

# 塔里木盆地轮南复式油气聚集区 成藏特点与主控因素

杨海军<sup>①②\*</sup> 韩剑发<sup>①②</sup>

(<sup>①</sup>中国地质大学资源学院, 武汉 430074, <sup>②</sup>中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 库尔勒 841000)

**摘要** 轮南地区是一个具有多个含油气层系共存的大型古隆起, 目前该区已落实三级油气储量近 20 亿吨. 在奥陶系、石炭系、三叠系和侏罗系发现 8 套含油气层系, 表现出大型复式油气聚集区的特征. 奥陶系是主力储集层系, 已探明石油地质储量超过 8 亿吨, 形成了特大型海相碳酸盐岩油气田. 轮南古潜山碳酸盐岩储层的储集空间分为溶洞、溶孔、裂缝 3 种类型, 其中溶洞分布普遍; 储层的发育主要受岩溶作用和构造破裂作用的控制. 轮南地区奥陶系、石炭系、三叠系和侏罗系油气藏原油的地球化学特征相近, 具有相同的来源, 主要来源于中上奥陶统; 石炭系、三叠系、侏罗系油气藏主要是奥陶系油气藏在多期次构造运动与调整改造过程中由断层垂向运移作用形成的次生油气藏. 轮南复式油气聚集区由于三面紧邻大型生烃凹陷, 而且油气长期充足供给, 同时继承性古隆起既是烃类长期运移聚集区, 也有利于形成多套优质储层及断裂系统的发育, 从而保证了轮南巨型复式油气聚集区的形成.

**关键词** 复式油气藏 古隆起 奥陶系 轮南 塔里木盆地

塔里木盆地蕴含有丰富的油气资源<sup>[1,2]</sup>, 无论是在海相碳酸盐岩层系、还是海相碎屑岩层系, 或者是陆相碎屑岩层系中, 均有大规模的油气发现, 显示出塔里木盆地储层成因类型多样化的特点<sup>[3-5]</sup>. 近年来随着勘探工作的精细和深化, 在同一地区也发现了多层系富含油气的现象, 如轮南地区, 既发现有奥陶系碳酸盐岩大型油气田, 也发现了石炭系、三叠系、侏罗系等含油层系, 同一个地区垂向上多套含油气层系共存的局面构成了复式油气聚集区. 轮南奥陶系是最重要的含油气层系<sup>[6]</sup>, 也是中国碳酸盐岩油气勘探最重要的发现之一<sup>[7-16]</sup>. 经过近 20 年的钻探, 轮南奥陶系油气勘探取得了巨大成就, 目前轮南古

隆起奥陶系已落实三级油气地质储量 18.78 亿吨, 油当量探明地质储量 8.63 亿吨<sup>[6]</sup>, 是特大型海相碳酸盐岩油气田.

## 1 轮南地区地质特点

轮南复式油气聚集区构造隶属塔北隆起南翼的轮南古隆起(低凸起)中部, 是塔北隆起的一个次级正向构造单元<sup>[17]</sup>. 轮南古隆起为 3 个具有生、排烃能力的凹陷所环抱, 其东部为草湖凹陷, 南部为满加尔凹陷, 西部为哈拉哈塘凹陷, 成藏地质条件特别优越(图 1). 轮南古隆起面积为 4420 km<sup>2</sup>, 由轮南断垒带、桑塔木断垒带以及西部斜坡带、北部斜坡带、南部斜

收稿日期: 2007-07-10; 接受日期: 2007-09-26

国家重点基础研究发展计划项目(编号: 2006CB202307)资助

\* E-mail: yhj701205@163.com

- 1) 杨海军, 等. 塔里木盆地塔中北部斜坡志留系综合评价. 中国石油塔里木石油勘探开发指挥部勘探研究中心, 1995
- 2) 孙龙德, 等. 塔里木盆地轮南奥陶系碳酸盐岩大油气田的发现及勘探开发技术. 中国石油天然气集团总公司塔里木油田分公司, 2006
- 3) 韩剑发, 等. 轮古油田轮古 15 井区奥陶系新增石油探明储量报告. 中国石油塔里木油田公司勘探开发研究院, 2003

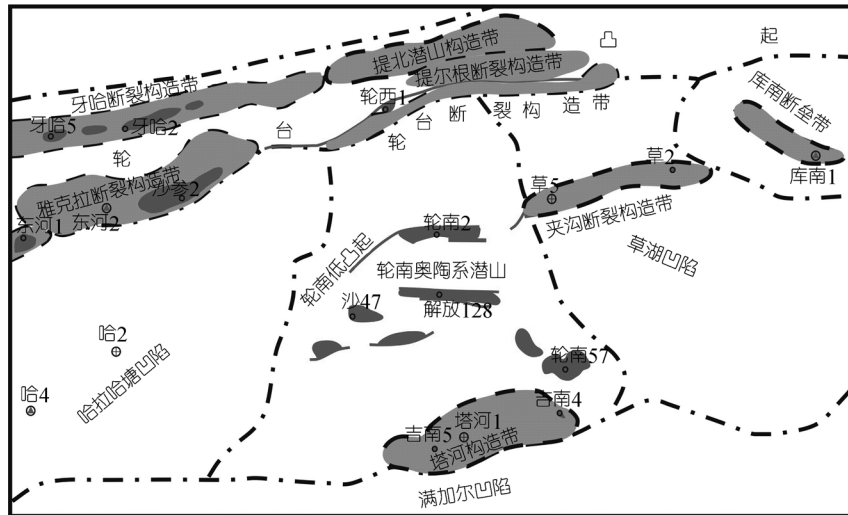


图 1 轮南区域构造位置示意图

坡带、东部斜坡带和中部斜坡带共 7 个次级构造单元构成。轮南潜山是在塔北隆起统一构造条件控制下经长期演化而成。

轮南古潜山演化可概括为加里东鼻凸形成期、海西背斜形成期、印支期-燕山断裂活动期、喜山构造定型期。由于早奥陶世末期的区域性抬升，轮南地区快速隆升，形成一个北部抬升、向南倾没的鼻凸锥形，而鼻凸北部露出水面，造成下奥陶统的沉积间断和不同程度的风化剥蚀。加里东晚期轮南地区再次沉降，发育碳酸盐岩台地浅滩及斜坡相沉积，并且海水进一步加深，形成了大套的以碎屑岩为主的混积陆棚相沉积体。

