

塔里木盆地塔北隆起碳酸盐岩油气成藏特点

吕修祥^{1,2)}, 周新源³⁾, 李建交^{1,2)}, 王清华³⁾, 杨宁^{1,2)}

1) 中国石油大学盆地与油藏研究中心, 北京, 102249

2) 中国石油大学油气成藏机理教育部重点实验室, 北京, 102249

3) 中国石油塔里木油田分公司, 新疆库尔勒, 841000

内容提要:塔北隆起自早古生代以来经历了长期的挤压隆升剥蚀过程, 结合寒武系膏盐的塑性上拱, 形成了两种基本的碳酸盐岩圈闭类型, 即风化壳潜山和内幕背斜圈闭。塔北隆起南临古生代满加尔凹陷、北临中生代库车坳陷, 具有捕获南北两侧海陆两相油气来源的条件, 经历了海西期、燕山期和喜马拉雅山期 3 期成藏。储集空间主要靠溶蚀孔洞和裂缝。石炭系中—上泥岩段和白垩系卡普沙良群泥岩两套区域性盖层对碳酸盐岩风化壳潜山油气聚集起着至关重要的作用。不整合面和断裂是控制塔北隆起油气成藏的两个最关键的因素, 不整合面既控制着岩溶储层的发育分布又是油气侧向运移的优势通道; 断裂活动形成破碎带、裂缝带进而改善储层性能, 同时断裂也是油气垂向运移的优势通道。

关键词:碳酸盐岩; 油气成藏; 塔北隆起; 塔里木盆地

塔北隆起处在塔里木盆地北部, 其南是古生代的满加尔凹陷、北为中生代的库车坳陷。塔北隆起的正向构造单元包括库尔勒鼻隆、轮南低凸起、轮台凸起、英买力低凸起。塔北隆起形成于早古生代, 自加里东期开始初具隆起雏形, 以后经历多期隆升剥蚀过程, 形成了现今残余古隆起的构造格局(陈发景等, 1991; 蔡东升等, 1995; 贾承造等, 1995, 1996; 贾承造, 1997)。

自 1984 年沙参 2 井获得高产量工业油气流以来, 塔北隆起碳酸盐岩的勘探已走过了 20 多年的曲折道路, 发现了以轮南-塔河油气田为代表的一批油气田及含油气构造, 显示碳酸盐岩是塔北隆起的重要含油气层系(康玉柱, 1992; 2005; 周兴熙, 1995; 张抗, 1999; 叶得胜等, 2000)。但是碳酸盐岩油气聚集比较复杂, 整个塔北隆起碳酸盐岩中出油井点不少, 但探明区块不多(邱中建, 2000)。目前发现的碳酸盐岩油气田(藏)分布在 3 个区块: 轮南低凸起、英买力低凸起和轮台凸起(图 1)。

经过国家“九五”特别是“十五”科技攻关, 不仅在认识上取得显著进展, 如塔北隆起碳酸盐岩油气藏的油气来源的认识(梁狄刚等, 1997, 2000; 顾忆

等, 2001; 马安来等, 2004,)、油气成藏期的认识(卢双舫等, 2000; 王铁冠等, 2000; 周凤英等, 2000; 梁狄刚等, 2002; 赵孟军等, 2003; Wang et al., 2004; 王飞宇等, 2005), 而且勘探上也不断获得新的突破, 不仅轮南、塔河的探明储量连年增长, 而且在塔北隆起西段的英买力凸起北坡有新的发现, 显示了塔北隆起碳酸盐岩巨大的勘探潜力。全面总结塔北隆起海相碳酸盐岩油气成藏特点, 对于更清楚更系统地认识塔北古隆起碳酸盐岩油气成藏分布并指导进一步的勘探实践都具有重要意义。

