

塔里木盆地塔河油田下奥陶统 油藏特征及成藏条件分析

王敦则^{1,2}, 黎玉战³, 俞仁连⁴

(1. 中国地质大学 能源系, 北京 100083; 2. 中国石油化工集团公司 油田管理部, 北京 100029;
3. 中国石化 新星石油公司, 北京 100083; 4. 中国石化 新星西北分公司, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 地质综合研究和勘探实践表明, 塔河油田是在长期发育的古隆起基础上形成的下奥陶统碳酸盐岩岩溶- 缝洞型大型油气田。该油田主力产层下奥陶统碳酸盐岩发育孔、洞、缝 3 类储集空间, 组成裂缝型、孔洞- 裂缝型、裂缝- 孔洞型和生物礁(滩) 相孔隙型 4 类储层。长期生烃、多期构造运动和多期岩溶作用使塔河油田不同区块原油性质有一定差异。下奥陶统油气聚集成藏主要受阿克库勒凸起、碳酸盐岩溶蚀孔洞缝发育程度和石炭系巴楚组泥岩覆盖等多种因素综合控制。

关键词: 成藏条件; 油藏特征; 下奥陶统; 塔河油田; 塔里木盆地

中图分类号: TE122. 1

文献标识码: A

塔河油田位于新疆维吾尔自治区轮台县和库车县境内, 构造上位于塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起南部。该区沉积地层发育齐全, 自下而上有震旦系、寒武系、奥陶系、志留系、石炭系、二叠系、三叠系、侏罗系、白垩系、第三系和第四系。

塔河地区的油气勘探始于 20 世纪 80 年代末期, 截止 2002 年底, 新星公司在该区完成二维地震 12 120km, 测网密度为 1 × 1km ~ 1 × 2km, 三维地震 3 000km², 以奥陶系为主要勘探目的层实施勘探井 78 口, 其中 55 口井钻获工业油气流。

经过多年研究和勘探实践, 勘探家们逐渐认识到, 塔里木克拉通盆地找油的正确思路是: 逼近主力烃源岩, 以大型古隆起、古斜坡为勘探目标, 靠近大型断裂、大型不整合面, 寻找大型原生气藏^[1]。1996 年和 1997 年分别在艾协克(现称为塔河油田 3 区) 和艾协克西构造(现称为塔河油田 4 区) 实施了沙 46 和沙 48 两口探井, 在下奥陶统试获日产油 212. 54m³、天然气 14 × 10⁴m³ 和油 570 m³、天然气 1. 5 × 10⁴m³, 发现了塔河油田下奥陶统油藏。随着勘探工作的深入, 逐步查清了塔河油田纵向上是以奥陶系、石炭系、三叠系 3 套含油层系叠合, 平面上是以下奥陶统大型古岩溶圈闭整体含油为特征的大型油田。

截止 2002 年底, 塔河油田下奥陶统油藏获探明

储量石油 2 0919 × 10⁴t, 天然气 168. 83 × 10⁸m³, 叠合含油面积 264. 3km²。根据勘探和开发工作进展, 塔河油田划分为 1 区、2 区、3 区、4 区、6 区和塔河南平台等区块(见图 1), 其中塔河油田 3 区、4 区和 6 区下奥陶统拥有探明油气储量, 1 区、2 区和塔河南平台等区块下奥陶统已获重要发现和突破。

1 下奥陶统油藏特征

1.1 储集层特征

塔河地区下奥陶统储集层为鹰山组 and 一间房组, 其中鹰山组主要为亮晶颗粒灰岩、微晶颗粒灰岩、含颗粒微晶灰岩、微晶灰岩、藻粘结灰岩、云灰岩和岩溶岩等 7 类。一间房组为中-粗粒砂屑灰岩、生物碎屑灰岩。储集空间包括孔隙、溶孔(洞) 和裂缝 3 种。

孔隙一般在 0. 01~ 0. 2mm 之间, 包括晶间孔、晶间溶孔、粒间孔、粒间溶孔等。根据塔河地区 3 229 块小岩样分析, 孔隙度一般为 0. 01% ~ 8. 5%, 平均为 0. 76%, 小于 1% 的占 77. 0%; 渗透率一般为 0. 001 × 10⁻³ ~ 5 052 × 10⁻³ μm², 平均为 259 × 10⁻³ μm², 小于 1 × 10⁻³ μm² 的占 93. 0%。

