

塔里木盆地塔中礁滩体大油气田成藏条件与成藏机制研究*

杨海军¹ 朱光有² 韩剑发¹ 武芳芳² 吉云刚¹ 苏劲² 张海祖¹ 王宇²

YANG HaiJun¹, ZHU GuangYou², HAN JianFa¹, WU FangFang², JI YunGang¹, SU Jin², ZHANG HaiZu¹ and WANG Yu²

1. 中国石油塔里木油田勘探开发研究院, 库尔勒 841000

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla 841000, China

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

2010-12-23 收稿, 2011-04-15 改回.

Yang HJ, Zhu GY, Han JF, Wu FF, Ji YG, Su J, Zhang HZ and Wang Y. 2011. Conditions and mechanism of hydrocarbon accumulation in large reef-bank karst oil/gas fields of Tazhong area, Tarim basin. *Acta Petrologica Sinica*, 27 (6): 1865 – 1885

Abstract China has made great process in oil and gas exploration of marine carbonate reservoirs and discovered a lot of large oil and gas fields. The Tazhong area is the main exploration and petroleum-rich area of Tarim basin. Lianglitage Formation of Ordovician was controlled by Tazhong No. I slope-break zone, and developed shelf margin reef-shoal reservoir with the character of low porosity to ultra-low porosity and low permeability, which the buried depth was between 4500 to 6500m. Reservoir formation and distribution was controlled by the factors of early high energy environment, dissolution and faulting, and the spatial distribution of effective reservoir controlled distribution of oil and gas and large-area accumulation. Through oil-source correlation, it's showed that the hydrocarbon of reef-shoal reservoir in Lianglitage Formation mainly originated from Upper Ordovician source rock and Cambrian source rock; in which natural gas mainly came from cracking gas of Cambrian oil, and infill injected inward along Tazhong No. I slope-break zone fault. By the analysis of accumulation process, it's confined there were three main accumulation periods in Tazhong area, the first accumulation period was Late Caledonian, which the oil and gas was mainly from Cambrian-Lower Ordovician's source rock, but Early Hercynian tectonic movement broke the oil and gas accumulated in Caledonian period seriously. The second accumulation period was Late Hercynian, which was the most important accumulation period in Tazhong area, oil and gas was mainly originated from Middle and Upper Ordovician source rock. The third accumulation period was Late Himalayan, under the effect of Kuche foreland thrust, the platform subsided quickly, with the rapidly increasing of depth. During Late Himalayan period, the crude-oil-cracking gas which generated from Cambrian reservoir accumulated in shallow Ordovician along the deep fault, transformed the oil reservoirs into condensate gas reservoirs with in large-scale distribution.

Key words Margin Reefs; Crude-oil-cracking gas; Deep reservoir; Ordovician; Tazhong No. I slope-break zone; Tarim basin

摘要 中国海相碳酸盐岩油气勘探近年来进展很快,发现了一批大型油气田。塔中地区是塔里木盆地的重点勘探区和富油气区,奥陶系蕴藏了丰富的油气资源。奥陶系良里塔格组受塔中 I 号坡折带的控制发育陆棚边缘礁滩体,储层性质为低孔-特低孔、低渗灰岩储层,埋深在 4500 ~ 6500m。储层的形成和分布受早期高能沉积相带、溶蚀作用和断裂作用等因素的控制,有效储层的空间展布控制了油气的分布与大面积成藏。油源对比认为,塔中良里塔格组礁滩体油气藏的原油主要来自于中上奥陶统烃源岩,并混有寒武系烃源岩成因的原油;天然气主要来自于寒武系油裂解气,沿塔中 I 号坡折带断裂向内充注。成藏过程分析表明,塔中地区曾存在三期主要成藏期,第一期为加里东晚期成藏,油气来自于寒武系-下奥陶统烃源岩,但早海西期的构造运动,对该期油气破坏严重,造成大范围油藏破坏。第二期成藏期是晚海西期,也是塔中地区最重要的油气充成藏期,油气来自于中上奥陶统烃源岩。第三期成藏期是晚喜山期,受库车前陆冲断影响,台盆区快速沉降,埋深急速增大,寒武系原油裂解气形成,沿深部断裂向浅部奥陶系充注,对油藏进行气洗改造,从而形成大面积分布的凝析气藏。

* 本文受国家“973”项目(2006CB202307)和国家重大专项(2008ZX05049)联合资助。

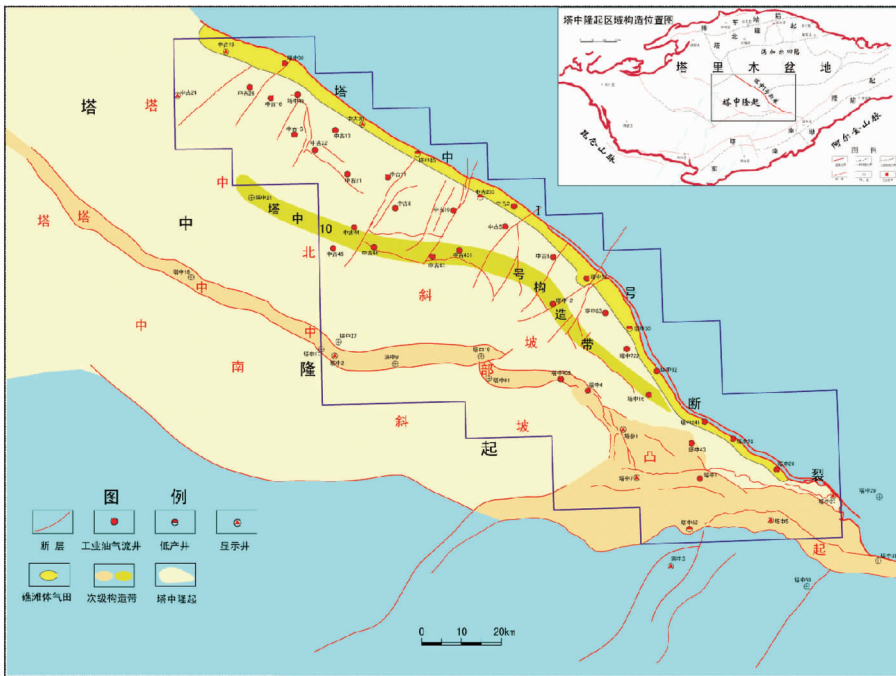
第一作者简介: 杨海军,男,1970 年生,博士,高级工程师,主要从事油气地质研究工作, E-mail: yanghaij-tlm@petrochina.com.cn

关键词 礁滩体;凝析气藏;深部储层;奥陶系;塔中I号断裂带;塔里木盆地

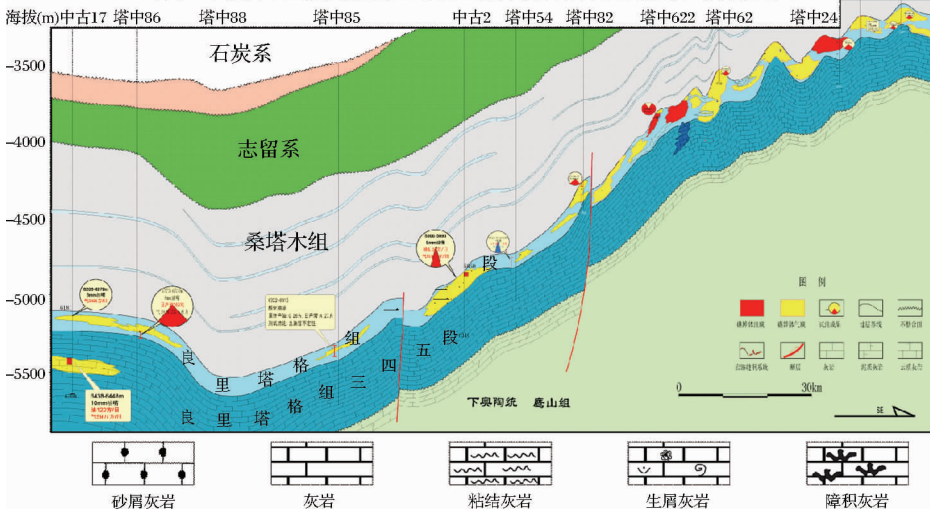
中图法分类号 P618.130.2

中国海相沉积盆地主要发育在古生代,经过多旋回叠合和改造,油气分布十分复杂(李晋超等,1998;赵文智等,2007;Jin,2005;Zhu *et al.*,2007)。尤其是碳酸盐岩层系,埋藏较深,储层比较致密,非均质性强烈(孙玉善等,2007;Zhao *et al.*,2009;朱光有等,2009);而且烃源岩古老、热演化程度高;油气成藏过程复杂等因素(周新源等,2006;康玉柱,2005;韩剑发等,2007;张水昌等,2004),造成了海相油气分布预测难度大(Wang and Xiao, 2004;张水昌等,2007),制约了海相碳酸盐岩油气的勘探。近年来,随着勘探技术的发展

和研发力度的加强,一批大型碳酸盐岩油气田被发现,同时也揭示出一批埋深较大的深部优质储集层(赵雪凤等,2007;马永生,2007;朱光有等,2006a, 2011;王招明,2004),如四川盆地三叠统飞仙关组大型气藏群(普光、罗家寨、渡口河、铁山坡、龙岗等)的发现和深部优质碳酸盐岩储层的发现,深埋近6000m的碳酸盐岩储层孔隙度高达20%,单井优质储层厚度超过100m,有效厚度可达300m(朱光有等,2006b;黄思静等,2006;张水昌和朱光有,2006;张水昌等,2006, 2011);塔里木盆地塔北地区大范围分布的风化壳和岩溶储



塔中1号坡折带上奥陶统良里塔格组礁滩复合体东西向凝析气藏剖面图



地层系统		岩性剖面	厚度 (m)	
统	组 段			
上奥陶统	桑塔木组	[Symbol]	0	
		[Symbol]	~1093	
	良里塔格组	良一段	[Symbol]	0
			[Symbol]	~109
		良二段	[Symbol]	23
			[Symbol]	~210
			[Symbol]	290
	良三段	[Symbol]	16	
		[Symbol]	~290	
		[Symbol]	14	
良四段	[Symbol]	~111		
	[Symbol]	65		
良五段	[Symbol]	~277		
	[Symbol]	277		
下奥陶统	鹰山组	[Symbol]		

图1 塔里木盆地塔中地区上奥陶统油气分布与岩性组合图

Fig.1 The distribution of Upper Ordovician reservoirs and lithological map in Tazhong area of Tarim basin

层的发现,以及塔中地区礁滩体裂缝-孔洞型储层的连片分布等,储层目前埋深普遍在4000m以下,部分埋深在达6000m以上,都发现了优质碳酸盐岩储层(朱光有和张水昌,2009;闫相宾等,2005;何君等,2007),也存在深层大型凝析气藏。这些发现为中国海相油气勘探带来了新的希望,展示出中国海相碳酸盐岩巨大的勘探潜力。

塔里木盆地是中国最大的含油气盆地,面积约 $56 \times 10^4 \text{ km}^2$ (Li *et al.*,1996)。塔里木盆地是典型的叠合盆地。简单来说,震旦系至泥盆系发育海相沉积地层,石炭系至二叠系为海陆交互相地层,三叠系至第四系发育陆相砂泥岩沉积。塔中地区是塔里木盆地目前油气勘探的重点区域,奥陶系是重点勘探层系。该区奥陶系碳酸盐岩的勘探始于1989年,经历了十余年艰难曲折的过程,在三维地震攻关和地质综合研究的基础上,于2005年发现了塔中I号坡折带奥陶系碳酸盐岩大型凝析气田(周新源等,2006)。进一步研究发现,该区蕴含了丰富的天然气资源,近期内可实现油气三级地质储量 $10 \times 10^9 \text{ t}$ (油当量)。但是,该区油气成因与成藏过程十分复杂,勘探目标隐蔽,因此对塔中奥陶系碳酸盐岩油气成藏条件的分析与成藏过程的恢复,将为深层碳酸盐岩勘探提供重要决策依据,同时丰富中国古老海相盆地油气成藏理论。

1 塔中地区油气地质背景

塔中地区在区域构造位置上隶属于中央隆起带中段的塔中低隆起,由多个次级构造带组成的大型背斜构造(Zhao *et al.*,2009)(图1)。塔中I号断裂带为塔中低凸起北部一狭长形的构造带,是塔中低凸起与满加尔凹陷分界的边界,为近反“S”型、北西西走向的复杂构造带,延展长度超过260km,是塔里木盆地延展长度最大的断裂(邬光辉等,2005)。塔中I号断裂是控制塔中台背斜及次一级断裂形成、发展的主断裂,其它断裂均为I号断裂控制的次级断裂,在平面上与I号断裂有一定的角度关系,并向塔中I号断裂收敛,呈北东东向展布(图1)。

塔中I号断裂在加里东期形成,早海西期活动强烈,海西中晚期基本停止活动,在晚海西期停止活动以后,断裂没有明显的位移,是一个比较稳定的持续沉降的区域(Zhao *et al.*,2009)。塔中I号断裂带控制了塔中的构造格局以及塔中上奥陶统陆棚边缘礁滩复合体的沉积演化。沿着塔中I号带发育的上奥陶统良里塔格组礁滩体,长约200km,宽3~10km,分布面积 1000 km^2 以上(图1),是目前塔里木盆地发现的规模最大的礁滩复合体有利储集相带发育区,同时也是塔中地区奥陶系碳酸盐岩油气最富集、勘探地位最重要的区带。

塔中I号带奥陶系从上到下可分为上奥陶统桑塔木组、良里塔格组以及下奥陶统鹰山组和蓬莱坝组(图1)。上奥陶统与上覆的志留系和下伏的下奥陶统均为不整合接触。良里塔格组顶部由于快速海退而部分缺失泥质条带灰岩段

的地层,与桑塔木组平行不整合接触。良里塔格组沉积时期,紧邻塔中I号断层西侧,发育了碳酸盐台地边缘沉积体系。良里塔格组分为5个岩性段:良1~良5段(图1)。良里塔格组沉积早期(良4~良5段),为开阔台地相泥晶灰岩、泥质灰岩和泥晶藻屑灰岩沉积;中晚期(良1~良3段)发育厚度为80~300m的礁滩复合体、丘滩复合体相生物灰岩和粒屑灰岩,局部发育有滩(礁丘)、滩间海相泥晶灰岩、粒屑泥晶灰岩,是重要的储集层,有效储层厚度在30~80m(Zhao *et al.*,2009)。

2 塔中地区奥陶系沉积演化与储层特征

2.1 沉积特征及其演化

塔中地区晚奥陶世发育陆棚-斜坡-盆地沉积体系(顾家裕等,2001;陈景山和王振宇,1999;钱一雄等,2006;王振宇等,2002)。良里塔格组沉积早期(良5~良3段),海平面上升并逐渐淹没了塔中地区,塔中I号带西侧边缘总体上以低能缓坡沉积为主,沉积了较厚的泥晶灰岩和低能砂屑滩;塔中I号带东侧主要为斜坡相和深水盆地沉积。良里塔格组沉积晚期(良2~良1段),仍为东深西浅的沉积格局。该期海水变浅,能量增高,紧邻塔中I号断层西侧形成了带状的陆棚边缘沉积。其中塔中62~塔中82井区水体环境较适合生物礁丘生长,发育厚度为100~300m的礁滩复合体,岩性主要为生物灰岩和粒屑灰岩;塔中24~塔中26井区持续处于较高位置,水体较浅,主要发育生屑砂屑滩沉积,沉积物以生屑灰岩、砂屑灰岩、颗粒灰岩为主。良2~良1段总体上为一高位体系域沉积,沉积相类型主要生物礁、生物丘沉积亚相、粒屑滩沉积亚相和滩间海沉积亚相。陆棚边缘礁滩复合体厚度逐渐增大,发育了典型的镶边陆棚边缘沉积,明显形成了陆棚边缘转折区,即塔中I号坡折带(图2)。在陆棚边缘内侧为棚内洼地和棚内缓坡沉积,岩性为泥质灰岩和泥晶灰岩,陆棚边缘向外为斜坡、盆地相区。

