

文章编号: 1000-0550(2013)01-0167-09

四川盆地蜀南地区上三叠统须家河组低孔低渗 储层特征及形成机理^①

祝海华^{1 2} 钟大康^{1 2} 李其荣³ 杜本强³ 隆辉³ 马彦良³ 吴连波^{1 2} 姜楠⁴

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院 北京 102249; 2. 油气资源与探测国家重点实验室 北京 102249;
3. 西南油气田分公司蜀南气矿 四川泸州 646001; 4. 西南石油大学 成都 610500)

摘要 蜀南地区须家河组为一套辫状河三角洲平原分支河道沉积的岩屑砂岩、长石岩屑质石英砂岩和岩屑质石英砂岩。埋藏深度变化较大(0~2 673 m),大部分埋深800~2 000 m,平均孔隙度4.64%,平均渗透率 $0.147 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔低渗储层。造成低孔低渗的主要原因是:(1)在构造背景上,须家河组沉积时研究区靠近刚由海变陆而隆升的物源区,沉积物搬运距离较短,分异程度低,大量的泥岩、干枚岩等塑性岩屑及杂基被保存下来,同时碎屑颗粒分选磨圆程度较差,均不利于原生孔隙的形成;(2)在沉积条件上,由于辫状河河道水动力不稳定,侧向改道迅速,早期泥岩易被冲蚀,导致砂泥混杂,砂岩中含较多杂基,堵塞充填原始孔隙;(3)早期持续快速的埋藏过程,压实作用强烈,岩屑压实变形被挤入粒间孔隙中,同时普遍发育的石英次生加大使得砂岩越发致密,孔隙消失殆尽。(4)研究区须家河组远离沉积中心,缺乏烃源岩成熟产生的酸性流体溶蚀改造,导致次生孔隙不发育。

关键词 四川盆地 须家河组 低孔低渗储层 形成机理 成岩作用

第一作者简介 祝海华 男 1987年出生 博士 储层地质学 E-mail: retinaabcd@163.com

中图分类号 TE122.2 **文献标志码** A

研究区地理位置横跨川南宜宾—江津地区,构造上位于川东南中隆高陡构造群西南部,西北为华蓥山大断裂,东为娄山关褶皱带,南至梁董庙构造,是川东平行褶皱带向西南延伸的低缓构造群的一部分,面积约10 000 km²(图1)。研究区须家河组属于一套辫状河三角洲平原沉积^[1~4],其砂体纵向厚度大,横向分布稳定,泥岩发育少,多以夹层形式出现。岩性以岩屑砂岩、长石岩屑质石英砂岩、岩屑质石英砂岩为主。前人对须家河组储层的认识多集中于川西地区,其次为川中地区,而对蜀南地区研究少,对须家河组储层低孔低渗成因、物性控制因素研究程度低。前人的研究普遍认为须家河组低孔低渗的主要原因是强烈成岩作用的结果,尤其是压实—压溶作用、胶结作用影响最大^[5~8]。但是目前研究区须家河组埋深较浅,甚至出露地表,最深才至2 673 m,大部分地区埋深均小于2 000 m,为什么在较浅埋藏条件下会出现强烈的压实—压溶作用,什么因素导致强烈的压实作用?相对于我国东部、西部其他盆地埋藏更深的碎屑储层,研究层段物性为何要差许多?构造背景、沉积环境、埋藏过程等其他因素对储层物性是否有影响?

前人的研究几乎都没有对这些问题进行深层次的探讨。

本文从岩石学特征出发,分析储层的成分和结构特点,进而研究成岩作用特征,分析不同成岩作用所代表的成岩环境,对孔隙演化的影响,然后确定成岩序列。最后结合大地构造背景、沉积环境、目的层埋藏过程系统地分析储层孔隙演化的控制因素,提出研究区须家河组低孔低渗储层的形成机理。

1 岩石学特征

根据岩芯和薄片观察,研究区须家河组储层为一套中—低成分成熟度和中等结构成熟度的砂岩。岩芯上整体呈现暗灰色,黄褐色,岩屑含量较高。根据7口井400余张镜下薄片分析,认为储层总体上以中粒、中细粒岩屑砂岩为主,以中粒岩屑砂岩最为发育,其次为中粒长石岩屑质石英砂岩、中细粒岩屑质石英砂岩、少量细粒钙质砂岩以及少量粉砂岩(图2)。大部分样品岩屑含量为20%~40%,而且类型丰富,最常见为泥岩、干枚岩、板岩和石英岩岩屑(图4a, b)。

