

川北地区须四段致密砂岩储层特征及成岩演化

周林^{1,2}, 陈波², 凡睿³, 郝景宇³, 汪鑫⁴

(1. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430233; 2. 长江大学非常规油气湖北省协同创新中心, 湖北武汉 430100; 3. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041; 4. 中国石油塔里木油田分公司塔中油气开发部, 新疆库尔勒 841000)

摘要:通过薄片、扫描电镜、压汞及测录井资料分析,结合野外剖面调查和岩心观测等手段,对四川盆地北部须家河组四段致密砂岩储层特征及成岩演化规律进行了研究。结果表明:研究区西部主要发育钙屑砂岩储层,北部主要发育岩屑砂岩储层,东部主要发育长石岩屑砂岩储层,岩石类型的分区性与盆地北部周缘三物源体系分布息息相关;储层物性表现为特低孔、特低渗的特征,孔隙类型以次生溶孔和微裂缝为主,以小孔、细吼为主要特征;储层成岩作用类型复杂,主要有压实压溶作用、胶结作用、溶蚀作用、交代蚀变作用和破裂作用。多种类型的成岩作用在特低渗透致密砂岩储层形成过程中扮演着重要角色。其中,压实作用是造成原生孔隙损失的最主要因素,使储层孔隙度损失 77.52% 左右;胶结作用破坏储层物性,使孔隙度损失 30% 左右;溶蚀作用形成次生孔隙,增加孔隙度 3.28%;后期构造作用对储层有建设性影响,进而形成现今以次生溶孔-裂缝为主要储集空间的致密砂岩储层。

关键词:储层特征;成岩演化;致密砂岩;须四段;川北地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Characteristics and diagenesis of tight sandstone reservoirs in the 4th member of Xujiahe Formation, northern Sichuan Basin

Zhou Lin^{1,2}, Chen Bo², Fan Rui³, Hao Jingyu³, Wang Xin⁴

(1. Exploration and Production Research Institute, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan, Hubei 430233, China;

2. Hubei Cooperative Innovation Center of Unconventional Oil and Gas, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China;

3. SINOPEC Exploration Company, Chengdu, Sichuan 610041, China;

4. Oil and Gas Development Department of Center Tarim, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China)

Abstract: Analyses based on thin section, SEM, mercury intrusion and logging data were combined with outcrop and core observations to study the characteristics and diagenesis of tight sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiahe Formation in northern Sichuan Basin. The results show a calcareous sandstone-dominated west part, a lithic sandstone-dominated north part and a feldspar/lithic sandstone-dominated east part, in the area of interest. The rock type zoning was found to be closely linked to the distribution of the three provenances at the periphery of northern basin. Physical properties can be summarized as ultra-low porosity and permeability. Types of pores were mainly secondary solution pores with small diameter and fine throat and micro fractures. Diagenesis were complicated and varied from compaction and pressure solution, to cementation, dissolution, replacement and alteration as well as fracturing. And all the processes had once played important roles in the formation of ultra-low permeability tight sandstone reservoirs. Compaction caused loss of primary pores by 77.52% and cementation destroyed reservoir properties through porosity reduction by 30%. Dissolution generated secondary pores and increased porosity by 3.28%. Later tectonic activities also helped shaping the reservoirs with secondary solution pores-fractures being the main accumulation space.

Key words: reservoir characteristics, diagenetic evolution, tight sandstone, Xujiahe Formation, northern Sichuan Basin

收稿日期:2016-04-22;修订日期:2017-03-24。

第一作者简介:周林(1985—),男,博士后,储层沉积学。E-mail:380026198@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013-006-008)。

须家河组储层主要发育在须二、须四和须六段^[1-5],为典型的致密砂岩储层(绝对渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ^[6-7])。前人研究表明,致密储层的形成受到沉积和成岩作用的双重控制^[8-11];沉积作用影响着致密砂岩储层的原始物性^[12-14],成岩过程中酸性水条件和早期碳酸盐胶结物是致密砂岩储层次生孔隙形成的基础,环边绿泥石对致密砂岩储层原生孔隙的保存起到积极作用^[15-17]。历年来,前人公开发表了众多关于须家河组致密砂岩储层类型、成岩作用类型及特征、储层致密化成因及致密砂岩储层评价等方面的相关文献。但以上研究多着眼于四川盆地中部和西部,或是强调须家河组的整体储层特征,未见盆地北部须四段储层特征及成岩演化规律的相关文献报道。研究区在构造位置上北临米仓山-大巴山推覆构造带,西临龙门山推覆构造带,南靠川中隆起北斜坡,地理位置上属于四川盆地北部的中、高山区^[18-19]。研究区内划分为九龙山向斜带、池溪向斜带、通南巴背斜带、通江向斜带和中部断褶带5个次级构造单元(图1)。

相对于其他地区、其他层位的致密储层,川北地区须四段有其“与众不同”的特点。首先,受龙门山、米仓山和大巴山造山运动影响,研究区受多物源控制,储层类型复杂;其次,须四段埋深大、成岩作用强,岩性横

向变化快,孔隙结构复杂,储层非均质性强、孔渗值极低(甚至和页岩气储层相当);再次,受长期挤压作用影响,研究区构造变形强烈,构造作用对储层后期改造复杂。鉴于此,笔者通过对薄片、扫描电镜、压汞及测录井资料的分析,结合野外剖面调查和岩心观测等手段,对研究区须四段特低渗透致密砂岩储层的岩石学特征、成岩作用及序列展开研究,以期明确川北地区须四段储层特征及成岩演化规律,促进区内须四段油气勘探工作。

