

文章编号:0253-9985(2007)06-0762-06

塔河-轮南油区奥陶系潜山油气藏特征

庞雯¹,江同文²,郑浚茂¹,史鸿祥²

(1. 中国地质大学 能源学院,北京 100083;

2. 中国石油天然气股份有限公司 塔里木油田分公司 石油勘探开发研究院,新疆 库尔勒 841000)

摘要:塔河-轮南油区奥陶系为潜山型油气藏,潜山形成于古生代、定型于中生代,经过多期构造抬升、剥蚀作用,潜山构造作用、岩溶作用比较发育,由构造、岩溶作用形成的缝洞系统构成奥陶系储层。中部、西部以风化壳岩溶作用为主,东部以深部岩溶作用为主。区内奥陶系潜山整体含油,局部富集成藏,油气分布受储层发育的控制。由于奥陶系油气藏具有多期生油、多次运移、成藏、调整的特点,造成区内不同构造带油气藏特征不同。西部为重质油或稠油油藏,中部斜坡区西部为正常密度的原油油藏,桑塔木断垒、桑南斜坡、轮南断垒的东部为带油环的凝析气藏,东部为凝析气藏。在潜山顶部的“天窗”作用下,形成油水界面倾斜的悬挂式油气藏。

关键词:缝洞系统;岩溶作用;重质油;凝析气藏;潜山;塔河-轮南油区

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Characteristics of the Ordovician buried hill reservoirs
in Tahe-Lunnan oil areaPang Wen¹, Jiang Tongwen², Zheng Junmao¹, Shi Hongxiang²(1. School of Energy Resources, China University of Geoscience, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of
Petroleum Exploration and Development, Tarim Oilfield Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China)

Abstract: The Ordovician in Tahe-Lunnan oil area contains buried hill type reservoirs developed during the Paleozoic and finalized in the Mesozoic. Multi-stage tectonic uplift and denudation resulted in well-developed buried hill and karst, forming fracture-vug systems that constitute the Ordovician reservoirs. Weathering crust karstification mainly happened in the west and central areas of Tahe-Lunnan oil area, while deep karstification mainly occurred in the east in the whole Ordovician. Oil occurs in buried hill but only enriches locally to form oil pool, and the distribution of oil and gas is controlled by the development of reservoirs. Multiple stages of oil generation, migration, accumulation, and tectonic adjustment in this oil area caused the Ordovician reservoir characteristics varying with different structural zones: the west part of the area contains heavy oil reservoirs, the west of the central slope hold oil of normal density, Sang-ta-mu fault horst, the south slope of Sang-ta-mu, and the east of Lunnan fault horst, harbor condensate gas reservoirs with oil rim, and the east slope has condensate gas reservoirs. Hanging hydrocarbon reservoir with an inclined oil-water contact was also formed due to the skylight effect at the buried hill top.

Key words: fracture-vug system; karstification; heavy oil; condensate gas reservoir; buried hill; Tahe-Lunnan oil area

塔河-轮南油区位于塔里木盆地塔北隆起轮南低凸起的中部,该凸起形成于晚加里东期—早

海西期,定型于印支期—燕山期。晚加里东期,区域构造抬升使区内形成一个大型南倾斜坡,奥陶

收稿日期:2007-10-09。

第一作者简介:庞雯(1967—),女,副教授、博士研究生,石油地质、沉积储层。

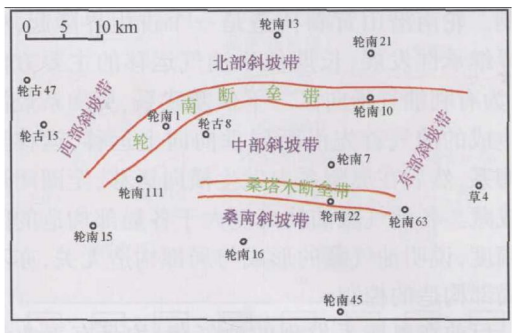


图1 塔河-轮南奥陶系潜山次级构造带
Fig.1 Secondary tectonic belts in the Ordovician buried hills of Tahe-Lunnan area

