

吐哈盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向

苟红光^{1,2}, 张品², 余家朝², 王志勇², 林霖², 张亦婷²

1 中国石油大学(华东)石油工程学院; 2 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院

摘要 通过对吐哈盆地生储盖组合配置、成藏模式等石油地质条件的综合研究,认为吐哈盆地主要发育侏罗系西山窑组、八道湾组煤系烃源岩,以及二叠系桃东沟群湖相烃源岩,这2套烃源岩生油强度较大的地区均位于台北凹陷主体沉降区,具备形成大油田的烃源基础。盆地主要发育侏罗系、三叠系和二叠系等3套储层,侏罗系储层主要为辫状河三角洲分流河道粗砂岩,二叠系梧桐沟组、三叠系克拉玛依组储层主要为扇三角洲、辫状河三角洲前缘水下分流河道的细砂岩、砂砾岩。侏罗系主要有正向分异、逆向分异、垂向分异及混合型等4种成藏模式;二叠系为侧向长距离运聚-古斜坡成藏模式;三叠系为源内垂向运聚-自生自储油气成藏模式。采用类比法、统计法、成因法及特尔菲加权法综合得到吐哈盆地常规石油地质资源量为 $10.09 \times 10^8 \text{t}$,剩余资源量为 $6.07 \times 10^8 \text{t}$ 。通过地质评价、原油剩余资源量和剩余资源丰度的分布预测,提出了鄯善弧形带、鲁克沁—红连带、西部弧形带3个勘探方向及有利目标区。

关键词 地质条件; 资源潜力; 勘探方向; 石油; 吐哈盆地

中图分类号: TE155

文献标识码: A

0 前言

经过60多年的勘探,吐哈盆地发现了2套含油气系统,分别为以侏罗系水西沟群为烃源岩的上含油气系统和以二叠系桃东沟群为烃源岩的下含油气系统,揭示了以石炭系为烃源岩的潜在含油气系统。截至2018年底,在二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系和古近系等5套层系中获得了工业油气流,在台北凹陷、托克逊凹陷和三堡凹陷共发现了丘陵—温吉桑、葡北—雁木西、胜北—红连、红台—疙瘩台、北部山前、火焰山—七克台、鲁克沁、伊拉湖和四道沟等9个含油气区带,发现并探明20个油气田,探明石油地质储量约 $4.17 \times 10^8 \text{t}$ 。在盆地油气勘探实践中,形成了侏罗系煤成烃地质理论和前侏罗系超深稠油油藏勘探开发技术体系^[1-2]。这一地质理论的形成,不仅指导了吐哈盆地的油气勘探,也助推了中国北方侏罗系聚煤盆地油气勘探;鲁克沁超深稠油油藏增产技术主要有井筒加热、掺稀降黏和注水注气等,这些增产技术实现了超深稠油油藏的效益开发,对其他类似油田有借鉴意义。

第三次油气资源评价主要针对中、上含油气系统的常规油气资源开展了评价^[3-4],没有涉及到非常规油气资源。随着勘探工作不断深入,吐哈油田老油区滚动勘探方兴未艾,新类型、新领域不断获得突破。2004年以来,首先在西部弧形带、胜北—红连、鄯善弧形带及小草湖滚动扩边,新增探明稀油储量 $3.089 \times 10^4 \text{t}$,为老区稳产奠定了资源基础。其次,随着一体化攻关鲁克沁油田^[5],稠油的资源潜力及规模不断增大,以往的资源序列和资源评价结果已不能有效地指导当前的油气勘探生产,其资源潜力和规模有待重新认识和评价。

1 地质概况

吐哈盆地位于新疆维吾尔自治区东部的吐鲁番市和哈密市境内,是在海西期褶皱基底上发育起来的以晚古生代、中生代沉积为主的叠合盆地。盆地东西长660 km,南北宽60~100 km,总面积为51 505 km²,有效勘探面积为35 000 km²。盆地在褶皱基底上沉积了厚达近万米的二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、古

收稿日期: 2018-12-20; 改回日期: 2019-05-24

本文受中国石油天然气股份公司重大专项“新疆油田和吐哈油田勘探开发关键技术研究与应用”之课题“吐哈探区油气接替领域勘探关键技术研究与应用”(编号:2017E-0404)和中国石油集团公司重大专项“中国石油第四次油气资源评价”之课题“吐哈盆地第四次油气资源评价”(编号:2013E-0502-0602)联合资助

第一作者: 苟红光, 硕士, 高级工程师, 主要从事石油及天然气地质研究。通信地址: 839009 新疆哈密市伊州区石油基地勘探开发研究院; E-mail: gouhongguang@petrochina.com.cn

近系和第四系。依据盆地布格重力异常、磁力异常及下古生界基底隆坳构造格局,将盆地划分为吐鲁番

坳陷、了墩隆起和哈密坳陷3个一级构造单元、10个二级构造单元(图1,图2)。



图1 吐哈盆地上含油气系统石油勘探成果图

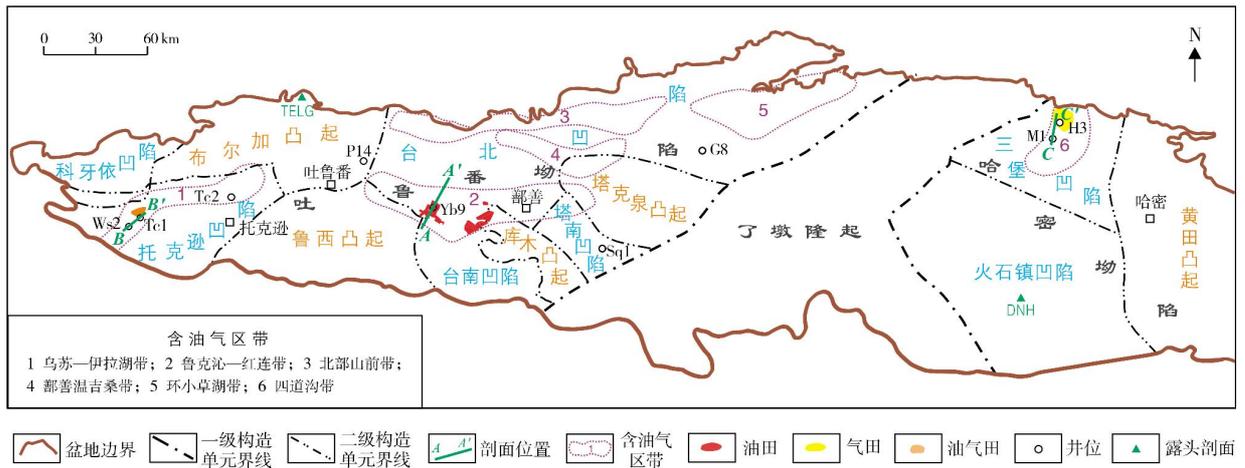


图2 吐哈盆地下含油气系统石油勘探成果图

勘探实践和油源对比表明,吐哈盆地目前已发现油气主要来源于二叠系桃东沟群和侏罗系水西沟群烃源岩,这2套烃源岩与上覆地层构成2套含油气系统和多套生储盖组合(图3),即以侏罗系水西沟群为烃源岩、以侏罗系—古近系为储层的上含油气系统,以二叠系桃东沟群为烃源岩、以上二叠统—中下侏罗统为储层的下含油气系统。来自于这2套烃源岩的油气在纵向上分割性较强,仅在个别井见到了有少量原油混源的特征,来自于二叠系桃东沟群的油气很少能运聚到中侏罗统以上的地层中,这是吐哈叠合盆地的特点。由于这2套烃源岩沉积特征、分布范围、生烃演化差异明显,且纵向上相互分割,因此