根据镜下统计,须家河组80%以上是中粒和细

^①国家自然科学基金项目(批准号:41072104)资助
收稿日期:2012-01-10; 收修稿日期:2012-03-29

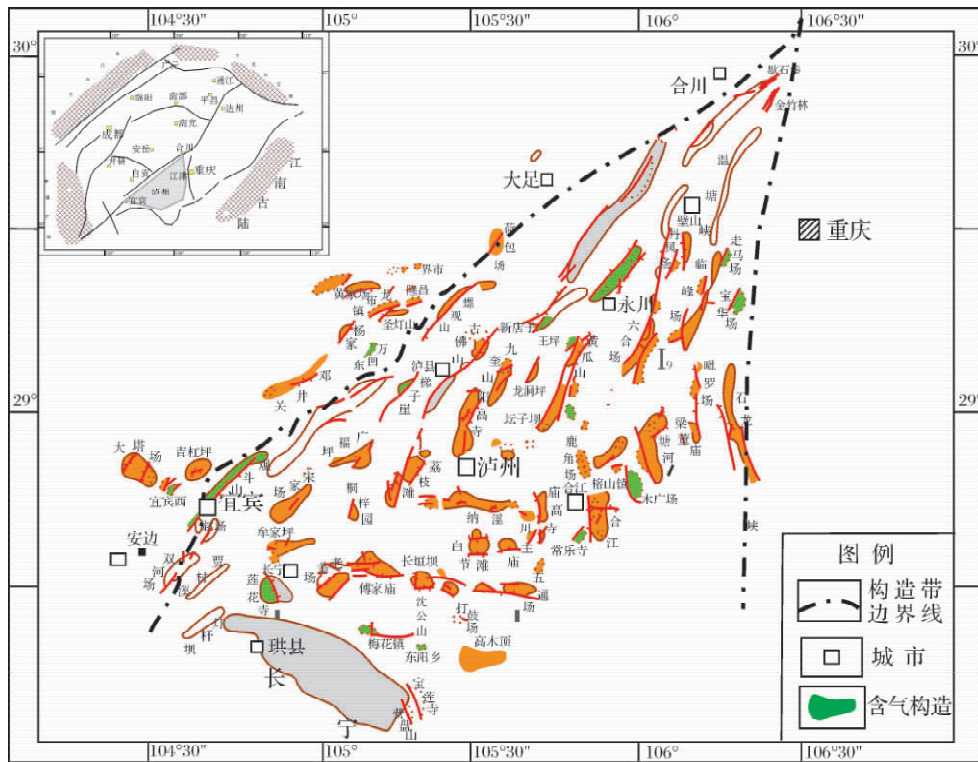


图 1 研究区位置及构造纲要图

Fig. 1 Location and structural outline map of the study area

粒砂岩,分选中—低,磨圆度以次棱角状、次棱角—次圆状为主,平面上在靠近物源方向的梁董庙地区分选、磨圆明显变差,向盆内方向分选变好,次棱角—次圆状颗粒也有所增加。

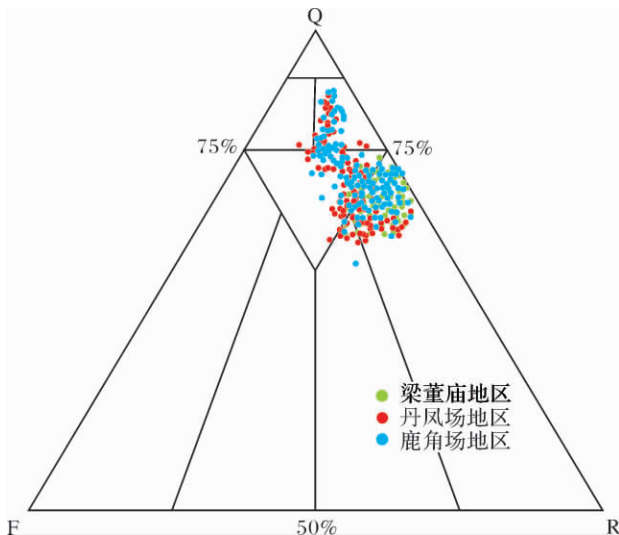


图 2 须家河组储层岩石组分三角图

Fig. 2 Composition plot of the 4th member of Xujiacha Formation (Q-quartz , F-fledspar , R-lithic)

2 主要成岩作用类型及特点

通过大量的岩石薄片和扫描电镜分析,认为研究区须家河组在埋藏过程中经历的主要成岩作用包括压实作用、胶结作用、溶蚀作用及交代作用,其中前三种成岩作用对储层物性影响最大。

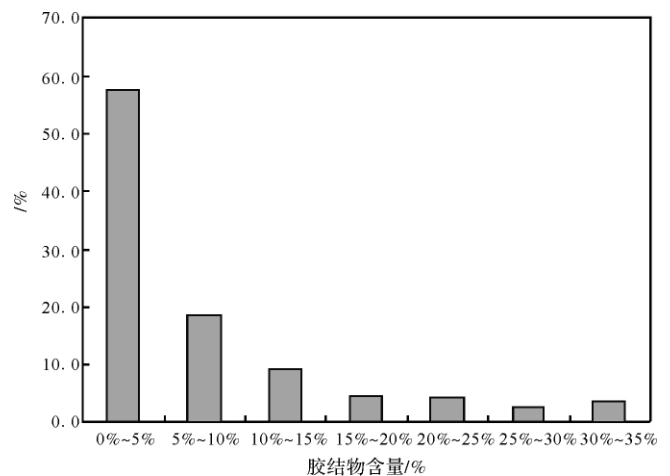


图 3 胶结物占全岩含量的分布比例

Fig. 3 Distribution of total amount of cement mineral

2.1 压实作用

研究区须家河组砂岩在埋藏过程中遭受强烈的压实作用,颗粒之间以线接触、凹凸接触为主。以塑性岩屑压实变形最为常见,常形成假杂基。石英、岩屑及长石等脆性颗粒常破裂形成粒内缝。

2.2 胶结作用

研究区须家河组胶结作用常见,但是胶结物(硅质、钙质及黏土矿物)总含量较少(图 3),平均为 5.8%。胶结类型包括硅质胶结、碳酸盐胶结、黏土胶结、铁质胶结。其中硅质胶结最为常见。

