

川西地区须家河组二段成岩作用及其对储层发育的影响

杨 威¹, 魏国齐¹, 李跃纲², 段 勇², 金 惠¹, 沈珏红¹, 施振生¹, 张 林¹

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北 廊坊 065007;

2. 西南油气田分公司川西北气矿, 四川 江油 420001)

摘要: 川西地区须家河组二段砂岩的孔隙类型主要以次生孔隙为主, 其原生孔隙几乎全部被成岩作用所破坏, 其中对储层孔隙发育影响最大的是压实作用、溶蚀作用、胶结作用和破裂作用等。通过对岩心、普通薄片、铸体薄片、阴极发光、碳和氧同位素、微量元素、流体包裹体等多种资料进行综合研究, 阐述了主要成岩作用的形成机理和对储层孔隙发育的影响; 压实作用和胶结作用是储层原生孔隙的主要破坏者, 胶结作用以硅质胶结和碳酸盐胶结为主, 不同成岩阶段胶结物类型不同; 溶蚀作用下储层的主要储集空间为次生溶蚀孔, 以长石颗粒被溶为主; 破裂作用产生的裂缝能提高储层的渗透能力。

关键词: 成岩作用; 储层; 须家河组二段; 川西; 影响

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2008)02-0188-05

受沉积物成分、组构、沉积环境、沉积盆地性质及盆地演化、古气候等多种因素的影响, 沉积物在沉积—成岩演化过程中要经历各种成岩变化, 有的改造储层, 有的破坏储层。因此, 研究储层在地质历史时期所经历的成岩作用, 对评价储层性能及储层分布预测有重要的意义。川西地区须家河组二段砂岩的储层质量较差, 其原生孔隙几乎全部被成岩作用所破坏, 而储层现有的储集空间又主要是由成岩作用所形成的^[1-4], 可见, 成岩作用对储层的影响非常大。因此, 系统研究成岩作用的类型及其对储层的影响是十分重要的。

1 储层基本特征

川西地区须家河组二段储层主要为三角洲前缘水下分流河道、河口坝和前缘席状砂沉积; 岩性主要表现为灰白、浅灰色中、细粒长石石英砂岩, 岩屑石英砂岩, 岩屑长石石英砂岩夹不稳定薄层泥、页岩; 砂岩颗粒分选好、次棱角状、点线接触, 中粒为主。

碎屑成分方面, 石英多为单晶石英, 少量复石

英, 长石以正长石为主, 微量斜长石和微斜长石; 岩屑以粉砂岩屑为主, 部分碳酸盐岩屑。胶结物以方解石和硅质为主, 方解石含量在25%左右的早期胶结物呈薄层状; 硅质均以加大边的形式出现; 填隙物多为水云母。

孔隙类型主要以次生孔隙为主, 原生孔极少, 按孔隙分布的位置及颗粒和填隙物之间的关系可分为粒内孔、铸模孔、粒间孔、杂基溶孔和晶间孔、矿物晶间微孔以及构造裂隙裂缝等数种。储层为特低孔特低渗储层, 孔隙度平均为3.99%, 主要集中于2%~6%之间, 以3%作为有效储层界线, 大于3%的样品占总数的66%; 渗透率平均为 $0.279 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 主要集中于 $(0.01 \sim 0.03) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 大于 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占总数的52%。

2 成岩作用类型

须二段储层经历的主要成岩作用有压实作用、溶蚀作用、胶结作用、破裂作用、压溶作用、自生矿物、重结晶、交代蚀变、充填等, 其中对储层影响最大

的是压实作用、溶蚀作用、胶结作用和破裂作用等。

2.1 压实压溶作用

压实作用是沉积物固结成岩的主要作用之一,使疏松沉积物失去水份,孔隙体积缩小,比重、硬度增加。须二段储层的压实作用主要表现有以下5方面的特点:①无胶结物式胶结类型普遍,大量塑性碎屑(千枚岩屑、云母及泥质粉砂岩屑)被挤压变形成填隙状(图版 I);②粗碎屑、小孔隙、细喉道的孔隙结构类型常见;③长石、石英、重矿物等刚性碎屑被压裂、压碎现象常见;④粒径数倍于砂粒的碳屑发生强烈变形而无损,无裂;⑤同一块标本上可看到压实作用的差异,显微镜下可见部分明显有强烈的压实作用,而有部分云母及泥质岩屑形变较小,粒间孔隙中全为自生粘土。