中晚奥陶世至泥盆纪末，轮南地区经历多次升降活动，累计最大剥蚀量可达 1500 m 以上。尤其是海西早期(泥盆纪末)的呈北西-南东向展布构造主压应力的强烈挤压抬升，导致轮南鼻凸进一步发育为一个独立的背斜，轴部呈北东-南西走向，向南西方向倾伏。钻井资料证实，凸起上普遍缺失志留-泥盆系及中、上奥陶统，仅其围斜部位有所发育，主要呈裙边状分布。

受轮南古凸起海西早期古地形的控制，石炭系自西向东依次超覆在泥盆、志留、奥陶与寒武系之上，形成超覆不整合接触。早石炭世早期的海侵沉积，明显地具有充填性质，在古地形的高部位缺失早石炭世早期的厚层高孔高渗石英砂岩储层(即东河砂岩)。石炭纪一二叠纪，轮南低凸起呈北东-南西向伸展半岛状，东西两侧的草湖、哈拉哈塘为古海湾，围绕轮

南凸起形成厚层状滨海相砂坝沉积体。海西晚期区域构造主应力呈北-南向挤压，轮南凸起再次抬升，发育了一系列近东-西向的逆冲断层组成的断裂系统和局部褶曲；断层断开层位主要为奥陶系，断块活动较为明显，同时二叠系及上石炭统遭受剥蚀，轮南凸起仅残留下石炭统，并呈现北薄南厚的特征，导致海西早期的区域性地层不整合面进一步南倾，局部地区奥陶系碳酸岩遭受剥蚀。

三叠纪，轮南地区主要沉积瓣状三角洲-半深湖和浅湖相的深灰、灰黑色泥岩夹粉-细砂岩岩性组合，与下伏地层呈区域不整合接触。三叠纪末结束了前陆盆地演化阶段。印支-燕山期主压应力为 NE-SW 向持续性的稳定挤压，三叠纪末期的印支运动，导致三叠、侏罗系的 NE 向右行扭动张性断裂组合的发育，同时引发了海西晚期形成的东-西向断裂的重新活动，中-晚侏罗世，本区再度抬升，经历长期风化剥蚀。自燕山期开始，库车前陆盆地进一步发育，塔北隆起整体逐渐北倾沉降，并最终演变为隐伏于中新生界之下的残余古隆起，石炭系上覆地层由区域南倾向东南高、西北低转化，喜山晚期，构造格局最终定型。正是长时期、多期次构造变形的叠加，造就轮南古潜山现今构造特征。

## 2 主力储层的特点与形成的控制因素

轮南地区是一个具有多个含油气层系共存的大型古隆起(图 2)。目前钻探揭示轮南古隆起在中生界三叠系具有 I、II、III 三个油组，侏罗系有 III、IV 两

个油组, 上古生界石炭系Ⅲ油组, 下古生界奥陶系潜山风化壳及其内幕等, 存在 8 套含油层系, 表现出大型复式油气聚集区的特征(图 2)。但总体来看, 轮南奥陶系是一个被石炭系所覆盖的大型潜山, 潜山内幕又是一个完整的背斜, 因此轮南奥陶系是一个大型潜山背斜, 具有整体含油特征, 勘探前景好。本次重点研究的也是奥陶系主力储集层。

轮南地区奥陶系可细分为上奥陶统桑塔木组(O<sub>3s</sub>)、良里塔格组(O<sub>3l</sub>)及吐木休克组(O<sub>3t</sub>), 中奥陶统一间房组(O<sub>2y</sub>), 中-下奥陶统鹰山组(O<sub>1-2y</sub>), 下奥陶统蓬莱坝组(O<sub>1p</sub>)。储层在一间房组和鹰山组纯灰岩段最为

发育, 良里塔格组局部也有发育。奥陶系储层主要为碳酸盐岩储层, 岩石类型以颗粒灰岩为主, 其次为泥晶灰岩、生物灰岩、灰岩与白云岩过渡岩类、白云岩, 另外还可见到岩溶角砾岩及瘤状灰岩等特殊岩类(图 3)。

奥陶系碳酸盐岩基质孔隙度和渗透率普遍较小, 根据 34 口井 1505 块样品分析, 基质孔隙度范围值 0.15%~18.79%(含裂缝样 17 块次)(表 1), 平均为 1.22%; 渗透率范围值(0.0001~748)×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>, 平均为 0.3×10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。从井段来看, 奥陶系不整合面之下 10 m 内储层平均孔隙度为 1.65%, 孔隙度大于 2.5% 的样品数要多一些, 说明储层物性要好于下奥陶统储层; 不