溶孔分为溶蚀孔洞和大型洞穴 2 类。溶蚀孔洞在取心井段可以观察到, 一般在 5~ 100mm 之间,

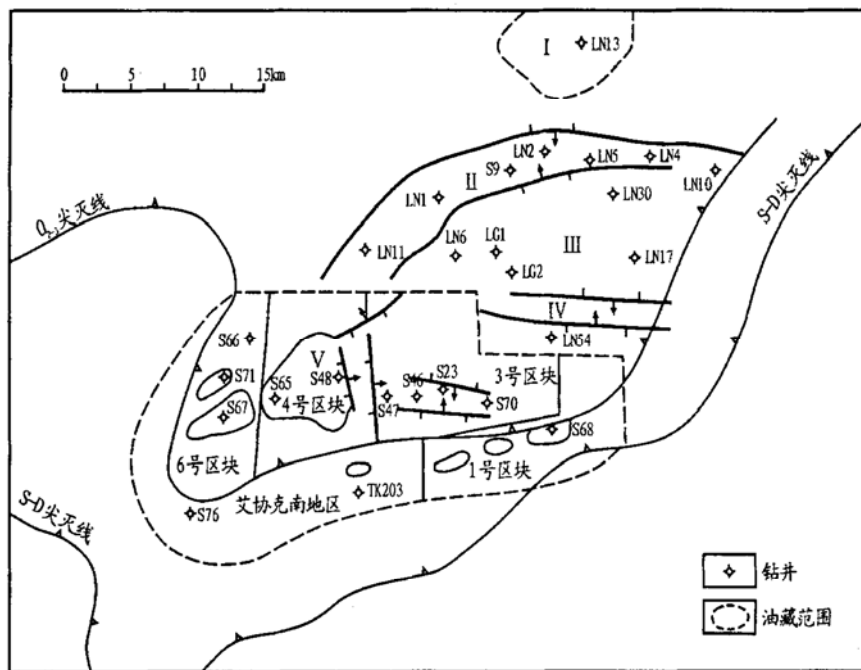


图 1 阿克库勒凸起构造单元划分及塔河油田奥陶系油藏位置图

iv. 阿克墩构造带; ③ 阿克库木断裂带; ④ 中部斜坡带; ⑤ 阿克库勒断裂带; ⑥ 南部斜坡带

Fig. 1 Sketch map showing the structures of the Akekule Uplift and the position of the Ordovician reservoirs in Tahe oilfield

该区 T301、T302、T402 等多口井取心井段溶蚀孔洞多为方解石、泥质充填, 部分半充填并见原油充填的现象。大型洞穴是指大于 100mm 的溶洞, 是该区下奥陶统主要的储集空间, 可以通过洞穴角砾岩、地下暗河沉积物、钻具放空、泥浆漏失和测井资料等多种方法判断, 塔河地区沙 48、沙 60 等多口井发生钻具放空和泥浆大量漏失现象(见表 1), 测试均获工业油气流。裂缝是该区最常见的储集空间和渗流通道,

分为构造裂缝、构造溶缝和压溶缝。根据岩心统计, 以高角度裂缝为主, 其中立缝占 54.92%, 斜缝占 40.6%, 缝宽大于 1mm 的裂缝占 6.03%, 0.1~1.0mm 之间的裂缝占 23.5%, 小于 0.1mm 的裂缝占 70.47%。

塔河地区下奥陶统碳酸盐岩孔、洞、缝 3 种储集空间以不同的组合方式构成了裂缝型、孔洞-裂缝型、裂缝-孔洞型和生物礁(滩)相孔隙型 4 类储层。

表 1 塔河油田下奥陶统油藏钻井放空、泥浆漏失数据表

Table 1 Data of mud leakage and drilling blow-down in the Lower Ordovician reservoir of Tahe oilfield

油区	井号	井段/m	放空/m	泥浆漏失/m ³	距下奥陶统风化面深度/m
1区	沙60	5 527.34~ 5 542.95		1 064.1	94.34
2区	TK203	5 649~ 5 651.24	2.14		169.0
3区	沙47	5 367.75~ 5 372.75	0.5	1 345.7	11.25
	T301	5 545.66~ 5 557.21	1.2	1 000	188.16
	T302	5 524~ 5 682		439.9	146.5
	TK309	5 430~ 5 440		90	45.5
	沙77	5 464.76		28	
	沙61	5 565.9~ 5 701.5	1.29	130	196.9
4区	沙48	5 364.24~ 5 370	1.56	2 318	1.24
	T401	5 367		103.7	8.5
	T402	5 549~ 5 587	940.6	190.5	190.5
	TK412	5 381		238	0
	TK424	5 536~ 5 537.16	1.16		82.8
	TK427	5 563~ 5 600		1 343	140.5
	T433	5 608.67		147.7	116.67

