

吐哈盆地台北凹陷油气封盖主控因素分析

牛嘉玉

(中国石油天然气集团公司石油勘探开发科学研究院, 北京 100083)

摘要: 吐哈盆地台北凹陷油气封盖的主控因素, 在微观封闭性能已满足现今油气藏封盖的油气柱高度时, 已转变为盖层厚度变化、平面展布的稳定性和断裂的发育与活动。在两套区域盖层中, 七克台组泥质超压层构成的第二套区域性盖层, 超压值大于 20 MPa 和厚度大于 200 m 的范围几乎覆盖了全凹陷, 且厚度稳定连续, 对其下的两期油气进行了有效的封盖, 95% 以上的储量位于其下地层, 控制了油气的空间展布和富集程度, 为最重要的区域性盖层。喜山期断裂活动产生的断裂, 在各地的影响不同, 鄯善油田以东地区, 对油气破坏和调整较弱, 两套区域性盖层相对保存完好, 油气基本保持原始的展布风貌; 以西地区断裂活动较强, 两套盖层受到不同程度的切割, 打乱了油气的原始展布状态, 甚至伴有较大程度的散失, 利于喜山期油气藏的形成。

关键词: 台北凹陷; 油气封盖; 异常压力; 油气聚集; 主控因素

作者简介: 牛嘉玉, 男, 36 岁, 高级工程师, 石油地质与勘探

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

吐哈盆地台北凹陷具有较高的研究和勘探程度, 油气在凹陷中部的弧形带地区最为富集, 东部和西部却大为逊色。在纵向上, 油气富集于三间房组有利储集体之中, 约占已发现总石油储量的 70% 左右。造成如此富集规律的因素, 除有效烃源岩、有利储集体和有利构造的发育特征以外, 封盖层特征(尤其是区域盖层)起着至关重要的作用。

1 构造与沉积体系的演化特征

海西构造运动使海槽回返, 吐哈盆地开始呈现雏型。二叠纪晚期, 海水退出, 开始了盆地的陆相沉积建造。进入侏罗纪, 区域构造应力松弛、作用缓慢。由于受到连续的剥蚀, 地形变得平坦, 气候温暖潮湿, 植被茂盛, 湖泊和沼泽广布, 十分有利于煤系地层的发育。煤层主要发育于早侏罗世的八道湾组和中侏罗世的西山窑组, 构成了盆地的煤系烃源岩。在西山窑组的三、四段至三间房组的沉积时期, 碎屑物质供给大量增加, 在湖泊边缘地区形成三角洲, 使湖泊环带沉积特征不明显^[1]。砂体占湖盆面积的一半以上, 该套砂砾岩层成为本区最重要的储油层。在三间房组底部发育的一套分布较

为稳定的泥质岩段, 成为煤系主要生油岩体之上的第一套区域性盖层。七克台组至齐古组沉积时期是煤系烃源岩体区域盖层发育的极佳时期。由于前一沉积阶段的侵蚀夷平, 这一时期源区侵蚀减弱, 物质供给少。同时, 盆地相对沉降较大, 形成了深水湖泊, 湖盆环带状沉积作用明显。全盆地以细粒沉积为主, 发育了一套分布范围大、厚度较为稳定的泥质岩层。这一泥质岩层普遍具有明显的高异常地层压力, 具备极好的区域封盖条件, 是煤系主要生油岩体之上的第二套区域性盖层, 也是吐哈盆地最重要的区域性盖层。

2 油气封盖性能主控因素分析

盖层对油气的封盖性能主要受厚度、平面展布的稳定性、微观特性以及断裂对盖层的切割程度等诸多因素的控制。盖层微观封闭机制主要可归纳为 3 种: 岩石物性封闭、异常压力封闭和烃浓度封闭。在一定条件下, 某一封盖层可有 3 种封闭机制共存。从台北凹陷生油岩体之上两套主要区域盖层的微观特性来看^[2], 第二套区域盖层孔隙度为 0.54%~20.5%, 空气渗透率最大值为 $4.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最小值为 $0.0002 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 突破压力 0.2~14 MPa, 比表面积 3.86~24.02 m^2/g , 孔隙结构分布形态为双峰-较集中型, 综合评价盖层质量为较

