

文章编号:1672-9854(2007)-03-0044-09

中国海相油气田勘探实例之九

## 渤海湾盆地千米桥凝析油气田的勘探与发现

吴永平, 杨池银, 付立新, 肖敦清, 马晓明

(中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司)



**摘要** 千米桥潜山凝析油气田发现于1998年10月,于1999年6月产油气。它是渤海湾地区具有代表性的低位潜山油气田,油气藏为新生古储式,潜山北、南两侧的古近系生油凹陷为其油气来源,油气主力产层为奥陶系马家沟组海相碳酸盐岩,含油气面积为57.1 km<sup>2</sup>,探明油气当量达394.68×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>。该油气田位于黄骅坳陷北大港构造带东北倾没端,是一个受裂缝和岩溶洞穴共同控制的复杂油气田,储层非均质性强,油气分布复杂,勘探开发难度大。本文回顾了油田的勘探和发现历程。在论述潜山油气田地质特点的基础上总结了取得油气勘探突破的实践和认识,分析了此类潜山勘探的成败原因。

**关键词** 黄骅坳陷;千米桥油气田;古潜山油气田;奥陶纪;海相地层;油气藏特征;油气勘探史;勘探启示

中图分类号:TE122.14

文献标识码:A

**吴永平** 1960年生,教授级高工,博士。现任中国石油大港油田分公司副总经理。主要从事油气勘探开发研究及企业管理。通讯地址:300280 中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司;电话:(022)25966399

## 1 油气田概况

千米桥潜山位于黄骅坳陷北大港构造带东北倾没端,是一个深埋在古近系构造层之下的低位序潜山构造,周边被港西、白水头、大张坨等同沉积断层所围限。潜山构造上覆地层为白垩纪红层,构造主体由褶皱和断裂改造的奥陶系海相碳酸盐岩组成(图1)。

千米桥潜山油气田发现于1998年。截至2007年6月,已部署钻井12口,其中7口井试油获工业油气流。1998年10月25日,发现井板深7并于4251.0 m进入奥陶系后发现了明显的油气显示,并在中途测试过程中获得了高产凝析油气流,从而发现了千米桥奥陶系潜山凝析气藏。随后,部署实施板深8、板深4、板深6、板深701等井,均获高产油气流,初步查明千米桥奥陶系潜山主体为无油环凝析气藏,凝析油气藏分布面积达57.1 km<sup>2</sup>,气层段分布在奥陶系顶

部的上马家沟组上段。2000年向国家上报了探明地质储量,为天然气储量305.1×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>,凝析油储量895.8×10<sup>4</sup> t,从此揭开了大港探区潜山油气勘探的新篇章。但在随后的评价与开发阶段,评价井钻探成效并不理想,从而揭示了千米桥奥陶系潜山凝析气藏地质条件的复杂性。截止2006年底,千米桥潜山油气藏累计生产天然气5.87×10<sup>8</sup> m<sup>3</sup>、凝析油8.24×10<sup>4</sup> t。油气田的基本参数归纳于表1。

## 2 勘探和发现的历程

千米桥地区潜山的油气勘探经历了比较复杂的历程。

在20世纪70年代,主要是借鉴丘型潜山油气成藏模式进行相应的勘探工作<sup>[1]</sup>,重点针对黄骅坳陷奥陶系海相地层构成的潜山进行攻关研究。先后在盆内的高凸起如港西、徐黑、孔店等潜山构

