

文章编号: 1001-6112(2000)04-0307-06

# 塔里木盆地北部塔河油田 油气藏成藏机制

顾 忆

(中国石化 无锡实验地质研究所, 江苏 无锡 214151)

**摘要:** 从储层沥青、流体包裹体、油气藏饱和压力/露点压力等研究认为, 塔河油田及邻区油气藏的形成主要有 4 期, 海西早期以破坏为主; 海西晚期成藏与改造并存; 燕山—喜马拉雅早期以正常油藏为主; 喜马拉雅晚期保存条件最好, 以轻质油和气藏为主。塔河油田油气藏成藏机制为: (1) 海西期以来下古生界长期持续供油, 为塔河油田多期成藏及油气的叠加、复合改造提供了条件; (2) 塔河地区长期处于斜坡区, 在不同的地史时期始终是古生界海相油气的运移必经之地, 是大规模油气聚集和多期成藏的重要条件; (3) 多层位有效储盖组合及在时间、空间上分布的差异, 是塔河油田多期成藏及成藏后油气性质变化的重要原因; (4) 成藏封闭系统的演化对油气保存、破坏和改造的作用巨大, 早期封闭系统的形成与破坏, 为寻找重质海相原生油藏指明了方向, 晚期封闭系统的重建, 为寻找次生、原生轻质油气藏及天然气指明了勘探方向。

**关键词:** 塔里木盆地; 塔河油田; 油气藏; 成藏期; 成藏机制

**中图分类号:** TE122.3

**文献标识码:** A

塔河亿吨级古生界海相碳酸盐岩大油田的发现, 展示了塔里木盆地古生界油气勘探的巨大前景。塔河油田成藏机制的研究是认识与掌握塔河及其邻区油气成藏规律的基础与依据。

塔里木盆地特殊的多期次演化历史决定了塔北地区复杂的成藏地质条件<sup>[1,2]</sup>。塔河油田油气成藏历史与成藏机制的研究表明, 不同地史阶段油气成藏要素的配置与演化, 控制了油气的运移、聚集与保存, 形成了不同成藏时期、不同成因特点的油气藏。

## 1 塔河油田成藏期的划分

油气藏形成时期一般都以构造演化及圈闭形成的宏观分析进行划分, 本文以储层沥青反射率、包裹体均一温度及油气藏饱和压力等的微观研究与宏观相结合, 进行了塔河油田油气成藏时期的划分。

### 1.1 储层沥青

塔里木盆地储层沥青成因特征前人已有研

究<sup>[3]</sup>。储层沥青反射率可以反映液态烃类转变为固态沥青后所经历的热历史。塔河油田下奥陶统储层沥青的反射率明显分为  $R_L = 0.35\% \sim 0.51\%$  与  $R_L = 0.68\% \sim 0.74\%$  两组(表 1), 另外, 邻区某两井井下奥陶统储层中也存在着二组固体沥青, 其沥青反射率分别为  $R_L = 0.73\% \sim 0.81\%$  与  $R_L = 0.31\% \sim 0.36\%$ , 均表明塔河油田特别是塔河 3、4 区奥陶系产层的原油, 至少是两期形成的。从前人提出的沥青反射率( $R_L$ )与等效反射率( $R_o$ )的关系式<sup>[4]</sup>

$$R_o = 0.618R_L + 0.40$$

计算出第一期沥青反射率相对应的等效镜质体反射率约为  $0.85\% \sim 0.90\%$ , 相对应的进油期应在海西晚期或更早; 第二期沥青反射率相对应的等效镜质体反射率值约为  $0.62\% \sim 0.72\%$ , 相对应的进油期约在印支期以后至喜马拉雅早期。

另据该区某井沥青砂岩用氯仿浸泡后残留的沥青反射率测定, 低者为  $0.70\%$ , 高者达  $1.58\%$ ,

收稿日期: 2000-05-08.

基金项目: “九五”国家重点科技攻关项目(99-111-02-02).

作者简介: 顾忆(1962-), 男(汉族), 江苏常熟人, 高级工程师, 主要从事有机地球化学的研究工作.

