

双河油田核桃园组三段储层孔隙结构特征

邸世祥 吴 频 李建武

(西北大学地质系)

早第三纪早期, 由于基岩块断下沉, 泌阳凹陷开始形成, 接受了一套厚约 8000 米的巨厚沉积。下第三系核桃园组第三段就是其中一个最主要的生、储油岩系(简称核三段)。本文根据该凹陷的主力油田之一——双河油田 106 块储层岩样的压汞实验、铸体薄片观测及少数样品的电镜扫描成果, 并参考前人有关资料, 对孔隙结构特征及其成因作一初步探讨。

一、孔隙结构特征

早第三纪, 泌阳凹陷主要沉积了一套湖相地层。靠近南缘弧形大断层一带, 由于下降幅度大, 凹陷深, 主要是深湖相沉积; 向北下降幅度变小, 形成逐渐抬高的斜坡带, 主要为浅湖相地层。凹陷边缘沉积了三角洲、水下冲积扇等各类砂岩体。

双河油田位于凹陷南缘双河水下冲积扇砂岩体上, 即其扇中和扇中与扇端的过渡带。砂岩体平面呈扇形, 随时代更新, 扇体面积由大到小; 剖面上呈楔形, 由南而北逐渐变薄, 并直接插入深湖相及浅湖相细粒岩层之中(图1)。

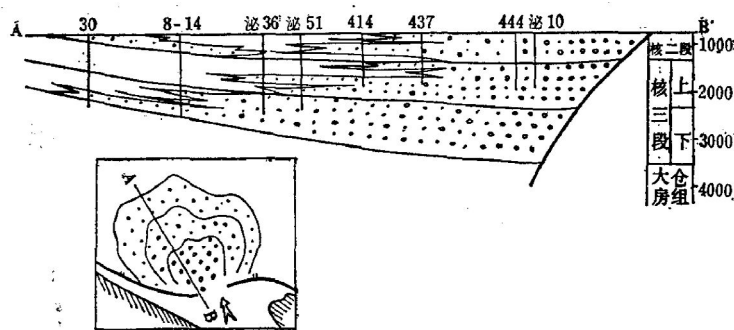


图1 双河水下冲积扇示意图 (据李纯菊等, 1980)

核三段是双河水下冲积扇砂岩体的主要组成部分。在双河油田范围内, 主要是厚层块状砂砾岩、砂岩与灰色泥岩、页岩、油页岩间互层。向北过渡为以深灰色、灰绿色泥岩为主的一套深湖相生油岩系; 向南几乎全变为以砾岩和砾状砂岩为主的一套粗碎屑岩沉积。

(一) 基本类型

我们曾根据孔隙分布状况, 将孔隙分为粒间、粒内、胶结物(包括杂基在内)及裂

缝等四种基本类型。但上述各类孔隙在一定条件下，都能因溶蚀作用被改变成溶蚀孔隙（图版 I-1）。因而作者认为按照 E.D.皮特曼（Pittman, 1979）的意见^[1]，把溶蚀孔隙作为一种基本孔隙类型是有必要的。皮特曼分类中还划分出微孔隙，其概念不太清楚，因为它实际上还包含了细小的粒间孔隙和溶蚀孔隙。另外，在实际工作中去区分和测定这种微孔隙也比较困难。由于这种微孔隙大量包含在胶结物（包括杂基）中，在岩石中除了粒间和溶蚀孔隙外，比较普遍的就属包含在胶结物中的孔隙，即胶结物孔隙。根据以上情况，作者认为孔隙的基本类型应为粒间、溶蚀及胶结物孔隙三大类，其它只能是次要类型。

以上三类基本孔隙，若分别放在三角形的三个顶点，便构成了类似皮特曼的一个孔隙结构（总貌）三端元图（图2）。显然在这个图中，以胶结物孔隙为主的样品，应处在三角形左端点附近，其特点是孔径及渗透率都比较小，束缚水含量比较大。以粒间及溶蚀孔隙为主的样品，常处在另外两个端点及其之间的地区，它们的渗透率和孔径一般都比较较大。

