

层序界面类型及其对优质碳酸盐岩储层形成与分布的控制

何治亮¹,高志前²,张军涛¹,丁茜^{1,3},焦存礼¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 构造与沉积储层实验室,北京 100083;2. 中国地质大学能源学院,北京 100083;3. 中国石油大学,北京 102249)

摘要:碳酸盐岩地层中存在大量的不同级次和不同成因类型的层序界面。与这些层序界面有关的各种地质作用控制着碳酸盐岩储层的发育。依据构造运动强弱和海平面升降的相对幅度和持续时间,层序界面可分为6个级次。其中较大级次的层序界面(I到Ⅲ级)与各种不整合面对应,较小级次的层序界面主要与海泛面或局部的沉积事件相对应。I级和Ⅱ级层序界面主要控制了规模性的岩溶型储层的形成,岩溶古地貌位置对储层形成和保持的影响最大。处于不同古地貌位置的岩溶作用的控制因素和储层发育程度差异较大。Ⅲ级层序界面整体岩溶作用较弱,储层分布相对局限,但与台缘、台内礁滩相储层发育与分布的关系最为密切,层序界面对沉积相和成岩有着双重控制。Ⅳ级和Ⅴ级层序界面由于暴露时间较短,在缺乏后期成岩作用改造的情况下,难以形成规模性的储层。由于层序界面类型和级别以及所对应的地质作用存在很大的差异性,导致不同类型、不同级别层序界面对碳酸盐岩储层形成与分布的影响也不尽相同。因此,通过精细的层序划分和层序界面的识别与描述,可以有效地预测和评价各种碳酸盐岩储层,当然,也需要综合考虑沉积充填样式、相带展布、构造变形和流体活动等多方面因素。

关键词:层序界面级次;层序界面类型;碳酸盐岩;优质储层

中图分类号:TE121.3

文献标识码:A

Types of sequence boundaries and their control over formation and distribution of quality carbonate reservoirs

He Zhiliang¹, Gao Zhiqian², Zhang Juntao¹, Ding Qian^{1,3}, Jiao Cunli¹

(1. Laboratory of Structural and Sedimentological Reservoir Geology, Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 2. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China; 3. China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Carbonate sequences contain sequence boundaries of various orders and genetic types. Accordingly, the development of the carbonate reservoirs was controlled by various geological processes in association with those sequence boundaries. In general, the sequence boundaries could be categorized into six orders according to the magnitude of tectonic movement, and the relative range and the duration of sea level change. Among these boundaries, the sequence boundaries of higher orders of (I to Ⅲ) correspond to various unconformities, while that of the lower orders correspond to flooding surfaces or local deposition events. The formation of the scaled karst reservoir was controlled by the I- and II-order sequence boundaries, and the ancient geomorphic location of the karst landform had the most significant effect on the formation and preservation of the reservoir. There was a clear deviation between the degree of the reservoir development and the controlling factors of karstification in various ancient geomorphic locations. As a whole, the karstification was relatively weak in the third-order sequence boundary with a limited reservoir distribution, but was still closely related to the formation and distribution of the platform margin and the reef flat face. There was a dual-control on both the deposition and diagenesis by the third-order boundary as well. The exposure times were relatively short in the fourth-order and fifth-order sequence boundaries. As a result, large scale reservoirs were rare due to the lack of post-diagenesis effect. The types and orders of the sequence boundaries have various influences on the formation and distribution of the carbonate reservoir owing to different geological processes. Thus, the prediction and evaluation of the carbonate reservoirs could be carried out

收稿日期:2014-12-15。

第一作者简介:何治亮(1963—),男,博士、教授级高级工程师,石油地质。E-mail:hezl.syky@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05005-002);国家重点基础研究发展计划(“973”计划)项目(2012CB214802)。

by the fine division of sequences, recognition and description of the sequence boundaries. However, the deposition filling pattern, facies belts distribution, structural deformation and fluid movement should also be taken into consideration.

Key words: order of sequence boundary, type of sequence boundary, carbonate rock, quality reservoir

自从20世纪90年代层序地层学被引入国内石油地质界以来,碳酸盐岩的层序地层学研究一直是沉积学和储层地质学研究的热点^[1]。同碎屑岩地层一样,碳酸盐岩层系也可划分出不同的层序序列,各级层序之间有不同级别的层序界面,这些层序界面分别属于多种成因类型^[2-3],也分别控制着品质差异很大的碳酸盐岩储层的形成与空间分布^[3-5]。部分学者基于不同类型层序界面所对应的地质作用和产物的差异,初步建立了不同的识别方法^[6]。

本文通过划分碳酸盐岩层序界面的级别,进而分析不同级别层序界面的成因类型,通过典型海相碳酸盐岩储层的解剖,来阐述不同级别的层序界面对碳酸盐岩储层的控制作用,并尝试利用这些层序界面识别与描述,来分析评价碳酸盐岩储层的发育程度并预测其分布范围。

