Advances in Geosciences 地球科学前沿, 2026, 16(11), 1599-1613
Published Online November 2026 in Hans. https://www.hanspub.org/journal/ag
https://doi.org/10.12677/ag.2026.1611141

Hans汉斯

川南地区须家河组须四段致密砂岩储层特征及其主控因素

易娟子[1]，张　雷[2,3*]，陈守春[1]，徐　露[1]，王　欣[1]，刘　菲[1]，曹　铮[2,3]，刘如昊[2,3]，尹乾好[2,3]

[1]中国石油西南油气田分公司重庆气矿，重庆
[2]重庆科技大学重庆非常规油气开发研究院，重庆
[3]重庆科技大学石油与天然气工程学院，重庆

收稿日期：2026年9月7日；录用日期：2026年11月2日；发布日期：2026年11月18日

摘　要

为进一步明确四川盆地南部须家河组陆相致密砂岩储层特征及其主控因素，利用岩心观察、铸体薄片、扫描电镜观察、分析化验和测井等资料，对川南地区须四段各亚段沉积、储层特征及其受沉积和成岩作用影响开展研究。结果表明：须四段发育辫状河水下分流河道，须四下亚段主要发育水下分流河道，储层物性较好，须四上亚段沉积微相变化复杂，储层物性受影响较大；须四段岩石类型以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主，孔隙类型以原生孔、次生孔和微裂缝为主，储层整体呈特低孔低渗，须四下亚段储层为孔隙型储层，须四上亚段储层为裂缝－孔隙型储层，成岩作用呈强压实作用，溶蚀和胶结作用中等，交代作用较弱，局部破裂作用强的特征；须四下亚段储层孔渗相关性较好，须四上亚段储层孔渗相关性较差，主要原因为须四上亚段较须四下亚段抗压实能力较强，溶蚀作用较弱，且须四上亚段受破裂作用影响较大，导致储层非均质性较强。研究结果为川南地区须四段储层下一步勘探开发提供了依据。

关键词

川南地区，须家河组，储层特征，成岩作用，储层非均质性

Reservoir Characteristic and Main Controlling Factors of Tight Sandstone in Fourth Member of the Xujiahe Formation in Southern Sichuan

Juanzi Yi[1], Lei Zhang[2,3*], Shouchun Chen[1], Lu Xu[1], Xin Wang[1], Fei Liu[1], Zheng Cao[2,3], Ruhao Liu[2,3], Qianhao Yin[2,3]

[*]通讯作者。

文章引用: 易娟子, 张雷, 陈守春, 徐露, 王欣, 刘菲, 曹铮, 刘如昊, 尹乾好. 川南地区须家河组须四段致密砂岩储层特征及其主控因素[J]. 地球科学前沿, 2026, 16(11): 1599-1613. DOI: 10.12677/ag.2026.1611141

[1]Chongqing Gas Gield, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chongqing
[2]Chongqing Institute of Unconventional Oil and Gas, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing
[3]School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: September 7, 2026; accepted: November 2, 2026; published: November 18, 2026

Abstract

To further clarify the characteristics and main controlling factors of continental tight sandstone reservoirs in the Xujiahe Formation of the southern Sichuan Basin, this study utilized data from core observation, cast thin sections, scanning electron microscopy, laboratory analyses, and well logging. The research investigated the sedimentary and reservoir characteristics of each submember of the fourth member of the Xujiahe Formation in the southern Sichuan region, as well as the influences of sedimentation and diagenesis on these characteristics. The results indicate that: Subaqueous distributary channels of braided rivers are developed in the fourth segment of the Xujiahe Formation is dominated by these subaqueous distributary channels, which exhibit relatively favorable reservoir physical properties. In contrast, the fourth segment of the Xujiahe Formation shows more complex variations in sedimentary microfacies, resulting in a greater impact on reservoir quality. The rock types of the fourth member of the Xujiahe Formation are dominated by feldspathic lithic sandstone and lithic feldspathic sandstone, with pore types mainly including primary pores, secondary pores and microfractures. The reservoir generally features ultra-low porosity and low permeability: the lower submember of the fourth member of the Xujiahe Formation is a porosity-type reservoir, while the upper submember is a fracture-porosity-type reservoir. The diagenesis is characterized by strong compaction, moderate dissolution and cementation, weak metasomatism, and intense local fracturing. The reservoir of the lower submember of the fourth member of the Xujiahe Formation shows good porosity-permeability correlation, whereas that of the upper submember has a poor correlation. The main reasons are that the upper submember has stronger anti-compaction capacity but weaker dissolution than the lower submember, and it is more significantly affected by fracturing, resulting in strong reservoir heterogeneity. The research results provide a scientific basis for the further exploration and development of the reservoir of the fourth member of the Xujiahe Formation in the southern Sichuan Basin.

Keywords

Southern Sichuan Basin, Xujiahe Formation, Reservoir Characteristics, Diagenesis, Reservoir Heterogeneity

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

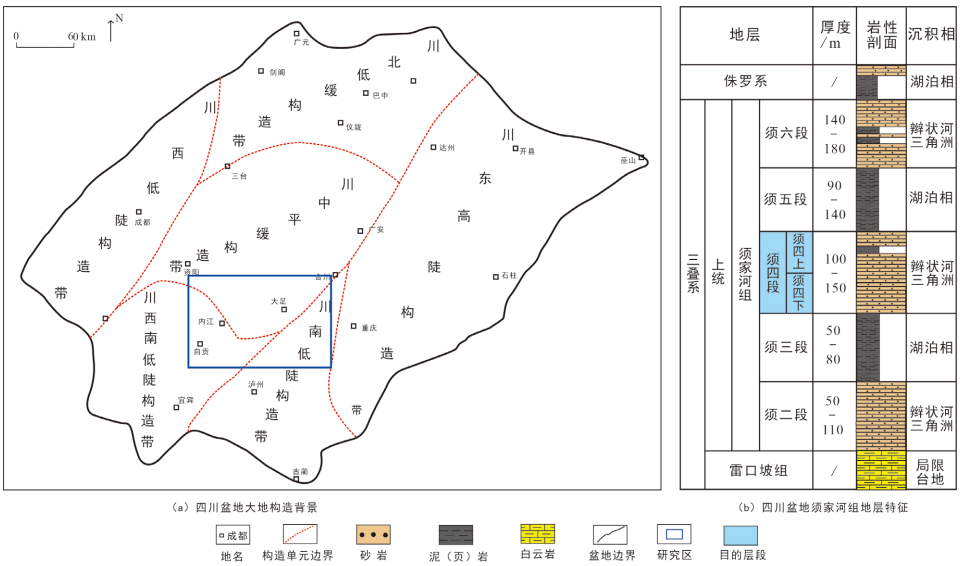
1. 引言

致密砂岩勘探开发始于上世纪的美国和加拿大，随着常规油气可采储量越来越少，针对非常规气藏的勘探开发得到了空前的发展，非常规气藏包括致密砂岩气、煤层气、页岩气和天然气水合物等，其中，致密砂岩气藏在我国非常规气藏勘探开发中占据重要位置，主要围绕鄂尔多斯盆地苏里格气田和四川盆地须家河组气藏开发[1]-[5]。四川盆地须家河组主要发育陆相致密砂岩气，天然气资源量约为 2.59×10^{12}

m^3 [6]，对须家河组致密气藏的勘探始于二十世纪五十年代，勘探历程大体上可分为构造气藏勘探、岩性气藏勘探和致密气藏勘探三个阶段[7] [8]，早期对须家河组致密砂岩气勘探开发的研究主要针对川西、川中和川东北地区，建立了新场、元坝和普光等多个气田[9] [10]，而随着研究的深入，川南地区须家河组已成为四川盆地致密砂岩气勘探开发的重点地区，且建立了观音场、荷包场和纳溪等气田，显示其具有较好的勘探前景[11]。四川盆地不同地区须家河组储层受成岩作用改造强烈，导致须家河组储层物性存在明显的时间和空间差异：川中地区须家河组受压实、溶蚀和胶结作用，其中压实作用较强[12]；川西地区受胶结和压实作用，受胶结作用较强[13]；川东北地区处于中成岩晚期，受压实、溶蚀和胶结作用影响，受压实和溶蚀作用较为强烈；川北地区处于晚成岩阶段，受压实、溶蚀、胶结、交代和破裂作用[14] [15]；川南地区处于中成岩 B 期，受压实、胶结、溶蚀和构造破裂作用，压实作用强烈[16]；空间上看，川中地区物性最好，川南地区次之，川西北和川西南地区物性较差，川东北地区物性最差；时间上看，川南地区须六段最好，须四段和须二段次之，须四段渗透率最好[17]-[20]。

