三段上部砂岩储层分为三种主要类型（图4）。

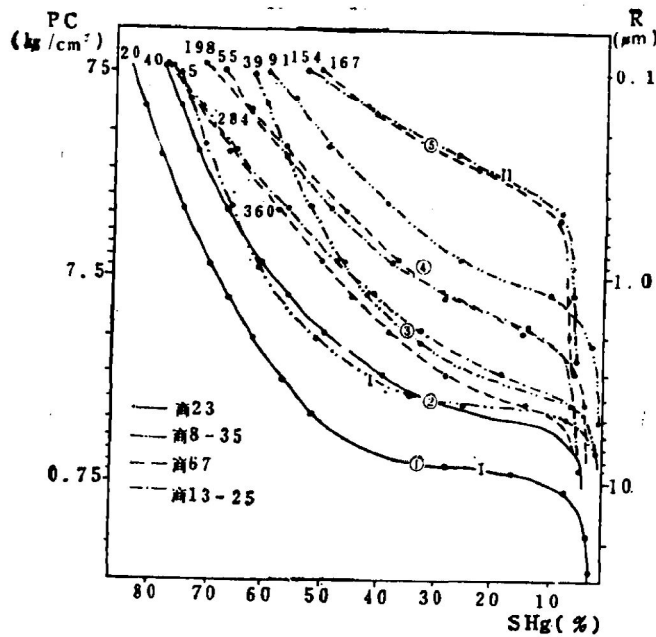


图4 临-商油田沙三段上部含油砂岩压汞曲线特征
(据刘坤华, 1985年, 修改)

第一类为粒度较粗、分选较好的粉砂-细砂岩（本区仅有少量中砂岩），成熟期溶蚀作用强，溶蚀孔隙发育，以粒间溶孔为主，孔隙连通性好，孔隙度及渗透率高。压汞曲线表现为第一类型（Ⅰ）——陡的粗歪度型。表明孔隙分选较好，喉道半径较大，孔隙结构好。这种砂岩储层主要分布在临九、临十三断块区、商一、二区。

第二类储层的压汞曲线表现为第二类型（Ⅱ）——缓的细歪度型。表明喉道半径小，孔隙结构分选差，物性差。该类储层又可进一步分为三种情况，一是粒度较细且粘

土基质含量高的细粉砂岩，受压实作用影响大，原生孔隙大部丧失，后期溶蚀又不发育，结果造成物性较差，如马寨地区大多是这类储层；二是曾发育过溶蚀孔隙，但被大量自生粘土、自生铁白云石等充填，造成以小孔隙或微孔隙为主，物性变差，如商三区的一部分砂层属此类；三是由于后期压实作用使溶蚀孔隙大量丧失，孔隙度及渗透率降低，如大芦家地区。

第一类储层孔隙结构好，物性好，产能也高，而第二类储层孔隙结构差，物性差，产能也低。二者单井日产量可相差10倍之多。

上述两类储层之间存在一系列过渡类型，近第一类者以粒间溶孔为主，近第二类者则以小孔隙或微孔隙为主。这些过渡储层在临盘、商河油田各区均有分布。

第一类储层主要受胶结-溶蚀作用控制，而第二类则主要受压实或自生矿物充填作用控制，不同的成岩作用造成不同类型储层，使其具有明显不同的孔隙结构和储集物性。

三、控制次生孔隙的主要因素

砂岩的次生孔隙直接受成岩作用控制，而成岩作用又受砂岩成分、结构、沉积构造、砂层厚度与连续性，以及与埋藏有关的地温、压力、埋藏时间、地下水活动及化学性质变化等诸因素的影响。砂岩的成分、结构主要与沉积环境有关；地温、埋藏时间、地下水活动等主要受构造活动控制，因此沉积环境和构造活动是控制次生孔隙发育的主要因素。近年来，国内外已有不少学者探讨此问题^[1,6,7]。