将上、下含油气系统分别划分为不同的评价区带进行评价。依据烃源岩展布范围、成藏期古构造图和盆地模拟流体势能,将上含油气系统划分为8个评价区带(图1),下含油气系统划分为6个评价区带(图2)。

2 吐哈盆地石油地质条件

2.1 油源条件

吐哈盆地发育了2套主力烃源岩,分别为中—下侏罗统水西沟群煤系烃源岩、中二叠统桃东沟群湖相烃源岩,另外,盆地还发育中侏罗统七克台组、中—上三叠统湖相烃源岩等次要烃源岩。

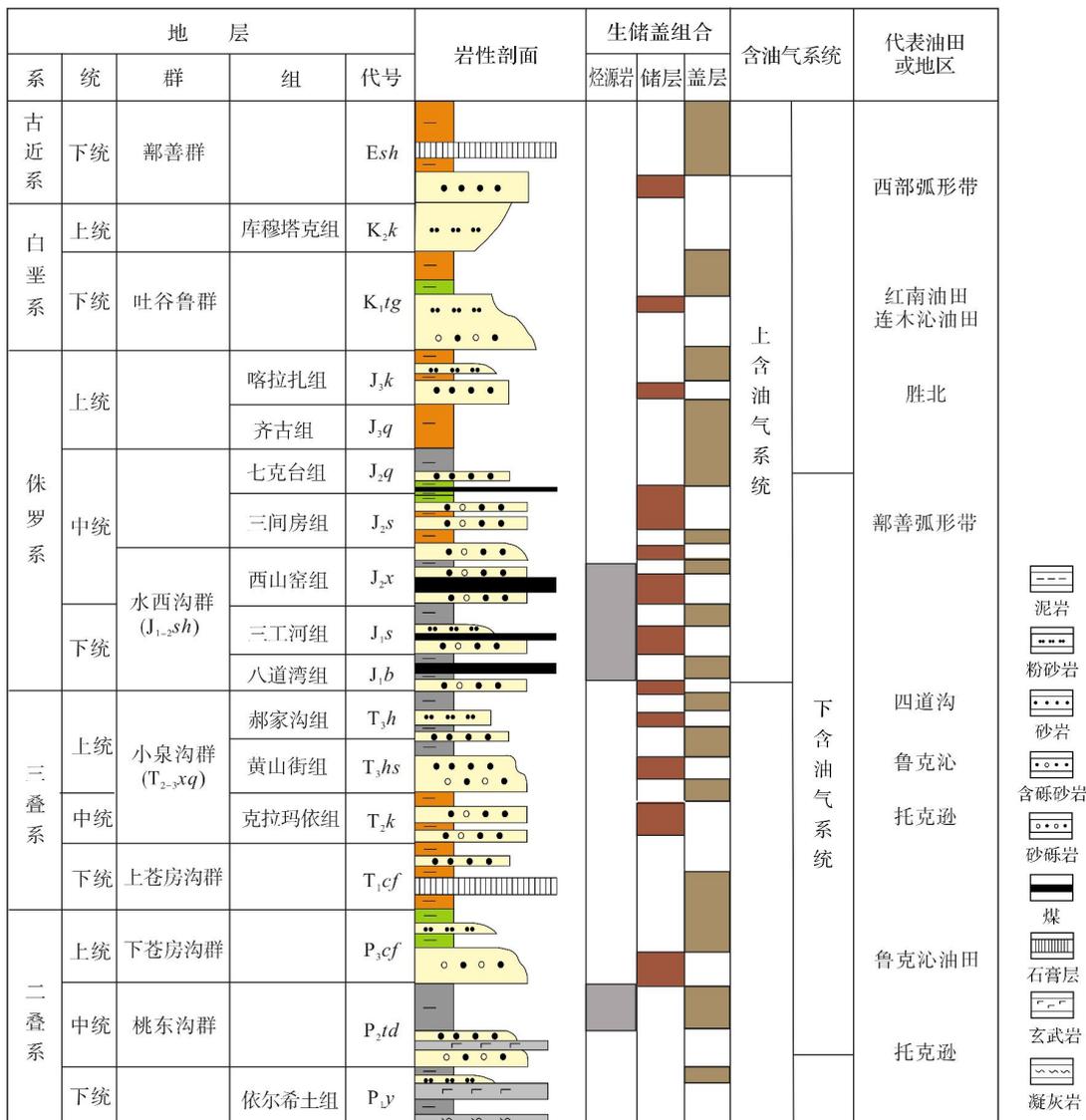


图3 吐哈盆地地层综合柱状图

2.1.1 煤系烃源岩

煤系烃源岩纵向上主要分布于中侏罗统西山窑组和下侏罗统八道湾组,岩性主要为煤、碳质泥岩和暗色泥岩^[6],平面上主要分布于托克逊凹陷、台北凹陷和三堡凹陷。台北凹陷是最主要的生烃凹陷,煤系烃源岩累计厚度可达1100 m,其中煤层厚度在100~200 m之间。油源对比表明,台北凹陷油气主要来源于西山窑组暗色泥岩,其次为下侏罗统八道湾组暗色泥岩。

西山窑组暗色泥岩分布于了墩隆起以外的广大地区,厚度一般为200~400 m,最大厚度在600 m

以上(表1),其中托克逊凹陷、胜北洼陷的暗色泥岩厚度较大的在500 m左右,丘东洼陷暗色泥岩厚度可达600 m以上,小草湖洼陷泥岩厚度可达500 m以上(图4)。西山窑组暗色泥岩有机碳含量平均为1.46%,干酪根类型主要为Ⅲ型,R₀在0.48%~1.0%之间,平均为0.72%,热演化主要处于低熟—成熟阶段,综合评价为中等—好烃源岩。

八道湾组暗色泥岩厚度一般在100~200 m之间,其中托克逊凹陷的厚度可达900 m以上,胜北和丘东洼陷厚度较大的在700 m以上,小草湖洼陷的可达400 m以上(图5);哈密坳陷三堡凹陷的H3井最厚,

表1 吐哈盆地西山窑组、八道湾组、桃东沟群暗色泥岩烃源岩综合评价

层位	分布地区		烃源岩厚度/m	样品数	TOC平均值/%	(S_1+S_2) 平均值/ $(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$	母质类型	热演化程度	综合评价	井/露头剖面
	凹陷	洼陷								
西山窑组 (J_2x)	台北	胜北	457	206	1.30	1.80	II—III	低熟—成熟	较好	L1井
		丘东	600	334	1.10	1.30	II—III	低熟—成熟	较好	S1井
		小草湖	547	153	1.20	1.40	II—III	低熟—成熟	较好	G8井
	托克逊		547	64	1.00	0.53	III	未熟—低熟	差	Tc2井
	三堡		452	22	2.70	1.40	III	低熟	较好	H3井
八道湾组 (J_1b)	台北	胜北	710	59	1.90	2.80	II—III	低熟—成熟	好	Qs1井
		丘东	798	152	1.80	3.30	III	低熟—成熟	好	Ls2井
		小草湖	460	8	1.40	1.80	III	低熟—成熟	较好	G1井
	托克逊		975	82	2.00	2.50	II—III	低熟	较好	Tc1井
	三堡		888	4	1.00	1.10	III	低熟—成熟	较好	H3井
桃东沟群 (P_2td)	台北		200	2	5.20	—	II—III	—	好	TELG剖面
	台南		222.5	9	0.91	0.10	III	成熟	较好	Sq1井
	托克逊		85.2	7	2.48	2.55	III	低熟	较好	T2井
	三堡		200	53	1.22	0.27	II—III	成熟—高熟	较好	DNH剖面

