

吐哈盆地台北凹陷沉积体系变迁对油气分布的控制

张代生, 李成明

(吐哈石油勘探开发研究院, 新疆哈密 839009)

摘要: 台北凹陷在侏罗纪以后成为吐哈盆地的沉积中心。在其发育初期沉积了煤系烃源岩, 鼎盛时期北物源不断推进, 南物源不断后退, 不断向南发育的巨厚泥岩, 形成了跨层连片的区域性盖层, 盖层之上为北物源沉积体系, 之下为南物源沉积体系, 造就了绝佳的储盖组合。沉积体系的变迁对油气的分布起着控制作用, 油气分布层位北老南新, 主要分布于南物源沉积体系, 且封闭于区域性盖层之下。北物源沉积体系多形成小规模次生油藏。凹陷衰退期湖盆中心直接控制了浅层油气藏的分布, 凹陷发展后期构造活动对油气的影响主要体现在对原油气藏的调整和重组。

关键词: 山前拗陷; 沉积体系; 改造; 油气分布; 台北凹陷

第一作者简介: 张代生, 男, 37岁, 高级工程师, 石油地质

中图分类号: P618.130.1 **文献标识码:** A

1 沉积体系变迁与储盖组合特点

台北凹陷侏罗纪以后属于改造性强的山前拗陷主体部位, 在其拗陷发育初期早、中侏罗世广泛沉积煤系烃源岩和主要的含油岩系; 在拗陷鼎盛时期中、晚侏罗世即湖盆封闭初期发育了巨厚的湖相泥岩。中、晚燕山期在南北向挤压应力作用下, 凹陷内形成了成排成带的以背斜形态为主的東西向构造带, 该时期也是油气藏的主要形成期, 油气主要分布于中侏罗统。白垩纪末及其以后的构造运动中, 北界博格达山逆冲推覆和南缘火焰山抬升, 凹陷萎缩^[1]。

似乎白垩纪及其以后的构造运动对油气的改造是引起油气分布复杂的主要因素, 但是, 事实上, 山前拗陷的发展本身就是改造性较强的过程, 从初期就对其油气基本地质条件尤其是储盖组合的变化特点产生了重大影响。

1.1 北物源沉积体系不断推进、南物源沉积体系不断退缩

台北凹陷由于前侏罗系凹陷构造面貌不清, 因而还未获得突破。但从整个盆地的情况和邻近的准噶尔盆地来看, 侏罗纪以前和以后是两个不同的构造层, 具有不同的构造格局。二叠、三叠纪属于伸展性的、分割性较强的多凹陷、多沉积中心, 包括

托克逊、台北、哈密等凹陷; 侏罗纪及其以后, 吐鲁番成为一个统一的沉积拗陷, 沉积中心在北部的台北凹陷。由于北部博格达山崛起, 台北凹陷成为山前拗陷的主体而进入其发育的鼎盛时期。

侏罗纪台北凹陷成为山前拗陷的主体以后, 呈北陡南缓。可分为南物源、北物源沉积, 但在分布上逐渐转换, 现今残余的台北凹陷可能均属于南物源沉积体(图1)。早侏罗世和中侏罗世中期广泛发育了砂岩、泥岩、煤层, 是凹陷主要的储油气层位和最重要的烃源岩层段。煤层的沉积环境包括河流平原、湖泊沼泽、三角洲相等, 但煤层最发育的部位在南物源三角洲向北入湖处, 如凹陷北部的恰勒坎、鄯勒、红旗坎、小草湖等。到了中侏罗世中期, 现存凹陷开始见到北物源沉积, 如分布在北部的核1井、东北部的萨克桑、金水、三十里大墩一带。此后北物源沉积不断向南推进, 而南物源沉积则逐渐退缩。最明显的是, 到了七克台期(J₂q)博格达山再度崛起, 吐哈湖盆从此完全封闭, 广泛沉积了湖相巨厚泥岩, 但这并不能阻止北物源沉积不断的向南推进。相反, 恰恰是崛起的博格达山使北物源的影响因素增强。所以当南部从河湖三角洲相变为以湖相巨厚泥岩沉积时, 北部对应的沉积从以湖相泥岩为主变为以粗碎屑砂砾岩为主, 如核1井、勒3井、恰1井、红台1井等处。侏罗纪末, 随博格达山的不断抬升和推覆, 台北凹陷主要为北物源沉积, 湖盆缩小, 湖盆中心往西南方向迁移至胜北-神泉一带; 早第三纪湖盆中心位于神泉、吐鲁番附

