

川中蓬莱地区须二段和须四段储层孔隙结构特征及影响因素

赖 锦¹ 王贵文^{1,2} 王书南¹ 柴 毓¹ 吴 恒¹ 张永辰¹ 赵显令¹

(1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249; 2. 中国石油大学(北京)油气资源
与探测国家重点实验室, 北京 102249)

摘要:通过岩心观察并充分利用普通薄片、铸体薄片、扫描电镜分析、压汞测试和核磁共振实验等资料,对蓬莱地区须家河组须二段和四段储层岩石学、物性和孔隙结构特征等进行了研究。认为储层岩性主要为长石岩屑砂岩及岩屑砂岩,储集空间主要是粒内、粒间溶孔,属于低孔低渗非均质性较强储层。孔隙结构具细小孔隙、微细喉道、细歪度和孔喉分选、连通性差的特征。利用压汞参数辅以核磁参数等将储层孔隙结构划分为四类,并对不同类型孔隙结构的特征进行归纳总结。最后从构造、沉积和成岩作用三方面入手详细探讨了不同孔隙结构类型的成因机理及控制因素。认为构造和沉积作用是影响储层孔隙结构的先决条件,而成岩作用类型、强度及其演化是决定储层孔隙结构特征的关键因素。以上研究成果对研究区须二和须四段储层的分类评价及下一步的天然气管探具有指导意义。

关键词:孔隙结构;须二段和须四段;蓬莱地区;压汞;成岩作用;分类评价

中图分类号:P618.130.2¹ **文献标志码:**A **文章编号:**1000-3657(2013)03-0927-12

川中蓬莱地区位于四川盆地中部,行政区划隶属四川省遂宁市及其周边地区(图 1^[1]),构造区域上属于川中古隆起平缓褶皱带,面积约 8500 km²,基底稳定,断层发育较少,褶皱平缓,总体为一地势东南高、西北低的单斜。蓬莱地区地表出露地层主要是上侏罗统蓬莱镇组、遂宁组,钻遇的地层自上而下有中侏罗统凉高山组、沙溪庙组,下侏罗统自流井组等。上三叠统须家河组平行不整合于下伏的中三叠统雷口坡组及上覆的下侏罗统自流井组,根据岩性组合和沉积旋回可将其自下而上划分为须一至须六段。其中,须一、须三、须五段主要形成于滨、浅湖等沉积环境,岩性主要为泥岩、灰黑色页岩夹煤层,是须家河组主要的烃源岩。而须二、须四、须六段沉积环境主要为辫状河三角洲体系,岩性主要为灰白色中、细砂岩,是须家河组主要的储集层及产层^[2]。川中地区上三叠统

须家河组为平缓构造背景下大规模浅水辫状河三角洲发育形成的砂泥岩交互含煤碎屑岩沉积^[3]。蓬莱地区须二、须四段沉积以辫状河三角洲前缘为主,发育水下分流河道、河口坝和水下分流间湾等微相,总体为平缓构造背景下形成的局部裂缝发育的低孔低渗、非均质性较强砂岩储层。

蓬莱地区须家河组显示出良好的天然气勘探潜力,其中以须二段为最好,须四段次之,须六段在构造抬升过程中遭受一定剥蚀因而含气规模相对较小。但随着勘探开发程度的提高,在积累了大量地质资料和实践经验的同时,也显现出研究区须二、须四段气藏储层非均质性强、孔隙结构和测井响应均较为复杂的特征,往往表现为砂体平面上大规模连续分布,纵向上厚度差异也不大,但不同井产能却相差悬殊。这不仅限制了储层的分类评价,更严重制约了须二、须四气藏勘探开发的步

收稿日期:2012-07-29;改回日期:2012-11-28

基金项目:国家大型油气田及煤层气开发科技重大专项“低渗透碎屑岩储层品质与岩石物理相测井评价方法”(编号:2011ZX05020-008)资助。

作者简介:赖锦,男,1988年生,博士生,主要从事沉积学与测井地质学研究,E-mail:sisylajin@163.com。

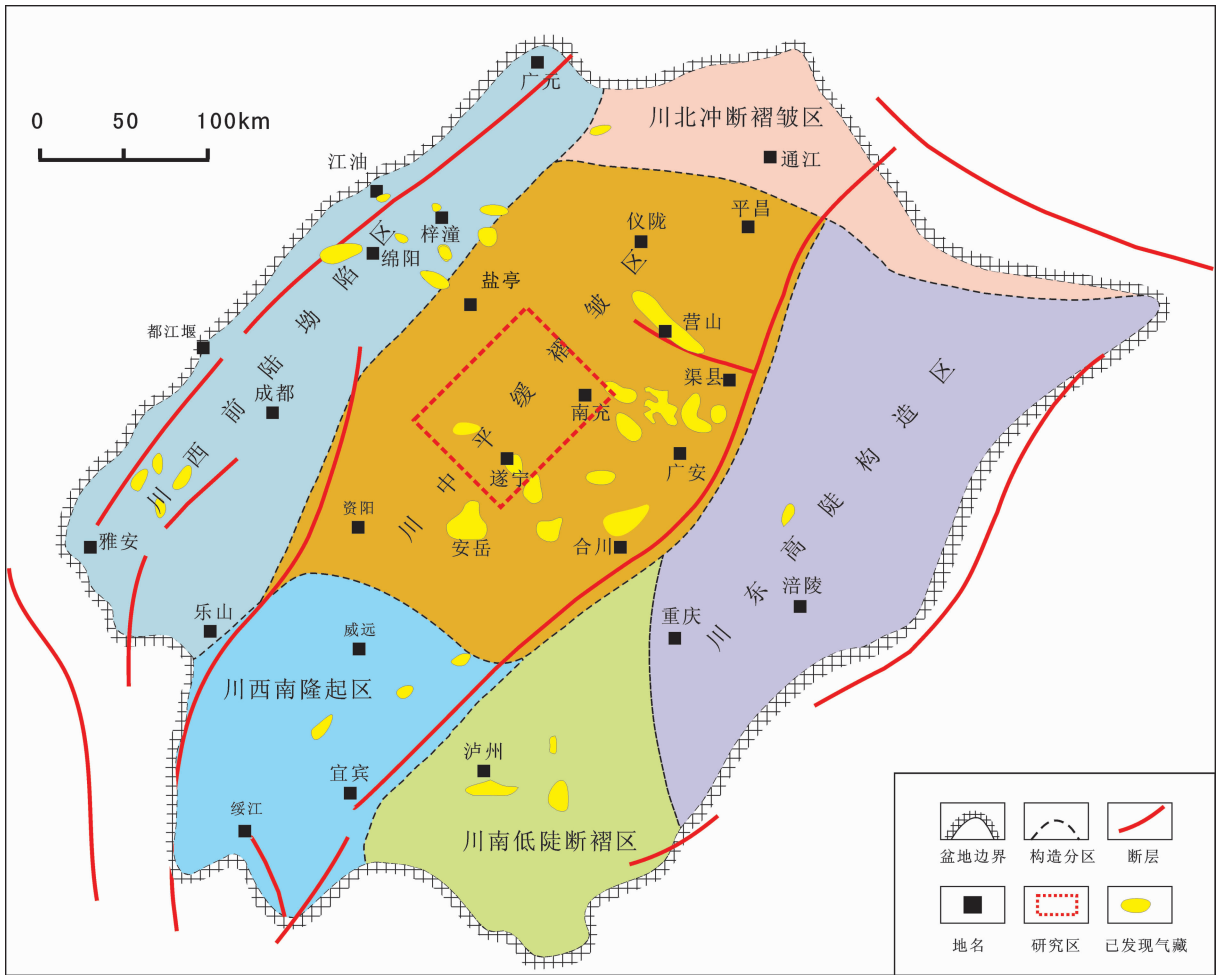


图1 四川盆地构造分带及研究区位置图(据文献[1]修改)