需要指出：这里所说的粒间孔隙是指颗粒之间基本未被溶蚀扩大的原生孔隙。这类孔隙分布比较均匀，薄片多呈三角形或不规则多边形，个体一般不大于颗粒本身，常以分散状存在，由比较狭窄的喉道连通。在双河油田核三段中这种孔隙最常见，在每个样品中，几乎都大量存在（图版 I-2）。

溶蚀孔隙在本区核三段中也比较常见，特别是在砾状砂岩及粗砂岩中更甚。孔隙个体较大，常跨越粒缘呈长条状，直径大于颗粒直径，甚至包围了一个或几个颗粒。分布不太均匀，喉道比较大，孔隙边缘常成不规则港湾状（图版 I-3—7）。有些颗粒周边，甚至见颗粒的一部或整体被碳酸盐矿物交代的现象（图版 I-8，图版 II-1）。一些在粒内和裂缝孔隙基础上发育起来的溶蚀孔隙，常成串珠状及蜂窝状块体（图版 II-2,3）。

胶结物孔隙是指胶结物和杂基本身所具有的孔隙，大都是小孔隙，受胶结物和杂基分布的限制，常以密集形式存在于岩石中。在核三段中这种孔隙含量比粒间及溶蚀孔隙要少，主要为自生高岭石晶体间的细小孔隙（图版 II-4）。

在核三段中也可以看到少量未受溶蚀的缝状粒内孔隙，它们主要是由云母片理及长石解理所形成（图版 II-5,6）。

（二）孔隙结构分级

孔隙结构级别反映着各类孔隙（包括喉道孔隙在内）的搭配情况，即孔隙发育的总貌，决定着储油性能的好坏。但由于采用资料多少及划分标准的差别，级别划分往往因人而异。本文主要根据双河油田核三段及陕北三叠系延长统储集层所获样品的试验资料，并参考了少量鄂尔多斯盆地侏罗系、华北盆地第三系及松辽盆地白垩系储集层样品的分析数据，将孔隙结构级别大致分为四级。由于分级中发现排替压力（Pd）与渗透率