表 1 塔河油田下奥陶统沥青反射率分布  
Table 1 Reflectance of bitumen in the Lower Ordovician in Tahe oilfield

井号	深度/m	测点数	沥青反射率/%
T406	5 456. 1	27	0. 35
T302	5 569	49	0. 51
T401	5 579. 8	16	0. 74
S64	5 619. 4	4	0. 68

表明有海西早期(或更早)的油气成藏过程,而且沥青砂岩上覆储集性能良好的石炭系中未见沥青显示,也表明其是在海西早期(或更早)形成的。

从天然气组分及其碳同位素分布研究认为,阿克库勒地区石炭系、奥陶系天然气干燥系数由东向西减小,东部为干气,西部为伴生气。天然气成熟度东部高于西部,表明东部有干气侵入,应是喜马拉雅晚期的产物<sup>[5]</sup>。

因此,本区油气成藏期应有 4 期:海西早期以破坏为主,以哈 1 井被破坏的志留系古油藏为代表;海西晚期成藏与改造并存,塔河油田奥陶系重质油藏即为该期产物;燕山—喜马拉雅早期以正常油藏为主,部分遭轻微改造的三叠系油藏是其代表;喜马拉雅晚期保存条件最好,以轻质油和凝析气藏为主,如塔河油田 1 号三叠系油气藏。

### 1.2 流体包裹体

包裹体是矿物在结晶过程中捕获的介质流体,其均一温度代表矿物捕获这个包裹体时地层的古地温,因此根据有机包裹体形成的时间可以判断油气藏形成时间。

塔河 1 号沙 29 井 4 519. 68m 含钙细砂岩、沙 40 井 4 546. 96m、4 547. 07m、4 547. 17m 的含钙中—细砂岩方解石胶结物中,分散分布的原生盐水包裹体均一温度为 75℃~120℃,多数在 100℃~110℃之间,原生烃类包裹体发橙黄色萤光,为液态烃包裹体。按地温梯度 2. 6℃/100m 和古地表温度 19℃推算,原生包裹体形成深度在 3 100~3 500m 之间,表明成藏期为喜马拉雅中、晚期。次生盐水包裹体沿裂隙成串分布,均一温度为 160℃~240℃,烃类包裹体发兰灰色萤光,为气态烃包裹体,成藏期更晚。

塔河 3 号下奥陶统灰岩裂缝及溶蚀孔洞充填的方解石晶体中发育丰富的水溶液包裹体和烃类包裹体。烃类包裹体形态各异,大小多在 10~20μm,见黑色沥

青包体、灰黑色及灰色单相气态烃包体和浅棕、浅灰褐黄色两相烃包体,其均一温度 64. 1℃~141℃,分布频率直方图具有集中于 75℃~90℃和 110℃~125℃的双峰形态,反映了二次较大规模的油气运移(图 1)。按地温梯度 2. 6℃/100m 和古地表温度 19℃推算,第一次成藏时的深度在 2 150~2 730m 之间,大致相当于喜马拉雅早、中期,第二次成藏时的深度在 3 500~4 100m 之间,大致相当于喜马拉雅中、晚期。按最高均一温度 141℃计算,最终成藏于喜马拉雅晚期,而按最低均一温度 64. 1℃计算,则最早成藏于燕山晚期。

以上反映塔河油田三叠系油气藏成藏于喜马拉雅中、晚期,奥陶系正常油藏成藏于燕山晚期至喜马拉雅期,该期也是对奥陶系重质油藏的主要充注改造期。

### 1.3 油气藏饱和压力/露点压力

根据油气藏饱和压力/露点压力可以确定油气藏的最终形成时期即定型期<sup>[6]</sup>。对于无 PVT 实测资料的油气藏,可以利用 Standing 公式计算油藏的饱和压力,即:

$$P_b = 24. 46 \left[ \left( \frac{R_s}{r_g} \right)^{0. 83} \times 10^{(0. 001 638T - 1. 768 6/r_o)} \right],$$