近;现今则已南移至艾丁湖。侏罗纪末以后各时期除湖盆中心以泥岩或钙质泥岩沉积为主外,其他部

位均主要为河流或冲积扇沉积砂砾岩。

1.2 凹陷演化鼎盛时期造就了绝佳的储盖组合

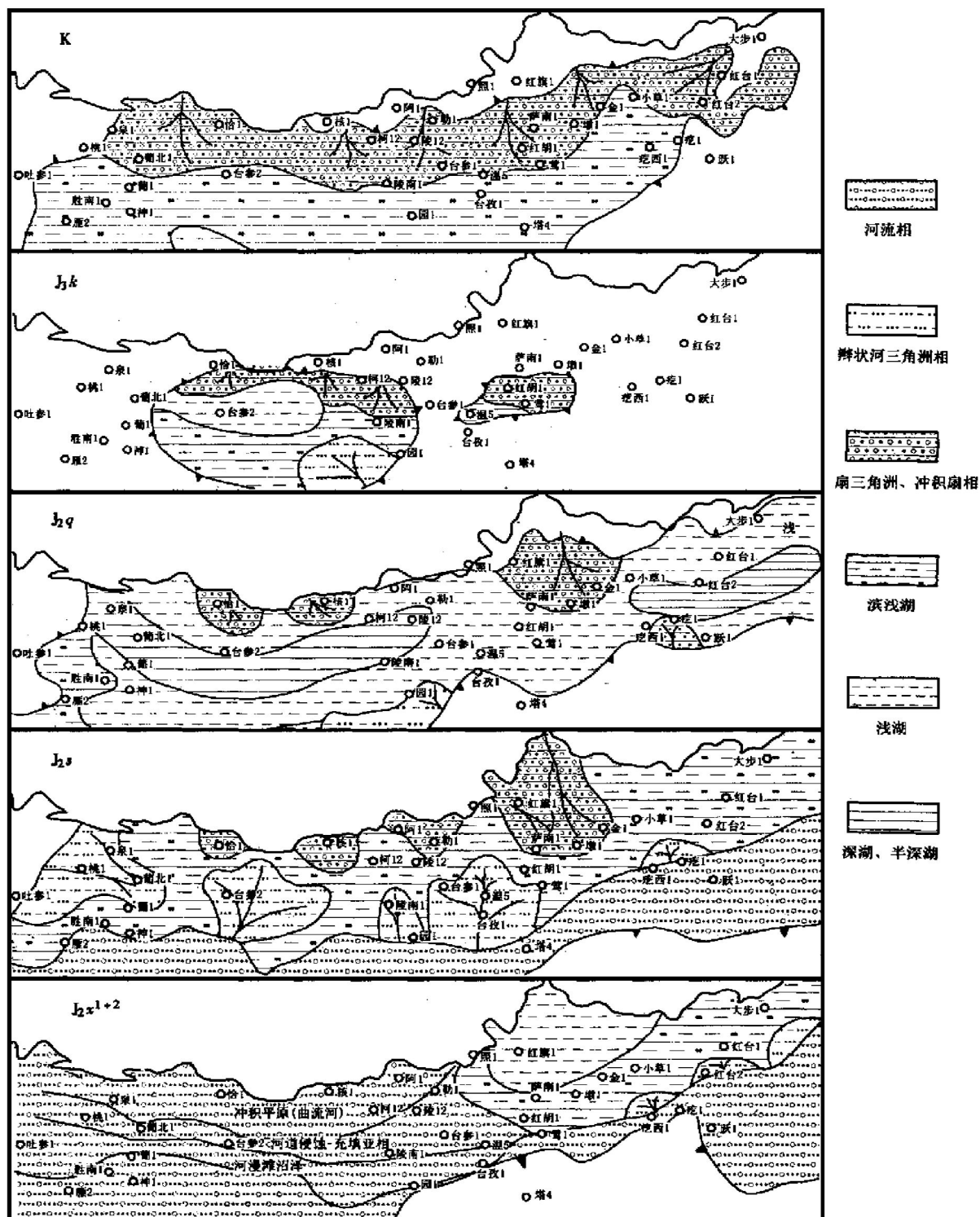


图1 台北凹陷侏罗纪—白垩纪沉积环境演变*

Fig. 1 Evolution of depositional environment for Jurassic-Cretaceous in Taipei Sag

1.2.1 跨层大盖层

台北凹陷从拗陷形成至七克台期湖盆完全封闭

是台北凹陷演化鼎盛时期,凹陷面积和湖盆最广,广泛沉积了一套巨厚区域性泥岩盖层。但受拗陷演化过程中博格达山不断向南推覆,湖盆向南向西变迁和北部沉积体系向南推进的影响,盖层也是不断向南推进发育的,发育层位南北各有不同,南部的盖层

* 中国海洋石油勘探开发研究中心,西北大学地质系。吐哈盆地分析及油气资源评价。1995,有改动

层位较新,但又具有很好的连续性(图 2)。

