

塔里木盆地塔河油田奥陶系大型油气藏形成条件

林忠民

中国地质大学, 武汉, 430074; 中石化新星石油公司西北石油局规划院, 乌鲁木齐, 830011

内容提要 塔河油田位于塔里木盆地北部沙雅隆起阿克库勒凸起的西南部, 它是在长期发育的阿克库勒鼻状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。受区域构造-沉积背景控制, 塔河地区下奥陶统属于碳酸盐岩开阔台地环境, 一直处于继承性隆起状态, 是油气运聚的长期指向区, 并经历了多期次的构造运动、岩溶作用和成岩作用的叠加改造, 形成了具强烈非均质性的岩溶-缝洞型储层, 油气主要赋存于距风化壳不整合面200m范围内的岩溶缝洞系统中。勘探成果表明, 长期发育的继承性古隆起、丰富的多油源供给、强烈非均质性的岩溶-缝洞型储层及优良的储盖配置、多层次和多类型圈闭的广泛发育、以及由岩溶缝洞-断裂-不整合面组成的疏导体系, 是形成塔河大型油气田的重要条件。

关键词 大型油气藏 碳酸盐岩岩溶-缝洞型储层 成藏条件 奥陶系 塔河油田 塔里木盆地北部

塔里木盆地北部塔河地区超亿吨级大型油气田的发现, 使得人们对奥陶系碳酸盐岩古岩溶-缝洞型油气藏的成藏条件和成藏规律的认识进一步深化(何运碧, 1991; 陈洪德等, 1995; 康玉柱, 1996; 郭建华, 1993; 叶德胜等, 2000; 林忠民等, 2000)。目前, 塔河油田已控制含油气面积720km², 探明储量12913.9×10⁴t, 形成年产260×10⁴t的原油产能。勘探成果表明, 塔河油田初步显示出奥陶系大面积连片含油的特征, 油气资源潜力大, 成藏条件好, 具有极大的油气勘探开发前景(叶德胜等, 2000; 林忠民等, 2000)。

笔者基于长期从事塔里木盆地油气勘探综合研究, 在大量油气勘探实践、地球物理和综合地质研究成果, 及对塔河地区区域成藏地质背景、奥陶系碳酸盐岩岩石学和成岩作用、岩溶发育规律、储盖层和圈闭发育特征、油气疏导网络等进行综合分析的基础上, 系统总结和探讨了塔河地区形成大型油气藏的成藏条件。

1 有利的区域成藏地质背景

塔河油田位于塔里木盆地北部沙雅隆起中段南翼, 阿克库勒凸起的西南端(图1)。阿克库勒凸起是在加里东中晚期形成、并经受海西早期和海西晚期

强烈改造基本定型、后经印支—燕山和喜马拉雅运动进一步改造成型的大型继承性古隆起(康玉柱, 1996; 叶德胜等, 2000)。

塔河地区具有独特的油气成藏环境和成藏条件。加里东中晚期—海西早期的区域性挤压隆升过程, 使阿克库勒凸起的大部分地区缺失中上奥陶统及志留系、泥盆系, 下奥陶统也遭受了不同程度的剥蚀, 形成岩溶高地、斜坡、谷地及众多溶蚀残丘的古地貌景观和地下溶蚀缝洞系统, 以及一系列北东向次级褶皱及断裂系统。海西晚期的构造运动使凸起再次抬升而暴露地表, 遭受风化剥蚀, 大部分地区缺失上石炭统及二叠系, 并形成了一系列近东西向的褶皱和断裂系统, 使经历了后期叠加改造的岩溶-缝洞储层系统更加复杂化。该构造-沉积格局一直持续至印支—燕山期。由于阿克库勒地区自海西运动以来一直处于隆起状态, 多期次构造、岩溶和成岩作用叠加改造形成的断裂-缝洞-不整合面组成的油气疏导体系, 加上东南缘满加尔坳陷丰富的油源供应, 使其长期成为油气运移和聚集的指向区域, 为大型塔河油田的形成创造了极为有利的区域成藏地质背景(叶德胜等, 2000; 林忠民等, 2000)。