程度较差。主要发育在塔河油田 3 区, 沙 47 井

程度较差。主要发育在塔河油田 3 区, 沙 47 井

5 435~ 5 469m 取心井段见高角度裂缝,并被原油充填。此类储层油气产出特点是,初产量一般较高,但产量递减较快。

孔洞-裂缝型储层,储集空间以溶蚀孔洞和裂缝为主,大型洞穴不发育,主要分布在塔河 4 区较低部位。T401 井 5 367.5~ 5 376.6m 取心井段,溶蚀小孔洞、缝合线和构造裂缝均较发育,部分孔、洞、缝为泥质充填,裂缝平均孔隙度为 3.69%,孔洞平均孔隙度为 2.67%。该类储层油气产出特点是,初产量较高一高,产量较稳定。

裂缝-孔洞型,储集空间主要为溶蚀孔洞和裂缝,并以大型洞穴为特征,钻井过程中常出现钻具放空、泥浆大量漏失等现象。该类储层主要分布在塔河油田 3、4、6 区残丘高部位。沙 47 井在 5 368~ 5 373m 井段钻具放空 0.15m,平均孔洞孔隙度为 14.79%。沙 48 井在 5 364.24~ 5 370m 井段钻具放空 1.56m,累计漏失泥浆 2 318m³,该井自 1997 年 10 月试采以来,截止 2000 年底,累计生产原油 52.18 × 10⁴t,平均日产 455t,成为塔里木盆地下奥陶统碳酸盐岩油气井中日产量最高、累计产油最多、稳产时间最长的一口“王牌井”。由于该类储集体溶蚀较大,多数井高产稳产。

生物礁(滩)相孔隙型,以粒间孔为主并有溶蚀现象,岩性为生物颗粒灰岩和藻粘结灰岩。塔河油田南部中一上奥陶统覆盖区下奥陶统一间房组发育生物礁(滩)相灰岩,北部 3、4、6 区尚未揭示此类储集岩体^[2-4]。沙 76 井 5 590.4~ 5 595.28m 井段,孔隙度在 3.1%~ 6.7% 之间,平均为 4.84%,渗透率在 0.03 × 10⁻³~ 0.67 × 10⁻³ μm² 之间,平均为 0.19 × 10⁻³ μm²,完钻后测试获工业油流。

1.2 油气分布特点

根据三维地震解释成果,塔河地区下奥陶统发育艾协克、艾协克西和牧场北 3 个较大的潜丘,其上分布着 43 个局部残丘,闭合幅度在 15~ 60m 之间,面积在 0.2~ 5.73km² 之间。根据塔河地区钻井、录井、测井和测试等资料,3、4、6 区油柱高度分别为 330m、282m 和 300m,即油柱高度远大于局部残丘的幅度(表 2)。可见,塔河地区下奥陶统油气分布与潜丘的局部高点关系不明显,主要受阿克库勒凸起构造背景、下奥陶统碳酸盐岩溶蚀孔洞缝储集体发育程度和石炭系巴楚组泥岩盖层分布等多种因素综合控制^[2],其中受岩溶储集体发育程度的控制尤为明显。然而到目前为止,对该区岩溶作用和岩溶储集体发育(分布)规律的研究和认识还很肤浅。

1.3 流体性质

1.3.1 原油性质

塔河油田不同区块下奥陶统油藏原油性质差别较大,总体来看,从东南向西北(1 区—3 区—4 区—6 区),原油密度、粘度、凝固点和燃点逐渐增大,原油性质逐渐变差(表 3)。

塔河油田 3 区纵向上原油性质有一定的差异,原油密度与深度有较好的线性关系,构造高部位沙 47 井为 0.818 6g/cm³,构造低部位 T301 井为 0.849 8g/cm³,存在重力分异现象。4 区和 6 区原油性质差别不大,纵向上变化也较小。

1.3.2 天然气性质

塔河油田下奥陶统油藏不同区块天然气组分也有明显的差异(表 4)。总体来看,从东南向西北(1 区—2 区—3 区—4 区—6 区),甲烷含量逐渐减少,重烃含量逐渐增加,天然气相对密度逐渐增高。

