

吐哈盆地天然气成藏地质条件与富集因素分析

苏传国¹, 黄卫东², 白喜俊³, 李成明², 朱建国²

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 吐哈油田勘探开发研究院, 新疆 哈密 839009;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:吐哈盆地是我国西北主要的侏罗系含煤盆地, 近年来不仅在天然气勘探上迟迟未能取得重大突破, 而且发现的天然气田数量及储量规模均远小于油田的数量及储量规模, 明显有悖于“含煤盆地贫油富气”的地质规律。为此通过对吐哈盆地天然气成藏地质特征及油气分布规律的解剖分析和探讨, 认为煤系源岩成熟度相对较低, 天然气转化率较小且明显滞后于液态烃的生成, 是造成吐哈盆地“油气共生、油多气少”的主要原因; 煤系源岩的热演化程度及油气藏后期的保存条件是盆地大、中型气田形成、富集的关键因素; 台北凹陷中部的胜北、丘东和小草湖等地区, 煤系源岩发育、热演化程度较高、且后期构造活动相对较弱, 应是盆地下一步天然气勘探的最有利地区。

关键词:吐哈盆地; 台北凹陷; 天然气; 成藏地质条件; 有利勘探区

中图分类号: TE122.3⁺3

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2009)01-0050-07

0 引言

20世纪90年代以来, 中国塔里木盆地、鄂尔多斯盆地和四川盆地的天然气勘探连续获得了重大突破^[1-5], 相继发现了苏里格、陕141、克拉2号及普光等大气田, 使得我国天然气工业进入了快速发展的历史性新阶段。然而, 西部主要的含煤盆地——吐哈盆地, 却在天然气勘探上迟迟未能取得重大突破,

且发现的天然气储量规模也远小于原油的, 明显有悖于“含煤盆地贫油富气”的地质规律。

吐哈盆地位于新疆东部, 盆地面积为 $5.3 \times 10^4 \text{ km}^2$, 其中有效勘探面积为 $3.5 \times 10^4 \text{ km}^2$, 是我国西北主要的侏罗系含煤盆地之一。吐哈盆地自20世纪80年代重新投入勘探以来, 已在鄯善、葡神、红连、鲁克沁、红台和山前带等6个含油气区带发现24个油气田(图1), 其中气田3个, 探明石油地质储量为

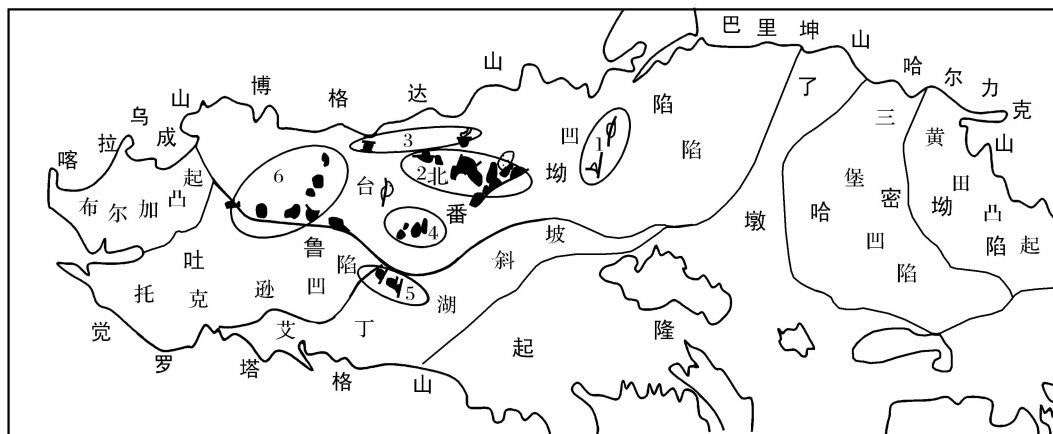


图1 吐哈盆地构造单元划分及油、气田分布特征

1 红台油气富集带; 2 鄯善油气富集带; 3 山前油气富集带; 4 红连油气富集带; 5 鲁克沁油气富集带; 6 葡神油气富集带

2.9×10^8 t、天然气及溶解气地质储量为 $910.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ (截止 2006 年底),气/油发现储量比为 $314 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