2 长期供油、多期成藏

根据生物标志化合物、气相色谱、轻烃指纹、原

注: 本文为国家“九五”科技攻关项目(编号 99-111-02-01)专题的部分成果。

收稿日期: 2001-11-05; 改回日期: 2002-05-24; 责任编辑: 周健。

作者简介: 林忠民, 男, 1962年6月生。1982年毕业于长春地质学院地球物理系, 中国地质大学在读博士生。现为中石化新星石油公司西北石油局规划院副总工, 高级工程师。通讯地址: 830011, 乌鲁木齐北京北路2号, 西北石油局规划院; Email: LZM-XJ@v. p. 163. com。

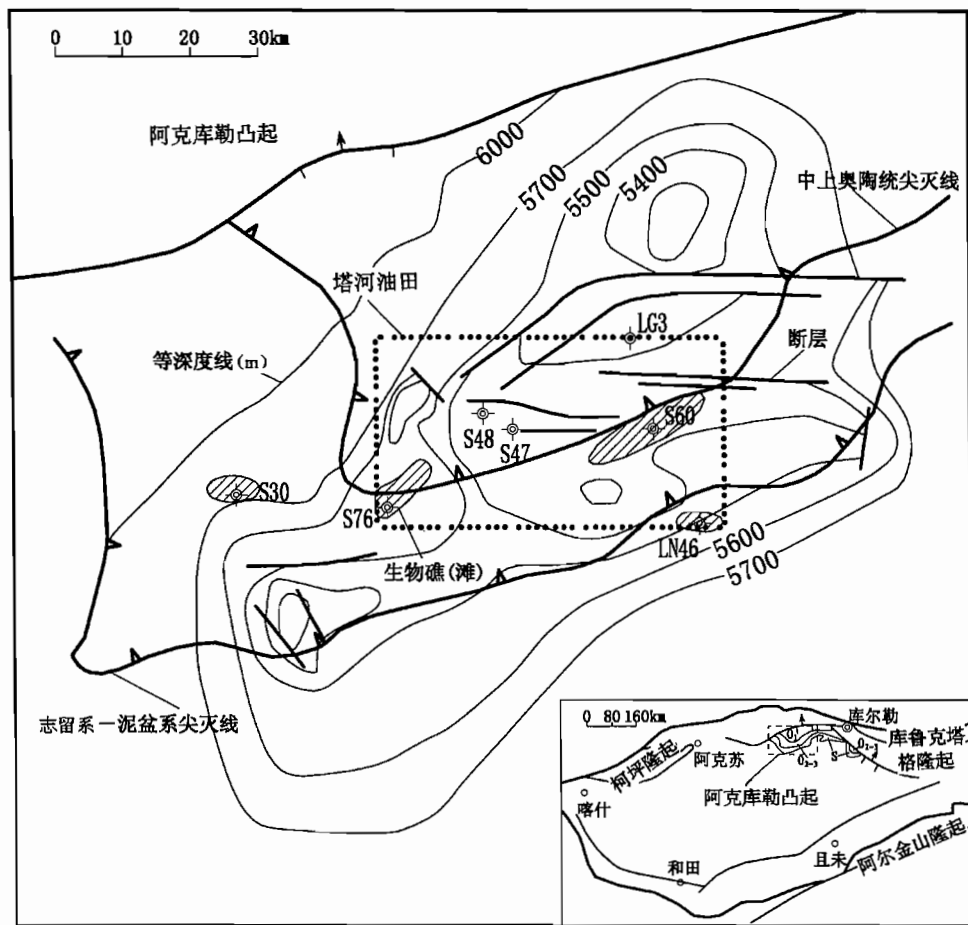


图1 阿克库勒凸起塔河油田分布略图

Fig. 1 The sketch of the Tahe oil field in Akkol uplift

油微量元素、碳同位素分布等研究成果,塔河油田的原油来自寒武系—奥陶系海相烃源岩^①。海西早期—海西晚期,塔河地区及外围,已具有大规模油气成藏的热演化条件,至喜马拉雅晚期,塔里木盆地在低古地温背景下,深埋的寒武系—奥陶系长期生油、持续供油,不同期次生成的不同性质的原油是塔河油田油气性质丰富多彩的根本原因。寒武系—奥陶系演化至喜马拉雅晚期,形成的油气资源量为 34×10^8 t,其中油 13×10^8 t,气 21×10^8 t油当量。因此,本区的油气资源十分丰富,具备了形成大型油气田的物质条件。