收稿日期:2007-03-11; 改回日期:2007-06-20

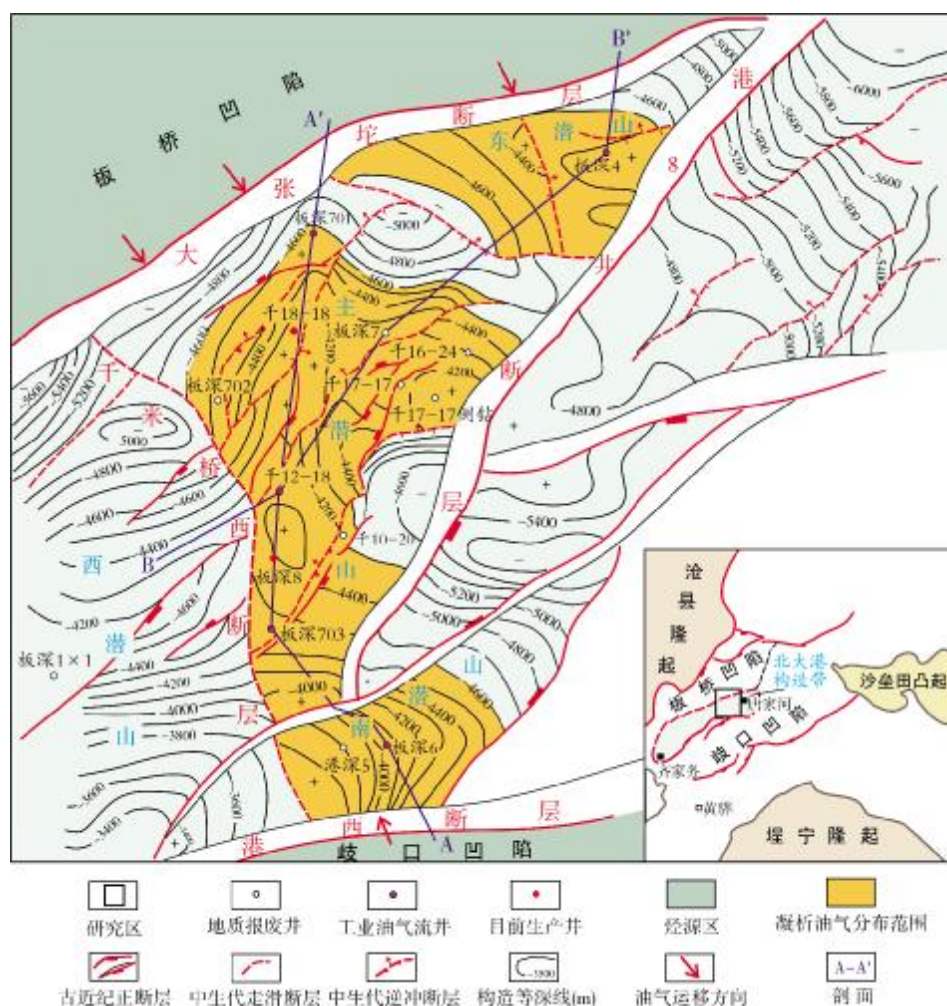


图1 千米桥潜山构造位置及凝析气藏分布图

造钻探了29口探井，但成效很差。虽然有多口井见活跃油气显示，但经试油仅太4井、南13井获得工业油气流。1978年底，曾在千米桥潜山南部高点部署港深5井，在钻入奥陶系的过程中油气显示非常活跃，气测异常明显，但裸眼试油结果为水层。

这一阶段潜山勘探总结出两点认识。其一，认识到大港探区碳酸盐岩潜山地质结构有别于任丘潜山。奥陶系上部覆盖着巨厚的“红、黑两条被子”——中生界白垩系红层以及石炭系—二叠系含煤地层，这两套地层残留厚度大，影响了碳酸盐岩潜山储层发育，导致大港探区不可能出现任丘潜山那样的优质储层，难以形成大型风化壳型潜山油气藏。其二，认为潜山含油气显示集中在奥陶系

风化壳附近，区内碳酸盐岩潜山多为断面供油，断棱储集，油气藏仅分布在构造高点处，具有含油气幅度低，面积小的特点。上述认识限制了针对盆内凸起高点以外目标的勘探研究。1978年曾在港深5断块低部位发现11.2 km<sup>2</sup>的奥陶系潜山构造圈闭，但因受当时认识的限制，未能及时实施钻探。

20世纪90年代以来，华北、胜利探区相继在石炭系—二叠系覆盖的碳酸盐岩潜山中发现了以苏桥—文安、套尔河潜山为代表的油气藏，而大港孔西地区孔古3井也发现了内幕含油气构造，这些新发现启发了大港碳酸盐岩潜山的新一轮勘探。1996—1997年间，大港设立了前古近系潜山专项研究课题，重点对古生界生烃潜力、潜山古构造进行了系统研究，提出了大港古生界构造演化特点明

表1 千米桥油气田基本参数表

油(气)田名称	千米桥潜山凝析油气田	
地理位置	天津市大港区千米桥地区	
区域构造位置	渤海湾盆地黄骅坳陷北大港构造带东北倾没端	
发现井(时间)	板深7井(1998-10-25)	
产量	凝析油: 609.3 m <sup>3</sup> /d; 天然气: 454 117 m <sup>3</sup> /d (15.88mm 油嘴)	
首次产油时间	1999-06-11	
探明地质储量(年份)	凝析油: 895.8 × 10 <sup>4</sup> t; 天然气: 305.1 × 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	(2000)
可采储量(年份)	凝析油: 198.6 × 10 <sup>4</sup> t; 天然气: 220.4 × 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>	(2005)
储量丰度	6.95 × 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup>	
发现依据	潜山南侧港深5井老井复查发现奥陶系有油气显示,经三维地震解释发现板深7奥陶系碳酸盐岩背斜构造,论证认为北侧板桥凹陷古近系烃源岩可通过大张坨断层为其供烃	
油气藏特征	圈闭类型	碳酸盐岩岩溶裂缝型圈闭
	圈闭形成时间	早白垩世(古近纪断陷改造)
	含油气面积(年份)	57.1 km <sup>2</sup> (2000)
	圈闭高度	600 m
	油气藏埋深	4180 ~ 4700 m
	油气藏厚度	125.4 m
	油气来源	潜山主体油气源自北侧板桥凹陷古近系,南潜山港深6构造天然气源自歧口凹陷古近系
	油气类型	凝析油气
	油气性质	原油性质(平均): 密度: 0.7782 g/cm <sup>3</sup> 黏度: 1.23 mPa·s 凝固点: 13.7℃ 含蜡量: 16.75% 天然气成分: CH <sub>4</sub> 含量: 95.79% ~ 82.36% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> 含量: 1.5% ~ 7.0% H <sub>2</sub> S含量: 无 CO <sub>2</sub> 含量: 5.07%
	地层压力	65.1 ~ 31.1 MPa
储集层	压力系数	0.822 ~ 1.42, 平均 1.011
	盖层时代与岩性	白垩系红色泥岩,奥陶系峰峰组泥灰岩
	层位	奥陶系马家沟组及峰峰组
	主要岩性	白云岩及石灰岩
	沉积环境	陆表海台地
	总厚度	32.8 ~ 162 m, 平均 57.1 m
	有效厚度	32.8 ~ 91.6 m, 平均 57.1 m
	孔隙类型	晶间孔、膏模孔,中小型溶洞,构造裂缝
	孔隙度	石灰岩类: 4.5% ~ 8.2%; 白云岩类: 4.5% ~ 16.3%
	渗透率	石灰岩类: 平均 0.20 × 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ; 白云岩类: 平均 0.616 × 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>
层	含油气饱和度	一类储层 88%, 二类储层 73%