1 岩石学特征

根据岩心、岩屑和野外露头共计1 029块薄片观察统计,研究区须四段储层岩石类型复杂,分区性明显。研究区西部发育富含碳酸盐岩屑的钙屑砂岩,东部发育长石岩屑砂岩和岩屑砂岩,北部发育岩屑砂岩和岩屑石英砂岩(表1)。岩石类型的分区性特征与研究区周缘龙门山、大巴山和米仓山三物源密切相关。

1.1 西部钙屑砂岩储层

1) 石英含量35%~50%,平均39.11%;岩屑含量34%~52%,平均42.12%,组分单一,主要为碳酸

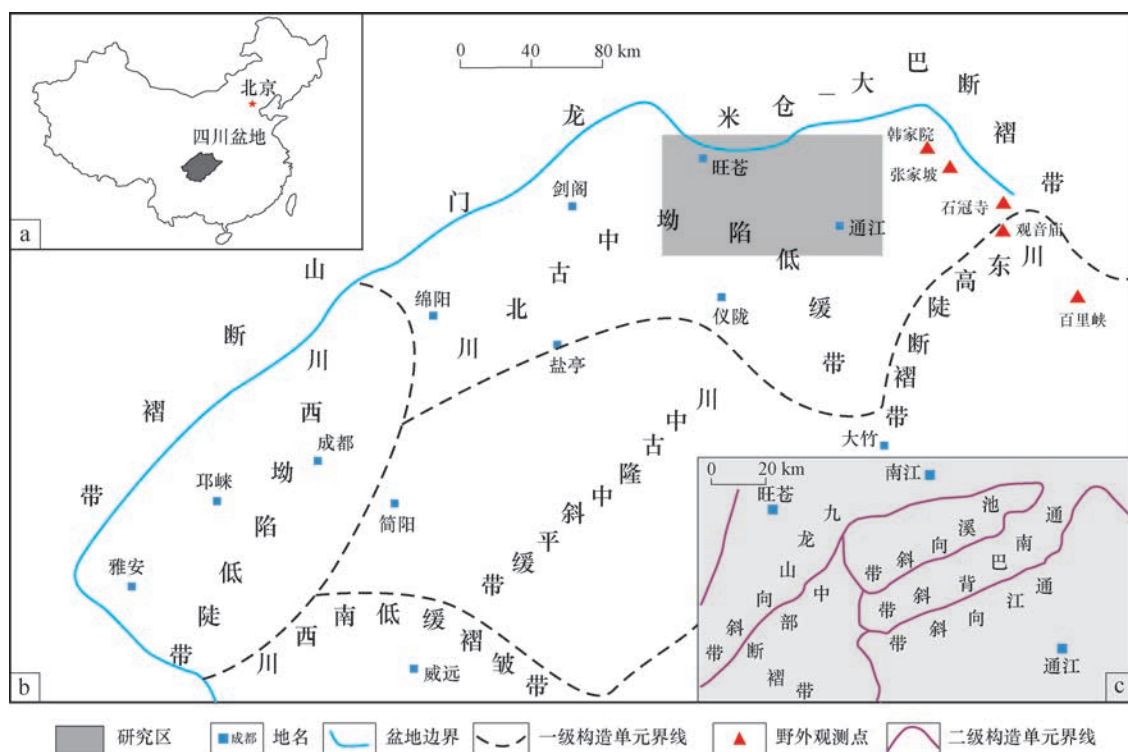


图1 研究区地理位置及构造纲要示意图

Fig. 1 Sketch map showing the location and tectonic units of the study area

a. 四川盆地地理位置;b. 研究区地理位置及构造背景;c. 研究区构造区划

表 1 川北地区须四段砂岩储层矿物成分含量统计
Table 1 Statistics of mineral composition content of sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiache Formation in the northern Sichuan Basin

地区	碎屑颗粒含量/%			填隙物含量/%			
	石英	长石	岩屑	硅质	泥质	方解石	白云石
北部	41.0 ~ 58.0	0 ~ 3.0	27.0 ~ 44.0	0 ~ 4.5	0 ~ 15.0	少	少
	49.34	2.55	37.56	1.44	4.32		
东部	40.0 ~ 57.0	9.0 ~ 17.0	20.0 ~ 34.0	少	3.0 ~ 6.0	0 ~ 8.0	少
	49.60	13.24	26.03		3.90	4.26	
西部	35.0 ~ 50.5	0 ~ 4.0	34.0 ~ 52.0	少	少	6.0 ~ 20.0	0 ~ 3.0
	39.11	1.88	42.12			10.33	0.74

注:数据格式为 $\frac{\text{最小值} \sim \text{最大值}}{\text{平均值}}$ 。

盐岩屑,占岩屑含量的 87%,次为少量变质岩岩屑;长石含量低,多为钾长石,含量在 1% ~ 4%,平均 1.88%。

2) 填隙物组分主要为方解石胶结物,含量在6% ~ 20%,平均 10.33%;白云石胶结物平均含量 0.74%。

3) 碎屑颗粒次棱 - 次圆状,紧密接触,分选中等 - 好,基底式胶结。

1.2 北部岩屑砂岩储层

1) 石英含量 41% ~ 58%,平均 49.34%;岩屑含量 27% ~ 44%,平均 37.56%,沉积岩岩屑占岩屑总量的 61%,主要是粘土岩岩屑和泥页岩岩屑,变质岩岩屑占岩屑总量的 38%,主要为变质石英岩岩屑和千枚岩岩屑,火山岩岩屑含量较少,多为玄武岩岩屑;长石含量在 0 ~ 3%,且以钾长石为主。

