

四川类前陆盆地中西部须家河组储层特征

戴朝成¹, 郑荣才¹, 朱如凯², 李凤杰¹, 高志勇², 白 斌²

(1. 成都理工大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059;

2. 中国石油勘探开发研究院油气储层重点实验室, 北京 100083)

摘要:四川类前陆盆地上三叠统须家河组储层在岩石学上具有低成分成熟度、低胶结物含量和结构成熟度中等特征, 岩性在平面上具有一定的规律性, 在川西北地区以岩屑砂岩为主, 川西中部地区为岩屑砂岩与长石砂岩混合区, 川西南地区以岩屑长石砂岩为主, 川中前陆隆起为长石岩屑与岩屑石英砂岩混合区。储层总体物性较差, 属低孔低渗和特低孔特低渗储层, 局部发育有少量中孔低渗储层。由于盆地内逆冲推覆带、前渊拗陷带、前陆斜坡带和前陆隆起带的沉积、成岩以及构造作用的差异性。决定了储层孔隙类型的分带性, 龙门山逆冲推覆带储层类型以裂缝型为主, 另可见少量的溶蚀孔和原生粒间孔; 前渊拗陷带储层类型为裂缝—次生溶孔型, 以次生溶蚀孔隙为主, 原生孔隙基本消失; 前陆斜坡带储层类型以次生溶孔及原生粒间孔为主; 前陆隆起带以溶蚀扩大孔和原生孔组成的混合孔为主, 储层发育受沉积、成岩和构造破裂作用的控制。

关键词:四川类前陆盆地; 上三叠统须家河组; 储层特征; 孔隙类型

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2011)01-0047-09

引用格式:戴朝成, 郑荣才, 朱如凯, 等. 四川类前陆盆地中西部须家河组储层特征[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 47-55.

0 引言

前陆盆地是世界上油气最丰富和大油气田最多的沉积盆地, 也是最早发现油气和进行油气田勘探的领域^[1]。四川盆地在成因上虽然具有前陆盆地性质^[2-3], 但仍然有别于具 A 型或 B 型俯冲带的前陆盆地^[4-5], 在国内外的压性盆地分类位置中, 被列为特殊成因类型的“中国型盆地”、“C-型前陆盆地”、“前陆类盆地”和“类前陆盆地”等^[6-8], 本文采用陈发景^[8]的“类前陆盆地”观点对其进行描述。上三叠统须家河组是四川类前陆盆地最重要的烃源岩系和油气储集单元, 储层主要为陆源碎屑岩, 在岩石学上表现为成岩作用强烈和普遍致密化, 物性总体很差, 大多为非常规低孔低渗和特低孔特低渗裂缝—孔隙型储层, 仅局部发育有少量中孔低渗储层^[9], 因此, 在油气勘探中储层特征、控制因素和分布规律的研究显得尤其重要。本文通过对盆地内逆冲推覆带、前

渊拗陷带、前陆斜坡带和前陆隆起带等不同构造带上的须家河组储层特征和孔隙类型对比, 总结该盆地中西部须家河组不同类型的储层在平面上和纵向上的分布规律, 有助于提高须家河组储层预测的准确性, 对中国中—西部类前陆盆地石油地质勘探具有重要的指导意义。

1 地质背景

现今四川盆地的构造格局于印支运动后期开始出现雏形, 经燕山运动至喜马拉雅运动的多次叠加改造后才得以定形, 为一以龙门山断裂为西界、七曜山断裂为东界、城口断裂为北界、峨眉—瓦山断裂为南界的菱形构造兼地貌盆地^[10], 面积约为 $18 \times 10^4 \text{ km}^2$ (图 1)。晚三叠世初期, 组成盆地沉积基底的中、下三叠统海相碳酸盐岩地层发生强烈构造隆升和遭受剥蚀, 于晚三叠世早期逐渐进入挤压构造

收稿日期: 2010-04-21; 修回日期: 2010-08-22.

基金项目: 国家重大专项“大型油气田及煤层气开发”项目(编号: 2008ZX05000-003-01)资助.

作者简介: 戴朝成(1980-), 男, 湖南邵阳人, 博士研究生, 主要从事沉积学研究. E-mail: daichaocheng@qq.com.

通讯作者: 郑荣才. E-mail: zhengrc@cdut.edu.cn.

背景条件下的陆内会聚盆地,即四川类前陆盆地演化阶段,相继发生晚三叠世的马鞍塘期、小塘子期海相地层和须家河期由海相到陆相的含煤碎屑岩的沉积超覆作用,并延续到早侏罗世—晚白垩世的红层碎屑岩建造^[10]。须家河组厚数百米至近千米,岩性为黄灰色砾岩、含砾砂岩、砂岩、粉砂岩和泥岩夹煤层,自下而上可划分为须二段至须六段($T_3x^2-T_3x^6$)5个岩性段,其中须二段、须四段及须六段以砂岩为主,由砂岩与泥岩组成以砂岩为主的不等厚韵律层,为储层主要发育层位,须三段、须五段以湖泊—沼泽相暗色泥岩为主,为烃源岩和区域性盖层

发育层位。

2 储层特征及分布规律

2.1 储层岩石学特征

2.1.1 砂岩成分特征

须家河组储集层为一套成分成熟度较低而结构成熟度较高的陆源碎屑岩,成分成熟度较低表现在石英含量较低,而长石、岩屑含量较高,成分成熟度指数一般在1.5~4之间,少数可达6~7。结构成熟度较高表现在碎屑颗粒分选、磨圆较好,杂基含量较少^[11]。根据薄片鉴定资料(表1),各组分特征如下。

表1 须家河组碎屑岩组分统计

含量	组分						
	石英/%	长石/%	岩屑/%				杂基/%
			火成岩	变质岩	沉积岩	岩屑总量	
一般	30~70	1~15	2~40	1~30	1~30	8~60	0~15
最低	15	0	0	0	0	0	0
最高	88	16	57	54	57	79	20
平均	58	8	12.25	7.14	2.06	21	2.5