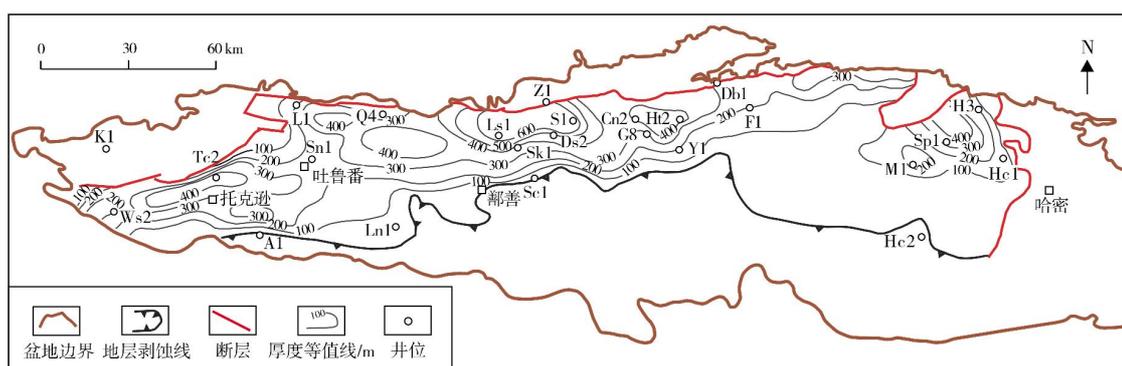


图4 吐哈盆地中侏罗统西山窑组暗色泥岩厚度图

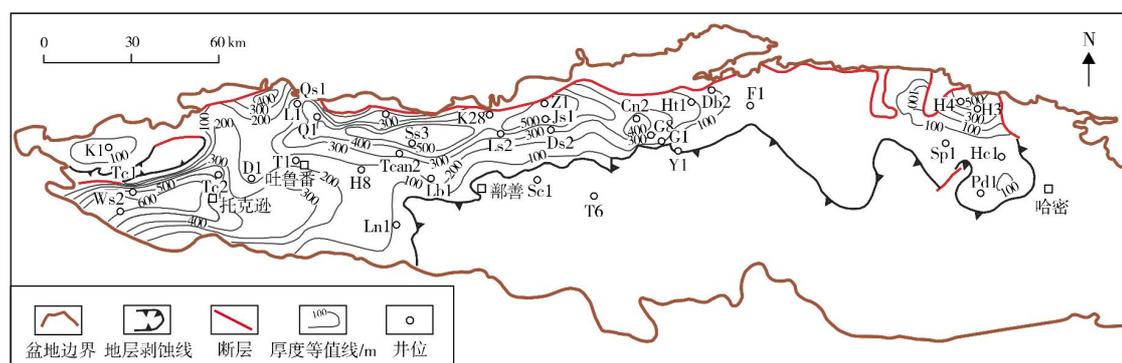


图5 吐哈盆地地下侏罗统八道湾组暗色泥岩厚度图

超过了800 m。八道湾组暗色泥岩有机碳含量平均为1.62%，干酪根类型以II—III型为主， R_o 在0.84%~1.06%之间，平均为1.04%，主要处于成熟阶段，综合评价为中等—好的烃源岩。

2.1.2 湖相烃源岩

湖相烃源岩主要发育于中二叠统的桃东沟群，以暗色泥岩为主，零星分布在台北凹陷、台南凹

陷、托克逊凹陷和火石镇凹陷(图6)。烃源岩厚度一般在50~200m之间,台南凹陷的厚度为50~200m,台北凹陷的厚度推测在100~300m之间。烃源岩有机碳含量平均为2.45%,干酪根类型为Ⅱ₂—Ⅲ型,热演化处于低熟—成熟阶段,综合评价为中等—好的烃源岩。

中侏罗统七克台组和中—上三叠统湖相烃源岩分布面积小,资源贡献较小。七克台组烃源岩的岩性主要为暗色泥岩,平面上主要分布于台北凹陷的胜北洼陷北部,厚度较大的可达200~300m,三堡凹陷

和托克逊凹陷内仅零星分布;七克台组烃源岩主要处于低熟阶段。中—上三叠统烃源岩在盆地内广泛分布,具有南薄北厚的特征,并存在多个厚度中心(图7);其中,台北凹陷的厚度中心位于北部山前带,最厚达到500m以上,向南逐渐减薄;托克逊凹陷的厚度一般为200~300m,在Ws1井和Tc2井区厚度达300m以上;台南凹陷南部缺失,仅在东部的Sc1井西南部发育,厚度约300m;三堡凹陷在H2井区最厚,达600m以上,向西南逐渐减薄。