Fig.1 Tectonic divisions of Sichuan basin and location of Penglai area (modified after Literature [1])

伐和储量规模的进一步扩大。因此对须二、须四段储层的孔隙结构特征展开研究具有一定的理论价值和现实意义。前人^[4-8]对四川盆地须家河组构造、沉积和成藏等方面的研究已相对较为深入,但对于蓬莱地区须家河组二段、四段储层特征的研究,特别是对储层孔隙结构的研究和认识尚浅。加强对须二、须四段储层孔隙结构的了解,明确储层孔隙结构特征及其对储层宏观地球物理特性响应的差异,有利于更有效地从地球物理资料中提取孔隙饱和度等地球物理参数以提高油气解释的精度^[9],并更正确地反映其储集性和流体的渗滤特征,充分发挥其油气产能和提高天然气采收率^[10]。精确分析并较好地把握储层的孔隙类型及其在埋藏成岩过程中的演化规律也是研究区有利储集体预测工作的重要环节^[11]。针对以上研究现状和存在的问题,该文在岩心观察的基础上,

充分利用物性分析、普通薄片、铸体薄片、扫描电镜分析、压汞测试和核磁共振实验等资料,对研究区须二段、须四段砂岩储层的岩石学特征、物性及孔隙结构特征进行研究,揭示储层的微观特征。并从构造作用、沉积作用和成岩作用三储层要素出发详细探讨研究区目的层孔隙结构特征的影响因素。以期为研究区下一步储层分类评价及优质储集体的预测提供一定地质依据,旨在提高须二、须四段气藏勘探效率、降低勘探成本。

1 储层岩石学和物性特征

1.1 储层岩石学特征

根据岩心照片观察描述以及大量岩石薄片鉴定结果,蓬莱地区须二段储层岩性主要为灰白色长石岩屑质石英砂岩,次为长石质岩屑砂岩、岩屑砂岩。

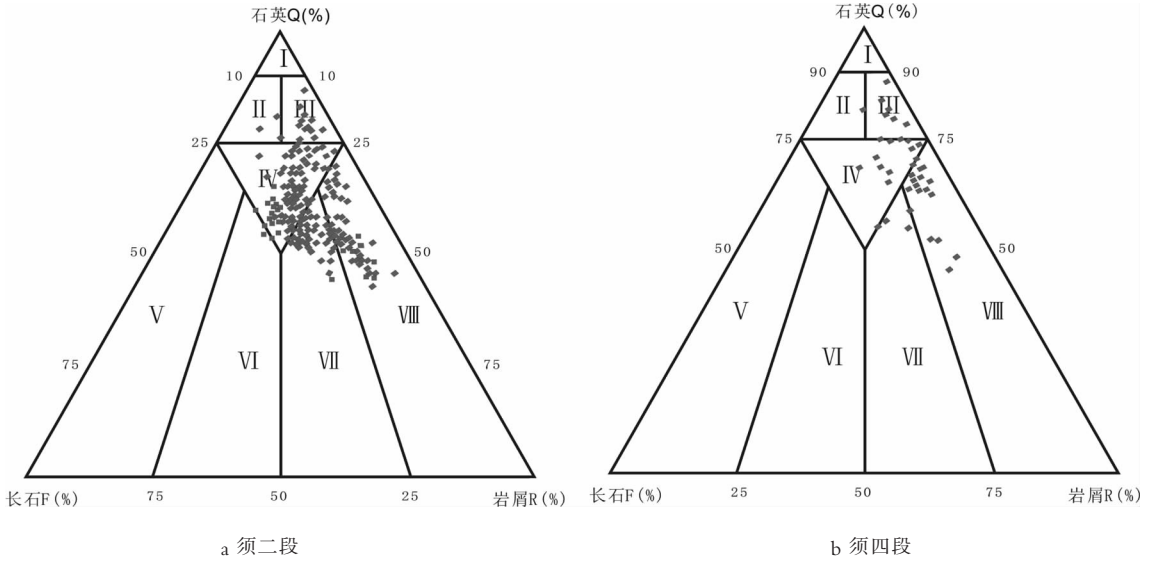


图 2 须二段和须四段砂岩成分三角图 (I —石英砂岩; II —长石质石英砂岩; III —岩屑质石英砂岩; IV —长石岩屑质石英砂岩; V —长石砂岩; VI —岩屑质长石砂岩; VII —长石质岩屑砂岩; VIII —岩屑砂岩)
 Fig.2 Triangular diagram of Xu 2 sandstone (I —Quartz sandstone; II —Feldspathic quartz sandstone; III —Lithic quartz sandstone; IV —Feldspar lithic quartz sandstone; V —Feldspar-quartz sandstone; VI—Lithic arkose; VII—Feldspathic quartz sandstone; VIII—Lithic sandstone)

填隙物含量较低且各薄片之间差异不大,基本在 6%~8%,平均为 7.6%。其中,杂基含量平均 2.6%,胶结物含量平均为 5%。碎屑成分中的石英含量主要分布在 50%~70%,以单晶石英为主,长石含量在 10%~20%,主要为钾长石,岩屑含量 20%~30%,且以变质岩岩屑为主,沉积岩和岩浆岩岩屑含量较少。成分成熟度指数(石英/(长石+岩屑))主要分布于 1~2.5,平均 1.5。粒度主要细—中砂级别(0.1~0.5 mm),分选性好—中等,磨圆度在次棱角状—次圆状。颗粒之间主要以点—线、线接触为主,以颗粒支撑型为主,胶结方式主要为孔隙式和镶嵌式。由此可知,须二段成分成熟度较低而结构成熟度中等,体现出其近源、相对快速堆积的沉积特征。

须四段储层岩性以岩屑砂岩为主,次为长石岩屑质石英砂岩,少量岩屑质石英砂岩。石英含量相对略高,主要分布在 60%~75%,平均 67.5%,长石含量相对较低,分布在 4%~12%,平均 8%,岩屑含量相对较高,分布在 10%~39%,平均 24.5%。填隙物含量 2%~11.2%,平均 6.6%,平均其中杂基含量约 1.9%,主要是泥质,胶结物类型种类多样,平均含量为 4.7%,尤以硅质和钙质最为发育,粘土矿物主要是伊利石和绿泥石,含量相对较低。成分成熟度指数主要分布于

1.5~3.5,平均为 2.4。粒度也主要为细—中砂级别,分选性好—中等,磨圆度在圆状—次圆状。由于须四段埋藏相对较浅,颗粒之间主要以点—线、点接触为主。与须二段储集岩相比,须四段结构成熟度与之差异不大,成分成熟度相对增高,但岩屑含量不减反增,说明须四段沉积时沉积物相对经历较长距离的搬运与簸洗的同时,物源区母岩的性质也发生了一定程度的变化。

1.2 储层物性特征

根据常规物性分析资料,须二段储层总体物性较差,孔隙度为 2%~13.42%,平均 6.66%,渗透率主要分布于 $0.023 \times 10^{-3} \sim 1.04 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.09 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型低孔低渗储层,孔渗具明显正相关关系(图 3),表明孔隙为其主要储集空间。须四段孔隙度为 2.78%~13.18%,平均 9.2%,渗透率主要分布于 $0.04 \times 10^{-3} \sim 2.92 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.48 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,相比较而言,须四段经历成岩作用强度相对较弱,储集物性总体比须二段要好。

