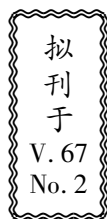


四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系灯影组 储层特征及主控因素



夏青松¹⁾, 黄成刚²⁾, 杨雨然³⁾, 彭军¹⁾, 陶艳忠¹⁾, 周翔⁴⁾

- 1) 西南石油大学地球科学与技术学院, 成都, 610500; 2) 中国石油勘探开发研究院西北分院, 兰州, 730020;
3) 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 成都, 610041;
4) 中国石油集团测井有限公司青海分公司, 甘肃敦煌, 816400

内容提要: 经过数十年的勘探, 勘探家们在四川盆地高石梯—磨溪地区获得了万亿方级的探明储量。为研究高石梯—磨溪地区震旦系(≈埃迪卡拉系)灯影组白云岩储层特征及成藏主控因素, 开展了岩芯观察、薄片鉴定、阴极发光分析、物性测试、扫描电镜观察、主微量元素和碳氧同位素分析、包裹体均一温度测试、沉积相带划分、宏观构造对成藏控制作用解析等。结果表明: ① 高石梯—磨溪地区灯影组四段发育优质白云岩储层, 包括泥晶藻云岩、砂屑白云岩和晶粒白云岩。② 灯影组四段优质储集层遭受了桐湾Ⅱ幕的大气淡水岩溶作用和埋藏期热液改造作用, 溶蚀孔隙广泛发育, 平均孔隙度为4.8%, 平均渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为“低孔—特低渗”型储层。③ 有利相带、白云石化作用控制了优质储层的发育和分布, 多分布于裂隙槽边缘的台缘带内, 尤其是藻丘滩相白云岩为研究区的主力产气层; 埋藏期的热液白云石化作用改善了其储集物性和孔隙结构, 主要证据包括: 裂缝和溶蚀孔洞中可见各种热液矿物、溶蚀孔洞和裂缝中充填的鞍状白云石具有典型的雾心亮边结构、氧同位素组成“偏负”、流体包裹体均一温度平均值高达175.7℃、高含Mn和阴极发光下发明亮红光等。该研究成果对拓展古老碳酸盐岩油气勘探具有重要理论意义。

关键词: 藻云岩; 热液白云岩; 有利相带; 裂隙槽; 古隆起; 震旦系(埃迪卡拉系)灯影组; 高石梯—磨溪地区; 四川盆地

四川盆地大规模的天然气勘探始于1953年(贾承造等, 2007; 马永生等, 2010; 杜金虎等, 2014), 数十年的勘探历程大致可分为4个阶段: ① 1953~1976年, 主要勘探地表构造, 以寻找裂缝型气藏为主, 发现了威远气田、中坝气田等; ② 1976~2003年, 主要利用地震解释资料寻找地下有利构造, 发现的气藏多为裂缝—孔隙型气藏, 如川东石炭系气田; ③ 2003~2013年, 主要为寻找常规—非常规大气田的精细勘探阶段, 发现了普光、龙岗、安岳大气田以及川中须家河组致密气、威远页岩气、涪陵焦石坝页岩气等, 均为千亿方级的大气田; ④ 2014年以来, 油气勘探取得了一系列重大成果, 截至2017年, 震旦系(≈埃迪卡拉系)—寒武系产气 $102 \times 10^8 \text{ m}^3$, 共探明天然气地质储量约 $3.69 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 已形成万亿方级的大气区, 建成天然气年产能 $120 \times$

10^8 m^3 。其中, 第3阶段所取得的丰硕成果令世界瞩目, 2011年在四川盆地中部高石梯—磨溪地区所钻探的高石1井, 在震旦系灯影组获得高产工业气流, 日产量约为 $138.15 \times 10^4 \text{ m}^3$, 2012年钻探的磨溪8井在寒武系龙王庙组获得高产天然气流, 日产量约为 $190.68 \times 10^4 \text{ m}^3$, 整个磨溪8井区探明的天然气地质储量就高达 $4403.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。综合计算可得, 震旦系—寒武系的三级储量规模超过了万亿立方米(杜金虎等, 2014; 帅燕华等, 2019), 为大型整装原生古油藏裂解型大气田(邹才能等, 2014)。从全球范围来看, 元古宇—寒武系的油气发现也不是很多(邹才能等, 2010; 王铁冠等, 2011), 目前已发现大气田的地区包括俄罗斯东西伯利亚盆地、阿曼南安曼盆地、印度—巴基斯坦震旦系等。四川盆地威远、高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系“万亿方级”特

注: 本文为国家科技重大专项“大气田富集规律与勘探关键技术”(编号: 2016ZX05007)和中国石油重大科技专项“西南油气田天然气上产300亿立方米关键技术与应用”(编号: 2016E-06)的成果。

收稿日期: 2020-04-16; 改回日期: 2020-08-19; 网络首发: 2021-01-20; 责任编辑: 刘志强。Doi: 10.16509/j.georeview.2021.**

作者简介: 夏青松, 男, 1978年生, 博士, 讲师, 主要从事沉积储层方面的研究工作; Email: 3036871@qq.com。通讯作者: 黄成刚, 男, 1979年生, 高级工程师, 主要从事沉积储层与无机地球化学方面的研究工作; Email: 12664018@qq.com。

大型气田的发现,拉开了中国古老碳酸盐岩天然气勘探序幕,在全球古老地层天然气勘探中占有重要地位,开拓了全球元古宇—下古生界古老碳酸盐岩的油气勘探领域。

前人关于川中高石梯—磨溪地区震旦系灯影组的研究已经取得了丰硕成果,并获得了重大勘探实效。邹才能等(2014)认为研究区震旦系—寒武系特大型气田的形成和分布主要受“古裂陷槽、古台地、古油裂解气、古隆起”共4个因素共同控制,其中灯影组为碳酸盐岩镶边台地沉积,台地边缘的颗粒滩为优质储层的发育地。蒋裕强等(2016)通过岩石学特征、基底断裂发育情况、地球化学标志和包裹体均一温度等判断研究区存在热液白云岩储层。冯明友等(2016)也在灯影组发现了闪锌矿、方铅矿、硬石膏、黄铁矿、方解石、萤石、石英及长石等热液矿物,并且测试获得鞍状白云石中包裹体的均一温度为175.6℃,远高于基质白云石包裹体的均一温度125.0℃。赵文智等(2017)通过对四川盆地宏观构造的研究,认为克拉通内裂陷不仅可控制烃源岩的分布,还控制了优质储集层的发育,为震旦系大气田成藏的主控因素。魏国齐等(2018)进一步研究得出,“德阳—安岳”裂陷槽内部受一系列与裂陷槽走向平行的正断层控制,发育垒—堑结构,这些

垒—堑结构的边界断层在后期持续活动,对上覆地层的有利相带—颗粒滩的发育具有重要的控制作用。笔者等在深化认识前人诸多研究成果的基础上,进一步对四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组进行了岩芯观察、取样和分析测试,系统总结了震旦系灯影组的储层特征及成藏主控因素,以期对深层古老海相碳酸盐岩的油气勘探提供借鉴。

1 地质概况

高石梯—磨溪地区位于四川盆地中部(魏国齐等,2015),西起安岳,东至合川,北至南充市,南至大足县,面积约为 $2.7\times10^4\text{ km}^2$ (图1),核心地区三维地震覆盖区域大于 5000 km^2 。金民东等(2017)通过选取下寒武统顶、底间的地震反射时间和地层厚度恢复了其下伏震旦系灯影组四段沉积时的古地貌,认为该地区灯影组四段沉积期为一古隆起,古隆起背景发育于震旦纪灯影组沉积期—早寒武世龙王庙组沉积期。震旦纪至今,高石梯—磨溪地区一直位于古隆起核部,长期继承性发育。灯影组沉积末期,桐湾Ⅱ幕差异抬升作用导致高石梯—磨溪地区发生了较大幅度的抬升(罗冰等,2015),灯影组四段遭受了大气淡水的淋滤溶蚀作用,部分地区甚至发生完全剥蚀,不同区域地层厚度变化较大(李英

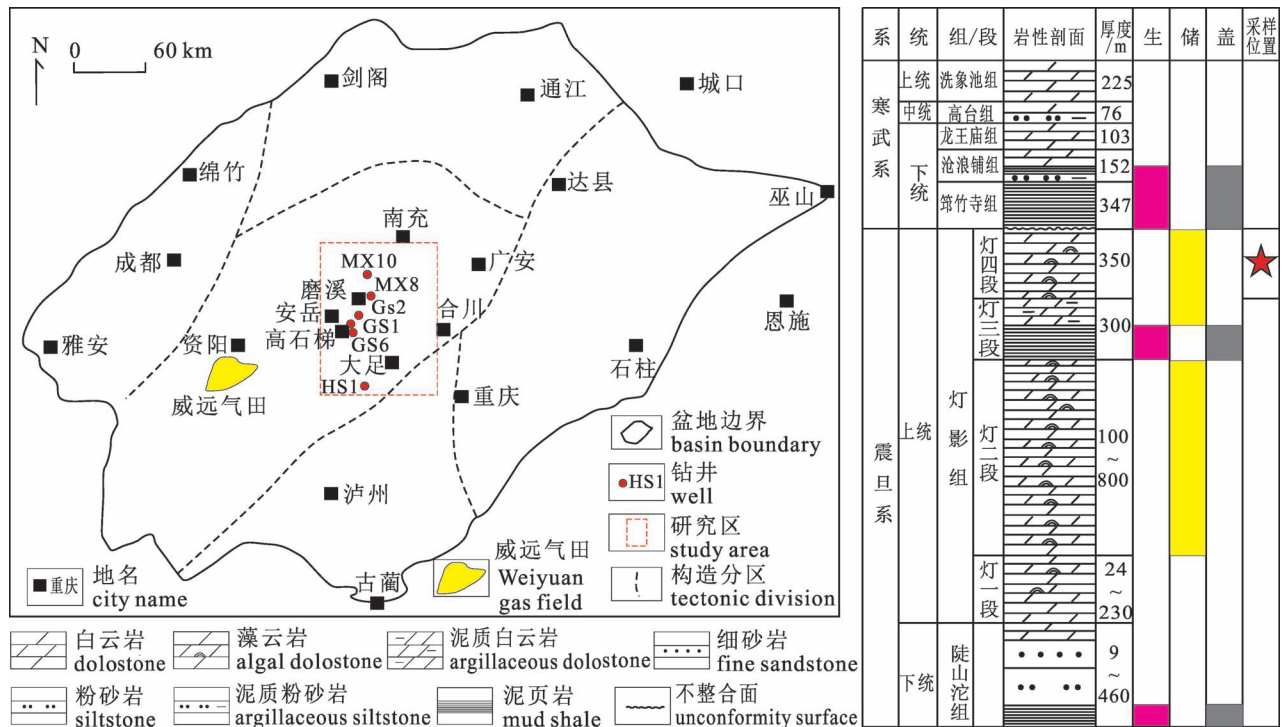


图1 四川盆地高石梯—磨溪地理位置及地层综合柱状图

Fig. 1 Geographical location and comprehensive histogram of Gaoshiti—Moxi area in Sichuan Basin

强等,2013)。志留纪末期,加里东运动使得盆地整体大幅抬升,基本奠定了乐山—龙女寺古隆起的范围,对研究区也起到了一定的调整、抬升和改造作用。在此之后,高石梯—磨溪地区又先后经历了海西期、印支期、燕山期及喜马拉雅期构造运动,其古隆起构造形态也经历了相应的调整和改造。

震旦系自下而上可划分为陡山沱组(Z_1dst)和灯影组(Z_2dy),灯影组自下而上又可划分为灯一段(Z_2dy^1)、灯二段(Z_2dy^2)、灯三段(Z_2dy^3)和灯四段(Z_2dy^4)。寒武系自下而上可划分为下寒武统的麦地坪组(ϵ_1m)、筇竹寺组(ϵ_1q)、沧浪铺组(ϵ_1c)、龙王庙组(ϵ_1l),中寒武统的高台组(ϵ_2g)和上寒武统的洗象池组(ϵ_3x)。其中麦地坪组仅在裂陷槽内分布,高石梯—磨溪地区该组已被完全剥蚀,造成寒武系的筇竹寺组与震旦系的灯影组呈不整合接触。目的层灯影组四段总体上具有“西厚东薄、南北均一”的特征,灯影组四段中部普遍发育一套高伽马值的泥质碳酸盐岩,油田生产部门以此为界限,

将灯影组四段又细分为灯四下亚段和灯四上亚段。灯影组四段钻厚约 240~350 m,以白云岩、藻云岩为主,整体储集性良好,夹于上覆的筇竹寺组泥页岩和下伏灯三段潮坪相泥页岩之间。上覆的筇竹寺组为全区主力烃源岩层段,发育一套暗色泥页岩沉积,位于裂陷槽中的高石 17 井揭示麦地坪组和筇竹寺组发育优质烃源岩;下伏的灯三段也发育泥页岩、白云质泥岩,为有效烃源岩,各小层因泥质含量、白云质含量不同而显得非均质性较强;本次研究的目的层灯四段自身也发育丰富的藻云岩,具有一定的生烃潜力。

2 储层特征

2.1 岩石学特征

岩芯观察、薄片鉴定和 X 射线衍射分析结果显示,四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段主要由泥晶藻纹层白云岩、砂屑白云岩和晶粒白云岩组成,见少量角砾状白云岩,裂缝和溶蚀孔洞中充填鞍状白云石。藻类化石丰富,溶蚀现象普遍存在,岩芯上