(1)碎屑颗粒组分特征。碎屑颗粒包含石英、长石和岩屑3部分,其中:石英含量一般在30%~70%之间,最低为15%,最高可达88%,平均为58%,以单晶石英为主,另有少量多晶石英和燧石;长石含量一般在0~15%之间,最高为16%,平均为8%,总体上含量较低;岩屑含量较高,一般在8%~60%之间,最高可达79%,平均为21%,组分复杂,包括火成岩、变质岩、沉积岩3大类岩石均有,具有分区性分布特点,如川西地区北部以火成岩岩屑为主,川西地区中部以沉积岩岩屑为主,川西地区南部以变质岩岩屑为主,川中前陆隆起岩屑含量相对较低,一般以变质岩岩屑为主。

(2)填隙物特征。填隙物包括杂基及胶结物,砂岩中的杂基主要由粘土矿物组成,薄片鉴定主要为伊利石和绿泥石等,含量一般在0.1%~15%之间,最大可达20%,平均为2.5%,总体上以杂基含量较低和分布不均匀为主要特点。常见的胶结物主要有2类:其一为方解石粉晶,于川西地区中部的须四段砂岩中最发育^[12],含量在8%~15%之间,一般发育有方解石胶结物的砂岩中孔隙大多数被完全充填;其二为石英,在须二段、须四段和须六段砂岩中广泛发育,多呈次生加大边形式出现,含量在2%~8%之间,须家河组砂岩的致密化,大多数由石英胶结作用引起。此外,在次生孔隙中常见次生高岭石充填

物,含量高的部位可达2%~3%^[13]。

2.1.2 砂岩类型和分布

四川盆地中西部须家河组砂岩储层以须二段和须四段为主,这2个岩性段砂岩类型在盆地的不同部位有所不同,具有分带性分布规律(图2),如在川西地区北部以岩屑砂岩为主,中部为岩屑砂岩与长石砂岩混合区,南部以岩屑长石砂岩为主,而在川中前陆隆起带为长石岩屑砂岩与岩屑石英砂岩混合区。在纵向上,岩石类型的变化总体上比较小,只是岩屑含量、特别是碳酸盐岩岩屑在北部地区有明显增多的变化趋势。

2.2 储层物性特征

根据200余口井、20条野外剖面共计36000多个样品的物性分析资料,认为须家河组储集层平均孔隙度为4.77%,最小为0.10%,最大为18.27%;储集层平均渗透率为 $0.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小低于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大可达 $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上(有裂缝发育时)^[11,14]。总体上储集层物性较差,属于低孔低渗和特低孔特低渗储集层,在局部发育有少量中孔低渗储集层。储集层孔隙度、渗透率之间相关性中等,相关系数R为0.52,表明渗透率大小不仅与总孔隙多少有关,同时也受孔隙结构和裂缝发育状况控制。在平面上,以埋藏较浅的川中前陆隆起储集层物性最好,平均孔隙度为7.23%,川西前渊坳陷带储集层物性次之。

