

doi:10.3799/dqkx.2012.079

# 轮南低凸起油气输导体系格架及输导样式

吴 楠<sup>1,2</sup>, 蔡忠贤<sup>2,3</sup>, 杨海军<sup>4</sup>, 刘显凤<sup>1</sup>, 黄大瑞<sup>5</sup>

1. 长江大学地球科学学院, 湖北荆州 434023
2. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074
3. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074
4. 中国石油有限责任公司塔里木油田勘探开发研究院, 新疆库尔勒 841000
5. 中国石油东方地球物理公司新疆地质调查处, 新疆乌鲁木齐 830016

**摘要:** 多源多灶的生烃背景导致轮南地区的油气成藏过程高度复杂化。基于油气成藏动力学理论, 综合运用钻井、地震以及地球化学等资料对轮南低凸起关键时期油气输导体系格架及典型油气藏输导样式的研究表明, 由于志留系沥青砂盆地级的分布特征有力地证实了加里东晚期奥陶系岩溶缝洞体尚未形成, 因此志留系砂体是加里东晚期源自寒武系烃源岩的烃类向轮南低凸起横向输导的主要通道; 其次, 海西早期的强烈抬升及长时间的暴露剥蚀导致表生岩溶作用深度改善了轮南地区碳酸盐岩层系的储集效能, 而潜山风化壳之下的奥陶系岩溶缝洞储集体是这一时期源自满加尔坳陷内奥陶系烃源岩烃类的横向运载层; 喜山期油气成藏的实质为海西晚期奥陶系整装油气藏形成后的调整改造过程, 包括过量干气的气洗改造以及不同尺度断裂的垂向调整。轮南油田、桑塔木油田以及解放渠东油田三叠系油气藏的形成均受控于深大断裂的垂向输导。同时, 上覆盖层的强制性封闭将喜山期干气的横向输导路径束缚于奥陶系内部, 奥陶系油藏经气洗相分馏改造转变为次生的饱和凝析气藏。而由于桑塔木断带地区连接奥陶系与石炭系的层间断裂以及轮古东地区奥陶系层内断裂活动所诱发的泄压相分馏改造, 不仅在石炭系圈闭形成了纯气相的不饱和凝析气藏, 还直接控制了轮古东油田凝析气藏及其流体性质的分布。

**关键词:** 轮南低凸起; 油气藏; 输导体系; 输导样式; 相分馏; 石油地质。

中图分类号: TE122 文章编号: 1000-2383(2012)04-0707-12 收稿日期: 2012-03-25

## Frame of the Hydrocarbon Conduit System and Conducting Pattern in Lunnan Low Uplift

WU Nan<sup>1,2</sup>, CAI Zhong-xian<sup>2,3</sup>, YANG Hai-jun<sup>4</sup>, LIU Xian-feng<sup>1</sup>, HUANG Da-rui<sup>5</sup>

1. Faculty of Earth Sciences, Yangtze University, Jingzhou 434023, China
2. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources of Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China
3. Faculty of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China
4. Research Institute of Exploration and Development, PetroChina Tarim Oil Company, Korla 841000, China
5. Division of Xinjiang Geology, Bureau of Geophysical Prospecting Inc., CNPC, Urumqi 830016, China

**Abstract:** The process of oil and gas accumulation is highly complex in Lunnan low uplift due to the fact that hydrocarbon has been generated by multiple petroleum kitchens. Based on the principles of dynamics of petroleum accumulation, we found the macro frame of the hydrocarbon conduits system and conducting pattern of Lunnan petroleum province in this paper. The distribution with basin-scale of the Silurian argulite proves that the Ordovician karst reservoir hasn't been formed, when the Cambrian source rock got into the step of hydrocarbon generating climax in the late Caledonian movement. Therefore, Silurian sand bed was the main lateral conduit path of the oil-gas originated from the Cambrian. Meanwhile, the intense uplift with a long time exposure happened in the early Hercynian movement triggered a deep hypergene karst that upgraded the quality of the carbonate reservoir effectively, and the horizontal migration pathway of the petroleum was the Ordovician karst bed. The essence of the hydrocarbon accumulating in Himalayan movement is a process of adjustment and reconstruction to the Ordovician self-contained pools formed in the Hercynian movement, which included gas washing triggered by the excessive dry gas invasion and

**基金项目:**国家重点基础研究发展计划“973”“中国海相碳酸盐岩层系油气输导体系与运聚机理”(No. 2005CB422105);“构造与油气资源”教育部重点实验室开放研究基金课题(No. TPR-2011-36)。

**作者简介:**吴楠(1982—),男,讲师,主要从事油气成藏机理的相关研究. E-mail: wunan0907@163.com

the vertical conducting adjustment by faults of various scale. The origin of the Triassic pools in Lunnan, Sangtamu and Jiefangqudong oilfield was mainly controlled by the vertical conduit of discordogenic fault. Furthermore, the powerful seal ability of the overlying cap rock restrained the lateral conducting bed of the dry gas distributed in the Ordovician so that the oil pool in the Ordovician transformed into the secondary condensate pool by fractionation of gas washing. Moreover, the phase fractionation of decompression caused by fractures, intrabed faults that connected Ordovician and Carboniferous in the Sangtamu area and the endostratigraphic fault of Ordovician not only formed the secondary condensates with vapour phase in the Carboniferous traps, but also controlled the distribution of the condensate pool and its fluid property in Lungudong oilfield.

**Key words:** Lunan low uplift; petroleum reservoirs; hydrocarbon conduit system; conducting pattern; phase fractionation; petroleum geology.

自 20 世纪 90 年代,随着油气成藏动力学理论的提出(田世澄等,1996;吴冲龙等,1998;郝芳等,2000;张厚福和方朝亮,2002),通过静态描述成藏地质要素来揭示油气成藏机理和分布规律的传统石油地质理论逐渐被以动态剖析油气生、运、聚为核心的整体性研究思路所取代(陈建渝等,2000; Peters and Fowler, 2002; 罗开平等, 2007). 输导体系、油气充注过程成为油气成藏研究的核心内容。输导体系是指由地质体内相互连通且渗透性较强的孔、洞、缝构成的、可供流体活动和油气运移的三维通道空间。含油气盆地内,输导体系是连接源、藏之间的纽带。在充当油气运移路径的同时,输导体系亦是潜在的油气聚集场所和油气溢散的通道。

目前,输导体系研究的核心问题在于动态刻画烃类流体从源到藏之间的流动过程及动力学特征,其研究内容主要涵盖对于流动介质输导效能的评价、输导体系中流体流动样式的解剖、运移路径示踪的分析以及输导体系约束下的油气藏分布及其流体性质演化等成藏效应的研究。随着沉积学、高分辨率层序地层学、地震岩性预测以及地层模拟等技术的发展和综合应用,对于精细刻画单个输导体结构及其输导性能的研究日趋成熟,主要体现在对于断层结构及断层封闭性研究(Gibson, 1994; Knipe, 1997; Yielding *et al.*, 1997; Aydin, 2000; Fisher and Knipe, 2001; Gudmundsson, 2001; 罗群等, 2005; Færseth *et al.*, 2007)、裂缝的预测及其对于烃类流体流动的影响(Hanks *et al.*, 1997; Hillis, 1998; Underwood *et al.*, 2003; 刘显凤等, 2011)以及砂体、不整合结构及其输导性能等方面(张年富等, 1998; 陈中红等, 2003; 吴孔友等, 2003)。然而,国内外大部分输导体系的研究主要局限在碎屑岩盆地中,对于碳酸盐岩层系输导体系的研究相对薄弱。碳酸盐岩的流体输导介质是由孔、洞、缝组成的复杂三重孔隙系统,且空间上发育强烈的非均质性和各向异性。在这种复杂的孔隙系统中,基质孔隙