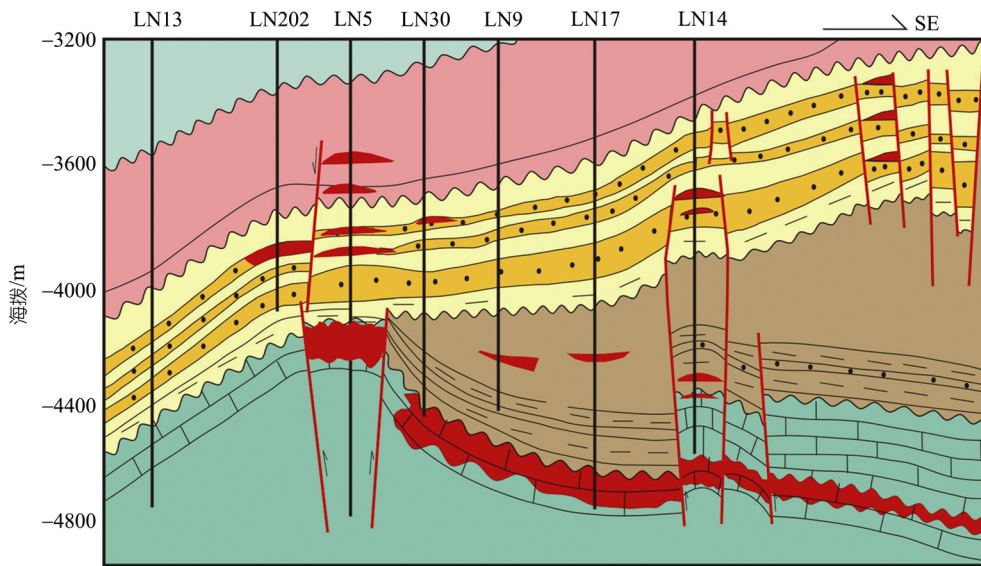


图 2 轮南复式油气聚集区油藏剖面图

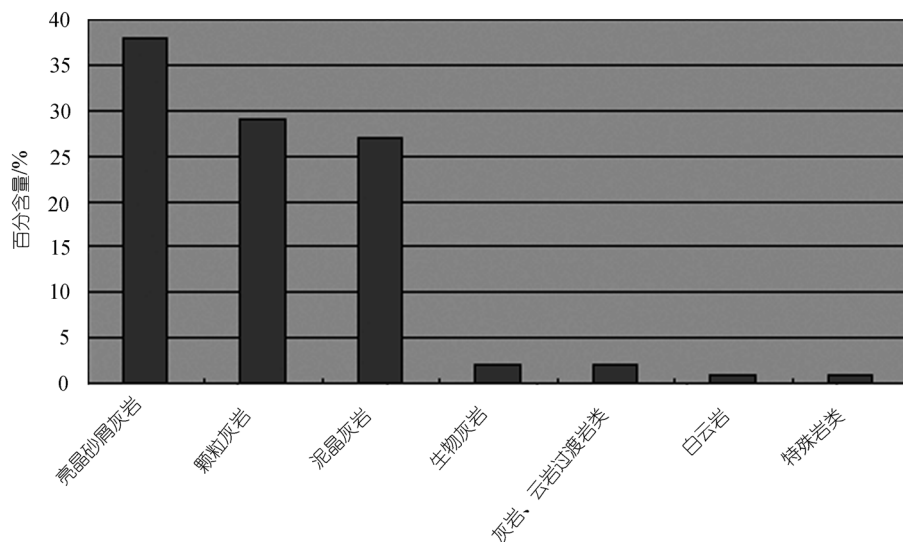


图 3 轮南奥陶系碳酸盐岩储层岩类直方图

表 1 奥陶系各组段平均物性统计表

系	统	组	段	平均孔隙度/%	样品数	平均渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	样品数
奥陶系	上统	桑塔木组		4.09	305	0.344	262
		良里塔格组		0.79	21	0.22	16
		吐木休克组		0.51	7	0.068	5
	中统	一间房组		0.99	144	0.22	137
	中下统	鹰山组	上段	0.96	239	0.11	216
			下段	0.85	80	0.2	75
	下统	蓬莱坝组	上段	1.04	152	0.23	128
			下段	2.03	12	0.017	11

整合面之下 50 m 地层平均孔隙度为 1.29%，与整个奥陶系总平均孔隙度基本一致，孔隙度的分布也一样，当深度大于 50 m 后，储层无明显变化。

按地层组统计(表 1)，桑塔木组碎屑岩地层平均孔隙度和渗透率相对要高；其次为蓬莱坝组，蓬莱坝组下段平均孔隙度为 2.03%，上段平均孔隙度 1.04%。蓬莱坝组孔隙度高的原因是地层中夹有较多的白云岩和灰质白云岩，白云岩的晶间孔较发育所致；鹰山组平均孔隙度为 0.91%，一间房组平均孔隙度为 0.99%，孔隙度值居中。

轮南古潜山碳酸盐岩储层的储集空间分为溶洞、溶孔、裂缝 3 种类型。其中，溶洞分布普遍，如 LG15 井钻揭奥陶系 20.5 m，钻遇溶洞发育段累计放空 2.09 m；LG42 井钻入风化壳 168 m，井深 5810~5830 m 处为一大型暗河，洞内已被灰绿色泥质粉砂岩、灰质粉砂岩充填。溶孔为粒模孔、粒内溶孔、晶内孔及晶间孔等。轮南奥陶系裂缝发育、种类繁多，可以分为构造缝、岩溶缝、成岩缝 3 大类。

轮南奥陶系碳酸盐岩储层的发育受成岩作用、岩溶作用和构造破裂作用的控制，其中岩溶作用和构造变形作用是主要控制因素。轮南古潜山经过多期构造作用，长期遭受大气淋滤和地下溶解的作用，具有明显的古岩溶特征：具有长期的沉积间断和风化残积物；孔洞缝发育、充填程度各异、充填物多样；钻井过程中出现钻具放空、泥浆漏失等现象。纵向上古岩溶自上而下可划分为表层岩溶带、垂直渗流岩溶带、水平潜流岩溶带和深部岩溶带，钻探证实，轮南奥陶系岩溶发育，横向呈准层状广泛分布(图 4)。轮南奥陶系碳酸盐岩主要经历了三期大的岩溶改造作用：加里东中期、海西期、印支-燕山期。以海西期岩溶作用最为明显，形成的有效储集空间保存条件好。岩溶发育在多期构造运动的影响下具有多旋回性。

岩溶作用是轮南奥陶系储层发育的主控因素，对储层的发育主要起建设性作用，特别是古风化壳岩溶作用和深埋藏溶蚀作用。

另外，伴随构造活动产生的各种裂缝，是轮南奥陶系岩溶发育的初始条件，它把孔洞连接起来，形成有效储渗系统。裂缝不仅是油气运移的主要通道，同时也是重要的储集空间。根据岩心资料以及薄片观察表明，轮南地区奥陶系一间房组及鹰山组裂缝均较发育，构造裂缝至少有三期。岩心观察裂缝以高角度构造缝为主，铸体薄片观察微裂缝发育，其中未充填或未完全充填的裂缝占样品总数的一半以上。

