

文章编号:1001-6112(2010)02-0108-07

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

彭守涛¹, 何治亮¹, 丁勇², 张涛¹, 夏东领¹, 汲生珍¹, 云金表¹

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油化工股份有限公司 西北分公司 石油勘探开发研究院, 乌鲁木齐 830011)

摘要:通过对塔河油田托甫台地区 30 多口钻井录井、测井、试油、地球物理等第一手资料系统分析,结合岩心、薄片观察和地化分析等研究,认为区内奥陶系一间房组储层基质孔隙度较低,溶蚀孔、洞、缝和构造缝是主要的储集空间,储层类型在平面上具有“南北分带、东西分异”的特征。加里东中期是该区岩溶储层形成的关键时期,古地貌、断裂或裂缝作用、高能礁滩体等是控制储层发育的重要因素,表现出明显的层控和断控性。由此预测有利储层位于加里东中期古地貌高部位或岩溶残丘、断裂和裂缝密集带与高能礁滩体的复合部位,主要分布在托甫台中、北部地区。

关键词:储层特征;主控因素;一间房组;奥陶系;托甫台;塔河油田

中图分类号:TE122.23

文献标识码:A

CHARACTERISTICS AND MAJOR CONTROLLING FACTORS OF CARBONATES RESERVOIR IN THE MIDDLE ORDOVICIAN YIJIANFANG FORMATION, TUOFUTAI AREA, TAHE OILFIELD

Peng Shoutao¹, He Zhiliang¹, Ding Yong², Zhang Tao¹, Xia Dongling¹, Ji Shengzhen¹, Yun Jinbiao¹

(1. *Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;*

2. *Research Institute of Exploration & Production, Northwest Company of SINOPEC, Urumqi 830011, China)*

Abstract: Based on analysis of 30 wells data of logging, well logging, oil production test, geophysical, and rock core and rock thin-section observation, the results show dissolved pores and/or caves, fractures are the main reservoir spaces with low matrix porosity in Middle Ordovician Yijianfang Formation, Tuofutai area of Tahe Oilfield. On the plane the reservoir types have the feature of “north-south zoning distribution, east-west heterogeneity”. The karst reservoirs mainly formed in middle Caledonian and were controlled by such factors as paleo-geomorphology, faults or fractures, lithology and facies, etc., showing distinct features of fault-controlled and strata-bound. Thus it is predicted that the areas of favorable reservoir rocks would be developed in the congruent sites of the high position of Caledonian paleo-geomorphology, concentration area of faults or fractures and high energy reef-flat facies, which are mainly distributed in the middle and northern part of Tuofutai area.

Key words: reservoir characteristics; controlling factors; Yijianfang Formation; Ordovician; Tuofutai area; Tahe Oilfield

托甫台地区位于阿克库勒凸起西南倾没端(图 1)^[1],随着塔河油田油气勘探从主体区向外围转移,该区逐渐成为勘探的热点。该区主力油层集中在中奥陶统一间房组。但由于托甫台地区处于巨厚的桑塔木组覆盖区,其储层发育特征与主体区存在明显

差异,储层埋深大(大于 6 000 m)、厚度薄、非均质性 强、控制因素复杂,导致有利勘探目标预测难度大。前人对塔河油田储层研究多集中在主体区^[2-9],托甫台地区储层研究相对薄弱,有限的成果报道^[1,10]认识到该区储层具有多类型,多成因,但对不同类型

收稿日期:2009-12-03;修订日期:2010-03-04。

作者简介:彭守涛(1979-),男,博士后,沉积储层专业。E-mail:pengst@pepris.com。

基金项目:国家重点基础研究发展计划“973 计划”项目(2005CB422103)资助。

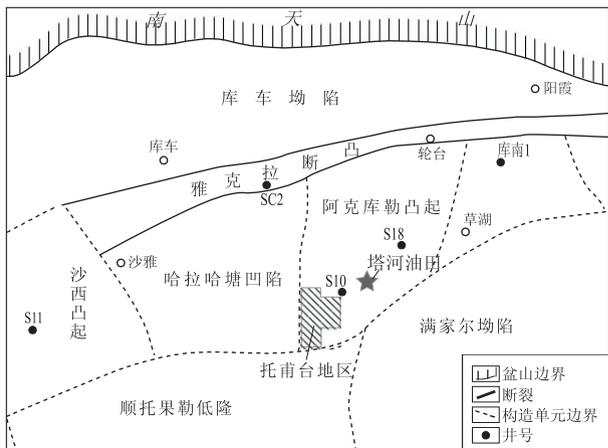


图1 塔河油田托甫台地区区域构造位置^[1]