好至一般。第一套区域盖层孔隙度 0.3 %~11.0 %, 空气渗透率最大值为 $1.67 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最小值为 $0.0003 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 突破压力为 0.2~

13 MPa, 比表面积 0.42~ 14.58 m^2/g , 孔隙结构分布形态为分散-集中型, 综合评价盖层质量为较好至好(表 1)。

表 1 台北凹陷主要封盖层微观特征数据表

Table 1. Data of microscopic features for the main sealing caprocks in Taibei Sag

区域盖层	层位	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	突破压力/MPa	比表面积/ $\text{m}^2 \cdot \text{g}^{-1}$	孔隙结构分布	综合评价
第二套	齐古组	1.27~ 14.6	0.434~ 0.02	0.5~ 8.0	3.86~ 24.02	双峰-分散型	一般
	七克台组	0.54~ 20.5	4.600~ 0.000 2	0.2~ 14.0	6.25~ 13.32	分散-较集中	较好
第一套	三间房组下部	1.04~ 11.0	0.966~ 0.000 3	0.2~ 11.0	2.99~ 14.58	分散-较集中	较好
	西山窑组上部	0.30~ 7.64	1.670~ 0.000 3	1.8~ 13.0	0.42~ 10.67	集中型	好

在不考虑封盖层厚度变化和受断层切割的情况下, 仅依据已知气藏封盖层微观特性, 即突破压力值与烃类的浮力值和剩余压力值的关系, 可粗略计算出该封盖层可封闭的最大气柱高度理论值, 并与现今封闭的气柱高度实际值对比(表 2)。对比结果表明物性封闭理论值要远远高于实际值, 即单纯的盖层微观物性封闭能力就已大大满足了现今封闭气柱高度的要求。若再考虑盖层的超压封闭因素, 则各套区域盖层封闭能力应更强。在这一前提下, 对油气封盖的主控因素已转变为切割盖层的断裂开启程度和活动性以及盖层厚度变化与盖层平面展布的稳定性等。

表 2 典型气藏盖层封闭气柱高度理论值与实际值对比

Table 2. Comparison between theoretical and practical values of the gas column sealed by caprocks of typical gas reservoir

典型气藏	气柱高度/m	
	理论值	实际值
丘东气藏七克台组-三间房组	750	260
丘东气藏西山窑组上部	1 000	250
丘东气藏西山窑组下部	1 000	112
米登西山窑组	1 000	112
陵 4 井区三间房组	934	255
温吉桑上气藏	700	218
温吉桑下气藏	1 065	56

2.1 异常压力段的厚度变化与展布控制油气的富集程度

依据声波测井和钻井实测压力等资料解释, 台北凹陷中, 新生界存在 5 个较为明显的异常地层压力段。它们分别是中侏罗统西山窑组上部和三间房组底部异常压力段、七克台组异常压力段、白垩系异常压力段、下第三系异常压力段和上第三系异常压力段。但第三系, 尤其是上第三系, 由于埋藏相对较浅, 压实程度低, 仅依赖测井资料地层压力解释的可靠性较差, 这里不作论述。各地区因其地质特征的差异, 其异常压力层段的发育程度存在明显的不同。

2.1.1 七克台组异常压力段

七克台组泥质超压层展布最为稳定和连续(图 1), 构成了极佳的区域超压盖层。高异常压力段的厚度变化在 50~ 450 m 之间。丘陵至鄯善地区异常压力段最厚。葡北至神泉地区最薄, 但厚度均一、稳定; 而疙瘩台和红台地区虽异常压力段厚度较大, 但在疙瘩台构造顶部和红台构造顶部由于剥蚀削顶, 异常压力段很薄、甚至缺失。从七克台组超压平面变化上看, 超压值大于 20 MPa 的范围完全覆盖了台北凹陷的主体部分(从凹陷西端的吐鲁番至东端的十三间房, 从北部的山前带至南部的中央断裂构造带), 从而使七克台组超压层成为台北凹陷最重要、最佳的区域性盖层。

