

文章编号:0253-9985(2010)06-0743-10

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

何治亮,彭守涛,张涛

(中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院,北京 100083)

摘要:对塔河油田 442 口钻遇奥陶系井的岩溶型储层段的研究表明,塔河地区中-下奥陶统碳酸盐岩地层受到了加里东中期和海西早期两期岩溶作用的改造,岩溶作用主要发生在地表或近地表的低温大气水条件下,受控于构造(原型盆地、构造变形)、层序(结构、样式)、岩相(沉积相、成岩相)、流体(地表、地层、深源)和时间等 5 种因素,形成了储集类型多样、非均质性强、分带性明显的岩溶缝洞储集体。北带以大洞、大缝为主,中带为孔-洞-缝型,南带为局部有孔、洞的裂缝型储层。不同地区和层系主控因素各不相同。塔河北部地区在长期和多期的暴露过程中,发生了多期岩溶旋回的叠加,储层形成受控于以表生岩溶为主的单因素多期复合作用,形成了 3 套洞穴型储层;在上奥陶统覆盖较厚的南部地区,由于暴露时间短,岩溶作用相对较弱,有利储层的发育同时受古地形及暴露时间、高能相带、断裂裂缝分布和后期埋藏溶蚀等多因素的联合作用所控制。

关键词:复合-联合作用;成因机制;岩溶型储层;碳酸盐岩;奥陶系;塔河油田;塔里木盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Controlling factors and genetic pattern of the Ordovician reservoirs in the Tahe area, Tarim Basin

He Zhiliang, Peng Shoutao and Zhang Tao

(SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: The Middle-Lower Ordovician in the northern Tarim Basin experienced two phases of karstification in the Middle Caledonian and in the Early Hercynian, respectively. The karstification mainly took place under low temperature meteoric water conditions at surface or near the surface, and was controlled by five factors; that is, structures (prototype basins and tectonic transformation), sequences (configuration and patterns), lithofacies (sedimentary facies and diagenetic facies), source of fluids (surface, formation and deep fluids) and time. This resulted in fractured-vuggy karst reservoirs of various types with strong heterogeneity and significant zonation. In the north zone, reservoir spaces are dominated by big caves and fractures; in the middle zone, reservoir spaces are pores, vuggs and fractures; in the south zone, reservoir spaces are mainly fractures with local vuggs and pores. The major controlling factors vary in different areas and different layers. Multi-stage karstification cycles occurred during the long time and multi-stage exposure in the north of Tahe area. The development of reservoirs is controlled by single-factor but multi-stage effects which are dominated by surface karstification, and three sets of cavern-type reservoirs are formed. In the south where the Upper Ordovician is relatively thick, because of short-time exposure and relatively weak karstification, the development of favorable reservoirs are jointly controlled by paleotopography, exposure time, high-energy facie zones, distribution of fractures and faults as well as

收稿日期:2010-10-10。

第一作者简介:何治亮(1963—),男,博士、教授级高级工程师,油气地质。

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973 计划)项目(2005CB422103);国家科技重大专项(2008ZX05005-002);国土资源部全国油气资源战略选区调查与评价项目(2009GYXQ02)。

later burial and dissolution.

Key words: joint control, genetic mechanism, karst reservoir, carbonate rock, Ordovician, Tahe oilfield, Tarim Basin

塔河油田位于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起中南部(图 1),油气储量规模在 15×10^8 t 以上,主要集中在中-下奥陶统地层。奥陶系灰岩基质孔隙度低。根据塔河油田奥陶系 7 008 块样品的统计分析,72%的样品孔隙度小于 1%,平均基质孔隙度仅为 0.963%。塔河油田碳酸盐岩缝洞型储层既不同于裂缝型储层,也不同于礁滩、白云岩孔隙型储层,其有效储集空间是后期构造、溶蚀(古表生、深埋、热水)等作用形成的孔、洞、缝,其中最主要的是洞穴型储层^[1],它是一种经历过多期构造破裂与暴露岩溶作用,纵、横向非均质性强的复杂储集体。塔河油田一些生产井产量比较高,如 S48 井自 1997 年 10 月 26 日连续自喷 7 年零 8 个月,平均日产原油 470 t,到 2004 年 8 月,已累计产原油 70×10^4 t;一些井产量很低,如 LN8 井累计产量不到 1×10^4 t 就停喷。距高产井很近的钻井也常常为干井。孔、洞、缝型储层的发育程度是影响油气稳产、高产

的关键因素^[2]。目前,对奥陶系孔、洞、缝型储层的成因机理和发育规律已作了多项研究。作者在研究过程中也曾先后提出,塔河油田主体储层主要受海西早期古隆起背景下的与不同构造地貌对应的各种岩溶作用控制,不同时期具有不同的溶蚀与充填方式,沉降期表现为“半岛状岩溶模式”^[3]。“十五”期间,塔河油田外扩所部署的 S108, S106, S86, S112 井,发现塔河地区还存在加里东中期岩溶型储层^[4,5]。近年来,随着西部、南部艾丁和托普台地区的突破,进一步证实了奥陶系储层还具有相控、断控、层控的特征^[6~9]。

基于近期所获得的新资料,本文通过对这种具有明显时空差异性储层特征的描述,在对导致储层具南、北分带性的地质作用分析的基础上,通过储层发育多样性和非均质性的形成机理分析,以期建立岩溶型碳酸盐岩储层的成因模式。