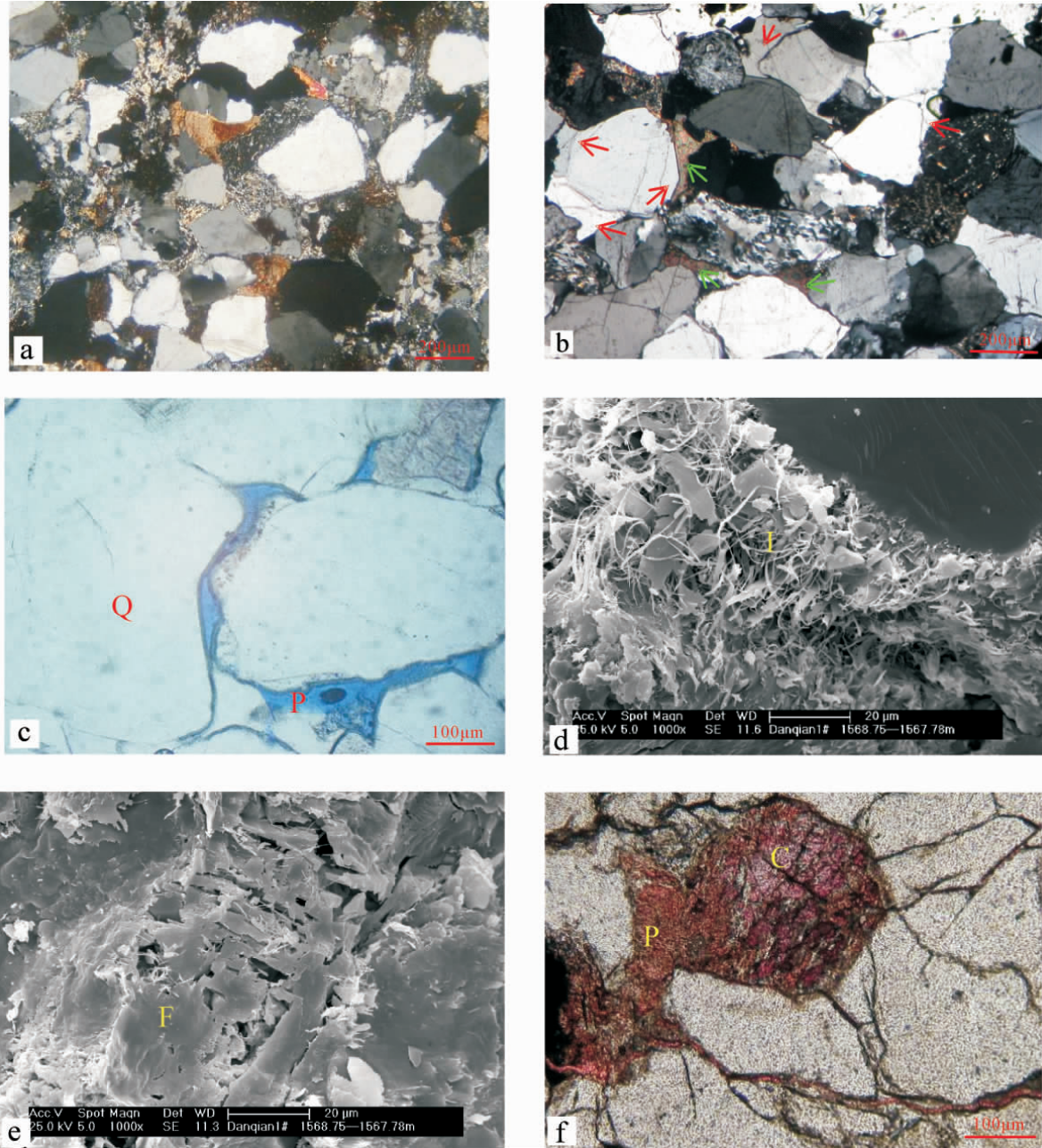


图 4 研究区须家河组典型的成岩现象

(a) 董 11 井, 岩屑砂岩, 千枚岩岩屑、变质砂岩岩屑、碳酸盐岩岩屑。其中千枚岩岩屑压实后塑性变形形成假杂基, 1 356.24 m; (b) 丹浅 001-1 井, 在普遍发育的石英次生加大(红箭头)之后又发生了晚期的方解石胶结(绿箭头), 1 461.05 m; (c) 丹浅 001-1 井, 原生粒间孔发育绿泥石衬边, 1 569.9 m; (d) 丹浅 1 井, 发丝状伊利石, 微孔隙发育, 1 569.52 m, × 1000; (e) 丹浅 1 井, 长石溶蚀, 1 567.78 m; (f) 丹浅 1 井, 早期溶蚀孔被方解石(紫红色)充填, 晚期岩屑溶孔被保留(红色), 裂缝作为溶蚀通道, 1 563.8 m。(Q: 石英, F: 长石, C: 方解石, I: 伊利石, P: 孔隙)

Fig. 4 Typical diagenetic types of Xujiahe Formation in the study area

(1) 硅质胶结作用

硅质胶结或者石英次生加大几乎在所有的镜下薄片上均有发育,含量 2.0% ~ 14.3%,平均 4.0%,加大级次为 II - III 级。

根据特征可分为压溶前和压溶石英次生加大。前者发生于浅埋期,石英颗粒在未被完全压实之前发生次生加大,因此颗粒常呈点一线接触。而压溶成因石英次生加大发生时期较晚,为石英颗粒因压溶作用发生溶解、转移、再沉淀而成,此时粒间孔隙基本因压实作用而消失殆尽,因此颗粒常呈线一凹凸接触,研究区的石英加大多为压溶成因。

(2) 碳酸盐胶结作用

研究区碳酸盐胶结现象常见,但含量较少,大部分含量小于 2.5%,个别可达 28%,平均 1.6%。胶结物类型包括方解石胶结、铁方解石胶结和白云石胶结。早期为基底式方解石胶结,晚期为孔隙式方解石胶结、含铁方解石胶结和白云石胶结。根据镜下薄片统计,85%的薄片见到了碳酸盐胶结,其中 14% 为基底式胶结,86% 为孔隙式胶结,这说明大部分的碳酸盐胶结发生于晚期(图 4b)。

垂向上,由砂—泥岩界面向砂岩内部,碳酸盐胶结逐渐减少,变化规律明显。在砂—泥岩界面处常发生基底式方解石胶结,发育岩性为细粒、中细粒岩屑砂岩。在砂层内部发育孔隙式碳酸盐胶结,发育岩性以中粒岩屑砂岩为主,但偶尔也见薄层的细粒岩屑砂岩发生基底式方解石胶结。

与石英次生加大对孔隙破坏不同,碳酸盐胶结不但会充填原生粒间孔隙,对早期形成的粒内溶孔也具有破坏作用,这些早期的溶孔常被碳酸盐矿物充填殆尽。但由于储集砂体碳酸盐胶结物含量少,因此碳酸盐胶结并非破坏孔隙的主要因素。