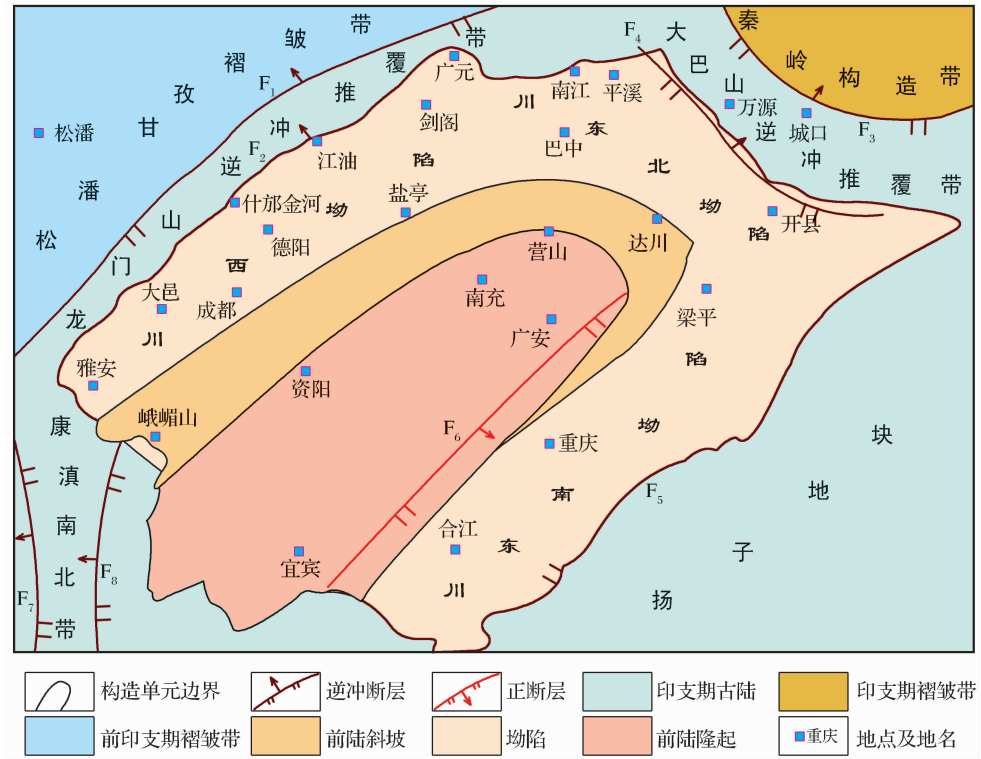


图 1 四川类前陆盆地位置及构造示意

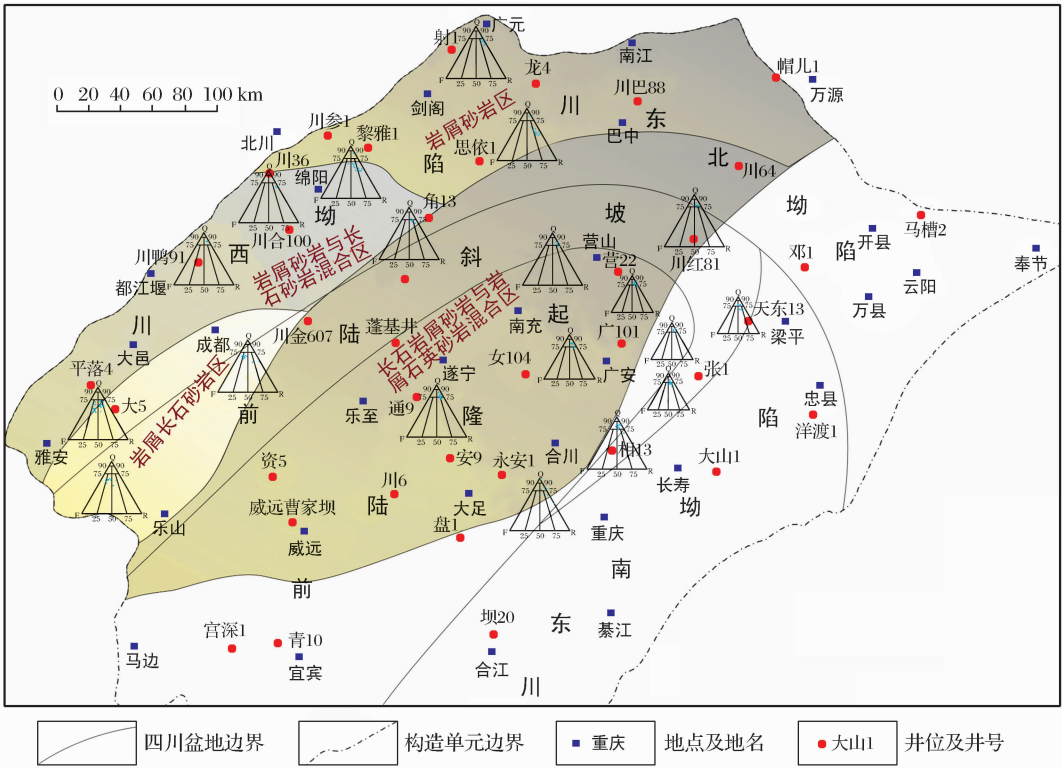


图 2 四川盆地中西部须家河组岩性分区

2.2.1 须二段储层物性特征

须二段平均孔隙度为 4.8%，平均渗透率为 $0.16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙度大于 5% 的样品的平均孔隙度为 6.8%，相应样品的平均渗透率为 $0.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，

孔隙度大于 8% 的样品的平均孔隙度为 9.3%，相应样品的平均渗透率为 $0.41 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙度主要分布在小于 5% 的范围内的样品占样品总数的 55.79% (图 3)，孔隙度为 5% ~ 8% 的样品占

32.11%，孔隙度为 8%~11% 的样品占 10.1%，孔隙度大于 11% 的样品占 1.99%^[11]。区域上物性以川中前陆隆起最好，次为川西前渊凹陷带，但由于川西前渊凹陷靠近逆冲推覆带附近，因而裂缝较发育，其渗透性是全盆地最高的地区。

2.2.2 须四段储层物性特征

须四段平均孔隙度为 4.68%，平均渗透率为 $0.21 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙度大于 5% 的样品的平均孔隙度为 7.3%，相应样品的平均渗透率为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙度大于 8% 的样品的平均孔隙度为 10.08%，相应样品的平均渗透率为 $0.71 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙度主要分布在 5%~8% 的范围内的样品占样品总数的 38.45% (图 4)，孔隙度小于 5%

的样品也较多，占 37.92%，孔隙度为 8%~11% 的样品占 15.98%，孔隙度大于 11% 的样品占 7.65%^[11]。区域上物性也以川中前陆隆起最好，川西前渊凹陷带物性次之。

2.3 储层孔隙特征

四川盆地须家河组孔隙类型按成因可划分为原生孔隙(原生粒间孔)、次生孔隙(粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔)和裂缝，其中储集砂体孔隙类型以次生溶孔和微裂缝为主。