1 两种主要的圈闭类型

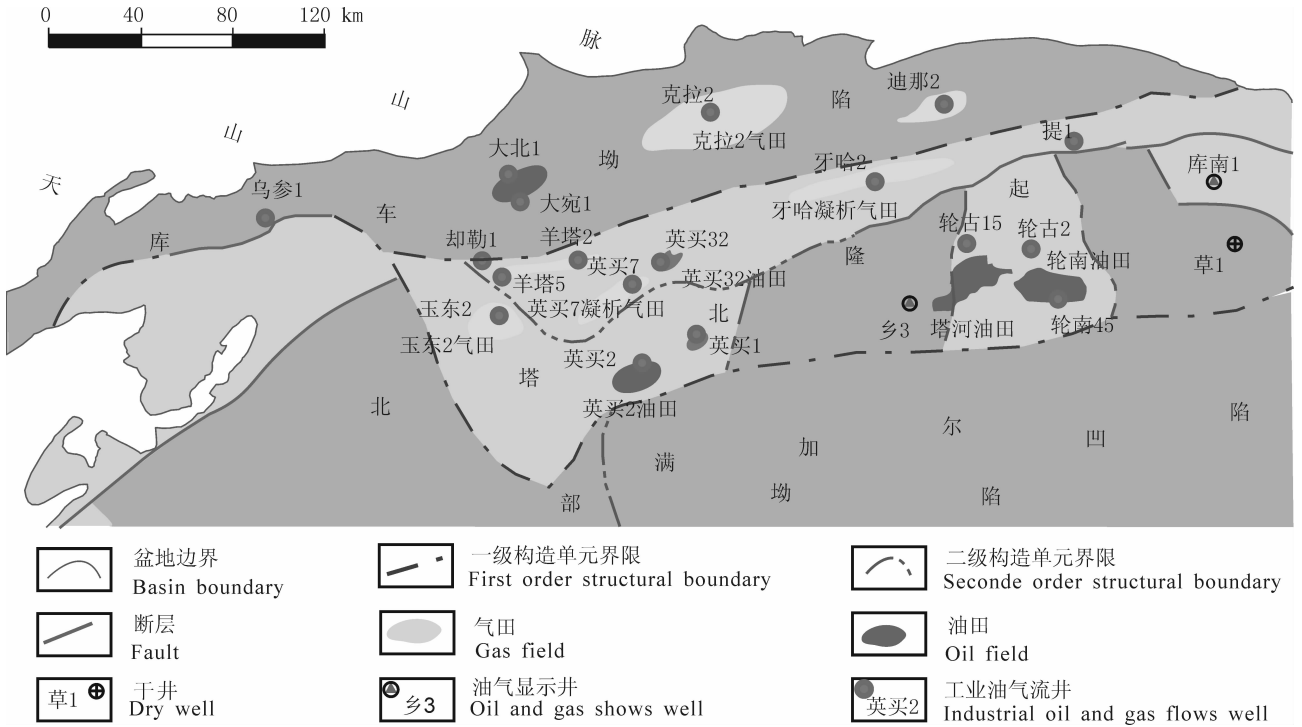
1.1 圈闭形成的背景

中晚奥陶世末的加里东晚期构造运动使塔里木板块处在南北向的挤压状态, 塔北隆起抬升, 经历了第一次大规模的隆升剥蚀过程。受早海西运动的影响, 塔北隆起进一步抬升并经历了第二次大规模的隆升剥蚀过程, 隆起高部位志留系和泥盆系完全被剥蚀; 随后在凹凸相间的古地貌上填平补齐式沉积了石炭系, 在凸起高部位缺失石炭系下部地层。海西晚期的挤压抬升使塔北隆起二叠系普遍缺失(张

注: 本文为国家重点基础研究发展规划“973”项目(编号 2005CB422108)资助成果。

收稿日期: 2007-04-30; 改回日期: 2007-06-05; 责任编辑: 周健。

作者简介: 吕修祥, 男, 1963 年生。博士, 石油地质专业。现为中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心教授, 博士生导师, 主要从事油气藏形成机理与分布规律研究。通讯地址: 102249, 北京市昌平区, 中国石油大学盆地与油藏研究中心; Email: luxx@vip.sina.com。



一伟等,2000)。牙哈—英买力地区,侏罗系或白垩系披覆沉积在碳酸盐岩风化壳上。

1.2 圈闭类型

塔北隆起所经历的挤压背景以及多期、长期的抬升剥蚀过程,决定了风化壳潜山和内幕背斜是该区两种基本的碳酸盐岩聚油气圈闭类型(图2)。

风化壳潜山。多期隆升使几个正向构造单元遭受强烈剥蚀,形成了轮南凸起奥陶系碳酸盐岩风化壳潜山圈闭、英买力寒武系和奥陶系碳酸盐岩风化壳潜山圈闭、牙哈寒武系碳酸盐岩风化壳潜山圈闭。碳酸盐岩风化壳潜山圈闭的规模大,以轮南凸起为例,圈闭面积超过1200 km²。英买力低凸起向北至牙哈,剥露地层由奥陶系到寒武系逐渐变老,牙哈构造带所处的轮台断隆是塔北隆起抬升最早、剥蚀最强的构造带(严俊君等,1995;吕修祥等,2000)。

碳酸盐岩内幕背斜圈闭。一方面由于挤压作用形成碳酸盐岩背斜,如早期的轮南大背斜;另一方面,由于寒武系底部发育一套膏盐层,因而在挤压过程中盐层发生塑性流动并上拱形成盐拱背斜,如英买1、英买2背斜。

2 海陆两相多源多期成藏

塔北隆起有两个方向的油气来源,即南部的海

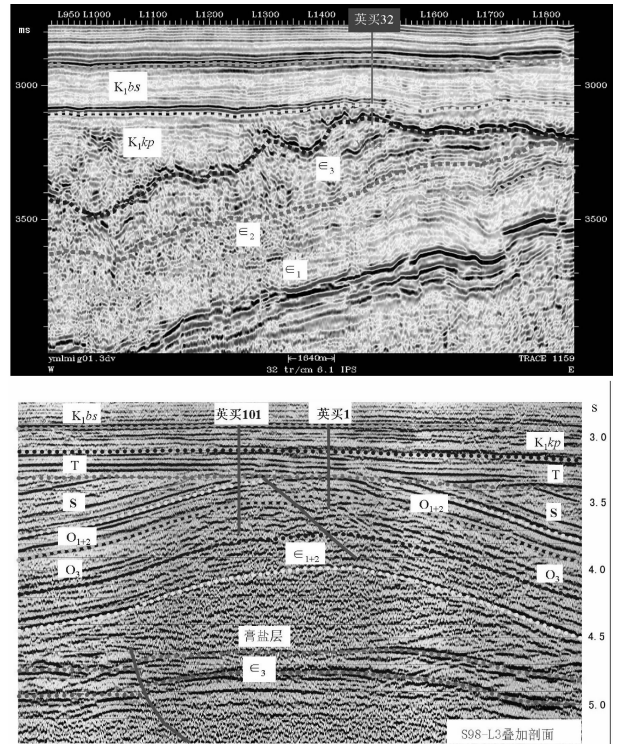


图2 塔北隆起碳酸盐岩圈闭剖面图
(上:风化壳潜山,下:内幕背斜)
Fig. 2 Profile of carbonate rock traps in northern uplift, Tarim basin(upper: weathering crust buried hill, lower: anticline in carbonate rock)

