

吐哈盆地中侏罗统储层成岩作用 及其油气勘探意义

郭一华

(勘探系)

摘要 应用岩石薄片、铸体薄片、x 衍射和扫描电镜等分析资料,着重探讨吐哈盆地中侏罗统储层成岩作用及其孔隙演化,研究表明:压实作用强烈是造成储层为低孔渗性的基本原因,胶结作用受渗滤-扩散机理和热驱对流机理控制,并可形成一种成岩圈闭。

主题词 储集层;成岩作用;孔隙演化;成岩圈闭

中图法分类号 TE112.115

概 述

吐哈盆地是新疆三大含油气盆地之一,在“发展西部”的勘探战略中具有重要地位。在一个比较大的范围内,探明和控制了一批可观的石油地质储量。吐哈盆地是一个以中新世为主体的内陆沉积盆地,在前二叠系褶皱基底之上沉积了厚达 9000 米以上的二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系和第四系地层。盆地内主要发育侏罗系、三叠系和二叠系等三大套生油和储油岩系。其中以辫状河三角洲相和湖沼相沉积为主的侏罗系生、储条件最为有利,为目前勘探的主要目的层。

1 成岩作用

吐哈盆地中侏罗统为一套陆源碎屑岩地层。岩石类型有砾岩、砂岩、粉砂岩和泥质岩。吐哈盆地中侏罗统储层经历了多种成岩变化(表 1),这些成岩作用对碎屑岩储集层的物性影响很大。根据成岩作用与孔隙度的关系可将成岩作用分为降低孔隙度成岩作用和增加孔隙度成岩作用。

降低孔隙度成岩作用以压实作用为最突出,胶结作用是降低孔隙度最关键的成岩作用,特别是碳酸盐胶结物。常见的碳酸盐胶结物有两种,一种是微晶方解石,另一种是亮晶方解石,后者可呈粒状,也可呈连晶。它们主要产于砂层顶、底部,形成所谓“钙帽”、“钙底”,构成储层顶底致密钙化带,其胶结物主要是连晶方解石,这种分布特征可用渗滤-扩散^{[1],[2]}机理来解释:即对砂岩泥岩间互的层系,当流体因压实作用由砂岩(层)进入泥岩时,由于泥岩具有渗透性质,在一定压差下,淡水可向上渗出,溶解盐类则被阻滞在粘土膜下,常见的阳离子中, Ca^{2+} 是最容易被粘土膜阻滞的,随渗滤的进行。 Ca^{2+} 就富集于泥岩之下的砂层顶部并与 CO_3^{2-} 结合形成“钙帽”。相反,当流体由泥岩进入砂岩层时,由于孔隙水中的离子由

细粒沉积物向粗粒沉积物中的扩散作用, Ca^{2+} 等半径较大的离子浓集砂层底部, 形成“钙底”。因此, 碳酸盐胶结物加剧了储层非均质性, 甚至成致密层。

表 1 成岩作用类型

成岩作用类型		主要成岩变化	对孔隙度的影响
压实作用		碎屑颗粒重新组列、紧密化, 刚性颗粒碎裂, 塑性颗粒变形、甚至压入孔隙假杂基化, 孔隙空间减少, 密度增大。	降 低 孔 隙 度
压溶作用		碎屑颗粒之间呈凹凸和缝合线接触, 少数碎屑颗粒呈焊接接触	
胶 结 作 用	自生粘土	高岭石、绿泥石、伊利石、伊蒙混层粘土	孔 隙 度
	碳酸盐	微晶方解石、粒状亮晶方解石和连晶方解石	
	硅质	粒间孔隙充填自生石英, 少量次生加大石英	
碎屑颗粒的蚀变		云母、长石、喷出岩屑及凝灰岩屑向粘土矿物转化。	增 加 孔 隙 度
溶蚀作用		溶蚀长石、喷出岩屑、凝灰岩屑等碎屑, 溶蚀胶结物少	
应变新生变形		方解石形成滑动双晶	影 响 小
交代作用		碳酸盐化、钠长石化黄铁矿化	