塔中I号带礁滩复合体主要发育在I号断裂带西侧的台地边缘,其礁滩体的发育过程严格受控于沉积环境的变化(韩剑发等,2011)。晚奥陶世沉积继承了下奥陶统的沉积背景,在晚奥陶世良里塔格组沉积前下奥陶统顶部古地貌已经具备了坡折带的特征,坡折带整体西高东低,东南较高西北较低,东南较陡,西北较缓。礁滩体的发育位置和斜坡的陡缓相关,横向上从东南向西北方向来看,塔中24~塔中82井区礁滩体发育位置在台缘附近,塔中45~塔中86井区礁滩体发育在台缘内侧;纵向上从塔中24~塔中82井区来看,随着礁滩体的生长,台缘高差逐渐拉大,台缘坡度逐渐变陡,礁滩体也逐渐向台缘外带迁移。良2~良1段是礁丘的主要沉积时期,沉积物类型也逐渐由生物丘转变为生物礁,生物礁滩复合体是主要的沉积类型,礁滩体的主体也迁移至外带,到良1段末期受构造挤压运动,海平面相对下降,台地边缘暴露,受到短期岩溶作用改造;桑塔木组沉积时期海平面相

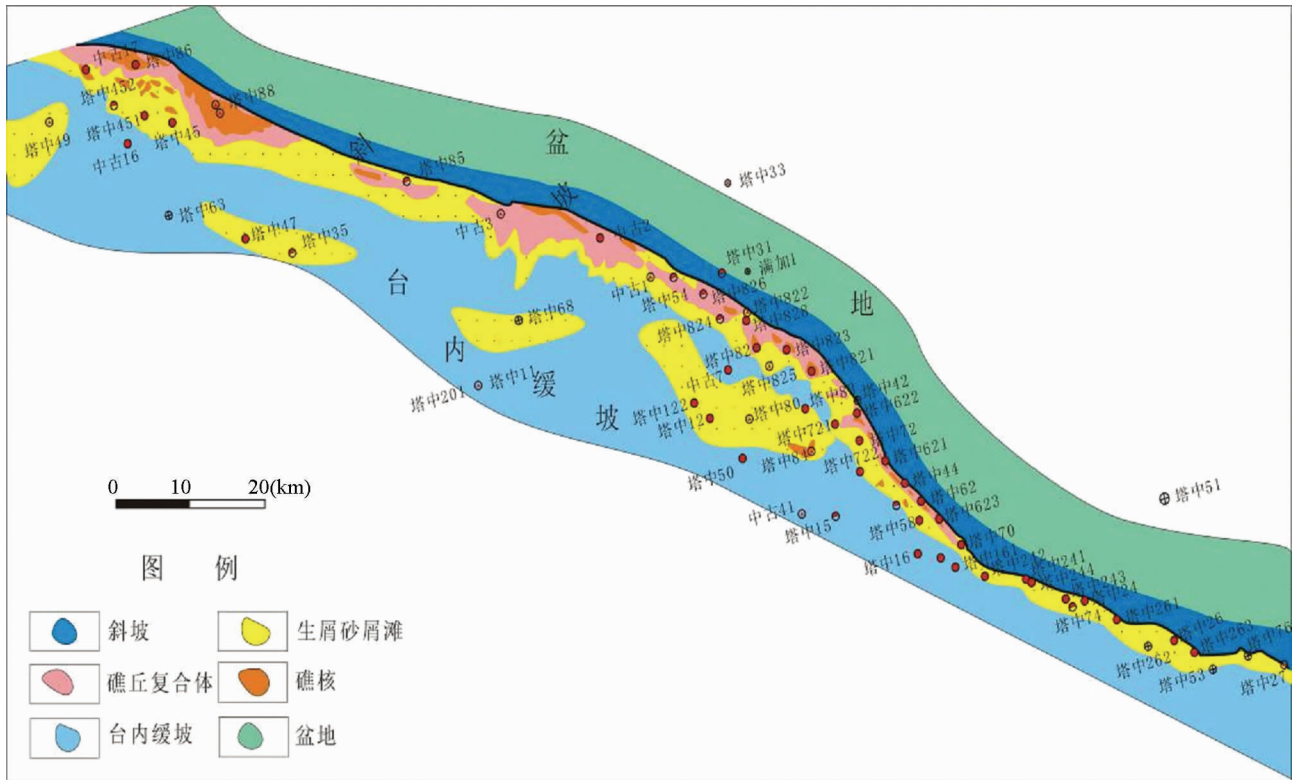


图2 塔中I号带奥陶系良里塔格组良1~良2段沉积相图

Fig.2 Sedimentary facies of Liang1-Liang2 members of Ordovician Lianglitage Formation in Tazhong No. 1 slope-break zone

对快速上升,沉积了厚层的泥岩和灰质泥岩。

2.2 储层特征

塔中I号坡折带边缘良1~良2段礁滩复合体储层主要是由颗粒灰岩、生物灰岩和少量泥晶灰岩、泥岩组成(赵宗举等,2007;邹元荣和郭书元,2005;刘忠宝等,2007;王振宇等,2007)。具体岩性包括:泥~亮晶砂屑灰岩和砂砾屑灰岩、藻粘结生物砂砾屑灰岩、藻粘结泥晶砂屑生屑灰岩、生物礁灰岩类、隐藻泥晶灰岩、生物泥晶灰岩和含泥泥晶灰岩。其中生物灰岩、生物屑粘结岩、生屑灰岩、生物砂砾屑灰岩是发育孔洞型储层的主要岩石类型。

通过对塔中I号坡折带良3~良1段铸体薄片分析、岩心描述和缝洞统计认为,塔中I号坡折带奥陶系碳酸盐岩储集空间类型主要有孔、洞、缝3大类。其中孔洞主要与溶蚀作用相关,储集空间类型主要包括:粒内溶孔、铸模孔、粒间溶孔、晶间溶孔、生物体腔孔、生物格架孔、超大型溶孔和溶洞等。其中粒内溶孔主要见于砂屑内,少数见于生屑和鲕粒内(图3),是同生期大气淡水选择性溶蚀所致。粒内溶孔直径较小,一般为0.01~0.05mm,部分较大的粒内溶孔可达0.6~1.0mm,但大部分被后期粒状方解石充填,粒状方解石经埋藏溶蚀,可再发展成有效的粒内溶孔,是主要的孔隙类型之一。

粒间溶孔主要是由粒间方解石胶结物被溶蚀而形成的

孔隙,粒间中细晶粒状方解石被大量溶蚀,部分颗粒边缘也被溶蚀,呈港湾状或锯齿状,主要是由晚期的溶蚀作用形成。孔隙直径变化较大,一般为0.1~0.5mm,最大可达1mm以上。粒间溶孔为主要孔隙类型,平均面孔率高达0.48%。

晶间溶孔的形成具有多期性,且常常呈现出未被矿物充填的特征,它们多是后期埋藏溶蚀作用形成的,晶间溶孔直径变化较大,分布范围0.01~3mm,一般0.1~0.7mm,晶间溶孔也为主要的孔隙类型之一,有18%的薄片见有这种孔隙类型,平均面孔率0.31%。

超大溶孔孔径大小主要分布在1~5mm左右,形状多呈圆形、椭圆形及不规则状,大多半充填或未充填(图3)。主要发育在泥质条带灰岩和颗粒灰岩段的上部,与层间溶蚀有关。孔洞大多顺层或沿斜缝分布,显示溶洞的顺层溶蚀及沿裂缝溶蚀的特点。

裂缝是该区重要的储集空间,也是主要的渗流通道。各井储层裂缝的充填程度差异较大,从成因来分主要有3种类型:构造缝、溶蚀缝和成岩缝。微裂缝在铸体薄片中出现频率比较高。

统计表明,塔中I号坡折带主要为粒间溶孔,约占60%,粒内溶孔和晶间溶孔次之,占30%左右,裂缝约占10%,但它可沟通孔缝形成渗流网络系统,对油气运移和产能都有十分重要的意义。在粒间溶孔中,孔径大于1mm的占80%以上,其中大多数孔径大于2.5mm。粒内溶孔和晶间溶孔孔

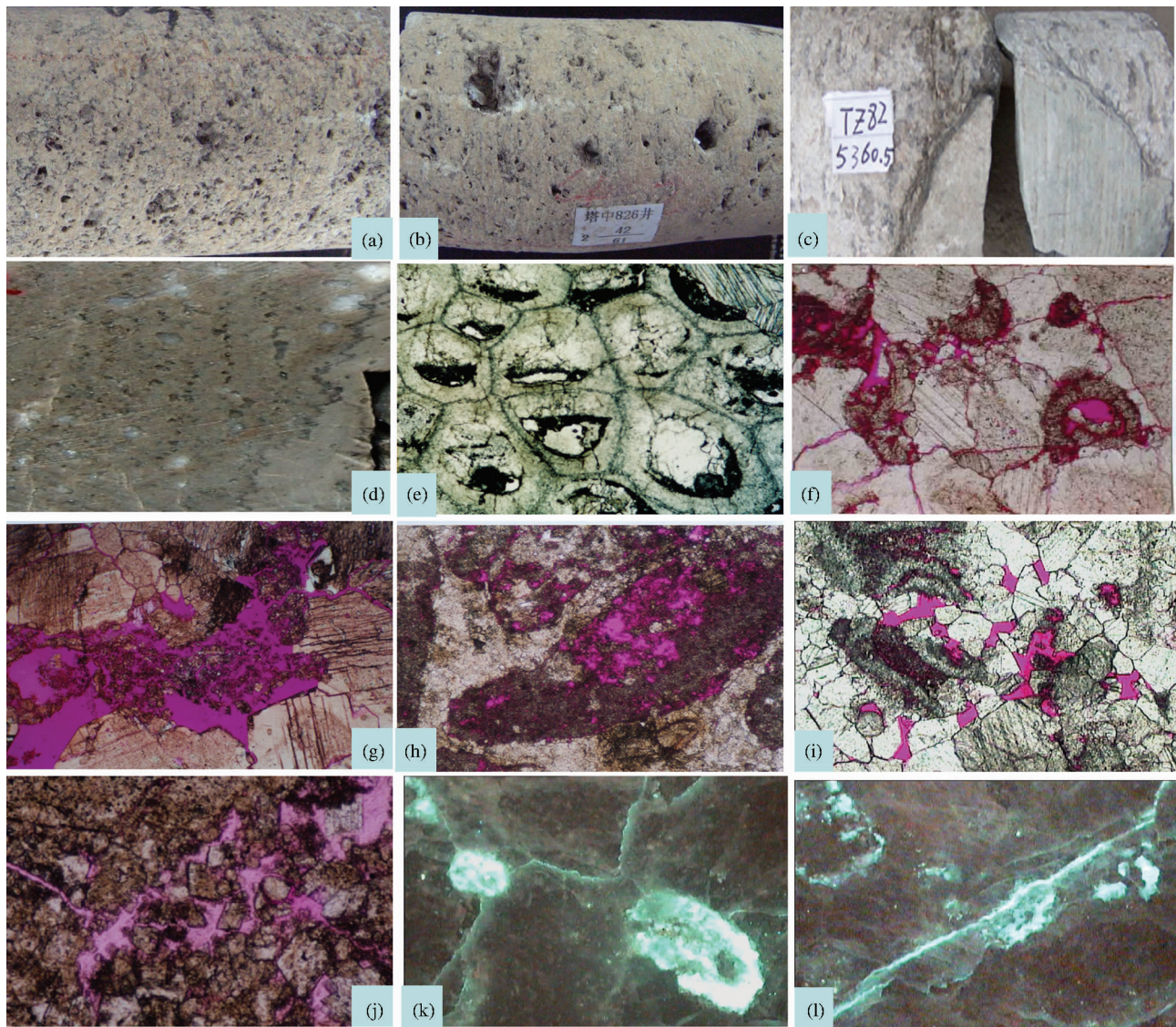


图3 塔中地区良里塔格组储层孔洞类型与特征

(a)-塔中 826 井 砾屑灰岩, 溶洞发育, 5666. 19m; (b)-塔中 826 井 砾屑灰岩, 溶洞发育 5670. 59m; (c)-塔中 82 井 砂屑灰岩, 溶蚀洞中充填的泥质灰岩, 5360m; (d)-塔中 822 井 灰色砂屑粘岩, 5802. 78m; (e)-塔中 62 井 生物砂砾屑灰岩, 生物(苔藓虫)体腔孔被渗流粉砂充填, 具示顶底特征, 后期因溶蚀形成次生孔, 4734. 88m, $\times 25$; (f)-塔中 62 井 亮晶棘屑灰岩, 藻砂屑和生屑半溶蚀铸模孔, 由网状微缝隙沟通, 4752. 94m, $\times 40$, 红色铸体; (g)-塔中 826 亮晶棘屑灰岩, 粒内溶孔, 晶间溶孔, 5664. 96m, $\times 50$, 红色铸体; (h)-塔中 241 亮晶藻屑灰岩, 粒内溶孔, 4655. 73m, $\times 50$, 红色铸体; (i)-塔中 62 井 亮晶生屑灰岩, 粒间溶蚀孔穴被末期粒状方解石充填, 其晶间孔为溶蚀剩余空间, 4758. 27m, $\times 25$, 红色铸体; (j)-塔中 30 粉晶颗粒灰岩, 未充填构造缝和白云石晶间孔隙相连通, 50133. 3m, $\times 50$, 红色铸体; (k)-塔中 62 井 亮晶棘屑灰岩, 油质沥青沿末期构造微裂缝注入到基质铸模孔中发亮兰白光, 4751. 00m, $\times 100$; (l)-塔中 62 井 亮晶棘屑灰岩, 末期构造微裂缝略具溶蚀, 荧光镜下原油沿缝注入到基质溶孔中发亮兰白光, 4752. 00m, $\times 100$)

Fig. 3 The reservoir pores and holes types and characteristics in Lianglitage Formation, Tazhong area

径均在 0.1 ~ 2mm, 而裂缝主要分布在 0.1 ~ 1mm。以未充填和半充填居多。

从纵向上来看, 塔中 I 号带上奥陶统良里塔格组 5 个层段中以良 2 段储层物性最好, 其次为良 1 段和良 3 段上部, 良 4、良 5 段储层不发育。良 3、良 1 段大量岩心物性分析数据统计表明, 孔隙度分布范围为 0.24% ~ 6.2%, 均值为 1.45%; 侧向渗透率平均值为 $2.96 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。垂直渗透率

