

文章编号:0253-9985(2012)06-0853-06

塔里木盆地北部地区上奥陶统烃源条件

黄继文¹, 顾 忆¹, 丁 勇², 贾存善¹

(1. 中国石化 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国石化 西北油田分公司 勘探开发研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:塔里木盆地北部地区已有大量钻井揭示上奥陶统恰尔巴克组、良里塔格组和桑塔木组。对钻井样品烃源条件系统分析表明,上奥陶统特点是有机质丰度低,有机质类型以腐殖-腐泥型为主。塔河南地区上奥陶统镜质体反射率为1%左右,烃源岩不发育,基本不具备形成规模油气的烃源条件。塔里木盆地北部上奥陶统碳酸盐岩具有既可能是烃源岩又可能是储层的双重特点,常规的油-岩对比可能成为实际意义上的油-油对比。文中采用了两种油-岩对比方法,以岩心直接抽提物及经抽提处理后的热模拟产物分别与原油进行对比。结果表明,塔河原油与上奥陶统烃源岩基本没有源属关系,上奥陶统烃源岩直接抽提物的地球化学特征介于原油与岩心热解模拟产物之间,而原油与上奥陶统岩心热解模拟产物则主要表现为差异性。新的油-岩对比方法在研究思路解决了上奥陶统作为储集层与烃源岩于一体、不能直接进行常规油-岩对比的局限性。

关键词:油-岩对比;烃源岩;上奥陶统;有机地球化学;塔河油田**中图分类号:**TE121.1**文献标识码:**A

Upper Ordovician source rocks in northern Tarim Basin

Huang Jiwen¹, Gu Yi¹, Ding Yong² and Jia Cunshan¹

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China;

2. Exploration and Development Institute of the Northwest Oilfield Branch, SINOPEC, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: Many wells have encountered the Qrebake, Lianglitaga and Sangtamu formations in Upper Ordovician of northern Tarim Basin. A systematic analysis of source rock samples from the sequence indicates that it was characterized by low abundance of organic matters and mixed organic types. In southern Tahe area, the Upper Ordovician source rock is poorly developed with a vitrinite reflectance(R_o) of about 1%, thus could not be the source of commercial oil and gas reservoirs. In contrast, in northern Tarim Basin, the Upper Ordovician carbonates are both source rocks and reservoirs, making conventional oil-source correlation impossible. The study adopted two oil-source correlation methods to compare the properties of direct extracts from source rocks and their pyrolysis yields with that of crude oil from the reservoirs. The result shows that there is no source-product relationship between the crude from Tahe oilfield and source rocks from the Upper Ordovician. The geochemical characteristics of direct extracts from the Upper Ordovician source rocks are something between that of crude oil and pyrolysis yield, while the geochemical characteristics of crude oil and the pyrolysis yield are quite different. The new method of oil-source correlation solved the problem of the conventional oil-source correlation method not applicable to the Upper Ordovician as it is both source rocks and reservoirs at the same time.

Key words: oil-source correlation, source rock, Upper Ordovician, organic geochemistry, Tahe oilfield

塔河油田是我国第一个特大型海相油气田^[1-3],要形成如此大规模的油气聚集,最基本的成藏条件就是要有规模巨大的烃源岩的油气供

给。长期以来,对塔里木盆地海相主力烃源岩的争论很大,目前主要存在两种观点:一种观点认为主力油源岩为寒武统一、中、下奥陶统^[4-5],另一种

收稿日期:2011-10-11;修订日期:2012-09-16。

第一作者简介:黄继文(1973—),男,硕士、高级工程师,油气地质。

基金项目:中国石化西北油田分公司科研项目(GS2004-036, KJ2007-009)。

观点认为主力油源岩为上奥陶统^[6-9]。研究解决主力烃源岩的归属对提高塔里木盆地资源潜力及勘探远景的认识具有举足轻重的意义。随着塔河油田勘探开发的不断深入,在塔河油田南部已有大量钻井揭露了上奥陶统深色泥质、含泥质碳酸盐岩地层,具备了开展上奥陶统烃源条件研究的基础。

1 沉积特征

塔北地区上奥陶统自下而上分为恰尔巴克组(O_3q)、良里塔格组(O_3l)和桑塔木组(O_3s),主要分布于塔河地区——哈拉哈塘、草湖凹陷南部和沙西凸起,北部广大地区受多期构造运动影响^[10],多已剥蚀缺失或沉积缺失^[11-15](图1)。