川南地区须四段发育厚层砂岩夹薄层泥岩，砂岩厚度较大，沉积类型以辫状河三角洲前缘为主，具有成为优质储层的潜力。然而，目前关于川南地区须四段致密砂岩储层研究程度较低，储层主控因素认识不清，制约了川南地区须家河组天然气的勘探开发。受沉积和成岩作用影响，须四段各亚段储层在岩石学特征、物性特征和孔隙类型等方面均存在差异，且在实际开发过程中，须四下亚段试气结果显示较好，大部分试气层段可以达到工业气流下限，而须四上亚段试气结果较差，储层非均质性较强，亟需开展须四段储层主控因素的研究。本文通过野外剖面、岩心观察、扫描电镜、铸体薄片实验观察和样品物性分析测试等方法，对川南地区须四段各亚段砂岩储层开展了系统研究，结合储层岩石学、物性、孔隙类型和成岩作用等特征，揭示了成岩和沉积对储层的控制作用，为研究区须四段天然气的勘探开发提供理论支撑。

2. 地质背景



注：(a) 四川盆地大地构造背景；(b) 四川盆地须家河组地层特征。

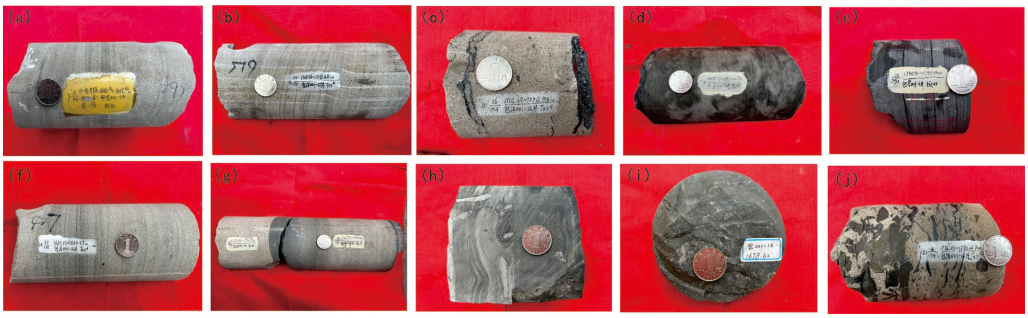
Figure 1. Tectonic background of Sichuan basin and the stratigraphic characteristics of the Xujiahe formation

图 1. 四川盆地大地构造背景及须家河组地层特征

研究区主体位于四川盆地南部，构造位置处于川中平缓构造带、川西南低陡构造带和川南低陡构造

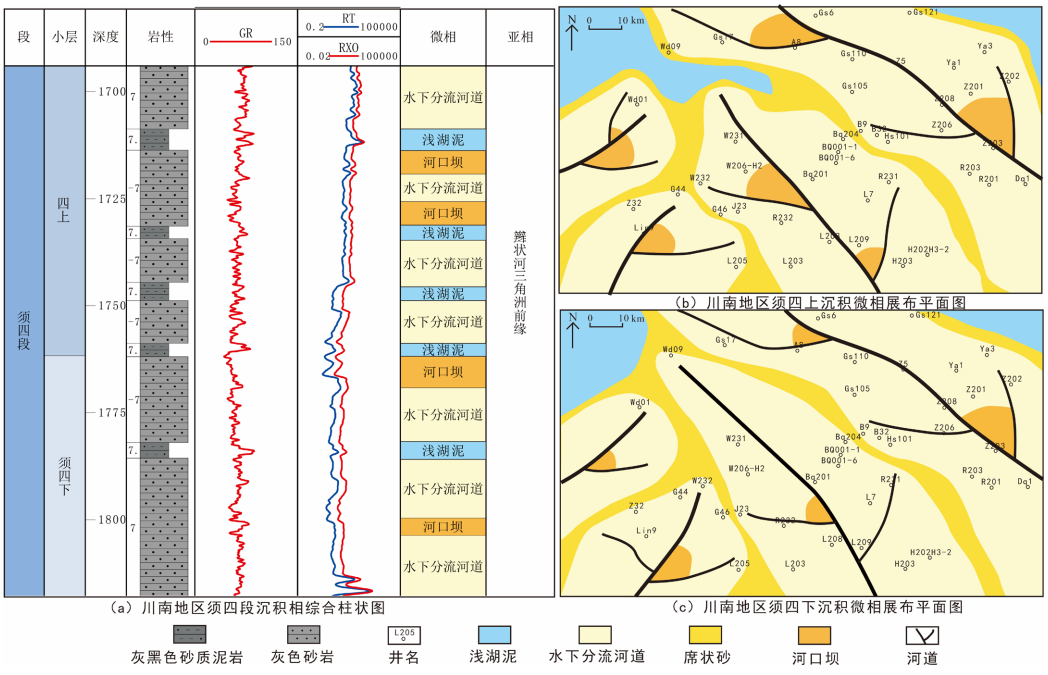
带交汇区域[9] (图 1(a))。须一段在南充－遂宁－乐至一带遭遇剥蚀[21]，研究区内须家河组自下而上依次发育须二段——须六段。其中，须四段主要以厚层致密砂岩夹薄层泥岩为主，厚度为 100~150 m，非均质性较强，成岩作用复杂，为典型的致密砂岩储层(图 1(b))。根据岩性特征、试气结果和测井曲线变化等特征，可将须四段划分为须四下亚段和须四上亚段，须四下亚段地层主要为大套砂岩，常见叠置的厚层水下分流河道，须四上亚段地层主要为砂岩夹薄层泥岩，沉积微相纵向变化较快[22]。

3. 沉积微相特征



注：(a) 灰白色中砂岩，斜层理；(b) 灰白色中砂岩，大型斜层理；(c) 粗粒砂岩，煤线；(d) 深灰色细砂岩，变形层理；(e) 细粒砂岩，斜层理；(f) 中粒砂岩，斜层理；(g) 灰白色中砂岩，冲刷面；(h) 泥岩，变形粉砂质条带，液化砂岩脉；(i) 黑色泥岩，植物叶片化石；(j) 灰白色含砾粗砂岩，植物茎秆化石。

Figure 2. Typical sedimentary structures of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 2. 川南地区须四段典型沉积构造



注：(a) 川南地区须四段沉积相综合柱状图；(b) 川南地区须四上沉积微相展布平面图；(c) 川南地区须四下沉积微相展布平面图。

Figure 3. Sedimentary facies of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 3. 川南地区须四段沉积相

通过岩心观察及铸体薄片分析，川南地区须家河组的砂岩粒度相对较粗，岩石类型主要为灰白色中

－粗粒砂岩、灰色细粒砂岩和少量黑色泥岩。砂岩中常见斜层理(图 2(a)、图 2(b)、图 2(e)、图 2(f))，指示水下分流河道沉积微相；局部见变形层理(图 2(d))，冲刷构造(图 2(g))，泥岩偶尔可见液化砂岩脉(图 2(h))，反映水动力条件较强，河道冲刷作用频繁，指示河口坝沉积微相；局部还可见煤线(图 2(c))，反映湿地植物繁盛；生物化石中常见树叶、植物茎秆化石(图 2(i)、图 2(j))，代表以陆相沉积环境为主。