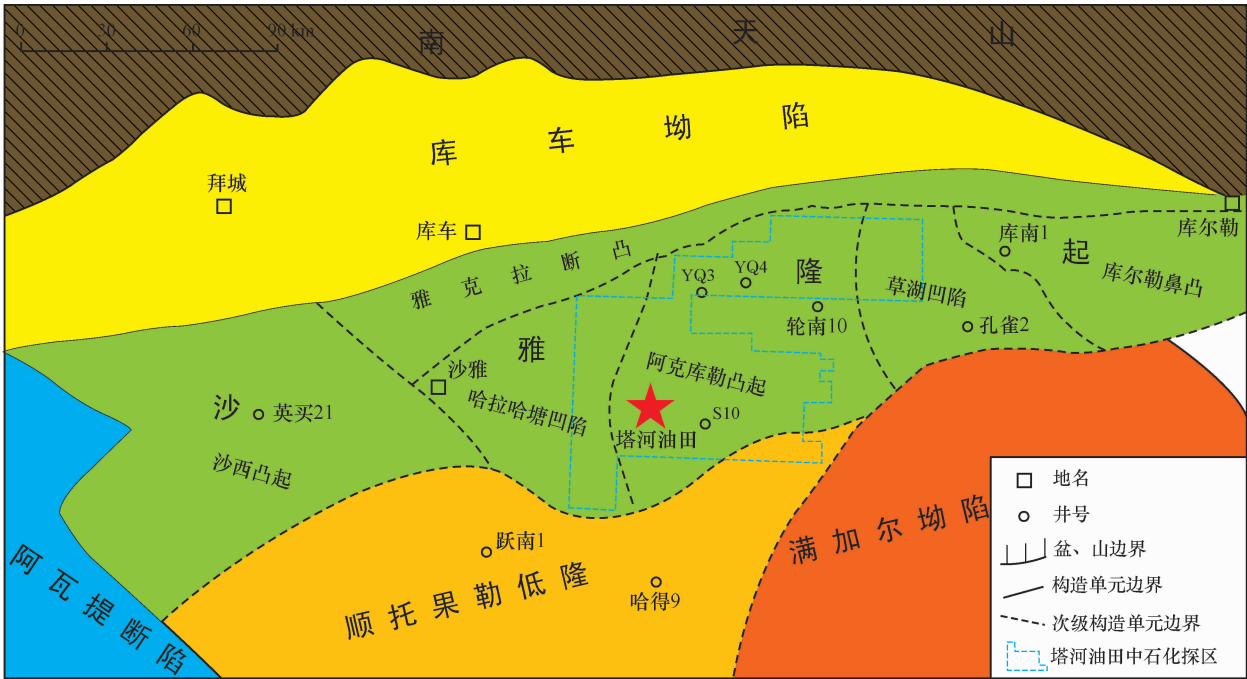


图 1 塔北地区构造单元划分与塔河油田位置

Fig. 1 Structural units in the northern Tarim Basin and location of Tahe oilfield

1 岩溶储层发育特征与分布规律

塔里木盆地北部中-下奥陶统是一套浅海碳酸盐岩台地相沉积。该套地层在中奥陶世一晚泥盆世经历了多期构造运动改造和差异性暴露过程,在多期古隆起的宏观控制下,经历了加里东期、海西期多期构造运动的改造和叠加。从阿克库勒凸起核部向外呈现出有规律的地层接触关系。塔河北部地层缺失多,南部缺失少(图2),形

成了储集类型多样、非均质性强、分带性明显的岩溶缝洞储集体(图3)。

岩溶识别标志主要包括钻具放空、泥浆漏失、录井标志、岩心标志、薄片特征、地化标志、测井响应和地震响应等^[10]。基于岩溶洞穴的识别模式,对442口钻遇奥陶系井的岩溶型储层段进行识别统计,在330口井中钻遇洞穴共计462个,钻遇率达74.7%,平均每口钻井钻遇洞穴1.4个。其中,发育有效洞穴(放空、钻时加快、漏失)的钻井达129口,共计放空层段180个,占钻井总数的