2) 填隙物组分以粘土杂基为主,平均含量 4.32%;见少量硅质胶结物,大多是石英次生加大的产物,平均含量 1.44%。

3) 碎屑颗粒紧密接触,分选中等,次棱 - 次圆状,孔隙 - 接触式胶结。

1.3 东部长石岩屑砂岩储层

1) 石英含量 40% ~ 57%,平均 49.6%;长石含量

9% ~ 17%,平均 13.24%,以钾长石为主,斜长石含量仅占长石含量的 10%;岩屑含量 20% ~ 34%,平均 26.03%,其中沉积岩岩屑占岩屑总量的 43%,主要是粘土岩岩屑、泥页岩岩屑及少量碳酸盐岩屑,变质岩岩屑占岩屑总量的 52%,主要为千枚岩岩屑和板岩岩屑,火山岩岩屑含量较少。

2) 填隙物组分以方解石胶结物和粘土杂基为主。方解石胶结物含量 1% ~ 8%,平均 4.26%;粘土杂基含量 3% ~ 6%,平均 3.90%,主要为伊利石和绿泥石。

3) 碎屑颗粒多呈次棱角状,分选中等,点 - 线接触,孔隙 - 接触式胶结。

2 物性及储集空间特征

2.1 物性特征

研究区 8 口井 298 块样品的物性测试数据表明,须四段孔隙度最大值 6.79%,平均 3.67%,84.23%的样品孔隙度值在 2% ~ 6%(图 2);渗透率最大值 $0.9431 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.051 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,88.93%的样品渗透率值小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 2),为典型的特低孔 - 特低渗致密砂岩储层。孔隙度与渗透率交会图显示,目的层段储层物性相关性不佳,其相关系数的

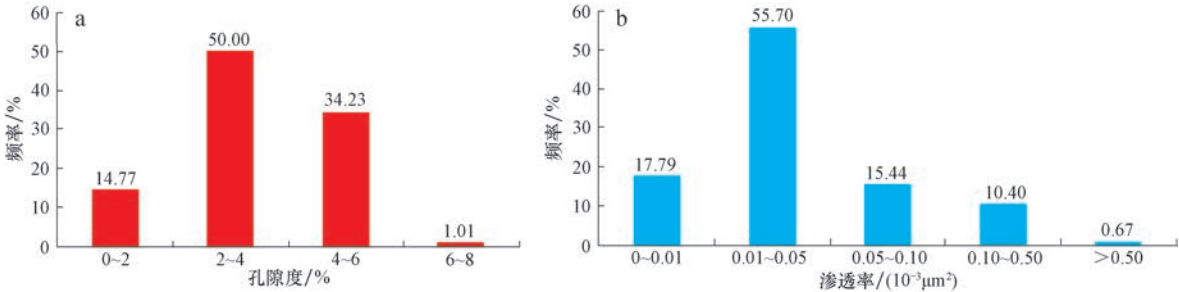


图 2 川北地区须四段砂岩储层物性特征

Fig. 2 Physical properties of sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiache Formation in the northern Sichuan Basin

a. 孔隙度;b. 渗透率

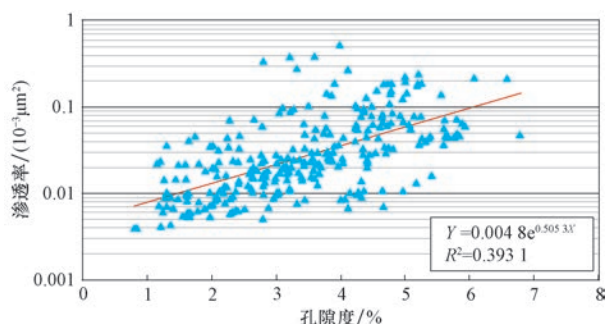


图3 川北地区须四段砂岩储层孔隙度与渗透率关系

Fig. 3 Relationship between porosity and permeability of sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiahe Formation in the northern Sichuan Basin

平方仅为0.393 1(图3),推测其原因可能有二:一是自印支运动以来研究区受到多期构造活动影响,局部地区裂缝发育,使部分样品的渗透率值受到较大影响;其二则是致密砂岩储层孔喉细小且极不规则,存在较多的束缚孔隙。

2.2 储集空间类型

铸体薄片和扫描电镜资料显示:研究区须四段孔

隙不发育,可见少量粒间溶孔、粒内溶孔、残余粒间孔、铸模孔和微裂缝,其中次生溶孔(粒内溶孔和粒间溶孔)和微裂缝较为发育(图4)。孔隙一般以小孔为主,面孔率较低,局部连通性较好;岩心观测和薄片镜下可见局部层段裂缝较为发育,虽然裂缝的发育对整体面孔率贡献不大,但其发育程度却对储集砂体的渗透性影响较大。根据镜下微观研究结果,须四段主要溶蚀矿物组分为长石,其次为粒间填隙物和变质岩岩屑,碳酸盐岩胶结物和火山岩岩屑溶蚀现象较为少见。