众所周知,含煤盆地主要以生成和富集天然气为主^[2-5]。如澳大利亚的库柏—埃罗曼加盆地(Cooper-Eromanga Basin),发现了近 100 个气田,仅 10 个油田,探明可采天然气储量为 $1\,415.85 \times 10^8 \text{ m}^3$,原油和凝析油储量仅为 $0.405 \times 10^8 \text{ t}$,气/油发现储量比为 $3\,492.4 \text{ m}^3/\text{t}$,发现气田的数目及气/油储量比均远远高于吐哈盆地^[6]。同样,国内的含煤盆地也具有相似的特征,如鄂尔多斯盆地已探明天然气 $12\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中发现探明储量大于 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的气田 6 个^[7];四川盆地发现大、中型气田 25 个,探明可采天然气储量 $12\,406 \times 10^8 \text{ m}^3$ (数据均截至 2005 年底)^[8],天然气的储量在四川盆地中均占有极高的比例。

为什么在吐哈盆地未能发现有大规模的天然气气田、反而出现“油多气少”的储量分布特点呢?本文通过盆地已发现天然气藏的油气成藏地质条件和油气分布控制因素的分析,对这个令勘探决策者感到困惑并亟待解决的问题进行了初步探讨。

1 天然气成藏地质条件

1.1 源岩特征

吐哈盆地主要发育侏罗系水西沟群煤系源岩和二叠系、三叠系湖相泥岩 3 套烃源岩。其中煤系源岩是吐哈盆地的主要气源岩,包括煤岩($\text{TOC} > 25\%$)、炭质泥岩($\text{TOC} = 6\% \sim 25\%$)和煤系泥岩($\text{TOC} < 6\%$)3 类。煤系泥岩在盆地内分布广泛,厚度一般介于 $500 \sim 1\,000 \text{ m}$ 之间,平均有机碳含量为 0.94% 、氯仿沥青“A”含量为 0.024% 、总烃含量为 153.1×10^{-6} 、生烃潜量含量为 1.06 mg/g ;炭质泥岩厚度一般介于 $10 \sim 30 \text{ m}$ 之间,主要分布于台北凹陷,平均有机碳含量为 12.34% 、氯仿沥青“A”含量为 0.2% 、总烃含量为 823.8×10^{-6} 、生烃潜量为 28.49 mg/g ;煤岩厚度一般介于 $40 \sim 80 \text{ m}$ 之间,主要分布于台北凹陷和托克逊凹陷,平均有机碳含量为 53.29% 、氯仿沥青“A”含量为 0.38% 、生烃潜量为 141.8 mg/g 。煤系源岩有机质类型主要为 $\text{III}_1 - \text{III}_2$ 型干酪根,目前普遍处于低成熟—成熟阶段($R_o = 0.5\% \sim 1.1\%$),具有较高的生气潜力。

1.2 储集特征

吐哈盆地发现的天然气主要分布于台北凹陷侏罗系及以上地层中。根据地震、钻井、测井及岩性资

料,该套地层可以划分为 3 个二级层序、10 个三级层序^[9-11]。储集层段主要为基准面旋回上升期沉积的砂岩,目前盆地已在 J_1b 、 J_2x^{1-2} 、 J_2x^4 、 J_2s^{2+3} 、 J_2q^1 、 J_3k 、 K_1s 和 Esh 等 8 套砂岩层段获得工业油气流或见到良好的油气显示,其中中、下侏罗统是最主要的勘探目的层。下侏罗统八道湾组主要为河沼相的砂、泥(或煤层)交互沉积,发育河道砂和扇三角洲砂体 2 类储集体。储层物性较差,平均孔隙度约 $7\% \sim 8\%$,平均渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

中侏罗统是滨浅湖背景下的浅湖沼泽相沉积,主要发育一系列辫状河三角洲、扇三角洲砂体,及少量的河流—冲积扇砂体和滨湖滩坝砂体。层系上以西山窑组上部(J_2x^4)—三间房组中上部(J_2s^{2+3})砂体最发育;其次是 J_2x^{1+2} 段;七克台组只在其底部发育一套小型三角洲或滨湖滩砂储层,砂层厚度不大,但分布较稳定。中侏罗统储层物性普遍以低孔低渗为主,孔隙度多集中于 $9\% \sim 16\%$ 之间,平均为 12% ,平均渗透率为 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

上侏罗统和下白垩统储层仅分布于台北凹陷胜北地区,为河流相、冲积扇相储集砂体。岩性以中粒、细粒凝灰质岩屑砂岩、砂砾岩为主,夹少量粉砂岩。物性较好,平均孔隙度为 20% ,平均渗透率为 $290 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

