

文章编号:1672-9854(2007)-02-0033-06

# 大港千米桥潜山储层形成对油气分布的控制

付立新,杨池银,肖敦清

(中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司勘探开发研究院)



付立新

**摘要** 位于黄骅拗陷北大港构造带之下的千米桥潜山是一个深埋的奥陶系碳酸盐岩潜山油气藏。潜山形成经历了中—新生代褶皱抬升—埋藏改造等复杂的地质过程,碳酸盐岩储层成因复杂,有效孔隙分布具有极强的非均质性,严重影响了晚期油气的充注。对碳酸盐岩储层成岩过程的解析表明,中生代强烈构造变形事件之后的大气水岩溶作用形成了潜山储层基本格架,而第三纪埋藏过程中发生的选择性溶蚀与胶结作用则使储层结构复杂化,储集空间分割性进一步加强。在潜山油气充注过程中,缝洞系统与供烃窗口的对接关系决定着油气主疏导网络分布,而疏导网络与储集空间的连通与否则控制潜山油气分布。千米桥潜山油气藏应属于成岩封闭的裂缝性油气藏,而非块状油气藏。

**关键词** 奥陶纪;碳酸盐岩储层;古潜山油气藏;裂缝性油气藏;油气藏成因;油气藏类型;千米桥油气田

**中图分类号**:TE112.31 **文献标识码**:A

**付立新** 1968年生,博士,高级工程师。2001年毕业于北京石油勘探开发研究院。主要从事石油天然气勘探。通讯地址:300280 天津市大港区三号院;电话:(022)25914209

## 1 引言

千米桥潜山位于黄骅拗陷北大港构造带北东倾没端,周边被大张坨断层、港8井断层、港东—唐家人断层以及潜山西走滑断层所围限,面积达50km<sup>2</sup>以上。潜山主体由下古生界构成,是一个在中生代逆冲褶皱背景上,经白垩纪晚期较强烈剥蚀改造的深埋潜山构造。潜山山头由板深8—板深701(近南北向段)—板深7(近东西向段)组成,总体形态呈一倒“L”形(图1);潜山顶面被上白垩统所覆盖,奥陶系碳酸盐岩潜山内幕由比较复杂的逆冲岩片构成<sup>[1-3]</sup>。根据地震资料解释结果,中生代期间形成的北东向古逆冲断层系已被部分北东向的正断层所切割改造。

千米桥潜山中的油气以凝析油气为主,油气源自北侧的板桥凹陷区,并由多期侧向充注而成。前人研究认为,该潜山油气藏是受奥陶系顶面古风化壳岩溶控制的块状油气藏,高孔渗储层主要发育在距潜山顶面50~250m范围内的潜流带上<sup>[4-6]</sup>,但是

经后期钻探证实,千米桥潜山中油气的分布非常复杂,油气混合程度很低。同时对储集单元认识的不全面,也影响了潜山油气藏的勘探与开发。本文通过分析千米桥潜山储层成岩演化及其与油气成藏地质背景的关系,认为潜山油气充注受不连通缝洞系统以及优势充注网络的共同控制,潜山油气藏属于裂缝性油气藏,而非岩溶块状油气藏。

## 2 碳酸盐岩储层地质特点

千米桥潜山油气主要储集在奥陶系上马家沟组上段和峰峰组,其中上马家沟组上段地层以石灰岩为主,峰峰组则以白云岩为主,夹泥灰岩。储集空间与裂缝系统和溶蚀洞穴紧密相关,在白云岩及泥粉晶白云岩储层中多见孔隙型、孔洞缝复合型及裂缝—孔隙型;而灰岩及白云质灰岩中则多见溶洞型、裂缝型和溶洞—孔隙型。