沉积环境与构造活动对次生孔隙发育的控制主要表现在以下几个方面。

1. 不同沉积环境的砂岩其次生孔隙特征明显不同

沉积相研究表明，沙三段上部沉积时，临邑和商西地区发育两个不同的三角洲体系。在临邑三角洲中，马寨地区主要为三角洲平原，而临九、临十三断块区及大芦家地区均位于三角洲前缘；商西三角洲中，商一区主要位于三角洲平原区，商二、三区位于三角洲前缘区。沙三段上部储层以分流河道和河口坝砂岩为主，次为漫滩、天然堤和远砂坝砂岩，这些形成于不同环境的砂岩，其次生孔隙特征也不同。

河口坝砂岩岩性较粗，一般为粗粉砂-细砂岩，分选好，富石英（60—70%）、岩屑较少（5—10%）、粘土基质少（±5%），常含少量生物介壳及表鲕，显示较高的成分与结构成熟度。这种砂岩受压实作用影响小，半成熟期碳酸盐胶结物发育（10—30%），有利于后期发育溶蚀孔隙。河口坝砂岩厚度较大（单砂层2—20 m），横向连续性好，层理发育，泥膜和泥夹层少，有利孔隙流体运移。因此，河口坝砂岩最易发育溶蚀孔隙而形成良好储集层，如临九断块区临41-3井第三砂组河口坝砂岩中孔隙度高达34%，渗透率达1050 mD，砂岩中以粒间溶孔为主。

分流河道砂岩的成熟度较河口坝砂岩低，长石、岩屑及黑云母含量较高，粘土基质较多（5—15%），碳酸盐胶结物较少（10—20%），砂岩的层厚达几十厘米到三、四米，泥膜及泥夹层增多，横向连续性变差。因而造成分流河道砂岩中溶蚀孔隙发育程度较河口坝砂岩低，且粒内溶孔占的比例加大（因长石、岩屑、云母等不稳定碎屑增多）。

如马寨地区临63井的分流河道砂中,孔隙度20—25%,渗透率100—500 mD。

河口坝和分流河道砂岩是临盘、商河油田的主力含油层和产层。

天然堤、分流间漫滩及远砂坝砂岩岩性细,绝大多数是细粉砂岩,富含原生粘土和黑云母,易受压实作用影响而使原生孔隙迅速丧失,再加砂层较薄(几十厘米到一、二米)及砂层间连通性差(往往与厚层泥岩互层),不利于孔隙流体的运移,不利于碳酸盐胶结作用进行(碳酸盐胶结物一般为1—3%)。这种类型砂岩中溶蚀孔隙不发育,主要为压实后保留下来的小孔隙和微孔隙,物性差。如临63井中天然堤及漫滩细粉砂岩的孔隙度仅10—13%,渗透率为1—3 mD。

临九、临十三断块区位于河口坝主体部位,储集砂岩中溶蚀孔隙发育,物性好,孔隙度一般为25—34%,平均28%,渗透率为50—800 mD,平均300 mD,单井日产量高,是临盘油田主力含油区和产油区;大芦家地区储层也以河口坝砂岩为主,但由于晚期压实作用使溶蚀孔隙大量丧失,孔隙度仅10—14%,渗透率为小于1到5 mD,单井日产量大大降低;马寨地区位于三角洲平原区,除少数分流河道砂岩储层外,大部分是天然堤、漫滩细粉砂,物性更差(孔隙度10—13%,渗透率1—3 mD),产能更低。商河油田中,商一区储层为沙三段上部第一、二砂组,属分流河道细砂岩,物性好,产能高;商二区储层以一、二砂组为主,属河口坝砂岩,储集物性比商一区更好,尤其是第一砂组的第2—4小层是少有的高渗油层,由细-中砂岩组成,单层厚平均4.8 m,横向分布广,渗透率高达3000 mD;商三区储层以第三、四砂组为主,多为河口坝砂岩,但岩性较商一、二区为细,且发育自生粘土(5—15%)以及自生铁白云石(5—30%),砂岩以微孔隙为主,形成低渗油层,平均渗透率仅20.5 mD。商一、二区砂岩中自生粘土和铁白云石相对不发育。