系遭受剥蚀。早海西期,由于区域上北西-南东向的挤压运动,在早期大斜坡背景上形成北东-南西走向的大型背斜,在背斜的高部位,中-下奥陶统碳酸盐岩裸露地表,遭受风化淋漓,形成奥陶系古潜山。该潜山为一长期古隆起,是长期油气运移的指向区及有利的聚集区,有着良好的形成大油气田的地质背景。潜山可进一步划分为轮南断垒带、桑塔木断垒带、北部斜坡带、西部斜坡带、中部斜坡带、东部斜坡带和桑南潜山带7个次级构造带(图1),除北部斜坡带外,其余构造带均已在奥陶系钻遇工业油气藏。由于潜山地表出露地层不同、距油源远近不同,造成潜山不同构造带油气藏特征不同。不同构造带流体特征不同,导致钻井过程中油气测试、流体开发措施不同。

1 潜山“整体”含油、局部富集成藏

除北部斜坡带外,目前已在潜山其余6个次级构造带钻遇有工业性油气藏,表明整个潜山奥陶系地层均含有油气。由于奥陶系储层发育的不均质性,导致油气分布的不均质性,在缝、洞发育部位,油气富集成藏。轮南潜山是一个古隆起,长期处于流体运移的主要方向上,为有利流体聚集带,由于奥陶系油气藏为缝洞型内幕油气藏,只要缝洞发育,即可聚集成藏。

2 烃源岩多期生排烃、奥陶系多期成藏

塔河-轮南奥陶系油气藏的烃源岩有两套:寒

武系-下奥陶统海相生油岩和中-上奥陶统海相生油岩。这两套烃源岩共有3个重要的生排烃高峰期(图2):晚奥陶世-志留纪第一次高峰期、石炭纪-二叠纪第二次高峰期和古近纪-新近纪第三次高峰期。后两次生排烃高峰期对轮南奥陶系油气藏的形成最为重要。

晚奥陶世-志留纪,寒武系-下奥陶统生油岩达到成熟,形成第一次生排烃高峰期。奥陶纪初次成藏形成岩性古油藏,储集体为表生岩溶作用形成的层间岩溶系统、深部岩溶系统。晚加里东期-早海西期运动使地层抬升出露地表遭受剥蚀,形成奥陶系古潜山;同时古油藏遭到破坏,发生轻质组分的逸散及油气水解作用,甚至发生油气散失作用。因研究区西部较东部抬升严重,西

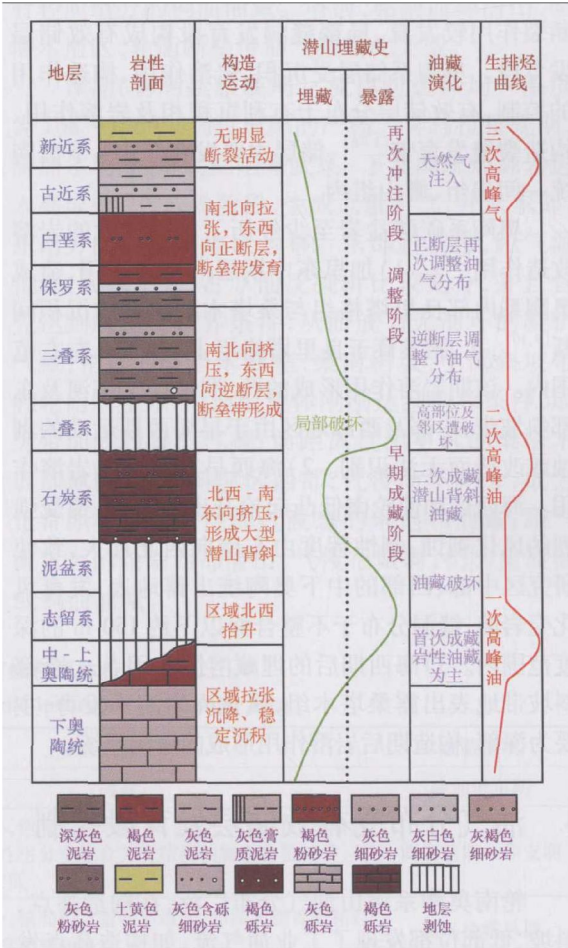


图2 轮南奥陶系潜山构造与烃源岩演化史^①
Fig.2 Evolutionary history of structure and source rocks in the Ordovician buried hills of Lunnan area