均值大约是径向渗透率的 1/7, 反映了垂直缝或高角度缝对储集层渗透性能的贡献。在孔隙度变化不大的情况下, 岩心中裂缝条数增多, 渗透性能明显变好, 由此可见, 裂缝可以有效地改善储层物性。

2.3 储层成岩演化特征

塔中 I 号带良里塔格组台缘礁滩体的成岩作用比较复杂

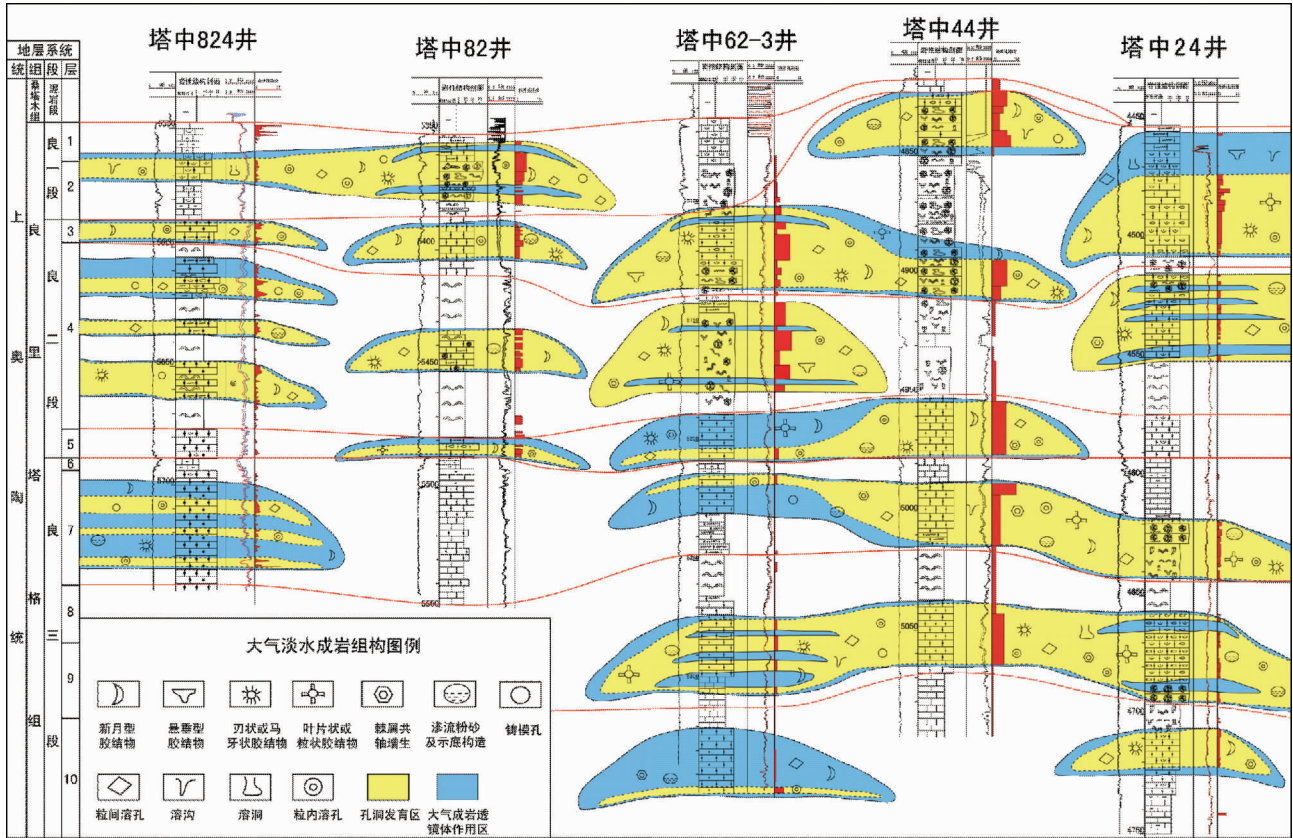


图4 塔中I号带良里塔格组多期同生溶蚀孔洞的分布

Fig. 4 Distribution of multi-stage syn-depositional dissolution rug of No. I slope-break zone Lianglitage Formation

杂,经历了多期胶结作用、溶蚀作用、造缝作用等,是多类型、多期次的改造叠加的结果,既有充填孔隙降低储层孔渗性的一面,又有改善原有孔隙或形成新孔隙提高孔渗性的一面,但总体来看建设性的成岩作用小于胶结和成岩压实等破坏性成岩作用,因此储层的储集性能是在逐渐变差的。但是喜山期形成的裂缝明显改善了储集层性能。

良里塔格组有效储层的形成明显受高能沉积环境、溶蚀作用和构造破裂作用等的控制。特别是成岩早期大气水溶蚀作用和埋藏期溶蚀作用,它是该区提高储层孔渗性能的重要建设性成岩作用。大气淡水溶蚀阶段主要包括同生期大气淡水溶蚀和良里塔格组晚期大气淡水溶蚀成岩阶段。

从塔中I号带良里塔格组的地层特征与分布来看,良里塔格组沉积后呈经历了短期的部分暴露(赵雪凤等,2009),地层剥蚀厚度从塔中26井区到塔中82井区逐渐减薄;但因暴露时间短,风化壳储层特征表现不明显,但是钻井过程中的井漏现象和取心上见到的溶蚀孔洞还是比较发育的,是能反映出良里塔格组沉积后的表生溶蚀对储层的发育具有重要的促进作用。从取心段溶蚀孔洞的分布情况和测井解释结果来看,溶蚀孔洞成多套分布,甚至在良里塔格组顶面以下150多米处仍有分布,而且孔隙的发育程度和距良里塔格组表面的距离没有关系,孔洞直径以2~6mm为主,这些现象表明良里塔格组溶蚀孔洞的发育可能是多期同生大气淡

水溶蚀作用形成的。塔中海平面变化规律的研究也刚好印证了这点认识,塔中良里塔格组沉积时期海平面变化频繁(图4),随着海平面的下降,生物礁丘逐渐被砂屑滩覆盖,随后出露于大气淡水环境中,接受短期淡水淋滤溶蚀,发育多套溶蚀孔洞,对良里塔格组储层的发育具有重要的贡献。

在大气淡水溶蚀作用之前,先发生胶结作用,纤状方解石围绕颗粒边缘生长,形成栉壳状的环边胶结物,导致原生粒间孔缩小,孔隙度降低到5%~15%。当海平面相对下降,粒屑滩暴露在大气淡水成岩环境下,发生选择性溶蚀,形成大量粒间溶孔、粒内溶孔、铸模孔、超大溶孔和溶洞等溶蚀孔洞,虽然一部分溶蚀孔洞被渗流粉砂、泥质或泥晶方解石充填或半充填,但残余溶蚀孔洞仍使储层孔隙度增加10%~20%,极大地改善了储层的物性。在剥蚀面之下存在不同程度的岩溶带,发育不同规模的溶蚀孔洞,被泥质或泥晶方解石充填半充填,虽然总体上充填程度很高,但残余孔洞还有一定分布。

埋藏压实成岩作用和胶结作用对储层破坏作用比较明显。埋藏压实成岩作用对早期发育的孔隙具有严重的破坏作用,压实作用较强的地方颗粒可呈接触状。随着上覆压力的不断增加,压实作用逐渐向压溶作用转化,压溶作用继压实作用之后,使碳酸盐岩的厚度减小20%~35%。深埋藏环境发育高角度缝合线多被不溶有机物和泥质充填,颗粒灰岩

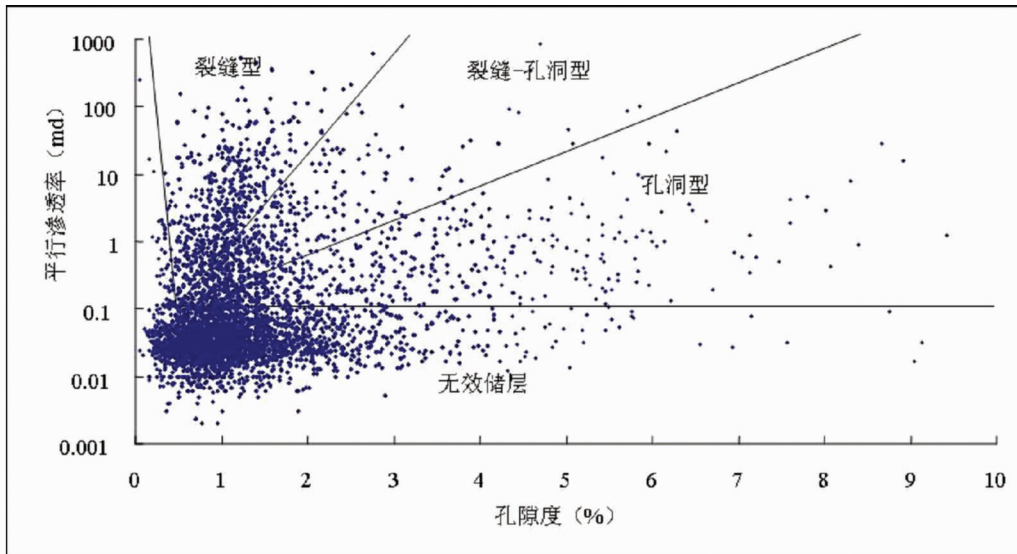


图5 塔中I号坡折带奥陶系碳酸盐岩储层孔渗关系图

Fig.5 Relations between porosity and permeability in carbonate reservoir of Ordovician No. I slope-break Zone

中可见高角度缝合线和沿高角度缝合线周缘发生溶蚀现象。

喜马拉雅运动晚期,天然气强烈充注也可导致灰岩产生裂缝的作用过程,对碳酸盐岩储集性能的改善具有十分重要的影响。这些裂缝网络不仅沟通了孔隙,提高储集层渗滤能力,同时也利于油气水等流体的活动及溶蚀孔洞的继续发育,形成碳酸盐岩孔-洞-缝系统。另外,油气的充注及其发生的有机酸溶蚀作用,是该区最为重要的埋藏溶蚀作用,是有效储层形成的关键。因此台缘礁滩体中的埋藏溶蚀作用相对比较强烈,有机酸等流体溶蚀作用形成的各种串珠状溶蚀孔洞、扩溶缝使礁滩相的连通性增加,扩大了油气储集空间。岩心常规分析数据表明,孔隙度主要分布在0.05%~10.09%之间,平均值为1.38%;平行渗透率在0.002~840md之间,平均为2.77md,属于特低孔-低孔、超低渗-低渗储层。由图5可以看出无效储层占了很大一部分,而裂缝型储层和裂缝-孔洞型储层占了有效储层的绝大多数,可见断裂作用对储层的孔渗性有着重要影响。

断层、裂缝对储层的改造作用主要表现在:(1)断裂活动形成的角砾岩带、破碎带、裂缝带是有利的储渗空间,能够显著改善储层的物性。断层的碎裂带、裂缝带处,在钻井过程中放空、溢流、钻井液漏失现象十分严重。塔中I号坡折带西段中古162井和塔中451井就打到了断层的裂缝带上。中古162井在钻进中经常发生溢流、放空、钻井液漏失现象,共放空0.38m³,溢流1.9m³,累计漏失钻井液530.47m³,大型岩溶缝洞极为发育。塔中451井良2段钻进中累计漏失钻井液2431.17m³,清水916.6m³,并发生溢流十多次,溢出钻井液359.71m³,清水5m³,原油6.2m³,而且返出了大量天然气。这些现象均说明断裂作用可以大大改善碳酸盐岩储层的储集空间。(2)裂缝是各种流体流经的通道,有利于各种溶蚀作用、交代作用的发生,形成大量的粒间溶孔、粒内溶

孔、扩溶缝等。塔中地区存在大量的构造裂缝和非构造裂缝,在岩心、成像测井均有很好的响应,构造裂缝按产状可分为高角度裂缝、低角度裂缝、垂直裂缝以及网状裂缝。奥陶系良里塔格组礁滩复合体在喜山期发育的裂缝系统,对优质储层的形成具有十分重要的控制作用,这些裂缝网络与孤立状的孔洞系统结合形成的孔-洞-缝相结合的孔洞缝一体化系统,并促进水-岩相互作用的发生和溶蚀作用的继续进行,大大改善了储集性能,是塔中I号带良里塔格组台缘礁滩体大场面天然气藏形成的重要条件。

3 塔中地区油气分布特征

3.1 油气显示与分布特点

油气显示是油气运移所留下的证据,也从一个侧面可以反映储层的性能。良一段共钻有44口井,其中高产井12口,低产井3口,油气显示井8口,无油气显示井21口(图6)。油气显示井主要集中在塔中I号坡折带东段外带和西段的内带。无油气显示井主要分布在塔中I号坡折带东段的内带、塔中44井以东地区,西段的塔中88井和塔中452井以西地区;另外,中古3井由于储层太差致使无油气显示。

良二段共钻有53口井,其中高产井25口,低产井5口,显示井17口,无显示井6口。良二段在整个塔中I号坡折带的油气显示均很丰富,说明该层段连通性好,是良好的油气运移通道。个别井如塔中42井、塔中262井和中古19井均位于很低的构造位置,储层很差,因此没有见到油气显示。再有西段的中古171井、塔中452井也是由于储层太差,而没有油气充注。

良三段共钻有44口井,其中高产井3口,低产井1口,显示井21口,无显示井19口。西段塔中86~塔中45井区

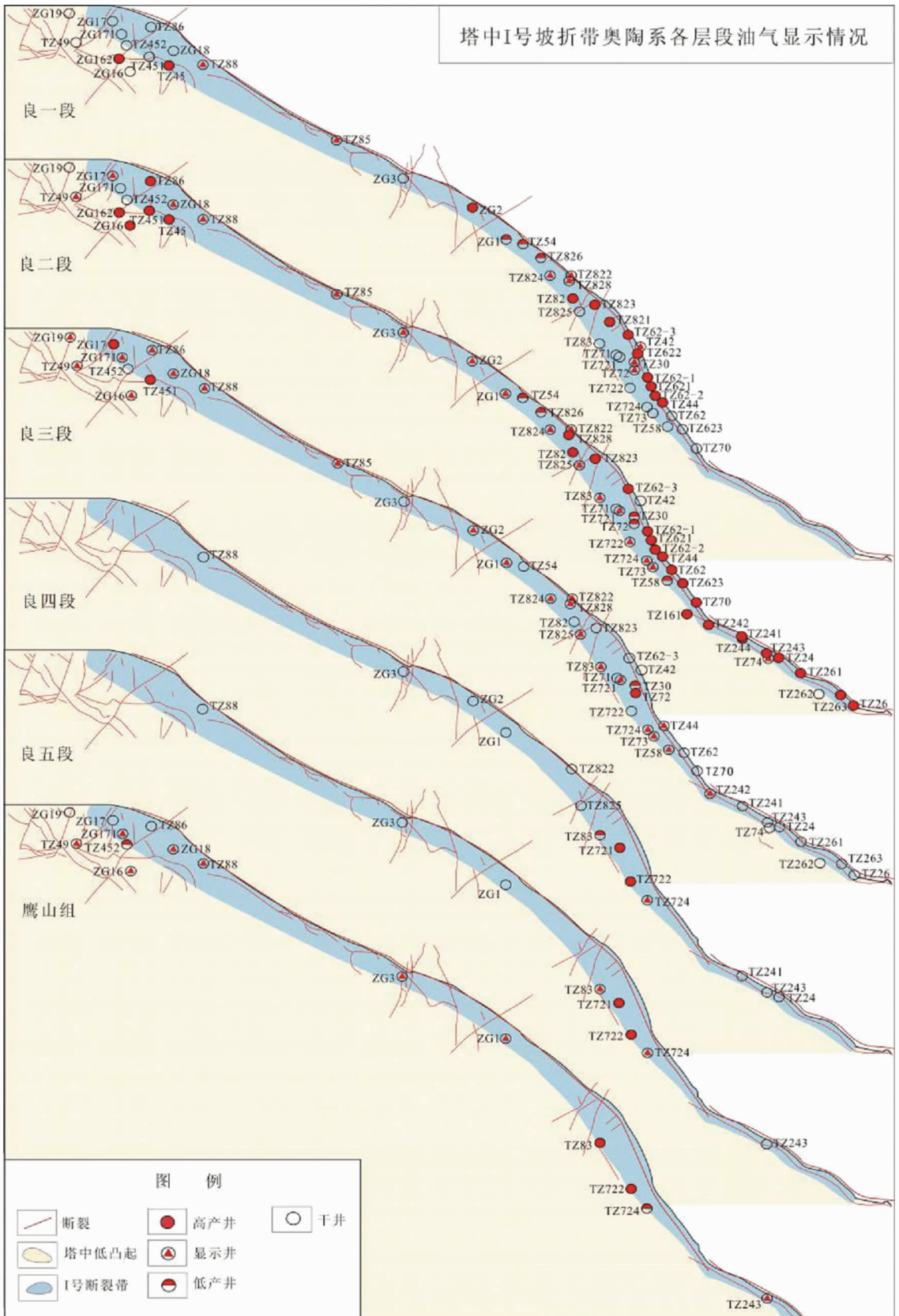


图6 塔中I号坡折带奥陶系各层段油气平面显示情况

Fig. 6 The plane display of oil and gas distribution in Ordovician reservoirs of No. I slope-break zone