度较低且渗透性能较差,而成岩期后的各种次生改造作用(重结晶、白云石化以及岩溶作用)才是碳酸盐岩层系高效储集(输导)空间形成的关键。目前,已有学者对古风化壳附近表生岩溶作用对于碳酸盐岩层系输导性能的改造等方面开展了研究(吴东胜等, 2006; 武芳芳等, 2009; 王福焕等, 2010; 白忠凯等, 2011; 庞雄奇等, 2011)。同时,郭彤楼(2011)探讨了川东北地区碳酸盐岩层系裂隙型输导体系的构成及影响因素。Jin(2011)从沉积相、不整合面、断裂和流体作用等方面建立了碳酸盐岩层系储集与输导模型。

轮南低凸起位于新疆塔里木盆地,区内发育我国最大的古生界海相碳酸盐岩油气田群。通过对该区油气输导体系的研究,将有利于分幕刻画油气运聚过程,以动态的视角深入认识轮南低凸起的油气成藏机理,进一步完善我国海相碳酸盐岩层系油气富集规律与分布预测理论。

## 1 油气地质背景

轮南低凸起构造位置上位于塔里木盆地塔北隆起东部,是塔里木盆地的亚一级构造单元,其东邻草湖凹陷,西接哈拉哈塘凹陷,北侧以轮台断裂为界,南缘为满加尔坳陷,面积逾  $4\,400\text{ km}^2$ (图 1)。轮南低凸起是塔里木盆地的 3 大古隆起之一,在塔北隆起统一的构造背景下,经历了加里东鼻凸形成期、海西背斜形成期、印支—燕山断裂活动期以及喜山期新生代地层的构造翘倾等多期演化而成。轮南奥陶系潜山位于轮南低凸起中部,其奥陶系碳酸盐岩潜山面积为  $2\,450\text{ km}^2$ 。

轮南低凸起毗邻两大生油凹/坳陷——东部的草湖凹陷和南部的满加尔坳陷,多层次系优质海相烃源岩在长期低地温的背景下,为轮南潜山提供了丰富的油气资源;同时,多期岩溶作用的叠加有效地改

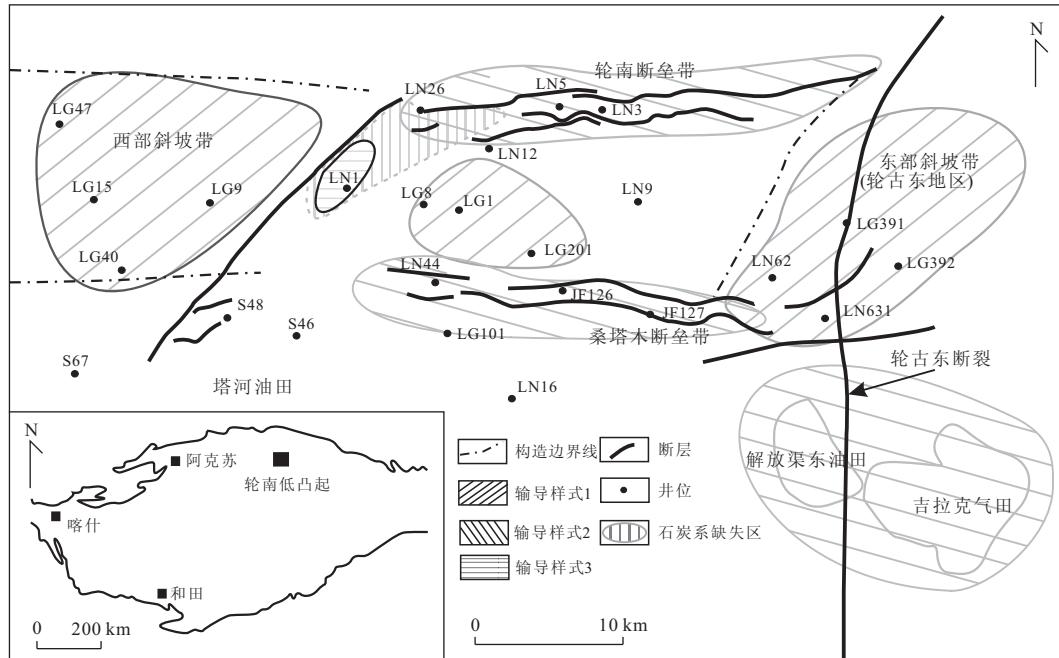


图1 轮南低凸起区域地质  
Fig. 1 The location of Lunnan uplift

善了潜山风化壳以下奥陶系碳酸盐岩储集体的储集物性,提供了高效的油气聚集空间;轮南低凸起的长期发育,控制着油气运移输导的总体走向;以奥陶系碳酸盐岩风化壳和三叠系碎屑岩为代表的多类型圈闭叠置,形成了轮南潜山油藏的立体交叉格局,并已发现诸如塔河油田、轮南油田、桑塔木油田、吉拉克凝析气田等一批含油气构造。同时,轮南低凸起现今油气性质平面分布差异性显著(奥陶系内部自东向西依次发育干气气藏、凝析气藏、黑油油藏以及稠油油藏),在垂向上轮南地区是以碳酸盐岩岩溶缝洞型油藏为主(储层由于遭受强烈剥蚀,自隆起高部位向两翼分别为中下奥陶统鹰山组、中奥陶统一间房组以及上奥陶统良里塔格组灰岩),多层次系储盖单元叠加的复式油气聚集面貌。对这样一个特殊的大复式油田油气输导体系的深入解剖,不仅可以进一步丰富塔里木盆地复式油气聚集理论,而且还将促成轮南低凸起油气勘探向纵深发展。

## 2 关键时期输导网络格架构成

自20世纪90年代塔河一轮南油气田群的发现至今,众多学者已经应用包括圈闭形成时间法、生排烃史法、自生伊利石K-Ar测年法、储层流体包裹体均一温度测年法、储层沥青镜质体反射率折算法、油

气藏饱和压力分析法等多种技术手段对轮南低凸起的油气成藏史开展了大量细致的研究工作(何君等,2007;杨海军等,2007;吕海涛等,2008,2009;苗忠英等,2011)。已有研究表明,轮南地区存在3期油气成藏过程:第1期为加里东晚期—海西早期,寒武系烃源岩进入生烃高峰后的大规模排烃过程,然而,这一时期的油气资源在盆地范围内遭受了强烈破坏;第2期成藏过程发生于石炭系沉积初期,为源自满加尔坳陷内奥陶系烃源岩的烃类流体对轮南低凸起海西早期形成的岩溶缝洞储集体的优势充注,形成了轮南低凸起现今黑油资源的主体;第3期成藏过程是喜山期草湖凹陷内寒武系烃源岩生成的过量干气对轮南低凸起奥陶系原始油藏的气洗改造以及下伏奥陶系油气资源沿断裂向上部圈闭的调整再分布过程。

### 2.1 加里东晚期—海西早期输导网络构成

加里东晚期—海西早期,寒武系烃源岩进入生烃高峰阶段。此时,轮南低凸起作为油气低势区,开始接受自古隆起形成以来的第一次油气充注。这一时期轮南地区潜在的横向输导层包括奥陶系碳酸盐岩以及志留系砂岩。

奥陶系在塔北地区广泛分布,其与下伏寒武系呈整合接触关系。奥陶系自下而上依次为下奥陶统蓬莱坝组( $O_1 p$ )、中下奥陶统鹰山组( $O_{1-2} y$ )、中奥陶统一间房组( $O_2 yj$ )、上奥陶统吐木休克组( $O_3 t$ )、良