1.1 恰尔巴克组

该组在 T703—T704—LG12 井一线以南有残留,厚 10~20 m,下部为浅灰、灰色含泥、纹泥微晶灰岩,岩性均一,含丰富的介壳(多为毫米级或絮状),底部多见海绿石(S69, S72, S87, T204 和 T901 等井)。上部为灰、灰绿—紫红色泥质灰岩及瘤状灰岩,夹灰质泥岩、瘤状灰岩,瘤体为泥微晶灰岩,瘤体间为灰绿—紫红色泥质或粉砂质条纹、条带,顶部泥质含量增加,生物极为丰富,主要有棘屑、介形虫、海绵骨针、苔藓、双壳类、腕足等。常见淡水方解石胶结物及生物外壳发育氧化铁膜,为同期暴露标志。与下伏中、下奥陶统呈假整合接触。表明该区恰尔巴克组沉积水体较深,生物多样性丰富,并以碳酸盐为主,混杂少量陆源碎屑,在混积

陆棚的背景下,属内陆碳酸盐缓坡相沉积。

1.2 良里塔格组

该组在 T616—T443—LG12 井一线以南有残留,厚数十至百余米。厚度向南减薄^[16],岩石组合为灰、灰白色藻灰岩、藻鲕灰岩、藻粘结灰岩、藻砾屑灰岩、生物屑灰岩、微晶灰岩,局部重结晶,含灰绿色泥质条纹,局部井区(如 S72 井)底部可见褐色瘤状灰岩。良里塔格期为构造活动间歇期,水平面相对稳定,该区形成了厚度较大的碳酸盐台地沉积,局部发育藻丘、藻礁和滩相沉积,如 T704, S102, T901 和 S100 等井区,总体为碳酸盐岩开阔台地相沉积。

1.3 桑塔木组

该组在 S91—T701—S87—LN51 井一线以南有残留,保存较完整的剖面最厚处超过 600 m,如 LN46 井厚 661 m, S107 井厚 628 m。岩石组合为灰绿、灰褐、深灰色泥岩、钙质泥岩、砂质泥岩、泥质粉砂岩夹灰岩透镜体或不规则薄层灰岩,岩性主要为砂屑灰岩、鲕粒灰岩、生屑灰岩,泥微晶灰岩含棘屑、苔藓、腕足等生物化石,常见滑动、底冲刷构造。有时还见灰质“碎屑”呈密度流形式搬运或散落分布于泥岩、灰质泥岩中。该组以灰黑色细碎屑岩为主,发育滑动、底冲刷构造等特征,反映了该时期陆源物质大量注入,沉积界面坡度较大,向南、向东水体变深的较深水沉积环境,属混积外陆棚斜坡——深水盆地相沉积。

2 烃源条件

共采集塔河及南部地区 52 口钻井 366 件泥岩、泥灰岩及灰岩样品,其中岩心样品 199 件、岩屑样品 167 件。岩样的岩石类型,恰尔巴克组、良里塔格组以灰岩、泥质灰岩为主;桑塔木组以泥质岩为主。

通过对上奥陶统有机质丰度、类型及成熟度的研究,认为塔里木盆地北部地区上奥陶统基本不具备形成规模油气的烃源条件(图1;表1)。

2.1 低有机质丰度

塔北地区上奥陶统桑塔木组 35 口井 180 个样品的有机碳含量(TOC)分布于 0.02%~0.82%,平均值 0.14%, TOC 大于 0.40% 的样品占样品总数的 2.78%。良里塔格组 26 口井 106 个样品 TOC

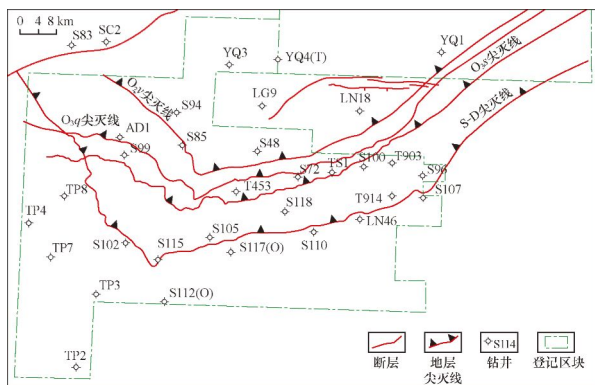


图1 塔里木盆地北部上奥陶统及
烃源岩样品采集井位分布

Fig. 1 Distribution of the Upper Ordovician and wells
with source rock samples in the northern Tarim Basin

