

文章编号: 1009-3850(2012)01-0038-06

川南观音场-瓦市地区须家河组六段储层特征及其控制因素

王文之¹, 田景春^{1,2}, 张翔¹, 罗洋³, 阳伟¹, 谭先锋¹

(1. 成都理工大学沉积地质研究院, 四川 成都 610059; 2. 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; 3. 中国石油西南油气田分公司蜀南气矿, 四川 泸州 646001)

摘要:通过对4条野外剖面、40口井岩心样品及84张薄片的观察和测井等资料的分析,对川南观音场-瓦市地区须家河组六段的岩石学特征、孔隙类型、孔隙结构及孔渗特征等进行了深入研究。结果表明:川南地区须家河组六段岩性主要为中-细粒长石岩屑砂岩和岩屑石英砂岩,孔隙度在6%~10%之间,平均孔隙度为7.3%。渗透率为 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 0.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 $0.177 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储层属于典型的低孔低渗储层,储集空间主要为粒间孔和粒内溶孔。在平面上,储层物性受沉积相带的控制;在垂向上,随深度的增加,压实作用和胶结作用使物性急剧变差。绿泥石的环边胶结作用、长石的溶蚀作用对储层物性起建设性作用,构造作用极大地改善了储层的物性。

关键词:川南;须家河组;储层特征;控制因素

中图分类号:TE122.2⁺³

文献标识码:A

引言

研究区位于四川省自贡市、宜宾市境内,构造上属于川西南低缓构造区南缘。研究区的钻探工作开始较早,1958年2月17日在邓井关构造首次钻探了邓1井。但对研究区内的须家河组的勘探程度仍然相对较低^[1]。实际生产情况表明:川南须家河组具有良好的油气显示,具有良好的勘探潜力。上三叠统须家河组自下而上依次划分为须一至须六共6段地层,其中须二、须四、须六段为厚层砂岩沉积为主,是主要储层发育段。本文在前人研究成果的基础上^[2-6],将川南须家河组须六段沉积相演化分为3个阶段(图1),重点对川南地区须家河组须六段气藏储层特征及其发育控制因素进行研究。

1 储层特征

1.1 储层岩石学特征

岩心观察和薄片鉴定结果表明,川南观音场-瓦市地区须家河组须六段储集层岩石类型以中-细粒长石岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,次为岩屑长石砂岩,含岩屑砂岩和少量纯石英砂岩。石英含量一般在65%~75%之间,长石含量在5%~15%之间,岩屑含量在10%~20%之间(图2)。石英主要由单晶石英组成,颗粒一般呈次棱角-次圆状,分选中等偏好,常具次生加大边。部分岩石受强压实作用,石英呈破裂状。长石类型多为钾长石,斜长石较少。长石水云母化强烈,部分长石蚀变成水云母,但仍保持长石颗粒外形。长石颗粒内部常沿解理缝或破裂缝发生溶蚀,形成粒内溶孔,成为研究区