2.3.1 原生粒间孔

绿泥石环边胶结后的原生粒间孔隙(图 5a)。这类孔隙在川中前陆隆起较为发育，纤维状绿泥石垂直颗粒生长，形成颗粒包壳，对砂岩具有很好的抗

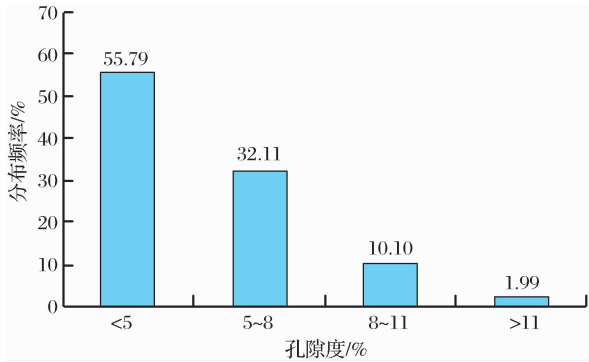


图 3 须二段储层孔隙度分布特征

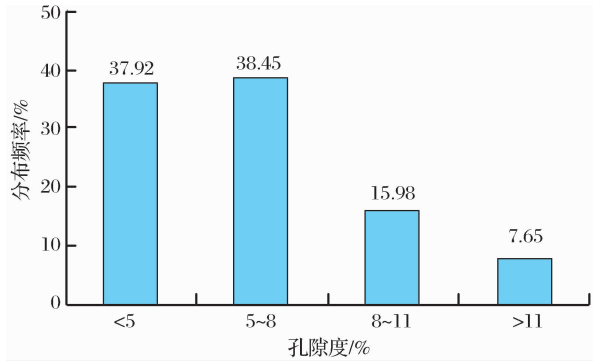


图 4 须四段储层孔隙度分布特征

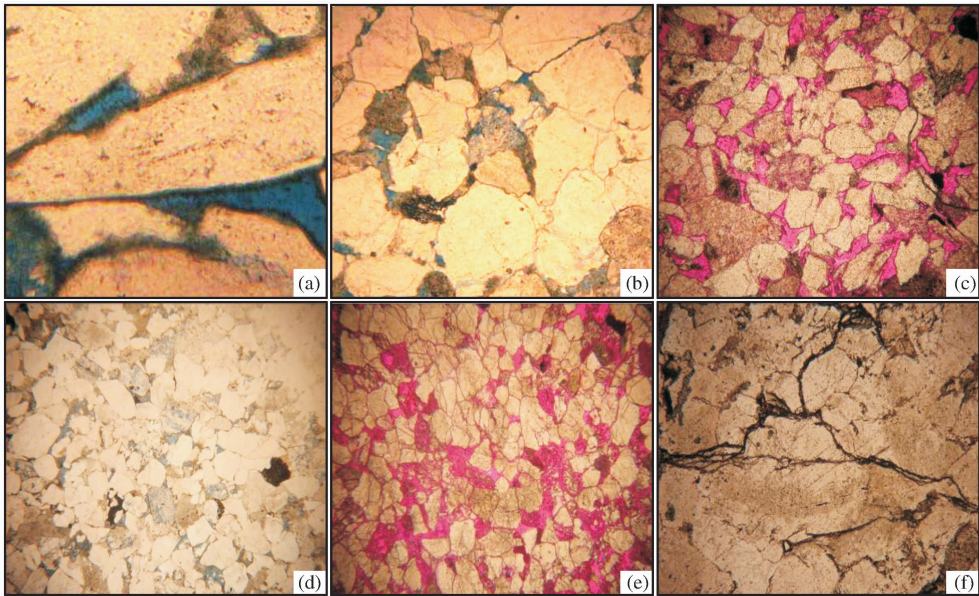


图 5 四川盆地须家河组储层孔隙类型

(a)孔隙环边衬里是绿泥石的主要产状，绿泥石有世代结构，在颗粒接触处消失，潼南 104 井，2 191.37 m，须二段，铸体薄片，单偏光，对角线长 1.5 mm；(b)石英颗粒次生加大后剩余的粒间孔，潼南 102 井，2 242.40 m，须二段，铸体薄片，单偏光，对角线长 3 mm；(c)孔隙边缘呈锯齿状、港湾状，孔隙中充填有粘土矿物，高穴剖面，须二段，铸体薄片，单偏光，对角线长 0.88 mm；(d)长石沿解理方向溶蚀形成的粒内溶孔，孔隙的形态主要为斑点状和蜂窝状，广安 101 井，2 083.93 m，须六段，铸体薄片，单偏光，对角线长 0.88 mm；(e)长石溶蚀形成的铸模孔，桂兴剖面，须二段，铸体薄片，单偏光，对角线长 2.25 mm；(f)发育于砂岩中杂乱分布微裂缝，呈长条状穿越单个或数个颗粒，平洛 7 井，须二段，普通薄片，单偏光，对角线长 0.88 mm

压作用,使原生粒间孔隙得以保存。孔隙边缘都有规则的薄的绿泥石环边,孔隙形态也较规则,孔隙直径一般在 0.05 mm 以上。它是储层的主要储集空间之一,常分布于好的储层中。

石英加大后的粒间孔隙(图 5b)。石英颗粒的次生加大边发育,但加大边并未充满粒间孔,只是使原有的粒间孔大幅度缩小。这种孔隙形态多呈三角形、四边形或多边形,孔隙边缘平直,孔隙大小一般在 0.01~0.1 mm 之间。该种孔隙一般发育在岩屑石英砂岩、长石石英砂岩和纯石英砂岩中,是这类岩石的主要孔隙类型之一。

2.3.2 粒间溶孔

粒间溶孔是在原有粒间孔隙基础上,碎屑颗粒边缘遭部分溶蚀形成。孔隙形态不规则(图 5c),孔隙边缘常呈锯齿状、港湾状,孔隙大小一般在 0.05 mm 以上。该类孔隙为原生和次生的混合成因。

2.3.3 粒内溶孔和铸模孔

粒内溶孔是碎屑颗粒内部遭受溶蚀形成的孔隙,被溶蚀的颗粒主要是长石,石英和岩屑很少见溶蚀现象。孔隙的形态主要为斑点状和蜂窝状(图

5d),且沿解理溶蚀现象很明显,说明解理为溶蚀流体进入的主要通道。粒内溶孔较细小,一般小于 0.05 mm,它是主要储集空间之一。

铸模孔为碎屑颗粒被完全溶蚀形成的孔隙(图 5e),只保留颗粒的外形,或仅见微量的溶蚀残余物,有时可见颗粒被溶蚀后仅保留颗粒的绿泥石包壳。被溶蚀的颗粒主要为长石。铸模孔较大,一般在 0.1 mm 以上,但量较少,面孔率一般不超过 2%,为次要的储集空间。

2.3.4 微裂缝

储层微裂缝在逆冲推覆带较发育,这些微观裂缝呈长条状穿越单个或数个颗粒(图 5f),长度一般小于 2 cm,宽度小于 0.01 mm,裂缝面孔率一般小于 0.5%。虽然裂缝孔隙度较小,但对渗透率的贡献大,含裂缝砂岩的渗透率比基质渗透率高 2 个数量级以上,它是须家河组气井高产的重要因素。