2. 不同构造部位的砂岩次生孔隙发育程度不同

构造部位不同则构造活动的性质和强度也不同,而构造活动的性质及强度直接控制下沉速率、断裂发育程度、火山活动及地下水活动等,上述受构造活动控制的诸因素均影响砂岩的埋藏成岩作用和次生孔隙的发育。临邑断裂为继承性基底断裂,导致该区地温梯度较高(2.4—3.5℃/100m)。受高地温梯度影响,本区沙三段上部砂岩在1700 m左右就进入成熟阶段,并持续到3200 m以上(从临50井在3450 m处油层孔隙度仍有14—18%推断,溶蚀作用带至少可延伸到3500 m以上),从而加大了次生孔隙发育带。应当指出的是,深部砂岩中是否存在有效的储集孔隙空间,主要取决于次生孔隙发育程度和保存条件,而非埋藏深度。不同盆地或同一盆地中不同部位同一深度砂岩的物性可变化性很大,如美国墨西哥湾盆地华盛顿油田中,位于6540 m处的砂岩油层孔隙度仍在25%以上,其原因是深部砂岩中发育次生孔隙,且由于存在区域性膏盐盖层而形成的深部异常高压,使深部砂岩孔隙免受压实作用的破坏。

临盘-商河油田内断层十分发育,为地下流体运移(尤其是垂向运移)提供通道。临南洼陷中主要生油层系为沙河街组中、下部,它们优先进入有机质成熟阶段,形成大量富有机酸和CO₂气的酸性流体,酸性流体可在上覆地压作用下沿断层向上运移到沙三段上部砂层中,使其发育溶蚀孔隙。关于这种与深部酸性流体的垂向运移有关的溶蚀机理国外已有报道^[4]。临邑主断裂附近井中水样矿化度比远离断层井中水样矿化度高2—3

倍，这正是由于较深部高矿化度水向上运移所致，同时表明深部流体向上运移是完全可能的。

临盘-商河油田内不同构造部位，其次生孔隙发育和保存程度也不同。临九、临十三断块区临近临邑主断裂，地下水活跃，次生孔隙发育，再加埋藏较浅（2000—2500m），保存条件好，形成良好的储油层；大芦家地区同样邻近临邑断裂，砂层中曾发育次生孔隙，但由于埋深较大（2800—3500m），又缺乏层内高压，保存条件不好，结果使次生孔隙在压实作用下大量丧失，未能形成良好储油层。商一、二区位于较高构造部位，埋藏较浅（1700—2000m），早期方解石胶结物含量较高，受压实作用影响小，后期溶蚀孔发育，且自生粘土和铁白云石不发育，故形成物性较好的储层；商三区埋深较大（1900—2500m），且发育大量自生粘土和铁白云石，使油层物性变差。

本区砂岩中石英次生加大明显受火山活动影响。商河油田的石英加大比临盘油田强；而在商河油田内，从商三区向商二、商一区石英加大依次减弱。这是因为沙三段上部到沙二段时期，商河油田是火山活动区，多次发生水下喷发，而商三区是火山活动最强、火山岩最多的地区。

四、结 论

1. 临盘-商河油田沙三段上部砂岩随埋深增加经历了未成熟期、半成熟期、成熟期三个阶段，各阶段具有不同的成岩作用及孔隙特征。成熟期是发育次生孔隙的主要时期。

2. 次生孔隙是本区砂岩的主要储集空间，它包括粒间溶孔、粒内溶孔、微孔隙、铸模孔、裂隙等五种基本类型。

3. 识别溶蚀作用的证据或标志包括：不均匀斑状或条带状含油；孔隙大小不一，不均匀分布；残余胶结物及不均匀胶结；孔隙及颗粒边缘不规则；粒内溶孔及溶蚀残骸；拉长孔隙与特大孔隙等。