Fig. 1 The Structural location map of study area

储层的分布规律和受控因素认识尚不明确。本文系统分析 30 多口井第一手资料,结合岩心、薄片观察、地化特征等,详细研究了该区奥陶系一间房组储层类型及主控因素,对下步勘探部署具有重要意义。

1 地质背景

构造演化研究表明^[11-13],加里东中晚期,塔里木盆地发生了区域性挤压构造运动,塔里木盆地性质由被动大陆边缘盆地向挤压型盆地转变,盆内形成隆坳交替的构造格局,塔河油田所在的阿克库勒凸起也在该时期形成雏形,但由于该时期构造运动源于塔里木板块南部与南昆仑板块的碰撞,阿克库勒凸起距板块碰撞地较远,受影响相对较弱,主要表现为整体小幅度抬升,形成向北缓慢抬升的缓坡形态。在海西期,阿克库勒凸起受区域性挤压抬升逐渐形成向西南倾伏、北东向展布的大型鼻凸,后经印支—燕山和喜山运动进一步改造而最终定型。而托甫台地区始终处于阿克库勒凸起的西南斜坡部位^[13]。

据钻井资料揭示,托甫台地区奥陶系地层发育较齐全,自下而上分别为鹰山组($O_{1-2}y$)、一间房组($O_{2}yj$)、恰尔巴克组($O_{3}q$)、良里塔格组($O_{3}l$)和桑塔木组($O_{3}s$)。中奥陶统包括鹰山组和一间房组,为开阔台地相沉积^[11],其中一间房组沿 TK1231—AD21—AD22—AD23—TK1229—TK1262—TK1209—S85 井一线向北尖灭,呈西南厚、东北薄展布特征,区内钻揭厚度 55.0~131.0 m,与上覆地层呈平行不整合接触。上奥陶统视厚 40~910 m,南厚北薄,为海相沉积,由于受到陆源碎屑物质的影响,泥质含量较高,储集性能一般。

2 储层发育特征

2.1 储层岩石特征

利用薄片资料对托甫台地区鹰山组、一间房组、良里塔格组各类岩石出现频率统计表明(图 2),鹰山组岩石类型主要为泥(微)晶灰岩类(48.2%),次为泥晶—亮晶颗粒灰岩类(35.7%), (含)生屑灰岩类、藻粘结灰岩类、(含)云质灰岩类、(含)灰质云岩类等少量出现;一间房组岩石类型主要为泥晶灰岩类(28.6%)、亮晶颗粒灰岩类(23.1%)、(含)生屑灰岩类(23.7%),次为泥晶颗粒灰岩类(14.6%)、藻粘结灰岩类(9.1%), (含)云质灰岩类少量;良里塔格组主要为泥晶灰岩类(53.4%),次为颗粒灰岩类(18.8%)、藻粘结灰岩类(12.0%)、(含)生屑灰岩类(10.5%),且泥质含量明显增加。

岩石结构成分控制了后期的成岩演化^[14]。一间房组由于主要发育中高能台内礁滩体颗粒灰岩,泥质含量极少,故有利于后期的岩溶改造;中、上奥陶统岩性较为复杂,由于陆源碎屑物质的混入,岩石可溶性大大降低,不同类型岩石可溶解性差异较大^[15]。

2.2 储层物性特征

据区内 9 口取心井一间房组 51 个物性数据分析,全直径孔隙度介于 0.10%~6.0%,主要集中在 1.0%~3.5%;垂直渗透率很小,主要分布于 $(0.1\sim 2.0)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,其中以 $(0.5\sim 1.4)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 最多。统计表明,该区一间房组碳酸盐岩储层基质部分具有低孔、低渗特征,对储层物性的贡献有限,储集空间主要依赖于与表生岩溶作用有关的次生溶蚀孔、洞和裂缝^[16]。