显有别于冀中,尤其是中生代改造特点不同而导致任丘式潜山在大港不发育的认识。

通过以坳陷为单元的古构造研究,地质学家认识到,大港探区古生界在中、新生代至少经历过两次大规模的翘翘板式反转。其直接后果是,前白垩纪古构造高点均分布在现今二级构造带斜坡区,而不是高凸起区,地震构造落实的多数正向圈闭是新生代翘倾断块活动的产物——新潜山。由此,研究人员进一步提出大港有利的碳酸盐岩潜山可能分布在斜坡区的古逆冲构造区,理由是中生代古逆冲推覆构造可为储层发育提供更为有利的地质前提——裂缝带与岩溶古地貌条件。根据这一阶段的研究成果,大港油田公司明确了加强三维地震攻关,落实内幕潜山构造的工作方针,并将碳酸盐岩潜山勘探的重点由过去的高凸起转向斜坡区,优选被歧口和板桥两个古近系生油凹陷包围的北大港构造带东北翼——千米桥地区开展目标评价工作。

通过千米桥地区地震构造解析,发现前古近系存在中生代古走滑构造和逆冲断层系统,重新解释构造后,落实了板深7井背斜构造。综合评价认为,歧口凹陷与板桥凹陷两地区古近系烃源岩可通过大张坨断层或港8井断层与千米桥地区奥陶系对接,潜山具备了形成新生古储油气藏的基本条件。1997年,大港油田针对千米桥地区十块三维地震资料(总计 356 km<sup>2</sup>)进行了连片处理与解释,进一步落实了潜山构造形态。提出潜山构造是中生代逆冲断层褶皱构造的新观点,同时认为潜山顶面石炭系一二叠系的剥蚀缺失有利于改善潜山储集物性,而碳酸盐岩及周边残余的石炭系一二叠系则可能侧向封堵油气。

1997—1998年,为实现大港油田可持续发展目标,油田公司部署实施了以“甩开勘探,寻求大突破”为目标的“1518”工程,即优选富油构造带以外的15个重点目标,部署18口区域探井进行风险勘探,其中千米桥潜山和位于黄骅坳陷南部的乌马营潜山被列入15个重点预探目标当中。经过反复论证,靶点位于千米桥潜山东山头的板深7井作为大港油田“1518”重点预探井得以实施<sup>[1-3]</sup>。

板深7井于1998年4月28日开钻,完钻井深5191.96m。为保护油气层,进入奥陶系潜山时采用欠平衡技术钻进<sup>[4]</sup>,以最大限度地减少钻井液对碳



酸盐岩油气藏的污染。钻进过程中发生井涌,中途测试用 10 mm 油嘴获得日产凝析油 42.3 m<sup>3</sup>,天然气 109 768 m<sup>3</sup>。1999 年 2 月 5 日完井后,自 4 322.0 ~ 5 130.0 m 井段分 6 层进行了试油,其中 4 615.2 ~ 5 130.0 m 段共试 4 层,均未获油气,定为干层。第五层 4 502.0 ~ 4 541.0 m,酸化后仅获得日产 3 299 m<sup>3</sup> 的非工业气流。第六层 4 322.0 ~ 4 395.6 m,用 7.94 mm 油嘴获得日产 76.0 t 的高产工业凝析油和 168 321 m<sup>3</sup> 的高产工业气流,同时日产水 29.6 m<sup>3</sup>;同年对主力产层进行了酸化压裂,用 15.88 mm 油嘴,折日产油 609.3 m<sup>3</sup>,天然气 454 117 m<sup>3</sup>(图 2)。

板深 7 井钻探获得成功, 于 1999 年重新开展了潜山构造评价工作, 在主潜山两侧又发现了东潜山和西潜山构造, 构造面积扩大到 124.3 km<sup>2</sup>。为了进一步查明千米桥奥陶系潜山油气藏类型、油气分布特征及含油气规模, 分批部署实施板深 8、板深 4、板深 6、板深 1×1 井等井, 其中位于主潜山区的板深 8 井和板深 4 井先后获高产油气流。而钻于高部位的板深 6 井和钻于西潜山的板深 1×1 井钻探效果不理想, 后者地质报废。