收稿日期: 2011-03-20; 改回日期: 2011-03-25

作者简介: 王文之(1984-), 博士, 主要从事沉积学、沉积地球化学研究。E-mail: 55060319@qq.com

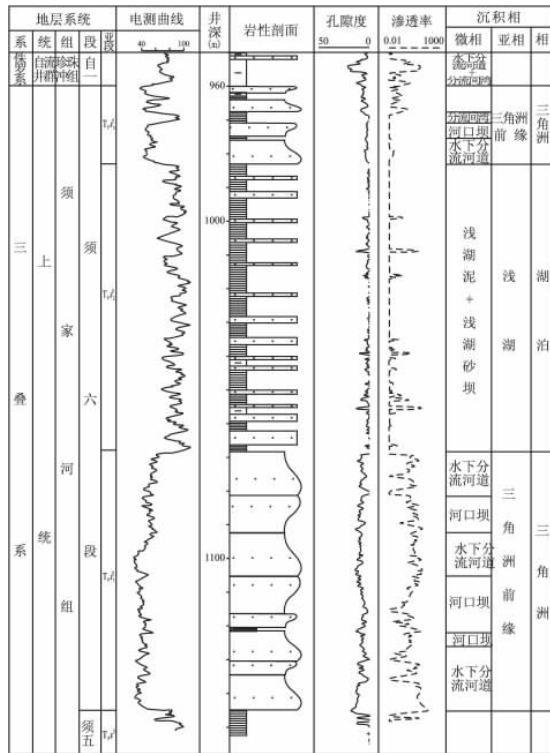


图1 川南观音场-瓦市地区须家河组六段沉积相综合柱状图(瓦6井)

Fig.1 Generalized sedimentary facies column through the 6th member of the Xujiahe Formation in the Guanyinchang-Washi region, southern Sichuan (Wa-6 well)

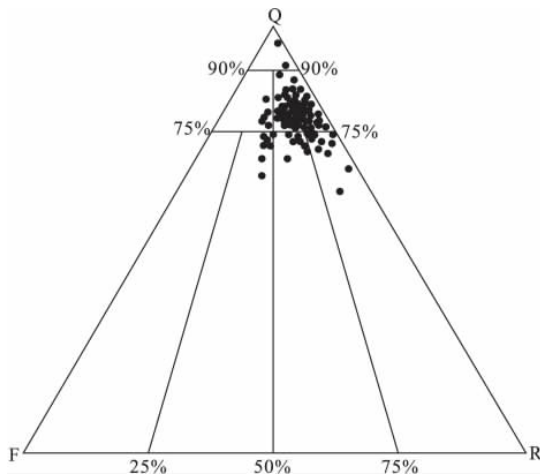


图2 川南观音场-瓦市地区须家河组六段岩石类型图

Fig.2 Triangular diagram for the rock types in the 6th member of the Xujiahe Formation in the Guanyinchang-Washi region, southern Sichuan

主要的孔隙类型之一。岩屑成分一般以沉积岩岩屑和浅变质岩岩屑为主,含少量岩浆岩岩屑。受成岩作用影响,较软的塑性岩屑常受挤压变形呈假杂

基状。填隙物包括杂基及胶结物。粘土矿物是填隙物重要的组成部分。X射线衍射分析表明,研究区粘土矿物绝对含量在0.8%~4.95%之间;胶结物以石英和方解石为主,另有少量高岭石、绿泥石、白云石、菱铁矿和黄铁矿等矿物。

1.2 储层孔隙特征

1. 孔隙类型

根据产气井储层统计资料,研究区储层孔隙类型有粒间孔、粒内溶孔、铸模孔、晶间微孔、粒缘缝和裂缝等,其中有效储集空间主要是粒间孔和粒内溶孔,其次为铸模孔和晶间微孔,未充填的裂溶缝为最有效的运移通道。

(1) 粒间孔

研究区储层发育的粒间孔主要包括绿泥石环边胶结后的粒间孔隙(图3-I、II)、石英加大后的粒间孔隙、粒间溶蚀孔隙。纤维状绿泥石垂直颗粒生长,形成颗粒包壳,有效地阻止石英加大,使粒间孔隙得以保存,孔隙形态一般呈三角形、四边形或多边形,孔隙较大,一般在0.05 mm以上;石英加大后的粒间孔隙多呈三角形、四边形或多边形,孔隙边缘平直,孔隙大小中等,一般在0.01~0.1mm之间,该种孔隙一般发育在石英砂岩中。粒间溶蚀孔隙形态不规则,孔隙边缘常呈锯齿状、港湾状,孔隙也较大,一般在0.05 mm以上。