2.1.2 西山窑组上部和三间房组底部异常压力段

在异常压力纵向展布剖面(图 1)上, 该层段在巴喀最厚, 可达 700 m 左右, 但范围非常局限; 向东至温吉桑超压层厚仅几米, 且超压值很低; 至红台, 除红台 1 井外, 超压层厚度达 200 m, 超压值达 25 MPa; 在葡北-神泉地区, 异常压力整体背景值均高。从而, 无法构成较为明显的压力封闭。

从该压力层段地层超压面变化来看, 超压值大于 20 MPa 的区域零散展于台北凹陷。因此, 该层段超压值低、区域展布不很均一、相对零散的特征使其区域封闭的能力较七克台组泥质岩层段大为逊色。

2.1.3 白垩系异常压力层段

该层段在葡北最厚, 可达 500 m(图 1), 超压值达 70 MPa。向西至胜南, 超压层厚度锐减, 仅 50 m 左右。向东至鄯善, 超压层厚度仅 30 m 左右, 在红台地区超压层不明显。由此可见, 白垩系异常压力段在台北凹陷的西部(神泉至丘陵地区)对油气烃类的纵向封闭具备较佳的条件, 非常有利于台北凹陷浅部(层)次生油气藏的形成。如丘陵地区的红南 2 井、连 2 井和神泉地区的神 102 井等白垩系油

气藏以及胜北3井喀拉扎组气藏的形成均与白垩系异常压力段的良好封闭有关。

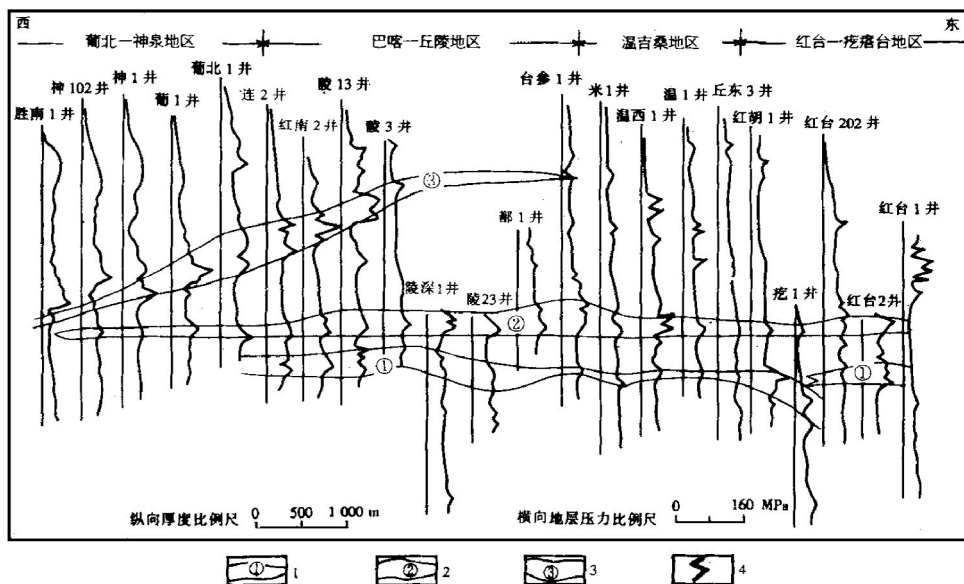


图1 台北凹陷异常地层压力东西向连井剖面

Fig. 1 East-west connected well profile of abnormal formation pressure in Taibei Sag

1—西山窑组上部和三间房组底部异常压力段; 2—七克台组异常压力段; 3—白垩系异常压力段; 4—地层压力曲线

区域盖层的厚度变化与平面展布较为严格的控制了油气的空间展布与富集。据先前的讨论可知,三间房组底部分布稳定的泥质岩段共存3种油气封闭机制,构成了中-下侏罗统烃源岩的第一套区域性盖层。但最重要的区域性盖层却是覆于三间房组之上的七克台组至齐古组普遍具有高异常地层压力的泥质岩层,它构成了凹陷第二套区域性盖层。从该套泥质岩层的厚度平面变化(图2)看,厚度大于200 m的范围几乎展布于全凹陷。凹陷西部地区厚度最大,可达1 200 m以上,凹陷中部弧形