2.3 储集空间类型

通过对钻井岩心、岩石薄片、铸体薄片等孔隙

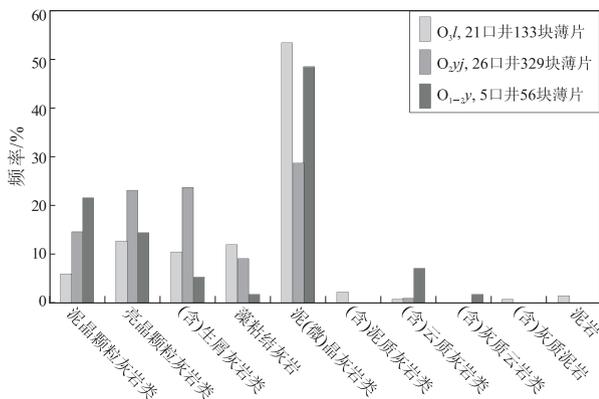


图2 塔河油田托甫台地区奥陶系不同层系岩石类型统计

Fig. 2 Rock types of different formation in Ordovician, Tuofutai area, Tahe Oilfield

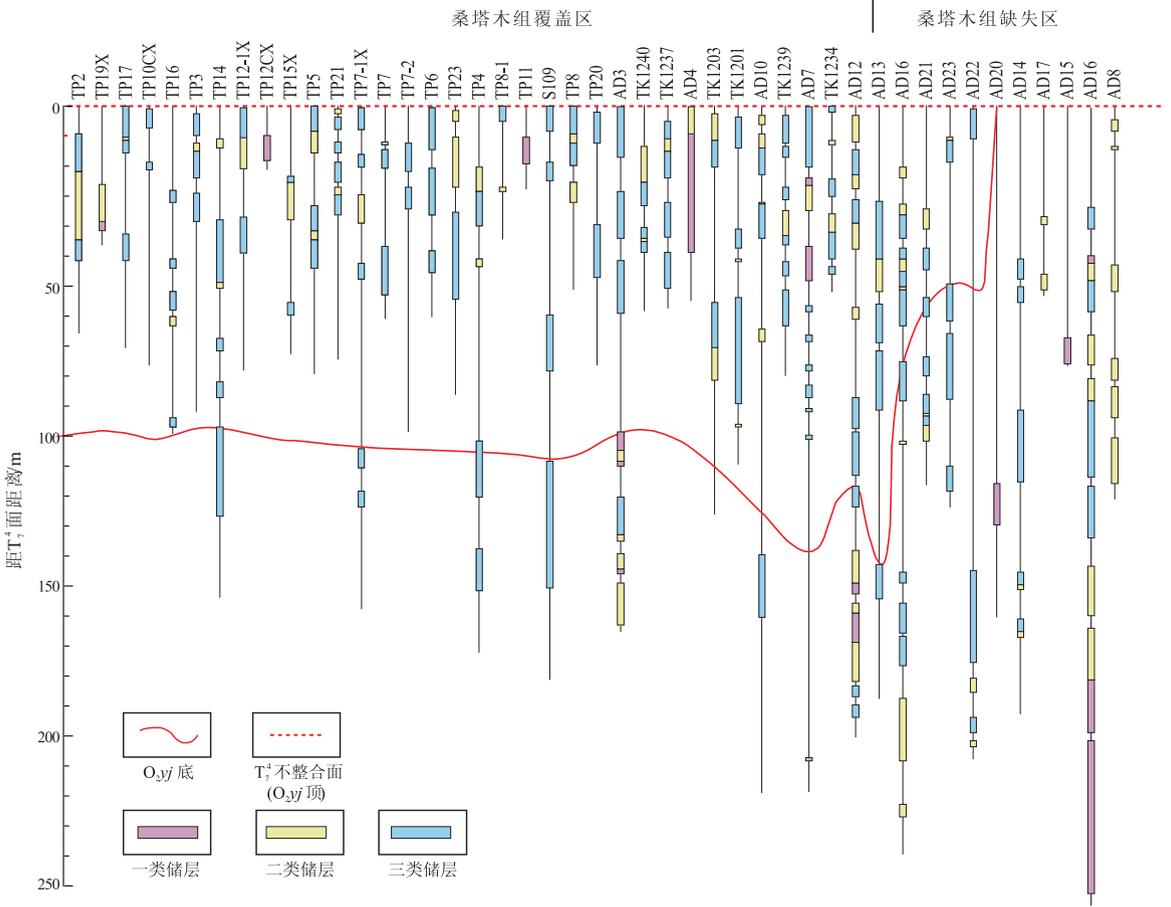


图 4 塔河油田托甫台—艾丁地区中下奥陶统储层类型纵向分布特征
图中井名的位置见图 3。

Fig. 4 Vertical distribution of reservoir type in the Lower-Middle Ordovician, Tuofutai and Aiding area, Tahe Oilfield

证实了加里东中期岩溶作用的存在^[21-22]。

托甫台地区加里东中期至少经历两幕岩溶作用(第 I 幕和第 II 幕)。第 I 幕,岩溶作用发生在中奥陶统一间房组与上奥陶统恰尔巴克组之间(T_7^4 不整合面),一间房组整体暴露,岩溶发育具有层控性,但由于岩溶作用持续时间较短,地形差异不大,形成了小规模岩溶洞穴层,洞穴层厚度较薄,纵向总体发育深度不大。第 II 幕,岩溶作用发生在上奥陶统良里塔格组与桑塔木组之间(T_7^2 不整合面),构造抬升幅度比第 I 幕大,地形高差变大,水动力条件较好,但由于被恰尔巴克组和良里塔格组地层覆盖,地表水仅通过断裂和裂缝进入中下奥陶统地层,对前期岩溶缝洞系统溶蚀改造,因此该幕岩溶主要受断裂控制。