里塔格组( $O_3l$ )及桑塔木组( $O_3s$ )。受加里东中期至海西早期强烈构造抬升影响,轮南低凸起奥陶系遭受严重剥蚀,潜山主体区仅残留鹰山组,两翼依次出现中、上奥陶统。其中,一间房组和鹰山组是轮南低凸起的主要含油气层系。上覆桑塔木组的沉积环境为台缘斜坡相,岩性为灰色泥岩夹灰褐色粉晶灰岩,是封闭性极好的强制性盖层。吐木休克组为紫红色瘤状及棕红色中一薄层状生屑泥晶灰岩,仅残留分布在轮南低凸起的东南部地区,是奥陶系内部重要的直接盖层。

由于碳酸盐岩的成岩方式是一种化学沉积过程,导致其基质孔隙度普遍偏低,而成岩期后的各种次生改造作用(重结晶、白云石化以及岩溶作用)是碳酸盐岩层系高效储集空间形成的关键。通过对轮南低凸起的34口井、共计1448块奥陶系碳酸盐岩样品的统计分析,基质孔隙度的平均值仅为1.3%,其中孔隙度小于1.5%的样品数量占78.7%;同时,渗透率的平均值仅为 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,综合评价为低孔低渗型储层。因此,多期岩溶作用叠加对于奥陶系岩溶缝洞储集体的优势建造,有力地保证了轮南低凸起大型油气田的形成。

虽然奥陶系在沉积过程中经历了加里东中期两幕构造运动,即加里东中期I幕(一间房组沉积末期)和加里东中期II幕(良里塔格组沉积末期),但大量古水文及古地貌的证据表明,由于暴露时间短暂,加里东中期轮南地区并未形成有效的表生岩溶体系,岩溶缝洞型储层的形成主要受海西早期运动的影响。因此,当加里东晚期,源自寒武系烃源岩的烃类对轮南低凸起发生油气充注时,奥陶系并不具备大规模储集和横向输导油气的潜质,而优质的志留系砂岩才是油气首要的充注对象及横向输导体。然而,由于缺乏有效的封盖条件,志留系的油气资源普遍遭到了破坏,形成了塔里木盆地广泛分布的沥青砂。志留系沥青砂在塔北地区厚达百余米,且盆地范围内沥青砂岩的累积面积高达2.76万km<sup>2</sup>(姜振学等,2008)。事实上,沥青砂岩盆地级的分布特征亦从侧面反映出奥陶系高效的储集空间在加里东晚期尚未形成,否则寒武系烃源岩生成的大量油气应优先对孔渗条件更佳的奥陶系岩溶缝洞储集体发生充注,也即无法形成如此规模的志留系沥青砂。

## 2.2 海西晚期输导网络构成

发生于泥盆纪末期的海西早期运动是塔里木盆地范围内发育的一幕强烈的构造抬升过程。受其影响,轮南低凸起泥盆系、志留系以及中上奥陶统遭受

强烈剥蚀,累计最大剥蚀量超过1000 m。海西早期运动由于作用范围广、持续时间长,导致暴露于地表的分布面积达数千平方公里的奥陶系碳酸盐岩层系遭受了深度表生岩溶作用改造,在潜山不整合面以下约150 m的深度范围内形成了大型表生岩溶体系。现今,超过80%的钻井在奥陶系潜山风化壳附近揭示了不同规模的溶洞(图2)。

目前,轮南低凸起以吐木休克组尖灭线为界,分为缺失中上奥陶统的潜山主体区以及中上奥陶统覆盖区。钻井及地震资料表明,奥陶系在主体区及覆盖区的岩溶发育模式及储层物性改造等方面差异较大。

(1) 中上奥陶统覆盖区岩溶发育特征:在南部斜坡带及东部斜坡带等中上奥陶统覆盖区,受上覆吐木休克组泥灰岩以及桑塔木组泥岩的遮挡,海西早期岩溶作用发育受限,发育在中奥陶统一间房组顶部以及上奥陶统良里塔格组顶部的加里东中期I、II幕表生岩溶特征保存完好,钻井亦揭示出洞穴及放空漏失等岩溶响应。加里东中期及海西早期2种岩溶体系在吐木休克组尖灭线处对接(图3),联合构成了轮南低凸起准层状的横向输导层。

(2) 潜山主体区岩溶发育特征:潜山主体区包括鹰山组剥蚀残留区和一间房组剥蚀残留区,岩溶作用主要受控于海西早期强烈抬升及长时间暴露,而加里东中期的古岩溶特征由于遭受了海西早期岩溶作用的叠加改造而难以识别。

轮南低凸起主体区在奥陶系沉积之后,由于加里东期至海西期的多期构造抬升和断块差异升降,导致奥陶系地层遭到不同程度的剥蚀。石炭纪是塔里木盆地重要的海侵期,随着地壳持续下沉,新沉积的石炭系将海西早期的风化地貌填平补齐,并为后

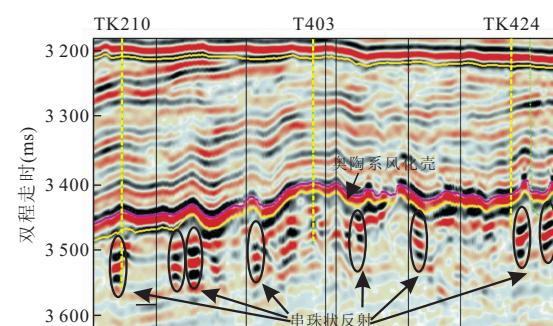


图2 潜山风化壳附近发育大量洞穴地震反射特征(串珠状发射)

Fig. 2 Seismic reflection signature of cave near the weathered crust of Ordovician burial hill