2000年,大港油田针对千米桥潜山实施勘探开发一体化部署方案,又部署实施了板深701、板深702、板深703三口勘探评价井及千12-18、千16-24、千10-20三口开发评价井,至当年10月份,板深701、板深703、千12-18井先后获工业油气流,板深702井地质报废,基本查明千米桥奥陶系潜山主体为无油环的凝析气藏,气层段集中在奥陶系顶部的上马家沟组上段。

2000 年底, 评价板深 8 区块的千 10-20 井地质报废, 千 12-18 井生产情况复杂, 且产量递减迅速。而评价板深 7 井区块的千 16-24 井及评价板深 8 南断块的板深 703 井也相继报废。而 2001 年, 在板深 7 断块西高点、板深 702 构造高部位部署实施的千 18-18 井却喜获高产凝析油气流, 勘探开发阶段评价井钻探成效不理想进一步揭示了千米桥奥陶系潜山油气藏类型的复杂性。

2002 年,在板深 7 断块南部高点部署实施千 17-17 井,该井钻进奥陶系后见气测异常显示,电测解释Ⅱ+Ⅲ类储层 64.3 m/14 层,但试油无显示;同年部署千 17-17 侧钻井,于 4 180 m 进入奥陶系风化壳,欠平衡钻进过程中点燃火把,火把高 2~5 m,测井解释Ⅰ类油气层 7m/1 层,但奥陶系裸眼井段 4 187~4 245 m 试油却未获工业油气流,自此,千米桥奥陶系潜山油气勘探开发陷入低谷。目前仅板深 8 和千 18-18 两口井正常生产,日生产天然气  $24 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、凝析油 20 t。

### 3 油气田地质特征

### 3.1 构造特征

千米桥潜山构造是中生代走滑及挤压应力场下形成的复杂断裂褶皱构造<sup>[2,5]</sup>。奥陶系顶面构造形态呈反“L”形,由东侧轴向近东西的板深7背

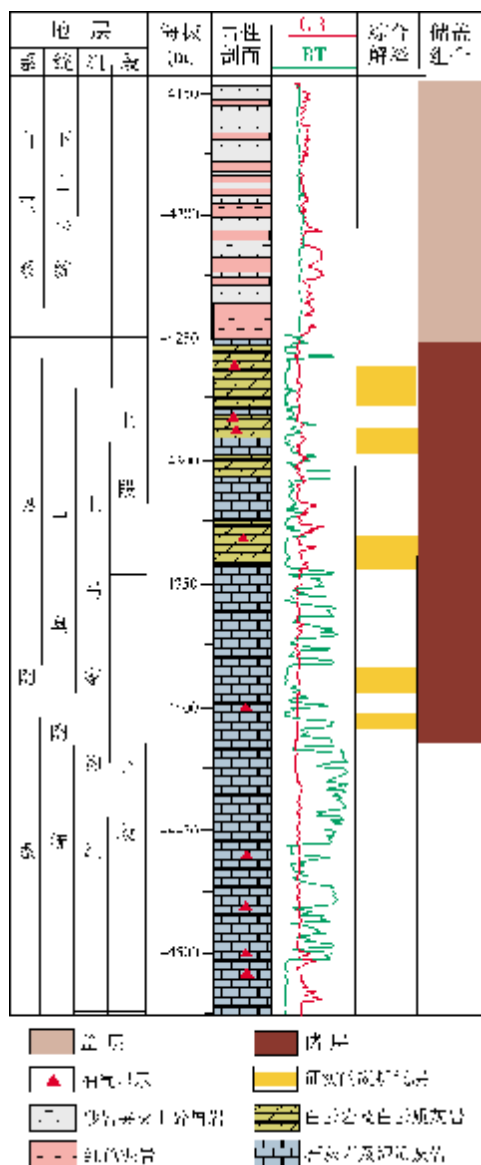


图2 千米桥潜山板深7井柱状剖面综合解释图

斜和西侧近南北向断裂背斜组成,被古近纪断裂局部改造。潜山东侧板深7背斜构造为双重推覆构造,寒武系当中发育南倾北冲的逆冲岩片,局部加厚形成背斜形态。奥陶系底部则发育顶板逆冲断层,在奥陶系灰岩层中形成北倾南冲的背驮式逆冲构造。

潜山西侧,奥陶系内幕发育一系列北东向斜列的逆冲断层,组合成对冲构造样式,该区寒武系断裂变形程度相对较弱,从断裂与褶皱变形特点推测,千米桥潜山西段受基底走滑断层控制,其西边界断层以西,古生界断裂褶皱作用急剧减弱。