综合上述沉积相标志分析：川南地区以辫状河三角洲前缘为主，主要发育水下分流河道、席状砂和河口坝沉积微相。垂向上，须四段整体地层厚度为 80~140 m，须四下亚段地层厚度为 40~80 m，须四上亚段地层厚度为 60~80 m，须四上、下亚段地层发育稳定，厚度差异较小，须四段三角洲前缘水下分流河道砂体叠置连片发育，为须四段储层发育奠定了基础(图 3(a))。须四下亚段沉积时期，湖水退出盆地，只有西北部小面积浅湖泥沉积微相，整体以水下分流河道为主(图 3(c))；须四上亚段与须四下亚段时期沉积分布相同，河道汇合，水下分流河道较为发育(图 3(b))。

4. 储层岩石学特征

基于铸体薄片观察分析，川南地区须四段储层砂岩岩石类型主要为岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩、亚长石砂岩和亚岩屑砂岩；须四下亚段岩石类型主要为长石岩屑砂岩；岩石类型以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主，石英含量 50%~85%，长石 5%~31%，岩屑 7%~35%，填隙物以杂基为主(图 4)。

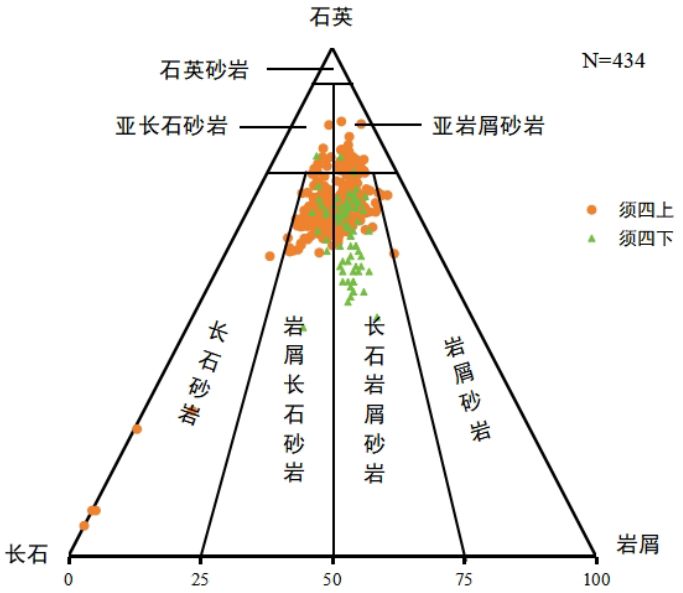


Figure 4. Triangulation of reservoir rock types of the fourth segment of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 4. 川南地区须四段各亚段储层岩石类型三角图

5. 储层特征

5.1. 物性特征

根据须四段 157 块样品数据资料分析，川南地区须四段储层砂岩平均孔隙度为 5.82%，一般分布在 2%~8%，平均渗透率为 0.37 mD，一般分布在 0.01~1 mD；须四下亚段平均孔隙度为 4.89%，平均渗透率为 0.26 mD；须四上亚段平均孔隙度为 11.53%，平均渗透率为 1 mD (表 1)，须四段储层属于特低孔低渗储层。

Table 1. Physical properties of the fourth section of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
表 1. 川南地区须四段物性统计表

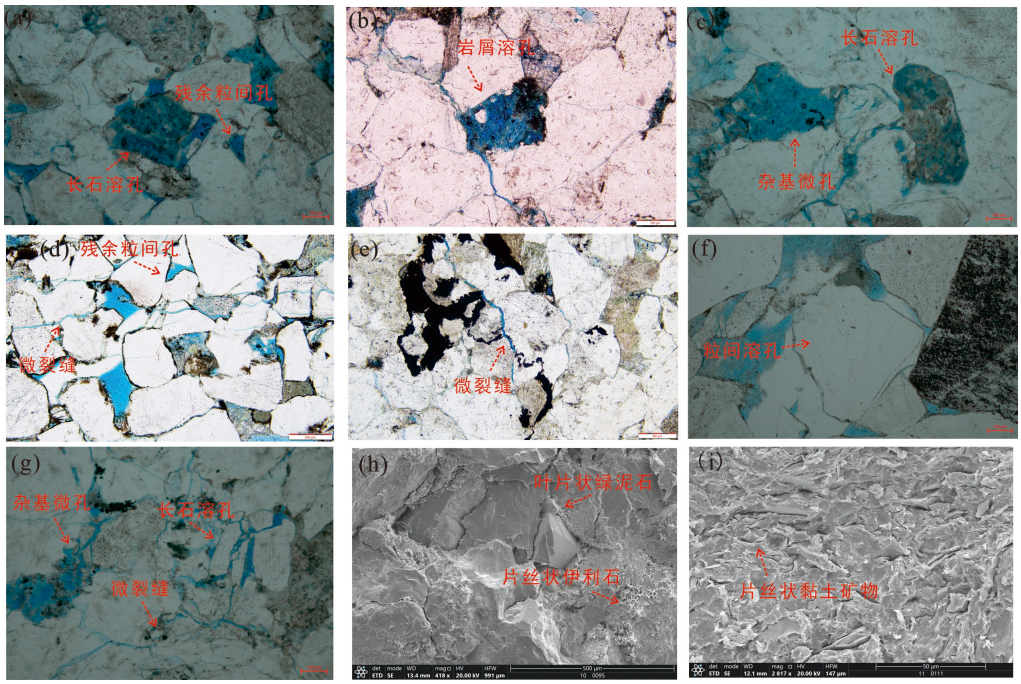
层段	孔隙度(%)				渗透率(mD)			
	高	低	平均	一般	高	低	平均	一般
须四段	15.06	0.53	5.82	2~8	4	0.00087	0.37	0.01~1
须四下	8.37	0.53	4.89	2~8	4	0.00087	0.26	0.01~0.1
须四上	15.06	1.13	11.53	8~16	3.61	0.0189	1.06	0.1~1

5.2. 储层孔隙类型

根据铸体薄片和扫描电镜观察分析表明，川南地区须四段致密砂岩储层储集空间类型多样，主要发育原生孔隙、次生孔隙和微裂缝，其中次生孔隙是最主要的孔隙类型。

(1) 原生孔隙

残余粒间孔孔隙形状为四边形、多边形或三角形，孔隙内部干净，边缘较为平直。研究区内须四段储层原生孔隙以残余粒间孔为主，原生孔隙会随着压实作用的增强而减少，而须家河组储层石英含量较高，具有较强的抗压实能力，所以部分原生残余粒间孔能够保存(图 5(a)，图 5(d))。



注：(a) 残余粒间孔，长石溶孔，长石岩屑砂岩，BQ001-1，1761.54 m，须四下亚段；(b) 岩屑溶孔，长石岩屑砂岩，BQ001-6，1603.75 m，须四上亚段；(c) 长石溶孔，杂基内微孔，长石岩屑砂岩，BQ001-1，1779.71 m，须四下亚段；(d) 残余粒间孔，微裂缝，长石岩屑砂岩，BQ205，1611.89 m，须四下亚段；(e) 微裂缝，长石岩屑砂岩，BQ001-6，1622.07 m，须四上亚段；(f) 粒间溶孔，长石岩屑砂岩，BQ001-16，1775.32 m，须四下亚段；(g) 长石溶孔，杂基微孔，微裂缝，BQ001-16，1730.93 m，须四下亚段，长石岩屑砂岩；(h) 片丝状伊利石集合体充填于粒间孔隙，叶片状绿泥石附着于粒表，BQ001-16，1735.68 m，须四下亚段；(i) 片丝状黏土矿物集合体排列略具定向性，呈鳞片状结构，BQ001-16，1797.5 m，须四下亚段。

Figure 5. Pore characteristics of the reservoir of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 5. 川南地区须四段储层孔隙特征