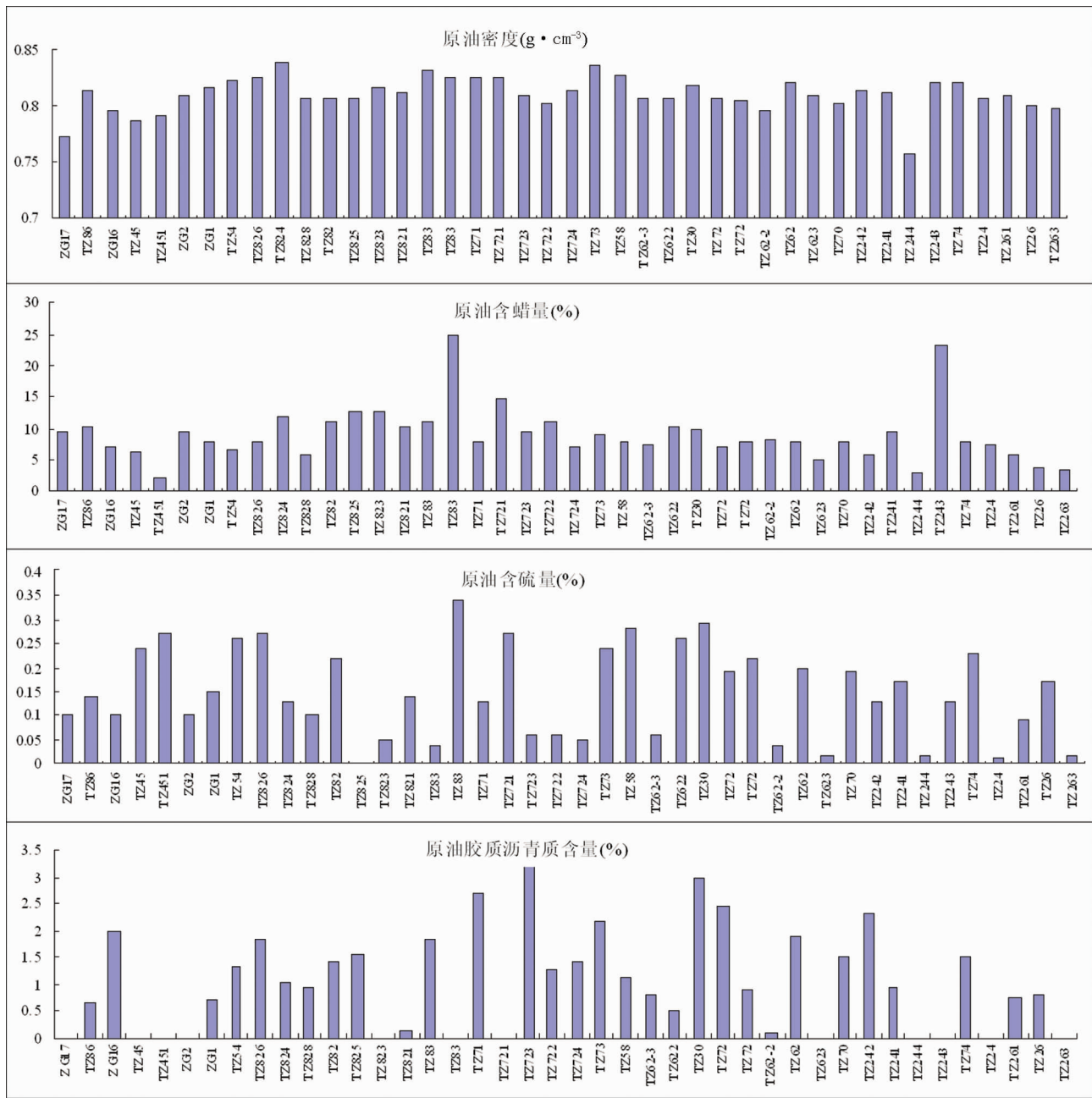


图7 塔中I号坡折带奥陶系原油物理性质(从西到东)对比

Fig.7 The correlation of physical appearance of oil in Ordovician reservoirs from west to east in No. 1 slope-break zone

的油气显示情况较好,除塔中452井因储层不好而没有油气显示外,其它井均有油气显示。这可能是因为该井区缺失了良四和良五段,良三段直接覆盖在下奥陶统鹰山组之上,良三段和鹰山组之间的不整合是重要的油气运移通道,因此在良三段油气显示丰富。东段的油气显示多集中在塔中I号坡折带的内侧,如塔中83井~塔中58井区,外带储层较发育的地方也有较好的油气显示,如塔中30井、塔中72井的良三段因灰泥丘发育而获得了工业油气流。

良四段共钻有13口井,其中高产井2口,低产井1口,显示井1口,无显示井9口。油气显示主要集中在塔中I号

坡折带内带的塔中83~塔中724井区,该区粒屑滩发育,储层物性较好。

良五段共钻有8口井,其中高产井2口,无低产井,显示井2口,无显示井4口。油气显示也主要是集中在塔中I号坡折带内带的塔中83~塔中724井区,该区粒屑滩发育,储层物性较好。

鹰山组共钻有15口井,其中高产井2口,低产井2口,显示井8口,无显示井3口。油气显示分布较广,油气多位于塔中I号坡折带内带,说明塔中I号坡折带内带鹰山组的连通性也很好,是较好的油气运移通道。

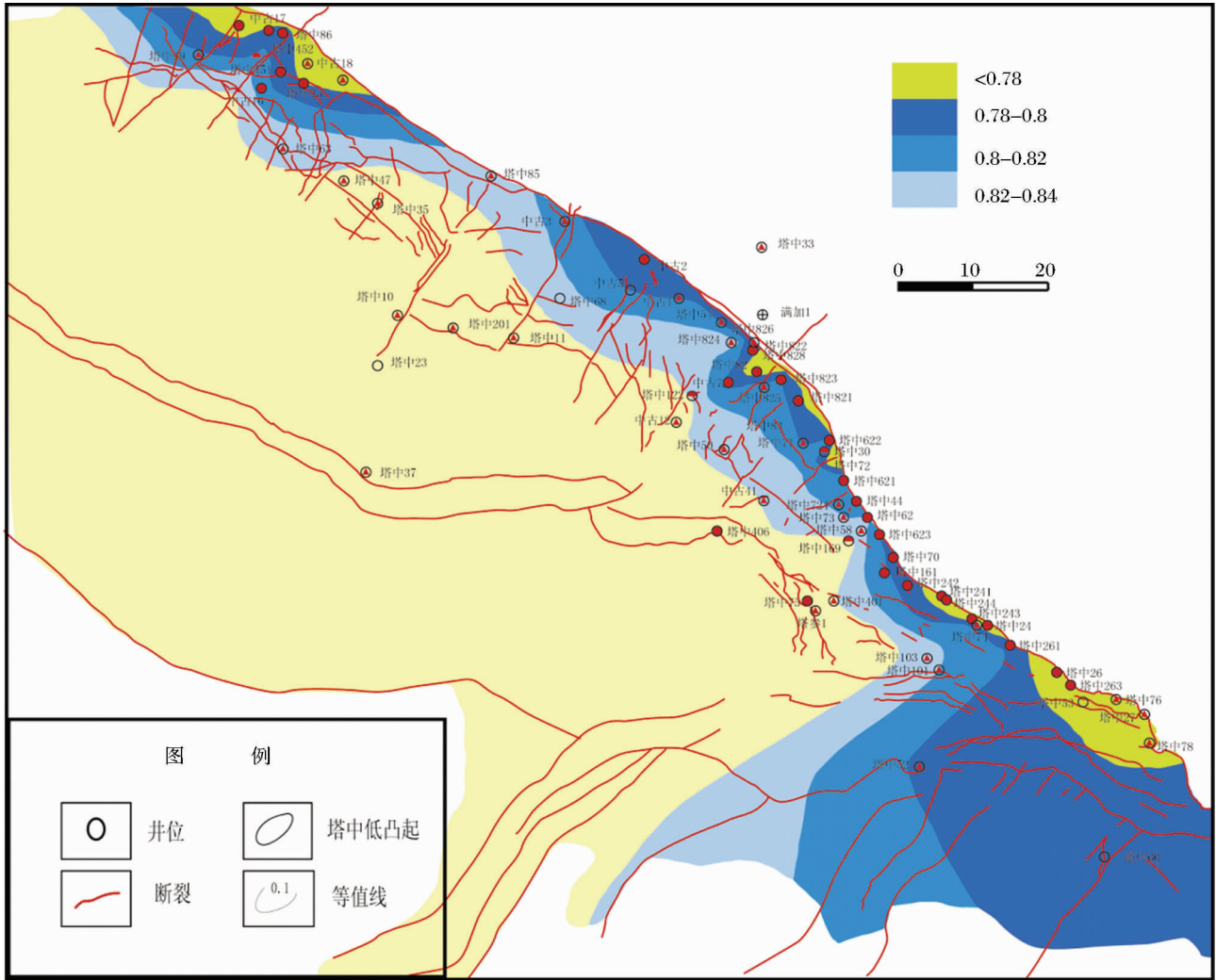


图8 塔中地区奥陶系良里塔格组原油密度等值线图($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)

Fig. 8 The contour map of oil density in Ordovician Lianglitage Formation of Tazhong area($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)

从图6还可以看出,自下奥陶统鹰山组向上奥陶统良里塔格组良一段,塔中I号坡折带东段含油气带具有向外迁移的特征,与沉积相带的迁移密切相关。塔中I号坡折带中晚奥陶世的海平面持续上升,礁滩体沉积逐渐向外迁移。

另外,塔中I号坡折带具有东西分段特征,西段与东段塔中I号断裂断至基底,构造作用较强;而中段塔中I号断裂以挠曲形式为主,未断至基底,构造活动较弱。而从各层段的油气分布来看,塔中I号坡折带东、西段奥陶系油气显示较丰富,而中段的含油气情况较差,可见断裂的发育程度与储层的形成、油气的分布有着显著影响和控制作用。

3.2 原油的特点与分布

塔中I号坡折带奥陶系礁滩复合体油气藏主要以凝析气藏为主,凝析油主要以轻质原油为主。原油密度为 $0.76 \sim 0.84 \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$,平均 $0.81 \text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$;原油含蜡量为 $2.01\% \sim 24.95\%$,平均 8.89% ;含硫量为 $0\% \sim 0.34\%$,平均 0.15% ;

胶质沥青质含量为 $0\% \sim 3.19\%$,平均 1.07% ;总体来说,塔中I号坡折带奥陶系原油属于低密度、中高含蜡、低含硫、低含胶质沥青质的轻质油(图7),平面分布上各井差别不大,紧贴I号坡折带原油的密度偏轻(图8),这与喜山晚期天然气充注(气侵)有一定关系。

3.3 天然气的特点与分布

塔中良里塔格组油气的分布与油气地球化学特征沿着塔中I号断裂带自东向西发生着明显的渐变关系。从良里塔格组各井天然气产气量来看,高产气井紧贴I号断裂带分布,向内带产气量逐渐变小,其中在I号带北部塔中86~中古17区块、中部塔中82区块,日产气量超过 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ (Zhao *et al.*, 2009)。从气油比(方/方)等值线图来看,气油比值高值区依然是沿着I号带有规律分布,越靠近I号带气油比值越高,高值区气油比值大于2000,越远离I号带,比值就越低,说明塔中I号断裂带是一条重要的油气输导通道,

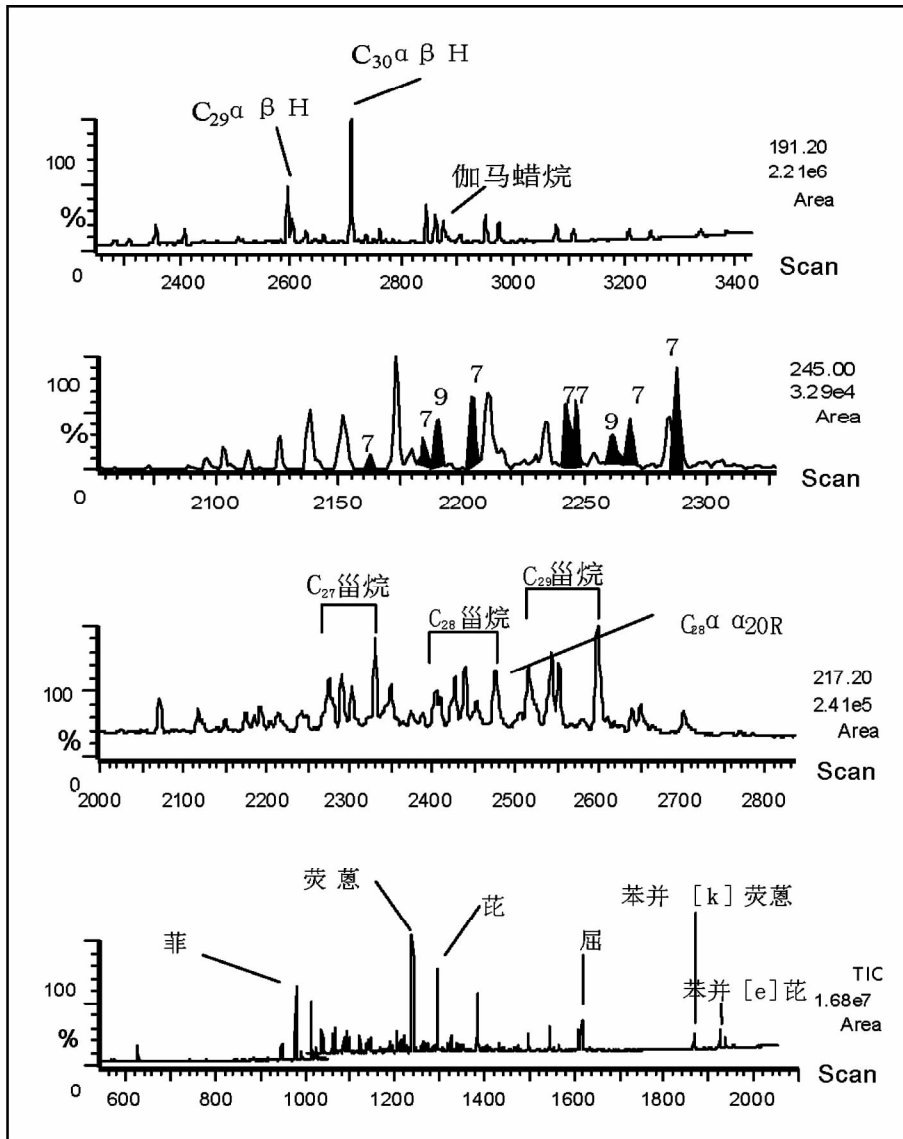


图9 寒武系-下奥陶统烃源岩的生物标志物及芳烃标志物

图中带有“7”字的黑色色谱峰为 C₂₉三芳甲基萘烷;带有“9”字的黑色色谱峰为 C₂₉ 3-甲基-24-乙基三芳萘烷

Fig.9 The biomarkers and aromatic markers in Cambrian-Lower Ordovician source rock