1 碳酸盐岩层序界面的级次与成因类型

1.1 碳酸盐岩层序界面的级次

碳酸盐岩层序的形成受控于构造运动的强弱和海平面的相对升降变化。根据全球或区域性构造运动以及海平面升降的相对幅度和持续时间的差异,可将其划分为六级层序^[7],其中Ⅰ级层序持续时间超过50 Ma,Ⅱ级层序持续时间在3~50 Ma,Ⅲ级层序持续时间在0.5~3 Ma,Ⅳ级层序为0.08~0.5 Ma,Ⅴ级层序0.03~0.08 Ma,Ⅵ级层序0.01~0.03 Ma(图1)。层序界面也有相应的级次,较大级次的层序界面往往与不同成因的不整合面有一定的对应关系。

Ⅰ级层序界面一般对应全球性和大区域的构造运动,由古构造运动、构造应力场转换或海平面大规模下降造成的区域性不整合界面,常常代表着盆地基底面或盆地收缩时的古风化剥蚀面。这种界面与区域构造事件相吻合,是构造旋回划分的标志,与全球性大规模海平面下降一致,其沉积间断时间可达数百至千万年,部分地区有时可达一亿多年,常常表现为区域性的角度不整合和经历强烈剥蚀的平行不整合,很少出现整合接触。如塔里木盆地地下古生界的Ⅰ级层序界面主要有 T_9^0 , T_4^1 , T_7^0 和 T_6^0 4个不整合面(图2)。

Ⅱ级层序界面多由明显的海平面下降造成的,并伴随着区域性的构造运动。沉积间断时间可达数十至数百万年。这类不整合面在盆地不同部位表现为不同的性质,盆地边缘带或隆起区常常表现为局部的角度

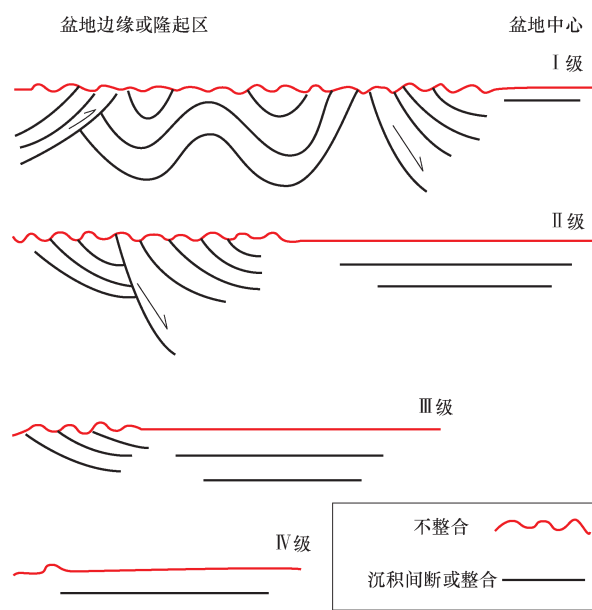


图1 层序界面的类型^[8]

Fig. 1 Classifications of sequence boundaries^[8]

不整合和经历较强烈剥蚀的平行不整合,由于沉积间断时间长,除无沉积作用外,还出现明显的侵蚀现象,地震剖面上见削截和(或)顶超现象。盆地内部可由无沉积作用到连续沉积,盆地中心部分地区可出现整合接触,地震剖面上表现为上超至平行整合。塔里木盆地地下古生界二级层序界面主要为 T_8^1 和 T_7^2 等2个不整合面(图2)。

Ⅲ级层序界面往往对应局部性的构造运动和海平面较小规模的下降,局部沉积间断时间可达数万年,常常表现为局部的低角度不整合和经历较弱剥蚀的平行不整合,盆地中心多为整合接触。地震剖面上表现为上超或顶超,钻井中多表现为沉积旋回的转换,在盆地内可进行对比。由于加里东运动的影响,塔里木盆地经历了大规模的隆升和沉降,在区带上造成了小规模的地貌结构变化,形成了 T_8^2 , T_8^0 , T_7^8 , T_7^6 和 T_7^5 5个Ⅲ级层序界面(图2)。

Ⅳ—Ⅵ级层序界面则对应主要海泛面和次级海泛面,以及其他沉积事件面,主要由海平面变化以及与之伴生的沉积速率变化所形成,局部可以出现短期的暴露或者侵蚀作用导致少量地层缺失,因而,仅局部可以出现平行不整合,大部分地区表现为整合接触。