2.4 储层孔隙类型分布规律

四川类前陆盆地在盆—山耦合过程中的沉积层序和充填样式(图 6),受龙门山和米仓—大巴山 2 个造山带多期次异方位非同步的构造隆升、逆冲推覆、

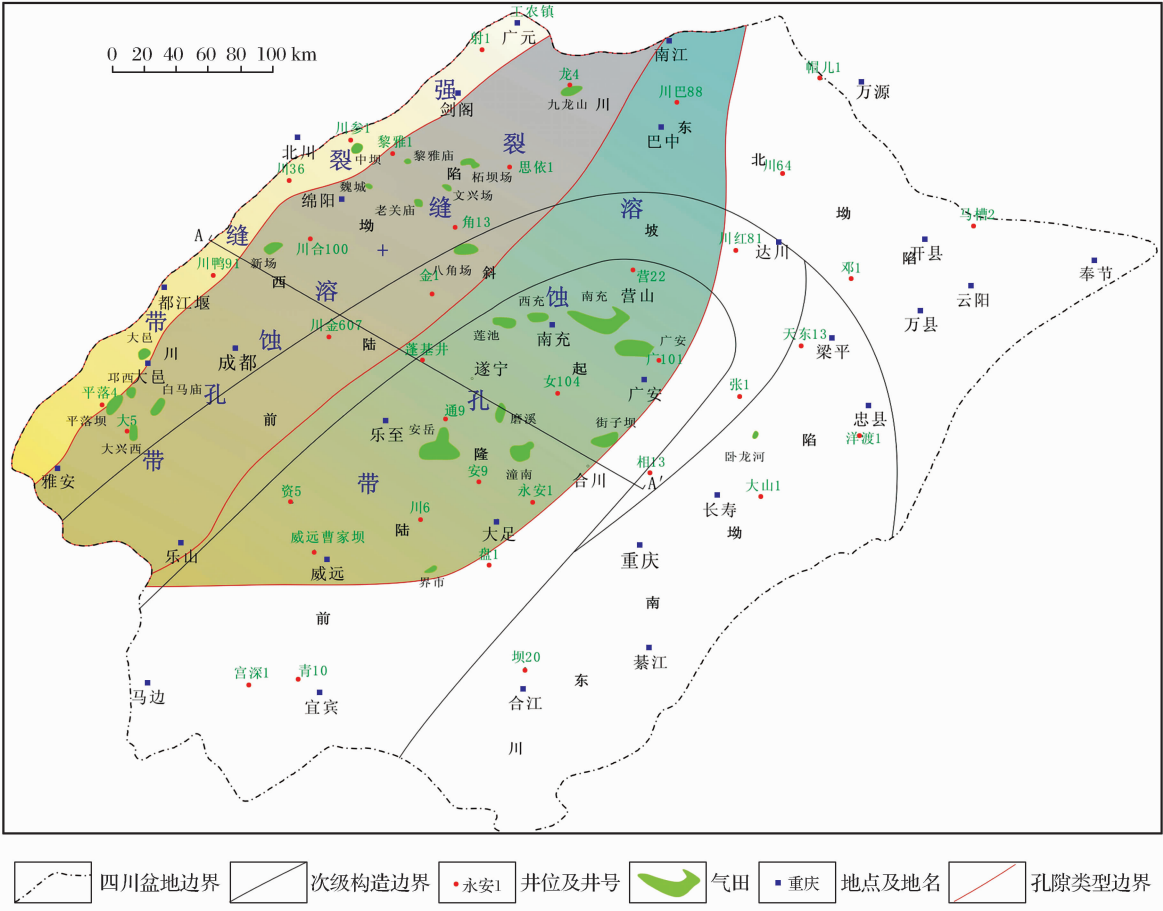


图 6 四川盆地中西部须家河组孔隙类型分区

表 2 四川盆地不同构造带储层孔隙类型统计

构造分区	样品数/个	原生粒间孔/%	次生溶孔/%	裂缝/%	面孔率/%
逆冲推覆带	15	0.2	0.2	1.0	1.4
川西前渊坳陷带	122	0.6	1.2	1.5	3.3
前陆斜坡带	18	1.4	2.2	0.1	3.7
川中前陆隆起	136	1.8	3.6	0.2	5.6