特别是后期以天然气为主的充注过程,1号断裂带是重要气源断层。

4 原油的地球化学特征与成因

4.1 烃源岩特点

塔里木盆地古生界烃源岩主要分布在两套地层中:寒武系-下奥陶统和中、上奥陶统 (Zhang *et al.*, 2000)。前者沉积环境主要为欠补盆地相和蒸发泻湖相。岩性为泥质白云岩、泥质灰岩和灰质硅质泥页岩。TOC: 0.5% ~ 12.5%, Ro: 1.4% ~ 2.5%。TOC > 0.5% 烃源岩的厚度: 欠补偿盆地相约 150 ~ 400m, 蒸发泻湖相约 38 ~ 195m。后者沉积环境为台缘斜坡灰泥丘相与半闭塞-闭塞欠补偿陆源海湾相。源岩岩

性: 泥灰岩, 灰质泥岩和页岩。TOC: 0.5% ~ 5.54%, Ro: 0.81% ~ 1.53%。TOC ≥ 0.5% 源岩厚度: 塔中低隆区为 80 ~ 300m, 柯坪-阿瓦提地区为 40 ~ 110m。

在塔中的中、上奥陶统烃源岩因缺失了整个中奥陶统及上奥陶底部地层, 只存在上奥陶统的良里塔格组泥灰岩。它与下奥陶统纯灰岩呈不整合接触。塔中的良里塔格组 TOC: 0.5% ~ 5.54%, Ro: 0.81% ~ 1.53%。处于生油高峰阶段, 是塔中地区的最重要源岩之一。

4.2 寒武系-下奥陶统源岩标志物特征

寒武系-下奥陶统源岩的标志物比较稳定, 从方1井, 和4井, 塔参1井和塔东2井源岩抽提物的色质分析结果都相似(图9)。

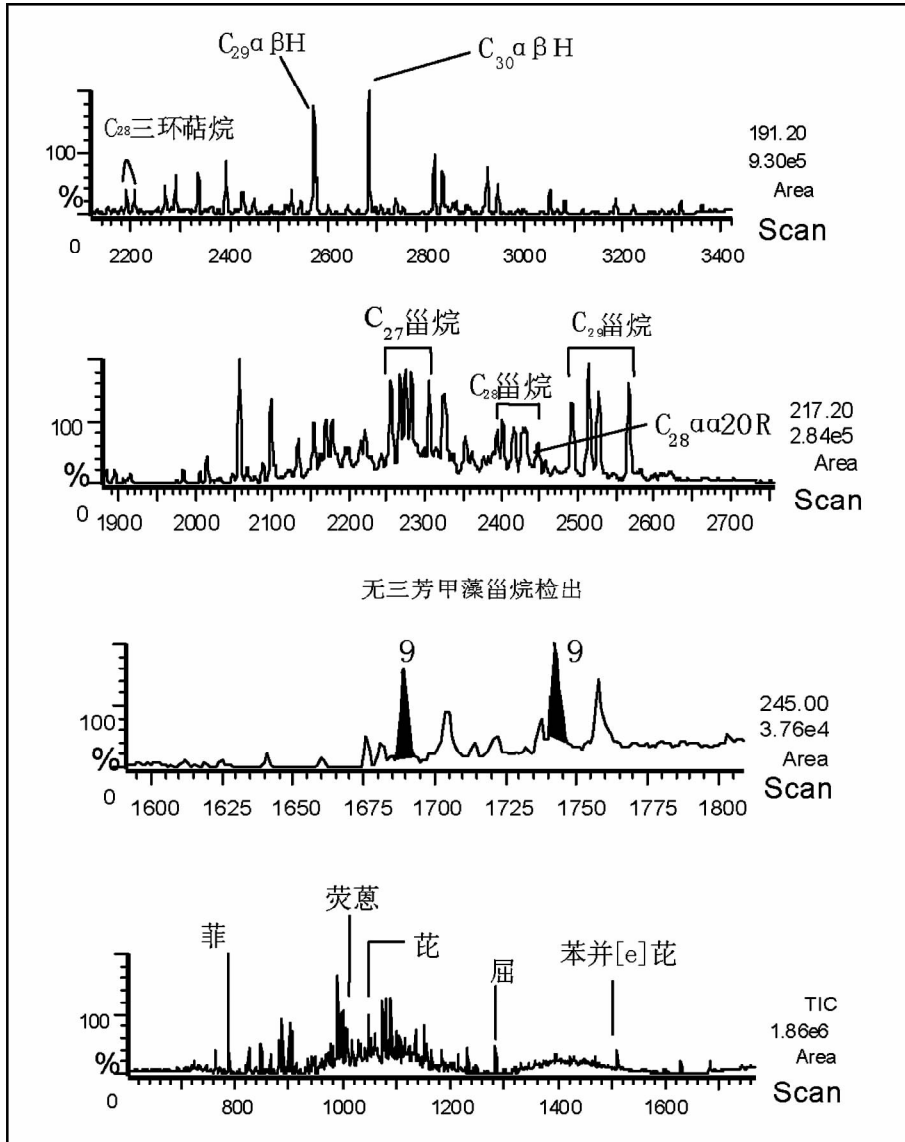


图 10 中、上奥陶统烃源岩的生物标志物及芳烃标志物

图中带有“9”字的黑色色谱峰为 C_{29} -3-甲基-24-乙基三芳甾烷

Fig. 10 The biomarkers and aromatic markers in Middle-Upper Ordovician source rock

饱和烃的 m/z 191 质量色谱图上(图 10 上) C_{29} $\alpha\beta$ 藿烷的峰高明显地小于 C_{30} $\alpha\beta$ 藿烷,也常常见到伽马蜡烷。一般来说, C_{28}^+ 三环萜烷含量较低。 m/z 217 质量色谱图上(图 9 中上), C_{28} $\alpha\alpha$ 20R 甾烷色谱峰峰高相当于 C_{29} 同类构型的 50% ~ 60%, 这也是区别于中、上奥陶统油源的重要特点。 m/z 231 质量色谱图上, 还可检测到丰度较大的甲藻甾烷。

芳烃 m/z 245 质量色谱图是检测甲基三芳甾烷重要工具, 寒武系-下奥陶统源岩的图上可见丰度较高的三芳甲藻甾烷的峰群(图 10 中下, 有“7”的黑色色谱峰), 而中、上奥陶统源岩没有这些峰群。芳烃的另一特点是菲、茛菝、芘、屈、苯并[k]茛菝, 苯并[e]芘, 苯并[a]芘, 和芘等稠环芳烃含量较高(见图 9 下)。

4.3 上奥陶统良里塔格组源岩标志物特征

源岩的生标和其它标志物特征是鉴定油源的重要依据。在塔中, 由于存在着寒武系-下奥陶统和中、上奥陶统 2 类油源(Hanson *et al.*, 2000; Zhang *et al.*, 2002a, b; Zhang *et al.*, 2005), 因此要尽量寻找那些可以区分它们的指标。

塔中良里塔格组源岩的饱和烃特点是, 在 m/z 191 质量色谱图上 C_{20} , C_{21} , C_{23} 和 C_{24} 三环萜烷峰高于 C_{29} 、 C_{30} $\alpha\beta$ 藿烷, C_{29} $\alpha\beta$ 藿烷略低于 C_{30} $\alpha\beta$ 藿烷(图 10 上)。一般不存在伽马蜡烷。 m/z 217 质量色谱图上, C_{28} $\alpha\alpha$ 20R 甾烷 < 25% C_{29} $\alpha\alpha$ 20R(图 10 中)。与寒武-上奥陶统源岩相比, 在 m/z 231 质量色谱图上甲藻甾烷强度较低。

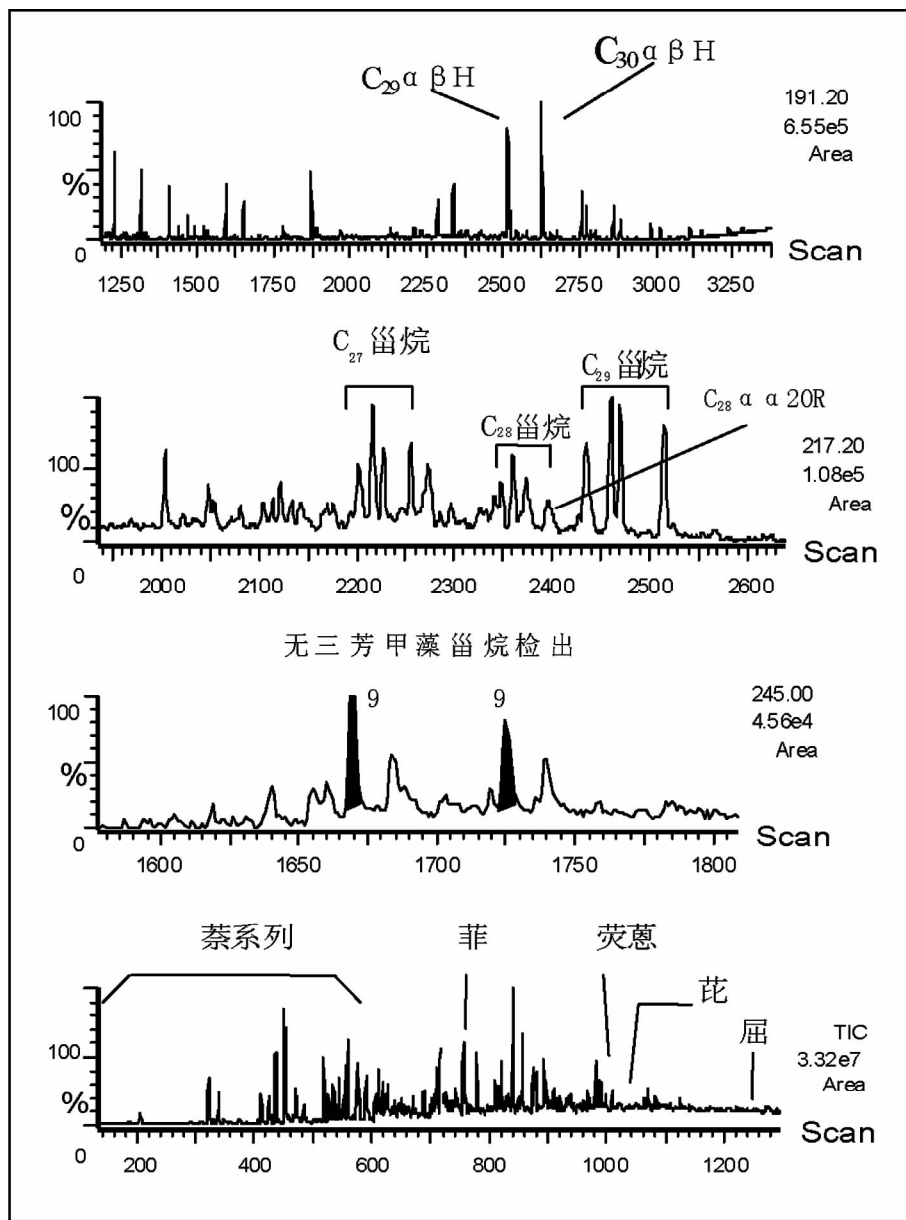


图 11 中、上奥陶统源岩生成的原油的生物标志物和芳烃标志物特征

图中带有“9”字的黑色色谱峰为 C₂₉ 3-甲基-24-乙基三芳甾烷

Fig. 11 The biomarkers and aromatic markers of oil originated from Middle-Upper Ordovician source rock

芳烃 m/z245 质量色谱图上(见图 10 中)可以显示 4, 23, 24-三甲基三芳甾烷(C₂₉ 三芳甲藻甾烷), 4-甲基-24-乙基三芳甾烷(C₂₉), 3-甲基-乙基三芳甾烷(C₂₉), 4-甲基三芳甾烷(C₂₇), 4-甲基三芳甾烷(C₂₇)和 3-甲基-24-甲基三芳甾烷(C₂₈)。中、上奥陶统源岩中三芳甲藻甾烷几乎检测不到, 而在寒武系源岩中三芳甲藻甾烷是比较明显的化合物, 含量相当丰富。良里塔格组源岩也不例外, m/z245 质量色谱图中没有三芳甲藻甾烷, 或这些峰相对强度很低(见图 10 中)。但是在许多样品中, m/z245 质量色谱图的强度很低, 显示不出来上述的色谱峰, 可参照饱和烃数据及芳烃的其它数据研究解决。

4.4 油源对比

由于塔中隆起多条断层交错组合, 多个不整合面存在, 及构造运动的复杂性, 原油油源的特征也被复杂化了。有的原油与源岩有较好可比性, 有的是 2 套源岩的混合油, 有的可能是同一套油源不同时期的混合油。

4.4.1 中、上奥陶统油源的原油

TZ45、TZ111、TZ15、TZ44、TZ52、TZ63 等井原油特点是芳烃 m/z245 质量色谱图强度高, 而且可以肯定三芳甾烷之中没有三芳甲藻甾烷。在饱和烃中(图 11 上)C₂₉αβ 藿烷的峰