(2) 粒内溶孔

为碎屑颗粒内部遭受溶蚀形成的孔隙(图3-III)。被溶蚀的颗粒主要是长石,石英和岩屑很少见溶蚀现象。根据薄片观察,长石溶蚀孔占次生孔隙的44%,长石的溶解可以形成沿长石解理面发育的小溶孔带或溶缝,也可以是长石矿物被溶蚀,形成较大的粒内溶孔或铸模孔,大部分可以与剩余粒间孔连通成为有效溶孔。由于分布局限,仅有少量大溶孔或铸模孔与剩余粒间孔连通成为有效溶孔。

(3) 铸模孔

铸模孔为碎屑颗粒被完全溶蚀形成的孔隙(图3-IV),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粘土包壳。由长石、岩屑等彻底溶蚀形成,铸模孔在研究区较为发育,大部分铸模孔隙为长石的板条状外形,孔径一般在0.1mm以上,面孔率一般不超过2%,为次要的储集空间。

(4) 晶间微孔

晶间微孔主要存在于细小的粘土矿物中,常发育于粒间水云母杂基、泥质杂基中。研究区的水云

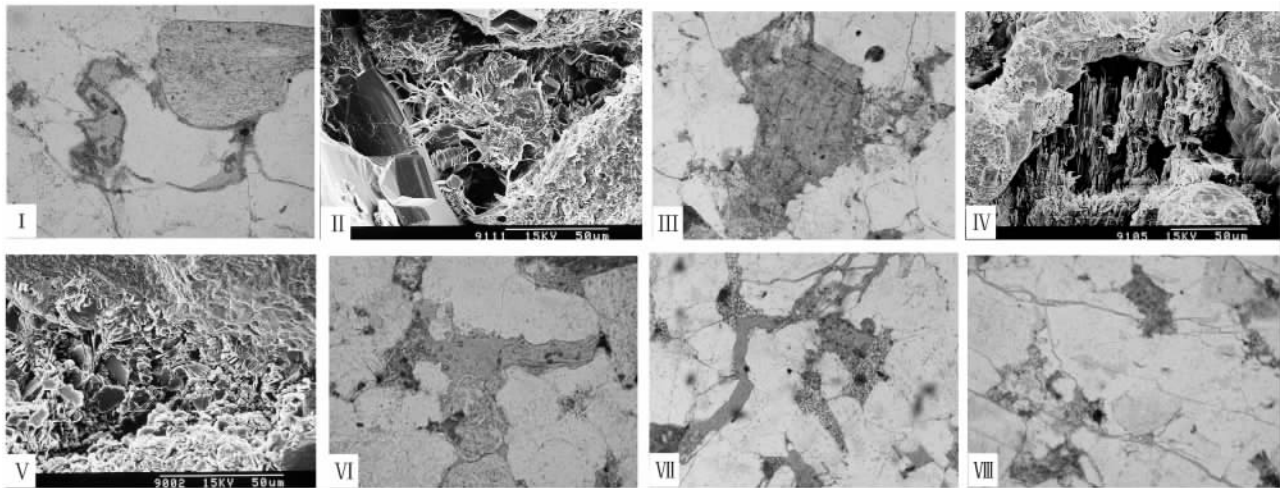


图3 川南观音场-瓦市地区须六段孔隙类型及成岩作用图

I. 绿泥石环边 粒间孔。瓦6井,1082.2m, $10 \times 10(-)$, $T_3x_1^6$, 铸体薄片, 照片对角线长1.6mm; II. 典型的粒间孔形貌—三角形, 填隙物以伊利石为主, 也有自生高岭石。瓦6井,1106.43m, $T_3x_1^6$, $\times 800$, 扫描电镜; III. 中-粗粒岩屑长石砂岩, 长石粒内溶孔。瓦6井,1082.2m, $10 \times 10(-)$, $T_3x_1^6$, 铸体薄片, 照片对角线长1.6mm; IV. 部分长石颗粒溶蚀严重, 颗粒原位置仅剩下溶蚀后的残留物。向颗粒铸模孔发展。瓦6井,1104.7m, $\times 600$, $T_3x_1^6$, 扫描电镜; V. 一个粒间孔被高岭石全充填, 高岭石的晶间孔隙欠发育, 颗粒表面可见到伊利石粘土。音23井,2085.9m, $T_3x_3^6$, $\times 100$, 扫描电镜; VI. 粒缘缝、粒间孔, 中-细粒钙泥质岩屑长石砂岩。瓦6井,1088.01m, $T_3x_1^6$, $10 \times 10(-)$, 铸体薄片, 照片对角线长1.6mm; VII. 中-粗粒高岭石质岩屑长石砂岩。瓦6井,1099.7m, $T_3x_1^6$, $10 \times 10(-)$, 铸体薄片, 照片对角线长1.6mm; VIII. 定向排列的构造缝, 具孔缝中-粗粒泥硅质岩屑石英砂岩。音23井,2330.1m, $T_3x_1^6$, $10 \times 10(-)$, 铸体薄片, 照片对角线长1.6mm