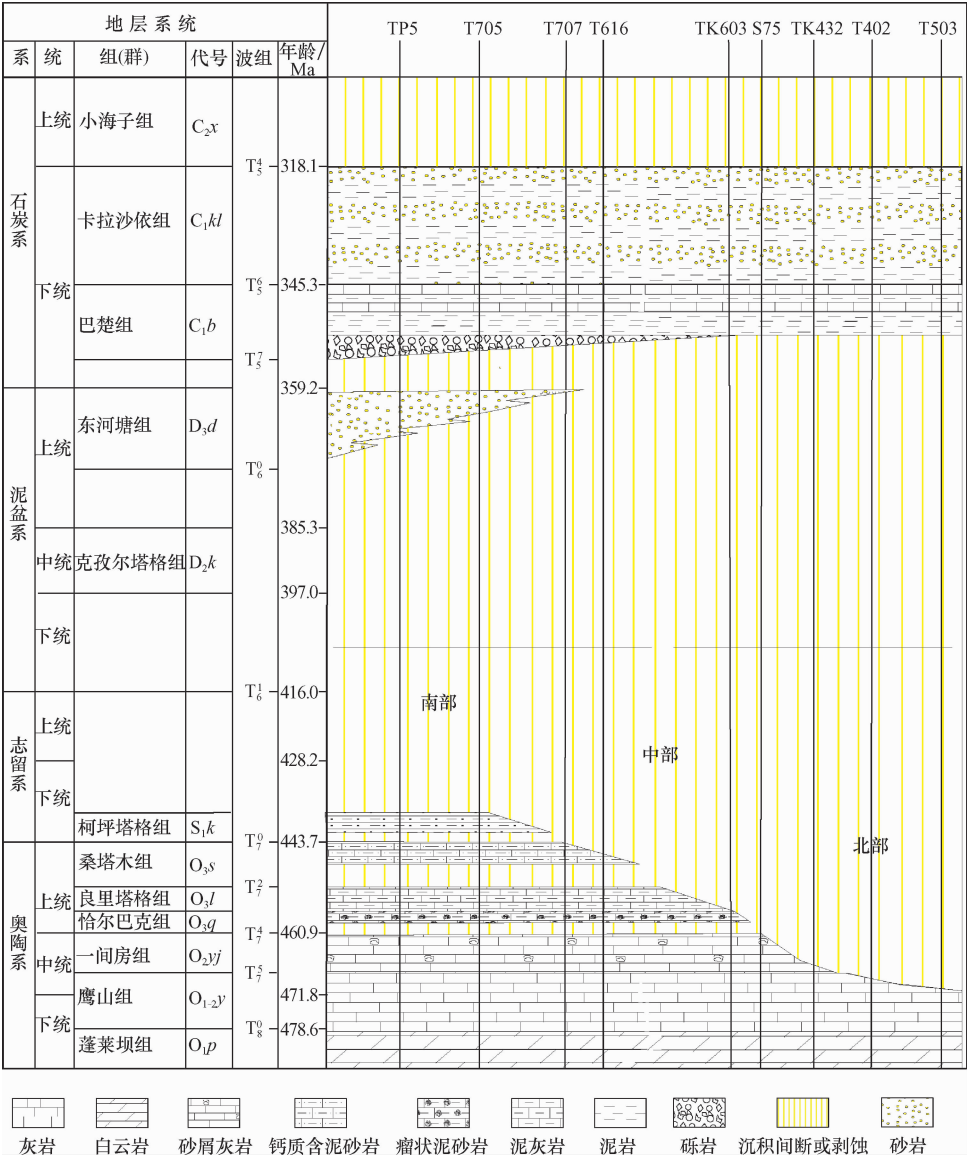


图2 塔河油田地层结构简图

Fig. 2 Simplified stratigraphic column for Tahe oilfield

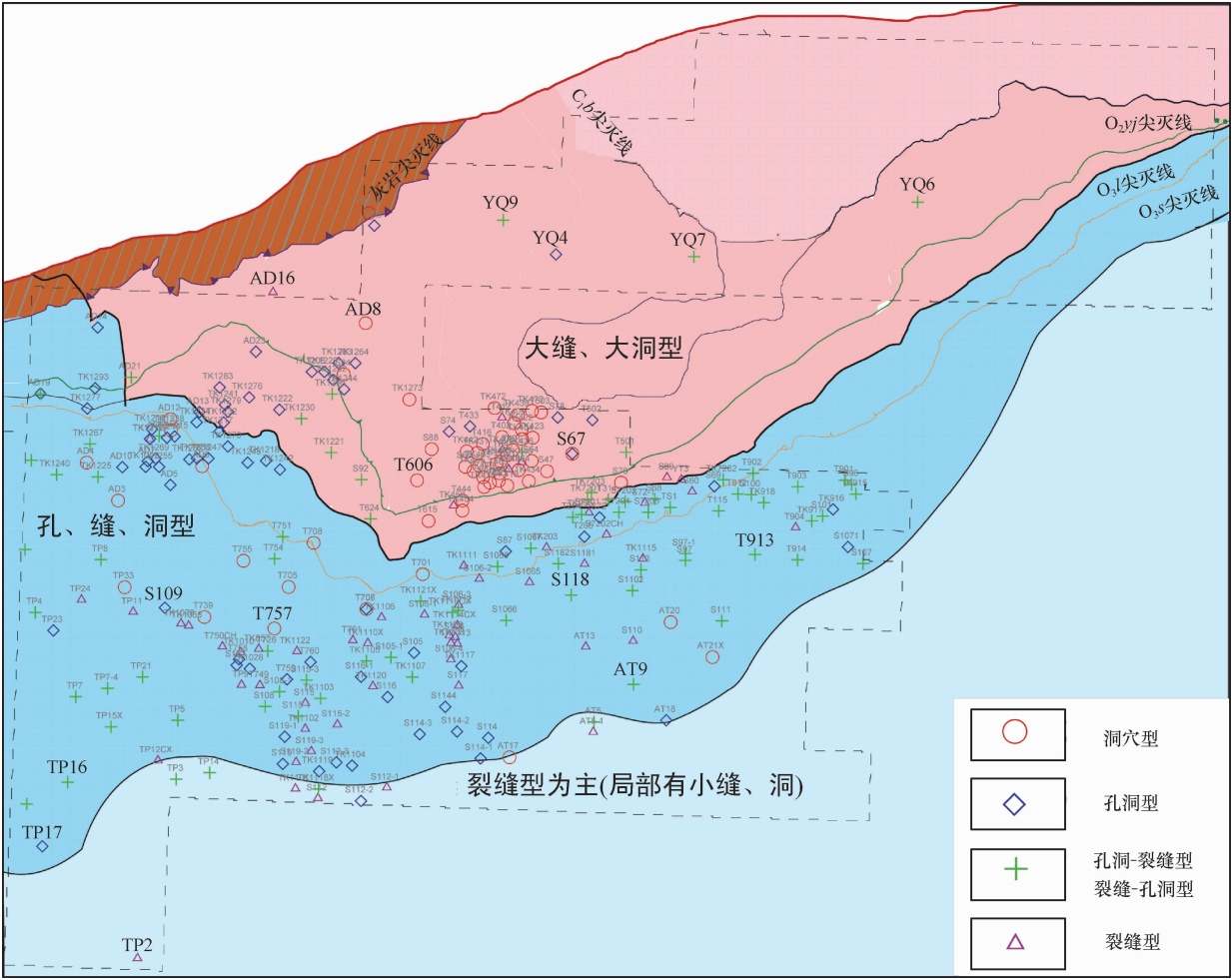


图 3 塔河油田奥陶系储层平面分布

Fig. 3 Horizontal distribution of the Ordovician reservoirs in Tahe oilfield

39.1%,可见本区岩溶作用普遍发育。在塔河油田已发现的最大的未充填溶洞是 TK808 井 5 763.51~5 793.00 m,钻具放空 29.49 m;在岩心上发现的最大的全充填溶洞达 20 m(T615 井 5 535~5 555 m);根据测井资料判断的最大的全充填溶洞达 75 m。由此可见塔河奥陶系溶洞规模之大。

从层位分布看,洞穴多数分布在鹰山组。有 37 口井钻遇一间房组 47 个洞穴层段,表现为放空、严重漏失及充填。也有部分井在良里塔格组出现放空、漏失或充填。

从洞穴深度看,井深最大的有效洞穴是 AD4 井 6 518~6 541 m 井段(距 T_7^0 面 272 m,距 T_7^4 面 47 m),最浅的洞穴是 S9 井 5 171.5~5 178.5 m 井段(距 T_7^0 、 T_7^4 面 170 m),两口井相差大于 1 000 m。距奥陶系顶面(T_7^0)最深的洞穴是 S105 井 6 188~