千米桥潜山在渐新世经历了翘翘板式反转活动,剥蚀作用强烈的地区在古近纪渐新世被反转到板桥凹陷中,而早期埋藏较深的斜坡则翘起成为现今构造凸起区。

### 3.2 储层地质特征

千米桥潜山油气主要储集在奥陶系上马家沟组上段,地层以石灰岩为主<sup>[2, 6-7]</sup>。其中,碳酸盐岩潜山白云石化形成的残余晶间孔、含硬石膏层溶蚀形成的膏模孔及经溶蚀改造形成的中小型溶洞为本地区主要储集空间。溶洞孔隙占储层孔隙的81%,是油气储集的主要空间。另据多口钻井分析结果,储集空间类型与岩性有一定相关性,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,石灰岩及白云质灰岩中则多见溶洞型、裂缝型和溶洞-孔隙型。

千米桥潜山的奥陶系碳酸盐岩储层物性好于大港的其他同类潜山。据板深701井统计,石灰岩类孔隙度平均值1.2%,最大值8.2%;渗透率平均值 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;白云岩类平均孔隙度为2.4%,最大可达16.3%,渗透率的平均值为 $0.616 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,但储层非均质性较强。实测数据表明,研究区多数钻井岩心的纵向渗透率好于水平渗透率,这与裂缝垂直截切石灰岩地层有关。千米桥地区奥陶系还发育有岩溶,多井钻遇大洞穴,如板深7井在4267~4271m钻进过程中漏失103m<sup>3</sup>钻井液,港深5井钻进过程中共见4次放空,放空井段共长1.7m。

### 3.3 油气源及油气藏特点

据原油生物标志化合物、族组成、轻烃特点以及天然气同位素特点推断,千米桥潜山油气主要来

自周边凹陷古近系烃源岩,潜山主体区凝析油气与北侧板桥凹陷古近系沙河街组三段偏腐植型烃源岩有明显的渊源关系,而南潜山板深6井天然气则可能源自南侧歧口凹陷<sup>[8-9]</sup>。这表明,千米桥潜山主体与南潜山分属于两个新生古储单元。据油气包裹体以及埋藏热演化历史等资料推断,潜山圈闭在新生代经历了三期(古近纪晚期、新近纪早期以及新近纪中—晚期)油气充注过程,油气成藏阶段主要集中在新近纪中—晚期<sup>[2]</sup>。

千米桥潜山凝析油气田是一个非均质性极强的复杂油气田,油气主要富集在奥陶系顶部200m以内的岩溶裂缝储层中,上马家沟组是含凝析气主力储层段。中生界红色泥岩以及峰峰组泥灰岩为油气田主要封盖层系(图3)。油气藏在宏观上受上马家沟组上部地层控制的同时,表现出气水界面复杂多变、压力系统多变、井流物成分差别较大等特点,体现了复杂储集介质条件下晚期充注油气走向的复杂性。

千米桥潜山油气藏主要有以下特点<sup>[3,5,10]</sup>。

油气分布复杂多变 潜山油气藏没有截然的油气水界面,而由一个较长的气水混储带所代替,凝析气层底部为块状底水。同时,油气田不同含油气区块的气水界面高度相差较大,在总体向南变高的背景上,区块之间差别还是很大的,相邻的区块气水界面高度相差100多米,相隔最远的区块最大相差达600多米。如板深8井含油气区气水界面分布在4380m左右,板深7井区为4410m,位于潜山最北部的板深4井区则深达4650m。

不同断块压力系统有差别 潜山油气田不同井区含油气层压力横向变化明显,表明存在多个相互独立的渗流单元。八口探井测试井段的压力从最高65.1MPa(板深4井)到最低31.1MPa(千12-18井),对应的压力系数从1.42(板深4井)到0.822(千12-18井)。但是,同一断块探井不同深度段,纵向上压力系统却存在比较一致的现象,如板深7井4254.39~4281.03m井段与4332.0~4395.6m段的地层压力均为43.6MPa,压力系数均为1.0左右,说明潜山储层中发育的垂向裂缝系统可沟通不同的产层,形成不受地层控制的块状油气藏。