2 储层孔隙结构特征

2.1 孔隙类型

须二段和须四段储层孔隙类型多种多样,极不

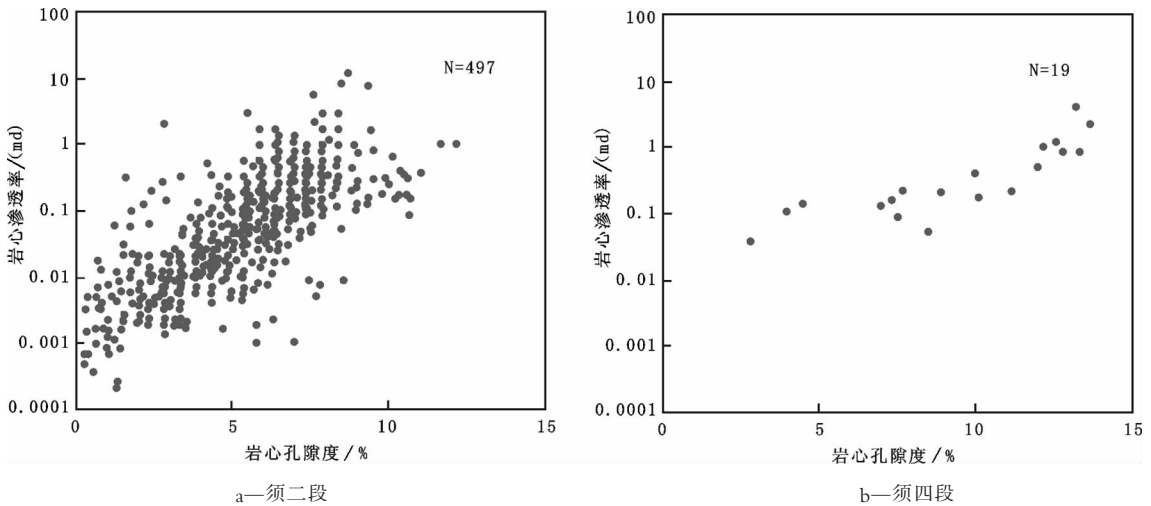


图3 须二段和须四段储层孔渗关系图

Fig.3 Cross plot of the porosity and permeability of Xu 2 and Xu 4 reservoirs in Penglai area

规则,大小相差悬殊,微孔隙大量发育,且孔径分布不均匀^[7]。储层经历一定强度压实和胶结作用导致储层原生孔隙类型保存较少,仅有少量原生残余粒间孔(图4-a),呈三角形或者不规则多边形,还有少量杂基孔(图4-a),不稳定组分如长石和岩屑溶蚀形成的粒内、粒间溶孔是储层主要储集空间,部分长石沿其解理溶蚀形成的粒内溶孔呈蜂窝状、残缕状(图4-b、c、d)。晶间孔数目较多,包括粘土矿物(主要是伊利石)、方解石胶结物和石英次生加大晶体之间的孔隙(图4-e),其孔径以及喉道半径较小,对储层储集和渗流性能意义不大。由于破裂作用而形成的裂缝或微裂缝(图4-f)能一定程度上增加天然气储集空间,也可为天然气运移提供渗流通道,微裂缝的存在虽不能显著改变储层储集性能,但它将显著改善储层孔隙结构,提高其渗流性能。

2.2 喉道类型

喉道指孔隙的缩小部分,起连通孔隙的作用,根据扫描电镜和铸体薄片观察,须二段储层喉道类型以片状、弯片状、缩颈型和管束状为主,孔喉较细小。须四段储层喉道半径相对较大,由于有一部分颗粒之间为点接触,除以片状、弯片状喉道为主外,缩颈型和孔隙缩小型喉道也起到了一定的渗流通道作用。

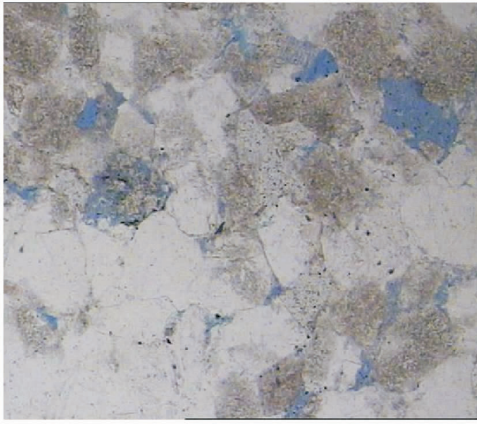
3 孔隙结构分类

根据选自PX1等不同关键井的38块(其中,须二段储层20块,须四段18块)岩心柱塞样的压汞测

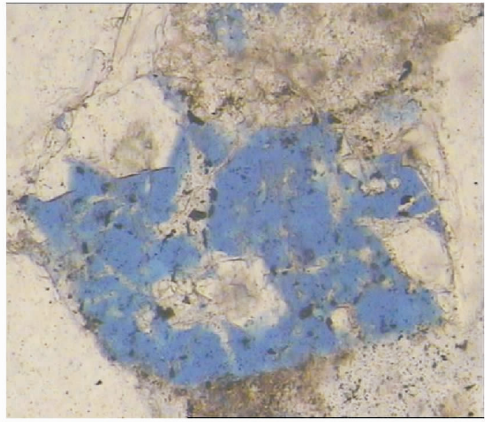
试(9505型压汞仪,最大进汞压力为20.48 MPa)结果和核磁实验资料,储集岩排驱压力0.08~1.24 MPa,平均0.42 MPa;最大连通孔喉半径0.64~8.74 μm ,平均2.85 μm ;饱和度中值孔喉半径0.05~0.59 μm ,平均0.18 μm ;饱和度中值压力1.25~15.72 MPa,平均6.06 MPa;平均毛管半径分布在0.28~0.7 μm ,平均0.47 μm ,退汞效率变化幅度较大,分布于20.58%~68.66%,平均35.4%。均值变化范围在9.65~12.78,分选系数变化范围在1.47~2.63,偏态变化范围在-1.3~0.21。总体具细小孔隙、微细喉道、细歪度、孔喉分选差和连通性差的毛管压力特征。而由核磁共振实验结果表明,须二段和须四段储层核磁共振 T_2 截止值在2.14~25.48 ms,平均为10.3 ms,束缚水饱和度分布于21.94%~78.69%,平均为46.96%。

根据压汞实验所获得的进汞曲线形态以及相关的排驱压力、中值压力等压汞参数,参照西南油气田分公司针对大川中须家河组储层的分类标准参数表(表1),将须二段和须二段储层孔隙结构划分为四类,对应物性及孔隙结构从好到坏分别为I类粗喉大孔型、II类中喉大孔型、III类中喉中孔型和IV类细喉小孔型(这里分类命名的粗喉、大孔等均是储集岩孔喉半径相对大小)。

