

宋林珂,刘四兵,曾青高,等. 四川盆地川中—川西过渡带中侏罗统沙溪庙组致密砂岩相对优质储层成因机制. 吉林大学学报(地球科学版),2024,54(2):371-388. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220208.

Song Linke, Liu Sibing, Zeng Qinggao, et al. Genetic Mechanism of Relatively High-Quality Reservoirs of Middle Jurassic Shaximiao Formation Tight Sandstone in Transition Zone Between Central and Western Sichuan Basin. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2024, 54(2): 371-388. doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220208.

四川盆地川中—川西过渡带中侏罗统沙溪庙组致密砂岩相对优质储层成因机制

宋林珂¹, 刘四兵², 曾青高¹, 周 栋², 唐大海¹, 王锦西¹

1. 中国石油西南油气田公司致密油气勘探开发项目部, 成都 610059

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

摘要:川中—川西过渡带沙溪庙组天然气勘探潜力巨大,是四川盆地近几年勘探的热点。目前,制约沙溪庙组致密砂岩天然气勘探开发的问题较多,其中,“相对优质储层”的形成机理和综合预测是亟需解决的关键问题之一。针对这一科学问题,本次研究通过系统的物性分析、铸体薄片鉴定、扫描电镜分析以及储层地球化学分析等,开展了研究区沙溪庙组相对优质储层成因机制研究。研究结果表明:沙溪庙组致密砂岩以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主。沙二段砂岩石英平均体积分数为35.27%,长石平均体积分数为35.37%,岩屑平均体积分数为29.36%,沙一段砂岩石英平均体积分数为37.79%,长石平均体积分数为24.01%,岩屑平均体积分数为38.20%,沙一段长石体积分数较高,沙二段岩屑体积分数较高。沙二段以变质岩岩屑为主(占岩屑体积分数的55%),沙一段则以岩浆岩岩屑为主(占岩屑体积分数的43%)。储层孔隙类型以原生孔为主,长石溶蚀孔为辅,沙一段具有相对更高比例的原生孔和裂隙孔。沙二段砂岩中38.00%的样品孔隙度大于12%,25.25%的样品渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,沙一段砂岩仅3.09%的样品孔隙度大于12%,但41.22%的样品渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。总体表现为致密背景下发育一定的相对优质储层。其中沙二段储层孔隙度发育较好,而沙一段储层渗透性更佳,说明沙一段储层孔隙结构相对较好。沙溪庙组致密砂岩储层发育受控于岩矿组合-烃源体系-成岩系统。岩矿组合为成岩作用的演化提供物质基础,烃源体系决定溶蚀作用发育的强度,并为砂岩中主要自生矿物的沉淀提供必要的离子来源;成岩系统的开放程度则决定了体系内外离子的带进带出,进而影响了溶蚀作用和相应成岩产物的沉淀。沙二和沙一段砂岩岩矿组合的差异、沉积环境的不同、烃源体系以及成岩系统的开放程度是导致其成岩作用差异的主要原因。综上所述,高能沉积环境、早期保持性成岩作用(孔隙衬垫绿泥石)、多期次和多种类型的溶蚀作用以及局部微裂缝的发育改造,是研究区沙溪庙组相对优质储层发育的主要机制。

关键词:川中—川西过渡带;沙溪庙组;致密砂岩;相对优质储层;成因机制;四川盆地

doi:10.13278/j.cnki.jjuese.20220208

中图分类号:P618.13;TE12

文献标志码:A

收稿日期:2022-07-14

作者简介:宋林珂(1985—),女,高级工程师,硕士,主要从事致密储层成因方面的研究, E-mail:sonicslk416@petrochina.com.cn

通信作者:刘四兵(1981—),男,副教授,博士,主要从事油气储层地球化学方面的研究, E-mail:liusibing13@cdu.edu.cn

基金项目:国家自然科学基金项目(41972158)

Supported by the National Natural Science Foundation of China (41972158)

Genetic Mechanism of Relatively High-Quality Reservoirs of Middle Jurassic Shaximiao Formation Tight Sandstone in Transition Zone Between Central and Western Sichuan Basin

Song Linke¹, Liu Sibing², Zeng Qinggao¹, Zhou Dong², Tang Dahai¹, Wang Jinxi¹

1. *Tight Oil and Gas Exploration and Development Project Department of PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Chengdu 610059, China*

2. *State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation (Chengdu University of Technology), Chengdu 610059, China*

Abstract: The Shaximiao Formation in the transition zone between the central and western Sichuan basin has great potential for natural gas exploration, which has become a hot spot of exploration in Sichuan basin in recent years. At present, there are many aspects restricting the exploration and development of tight sandstone natural gas in the Shaximiao Formation. The formation mechanism and synthesized prediction of “relatively high-quality reservoirs” are one of the key issues that need to be resolved urgently. In this paper, a series of analysis methods were performed, including systematic physical property analysis, blue-dye thin section identification, scanning electron microscopy analysis, and reservoir geochemical analysis, to determine the genetic mechanism of relatively high-quality reservoirs in the Shaximiao Formation. The results indicate that the tight Shaximiao sandstones are dominated by lithic feldspar sandstone and feldspar lithic sandstone. The average volume fraction of quartz, feldspar, and rock debris in the Second Member of the Shaximiao Formation (SMSF) are 35.27%, 35.37%, and 29.36% respectively. The average volume fraction of quartz, feldspar, and rock debris in the First Member of the Shaximiao Formation (FMSM) are 37.79%, 24.01%, and 38.20% respectively. The volume fraction of feldspar is relatively high compared to the FMSM, and the volume fraction of rock debris is relatively high compared to the SMSF. In terms of type and content of lithic fragments, sandstones in the SMSF are dominated by metamorphic fragments, accounting for 55% of the whole lithic fragments. By contrast, those in the FMSF are dominated by magmatic fragments, making up to 43% of the whole lithic fragments. In addition, the reservoir pore system is predominately composed of primary pores followed by feldspar dissolution pores, in which the FMSF is characterized by a higher content of those pores than the SMSF. In the SMSF, samples with porosity above 12% account for 38.00%, but with permeability above $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ account for 25.25%. Those values in the FMSF are 3.09% and 41.22%, respectively. It is generally reflected that some relatively high-quality reservoirs tend to be developed under a tight background. The fact, that the SMSF reservoir is characterized by better porosity and the FMSF has better permeability, demonstrates that the pore structure of the FMSF reservoir is relatively better. Besides, The tight sandstone reservoir in Shaximiao Formation is controlled by litho-mineral association, hydrocarbon source system and diagenetic system. The litho-mineral association provided a material basis for the diagenetic evolution. The hydrocarbon source system controlled the dissolution intensity, and provided ions for main authigenic minerals precipitation in sandstone. The opening degree of the diagenetic system had an effect on the ions' in-and-out, and affected the dissolution and precipitation of the diagenetic products. The difference of litho-mineral association, variation of sedimentary environment, hydrocarbon source system and opening degree of diagenetic system in SMSF and FMSF are the main reasons for the differential diagenesis.

Key words: transition zone between the central and western Sichuan basin; Shaximiao Formation; tight sandstone; relatively high-quality reservoirs; genetic mechanism; Sichuan basin

0 引言

致密砂岩气的研究始于20世纪50年代,以美国和加拿大致密砂岩气藏勘探和开发程度最高^[1]。近年来,我国致密油气的勘探开发也获得了迅猛发展,并有望成为未来10~20年中国油气增储上产的主体^[2-3]。川中—川西过渡带沙溪庙组是四川盆地近几年勘探的热点。自2018年以来,在研究区针对沙溪庙组已实施50口钻井,目前试油36口,其中工业气井达31口,成功率为86.1%,累计测试产量800.64万m³/d,平均25.82万m³/d。致密砂岩气勘探前景大,但同时也面临诸多亟待解决的科学问题。其中,最重要的科学问题无疑是“相对优质储层”的形成机理和综合预测,这是沙溪庙组天然气勘探开发的关键。相对优质储层是一个相对概念^[4],在研究区沙溪庙组储层中,一般认为孔隙度(φ)大于12%、渗透率(K)大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的储层为相对优质储层。在前期研究中,相关学者分别针对川中和川西地区,初步探讨了沙溪庙组成藏地质条件^[5-7]、地层层序特征^[8]、储层特征和发育的控制因素^[9-12]以及孔隙演化过程^[13-14]。研究表明:沙溪庙组可划分为3个三级与5个四级基准面旋回,基准面旋回是控制沙溪庙组河道发育特征和叠加样式的主控因素;远物源富长石类储集层整体具有成储成藏同时进行的特征,近物源富岩屑类储集层具有先致密化后成藏的特征;储层孔隙的发育和演化受控于物源、沉积和成岩作用三大因素^[6-8,11-12]。但由于实物资料的限制,相关认识仍缺乏系统性理论支撑,尤其是有关沙溪庙组二段(以下简称沙二段)和沙溪庙组一段(以下简称沙一段)储层成因的差异性研究开展较少。针对这一问题,本次研究通过大量区内典型钻井沙溪庙组岩心孔渗分析、铸体薄片鉴定、扫描电镜分析、电子探针以及碳酸盐胶结物碳氧同位素分析等,开展了川中—川西过渡带沙二段和沙一段致密砂岩储层特征的系统对比,明确二者相对优质储层的成因机制,以期为研究区沙溪庙组下一步的油气勘探开发提供依据。

1 区域地质背景

川中—川西过渡带区域构造位置隶属于四川盆地川西、川北坳陷带和川中隆起带过渡区(图1),晚三叠世以来,经历了印支期至喜马拉雅期多期次和不同方向构造应力作用,由四川盆地边缘向盆内的递进挤压及川中隆起的控制形成了不同方向的构造^[15-16]。

受中三叠世末的印支期龙门山逆冲推覆作用影响,自晚三叠世后逐渐转变为陆相沉积,其上依次充填上三叠统须家河组陆相碎屑及煤系地层,以及侏罗系陆相红层^[17]。研究区沙溪庙组厚度一般大于1000m,以紫红色泥岩为主,夹灰色砂岩和少量粉砂岩。沙二段厚度基本在800m以上,沙一段厚度主要在290~400m之间(图2)。纵向上,沙溪庙组发育23套砂组,其中沙一段发育5套砂组,对应编号为1—5号,沙二段发育18套砂组,对应编号为6—23号,二者以沙二段底部的叶肢介为区域分层标志。目前,研究区沙二段和沙一段均发现了天然气,其中,沙二段是主要产层,产层深度一般在2000~2500m之间^[12,15]。