Fig. 3 Pore types and diagenesis in the 6th member of the Xujiahe Formation in the Guanyinchang-Washi region, southern Sichuan
I. Chlorite rims and intergranular pores at the depth of 1082.2 m of the Wa-6 well, cast section, plane-polarized light, 10×10 ; II. Triangular intergranular pores filled by illite and authigenic kaolinite at the depth of 1106.43 m of the Wa-6 well, SEM, $\times 800$; III. Intragranular solution openings within the medium- to coarse-grained feldspathic litharenite at the depth of 1082.2 m of the Wa-6 well, cast section, plane-polarized light, 10×10 ; IV. Dissolution of feldspar grains at the depth of 1104.7 m of the Wa-6 well, SEM, $\times 600$; V. Intergranular pores filled by kaolinite at the depth of 2085.9 m of the Yin-23 well, SEM, $\times 100$; VI. Marginal fissures and intergranular pores within the medium- to fine-grained feldspathic litharenite at the depth of 1088.01 m of the Wa-6 well, cast section, plane-polarized light, 10×10 ; VII. Medium- to coarse-grained kaolinitic feldspathic litharenite at the depth of 1099.7 m of the Wa-6 well, cast section, plane-polarized light, 10×10 ; VIII. Orientedly arranged structural fissures within the medium- to coarse-grained muddy-siliceous lithic quartz sandstone at the depth of 2330.1 m of the Yin-23 well, cast section, plane-polarized light, 10×10

母重结晶现象普遍,可见由长石及岩屑蚀变、水化作用及泥质杂基重结晶充填粒间的伊利石晶间微孔(图3V)。此外还见有泥质杂基中的微孔和泥岩屑中的微孔。微孔孔径一般小于0.01mm,这类孔隙也是本区的一种常见的孔隙类型。

(5) 粒缘缝

粒缘缝主要见于环边绿泥石被溶蚀后形成的沿颗粒边缘分布的微溶缝(图3VI),缝宽0.01mm左右,常发育于较粗粒碎屑边缘。当环边绿泥石受到强溶蚀时,粒缘缝则呈网状分布。

(6) 破裂缝

虽然储层宏观裂缝不发育,但储层在显微镜下有明显的微观裂缝发育,这些微观破裂缝呈长条状穿越单个或数个颗粒(图3-VII、VIII),长度一般小于2cm,宽度小于0.01mm,破裂缝面孔率小于

0.1%。破裂缝的形成与喜马拉雅期构造运动有关,褶皱强度大的地方,破裂缝发育程度较高。

2. 储层孔隙结构特征

I类孔隙结构:孔隙度 $> 10\%$,渗透率 $> 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大进汞饱和度大于90%,孔隙结构相对好,毛管压力曲线为分选中-好,歪度为中歪度(图4a)。Pc10(MPa) < 0.5 , Pc50 $< 3\text{MPa}$, Rc10 $< 3\mu\text{m}$, Rc50 $> 0.5\mu\text{m}$,孔隙类型主要为粒间孔和少量粒内溶孔,为观音场-瓦市区块须家河组须六段最好和最重要的储层孔隙结构类型。