相和北部的陆相(梁狄刚等,1997)。

北部陆相油气源,以库车坳陷的陆相三叠系一侏罗系湖泊及沼泽相沉积的泥岩及煤系泥岩为烃源岩。三叠系湖相泥岩烃源岩厚度一般 200~300 m;侏罗系湖泊-沼泽相暗色泥岩、碳质泥岩和煤烃源岩厚度一般 300~500 m。泥质岩有机碳含量多数分析样品都大于 1%。暗色泥岩主要生油,而煤系泥岩主要生气。依南 2 井和阳 1 井较完整地钻揭了三叠系一侏罗系烃源岩,实际测量结果侏罗系的 R_o 为 0.84%~0.90%,三叠系的 R_o 为 1.01%~1.04%。模拟计算库车坳陷三叠系一侏罗系烃源岩处在成熟一过熟阶段。油气源对比结果表明,牙哈碳酸盐岩风化壳潜山、英买 32、英买 33 碳酸盐岩风化壳潜山的油气均为陆相成因(杨宁等 2005;张秋茶等,2006)。也就是说,在塔北隆起的北坡,即轮台断隆西段的英买力低凸起北坡至牙哈潜山带,碳酸盐岩聚集的油气均来自库车坳陷的陆相烃源岩。

南部海相油气源,烃源岩有两套,即寒武系源岩和中一上奥陶统源岩(梁狄刚等,1997,2000)。寒武系源岩分布在轮南凸起及英买力凸起南、以满加尔凹陷为主体的塔里木盆地东部广大地区。库南 1 井、塔参 1 井、塔东 2 井均钻遇该套地层。源岩主要为黑色灰岩、页岩,厚度 50~400 m,母质类型为腐泥型,有机碳含量为 1%~6%, R_o 为 2%~3%。轮南奥陶系潜山气藏的天然气即来自于这套气源岩。中一上奥陶统源岩分布于轮南 1 井以南的盆地西部广大地区。源岩主要为台缘斜坡相的泥灰岩,厚度为 40~150 m,母质类型为腐泥型,有机碳含量为 0.5%~5.1%, R_o 为 0.9%~1.3%。经油源对比,英买力奥陶系碳酸盐岩内幕背斜油来自寒武系烃源岩(张水昌等,2000)、轮南地区奥陶系所产油来自于该套烃源岩(朱扬明等,1997;段毅等,1997)。

多期构造活动以及多套烃源岩的多次生排烃导致塔北隆起的海相碳酸盐岩经历了多期成藏过程。近些年来,我国一些学者采用多种方法对轮南地区奥陶系碳酸盐岩-石炭系泥岩含油气组合的油气成藏期次进行了研究,总体观点是趋于一致的,认为海西期、燕山期和喜马拉雅山期是轮南地区 3 次重要的油气成藏期(周东延等,1999;王建宝等,2000;金之钧等,2004)。而对于北部寒武奥陶系碳酸盐岩-白垩系泥岩含油气组合主要是晚期成藏,包裹体分析以及同位素定年显示在喜马拉雅山晚期。看来对于整个塔北隆起碳酸盐岩成藏,晚期的充注十分重要。

3 两类主要储集空间

尽管碳酸盐岩的储集空间很多,诸如孔隙、裂缝、溶孔、溶洞(顾家裕等,2001),以及由热液活动引起的改造型储层(金之钧等,2006),但溶蚀作用形成的孔洞和构造作用形成的裂缝是塔北隆起碳酸盐岩的两类主要储集空间。

3.1 溶蚀孔洞

轮南地区的轮古 17、轮古 102、轮古 100 井奥陶系灰岩发育大型溶洞,洞中部分充填岩溶岩或未充填(表 1),钻井过程中有放空或钻时加快,这类大型溶洞是有效的储集空间。其纵向分布一般发育在距风化壳顶面 150 m 以内的潜流带;横向分布一般发育在古地貌斜坡带或较平缓的斜坡带。

表 1 轮南地区部分井大型溶洞分布统计表

Table 1 Distribution of the big karst caverns in carbonate rock in some wells, Lunnan area

井号	井段 (m)	洞高 (m)	测井 响应	钻井 显示	充填 程度
轮古 100	5505.5~5525	19.5	井径扩大、 高自然伽 玛、低电阻 率	/	未充填
轮古 17	5494.5~5528	34		/	未充填
轮古 102	5619~5631.6	12.6		放空	未充填
	5632.37~5633.21	0.84		放空	未充填
	5633.31~5634	0.69	放空	未充填	
	5635.09~5636.6	1.51		放空	未充填