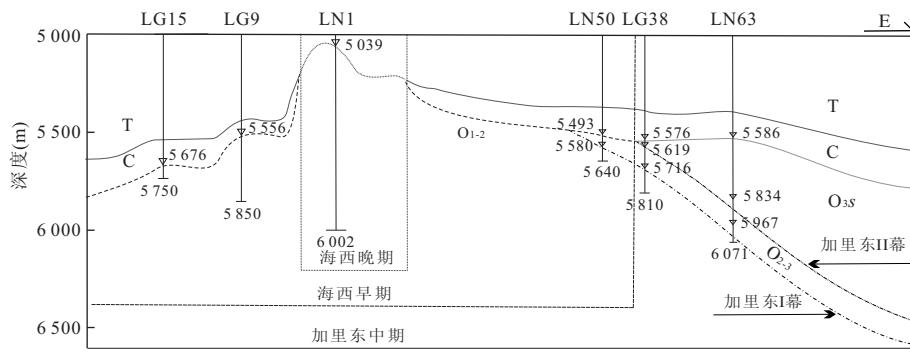


图 3 轮南低凸起岩溶时空分布

Fig. 3 Distribution of the karst region with various formation periods

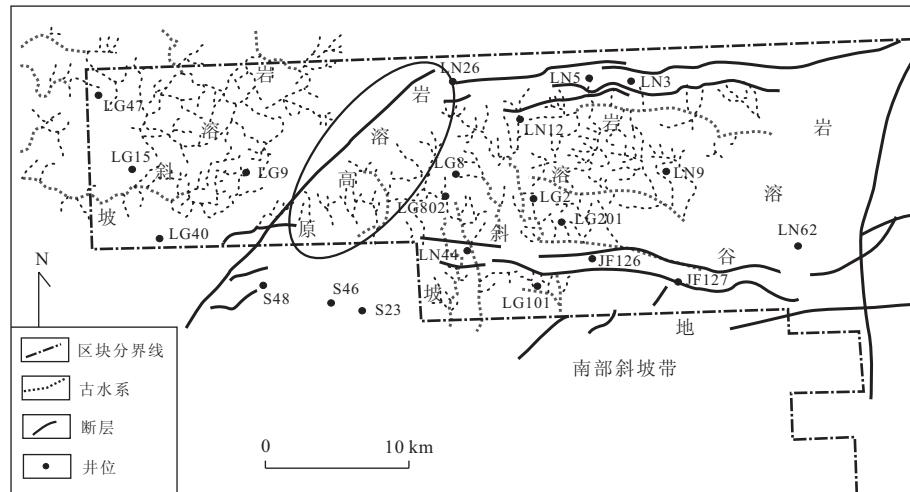


图 4 轮南低凸起海西早期岩溶古水文

Fig. 4 The pattern of palaeodrainage distribution of early Hercynian movement

续沉积物的充填提供了一种准平原化或近于水平的沉积古地貌特征。此时，由于沉积水体深度相近，在不整合面之上往往会出现一些地震反射特征明显、区域上沉积厚度稳定的标志层。以石炭系双峰灰岩作为标志层，对轮南低凸起海西早期运动后的古地貌特征进行“层拉平”恢复。研究表明，轮南低凸起岩溶发育区的古地形相对幅度在0~220 m之间。古地形总体表现为中央隆起、四周倾斜的格局，中部地区成为主要的淡水补给区，保证了古水流向四周发散式流动（图4）。根据岩溶地貌的形态与特征，可将其划分为岩溶高原、岩溶斜坡及岩溶谷地3个一级岩溶地貌单元。其中，岩溶高原位于本区岩溶地貌的最高部位，即NE-SW向轮南潜山背斜的轴部。平面上为LN2-LN26-LN1-LN8-LN11井闭合区域。岩溶斜坡主要出现于一间房组尖灭线与岩溶高原之间的LN44、LN30以及轮南地区东部。

烃类液体的输出本质上是一个压力驱动下的渗透

性问题。在石炭系沉积期，满加尔坳陷奥陶系烃源岩进入成熟阶段，大量油气对海西早期形成的岩溶缝洞储集体发生充注。当烃类流体在净浮力的作用下垂向运移至一间房组（或鹰山组）顶部时，受上奥陶统吐木休克组及石炭系泥岩段的封挡，油气被限制在隔挡层之下并聚集成具一定高度的油气柱；随后，在流体势驱动下，油气将从高势区向低势区发生大规模横向流动，海西早期形成的岩溶缝洞体是这一时期主要的横向油气输导体系，而现今轮南低凸起奥陶系的油气产层主要集中于潜山风化壳以下150 m内，也即表生岩溶体系的最大发育深度。

## 2.3 喜山期输导网络构成

喜山期油气成藏机理的实质为轮南低凸起“后油气成藏阶段”的调整改造过程。在源自寒武系烃源岩过量干气的气洗改造以及多尺度断裂调整的联合控制下,海西早期形成的奥陶系准层状整装油气田演变为现今轮南低凸起平面上油气性质差异分

布,垂向上多套含油气层系(奥陶系、石炭系、三叠系、侏罗系、白垩系以及第三系共 6 套油气产层)相互叠置的复式油气聚集带。

依据成藏过程及成藏主控因素的不同,喜山期的油气调整改造过程可分为 3 个阶段,分别为早期奥陶系至三叠系的断裂穿层调整、中期奥陶系内部的气洗相分馏改造以及晚期奥陶系至石炭系的层间断裂泄压分馏、调整。

轮南低凸起断裂活动强度适中,平面上以海西早期发育的近东西走向的中、小型逆冲断裂为主。分布于潜山背斜构造顶部的轮南断垒带以及桑塔木断垒带是研究区重要的垂向输导体系,其走向与潜山总体走向斜交,而与轮台大断裂近于平行。断裂的持续活动与多期叠加,构成了现今以轮南北断裂、桑塔木南北断裂、轮南西断裂和轮古东走滑断裂为主的断裂体系,其有效地控制了轮南地区的油气运聚过程。

(1) 早期成藏阶段:虽然,轮南低凸起喜山早期的构造背景仍处于整体挤压状态,但海西早期,即已形成的轮南断垒带以及桑塔木断垒带将再次复活。奥陶系的油气资源沿断垒带的边界断裂向上部的三叠系圈闭发生调整与再分布,这对于奥陶系油藏是一种分割形式的破坏。然而,这些 E-W 走向的边界断裂的垂向输导性能在平面上亦存在差异。在上奥陶统桑塔木组尖灭线以东(以内)地区,由于桑塔木组及上覆石炭系存在多套厚层泥岩,较强的涂抹作用导致这些区域断裂的垂向输导能力较差。另一方面,在桑塔木组尖灭线以西(以外)地区,由于一间房组(或鹰山组)强制性横向输导层之上缺乏桑塔木组泥岩的有效封盖,轮南北断裂以及桑塔木北断裂等垂向输导体系的输导性能优越,下伏油气资源多被调整至浅部的三叠系圈闭中。因此,在第一阶段的成藏过程中,断裂输导体系控制着油藏的调整与运聚。

(2) 中期成藏阶段:此时,轮南地区东部草湖凹陷内寒武系烃源岩进入过成熟演化阶段,过量干气对于轮南低凸起奥陶系原始油藏的强势侵入将诱发深度的气洗相分馏过程。吴楠等(2009)对轮南地区气洗作用范围及强度的定量化研究表明,研究区奥陶系油藏发生了强烈的气洗分馏改造,且气洗作用强度自东向西递减。值得注意的是,研究同时表明受石炭系弱超压型封盖层的遮挡,轮南低凸起三叠系油藏(主要为轮南断垒带以及桑塔木断垒带)并未出现任何相分馏作用的物理化学响应。这直接证明了

以下 2 点结论:首先,气洗作用发生的时间必然是在奥陶系油气资源经断裂调整至三叠系圈闭之后,这亦是喜山期油气调整改造过程“三段论”的主要划分论据;其次,源自寒武系烃源岩的干气的横向输导通道被强制性的约束于奥陶系岩溶缝洞储集体内部,而靠近气源区的奥陶系圈闭是大型天然气藏的潜在靶区。

(3) 晚期成藏阶段:事实上,第 3 阶段的成藏过程可被视作中期成藏阶段的后延。当奥陶系原始油藏遭受过量干气的侵入后,受相分馏作用的影响,油藏中原有的组分及相态平衡将被打破。油藏系统中的所有组分将按照各自的气液平衡常数重新配分其在气液两相中的摩尔比。同时,奥陶系油藏系统的流体相态将逐渐由饱和或不饱和油藏向带油环的次生凝析气藏发生转变。当这种次生凝析气藏形成后,若附近有断裂活动,将会诱发另一种方式的相分馏作用—断裂泄压相分馏。此时,由于连接奥陶系与三叠系的垂向输导体系再次封闭,这些饱合了轻质油分的气相将仅能沿着中部斜坡区或断垒带之间的断穿奥陶系与石炭系的层间断裂向石炭系运移调整,在石炭系圈闭中形成纯气相的次生凝析气藏(Wu et al., 2010)。因此,第 3 阶段成藏过程中的输导格架应为连接奥陶系与石炭系之间的层间断裂或裂缝。