表1 采集岩心样品钻井分布情况

Table 1 List of wells for core sampling

井号	样品数/个	井号	样品数/个	井号	样品数/个	井号	样品数/个	井号	样品数/个	井号	样品数/个
S11	31	S101	4	S112	9	T205	7	T901	1	TP23	2
S32	15	S102	7	S113	4	T314	2	T902	4	TP25	7
S72	1	S105	3	S114	6	T704	1	T903	3	TP29	10
S87	5	S106	3	S115	20	T706	1	T904	6	TP33	18
S89	1	S107	4	S116	8	T710	2	T912	1	TP34	6
S96	3	S108	3	S117	4	T714	2	T914	13	顺1	2
S98	2	S109	2	S118	17	T726	2	TP2	15	顺2	1
S99	2	S110	9	S119	5	T749	1	TP15	12	合计	366
S100	1	S111	45	T115	2	T750	2	TP21	29		

分布于0.01%~0.44%,平均值0.13%,*TOC*大于0.40%的样品占样品总数的2.80%。恰尔巴克组7口井15个样品的*TOC*分布于0.02%~0.26%,总平均值0.12%。

综合44口钻井366个样品的有机质丰度表明:①塔里木盆地北部上奥陶统有机质丰度低,不具备烃源岩发育的有机质物质基础;②有机质丰度稍高的少数样品,纵向上控制的厚度很小。结合沉积相分布来看,主要是局部藻礁相所控制。③上奥陶统3个组中,良里塔格组、桑塔木组有机质丰度整体上好于恰尔巴克组。④较纯的碳酸盐岩类有机碳丰度普遍很低,过渡性岩类(泥质灰岩,灰质泥岩)的有机质丰度较高。

2.2 高转化效率

挑选了30个样品做了族组分分析。该30个样品中泥岩类样品10个,灰岩类样品20个。*TOC*分布于0.07%~0.41%,平均0.21%,50%以上样品的*TOC*小于0.20%,*TOC*大于0.40%的样品1个。氯仿沥青“A”含量(“A”)为0.015 2%~0.270 6%,平均0.074 2%,其中“A”大于0.200 0%的样品占20%。烃含量(*HC*)为 $(35 \sim 2\,421) \times 10^{-6}$,平均 576×10^{-6} ,*HC*大于 600×10^{-6} 的达33%。“A”/*C*值分布于8%~77%,平均33.43%,90%以上的样品“A”/*C*值大于10%。*HC*/*C*值分布于4%~69%,*HC*/*C*值大于5%的样品占87%。总体表明了低碳、高“A”及烃含量高的特点(图2)。国内外大量烃源岩的分析资料表明:“A”/*C*大于10%和*HC*/*C*大于5%为好的烃源岩;一般的烃源岩“A”/*C*多分布于5%~10%,*HC*/*C*分布于3%~5%。塔北上奥陶统相对低有机质丰度,却有很高的“A”及烃含量,表现了非常高的转化效率,认为既是烃源岩又是储集岩特征的双重体现,并不反映其真实的烃源条件,这也是

油气研究特别是油源研究应予注意的重要问题。

2.3 有机质类型以混合型为主

塔里木盆地北部上奥陶统良里塔格组、桑塔木组干酪根的有机元素组成中碳含量分布于40%~70%,氢含量分布于3%~5%,氢、碳原子比主要分布于0.8~0.9,氧、碳原子比分布于0.1左右。在范氏图上主要分布于混合型(Ⅱ型)与腐殖型(Ⅲ型)之间,有研究认为上奥陶统有机质类型较差,主要与生源类型有关^[17-22]。我们认为还可能与较浅水台地相碳酸盐岩有机质在沉积、成岩过程中遭受了一定程度的氧化改造,致使原本富氢贫氧的沉积有机质,改造成相对富氧贫氢有关。

2.4 有机质成熟度处于生油高峰期

通过对塔河油田钻井取心样品的干酪根有机质反射率分析,466个测点的有机质反射率总体分布特点是:①有机质反射率(R_o)分布范围很大,分布于0.47%~3.00%。根据其测点数据的频率分布,可分为5组,测点集中分布于低-中反射率的第1和第2组,占80%以上。②第1组有机质反射率集中分布于0.59%~0.68%,平均0.64%;第2组有机质反射率多分布于0.92%~0.97%,平均0.94%;第3至第5组各组的反射率分布相对稳定,第3组分布于1.40%~1.50%,平均1.44%,第4组分布于1.74%~1.75%,平均1.74%,第5组的有机质反射率高,平均2.41%。③正常热演化的沉积有机质成熟度一般随埋深增加。第1组低反射率组有不很明显的随埋深反射率增加的趋势;第2组中反射率组随埋深反射率增加的趋势较为明显;第3至第5组较高-高反射率组反射率变化明显与井深没有关系。④有机质反射率的几组数据,反映了它们不同的成因特点,第1组有机质反射率低于塔北已知石炭系(R_o 为