(2) 次生孔隙

次生孔隙是须四段储层中最常见的储集空间类型，次生孔隙是在埋藏过程中生成的，其成因机制复杂，在成岩过程中，经过压实、胶结、重结晶和新矿物的生长等作用，原生孔隙逐渐减少。同时，随着酸性流体流经储层，促使碎屑岩中发生溶解和交代作用，使得次生孔隙更加发育。研究区内的次生孔隙主要以长石溶孔、岩屑溶孔、粒间溶孔和杂基内微孔为主(图 5)。

5.3. 成岩作用特征

根据铸体薄片和扫描电镜观察分析认为，研究区内须四段致密砂岩储层受压实、溶蚀、胶结、交代及破裂作用共同影响。

5.3.1. 压实作用

岩石颗粒受上覆地层压力影响，水分排出孔隙空间，随着水体的排出，颗粒之间的位置发生变化。须四段储层碎屑颗粒以线接触和点－线接触为主(表 2) (图 6(a))，同时在压实作用下，塑性岩屑(泥岩岩屑)在压实作用下变形形成假杂基(图 6(b))，云母发生弯曲、变形(图 6(c))。

Table 2. Pore characteristics of the Xu 4 Member reservoirs in the southern Sichuan basin
表 2. 川南地区须四段储层孔隙特征

层段	点接触	点－线接触	线接触
须四上亚段	15%	45%	32%
须四下亚段	8%	27%	52%
须四段整体	11%	34%	43%

5.3.2. 溶蚀作用

溶蚀作用是指岩石中的不稳定组分在一定的成岩环境下发生溶蚀，是形成次生孔隙的主要成因[23]，其主要为粒间和粒内溶孔，长石、方解石和岩屑溶蚀较为普遍[24]。研究区内须家河组在显微镜下可见长石、岩屑等不稳定岩石碎屑颗粒溶蚀，溶蚀孔隙类型主要为长石溶孔、粒间溶孔和岩屑溶孔(图 6(d)，图 6(e))。

研究区内须四段储层被溶组分大多为长石，也可见少量的岩屑溶孔，这是由于长石无论是在碳酸还是有机酸的条件下，均被优先溶解，一部分长石呈蜂窝状，另一部分长石在残余原生孔的基础上形成溶蚀扩大孔或粒内溶孔；溶蚀作用越强储层孔隙越发育。

5.3.3. 胶结作用

胶结作用是指矿物质在孔隙溶液中沉淀，形成自生矿物使沉积物固结成岩的作用，该过程需要在温度和压力达到一定程度时才能完成[25]。须四段储层胶结作用包括硅质胶结、钙质胶结及自生粘土矿物胶结，其中以硅质和钙质胶结为主。

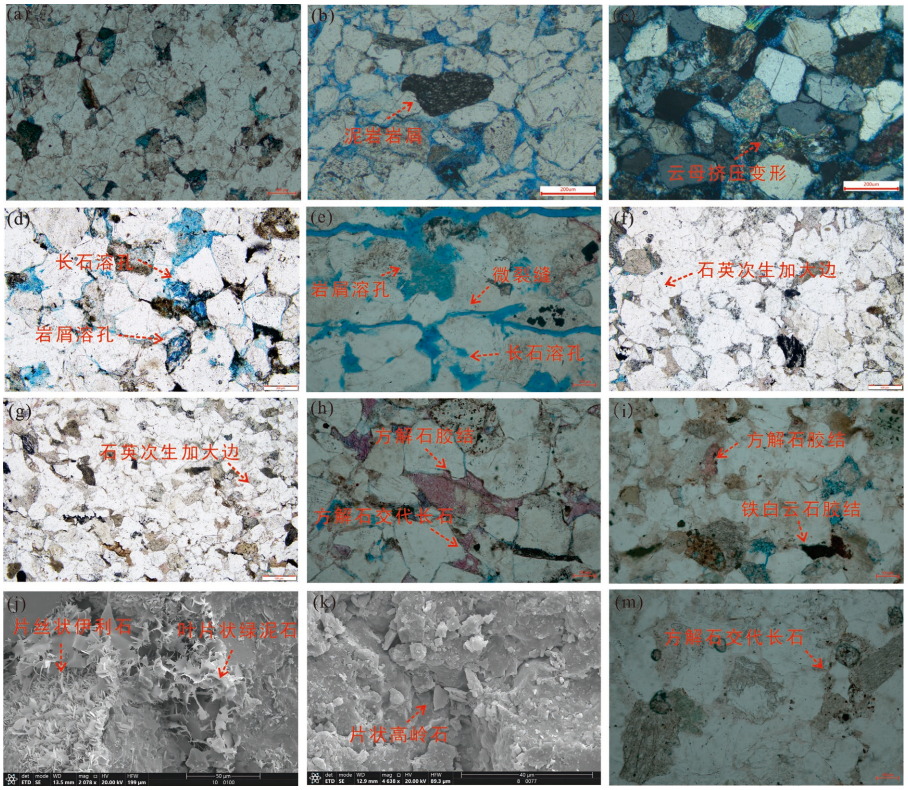
研究区内硅质胶结物主要是围绕石英颗粒边缘生长成规则或者不规则的次生加大边。可在显微镜下可观察到一条明显的脏线(图 6(f)，图 6(g))。钙质胶结主要为铁方解石胶结(图 6(h))和铁白云石胶结(图 6(i))，在须家河组须四段储层中均有分布。铁白云石一般出现在成岩作用后期，当处于碱性环境中，镁铁离子沉淀出铁白云石。自生粘土矿物常见的类型有高岭石、绿泥石、伊/蒙混层和伊利石，研究区内须四段储层自生粘土矿物主要为高岭石、绿泥石和伊利石，伊利石含量最高，平均含量为 41.1%，其次为绿泥石，平均含量为 32.5%，伊/蒙混层平均含量为 18.4%，最少为高岭石，平均含量为 8%。根据扫描电镜观察，研究区须家河组储层中伊利石呈片丝状，绿泥石为叶片状(图 6(j))，高岭石扫描电镜下呈片状(图 6(k))。

5.3.4. 交代作用

研究区内须四段储层交代作用主要为方解石交代长石，方解石颗粒内部和边缘逐渐对长石进行置换[26]，一般沿解理进行，并从原有颗粒内部逐渐取代(图 6(m))。

5.3.5. 破裂作用

破裂作用是由于压实作用导致矿物颗粒破碎形成的微裂缝[27] (图 6(e))。微裂缝可增加孔隙的连通性，改善储层的渗透能力，主要发生在成岩阶段后期。



注：(a) 线接触；(b) 泥岩岩屑；(c) 云母挤压变形；(d) 长石溶孔，岩屑溶孔；(e) 微裂缝，长石溶孔，岩屑溶孔；(f) 石英次生加大边；(g) 石英次生加大边；(h) 方解石胶结，方解石交代长石；(i) 方解石，铁白云石胶结；(j) 片丝状伊利石，叶片状绿泥石；(k) 片状高岭石；(m) 方解石交代长石。

Figure 6. Diagenetic characteristics of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 6. 川南地区须家河组成岩作用特征