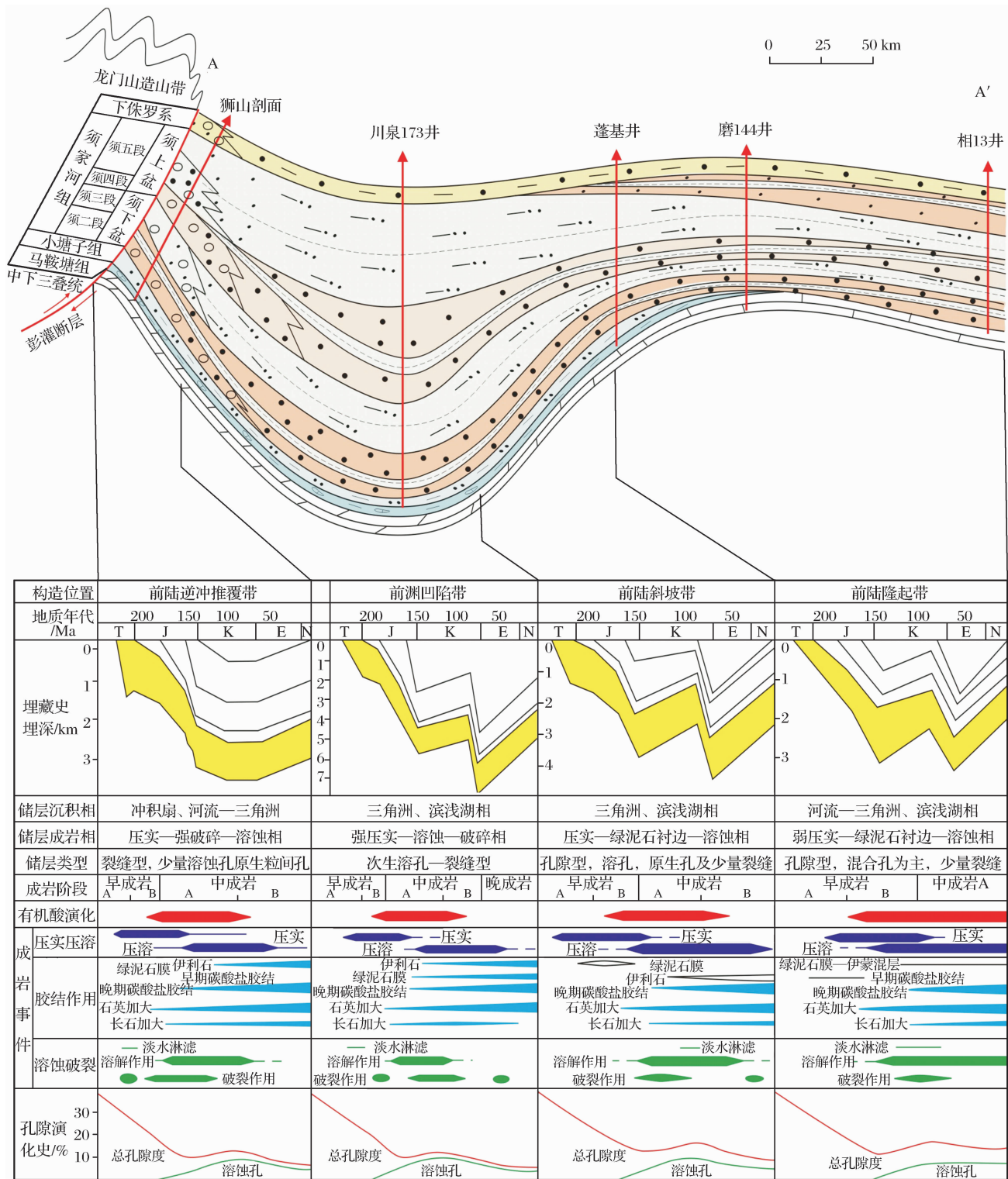


图 7 四川类前陆盆地不同构造带成岩阶段和储层演化模式(据王成林^[16], 2006, 补充修改)

重力负荷和基底挠曲沉降等众多因素综合制约^[15],其差异性决定了有利储层发育相带的展布规律,从而控制了储集砂体的空间分布规律,而后期的印支、燕山和喜马拉雅期构造运动,又由不同构造带的演化差别导致储层成岩作用差异,从而决定了储层类型的分带性,各构造带储层孔隙类型统计结果如表2所示。

龙门山逆冲推覆带是类前陆盆地构造活动最强烈的地区,充填体具有堆积速度快、粒度粗、成分复杂、厚度大和横向变化快的特点。沉积相类型以冲积扇相、河流相、三角洲平原相为主,该区储层总体处于煤系地层背景下,晚印之期、晚燕山期和喜马拉雅期的前陆冲断作用可在后期产生裂缝,由于冲断带应力集中,该区储层裂缝普遍发育^[16],储层类型为裂缝型,另可见少量的溶蚀孔和原生粒间孔。

川西前渊凹陷是类前陆盆地构造活动较强烈的地区,岩性为砂岩与含煤段组成频繁韵律层,须家河组在该地区沉积厚度最大,变化范围为312.0~2 983.0 m,平均厚度约为1 288 m,沉积物西粗东细,分选性较逆冲推覆带略好,储层类型为裂缝一次生溶孔型,以次生溶蚀孔隙为主,原生孔隙基本消失。

前陆斜坡带地质背景及沉积样式较稳定,随前陆冲断带向前推进,斜坡带水体加深,范围扩大,以退积式砂体叠置为主,总体反映沉积物供给不足,地层向东超覆。主要发育滨浅湖、三角洲前缘相沉积,与前陆冲断带及前渊拗陷带相比,砂体粒度较细,分选好,成熟度高,储层类型为孔隙型,主要以次生溶

孔及原生粒间孔为主。

川中前陆隆起呈南高北低的“∩”形鼻状隆起(图1),是受盆缘多个冲断带非同步异方位逆冲推覆构造活动的远端波弹效应作用产物,该地区须家河组厚度为253.0~661.0 m,平均厚度为481.1 m,岩性以砂岩、泥岩不等厚互层为主,夹薄煤层,总体表现为沉积速率低和厚度薄的特点。储层类型为孔隙型,以溶蚀扩大孔和原生孔组成的混合孔为主。

3 储层发育的控制因素

四川类前陆盆地须家河组储层质量主要受沉积、成岩以及构造作用的控制。其中沉积作用是基础,它不仅控制着砂岩的类型和主要储层的大致分布范围,而且影响后期成岩作用的类型和强度;成岩作用是关键,压实作用、压溶作用、溶蚀作用和胶结作用是影响储层发育演化的主要的成岩作用(图7)^[16-18],构造破裂作用对储层发育也至关重要,主要表现在改善储层的渗透性能方面。

3.1 沉积相对储层发育的控制

根据储层薄片鉴定和物性分析资料(表3),储层主要发育在三角洲前缘和平原的砂体中,其中孔隙度以三角洲前缘水下分流河道砂体为较高,次为三角洲平原水上分流河道微相砂体和部分河口坝与浅湖砂坝砂体,也具有较高的孔隙度,为有利储层发育的微相;而河流和大部分湖泊相物性较差,难以形成较好的储集体。

表3 四川盆地须家河组不同沉积微相的孔渗物性特征统计

相带		三角洲			河流	湖泊	
微相类型		水上分流河道	水下分流河道	河口坝	辫状河心滩	滨湖砂滩	浅湖砂坝
样品数		156	145	95	15	45	50
孔隙度/%	范围	1.4~5.9	3.1~15	3.9~7.0	1.1~2.8	1.3~4.5	1.0~2.0
	均值	3.3	6.5	4.8	1.5	2.24	1.5
渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	范围	0.02~2.33	0.18~8.5	0.01~159	0.007~0.91	0.01~0.02	0.01~0.05
	均值	0.2	0.35	0.11	0.1	0.014	0.011