(3) 黏土胶结作用

须家河组砂岩的黏土胶结作用中等—弱,根据 X 射线衍射分析结果,黏土矿物含量不超过 2.5%,平均含量 1.39%(表 1)。黏土矿物类型为伊利石和绿

泥石胶结,未见高岭石。伊利石胶结物通常呈颗粒包膜或孔隙衬边形式出现,扫描电镜下发育蜂窝状、发丝状(图 4d)。绿泥石胶结物则以孔隙衬边形式出现(图 4c),扫描电镜下呈绒球状、玫瑰花状集合体,具有多期生长的特征。

2.3 溶蚀作用

须家河组溶蚀作用总体较弱,溶蚀对象主要以长石和岩屑为主(图 4e, f),其次是少量杂基及胶结物,因溶蚀作用而增加的溶蚀孔隙度一般小于 3%,但最高也可达 5%。根据溶蚀特征可以识别出早晚两期的溶蚀作用,其中早期溶蚀作用以原生孔隙作为溶蚀流体通道,形成的粒内溶孔多被方解石充填;晚期溶蚀以微裂缝作为通道,溶蚀孔隙未被充填,且常沿微裂缝分布(图 4f)。

3 孔隙类型和物性特征

3.1 孔隙类型

根据镜下 50 块铸体薄片观察,须家河组砂岩孔隙总体不发育,孔隙类型包括原生粒间孔、杂基微孔、粒内溶孔、粒间溶孔、铸模孔(图 4c, e, f)。由于后期未能发生大规模的溶蚀作用,孔隙类型以原生粒间孔为主,其次是粒内溶孔和杂基微孔(图 5)。原生粒间孔一般具有绿泥石环边,常见少量磁铁矿充填。粒内溶孔多形成于晚期,沿裂缝分布,溶蚀对象为长石和岩屑。受辫状河水动力条件不稳定的影响,须家河组含较多杂基,因此杂基微孔也是重要孔隙类型,但由于孔喉细小,一般小于 0.005 mm,对物性贡献较小。

3.2 物性特征

根据 2 030 个岩芯样品的孔隙度和渗透率测试数据表明:研究区须家河组砂岩岩芯孔隙度最大为 12.5%,最小为 0.08%,平均 4.64%,大部分集中于 2% ~ 8%(占 82%)。渗透率最小 $0.003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大为 $7.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.147 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。具有明显的低孔低渗特征。

表 1 研究区部分井砂岩 X 射线衍射分析黏土矿物含量

Table 1 Clay mineral content from the X-ray diffraction analysis in sandstone from wells in the study area

井号、剖面	井深/m	样品数/个	黏土矿物绝对含量/%	绿泥石相对含量/%	伊利石相对含量/%	高岭石相对含量/%
鹿浅 1	1700 ~ 1709	2	0.85	56	44	0
丹浅 1	1571.04	1	2.05	65	35	0
井 25	1447.77	1	0.35	53	47	0
井 25	1428.3	1	2.3	25	75	0
平均值			1.3875	49.75	50.25	0

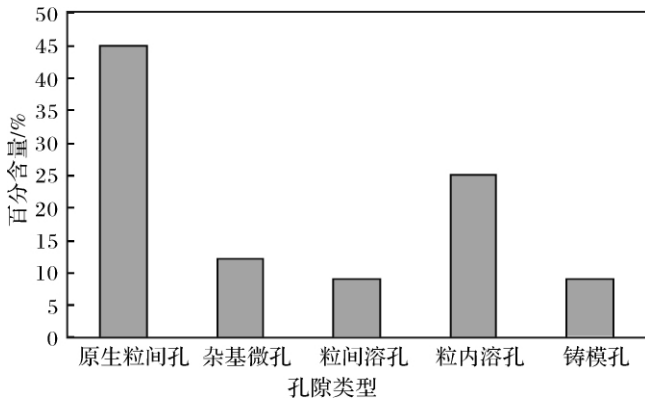


图 5 研究区储层孔隙类型及比例

Fig. 5 Porosity categories and proportion of reservoir in the study area

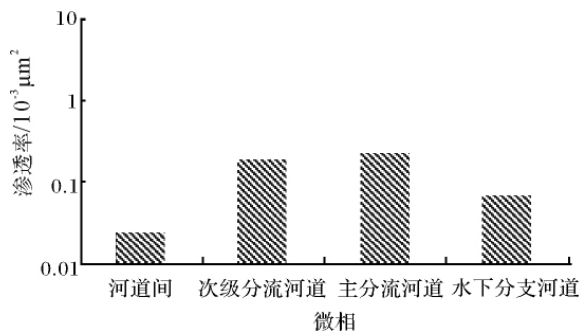
平面上, 研究区的东南部靠近物源, 物性最差, 平均孔隙度为 1.63%, 平均渗透率 $0.014 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 向盆地内部, 物性变好, 平均孔隙度可达 8.53%, 平均渗透率可达 $1.65 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4 储层物性控制因素和低孔低渗形成机理

储层的物性受多种因素的影响, 包括沉积条件、成岩作用、构造运动、油气充注、异常高压等, 其中沉积条件和成岩作用是最主要的影响因素^[9-12]。而不同地区主控的影响因素也不同, 有的主要受沉积条件控制, 有的主要受后期成岩作用改造影响^[13-15]。

对研究区须家河组而言, 沉积条件和成岩作用对储层物性都有影响, 而成岩作用是造成低孔低渗的主要原因。

不同沉积微相砂体物性有所差异(图 6)。研究区须家河组砂体主要为辫状河三角洲平原的主分流河道、次级分流河道及前缘的水下分流河道沉积。根



据镜下观察, 沉积水动力相对较强的砂体如主河道砂体粒度粗于水动力弱的沉积砂体, 分选也较好, 因此物性略好。但不同河道砂体物性差别较小, 平均孔隙度差异 $< 1.7\%$, 平均渗透率差异 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这说明原始沉积条件对储层物性的影响随着后期的埋藏演化而被削弱。