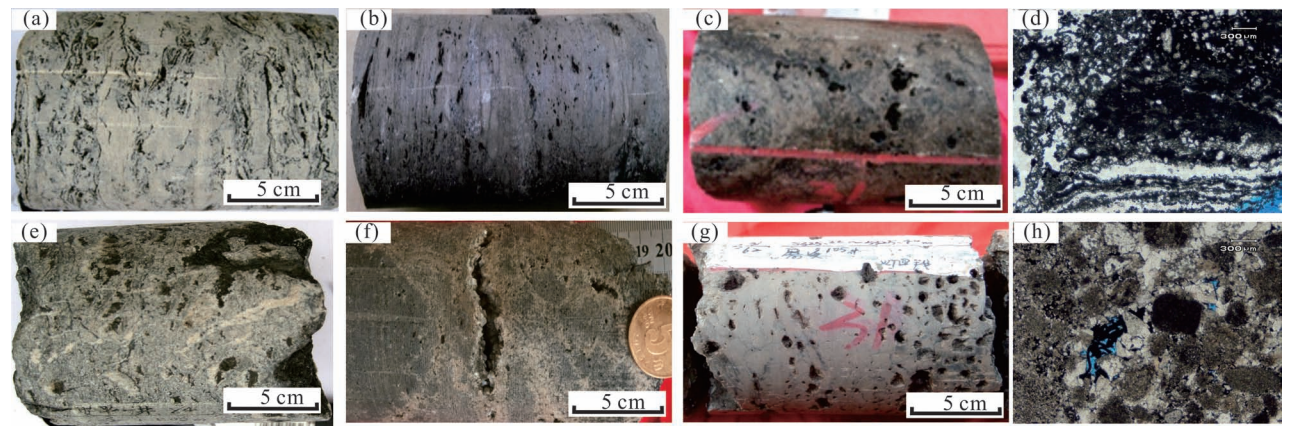


图 2 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段岩芯与微观照片

Fig. 2 Core and microscopic photographs of the 4th Member of Dengying Formation, Sinian System(≈Ediacaran System) in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

(a) 安平 1 井,5055.00 m,藻云岩,藻纹层发育,见溶蚀孔洞,岩芯照片;(b) 高石 18 井,5142.70 m,藻云岩,溶蚀孔洞发育,岩芯照片;(c) 磨溪 123 井,5484.25 m,藻云岩,溶蚀孔洞发育,岩芯照片;(d) 高石 124 井,5579.62 m,藻云岩,见顺层硅化(浅色者)的藻纹层(照片下方),复合藻团块(照片中部至右上),藻黏结(照片左上),(蓝色)铸体薄片显微镜照片;(e) 安平 1 井,5037.00 m,晶粒白云岩,溶蚀孔洞发育,岩芯照片;(f) 高石 20 井,5196.30 m,砂屑白云岩,见裂缝和溶蚀孔洞,岩芯照片;(g) 磨溪 105 井,5327.80 m,砂屑白云岩,发育蜂窝状孔洞,岩芯照片;(h) 高石 124 井,5548.61 m,砂屑白云岩,白云石晶间孔及其溶蚀扩大孔,部分孔隙中充填沥青,(蓝色)铸体薄片显微镜照片

(a) The Well Anping-1, 5055.00 m, algal dolostone, algal laminae development, see dissolution pore, core photo; (b) the Well Gaoshi-18, 5142.70 m, algal dolostone, dissolution pore development, core photo; (c) the Well Moxi-123, 5484.25 m, algal dolostone, dissolution pore development, core photo; (d) the Well Gaoshi-124, 5579.62 m, algal dolostone, layered silicified in the algae layer (below the photo), composite algal lump (middle to upper right of the photo), algal bonding (upper left of the photo), (blue) casting thin section microscope photo; (e) the Well Anping-1, 5037.00 m, crystalline dolomite grained dolostone, dissolution pore development, core photo; (f) the Well Gaoshi-20, 5196.30 m, sand debris dolostone, fracture and dissolution pore, rock core photo; (g) the Well Moxi-105, 5327.80 m, sand detritus dolostone, developed honeycomb pore, core photo; (h) the Well Gaoshi-124, 5548.61 m, sand detritus dolostone, dolomite intercrystalline pore and its dissolution expanding pore, part of the pore filled with asphalt, (blue) casting thin section microscope photo

可见顺藻纹层发育的溶蚀孔缝(图 2a、b),部分溶蚀孔呈蜂窝状(图 2c、e、g),偏光显微镜下可见藻纹层富集有机质(图 2d),溶蚀孔洞中半充填沥青(图 2h)。按照白云石晶体大小又可分为泥晶白云岩和晶粒白云岩,藻云岩多为泥晶结构,晶粒白云岩多具有较好的储集性。因泥晶白云石在一定条件下发生重结晶后,晶间孔较大,利于酸性流体的运移或大气淡水的淋滤,有助于溶蚀作用的发生。砂屑白云岩同样因含少量陆源碎屑而保存一定量的原始储集空间,有利于后期溶蚀改造。因此,晶粒白云岩和砂屑白云岩中的溶蚀孔洞更发育,孔洞直径也更大。

研究区 80 个样品的 X 射线荧光光谱元素分析结果表明,岩石中 Fe、Mn、Sr 的质量分数平均值分别为 $21.3 \mu\text{g/g}$ 、 $642.5 \mu\text{g/g}$ 、 $50.8 \mu\text{g/g}$ 。对 Fe 和 Mn 含量进行相关关系投点可以发现,二者具有一定的正相关性(图 3),因海相碳酸盐岩在成岩过程中会获得一定量的 Fe、Mn,以孔隙水或者大气淡水为代表的成岩流体比沉积流体(海水)具有更高的 Fe、Mn 含量(黄思静等,2008)。因此,研究区灯影组四段海相碳酸盐岩中的 Fe、Mn 含量会发生协同变化。将岩石中的 Mn 与 Sr 含量进行相关关系投点可以发现,二者也具有正相关关系(图 3),但常理上,成岩作用会造成海相碳酸盐岩获得 Mn 而失去 Sr,造成现今高石梯—磨溪地区灯影组四段样品中 Mn 和 Sr 正相关的原因可能是热液作用带来了更多的微量元素(详细证据在后文中予以展示),当携带丰富矿物质的深部热液流体对岩石进行溶蚀改造时,会同时提高岩石中的 Mn、Sr 含量,造成二者协同增加,但有极少数样品存在 Mn 含量较低但 Sr 含量异

常高的特例,可能与其样品中含有重晶石(BaSO_4)和天青石(SrSO_4)有关。

2.2 物性特征

高石梯—磨溪地区灯影组四段优质储集层主要发育于灯四段的中部,距离顶部约 200 m。由于灯影组四段沉积时总体上处于桐湾 II 幕隆升背景之下,水体相对较浅,海平面变化频繁,灯影组四段沉积期经历了 2 期海侵—海退过程,期间存在 2 次短暂暴露,沉积物可能会发生暴露溶蚀作用。现代沉积考察结果表明,较为纯净的海相碳酸盐岩的溶蚀和再胶结可在数十年内完成,不同于碎屑岩储集层,其遭受大气淡水的淋滤溶蚀而发生明显的孔隙改造的时间往往需要以百万年计。因此,2 次短暂的暴露可能对储集层孔隙的发育具有一定的积极作用。研究区灯影组四段的两个优质储集层段(上亚段和下亚段)均获得高产工业气流,以裂缝和溶蚀孔洞发育的藻云岩、砂屑白云岩和晶粒白云岩储集性最好,部分高孔隙度值可达 10% 以上,高渗透率值可达数百毫达西。氦气法实测岩芯孔隙度多数为 $2.5\% \sim 7.0\%$,平均为 4.8% ,渗透率多数为 $(0.005 \sim 2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 4)。依照国家能源局于 2011 年颁发的“SY/T 6285-2011 中华人民共和国石油天然气行业标准(国家能源局,2011)《油气储层评价方法》”(表 1),将碳酸盐岩储层的孔隙度、渗透率类型划分为 4 个等级,可见研究区多数样品为“低孔—特低渗”级别。

2.3 储集空间类型

岩芯观察结果显示,高石梯—磨溪地区灯影组四段几乎所有样品均可见到溶蚀孔发育,仅在发育

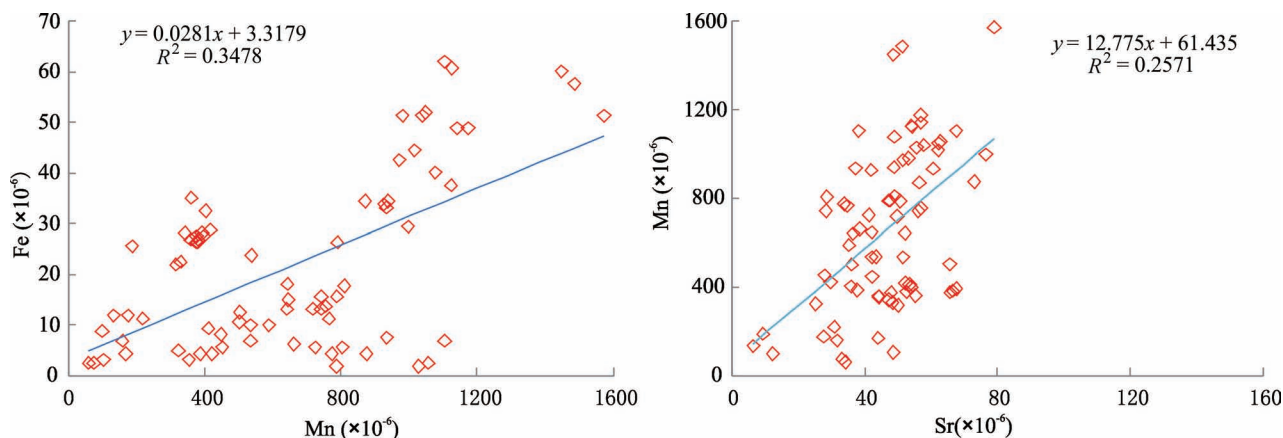


图 3 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段岩芯中 Fe、Mn、Sr 相关关系

Fig. 3 Relationship between Fe, Mn and Sr in the core of the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

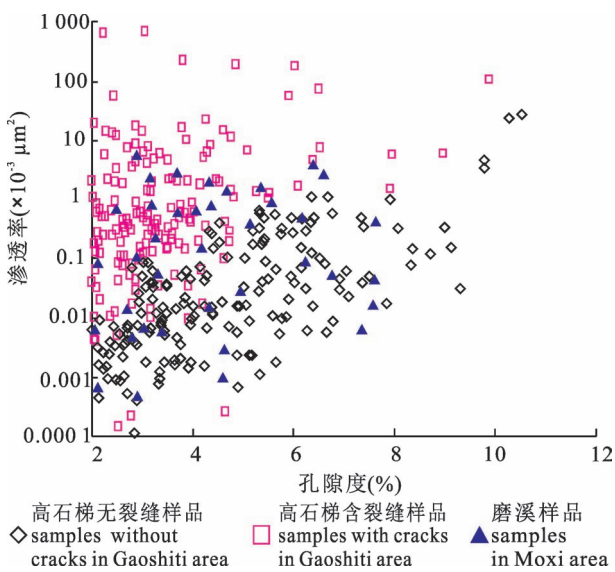


图 4 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段储层物性特征

Fig. 4 Physical characteristics of the reservoir in the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi Area, Sichuan Basin

程度和孔径大小上存在差异。储集空间主要可以分为以下 3 大类:①白云石晶间孔,包括晶间溶蚀扩大孔。白云石的分子结构决定了其天然就发育晶间孔隙,前人通过物理—化学理论精确推导出了完全结构有序白云岩的晶间孔的孔隙度大小,假定岩石未经过任何成岩后生改造,其分子结构决定了晶间孔的初始孔隙度约为 13% (黄成刚等,2017a;陈启林和黄成刚,2018),然而,在一定地层条件下,白云岩可能会发生溶蚀作用、孔隙充填作用、重结晶作用和去白云石化作用等,现今白云岩的孔隙度可能大于或者小于该理想值。研究区白云石晶间孔部分被溶蚀扩大,部分被沥青充填(图 5a—d),扫描电镜下白云石晶体形貌清晰可见(图 5e—h)。②溶蚀孔,在研究区广泛发育(图 5i—l),部分沿裂缝溶蚀,部分沿晶间孔的孔壁溶蚀,有的甚至形成了直径达数毫米的溶洞(图 5l,m),溶孔和溶洞中大多半充填沥青。溶蚀作用发生的前提条件包括:体系中发育酸性等溶蚀流体,且岩石中发育流体的运移通道,以便允许酸性流体与被溶蚀矿物发生接触并流动。研究区可能存在的溶蚀流体包括 3 类:桐湾 II 幕的大气淡水、上下两套烃源岩或自身发育的藻类在有机质热演化过程中生成的有机酸、深部热液流体等。流体的运移通道包括白云石晶间孔、沉积形成的层间缝和构造作用形成的断裂及其派生出的微裂缝系

统。③层间缝和构造裂缝,不仅可以作为溶蚀流体的运移通道,其自身还是优良的储集空间类型。藻云岩层间缝较为发育,部分缝内发生了溶蚀,部分缝被重结晶白云石充填,其晶间孔中半充填沥青(图 5p)。构造裂缝广泛发育,半充填白云石、黄铁矿等(图 5n~o)。研究区孔隙度与渗透率相关关系投点图显示(图 4),含裂缝样品的渗透率明显高于不含裂缝的样品,可见裂缝在碳酸盐岩储集层中可以极大的改善岩石的渗透性,也可作为各类溶蚀流体运移通道以增加岩石的储集性。

表 1 碳酸盐岩储层孔隙度、渗透率类型划分的行业标准(国家能源局,2011)

Table 1 Division of industry standards about reservoir porosity and permeability type of carbonate(modified from National Energy Administration, 2011#)

级别	孔隙度 (φ , %)	级别	渗透率 ($K, \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)
高	$\varphi \geq 20$	高	$K \geq 100$
中	$12 \leq \varphi < 20$	中	$10 \leq K < 100$
低	$4 \leq \varphi < 12$	低	$1 \leq K < 10$
特低	$\varphi < 4$	特低	$K < 1$

3 优质储层主控因素

3.1 有利相带是优质储层发育的基础

四川盆地高石梯—磨溪地区震旦纪整体上为拉张环境,受基底断裂活动的影响,在德阳—安岳一带发育一个大型裂陷槽。地震资料解释成果显示,裂陷槽内沉积的灯影组较薄,而裂陷槽东翼的高石梯—磨溪地区为古地貌高地,发育高能环境下的台缘藻丘滩相沉积,灯影组四段的沉积厚度最高可达 350 m,奠定了古隆起的雏形,上覆下寒武统筇竹寺组和麦地坪组的沉积对裂陷槽进行了在一定程度上充填,但尚未达到“填平补齐”,以泥质岩类为主,为一套优质烃源岩,其 TOC 值多为 1.8%~3.8%,平均为 2.9%, R_o 为 2.1%~3.6%,为全区主力生烃段。