油气勘探证实,千米桥奥陶系储层具有以下几个明显的特点。

收稿日期:2006-12-28

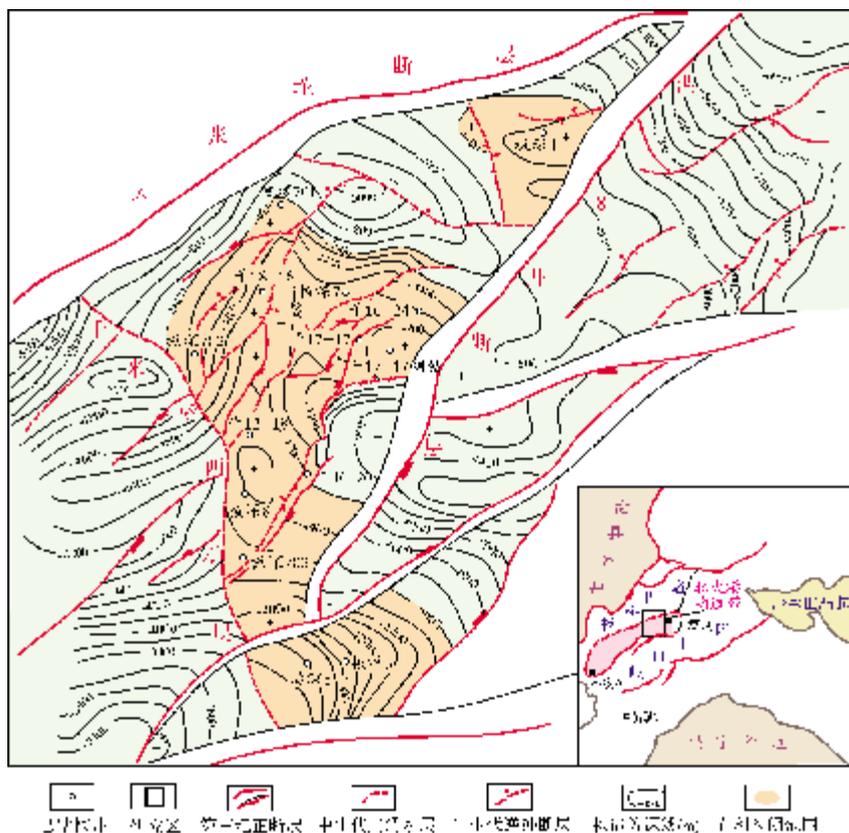


图1 千米桥潜山构造位置及潜山顶部形态

## 2.1 孔洞发育

千米桥潜山奥陶系顶部多与白垩系红层直接接触,上覆石炭系被剥蚀一空,这与大港孔南及北大港其他潜山有一定的差别。勘探证实,千米桥潜山奥陶系碳酸盐岩储层物性好于大港其他同类潜山,不仅基质孔隙发育,而且还存在大量的裂缝及溶洞。板深701井的统计表明,石灰岩类储层孔隙度的平均值为1.2%,最大值为8.2%;白云岩类储层的孔隙度平均值为2.4%,最大可达16.3%。勘探开发过程中,有多口井钻遇裂缝及大洞穴,如在千12-18井4512m井段取心发现宽达1.5cm的裂缝,在板深7井4267~4271m钻进过程中漏失103m<sup>3</sup>钻井液,在港深5井钻进过程中共见4次放空,放空井段共长1.7m。

## 2.2 成岩过程复杂

千米桥潜山奥陶系储层的形成经历了漫长的地质演化阶段,由于多期抬升剥蚀与埋藏,导致潜山储

层改造强烈,多期的成岩作用共同影响储集空间的发育<sup>[2,5]</sup>。碳酸盐岩成岩序列研究以及胶结物矿物学和同位素定量研究表明,千米桥潜山奥陶系储层经历了六个世代的成岩胶结作用<sup>[2,6]</sup>(图2),并对应于潜山发育过程中的几次关键地质事件。其中,第Ⅱ期成岩事件发生在晚侏罗世—白垩纪,与奥陶系地层遭受大气水岩溶作用有关。该期方解石胶结物形成时的温度约为35℃,其 $\delta^{13}\text{C}$ 与奥陶系原岩接近,表明处于大气水岩溶改造阶段,参与岩水反应的流体当中缺乏其他热液。而大多数孔洞中没有此期胶结物,这又表明,在这一改造阶段,千米桥潜山储层以储层溶蚀为主,成岩胶结较弱,是储层孔隙大规模形成的关键阶段。从第Ⅳ期到第Ⅵ期,方解石胶结物沿较大孔洞洞壁连续分布,胶结成岩作用显然占据主导地位;但期间存在多次阶段性强烈溶蚀的痕迹,表明处于埋藏成岩阶段,潜山储层曾发生过选择性溶蚀与胶结。晚期方解石胶结物的 $\delta^{18}\text{O}$ 同位素值( $\delta^{18}\text{O} \approx -22\text{‰}$ )较早期明显偏负,则表明埋藏过程中热液作用的不断加强,反映了热液岩溶对储层的改造。