### 3 典型油藏输导样式

目前,轮南低凸起已在多个层系发现了包括轮南断垒带、桑塔木断垒带、东部斜坡带(轮古东地区)、LG2 井区、西部斜坡带(轮古西地区)、解放渠东、吉拉克以及 LN1 井区共 8 个含油气区,依据油藏的输导网络结构及成藏主控因素将轮南地区典型油藏的输导样式分为以下 3 种:

第 1 种输导样式主要发育在东部斜坡带(轮古东)、西部斜坡带(轮古西)以及中部斜坡带(轮古 2 井区)地区(图 1),主要表现为小尺度断裂(仅发育在奥陶系内部或是即使断穿奥陶系但仍未突破上覆石炭系泥岩的高效封闭,导致油气资源仍被强力束缚在奥陶系内部)的层内调整,其发育时间从燕山期持续到喜山晚期。

勘探实践表明,轮古西及 LG2 井区石炭系并无油气产出,仅少数石炭系的岩样具荧光特征。因此,一方面,这些区域并未发生具工业价值的垂向油气输导,油气资源仍主要富集在石炭系泥岩段之下的

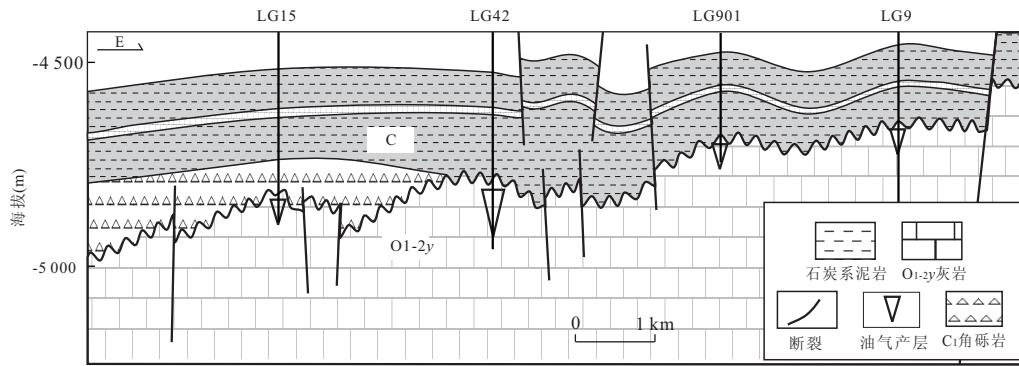


图 5 层间断裂封闭输导样式(轮西油田)

Fig. 5 The pattern of the conducting model with intrabed fault sealed

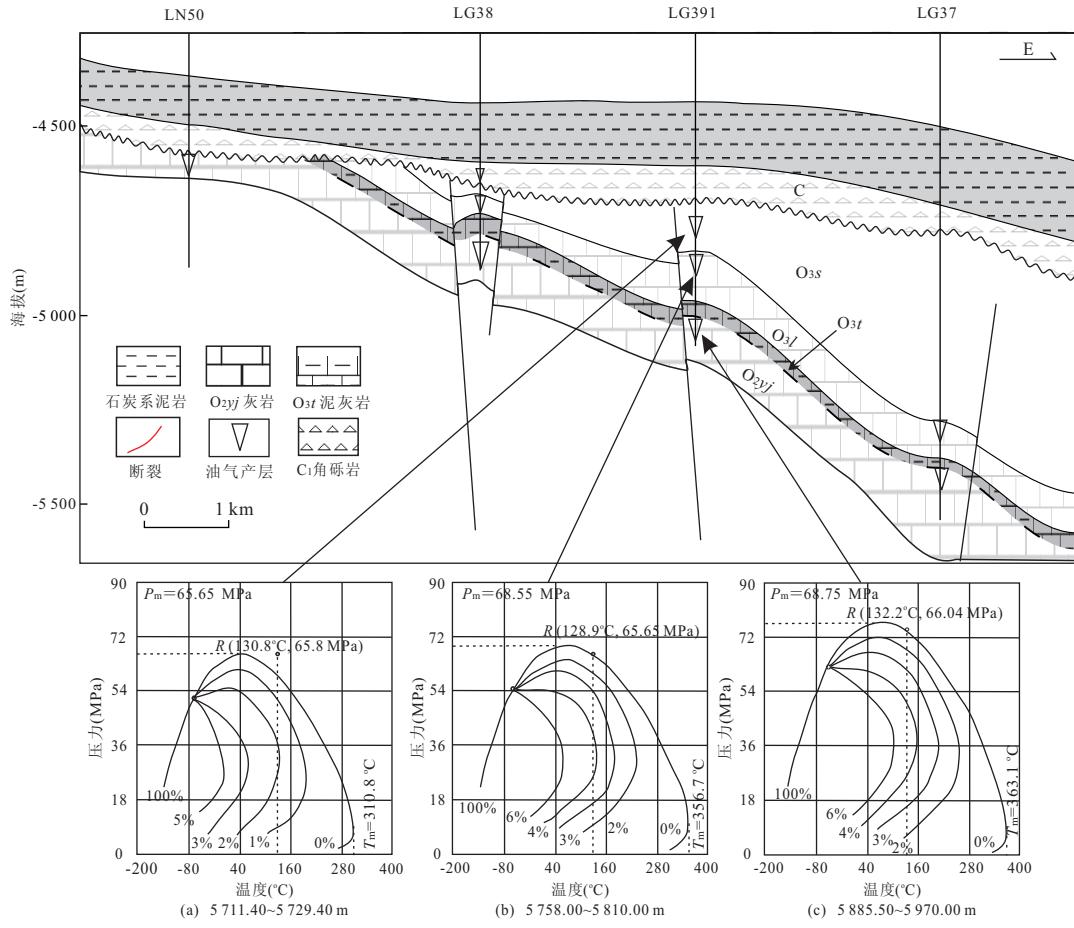


图 6 层内断裂分馏改造输导样式(轮古东油田)(据蔡忠贤等,2009 修改)

Fig. 6 The pattern of the conducting model of fractionation triggered by the endostratigraphic fault

鹰山组岩溶风化壳内部,如 LG15 井、LG901 井、LG1 井及 LG2 井(图 5)。另一方面,轮古东地区奥陶系产层之上亦发育多套优质盖层,包括上奥陶统吐木休克组泥灰岩( $O_3t$ )、上奥陶统桑塔木组碎屑岩( $O_3s$ )以及石炭系中、下泥岩段,直接导致海西晚期原油及喜山期干气的横向输导路径被束缚在奥陶系内部。然而,与轮古西地区不同的是,奥陶系内部小

尺度断裂的层内分馏调整有效地控制了轮古东地区奥陶系油气藏及其流体性质的分布特征(图 6)。LG391 井是轮古东地区重要的工业井之一(图 1),其主力产层为中奥陶统一间房组。喜山期气洗作用发生时, LG391 井一间房组奥陶系原始油藏(5 885.50~5 970.00 m)最早遭受相分馏改造,形成了带油环的次生饱和凝析气藏。随后,由于断穿吐木

休克组的层内断裂复活,一间房组的饱和凝析气藏由于断裂泄压作用将再次发生相分馏过程,并沿断裂输导至上部的良里塔格组(5 758.00~5 810.00 m)以及桑塔木组(5 711.40~5 729.40 m)后,分别形成了带油环的饱和凝析气藏以及纯气相的不饱和凝析气藏。凝析气藏流体性质(包括凝析油的含量、密度等)及其相态参数(包括临界温度与临界凝析温度值等)等的变化特征亦有力地证实了轮古东地区奥陶系层内的相分馏调整(蔡忠贤等,2009)。