第三系储层主要分布于台北凹陷西部和小草湖地区,为河流相和冲积扇相沉积。储层岩性为砂砾岩、砾岩,夹少量砂岩、粉砂岩。物性较好,平均孔隙度为 19.3% ,平均渗透率为 $110 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.3 盖层特征

吐哈盆地主要发育 J_2s^1 、 $J_2q^2 - J_3q$ 、 K_1 、 $K_2sh - E_2sh$ 等 4 套区域性或局部性盖层。

J_2s^1 盖层主要为河流相、三角洲相及浅湖相沉积的泥岩夹粉砂质泥岩,分布范围大,但厚度较小,突破压力为 $5 \sim 10 \text{ MPa}$,封盖条件相对较差。

$J_2q^2 - J_3q$ 盖层主要为滨浅湖相的泥岩、砂质泥岩夹少量粉砂岩。在台北凹陷分布稳定,厚度大,岩性较纯,突破压力为 $0.5 \sim 10 \text{ MPa}$,是盆地内一套最重要的区域性盖层。

K_1 、 $K_2sh - E_2sh$ 盖层主要为滨浅湖相的泥岩、砂质泥岩夹粉砂岩及石膏,分布稳定,厚度大,岩性较纯,但范围较为局限,仅在台北凹陷西部发育,是研究区喀拉扎组和下白垩统油气田的主要封盖层。

1.4 圈闭类型

吐哈盆地已发现的油气藏类型主要有断背斜、背斜和构造—岩性复合型等圈闭类型。其中气藏主

要分布于生烃中心区,主要为构造—岩性复合型油气藏。

圈闭普遍形成于燕山期而定型于喜马拉雅期,且多与断层相伴而生。主体走向以北东、北西和近东西向为主。

1.5 油气成藏特征

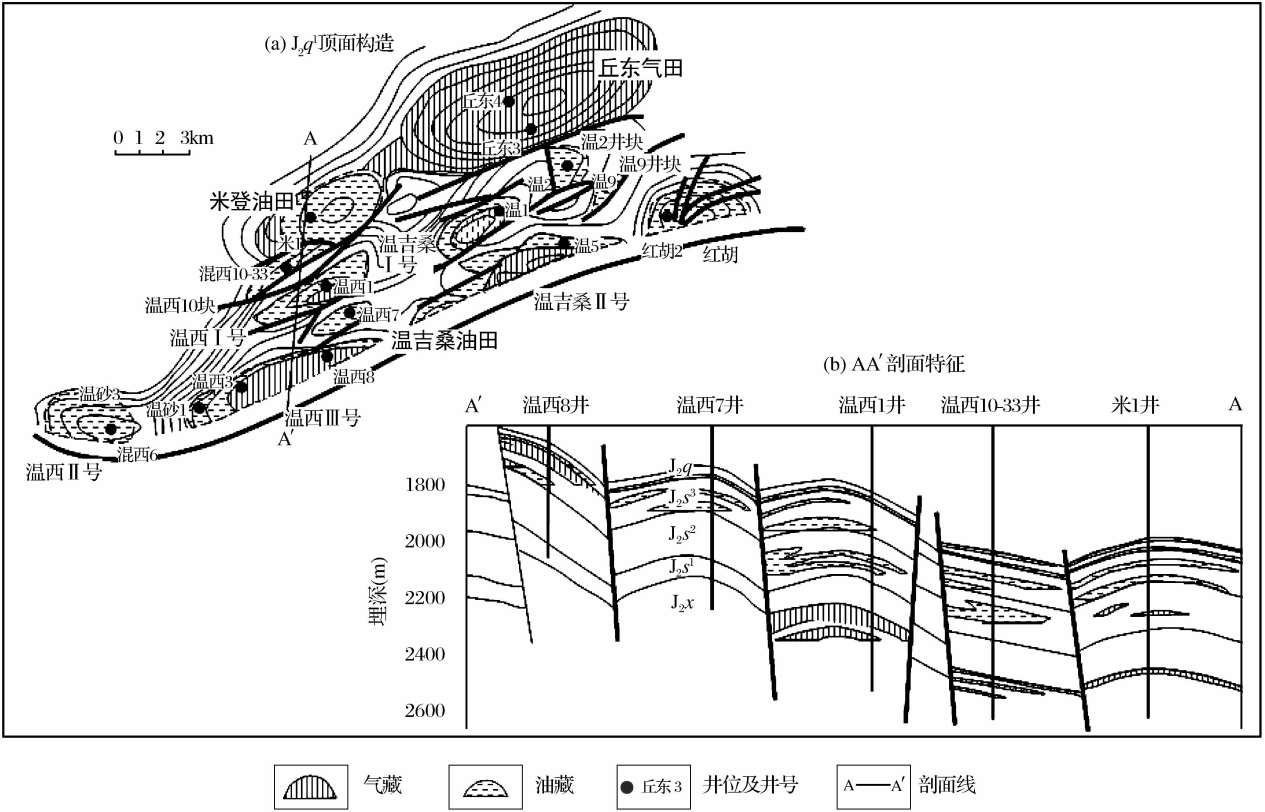
油气具有 2 期成藏特征^[12-13]。台北凹陷中、下侏罗统水西沟群烃源岩在中燕山期进入生烃门限,但成熟源岩区范围有限;喜马拉雅期天然气开始大量生成、排出并聚集成藏;同时早期形成的油气藏也会在构造作用下发生调整,形成浅层次生油气藏。油气运移方式主要以垂向运移及短距离侧向运移为