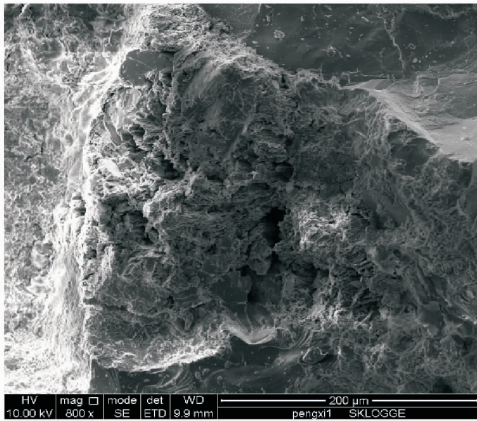
I类粗喉大孔型:对应好储层,孔隙度大于12.1%,渗透率大于 $0.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,进汞曲线相对靠近横坐标(进汞饱和度坐标),排驱压力值和饱和度中值压力均较小,储集物性最好。孔隙类型以未充



a 原生残余粒间孔



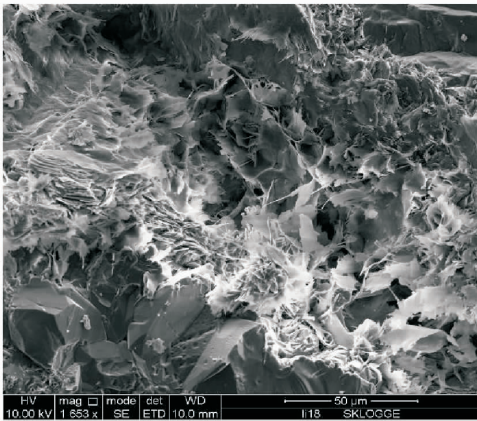
b 长石粒内溶孔



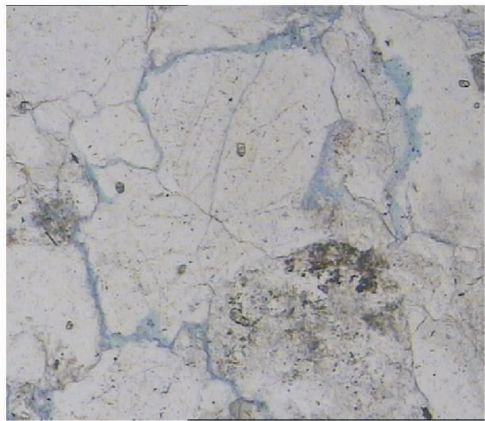
c 岩屑溶蚀



d 粒内、粒间溶孔



e 晶间孔



f 微裂缝

图 4 须二段储层储集空间类型

a—PL2 井,须二段 2724.10m,粒内溶孔和原生残余粒间孔,单偏光 25×;b—长石粒内溶孔,PL2 井须二段 2723.30m,单偏光 100×;c—岩屑溶蚀,粒内溶蚀孔,PL2 井须二段,扫描电镜;d—粒内、粒间溶孔,PL7 井须四段,2996.08m,单偏光 50×;e—L11 井须二段,晶间孔,分布片状—絮状伊蒙混层,局部毛发状伊利石之间,扫描电镜;f—PX1 井须二段,2889.09m,孔隙度:6.47%,微裂缝,铸体薄片,单偏光 50×)

Fig.4 Reservoir interspace types of 2nd member and 4th member of Xujiache Formation

a—2nd member of Xujiache Formation in Penglai 2, 2724.10 m, porosity: 7.45%, matrix pores, casting slice, plainlight 100×; b—2nd member of Xujiache Formation in Li 18, 2597.20 m, porosity: 7.06%, intragranular pores of corrosion feldspar, casting slice, plainlight 50×; c—Intergranular pores, dissolution of debris components, Xujiache Formation in Penglai 2, SEM; d—4th member of Xujiache Formation, PL7, intergranular and intergranular pores, crossed nicols 50×; e—2nd member of Xujiache Formation in Li 18, flake and flocculent like mixed layers of illite and montmorillonite, SEM; f—2nd member of Xujiache Formation in Pengxi1, 2889.09m, porosity: 6.47%, micro-fracture, casting slice, plainlight 50×

表 1 根据压汞曲线孔隙结构分类
Table 1 Classification of reservoir pore structures based on the mercury injection curve

孔隙结构类型	物性参数			压汞参数		
	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	排驱压力/MPa	饱和度中值压力/MPa	最大连通孔喉半径/ μm	饱和度中值孔喉半径/ μm
I	>12.1	>0.42	<0.5	<4	>1.5	>0.2
II	9.2~12.1	0.42~0.02	0.5~1	4~6	1~1.5	0.1~0.2
III	6.0~9.2	0.02~0.01	1.0~2.0	6~12	0.5~1	0.05~0.1
IV	<6	<0.01	>2	>12	<0.5	<0.05

填粒内粒间溶孔为主,孔径大于 $100 \mu\text{m}$ 。喉道类型主要是孔隙缩小型和缩颈喉道,少量片状喉道,喉道直径一般大于 $1 \mu\text{m}$ 。均值小于 9.99,分选系数一般大于 2.02,偏态大于 0.66,变异系数一般小于 0.21。样品中该类孔隙结构储层所占比例为 13.2%,且均为须四段岩样。

典型 I 类孔隙结构岩样进汞饱和度大 (大于 80%),低压段毛管曲线变化平缓,孔喉半径频率分布直方图上呈单峰偏粗态型(图 5),偏粗的孔喉对孔隙度的贡献最大。视退汞效率低,小于 25.2%,视孔喉体积比大,由于孔隙主要是大孔隙,核磁测量束缚水饱和度低,小于 30%, T_2 截止值一般相对较大。

II 类中喉大孔型:对应较好储层,孔隙度 9.2%~12.1%,渗透率介于 $0.02 \times 10^{-3} \sim 0.42 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙类型以部分被石英充填的长石、岩屑粒间孔、粒内溶孔为主,孔径一般 $50 \sim 100 \mu\text{m}$ 。喉道类型主要是缩颈喉道和片状喉道,直径一般 $0.8 \sim 1 \mu\text{m}$ 。均值 9.99~10.96,分选系数 1.73~2.02,偏态 0.54~0.66,变异系数 0.21~0.25。II 类占 15.8%,均为须四段岩样。

典型 II 类孔隙结构岩样进汞饱和度一般大于 65%,孔喉半径频率分布直方图上呈双峰偏细态型(图 6),也有部分是双峰偏粗态型。视退汞效率一般 25.2%~30%,视孔喉体积比值也较高,由于孔隙有大孔隙也有小孔隙,核磁测量束缚水饱和度不等,主要分布于 30%~50%, T_2 截止值一般也较大。

III 类中喉中孔型:对应一般储层,孔隙度 6%~9.2%,渗透率一般介于 $0.01 \sim 0.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集物性较差。孔隙类型以长石解理溶蚀孔、少量粒间孔和基质孔为主,孔径一般 $25 \sim 50 \mu\text{m}$ 。喉道类型主要是片状喉道,少量缩颈喉道和管束状喉道,喉道直径一般 $0.4 \sim 0.8 \mu\text{m}$,均值 10.96~11.07,分选系数 1.58~

1.73,偏态 0.49~0.54,变异系数 0.25~0.56。此类孔隙结构储层占 36.8%,以须二段岩样为主,是最广为发育的储层。

典型 III 类孔隙结构岩样进汞饱和度中等,排驱压力值很高,孔喉半径频率分布直方图上呈单峰型(图 7),峰值孔喉半径中等($0.296 \sim 0.592 \mu\text{m}$)。视退汞效率相对较高,一般 30%~40%,视孔喉体积比值低,核磁测量束缚水饱和度主要分布于 40%~60%, T_2 截止值较小。

IV 类细喉小孔型:进汞曲线较远离横坐标,对应较差储层或者无效储层,孔隙度 $<6\%$,渗透率一般小于 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙类型以基质孔、粒缘缝、被方解石、白云石、黄铁矿充填、伊利石/伊盟混层充填的粒内溶孔为主,孔径一般小于 $25 \mu\text{m}$ 。喉道类型主要是管束状,少量片状喉道,喉道直径一般小于 $0.4 \mu\text{m}$ 。均值大于 11.07,分选系数 1.38~1.58,偏态小于 0.49,变异系数大于 0.56。该类孔隙结构储层占比例为 34.2%,主要是须二段样品,须四段较少。