6. 储层主控因素分析

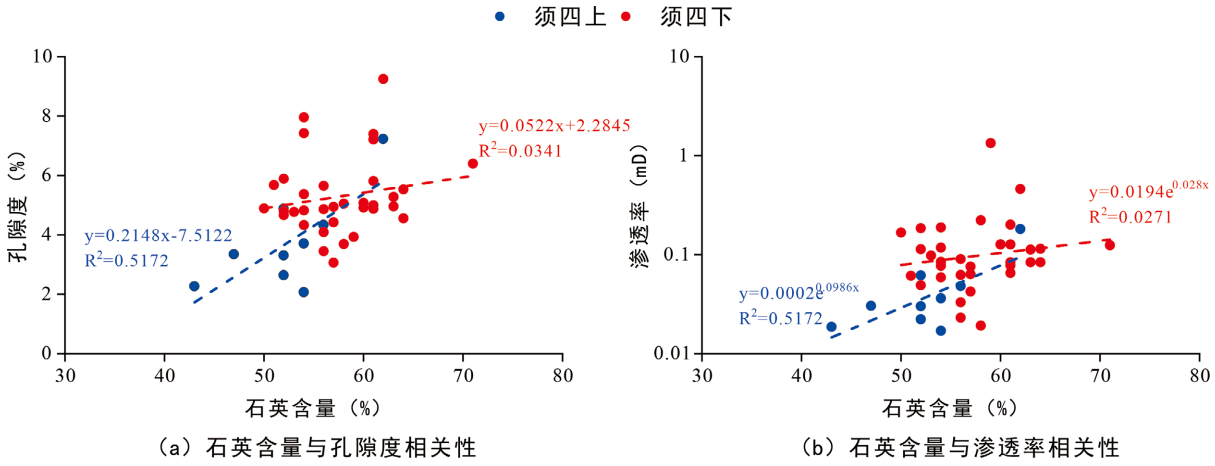
6.1. 沉积作用对储层的影响

6.1.1. 碎屑成分与储层物性关系

(1) 石英含量与储层物性关系

石英作为最稳定的矿物端元，其硬度较大，抗压实能力强，使得原生孔隙损失较少[28]。须四上亚段石英含量与孔隙度、渗透率的 R^2 分别为 0.0341 和 0.0271，须四下亚段分别为 0.5172 和 0.5172，但后者样品分布离散。整体而言，石英含量与孔渗不存在稳定的简单线性关系，表明储层物性并非由单一碎屑组分控制，而是受沉积微相、粒度、杂基含量、胶结物类型及裂缝发育程度共同影响。仅须四上亚段岩

屑含量与孔渗呈中等负相关($R^2 \approx 0.3868$)，说明塑性岩屑含量增加和易溶组分减少对储层物性具有不利影响(图 7)，从铸体薄片观察发现，须四上亚段储层石英次生加大边较为发育，有利于抵抗上覆压力。



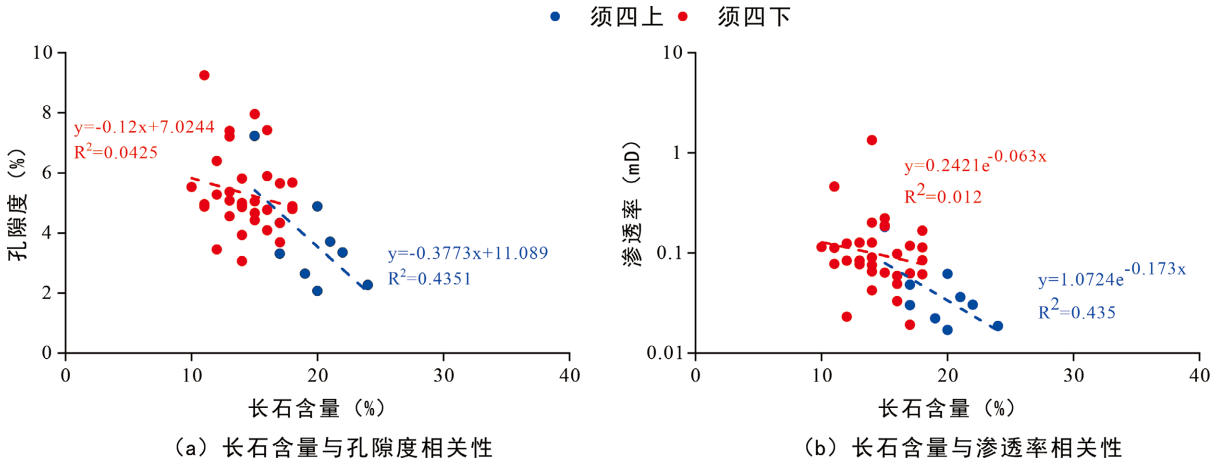
（a）石英含量与孔隙度相关性　　（b）石英含量与渗透率相关性

Figure 7. Correlation diagram of quartz content vs. porosity and permeability of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin

图 7. 川南地区须四段石英含量与孔隙度和渗透率关系图

(2) 长石含量与储层物性关系

长石是最容易受溶蚀作用影响的颗粒，根据长石含量可分析出储层次生孔隙是否发育[29]。整体来看，须四段储层长石含量与孔渗呈负相关关系(图 8)，分析认为川南地区须四段储层受压实作用较溶蚀作用强烈，导致部分长石破碎，孔隙受到堵塞，储层物性变差；且样品中长石含量较高，说明也可能受胶结作用影响，没有充分发生溶蚀。须四下亚段和须四上亚段相比，长石含量相对较少，孔渗相对较高，说明须四下亚段较须四上亚段，长石溶孔较为发育。



（a）长石含量与孔隙度相关性　　（b）长石含量与渗透率相关性

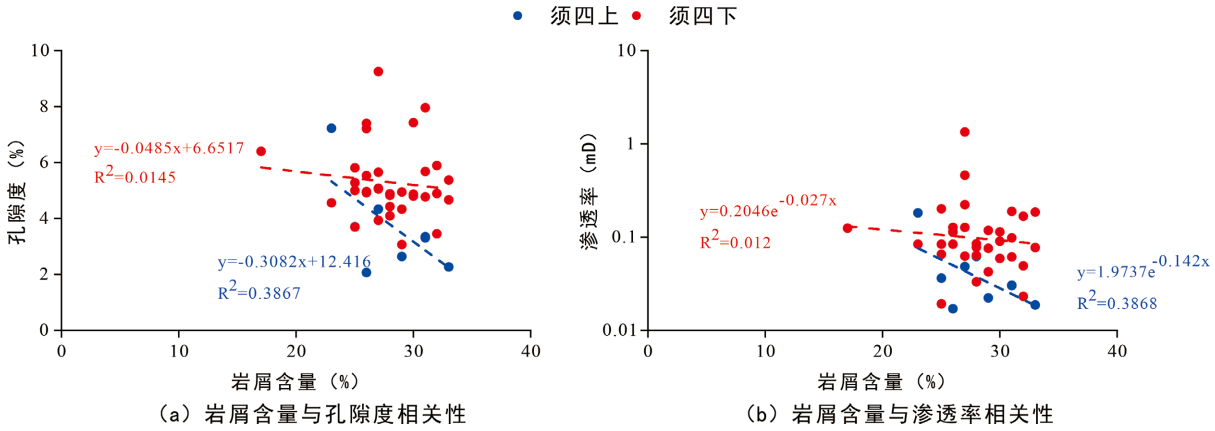
Figure 8. Correlation diagram of feldspar content vs. porosity and permeability of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin

图 8. 川南地区须四段长石含量与孔隙度和渗透率关系图

(3) 岩屑含量与储层物性关系

岩屑易受压实作用影响产生形变，在早期压实过程中，岩屑会使得储层变得致密化[30]。须四下亚段岩屑含量与孔渗相关性较差(图 9)，说明塑性岩屑在须四下亚段砂岩中分布较散，对储层影响较小；须四