英买 9 井井深 5125~5131 m 井孔剖面特征为潜山表面发育的大型溶蚀缝洞为风化壳残积物所充填。发育风化残积堆积物,见灰岩角砾岩,砾间为杂色泥岩充填。在潜山表面有大型溶蚀缝洞,但一般被上覆地层的泥岩充填。5131~5158 m 井段以高角度纵向裂缝和沿裂缝发生扩溶形成的纵向延长溶洞发育为特征。5158~5189 m 井段以溶孔、溶洞和大型溶蚀洞穴发育为特征,其中溶孔和小溶洞具有大致顺层分布的特点,而大型溶洞则明显呈水平方向拉长延伸的特点。该段在岩溶作用几个垂向分带中,溶孔、溶洞最为发育。

3.2 裂缝

英买 2 井 5940~5953 m 井段试油获 242.5 m³/d 的工业产能,由于这一段未取心,测井解释认为是构造裂缝型储层。通过相邻的英买 201、202、206 井岩心和薄片观察,证实了构造裂缝型储层的存在(图 3),储集空间主要为未被充填的张开裂缝和张开的缝合线,少量继承性沿缝合线发育的扩大的次生溶孔,张开缝可以改造前期被亮晶方解石充填的裂缝,并使其中的亮晶方解石发生溶蚀形成少

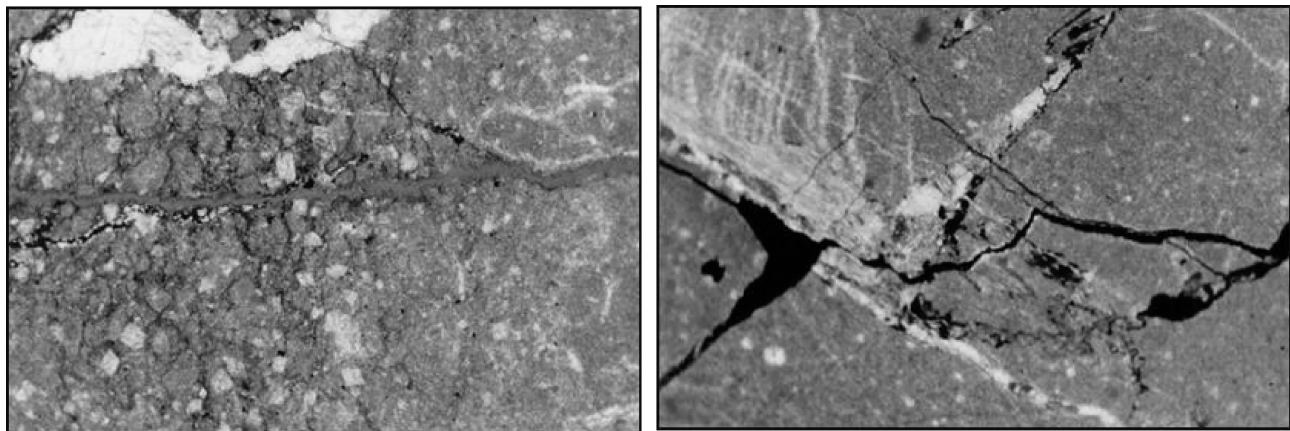


图3 英买力地区井下碳酸盐岩裂缝显微照片

Fig. 3 Micrograph of the underground carbonate rock in Yingmaili area of Tarim basin

量的溶孔。无论储集空间有多复杂,张性应力的作用是储层的首要成因机理,即使是张开的缝合线,而且是晚期形成的。

据轮古100—轮古12井区探井奥陶系117.51 m岩心观察,裂缝主要发育构造缝,其中垂直缝占53.1%,其次为斜缝,占36.7%,其余为低斜缝和水平缝,缝宽1~20 mm。一般为方解石半充填或无充填,面缝率范围0.23%~1.98%,平均面缝率0.67%。通过轮古100—轮古12井区7口井奥陶系碳酸盐岩210个铸体薄片的观察统计,有194个样品见微裂缝,占样品数的92.4%。桑塔木断垒及桑南斜坡奥陶系潜山储集层微裂缝十分发育,是重要的储集空间。

4 两套关键的区域性盖层

在库车前陆盆地形成之前,塔北隆起具有北高南低的特点,轮台断隆抬升最高,剥蚀最为强烈。碳酸盐岩风化壳潜山之上覆盖地层具有北新南老的特点。轮南低凸起上高部位缺失石炭系下部地层,石炭系中泥岩段披覆盖沉积在碳酸盐岩风化壳潜山之上,构成一套良好的区域性盖层(图4)。中泥岩段与上泥岩段在全区分布稳定,中泥岩段单层泥岩厚度一般30~50 m,隆起高部位泥岩累计厚一般100~300 m;在隆起的斜坡部位厚度增大。与国外古生界大型碳酸盐岩油气藏盖层不同的是,东西伯利亚、滨里海、伏尔加—乌拉尔等盆地,膏盐层是区域性盖层;而轮南—塔河大油田是一套泥岩盖层。

在英买力低凸起北坡向牙哈潜山带,出露地层逐渐变老,由南向北依次为下奥陶统、上寒武统、中寒武统,甚至变质岩。碳酸盐岩风化壳潜山之上披

覆沉积白垩系卡普沙良群底部的一套泥岩。白垩系卡普沙良群泥岩是研究区垒带上重要的区域性盖层,是形成古潜山油气藏的关键要素,卡普沙良群为一套泥岩夹粉砂岩、泥质粉砂岩地层,泥岩占地层厚度的70%以上,在英买7—英买11井区厚152~298 m。其盖层有效覆盖范围是南部侏罗系尖灭线以北的广大地区。