6 214 m 井段,距 T_7^0 面 760 m,距 T_7^4 面 327 m。

从洞穴与 T_7^0 面距离分布看,桑塔木组尖灭线以北的塔河油田主体区洞穴多分布在 0~250 m,分布有 3 个岩溶旋回。洞穴的发育基本上遵循“随深度递减”的规律。在桑塔木覆盖的外围区,洞穴距 T_7^0 面 300~1 200 m,数量相对少。

从储层发育与 T_7^4 面距离分布看,以西南部托甫台地区为例,一类、二类储层主要发育在 T_7^4 以下 0~60 m 范围内;而北部艾丁地区岩溶发育较深,储层相对较厚,如 AD16 井 T_7^4 之下 201 m 仍发育一类储层。这是由于托甫台地区主要受加里东中期岩溶作用控制,大气水活动和岩溶作用相对较弱;而北部艾丁地区除受早期加里东期岩溶作用的影响外,还受后期海西期岩溶作用叠加的影响,故岩溶作用强,影响深度大^[11]。

2 岩溶储层发育的控制因素

塔河地区奥陶系储层非均质性强,具有纵向分层、平面分带的特征。以往的研究分别注意到构造、古地貌、岩相、古水文条件以及暴露时间长短等多种因素对储层发育的控制^[12,13]。通过塔河地区岩溶缝洞充填物的阴极发光、碳氧稳定同位素组成、锶同位素组成、微量元素组成、稀土元素组成、包裹体类型及均一化温度、孢粉鉴定成果、钻录井标志、测井和地震响应特征等的分析,经进一步梳理后认为,塔河地区储层分别受控于构造(原型盆地、构造变形)、层序(结构、样式)、岩相(沉积相、成岩相)、流体(地表、地层、深源)和时间5种因素,不同地区和层系主控因素各不相同。

2.1 构造

中奥陶世之前,塔里木盆地及周缘是“多盆围台”伸展背景下的盆地组合,大部分地区为大型碳酸盐岩台地,沉积了巨厚的碳酸盐岩地层,为后期岩溶的发育奠定了物质基础。中奥陶世之后为“隆-坳相间”的聚敛背景下的压性盆地组合,分别沉积了碳酸盐岩和碎屑岩建造组合,岩石可溶性相对较差。

断裂对岩溶储层也起着起重要的控制作用,主要表现为:1)断裂增加了地表水和地下水与碳酸盐岩的接触面积和溶蚀范围,与阿克库勒凸起轴向平行的纵张裂隙(海西早期)是裂隙的优势方向,它们是岩溶地下水下渗的主要通道,控制了大多数洞穴层或洞穴系统的形成。海西早期,塔河地区受古隆起上断裂所控制的特定的古地貌特征控制了古水系的发展演化,不但控制了岩溶储集空间的类型,也决定了岩溶洞穴系统的发育和充填范围。2)断裂带一般是裂缝与溶孔的密集带。3)多条断裂控制的背斜残丘高点也是裂缝型储层的发育区。4)大型溶洞一般发育在分支断裂附近,洞穴的走向常与次级断裂的走向一致,断裂的交汇处也容易形成大型洞穴。塔河115口放空漏失井,91%在断裂带附近。在上奥陶统覆盖区,目前发现的加里东中期岩溶多分布于早期断裂带附近,断裂对于该期岩溶至关重要。从地震剖面上看,串珠状反射特征与断裂走向具一致性。

2.2 地层结构

奥陶纪台地背景下加积型地层结构形成的厚度巨大的碳酸盐岩建造组合,是形成大规模岩溶型储层的基础。几个区域性的不整合,特别是海西早期不整合上、下地层的展布,对储层的控制尤为明显(图4)。不整合之下的地层组合控制了溶蚀的方式和程度,之上的地层影响了充填和保持。受古生代鼻状隆起控制,之后发生沉降沉积时,各套地层大多向隆起顶部减薄。中-上奥陶统、志留-泥盆系、上泥盆统东河砂岩等地层的剥蚀边界和下石炭统巴楚组底砂岩段的沉积边界大致围绕隆起边缘分布,隆起中部大部分地区的奥陶系被下石炭统地层覆盖。

不整合面对储层的控制作用主要表现在两个方面:首先,不整合面的间断时间控制了岩溶发育的强度,北部地区洞穴数量、规模、分布深度明显大于南部地区;其次,不整合面的形态(古地貌)是控制岩溶发育程度的重要条件,岩溶高地岩溶作用强烈但易被剥蚀或充填改造,岩溶谷地岩溶作用相对较弱,而其间的岩溶斜坡岩溶最为发育。

2.3 沉积相

中奥陶世之前,塔北地区主要为开阔台地相,所形成的灰岩和白云岩为良好的可溶岩,特别是下奥陶统为一套非常纯净的台地相碳酸盐岩沉积。中奥陶统一间房组为开阔台地相沉积,主要发育低能台内滩间海微晶灰岩、颗粒微晶灰岩与高能或较高能台内浅滩相颗粒灰岩,局部存在障积型生物丘或生物点礁,规模较小。上奥陶统为隆、凹相间的压性盆地,主要为混积陆棚相沉积,岩石可溶性差。

不同沉积相带的碳酸盐岩,由于原始组成物质不同,它们的成岩与孔隙演化有明显的差异,尤其是在早期阶段,使不同相带的储层具有各不相同的储渗空间类型与特性。浅水高能滩相、礁相储层的早期溶孔发育期(粒屑滩出露海面,进入大气成岩环境,孔隙度增加10%~15%)至关重要。低能岩相性灰泥占优势,粒屑含量低,如果后期不经历构造破裂、表生岩溶和埋藏溶蚀作用,则不能形成有效储层。从一间房组储层发育厚度与沉积相叠加分布可以看出,开阔台地内高能沉积相带发育的较纯净的碳酸盐岩,经后期风化淋滤形成的岩溶储层往往厚度大、质量好(图5)。