① 潘文庆. 轮南奥陶系潜山油气藏评价与部署. 塔里木油田研究院, 2002

部占油藏破坏严重。石炭纪—二叠纪第二次生排烃高峰期亦为轮南古潜山形成时期,形成奥陶系古潜山背斜油气藏。晚海西运动地层抬升出露地表,潜山高部位及附近油藏遭到破坏。三叠纪—白垩纪油藏处于调整阶段,古近纪—新近纪时期,寒武系—下奥陶统烃源岩达到成熟,生成大量天然气,中—上奥陶统生油岩成熟生成原油,油气再次充注,形成现今奥陶系油气藏。

3 储集体为岩溶、断裂作用形成的缝洞系统

研究区奥陶系碳酸盐岩储层表现为基质孔、渗性低、储集性能差的特点。因其沉积后受多期构造运动、多次地表抬升作用影响,其岩溶作用及断裂作用较发育,局部缝洞发育段构成有效储层发育段。奥陶系储层受沉积、岩溶作用、构造作用的控制,有效储层分布于有利沉积相及岩溶作用、构造裂缝发育带^[1-6],储层主要发育于中—下奥陶统一间房组、鹰山组内。

奥陶系碳酸盐岩至少经历了3期较大的岩溶改造作用^[7,8]。1)加里东中期层间岩溶作用,造成奥陶系内部良里塔格组与桑塔木组之间的沉积间断^[9,10],孔、洞发育于良里塔格组上部30 m左右范围内。该期岩溶作用形成的孔、洞保存于塔河及东部斜坡带,中部及西部地区由于早海西期运动的剥蚀或改造而无法识别。2)海西早期风化壳岩溶作用。海西运动使轮南低凸起抬升出露地表,遭受强烈的风化剥蚀,剥蚀程度由东南向西北加大,致使研究区中部、西部的中下奥陶统出露地表,发育风化壳岩溶,缝洞分布于不整合面以下约150 m的深度范围内。3)海西期后的埋藏溶蚀作用^[11]。东部斜坡带地表出露桑塔木组,风化壳岩溶不发育,主要为深部、构造期后岩溶作用形成的缝洞系统。

4 油气分布受有效储层发育段控制

轮南奥陶系潜山油气分布广泛,在构造高点、斜坡、低部位都发现了工业油气流,如构造高点发现轮南断垒油气藏,斜坡发现轮古西、轮古东、桑塔木等油气藏,在轮南潜山西南部发现塔河超大型以稠油为主的油藏,说明油气分布于整个潜山构造上,油气分布基本不受轮南潜山背斜构造的

控制。轮南潜山背斜构造是一个古生界隆起,中生界继承性发展,长期位于油气运移的主要方向上,为有利油气指向区。下伏寒武系、奥陶系烃源岩生成的油气首先沿断层垂向向上运移,运移至奥陶系,然后在奥陶系内发生横向运移,至圈闭聚集成藏。各油气藏油柱高度大于各局部构造的闭合幅度,说明油气藏的形成与局部构造无关,亦不受局部构造的控制。

目前在奥陶系发现的油气藏,均具有工业油气流井区裂缝、岩溶系统发育,低产油气流井或油气显示井的裂缝、岩溶系统则不发育的特征,表明油气藏的储量及产量主要依赖于构造、岩溶作用形成的缝洞系统,缝洞系统发育区为油气藏分布区。轮南地区奥陶系受多期次、多方向及多属性构造运动的影响,断裂系统发育。断裂系统表现为相互联通的网络状,从而将同一地区不同岩溶系统相互连通起来成统一的缝洞系统,形成有效的缝洞型储层,下伏寒武—奥陶系油气聚集在缝洞系统内,形成缝洞型油气藏。因此奥陶系油藏属于受储层缝洞系统发育程度控制,与构造有关、但不受构造控制的“准层状”或“网络状”油气藏^[12-14],缝洞发育程度表现了很强的非均质性。

研究区中、西部,中—下奥陶统出露地表遭受风化、剥蚀,潜山面风化壳岩溶发育,储层主要为风化壳岩溶形成的缝洞系统,油气主要分布在潜山面以下约150 m范围内,个别井可以达到230 m,潜山面以下0~100 m范围内油气比较集中;研究区东部,地表出露地层为桑塔木组的碎屑岩及良里塔格组、吐木休克组的瘤状灰岩,风化壳岩溶不发育,孔、洞主要由层间岩溶、埋藏岩溶及构造期后岩溶作用形成,油气主要分布于潜山面以下一间房组、鹰山组。一间房组、鹰山组为开阔台地相及台地边缘浅滩相,水动力较强,沉积一套颗粒灰岩,岩石质纯、性脆,易于发生溶解、断裂作用。由于一间房组、鹰山组处于有利沉积相带及岩溶作用、构造作用发育带,缝洞发育,为主要储层分布段。