带地区厚度在1 000 m以上,而凹陷东端,由于后期的构造抬升、剥蚀,厚度较小,如小草湖站以西的红台地区小于600 m,但整体的大面积分布和高异常压力的普遍存在说明该套泥质岩层具有有效的区域封盖性能,对其下的煤系生油岩体在晚侏罗世至早白垩世和早第三纪至现今两期供给的油气产生了有效的封堵,几乎95%以上的油气探明储量位于其下地层,其中约70%的油气储量集中在三间房组储集岩体之中。

盖层的厚度与油气藏油(气)柱的高度成正比

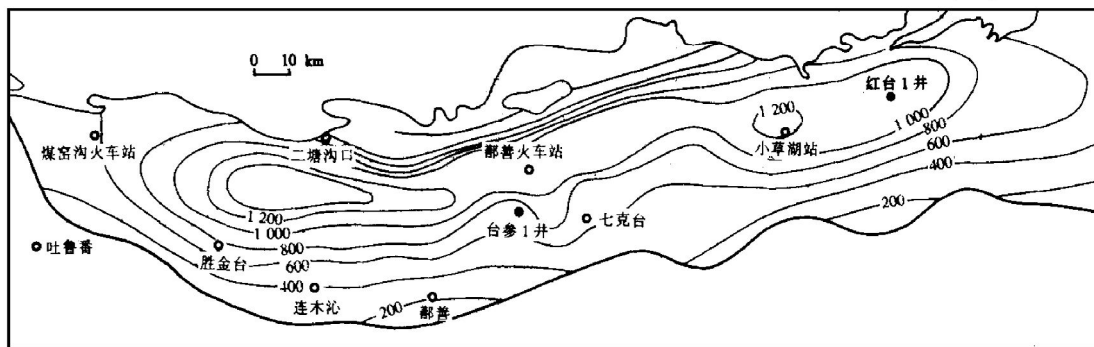


图2 台北凹陷第二套区域性盖层厚度分布图

Fig. 2 Thickness distribution of the second regional caprock in Taibei Sag

关系^[3]。并且,油质愈轻,对盖层的厚度要求就愈大。气态烃类对盖层的要求最高,因而盖层的厚度相对最大。从台北凹陷油气藏油(气)柱高度与泥岩盖层厚度关系图可以看出,在烃柱高度一定的条件下,天然气藏盖层的厚度较大。同时,由于吐哈

盆地的油质很轻,其回归线的斜率比渤海湾盆地油柱回归线的斜率小得多,即吐哈盆地油气藏对盖层的封盖能力要求更高。此外,还可看出,神泉、葡北和恰勒坎等地区油气柱的高度要小得多,但其影响因素却又有所不同。例如,神泉油藏33号参数点,

其油气柱高度小,但盖层厚度却很大,从构造幅度和该区烃源岩正处于排烃高峰的情况来看,说明该区的油气供给存在明显不足(图3)。

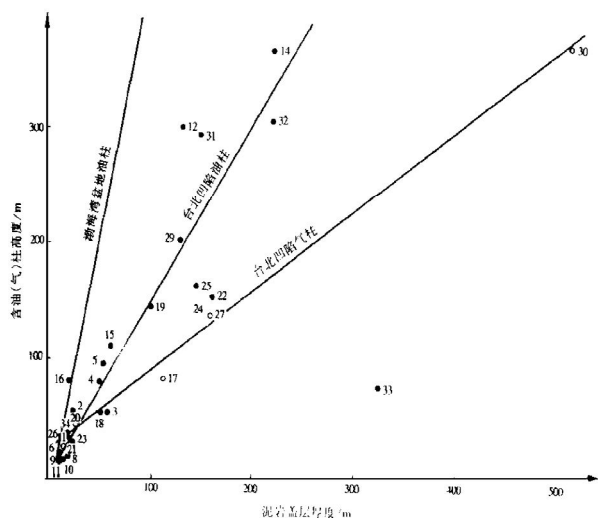


图3 台北凹陷油气藏油(气)柱高度与泥岩盖层厚度关系图
Fig. 3 Relations between oil (gas) column height and mud caprock thickness of oil and gas reservoirs in Taibei Sag