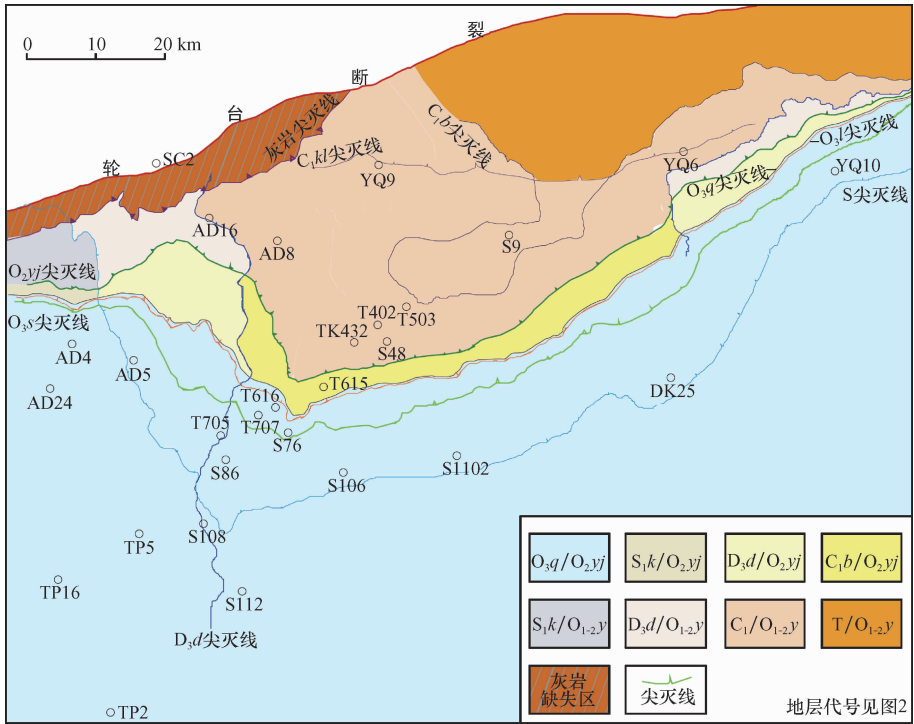


图 4 塔北地区阿克库勒凸起中-下奥陶统与上覆地层接触关系

Fig. 4 Contact relationship between the Middle-Lower Ordovician and the overlying strata in the Akekule Uplift, the northern Tarim Basin (地层代号相对应的地层见图 2; T 为三叠系。)

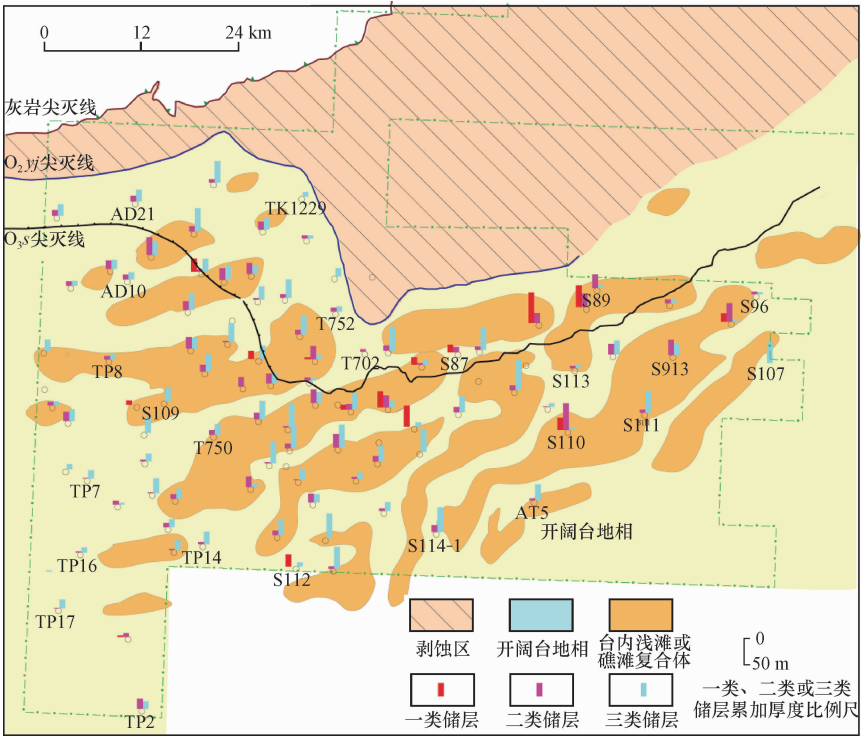


图 5 塔河油田奥陶系一间房组储层发育厚度与沉积相展布的关系

Fig. 5 Relationship between reservoir thickness and the distribution of sedimentary facies in the Ordovician Yijianfang Formation of Tahe oilfield

2.4 流体作用

流体就其来源而言,主要分为内源和外源两大类。塔河下古生界地层中外源流体主要包括大气淡水及热液流体。塔河地区多期构造运动使得区内断裂、裂缝系统较为发育,这为该区大气淡水及热液流体的运移及共同作用于储层提供了充分条件^[14]。

1) 大气淡水

按大气淡水形成阶段划分,可以分为同生期-准同生期和表生期大气淡水两种。同生期-准同生期溶蚀作用发生于大气成岩环境中,受次级沉积旋回的控制。在海退沉积序列中,处于碳酸盐台地中较高位置的颗粒滩等浅水沉积体,伴随海平面的暂时性相对下降,而出露海面或处于淡水透镜体内,受到大气淡水的淋滤,发生选择性和非选择性溶蚀,形成大小不一、形态各异的各种孔隙。但该类溶孔在塔河地区总体上不发育,仅在部分台内礁滩相地层中见到,多数溶蚀孔隙很快被方解石胶结充填,不构成有效的储集空间。表生期大气淡水为典型的非饱和流体,在向下流动的过程中,更容易淋滤出围岩中的各种组分,使得自身的流体化学性质逐渐发生改变。塔河地区最显著的两期岩溶作用发生在加里东中期和海西早期,大气淡水流动的优势方向由东北至西南,垂向上以地表下渗为主,可沿裂缝、不整合面、缝合线等渗入浅部的碳酸盐岩地层。塔河北部多期岩溶作用叠加,在中-下奥陶统地层中形成了至少3套洞穴层。