第 III 幕,由于晚奥陶世—早志留世全球性冰期的存在,古气候条件较差,且桑塔木组主要为泥岩、泥灰岩,故岩溶作用有限,在北部桑塔木组剥蚀区及断裂活跃区,可能对中下奥陶统地层有间歇性岩溶作用叠加。

加里东中期岩溶作用对托甫台地区溶蚀孔、洞、缝的形成起到重要的控制作用,主要体现在纵向上的层控性和横向上的分带性两方面。在纵向上,托甫台地区岩溶作用的有效深度主要在 T_7^4 不整合面以下 60 m 内,局部可以达到 120 m(古地貌和断裂等多因素控制)。托甫台地区一间房组一、二类储层主要发育在 T_7^4 以下 60 m 内,而北部艾丁地区岩溶发育较深,如 AD16 井 T_7^4 之下 201 m 仍发育一类储层(图 4)。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加里东中期岩溶作用外,还受后期海西期岩溶叠加改造,故岩溶作用深度大。

在横向上,古岩溶地貌明显控制岩溶相带的空间发育,并进一步控制了岩溶的发育^[18]。由于受多期构造运动的叠加,加里东期古地貌形态难以精确恢复,这里利用 $T_8^0 - T_7^4$ 厚度(T_8^0 :寒武系顶; T_7^4 :一间房组顶)反映加里东中期古地貌。古地貌格局

显示,该区在加里东中期总体处于北高南低的岩溶斜坡上,局部存在高点或洼地(图 5)。区内中、北部多处于岩溶斜坡或岩溶残丘高部位,溶蚀孔洞普遍发育,是孔洞型、裂缝—孔洞型或孔洞—裂缝型等优质储层主要发育区;而南部总体处于岩溶斜坡低部位,溶蚀作用有限,受断裂或裂缝控制明显(图