1.2 碳酸盐岩层系内不整合面的成因类型

碳酸盐岩层系中的不整合面按成因可分为4类,即由构造运动引起的构造变形和抬升剥蚀而形成的构

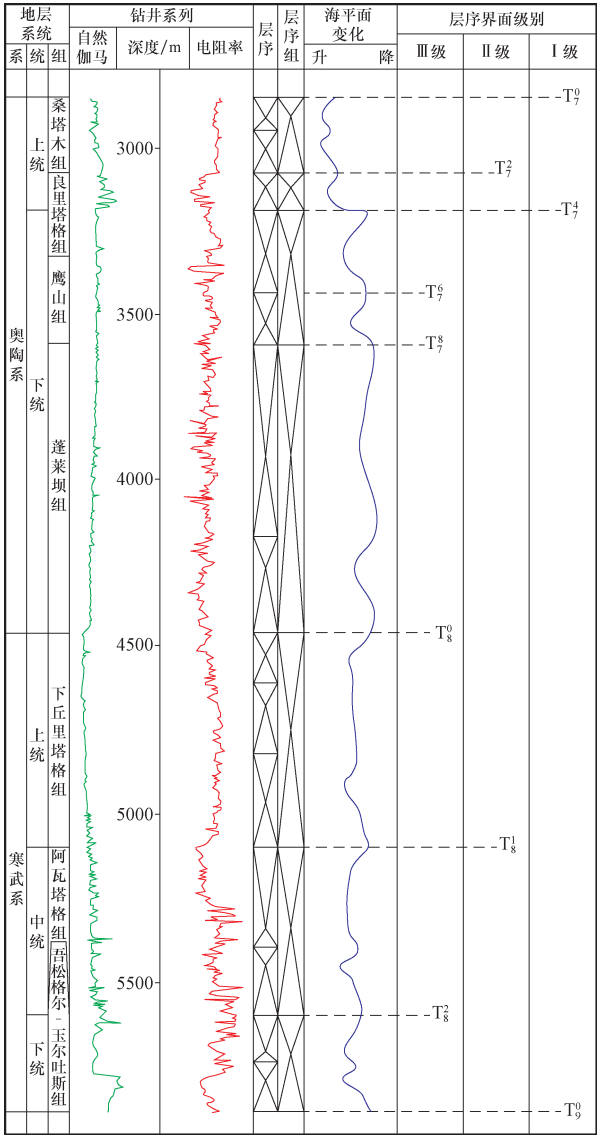


图 2 塔里木盆地 H4 井寒武系 - 奥陶系层序划分
Fig. 2 Sequence division of the Cambrian-Ordovician in H4 well, Tarim Basin

类型	成因	样式	典型地区
构造(角度)不整合	构造运动造成的抬升剥蚀		塔里木盆地英买力地区
长期(区域)暴露不整合	长期海平面下降		塔里木盆地鹰山组底界面
同沉积期暴露不整合(沉积间断)	沉积建造与海平面波动引起的间歇性暴露		四川盆地川东北地区
多期(多类型)叠加不整合	多期构造运动叠加		塔里木盆地塔河地区

图 3 不整合面的成因和类型
Fig. 3 Genesis and classification of unconformities

造(角度)不整合;由构造大规模隆升、长时间海平面下降造成的长期暴露(平行)不整合;由沉积事件与海平面周期性升降引起的间歇性暴露而形成的同沉积期暴露不整合(沉积间断);多期构造运动叠加形成的多

期(多类型)叠加不整合(图 3)。塔里木盆地下古生界所识别出 11 个不整合面,分别属于不同级别和成因。 $T_8^2, T_8^0, T_7^8, T_7^6, T_7^5$ 等三级不整合多为同沉积期暴露不整合, T_8^1 和 T_7^2 等 II 级不整合面多为长期暴露(平行)不整合, T_9^0, T_7^4, T_7^0 和 T_6^0 等 I 级不整合多为构造(角度)不整合。不同级次的不整合在不同区域表现出的不整合性质不同,例如 II 级不整合面在隆起区多为构造不整合,在台地内多为平行不整合,在台地边缘区多为同沉积期暴露不整合(图 3)。

1.3 碳酸盐岩层序界面的识别

由于层序界面级别和成因类型的差异,识别方法也存在差异。较小级别的层序界面可能在钻井上也无法识别,较大的层序界面即使在地震剖面上也能有效追踪。但总体上,可以用地质、地震、地球化学和测井等不同方法识别出不同类型、不同级别的层序界面^[2]。

1) 钻井和地质露头特征:除有时存在明显的角度关系外,不整合界面下往往由于暴露侵蚀、岩溶作用,出现古岩溶所形成的地貌、洞穴、机械及化学充填,滑塌角砾岩等现象^[9]。

2) 地震反射特征:不同的反射终止样式对应不同层序界面类型,削蚀对应侵蚀暴露型不整合,上超则属于沉积型不整合。

3) 地球化学特征:层序界面处古风化壳中碳酸盐岩的 $\delta^{13}\text{C}$ 值和 $\delta^{18}\text{O}$ 值明显偏负^[6],粘土和大量的氧化矿物组合也是直接表现出独有的地球化学特征。

4) 测井响应特征:暴露不整合的存在处自然伽马、能谱测井曲线 U 元素明显偏大, $\text{Th}/\text{K} > 7$, 上下地层和沉积岩石组合,包括储层发育程度的差异性均会出现特殊的测井响应^[10]。