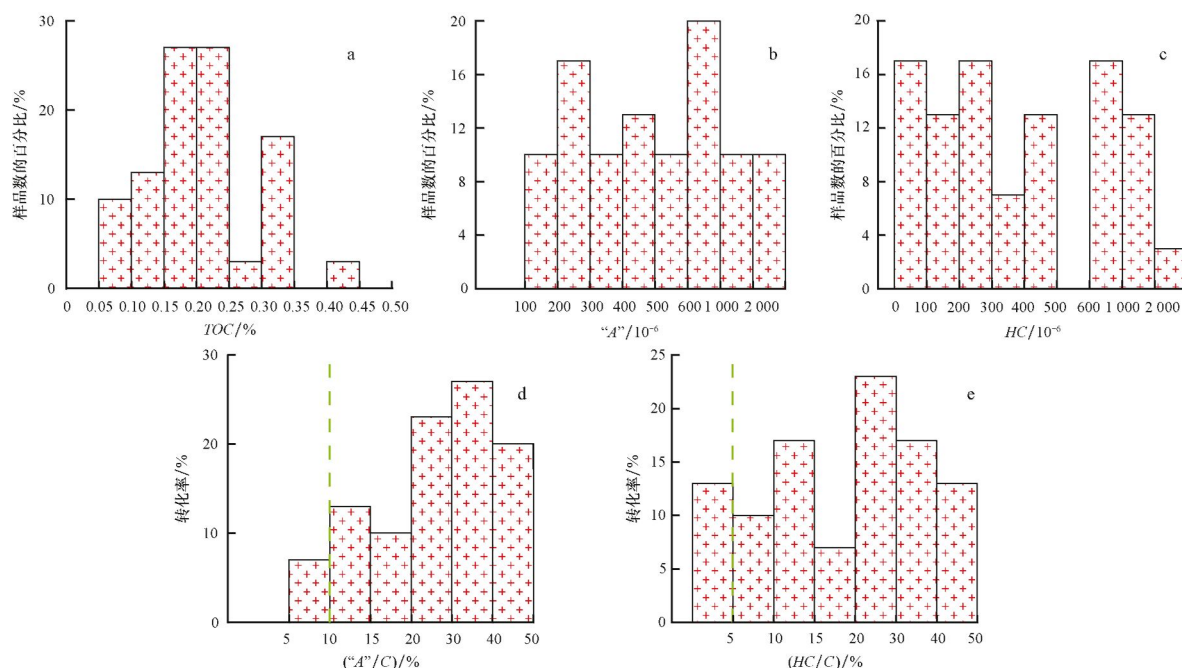


图2 塔里木盆地北部上奥陶统氯仿沥青“A”含量、烃含量及转化效率分布直方图

Fig. 2 Histograms showing chloroform bitumen “A”, hydrocarbon contents and conversion rates for the Upper Ordovician source rocks in northern Tarim Basin

- a. 烃源岩有机碳含量(TOC)分布直方图; b. 烃源岩氯仿沥青“A”含量分布直方图; c. 烃源岩总烃(HC)含量分布直方图;
d. 烃源岩沥青转化率(A/C)分布直方图; e. 烃源岩总烃转化率(HC/C)分布直方图

0.80%左右),显然它不是与上奥陶统同沉积的有机质的成熟度,而是次生沥青的成熟度;第2组有机质反射率(平均0.94%)测点所占比例最高,它与埋深也有一定的对应关系,应是同沉积的有机质成熟度的反映;第3至第5组则是不同成熟度的再循环外来有机碎屑的成熟度。因此,第2组有机质反射率基本反映了上奥陶统沉积有机质成熟度。

3 油-岩对比

鉴于本区灰岩、泥灰岩既可能是烃源岩又是储层的双重特点,我们采用两套油-岩对比的方法:一是按常规方法进行研究,也就是直接用烃源岩抽提物与原油对比;另外是将烃源岩进行前处理后,再通过热模拟,以其生成的产物与原油进行对比,其特点是可以避免具烃源岩与储层双重性的灰岩样品中可能存在的储层原油对油-岩对比的影响,以避免将实际意义上的油-岩对比变成油-油对比。