5)。因此,岩溶发育强度的差异,是该区一间房组储层从南往北呈“裂缝型—孔洞—裂缝型(或裂缝—孔洞型)—孔洞型”过渡变化的主要原因。

3.2 有利的沉积相带是储层发育的基础

前人对塔河地区奥陶系沉积相进行过系统研究^[23-24],认为塔河地区主要为开阔台地相沉积(图 6)。

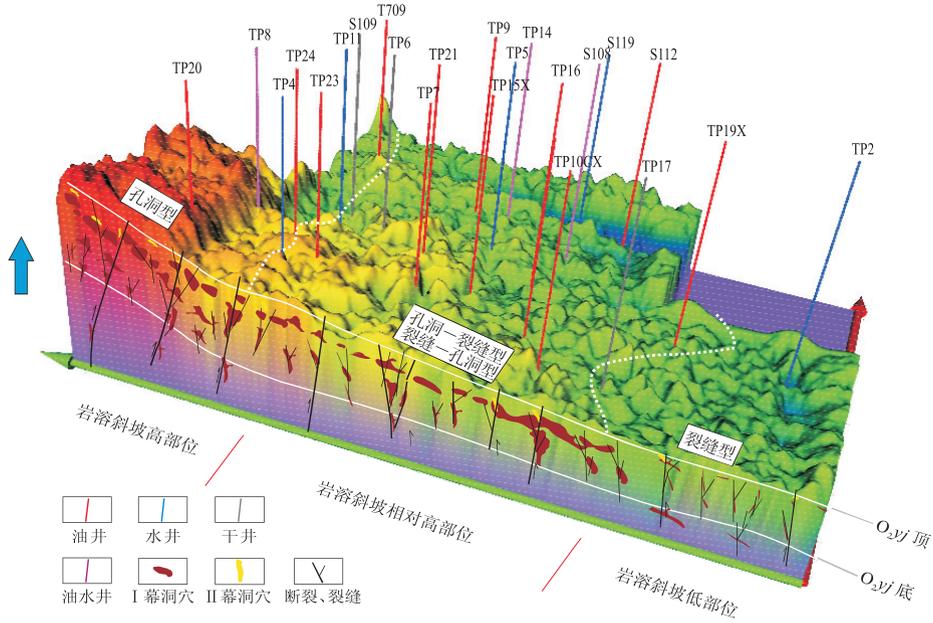


图 5 塔河油田托甫台地区奥陶系一间房组储层综合成因模式

Fig. 5 The comprehensive reservoir genesis model of the Yijianfang Formation, Tuofutai area, Tahe Oilfield

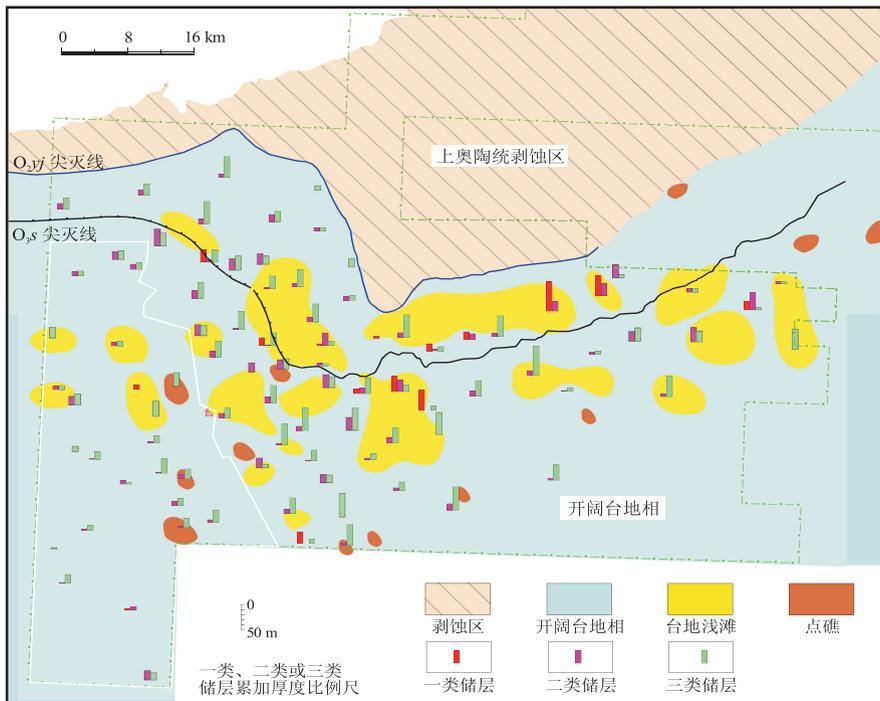


图 6 塔河油田奥陶系一间房组储层发育厚度与沉积相展布关系

Fig. 6 Distribution of the Carbonate reservoir thickness and the sedimentary facies units of Yijianfang Formation in Ordovician, Tahe Oilfields