压溶作用的表现是在石英与石英相衔接的部位出现凹凸状或齿状缝接触。岩石中的这一现象很普遍,说明压溶作用十分强烈,石英次生加大边与压溶作用是相辅相成的。

2.2 胶结作用

须二段储层中胶结物成分多样,以碳酸盐和硅质为主,其次为绿泥石、白云石和少量菱铁矿。储层多是几种胶结物混合填隙,具有明显的世代现象。

2.2.1 碳酸盐胶结

须二段储层中碳酸盐胶结物是比较发育的。根据矿物的标形特征、阴极发光以及茜—铁混合液染色相结合,可鉴别出不同阶段、不同成因的碳酸盐胶结物,这些胶结物在不同的成岩阶段以不同的形式产出。

菱铁矿,呈微晶链状环绕碎屑颗粒,即明显的环边胶结,代表早期成岩产物。

半自形—他形白云石、方解石,常呈粉—细晶镶嵌状充填孔隙,是继粘土环边胶结后的第二期胶结物。

环带白云石,常呈自形—半自形晶体。铁白云石环绕方解石或无铁白云石,并形成较好的环带构造,是典型成岩阶段的产物,多呈集合体状充填孔隙。

嵌晶方解石,碎屑颗粒常呈悬浮状态,分布于嵌晶方解石中,是晚期成岩阶段的产物。

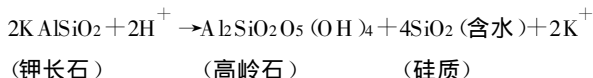
再旋回白云石及加大边,常见白云石晶体不完整,有明显的磨蚀痕迹,可证实是再沉积的。再旋回白云石经重结晶作用,沿其磨蚀的边缘有明显的次生加大边。

2.2.2 硅质胶结

硅质胶结的形式是石英次生加大,石英次生加大的级别随着埋藏深度增加而增加,一般在碳酸盐少、杂基少、分选好、稳定矿物多的中粗粒砂层中发

生,并且多以次生加大边的形式生长。次生加大边常以碎屑石英为核晶,与加大边之间存在尘环线或粘土薄膜来识别。次生石英含量一般在3%~8%左右,存在明显的2期次生石英(图版 II)。

多数钻井岩心(屑)薄片常常见到次生石英加大边与高岭石相伴出现,其二氧化硅的来源,可能来自石英压溶作用 SiO_2 的迁移或粘土类层蒙脱石向伊利石转化释放出 SiO_2 。长石(钾长石)高岭石化的反应式如下:



在此反应式中,1 cm^3 的钾长石产生 0.46 cm^3 的高岭石和 0.43 cm^3 的石英。

二氧化硅的来源是多方面的,但都需要一定的介质条件进行搬运,同时二氧化硅的沉淀也是比较复杂的^[5]。

2.2.3 胶结期次

(1)早成岩阶段胶结物。主要为粉—细晶粒状无铁碳酸钙(方解石),基本上填满粒间孔隙,对孔隙度破坏严重。环边粉晶菱铁矿—淀绿泥石,约减少2%~4%的粒间孔隙。硅质胶结物以加大边方式产出,属弱加大,其对原生孔隙的破坏介于前两者之间。

(2)晚成岩阶段早期胶结物。主要为硅质,充填在环边淀绿泥石、环边菱铁矿、无铁碳酸钙、早期硅质加大边等早期胶结物形成后余下的粒间孔隙内。这期硅质量大、充填时间长,对原生粒间孔隙造成严重破坏,余下粒间孔隙不到4%。硅质胶结物也可充填粒内溶孔及铸模孔。

(3)晚成岩阶段晚期胶结物。主要为含铁碳酸盐(含铁方解石和含铁白云石),充填在硅质胶结物形成后余下的孔隙内,其形态、自形程度及晶粒大小受控于剩余空间的形态(多为三角形、四边形)和大小。含铁碳酸盐还可充填粒内溶孔、铸模孔和交代骨架颗粒的现象。

2.3 溶蚀作用

须家河组储层溶蚀作用比较强烈,主要表现在储集空间以次生孔隙为主,原生孔隙为辅,而且孔隙分布不均,大多呈斑块状或孤立状,大小多变,铸模孔、粒间溶孔较大,而粒内溶孔、杂基内微孔较小。溶蚀作用主要为硅酸盐颗粒和胶结物溶蚀形成。硅酸盐颗粒的溶蚀以长石和岩屑颗粒溶蚀为主,长石常沿其解理缝或边缘溶蚀,溶蚀强烈者可呈长石残骸(图版 III);岩屑中易溶组分常被选择性溶蚀。胶结物溶蚀主要是碳酸盐类(主要是方解石和铁方解