3 成岩作用与成岩阶段

3.1 成岩作用特征

综合普通薄片、铸体薄片、扫描电镜、X-衍射及阴极发光等资料认为,研究区须四段埋藏深度大,成岩作用复杂,就成岩类型而言,主要有压实压溶作用、胶结作用、溶蚀作用、交代蚀变作用和破裂作用。

1) 压实压溶作用

研究区机械压实作用强,表现为:①片状颗粒定向排列;②颗粒线状、凹凸状接触(图5a);③软组分塑性

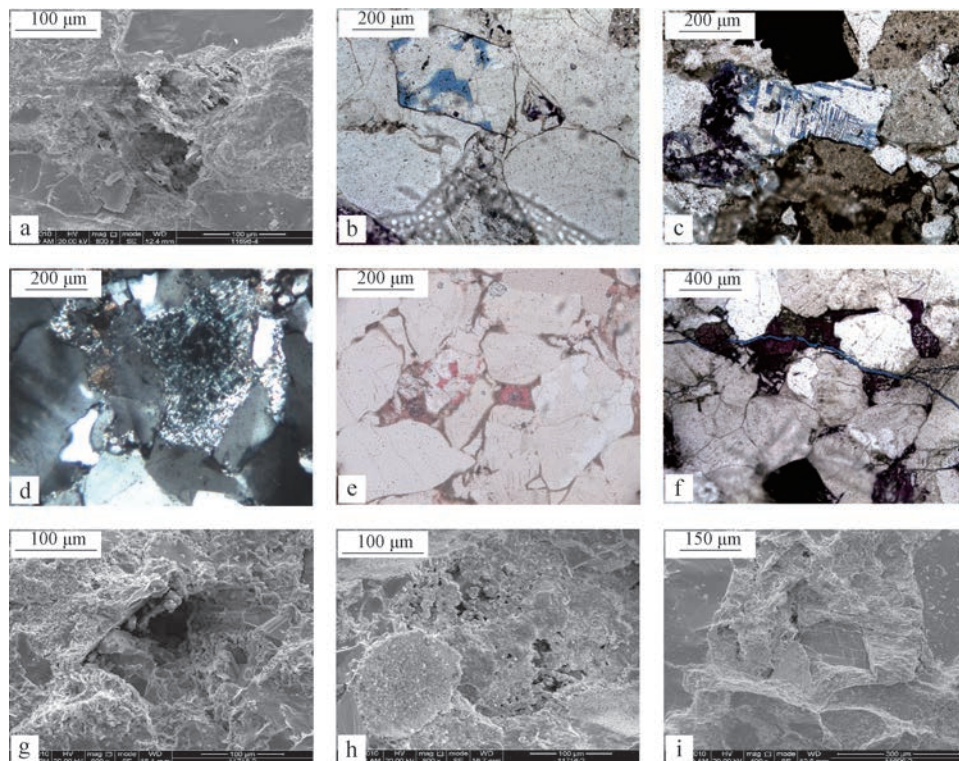


图4 川北地区须四段砂岩储层典型储集空间类型

Fig. 4 Typical reservoir space types in sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiahe Formation in the northern Sichuan Basin
a. 长石粒内溶孔,B16井,埋深4 626.21.05 m,SEM;b. 变质岩岩屑粒内溶孔,B16井,埋深4 626.02 m;c. 长石部分被溶蚀形成粒内溶孔,B4井,埋深4 776.52 m;d. 凝灰岩岩屑粒内溶孔,B1井,埋深4 473.05 m;e. 残余粒间孔,B16井,埋深4 626.41 m;f. 微裂缝,B16井,埋深4 622.11 m;g. 长石粒内溶孔,B16井,埋深4 587.00 m,SEM;h. 填隙物粒间微孔,B16井,埋深4 626.39 m,SEM;i. 方解石粒内溶孔,B16井,埋深4 587.00 m,SEM