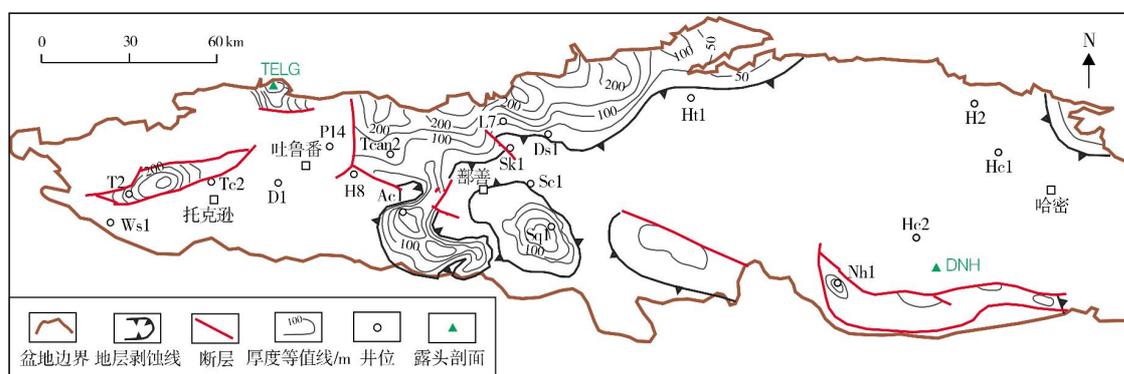


图6 吐哈盆地中二叠统桃东沟群暗色泥岩厚度图

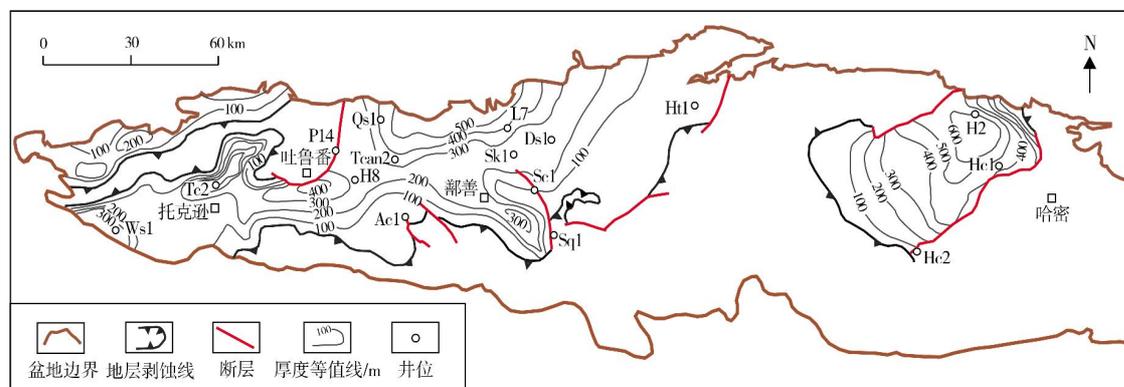


图7 吐哈盆地三叠系暗色泥岩厚度图

2.2 储集条件

吐哈盆地发育从二叠系至第四系的完整沉积地层,储层类型以孔隙型砂岩为主,储层分布受沉积相带的控制。储层沉积微相类型主要有扇三角洲、辫状河三角洲前缘水下分流河道、扇三角洲扇中辫状河道、河口坝等。砂体横向变化快、连续性差,顺走向延伸远,纵向上砂泥交互叠置。二叠系梧桐沟组、三叠系克拉玛依组、中—下侏罗统、白垩系和古近系是主

要的砂岩储层发育层系。在下含油气系统中,纵向上以三叠系克拉玛依组储层物性最好,平面上以台北凹陷南缘和台南凹陷的储层物性最好;侏罗系以中侏罗统三间房组砂岩物性比较好,下侏罗统砂岩物性最差。对于上含油气系统而言,纵向上以白垩系和古近系储层物性最好,平面上西部弧形带古近系、红连带的白垩系储层物性最好;侏罗系在西部弧形带、鄯善弧形带的储层物性相对较好,胜北带的储层物性最差(表2)。

表2 吐哈盆地储层特征及分布

地层	储层沉积微相类型	储层厚度/m	储层物性特征	平面分布
喀拉扎组(J ₃ k)	扇三角洲扇中辫状河道、河口坝	50~200	低孔特低渗	主要分布于台北凹陷西部斜坡、南缘斜坡和北部山前,包括西部弧形带、红连带、鄯善弧形带和环小草湖带
七克台组(J ₂ q)	辫状河三角洲、 扇三角洲前缘水下分流河道	30~130	低孔特低渗	
三间房组(J ₂ s)		50~800	中孔低渗	
西山窑组(J ₂ x)		50~800	中孔低渗	
下侏罗统(J ₁)		50~400	中孔低渗	
克拉玛依组(T ₂ k)	扇三角洲、 辫状河三角洲前缘水下分流河道	50~400	高孔、 中—高渗	盆地南北两翼砂层厚度大,向盆地内部逐渐减薄。南部鲁克沁带为400m左右,北部山前带厚度在300m以上,台北凹陷中央胜北到鄯善一带在100m以下
梧桐沟组(P ₃ w)	扇三角洲、 辫状河三角洲前缘水下分流河道	50~800	低—中孔、 中—高渗	砂层平均厚度为450m,Tb1井达到800m;台北凹陷北部达450m,南部平均厚度为50m

2.3 生储盖组合

吐哈盆地发育有侏罗系水西沟群和二叠系桃东沟群2套烃源岩层系,分别与上覆地层构成2套含油气系统和多套生储盖组合(图3)。上含油气系统以侏罗系水西沟群煤系为生油层,以侏罗系、白垩系和古近系的砂岩、泥岩为储、盖层,形成6套区域性生储盖组合。下含油气系统以二叠系桃东沟群烃源岩为生油层,以二叠系梧桐沟组砂岩、三叠系克拉玛依组砂岩为储层,以梧桐沟组上部泥岩、三叠系上部泥岩和侏罗系泥岩为盖层,形成2套生储盖组合。

2.3.1 上含油气系统储盖组合

(1) 侏罗系储盖组合

侏罗系包括4套储盖组合:①以J₂x_{1,2}、J₁s、J₁b砂岩为储层,J₂x_{1,2}煤系泥岩、J₁s泥岩、J₁b中上段泥岩为盖层的储盖组合,主要分布在鄯善弧形带、北部山前带东段;②以J₂x_{3,4}砂岩为储层,J₂s下部红色薄层泥岩为盖层的储盖组合,主要分布在丘东洼陷、小草湖洼陷和胜北洼陷;③以J₂q-J₂s砂岩为储层,J₃q-J₂q上部巨厚湖相泥岩为区域盖层的储盖组合,这是吐哈盆地分布最广泛的一套储盖组合,发育最好的地区有丘东洼陷、小草湖洼陷、胜北洼陷、西部弧形带及乌苏—伊拉湖带等地区;④以J₃k为储层,J₃k上部泥岩、K₁tg泥岩为盖层的储盖组合,该组合在胜北洼陷胜北构造带(Tcan2井)获得工业油气流。

(2) 白垩系储盖组合

以三十里大敦组(K₁s)为储层,上覆胜金口组(K₁sh)和连木沁组(K₁l)泥岩为盖层的储盖组合,主

要分布在西部弧形带和红连—七克台带。

(3) 古近系储盖组合

以J₃k下段砂岩为储层,上覆桃树园组((E₃-N₁)t)大套泥岩夹白色石膏层为区域盖层的储盖组合,该组合在西部弧形带已获得工业油气流。

2.3.2 下含油气系统储盖组合

(1) 二叠系储盖组合

二叠系储盖组合是以梧桐沟组(P₃w)冲积扇砂砾岩或扇三角洲前缘水下分流河道砾状砂岩为储层,上覆湖相泥岩为盖层的储盖组合,主要分布在台南凹陷鲁克沁构造带,在托克逊凹陷的乌苏—伊拉湖带二叠系见到好的油气显示^[9-10]。

(2) 三叠系储盖组合

三叠系储盖组合分布稳定,分布范围大,以T₂、T₃辫状河三角洲前缘水下分流河道砂岩为储层,郝家沟组(T₃h)中上部泥岩段厚度为100~300m,又上覆水西沟群巨厚煤系地层,共同组成了下含油气系统的区域盖层。托克逊凹陷、台北凹陷西部和哈密坳陷发育中、上三叠统^[11]储层;台南凹陷主要发育中三叠统储层^[12]。

3 常规油气成藏模式

吐哈盆地成藏主控因素差异较大,通过分析烃源岩条件、储层条件、生储盖配置关系,结合油气分布规律及成藏机理剖析,归纳出吐哈盆地二叠系、三叠系、侏罗系成藏的主要控制因素,总结建立了上含油气系统4种成藏模式和下含油气系统2种成藏模式^[13]。

3.1 上含油气系统油气成藏模式

3.1.1 正向分异成藏模式

由于重力分异作用影响,油气沿运移路径发生正向分异,在距离生烃中心较远的构造形成以气为主的聚集,而在距离较近的构造则形成油藏或油气藏(图8a)。红台—疙瘩台构造带的原油聚集属于这种模式。在距离小草湖洼陷中心较远的红台构造形成以气为主的聚集,而在运移方向的源头(疙瘩台构造)主要为油藏或油气藏。

3.1.2 逆向分异成藏模式

油气在运移方向上主要发生逆向分异作用,气在下油在上,气在运移方向上的下倾部位,油在运移方向上的上倾部位。鄯善弧形带属于这种成藏模式(图8b)。早白垩世,生烃凹陷煤系烃源岩热演化程度低,在构造带的西山窑组聚集了低熟煤型气,三间房组储层中早期油气聚集较少;古近纪以后,生烃凹陷煤系烃源岩生成以液态烃为主的油气,液态烃无法