粘土矿物胶结物对孔隙度的影响不及碳酸盐矿物。由于伊利石呈颗粒包膜产出, 故它对岩石渗透率的影响比其它粘土矿物为大。

硅质胶结物有自生石英和次生加大石英等两种, 自生石英发育充填粒间孔中, 常与绿泥石伴生, 亦有充填喉道中。次生加大石英多属 Ⅱ 级, 不发育。

增加孔隙度成岩作用: 溶蚀作用是增加孔隙度的主要成岩作用, 它对次生孔隙形成起着决定性作用, 对本统储层物性有很大影响。

成岩阶段划分: 根据石油总公司(1989)成岩作用研讨会的成岩阶段划分的统一标准, 将吐哈盆地某井中侏罗统储层成岩进行划分

综合各种标志, 该井七克台组属早成岩期 B 亚期, 三间房组和西山窑组属晚成岩期 A 亚期。

早成岩期 A 亚期: 主要成岩作用是压实作用, 并延续至 B 亚期, 乃至晚成岩期 A 亚期还有不稳定组分的蚀变作用, 伊利石和绿泥石沿颗粒呈薄膜状产出, 可有蒙皂石, 黄铁矿呈莓状, 颗粒接触关系为点接触, 孔隙类型为原生孔。

早成岩期 B 亚期: 压实作用的同时或稍后, 砂岩层内胶结物数量少, 孔渗条件尚好, 此时, 因压实等动力孔隙水在地层流动较充分, 成岩环境处于碱性条件, 利于 CaCO_3 沉淀, 在砂岩层顶部由渗滤机理形成“钙帽”, 在砂岩层底部由扩散机理^{[1][2]}生成“钙底”, 主要是连晶方解石富集。在砂岩层中部方解石含量低或无。压溶作用微弱, 开始出现次生加大石英, 仅属 Ⅱ 级, 粘土矿物主要为无序伊蒙混层粘土。颗粒接触关系为点、线接触。B 亚期末, 近于深埋藏成岩环境, 由于有机质熟化和粘土矿物转化产生的酸性流体的溶蚀作用, 溶蚀作用一方面形成了较多次生孔, 另一方面又提供了较丰富的钙、硅、镁、铁等离子, 这时主要由温

度或压力等因素使孔隙水在砂岩层内产生热对流(即热驱对流机理)^[3],溶解习性不同的矿物随对流的进行分别在储层的不同部位发生溶解或沉淀,正向溶解性的石英和粘土矿物富集在砂岩层的中、上部,而逆向溶解性的碳酸盐和含铁碳酸矿物则多集中在砂岩层的下部。此期,颗粒接触关系以点、线接触为主,孔隙类型以原生孔隙为主(包括压实缩小原生粒间孔和充填缩小原生粒间孔),亦有次生孔隙。

晚成岩期 A 亚期,即进入深埋成岩环境,随着有机质热演化的成熟,酸性隙间水增加,溶蚀作用增强,自生矿物继续不断生成,粘土矿物转化,即无序伊蒙混层粘土已转化为有序伊蒙混层粘土,蒙皂石和伊蒙混层粘土向伊利石或绿泥石转化,绿泥石常与自生石英伴生,伊利石常与绿泥石共生。碳酸盐矿物为连晶方解石,由于应变新生变形作用使连晶方解石产生了滑动双晶,个别长石出现了钠长石化,这些成岩矿物和成岩特征都是晚成岩期的成岩标志。由于溶蚀作用的继续进行,产生了一定量的次生孔隙,因此,孔隙类型为混合型孔隙。颗粒接触关系以线、凹凸接触为主。