2) 热液流体

热液流体在流动过程中携带的酸性物质会对碳酸盐岩进行溶蚀和改造。塔河地区多处发现了热液活动的产物,主要表现为生物碎屑局部被萤石交代及周围褪色和绿泥石交代棘屑及共轴增长。通过岩石学和地化分析,在塔河地区南部一间房组也发现了部分热液流体活动的证据。海西晚期的强烈岩浆-火山活动,使大量的热液流体从岩浆中释放出来。富含 CO_2 的热液流体沿着断裂、裂缝以及不整合面等运移到碳酸盐岩地层中,对碳酸盐岩发生不同程度的溶蚀作用,形成溶孔和热液溶蚀缝以及各种热液矿物组合,总体上增大储集空间。早期大气淡水形成的洞穴层,很可能为后期热液流体注入提供通道及空间,从而产

生丰富的次生孔隙,与表生溶蚀缝洞相结合,构成孔洞型储层。

3) 内源溶蚀流体

内源溶蚀流体主要指后期埋藏作用阶段有机质在形成烃类的热降解作用过程中产生的有机酸、 CO_2 和 H_2S 等酸性流体。由于它们量较小且很容易与围岩达到平衡,一般情况下对储层的贡献不是很大,但对储集空间的保持影响很大。在出现TSR(硫酸盐热化学还原反应)的地区,可产生强烈的溶蚀作用,并形成优质储层。

2.5 时间

碳酸盐岩是一种易溶蚀同时又易充填的岩石。在漫长的演化历史中,影响储集空间形成的建设性成岩作用与破坏性成岩作用常常交替发生。在4亿多年的演化历程中,塔河地区奥陶系碳酸盐岩也经历了复杂的成岩作用过程(早期溶蚀、表生岩溶、构造破裂、热液作用、充填)(图6)。多期构造运动,特别是加里东中-晚期(与 T_7^4 , T_7^2 , T_7^0 不整合面相关)与海西期(T_6^0 , T_5^6 等)两期表生岩溶作用是形成储集空间的决定性因素,在塔河北部的轮南、雅-轮地区甚至经历了印支-燕山期岩溶作用的改造。早期的机械充填和后期的化学充填是主要的不利条件,后期流体性质则决定了储层的保持。

3 岩溶储层成因机制

3.1 储集空间的形成

加里东中期I幕($\text{O}_3/\text{O}_{1-2}$)、加里东中期III幕(O_3/S)、海西早期($\text{D}_3\text{d}/\text{D}_{1-2}$)构造抬升剥蚀阶段是古岩溶作用的主要活动期。在北部主体区,3期抬升剥蚀的叠加和多期表生岩溶的复合作用形成了优质的缝洞型储层,尤其是海西早期强烈的表生岩溶作用更具有优势效应。海西早期的岩溶作用至少存在3个岩溶旋回,自上而下形成3个洞穴层,后期又受叠加了构造沉降期岩溶作用的叠加改造。加里东中期I幕岩溶主要与 T_7^4 不整合面有关,分布广泛,为该区一间房组储层的发育奠定了基础。由于暴露时间短,古地貌差异不大,岩溶作用相对较弱,岩溶影响深度有限,由不整合面控制的古地形及暴露时间、岩溶强度、断裂裂缝分

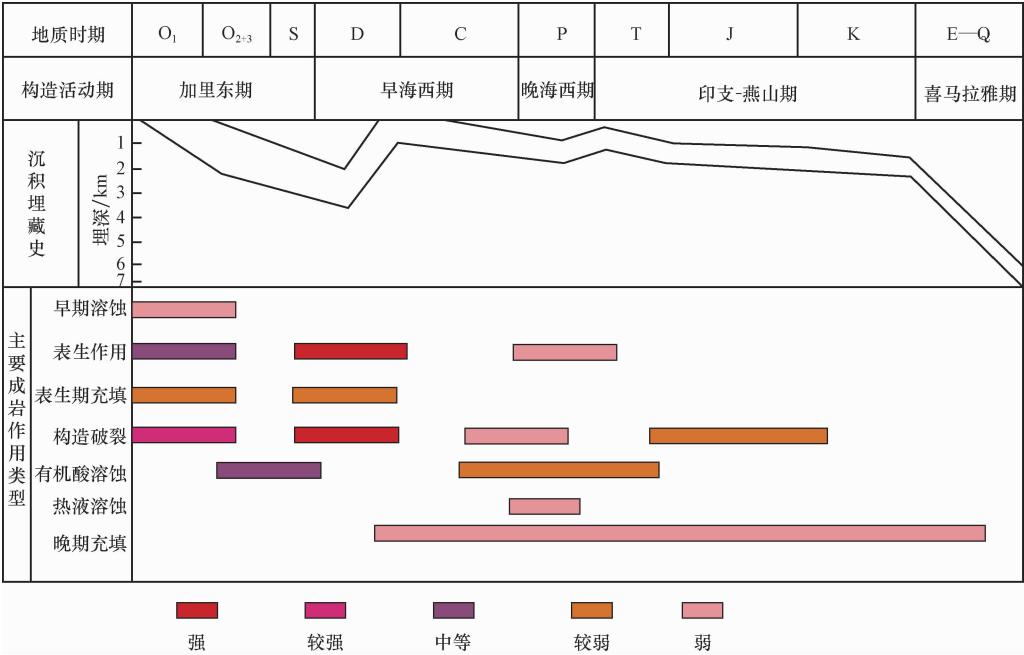


图 6 塔河地区各种成岩作用在各地质时期对储集空间的叠加改造

Fig. 6 Modification of reservoirs by various diagenesis during different geological times in Tahe area

布、高能礁滩相带和后期埋藏溶蚀共同组成的联合效应控制了中、南部地区岩溶型储层的发育程度及深度分布。

3.2 储集空间的充填与保持

洞穴充填体系包括重力坍塌、机械搬运沉积和化学充填 3 部分^[15]。

塔河地区北部以机械充填为主,南部以化学充填为主。重力坍塌主要表现为洞穴中充填垮塌角砾岩。机械搬运沉积表现为洞穴中充填浅灰色细砂岩、绿灰色泥岩和绿灰色泥质粉砂岩等,且从供水区到泄水区分别表现为地下泥石流—辫状河—一曲流河—海岸滩坝—海湾等丰富的沉积体系。古地貌是控制溶洞机械充填的主要因素,位于古构造较高部位或坡度急剧变化部位的溶洞易于充填,而在岩溶残丘斜坡带储层的保存较好。稀土元素特征分析表明,岩溶洞穴中砂泥岩与巴楚组砂岩二者具有亲缘性,也就是说北部机械充填可能主要形成于海西早期^①。