典型 IV 类孔隙结构岩样进汞饱和度小 (一般小于 50%),毛管曲线上排驱压力值高,孔喉半径频率分布直方图上呈单峰偏细态型或无峰型(图 8)。视退汞效率高,一般小于 40%~70%,孔喉连通性最差,由于孔隙主要是小孔隙、微孔隙,其核磁测量束缚水饱和度高,一般大于 60%, T_2 截止值较小,小于 3 ms。

4 孔隙结构影响因素分析

储层孔隙形成、演化和孔隙结构特征受多重地质因素控制,有构造作用和沉积作用,也有成岩作用^[12]。其中,构造和沉积作用是基础,而埋藏成岩演化过程中的后期改造作用是关键,成岩作用是储层物性的主要控制者,它控制了孔隙的形成与演化过程^[13]。沉积

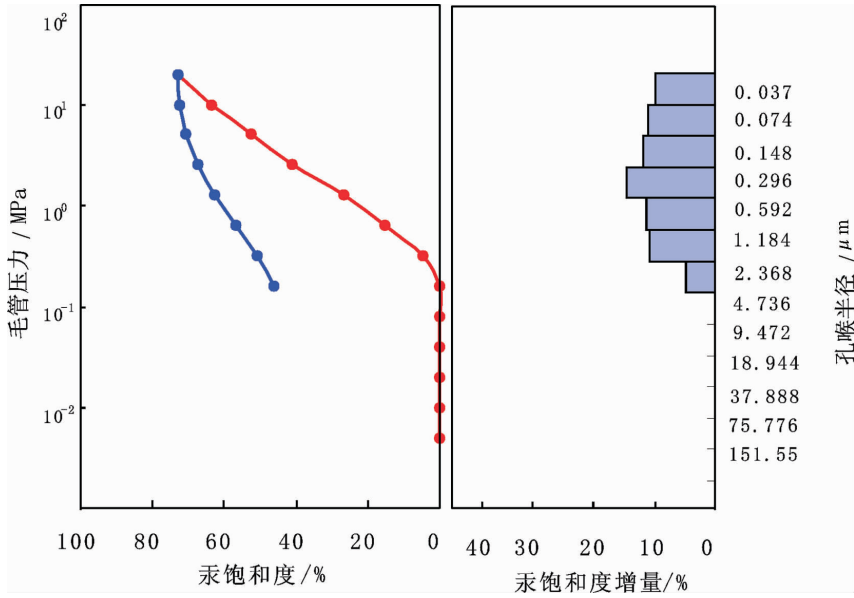


图 5 典型 I 类孔隙结构类型毛管压力曲线及孔喉分布(59 号岩样)

Fig.5 Typical capillary curve characteristics and pore throat size distribution histogram of pore structure I

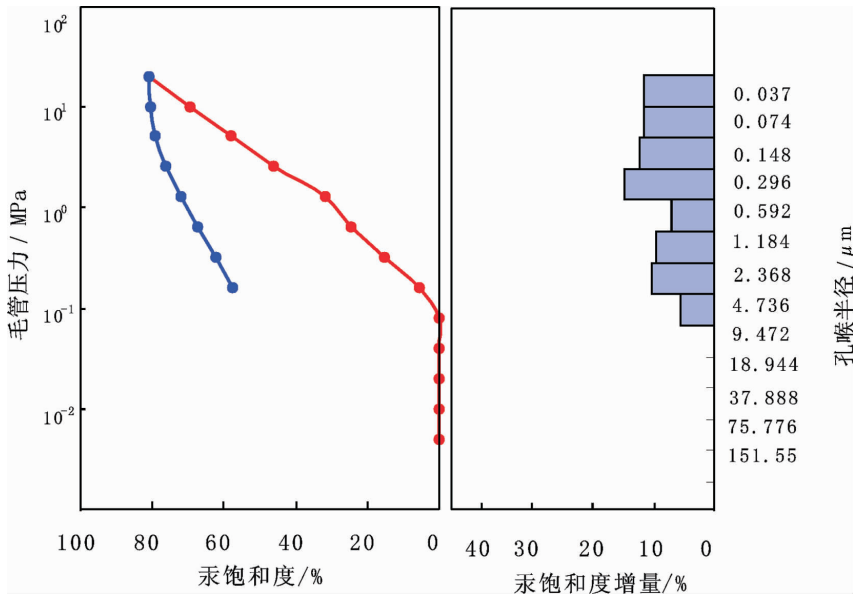


图 6 典型 II 类孔隙结构类型毛管压力曲线及孔喉分布(75 号岩样)

Fig.6 Typical capillary curve characteristics and pore throat size distribution histogram of pore structure II

物进入埋藏成岩环境后,其原生、次生孔隙的形成、演化和最终的孔隙结构特征主要受成岩作用、成岩环境和成岩演化序列的控制,沉积物本身的内在特征差异也在一定程度上制约着成岩作用的发生和发展,进而影响着孔隙的形成演化进程^[14-15]。总的看来须二段和须四段储层储集空间以次生孔隙为主,

原生孔隙保存较少,因此储层物性及孔隙结构特征的控制因素主要是埋藏过程中的成岩作用及其演化序列。

4.1 构造作用对孔隙结构的影响

川中大斜坡古隆起的雏形在印支运动时期便已形成^[16],晚三叠世须二段沉积于平缓斜坡构造背景

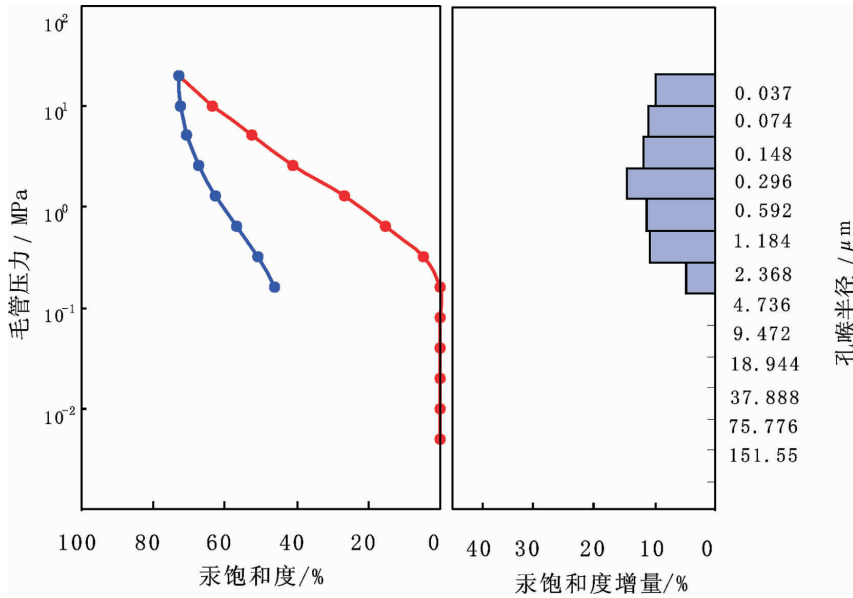


图 7 典型Ⅲ类孔隙结构类型毛管压力曲线及孔喉分布(41号岩样)

Fig.7 Typical capillary curve characteristics and pore throat size distribution histogram of pore structure III