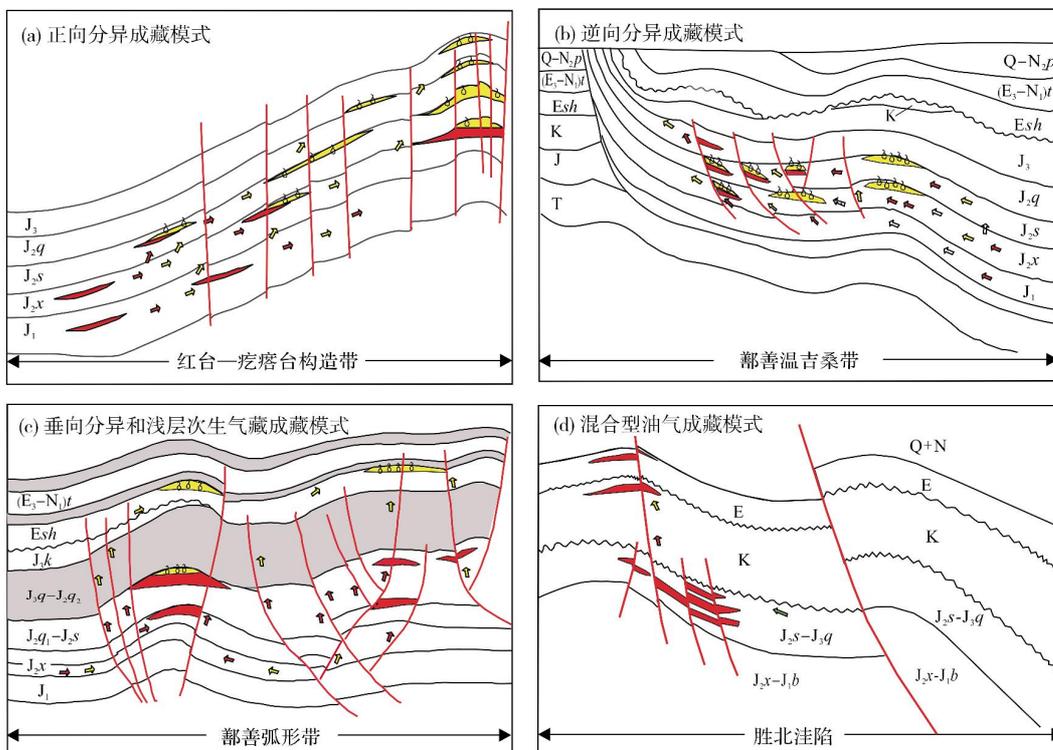
大量进入储层物性差的西山窑组,而是通过运移进入西山窑上部的三间房组形成油藏,少量的天然气仍可补充西山窑组早期聚集的天然气藏,形成上油下气的特点。这种模式的主要影响因素为烃源岩成熟度、储层物性、成藏期及保存条件^[14]。

3.1.3 垂向分异和浅层次生气藏成藏模式

构造位于热演化程度高的生烃凹陷附近,最初在西山窑组、三间房组和七克台组聚集形成原油气藏,后期由于喜马拉雅期的近南北向的断裂发育,使油气垂向运移作用明显,天然气优先向浅部运移,在浅层的白垩系或古近系中运移和聚集形成次生气藏。鄯善弧形带和红连—七克台带浅层属于此种成藏模式。这种模式主要受烃源岩演化程度和断裂及浅层保存条件的控制(图8c)。

3.1.4 混合型油气成藏模式

天然气侧向运移距离远,成藏期晚,主要为油藏中的溶解气,是与水西沟群煤成油同期生成运移的煤型气。西部弧形带的油气聚集属于这种模式。新近



N₂p 葡萄沟组; (E₃-N₁)t 桃树园组; Esh 鄯善群; J₃k 喀拉扎组; J₃q 齐古组; J₃g 七克台组; J₃s 三间房组; J₂x 西山窑组; J₁b 八道湾组

油层
 气层
 盖层
 油运移方向
 气运移方向
 早期气运移方向
 湖相油气运移方向
 断层
 不整合面

图8 吐哈盆地上含油气系统油气成藏模式图

纪断裂活动强烈,使得侏罗系油藏遭到部分破坏,油气沿断裂向上运移进入白垩系和古近系储层中而形成次生油气藏;新近纪晚期,七克台组泥岩生成的湖相油可以沿着砂体和断裂侧向运移进入西部弧形带,形成湖相油的聚集成藏,或与煤成油混合形成混合油藏(图8d)。

3.2 下含油气系统成藏模式

3.2.1 侧向长距离运聚-古斜坡成藏模式

胜北洼陷的桃东沟群烃源岩在侏罗纪中期进入成熟阶段,油气沿库木古凸起的二叠系梧桐沟组、三叠系克拉玛依组、侏罗系七克台组储层,由低部位向高部位运移至鲁克沁—红连带聚集成藏(图9a)。从平面上来看,梧桐沟组油藏主要发育在鲁克沁构造

带中北部,克拉玛依组油藏主要发育在南部的鲁克沁地区。鲁克沁东部地区燕山期以来构造运动较弱,断层难以断至侏罗系,油气主要在梧桐沟组聚集成藏。该成藏模式的主要特征是油气沿古构造斜坡长距离侧向运聚成藏,因此桃东沟群生烃中心周缘埋藏较浅的古鼻隆是下步油气勘探的有利方向。

3.2.2 源内垂向运聚-自生自储成藏模式

该类模式主要发育在托克逊凹陷的乌苏—伊拉湖构造带(图9b)和三堡凹陷的四道沟构造带(图9c),这2个区域油气均来自于三叠系烃源岩。凹陷中心三叠系小泉沟群烃源岩生成的油气,沿油源断裂或砂体向正向构造高部位的相同层组运聚成藏,形成自生自储型油藏。从平面上来看,油藏主要位于三叠系小泉沟群成熟烃源岩发育区内。