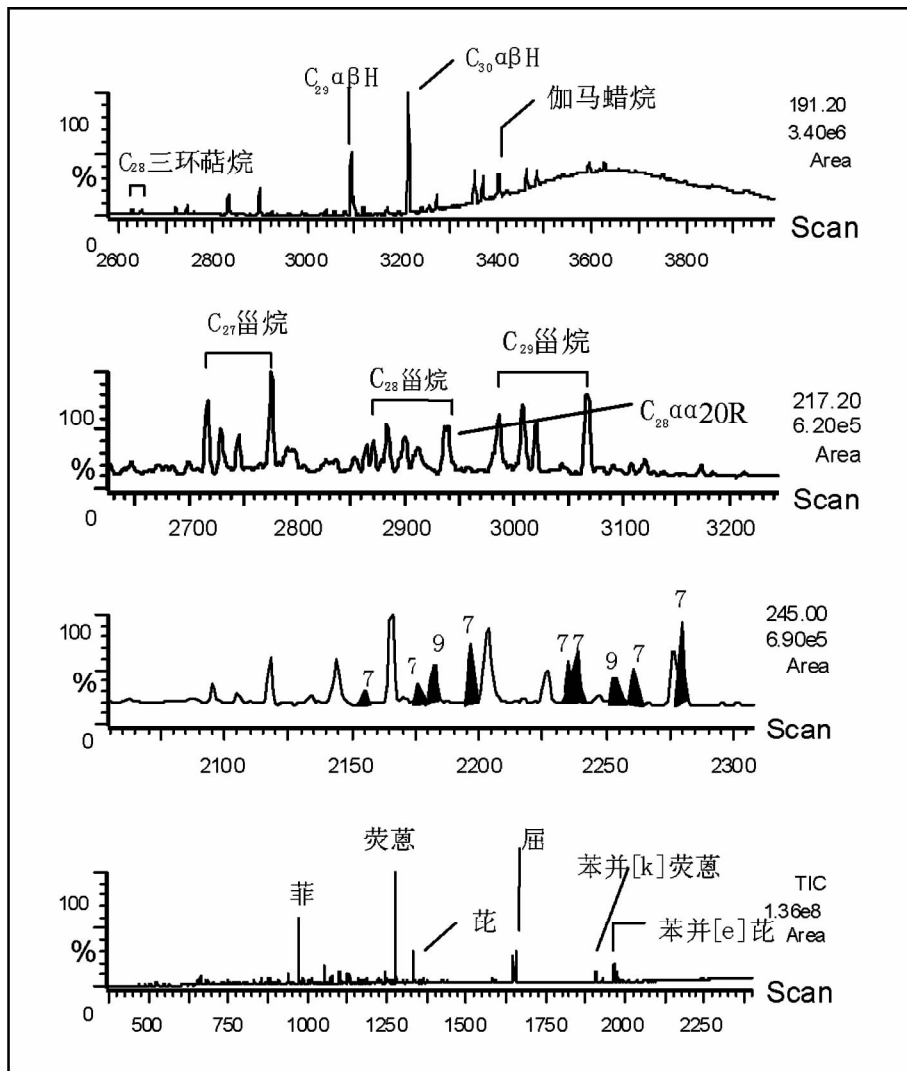


图 12 寒武系-下奥陶统源岩生成的原油的生物标志物和芳烃标志物特征

图中带有“7”字的黑色色谱峰为 C₂₉ 三芳基藻甾烷;带有“9”字的黑色色谱峰为 C₂₉ 3-甲基-24-乙基三芳基甾烷

Fig. 12 The biomarkers and aromatic markers of oil originated from Cambrian-Lower Ordovician source rock

高接近 C₃₀ αβ 藿烷, 甾烷中 C₂₈ αα20R 峰相对峰高较低。有的样品中, 如 TZ44、TZ52 还可以见到 C₂₈⁺ 三环萜烷的强度较高。

还有像 TZ242、TZ161、TZ621、TZ622、TZ2 等井原油, 它们分布在塔中一号断裂带上。它们芳烃 m/z 245 质量色谱图特低, 在相应的保留时间中, 分辨不出三芳基甾烷和甲藻三芳基甾烷的峰形。但是, 饱和烃中的 m/z217 质量色谱图上可以看见, C₂₈ αα20R 色谱峰峰高较小, 这也是 O₂₊₃ 油源的重要特征。

在芳烃成分上, 甲基萘、二甲基萘、三甲基萘的峰群强度很大。m/z245 质量色谱图强度低的原因可能是有一些以低碳数的烷烃及芳烃为主要成分的油源加入所致。

4.4.2 具有寒武-下奥陶油源特征的原油

包括 TZ26、TZ24、TZ54、TZ452 等井原油, 它们分布在塔

中一号断裂带东西两侧。这些油的 m/z245 质量色谱图强度较高, 可以鉴定出甲藻三芳基甾烷的峰群。在饱和烃 m/z 217 质量色谱图上(图 12 中)可见 C₂₈ αα20R 色谱峰较高, 这也是寒武-下奥陶统油源的重要特征。其次, 在 m/z191 质量色谱图上 C₂₉ αβ 藿烷的峰高明显地小于 C₃₀ αβ 藿烷, 还检测到伽马蜡烷色谱峰(图 12 上)。TZ26 和 TZ452 原油的 TIC 总离子色谱图上有非常明显的菲、茛、芘、苯并[k]茛、苯并[e]芘、苯并[a]茛、屈、苯并[k]茛、茛、苯并[e]芘、苯并[a]茛及茛的色谱峰(图 12 下), 与塔参 1 井、方 1、塔东 2 等井寒武系源岩非常相似。但 TZ24 和 TZ54 中虽然上述的芳烃成分仍然以较高的含量存在, 但与萘、甲基萘、二甲基萘、三甲基萘相比, 已经不明显, 表明可能有其它油源成分的混入。

4.4.3 具有寒武-下奥陶统和中、上奥陶统混合油源的原油

塔中 1 井下奥陶统油气藏属碳酸盐岩古潜山构造, 储集

层为下奥陶统溶孔白云岩和角砾状白云岩。原油包括轻油和稠油。稠油(深度3755m)芳烃的m/z245质量色谱图虽然强度较低,也可看出在以中、上奥陶统源岩特征的三芳甾烷峰群中出现较低的三藻三芳甾烷的峰群,这是鉴定为混合油源的依据之一。饱和烃m/z177质量色谱图上,C₂₈αα20R峰较高,(这是鉴定寒武-下奥陶统源岩依据)。2种源岩特征同时出现在同一油样中(表1)。此外,在m/z177质量色谱图上也可鉴定出25-降藿烷的峰群,可推断为生物降解油。在芳烃成分上主要为二苯并噻吩、甲基二苯并噻吩、二甲基二苯并噻吩等有机含硫化物。

混合油的形成可能与潜山构造有关,下奥陶统储层与寒武系相接,为该油藏接受寒武系油源提供便利条件,古潜山的不整合面可能为O₂₊₃油源进入提供通道。

从上述的分析可得出下列结论:在塔里木盆地塔中地区的奥陶系油气藏中,大多数石油来自中、上奥陶统烃源岩,它是该地区的主力油气源。部分井来自寒武系-下奥陶统源岩。塔中地区的奥陶系油气藏中存在混源油,塔中1井可作一例,它们具有寒武系-下奥陶统和中、上奥陶统烃源岩标志物的特征。

5 天然气地球化学特征与成因

从塔中1号带天然气的地球化学特征来看,天然气充注强度较大,后期天然气驱替前期天然气向前方推进作用十分明显。从天然气的干燥系数等值线图上(Zhao et al.,2009),

可以明显看出,沿塔中1号带向内带天然气的干燥系数逐渐变小,紧贴1号带以干气为主,说明越靠近1号带天然气相对充注的时间越晚。

从天然气的甲烷、乙烷、丙烷等烃类碳同位素等值线图上(图13),也明显体现出自塔中1号带向西碳同位素逐渐变轻,1号带附近天然气碳同位素最重,说明天然气成熟度越高。由此可见,塔中1号带喜山期以来天然气充注强度大,向前推进作用十分明显,反映出塔中1号断裂带是重要的油气输导通道。

天然气成因研究表明,塔中1号带天然气属于原油裂解气(戴金星等,2005;Zhang and Zhu,2008;Jiang et al.,2008)。天然气碳同位素分布比较稳定(除塔中45井区外,该区天然气受深部火成岩影响较大,为原地原油裂解气),甲烷碳同位素主要分布在-39‰~-37‰,乙烷碳同位素主要分布在-37‰~-32‰,丙烷碳同位素主要分布在-34‰~-30‰(表2),碳同位素表明该天然气是来自于母质类型较好的烃源岩。甲烷~丁烷的碳同位素呈现出正常序列分布(Dai et al.,2004),没有倒转(表2),天然气属于有机成因。

在原油裂解气的初次生成的主要阶段(170~200℃),甲乙烷同位素都非常轻,气偏湿;原油裂解后期,气越来越干,甲乙烷同位素同位素越来越重且趋近;单阶段捕获的天然气同位素分布有序,差值大;而多阶段或累计捕获则同位素组成复杂,可能发生倒转等。因此塔中45~86井区天然气属于原油的原地裂解,研究发现该区奥陶系火成岩厚度大,热流值高,塔中45井储层包裹体均一温度高峰值在220℃左

表1 塔中奥陶系油气藏不同油源的生物标志化合物特征

Table 1 Biomarkers of oil from different source rock in Ordovician reservoirs of Tazhong area

油源	产原油井号	饱和烃特征			芳烃特征			
		m/z191 质量色谱图	m/z217 质量色谱图	C ₂₈ ⁺ 三环萜烷	m/z245 质量色谱图	萘系列	高稠环 芳烃	
O ₂₊₃	m/z245 质量色 谱图 较强	TZ111(4470~4478m) TZ15(4656~4673m) TZ44(4854~4888m) TZ52(3811~3819m) TZ45(6090~6297m)	C ₂₉ αβ 藿烷与 C ₃₀ αβ 藿烷峰 高接近	C ₂₈ αβ20R 峰高较小	C ₂₈ ⁺ 三环萜 烷丰度 较高	不存在三芳 甲藻甾烷	萘系列含 量较高	高稠环芳烃含 量低
	m/z245 质量色 谱图 较弱	TZ242(4065m) TZ161(4289~4306m) TZ621(4851~4885m) TZ622(4913~4925m) TZ62(4700~4758m)	无明显特征	C ₂₈ αβ20R 峰高较小	无明 显特 征	由于强度,无 鉴定意义	萘系列含 量高	甲基二苯并噻 吩含量高,高 稠环芳烃含 量低
∈-O ₁		TZ26(4392~4402m) TZ24(4461~4483m) TZ54(5832~5858m) TZ452(6376~6550m)	C ₂₉ αβ 藿烷与 C ₃₀ αβ 峰高相 差较大,常有 伽马蜡烷	C ₂₈ αβ20R 峰高较大	无明 显特 征	甲藻三芳甾 烷含量高	无明 显特 征	苯并[c]蒽、 屈、苯并[k]荧 蒽、苯并[e]苊 等含量高
∈-O ₁ 与O ₂₊₃ 两者混合	TZ1(3755m)	C ₂₉ αβ 藿烷与 C ₃₀ αβ 峰高相 近,无伽马蜡 烷,含25-降藿 烷系列	C ₂₈ αβ20R 峰高较大	C ₂₈ ⁺ 三环萜 烷丰度 较低	出现较低的 甲藻甾烷峰 群,但以其它 的三芳甾烷 为主	无萘系列	属生物降解原 油,二苯并噻 吩、甲基二苯 并噻吩及二甲 基二苯并噻吩 含量丰富	

表2 塔中奥陶系天然气碳同位素数据表

Table 2 The gas carbon isotope data in Ordovician reservoir of Tazhong area

井号	井深(m)	$\delta^{13}C_1$ (‰)	$\delta^{13}C_2$ (‰)	$\delta^{13}C_3$ (‰)	$\delta^{13}C_4$ (‰)	$\delta^{13}CO_2$ (‰)
TZ82	5430~5487	-39.6	-33.8	-30.6	-29	-8.2
T821	5212.64~5250.2	-38.3	-33.1	-30.2	-29.4	-3.9
TZ62-3	5072.46~5348	-38.7	-33.5	-30.1	-29.9	-9.3
TZ622	4913.52~4925	-38.9	-33.8	-31.1	-30.3	-4.7
TZ62-1	4892.07~4973.76	-38	-33.6	-30.2	-29.3	-4.1
TZ62-2	4773.53~4825	-38.9	-31.7	-30.3	-28.7	-8.9
TZ44上	4822~4832	-39	-31.5	-29.6	-27.7	
TZ44下	4854~4888.31	-44	-38	-33.1	-32.4	
TZ241	4618.47~4725.7	-38.4	-37.2	-33.5	-31.1	-6.2
TZ24	4452~4465	-40	-31.6	-34.9	-30.8	
TZ26	4300~4315	-37.7	-36.8	-32.6	-29.8	

右,间接证实了该区曾存在过较高的古地温。而分析认为塔中其它地区的原油均达不到原油裂解成气的温度条件,一般认为在原油裂解气的初次生成的主要阶段是在170℃以上。

由于塔中地区奥陶系油藏的温度一般都在140℃以内,奥陶系油藏还达不到原油发生裂解的温度条件,因此这些裂解气来自于异地。塔里木盆地烃源岩的分布与演化表明,该天然气只可能来自寒武系-中下奥陶统烃源岩,因为这套烃源岩类型好,分布范围广,而且只有这套烃源岩的热演化进入大量生气阶段;而塔里木盆地发育的另外一套烃源岩:中上奥陶统烃源岩目前尚处于大量生油阶段,还未进入生气阶段,塔中I号带分布的正常油均主要来自这套烃源岩。因此,塔中I号带上的天然气来自于寒武系-中下奥陶统烃源岩。包裹体资料与埋藏史分析认为,塔中I号带良里塔格组台缘礁滩体天然气充注时间在喜山期,这与该区天然气成熟度较高、寒武系-中下奥陶统烃源岩演化阶段等都是十分吻合的。

