

文章编号: 1009-3850(2002)03-0025-06

坪北油田储层成岩作用与孔隙演化

李少华^{1,2}, 陈新民³, 龙玉梅³, 姚凤英³, 张尚峰²

(1. 中国石油天然气集团公司勘探开发科学研究院, 北京 100083; 2. 江汉石油学院地球科学系, 湖北 荆州 434102; 3. 江汉油田勘探开发研究院, 湖北 潜江 433100)

摘要: 根据 15 口取心井普通薄片、铸体薄片的镜下观察及扫描电镜、阴极发光、X 衍射等资料的研究, 坪北油田长 4+5、长 6 油组储层砂体在整个成岩演化过程中, 孔隙得到不同程度的改造。其中机械压实作用、胶结作用是原生孔隙损失的主要原因, 可导致大约 18%~27% 的孔隙损失; 溶蚀作用可平均新增孔隙 5% 左右, 其产生的次生孔隙是主要的存储空间。最后总结了本地区储层的成岩序列与孔隙演化模式。

关键词: 孔隙演化; 成岩作用; 储层; 油田; 陕西

中图分类号: P588.2 **文献标识码:** A

1 地质概况

坪北油田地处我国黄土高原中部, 地面海拔 1250~1651m。区域构造上属于陕北斜坡带, 局部构造为近于南北走向的西倾单斜。在西倾单斜背景上发育低缓不对称鼻状隆起, 北翼较陡, 南翼较缓。地层走向 NE20°~30°, 倾向 NW290°~300°, 倾角平均为 0.7°; 构造具有良好的继承性, 砂体展布与构造相交或砂体上倾方向尖灭形成上倾遮挡。

该区发育不完全的三叠系、侏罗系、白垩系和第四系地层, 皆为陆源碎屑沉积; 缺失三叠系顶部、下侏罗统顶部、侏罗系上部、白垩系上部和第三系。上三叠统延长组是笔者研究的目的层系。延长组厚度为 1000~1300m, 根据岩性及古生物组合划分为 5 个段、10 个油层组。延长组第三段为一套灰色、灰黑色泥岩、碳质泥岩与灰色粉细砂岩互层, 厚度为 270~350m。按沉积旋回划分为长 7、长 6、长 4+5 油层组, 其中长 7 是本区的主要生油层, 长 6、长 4+5 是该区的主要产油层, 也是本文的重点。

2 成岩作用类型与特点

坪北油田的延长组长 4+5、长 6 储层岩性基本属于长石砂岩。碎屑组分主要为陆源碎屑, 以石英、长石为主, 次为岩屑、长英质及泥质杂基, 陆源重矿物含量极少。石英平均含量为 26.3%~44.4%, 最高可达 57.3%, 最低为 15.6%; 长石以钾长石为主, 钾长石平均含量约 30.7%~56.1%; 岩屑平均含量为 11.5%~20.3%, 主要为火成岩岩屑、变质岩岩屑, 次为沉积岩岩屑。砂岩矿物成分成熟度指数平均为 0.36~0.80, 绝大多数低于 0.50, 反映矿物成分成熟度低的特点。填隙物按成因可以分为杂基和胶结物两类。在本地区主要是粘土杂基; 胶结物主要是碳酸盐、浊沸石、硅质、自生粘土矿物和铁质矿物等。

通过对坪北油田 15 口取心井普通薄片、铸体薄片的镜下观察及扫描电镜、阴极发光、X 衍射等资料的研究, 确定该区长 4+5、长 6 砂岩储层所经历的成岩作用主要有压实(溶)作用、胶结作用、溶蚀作

用、交代作用等。成岩作用类型多,现象也较为复杂。其中压实(溶)作用、胶结作用和溶蚀作用对储层孔隙发育及储集性能起主要作用。

2.1 压实(溶)作用

压实作用包括机械压实作用和化学压溶作用。坪北油田长4+5和长6砂岩的压实作用主要表现为:

(1) 改变颗粒的接触关系。随着压实作用的增强,颗粒接触关系呈点接触→线接触→凹凸接触。压溶作用的增强使石英发生溶解,为石英的次生加大提供了物质基础。

(2) 塑性颗粒(如云母片、泥岩岩屑等)弯曲变形,有的挤入孔隙中形成假杂基。

(3) 颗粒定向排列,常见定向排列的云母片。

(4) 刚性颗粒破裂。在上伏压力的作用下颗粒沿薄弱面破裂,阴极发光下可见破裂愈合现象。

影响压实作用的主要因素是埋深。一般而言,随埋深的增加,压实强度增加,孔隙度减少(图1)。沉积物的组分、分选性、粒度、磨圆度等对机械压实作用也有相当的影响。岩石中塑性组分(如粘土杂基、云母片、泥岩岩屑等)含量越高,岩石越容易被机械压实。在其它条件相同的情况下,砂岩分选性越好,磨圆度越高,其孔隙度越高,即机械压实强度越低。

胶结作用和压实作用是共存并相互制约的。如果早期胶结作用越不发育,那么压实作用就越强烈,孔隙度和渗透率会迅速降低。反之,早期形成的赋

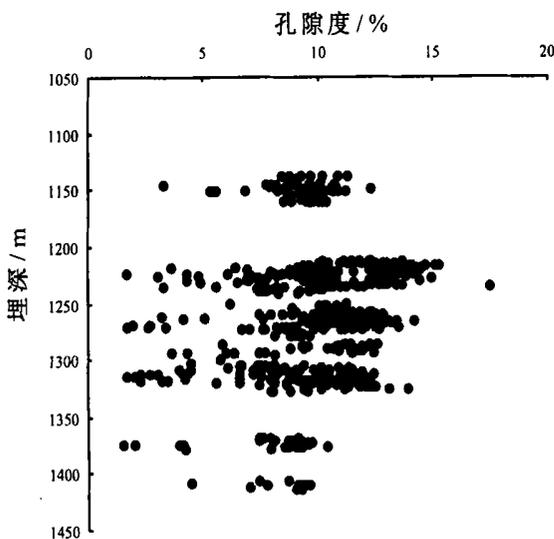


图1 储层孔隙度与埋深关系图

Fig. 1 Plot showing the relationship between reservoir porosity and burial depth

存于粒间的胶结物可以阻碍压实作用的进程。本区碎屑颗粒的绿泥石环边形成于沉积后的早期,使抗压实的三角形粒间孔得以保留。其余分布于粒间的胶结物主要形成于机械压实作用后或主要机械压实作用后期,对机械压实作用的影响不强烈。

2.2 胶结作用

(1) 早期绿泥石环边的胶结。绿泥石胶结物在大多数砂岩中占自生粘土矿物的80%以上,甚至可达100%。在储层沉积后不久便形成了绿泥石的早期胶结物。这种粘土环边均匀地包绕在碎屑颗粒外面,阻碍了碎屑颗粒与孔隙水接触,从而减少了其它胶结物的沉淀,但绿泥石粘土膜的形成大大缩小了砂岩的孔隙喉道。

(2) 石英、长石次生加大作用。因本区粘土环边的存在,石英次生加大受到很大的限制,但二氧化硅的压溶再生长现象较为普遍。在扫描电镜下,可观察到石英次生加大趋向自形,晶体向孔隙中生长充填残余孔隙或自生的石英小晶体与绿泥石共生充填于粒间孔中,从而进一步降低了砂岩原始孔隙度。根据包裹体均一温度测温结果,石英次生加大边内的原生气液包体均一温度为96~141℃,表明石英次生加大作用主要形成于晚成岩A期。长石颗粒次生加大像石英碎屑一样,也受到粘土环边的限制,仅有少量长石颗粒有较光洁的长石加大边。

(3) 碳酸盐胶结作用。本区碳酸盐矿物是最主要的胶结物,主要有方解石、铁方解石及白云石。前两者多为不规则粉晶、细晶结构,少量为泥晶结构,呈孔隙式充填。其中泥晶方解石主要形成于早成岩A期,亮晶方解石、铁方解石多形成于早成岩B期和晚成岩A期。碳酸盐早期胶结作用虽然阻止了压实作用,但对孔隙的充填形成难以改造的致密储层,导致粒间孔隙全部丧失殆尽,次生孔隙难以发育。一般来说,孔隙度与碳酸盐胶结物含量呈负相关关系(图2)。