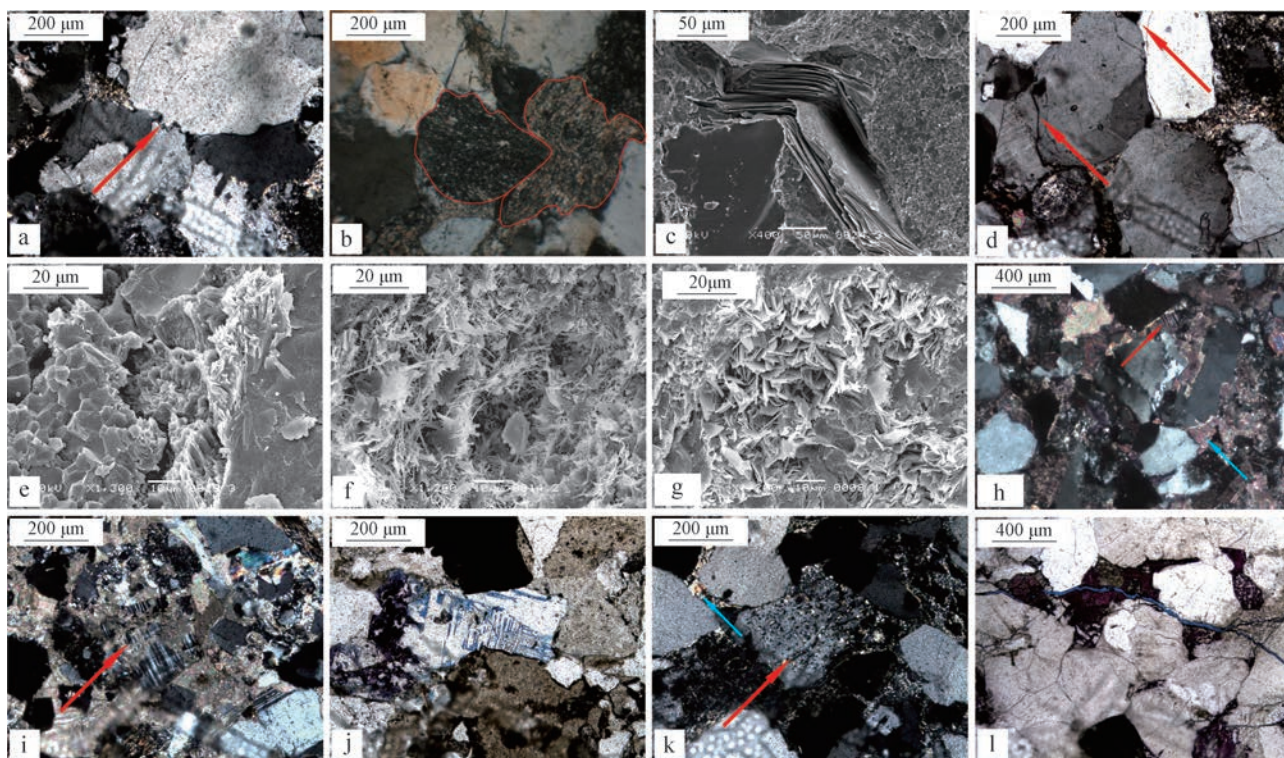


图5 川北地区须四段砂岩储层典型成岩现象和粘土矿物扫描电镜特征

Fig. 5 Typical diagenetic phenomena and characteristics of clay mineral under scanning electron microscope of sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiahe Formation in the northern Sichuan Basin

a. 石英颗粒间缝合线接触, B16井, 埋深4 625.57 m; b. 颗粒线-凹凸接触, 塑性岩屑挤压变形, L5井, 埋深4 290.00 m; c. 片状云母被石英颗粒挤压变形, 见层间微缝, L17, 埋深4 578.00 m, 扫描电镜; d. 石英次生加大, B16井, 埋深4 623.42 m; e. 粒状硅质集合体充填粒间孔隙, 片丝状伊利石附着于颗粒表面, L17井, 埋深4 544.00 m, 扫描电镜; f. 片丝状、毛发状伊利石集合体充填于粒间孔隙中, L1井, 埋深4 465.15 m, 扫描电镜; g. 片状绿泥石集合体附着于碎屑颗粒表面、充填颗粒之间, L17井, 埋深4 541.05 m, 扫描电镜; h. 早期方解石基底式胶结(蓝色箭头), 后期铁方解石交代长石(红色箭头), L17井, 埋深4 558.00 m; i. 铁白云石交代长石(红色箭头), 泥质绢云母化(蓝色箭头), B16井, 埋深4 631.50 m; j. 长石部分被溶蚀形成粒内溶孔, B4井, 埋深4 776.52 m; k. 长石粘土化(红色箭头), 泥质绢云母化(蓝色箭头), B16井, 埋深4 621.02 m; l. 微裂缝, B16井, 埋深4 622.11 m

变形(图5b); ④刚性颗粒破裂(图5c)。压溶作用表现为: ①颗粒接触点处发生形变, 硅质沿喉道进入孔隙它状填充形成次生硅质加大(图5d, e); ②颗粒间线状、凹凸状、锯齿缝合线状接触(图5a)。

2) 胶结作用

① 粘土胶结作用

粘土胶结物主要为伊利石, 其次为绿泥石和伊/蒙间层。伊利石在扫描电镜下呈片状、卷曲片状、毛发状, 或呈薄膜状覆盖于颗粒表面(图5f); 绿泥石呈片状、集合体状、薄膜状附着于颗粒表面(图5g)。

② 碳酸盐岩胶结作用

据扫描电镜、薄片和阴极发光资料分析, 碳酸盐矿物的胶结有3种方式: 一是呈粉晶、微晶、亮晶环边或基底式胶结(图5h), 为准同生至成岩早期阶段产物; 二是呈细晶、连晶、嵌晶充填于孔隙中或交代颗粒的(含铁)方解石、含铁白云石(图5h, i), 为晚期自生胶结; 三是充填裂缝。

3) 溶蚀作用

镜下观察发现本区常见长石、岩屑溶蚀形成的粒内溶孔和碳酸盐胶结物溶蚀形成的粒间溶孔(图5j)。粒内溶孔和粒间溶孔是须四段最主要的孔隙空间类型。

4) 交代蚀变作用

研究区须四段交代蚀变作用较为明显, 主要是石英、长石、岩屑等的碳酸盐化和粘土化(图5h, i, k), 其中以粘土化为主要交代蚀变作用。

5) 破裂作用

破裂作用按成因分为两类: 与成岩作用有关的微裂缝和与构造应力有关的构造裂缝。成岩微裂缝是石英等刚性矿物颗粒受强烈压实而破裂, 凝灰质、云母等失水蚀变收缩形成的粒间或层间的片状裂隙(图5c)。构造缝主要形成于喜马拉雅运动之后, 常被碳酸盐、硅质、沥青等充填(图5l)。破裂作用产生的裂缝提供了一定的孔隙空间, 更重要的是其连通作用提高了砂岩储层的排水能力, 改善了储层的渗透性。