根据大量的镜下观察, 低孔低渗是强烈破坏性成岩作用的结果, 而在破坏性成岩作用中, 压实作用对孔隙的破坏要大于胶结作用。通过对粒间总孔隙度和胶结物含量的统计可见所有的样品都落入强压实的范围(图 7)。如果认为原始孔隙度 45%, 压实作用损失的孔隙度大部分集中于 30% ~ 40%。为何在浅埋条件(800 ~ 2 000 m)下会出现如此强烈的压实作用? 为何后期溶蚀作用的对储层的改善不明显? 通过分析认为须家河组强烈的成岩作用是大地构造背景、沉积环境、埋藏过程等多方面因素综合作用的结果。

4.1 大地构造背景控制了沉积环境和物源特征

区域构造研究表明, 三叠纪晚期, 四川盆地的沉积中心位于川西地区, 龙门山活动较强烈, 盆地自西向东构造活动逐渐减弱^[17-23]。研究区位于四川盆地东南部, 须家河组沉积时构造相对稳定, 地势较为平缓。这种宽缓稳定的地质条件有利于辫状河及辫状河三角洲的发育。

三叠纪末期四川盆地刚刚由海变陆, 海水自东向西退出盆地^[17], 盆地周缘早期沉积的海相地层在抬升后最先出露, 为盆地提供了大量的沉积岩岩屑和浅变质岩岩屑。根据镜下观察, 沉积岩岩屑以泥岩为主, 其次是碳酸盐岩屑和砂岩岩屑; 变质岩岩屑以变质程度较低的千枚岩岩屑为主, 其次是中低级变质程度的云母石英片岩、片麻岩、变质砂岩岩屑, 这些岩屑塑性均较强, 容易压实变形。

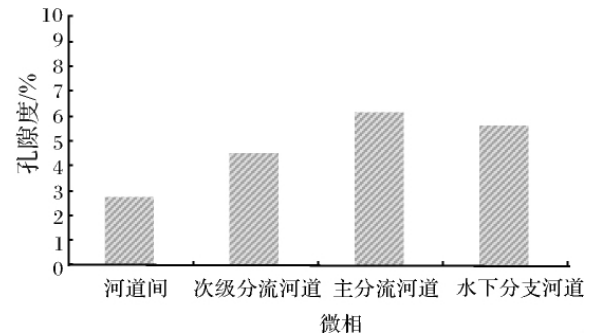


图 6 不同微相砂岩孔隙度和渗透率特征

Fig. 6 Physical properties of sandstones from different depositional microfacies

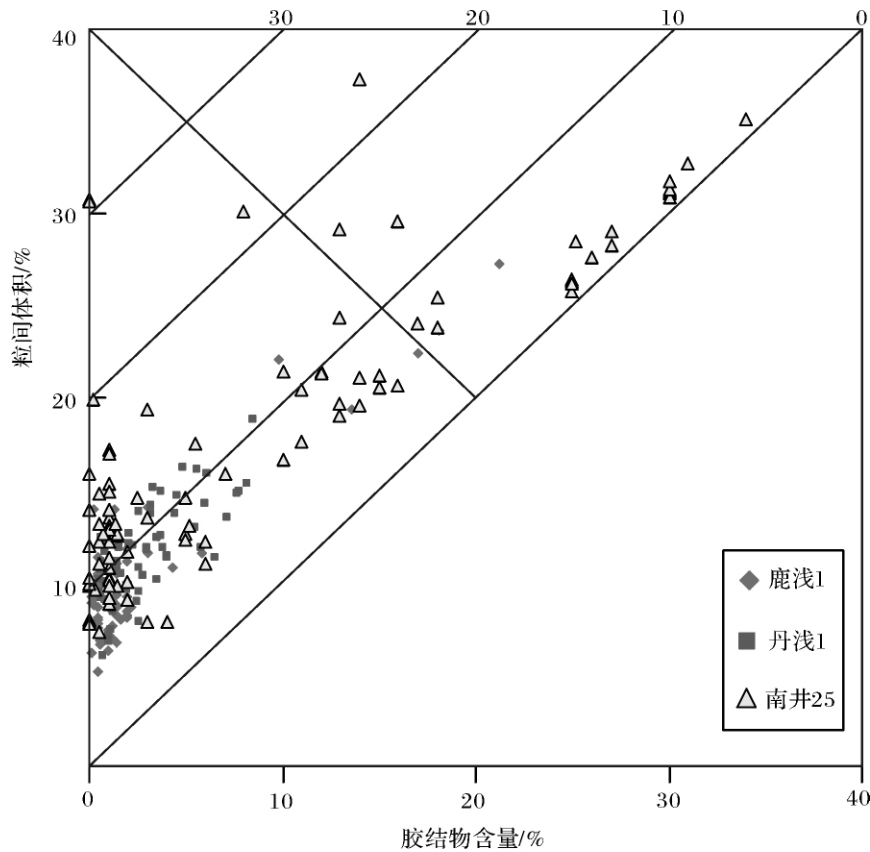


图7 须家河组压实作用和胶结作用对孔隙度损失的比较

Fig. 7 Comparison of porosity reduction of Xujiahe Formation between compaction and cementation

4.2 辫状河的沉积特征控制了储层的组分特征

辫状河相对近源,水动力不稳定,以沉积速率快,侧向改道迅速为特征。因此河道间沉积的泥岩、粉砂岩常因河道改道而被冲蚀,形成大量的撕裂屑,同时也导致砂泥混杂沉积,分异程度差。镜下观察,须家河组砂岩中常含较多的网状充填黏土杂基,含量5.0%~14.5%,平均7.5%。同时由于相对近源,泥岩、干枚岩等塑性岩屑易被保存下来,含量普遍大于20%。这种杂基含量较高,含大量塑性岩屑的组分特征是导致强烈压实的原因之一。