表 2 塔河油田下奥陶统顶面残丘要素与含油气层段高度关系

Table 2 Relationship between the top monadnock elements and the height of petroleum bearing beds in the Lower Ordovician strata of Tahe oilfield

油区	下奥陶统高点埋深/m	计算油底/m	油柱高度/m	残丘数量	残丘幅度/m	残丘面积/km ²
3 区	5 310	5 640	330	10	15~ 35	0.24~ 1.3
4 区	5 320	5 602	282	23	15~ 55	0.2~ 3.02
6 区	5 420	5 720	300	10	15~ 60	0.24~ 5.73

表 3 塔河油田下奥陶统油藏原油性质

Table 3 Oil characters in the Lower Ordovician reservoirs of Tahe oilfield

油区	密度/(g/cm ³)	粘度/(mPa·s)	凝固点/℃	燃点/℃	含硫/%	含蜡/%	初馏点/℃	总馏量/%
1 区	0.825 5	6.04			0.64	7.86		
3 区	0.831 9	16.33	- 5.26	28.79	0.86	5.01	63.81	50.67
4 区	0.960	971.0	1.10	80.0	2.52	3.06	75.45	24.85
6 区	0.960 5	1 417.6	4.30	82.0	2.50	2.90	75.0	23.70

表4 塔河油田下奥陶统油藏天然气性质

Table 4 Gas characteristics in the Lower Ordovician reservoirs of Tahe oilfield

油区	C ₁ /%	C ₂ /%	C ₃ /%	iC ₄ /%	nC ₄ /%	iC ₅ /%	nC ₅ /%	N ₂ /%	CO ₂ /%	相对密度
1区	92.23	2.83	1.13	0.31	0.60	0.26	0.35			
2区	88.69	4.13	1.56	0.27	0.53	0.155	0.21			
3区	83.6	6.28	3.57	0.78	1.43	0.44	0.52	2.12	1.20	0.69
4区	77.89	7.26	4.69	0.83	1.62	0.43	0.51	4.41	2.36	0.727
6区	72.09	8.64	6.30	1.14	2.29	0.61	0.73	5.38	2.14	0.784

1.3.3 油田水性质

塔河油田油田水为CaCl₂型,呈弱酸性^[5]。矿化度和密度变化较小,从3区—4区—6区,地层水pH值、矿化度和密度有逐渐增大的趋势。总体来看,塔河油田下奥陶统油藏处于一个较封闭的地下水动力环境。

1.4 油藏温度和压力特征

塔河油田下奥陶统属于低温正常压力系统油藏。其中3区原始地层压力为59.03MPa(5450m),地层压力系数为1.098,地层温度为125℃。4区原始地层压力为59.83MPa(5450m),地层压力系数为1.098,地层温度为125℃。6区原始地层压力为61.26MPa(5600m),地层压力系数为1.10,地层温度为128℃。

1.5 油藏类型

根据高压物性资料,3区高部位沙47井饱和压力为54.56MPa,气油比为841,体积系数为3.35,压缩系数为1.435,地下原油密度为0.799 g/cm³,属于凝析气藏。低部位T302井饱和压力为59.67MPa,气油比为726,体积系数为2.6998,地下原油密度为0.834 g/cm³,属于轻质油藏。因此,塔河油田3区下奥陶统油藏属于带凝析气顶的饱和油藏。

4区饱和压力为19.63MPa,气油比为60,体积系数为1.1735,压缩系数为10.75,地下原油密度为0.962 g/cm³,属于欠饱和重质油藏。6区饱和压力为15.70MPa,气油比44,体积系数为1.1318,压缩系数为9.94,地下原油密度为0.972 g/cm³,属于欠饱和重质油藏。

2 下奥陶统油藏成藏条件

2.1 丰富的油气资源为阿克库勒凸起油气聚集成藏提供了雄厚的物质基础

阿克库勒凸起临近满加尔生烃坳陷,主要烃源岩为寒武系、奥陶系,以斜坡和欠补偿盆地相暗色富含有机质碳酸盐岩为主,黑色泥岩次之。满加尔坳陷烃源岩厚度一般为800~1200m;阿克库勒凸起