勘探实践表明,四川盆地高石梯—磨溪地区最有利的储集相带主要分布于裂陷槽边缘的台缘带内(图 6),台内洼地的储集性普遍较差,台缘藻丘滩相白云岩为研究区的优质储集层和主力产气层。沉积相带控制了优质储集层的宏观分布,后期强烈的成岩蚀变作用控制了储层的储集能力和微观孔隙结构,研究区 80 个样品的微量元素分析结果显示,其 Mn/Sr 值多分布于 30~70 范围内,远大于成岩蚀变

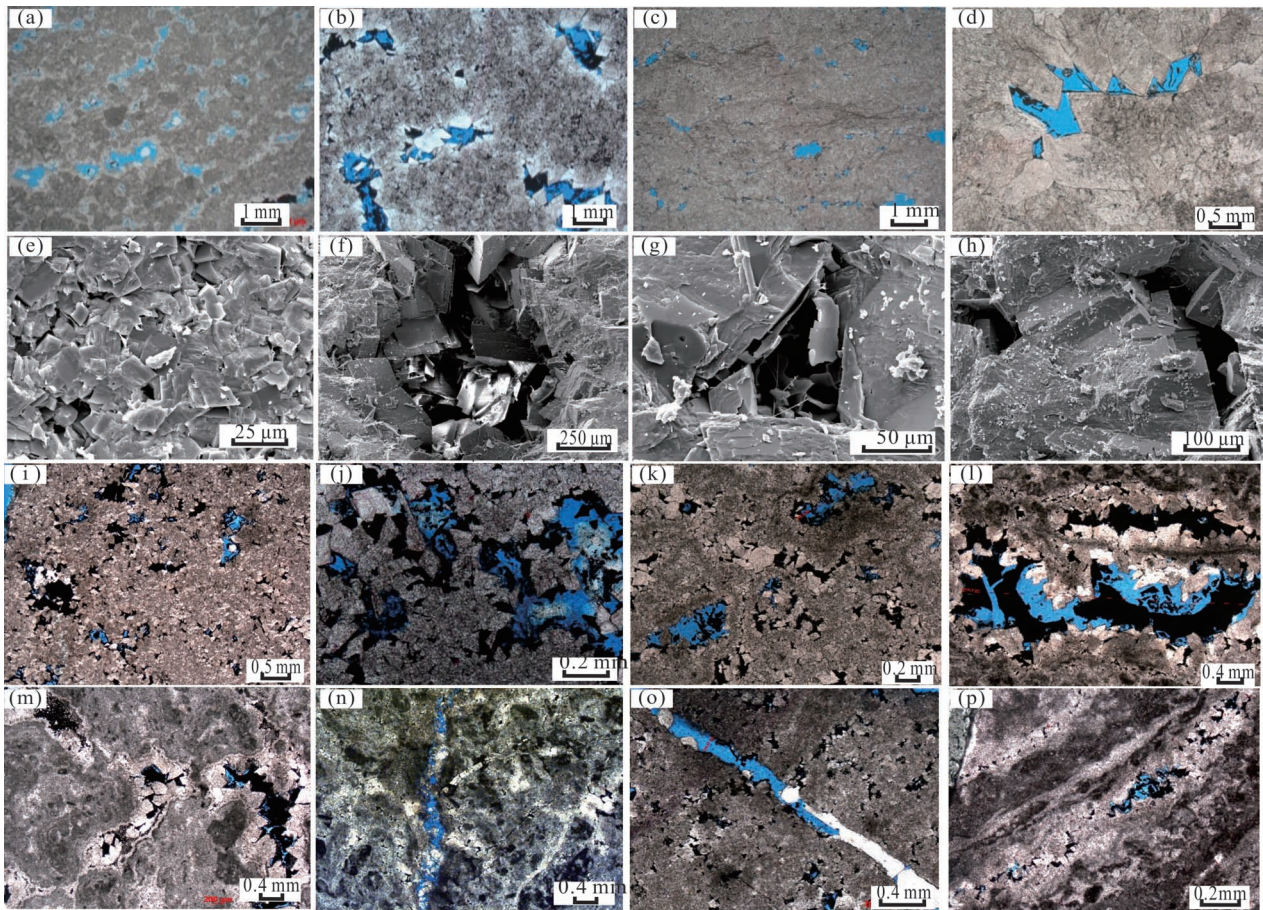


图 5 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段储集空间类型

Fig. 5 Reservoir space types of the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

(a) 磨溪 105 井, 5 324. 94 m, 白云岩, 白云石晶间孔发育, (蓝色) 铸体薄片; (b) 高石 20 井, 白云石晶间孔, 部分充填沥青, 5485. 69 m, (蓝色) 铸体薄片; (c) 磨溪 105 井, 5309. 87 m, 白云岩, 白云石晶间孔发育, (蓝色) 铸体薄片; (d) 磨溪 105 井, 5324. 94 m, 白云岩, 晶间孔内充填沥青, (蓝色) 铸体薄片; (e) 磨溪 109 井, 5296. 06 m, 白云石晶间孔发育, 扫描电镜图片; (f) 磨溪 109 井, 5109. 06 m, 缝洞中重结晶白云石, 见沥青充填部分孔隙, 扫描电镜图片; (g) 磨溪 109 井, 5109. 06 m, 白云岩, 白云石晶间孔, 扫描电镜图片; (h) 磨溪 109 井, 5126. 43 m, 白云岩, 白云石晶间孔, 扫描电镜图片; (i) 磨溪 17 井, 5077. 04 m, 白云岩, 晶间孔被溶蚀扩大, 部分被沥青充填, (蓝色) 铸体薄片; (j) 磨溪 17 井, 5082. 30 m, 白云岩, 晶间孔被溶蚀扩大, 部分被沥青充填, (蓝色) 铸体薄片; (k) 磨溪 17 井, 5084. 02 m, 白云岩, 晶间孔被溶蚀扩大, 部分被沥青充填, (蓝色) 铸体薄片; (l) 磨溪 17 井, 5068. 08 m, 白云岩, 溶洞发育, 部分被沥青充填, (蓝色) 铸体薄片; (m) 磨溪 17 井, 5067. 45 m, 藻云岩, 溶洞中的白云石重结晶, 部分被沥青充填, (蓝色) 铸体薄片; (n) 磨溪 17 井, 5067. 87 m, 藻云岩, 半充填构造裂缝发育, (蓝色) 铸体薄片; (o) 磨溪 8 井, 5110. 90 m, 晶粒白云岩, 半充填构造裂缝, (蓝色) 铸体薄片; (p) 磨溪 17 井, 5067. 35 m, 藻云石, 层间缝中的白云石发生重结晶, 部分被沥青充填, (蓝色) 铸体薄片

(a) The Well Moxi-105, 5324. 94 m, dolostone, dolomite intercrystalline pore development, (blue) casting slice; (b) the Well Gaoshi-20, dolomite intercrystalline pore, partially filled with asphalt, 5485. 69 m, (blue) casting slice; (c) the Well Moxi-105, 5309. 87 m, dolostone, dolomite intercrystalline pore development, (blue) casting slice; (d) the Well Moxi-105, 5324. 94 m, dolostone, intercrystalline pores filled with asphalt, (blue) cast thin; (e) the Well Moxi-109, 5296. 06 m, intercrystalline pores of dolomite developed, scanning electron microscope picture; (f) the Well Moxi-109, 5109. 06 m, recrystallized dolomite in the fracture cavity, see asphalt filled part of pores, scanning electron microscope picture; (g) the Well Moxi-109, 5109. 06 m, dolostone, dolomite intercrystalline pore, SEM picture; (h) the Well Moxi-109, 5126. 43 m, dolostone, dolomite intercrystalline pore, SEM picture; (i) the Well Moxi-17, 5077. 04 m, dolostone, intercrystalline pore is corroded and expanded, partially filled with asphalt, (blue) casting thin section; (j) the Well Moxi-17, 5082. 30 m, dolostone, intercrystalline pore expanded by dissolution, partially filled with asphalt, (blue) casting thin section; (k) the Well Moxi-17, 5084. 02 m, dolostone, intercrystalline pore expanded by dissolution, partially filled with asphalt, (blue) casting thin section; (l) the Well Moxi-17, 5068. 08 m, dolostone, developed karst cave, partially filled with asphalt, (blue) cast thin section; (m) the Well Moxi-17, 5067. 45 m, algal dolostone, recrystallization of dolomite in the cave, partially filled with asphalt, (blue) cast thin section; (n) the Well Moxi-17, 5067. 87 m, algal dolostone, semi-filled structural fracture development, (blue) cast thin section; (o) the Well Moxi-8, 5110. 90 m, grain dolostone, half filled with structural fracture, (blue) casting thin section; (p) the Well Moxi-17, 5067. 35 m, algal dolostone, dolomite in interlayer fracture recrystallized, partially filled with asphalt, (blue) casting thin section

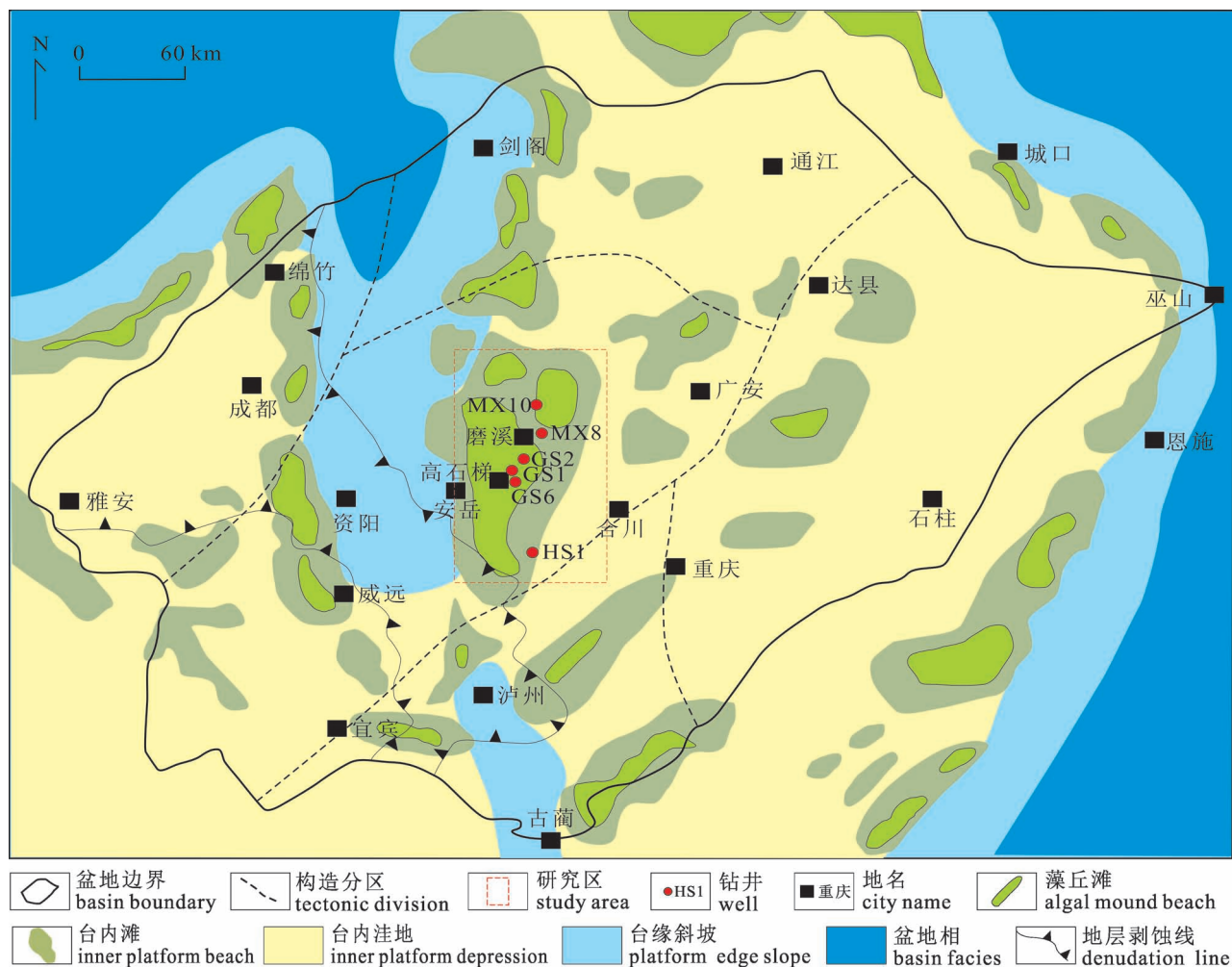


图 6 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段沉积相展布特征 (据邹才能等,2014;魏国齐等,2015 修改)

Fig. 6 Sedimentary facies distribution characteristics of the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin(modified from Zou Caineng et al. ,2014&;Wei Guoqi et al. ,2015&)

判断的界限值 3(黄成刚等,2017b),证实研究区的白云岩储集层在沉积期后经历了强成岩蚀变改造。不仅如此,沉积相带还与古地貌控制的水文活动密切相关(江青春等,2012;金民东等,2014),有利于形成“相控岩溶”储层(李凌等,2013;罗冰等,2015)。并且,沉积相带控制的丘滩复合体对当时或期后的白云石化作用也有重要影响,其丘滩体内富含的藻类、古隆起雏形、原始储集空间类型均对后期可能存在的微生物、蒸发泵、渗透回流、混合水、埋藏交代以及热液交代等白云石化作用具有控制作用。

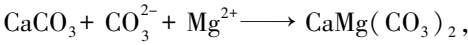
高石梯—磨溪地区灯影组四段有效储层按照分布位置可分为台缘带储层和台内储层。台缘带以藻丘滩储层为主,叠加了原生颗粒滩或生物碎屑堆积成因和后期改造成因,储层质量较好,厚度约为 100