第 2 种输导样式为在深大断裂控制下,油气自奥陶系原始油藏调整至浅层三叠系圈闭的再分布过程,这亦是轮南低凸起最重要的一种油气藏输导样式,其发育时期主要为喜山期。勘探实践表明,轮南低凸起三叠系油气藏的分布仅局限于桑塔木断垒带、轮南断垒带、解放渠东及吉拉克地区等深大断裂发育区(图 1)。其中,轮南北断裂与桑塔木北断裂作为沟通三叠系圈闭与奥陶系原始油气藏的垂向枢纽,直接控制了下伏油气资源对于轮南断垒带及桑塔木断垒带三叠系圈闭的油气充注与运聚。然而,受石炭系泥岩隔挡层差异性分布的影响,断垒带地区垂向输导网络的发育程度不尽相同。轮南断垒带主要分布在石炭系尖灭线以外的地区,导致其三叠系油气资源最为丰富;而桑塔木断垒带地区由于石炭系泥岩对于垂向输导体系的强烈涂抹封闭(桑塔木

断垒带东缘的 JF127 井石炭系泥岩厚度超过 300 m),极大地限制了奥陶系油气资源向三叠系圈闭的调整,如桑塔木断垒带东缘的 LG19 井三叠系砂体综合解释为干层或差气层,完井中无任何荧光显示。同时,虽然桑塔木断垒带构造位置紧邻解放渠东油田,且三叠系发育的优质横向输导体系(即三叠系内部的 I 油组砂体及 III 油组砂体)可以有效地连接桑塔木油田与解放渠东油田,但由于桑塔木断垒带三叠系油气资源有限,因此,解放渠东及吉拉克地区三叠系油气藏的形成过程应受控于轮古东大型走滑断裂,而非源自桑塔木断垒带地区三叠系油气资源的层间横向调整(图 7)。

事实上,在桑塔木断垒带地区,油气的垂向输导体系除大型边界断裂外,连接奥陶系与石炭系的层间断裂或裂缝对于桑塔木地区油气藏的分布亦十分重要。桑塔木断垒带东缘的 JF126 井由于靠近气源区,发生了类似 LG391 井的两期相分馏过程。但与 LG391 井的层内调整过程不同,虽然在气洗分馏改造中 JF126 井亦在奥陶系一间房组形成了带油环的次生饱和凝析气藏,然而后期由于层间断裂活动(沟通奥陶系与石炭系的断裂)所诱发的断裂泄压分馏,导致饱含轻质油分的气相沿层间垂向输导体运移至石炭系内部,并形成了纯气相的不饱和凝析气藏(图 8)。

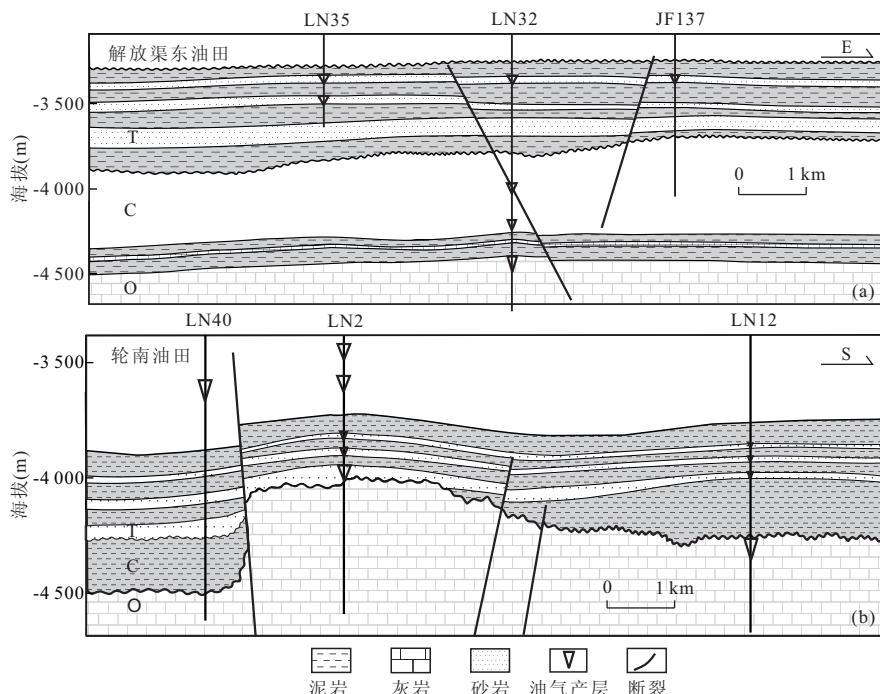


图 7 深大断裂调整输导样式(解放渠东油田、轮南油田)

Fig. 7 Conducting model of hydrocarbon adjusted by discordogenic fault

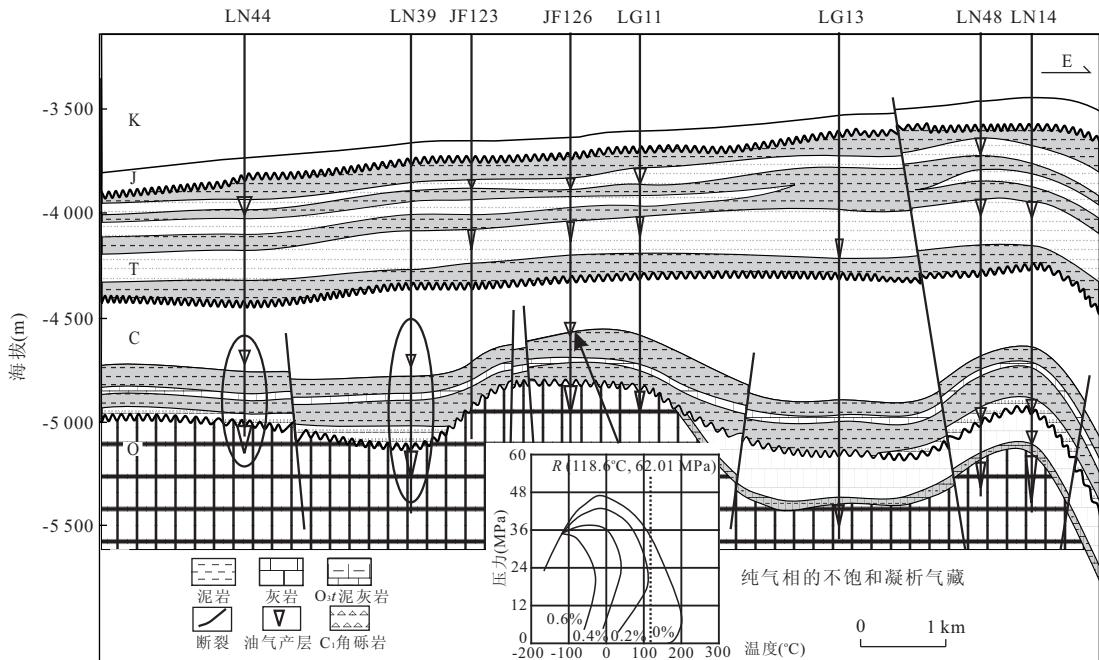


图8 层间断裂调整输导样式(桑塔木油田)

Fig. 8 Conducting model of hydrocarbon adjusted by intrabed fault

第3种输导样式为三叠系砂体直接覆盖在奥陶系风化壳之上的叠置输导。这种输导样式仅发育在石炭系缺失区,发育时期主要为三叠系沉积期。在潜山高部位的LN1井区,受海西晚期运动影响,石炭系大范围缺失,形成了三叠系直接覆盖在奥陶系之上的天窗式构造。LN1井区下奥陶统鹰山组与三叠系III油组砂体纵向上直接叠接(图1),这种叠接方式有效地保证了油气自鹰山组横向输导层垂向直接进入三叠系圈闭,且输导效率优于穿层断裂。