主,油源断裂是主要的运移通道。

1.6 天然气分布特征

吐哈盆地发现的天然气主要以凝析气和溶解气 2 种形式存在,密度介于 0.671~1.453 mg/cm³ 之间,以湿气为主,空间分布具有以下特点:

(1)平面上具有近生烃中心为气、远离生烃中心为油的特点。如丘东洼陷发育的丘东、米登和温吉桑地区的 3 排含油气构造,自北向南,丘东背斜全为气藏,气藏不存在油底或油环;中部温 8 块油气藏共存;南部以油为主,有 2 个气顶,含油气层位也从北向南逐渐变新抬升(图 2)。胜北和小草湖地区也具有类似的特征。



为倾油显微组分;镜质组为倾气显微组分,但当基质镜质体含量较高时表现为倾油倾气显微组分;而惰性组以产气为主,但由于产气量很低,属于既不倾油也不倾气显微组分。

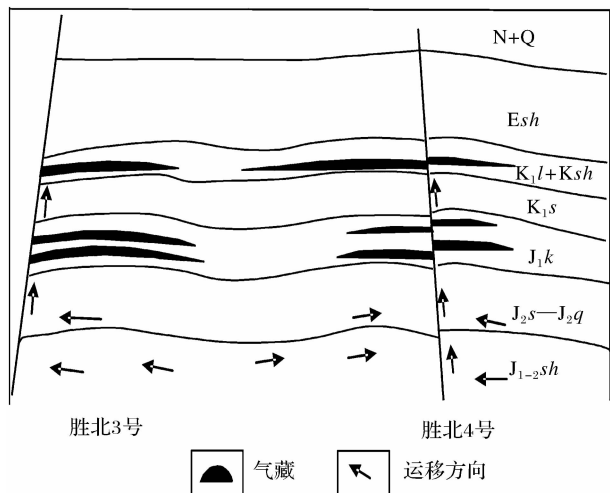


图3 胜北油气田成藏示意

为了更好地表现不同煤岩显微组分的生烃性能,戴金星等^[13]以镜质组、惰性组、壳质组+腐泥组的相对含量差异将煤岩划分为3种类型(图4):Ⅰ类为镜质组—壳质组+腐泥组组合,显微组分组成以富含镜质组和壳质组+腐泥组为特征,镜质组含量一般小于85%,壳质组+腐泥组含量可达15%以上,而惰性组含量一般小于15%;Ⅱ类为镜质组—惰性组组合型,以镜质组和惰性组占优势,而壳质组含量一般低于15%;Ⅲ类位于Ⅰ类和Ⅱ类之间,包括2种组合型式:①镜质组含量较高,大于85%,而惰性组和壳质组+腐泥组含量相当,一般低于15%;②镜质组含量低于85%,但高于65%,而惰性组和壳质组+腐泥组含量较高,介于15%~35%之间。对于煤系或含煤盆地而言,煤的显微组分组成落入Ⅳ类的比例很低,一般不会出现此种显微组分组合型式。生烃性能上,镜质组—壳质组组合型煤岩以生油为主,生气为辅,而镜质组—惰性组组合型煤岩以生气为主,生油为辅。

吐哈盆地煤岩显微组分具有镜质组含量富集,惰性组及壳质组+腐泥组相对贫乏的特点。镜质组平均含量为74.0%、惰性组平均含量为15.3%、壳质组+腐泥组平均含量约10.7%,主要属于过渡组合类型及镜质组—惰性组组合类型(图4),生烃性能上具有油气兼生并以气为主的特点。