~200 m;台内储层以岩溶型丘滩体白云岩储层为主,厚度一般小于 100 m,分布面积较广,构造稳定,与烃源岩相互叠置,但油气资源相对分散,在台内勘探寻找油气富集带是难点也是关键。

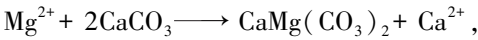
3.2 白云石化作用有利于优质储层的形成

白云石化作用一直是碳酸盐岩沉积学领域的热点问题之一。碳酸盐岩储集层可分为三大类(黄成刚等,2016):①发育生物体腔孔或生物碎屑堆积孔等带有原生成因的礁滩相储层,② 大气淡水溶蚀作用形成的喀斯特型储层,③白云石化作用形成的白云岩储层。带有强烈原生成因的礁滩相储层也多叠加了成岩期的白云岩化作用,从而形成优质储层;喀斯特型储层形成前,白云石化作用形成的收缩缝和晶间孔均可作为溶蚀流体提供运移通道。因此,白云石化作用对碳酸盐岩优质储层的形成具有重要意

义。黄思静等(2009,2010)提出开放体系的白云石化作用方程式为:



封闭体系的白云石化作用方程式为:



无论是开放体系还是封闭体系,白云石化过程均为 Mg^{2+} 进入 CaCO_3 晶格中,让层状碳酸根被 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子交替层分离着(图 7a; Lippmann, 1973; Land, 1985; Warren, 2000),从而组成结构有序的 $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ 。

高石梯—磨溪地区灯影组四段的白云岩储集层主要包括 3 类:第 1 类为泥晶结构的藻云岩,为开放体系下同生—准同生期微生物白云石化作用而成,藻类微生物克服了白云石结晶动力学屏障,该类白云岩分布较广,主要受沉积相带控制,台缘藻丘滩均有发育。第 2 类为原生沉淀白云岩,主要为泥粉晶

结构的晶粒白云岩,次生交代作用基本都不发育,广泛分布,整个中新元古界的白云岩几乎覆盖整个沉积盆地,广泛沉积于潮上带、潮间带以及潮下的开阔或局限台地等环境。第 3 类为热液成因的晶粒白云岩,裂缝和微裂缝的发育或局部含砂屑使得流体得以运移至岩石中并与之发生交代作用,为封闭体系下热液白云石化作用形成。热液交代白云岩主要分布于高石梯—磨溪地区西侧裂隙槽边界断裂带附近及其派生出的裂缝系统发育区。

3.2.1 微生物白云石化作用

高石梯—磨溪地区灯影组四段发育大量泥晶结构的藻云岩(图 2a—d),藻云岩为同生—准同生期微生物白云石化作用而成,也不排除后期进一步叠加了其他模式的白云石化作用。前人大量研究结果显示,包括藻类在内的微生物可促进白云石的沉淀,包括厌氧模式和有氧模式 2 种,纳米球粒状结构可

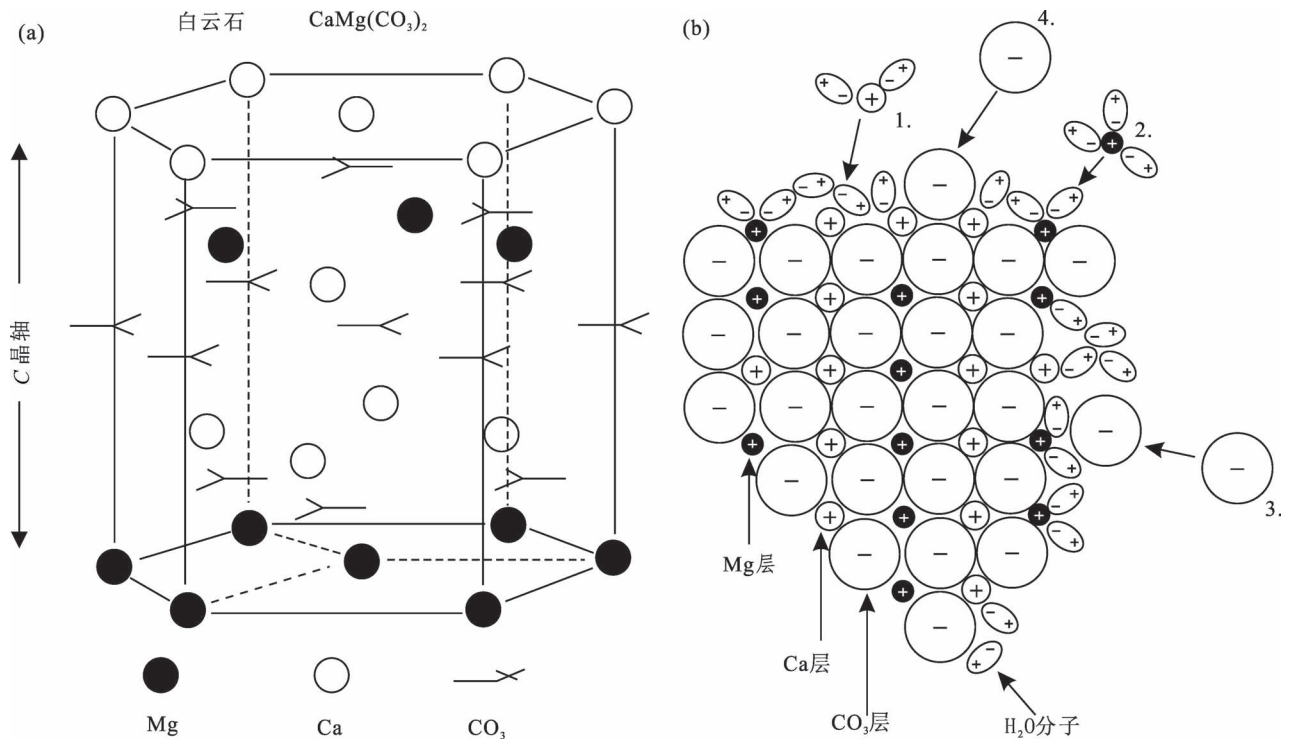


图 7 白云石晶格组成示意图及水化壳的形成(据 Lippmann,1973;Land,1985;Warren,2000 修改)

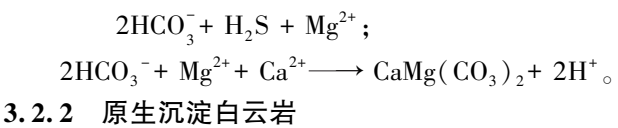
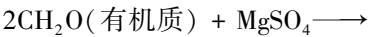
Fig. 7 The diagrammatic sketch of dolomite lattice and the formation of hydration shell
(modified from Lippmann,1973;Land,1985;Warren,2000)

(a) 具有化学计量的结构完全有序的白云石晶格组成, Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 交替叠置; (b) 非理想状态晶格组成示意图, 水分子优先键合到 Mg^{2+} 上, 形成“水化壳”。因为钙离子不像镁离子那样具有强水合性, 而是趋向于被纳入镁离子层从而创建一个典型的钙质白云石。碳酸根离子未被水化, 但是必须有足够的能量去取代邻近阳离子层的水分子

(a) The crystal structure of dolomite with stoichiometric structure is completely ordered, and Mg^{2+} , CO_3^{2-} , Ca^{2+} are alternately overlapped; (b) schematic diagram of lattice composition in non ideal state, water molecules are preferentially bonded to Mg^{2+} , forming “hydration shell”. Because calcium ion is not as water-soluble as magnesium ion, it tends to be incorporated into magnesium ion layer to create a typical calcareous dolomite. Carbonate ions are not hydrated, but they must have enough energy to replace the water molecules in the adjacent cation layer

作为微生物白云石的标志性结构(由雪莲等, 2011),与柴达木盆地英西地区渐新统的藻云岩具有相似的成因机理,袁剑英等(2016)利用场发射扫描电镜对泥晶藻云岩进行了元素面扫描分析,发现藻类具有“固镁”作用,即藻发育区的 Mg 元素最为富集(图 8)。

实验室常温—常压条件下不易沉淀出原生白云石,科学家们普遍认为 Mg^{2+} 的来源至关重要,但海水具有充足 Mg^{2+} 来源,却未能在地球表面或邻近地球表面形成大量的广泛分布的沉积白云岩(Warren, 2000),海水中 Mg^{2+} 离子浓度为 $1290\text{ }\mu\text{g/g}$,约 0.052 mol/L , Ca^{2+} 的离子浓度为 $411\text{ }\mu\text{g/g}$,约 0.01 mol/L , $w(\text{Mg})/w(\text{Ca})$ 为 $3.14:1$, $n(\text{Mg})/n(\text{Ca})$ 为 $5.2:1$ (Land, 1985; 杜江民等, 2019),远大于白云石形成所需要的 $n(\text{Mg})/n(\text{Ca}) = 1:1$ 。然而现代海底沉积物以文石为主,少见白云石生成,主要受制于白云石的结晶动力学屏障。当 Mg^{2+} 进入水体后,水分子会迅速在其表面形成一层“水化壳”,水体中的 CO_3^{2-} 无法突破该“水化壳”而链接到 Mg^{2+} 上(图 7b),因此,难以形成具有化学计量的完全结构有序的白云石。但微生物活动能够克服这一结晶动力学屏障,为白云石沉淀营造一个有利的微环境。微咸水下 Mg^{2+} 更易与水体中的 SO_4^{2-} 键合在一起,微生物作用可以有效突破并分离其离子键,其白云石化作用的化学方程式为:



高石梯—磨溪地区灯影组广泛分布厚层块状晶粒白云岩,其中既不含藻类物质,也少见裂缝发育,部分岩石发生了次生溶蚀作用,部分岩石次生交代作用基本不发育。沉积展布特征研究结果表明,整个中新元古界的白云岩几乎覆盖整个沉积盆地,广泛沉积于潮上带、潮间带以及潮下的开阔或局限台地等环境(鲍志东等, 2019)。其中白云石晶体的粒径受沉积水体或古基底隆凹格局控制,低凹部位以泥粉晶为主,高部位以含颗粒晶粒白云岩或含藻纹层泥晶白云岩为主。这些平面上大面积分布、纵向上厚度较大的白云岩为后期各种交代改造作用提供了物质基础,尤其是与台缘区深大断裂及其派生裂缝系统相连通的区域,原生白云岩可能遭受深部热液流体的再改造,被改造过的白云岩在地球化学特征、晶体结构上均与原生白云岩存在差异。

3.2.3 热液白云石化作用

蒋裕强等(2016)通过测试三峡地区震旦系碳酸盐岩的锶同位素,获得灰岩的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 平均值为 0.70848 ,与晚古生代海水值 0.70830 较为接近(Mcarthur et al., 2001),灯影组泥晶基质白云石的 $n(^{87}\text{Sr})/n(^{86}\text{Sr})$ 平均值为 0.70891 ,略高于灰岩。重结晶白云石和鞍状白云石的 $n(^{87}\text{Sr})/n(^{86}\text{Sr})$ 值为 $0.70570\sim 0.70820$,明显低于泥晶基质白云石,推测

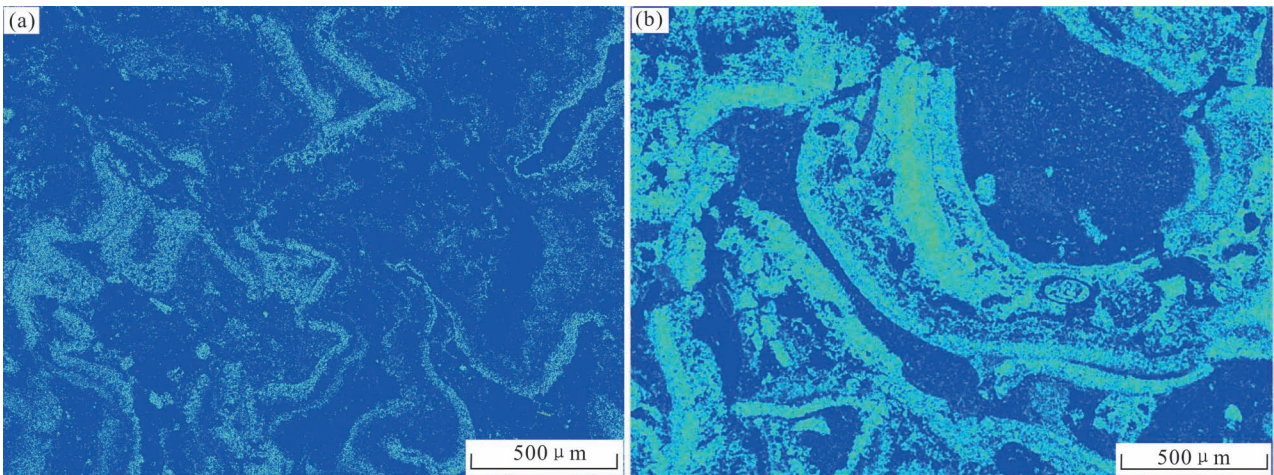


图 8 基于能谱(EDS)面扫描分析的泥晶藻云岩的 Mg 元素分布特征(袁剑英等, 2016)

Fig. 8 Distribution characteristics of Mg element in mudstone algal dolostone based on EDS surface scanning analysis (from Yuan Jianying et al., 2016&)

(图中蓝色为底色,亮黄色为 Mg 元素富集区,与藻纹层分布区完全重叠,样品来自于柴达木盆地跃灰 101 井渐新统)

(In the picture, blue is the background color, bright yellow is the Mg enrichment area, which completely overlaps with the distribution area of algal laminae. The sample comes from Oligocene of the Well Yuehui-101 in Qaidam Basin)

富 ^{87}Sr 的幔源锶热液流体可能参与了白云石化作用。因此,震旦系具有发育热液白云石化作用的地质条件。地质历史时期中全球海水的锶同位素组成主要受两大“锶源”所控制(Mcarthur et al., 2001; 黄思静等, 2010): ①富放射性成因锶的大陆古老硅铝质岩石, 其 $n(^{87}\text{Sr})/n(^{86}\text{Sr})$ 值较高, 全球平均值为0.71190; ②洋中脊热液系统富含相对贫放射性成因锶, 其 $n(^{87}\text{Sr})/n(^{86}\text{Sr})$ 值较低, 全球平均值为0.70350。