石)胶结物被溶蚀。

据岩石薄片、铸体薄片及扫描电镜分析,绝大部分骨架见有被溶蚀现象,特别是钾长石中的微斜长石、条纹长石和火山岩岩屑被溶普遍,常以形成粒内溶孔为主,铸模孔、蜂窝状溶孔次之。溶蚀作用在纵、横向分布不均匀,长石的溶蚀作用常沿边部和双晶面进行。填隙物中泥质、环边绿泥石被溶形成贴粒溶缝、粒间微孔和杂基内微孔现象普遍;无铁方解石胶结物一般被弱溶,形成少量次生粒间孔;石英的溶蚀比较微弱。

须二段储层溶蚀作用强烈与研究区丰富的酸性水有关,酸性水主要来源于须家河组内部,须一段、须三段、须五段是川西地区的主力烃源层,有机质在成熟过程中会产生大量的有机酸或酸性水,这种酸性水直接排入的储层中,可使储层发生大规模溶蚀。与有机质成熟有关的有机酸对铝硅酸盐矿物的溶解能力强于碳酸盐,因而储层中主要是长石溶解,而碳酸盐矿物溶蚀较少。

2.4 破裂作用

破裂作用的产物是裂缝,须二段储层中的裂缝绝大多数为构造裂缝,构造缝主要包括顺层缝、低角度缝、高角度缝和垂直缝。通过镜下观察,笔者将储层裂缝发育程度分为4级:①极发育,镜下每个视域几乎都能见到,裂缝延伸长,常切过数个颗粒,宽度一般小于0.05 mm,裂缝密度可达2~3条/m;②发育,镜下裂缝常见,裂缝延伸相对较短,切过1~2个颗粒,裂缝密度0.25~0.5条/m,宽度小于0.01 mm;③可见,镜下不常见,裂缝延伸短,往往切过单个颗粒,缝窄,呈闭合状;④镜下无可见裂缝。统计发现,须二段裂缝发育程度以发育和极发育为主,2类所占的比例可达65%。

构造运动的侧向挤压是大量裂缝产生的原因。

由于喜马拉雅运动的影响,龙门山的崛起使龙门山前陆冲断带内的须家河组储层发生强烈的构造变形,形成大量的断裂和裂缝^[56]。

3 成岩作用对储层的影响

3.1 压实作用

储层原生孔隙主要被压实作用所破坏,压实包括上覆地层的压力和构造(龙门山形成)侧向挤压力的作用。

川西上三叠统砂岩的压实作用比较强烈,大部分原生孔隙被压实作用所破坏。压实损失的孔隙度可用下列公式进行计算:

压实损失孔隙度=初始孔隙度-压实后的原生孔隙度

式中初始孔隙度一般以粉-细砂沉积物为38%,中-粗砂沉积物为35%计算。压实后的原生孔隙度采用薄片测得的粒间原生胶结物含量和剩余原生粒间孔面孔率之和。通过计算发现深埋藏胶结中粒砂岩损失量最大为27%,最小为20%,平均为23.6%;浅埋藏胶结中粒砂岩损失量在9%~19%间变化,个别仅4%,平均为13.8%,可见浅埋藏胶结砂岩孔隙度压实损失量大大低于深埋藏砂岩。

3.2 胶结作用

胶结作用是对粒间孔隙的充填,是储层形成经历中的一种破坏作用,但早期胶结物的形成可抵抗机械压实的继续进行,使剩余原生粒间孔隙得以保存,同时胶结物中的易溶组分又为次生粒间孔隙的形成奠定了物质基础。

胶结作用是孔隙的主要破坏者,主要的胶结物是硅质胶结物和碳酸盐胶结物,其平均含量约4.15%,随胶结物含量的增加,孔隙度会减小(图1),当胶结物含量大于5%以后,随胶结物含量的增加,孔隙下降迅速。其充填的孔隙度为4%~8%。