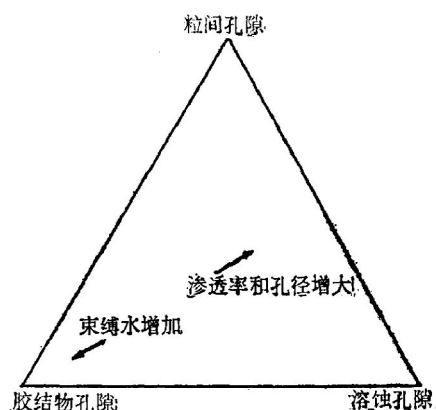


图2 孔隙结构（总貌）三端元图
（据皮特曼，1979，修改）

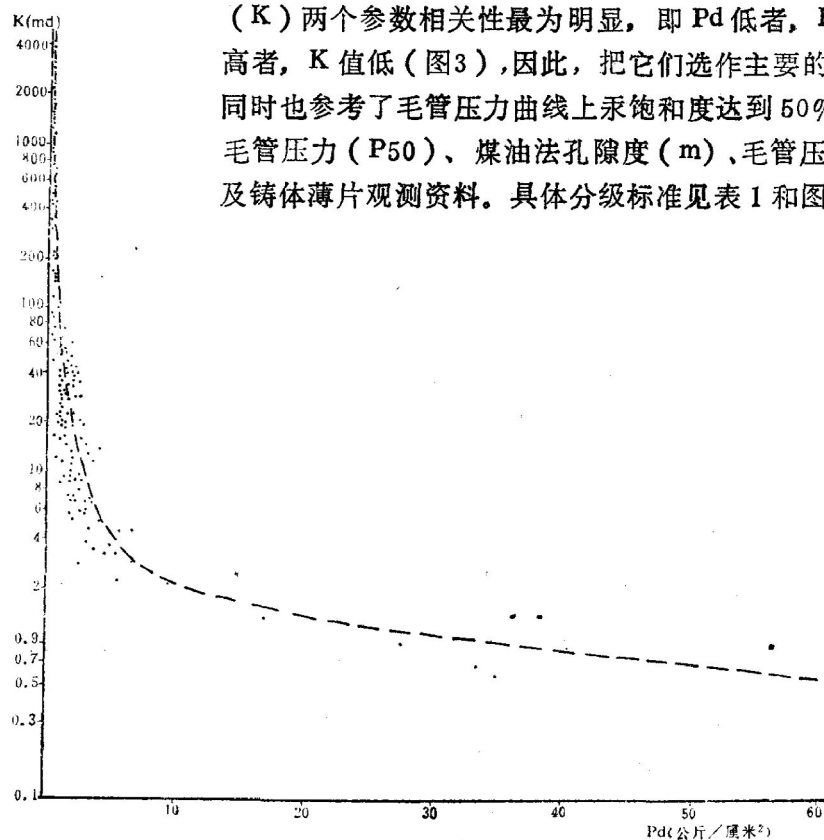


图3 K与Pd关系曲线

表1 孔隙结构级别划分标准

级 别		压 汞 资 料			常 规 物 性 资 料		铸 体 薄 片 资 料
		Pd	P50	毛管压力 曲线形态	K (md)	m (%)	
I	Ia	<0.5	<1.0	分 选 好 粗 歪 度	>500	20—30	以砾状砂岩及粗砂岩为主, 胶结物含量低, 主要为泥质, 以溶蚀孔隙及粒间孔隙为主, 孔径一般0.1—0.25毫米, 最大0.4毫米, 连通性好
	Ib	<1.0	<3.0	分选较好 略粗歪度	100—500	17—22	以中粗砂岩为主, 胶结物含量低, 主要为泥质, 以粒间孔隙和溶蚀孔隙为主, 孔径稍小, 一般0.05—0.10毫米, 最大0.3毫米, 连通性好
II		1—3	3—10	分选较差 略细歪度	10—100	12—21	中细砂岩为主, 胶结物含量较高, 仍主要为泥质, 粒间孔占优势, 少量溶蚀孔隙及胶结物孔隙, 孔径一般0.008—0.05毫米, 最大0.15毫米, 连通性较好
III		3—10	10—80	分 选 差 略细歪度	2—10	10—18	细砂岩为主, 胶结物含量高, 除泥质外, 尚有一定量钙质, 主要为胶结物孔隙, 少量粒间孔隙, 孔径一般0.005—0.008毫米, 最大0.1毫米, 连通性差
IV		>10	>80	分 选 差 细 歪 度	<2	<10	以粉细砂岩为主, 胶结物含量高, 且常为钙质, 基本无孔隙或只有少量胶结物孔隙, 孔径一般小于0.005毫米, 基本不连通

从双河油田核三段储集层106块样品的具体级别来看,属Ia级者占总样品数的47.2%,Ib级者占29.2%,Ⅱ级的占17%,I—Ⅱ的过渡类型占6.6%。Ia+Ib级样品已超过总样品数的2/3,这就清楚地表明,本区核三段储集层的孔隙结构是相当好的。双河油田核三段储集层的油气比较富集,其条件之一,无疑与其孔隙结构的优越有密切联系。

二、次生溶蚀孔隙成因

1.快速堆积及早期钙质充填胶结,造成岩层压实程度不高,有利于后期溶蚀作用的进行

泌阳凹陷在早第三纪时,下沉幅度很大,特别是双河油田所在的南缘更是如此,这就必然使盆地与物源区形成明显的高差,由陆源进入湖盆的碎屑物质,在重力作用下,以比较快的速度堆积。据南阳油田汪义先等的研究(1979),这套以浊流相为主的地层,其沉积速度是世界上少有的(239米/百万年),成熟度是比较低的。我们的观测资料证实这种看法是正确的,主要表现在两方面:一是岩石含有较多的长石和岩屑,大都属长石石英砂岩,