(4) 浊沸石的胶结作用。浊沸石普遍出现在长6油组的砂岩中,在长4+5油组砂岩中含量甚微。浊沸石主要以胶结物形式充填于粒度较粗、分选较好和杂基少的砂岩内粒间孔隙中。浊沸石的形成堵塞了砂体的原生粒间孔隙,使其成为低渗透砂体,但其充填粒间孔的浊沸石胶结物可阻止骨架颗粒的压实和压溶,为以后的溶蚀提供了结构和物质基础。

2.3 交代作用

本区研究层段中常见的交代作用有碳酸盐矿物交代碎屑颗粒、浊沸石交代碎屑颗粒、粘土矿物交代

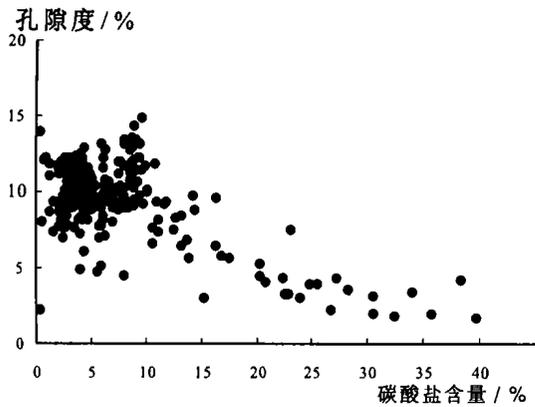


图2 碳酸盐含量与孔隙度关系

Fig. 2 Plot showing the relationship between reservoir porosity and carbonate contents

碎屑颗粒以及自生矿物之间的相互交代。

(1) 碳酸盐矿物交代碎屑颗粒, 常见有方解石、铁方解石交代石英、长石、岩屑颗粒边缘或完全交代碎屑, 使这些颗粒的边缘形状不规则或交代物中残留有被交代矿物包体或交代物呈被交代矿物的外形。

(2) 浊沸石交代碎屑颗粒, 主要表现为: 沿斜长石的双晶纹或解理缝进行交代, 或者交代碎屑颗粒边缘呈港湾状、锯齿状。

(3) 粘土矿物交代碎屑颗粒, 常见绿泥石交代石英、长石边缘, 使这些颗粒边界模糊不清。

(4) 自生矿物之间的交代作用, 镜下可观察到晚期生成的方解石对早期形成的浊沸石的交代以及方解石、浊沸石对绿泥石环边的交代。

2.4 溶蚀作用

砂岩储层常经受不同程度的溶蚀作用改造形成多种类型的次生孔隙, 对改善砂岩储层的储集性能起到了积极作用。通过普通显微镜、扫描电镜、阴极发光、铸体薄片观察发现, 本区被溶蚀的物质主要是浊沸石、长石、岩屑等不稳定的颗粒以及少量方解石胶结物。同时在方解石胶结强烈的砂岩中, 溶蚀作用较弱, 次生孔隙极不发育, 而次生孔隙发育的砂岩主要是由于浊沸石和长石发生溶蚀而致。

本区溶蚀作用可分为两期。第一期以长石、岩屑粒内溶孔与碎屑颗粒被溶蚀成港湾状为特点, 为早期溶蚀作用, 后被绿泥石薄膜包裹, 推测为近地表条件下大气淡水淋滤的结果。第二期发生于晚成岩阶段, 表现为浊沸石、长石的较强烈溶蚀以及方解石的弱溶, 该期溶蚀作用与泥岩中有机质的热演化产生有机酸和 CO_2 有关。由于浊沸石形成于pH值高的

水介质中, 故在低pH值水介质中不稳定, 极易溶蚀, 从而使砂岩中的浊沸石胶结物发生溶蚀而形成次生孔隙。

3 储层成岩阶段划分^[1]

3.1 划分依据

储层成岩阶段的划分主要根据: (1) 古地温, 流体包裹体的均一温度, 自生矿物形成温度; (2) 有机质成熟度; (3) 粘土矿物组合及伊利石/蒙皂石(I/S)混层粘土矿物的转化; (4) 岩石的结构、构造特征及孔隙类型。