式中:  $P_b$  为饱和压力, MPa;  $R_s$  为溶解气油比,  $m^3/m^3$ ;  $r_g$  为天然气相对密度;  $r_o$  为地表脱气原油密度,  $g/cm^3$ ;  $T$  为地层温度,  $^{\circ}C$ 。

根据这一方法,计算了塔河油田 1、2、3、4 区油气藏的成藏时期(表 2)。另外,对于后生变化较大的油气藏,由于油气饱和压力的变化,这一方法适用性如何仍需研究。

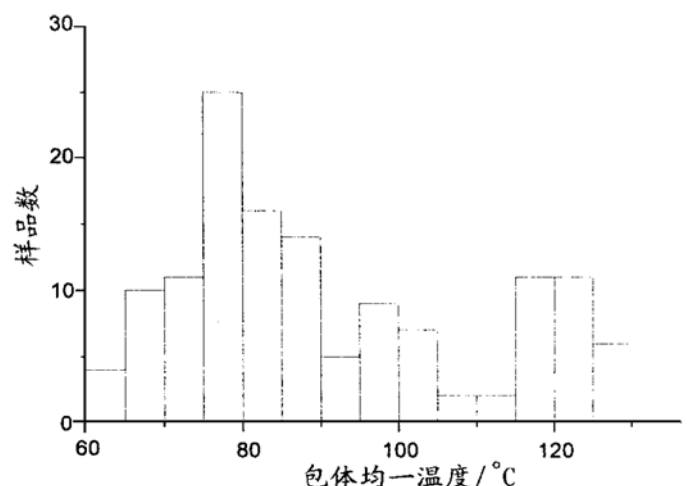


图 1 塔河 3 号包裹体均一温度分布频率图  
Fig. 1 Frequency distribution of homogenization temperature of inclusions in Tahe No. 3 structure

表2 饱和/露点压力法确定的塔河油区油气藏形成期

Table 2 Hydrocarbon formation stages derived from saturation pressure (bubble point pressure) in the Tahe oil province

区块	代表井	产层	层段/m	相态	原油 密度 /g·cm <sup>-3</sup>	原始 气油 比	原始地 层压力 /MPa	饱和(露 点)压力 /MPa	原始成 藏深度 /m	成藏表面 目前深度 /m	成藏时期	
											定型期	主成藏期
1号	S51	T <sub>④</sub>	4 567.0~ 4 573.5	黑油	0.908	131	49.309	38.15	3 533	1 034	N <sub>2k</sub>	喜马拉雅 中-晚期
2号	S56	T <sub>iv</sub>	4 399~ 4 410.5	黑油	0.821	35	47.96	5.13	471	3 928	K <sub>1kp</sub>	燕山期
		T <sub>⑤</sub>	4 541~ 4 555.5	黑油	0.815	46	49.29	6.5	599	3 942	K <sub>1kp</sub>	
	S23	C <sub>1</sub>	4 950~ 4 964	黑油	0.836	95	59.07	18.7*	1 567	3 383	K <sub>2-E</sub>	印支期- 燕山晚期
	S46		5 218~ 5 222	黑油	0.845	49.126	62.34	5.92*	496	4 722	T <sub>2a</sub>	
3号	S23	O <sub>1</sub>	5 345.57~ 5 528.24	黑油	0.832	185.84	58.58	31.29	2 856	2 490	N <sub>1k</sub>	海西晚期 - 喜马拉雅 晚期
	S46		5 473~ 5 504	黑油	0.831	667.17	58.005	54.56	5 148	325	N <sub>2k</sub>	
	S47		5 344.04~ 5 369.5	黑油	0.820	865.3	58.016	54.56	5 026	318	N <sub>2k</sub>	
	S61		5 450.0~ 5 701.5	黑油	0.880	18.06	58.55	4.65*	432	5 017	P-T	
	S48		5 357.44~ 5 364.26	黑油	0.948	66	58.923	20.2	1 837	3 521	N <sub>1s</sub>	
4号	T401	O <sub>1</sub>	5 362.87~ 5 376.24	黑油	0.964	24.7	57.266	10.97*	1 027	4 336	K <sub>1kp</sub>	燕山期
	T402		5 358.09~ 5 412.84	黑油	0.957	28.11	58.047	11.13*	1 027	4 331	K <sub>1kp</sub>	