2 储层基本特征及成岩演化机制

2.1 岩石学特征

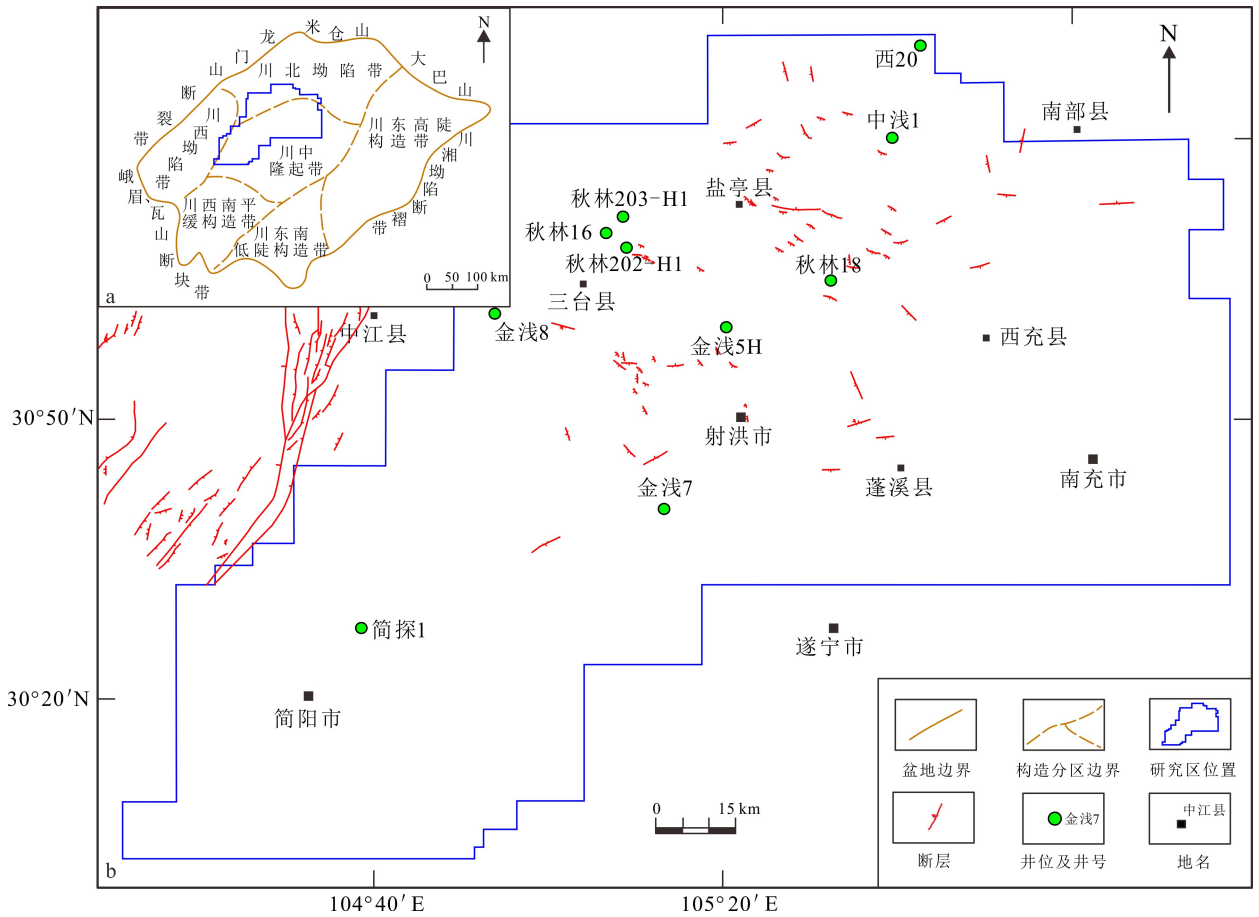
薄片鉴定显示,川中—川西过渡带沙溪庙组致密砂岩储层以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主(图3、4)。石英碎屑组分均以单晶石英为主,石英体积分数为19.72%~55.70%,平均体积分数为35.63%;长石体积分数为7.71%~48.16%,平均体积分数为33.52%;岩屑体积分数为12.22%~51.85%,平均体积分数为30.66%。总体表现为贫石英、富长石和富岩屑的特征。

对比来看,沙二段砂岩石英平均体积分数为35.27%,长石平均体积分数为35.37%,岩屑平均体积分数为29.36%,长石体积分数相对较高,以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主。沙一段砂岩石英平均体积分数为37.79%,长石平均体积分数为24.01%,岩屑平均体积分数为38.20%,具有较高的岩屑体积分数,主要为长石岩屑砂岩。从岩屑类型构成(图4)来看,沙二段以变质岩岩屑为主(占岩屑体积分数的55%),其次为沉积岩岩屑(占岩屑体积分数的25%)和岩浆岩岩屑(占岩屑体积分数的20%);沙一段则以岩浆岩岩屑为主(占岩屑体积分数的43%),其次为变质岩岩屑(占岩屑体积分数的35%)和沉积岩岩屑(占岩屑体积分数的22%)。砂岩结构类型总体上以细粒砂岩为主,其次为中粒砂岩,见少量含砾粗砂岩和不等粒砂岩,分选以中等为主,磨圆为次棱角状,颗粒支撑。

2.2 储集性特征

2.2.1 孔隙类型

铸体薄片鉴定和扫描电镜观察结果表明,研究



据文献[15]改编。

图1 研究区构造位置(a)及井位图(b)

Fig.1 Tectonic (a) and well location map (b) of the study area

区沙溪庙组致密砂岩储层孔隙类型以原生孔为主,其次为长石溶蚀孔、岩屑溶蚀孔以及铸模孔等(图5)。对比来看,研究区沙二段和沙一段储层孔隙类型具一定差异(图6)。沙二段储层总面孔率相对较高,平均值为7.95%,原生孔隙占总面孔率的49.58%(图6a);沙一段储层总面孔率相对较低,平均值为4.34%,但原生孔隙占比明显较高,达83.42%(图6b),这可能与沙一段具有明显较多的自生绿泥石有关。裂隙孔在沙溪庙组砂岩中总体发育较少,对比来看,沙一段裂隙孔相对较高(图6a),这与其微裂缝发育相对较多有关(图5e、f)。

2.2.2 储层物性特征

3 300余件储层物性数据统计表明:沙二段砂岩孔隙度分布在1.64%~22.18%之间,平均值为10.84%,渗透率分布在(0.002~191.340)×10⁻³μm²之间,平均值为3.372×10⁻³μm²;沙一段砂岩孔隙度分布在2.13%~12.73%之间,平均值为

8.90%,渗透率分布在(0.010~102.000)×10⁻³μm²之间,平均值为2.091×10⁻³μm²。沙二段储层孔隙度主要分布在8.00%~14.00%之间,占样品总数的63.60%,孔隙度大于12%的样品占总样品数的38.00%,渗透率主要分布在(0.010~1.000)×10⁻³μm²之间,渗透率大于1×10⁻³μm²的样品仅占总样品数的25.25%;沙一段储层孔隙度主要分布在8.00%~12.00%之间,占样品总数的67.50%,孔隙度大于12%的样品仅占总样品数的3.09%,渗透率主要分布在(0.100~10.000)×10⁻³μm²之间,渗透率大于1×10⁻³μm²的样品占总样品数的41.22%。总体显示沙二段储层孔隙度发育较好,而沙一段储层渗透性更佳,说明沙一段储层孔隙结构相对较好,这与其孔隙类型中原生孔隙占比较高是一致的(图6b)。

2.3 主要成岩作用类型及机理

成岩作用是控制致密砂岩储层物性演化的重要

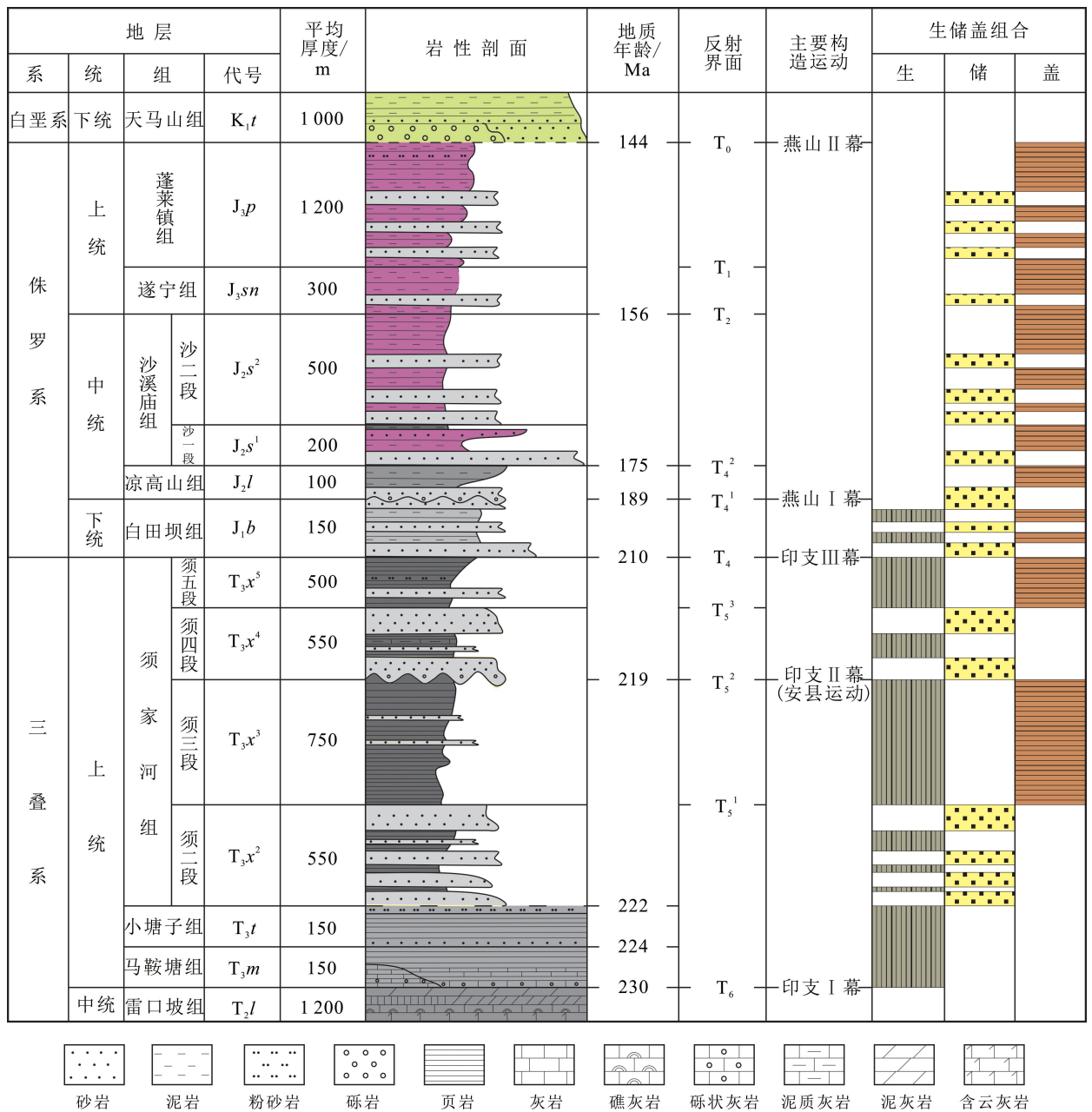


图 2 川中—川西地区中、上三叠统一侏罗系地层综合柱状图

Fig.2 Comprehensive histogram of Middle and Upper Triassic to Jurassic strata in central and western Sichuan

地质过程^[3]。研究区沙溪庙组砂岩在漫长的地质演化过程中经历了复杂的演化过程,包括压实-压溶作用、多种类型的胶结作用以及多期次的溶蚀作用,最终形成现今的储层面貌。