3.2 成岩作用阶段划分

研究区须四段成岩作用程度较深,目前主要处于晚成岩阶段,主要依据如下:①镜质体反射率(R_o)一般大于 2.0%;②粘土矿物以伊利石为主,次为绿泥石,少量伊/蒙混层矿物,属有序混层带,伊/蒙混层中蒙皂石含量低于 15%;③含铁碳酸盐胶结物常见;④孔隙类型以次生粒间溶孔、粒内溶孔为主,微裂缝常见;⑤烃类演化至过成熟干气阶段。

4 成岩演化规律

4.1 成岩演化序列

研究区须四段埋藏深度大,储层成岩作用复杂。多种类型的成岩作用对储层物性的改造起着至关重要的作用^[20-23],在特低渗透致密砂岩储层的形成过程中扮演着重要角色。综合研究表明,本区须四段储层成岩演化序列大致如下(图 6)。

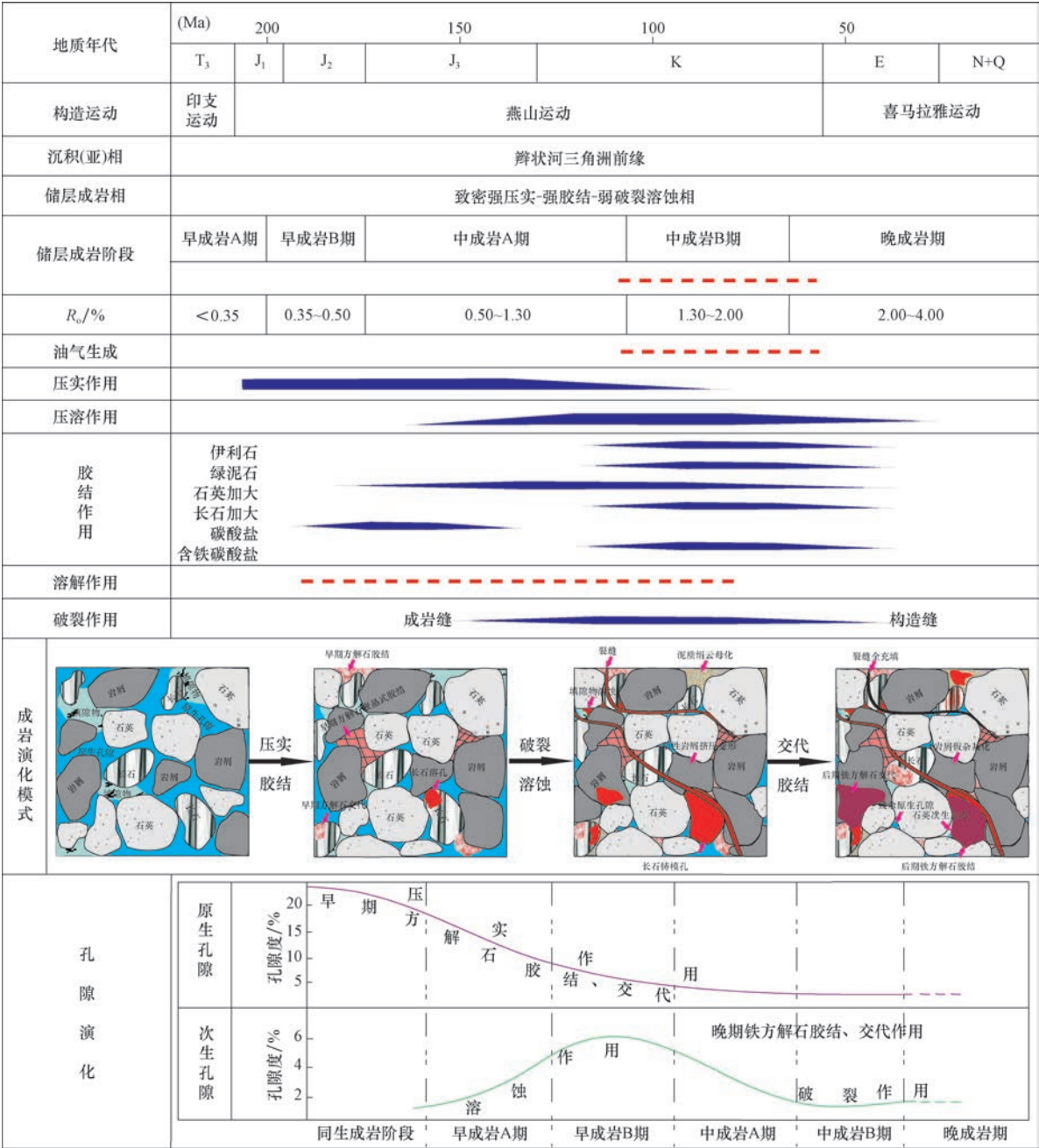


图 6 川北地区须四段砂岩储层成岩阶段及孔隙演化模式

Fig. 6 Diagenetic stages and pore evolution patterns of sandstone reservoirs in the fourth member of the Xujiahe Formation in the northern Sichuan Basin

1) 同生期—早成岩 A 期(早侏罗世):古地温低于 65°C , R_o 小于 0.35%,有机质未成熟;成岩作用以机械压实为主,碎屑颗粒出现粘土边,长石粘土化,早期方解石胶结物呈基底式充填原生孔隙。