## 4 结论

(1)对轮南低凸起3期关键时刻油气输导格架的研究表明,研究区奥陶系储集效能完全受控于海西早期的表生岩溶改造,而加里东晚期由于岩溶缝洞体尚未形成,因此志留系砂体是源自寒武系烃源岩的烃类向轮南低凸起横向输导的主要通道。

(2)海西早期的强烈岩溶作用深度改善了轮南地区碳酸盐岩层系的储集效能。目前,轮南地区的油气资源主体分布于潜山风化壳以下150 m的深度,这与表生岩溶体系的作用深度一致,而潜山风化壳之下的奥陶系岩溶缝洞储集体亦是海西晚期源自满加尔坳陷内奥陶系烃源岩烃类的横向运载层。

(3)喜山期触发的油气成藏事件源自过量干气的气洗改造以及不同尺度断裂的垂向调整,这也是

轮南低凸起现今复式油气聚集特征形成的主因。轮南油田、桑塔木油田以及解放渠东油田三叠系油藏的形成均受控于深大断裂对于海西晚期形成的奥陶系整装油藏的垂向调整。而随着寒武系过量干气对于奥陶系油藏的强势混入,基于外源单相流体混入(过量干气)以及油藏系统压力骤降(断裂泄压)所诱发的相分馏作用将靠近气源区的奥陶系油藏大规模改造为次生凝析气藏。其中,连接奥陶系与石炭系的层间断裂或裂缝的垂向输导是石炭系圈闭中纯气相的不饱和凝析气藏形成的诱因,而奥陶系层内断裂所诱发的泄压相分馏作用亦直接控制了轮古东油田凝析气藏及其流体性质的分布。

## References

- Aydin, A. , 2000. Fractures, faults and hydrocarbon entrapment, migration and flow. *Marine and Petroleum Geology*, 17(7): 797—814. doi: 10.1016/S0264-8172(00)00020-9
- Bai, Z. K. , Lv, X. X. , Yu, H. F. , et al. , 2011. Characteristics and accumulation significance of the pathway systems in Lower Palaeozoic carbonate, Tazhong area. *Geological Science and Technology Information*, 30(5): 60—68 (in Chinese with English abstract).
- Cai, Z. X. , Wu, N. , Yang, H. J. , et al. , 2009. Mechanism of evaporative fractionation in condensate gas reservoirs in Lunnan low salient. *Natural Gas Industry*, 29(4): 21—

- 24(in Chinese with English abstract).
- Chen, J. Y., Xiong, S. Q., Bi, Y. P., et al., 2000. The characteristics of petroleum system in faulted basin. *Acta Petrolei Sinica*, 21(2): 36—41(in Chinese with English abstract).
- Chen, Z. H., Zha, M., Zhu, X. M., 2003. Relation between unconformity surface and hydrocarbon migration and accumulation of Luliang uplift in Junggar basin. *Journal of Palaeogeography*, 5(1): 120—126(in Chinese with English abstract).
- Færseth, R. B., Johnsen, E., Sperrevik, S., 2007. Methodology for risking fault seal capacity: implications of fault zone architecture. *AAPG Bulletin*, 91(9): 1231—1246. doi: 10.1306/03080706051
- Fisher, Q. J., Knipe, R. J., 2001. The permeability of faults within siliciclastic petroleum reservoirs of the North Sea and Norwegian continental shelf. *Marine and Petroleum Geology*, 18(10): 1063—1081. doi: 10.1016/S0264-8172(01)00042-3
- Gibson, R. G., 1994. Fault-zone seals in siliciclastic strata of the Columbus basin, offshore Trinidad. *AAPG Bulletin*, 78(9): 1372—1385.
- Guo, T. L., 2011. Differences in reservoir-forming between porous and fractured gas pools in carbonates, the north-eastern Sichuan basin. *Oil & Gas Geology*, 32(3): 311—317(in Chinese with English abstract).
- Gudmundsson, A., 2001. Fluid overpressure and flow in fault zones: field measurements and models. *Tectonophysics*, 336(1—4): 183—197. doi: 10.1016/S0040-1951(01)00101-9
- Hanks, C. L., Lorenz, J., Teufel, L. W., et al., 1997. Lithologic and structural controls on natural fracture distribution and behavior within the Lisburne Group, northeastern Brooks range and North Slope subsurface, Alaska. *AAPG Bulletin*, 81(10): 1700—1720.
- Hao, F., Zou, H. Y., Jiang, J. Q., 2000. Dynamic of petroleum accumulation and its advances. *Earth Science Frontiers*, 7(3): 11—21(in Chinese with English abstract).
- He, J., Han, J. F., Pang, W. Q., 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).
- Hillis, R. R., 1998. The influence of fracture stiffness and the in situ stress field on the closure of natural fractures. *Petroleum Geoscience*, 4(1): 57—65. doi: 10.1144/petgeo.4.1.57
- Jiang, Z. X., Pang, X. Q., Liu, L. F., et al., 2008. Quantitative research of hydrocarbon damage of asphaltic sand Silurian, Tarim basin. *Science in China (Ser. D)*, 38(Suppl.): 89—94(in Chinese).
- Jin, Z. J., 2011. Formation and accumulation of oil and gas in marine carbonate strata in Chinese sedimentary basins. *Science China Earth Sciences*, 55(3): 368—385. doi: 10.1007/s11430-011-4264-4
- Knipe, R. J., 1997. Juxtaposition and seal diagrams to help analyze fault seals in hydrocarbon reservoirs. *AAPG Bulletin*, 81(2): 187—195.
- Liu, X. F., Wu, N., Cai, Z. X., et al., 2011. Pattern of vertical fracture development controlled by mechanical stratigraphy in carbonate layer in Xikeer outcrop area of Xinjiang Autonomous region. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 36(6): 1125—1133(in Chinese with English abstract).
- Luo, K. P., Zhou, Z. Y., He, Z. L., 2007. Application and development of petroleum system in China basins. *Petroleum Geology & Experiment*, 29(2): 143—148(in Chinese with English abstract).
- Luo, Q., Pang, X. Q., Jiang, Z. X., 2005. A new method for effective trace petroleum migration path: concept of fault section dominant migrating channel and its application. *Geological Review*, 51(2): 156—162(in Chinese with English abstract).
- Lv, H. T., Chen, H. H., Tang, D. Q., et al., 2009. Determination of hydrocarbon charging events and timing of accumulation in the Triassic of Tahe area, the Tarim basin. *Oil & Gas Geology*, 30(3): 300—309(in Chinese with English abstract).
- Lv, H. T., Zhang, W. B., Zhang, D. J., et al., 2008. Study of the evolution process of the Ordovician oil reservoir in the Tahe oil field, the Tarim basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 30(6): 547—551(in Chinese with English abstract).
- Miao, Z. Y., Chen, J. F., Zhang, C., et al., 2011. Regularity of distribution and accumulation stages of natural gases in the Lunnan lower uplift of the Tarim basin. *Acta Petrolei Sinica*, 32(3): 404—410(in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Zhou, X. Y., Li, Z., et al., 2011. A model for controlling hydrocarbon and predicting favorable exploration zones of the Tazhong palaeouplift in Tarim basin, NW China. *Acta Petrolei Sinica*, 32(2): 189—198(in Chinese with English abstract).
- Peters, K. E., Fowler, M. G., 2002. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management. *Organic Geochemistry*, 33(1): 5—36. doi: 10.1016/S0146-6380(01)00125-5