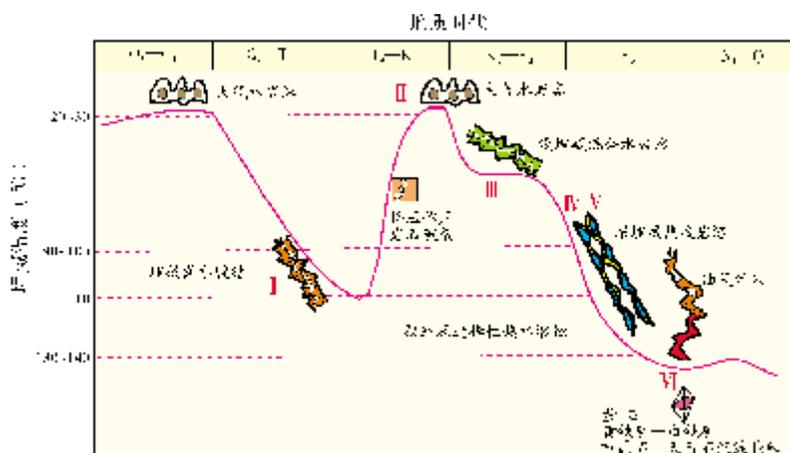


图2 千米桥潜山奥陶系碳酸盐岩成岩序列示意图

I ~ VI 序号表示已发现的不同成岩期方解石胶结物世代及其对应的埋藏成岩环境。已证实的储层方解石胶结世代主要出现在晚古生代以后,分别与埋藏成岩阶段、岩溶阶段以及深层热液阶段演化有关。加里东运动阶段方解石少见

从六期胶结物成岩序列特点来看,千米桥潜山奥陶系储层至少经历了三个阶段的成岩演化。其中褶皱抬升阶段是潜山储集空间形成的关键阶段,伴随有大量的孔隙形成。而渐新世沙河街组沉积之后,随潜山深埋藏而进入储层成岩改造阶段,选择性溶蚀与胶结作用加大了潜山储层的非均质性。

### 2.3 缝洞连通性差

千米桥潜山碳酸盐岩储层非均质性极强,在勘探开发过程中表现出气水界面复杂多变、油气藏压力系统多变、储层中油气混合程度差、井流物成分差别较大等特点,说明发育在储层中的缝洞系统横向连通性较差,存在渗流屏障。

千米桥潜山油气藏不同区块气水界面高程可相差 100 ~ 600 m,如板深 8 井气水界面在埋深 4 380 m 左右,而板深 7 井的气水界面埋深则可达 4 560 m,说明油气成藏系统具有复杂性。油气藏压力系统以及井流物的变化也表明各井储层之间连通性较差。

千米桥潜山油气藏不同部位产液性和气油比也存在变化。如处于同一山头高部位的千 17-17 井和千 16-24 井产水,不含油气;而位于北翼的板深 7 井却获得高产。板深 7 井奥陶系产层气油比为 2 200 m<sup>3</sup>/t,而南侧的板深 703 井则为 4 300 m<sup>3</sup>/t,北翼的板深 701 井只产气。即便位于同一局部构造、层位相同、埋深相近的板深 8 井与千 12-18 井,气油比亦表现为较明显的差异性,前者气油比为 4 000 m<sup>3</sup>/t,后者则为 20 500 m<sup>3</sup>/t。