1~6—葡北油气藏参数点;8~11—恰勒坎油气藏参数点;12—丘陵油田参数点;14~15, 29, 31, 32—柯柯亚油气藏参数点;16, 18, 22, 23, 25, 26—温吉桑油气藏参数点;20, 21—米登气藏参数点;17—温西气藏参数点;24, 27—温吉桑气藏参数点;30—柯柯亚气藏参数点;33, 34—神泉油气藏参数点

2.2 断裂活动对油气展布的调整作用

喜山期构造运动使吐哈盆地产生了数条断裂,使地层的挤压变形增强,但各地区遭受的影响有很大差异。在台北凹陷,以鄯善油田为界,西部喜山期断裂构造发育,而东部主要发育燕山期断裂。因此,在东部地区喜山期构造运动对早期已聚集油气的调整和破坏程度较弱。如在温吉桑油气聚集带(图4),两套区域封盖层相对保存完好,喜山期构造运动仅使丘东断裂活动增强,并形成了丘东背斜,使西山窑组聚集的部分气向上运移,进入七克台组储层,形成了七克台组气藏。下部层位(西山窑组储层)主要聚集气,上部层位(三间房组和七克台组储层)主要聚集油,完全符合油气差异聚集原理,基本保持着早期油气聚集的原始展布面貌。而在鄯善油田及其以西的地区,喜山期构造运动对早期已聚集油气的调整和破坏程度则较强(图5)。例如在丘陵油气富集带,除鄯善油田、丘陵油田和巴喀油田边界断层形成于晚侏罗世末以外,其他断裂(以丘陵南北向撕裂断层为代表)均形成于喜山期。喜山期构造运动使不同断块产生平面上和纵向上较大幅度的位移与变形,两套区域性封闭层被

不同程度的切割。从而打乱了类似于温吉桑油田“下气上油”的原始展布状态,并伴有较大程度的散失。

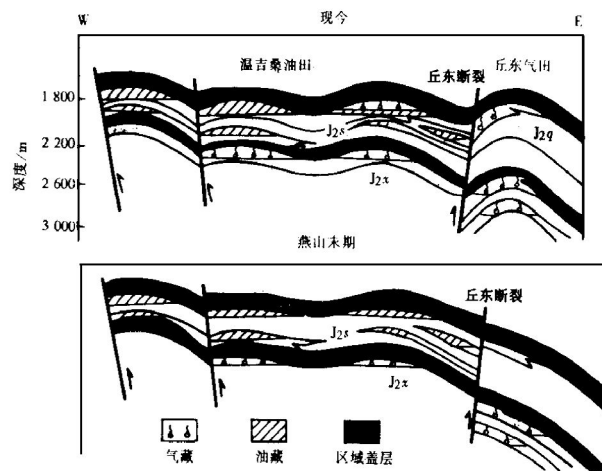


图4 温吉桑构造带油气藏演化剖面示意图
Fig. 4 Sketch map showing evolution of oil gas pools in Wenjisang structural belt

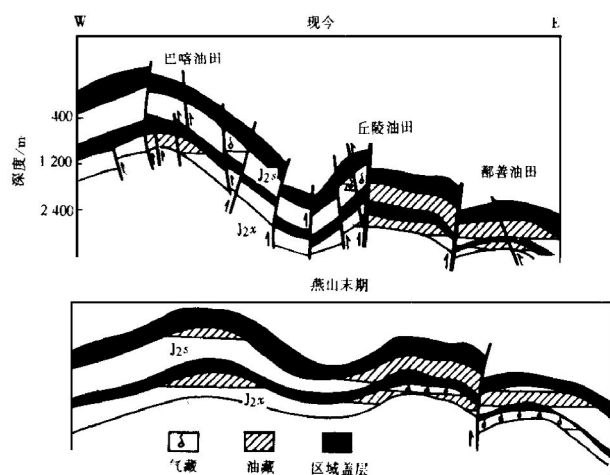


图5 丘陵构造带油气藏演化剖面示意图
Fig. 5 Sketch map showing evolution of oil gas pools in Qiling structural belt