不同区块产液特点不同 千米桥潜山油气田不同井区产液特点存在明显变化,表现在气油比多

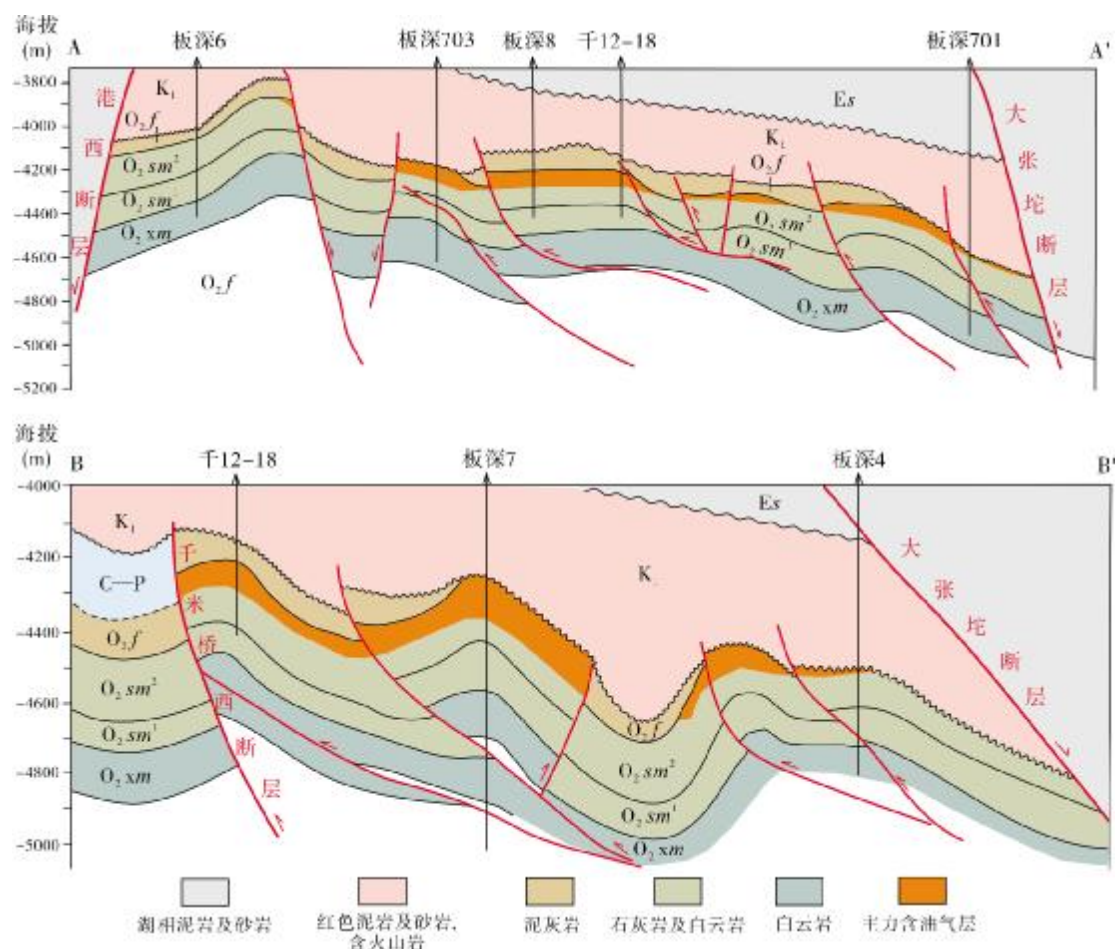


图3 千米桥潜山凝析油气藏剖面图

$O_{2xm}$  下马家沟组;  $O_{2sm}$  上马家沟组;  $O_{2f}$  峰峰组;  $K_1$  下白垩统;  $Es$  沙河街组。

A—A' 和 B—B' 剖面位置见图1

变、气水倒置以及产出油气地化特点有别等方面。如位于潜山主体中部的板深7井在4332~4395 m井段,试油获高产,其气油比( $m^3/t$ )为 $0.22 \times 10^4$ ,而南翼的板深703井为 $0.43 \times 10^4$ ,北翼的板深701井只产气。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,气油比亦表现出较明显的差异性,前者气油比为 $0.4 \times 10^4$ ,后者则为 $2.05 \times 10^4$ 。部分探井试油过程中,出现反常的产液特点,如千12-18井的连续三段储层,在4180~4202 m井段产水量大、含水率高,但下层4270~4300 m井段却产水量小、含水率低,出现气水倒置现象。另外,不同井产出天然气的轻烃组成及同位素也有区别,表明千米桥潜山油气田的混合程度很低。

这些特征表明,潜山油气田自身的复杂性以及对油气藏类型的认识有误,是导致潜山油气开发效果不理想的关键原因。评价与开发阶段钻井效果不理想,表明千米桥潜山油气藏远非过去认为的块状风化壳型油气藏,而是一个受复杂缝洞网络控制的裂缝型油气藏<sup>[10]</sup>。由于储层成岩阶段长,成岩作用复杂,油气充注时间又偏晚,导致油气混合程度较低,油气水分布格局复杂。

目前,大港油田针对制约千米桥潜山油气评价的几个关键问题展开系统攻关,在加强了三维地震数据体处理与解释、重新精细刻画潜山构造面貌与储层分布规律的基础上,重点探索复杂裂缝性油气藏开发方案,积极重上潜山,提高储量的动用程度。



## 4 勘探认识与启示

千米桥潜山油气田是大港油田潜山勘探实践多次反复的重要成果。勘探早期成功发现工业油气流,以及后期开发过程中出现的诸多问题,均能给勘探家带来深刻的认识和启发,同时对渤海湾地区进一步展开潜山油气勘探工作也有着重要的借鉴意义。

### 4.1 潜山类型多样,勘探部署思路必须对症下药

渤海湾地区潜山油气勘探活动的兴起主要与任丘上元古界潜山油田的发现有着直接关系,任丘潜山油田勘探总结的一系列成功模式直接指导了大港油田早期的潜山勘探工作<sup>[1]</sup>。20世纪70—80年代,大港油田潜山勘探局限在盆内掀斜断块山、褶皱背斜山等古近纪次级凸起之上,但是受地震资料和认识程度的限制,对潜山类型的多样化认识不足。当时以构造圈闭为目标,在主要的凸起带钻探了许多奥陶系潜山探井,但除港1井、太4井、南13井见油流外,其他井基本落空,没有取得实质性进展。早期勘探明显未重视低位序潜山的勘探<sup>[1]</sup>。