3 多期次构造、岩溶和成岩作用

塔河油田奥陶系碳酸盐岩主要由颗粒灰岩、泥—微晶灰岩、云灰岩、藻粘结灰岩和岩溶岩等组成,由于经历了加里东期至印支—燕山期的多期次构造挤压抬升和风化剥蚀,使得塔河地区的碳酸盐岩地

层经历了多期次、广泛的构造、岩溶和成岩作用的叠加改造,形成了区内广泛分布具强烈非均质性的岩溶-缝洞型储层(林忠民等,2000)。

3.1 岩溶发育的基本特征

塔河地区在早奥陶世处于碳酸盐岩台地环境,是古岩溶发育的有利地区(叶德胜等,2000;林忠民等,2000)。多期构造运动使台地发生多次暴露和淹没过程,从而发生多期岩溶作用。根据大量岩心描述、岩溶充填物元素分析、碳氧同位素测定、包体测温、裂缝充填物之间的交切关系、岩溶改造等方面的综合研究成果(林忠民等,2000),塔河地区在加里东—晚期、海西早期、海西晚期、印支—燕山期均发育了不同程度的岩溶作用,其中海西早期和晚期是最主要的岩溶发育时期。

钻井资料揭示的岩溶作用自上而下可分为地表

① 顾忆等,2000.塔里木盆地塔河油区成藏历史与成藏机制研究.

岩溶带、渗流岩溶带和潜流岩溶带,其中渗流岩溶带又可分为上带(近地表渗入带,也叫渗入岩溶带,)和下带(渗滤岩溶带)。

上述岩溶垂直分带,主要受潜水面深度和地下水运动的控制。由于海平面升降引起的潜水面变化,可导致渗流岩溶带和潜流岩溶带的多次交替发育。

岩溶发育的控制因素主要是岩性、构造、古气候和时间(Loucks, 1999;林忠民等,2000)。塔河地区奥陶系碳酸盐岩岩溶作用具有较为明显的阶段性演化特点,不同岩溶地貌单元的岩溶发育特征和岩溶纵向分带明显不同(Purdy et al., 1999)。岩溶斜坡发育许多成排成带的次级岩溶残丘和次级岩溶洼坑,由于处于相对平缓的地区,地表及地下水系较发育,岩溶作用较强,岩溶垂向序列发育完整。目前奥陶系的放空井及泥浆漏失井中,大多数位于岩溶斜坡带,特别是岩溶斜坡上的次级岩溶残丘部位,是岩溶最为发育、保存条件好、寻找岩溶-缝洞型储层的最佳地区;其次是岩溶高地及岩溶洼地近岩溶斜坡一侧。

3.2 储层特征

塔河地区奥陶系碳酸盐岩储层的基本特征是:纵向上和横向上非均质性极强,基质孔渗性极低,主要储集空间为受构造及岩溶作用控制的裂缝和溶蚀孔洞。

3.2.1 储层类型及储集空间

根据碳酸盐岩储集空间类型及其组合特征,可将储层类型分为裂缝型、缝洞型和生物礁(滩)孔隙型等。

裂缝型储层的特征是岩块(基质)孔隙度及渗透率均极低,而裂缝发育,裂缝既是主要的渗滤通道,又是主要储集空间。此类储层油气产出的特点是,初产量一般较高,但产量递减快,在较短时间内甚至可能停喷。

缝洞型储层中的孔洞和裂缝均较发育,两者对油气的储集和渗滤都起到相当的作用。该类储层油气产出的特点是初产量高、且产量稳定或较稳定,稳产期长。可根据裂缝和溶洞的相对发育程度细分为孔洞-裂缝型储层和裂缝-孔洞型储层二类。大型洞穴充填物也发育孔隙型储层,如T615井,奥陶系溶蚀洞穴充填有13m厚的石英砂岩,孔隙度达到12%,试获工业油气流。分析测试结果表明,生物礁属孔隙型储层,孔隙度、渗透率值相对较大,生物礁属孔隙-裂缝型储层,孔隙、渗透率值相对较小,该类储层勘探潜力较大。