寒武—奥陶系碳酸盐岩台地相烃源岩厚度一般为600~800m。

根据阿克库勒凸起地球化学分析资料,寒武系碳酸盐岩有机碳平均1.05%,氯仿沥青“A”平均为271mg/kg;泥岩有机碳平均为2.50%,氯仿沥青“A”平均为560mg/kg;奥陶系有机碳平均为0.16%,氯仿沥青“A”平均为282mg/kg,均是较好的生烃源岩。推测尚未上钻揭示的满加尔坳陷沉积中心寒武系、奥陶系具有更强的生油能力。

根据塔里木盆地新一轮油气资源评价结果,阿克库勒凸起油气生成、运移、聚集成藏主要发生在海西晚期和喜马拉雅期,油气总资源量为20.2×10⁸t油当量,其中海西晚期生成并聚集的石油为8×10⁸t,天然气为2×10⁸t油当量。喜马拉雅期提供的油气资源石油3.9×10⁸t,天然气6.3×10⁸t油当量。

丰富的油气资源为阿克库勒凸起油气聚集成大型油田提供了充足的物质基础。

2.2 长期发育的大型鼻状凸起为油气聚集提供了巨大的储集空间

早奥陶世末的加里东中期运动,阿克库勒凸起形成向北抬升、向南倾没的鼻状凸起雏形,并遭受了裸露剥蚀和一定规模的岩溶作用。泥盆纪末的海西早期运动,受区域挤压应力作用,阿克库勒鼻状凸起抬升,造成沉积间断和剥蚀,大部分地区缺失志留系、泥盆系和中上奥陶统,下奥陶统也遭受了不同程度的剥蚀,受长期风化淋滤作用,下奥陶统碳酸盐岩溶蚀作用非常强烈。早石炭世,该区沉积了一套以砂泥岩为主夹灰岩的海陆交互相地层,分布稳定的巴楚组泥岩成为下奥陶统良好区域性盖层。晚海西期,阿克库勒凸起再次抬升,二叠系和上石炭统遭受剥蚀,下石炭统亦遭受不同程度的剥蚀。喜山期阿克库勒凸起定型。

阿克库勒凸起以T50和T70地震反射界面,即2个大的角度不整合面为界,形成上、中、下3层不同构造的构造层。T70反射界面以下为古生界奥陶系大型地层不整合—古岩溶型圈闭,呈北东—南西向展布,以T74等深图上5900m等深线形成圈闭,

圈闭幅度 800~ 900m, 面积约 3 000km²。受轮南(阿克库木)断垒带的分割及上覆巴楚组盖层分布控制, 圈闭分成南北两部分, 北部为于奇古岩溶型圈闭, 上覆为三叠系泥岩盖层; 南部为塔河奥陶系大型地层不整合- 古岩溶型圈闭, 其上为巴楚组泥岩封盖, 北侧受轮南断垒带形成的承压水系统与古油藏破坏形成的沥青、稠油封堵, 东、西、南三面倾伏。该圈闭下奥陶统顶面岩溶地貌特征明显, 发育近东西向展布的艾协克(塔河 3 号)和艾协克西(塔河 4 号)及北东向展布的牧场北(塔河 6 号)等 3 个较大型潜丘和 40 多个局部残丘, 其间为溶蚀冲沟分隔。

塔河地区奥陶系大型地层不整合- 古岩溶型圈闭为油气聚集提供了巨大的储集空间。

2.3 多组断裂、裂缝发育为岩溶作用创造了条件, 形成了孔、洞、缝网络状储集体

该区奥陶系断裂比较发育, 据统计, 塔河地区发育约 200 条断层, 其中延伸长度大于 1km 的有 73 条。平面上以北西向、近南北向、近东西向和北东向 4 组断裂为主, 大多数断层为高角度逆冲断层, 向上终止于石炭系巴楚组泥岩, 少数向上终止于三叠系。中- 上奥陶统剥蚀线附近及其以南地区断裂较少。

根据岩心观察和成像测井资料综合分析, 塔河地区裂缝非常发育, 以高角度裂缝为主, 主要发育在塔河油田 3、4、6 区高部位和较大规模断裂附近地区, 并见裂缝相互切割的现象。大致划分为北东向、近东西向和近南北向 3 组。