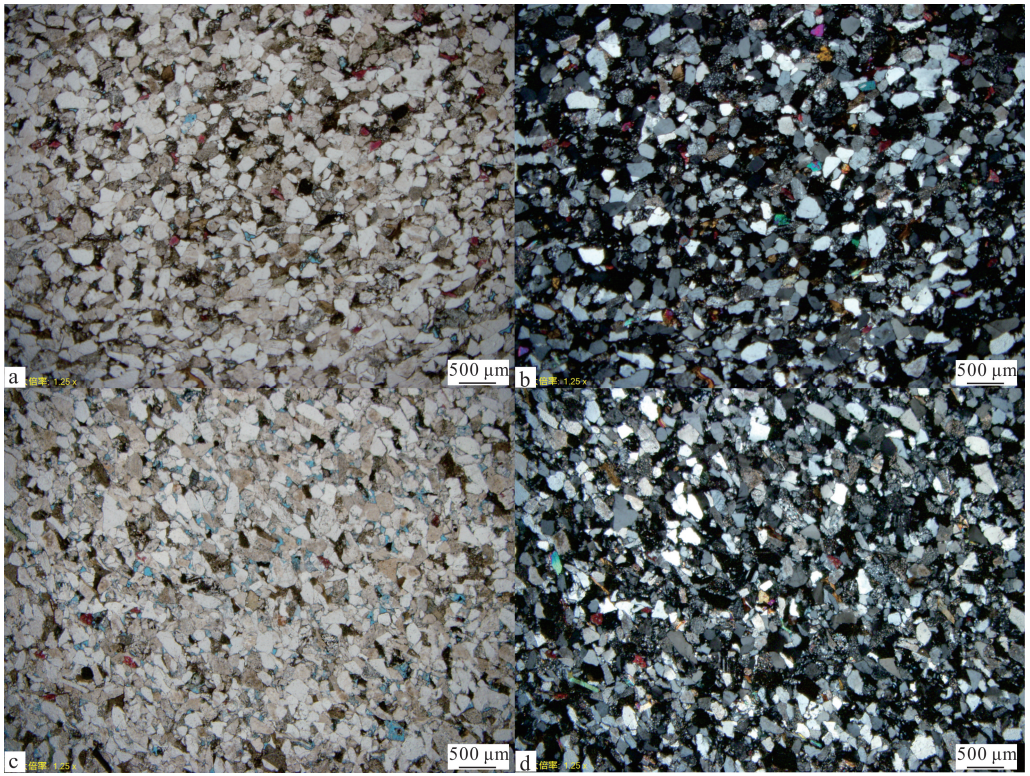
2.3.1 压实作用

显微镜下(图 7),研究区沙溪庙组砂岩压实主要表现为:1)塑性颗粒如云母等被挤压发生弯曲变形(图 7a);2)颗粒紧密接触,多呈线接触,局部凹凸状接触,缝合接触较少见(图 7c、g、h);3)原生粒间

孔大量损失。显示压实作用是研究区沙溪庙组储层物性降低的重要因素。

2.3.2 浊沸石沉淀

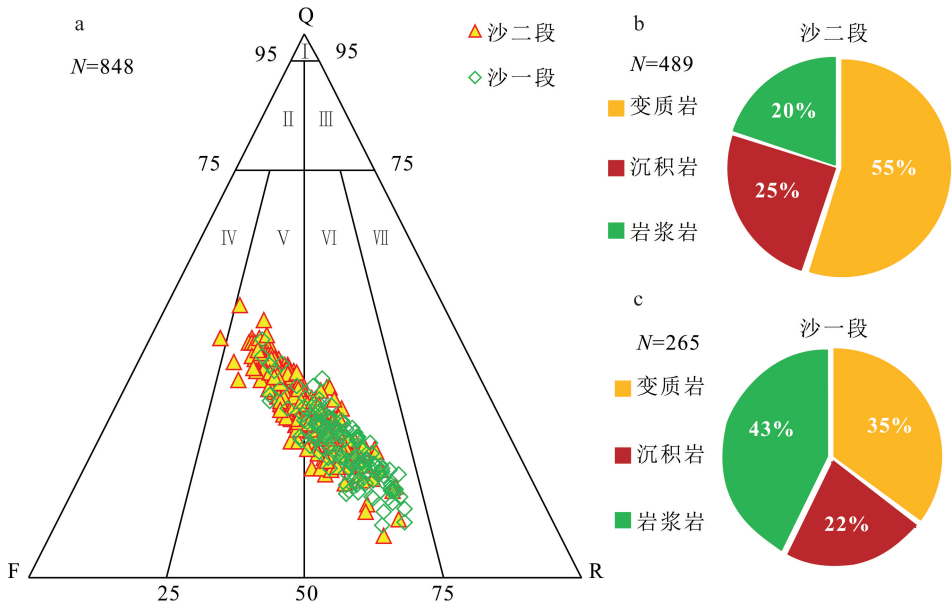
从薄片鉴定成果来看,研究区沙溪庙组砂岩中自生沸石矿物以浊沸石为主,主要呈嵌晶状充填于粒间孔内(图 7b、c、d),通常表现为几个相邻的粒间孔隙中的浊沸石在正交偏光下同时消光,阴极发光弱,主要呈暗棕色(图 7d)。从其分布特征来看,研究区沙溪庙组自生浊沸石主要发育于沙一段,平均



a, b. 金浅 8 井, 2 367.52~2 367.53 m, 沙二段 8 号砂组, 中粒岩屑长石砂岩, 单偏光和正交偏光; c, d. 金浅 7 井, 1 781.99~1 782.09 m, 沙一段 4 号砂组, 中粒长石岩屑砂岩, 单偏光和正交偏光。

图 3 研究区沙溪庙组致密砂岩岩石类型及岩屑类型显微特征

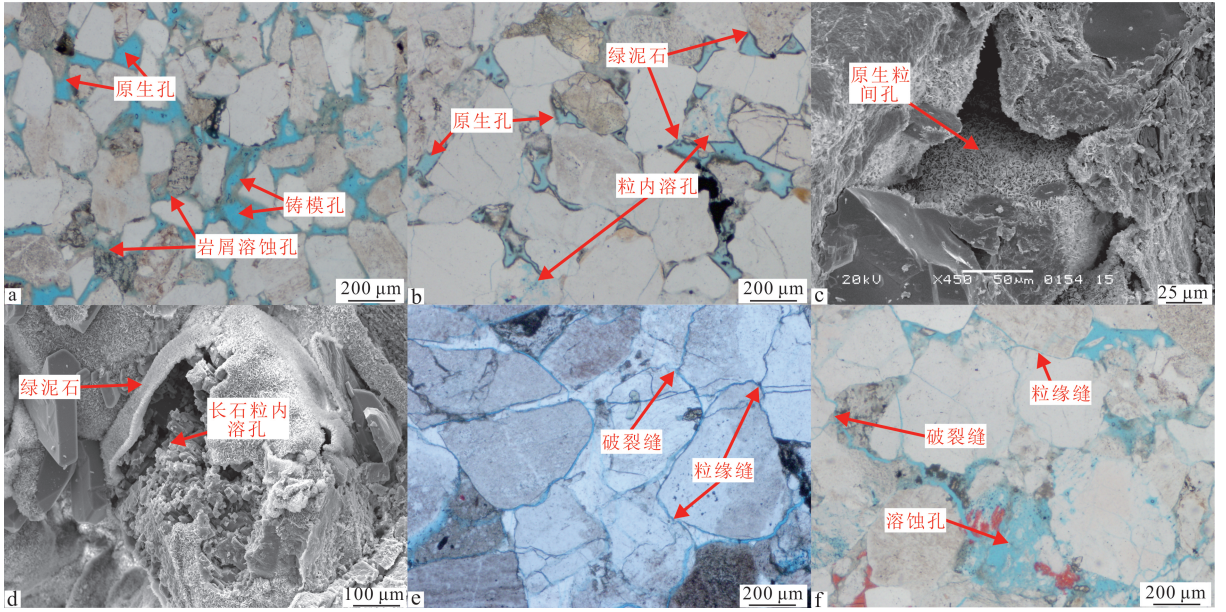
Fig.3 Microscopic characteristics of tight sandstone rock types and debris types in Shaximiao Formation in the study area



I. 石英砂岩; II. 长石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石砂岩; V. 岩屑长石砂岩; VI. 长石岩屑砂岩; VII. 岩屑砂岩。

图 4 研究区沙溪庙组致密砂岩骨架颗粒构成 (a) 及沙二段和沙一段变质岩、沉积岩、岩浆岩岩屑体积分数对比 (b, c)

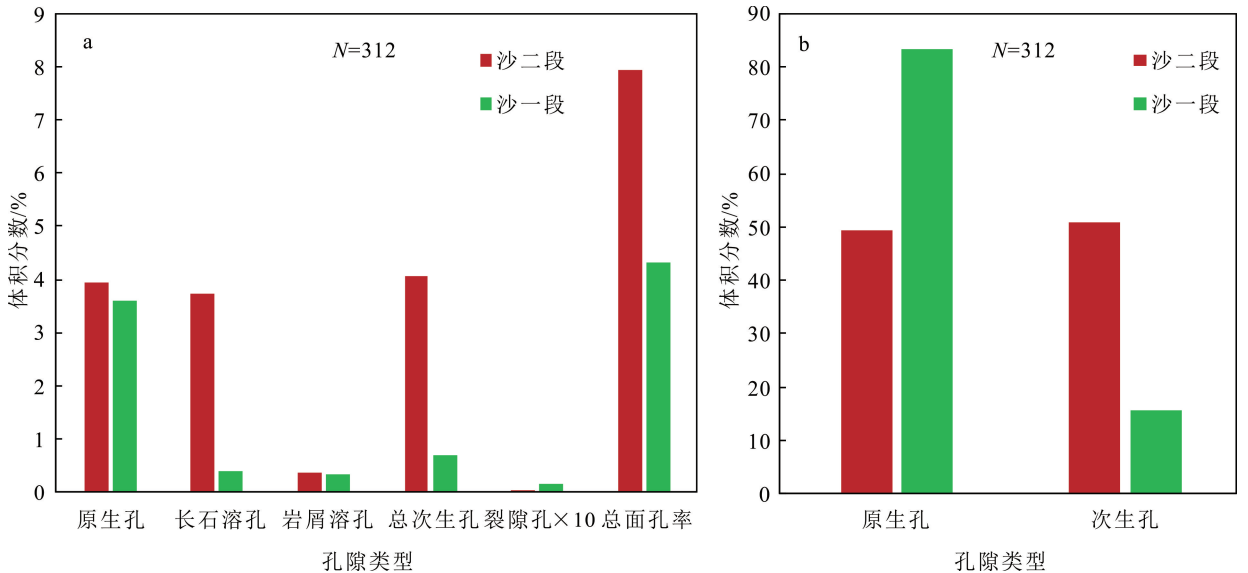
Fig.4 Framework grain composition (a) and comparison of debris content of metamorphic rock, sedimentary rock and magmatic rock in Second and First Member (b, c) of Shaximiao Formation tight sandstone in the study area



a. 金浅 7 井, 1 592.17~1 592.41 m, 沙二段 7 号砂组, 原生孔、岩屑溶蚀孔发育, 自生绿泥石保护铸模孔, $\varphi = 15.94\%$, $K = 1.650 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; b. 金浅 8 井, 2 734.32 m, 沙一段 4 号砂组, 原生孔为主, 粒内溶孔为辅, 孔隙衬垫绿泥石发育, $\varphi = 8.59\%$, $K = 1.950 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; c. 秋林 18 井, 2 097.87~2 097.90 m, 沙二段 7 号砂组, 三角形原生粒间孔, 孔隙衬垫绿泥石发育, $\varphi = 9.53\%$, $K = 0.110 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 扫描电镜; d. 秋林 18 井, 2 103.88~2 103.91 m, 沙二段 7 号砂组, 长石粒内溶孔发育, 并得到绿泥石包壳的保护, $\varphi = 15.27\%$, $K = 105.900 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 扫描电镜; e. 金浅 8 井, 2 724.65 m, 沙一段 4 号砂组, 粒缘缝和颗粒破裂缝发育, $\varphi = 8.59\%$, $K = 2.340 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; f. 金浅 8 井, 2 707.96 m, 沙一段 4 号砂组, 破裂缝和粒缘缝发育伴生溶蚀孔, $\varphi = 9.86\%$, $K = 2.700 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光。