2 空隙演化特征

吐哈盆地自中侏罗世沉积物沉积之后即开始被埋藏并转化为沉积岩,直至今日的整个过程,就是该地区中侏罗世沉积物的埋藏史,即成岩史,也就是空隙演化史。

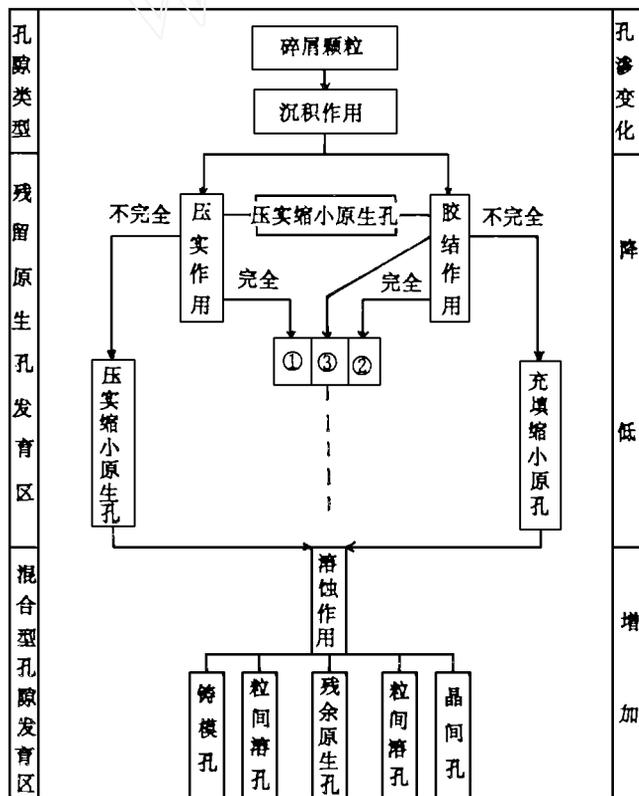


图 1 成岩作用与孔隙演化模式图

原生孔隙:包括压实缩小的原生粒间孔和充填缩小的原生粒间孔两类。前者为机械压实作用后保存下来的原生粒间孔,其形态较规则,一般呈三角形、四边形及多边形,孔壁园滑,是主要储集空间之一;后者为自生矿物的充填作用而使原生粒间孔缩小的孔隙,其形态规则呈不规则,孔壁可直可曲,也是主要储集空间之一。

次生孔隙:包括粒间溶孔、粒内溶孔、晶间孔、铸模孔、特大孔及伸长孔等。粒间溶孔亦是主要储集空间之一。粒内溶孔、数量较多,但孔径小,大多为微孔级,对储集意义不大。晶间孔,为高岑石晶间孔,孔隙细微,属微孔级,亦对储集意义不大。其它的次生孔少见。

总的说来,储层即有原生孔隙、又有次生孔隙,二者大致相当。面孔率低、细孔占绝大多数。

按喉道形态有五种类型,即包括缩颈喉道、点状喉道、片状喉道、弯片状喉道和管束状喉道。相对而言,缩颈喉道和点状喉道连通性较好,易于流体流动;片状喉道和弯片状喉道连通性较差,为中等流动喉道;管束状喉道为难流动喉道。总的而言,喉道较小、渗透性差。