(2)煤系源岩热演化程度低是盆地天然气不富集的主要原因。

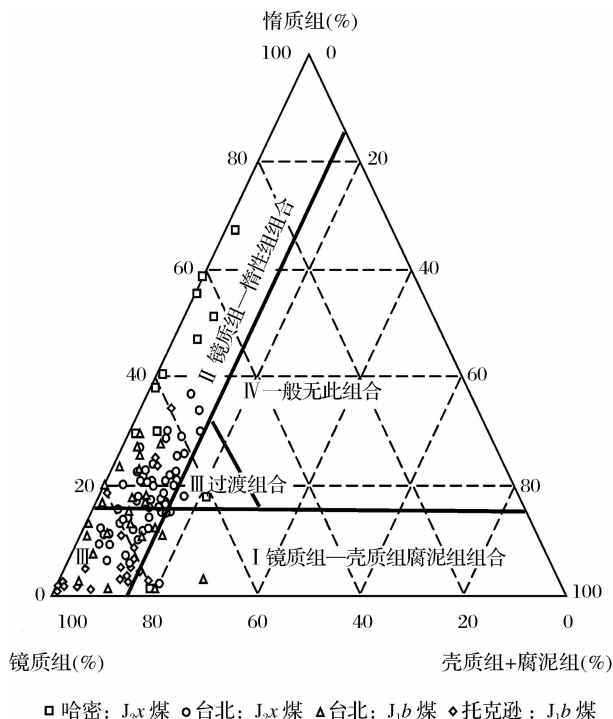


图4 吐哈盆地煤岩显微组分组成

一般煤岩的煤阶越高,其累计产气率就越大^[6]。如褐煤的产气率一般为1~2 m³/t,肥煤的产气率为30~50 m³/t,而无烟煤的产气率则高达150~250 m³/t。

吐哈盆地煤岩的热压模拟结果表明,在300℃以前,气态烃产率不足5 m³/t_{TOC},大量生气阶段位于350℃之后(图5);而液态烃产率峰期则位于280~320℃之间,明显早于气态烃的大量生成期。郭贵安等^[14]的热压模拟结果具有类似的特征,煤岩样品在模拟温度210~330℃(*R*_o=0.61%~1.45%)内以液态烃产出为主,气态烃与液态烃的比例低于1 000 m³/t;330℃之后产气量才大量的增加。

同样,郑玉柱等^[15]也对吐哈盆地煤岩的生气性能进行了研究,结果表明,吐哈盆地侏罗系煤层的演化程度只达褐煤、长焰煤或气煤阶段,各煤阶煤岩的生气强度差异较大,低煤阶煤岩的生气量仅31 m³/t,高煤阶煤岩的生气量可达到90 m³/t。而实测吐哈盆地煤层对甲烷的饱和和吸附量位于9.29~22.62 m³/t之间,一般在15 m³/t左右^[16]。因此,在吐哈盆地低成熟地区,不仅煤岩的生烃量较小,而且烃类多为煤层吸附,运移排出的天然气规模相对有限;仅在高成熟地区,才可能有大规模的天然气从煤岩中运移出来,并在适宜的地质条件下聚集成藏。

另外国内目前发现大规模或大型气田的含煤盆

地,气源岩的热演化程度普遍较高,均处于高成熟—过成熟阶段。如四川盆地主要发育下寒武统、下志留统、下二叠统、上二叠统、上三叠统及下侏罗统 5 套生气源岩, R_o 值普遍在 2.0% 以上,最大可达到 4.0%^[17];塔里木盆地天然气类型主要为干气和湿气,源岩普遍处于高成熟和过成熟阶段^[18];鄂尔多斯、东海、莺—琼、珠江口等盆地气源岩均处于过成

熟阶段^[19]。可见源岩的热演化程度,对天然气的大规模形成、富集具有极其重要的作用。

吐哈盆地煤岩目前的热演化程度相对较低, R_o 值普遍在 1.1% 以下,而尚未达到大量生气阶段,源岩主要以生液态烃为主。生成的天然气主要是以溶解气的形式运移、聚集和保存,从而导致吐哈盆地油气藏普遍具有“油气共生、油多气少”的分布特征。