在南部绝大部分区域性泥岩盖层发育于七克台组上段-齐古组(J_{3q}),北部的鄯勒、恰勒坎、红

台区域泥岩盖层则主要发育于西山窑组三、四段-三间房组,在萨克桑、三十里大墩、金水一带可能主要发育于西山窑组三段以下。

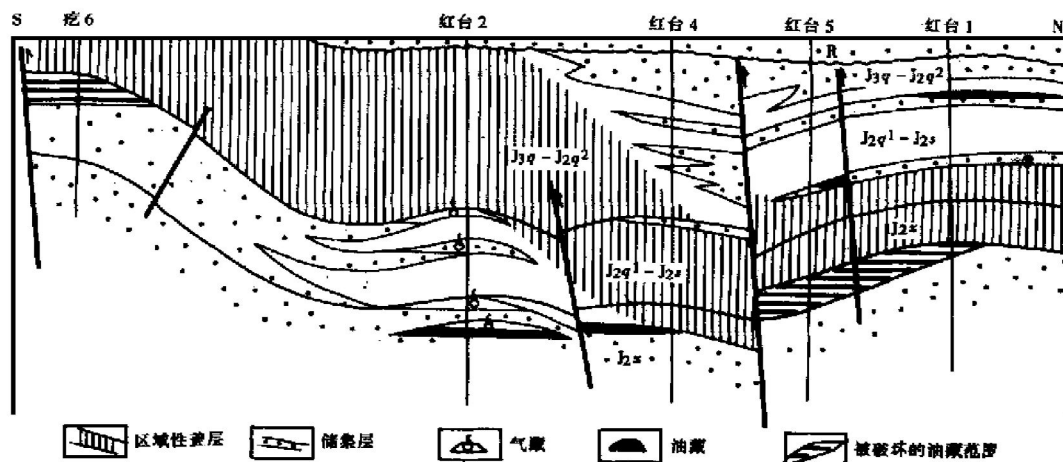


图 2 疙瘩台-红台侏罗系盖层分布示意剖面

Fig. 2 Sketch map showing cap rock distribution Jurassic in Gedatā-Hongtai

层位不同但连续分布的巨厚泥岩是台北凹陷盖层的重要特点。这样,在侏罗纪以来的层序中,这套跨层区域性泥岩之下以南物源沉积体系为主,而上部则主要为北物源沉积体系。

1.2.2 绝佳的储盖组合

跨层区域性泥岩盖层对储盖组合的形成可谓绝佳,因为盖层之下保存的主要是南物源缓坡沉积体系,砂体最发育,而向南推进发育的泥岩同南部前期良好发育的砂体刚好匹配形成储盖组合。而盖层之上主要为北物源快速堆积,岩浆岩屑含量高,塑性较强,砂体物性一般很差,同时也明显不具备较好的盖层。