总体来看，轮南地区无论是在纵向还是在横向上，溶洞的发育均具有分带的特征。溶洞系统的洞主体周缘部分呈不对称分布，分布情况取决于古构造、古裂缝、古褶皱等发育情况。溶洞主体只是溶洞系统中的一小部分。溶洞系统的储集空间包括溶洞主体(没有充填或半充填)、溶蚀孔洞(洞边、洞顶、洞底)、裂缝(溶蚀扩张缝和塌陷裂缝)。在溶洞系统中，以溶洞主体为主要储集空间，其次为洞顶溶蚀垮塌破碎带，洞侧溶蚀影响带与洞底溶蚀影响带的储集性能与古构造裂缝发育程度、晚期溶蚀程度和后期充填程度有关，洞顶溶蚀垮塌破碎带受晚期塌陷作用控制的裂缝非常发育，是保存最好的储集层。

### 3 轮南复式油气聚集区的油气源对比与充注方向

通过对烃源岩分布、有机质丰度、热演化史、油源对比分析，轮南奥陶系碳酸盐岩油气藏主要源于中上奥陶统烃源岩，寒武系烃源岩为次。前者主要发育在盆地台缘斜坡相和闭塞的海湾相，后者发育在欠补偿盆地相和蒸发泻湖相。台缘斜坡相分布于塔中北斜坡、塔北隆起中东段的哈拉哈塘凹陷、满加尔凹陷以及草湖凹陷等，即轮南古隆起为具备生排烃

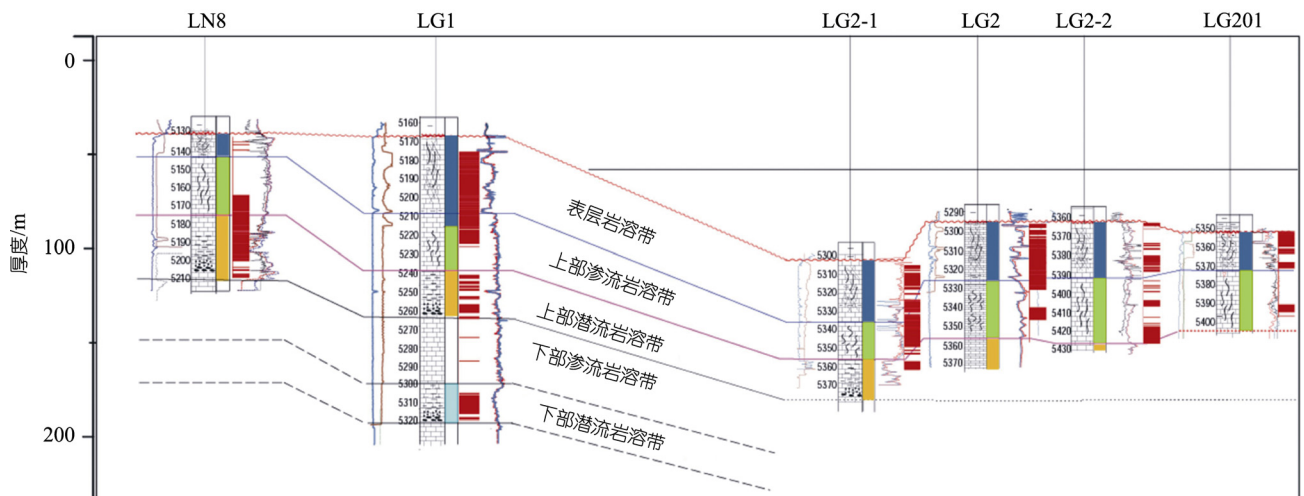


图4 轮南古潜山中部斜坡带岩溶对比图

能力的哈拉哈塘凹陷、满加尔凹陷、草湖凹陷所环抱,而且轮南古隆起本身寒武系和中上奥陶统也具备生排烃能力<sup>[18]</sup>。轮南地区石炭系、三叠系、侏罗系油气藏原油的碳同位素值较轻,分布非常接近,说明轮南地区奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系油气同源。原油的碳同位素值主要分布在 $-32.6\text{‰}$ ~ $-31.1\text{‰}$ ,均属于腐泥型母质来源。

轮南地区不同层位原油的姥鲛烷与植烷的比值也显示出比较一致的变化趋势,这也说明这些层系的原油具有相同的来源。

在轮南奥陶系储层荧光薄片,普遍可以见到褐色、橙黄色、黄色、黄绿色、蓝白色荧光,而且同一薄片同一部位褐色与黄色、褐色与蓝白色共存;沥青质沥青在荧光下呈褐色、油质沥青在荧光下呈黄色、黄绿色、蓝白色,储层中沥青质沥青与油质沥青共存,说明轮南奥陶系有过多期的油气聚集、破坏、再聚集。轮南地区原油主要受到与构造运动相伴生的生物降解破坏、水洗和沿断层的扩散作用的影响。

轮南地区奥陶系油藏无论是正常油、凝析油,还是稠油、轻烃都有不同程度的损失,而稠油中轻烃散失较大,且不同区域的油的轻烃散失程度也不一致,这主要与其所处的构造位置以及与断裂的活动有关。即使是三叠系和侏罗系油藏中的原油,其轻烃也有一定程度的损失。目前只有轮南40井石炭系5339.5~5346 m井段的原油和轮古18井奥陶系5472~5546.8 m井段的原油保存条件相对较好,其样品中还可以见到乙烷。将上述两个保存条件相对较好的样品作为标准,与其它所有的样品进行比较,可以发现几乎所

有的油中轻烃都遭受过不同程度的散失,其中桑南斜坡构造的保存条件相对较好。由于水洗作用会导致甲苯/正庚烷比值的明显降低,且通常会伴随着异庚烷值的升高,另外,在生物降解作用下(包括水洗作用)会导致甲苯/正庚烷比值降低,而异庚烷值无明显变化。轮南奥陶系原油异庚烷值并没有明显的高异常,相反,有的异庚烷值非常低,甚至为零,说明次生作用较为复杂,不仅仅是一种作用在起主导作用。25-降藿烷的高浓度可以作为微生物降解作用的指示物,按照降解程度分类,含有较丰富的25-降藿烷表明已达中等-较重的降解程度,此时原油中的正构烷烃已被完全降解。也就是说,如果是古油藏保存至今而形成的稠油就不可能会有丰富的正构烷烃和异构烷烃。事实上,轮古9井、塔河412井等原油中不仅含有丰富的25-降藿烷,而且存在丰富的正构烷烃。这表明轮南西部潜山至少存在两期原油的注入过程,即原油可能为早期破坏的古油藏残余化合物与晚期正常原油的混合物,进而形成稠油,其中含有较多早期古油藏残存的胶质+沥青质和破坏的产物25-降藿烷,也含有后期注入的正构烷烃和异构烷烃。