II类孔隙结构:孔隙度7%~10%,渗透率 $> 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大进汞饱和度大于90%~80%,孔隙结构相对较好,毛管压力曲线为分选中-较差,歪度为偏细歪度(图4b)。Pc10(MPa) $= 0.5 \sim 0.8$, Pc50 $= 3 \sim 5\text{MPa}$, $1.0 < \text{Rc}10 < 3.0\mu\text{m}$, $0.1 < \text{Rc}50 <$

0.5 μm 孔隙类型主要为粒间孔和粒内溶孔,为区内须六段较好的孔隙结构类型。

Ⅲ类孔隙结构:孔隙度 7% ~ 4%,渗透率 (0.01 ~ 0.1) $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大进汞饱和度大于 80% ~ 70%,孔隙结构相对较差,毛管压力曲线为分选较差,歪度为较细歪度(图 4c)。Pc10(MPa) = 0.8 ~ 1.5, Pc50 = 5 ~ 13MPa, 0.5 < Rc10 < 1.0 μm , 0.05 < Rc50 < 1.0 μm ,孔隙类型主要为粒内溶孔,少量粒间孔和基质孔,为该区中等一差的孔隙结构类型。

Ⅳ类孔隙结构:孔隙度 < 4%,渗透率 < 0.01 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大进汞饱和度一般小于 70%,孔隙结构很差,为单峰细歪度(图 4d)。Pc10(MPa) > 1.5MPa, Pc50 > 13MPa, Rc10 < 0.5 μm , Rc50 < 0.05 μm ,孔隙类型主要为基质孔,少量粒内溶孔。该类储层一般情况下无天然气产能,为非有效储层,仅当裂缝发育时,方可产出天然气,形成裂缝-孔隙型储层。

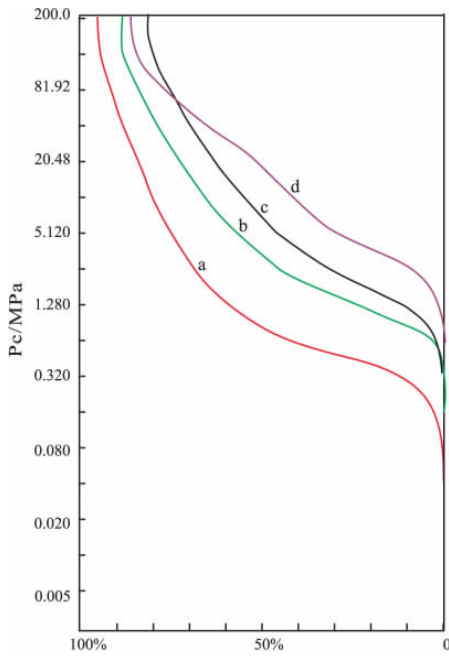


图 4 各类储层毛细管压力曲线图

Fig. 4 Capillary pressure curves for the studied reservoirs

1.3 储层物性的控制因素

1. 沉积微相

沉积作用除了对储层的厚度、规模和空间分布等起控制作用外,还决定矿物成分、结构成熟度、成分成熟度和物性特征,对成岩作用、强度及进程有重要影响^[5]。根据区内 31 口井须六段沉积微相与储层物性的关系统计和实际生产情况,储层物性以三角洲平原的分流河道、三角洲前缘水下分流河道、河口坝及其组合类型为物性最好(图 5)。