本文利用高能岩石累计厚度及占地层厚度比例统计(比例大于等于0.3作为可能的滩相发育区),结合地震剖面结构、岩心观察和薄片分析,进一步确定了一间房组礁滩相体展布特征(图6)。研究表明,塔河地区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、颗粒微晶灰岩沉积与高能或较高能台内浅滩相颗粒灰岩沉积,局部存在障积型生物丘或生物点礁,规模较小。托甫台北部地区礁滩体相对发育,如TP20, TP8, TP6, TP3, TP5, S109等井较为典型(图6)。

岩溶作用和构造破裂作用是储层形成的关键,而岩石类型对这两种作用影响又较为明显。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6)。其原因在于:一间房组滩相颗粒灰岩为多,原始粒间孔较发育,岩性较纯,脆性大,泥质夹层少,孔渗性好,易受岩溶作用和构造破裂作用影响,从而形成优质储集体^[14]。

3.3 断裂及裂缝是优质储层形成的关键

托甫台地区断裂相对塔河主体区欠发育,但在多期构造运动、多种构造应力作用下,加里东期形成的断裂仍可具备一定规模^[25]。该区主要发育NNW向和NNE向两组纵张断裂,断裂带附近及其之间发育部分次级小断裂,三维地震解释剖面揭示区内断裂多陡直,纵向发育深且多未断穿T₁面,少部分可向上断至上奥陶统,为早期形成、后期继承性发育而成。另外,岩心观察和成像测井显示,该区裂缝以中、小高角度构造缝为主,其展布方向、分布区域与断裂密切相关。断层及其伴生裂缝带的发育是有利岩溶储层形成的关键^[26]。

统计表明,在断裂较发育区域,储层厚度往往较大,油气井产能也相应较高,很显然这是由于断裂带及其附近岩石强烈破碎或破裂程度高,从而大大地改善了岩石的透水性能,地表淡水沿裂隙向下渗透形成地表及淋滤带岩溶,并在到达潜水面深度时向断裂两侧水平扩散流动,从而形成一定规模的缝洞带。

另外,从岩心上可见微裂缝较为发育,且常与溶孔伴生;单井储层类型分布显示,托甫台南部以裂缝型储层为主,多沿断裂带或次级裂缝带发育,如TP2, TP10CX, TP17等井(图3)。裂缝对于断裂带之间或岩溶地貌不利背景下优质储层的控制作用更为明显,其增加了流体与基岩的接触面积,促进了溶蚀作用^[6,14]。同时,裂缝尤其是晚期微裂

缝,大大提高了储层的渗透性。

结合岩溶地貌、沉积相、断裂和裂缝等单因素控储分析,建立了托甫台地区奥陶系一间房组储层综合成因模式(图5)。本区中、北部处于岩溶斜坡相对高部位,断裂(裂缝)和礁滩体相对发育,故储层以裂缝—孔洞型、孔洞型等为主;而南部处于岩溶斜坡低部位,礁滩相不太发育,故储层主要与断裂或裂缝有关,以裂缝型为主。

4 有利储层评价

在纵向上,溶蚀孔洞、缝与古风化壳面的距离有关,托甫台有利储层主要分布在T₁以下60m内(图4),局部在断裂发育区,表生岩溶发育深度加大。从储层发育绝对深度来说,南部TP2井在6895m(O₂yj,井口海拔952m)仍有二类储层,显示深层有较大油气勘探潜力,前提是在风化淋滤及后期深埋过程中受到断裂及微裂缝的扩容连通改造作用。