3.2.2 储层物性特征

研究区1954件小样品岩心物性分析结果表明(表1),平均孔隙度为0.82%,平均渗透率为 $0.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。132件全直径样品统计,平均孔隙度1.5%,平均渗透率 $0.31 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,全直径样品平均渗透率小于小样品,这可能与其缺少高渗透率的样品有关。

碳酸盐岩储层的渗流性能在很大程度上取决于孔隙喉道的结构特征。据压汞资料,本区奥陶系储层的基质孔喉普遍微小,喉道半径为 $<0.005 \sim 75 \mu\text{m}$,以 $<0.1 \mu\text{m}$ 为主。基质主要渗流孔喉半径大于 $1 \mu\text{m}$,下限为 $0.4 \mu\text{m}$ 。

表1 塔河奥陶系油气藏孔隙度测试结果

Table 1 Measured porosity of Ordovician oil pool in Tahe

样品类型	样数	平均值 (%)	孔隙度分布百分数 (%)					备注
			<0.5	<1.0	<1.5	<2.0	>2.0	
小样品	1954	0.82	31.4	81.0	92.8	97.1	2.9	全部样品
小样品	132	0.84	23.5	83.3	97.0	98.5	1.5	深度对应
全直径	132	1.50	8.3	38.6	65.2	85.6	14.4	

3.2.3 储层分布规律

受岩溶发育深度的明显控制,主要缝洞发育带大多位于风化面以下200m范围内,一是风化面附近的地表岩溶-渗流岩溶带上部,二是潜流岩溶带。中上奥陶统与下奥陶统分界面附近也是一个岩溶发育的有利带,并获油气突破。

构造线的交汇处是缝洞型储集体发育的有利场所。早期形成的裂缝为岩溶发育提供了良好的通道,晚期断裂和裂缝的叠加改造可大大改善早期缝洞的连通性和储渗性。

岩溶缝洞的分布从古背斜构造的轴部向两翼呈现规律性变化。轴部发育以溶洞为主的缝洞型储集体,向两翼逐渐变为以裂缝为主的洞缝型储集体和仅以少量裂缝为主的孔缝型储集体,储集性能相应由好变差。同一岩溶斜坡带内的岩溶残丘,由于风化剥蚀作用强烈,容易形成缝洞集中发育带。

不同岩性具有不同的抗溶蚀能力,水动力强度较大环境下沉积的粒屑灰岩易形成晶间溶孔,从而大大改善了储渗性能,比静水环境下沉积的泥(微)晶灰岩容易溶蚀。礁(滩)相灰岩经构造和岩溶改造后储集性能会大大改善。

3.3 岩溶和成岩作用对储层的影响

岩溶作用极大地改善了碳酸盐岩储层的储渗空间,产生的孔洞缝体系虽然部分被充填物充填,但仍保留了大量有效的储集空间。储集层段的发育层位

与岩溶发育带吻合,优质储层发育的底界深度与岩溶作用深度基本一致。含油气井主要分布于岩溶斜坡区、岩溶谷地上游区、岩溶高地边缘,特别是岩溶缓坡及其上的岩溶残丘。现今 I、II 类裂缝型储层的发育深度也与岩溶作用深度吻合。岩溶作用形成的孔洞缝体系及后期产生的构造裂缝,改善了碳酸盐岩的渗透能力,为埋藏期流体运移和溶蚀作用的产生,奠定了良好的基础。其进一步形成的继承性溶缝、溶蚀孔洞及构造裂缝,与岩溶作用形成的有效储集空间共同构成了研究区碳酸盐岩的有效储渗空间。

包括溶解和白云岩化的后生成岩作用对本区奥陶系次生孔隙和缝洞的形成及改造有重要影响。海西早期抬升暴露后的古岩溶作用形成的溶蚀孔洞是本区奥陶系碳酸盐岩的主要储集空间,岩心中溶蚀孔缝洞广泛发育。埋藏白云化作用,多表现为沿缝合线、构造裂缝进行的白云岩化,白云石晶间孔隙发育。