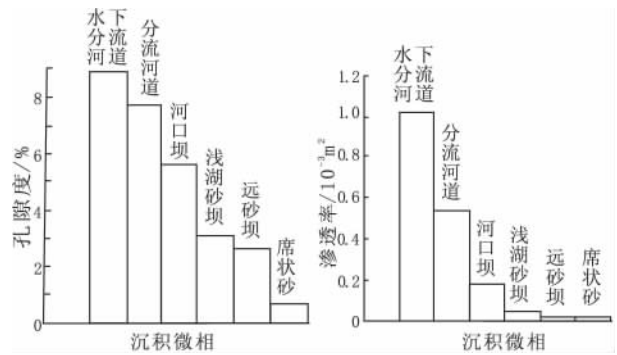


图 5 沉积相与储层物性关系

Fig. 5 Relationship between sedimentary microfacies and reservoir properties

研究区内须六段储层孔隙度在 6% ~ 10%,平均孔隙度为 7.3%。孔隙度分布具有明显的方向性,总体呈南西-北东向展布;渗透率为 0.03 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ~ 0.9 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均渗透率为 0.177 $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的低孔低渗储层。区内岩心物性分析得出的孔隙度与渗透率相关图,反映了川南地区须家河组孔隙度与渗透率呈正相关性,相关系数 R 为 0.75(图 6)。表明储层以孔隙性储层为主,但数据点较分散,有裂缝影响,局部地区或层段可能有裂缝-孔隙型储层。

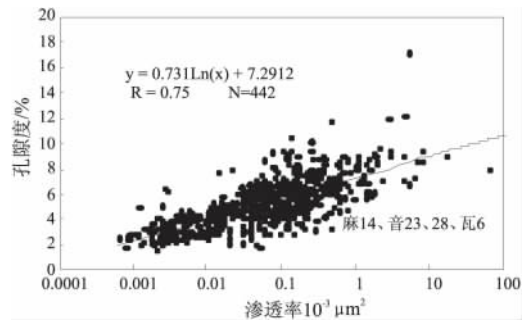


图 6 须六段孔隙度、渗透率相关性图

Fig. 6 Correlation between the porosity and permeability of the 6th member of the Xujiahe Formation

2. 成岩作用

(1) 压实作用

研究区须家河组地层埋藏深度较大,最大埋深可达 4000m 以上,压实强度较高,是导致原生孔隙消失的最主要原因(图 7、10),其中须六段埋深 1600 ~ 2000m 左右,是须家河组中压实作用最弱,物性较好的层位之一。碎屑颗粒之间以点-线接触为主,表现出压实后的粒间孔细小,填隙物充填少的特征。除此以外,沉积物本身所含塑性碎屑组分的多少往往对机械压实作用的强度也有较大的影响,

同时,碎屑颗粒和填隙物矿物成分及二者的相对含量对机械压实作用起着一定的控制作用。

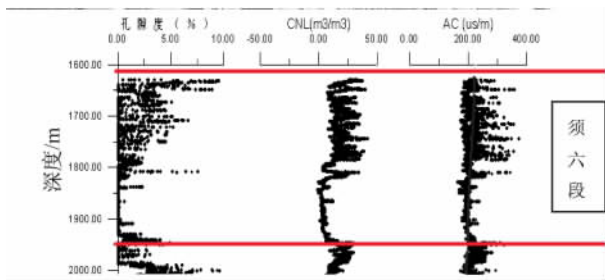


图7 孔隙度随深度变化关系(塔18)

Fig. 7 Relationship between the porosity and depth

(2) 胶结作用

通常情况下,胶结物含量越多,储层物性就越差(图8)。胶结物类型对储层物性的影响是不同的,硅质胶结物和方解石胶结物对储层物性起破坏作用,但须六段的绿泥石胶结物对储层形成表现为一种建设性成岩作用,胶结物虽然占据了一定的孔隙空间,但能抑制石英次生加大,有效地保护原生粒间孔隙。