4. 溶蚀的原因可能主要与有机质成熟过程中产生的富含有机酸及CO₂气的酸性地下水活动有关，但不排除存在其它机理的可能性。

5. 砂岩次生孔隙的发育和保存明显受沉积环境和构造活动控制。形成于不同沉积环境或位于不同构造部位的砂岩，其次生孔隙特征和储集性明显不同。

在此项工作中，我室孙国忠师傅帮助磨制薄片；石油工业部勘探开发科学研究院分析中心帮助做了扫描电镜、阴极发光等项分析；临盘油田地质所提供了有关物性及压汞资料；另外还参阅了胜利油田地质科学研究院周自力、刘坤华等同志的资料，在此一并表示衷心感谢。

参 考 文 献

- [1] Schmidt, V. and McDonald, D.A., AAPG Continuing Education Course Note Series, No. 12.
- [2] F.J. 佩蒂庄等著, 1972, 砂和砂岩, 李汉瑜译, 1977, 科学出版社.
- [3] 邓康龄, 1985, 石油与天然气地质, 第6卷, 第3期.
- [4] Porter, K.W. and Weimer, R.J., 1982, AAPG, Bull., V. 66, No. 12.
- [5] Wilson, M. D. and Pittman, E. D., 1977, J. Sed. Petrol., V. 47, No. 1.
- [6] 朱国华, 1982, 石油与天然气地质, 第3卷, 第3期.

THE DIAGENESIS AND SECONDARY PORE FEATURE OF SANDSTONE OF THE THIRD MEMBER OF SHAHEJIE FORMATION, LINPAN AND SHANGHE OIL FIELDS

Zheng Qing Xin Quanlin
(East China Petroleum College)

Abstract

The sandstone diagenesis and pore evolution of the third member (upper part) of the Shahejie Formation in Linpan and Shanghe Oil Fields have been studied in this paper on the basis of observation and analysis of cores, thin sections, casting slices, SEM, X-ray diffraction and cathodoluminescence. The study shows that the sandstone of the third member of the Shahejie Formation have undergone immature stage, semimature stage and mature stage. The diagenesis and pore feature of different stages are obviously different, and the mature stage is the phase of maximum development of secondary porosity. The secondary pores in this area involve five basic types, such as intergranular pores, intragranular pores, microporosity, moldic pores and fractures. They have become the most important reservoir spaces.

The development of the secondary pore is mainly controlled by the provenance, depositional environment and tectonic movement.

第四届石油地质情报交流会在屯溪召开

第四届全国石油地质勘探情报调研成果交流会议, 于1987年10月25—30日在安徽省屯溪市召开。代表来自石油工业部、地质矿产部、高等院校、地质研究所和编辑出版单位, 计约88人。特邀石油工业部顾问余萍、四川石油管理局高级工程师司徒愈旺和中国地质大学北京研究生院陈发景教授莅会指导。

大会共收到情报调研论文35篇。主要以张性盆地的成因类型、形成机制和碳酸盐岩的油气地质特征为中心, 并涉及到石油地质领域的一些其它边缘学科。

这次会议宣读的大多数论文, 是根据国内石油勘探实践提出的一些关键问题和重要理论原则问题, 进行广泛深入调研而提出的, 不仅提供了丰富的国外技术情报信息, 而且交流了国内技术情报成果, 对于开阔视野、指导生产有一定的作用, 引起与会代表的浓厚兴趣和有关方面的重视。

会议还传达了石油工业部全国油气勘探工作会议的精神和讨论了情报研究计划, 确定以总结我国张性断陷盆地模式和调研天然气资源潜力、分布状况及陆相盆地的气资源等问题为下一届会议的主要交流内容。

(曹华龄)