2 层序界面对碳酸盐岩储层发育的控制

2.1 I 级和 II 级层序界面对优质储层形成的控制

I 级和 II 级层序界面多表现为区域性不整合面,由于所对应的构造运动强烈,沉积间断时间长,与之相关的碳酸盐岩储层类型主要为受控于这些不整合面的岩溶型储层,是最为重要的碳酸盐岩储层类型之一。

根据层序界面的持续时间,即岩溶暴露的时间,可以把岩溶划分为不同阶段。当层序界面持续时间相对较短时,岩溶作用处于幼年期,表现为可溶性岩石裸露后,经地表水溶蚀,仅形成石芽、溶沟、少量漏斗和小型洞穴系统。典型的实例如四川盆地震旦系灯影组二段、四段顶部,储层主要发育于不整合面附近,储层岩石主要为藻白云岩,储集空间以小型的溶蚀孔洞为主,内有葡萄状白云石和鞍状白云石充填^[11]。随着层序界面持

续时间增加,岩溶作用进入青壮年期,部分地表河转为地下河,地貌特征为峰丛凹地和峰林谷地。壮年期岩溶系统包括洞顶塌陷形成的岩溶漏斗、落水洞,以及大型洞穴、暗河系统。典型如塔里木盆地北部塔河油田主体区的奥陶系,储层发育但非均质性很强,储集空间类型也丰富多彩,呈现出孔、缝、洞-穴体系^[12]。层序界面持续时间继续增加,岩溶作用就进入了老年期,表现为地下河全部转为地表河,同时发生准平原化,其间分布少量的孤峰、残丘、碳酸盐岩残积物。鄂尔多斯盆地奥陶系就属于这一类型,早期岩溶洞穴、孔洞大部分被本溪期的沉积物充填(图4),现存的储集空间主要为一种特殊的储集空间——硬石膏溶蚀铸模孔^[13-14]。

岩溶型储层发育受构造和古地貌影响明显。同一盆地的不同地区,同一层序界面之下的储层类型、发育程度和控制因素可能差别很大,表现为受古构造和古地貌控制,在空间上储层呈现出分带性。如塔里木盆地塔河油田北部主体区受控于多期表生岩溶的“复合效应”,多期不整合叠加区厚层纯灰岩中,优质岩溶储层发育至少受到3期暴露岩溶作用的叠加复合,以海西早期为主,形成大型缝洞为主的储集空间,储集性能最为有利。而南部地区暴露时间短,主要经历了加里东中期岩溶作用,有利储层形成除较弱的岩溶作用外,还受控于有利相带(礁滩相)、古地貌(局部高部位)、断裂-裂缝等多因素有效匹配的“联合效应”^[15]。

2.2 Ⅲ级层序界面对优质储层形成的控制

Ⅲ级层序界面相对Ⅰ级和Ⅱ级层序界面持续时间较短,分布范围也相对较小。Ⅲ级层序界面之下要形

成优质储层,常常需要特殊沉积环境的有效配合。受Ⅲ级界面控制的碳酸盐岩储层主要位于台缘、台内的礁滩相中。在沉积时期高能环境多位于古地貌的高部位,当Ⅲ级层序界面存在时,高部位也更易暴露并发生准同生期的溶蚀作用,从而形成有利的储层。

最具代表性的为川东北地区长兴组-飞仙关组的礁滩相储层。在长兴组-飞仙关组沉积时期,在开江-梁平陆棚两侧,属于高能台地边缘沉积环境,普光、元坝和龙岗气田等就位于其中^[16-17]。由于Ⅲ级层序界面的存在,这些高能环境所形成的礁滩体,沉积之后由于海平面下降经历了早期暴露,继而发生了准同生期溶蚀作用和随后发生的浅埋藏期白云岩化,为优质储层的形成鉴定了基础(图5)。进入深埋藏期后,又经历了多期的酸性流体溶蚀(有机酸溶蚀和硫酸盐热化学还原反应等)^[18],且后期经过一定幅度的抬升,一直处于“溶蚀窗”之中,保持并增加了初始形成的储集空间。

塔里木盆地中也存在有受三级层序界面控制的储集层。奥陶系鹰山组和蓬莱坝组之间的界面 T_7^8 就属于Ⅲ级层序界面,在阿克苏地区的蓬莱坝剖面,可以清晰地看到 T_7^8 发育有多层溶蚀孔隙发育的台内滩和藻丘^[19],这可能也与层序界面引起台内高部位局部短期暴露的准同生期溶蚀有关。

Ⅲ级层序界面对沉积和成岩有着双重控制作用。层序界面的分布造成了沉积环境的差异,这样也控制着后续的成岩作用类型和分布。塔中地区塔中77井地区在良里塔格沉积时期,属于相对高能的台地边缘沉积环境,其前后两侧分别对应台地和斜坡相相对低