化学充填表现为溶洞巨晶方解石和裂缝方解石充填。南部一间房组充填以方解石充填居多(化学充填),有机质、原油、沥青次之,偶见陆源粉

砂质充填。从充填方解石的结构与地球化学特征来看,发生充填的环境和过程非常复杂。

化学(方解石)充填往往具有多期性。部分缝洞的化学充填作用发生在表生岩溶作用过程中,即为与溶解伴随的沉淀作用,受近地表环境中温度、压力(包括 p_{CO_2})的影响较大;但更多孔、洞、缝的方解石充填作用发生在表生岩溶作用以后的不同埋藏成岩阶段。塔河地区的奥陶系地层自加里东—海西运动以后,盆地持续沉降,从近地表一直埋藏到 5 000 m 甚至更深,在温度持续增加的过程中(从近地表温度增加到 160℃ 甚至更高),原有的对碳酸盐不饱和的流体会逐渐趋向饱和而发生沉淀^②。地化依据有:①缝洞充填物中方解石 $\delta^{13}\text{C}$ 和 $\delta^{18}\text{O}$ 值的变化范围宽(刘存革等,2008),反映了流体活动的复杂性;②方解石中流体包裹体均一温度分布范围宽泛(70 ~ 140℃)^[16],大致与岩溶作用之后海西晚期以来塔河地区奥陶系碳酸盐岩所处的埋藏地温相当,表明有关的孔、洞、缝充填物是在埋藏过程的不同阶段形成的。对 S76 井、S85 井不同产状中赋存方解石晶体的晶胞参数、化学成分、碳氧同位素、流体包裹体中的氢同位素等多项指标的综合分析表明,至少存在大

① 刘存革. 塔河油田西北部奥陶系油气成藏规律. 中石化西北油田分公司, 2009

② 黄思静. 塔里木盆地构造—岩溶作用与储层形成分布. 中国石化股份有限公司科技开发部, 2009

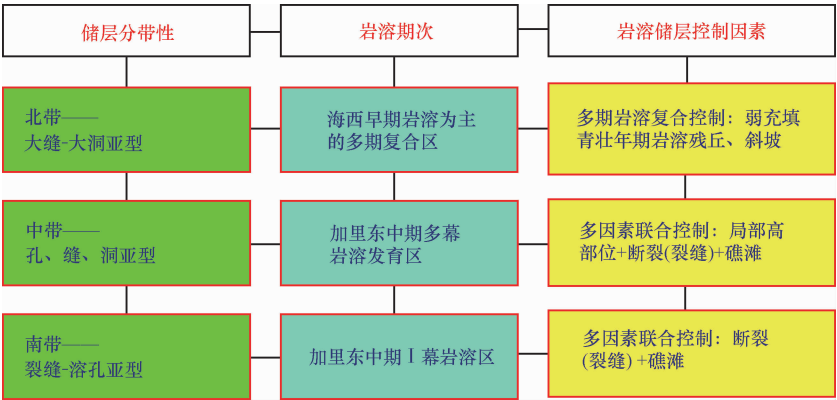


图7 塔河地区碳酸盐岩储层成因模式

Fig. 7 Genetic patterns of the Ordovician carbonate reservoirs in Tahe area

气淡水表生岩溶环境和地层混合水埋藏环境两种成岩环境。另外,在鹰山组巨型洞穴中方解石中组分的剧烈变化反映了洞穴充填发生于不同的水文地质-地球化学体系^[17]。

3.3 岩溶储层的成因模式

塔河地区奥陶系碳酸盐岩经历了多期、多幕岩溶改造。加里东中期第Ⅰ幕(中奥陶统沉积后期),塔北地区整体抬升,间断1~2 Ma,在本区形成了下奥陶统内第一套缝洞型储层;加里东中期第Ⅱ幕(良里塔格组沉积末期),塔北地区再次抬升而在良里塔格组内形成溶蚀;海西早期(中-晚泥盆纪),塔河地区强烈抬升,北部主体区的泥盆系、志留系、上奥陶统及部分中-下奥陶统遭受快速剥蚀,在多个构造隆升相对停滞期或缓慢阶段发生了较为广泛的岩溶作用,随着潜水面的周期性变动,形成并保存了多旋回的岩溶洞穴层;晚泥盆纪末期的第一次大规模海侵,在塔河外围沉积了一套东河砂岩,为海浸超覆沉积;最后,巴楚组海相砂泥岩覆盖其上,古表生岩溶作用基本结束,进入压释水岩溶及埋藏成岩阶段。

图7分别对不同区带储层的类型、发育期次和形成机理进行了初步的归纳和总结,重点说明了北部主体区为多期表生岩溶作用复合的成因机理,中、南部则是多种因素共同控制下的联合成因机理。

4 结论

1) 塔里木盆地北部中-下奥陶统是一套浅海

碳酸盐岩台地相沉积。该套地层在中奥陶世一晚泥盆世经历了多期构造运动改造和差异性暴露过程,形成了储集类型多样、非均质性强、分带性明显的岩溶缝洞储集体。北带以大洞、大缝为主,中带为孔-洞-缝型,南带为局部有孔洞的裂缝型储层。

2) 塔河地区中-下奥陶统碳酸盐岩地层中的岩溶作用主要发生在地表或近地表的低温大气水条件下,分别受到了加里东中期和海西早期两期岩溶作用的改造。这种岩溶型储层分别受控于构造(原型盆地、构造变形)、层序(结构、样式)、岩相(沉积相、成岩相)、流体(地表、地层、深源)和时间等5种因素,不同地区和层系主控因素各不相同。

3) 塔河北部地区暴露时间长达100 Ma,在长期和多期的暴露过程中,发生了多期岩溶旋回的叠加,储层形成受控于以表生岩溶为主的单因素多期复合作用,加里东晚期—海西早期是岩溶作用的主要时期。海西早期的构造升降过程改造了早期的储集空间,形成了3套洞穴型储层,纵向上具有上早、下晚的特点。在上奥陶统覆盖较厚的南部地区,存在加里东中期第Ⅰ幕和第Ⅱ幕岩溶作用,由于暴露时间短,岩溶作用相对较弱,有利储层的发育同时受古地形、暴露时间、高能相带、断裂裂缝分布和后期埋藏溶蚀等多种因素的联合作用所控制。

4) 塔河地区洞穴充填体系包括重力坍塌、机械搬运沉积和化学充填3部分。北部以机械充填为主,南部以化学充填为主。

致谢:论文作者始终从塔里木盆地勘探开发实践中获得宝贵的资料与深刻的启示,在此谨向

塔河油田勘探开发生产及所有相关的科研人员表达诚挚的谢意!