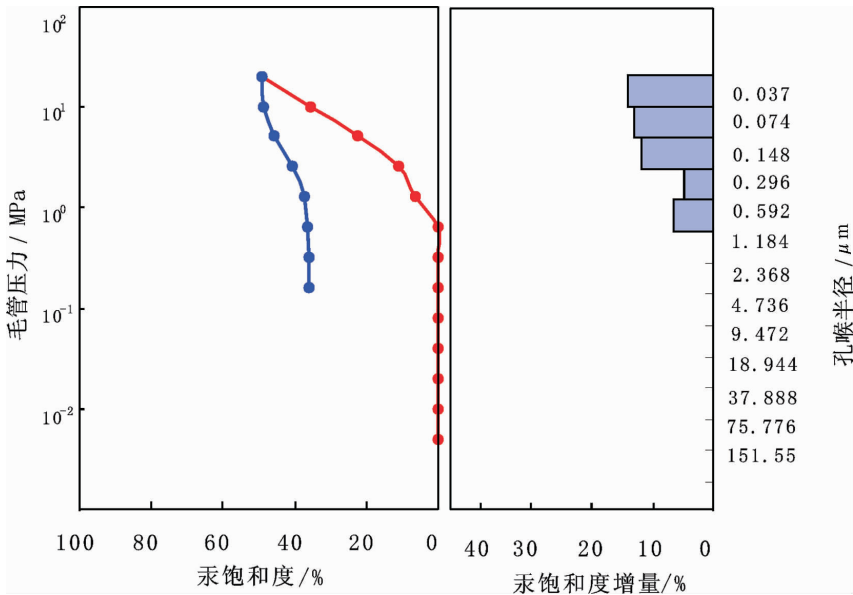


图 8 典型Ⅳ类孔隙结构类型毛管压力曲线及孔喉分布(109号岩样)

Fig.8 Typical capillary curve characteristics and pore throat size distribution histogram of pore structure IV

下,随上覆须三段和须四段等沉积物的不断沉积,埋深逐渐加大并在晚白垩世末达到最大。后期即晚白垩世末至今受喜山运动的影响,四川盆地进入以构造抬升剥蚀为主的演化阶段,川中须家河组在此过程中抬升并剥蚀了 2000~3000 m 的地层^[7]。但在整个构造抬升期,蓬莱地区并未形成大型的断裂和褶皱,平缓斜坡背景没有被破坏,也没有因区域构造抬

升导致沉积物接受大气淡水淋滤从而导致成岩系统的变化。总的看来,研究区构造作用对储层孔隙结构的形成与改善影响并不大。只是在漫长的地质历史时期储集岩经历了复杂的成岩作用及其演化过程,影响着储层的孔隙类型、组合和结构特征^[8]。构造作用对沉积物埋深的控制可以在压实等成岩作用上体现出来,将在下文详述。而对于由抬升应力释放等使

一定范围内的岩石破裂而形成的裂缝对储集岩孔隙结构的改善作用,也将作为广义的成岩作用在下文做详细讨论。

4.2 沉积作用对孔隙结构的影响

不同沉积微相环境中形成的岩石由于具有不同的水动力条件和沉积方式,形成的沉积物颗粒大小、填隙物含量、矿物组分和岩石结构特征(分选性、磨圆度等)均具差异,或者同一沉积微相由于物源条件不同造成岩石组分和结构的差异,均能导致储层原始物性及孔渗条件具有一定差异,也对埋藏后期的成岩作用类型和强度产生影响,如成分成熟度较低的沉积物一方面抗压实能力弱,不利于原生孔隙的保存,但另一方面也为后期溶蚀作用、次生孔隙的发育奠定了物质基础。前人已有研究认为川中地区须家河组储层粒度越粗,分选性越好,通常储集物性也越好^[9]。研究区须二、须四段储集岩粒度并无太大变化,以中砂、细砂为主,分选性也差异不大,以分选中等到好为主,因此粒度和分选性对储层物性控制作用不明显。众所周知,沉积时水动力能量较高、粒度较粗、泥质含量较少的层段原始物性和孔隙结构较好,也有利于后期成岩改造形成优质储层。由于须二、须四段沉积时期,蓬莱地区整体处于三角洲前缘沉积带,水下分流河道以及河口坝为其沉积的主体,形成的砂体厚度大,平面分布广,岩性基本以长石岩屑砂岩为主,初始孔渗性和孔隙结构均相对较好,虽在粒度、分选上具一定差异,但不是最主要的因素。因此,构造和沉积作用虽能对须二、须四段储层孔隙结构产生一定影响,是决定储集岩孔隙结构的基础和先决条件,但由于沉积物地质历史时期埋深较大,经历的成岩作用较为复杂,储集岩最终复杂的孔隙结构特征主要取决于埋藏成岩过程中的多类型、多期次成岩作用的叠加与耦合。

4.3 成岩作用对孔隙结构的影响

综上所述,储层尤其是类似研究区须二、须四段的低孔低渗储层的复杂孔隙结构特征一般不是沉积时期形成的,而是成岩多期改造作用的结果。储集岩孔隙结构及其演化主要受成岩作用的类型、强度和成岩演化序列等因素的综合影响和控制。成岩作用不仅影响储集空间的演化和孔喉结构特征,还最终决定了现今储层的孔隙结构特征和物性好坏,通过成岩作用的研究可确定储层孔隙空间的形成和演化过程,以及成岩矿物对储集物性的影响,从而较好地

评价储层孔隙结构^[20]。常规、铸体薄片以及扫描电镜分析的观察和研究表明,须二段和须四段储层经历的成岩作用类型有压实压溶、胶结等破坏性成岩作用和溶蚀、破裂等建设性成岩作用。

4.3.1 压实压溶作用的破坏

前已述及,研究区须二段和须四段储层形成辫状河三角洲沉积环境,沉积物粒度较细且未经过较长距离的搬运和淘洗,塑性岩屑含量相对较高,另外须家河组煤系地层背景致其缺乏早期碳酸盐胶结物,因此砂岩骨架抗压实能力很弱,埋藏过程中持续的压实作用致其损失了大部分原生孔隙,一部分塑性岩屑占据孔隙空间、堵塞喉道,孔隙形状逐渐变为三角形,喉道由缩颈型、孔隙缩小型转变为片状、弯片状,致其孔隙结构变差。须二段现今埋深2500~3000 m,须四段相对较浅,为2300~2800 m,总体上经历较强压实压溶作用,主要表现为:原生粒间孔隙较少,塑性颗粒如岩屑发生变形,颗粒之间多为线接触,个别为缝合线接触,导致喉道完全消失,说明有压溶现象发生。一般压实作用导致的储层孔隙度、渗透率的减小具有不可逆性。埋深相对较小的须四段储层孔隙结构总体好于须二段,说明压实和压溶作用是储层孔隙缩小、喉道变窄、孔隙结构变差的最重要原因(图4-a)。

4.3.2 胶结作用的破坏

储层胶结物类型主要有硅质、钙质和粘土矿物,另有少量黄铁矿和绿泥石。胶结作用虽然一度程度上抵御了压实作用的影响,但它通常导致储层孔隙度和渗透率明显下降,因此胶结作用和压实压溶作用一样,是对储层储集孔隙结构起破坏的成岩作用。伊蒙混层和伊利石、石英次生加大和自生石英、晚期形成的较自形方解石和白云石等胶结物对孔隙和喉道空间的充填、堵塞导致孔隙空间变小、孔喉半径缩小,孔隙向晶间孔转化,喉道由片状、弯片状转变为管束状,使储层渗流能力降低,储集质量进一步下降,孔隙结构变得更为复杂(图4-e)。另外充填的伊利石及伊蒙混层胶结物占据有效孔隙空间的同时,当有外来流体的情况下也可在孔隙中迁移甚至堵塞喉道,造成储层速敏或者酸敏。