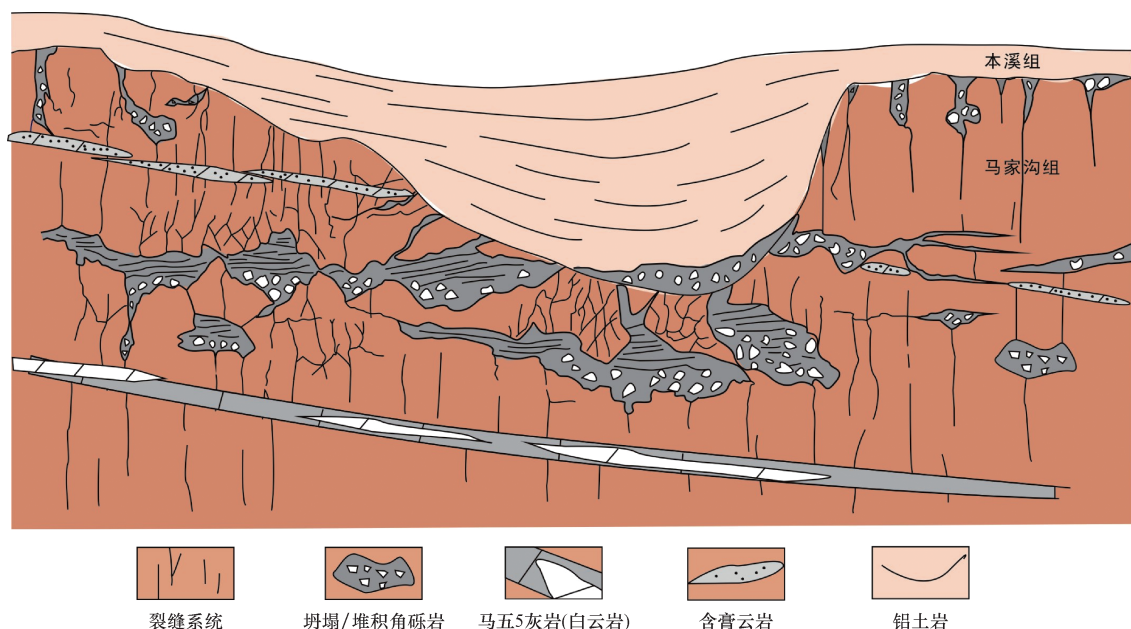


图4 鄂尔多斯盆地奥陶系岩溶储层发育特征

Fig. 4 Characteristics of the Ordovician carbonate karstic reservoirs in Ordos Basin

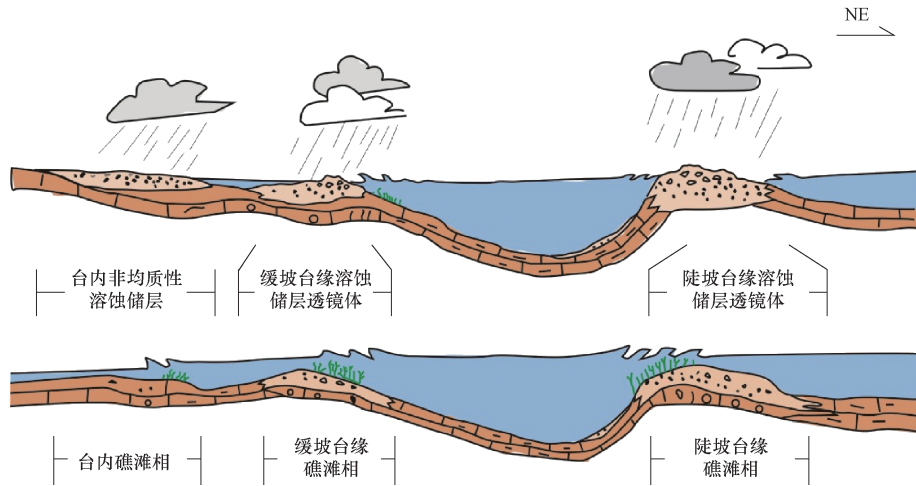


图5 川东北地区长兴期Ⅲ级层序界面与储层类型

Fig. 5 III-order sequence boundaries and reservoir types of the Changxing phase in northeastern Sichuan Basin

能的沉积环境。在塔中77井附近台缘相曾发生过最为有利的大气淡水溶蚀作用,而在台地相内的塔中11井—塔中82井所经历的大气降水以及埋藏溶蚀就相对较弱,而地势更低的斜坡和陆棚相区则以压实胶结等破坏性的成岩作用为主。

2.3 IV—VI级层序界面对优质储层形成的控制

IV级和V级层序界面仅在局部地区存在短时间暴露,改造程度弱,一般难以形成大规模优质储集体。VI级层序界面对储层的发育基本没有明显的影响。

IV—VI级层序界面之下的地层如果沉积时处于台地边缘、台内滩或潮间、潮上带,由于准同生期的暴露溶蚀,界面之下储集性能得以改善(图6)。埋藏期如果断裂裂缝发育且地层流体活跃,可以构成规模性断裂—热液型优质储层形成的基础。碳酸盐岩地层中米级旋回多受该类层序界面控制,表现为自层序界面向下,储集性能逐渐变差^[20]。