对于碳酸盐岩内幕背斜油气聚集,奥陶系达西库木组和英买力组的泥质岩段是本区碳酸盐岩的另一重要盖层。由于塔北隆起南部海相油气成藏期较早(主要为海西期),印支期后塔北隆起广泛抬升,垒带顶部该套盖层被剥蚀殆尽,且早期形成的油气藏也多已被破坏,该套盖层仅在垒带的南部斜坡上发育,常可因其封盖保存作用而形成原生气藏,英买1、英买2油藏的形成与之有关。

5 两大成藏关键控制因素——断裂及不整合

对于塔北隆起碳酸盐岩,油气成藏条件十分优越,南北两侧有丰富的油气来源,并且晚期依然有油气充注;石炭系和白垩系发育两套分布稳定的泥岩直接盖层。在这种背景下,碳酸盐岩能否聚集油气,关键因素就在于碳酸盐岩目的层是否有储集空间、油气能否进入储集空间。不整合面和断裂就显得尤为关键。

5.1 不整合面的控制作用

不整合面的控制作用主要体现在两个方面,一是形成风化壳岩溶储层,二是构成侧向油气运移的通道。

寒武系、奥陶系碳酸盐岩潜山顶面是缝洞集中

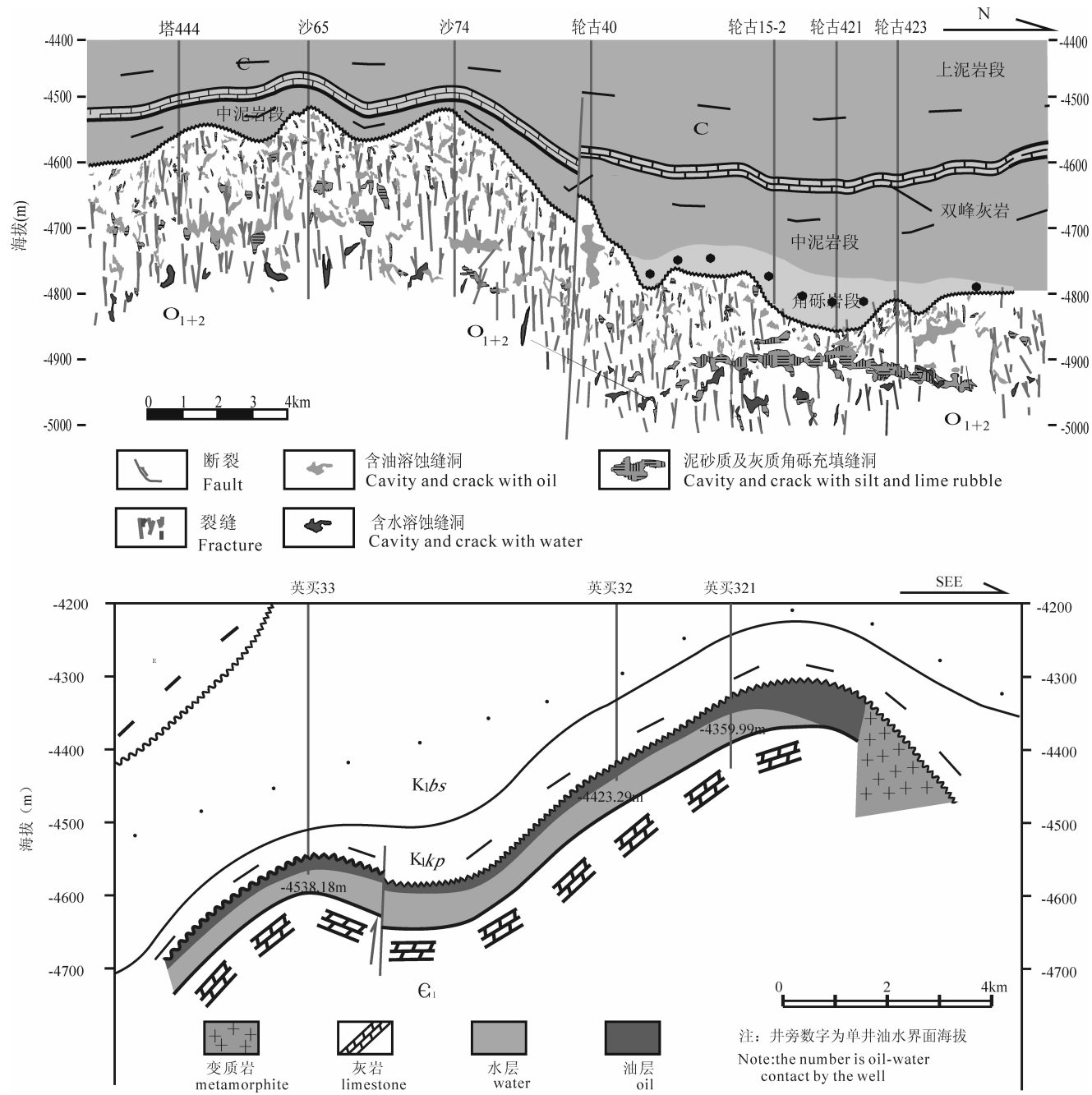


图 4 轮南-塔河及英买 32 油气藏剖面图(上:轮南-塔河,下:英买 32)

Fig. 4 Hydrocarbon reservoir profile of the Lunnan-Tahe and YM 32 oil field(Upper: Lunnan-Tahe, Lower: YM32)