4.3 持续的埋藏最终导致强烈的压实作用

目前须家河组埋深普遍小于2000 m,甚至出露地表,但根据对董11井、董15井、丹浅001-2井地层埋藏史的分析,须家河组在沉积之后发生了持续性的埋深,埋深过程一直持续到白垩纪末期,新生代以来才开始抬升。以董11井为例(图8),在晚三叠世须家河组沉积之后就经历了一期非常短期的约300 m的快速埋藏过程,此后在中侏罗世须家河组开始了长期的持续性的埋藏过程:前期埋深了930 m,埋藏速

率高达51.6 m/Ma;后期埋深了2790 m,埋藏速率为29.7 m/Ma。持续性的埋藏不利于形成早期的碳酸盐胶结,加之须家河组塑性岩屑和杂基含量高的组分特征最终导致了强烈的压实作用。因此强烈的压实对原生孔隙的损失起到了决定性的作用。

4.4 中晚期的胶结作用导致孔隙继续损失

低孔低渗的另一原因是经过强烈压实作用后剩余的原生孔隙又受到石英次生加大和碳酸盐胶结作用进一步损失。

石英压溶作用出现在压实作用的中后期,溶解硅质转移至压实残余孔隙中沉淀形成硅质胶结。岩屑砂岩中塑性岩屑、杂基含量较多,压实之后剩余孔隙损失严重,因此石英次生加大规模较小。而在岩屑石英砂岩和长石岩屑质石英砂岩中由于塑性岩屑含量较少,石英的次生加大发育。石英次生加大之后,如果还有剩余孔隙,则还可以继续发生碳酸盐胶结继续充填孔隙(图4b)。总体来看,石英加大对孔隙的进一步破坏要强于碳酸盐胶结。

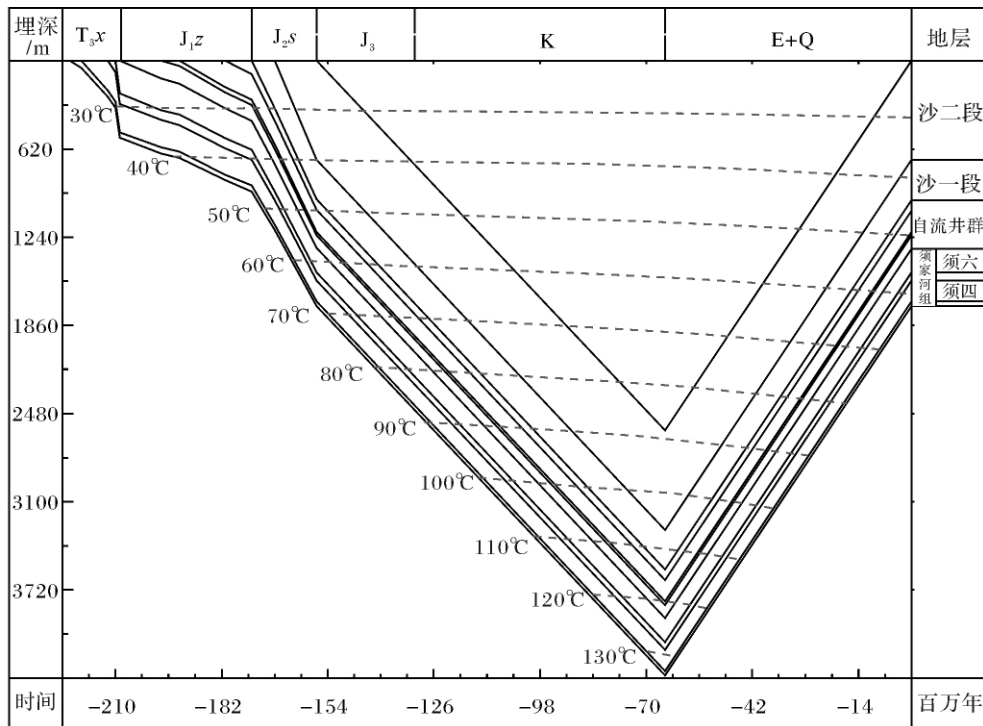


图 8 董 11 井须家河组埋藏史曲线图

Fig. 8 Burial history of the 4th member of Xujiahe Formation of Well Dong11 in the study area

4.5 埋藏后期溶蚀作用弱次生孔隙不发育

须家河组整体溶蚀作用比较弱,溶蚀孔隙不发育,导致溶蚀作用弱的原因主要有 3 点:(1) 研究区远离沉积中心,缺少溶蚀酸性水;(2) 早期致密化严重,流体进入砂岩内部困难;(3) 缺少可溶组分,早期碳酸盐胶结微弱。

区域位置上,研究区位于四川盆地南部,远离须家河组沉积时盆地的沉积中心,加之盆地中部构造相对稳定,自三叠纪之后未发生强烈的构造变形,地层平缓,断裂不发育^[18-24],因此盆地中心的酸性水很难经过长距离横向运移到达研究区对目的层段进行溶蚀。

其次,须家河组在早期发生了持续快速埋深,加之塑性组分含量高,导致了强烈的压实作用,压实剩余孔隙又被之后的石英次生加大所充填,所以埋藏至中晚期时,须家河组储层已经非常致密,有机质成熟形成的酸性水很难进入砂岩内部进行溶蚀。由于孔隙条件差,即使发生微弱的溶蚀之后,溶解物质也很难被带出,这就导致了先形成的溶蚀孔隙在后期抬升过程中因流体温压条件变化而被再次充填的现象。