图 5 研究区沙溪庙组致密砂岩储层主要孔隙类型显微特征

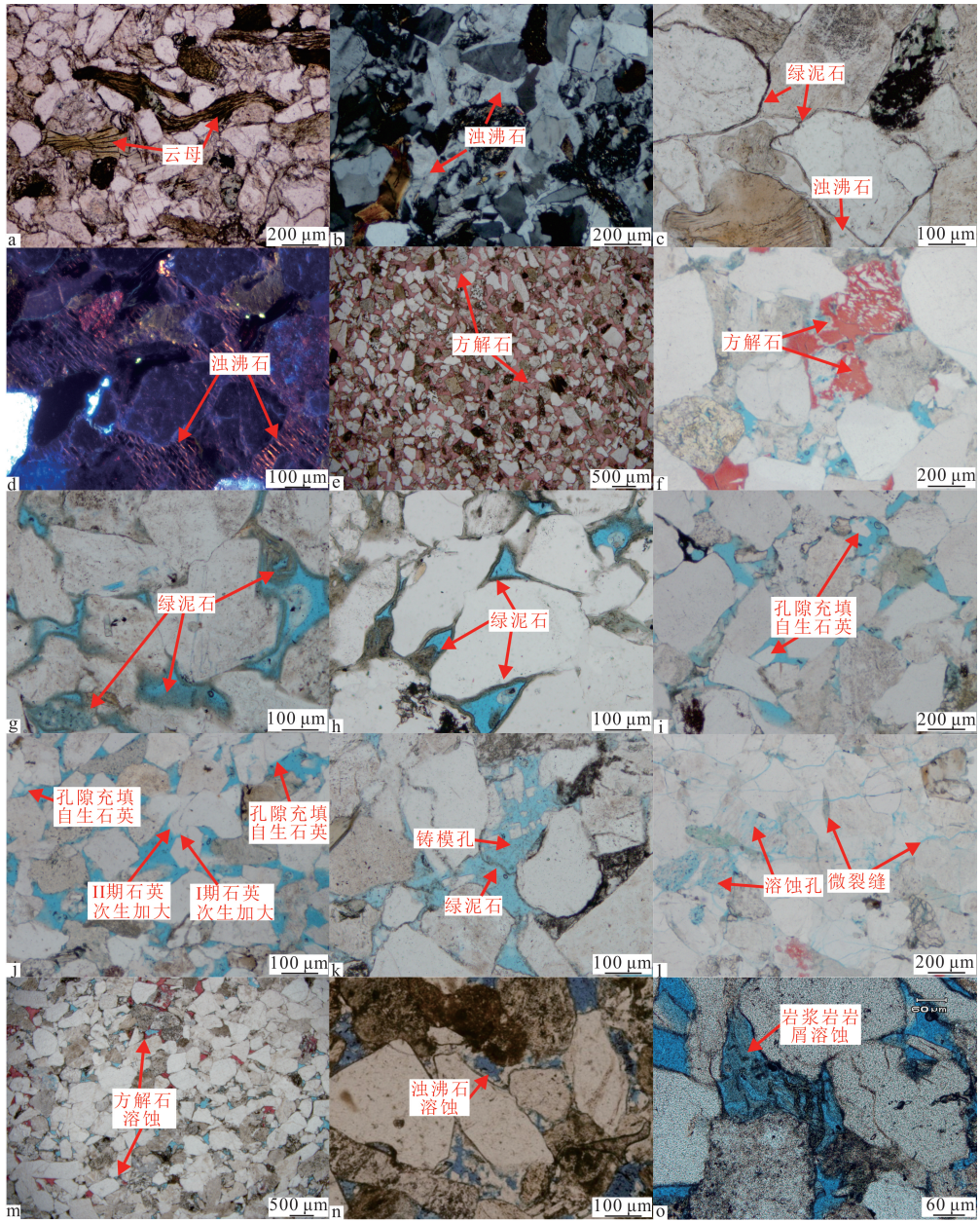
Fig.5 Microscopic characteristics of main pore types in Shaximiao Formation tight sandstone reservoir in the study area



a. 储层中各孔隙类型在砂岩中体积分数; b. 原生孔和次生孔在孔隙中体积分数。

图 6 研究区沙溪庙组致密砂岩储层孔隙类型对比

Fig.6 Comparison of pore types of Shaximiao Formation tight sandstone reservoirs in the study area



a. 秋林 16 井, 2 218.86 m, 沙二段 11 号砂组, 云母弯曲变形, 压实作用强, $\phi=6.58\%$, $K=0.027 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; b. 金浅 7 井, 1 766.12~1 766.25 m, 沙一段 4 号砂组, 浊沸石胶结, 储层致密, $\phi=2.63\%$, $K=0.012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 正交偏光; c. 金浅 8 井, 2 697.33 m, 沙一段 4 号砂组, 浊沸石胶结, 沉淀于孔隙衬垫绿泥石之后, $\phi=7.86\%$, $K=1.400 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; d. 西 20 井, 1 608.88 m, 沙一段, 占据粒间孔隙的连晶浊沸石发暗棕色光, $\phi=4.90\%$, $K=0.036 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 阴极发光; e. 中浅 1 井, 2 240.97 m, 沙二段 8 号砂组, 连晶方解石胶结, 储层致密, $\phi=3.42\%$, $K=0.026 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; f. 金浅 8 井, 2 708.78 m, 沙一段 4 号砂组, 发育占据长石溶蚀空间的方解石, $\phi=5.42\%$, $K=0.239 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; g. 金浅 7 井, 1 762.82~1 762.99 m, 沙一段 4 号砂组, 孔隙衬垫绿泥石和充填绿泥石, $\phi=12.74\%$, $K=0.380 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; h. 金浅 8 井, 2 376.23 m, 沙二段 7 号砂组, 孔隙衬垫绿泥石发育, 原生孔隙为主, $\phi=9.90\%$, $K=0.082 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; i. 金浅 8 井, 2 709.27 m, 沙一段 4 号砂组, 占据长石溶蚀空间的孔隙充填自生石英, $\phi=10.00\%$, $K=1.700 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; j. 金浅 7 井, 1 607.66~1 607.70 m, 沙二段 7 号砂组, 两期石英加大和孔隙充填石英, $\phi=11.88\%$, $K=0.130 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; k. 金浅 8 井, 2 373.80 m, 沙二段 7 号砂组, 长石溶蚀形成铸模孔, 并得到绿泥石保护, $\phi=11.82\%$, $K=0.370 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; l. 金浅 8 井, 2 736.63 m, 沙一段 4 号砂组, 微裂缝和伴生溶蚀孔隙发育, $\phi=6.46\%$, $K=13.900 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; m. 金浅 7 井, 1 774.16~1 774.39 m, 沙一段 4 号砂组, 方解石胶结物溶蚀, $\phi=11.92\%$, $K=0.520 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; n. 简探 1 井, 1 931.30 m, 沙一段, 自生浊沸石溶蚀, 单偏光; o. 秋林 18 井, 2 085.52~2 085.55 m, 沙二段 7 号砂组, 岩浆岩岩屑溶蚀, $\phi=15.13\%$, $K=33.230 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光。

图 7 研究区沙溪庙组致密砂岩主要成岩作用类型

Fig.7 Main diagenesis types of tight sandstone in Shaximiao Formation in the study area

体积分数为4.69%,沙二段浊沸石体积分数低,平均体积分数仅为0.18%(图8)。

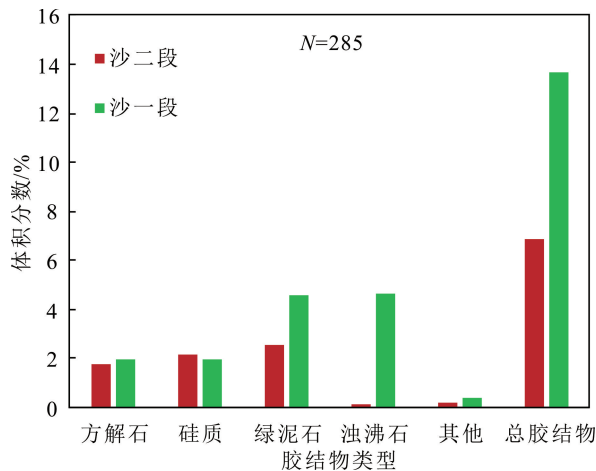


图8 研究区沙溪庙组致密砂岩主要成岩矿物类型对比

Fig.8 Comparison of main diagenetic mineral types of tight sandstone of Shaximiao Formation in the study area

前人研究表明,自生浊沸石的发育主要受控于母岩性质、成岩流体性质、温度以及压力等因素^[18-23]。研究区沙溪庙组自生浊沸石的沉淀主要与火山物质的水化以及斜长石的钠长石化有关,主要证据有:

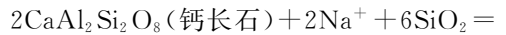
1)大量薄片鉴定成果显示,研究区沙溪庙组砂岩中岩浆岩岩屑体积分数较高,可为自生浊沸石的沉淀提供物质基础(图4)。

2)自生浊沸石体积分数与岩浆岩岩屑体积分数具明显的正相关性。金浅7井沙二、沙一取心段自生浊沸石、岩浆岩岩屑体积分数纵向变化特征显示(图9),无论沙二段或是沙一段,大多数样品呈现岩浆岩岩屑体积分数高、浊沸石体积分数也高的特征,显示自生浊沸石与岩浆岩岩屑关系密切。同时,大量薄片的统计结果也进一步证实了这一特征,沙一段岩浆岩岩屑体积分数明显较高,其对应的自生浊沸石体积分数也显著高于沙二段(图4c,图8)。显示火山物质的水化是研究区沙溪庙组浊沸石沉淀的重要来源,火山物质在受溶液作用迅速分解后可放出大量 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Al^{3+} 等离子,为自生浊沸石的沉淀提供物质来源,同时使溶液呈强碱性,有利于浊沸石的形成^[21]。

3)相对于沙二段,沙一段紧临下伏凉山组滨浅湖相泥岩(图2),而在成岩过程中凉山组泥岩层在压实作用的影响下,会向沙一段释放层间吸附

的 Ca^{2+} 、 Al^{3+} 等离子^[24],从而为自生浊沸石的沉淀提供离子来源,这可能是导致沙一段相对于沙二段浊沸石体积分数较高的另一重要原因。

4)无论是显微镜还是扫描电镜观察,沙溪庙组储层中均可见到较为发育的钠长石(图10),因此,有关的斜长石钠长石化可能是研究区沙溪庙组致密砂岩浊沸石沉淀的另一机制^[20-23]:



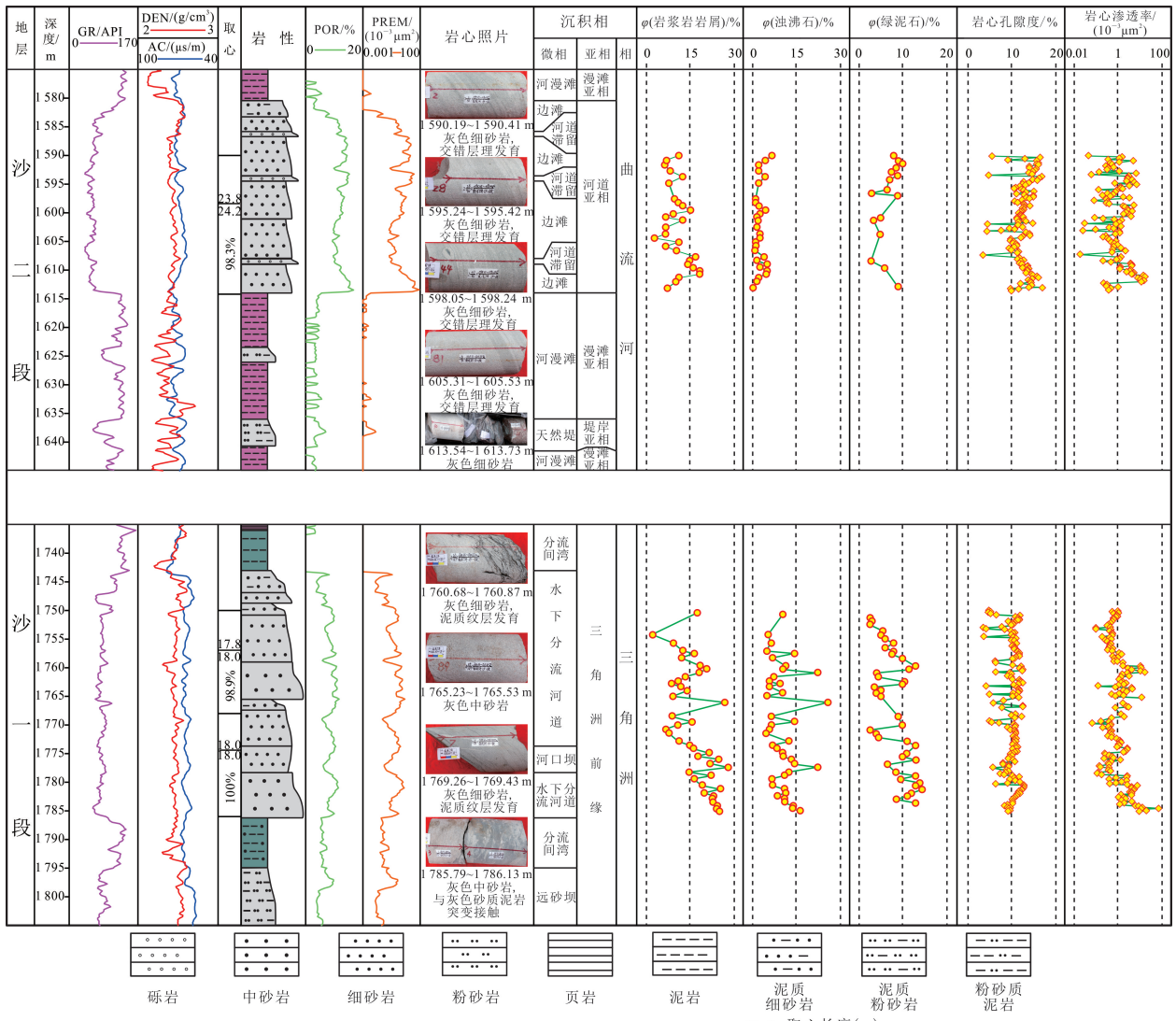
2.3.3 自生绿泥石沉淀

自生绿泥石沉淀作用是沙溪庙组砂岩重要的成岩作用类型,显微镜下多呈孔隙衬垫形式产出,以等厚环边方式垂直颗粒表面生长(图5a、b、c、d,图7g、h)。大多数沙溪庙组砂岩中的自生绿泥石的沉淀时间较早,主要依据是有绿泥石衬垫的岩石颗粒间接触强度较低,原生孔隙保存较好(图5a、b、c),显微镜下常见孔隙衬垫绿泥石充填于浊沸石之前(图7c)。但在 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 丰富的条件下,自生绿泥石的沉淀可持续到中成岩期,这类自生绿泥石大多以孔隙充填形式赋存(图7g),表现为过度生长的特征。

对比来看,沙二段砂岩中自生绿泥石体积分数较低,平均体积分数为2.60%,而沙一段明显较高,可达4.61%(图8)。造成二者差异的原因可能主要与其铁、镁供给及沉积环境有关,主要依据有:

1)沙一段砂岩具有相对更高体积分数的岩浆岩岩屑(图4),其水化水解以及溶蚀均可以析出较多 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} ,这是沙一段自生绿泥石体积分数高的基础。从金浅7井沙二、沙一取心段自生绿泥石、岩浆岩岩屑体积分数纵向变化特征(图9)来看,整体上较高的岩浆岩岩屑体积分数往往对应较高的自生绿泥石体积分数,尤其是沙一段,二者正相关特征更为明显,显示岩矿组合对沙溪庙组尤其是沙一段自生绿泥石沉淀具有明显影响。

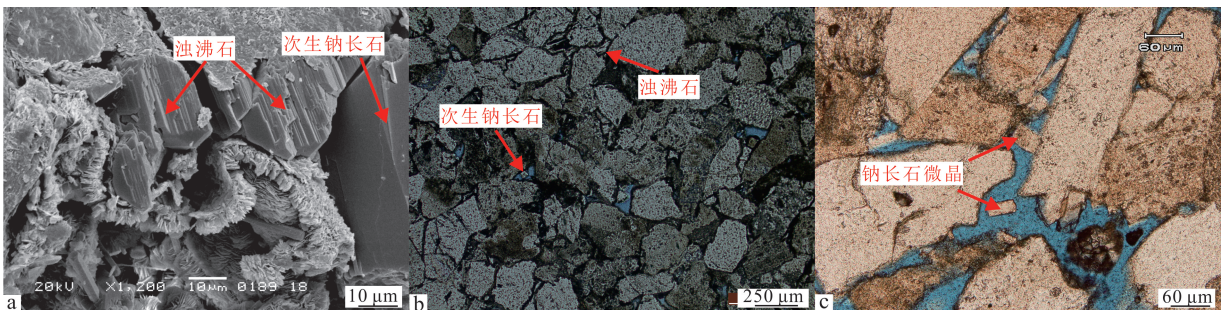
2)研究区沙二段为一套河流相沉积为主的地层,而沙一段沉积环境主要为三角洲前缘^[7,25-26]。由于自生绿泥石主要沉淀于富含 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 的碱性流体中,在河流入湖时,由于流体pH、Eh值及盐度的改变,导致铁主要以非晶态胶体形式絮凝和沉积在三角洲环境中,从而河口坝和下游河道砂岩往往具有较高体积分数的自生绿泥石和铁的局部富集^[27-31]。因此,沙二段砂岩中自生绿泥石体积分数较低且贫铁,而沙一段砂岩中自生绿泥石体积分数较高且富铁(图11)。



GR. 自然伽马; DEN. 密度; AC. 声波时差; POR. 测井孔隙度; PREM. 测井渗透率; 23.8. 取心长度(m); 24.2. 取心进尺(m); 98.3%. 取心率。

图 9 金浅 7 井沙二、沙一取心段储层综合柱状图

Fig.9 Comprehensive histogram of reservoir in coring section in Second and First Member of Shaximiao Formation of Jinqian Well 7



a. 秋林 18 井, 2 084.52 m, 沙二段 7 号砂组, 板柱状浊沸石, 次生钠长石晶体充填于粒间孔隙, $\varphi = 12.62\%$, $K = 4.750 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 扫描电镜; b. 西 20 井, 1 606.58 m, 沙一段, 孔隙充填次生钠长石和浊沸石, $\varphi = 5.31\%$, $K = 0.090 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光; c. 秋林 18 井, 2 085.52 ~ 2 085.55 m, 沙二段 7 号砂组, 板状钠长石微晶牙(红色箭头)充填溶孔, $\varphi = 15.13\%$, $K = 33.230 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 单偏光。

图 10 研究区沙溪庙组致密砂岩中自生钠长石发育特征

Fig.10 Development characteristics of authigenic albite in tight sandstone of Shaximiao Formation in the study area

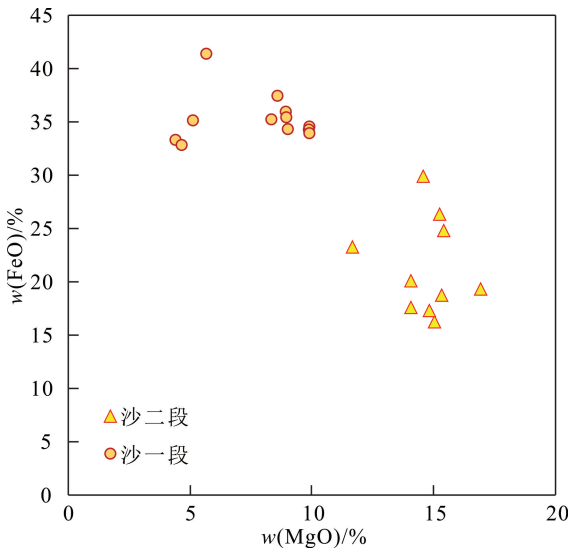


图 11 沙二段、沙一段砂岩中自生绿泥石铁、镁离子质量分数对比

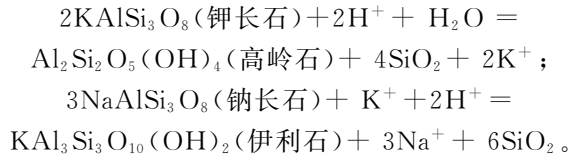
Fig.11 Comparison of iron and magnesium ion content of authigenic laumontite in sandstones of the Second and First Member of Shaximiao Formation

3)沙一段更临近下伏凉高山组滨浅湖相泥岩(图 2),同时,沙一段自身泥岩富含 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 离子^[24],而泥岩层在压实作用影响下,会向临近砂岩层释放层间吸附的 Fe^{2+} 和 Mg^{2+} 等离子,从而为自生绿泥石的沉淀提供离子来源,这可能是导致沙一段相对于沙二段自生绿泥石体积分数较高的另一重要原因。

2.3.4 硅质胶结作用

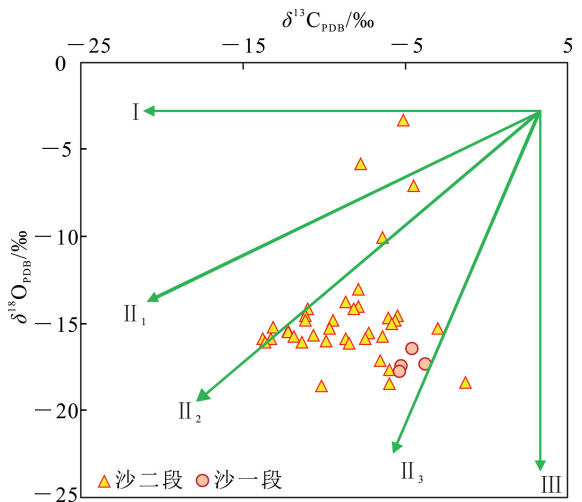
研究区沙溪庙组砂岩中硅质胶结物主要赋存状态有两种:石英次生加大和孔隙充填式(图 7i,j),孔隙充填石英是其中更重要的类型。沙二段和沙一段砂岩中,自生石英平均体积分数均可达 2% 以上(图 8)。次生加大自生石英主要围绕碎屑石英边缘生长,加大部分常由多个具相同光性方位的石英组成,这些石英最终连接成一个大的晶体形成“加大边”并堵塞部分孔隙^[31-32](图 7j)。以孔隙充填形式发育的自生石英往往充填于长石溶蚀孔中,常呈他形粒状集合体形式和分散的微晶形式产出^[31],显示了二者成因上的联系(图 7i,j)。从自生石英包裹体均一化温度分布来看,研究区沙溪庙组砂岩中自生石英沉淀温度主要分布在 80~90 °C 和 105~110 °C 之间^[12],对应温度主要位于有机质成熟区间,显示硅质胶结物的沉淀可能与有机质成熟过程中有机酸性流体对易溶矿物的溶解有关。实际上,在碎屑岩地

层中,无论是钾长石还是斜长石,其在酸性条件下的溶解均会产生不同数量的硅,这也是研究区沙溪庙组主要的溶蚀作用发育机制:



2.3.5 钙质胶结作用

碳酸盐胶结物在研究区沙溪庙组砂岩中较为发育,以方解石为主,白云石较为少见,其体积分数在沙二段和沙一段砂岩中无明显区别,平均体积分数分别为 1.77% 和 1.98%。显微镜下,研究区方解石胶结物主要呈两种赋存状态:早期方解石一般呈连晶式产出,砂岩负胶结物孔隙度大,碎屑颗粒呈漂浮状,显示其沉淀时间早(图 7e),主要来源于(铝)硅酸盐矿物的水化作用^[33],是沙溪庙组砂岩致密隔层形成的重要原因;相对晚期方解石则多呈分散状充填于长石溶蚀空间(图 7f),显示其沉淀时间应在长石溶解之后^[32]。沙溪庙组碳酸盐胶结物碳同位素总体偏负(图 12),显示其碳的来源主要受埋藏成岩过程中有机质的影响^[33]。沙二段碳酸盐胶结物碳同位素偏负特征更为明显(图 12),显示其成岩体系可能相对更为开放。



I. 大气水成因; II₁、II₂、II₃.受有机质影响的埋藏成岩; III.无机热液埋藏成岩。底图引自文献^[34]。

图 12 研究区沙溪庙组致密砂岩碳酸盐胶结物碳氧同位素特征

Fig.12 Carbon and oxygen isotopic characteristics of carbonate cements in tight sandstone of Shaximiao Formation in the study area

2.3.6 溶蚀作用

研究区沙溪庙组致密砂岩溶蚀作用普遍发育,主要的溶蚀矿物为不同类型的长石和岩屑。长石的溶蚀作用相对最为普遍,往往沿解理缝和双晶面溶解形成长石粒内溶孔,甚至被全部溶蚀形成铸模孔(图 5a、d、f,图 7k、l);岩屑的溶蚀中,以岩浆岩岩屑的选择性溶蚀相对最为普遍。除了长石和岩屑的溶蚀,研究区沙溪庙组砂岩中还能见少量浊沸石和碳酸盐胶结物的溶蚀,但溶蚀作用相对较弱(图 7m、n),对储层物性影响有限。

2.4 储层成因综合模式

在上述研究的基础上建立了研究区沙溪庙组致密砂岩储层成因模式。沙二、沙一段砂岩岩矿组合的差异、沉积环境的不同、烃源体系以及成岩系统的开放程度是导致其成岩作用差异的主要原因(图 13)。

1)岩矿组合为所有成岩作用的演化提供物质基础,是决定沙二、沙一段砂岩中自生绿泥石以及浊沸石体积分数的关键。沙一段的岩浆岩岩屑体积分数相对更高,可提供丰富的 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Al^{3+} 等离子,为其更高体积分数的自生浊沸石和自生绿泥石沉淀奠定了物质基础。而沉积环境的差异则可能进一步加大了二者成岩矿物类型及体积分数的差异。

2)烃源体系作为成岩系统的一个端元,除了为砂岩中易溶矿物提供溶蚀流体来源,决定沙二、沙一段溶蚀作用的发育强度,同时,也为砂岩中主要自生矿物的沉淀提供必要的离子来源,这是离下伏凉高山组泥岩相对更近的沙一段具有相对更高自生浊沸石和绿泥石的另一原因。

3)成岩系统的开放程度决定了体系内外离子的

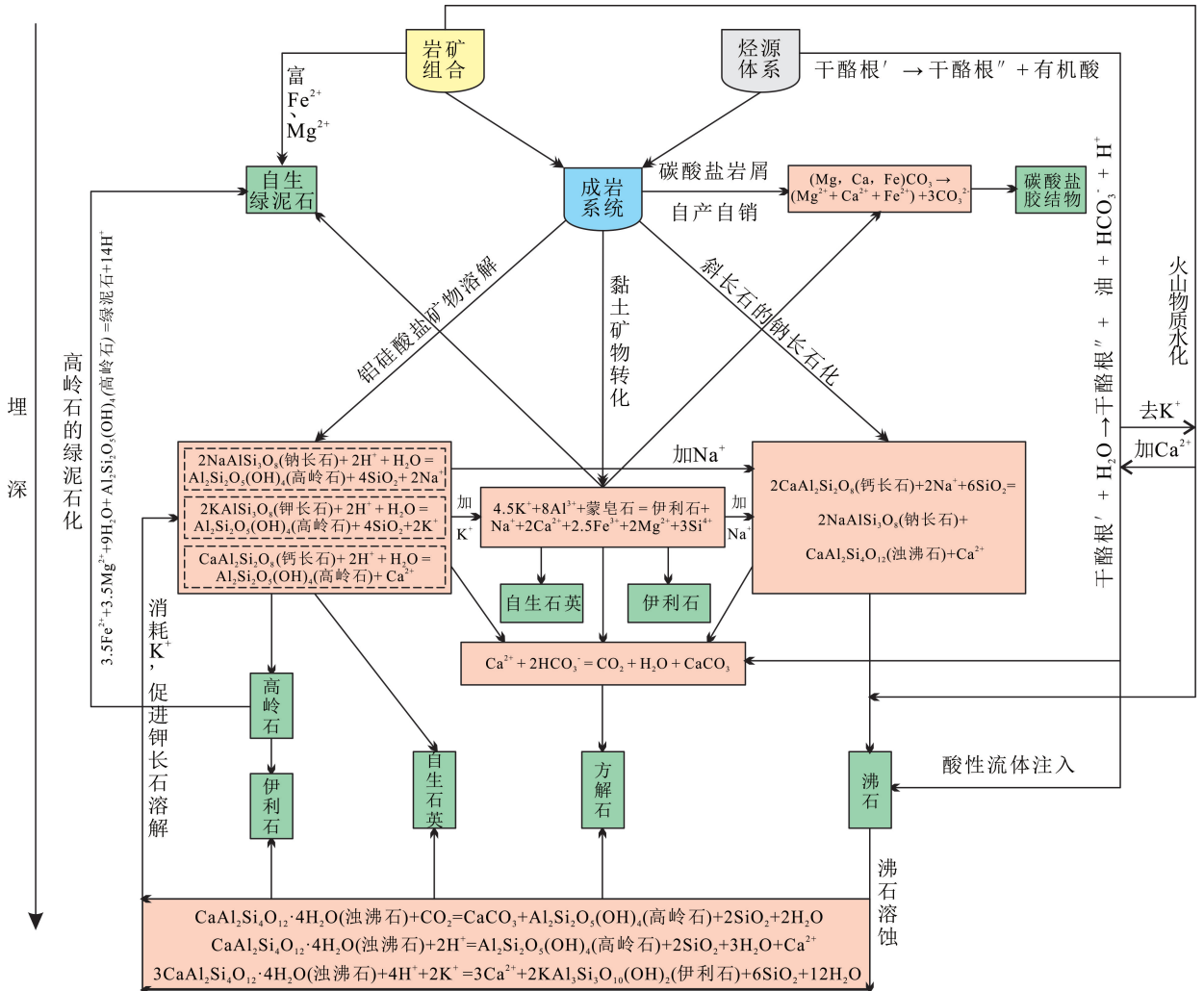


图 13 研究区沙溪庙组致密砂岩储层成因模式

Fig.13 Genetic model of tight sandstone reservoir of Shaximiao Formation in the study area

带进带出,进而影响了溶蚀作用和相应成岩产物的沉淀。沙二段成岩系统相对更为开放,其溶蚀作用相对更为发育,而成岩产物更多的被带出体系外,因此,其总胶结物体积分数相对于沙一段更低。

3 相对优质储层成因机制

3.1 高能环境是沙溪庙组相对优质储层发育的基础

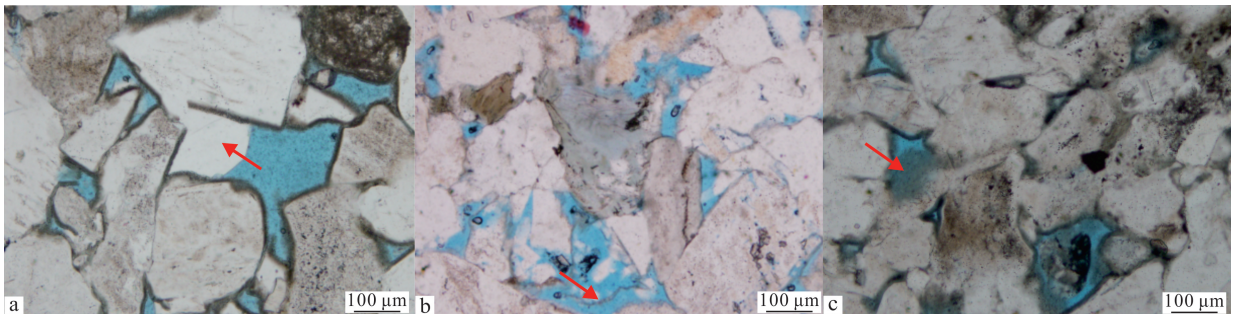
对于碎屑岩储层来说,沉积相是控制储层发育的基础。沉积环境能量的变化控制着储层砂岩的成分成熟度和结构成熟度,导致储层砂岩的分选、磨圆、杂基体积分数、粒度大小等的变化,进而控制了储层物性的好坏^[1]。

现有的研究表明,研究区沙二段为一套以河流相沉积为主的地层,而沙一段沉积环境主要为三角洲前缘^[7,25-26]。本次研究对区内11口取心井进行了取心段沉积相划分,从典型取心井实测物性和沉积微相对比来看,高能环境的边滩、水下分流河道砂岩具有明显较高的物性,而相对低能环境的河漫滩、天然堤、远砂坝等沉积砂岩物性明显较低,显示了沉积微相对储层物性具有明显的控制作用(图9)。实际上,研究区沙溪庙组不同微相岩心孔渗数据的统计也表明,河流沉积体系中边滩相砂岩物性相对最好,平均孔隙度可达12.36%,平均渗透率可达 $15.650 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;三角洲体系中则以水下分流河道和河口坝砂岩储层物性相对最好,平均孔隙度分别达11.65%和10.03%,渗透率达 $12.880 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和

$4.220 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,显示了高能沉积环境是优质储层发育的基础。

3.2 较强的早期保持性成岩作用是孔隙保存的关键

孔隙衬垫绿泥石是沙溪庙组致密砂岩中最重要的保持性成岩作用类型。孔隙衬垫绿泥石发育的样品一般具有较高的孔渗条件,显示其与储层的发育密切相关。现有的研究认为,早期形成的孔隙衬垫绿泥石主要通过抑制硅质胶结,从而起到保护剩余原生粒间孔隙的作用^[23-24,28-29]。大量的铸体薄片和扫描电镜观察成果显示:研究区沙溪庙组砂岩中孔隙衬垫绿泥石发育的地方,自生石英发育少,原生孔隙保存较好(图5a、b、c,图7g、h,图14a);而在孔隙衬垫绿泥石不发育或不连续的地方,可见自生石英以颗粒石英为根基,向孔隙一侧生长,占据孔隙空间(图14a)。沙一段砂岩中自生绿泥石体积分数较高,因此其原生孔隙相对更为发育,进而导致其孔隙结构相对较好,储层渗透率相对更高(图6、8)。研究区沙溪庙组砂岩中早期自生绿泥石的存在,除了对原生孔隙起到明显保护作用外,也是次生孔隙保存的重要原因。显微镜下,常见自生绿泥石围绕长石粒内溶孔和铸模孔生长的特征,这实际上应该是颗粒溶蚀后的孔隙衬垫绿泥石残留,这些自生绿泥石的存在能够抵消一部分上覆压力,使溶蚀孔隙得到有效保存(图5d,图7k,图14b)。但绿泥石的存在也并非越多越好,在一些绿泥石过度生长的砂岩中,由于其以孔喉充填形式存在,因此,对储层孔隙无明显正面影响,甚至导致储层的渗透性显著降低。



a. 金浅8井,2 735.66 m,沙一段4号砂组,孔隙衬垫绿泥石不连续,自生石英生长并占据孔隙空间(红色箭头), $\varphi=6.23\%$, $K=0.602 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单偏光;b. 秋林203-H1井,2 241.25 m,沙二段8号砂组,矿物溶蚀形成铸模孔,见自生绿泥石残留(红色箭头), $\varphi=10.8\%$, $K=0.140 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单偏光;c. 金浅7井,1 752.42~1 752.58 m,沙一段4号砂组,过度生长的绿泥石(红色箭头)降低储层渗透率, $\varphi=12.78\%$, $K=0.086 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,单偏光。