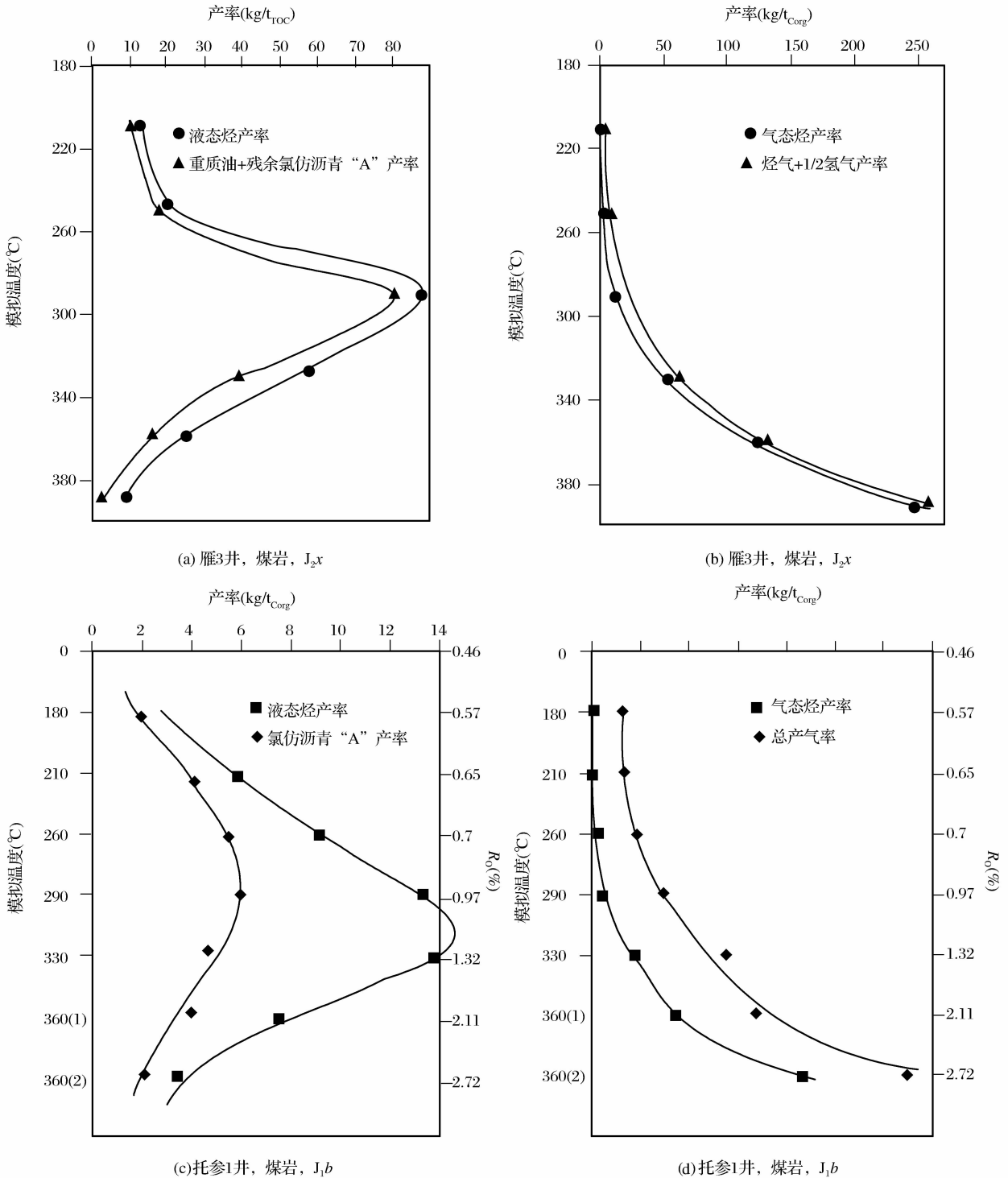


图 5 吐哈盆地煤岩热压模拟生烃特征

(3)圈闭规模及油气藏的后期保存条件也会影响天然气藏聚集的规模。

吐哈盆地是一个多旋回发育的沉积盆地,经历了海西末、印支、燕山和喜马拉雅四期大规模构造运动,尤其是喜马拉雅运动,除了能够促进天然气的初次运移和成藏之外,还对古油气藏的调整、改造及后期保存起着至关重要的作用。

喜马拉雅运动在吐哈盆地的表现主要为博格达山的快速隆升,产生由北往南的挤压应力,形成成排成带展布的断褶构造带。圈闭类型以断背斜、断鼻和断块为主,局部构造的范围及幅度均直接或间接地受控于断层。