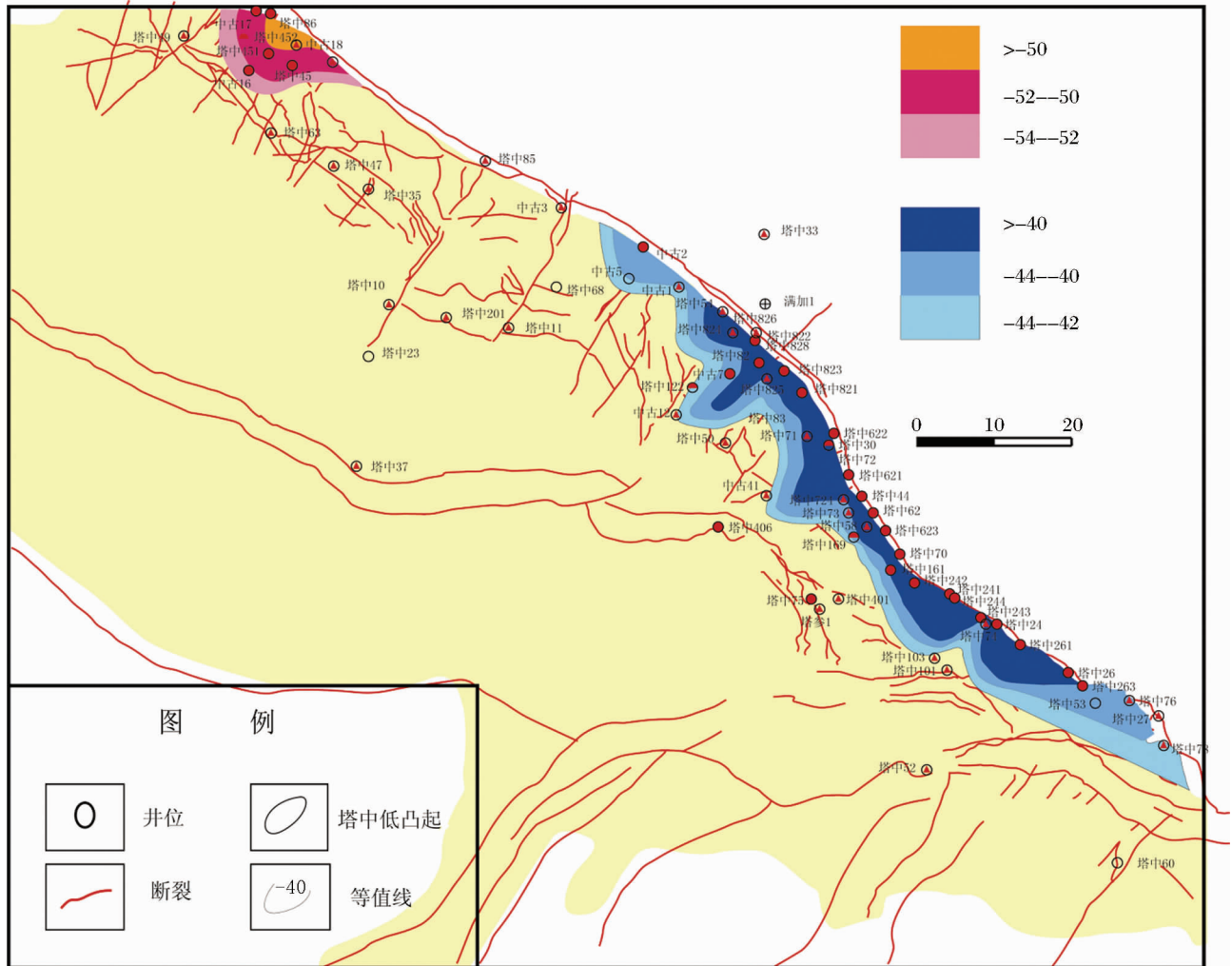


图13 塔中地区奥陶系天然气甲烷碳同位素等值线图(‰)

Fig. 13 Methane carbon isotope contour map in Ordovician reservoir of Tazhong area(‰)

6 油气充注成藏过程

6.1 油气充注时间与期次

对塔中奥陶系碳酸盐岩礁滩复合体油气藏储层包裹体的研究表明,有3期不同的包裹体,分别代表不同的成藏时期。第一期烃类包裹体盐水包裹体均一化温度在70~90℃左右,主要为液相包裹体,发黄色荧光,数量少,推断其对应的形成时期为晚加里东期-早海西期。这期包体在I号带储层中有少量发现,其对应油藏原油的生标特征相吻合,属于寒武系-下奥陶统生源特征,因此这一期原油来自于满加尔凹陷的寒武系-下奥陶统烃源岩(图14)。由于早海西期运动造成构造大幅度抬升,这期油藏遭受破坏,目前在志留系见到大量沥青砂。

第二期盐水包裹体的均一化温度在95~125℃左右,推断其对应的成藏期为晚海西期。这是奥陶系礁滩复合体最重要的油气聚集时期,充注强度大,气液两相包裹体数量较多,发黄色荧光和黄绿色荧光。该期原油主要来自于中上奥陶统烃源岩。

第三期包裹体以气态烃包裹体为主,包裹体的均一化温度较高,在120~150℃左右。根据各井埋藏史和包裹体均一温度推测,这期以气为主的油气充注期应主要在喜山期。根据前面对天然气成因的分析,该期天然气来自寒武系原油的裂解气,天然气的运移聚集方向主要是沿断层的垂向运移。

6.2 油气成藏模式

加里东期末,满加尔拗陷寒武系-下奥陶统源岩大量生排烃,在塔中等古隆起部位聚集成藏;海西期晚期,奥陶系烃源岩生成的烃类再次充注成藏;喜山期,寒武系高成熟干气充注古油藏发生气侵,形成凝析气藏(图15)。从成藏过程来看,塔中地区深部奥陶系至少存在3期有效成藏作用:(1)加里东中晚期(志留系沉积前)是奥陶系岩溶储层形成发育的重要时期,为后期油气的聚集提供了有效孔洞(图15①)。(2)晚加里东-早海西期(石炭系沉积前),来源于寒武系-下

奥陶统的原油沿断裂或奥陶系岩溶储层输导体向奥陶系储集体中充注成藏,这是塔中地区最早的一次油气充注;但是在泥盆纪部分油藏遭受破坏,残留部分古油藏,特别是志留系砂岩油藏破坏较为严重,多以沥青砂的形式残留下来。(3)海西晚期,来源于中上奥陶统的原油,沿塔中I号断裂带等输导体系向奥陶系充注并大范围成藏。(4)喜山期以来,发生天然气的充注作用(气侵作用),形成凝析气藏(图15)。塔中I号断裂带及其派生的断裂体系是后期油气发生运移的重要通道,在其周围油气富集程度最高。

当然,3期充注过程也使得油气藏发生了调整和改造。晚期油气的调整转移主要受裂缝所控制,晚海西期有效油气运移包括早期聚集油气的调整和烃源岩直接生成的油气的运移聚集,沿断裂向上运移至沿塔中I号断裂带分布的奥陶系礁滩复合体中,早期聚集的古油藏裂解气也主要是在喜山期沿断裂向上运移,并侵入早期聚集的油藏,气侵的程度不同而形成气侵型凝析气藏或者仍然保持为油藏(图15)。

而塔中奥陶系礁滩复合体油气藏之所以表现出外带为凝析气藏、内带为油藏的分布特征,主要与天然气来源于外带下伏的寒武系-下奥陶统古油藏裂解气有关,这些天然气沿I号断裂带向上运移,补充聚集到位于I号断裂带附近的礁滩复合体油气藏中,对原先聚集的油藏进行气侵(图15)。外带多为礁滩相沉积,由于受古地貌控制,常常暴露形成孔洞层较为发育的层段,储层物性好,且因为靠近I号断裂带,裂缝也较发育,储层连通性较好,沿断裂向上运移至奥陶系的天然气,在物性好、裂缝发育的这些孔洞层中对原先聚集的油藏的气侵较顺利,故常常形成凝析气藏。在内带多为低能环境沉积,为非有利储层沉积相带,在这些储层不发育的沉积相带,即使存在暴露淋滤,也很难形成好的溶孔发育地带,加之远离I号断裂带,裂缝不太发育,气侵很难向西继续进行,导致原先聚集在此的油藏受气侵程度较低,仍然保持为油藏。

7 结论

中上奥陶统烃源岩是塔中I号断裂带油气藏的主要烃源岩,部分井的原油来自寒武系-下奥陶统源岩。天然气则主要来自于寒武系-中下奥陶统烃源岩形成的原油裂解气;晚期天然气沿塔中I号断裂向内运移,充注强度大。

奥陶系里塔格礁滩复合体曾接受到3期油气充注过程,第一期为加里东晚期成藏,油气来自于寒武系-下奥陶统烃源岩,但早海西期的构造运动,对该期油气破坏严重,造成大范围油藏破坏。第二期为晚海西期成藏,这一期是最重要的油气充注期和有效成藏期,油气来自于中上奥陶统烃源岩。第三期成藏期是在晚喜山期,寒武系原油裂解气形成,并沿深部断裂向浅部奥陶系充注,对油藏进行气洗改造,从而形成大面积分布的凝析气藏。

塔中奥陶系礁滩复合体油气藏之所以表现出外带为凝

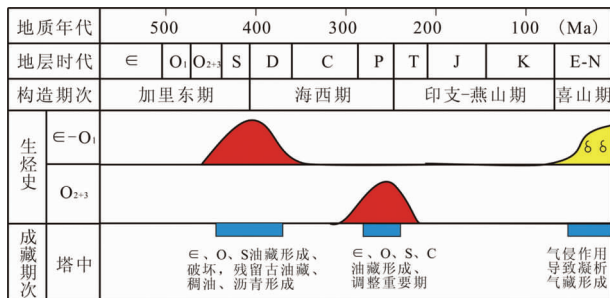


图14 塔中I号带油气充注成藏史

Fig. 14 The charging and accumulation history of No. 1 slope-break zone

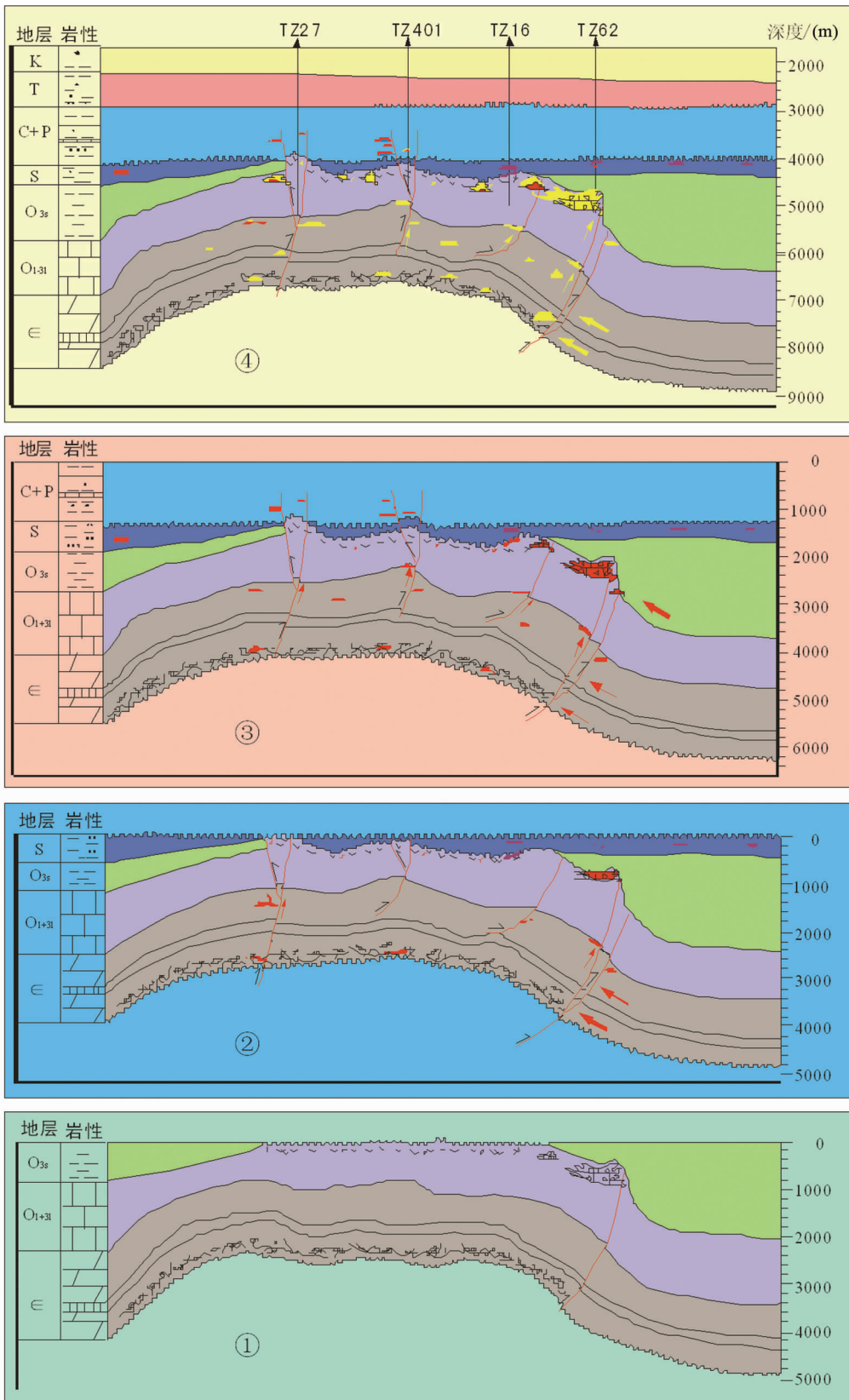


图 15 塔里木盆地塔中地区海相油气成藏模式图

Fig. 15 The accumulation pattern of marine hydrocarbon in Tazhong area, Tarim basin

析气藏、内带为油藏的分布特征,主要与天然气来源于寒武系-下奥陶统裂解气的充注方向和强度有关,这些天然气沿 I 断裂带向上运移,补充聚集到位于 I 号断裂带附近的礁滩复合体油气藏中,对原先聚集的油藏进行气侵,气侵程度的不同形成凝析气藏或者仍然保持为油藏。因此,奥陶系礁滩复合体油气藏属于油藏受气侵改造形成的次生凝析气藏。