发育段。油气在纵向上呈连续分布,油层间不夹水层。工业油气流井段主要分布在潜山面以下约 200 m 范围内,而潜山面以下 100~150 m 产油气层段比较集中。轮南潜山所有工业油气流井,连续产油气井段大都分布在潜山面以下 200 m 以内(顾家裕等,2002)。少数井可以达到 230 m,个别井可以达到 350 m,其分布都是在长期活动的断裂带附近。

轮南奥陶系风化壳潜山产油气层段海拔从 -4100 m 至 -4800 m 均有分布,其高差高达 700

m。从构造位置看,构造高点、斜坡、低部位都发现了工业油气流。奥陶系油气主要分布在潜山面以下 200 m 的事实表明轮南奥陶系油气沿着潜山面随着储层的发育而分布,油气层的底界也不是水平的,随着构造趋势的升高,油气层的底界也不断升高,而最高点(轮南 2 井区)是含水的区域,油气分布不受高点控制。位于斜坡区的轮古 12 井、轮古 18 井和处于低部位的沙 60 井、沙 69 井都试获高产油气流,进一步表明桑塔木断垒带与桑南斜坡奥陶系凝析气藏

不受局部构造控制。油气的聚集丰度受岩溶、储层发育程度的控制。

英买 32 油田的原油系湖相油,源岩是库车坳陷三叠系湖相泥岩,其成藏期及运聚史与牙哈构造带具有相似的特点。英买 32、英买 33 井的钻井取心反映收获率普遍很低,两口井共取 9 筒岩心,收获率在 1.15%~31.92%之间,说明岩石(主要是白云岩)破碎严重。岩心中针孔状及小孔洞普遍比较发育,见到最大洞径达 31 mm。岩心裂缝比较发育,如英买 32 井 5409.04~5412.7 m 井段 0.28 m 粉晶云岩见 4 条有效裂缝,最大缝长 70 mm、最短 22 mm;英买 33 井 5508~5515.24 m 井段距顶 0.29 m 见一条长 0.04 m、宽 0.5 mm 垂直缝,缝内见原油;5515.24~5519.71 m 井段距顶 0.75 m 见一条长 0.10 m 垂直微缝,未充填,缝内见原油。岩心出筒时一般油味较浓,缝洞中见少量原油溢出。说明裂缝在油气的运移过程中起到了很好的沟通作用。看来,孔-洞-缝在风化壳界面构成了油气侧向运移的输导体系。

从英买 32、英买 33、英买 321 井的钻探结果看,以潜山为背景的油气聚集,从拜城凹陷出来的油气沿着山梁向南运移,油气分布在风化壳一定厚度范围内,并没有统一的油水界面,也证实风化壳是油气晚期侧向运移的主要通道。概述英买 32 井区油气运聚的基本过程是,喜马拉雅山晚期来自拜城凹陷三叠系烃源岩的油气在具有封闭能力的泥质岩盖层之下沿着碳酸盐岩顶面风化壳(裂缝将孔、洞连通)向南运移,以潜山高部位为背景沿壳面聚集成藏,壳面(风化溶蚀带)厚度及油气的丰富程度决定了油气柱的高度。

不整合面是轮南地区油气侧向运移的主要通道。油气运移存在优势通道,对于非均质性十分强烈的碳酸盐岩更是如此。早期的油气由南向北运移,主要是选择几条连通性好的网络体系来实现的(吕修祥等,1999)。特别是在中部斜坡区,油气是沿着与古地貌有关的山梁向北运移,遇到合适的圈闭就聚集起来,相对低洼的地方不是油气运移的指向。

5.2 断裂的控制作用

断裂构造对油气的控制作用主要表现在两个方面,一是影响储层的发育,二是控制着油气的输导体系。

牙哈—英买力地区的寒武—奥陶系碳酸盐岩油气分布明显与断裂构造的发育有关,已发现的几个油藏的 7 口获工业油气流探井分布在牙哈断裂构造

带、英买 7 号断裂构造带、英买 1 和英买 2 构造上,几乎全部与断裂构造有关。

断裂对储层发育的影响主要表现在对碳酸盐岩储层的改造上。这种改造作用又可有两种形式,一种是断裂的活动诱发裂缝的产生,形成裂缝型储层。以英买 2 号构造内幕型油藏为例,由于英买 2 号构造上多条北东向断裂的存在和多期活动,使得中奥陶统一间房组一下奥陶统蓬莱坝组生屑灰岩、粒屑灰岩、云质灰岩段内广泛发育裂缝,裂缝又进一步沟通了这一层段内的溶蚀孔洞,极大地改善了碳酸盐岩的储集性能,从而形成发育良好的裂缝型储层。英买 2、英买 203 和英买 206 井等多口探井岩心观察均可见多组裂缝发育。断裂对储层改造的另一种形式是形成断裂破碎带。牙哈地区寒武系碳酸盐岩主要为深埋热液白云岩,经白云岩化作用甚至硅化作用改造后,岩石脆性增强,断裂活动造成寒武系白云岩普遍发生破碎呈角砾岩状,这种角砾状白云岩除保存大量砾间孔洞外,还为后期的风化壳岩溶改造作用提供了有利条件,使得大气水得以沿砾间孔隙和裂缝发生渗流和淋滤,形成大量因扩溶而产生的溶蚀孔洞。这种现象在牙哈 3 井、牙哈 5 井及牙哈 7X1 井等探井中非常普遍。