这就是为何丘陵构造带天然气丰度大大低于温吉桑构造带的原因,同时也是为何丘陵构造带“上气下油”而温吉桑构造带“上油下气”的原因。此外,由于喜山期断裂在西部地区对第二套区域盖层的切割,造成一定规模的油气泄漏至其以上地层,形成了如胜北3井的上侏罗统喀拉扎组气藏和连2井的白垩系油气藏。

3 结论与建议

构成台北凹陷两套区域盖层的煤系泥质岩微观封闭性能已远远满足现今油气藏封盖的油气柱高度要求,在这一前提下,各主要异常压力段的厚

度变化与平面分布控制了油气的空间展布与富集,尤其是第二套区域盖层。同时,喜山期断裂的发育与活动对燕山末期油气的展布起调整作用,鄯善油田以东地区,喜山期断裂作用较弱,有利于燕山期油气藏的保存,尤其是气藏,而以西地区,喜山期构造作用较强,有利于喜山期油气藏的形成。油气除在侏罗系聚集外,在白垩纪和下第三系也可形成一定的规模,是今后勘探的领域之一。在纵向上,西山窑组及其以下地层应是寻找天然气的主要场所,而三间房组以油为主。八道湾组由于埋深大,泥质岩封盖性能更佳,对前侏罗系油气起良好的封盖作用。因此,编制前侏罗系顶面古地质图,确定现今高点是寻找前侏罗系油气藏的关键。

对油气封盖条件的研究,应避免以盖层微观特性代替盖层封闭能力的综合评价,要结合断裂的发

育情况和盖层空间展布等宏观特征,以及盖层构成一定封闭能力的有效时间与烃源岩排烃高峰期的配置关系等,综合地开展研究和分析工作。

本文在研究过程中,一直得到了中国石油天然气集团公司石油勘探开发科学研究院胡见义院士和吐哈石油勘探开发指挥部副指挥吴涛教授的大力支持,在此致以最真挚的谢意!

参 考 文 献

- 1 吴因业. 吐哈盆地侏罗系含煤沉积层序研究[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(5): 3~ 8
- 2 郑德文, 杜焜华. 吐哈盆地台北凹陷侏罗系封盖层特征[J]. 天然气地球科学, 1996, 7(2): 17~ 25
- 3 童晓光, 牛嘉玉. 区域盖层在油气聚集中的作用[J]. 石油勘探与开发, 1989, 16(4): 1~ 5

ANALYSIS OF CONTROL FACTORS FOR CAP-SEALING OIL AND GAS IN TAIBEI SAG, TURPAN-HARMI BASIN

Niu Jiayu

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing)

Abstract: When microscopic sealing features satisfy oil reservoir sealing height, the major oil and gas sealing factors of Taibei Sag in Turpan-Harmi Basin are related to caprock thickness, stable plane distribution, fault development and activities. Within two caprock sets of the study area, the Qiketai Formation argillaceous overpressure interval, second set caprock with 20 MPa overpressure and more than 200 m thickness which is the nearly covers the whole sag with continuous and stable distribution, and effectively seals the underlying two stages of oil and gas and more than 95% oil and gas reserves. The faults formed in Himalaya Stage in the east part of Sansan Region made less damage on oil and gas, two sets of caprocks preserved completely, and oil-gas distribution thus kept the original style. In the west part of the region, the fault activities were intensive, the two sets of regional caprocks were broken and the original oil-gas distribution style was destroyed. This is favourable for the formation of oil and gas reservoirs in Himalaya stage.

Key Words: Taibei Sag; oil-gas sealing; abnormal pressure; oil-gas accumulation; major factor