据区域地质资料,塔河油田深层还发育下奥陶统莱坝组白云岩层状储层,是有利的勘探领域。

4 良好的储盖配置

4.1 盖层及保存条件

从所揭示的地层剖面看,塔河油田奥陶系油藏的盖层为下石炭统卡拉沙依组下部泥质岩段、巴楚组双峰灰岩段和下泥岩段及膏泥岩;中奥陶统泥灰岩及灰质泥岩;下奥陶统致密灰岩段。其中,下石炭统卡拉沙依组下部泥岩段和巴楚组的灰岩、泥岩,岩性致密、单层厚度大、层位稳定,是良好的区域盖层。

卡拉沙依组下部泥岩段:泥岩厚度 5~63.5m,突破压力 9.6~14.13MPa,中值半径 2.5~4.5nm,0.8~3.2nm,孔隙含量 40.6%~60.2%,是中等一差盖层。

巴楚组泥岩及双峰灰岩段:泥岩单层厚度大,9.5~82.5m,平均 20m,质纯、致密,其中常含膏盐岩。突破压力 10.88~16.0MPa,中值半径 2.2~4.5nm,0.8~3.2nm,孔隙含量 36.3%~64%。

裂隙型内幕油藏的存在,表明奥陶系泥灰岩、泥质灰岩和致密的泥晶灰岩段在裂缝不发育时可以成为局部的盖层或侧向遮挡层,但其封盖性能主要取决于裂隙的发育程度。

4.2 储盖组合

塔河地区最重要的储盖组合是下奥陶统风化面岩溶缝洞型储层与石炭系巴楚组泥岩及双峰灰岩盖

层组合;其次为中奥陶统礁(滩)相灰岩储层与下石炭统巴楚组泥岩及双峰灰岩盖层构成的一套储盖组合和下奥陶统礁(滩)灰岩(经岩溶改造)储层与中奥陶统泥灰岩、灰质泥岩盖层储盖组合。另外在深层还发育下奥陶统白云岩储层与下奥陶统鹰山组致密灰岩盖层储盖组合。

5 多层次、多类型圈闭广泛发育

塔河地区发育有构造型圈闭、地层岩性圈闭和复合型圈闭三大类。

构造型内幕背斜圈闭具明显的继承性特点,闭合面积和幅度均较大,是塔河地区重要的圈闭类型,主要分布于塔河中部地区构造高部位。圈闭层位为下奥陶统底部的白云岩段。

地层岩性圈闭可分为缝洞型圈闭、生物礁(滩)型圈闭。缝洞型圈闭分布于下奥陶统中上部的灰岩中,有效储渗空间为裂缝网络和溶蚀孔洞,但非均质性极强,周围致密碳酸盐岩和泥岩对其形成良好的侧封和顶封。所以,圈闭范围主要受分布不均一的岩溶缝洞型储层所控制。此类圈闭不一定具潜山形态,而与下奥陶统缝洞系统的发育程度有关。生物礁(滩)型圈闭分布于台地边缘地区,其周围致密的碳酸盐岩可对其形成良好的封堵。奥陶系生物礁(丘)及粒屑滩发育,同时又处于中上奥陶统尖灭线附近,是今后油气勘探的重要领域。

复合型圈闭是本区的主要圈闭类型,主要为岩溶残丘-缝洞型圈闭。岩溶残丘-缝洞型圈闭形态受岩溶残丘形态和缝洞储集体展布范围的复合控制,油气高度远大于岩溶残丘闭合度。

6 构造、岩溶和成岩作用叠加改造

塔河地区在长期的地质演化过程中,发育了以海相为主的跨时代、跨地域、多类型的烃源层系,形成了多类型非均质性极强的储集层系与封盖体系,而多期构造、岩溶和成岩的叠加改造作用形成了复杂的断裂-不整合-含缝洞的油气输导网络和多个具内在成因联系的复式圈闭系统。油气以多个烃源区经多期生烃和复杂的输导网络聚集到复式储层和圈闭系统中,并经历了改造与再次成藏的过程,形成了十分复杂的油气藏剖面结构。

由于区域构造的多期挤压隆升作用,塔河地区成为油气运移的长期指向区。区内发育有近东西、北东、北西向三组断裂,这些断层不仅控制着大部分构造圈闭的发育,成为油气运移的良好通道,而且沟通