除产液性存在不同外,不同井产出的油气,其地球化学特点也存在差异,反映出千米桥油气藏是一个均一化程度很低的油气藏。甲烷天然气组分碳同位素 ( $\delta^{13}\text{C}$ ) 在北部的板深 701 井、板深 4 井较重,为  $-38.9\text{‰} \sim -38.2\text{‰}$ ;在中部的板深 7 井、板深 8 井则较轻,为  $-41.8\text{‰} \sim -40.2\text{‰}$ ;而到南部的板深 6 井区又变重为  $-34.5\text{‰}$ 。各井所产凝析油轻烃特征,在总体表现为腐殖—腐泥型特点的前提下,也存在局部差异。如中部的板深 7 井、板深 8 井轻烃族组成 ( $\text{C}_4 \sim \text{C}_7$ ) 及  $\text{C}_7$  轻烃系统化合物组成与北部的板深 4 井不同,表现为饱芳比和异正比均高于板深 4 井,而正庚烷含量低于板深 4 井的特点<sup>[2,7-8]</sup>。

### 2.4 垂向沟通程度存在差别

千米桥潜山储层非均质性还表现在垂向沟通性上,不同的井往往表现出不同的特点。如板深 7 井各主要产层纵向上沟通性好,地层压力均为 43.6 MPa,说明垂向含油气段相互连通,油气聚集不受地层控制。而部分探井却表现出受产层控制的特点,产层之间流体沟通性差。如千 12-18 井中,有连续三段储层,其中 4 180 ~ 4 202 m 井段产水量大、含水率高,但下层 4 270 ~ 4 300 m 井段却产水量小、含水率低,出现气水倒置现象。这一特点同样反映出潜山碳酸盐岩油气藏的复杂性。

由前述情况来看,在千米桥储层中可能存在隐蔽的渗流屏障,将潜山分割成若干各自独立的流动单元,严重影响了后期油气的聚集与分布。



带,早期溶蚀的缝洞被方解石胶结物部分充填改造。由于中生界主要表现为针对侵蚀地貌的充填,因此残留厚度的变化大体上可以视为古地貌的“镜像”反映。但是,由于中生代相对干旱的古气候条件以及剥蚀阶段相对短暂,潜山淡水岩溶化程度较弱,溶蚀洞穴原始连通性较差,构造裂缝仍是控制缝洞的主体。

### 3.3 潜山深埋阶段同沉积断裂活动控制热水岩溶与储层胶结成岩

渐新统沙河街组沉积之后,千米桥潜山随北大港构造带一起深埋,早期形成的潜山储层进入改造阶段,深埋藏成岩作用改变了潜山储层原有的连通孔洞系统,进一步加剧了储层的非均质性。作者认为,埋藏期的溶蚀作用与胶结作用主要与活动断裂带的热流体交代、渗滤作用有关。同沉积的基底断层及其诱导的晚期构造缝是高温、高矿化度流体的主要渗流通道。当其与中生代晚期碳酸盐岩缝洞沟通时,由于水-岩反应环境的变化而发生沉淀,使潜山内部构造缝洞局部堵塞,出现“渗流屏障”。

推测强胶结成岩带出现在渐新统沙河街组—东营组沉积期间活动的几个同沉积断裂附近,如千10—20井—千17—17井一带以及港8井断裂带附近。而在晚期持续活动的大断裂(如大张坨断裂)附近,潜山内幕裂缝则存在幕式开启与封闭的现象,成岩胶结作用与新的破裂交替进行,储层发育程度较差,但裂缝仍具有一定的连通性。成岩胶结带将千米桥潜山奥陶系储层分割为多个不同的流动单元(图4)。综合评价认为,在中生代晚期形成岩溶的斜坡和高地,处于渐新世断裂活动较弱的地段可能残留有连通性好的缝洞系统,应是储层发育的有利部位。