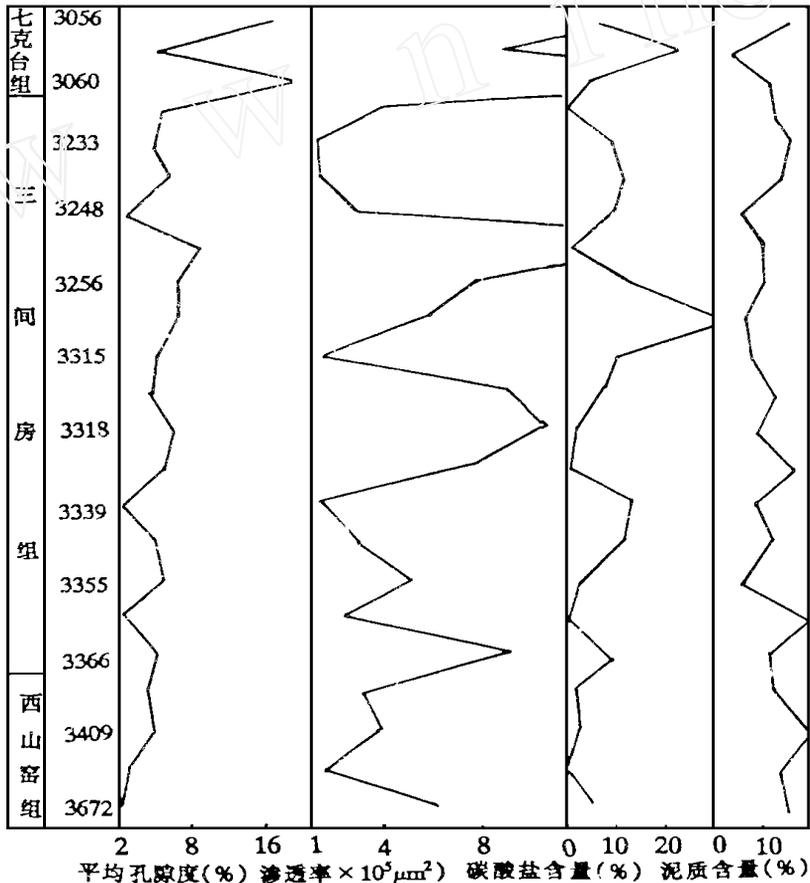


图2 砂岩的孔隙度、渗透率与碳酸盐含量和泥质总量的纵向变化曲线

注:部分资料来自吐哈石油研究大队

经岩石薄片及岩心观察,岩石中主要发现有溶蚀裂缝和构造裂缝。相对而言,三间房

组裂缝多一些,七克台组和西山窑组较少。

根据吐哈盆地中侏罗统储层成岩作用与储层物性的关系,提出该统储层成岩作用与孔隙演化模式(图1)。

经统计表明,储层砂岩的孔隙度和渗透率与粘土矿物总量大致呈负相关关系(图2)。这样,层间水受阻,胶结物不发育,即所谓完全压实作用,使颗粒紧密比,其压实缩小粒间孔小,杂基微孔亦少,使进一步的成岩作用趋于停滞,这类岩石实际上成了非储层,其孔隙度 $< 8\%$,渗透率 $< 5 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$,面孔率为0,这是孔隙趋于消失的第一种情况(图1中)。

根据岩石的孔隙度、渗透率和碳酸盐含量数据统计,随埋深变化,孔隙度和渗透率与碳酸盐含量亦呈负相关关系(图2)。这表明碳酸盐含量对孔隙度和渗透率起着控制作用,即所谓完全的胶结作用,即方解石全充填。其孔隙度为 $1.57 - 2.61\%$,渗透率 $6.06 \times 10^{-7} - 1.55 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$,面孔率为0,构成致密层。这是孔隙趋于消失的第二种情况(图1中)。

压实作用与胶结作用即共存又相互制约。前者形成的压实缩小原生孔为后期胶结作用提供了空间场地,最后使孔隙趋于消失。其孔隙度 $< 5\%$,渗透率 $< 5 \times 10^{-5} \mu\text{m}^2$,面孔率 $< 1\%$,见图1中。

大部分粗、中粒砂岩都只经历了不完全的压实作用和不完全的胶结作用。压实不完全的基本原因是粒度较粗,其粒间孔较大;胶结不完全的根本原因是非碳酸盐自生矿物的半充填作用。由于不完全的压实和胶结而保留了一定量的压实缩小原生粒间孔和充填缩小原生粒间孔,这些原生孔隙为后期酸性间隙水的流动提供了空间和通道,从而发育了不完全的溶蚀作用,提高了孔隙度和渗透率,其孔隙度一般 $> 8\%$,渗透率 $> 2 \times 10^{-4} \mu\text{m}^2$,面孔率 $> 4\%$ 。

本统储层,由于上述的不完全压实作用、不完全胶结作用和不完全溶作用等的联合作用,形成了残余原生孔、粒间溶孔、粒内溶孔及铸模孔等。

3 油气勘探意义

成岩作用及其孔隙演化控制着储层的孔渗性质,对油气勘探具有很重要的现实意义。吐哈盆地中侏罗统储层最大的特点是以低孔低渗为主的储层,其原因主要与储层的成岩作用及其孔隙演化有关。

在储层的成岩作用中,压实作用是最重要的降低孔隙度成岩作用,压实作用强烈是造成储层的原生孔隙不太发育的基本原因,岩石碎屑组分中,岩屑(以塑性岩屑多)含量高是造成压实作用特征表现突出的内在原因。

胶结作用亦是重要的降低孔隙度成岩作用。粘土矿物包括高岭石、伊蒙混层粘土、伊利石和绿泥石的充填作用,其中,纤维状、片状绿泥石和弯曲片状、片状伊利石可呈颗粒包膜产出,自生石英亦充填孔隙,并常与绿泥石伴生,在电镜照片中可见晶形完好的石英充填于喉道中。更有甚者的是碳酸盐矿物可充填于各种孔隙及裂缝中,真所谓“无孔不入”。因此,尽管由于有机质热演化作用产生的酸性间隙水的溶蚀作用可以形成一些次生孔隙,但是,由于完全的压实作用和胶结作用,使储层的水力学连通性变差,溶蚀作用难以进行,所以,矛盾的主要方面在压实作用和胶结作用的联合作用一方,溶蚀作用为矛盾的非主要方面。故中侏罗统储层必为低孔低渗储层。