上亚段岩屑含量与孔渗相关性较好，岩屑含量较高，缺少易溶蚀组分，不利于生成次生孔隙，孔渗相对较低。



（a）岩屑含量与孔隙度相关性　　（b）岩屑含量与渗透率相关性

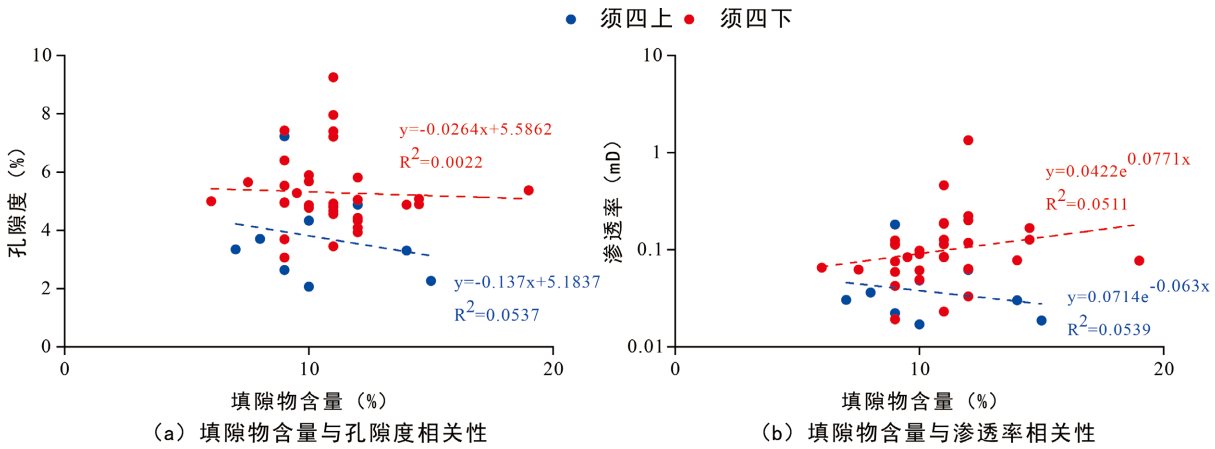
Figure 9. Correlation diagram of lithic content vs. porosity and permeability of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin

图 9. 川南地区须四段岩屑含量与孔隙度和渗透率关系图

须四上亚段储层常见石英次生加大边，抗压实能力强；长石含量较多，溶蚀作用不强，长石溶孔不发育；岩屑含量对孔渗造成负面影响。须四下亚段受压实作用影响，石英颗粒破碎，使得储层物性受到影响；长石含量较低，溶蚀作用较须四上亚段强，长石溶孔较为发育；岩屑分散在砂岩中，对储层影响较小。

(4) 填隙物含量与储层物性关系

研究区内填隙物含量为粘土质杂基和方解石，主要为粘土质杂基，方解石含量较低，而须四段储层填隙物含量与孔渗相关性不明显(图 10)，分析认为可能是方解石受溶蚀作用影响，导致储层孔隙度增大，由于方解石含量本就较低，从而导致孔隙度与填隙物含量相关性不明显。



（a）填隙物含量与孔隙度相关性　　（b）填隙物含量与渗透率相关性

Figure 10. Correlation diagram of matrix content vs. porosity and permeability of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin

图 10. 川南地区须四段填隙物含量与孔隙度和渗透率关系图

6.1.2. 沉积相与储层物性关系

沉积环境受水动力条件的影响，不同的沉积微相会造成砂岩的碎屑成分和结构都有差异，这种差异会影响储层物性的不同。须四段储层砂体粒径越大，孔隙度越高，其中粗砂岩平均孔隙度为 8.87%，平均

渗透率为 0.95 mD，中砂岩平均孔隙度为 6.49%，平均渗透率为 0.94 mD，细砂岩平均孔隙度为 6.38%，平均孔隙度为 0.3 mD (表 3)；整体发育辫状河三角洲前缘亚相储层，物性较好；少部分发育浅湖亚相。

Table 3. Statistical table of porosity values of sandstones with different grain sizes of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
表 3. 川南地区须四段不同粒度砂岩与孔隙度大小统计表

岩性	孔隙度(%)			渗透率(mD)		
	最高值	最低值	平均值	最高值	最低值	平均值
粗砂岩	11.7	6.03	8.87	14.2	0.53	0.95
中砂岩	16.83	0.53	6.49	9.36	0.0008	0.94
细砂岩	14.89	1.13	6.38	7.1	0.004	0.3

从沉积微相分析，水下分流河道储层物性较好，平均孔隙度为 6.47%，平均渗透率为 0.65 mD；其次为河口坝和席状砂，河口坝平均孔隙度为 5.39%，平均渗透率为 0.536 mD，席状砂平均孔隙度为 4.36%，平均渗透率为 0.208 mD；浅湖泥物性最差，平均孔隙度为 1.26%，平均渗透率为 0.019 mD (图 11(b)、图 11(c))。须四下亚段主要发育大套的水下分流河道，储层物性较好；须四上亚段发育水下分流河道、河口坝、席状砂和浅湖泥，沉积微相变化复杂，储层非均质性较强(图 11(a))。