断裂对油气输导体系的影响主要表现为可作为油气的垂向运移通道。印支期—燕山期断裂构造发育或重新活动,对先期形成的油气藏产生破坏或调整。牙哈地区 5 口探井上部碎屑岩储层均见油气。其中牙哈 303 井上部白垩系碎屑岩储层中的原油密度及粘度均小于下部寒武系碳酸盐岩储层中的原油(表 2),而白垩系中天然气甲烷含量也明显大于寒武系的天然气,表明白垩系储层中的油气是经过从寒武系延伸至白垩系中的断裂通道从下部运移上去的。另外,牙哈 5 和牙哈 701 井均存在不同程度的下部油气向上部运移的情况。轮南地区,寒武—奥陶系的海相成因油气一直进入古隆起上披覆沉积的三叠系—侏罗系中聚集,也是断裂作为垂向运移通道的一个例证(刘登明,1992)。

表 2 牙哈 303 井油气物性分析数据表

Table 2 Physical analysis datasheet of the hydrocarbon in YH303

层位	原油		天然气	
	密度(g/cm ³)	粘度(mPa·s)	相对密度	甲烷含量(%)
白垩系	0.7927	1.06	0.708	75.21
寒武系	0.8055	2.12	0.751	70.98

6 结论

(1)北隆起碳酸盐岩发育两种圈闭类型,一是与抬升剥蚀作用有关的潜山圈闭,另一是与寒武系膏盐拱张作用有关的背斜圈闭。

(2)发育溶蚀孔洞和裂缝两类主要储集空间;石炭系中泥岩段—上泥岩段和白垩系卡普沙良泥岩是塔北隆起封盖碳酸盐岩油气的两套关键盖层,奥陶系达西库木组和英买力组的泥质岩段只在英买力低凸起南部起作用。

(3)北隆起碳酸盐岩可以捕获南部的寒武-奥陶系海相和北部的三叠-侏罗系陆相油气来源;多套烃源长期接力生烃以及早期的油气藏调整导致碳酸盐岩经历了多期油气成藏过程。

(4)不整合风化壳和断裂是塔北隆起碳酸盐岩油气聚集的关键控制因素,不整合风化壳是岩溶储层发育和油气侧向运移的重要控制因素,断裂是裂缝发育和油气垂向运移的重要控制因素。

参 考 文 献

蔡东升, 卢华复, 贾东, 等. 1995. 南天山古生代板块构造演化. 地质论评, 41(5):432~441.

陈发景, 陈全茂, 孙家振, 等. 1991. 塔北地区盆地构造演化及其与油气关系. 见:贾润晋主编. 中国塔里木盆地北部油气地质研究(第三辑:构造与油气). 北京:中国地质大学出版社, 29~36.

段毅, 惠荣耀, 丁安娜, 等. 1997. 塔里木盆地原油的成因研究. 甘肃地质学报, 6(1):67~73.

顾家裕, 周兴熙等. 2001. 塔里木盆地轮南潜山岩溶及油气分布规律. 北京:石油工业出版社, 200~202.

顾家裕, 贾进华, 方辉. 2002. 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, 47(增刊):9~15.

顾忆, 蔺军, 毛洪斌, 2001. 塔里木盆地海、陆相油气系统特征——以沙雅隆起沙西凸起为例. 见:中国石油地质学会编. 中国含油气系统的应用与进展(第二辑). 北京:石油工业出版社, 120~126.

贾承造, 魏国齐, 姚慧君, 等. 1995. 塔里木盆地构造演化与区域构造地质. 见:邱中建主编. 塔里木盆地油气勘探丛书(卷六). 北京:石油工业出版社, 105~127.

贾承造, 魏国齐. 1996. 塔里木盆地的古生界古隆起和中、新生界前陆逆冲带构造及其控油气意义. 见:童晓光, 梁狄刚, 贾承造主编. 塔里木盆地石油地质研究新进展. 北京:科学出版社, 225~234.

贾承造. 1997. 中国塔里木盆地构造特征. 北京:石油工业出版社, 205~389.

金之钧, 王清晨. 2004. 中国典型叠合盆地与油气成藏研究新进展——以塔里木盆地为例. 中国科学(D辑), 34(增刊): 1~12.

金之钧, 朱东亚, 胡文瑄, 等. 2006. 塔里木盆地热液活动地质地球化学特征及其对储层影响. 地质学报, 80(2): 245~253.

康玉柱. 1992. 塔里木盆地古生代海相油气田. 武汉:中国地质大学出版社, 1~164.

康玉柱. 2005. 中国海相油气田勘探实例之四——塔里木盆地塔河油田的发现与勘探. 海相油气地质, 10(4):31~38.

梁狄刚, 皮学军, 彭燕. 1997. 塔北隆起“一分为二”形成南、北两个海、陆相油气系统的实例. 见:中国石油地质学会编, 中国含油气系统的研究与进展(第一辑). 北京:石油工业出版社, 99~111.

梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等. 2000. 从塔里木盆地看中国海相生油问题. 地学前缘, 7(4):534~547.

梁狄刚, 张水昌, 赵孟军, 等. 2002. 库车拗陷的油气成藏期. 科学通报, 47(增刊):56~63.

刘登明. 1992. 轮南地区构造演化的特点及其对油气藏形成的影响. 见:童晓光, 梁狄刚主编. 塔里木盆地油气勘探论文集. 新疆:新疆科学技术出版社, 274~282.