天然气组分以烃类气体为主,非烃气体主要有二氧化碳和氮气。轮南低凸起东部地区甲烷含量较高(一般大于90%), $C_1/C_1^+$ 大于95%,其中桑塔木断垒带中、东段及轮东斜坡带 $C_1/C_1^+$ 值高达98.89%;轮南西部潜山及塔河油田天然气以湿气为主, $C_1/C_1^+$ 值在78.7%~89.6%。除个别地区氮气含量大于10%(如轮古15井区、桑塔木断垒带东段和轮南63井区),其他地区氮气含量为低-中等(1.0%~9.04%)。天然气 $\delta^{13}C_1$

较重(-37.63‰~-33.4‰), 天然气成熟度较高,  $R_o$  达到 2.0%~2.5%<sup>[19]</sup>.  $\delta^{13}C_2$  较轻(-38.4‰~-29.2‰), 属于油型气特征<sup>[20,21]</sup>. 轮南地区周缘烃源岩发育中上奥陶统烃源岩和寒武系烃源岩, 但中上奥陶统烃源岩  $R_o$  在 0.8%~1.3%, 处于生油高峰期, 而寒武系烃源岩  $R_o$  为 2.0%以上, 处于过成熟演化阶段<sup>[22]</sup>, 因此天然气只可能来源于寒武系烃源岩.

从轮南奥陶系古潜山天然气干燥系数( $C_1/C_{1+}$ )分布图(图 5)可以看出, 桑塔木断垒带中、东段和轮东地区天然气干燥系数最高, 大于 0.98; 中部平台区、轮南断垒带和桑南斜坡带天然气干燥系数介于 0.90~0.98 之间. 向西, 轮南断垒带西段、轮南西部潜山斜坡带和塔河油田天然气为湿气, 干燥系数小于 0.90, 轮古 15 井区最低, 为 0.787, 天然气化学组分的这一分布特征反映出天然气的运移方向为自东向西运移, 气源区指向草湖凹陷及其以南坳陷区.

钻探证实, 草湖凹陷发育寒武系优质烃源岩, 以库南 1 井为例, 中下寒武统烃源岩为欠补偿相深水盆地相深灰色灰岩夹含灰质泥岩, 厚度为 153 m (TOC > 0.5%), TOC 平均为 1.24%, 有机质类型为 I-II<sub>1</sub> 型,  $R_o$  为 1.91%~2.04%, 处于过成熟生干气演化阶段.

由于轮南地区断裂发育, 且存在区域不整合面, 大量过成熟干气沿运移通道自东向西对轮南奥陶系及其它油藏形成大规模的气侵作用. 过量干气注入

形成饱和气的油气藏, 随着气的不断注入, 地层压力越来越大, 气相组分沿开启的断裂通道从饱和气的流体中分异出来形成凝析气藏, 而留下来的流体则更富高碳数烷烃而成为蜡质油. 因此轮南地区具有富集凝析油, 东部地区原油具有含蜡量高的特征. 到达轮西地区天然气气侵作用已减弱, 对轮南西部潜山油气藏及远离断层发育区的油气藏受到气侵作用很弱, 对油藏中原油的物性及族组成没有明显的改造作用. 同时, 由于气侵作用强弱差异, 造成原油密度具有自东向西、由断垒带向平台区或斜坡带逐渐增大的分布特征.

#### 4 轮南复式油气聚集区油气多期次运聚成藏与调整改造

寒武系一下奥陶统和中上奥陶统这两套烃源岩具有不同的埋藏热演化史. 烃源岩分布广、厚度大、有机质丰度高, 生油量大, 且具有多次排烃高峰期. 另外, 奥陶系原油地面物性差别较大(表 2), 反映了该区油气多源与油气运移聚集的多期性.

轮南古潜山演化可简单概括为加里东鼻凸形成期、海西背斜形成期、印支期-燕山断裂活动期、喜山构造定型期.