高石梯—磨溪地区灯影组四段岩芯观察结果显示, 裂缝和溶蚀孔洞中广泛发育各种热液矿物, 包括鞍状白云石、方铅矿、闪锌矿、硅质、萤石等。鞍状白云石晶型良好, 多为数百微米—数毫米大小, 广泛充填于裂缝和溶蚀孔洞中(图9a、b), 阴极发光分析结果显示, 裂缝中充填的白云石均发明亮红光, 基质白云石不发光或发光较暗(图9h~l), 溶蚀孔洞中的鞍状白云石沿孔隙壁生长, 且具有典型的“雾心亮边”结构(图9h)。携带丰富微量元素的热液流体沿裂缝运移过程中, 会对裂缝围岩和孔洞壁进行溶蚀和交代, 形成的热液白云石往往含有较高的Mn, 全岩X射线荧光光谱分析结果显示, 许多样品的Mn含量大于1000 $\mu\text{g/g}$, Mn作为阴极发光的激活剂(黄思静等, 2008), 会造成裂缝充填物和溶蚀孔洞中的矿物在阴极发光下呈现明亮红光, 溶蚀孔洞中还可可见方形萤石晶体(图9c), 阴极发光下呈天蓝色(图9h)。裂缝中还可可见到方铅矿(图9c、f)、闪锌矿和硅质(图9d、g)与鞍状白云石共生。

通过岩芯观察和偏光显微镜鉴定将研究区的白云岩样品分为三大类, 分别为泥晶白云岩、晶粒白云岩和鞍状白云石, 分别进行碳氧同位素分析。测试结果显示: 泥晶白云石 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 $-0.46\text{‰} \sim 2.94\text{‰}$, 平均值为 1.42‰ ; $\delta^{18}\text{O}$ 值为 $-8.23\text{‰} \sim 0.89\text{‰}$, 平均值为 -5.48‰ 。结晶白云石 $\delta^{13}\text{C}$ 值为 $-1.93\text{‰} \sim 0.84\text{‰}$, 平均值为 0.17‰ ; $\delta^{18}\text{O}$ 值分布范围为 $-13.84\text{‰} \sim -5.92\text{‰}$, 平均值为 -10.52‰ 。鞍状白云石的 $\delta^{13}\text{C}$ 为 $-2.20\text{‰} \sim 1.20\text{‰}$, 平均值为 -0.01‰ ; $\delta^{18}\text{O}$ 值为 $-14.60\text{‰} \sim -6.80\text{‰}$, 平均值为 -11.05‰ (图10)。黄志诚等(1999)通过研究得出, 震旦纪海水的 $\delta^{13}\text{C}$ 平均值为 4.43‰ , $\delta^{18}\text{O}$ 平均值为 0.62‰ 。由此可见, 研究区3类样品的碳同位素组成相对于同期海水均偏负, 与其含有丰富的藻类等有机质有关。众所周知, 轻碳在有机碳中呈富集趋势, 研究区的白云石矿物在漫长的地质历史中可能与其储集的有机物质发生了不同程度的碳同位

素分馏效应, 使得部分矿物的碳同位素偏负; 其氧同位素组成相对于同期海水同样具有“偏负”特征, 尤其是晶粒粗大的晶粒白云岩和鞍状白云石, 负偏程度较大, 可能受热液交代作用影响所致, 因热液流体带来了更多的“轻氧”进入了白云石晶格中。柴达木盆地英西地区S32X井渐新统白云岩(张浩等, 2017)、酒泉盆地青西凹陷白垩系热液白云岩(文华国等, 2014)、塔北地区下奥陶统热液白云岩(朱东亚等, 2010)均具有类似的“富含轻氧”的特征。

对研究区高石1井灯影组四段5个晶粒白云岩和鞍状白云石样品进行了流体包裹体均一温度测试, 数值从小到大依次为 132.5°C , 148.4°C , 187.9°C , 190.8°C , 218.8°C , 平均值为 175.7°C 。可以判断晶粒白云岩和鞍状白云石均遭受了高温热液流体的改造, 可能早期已经发生部分白云石化, 形成了泥晶结构, 后期在热液流体作用下再次发生重结晶和溶蚀改造, 在裂缝和溶蚀孔洞等热液流体运移通道发育的区域, 白云石重结晶现象明显, 颗粒更粗大, 阴极发光下可见缝洞中的白云石发光比基质部分更加明亮, 且白云石晶体中心部位比边缘部位发光更暗, 晶体边缘部位的Mn含量更高。

热液是指通过断裂和微裂缝进入宿主地层中且温度高于主岩温度的流体(Davies and Smith, 2006), 热液白云岩化发生的基本条件是地层发育断裂等热液流体的运移通道。当热液流体通过断裂及其派生的微裂缝系统运移至目的层中, 在一定条件下会与其接触的岩石矿物发生交代作用, 主岩可能会发生重结晶、溶蚀和元素交换等变化。魏国齐等(2018)通过地震资料解释及其他综合研究得出, 高石梯—磨溪地区西侧发育前震旦系大型裂陷槽, 在构造应力作用下裂陷槽边界形成了一系列边界正断层, 为热液流体提供了良好的运移通道。北美地区西加拿大盆地的边界断层周缘发育3种热液流体矿床(Davies and Smith, 2006), 分别为热液白云岩储层、沉积—喷流型铅锌矿床和密西西比河谷型铅锌矿床。高石梯—磨溪地区震旦系灯影组位于裂陷槽东侧的台缘区, 与北美西加拿大盆地热液白云石化模式在大地构造背景、典型热液矿物组合、热液白云岩广泛发育等特征上均存在极大的相似性(图11): ①台地与裂陷槽之间存在张性断裂; ②盆地边缘与碳酸盐台地边缘之间存在活跃的热液流体; ③沉积—喷流型铅锌矿的存在意味着存在深部高热流体和深大断裂; ④裂陷槽附近的台地上, 特别是断裂发育区广泛发育优质的热液白云岩储层。魏国齐等

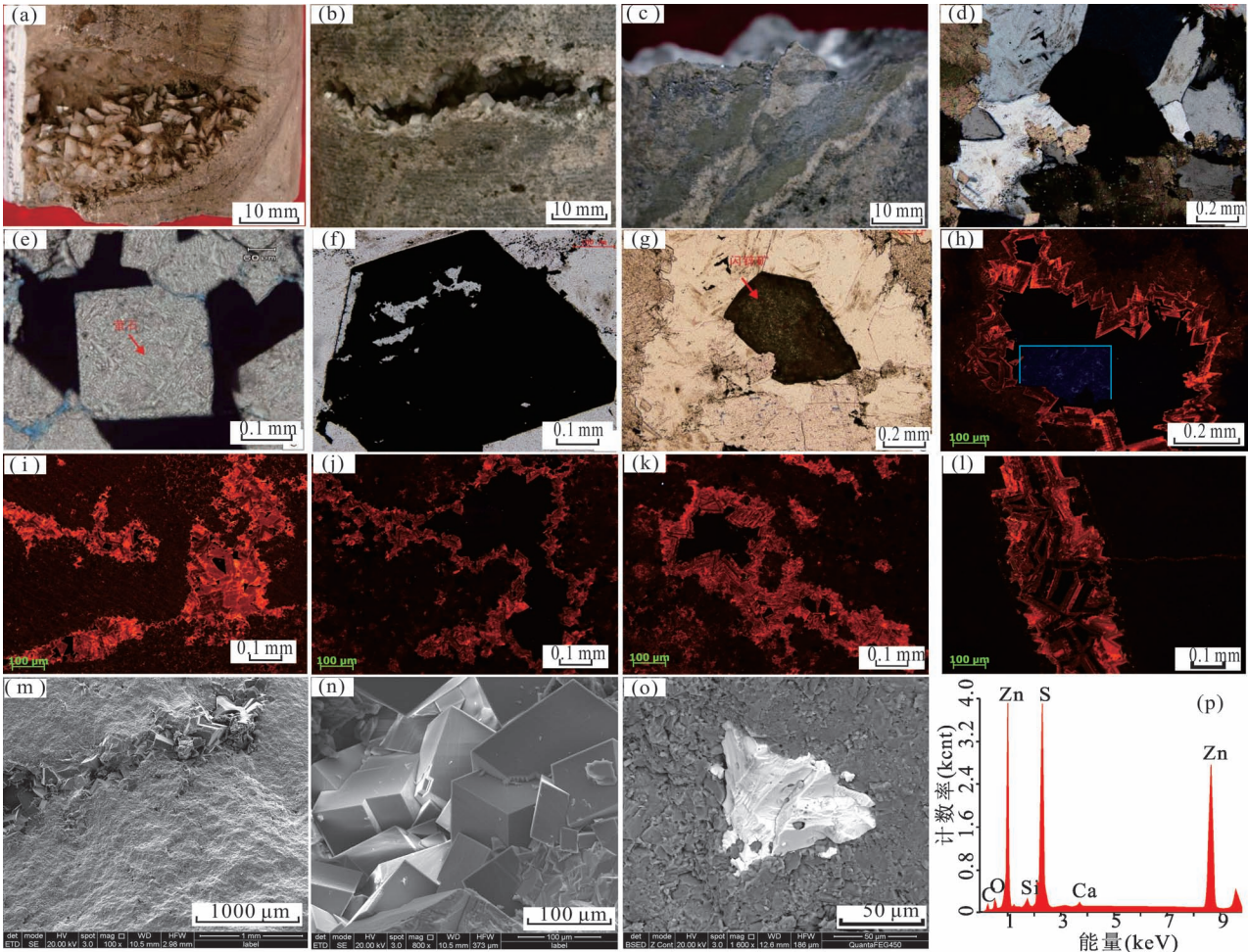


图 9 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段热液矿物

Fig. 9 Hydrothermal minerals in the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

(a) 磨溪 9 井, 5440.25 m, 孔洞中的鞍状白云石, 岩芯照片; (b) 高石 20 井, 5196.30 m, 缝洞中充填鞍状白云石, 岩芯照片; (c) 高石 1 井, 4957.32 m, 方铅矿与裂缝中充填的热液白云石, 岩芯照片; (d) 高石 1 井, 4957.63 m, 溶蚀孔洞中充填闪锌矿、硅质, 偏光显微照片; (e) 高石 1 井, 4956.30 m, 萤石, 偏光显微照片; (f) 高石 1 井, 4957.32 m, 方铅矿, 单偏光下不透明, 偏光显微照片; (g) 磨溪 9 井, 5444.40 m, 闪锌矿、硅质, 鞍状白云石共生于裂缝中, 偏光显微照片; (h) 磨溪 123 井, 5486.00 m, 溶蚀孔洞中的鞍状白云石, 阴极发光为明亮的红色, 含 Mn 较高, 且具有典型的雾心亮边结构, 见方形萤石, 发天蓝色光, 阴极发光照片; (i) 磨溪 123 井, 5480.17 m, 裂缝中充填热液白云石, 阴极发光照片; (j) 磨溪 125 井, 5319.44 m, 裂缝中充填热液白云石, 阴极发光照片; (k) 磨溪 125 井, 5319.44 m, 裂缝中充填热液白云石, 阴极发光照片; (l) 磨溪 125 井, 5335.62 m, 裂缝中充填热液白云石, 阴极发光照片; (m) 磨溪 21 井, 5413.45 m, 裂缝中充填热液白云石, 晶体比周缘泥晶白云石更粗大, 扫描电镜图片; (n) 磨溪 21 井, 5413.45 m, 裂缝中的重结晶白云石, 为图 (m) 的局部放大, 扫描电镜图片; (o) 高石 16 井, 5299.58 m, 闪锌矿, 背散射电子图像下呈高亮度特征, 扫描电镜图片; (p) 高石 16 井, 5299.58 m, 图 (o) 中闪锌矿的能谱图

(a) The Well Moxi-9, 5440.25 m, saddle dolomite in the pore, core photo; (b) the Well Gaoshi-20, 5196.30 m, saddle dolomite filled in the fracture, core photo; (c) the Well Gaoshi-1, 4957.32 m, hydrothermal dolomite filled in the galena and fracture, core photo; (d) the Well Gaoshi-1, 4957.63 m, dissolution pore is filled with sphalerite, siliceous, polarized microscope photo; (e) the Well Gaoshi-1, 4956.30 m, fluorite, polarized microscope photo; (f) the Well Gaoshi-1, 4957.32 m, galena, opaque under single polarized light, polarized microscope photo; (g) the Well Moxi-9, 5444.40 m, Sphalerite, siliceous and saddle dolomite are found in fractures, polarized light microscope photos; (h) the Well Moxi-123, 5486.00 m, saddle dolomite in dissolution pores, with bright red cathodoluminescence, high Mn content, and typical fog center bright edge structure, see square fluorite, blue sky light, cathodoluminescence photos; (i) the Well Moxi-123, 5480.17 m, the cracks are filled with hydrothermal dolomite and cathodoluminescence photos; (j) the Well Moxi-125, 5319.44 m, filled with hydrothermal dolomite and cathodoluminescence photos; (k) the Well Moxi-125, 5319.44 m, filled with hydrothermal dolomite and cathodoluminescence photos; (L) the Well Moxi-125, 5335.62 m, the cracks are filled with hydrothermal dolomite, with cathodoluminescence photos; (m) the Well Moxi-21, 5413.45 m, filled with hydrothermal dolomite, the crystal is larger than the surrounding mud crystal dolomite, with SEM pictures; (n) the Well Moxi-21, 5413.45 m, recrystallized dolomite in the cracks, with SEM pictures as the local magnification of Fig. (m). (o) the Well Gaoshi-16, 5299.58 m, sphalerite is characterized by high brightness under the backscatter electron image, scanning electron microscope picture; (p) the Well Gaoshi-16, 5299.58 m, energy spectrum of sphalerite in figure (o)