1.2.3 南物源沉积体系是主要的储油体系

台北凹陷主要的储集层系中,下侏罗统仅分布在南半部分,即南物源沉积体系,沉积体系前方烃源岩最发育。在大盖层的封闭下,一方面烃源岩生成的油气应该主要向南缓坡运移,另一方面,压实水的排泄和烃源岩成烃过程中生成的有机酸主要对盖层之下的南物源沉积体系进行次生孔隙的改造,形成良好的油气储集空间,使南物源沉积体系成为最主要的储油体系。

1.2.4 凹陷北部储盖组合层位低

受凹陷转化期跨层区域性泥岩盖层发育特点影响,现今中、下侏罗统主要的储盖组合必然是北部层位低,南部较高。同时,北部由于处于烃源岩沉积期湖盆边缘,储集层与烃源岩交互叠置,自生自储,生储盖组合非常有利。

1.3 浅层储盖组合

浅层的储盖组合受控于凹陷演化后期湖盆中心向南向西迁移,上侏罗统喀拉扎组(J_{3k})白垩系、第三系浅层的盖层泥岩主要发育于台北凹陷西部的胜北-胜南一带。

2 沉积体系变迁对油气分布的控制

2.1 油气主要分布于大盖层下的南物源沉积体系

2.1.1 油气主要封存于大盖层之下

普遍分布的七克台组-齐古组区域性巨厚泥岩在北部不发育,但由于泥岩的推进,不同层位的泥岩连成一体,使穿层大盖层覆盖全凹陷,油气主要封存于大盖层之下。已发现的这套盖层层位为西山窑组三段-上侏罗统齐古组,储集层在七克台组及其之下,但具体的储集层和含油气层位在凹陷的不同部位可能不同,基本规律是北低南高。

2.1.2 油气主要分布于南部沉积体系

大盖层在向南推进中与向南退缩的南物源沉积体系匹配形成储盖组合,因此主要的储集层必然属于南物源沉积体系,同时,由于凹陷北半部分储层尖灭,油气也就主要赋存于南部沉积体系。

北部山前带的南物源目的层位一般不同于南部的七克台组-三间房组-西山窑组,普遍较低,鄯勒为西山窑组二段,玉果为三间房组下段-西山窑组,红台 1 井为西山窑组三段及其以下。尽管地处山前破碎带,大盖层之下南物源沉积体系中的油气可能逸散至上部的北物源沉积体系,如红台 1

号、恰勒坎获得的油流均位于上部属于北物源沉积体系的七克台组-三间房组中,鄯勒油田(图3)北物源沉积体系七克台组-三间房组也有油藏,但规模很小,而且从油气显示特点来看,上部北物源沉积体系油气显示弱(一般荧光级)而分散,大盖层之下南物源沉积体系储层油气显示的级别明显高(油迹、油斑),而且集中分布,说明曾经在下部的南物源沉积体系中形成油气藏,且其规模可能很大。毕竟在现存凹陷的北部煤系烃源岩最发育,同时储集层更靠近烃源岩,甚至是自生自储型。红台5井属于南物源沉积体系的西山窑组三段油气显示集中