##### 4.1 加里东期的早期排烃与油藏破坏

加里东早中期, 塔北古克拉通处于区域伸展阶

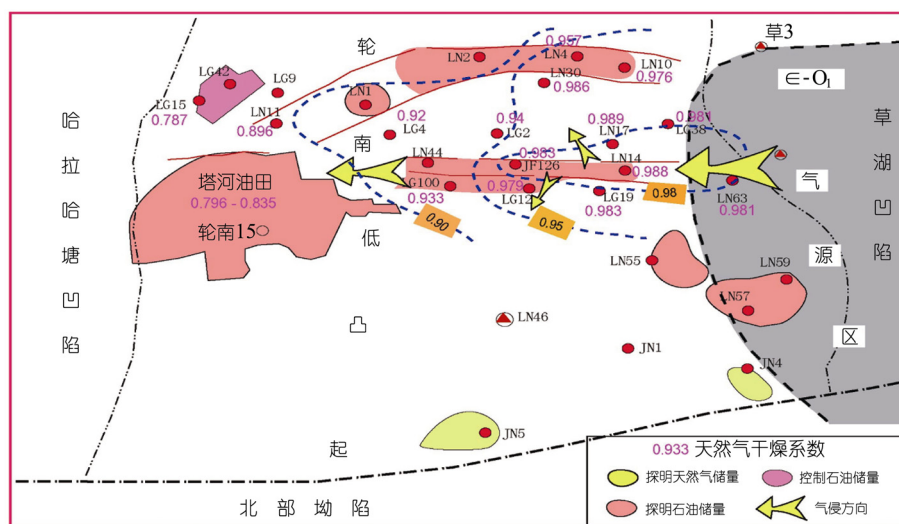


图 5 轮南地区奥陶系天然气干燥系数分布图

表 2 轮南奥陶系原油地面物性统计表

井区	密度/g·cm <sup>3</sup>	胶质/%	沥青质/%	粘度(50℃)/mPa·s	凝固点/℃	初馏点/℃	含蜡/%	含硫/%	油藏类型
LG15	1.025	10.66	27.5	93470.0	56		4.6	2.36	油藏
T708-S92	0.987			3321.5	9.1		4.9	2.65	油藏
S91	0.980			3148.0	5.4		3.7	2.92	油藏
T727	0.877			40.9	-20		10.8	0.98	油藏
S86	0.875			36.9	-18.3		8.8	1.14	油藏
LG2	0.857	3.95	0.38	9.9	17	88.0	11.9	0.16	油藏
LG100	0.837	1.12		7.2	22.8		13.9	0.21	油藏
S96	0.808			4.0	14.2	73.1	12.7	0.21	凝析气藏
LG11	0.816	2.49	0.25	4.1	15.8	88.6	11.5	0.13	气藏
LG38	0.841	1.32	0.39	5.3	8	79.0	10.3	0.31	气藏

段, 隆起东部, 库尔勒鼻隆为深海盆地相区, 草湖中西部为斜坡陆棚相区, 轮南及英买力等区处于构造的较高部, 为塔里木克拉通台地相区. 早奥陶世末期受区域性抬升运动的影响, 轮南地区快速隆升, 形成一个北部抬升、向南倾没的鼻凸雏形, 而鼻凸北部露出水面, 造成下奥陶统的沉积间断和不同程度的风化剥蚀. 早奥陶世末, 寒武系烃源岩开始大量生、排烃, 在轮南鼻凸形成的同时油气聚集成藏; 随着抬升的加剧, 鼻凸遭受不同程度的风化剥蚀, 早期油藏被破坏.

#### 4.2 海西期古稠油油藏形成

中晚奥陶世至泥盆纪末, 轮南地区经历多次升降活动, 累计最大剥蚀量可达 1500 m 以上; 海西早期受 NW-SE 向构造主压应力的强烈挤压抬升, 轮南鼻凸进一步发育为一个独立的背斜, 轴部呈 NE-SW 走向, 向南西方向倾伏; 海西晚期受 N-S 向构造主应力挤压, 再次抬升, 发育了一系列近 E-W 向的逆冲断层组成的断裂系统和局部褶曲, 断层断开层位主要为奥陶系, 断块活动较为明显, 同时二叠系及上石炭统遭受剥蚀, 轮南凸起仅残留下石炭统, 并呈现北薄南厚的特征, 导致海西早期的区域性地层不整合面进一步南倾, 局部地区奥陶系碳酸岩遭受剥蚀. 由于抬升和断裂的破坏, 油藏高部位遭受剥蚀、斜坡部位遭受生物降解, 轻烃组分散失, 形成胶质、沥青质较高的古稠油油藏.

#### 4.3 印支-燕山期的调整

印支-燕山期, 受 NE-SW 向主压应力持续性的稳定挤压, 导致三叠、侏罗系的 NE 向右行扭动张性断裂组合的发育, 引发海西晚期形成的 E-W 向断裂的重新活动; 奥陶系油藏一方面得以继续补充、另一方面又沿顶部断裂向上散失.

#### 4.4 喜马拉雅期的油气充注

自燕山期开始, 库车前陆盆地进一步发育; 喜马拉雅期, 塔北隆起整体逐渐北倾沉降, 最终演变为隐伏于中新生界之下的残余古隆起, 石炭系上覆地层由区域南倾向东南高、西北低转化. 新近纪, 中上奥陶统源岩大量生、排烃, 原油进入轮南潜山构造带, 寒武系烃源岩以成气为主, 天然气由东向西侵入奥陶系油藏, 最终形成轮南古潜山气藏、凝析气藏、轻质油藏、稠油油藏交错分布的特征.

#### 4.5 石炭系、三叠系、侏罗系后期调整成藏, 形成复式油气聚集

轮南地区发育桑塔木和轮南两个断垒带, 是油气运移的绝佳通道, 奥陶系的油气主要就是顺着组成断垒带的四条大断裂向上运移的, 断层断到哪个层位, 油气就调整运移到哪个层位(图 2), 轮南断裂断开了侏罗系, 侏罗系就有油藏分布, 桑塔木断裂只断至三叠系, 三叠系以上层位就没有油气显示, 这也可以说明断裂对油气运移的重要性. 另外, 在奥陶系表面也发育大量的断裂, 尽管规模较小, 但对于石炭系内部的油气分布有一定的意义. 轮南地区奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系四个层系均有油气分布, 奥陶系油藏是油气侧向运移和垂向运移共同作用的结果, 石炭、三叠、侏罗系油气藏主要是奥陶系油气藏经过断层的垂向运移作用形成的. 油气藏在平面上大面积分布, 在纵向上主要分布在奥陶系、石炭系、三叠系和侏罗系各层系, 形成复式油气聚集区.

### 5 轮南复式油气聚集区油气富集成藏的主控因素

轮南地区富蕴油气, 奥陶系大型油气藏类型主

要表现为“准层状”的特点,究其原因取决于所处的构造有利位置以及油气的长期大量充注。

### 5.1 长期充足的油气供给

寒武系、中上奥陶统烃源岩主要岩性为泥质泥晶灰岩夹暗色灰质泥岩、页岩,有机碳含量为 0.4%~4.2%,生烃母质主要为浮游藻类<sup>[23]</sup>,有机质类型属于 I 型。与国内外海相大中型油气田的烃源岩相比,该区烃源岩不但有机质丰度高,而且厚度大,具备了形成大中型油气田的条件。自加里东期至喜马拉雅期,两套烃源岩先后大量生、排烃,油气供应充足。