图14 研究区沙溪庙组致密砂岩自生绿泥石与自生石英、孔隙发育关系

Fig.14 Relationship between authigenic chlorite, authigenic quartz and pore development in tight sandstone of Shaximiao Formation in the study area

如金浅 7 井 1 752.42~1 752.58 m 样品,过度生长的自生绿泥石占据孔喉,储层孔隙度虽达 12.78%,但渗透率仅为 $0.086 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 14c),说明过度生长的绿泥石(红色箭头)导致储层渗透率下降明显。而沙一段砂岩中自生绿泥石体积分数超过 12%之后与面孔率无明显关系,也进一步说明了适量的自生绿泥石体积分数对孔隙保存的重要性(图 15)。

总体来看,研究区沙溪庙组致密砂岩中孔隙衬垫绿泥石对孔隙发育起到了较好的保护作用。面孔率与自生绿泥石体积分数呈较为明显的正相关关系(图 15),显示了自生绿泥石的存在对储层孔隙具正面影响。对比来看,沙一段砂岩中面孔率与自生绿泥石体积分数相关性明显较好(图 15b),这可能与沙一段砂岩中孔隙衬垫绿泥石发育较多、薄膜厚度更大、对自生石英的抑制作用更强有关。

3.3 多类型、多期次的溶蚀作用是储层物性改善的重要因素

研究区沙二段和沙一段储层中,次生孔隙体积分数分别占孔隙总体积分数的 50.42% 和 16.58% (图 6b)。铸体薄片观察表明在部分层段的砂岩中孔隙几乎完全由次生孔隙组成,这些砂岩往往具有很低的自生绿泥石体积分数,但面孔率仍可达 8% 以上(图 15a),显示溶蚀作用是沙溪庙组致密砂岩储层物性改善的重要因素。

一般认为,溶蚀作用的发育程度主要取决于易溶矿物的含量、酸性流体含量以及溶蚀期储层的孔

渗条件。沙二段相对于沙一段储层具有明显较多的长石体积分数(图 4a),这为沙二段砂岩溶蚀作用的发育提供了物质基础,也是沙二段溶蚀孔隙相对更高的主要原因;区内沙溪庙组不发育烃源岩,其气源主要来自于深部上三叠统煤系地层,深部流体在通过通源断层跨层运移过程中,伴随烃类的运移,深部有机酸也进入沙溪庙组砂岩中^[35-37]。沙溪庙组砂岩碳酸盐胶结物碳同位素也证实了其最重要的溶蚀流体来源为有机酸性流体(图 12)。尤其是沙二段砂岩中碳酸盐胶结物具有明显偏负的碳同位素特征(图 12),显示其有机酸性流体更为活跃,成岩体系相对更为开放,这是沙二段溶蚀作用相对更为发育的另一个重要因素;在长石等碎屑颗粒溶蚀过程中,往往伴随着自生石英、高岭石、伊利石等自生矿物的沉淀,如果在溶蚀作用发生时期,储层本身具备较好的孔渗性,则既有利于溶蚀流体的输入,也有利于溶蚀产物的移出,带出溶解形成的新的离子,进而保留更多的溶蚀孔隙。因此,在一定原生孔隙条件下,溶蚀作用叠加的储层是沙溪庙组最有利的储层类型。

3.4 相对晚期微裂缝的发育有利于储层渗透性的提高

研究区沙溪庙组砂岩中微裂缝的发育程度相对较低(图 6),但在显微镜下,沙一段部分砂岩中仍可见较多的粒缘缝、构造缝等的发育(图 5e、f)。这些裂缝的存在虽不能显著提高储层的孔隙度,但在两个方面为沙溪庙组相对优质储层的发育提供正面作用:一

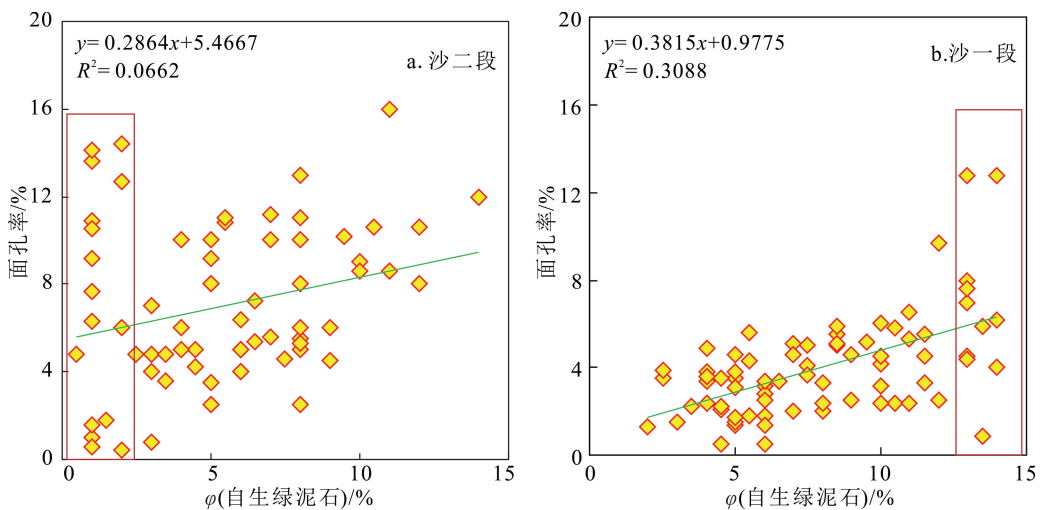


图 15 研究区沙溪庙组致密砂岩面孔率与自生绿泥石体积分数关系

Fig.15 Relationship between face rate and authigenic chlorite content in tight sandstone of Shaximiao Formation in the study area

是明显改善储层的渗透性。裂缝相对发育的样品,储层孔隙度虽然没有明显提高,但可以显著提高渗透率,改善砂岩的渗流条件,如金浅8井2736.63 m样品,微裂缝发育,储层孔隙度仅为6.46%,但渗透率高达 $13.900 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,显示微裂缝对储层渗透性改善作用明显(图7l);二是沟通溶蚀流体,形成裂缝伴生溶蚀孔。研究区沙一段部分层段溶蚀孔隙的发育明显受到裂缝沟通的影响(图5f,图7l)。

4 结论

1)沙溪庙组致密砂岩以岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩为主。沙二段砂岩长石体积分数相对较高、岩屑体积分数相对较低,沙一段砂岩长石体积分数相对较低,而具有较高的岩屑体积分数。沙二段以变质岩岩屑为主,占岩屑体积分数的55%,其次为沉积岩岩屑,沙一段则以岩浆岩岩屑为主,占岩屑体积分数的43%,其次为变质岩岩屑。

2)沙溪庙组储层孔隙类型以原生孔为主,长石溶蚀孔为辅,发育少量的浊沸石溶孔和方解石胶结物溶孔,沙一段具有相对更高比例的原生孔和裂隙孔。

3)沙二段储层孔隙度主要分布在8.00%~14.00%之间,孔隙度大于12%的样品占总样品数的38.00%,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占总样品数的25.25%。沙一段储层孔隙度主要分布在8.00%~12.00%之间,孔隙度大于12%的样品仅占总样品数的3.09%,渗透率主要分布在 $(0.100 \sim 10.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间,渗透率大于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占总样品数的41.22%。总体显示沙二段储层孔隙度发育较好,而沙一段储层渗透性更佳,说明沙一段储层孔隙结构相对较好。

4)建立了沙溪庙组致密砂岩储层成因模式。沙二、沙一段砂岩岩矿组合的差异、沉积环境的不同、烃源体系以及成岩系统的开放程度是导致其成岩作用差异的主要原因。岩矿组合为成岩作用的演化提供物质基础,烃源体系决定溶蚀作用的发育强度,并为砂岩中主要自生矿物的沉淀提供必要的离子来源;成岩系统的开放程度则决定了体系内外离子的带进带出,进而影响了溶蚀作用和相应成岩产物的沉淀。

5)高能沉积环境、早期保持性成岩作用、多期次的溶蚀作用以及局部裂缝的发育改造,是研究区沙溪庙组相对优质储层发育的主要机制。

参考文献(References):

- [1] 朱筱敏,潘荣,朱世发,等.致密储层研究进展和热点问题分析[J].地学前缘,2018,25(2):141-146.
Zhu Xiaomin, Pan Rong, Zhu Shifa, et al. Research Progress and Pore Issues in Tight Reservoir Exploration[J]. Earth Sci Front, 2018, 25(2): 141-146.
- [2] 戴金星,倪云燕,吴小奇,等.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.
Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi, et al. Tight Gas in China and Its Significance in Exploration and Exploitation [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 257-264.
- [3] 于兴河,李顺利,杨志浩.致密砂岩气储层的沉积-成岩成因机理探讨与热点问题[J].岩性油气藏,2015,27(1):1-13.
Yu Xinghe, Li Shunli, Yang Zhihao. Discussion on Deposition-Diagenesis Genetic Mechanism and Hot Issues of Tight Sandstone Gas Reservoir[J]. Lithologic Reservoir, 2015, 27(1): 1-13.
- [4] 吕正祥,刘四兵.川西须家河组超致密砂岩成岩作用与相对优质储层形成机制[J].岩石学报,2009,25(10):2373-2383.
Lü Zhengxiang, Liu Sibing. Ultra-Tight Sandstone Diagenesis and Mechanism for the Formation of Relatively High-Quality Reservoir of Xujiahe Group in Western Sichuan[J]. Acta Petrologica Sinica, 2009, 25(10): 2373-2383.
- [5] 唐大海,陈洪斌,谢继容,等.四川盆地西部侏罗系沙溪庙组气藏成藏条件[J].天然气勘探与开发,2005,28(3):14-19.
Tang Dahai, Chen Hongbin, Xie Jirong, et al. Reservoir Corming Conditions of Shaximiao Formation, West Sichuan Basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2005, 28(3): 14-19.
- [6] 王光付,李凤霞,王海波,等.四川盆地非常规气藏地质—工程一体化压裂实践与认识[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1221-1237.
Wang Guangfu, Li Fengxia, Wang Haibo, et al. Application of an Integrated Geology-Reservoir Engineering Approach to Fracturing in Unconventional Gas Reservoirs, Sichuan Basin and Some Insights[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1221-1237.
- [7] 南红丽,蔡李梅,叶素娟,等.川西坳陷沙溪庙组储集层致密化与天然气成藏耦合关系[J].新疆石油地质,