3.1 实验与样品

本实验采用无锡石油地质研究所研制的

YDH-Ⅱ型常规热压模拟仪,实验条件:加温前体系为真空,1℃/min的升温速率程序升温后恒温24 h;样量为30~50 g,加水量为10 mL,模拟温度325℃,相当于 R_o 约1.05%。

S111井样品埋深6100.50 m,层位 O_3s ,TOC为0.17%，“A”为0.053 0%，平均等效镜质体反射率为0.97%；S115井样品埋深5853.90 m,层位 O_3l ,TOC为0.27%，“A”为0.035 1%，平均等效镜质体反射率0.94%。

3.2 碳同位素对比

通过上奥陶统烃源岩抽提物、热解模拟产物族组成碳同位素对比(图3),上奥陶统烃源岩直接抽提物与模拟产物的族组分同位素有很大差异。总体上看,热解模拟产物的族组分碳同位素比直接烃源岩抽提物的要重一些,其中以饱和烃的差别要大一些,达2%,由饱和烃至沥青质差值变小。如考虑运移分馏作用致使碳同位素变重,则与上奥陶统直接抽提物的族组分碳同位素差别更大。

塔河原油、上奥陶统直接抽提物与上奥陶统烃源岩热解模拟产物单体烃碳同位素分析表明,

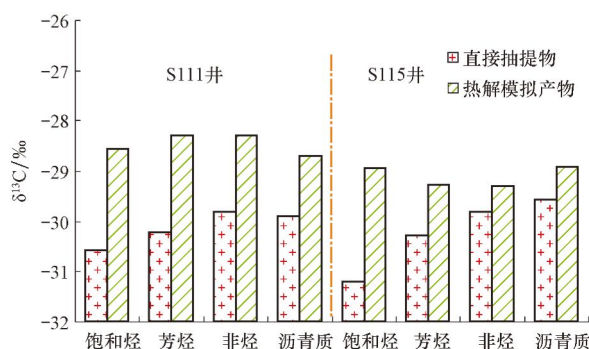


图3 塔里木盆地北部上奥陶统烃源岩直接抽提物与热模拟产物族组分碳同位素对比

Fig. 3 Correlation of carbon isotopes of group composition between the direct extracts and pyrolysis yields in the Upper Ordovician source rocks, northern Tarim Basin

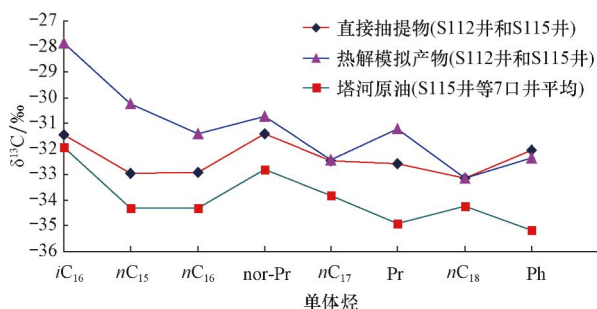


图4 塔河原油与上奥陶统烃源岩单体烃碳同位素分布对比

Fig. 4 Distribution of carbon isotopes of monomer hydrocarbon from the Upper Ordovician source rocks and the crude oil in Tahe oilfield

iC₁₆. 异构十六烷; nC₁₅. 正构十五烷; nC₁₆. 正构十六烷;
nor-Pr. 降姥鲛烷; nC₁₇. 正构十七烷; Pr. 姥鲛烷;
nC₁₈. 正构十八烷; Ph. 植烷

热解模拟产物的碳同位素要重于直接抽提物的碳同位素,原油的碳同位素最轻。从分析样品的单体烃碳同位素分布曲线上,原油的Pr和Ph碳同位素最轻,热解模拟产物的最重,直接抽提物的碳同位素分布于二者之间(图4),表明塔河原油与上奥陶统烃源岩亲缘关系较差。

3.3 生物标记化合物指标对比

三环萜烷是海相原油最常见组分,其抗生物降解作用能力很强,是良好的油源对比指标。塔河原油C₂₁三环萜烷/C₂₃三环萜烷比值分布于0.40~0.57,平均值为0.48。塔里木盆地北部上奥陶统烃源岩样抽提物比值分布于0.39~0.76,平均0.62,热模拟产物比值分布于0.55~0.56,平均