缺少可溶组分也是须家河组溶蚀作用弱的另一原因。可溶物质如长石颗粒、可溶性岩屑和碳酸盐胶

结物等是晚期溶蚀作用发生的物质基础。须家河组碎屑颗粒主要为石英和岩屑,长石含量少,普遍小于 5%。岩屑类型多以泥岩、千枚岩等难溶岩屑为主,可溶性的岩屑如火山岩岩屑含量少,此外碳酸盐胶结作用较弱,含量少(平均 1.6%)而且多形成于中晚期。这种组分特征不利于溶蚀作用的发生。

5 结论

综上所述,蜀南地区须家河组低孔低渗砂岩的成因可以归结为:在靠近物源而远离沉积中心的古地理背景下,辫状河道沉积的须家河组砂岩含有大量的塑性岩屑,加之早期持续性的埋深导致强烈的机械压实作用,原生粒间孔隙消失殆尽,残余原生孔隙又被石英次生加大所占据。埋藏后期缺乏可溶矿物和溶蚀流体,溶蚀流体难以进入已致密化的砂岩,导致后期溶蚀孔隙不发育,最终导致须家河组形成低孔低渗砂岩。

参考文献 (References)

- 1 郑荣才,朱如凯,翟文亮,等. 川西类前陆盆地晚三叠世须家河组构造演化及层序充填样式[J]. 中国地质, 2008, 35(2): 246-255 [Zheng Rongcai, Zhu Rukai, Zhai Wenliang, et al. Tectonic evolution and sequence filling patterns in the western Sichuan foreland-like basin

- in the Late Triassic Xujiahe period [J]. *Geology in China*, 2008, 35 (2): 246-255]
- 2 柯光明, 郑荣才, 高红灿, 等. 四川盆地须家河组高分辨率层序-岩相古地理特征[J]. *成都理工大学学报: 自然科学版*, 2008, 35 (6): 630-638 [Ke Guangming, Zheng Rongcai, Gao Hongcan, *et al.* High-resolution sequence stratigraphy and the lithofacies paleogeographic characteristics of Upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition*, 2008, 35 (6): 630-638]
 - 3 朱如凯, 赵霞, 刘柳红, 等. 四川盆地须家河组沉积体系与有利储集层分布[J]. *石油勘探与开发*, 2009, 36(1): 46-56 [Zhu Rukai, Zhao Xia, Liu Lihong, *et al.* Depositional system and favorable reservoir distribution of Xujiahe Formation in Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 46-56]
 - 4 施振生, 杨威, 金惠, 等. 川中—川南地区上三叠统沉积相研究[J]. *沉积学报*, 2008, 26(2): 211-221 [Shi Zhensheng, Yang Wei, Jin Hui, *et al.* Study on sedimentary facies of the Upper Triassic in central and south Sichuan Province [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2008, 26(2): 211-221]
 - 5 谢武仁, 李熙喆, 张满郎, 等. 川西南地区上三叠统须家河组砂岩储层综合评价[J]. *天然气地球科学*, 2008, 19(1): 94-99 [Xie Wuren, Li Xizhe, Zhang Manlang, *et al.* Reservoir evaluation of Upper Triassic Xujiahe Formation in southwest Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2008, 19(1): 94-99]
 - 6 张哨楠. 四川盆地西部须家河组砂岩储层成岩作用及致密时间讨论[J]. *矿物岩石*, 2009, 29(4): 33-38 [Zhang Shaonan. Discussion on the diagenesis and timing of tight sandstone reservoir in Xujiahe Formation, Western Sichuan Basin [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 2009, 29(4): 33-38]
 - 7 董贞环. 四川盆地西部须家河组致密砂岩成岩作用与孔隙演化模式[J]. *岩相古地理*, 1994, 14(2): 33-41 [Dong Zhenhuan. Model for diagenesis and porosity evolution of the dense sandstones from the Xujiahe Formation in Western Sichuan Basin [J]. *Sedimentary Facies and Palaeogeography*, 1994, 14(2): 33-41]
 - 8 王伟, 王兴志, 张帆, 等. 四川广安地区须家河组四段储层成岩作用与孔隙演化[J]. *世界地质*, 2010, 29(1): 96-103 [Wang Wei, Wang Xingzhi, Zhang Fan, *et al.* Diagenesis and pore evolution of reservoir in the 4th Member of Xujiahe Formation in Guang'an area of Sichuan Province [J]. *Global Geology*, 2010, 29(1): 96-103]
 - 9 李忠, 李蕙生. 东濮凹陷深部次生孔隙成因与储层演化研究[J]. *地质科学*, 1994, 29(3): 267-275 [Li Zhong, Li Huisheng. An approach to genesis and evolution of secondary porosity in deeply buried sandstone reservoirs, Dongpu depression [J]. *Chinese Journal of Geology: Scientia Geologica Sinica*, 1994, 29(3): 267-275]
 - 10 郑浚茂, 应凤祥. 煤系地层(酸性水介质)的砂岩储层特征及成岩模式[J]. *石油学报*, 1997, 18(4): 19-24 [Zheng Junmao, Ying Fengxiang. Reservoir characteristics and diagenetic model of sandstone intercalated in coal-bearing strata (Acid water medium) [J]. *Acta Petrologica Sinica*, 1997, 18(4): 19-24]
 - 11 钟大康, 朱筱敏, 张枝焕, 等. 东营凹陷古近系砂岩储集层物性控制因素评价[J]. *石油勘探与开发*, 2003, 30(3): 95-98 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Zhihuan, *et al.* Controlling factors of sandstone reservoir of the Paleogene in Dongying Sag [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(3): 95-98]
 - 12 钟大康, 朱筱敏, 周新源. 塔里木盆地中部泥盆系东河砂岩成岩作用与储集性能控制因素[J]. *古地理学报*, 2003, 8(3): 378-389 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhou Xinyuan. Diagenesis and controlling factors of reservoir quality of Devonian Donghe sandstones in central Tarim basin [J]. *Journal of Palaeogeography*, 2003, 8(3): 378-389]
 - 13 钟大康, 朱筱敏, 李树静, 等. 早期碳酸盐胶结物作用对砂岩孔隙演化的影响——以塔里木盆地满加尔凹陷志留系砂岩为例[J]. *沉积学报*, 2007, 25(6): 885-890 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Li Shujing, *et al.* Influence of early carbonate cementation on the evolution of sandstones: a case study from Silurian sandstones of Manjiaer depression, Tarim basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2007, 25(6): 885-890]
 - 14 钟大康, 朱筱敏, 张琴. 不同埋深条件下砂泥岩互层中砂岩储层物性变化规律[J]. *地质学报*, 2004, 78(4): 863-871 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Qin. Variation characteristics of sandstone reservoirs when sandstone and mudstone are interbedded at different buried depths [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2004, 78(4): 863-871]
 - 15 黄思静, 黄培培, 王庆东, 等. 胶结作用在深埋藏砂岩孔隙保存中的意义[J]. *岩性油气藏*, 2007, 19(3): 7-13 [Huang Sijing, Huang Peipei, Wang Qingdong, *et al.* The significance of cementation in porosity preservation in deep-buried sandstones [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2007, 19(3): 7-13]
 - 16 李书兵, 何鲤, 柳梅青. 四川盆地晚三叠世以来陆相盆地演化史[J]. *天然气工业*, 1999, 19(增刊): 18-23 [Li Shubing, He Li, Liu Meiqing. Evolution history of continental basin in Sichuan basin since Late Triassic [J]. 1999, 19(S0): 18-23]
 - 17 罗志立. 扬子古板块的形成及其对中国南方地壳发展的影响[J]. *地质科学*, 1979, (4): 127-138 [Luo Zhili. On the occurrence of Yangtze old plate and its influence on the evolution of lithosphere in the southern part of China [J]. *Chinese Journal of Geology*, 1979, (4): 127-138]
 - 18 四川省地质矿产局. 四川省区域地质志[M]. 北京: 地质出版社, 1991: 159-260 [Bureau of Geology and Mineral Resources of Sichuan. *Regional Geology of Sichuan Basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1991: 159-260]
 - 19 罗志立, 金以钟, 朱夔玉, 等. 试论上扬子地台的峨眉地裂运动[J]. *地质论评*, 1988, 34(1): 11-24 [Luo Zhili, Jin Yizhong, Zhu Kuiyu, *et al.* On Emei taphrogenesis of the upper Yangtze platform [J]. *Geological Review*, 1988, 34(1): 11-24]
 - 20 童崇光. 四川盆地构造演化与油气聚集[M]. 北京: 地质出版社, 1994: 1-125 [Tong Chongguang. *Structural Evolution and Hydrocarbon Accumulation in Sichuan Basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1992: 19-28]
 - 21 郭正吾, 邓康龄, 韩永辉, 等. 四川盆地形成与演化[M]. 北京: 地质出版社, 1996: 200 [Guo Zhengwu, Deng Kangling, Han Yonghui, *et al.* *Formation and Evolution of Sichuan Basin* [M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996: 200]