在特殊的地质背景下,这类层序界面之下也可以形成规模较大的非传统层状储集体,如断控热液型白云岩储层。有张性或者走滑断裂活动时,来自基底的

热流体向上运移,当有三级层序界面存在时,其上岩性较为致密可以作为隔水层,而其下岩性物性相对较好可以作为渗水层,热流体容易进入岩层,岩层就容易发生热液白云岩化、硅化等成岩后生作用及埋藏溶蚀作用,从而形成性能较好的热液交代储层^[21]以及热液溶蚀储层。

3 层序界面类型与碳酸盐岩储层分布

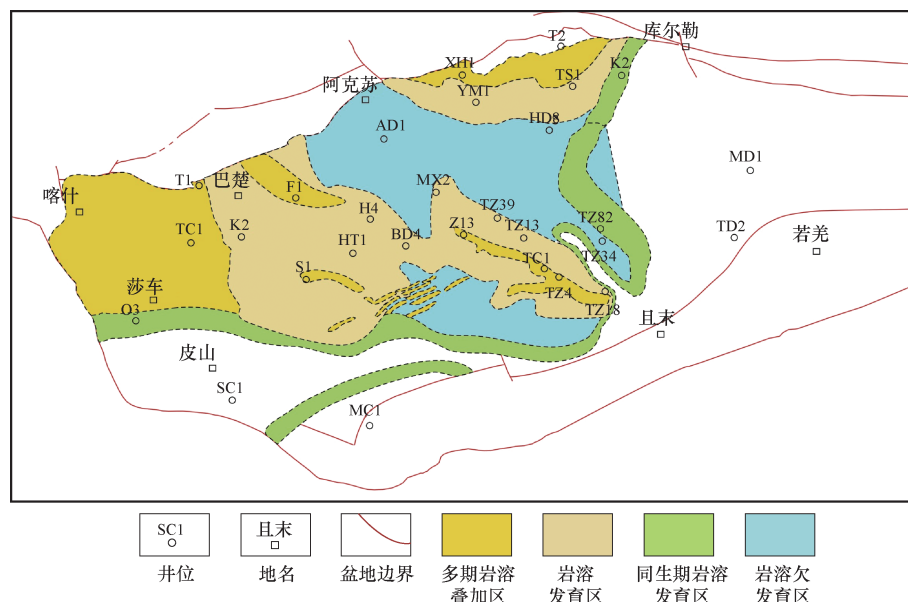
由于层序界面类型和级别存在很大的差异性,不同类型、不同级别层序界面对碳酸盐岩储层影响也不尽相同。分析层序界面对储层的控制作用,利用层序界面来寻找有利储层时,要充分考虑不同类型、不同级次层序界面在空间的展布范围,判断相关成岩作用的强度,并依此预测和评价储层发育的规模。

同一期次的I级和II级层序界面,不同地区的表现形式差异很大,储层控制因素也各不相同。塔里木盆地层序界面 T_4^1 界面有关的岩溶作用,在不同地区可分别表现为中奥陶世早期、晚奥陶世、志留纪末和中二叠世末等期次构造不整合的叠加,不同期次的强度在各地区又各不相同。塔河地区主体经历过3期岩溶作用的叠加,局部还经历过四期岩溶复合作用。巴楚地区则仅仅经历过中奥陶世早期和晚奥陶世末期两期作用。在塔河和巴楚—麦盖提部分地区多期不整合叠合区带,由于存在多期岩溶作用的叠加,储集性能最优。在塔中地区的台缘带上奥陶统良里塔格组,多表现为暴露不整合,形成了同生期岩溶作用;隆起高部位背冲断块上中、下奥陶统由于存在多期的潜山风化壳岩溶作用的叠加,岩溶储层发育;而其他的大部分地区,多表现为平行不整合,仅存在同生期和层间的岩溶作用,储集性能较差,储层厚度薄,非均质性强(图7)。



图6 五级层序界面下的溶蚀孔洞

Fig. 6 Vugs beneath the V-order sequence boundaries

图7 塔里木盆地 T_7^4 界面控制岩溶分布Fig. 7 Distribution of karstic reservoirs of T_7^4 boundaries in Tarim Basin

4 结论

碳酸盐岩地层中存在大量的不同级次和不同成因类型的层序界面。与这些层序界面有关的构造隆升、褶皱断裂、剥蚀及与之伴生的物理、化学、生物风化作用,特别是不同强度的溶蚀与机械化学充填作用,以及后期埋藏所经历的各种地质作用,联合控制了碳酸盐岩储层的发育与分布。