5 流体性质西重东轻

油气的多期生成、运移、聚集,导致多期成藏,造成区内不同构造带油气藏流体特征不同^[15],油气具有西重东轻的特点(图3),东部油气藏类型以凝析气藏为主,西部以稠油油藏为主,中部油气

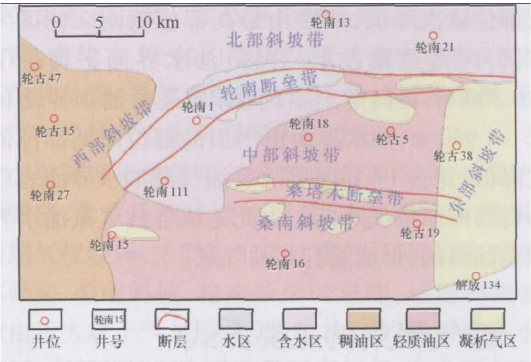


图 3 轮南地区奥陶系油气藏流体分布特征^①
Fig. 3 Fluid distribution characteristics of the Ordovician hydrocarbon reservoirs in Lunan area

藏特征界于两者之间。

根据轮南地区奥陶系油气藏流体包裹体特征,奥陶系油气藏的形成、破坏和调整至少有 4 期^[16](表 1)。

I 期(晚加里东期),满加尔坳陷寒武系-下奥陶统海相烃源岩成熟进入一次生油高峰,生成大量石油,此时轮南低洼带已初步雏形,为油气运

岩进入二次生油阶段,中-上奥陶统烃源岩开始成熟生成低熟原油,原油向背斜运移,形成潜山背斜油气藏。海西晚期潜山由于构造抬升出露地表遭受剥蚀,背斜高部位及邻区油气藏遭到破坏,轻质组分逸散,生成稠油油藏。印支期-燕山期,受南北向挤压作用,潜山上形成轮南断垒、桑塔木断垒,油气藏再次遭到破坏、发生调整。

III 期(喜马拉雅早期),流体包裹体均一温度较高(85 ~ 110℃),轻质组分含量较高,芳烃、非烃、沥青质等重质组分含量相对降低,油气藏为含有轻质组分的稠油油藏。喜马拉雅早期,中-上奥陶统烃源岩进入生油高峰期,生成大量液态烃,烃类向轮南潜山背斜运移、注入早期油气藏,并稀释早期稠油油藏,形成了轮南地区大面积分布的含有轻质组分的稠油油藏。塔河、轮南西部潜山、桑塔木地区、轮南断垒带油气藏属此类型。

IV 期(喜马拉雅晚期),流体包裹体均一温度为 108 ~ 146℃,为过成熟的产物。喜马拉雅晚期,满加尔坳陷、草湖凹陷寒武系-下奥陶统烃源岩进入高成熟-过成熟阶段,生成大量重质油,并且北部

Table 1 Characteristics of organic inclusions in Lunan area

期次	荧光颜色	均一温度/℃	组分特征	成藏期次
I	黑色		沥青	晚加里东期
II	褐-褐黄色	50 ~ 90	含较多重质组分,饱和烃相对较少,芳烃、非烃和沥青质含量相对较多,极性组分中综合芳香结构的物质含量较多,石油成熟度相对较低	晚海西期-印支期
III	亮黄-黄色	85 ~ 110	含较多轻质组分,饱和烃含量明显增多,非烃和沥青质相对降低,石油成熟度相对较高	喜马拉雅早期
IV	蓝-蓝白色	108 ~ 146	组分比较轻,饱和烃含量较高,芳烃、非烃和沥青质相对较少,极性组分以低环数芳烃结构为主,石油成熟度较高	喜马拉雅晚期

① 潘文庆.轮南奥陶系潜山油气藏评价与部署.塔里木油田研究院,2002

6 油水界面倾斜

潜山最高部位的轮南2-轮南26井区奥陶系测试只产水;稍低的轮南33-轮南8井区则油水同产;潜山更低部位则以产油气为主,已发现的大、中型油气田(塔河油田、桑塔木油田)和许多高产油气流井都分布在此区内。