甚至是长石岩屑砂岩,分选不好,磨圆度也比较差;二是矿物成熟度也不高,如所含长石一般都比较粗大,有的颗粒直径可达1.5毫米,表面比较干净,风化所成的自生高岭石也比较少(图版Ⅱ-7)。所含石英一般比较干净,次生加大现象很少,显然应与快速沉积,压实程度不高,没有或很少发生压溶作用有关。所含云母不仅数量多,而且一般都以平直形态产出,基本不存在弯曲揉皱现象,若不是压实程度不高,也是难以解释的(图版Ⅱ-8)。

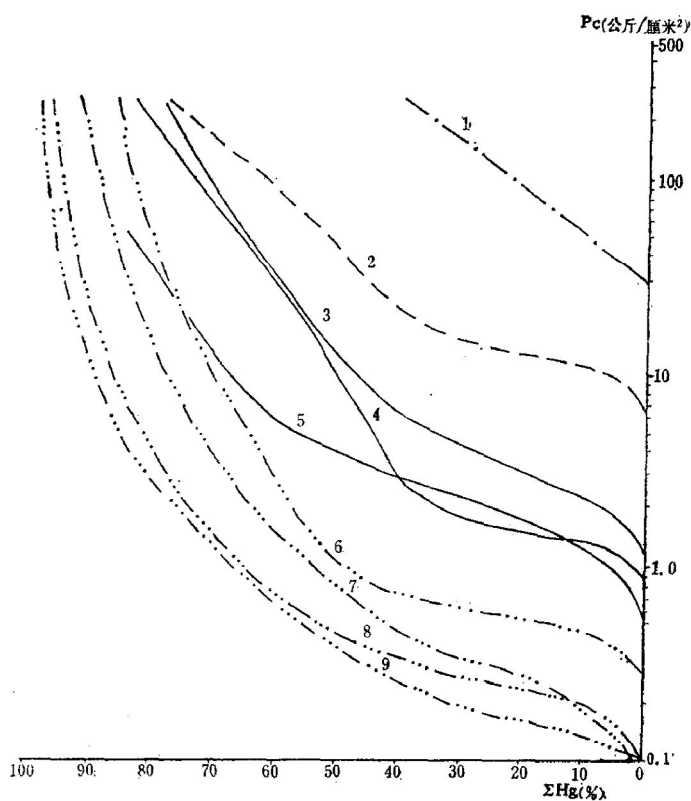


图4 不同孔隙结构级别砂岩的毛管压力曲线特征

图中曲线编号代表以下样品

序号	样号	时代	级别	m (%)	K (md)
1	太8-51	T ₃ y	Ⅳ	3.48	<0.01
2	太8-90	T ₃ y	Ⅲ	15.07	2.19
3	太6-73	T ₃ y	Ⅱ	17.95	42.1
4	太2-50	T ₃ y	Ⅱ	19.43	90.9
5	双12-14	Eh	Ⅱ	12.2	12.4
	-2-27 ²⁰ ₃₆				
6	中J31	K ₁ y	I	30.5	2775
7*	岭9	J ₁ y	I	19.1	798
8	B11 ¹² -12 ¹² ₄₅	Eh	I	22.84	1563
9	胜坨3-3-52-31	Es	I	22.6	6600

* 压汞资料分别由严衡文、曲志浩同志提供。

造成核三段储集层压实程度不高,成熟度较低的原因,除快速沉积等条件外,沉积之后钙质早期充填胶结也可能是一个重要因素。否则在以后漫长的地质岁月中,随着埋深加大,也会导致较高的压实程度,但实际情况并非如此。这种早期钙质充填胶结,虽然由于以后的溶蚀,目前已不能明显地看到,但从溶蚀孔隙的大量存在,一些孔隙中残留着少量钙质及颗粒的局部边缘,甚至整个颗粒被碳酸盐矿物所交代的现象,均可得到证明。正是由于这种早期钙质充填胶结,使原生孔隙骨架得以保持,并为后期大量次生孔隙的产生创造了有利条件。