- 22 秦起荣, 苏培东, 李乐, 等. 川中低缓构造成因[J]. 新疆石油地质, 2005, 26(1): 108-111 [Qin Qirong, Su Peidong, Li Le, *et al.* Origin of low structures in central Sichuan Area[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(1): 108-111]
- 23 罗志立. 中国西南地区晚古生代以来地裂运动对石油等矿产的影响[J]. 四川地质学报, 1981, 2(1): 1-2 [Luo Zhili. Effect of taphrogenesis on the oil and other mineral since Neopaleozoic in the southwest China[J]. Acta Geologica Sichuan, 2005, 26(1): 108-111]
- 24 张岳桥, 董树文, 李建华, 等. 中生代多向挤压构造作用与四川盆地的形成和改造[J]. 中国地质, 2011, 38(2): 233-251 [Zhang Yueqiao, Dong Shuwen, Li Jianhua, *et al.* Mesozoic multi-directional compressional tectonics and formation-reformation of Sichuan basin [J]. Geology in China, 2011, 38(2): 233-251]

Characteristics and Controlling Factors of Upper Triassic Xujiahe Tight Sandstone Reservoir in Southern Sichuan Basin

ZHU Hai-hua^{1 2} ZHONG Da-kang^{1 2} LI Qi-rong³ DU Ben-qiang³
LONG Hui³ MA Yan-liang³ WU Lian-bo^{1 2} JIANG Nan⁴

(1. School of Earth Science, China University of Petroleum Beijing 102249;

2. State Key Lab of Petroleum Resource and Prospecting, Beijing 102249;

3. Luzhou Gas District, Southwest Oil and Gas Field Co. Ltd. PetroChina Luzhou Sichuan 646000;

4. Southwest Petroleum University, Chengdu 610500)

Abstract Xujiahe Formation in southern Sichuan Basin deposited in distributary channel of braided river delta plain and is dominated by lithic arenite, lithic quartz arenite. The Upper Triassic tight reservoirs with average porosity of 4.04% and average permeability of $0.147 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ are in a current depth of 0-2 673 m (mostly 800 ~ 2 000 m). The causes of low porosity and permeability include four aspects. (1) The relative short transportation distance from provenance to deposition area resulted in large quantities of shale, phyllite and other plastic debris as well as poorly sorted grain pattern. (2) The early mudstone was easily eroded and mixed with sand grains because of the hydropower instability and quickly lateral diversion of braided river during the deposition process. (3) During the burial process, strong deformation of plastic particles caused by mechanical compaction combined with quartz cementation during the afterwards chemical compaction resulted in significant reduction of primary porosity. (4) The deficiency of acid fluid from the source rocks because the long distance from deposition center of basin resulting in weak dissolution after den-sification of sandstone. Hence, limited amount of secondary pores generated.

Key words: Sichuan Basin; Xujiahe Formation; tight reservoir; mechanism; diagenesis