20世纪90年代以来,随着地震勘探的不断深入以及基础地质研究的深化,研究人员逐渐意识到黄骅拗陷演化的叠加性和旋回性,在古生界海相单元相继发现了逆冲推覆构造,并认识到前古近系与古近系之间存在明显的反转构造,提出了在古近纪盆地斜坡区或盆地内存在中生代凸起,现今多数翘倾潜山构造为渐新世以来新构造的全新观点<sup>[2]</sup>。

在新的盆地构造认识基础上,研究人员重新开展了潜山目标落实与评价工作,提出除断块潜山外,大港探区还存在其他潜山类型,进一步丰富了潜山构造分类。随后又提出不同成因类型潜山油气成藏的条件存在差别,进而发展了“新生古储”、“古生古储”等潜山油气成藏理论。在新潜山理念的指导下,提出了一批勘探目标,包括孔西潜山、千米桥潜山、乌马营潜山、长卢潜山等。首钻孔西潜山发现工业油流后,坚定了勘探盆内低位潜山的信心。在充分论证潜山油气成藏

条件的前提下,明确了不同类型潜山勘探部署思路,提出沿古逆冲推覆构造寻找“古生古储型”潜山油气藏、沿靠近古近纪生油凹陷且古推覆构造和中生代强剥蚀叠置区寻找新生古储有利目标的勘探部署思想。1998年底相继部署板深7井和乌深1井,两口探井均获得成功。

### 4.2 有利的地质条件决定潜山油气成藏

多年研究证实,大港探区潜山构造形成背景与冀中拗陷相比有较大的区别,其中中生界—上古生界残余地层较厚以及古近纪断垒山多为反转构造的事实影响了海相碳酸盐岩潜山储层形成<sup>[2-5]</sup>。相对而言,千米桥地区具备了几个关键性的有利地质条件,是潜山油气藏能够形成的关键:

其一,千米桥地区在中生代经历了强烈的断裂褶皱作用以及构造隆升。首先在印支构造运动的影响下,形成波及整个中北区的宽缓背斜构造,其后又叠加了燕山期强烈的断裂褶皱,导致古生界被强烈剥蚀,三叠系缺失。几期构造变形形成了大量的裂缝系统,促进了近地表大气水淋滤作用,为岩溶发育创造了条件,极大地改善了奥陶系海相碳酸盐岩储集物性。

其二,中生代晚期,千米桥地区沉积了较厚的白垩系红层(以红色泥岩为主,局部见火山碎屑岩),由于该套地层岩性致密,替代已缺失的上古生界煤系成为潜山顶部有利的盖层单元,保证了潜山内幕油气聚集。同时埋藏沉积阶段相对干旱的气候条件,使潜山内幕不至于发生大范围的胶结成岩改造,有利于储层单元的保存。

其三,潜山周边被古近系生油凹陷所围绕,大型同沉积断层使奥陶系与古近系烃源岩通过断层直接接触,使千米桥潜山具备了新生古储油气藏形成的必要条件。据相关研究证实,潜山与北侧板桥凹陷古近系接触面积达20 km<sup>2</sup>,与东侧歧口凹陷接触面积达35 km<sup>2</sup>。较大的泄油面积保证了潜山有比较充足的油气供给。

其四,具有“早抬、中埋、晚稳定”的演化特点<sup>[1]</sup>,特别是古近纪—新近纪持续沉降阶段,千米桥地区基底构造层仅发生翘翘板式活动,古近纪断层多切割至中生界界面附近,对潜山影响较小。而新近纪大规模油气聚集阶段,潜山上部正断层全

部停止活动,有效地保证了潜山成为独立的油气聚集单元,使油气向浅部散失几率减到最低。

### 4.3 独特的新生古储成藏模式构成复杂的油气分布规律

尽管千米桥潜山具备了有利的油气聚集条件,也已充注了油气,但从油气充注成藏的模式来看,它与渤海湾地区其他潜山还有一定的区别。主要表现在供烃方式比较独特,不像任丘潜山,古近系直接披覆在潜山之上,不整合面大面积供油,千米桥潜山油气注入完全依赖同沉积断层的开启性,供烃窗口相对比较单一。另外,尽管发育岩溶储层,但主渗流通道仍然受裂缝控制,而埋藏阶段选择性胶结充填作用使潜山内幕裂缝网络沟通情况变得异常复杂<sup>[10]</sup>。

由于油气充注总体上晚于储层形成阶段,因此供烃窗口与有效沟通裂缝的对接关系就变得非常关键。强胶结带分隔导致潜山内幕油气分布不均,充满程度偏低,影响了油气藏评价。如千12-18井钻进过程中油气显示差,但在压裂之后却高产,这说明是压裂使井筒与含油气带沟通了。而千17-17侧钻井钻进过程中显示活跃,并点燃了火把,但在试油后却未发现油气流,这固然与试油工艺有关,但其他裂缝带水串导致油气不出也是原因之一。因此,新生古储式碳酸盐岩油气藏控制因素多样化,对油气藏分布规律的认识程度将影响到油田开发效果。