2) 早成岩 B 期(中侏罗世—晚侏罗世):古地温 $65 \sim 85^{\circ}\text{C}$, R_o 为 0.35%~0.50%,有机质半成熟;埋深增大,压实作用持续进行,碎屑颗粒点—线或线接触,原生孔隙度大大降低,同时压溶作用逐渐开始,石英颗粒形成 I 期加大;长石开始溶解形成次生粒内溶孔,孔隙类型主要为原生粒间孔和次生溶孔。

3) 中成岩 A 期(晚侏罗世—早白垩世):古地温 $85 \sim 130^{\circ}\text{C}$, R_o 为 0.50%~1.30%,有机质成熟并进入生烃高峰,溶蚀作用大规模发生;成岩流体中过饱和的 SiO_2 沉淀形成 II 期石英加大,孔隙类型以次生溶孔和残余粒间孔为主。

4) 中成岩 B 期(晚白垩世):最高古地温 165°C , R_o 为 1.30%~2.20%,有机质高成熟—过成熟;含铁碳酸盐胶结物形成并交代长石、岩屑,原生孔隙基本消失,次生孔隙部分被胶结充填,孔隙类型以次生溶孔为主。

4.2 孔隙演化规律

1) 压实压溶作用与储层孔隙演化

本区压实作用强烈,岩石压实程度高,原生粒间孔剩余极少,提供不到 0.5% 的孔隙度。压实作用是造成本区原生孔隙损失的主要因素之一。

据镜下观察和压实率计算,研究区砂岩储层原始孔隙度在 27.97%~49.32%,平均为 34.28%;粒间体积(孔隙体积、填隙物体积和胶结物体积)在 4.90%~17.90%,平均为 10.55%。压实作用使孔隙度降低 12.52%~32.37%,平均为 23.73%,占孔隙总损失率的 77.52%;压实率为 42.12%~83.73%,平均为 69.27%。

2) 胶结作用与储层孔隙演化

① 早成岩期胶结物

以粉—细晶方解石胶结物为主,分布不均,呈嵌晶状充填粒间孔隙,最大减少粒间孔隙可达 26%,平均减少孔隙 3.72%。

② 中成岩 A 期胶结物

以硅质胶结物为主,充填在早期胶结物形成后余下的粒间孔隙内。该期胶结物对原生粒间孔隙破坏严重,余下粒间孔隙约 3%。

③ 中成岩 B 期胶结物

主要为铁方解石、铁白云石和晚期自生绿泥石,

胶结物形态、自形程度及晶粒大小受控于残余粒间孔的形态和大小。可见含铁碳酸盐胶结物充填粒内孔、交代骨架颗粒的现象,至此原生粒间孔基本消失。

根据镜下薄片估算胶结物含量以及胶结物溶蚀部分的量,对本区胶结率进行计算。结果表明,胶结作用造成的胶结率为 14.53%~50.36%,平均为 28.54%。胶结作用使得原生粒间孔消失殆尽。

3) 溶蚀作用与储层孔隙演化

有机质热演化过程中产生的有机酸组分和富含有机酸的流体使岩石中的易溶矿物发生选择性溶蚀,形成粒内溶孔、粒间及晶间溶孔。溶蚀作用使孔隙度增大 0~5.70%,平均为 3.28%。

4) 破裂作用与储层孔隙演化

多期构造运动使研究区裂缝发育,局部储层孔隙度达 5%~8%。破裂作用平均提高孔隙度约 0.4%。

综上所述,川北地区须四段原始孔隙度为 34.28%,经过早成岩阶段的压实作用和方解石胶结作用,损失孔隙度 24.69%,损失率达 72.02%,剩下约 9.50% 的原生孔;中成岩期粘土矿物的伊利石化和绿泥石化使孔隙度减小约 2.80%,孔隙度损失率为 8.17%;早成岩 B 期及中成岩 A 期的强烈溶蚀作用提供了 3.28% 左右的孔隙度,使储层孔隙度达 10.00% 左右;随后,硅质胶结物和晚期碳酸盐胶结物充填粒间孔、粒内孔,使得残余粒间孔基本消失,储集空间主要为次生孔隙,储层整体孔隙度约在 3.50% 左右。后期构造运动产生的裂缝使须家河组砂岩储层局部孔隙度达 5%~8%,从而形成了现今以次生孔隙—裂缝为主要储集空间的致密砂岩储层。

5 结论

1) 川北地区须四段在周缘三物源体系的影响下发育钙屑砂岩储层、长石岩屑砂岩储层和岩屑砂岩储层。研究区须四段孔隙度平均值为 3.47%,渗透率平均值为 $0.051 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为典型的特低孔—特低渗型致密砂岩储层,储层物性相关性较差,为孔隙—裂缝型储层;孔隙类型以次生溶孔和微裂缝为主,且以小孔—细吼为总体特征。

2) 研究区须四段储层成岩作用类型复杂,主要有压实压溶作用、胶结作用、溶蚀作用、交代蚀变作用和破裂作用,其中压实压溶作用、胶结作用和交代蚀变作用是破坏性成岩作用,溶蚀作用和破裂作用是建设性成岩作用;储层成岩作用程度较深,目前主要处于晚成

岩阶段。

3) 多种类型的成岩作用在本区特低渗透致密砂岩储层形成过程中扮演着重要角色。其中,压实压溶作用是造成原生孔隙损失的最主要因素,使孔隙度损失约77.52%;胶结作用破坏储层物性,使孔隙度损失约30%;溶蚀作用形成次生孔隙,使孔隙度增加约3.28%;后期构造作用对储层有建设性影响,可提高局部储层物性。在多种类型的成岩作用综合作用下,研究区形成了现今以次生溶蚀孔隙和裂缝为主要储集空间的致密砂岩储层。