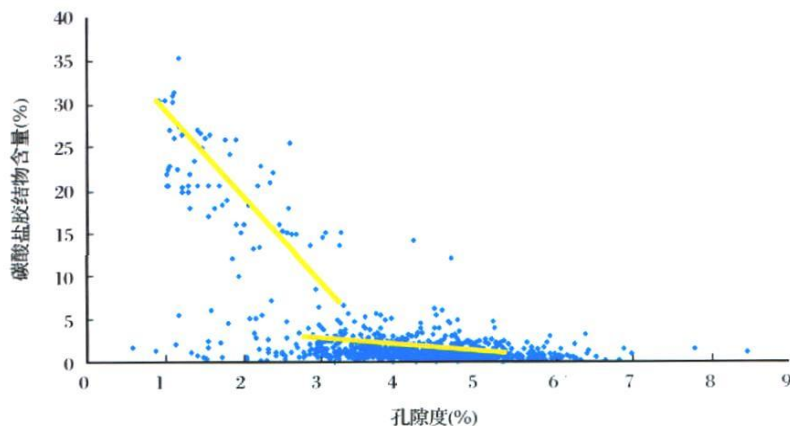


图1 孔隙度与碳酸盐胶结物含量关系

3.3 溶蚀作用

现今的储集空间主要为次生溶蚀孔,主要是长石和碳酸盐被溶蚀,溶蚀作用产生的次生孔隙度为2%~3%,面孔率一般为1%~3%。研究区须二段储层在成岩过程中分别经历了印支期、燕山期、喜马拉雅期的3期或2期溶蚀作用。在构造活跃期,有机酸沿渗滤通道进入储层,再经大气水的淋滤,对储层内不稳定矿物(方解石、白云石、长石等)进行溶蚀溶解,形成次生粒间、粒内溶孔。

有机酸对碎屑的溶蚀以长石为主,长石的含量与储层孔隙度有一定的关系,主要表现在当长石含

量小于10%时,随长石含量的增加,孔隙度有增加的趋势;当长石含量大于10%~15%时,随长石含量的增加,孔隙度有减小的趋势(图2)。这可能是由于长石含量高,储层承受压实作用的能力差有关。随着酸性混合水进入储层对碎屑颗粒和胶结物的溶蚀,向孔隙水中释放SiO₂、K、Na、Ca、Mg等组分,使长石和粘土矿物发生蚀变和交代,形成自生高岭石。由于K⁺离子和SiO₂被移去,体积缩小,因而高岭石化能产生一定量的孔隙空间,钾长石彻底高岭石化后体积减少53.6%,所以高岭石化对次生孔隙的形成有辅助作用。

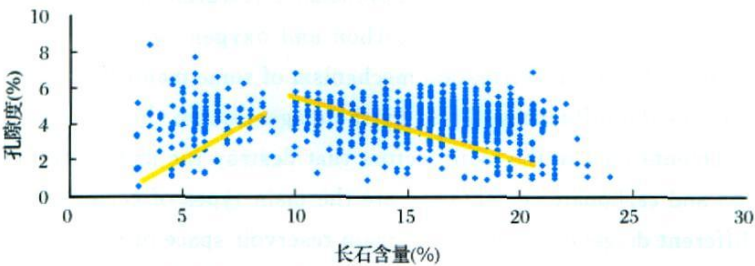


图2 长石含量与孔隙度关系

3.4 破裂作用

破裂作用具有二重性,一方面构造作用产生的裂缝为酸性水的运移提供了通道,能溶蚀扩大裂缝,也使孔隙间的连通性变好(图版IV),形成裂缝—孔隙型储层;另一方面,它能使储层进一步压实,增大压溶强度,造成一定量的孔隙损失。

裂缝不但能连通孔隙,大大提高储层的渗透能力而且能增加储层的孔隙度。统计表明,总孔隙度的6%~10%是由裂缝所提供的,平均为8.2%(表1)。尽管裂缝孔隙度很低,但它们的渗透率值很高,远大于基质的渗透率(表2),当各级裂缝通道搭配较好时,宏观裂缝可极大地提高储层的渗流能力。

4 结论

(1)川西地区须家河组二段砂岩的孔隙类型主要以次生孔隙为主,其原生孔隙几乎全部被成岩作用所破坏,对储层影响最大的是压实作用、溶蚀作用、胶结作用和破裂作用等。

(2)压实作用和胶结作用是储层原生孔隙的主要破坏者,胶结作用以硅质胶结和碳酸盐胶结为主,不同成岩阶段胶结物类型不同。

(3)溶蚀作用储层主要储集空间为次生溶蚀孔,以长石颗粒被溶为主。破裂作用产生的裂缝能提高储层的渗透能力。

参考文献:

[1] 叶泰然,黄勇,王信,等.川西坳陷中段丰谷构造须家河组二段致密砂岩储层油气预测方法研究[J].成都理工大学学报:自然科学版,2003,30(1):82-85.

[2] 许浩,汤达祯,魏国齐,等.川西地区须二段油气充注历史的流体包裹体分析[J].天然气地球科学,2005,16(5):571-576.

[3] 唐立章,张贵生,张晓鹏.川西须家河组致密砂岩成藏主控因素[J].天然气工业,2004,24(9):4-8.

[4] 杨威,李宇平,顾乔元,等.塔里木盆地北缘白垩系天然气产层储层特征及有利区域预测[J].新疆地质,2002,20(3):252-255.