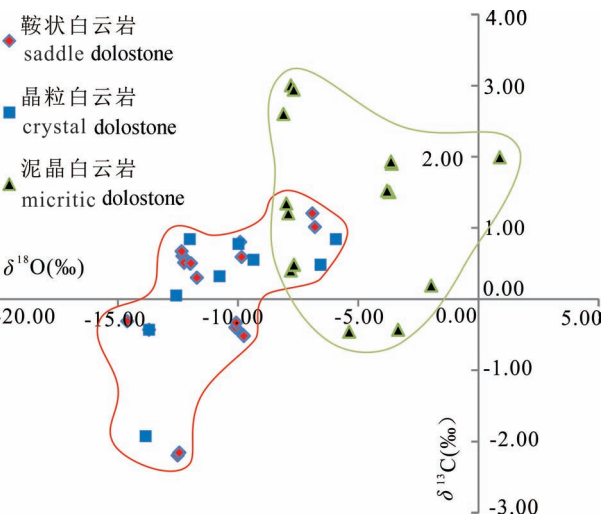


图 10 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段白云岩的碳氧同位素组成

Fig. 10 Carbon and oxygen isotope compositions of the dolostone in the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

(2015)根据三维地震资料在高石梯—磨溪地区震旦系顶界识别出 130 条不同规模大小的正断层,其中有 6 条断层的延伸长度大于 20 km,热液流体完全可以沿着这些断裂及其派生出的微裂缝进行扩散和交代。邹才能等(2014)通过研究发现,研究区最优质的白云岩储集层纵向上并非灯影组四段顶部的风化壳层,而是位于距顶 200 m 左右。由此可以推测,热液流体对改善灯影组储集层的贡献作用较大,

由于灯影组沉积期水体较浅,海平面变化频繁,多次短时间的暴露使得储集层也曾遭受过大气淡水的淋滤溶蚀,形成了一系列孔缝,这些孔缝既可以储集油气,又有助于埋藏期热液流体的运移、交代和溶蚀。因此,高石梯—磨溪地区优质储集层的发育可能叠加了大气淡水和深部热液的双重作用。

3.3 前震旦系裂陷槽对储层的控制作用

前人研究认为,新元古代全球拉张环境在上扬子板块上表现为前震旦系裂陷槽(又称裂谷)的形成(舒良树,2012;张国伟等,2013),在中国华南地区发育了康滇、川西、鄂湘桂、浙北—皖南共 4 个陆内裂陷槽(魏国齐等,2018)。四川盆地中部地区发育“德阳—安岳”裂陷槽,其两侧在张力作用下发育大型正断层,包括高石梯—磨溪地区东侧的正断层。下寒武统沉积时,裂陷槽中沉积的地层明显较厚,据高石 17 井揭示,下寒武统主力烃源岩发育段——麦地坪组和筇竹寺组的厚度分别为 160 m 和 535 m,而裂陷槽东侧的碳酸盐岩台地上的高石 1 井揭示,下寒武统缺失麦地坪组,钻遇筇竹寺组的厚度仅为 210.5 m。因此,前震旦系裂陷槽的发育,为邻近的储集层储备了优质的烃源岩,裂陷槽中的有机质成熟后可通过边界断层运移至东西两侧的台缘相碳酸盐岩储集层中,例如裂陷槽西侧的威远地区和东侧的高石梯—磨溪地区的震旦系和寒武系的白云岩储集层中均发现高产工业气流,这类成藏模式其实并非“上生下储”的倒灌型,而是裂陷槽及边界断层的发育致使上覆麦地坪组和筇竹寺组烃源岩位于灯影

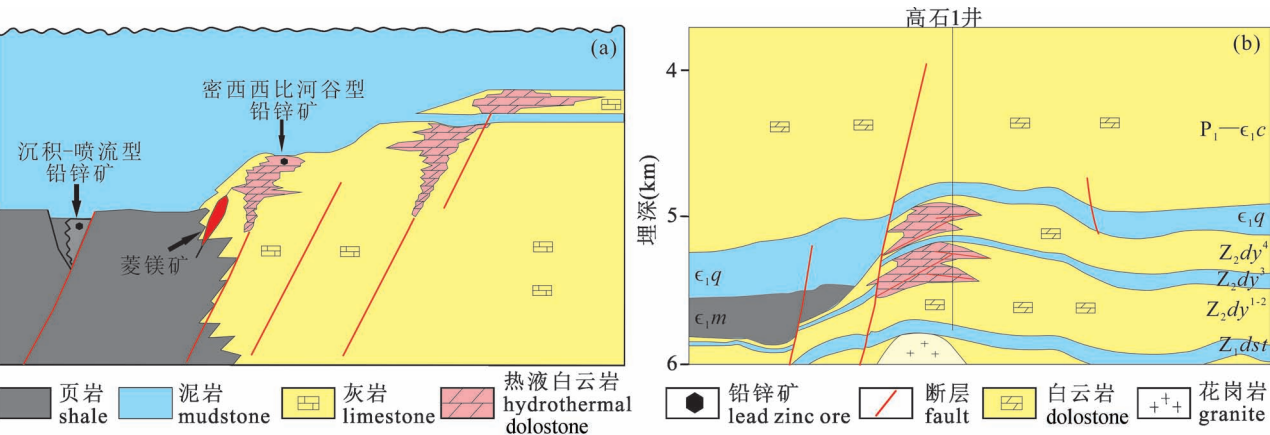


图 11 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段热液白云石化模式与西加拿大盆地的对比

Fig. 11 Hydrothermal dolomitization model of the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi Area, Sichuan Basin and its comparison with Western Canada Basin

(a) 西加拿大盆地大陆架边缘热液白云石化模式 (Davies and Smith, 2006); (b) 四川盆地高石梯—磨溪地区台地边缘热液白云石化模式

(a) The hydrothermal dolomitization model of the continental shelf margin in western Canada Basin (Davies and Smith, 2006);

(b) the hydrothermal dolomitization model of the platform margin in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

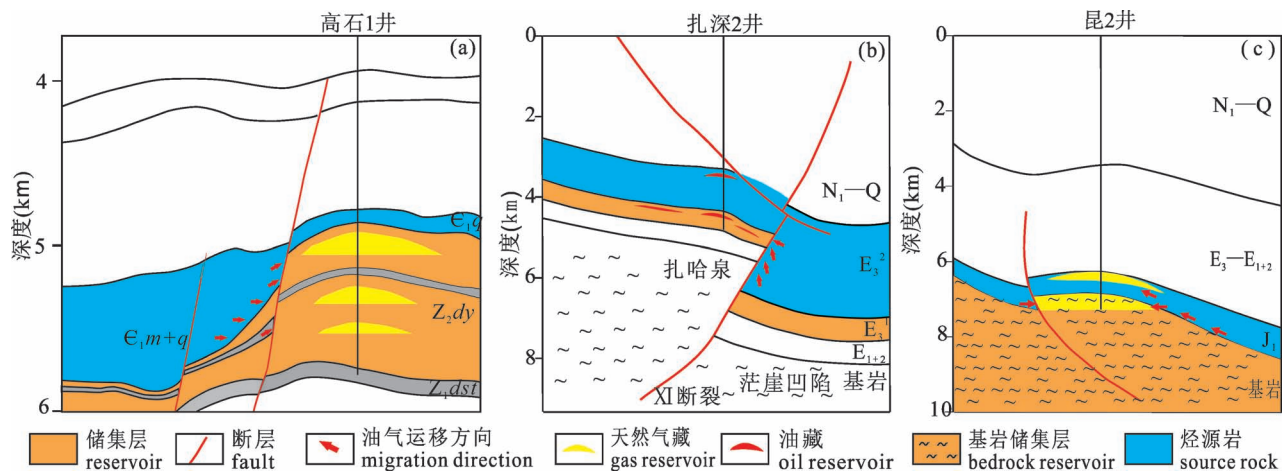


图 12 断裂对“上生下储”源储配置的改造

Fig. 12 Reform of source—reservoir distribution of “upper generation and lower storage” by faults

(a) 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组成藏模式; (b) 柴达木盆地扎哈泉 E_3^1 成藏模式(据倪祥龙等,2019);

(c) 柴达木盆地昆特依基岩成藏模式(据黄成刚等,2020)

(a) Hydrocarbon accumulation model of the Dengying Formation, Sinian System, in Gaoshi—Moxi area, Sichuan Basin; (b) hydrocarbon accumulation model of Zhahaquan E_3^1 reservoirs in Qaidam Basin(from Ni Xianglong et al. ,2019&); (c) hydrocarbon accumulation model of the Kuntayi bedrock reservoir in Qaidam Basin(from Huang Chenggang et al. ,2020&)

组储集层的侧下方,在地层压差作用下油气发生侧向运移而成藏,与柴达木盆地扎哈泉深层 E_3^1 油气成藏模式(倪祥龙等,2019)和阿尔金山前昆北气田成藏模式(黄成刚等,2020)均具有一定的相似性(图 12),在盆地边缘的凹陷区或者发育大型逆冲断裂的地区易发生此类“生—储”倒置现象,逆断层将储集层叠置于上覆烃源岩的侧上方,使之形成为正常的“下生上储”模式。通常情况下,下伏地层的静水压力大于上覆地层的压力,埋深较大的烃源岩生成油气后往往会向上覆地层的低势区运移,因此,储集层被推覆于烃源岩之上后更易捕获到油气资源,从而聚集成藏。

3.4 古隆起对储层的贡献

综合区域地质背景和实际钻探地层厚度资料可以判断,高石梯—磨溪地区为一个继承性发育的古隆起。早寒武世早期,受区域拉张活动控制,古裂陷槽继承性发育,裂陷槽内沉积的下寒武统麦地坪组和筇竹寺组厚度较大。位于裂陷槽区麦地坪组和筇竹寺组厚度远大于裂陷槽东侧台缘区的地层厚度(台缘区缺失麦地坪组),可以推测麦地坪组沉积时期,高石梯—磨溪地区位于剥蚀基准面之上,至筇竹寺组沉积时期,高石 1 井所在的台缘区依旧处于高部位,麦地坪组的沉积未能将裂陷槽进行“填平补齐”,台缘上的沉积厚度依然较薄。可见,高石梯—

磨溪地区为一继承性发育的古隆起。沧浪铺组沉积期,古隆起特征依旧明显,这一古地貌对沧浪铺组及其上覆的龙王庙组的地层分布具有重要影响,沧浪铺组的沉积使得盆地基本上被“填平补齐”,广泛沉积了陆棚相的细碎屑岩和碳酸盐岩的混合物,龙王庙组沉积前,震旦系顶面(应为 Z_2dy^4 ,大部分地区被剥蚀)古构造图展现了“两隆一坳”构造格局(图 13),裂陷槽东侧的构造高点位于高石梯—磨溪地区。

位于裂陷槽内的高石 17 井揭示下寒武统(魏国齐等,2018)麦地坪组烃源岩 TOC 平均为 1.68%,筇竹寺组烃源岩 TOC 平均为 2.18%,生气强度高达 $(40\sim120)\times10^8\text{ m}^3/\text{km}^2$,为邻近的高石梯—磨溪古隆起区提供了充足的气源,且古隆起区灯影组自身发育的藻云岩也具有一定的生烃能力,如灯三段烃源岩 TOC 为 0.50%~4.73%,古隆起构造为这些烃源岩生成的油气运移的长期指向区,裂陷槽内的油气可通过断层侧向运移至此,古隆起区自生的烃源岩可原地保存或垂向运移至上覆地层成藏。邹才能等(2014)通过综合研究认为,高石梯—磨溪古隆起区在晚海西—印支期发育大型古油藏(黄文明等,2011),分布面积超过 5000 km^2 ,石油资源量约为 $(48\sim63)\times10^8\text{ t}$,这些原油于燕山期发生原位裂解生成天然气,为研究区提供了充足的气源。

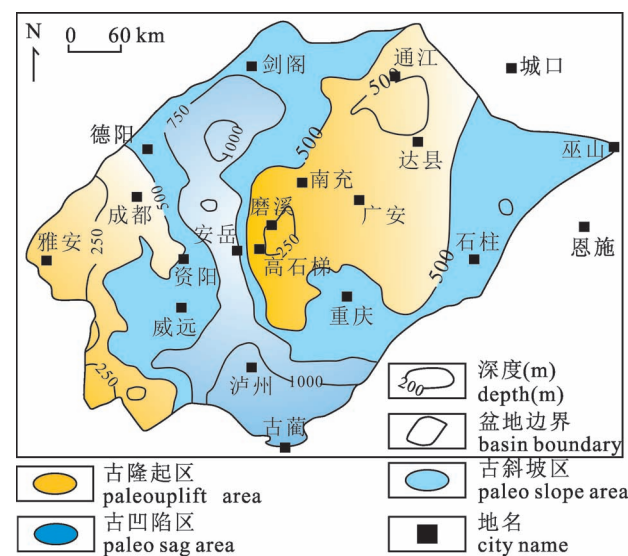


图 13 四川盆地寒武系龙王庙组沉积前的震旦系
顶面古构造图(据魏国齐等,2018)
Fig. 13 Paleotectonic map of the top of Sinian System before
deposition of Cambrian Longwangmiao
Formation in Sichuan Basin(from Wei Guoqi et al. ,2018&)

4 结论

- (1)四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组四段发育优质白云岩储层,按照白云石晶体大小和形貌又可分为泥晶藻纹层白云岩、砂屑白云岩和晶粒白云岩,还含有部分鞍状白云石和角砾白云岩。其中,广泛发育的泥晶藻云岩层间缝较发育,溶蚀孔洞发育的砂屑白云岩和晶粒白云岩均为优质储集层。
- (2)纵向上,高石梯—磨溪地区灯影组四段优质储集层主要发育于中部,约距顶 200 m,储集层大多遭受了大气淡水的淋滤作用和热液溶蚀作用,溶蚀孔隙广泛发育于各类白云岩储层中,孔隙度最高可达 10%以上,渗透率最高可达数百毫达西。储集空间主要包括重结晶后的白云石晶间孔、大气淡水溶蚀和热液溶蚀形成的孔洞、溶蚀改造或再充填后的裂缝系统。
- (3)平面上,有利相带控制了高石梯—磨溪地区灯影组优质储层的发育和展布。台缘带为最有利的储集相带,尤其是藻丘滩相白云岩为研究区的主力产气层,后期遭受的强烈成岩蚀变作用改善了其微观孔隙结构和储集能力。
- (4)高石梯—磨溪地区灯影组优质白云岩储层的形成机理包括原生沉淀白云石、微生物白云石化作用和热液交代作用。微生物白云石化作用形成了