段200 m,估计红台1号的油气藏规模在 $5\,000 \times 10^4$ t以上;鄯勒油田西山窑组一、二段的规模可能更大;恰勒坎油田的西山窑组三段古油藏也有很大的规模。玉果则可能属于后期的油藏,油气分布于三间房组下段-西山窑组中,还没有发现油气明显逸散至七克台组,七克台组-三间房组中上段甚至没有油气显示。因此山前带曾经在南物源沉积体系储层中形成大规模油气藏,但可能受到严重破坏甚至破坏殆尽,并可能在上部的北物源储层中形成小规模次生油气藏(规模小可能还与其上无区域性盖层有关)。

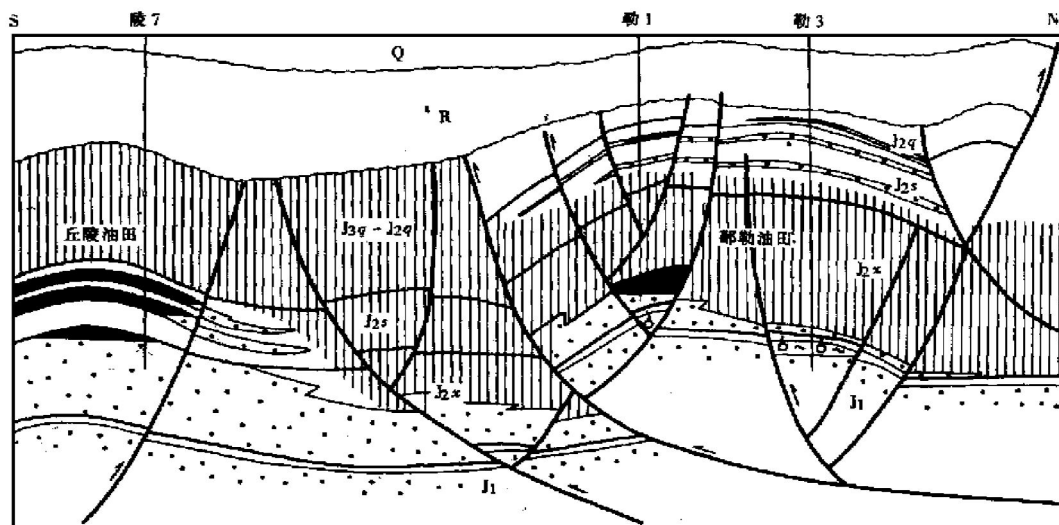


图3 鄯勒油田剖面示意图

Fig. 3 Sectional sketch map of Shanle Oil Field

当然,山前带油气藏大多受到破坏,但若向南,构造的完整程度增高,抓住主要的目的层无疑是油气勘探的关键。

凹陷东部的金水-三十里大墩一带,目的层应较深,可能为西山窑组三段及其以下(未钻达),在七克台组-三间房组中没有油气甚至岩屑录井没有油气显示,可能与其处于大盖层之上有关,这也可能是该地区油气勘探未能获得突破的原因之一。

2.2 凹陷衰退期湖盆中心控制浅层油气藏的分布

台北凹陷油气主要分布于中、下侏罗统,但由于有大量的断裂控制构造及构造带的形成,油气可通过断裂穿透跨层区域性盖层至浅层形成油气藏。浅层油气藏的形成应该说盖层尤为重要,因为浅层盖层成岩作用可能较弱,较难封闭油气,因此一般需要比较稳定、质纯、厚度大的湖相泥岩作为盖层。因而后期凹陷演化的湖盆和沉降中心的泥岩控制了浅层油气藏的分布。同时,后期凹陷演化的湖盆和沉降中心的埋深条件也利于烃源岩持续演化。

台北凹陷浅层的湖相泥岩盖层质量较好,因为属于湖盆长期封闭条件下形成的泥岩沉积,盐类和钙质含量较高,无疑加强了泥岩的封盖能力。从目前发现的浅层油气藏来看,上侏罗统喀拉扎组、白垩系、第三系等浅层油藏主要分布于台北凹陷西部胜北-胜南一带,正是凹陷后期演化的湖盆中心。