了油源-不整合面-储集层之间的时空联系。多期构造运动形成的多个区域性不整合面不仅明显改善了储集性能,为油气的侧向运移提供良好通道,而且控制了某些圈闭的形成,为油气富集提供了场所。奥陶系碳酸盐岩之上为厚度较大的下石炭统泥质岩覆盖,十分有利于海西晚期及其后油气藏的形成和保存。奥陶系顶面碳酸盐岩残丘较为发育,常与碳酸盐岩缝洞储集体配合而形成油气圈闭,在中上奥陶统覆盖区发育礁(滩)孔隙型储层,也是油气聚集的有利地区。

多期形成的油气经复杂的断裂-缝洞-不整合面输导网络,运聚到各类圈闭中,经历后期改造和再成藏,形成了多旋回复式油气成藏系统。

参 考 文 献

- 陈洪德,张锦泉,叶德胜. 1995. 新疆塔里木盆地北部古风化壳(古岩溶)储集体特征及控油作用. 成都:成都科技大学出版社,5~110.
- 郭建华. 1993. 塔里木盆地轮南地区奥陶系潜山古岩溶及其所控制的

储层非均质性. 沉积学报,11(1):56~64.

- 何运碧. 1991. 试论轮南地区奥陶系碳酸盐岩储集层裂缝类型及发育规律. 见:童晓光,梁秋刚主编. 塔里木盆地油气勘探论文集. 乌鲁木齐:新疆科技卫生出版社,439~447.
- 康玉柱. 1996. 中国塔里木盆地石油地质特征及资源评价. 北京:地质出版社,1~15.
- 林忠民,李正芬,罗传容. 2000. 塔河油田奥陶系岩溶发育特征及受控因素. 见:蒋炳南主编. 塔里木盆地北部油气田勘探与开发论文集. 北京:地质出版社,24~35.
- 叶德胜,王根长,林忠民等. 2000. 塔里木盆地北部寒武-奥陶系碳酸盐岩储层特征及油气前景. 成都:四川大学出版社,88~102.

References

- Guo Jianhua. 1993. Burial Hill palaeokarst and its controlled reservoir heterogeneity in Ordovician, Lunnan region of Tarim Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 11(1): 56~64 (in Chinese with English abstract).
- Loucks R G. 1999. Paleocave carbonate reservoirs; origins, burial-depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications. *AAPG Bulletin*, 83(11): 1795~1834.
- Purdy E G, Walthman D. 1999. Reservoirs implications of modern karst topography. *AAPG Bulletin*, 83(11): 1774~1794.

Formation Condition of Large-scale Oil-gas Pool in Ordovician Carbonate Rock in the Tahe Oil Field, Tarim Basin

LIN Zhongmin

China University of Geosciences, Wuhan, 430074

Northwest Bureau of Petroleum, CINOPEC, Urumqi, Xinjiang, 830011

Abstract

The Tahe oilfield located in the southwest of the Akkol uplift in the northern Tarim basin is a large-scale oilfield of karst-fractured reservoir in Lower Ordovician carbonate rocks and was formed under the background of a long developed palaeo-uplift. Controlled by regional tectono-sedimentary setting, the Tahe area in the Early Ordovician was in an open carbonate platform environment and in an inherited uplift. For a long time, it was the targeted area of oil/gas migration and accumulation, and underwent multi-episode tectonic movements, karstification and diagenesis. The karst-fractured reservoir presents the characteristics of intense anisotropy and lowest matrix porosity/permeability. Oil and gas are mostly accumulated in the caves and fracture system of the karst-buried hills within the bed of 200 meters below the weathered unconformity. Exploration practices indicate that the formation of the Tahe oil reservoir was controlled by long-term developed, inherited palaeo-uplift, rich-supply sources, intensive anisotropic karst-fractured reservoir and good caprock associations, widely developed traps of different types, and the conduit system consisting of karst palaeo-hill fractures and pore spaces and unconformity surfaces.

Key words: large-scale oil pool; carbonate karst-fractured reservoir; pool-forming condition; Lower Ordovician; Tahe oil field; northern Tarim basin