不同时期、不同方向的断裂和裂缝在空间上组成了复杂的网络状断裂系统, 对岩溶的发育起重要的控制作用。早期形成的断裂和裂缝增加了地表水和地下水与碳酸盐岩的接触面积和溶蚀范围, 增强了碳酸盐岩的渗流作用和溶蚀作用, 随着岩溶作用的继续, 逐渐形成岩溶孔洞和大型洞穴。钻井和岩心表明断裂和裂缝发育带岩溶作用比较强烈, 钻具放空和泥浆漏失的现象更为明显和普遍, 如塔河油田沙 48、沙 47、沙 74 等多口井发生大量泥浆漏失。

综上所述, 塔河地区下奥陶统断裂和裂缝在空间上相互切割、交错, 形成了空间上孔、洞、缝相连的复杂的网络储集体(图 2)。根据钻井和地震资料, 下奥陶统储集体主要发育在风化面之下 250m 范围内, 局部残丘、岩溶缓坡区、断裂附近和断裂交汇处及中- 上奥陶统剥蚀尖灭线附近等地区是岩溶孔洞储集体发育的有利地带。

2.4 区域性盖层为油气聚集和保存提供了保障

塔河地区石炭系巴楚组属于半封闭台地相沉积, 该组上部为双峰灰岩, 下部为下泥岩段, 厚度在 30.0~ 136.0m 之间, 其中双峰灰岩全区稳定在 20m 左右(表 5)。

根据岩心观察, 巴楚组泥岩和灰岩十分致密, 双峰灰岩中裂缝多被石膏充填, 孔渗条件极差。根据沙 23 井下泥岩段泥岩微孔隙结构分析, 孔隙中值半径平均为 3.6 μ m, 其中 0.8~ 3.2 μ m 的微孔隙占 46%, 突破压力为 10.88MPa, 封盖性能很强, 是塔

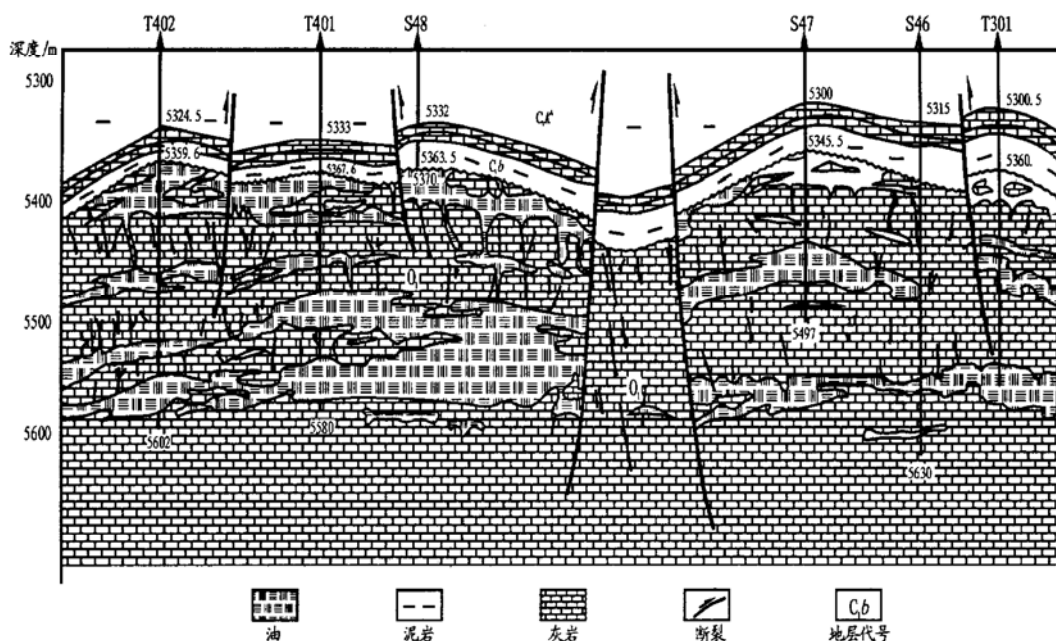


图 2 塔河油田 3、4 号区块奥陶系油气藏东西向剖面示意图

Fig. 2 The east-west profile of the Ordovician petroleum reservoir in blocks No. 3 and No. 4 of Tahe oilfield

表5 塔河油田石炭系双峰灰岩和下泥岩段厚度
Table 5 Thickness of the lower shale strata in the Bachu Formation and the Shuangfeng limestone in the Carboniferous for Tahe oilfield