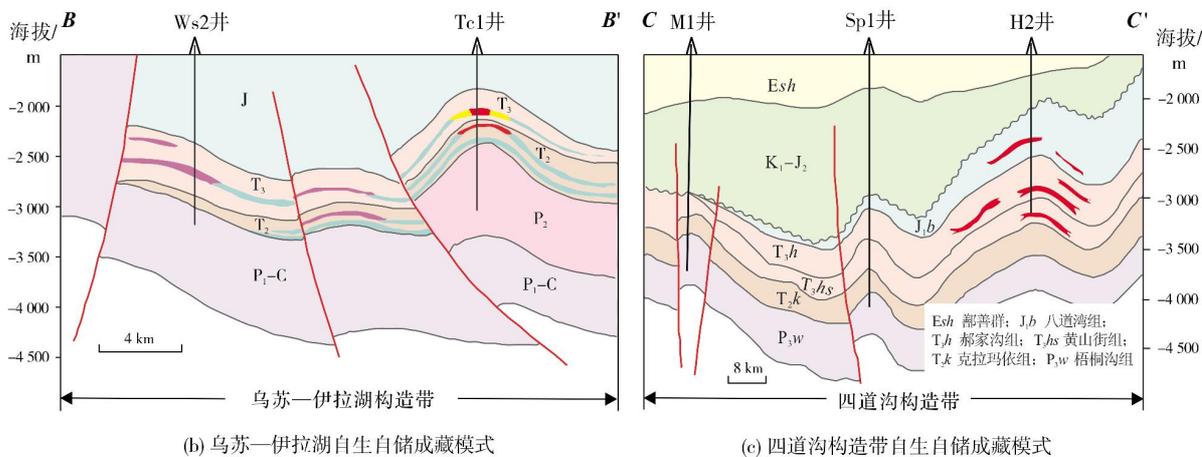
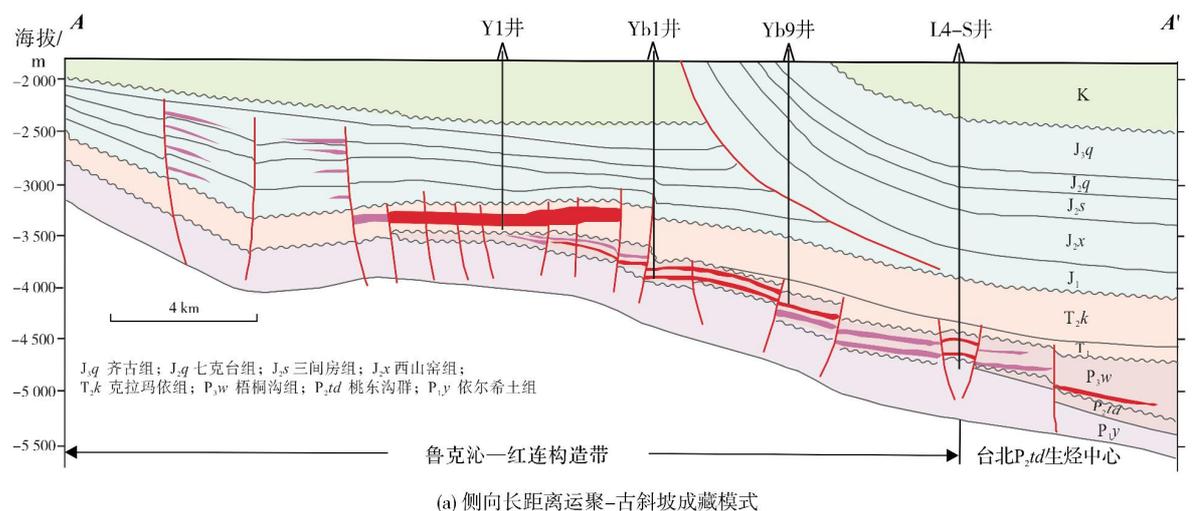


图9 吐哈盆地下含油气系统油气成藏模式图(剖面位置见图2)

4 常规石油资源潜力评价

在分析成藏条件、建立成藏模式的基础上,依据资源类型、油气运聚单元分含油气系统进行区带划分,将上含油气系统划分为8个评价区带,下含油气系统划分为6个评价区带。上含油气系统区带级刻度区选用鄯善弧形带、神泉—雁木西刻度区,下含油气系统区带级刻度区选用红南—连木沁、鲁克沁 T_2k 刻度区;凹陷级刻度区选用台北凹陷;运聚单元级刻度区选用丘东次凹。这些刻度区为类比法石油资源量计算提供了参数依据。应用不同级别刻度区精细解剖的结果和地质参数,对各级别评价区带进行地质资源量和剩余资源量的计算。

4.1 评价方法体系及资源量计算

本次评价主要采用类比法,部分区带采用了统计法和成因法^[15-16]。每种评价方法都有其适用条件、资料要求和评价结果的可能性,同一个区带用不同方法计算出的资源量,往往差别较大。因此,要比较客观准确地预测油气资源潜力,就需要依据每种方法的适用条件、资料状况、地质认识等确定加权系数,应用特尔菲加权法将多种不同方法计算出的资

源量进行合理的综合,从而得到统一的资源量——区带资源量,然后进行全区汇总得出全盆地的资源结果^[17-18]。依据以上原则,对吐哈盆地上、下含油气系统石油资源量进行了计算。

4.1.1 上含油气系统资源量计算

地质类比法包括面积丰度类比法和体积丰度类比法。在上含油气系统的8个区带中,对西部弧形带、红连—七克台带、北部山前带西段和红台—疙瘩台带等4个区带分别用面积丰度类比法和体积丰度类比法进行了资源量计算,其余的4个区带仅用面积丰度类比法进行了资源量计算。由于各区带、各方法计算的不同概率值较多,本文主要列出了概率为50%的石油地质资源量数据(表3)。

西部弧形带、红连—七克台带和北部山前带西段等3个区带勘探程度较高,发现的油气藏比较多,具备统计法计算资源量的条件,应用了统计法中的油藏规模序列法、发现序列法进行了资源量计算。

成因法即运聚单元法:从运聚单元中提取待评价区带的生油/气量、排油/气量,然后乘以区带运聚系数,得到评价区带的地质资源量。西部弧形带、红连—七克台带和北部山前带西段等3个区带还采用了成因法计算石油地质资源量。

表3 吐哈盆地上含油气系统区带石油地质资源量计算数据表

评价单元	不同评价方法计算资源量/ 10^8 t						
	面积丰度类比法	体积丰度类比法	规模序列法	发现序列法	成因法	特尔菲法	特尔菲法期望值
西部弧形带	8503.45	7100.55	5388.89	7545.80	8506.43	7717.80	8343.33
红连—七克台	7080.75	7314.17	3337.07	2811.71	6821.44	3379.41	3258.62
北部山前带西段	3786.33	3538.39	1722.64	1973.63	2779.95	2769.80	2776.80
红台—疙瘩台带	3036.96	2526.12				2934.79	3403.50
鄯善弧形带	20313.64					20313.64	22677.80
胜北带	2444.96					2444.96	2835.44
北部山前带东段	2819.98					2819.98	3270.36
火焰山带	1542.05					1542.05	1788.33
合计	49528.12					43922.43	48354.18

4.1.2 下含油气系统资源量计算

下含油气系统勘探程度相对较低,本次评价主要采用类比法。刻度区选用鲁克沁 T_2k 刻度区,综合考虑勘探程度、钻井揭示油气显示的实际情况以及对各区带的地质认识,对各区带地质参数逐一取值,再按照类比评价的评分标准进行打分,确定评价区

的相似系数,最后计算出吐哈盆地下含油气系统各评价区带常规石油地质资源量(表4)。

在类比法、统计法及成因法计算结果的基础上,应用特尔菲加权法计算出吐哈盆地常规石油地质资源量为 10.09×10^8 t,其中,上含油气系统地质资源量为 4.84×10^8 t,下含油气系统地质资源量为 5.25×10^8 t。

表4 吐哈盆地含油气系统区带石油地质资源量计算数据表

评价单元	层系	石油地质资源量/10 ⁴ t			
		95%概率	50%概率	5%概率	期望值
乌苏—伊拉湖带	T	1 303.60	1 593.10	1 979.11	1 658.00
鲁克沁—红连带	T,P	24 307.69	28 386.40	35 264.50	30 944.90
北部山前带	T,P	5 941.80	7 261.00	9 020.30	8 234.50
鄯善温吉桑带	T,P	4 639.10	5 669.20	7 042.80	6 429.20
环小草湖带	T	2 964.60	3 622.80	4 500.70	4 108.50
四道沟带	T	922.96	1 127.80	1 401.17	1 174.00
合计		40 079.75	47 660.30	59 208.58	52 549.10