- Tian, S. C., Chen, J. Y., Zhang, S. L., et al., 1996. Dynamic pool-formation system. *China Petroleum Exploration*, 1(2): 20—24 (in Chinese with English abstract).
- Underwood, C. A., Cooke, M. L., Simo, J. A., et al., 2003. Stratigraphic controls on vertical fracture patterns in Silurian dolomite, northeastern Wisconsin. *AAPG Bulletin*, 87(1): 121—142. doi: 10.1306/072902870121
- Wang, F. H., Han, J. F., Xiang, C. F., et al., 2010. Differential hydrocarbon migration and accumulation in complex fissure and pore carbonate reservoir of superposition basin: an example of pore-fissure-fracture reservoir formed by supergene karstification in Tz83 well area. *Natural Gas Geoscience*, 21(1): 33—41 (in Chinese with English abstract).
- Wu, C. L., Wang, X. P., Mao, X. P., et al., 1998. The concept and principles of petroleum systems dynamics: new thinking and method of basin modeling and petroleum pool forming dynamics modeling. *Experimental Petroleum Geology*, 20(4): 319—327 (in Chinese with English abstract).
- Wu, D. S., Zhang, Y. Q., Liu, S. H., et al., 2006. Oil-gas migration and distribution mechanism of Lunguxi buried hill in Tarim basin. *Acta Petrolei Sinica*, 27(5): 41—45 (in Chinese with English abstract).
- Wu, F. F., Zhu, G. Y., Zhang, S. C., et al., 2009. Types of hydrocarbon migration pathways and its controlling effects on hydrocarbon distribution in Tarim basin. *Acta Petrolei Sinica*, 30(3): 332—341 (in Chinese with English abstract).
- Wu, K. Y., Zha, M., Hong, M., 2003. Relationship of reservoir formation with unconformities and their geophysical correspondence in the Junggar basin. *Petroleum Geology & Experiment*, 25(4): 328—332 (in Chinese with English abstract).
- Wu, N., Cai, Z. X., Liu, X. F., et al., 2010. Origin of subsequent condensate pool in Lunnan low uplift, Northwest China. *Journal of Earth Science*, 21(3): 321—329.
- Wu, N., Cai, Z. X., Yang, H. J., et al., 2009. Quantitative evaluation and the geochemical responses of gas washing in Lunnan petroleum province. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 34(3): 486—492 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H. J., Hao, F., Han, J. F., et al., 2007. Fault systems and multiple oil-gas accumulation play of the Lunnan lower uplift, Tarim basin. *Scientia Geologica Sinica*, 42(4): 795—811 (in Chinese with English abstract).
- Yielding, G., Freeman, B., Needham, D. T., 1997. Quantitative fault seal prediction. *AAPG Bulletin*, 81(6): 897—917.
- Zhang, H. F., Fang, C. L., 2002. Preliminary study on petroleum pool-forming dynamics of basin. *Acta Petrolei Sinica*, 23(4): 7—12 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, N. F., Cao, Y. H., Kuang, J., et al., 1998. Weathering crust model of carboniferous volcanic rock in Hinterland of Junggar basin. *Xinjiang Petroleum Geology*, 19(6): 450—452 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 白忠凯, 吕修祥, 于红枫, 等, 2011. 塔中地区下古生界碳酸盐岩输导体系特征及成藏意义. 地质科技情报, 30(5): 60—68.
- 蔡忠贤, 吴楠, 杨海军, 等, 2009. 轮南低凸起凝析气藏的蒸发分馏作用机制. 天然气工业, 29(4): 21—24.
- 陈建渝, 熊书权, 毕研鹏, 等, 2000. 断陷盆地中含油气系统的特征. 石油学报, 21(2): 36—41.
- 陈中红, 查明, 朱筱敏, 2003. 准噶尔盆地陆梁隆起不整合面与油气运聚关系. 古地理学报, 5(1): 120—126.
- 郭彤楼, 2011. 川东北地区碳酸盐岩层系孔隙型与裂缝型气藏成藏差异性. 石油与天然气地质, 32(3): 311—317.
- 郝芳, 邹华耀, 姜建群, 2000. 油气成藏动力学及其研究进展. 地学前缘, 7(3): 11—21.
- 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.
- 姜振学, 庞雄奇, 刘洛夫, 等, 2008. 塔里木盆地志留系沥青砂破坏烃量定量研究. 中国科学(D辑), 38(增刊1): 89—94.
- 刘显凤, 吴楠, 蔡忠贤, 等, 2011. 新疆西克尔地区碳酸盐岩层系垂向裂缝层控发育模式. 地球科学——中国地质大学学报, 36(6): 1125—1133.
- 罗开平, 周祖翼, 何治亮, 2007. 含油气系统理论在中国盆地研究中的应用与发展. 石油实验地质, 29(2): 143—148.
- 罗群, 庞雄奇, 姜振学, 2005. 一种有效追踪油气运移轨迹的新方法——断面优势运移通道的提出及其应用. 地质论评, 51(2): 156—162.
- 吕海涛, 陈红汉, 唐大卿, 等, 2009. 塔河地区三叠系油气充注幕次划分与成藏时期确定. 石油与天然气地质, 30(3): 300—309.
- 吕海涛, 张卫彪, 张达景, 等, 2008. 塔里木盆地塔河油田奥陶系油气成藏演化过程研究. 石油实验地质, 30(6): 547—551.
- 苗忠英, 陈践发, 张晨, 等, 2011. 塔里木盆地轮南低凸起天然气分布规律与成藏期次. 石油学报, 32(3): 404—410.
- 庞雄奇, 周新源, 李卓, 等, 2011. 塔里木盆地塔中古隆起

- 控油气模式与有利区预测. 石油学报, 32(2): 189—198.
- 田世澄, 陈建渝, 张树林, 等, 1996. 论成藏动力学系统. 勘探家, 1(2): 20—24.
- 王福焕, 韩剑发, 向才富, 等, 2010. 叠合盆地碳酸盐岩复杂缝洞储层的油气差异运聚作用——塔中 83 井区表生岩溶缝洞体系实例解剖. 天然气地球科学, 21(1): 33—41.
- 吴冲龙, 王燮培, 毛小平, 等, 1998. 油气系统动力学的概念模型与方法原理——盆地模拟和油气成藏动力学模拟的新思路、新方法. 石油实验地质, 20(4): 319—327.
- 吴东胜, 张玉清, 刘少华, 等, 2006. 塔里木盆地轮古西潜山油气运聚及分布机理. 石油学报, 27(5): 41—45.
- 武芳芳, 朱光有, 张水昌, 等, 2009. 塔里木盆地油气输导体系及对油气成藏的控制作用. 石油学报, 30(3): 332—341.
- 吴孔友, 查明, 洪梅, 2003. 准噶尔盆地不整合结构的地球物理响应及油气成藏意义. 石油实验地质, 25(4): 328—332.
- 吴楠, 蔡忠贤, 杨海军, 等, 2009. 轮南低凸起气洗作用响应及定量评价. 地球科学——中国地质大学学报, 34(3): 486—492.
- 杨海军, 郝芳, 韩剑发, 等, 2007. 塔里木盆地轮南低凸起断裂系统与复式油气聚集. 地质科学, 42(4): 795—811.
- 张厚福, 方朝亮, 2002. 盆地油气成藏动力学初探——21世纪油气地质勘探新理论探索. 石油学报, 23(4): 7—12.
- 张年富, 曹耀华, 况军, 等, 1998. 准噶尔盆地腹部石炭系火山岩风化壳模式. 新疆石油地质, 19(6): 450—452.