0.56,热解模拟产物的该比值要小一些,反映上奥陶统烃源岩生源环境可能要差一些。

3.4 芳烃系列化合物对比

塔里木盆地北部原油、上奥陶统抽提物、热解模拟产物都表现为较高的萘、菲系列,很低的联苯系列而表现为海相原油的特征。但三者之间又有一定的差别,抽提物的萘系列平均16.56%,热解模拟产物的萘系列平均13.32%,而原油的萘系列平均29.95%,原油菲系列化合物平均值为31.48%,抽提物的菲系列平均值为48.95%,热解模拟产物菲系列平均值42.97%。

上奥陶统烃源岩热解模拟产物在三芳组成上与原油、烃源岩直接抽提物也存在一定的差异,其氧芴含量基本相同,热解模拟产物硫芴含量低于塔北原油及上奥陶统抽提物,芴含量上高于塔北原油、上奥陶统抽提物,反映出热解模拟产物的母质沉积环境要差于塔北原油生烃母质的沉积环境,抽提物则主要反映了储层原油性质,与原油基本一致。

沉积环境的差异也表现在二苯并噻吩(DBT)与菲(P)的含量上,其比值也是反映环境的一个重要参数,研究认为,一般陆相原油其DBT/P比值大都小于10%,海相原油的这个比值远高于陆相原油。上奥陶统烃源岩热模拟产物的DBT/P比值约14%,原油比值为60%左右,同样反映其生源环境的差异。抽提物样品具有烃源层、储层双重性,因混合比例不一样,分别表现与原油及上奥陶统热解模拟产物具一定的相似性。

综合塔河原油、上奥陶统岩样抽提物、热解模拟产物的有机地球化学分析表明:塔河原油与上奥陶统烃源岩基本没有源属关系,上奥陶统烃源岩生烃母质沉积环境差于塔河原油的烃源岩生烃母质沉积环境。上奥陶统烃源岩直接抽提物的地球化学特征介于塔河原油与热解模拟产物之间。

4 结论

1) 钻井揭示的上奥陶统以低有机质丰度为特点,有机质类型为腐殖-腐泥型(Ⅱ型)。塔河南地区成熟度为1%左右,烃源岩不发育,基本不具备形成规模油气的烃源条件。

2) 由于碳酸盐岩既是烃源岩又是储层的特

点,直接用烃源岩抽提物与原油对比,往往是烃源岩少量自生降解物加入不同混合程度的侵入原油的混合物与原油的对比,为避免传统对比方法的局限性,以采用原油、岩样直接抽提物、岩样热解模拟产物(除去抽提物后再热解)三者之间的对比,塔北原油与上奥陶统烃源岩热解模拟产物具有一定的差异,上奥陶统烃源岩直接抽提物的各项地化指标既具有与原油相似的特征,又与热解模拟产物存在一定的相似性,反映出上奥陶统灰质烃源岩与储层的双重性质。受自生油气与储集油气混合比例的控制,上奥陶统碳酸盐岩烃源岩直接抽提物的地球化学性质处于原油与热解模拟产物之间。

3) 塔河原油与本地奥陶统烃源岩基本没有源属关系,不是塔河油田的主力烃源岩。上奥陶统烃源岩直接抽提物的地球化学特征(碳同位素、生物标记化合物、芳烃组成等)介于原油与热解模拟产物之间,与两者既有相似性也有差异性;而原油与热解模拟产物则主要表现为差异性。整体表明上奥陶统烃源岩的生源(母质)条件要差于塔河原油,这也从微观上证明了本地奥陶统烃源条件差,不是塔河油田的主力烃源层系。

致谢:谨以此文缅怀“李四光地质科学奖野外地质工作者奖”荣获者、著名石油地质与油气地球化学家陈正辅先生!感谢他的悉心指导与教诲!