大量藻云岩,平面上和纵向上均广泛分布;热液白云岩主要形成于断裂带附近及其派生出的微裂缝发育区,溶蚀孔洞、部分重结晶和鞍状白云石的形成均与热液作用有关,主要证据包括:①裂缝和溶蚀孔洞中可见各种热液矿物,包括鞍状白云石、方铅矿、闪锌矿、硅质晶簇、萤石等;②基质白云岩不发光或发光较暗,溶蚀孔洞和裂缝中充填的白云石均发明亮红光,孔隙壁的栉壳状白云石和孔洞中的鞍状白云石具有典型的雾心亮边结构;③晶粒白云岩和鞍状白云石的氧同位素组成相对于同期海水具有“偏负”特征;④结晶白云石和鞍状白云石中流体包裹体均一温度平均值为 175.7℃,遭受了高温热液流体的改造;⑤裂陷槽边界断层及其派生的微裂缝发育区的热液白云岩储层较为发育;⑥最优质的白云岩储集层分布于距灯影组四段顶部 200 m 处,主要受热液溶蚀作用改造。

(5)川中地区前震旦系裂陷槽的发育为震旦系—寒武系优质烃源岩的发育提供了足够的可容纳空间,裂陷槽中的有机质成熟后可以通过边界断层运移至东西两侧的台缘带碳酸盐岩储集层中,例如裂陷槽西侧的威远地区和东侧的高石梯—磨溪地区,其震旦系和寒武系均发现高产工业气流。裂陷槽及边界断层的发育致使上覆寒武系的麦地坪组和筇竹寺组烃源岩位于台缘区震旦系灯影组储集层的侧下方,在地层压差作用和运移通道发育的前提下,油气可发生侧向运移而在震旦系成藏,在地质年代上表现为“晚生早储”的倒置现象,而在构造格局上表现为正常的“下生上储”的结构模式。

(6)含油气盆地中,古隆起区均为油气运移的长期指向区,在盖层条件优良的前提下,古隆起区能长期捕获油气资源而富集成藏。高石梯—磨溪古隆起区西侧裂陷槽内发育的优质烃源岩,为古隆起区提供了充足的气源,且古隆起区灯影组自身发育大量的藻云岩亦具有一定的生烃能力,可原地成藏或垂向运移至上覆地层成藏。晚海西—印支期,研究区发育大型古油藏,在燕山期发生原位裂解生成天然气,从而形成了现今的“千亿方级”储量规模的大气田。

致谢:中国石油集团公司油藏描述重点实验室为本次研究提供了分析测试工作,在此表示感谢。

参 考 文 献 / References

(The literature whose publishing year followed by a “&” is in Chinese with English abstract; The literature whose publishing year followed by a

“#” is in Chinese without English abstract)

鲍志东, 季汉成, 梁婷, 韦明洋, 史燕青, 李宗峰, 鲁锴, 向鹏飞, 张华, 严睿, 郭玉鑫, 李卓伦, 万谱, 杨志波, 麻晓东, 刘锐, 刘灿星, 钟旭临, 郭晓琦, 蔡忠贤, 张水昌. 2019. 中新元古界原生白云岩: 以中国典型台地区为例. 古地理学报, 21(6): 869~884.

陈启林, 黄成刚. 2018. 沉积岩中溶蚀作用对储集层的改造研究进展. 地球科学进展, 33(11): 1112~1129.

杜江民, 王青春, 聂万才, 罗川又, 李政, 盛军. 2019. 白云石有序度对湖相混积碳酸盐岩储集层物性的控制作用: 以柴达木盆地英西地区渐新统为例. 现代地质, 33(3): 643~652.

杜金虎, 邹才能, 徐春春, 何海清, 沈平, 杨跃明, 李亚林, 魏国齐, 汪泽成, 杨雨. 2014. 川中古隆起龙王庙组大型气田战略发现与理论技术创新. 石油勘探与开发, 41(3): 268~277.

冯明友, 强子同, 沈平, 张健, 陶艳忠, 夏茂龙. 2016. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系灯影组热液白云岩证据. 石油学报, 37(5): 587~598.

国家能源局. 2011. 中华人民共和国石油天然气行业标准 SY/T 6285-2011—油气储层评价方法. 北京: 石油工业出版社, 2.

黄成刚, 常海燕, 崔俊, 李亚锋, 路艳平, 李翔, 马新民, 吴梁宇. 2017b. 柴达木盆地西部地区渐新世沉积特征与油气成藏模式. 石油学报, 38(11): 1230~1243.

黄成刚, 王建功, 吴丽荣, 倪祥龙, 杨森, 吴梁宇. 2017a. 古近系湖相碳酸盐岩储集特征与含油性分析: 以柴达木盆地英西地区为例. 中国矿业大学学报, 46(5): 909~922.

黄成刚, 袁剑英, 吴梁宇, 张小军, 吴丽荣, 潘星. 2016. 湖相白云岩成因模式及研究方法探讨. 岩性油气藏, 28(2): 7~15.

黄成刚, 张小军, 胡贵, 刘应如, 张希文, 张国辉, 李红哲, 吴梁宇. 2020. 高原成化湖盆基底储层特征与成藏主控因素: 以柴达木盆地东坪地区为例. 石油学报, 41(2): 179~196.

黄思静, 张雪花, 刘丽红, 邹金来, 黄可可. 2009. 碳酸盐岩成岩作用研究现状与前瞻. 地学前缘, 16(5): 219~231.

黄思静, 卿海若, 胡作维, 裴昌蓉, 王庆东, 王春梅, 邵晓勇. 2008. 川东三叠系飞仙关组碳酸盐岩的阴极发光特征与成岩作用. 地球科学(中国地质大学学报), 33(1): 26~34.

黄思静编著. 2010. 碳酸盐岩的成岩作用. 北京: 地质出版社.

黄文明, 刘树根, 徐国盛, 王国芝, 马文辛, 张长俊, 宋光永. 2011. 四川盆地东南缘震旦系—古生界古油藏特征. 地质论评, 57(2): 285~299.

黄志诚, 陈智娜, 刘燕, 杨守业. 1999. 中国南方灯影峡期海洋碳酸盐岩原始 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 组成及海水温度. 古地理学报, 1(3): 909~931.

贾承造, 李本亮, 张兴阳, 李传新. 2007. 中国海相盆地的形成与演化. 科学通报, 52(增刊1): 1~8.

江青春, 胡素云, 汪泽成, 池英柳, 杨雨, 鲁卫华, 王海真, 李秋芬. 2012. 四川盆地茅口组风化壳岩溶古地貌及勘探选区. 石油学报, 33(6): 950~960.

蒋裕强, 陶艳忠, 谷一凡, 王珏博, 强子同, 江娜, 林刚, 蒋婵. 2016. 四川盆地高石梯—磨溪地区灯影组热液白云石化作用. 石油勘探与开发, 43(1): 51~60.

金民东, 曾伟, 谭秀成, 李凌, 李宗银, 罗冰, 张静蕾, 刘吉伟. 2014. 四川磨溪—高石梯地区龙王庙组滩控岩溶型储集层特征及控制因素. 石油勘探与开发, 41(6): 650~660.

金民东, 谭秀成, 童明胜, 曾伟, 刘宏, 钟波, 刘庆松, 连承波, 周星合, 许浒, 罗冰. 2017. 四川盆地高石梯—磨溪地区灯四段岩溶古地貌恢复及地质意义. 石油勘探与开发, 44(1): 58~68.

李凌, 谭秀成, 曾伟, 周涛, 杨雨, 洪海涛, 罗冰, 边立曾. 2013. 四

川盆地震旦系灯影组灰泥丘发育特征及储集意义. 石油勘探与开发, 40(6): 666~673.

李英强, 何登发, 文竹. 2013. 四川盆地及邻区晚震旦世古地理与构造、沉积环境演化. 古地理学报, 15(2): 231~245.

罗冰, 杨跃明, 罗文军, 文龙, 王文之, 陈康. 2015. 川中古隆起灯影组储层发育控制因素及展布. 石油学报, 36(4): 416~426.

马永生, 蔡勋育, 赵培荣, 罗毅, 张学丰. 2010. 四川盆地大中型天然气气田分布特征与勘探方向. 石油学报, 31(3): 347~354.

倪祥龙, 黄成刚, 杜斌山, 石亚军, 李翔, 崔俊, 龙国徽. 2019. 盆缘凹陷区甜点储层主控因素与源下成藏模式: 以柴达木盆地扎哈泉地区渐新统为例. 中国矿业大学学报, 48(1): 153~164.

帅燕华, 张水昌, 胡国艺, 李伟, 王铜山, 秦胜飞. 2019. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系天然气 TSR 效应及气源启示. 地质学报, 93(7): 1754~1766.

舒良树. 2012. 华南构造演化的基本特征. 地质通报, 31(7): 1035~1053.

王铁冠, 韩克猷. 2011. 论中—新元古界的原生油气资源. 石油学报, 32(1): 1~7.

魏国齐, 杨威, 张健, 谢武仁, 曾富英, 苏楠, 金惠. 2018. 四川盆地中部前震旦系裂谷及对上覆地层成藏的控制. 石油勘探与开发, 45(2): 179~189.

魏国齐, 杨威, 杜金虎, 徐春春, 邹才能, 谢武仁, 武赛军, 曾富英. 2015. 四川盆地高石梯—磨溪古隆起构造特征及对特大型气田形成的控制作用. 石油勘探与开发, 42(3): 257~265.

文华国, 郑荣才, Qing Hairuo, 范铭涛, 李雅楠, 宫博识. 2014. 青藏高原北缘酒泉盆地青西凹陷白垩系湖相热水沉积原生白云岩. 中国科学: 地球科学, 44(4): 591~604.

由雪莲, 孙枢, 朱井泉, 刘玲, 何凯. 2011. 微生物白云岩模式研究进展. 地学前缘, 18(4): 52~64.

袁剑英, 黄成刚, 夏青松, 曹正林, 赵凡, 万传治, 潘星. 2016. 咸化湖盆碳酸盐岩储层特征及孔隙形成机理: 以柴西地区渐新统下干柴沟组为例. 地质论评, 62(1): 111~126.

张国伟, 郭安林, 王岳军, 李三忠, 董云鹏, 刘少峰, 何登发, 程顺有, 鲁如魁, 姚安平. 2013. 中国华南大陆构造与问题. 中国科学: 地球科学, 43(10): 1553~1582.

张浩, 陈刚, 朱玉双, 黄成刚, 杨爽, 斯扬, 李雪, 薛钊. 2017. 柴达木盆地英西地区渐新统热液改造型白云岩的发现及意义. 地质科技情报, 36(1): 87~97.

赵文智, 魏国齐, 杨威, 莫午零, 谢武仁, 苏楠, 刘满仓, 曾富英, 武赛军. 2017. 四川盆地万源—达州克拉通内裂陷的发现及勘探意义. 石油勘探与开发, 44(5): 659~669.

朱东亚, 金之钧, 胡文瑄. 2010. 塔北地区下奥陶统白云岩热液重结晶作用及其油气储集意义. 中国科学: 地球科学, 40(2): 156~170.

邹才能, 张光亚, 陶士振, 胡素云, 李小地, 李建忠, 董大忠, 朱如凯, 袁选俊, 侯连华, 瞿辉, 赵霞, 贾进华, 高晓辉, 郭秋麟, 王岚, 李新景. 2010. 全球油气勘探领域地质特征、重大发现及非常规石油地质. 石油勘探与开发, 37(2): 129~145.

邹才能, 杜金虎, 徐春春, 汪泽成, 张宝民, 魏国齐, 王铜山, 姚根顺, 邓胜徽, 刘静江, 周慧, 徐安娜, 杨智, 姜华, 谷志东. 2014. 四川盆地震旦系—寒武系特大型气田形成分布、资源潜力及勘探发现. 石油勘探与开发, 41(3): 278~293.