区块	双峰灰岩/m	下泥岩段/m	双峰灰岩+下泥岩段/m
3区	18.5~23.0	22.5~55.0	45.5~76.0
4区	19.0~22.5	9.0~49.5	30.0~68.5
6区	9.5~20.0	16.5~118.5	35.0~136.5
南平台	13.5~20.0	35.0~100.5	56.5~119.0

河地区下奥陶统区域性盖层。

另外,下奥陶统碳酸盐岩储集体周围的致密灰岩可以形成局部盖层。塔河南部地区厚度较大的中上奥陶统致密灰岩覆盖可以形成又一套良好的区域性盖层。

2.5 长期生烃和多期构造运动造就了现今复杂的油气聚集条件

如前所述,塔河油田下奥陶统油藏不同区块油气性质差异明显,总体来看,自西向东,原油性质逐渐变好。研究表明,油气分布复杂的现状是该区烃源岩长期演化、多期油气聚集成藏和后期改造及储集体分隔等多种因素综合影响的结果。

根据塔河油田5口井高压物性资料分析,塔河4区形成于海西晚期、塔河3区下奥陶统顶部凝析气藏形成于喜马拉雅晚期(表6)。

塔里木盆地在地史时期长期处于低地温条件(地温梯度为 $2.18\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{m}$),这在中国大型含油盆地中是独一无二的。根据区域构造和烃源岩演化,加里东末期—海西早期,满加尔坳陷寒武—奥陶系烃源岩已进入生油阶段,受区域挤压作用阿克库勒鼻状凸起抬升,至海西早期进一步加强,大部分地区志留系、泥盆系剥蚀殆尽,中—上奥陶统和部分地区下奥陶统也遭受不同程度的剥蚀,长期风化和地表水淋滤作用形成大量溶蚀孔洞,早期油气聚集形成的油气藏遭到一定程度的破坏。塔河3区裂缝内方解石中水溶液包裹体,均一温度在 $46.5\sim 55.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间,形成于加里东晚期—海西早期。塔河4区、6区下

奥陶统碳酸盐岩裂缝中普遍见到的沥青残余充填物是成藏后破坏的直接标志。

海西晚期,满加尔坳陷烃源岩进入生油高峰,油气大规模向阿克库勒凸起地区运移聚集。此时,阿克库勒凸起再次抬升,二叠系和上石炭统遭受剥蚀,北部于奇地区下奥陶统直接暴露于地表,其上为三叠系覆盖,保存条件较差,该区实施的LN13、LN20、LN21等勘探井测试均获水。南部塔河地区3、4、6区石炭系也遭受一定程度剥蚀,造成油气藏内轻质组分逸散。同时,受北部剥蚀区地表水系渗滤侵入影响,塔河地区油气藏遭受水洗氧化,形成了原油性质较差的重质油藏,目前发现的塔河4、6区重质油藏就是海西晚期形成的。塔河3区裂缝、洞穴内方解石中烃包裹体,一般呈不规则状,棕黄—浅黄色,均一温度在 $53.9\sim 77.0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间;塔河4、6区含烃包裹体为褐色液烃及黑色沥青,均一温度为 $73\sim 83\text{ }^{\circ}\text{C}$,均形成于海西晚期。

燕山—喜山期,满加尔坳陷烃源岩进入轻质油及凝析气为主的生烃阶段,早期形成的部分大型洞穴受上覆地层压实和挤压作用造成垮塌并被泥质充填,受地下潜水的溶蚀改造,形成相互分割的复杂网络储集体。油气沿奥陶系不整合面运移至塔河南部斜坡地区,形成轻质油藏、凝析气藏,如塔河1区,或对早期形成的油藏进行充注,并在重力分异作用下,形成带凝析气顶的油藏,如塔河3区。塔河3区裂缝内方解石中烃包裹体,呈不规则形状,浅黄色,均一温度在 $73.3\sim 104.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ 。塔河4、6区含烃包裹体以褐黄色液烃包体为主,均一温度为 $92\sim 102\text{ }^{\circ}\text{C}$,均形成于燕山晚期。

喜马拉雅晚期,满加尔坳陷油源区演化程度更高,处于干气阶段,在塔河南部局部地区形成气藏。塔河3区,裂缝内方解石中烃包裹体,规则和不规则均有,浅褐—浅黄色,均一温度在 $101.5\sim 127.8\text{ }^{\circ}\text{C}$ 之间,形成于喜马拉雅晚期。