[5] 罗啸泉,郭东晓.川西断裂分布特征与油气的关系[J].西南石油学院学报,2004,(6):17-20.

[6] 钱凯,李本亮,许惠中.从全球海相古生界油气田地质共性看四川盆地海相地层天然气勘探方向[J].天然气地球科学,2003,14(3):167-171.

表1 平落坝构造须二段裂缝所提供孔隙度统计

井号	裂缝孔隙度(%)	总孔隙度(%)	所占比例(%)
平落1	0.307	4.18	7.34
平落2	0.304	3.29	9.24
平落3	0.28	3.05	9.18
平落5	0.286	3.62	7.90
平落6	0.24	3.03	7.92
平落7	0.269	4.48	6.00
平均值	0.287	3.5	8.20

表2 平落坝构造须二段裂缝所提供孔隙度与渗透率对比

	平落2井	平落6井	平落5井
裂缝孔隙度(%)	0.077	0.039	0.008
裂缝渗透率(μm^2)	1.485	0.542	0.173

Diagenesis of Second Member Reservoir of Xujiahe Formation and Its Influence on the Reservoir Development, Western Sichuan

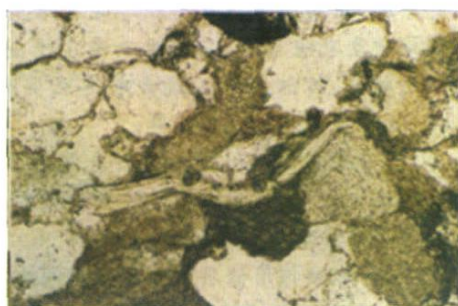
YANG Wei¹, WEI Guo-qi¹, LI Yue-gang², DUAN Yong²,
JIN Hui¹, SHEN Jie-hong¹, SHI Zhen-sheng¹, ZHANG Lin¹

(1. Langfang Branch, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Langfang 065007, China;

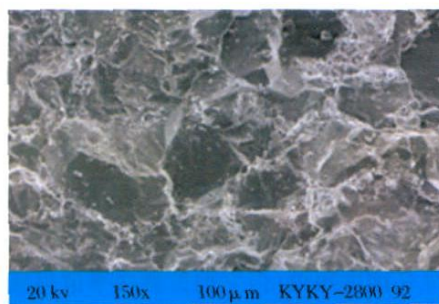
2. Northwest Sichuan Gas Field, Southwest Oil & Gas Field Branch, PetroChina, Jiangyou 420001, China)

Abstract: The pore types of the second member sandstones of the Xujiahe Formation in western Sichuan are dominated by secondary pores, and the primary pores in the study area are almost completely destroyed by diagenesis. The most important diagenesis affecting the reservoir includes compaction, dissolution, cementation and fracturing action. According to the comprehensive research of various data from core, thin section, casting thin section, cathodoluminescence, carbon and oxygen isotope, trace elements, fluid inclusions etc, this paper expatiates on the formation mechanism of some major diagenesis and their corresponding products, and analyzes the influences caused by the diagenesis on the reservoir. The paper points out that compaction and cementation are the main factors that destroy the primary pores of the reservoir, and that silica cementation and carbonate cementation are the main types of cementation, and the types of cements also vary in different diagenetic stage. The main reservoir space of the dissolution-typed reservoir is secondary dissolution pore which is dominated by the dissolution of feldspar grains; the fractures generated by the fracturing action can improve the permeable capacity of the reservoir.

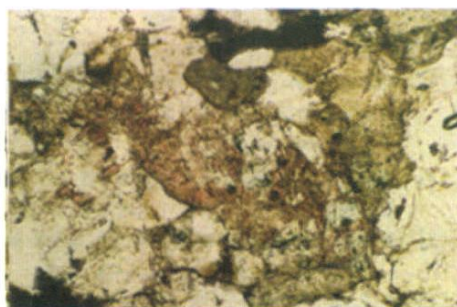
Key words: Diagenesis; Reservoir; Second member of Xujiahe Formation; Western Sichuan; Influence.



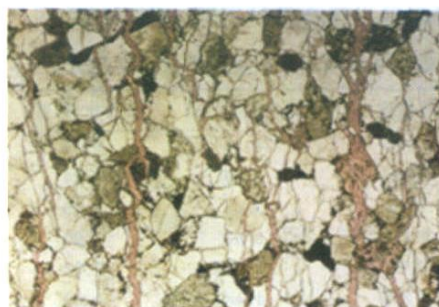
I BM6-13, 云母被压弯



II WM-3, 石英加大普遍, 胶结致密



III BM6-13, 长石溶蚀



IV BM2-5, 裂缝

图 版