4.3.3 溶蚀作用的改善

前已述及,须二段储集岩中不稳定组分含量相对较高,后期有机质生烃脱羧产生的有机酸和CO₂使地层孔隙水酸性增强,其中的长石、岩屑等在酸性水

条件下被溶蚀而形成的粒间溶孔、粒内溶孔是理想的油气储集空间,长石还可以沿解理溶蚀而呈蜂窝状,溶蚀作用在增孔的同时,也改善了孔喉的连通性能。须二、须四段水下分流河道及河口坝砂体中均发育溶蚀作用,扩大了喉道、连通了孔隙,使储层大孔隙增多,孔隙度增大,渗流能力增强,孔隙结构变得更好。前人研究认为 1 mol 的钾长石溶蚀可形成高达 11.91% 的次生孔隙度,然而在长石溶蚀作用过程中,一般还有次生石英和高岭石等沉淀物生成,减少了孔隙空间,缩小了孔喉半径,对储集岩孔隙结构具有一定破坏作用,但应该科学地把它看作是长石溶蚀作用的组成部分^[9]。事实上,溶蚀作用是改善须二、须四段储层经历压实、胶结作用后已变差的孔隙结构最主要成岩作用(图 4-b、c、d)。溶蚀作用可较好地改变压实和胶结作用后的孔喉形状、大小和分布,可以产生多种多样的孔喉,如凸形、伸长状和不规则状孔隙(图 4-b),片状和不规则状喉道(图 4-a)。

4.3.4 破裂作用的改善

破裂作用形成的裂缝和微裂缝虽不能显著提高储层的储集性能,但裂缝的存在可以非常有效地增加致密砂岩的渗流性能,使孔喉连通性变好,在强压实胶结原生孔隙基本消失背景下,次生溶孔和构造破裂缝的发育程度最终决定了储层的物性和孔隙结构的好坏。研究区内小型构造起伏如小褶皱等产生的挤压应力或是地层构造抬升过程中的应力释放可使一定区域内的岩石发生破裂形成裂缝,另外由于差异压实作用也可形成粒缘缝等微裂缝,沿颗粒边缘分布(图 4-f)。

综上所述,对于研究区须二、须四段低孔低渗储层来说,在特定的构造、沉积背景下,成岩作用类型、强度及其演化序列是决定其孔隙结构好坏的关键因素,其中弱压实和弱胶结作用是基础,强溶蚀是关键,而破裂作用形成的裂缝是改善储集岩孔隙结构的重要途径。

水下分流河道以及河口坝的砂体形成时水动力能量较高、粒度较粗、分选较好,埋藏后成岩改造过程中如果经历压实和胶结作用较弱,且后期能够与酸性流体接触而发生溶蚀,一般能够发育 II 类孔隙结构,如果再经历破裂作用而形成裂缝和微裂缝则一般构成 I 类孔隙结构。但是如果储层地质历史时期埋深较大(如须二段储层),经历较强压实和胶结作用,后期虽有酸性流体溶蚀改造作用,也难以形成

I 类孔隙结构储层,如果强压实之后破裂形成裂缝和微裂缝则一般能形成 II 类孔隙结构储层。水下分流间湾沉积时水动力能量弱,沉积物中泥质含量高,抗压实能量弱,成岩改造时期一般经历较强压实作用,且不易遭受溶蚀,一般难以形成有效的储层。

5 结 论

(1) 研究区须二段和须四段总体为平缓构造背景下形成的以长石岩屑质石英砂岩岩屑砂岩为主的局部裂缝发育的低孔低渗、非均质性较强储层。储集空间类型以粒内溶孔、粒间溶孔为主,另有少量原生粒间孔,晶间孔数目较多但对物性贡献较小。

(2) 由于经历复杂成岩改造作用,须二段储集岩孔隙结构总体较差,表现为细小孔隙、微细喉道、细歪度和孔喉分选差的孔隙结构特征。根据进汞曲线形态以及排驱压力等压汞参数,将须二段和须二段储层孔隙结构划分为四类: I 类粗喉大孔型, II 类中喉大孔型, III 类中喉中孔型, IV 类细喉小孔型。

(3) 须二段和须四段储层孔隙结构特征受多重因素控制,但最主要的是多期次、多类型的成岩作用的改造,在一定的构造和沉积背景下,储层最终的孔隙结构特征受控于埋藏过程中的成岩作用类型、强度及其演化序列,其中压实压溶和胶结作用破坏储集岩孔隙结构,而溶蚀、破裂作用则对储集岩孔隙结构起改善作用。

(4) 弱压实和弱胶结作用是有利孔隙结构发育的基础,强溶蚀是关键,而破裂作用是改善储集岩孔隙结构的重要途径。在一定构造和沉积背景下形成的高能砂体,当弱压实和弱胶结作用的基础上发生强溶蚀或破碎形成裂缝时发育 I 类孔隙结构,反之当沉积物经历较强压实和胶结作用且溶蚀作用较弱不发育裂缝时一般构成 IV 类孔隙结构。

参考文献 (References):

- [1] 赵文智, 王红军, 徐春春, 等. 川中地区须家河组天然气藏大范围成藏机理与富集条件[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(2): 146-156. Zhao Wenzhi, Wang Hongjun, Xu Chunchun, et al. Reservoir-forming mechanism and enrichment conditions of the extensive Xujiahe Formation gas reservoirs, central Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37 (2): 146-157(in Chinese with English abstract).
- [2] 唐跃, 王靓靓, 崔泽宏. 川中地区上三叠统须家河组气源分析[J]. 地质通报, 2011, 30(10): 1608-1613.