3.2 成岩作用控制因素

3.2.1 破坏性成岩作用

(1)压实和压溶作用。对储层发育起破坏作用的成岩作用类型较多,但以压实和压溶的破坏性最大。由压实作用造成须家河组砂岩的碎屑颗粒以点一线接触为主,部分为凹凸接触。据薄片统计须家河组推覆带前缘由压实和压溶作用造成的原生孔隙度损失约为33.6%;前渊拗陷带原生孔隙度损失约为35.2%;前陆隆起带原生孔隙度损失约为

33.2%;统计结果表明前渊拗陷带压实和压溶作用最强,逆冲推覆带前缘和前陆隆起带压实作用相对较弱,这一差异主要与地层埋深和所含碎屑颗粒的成分抗压能力不同有关。

(2)胶结作用。硅质胶结作用是须家河组砂岩中较常见的胶结方式,主要以石英次生加大的形式出现,少数呈自生石英的形式充填孔隙。薄片鉴定结果表明硅质胶结物含量与储层面孔率总体上呈负相关关系(图8),即硅质胶结物含量越高,储层孔隙

度越小。当石英胶结物含量超过 5% 时,面孔率有迅速减小的趋势,石英次生加大是四川盆地须家河组孔隙降低的主要原因之一。

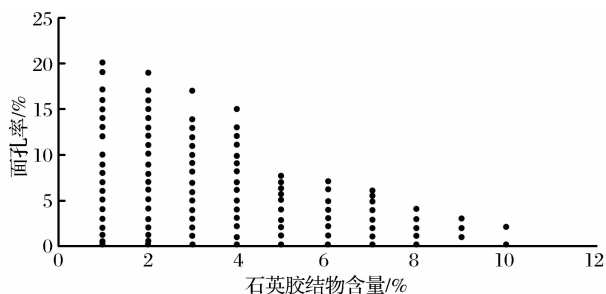


图 8 石英胶结物的含量与面孔率关系

3.2.2 建设性成岩作用

(1)溶蚀作用。由溶蚀作用形成次生孔隙对改善储层物性起到积极作用,因此溶蚀作用是决定须家河组储层物性好坏的关键因素之一。根据大量的薄片观察,须家河组储层中广泛发育粒间溶孔、粒内溶孔和铸模孔,被溶组分主要是长石,长石含量越高,溶蚀作用越强,储层孔隙越发育,而岩屑和碳酸盐胶结物基本无溶蚀现象,反映溶蚀流体为富含 CO_2 的酸性热液。须家河组储层溶蚀孔隙面孔率一般在 0~4% 之间,最大可达 15%,平均面孔率约为 2% 左右。受溶蚀作用控制,溶蚀孔隙含量在平面上的分布具有明显的规律,特点为前陆隆起带溶蚀作用最强烈,由溶蚀作用造成的次生孔隙面孔率为 3% 左右,川西坳陷带溶蚀作用次之,次生孔隙面孔率为 1% 左右,而逆冲推覆带前缘的砂岩溶蚀作用最弱,基本未见次生孔隙发育。

(2)破裂作用。由破裂作用形成的各类裂缝在四川类前陆盆地逆冲推覆带前缘普遍发育,破裂作用主要表现在对裂缝发育的影响从而改善储层的渗透性能方面^[11],而四川盆地须家河组储层有效裂缝的构造运动主要是喜马拉雅期的构造运动,并在前陆冲断带附近形成许多裂缝型储层。

4 结论

(1)须家河组储集砂岩类型多样,在川西北地区以岩屑砂岩为主,川西中部地区为岩屑砂岩与长石砂岩混合区,川西南地区以岩屑长石砂岩为主,川中前陆隆起为长石岩屑与岩屑石英砂岩混合区,岩屑含量自北向南、自西向东逐渐减少,石英含量自西向东逐渐增加。

(2)须家河组储层孔隙类型有原生粒间孔、粒间溶孔、粒内容孔、铸模孔和裂缝,孔隙类型分布具有

一定的规律性:龙门山逆冲推覆带储层类型以裂缝型为主,另可见少量的溶蚀孔和原生粒间孔;前渊坳陷带储层类型为裂缝—次生溶孔型,以次生溶蚀孔隙为主,原生孔隙基本消失;前陆斜坡带储层类型以次生溶孔及原生粒间孔为主;前陆隆起带以溶蚀扩大孔和原生孔组成的混合孔为主。

(3)储层质量主要受沉积作用、成岩作用以及构造作用的控制。盆地内逆冲推覆带、前渊坳陷带、前陆斜坡带和前陆隆起带成岩作用也各有差异,溶蚀作用、绿泥石环边胶结作用和构造裂缝是形成储层的最重要因素。

参考文献:

- [1] Yang Minghui, Liu Chiyang. Characters of quasi-foreland basins in western-central China and their oil and gas potential [J]. *Oil & Gas Geology*, 2000, 21(1): 46-49. [杨明慧, 刘池洋. 中国中西部类前陆盆地特征及含油气性[J]. *石油与天然气地质*, 2000, 21(1): 46-49.]
- [2] Zhang Mingli, Jin Zhijun, Tang Liangjie, *et al.* The review and outlook of the study of foreland basin [J]. *Geological Review*, 2002, 48(2): 214-220. [张明利, 金之钧, 汤良杰, 等. 前陆盆地研究的回顾与展望[J]. *地质论评*, 2002, 48(2): 214-220.]
- [3] Song Yan, Zhao Mengjun, Liu Shaobo, *et al.* Oil and gas accumulation of foreland basins in China [J]. *Geological Review*, 2006, 52(1): 85-92. [宋岩, 赵孟军, 柳少波, 等. 中国前陆盆地油气富集规律[J]. *地质论评*, 2006, 52(1): 85-92.]
- [4] Allen P A, Homewood P. *Foreland Basin* [M]. Oxford: Blackwell Scientific Publication, 1986.
- [5] Dickinson W R. Plate Tectonics and sedimentation [C]// Dickinson W R, Suczek C A. *Tectonics and Sedimentation*; Society of Economic Paleontologists and Mineralogists; Special Publication 22, 1974: 1-27.
- [6] Luo Zhili, Liu Shugen. Comments on the citation of the term "Foreland Basin" in the petroliferous basins of central and western China [J]. *Geological Review*, 2002, 48(4): 398-407. [罗志立, 刘树根. 评述“前陆盆地”名词在中国西部含油气盆地中的应用[J]. *地质论评*, 2002, 48(4): 398-407.]
- [7] Sun Zhaocai. Mesozoic-Cenozoic foreland basins and their hydrocarbon prospect in middle and western parts of China, as well as division of internal texture units in Gunggar basin [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 1998, 3(4): 16-30. [孙肇才. 中国中西部中—新生代前陆类盆地及其含油气性——兼论准噶尔盆地内部结构单元划分[J]. *海相油气地质*, 1998, 3(4): 16-30.]
- [8] Chen Fajing, Wang Xinwen. The geodynamic models of petroleum-bearing basins [J]. *Geological Review*, 1996, 42(4): 304-310. [陈发景, 汪新文. 含油气盆地地球动力学模式[J]. *地质论评*, 1996, 42(4): 304-310.]
- [9] Zhu Rukai, Zou Caineng, Zhang Nai, *et al.* Diagenesis fluid evolution and tight genesis of tight sand gas reservoir [J]. *Science in China: Series D, Earth Sciences*, 2009, 39(3): 327-339. [朱如凯, 邹才