区内轮南奥陶系古潜山的最高部位在轮南2-轮南26井区,该井区自石炭纪(或更早)至三叠纪中期都处于裸露剥蚀状态,形成面积约40 km²的“天窗”,地表水源源不断地向下渗入到奥陶系中(图4);三叠系沉积后,三叠系巨厚含水砂岩层直接覆盖在奥陶系潜山面上,三叠系砂岩中的水通过天窗直接渗入到潜山之中(表2),该井区仍然为一个地下水供给区,从而形成轮南2-轮南26井区奥陶系的高含水区。由于潜山高部位含水,存在一个向下流动的水动力系统,油气在运移过程中同时受到向下水动力与向上浮力的相互作用下,导致油水界面总体上由潜山高部位向斜坡

低部位依次降低,如潜山最高部位轮南2井区为水区,向南至轮古17井区,油水界面平均位于-4 500 m,再向南至塔河油田,最低油水界面位于-4 940 m,油水界面由潜山高部位向低部位依次降低;轮古17井区奥陶系油气藏油水界面表现为自西向东依次降低。由此造成各油气藏油水界面是倾斜的,形成悬挂式油气藏。

7 油气聚集的主要方式

区内奥陶系油气藏经过多期改造,油气运移方向从东到西,运移通道为桑塔木断垒带及轮南断垒带的南北向断裂,差异聚集是晚期油气聚集的主要方式。喜马拉雅晚期,寒武系-下奥陶统烃源岩进入高成熟-过成熟阶段,生成大量干气,从东部、东南方向向轮南地区运移发生气侵,气侵的结果,近气源的圈闭气侵量最大,首先达到或超过临界条件,成为凝析气藏;较远圈闭地层流体刚刚达到饱和条件,成为带气顶的饱和油藏;更远的圈闭,气侵尚不充分,成为正常原油和挥发性油过渡

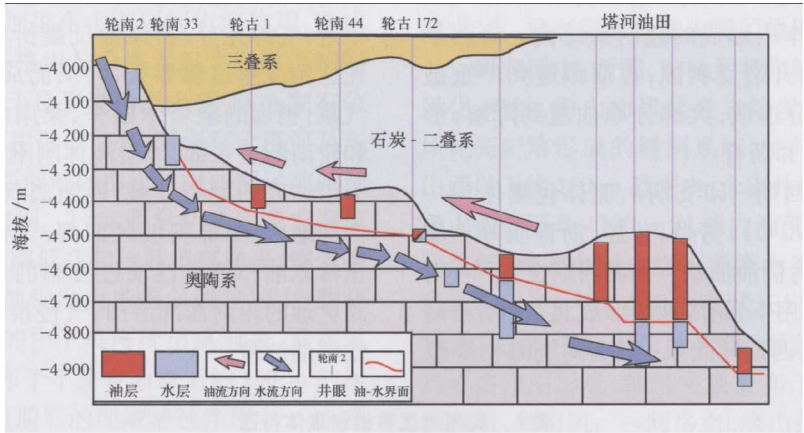


图4 轮南奥陶系油藏油-水界面示意图^①

Fig. 4 Sketch map showing the oil-water interface of the Ordovician oil reservoirs in Lunnan area

表2 轮南2井三叠系及邻区奥陶系地层水化学成分对比

Table 2 Chemical components correlation between and formation water in the Triassic of Well Lunnan-2 and that in the Ordovician of the adjacent areas

井号	层位	密度/ (g·cm ⁻³)	[Cl ⁻]/ (mg·L ⁻¹)	[Mg ²⁺]/ (mg·L ⁻¹)	[I ⁻]/ (mg·L ⁻¹)	[B ³⁺]/ (mg·L ⁻¹)	总矿化度/ (mg·L ⁻¹)	pH值	水型
轮南2井区	T	1.12	113 309.09	1 316.19	3.02	127.25	187 463.64	5.69	CaCl ₂ 型
邻区	O	1.12	115 154.37	981.64	3.40	105.03	188 569.01	6.24	CaCl ₂ 型

① 潘文庆. 轮南奥陶系潜山油气藏评价与部署. 塔里木油田研究院, 2002

态的未饱和油藏。如桑南斜坡奥陶系油气藏自东向西,由轮古13井的凝析气藏过渡到轮古12井的饱和油藏,再过渡到轮古101井的挥发油藏,反映了一个油气自东向西侵入的过程。