3.2 主要指标及划分结果

成岩阶段一般可分为同生期、早成岩期(包括A、B两个亚期)、晚成岩期(包括A、B、C三个亚期)和表生期, 坪北油田长4+5、长6储层的成岩演化目前已达到晚成岩A期, 其主要指标为: (1) 古温度范围为 $85 \sim 130^\circ\text{C}$, 自生矿物包裹体均一温度测温结果为 $88 \sim 149^\circ\text{C}$ 。(2) 有机质热演化进入生油门限, 处于低成熟阶段, 镜质体反射率(R_o)为 $0.58\% \sim 0.77\%$, 其中长4+51平均为 0.63% , 长4+52平均为 0.74% , 长61平均为 0.58% , 长62平均为 0.72% 。孢粉颜色以桔黄色为主, 黄色次之, 有小量棕色, 热变指数平均为2.8。(3) 可见晚期含铁碳酸盐胶结物析出, 以交代、胶结形式出现。(4) 石英次生加大属II级, 在扫描电镜下, 有时可见石英小晶体, 部分颗粒表面被完整的自形晶面包裹。粘土矿物组合以伊利石-绿泥石组合为主, 少见I/S有序混层, 混层比为30%。(5) 原生孔隙较少, 次生孔隙发育, 长石、岩屑、云母碎屑及浊沸石、方解石自生矿物溶蚀现象普遍。

R_o 以 0.7% 为界, 又可细分为: $0.5\% < R_o < 0.7\%$, 为晚成岩A1亚期, $R_o > 0.7\%$ 为晚成岩A2亚期。

4 储层成岩演化及孔隙演化模式

4.1 原始孔隙度

砂质沉积物的原始孔隙度与颗粒的大小及分选性密切相关, Scherer根据Beard和Weyl提供的孔隙度与分选系数资料, 建立了潮湿地表环境下原始孔隙度与分选系数之间的函数关系^[2,3]:

$$\text{原始孔隙度} = 20.91 + 22.9 / \text{分选系数}$$

根据研究区15口井320块砂岩样品粒度分析资料统计, 长4+5、长6油组碎屑岩储层的平均分选系数为1.682, 按上式计算得出砂岩的平均原始孔

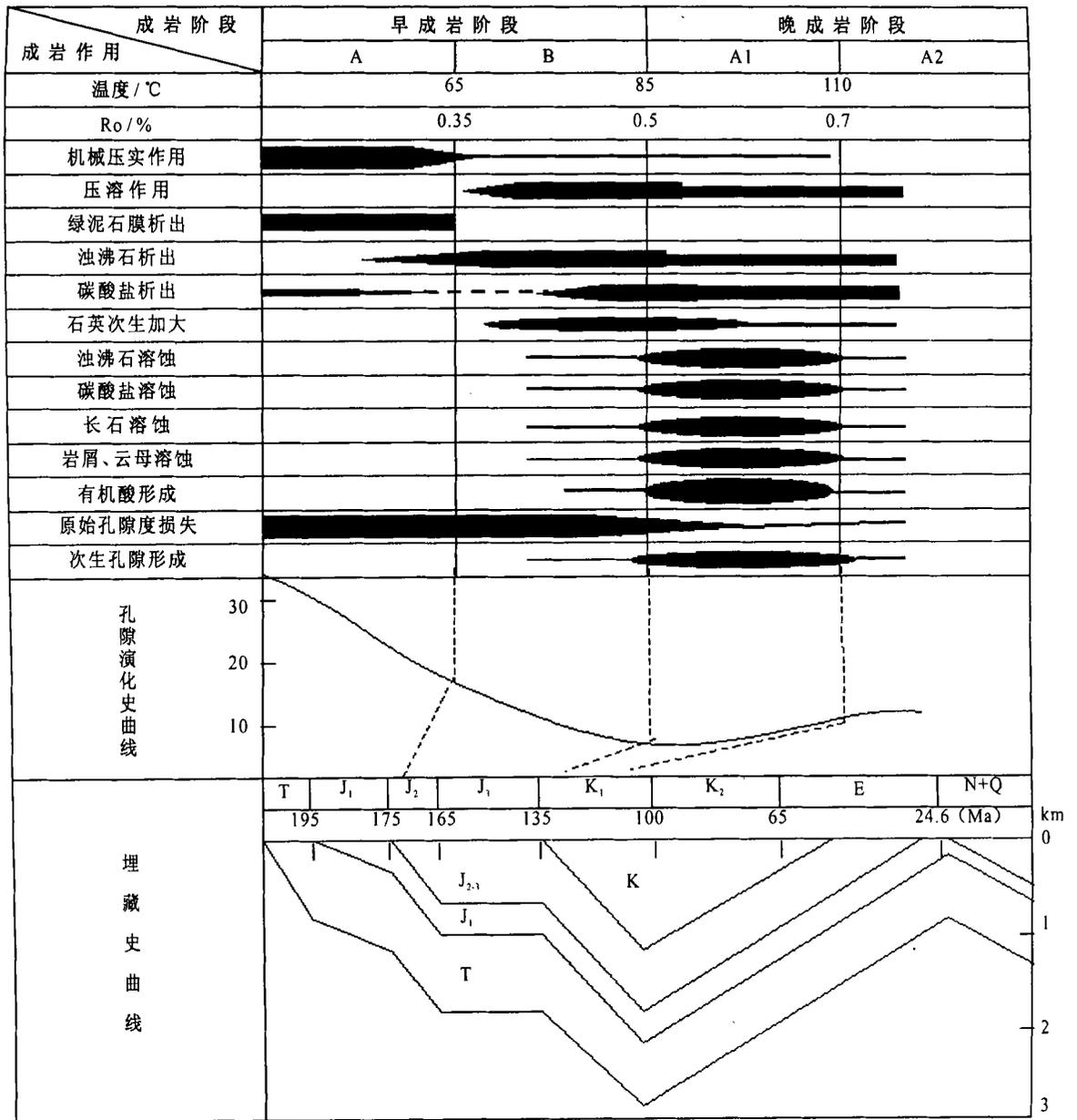


图3 储层成岩作用与孔隙度演化图

Fig. 3 Diagram showing the relationship between reservoir diagenesis and porosity evolution

损失 10%~17%，对储层孔渗性的损害程度较强。胶结作用对储层的影响包括破坏性的和建设性的两方面作用：破坏性的作用使原生孔隙损失 8%~10%，建设性的作用主要为提供抗压实支撑结构和强度，使部分原生孔隙得到保存。溶蚀作用在本区普遍发育，可平均新增孔隙 5%左右，构成主要的储集空间。

参考文献:

[1] 郑浚茂, 庞明. 碎屑储集岩成岩作用研究[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989, 53-133.

[2] 郑浚茂, 吴仁龙. 黄骅坳陷砂岩储层的成岩作用与孔隙分带性[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(4): 268-275.

[3] 王宝清, 张狄楠, 等. 龙虎泡地区高台子油层成岩作用及其对储集岩孔隙演化的影响[J]. 沉积学报, 2000, 18(3): 415-419.

Diagenesis and porosity evolution in the reservoir rocks from the Pingbei Oil Field in Shaanxi

LI Shao-hua^{1,2}, CHEN Xin-min³, LONG Yu-mei³, YAO Feng-ying³, ZHANG Shang-feng²

(1. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China*; 2. *Jiangnan College of Petroleum, Jingzhou 434102, Hubei, China*; 3. *Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Jiangnan Oil Field, Qianjiang 433100, Hubei, China*)

Abstract: The integration of scanning electron microscopy, cathodoluminescence and x-ray diffraction analysis of the thin sections and caststone thin sections from 15 wells shows that the porosities of the reservoir sandstones from the Chang4+5 and Chang-6 oil formations in the Pingbei Oil Field, Shaanxi have been subjected to reworking throughout the whole diagenetic processes by mechanical compaction and cementation which may have caused 18% to 27% of porosities to be lost. The dissolution may increase the porosities by about 5%. The secondary porosities are considered as the prevailing pore spaces favourable for the oil storage.

Key words: porosity evolution; diagenesis; reservoir rock; oil field; Shaanxi