### 5.2 继承性古隆起是烃类长期运移聚集区

通过对烃源岩分布、有机质丰度、热演化史、成熟度、原油生物标志化合物研究以及油源对比,轮南奥陶系碳酸盐岩油气藏中原油主要来源于中上奥陶统,天然气主要来源于寒武系,轮南古隆起为具备生排烃能力的哈拉哈塘凹陷、满加尔凹陷、草湖凹陷所环抱,是一个多生烃凹陷构成的复合生烃系统<sup>[24]</sup>,而且轮南古隆起本身寒武系和中上奥陶统也具备生排烃能力。古隆起及其斜坡寒武系烃源岩在塔里木盆地埋藏、热演化背景下生成大量的烃类,在流体势作用下,沿优势通道长期源源不断地向轮南古隆起运移聚集,形成巨型古油藏。从含油气系统的角度,早期古油气藏是晚期油气藏的烃源区。喜山期中上奥陶统生成大量液态原油,充注到奥陶系碳酸盐岩储层中。轮南地区奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系四个层系均有油气分布,油气生标表明这 4 个层系的油气同源,说明石炭、三叠、侏罗系油气藏主要是奥陶系油气藏经过断层的垂向运移作用形成的,可见继承性古隆起是烃类长期运移聚集区。由此可见,古隆起不仅一定程度上控制了烃源岩的分布、规模及其演化,是油气长期运移的指向区,并且控制着油气藏的形成、演化与分布,特别是次生油气藏的形成。

### 5.3 轮南继承性古隆起有利于形成多套优质储层

勘探实践表明,古隆起区往往是优质储层的主要发育地区,这也是古隆起富集油气的一个重要原因<sup>[25,26]</sup>。古隆起区之所以发育优质储层,主要是由于古隆起对沉积作用和沉积相带分布具有重要的控制作用,因而控制了优质储层的分布;长期暴露的古隆起区又是优质次生储层的主要发育地带。

一般来说,古隆起区沉积物源近、沉积颗粒粗,水下古隆起及其斜坡上部水体浅、水动力作用强烈,其沉积物可受到较充分的磨圆和分选作用。因而古隆起及其附近储层一般较好,远离古隆起区沉积变细,泥质含量增多,储层变差。塔北、塔中地区广泛分布的东河砂岩之所以具有良好的储集条件,除了与后期溶蚀作用有关外,最主要的原因在于其沉积时具有古隆起背景。轮南三叠系形成披覆构造,与下伏潜山高点基本一致。发育湖泊三角洲沉积体系,三角洲水下分流河道砂体是优质的储层,砂体厚度大(I 油组砂岩厚 15~30 m, III 油组砂岩厚 60~80 m),平均孔隙度达 18%~19%,渗透率为 100~600  $\mu\text{m}^2$ 。

克拉通区寒武-奥陶系碳酸盐岩储层的分布主要受后期风化剥蚀和古岩溶作用控制。轮南、塔中、巴楚东南部等古隆起区奥陶系因暴露时间长,所以储集条件较优。相反,位于满加尔凹陷北部的羊屋 2 井、巴楚东部的和 3 井等处于古斜坡的低部位,因而储集条件较差。轮南奥陶系碳酸盐岩基质孔隙不发育,基质孔隙度仅为 1%左右,但由于长期暴露地表,遭受风化淋滤,发育大量的次生孔隙、裂缝和溶洞,成为良好的碳酸盐岩储层。

古隆起有利于碳酸盐岩储集体发育不仅表现为水下古隆起形成高能环境下的碳酸盐岩储集体,经常出露水面古隆起形成储集物性很好的白云岩储集体,而更重要的是水上古隆起,在构造岩溶作用下形成缝洞型碳酸盐岩储集体。

由于岩溶作用和构造作用的影响,轮南古隆起顶部溶蚀缝洞、构造裂缝纵横发展,形成巨型缝洞型碳酸盐岩储集体(图 6)。

### 5.4 断裂系统是油气垂向运移,形成复式油气聚集区的输导体系 and 关键

轮南古隆起油气以垂向运移为主,与古隆起伴生的断裂系统是油气运移的主要输导体系;同时,断裂大大拓宽了油气运移的波及范围,形成复式油气聚集。断裂控制该区油气多期充注。

海西期构造运动:早海西期,呈北东向展布的轮南西部断裂开始出现,寒武系古油藏中的油气沿该断裂体系向上运移并聚集到奥陶系储集体中,并遭受早海西构造运动的破坏;晚海西期,寒武系古油藏中的油气沿该断裂体系向上运移并聚集到轮古断垒带及其相邻圈闭的奥陶系储集体中,同时,遭受晚海



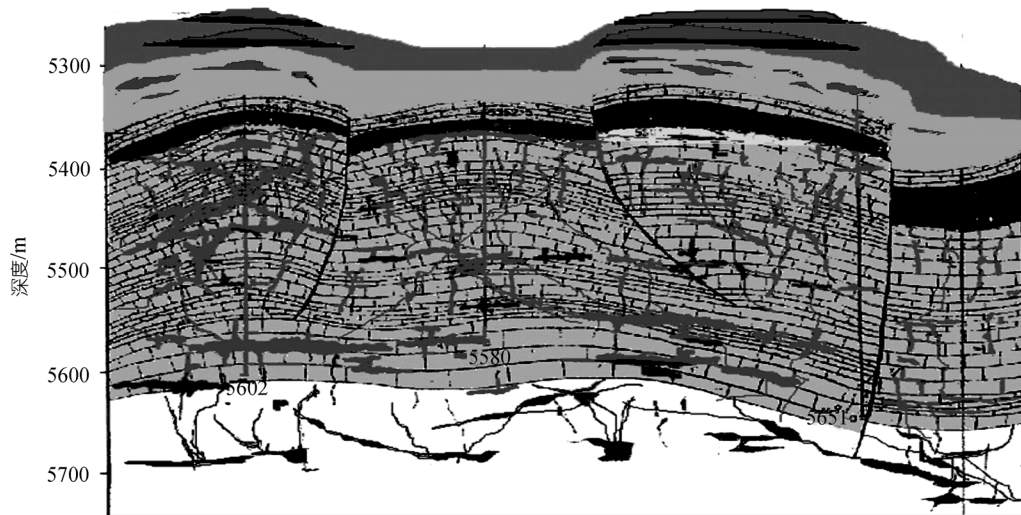


图6 轮南古隆起碳酸盐岩储集体发育

西构造运动的破坏, 奥陶系中聚集的油气遭受不同程度的生物降解。

印支期构造运动: 整个印支期, 呈东西向展布的轮南断垒带断裂和桑塔木断垒带断裂仍然在活动, 这些断裂继续作为寒武系古油藏向上对奥陶系补充正常油的运移通道。

燕山-喜马拉雅期构造运动: 在燕山期, 呈东西向展布的轮南断垒带断裂和桑塔木断垒带断裂继续保持活动, 这些断裂作为奥陶系烃源岩重要的运移通道。到了喜马拉雅期, 呈东西向展布的轮南断垒带断裂和桑塔木断垒带断裂及其相关的断裂作为原油和凝析气运移的主要通道。另外, 轮南古隆起东部发育的大型走滑断裂, 也是古油藏裂解气向上运移造成晚期气侵的重要通道。