卢双舫, 王振平, 赵孟军, 等. 2000. 从成油成气期论塔里木盆地的油气勘探. 石油学报, 21(4):7~12.

吕修祥, 金之均, 皮学军, 等. 1999. 塔里木盆地地下古生界碳酸盐岩油气聚集与分布. 中国科学(D辑), 29(4):358~361.

吕修祥, 金之钧. 2000. 塔北隆起羊塔克构造带油气成藏分析. 石油大学学报(自然科学版), 24(1):48~52.

马安来, 张水昌, 张大江, 等. 2004. 轮南、塔河油田稠油油源对比. 石油与天然气地质, 25(1):31~38.

邱中建. 2000. 关键技术的突破促进塔里木气区的发现. 中国工程科学, 2(9):38~41.

王飞宇, 杜治利, 李谦, 等. 2005. 塔里木盆地库车拗陷中生界油源岩有机成熟度和生烃历史. 地球化学, 34(2):136~146.

王建设, 郭汝泰, 肖贤明, 等. 2000. 塔里木盆地轮南低隆起早古生代油气藏形成的期次与时间研究. 沉积学报, 20(2):320~325.

王铁冠, 李素梅, 张爱云, 等. 2000. 应用含氮化合物探讨新疆轮南油田油气运移. 地质学报, 74(1):85~93.

严俊君, 黄太柱. 1995. 塔里木盆地北部构造样式. 地球科学——中国地质大学学报, 20(3):264~270.

杨宁, 吕修祥, 李建交, 等. 2005. 塔里木盆地英买力地区英买 32 井碳酸盐岩油气藏成藏模式. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 24(1):828~831.

叶得胜, 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, 54~55.

张抗. 1999. 塔河油田的发现及其地质意义. 石油与天然气地质, 20(2):120~124.

张秋茶, 包建平, 张亚光, 等. 2006. 英买 32 井区寒武系潜山油藏原油地球化学特征与成藏时间分析. 见:第四届油气成藏机理与油气资源评价国际学术研讨会论文集. 337~342.

张水昌, 王飞宇, 张保民, 等. 2000. 塔里木盆地中上奥陶统油源层地球化学研究. 石油学报, 21(6):23~28.

张一伟, 金之钧, 刘国臣, 等. 2000. 塔里木盆地环满加尔地区主要不整合形成过程及剥蚀量研究. 地学前缘, 7(4), 449~456.

赵孟军, 卢双舫. 2003. 库车拗陷二期成藏及其对油气分布的影响. 石油学报, 24(5):16~25.

周东延, 周兴熙, 顾家裕. 1999. 轮南地区奥陶系风化壳岩溶系统油气成藏机制. *新疆石油地质*, 20(3):199~202.

周凤英, 张水昌. 2000. 塔里木盆地轮南地区轮南2井油藏的注入史研究——来自流体包裹体的证据. *岩石学报*, 16(4):670~676.

周兴熙. 1995. 塔里木盆地油气藏. 见: 邱中建主编. 塔里木盆地油气勘探丛书(卷八). 北京: 石油工业出版社, 15~110.

朱扬明, 傅家谟, 盛国英, 等. 1997. 塔里木地区不同海相源岩原油的识别. *石油勘探与开发*, 24(6):27~31.

Wang T G, Li S M, Zhang S C. 2004. Oil migration in the Lunnan region, Tarim Basin, China based on the pyrrolic nitrogen compound distribution. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 41(1~3):123~134.

Hydrocarbon Accumulation Characteristics of the Carbonate Rock in the Northern Uplift of the Tarim Basin

LÜ Xiuxiang^{1,2)}, ZHOU Xinyuan³⁾, LI Jianjiao^{1,2)}, WANG Qinghua³⁾, YANG Ning^{1,2)}

1) *Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Changping, Beijing, 102249*

2) *Key Laboratory for Petroleum Accumulation Mechanism of China University of Petroleum, Ministry of Education, Changping, Beijing, 102249*

3) *Tarim Oil Field Company of PetroChina, Korle, Xinjiang, 841000*

Abstract

The Northern Uplift of the Tarim Basin had undergone a long-term compressional uplifting and erosion since the Early Paleozoic, and also integrated with the upwarp of the Cambrian gypsum formation, thus forming two basic types of carbonate rock traps, namely, weathered-crust buried hills and insider anticline traps. The northern uplift, bounded by the Paleozoic Manjiaer marine sag in the south and Mesozoic and Cenozoic Kuqa depression in the north, possesses the conditions that arrest hydrocarbon from both marine and terrestrial sources, and experienced three hydrocarbon accumulation phases in the Hercynian Yanshan and Himalayan. The main reserve spaces are cavities and cracks. Two regional caprocks, Upper- and Middle-Carboniferous mudstone and Cretaceous Kapushaliang Group mudstone play the most important roles in the formation of hydrocarbon reservoir. Unconformity surface and fracture are the two key factors controlling oil/gas reservoir in the north uplift; the former not only controls development and distribution of hydrocarbon accumulation but provides the preponderant pathway on lateral migration; and the latter resulted in the formation of broken zone, further improved reservoir performance. Meanwhile, fracture is the preponderant pathway on vertical migration of hydrocarbon.

Key words: carbonate rock; hydrocarbon accumulation; northern uplift of Tarim basin