Bao Zhidong, Ji Hancheng, Liang Ting, Wei Mingyang, Shi Yanqing, Li Zongfeng, Lu Kai, Xiang Pengfei, Zhang Hua, Yan Rui, Guo Yuxin, Li Zhuolun, Wan Pu, Yang Zhibo, Ma Xiaodong, Liu Rui, Liu Canxing, Zhong Xulin, Guo Xiaoqi, Cai Zhongxian, Zhang Shuichang. 2019. Primary dolostones of the Meso—Neoproterozoic: Cases on typical platforms in China. Journal of

- Palaeogeography, 21(6): 869~884.
- Chen Qilin, Huang Chenggang. 2018#. Research progress of the modification of reservoirs by dissolution in sedimentary rock. *Advances in Earth Science*, 33(11): 1112~1129.
- Davies G R, Smith J L B. 2006. Structurally controlled hydrothermal dolomite reservoir facies: An overview. *AAPG Bulletin*, 90(11): 1641~1690.
- Du Jiangming, Wang Qingchun, Nie Wancai, Luo Chuanyou, Li Zheng, Sheng Jun. 2019#. The control effect of dolomite order degree on physical property of lacustrine mixed carbonate reservoirs: A case study of the Yingxi area from the Qaidam Basin. *Geoscience*, 33(3): 643~652.
- Du Jinhu, Zou Caineng, Xu Chunchun, He Haiqing, Shen Ping, Yang Yueming, Li Yalin, Wei Guoqi, Wang Zecheng, Yang Yu. 2014#. Theoretical and technical innovations in strategic discovery of a giant gas field in Cambrian Longwangmiao Formation of central Sichuan paleo-uplift, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3): 268~277.
- Feng Mingyou, Qiang Zitong, Shen Ping, Zhang Jian, Tao Yanzhong, Xia Maolong. 2016#. Evidences for hydrothermal dolomite of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 37(5): 587~598.
- Huang Chenggang, Chang Haiyan, Cui Jun, Li Yafeng, Lu Yanping, Li Xiang, Ma Xinmin, Wu Liangyu. 2017#. Sedimentary characteristics and hydrocarbon accumulation model of oligocene reservoirs in the Western Qaidam Basin, China. *Acta Petrolei Sinica*, 38(11): 1230~1243.
- Huang Chenggang, Wang Jiangong, Wu Lirong, Ni Xianglong, Yangsen, Wu Liangyu. 2017#. Characteristics of lacustrine carbonate reservoirs in Paleogene and oil-bearing property analysis: A case study of the Yingxi area from the Western Qaidam Basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 46(5): 909~922.
- Huang Chenggang, Yuan Jianying, Wu Liangyu, Zhang Xiaojun, Wu Lirong, Pan Xing. 2016#. Origin and research methods of lacustrine dolomite. *Lithologic Reservoirs*, 28(2): 7~15.
- Huang Chenggang, Zhang Xiaojun, Hu Gui, Liu Yingru, Zhang Xiwen, ZhangGuohui, Li Hongzhe, Wu Liangyu. 2019#. Reservoir characteristics and main controlling factors of hydrocarbon accumulation of basement in plateau salinized lacustrine basin: A case study of Dongping area in Qaidam Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 41(2): 179~196.
- Huang Sijing, Qing Hairuo, Hu Zuowei, Pei Changrong, Wang Qingdong, Wang Chunmei, Gao Xiaoyong. 2008#. Cathodoluminescence and diagenesis of the carbonate rocks in Feixianguan Formation of Triassic, eastern Sichuan Basin of China. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 33(1): 26~34.
- Huang Sijing, Zhang Xuehua, Liu Lihong, Xun Jinlai, Huang Keke. 2009#. Progress of research on carbonate diagenesis. *Earth Science Frontiers*, 16(5): 219~231.
- Huang Sijing et al. 2010#. *Diagenesis of Carbonate Rocks*. Beijing: Geological Publishing House.
- Huang Wenming, Liu Shugen, Xu Guosheng, Wang Guozhi, Ma Wenxin, Zhang Changjun, Song Guangyong. 2011#. Characteristics of paleo oil pools from Sinian to Lower Paleozoic in southeastern margin of Sichuan Basin. *Geological Review*, 57(2): 285~299.
- Huang Zhicheng, Chen Zhina, Liu Yan, Yang Shouye. 1999#. Primary $\delta^{13}\text{C}$ and $\delta^{18}\text{O}$ values in marine carbonates and the sea water temperature of Dengying age in South China. *Journal of Palaeogeography*, 1(3): 909~931.
- Jia Chengzao, Li Benliang, Zhang Xingyang, Li Chuanxin. 2007#. Formation and evolution of marine basins in China. *Chinese Science Bulletin*, 52(S1): 1~8.
- Jiang Qingchun, Hu Suyun, Wang Zecheng, Chi Yingliu, Yang Yu, Lu Weihua, Wang Haizhen, Li Qiufen. 2012#. Paleokarst landform of the weathering crust of Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin and selection of exploration regions. *Acta Petrolei Sinica*, 33(6): 950~960.
- Jiang Yuqiang, Tao Yanzhong, Gu Yifan, Wang Juebo, Qiang Zitong, Jiang Na, Lin Gang, Jiang Chan. 2016#. Hydrothermal dolomitization in Sinian Dengying Formation, Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 43(1): 51~60.
- Jin Mindong, Tan Xiucheng, Tong Mingsheng, Li Ling, Li Zongyin, Luo Bing, Zhang Jinglei, Liu Jiwei. 2017#. Karst paleogeomorphology of the fourth member of Sinian Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin, SW China: Restoration and geological significance. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1): 58~68.
- Jin Mindong, Tan Xiucheng, Tong Mingsheng, Zeng Wei, Liu Hong, Zhong Bo, Liu Qingsong, Lian Chengbo, Zhou Xinghe, Xu Hu, Luo Bing. 2014#. Characteristics and controlling factors of beach-controlled karst reservoirs in Longwangmiao Formation, Moxi—Gaoshiti area, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 41(6): 650~660.
- Land L S. 1985. The origin of massive dolomite. *J. Geol. Educ.*, 33: 112~125.
- Li Ling, Tan Xiucheng, Zeng Wei, Zhou Tao, Yang Yu, Hong Haitao, Luo Bing, Bian Lizeng. 2013#. Development and reservoir significance of mud mounds in Sinian Dengying Formation, Sichuan Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 40(6): 666~673.
- Li Yingqiang, He Dengfa, Wen Zhu. 2013#. Palaeogeography and tectonic: Depositional environment evolution of the Late Sinian in Sichuan Basin and adjacent areas. *Journal of Palaeogeography*, 15(2): 231~245.
- Lippmann F. 1973. *Sedimentary Carbonate Minerals*. New York: Springer.
- Luo Bing, Yang Yueming, Luo Wenjun, Wen Long, Wang Wenzhi, Chen Kang. 2015#. Controlling factors and distribution of reservoir development in Dengying Formation of paleo-uplift in central Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 36(4): 416~426.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu, Zhao Peirong, Luo Yi, Zhang Xuefeng. 2010#. Distribution and further exploration of the large—medium sized gas fields in Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 31(3): 347~354.
- Mcarthur J M, Howarth R J, Bailey T R. 2001. Strontium isotope stratigraphy: Lowess Version 3: Best-fit to the marine Sr-isotope curve for 0 to 509 Ma and accompanying look-up table for deriving numerical age. *Journal of Geology*, 109: 1555~170.
- National Energy Administration. 2011#. *The People's Republic of China Petroleum and Natural Gas Industry Standards SY/T 6285-2011-Method for Reservoir Evaluation of Oil and Gas*. Beijing: Petroleum Industry Press.
- Ni Xianglong, Huang Chenggang, Du Binshan, Shi Yajun, Li Xiang, Cui Jun, Long Guohui. 2019#. Main control factors of desert

reservoirs and patterns of “oil reservoirs below source” in basin margin depression: A case study of Oligocene reservoirs in the Zhahaquan area, Qaidam Basin. *Journal of China University of Mining & Technology*, 48(1): 153~164.

Shuai Yanhua, Zhang Shuichang, Hu Guoyi, Li Wei, Wang Tongshan, Qin Shengfei. 2019#. Thermochemical sulphate reduction of Sinian and Cambrian natural gases in the Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin, and its enlightenment for gas sources. *Acta Geologica Sinica*, 93(7): 1754~1766.

Shu Liangshu. 2012#. An analysis of principal features of tectonic evolution in South China Block. *Geological Bulletin of China*, 31(7): 1035~1053.

Wang Tieguan, Han Keyou. 2011#. On Meso—Neoproterozoic primary petroleum resources. *Acta Petrolei Sinica*, 32(1): 1~7.

Warren J K. 2000. Dolomite: Occurrence, evolution and economically important associations. *Earth-Sci. Rev.*, 52: 1~81.

Wei Guoqi, Yang Wei, Du Jinhu, Xu Chunchun, Zou Caineng, Xie Wuren, Wu Saijun, Zeng Fuying. 2015#. Tectonic features of Gaoshiti—Moxi paleo-uplift and its controls on the formation of a giant gas field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 42(3): 257~265.

Wei Guoqi, Yang Wei, Zhang Jian, Xie Wuren, Zeng Fuying, Su Nan, Jin Hui. 2018#. The pre-Sinian rift in central Sichuan Basin and its control on hydrocarbon accumulation in the overlying strata. *Petroleum Exploration and Development*, 45(2): 179~189.

Wen Huaguo, Zheng Rongcai, Qing Hairou, Fan Mingtao, Li Yanan, Gong Boshi. 2014#. Primary dolostone related to the Cretaceous lacustrine hydrothermal sedimentation in Qingxi sag, Jiuquan Basin on the northern Tibetan Plateau. *Sci. China: Earth Sci.*, 44(4): 591~604.

You Xuelian, Sun Shu, Zhu Jingquan, Liu Ling, He Kai. 2011#. Progress in the study of microbial dolomite model. *Earth Science Frontiers*, 18(4): 52~64.

Yuan Jianying, Huang Chenggang, Xia Qingsong, Cao Zhenglin, Zhao Fan, Wan Chuanzhi, Pan Xin. 2016#. The characteristics of carbonate reservoir, and formation mechanism of pores in the Saline Lacustrine Basin: A case study of the Lower Eocene Ganchaigou Formation in Western Qaidam Basin. *Geological Review*, 62(1): 111~126.

Zhang Guowei, Guo Anlin, Wang Yuejun, Li Sanzhong, Dong Yunpeng, Liu Shaofeng, He Dengfa, Cheng Shunyou, Lu Rukui, Yao Anping. 2013#. Tectonics of South China continent and its implications. *Science China: Earth Sciences*, 56(11): 1804~1828.

Zhang Hao, Chen Gang, Zhu Yushuang, Huang Chenggang, Yang Shuang, Si Yang, Li Xue, Xue Zhao. 2017#. The discovery and significance of dolomites altered by hydrothermal fluid in Oligocene reservoirs of the Yingxi area, Qaidam. *Geological Science and Technology Information*, 36(1): 87~97.

Zhao Wenzhi, Wei Guoqi, Yang Wei, Mo Wuling, Xie Wuren, Su Nan, Liu Mancang, Zeng Fuying, Wu Saijun. 2017#. Discovery of Wanyuan—Dazhou intracratonic rift and its exploration significance in the Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 44(5): 659~669.

Zhu Dongya, Jin Zhijun, Hu Wenxuan. 2010#. Hydrothermal recrystallization of the Lower Ordovician dolomite and its significance to reservoir in northern Tarim Basin. *Sci. China: Earth Sci.*, 40(2): 156~170.

Zou Caineng, Du Jinhu, Xu Chunchun, Wang Zecheng, Zhang Baomin, Wei Guoqi, Wang Tongshan, Yao Genshun, Deng Shenghui, Liu Jingjiang, Zhou Hui, Xu Anna, Yang Zhi, Jiang Hua, Gu Zhidong. 2014#. Formation, distribution, resource potential and discovery of the Sinian—Cambrian giant gas field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 41(3): 278~293.

Zou Caineng, Zhang Guangya, Tao Shizhen, Hu Suyun, Li Xiaodi, Li Jianzhong, Dong Dazhong, Zhu Rukai, Yuan Xuanjun, Hou Lianhua, Qu Hui, Zhao Xia, Jia Jinhua, Gao Xiaohui, Guo Qiulin, Wang Lan, Li Xinjing. 2010#. Geological features, major discoveries and unconventional petroleum geology in the global petroleum exploration. *Petroleum Exploration and Development*, 37(2): 129~145.

Reservoir characteristics and main controlling factors of oil and gas accumulation of Dengying Formation, Sinian System, in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin

XIA Qingsong¹⁾, HUANG Chenggang²⁾, YANG Yuran³⁾, PENG Jun¹⁾, TAO Yanzhong¹⁾, ZHOU Xiang⁴⁾

1) School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500;

2) Northwest Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petrochina, Lanzhou, 730020;

3) Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu, 610041

4) Qinghai Branch of CNPC Logging Co., Ltd, Dunhuang, Gansu, 816400

Objectives: After decades of exploration, geologists have obtained 100 billion cubic meters of proven reserves in Gaoshiti—Moxi area of Sichuan Basin. In order to study the characteristics of dolomite reservoir and the main controlling factors of reservoir formation in the Dengying Formation, Sinian System (≈ Ediacaran System), in Gaoshiti—Moxi area, Sichuan Basin.

Methods: Core observation, thin section identification, cathodoluminescence analysis, physical property test, scanning electron microscopy observation, main trace elements and carbon and oxygen isotope analysis, inclusion

homogenization temperature test, sedimentary facies zone division, analysis on the controlling effect of macrostructure on oil and gas accumulation, etc.

Results: The results show that: ① There are high quality dolostone reservoirs in the 4th Member of the Dengying Formation in Gaoshiti—Moxi area, including mudstone algal dolostone, arenaceous dolostone and crystalline dolostone. ② The high-quality reservoirs in the 4th Member of the Dengying Formation were subjected to the atmospheric fresh water karstification of Tongwan Episode II and the hydrothermal transformation during burial period. The dissolution pore was widely developed with an average porosity of 4.8% and an average permeability of $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, which was a “low-porosity—ultra-low-permeability” reservoir. ③ The favorable facies zone and dolomitization control the development and distribution of high-quality reservoirs, which are mostly distributed in the platform margin zone at the edge of the rift trough, especially in the algae-hill-beach facies dolomite, which is the main gas-producing layer in the study area. The hydrothermal dolomitization during burial period improves the reservoir physical properties and pore structure. It can be seen that the saddle dolomite filled with various hydrothermal minerals, dissolution pores and cracks has typical fog core bright edge structure, negative oxygen isotope composition, average homogenization temperature of fluid inclusions as high as 175.7 °C, bright red light with high Mn content and cathodoluminescence.

Conclusions: The research results have important theoretical significance for expanding oil and gas exploration in ancient carbonate rocks.

Keywords: algal dolomite; hydrothermal dolomite; favorable facies zone; rift trough; paleouplift; Dengying Formation, Sinian System(Ediacaran System); Gaoshiti—Moxi area; Sichuan Basin

Acknowledgements: This study was supported by the national science and technology major project “Key Technology of Atmospheric Field Enrichment and Exploration” (No. 2016zx05007) and PetroChina major science and technology project “Key Technology and Application of 30 Billion Cubic Meters of Natural Gas Produced in Southwest Oil and Gas Field” (No. 2016E-06). The Key Laboratory of reservoir description of CNPC has provided the analysis and test work for this study

First author: XIA Qingsong, male, born in 1978, Ph. D., lecturer, mainly engaged in sedimentary reservoir research; Email: 3036871@qq.com

Corresponding author: HUANG Chenggang, male, born in 1979, senior engineer, mainly engaged in the research of sedimentary reservoir and inorganic geochemistry; Email: 12664018@qq.com

Manuscript received on: 2020-04-16; Accepted on: 2020-08-19; Network published on: 2021-01-20

Doi: 10.16509/j.georeview.2021.*.*; Edited by: LIU Zhiqiang