1) 依据构造运动强弱和海平面升降的相对幅度和持续时间,层序界面可分为6个级次。其中较大级次的层序界面(I—Ⅲ级)与各种不整合面对应,较小级次(Ⅳ—Ⅵ级)的层序界面主要与海泛面或局部的沉积事件相对应。碳酸盐岩层系中的不整合面按成因可分为4类,即由构造运动引起构造变形和抬升剥蚀而形成的构造(角度)不整合;由构造大规模隆升、长时间海平面下降造成的长期暴露(平行)不整合;由沉积事件与海平面周期性升降引起的间歇性暴露而形成的同沉积期暴露不整合(沉积间断);以及多期构造运动叠加形成的多期(多类型)叠加不整合。

2) I级和Ⅱ级层序界面主要控制了规模性的岩溶型储层的形成,岩溶发育阶段中壮年期岩溶储层最为发育。同时,岩溶古地貌位置对储层形成和保持的影响很大,处于不同古地貌位置的岩溶作用的控制因素和储层发育程度差异较大,相对高部位储层更优。Ⅲ级层序界面整体岩溶作用较弱,储层分布相对局限。相关储层与台缘、台内礁滩相发育与分布的关系最为密切,层序界面对沉积相和成岩有着双重控制。Ⅳ级和Ⅴ级层序界面之下的碳酸盐岩,如果处于台地边缘、

台内滩或潮间、潮上带,由于准同生期的暴露溶蚀,储集性能得以改善。由于暴露时间较短,难以形成规模性的储层。只有在叠加后期构造-热液作用的改造,才有可能形成优质储集体。

3) 由于层序界面类型和级别以及所对应的地质作用存在很大的差异性,导致不同类型,不同级别层序界面对碳酸盐岩储层形成与分布的影响也不尽相同。因此,通过精细的层序划分和层序界面的识别与描述,可以有效地预测和评价各种碳酸盐岩储层。

4) 特别需要强调的是,层序界面的级次和成因类型是控制优质碳酸盐岩储层发育展布的重要因素,但不是唯一因素^[21]。在分析碳酸盐岩储层成因类型与分布时,也需要综合考虑沉积充填样式、相带展布、构造变形和流体活动等多方面因素。

致谢:本文成文过程中得到了樊太亮、于炳松、李国蓉、钱一雄、陈代钊等学者的启发和帮助,文中采用了中国石化西北油气分公司、勘探分公司、华北分公司,中国石油塔里木分公司的宝贵资料,在此深表谢意。

参 考 文 献

- [1] 樊太亮,于炳松,高志前. 塔里木盆地碳酸盐岩层序地层特征及其控油作用[J]. 现代地质, 2007, 21(1): 57-65.
Fan Tailiang, Yu Bingsong, Gao Zhiqian, Characteristics of carbonate sequence stratigraphy and its control on oil-gas in Tarim Basin[J]. Geoscience, 2007, 21(1): 57-65.
- [2] 魏国齐,陈更生,杨威,等. 覆盖区碳酸盐岩层序界面的识别——以川北下三叠统飞仙关组为例[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 68-71.
Wei Guoqi, Chen Gengsheng, Yang Wei, et al. Distinguishing of sequence interface of carbonate rock in the covered field: an example