区域上,吐哈盆地北部博格达山山前和南部火焰山构造带等地区构造运动相对较强,规模大、形态完整的背斜型圈闭往往不太发育,加之断层往往接近或出露地表,易于造成古油气藏的破坏。如胜金口油藏,即由于喜马拉雅期的强烈挤压导致古构造北翼被切割、抬升,发生倒转,同时在上升盘顶部因岩层拱张而发生张裂,产生一组从油层通至地表的正断层,使原先聚集的胜金口古油藏被切割并发生调整,原油中的天然气及轻质组分遭到破坏,导致在现今构造顶部正断层带附近的岩心含油而不产油,或产水无油,其稍偏东(介于构造顶部破碎带与稀油藏之间的部位)则产稠油^[20]。

台北凹陷的中部地区,构造活动相对较弱。喜马拉雅期运动形成的断裂一方面为油气的初次运移和油气聚集提供动力和运移通道;另一方面也会造成深部油气藏发生破坏,油气沿断裂向上运移,调整至浅层有利的圈闭中形成次生油气藏。如胜北3号构造上侏罗统喀拉扎组和白垩系油气藏就是由于喜马拉雅期断裂活动,使中侏罗统油气藏遭受破坏,油气沿断层向上运移,并在浅部上侏罗统喀拉扎组和白垩系形成聚集的结果(图3)。

3 有利的天然气勘探区

吐哈盆地目前的天然气分布特征主要是煤系源岩的热演化程度及油气藏后期保存条件双重因素共同作用的结果。一方面,煤系源岩在中、晚燕山期时的热演化程度较低,提供的天然气量相对有限,低成熟阶段生成的油气易于被近源圈闭优先捕获,形成以溶解气藏为主的油气聚集;喜马拉雅运动时,随着源岩热演化程度的进一步提高,天然气的大量排出,油气在凹陷区形成差异性聚集,产生近源圈闭为气藏、远源圈闭为油藏的分布特点。另一方面,由于凹

陷边缘地区喜马拉雅构造活动剧烈,局部圈闭保存条件差,轻质组分散失严重,也会造成盆地具有紧邻生烃凹陷中央的地区天然气藏保存较好,而凹陷边缘的构造带则少有气藏的分布。

因此,吐哈盆地下一步的天然气勘探应继续围绕台北凹陷的中部地区,即胜北、丘东和小草湖等生气中心及其周缘展开。第一,这些地区煤系源岩的有机质丰度及热演化程度较高,生、排气强度大,能够提供高丰度的气源;第二,这些地区位于生烃灶内,天然气运移距离短,运移中的损失有限,易于天然气的富集而形成规模性的气田;第三,这些地区发育诸如鄯善弧形带、胜北构造带、红台—疙瘩台构造带等与大型古隆起有关的圈闭,储集物性相对较好,区域性和局部盖层发育,且受喜马拉雅活动的破坏相对较弱,有利于气藏的保存;第四,由于台北凹陷是一个继承性的凹陷,深部可能发育上二叠统烃源岩,该源岩热演化程度较高(目前已处于高成熟—过成熟阶段)^[21],其生成的天然气和深部原油裂解形成天然气也可能沿着断裂向上运移,提供多重气源供给的可能。

4 结论

(1)吐哈盆地煤岩显微组成上主要富含镜质组,壳质组和腐泥组的含量较低,一般不超过15%,生烃特征上具有油气兼生并以气为主的特点。

(2)热压模拟生烃结果表明,煤岩的产气量往往随着热演化程度的增加而增大。由于煤岩普遍具有较好的有机质丰度,热演化程度越高往往意味着其单位有机碳的气转化率就越大;源岩厚度越大,单位面积内的生排气强度就越高,提供的天然气充注的资源就越丰富。吐哈盆地煤系源岩虽然厚度较大,但大部分地区的演化程度相对较低,难以生成和排出大规模的天然气;仅在凹陷的中心区,生、排气强度大,天然气气源丰富,具备形成大中型气田的物质基础。

(3)吐哈盆地是一个多旋回发育的沉积盆地,经历了海西末、印支、燕山和喜马拉雅四期大规模构造运动,尤其是喜马拉雅运动,对天然气藏的形成和改造起着至关重要的作用,喜马拉雅运动在北部山前及南部火焰山地区活动强烈,不利于天然气藏的富集和保存。

(4)台北凹陷中部的胜北、丘东和小草湖等地区,煤系源岩发育、热演化程度较高、且后期构造活动相对较弱、储层物性相对较好,应是盆地下一步天

然气勘探的最有利地区。

参考文献:

- [1] 钱凯,马新华,李景明,等. 中国天然气资源[M]. 北京:石油工业出版社,1999.
- [2] 戴金星,裴锡古,戚厚发. 中国天然气地质学(卷一)[M]. 北京:石油工业出版社,1992.
- [3] 戴金星,秦胜飞,陶士振,等. 中国天然气工业发展趋势和天然气地质学理论重要进展[J]. 天然气地球科学,2005,16(2):127-142.
- [4] 戴金星. 加强天然气地质研究 勘探更多大气田[J]. 天然气地球科学,2003,14(1):3-14.
- [5] 戴金星,邹才能,陶士振,等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学,2007,18(4):473-484.
- [6] 袁明生,梁世君,燕烈灿,等. 吐哈盆地油气地质与勘探实践[M]. 北京:石油工业出版社,2001.
- [7] 马硕鹏,何文渊. 鄂尔多斯盆地天然气勘探领域分析[J]. 天然气工业,2006,26(8):5-7.
- [8] 宋岩,柳少波. 我国天然气勘探现状及方向[J]. 天然气工业,2006,26(12):20-25.
- [9] 杨占龙,陈启林. 关于吐哈盆地台北凹陷岩性油气藏勘探的几点思考[J]. 天然气地球科学,2006,17(31):323-329.
- [10] 姜振学,庞雄奇,黄志龙. 吐哈盆地鄯善油田油气运聚期次及成藏过程研究[J]. 石油大学学报:自然科学版,2000,24(4):104-107.
- [11] 王震亮,陈荷立. 台北凹陷侏罗系油气运聚成藏历史分析[J]. 石油勘探与开发,2002,29(3):1-4.
- [12] 焦立新,涂小仙,王加辉. 吐哈盆地玉果—雁木西复式油气聚集带成藏特点[J]. 新疆石油地质,2000,21(4):282-285.
- [13] 戴金星,钟宁宁,刘德汉,等. 中国煤成大中型气田地质基础和主控因素[M]. 北京:石油工业出版社,2000.
- [14] 郭贵安,陈义才,张代生,等. 吐哈盆地侏罗系热模拟生烃演化特征研究[J]. 西南石油学院学报,2005,27(4):13-15.
- [15] 郑玉柱,李建武,董敏涛. 吐哈盆地煤的生气能力探讨[J]. 煤田地质与勘探,2004,32(增刊).
- [16] 李建武,白公正,雷宝林,等. 吐哈盆地煤层的吸附性及其影响因素[J]. 煤田地质与勘探,2001,20(2):30-32.
- [17] 朱光有,张水昌,梁英波,等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地质前缘,2006,13(2):234-248.
- [18] 李贤庆,肖贤明,肖中尧,等. 塔里木盆地阿克1气藏天然气的地球化学特征和成因[J]. 天然气地球科学,2005,16(1):48-53.
- [19] 戴金星,陈践发,钟宁宁,等. 中国大气田及其气源[M]. 北京:科学出版社,2003.
- [20] 曾藏辉,左胜杰. 喜马拉雅运动对吐哈盆地油气藏的影响[J]. 石油与天然气地质,2001,12(4):382-384.
- [21] 苏传国,李定方,蒋新义. 台北凹陷上二叠统源岩生烃潜力分析[J]. 新疆地质,2002,20(1):69-71.

Natural Gas Accumulation Conditions and Controlled Factors in Turpan-Hami Basin

SU Chuan-guo¹, HUANG Wei-dong², BAI Xi-jun³,
LI Cheng-ming², ZHU Jian-guo²

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. Tuha Oilfield Exploration & Development Research Institute, Hami 839009, China;

3. CNPC Exploration & Development Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Turpan-Hami (Tuha) basin is a typical Jurrassic coal measure basin located in northwest of China. Middle or large scale gas fields are not only undiscovered in recent years, but also the quantities and the reserves of discovered gas fields are much less than those of oil fields, which is different from other coal measure basins that are usually prone to generate and accumulate natural gas. This paper analyzed natural gas petroleum geological conditions and natural gas accumulation controlled factors of known gas fields. The results indicate that the low maturity of the coal-measures source and low gas generation rates are the major reasons for poor gas discoveries; Maturity of the coal-measures source and preservation of oil & gas pools are the key control factors for the formation and accumulation of middle or large scale gas fields; The areas surrounding Shenbei, Qiudong and Xiaocaohu are the potential domains for further natural gas exploration.

Key words: Tuha basin; Taipei Depression; Natural gas; Accumulation condition; Potential exploration area.