### 4.4 潜山圈闭的落实离不开地球物理技术进步

千米桥潜山油气田的发现与地球物理技术攻关,特别是地震技术进步有直接关系<sup>[11]</sup>。由于深埋、构造复杂等原因,大港探区下古生界构造层一直不能得到好的地震反射信息,严重制约了潜山构造圈闭的落实以及进一步的成藏条件评价。千米桥潜山发现之前,原地震资料在奥陶系基本不成像,在潜山目标落实过程中,大港油田引入了叠前深度偏移处理技术、深层能量补偿技术、反Q滤波、组合反褶积、复合波分离等技术,很好地解决了古生界内幕反射品质差、潜山顶面形态不可靠的问题,为后续目标落实与储层评价的顺利展开奠定了有利基础。

### 4.5 欠平衡钻井等技术确保了油气层的发现

以往潜山钻探过程中,为防止井喷、钻井液大量漏失,多采用偏重的泥浆,特别是发生井涌后,往往考虑工程施工安全,加大泥浆密度压井,因此钻进过程中对油气层污染比较严重。而千米桥潜山发现井板深7井在钻入奥陶系发生井涌后,没有采取压井措施,而是实施欠平衡钻进工艺,边喷边钻,有效保护了油气层,为潜山油气藏的发现奠定了基础<sup>[4,11]</sup>。随着潜山勘探的深入,大港油田不断完善了以欠平衡为要点的十大工艺技术系列,为今后潜山油气勘探创造了条件。此外,潜山油气层测试工艺的进步也为千米桥潜山油气田发现创造了有利条件。过去大港油田潜山钻井多采用大段裸眼测试手段,无法控制碳酸盐岩储层水串现象,结果许多显示的油气层被水淹,导致试油效果不理想。如港西潜山太13井奥陶系2073~2242m井段录井显示活跃,槽面见油花气泡并伴随明显的气测异常,但由于与上部水层合试而未能获得工业油流。在千米桥潜山油气勘探过程中,多采用下套管分层测试的方法,使地下真实的地质情况得到反映,保证了油气层评价的准确性。

## 5 结 语

千米桥潜山油气田的发现是在地质评价理论、工艺技术攻关共同进步前提下取得的重要成果。然而,油气田发现后,开发阶段出现的诸多问题又反映出这类潜山油气成藏的复杂性,为广大的石油勘探家提供了研究的素材和示例。相信在科技创新的前提下,将来一定能够真正认识该潜山油气田的内在地质规律,再次实践新的开发方案,以更好地开发潜山油气田。

### 参 考 文 献

- [1] 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.
- [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] 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.
- [4] 杨勇,王建富. 欠平衡钻井技术在大港油田古潜山勘探中的



- 作用[J]. 勘探家, 1999, 4(3): 4-6.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] 姜平. 千米桥潜山构造凝析气藏的初步分析[J]. 石油天然气地质, 2001, 22(1): 72-74.
- [9] 卢鸿, 王铁冠, 王春江, 等. 黄骅坳陷千米桥古潜山构造凝析油气藏的油源研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(4): 71-78.
- [10] 付立新, 杨池银, 肖敦清. 大港千米桥潜山储层形成油气分布的控制[J]. 海相油气地质, 2007, 12(2): 33-38.
- [11] 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[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(5): 1-4.

编辑: 赵国宪

Case of Discovery and Exploration of Marine Fields in China (Part 9):  
Qianmiqiao Ordovician Condensate Field in Bohaiwan Basin

Wu Yongping, Yang Chiyin, Fu Lixin, Xiao Dunqing, Ma Xiaoming

**Abstract:** Qianmiqiao Condensate field is discovered in October 1998 and began to yield commercial oil and gas in June 1999. It is located at the northeastern pitching end of Beidagang anticline belt in Huanghua Depression and is representative of low-positioned buried hills in Bohaiwan Basin. The main reservoir or pay bed is Ordovician upper Majiagou carbonate rock and hydrocarbon derived from Tertiary hydrocarbon source rocks in Ban-qiao and Qikou depressions on the north and south of it. The field covers a hydrocarbon area of 57.1 km<sup>2</sup> and holds proved reserves in-place up to 39.468 × 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>. Exploitation activities have confirmed that the field is characteristic of complex anisotropic reservoir that is controlled by a number of fractures and karstified caves, which is hard to ascertain the distribution rules of hydrocarbon in reservoir. The exploration history and enlightenment of the field are reviewed. The success during exploration and frustration during development are also discussed.

**Key words:** Ordovician; Buried hill field; Marine formation; Carbonate rock; Characteristics of reservoir; Exploration history; Qianmiqiao Condensate Field; Bohaiwan Basin

**Wu Yongping:** male, Senior Geologist, Professor. Add: PetroChina Dagang Oilfield Company, Dagang, Tianjin, 300280 China