- for Feixianguan Formation, Lower Triassic in Northern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2003, 30(6): 68–71.
- [3] 潘文庆,王招明,孙崇浩,等. 塔里木盆地古生界碳酸盐岩层序界面类型划分及其意义[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 32(3): 418–428.
- Pan Wenqing, Wang Zhaoming, Sun Chonghao, et al. Classifications of sequence boundaries in the Lower Paleozoic carbonates in Tarim Basin and their significances[J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 32(3): 418–428.
- [4] 于炳松,陈建强,林畅松. 塔里木盆地奥陶系层序地层格架及其对碳酸盐岩储集体发育的控制[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(3): 305–309.
- Yu Bingsong, Chen Jianqiang, Lin Changsong. Sequence stratigraphic framework and its control on development of Ordovician carbonate reservoir in Tarim basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(3): 305–309.
- [5] 李国蓉,王鑫,周心怀,等. 碳酸盐岩层序地层储层预测——十万大山地区的应用[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(3): 413–421.
- Li Guorong, Wang Xin, Zhou Xinhui, et al. Carbonate reservoirs prediction with sequence stratigraphy: application in Shiwandashan area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(3): 413–421.
- [6] 李儒峰,刘本培. 碳氧同位素演化与碳酸盐岩层序地层学关系研究——以黔南马平组为例[J]. *地球科学: 中国地质大学学报*, 1996, 21(3): 261–266.
- Li Rufeng, Liu Benpei. Application of carbon and oxygen isotopes to carbonate sequence stratigraphy: analysis of mapping formation, southern Guizhou Province [J]. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 1996, 21(3): 261–266.
- [7] Vail P R, Audemard F, Bowman S A, et al. The stratigraphic signatures of tectonics, eustasy and sedimentology—an overview//Einsle G, Ricken W, Seilacher A. *Cycles and events in stratigraphy* [C]. Berlin: Springer-Verlag, 1991: 617–659.
- [8] Emery D, Myers K J. *Sequence Stratigraphy* [M]. Malden: Blackwell Science, 1996: 1–297.
- [9] 陈明,许效松,万方,等. 塔里木盆地柯坪地区中下奥陶统碳酸盐岩露头层序地层学研究[J]. *沉积学报*, 2004, 22(1): 110–116.
- Chen Ming, Xu Xiaosong, Wan Fang, et al. Study on outcrop sequence stratigraphy of the lower-middle Ordovician strata in Keping Tarim Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(1): 110–116.
- [10] 操应长,姜在兴,夏斌,等. 声波时差测井资料识别层序地层单元界面的方法、原理及实例[J]. *沉积学报*, 2003, 21(2): 318–323.
- Cao Yingchang, Jiang Zaixing, Xia Bin, et al. Method, principle and example of identifying sequence stratigraphical boundary using sonic logging [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2003, 21(2): 318–323.
- [11] 王兴志,侯方浩,黄继祥,等. 四川资阳地区灯影组储层的形成与演化[J]. *矿物岩石*, 1997, 17(2): 55–60.
- Wang Xingzhi, Hou Fanghao, Huang Jixiang, et al. The formation and evolution of reservoir Denying Formation, Ziyang area, Sichuan Basin [J]. *Journal of Mineralogy and Petrology*, 1997, 17(2): 55–60.
- [12] 闫相宾. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 2002, 23(3): 262–265.
- Yan Xiangbin. Characteristics of ordovician carbonate rock reservoirs in Tahe oilfield [J]. *Oil & Gas Geology*, 2002, 23(3): 262–265.
- [13] 李振宏,胡健民. 鄂尔多斯盆地构造演化与古岩溶储层分布[J]. *石油与天然气地质*. 2010. 31(5): 640–655.
- Li Zhenhong, Hu Jianmin. Structural evolution and distribution of paleokarst reservoirs in the Ordos Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(5): 640–655.
- [14] 席胜利,李振宏,王欣,等. 鄂尔多斯盆地奥陶系储层展布及勘探潜力[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(3): 405–412.
- Xi Shengli, Li Zhenhong, Wang Xin, et al. Distribution and exploration potential of Ordovician reservoir in Ordos basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(3): 405–412.
- [15] 何治亮,彭守涛,张涛,等. 塔里木盆地塔河地区奥陶系储层形成的控制因素与复合—联合成因机制[J]. *石油与天然气地质*, 2010, 31(6): 741–752.
- He Zhiliang, Peng Shoutao, Zhang Tao. Controlling factors and genetic pattern of the Ordovician reservoirs in the Tahe area, Tarim Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2010, 31(6): 741–752.
- [16] 马永生,牟传龙,谭欣银,等. 关于开江—梁平海槽的认识[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(3): 326–331.
- Ma Yongsheng, Mou Chuanlong, Tan Qinyin, et al. A discussion on Kaijiang-Liangping ocean trough [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(3): 326–331.
- [17] 王正和,郭彤楼,谭钦银,等. 四川盆地东北部长兴组—飞仙关组各沉积相带储层特征[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(3): 57–62.
- Wang Zhenghe, Guo Tonglou, Tan Qinyin, et al. Reservoir characteristics of different sedimentary facies in the Changxing and Feixianguan Formations, northeast of the Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(3): 57–62.
- [18] 马永生,蔡勋育. 四川盆地川东北二叠系—三叠系天然气勘探成果与前景展望[J]. *石油与天然气地质*, 2006, 27(6): 741–750.
- Ma Yongsheng, Cai Xunyu. Exploration achievements and prospects of the Permian-Triassic natural gas in northeastern Sichuan basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2006, 27(6): 741–750.
- [19] 胡晓兰,樊太亮,于炳松,等. 塔里木盆地柯坪地区奥陶系鹰山组台内滩储层地层特征对比研究: 以石灰窑和大湾沟剖面为例[J]. *地学前缘*, 2011, 18(3): 339–346.
- Hu Xiaolan, Fan Taiyang, Yu Bingsong, et al. A comparative study of sequence characteristics of intraplateform shoal reservoirs of Ordovician Yingshan Formation in Keping Area, Tarim Basin: Taking the Shihuiyao and Dawangou sections as examples [J]. *Earth Science Frontiers*, 2011, 18(3): 339–346.
- [20] 钱一雄,杜永明,陈代钊,等. 塔里木盆地肖尔布拉克剖面奇格布拉克组层序界面与沉积相研究[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(1): 1–8.
- Qian Yixiong, Du Yongming, Chen Daizhao, et al. Stratigraphic sequences and sedimentary facies of Qigebulak Formation at Xianerbulak, Tarim Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(1): 1–8.
- [21] 何治亮,魏修成,钱一雄,等. 海相碳酸盐岩优质储层形成机理与分布预测[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(4): 489–498.
- He Zhiliang, Wei Xiucheng, Qian Yixiong, et al. Forming mechanism and distribution prediction of quality marine carbonate reservoirs [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(4): 439–498.