2.3 后期油气调整特点

台北凹陷演化后期博格达山向凹陷进一步推移,同时,凹陷南部的火焰山逆冲上升,使原本平缓北倾的中、下侏罗统持续对倾弯曲,初期形成的构造带发生变动。一般是构造高点向凹陷边缘方向迁移,同时受到断层的分割和复杂化。伴随着构造的变动,油气也在不断向浅层或高点方向再迁移,呈现不断运移和调整的动态特征。如丘陵、巴喀、吐鲁番-神泉-雁木西、葡北-葡萄沟、葡北-玉果等油田。油气调整,一般可以分为三种(图4):后期成藏调整型,构造带调整型,穿层调整型。但是一般都是在原生油气藏及其分布的基础上进行的。

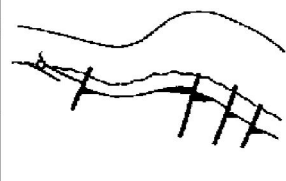
调整类型	后期成藏调整型	构造带调整型	穿层调整型
图示模式 (实例)	 吐鲁番-神泉 葡北-葡萄沟 葡北-玉泉	 丘陵油田 巴喀油田	 鄯善油田 恰勒坎油田 红台 1 号 红南油田
形成条件	后期生烃凹陷边缘斜坡, 烃源岩仍在大量生排烃, (新构造)	因后期构造活动, 先期的构造高点及油气迁移调整	一般在凹陷边缘构造活动剧烈区, 油气通过断裂穿越巨厚盖层, 在较上部的储盖组合形成油气藏
分布规律	生烃中心至构造高点之间均是油气分布的有利地区, 可形成一系列低断块油气藏	在原构造高点至现今高点之间形成一系列断块或低断块油气藏, 油气分带效应较明显	区域性盖层之下的古油藏严重破坏散失, 可在上部形成次生油气藏

图 4 台北凹陷油气调整模式图

Fig. 4 Regulation model of Hydrocarbon in Taibei Sag

3 结论

(1) 盆地演化本身就是明显的改造过程, 改造还明显地表现为深入到对沉积体系格局和储盖组合分布的改造。

(2) 侏罗纪以后, 台北凹陷属于吐哈盆地的主体部位而进入其演化的鼎盛时期。受山前坳陷演化特点的影响, 随凹陷的演化, 沉积体系和巨厚泥岩是不断向南推进发育的, 不同层位的巨厚泥岩跨

层连片覆盖全凹陷, 形成了凹陷最重要的区域性盖层。盖层之上为北物源沉积体系, 而油气主要分布于这套盖层之下的南物源沉积体系; 且油气分布层位北老南新。

(3) 后期构造活动造成的油气调整和重组主要是在原生油气藏及其分布的基础上进行。

参 考 文 献

- 1 吴涛, 赵文智. 吐哈盆地煤系油气田形成和分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997. 1~ 269

CONTROLLING THE CHANGES OF DEPOSITIONAL SYSTEM TO HYDROCARBON DISTRIBUTION IN TAIBEI SAG, TURPAN-HARMI BASIN

Zhang Daisheng Li Chengming

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Turpan-Harmi Oil Fields, Harmi, Xinjiang)

Abstract: Taibei Sag was the depositional center of Turpan-Harmi Basin after Jurassic. Coal measures hydrocarbon source rocks were deposited in the early stage; the northern material source progressed southward continuously in a period of great prosperity while the southern material source retreated, thus forming a huge thickness regional mudstone caprock. The northern material source depositional system is above the cap rock and the southern material depositional source is below it. They construct a good reservoir-cap rock complex. The changes in depositional systems controlled hydrocarbon distribution. Most of the hydrocarbon is distributed in the southern material source depositional system, while some small scale of secondary oil and gas pools are in the northern material source depositional system. The center of lake basin of decline stage controlled directly the distribution of shallow hydrocarbon pools. The tectonic activities of the late stage of the depression development could effect the regulation and reconstitution of hydrocarbon pools.

Key words: piedmont depression; depositional system; reformation; hydrocarbon distribution; Taibei Sag