综上所述,塔河油田奥陶系油藏4、6区主要成藏期为海西晚期,以油为主;3区为多期油气聚集,

表6 塔河油田下奥陶统油藏的成藏期

Table 6 Petroleum pool-forming time of the Lower Ordovician reservoirs of Tahe oilfield

区块	井号	油藏埋深/m	流体性质	地层压力/MPa	饱和压力/MPa	成藏时油藏埋深/m	推测成藏期
3区	沙47	5 344~5 369.5	凝析气	58.55	54.56	5 005	喜马拉雅晚期
4区	沙48	5 357.44~5 364.26	原油	58.75	20.20	1 845	海西晚期
4区	沙65	5 460~5 520.0	原油	59.28	14.25	1 319	海西晚期
4区	TK404	5 416~5 432	原油	58.51	19.55	1 810	海西晚期
4区	TK407	5 383.81~5 480	原油	59.41	19.82	1 835	海西晚期

海西晚期形成的油与燕山期、喜马拉雅期生成的凝析气共存;塔河1区及南部平台地区,主要聚集喜马拉雅期生成的凝析气。

3 结论

a) 塔河油田下奥陶统碳酸盐岩油藏储集空间包括孔隙、溶孔和裂缝,其中大型洞穴是最重要的储集空间。

b) 丰富的油源条件、长期发育的大型鼻状古隆起、广泛发育的溶蚀孔洞缝储集体和分布稳定的区域性盖层是塔河地区油气聚集形成大油田的主要因素。

c) 长期生烃、多期岩溶作用和多期构造运动形成了塔河地区油气分布复杂的现状,不同区块原油性质差异明显,从东向西原油性质逐渐变差。

d) 塔河地区下奥陶统油气分布主要受阿克库勒凸起、下奥陶统碳酸盐岩溶蚀孔洞缝储集体发育程度和巴楚组泥岩盖层分布等多种因素综合控制,与

潜丘的局部高点关系不明显。

致谢:中国石化新星石油勘探开发公司副总经理周玉琦教授、副总经理侯鸿斌教授,新星公司西北石油局总工程师翟晓先教授审阅了本文,并提出了具体修改意见。文中有关数据和基础资料引自蒋泰然、张希明、林忠民、闫相宾、李国蓉等专家的多份研究报告,在此一并致谢。

参考文献:

- [1] 周玉琦,黎玉战,侯鸿斌.塔里木盆地塔河油田的勘探实践与认识[J].石油实验地质,2001,23(4):363-367.
- [2] 翟晓先,俞仁连,何发歧,等.塔河地区奥陶系一间房组微裂隙颗粒灰岩储集体的发现与勘探意义[J].石油实验地质,2002,24(5):398.
- [3] 顾忆.塔里木盆地北部塔河油田油气藏成藏机制[J].石油实验地质,2000,22(4):307-312.
- [4] 刘文,李永宏,张涛,等.塔河油田奥陶系碳酸盐岩沉积相及地层学研究[J].石油实验地质,2002,24(2):104-109.
- [5] 蔡立国,钱一雄,刘光祥,等.塔河油田及邻区地层水成因探讨[J].石油实验地质,2002,24(1):57-60.

CHARACTERISTICS AND POOL-FORMING CONDITIONS OF THE LOWER ORDOVICIAN RESERVOIRS IN TAHE OILFIELD, THE TARIM BASIN

WANG Durze^{1,2}, LI Yuzhan³, YU Renlian⁴

- (1. Department of Energy Geology, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;
2. Oilfields Management Department, China Petrochemical Corporation, Beijing 100029, China;
3. Star Petroleum Company, SINOPEC, Beijing 100083, China;
4. Branch Company of Northwest Oilfield, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The integral geological study and petroleum exploration indicated that Tahe oilfield formed on the basis of long-developed paleo-uplift was a large scale one which consisted of karst-fracture reservoirs of the Lower Ordovician carbonate rocks. Karst holes, cracks and pores developed in the Lower Ordovician carbonate rock constitute four types of oil and gas reservoirs, including crack type, pore-crack type, crack-pore type and reef type. Long lasting generation of hydrocarbon, multiphase tectonic movement and multistage karstification resulted in quite different oil characteristics in different part of the oilfield. Petroleum accumulation and pool forming were controlled by the Akekule Uplift, development level of karst-fracture in carbonate rocks and distribution of mudstones of the Carboniferous Bachu Formation.

Key words: petroleum accumulating condition; hydrocarbon characteristics; Lower Ordovician; Tahe oilfield; the Tarim Basin