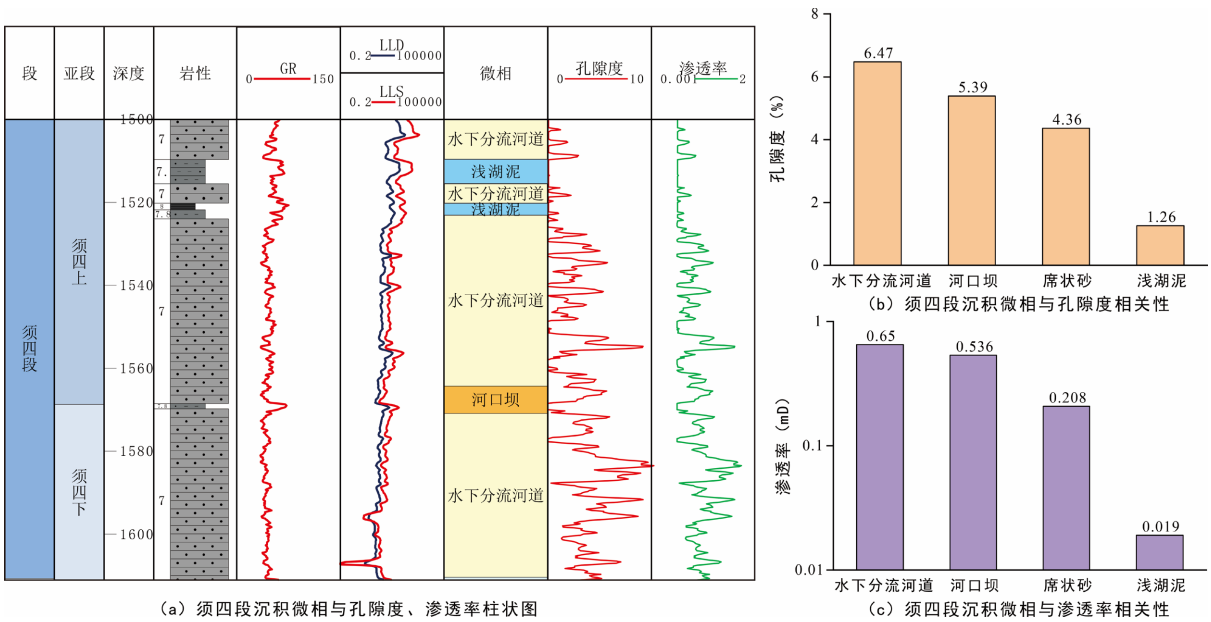


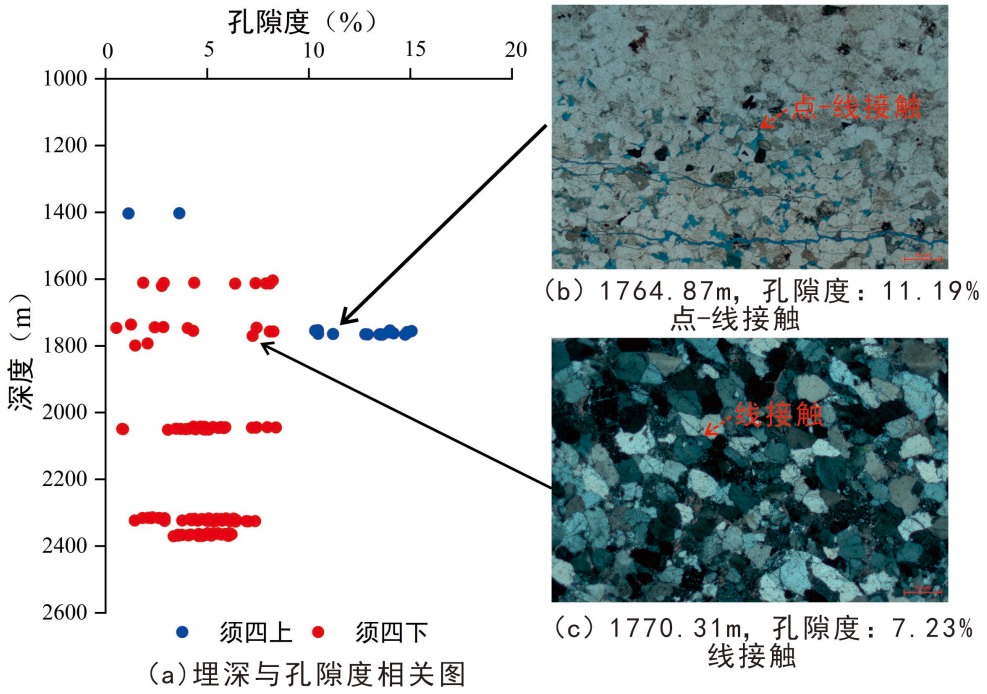
Figure 11. Relationship between different sedimentary microfacies types and porosity-permeability of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 11. 川南地区须四段不同沉积微相类型与孔渗之间的关系

6.2. 成岩作用对储层的影响

6.2.1. 压实作用对储层物性的影响

须四下亚段储层颗粒间的接触以线接触为主(图 12(c))，须四上亚段接触方式以点－线接触为主(图 12(b))，相同深度下，须四上亚段孔隙度普遍大于须四下亚段(图 12(a))，说明须四上亚段抗压实能力较强。总体上看，压实能力较强时，碎屑颗粒越小，成分成熟度就越低。在成岩阶段早期，孔隙度的变化主要

受压实作用影响，压实作用的强弱程度直接影响原生孔隙的变化，随着埋藏深度的增加，地层上覆压力不断增大，当温度和压力达到一定的临界值时，部分碎屑颗粒发生压溶作用，这一过程会进一步降低储层孔隙度，从而影响储层的储集性能。



注：(a) 埋深与孔隙度相关性；(b) 点－线接触；(c) 线接触。

Figure 12. Correlation diagram of reservoir buried depth vs. porosity of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 12. 川南地区须四段储层埋深与孔隙度关系图

6.2.2. 溶蚀作用对储层物性的影响

溶蚀作用是岩石成岩演化过程中对储层孔隙发育有利的成岩作用，通过铸体薄片镜下观察表明，须四段受溶蚀作用影响，主要见长石溶孔和岩屑溶孔(图 6(d)、图 6(e))。

6.2.3. 胶结作用对储层物性的影响

胶结作用产生的胶结物一方面会导致储层物性降低，另一方面胶结物有助于抵抗上覆地层压力。硅质胶结作用中常见石英次生加大边，对储层的物性起负面作用。石英次生加大边一方面降低储层物性，另一方面也改变孔隙结构(图 6(f)、图 6(g))。随着地层埋深增加和温度升高，泥岩中酸性水进入储集层，砂岩储层中的长石和岩屑中的不稳定组分开始溶蚀，释放出 K^+，在此环境中，蒙脱石转化成伊利石，这一过程会释放出 Fe^{2+}，随着 Fe^{2+}进入方解石晶格中，形成铁方解石，铁方解石充填在粗砂岩孔隙中，对储层物性起负面影响(图 6(h)、图 6(i))。不同的粘土矿物对储层造成的影响也不同，片丝状伊利石堵塞喉道(图 6(j))，降低储层物性，研究区内伊利石含量较高，高岭石含量较少，推测研究区内高岭石转化为伊利石。绿泥石一方面抑制石英次生加大，另一方面增加了储层的抗压能力；叶片状绿泥石规则发育(图 6(j))，可使得流体自由进出，被绿泥石包裹的碎屑颗粒中易溶组分被溶蚀，形成粒内溶孔。高岭石是溶蚀作用的产物，对储层物性产生积极影响；片状高岭石具有规则结构(图 6(k))，流体能够进入，形成溶孔，有利于增加储层物性。

6.2.4. 成岩阶段及孔隙演化

储层成岩作用和孔隙演化过程紧密相连，结合研究区须家河组砂岩储层中各类成岩作用特征的研究和前人对川南地区须家河组储层的研究表明，川南地区须家河组砂岩成岩演化经历了 4 个阶段：早成岩 A 期，早成岩 B 期，中成岩 A 期，中成岩 B 期。

早成岩 A 期，随着上覆地层压力不断增大，压实作用增强，原生孔隙被破坏，孔隙度由 40%左右降低到 27%。这一时期，部分颗粒产生叶片状绿泥石膜和生成石英次生加大边，使得胶结作用可抵抗部分地层压力，能够保护原生孔隙。早成岩 B 期，随着上覆侏罗系地层的不断沉积，上覆压力持续增大，原生孔隙度继续下降，下降幅度较缓，酸性流体进入储层中，胶结作用发生，溶蚀作用逐渐开始，次生孔隙逐渐增大。中成岩 A 期，硅质胶结大量出现，发育石英次生加大边，使储层物性进一步降低，前一阶段形成的胶结物在此阶段受溶蚀作用，造成长石、方解石和岩屑的溶蚀孔，使得次生孔隙增大。中成岩 B 期，充足的酸性流体可进入砂岩储层中，但由于烃类冲注阻止水岩反应，造成溶蚀程度变低。目前须四段储层处于中成岩 A 期，孔隙度为 5.82% (图 13)。

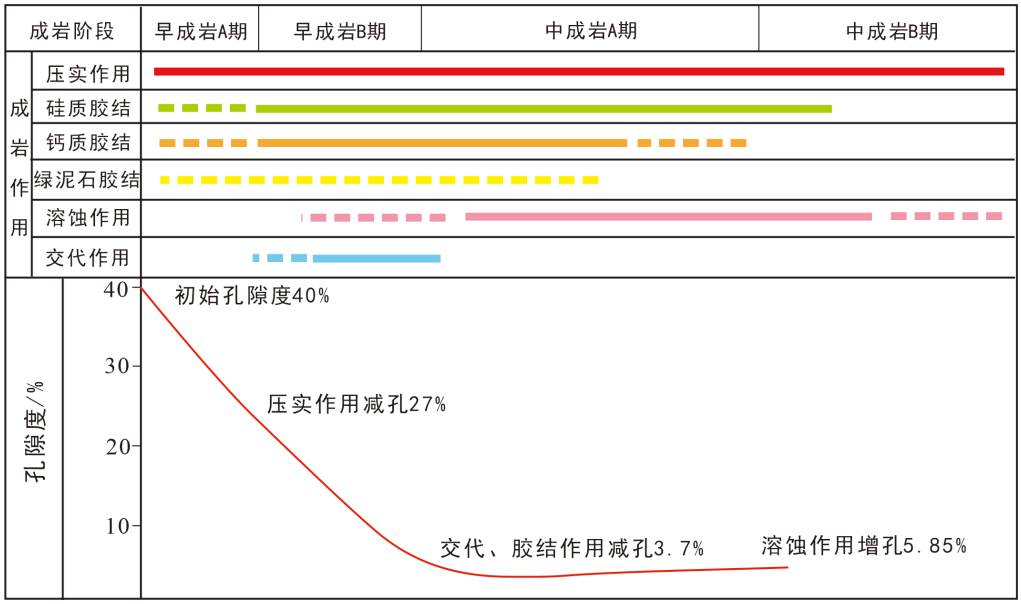


Figure 13. Types of diagenesis and porosity changes in different diagenetic stages of the fourth member of the Xujiahe formation in southern Sichuan basin
图 13. 川南地区须四段不同成岩阶段下的成岩作用类型及孔隙度变化