- 能,张甯,等.致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理[J].中国科学:D辑,地球科学,2009,39(3):327-339.]
- [10] Guo Zhengwu, Deng Kangling, Han Yonghui, *et al.* the Formation and the Evolvement of Sichuan Basin[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1996. [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.]
- [11] Xie Jirong, Li Guohui, Luo Fengzi. Reservoir characteristics of the upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2009, 36(1): 13-18. [谢继容, 李国辉, 罗凤姿. 四川盆地上三叠统须家河组储集特征[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2009, 36(1): 13-18.]
- [12] Zheng Rongcai, Wei Qinlian, Gao Hongcan, *et al.* Prediction of the favorable blocks and the calcarenaceous sandstone reservoir characteristics of upper Triassic in middle section of the west Sichuan depression[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2007, 34(5): 489-496. [郑荣才, 魏钦廉, 高红灿, 等. 川西坳陷中段须四段钙质砂岩储层特征及有利区块预测[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2007, 34(5): 489-496.]
- [13] Lv Zhengxiang. Evolutionary characteristics of upper Triassic reservoir in Xiaoquan structure in west Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2005, 32(1): 22-32. [吕正祥. 川西孝泉构造上三叠统超致密储层演化特征[J]. 成都理工大学学报:自然科学版, 2005, 32(1): 22-32.]
- [14] 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): 46-55. [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): 46-55.]
- [15] Zheng Rongcai, Dai Chaocheng, Zhu Rukai, *et al.* Sequence-based lithofacies and paleogeographic characteristics of upper Triassic Xujiahe Formation in Sichuan basin[J]. Geological Review, 2009, 55(4): 731-745. [郑荣才, 戴朝成, 朱如凯, 等. 四川类前陆盆地须家河组层序岩相古地理特征[J]. 地质论评, 2009, 55(4): 731-745.]
- [16] Wang Chenglin, Du Yebo, Zhang Jian. Pore evolution model for Xujiahe Formation reservoir in west Sichuan foreland basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(5): 11-51. [王成林, 杜业波, 张剑. 川西前陆盆地须家河组储层孔隙演化模式[J]. 大庆石油学院学报, 2006, 30(5): 11-51.]
- [17] Yang Wei, Wei Guoqi, Li Yuegang, *et al.* Diagenesis of second member reservoir of Xujiahe Formation and its influence on the reservoir development, western Sichuan[J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19(2): 188-192. [杨威, 魏国齐, 李跃纲, 等. 川西地区须家河组二段成岩作用及其对储层发育的影响[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(2): 188-192.]
- [18] Li Shixiang, Hu Mingyi, Li Fuping. Diagenesis and porosity evolution of upper Triassic Xujiahe Formation sandstone in western Sichuan foreland basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(4): 535-539. [李士祥, 胡明毅, 李浮萍. 川西前陆盆地上三叠统须家河组砂岩成岩作用及孔隙演化[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 535-539.]

Reservoir Characteristics of the Xujiahe Formation in Central-west Sichuan Analogous Foreland Basin

DAI Chao-cheng¹, ZHENG Rong-cai¹, ZHU Ru-kai², LI Feng-jie¹, GAO Zhi-yong², BAI Bin²

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, China; 2. Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir of CNPC, Beijing 100083, China)

Abstract: Reservoirs of the upper Triassic Xujiahe Formation has characteristics of low compositional maturity, low cement content and medium maturity in Sichuan analogous foreland basin. Lithology is regularly distributed in plane, dominated by lithic sandstone in the northwest region. lithic sandstone and feldspathic sandstone mixed in central west region, lithic feldspathic sandstones in southwest region, feldspathic lithic and lithic quartz sandstone mixed in central-south region. Reservoir has poor physical properties in general, which are mainly low porosity and permeability reservoir. Only a few reservoirs with middle porosity and low permeability develop in some regions. Because of the sedimentation, diagenesis and tectonic difference in thrust belt, foredeep depression zone, foreland slope and foreland uplift, of the reservoir porosity has zoning characteristics. Reservoir space in Longmen Mountain thrust belt are mainly fracture with small amount of emposieu and original intergranular pore. The pore type in foredeep depression zone is fracture-secondary dissolved pore, dominated by secondary dissolved pore with little primary pore. In foreland slope, the pore type is mainly secondary dissolved pore and primary pore. While in foreland uplift, the pore is mainly dissolved pore and primary pore. The development of reservoirs is controlled by deposition, diagenesis and tectonic disruption.

Key words: Sichuan analogous basin; Upper Triassic Xujiahe Formation; Reservoir characteristics; Pore type.