- Tang Yue, Wang Liangliang, Cui Zehong. An analysis of the gas source in the Upper Triassic Xujiahe Formation, central Sichuan Basin[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(10):1608-1613(in Chinese with English abstract).
- [3] 张响响, 邹才能, 陶士振, 等. 四川盆地广安地区上三叠统须家河组四段低孔渗砂岩成岩相类型划分及半定量评价 [J]. 沉积学报, 2010, 28(1):50-57.
- Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Diagenetic facies types and semiquantitative evaluation of low porosity and permeability sandstones of the fourth member Xujiahe formation guangan area, Sichuan basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28(1):50-57(in Chinese with English abstract).
- [4] 张响响, 邹才能, 朱如凯, 等. 川中地区上三叠统须家河组储层成岩相[J]. 石油学报, 2011, 32(2):257-265.
- Zhang Xiangxiang, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Reservoir Diagenetic Facies of The Upper Triassic Xujiahe Formation in the Central Sichuan Basin[J]. Acta Petroleum Sinica, 2011, 32(2):257-264(in Chinese with English abstract).
- [5] 施振生, 金惠, 郭长敏, 等. 四川盆地上三叠统须二段测井沉积相研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3):339-347.
- Shi Zhenshen, Jin Hui, Guo Changmin, et al. Member 2 Log Facies of Xujiahe Formation of Upper Triassic, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2008, 19 (3):339-346 (in Chinese with English abstract).
- [6] 汪泽成, 李宗银, 李志荣, 等. 川中地区须家河组构造变形成因探讨及其勘探意义[J]. 天然气工业, 2012, 32(4):1-6.
- Wang Zecheng, Li Zongyin, Li Zhirong, et al. Formation mechanism of the tectonic deformation of Xujiahe Formation in Central Sichuan basin and its exploration significance[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(4):1-6(in Chinese).
- [7] 谢武仁, 杨威, 杨光, 等. 川中地区上三叠统须家河组砂岩储层孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(3):435-440.
- Xie Wuren, Yang Wei, Yang Guang, et al. Pore Structure Features of sandstone reservoirs in the upper Triassic Xujiahe Formation in the central part of Sichuan basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(3):435-440(in Chinese with English abstract).
- [8] 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.
- Zhu Rukai, Zhao Xia, Liu Liuhong, et al. Depositional system and favorable eeservoir distribution of Xujiahe Formation in Sichuan basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(1):46-54(in Chinese with English abstract).
- [9] 马旭鹏. 储层物性参数与其微观孔隙结构的内在联系 [J]. 勘探地球物理进展, 2010, 33(3):216-220.
- Ma Xupeng. Internal relationship between physical property and micro -pore structure of reservoir [J]. Progress in Exploration Geophysics, 2010, 33(3):216-220(in Chinese with English abstract).
- [10] 陈杰, 周改英, 赵喜亮, 等. 储层岩石孔隙结构特征研究方法综述[J]. 特种油气藏, 2005, 12(4):11-14.
- Chen Jie, Zhou Gaiying, Zhao Xiliang, et al. Overview of study methods of reservoir rock pore structure [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2005, 12(4):11-14(in Chinese with English abstract).
- [11] 窦伟坦, 田景春, 王峰, 等. 鄂尔多斯盆地长 6 油层组储集砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2009, 36(2):153-158.
- Dou Weitan, Tian Jingchun, Wang Feng, et al. Diagenesis and its influence on the reservoir quality of Member 6 of the Upper Triassic Yanchang Formation oil reservoirs in Ordos Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2009, 36 (2):153-158 (in Chinese with English abstract).
- [12] Rudolf B, Chagnon Ré, Malo M., Sedimentologic, diagenetic and tectonic evolution of the Saint -Flavien gas reservoir at the structural front of the Quebec Appalachians[J]. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 2003, 51(2):126-154.
- [13] 杨威, 魏国齐, 金惠, 等. 川东北飞仙关组鲕滩储层成岩作用和孔隙演化[J]. 中国地质, 2007, 34(5):822-888.
- Yang Wei, Wei Guoqi, Jin Hui, et al. Controlling factors and genetic mode of oolitic shoal reservoir development in Feixianguan formation, northeastern Sichuan basin [J]. Geology in China, 2007, 34(5):822-828(in Chinese with English abstract).
- [14] 胡明毅, 朱忠德, 郭成贤. 湖南石门地区中上寒武统成岩作用及储层特征[J]. 石油学报, 1994, 15(3):35-41.
- Hu Mingyi, Zhu Zhongde, Guo Chengxian. Diagenesis and reservoir characteristic of middle -upper Cambrian in Shimen region, Hunan Province [J]. Acta Petroleum Sinica, 1994, 15(3):35-41(in Chinese with English abstract).
- [15] 王雅楠, 李达, 齐银, 等. 苏里格气田苏 14 井区盒 8 段储层成岩作用与孔隙演化[J]. 断块油气田, 2011, 18(3):297-300.
- Wang Yanan, Li Da, Qi Yin, et al. Diagenesis and pore evolution of He 8 reservoir in Well Block Su 14 of Sulige Gas Field [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2011, 18 (3):297-300 (in Chinese with English abstract).
- [16] 李伟, 邹才能, 杨金利, 等. 四川盆地上三叠统须家河组气藏类型与富集高产主控因素[J]. 沉积学报, 2010, 28(5):1037-1045.
- Li Wei, Zou Caineng, Yang Jinli, et al. Types and Controlling factors of accumulation and high productivity in the upper Triassic Xujiahe Formation gas reservoirs, Sichuan basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2010, 28 (5):1037-1045 (in Chinese with English abstract).
- [17] 郑荣才, 戴朝成, 罗清林, 等. 四川类前陆盆地上三叠统须家河组沉积体系[J]. 天然气工业, 2011, 31(9):16-24.
- Zheng Rongcai, Dai Chaocheng, Luo Qinlin, et al. Sedimentary systems of Upper Triassic Xujiahe Formation in the Sichuan forlandoid basin [J]. Natural Gas Industry, 2011, 31 (9):16-24(in Chinese with English abstract).
- [18] 李阔, 曾韬, 潘磊. 川东北地区须家河组储层特征研究 [J]. 岩性油气藏, 2012, 24(1):46-50.
- Li Kuo, Zeng Tao, Pan Lei. Reservoir characteristics of Xujiahe Formation in northeastern Sichuan Basin [J]. Lithologic Reservoirs,

- 2012, 24(1):46-50(in Chinese with English abstract).
- [19] 谢武仁, 杨威, 李熙喆, 等. 川中地区上三叠统须四段砂体成因及对油气运移影响分析[J]. 中国地质, 2009, 36(2):387-396.
- Xie Wuren, Yang Wei, Li Xizhe, et al. The genesis of the Triassic Xu 4 Member sand body in central Sichuan and its influence on oil and gas migration [J]. *Geology in China*, 2009, 36 (2):387-396(in Chinese with English abstract).
- [20] 李晓光, 陈振岩. 辽河坳陷古近系碎屑岩储层孔隙演化特征探讨[J]. 古地理学报, 2006, 8(2):252-259.
- Li Xiaoguang, Chen Zhenyan. Discussion on pore evolution features of clastic rock reservoir of the Paleogene in Liaohede Depression[J]. *Journal of Palaeogeography*, 2006, 8(2):252-259(in Chinese with English abstract).
- [21] 杜红权, 朱如凯, 何幼斌, 等. 柴西南地区古—新近系砂岩储层成岩作用及其对储层物性的影响 [J]. 中国地质, 2010, 37(1):152-158.
- Du Hongquan, Zhu Rukai, He Youbin, et al. The diagenesis of Paleogene-Neogene sandstone reservoirs and its effects on the physical character of reservoirs in southwestern Qaidam Basin [J]. *Geology in China*, 2010, 37(1):152-158(in Chinese with English abstract).

Pore structure characteristics and controlling factors of 2nd and 4th member reservoirs in Upper Triassic Xujiahe Formation of Penglai area, central Sichuan Basin

LAI Jin¹, WANG Gui-wen^{1,2}, WANG Shu-nan¹, CHAI Yu¹,
WU Heng¹, ZHANG Yong-cheng¹, ZHAO Xian-ling¹

(1. College of Geosciences, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Petrologic characteristics, physical properties and pore structure characteristics of Xu 2 (2nd member of Upper Triassic Xujiahe Formation) and Xu 4 reservoirs were studied by means of core observation, normal thin section and casting thin section observation, scanning electron microscope analysis, mercury injection test and nuclear magnetic resonance experiment. The results show that the lithology of Xu 2 and Xu 4 reservoirs is dominated by feldspar lithic sandstone and lithic sandstone, the main reservoir space consists of intragranular corrosion pores and intergranular corrosion pores, and the reservoirs are characterized by low porosity and low permeability with strong heterogeneity. The pore structure is overall characterized by small pores, tiny throats, fine skewness, and poor sorting and connectivity on the mercury injection curves. The reservoir pore structure can be divided into 4 types based on the parameters obtained by the mercury injection experiment together with the nuclear magnetic resonance experiment, and the typical characteristics of the four different pore structure types are summarized separately in this paper. Lastly the formation mechanism and controlling factors of various pore structure types are discussed in three aspects of tectonism, sedimentation, and diagenesis. It is demonstrated that the tectonism and sedimentation are the prerequisite conditions affecting the reservoir pore structure, while the types and intensity of diagenesis and its evolution sequence are the key factors for determining the pore structure characteristics. The above research results can provide guidance for the classified evaluation of Xu 2 and Xu 4 reservoirs and for the further gas exploration in the study area.

Key words: pore structure; 2nd and 4th member of Xujiahe Formation; Penglai area in central Sichuan Basin; mercury injection; diagenesis; classified evaluation method

About the first author: LAI Jin, born in 1988, male, doctor candidate, majors in the study of sedimentology and logging geology; E-mail: sisylaijin@163.com.