## 4 储层形成对油气运聚的控制

由储层特点以及油气充注特点可知,千米桥潜山应该是一个成岩封闭的裂缝性油气藏,而不是以往认为的块状风化壳油气藏。在潜山油气聚集过程中,储层形成对油气聚集的控制主要表现在三个方面:其一,储层成岩演化历史远较油气运移聚集久远,关键油气运聚阶段的储层结构决定了油气分布的空间;其二,由于油气源自北侧的板桥凹陷,供油气窗口局限于大张坨等边界断层的某一段,因此油气能否进入潜山取决于供油气窗口与潜山内幕缝洞系统的对接关系;其三,油气在潜山内部运聚主要

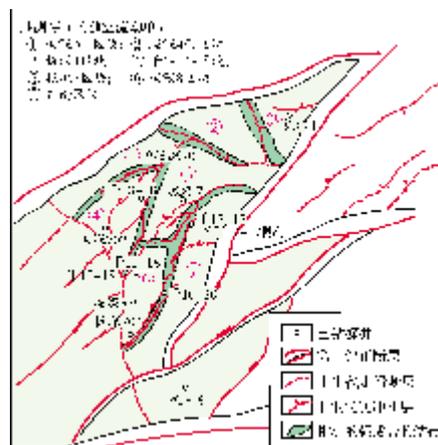


图4 千米桥潜山碳酸盐岩储集体流动单元划分

依赖连通的缝洞网络,与供油气窗口相接的缝洞系统展布决定了油气的分布。

根据断层几何学分析结果,发现千米桥潜山北侧边界断层——大张坨断层具有较强的结构分段性,在截切千米桥潜山的地段有两处断层产状突然变陡。根据断层面力学性质及运动学特点推断,该段边界断层不易形成断层涂抹带,而最易出现“地震泵”吸附现象,因此它是油气运移进入潜山的主要“窗口”。我们认为,与两个供烃窗口对接的储集单元是富含油气的主要储集区带(图5)。千米桥潜山南北向凸起带中的北东向和近南北向裂缝系统的疏导性较好,是油气运聚的“高速公路”,而东侧潜山高孔渗性的裂缝带近北东向成排分布,在与近南北向主输油裂缝带沟通的区块充注油气,而在与主输油裂缝带之间被胶结成岩带隔开的地区则可能不含油气。

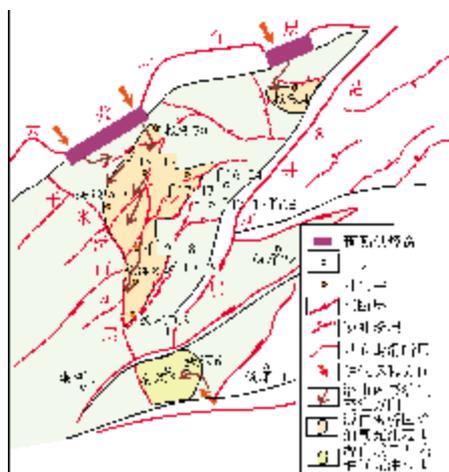


图5 千米桥潜山内幕油气运聚网络示意图

此外,根据潜山主体探井和开发井钻探情况推断,板桥凹陷油气运聚的前锋被板深703井—千10—20井—千17—17井逆掩断层及张扭性破裂带所限制,而被板深703井—千10—20井—千17—17井破裂带和港8井断裂带限制的中间断块基本不含油气。

## 5 结 语

千米桥潜山奥陶系油气藏是一个典型的“新生古储式”碳酸盐岩油气藏,油气成藏特点明显,在渤海湾深埋藏潜山中具有一定的代表性。通过解析潜山油气成藏与分布规律,认为储层成岩改造特点控制着油气分布,概括为以下几点认识。

(1)千米桥潜山奥陶系碳酸盐岩储层的形成经历了漫长的地质演化历程,出现多期、多类型成岩改造。其中,在加里东运动晚期、中生代白垩纪早期,奥陶系暴露地表,出现了大规模的大气水岩溶作用,对碳酸盐岩储层形成具有建设性作用,尤其是白垩纪晚期,这是潜山储层形成的关键时期。

(2)自渐新世以后,千米桥潜山进入埋藏成岩演化阶段,出现选择性岩溶与胶结现象。该阶段热水岩溶与胶结作用使潜山内幕储集结构变得更为复杂,在活动断裂带附近出现带状胶结,形成渗流屏障,使潜山储层中出现分割的流动单元。