不同沉积微相初始粒度、碎屑组分和杂基含量差异，控制了成岩作用的类型、强度和序列。水下分流河道主体以中－粗粒砂岩为主，石英含量较高，杂基含量较低，早期发育绿泥石膜和石英次生加大边，抗压实能力较强；中成岩 A 期长石和岩屑溶蚀形成次生孔隙，晚期局部破裂形成微裂缝，成岩相为绿泥石膜－溶蚀－裂缝相，是I类甜点主要发育区。河口坝和席状砂粒度较细，杂基含量较高，压实作用较强，钙质和硅质胶结发育，溶蚀作用较弱，成岩相为压实－胶结致密相，储层物性较差。浅湖泥质沉积物压实强烈，为非储层。

须四下亚段主要发育大套叠置水下分流河道，长石溶蚀相对较强，储集空间以残余粒间孔和长石溶孔为主，为孔隙型储层，甜点主要受河道中心相带控制。须四上亚段沉积微相变化快，砂岩与薄层泥岩频繁互层，石英次生加大边较发育，抗压实能力较强，但溶蚀作用较弱；同时构造微裂缝发育，形成裂缝－孔隙型储层，甜点受“水下分流河道 + 溶蚀相 + 裂缝发育区”三元耦合控制。

7. 结论

(1) 川南地区须四段发育辫状河三角洲前缘水下分流河道，砂体厚度大，分布面积广，为致密砂岩储层发育奠定了基础。

(2) 须四下亚段为孔隙型储层，须四上亚段为孔隙－裂缝型储，须四段储层整体上属于特低孔低渗储层；其中，须四上亚段储层石英、长石和岩屑含量与孔渗具有较好的相关性，须四下亚段相关性较差。

(3) 川南地区须四段压实作用较强，溶蚀和胶结作用中等，交代作用较弱，局部破裂作用强。须四上亚段较须四下亚段抗压实能力较强，溶蚀作用较弱，且须四上亚段受破裂作用影响较大，导致储层非均质性较强。

基金项目

重庆市教委科学技术研究项目(KJZD-K202401503)。

参考文献

[1] 高芸, 王蓓, 胡迤丹, 等. 2023 年中国天然气发展述评及 2024 年展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 166-177.

[2] 贾承造. 全国油气勘探开发形势与发展前景[J]. 中国石油石化, 2022(20): 14-17.

[3] 吴晓智, 柳庄小雪, 王建, 等. 我国油气资源潜力、分布及重点勘探领域[J]. 地学前缘, 2022, 29(6): 146-155.

[4] 郝强, 林良彪, 余瑜, 等. 四川盆地南部须家河组砂岩组分特征及物源分析[J]. 西北地质, 2016, 49(4): 110-120.

[5] 李国欣, 雷征东, 董伟宏, 等. 中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1): 1-11.

[6] 李朋威, 胡宗全, 刘忠群, 等. 川西新场地区须二段深层致密砂岩储层类型与差异控储作用[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(7): 1136-1149.

[7] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 257-264.

[8] 卞从胜, 王红军, 汪泽成, 徐兆辉. 四川盆地致密砂岩气藏勘探现状与资源潜力评价[J]. 中国工程科学, 2012, 14(7): 74-80.

[9] 郑和荣, 刘忠群, 徐士林, 等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 765-783.

[10] Wei, G.Q., Yang, W., Liu, M.C., Xie, W., Jin, H., Wu, S., *et al*. (2020) Distribution Rules, Main Controlling Factors and Exploration Directions of Giant Gas Fields in the Sichuan Basin. *Natural Gas Industry B*, **7**, 1-12. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2020.01.001

[11] Long, S.X., Cheng, Z.M., Xu, H. and Chen, Q. (2020) Exploration Domains and Technological Breakthrough Directions of Natural Gas in SINOPEC Exploratory Areas, Sichuan Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*, **5**, 307-316. https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2020.10.002

[12] 郑超, 金值民, 曹正林, 等. 川中-川西过渡带须家河组致密砂岩储层特征差异及优质储层形成机制[J]. 矿物岩石, 2024, 44(3): 152-164.

[13] 林良彪, 余瑜, 南红丽, 等. 四川盆地川西坳陷上三叠统须家河组四段储层致密化过程及其与油气成藏的耦合关系[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 816-828.

[14] 周林, 陈波, 凡睿, 等. 川北地区须四段致密砂岩储层特征及成岩演化[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(3): 543-550.

[15] 李玉玺, 范存辉, 李虎, 等. 川东北元坝中部须家河组构造裂缝形成期次分析[J]. 西北地质, 2018, 51(1): 265-271.

[16] 林良彪, 余瑜, 高健, 等. 川南地区须家河组砂岩储层主控因素[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2015, 42(4): 400-409.

[17] Xu, K., Liu, G.X., Hu, W.X., *et al*. (2018) Reservoir Characteristics and Main Controlling Factors of the 4th Member of the Xujiahe Formation in the Western Sichuan. *Editorial Department of Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, **25**, 42-49.

[18] 李中超, 周勇水, 刘平, 等. 普光地区须家河组致密砂岩储层成岩作用及孔隙演化[J]. 断块油气田, 2023, 30(3):

353-362.

[19] He, D., Duan, X.G., Li, S.M., Zhou, B., Wang, H., Heng, Y., *et al*. (2017) Impact of Depositional Environment and Diagenesis on the Upper Triassic Xujiahe Tight-Sand Reservoir in Guang'an Area, Central Sichuan Basin, SW China. *Carbonates and Evaporites*, **34**, 219-232. https://doi.org/10.1007/s13146-017-0368-z

[20] Yu, Y., Lin, L.B., Zhai, C., Wang, Y., Li, Y. and Guo, Y. (2017) Diagenesis and Reservoir Characteristics Analysis of the Late Triassic Xujiahe Formation Tight Gas Sandstone in the Northern Sichuan Basin, China. *Energy Exploration & Exploitation*, **36**, 743-763. https://doi.org/10.1177/0144598717745778

[21] 钱利军, 郝强, 林良彪, 等. 川南地区上三叠统须家河组沉积特征与沉积演化模式[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(3): 28-35.

[22] 戴朝成, 郑荣才, 任军平, 等. 四川前陆盆地上三叠统须家河组物源区分析及其地质意义[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2014, 44(4): 1085-1096.

[23] 陈奕阳, 杜贵超, 王凤琴, 等. 甘泉油田长 8 油层组储层孔隙发育特征及演化规律[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2023, 38(1): 19-30.

[24] 施振生, 朱筱敏, 张亚雄, 等. 四川盆地上三叠统沉积储层研究进展与热点分析[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 784-800.

[25] 黎李, 朱宜新, 刘孟琦, 等. 川东地区须四段致密砂岩储层特征与主控因素[J]. 矿物岩石, 2024, 44(3): 142-151.

[26] 张涛, 巩肖可, 黄朝, 等. 鄂尔多斯盆地神木气田太原组低品质气藏储层微观特征及形成机理[J]. 石油实验地质, 2024, 46(1): 32-45.

[27] 于海跃, 肖冬生, 王波. 吐哈盆地深层、超深层致密砂岩成岩作用及成岩相——以丘东洼陷 J7 井区三工河组二段为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(3): 369-378.

[28] 史原鹏, 刘占国, 王少春, 等. 深层-超深层优质碎屑岩储层成因及主控因素——以河套盆地临河坳陷古近系渐新统临河组为例[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 478-489.

[29] 杨威, 谢武仁, 俞凌杰, 等. 四川盆地上三叠统须家河组致密砂岩溶蚀实验及地质意义[J]. 石油实验地质, 2021, 43(4): 655-663.

[30] 白国帅, 蒋有录, 赵承锦, 等. 元坝地区须二下亚段砂岩储层致密化与天然气充注关系[J]. 断块油气田, 2022, 29(1): 20-25.