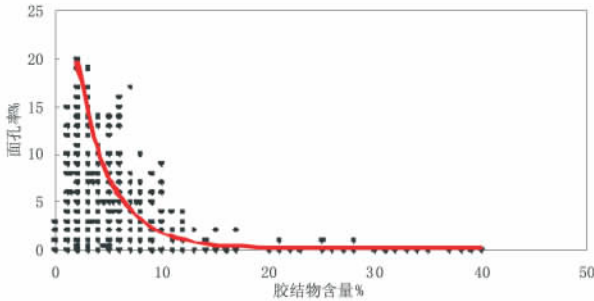


图8 胶结物含量与面孔率关系

Fig. 8 Relationship between the cement contents and plane porosity

(3) 溶蚀作用

根据薄片观察,区内须六段长石溶蚀孔约占次生孔隙的44%,长石的溶蚀作用是最有效的建设性成岩作用之一(图9)。首先,岩石必须具备一定的残余原生粒间孔隙,这样溶蚀流体才有可流动空间,才能对岩石中的易溶组分产生溶蚀,也有利于溶蚀物质的带走,不至于溶蚀流体中的某些矿物组分过早达到饱和而沉淀;其次,岩石中易溶组分含量越多,溶蚀强度越大。须家河组储层中的易溶矿物主要是长石,因而溶蚀强度和长石含量密切相关。另外,酸性流体来源越丰富,溶蚀作用越强。四川盆地上三叠统泥质烃源岩厚度以川西地区最厚,

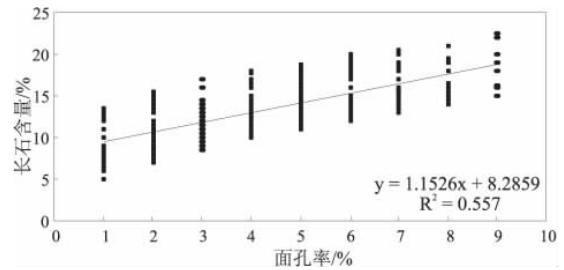


图9 须六长石含量与面孔率关系

Fig. 9 Relationship between the feldspar contents and plane porosity

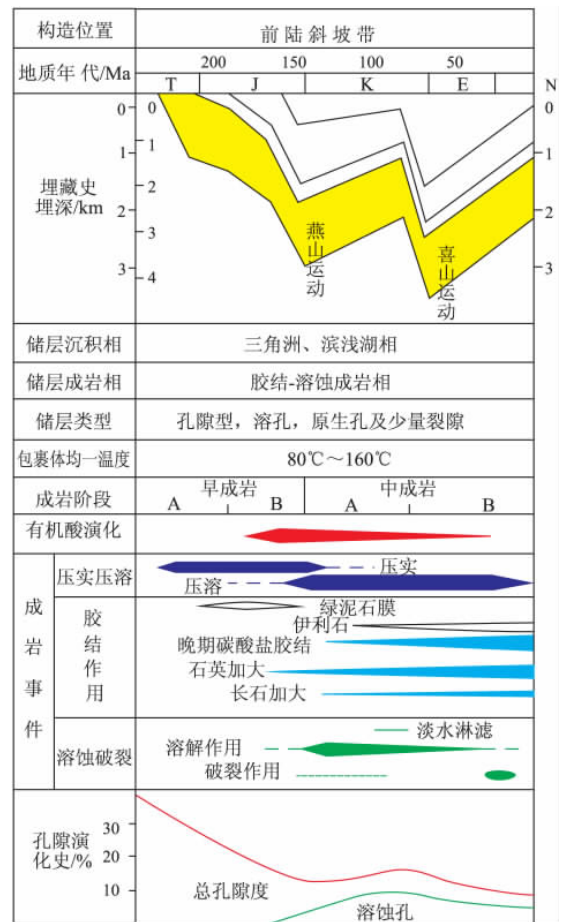


图10 川南地区须家河组演化序列模式

Fig. 10 Diagenetic stages and evolutionary sequences of the Xujiahe Formation in southern Sichuan

次为川中地区、川南地区和川东地区。因此,区内酸性流体相对贫乏,溶蚀孔隙发育程度也相对较低。

3. 构造作用

晚白垩世以来的喜马拉雅运动使四川盆地地层全面褶皱抬升^[7-9],在水平应力场的作用下,发生了以纵弯褶皱为主的构造变形,产生了不同力学性质的纵向裂缝、水平裂缝以及逆冲断层,这些构造破裂组成裂缝发育带,改善了储层的渗透性,使部