注: \* 为计算数据

## 2 塔河油田油气藏的成藏时期

塔河油田油气藏的成藏时期是在构造演化及圈闭形成期研究的基础上,综合考虑下述划分方法予以确定的。

(1) 根据构造演化,圈闭形成期为油气藏的最早形成时期,即成藏期上限;

(2) 用油气藏饱和压力(或露点压力)确定油气藏的最终形成时期,为成藏期下限;

(3) 储层沥青反射率及包裹体均一温度代表了进油期。

### 2.1 塔河1号三叠系

根据古构造演化,塔河1号三叠系构造是印支-燕山期开始逐步形成的,特别是在燕山晚期,沿石炭系盐体形成了盐边差异压实正断层。同时在盐体的对面形成一系列反向的台阶状正断层,这些断裂对塔河1号低幅度构造的形成起着一定的作用。喜马拉雅晚期运动工区南部抬升,北部下倾,地层反转,最终形成了塔河1号三叠系局部构造。

原油地球化学分析表明,塔河1号下油组密度

较大,并检测出反映遭受氧化降解的25-降藿烷系列化合物<sup>[5]</sup>,表明塔河1号在燕山晚期就有一次油气运聚的成藏过程,由于圈闭幅度小,上覆地层薄,盖层封闭性能较差,轻组分易逸散,重质组分受到水洗氧化等降解作用的影响,形成了较重质的下油组油藏。饱和压力及包裹体研究表明,喜马拉雅中、晚期较高成熟度油气的充注,是塔河1号最主要的成藏期,这与该构造最终定型于喜马拉雅晚期也是一致的。

以上表明塔河1号油气藏的形成起始于燕山晚期,喜马拉雅期为主成藏期。

### 2.2 塔河2号三叠系

从古构造演化分析,侏罗纪沉积末期,三叠系T<sub>4</sub><sup>6s</sup>、T<sub>4</sub><sup>6z</sup>、T<sub>4</sub><sup>6x</sup>各层在艾协克北部地区形成古圈闭,基本以S46、S47井为高点,S23井也在T<sub>4</sub><sup>6x</sup>古闭合线之内,中、下油组的闭合幅度约为15m和35m。这些古圈闭在燕山期前后均具备油气成藏的条件,根据饱和压力(或露点压力)法计算,反映塔河2号成藏期始于燕山中、晚期。晚第三纪沉积末期的喜马拉雅晚期运动,南北地层反转,北部古圈闭逐渐消失,南部塔河2号圈闭定型。因此,塔河2号三叠系

油藏可能是二次聚集的产物。

### 2.3 塔河3号奥陶系

根据构造演化,海西晚期是塔河3号奥陶系圈闭形成的主要时期,油气藏应是在海西晚期及以后成藏的。

沙46、沙47、T301井奥陶系碳酸盐岩中包裹体均一温度主要集中在75~90℃和110~125℃两个

后的氧化降解过程。

因此,塔河3号区块奥陶系油气藏形成期较长,从海西晚期一起延续到喜马拉雅晚期,原油成熟度塔河3号稍高于塔河4号,也从另一方面证明其主成藏期晚于4号的成藏期<sup>[5]</sup>。

### 2.4 塔河4号奥陶系

区域构造演化表明海西晚期是该圈闭形成的主要时期。其时,海西早期形成的古岩溶储集体在下石炭统巴楚组泥岩沉积后,埋藏近千米,巴楚组泥岩已具有一定的封盖能力,是圈闭的主要形成期。