2. 生、储油层间互交错共处成油深度,为形成大量次生孔隙提供了方便条件

砂岩中的次生孔隙,主要是由其中的碳酸盐矿物(早期钙质充填胶结物)及长石等颗粒溶蚀所成。施米特和麦克唐纳认为这种次生孔隙的产生,主要是由生油层所含有机质,在热成熟过程中产生的和直接来自大气的 CO_2 溶解于水而形成碳酸,进而去溶蚀相邻储集层所成^[2]。从这个观点出发,显然要形成这种次生孔隙,就必须具备两个条件,一是能产生大量 CO_2 ,二是有比较多的水体存在。对泌阳凹陷核三段来说,这两个条件都能得到满足。

关于 CO_2 的来源,真柄钦次指出^[3],Ⅱ型干酪根在热演化过程中,既可产出比较多的烃类,又可产出比较多的 CO_2 。据南阳油田地质资料,泌阳凹陷核三段生油层主要是混合型,并已达到了成熟阶段。因此,不论对烃类生成或提供大量 CO_2 都将是非常有利的。

关于有无水体存在的问题,从本区泥岩声波时差-深度曲线上欠压实及急速压实带的出现^[4],不仅说明生油层中可能存在水体,而且由于异常压力的作用,还可能使其与 CO_2 溶解后一起向相邻储集层中排替。

M. C. Powers (1967), J. F. Burst (1969)等指出,在蒙脱石向伊利石转化过程中,可以提供较多水^[5]。据南阳油田1979年对核三段部分油层粘土矿物组成的分析得知,蒙脱石含量普遍很低(包括绿泥石在内的含量一般小于10%,最高的Ⅱ油组也仅11%),而伊利石含量都比较高(34—49%)。这可能意味着在该深度段,蒙脱石已大量转化为伊利石。果真这样,则必然会提供较多水体去溶解 CO_2 ,进而去溶蚀相邻储层中的碳酸盐矿物和长石等。

另外,次生孔隙的产生,与储集层本身的岩石结构也有密切关系。如前所述,在比较粗的岩石中,这种次生孔隙一般比较发育。这很可能与其在压实过程中,由于早期钙质充填胶结时,相对于细粒岩石保留了较大的原始孔隙骨架,致使流体流动及溶蚀作用更容易进行。

综上所述,可以得出以下几点认识:

(1) 实际资料说明,把砂岩的孔隙基本类型划为粒间、溶蚀及胶结物孔隙三类似乎更为恰当。本区核三段储集层主要是前两类,后一类则比较少见。

(2) 综合压汞试验、铸体薄片观测等资料,可以把砂岩的孔隙结构级别划分为四级。核三段储集层2/3以上的样品属Ⅰ级。其孔隙结构是相当好的。

(3) 次生溶蚀孔隙的大量存在,对改善核三段储集层的储油物性起了重要作用。它的形成,既与其快速堆积和早期钙质胶结压实程度不高,成熟度较低有关,又与其共生

油层间互交错,较长时期共处于成油深度范围有关,也与其本身具有比较粗的结构有关。

(4) 砂岩次生溶蚀孔隙的分布具有一定规律,其发育带往往与成油深度带一致。

收集资料过程中,曾得到南阳油田地质勘探开发研究所许多同志的协助。文中照片是袁雪琴同志帮助加印的。在此一并致谢。

(收稿日期 1983年7月21日)

主要参考文献

- [1] Pittman, E.D., 1979, 砂岩储集层的孔隙、成岩作用和生产能力。杨宝星译, 1981, 国外地质, 第1期。
- [2] Schmidt, V. & McDonald, D.A., 1979, Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagenesis, AAPG, continuing education course note series 12.
- [3] Magara, K., 1981, Fluid dynamics for cap-rock formation in gulf coast, AAPG, Vol. 65, No. 7
- [4] 陈荷立等, 1981, 试论泥岩压实作用与油气初次运移, 石油与天然气地质, 第2卷, 第2期。
- [5] 邸世祥, 1980, 油气初次运移研究现状, 石油勘探与开发, 第4期。