在横向上,有利的古地貌和断裂对储层影响最为明显,其次是沉积相带与岩石组成。故最有利储层分布在岩溶斜坡高部位,断裂(裂缝)发育带、高能相带叠合部位,储层以孔洞型或裂缝—孔洞型为主,主要分布在托甫台中部TP7井区、TP12CX两组断裂交汇区或裂缝密集带,呈片状分布,一般油气产能较好,如TP19X, TP11, TP24, TP7, TP12CX等;较有利储层:以裂缝—孔洞或孔洞—裂缝型为主,主要分布在托甫台的中部、北部地区,局部连片,包括过TP10CX井NNW向断裂带、TP13—TP6井区以及TP4井区等,以中产、低产油井或水井为多。一般储层:主要分布在岩溶斜坡低部位,断裂或裂缝相对不活跃区,主要在托甫台南部,该类储层目前尚未取得大的突破。

5 结论

1)托甫台地区奥陶系一间房组主要为灰岩岩溶储层,储层基质孔隙度低,储集空间主要为溶蚀孔洞、溶蚀扩大缝和构造缝,储层类型包括孔洞型、裂缝—孔洞型、孔洞—裂缝型及裂缝型4种,且从北往南呈过渡变化。

2)加里东中期表生岩溶作用、断裂(裂缝)作用和台地高能礁滩体是控制托甫台地区一间房组储层形成的主要因素。岩溶斜坡高部位或岩溶残丘,岩溶发育强度更大;断裂或裂缝能够明显优化储层的储集性能;岩性对岩溶储层物性影响明显。

3)有利储层分布纵向上主要在T₁不整合面

下 60 m 以内发育,局部受断裂沟通可发育较深;平面上加里东中期古地貌高部位或岩溶残丘、断裂和裂缝密集带与高能礁滩体的复合部位储层发育较好,主要分布在托甫台中、北部地区。

致谢:感谢宋海明博士、周波博士、张仲培博士在论文写作过程中的帮助,感谢中国石油化工股份有限公司西北分公司勘探开发研究院提供了宝贵的基础资料。

参考文献:

[1] 祝贺,刘家铎,孟万斌,等. 塔河油田托甫台地区中下奥陶统沉积相与储层特征分析[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2008,35(3):232-237.

[2] 陈强路,王恕一,钱一雄,等. 塔里木盆地阿克库勒地区下奥陶统古岩溶及油气分布[J]. 沉积学报,2002,20(4):633-637.

[3] 杨宁,吕修祥,陈梅涛,等. 塔里木盆地轮南、塔河油田碳酸盐岩储层特征研究:以沙 107 井和轮古 40 井为例[J]. 石油实验地质,2008,30(3):247-251.

[4] 闫相宾,张涛. 塔河油田碳酸盐岩大型隐蔽油藏成藏机理探讨[J]. 地质论评,2004,50(4):370-376.

[5] 李国蓉. 阿克库勒凸起奥陶系碳酸盐岩岩溶作用及成藏机制[R]. 乌鲁木齐:中国石油化工股份有限公司西北分公司,2004.

[6] 艾合买提江·阿不都热和曼,钟建华,李阳,等. 碳酸盐岩裂缝与岩溶作用研究[J]. 地质论评,2008,54(4):485-493.

[7] 俞仁连,傅恒. 构造运动对塔河油田奥陶系碳酸盐岩的影响[J]. 天然气勘探与开发,2006,29(2):1-5.

[8] 吕海涛,张卫彪,张达景,等. 塔里木盆地塔河油田奥陶系油气成藏演化过程研究[J]. 石油实验地质,2008,30(6):547-551,556.

[9] 蔡忠贤,刘永立,段金宝. 岩溶流域的水系变迁:以塔河油田 6 区西北部奥陶系古岩溶为例[J]. 中国岩溶,2009,28(1):30-35.

[10] 孟万斌,刘家铎,何建军,等. 塔河托甫台地区一间房组储层特征与地震预测[C]. 油气藏地质及开发工程国家重点实验室第五次国际学术研讨会(上册). 成都:[出版者不详],2009:212-217.