分地区致密层具有工业价值。

2 结论

(1) 川南须六段储层储集岩类型以长石岩屑砂岩和岩屑石英砂岩为主,矿物成分成熟度较低,结构成熟度中等。

(2) 须六段储层物性总体物性较差,为低孔低渗储层,储集空间主要为粒间粒间孔和粒内溶孔。川南地区须六段储层物性以 II-III 类储层居多,局部发育 I 类储层。

(3) 不同沉积微相中的储层物性不同,其中,以三角洲前缘的水下分流河道、分流河道和河口坝微相及其组合类型“坝上河”的物性最好。压实作用和胶结作用是使物性变差的主要因素,但早期形成的环边绿泥石、溶蚀作用及构造作用极大地改善储层的物性。

参考文献:

- [1] 王宓君,包茨,李懋钧,等. 中国石油地质志(卷十)四川油气区[M]. 北京:石油工业出版社,1989.
- [2] 崔卫东,蒋志斌,曾德铭. 四川盆地中部上三叠统须家河组储层控制因素研究[J]. 石油天然气学报,2008,30(6):214-217.
- [3] 周康,彭军,耿梅. 川中-川南过渡带致密砂岩储层物性主控因素分析[J]. 断块油气田,2008,15(2):8-11.
- [4] 侯方浩,蒋裕强,方少仙,等. 四川盆地上三叠统香溪组二段和四段砂岩沉积模式[J]. 石油学报,2005,26(2):30-37.
- [5] 王峰,田景春,陈蓉,等. 鄂尔多斯盆地北部上古生界盒8储层特征及控制因素分析[J]. 沉积学报,2009,27(2):238-245.
- [6] 赵强,赵路子,田景春,等. 川中、川南过渡带须家河组储集砂体成因类型及特征[J]. 沉积与特提斯地质,2007,27(2):78-81.
- [7] 杨晓萍,赵文智,邹才能,等. 低渗透储层成因机理及优质储层形成与分布[J]. 石油学报,2007,28(4):57-61.
- [8] 于红枫,王英民,周文. 川西坳陷松华镇白庙地区须二段储层[J]. 中国石油大学学报,2006,30(3):17-21.
- [9] 刘翠荣. 川西坳陷喜山期构造应力场数值模拟及裂缝预测[J]. 天然气工业,2002,22(3):10-13.

Reservoir characteristics and controlling factors of the 6th member of the Xujiahe Formation in the Guanyinchang-Washi region, southern Sichuan

WANG Wen-zhi¹, TIAN JING-chun^{1,2}, ZHANG Xiang¹, LUO Yang³, YANG Wei¹, TAN Xian-feng¹

(1. Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 3. Shunan Gas deposit, Southwest Oil and Gas Field Company, PetroChina, Luzhou 646001, Sichuan, China)

Abstract: The petrology, porosity, permeability and controlling factors are explored on the basis of the field investigation, core observation, microscopic examination and well logs from the 6th member of the Xujiahe Formation in the Guanyinchang-Washi region, southern Sichuan. The lithology in the study area mainly consists of medium-to fine-grained feldspathic litharenite and lithic quartz sandstone, with the porosity ranging between 6% and 10% and an average of 7.3%, and with the permeability ranging between $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and $0.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ and an average of $0.177 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. The reservoirs cited above belong to the typical low-porosity and low-permeability reservoirs with intergranular and intragranular solution openings. In a planar view, the physical properties of the reservoirs tend to be controlled by sedimentary facies, and vertically, they become sharply poorer due to compaction and cementation with the increase of depths. On the whole, the physical properties of the reservoirs tend to be improved by the rim cementation of chlorite, dissolution of feldspar and tectonism in the study area.

Key words: southern Sichuan; 6th member of the Xujiahe Formation; reservoir characteristics; controlling factor