PORE STRUCTURE AND ITS ORIGIN IN THE THIRD MEMBER OF HETAOYUAN FORMATION IN SHUANGHE OILFIELD

Di Shixiang Wu Pin Li Jianwu

(Department of Geology, Northwest University)

Abstract

The 3rd Member of Hetaoyuan Fm constituting the reservoir of the Shuanghe Oilfield in the Biyang depression is represented by coarse clastics from rapid deposition. Pore spaces developed here are mainly of intergranular and corrosive types, and porosity in matrix is rare. There are four grades of pore space, from good to bad, as defined in this paper. However, majority of these pore spaces is of the good ones. The pore structure of reservoir is clearly improved due to the extensive development of secondary corrosive pore spaces.

The development of secondary porosity is related both to rapid accumulation, poor maturity and lower compaction caused by earlier calcareous infilling and subsequent cementation, and to the generation of water and carbon dioxide in source rocks during formation of hydrocarbons. These source rocks being coexisted and interfingering with reservoirs contain mainly transitional types of kerogen within a depth favourable to oil and gas generation, so the water and carbon dioxide generated inevitably would react with the early infilled carbonates and other minerals in adjacent reservoir rocks resulting in greater amount of

secondary porosity. The development of the secondary porosity might also related to the structure of coarse grained rocks of the reservoir proper.

中原油田外围普查有新进展

中原油田外围普查最近又有新的发现。前已查明,中原油田的主要油气藏均赋存于凹陷中央背斜构造带的各背斜或断块构造上。凹陷两侧除在东缘聊兰断层下降盘发现了具逆牵引构造性质的白庙气田外,近来地矿部华北石油地质局又在西侧胡状集-庆祖集断阶带张河沟断块构造上施工的开37井钻遇了埋藏浅、厚度较大并集中,储油物性较好的油层,经继续钻探控制的含油范围又有扩大,从而在油田外围找到了一种新类型的油藏。

开37井钻遇的油层位于下第三系沙河街组三段,于井深1709.0—2041.8米井段内共见油层19层。油层较集中于上部约100米的层段内,含油层砂岩粒度较粗,结构疏松,孔隙度为20—26%,渗透率均在100毫达西以上。采用气举求产方式进行分层测试,分层产量总和可达50吨/日。原油比重 d_{4}^{20} 0.9081—0.9370,粘度 $V_{50}=123.58—223.74$ 厘泊,含气少,油层压力较低。除开37井外,在构造不同部位的几口井亦在相同层位见到了厚度不等的油层,说明具有一定面积的含油范围。

张河沟构造位于胡状集-庆祖集断阶带的北部,此断阶带上缺失沙二段到东营组,沙三一沙四段原始沉积时即为东倾的单斜,其沉积自老到新受控于由西向东依次发育的一系列北北东向同生断层,从而构成了与整个断阶带延展方向一致的几个高低断阶,并且横断层又将其切割成若干断块。张河沟构造即处于中台阶的近半背斜式的断块内,西侧为顺向东掉断层所断切,南、北两翼下倾圈闭。

根据地层岩性组合和岩芯的微观分析,认为断阶带北部沙三段沉积时的面貌应属湖盆边缘水下冲积扇与浅湖—滨湖交替的环境,为具块状层理和正韵律递变层理的砂砾岩、含砾砂岩、砂岩与深灰、灰黑色泥岩、泥灰岩互层,水下冲积扇的砂体成为油气的良好储集层。冲积扇分布于同生断层的前缘,恰好是张河沟构造部位的沙三段,在纵向上叠合着一套大小和形状不同的并具有一定厚度和面积的冲积扇群,它们的存在为油气聚集提供了有利的储集条件。另一重要的条件是沙三段是东明凹陷的主要生油层段,断阶带东侧持续发育的海通集次凹形成油气的侧向运移,又为油藏形成提供了充足的油源。

以开37井为代表的张河沟油藏应属于发育于断阶带上的断块构造和水下冲积扇砂体复合的圈闭类型。

(周济之 陈晓东)