参 考 文 献

- [1] 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.
Zhai Xiaoxian. Exploration practices in frontiers of Tahe oilfield [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(6): 751-761.
- [2] 翟晓先, 云露. 塔里木盆地塔河大型油田地质特征及勘探思路回顾[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(5): 565-573.
Zhai Xiaoxian, Yun Lu. Geology of giant Tahe oilfield and a review of exploration thinking in the Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2008, 29(5): 565-573.
- [3] 翟晓先. 塔里木盆地塔河特大型油气田勘探实践与认识[J]. 石油实验地质, 2011, 33(4): 323-331.
Zhai Xiaoxian. Exploration practice and experience of Tahe giant oil-and-gas field, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(4): 323-331.
- [4] 赵靖舟. 塔里木盆地北部寒武-奥陶系海相烃源岩重新认识[J]. 沉积学报, 2001, 19(1): 117-124.
Zhao Jingzhou. Evaluation on the Cambrian-Ordovician marine source rocks from the North Tarim Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(1): 117-124.
- [5] 赵孟军, 秦胜飞, 潘文庆, 等. 塔北隆起轮西地区奥陶系潜山油藏油气来源分析[J]. 新疆石油地质, 2008, 29(4): 478-481.
Zhao Mengjun, Qin Shengfei, Pan Wenqing, et al. The hydrocarbon source analysis of Buried-Hill reservoir of Ordovician in Western Lunnan area of Tabei Uplift [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(4): 478-481.
- [6] 张水昌, 梁狄刚, 张宝民, 等. 塔里木盆地海相油气的生成[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004: 218-235.
Zhang Shuichang, Liang Digang, Zhang Baomin, et al. Marine oil and gas genesis in Tarim Basin [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 218-235.
- [7] 梁狄刚. 塔里木盆地油气勘探若干地质问题[J]. 新疆石油地质, 1999, 20(3): 184-188.
Liang Digang. Several geologic problems of oil and gas exploration in Tarim Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1999, 20(3): 184-188.
- [8] 张水昌, 王飞宇, 张保民, 等. 塔里木盆地中上奥陶统油源层地球化学研究[J]. 石油学报, 2000, 21(6): 23-28.
Zhang Shuichang, Wang Feiyu, Zhang Baomin, et al. Middle-Upper Ordovician source rock geochemistry of the Tarim Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(6): 23-28.
- [9] 梁狄刚, 张水昌, 张宝民, 等. 从塔里木盆地看中国海相生油问题[J]. 地学前缘, 2000, 7(4): 534-547.
Liang Digang, Zhang Shuichang, Zhang Baomin, et al. Understanding on marine oil generation in China based on Tarim Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2000, 7(4): 534-547.
- [10] 张云鹏, 任建业, 阳怀忠, 等. 塔里木盆地轮南低凸起构造特征及演化[J]. 石油与天然气地质, 2011, 31(3): 440-447, 460.
Zhang Yunpeng, Ren Jianye, Yang Huaizhong, et al. Structure features and its evolution of Lunnan low uplift, the Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2011, 31(3): 440-447, 460.
- [11] 刘文, 李永宏, 张涛, 等. 塔河油田奥陶系碳酸盐岩沉积相及地层学研究[J]. 石油实验地质, 2002, 24(2): 104-109.
Liu Wen, Li Yonghong, Zhang Tao, et al. Study on the sedimentary facies and sequence stratigraphy of the Ordovician carbonate rock in Tahe oilfield [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2002, 24(2): 104-109.
- [12] 楼雄英, 许效松. 塔里木盆地早古生代晚期构造-沉积响应[J]. 沉积与特提斯地质, 2004, 24(3): 72-79.
Lou Xiongying, Xu Xiaosong. Tectonic-sedimentary responses of the Tarim Basin, Xinjiang during the late Early Palaeozoic [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2004, 24(3): 72-79.
- [13] 王恕一, 黄继文, 蒋小琼. 塔里木盆地上奥陶统沉积及古地理特征[J]. 石油实验地质, 2006, 28(3): 236-248.
Wang Shuyi, Huang Jiwen, Jiang Xiaoqiong. The sedimentary and palaeogeographic characteristics of the Upper Ordovician in the Tarim basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(3): 236-248.

(下转第866页)