参 考 文 献

1 闫相宾,韩振华,李永宏.塔河油田奥陶系油藏的储层特征和成因机理探讨[J].地质论评,2002,48(6):620~626

2 叶德胜,王根长,林忠民,等.塔里木盆地北部寒武-奥陶系碳酸盐岩储层特征及油气前景[M].成都:四川大学出版社,2000.88~102

3 何治亮,罗传容,龚铭,等.塔里木盆地多旋回盆地与复式油气系统[M].武汉:中国地质大学出版社,2001.159~161

4 俞仁连.塔里木盆地塔河油田加里东期古岩溶特征及其意义[J].石油实验地质,2005,27(5):468~472

5 张涛,蔡希源.塔河地区加里东中期古岩溶作用及分布模式[J].地质学报,2007,81(8):1125~1134

6 吕修祥,杨宁,周新源,等.塔里木盆地断裂活动对奥陶系碳酸盐岩储层的影响[J].中国科学(D辑),2008,38(增刊I):48~54

7 于炳松,陈建强,林杨松,等.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):305~316

8 李会军,丁勇,周新桂,等.塔河油田奥陶系海西早期、加里东中期岩溶对比研究[J].地质论评,2010,56(3):413~425

9 漆立新,云露.塔河油田奥陶系碳酸盐岩岩溶发育特征与主控因素[J].石油与天然气地质,2010,31(1):1~12

10 翟晓先.塔河大油田新领域的勘探实践[J].石油与天然气地质,2006,27(6):751~761

11 彭守涛,何治亮,丁勇,等,2010.塔河油田托甫台地区奥陶系一间房组碳酸盐岩储层特征及主控因素[J].石油实验地质,2010,32(2):108~114

12 Charles K. Karst-controlled reservoir heterogeneity in Ellenburger Group carbonates of west Texas[J].AAPG Bulletin,1988,72(10):1160~1183

13 陈景山,李忠,王振宇,等.塔里木盆地奥陶系碳酸盐岩古岩溶作用与储层分布[J].沉积学报,2007,25(6):858~868

14 郑和荣,刘春燕,吴茂炳,等.塔里木盆地奥陶系颗粒石灰岩埋藏溶蚀作用[J].石油学报,2009,30(1):9~15

15 Loucks R G. Paleocave carbonate reservoirs: origins, burial-depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications[J].AAPG Bulletin,1999,83(11):1795~1834

16 夏日元,唐建生,邹胜章,等.塔里木盆地北缘古岩溶充填物包裹体特征[J].中国岩溶,2006,25(3):246~249

17 钱一雄,陈强路,陈跃,等.碳酸盐岩中缝洞方解石成岩环境的矿物地球化学判识——以塔河油田的沙79井和沙85井为例[J].沉积学报,2009,27(8):1027~1032

(编辑 李 军)

(上接第 706 页)

我国古生界油气资源十分丰富,据估算油气资源量为 $(600 \sim 700) \times 10^8$ t 油当量,但目前资源持化率仅为 10% 左右。古生界具有多套生、储、盖组合,包括震旦-奥陶系、志留-泥盆系、石炭系-中三叠统及古生新储等组合。古生界油气勘探领域广,从陆地到海洋,从碳酸盐岩到碎屑岩、火山岩及变质岩;特别是近年来,在古生界发现了多个大油气田。因此,中-古生界油气勘探潜力巨大,是我国当前和今后油气勘探主要的接替领域之一。

参 考 文 献

1 康玉柱.中国古生代海相油气田发现的回顾与启示[J].石油与天然气地质,2007,28(5):570~575

2 康玉柱,蔡希源.中国古生代海相油气田形成条件及分布规律[M].新疆乌鲁木齐:新疆科技出版社,2002

3 金晓辉,闫相宾,李铁军,等.塔里木盆地油气勘探实践与发现规律探讨[J].石油与天然气地质,2008,29(1):45~52,60

4 张兴洲,周建波,迟效国,等.东北地区晚古生代构造-沉积特征与油气资源[J].吉林大学学报:地球科学版,2008,38(5):719~725

5 周建波,张兴洲,马志红,等.中国东北地区的构造格局与盆地演化[J].石油与天然气地质,2009,30(5):530~538

6 余和中和,蔡希源,韩守华,等.松辽盆地石炭-二叠系烃源岩研究[J].沉积与特提斯地质,2003,23(2):62~66

7 郭继杰,焦贵浩.华北古生界石油地质[M].北京:地质出版社,2002

8 刘树根,时华星,徐国强,等.渤海盆地济阳坳陷孤岛下古生界碳酸盐岩潜山油气成藏特征[J].成都理工大学学报(自然科学版),2007,34(5):497~504

9 陈琰,张敏,马立协,等.柴达木盆地北缘西段石炭系烃源岩和油气地球化学特征[J].石油实验地质,2008,30(5):512~517,521

10 康玉柱.中国西北地区石炭-二叠系油气勘探前景[J].新疆石油地质,2008,29(4):415~419

11 康玉柱,叶留生.中国西北地区油气地质特征及资源[M].新疆乌鲁木齐:新疆科技出版社,1997

12 伍新和,张丽,王成善,等.西藏羌塘盆地中生界海相烃源岩特征[J].石油与天然气地质,2008,29(3):348~354

13 刘家铎,周文.青藏地区油气资源潜力分析与评价[M].北京:地质出版社,2007

(编辑 李 军)