对于吐哈盆地中侏罗统以低孔低渗为主的储层的油气勘探开发具有其特殊性。如前所述,储层在成岩演化过程中,由于渗滤-扩散成岩机理和热对流成岩机理,在不同成岩阶段

起着控制作用。成岩机理控制着成岩矿物的分布规律,即碳酸盐矿物分布于砂岩层下部和顶部,全充填呈“钙帽”和“钙底”;自生粘土矿物和自生石英分布于砂岩层中、上部呈半充填。因此,成岩机理制约了储层物性的有利部位—砂岩层的中、上部。烃类与自生粘土矿物和自生石英一样,都具有正向溶解性,这表明储层油气富集有利部分是其中、上部。碳酸盐矿物与粘土矿物和石英在砂岩中呈这种全消长关系,制约着储层物性的有利部位,储层物性的有利部位也就是油气聚集的有利部位。所以,成岩机理决定了构造低部位及储层底部的物性差,甚至成为隔层,构造高部位及储层顶部物性较差,故不一定是油气富集有利部位,构造中部位及储层中上部物性较好,若砂岩单层厚度大、横向较稳定、连通性较好,有利于孔隙的保存,则是油气富集有利部位。综上所述不难看出,这类油气藏的形成除构造和盖层条件外,主要受成岩作用的控制,应属成岩圈闭型油气藏,与目前吐哈盆地已发现的构造型和构造-岩性型油气藏类型不同,是一种特殊类型的油气藏,其勘探方法具有其特殊性。

参 考 文 献

- 1 Mac Gowan and R. C. surdam. Difunctional Carboxylic Acid Anions in Oil - field waters. *Organic Geochemistry* 1988, 12:245 ~ 259
- 2 R. C. Surdam, L. J. Crossey, E. S. Hagen and H. P. Heasler. Organic - Inorganic Interactions and Sandstone Diagenesis. *AAPG*, 1989, 73(1) :1 ~ 23
- 3 I. D. Meshri On the Reactivity of Carbonic and Organic Acids and Generation of Secondary Porosity, in D. L. Gautier ed., *Roles of Organic Matter in Sediment Diagenesis* SEPM Special Publication 38, 1988, 123 ~ 128
(编辑 袁国君)

JOURNAL OF SOUTHWEST PETROLEUM INSTITUTE

Vol. 19 No.1 Feb 1997

ABSTRACT

Diagenesis of Middle Jurassic Reservoirs in Tuha Basin and Its Significance in the Exploration of Oil and Gas , *JSWPI*, 1997, 19(1) :1 ~ 6

By an integration of the data from thin sections, X - diffraction, Scanning Electrical Microscope, the author of this paper discussed in detail on the evolution of porosity and diagenesis of Middle Jurassic Reservoir in Tuha Basin, it is indicated that strong compaction is the basic origin of low porosity and low permeability reservoir. The cementation is controlled by the permeating - diffusing mechanism and the heat convection mechanism and be able to result in the formation of diagenetic trap.

Key words : Reservoir ;Diagenesis ;Pore evolution ;Diagenetic trap

Guo Yihua (Dept. of oil exploration, SWPI, Sichuan, 637001)

The Role of Fault in the Petroleum Migration and Accumulation , *JSWPI*, 1997, 19(1) :7 ~ 13

In this paper, petroleum sources on Lower Tertiary of Wuxing structural belt in Yitong graben, Jilin Provinces is studied by geochemistry method. It is indicated that there are two sources of petroleum, their maturity is not high enough ($R_o = 0.6 - 0.8\%$). One comes from Yongji Formation in Xinanbao, which results in the accumulation of commercial petroleum, distributes near No.2 fault. Another comes from Shuangyang Formation, it is far away from No.2 fault and with no productive capacity. No.2 fault plays a very important role in the petroleum migration and accumulation in this area.

Key words : Structural belt ;Geochemical exploration ;Fault ;Oil and gas migration

Wang Shunyu (Dept. of oil exploration, SWPI, Sichuan, 637001)

The Determination of Single - layer Boundary Location of Complex Hydrocarbon Reservoirs by Trielectrode Gradient Method , *JSWPI*, 1997, 19(1) :14 ~ 19

This paper briefly discusses the basic principle of the trielectrode gradient method and introduces