[11] 康玉柱. 中国塔里木盆地石油地质特征及资源评价[M]. 北京:地质出版社,1996:1-15.

[12] 金之钧,张一伟,陈书平. 塔里木盆地构造—沉积波动过程[J]. 中国科学 D 辑:地球科学,2005,48(6):530-549.

[13] 赵锡奎,何建军,张小兵,等. 阿克库勒凸起构造演化与古构造研究[R]. 乌鲁木齐:中国石化西北油田分公司勘探开发研究院,2009.

[14] 朱光有,张水昌,王欢欢,等. 塔里木盆地北部深层风化壳储层的形成与分布[J]. 岩石学报,2009,25(10):2384-2398.

[15] 闫相宾,韩振华,李永宏. 塔河油田奥陶系油藏的储集特征和成因机理探讨[J]. 地质论评,2002,48(6):619-626.

[16] 李翎,魏斌,贺泽华. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩储层的测井解释[J]. 石油与天然气地质,2002,23(1):49-55.

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

[18] 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.

[19] 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:地球科学,2008,38(增刊 I):48-54.

[20] 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.

[21] 刘春燕,吴茂炳,巩固. 塔里木盆地北部塔河油田奥陶系岩溶作用及其油气地质意义[J]. 地质通报,2006,25(9/10):1128-1134.

[22] 刘存革,李国蓉,朱传玲,等. 塔河油田中下奥陶统岩溶缝洞方解石碳、氧、锶同位素地球化学特征[J]. 地球科学:中国地质大学学报,2008,33(3):377-386.

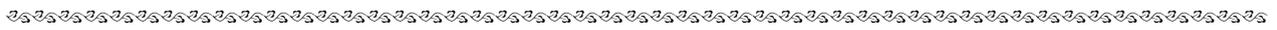
[23] 刘文,李永宏,张涛,等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩沉积相及地层学研究[J]. 石油实验地质,2002,24(2):104-109.

[24] 孙龙德. 塔里木含油气盆地沉积学研究进展[J]. 沉积学报,2004,22(3):408-416.

[25] 丁文龙,高峰,陆文凯,等. 塔河油田西南部上奥陶统覆盖区中下奥陶统储层构造控制作用与评价[R]. 乌鲁木齐:中国石化西北分公司勘探开发研究院,2007.

[26] 龚福华,刘小平. 塔里木盆地轮古西地区断裂对奥陶系古岩溶的控制作用[J]. 中国岩溶,2003,22(4):313-317.

(编辑 徐文明)



(上接第 107 页)

[13] 何争光,刘池洋,赵俊峰,等. 华北克拉通南部地区现今地温场特征及其地质意义[J]. 地质论评,2009,55(3):428-434.

[14] 王锦喜,付建元. 谭庄—沈丘凹陷古地温研究[J]. 断块油气田,2005,12(6):11-14.

[15] 吕明久,姚亚明,赵增录,等. 周口盆地谭庄—沈丘凹陷下白垩统剥蚀厚度恢复方法研究[J]. 河南石油,1999,13(4):5-7.

[16] 王启军,陈建渝,郝芳,等. 南华北地区石炭—二叠系有机地化特征及热演化的研究[R]. 武汉:中国地质大学,1989.

[17] 尚冠雄. 华北地台晚古生代煤地质学研究[M]. 太原:山西科技出版社,1997:249-280.

[18] 郝永富. 豫豫西北无烟煤的变质成因[J]. 中国煤田地质,1989,1(1):13-18.

[19] 钟宁宁,曹代勇. 华北聚煤区南部煤变质作用类型及其控制因素探讨[J]. 中国矿业大学学报,1992,21(3):86-93.

[20] 袁同星. 确山吴桂桥井田岩浆岩对煤层煤质的影响[J]. 中国煤田地质,2001,13(2):15-17.

[21] 姚亚明,陈建军,乔桂林,等. 襄城凹陷未熟—低熟油的形成条件[J]. 石油学报,2009,30(3):354-360.

[22] 刘池阳,赵俊峰. 南华北地区古生界构造热体制特征研究[R]. 西安:西北大学,2009.

(编辑 徐文明)