参 考 文 献

- [1] 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]. 天然气勘探与开发,2009,36(1):46-55.
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.
- [2] 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 Qinglin,et al. Sedimentary system of the upper Triassic Xujiahe formation in the Sichuan forelandoid basin [J]. Natural Gas Industry,31(9):16-24.
- [3] 蒋裕强,陶艳忠,沈妍斐,等. 对大川中地区上三叠统须家河组二、四、六段砂岩沉积相的再认识[J]. 天然气工业,2011,31(9):39-50.
Jiang Yuqiang,Tao Yanzhong,Shen Yanfei,et al. A new understanding of sedimentary facies of sandstones in the 2nd,4th and 6th members of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Large-Scale Middle Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry,2011,31(9):39-50.
- [4] 张翔,田景春,杜本强,等. 蜀南观音场地区须家河组砂岩致密化与成藏匹配关系[J]. 石油与天然气地质,2014,35(2):231-237.
Zhang Xiang,Tian Jingchun,Du Benqiang,et al. Matching between sandstone tightening and hydrocarbon accumulation of the Xujiahe Formation,Guanyinchang area in southern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology,2014,35(2):231-237.
- [5] 武恒志,叶泰然,赵迪,等. 川西拗陷陆相致密气藏河道砂岩储层精细刻画技术及其应用[J]. 石油与天然气地质,2015,36(2):230-239.
Wu Hengzhi,Ye Tairan,Zhao Di,et al. Fine characterization technique and its application to channel sandstone in continental tight gas reservoirs of western Sichuan Depression [J]. Oil & Gas Geology,2015,36(2):230-239.
- [6] 赵靖舟. 非常规油气有关概念、分类及资源潜力[J]. 天然气地球科学,2012,23(3):393-406.
Zhao Jingzhou. Conception, classification and resource potential of unconventional hydrocarbons [J]. Natural Gas Geoscience,2012,23(3):293-406.
- [7] 邹才能,陶士振,朱如凯,等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发,2009,36(3):307-319.
Zou Caineng,Tao Shizheng,Zhu Rukai,et al. Formation and distribution of “continuous” gas reservoirs and their giant gas province: a case from the upper Triassic Xujiahe formation giant gas province, Sichuan basin [J]. Petroleum Exploration and Development,2009,36(3):307-319.
- [8] 曾大乾,李淑贞. 中国低渗透砂岩储层类型及地质特征[J]. 石油学报,1994,15(1):38-46.
Zeng Daqian,Li Shuzhen. Type and characteristics of low permeability sandstone reservoirs in China [J]. Acta Petrolei Sinica,1994,15(1):38-46.
- [9] 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.
Yang Xiaoping,Zhao Wenzhi,Zou Caineng,et al. Origin of low-permeability reservoir and distribution of favorable reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica,2007,28(4):57-61.
- [10] 王多云,郑希民,李凤杰,等. 低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题[J]. 天然气地球科学,2003,14(2):87-91.
Wang Duoyun,Zheng Ximin,Li Fengjie,et al. Forming condition of high quality reservoir and its relative problems in low porosity and permeability enrichment zone [J]. Natural Gas Geoscience,2003,14(2):87-91.
- [11] 钟大康. 致密油储层微观特征及其形成机理——以鄂尔多斯盆地长6—长7段为例[J]. 石油与天然气地质,2017,38(1):49-61.
Zhong Dakang. Micro petrology,pore throat characteristics and genetic mechanism of tight oil reservoirs—A case from the 6th and 7th members of Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. Oil & Gas Geology,2017,38(1):49-61.
- [12] 王威,盘昌林,岳全玲. 川东北元坝地区自流井组珍珠冲段致密储层特征与主控因素[J]. 石油实验地质,2011,25(5):10-12.
Wang Wei,Pan Changlin,Yue Quanling. Compact reservoir characteristics and main controlling factors of Ziliujing formation Zhengzhuchong segment in Yuanba area northeast of Sichuan [J]. Petroleum Geology & Experiment,2011,25(5):10-12.
- [13] 冯明石,刘家铎,孟万斌,等. 四川盆地中西部须家河组储层特征与主控因素[J]. 石油与天然气地质,2009,30(6):713-719.
Feng Mingshi,Liu Jiaduo,Meng Wanbin,et al. Characteristics and major controlling factors of reservoirs in the Xujiahe Formation of the central and western Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology,2009,30(6):713-719.
- [14] 周勇,纪友亮,张善文,等. 胶莱盆地莱阳凹陷莱阳组低渗透砂岩储层特征及物性控制因素[J]. 石油学报,2011,32(4):611-620.
Zhou Yong,Ji Youliang,Zhang Shanwen,et al. Characteristics and controlling factors on physical properties of low-permeability sandstones of the Laiyang formation in the Laiyang Sag,Jiaolai Basin [J]. Acta Petrolei Sinica,2011,32(4):611-620.
- [15] 张辉,文彩霞,刘晓鹏,等. 鄂尔多斯盆地定边—高桥地区盒八段储层特征及控制因素分析[J]. 石油天然气学报,2011,35(10):45-50.
Zhang Hui,Wen Caixia,Liu Xiaopeng,et al. Reservoir characteristics and control factors of He8 of Permian Shihezi formation in Dingbian-Gaoqiao area of Ordos basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology,2011,35(10):45-50.

(下转第560页)