差异聚集的结果导致轮南西部潜山,后期气侵微弱,为重质油或稠油油藏;中部斜坡区西部,后期气侵较弱,主要为正常比重的原油油藏;桑塔木断垒、桑南斜坡、轮南断垒的东部,早期稠油油藏由于大量干气的侵入,为带油环的凝析气藏分布区;东部斜坡区由于充足的干气侵入,为凝析气藏分布区。

8 结论

1) 轮南潜山奥陶系油气藏有寒武系-下奥陶统海相生油岩和中-上奥陶统海相生油岩两套烃源岩。两套烃源岩有晚奥陶世—志留纪、石炭纪—二叠纪和古近纪—新近纪3个重要的生排烃高峰期,其中后两个高峰期对轮南奥陶系油气藏的形成最为重要。

2) 奥陶系潜山储层为岩溶作用、构造作用形成的缝洞系统。研究区中部、西部,风化壳岩溶发育,储层主要分布于潜山面以下150 m范围内;研究区东部岩溶作用以深部岩溶作用为主,储层分布于有利相带(一间房组、鹰山组)内。

3) 潜山各构造带均发现有油气藏,各构造带油气藏为统一油气藏,潜山整体含油。

4) 奥陶系潜山油气分布不受局部构造的控制,油气分布受储层控制,缝洞系统控制油气富集。奥陶系油藏属于受储层发育程度控制(构造裂缝、溶洞)、与构造背景有关(但不受构造控制)的“准层状”油气藏。

5) 多期油气运移、多期成藏,造成潜山不同构造带油气藏特征不同。潜山东部斜坡带、桑塔木断垒东部为纯凝析气藏分布区;桑塔木断垒、桑南斜坡、轮南断垒的东部,为带油环的凝析气藏分布区;西部为重质油或稠油油藏。

6) 由于潜山顶部“天窗”控水作用,造成奥陶系油气藏油水界面是倾斜的,油水界面总体上由

潜山高部位向斜坡低部位依次降低。

7) 塔河-轮南油区奥陶系潜山是经过多期改造的油气藏,差异聚集是晚期油气聚集的主要方式。

参考文献

- 1 郭建华. 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[J]. 沉积学报, 1993, 11(1): 56~63
- 2 周兴熙, 顾家裕, 李小地, 等. 塔里木盆地轮南古岩溶[J]. 海相油气地质, 1998, 3(3): 20~26
- 3 顾家裕. 塔里木盆地轮南地区下奥陶统碳酸盐岩岩溶储层特征及形成模式[J]. 古地理学报, 1999, 1(1): 54~60
- 4 夏义平, 柴桂林, 汪昌贵, 等. 塔里木盆地轮南地区下奥陶统碳酸盐岩储层的控制因素分析[J]. 现代地质, 2000, 14(2): 185~190
- 5 李振宏, 王欣, 杨遂正, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系岩溶储层控制因素分析[J]. 现代地质, 2006, 20(2): 299~306
- 6 吴胜和, 欧阳健, 魏涛, 等. 轮南地区奥陶系裂缝型储层的地质分析[J]. 石油学报, 1995, 16(1): 17~23
- 7 韩革华, 漆立新, 李宗杰, 等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩缝洞型储层预测技术[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 860~878
- 8 杨栓荣, 潘文庆, 韩剑发, 等. 轮南奥陶系碳酸盐岩储集体控油机理探讨[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(1): 84~88
- 9 翟晓先. 塔河大油田新领域的勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(6): 751~761
- 10 刘静江, 袁玉春, 龙维华, 等. 塔里木盆地轮南奥陶系研究新进展[J]. 新疆石油地质, 2006, 27(6): 667~669
- 11 张涛, 闰相宾, 王恕一, 等. 塔河油田奥陶系一间房组礁滩相溶蚀孔隙型储层特征与成因[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(4): 462~471
- 12 周兴熙. 初论碳酸盐岩网络状油气藏——以塔里木盆地轮南奥陶系潜山油气藏为例[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(3): 5~10
- 13 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[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(4): 448~453
- 14 Loucks R G. Paleocave carbonate reservoirs: Origins, burial depth modifications, spatial complexity, and reservoir implications[J]. AAPG Bulletin, 1999, 83(11): 1795~1834
- 15 周永昌, 王新维, 杨国龙. 塔里木盆地阿克库勒地区奥陶系碳酸盐岩成藏条件及勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(2): 104~109
- 16 何军, 韩剑发, 潘文庆. 轮南古隆起奥陶系潜山油气成藏机理[J]. 石油学报, 2007, 28(2): 44~48

(编辑 高岩)