References

- Chen JS, Wang ZY, Dai ZY, Ma Q, Jiang YQ and Tan XC. 1999. Study of the Middle and Upper Ordovician rimmed carbonate platform system in the Tazhong area, Tarim basin. *Jurnal of Palaeogeography*, 1(2): 8–17 (in Chinese with English abstract)
- Dai JX, Xia XY, Qin SF and Zhao JZ. 2004. Origins of partially reversed alkane $\delta^{13}\text{C}$ values for biogenic gases in China. *Organic Geochemistry*, (3): 405–411
- Dai JX, Qin SF, Tao SZ, Zhu GY and Mi JK. 2005. Developing trends of natural gas industry and the significant progress on natural gas geological theories in china. *Natural Gas Geoscience*, 16(2): 127–142 (in Chinese with English abstract)
- Gu JY, Fang H and Jiang LZ. 2001. The significance of Ordovician reef discovery in Tarim Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 28(4): 1–3 (in Chinese with English abstract)
- Han JF, Mei F, Yang HJ, Wu GH, Xu ZM and Zhu GY. 2007. The study of hydrocarbon origin, transport and accumulation in Tazhong area, Tarim Basin. *Natural Gas Geoscience*, 18(3): 426–435 (in Chinese with English abstract)
- Han JF, Sun CH, Yu HF, Ji YG, Zhang ZH and Xu YL. 2011. Kinetics of reef-shoal complexes and its restriction to reservoir in Ordovician from Tazhong I fault belt. *Acta petrologica Sinica*, 27(3): 845–856 (in Chinese with English abstract)
- Hanson AD, Zhang SC, Moldowan JM, Liang DG and Zhang BM. 2000. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 84: 1109–1128
- He J, Han JF and Pan WQ. 2007. Hydrocarbon accumulation mechanism in the giant buried hill of Ordovician in Lunnan Paleohigh of Tarim basin. *Acta Petrolei Sinica*, 28(2): 44–48 (in Chinese with English abstract)
- Huang SJ, Hairuo Q, Pei CR, Hu ZW, Wu SJ and Sun ZL. 2006. Strontium concentration, isotope composition and dolomitization fluids in the Feixianguan Formation of Triassic, eastern Sichuan of China. *Acta Petrologica Sinica*, 22(8): 2123–2132 (in Chinese with English abstract)
- Jiang NH, Zhu GY and Zhang SC. 2008. Detection of 2-Thiaadamantanes in the oil from Well TZ-83 in Tarim basin and its geological implication. *Chinese Science Bulletin*, 53(3): 396–401
- Jin ZJ. 2005. Particularity of petroleum exploration on marine carbonate strata in China sedimentary basins. *Earth Science Frontiers*, 12(3): 15–22
- Kang YZ. 2005. Palaeokarst of Cambro-Ordovician and oil-gas distribution in Tarim basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 26(5): 472–480 (in Chinese with English abstract)
- Li JC, Ma YS, Zhang DJ, Huang DP, Cheng KM, Xu ZC and Li XD. 1998. Problems of exploration of marine oil and gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 25(5): 1–2 (in Chinese with English abstract)
- Li D, Liang D, Jia C, Wan G, Wu Q and He D. 1996. Hydrocarbons accumulations in the Tarim Basin, China. *AAPG Bulletin*, 80: 1587–1603
- Liu ZB, Sun H, Yu BS, Wang ZX and Yang DB. 2007. The control of fractures on karst in Ordovician carbonate reservoirs in Tazhong area, Tarim basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 28(3): 289–291 (in Chinese with English abstract)
- Ma YS. 2007. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan basin. *Acta Petrolei Sinica*, 28(2): 9–14 (in Chinese with English abstract)
- Qian YX, Chen Y, Chen QI, You DH and Zou HL. 2006. General characteristics of burial dissolution for Ordovician carbonate reservoirs in the northwest of Tazhong area. *Acta Petrolei Sinica*, 27(3): 47–52 (in Chinese with English abstract)
- Sun YS, Han J, Zhang LJ and Tan ZJ. 2007. Genesis of reef flat body matrix secondary pores in Upper Ordovician in central area of Tarim basin: A case from Well 62 field of Central Tarim. *Petroleum Exploration and Development*, 34(5): 541–547 (in Chinese with English abstract)
- Wang ZM. 2004. *The Exploration and Practice of Oil and Gas in Tarim Basin*. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese with English abstract)
- Wang ZM and Xiao ZY. 2004. A comprehensive review concerning the problem of marine crudes sources in Tarim Basin. *Chinese Science Bulletin*, 49(Suppl. 1): 1–9
- Wang ZY, Li YP, Chen JS, Liu S, Zeng W, Yang HJ and Tan XC. 2002. Characters of atmospheric diagenetic lens along Middle-Late Ordovician carbonate shelf margin in central Tarim area. *Chinese Journal of Geology*, 37(Suppl.): 152–160 (in Chinese with English abstract)
- Wang ZY, Yan W, Zhang YF, Sun CH, Zhang LJ, Wu GH, Han JF and Shen YM. 2007. Diagenesis and porosity evolution of Upper Ordovician platform margin reefs and grain banks reservoir in Tazhong area. *Xinjiang Geology*, 25(3): 287–290 (in Chinese with English abstract)
- Wu GH, Li QM, Zhang BS, Dong LS, Zhang YG and Zhang HQ. 2005. Structural characteristics and exploration fields of No. 1 Faulted Slope Break in Tazhong area. *Acta Petrolei Sinica*, 26(1): 27–30 (in Chinese with English abstract)
- Yan XB, Li TJ, Zhang T, Li GR, Jin XH and M XJ. 2005. Differences between formation conditions of Ordovician karstic reservoirs in Tazhong and Tahe areas. *Oil and Gas Geology*, 26(2): 202–207 (in Chinese with English abstract)
- Zhang S, Hanson, AD, Moldowan JM, Graham SA, Liang D, Chang E and Fago F. 2000. Paleozoic oil-source rock correlations in the Tarim Basin, NW China. *Organic Geochemistry*, 31: 273–286
- Zhang S, Huang H, Xiao Z and Liang D. 2005. Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China. Part 2: Maturity assessment. *Organic Geochemistry*, 36: 1215–1225
- Zhang SC, Liang DG, Li MW, Xiao ZY and He ZH. 2002a. Molecular fossils and oil-source rock correlations in the Tarim Basin, NW China. *Chinese Science Bulletin*, 47(Suppl.): 20–27
- Zhang SC, Moldowan JM, Li MW and Bian LZ. 2002b. The abnormal distribution of the molecular fossils in the Precambrian and Cambrian: Its biological significance. *Science in China (Series D)*, 45(3): 193–200
- Zhang SC, Liang DG and Zhang BM. 2004. *Generation of Marine Oil and Gas in Tarim Basin*. Beijing: Petroleum Industry Press (in Chinese with English abstract)
- Zhang SC and Zhu GY. 2006. Gas accumulation characteristics and exploration potential of marine sediments in Sichuan Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 27(5): 1–8 (in Chinese with English abstract)
- Zhang SC, Zhu GY and Liang YB. 2006. Probe into formation mechanism of H_2S and high-quality reservoirs of Puguang large gas filed in Sichuan Basin. *Geological Review*, 52(2): 230–235 (in Chinese with English abstract)
- Zhang SC, Liang DG, Zhu GY, Zhang XY, Zhang BM, Chen JP and Zhang B. 2007. The geology basis of forming marine oil & gas in

- China. Chinese Science Bulletin, 52 (Suppl. 1): 19 - 31 (in Chinese)
- Zhang SC and Zhu GY. 2008. Natural gas origins of large and medium-scale gas fields in China sedimentary Basins. Science in China (Series D), 51 (Suppl. 1): 1 - 13
- Zhang SC, Zhu GY and He K. 2011. The effects of thermochemical sulfate reduction on occurrence of oil-cracking gas and reformation of deep carbonate reservoir and the interaction mechanisms. Acta Petrologica Sinica, 27 (3): 809 - 826 (in Chinese with English abstract)
- Zhao WZ, Wang ZC, Zhang SC and Wang HJ. 2007. Analysis on forming conditions of deep marine reservoirs and their concentration belts in superimposed basins in China. Chinese Science Bulletin, 52 (Suppl. 1): 9 - 18 (in Chinese)
- Zhao WZ, Zhu GY, Zhang SC, Zhao XF, Sun YS and Wang HJ. 2009. Relationship between the later strong gas-charging and the improvement of the reservoir capacity in deep Ordovician carbonate reservoir in Tazhong area, Tarim Basin. Chinese Science Bulletin, 54 (17): 3076 - 3089
- Zhao XF, Zhua GY, Liu QF and Zhang SC. 2007. Main control factors of pore development in deep marine carbonate reservoirs. Natural Gas Geoscience, 8 (4): 514 - 521 (in Chinese with English abstract)
- Zhao XF, Zhu GY, Zhang SC and Liu QP. 2009. Comparison of deeply buried and high-quality reef-bank facies reservoirs of Puguang Gas Field in the northeast Sichuan Basin with Tazhong Gas Fields of Tarim Basin. Acta Sedimentologica Sinica, 27 (3): 390 - 403 (in Chinese with English abstract)
- Zhao ZJ, Wang ZM, Wu XN and Chen XS. 2007. Genetic types and distribution forecast of available carbonate reservoirs in ordovician in the central area of Tarim Basin. Petroleum Geology & Experiment, 29 (1): 40 - 47 (in Chinese with English abstract)
- Zhou XY, Wang ZM, Yang HJ, Wang QH and Wu GH. 2006. Cases of discovery and exploration of marine fields in China (Part 5): Tazhong Ordovician condensate field in Tarim Basin. Marine Origin Petroleum Geology, 11 (1): 45 - 51 (in Chinese with English abstract)
- Zhu GY, Zhang SC and Liang YB. 2006a. Formation mechanism and distribution prediction of high-quality marine reservoir in deeper Sichuan Basin. Petroleum Exploration and Development, 33 (2): 161 - 166 (in Chinese with English abstract)
- Zhu GY, Zhang SC, Liang YB, Ma YS, Dai JX and Zhou GY. 2006b. Dissolution and alteration of the deep carbonate reservoirs by TSR: An important type of deep-buried high-quality carbonate reservoirs in Sichuan Basin. Acta Petrologica Sinica, 22 (8): 2182 - 2194 (in Chinese with English abstract)
- Zhu GY, Zhao WZ, Liang YB and Wang ZJ. 2007. Discussion of gas enrichment mechanism and natural gas origin in marine sedimentary Basin, China. Chinese Science Bulletin, 52 (Suppl. 1): 62 - 76
- Zhu GY and Zhang SC. 2009. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep reservoirs in China. Acta Petrologica Sinica, 30 (6): 793 - 802 (in Chinese with English abstract)
- Zhu GY, Zhang SC, Wang HH, Yang HJ, Meng SC, Gu JY, Zhang B and Su J. 2009. Forming and distribution of deep weathering crust reservoir in North Tarim Basin. Acta Petrologica Sinica, 25 (10): 2384 - 2398 (in Chinese with English abstract)
- Zhu GY, Yang HJ, Zhu YF, Gu LJ, Lu YH, Su J, Zhang BS and Fan QH. 2011. Study on petroleum geological characteristics and accumulation of carbonate reservoir in Hanilcatam area, Tarim Basin. Acta Petrologica Sinica, 27 (3): 827 - 844 (in Chinese with English abstract)
- Zou YR and Guo SY. 2005. Distribution characteristics and main controlling factors of Epigenic karstification of Ordovician carbonate in Tazhong areas. Xinjiang Geology, 23 (2): 209 - 212 (in Chinese with English abstract)
- ### 附中文参考文献
- 陈景山,王振宇. 1999. 塔中地区中上奥陶统台地镶边体系分析. 古地理学报, 1 (2): 8 - 17
- 戴金星,秦胜飞,陶士振,朱光有,米敬奎. 2005. 中国天然气工业发展趋势及其地学理论重要进展. 天然气地球科学, 16 (2): 127 - 142
- 顾家裕,方辉,蒋凌志. 2001. 塔里木盆地奥陶系生物礁的发现及其意义. 石油勘探与开发, 28 (4): 1 - 3
- 韩剑发,梅廉夫,杨海军,郭光辉,徐志明,朱光有. 2007. 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团聚成藏研究. 天然气地球科学, 18 (3): 426 - 435
- 韩剑发,孙崇浩,于红枫,吉云刚,张正红,徐彦龙. 2011. 塔中I号坡折带奥陶系礁滩复合体发育动力学及其控储机制. 岩石学报, 27 (3): 845 - 856
- 何君,韩剑发,潘文庆. 2007. 轮南古隆起奥陶系潜山油气成藏机理. 石油学报, 28 (2): 44 - 48
- 黄思静, Hairuo Q, 裴昌蓉, 胡作维, 吴素娟, 孙治雷. 2006. 川东三叠系飞仙关组白云岩镱含量、镱同位素组成与白云岩化流体, 岩石学报, 22 (8): 2123 - 2132
- 康玉柱. 2005. 塔里木盆地寒武-奥陶系古岩溶特征与油气分布. 新疆石油地质, 26 (5): 472 - 480
- 李晋超, 马永生, 张大江, 黄第藩, 张水昌, 程克明, 徐志川, 李小地. 1998. 中国海相油气勘探若干重大科学问题. 石油勘探与开发, 25 (5): 1 - 2
- 刘忠宝, 孙华, 于柄松, 王增香, 杨胜彬. 2007. 裂缝对塔中奥陶系碳酸盐岩储集层岩溶发育的控制. 新疆石油地质, 28 (3): 289 - 291
- 马永生. 2007. 四川盆地普光超大型气田的形成机制. 石油学报, 28 (2): 9 - 14
- 钱一雄, 陈跃, 陈强路, 尤东华, 邹森林. 2006. 塔中西北部奥陶系碳酸盐岩埋藏溶蚀作用. 石油学报, 27 (3): 47 - 52
- 孙玉善, 韩杰, 张丽娟, 谭泽金. 2007. 塔里木盆地塔中地区上奥陶统礁滩体基质次生孔隙成因——以塔中 62 井区为例. 石油勘探与开发, 34 (5): 541 - 547
- 王招明. 2004. 塔里木盆地油气勘探与实践. 北京: 石油工业出版社
- 王振宇, 李宇平, 陈景山, 刘胜, 曾伟, 杨海军, 谭秀成. 2002. 塔中地区中晚奥陶世碳酸盐岩陆棚边缘大气成岩透镜体的发育特征. 地质科学, 37 (增刊): 152 - 160
- 王振宇, 严威, 张云峰, 孙崇浩, 张丽娟, 郭光辉, 韩剑发, 申银民. 2007. 塔中上奥陶统台缘礁滩体储层成岩作用及孔隙演化. 新疆地质, 25 (3): 287 - 290
- 郭光辉, 李启明, 张宝收, 董立胜, 张亚光, 张欢庆. 2005. 塔中 I 断裂坡折带构造特征及勘探领域. 石油学报, 26 (1): 27 - 30
- 闫相宾, 李铁军, 张涛, 李国蓉, 金晓辉, 马晓娟. 2005. 塔中与塔河地区奥陶系岩溶储层形成条件的差异. 石油与天然气地质, 26 (2): 202 - 207
- 张水昌, 梁狄刚, 张宝民. 2004. 塔里木盆地海相油气的生成. 北京: 石油工业出版社
- 张水昌, 朱光有. 2006. 四川盆地海相天然气富集成藏特征与勘探潜力. 石油学报, 27 (5): 1 - 8

- 张水昌,朱光有,梁英波. 2006. 四川盆地普光大型气田 H_2S 及优质储层形成机理探讨. 地质论评, 52(2): 230 - 235
- 张水昌,梁狄刚,朱光有,张兴阳,张宝民,陈建平,张斌. 2007. 中国海相油气形成的地质基础. 科学通报, 52(增1): 19 - 31
- 张水昌,朱光有,何坤. 2011. 硫酸盐热化学还原作用对原油裂解成气和碳酸盐储层改造的影响及作用机制. 岩石学报, 27(3): 809 - 826
- 赵文智,汪泽成,张水昌,王红军. 2007. 中国叠合盆地深层海相油气成藏条件与富集区带. 科学通报, 52(增1): 9 - 18
- 赵雪凤,朱光有,刘钦甫,张水昌. 2007. 深部海相碳酸盐岩储层孔隙发育主控因素研究. 天然气地球科学, 8(4): 514 - 521
- 赵雪凤,朱光有,张水昌,刘钦甫. 2009. 川东北普光地区与塔中地区深部礁滩体优质储层的对比研究. 沉积学报, 27(3): 390 - 403
- 赵宗举,王招明,吴兴宁,陈学时. 2007. 塔里木盆地塔中地区奥陶系储层成因类型及分布预测. 石油实验地质, 29(1): 40 - 47
- 周新源,王招明,杨海军,王清华,邬光辉. 2006. 塔中奥陶系大型凝析气田的勘探和发现. 海相油气地质, 11(1): 45 - 51
- 朱光有,张水昌,梁英波. 2006a. 四川盆地深部海相优质储集层的形成机理及其分布预测. 石油勘探与开发, 33(2): 161 - 166
- 朱光有,张水昌,梁英波,马永生,戴金星,周国源. 2006b. TSR 、 H_2S 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, 22(8): 2182 - 2194
- 朱光有,张水昌. 2009. 中国深层油气成藏条件与勘探潜力. 石油学报, 30(6): 793 - 802
- 朱光有,张水昌,王欢欢,杨海军,孟书翠,顾乔元,张斌,苏劲. 2009. 塔里木盆地北部深层风化壳储层的形成与分布. 岩石学报, 25(10): 2384 - 2398
- 朱光有,杨海军,朱永峰,顾礼敬,卢玉红,苏劲,张宝收,范秋海. 2011. 塔里木盆地哈拉哈塘地区碳酸盐岩油气地质特征与富集成藏研究. 岩石学报, 27(3): 827 - 844
- 邹元荣,郭书元. 2005. 塔中地区奥陶系碳酸盐岩表生岩溶分布特征及主控因素. 新疆地质, 23(2): 209 - 212