4.2 资源量分布

从区带来看,吐哈盆地常规石油资源量在各区带的分布极不均衡,不同区带的资源量差异较大。上含油气系统中鄯善弧形带的资源量最大(表3),占上含油气系统总资源量的46.9%;其次为西部弧形带和红台—疙瘩台带,分别占17.3%和7.0%。下含油气系统中鲁克沁—红连带资源量最

大(表4),占下含油气系统总资源量的58.9%;其次为北部山前带和鄯善温吉桑带,分别占15.7%和12.2%。下含油气系统这3个主力区带主要位于目前已基本落实的台北凹陷二叠系桃东沟群生烃中心的周缘。

从层系上来看,吐哈盆地常规石油资源量主要分布于侏罗系、三叠系和二叠系,而白垩系和古近系占比很少,仅占总资源量的5.32%(表5)。

表5 吐哈盆地常规石油资源量层系分布表

层系	地质资源量/ 10 ⁴ t	地质资源量占比/ %	剩余地质资源量/ 10 ⁴ t	剩余地质资源量占 比/%	可采资源量/ 10 ⁴ t	剩余可采资源量/ 10 ⁴ t
新近系	2 052.00	2.03	435.00	0.72	582.00	43.10
白垩系	3 320.66	3.29	662.66	1.09	1 039.49	264.50
侏罗系	42 982.00	42.60	20 929.29	34.48	12 407.41	6 410.21
三叠系	21 935.10	21.74	19 136.95	31.53	3 290.10	2 867.88
二叠系	30 614.00	30.34	19 538.44	32.19	5 295.47	3 412.26
合计	100 903.76		60 702.34		22 614.47	12 997.95

5 剩余石油资源分布与有利勘探方向

5.1 剩余常规石油资源分布

吐哈盆地上含油气系统剩余石油地质资源量约 2.20×10^8 t(表6),占总资源量的45.55%,仍具有巨大的勘探潜力。从剩余资源量来看,台北凹陷的鄯善弧形带、西部弧形带依然是盆地油气勘探的主战场,侏罗系仍然是盆地内资源潜力最大的层系。下含油气系统剩余资源量约 3.87×10^8 t,占总资源量的73.60%。下含油气系统剩余资源量多,勘探潜力很大,是后期油田增储上产的主攻领域。

5.2 有利勘探目标

从上、下含油气系统各区带的石油资源丰度来分析(表6),吐哈盆地常规石油资源丰度在

$(2.04 \sim 28.44) \times 10^4$ t/km²之间,为低—中等丰度区。鲁克沁—红连带、鄯善弧形带、西部弧形带石油资源丰度较高,在 $(13.81 \sim 28.44) \times 10^4$ t/km²之间;上、下含油气系统相互叠置的鄯善弧形带资源丰度更高,是盆地立体勘探的有利区带。

依据区带的地质评价和剩余未探明资源量2项参数,进行区带综合评价、优选排队,确定未来的重点勘探领域和区带。全盆地优选评价出I类有利区带3个,分别为鄯善弧形带、西部弧形带、鲁克沁—红连带。

鄯善弧形带为台北凹陷中部的富油气区带,面积约840 km²,石油资源量为 $22 677.80 \times 10^4$ t,剩余石油资源量为 $6 364.28 \times 10^4$ t,资源丰度为 26.97×10^4 t/km²,是上含油气系统丰度最高的区带。鄯善弧形带油藏类型多样,为典型的复式油气聚集带,主力油气藏位于中侏罗统三间房组及西山窑组。三间房组构造油藏

表 6 吐哈盆地石油资源量汇总表

含油气系统	评价单元	区带面积/km ²	石油资源量/10 ⁴ t	剩余石油资源量/10 ⁴ t	石油资源丰度/(10 ⁴ t·km ⁻²)
上 含 油 气 系 统	西部弧形带	604	8 343.33	3 413.85	13.81
	红连—七克台带	780	3 258.62	1 000.92	4.18
	胜北带	753	2 835.00	2 336.00	7.56
	鄯善弧形带	841	22 677.80	6 364.28	26.97
	北部山前带西段	401	2 777.75	1 888.75	6.93
	北部山前带东段	693	3 270.36	2 190.20	4.72
	红台—疙瘩台带	969	3 403.50	3 044.65	3.51
	火焰山带	432	1 788.30	1 788.30	4.14
	合计	5 095	48 354.66	22 026.95	
下 含 油 气 系 统	鲁克沁—红连带	1 088	30 944.90	17 155.21	28.44
	北部山前带	998	8 234.50	8 234.50	8.25
	鄯善温吉桑带	538	6 429.20	6 429.20	11.95
	环小草湖带	1 032	4 108.50	4 108.50	3.98
	乌苏—伊拉湖带	718	1 658.00	1 573.98	2.31
	四道沟带	576	1 174.00	1 174.00	2.04
	合计	4 950	52 549.10	38 675.39	

勘探程度高, 剩余油藏类型以单砂体、砂体尖灭、构造-岩性油藏为主; 中侏罗统西山窑组下段和下侏罗统勘探程度低、潜力大, 是未来的主要接替层系。勘探实践表明, 鄯善—丘陵地区继承性构造发育区是构造-岩性油藏扩展勘探的主要区域。晚燕山期是鄯善弧形带主要成藏期, 温米—丘东地区由于晚喜马拉雅期构造活动被强烈改造, 古油藏被改造调整, 调整后的油气向古构造两翼重新聚集, 因此, 温米—丘东地区晚喜马拉雅期古构造两翼是侏罗系岩性油气藏发育的有利部位, 也是油气精细扩展勘探的有利地区。

西部弧形带 该区带的石油资源量为 8 343.33×10⁴t, 剩余石油资源量为 3 413.85×10⁴t, 油气资源丰度较高, 为 13.81×10⁴t/km²。该区带产油层以中侏罗统三间房组—古近系为主, 油层埋藏浅, 以轻质油、气为主, 油井单井产量一般较高, 地层压力系数较高, 一旦获得突破即可成为高效优质建产区块, 是油气勘探上产增储的主攻领域。西部弧形带油藏以地层、岩性和复合型圈闭为主, 该区东面紧靠胜北主力生烃洼陷, 油源条件优越。侏罗纪以来胜北洼陷持续快速深埋, 有利于侏罗系水西沟群烃源岩演化成熟, 油气沿中晚燕山期—喜马拉雅期古构造脊线和 K/J、E/K 之间不整合面长距离运移, 在运移路径上的众多构造、地层、岩性圈闭中均可成藏。西部弧形带发育 3 排构造: 西缘外带发育地层-岩性复合型圈闭, 以亚尔湖—胜南—雁木西构造带为代表;

斜坡区以构造-岩性圈闭为主, 以神泉—葡萄沟—葡北构造带为代表; 内缘以水西沟群低幅度构造-岩性圈闭为主, 以火焰山—火北构造带为代表。

鲁克沁—红连带 是吐哈盆地下含油气系统最为有利的勘探区带, 石油地质资源量为 30 944.90×10⁴t, 剩余石油资源量为 17 155.21×10⁴t。该构造带是盆地油气资源丰度最高的区带, 为 28.44×10⁴t/km², 储量丰度达到了 (200~500)×10⁴t/km², 油层厚度在 80~100 m 之间, 原油为密度较高的稠油。该构造带以三叠系克拉玛依组和二叠系梧桐沟组为主要储层, 梧桐沟组以层状构造-岩性油藏为主, 三叠系克拉玛依组以底水块状油藏为主, 具有断陷控源、古凸控砂、鼻隆控藏的特征, 紧邻二叠系生烃凹陷周缘的古凸起前缘是其有利的勘探方向。