塔里木盆地重质油分布广泛<sup>[7]</sup>,主要属氧化降解型重质油。塔河4号氧化降解型重质油是埋藏较浅、受喜氧细菌破坏及水中氧气降解后的产物<sup>[4]</sup>。海西晚期时塔河4号这些条件均具备:埋藏小于1500m(1000m左右),地层温度小于60℃(40~50℃),适宜于喜氧细菌的活动;上覆巴楚组泥岩尚处于中成岩阶段初期,封盖能力尚差。这些条件使海西晚期成藏的正常油受到氧化降解,从而成为重质油。

印支-燕山期,奥陶系烃源岩持续供油,提供了以高成熟为主的油气的充注,这可从完整的正构烷烃分布明显看出。根据油藏饱和压力计算,塔河4号油气藏最终形成于燕山期也佐证了这一点。

综上所述,塔河油田油气藏的形成是起始于海西晚期延续至喜马拉雅期的持续过程,按构造期可分为海西晚期、燕山-喜马拉雅早期、喜马拉雅晚期3个阶段。海西晚期大规模的油气聚集与当时烃源岩处于生油高峰,油源特别丰富有关,而氧化降解是受海西晚期尚不完全封闭的保存条件影响,海西期后高成熟油气的充注则持续至今。

## 3 塔河油田不同地史阶段成藏要素的配置与油气的聚集

### 3.1 早期(海西期)主要成藏要素的配置与早期油气的聚集

#### 3.1.1 油源条件

油源研究表明,塔河油田无论是三叠系、石炭系

源量,具备了早期大规模成藏的物质基础。

#### 3.1.2 储集条件与储盖组合

塔河油田早期成藏的储集岩主要为下奥陶统古岩溶储集体,其储盖组合为下奥陶统古岩溶储集体+上覆石炭系巴楚组下泥质段泥岩盖层。

#### 3.1.3 圈闭类型

加里东运动以来,阿克库勒形成北东向大型鼻状隆起,海西早期隆起加剧,造成严重的地层剥蚀,中、上奥陶统、志留-泥盆系被剥蚀殆尽,下奥陶统遭强烈溶蚀,形成古风化壳岩溶缝洞型储集体,与上覆石炭系沉积形成区域削截关系<sup>[8]</sup>,由下奥陶统碳酸盐岩古岩溶储集体与下石炭统巴楚组下泥岩段构成地层岩性圈闭。

#### 3.1.4 运移条件

海西期满加尔坳陷寒武系-下奥陶统烃源岩生成的以原油为主的油气主要沿下奥陶统层面、裂隙和 $T_5^0$ 、 $T_7^0$ 不整合面向隆起高部位运移,当时断裂较发育,是纵向的运移通道。塔河油田3、4、6号及轮南1井均位于阿克库勒隆起的斜坡和高部位,是油气运移的指向区,有利于早期油气的聚集。

#### 3.1.5 保存条件

由于塔河油田下奥陶统上覆的下石炭统泥岩在海西晚期时尚处于早成岩期-中成岩期初期,封闭性能较差,加之海西晚期塔河油田北邻阿克库木一带长期暴露剥蚀,也直接影响了该期成藏油气的保存。轮南1井重质残留油藏及塔河油区奥陶系重质油藏都是该期遭受成藏并改造的。

#### 3.1.6 油气藏类型

主要为地层岩性圈闭的原生重质油藏。在塔河邻近保存条件较好的地区,也有可能存在被改造的志留系原生油藏。

### 3.2 晚期(海西期后)主要成藏要素的配置与晚期油气的聚集

#### 3.2.1 油源条件

海西期后寒武系-下奥陶统烃源岩持续供油,喜马拉雅晚期坳陷区形成以高-过成熟阶段为主的油气,隆起斜坡地带形成以成熟-高成熟油气为主的油气资源。塔河及邻近源区寒武系-下奥陶统烃源岩,可以形成  $34 \times 10^8 \text{t}$  油气资源量,虽然资源规模由于满加尔等坳陷主体部位主力烃源岩过成熟而减少,但整体上仍然具有大规模成藏的资源条件。