(3)影响千米桥潜山储层形成与发育的关键是构造裂缝。中生代潜山形成阶段的构造裂缝主要有

两类,分别是与逆冲断层活动相关的中低角度裂缝和与顶板褶皱作用相关的高角度裂缝,两者共同控制大气水岩溶缝洞的分布。而与新生代活动断裂相关的构造裂缝则控制热水岩溶与深埋藏胶结作用,对储层形成的影响有所不同。

(4)千米桥潜山储层形成演化早于油气运聚期,油气运聚阶段的储集空间结构限制着油气的充注与分布,与潜山北部供烃窗口对接的缝洞系统是油气充注的主要网络,而由于强胶结带的分割作用,潜山内幕还存在封闭的独立流体单元,这些与主输油气网络不连通的缝洞系统基本不含油气。

### 参 考 文 献

- [1] 吴永平,杨池银,王喜双.渤海湾盆地北部奥陶系潜山油气藏成藏组合及勘探技术.石油勘探与开发[J],2000,27(5):1-4.
- [2] 吴永平,杨池银.渤海湾盆地北部奥陶系潜山[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [3] 吴李泉,郑玉梅,曹代勇,等.千米桥潜山构造特征及其在油气成藏中的作用[J].石油勘探与开发,2002,29(4):38-40.
- [4] 于学敏,苏俊青,王振升.千米桥潜山油气藏基本地质特征[J].石油勘探与开发,1999,26(6):7-9.
- [5] 李建英,卢刚臣,孔凡东,等.千米桥潜山奥陶系储层特征及孔隙演化[J].石油与天然气地质,2001,22(4):367-371.
- [6] 陈恭洋,何鲜,陶自强,等.千米桥潜山碳酸盐岩古岩溶特征及储层评价[J].天然气地球科学,2003,14(5):375-379.
- [7] 姜平.千米桥潜山构造凝析气藏的初步分析.石油天然气地质[J],2001,22(1):72-74.
- [8] 大港油田科技丛书编委会.大港油田科技丛书:新区新层系新领域[M].北京:石油工业出版社,1999:54-95.

编辑:赵国宪

## Controls of Carbonate Reservoir Diagenesis on Hydrocarbon Distribution in Qianmiqiao Buried-hill Reservoirs, Bohaiwan Basin

Fu Lixin, Yang Chiyin, Xiao Dunqing

**Abstract:** Qianmiqiao Oil Field consists of Ordovician carbonate buried-hill reservoirs that lie under Beidagang Belt in Huanghua Depression. The buried hill experienced a complex uplifted and buried history due to multiple faulting and/or folding deformations during Mesozoic to Cenozoic eras so that the reservoirs, in which different kind of anisotropy pore spaces formed by fracturing, karstification and cementation, was in control of late hydrocarbon migration and emplacement. By analysis of diagenesis process of carbonate reservoirs, it is suggested that effective pore spaces in the buried hill are fractures that formed by deformation and meteoric karstification during Mesozoic intensive deformation stage and then complicated by selective solution and cementation during Tertiary buried stage, which strongly reshaped reservoir textures and dismembered seepage flow units so as to cause disconnected spaces for fluid flow. Fracture-pore system and hydrocarbon-supplying "windows" may co-affect the hydrocarbon migration and accumulation net, and further predominate distribution of hydrocarbon in the buried hill reservoirs. It is proposed that Qianmiqiao Field is of the fractured reservoirs controlled by carbonate diagenesis but not of block reservoirs controlled by connective karst pores.

**Key words:** Ordovician; Carbonate reservoir; buried-hill reservoir; Fractured reservoir; Origin of reservoir; Type of reservoir; Qianmiqiao buried-hill Oil Field; Bohaiwan Basin

**Fu Lixin:** male, Dr., Senior Geologist. Add: Oil Exploration and Development Institute of Dagang Oil Company, PetroChina, Dagang, Tianjin, 300280 China