6 结 论

(1) 吐哈盆地发育侏罗系水西沟群煤系烃源岩和二叠系桃东沟群暗色泥岩 2 套主力烃源岩, 还发育中侏罗统七克台组、上三叠统湖相泥岩 2 套次要烃源岩。盆地发育侏罗系、三叠系和二叠系 3 套主力储层: 侏罗系储层主要为辫状河三角洲分流河道粗砂岩, 总体上以低孔低渗为主, 砂体横向变化大, 连通性差; 二叠系梧桐沟组、三叠系克拉玛依组储层主要为扇三角洲和辫状河三角洲前缘水下分流河道细砂岩、砂砾岩, 以低—中孔、中—高渗为主, 砂体厚度

大、孔隙连通性较好。

(2)吐哈盆地上含油气系统共发育正向分异、逆向分异、垂向分异及混合型等4种油气成藏模式;下含油气系统二叠系为侧向长距离运聚-古斜坡油气成藏模式,三叠系为源内垂向运聚-下生上储油气成藏模式。

(3)应用类比法、统计法、成因法3类评价方法计算,吐哈盆地上、下含油气系统常规石油地质资源量共计 $10.09 \times 10^8 \text{t}$,剩余资源量共计 $6.07 \times 10^8 \text{t}$ 。层系上,剩余石油资源主要分布于侏罗系、三叠系和二叠系。

(4)根据地质评价、剩余资源量、剩余资源丰度,指出吐哈盆地常规石油勘探3大有利区带,即鄯善弧形带、西部弧形带和鲁克沁—红连带。鄯善弧形带以中侏罗统西山窑组下段和下侏罗统构造-岩性油藏为主;西部弧形带以三间房组—古近系构造、地层、岩性油藏为主;鲁克沁—红连带以二叠系梧桐沟组构造-岩性油藏、三叠系克拉玛依组构造油藏为主。

参考文献

- [1] 侯丽娟,黄光辉,杜宇斌.吐哈盆地侏罗系煤系烃源岩常规地球化学特征[J].石油化工应用,2015,34(11):83-87.
- [2] 白国娟.鲁克沁北一区二叠系梧桐沟组储层特征及其对注水开发的影响[J].新疆石油天然气,2017,13(2):10-14,26.
- [3] 贺永红,王志勇,李新宇. BASIMS4.5盆地模拟软件在吐哈盆地的应用[J].吐哈油气,2002,7(3):286-288.
- [4] 苏传国,俞中华,金颖,等.吐哈盆地石油经济系数的求取[J].吐哈油气,2003,8(4):324-326.
- [5] 汲国庭.鲁克沁稠油油藏泡沫驱扩大试验区方案优化[D].成都:成都理工大学,2017:6-8.
- [6] 徐论勋,李建民,李景义.吐哈盆地台北凹陷侏罗系烃源岩特征[J].江汉石油学院学报,2004,26(2):13-14.
- [7] 丛智.吐哈油田鲁克沁东区梧桐沟组储层特征研究[D].大庆:东北石油大学,2015:1-56.
- [8] 李逸群,鞠传学,张宪国.鲁克沁构造带克拉玛依组沉积模式及储层特征[J].内蒙古石油化工,2016(3):128-131.
- [9] 王海学.吐哈盆地台南凹陷前侏罗系不同构造带油气成藏规律研究[D].大庆:东北石油大学,2015:1-95.
- [10] 李俊翔.吐哈盆地火焰山地区前侏罗系构造特征与储层预测研究[D].成都:西南石油大学,2017:1-46.
- [11] 刘俊田,翟亚梅,苟红光,等.吐哈盆地托克逊凹陷油气成藏地质条件及勘探潜力[J].新疆石油天然气,2012,8(3):1-6.
- [12] 杨晓婕.吐哈盆地大河沿地区石炭系—三叠系油气成藏条件分析[D].青岛:中国海洋大学,2013:1-71.
- [13] 李剑鹏,李永胜,王志勇.吐哈盆地低熟气形成机制、成藏条件及资源潜力基础[J].中国石油和化工标准与质量,2014(10):167.
- [14] 苏传国,黄卫东,白喜俊,等.吐哈盆地天然气成藏地质条件与富集因素分析[J].天然气地球科学,2009,20(1):50-56.
- [15] 苟红光,赵莉莉,梁桂宾,等. EUR 分级类比法在致密油资源评价中的应用:以三塘湖盆地芦草沟组为例[J].岩性油气藏,2016,28(3):27-33.
- [16] 张品,苟红光,龙飞,等.吐哈盆地天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J].天然气地球科学,2018,29(10):1531-1541.
- [17] 吕学菊,邹辰,黄兄,等.统计法在苏北盆地曲塘次凹古近系石油资源评价中的应用[J].地质学刊,2016,40(3):463-468.
- [18] 张建良,孔祥礼.油田(藏)规模序列法在复杂断块老油田滚动勘探开发中的应用[J].断块油气田,2001,8(6):32-34.

编辑:黄革萍

Petroleum geological conditions, resource potential and exploration direction in Turpan-Hami Basin

GOU Hongguang, ZHANG Pin, SHE Jiachao, WANG Zhiyong, LIN Lin, ZHANG Yiting

Abstract: Based on the systematic study of petroleum geological condition, such as source-reservoir-cap assemblage and reservoir-forming pattern in Turpan-Hami Basin, it is considered that the source rocks are mainly coal-bearing source rocks of Jurassic Xishanyao Formation and Badaowan Formation, and lacustrine source rocks of Permian Taodonggou Group. These two sets of source rocks with high hydrocarbon-generating intensity are located in the main subsidence area of Taipei Sag, and have the source conditions for forming large-scale oil field. Of the three sets of reservoirs, Jurassic reservoirs are mainly coarse sandstone of braided river delta distributary channel, the reservoirs of Permian Wutonggou Formation and Triassic Karamay Formation are mainly sandstone and conglomerate of the subaqueous distributary channels in the fan delta and braided river delta front. According to main factors controlling hydrocarbon accumulation, four types of accumulation patterns are classified in Jurassic: forward differentiation, reverse differentiation, vertical differentiation and mixed pattern. The Permian hydrocarbons accumulate in pattern of lateral long-distance and trapping in paleoslope. The Triassic hydrocarbons accumulate in pattern of vertical migration and self-generation and self-storing in source rocks. By using analogy, statistics, genesis and Delphi weighting method, it is calculated out that the amounts of conventional petroleum resources and the remaining resources are $10.09 \times 10^8 \text{t}$ and $6.07 \times 10^8 \text{t}$, respectively. Through evaluating geological conditions, predicting remaining resource distribution, three exploration directions and favorable target areas of Shanshan arc play, Lukeqin-honglian play and western arc play are proposed.

Key words: geological conditions; resource potential; exploration direction; oil; Turpan-Hami Basin

GOU Hongguang, First author: MSc, Senior Engineer, engaged in research on petroleum geology. Add: Research Institute of Exploration and Development, Tuha Oilfield Company, Yizhou District, Hami, Xinjiang 839009, China