- 2018, 39(4): 439 - 445.
- Nan Hongli, Cai Limei, Ye Sujuan, et al. Coupling Relationship Between Reservoir Dencification and Natural Gas Accumulation in Shaximiao Formation in Western Sichuan Depression[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(4): 439 - 445.
- [8] 肖富森, 韦腾强, 王小娟, 等. 四川盆地川中—川西地区沙溪庙组层序地层特征[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(9): 1216 - 1224.
- Xiao Fusen, Wei Tengqiang, Wang Xiaojuan, et al. Research on the Sequence Stratigraphy of the Shaximiao Formation in Chuazhong-Chuanxi Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(9): 1216 - 1224.
- [9] 王小娟, 洪海涛, 吴长江, 等. 四川盆地川中地区侏罗系沙溪庙组致密砂岩储层特征及成因[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2022, 52(4): 1037 - 1051.
- Wang Xiaojuan, Hong Haitao, Wu Changjiang, et al. Characteristics and Formation Mechanisms of Tight Sandstone Reservoirs in Jurassic Shaximiao Formation, Central of Sichuan Basin[J]. Journal of Jilin University(Earth Science Edition), 2022, 52(4): 1037 - 1051.
- [10] 詹国卫, 顾战宇, 庞河清, 等. 致密砂岩储层孔隙结构特征及其对开发的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2022, 44(3): 70 - 84.
- Zhan Guowei, Gu Zhanyu, Pang Heqing, et al. Pore Structure Characteristics of Tight Sandstone Reservoir and Its Influence on Development [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2022, 44(3): 70 - 84.
- [11] 王勇飞, 衡勇. 中江气田河道砂体优质储层特征及主控因素[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(2): 11 - 20.
- Wang Yongfei, Heng Yong. Characteristics and Main Controlling Factors of High Quality Channel Sandstone Reservoir in Zhongjiang Gas Field [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(2): 11 - 20.
- [12] 唐大海, 谭秀成, 涂罗乐, 等. 川中—川西过渡带沙溪庙组第二段致密砂岩储层物性控制因素及孔隙演化[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2020, 47(4): 460 - 471.
- Tang Dahai, Tan Xiucheng, Tu Luole, et al. Control Factors and Pore Evolution of Tight Sandstone Reservoir of the Second Member of Shaximiao Formation in the Transition Zone Between Central and Western Sichuan Basin[J]. Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2020, 47(4): 460 - 471.
- [13] 叶素娟, 杨永剑, 蔡李梅, 等. 叠覆型致密砂岩气区储层致密化过程[J]. 天然气工业, 2019, 39(增刊1): 36 - 41.
- Ye Sujuan, Yang Yongjian, Cai Limei, et al. Reservoir Densification Process in Superimposed Tight Sandstone Gas Area[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(Sup.1): 36 - 41.
- [14] 朱讯, 冯林杰, 吕乐, 等. 致密砂岩储层成岩相及孔隙演化过程—以川中北部地区沙₂¹亚段为例[J]. 断块油气田, 2022, 29(2): 265 - 270.
- Zhu Xun, Feng Linjie, Lü Le, et al. Diagenetic Facies and Pore Evolution of Tight Sandstone Reservoir; Taking Sha₂¹ Sub-Member in the North of Central Sichuan Basin as an Example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2022, 29(2): 265 - 270.
- [15] 唐大海, 王小娟, 陈双玲, 等. 四川盆地中台山地区须家河组致密砂岩气藏富集高产主控因素[J]. 天然气地球科学, 2018, 29(11): 1575 - 1584.
- Tang Dahai, Wang Xiaojuan, Chen Shuangling, et al. Analysis about the Main Controlling Factors of Tight Gas Accumulation and High Output in Xujiache Formation of Zhongtaishan Area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2018, 29(11): 1575 - 1584.
- [16] 李智武, 刘树根, 林杰, 等. 川西坳陷构造格局及其成因机制[J]. 成都理工大学(自然科学版), 2009, 36(6): 645 - 653.
- Li Zhiwu, Liu Shugen, Lin Jie, et al. Structural Configuration and Its Genetic Mechanism of the West Sichuan Depression in China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2009, 36(6): 645 - 653.
- [17] 郑荣才, 朱如凯, 翟文亮, 等. 川西类前陆盆地晚三叠世须家河组构造演化及层序充填样式[J]. 中国地质, 2008, 35(2): 246 - 255.
- Zheng Rongcai, Zhu Rukai, Zhai Wenliang, et al. The Structural Evolution and Sequence Filling Patterns of the Late Triassic Xujiache Formation in the Western Sichuan Foreland Basin[J]. Geology China, 2008, 35(2): 246 - 255.
- [18] 杨晓萍, 张宝民, 陶士振. 四川盆地侏罗系沙溪庙组浊沸石特征及油气勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(3): 37 - 44.
- Yang Xiaoping, Zhang Baomin, Tao Shizhen. Laumontite and Its Significance for Petroleum

- Exploration in Jurassic Shaximiao Reservoir, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2005, 32(3): 37-44.
- [19] 刘苗苗,付小平,谢佳彤. 四川盆地中侏罗统页岩储层特征及其影响因素[J]. *断块油气田*, 2023, 30(6): 905-913.
- Liu Miaomiao, Fu Xiaoping, Xie Jiatong. The Reservoirs Characteristics and Its Influencing Factors of Middle Jurassic Shale in Sichuan Basin[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2023, 30(6): 905-913.
- [20] 胡鑫,丁晓琪,朱颖,等. 龙凤山气田营城组浊沸石胶结物对储层的控制机理[J]. *断块油气田*, 2018, 25(2): 157-161.
- Hu Xin, Ding Xiaoqi, Zhu Ying, et al. Laumontite Cement Control Mechanism of Yingcheng Formation of Longfengshan Gas Field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018, 25(2): 157-161.
- [21] 朱世发,朱筱敏,王绪龙,等. 准噶尔盆地西北缘二叠系沸石矿物成岩作用及对油气的意义[J]. *中国科学:地球科学*, 2011, 41(11): 1602-1612.
- Zhu Shifa, Zhu Xiaomin, Wang Xulong, et al. Zeolite Diagenesis and Its Control on Petroleum Reservoir Quality of Petroleum Reservoir Quality of Permian in Northwestern Margin of Junggar Basin[J]. *Science China: Earth Sciences*, 2011, 41(11): 1602-1612.
- [22] 史燕青,季汉成,张国一,等. 准噶尔盆地阜东斜坡梧桐沟组储层沸石分布特征及成因机制[J]. *石油科学通报*, 2021, 6(1): 1-15.
- Shi Yanqing, Ji Hancheng, Zhang Guoyi, et al. Characteristics and Genetic Mechanisms of Widely Distributed Zeolites in the Wutonggou Formation Reservoir in the Southern Junggar Basin [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2021, 6(1): 1-15.
- [23] 卿元华,吕正祥,赵福,等. 川中东北部中侏罗统沙一段致密砂岩中自生浊沸石形成机理[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2020, 39(3): 536-547.
- Qing Yuanhua, Lü Zhengxiang, Zhao Fu, et al. Formation Mechanism of Authigenic Laumontites in Tight Sandstone of Member 1 of the Middle Jurassic Shaximiao Formation in the Northeastern Central Sichuan Basin[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2020, 39(3): 536-547.
- [24] 吴家洋,吕正祥,卿元华,等. 致密油储层中自生绿泥石成因及其对物性的影响:以川中东北部沙溪庙组为例[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(1): 76-85.
- Wu Jiayang, Lü Zhengxiang, Qing Yuanhua, et al. Reservoirs and Its Influence on Physical Properties: A Case Study of Shaximiao Formation in NE of Central Sichuan Basin [J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(1): 76-85.
- [25] 杨跃明,王小娟,陈双玲,等. 四川盆地中部地区侏罗系沙溪庙组沉积体系演化及砂体发育特征[J]. *天然气工业*, 2022, 42(1): 12-24.
- Yang Yueming, Wang Xiaojuan, Chen Shuangling, et al. Sedimentary System Evolution and Sandbody Development Characteristics of Jurassic Shaximiao Formation in the Central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 12-24.
- [26] 张本健,潘珂,吴长江,等. 四川盆地金秋气田侏罗系沙溪庙组多期砂组天然气复合成藏机理及模式[J]. *天然气工业*, 2022, 42(1): 51-61.
- Zhang Benjian, Pan Ke, Wu Changjiang, et al. Compound Gas Accumulation Mechanism and Model of Jurassic Shaximiao Formation Multi-Stage Sandstone Formations in Jinqiu Gas Field of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 51-61.
- [27] Ehrenberg S N. Preservation of Anomalously High Porosity in Deeply Buried Sandstones by Grain-Coating Chlorite: Examples from the Norwegian Continental Shelf [J]. *AAPG Bulletin*, 1993, 77(7): 1260-1286.
- [28] Hillier S, Fallick A E, Matter A. Origin of Pore-Lining Chlorite in the Aeolian Rotliegend of Northern Germany [J]. *Clay Minerals*, 1996, 31: 153-171.
- [29] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomalously High Porosity and Permeability in Deeply Buried Sandstone Reservoirs: Origin and Predictability [J]. *Am Assoc Petrol Geol Bull*, 2002, 86: 301-328.
- [30] Worden R H, Griffiths J, Wooldridge L J, et al. Chlorite in Sandstones [J]. *Earth-Science Reviews*, 2020, 204: 103105.
- [31] 黄思静,谢连文,张萌,等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2004, 31(3): 273-281.
- Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, et al. Formation Mechanism of Authigenic Chlorite and Relation Top Reservation of Porosity in Nonmarine Triassic Reservoir Sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science and Technology Edition)*, 2004, 31(3): 273-281.

- [32] 刘四兵, 沈忠民, 刘昊年, 等. 川西坳陷中段上三叠统须家河组水岩相互作用机制[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 47-58.
Liu Sibing, Shen Zhongmin, Liu Haonian, et al. Mechanism of Water-Rock Interaction of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the Middle Part of Western Sichuan Depression[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 47-58.
- [33] 刘四兵, 黄思静, 沈忠民, 等. 砂岩中碳酸盐胶结物成岩流体演化和水岩作用模式: 以川西孝泉—丰谷地区上三叠统须家河组四段致密砂岩为例[J]. 中国科学: 地球科学, 2014, 44(7): 1403-1417.
Liu Sibing, Huang Sijing, Shen Zhongmin, et al. Diagenetic Fluid Evolution and Water-Rock Interaction Model of Carbonate Cements in Sandstone: An Example from the Reservoir Sandstone of the Fourth Member of the Xujiahe Formation of the Xiaoquan-Fenggu Area, Sichuan Province, China[J]. Science China: Earth Science, 2014, 44(7): 1403-1417.
- [34] 王大锐. 油气稳定同位素地球化学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 4-20.
Wang Darui. Stable Isotope Geochemistry of Oil and Gas[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 4-20.
- [35] 吕正祥, 杨相, 卿元华, 等. 川西坳陷中段沙溪庙组砂岩中水-岩-烃作用特征[J]. 石油与天然气地质, 2015, 36(4): 545-553.
Lü Zhengxiang, Yang Xiang, Qing Yuanhua, et al. Water-Rock-Hydrocarbon Interactions in the Middle Jurassic Shaximiao Formation Sandstones, Western Sichuan[J]. Oil & Gas Geology, 2015, 36(4): 545-553.
- [36] 李倩文, 刘忠宝, 陈斐然, 等. 四川盆地侏罗系页岩层系岩相类型及储集特征: 以元坝地区 Y2 井大安寨段为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(5): 1127-1140.
Li Qianwen, Liu Zhongbao, Chen Feiran, et al. Lithofacies Types and Reservoir Characteristics of Jurassic Shale in the Sichuan Basin Revealed by the Da'anzhai Member, Well Y2, Yuanba Area[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1127-1140.
- [37] 刘忠宝, 李鹏, 刘光祥, 等. 川东北地区自流井组页岩有机地球化学特征及油气勘探意义[J]. 世界地质, 2023, 42(1): 69-79.
Liu Zhongbao, Li Peng, Liu Guangxiang, et al. Organic Geochemical Characteristics of Ziliujing Formation Shales in Northeastern Sichuan and Its Significance for Oil and Gas Exploration[J]. World Geology, 2023, 42(1): 69-79.