#### 3.2.2 储集条件与储盖组合

储集层主要是石炭系、中、新生界碎屑岩储层和下奥陶统碳酸盐岩古岩溶储集体。主要储盖组合有石炭系下统组合、三叠系中上统  $T_{\text{III}}$ 、 $T_{\text{IV}}$ 、 $T_{\text{IV}}$  3 个油组的组合及下奥陶统与下石炭统巴楚组下泥岩段的组合。

#### 3.2.3 圈闭类型

石炭系、中新生界以披覆背斜、盐边低幅度背斜等构造圈闭为主,下奥陶统为地层岩性圈闭。

#### 3.2.4 运移条件

燕山期-喜马拉雅期,斜坡、坳陷区奥陶系烃源岩持续生油,油气沿不整合面及古风化壳运移至下奥陶统古岩溶储集体,沿断裂运移至石炭系、三叠系及以上碎屑岩储层。

#### 3.2.5 保存条件

根据岩石封闭性能演化分析,下石炭统巴楚组下泥岩段泥岩盖层在印支-燕山早期进入中成岩期 ( $R_0$  为 0.4%), 封闭性能变好,在燕山晚期进入中成岩期成熟阶段 ( $R_0 > 0.6\%$ ), 封闭性能更好,同时,由于石炭系相对高压带的形成,早期封闭系统完全建立。三叠系及以上层位的油气主要靠断裂垂向运移。吉迪克组泥岩在上新世以后进入中成岩期,开始具备封闭能力,并逐渐向好的方向发展,吉迪克组区域盖层的形成使晚期区域性封闭系统建立。

#### 3.2.6 油气藏类型

晚期为保存条件较好至好的原生、次生型正常-轻质-凝析油气藏;早期重质油藏由于中晚期轻质油气不同程度充注改造,原油性质具有双重特征。

## 4 塔河油田及邻区油气藏成藏机制

根据以上研究,初步认为塔河油田及邻区油气藏成藏机制主要可以归纳如下几个方面。

### 4.1 长期供油与多期成藏

研究表明,塔河油田烃源岩主要为奥陶系。坳陷区的寒武系-下奥陶统在加里东末期就已进入生油阶段,开始具备了成藏的油源条件,海西期时塔河油田邻近地区烃源岩先后进入生油高峰期,油气资源十分丰富,具备了形成大型油气田群的油源条件。海西期以来直至喜马拉雅期,塔里木盆地在低古地温背景下,深埋的下古生界长期生油、持续供油,为塔河油田多期成藏及成藏油气的叠加、复合改造提供了物质条件,这也是塔河油田油气性质多样的根本原因。

### 4.2 长期的古斜坡与多期油气聚集

塔河油田及邻近地区自加里东运动以来,一直处于塔北古隆起的南斜坡,在南、东、西 3 个方向分别面对满加尔、草湖、哈拉哈塘等不同规模、不同成熟演化的烃源区,始终都是古生界海相油气向塔北古隆起运移的必经之地,由于古斜坡发育多种类型的圈闭,因此,在不同地史时期,都成为有利的油气聚集区带,这也是塔河油田形成大规模油气聚集及多期成藏的重要条件。

### 4.3 多层位有效储盖组合与多期成藏

塔河油田奥陶系、石炭系、三叠系 3 大套储层及各自的储盖组合,在形成时间上的先后与空间分布上的差异,是塔河油田多期成藏及成藏期后油气性质变化丰富多彩的重要原因之一。如下奥陶统岩溶储集体及初始封闭系统的形成出现于海西晚期,就为早期油藏的形成提供了储集空间与聚集保存条件;三叠系有效储盖组合则要在白垩-第三系沉积覆盖以后,只能是晚期油气聚集的场所;而石炭系虽以晚期油气为主,但还可以接受早期油气藏再分配的油气而出现更复杂的油气面貌。显然,多期、多层位有效储盖组合为多期成藏创造了条件,这也是塔河油田油气成藏的重要机制之一。

### 4.4 成藏封闭系统的演化与油气的保存、破坏与改造

塔河油田成藏封闭系统经历了多期的建立-破坏-重建,对应的成藏油气则经受了破坏、改造、叠合等后生作用的影响,油气面貌复杂多变,从区域上看,主要经历了以下变化:

(1) 加里东晚期-海西早期先封闭后开放系统的形成,油气的破坏(哈 1 井志留系沥青砂岩);

(2) 海西晚期-燕山期早期半封闭-封闭系统的形成,油气的成藏及改造(轮南 1 井重质油藏、塔

河奥陶系重质油藏);

(3) 燕山-喜马拉雅早期区域性封闭系统的重建, 正常-高成熟油气的聚集(塔河奥陶系油藏的充注)。

(4) 喜马拉雅晚期区域性封闭系统最终定型, 形成高至过成熟油气的聚集(塔河 1 号等凝析气藏)。

因此, 早期封闭系统的形成与破坏, 为寻找重质海相原油藏指明了方向; 晚期封闭系统的重建, 为寻找次生、原生轻质油气藏及天然气指明了勘探方向。

#### 参考文献:

[1] 康玉柱. 中国塔里木盆地石油地质文集[M]. 北京: 地质出版社. 1996.

- [2] 康玉柱. 塔里木盆地油气藏(田)特征[J]. 石油实验地质, 2000, 22(2): 115- 120.
- [3] 范小林, 邱蕴玉, 鲍新毅. 塔里木盆地轮南-阿克库勒地区地质结构及油气成藏与勘探目标关系[J]. 石油实验地质, 1999, 21(2): 132- 135.
- [4] Jacobu H. 天然固体石油沥青(运移沥青)的分类、结构、成因和定用价值[J]. 石油地质与实验, 1991(4).
- [5] 中国石化新星石油公司实验地质研究院, 中国石化新星石油公司西北石油局规划设计研究院. 塔河油区油气源研究[R]. 2000. 6.
- [6] 郭仁炳. 塔里木盆地北部两类油气藏成藏问题初探[A]. 康玉柱, 陆青, 塔里木盆地油气勘查文集[C]. 乌鲁木齐: 新疆人民出版社. 香港: 香港文化教育出版社. 1994.
- [7] 饶丹, 刘毅. 塔里木盆地重质原油形成过程中轻组分损失量估算[J]. 石油实验地质, 1999, 21(4): 364- 368.
- [8] 陈荣林. 论塔里木盆地非背斜油气成藏条件[J]. 石油实验地质, 2000, 22(3): 216- 219.

## FORMING MECHANISM OF HYDROCARBON POOLS IN TAHE OILFIELD OF THE NORTHERN TARIM BASIN

GU Yi

(Wuxi Research Institute of Experimental Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

**Abstract:** On basis of studies of reservoir bitumen, liquid inclusion, saturation pressure/bubble point pressure of hydrocarbon pools, there are 4 stages of formation of hydrocarbon pools in Tahe Oilfield and its adjacent: (1) the destruction of pools was occurred in the Early Hercynian, pool-forming and modification in the Late Hercynian, formation of oil pools in the Yanshanian- Early Himalayan, and formation of light oil and gas pools in the Late Himalayan. The forming mechanism of hydrocarbon pools of the Tahe Oilfield can be superimposition, combination and modification of pools in the Tahe Oilfield were supported by the continuous supply of oil and gas from the Lower Paleozoic source rocks since the Hercynian; (2) the Tahe area was long located in a slope, where was the only way of hydrocarbon migration and provided basic condition for large scale of accumulation and multiple pool-forming; (3) efficient combination of reservoirs and seals in various level and the difference of hydrocarbon distribution in time and space resulted in multiple pool-forming and changes of oil and gas properties after pools were formed; (4) evolution of sealing system of pools played very important role in hydrocarbon preservation, destruction and modification. The formation and destruction of early sealing system provided clues for discovery of marine heavy primary oil reservoirs; and reconstruction of late sealing system was important factors for preservation of secondary and primary light oil reservoirs and especially gas reservoirs.

**Key words:** Tarim Basin; Tahe Oilfield; hydrocarbon reservoirs; pooling forming period; pool-forming mechanism