深大断裂是油气运移的主要输导体系, 奥陶系碳酸盐岩储集体、三叠-侏罗系砂岩则是大型输导体系的分支。当然, 断裂使得油气运移的距离得到很大拓宽。所以轮南古隆起的输导体系是以断裂为干流, 以储集体为支流的完整大型输导体系, 从而保证了轮南古隆起巨型复式油气聚集区的形成。

## 6 结论

轮南地区是一个具有多个含油层系共存的大型复式油气聚集区, 在奥陶系发现了特大型海相碳酸盐岩油气田。储集空间主要为溶洞和裂缝, 储层的发育及分布受古隆起的长期暴露淋滤作用所控制。

轮南地区奥陶系、石炭系、三叠系和侏罗系油气

藏原油都主要来源于中上奥陶统; 石炭系、三叠系、侏罗系油气藏主要是奥陶系油气藏在经过多期次构造运动与调整改造过程中由断层垂向运移作用形成的次生油气藏。

轮南古隆起所处的优越位置(三面紧邻生烃凹陷), 油气供给充足; 长期继承性古隆起也是烃类长期运移聚集区、同时也有利于形成多套优质储层及输导系统, 这些因素控制了轮南古隆起巨型复式油气田的聚集与成藏。

## 参 考 文 献

- 1 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成. 北京: 石油工业出版社. 2004
- 2 王招明. 塔里木盆地油气勘探与实践. 北京: 石油工业出版社, 2004
- 3 顾家裕, 贾进华, 方辉. 塔里木盆地储层特征与高孔隙度、高渗透率储层成因. 科学通报, 2002, 47(增刊): 9—15
- 4 张兴阳, 顾家裕, 罗平, 等. 塔里木盆地奥陶系萤石成因及其油气地质意义. 岩石学报, 2006, 22(8): 2220—2228
- 5 张水昌, 梁狄刚, 朱光有, 等. 中国海相油气田形成的地质基础. 科学通报, 2007, 52(增刊 I): 19—31
- 6 韩剑发, 王招明, 潘文庆, 等. 轮南古隆起控油理论及其潜山准层状油气藏勘探. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 448—453
- 7 马永生, 郭旭升, 郭彤楼, 等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示. 地质论评, 2005, 51(4): 477—480
- 8 韩剑发, 梅廉夫, 杨海军, 等. 塔里木盆地塔中地区奥陶系碳酸盐岩礁滩复合体油气来源与运聚成藏研究. 天然气地球科学, 2007, 18(3): 426—435
- 9 张水昌, 朱光有, 梁英波. 四川盆地普光大型气田 H<sub>2</sub>S 及优质储层形成机理探讨. 地质论评, 2006, 52(2): 46—50

- 10 戴金星, 秦胜飞, 陶士振, 等. 中国天然气工业发展趋势及其地质理论重要进展. 天然气地球科学, 2005, 16(2): 127—142
- 11 朱光有, 张水昌, 梁英波. TSR & H<sub>2</sub>S 对深部碳酸盐岩储层的溶蚀改造作用——四川盆地深部碳酸盐岩优质储层形成的重要方式. 岩石学报, 2006, 22(8): 1814—1826
- 12 张抗. 从已发现的油气田看中国海相油气勘探. 海相油气地质, 2002, 7(2): 1—14
- 13 张抗. 塔北隆起南斜坡奥陶系油气藏类型辨析. 新疆石油地质, 2003, 24(1): 13—18
- 14 顾忆. 塔里木盆地北部塔河油田油气藏成藏机制. 石油实验地质, 2000, 22(4): 307—312
- 15 孙龙德, 李曰俊. 塔里木盆地轮南低凸起: 一个复式油气聚集区. 地质科学, 2004, 39(2): 296—304
- 16 孙龙德, 周新源, 王国林. 塔里木盆地石油地质研究新进展和油气勘探主攻方向. 地质科学, 2005, 40(2): 167—178
- 17 贾承造. 塔里木盆地构造演化与区域构造地质. 北京: 石油工业出版社, 1995
- 18 张水昌, 王招明, 王飞宇, 等. 塔里木盆地塔东 2 油藏形成历史——原油稳定性与裂解作用实例研究. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 25—31
- 19 戴金星, 戚厚发. 我国煤成烃气的  $\delta^{13}\text{C}$  与  $R_o$  关系. 科学通报, 1989, 34(9): 690—692
- 20 Dai J, Xia X, Qin S, et al. Origins of partially reversed alkane  $\delta^{13}\text{C}$  values for biogenic gases in China. Org Geochem, 2004, (3): 405—411
- 21 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及其气源. 地质前缘, 2006, 13(2): 234—248
- 22 张水昌, 王飞宇, 张保民, 等. 塔里木盆地中上奥陶统油源层地球化学研究. 石油学报, 2000, 21(6): 23—28
- 23 张水昌, 张宝民, 王飞宇, 等. 塔里木盆地两套海相有效烃源层——I. 有机质性质、发育环境及控制因素. 自然科学进展, 2001, 11(3): 261—268
- 24 朱光有, 金强, 张水昌, 等. 陆相断陷盆地复式成烃及成藏系统研究. 石油学报, 2004, 25(2): 18—18
- 25 翟光明, 何文渊. 从区域构造背景看我国油气勘探方向. 中国石油勘探, 2005, 10(2): 1—8
- 26 张水昌, 朱光有. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探方向探讨. 石油学报, 2006, 27(5): 1—8