- [18] 李建平,郭永华,周东红. 辽中凹陷JZ20-A构造油气成藏特征[J]. 石油与天然气地质,2012,33(2):174-182.
Li Jianping, Guo Yonghua, Zhou Donghong. Characteristics of hydrocarbon accumulation in JZ20-A structure in Liaozhong Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 174-182.
- [19] 于学敏,姜文亚,何炳振,等. 歧口凹陷古近系天然气藏主要特征[J]. 石油与天然气地质,2012,33(2):183-189.
Yu Xuemin, Jiang Wenya, He Bingzhen, et al. Characteristics of the Paleogene gas reservoirs in Qikou Sag [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 183-189.
- [20] 王伟. 东营凹陷新近系馆陶组油气成藏条件分析[J]. 石油地质与工程,2012,26(3):28-31.
Wang Wei. Condition potential analysis of hydrocarbon accumulation of Neogene Guantao formation in Dongying depression [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2012, 26(3): 28-31.
- [21] 李志明,郑伦举,马中良,等. 烃源岩有限空间油气生排模拟及其意义[J]. 石油实验地质,2011,33(5):447-459.
Li Zhiming, Zheng Lunju, Ma Zhongliang, et al. Simulation of source rock for hydrocarbon generation and expulsion in finite space and its significance [J]. 石油实验地质, 2011, 33(5): 447-459.
- [22] 张震,李浩武,段宏臻,等. 扎格斯盆地新生界 Asmari-Gachsaran 成藏组合地质特征及成藏模式[J]. 石油与天然气地质,2012,33(2):190-199.
Zhang Zhen, Li Haowu, Duan Hongzhen, et al. Geological characteristics and hydrocarbon accumulation model of the Cenozoic Asmari-Gachsaran play, Zagros Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(2): 190-199.

(编辑 高 岩)

(上接第858页)

- [14] 林小云,高慧婷,魏慧娟,等. 资福寺洼陷烃源岩特征与生烃潜力评价[J]. 石油地质与工程,2011,25(2):1-4.
Lin Xiaoyun, Gao Huiping, Wei Tanjuan, et al. Hydrocarbon source rock characteristics and hydrocarbon generation potential analysis in Zifusi sag [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(2): 1-4.
- [15] 蒋宜勤,高岗,柳广弟,等. 塔城盆地石炭系烃源岩特征及其生烃潜力[J]. 石油实验地质,2011,33(4):427-431.
Jiang Yiqin, Gao Gang, Liu Guangdi, et al. Characteristics and hydrocarbon-generating potential of Carboniferous source rock in Tacheng Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(4): 427-431.
- [16] 侯明才,万梨,傅恒,等. 塔河南盐下地区上奥陶统良里塔格组沉积环境分析[J]. 成都理工大学学报(自然科学版),2006,33(5):509-516.
Hou Mingcai, Wan Li, Fu Heng, et al. Study on the sedimentary environment of the Upper Ordovician Lianglitage Formation in the south of Tarim River, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2006, 33(5): 509-516.
- [17] 顾亿,赵永强,贾存善,等. 塔里木盆地阿瓦提坳陷油气资源潜力分析[J]. 石油实验地质,2012,34(3):257-269.
Gu Yi, Zhao Yongqiang, Jia Cunshan, et al. Analysis of hydrocarbon resource potential in Awati Depression of Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(3): 257-269.
- [18] 李坤. 塔里木盆地卡塔克隆起古生界油气运移体系与成藏演化[J]. 石油实验地质,2011,33(4):364-371.
Li Kun. Hydrocarbon migration system and accumulation evolution in Paleozoic, Katake Uplift, Tarim Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(4): 364-371.
- [19] 马学军,费建博,王建斌,等. 塔中奥陶系缝洞系统成像的配套处理技术研究[J]. 石油物探,2011,50(6):583-588.
Ma Xuejun, Fei Jianbo, Wang Jianbing, et al. Study on the supporting processing techniques for the imaging of Ordovician fracture-cavity system in Tazhong area [J]. Geophysical Prospecting for Petroleum, 2011, 50(6): 583-588.
- [20] 王志杰. 高青—平方王潜山带原油地化特征及油源分析[J]. 断块油气田,2012,19(3):289-294.
Wang Zhijie. Geochemical characteristics of crude oil and oil source analysis of Gaoqing-Pingfangwang buried hill belt [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(3): 289-294.
- [21] 王飞宇,边立曾,张水昌,等. 塔里木盆地奥陶系海相源岩中两类生烃母质[J]. 中国科学(D辑),2001,31(2):96-102.
Wang Feiyu, Bian Lizeng, Zhang Shuichang, et al. Two hydrocarbon generating parent materials in the Ordovician marine source rocks in the Tarim Basin [J]. Science in China (Series D), 2001, 31(2): 96-102.
- [22] 赵孟军,张宝民,边立曾,等. 奥陶系类Ⅲ型烃源岩及其生成天然气的特征[J]. 科学通报,1999,44(21):2333-2336.
Zhao Mengjun, Zhang Baomin, Bian Lizeng, et al. The characteristics of natural gas generated from the Ordovician para-type Ⅲ source rocks [J]. Science Bulletin, 1999, 44(21): 2333-2336.

(编辑 高 岩)